

電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2023年度版 -

2023年11月



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

はじめに

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

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、2022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、2022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、2023～2032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2024年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

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

目次

I. 電力需給

電力需給及び電力系統に関する概況（2022 年度電力需給実績部分）

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2023/files/denryokujukyuu_2022_230906.pdf

電気の質に関する報告書（2022 年度実績）

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2023/files/denki_no_shitsu_2022_231122.pdf

II. 電力系統の状況

電力需給及び電力系統に関する概況（2022 年度系統に関する概況部分）

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2023/files/denryokujukyuu_2022_230906.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（2022 年度受付・回答分）

https://www.occto.or.jp/access/toukei/2023/files/230622_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

2023 年度供給計画の取りまとめ

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2023/files/nenjihoukokusho_2023_kyoukyuukeikaku_220330.pdf

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

2024 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2023/230712_2024chouseiryokukoubo.html

I . 電力需給

電力需給

- 2022 年度実績 -

2023年9月

電力広域的運営推進機関

はじめに

本機関は、業務規程第181条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年1回、年次報告書として取りまとめ、公表することとしている。

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について2022年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

目次

第1章 電力需給の実績	4
1. 供給区域と季節の定義	4
2. 気象概況	5
3. 最大需要電力	7
4. 需要電力量	9
5. 負荷率	11
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況	13
7. 最小広域予備率発生時の電力需給状況	17
8. 最小需要電力の発生状況	18
9. 日最大需要電力量の発生状況	19
10. 広域機関による指示・要請・調整の実績	20
11. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の状況	22
まとめ	25
<参考> 広域機関による指示実績の詳細	26

(備考)

第1章に掲載の数値は、2016年度実績以降、「送電端値(発電所から送配電系統に送電される電力もしくは電力量)」である。2015年度実績以前のデータについては、年次報告書(平成27年度版)を参照されたい。

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2015/files/nenjihoukokusho_h27_s_160803.pdf

第1章 電力需給の実績

1. 供給区域と季節の定義

(1) 供給区域

供給区域とは、一般送配電事業者が託送供給を行う区域のことをいう。全国に10の供給区域(北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電及び沖縄電力)があり、図1-1のように区分される。沖縄電力以外の供給区域は、地域間連系線で結ばれている。

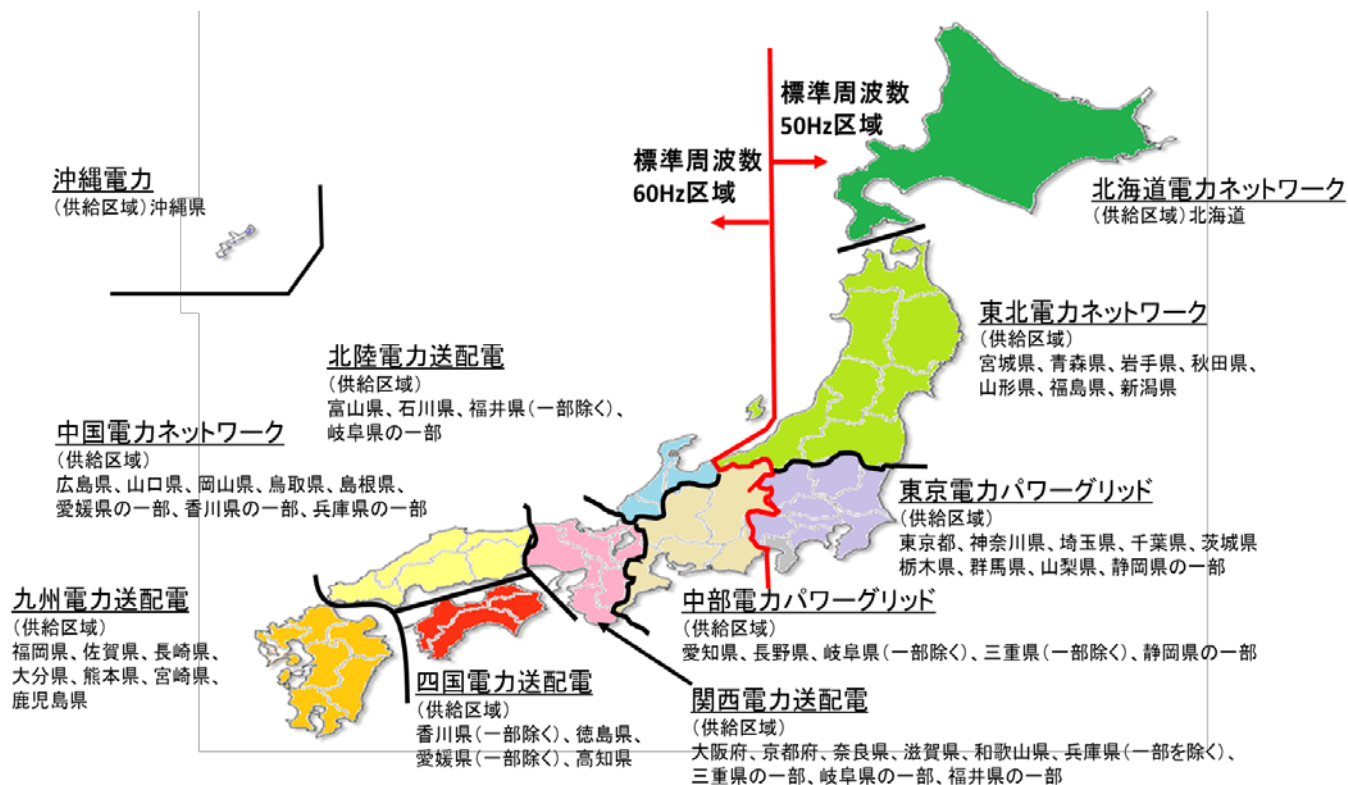


図1-1 供給区域の区分

(2) 季節の定義

本報告書では、季節の期間を以下のとおり定義して使用する。

夏季： 7月～9月を指す。

冬季： 12月～2月を指す。

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

2. 気象概況

(1) 夏(6～8月)の天候

2022年6月～8月の天候の特徴は、以下のとおり気象庁がウェブサイトにて公表している。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比及び日照時間平年比を表1-1に示す。

2022年(令和4年)夏(6～8月)の特徴：

○夏の平均気温は東・西日本と沖縄・奄美でかなり高かった

東・西日本と沖縄・奄美では夏を通して暖かい空気に覆われやすかったため気温がかなり高く、西日本では1946年の統計開始以降、1位タイの高温を記録した。

○夏の降水量は北日本日本海側と北日本太平洋側でかなり多かった

8月を中心に繰り返し低気圧や前線の影響を受けた北日本の日本海側と太平洋側では、降水量がかなり多かった。

○九州から関東甲信地方の梅雨明けの確定値は7月下旬となった。東北北部・南部と北陸地方では梅雨明けが特定できなかった

九州から関東甲信地方の梅雨明けの確定値は、7月中旬を中心に上空の寒気や前線、低気圧の影響で曇りや雨の日が多かったため、7月下旬となった。一方、東北北部・南部と北陸地方では、8月上・中旬も前線や湿った空気の影響を受けやすく、曇りや雨の日が多かったため梅雨明けが特定できなかった。

表1-1 地域平均平年差(比)(2022年6月～8月)

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+0.9	142	96
東日本	+0.9	111	104
西日本	+0.9	83	106
沖縄・奄美	+0.6	85	107

出所:気象庁ウェブサイト

夏(6～8月)の天候(2022年9月1日発表): https://www.data.jma.go.jp/obd/stats/data/stat/tenko2022jia_besshi.pdf

(2)冬(12月～2月)の天候

2022年12月～2023年2月の天候の特徴は、以下のとおり気象庁がウェブサイトにて公表している。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比、日照時間平年比及び降雪量平年比を表1-2に示す。

2023年(令和5年)冬(2022年12月～2023年2月)の特徴：

○冬の平均気温は北日本で低かった一方、沖縄・奄美で高かった

冬の平均気温は、寒気の影響を受ける時期があった北日本で低かった一方、暖かい空気に覆われやすかった沖縄・奄美で高かった。

○東日本日本海側の冬の降水量は多かった一方、北・東・西日本太平洋側と西日本日本海側の冬の降水量は少なかった

冬型の気圧配置が強まる時期があったため、東日本日本海側の冬の降水量は多かった。一方、低気圧や前線の影響を受けにくかったため、北・東・西日本太平洋側と西日本日本海側の冬の降水量は少なかった。

○西日本日本海側と西日本太平洋側の冬の日照時間は多かった

高気圧に覆われやすい時期があったため、西日本日本海側と西日本太平洋側の冬の日照時間は多かった。

表1-2 地域平均平年差(比)(2022年12月～2023年2月)

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	-0.3	93	100	101
東日本	+0.3	70	102	64
西日本	+0.0	85	105	202
沖縄・奄美	+0.3	104	94	-

出所:気象庁ウェブサイト

冬(12～2月)の天候(2023年3月1日発表): https://www.data.jma.go.jp/obd/stats/data/stat/tenko2023djf_besshi.pdf

3. 最大需要電力

最大需要電力とは、ある期間(日、月、年)に最も多く使用した電力のことをいう。なお、本報告書では1時間単位の電力量の最大値を最大需要電力としている。¹

2022年度の供給区域別の月間最大需要電力を表1-3に、全国の月間最大需要電力を図1-2に、2016年度～2022年度の全国の年間最大需要電力実績を表1-4および図1-3に示す。なお、各供給区域の名称は、単に「北海道」、「東北」、「東京」、「中部」、「北陸」、「関西」、「中国」、「四国」、「九州」、「沖縄」と記載している。また、表1-3につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の月間最大需要電力の最大値は2022年8月(16,608万 kW)となり、対前年度+0.9%、最大を記録した2020年度からは▲0.2%となった。

表1-3 供給区域別の月間最大需要電力²

	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	396	346	357	400	395	374	395	444	494	569	514	433
東北	1,087	1,020	1,259	1,326	1,377	1,240	1,043	1,092	1,374	1,524	1,359	1,188
東京	4,161	3,821	5,487	5,546	5,930	4,884	4,174	3,692	4,685	5,137	5,179	3,814
中部	1,780	1,843	2,450	2,471	2,550	2,405	1,947	1,749	2,229	2,464	2,269	1,937
北陸	381	365	491	497	522	491	390	363	520	542	505	405
関西	1,798	1,844	2,578	2,695	2,721	2,562	2,070	1,769	2,431	2,559	2,378	2,000
中国	739	726	965	994	1,060	1,002	824	763	1,050	1,030	971	826
四国	326	348	473	501	518	483	419	345	502	505	448	388
九州	1,016	1,083	1,490	1,553	1,569	1,498	1,248	1,083	1,506	1,574	1,309	1,174
沖縄	120	135	151	161	163	150	139	110	97	100	92	105
全国	11,400	11,216	15,651	15,875	16,608	14,749	12,549	10,970	14,337	15,967	14,601	12,076

¹ ここでいう需要は一般送配電事業者の系統に接続している需要(系統需要)を指しており、特定の送配電系統の需要や自家発自家消費は含まない。

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

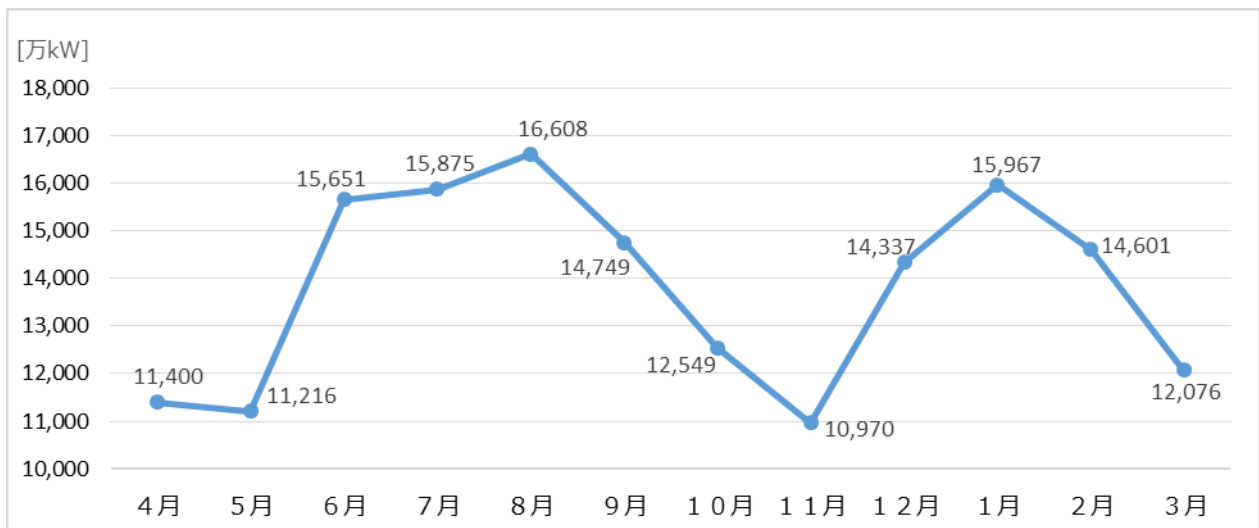


図1-2 全国の月間最大需要電力の推移

表1-4 年間最大需要電力実績(2016年度～2022年度)

[万 kW]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
全国	15,589	15,577	16,482	16,461	16,645	16,460	16,608

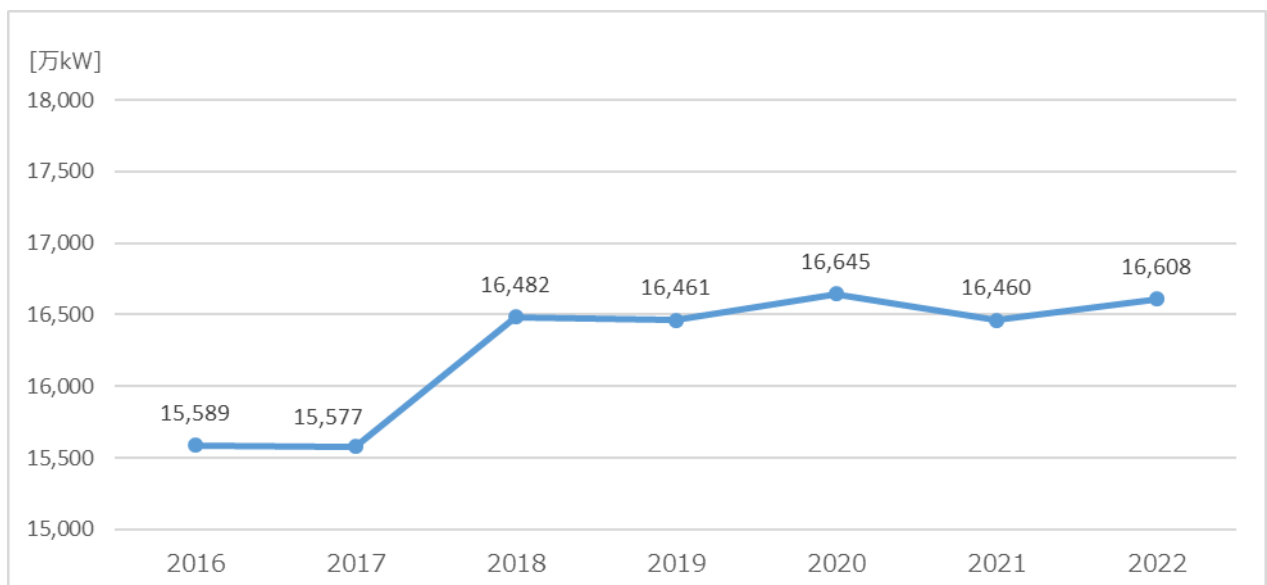


図1-3 年間最大需要電力の推移(全国:2016年度～2022年度)

4. 需要電力量

2022年度の供給区域別の月間及び年間需要電力量を表1-5に、全国の月間需要電力量を図1-4に、2016年度～2022年度の全国の年間需要電力量実績を表1-6に示す。なお、表1-5につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年間需要電力量は870,049百万 kWh であり、対前年度▲1.7%、最大を記録した2017年度からは▲3.4%であった。

表1-5 供給区域別の月間及び年間需要電力量³

[百万kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,325	2,170	2,113	2,348	2,330	2,176	2,288	2,471	3,105	3,259	2,873	2,621	30,078
東北	6,169	5,925	6,175	6,971	6,798	6,277	6,198	6,377	7,967	8,313	7,393	6,750	81,315
東京	20,693	20,358	22,623	27,104	26,746	23,162	21,047	20,896	25,386	26,709	23,492	21,429	279,645
中部	9,777	9,508	10,702	12,077	12,108	11,388	10,002	10,014	11,850	12,072	11,045	10,395	130,938
北陸	2,178	2,054	2,259	2,539	2,497	2,282	2,119	2,175	2,748	2,801	2,549	2,342	28,543
関西	10,166	10,141	11,340	13,435	13,736	12,006	10,473	10,331	12,809	13,252	12,083	11,055	140,827
中国	4,353	4,238	4,638	5,331	5,528	4,868	4,424	4,409	5,580	5,614	4,974	4,643	58,600
四国	1,968	1,923	2,200	2,540	2,644	2,266	2,081	2,043	2,550	2,620	2,332	2,166	27,331
九州	6,066	6,095	6,896	8,251	8,389	7,079	6,275	6,087	7,919	8,022	6,862	6,592	84,533
沖縄	594	648	775	921	929	809	708	610	587	583	508	566	8,238
全国	64,289	63,060	69,721	81,517	81,705	72,313	65,616	65,415	80,500	83,245	74,110	68,558	870,049

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。

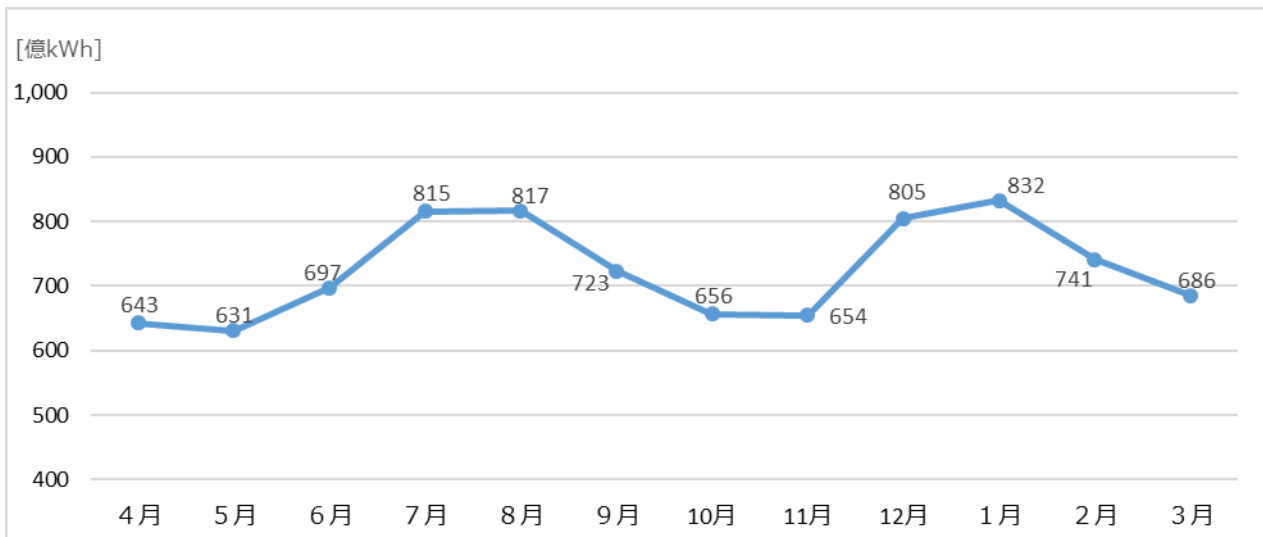


図1-4 全国の月間需要電力量の推移

表1-6 年間需要電力量実績(2016年度～2022年度)

[百万 kWh]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
全国	890,451	900,902	896,473	878,383	867,842	885,171	870,049

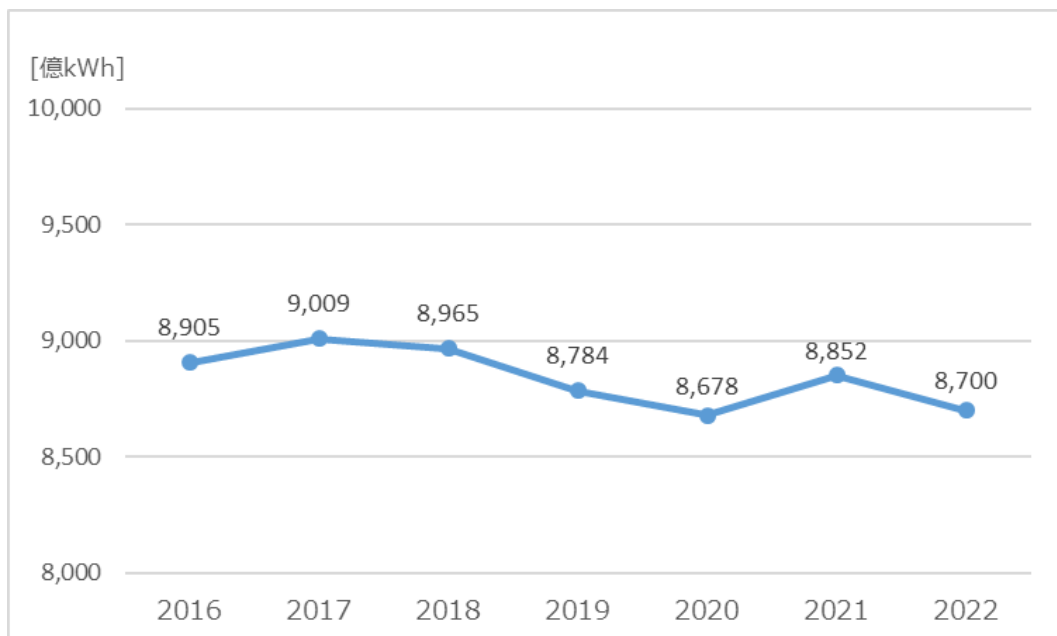


図1-5 年間需要電力量の推移(全国:2016年度～2022年度)

5. 負荷率

負荷率とは、一定期間の最大需要電力に対する、平均需要電力の比率のことをいう。

2022年度の供給区域別の月負荷率及び年負荷率を表1-7に、全国の月負荷率を図1-6に、2016年度～2022年度の全国の年負荷率実績を表1-8および図1-7に示す。なお、表1-7につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年負荷率は59.8%であり、対前年度▲2.6%、最大を記録した2017年度からは▲9.4%であった。これは、猛暑などにより最大電力が増加した一方、暖冬や生産水準の回復遅れによる電力量の減少があったことなどによるものと推測される。

表1-7 供給区域別の月負荷率及び年負荷率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	81.6	84.3	82.3	78.9	79.3	80.7	77.9	77.3	84.6	77.0	83.1	81.4	60.3
東北	78.8	78.1	68.1	70.7	66.4	70.3	79.9	81.1	78.0	73.3	81.0	76.4	60.9
東京	69.1	71.6	57.3	65.7	60.6	65.9	67.8	78.6	72.8	69.9	67.5	75.5	53.8
中部	76.3	69.4	60.7	65.7	63.8	65.8	69.0	79.5	71.5	65.8	72.4	72.1	58.6
北陸	79.5	75.6	63.8	68.6	64.3	64.6	73.0	83.3	71.0	69.5	75.2	77.6	60.1
関西	78.5	73.9	61.1	67.0	67.8	65.1	68.0	81.1	70.8	69.6	75.6	74.3	59.1
中国	81.8	78.5	66.8	72.1	70.1	67.5	72.2	80.2	71.4	73.3	76.3	75.6	63.1
四国	83.7	74.2	64.7	68.2	68.6	65.1	66.8	82.4	68.3	69.8	77.4	75.1	60.2
九州	82.9	75.7	64.3	71.4	71.9	65.6	67.6	78.1	70.7	68.5	78.0	75.4	61.3
沖縄	68.8	64.7	71.5	76.8	76.9	74.8	68.3	76.9	81.6	78.1	82.2	72.4	57.9
全国	78.3	75.6	61.9	69.0	66.1	68.1	70.3	82.8	75.5	70.1	75.5	76.3	59.8

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。)

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

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

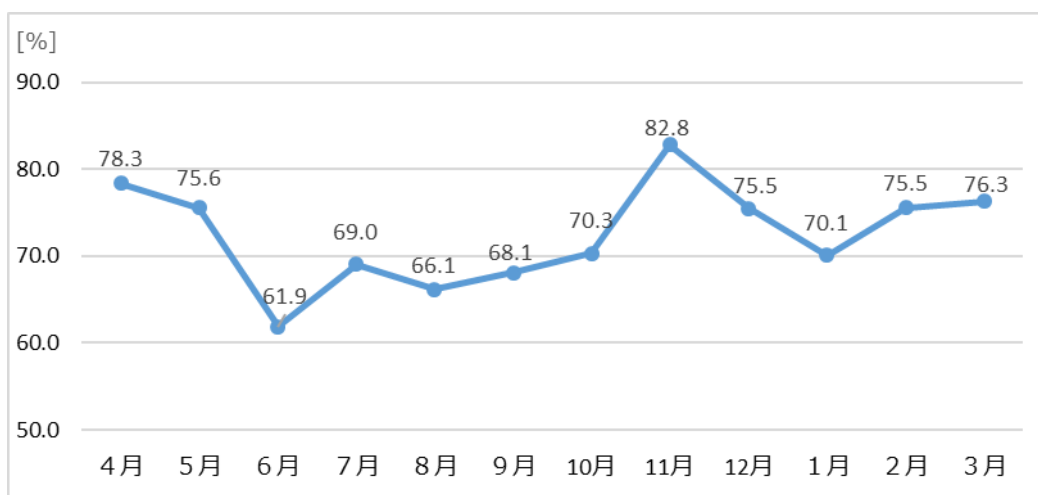


図1-6 全国の月負荷率の推移

表1-8 年負荷率実績(2016年度～2022年度)

[%]

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
全国	65.8	66.0	62.1	60.7	59.5	61.4	59.8

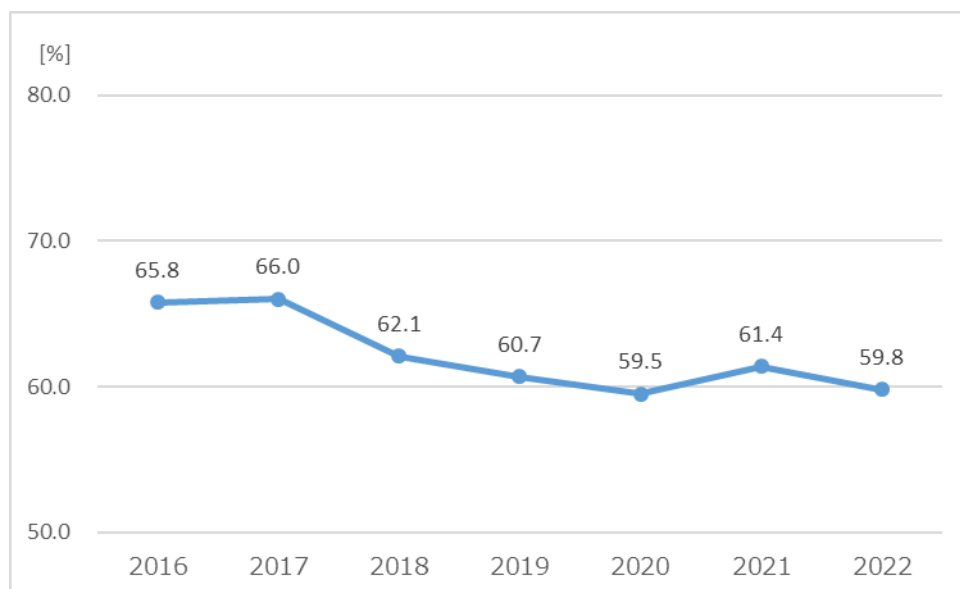


図1-7 年負荷率の推移(全国:2016年度～2022年度)

6. 最大需要電力発生時の電力需給状況

(1) 夏季(7～9月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2022年度夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-9に、2016年度～2022年度の夏季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-10に示す。

2022年度夏季の全国最大需要電力発生時(2022年8月2日13時～14時)における需給バランスは、最大需要電力16,608万kW、供給力18,561万kW、予備率は11.8%であり、夏季全国最大需要時の予備率最小を更新した。

なお、エリア最大需要時の予備率が最小だったのは、北陸5.7%(8月1日 14～15時)であった。

表1-9 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況⁵

	2022年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要 電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	400	7/29	金	16:00～17:00	28.9	440	39	9.8	8,178	85.2
東北	1,377	8/1	月	11:00～12:00	33.4	1,586	209	15.2	26,530	80.3
東京	5,930	8/2	火	13:00～14:00	35.9	6,469	539	9.1	109,898	77.2
中部	2,550	8/2	火	14:00～15:00	37.5	2,739	189	7.4	47,700	77.9
北陸	522	8/1	月	14:00～15:00	35.8	552	30	5.7	9,594	76.6
関西	2,721	8/3	水	14:00～15:00	35.8	3,107	385	14.2	50,713	77.7
中国	1,060	8/3	水	14:00～15:00	35.2	1,135	75	7.0	20,486	80.5
四国	518	8/3	水	13:00～14:00	36.9	611	93	18.0	9,741	78.4
九州	1,569	8/2	火	13:00～14:00	36.9	1,810	241	15.4	30,216	80.3
沖縄	163	8/26	金	13:00～14:00	33.3	208	46	28.0	3,257	83.5
全国	16,608	8/2	火	13:00～14:00	-	18,561	1,956	11.8	314,861	79.0

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

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

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

表1-10 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況(全国計:2016年度～2022年度)

年度	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要 電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
2016	15,589	8/9	火	14:00～15:00	-	17,764	2,176	14.0	297,969	79.6
2017	15,550	8/24	木	14:00～15:00	-	17,716	2,165	13.9	300,493	80.5
2018	16,482	8/3	金	14:00～15:00	-	18,749	2,267	13.8	315,434	79.7
2019	16,461	8/2	金	14:00～15:00	-	18,584	2,122	12.9	314,988	79.7
2020	16,645	8/20	木	14:00～15:00	-	18,608	1,964	11.8	310,303	77.7
2021	16,460	8/5	木	13:00～14:00	-	18,804	2,344	14.2	308,249	78.0
2022	16,608	8/2	火	13:00～14:00	-	18,561	1,956	11.8	314,861	79.0

(2) 冬季(12～2月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2022年度冬季の最大需要電力発生時の電力需給状況について表1-11に、2016年度～2022年度の冬季最大需要電力発生時の電力需給状況を表1-12に示す。

2022年度冬季の全国最大需要電力発生時(2023年1月25日9時～10時)における需給バランスは、最大需要電力15,967万kW、供給力17,587万kW、予備率は10.1%であった。最大需要電力は冬季の記録を更新した。

なお、エリア最大需要時の予備率が最小だったのは、九州4.7%(1月25日 9～10時)であった。

表1-11 冬季最大需要電力発生時の電力需給状況⁶

	2022年度(送電端)									
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	569	1/25	水	09:00～10:00	-11.0	613	44	7.7	12,448	91.1
東北	1,524	1/25	水	09:00～10:00	-5.4	1,621	97	6.4	33,196	90.8
東京	5,179	2/10	金	11:00～12:00	1.9	5,683	504	9.7	102,152	82.2
中部	2,464	1/25	水	09:00～10:00	-1.1	2,668	203	8.3	49,824	84.2
北陸	542	1/25	水	10:00～11:00	-4.1	582	40	7.4	11,557	88.9
関西	2,559	1/27	金	11:00～12:00	3.3	2,871	312	12.2	51,082	83.2
中国	1,050	12/23	金	09:00～10:00	-0.6	1,136	86	8.2	22,188	88.0
四国	505	1/25	水	09:00～10:00	0.4	562	58	11.4	10,604	87.6
九州	1,574	1/25	水	09:00～10:00	-0.3	1,648	74	4.7	32,351	85.6
沖縄	100	1/28	土	19:00～20:00	12.4	136	36	35.7	2,074	86.2
全国	15,967	1/25	水	09:00～10:00	-	17,587	1,620	10.1	332,978	86.9

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

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

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

表1-12 年間冬季最大需要電力発生時の電力需給状況(全国計:2016年度～2022年度)

年度	最大需要 電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日需要 電力量 [万kWh]	日負荷率 [%]
2016	14,914	1/24	火	18:00～19:00	-	16,354	1,440	9.7	314,968	88.0
2017	15,577	1/25	木	18:00～19:00	-	16,915	1,339	8.6	330,605	88.4
2018	14,603	1/10	木	09:00～10:00	-	16,104	1,501	10.3	308,436	88.0
2019	14,619	2/7	金	09:00～10:00	-	16,808	2,189	15.0	303,347	86.5
2020	15,607	1/8	金	09:00～10:00	-	17,012	1,406	9.0	329,833	88.1
2021	15,119	1/14	金	09:00～10:00	-	16,783	1,665	11.0	317,617	87.5
2022	15,967	1/25	水	09:00～10:00	-	17,587	1,620	10.1	332,978	86.9

7. 最小広域予備率発生時の電力需給状況

広域予備率とは、各エリアで算定したエリア予備率から、連系線容量の範囲内で予備率を均平化させる処理を行った後の予備率のことを指す。算定に際しては、連系線の空容量の範囲で、隣接エリアと同じ予備率になるまで供給力を移動させる。仮に、連系線空容量がなくなり連系線制約が顕在化すれば、隣接エリアと異なる予備率となる。

2022年度からのインバランス料金制度の見直しに関連して、広域機関では系統情報システム及び広域予備率 Web 公表システム上で2022年3月24日より広域予備率の公表を開始している。⁷

表1-13及び1-14に実績最小広域予備率⁸及び3%を下回る広域予備率が発生した日の状況を夏季及び冬季について示す。なお、冬季については、3%を下回る時間帯は無かった。

表1-13 実績最小広域予備率(夏季)発生時の電力需給状況

年度	発生日	発生時間帯	ブロック	広域ブロック需要(MW)	広域ブロック供給力(MW)	広域ブロック予備力(MW)	広域予備率(%)
2022	2022/6/29	9:00~9:30	東京	47,456	48,650	1,194	2.52
2022	2022/7/1	9:00~9:30	東京	50,346	51,776	1,430	2.84
2022	2022/7/1	8:30~9:00	東京	47,416	48,824	1,408	2.97

表1-14 実績最小広域予備率(冬季)発生時の電力需給状況

年度	発生日	発生時間帯	ブロック	広域ブロック需要(MW)	広域ブロック供給力(MW)	広域ブロック予備力(MW)	広域予備率(%)
2022	2022/12/12	1:30~2:00	北海道	3,972	4,167	195	4.91

⁷ <https://web-kohyo.occto.or.jp/kks-web-public/>

⁸ 広域予備率の最小実績値はゲートクローズ時点(実需給1時間前)のものであり、ゲートクローズ後の実需給時点ではない。

8. 最小需要電力の発生状況

2022年度における最小需要電力の発生状況について表1-15に示す。また、2016年度～2022年度の全国の年間最小需要電力実績を表1-16および図1-8に示す。2022年度の最小需要電力は6,239万kWであり、対前年度▲1.5%、最小を記録した2020年度からは+2.9%となった。

表1-15 最小需要電力の発生状況⁹

	2022年度(送電端)					
	日最小需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	日需要電力量 [万kWh]
北海道	234	8/22	月	01:00～02:00	23.1	7,553
東北	596	5/6	金	00:00～01:00	17.4	18,169
東京	1,953	5/5	木	06:00～07:00	19.8	56,229
中部	859	5/6	金	01:00～02:00	19.6	26,020
北陸	200	5/5	木	00:00～01:00	18.6	5,419
関西	989	5/5	木	01:00～02:00	19.4	27,517
中国	437	5/30	月	01:00～02:00	19.6	14,030
四国	190	5/5	木	00:00～01:00	18.4	5,293
九州	623	5/5	木	01:00～02:00	20.5	17,193
沖縄	60	3/8	水	01:00～02:00	19.4	1,772
全国	6,239	5/5	木	01:00～02:00	-	172,443

表1-16 年間最小需要電力実績(2016年度～2022年度)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
全国	6,516	6,477	6,496	6,398	6,065	6,332	6,239

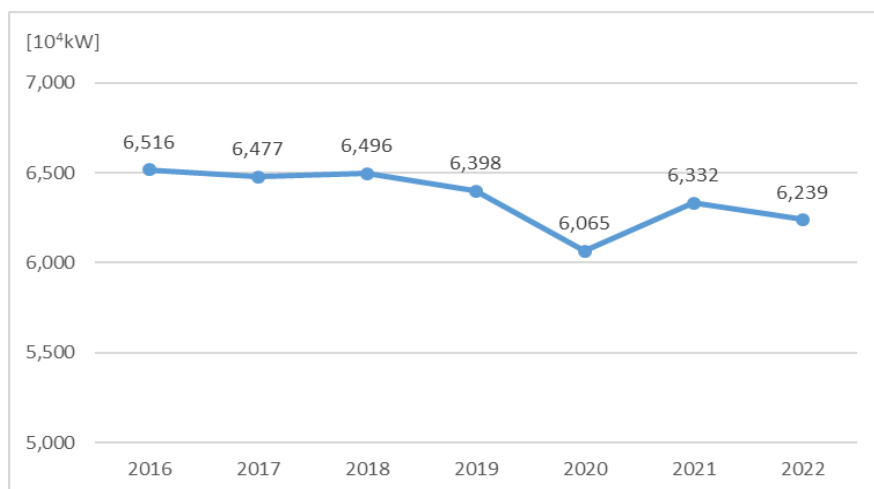


図1-8 年間最小需要電力の推移(全国:2016年度～2022年度)

⁹ 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地（ただし、沖縄は那覇市）における気象庁データによる。

9. 日最大需要電力量の発生状況

(1) 夏季(7～9月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2022年度夏季(7～9月)における一日の需要電力量の最大値を夏季・日最大需要電力量として表1-17に示す。

表1-17 夏季・日最大需要電力量¹⁰

	2022年度(送電端)			
	日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均 気温[℃]
北海道	8,204	8/9	火	24.9
東北	26,122	8/2	火	29.2
東京	110,259	8/3	水	31.5
中部	47,700	8/2	火	32.6
北陸	9,793	8/2	火	30.8
関西	50,713	8/3	水	31.0
中国	20,486	8/3	水	30.8
四国	9,741	8/3	水	31.9
九州	30,226	8/3	水	31.5
沖縄	3,258	8/23	火	30.8
全国	314,861	8/2	火	-

(2) 冬季(12～2月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2022年度冬季(12～2月)における一日の需要電力量の最大値を冬季・日最大需要電力量として表1-18に示す。

表1-18 冬季・日最大需要電力量¹⁰

	2022年度(送電端)			
	日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均 気温[℃]
北海道	12,448	1/25	水	-11.0
東北	33,196	1/25	水	-5.4
東京	107,038	1/25	水	-0.3
中部	49,824	1/25	水	-1.1
北陸	11,557	1/25	水	-4.1
関西	51,797	1/25	水	0.6
中国	22,188	12/23	金	-0.6
四国	10,604	1/25	水	0.4
九州	32,351	1/25	水	-0.3
沖縄	2,074	1/28	土	12.4
全国	332,978	1/25	水	-

¹⁰ 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

10. 広域機関による指示・要請・調整の実績

指示・要請

本機関は、電気事業法(昭和39年法律第170号)第28条の44第1項の規定に基づき、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、会員(電気事業者)に対し、需給状況を改善するための指示を行うことができる。また、本機関は、電気の需給の状況が悪化し、又は悪化するおそれがある場合に、業務規程第111条第2項の規定に基づき、会員以外の電気供給事業者に対し、需給状況を改善するための要請を行うことができる。

本機関は、2022年度は業務規程第111条第1項の規定に基づき、表1-19のとおり、一般送配電事業者に対する電力融通の指示を24回実施した。具体的には、高気温による想定以上の需要増加や太陽光発電の出力減少に伴い当該エリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電力需給の状況が悪化するおそれがあったため、一般送配電事業者に対し電力を受電する指示を行った。(指示の内容については巻末の<参考>広域機関による指示の実績の詳細を参照のこと。)¹¹

①東京電力パワーグリッド

6月27日:最大135万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加、揚水発電所の上池水量回復) 指示回数4回

②東京電力パワーグリッド

6月28日:最大110万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加、揚水発電所の上池水量回復) 指示回数2回

③東京電力パワーグリッド

6月29日:最大88万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加、揚水発電所の上池水量回復) 指示回数8回

④東京電力パワーグリッド

6月30日:最大65万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加、揚水発電所の上池水量回復) 指示回数4回

⑤東京電力パワーグリッド

7月1日:最大60万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加、天候状況変化に伴う太陽光出力減少)

指示回数2回

⑥東京電力パワーグリッド

8月2日:最大126万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加、揚水発電所の上池水量回復) 指示回数1回

⑦東京電力パワーグリッド

8月3日:最大72万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加) 指示回数1回

⑧九州電力送配電

9月12日:最大70万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加) 指示回数1回

⑨九州電力送配電

9月13日:最大40万kW(高気温に伴う想定以上の需要増加) 指示回数1回

表1-19 広域機関による一般送配電事業者に対する指示の年間実績

[回]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
全国	2	2	10	25	6	226	21	24

¹¹ https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/iukyu_taiou_2022.html

調整

2022年度、本機関は、業務規程第132条の規定に基づき、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電より下げ調整力¹²不足時の対応として長周期広域周波数調整¹³の要請を受け、対象連系線の未利用領域(空容量)を活用して、再生可能エネルギー発電設備の発生電力を他エリアへ送電するよう、長周期広域周波数調整を計174回実施した。

¹² 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

¹³ 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。

11. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の状況

再生可能エネルギー以外の電源を抑制してもなお電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合には、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則(平成24年経済産業省令第46号)に基づき、一般送配電事業者から再生可能エネルギーの出力抑制の指令が行われることがある。

2022年度の再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制指令に基づく最大抑制量及び抑制実績について、実績のあった北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電及び沖縄電力の実績を表1-20から表1-26に、エリア別の計を表1-27に示す。¹⁴ 表1-25を除く各表の抑制指示量とは前日に行われた出力抑制指示に基づく抑制量(オフライン抑制で確保する抑制量+オンライン抑制で当日対応する抑制量)であり、当日の抑制量をカッコ書きで示した。抑制量の(0.0)及び最大抑制日の「-」は出力抑制の指令が無かったことを示す。なお、前日指示はないものの、需給状況の変化により当日抑制に至ったものがあるため、当日抑制回数は前日指示回数の内数ではない。表1-25の九州離島については抑制必要量を示す。抑制必要量は、供給力から需要を差し引いた値であり、オフライン抑制で確保される。

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、抑制時間帯は各エリア及び離島とも一部の指令を除き8時から16時までであった。

全国で自然変動電源(太陽光・風力)の接続量は増加しており、2022年度は前日指示回数が429回、前日抑制指示量は2021年度25,283.4万kWに対し、2022年度は29,415.1万kWとなった。なお、当日抑制量の合計は2021年度の11,698万kWに対し、2022年度は14,716.6万kWであった。

本機関は、各一般送配電事業者が実施した再生可能エネルギー発電設備の出力抑制について、業務規程第180条の規定に基づき、実施された出力抑制指令が適切であったかどうかの検証を実施し、結果は全て適切であったと判断した。

¹⁴ <http://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

表1-20 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく月間抑制回数及び抑制量(北海道エリア;万 kW)

実施月	前日指示回数 (当日抑制回数)	前日抑制指示量 (当日抑制量)	最大指示量 (最大抑制量)	最大抑制日
2022年4月	1 (0)	17.5 (0.0)	17.5 (0.0)	-
2022年5月	3 (2)	40.0 (38.9)	22.3 (20.1)	5月15日
2022年8月	3 (1)	80.0 (12.6)	35.0 (12.6)	8月21日
2022年9月	1 (2)	37.0 (24.0)	37.0 (13.0)	9月25日
2022年度計	8 (5)	174.5 (75.5)		

表1-21 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく月間抑制回数及び抑制量(東北エリア;万 kW)

実施月	前日指示回数 (当日抑制回数)	前日抑制指示量 (当日抑制量)	最大指示量 (最大抑制量)	最大抑制日
2022年4月	5 (5)	403.2 (303.4)	140.6 (132.4)	4月17日
2022年5月	8 (9)	671.2 (552.4)	130.2 (123.6)	5月8日
2023年3月	4 (4)	241.9 (344.0)	115.6 (139.0)	3月19日
2022年度計	17 (18)	1316.3 (1,199.8)		

表1-22 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく月間抑制回数及び抑制量(中国エリア;万 kW)

実施月	前日指示回数 (当日抑制回数)	前日抑制指示量 (当日抑制量)	最大指示量 (最大抑制量)	最大抑制日
2022年4月	3 (2)	153.9 (95.7)	72.5 (49.1)	4月30日
2022年5月	7 (5)	375.3 (183.7)	86.9 (55.3)	5月22日
2022年9月	1 (0)	61.0 (0.0)	61.0 (0.0)	-
2022年10月	2 (2)	191.5 (96.2)	147.0 (69.8)	10月2日
2022年11月	1 (0)	40.0 (0.0)	40.0 (0.0)	-
2023年3月	9 (8)	789.5 (608.0)	215.1 (195.0)	3月19日
2022年度計	23 (17)	1611.2 (983.6)		

表1-23 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく月間抑制回数及び抑制量(四国エリア;万 kW)

実施月	前日指示回数 (当日抑制回数)	前日抑制指示量 (当日抑制量)	最大指示量 (最大抑制量)	最大抑制日
2022年4月	4 (4)	180.7 (96.1)	61.1 (54.1)	4月30日
2022年5月	7 (6)	259.3 (196.4)	55.9 (49.2)	5月3日
2023年3月	12 (3)	278.1 (149.0)	82.3 (57.0)	3月12日
2022年度計	23 (13)	718.1 (441.5)		

表1-24 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく月間抑制回数及び抑制量(九州エリア;万 kW)

実施月	前日指示回数 (当日抑制回数)	前日抑制指示量 (当日抑制量)	最大指示量 (最大抑制量)	最大抑制日
2022年4月	18 (17)	4,363.8 (2,130.2)	332.2 (229.9)	4月17日
2022年5月	10 (7)	1,312.8 (510.4)	264.1 (147.0)	5月3日
2022年6月	1 (0)	47.0 (0.0)	47.0 (0.0)	-
2022年7月	1 (0)	27.0 (0.0)	27.0 (0.0)	-
2022年8月	1 (1)	95.2 (34.5)	95.2 (34.5)	8月28日
2022年9月	5 (1)	508.0 (67.0)	249.0 (67.0)	9月25日
2022年10月	20 (7)	2,083.4 (284.3)	247.4 (122.0)	10月30日
2022年11月	14 (4)	938.9 (347.0)	177.9 (125.1)	11月27日
2022年12月	6 (1)	481.4 (55.8)	212.4 (55.8)	12月31日
2023年1月	13 (6)	2,181.8 (717.4)	380.1 (173.5)	1月1日
2023年2月	20 (13)	4,104.2 (1,512.2)	426.3 (278.9)	2月26日
2023年3月	26 (23)	9,350.1 (6,351.4)	648.9 (549.6)	3月19日
2022年度計	135 (80)	25,493.6 (12,010.2)		

表1-25 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく月間抑制回数及び抑制量(九州離島;万 kW)

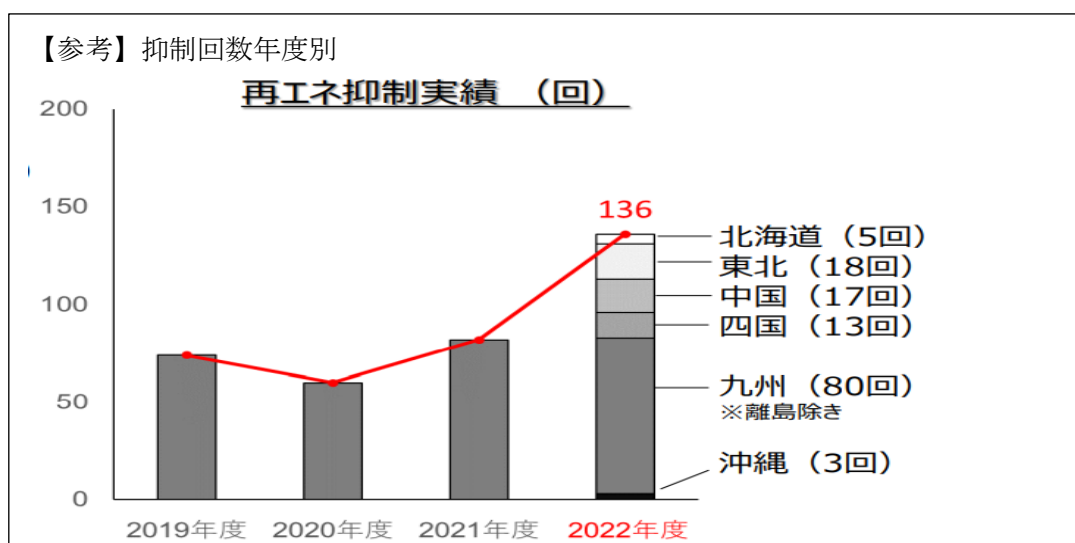
実施月	前日指示回数	前日抑制指示量 (必要量)	最大指示量	最大抑制日
2022年4月	42	12.3	0.6	4月10日
2022年5月	28	8.4	0.7	5月3日
2022年6月	9	2.1	0.4	6月12日
2022年7月	1	0.1	0.1	7月10日
2022年9月	3	0.3	0.1	9月24日
2022年10月	25	5.2	0.4	10月19日
2022年11月	20	4.4	0.4	11月24日
2022年12月	9	1.2	0.2	12月29日
2023年1月	14	3.0	0.3	1月8日
2023年2月	17	4.6	0.5	2月17日
2023年3月	36	12.9	0.6	3月15日
2022年度計	204	54.6		

表1-26 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく月間抑制回数及び抑制量(沖縄エリア;万 kW)

実施月	前日指示回数 (当日抑制回数)	前日抑制指示量 (当日抑制量)	最大指示量 (最大抑制量)	最大抑制日
2023年1月	3 (1)	8.6 (2.5)	6.9 (2.5)	1月1日
2023年2月	4 (0)	5.4 (0.0)	2.6 (0.0)	-
2023年3月	12 (2)	32.8 (3.5)	5.7 (1.8)	3月12日
2022年度計	19 (3)	46.8 (6.0)		

表1-27 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく抑制回数及び抑制量 (2022年度エリア別;万 kW)

エリア	前日指示回数 (当日抑制回数)	前日抑制指示量 (当日抑制量)
北海道	8 (5)	174.5 (75.5)
東北	17 (18)	1,316.3 (1,199.8)
中国	23 (17)	1,611.2 (983.6)
四国	23 (13)	718.1 (441.5)
九州	135 (80)	25,493.6 (12,010.2)
九州離島	204 (*)	54.6 (*)
沖縄	19 (3)	46.8 (6.0)
全国	429 (136)	29,415.1 (14,716.6)



まとめ

電力需給

電力需給の実績に関しては、最大需要電力、需要電力量、負荷率、最大需要電力発生時の電力需給状況、最小需要電力の発生状況、日最大需要電力の発生状況といった項目に分けて取りまとめた。あわせて、電気事業法第28条の44第1項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための指示、業務規程第111条第2項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための要請や、一般送配電事業者が電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則に基づき実施した再生可能エネルギーの出力抑制指令の実施状況も取りまとめた。

なお、取りまとめに当たっては、2022年6月の需給ひっ迫時における、本機関による指示などの対応について、重点的に記載した。

<参考> 広域機関による指示実績の詳細

2022年6月の電力需給状況改善のための指示等を含む、2022年度の広域機関による指示について、下記にその詳細を示す。

広域機関による電力需給状況改善のための指示の実施

1	日時	2022年6月27日 9時58分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月27日の15:30から20:00の間、最大12.04万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月27日の13:30から20:00の間、最大60万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月27日の10:30から20:00の間、最大25万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月27日の10:30から20:00の間、最大58.2万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電から6月27日の10:30から20:00の間、最大91.21万kWの電気の供給を受けること (東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線運用容量の上限値を一部見直し使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%を下回る時間帯も融通</p>
2	日時	2022年6月27日 13時30分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月27日の15:00から20:00の間、最大86.87万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークから6月27日の15:00から20:00の間、最大86.87万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%を下回る時間帯も融通</p>
3	日時	2022年6月27日 14時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月27日の15:00から20:00の間、最大86.87万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークから6月27日の15:00から20:00の間、最大86.87万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%を下回る時間帯も融通</p>
4	日時	2022年6月27日 19時27分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月27日の21:30から24:00の間、最大74.63万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月27日の21:00から21:30の間、15万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月27日の20:00から22:00の間、最大20万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月27日の20:00から24:00の間、最大12万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月27日の21:00から24:00の間、最大25万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月27日の20:00から24:00の間、最大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、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から6月27日の20:00から24:00の間、最大134.63万kWの電気の供給を受けること (東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加したことにより、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足し、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。</p>

5	日時	2022年6月28日 14時30分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月28日の15:00から18:00の間、最大96.59万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月28日の15:30から16:00の間、10.79万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから6月28日の15:00から18:00の間、最大96.59万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。引き続き東京電力パワーグリッドエリアの需要によっては、需給ひっ迫融通等を活用しながら電気の需給の改善を図る場合があります。</p> <p>※エリア予備率3%程度を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
6	日時	2022年6月28日 17時31分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月28日の18:00から22:00の間、最大109.73万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークから6月28日の18:00から22:00の間、最大109.73万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加したことにより、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足し、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。</p>
7	日時	2022年6月29日 0時25分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の2:00から6:00の間、最大53.21万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月29日の2:00から6:00の間、最大57.6万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから6月29日の2:00から6:00の間、60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加したことにより、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足し、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。</p>
8	日時	2022年6月29日 4時33分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の6:00から7:30の間、最大2.4万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月29日の6:00から8:00の間、最大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、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから6月29日の6:00から8:00の間、60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加したことにより、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足し、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。</p>
9	日時	2022年6月29日 6時39分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の8:30から9:00の間、2.4万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月29日の8:00から10:00の間、最大43.6万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月29日の8:00から10:00の間、最大22.6万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から6月29日の8:00から10:00の間、60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>

10	日時	2022年6月29日 7時30分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の8:00から12:00の間、最大55万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークから6月29日の8:00から12:00の間、最大55万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線運用容量の上限値を一部見直し使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
11	日時	2022年6月29日 8時32分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月29日の10:00から18:00の間、最大60万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月29日の10:00から18:00の間、最大30万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から6月29日の10:00から18:00の間、60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
12	日時	2022年6月29日 11時04分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の12:00から14:00の間、最大55.86万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークから6月29日の12:00から14:00の間、最大55.86万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線運用容量の上限値を一部見直し使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
13	日時	2022年6月29日 13時23分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の14:00から17:30の間、最大4.75万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の14:00から18:00の間、最大73.9万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから6月29日の14:00から18:00の間、最大73.9万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線運用容量の上限値を一部見直し使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
14	日時	2022年6月29日 17時17分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の18:00から21:00の間、最大27.64万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月29日の18:00から24:00の間、最大60万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月29日の18:00から24:00の間、最大15万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月29日の20:00から24:00の間、最大30万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月29日の18:00から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電から6月29日の18:00から24:00の間、最大87.64万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加したことにより、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足し、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。</p>

15	日時	2022年6月30日 6時01分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月30日の7:00から10:00の間、最大45万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の7:00から8:00の間、最大10.73万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の8:30から10:00の間、最大25万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電から6月30日の7:00から10:00の間、最大60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
16	日時	2022年6月30日 7時56分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月30日の10:00から17:30の間、最大60万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の17:00から17:30の間、10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の10:00から14:00の間、最大60万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月30日の17:30から18:00の間、30万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の17:30から18:00の間、30万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電から6月30日の10:00から18:00の間、60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
17	日時	2022年6月30日 9時06分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月30日の10:00から18:00の間、最大15.37万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月30日の14:00から18:00の間、最大15万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから6月30日の10:00から18:00の間、最大16.45万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線運用容量の上限値を一部見直し使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
18	日時	2022年6月30日 17時15分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月30日の18:30から20:30の間、最大5.16万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに6月30日の22:00から24:00の間、最大60万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の18:00から22:00の間、最大20万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の18:00から23:30の間、最大10万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに6月30日の19:30から22:00の間、20万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに6月30日の18:00から23:30の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電から6月30日の18:00から24:00の間、最大65.16万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加したことにより、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足し、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。</p>

19	日時	2022年7月1日 8時07分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワーク株式会社は、東京電力パワーグリッドに7月1日の9:30から10:00の間、1.91万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに7月1日の9:00から14:00の間、最大15万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに7月1日の9:00から14:00の間、最大10万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに7月1日の9:00から14:00の間、25万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワーク株式会社は、東京電力パワーグリッドに7月1日の9:00から14:00の間、15万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電株式会社は、東京電力パワーグリッドに7月1日の9:00から14:00の間、最大5万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電から7月1日の9:00から14:00の間、60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%程度を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>
20	日時	2022年7月1日 16時04分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワーク株式会社は、東京電力パワーグリッドに7月1日の16:30から17:00の間、14.33万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに7月1日の16:30から17:00の間、30万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワーク株式会社は、東京電力パワーグリッドに7月1日の16:30から17:00の間、15.67万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、関西電力送配電、中国電力ネットワークから7月1日の16:30から17:00の間、60万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>天候の状況変化による太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域的な融通を行わなければ、電気の需給状況が悪化するおそれがあったため。</p>
21	日時	2022年8月2日 15時30分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに8月2日の16:00から19:00の間、最大16.07万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに8月2日の16:00から24:00の間、最大75.7万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに8月2日の16:00から24:00の間、最大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、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから8月2日の16:00から24:00の間、最大125.95万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加したことにより、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足し、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。</p>
22	日時	2022年8月3日 14時39分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに8月3日の16:00から17:00の間、最大12.38万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに8月3日の16:00から17:00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、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから8月3日の16:00から17:00の間、最大72.38万kWの電気の供給を受けること(東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	<p>高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、東京電力パワーグリッドの供給力が不足するおそれがあったため、東京電力パワーグリッドエリアに対し、広域的な融通を行い、電気の需給の改善を図ったものです。</p> <p>※エリア予備率3%程度を下回る時間帯に加え、需要変動等を考慮し、エリア予備率5%程度を下回る時間帯も融通</p>

23	日時	2022年9月12日 15時36分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・関西電力送配電は、九州電力送配電に9月12日の17:30から19:30の間、最大40万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に9月12日の16:30から20:00の間、最大30万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は、関西電力送配電、中国電力ネットワークから9月12日の16:30から20:00の間、最大70万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	高気温により想定以上に需要が増加し、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
24	日時	2022年9月13日 15時52分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、九州電力送配電に9月13日の18:00から18:30の間、10万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に9月13日の16:30から19:00の間、最大20万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は、九州電力送配電に9月13日の17:30から19:00の間、最大10万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワーク、四国電力送配電から9月13日の16:30から19:00の間、最大40万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	高気温により想定以上に需要が増加し、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

(blank)

電気の質に関する報告書

-2022年度実績-

2023年11月

電力広域的運営推進機関

- はじめに -

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

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2022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、2022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	36
1. 標準周波数	36
2. 時間滞在率	36
3. 標準周波数に対する調整目標範囲	36
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2018～2022年度)	37
II. 電圧に関する実績	38
1. 電圧の維持すべき値	38
2. 電圧の測定方法	38
3. 電圧測定実績(全国、2018～2022年度)	38
III. 停電に関する実績	39
1. 事故発生箇所別供給支障件数	39
(1) 停電の状況に関する指標	39
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2018～2022年度)	39
2. 原因別供給支障件数	42
(1) 一定規模以上の供給支障の実績	42
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類	43
(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、2018～2022年度)	44
3. 低圧電灯需要家停電実績	46
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標	46
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2018～2022年度)	47
IV. まとめ(2022年度 電気の質に関する評価)	50
(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較(2018～2022年)	51

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。

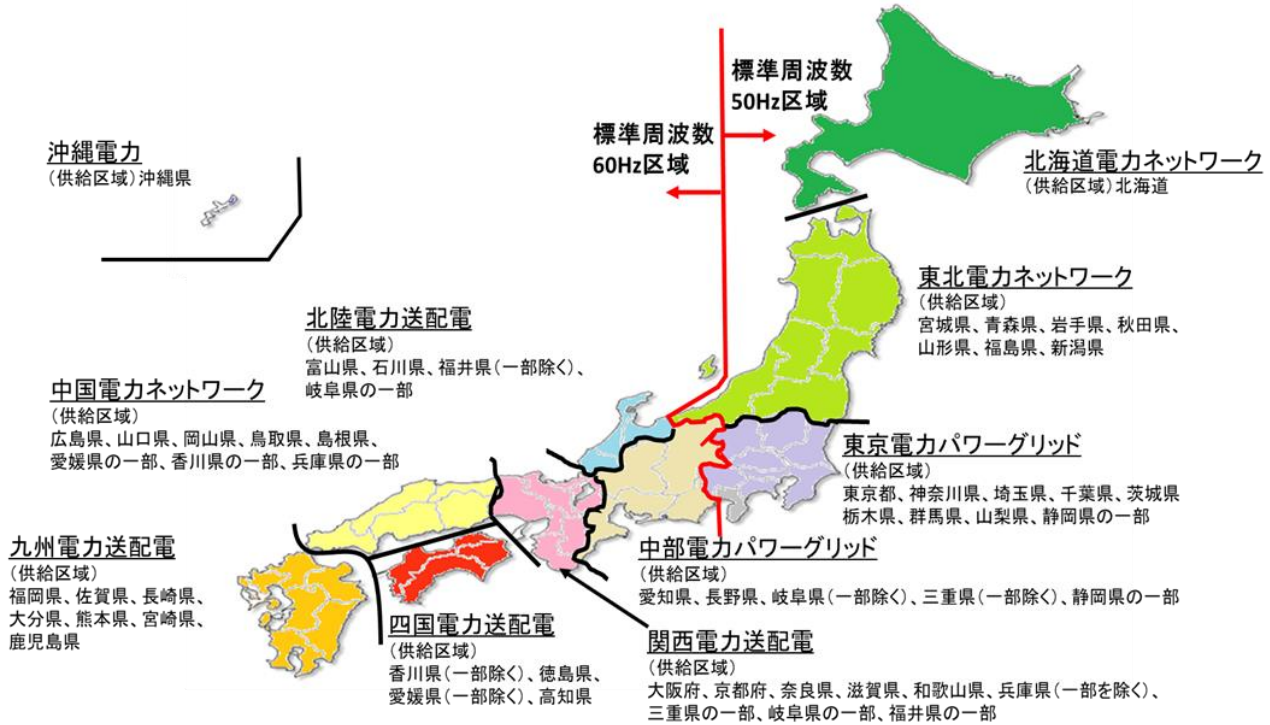


図1 供給区域と標準周波数

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二項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。

4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2018～2022年度)

2018～2022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。

2022年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった(なお、直近3か年度において逸脱した実績はない)。また、中西エリアにおける0.1Hz以内の滞在率目標95%に対して、実績は98.46%と前年度(98.12%)より改善し、目標を維持できた。

【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%
	(中西地域・±0.1Hz以内滞在率目標)	… 95.00%以上

表2 (北海道、2018～2022年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
0.1Hz以内	99.86	99.98	99.93	99.87	99.90
0.2Hz以内	99.95	100.00	100.00	99.99	99.99
0.3Hz以内	99.98	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00

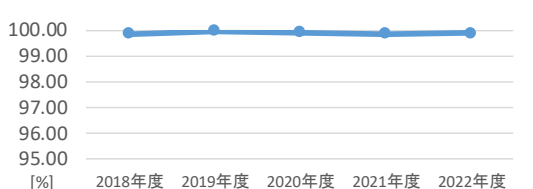


図2 (北海道、2018～2022年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域²、2018～2022年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
0.1Hz以内	99.84	99.83	99.71	99.50	99.43
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

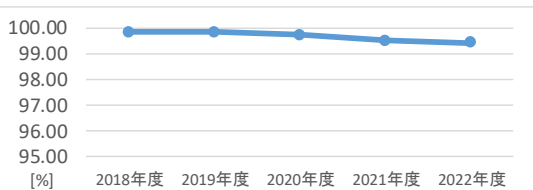


図3 (東地域、2018～2022年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域³、2018～2022年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
0.1Hz以内	99.13	99.02	98.50	98.12	98.46
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

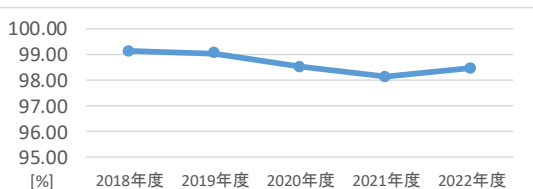


図4 (中西地域、2018～2022年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2018～2022年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
0.1Hz以内	99.89	99.89	99.92	99.89	99.98
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

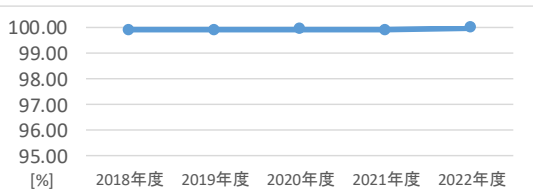


図5 (沖縄、2018～2022年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

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、2018～2022年度）

2018～2022年度全国の電圧測定実績について、電気事業法施行規則の規定に基づく測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2022年度において維持すべき電圧を逸脱した実績はなかった。

表7（全国 2018～2022年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
100V	測定地点数	6,575	6,567	6,562	6,589	6,578
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,505	6,502	6,498	6,523	6,496
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

注：関西電力送配電の2021年度以前の測定値点数の数字について、今回修正を行った。⁴

⁴ 関西電力送配電株式会社に対して電気事業法に基づく報告を求めました(経済産業省ニュースリリース)

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

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

https://www.kansai-td.co.jp/corporate/press-release/2023/pdf/0322_1j_01.pdf

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

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

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

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

関西電力送配電株式会社 業務改善計画書(P27～)

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

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⁵の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、又は電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路⁶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。⁷

(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2018～2022年度)

2018～2022年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表8及び図6に、供給区域別の実績を表9～18及び図7～16に示す。

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

2022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(14,793件)は、前年度実績より27.9%増加したが、2020年度並みの比較的低水準となった。激甚災害に指定された2022年8月の大雨の被害で北陸地方は支障件数が153.0%増加、また9月に来襲した台風14号の被害で九州地方では支障件数が133.5%増加した。⁸

表8 (全国、2018～2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	65	56	48	65	57	58.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	409	246	274	260	308	299.4
		地中	10	13	9	17	9	11.6
		計	419	259	283	277	317	311.0
	高圧配電線路	架空	20,729	13,958	13,539	10,775	13,847	14,569.6
		地中	265	227	201	201	210	220.8
		計	20,994	14,185	13,740	10,976	14,057	14,790.4
	需要設備					1	0.2	
	その他設備における事故	359	372	277	245	361	322.8	
	合計	21,837	14,872	14,348	11,563	14,793	15,482.6	

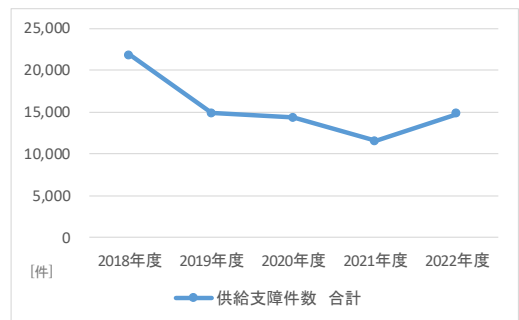


図6 (全国、2018～2022年度) 供給支障件数

⁵ 発電、蓄電、変電、送電、配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第二条第一項第十八号の規定によって定義される。

⁶ 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。

⁷ 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定に準じる。

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

⁸ 内閣府ウェブサイトによる2022年度災害情報(停電・設備被害) <https://www.bousai.go.jp/updates/#r3>
 (北陸地方): 令和4年8月3日からの大雨等による被害状況等について [r4_080oame_01.pdf \(bousai.go.jp\)](https://www.bousai.go.jp/r4_080oame_01.pdf)
 (九州地方): 令和4年台風第14号による被害状況等について [r4typhoon14_09.pdf \(bousai.go.jp\)](https://www.bousai.go.jp/r4typhoon14_09.pdf)

表9 (北海道、2018～2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	5	2	2	3	3	3.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	25	12	21	20	20	19.6
		地中		1	1			0.4
		計	25	13	22	20	20	20.0
	高圧配電線路	架空	1,139	600	801	848	973	872.2
		地中	13	15	15	12	15	14.0
計		1,152	615	816	860	988	886.2	
需要設備								
その他設備における事故		12	11	10	14	16	12.6	
合計		1,194	641	850	897	1,027	921.8	

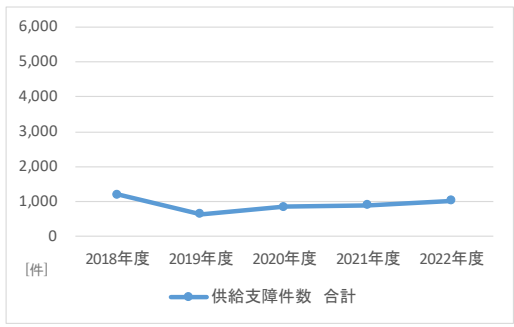


図7 (北海道、2018～2022年度) 供給支障件数

表10 (東北、2018～2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	9	8	9	9	8	8.6	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	11	16	31	31	20	21.8
		地中						
		計	11	16	31	31	20	21.8
	高圧配電線路	架空	1,478	1,646	2,528	1,686	2,036	1,874.8
		地中	11	7	13	7	19	11.4
計		1,489	1,653	2,541	1,693	2,055	1,886.2	
需要設備					1	0.2		
その他設備における事故		20	29	17	18	27	22.2	
合計		1,529	1,706	2,598	1,751	2,111	1,939.0	

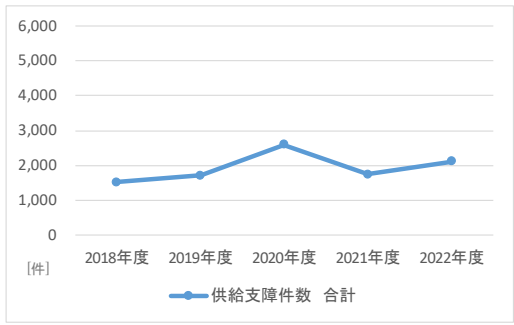


図8 (東北、2018～2022年度) 供給支障件数

表11 (東京、2018～2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	16	17	5	10	8	11.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	38	21	10	10	20	19.8
		地中		4	3	5	3	3.0
		計	38	25	13	15	23	22.8
	高圧配電線路	架空	3,841	5,186	2,472	2,316	2,309	3,224.8
		地中	100	97	75	87	73	86.4
計		3,941	5,283	2,547	2,403	2,382	3,311.2	
需要設備								
その他設備における事故		107	134	74		67	76.4	
合計		4,102	5,459	2,639	2,428	2,480	3,421.6	

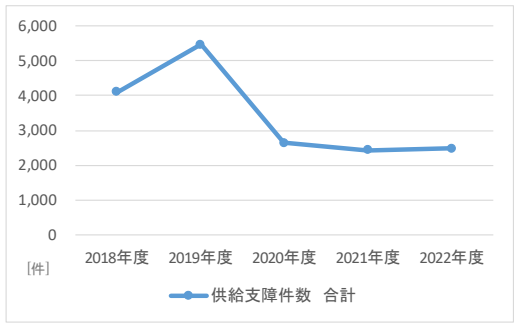


図9 (東京、2018～2022年度) 供給支障件数

表12 (中部、2018～2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	10	4	7	7	6.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	26	19	15	9	13	16.4
		地中			1		1	0.4
		計	26	19	16	9	14	16.8
	高圧配電線路	架空	4,053	1,570	1,359	1,338	1,397	1,943.4
		地中	39	6	4	10	9	13.6
計		4,092	1,576	1,363	1,348	1,406	1,957.0	
需要設備								
その他設備における事故		66	60	71	64	69	66.0	
合計		4,190	1,665	1,454	1,428	1,496	2,046.6	

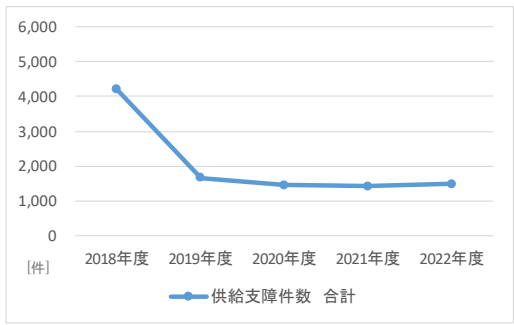


図10 (中部、2018～2022年度) 供給支障件数

表13 (北陸、2018～2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		2	3	4	2	2.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	7	2	3		5	3.4
		地中	2	2				0.8
		計	9	4	3		5	4.2
	高圧配電線路	架空	385	199	444	215	567	362.0
		地中	3	1	4	1	2	2.2
計		388	200	448	216	569	364.2	
需要設備								
その他設備における事故		21	10	10	14	16	14.2	
合計		418	216	464	234	592	384.8	

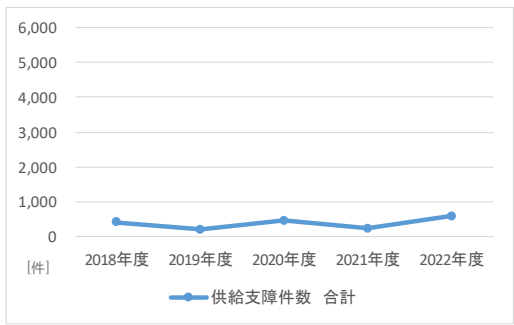


図11 (北陸、2018～2022年度) 供給支障件数

表14 (関西、2018~2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	8	3	6	10	9	7.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	190	82	84	86	99	108.2
		地中	6	3	4	8	2	4.6
	計	196	85	88	94	101	112.8	
	高圧配電線路	架空	5,270	1,300	1,254	1,384	1,480	2,137.6
		地中	56	50	50	33	37	45.2
計	5,326	1,350	1,304	1,417	1,517	2,182.8		
需要設備								
その他設備における事故		70	64	44	56	79	62.6	
合計		5,600	1,502	1,442	1,577	1,706	2,365.4	

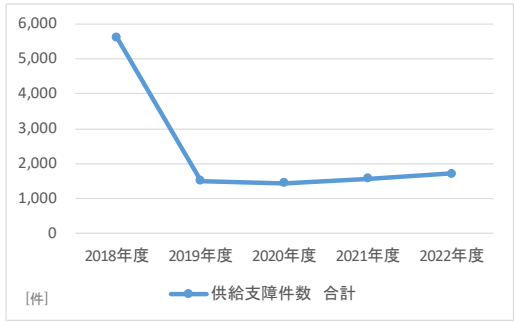


表15 (中国、2018~2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	8	6	3	6	11	6.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	14	17	11	25	11	15.6
		地中	1	1		1	3	1.2
	計	15	18	11	26	14	16.8	
	高圧配電線路	架空	1,172	1,015	1,163	1,193	1,449	1,198.4
		地中	20	16	12	15	20	16.6
計	1,192	1,031	1,175	1,208	1,469	1,215.0		
需要設備								
その他設備における事故		31	35	32	37	32	33.4	
合計		1,246	1,090	1,221	1,277	1,526	1,272.0	

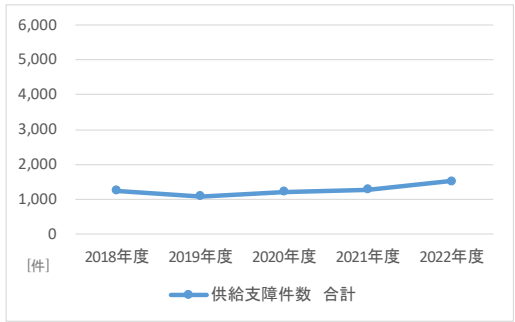


表16 (四国、2018~2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	4	2	5	3		2.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	4	4	1	10	16	7.0
		地中						
	計	4	4	1	10	16	7.0	
	高圧配電線路	架空	616	439	447	393	673	513.6
		地中	8	6	6	10	3	6.6
計	624	445	453	403	676	520.2		
需要設備								
その他設備における事故		5	7	6	10	10	7.6	
合計		637	458	465	426	702	537.6	

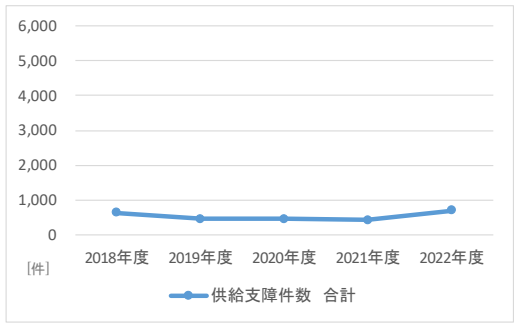


表17 (九州、2018~2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1	4	7	11	8	6.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	42	38	42	24	48	38.8
		地中	1			1		0.4
	計	43	38	42	25	48	39.2	
	高圧配電線路	架空	1,888	1,547	2,614	1,088	2,605	1,948.4
		地中	15	22	17	22	25	20.2
計	1,903	1,569	2,631	1,110	2,630	1,968.6		
需要設備								
その他設備における事故		16	19	13	18	32	19.6	
合計		1,963	1,630	2,693	1,164	2,718	2,033.6	

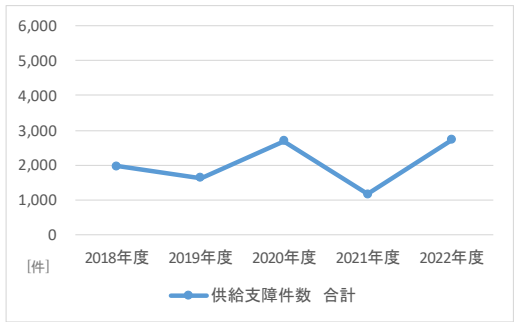
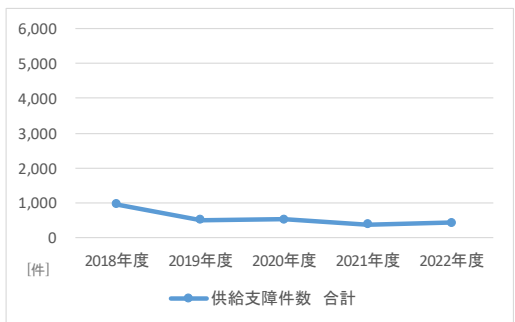


表18 (沖縄、2018~2022年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	8	2	4	2	1	3.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	52	35	56	45	56	48.8
		地中		2		2		0.8
	計	52	37	56	47	56	49.6	
	高圧配電線路	架空	887	456	457	314	358	494.4
		地中		7	5	4	7	4.6
計	887	463	462	318	365	499.0		
需要設備								
その他設備における事故		11	3		14	13	8.2	
合計		958	505	522	381	435	560.2	



2. 原因別供給支障件数

(1) 一定規模以上の供給支障の実績

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

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

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

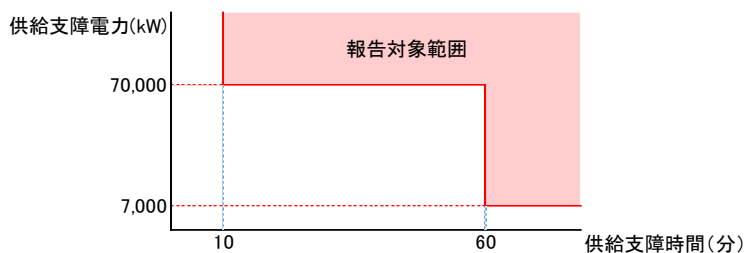


図17 一定規模以上の供給支障 概要図

表19 (全国、2022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⁹

[件]

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満			3時間以上			総 件 数	
		70,000kW 以上	100,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上				
		100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満				
一般送配電事業者の設備における事故	変電所							3						3	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空		1		1			1			3	1		7
		地中										2			2
		計		1		1			1			5	1		9
	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		1			4				5	1	12	

⁹ 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は(八)供給支障電力が7万kW以上10万kW未満の供給支障事故であってその支障時間が10分以上のものは電気工作物の設置の場所を管轄する産業保安監督部長に報告し、(八)供給支障電力が10万kW以上の供給支障事故であってその支障時間が10分以上のものは経済産業大臣に報告することと規定されている。このように報告先が異なるため、本表では10万kW以上の供給支障事故の件数を、7万kW以上10万kW未満の供給支障事故とは別の区分にて集計している。

(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表20のとおりである。

表20 事故原因分類

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

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2018～2022年度)

2018～2022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。^{10 11}

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計12件と前年度より15件減少し、過去5年間で最小となった。原因別では、自然現象によるものが6件と、前年度より11件減少した。また、同様に設備不備・保守不備等によるものも5件と前年度より4件減少し、過去5年間で最小となった。

表21 (全国、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	3		1	2	1	1.8
	保守不備	1		1	1		1.0
	故意・過失	2	1	4	1	3	2.2
	他物接触	2	5	6	4	1	3.6
	他社事故波及	1					0.2
	感電(作業)				1		0.2
	感電(公衆)						
計	9	6	12	9	5	8.2	
自然現象	雷	1	5	2	4	3	3.0
	風雨	17	5		2	1	5.0
	氷雪				2	1	0.6
	地震			3	9		3.8
	山崩れ・雪崩					1	0.2
	塩、ちり、ガス	2	1				0.6
	計	20	11	5	17	6	11.8
不明			1	1		0.8	
その他	2	1			1	1.0	
合計	31	18	19	27	12	21.4	

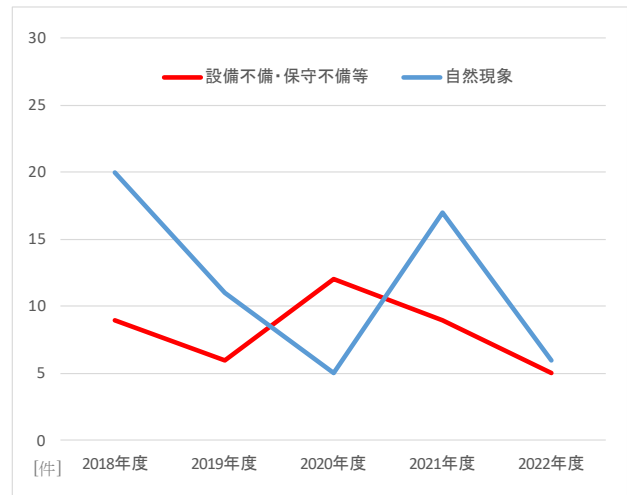


図18 (全国、2017～2021年度)供給支障の原因別件数

表22 (北海道、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1		1			0.4
	保守不備	1					0.2
	故意・過失						
	他物接触	1				1	0.4
	他社事故波及						
	感電(作業)						
	感電(公衆)						
計	3		1		1	1.0	
自然現象	雷		1				0.2
	風雨				1		0.2
	氷雪					1	0.2
	地震						
	山崩れ・雪崩						
	塩、ちり、ガス						
	計		1		1	1	0.6
不明				1		0.2	
その他	1					0.2	
合計	4	1	1	2	2	2.0	

表23 (東北、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022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				1	1	0.4
	他物接触				1		0.2
	他社事故波及						
	感電(作業)						
	感電(公衆)						
計				2	2	0.8	
自然現象	雷		1				0.2
	風雨						
	氷雪						
	地震			3	8		2.2
	山崩れ・雪崩						
	塩、ちり、ガス						
	計		1	3	8		2.4
不明							
その他							
合計		1	3	10	2	3.2	

¹⁰ 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。

¹¹ 値が0の箇所、又は該当するデータがない箇所は空白としている。

表24 (東京、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022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	1	1	2		1	1.0
	他物接触	1	1	1	1		0.8
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)						0.2
	計	2	2	3	3	1	2.2
自然現象	雷	1	2		2	2	1.4
	風雨		3			1	0.8
	氷雪						
	地震						
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス						
計	1	5		2	3	2.2	
不明				1		0.2	
その他	1			1		0.4	
合計		4	7	5	5	4	5.0

表26 (北陸、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)						
	計						
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス						
計							
不明							
その他							
合計							

表28 (中国、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022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						
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)						
	計						1
自然現象	雷					1	0.4
	風雨		2				0.4
	氷雪				1		0.2
	地震						
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス			1			0.2
計		2	1		2	1	1.2
不明							
その他							
合計		2	1		2	2	1.4

表30 (九州、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)						
	計						
自然現象	雷						
	風雨		2				0.4
	氷雪						
	地震					1	0.2
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス						
計		2			1		0.6
不明							
その他							
合計		2			1		0.6

表25 (中部、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失				1		0.2
	他物接触			2		2	0.8
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)						
	計			2	1	2	
自然現象	雷				1		0.2
	風雨		1				0.2
	氷雪						
	地震						
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス						1
計				1		1	1.0
不明							
その他			1				0.2
合計		3	3	2	2	1	2.2

表27 (関西西、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	3				2	1.0
	保守不備				1		0.2
	故意・過失				1		0.2
	他物接触			2	4		1.2
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)	1					0.2
	計		4	2	6	2	
自然現象	雷			1	1	1	0.6
	風雨		10	1		1	2.4
	氷雪					1	0.2
	地震						
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス						
計		10	2	1	3		3.2
不明							
その他						1	0.2
合計		14	4	7	5	1	6.2

表29 (四国、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)						
	計						
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス						
計							
不明							
その他							
合計							

表31 (沖縄、2018～2022年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触				1		0.2
	他社事故波及 感電(作業者) 感電(公衆)						
	計				1		0.2
自然現象	雷						
	風雨		2		1		0.6
	氷雪						
	地震						
	山崩れ・雪崩 塩、ちり、ガス						
計		2		1		0.6	
不明							
その他							
合計		2	1	1			0.8

3. 低圧電灯需要家停電実績

(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

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

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

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

なお、停電に関する用語の定義は表32のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 ¹² され電気が再び供給された場合を除く。 ¹³
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。

¹² (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。

¹³ 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者(当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。)に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2018～2022年度)

2018～2022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、2022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。¹⁴

2022年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

全国の1需要家あたりの年間停電回数(0.16回)と年間停電時間(25分)は、いずれも前年度実績(0.13回、10分)より増加した。特に九州地方では2022年9月に来襲した台風14号で大きな被害があり、停電回数は前年度実績の0.07回から0.15回に、停電時間は前年度実績の3分から115分に増加した。

表33 (全国、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.28	0.19	0.13	0.10	0.14	0.17
	作業停電	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03
	合計●	0.31	0.23	0.17	0.13	0.16	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	221	82	24	7	22	71
	作業停電	4	3	3	3	3	3
	合計●	225	86	27	10	25	75

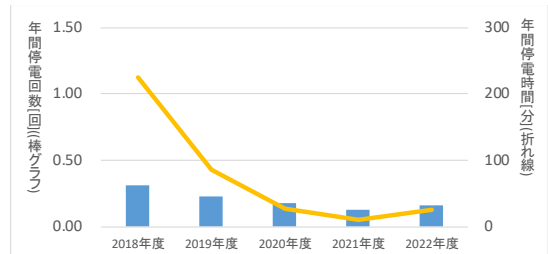


図19 (全国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	1.19	0.11	0.09	0.14	0.12	0.33
	作業停電	0.01	α	α	α	α	0.01
	合計●	1.19	0.11	0.09	0.14	0.12	0.33
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	2,154	4	5	12	20	439
	作業停電	0	α	α	α	1	1
	合計●	2,154	4	5	12	21	439

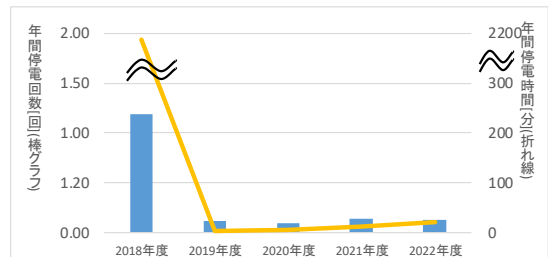


図20 (北海道、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.11	0.16	0.11	0.11	0.11
	作業停電	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	合計●	0.11	0.12	0.18	0.13	0.13	0.13
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	7	15	25	15	24	17
	作業停電	2	2	4	2	3	3
	合計●	10	17	29	18	27	20

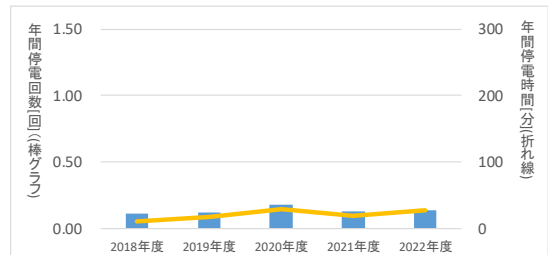


図21 (東北、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

¹⁴ 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 $1 < \alpha < 0.005$ の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは $0 < \alpha < 0.5$ の値である。

表36 (東京、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.33	0.11	0.10	0.13	0.16
	作業停電	0.01	0.03	0.06	0.01	0.01	0.02
	合計●	0.14	0.36	0.17	0.11	0.13	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	19	200	7	6	5	47
	作業停電	3	1	1	1	1	1
	合計●	22	201	8	7	6	49

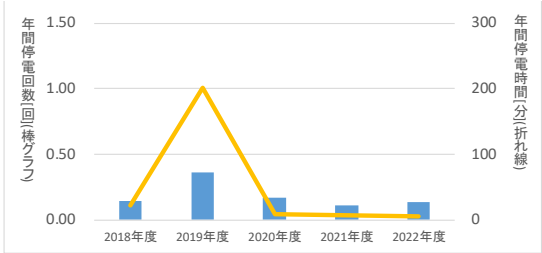


図22 (東京、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.39	0.11	0.07	0.09	0.14	0.16
	作業停電	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05
	合計●	0.45	0.17	0.13	0.14	0.19	0.21
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	348	32	6	5	16	81
	作業停電	8	8	7	7	6	7
	合計●	356	40	12	12	22	88

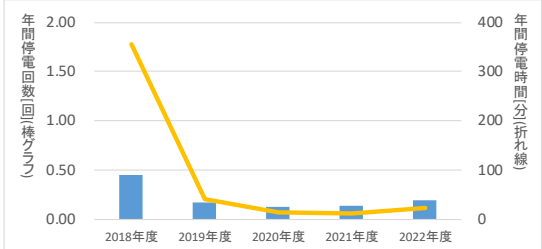


図23 (中部、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022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	0.03	0.06	0.04	0.08	0.05
	作業停電	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08
	合計●	0.15	0.13	0.14	0.12	0.16	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	9	3	7	3	12	7
	作業停電	15	16	15	14	14	15
	合計●	24	19	22	17	26	21

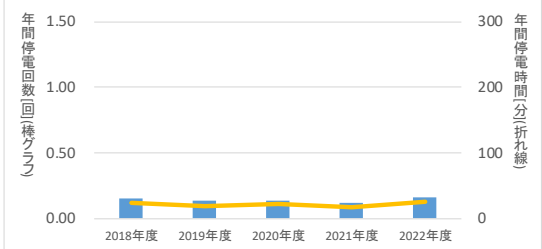


図24 (北陸、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.40	0.10	0.09	0.08	0.11	0.16
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.41	0.11	0.10	0.10	0.12	0.17
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	396	5	7	6	6	84
	作業停電	1	1	1	2	1	1
	合計●	397	6	8	7	7	85

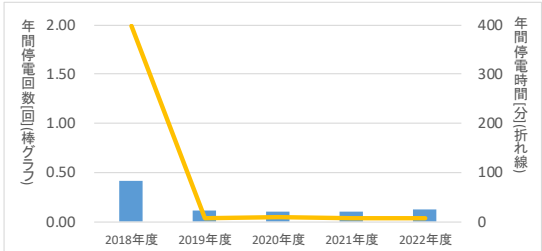


図25 (関西、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.14	0.13	0.15	0.15	0.14	0.14
	作業停電	0.09	0.09	0.10	0.08	0.08	0.09
	合計●	0.23	0.21	0.25	0.23	0.22	0.23
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	24	10	20	10	12	15
	作業停電	10	9	11	9	9	9
	合計●	33	19	31	19	21	24

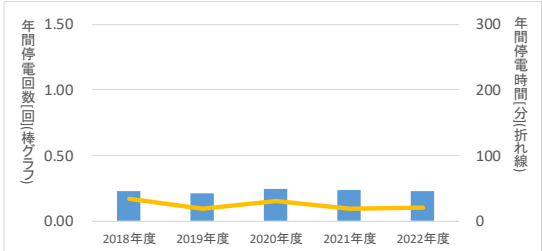


図26 (中国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.20	0.13	0.14	0.12	0.23	0.16
	作業停電	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15	0.14
	合計●	0.34	0.27	0.28	0.26	0.38	0.31
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	32	8	10	7	35	18
	作業停電	15	15	15	15	16	15
	合計●	47	23	24	23	51	34

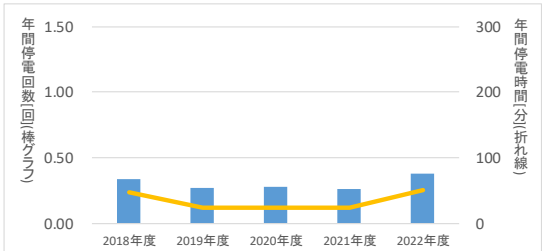


図27 (四国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.14	0.08	0.21	0.07	0.15	0.13
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.14	0.08	0.21	0.07	0.15	0.13
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	103	15	139	3	115	75
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	103	15	139	3	115	75

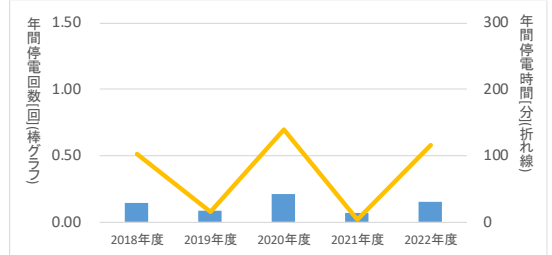


図28 (九州、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2018～2022年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	3.62	1.11	1.12	0.57	0.98	1.48
	作業停電	0.07	0.05	0.06	0.05	0.05	0.06
	合計●	3.69	1.17	1.18	0.61	1.03	1.54
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	1,269	215	90	40	56	334
	作業停電	6	6	11	5	5	7
	合計●	1,275	221	101	45	61	341

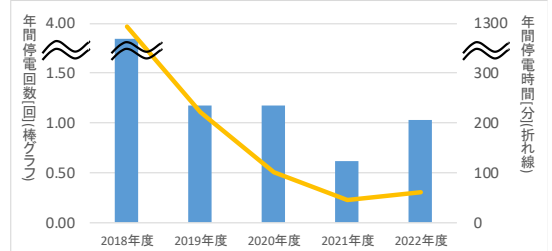


図29 (沖縄、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2022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 停電回数 「あたり」	事故 停電	電源側	0.05	0.02	0.09	0.08	0.02	0.04	0.02	0.01	0.02	0.33	
		高圧配電線	0.07	0.09	0.04	0.06	0.06	0.07	0.12	0.21	0.13	0.64	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	0.01	α	0.01	
		計	0.12	0.11	0.13	0.14	0.08	0.11	0.14	0.23	0.15	0.98	0.14
	作業 停電	電源側	α	α	0.00	0.00	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.01	α	0.03	0.07	0.01	0.06	0.09	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.01	0.01	0.02	0.06	0.00	0.03	
		計	α	0.02	0.01	0.05	0.08	0.01	0.08	0.15	0.00	0.05	0.03
	合計	電源側	0.05	0.02	0.09	0.08	0.02	0.04	0.02	0.01	0.02	0.33	
		高圧配電線	0.07	0.11	0.04	0.09	0.13	0.08	0.18	0.30	0.13	0.66	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.04	
		計	0.12	0.13	0.13	0.19	0.16	0.12	0.22	0.38	0.15	1.03	0.16
年間 停電時間 「分り」	事故 停電	電源側	13	1	1	9	α	1	1	2	5	12	
		高圧配電線	7	21	3	6	11	4	10	30	109	39	
		低圧配電線	α	2	α	1	1	α	1	2	1	5	
		計	20	24	5	16	12	6	12	35	115	56	22
	作業 停電	電源側	α	α	0	0	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	1	2	α	5	13	1	8	13	0	2	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	4	0	3	
		計	1	3	1	6	14	1	9	16	0	5	3
	合計	電源側	13	1	1	9	α	1	1	2	5	12	
		高圧配電線	7	23	4	10	23	5	18	43	109	41	
		低圧配電線	α	3	α	3	2	1	2	6	1	8	
		計	21	27	6	22	26	7	21	51	115	61	25

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

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(2022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。また、中西エリアにおける0.1Hz以内の滞在率目標95%に対して、実績は98.46%と前年度（98.12%）より改善し、目標を維持できた。

電圧

電圧維持の指標としては、電気事業法施行規則の規定に基づく電圧の測定地点数に対する逸脱地点数を確認した。2022年度において維持すべき電圧を逸脱した実績はなかった。

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（14,793件）は、前年度より27.9%増加したが、2020年度並みの比較的 low 水準となった。激甚災害に指定された2022年8月の大雨の被害で北陸地方は支障件数が153.0%増加、また9月に来襲した台風14号の被害で九州地方では支障件数が133.5%増加した。

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計12件と、前年度より15件減少し、過去5年間で最小となった。原因別では、自然現象によるものが6件と、前年度より11件減少した。また、同様に設備不備・保守不備等によるものも5件と前年度より4件減少し、過去5年間で最小となった。

全国の1需要家あたりの年間停電回数（0.16回）と年間停電時間（25分）は、いずれも前年度実績（0.13回、10分）より増加した。特に九州地方では2022年9月に来襲した台風14号で大きな被害があり、停電回数は前年度実績の0.07回から0.15回に、停電時間は前年度実績の3分から115分に増加した。

以上から、2022年度において、周波数、電圧及び停電に関し、電気の質は適切に保たれていたと評価できる。

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

(参考) 欧米諸国との需要家停電実績の比較 (2018~2022年)

2018~2022年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表45と図30、停電回数
の比較を表46と図31に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会 (Council of
European Energy Regulators: CEER) の公表資料¹⁶から作成している。また、米国主要州のデータは各
州公益事業委員会 (Public Utilities Commission) の公表資料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¹⁹ (1月又は4月)、自然災害を含めるか等、国によってデー
タの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電
回数の実績は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。

¹⁶ 「7TH CEER-ECRB BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY 2022」別添資料より引用。
当該報告書は概ね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きたが、現在は不定期となっている。
<https://www.ceer.eu/documents/104400/7324389/7th+Benchmarking+Report+2022/e19caae8-95cf-f048-0664-0720228881bb>

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」
<https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/electric-reliability/electric-system-reliability-annual-reports/2022-annual-electric-reliability-reports>

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」
<https://dps.ny.gov/electric-service-reliability-reports>

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、PacifiCorp 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

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。

表 45 (2018~2022 年) 欧州諸国・米諸州と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

Country/State	Year					Condition				
	2018	2019	2020	2021	2022	Event of	Observed voltage	Natural disaster		
JAPAN		225	86	76	10	25	except auto re-closing	LV	Include	
	Forced	221	82	72	7	22				
	Planned	4	3	3	3	3				
U.S.A.	California		266	737	327	355	337	5 minutes and longer	All	Include
		Forced	201	690	310	330	200			
		Planned	65	48	18	25	138			
	Texas		175	335	356	1136	230			
		Forced	158	319	343	1121	207			
		Planned	17	15	13	15	23			
	New York		409	228	538	167	234			
		Forced	-	-	-	-	-			
		Planned	-	-	-	-	-			
EU	Germany		24	-	-	-	-	3 minutes and longer	All	Include
		Forced	16	-	-	-	-			
		Planned	8	-	-	-	-			
	Italy		164	-	-	-	-			
		Forced	101	-	-	-	-			
		Planned	63	-	-	-	-			
	France		64	-	-	-	-			
		Forced	51	-	-	-	-			
		Planned	13	-	-	-	-			
	Spain		68	-	-	-	-			
		Forced	59	-	-	-	-			
		Planned	9	-	-	-	-			
	UK(Great Britain)		47	-	-	-	-			
		Forced	43	-	-	-	-			
		Planned	4	-	-	-	-			
	Sweden		143	-	-	-	-			
		Forced	127	-	-	-	-			
		Planned	16	-	-	-	-			
	Finland		60	-	-	-	-			
		Forced	49	-	-	-	-			
		Planned	10	-	-	-	-			
Norway		167	-	-	-	-				
	Forced	126	-	-	-	-				
	Planned	41	-	-	-	-				

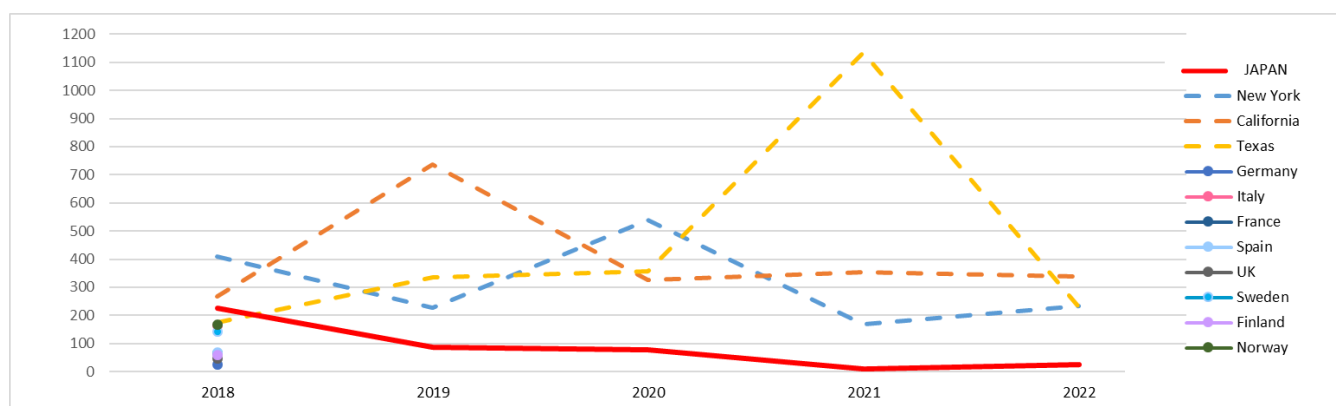


図 30 (2018~2022 年) 欧州諸国・米諸州と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

表 46 (2018~2022 年) 欧州諸国・米諸州と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

Country/State		Year					Condition			
		2018	2019	2020	2021	2022	Event of	Observed voltage	Natural disaster	
JAPAN		0.31	0.23	0.21	0.13	0.16	except auto re-closing	LV	Include	
	Forced	0.28	0.19	0.17	0.10	0.14				
	Planned	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03				
U.S.A.	California		1.45	1.53	1.26	1.35	1.63	5 minutes and longer	All	Include
		Forced	0.94	1.37	1.19	1.20	1.31			
		Planned	0.50	0.16	0.07	0.14	0.31			
	Texas		1.54	1.82	1.69	3.01	1.80			
		Forced	1.40	1.68	1.57	2.88	1.58			
	Planned	0.13	0.14	0.12	0.13	0.22				
	New York		1.01	0.88	1.06	0.85	0.87			
		Forced	-	-	-	-	-			
	Planned	-	-	-	-	-				
EU	Germany		0.35	-	-	-	-	3 minutes and longer	All	Include
		Forced	0.27	-	-	-	-			
		Planned	0.08	-	-	-	-			
	Italy		2.45	-	-	-	-			
		Forced	2.14	-	-	-	-			
	Planned	0.31	-	-	-	-				
	France		0.80	-	-	-	-			
		Forced	0.69	-	-	-	-			
	Planned	0.11	-	-	-	-				
	Spain		-	-	-	-	-			
		Forced	1.26	-	-	-	-			
	Planned	-	-	-	-	-				
	UK(Great Britain)		0.53	-	-	-	-			
		Forced	0.51	-	-	-	-			
	Planned	0.02	-	-	-	-				
	Sweden		1.63	-	-	-	-			
		Forced	1.49	-	-	-	-			
	Planned	0.14	-	-	-	-				
Finland		1.65	-	-	-	-				
	Forced	1.52	-	-	-	-				
Planned	0.13	-	-	-	-					
Norway		2.26	-	-	-	-				
	Forced	1.97	-	-	-	-				
Planned	0.29	-	-	-	-					

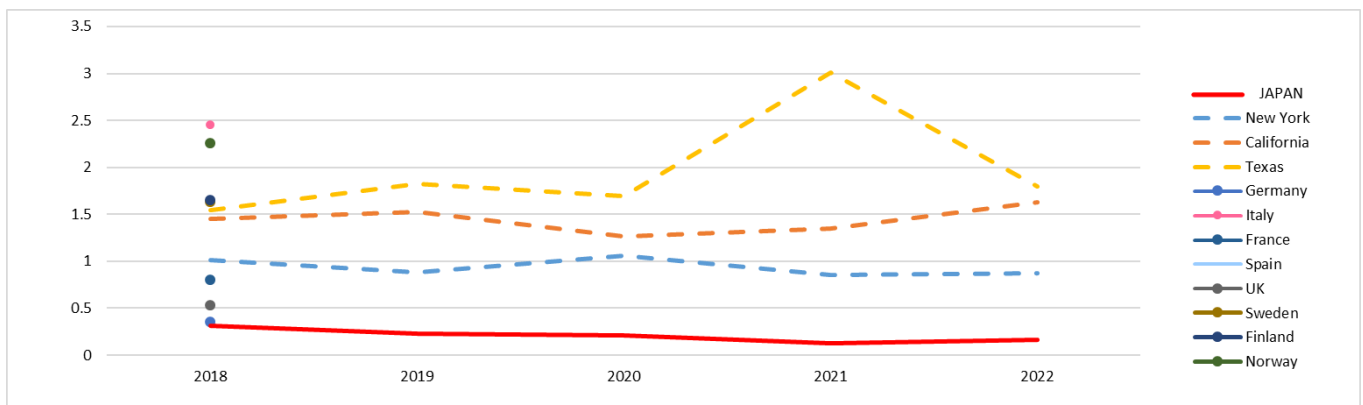


図 31 (2018~2022 年) 欧州諸国・米諸州と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

Ⅱ．電力系統の状況

電力系統の実績

- 2022 年度実績 -

2023年9月

電力広域的運営推進機関

はじめに

本機関は、業務規程第181条の規定に基づき、電力需給及び電力系統に関する前年度までの実績等について、年1回、年次報告書として取りまとめ、公表することとしている。

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について2022年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

目次

第2章 電力系統の実績	58
1. 地域間連系線とその管理	58
2. 連系線の利用状況	60
3. 連系線の作業停止状況	65
4. 連系線の故障状況	67
5. マージン使用の実績	68
6. 連系線別の利用実績	69
7. 広域連系系統の空容量の状況	75
まとめ	76

(備考)

第1章に掲載の数値は、2016年度実績以降、「送電端値(発電所から送配電系統に送電される電力もしくは電力量)」である。2015年度実績以前のデータについては、年次報告書(平成27年度版)を参照されたい。

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2015/files/nenjihoukokusho_h27_s_160803.pdf

第2章 電力系統の実績

1. 地域間連系線とその管理

(1) 地域間連系線とは

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

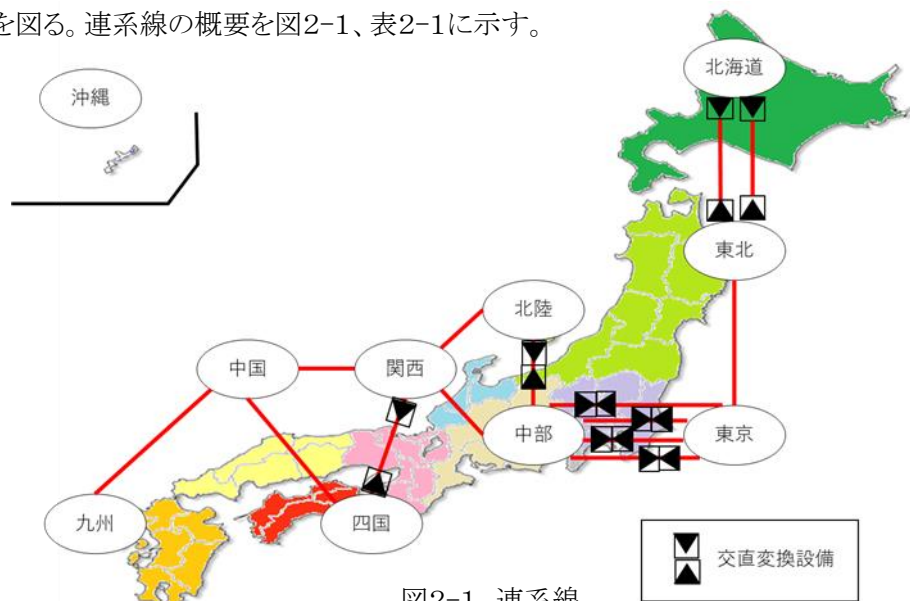


図2-1 連系線

表2-1 連系線の概要

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

※2023年3月末時点

(2) 連系線の管理

本機関は、業務規程第124条から第155条までの規定に基づき、連系線の管理を行う。なお、本機関は2018年10月に連系線利用ルールを連系線の効率的利用、公平性・透明性の確保及び市場環境の整備の観点により、先着優先から間接オークションへ変更した。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り当てて実施する。

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

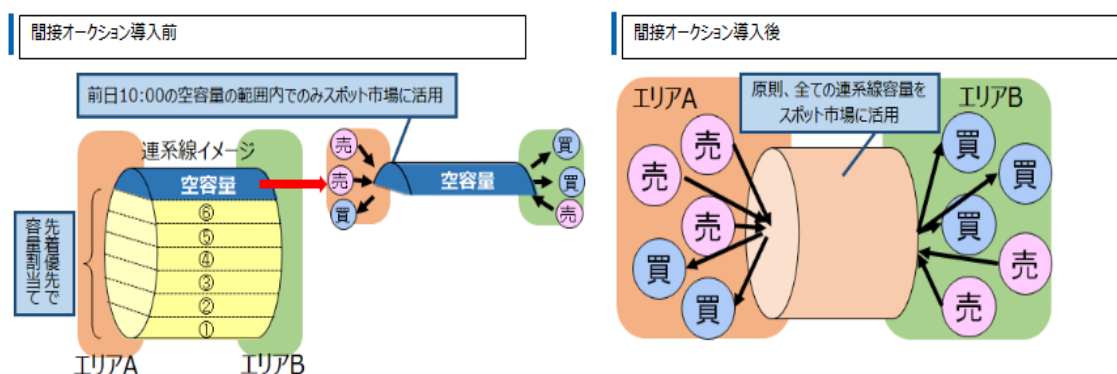


図2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

¹ https://www.occto.or.jp/occtosystem2/kansetsu_auction_gaiyou.html

2. 連系線の利用状況

業務規程第124条の規定に基づき、本機関が管理する連系線の利用状況を以下のとおり示す。

(1) 月間連系線利用状況

2022年度の月間及び年間連系線利用状況について表2-2、図2-3に示す。各エリア間連系線の年間利用状況は大きい順に、①関西→中部 28,458百万kW、②東北→東京 25,841百万kW、③中国→関西 20,302百万kW、④九州→中国 18,536百万kW、⑤四国→関西 9,831百万kW、⑥中部→東京 7,079百万kWであった。

表2-2 2022年度の月間及び年間連系線利用状況²

		[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)	207	186	113	155	188	87	129	55	137	60	62	241	1,620
	北海道向き (逆方向)	65	70	107	76	75	128	48	85	78	161	132	32	1,058
東北 東京間	東京向き (順方向)	1,356	1,640	1,361	2,200	2,685	2,043	1,951	1,731	2,483	3,240	2,576	2,577	25,841
	東北向き (逆方向)	61	44	69	96	96	88	68	45	45	23	55	17	708
東京 中部間	中部向き (順方向)	52	65	37	68	172	69	25	13	322	391	332	467	2,012
	東京向き (逆方向)	703	674	759	688	701	638	816	798	345	392	358	206	7,079
中部 関西間	関西向き (順方向)	49	107	73	72	195	116	94	25	58	211	129	169	1,300
	中部向き (逆方向)	1,144	1,686	2,618	2,741	2,438	2,022	2,342	3,103	3,024	2,400	2,150	2,790	28,458
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	0	7	0	1	5	5	9	0	0	0	1	0	29
	中部向き (逆方向)	32	188	25	57	49	157	279	82	132	49	58	70	1,177
北陸 関西間	関西向き (順方向)	515	97	283	322	762	396	195	201	108	175	139	273	3,467
	北陸向き (逆方向)	14	25	26	40	30	61	9	24	125	77	32	14	477
関西 中国間	中国向き (順方向)	26	25	22	31	41	28	28	20	31	83	32	69	435
	関西向き (逆方向)	1,360	1,401	1,714	1,969	1,900	2,023	1,791	1,947	1,532	1,629	1,496	1,542	20,302
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	7
	関西向き (逆方向)	639	685	839	1,034	978	993	1,004	866	922	843	729	298	9,831
中国 四国間	四国向き (順方向)	6	4	13	6	7	3	2	2	4	7	8	61	123
	中国向き (逆方向)	89	27	218	539	332	478	242	77	106	87	149	55	2,398
中国 九州間	九州向き (順方向)	7	5	6	4	3	11	6	9	6	35	4	22	117
	中国向き (逆方向)	1,387	1,325	1,467	1,723	1,780	1,610	1,502	1,572	1,592	1,591	1,506	1,480	18,536

※ 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。

² 表中の同じ数字の一部が最小値となっているのは、小数点第1位で四捨五入しているため。

[百万 kWh]

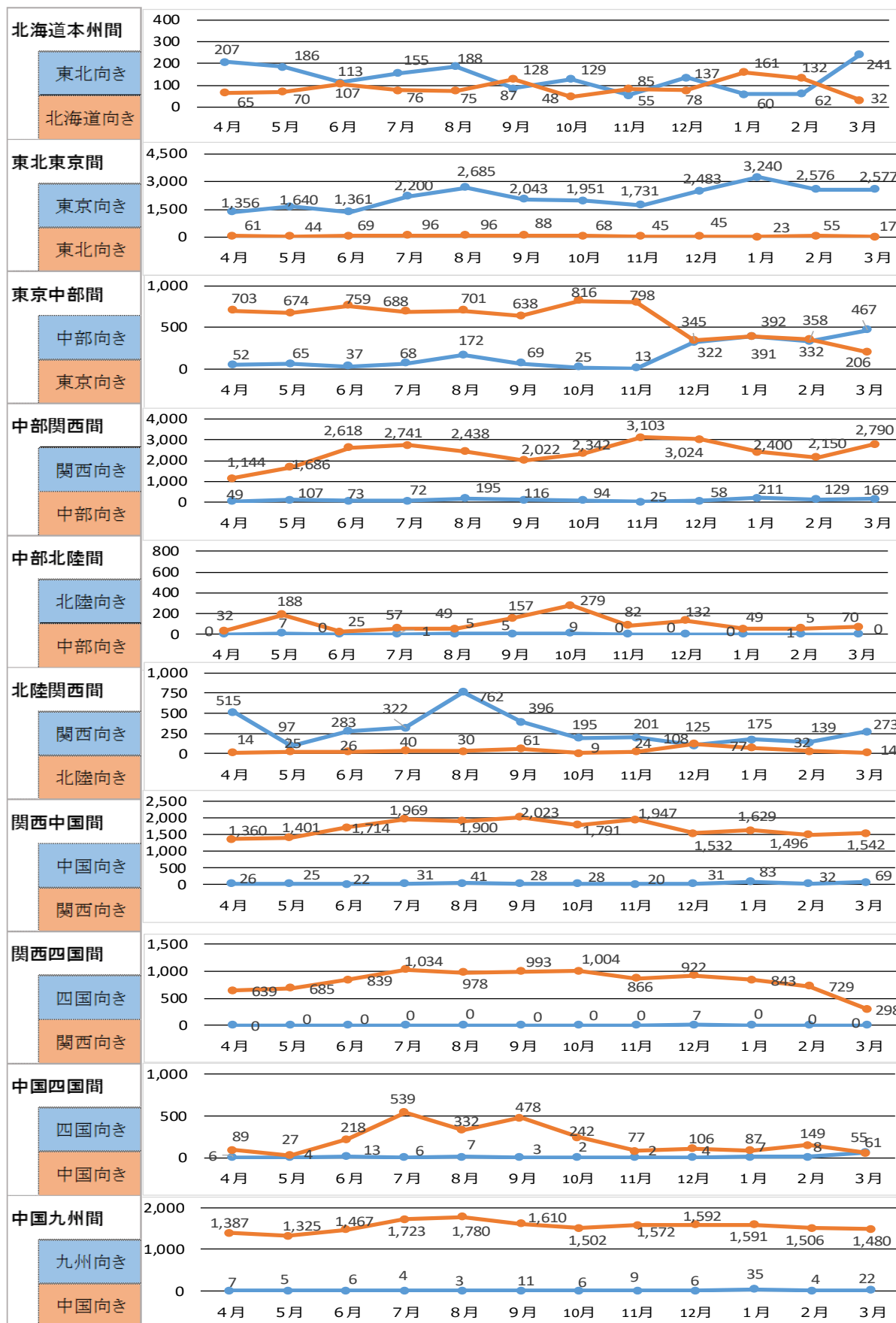


図2-3 月間連系線利用状況

(2)年間連系線利用状況

2013年度～2022年度の年間連系線利用状況を表2-3、図2-4に示す。2022年度は中部→東京、関西→中部、北陸→関西、中国→関西及び九州→中国が利用状況の記録を更新した。

表2-3 年間連系線利用状況(2013年度～2022年度)

[百万kWh]

		2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	182	143	146	237	340	130	279	947	2,607	1,620
	北海道向き (逆方向)	505	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117	1,154	382	1,058
東北 東京間	東京向き (順方向)	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575	31,396	29,092	25,841
	東北向き (逆方向)	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252	541	897	708
東京 中部間	中部向き (順方向)	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354	1,497	6,200	2,012
	東京向き (逆方向)	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147	3,016	3,043	7,079
中部 関西間	関西向き (順方向)	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980	4,413	2,964	1,300
	中部向き (逆方向)	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175	13,285	17,251	28,458
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	170	231	108	241	353	134	7	91	96	29
	中部向き (逆方向)	310	296	172	59	108	76	40	458	2,063	1,177
北陸 関西間	関西向き (順方向)	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918	3,223	3,005	3,467
	北陸向き (逆方向)	587	491	502	640	1,260	2,540	547	620	376	477
関西 中国間	中国向き (順方向)	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734	578	584	564	435
	関西向き (逆方向)	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793	12,416	15,056	20,302
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	1	2	2	1	82	31	10	28	7
	関西向き (逆方向)	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956	8,623	8,343	9,831
中国 四国間	四国向き (順方向)	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131	245	113	123
	中国向き (逆方向)	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143	1,445	1,756	2,398
中国 九州間	九州向き (順方向)	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138	177	142	117
	中国向き (逆方向)	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311	15,864	17,098	18,536

※ 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。

[百万 kWh]

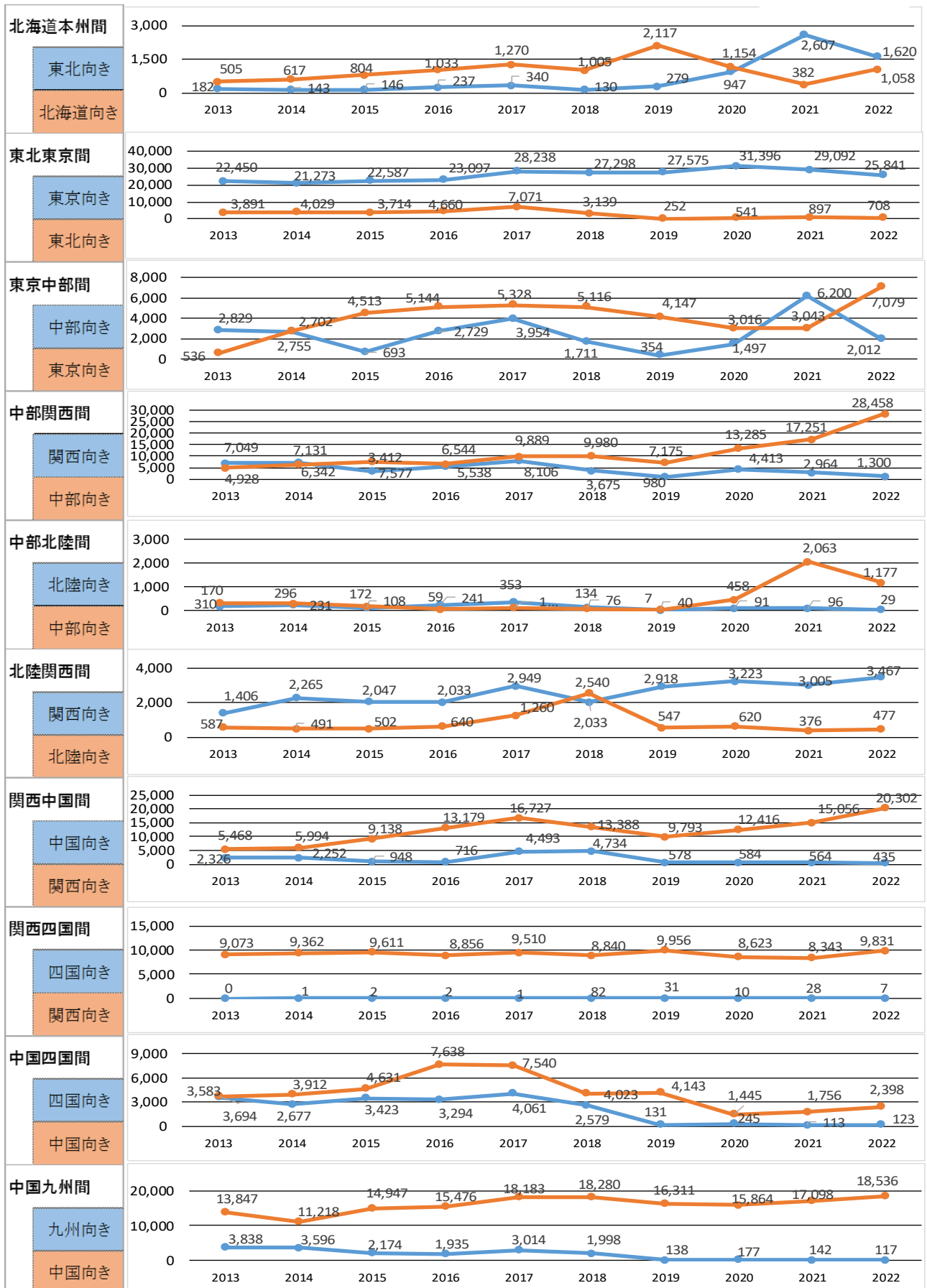


図2-4 年間連系線利用状況(2013年度～2022年度)

(3)取引別の月間連系線利用状況

2022年度の取引別の月間連系線利用状況を表2-4に示す。2021年度に開始された需給調整市場の取引については、相対取引・その他に含まれる。

表2-4 2022年度の取引別の月間連系線利用状況

[百万kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
相対取引・その他	34	63	96	45	68	9	36	9	12	18	5	73	468
翌日市場取引	7,213	7,689	9,153	11,092	11,362	10,112	9,947	10,338	10,316	10,290	9,139	9,450	116,101
時間前取引	464	507	500	686	1,007	833	556	309	728	1,148	805	862	8,406

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分是最小値を表す。

(4)取引別の年間連系線利用状況

2013年度～2022年度の取引別の年間連系線利用状況を表2-5及び図2-5～図2-7に示す。

2018年10月から間接オークションが導入され、原則全ての連系線容量をスポット市場に活用することになったことに加え、スポット市場取引の活性化により、2022年度も前年度に引き続き、翌日市場取引及び時間前取引による連系線利用実績が過去10年間(2013年度～2022年度)で最大を記録した。

表2-5 取引別の年間連系線利用状況(2013年度～2022年度)

[百万kWh]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
相対取引・その他	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710	255	1,103	366	468
翌日市場取引	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	91,229	102,328	116,101
時間前取引	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	7,675	8,382	8,406

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

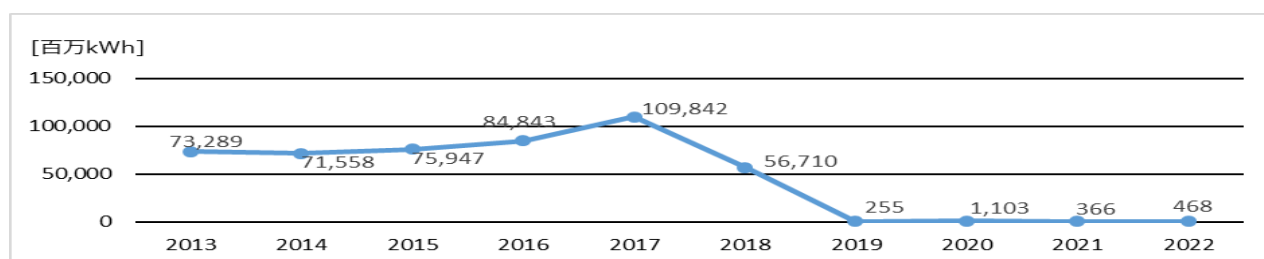


図2-5 取引別の年間連系線利用状況の推移(2013年度～2022年度/相対取引・その他)

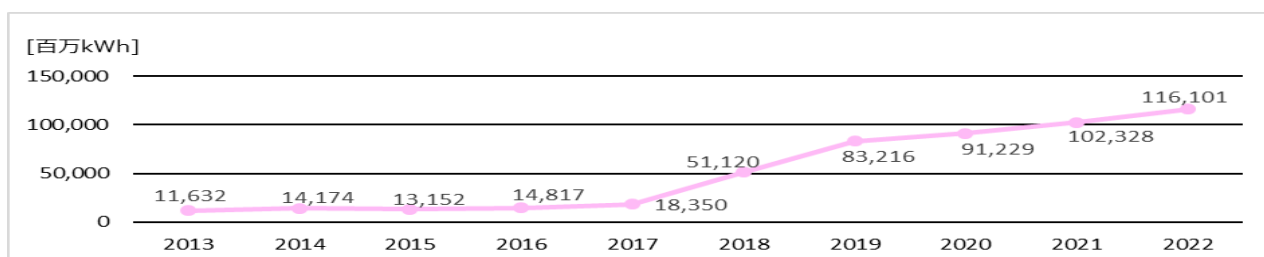


図2-6 取引別の年間連系線利用状況の推移(2013年度～2022年度/翌日市場取引)

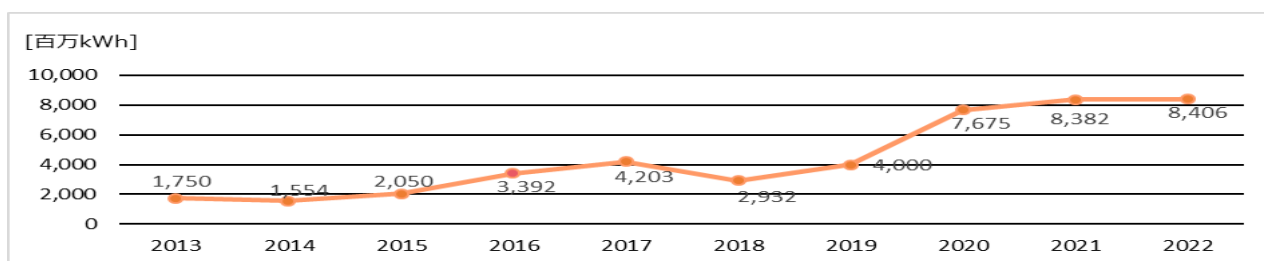


図2-7 取引別の年間連系線利用状況の推移(2013年度～2022年度/時間前取引)

3. 連系線の作業停止状況

業務規程第167条の規定に基づき、本機関が一般送配電事業者から報告を受けた連系線の作業停止の実績を以下のとおり示す。

(1) 月間連系線作業停止状況

2022年度の連系線別の月間及び年間連系線作業停止状況を表2-6に、2022年度の月間全国連系線作業停止率の推移を図2-8に示す。2022年度の作業停止日数は佐久間周波数変換所が104日、東清水周波数変換所が69日とそれぞれ最大を記録した。

表2-6 2022年度の月間及び年間連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計			
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数		
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備	0	0	0	0	8	7	9	14	21	7	0	0	7	10	6	4	2	5	0	0	0	0	0	0	0	53	47	
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	3	19	9	25
東京中部間	佐久間周波数変換設備	5	30	4	31	13	30	4	6	0	0	1	6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	28	104		
	新信濃周波数変換設備	2	7	2	1	1	2	9	12	1	1	0	0	9	14	1	12	4	9	0	0	1	1	1	1	31	60		
	東清水周波数変換設備	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	2	2	7	15	10	18	0	0	0	0	0	0	0	4	31	27	69	
	飛騨信濃周波数変換設備	1	2	0	0	2	2	10	10	0	0	16	15	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	2	33	33	
中部関西間	三重東近江線	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	4		
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	0	0	1	16	0	0	0	0	1	2	2	6	3	16	4	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	54	
北陸関西間	越前嶺南線	0	0	27	16	0	0	0	0	0	0	4	2	20	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	34	
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	9	12	0	0	40	18	0	0	0	0	23	11	4	4	1	1	6	6	0	0	0	0	0	0	83	52		
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	13	12	18	16		
中国四国間	本四連系線	7	20	18	31	2	30	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	30	83		
中国九州間	関門連系線	17	12	10	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27	24		
合計（同一連系線の重複停止を考慮）		43	84	62	107	66	89	36	45	23	10	70	46	50	75	33	59	15	23	0	0	2	2	23	65	423	605		

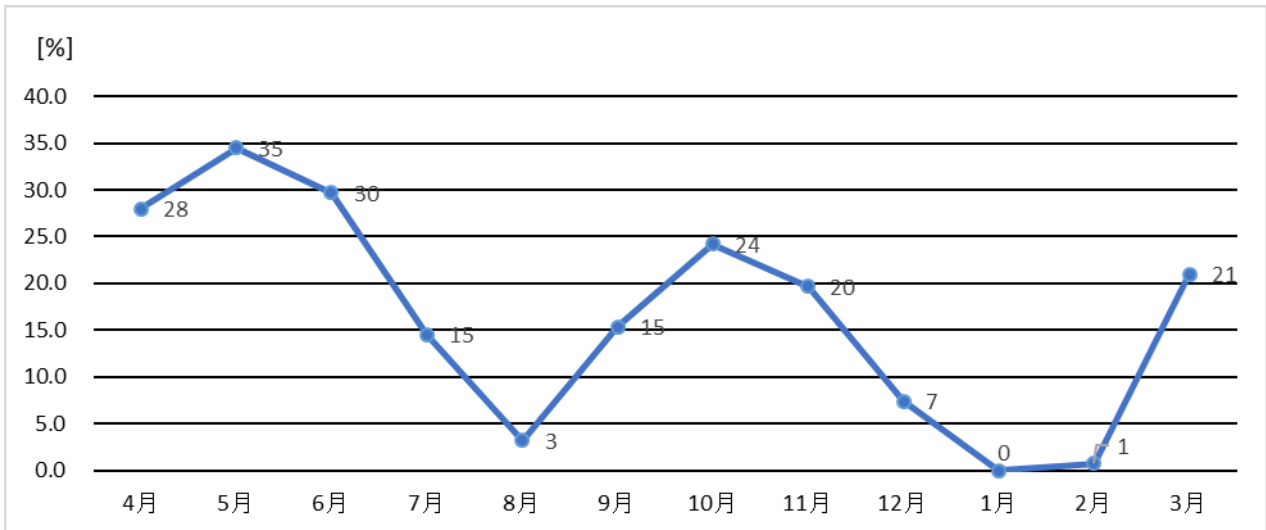


図2-8 連系線の2022年度月間作業停止率の推移

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

(2)年間連系線作業停止状況

2013年度～2022年度の年間連系線作業停止状況を表2-7に示す。

2022年度の連系線作業停止件数は423件であり、過去10年間で最大を記録した。

表2-7 年間連系線作業停止状況(2013年度～2022年度)

[件]

年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	計	10ヶ年平均
件数	38	63	91	218	267	205	353	385	379	423	2,422	242

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

4. 連系線の故障状況

(1) 連系線の故障状況

2022年度の連系線の故障状況を表2-8に示す。

表2-8 2022年度の連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
7月26日	東清水FC	送電線故障波及停止
7月27日	新信濃FC	送電線故障波及停止
8月2日	南福光BTB	基盤不良
8月13日	相馬双葉幹線	電源トラブル
8月25日	佐久間FC	送電線故障波及停止
9月6日	相馬双葉幹線	電源トラブル
9月8日	東清水FC	送電線故障波及停止
9月24日	東清水FC	送電線故障波及停止
11月10日	北本直流連系設備	コンデンサ異常
12月19日	阿南紀北直流幹線	制御装置不具合
12月23日	阿南紀北直流幹線	制御装置不具合

※運用容量に影響のある連系線の故障実績を記載。

(2) 年間連系線故障件数

2013年度～2022年度の年間連系線の故障状況を表2-9に示す。

2022年度の連系線故障件数は11件であり、昨年度に引き続き過去10年間(2013年度～2022年度)で最大を記録した。

表2-9 年間連系線故障状況

年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	計	10ヶ年平均
件数	9	1	3	3	3	6	9	8	11	11	64	6

[件]

5. マージン使用の実績

マージン使用とは、供給区域の需給ひっ迫若しくは下げ代不足が発生、又は発生するおそれのある場合において、連系線に設定したマージンを使って電気を供給することをいう。

業務規程第152条(需給ひっ迫又は下げ代不足時のマージンの使用)の規定に基づき、ひっ迫エリアからの申し入れによる連系線のマージン使用の必要性を認め使用した実績について、2022年度は表2-10のとおり。

2022年度のマージン使用の実績は6日であり、全てが東京中部間連系設備（東京向き）であった。そのうち4日間は2022年6月27日から7月1日に発生した夏季の需給ひっ迫対応のためであった。

表2-10 2022年度マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
6月27日～7月1日	東京中部間連系設備 (中部→東京)	高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため (実施日：6月27日、29日、30日、7月1日 4日間)
7月1日	東京中部間連系設備 (中部→東京)	天候の状況変化による太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域的な融通を行わなければ、電気の需給状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
8月2日、8月3日	東京中部間連系設備 (中部→東京)	高気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため

表2-11 マージン使用の年間実績

[日]

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
全国	1	0	3	15	1	16	7	6

6. 連系線別の利用実績

連系線別の利用実績の見方は、図2-9及び表2-12に示すとおりであり、利用実績は次頁以降の図2-10～2-19のとおり。

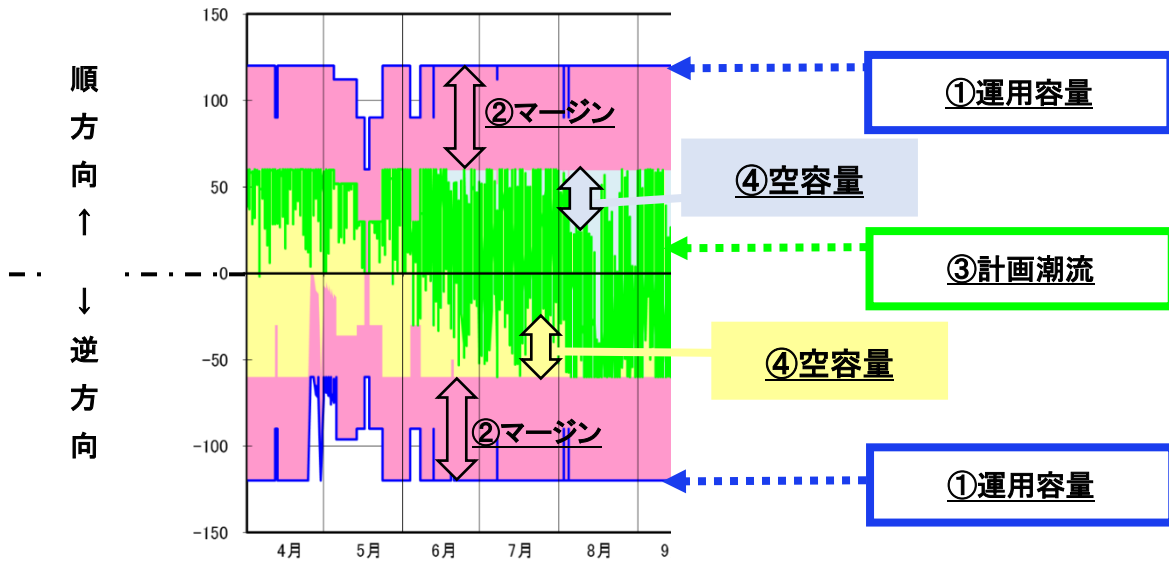


図2-9 連系線 実績の見方

表2-12 連系線 実績の見方

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

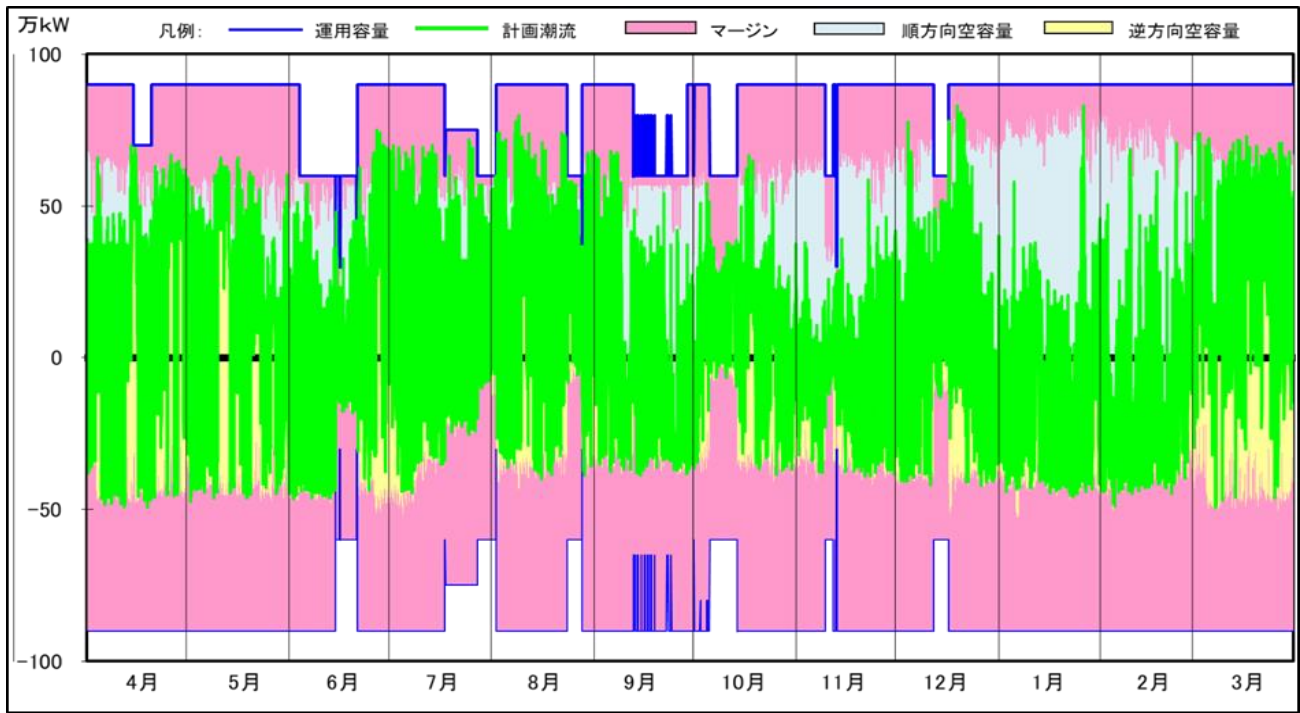
(注: 計画潮流について)

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

【参考】空容量実績の公表について

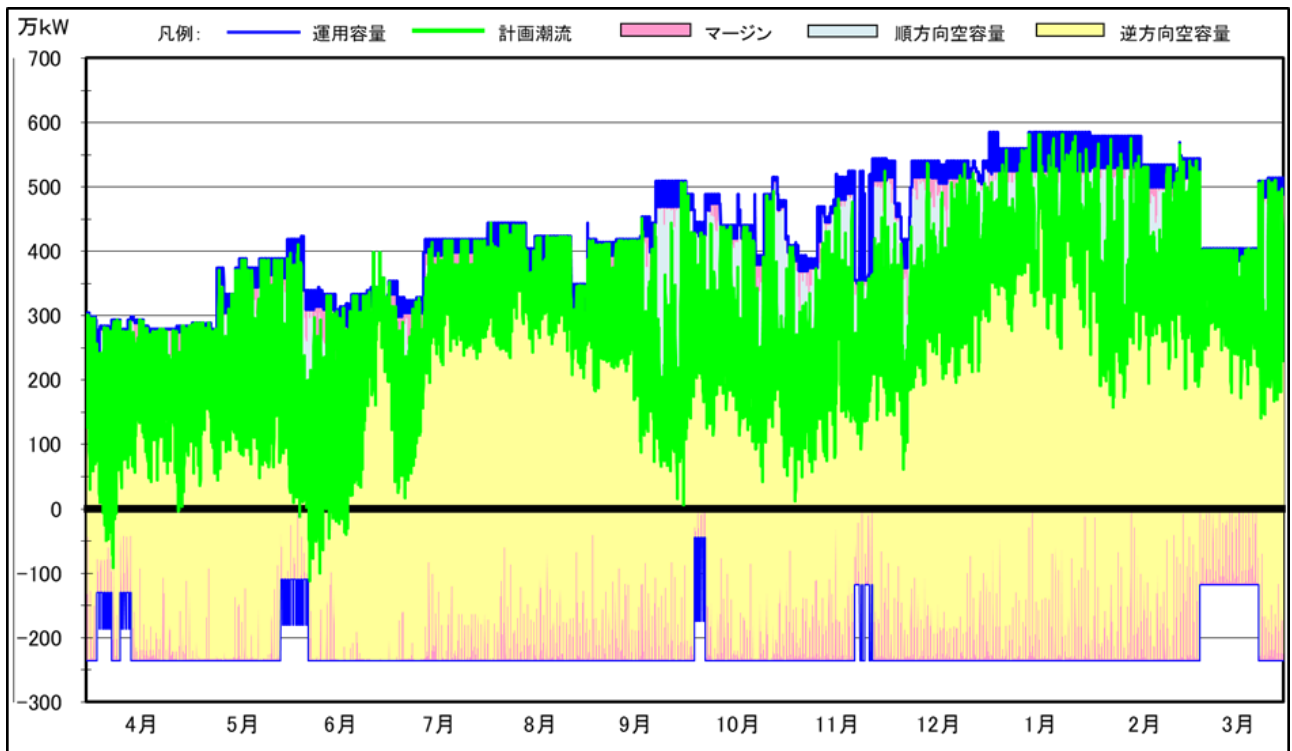
空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

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



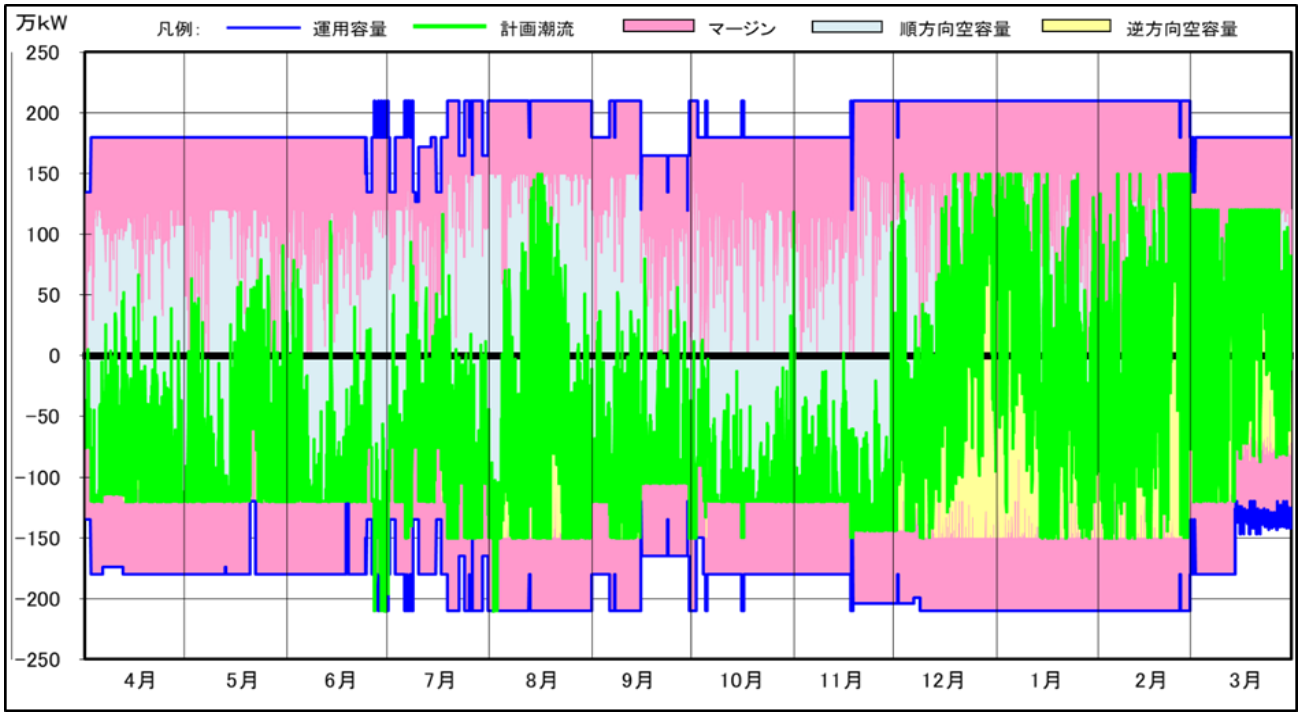
※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

図2-10 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2022年度)



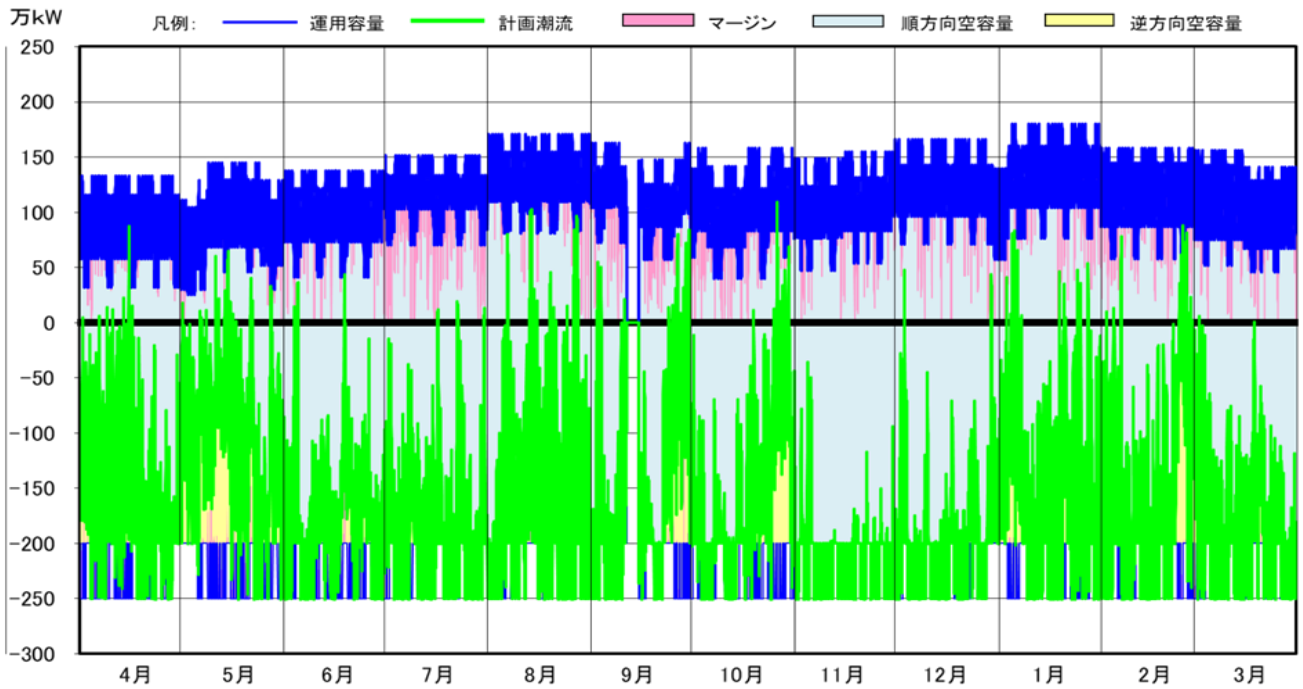
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図2-11 東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の空容量実績(2022年度)



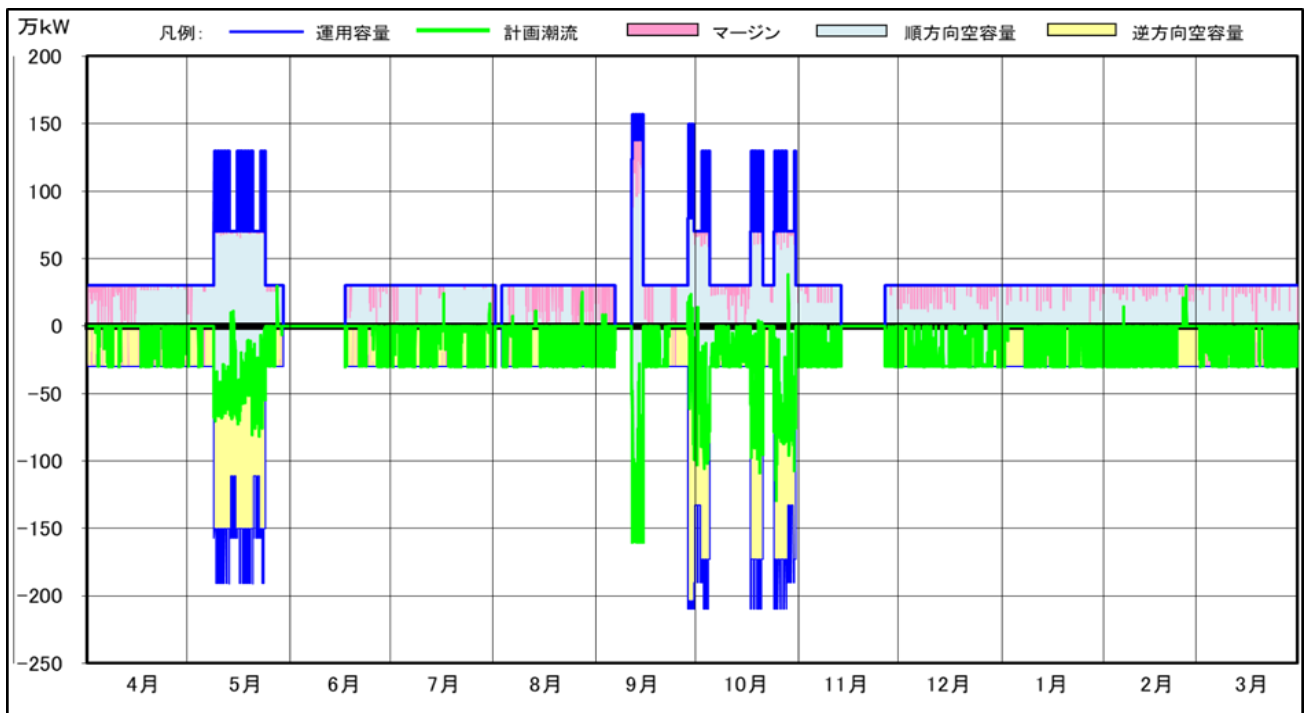
※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図2-12 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)の空容量実績(2022年度)



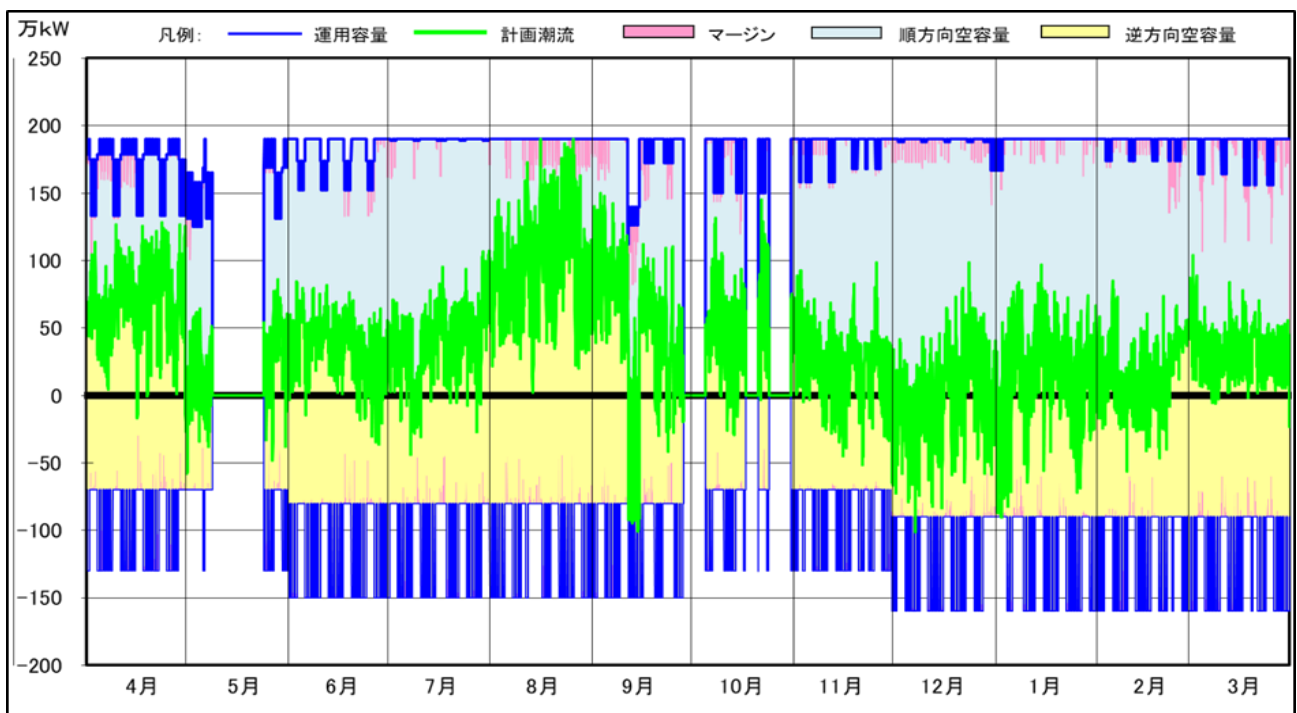
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図2-13 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2022年度)



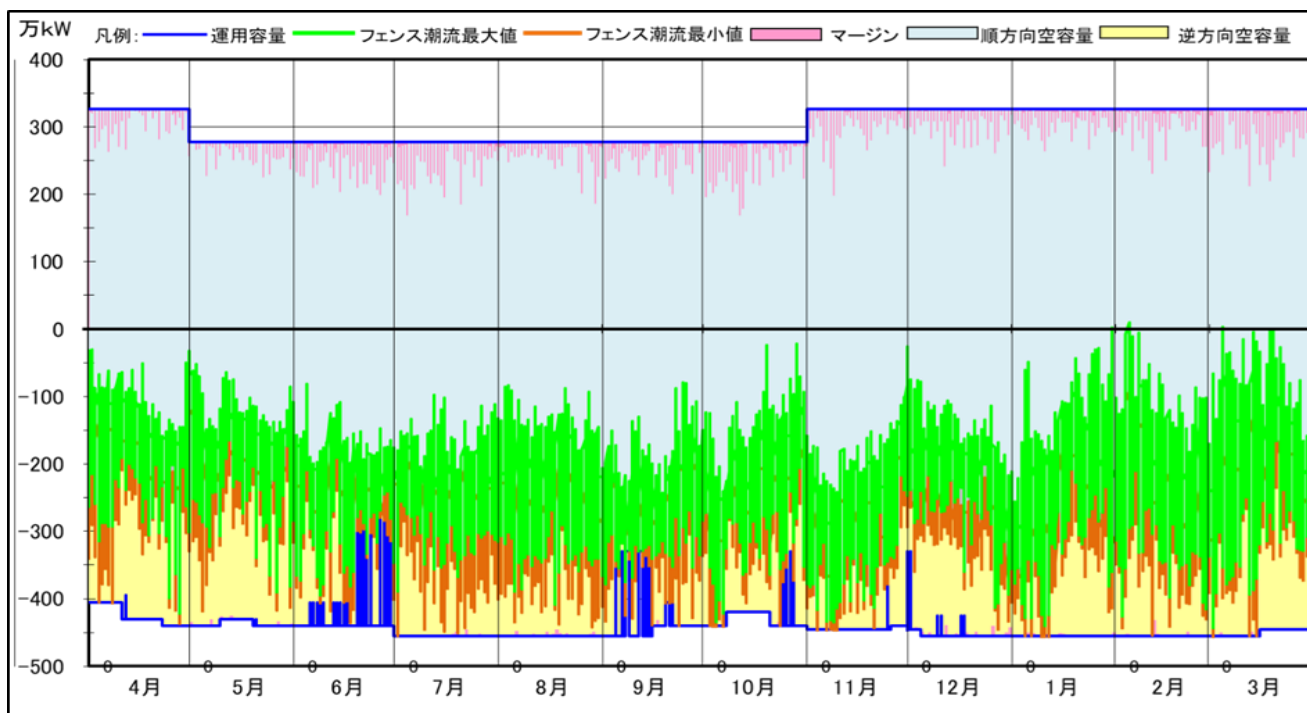
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

図2-14 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(2022年度)



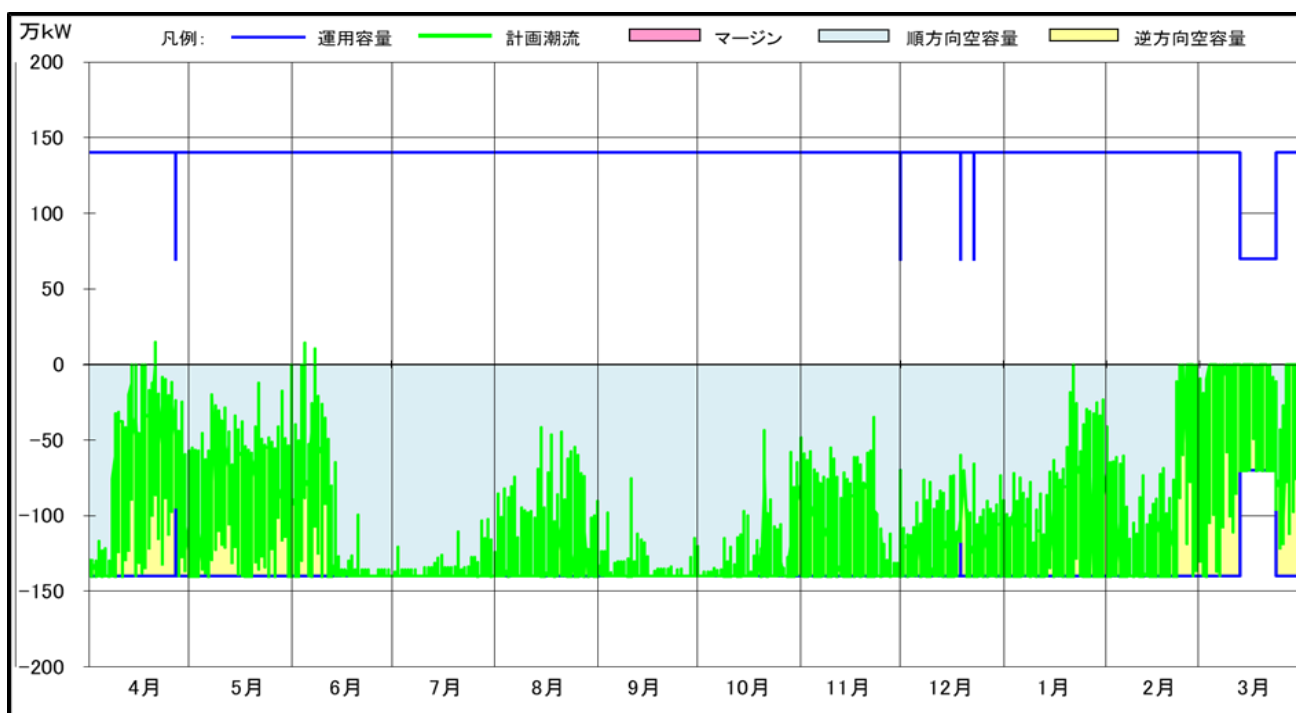
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図2-15 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2022年度)



※関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

図2-16 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(2022年度)

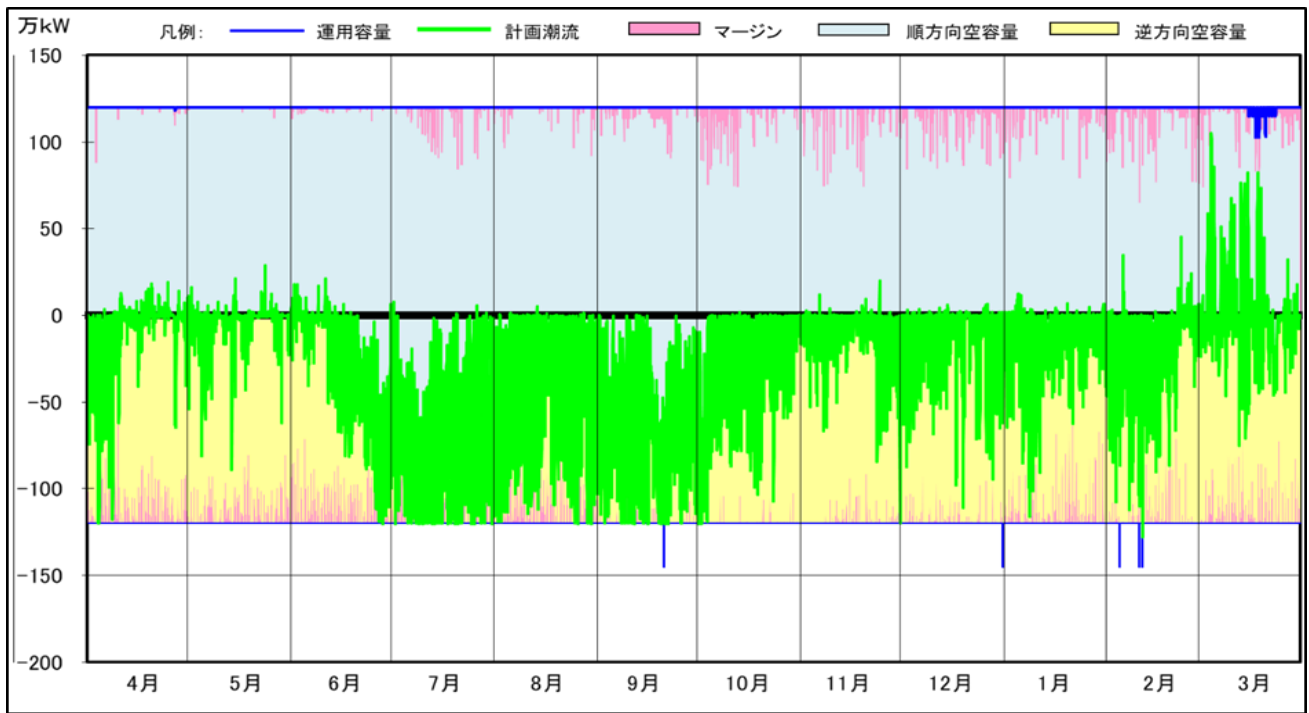


※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は、以下のうち小さい方で算出。

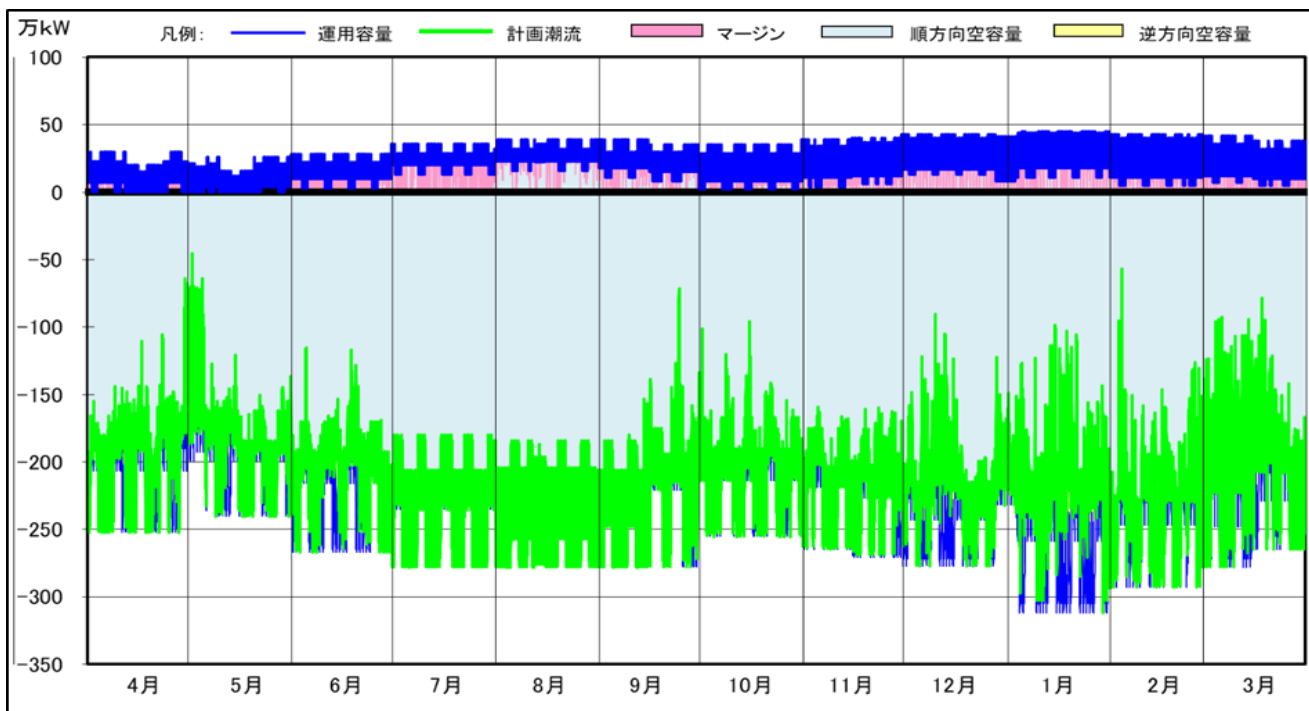
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橋湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図2-17 関西四国間連系設備(阿南紀北直流幹線)の空容量実績(2022年度)



※中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

図2-18 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2022年度)



※中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。

図2-19 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2022年度)

7. 広域連系系統の空容量の状況

広域連系系統の空容量の状況は各一般送配電事業者が公表しているとおりであり、以下 URL で参照されたい。

-
- ・北海道電力ネットワーク株式会社 : http://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html
 - ・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 : https://www.yonden.co.jp/nw/assets/line_access/mapping1.pdf
 - ・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、作業停止、故障、マージン使用、空容量に係る状況を取りまとめた。

Ⅲ. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ

(2022年度の受付・回答分)

2023年6月

電力広域的運営推進機関

- はじめに -

電力広域的運営推進機関（以下、広域機関という。）は、業務規程第181条の規定に基づき、系統アクセス業務に関する前年度までの実績について公表している。

今回、2022年度（2022年4月～2023年3月）の系統アクセス業務に関する実績（受付及び回答状況）を取りまとめたので、公表する。

本資料は2022年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針（以下、規定等という。）の条文は、同年度末日時点で適用される規定等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、同年度末日時点で施行されている電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）に規定される定義を用いる記載としている。

なお、本資料の取りまとめについては、前年度公表資料（2021年度受付及び回答状況の取りまとめ）から以下のとおり記載内容を変更している。

- ① 2022年4月1日の接続検討申込書の様式変更に伴い、近年の申込み状況を鑑みて、電源種別に揚水と蓄電池を追加。

- 目次 -

1. 対象電源	80
2. 集計結果	81
2.1 事前相談	81
2.1.1 受付件数	81
2.2 接続検討	82
2.2.1 受付件数	82
2.2.2 電源種別毎の受付件数	83
2.2.3 回答件数	84
2.2.4 検討期間	85
2.2.5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況	86
2.3 契約申込み	87
2.3.1 受付件数	88
2.3.2 電源種別毎の受付件数	89
2.3.3 回答件数	90
2.3.4 検討期間	91
2.3.5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況	92
<参考 1>年度推移	94
(1) 事前相談	95
(2) 接続検討	95
(3) 契約申込み	96
<参考 2>電源接続案件一括検討プロセス実施状況	97

1. 対象電源

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

また、本資料において、各事業者名称は下記の略称で記載する。

事業者名称	本資料における略称
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道NW
東北電力ネットワーク株式会社	東北NW
東京電力パワーグリッド株式会社	東京PG
中部電力パワーグリッド株式会社	中部PG
北陸電力送配電株式会社	北陸送配
関西電力送配電株式会社	関西送配
中国電力ネットワーク株式会社	中国NW
四国電力送配電株式会社	四国送配
九州電力送配電株式会社	九州送配
沖縄電力株式会社	沖縄電力

2. 集計結果

2.1. 事前相談

2.1.1. 受付件数

2022年度（2022年4月～2023年3月）に受付を行った事前相談の件数は以下のとおり。事前相談の受付件数は、前年度と比較して大半のエリアで増加。特に東京PGと中部PGが大幅に増加。

表1 事前相談の受付件数（広域機関および一般送配電事業者別）（件）

受付会社	前年度（2021年度）			当年度（2022年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関※1	68	0	68	107	0	107	39
北海道NW	398	1,335	1,733	768	1,244	2,012	279
東北NW	597	1,313	1,910	864	1,646	2,510	600
東京PG	954	2,456	3,410	1,558	3,402	4,960	1,550
中部PG	337	1,708	2,045	401	2,732	3,133	1,088
北陸送配	87	252	339	155	302	457	118
関西送配	377	1,823	2,200	582	2,210	2,792	592
中国NW	301	1,199	1,500	439	1,134	1,573	73
四国送配	82	542	624	123	661	784	160
九州送配	451	1,518	1,969	659	1,592	2,251	282
沖縄電力	5	24	29	4	16	20	▲ 9
合計	3,657	12,170	15,827	5,660	14,939	20,599	4,772

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

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

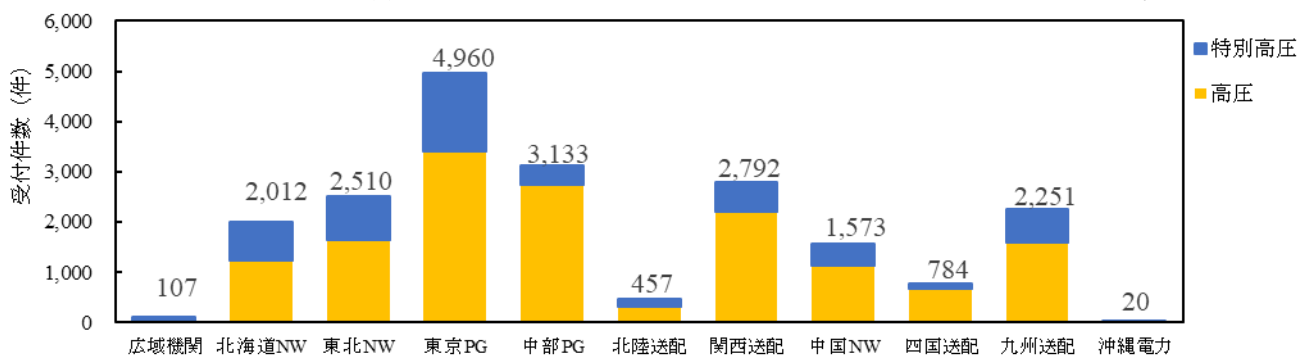


図1 事前相談の受付件数（広域機関および一般送配電事業者別）
[2022年度]

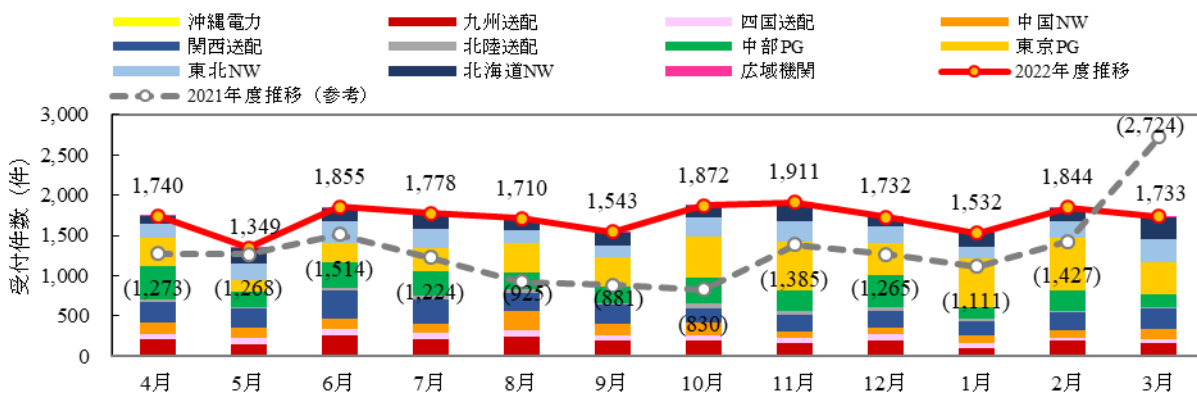


図2 事前相談 受付件数（広域機関+一般送配電事業者合計）
[2022年度]

2.2. 接続検討

2.2.1. 受付件数

2022年度（2022年4月～2023年3月）に受付を行った接続検討の件数は以下のとおり。接続検討の受付件数は、前年度と比較して大半のエリアで増加し、特に東京PGが大幅に増加。一方、東北NWは、電源接続案件一括検討プロセスへの接続検討申込の減少に起因して減少。

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（2021年度）			当年度（2022年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
広域機関※1	75	1	76	73	1	74	▲ 2
北海道NW	112	273	385	135	299	434	49
東北NW	309	370	679	217	287	504	▲ 175
東京PG	141	1,241	1,382	207	1,863	2,070	688
中部PG	79	312	391	107	552	659	268
北陸送配	24	30	54	36	41	77	23
関西送配	74	159	233	112	146	258	25
中国NW	84	122	206	86	176	262	56
四国送配	30	45	75	60	89	149	74
九州送配	87	98	185	123	184	307	122
沖縄電力	0	5	5	1	5	6	1
合計	1,015	2,656	3,671	1,157	3,643	4,800	1,129

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

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

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

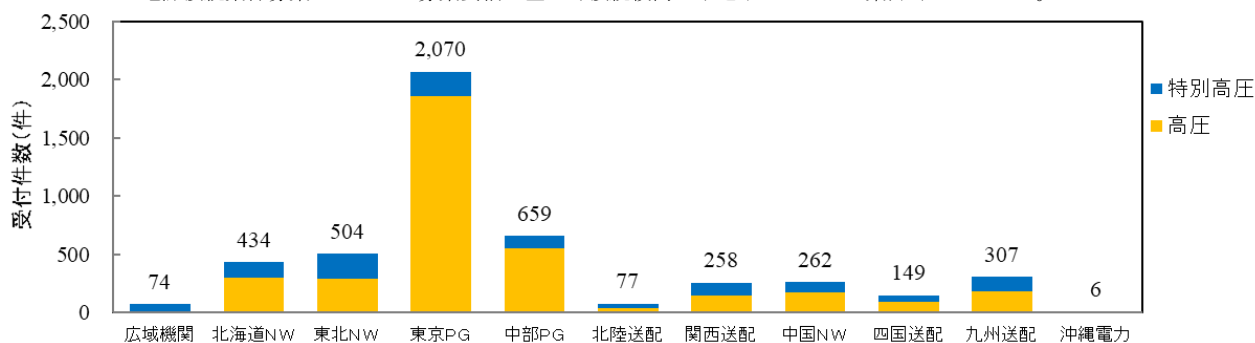


図3 接続検討 受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

[2022年度]

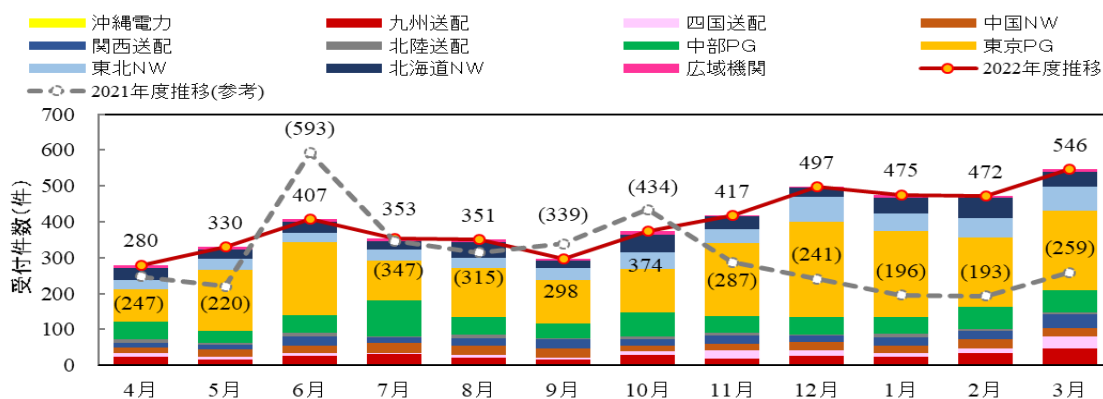


図4 接続検討 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)

[2022年度]

2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2022年度（2022年4月～2023年3月）に受付を行った接続検討の電源種別ごとの件数は以下のとおり。広域機関にて受け付けた案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。また、接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。加えて、2022年4月1日の接続検討申込書の様式変更に伴い、電源種別に揚水と蓄電池を追加（2021年度までは「その他に分類」）。

電源種別毎の受付件数は、東北エリアでは風力比率が高く、東京エリアでは太陽光比率が高い。また、前年度と比較すると太陽光の受付件数が大幅に増加。

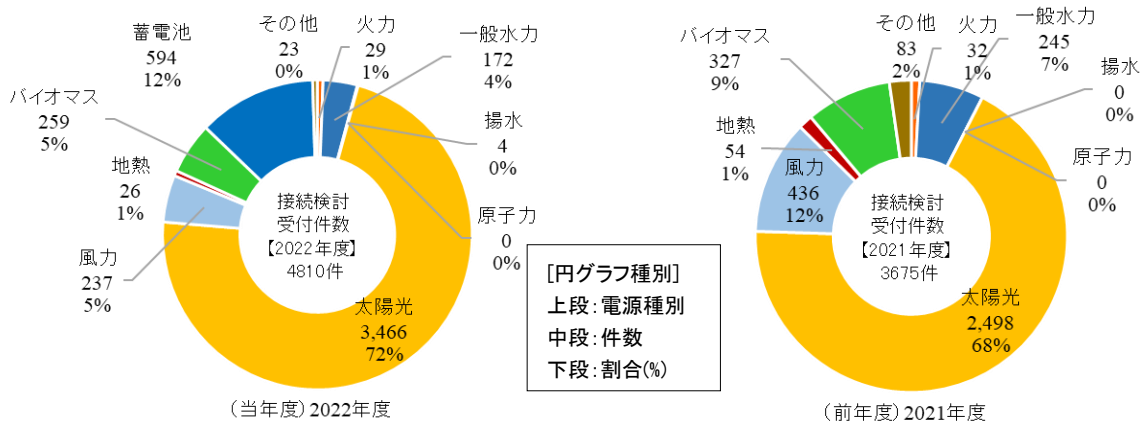
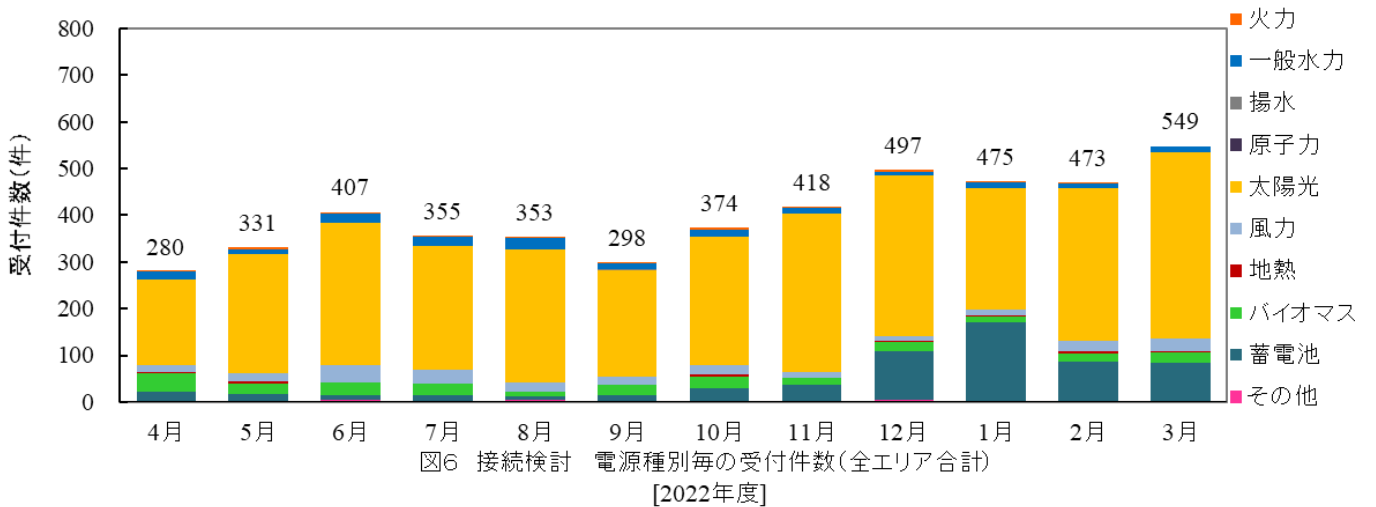
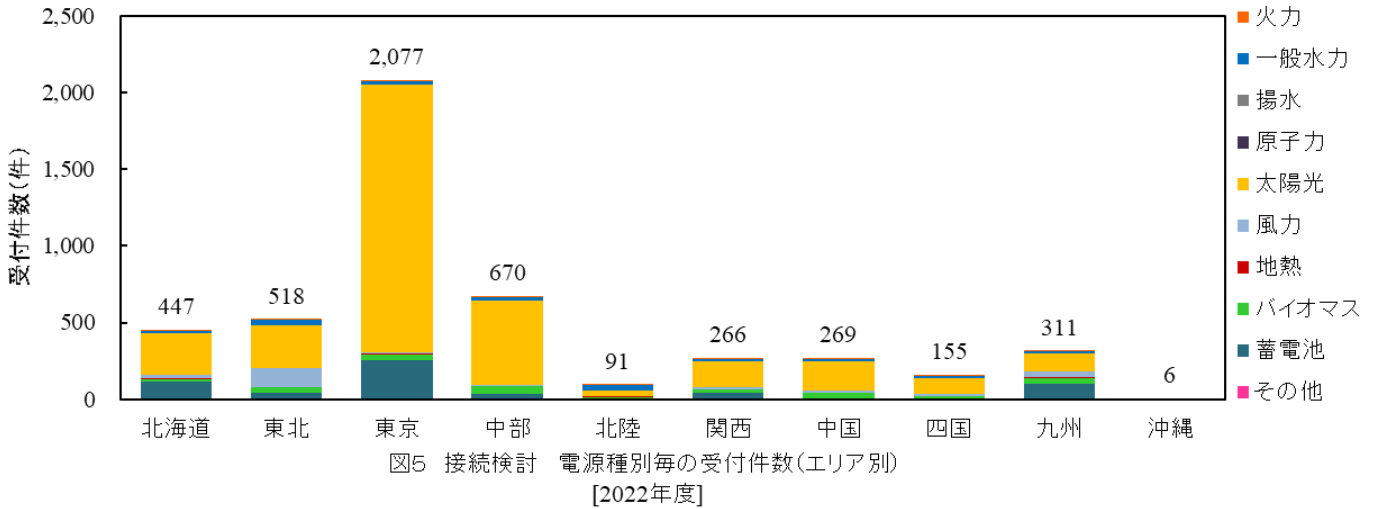


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)

[2022年度]

2.2.3. 回答件数

2022年度（2022年4月～2023年3月）に回答を行った接続検討の回答件数は以下のとおり。接続検討の回答件数は、前年度と比較して増加。特に、東京PGおよび中部PGが増加。また、大半のエリアにおいて、ノンファーム型接続を適用した回答が進んでいる。

表3 接続検討の回答件数(広域機関および一般送配電事業者別)

受付会社	前年度（2021年度）						当年度（2022年度）						(件) 増減
	特別高圧		高圧		合計		特別高圧		高圧		合計		
広域機関※1	78	(25)	2	(-)	80	(25)	71	(24)	1	(-)	72	(24)	▲ 8
北海道NW	97	(61)	219	(167)	316	(228)	93	(58)	256	(198)	349	(256)	33
東北NW	353	(276)	345	(292)	698	(568)	237	(75)	257	(123)	494	(198)	▲ 204
東京PG	149	(108)	1,079	(764)	1,228	(872)	149	(99)	1,637	(1,425)	1,786	(1,524)	558
中部PG	74	(2)	333	(4)	407	(6)	86	(9)	441	(116)	527	(125)	120
北陸送配	21	(2)	26	(-)	47	(2)	35	(7)	43	(13)	78	(20)	31
関西送配	73	(3)	162	(2)	235	(5)	86	(2)	127	(-)	213	(2)	▲ 22
中国NW	76	(14)	119	(44)	195	(58)	80	(38)	151	(77)	231	(115)	36
四国送配	25	(6)	48	(6)	73	(12)	33	(3)	49	(13)	82	(16)	9
九州送配	84	(36)	108	(39)	192	(75)	95	(48)	188	(83)	283	(131)	91
沖縄電力	0	(-)	1	(-)	1	(-)	1	(-)	9	(-)	10	(-)	9
合計	1,030	(533)	2,442	(1,318)	3,472	(1,851)	966	(363)	3,159	(2,048)	4,125	(2,411)	653

- ※1 広域機関は発電設備等の出力の合計値が1万キロワット以上である申込みを受け付ける。
- ※2 同一事業者が同一発電場所において異なった容量の申込みを複数行っている場合もそれぞれ計上している。
- ※3 電源接続案件募集プロセスの募集要綱に基づく接続検討の申込みについては集計外としている。
- ※4 ()内はノンファーム型接続を適用した回答を再掲。

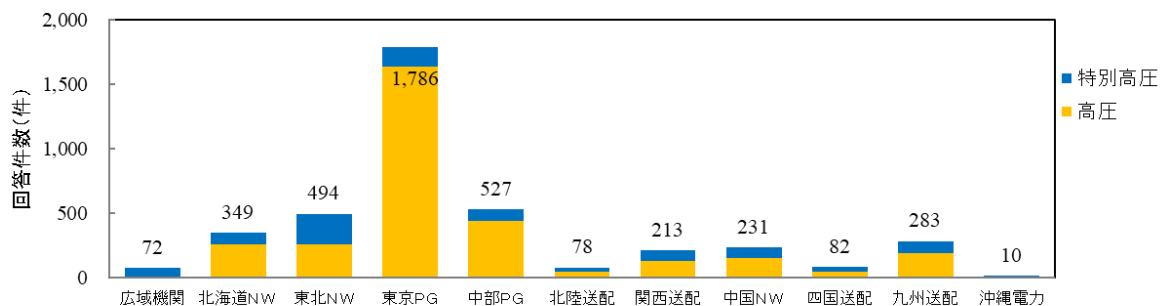


図8 接続検討 回答件数(広域機関および一般送配電事業者別)
[2022年度]

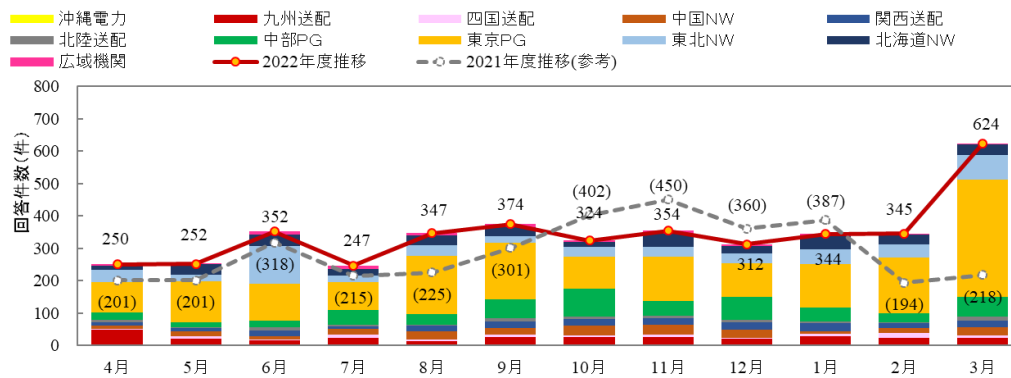


図9 接続検討 回答件数(広域機関+一般送配電事業者)
[2022年度]

2.2.4. 検討期間

2022年度（2022年4月～2023年3月）に回答を行った接続検討の検討期間は以下のとおり。なお、検討期間は、送配電等業務指針第86条の規定を踏まえ、3か月を標準期間として確認。

接続検討の検討期間（3か月）を超過している件数は、全体の11%。超過理由の主な内容は、受付者都合（申込集中・特殊検討・検討量大）が多い。

表4 接続検討の検討期間(広域機関および一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	回答件数	3か月以内	3か月超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
広域機関※1	72	60	12	0	1	0	3	3	0	0	0	5
北海道NW	349	305	44	0	3	3	20	3	11	0	0	4
東北NW	494	488	6	4	1	0	0	1	0	0	0	0
東京PG	1,786	1,465	321	13	4	181	122	1	0	0	0	0
中部PG	527	513	14	0	1	0	2	0	11	0	0	0
北陸送配	78	76	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0
関西送配	213	212	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
中国NW	231	229	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	82	82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	283	215	68	1	2	3	54	1	5	0	0	2
沖縄電力	10	7	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	4,125	3,652	473	21	16	187	201	9	27	0	0	12

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

(接続検討の回答期間)

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

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

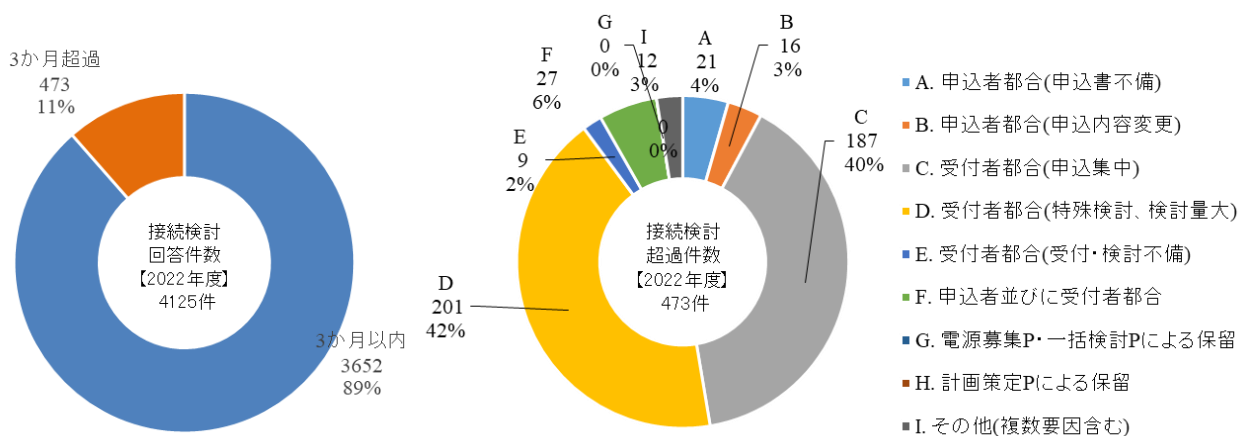


図10 接続検討の回答件数および検討期間実績 (広域機関と一般送配電事業者の合計)

図11 接続検討の回答予定日超過理由 (広域機関と一般送配電事業者の合計) [2022年度]

[円グラフ種別]
 上段: 超過理由
 中段: 件数
 下段: 割合(%)

回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C. 受付者都合（申込集中）

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

D. 受付者都合（特殊検討，検討量大）

特殊検討^{※1}が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G. 電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス^{※2}および電源接続案件一括検討プロセス^{※2}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^{※3}の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

- ・合理的な設備形成の検討に時間を要しているため
（事業者提案にあたり複数案の工事が考えられる場合などにその決定までに時間を要す）
- ・上位系統増強工事が発生することで検討量が増加したため
- ・近隣で既に複数の先行事業者が連系しており、最適な配電線ルート選定に時間を要したため
- ・当該案件とは別の設備増強工事等が絡み、工事内容について多様な検討（精査）が必要となったため
- ・検討途中での大規模電源の連系申込みに伴い、対策内容の再検討が必要となったため

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

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

2.2.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2022年度末（2023年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。

表5 接続検討の回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)）

(広域機関および一般送配電事業者の合計)

(件)

受付会社	2021年度末	2022年度末	増減
広域機関	5	0	▲ 5
北海道NW	55	46	▲ 9
東北NW	21	3	▲ 18
東京PG	82	40	▲ 42
中部PG	0	4	4
北陸送配	6	6	0
関西送配	0	1	1
中国NW	3	1	▲ 2
四国送配	0	0	0
九州送配	9	6	▲ 3
沖縄電力	3	0	▲ 3
合計	184	107	▲ 77

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

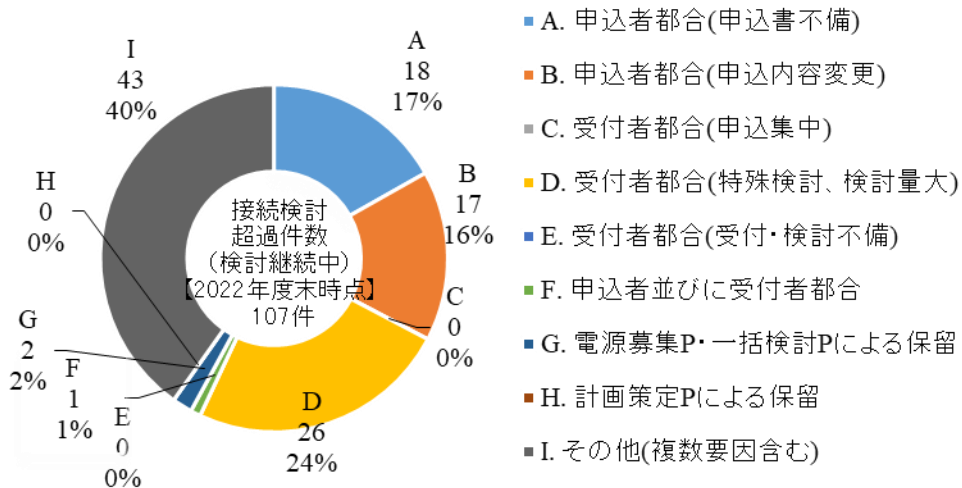


図12 接続検討 回答予定日超過理由(検討継続中)
(広域機関+一般送配電事業者合計)
[2022年度末時点]

[円グラフ種別]
上段: 超過理由
中段: 件数
下段: 割合(%)

2.3. 契約申込み

2.3.1. 受付件数

2022年度（2022年4月～2023年3月）に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおり。契約申込みの受付件数は、前年度と比較して増加したエリアが多い。特に、東北NWは、電源接続案件一括検討プロセスへの契約申込みの増加に起因して大幅に増加。

表6 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2021年度）			当年度（2022年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	24	61	85	20	72	92	7
東北NW	87	28	115	148	180	328	213
東京PG	22	391	413	23	491	514	101
中部PG	19	122	141	22	122	144	3
北陸送配	18	9	27	17	13	30	3
関西送配	43	69	112	31	72	103	▲ 9
中国NW	24	43	67	26	47	73	6
四国送配	16	26	42	18	28	46	4
九州送配	34	39	73	28	59	87	14
沖縄電力	2	0	2	3	3	6	4
合計	289	788	1,077	336	1,087	1,423	346

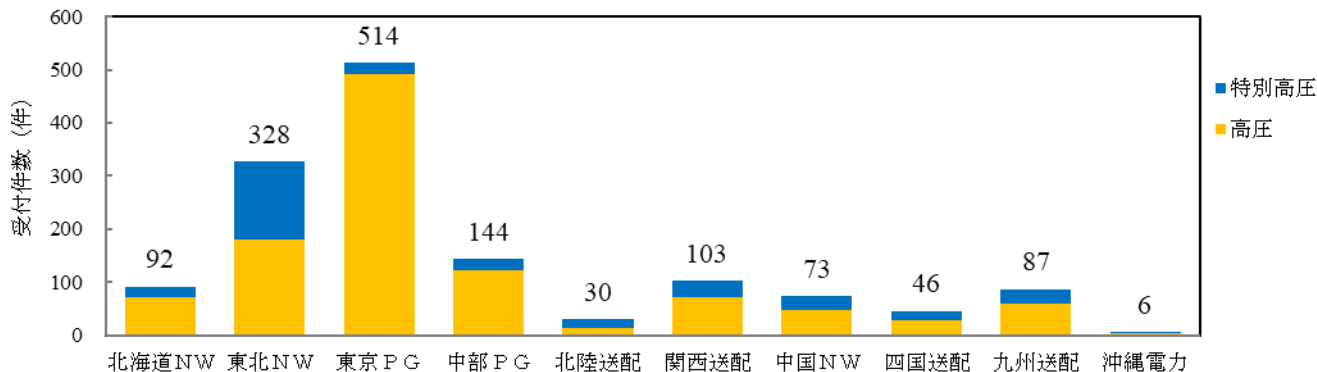


図1-3 契約申込み 受付件数 (一般送配電事業者別) [2022年度]

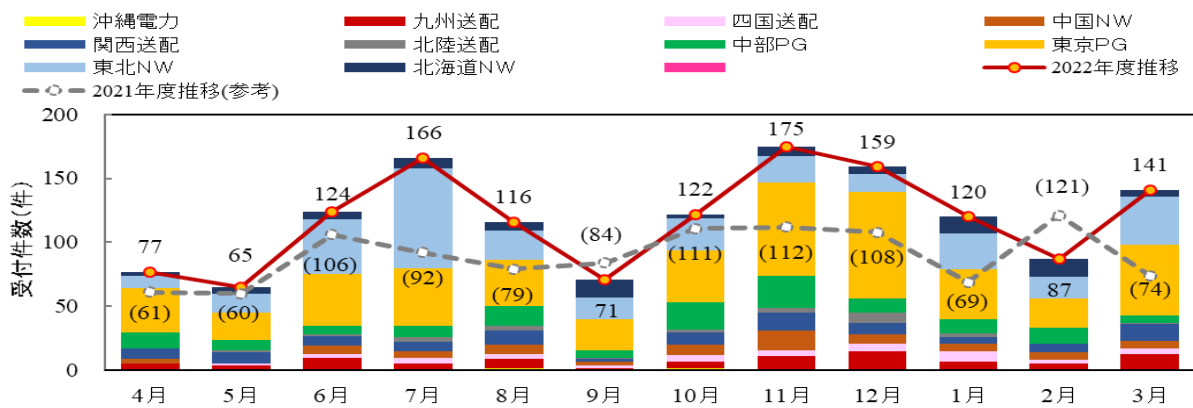
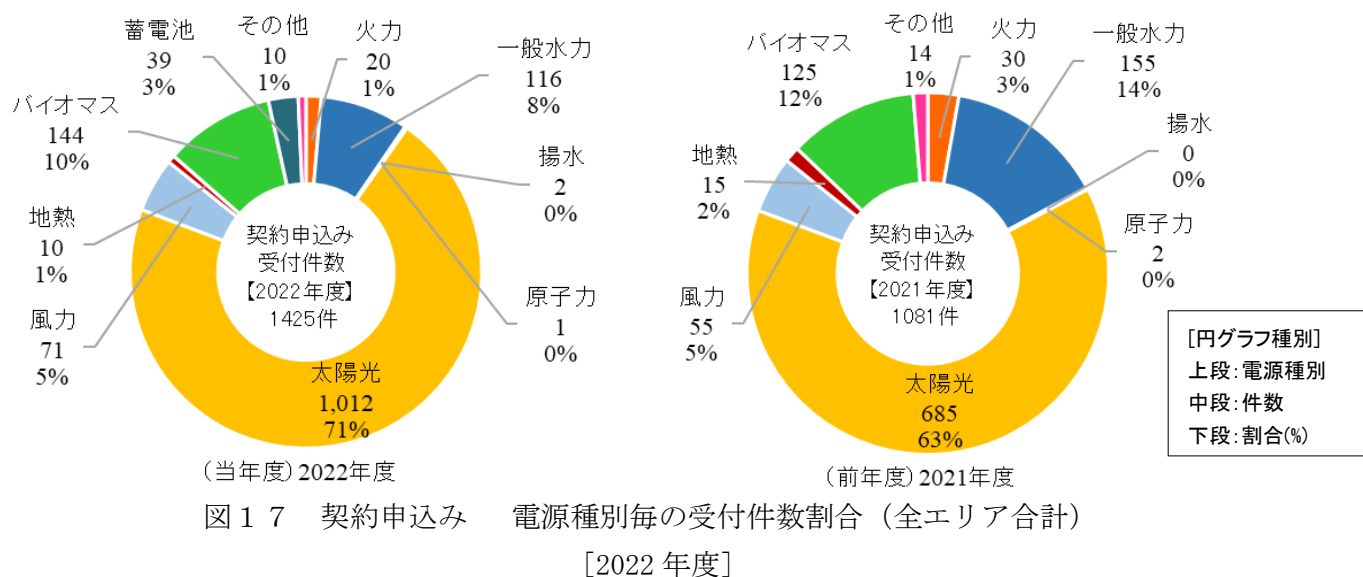
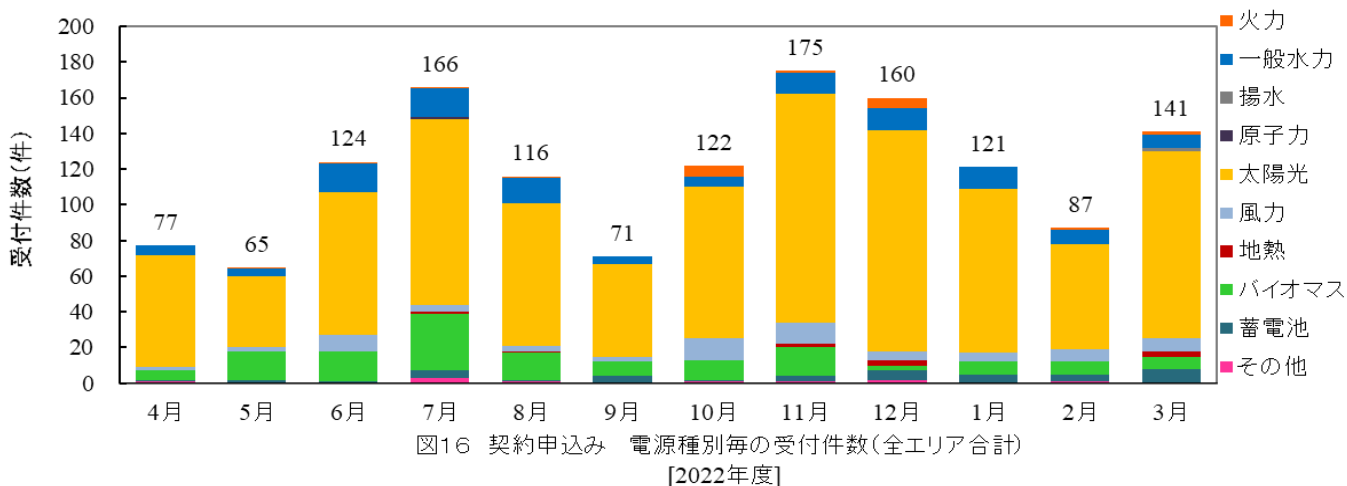
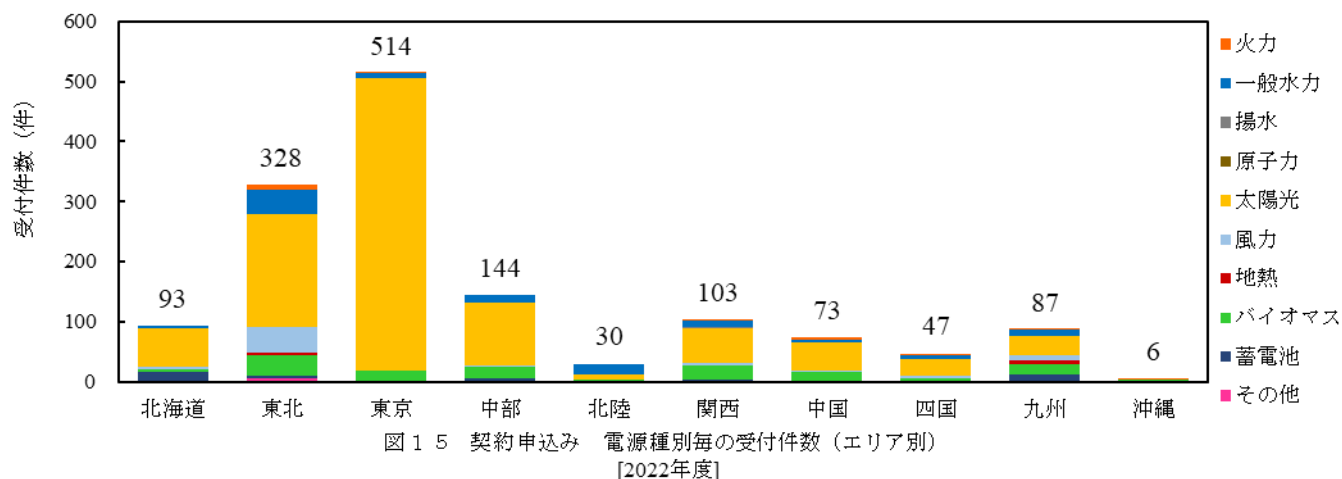


図1-4 契約申込み 受付件数 (一般送配電事業者合計) [2022年度]

2.3.2. 電源種別毎の受付件数

2022年度（2022年4月～2023年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおり。契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。加えて、2022年4月1日の接続検討申込書の様式変更に伴い、電源種別に揚水と蓄電池を追加（2021年度までは「その他に分類」）。電源種別毎の受付件数の比率は、前年度と同様に太陽光が高く半数を占めている。他方、風力の受付件数は、前年度と比較して減少。



2.3.3. 回答件数

2022年度（2022年4月～2023年3月）に回答を行った契約申込みの件数および検討期間は以下のとおり。契約申込みの回答件数は、前年度と比較して増加したエリアが多い。特に東京PGで大幅に増加。

またノンファーム型接続を適用した回答を行ったエリア及びその回答件数は、前年度より増加。

表7 契約申込みの回答件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2021年度）						当年度（2022年度）						増減
	特別高圧		高圧		合計		特別高圧		高圧		合計		
北海道NW	21	(7)	29	(10)	50	(17)	17	(4)	64	(49)	81	(53)	31
東北NW	112	(-)	22	(1)	134	(1)	96	(14)	74	(27)	170	(41)	36
東京PG	16	(5)	203	(130)	219	(135)	23	(11)	303	(216)	326	(227)	107
中部PG	14	(-)	92	(-)	106	(-)	19	(2)	98	(13)	117	(15)	11
北陸送配	11	(-)	11	(-)	22	(-)	18	(4)	9	(1)	27	(5)	5
関西送配	36	(-)	47	(1)	83	(1)	30	(-)	62	(-)	92	(-)	9
中国NW	18	(2)	37	(10)	55	(12)	19	(8)	40	(18)	59	(26)	4
四国送配	9	(-)	26	(-)	35	(-)	18	(3)	19	(2)	37	(5)	2
九州送配	27	(8)	43	(3)	70	(11)	16	(7)	36	(6)	52	(13)	▲18
沖縄電力	2	(-)	0	(-)	2	(-)	3	(-)	3	(-)	6	(-)	4
合計	266	(22)	510	(155)	776	(177)	259	(53)	708	(332)	967	(385)	191

※1 ()内はノンファーム型接続を適用した回答を再掲

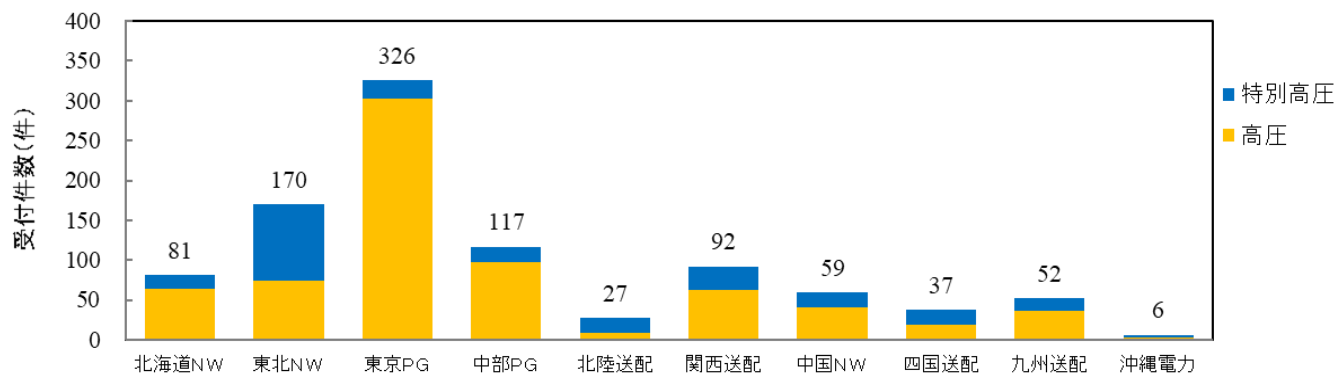


図18 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者別) [2022年度]

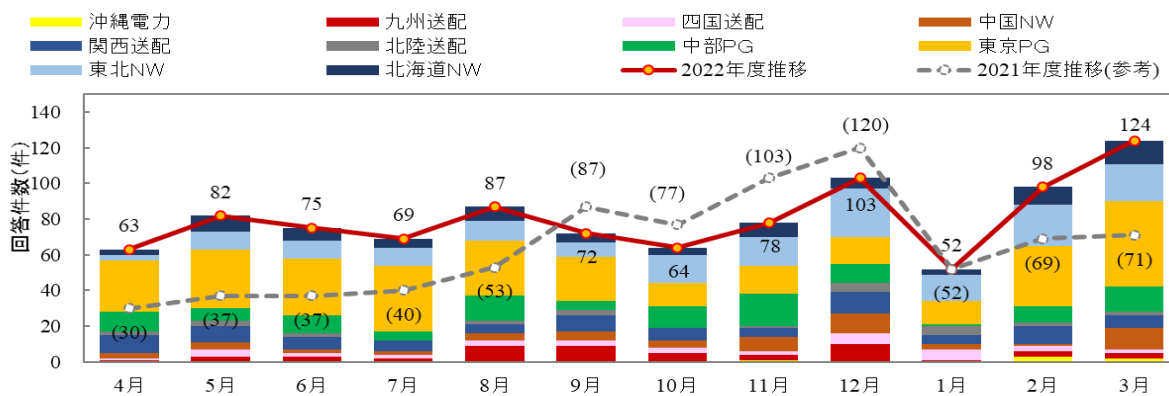


図19 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者) [2022年度]

2.3.4. 検討期間

2022年度（2022年4月～2023年3月）に回答を行った契約申込みの検討期間は以下のとおり。なお、検討期間については、送配電等業務指針第98条の規定に基づき、6か月を標準検討期間として確認した。

契約申込みの検討期間（6か月）を超過している件数は、全体の12%。超過理由の主な内容は、申込者都合（申込書不備、申込内容の変更）が多い。

表8 契約申込みの検討期間(一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	回答件数	6か月以内	6か月超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
北海道NW	81	67	14	1	3	1	4	1	2	0	0	2
東北NW	170	166	4	0	1	1	2	0	0	0	0	0
東京PG	326	251	75	36	18	1	14	0	6	0	0	0
中部PG	117	116	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
北陸送配	27	22	5	0	2	0	0	0	0	0	0	3
関西送配	92	88	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0
中国NW	59	58	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	37	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	52	41	11	4	1	0	5	0	0	0	0	1
沖縄電力	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	967	852	115	46	26	3	25	1	8	0	0	6

(発電設備等契約申込みの回答期間)

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

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

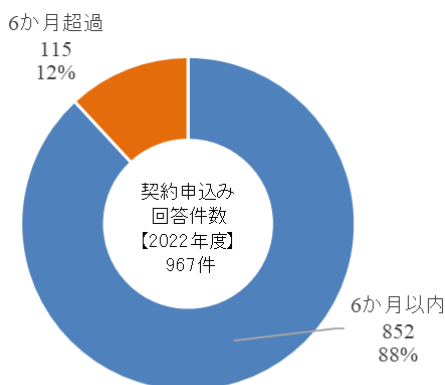


図20 契約申込みの回答件数および検討期間実績 (一般送配電事業者合計)

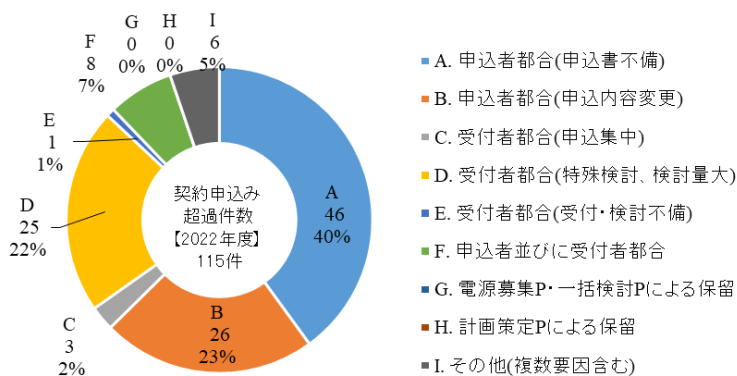


図21 契約申込みの回答予定日超過理由 (一般送配電事業者合計) [2022年度]

[円グラフ種別]
 上段: 超過理由
 中段: 件数
 下段: 割合(%)

回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C. 受付者都合（申込集中）

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

D. 受付者都合（特殊検討，検討量大）

特殊検討^{※1}が必要となるなどの理由により、当該一般送配電事業者の検討量が多く、検討に時間を要した場合

E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G. 電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス^{※2}および電源接続案件一括検討プロセス^{※2}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^{※3}の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

- ・合理的な設備形成の検討に時間を要しているため
（事業者提案にあたり複数案の工事が考えられる場合などにその決定までに時間を要す）
- ・上位系統増強工事が発生することで検討量が増加したため
- ・近隣で既に複数の先行事業者が連系しており、最適な配電線ルート選定に時間を要したため
- ・当該案件とは別の設備増強工事等が絡み、工事内容について多様な検討（精査）が必要となったため
- ・検討途中での大規模電源の連系申込みに伴い、対策内容の再検討が必要となったため

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

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

2.3.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2022年度末（2023年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。なお、申込者による契約申込みの継続意思がない案件については、集計の対象から除外した。

表9 契約申込みの回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)）
（一般送配電事業者の合計）

受付会社	2021年度末	2022年度末	増減
北海道NW	10	9	▲ 1
東北NW	7	0	▲ 7
東京PG	54	89	35
中部PG	3	0	▲ 3
北陸送配	6	2	▲ 4
関西送配	10	7	▲ 3
中国NW	1	1	0
四国送配	0	0	0
九州送配	43	32	▲ 11
沖縄電力	0	0	0
合計	134	140	6

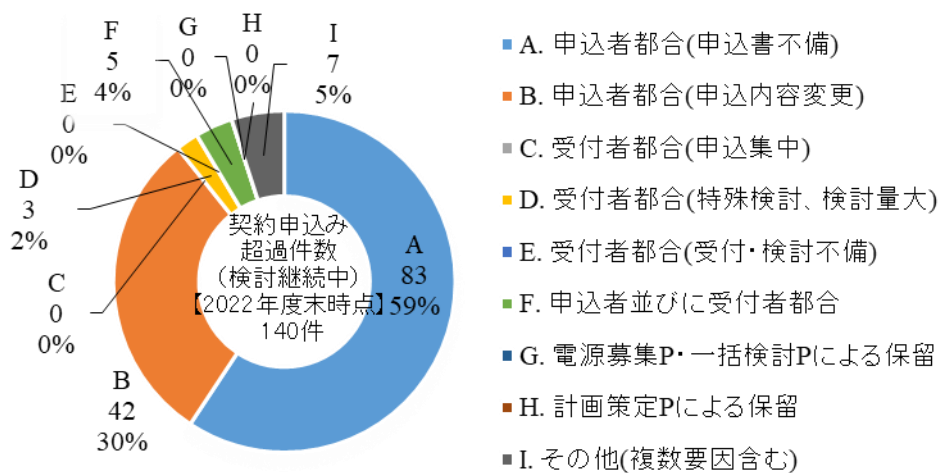


図22 契約申込み 回答予定日超過理由(検討継続中)
（一般送配電事業者合計）
[2022年度末時点]

[円グラフ種別]
上段: 超過理由
中段: 件数
下段: 割合(%)

<参考1> 年度推移

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

事前相談は2017年度をピークに減少していたが、2021年度から増加傾向に変化し、2022年度においては、2017年度のピークに迫る件数まで増加。また、接続検討および契約申込みは2020年度から増加傾向に変化し、接続検討においては、2016年度以降では過去最高の件数となっている。

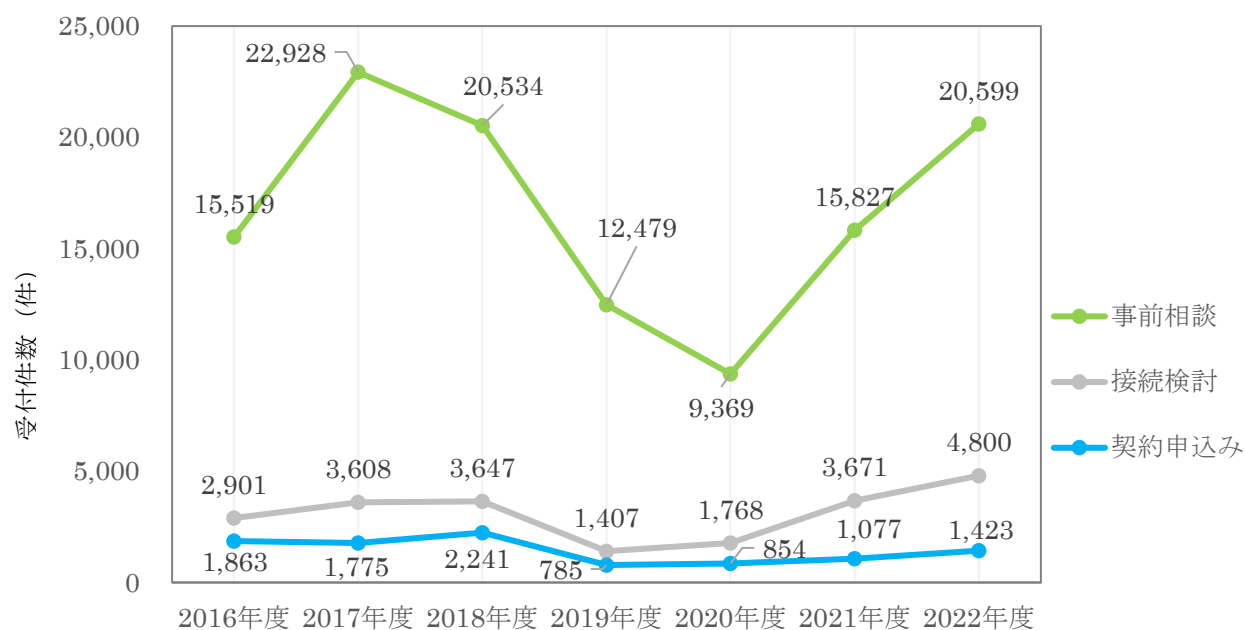


図 2-3 年度別 事前相談・接続検討・契約申込みの受付件数の推移

(1) 事前相談

表 10 事前相談の各社別受付件数の推移

(件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
広域機関	333	111	76	41	27	68	107
北海道NW	637	1,592	646	237	567	1,733	2,012
東北NW	1,705	2,529	2,853	1,502	1,181	1,910	2,510
東京PG	3,882	5,396	2,659	1,187	1,064	3,410	4,960
中部PG	3,472	4,136	4,110	1,840	1,819	2,045	3,133
北陸送配	425	478	622	262	214	339	457
関西送配	2,076	3,528	4,318	2,128	1,442	2,200	2,792
中国NW	1,256	2,744	2,405	1,520	895	1,500	1,573
四国送配	390	546	804	257	326	624	784
九州送配	1,256	1,796	2,003	3,484	1,790	1,969	2,251
沖縄電力	87	72	38	21	44	29	20
合計	15,519	22,928	20,534	12,479	9,369	15,827	20,599

(2) 接続検討

表 11 接続検討の各社別受付件数の推移 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
広域機関	83	53	58	83	76	76	74
北海道NW	106	323	229	65	89	385	434
東北NW	415	443	615	363	424	679	504
東京PG	811	1,085	853	287	443	1,382	2,070
中部PG	453	485	585	163	230	391	659
北陸送配	102	118	115	79	55	54	77
関西送配	312	354	328	91	137	233	258
中国NW	243	315	431	91	106	206	262
四国送配	134	139	110	42	29	75	149
九州送配	238	291	315	138	173	185	307
沖縄電力	4	2	8	5	6	5	6
合計	2,901	3,608	3,647	1,407	1,768	3,671	4,800

表 12 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移 (件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
火力	66	41	25	59	60	32	29
一般水力	106	132	145	182	241	245	172
揚水	0	0	0	0	0	0	4
原子力	0	0	0	0	0	0	0
太陽光	2,005	2,602	2,806	481	766	2,498	3,466
風力	368	340	303	410	326	436	237
地熱	17	17	14	38	55	54	26
バイオマス	335	469	341	221	305	327	259
蓄電池	-	-	-	-	-	-	594
その他	7	11	13	21	18	83	23
合計	2,904	3,612	3,647	1,412	1,771	3,675	4,810

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

(3) 契約申込み

表 13 契約申込みの各社別受付件数の推移

(件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
北海道NW	37	187	46	25	25	85	92
東北NW	215	211	329	232	332	115	328
東京PG	538	277	618	174	174	413	514
中部PG	357	267	400	94	96	141	144
北陸送配	83	86	50	26	33	27	30
関西送配	233	256	251	57	70	112	103
中国NW	147	196	242	45	37	67	73
四国送配	71	79	69	20	15	42	46
九州送配	177	210	232	110	69	73	87
沖縄電力	5	6	4	2	3	2	6
合計	1,863	1,775	2,241	785	854	1,077	1,423

表 14 契約申込みの電源種別毎受付件数の推移

(件)

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
火力	30	26	16	19	16	30	20
一般水力	70	76	96	124	135	155	116
揚水	0	2	0	0	0	0	2
原子力	0	0	1	1	0	2	1
太陽光	1,462	1,252	1,900	375	440	685	1012
風力	168	229	78	113	148	55	71
地熱	8	5	3	11	15	15	10
バイオマス	123	187	143	138	95	125	144
蓄電池	-	-	-	-	-	-	39
その他	2	3	5	7	6	14	10
合計	1,863	1,780	2,242	788	855	1,081	1,425

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

<参考 2> 電源接続案件一括検討プロセス実施状況

2022年度末（2023年3月末）時点における電源接続案件一括検討プロセス（主宰者：一般送配電事業者）の実施状況※は以下のとおり。総数24件のうち、2023年3月末時点で、15件が未完了。

※2023年3月末時点の実施状況を記載しているため、本資料公表日の実施状況とは異なる場合がある。

表 15 電源接続案件一括検討プロセスの実施状況一覧

会社	件数	対象エリア	開始決定日	応募申込 受付開始日	プロセス 完了(予定)日
北海道	1件	弟子屈	2022/4/28	2022/7/26	2023/12頃
東北	8件	福島	2021/3/24	2021/4/26	2023/5 月上旬頃
		山形・本荘由利	2021/3/26	2021/4/28	2023/5 月上旬頃
		青森県下北	2021/5/19	2021/6/16	2023/4 中旬頃
		岩手県北部	2021/8/12	2021/10/7	2023/7 中旬頃
		宮城県北西	2021/8/13	2021/10/8	2023/6 初旬頃
		新潟県村上	2021/12/14	2022/1/18	2023/10 下旬頃
		宮城県北東および東部大崎	2021/12/15	2022/1/21	2023/11 中旬頃
		青森県三戸	2021/12/16	2022/1/26	2023/8 月上旬頃
東京	2件	群馬東部	2021/7/13	2021/8/13	2023/7 下旬頃
		栃木県西部	2022/11/30	2022/12/28	2024/7 月上旬頃
中部	3件	長野県北部小谷村	2021/9/3	2021/10/1	2023/3/30 完了
		愛知県三河北部・長野県南信 南部 A, B * 1	2022/7/8	2022/8/8	2023/3/1 完了
		三重県中勢・伊賀	2022/8/30	2022/9/30	2024/4 下旬頃
北陸	3件	石川県白山市南部	2020/10/30	2020/11/30	2021/12/1 完了
		石川県能登	2020/11/25	2020/12/25	2022/7/4 完了
		石川県志賀町周辺	2022/9/2	2022/10/3	2024/3 月上旬頃

中国	1 件	広島県神石高原町, 岡山県高梁市・吉備中央町および周辺	2021/2/5	2021/2/16	2021/10/21 完了
九州	6 件	大分県西大分	2021/11/11	2021/1/29	2022/1/21 完了
		鹿児島県霧島	2021/1/29	2021/2/26	2021/12/22 完了
		鹿児島県大口	2021/4/5	2021/5/10	2022/1/26 完了
		大分県日田①, ② * 1	2021/7/29	2021/8/26	2023/8 上旬頃
		熊本県菊池	2021/8/4	2021/9/1	2022/3/24 完了
		大分県山香・柳ヶ浦	2022/4/28	2022/5/27	2023/12 中旬頃

* 1 ※エリア分割によるもののため、1 件と数える

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

供給計画の取りまとめ

2023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2023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。

また、2023年度供給計画取りまとめでは、2022年11月30日までに電気事業者となった者(1,812者)と、2022年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者(4者)の合計1,816者を対象に取りまとめを行った。

2023年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	1,040
小売電気事業者	688
特定卸供給事業者	39
登録特定送配電事業者	29
特定送配電事業者	7
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,816

(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・配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)
② 一般送配電事業者・配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月24日 (3月10日)
③ 本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

カッコ内は供給計画（案）の本機関への提出期限

(参考) 取りまとめ項目

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

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

目次

	ページ
I. 電力需要想定	105
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	105
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	107
II. 需給バランス	109
(1) 供給信頼度基準について	109
(2) 供給力(kW)の見通し(短期・長期)	110
(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	111
(4) 電力量(kWh)の見通し	117
(5) 需給バランス確認結果のまとめ	119
III. 電源構成の変化に関する分析	121
(1) 設備容量(kW)	121
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	123
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	124
(4) 電源開発計画	125
IV. 送配電設備の増強計画	130
(1) 主要送電線路の整備計画	133
(2) 主要変電所の整備計画	137
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	141
(4) 既設設備の高経年化の課題	144
V. 広域的運営の状況	145
VI. 電気事業者の特性分析	147
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	147
(2) 小売電気事業者のエリア展開	149
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	151

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	152
(5) 発電事業者のエリア展開	155
VII. その他	157
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	157
VIII. まとめ(2023年度供給計画の取りまとめ)	161
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	164
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	168

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、2022年度の実績及び2023、2024年度の見通し³を、表1-1に示す。

2023年度の見通し16,182万kWは、2022年度の気象補正⁴後の実績16,118万kWに対して、0.4%の増加となった。

また、2024年度の見通し16,220万kWは、2022年度の気象補正⁴後の実績に対して、0.6%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）

2022年度 実績 (気象補正後)	2023年度 見通し	2024年度 見通し
16,118万kW	16,182万kW (+0.4%)※	16,220万kW (+0.6%)※

※2022年度実績（気象補正後）に対する増加率

② 2023年度及び2024年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2023年度及び2024年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2023年度）、表1-3（2024年度）に示す。

2023年度及び2024年度ともに夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を約1,000万kW上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2023年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,509	11,338	12,840	16,146	16,182	14,013
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,778	12,327	14,203	15,187	15,174	13,253

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 2023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、2022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 2024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	11,563	11,396	12,906	16,184	16,220	14,083
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,838	12,387	14,272	15,221	15,209	13,318

③ 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2022年度の推定実績⁵及び2023年度の見通しを、表1-4に示す。

2023年度の見通し8,735億kWhは、2022年度の気象補正後の推定実績8,706億kWhに対して、0.3%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）

2022年度推定実績 （気象補正後）	2023年度見通し
8,706億kWh	8,735億kWh (+0.3%)※

※2022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2022年4～10月の実績値及び2022年11月～2023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（2022年11月24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、2022年度は546.2兆円、2032年度は587.7兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2022年度は97.0、2032年度は103.5となり、年平均0.6%の増加となった。一方、人口は、2022年度は1億2,497万人、2032年度は1億1,824万人となり、年平均0.6%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2022年度	2032年度
国内総生産（実質GDP）	546.2兆円	587.7兆円 [+0.7%]※
鉱工業生産指数（IIP）	97.0	103.5 [+0.6%]※
人口	1億2,497万人	1億1,824万人 [▲0.6%]※

※2022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、2023年度、2027年度及び2032年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2032年度までの見通しを図1-1に示す。

2027年度の見通しは16,113万kW、2032年度の見通しは15,918万kWとなり、2022年度から2032年度まで年平均0.1%の減少となった。

2023・2024年度については経済活動の回復に伴い増加が続く一方、2025年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの影響が大きいと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2023年度 [再掲]	2027年度	2032年度
16,182万kW	16,113万kW [▲0.0%]※	15,918万kW [▲0.1%]※

※2022年度見通しに対する年平均増加率

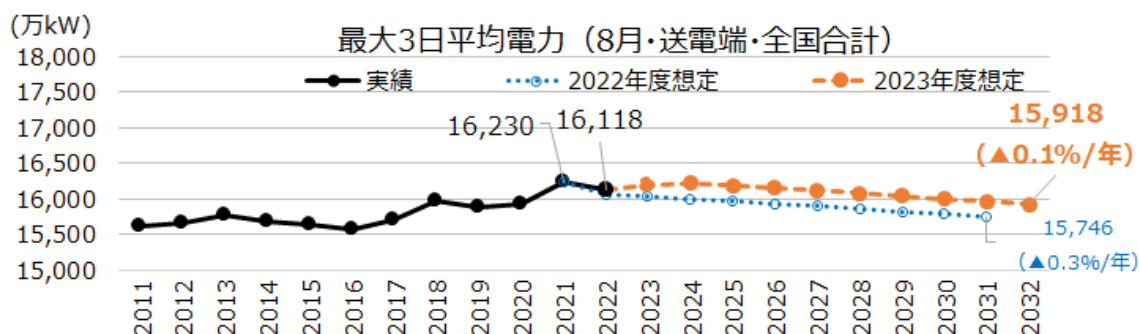


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

⁶ GDPは2015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。

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、2023年度、2027年度及び2032年度の見通しを、表1-7に示す。

2027年度の見通しは8,700億kWh、2032年度の見通しは8,572億kWhとなり、2022年度から2032年度まで年平均0.2%の減少となっている。

2023年度については経済活動の回復に伴い増加する一方、2024年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの影響が大きいと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2023年度 [再掲]	2027年度	2032年度
8,735億kWh	8,700億kWh [▲0.0%]※	8,572億kWh [▲0.2%]※

※2022年度見通しに対する年平均増加率

II. 需給バランス

(1) 供給信頼度基準について

供給計画における供給信頼度基準としては、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における審議を経て、2021年度供給計画より年間EUE基準(0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年)を適用することとなった⁸。

また、エリア特性(北海道の冬季等)や厳気象などを考慮すると、各月の供給力が偏らないようにすることも重要と考えられることから、短期断面(第1・2年度)については、年間EUE基準を満たしているかを確認するとともに、補完的に各エリア・各月の予備率についても確認することとなった⁸。

なお、第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等を見直す基本方針が整理されたものの、容量市場との整合を考慮する必要があり、従来の基準に基づき供給力対策を行ってきたこと等を踏まえ、本年度は従来の基準により評価を行うこととした⁹。

(参考) 年間EUEの特性

年間EUEの特性を図2-1に示す。年間EUE基準値による評価では、エリア毎の停電予測量が0.048kWh/kW・年より小さい値となっていれば、年間を通じて従来と同じレベルの供給信頼度があると言える。

ただし、年間EUE基準による評価のみでは、電源の停止計画等によって供給力に偏りが生じた際に、特定の断面で予備率が低くなることを把握することが難しいため、補完的に従来手法である各月の予備率を確認する。

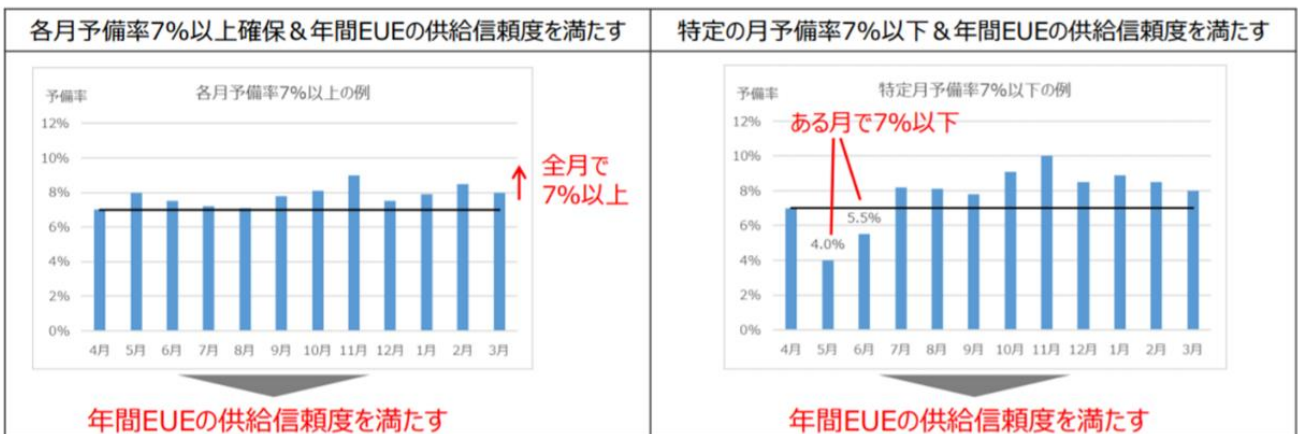


図2-1 年間EUEの特性

⁸ 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

⁹ 参考：第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_84_04.pdf

(2) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

年間EUEの算定結果を表2-1に示す。短期断面(第1・2年度目)では、2023年度の東京エリアにおいて、7・8・11月を中心に供給力不足が生じ、基準値(0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年)を超過している。

長期断面でも、電源の休止等により、北海道(2027年度)、東京(2025・2026年度)、九州(2025、2027～2029年度)、沖縄(2025・2026、2029～2032年度)で基準値を超過している。

表2-1 年間EUEの算定結果

(単位: kWh/kW・年)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	0.000	0.004	0.014	0.030	0.078	0.006	0.004	0.004	0.006	0.007
東北	0.001	0.000	0.002	0.012	0.004	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001
東京	0.049	0.011	0.056	0.184	0.047	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001
中部	0.000	0.000	0.004	0.011	0.002	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001
北陸	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.000	0.000	0.138	0.029	0.061	0.058	0.050	0.017	0.013	0.011
9エリア計	0.017	0.004	0.034	0.070	0.025	0.007	0.006	0.002	0.002	0.002
沖縄	0.042	0.026	0.677	1.722	0.473	0.491	0.563	1.715	0.651	0.696

(3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力¹⁰とエリア需要を基に、各エリア（沖縄を除く）及び全国の需給バランスについて、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率¹¹が8%以上あることを基準として確認を行った。

また、沖縄エリアにおいては、運用実態を踏まえた必要予備力¹²と電源I'の発動基準¹³のうちの大きな方を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として確認を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス確認の概要を、図2-2に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力¹⁴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¹⁵も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

なお、2023年度供給計画届出書の記載要領（2022年11月：資源エネルギー庁）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」と計上したのものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。また、ベースロード市場取引等において、電気事業者間の送受が異なる場合には補正している。

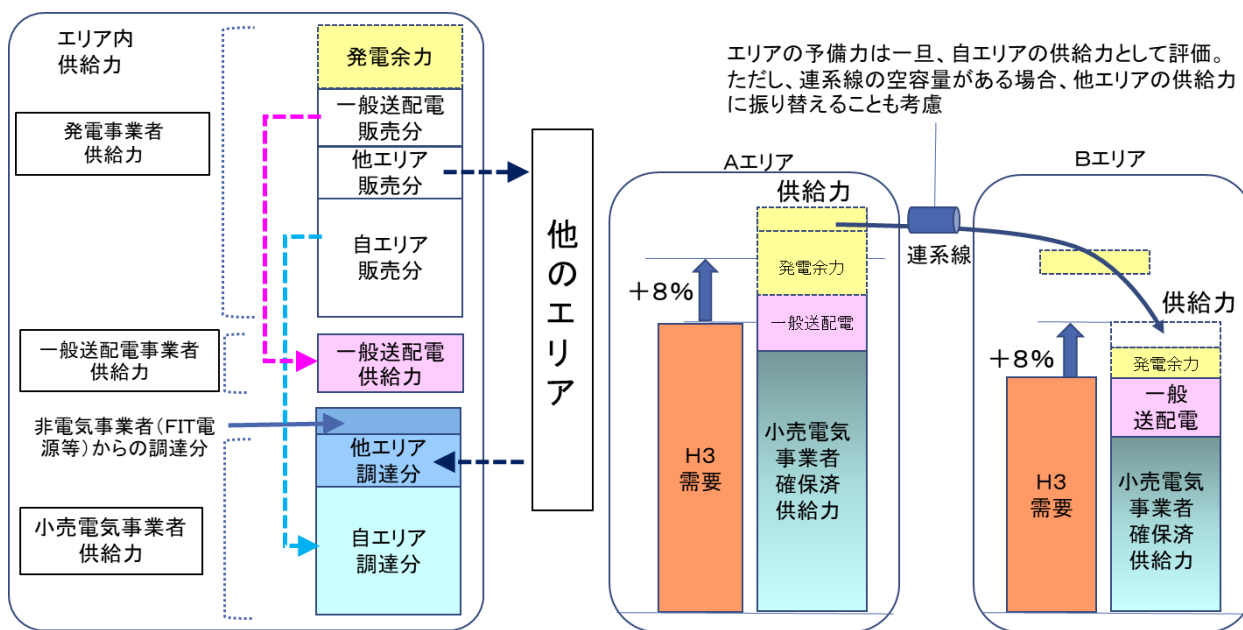


図2-2 需給バランス確認の概要

¹⁰ 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。

¹¹ 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。

¹² 参考：第74回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_74_03.pdf

¹³ 参考：2022年度電源I' 厳気象対応調整力募集要綱（沖縄電力株式会社）

https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/business/free/2022/ps1/dengen_tyousei_07.pdf

¹⁴ 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。

¹⁵ 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¹⁶（2022年11月：資源エネルギー庁）」及び「2023年度供給計画届出書の記載要領¹⁷（2022年11月：資源エネルギー庁）」に記載の方法による。

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

空容量 = ①運用容量 - ②マージン - ③8月15時断面の連系線計画潮流値

(短期断面)

- ①：「2023～2032年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2023年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：「2023・2024年度の連系線のマージン（年間）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2023年3月1日：本機関）」¹⁹及びエリア外期待分（系統容量3%相当）を考慮のうえ算出した値。
- ③：2023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）2023年度、2024年度」等に基づき算定した月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①：2023年度及び2024年度は、（短期断面）で設定した8月値、2025～2032年度は、「2023～2032年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2023年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：2023年度及び2024年度は、（短期断面）で設定した8月値、2025～2032年度は、「2025～2032年度の連系線のマージン（長期）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2023年3月1日：本機関）」¹⁹及びエリア外期待分（系統容量3%相当）を考慮のうえ算出した値。
- ③：2023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）2025～2032年度」等に基づき算定した年毎の8月15時断面の計画潮流値。

¹⁶ 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

¹⁷ 2023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

¹⁸ 参考：2023～2032年度の連系線の運用容量（年間・長期）について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2022/230301_renkeisen_unyouyouryou.html

¹⁹ 参考：2023～2032年度の連系線のマージン（年間・長期）、実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2022/230301_2023_2032_margin_kakuhoriyu.html

① 短期の需給見通し

予備率の算定にあたっては、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率を均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率²⁰としている。

また、7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した²¹。

更に、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件²²）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、一定程度あると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

○2023年度

エリア別の予備率見通しを表2-2に示す。各エリアの予備率は、全てのエリア・月で予備率8%を上回った。

表2-2 2023年度 各月別の予備率見通し
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.4%	46.4%	50.8%	24.0%	25.3%	36.4%	27.1%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.4%
東北	16.4%	16.0%	21.3%	18.2%	24.1%	36.4%	25.2%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.1%
東京	16.4%	12.0%	12.3%	8.7%	9.7%	18.9%	22.0%	8.5%	15.0%	15.3%	15.0%	21.1%
中部	26.8%	24.8%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.1%
北陸	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
関西	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
中国	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
四国	26.8%	27.5%	28.1%	18.9%	22.4%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	39.4%
九州	33.0%	30.2%	28.1%	18.7%	20.8%	29.9%	44.7%	23.3%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%

※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

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

また、沖縄エリア²³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、「運用実態を踏まえた必要予備力：33.7万kW」を除いた場合の供給力²⁴が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-3に示す。全ての月で必要供給力を確保できる見通しとなった。

²⁰ 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替えできる量を算定しているため、振替え可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積られる評価）となっている。

²¹ 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

²² 参考：火力発電所環境アセスメント情報
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

²³ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²⁴ 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

表2-3 2023年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	11.1%	16.7%	5.8%	9.1%	5.6%	1.0%	17.1%	15.8%	39.1%	30.8%	27.7%	46.9%

○2024年度

エリア別の予備率見通しを表2-4に示す。各エリアの予備率は、全てのエリア・月で予備率8%を上回った。

表2-4 2024年度 各月別の予備率見通し
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

また、沖縄エリア²³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、「運用実態を踏まえた必要予備力：33.7万kW」を除いた場合の供給力²⁴が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-5に示す。全ての月で必要供給力を確保できる見通しとなった。

表2-5 2024年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	33.6%	23.7%	16.1%	12.3%	14.3%	9.2%	26.4%	28.7%	42.8%	22.8%	31.2%	29.3%

② 供給力（kW）の補完的確認による2023年度電源補修量

図2-3において、2023年度供給計画（第1年度）の各月補修量（対象：出力10万kW以上の発電設備）を示す。

図2-4において、2023年度供給計画における第1年度（2023年度）と2022年度供給計画における第2年度（2023年度）との各月補修量の増減（対象：出力10万kW以上の発電設備）を示す。

需給バランスが厳しい期間・エリアにおける既存補修計画の変更ならびに新規補修計画の回避について、本機関から全発電事業者へ協力を要請²⁵しており、2022年度供給計画と比較すると、夏季（8、9月）・冬季（12～2月）の補修量は減少した。

²⁵ 参考：2023年度のさらなる供給力確保について

https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/220916_2023kyoukyuryokukakuho.html

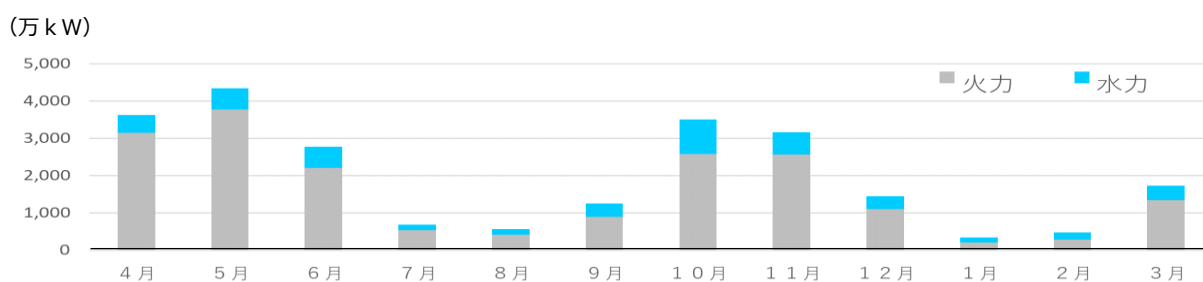


図2-3 2023年度供給計画（第1年度）の各月補修量

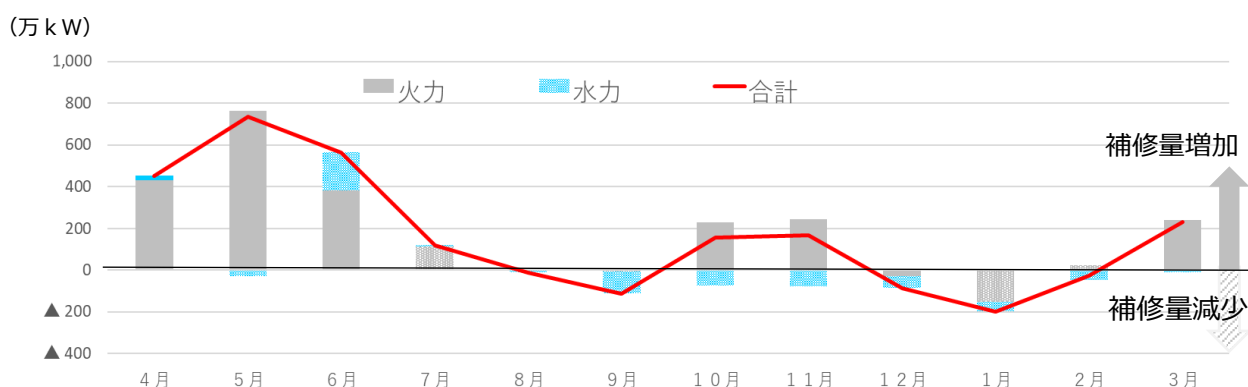


図2-4 2023年度供給計画（第1年度）と2022年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

③ 供給力（kW）の補完的確認による2023年度休廃止計画

2023年度供給計画において、2023年度中に休廃止となる火力電源（出力1,000kW以上、離島設備を除く）を表2-6に示す。

2023年度中に休廃止となる火力電源は243万kWであり、このうち、従来から休廃止が計画されていたものが100万kW、2023年度供給計画で新規計上されたものが143万kWである。

表2-6 2023年度中に休廃止となる火力電源

（単位：万kW）

燃種	新規計上分	従来から計上分	合計
LNG	0	100	100
石油	110	0	110
石炭	33	0	33
合計	143	100	243

④ 供給力（kW）の補完的確認による小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分

図2-5において、小売電気事業者の想定需要に対する未確保分²⁶と発電余力等の市場供出期待分²⁷を比較すると、全ての月において、市場供出期待分が未確保分を上回っている状況。

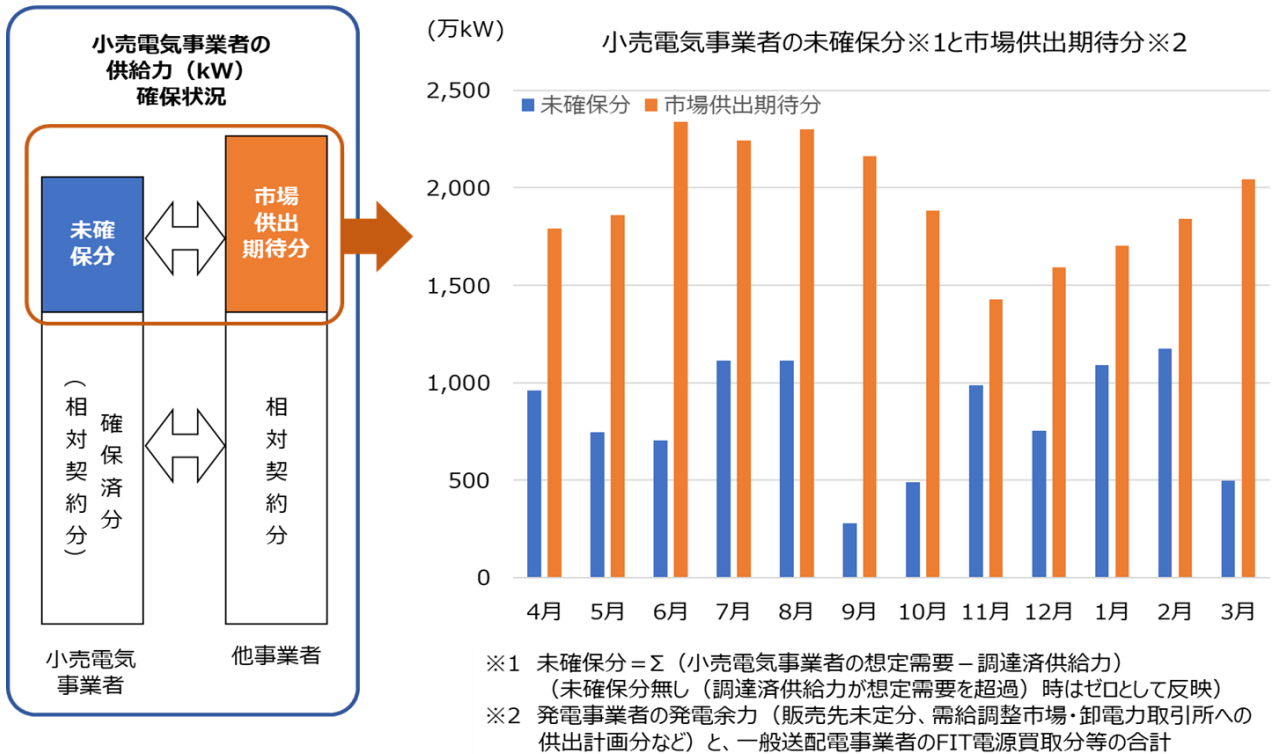


図2-5 小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分（供給力（kW））

²⁶ 未確保分：小売電気事業者の（小売電気事業者の想定需要－調達済供給力）の総計

²⁷ 市場供出期待分：発電事業者の発電余力と一般送配電事業者のFIT電源買取分等の合計

(4) 電力量 (kWh) の見通し

電力量 (kWh) バランスについては、気象の見通しや需要予測時に参照する情報が揃い、かつ、燃料の追加調達などの対応もできるタイミングとして、2021年度から実施している夏季・冬季のkWhモニタリングを継続し、その結果の公表を行う予定である。

そのため、この「供給計画の取りまとめ」時点では、電力量 (kWh) バランス評価までは行わないが、現時点での年間の電力量 (kWh) バランスを確認し、事業者の対応につながる情報を公表する。

① 電力量 (kWh) に関する見通し

図2-6において、供給計画の第1年度 (2023年度) における電力量 (kWh) バランス (9エリア合計) の月別に示す。また表2-7において、2023年度供給計画の送配電想定需要と発電側の供給電力量²⁸が想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量は1~1.1億kWh/月程度 (想定需要に対して0.2%~1.7%程度) 下回る断面がある。

今後、実需給段階に向け、小売電気事業者には計画的な調達、発電事業者には燃料の追加調達等による供給電力量の増加が期待されるが、本機関においても、夏季・冬季にてkWhモニタリングなどを実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

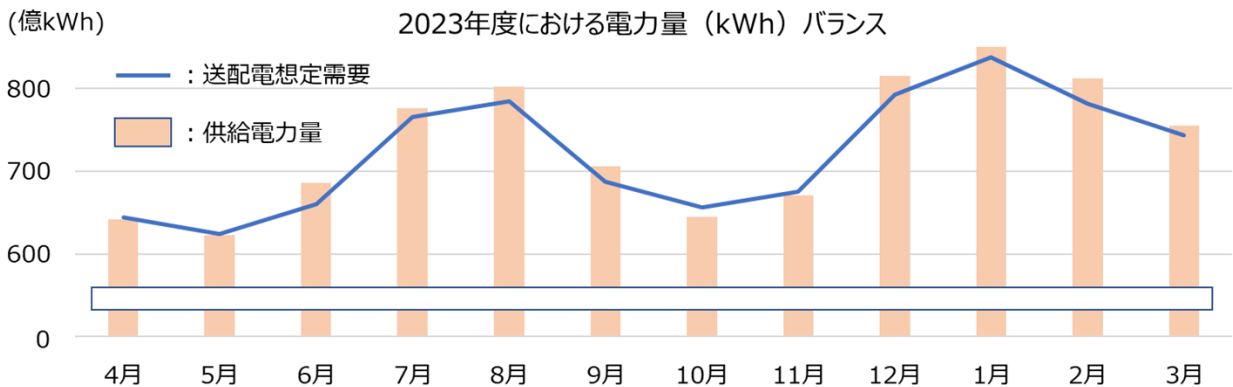


図2-6 第1年度 (2023年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-7 2023年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

(単位: 億kWh)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
送配電想定需要	645	624	660	765	784	687	656	675	793	838	782	744	8,653
想定需要を下回る量	-3	-1	26	11	18	19	-11	-4	22	35	30	11	153
想定需要を下回る率	-0.5%	-0.2%	3.9%	1.4%	2.3%	2.8%	-1.7%	-0.6%	2.8%	4.2%	3.8%	1.5%	1.8%

²⁸ 小売電気事業者との相対契約量 (非電気事業者の発電分含む) と発電余力等の市場供出期待量の合計

② 電力量（kWh）の見通しによる小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分

図2-7において、小売電気事業者が市場調達として想定している未確保分と、発電余力等の市場へ供出することが期待される市場供出期待分を比較すると、ほとんどの月において市場供出期待分の方が多くなっている。

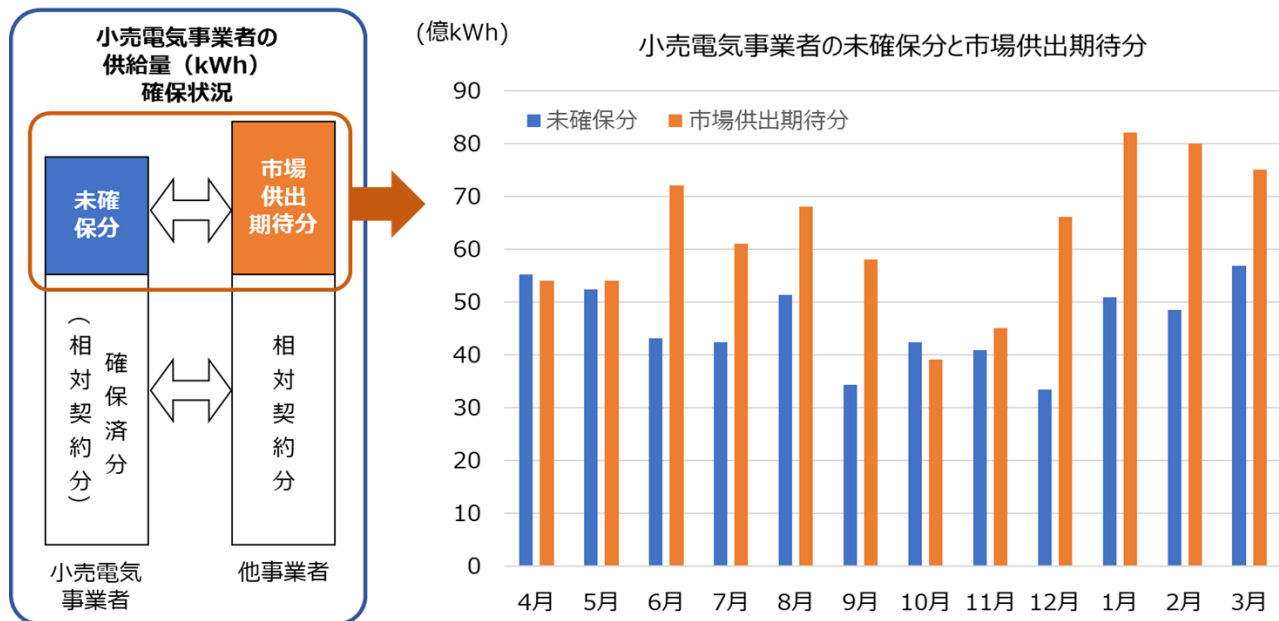


図2-7 小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分（電力量（kWh））

(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

短期断面 (第1・2年度目) は、東京エリア (2023年度) で基準値を超過している。長期断面でも、北海道 (2027年度)、東京 (2025・2026年度)、九州 (2025、2027～2029年度)、沖縄 (2025・2026、2029～2032年度) で基準値を超過している。

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

第1年度 (2023年度)、第2年度 (2024年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し

第1年度 (2023年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、1～1.1億kWh/月程度 (想定需要に対して0.2%～1.7%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 短期断面 (2023・2024年度) では、2023年度の東京エリアの年間EUEが0.049kWh/kW・年となり、供給信頼度基準を超過し、需給状況に注視が必要な状況。一方、補完的確認では予備率8%を下回る月はないことから、需給対策の要否については、年間EUEだけではなく、過去10年間で最も厳気象 (猛暑・厳寒) であった年度並みの気象条件での最大電力需要を踏まえた需給見通しを踏まえて検討を進める。

○ 2025・2026年度の東京エリアと2025年度の九州エリアでは、容量市場のメインオークション実施後にも関わらず、供給信頼度基準を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。

- 本計画における想定需要が、容量市場のメインオークション実施時における想定需要から上方修正されていること。
- 2025・2026年度向けの容量市場のメインオークションでは、供給力の一部 (想定需要の2%) を追加オークションで調達することを前提として、メインオークションの調達量を減少していること。
- 当該年度について、追加オークションの開催が現時点では未定であることから、メインオークション終了後に、火力電源の休廃止計画が増加したエリアもあること。

○ 2025・2026年度については、実需給の2年前に実施する容量停止調整等の結果を確認し、必要に応じて追加オークションの要否を見極めるとともに、2027年度以降も含めて、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

① 電源別供給力の年度毎の推移²⁹

2032年度までの電源種別毎の供給力(8月15時・全国計)の見通しを図2-8に示す。

新エネルギー等の供給力は、2025年度以降年間の調整係数で計算されるため、2025年度に減少する評価となり、以降継続して増加する。火力発電の供給力は新增設の計画等により2024年度まで増加し、以降減少する傾向となる。

供給力全体として2024年度まで増加し、2025年度に減少後横ばい傾向となる。

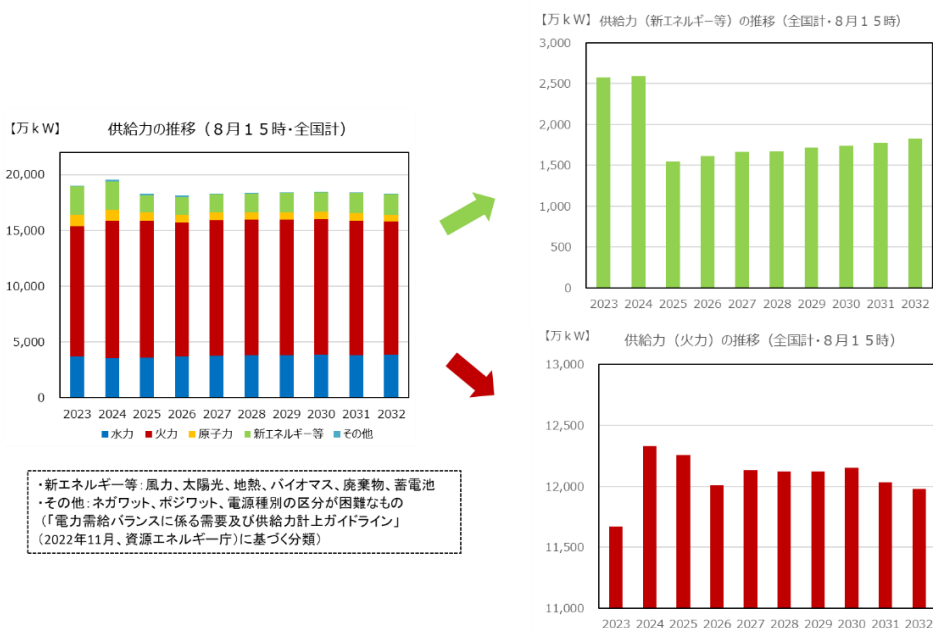


図2-8 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度毎の推移

今回取りまとめた長期需給バランス評価において、長期計画停止等で供給力として計上していない休止電源(約800~1,200万kW)を図2-9に示す。

休止電源の総量は増加する傾向がみられる。2026年度は1年間休止する電源の影響により休止量が増加している。

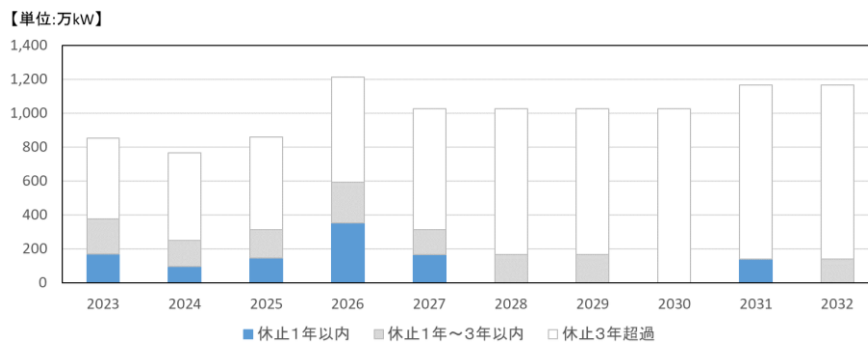


図2-9 休止電源の状況

²⁹ 電源別供給力は各事業者の保有電源分と非電気事業者からの調達分を合算したもの。供給力評価における電源を特定できない補正分は、電源種別毎の供給力の比率案分により反映している。

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毎の設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

○水力・火力³⁰

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 3 3 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。

³⁰ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物・蓄電池・その他も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万kW】

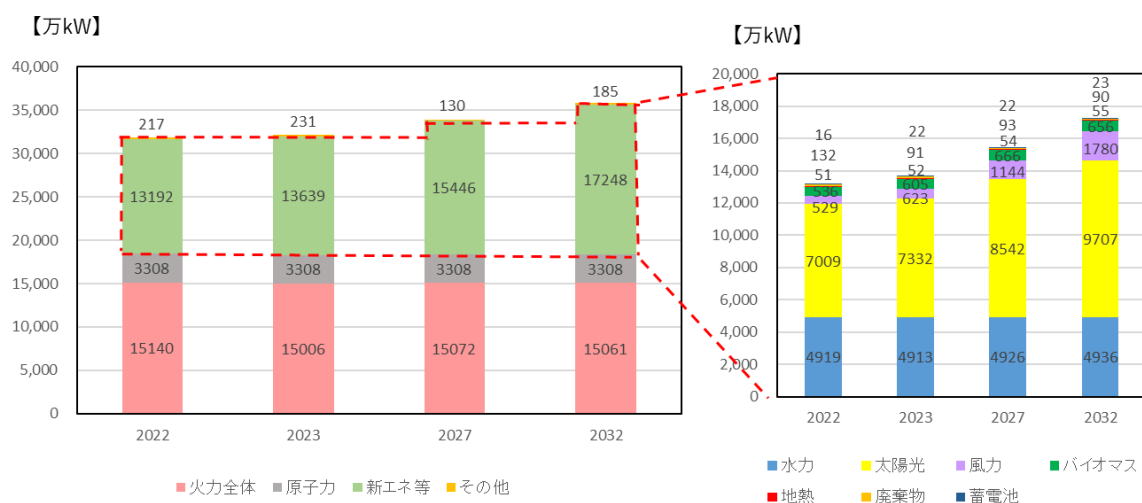
種類	2022	2023	2027	2032
火力 ^{※1}	15,140	15,006	15,072	15,061
石炭	5,065	5,185	5,104	5,094
LNG	7,912	7,970	8,202	8,199
石油他 ³¹	2,162	1,851	1,766	1,767
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	13,192	13,639	15,446	17,248
一般水力 ^{※1}	2,180	2,174	2,187	2,197
揚水 ^{※1}	2,739	2,739	2,739	2,739
風力 ^{※3}	529	623	1,144	1,780
太陽光 ^{※3}	7,009	7,332	8,542	9,707
地熱 ^{※1}	51	52	54	55
バイオマス ^{※1}	536	605	666	656
廃棄物 ^{※1}	132	91	93	90
蓄電池 ^{※1}	16	22	22	23
その他 ^{※1}	217	231	130	185
合計	31,856	32,184	33,956	35,801

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

※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。

※2 過去に稼働実績がある設備 (既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む33基)

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



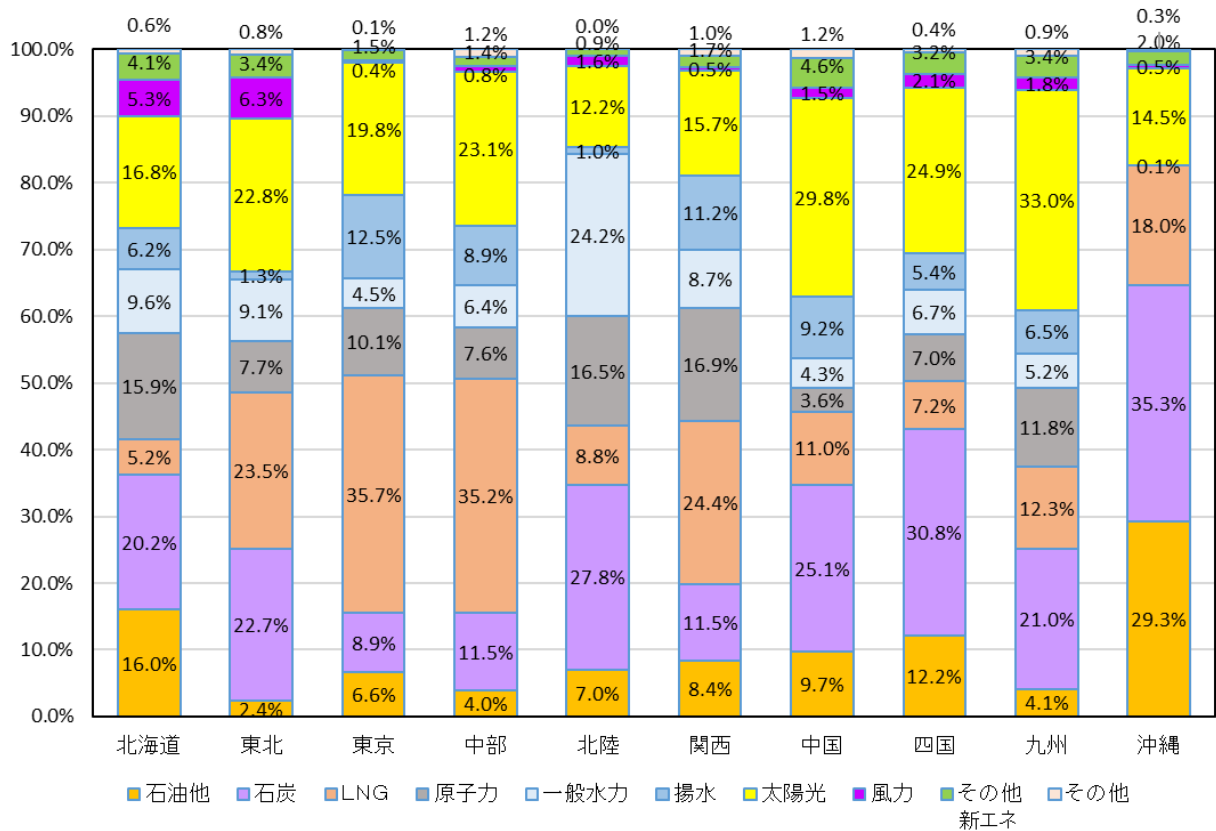
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

³¹ 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

2022年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2022年度末)

(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移

今後10年間のエリア別太陽光・風力設備容量の導入量見通し（年度末基準）³²を図3-3に示す。

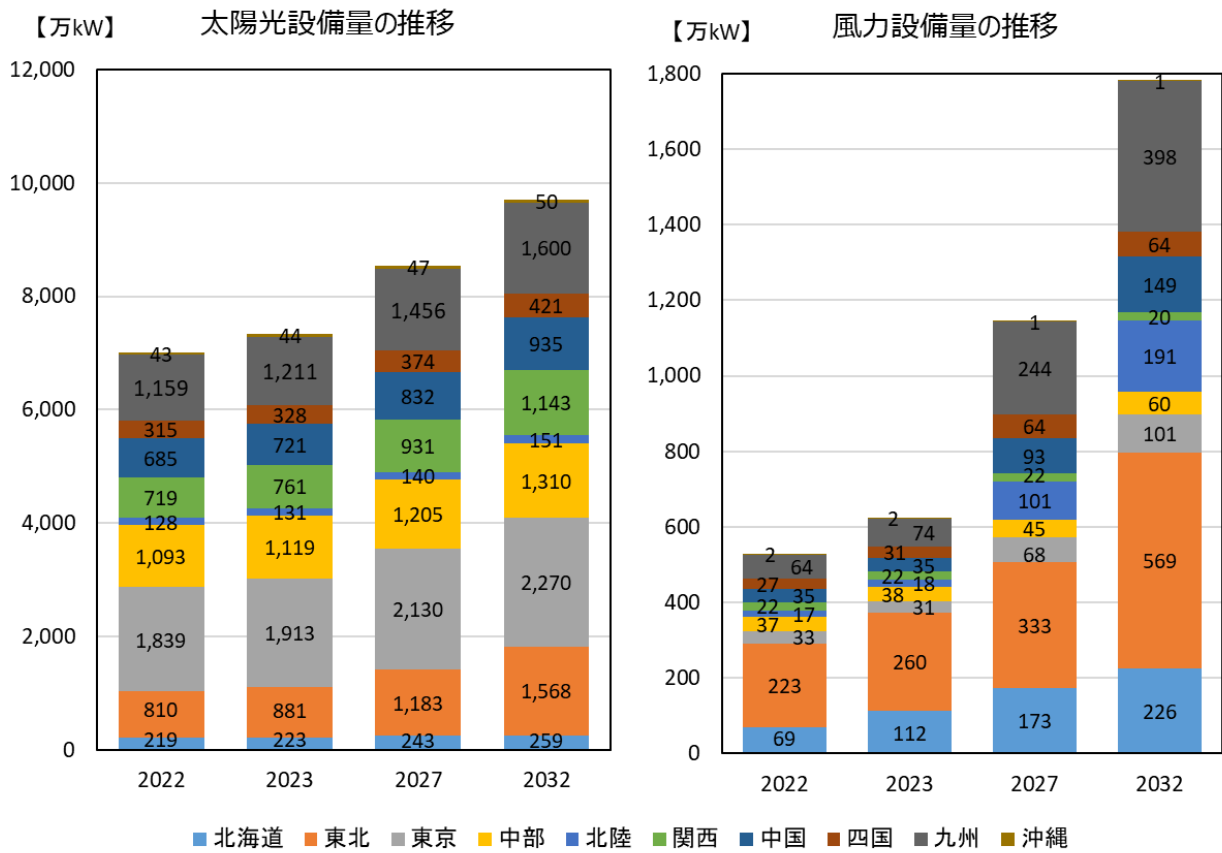


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

³² 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、2032年度末までの電源開発計画³³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 2032年度末までの電源開発計画（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	51.6	62	4.4	64	△ 15.3	28
一般水力	51.6	62	4.4	64	△ 15.3	28
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	806.7	28	-	-	△ 632.1	29
石炭	180.0	3	-	-	△ 85.0	5
LNG	623.7	14	-	-	△ 207.5	6
石油	3.0	11	-	-	△ 339.6	18
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	868.5	403	△ 0.6	2	△ 82.6	66
風力	351.5	90	-	-	△ 67.4	52
太陽光	377.3	262	-	-	△ 0.2	2
地熱	7.5	5	-	-	△ 2.4	1
バイオマス	122.0	41	-	-	△ 5.3	4
廃棄物	4.6	3	△ 0.6	2	△ 7.4	7
蓄電池	5.5	2	-	-	-	-
合計	2,744.8	500	19.0	67	△ 730.0	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。

³³ 新設、増減出力及び廃止の年月を「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³⁴であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

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

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

電源種毎の具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

① 新エネルギー等(表3-3)

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去実績(伸び率)を基に、設備容量の導入見通しを立て、それを基に過去の発電実績から発電量を算定し計上している。また、地熱、バイオマス、廃棄物及び蓄電池については、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	2022	2023	2027	2032
新エネルギー等	1,296	1,416	1,740	1,976
風力	97	117	210	325
太陽光	851	890	1,035	1,156
地熱	25	26	30	32
バイオマス	283	354	434	432
廃棄物	40	28	27	27
蓄電池	0	1	4	4

② 水力・火力(表3-4)

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

³⁴ 発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

表 3 - 4 水力・火力発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2022	2023	2027	2032
水力	829	817	840	862
一般水力	741	752	789	799
揚水	88	65	51	63
火力	6,450	6,203	6,323	5,727
石炭	2,824	3,003	2,898	2,843
LNG	3,288	2,873	3,145	2,613
石油他 ³¹	338	327	280	271

③ 原子力（表 3 - 5）

2023年2月末時点で稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3 - 5 原子力発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2022	2023	2027	2032
原子力	538	749	555	461

④ 合計（表 3 - 6）

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

表 3 - 6 送電端電力量（合計） 【億kWh】

	2022	2023	2027	2032
合計	9,133	9,198	9,471	9,037

(参考) エリア別発電電力量（送電端）の比率

2022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。

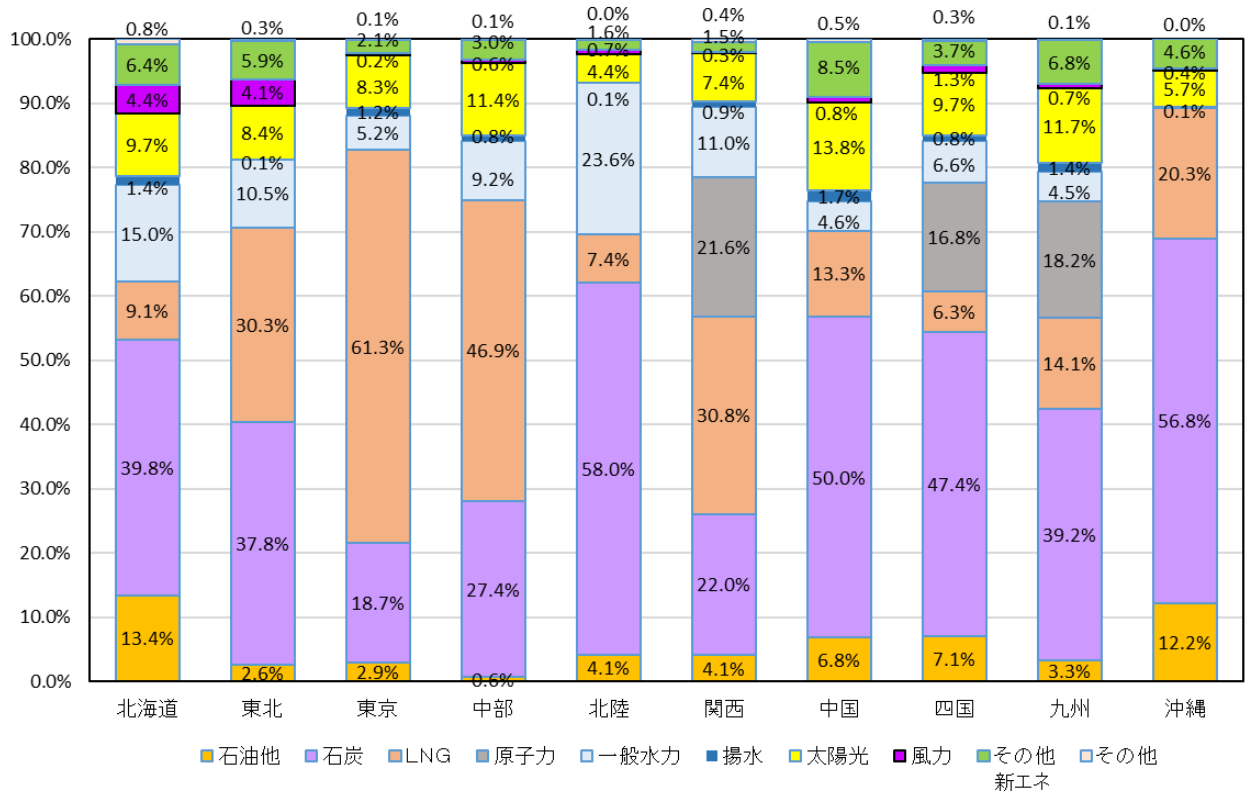


図3-4 2022年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

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

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

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

種類	2022	2023	2027	2032
水力	19.2%	18.9%	19.4%	19.9%
一般水力	38.8%	39.4%	41.1%	41.5%
揚水	3.7%	2.7%	2.1%	2.6%
火力	48.6%	47.1%	47.8%	43.4%
石炭	63.6%	65.9%	64.6%	63.7%
LNG	47.4%	41.0%	43.6%	36.4%
石油他 ³¹	17.8%	20.1%	18.1%	17.5%
原子力	18.6%	25.8%	19.1%	15.9%
新エネルギー等	17.9%	18.5%	18.8%	18.3%
風力	20.9%	21.3%	20.9%	20.8%
太陽光	13.9%	13.8%	13.8%	13.6%
地熱	56.1%	56.0%	64.4%	66.1%
バイオマス	60.3%	66.6%	74.2%	75.1%
廃棄物	34.6%	35.0%	33.4%	33.9%
蓄電池	3.4%	2.9%	19.1%	18.4%

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

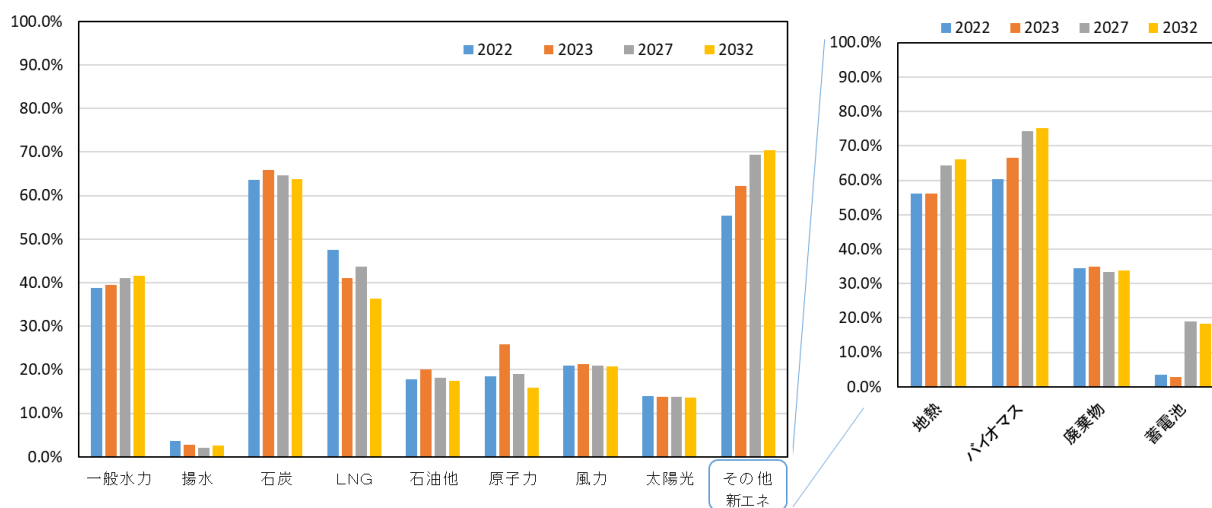


図3-5 設備利用率の推移(全国合計)

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³⁵を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画³⁶

送電線路の増加こう長 ³⁷ ※ ³⁸	439km (672 km)
架空送電線路※	381km (616 km)
地中送電線路	58km (56 km)
変圧器の増加容量	30,163MVA (28,578 MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁹	1,200MW (1,200 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 104km (△101 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 5,600MVA (△4,550 MVA)

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

○北海道本州間連系設備等概要：900MW→1,200MW（使用開始：2028年3月）

交直変換所増設	・北斗変換所:300MW→600MW ・今別変換所:300MW→600MW
直流送電線 275kV 送電線	・北斗今別直流幹線:122km ・今別幹線増強:50km

³⁵ 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。

³⁶ （ ）内は昨年値を記載した。

³⁷ 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。

³⁸ ※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。

³⁹ 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"> ・宮城丸森幹線:79km ・丸森いわき幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・新地アクセス線宮城丸森開閉所引込:1km ・常磐幹線宮城丸森開閉所 Dπ 引込:1km ・福島幹線山線接続変更:1km
開閉所	宮城丸森開閉所:10 回線

○東京中部間連系設備等概要：2,100MW→3,000MW（使用開始：2027年度）

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> ・新佐久間周波数変換所:300MW ・東清水変電所:300MW→900MW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線:19km ・佐久間東幹線 FC 分岐線:3km ・佐久間東栄線 FC 分岐線:1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間東栄線: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
275kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所： 200MVA×1 → 0MVA

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・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:0.5km
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

※計画策定プロセス⁴⁰にて検討

○中部北陸間連系設備等概要（使用開始：未定）

BTB 廃止	・南福光連系所:300MW→0MW
--------	-------------------

※計画策定プロセス⁴⁰にて検討

⁴⁰ 広域系統長期方針、広域連系系統の潮流状況、広域連系系統の更新計画等を踏まえた、広域系統整備に関する個別整備計画を策定するための手続き。

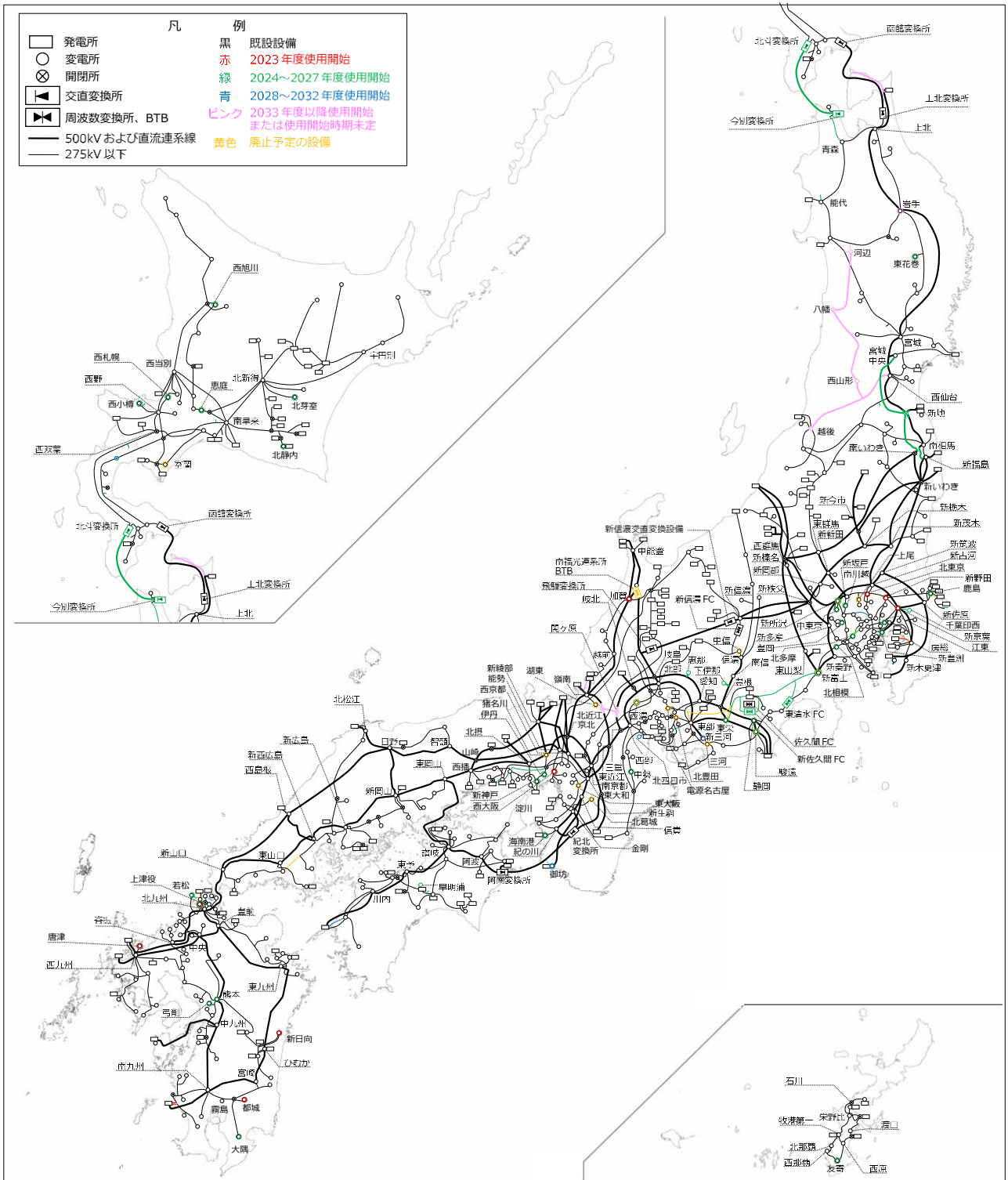


図4-1 電力系統の状況

(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 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42, 43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
東北電力 ネットワーク 株式会社	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	16km	2	2022年9月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	出羽幹線	500kV	96km	2	2022年6月	2031年度以降	電源対応
	宮城丸森幹線	500kV	79km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	宮城丸森開閉所新設	500kV	-	10	2022年10月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
東京電力 パワーステート 株式会社	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.2km (1番線)※2※3 19.9km→ 21.2km (2番線)※2※3 19.8km→ 21.2km (3番線)※2※3	3	2019年9月	2030年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2027年12月 (3番線)	高経年化対策
	千葉印西線	275kV	10.5km※2	2	2020年6月	2024年4月	需要対策
	城北線	275kV	20.9km※2	3	2022年9月	2030年2月	系統対策
	東清水線	275kV	12.4km 6.4km(既設流用)	2	2023年4月	2027年1月	安定供給対策※4
	五井アクセス線※1	275kV	11.1km	2	2022年5月	2023年10月	電源対応
中部電力 パワーステート 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年1月	2025年10月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年9月	2025年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年11月	高経年化対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	姫路アクセス線 (仮称) ※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	姫路アクセス西支線 ※1	275kV	1.2km※3	2	2021年9月	2024年2月	高経年化対策
	新加古川線	275kV	25.3km※3	2	2021年7月	2025年5月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス東線	275kV	18.1km→ 18.2km※3	2	2022年2月	2030年12月	高経年化対策

⁴¹ 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別、需要家名称が入っているため、分からないように見直した。

⁴² 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。

⁴³ 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。

⁴⁴ 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、計画策定プロセスにて検討するもの。

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 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
九州電力 送配電 株式会社	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年12月	系統対策
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年5月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	61km	2	2006年6月	未定	電源対応
	佐久間東幹線	275kV	124km→ 123km※3	2	2022年7月	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	24km※2	1	2020年7月	2024年6月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
北海道電力 ネットワーク 株式会社	D発電所連系線※1	275kV	0.6km	1	2024年7月	2026年2月	電源対応
	E支線※1	187kV	2.4km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	F支線※1	275kV	7.2km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	G支線※1	187kV	5.8km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	北斗今別直流幹線	DC-250kV	98km※3 24km※2※3	1→2	2023年10月	2028年3月	安定供給対策※4
	M連系187kV開閉所	187kV	-	5	2025年10月	2028年8月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	A発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年6月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線	275kV	0.3km※2	2	2024年7月	2025年12月	電源対応
	丸森いわき幹線	500kV	64km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 宮城丸森開閉所 引込※1	500kV	1km	2	2024年9月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 宮城丸森開閉所 Dπ引込	500kV	1km	2	2024年6月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	秋田河辺支線	275kV	5km	2	2023年8月	2029年度以降	電源対応
	秋盛河辺支線	275kV	0.3km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV→ 500kV	139km→ 138km	2	2027年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV→ 500kV	23km→ 23km	2	2030年度以降	2030年度以降	電源対応
	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→ 103km	2	2026年度以降	2031年度以降	電源対応
	今別幹線	275kV	50km※3	2	2023年4月	2027年11月	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
東京電力 パワーグリッド 株式会社	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km(2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km(3番線) ※2※3	2	2026年度	2032年11月 (2番線) 2027年12月 (3番線)	高経年化対策
	MS18GHZ051500 アクセス線(仮称)	275kV	0.1km	2	2024年11月	2025年6月	電源対応
	G5100026 アクセス線(仮称)	500kV	0.7km※2	2	2024年4月	2028年12月	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	0.1km	2	2026年10月	2027年3月 (1号線) 2028年2月 (2号線)	電源対応 安定供給対策
	福島幹線山線 接続変更	500kV	1.1km	2	2024年6月	2025年1月 (1号線) 2025年4月 (2号線)	電源対応 安定供給対策※4
	鹿島海浜線 接続変更	275kV	0.2km→ 0.3km※2	2	2023年10月	2025年4月 (1番線) 2024年11月 (2番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	10.5km	2	2024年4月	2027年2月 (3番線) 2025年11月 (4番線)	需要対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北四日市分岐線	275kV	6km※2 0.2km	2	2024年12月	2029年1月(1L) 2029年8月(2L)	需要対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所	500kV	-	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線 関ヶ原(開) π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5
関西電力 送配電 株式会社	北近江開閉所	500kV	-	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江(開) π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	伊方北幹線	187kV	19km※3	2	2024年2月	2028年9月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	ひびき若松線	220kV	4km	2	2023年5月	2025年4月	電源対応
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東幹線 FC分岐線	275kV	3km	2	2023年5月	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC分岐線	275kV	1km	2	2023年5月	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023年5月	2026年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東栄線	275kV	11km→ 11km※3	2	2023年5月	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023年5月	2026年度	安定供給対策※4
	奈半利幹線 嶺北国見山分岐線 (仮称)	187kV	0.1km	1	2025年度	2026年度	電源対応

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長 ⁴²	回線数	廃止年月	理由 ⁴⁴
東京電力 パワーグリッド 株式会社	鹿島火力線1,2号	275kV	△5.0km	2	2024年12月	系統対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新徳山幹線	220kV	△29.3km	2	2023年12月	系統対策
九州電力 送配電 株式会社	A戸畑線※1	220kV	△9km※2	2	2023年4月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新豊根東栄線	275kV	△3km	1	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026年度	系統対策

(2) 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
東北電力 ネットワーク 株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年3月	2025年10月	需要対策
東京電力 パワーステート 株式会社	千葉印西変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022年6月	2024年4月	需要対策
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年10月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2023年3月	2023年11月	高経年化対策
中部電力 パワーステート 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年10月	2025年10月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年10月	2025年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年6月	2024年10月 (新2B) 2027年3月 (1B)	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	600MW	—	2021年5月	2028年3月	安定供給対策※4
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年11月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年12月	2024年6月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2023年2月	2025年10月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	新日向変電所	220/110/66kV	250/150/200MVA	1	2021年8月	2023年4月	電源対応
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年7月	2023年6月	高経年化対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2022年9月	2023年11月	高経年化対策
	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年10月	2024年3月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2023年1月	2024年10月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022年4月	2025年2月	電源対応
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2018年7月	2026年6月	高経年化対策
福島送電 株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66/33kV	170MVA	1	2022年9月	2024年6月	電源対応

⁴⁵ 名称欄に※6があるものは、地点を新設する変電所又は変換所(最上位電圧を上げる電気所を含む)。

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2024年4月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2024年4月	2024年10月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66/11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2024年2月	2025年11月	高経年化対策 電源対応
	恵庭変電所	187/66kV	200MVA	1	2024年7月	2025年6月	需要対応
	西札幌変電所	187/66kV	200MVA	1	2025年5月	2026年6月	需要対応
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2025年9月	2026年6月	高経年化対策
	北斗変換所	-	300MW	-	2023年9月	2028年3月	安定供給対策※4
	今別変換所	-	300MW	-	2023年9月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年度以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所※6	500/154kV	750MVA	1	2027年度以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	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※6	275/154kV→ 500/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2025年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年7月	2027年2月	安定供給対策※4
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年6月	2024年6月	電源対応
	鹿島変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2025年8月	2026年2月 (7B) 2027年2月 (8B)	高経年化対策
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024年5月	2026年6月	需要対策
	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2023年12月	2025年1月 (1B) 2025年6月 (2B)	高経年化対策
	新豊洲変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年10月	2026年3月	需要対策
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025年12月	2026年6月	需要対策
	北相模変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024年6月	2027年6月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024年12月	2026年6月 (2B) 2027年6月 (3B)	高経年化対策
	千葉印西変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024年10月	2025年11月 (4B) 2027年2月 (1B)	需要対策
	新所沢変電所	500/275kV	1000MVA×2→ 1500MVA×2	2→2	2025年6月	2026年4月 (4B) 2027年6月 (5B)	高経年化対策

届出事業者	名称 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
中部電力 パワークリット 株式会社	中勢変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2024年10月	2025年3月	高経年化対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2025年6月	2026年4月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA→ 450MVA	1→1	2025年10月	2026年6月	高経年化対策
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年2月	2027年3月	安定供給対策※4
	北四日市変電所※6	275/154kV	450MVA×3	3	2026年4月	2029年1月	需要対策 系統対策
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2028年10月	2030年8月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年4月	2024年6月	高経年化対策
	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2026年11月	2030年1月	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	弓削変電所	220/110/66kV	300/100/250MVA	1	2024年4月	2025年6月	需要対策
	上津役変電所	220/66kV	180MVA→ 200MVA	1→1	2023年10月	2025年6月	高経年化対策
	熊本変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2024年12月	2027年6月	需要対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新佐久間周波数 変換所※6	-	300MW	-	2024年度	2027年度	安定供給対策※4
	南川越変電所	275/154kV	264MVA×3, 300MVA×1→ 300MVA×2, 450MVA×1	4→3	2023年9月	2024年3月 (6B) 2024年度 (2B) 2025年度 (1B)	高経年化対策
	早明浦変電所※6	187/13kV	25MVA	1	2024年度	2025年度	需要対策

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 ⁴⁴
北海道電力 ネットワーク 株式会社	室蘭変電所	187/66	100MVA	1	2023年8月	高経年化対策 需要対応
東京電力 パワークリット 株式会社	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年6月	系統対策
	新富士変電所	275/154kV	200MVA	1	2025年4月	系統対策※4
	新所沢変電所	500/275kV	1000MVA	1	2027年12月	高経年化対策
中部電力 パワークリット 株式会社	北豊田変電所	275/154kV	450MVA	1	2023年12月	高経年化対策
	三河変電所	275/154kV	450MVA	1	2025年4月	高経年化対策
	南福光連系所	-	300MW	-	2026年度	高経年化対策※4※5
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA	1	2026年9月	高経年化対策
	中信変電所	275/154kV	300MVA	1	2026年10月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA	1	2027年1月	高経年化対策
関西電力 送配電 株式会社	北葛城変電所	275/77kV	200MVA	1	2023年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2024年10月	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴⁴
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2025年7月	高経年化対策
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2026年3月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

(3) 送変電設備の整備計画（総括）

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

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ⁴⁶	こう長の総延長 ⁴⁷	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	524 km※	1,047 km※	524 km※	1,048 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 155 km	△ 311 km	△ 122 km	△ 214 km
		地中	33 km	97 km		
	220kV	架空	4 km	8 km	4 km	8 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	8 km	17 km	8 km	17 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	24 km	24 km
		地中	24 km	24 km		
合計	架空	381 km	761 km	439 km	883 km	
	地中	58 km	123 km			
廃止	275kV	架空	△ 66 km	△ 129 km	△ 66 km	△ 129 km
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	△ 29 km	△ 59 km	△ 38 km	△ 77 km
		地中	△ 9 km	△ 18 km		
	合計	架空	△ 95 km	△ 188 km	△ 104 km	△ 206 km
		地中	△ 9 km	△ 18 km		

⁴⁶ 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。

⁴⁷ 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

表 4 - 9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴⁸

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	263 km※	547 km※
220kV	19 km	23 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	245 km
合計	423 km	853 km

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁹	電圧階級 ⁵⁰	増加台数	増加容量
新增設	500kV	21 [11]	21, 600MVA [10, 750MVA]
	275kV	13 [5]	6, 388MVA [1, 950MVA]
	220kV	5 [0]	1, 370MVA [0MVA]
	187kV	3 [1]	620MVA [25MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75MVA [0MVA]
	110kV	△ 1 [0]	△ 60MVA [0MVA]
	新增設計	42 [18]	30, 163MVA [12, 895MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 1, 750 MVA
	275kV	△ 14	△ 3, 750 MVA
	187kV	△ 1	△ 100 MVA
	廃止計	△ 17	△ 5, 600 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

⁴⁸ 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。

⁴⁹ 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。

⁵⁰ 変圧器の一次側電圧により分類した。

表4-11 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ⁵¹
新增設	北海道電力ネットワーク株式会社 2	各 300MW
	中部電力パワーグリッド株式会社 1	600MW
	電源開発送変電ネットワーク株式会社 1	300MW
廃止	中部電力パワーグリッド株式会社 1	△300MW

⁵¹ 直流送電の場合は、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

経済成長が著しかった1960年～1970年代以降に大量に施設された送配電設備が今後本格的に経年対策を要する時期を迎えると、至近の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえ、適切に更新時期を見極めていく必要がある。参考に広域系統長期方針でとりまとめた既設設備の経年分布を図4-2～4に示す。

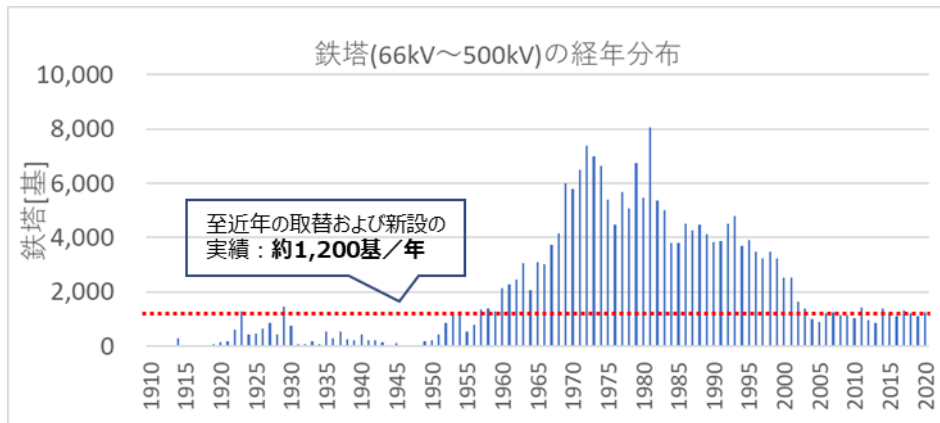


図4-2 鉄塔の経年分布 (66kV～500kV)

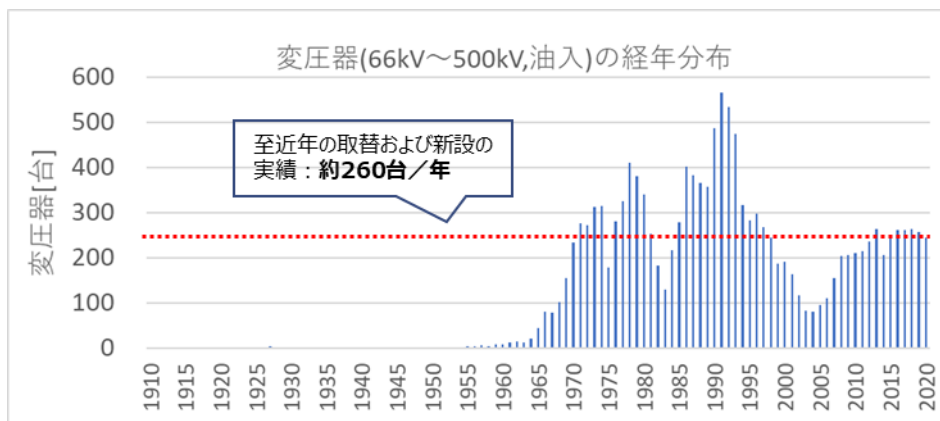


図4-3 変圧器の経年分布 (66kV～500kV 油入)

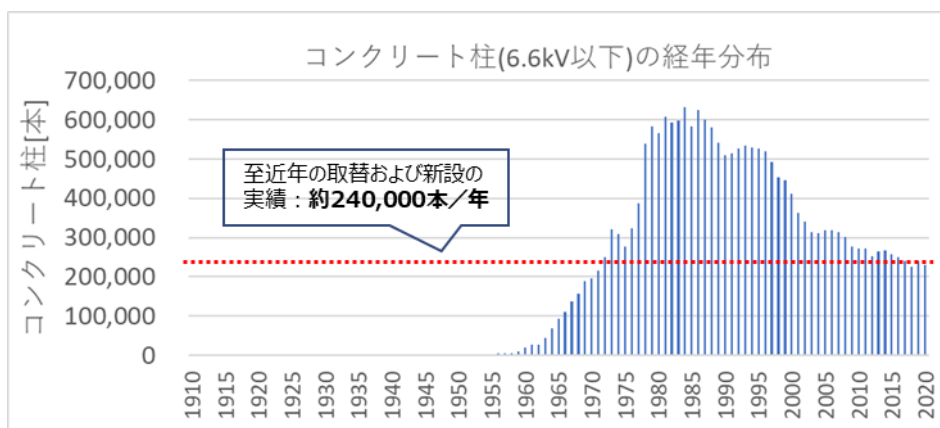


図4-4 コンクリート柱の経年分布 (6.6kV以下)

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（2023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2023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ず、例年と同様の傾向となっている。

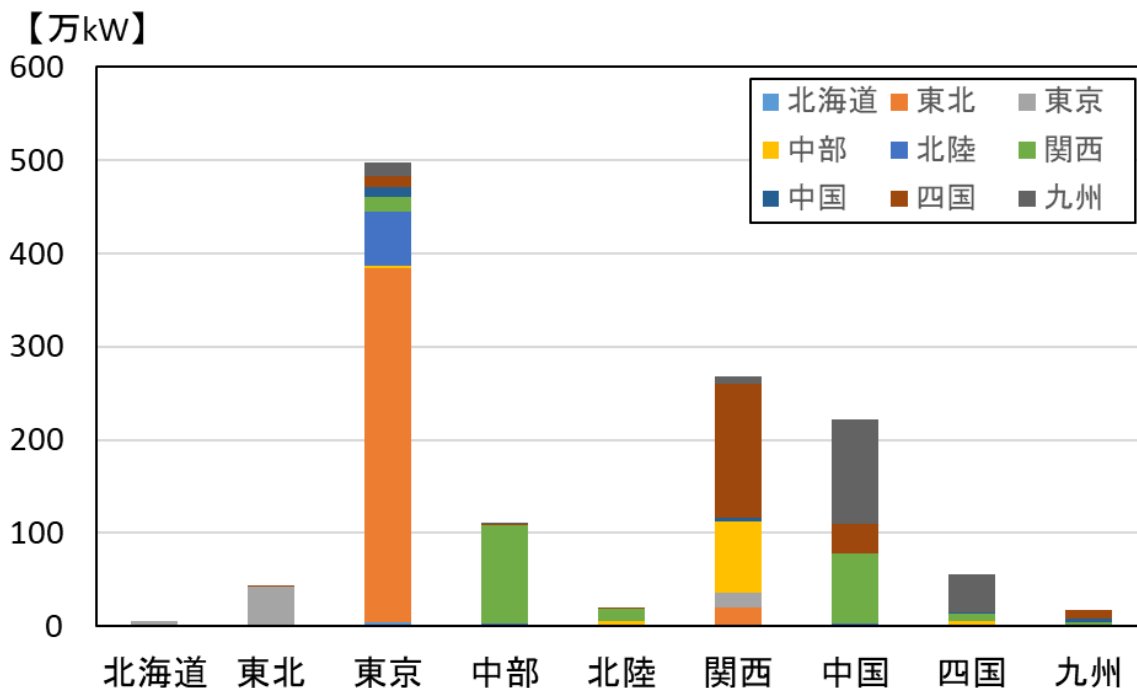


図5-1 エリア外調達電力

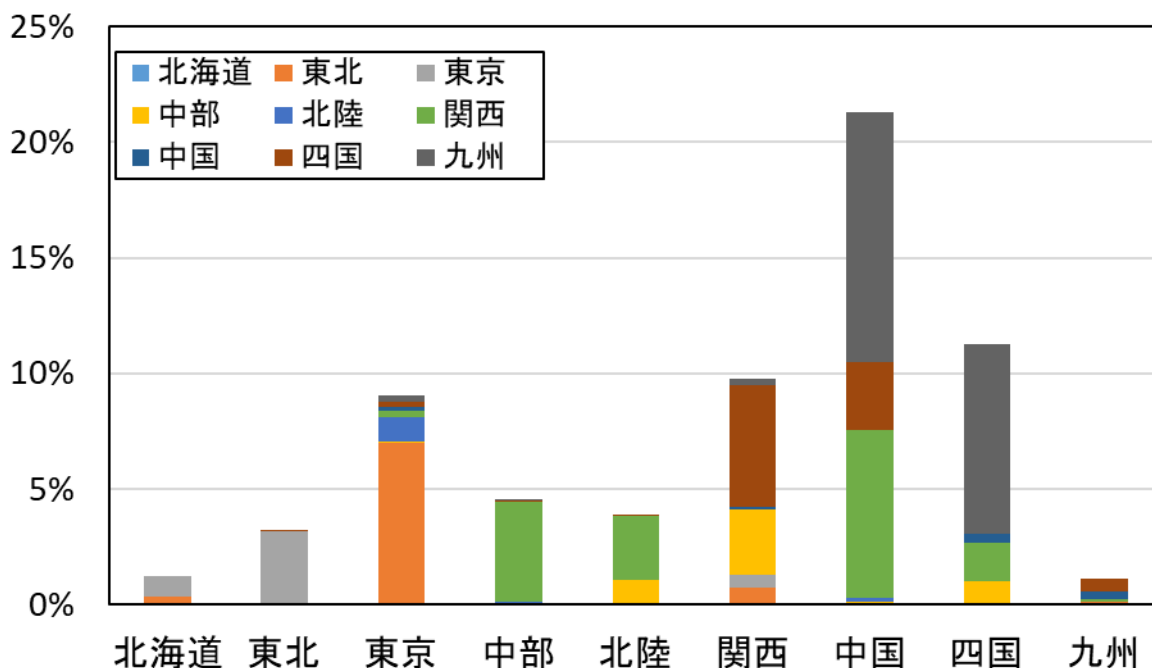


図5-2 エリア外調達電力比率

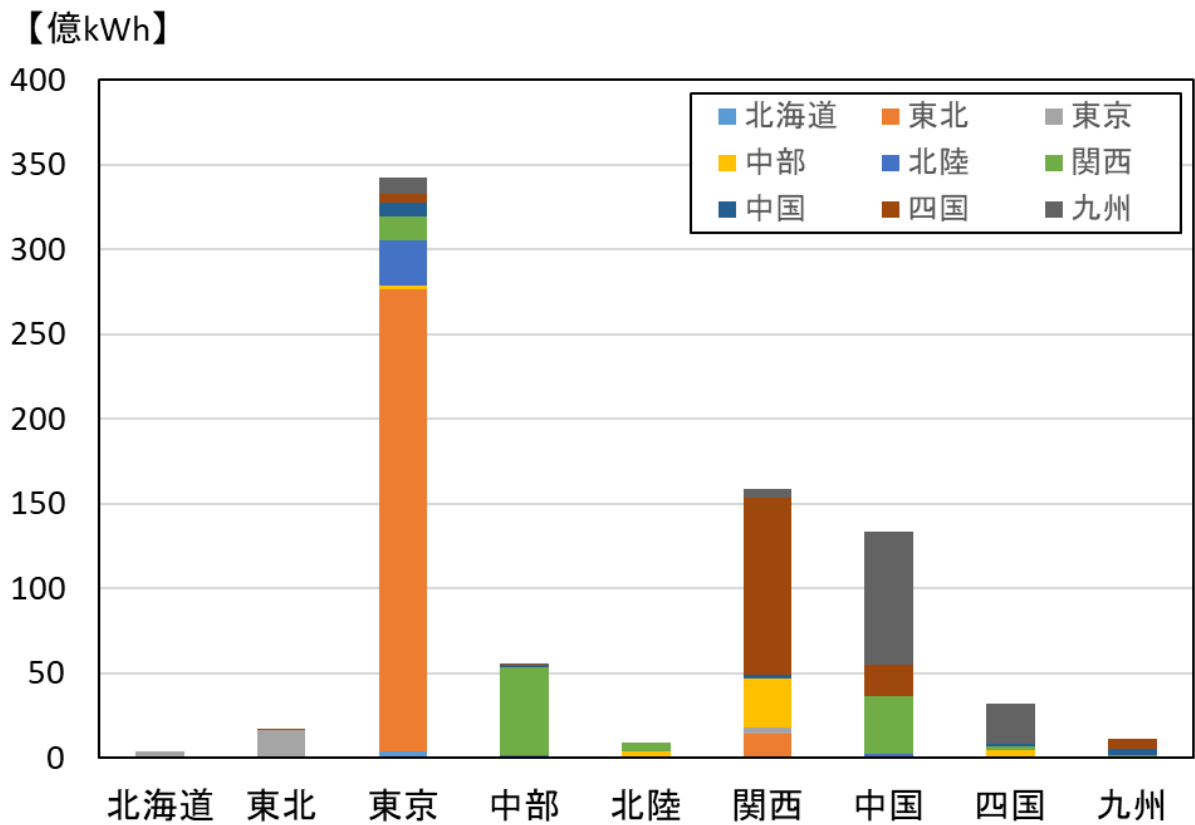


図5-3 エリア外調達電力量

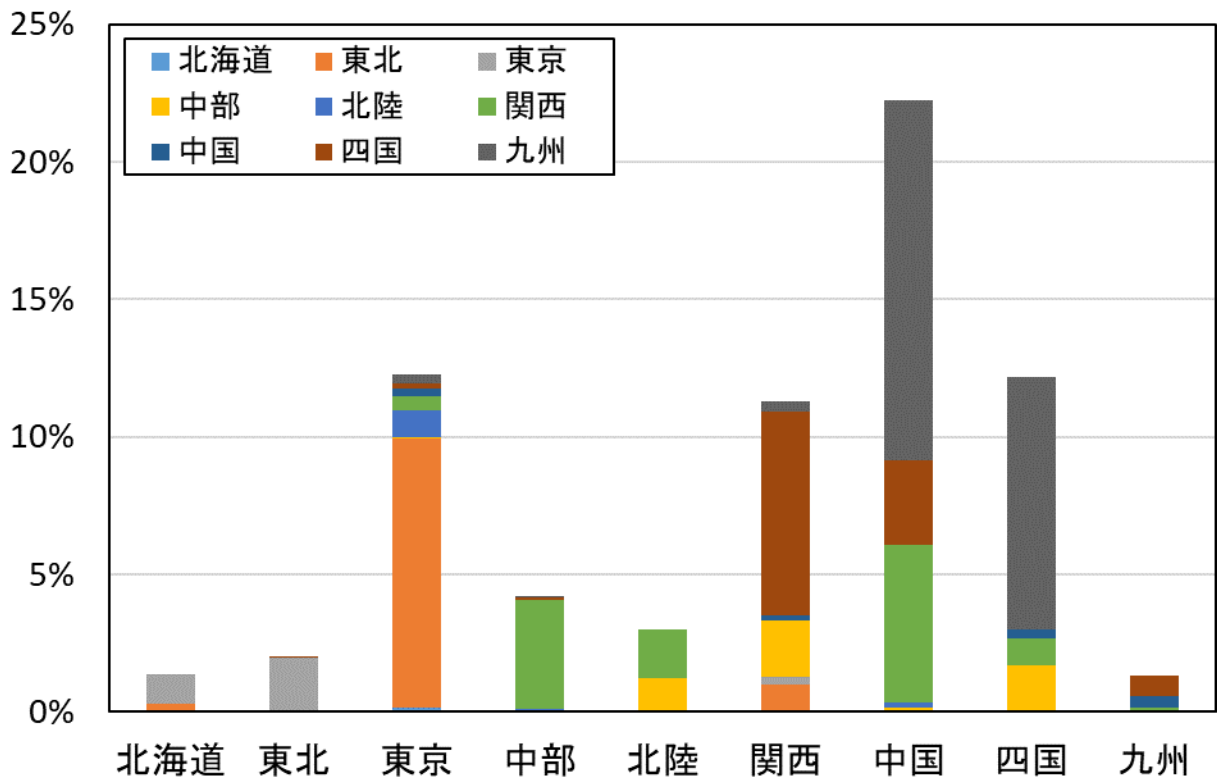


図5-4 エリア外調達電力量比率

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688者を当該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。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の需要電力にて占められている。

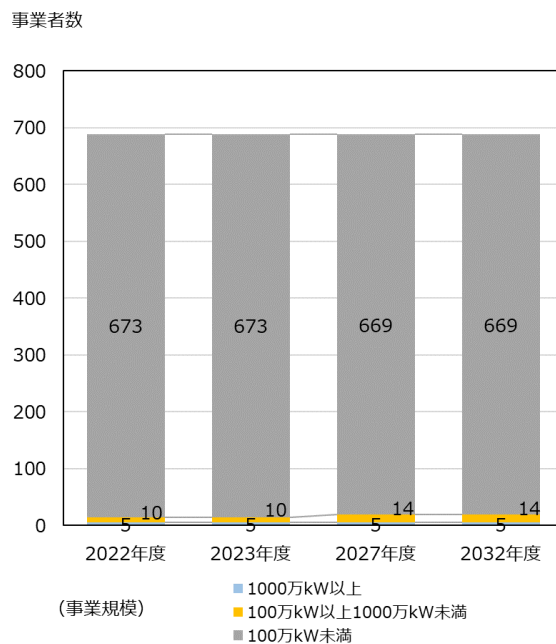


図6-1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

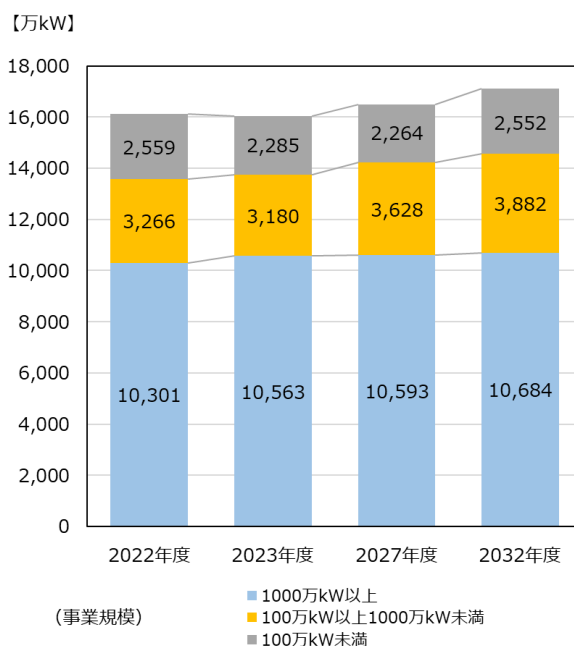


図6-2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

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。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の需要電力量にて占められている。

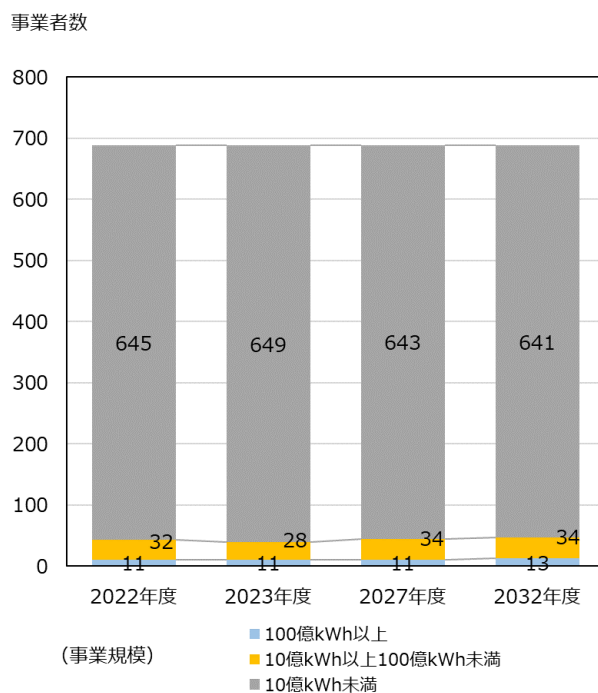


図6-3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

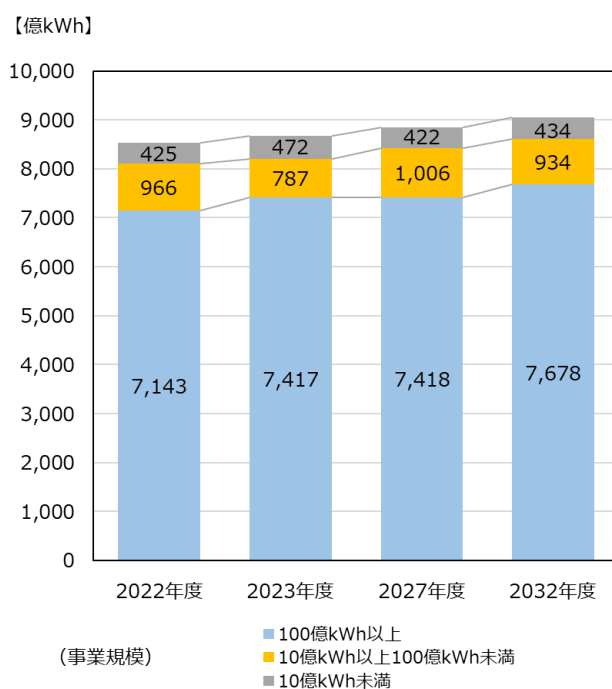


図6-4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2023年度において、小売供給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、2023年度時点で小売供給の計画を計上していない事業者（138者）を除いて集計している。半数程度の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

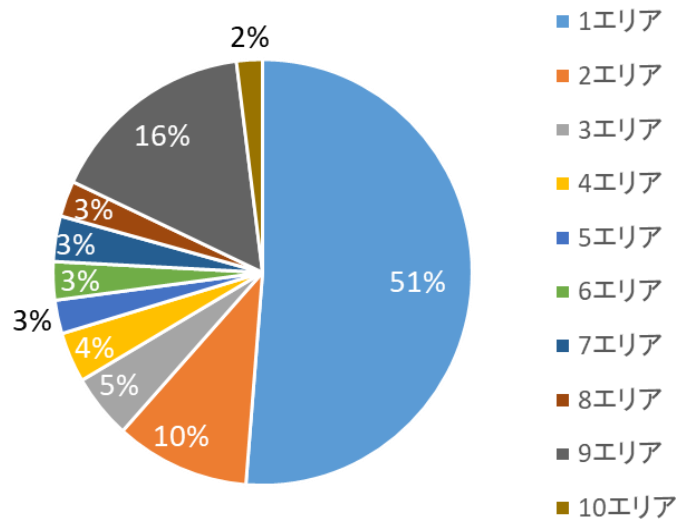


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

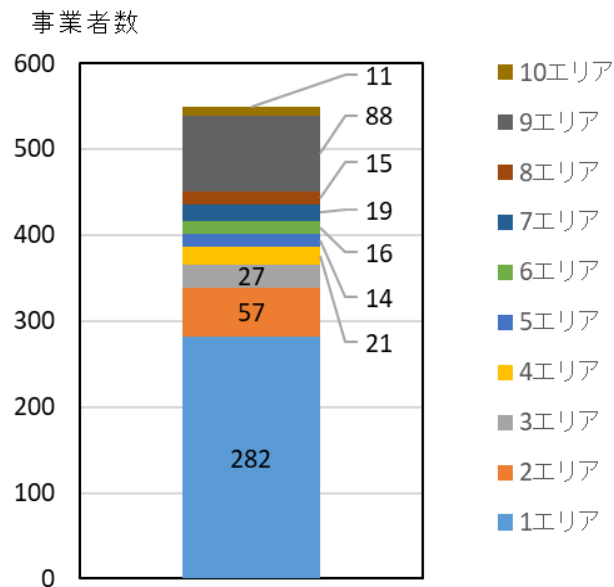
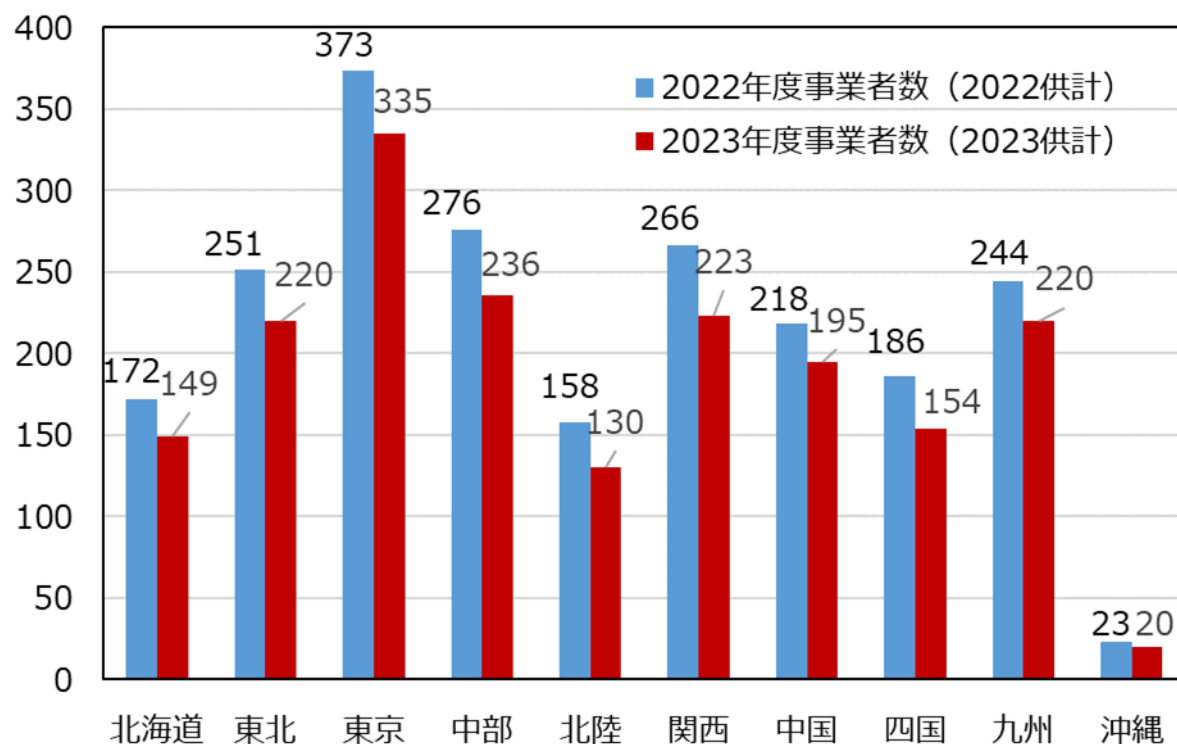


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2023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。

卸電力市場価格の高騰等により市場に依存するビジネスモデルにおいては、小売電気事業者からの撤退や縮小が相次いでいるとの分析⁵²もあり、全てのエリアで小売電気事業者数は減少している。

事業者数



【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2023年度エリア需要	416	1,338	5,499	2,455	495	2,741	1,043	497	1,537	161

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

⁵² 参考：第55回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/055_03_01.pdf

(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。

2022年度から旧一般電気事業者の発電部門が卸標準メニューに基づく取引を開始しており、同グループの小売部門に対しても2024年度以降の契約量が確定していない等の理由から、旧一般電気事業者の小売部門においても、確保済供給力比率が低下していく。

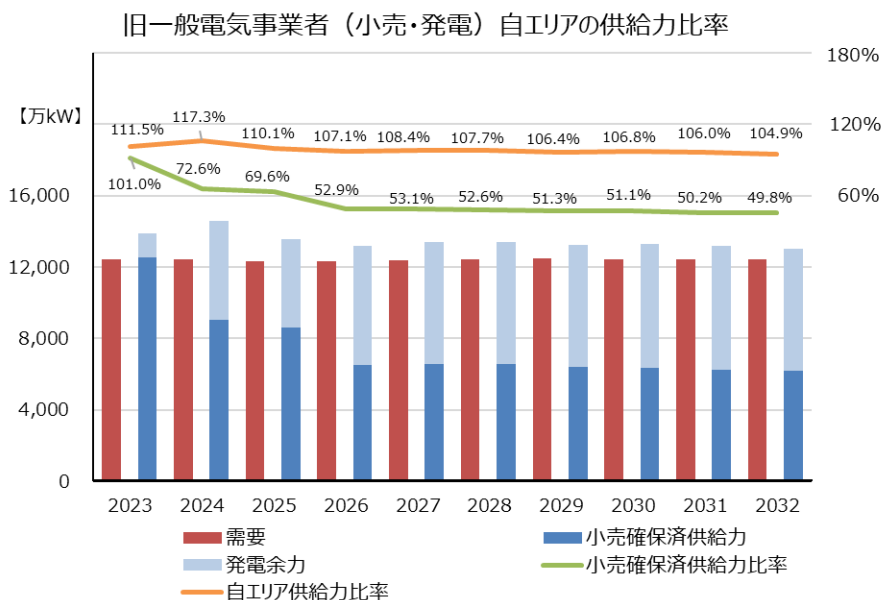


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力⁵³比率（8月15時、送電端）

旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する需要及びその他新電力の需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-9に示す。

その他新電力等は需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく。

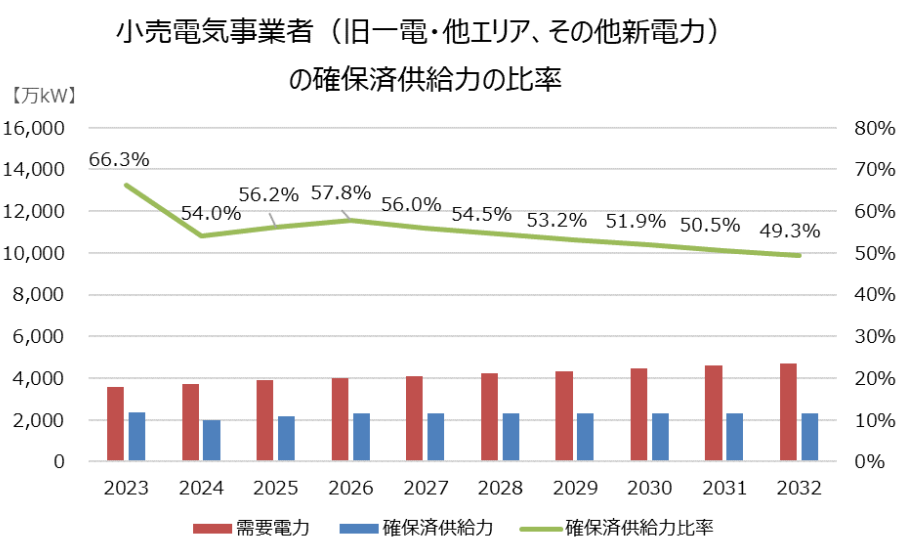


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

⁵³ 小売確保済供給力に、自グループの発電余力を加えたもの。

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者1,040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。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の供給電力にて占められている。

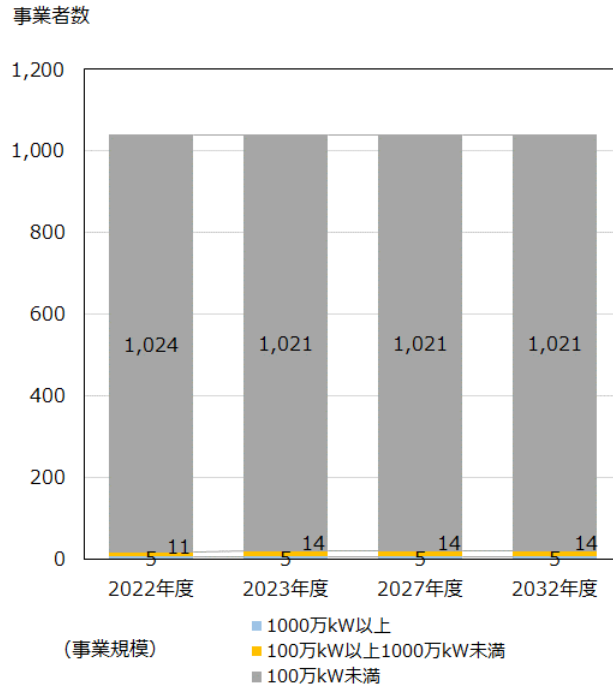


図6-10 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

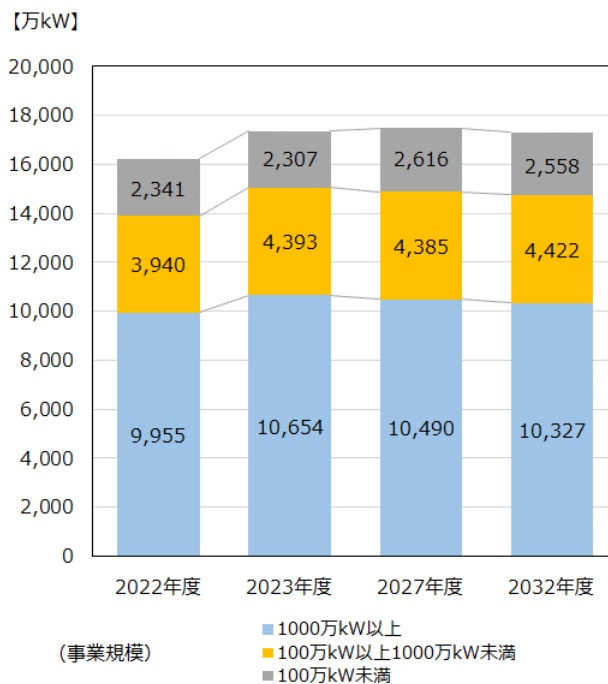


図6-11 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

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。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の供給電力量にて占められている。

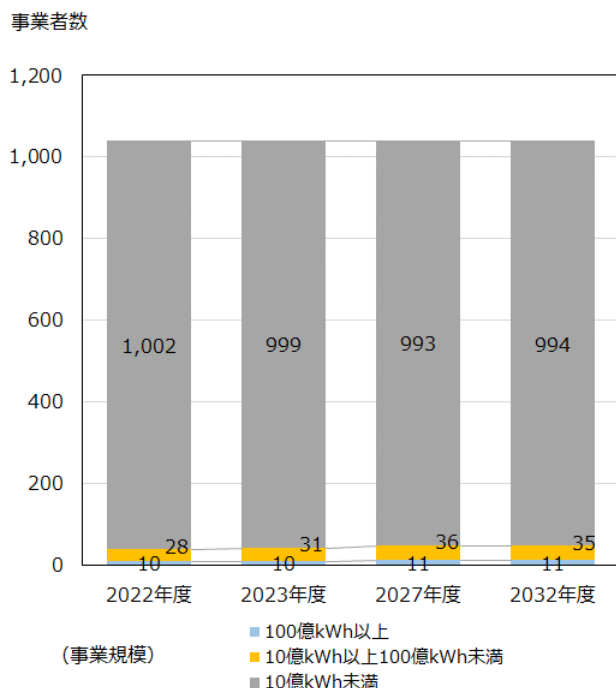


図6-12 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

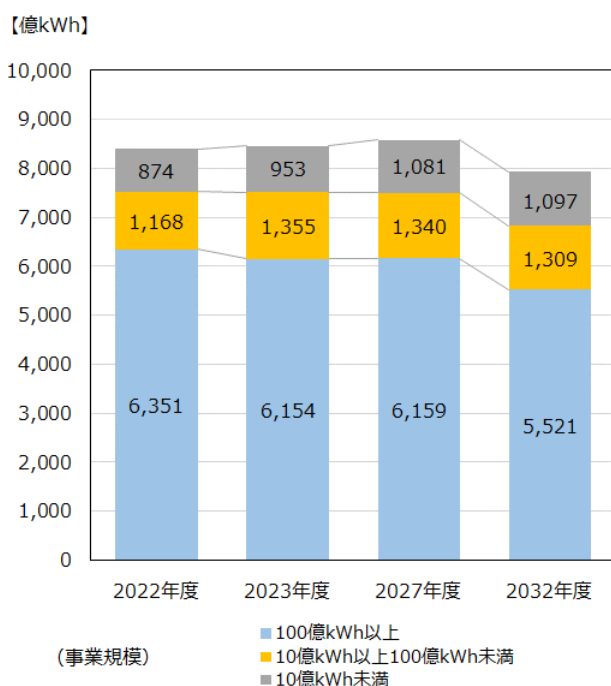
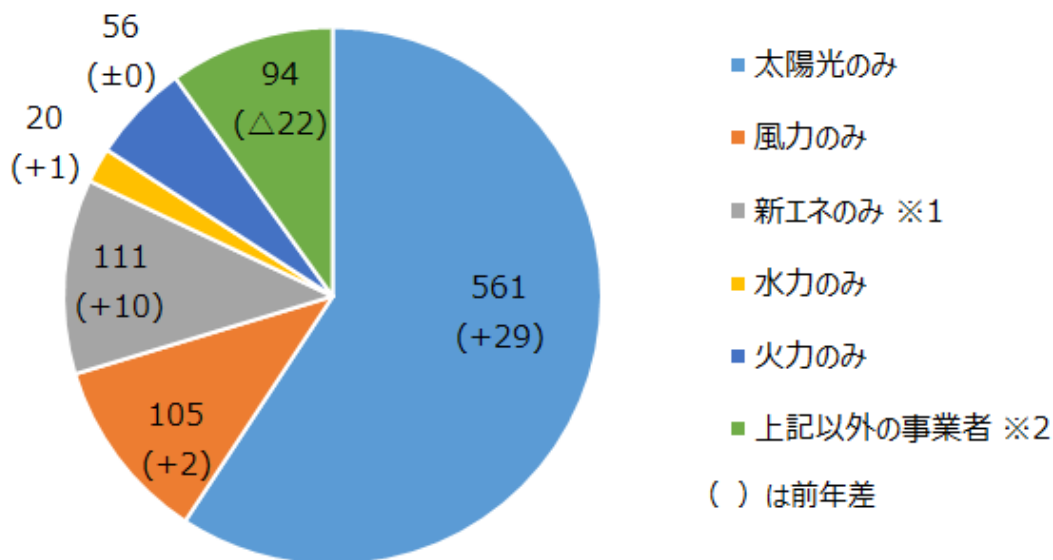


図6-13 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、当該発電事業者が2023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、2023年度内に保有設備を計上していない事業者（93者）を除いて集計している。

再生可能エネルギー（特に太陽光）発電事業者の増加が顕著であり、新規に参入する事業者による再生可能エネルギーの導入拡大の状況がうかがえる。



※1：太陽光・風力以外の新エネ電源のみ（地熱のみ・バイオマスのみ・廃棄物のみ）保有、または太陽光・風力含む複数種類の新エネ電源のみ保有事業者が対象

※2：火力と新エネ（バイオマス等）の混焼設備のみ保有事業者も含む

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

2023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、2023年8月時点で保有設備を計上していない事業者（115者）を除いて集計している。

8割程度の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

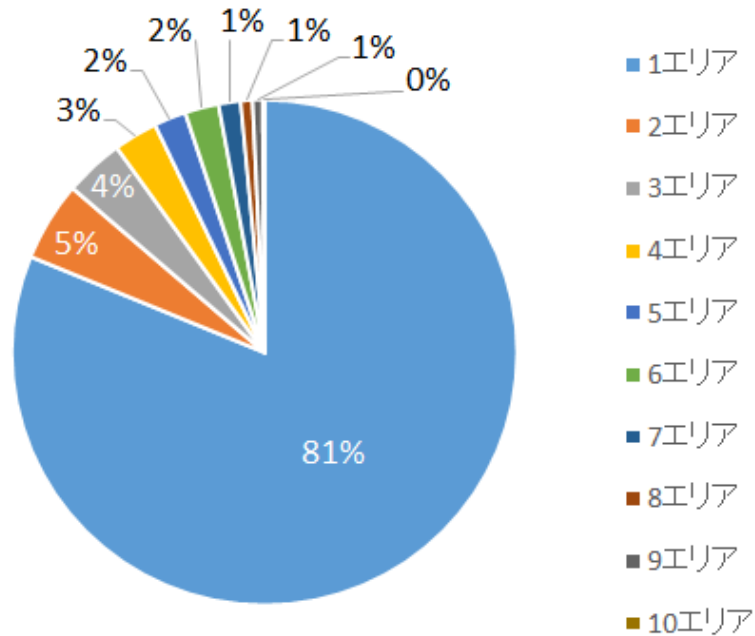


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

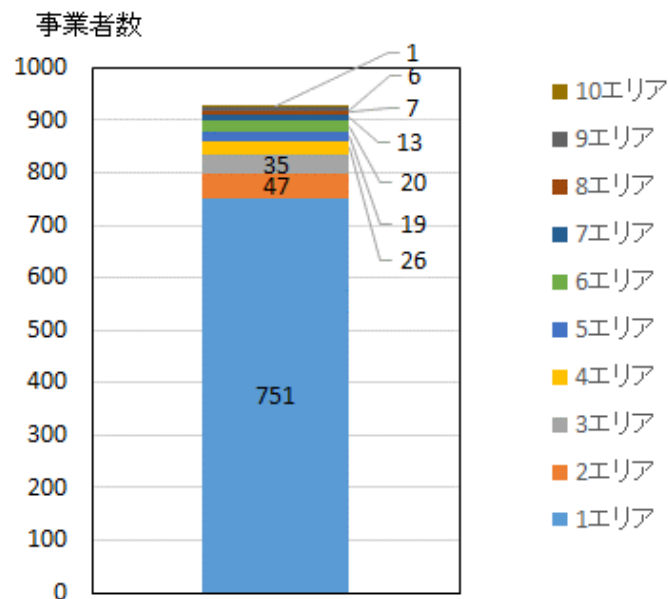
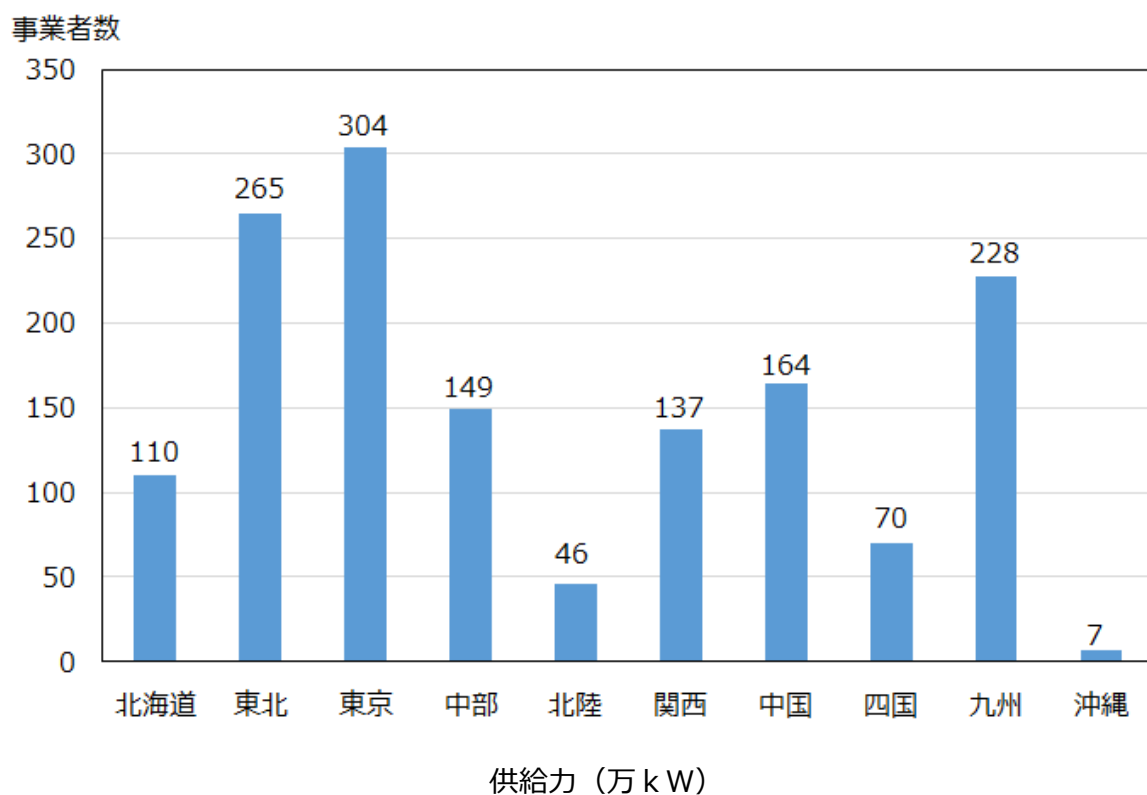


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2023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。



北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
525	1,972	4,957	2,526	544	2,858	1,083	765	1,922	203

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

○ 供給計画における容量市場での落札／非落札電源の動向と諸課題

今般の2023年度供給計画の取りまとめが、容量市場の実需給年度（2024年度）の前年に当たることもあり、容量市場と供給計画との関係について、最新の動向も踏まえて以下に考察する。

容量市場のメインオークションにおいて非落札となった電源について、メインオークションの結果をもって「供給力として不要」と見立て、供給計画において「休廃止」とする事業者行動を示唆する傾向が見受けられた。2020年度から開始し、既に3回実施した容量市場メインオークションでの落札、非落札の結果を、LNG火力と石炭火力に着目して比較すると、図7-1のとおりであり、非落札となったLNG火力が増加しており、休廃止しているLNG火力が増加している一方で、石炭火力の非落札が少なく、石炭火力の休廃止が少ない傾向となっている。

本機関としては、供給計画のヒアリング等を通じて、同市場のメインオークション以降の需要増加や電源退出等を踏まえた追加オークションでの約定機会や、落札電源のトラブルに対応するための差替え等の活用、卸電力市場や相対契約など容量市場以外での活用等も考えられることから、休廃止には慎重な判断をするよう再考を促している状況である。

また、事業者が将来的な供給力の提供を想定して入札し落札されている電源の中にも、設備トラブル等により容量市場での義務履行が難しいケースなども含め、「退出」の申出がある状況である。このような電源退出が特定のエリアに偏在することで当該エリアだけが供給力不足に陥る危惧もあり、その場合には必要な供給力を確保するための適切な措置を検討する必要がある。

それらの動きに対応して、本機関としては、調達必要量の再評価をもとに追加オークションの実施要否について検討していくが、供給力確保の促進という容量市場に期待される機能を適正に発揮させるためには、今後、いたずらに電源退出が多発しないよう、その未然防止などの環境整備や、万一の不測の状況に対する備えが必要と考える。

そのため、国においては、発電事業者に求められる行動に対する適切な監視と指導に加え、必要に応じた制度面での手当てや措置が期待される。

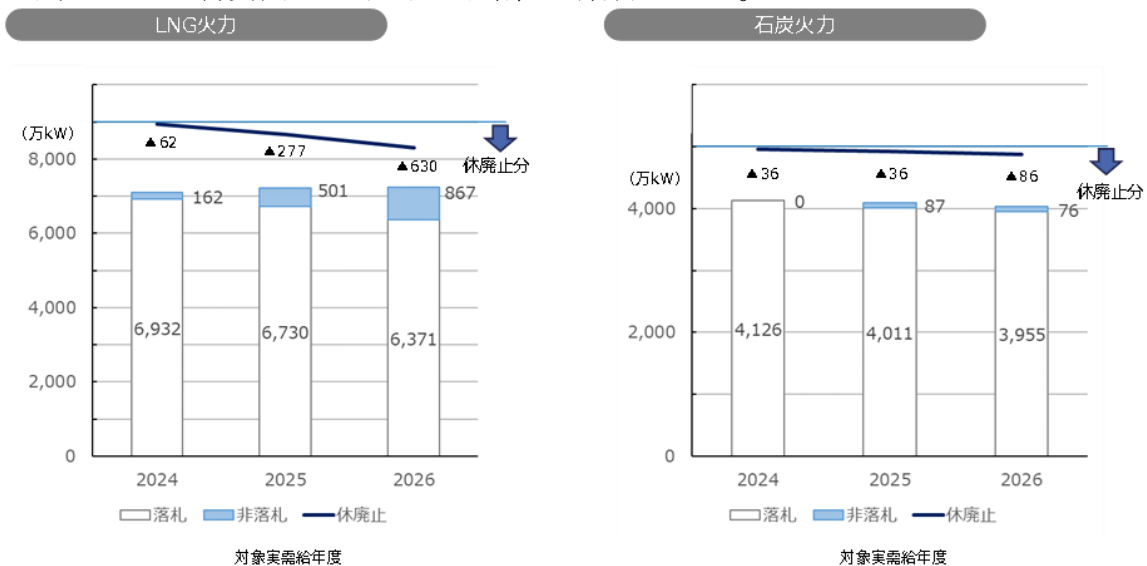


図7-1 容量市場メインオークションにおけるLNG火力と石炭火力の落札量・非落札量及び2023年度供給計画に基づく休廃止の設備量（2024年度からの累計値）

○ 長期的な電源確保とカーボンニュートラル実現に係る課題

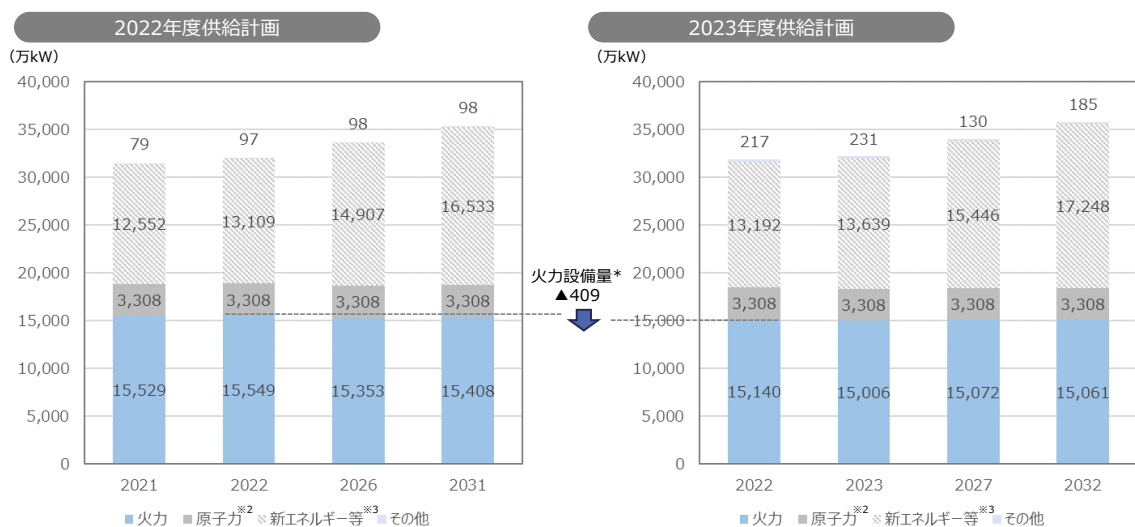
毎年の供給計画の取りまとめにおいては、電源構成の変化に関する分析を行っており、2022年度供給計画と今回を比較すると、図7-2のとおり、原子力電源に変化はなく、新エネルギー等電源は増加している。一方で、火力電源に着目し、長期の電源開発及び休廃止計画の動向を踏まえると、減少していく傾向である。

10年先までの「新增設」と「休廃止」の設備量を相殺した累計データについて、2022年度供給計画と今回のものとを比較して図7-3に示す。いずれも「新增設」は2025年度頃まで増加するものの、以降の増加はなく、「休廃止」は基本的に年々増加することから、相殺した設備量は順次減少していくことが読み取れる。その内訳としては、火力電源の新增設はほとんど計画されておらず、LNG火力の休廃止が増加していく一方で、石炭火力の休廃止がほとんどない傾向にあり、特に、2023年度供給計画において2026年度にLNG火力の休廃止が増加していることが見受けられる。この傾向は、前項で述べた「非落札の石炭火力」が少ない一方で「非落札のLNG火力」が多く、「非落札のLNG火力」における休廃止の影響を受けたものとも推察される。今後、この動向が継続するとLNG火力の休廃止が進み、また、将来的には2050年カーボンニュートラル実現に向けた非効率石炭火力の退出が加速すると、安定供給の確保について懸念が出る可能性がある。

そのため、本機関としては、カーボンニュートラルの実現にも資する計画的な電源投資の基礎となる10年超の長期電力需給の見直し検討への貢献や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションをはじめとする対応策について、国と連携し検討していく予定である。

同時に、そのような電源確保の仕組みだけでなく、水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料の安定的かつ継続的な確保のため、製造や輸送及び貯蔵に係るサプライチェーンの構築が不可欠となるが、その点では、個別の企業努力だけでは難しいとの意見が事業者から多く寄せられた。

そのため、長期脱炭素電源オークションの実効性を確保するため、国においては、脱炭素電源の新設や燃料転換などの諸施策と整合の取れた水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料のサプライチェーン構築に向けて、政策的な観点からの支援を期待するものである。



*2022年度供給計画の2022年度と2023年度供給計画の2022年度の比較

※1 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必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後の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 太陽光・風力は、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見直しを立てて計上

図7-2 設備容量^{※1}（全国合計）

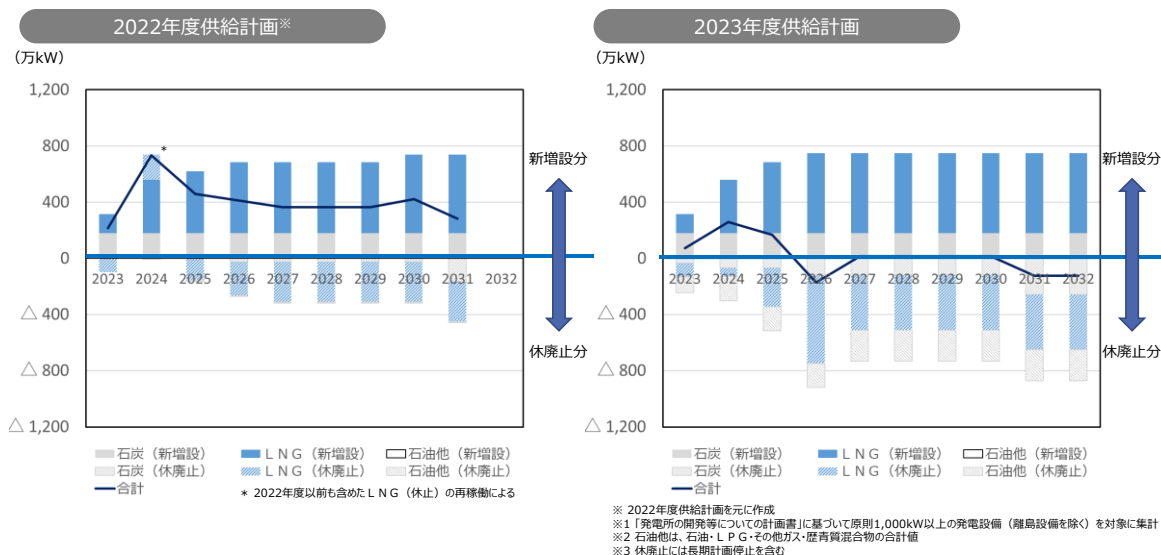


図7-3 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2023年度からの累計値）

○ 2024年度以降の供給計画の在り方

2024年度には、容量市場の実需給年度を迎え、また、調整力（電源Ⅰ、電源Ⅰ′、電源Ⅱ等）公募から需給調整市場へ全面的に移行⁵⁴することから、供給計画における「小売」、「発電」の各電気事業者を確認する事項や、その評価内容にも変化が生じてくるものと思われる。

1) 小売電気事業について

これまで、小売電気事業者に対して、計画段階での供給能力確保義務の観点から、その確保の状況（相対調達、市場調達などの計画）を確認することとしていた。しかしながら、2024年度以降は、日本全体⁵⁵で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保されることとなるため、供給能力確保義務の観点からは、個々の小売電気事業者の確保状況を詳細に確認する意味合いは薄れていく。

加えて、旧一般電気事業者の発電部門からの卸供給の契約手続きでは、内外無差別の観点から、同グループの小売部門と新電力小売との間での取扱いに差を生じないようにするため、長期的な契約は勿論のこと、供給計画の提出時点では2年目以降の確保量が確定しない可能性が高くなっており、その傾向は2023年度供給計画においても見受けられるものであった。

一方で、個別の小売電気事業者における事業継続性及び行動特性の把握や評価分析の観点、また、小売への卸供給の形態変化が発電事業者の計画的な燃料調達へ与える影響評価の観点からは、供給計画において小売と発電の短期・長期の相対契約の状況を把握することに一定の効果が期待できるものであり、その点も考慮する必要がある。

そのため本機関としては、小売電気事業者の調達済の供給力について、上記の観点からの状況把握に努めるとともに、電気事業者以外からの調達量や小売電気事業者が活用するディマンドリスポンスの確保量等も含めて、需給バランス評価における扱いを検討していく予定である。国においても、小売電気事業者をとりまく事業環境の変化にも配慮しつつ、供給計画の届出様式の見直し等の対応を検討いただきたい。

⁵⁴ 沖縄エリアにおいては、需給調整市場は開設されておらず、調整力公募が継続する

⁵⁵ 沖縄エリアや離島を除く

2) 発電事業について

発電事業者に対しては、保有する供給力、調整力等の把握について、これまで以上に精緻化、高度化が求められる。特に、2024年度以降、調整力公募から需給調整市場へ全面的に移行し、調整力の確保も実需給に近い断面で効率的かつ確実な確保を図ることになる一方、年間段階の調整力の確保状況については、これまでのようには把握できなくなる。加えて、必要な調整力は、容量市場と需給調整市場を通じて確保、維持されることになるが、至近3年間の容量市場のメインオークション結果から、調整機能ありの電源の落札量が減少している傾向も見受けられる⁵⁶。

容量市場、需給調整市場では、必要な供給力、調整力（調整余力）について、市場メカニズムを活用して、広域的、経済合理的に調達するものであるが、その仕組みが機能するためには、必要量を提供する設備が将来に亘って存在することが必要であり、供給計画の取りまとめにおいて、その確認を担えるような検討が必要である。

また、前述のとおり小売電気事業者との長期の相対契約が減少していく傾向の中で、発電事業者として、将来の相対契約や日本卸電力取引所（JEPX）での取引を見越した燃料調達（販売予定の発電電力量）について、将来の全国大での電力量不足による需給ひっ迫を回避するためにも、個々の発電事業者において適切に想定されているか、供給計画の取りまとめの中で確認することも重要な視点となる。

そのため本機関としては、発電設備の新增設や休廃止の動向、個別の発電設備の供給力や、調整力、発電電力量の把握に努めるとともに、今後の長期脱炭素電源オークションの導入で期待される揚水発電や蓄電池等の脱炭素型の調整力の活用⁵⁷も含めて、中長期的な調整力確保やその状況把握に向け、国や調整力の提供事業者を含む関係事業者とも連携しながら、必要な対策の検討を進めていく。

国においては、調整力の効率的な調達及び確保の在り方や、供給計画における各電気事業者が果たすべき役割を整理するとともに、供給計画の届出様式の見直しも含め、具体的な対応策の検討を期待するものである。

⁵⁶ 参考：容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2026年度）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2022/files/230222_mainauction_youryouyakujokekka_saikouhyou_jitsujukyu2026.pdf

⁵⁷ 参考：第56回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/056_04_02.pdf

Ⅷ. まとめ（2023年度供給計画の取りまとめ）

1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

2. 需給バランス

向う10年における年間EUEによるエリア別の需給バランス評価は、短期断面（第1・2年度目）は、東京エリア（2023年度）で基準値を超過している。長期断面でも、北海道（2027年度）、東京（2025・2026年度）、九州（2025、2027～2029年度）、沖縄（2025・2026、2029～2032年度）で基準値を超過している。

また、供給力の補完的確認では、第1年度（2023年度）、第2年度（2024年度）とも、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回ることを確認している。

電力量（kWh）の見通しでは、第1年度（2023年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、1～1.1億kWh/月程度（想定需要に対して0.2%～1.7%程度）下回る断面が見受けられる。

上記より、短期断面では、2023年度の東京エリアの年間EUEが0.049kWh/kW・年となり、供給信頼度基準を超過し、需給状況に注視が必要な状況。一方、補完的確認では予備率8%を下回る月はないことから、需給対策の要否については、年間EUEだけではなく、過去10年間で最も厳気象（猛暑・厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要を踏まえた需給見通しを踏まえて検討を進める。

3. 電源構成の変化に関する分析

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

4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画として、新規電源の連系に伴う整備が多数計画されている。また、地域間連系線の整備計画として、広域的運営に必要な整備が計画されている。

5. 広域的運営の状況

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

6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の事業者分布の状況を取りまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、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）・・・・・・・・・・・・・・・・ 164

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・・・ 168

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2023年度

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

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

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

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	397	355	356	409	416	387	390	444	481	498	495	453
東北	1,085	1,012	1,084	1,312	1,338	1,180	1,033	1,161	1,305	1,369	1,365	1,229
東京	3,846	3,717	4,281	5,499	5,499	4,650	3,827	4,020	4,469	4,884	4,884	4,337
東3社計	5,328	5,084	5,721	7,220	7,253	6,217	5,250	5,625	6,255	6,751	6,744	6,019
中部	1,799	1,807	2,019	2,455	2,455	2,208	1,879	1,902	2,159	2,342	2,342	2,050
北陸	386	352	404	495	495	438	373	410	476	518	518	452
関西	1,798	1,828	2,117	2,741	2,741	2,314	1,890	1,914	2,349	2,518	2,518	2,115
中国	757	747	835	1,043	1,043	931	770	836	1,013	1,037	1,037	902
四国	334	342	386	497	497	425	369	370	458	458	458	395
九州	1,000	1,048	1,203	1,537	1,537	1,320	1,109	1,152	1,393	1,454	1,454	1,223
中西6社計	6,074	6,123	6,964	8,768	8,768	7,636	6,390	6,584	7,848	8,327	8,327	7,137
9社合計	11,402	11,207	12,685	15,988	16,021	13,853	11,640	12,209	14,103	15,078	15,071	13,156
沖縄	107	130	154	157	158	160	138	118	101	109	103	98
10社合計	11,509	11,338	12,838	16,145	16,179	14,013	11,778	12,327	14,203	15,187	15,174	13,253

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	552	578	547	544	548	524	549	598	605	602	619	629
東北	1,282	1,297	1,411	1,664	1,764	1,630	1,373	1,486	1,640	1,684	1,678	1,592
東京	4,394	3,980	4,686	5,828	5,853	5,496	4,557	4,312	4,977	5,465	5,461	5,174
東3社計	6,228	5,856	6,643	8,036	8,165	7,649	6,479	6,395	7,223	7,751	7,757	7,395
中部	2,238	2,141	2,548	2,810	2,912	2,594	2,251	2,104	2,527	2,630	2,594	2,300
北陸	449	460	493	562	542	473	486	469	494	524	529	545
関西	2,199	2,164	2,482	2,983	3,111	2,716	2,030	2,112	2,628	2,827	2,821	2,565
中国	1,025	1,116	1,245	1,477	1,449	1,239	1,033	1,009	1,241	1,326	1,252	1,082
四国	454	491	603	711	727	623	575	507	561	634	644	653
九州	1,398	1,417	1,562	1,864	1,907	1,788	1,650	1,481	1,659	1,691	1,754	1,542
中西6社計	7,763	7,789	8,932	10,407	10,648	9,433	8,025	7,683	9,110	9,632	9,593	8,688
9社合計	13,991	13,644	15,576	18,443	18,813	17,083	14,504	14,078	16,333	17,383	17,350	16,083
沖縄	153	186	196	205	201	195	195	170	173	176	165	177
10社合計	14,143	13,830	15,772	18,648	19,014	17,278	14,700	14,248	16,506	17,559	17,515	16,260

表(別) 1-3 各月別の供給予備力見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	155	223	191	135	132	137	159	154	124	104	124	176
東北	197	285	327	352	426	450	340	325	335	315	313	363
東京	548	263	405	329	354	846	730	292	508	581	577	837
東3社計	900	772	922	816	912	1,432	1,229	770	968	1,000	1,013	1,376
中部	439	334	529	355	457	386	372	202	368	288	252	250
北陸	63	109	89	67	47	35	114	59	18	6	11	93
関西	402	336	365	242	370	402	139	198	279	309	303	451
中国	268	369	410	434	406	308	263	173	228	289	215	180
四国	120	149	217	214	230	198	206	137	103	176	186	258
九州	398	369	359	327	370	468	541	329	266	237	300	319
中西6社計	1,689	1,665	1,969	1,639	1,880	1,798	1,635	1,099	1,262	1,305	1,266	1,551
9社合計	2,589	2,437	2,891	2,455	2,792	3,230	2,865	1,870	2,230	2,305	2,279	2,927
沖縄	46	55	43	48	43	35	57	52	73	67	62	80
10社合計	2,635	2,492	2,934	2,503	2,835	3,265	2,922	1,922	2,303	2,372	2,341	3,007

[万kW]

表(別) 1-4 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	39.1%	62.9%	53.6%	33.1%	31.7%	35.3%	40.9%	34.7%	25.8%	20.9%	25.0%	38.7%
東北	18.1%	28.2%	30.2%	26.8%	31.9%	38.1%	32.9%	28.0%	25.7%	23.0%	22.9%	29.5%
東京	14.2%	7.1%	9.5%	6.0%	6.4%	18.2%	19.1%	7.3%	11.4%	11.9%	11.8%	19.3%
東3社計	16.9%	15.2%	16.1%	11.3%	12.6%	23.0%	23.4%	13.7%	15.5%	14.8%	15.0%	22.9%
中部	24.4%	18.5%	26.2%	14.4%	18.6%	17.5%	19.8%	10.6%	17.0%	12.3%	10.8%	12.2%
北陸	16.4%	30.9%	22.0%	13.6%	9.5%	8.1%	30.5%	14.3%	3.9%	1.3%	2.1%	20.6%
関西	22.4%	18.4%	17.3%	8.8%	13.5%	17.4%	7.4%	10.4%	11.9%	12.3%	12.0%	21.3%
中国	35.4%	49.4%	49.1%	41.6%	38.9%	33.1%	34.1%	20.7%	22.5%	27.9%	20.7%	19.9%
四国	35.8%	43.7%	56.3%	43.1%	46.2%	46.7%	55.9%	37.0%	22.5%	38.3%	40.5%	65.4%
九州	39.8%	35.2%	29.8%	21.3%	24.1%	35.5%	48.8%	28.6%	19.1%	16.3%	20.6%	26.1%
中西6社計	27.8%	27.2%	28.3%	18.7%	21.4%	23.5%	25.6%	16.7%	16.1%	15.7%	15.2%	21.7%
9社合計	22.7%	21.7%	22.8%	15.4%	17.4%	23.3%	24.6%	15.3%	15.8%	15.3%	15.1%	22.2%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%
10社合計	22.9%	22.0%	22.9%	15.5%	17.5%	23.3%	24.8%	15.6%	16.2%	15.6%	15.4%	22.7%

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

8%未満

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

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.4%	46.4%	50.8%	24.0%	25.3%	36.4%	27.1%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.4%
東北	16.4%	16.0%	21.3%	18.2%	24.1%	36.4%	25.2%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.1%
東京	16.4%	12.0%	12.3%	8.7%	9.7%	18.9%	22.0%	8.5%	15.0%	15.3%	15.0%	21.1%
中部	26.8%	24.8%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.1%
北陸	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
関西	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
中国	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
四国	26.8%	27.5%	28.1%	18.9%	22.4%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	39.4%
九州	33.0%	30.2%	28.1%	18.7%	20.8%	29.9%	44.7%	23.3%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%

: 8%以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表(別) 1-6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

	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	107	130	156	158	161	160	138	118	101	109	103	98
供給力	156	190	199	208	205	203	199	175	176	177	167	180
供給予備力	49	60	44	50	44	43	61	57	75	69	64	82
供給予備率	46.2%	45.9%	28.0%	31.5%	27.2%	27.0%	44.0%	48.2%	74.7%	63.2%	61.8%	84.1%

[万kW]

○ 2024年度

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

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

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

表（別）1－7 各月別の需要電力見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	398	356	357	410	417	388	391	445	482	499	496	454
東北	1,081	1,009	1,080	1,308	1,334	1,177	1,031	1,158	1,302	1,366	1,362	1,226
東京	3,859	3,730	4,296	5,514	5,514	4,665	3,839	4,033	4,480	4,895	4,895	4,349
東3社計	5,338	5,095	5,733	7,232	7,265	6,230	5,261	5,636	6,264	6,760	6,753	6,029
中部	1,809	1,818	2,031	2,470	2,470	2,221	1,890	1,913	2,172	2,356	2,356	2,062
北陸	385	350	403	493	493	436	373	410	476	518	518	452
関西	1,832	1,862	2,157	2,751	2,751	2,358	1,926	1,950	2,394	2,527	2,527	2,154
中国	757	747	835	1,043	1,043	931	770	836	1,013	1,037	1,037	902
四国	333	342	385	495	495	424	368	369	456	456	456	394
九州	1,002	1,051	1,206	1,541	1,541	1,323	1,112	1,155	1,397	1,458	1,458	1,226
中西6社計	6,117	6,170	7,016	8,793	8,793	7,693	6,439	6,633	7,907	8,352	8,352	7,190
9社合計	11,455	11,265	12,749	16,025	16,058	13,923	11,700	12,269	14,171	15,112	15,105	13,219
沖縄	108	131	155	158	159	161	139	119	101	109	104	99
10社合計	11,563	11,396	12,904	16,183	16,217	14,083	11,838	12,387	14,272	15,221	15,209	13,318

表（別）1－8 各月別の供給力見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	510	542	521	512	584	555	537	583	631	615	622	574
東北	1,425	1,451	1,437	1,701	1,736	1,513	1,369	1,430	1,618	1,662	1,649	1,549
東京	4,603	4,423	4,773	6,217	6,233	5,906	4,452	4,383	5,787	5,905	5,922	5,619
東3社計	6,538	6,416	6,731	8,431	8,553	7,974	6,358	6,395	8,037	8,182	8,193	7,742
中部	2,227	2,359	2,688	2,997	3,016	2,659	2,338	2,321	2,618	2,684	2,705	2,442
北陸	528	452	463	591	573	527	463	489	528	542	542	545
関西	2,411	2,451	2,699	3,162	3,232	3,038	2,499	2,549	2,959	2,878	2,909	2,596
中国	1,001	1,040	1,126	1,396	1,482	1,307	1,148	1,115	1,255	1,362	1,318	1,277
四国	593	616	694	697	690	613	599	611	656	677	674	630
九州	1,370	1,393	1,573	1,776	1,796	1,628	1,476	1,424	1,691	1,730	1,709	1,560
中西6社計	8,129	8,312	9,242	10,619	10,789	9,772	8,522	8,507	9,708	9,873	9,857	9,051
9社合計	14,667	14,728	15,973	19,050	19,342	17,747	14,880	14,902	17,745	18,055	18,050	16,793
沖縄	178	196	213	211	216	209	209	186	178	168	170	161
10社合計	14,844	14,924	16,187	19,261	19,558	17,956	15,089	15,089	17,923	18,223	18,220	16,954

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	112	186	164	102	167	167	146	138	149	116	126	120
東北	344	442	357	393	402	336	338	272	316	296	287	323
東京	744	693	477	703	719	1,241	613	350	1,307	1,010	1,027	1,270
東3社計	1,200	1,321	998	1,199	1,288	1,744	1,097	759	1,773	1,422	1,440	1,713
中部	418	541	657	527	546	438	448	408	446	328	349	380
北陸	143	102	60	98	80	91	90	79	52	24	24	93
関西	580	589	542	411	481	680	573	599	565	351	382	442
中国	244	293	291	353	439	376	378	279	242	325	281	375
四国	260	274	309	202	195	189	231	242	200	221	218	236
九州	368	342	367	235	255	305	364	269	294	272	251	334
中西6社計	2,012	2,141	2,226	1,826	1,996	2,080	2,084	1,875	1,801	1,521	1,505	1,861
9社合計	3,212	3,462	3,224	3,025	3,284	3,824	3,181	2,634	3,574	2,943	2,945	3,574
沖縄	70	65	59	53	56	48	70	68	77	59	66	63
10社合計	3,281	3,527	3,283	3,078	3,341	3,873	3,251	2,701	3,651	3,002	3,011	3,636

表 (別) 1 - 10 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	28.1%	52.4%	46.0%	25.0%	40.2%	43.1%	37.4%	30.9%	31.0%	23.2%	25.5%	26.5%
東北	31.9%	43.8%	33.0%	30.1%	30.1%	28.6%	32.8%	23.5%	24.3%	21.7%	21.0%	26.3%
東京	19.3%	18.6%	11.1%	12.8%	13.0%	26.6%	16.0%	8.7%	29.2%	20.6%	21.0%	29.2%
東3社計	22.5%	25.9%	17.4%	16.6%	17.7%	28.0%	20.9%	13.5%	28.3%	21.0%	21.3%	28.4%
中部	23.1%	29.8%	32.4%	21.3%	22.1%	19.7%	23.7%	21.3%	20.5%	13.9%	14.8%	18.4%
北陸	37.3%	29.1%	15.0%	20.0%	16.2%	20.8%	24.2%	19.2%	11.0%	4.7%	4.6%	20.6%
関西	31.7%	31.6%	25.1%	14.9%	17.5%	28.9%	29.7%	30.7%	23.6%	13.9%	15.1%	20.5%
中国	32.2%	39.3%	34.9%	33.8%	42.1%	40.4%	49.1%	33.4%	23.9%	31.3%	27.1%	41.6%
四国	77.9%	80.1%	80.2%	40.8%	39.4%	44.6%	62.7%	65.6%	44.0%	48.4%	47.7%	60.0%
九州	36.7%	32.6%	30.4%	15.2%	16.6%	23.1%	32.8%	23.3%	21.1%	18.6%	17.2%	27.3%
中西6社計	32.9%	34.7%	31.7%	20.8%	22.7%	27.0%	32.4%	28.3%	22.8%	18.2%	18.0%	25.9%
9社合計	28.0%	30.7%	25.3%	18.9%	20.5%	27.5%	27.2%	21.5%	25.2%	19.5%	19.5%	27.0%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%
10社合計	28.4%	30.9%	25.4%	19.0%	20.6%	27.5%	27.5%	21.8%	25.6%	19.7%	19.8%	27.3%

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

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)

	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	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

：8%以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表 (別) 1 - 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	108	131	157	159	162	161	139	119	101	109	104	99
供給力	182	200	216	214	220	217	213	191	180	169	171	164
供給予備力	74	69	59	55	58	56	74	73	79	60	68	65
供給予備率	68.7%	52.7%	37.9%	34.5%	35.5%	35.1%	53.2%	61.1%	78.3%	55.1%	65.2%	66.3%

別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2023 年度以降 10 年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2）を以下に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北・北陸エリアの 1 月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-3、供給力を表（別）2-4）を、沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力）を表（別）2-5 に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8 月 15 時）

【万 kW】

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	416	417	417	417	417	417	417	417	417	417
東北	1,338	1,334	1,330	1,325	1,320	1,315	1,311	1,306	1,301	1,296
東京	5,499	5,514	5,509	5,503	5,496	5,490	5,483	5,475	5,467	5,459
東 3 社計	7,253	7,265	7,256	7,245	7,233	7,222	7,211	7,198	7,185	7,172
中部	2,455	2,470	2,461	2,452	2,443	2,434	2,424	2,414	2,405	2,395
北陸	495	493	492	491	489	488	487	486	484	483
関西	2,741	2,751	2,745	2,735	2,726	2,718	2,710	2,701	2,691	2,683
中国	1,043	1,043	1,042	1,041	1,039	1,038	1,037	1,036	1,034	1,033
四国	497	495	493	490	487	485	482	480	477	474
九州	1,537	1,541	1,538	1,535	1,531	1,527	1,523	1,518	1,513	1,508
中西 6 社計	8,768	8,793	8,771	8,744	8,715	8,690	8,663	8,635	8,604	8,576
9 社合計	16,021	16,058	16,027	15,989	15,948	15,912	15,874	15,833	15,789	15,748
沖縄	158	159	163	164	165	166	167	168	169	170
10 社合計	16,179	16,217	16,190	16,152	16,113	16,078	16,041	16,000	15,958	15,918

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8 月 15 時）

【万 kW】

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	548	584	539	611	589	606	611	617	612	612
東北	1,764	1,736	1,622	1,659	1,660	1,670	1,686	1,695	1,718	1,746
東京	5,853	6,233	6,002	5,776	5,926	5,953	5,962	5,974	5,976	5,936
東 3 社計	8,165	8,553	8,163	8,046	8,175	8,229	8,259	8,286	8,306	8,293
中部	2,912	3,016	2,755	2,705	2,774	2,773	2,775	2,777	2,646	2,650
北陸	542	573	576	586	575	579	585	585	589	592
関西	3,111	3,232	2,906	2,908	2,912	2,901	2,905	2,905	2,908	2,821
中国	1,449	1,482	1,384	1,329	1,324	1,320	1,324	1,324	1,329	1,323
四国	727	690	668	675	676	674	675	681	681	683
九州	1,907	1,796	1,640	1,703	1,664	1,661	1,666	1,714	1,718	1,726
中西 6 社計	10,648	10,789	9,928	9,906	9,925	9,907	9,929	9,986	9,871	9,794
9 社合計	18,813	19,342	18,091	17,952	18,100	18,136	18,188	18,272	18,177	18,087
沖縄	201	216	221	211	226	226	226	214	226	226
10 社合計	19,014	19,558	18,312	18,163	18,326	18,363	18,414	18,487	18,404	18,313

※沖縄エリアの 2023 年度及び 2024 年度は、最小予備率断面を記載

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	498	499	499	499	499	499	499	499	499	499
東北	1,369	1,366	1,361	1,356	1,351	1,346	1,342	1,336	1,331	1,327
北陸	518	518	518	518	517	517	517	517	517	516

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	602	615	632	617	599	614	617	622	618	618
東北	1,687	1,662	1,707	1,708	1,706	1,720	1,735	1,747	1,770	1,799
北陸	524	542	589	597	586	590	594	596	599	602

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の電力需要と供給力

	【万kW】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
需要電力	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170
供給力	205	220	221	211	226	226	226	214	226	226
供給予備力	44	58	58	47	61	61	59	47	57	57
供給予備率	27.2%	35.5%	35.4%	28.8%	37.3%	36.6%	35.6%	27.8%	34.0%	33.3%

(blank)

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

2024 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

2023年7月

電力広域的運営推進機関

(blank)

2024年度向け調整力の公募にかかる 必要量の考え方について

2023年6月28日

電力広域的運営推進機関

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

なお、本資料の内容は2024年度を調整力の提供対象期間として、2023年度に一般送配電事業者（沖縄エリア）が実施する調整力の公募における必要量の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下、「調達の考え方」）において、「調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、各一般送配電事業者が適切に設定するもの」とされている。
- 本資料は、ここまでの調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、「委員会」）にて、議論されてきた内容をとりまとめ、審議いただいた後に、本機関の理事会の決議を経て、要件ごとの必要量の考え方等について、一般送配電事業者に通知するものである。
- なお、今回以降は調整力公募が残る沖縄エリアにおける調整力公募の必要量についての整理となる。

一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（抜粋）

4. 公募調達実施時

(2) 調整力の要件に関連する事項 ① 調整力の要件（スペック）について

…（前略）…調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、一般送配電事業者が適切に設定するものである …（後略）…

出所）「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>

		2022年度	2023年度			
		第4Q	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
一般送配電事業者	2024年度向け調整力の公募（沖縄エリア）	公募準備		必要量算出・設定 公募	契約手続き	
広域機関	2024年度向け調整力の公募に向けた電源Ⅰ必要量等の検討（沖縄エリア）	4/19 審議	6/28 審議	決定 一般送配電事業者（沖縄電力）に「必要量等の考え方」通知	※2025年度の調整力公募について検討（沖縄エリア）	
		調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 理事会				

- 沖縄エリア以外は2024年度以降、調整力公募が終了し、一般送配電事業者は全ての調整力を需給調整市場から調達することとなるが、沖縄エリアにおいては、2024年度以降も調整力公募が継続される。
- 今回は、2024年度向けの沖縄エリアにおける調整力の要件ごとの必要量について整理した。

(参考) 沖縄エリア以外の調整力調達に関する状況変化

5

- 翌年度の調整力公募に向けて、毎年度この時期に公募の必要量の考え方等について整理している。
- 沖縄エリア以外は2024年度以降は調整力公募が終了し、一般送配電事業者は全ての調整力を需給調整市場から調達することとなるが、沖縄エリアにおいては2024年度以降も調整力公募が継続される。
- 今回は、沖縄エリアの調整力公募の募集内容について、改めて整理したのでご確認いただきたい。

調達時期	2022年度	2023年度	2024年度以降
年初	調整力公募 (電源Ⅱ)		余力活用契約
	調整力公募 (電源Ⅰ)		
前週	需給調整市場 (三次①)		需給調整市場 (一次～三次①)
前日	需給調整市場 (三次②)		

出所)第35回需給調整市場検討小委員会 (2023年1月24日) 資料3 抜粋 (赤枠追記)
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/juky_u_shijyo_35_03.pdf

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

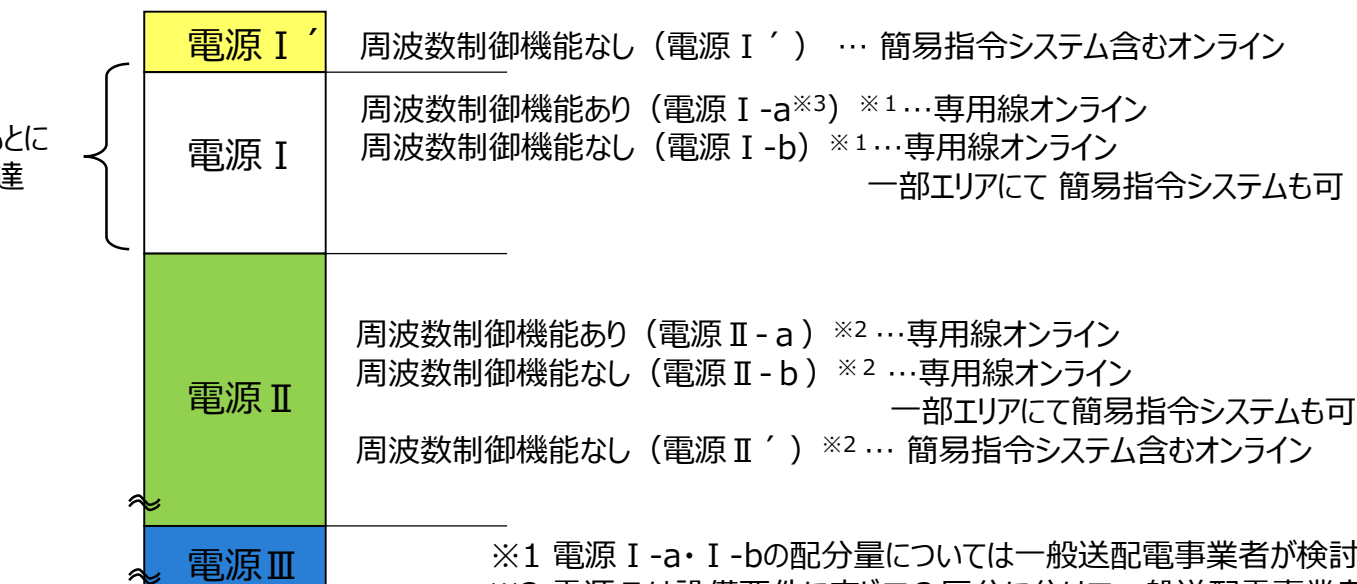
電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

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

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- さらに、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ'」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。

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

当機関にて検討した必要量の考え方をもとに一般送配電事業者にて公募を通して調達



※1 電源Ⅰ-a・Ⅰ-bの配分量については一般送配電事業者が検討
 ※2 電源Ⅱは設備要件に応じて3区分に分けて一般送配電事業者が募集
 ※3 電源Ⅰ-aは電源Ⅰ-a（GF機能）と電源Ⅰ-a（LFC機能）に分けて公募

沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方について

沖縄エリアの電源 I 必要量について

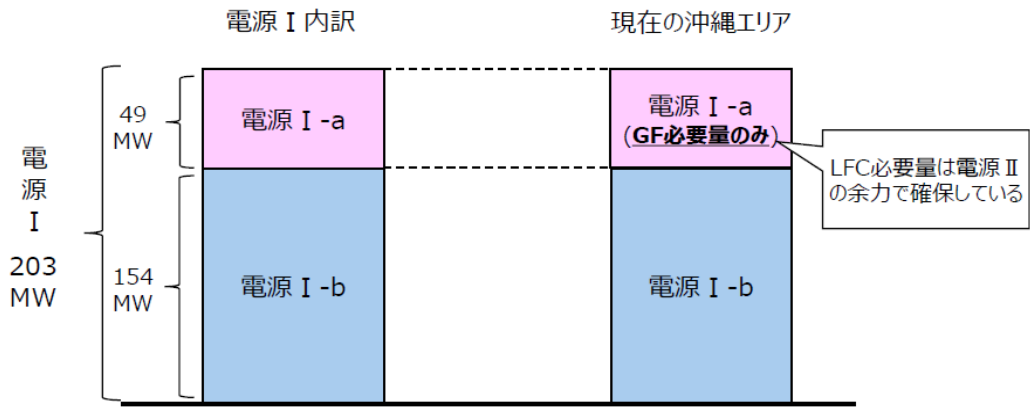
■ 沖縄エリアの電源 I 必要量については最大発電機出力118MWを前提としたLOLP0.3日/月に相当する必要予備率15%（必要予備力203MW）としている。

9

沖縄エリアの電源 I 必要量について

- 沖縄エリアの電源 I 必要量については、最大発電機出力118MWを前提としたLOLP0.3日/月に相当する必要予備率15%（必要予備力203MW）としている。
- 電源 I（203MW）の内訳について、最低限必要な周波数調整分としてGF必要量49MWを電源 I -a必要量とし、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（49MW）を差引いた154MWを電源 I -b必要量としている。
- 沖縄エリアは独立系統であり、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、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こともあり、LFC必要量については、現状は電源 II の余力のみで確保している。

【沖縄エリアにおける電源 I 公募の内訳について】



(参考) 沖縄エリアの本来あるべき発電機容量 (118MW) について

(参考) 第58回本委員会(2021年3月3日)の議論内容
 ~供給信頼度基準の算定諸元(沖縄エリアの本来あるべき発電機容量(118MW)について) 2/2~

6

- 沖縄エリアの供給信頼度については発電機容量の大小の影響を受けるため、沖縄エリアの本来あるべき発電機容量について検討し、牧港発電所9G・石川発電所2Gの最大出力118MW(H3需要比率8.7%)と整理した。

沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっての検討条件
 ~供給信頼度で考慮する発電機容量(発電機出力)の最大出力~ 26

- 前述のとおり、**沖縄エリアの本来あるべき供給信頼度(必要供給予備力)は、どのような発電機容量(発電機出力)を最大出力として検討すべきか整理することとした。**今回、「**本土9エリアとの比較**」、「**運用実績(出力実績)**」、「**系統の特性**」の3点から具体的な発電機容量(発電機出力)を検討した。

- 現在の沖縄エリアの最大単機容量は吉の浦発電所であり、その発電機出力は244MWでH3需要比率18%程度である。これに対して、**本土9エリア平均の最大単機容量はH3需要比率8%程度^{※1}であり、沖縄エリアのH3需要比率で算出すると約110MW^{※1}となる。**

※1 2020年度供給計画のH3需要(沖縄エリアは本島需要)および連系線容量から算出

- 各発電機の**至近の運用実績**(2020年4月~2021年1月)を確認したところ、各発電機の出力実績の平均値は約50MW~160MWで、**各発電機を単純平均すると、110~115MW**となる。

- 沖縄エリアでは、発電機脱落時にUFR負荷遮断により周波数58Hz以上を維持することで連鎖脱落を回避しているが、**UFR負荷遮断なしでも58Hz以上に維持可能な発電機脱落量は約93~175MW以下^{※2}**である。

※2 算出式：1352MW(H3需要(本島))×3.43~6.49%MW/Hz(沖縄エリア系統定数)×(60-58Hz)≒93~175MW

- また、沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたって設定すべき発電機容量(発電機出力)については、仮想の発電機ではなく、現状設置されている発電機の中から設定することが現実的と考えられるがどうか。

- 以上のことから、沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっては、**牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力118MW(H3需要比率8.7%)を最大出力として算定すること**としてはどうか。

<沖縄エリアの主な発電機の出力実績の平均値(2020年4月~2021年1月実績)> 単位：MW

発電機	牧港9G	石川2G	呉志川1G	呉志川2G	金武1G	金武2G	吉の浦1G	吉の浦2G	石炭石川1G	石炭石川2G	単純平均
最大出力	118	118	141	141	200	200	244	244	141	141	169
全時間帯	51	51	81	92	140	146	130	160	123	123	110
9時~23時	52	52	89	102	155	158	129	164	125	125	115

出所) 第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月3日) 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_58_haifu.html

出所) 第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年6月18日) 資料4

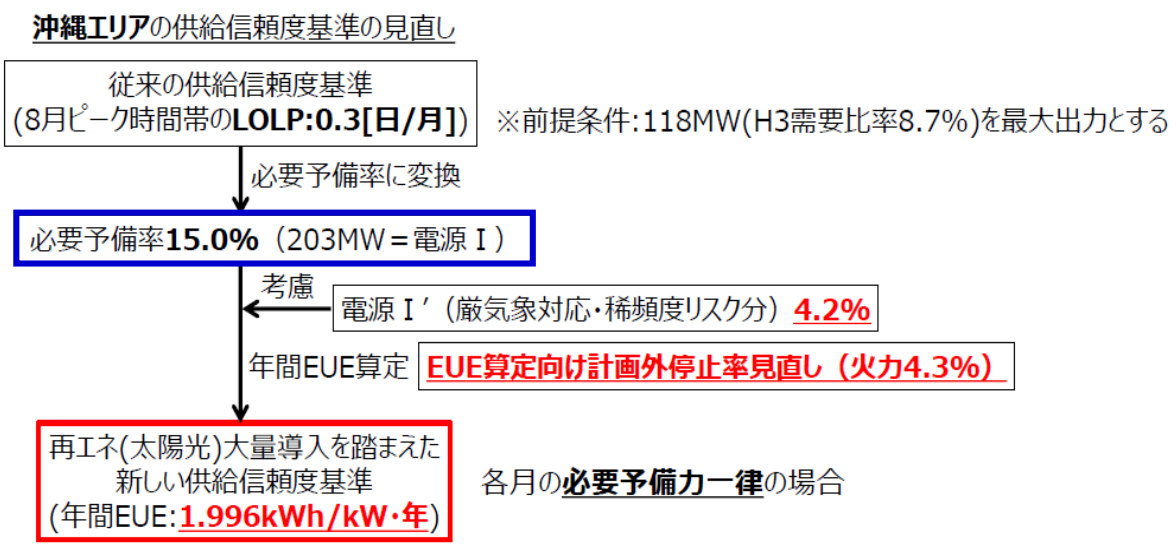
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_62_04.pdf

(参考) 沖縄エリアにおける供給信頼度基準 (年間EUE基準値) について

沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の見直し結果

18

- 以上より、EUE算定向け計画外停止率および電源 I' 必要量 (厳気象対応・稀頻度リスク分) の見直しを供給信頼度基準に反映した結果、**沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は1.996kWh/kW・年**と算定された。
※第58回本委員会にて沖縄エリアの供給信頼度基準を定めた際に適用した2020年度供給計画の2020年度のデータを用いて算定



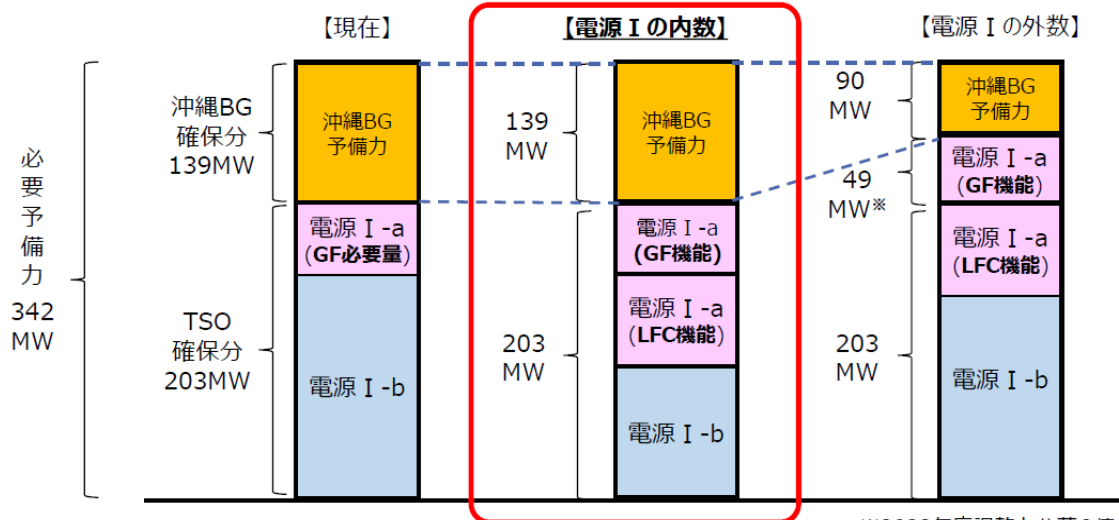
電源 I -a必要量について

- 電源 I -aの必要量については、第85回本委員会（2023年4月19日）において、GF機能分とLFC機能分に細分化し、それぞれ確保することで整理した。

電源 I -aを細分化した際の調整力公募必要量について

22

- 電源 I -a（GF機能）を沖縄エリア全体の必要予備力の内数として扱う場合、TSOが確保すべき予備力（=現状の電源 I 必要量）の内数とするか、または外数にするかによっても今後の電源 I 必要量は異なる。
- TSOが確保すべき予備力の外数とした場合は、BGが確保すべき予備力が減少することになるが、大容量発電機の脱落に備えるための予備力については、大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している沖縄電力BGが確保するという過去の整理を踏まえると、TSOが確保すべき予備力の内数とすることが適当と考えられる。
- よって、**電源 I 必要量（203MW）は変更せず、電源 I の内訳として電源 I -a（GF機能）と電源 I -a（LFC機能）をそれぞれ確保すること**としてはどうか。



電源 I -a (GF機能) 必要量について

- 昨年度、再エネ出力抑制が必要となる断面以外でも、GF運転台数4台で運用可能か、沖縄電力にて検証を行い、従来運用（GF5台以上）と比較しても、同等の電力品質が確保可能と確認できたことから、悪天候を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。
- GF4台運転時のGF量は49MWであり、GF量を最低限49MW確保していれば実運用上問題ないことが確認されたと言えることから、2023年度はGF量49MWを確保することとしていた。
- 2024年度においても、常時GF4台運転は継続することから、**引き続き常時GF4台運転と整合をとり、電源 I -a (GF機能) の必要量は49MWとすること**でどうか。

まとめ

24

- 沖縄電力による検証試験の結果、常時GF4台運転が可能なが確認されたことから、必要予備力算定の前提条件の見直し及び調整力必要量の考え方について以下のとおり整理した。

<必要予備力の算定について>

- 常時GF4台運転の開始に伴い、供給信頼度評価における発電機の設定条件について、発電機のGF分控除をこれまでの全発電機からGF対象の4台に見直したうえで、供給信頼度基準(0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力を算定した結果、沖縄エリアの必要予備力は337MWと算定された。
- また、沖縄電力BGが確保すべき予備力についても、沖縄エリアの必要予備力337MWとTSOが確保すべき必要予備力の203MWとのギャップ分の134MWと算定された。

<調整力必要量の考え方について>

- **電源 I -aの必要量については、GF4台運転と整合させ、49MWとする。**
- 電源 I -bの必要量については、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（49MW）を差引いた154MWとする。
- 電源 I 'の必要量は、H3需要比率の5.2%（73MW）とする。

(参考) 沖縄エリアの常時GF4台運転について

- 従来運用（GF5台以上）と比較し、同等の電力品質が確保可能と確認できたことから、悪天候を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。

GF4台運転の実運用確認結果

7

- 沖縄電力での確認の結果、従来運用(GF5台・6台以上)と比較し、同等の電力品質が確保可能と確認できたことから、悪天候時を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。

2. 原則GF見直しに関する実運用確認結果

沖縄電力提供資料 3

- 2022年3~4月（2ヶ月間）のうち、全体の56%（約34日分）の期間についてGF4台による実運用確認を実施した。
- 下表のとおり、周波数滞在率より、GF4台時に周波数が運用目標値 $\pm 0.3\text{Hz}$ を逸脱するケースが発生しているが、従来運用（GF5台・6台以上）と比較しても原則GF見直し（GF台数の減少）に伴う電力品質への影響は大きくないことを確認した。
- GF4台時に周波数変動は従来運用（GF5台・6台以上）と比較しても、有意な差は確認されず、電力品質への大きな影響はない。よって最低GF4台運転は実運用において特段の問題は無いことから、悪天候時を除き、常時GF4台運転を開始する。

周波数	GF4台		GF5台		GF6台以上	
	発生回数	発生率(%)	発生回数	発生率(%)	発生回数	発生率(%)
60.30 < f	7	0.00	0	0.00	0	0.00
60.20 < f ≤ 60.30	93	0.01	28	0.00	0	0.00
60.10 < f ≤ 60.20	2,244	0.15	1,730	0.17	96	0.10
60.00 < f ≤ 60.10	717,213	48.34	492,765	47.03	47,880	47.87
f = 60.00	35,259	2.38	23,774	2.27	1,897	1.90
59.90 ≤ f < 60.00	728,600	49.11	529,484	50.53	50,145	50.13
59.80 ≤ f < 59.90	255	0.02	80	0.01	2	0.99.90%
59.70 ≤ f < 59.80	3	0.00	0	0.00	0	0.00
f < 59.70	0	0.00	0	0.00	0	0.00
合計	1,483,674	100.00	1,047,861	100.00	100,020	100.00

〈周波数滞在率の算定諸元〉
系統周波数：2秒サンプリング

(参考) 2023年度 沖縄エリアの電源 I -a必要量の考え方について

- 2023年度の電源 I -a必要量については、第74回本委員会（2022年6月28日）において、常時GF4台運転と整合させ、最低限必要なGF量の49MWと整理した。
- 一方、電源 I -a必要量のうち、LFC必要量については、電源 II の余力のみで確保している。

18

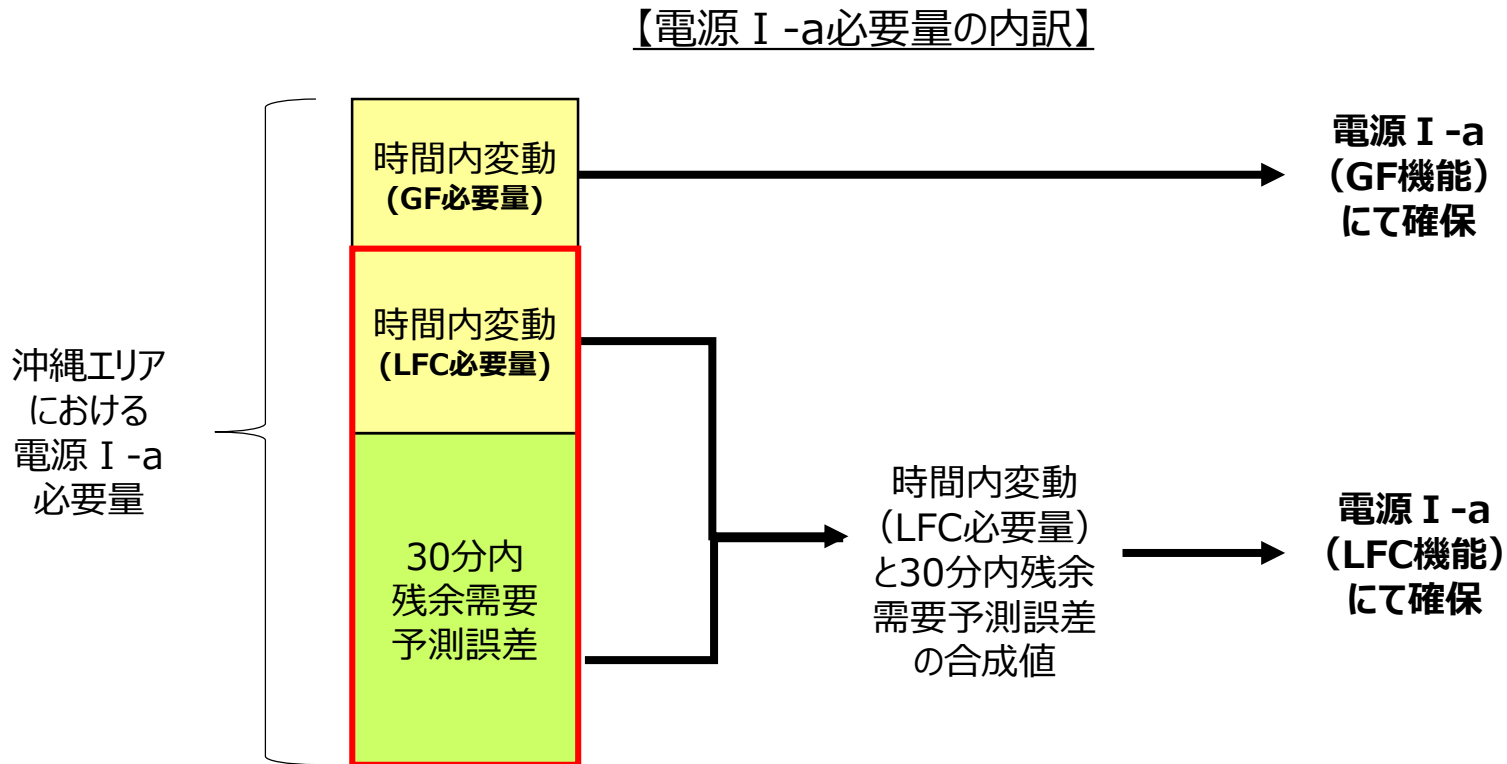
沖縄エリアにおける電源 I -a必要量について

- 電源 I -aの必要量として、昨年度と同様に3ヶ年（2019年度～2021年度）を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分け、時間内変動と残余予測誤差の合成値の3σを算出した。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって41MW～133MWと変化することが確認された。
- 他方で、GF4台運転時のGF確保量は49MWであることから、GF量を最低限49MW確保していれば実運用上問題ないことが確認されたと言える。
- 常時GF4台運転と整合させ、4台運転時のGF量49MWは一般送配電事業者が確保することとし、2023年度向け調整力公募における**電源 I -aの必要量は49MWとする**こととしてはどうか。

各時間帯別の「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3σ (MW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	92	116	117	133	102	132	98	90	112	100	109	113	114
点灯帯:18時～22時	59	41	56	53	58	63	55	43	41	43	62	50	57
夜間帯:22時～9時	66	84	81	90	79	68	62	55	54	64	59	58	73

- 電源 I -aは「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」に対応するためのものであり、これまでは両者の不等時性を考慮した合成値から算出していた。
- 時間内変動のうち、GF対応分は電源 I -a (GF機能) にて確保することから、残りのLFC対応分と30分内残余需要予測誤差を、電源 I -a (LFC機能) にて対応することとなる。
- **よって電源 I -a (LFC機能) の必要量は、「時間内変動 (LFC対応分) と30分内残余需要予測誤差の不等時性を考慮した合成値」にて算出すること**でどうか。



(参考) 時間内変動対応分について

■ 時間内変動対応は細分化すると、GF対応（一次調整力）とLFC対応（二次調整力①）に分かれている。

平常時の変動に対する各商品区分別の必要量算定データの抽出方法

27

■ 各調整力の機能を踏まえ、以下の考え方で各商品の必要量算定データを抽出することとしてはどうか。

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		$\text{残余需要元データ}^{\ast 1} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2}$
二次①		$\text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 30分周期成分}^{\ast 2}$
二次②		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間の差
三次①		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間で連続する量

※ 1 残余需要1～10秒計測データ

※ 2 応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とした。その他も同様

※ 3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

電源 I -a (LFC機能) 必要量について

- 電源 I -a (LFC機能) 必要量の算出として、昨年度と同様に3ヶ年 (2020年度～2022年度) を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分け、時間内変動 (LFC対応分) と30分内残余需要予測誤差の合成値の3 σ を算出した。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって30MW～133MWと変化することが確認された。
- 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ため、必要最低限の必要量とし、**電源 I -a (LFC機能) の必要量は30MWとすること**としてはどうか。

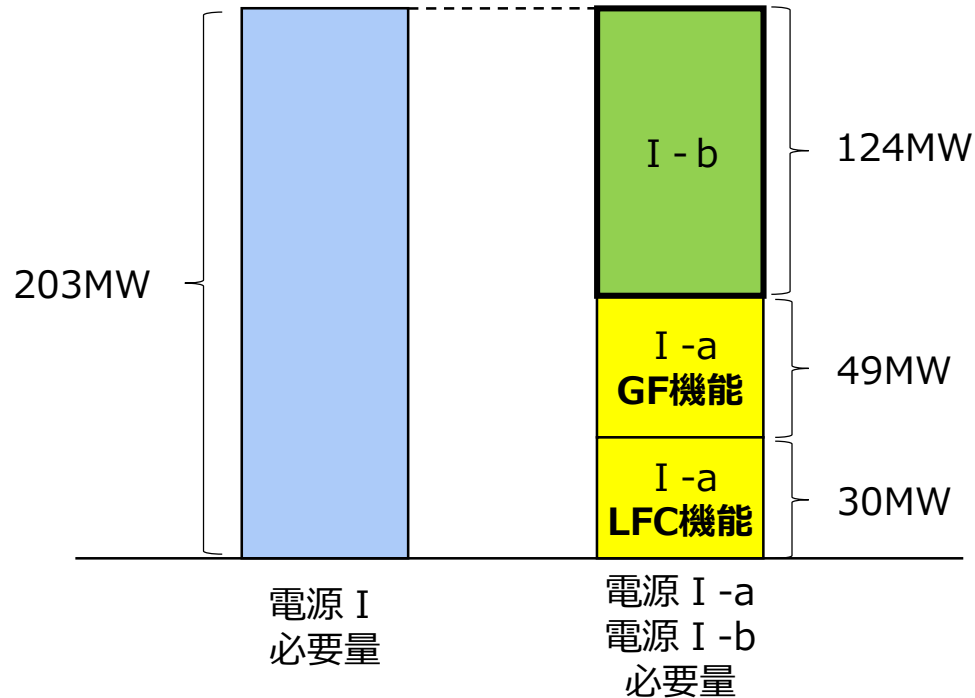
各時間帯別の「時間内変動 (LFC対応分)」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3 σ (MW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	88	114	108	133	98	124	96	84	101	92	100	101	107
点灯帯:18時～22時	52	35	44	47	45	50	45	34	39	30	51	44	47
夜間帯:22時～9時	55	85	77	79	68	58	57	49	43	54	47	50	63

(年間3 σ 値 : 95MW)

- 沖縄エリアの電源 I 必要量203MWと電源 I -a (GF機能) と電源 I -a (LFC機能) の合計値79MWとの差分124MWについては、電源 I -bとして確保する。

【電源 I 必要量の内訳】



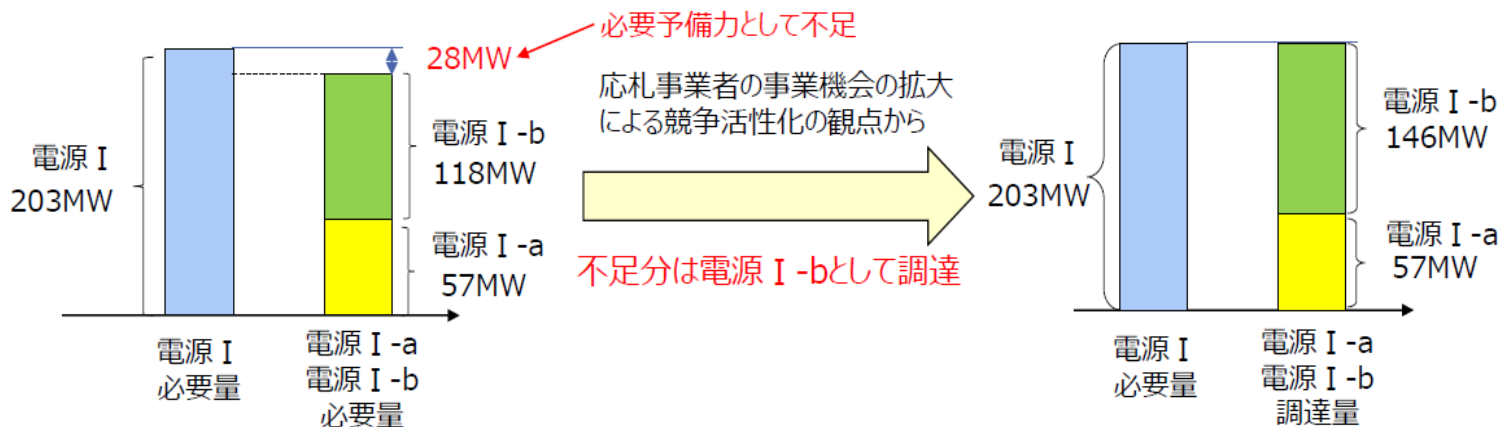
(参考) 沖縄エリアにおける電源 I - b 必要量について

電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応について 19

- 前述のとおり、電源 I -aの必要量57MWと電源 I -bの必要量118MWの合計値は175MWであり、沖縄エリアにおいてTSOが確保する予備力としての電源 I 必要量203MWに対して、28MW満たない状況となる。そして、この残りの28MWは調整力として必要な量ではなく、予備力として必要な量となる。
- したがって、**残りの28MWについては、周波数制御機能(GF,LFC)を求める電源 I -aとして調達するのではなく、周波数制御機能を有しない電源 I -bとして調達する方が、応札事業者の事業機会の拡大による競争活性化の観点から望ましい**と考えるがどうか。
- その場合、電源 I -bは必要量118MWに28MWを加算して、146MWを調達することになる。

電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
<ul style="list-style-type: none"> ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能 (GF・LFC) あり ・専用線オンラインで指令・制御可 	<ul style="list-style-type: none"> ・発動時間：30分以内 ・周波数制御機能 (GF・LFC) なし ・専用線オンラインで指令・制御可



沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方について

沖縄エリアの電源 I ' 必要量について

- 沖縄エリアの電源 I ' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）については、持続的需要変動の必要量が1%が2%に見直され、+1%分についても小売電気事業者の負担と整理された。
- 以上から、第85回本委員会（2023年4月19日）で示していた算定式のとおり、**H3需要比率の4.2%を電源 I ' の必要量とすることでどうか。**
- 上記の考え方に基づき算出した結果、**2024年度における電源 I ' 必要量については、61MWと算定される。**

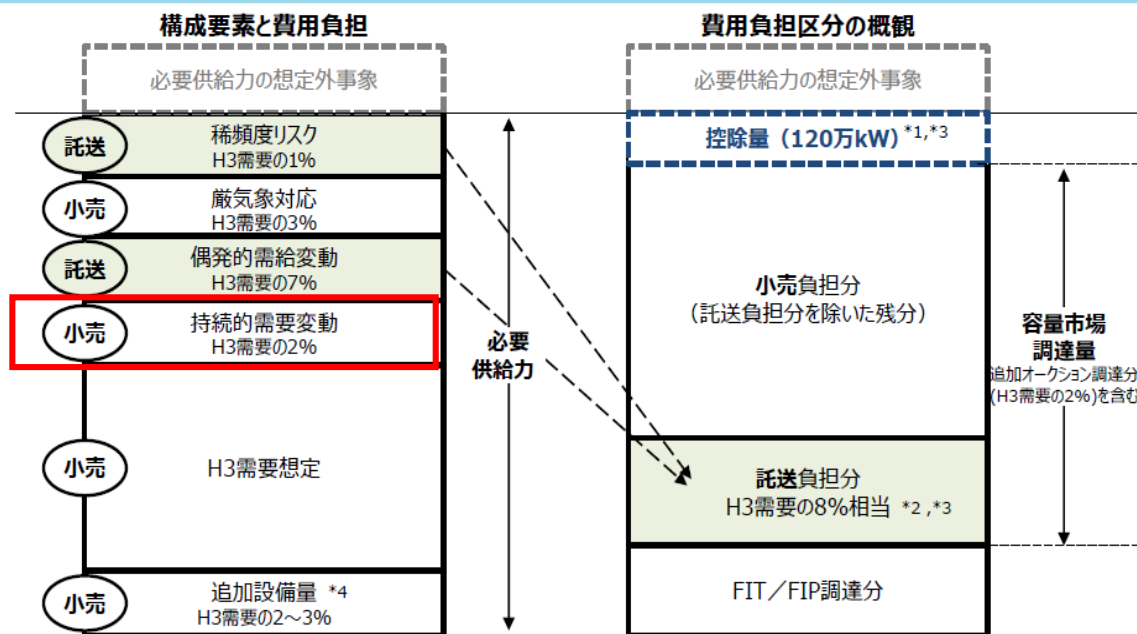
沖縄エリアの電源 I ' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）の見直しについて

15

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、電源 I ' 必要量として算定され、**持続的需要変動の必要量が1%⇒2%に見直され、従来整理のとおり小売電気事業者にて調達すると仮定した場合、下式となる。**
また、前述の通り電源 I ' 算定に用いる計画外停止率については、当面従来の2.6%のままとする。
 - 電源 I ' 必要量
= 厳気象H1需要×103%
- { (H3需要×**102%**+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }
- 第58回の本委員会の算定条件※1と同様に、稀頻度リスク分として、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力118MWを最大出力として算出すると**電源 I ' 必要量はH3需要比率4.2% (57MW※2) となる。**
※1：H1需要、H3需要は2020年度の電源 I ' 算定諸元に整合させ2019年度供給計画の2020年度のデータを用いて算定
※2：2024年度電源 I ' 公募量については、本需要比率を用いて、2024年度の想定H3需要にて改めて算定を実施する
- なお、持続的需要変動の必要量見直しに伴う費用負担については国で議論中のため、2024年度向け公募の必要量については、次回以降改めて提示予定。

必要供給力と費用負担の全体像

- これまでの議論を踏まえ、2027年度実需給向けの容量市場メインオークションより必要供給力から控除量(120万kW)を考慮した調達を実施され*1、費用負担についても2027年度実需給分からH3需要の8%相当が託送負担分*2となる。
- なお、2025年度及び2026年度の実需給分はメインオークションを開催済みである。これまでの議論を踏襲したうえで、今後必要に応じて具体的な取扱いを明確にすることとしてはどうか。



*1: 必要供給力からの控除量は、FIT電源等の期待容量や追加オークション調達分と同様に約定処理において供給曲線に織り込むことを想定。

*2: エリアの約定価格×エリアのH3需要に8%を乗じた金額について、エリア毎の一般送配電事業者・配電事業者の負担総額が算定される(マルチプライズが生じた場合は、エリアの約定価格に加味される)。

*3: 控除量の裏付けとなる供給力は、容量市場外であっても小売事業者の負担により固定費を回収していると考えられる。また、託送負担分はH3需要に対する割合として整理されている。そのため、控除量の費用負担は小売負担分の減少として整理することを想定。

*4: 計画停止可能量を確保するために必要な供給力である「追加設備量」の一部には、必要供給力の見直しに伴う春秋の厳気象対応分と稀頻度リスク対応分が含まれる。

- 調整力必要量の考え方について、以下のとおり整理する。

<調整力必要量の考え方について>

電源 I -a (GF機能) の必要量はGF4台運転と整合させ、49MWとする。

電源 I -a (LFC機能) の必要量は、最低限必要な数値とし、30MWとする。

電源 I -bの必要量は、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量 (79MW) を差引いた124MWとする。

電源 I 'の必要量は、H3需要比率の4.2%である61MWとする。



電力広域の運営推進機関
<http://www.occto.or.jp/>