

電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2024年度版 -

2024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、2023 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、2023 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、2024～2033 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 2025 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ある。

目次

I. 電力需給

電力需給及び電力系統に関する概況（2023 年度電力需給実績部分）

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2024/files/denryokujukyuu_2023_240904.pdf

電気の質に関する報告書（2023 年度実績）

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2023/files/denki_no_shitsu_2023_241113.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（2023 年度系統に関する概況部分）

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2024/files/denryokujukyuu_2023_240904.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（2023 年度受付・回答分）

https://www.occto.or.jp/access/toukei/2024/files/240626_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

2024 年度供給計画の取りまとめ

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2024/files/nenjihoukokusho_2024_kyoukyuukeikaku_240329.pdf

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

2025 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/2024/files/20240626_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf

VI. 調査研究

欧米における市場主導型（ノードル制）に関する調査委託－調査報告書

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

オーストラリアにおける供給信頼度評価に関する調査委託－調査報告書

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2024/files/shinraidohyokashuhou_23itakuchousa.pdf

※上記 2 件については 2023 年度に実施した委託調査であるが、2024 年度の年次報告書の調査研究に含めた。

I . 電力需給

電力需給

- 2023 年度実績 -

2024 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2023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. 最小需要電力発生時の電力需給状況	18
9. 日最大需要電力量発生時の電力需給状況	19
10. 広域機関による融通指示・要請及び長周期広域周波数調整の実施実績	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
＜参考＞広域機関による指示実績の詳細	27

（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若しくは電力量）」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。

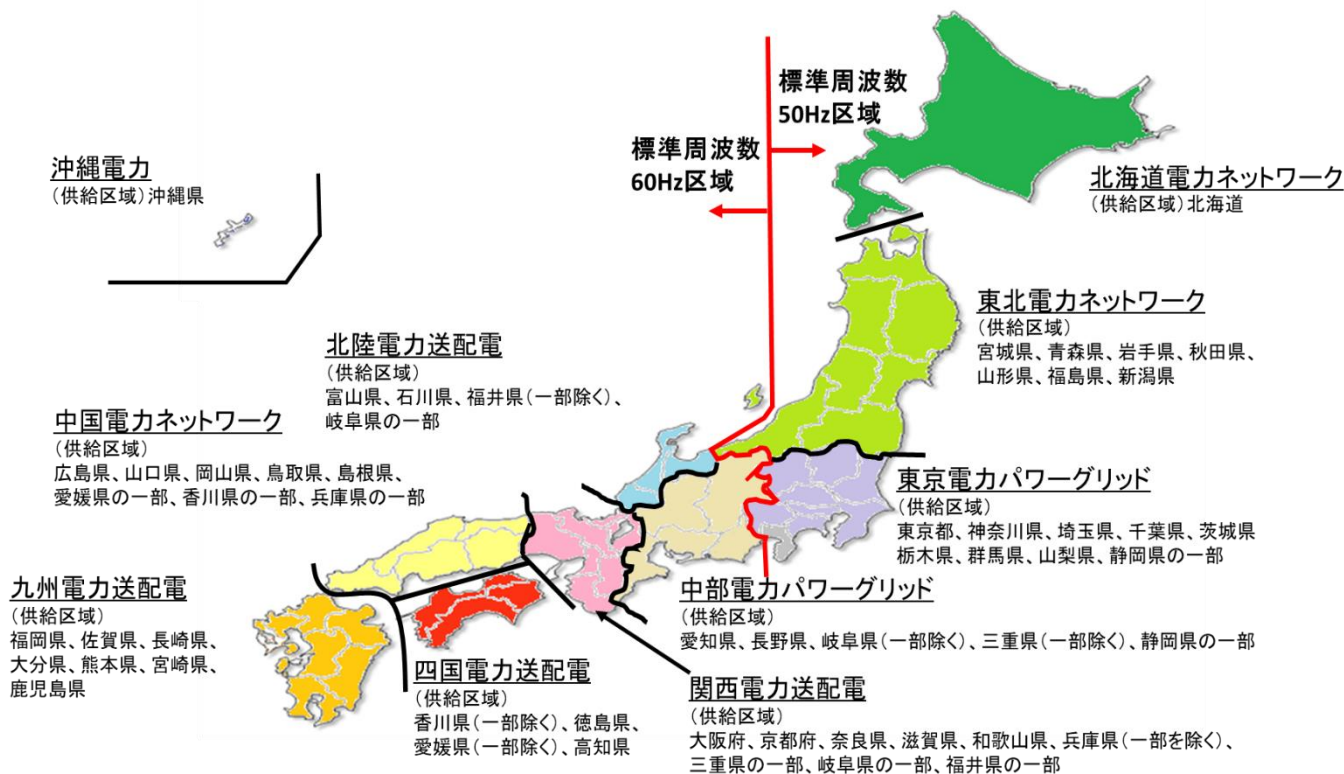


図1-1 供給区域の区分

(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

2023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。

2023 年（令和 5 年）夏（6～8 月）の特徴：

○夏の平均気温は北・東・西日本でかなり高かった。日本の平均気温は 1898 年以降で夏として最も高かった。

北日本を中心に暖かい空気に覆われやすく、南から暖かい空気が流れ込みやすかったため、夏の平均気温は北・東・西日本でかなり高かった。1946 年の統計開始以降、夏として北日本と東日本で 1 位、西日本で 1 位タイの高温となった。また、15 地点の観測値による日本の平均気温偏差は +1.76℃ となり、1898 年の統計開始以降で最も高かった 2010 年（+1.08℃）を大きく上回り、夏として最も高かった。

○夏の降水量は東・西日本太平洋側と沖縄・奄美で多かった一方、北日本太平洋側で少なかった。

梅雨前線や台風第 6 号、第 7 号などの影響を受けたため、夏の降水量は東・西日本太平洋側と沖縄・奄美で多かった。一方、高気圧に覆われやすく晴れた日が多かった北日本太平洋側で少なかった。

○夏の日照時間は北・東日本 日本海側と北・東日本太平洋側でかなり多かった一方、沖縄・奄美で少なかった。

高気圧に覆われやすく晴れた日が多かったため、夏の日照時間は北・東日本 日本海側と北・東日本太平洋側でかなり多かった。一方、8 月上旬に台風第 6 号の影響を受けた沖縄・奄美で少なかった。

表1-1 地域平均平年差(比) (2023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	+3.0	94	120
東日本	+1.7	112	126
西日本	+0.9	109	101
沖縄・奄美	+0.1	137	93

出所: 気象庁ウェブサイト

2023年の夏(6月～8月)の天候(2023年9月1日発表):

https://www.data.jma.go.jp/obd/stats/data/stat/tenko2023jja_besshi.pdf

(2) 冬(12月～2月)の天候

2023年12月～2024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～2024 年の冬（12 月～2 月）の特徴

○気温は全国でかなり高く、日本海側の地方の降雪量は少なかった

冬型の気圧配置が長続きせず、寒気の流れ込みが弱かった。また、2 月を中心に南から暖かい空気が流れ込んだ時期があった。このため、気温は全国でかなり高く、降雪量は北日本・日本海側でかなり少なく、東・西日本・日本海側で少なかった。

○降水量は、東・西日本・日本海側と西日本太平洋側で多い一方、沖縄・奄美で少なかった

降水量は、主に 12 月に寒気と低気圧の影響を受けやすかった東日本・日本海側と、2 月に低気圧や前線の影響を受けやすかった西日本・日本海側と西日本太平洋側で多かった。一方、低気圧や前線の影響を受けにくかった沖縄・奄美では少なかった。

○日照時間は、北・東日本・日本海側、北日本太平洋側と沖縄・奄美で多かった

日照時間は、寒気の流れ込みが弱かったことなどにより、北・東日本・日本海側、北日本太平洋側と沖縄・奄美で多かった。

表1-2 地域平均平年差(比) (2023年12月～2024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	+1.1	106	109	82
東日本	+1.6	109	103	53
西日本	+1.5	117	100	36
沖縄・奄美	+1.0	86	124	-

出所: 気象庁ウェブサイト

2023年～2024年の冬(12月～2月)の天候(2024年3月1日発表):

<https://www.data.jma.go.jp/gmd/cpd/longfcst/seasonal/202402/202402s.html>

<https://www.data.jma.go.jp/cpd/longfcst/seasonal/202402/202402sTable.html>

3. 最大需要電力

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

2023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～2023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2023年7月の16,090万 kW であった。2023年度の最大需要電力については、夏の平均気温は観測史上最も高かったにも関わらず、テレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響などにより、前年度実績(2022年度)から518万 kW、3.1%の減少となり、機関創設以来の統計で最大を記録した2020年度からは3.3%の減少となった。

表1-3 供給区域別の月間最大需要電力²

[万kW]												
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	385	355	376	455	488	406	363	454	500	522	488	459
東北	1,002	1,040	1,115	1,367	1,449	1,376	947	1,216	1,328	1,423	1,337	1,278
東京	3,393	3,805	4,658	5,525	5,475	5,238	3,730	3,791	4,335	4,675	4,990	4,789
中部	1,674	1,804	2,151	2,465	2,433	2,357	1,760	1,862	2,153	2,311	2,172	2,084
北陸	353	361	422	491	507	465	348	397	501	497	478	447
関西	1,725	1,831	2,262	2,708	2,671	2,522	1,810	1,885	2,304	2,503	2,345	2,233
中国	720	696	839	1,027	1,026	955	718	794	1,006	1,047	935	881
四国	319	341	424	488	491	464	356	356	450	464	422	392
九州	1,005	1,162	1,294	1,574	1,578	1,504	1,137	1,193	1,500	1,529	1,240	1,183
沖縄	104	124	143	155	155	151	147	116	98	103	103	101
全国	10,355	11,074	13,490	16,090	15,992	15,032	11,014	11,756	13,940	14,462	14,018	13,389

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)。

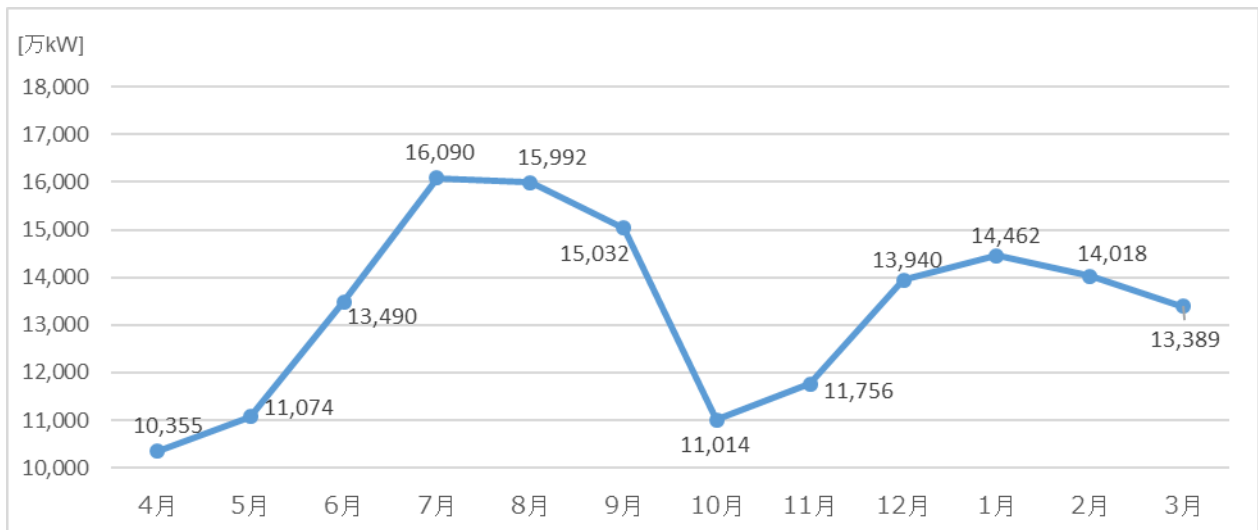


図1-2 全国の月間最大需要電力の推移

表1-4 年間最大需要電力実績(2016年度～2023年度)

[万kW]								
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
全国	15,589	15,577	16,482	16,461	16,645	16,460	16,608	16,090

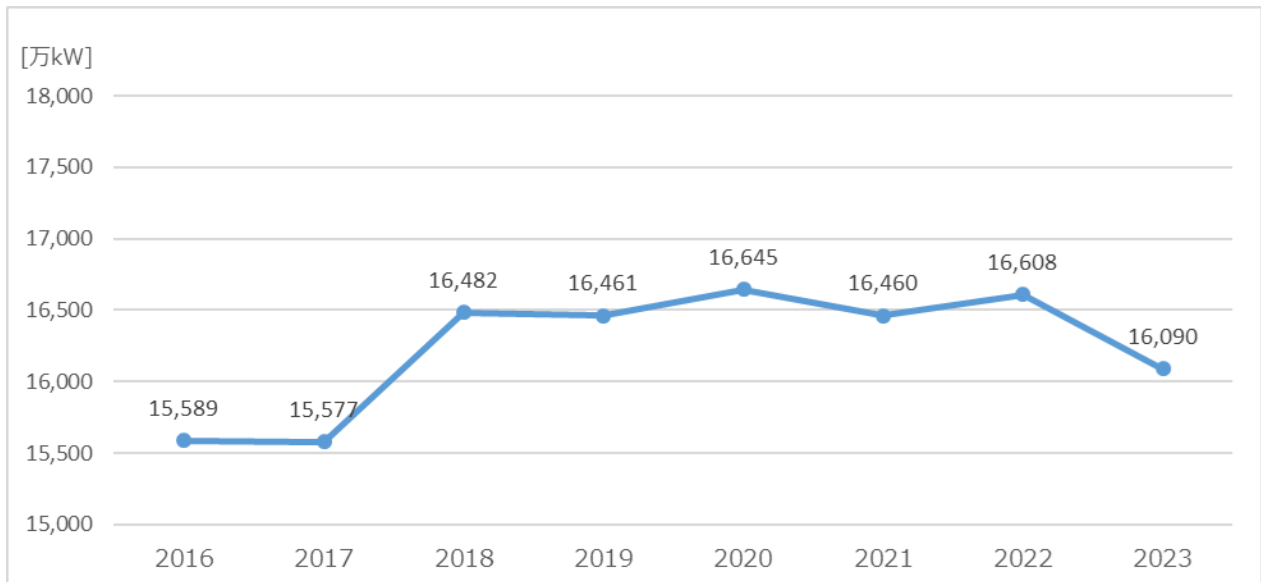


図1-3 全国の年間最大需要電力の推移(2016年度～2023年度)

4. 需要電力量

2023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～2023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862,572百万kWhであった。2023年度については、最大需要電力同様、夏の平均気温は観測史上最も高かったにも関わらず、テレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響などにより、前年度実績(2022年度)から7,477百万kWh、0.9%の減少となり、機関創設以来の統計で最大を記録した2017年度からは4.3%の減少であった。

表1-5 供給区域別の月間及び年間需要電力量³

[百万kWh]													年度計
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北海道	2,254	2,140	2,088	2,340	2,520	2,224	2,198	2,448	3,015	3,115	2,878	2,832	30,052
東北	5,827	5,741	5,844	6,768	7,520	6,444	5,741	6,219	7,435	7,657	7,149	7,314	79,658
東京	19,335	19,473	21,240	27,194	28,083	24,971	20,321	20,866	24,159	25,518	23,953	24,193	279,308
中部	9,322	9,320	10,157	12,193	12,189	11,491	9,775	10,092	11,286	11,724	10,985	11,392	129,925
北陸	2,056	1,959	2,083	2,449	2,612	2,286	2,011	2,155	2,553	2,602	2,457	2,535	27,758
関西	9,852	9,982	10,732	13,274	13,727	12,353	10,090	10,504	12,219	12,899	11,938	12,301	139,871
中国	4,127	4,028	4,287	5,159	5,379	4,848	4,253	4,376	5,215	5,396	4,940	4,942	56,950
四国	1,884	1,892	1,995	2,408	2,473	2,273	1,915	1,987	2,330	2,415	2,225	2,245	26,041
九州	5,971	6,153	6,634	8,071	8,354	7,513	6,270	6,388	7,647	7,824	7,005	7,034	84,864
沖縄	573	636	760	903	838	840	714	584	583	585	549	579	8,144
全国	61,201	61,323	65,819	80,760	83,695	75,242	63,288	65,620	76,443	79,735	74,080	75,366	862,572

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。

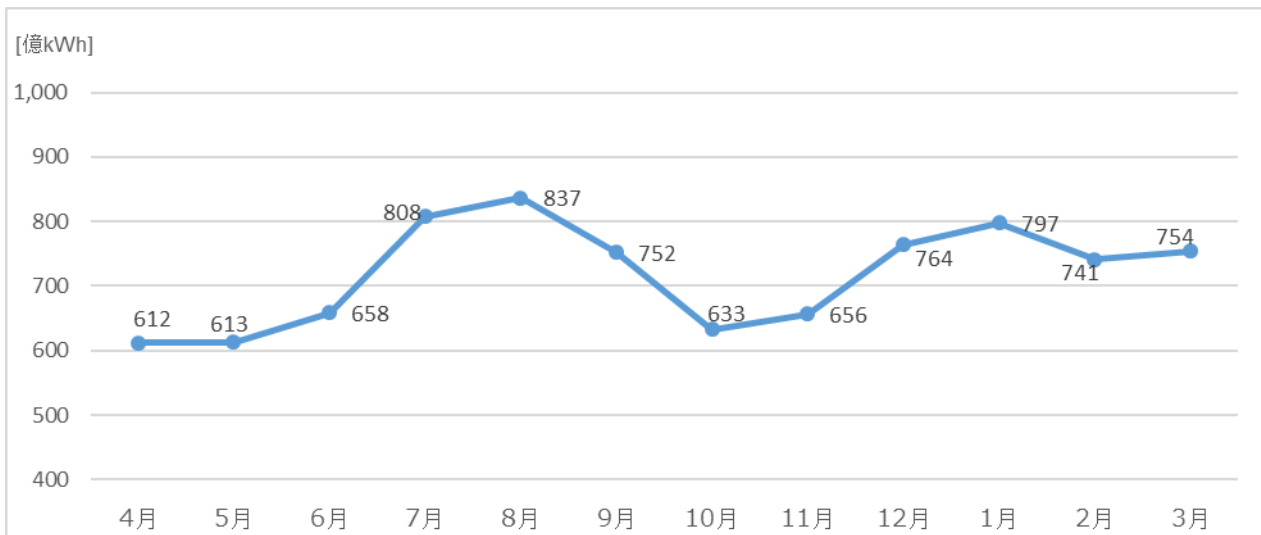


図1-4 全国の月間需要電力量の推移

表1-6 年間需要電力量実績(2016年度～2023年度)

	[百万kWh]							
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
全国	890,451	900,902	896,473	878,383	867,842	885,171	870,049	862,572

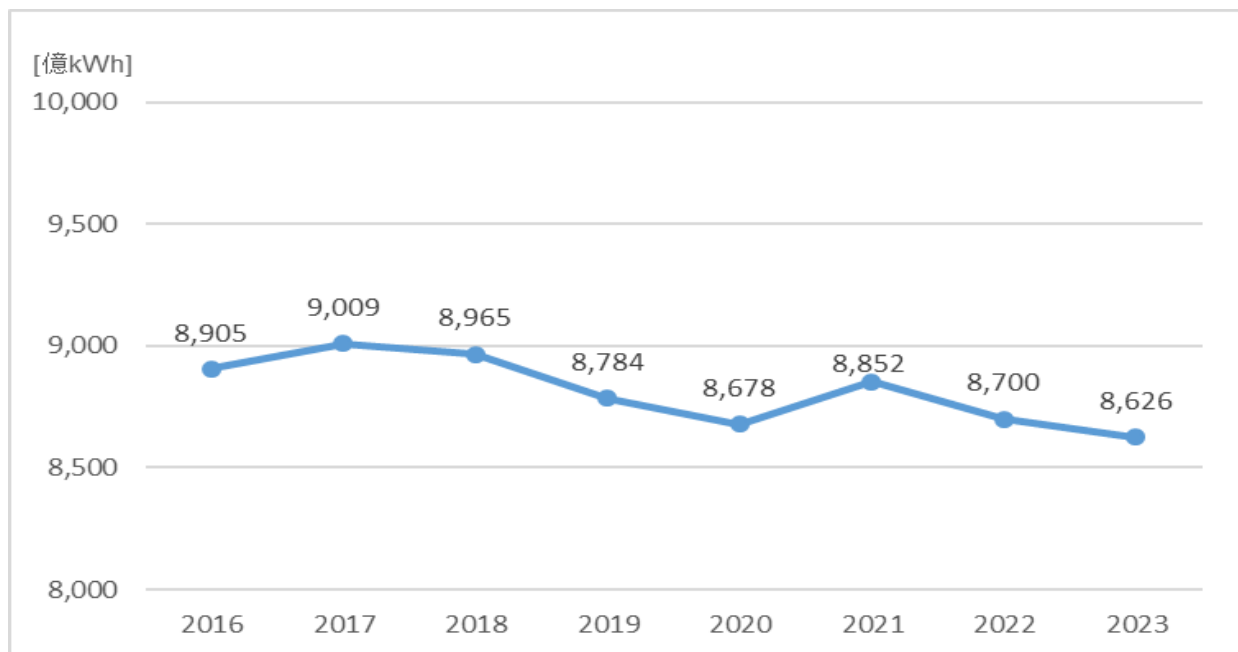


図1-5 全国の年間需要電力量の推移(2016年度～2023年度)

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。

2023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～2023年度の全国の年負荷率実績を表1-8および図1-7に示す。なお、表1-7につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年負荷率は61.0％であり、前年度実績(2022年度)より1.2ポイント高かったが、機関創設以来の統計で最大を記録した2017年度よりは5.0ポイント低かった。

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	81.4	81.0	77.2	69.2	69.4	76.0	81.5	75.0	81.1	80.3	84.7	83.0	65.6
東北	80.7	74.2	72.8	66.5	69.7	65.0	81.5	71.1	75.3	72.3	76.8	76.9	62.6
東京	79.1	68.8	63.3	66.2	68.9	66.2	73.2	76.4	74.9	73.4	69.0	67.9	57.6
中部	77.4	69.5	65.6	66.5	67.3	67.7	74.7	75.3	70.5	68.2	72.7	73.5	60.0
北陸	80.9	72.9	68.5	67.1	69.2	68.2	77.6	75.4	68.5	70.3	73.8	76.2	62.3
関西	79.3	73.3	65.9	65.9	69.1	68.0	74.9	77.4	71.3	69.3	73.1	74.0	58.8
中国	80.3	78.2	71.4	67.6	71.5	70.3	79.8	76.6	69.4	69.1	76.2	76.3	62.1
四国	82.0	74.5	65.3	66.3	67.7	68.0	72.2	77.5	69.6	69.9	75.7	76.9	60.4
九州	82.5	71.2	71.2	68.9	71.1	69.4	74.2	74.4	68.5	68.8	81.2	79.9	61.2
沖縄	76.7	68.9	74.0	78.2	72.8	77.2	65.1	69.9	80.2	76.6	76.6	77.0	59.8
全国	82.1	74.4	67.8	67.5	70.3	69.5	77.2	77.5	73.7	74.1	75.9	75.7	61.0

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)。

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

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

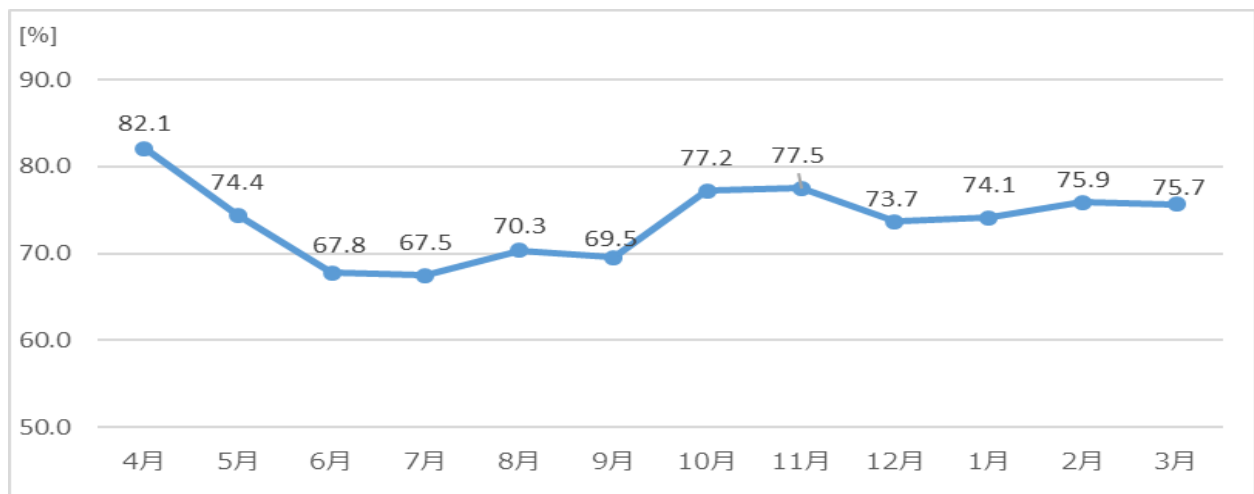


図1-6 全国の月負荷率の推移

表1-8 年負荷率実績(2016年度～2023年度)

	[%]							
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
全国	65.8	66.0	62.1	60.7	59.5	61.4	59.8	61.0

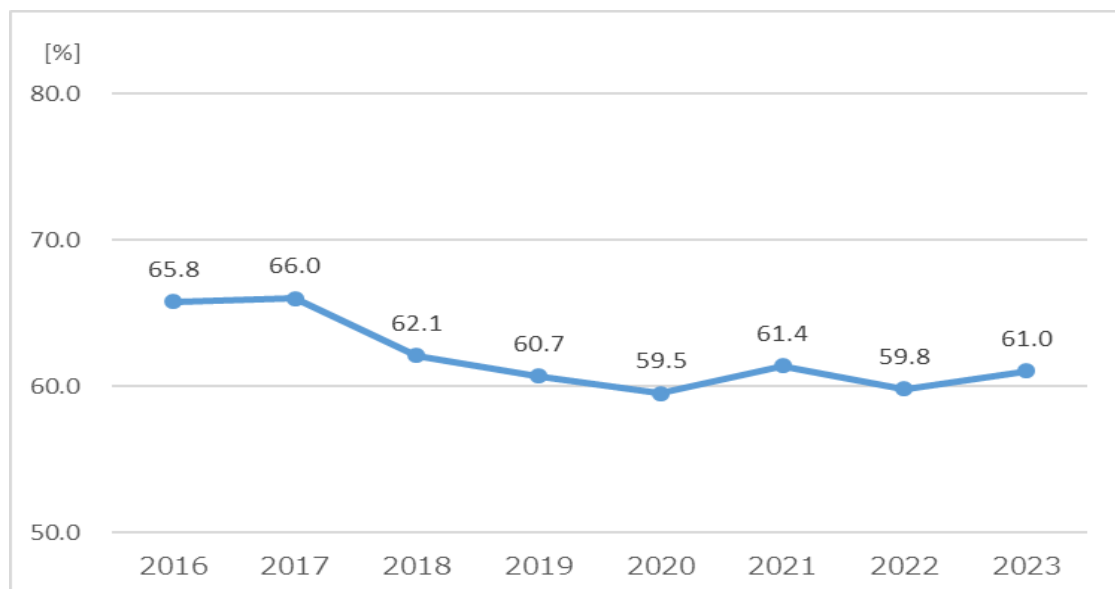


図1-7 全国の年負荷率の推移(2016年度～2023年度)

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

2023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～2023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。

2023年度夏季の全国最大需要電力発生時(2023年7月27日 14時～15時)における需給バランスは、最大需要電力16,090万kW、供給力18,267万kW、予備率は13.5%であった。

なお、エリア最大需要時の予備率が最小だったのは、北陸の6.8%(2023年8月3日 14時～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

	2023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	488	8/25	金	11:00～12:00	34.7	543	55	11.3	9,385	80.2
東北	1,448	8/23	水	14:00～15:00	33.6	1,692	244	16.8	27,200	78.3
東京	5,525	7/18	火	14:00～15:00	37.5	6,188	663	12.0	101,456	76.5
中部	2,465	7/18	火	14:00～15:00	37.1	2,757	292	11.8	46,116	77.9
北陸	507	8/3	木	14:00～15:00	38.2	542	34	6.8	9,566	78.6
関西	2,708	7/27	木	14:00～15:00	38.1	2,999	291	10.7	49,713	76.5
中国	1,027	7/28	金	15:00～16:00	36.1	1,123	96	9.3	19,507	79.1
四国	491	8/21	月	13:00～14:00	35.7	545	54	11.0	9,002	76.4
九州	1,578	8/21	月	14:00～15:00	34.1	1,703	125	7.9	29,291	77.3
沖縄	155	7/7	金	14:00～15:00	33.3	212	57	36.7	3,087	82.9
全国	16,090	7/27	木	14:00～15:00	-	18,267	2,177	13.5	299,164	77.5

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～2023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
2023	16,090	7/27	木	14:00～15:00	-	18,267	2,177	13.5	299,164	77.5

(2) 冬季(12～2月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2023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～2023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。

2023年度冬季の全国最大需要電力発生時(2024年1月24日 9時～10時)における需給バランスは、最大需要電力14,462万kW、供給力16,527万kW、予備率は14.3%であった。

なお、エリア最大需要時の予備率が最小だったのは、九州の8.1%(2024年1月24日 9時～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

	2023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	522	1/16	火	09:00～10:00	-5.7	571	49	9.4	11,367	90.8
東北	1,423	1/16	火	09:00～10:00	-1.1	1,627	204	14.3	30,084	88.1
東京	4,990	2/5	月	14:00～15:00	3.0	5,655	665	13.3	99,477	83.1
中部	2,311	1/24	水	09:00～10:00	0.1	2,528	217	9.4	47,352	85.4
北陸	501	12/22	金	09:00～10:00	0.4	575	74	14.8	10,869	90.3
関西	2,503	1/24	水	09:00～10:00	2.4	2,727	224	8.9	50,281	83.7
中国	1,047	1/24	水	09:00～10:00	0.2	1,153	106	10.1	21,741	86.5
四国	464	1/24	水	09:00～10:00	1.5	504	40	8.6	9,725	87.3
九州	1,529	1/24	水	09:00～10:00	2.9	1,653	124	8.1	31,729	86.5
沖縄	103	2/22	木	13:00～14:00	23.0	163	60	58.2	2,028	82.0
全国	14,462	1/24	水	09:00～10:00	-	16,527	2,065	14.3	304,378	87.7

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～2023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
2023	14,462	1/24	水	09:00～10:00	-	16,527	2,065	14.3	304,378	87.7

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。2023年度については、夏季及び冬季を含め3%を下回る時間帯はなかった。

表1-13 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[%]
2023	7/19	11:30~12:00	東京	51,842	54,998	3,156	6.09

表1-14 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[%]
2023	2/26	4:00~4:30	北海道	4,433	4,829	396	8.93

⁷ <https://web-kohyo.occto.or.jp/kks-web-public/> 単位はウェブサイト公表同様[MW]

⁸ 広域予備率の最小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. 最小需要電力発生時の電力需給状況

2023年度における最小需要電力発生時の電力需給状況について表1-15に示す。また、2016年度～2023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。2023年度の最小需要電力は5,944万kWであり、前年度(2022年度)実績より4.7%減少し、機関創設以来の統計で最小を記録した。また、最大を記録した2016年度実績比で▲8.8%であった。

表1-15 最小需要電力発生時の電力需給状況⁹

	2023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	223	9/25	月	01:00～02:00	17.9	7,080
東北	569	5/5	金	00:00～01:00	18.9	15,859
東京	1,888	5/4	木	01:00～02:00	19.7	53,466
中部	804	5/5	金	01:00～02:00	20.1	22,316
北陸	178	5/5	金	00:00～01:00	21.0	4,813
関西	952	5/4	木	01:00～02:00	20.1	26,476
中国	409	5/5	金	00:00～01:00	20.3	11,050
四国	187	5/5	金	01:00～02:00	19.9	5,124
九州	632	10/16	月	01:00～02:00	20.8	20,304
沖縄	59	11/20	月	01:00～02:00	20.4	1,814
全国	5,944	5/5	金	01:00～02:00	-	165,990

表1-16 年間最小需要電力実績(2016年度～2023年度)

[万kW]								
年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
全国	6,516	6,477	6,496	6,398	6,065	6,332	6,239	5,944

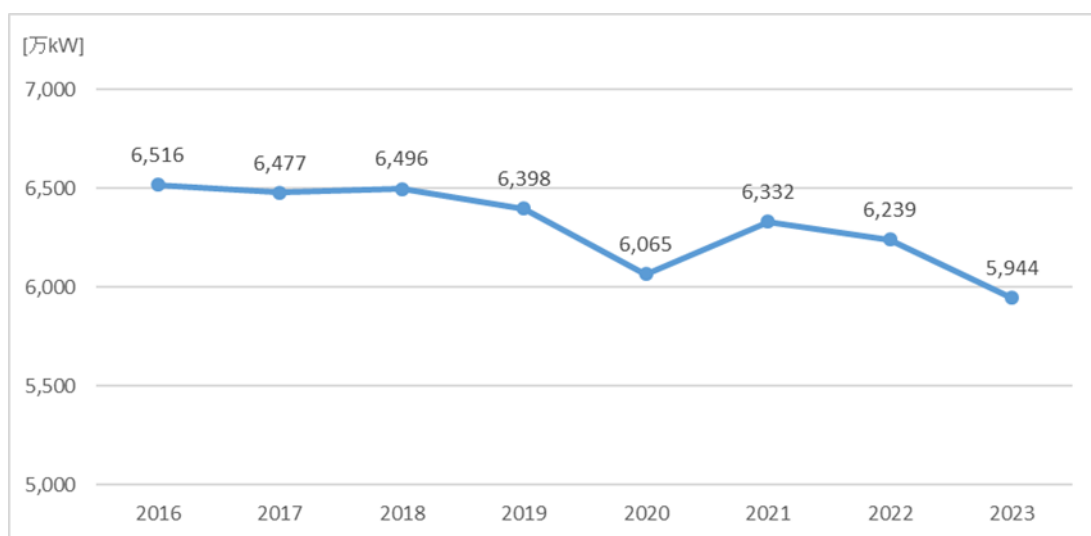


図1-8 全国の年間最小需要電力の推移(2016年度～2023年度)

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. 日最大需要電力量発生時の電力需給状況

(1) 夏季(7～9月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2023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

	2023年度(送電端)			
	日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温 [℃]
北海道	9,385	8/25	金	29.7
東北	27,216	8/24	木	29.3
東京	101,456	7/18	火	31.8
中部	46,116	7/18	火	31.9
北陸	9,593	8/4	金	31.9
関西	49,918	7/28	金	31.1
中国	19,803	8/3	木	30.9
四国	9,020	7/27	木	31.3
九州	29,933	8/4	金	31.9
沖縄	3,096	7/6	木	30.1
全国	300,714	8/4	金	-

(2) 冬季(12～2月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2023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

	2023年度(送電端)			
	日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温 [℃]
北海道	11,367	1/16	火	-5.7
東北	30,084	1/16	火	-1.1
東京	99,728	2/6	火	3.4
中部	47,352	1/24	水	0.1
北陸	10,869	12/22	金	0.4
関西	50,281	1/24	水	2.4
中国	21,741	1/24	水	0.2
四国	9,725	1/24	水	1.5
九州	32,114	12/22	金	3.0
沖縄	2,144	1/24	水	13.3
全国	304,378	1/24	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. 広域機関による融通指示・要請及び長周期広域周波数調整の実施実績

融通指示・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、2023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8回実施した。具体的には、能登半島地震の発災に伴う需給ひっ迫融通を、関西電力送配電を送電エリア、北陸電力送配電を受電エリアとして合計3回実施した。また、機関創設以来初となる下げ代不足融通を、関西電力送配電を送電エリア、東京電力パワーグリッド及び北陸電力送配電を受電エリアとして合計5回実施した(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 需給ひっ迫融通(北陸電力送配電に対し受電を、関西電力送配電に対し送電を指示。地震の発生により、北陸電力送配電の供給力が不足するため)

2024年1月1日 指示回数3回:最大60万kW

- ② 下げ代不足融通(関西電力送配電に対し送電を、他エリアに対し受電を指示。想定以上の電力需要の減少及び太陽光発電の出力増加により関西エリアの需給バランスを保つ下げ代が不足するため)

2023年6月3日 指示回数5回:最大50万kW

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

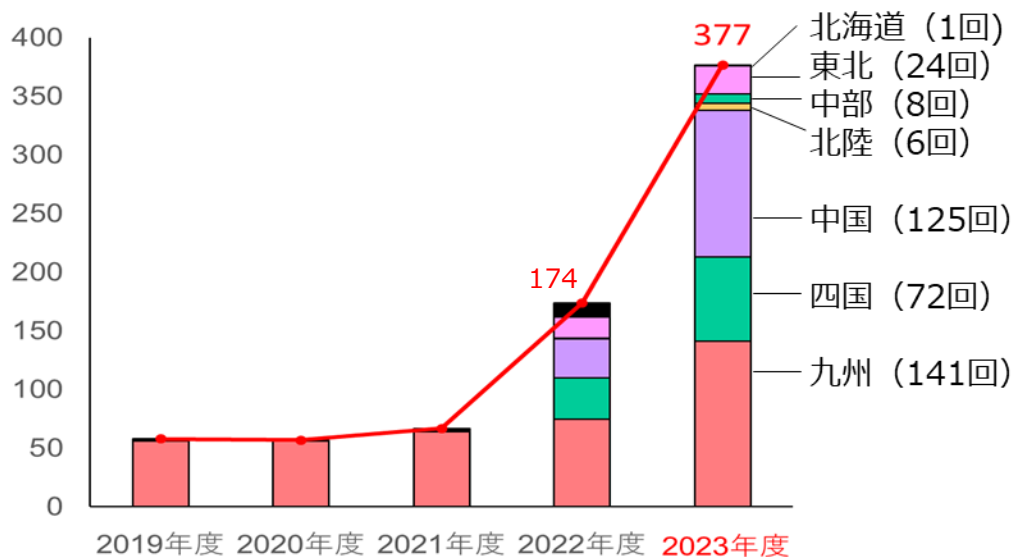
		[回]							
年度 融通指示	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
需給ひっ迫	2	2	10	25	6	226	21	24	3
下げ代不足	—	—	—	—	—	—	—	—	5

¹¹ <https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2023.html>

長周期広域周波数調整

業務規程第132条の規定に基づき、再エネ増加時の下げ調整力¹²不足改善のため、本機関が前日に一般送配電事業者間の斡旋を行う長周期広域周波数調整¹³は、2023年度は計377回実施した。2022年度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、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、及び九州電力送配電で計174回実施されたが、2023年度はこれに加え北陸電力送配電が初めて対象となった。

【参考】長周期広域周波数調整実績(回)



¹² 需要に対して供給する電気が余剰となった場合に対し、電気の供給を抑制又は需要を増加するための調整力をいう。

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、再生可能エネルギー電気の利用の促進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。

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、2022年度に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各エリアに加えて、2023年度に初めて出力抑制を実施した中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電及び関西電力送配電の各エリアの実績を表1-20から表1-28に、エリア別の計を表1-29に示す¹⁴。

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、指示回数が2022年度は136回であったのに対し、2023年度は305回となった。また、抑制量の合計は2022年度の14,716.6万kW に対し、2023年度は43,196.1万kW であった。

なお、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ている。

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)

北海道				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	0	0.0	0.0	
2023年5月	0	0.0	0.0	
2023年6月	0	0.0	0.0	
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	2	24.5	12.6	10月13日
2023年11月	0	0.0	0.0	
2023年12月	0	0.0	0.0	
2024年1月	0	0.0	0.0	
2024年2月	0	0.0	0.0	
2024年3月	0	0.0	0.0	
2023年度計	2	24.5		

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)

東北				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	5	916.1	246.5	4月22日
2023年5月	4	522.4	215.2	5月4日
2023年6月	2	289.3	252.1	6月4日
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	0	0.0	0.0	
2023年11月	0	0.0	0.0	
2023年12月	0	0.0	0.0	
2024年1月	0	0.0	0.0	
2024年2月	0	0.0	0.0	
2024年3月	3	515.2	240.2	3月30日
2023年度計	14	2,243.0		

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
(中部エリア;万 kW)

中部				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	5	235.7	90.8	4月23日
2023年5月	5	344.6	100.9	5月21日
2023年6月	2	418.5	223.3	6月4日
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	0	0.0	0.0	
2023年11月	0	0.0	0.0	
2023年12月	0	0.0	0.0	
2024年1月	0	0.0	0.0	
2024年2月	0	0.0	0.0	
2024年3月	2	134.2	109.0	3月31日
2023年度計	14	1,133.0		

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
(北陸エリア;万 kW)

北陸				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	5	103.2	33.7	4月9日
2023年5月	5	68.2	24.9	5月4日
2023年6月	2	51.0	32.5	6月3日
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	0	0.0	0.0	
2023年11月	0	0.0	0.0	
2023年12月	0	0.0	0.0	
2024年1月	0	0.0	0.0	
2024年2月	0	0.0	0.0	
2024年3月	1	0.4	0.4	3月31日
2023年度計	13	222.8		

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
(関西エリア; 万 kW)

関西				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	0	0.0	0.0	
2023年5月	0	0.0	0.0	
2023年6月	1	57.6	57.6	6月4日
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	0	0.0	0.0	
2023年11月	0	0.0	0.0	
2023年12月	0	0.0	0.0	
2024年1月	0	0.0	0.0	
2024年2月	0	0.0	0.0	
2024年3月	2	190.3	143.9	3月31日
2023年度計	3	247.9		

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
(中国エリア; 万 kW)

中国				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	18	3,086.6	346.7	4月23日
2023年5月	18	2,275.6	254.4	5月4日
2023年6月	5	562.6	221.3	6月3日
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	4	202.2	120.9	10月22日
2023年11月	1	35.8	35.8	11月5日
2023年12月	1	41.2	41.2	12月10日
2024年1月	2	49.7	33.1	1月1日
2024年2月	5	371.6	189.8	2月18日
2024年3月	8	946.3	237.5	3月30日
2023年度計	62	7,571.6		

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
(四国エリア; 万 kW)

四国				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	15	756.6	86.3	4月9日
2023年5月	13	501.0	64.8	5月21日
2023年6月	4	341.5	158.2	6月3日
2023年7月	1	42.1	42.1	7月2日
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	2	74.7	42.4	10月29日
2023年11月	0	0.0	0.0	
2023年12月	1	15.1	15.1	12月10日
2024年1月	1	28.4	28.4	1月1日
2024年2月	0	0.0	0.0	
2024年3月	5	412.6	146.7	3月30日
2023年度計	42	2,172.0		

表1-27 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制
指令に基づく月間抑制回数及び抑制量
(九州エリア; 万 kW)

九州				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	20	7,607.0	588.0	4月9日
2023年5月	24	7,617.0	583.0	5月3日
2023年6月	9	1,310.0	389.0	6月3日
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	1	132.0	132.0	8月13日
2023年9月	6	537.0	319.0	9月24日
2023年10月	24	4,010.0	370.0	10月22日
2023年11月	15	2,057.0	249.0	11月3日
2023年12月	3	158.0	128.0	12月10日
2024年1月	4	351.0	144.0	1月2日
2024年2月	8	1,070.0	328.0	2月18日
2024年3月	22	4,698.0	409.0	3月16日
2023年度計	136	29,547.0		

表1-28 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)

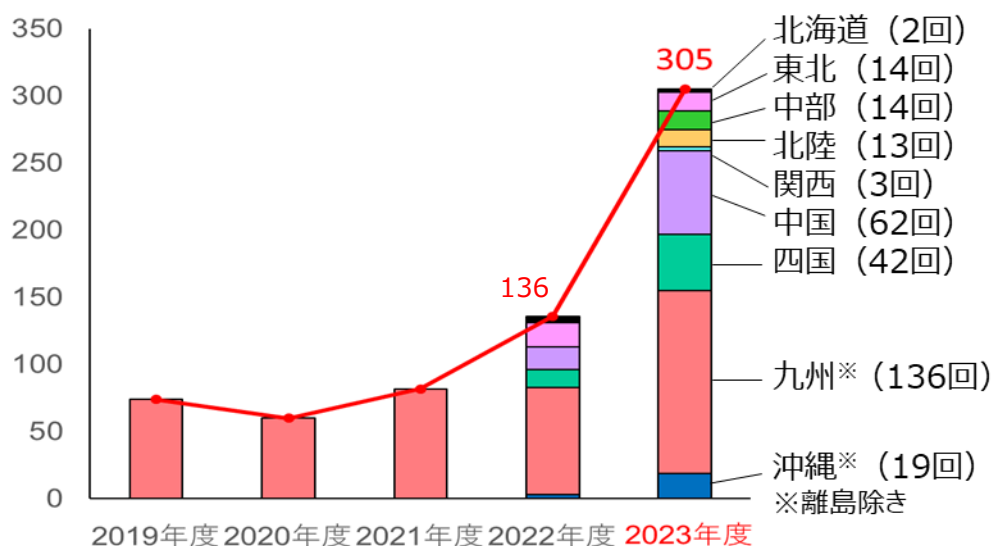
沖縄				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	3	6.9	3.4	4月9日
2023年5月	0	0.0	0.0	
2023年6月	0	0.0	0.0	
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	0	0.0	0.0	
2023年11月	1	1.3	1.3	11月19日
2023年12月	2	3.1	1.6	12月17日
2024年1月	4	7.5	3.3	1月14日
2024年2月	7	12.5	4.0	2月11日
2024年3月	2	3.0	1.9	3月17日
2023年度計	19	34.3		

表1-29 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
(2023年度 エリア別; 万 kW)

エリア	抑制回数	抑制量
北海道	2	24.5
東北	14	2,243.0
東京	0	0.0
中部	14	1,133.0
北陸	13	222.8
関西	3	247.9
中国	62	7,571.6
四国	42	2,172.0
九州	136	29,547.0
九州離島	(*)	(*)
沖縄	19	34.3
沖縄離島	(*)	(*)
全国	305	43,196.1

(*) 離島は当日抑制回数と当日抑制量を集計していない

【参考】再生可能エネルギー発電設備の抑制回数(2019年度～2023年度)



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、最小需要電力発生時の電力需給状況、日最大需要電力発生時の電力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、2023年6月の下げ代不足融通及び2024年1月の能登半島地震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

2023年6月の電力需給状況改善のための指示等を含む、2023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¹⁵。

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	2023 年 6 月 3 日 11 時 40 分
	指示内容	・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに 6 月 3 日の 12:00 から 12:30 の間、50 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電から 6 月 3 日の 12:00 から 12:30 の間、50 万 kW の電気を受電すること（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	想定以上の電力需要の減少及び太陽光発電の出力増加が見込まれたことから、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つための下げ代が不足し、広域的な融通を行うことによって、電気の需給の状況を改善する必要があったため。
2	日時	2023 年 6 月 3 日 12 時 7 分
	指示内容	・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電に 6 月 3 日の 12:30 から 15:00 の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電から 6 月 3 日の 12:30 から 15:00 の間、最大 49 万 kW の電気を受電すること（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） ・北陸電力送配電は、関西電力送配電から 6 月 3 日の 12:30 から 15:00 の間、最大 5 万 kW の電気を受電すること
	指示理由	想定以上の電力需要の減少及び太陽光発電の出力増加が見込まれたことから、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つための下げ代が不足し、広域的な融通を行うことによって、電気の需給の状況を改善する必要があったため。
3	日時	2023 年 6 月 3 日 14 時 00 分
	指示内容	・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに 6 月 3 日の 14:30 から 15:00 の間、11 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電から 6 月 3 日の 14:30 から 15:00 の間、11 万 kW の電気を受電すること（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	想定以上の電力需要の減少及び太陽光発電の出力増加が見込まれたことから、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つための下げ代が不足し、広域的な融通を行うことによって、電気の需給の状況を改善する必要があったため。
4	日時	2023 年 6 月 3 日 14 時 13 分
	指示内容	・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに 6 月 3 日の 15:00 から 15:30 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、関西電力送配電から 6 月 3 日の 15:00 から 15:30 の間、60 万 kW の電気を受電すること（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	想定以上の電力需要の減少及び太陽光発電の出力増加が見込まれたことから、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つための下げ代が不足し、広域的な融通を行うことによって、電気の需給の状況を改善する必要があったため。
5	日時	2023 年 6 月 3 日 14 時 38 分
	指示内容	・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに 6 月 3 日の 15:30 から 16:00 の間、7.8 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電から 6 月 3 日の 15:30 から 16:00 の間、7.8 万 kW の電気を受電すること（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	想定以上の電力需要の減少及び太陽光発電の出力増加が見込まれたことから、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つための下げ代が不足し、広域的な融通を行うことによって、電気の需給の状況を改善する必要があったため。
6	日時	2024 年 1 月 1 日 16 時 37 分
	指示内容	・関西電力送配電は、北陸電力送配電に 1 月 1 日の 17:00 から 18:00 の間、60 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電から 1 月 1 日の 17:00 から 18:00 の間、60 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	地震の発生により、北陸電力送配電エリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

¹⁵ <https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2023.html>

7	日時	2024 年 1 月 1 日 17 時 20 分 【1月1日 18:07 変更】 需給状況の変化に伴い、下記下線太字部分の変更を指示
	指示内容	・関西電力送配電は、北陸電力送配電に 1 月 1 日の 18:00 から 22:30 の間、60 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、西電力送配電から 1 月 1 日の 18:00 から 22:30 の間、60 万 kW の電気の供給を受けること ・関西電力送配電は、北陸電力送配電に 1 月 1 日の 18:00 から 22:30 の間、<u>最大</u> 60 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電から 1 月 1 日の 18:00 から 22:30 の間、<u>最大</u> 60 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	地震の発生により、北陸電力送配電エリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
8	日時	2024 年 1 月 1 日 19 時 48 分
	指示内容	・関西電力送配電は、北陸電力送配電に 1 月 1 日の 22:30 から 24:00 の間、最大 55 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電から 1 月 1 日の 22:30 から 24:00 の間、最大 55 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	地震の発生により、北陸電力送配電エリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

電気の質に関する報告書

-2023年度実績-

2024年11月

－ 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。2023年度の供給エリア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、2023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	33
1. 標準周波数	33
2. 時間滞在率	33
3. 標準周波数に対する調整目標範囲.....	33
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2019～2023年度)	34
II. 電圧に関する実績	35
1. 電圧の維持すべき値.....	35
2. 電圧の測定方法	35
3. 電圧測定実績(全国、2019～2023年度)	35
III. 停電に関する実績	36
1. 事故発生箇所別供給支障件数	36
(1) 停電の状況に関する指標	36
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2019～2023年度)	36
2. 原因別供給支障件数	39
(1) 一定規模以上の供給支障の実績.....	39
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類.....	40
(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、2019～2023年度)	41
3. 低圧電灯需要家停電実績	43
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標.....	43
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2019～2023年度).....	44
IV. まとめ(2023年度 電気の質に関する評価)	47
(参考) 欧州諸国及び米国主要州との需要家停電実績の比較 (2019～2023年).....	48

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エリア別に見ると図1のとおりとなっている。

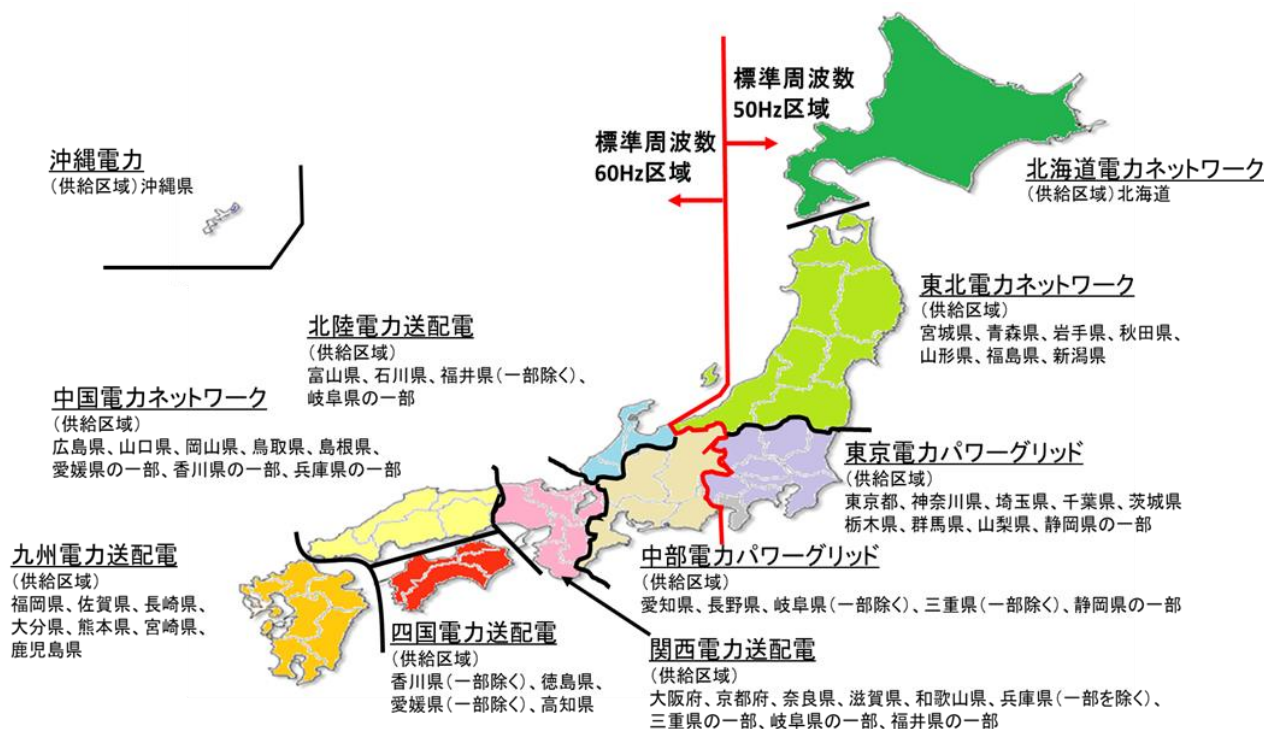


図1 供給エリアと標準周波数

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 各供給エリアの周波数調整ルール

供給エリア	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。

https://laws.e-gov.go.jp/law/407M50000400077#Mp-Ch_2-Se_2-Ss_2

4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2019～2023年度)

2019～2023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以内の滞在率の推移を図2～5に示す。

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、中西エリア以外では年間を通じて達成した。なお、中西エリアについては、第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2024年9月30日開催)において、中西エリアに関係する一般送配電事業者より、再生可能エネルギー電源の増加、同期電源の減少等を背景として、月間の時間滞在率については、主に軽負荷期に調整目標範囲の0.2Hzを逸脱する断面が一定程度あったこと、また、同エリアが独自に定める±0.1Hz以内滞在率目標値(年間)については、その下限値である95%に近づいており、軽負荷期にその傾向が顕著であることが報告²されている。

本機関としても、この状況を注視しつつ、安定供給確保や電気の質の維持について、引き続き一般送配電事業者等と連携して検討を進めていく。

【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%
	(中西エリア・±0.1Hz以内滞在率目標)	--- 95.00% 以上

表2 (北海道、2019～2023年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
0.1Hz以内	99.98	99.93	99.87	99.90	99.91
0.2Hz以内	100.00	100.00	99.99	99.99	99.99
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

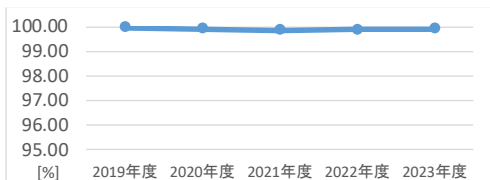


図2 (北海道、2019～2023年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東エリア3、2019～2023年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
0.1Hz以内	99.83	99.71	99.50	99.43	99.01
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	100.00

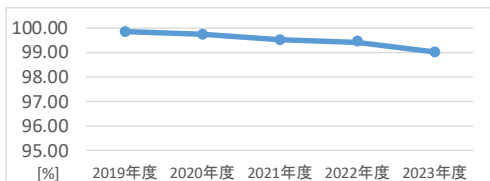


図3 (東エリア、2019～2023年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西エリア4、2019～2023年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
0.1Hz以内	99.02	98.50	98.12	98.46	97.68
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	99.99
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	100.00

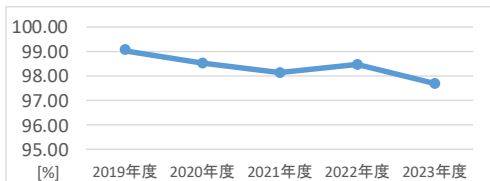


図4 (中西エリア、2019～2023年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2019～2023年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
0.1Hz以内	99.89	99.92	99.89	99.98	99.97
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

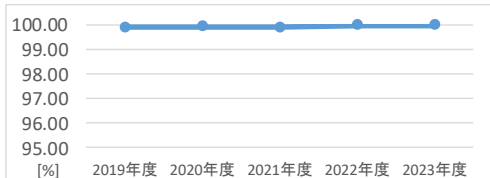


図5 (沖縄、2019～2023年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

² https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_05.pdf

³ 東エリアとは、東北及び東京の供給エリアのことをいう。なお、表中の数値は、2つの供給エリアのうち東京エリアで集計された実績である。

⁴ 中西エリアとは、中部、北陸、関西、中国、四国及び九州供給エリアのことをいう。なお、表中の数値は、6つの供給エリア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⁵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、告示に基づき自ら選定した⁶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⁷。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、2019～2023年度）

2019～2023年度全国の電圧測定実績について、電気事業法施行規則第三十九条の規定に基づく測定箇所数及び逸脱箇所数を表7に示す。

2023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、2019～2023年度）電圧測定実績

電圧		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
100V	測定箇所数	6,567	6,562	6,589	6,578	6,681
	逸脱箇所数	0	0	0	0	0
200V	測定箇所数	6,502	6,498	6,523	6,496	6,574
	逸脱箇所数	0	0	0	0	0

⁵ 電気事業法施行規則第三十八条第一項に定めるとおり。

⁶ 電気事業法施行規則第三十九条第一項第一号の規定に基づく電圧の測定箇所の選定方法（平成七年通商産業省告示第六百十九号）

⁷ 電気事業法施行規則第三十九条第一項第二号に定めるとおり。

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⁸の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止すること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⁹され電気が再び供給された場合は、供給支障には含まれない¹⁰。

(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2019～2023年度)

2019～2023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、供給エリア別の実績を表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、各供給エリア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エリア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。

2023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(15,132件)は、前年度実績より2.3%増加した。この増加は主に自然災害によるものであり、エリアで見ると、2024年1月に発生した能登半島地震で被災した北陸エリアは、供給支障件数が70.1%増加し、2023年8月に来襲した台風第6号で被災した沖縄エリアは、供給支障件数が80.2%増加した¹¹。

表8 (全国、2019～2023年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	56	48	65	57	65	58.2
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	246	274	260	312	280.0
		地中	13	9	17	9	11.0
		計	259	283	277	319	291.0
	高圧配電線路	架空	13,958	13,539	10,775	13,847	13,254.2
		地中	227	201	201	210	205.2
		計	14,185	13,740	10,976	14,057	13,459.4
	需要設備				1		0.2
その他設備における事故		372	277	245	361	409	332.8
合計		14,872	14,348	11,563	14,793	15,132	14,141.6

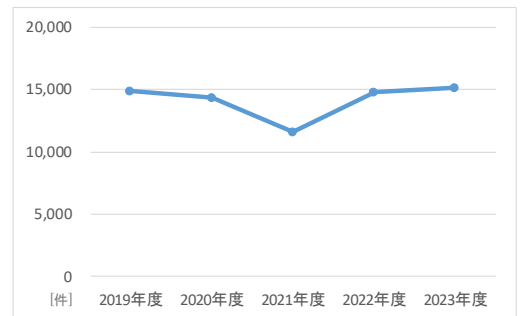


図6 (全国、2019～2023年度) 供給支障件数

⁸ 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。

⁹ 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、一定の時間において遮断器が再び投入されること。

¹⁰ 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定によって定義される。

「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。

¹¹ 内閣府ウェブサイトによる2023年度災害情報(停電・設備被害 <https://www.bousai.go.jp/updates/#r6>)

(沖縄地方): 令和5年台風第6号による被害状況等について

https://www.bousai.go.jp/updates/r5typhoon6/pdf/r5typhoon6_03.pdf

(北陸地方): 令和6年能登半島地震に係る被害状況等について

https://www.bousai.go.jp/updates/r60101notojishin/r60101notojishin/pdf/r60101notojishin_47.pdf

表9（北海道、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	2	2	3	3	3	2.6
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	12	21	20	13	17.2
		地中	1	1			0.4
		計	13	22	20	13	17.6
	高圧配電線路	架空	600	801	848	973	816.2
		地中	15	15	12	15	15.0
		計	615	816	860	988	831.2
	需要設備						
その他設備における事故		11	10	14	16	18	13.8
合計		641	850	897	1,027	911	865.2

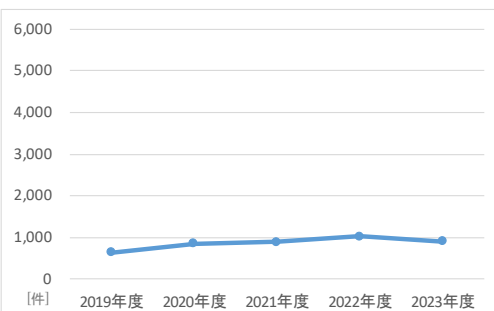


図7（北海道、2019～2023年度）供給支障件数

表10（東北、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	8	9	9	8	17	10.2
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	31	31	20	21.6
		地中					
		計	16	31	31	20	21.6
	高圧配電線路	架空	1,646	2,528	1,686	2,036	1,950.2
		地中	7	13	7	19	11.4
		計	1,653	2,541	1,693	2,055	1,961.6
	需要設備				1		0.2
その他設備における事故		29	17	18	27	35	25.2
合計		1,706	2,598	1,751	2,111	1,928	2,018.8

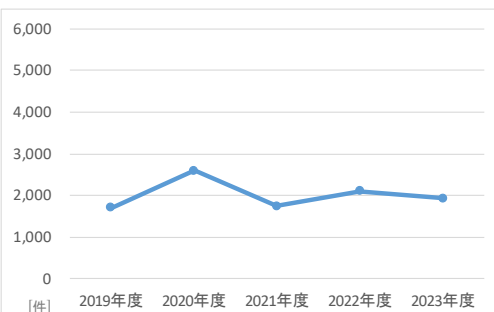


図8（東北、2019～2023年度）供給支障件数

表11（東京、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	17	5	10	8	12	10.4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	21	10	10	20	17.0
		地中	4	3	5	3	3.2
		計	25	13	15	23	20.2
	高圧配電線路	架空	5,186	2,472	2,316	2,309	3,055.4
		地中	97	75	87	73	78.6
		計	5,283	2,547	2,403	2,382	3,134.0
	需要設備						
その他設備における事故		134	74		67	81	71.2
合計		5,459	2,639	2,428	2,480	3,173	3,235.8

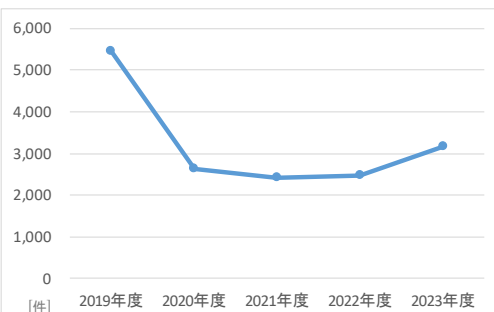


図9（東京、2019～2023年度）供給支障件数

表12（中部、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	10	4	7	7	5	6.6
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	19	15	9	13	15.8
		地中		1		1	0.8
		計	19	16	9	14	16.6
	高圧配電線路	架空	1,570	1,359	1,338	1,397	1,515.6
		地中	6	4	10	9	6.8
		計	1,576	1,363	1,348	1,406	1,522.4
	需要設備						
その他設備における事故		60	71	64	69	76	68.0
合計		1,665	1,454	1,428	1,496	2,025	1,613.6

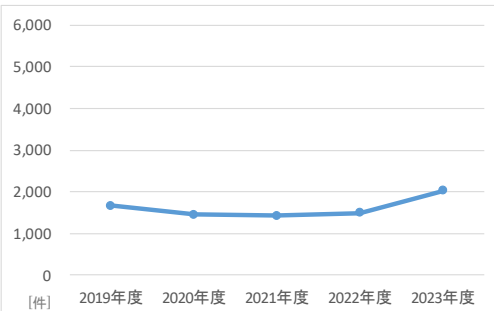


図10（中部、2019～2023年度）供給支障件数

表13（北陸、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	2	3	4	2	8	3.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	2	3		5	4.2
		地中	2				0.4
		計	4	3		5	4.6
	高圧配電線路	架空	199	444	215	567	477.4
		地中	1	4	1	2	3.2
		計	200	448	216	569	480.6
	需要設備						
その他設備における事故		10	10	14	16	18	13.6
合計		216	464	234	592	1,007	502.6

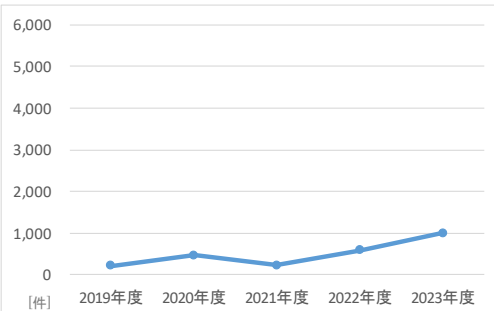


図11（北陸、2019～2023年度）供給支障件数

表14（関西、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	3	6	10	9	6	6.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	82	84	86	99	93.4
		地中	3	4	8	2	4.0
		計	85	88	94	101	97.4
	高圧配電線路	架空	1,300	1,254	1,384	1,480	1,428.2
		地中	50	50	33	37	41.0
		計	1,350	1,304	1,417	1,517	1,469.2
	需要設備						
その他設備における事故		64	44	56	79	82	65.0
合 計		1,502	1,442	1,577	1,706	1,965	1,638.4

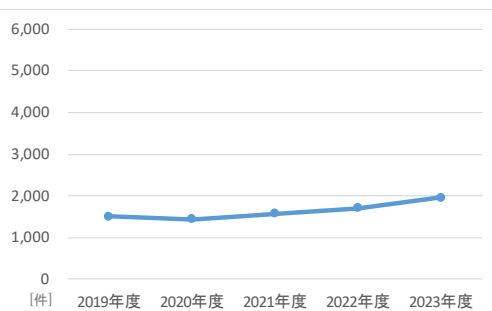


図12（関西、2019～2023年度）供給支障件数

表15（中国、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	6	3	6	11	8	6.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	17	11	25	11	15.6
		地中	1		3	1	1.2
		計	18	11	26	14	16.8
	高圧配電線路	架空	1,015	1,163	1,193	1,449	1,160.2
		地中	16	12	15	20	15.8
		計	1,031	1,175	1,208	1,469	1,176.0
	需要設備						
その他設備における事故		35	32	37	32	34	34.0
合 計		1,090	1,221	1,277	1,526	1,054	1,233.6

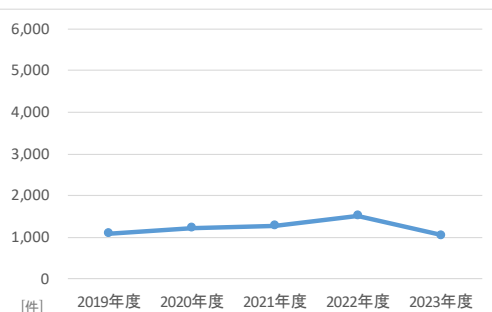


図13（中国、2019～2023年度）供給支障件数

表16（四国、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	2	5	3		1	2.2
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	4	1	10	16	7.4
		地中					
		計	4	1	10	16	7.4
	高圧配電線路	架空	439	447	393	673	486.0
		地中	6	6	10	3	6.2
		計	445	453	403	676	492.2
	需要設備						
その他設備における事故		7	6	10	10	21	10.8
合 計		458	465	426	702	512	512.6

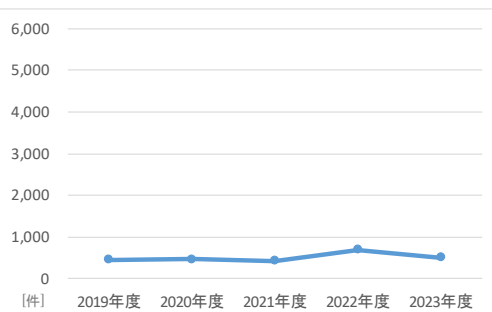


図14（四国、2019～2023年度）供給支障件数

表17（九州、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	4	7	11	8	4	6.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	38	42	24	48	38.0
		地中			1		0.2
		計	38	42	25	48	38.2
	高圧配電線路	架空	1,547	2,614	1,088	2,605	1,906.2
		地中	22	17	22	25	21.6
		計	1,569	2,631	1,110	2,630	1,927.8
	需要設備						
その他設備における事故		19	13	18	32	32	22.8
合 計		1,630	2,693	1,164	2,718	1,773	1,995.6

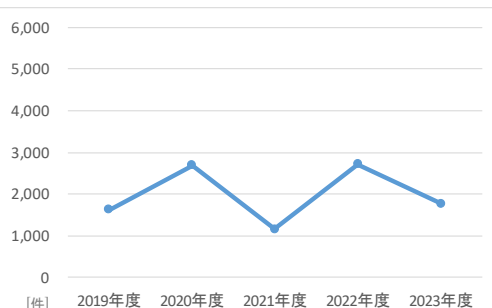


図15（九州、2019～2023年度）供給支障件数

表18（沖縄、2019～2023年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備における事故 一般送配電事業者の	変電所	2	4	2	1	1	2.0
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	35	56	45	56	49.8
		地中	2		2		0.8
		計	37	56	47	56	50.6
	高圧配電線路	架空	456	457	314	358	458.8
		地中	7	5	4	7	5.6
		計	463	462	318	365	464.4
	需要設備						
その他設備における事故		3		14	13	12	8.4
合 計		505	522	381	435	784	525.4

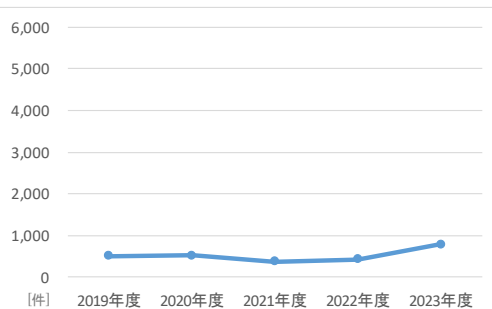


図16（沖縄、2019～2023年度）供給支障件数

2. 原因別供給支障件数

(1) 一定規模以上の供給支障の実績

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

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

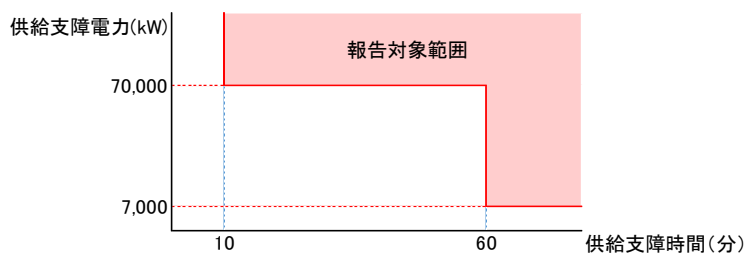


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2023 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¹²

[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		70,000kW 未 満	100,000kW 未 満		70,000kW 未 満	100,000kW 未 満				
一般送配電事業者の設備における事故	変 電 所		1				4			6				11	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架 空	1				1			3				5	
		地 中								1				1	
		計	1				1			4				6	
	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			2				5			10				17	

¹² 電気関係報告規則第三条において、電気事業者は(ハ)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、(ハ)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

(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

分析に用いた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¹³。

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)」に計上する。
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		電気腐食(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)又は化学腐食(化学作用による腐しよくによるもの)
震動		重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの
他社事故波及		自社以外の電気工作物の事故が波及したもの
燃料不良		設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの
電気火災		設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの
感電(作業者)		作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの
感電(公衆)		電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの(風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。)
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの
	地震	地震によるもの
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの
	山崩れ・雪崩	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの
	塩、ちり、ガス	塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの
不明		調査しても原因が明らかでないもの
その他		上記いずれの分類にも該当しないもの

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。

¹³ https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/files/12hoan-tokei/024.PDF

(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、2019～2023年度)

2019～2023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¹⁴ ¹⁵。

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障については、全国で合計17件と前年度より5件増加した。原因別では、自然現象によるものが5件と、前年度より1件減少、他物接触等によるものが9件と、前年度より4件増加した。

なお、一定規模以上の供給支障は過去5か年平均の18.6件を下回っていた。

表21 (全国、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備		1	2	1	2	1.5
	保守不備		1	1		1	1.0
	故意・過失	1	4	1	3	3	2.4
	他物接触	5	6	4	1	3	3.8
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	感電(公衆)			1			0.3
自然現象	計	6	12	9	5	9	8.2
	雷	5	2	4	3	2	3.2
	風雨	5		2	1	1	1.8
	氷雪			2	1	1	0.8
	地震		3	9		1	4.3
	山崩れ・雪崩				1		0.3
	塩、ちり、ガス	1					0.2
	計	11	5	17	6	5	8.8
不明			1	1		2	1.3
その他		1	1		1	1	0.8
合計		18	19	27	12	17	18.6

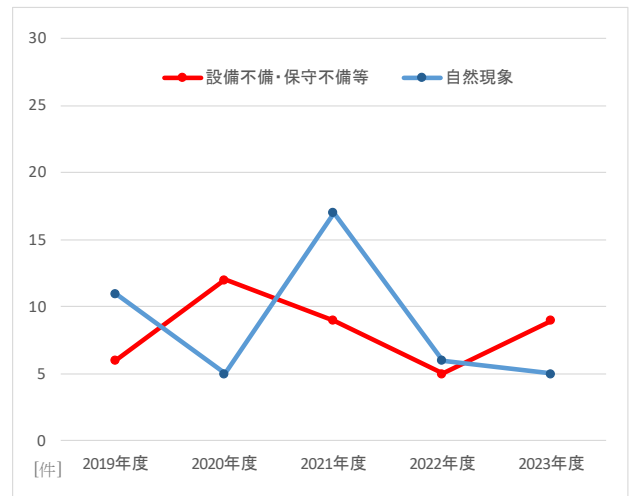


図18 (全国、2019～2023年度) 供給支障の原因別件数

表22 (北海道、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備		1			0.2
	保守不備					
	故意・過失					
	他物接触			1	1	0.4
	他社事故波及					
	感電(作業中)					
	感電(公衆)					
自然現象	計	1		1	1	0.6
	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					
合計	1	1	2	2	1	1.4

表23 (東北、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023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	1	0.6
	他物接触		1			0.2
	他社事故波及					
	感電(作業中)					
	感電(公衆)					
自然現象	計		2	2	1	1.0
	雷	1				0.2
	風雨				1	0.2
	氷雪					
	地震		3	8		2.8
	山崩れ・雪崩					
	塩、ちり、ガス					
	計	1	3	8	1	2.6
	不明					
	その他					
合計	1	3	10	2	2	3.6

¹⁴ 表20に記載のある原因分類のうち、主要な項目で表を構成している。

¹⁵ 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、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023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	2		1	1	1.0
他物接触	1	1	1		2	1.0
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)			1			0.2
計	2	3	3	1	3	2.4
自然現象						
雷	2		2	2	1	1.4
風雨	3			1		0.8
氷雪						
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、ちり、ガス						
計	5		2	3	1	2.2
不明		1			1	0.4
その他		1				0.2
合計	7	5	5	4	5	5.2

表25 (中部、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等						
設備不備						
保守不備						
故意・過失		1				0.2
他物接触	2		2			0.8
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計	2	1	2			1.0
自然現象						
雷		1				0.2
風雨						
氷雪					1	0.2
地震						
山崩れ・雪崩				1		0.2
塩、ちり、ガス						
計		1		1	1	0.6
不明						
その他	1					0.2
合計	3	2	2	1	1	1.8

表26 (北陸、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023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						
雷						
風雨						
氷雪						
地震					1	0.2
山崩れ・雪崩						
塩、ちり、ガス						
計					1	0.2
不明						
その他						
合計					1	0.2

表27 (関西、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等						
設備不備			2		2	0.8
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)						
計	2	6	2		2	2.4
雷	1	1	1			0.6
風雨	1		1			0.4
氷雪			1			0.2
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、ちり、ガス						
計	2	1	3			1.2
不明						
その他				1		0.2
合計	4	7	5	1	2	3.8

表28 (中国、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023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	1	0.4
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計				1	1	0.4
雷			1	1	1	0.6
風雨						
氷雪			1			0.2
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、ちり、ガス	1					0.2
計	1		2	1	1	1.0
不明						
その他						
合計	1		2	2	2	1.4

表29 (四国、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023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						
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30 (九州、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023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						
雷						
風雨						
氷雪						
地震				1		0.2
山崩れ・雪崩						
塩、ちり、ガス						
計			1			0.2
不明					1	0.2
その他					1	0.2
合計			1		2	0.6

表31 (沖縄、2019～2023年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等						
設備不備						
保守不備					1	0.2
故意・過失						
他物接触		1				0.2
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計		1			1	0.4
雷						
風雨	1					0.2
氷雪						
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、ちり、ガス						
計	1					0.2
不明						
その他						
合計	1	1			1	0.6

3. 低圧電灯需要家停電実績

(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

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

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

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

なお、停電に関する用語の定義は表32のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義¹⁶

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 ¹⁷ され電気が再び供給された場合を除く ¹⁸ 。
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。

¹⁶ https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/files/12hoan-tokei/501.PDF

¹⁷ (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。

¹⁸ (再掲)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、2019～2023年度)

2019～2023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、2023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¹⁹。

2023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(0.15回)と年間停電時間(36分)は、前年度実績と比較して回数は0.01回減少、時間については11分増加した。この増加は主に自然災害によるものであり、エリアで見ると、2024年1月に発生した能登半島地震で被災した北陸エリアは、停電回数は前年度実績の0.16回から0.55回に、停電時間は26分から510分に増加した。2023年8月に来襲した台風第6号で被災した沖縄エリアは、停電回数は前年度実績の1.03回から2.34回に、停電時間は61分から1,278分に増加した。

表33 (全国、2019～2023年度)低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.19	0.13	0.10	0.14	0.13	0.14
	作業停電	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.03
	合計●	0.23	0.17	0.13	0.16	0.15	0.17
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	82	24	7	22	34	34
	作業停電	3	3	3	3	3	3
	合計●	86	27	10	25	36	37

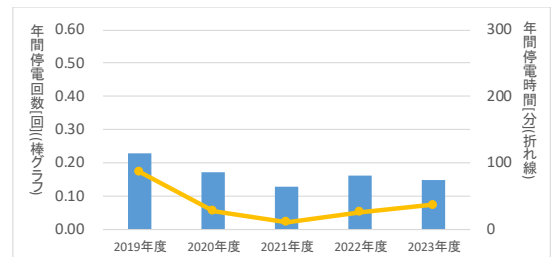


図19 (全国、2019～2023年度)低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2019～2023年度)低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.11	0.09	0.14	0.12	0.09	0.11
	作業停電	α	α	α	α	0.01	0.01
	合計●	0.11	0.09	0.14	0.12	0.09	0.11
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	4	5	12	20	5	9
	作業停電	α	α	α	1	1	1
	合計●	4	5	12	21	6	10

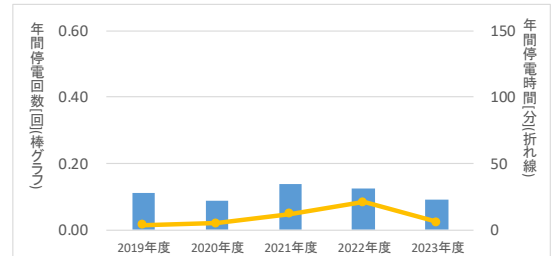


図20 (北海道、2019～2023年度)低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2019～2023年度)低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.09	0.11	0.16	0.11	0.12	0.12
	作業停電	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	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 (分)	事故停電	7	15	25	15	12	15
	作業停電	2	2	4	2	2	3
	合計●	10	17	29	18	14	17

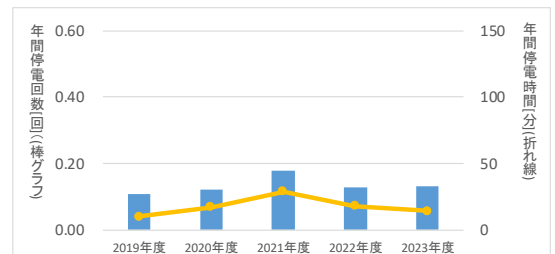


図21 (東北、2019～2023年度)低圧電灯需要家停電実績

¹⁹ 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、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.33	0.11	0.10	0.13	0.07	0.15
	作業停電	0.03	0.06	0.01	0.01	α	0.02
	合計●	0.36	0.17	0.11	0.13	0.08	0.17
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	200	7	6	5	5	45
	作業停電	1	1	1	1	α	1
	合計●	201	8	7	6	5	45

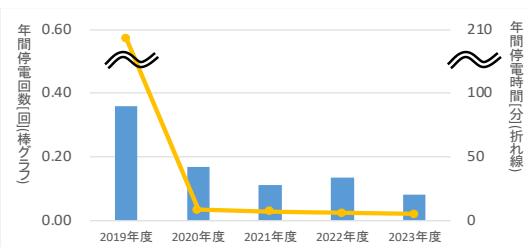


図22 (東京、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.11	0.07	0.09	0.14	0.10	0.10
	作業停電	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	合計●	0.17	0.13	0.14	0.19	0.15	0.15
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	32	6	5	16	14	15
	作業停電	8	7	7	6	7	7
	合計●	40	12	12	22	19	21

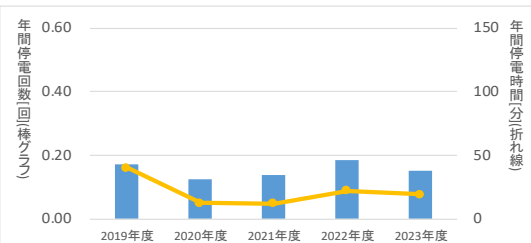


図23 (中部、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.03	0.06	0.04	0.08	0.48	0.14
	作業停電	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
	合計●	0.13	0.14	0.12	0.16	0.55	0.22
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	3	7	3	12	495	104
	作業停電	16	15	14	14	15	15
	合計●	19	22	17	26	510	119

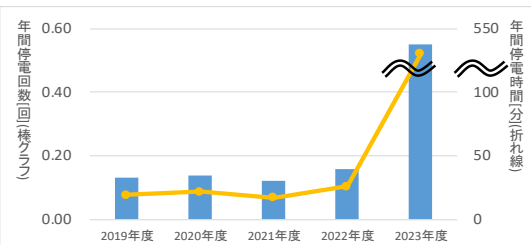


図24 (北陸、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.10	0.09	0.08	0.11	0.12	0.10
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01
	合計●	0.11	0.10	0.10	0.12	0.13	0.11
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	5	7	6	6	8	6
	作業停電	1	1	2	1	1	1
	合計●	6	8	7	7	9	7

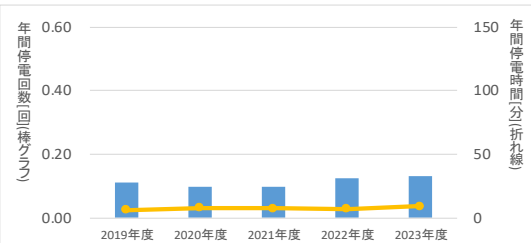


図25 (関西、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.13	0.15	0.15	0.14	0.09	0.13
	作業停電	0.09	0.10	0.08	0.08	0.08	0.09
	合計●	0.21	0.25	0.23	0.22	0.17	0.22
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	10	20	10	12	7	12
	作業停電	9	11	9	9	9	9
	合計●	19	31	19	21	15	21

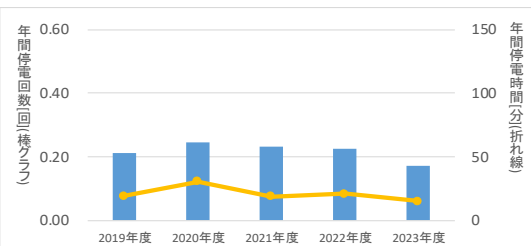


図26 (中国、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.13	0.14	0.12	0.23	0.14	0.15
	作業停電	0.14	0.14	0.14	0.15	0.14	0.14
	合計●	0.27	0.28	0.26	0.38	0.28	0.29
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	8	10	7	35	8	14
	作業停電	15	15	15	16	16	15
	合計●	23	24	23	51	24	29

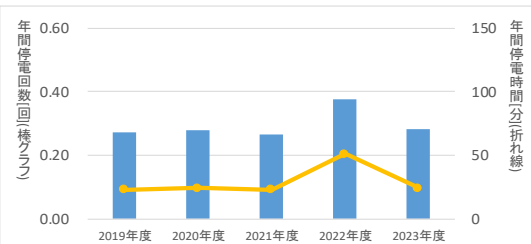


図27 (四国、2019～2023年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42（九州、2019～2023年度）低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	0.08	0.21	0.07	0.15	0.08	0.12
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.08	0.21	0.07	0.15	0.08	0.12
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	15	139	3	115	11	57
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	15	139	3	115	11	57

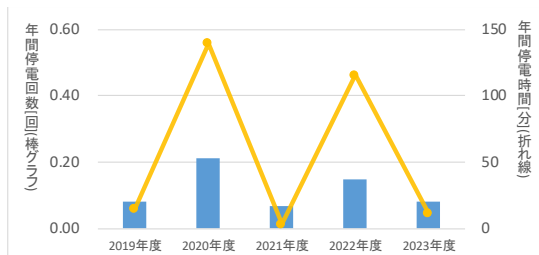


図28（九州、2019～2023年度）低圧電灯需要家停電実績

表43（沖縄、2019～2023年度）低圧電灯需要家停電実績

		2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数 (回)	事故停電	1.11	1.12	0.57	0.98	2.30	1.22
	作業停電	0.05	0.06	0.05	0.05	0.04	0.05
	合計●	3.69	1.18	0.61	1.03	2.34	1.77
1需要家あたり 年間停電時間 (分)	事故停電	215	90	40	56	1,274	335
	作業停電	6	11	5	5	4	6
	合計●	221	101	45	61	1,278	341

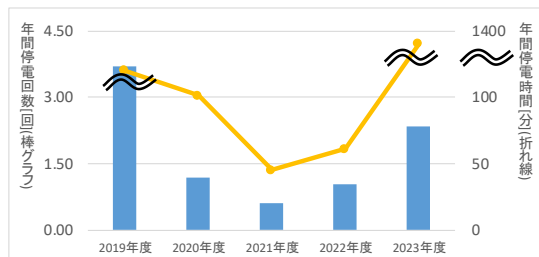


図29（沖縄、2019～2023年度）低圧電灯需要家停電実績

表44（各エリア、2023年度）原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績²⁰

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
年間 停電回数 「回」	事故 停電	電源側	0.02	0.02	0.02	0.01	0.04	0.03	0.01	0.01	0.02	0.40	
		高圧配電線	0.07	0.10	0.05	0.08	0.43	0.08	0.08	0.12	0.05	1.88	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	0.00	α	0.02	
		計	0.09	0.12	0.07	0.10	0.48	0.12	0.09	0.14	0.08	2.30	0.13
	作業 停電	電源側	α	α	α	0.00	α	α	0.00	0.00	0.00	0.00	
		高圧配電線	α	0.01	α	0.04	0.06	0.01	0.06	0.09	0.00	0.01	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.01	0.01	0.02	0.06	0.00	0.03	
		計	0.01	0.01	α	0.05	0.08	0.02	0.08	0.14	0.00	0.04	0.02
	合計	電源側	0.02	0.02	0.02	0.01	0.04	0.03	0.01	0.01	0.02	0.40	
		高圧配電線	0.07	0.11	0.05	0.12	0.50	0.09	0.14	0.20	0.05	1.89	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.01	0.01	0.02	0.06	α	0.05	
		計	0.09	0.13	0.08	0.15	0.55	0.13	0.17	0.28	0.08	2.34	0.15
年間 停電時間 「分」	事故 停電	電源側	1	1	α	1	2	1	1	0	2	10	
		高圧配電線	4	10	4	11	491	7	5	7	9	1,219	
		低圧配電線	α	1	α	2	1	1	1	1	α	45	
		計	5	12	5	14	495	8	7	8	11	1,274	34
	作業 停電	電源側	α	α	α	0	α	α	0	0	0	0	
		高圧配電線	α	1	α	5	14	1	8	12	0	1	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	3	0	3	
		計	1	2	α	7	15	1	9	16	0	4	3
	合計	電源側	1	1	α	1	2	1	1	0	2	10	
		高圧配電線	5	11	5	16	505	8	13	19	9	1,220	
		低圧配電線	α	2	α	3	2	1	2	4	α	48	
		計	6	14	5	19	510	9	15	24	11	1,278	36

※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。

²⁰ 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(2023年度 電気の質に関する評価)

周波数

各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲の滞在率は、中西エリア以外では年間を通じて達成した。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、中西エリア以外では年間を通じて達成した。なお、中西エリアについては、第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2024年9月30日開催)において、中西エリアに関係する一般送配電事業者より、再生可能エネルギー電源の増加、同期電源の減少等を背景として、月間の時間滞在率については、主に軽負荷期に調整目標範囲の0.2Hzを逸脱する断面が一定程度あったこと、また、同エリアが独自に定める±0.1Hz以内滞在率目標値(年間)については、その下限値である95%に近づいており、軽負荷期にその傾向が顕著であることが報告²¹されている。

本機関としても、この状況を注視しつつ、安定供給確保や電気の質の維持について、引き続き一般送配電事業者等と連携して検討を進めていく。

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箇所数に対する逸脱箇所数を確認した。2023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(15,132件)は、前年度実績より2.3%増加した。この増加は主に自然災害によるものであり、エリアで見ると、2024年1月に発生した能登半島地震で被災した北陸エリアは、支障件数が70.1%増加し、2023年8月に来襲した台風第6号で被災した沖縄エリアは、支障件数が80.2%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ついては、全国で合計17件と前年度より5件増加した。原因別では、自然現象によるものが5件と、前年度より1件減少、他物接触等によるものが9件と、前年度より4件増加した。なお、一定規模以上の供給支障は過去5か年平均の18.6件を下回っていた。

全国の1需要家あたりの年間停電回数(0.15回)と年間停電時間(36分)は、前年度実績と比較して回数は0.01回減少、時間については11分増加した。この増加は主に自然災害によるものであり、エリアで見ると、2024年1月に発生した能登半島地震で被災した北陸エリアは、停電回数は前年度実績の0.16回から0.55回に、停電時間は26分から510分に増加した。2023年8月に来襲した台風第6号で被災した沖縄エリアは、停電回数は前年度実績の1.03回から2.34回に、停電時間は61分から1,278分に増加した。

以上を踏まえると、停電実績の側面では、災害など自然現象による局所的な変動はあるものの、全国的には設備不備等の要因による実績の悪化は認められず、2023年度において、周波数、電圧及び停電に関し、電気の質は総じて適切に保たれていたと評価できる。

²¹ https://www.oceto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_05.pdf

(参考) 欧州諸国及び米国主要州との需要家停電実績の比較 (2019～2023年)

2019～2023年の日本及び米国主要州需要家停電時間の比較を表45と図30、停電回数の比較を表46と図31に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会(Council of European Energy Regulators: CEER)の公表資料²²から作成していたが、近年公表を見送られているため今回は掲載しない。また、米国主要州のデータは各州公益事業委員会(Public Utilities Commission)の公表資料²³から作成した。²⁴

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月²⁵(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。

²² 「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おり、最新版は2022年12月に公表された下記報告書である。

<https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/7th-Benchmarking-Report-2022.pdf>

本報告書の更新版(7.1 update report)は2025年前半に発表の予定。

<https://www.ceer.eu/event/ceer-ecrb-second-webinar-on-the-7th-benchmarking-report-on-the-quality-of-electricity-and-gas-supply/>

<参考>・欧州の需要家停電時間(事故及び作業停電合計 2018年[分/年・口]):ドイツ 24分、イタリア 164分、フランス 64分、スペイン 68分、イギリス 47分、スウェーデン 143分、フィンランド 60分、ノルウェー167分
・欧州の需要家停電回数(事故及び作業停電合計 2018年[回/年・口]):ドイツ 0.35回、イタリア 2.45回、フランス 0.80回、スペイン データなし、イギリス 0.53回、スウェーデン 1.63回、フィンランド 1.65回、ノルウェー2.26回

²³ 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://interchange.puc.texas.gov/search/filings/?UtilityType=A&ControlNumber=56005&ItemMatch=Equal&DocumentType=ALL&SortOrder=Ascending>

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>

²⁴ 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。

²⁵ 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 (2019～2023 年)欧州諸国及び米国主要州と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

Country/State			Year					Events	Voltage	Natural disaster
			2019	2020	2021	2022	2023			
JAPAN			86	76	10	25	36	All*	Low Voltage	Include
	Forced		82	72	7	22	34			
	Planned		3	3	3	3	3			
U.S.A.	California		737	327	355	337	435	> 5 min.	All	Include
		Forced	690	310	330	200	352			
		Planned	48	18	25	138	84			
	Texas		335	356	1136	230	451			
		Forced	319	343	1121	207	438			
		Planned	15	13	15	23	13			
	New York		228	538	167	234	166			
		Forced	-	-	-	-	-			
		Planned	-	-	-	-	-			

* 再閉路(auto-reclosing)で電力供給が再開したものを除く

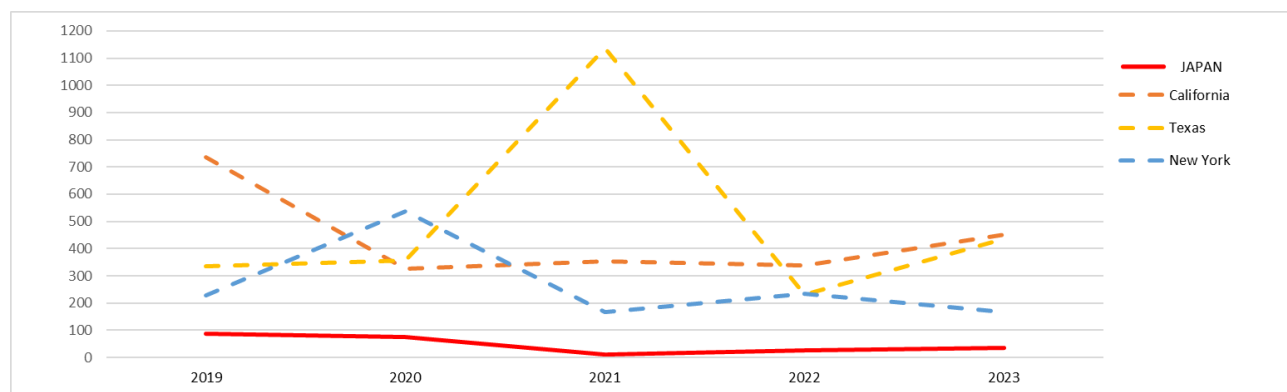


図 30 (2019～2023 年)欧州諸国及び米国主要州と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

表 46 (2019～2023 年)欧州諸国及び米国主要州と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

Country/State			Year					Events	Voltage	Natural disaster
			2019	2020	2021	2022	2023			
JAPAN			0.23	0.21	0.13	0.16	0.15	All*	Low Voltage	Include
	Forced		0.19	0.17	0.10	0.14	0.13			
	Planned		0.04	0.03	0.03	0.03	0.02			
U.S.A.	California		1.53	1.26	1.35	1.63	1.68	> 5 min.	All	Include
		Forced	1.37	1.19	1.20	1.31	1.43			
		Planned	0.16	0.07	0.14	0.31	0.25			
	Texas		1.82	1.69	3.01	1.80	1.88			
		Forced	1.68	1.57	2.88	1.58	1.73			
		Planned	0.14	0.12	0.13	0.22	0.15			
	New York		0.88	1.06	0.85	0.87	0.72			
		Forced	-	-	-	-	-			
		Planned	-	-	-	-	-			

* 再閉路(auto-reclosing)で電力供給が再開したものを除く

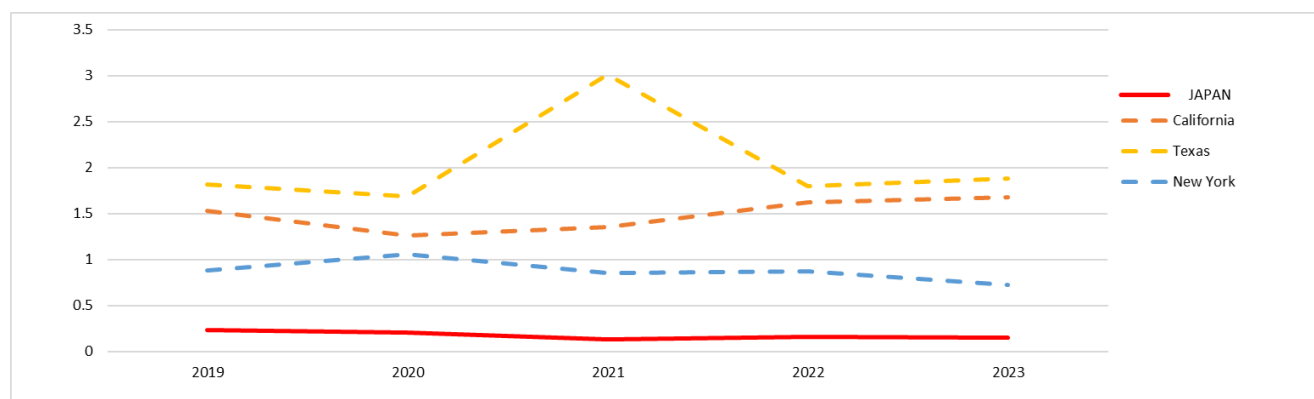


図 31 (2019～2023 年)欧州諸国及び米国主要州と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

Ⅱ．電力系統の状況

電力系統の実績

- 2023 年度実績 -

2024 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2023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	55
1. 地域間連系線とその管理	55
2. 連系線の利用状況	57
3. 連系線の作業停止状況	62
4. 連系線の故障状況	64
5. マージン使用の実績	65
6. 連系線別の利用実績	66
7. 広域連系系統の空容量の状況	72
まとめ	73

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 kV 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。

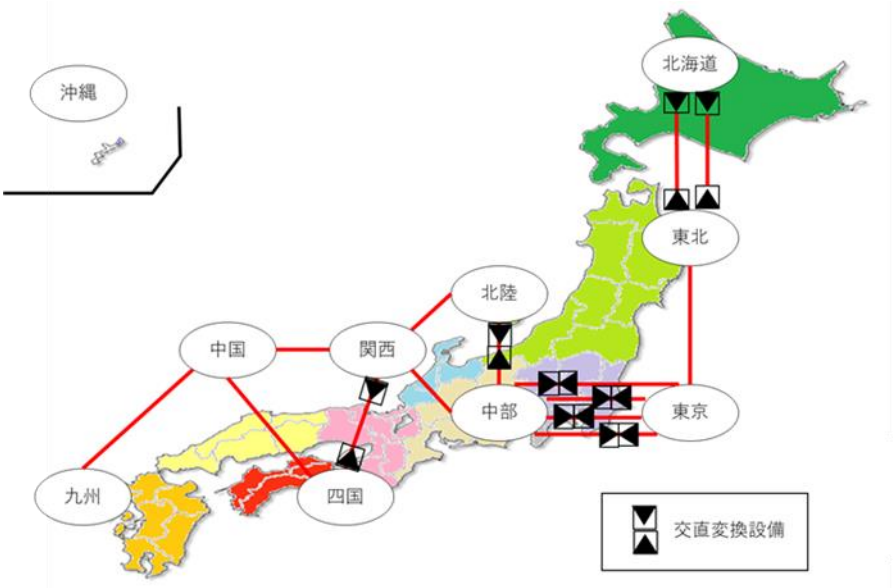


図2-1 連系線

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	直流
	逆方向	東北 → 北海道	新北海道本州間電力連系設備	
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		

※ 2024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こととなった。

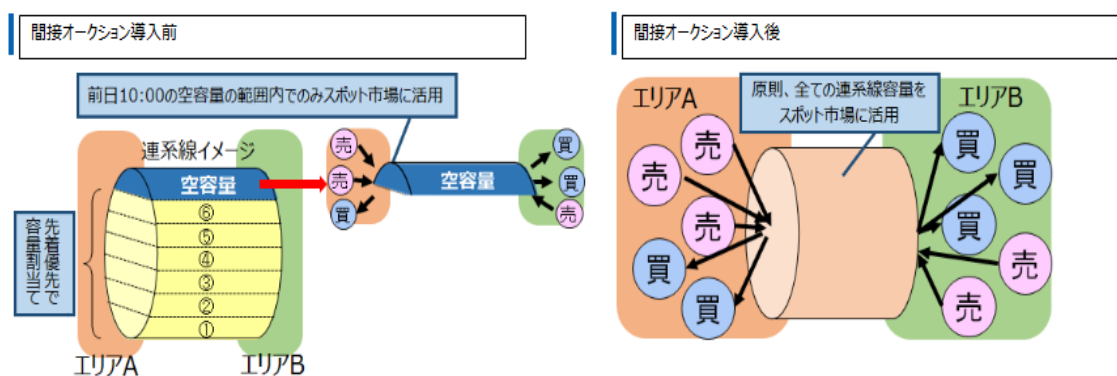


図2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

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

2023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東北→東京 35, 535百万 kWh、②関西→中部 18, 008百万 kWh、③中国→関西 16, 485百万 kWh、④九州→中国 15, 440百万 kWh、⑤四国→関西 9, 765百万 kWh、⑥中部→東京 6, 568百万 kWh であった。なお、2024年1月以降、北陸関西間の関西向き利用が減少し、北陸向き利用の増大が特に顕著となっているのは、能登半島地震の発災による北陸エリアの供給力不足の影響が大きいと考えられる。

表2-2 2023年度の月間及び年間連系線利用状況²

		[百万kWh]												年度計
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北海道 本州 間	東北向き (順方向)	188	150	99	72	86	75	115	170	103	88	103	74	1,322
	北海道向き (逆方向)	38	78	82	91	69	59	49	47	103	82	99	171	969
東北 東京 間	東京向き (順方向)	2,440	2,225	2,324	3,232	3,492	2,832	2,562	2,751	3,588	3,823	3,797	2,471	35,535
	東北向き (逆方向)	17	21	19	66	75	64	31	12	35	35	28	57	459
東京 中部 間	中部向き (順方向)	230	122	107	197	245	130	66	68	266	210	193	252	2,086
	東京向き (逆方向)	317	429	497	478	463	561	694	762	578	737	579	472	6,568
中部 関西 間	関西向き (順方向)	70	36	18	15	31	25	37	31	136	108	33	59	599
	中部向き (逆方向)	1,509	1,527	1,583	1,655	1,533	1,497	1,578	1,482	1,337	1,423	1,484	1,399	18,008
中部 北陸 間	北陸向き (順方向)	0	0	6	0	0	3	1	0	1	2	4	2	19
	中部向き (逆方向)	115	140	133	199	158	154	172	134	116	106	138	88	1,653
北陸 関西 間	関西向き (順方向)	115	62	60	61	62	74	80	199	140	24	12	33	921
	北陸向き (逆方向)	77	164	136	148	140	83	82	49	76	491	577	547	2,570
関西 中国 間	中国向き (順方向)	99	51	48	37	44	23	39	49	111	77	48	41	666
	関西向き (逆方向)	827	1,041	1,415	2,014	2,003	1,656	1,269	1,018	1,299	1,570	1,230	1,143	16,485
関西 四国 間	四国向き (順方向)	0	0	1	1	0	0	0	0	19	0	0	16	36
	関西向き (逆方向)	205	385	879	936	1,009	942	857	996	868	978	858	853	9,765
中国 四国 間	四国向き (順方向)	61	36	8	9	3	4	2	8	5	22	7	10	174
	中国向き (逆方向)	43	45	146	295	611	397	293	303	202	312	185	199	3,032
中国 九州 間	九州向き (順方向)	19	28	55	32	14	12	30	17	108	65	13	20	414
	中国向き (逆方向)	1,173	1,073	1,010	1,275	1,590	1,561	1,271	1,138	1,255	1,300	1,459	1,334	15,440

※ 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、青字部分は年度内最小値を表す。

※ 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。

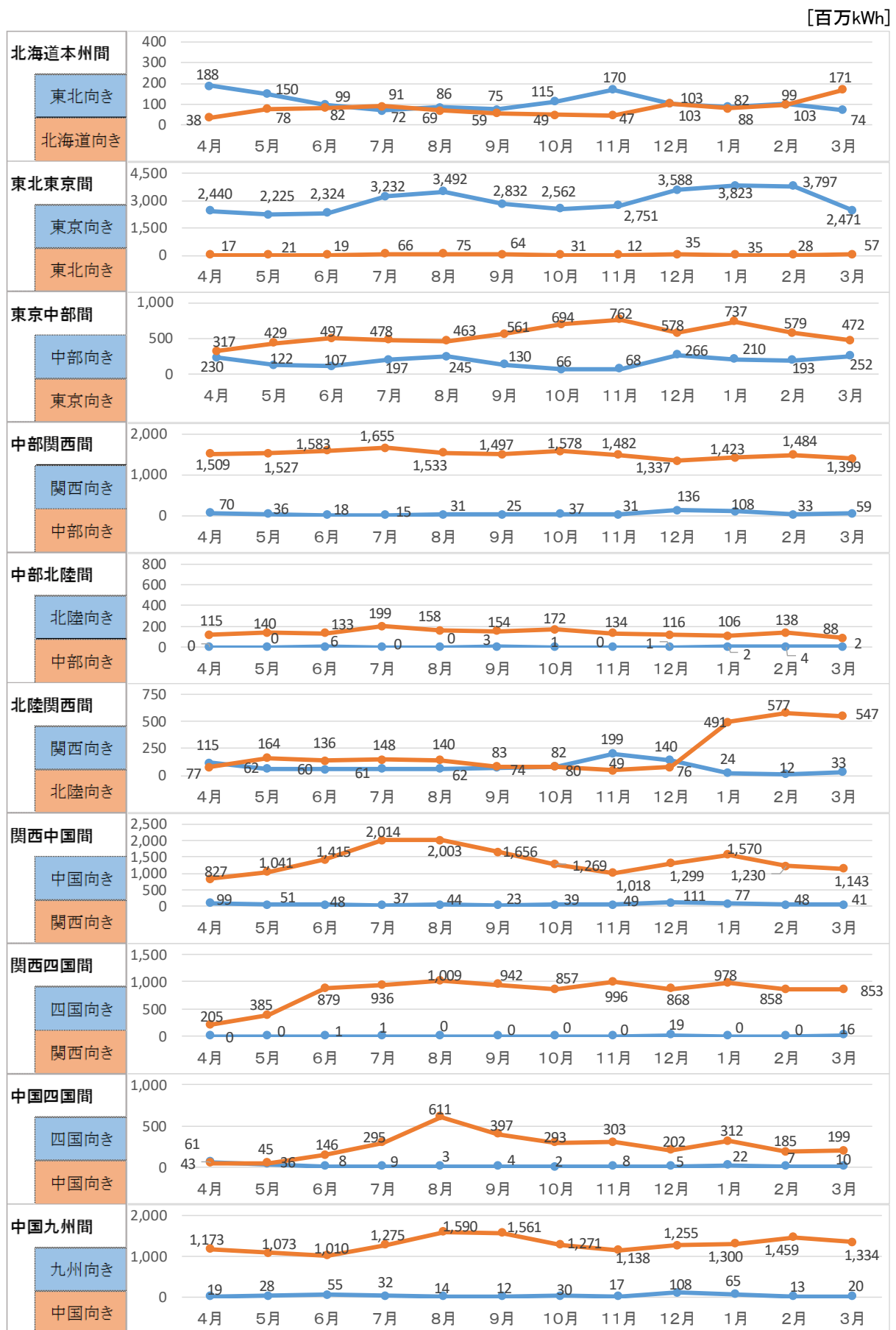


図2-3 月間連系線利用状況

(2)年間連系線利用状況

2014年度～2023年度の年間連系線利用状況を表2-3、図2-4に示す。2023年度は過去10年間で、東北→東京及び関西→北陸が利用状況の最大を記録した一方で、中部→関西及び北陸→関西の利用状況は最低を記録した。

表2-3 年間連系線利用状況(2014年度～2023年度)

		[百万kWh]									
		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	2023年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	143	146	237	340	130	279	947	2,607	1,620	1,322
	北海道向き (逆方向)	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117	1,154	382	1,058	969
東北 東京間	東京向き (順方向)	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575	31,396	29,092	25,841	35,535
	東北向き (逆方向)	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252	541	897	708	459
東京 中部間	中部向き (順方向)	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354	1,497	6,200	2,012	2,086
	東京向き (逆方向)	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147	3,016	3,043	7,079	6,568
中部 関西間	関西向き (順方向)	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980	4,413	2,964	1,300	599
	中部向き (逆方向)	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175	13,285	17,251	28,458	18,008
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	231	108	241	353	134	7	91	96	29	19
	中部向き (逆方向)	296	172	59	108	76	40	458	2,063	1,177	1,653
北陸 関西間	関西向き (順方向)	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918	3,223	3,005	3,467	921
	北陸向き (逆方向)	491	502	640	1,260	2,540	547	620	376	477	2,570
関西 中国間	中国向き (順方向)	2,252	948	716	4,493	4,734	578	584	564	435	666
	関西向き (逆方向)	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793	12,416	15,056	20,302	16,485
関西 四国間	四国向き (順方向)	1	2	2	1	82	31	10	28	7	36
	関西向き (逆方向)	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956	8,623	8,343	9,831	9,765
中国 四国間	四国向き (順方向)	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131	245	113	123	174
	中国向き (逆方向)	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143	1,445	1,756	2,398	3,032
中国 九州間	九州向き (順方向)	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138	177	142	117	414
	中国向き (逆方向)	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311	15,864	17,098	18,536	15,440

※ 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か年度内最大値、青字部分は10か年度内最小値を表す。

※ 値は小数点第1位を四捨五入している。

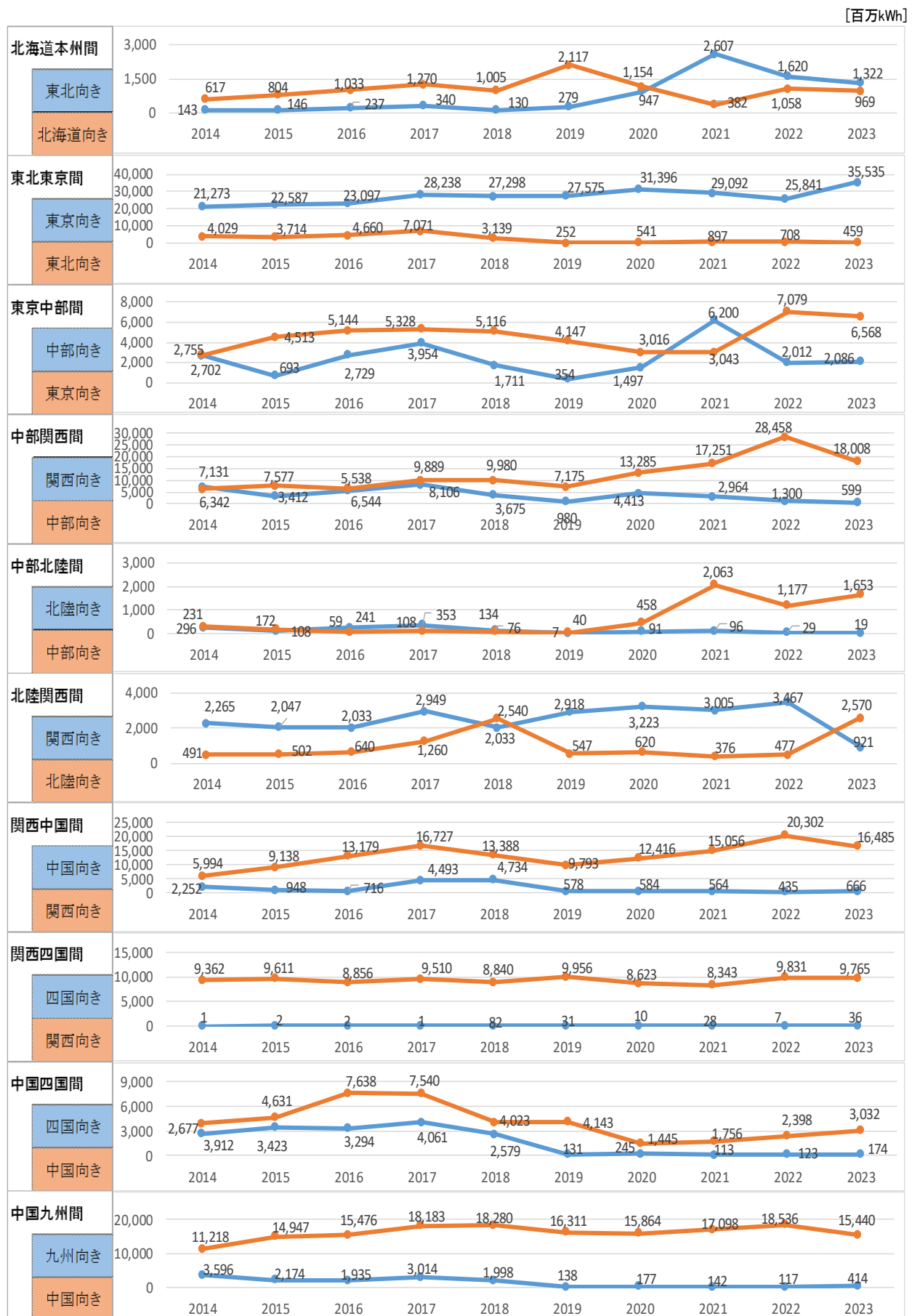


図2-4 年間連系線利用状況(2014年度～2023年度)

(3)取引別の月間連系線利用状況

2023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 2023年度の取引別の月間連系線利用状況

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
相対取引・その他	143	167	61	54	46	12	48	24	36	61	40	89	782
翌日市場取引	6,626	6,738	7,885	10,023	10,838	9,477	8,616	8,686	9,311	10,389	10,080	8,235	106,904
時間前取引	774	707	681	736	746	662	564	524	998	1,001	726	919	9,037

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

(4)取引別の年間連系線利用状況

2014年度～2023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、2023年度も前年度に引き続き、時間前取引による連系線利用実績が過去10年間(2014年度～2023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(2014年度～2023年度)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
相対取引・その他	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710	255	1,103	366	468	782
翌日市場取引	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	91,229	102,328	116,101	106,904
時間前取引	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	7,675	8,382	8,406	9,037

※ 「時間前取引」について、2010年度～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。

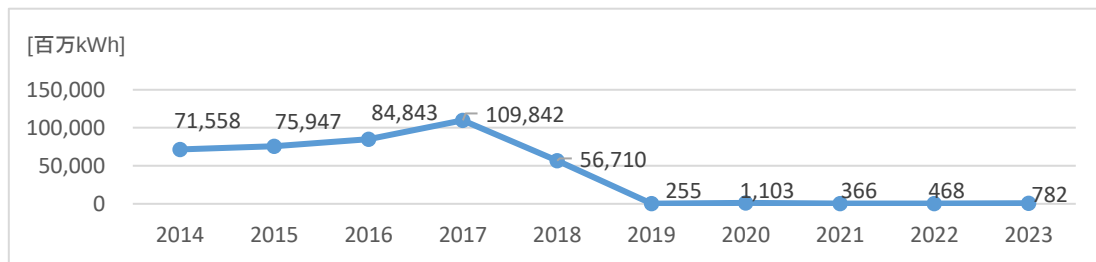


図2-5 取引別の年間連系線利用状況の推移(2014年度～2023年度/相対取引・その他)

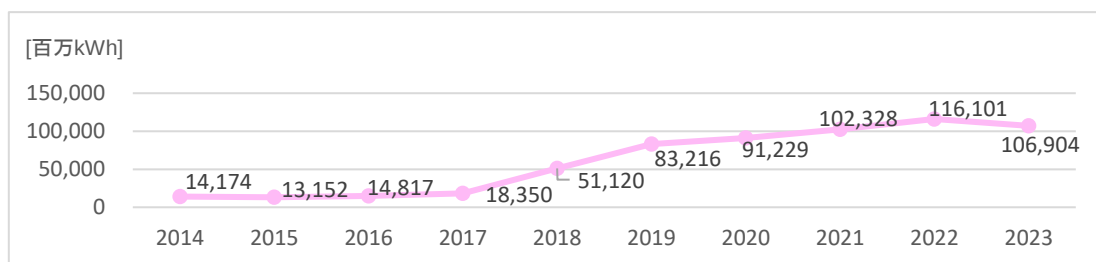


図2-6 取引別の年間連系線利用状況の推移(2014年度～2023年度/翌日市場取引)

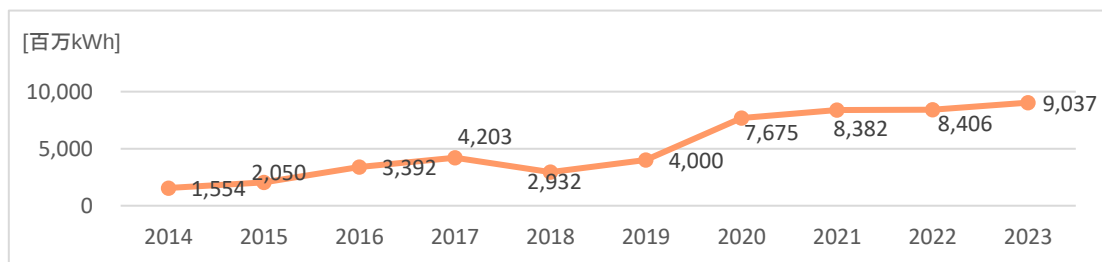


図2-7 取引別の年間連系線利用状況の推移(2014年度～2023年度/時間前取引)

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

2023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、2023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。2023年度の作業停止件数は339件、作業停止日数はのべ776日であった。作業停止件数は対前年度で84件減少したが、作業停止日数はのべ171日増加した。件数・日数が多かったのは、新信濃周波数変換設備と東清水周波数変換設備であった。

表2-6 2023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	13	8	0	0	8	11	12	10	6	7	0	0	0	0	0	0	4	1	2	3	45	40
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	2	17	0	0	0	0	0	0	0	0	2	17
東京中部間	佐久間周波数変換設備	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	7	12	1	1	0	0	0	0	13	17
	新信濃周波数変換設備	2	2	3	20	7	22	2	31	1	31	2	30	12	31	23	30	1	31	1	31	2	29	4	16	60	304
	東清水周波数変換設備	7	30	11	31	10	30	3	27	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	28	44	147
	飛騨信濃周波数変換設備	0	0	0	0	4	6	0	0	2	2	45	21	18	15	0	0	12	9	0	0	0	0	2	10	83	63
中部関西間	三重東近江線	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	3	2	0	0	10	13	0	0	0	0	1	6	4	7	0	0	2	1	1	1	0	0	0	0	21	30
北陸関西間	越前嶺南線	0	0	0	0	3	4	0	0	0	0	3	6	3	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	15
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	0	0	1	1	3	3	0	0	0	0	10	13	2	4	8	6	0	0	0	0	0	0	0	0	24	27
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	3	2	3	4	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	1	2	0	0	1	1	1	5	13	17
中国四国間	本四連系線	5	22	1	22	5	27	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	2	2	15	75
中国九州間	関門連系線	6	13	4	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	24
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		26	71	23	89	57	115	5	58	11	44	74	87	49	72	38	57	23	55	3	33	7	31	23	64	339	776

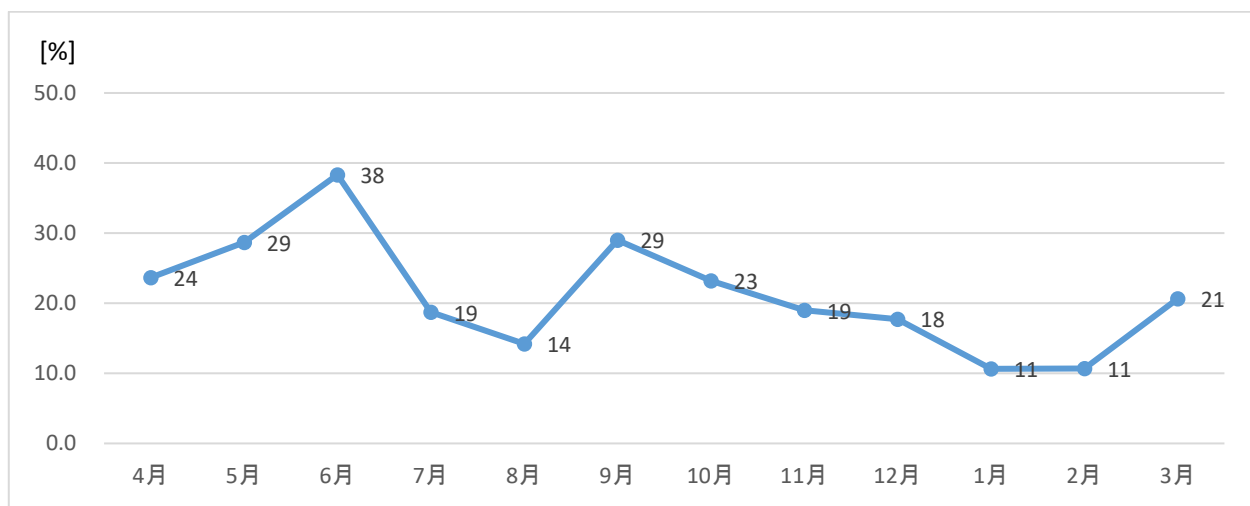


図2-8 連系線の2023年度月間作業停止率の推移

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

(2)年間連系線作業停止状況

2014年度～2023年度の年間連系線作業停止状況を表2-7に示す。

表2-7 年間連系線作業停止状況(2014年度～2023年度)

[件]											
年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	計
件数	63	91	218	267	205	353	385	379	423	339	2,723

※ 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

2023年度の連系線の故障状況を表2-8に示す。全9件のうち、佐久間周波数変換設備が5件を占めた。

表2-8 2023年度の連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
6月3日	佐久間周波数変換設備	周波数変換装置
7月23日	西播東岡山線+山崎智頭線	500kV 中国東幹線1L 遮断事故
7月26日	新信濃周波数変換設備	周波数変換装置（1号）
8月3日	佐久間周波数変換設備	周波数変換装置
8月17日	佐久間周波数変換設備	周波数変換装置
8月19日	佐久間周波数変換設備	周波数変換装置
8月26日	佐久間周波数変換設備	周波数変換装置
12月13日	飛騨信濃周波数変換設備	周波数変換装置
12月30日	阿南紀北直流幹線	阿南CS 1群バルブ

※ 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

2014年度～2023年度の年間連系線の故障状況を表2-9に示す。

2023年度の連系線故障件数は9件であり、前年度より2件減少した。

表2-9 年間連系線故障状況(2014年度～2023年度)

											[件]	
年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	計	10ヶ年平均
件数	1	3	3	3	6	9	8	11	11	9	64	6

5. マージン使用の実績

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

業務規程第152条(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、2023年度は表2-10のとおり。

2023年度のマージン使用の実績は1日、東京中部間連系設備（東京向き）であり、これは2023年6月3日に発生した関西電力送配電を対象とした下げ代不足融通対応のためであった。

表2-10 2023年度マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
6月3日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	想定以上の電力需要の減少及び太陽光発電の出力増加が見込まれたことから、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つための下げ代が不足し、広域的な融通を行うことによって、電気の需給の状況を改善する必要があったため。

表2-11 マージン使用の年間実績

[日]									
年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
日数	1	0	3	15	1	16	7	6	1

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。

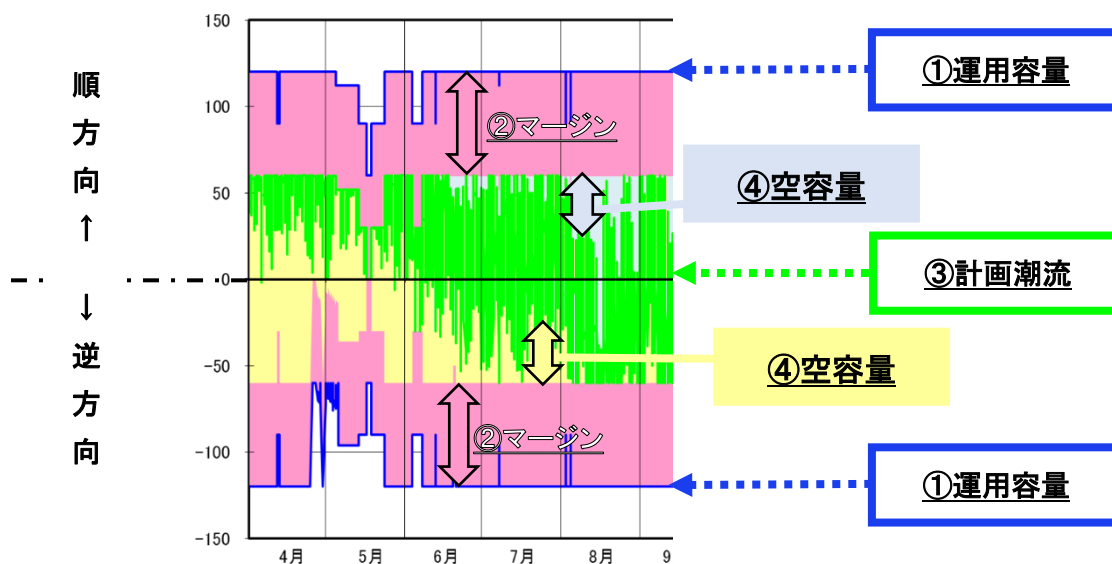


図2-9 連系線 実績の見方

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全に保つため、または電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを使用した連系線利用計画及びマージンを使用した連系線利用計画の連系線利用量は控除。	マージンとは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。マージンを使用する計画潮流は控除。
③計画潮流	先着優先による連系線利用計画、前日スポット取引及び1時間取引で容量登録された潮流の合算。	前日スポット取引及び1時間前取引で容量登録された潮流の合算。
④空容量	④＝①－②－③ なお、広域周波数調整に必要となる容量については、その実施を決定した時点で、空容量から控除。	同左

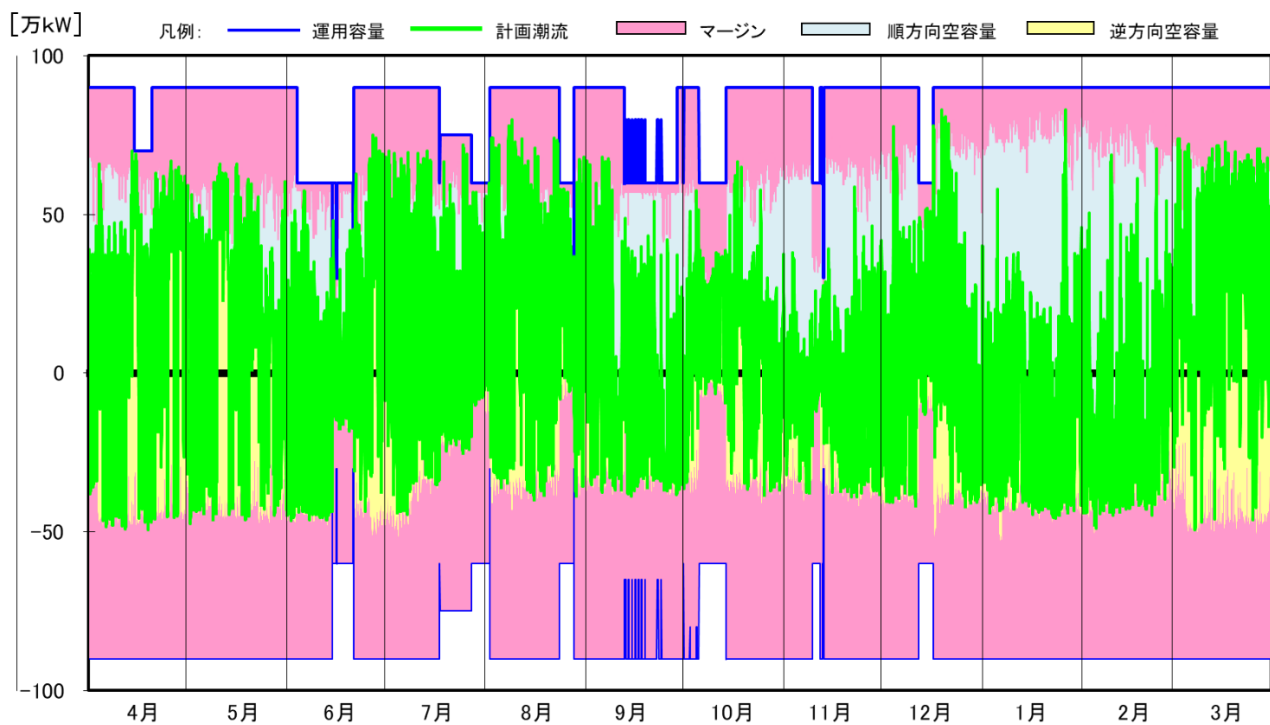
(注:計画潮流について)

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

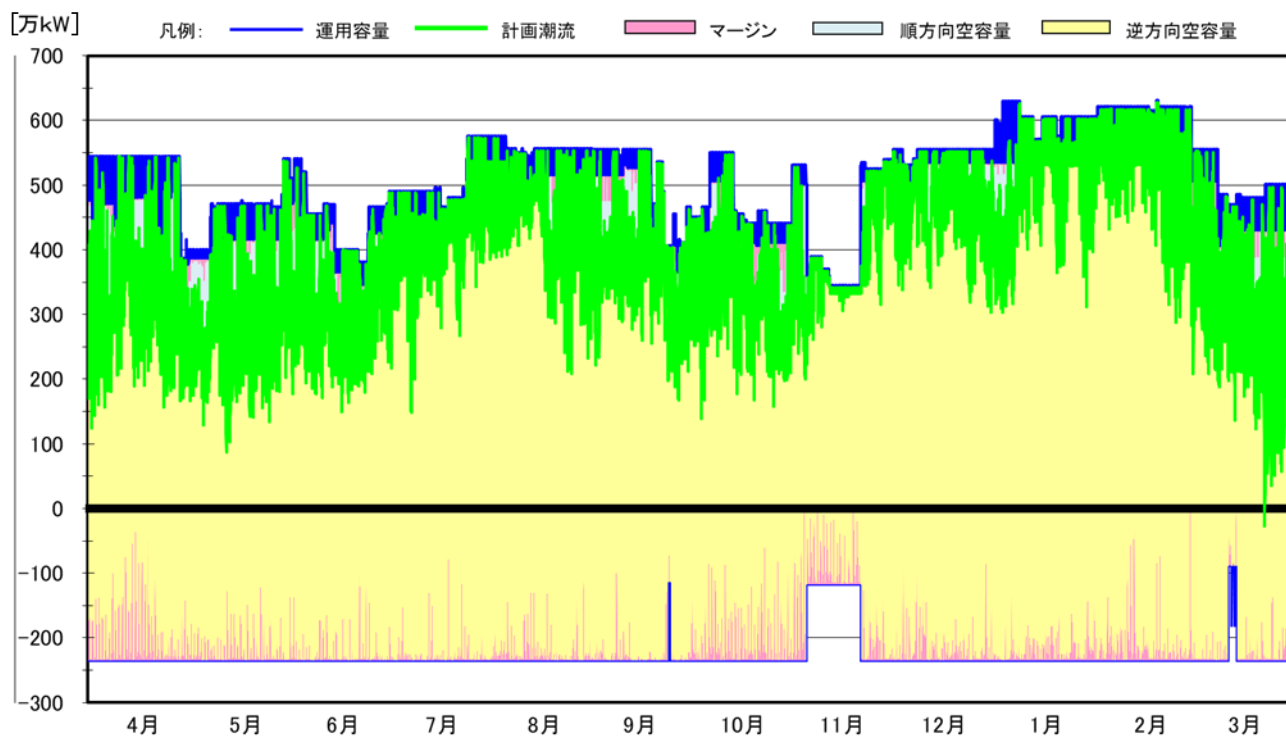
空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

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(2023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(2023年度)

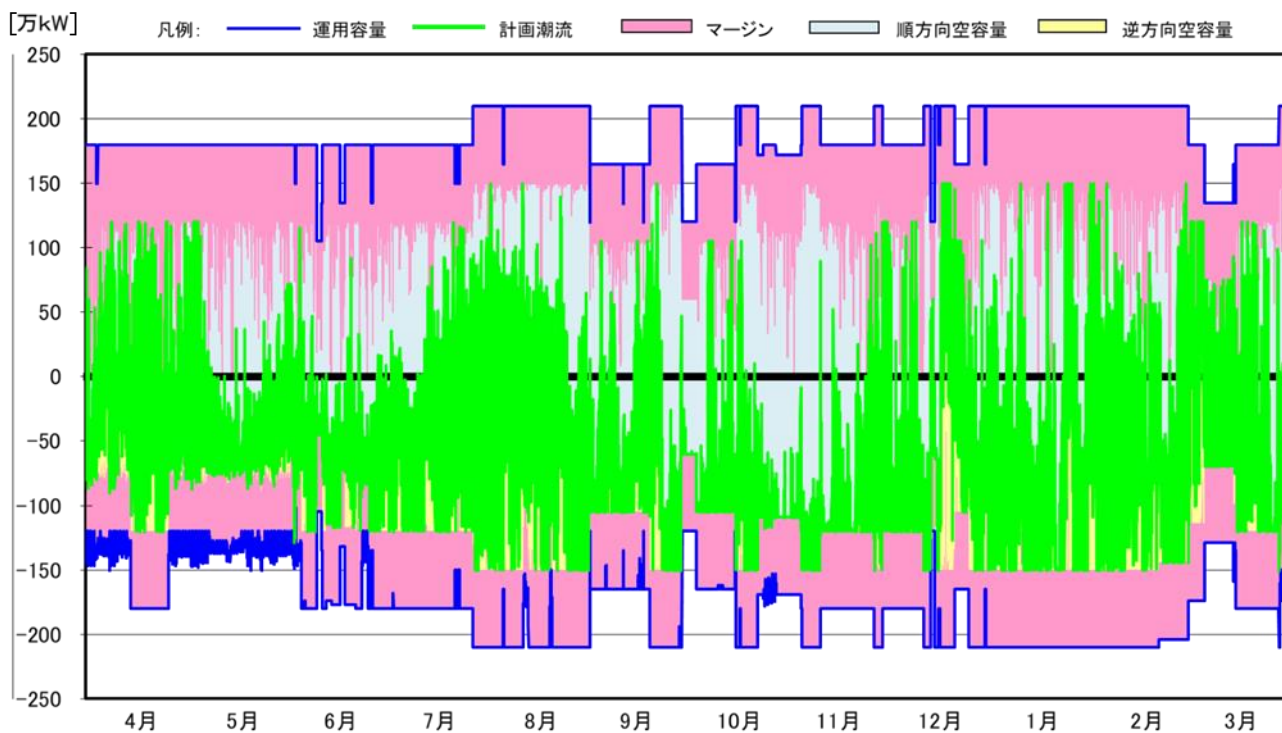


図2-12 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)の空容量実績(2023年度)

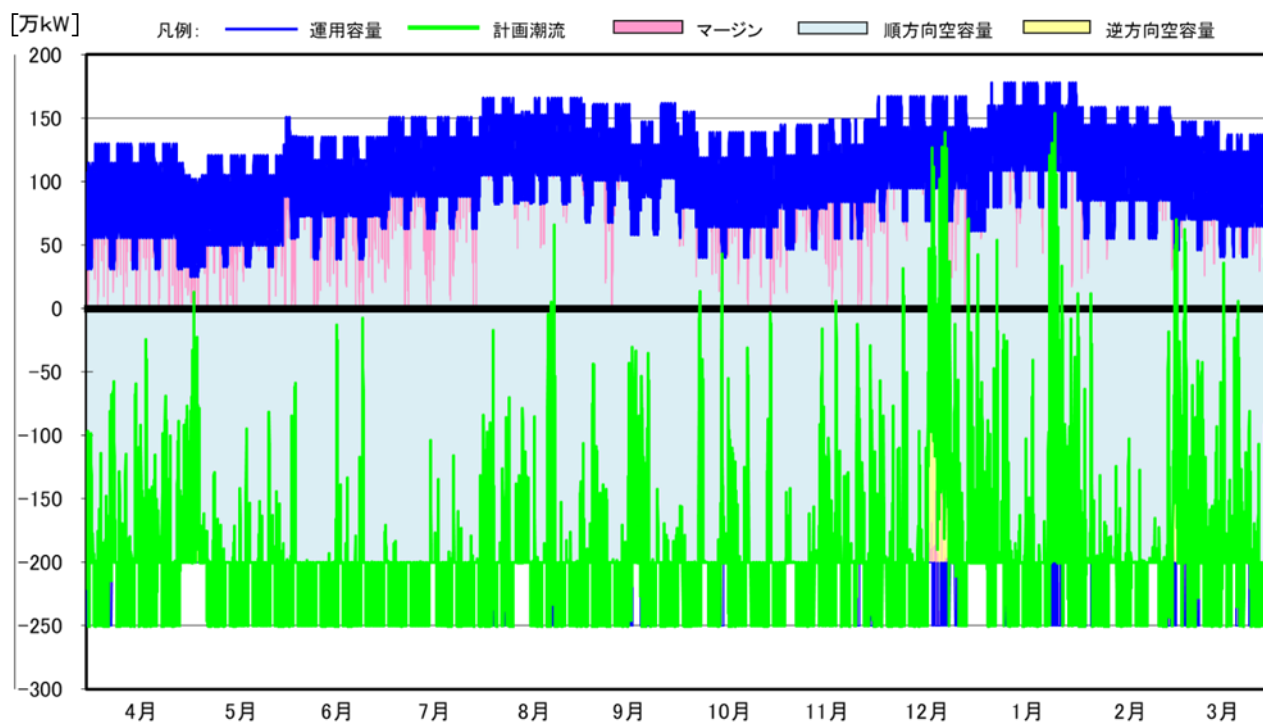
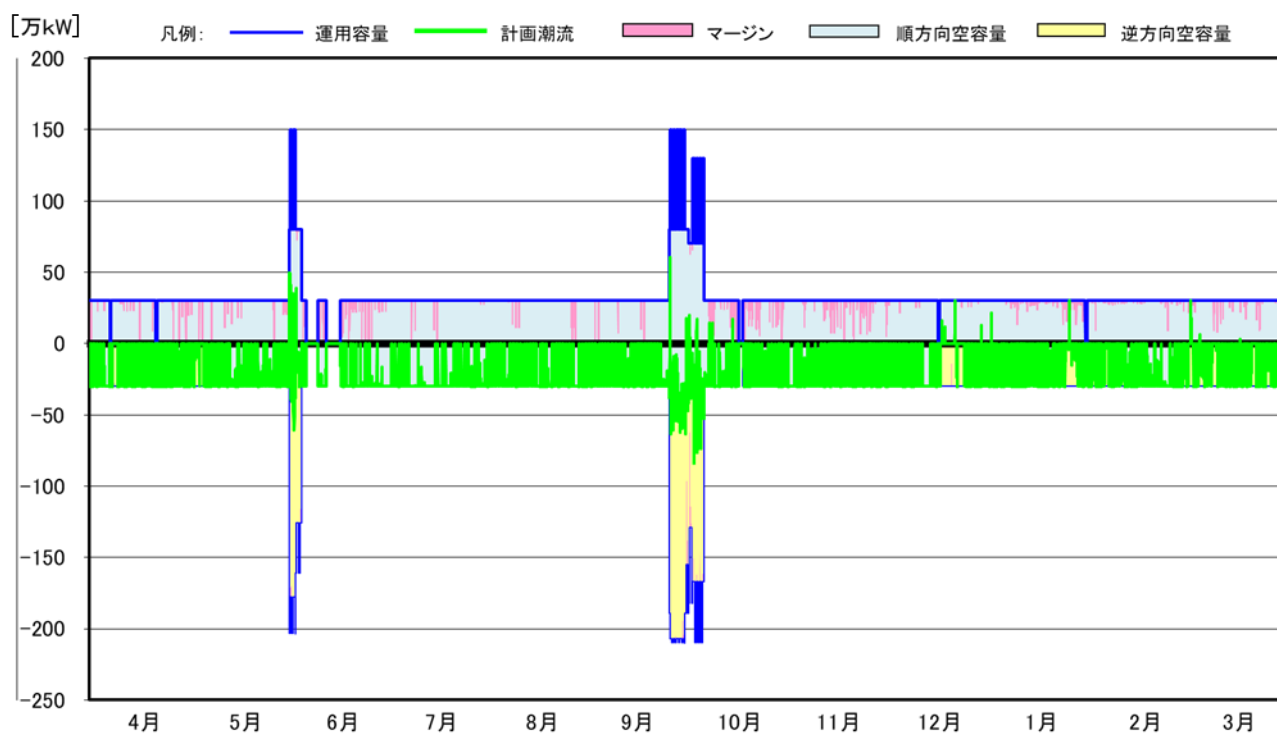
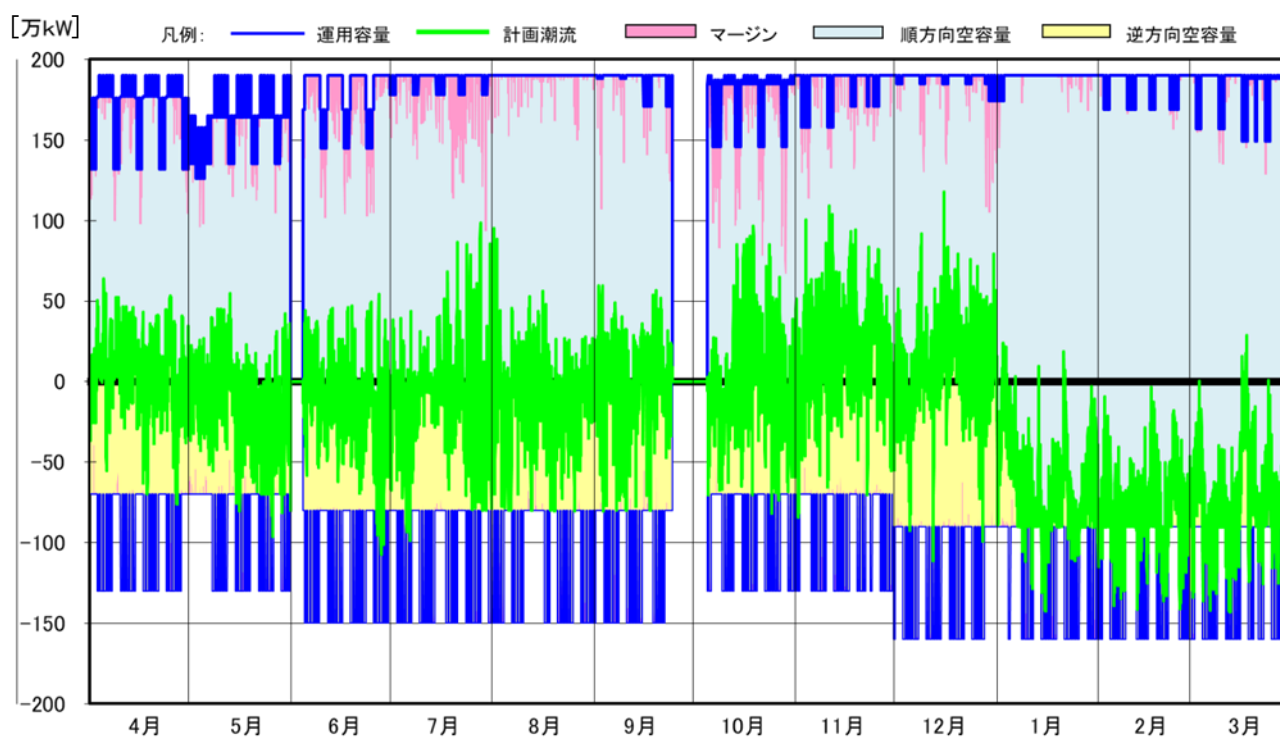


図2-13 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2023年度)



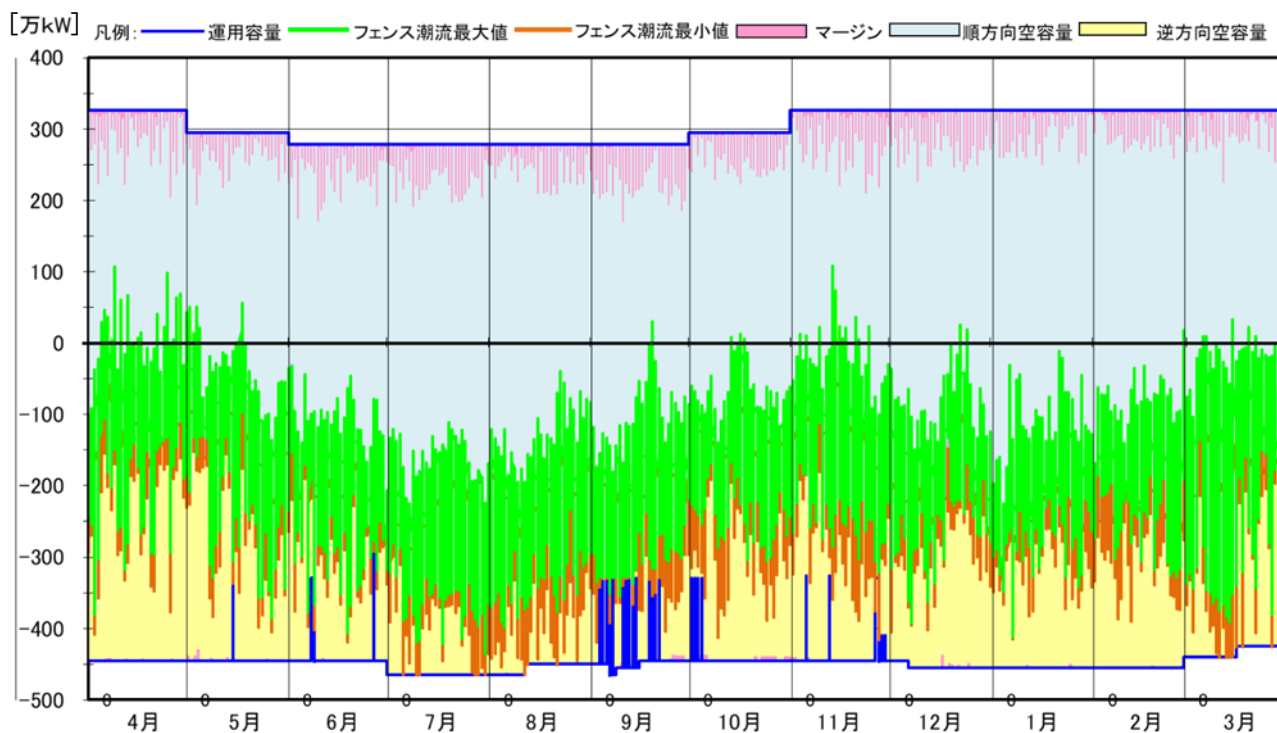
※ 中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

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(2023年度)



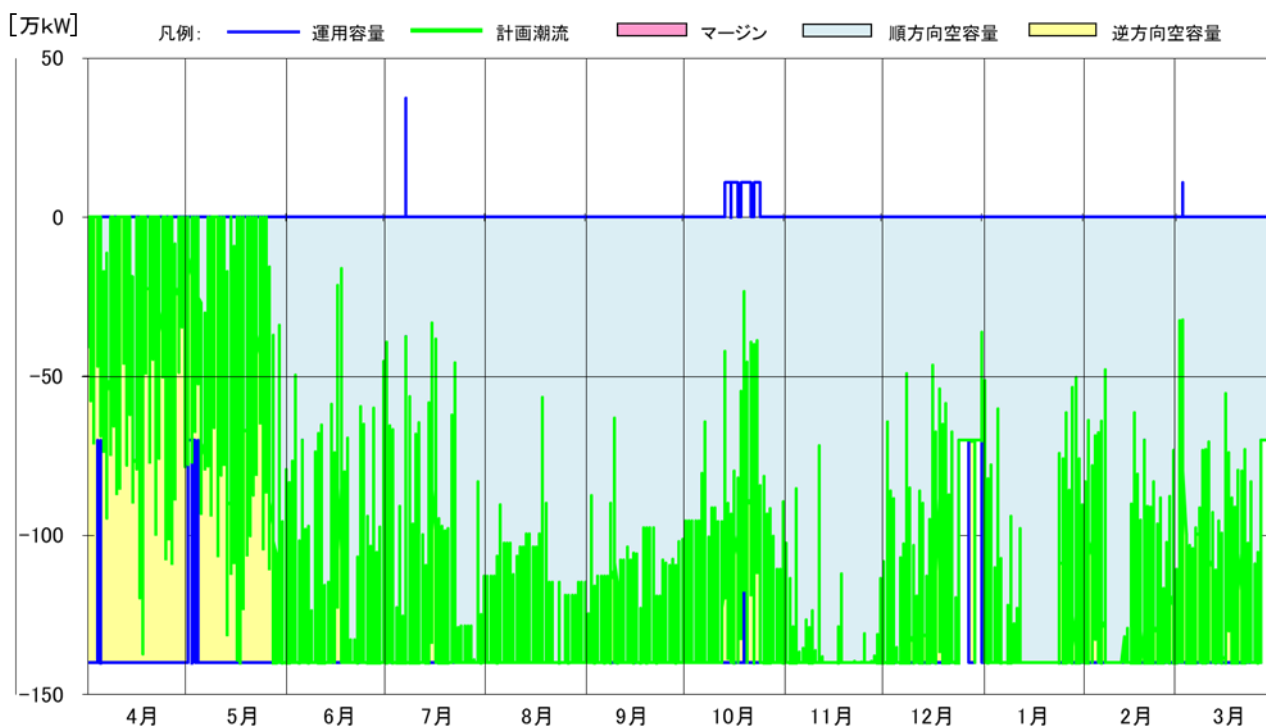
※ 北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図2-15 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2023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(2023年度)

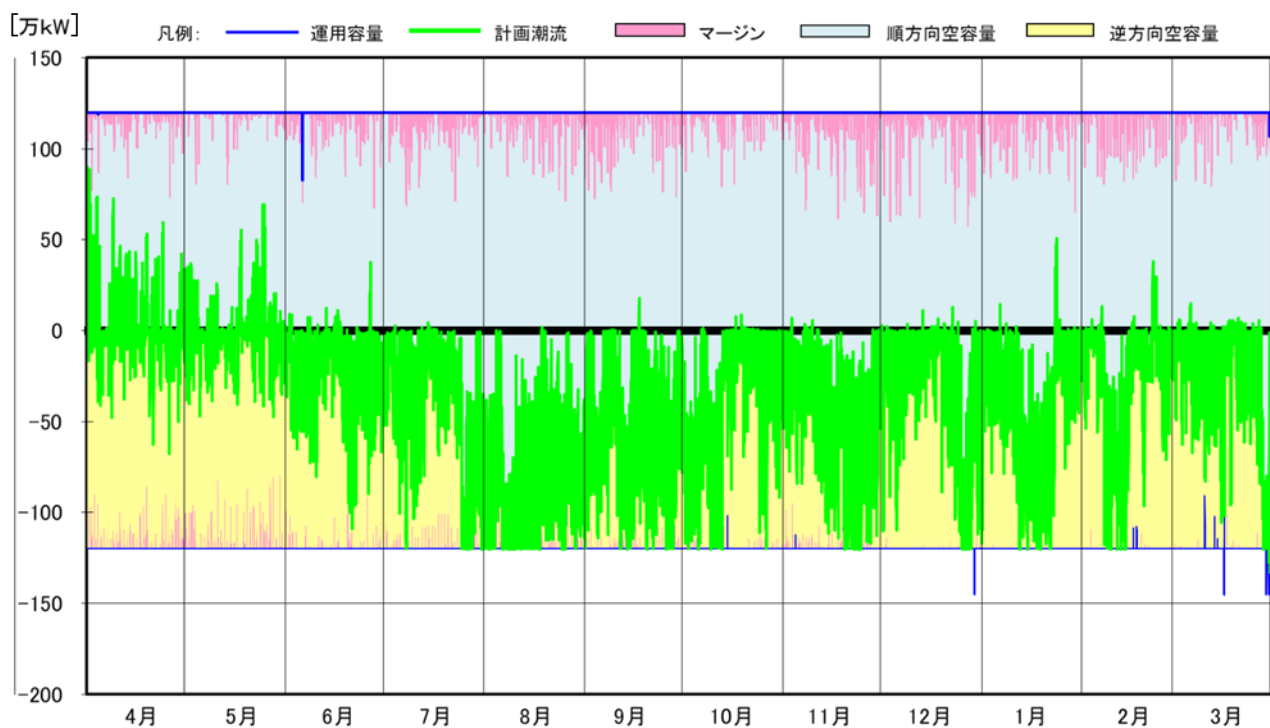


※ 関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※ 順方向の空容量は、以下のうち小さい方で算出。

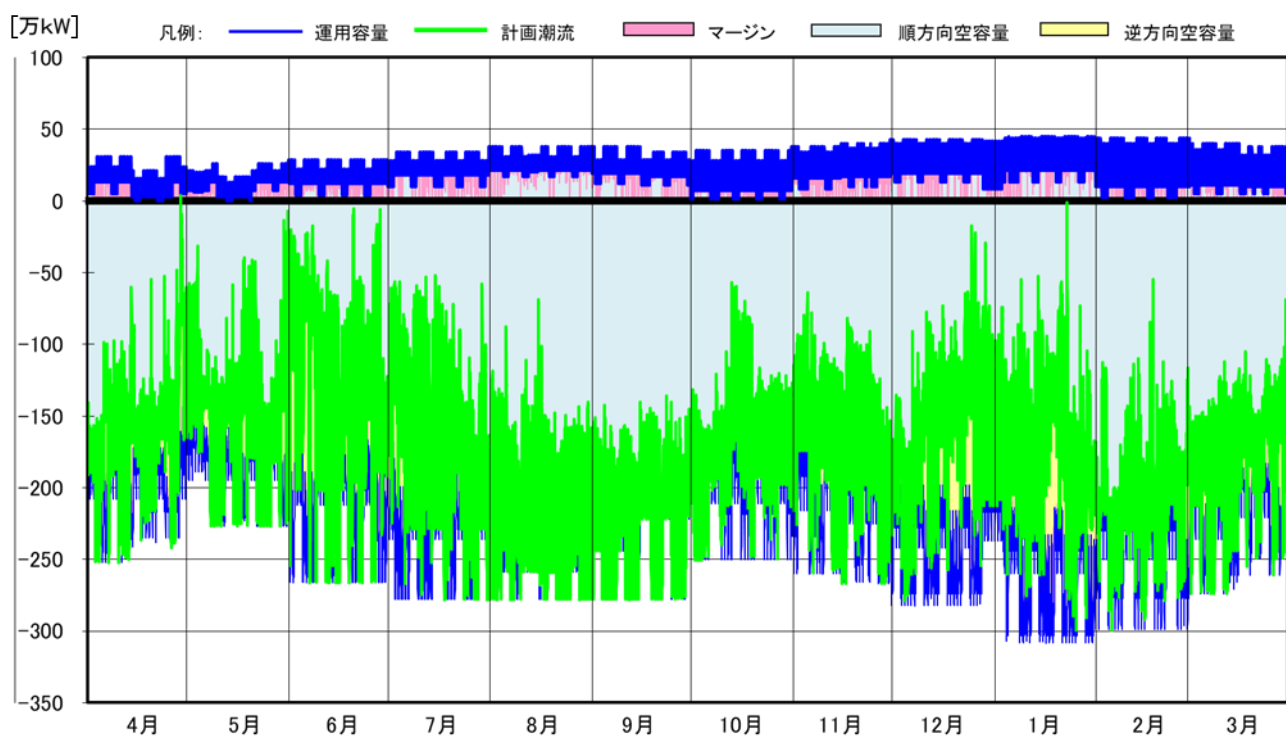
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図2-17 関西四国間連系設備(阿南紀北直流幹線)の空容量実績(2023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(2023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(2023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 : https://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 : <https://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 : <https://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
 - ・ 北陸電力送配電株式会社 : https://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html#akiyouryu
 - ・ 関西電力送配電株式会社 : <https://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/line_access/index.html
 - ・ 九州電力送配電株式会社 : https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure
 - ・ 沖縄電力株式会社 : <https://www.okiden.co.jp/business-support/service/rule/plan/index.html>

まとめ

電力系統

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

電力広域の運営推進機関
<http://www.occto.or.jp/>

Ⅲ．系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ (2023 年度の受付・回答分)

2024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、2023年度（2023年4月～2024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2023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（2022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。

- ・2023年4月1日より、ローカル系統においてもノンファーム型接続が適用されたことに伴い、電圧階級や混雑の有無に関わらずノンファーム型接続が適用されることから、把握が不要となるノンファーム型接続を適用した回答件数の報告を取りやめる。

- 目次 -

1. 対象電源	78
2. 集計結果	79
2.1 事前相談	79
2.1.1 受付件数	79
2.2 接続検討	80
2.2.1 受付件数	80
2.2.2 電源種別毎の受付件数	81
2.2.3 回答件数	82
2.2.4 検討期間	83
2.2.5 未回答案件（検討継続中案件）の状況	84
2.3 契約申込み	85
2.3.1 受付件数	86
2.3.2 電源種別毎の受付件数	87
2.3.3 回答件数	88
2.3.4 検討期間	89
2.3.5 未回答案件（検討継続中案件）の状況	91
＜参考 1＞年度推移	92
（１）事前相談	93
（２）接続検討	93
（３）契約申込み	95
＜参考 2＞電源接続案件一括検討プロセス実施状況	96

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

2023 年度（2023 年 4 月～2024 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、前年度と比較して増加し、特に東北NW、東京PG、九州送配が大幅に増加

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（2022 年度）			当年度（2023 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	107	0	107	112	0	112	5
北海道NW	768	1,244	2,012	797	1,117	1,914	▲ 98
東北NW	864	1,646	2,510	1,207	3,486	4,693	2,183
東京PG	1,558	3,402	4,960	1,812	5,020	6,832	1,872
中部PG	401	2,732	3,133	604	2,346	2,950	▲ 183
北陸送配	155	302	457	133	365	498	41
関西送配	582	2,210	2,792	865	1,835	2,700	▲ 92
中国NW	439	1,134	1,573	411	1,074	1,485	▲ 88
四国送配	123	661	784	135	758	893	109
九州送配	659	1,592	2,251	1,447	2,275	3,722	1,471
沖縄電力	4	16	20	17	13	30	10
合計	5,660	14,939	20,599	7,540	18,289	25,829	5,230

※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。

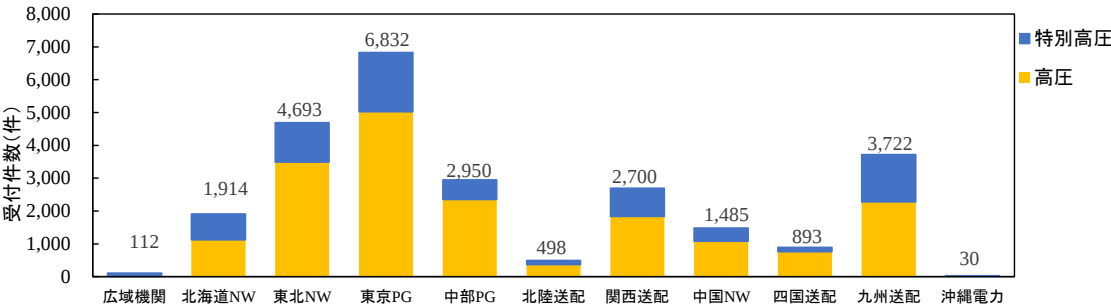


図1 事前相談の受付件数（広域機関および一般送配電事業者別）
[2023年度]

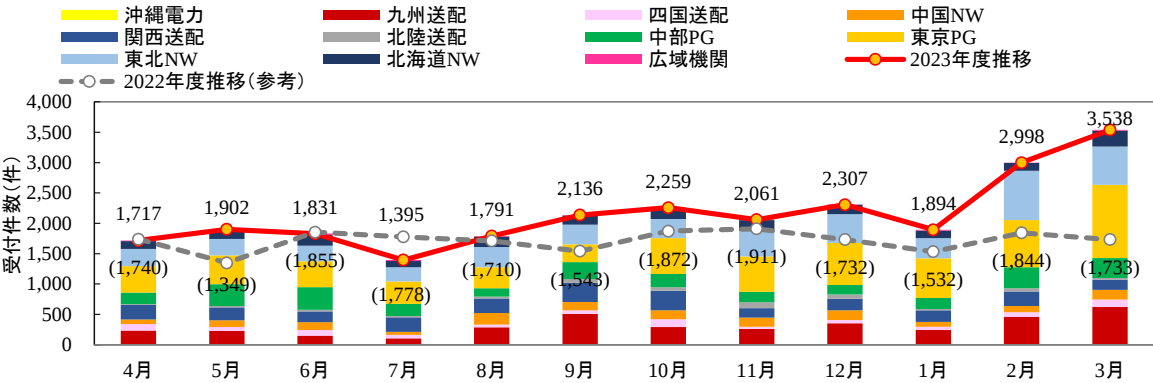


図2 事前相談 受付件数（広域機関＋一般送配電事業者合計）
[2023年度]

2.2. 接続検討

2.2.1. 受付件数

2023 年度（2023 年 4 月～2024 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、特に北海道NW、東北NW、東京PGが大幅に増加。

表 2 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	前年度（2022 年度）			当年度（2023 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	73	1	74	99	0	99	25
北海道NW	135	299	434	366	380	746	312
東北NW	217	287	504	399	714	1,113	609
東京PG	207	1,863	2,070	259	2,444	2,703	633
中部PG	107	552	659	151	577	728	69
北陸送配	36	41	77	51	81	132	55
関西送配	112	146	258	130	210	340	82
中国NW	86	176	262	62	239	301	39
四国送配	60	89	149	23	107	130	▲ 19
九州送配	123	184	307	189	239	428	121
沖縄電力	1	5	6	0	5	5	▲ 1
合計	1,157	3,643	4,800	1,729	4,996	6,725	1,925

※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。

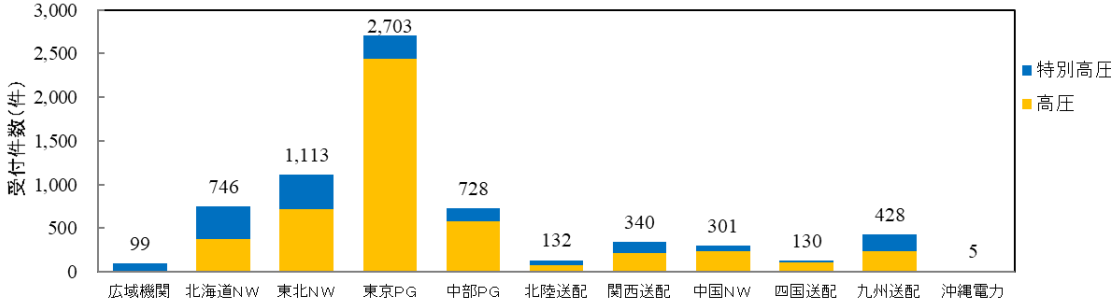


図3 接続検討 受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)
[2023年度]

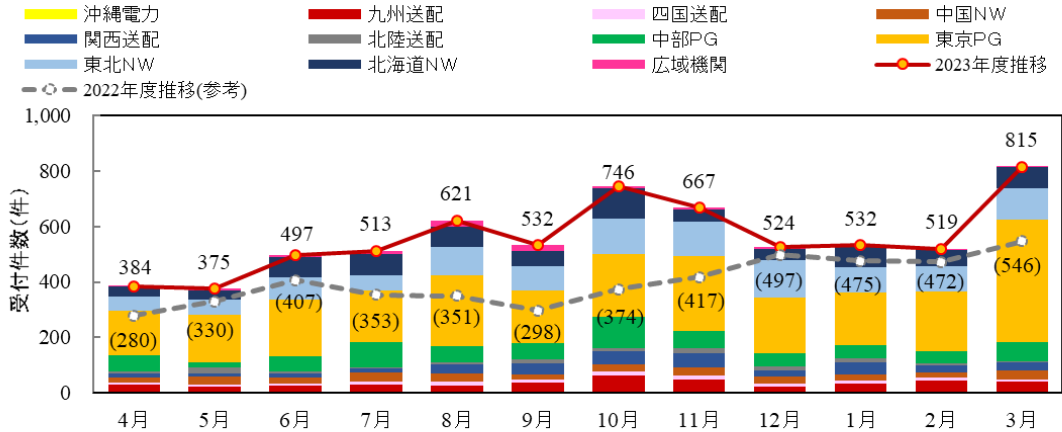


図4 接続検討 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)
[2023年度4～3月]

2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2023 年度（2023 年 4 月～2024 年 3 月）に受付を行った接続検討の電源種別ごとの件数は以下のとおり。広域機関にて受け付けた案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。また、接続検討 1 件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

電源種別毎の受付件数の比率は、前年度と同様に太陽光が高い。また、蓄電池の受付件数が増加し、太陽光に次ぐ比率となっている。

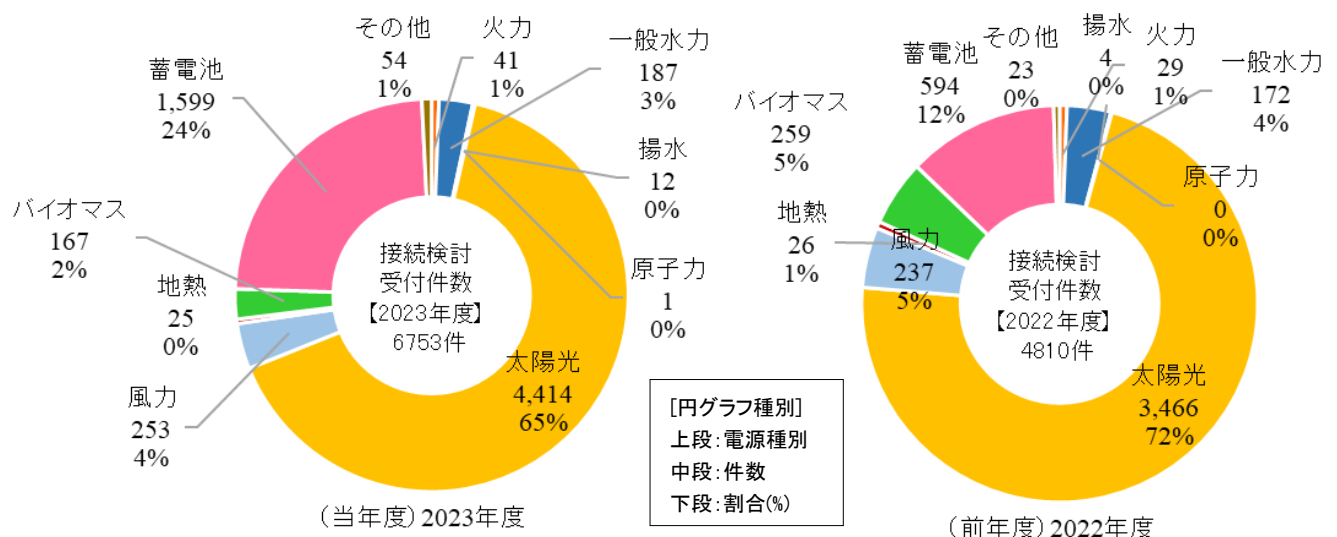
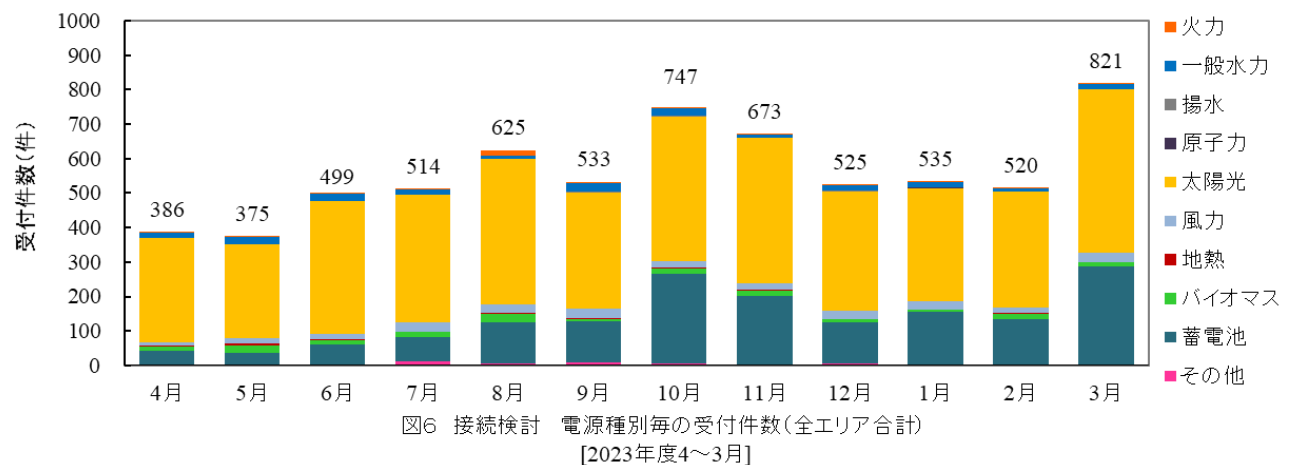
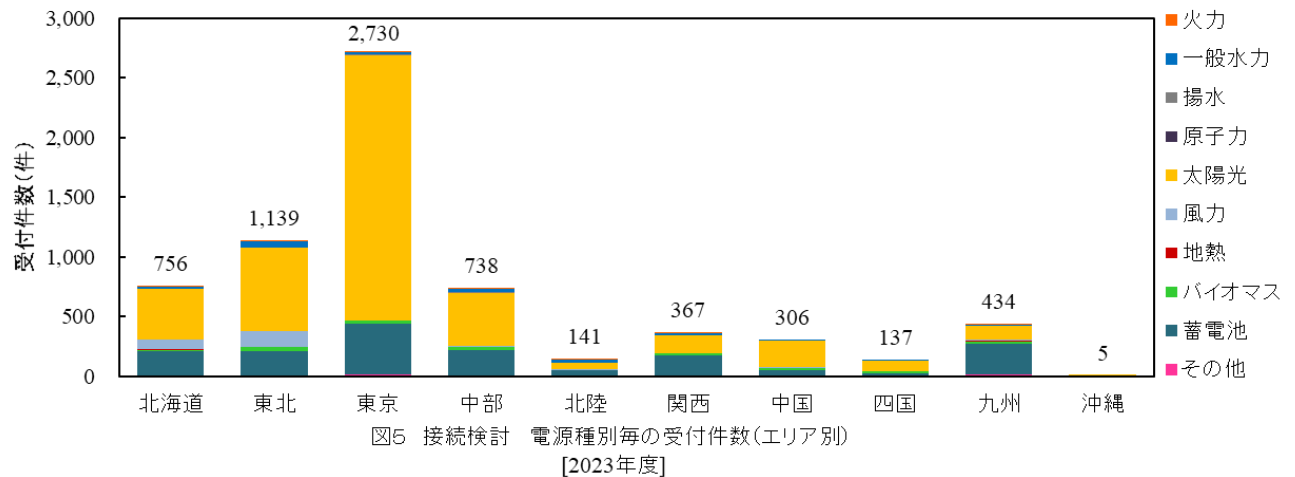


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計) [2023 年度]

2.2.3. 回答件数

2023 年度（2023 年 4 月～2024 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、大半のエリアが前年度と比較して増加し、特に東京 P G、東北 NW が増加。

表 3 接続検討の回答件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	前年度（2022 年度）			当年度（2023 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	71	1	72	104	0	104	32
北海道NW	93	256	349	287	359	646	297
東北NW	237	257	494	356	622	978	484
東京 P G	149	1,637	1,786	231	2,229	2,460	674
中部 P G	86	441	527	152	589	741	214
北陸送配	35	43	78	46	77	123	45
関西送配	86	127	213	98	158	256	43
中国NW	80	151	231	68	221	289	58
四国送配	33	49	82	40	113	153	71
九州送配	95	188	283	181	234	415	132
沖縄電力	1	9	10	0	3	3	▲ 7
合計	966	3,159	4,125	1,563	4,605	6,168	2,043

※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。

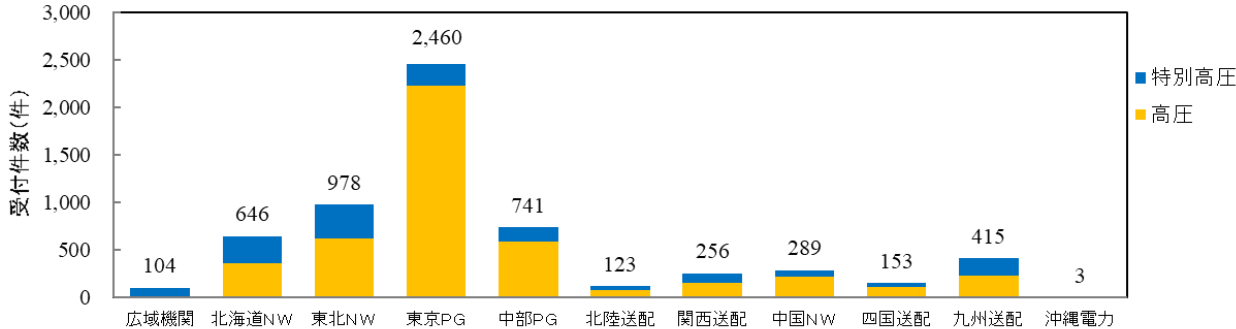


図8 接続検討 回答件数(広域機関および一般送配電事業者別)
[2023年度4～3月]

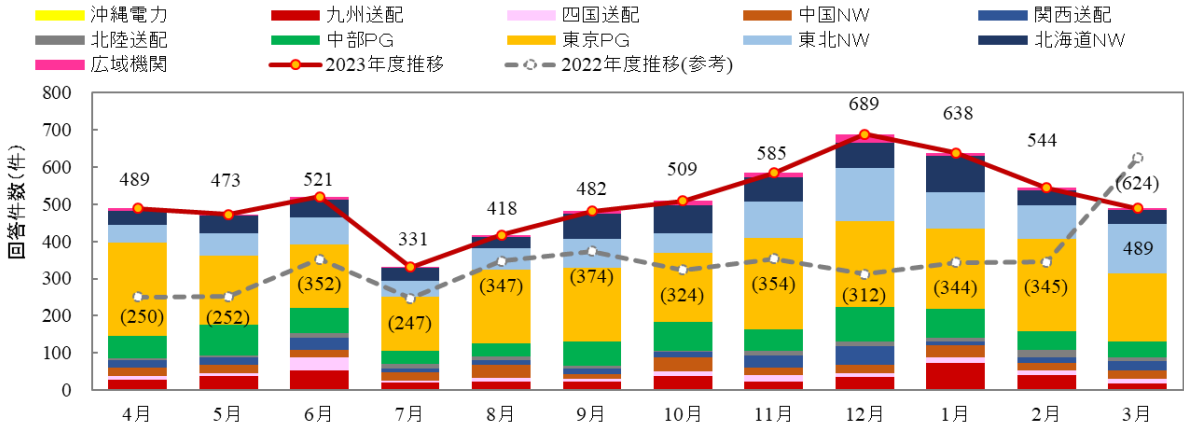


図9 接続検討 回答件数(広域機関＋一般送配電事業者)
[2023年度4～3月]

2.2.4. 検討期間

2023 年度（2023 年 4 月～2024 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 1%。超過理由の過半数は、受付者都合（申込集中・特殊検討・検討量大）である。

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	104	99	5	0	4	0	0	0	0	0	0	1
北海道NW	646	635	11	0	3	0	0	0	0	0	0	8
東北NW	978	978	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東京 P G	2,460	2,442	18	2	6	0	9	1	0	0	0	0
中部 P G	741	741	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸送配	123	123	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西送配	256	255	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
中国NW	289	288	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	153	153	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	415	405	10	0	10	0	0	0	0	0	0	0
沖縄電力	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	6,168	6,122	46	2	25	0	9	1	0	0	0	9

※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 8 6 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

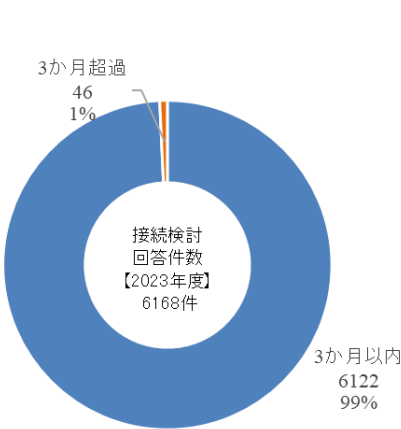


図10 接続検討の回答件数および検討期間実績
(広域機関と一般送配電事業者の合計)

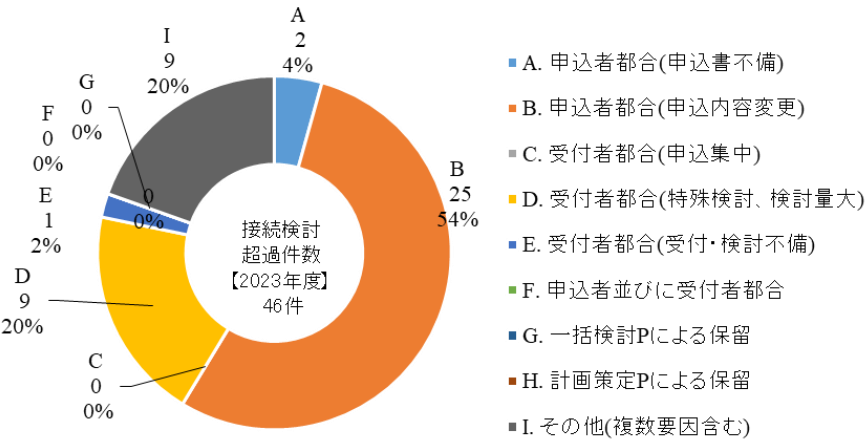


図11 接続検討の回答予定日超過理由
(広域機関と一般送配電事業者の合計)
[2023年度]

[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. 未回答案件（検討継続中案件）の状況

2015 年度以降に受け付けた接続検討のうち、2023 年度末（2024 年 3 月末）時点において回答予定日を超過し、かつ未回答（検討継続中）である件数は以下のとおり。

表 5 接続検討の未回答案件数（検討継続中案件数）
(広域機関および一般送配電事業者の合計) (件)

受付会社	2022 年度末	2023 年度末	増減
広域機関	0	0	0
北海道NW	46	14	▲ 32
東北NW	3	1	▲ 2
東京 P G	40	8	▲ 32
中部 P G	4	0	▲ 4
北陸送配	6	6	0
関西送配	1	1	0
中国NW	1	1	0
四国送配	0	0	0
九州送配	6	6	0
沖縄電力	0	0	0
合計	107	37	▲ 70

※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。

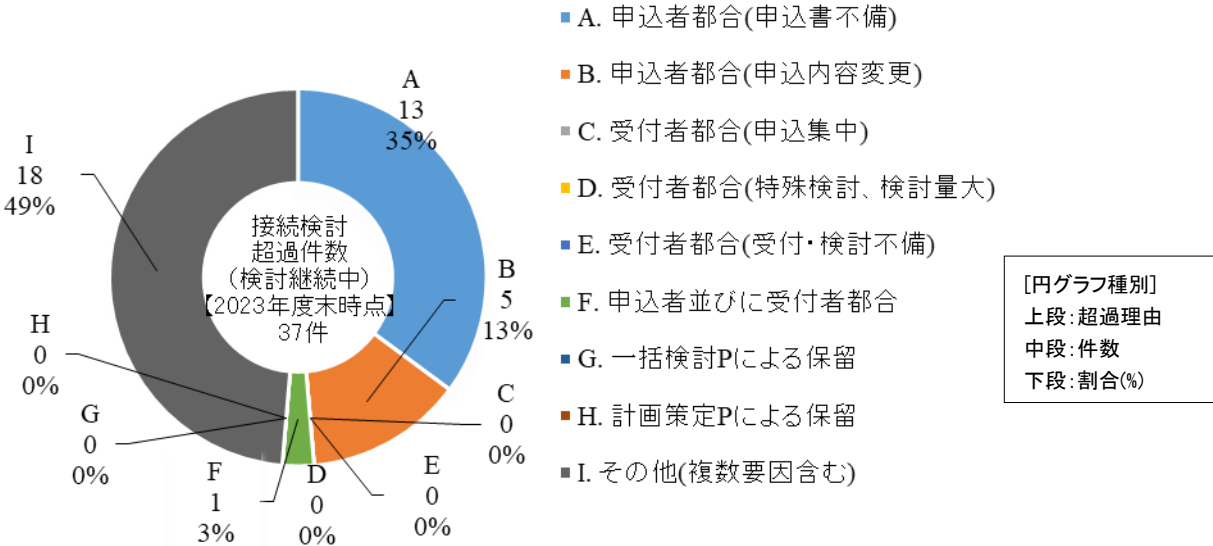


図12 接続検討 回答予定日超過理由(検討継続中)
(広域機関+一般送配電事業者合計)
[2023年度末時点]

2.3. 契約申込み

2.3.1. 受付件数

2023 年度（2023 年 4 月～2024 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、前年度と比較して大半のエリアで増加。

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（2022 年度）			当年度（2023 年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	20	72	92	25	115	140	48
東北NW	148	180	328	151	184	335	7
東京PG	23	491	514	35	663	698	184
中部PG	22	122	144	29	126	155	11
北陸送配	17	13	30	21	24	45	15
関西送配	31	72	103	55	89	144	41
中国NW	26	47	73	18	92	110	37
四国送配	18	28	46	20	41	61	15
九州送配	28	59	87	23	63	86	▲ 1
沖縄電力	3	3	6	1	5	6	0
合計	336	1,087	1,423	378	1,402	1,780	357

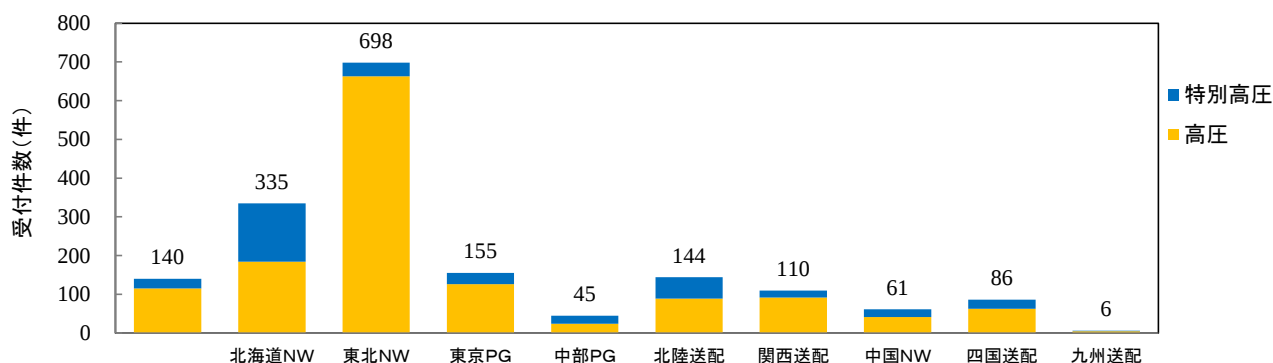


図13 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別)
[2023年度]

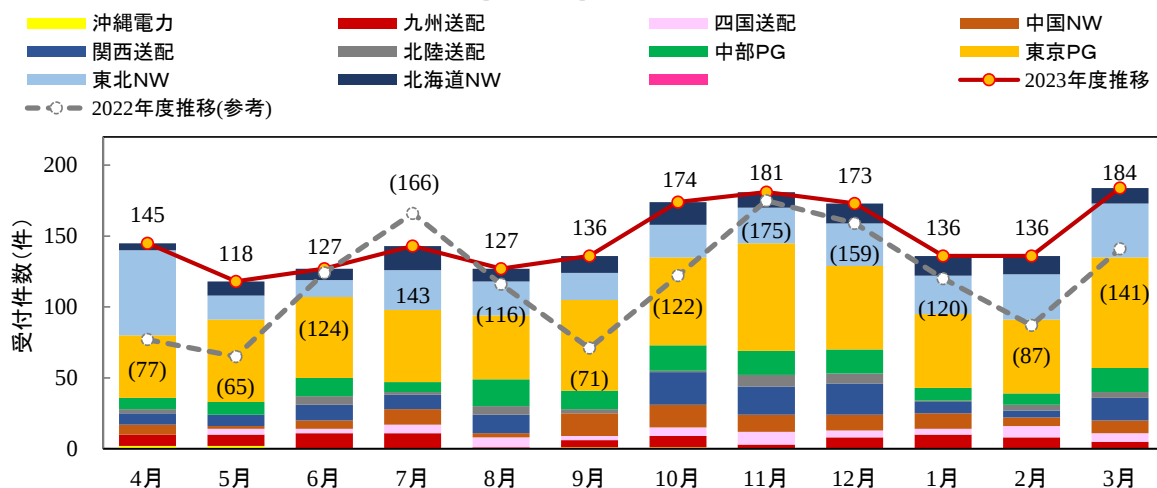


図14 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者合計)
[2023年度]

2.3.2. 電源種別毎の受付件数

2023年度（2023年4月～2024年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおり。契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

電源種別毎の受付件数の比率は、前年度と同様に太陽光が高い。また、蓄電池の受付件数が増加し、太陽光に次ぐ比率となっている。

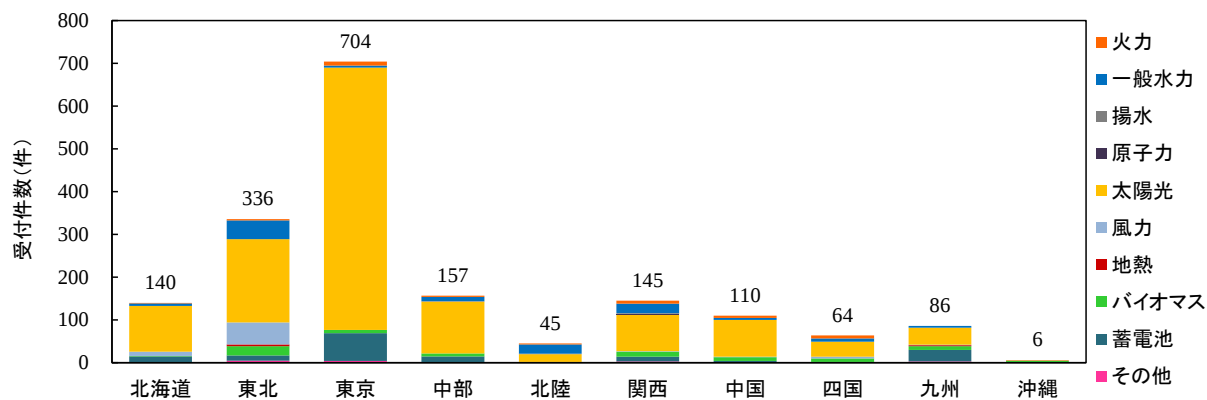


図15 契約申込み 電源種別毎の受付件数(エリア別)
[2023年度]

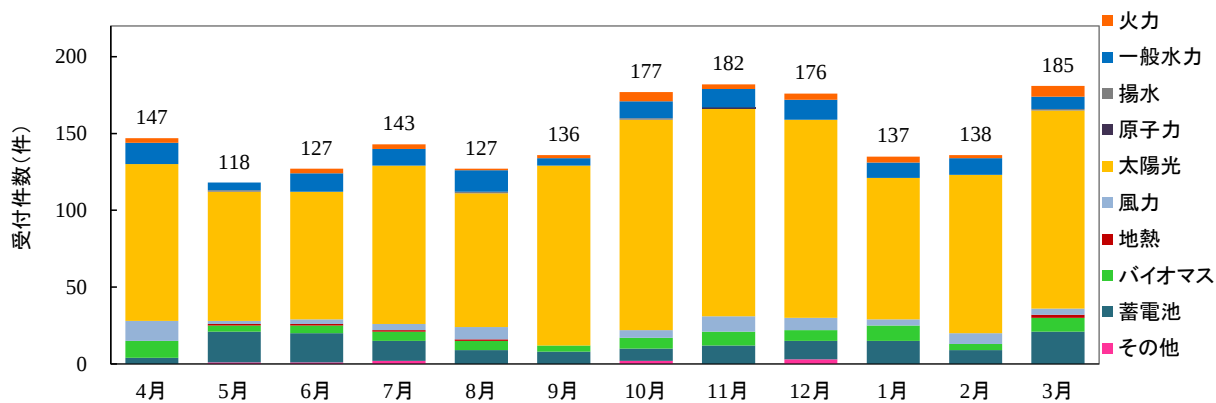


図16 契約申込み 電源種別毎の受付件数(全エリア合計)
[2023年度]

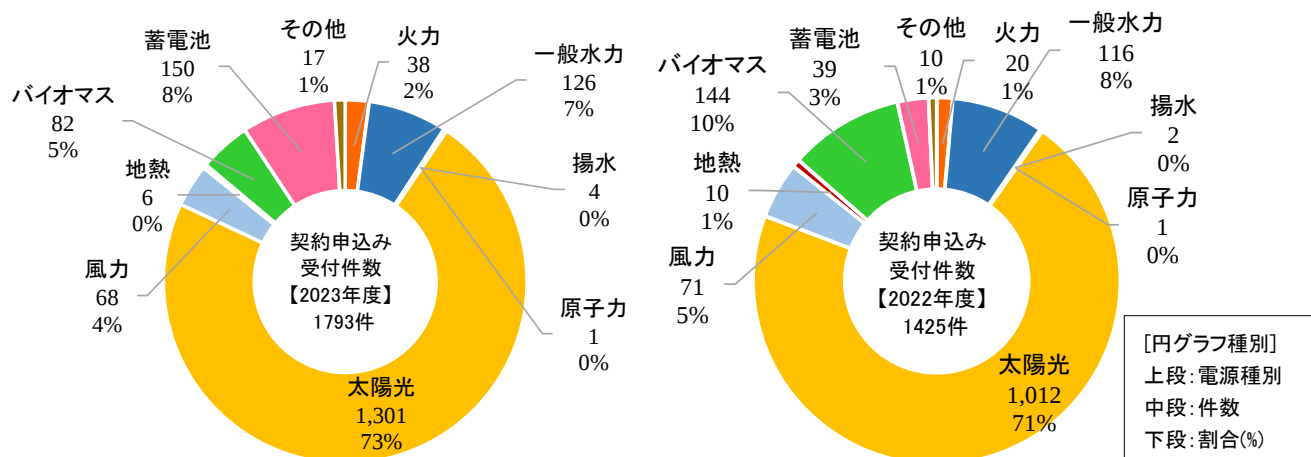


図17 契約申込み 電源種別毎の受付件数割合 (全エリア合計)
[2023年度]

2.3.3. 回答件数

2023 年度（2023 年 4 月～2024 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、前年度と比較して大半のエリアで増加し、特に東北 NW、東京 PG で大幅に増加。

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（2022 年度）			当年度（2023 年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	17	64	81	16	87	103	22
東北NW	96	74	170	151	160	311	141
東京PG	23	303	326	13	418	431	105
中部PG	19	98	117	22	129	151	34
北陸送配	18	9	27	20	21	41	14
関西送配	30	62	92	44	88	132	40
中国NW	19	40	59	19	85	104	45
四国送配	18	19	37	23	32	55	18
九州送配	16	36	52	19	58	77	25
沖縄電力	3	3	6	1	5	6	0
合計	259	708	967	328	1,083	1,411	444

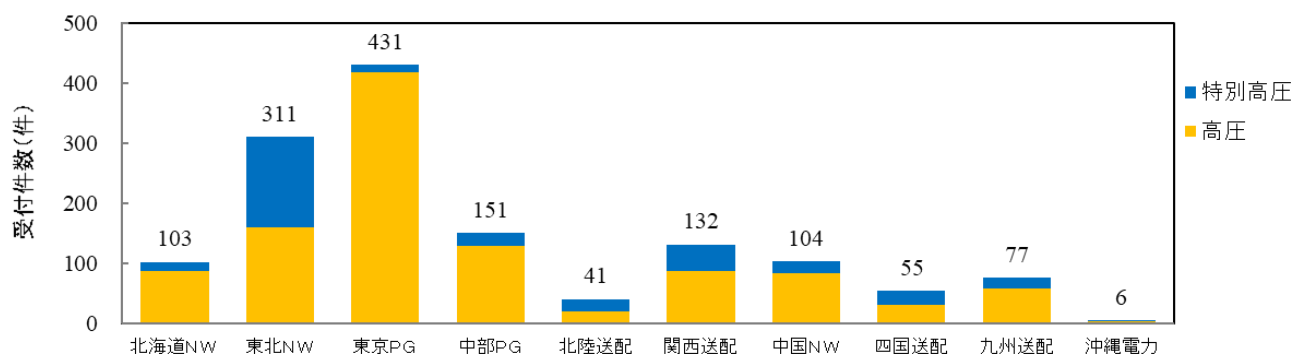


図18 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者別)
[2023年度]

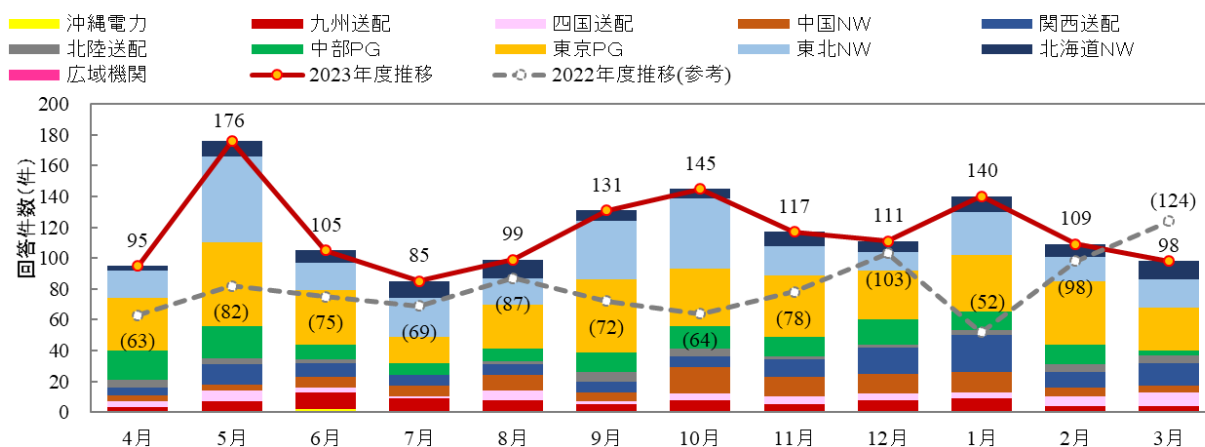


図19 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者合計)
[2023年度]

2.3.4. 検討期間

2023 年度（2023 年 4 月～2024 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 6%。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	103	98	5	0	2	0	2	0	1	0	0	0
東北NW	311	310	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
東京PG	431	379	52	44	8	0	0	0	0	0	0	0
中部PG	151	150	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
北陸送配	41	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西送配	132	126	6	5	1	0	0	0	0	0	0	0
中国NW	104	104	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	55	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	77	63	14	5	3	0	1	2	3	0	0	0
沖縄電力	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	1,411	1,332	79	54	16	0	3	2	4	0	0	0

(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

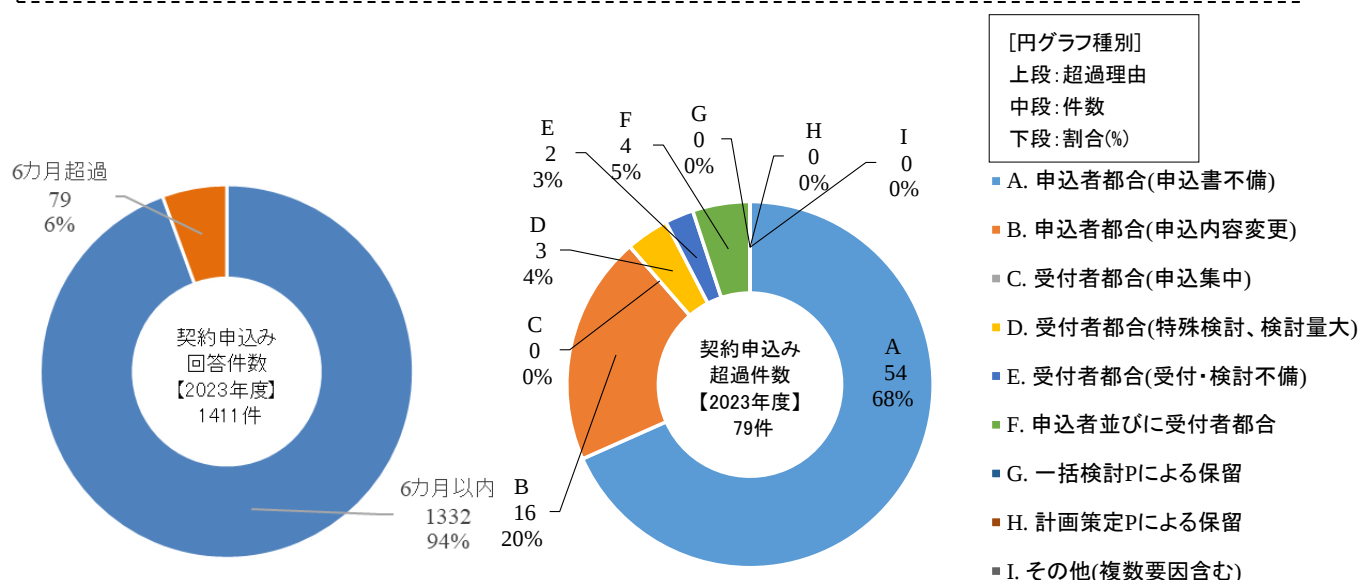


図20 契約申込みの回答件数および検討期間実績 (一般送配電事業者合計)

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) [2023年度]

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. 未回答案件（検討継続中案件）の状況

2015 年度以降に受け付けた契約申込みのうち、2023 年度末（2024 年 3 月末）時点において回答予定日を超過し、かつ未回答（検討継続中）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 契約申込みの未回答案件数（検討継続中案件数）

（一般送配電事業者の合計）			（件）
受付会社	2022 年度末	2023 年度末	増減
北海道NW	9	6	▲ 3
東北NW	0	0	0
東京 P G	89	182	93
中部 P G	0	0	0
北陸送配	2	2	0
関西送配	7	0	▲ 7
中国NW	1	2	1
四国送配	0	0	0
九州送配	32	35	3
沖縄電力	0	0	0
合計	140	227	87

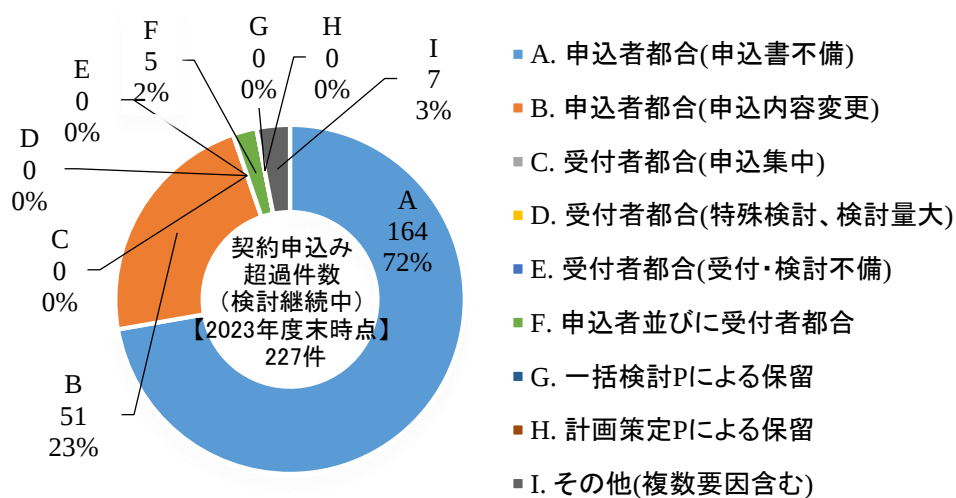


図22 契約申込み 回答予定日超過理由（検討継続中）
（一般送配電事業者合計）
[2023年度末時点]

[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 年度以降、減少していたが、2021 年度から増加傾向に変化し、2023 年度においては、2017 年度を上回る件数まで増加し、過去最高の件数となっている。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、2017 年度以降では過去最高の件数となっている。



図23 年度別 事前相談の受付件数の推移

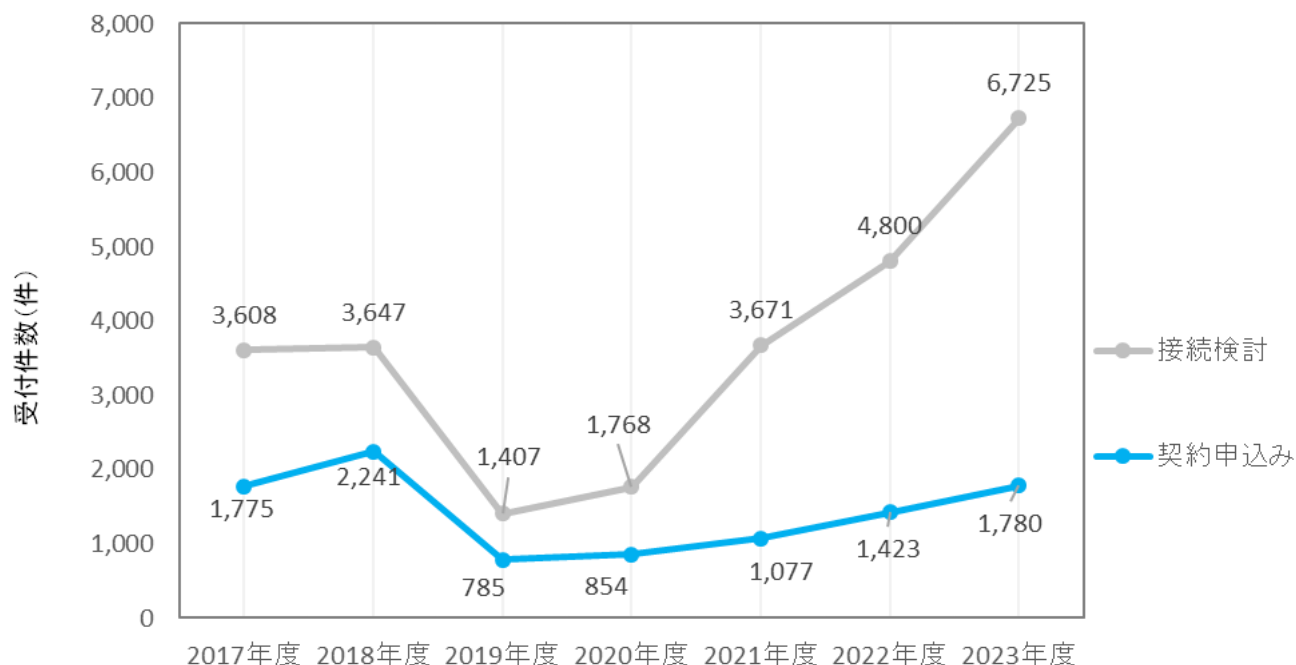


図24 年度別 接続検討・契約申込みの受付件数の推移

(1) 事前相談

表 10 事前相談の各社別受付件数の推移

(件)

	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
広域機関	111	76	41	27	68	107	112
北海道NW	1,592	646	237	567	1,733	2,012	1,914
東北NW	2,529	2,853	1,502	1,181	1,910	2,510	4,693
東京PG	5,396	2,659	1,187	1,064	3,410	4,960	6,832
中部PG	4,136	4,110	1,840	1,819	2,045	3,133	2,950
北陸送配	478	622	262	214	339	457	498
関西送配	3,528	4,318	2,128	1,442	2,200	2,792	2,700
中国NW	2,744	2,405	1,520	895	1,500	1,573	1,485
四国送配	546	804	257	326	624	784	893
九州送配	1,796	2,003	3,484	1,790	1,969	2,251	3,722
沖縄電力	72	38	21	44	29	20	30
合計	22,928	20,534	12,479	9,369	15,827	20,599	25,829

(2) 接続検討

表 11 接続検討の各社別受付件数の推移

(件)

	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
広域機関	53	58	83	76	76	74	99
北海道NW	323	229	65	89	385	434	746
東北NW	443	615	363	424	679	504	1,113
東京PG	1,085	853	287	443	1,382	2,070	2,703
中部PG	485	585	163	230	391	659	728
北陸送配	118	115	79	55	54	77	132
関西送配	354	328	91	137	233	258	340
中国NW	315	431	91	106	206	262	301
四国送配	139	110	42	29	75	149	130
九州送配	291	315	138	173	185	307	428
沖縄電力	2	8	5	6	5	6	5
合計	3,608	3,647	1,407	1,768	3,671	4,800	6,725

表 12 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移

	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
火力	41	25	59	60	32	29	41
一般水力	132	145	182	241	245	172	187
揚水	0	0	0	0	0	4	12
原子力	0	0	0	0	0	0	1
太陽光	2,602	2,806	481	766	2,498	3,466	4,414
風力	340	303	410	326	436	237	253
地熱	17	14	38	55	54	26	25
バイオマス	469	341	221	305	327	259	167
蓄電池	－	－	－	－	－	594	1,599
その他	11	13	21	18	83	23	54
合計	3,612	3,647	1,412	1,771	3,675	4,810	6,753

※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)

	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
北海道NW	187	46	25	25	85	92	140
東北NW	211	329	232	332	115	328	335
東京PG	277	618	174	174	413	514	698
中部PG	267	400	94	96	141	144	155
北陸送配	86	50	26	33	27	30	45
関西送配	256	251	57	70	112	103	144
中国NW	196	242	45	37	67	73	110
四国送配	79	69	20	15	42	46	61
九州送配	210	232	110	69	73	87	86
沖縄電力	6	4	2	3	2	6	6
合計	1,775	2,241	785	854	1,077	1,423	1,780

表 14 契約申込みの電源種別毎受付件数の推移

(件)

	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
火力	26	16	19	16	30	20	38
一般水力	76	96	124	135	155	116	126
揚水	2	0	0	0	0	2	4
原子力	0	1	1	0	2	1	1
太陽光	1,252	1,900	375	440	685	1,012	1,301
風力	229	78	113	148	55	71	68
地熱	5	3	11	15	15	10	6
バイオマス	187	143	138	95	125	144	82
蓄電池	-	-	-	-	-	39	150
その他	3	5	7	6	14	10	17
合計	1,780	2,242	788	855	1,081	1,425	1,793

※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

2023 年度末（2024 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 27 件のうち、2024 年 3 月末時点で 23 件が完了。

※2024 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	2024/3/21 完了
東北	8 件	福島	2021/3/24	2021/4/26	2023/5/1 完了
		山形・本荘由利	2021/3/26	2021/4/28	2023/5/10 完了
		青森県下北	2021/5/19	2021/6/16	2023/4/3 完了
		岩手県北部	2021/8/12	2021/10/7	2023/7/18 完了
		宮城県北西	2021/8/13	2021/10/8	2023/6/12 完了
		新潟県村上	2021/12/14	2022/1/18	2023/11/7 完了
		宮城県北東および東部大崎	2021/12/15	2022/1/21	2024/1/11 完了
		青森県三戸	2021/12/16	2022/1/26	2023/9/12 完了
東京	2 件	群馬東部	2021/7/13	2021/8/13	2023/8/31 完了
		栃木西部	2022/11/30	2022/12/28	2024/10 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	A 2024/4 下旬頃
					B 2023/3/1 完了
		三重県中勢・伊賀	2022/8/30	2022/9/30	2023/4/13 完了

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
北陸	4 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	2023/4/3 完了
		石川県能登北部	2023/1/17	2023/2/17	2024/8 下旬頃
中国	1 件	広島県神石高原町, 岡山県高梁市・吉備中央町および周辺	2021/2/5	2021/2/16	2021/10/21 完了
九州	8 件	大分県西大分	2020/11/11	2021/1/29	2022/1/21 完了
		鹿児島県霧島	2021/1/29	2021/2/26	2021/12/22 完了
		鹿児島県大口	2021/4/5	2021/5/10	2022/1/26 完了
		大分県日田①②* 1	2021/7/29	2021/8/26	① 2023/6/15 完了
					② 2023/6/7 完了
		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	2023/11/21 完了
		熊本県南関	2023/3/24	2023/4/21	2023/8/9 完了
		宮崎県えびの	2023/9/15	2023/10/13	2025/5 月上旬頃

* 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

2024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2024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、2024年度供給計画取りまとめでは、2023年11月30日までに電気事業者となった者（1,893者）と、2023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（9者）の合計1,902者を対象に取りまとめを行った。

2024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	1,108
小売電気事業者	680
特定卸供給事業者	60
登録特定送配電事業者	33
特定送配電事業者	8
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,902

(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認めるときは、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9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25日 (3月8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

2023年度の曜日回りを考慮した2024年度供給計画における提出期限

(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の実績及び第一、二年度の電力需要の見通し
(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・課題等

目次

ページ

I. 電力需要想定	104
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	104
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	106
II. 需給バランス	108
(1) 供給信頼度基準について	108
(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	118
III. 電源構成の変化に関する分析	120
(1) 設備容量(kW)	120
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	122
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	123
(4) 電源開発計画	124
(5) 調整能力の推移	126
IV. 送配電設備の増強計画	131
(1) 主要送電線路の整備計画	134
(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)	140
(4) 既設設備の高経年化の課題	142
V. 広域的運営の状況	143
VI. 電気事業者の特性分析	145
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	145
(2) 小売電気事業者のエリア展開	147

(3) 小売電気事業者の確保済供給力の推移	149
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	150
(5) 発電事業者のエリア展開	153
VII. その他	155
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	155
VIII. まとめ（2024年度供給計画の取りまとめ）	158
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別 161
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別 165

I. 電力需要想定

(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)

① 8月の最大3日平均電力¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、2023年度の実績及び2024年度、2025年度の見通し³を、表1-1に示す。

2024年度の見通し15,857万kWは、2023年度の気象補正⁴後の実績15,723万kWに対して、0.8%の増加となった。

また、2025年度の見通し15,941万kWは、2023年度の気象補正⁴後の実績に対して、1.4%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)

2023年度 実績 (気象補正後)	2024年度 見通し	2025年度 見通し
15,723万kW	15,857万kW (+0.8%)※	15,941万kW (+1.4%)※

※2023年度実績(気象補正後)に対する増加率

② 2024年度及び2025年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2024年度及び2025年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2024年度)、表1-3(2025年度)に示す。

2024年度及び2025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 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	11,119	11,055	12,624	15,823	15,857	13,704
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,639	11,967	13,868	14,806	14,790	12,801

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 2024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、2023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・暖冬等気象条件による冷暖房機器等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 2025 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	11,203	11,136	12,708	15,908	15,941	13,793
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,722	12,050	13,951	14,891	14,874	12,885

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、2023 年度の推定実績⁵及び 2024 年度の見通しを、表 1－4 に示す。

2024 年度の見通し 8,461 億 kWh は、2023 年度の気象補正後の推定実績 8,413 億 kWh に対して、0.6% 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）

2023 年度推定実績 (気象補正後)	2024 年度見通し
8,413 億 kWh	8,461 億 kWh (+0.6%)※

※ 2023 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 2023 年 4～10 月の実績値及び 2023 年 11 月～2024 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（2023年11月29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、2023年度は556.9兆円、2033年度は598.6兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2023年度は104.3、2033年度は111.3となり、年平均0.7%の増加となった。一方、人口は、2023年度は1億2,441万人、2033年度は1億1,807万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2023年度	2033年度
国内総生産（実質GDP）	556.9兆円	598.6兆円 [+0.7%]※
鉱工業生産指数（IIP）	104.3	111.3 [+0.7%]※
人口	1億2,441万人	1億1,807万人 [▲0.5%]※

※2023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、2024年度、2028年度及び2033年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2033年度までの見通しを図1-1に示す。

2028年度の見通しは16,117万kW、2033年度の見通しは16,163万kWとなり、2023年度から2033年度まで年平均0.3%の増加となった。

2023年度についてはテレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響等に伴い減少する一方、2024年度から増加傾向の見通しとしている理由は、人口減少や節電・省エネ影響等の減少影響よりも、経済成長及びデータセンター・半導体工場の新増設に伴う増加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

2024年度 [再掲]	2028年度	2033年度
15,857万kW	16,117万kW [+0.5%]※	16,163万kW [+0.3%]※

※2023年度見通しに対する年平均増加率

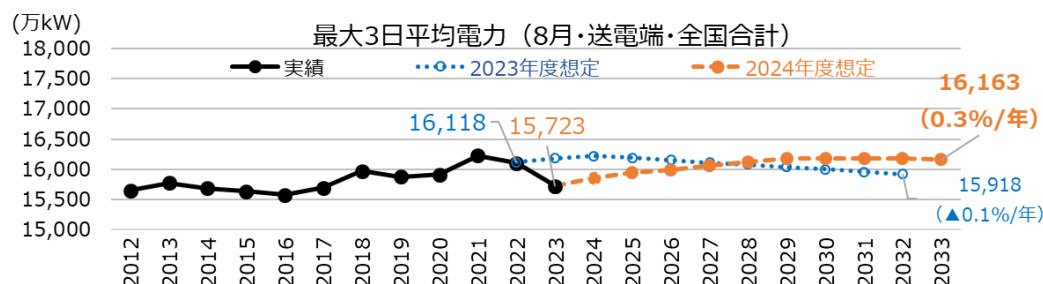


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

⁶ GDPは2015暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2020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、2024年度、2028年度及び2033年度の見通しを、表1-7に示す。

2028年度の見通しは8,691億kWh、2033年度の見通しは8,754億kWhとなり、2023年度から2033年度まで年平均0.4%の増加となっている。

2023年度についてはテレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響等に伴い減少する一方、2024年度から増加傾向の見通しとしている理由は、人口減少や節電・省エネ影響等の減少影響よりも、経済成長及びデータセンター・半導体工場の新增設に伴う増加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

2024年度 [再掲]	2028年度	2033年度
8,461億kWh	8,691億kWh [+0.7%]※	8,754億kWh [+0.4%]※

※2023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年度供給計画から年間の確率論的必要供給予備力算定（EUE算定）により評価することとなった⁸。その後、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の整理⁹、第94回・第95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、偶発的需給変動対応、厳気象対応について、毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定していくことが整理された¹⁰。そのため、2024年度供給計画においては、供給信頼度基準として、表2-1に示す容量市場・供給計画における目標停電量を適用する。なお沖縄エリアは、第85回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の整理に基づき評価を行う¹¹。

また、エリア特性（北海道の冬季等）や厳気象等を考慮すると、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）は、補完的に各エリア・各月の予備率を確認する⁸。

表2-1 容量市場・供給計画における目標停電量
(2024年度供給計画の取りまとめの諸元による)

想定年度	全国需要電力 (離島除き) ※ [万kW]	偶発的需給 変動対応 [%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク 対応 [%]	容量市場・供給計画に おける目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需 要変動対応 [%]
			夏季・冬季	春季・秋季			
2024年度	15,799	6.7	3.4	3.0	1	0.033	2
2025年度	15,882	6.7	3.4	3.0		0.033	
2026年度	15,937	6.6	3.6	3.1		0.028	
2027年度	16,007	6.5	3.6	3.2		0.027	
2028年度	16,058	5.9	4.2	3.6		0.016	
2029年度	16,110	5.8	4.2	3.7		0.016	
2030年度	16,120	5.8	4.3	3.7		0.015	
2031年度	16,121	5.8	4.3	3.7		0.015	
2032年度	16,114	5.8	4.3	3.7		0.015	
2033年度	16,098	5.8	4.3	3.7		0.015	

※ 北海道、東北、北陸はエリア1月断面、その他エリアは8月断面の値を合計

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81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_81_01r.pdf

¹⁰ 参考：第94回、第95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/2023/files/chousei_94_01.pdf

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_95_01.pdf

¹¹ 参考：第85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/2023/files/chousei_85_01.pdf

(参考) 年間EUEの特性

年間EUEの特性を図2-1に示す。年間EUE算定による評価では、エリア毎の停電予測量（年間EUE）が容量市場・供給計画における目標停電量より小さい値となっていれば、年間を通じて目標とする供給信頼度が確保されていると言える。

ただし、目標停電量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。

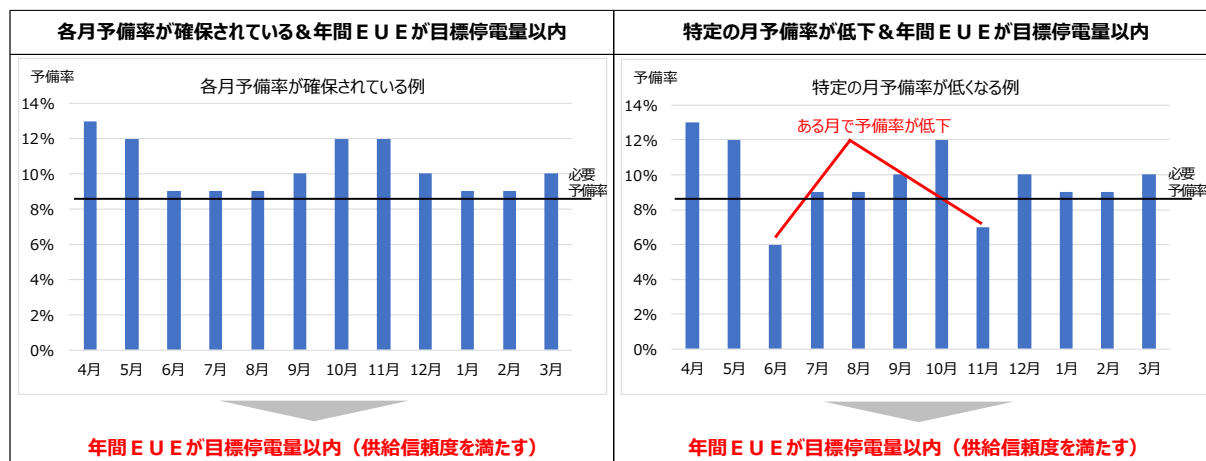


図2-1 年間EUEの特性

(2) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

年間EUEの算定結果を表2-2に示す。短期断面 (第1, 2年度目) では、電源の休廃止や補修停止等により2025年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

長期断面でも、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア (2026~2029年度)、東北エリア (2026、2028、2029年度)、九州エリア (2026~2033年度)、沖縄エリア (2026、2028年度) で目標停電量を超過している。

表2-2 年間EUEの算定結果

	(kWh/kW・年)									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354
<容量市場・供給計画における目標停電量>										
9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

(3) 供給力（kW）の補完的確認（短期）

各エリアの供給力¹²と需要を基に、各エリア（沖縄を除く）及び全国の需給バランスについて、需要に対する予備率¹³が偶発的需給変動と持続的需要変動の合計以上あることを確認した。

また、沖縄エリアは運用実態を踏まえた必要予備力¹⁴と電源Ⅰ'の発動基準¹⁵のうちの大きな方を除く供給力が需要を上回ることを確認した。また、沖縄エリアのみ最小予備率断面の値を使用している。

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、発電事業者を主とした電気事業者が保有する電源等の供給力に非電気事業者と取引する（調達分から販売分を差し引く）供給力を足し合わせたものから、登録特定送配電事業者と取引する供給力を除いたものを基礎とする。

なお、「2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁶に基づき、事業者として原子力発電所・号機の稼働時期が見通せず、「未定」と計上されたものは、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

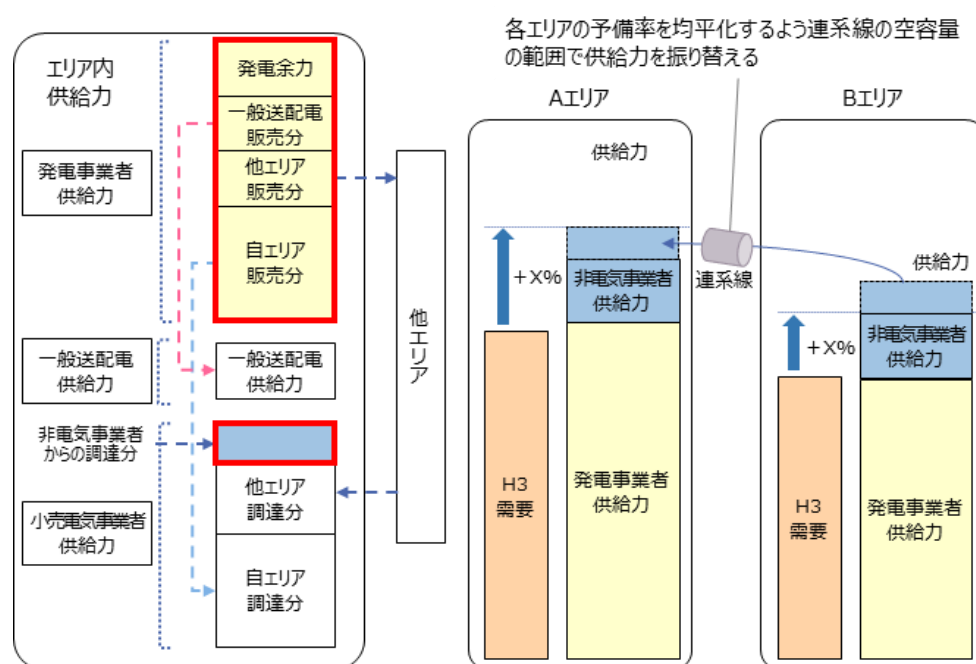


図2-2 需給バランス確認の概要

¹² 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。

¹³ 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。

¹⁴ 参考：第85回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.oceto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_85_02.pdf

¹⁵ 参考：2023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/2023/ps1/dengen_tyousei_10.pdf

¹⁶ 2024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/2023-12_kyoukei_kisaiyouryou.pdf

(参考) 供給力の計上方法等

供給力の算出方法は、「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（２０２３年１２月：資源エネルギー庁）」¹⁷及び「２０２４年度供給計画届出書の記載要領（２０２３年１２月：資源エネルギー庁）」¹⁶に記載の方法による。供給力等の評価断面は、原則、２０２４年度供給計画届出書の記載要領の別紙「供給電力等の記載断面について」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の設定方法は以下のとおり。なお、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り替えて評価を行う。予備率を均平化する前の各エリアの供給力は、電気事業者の保有する電源等に基づき算定しており、連系線を活用した事業者間の計画的な取引は考慮していない。そのため、予備率の均平化にあたって、計画潮流をゼロとして連系線の空容量を算定する。

$$\text{空容量} = \text{①運用容量} - \text{②マージン}$$

(短期断面)

- ①：「２０２４～２０３３年度の連系線の運用容量（年間・長期）（２０２４年３月１日：本機関）」¹⁸による。
- ②：「２０２４、２０２５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（２０２４年３月１日：本機関）」¹⁹を考慮のうえ算出した値。

(長期断面)

- ①：２０２４年度及び２０２５年度は（短期断面）で設定した８月値、２０２６～２０３３年度は「２０２４～２０３３年度の連系線の運用容量（年間・長期）（２０２４年３月１日：本機関）」¹⁸による。
- ②：２０２４年度及び２０２５年度は（短期断面）で設定した８月値、２０２６～２０３３年度は「２０２６～２０３３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（２０２４年３月１日：本機関）」¹⁹を考慮のうえ算出した値。

¹⁷ 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/2023-12_jukyujyoku_kei_jogaidrain.pdf

¹⁸ 参考：２０２４～２０３３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/2023/files/oshirase_1_2024-2033_unyouyouryou.pdf

¹⁹ 参考：２０２４～２０３３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/2023/files/20240301_margin_3_kakuhoriyuu.pdf

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り替えている。

また、7、8月の北海道エリアから九州エリアは太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用した²⁰。

さらに、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²¹）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、供給計画に未計上であり、一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、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等を国の協力を得て調査し、加算した。

○ 2024年度

エリア別の予備率見通しを表2-3に示す。各エリア²²の予備率は、全ての月・エリアで13%を上回った。

表2-3 2024年度 各月別の予備率見通し
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、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	25.1%	33.8%	26.2%	20.9%	28.0%	27.0%	24.2%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	24.5%
東北	25.1%	33.8%	25.8%	20.9%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
東京	25.1%	24.6%	17.6%	18.4%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
中部	27.6%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	30.3%	23.5%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
北陸	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	18.5%	30.2%
関西	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
中国	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
四国	29.9%	36.4%	32.2%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
九州	32.3%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
沖縄	67.8%	42.7%	31.7%	36.6%	39.3%	32.9%	49.6%	65.8%	96.9%	65.6%	71.3%	78.4%

※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

沖縄エリアは、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：34.2万kW」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

沖縄エリアの予備率見通しを表2-4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2-4 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	34.4%	16.1%	8.5%	14.6%	17.2%	10.4%	24.1%	35.2%	61.3%	32.9%	35.6%	41.9%

²⁰ 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

²¹ 参考：発電所に係る環境影響評価

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/index_assessment.html

²² 沖縄エリアは最小予備率断面で評価している。

○ 2025年度

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。各エリアの予備率は、全ての月・エリアで10%を上回った。

表2-5 2025年度 各月別の予備率見通し
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、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	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

※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

2024年度同様の評価を行った沖縄エリアの予備率見通しを表2-6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2-6 2025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	26.8%	14.3%	15.7%	8.0%	17.7%	12.4%	17.0%	26.9%	30.8%	27.9%	38.7%	47.5%

② 供給力（kW）の補完的確認による2024年度電源補修量

2024年度供給計画（第1年度）の各月補修量（対象：原則、出力10万kW以上の発電設備等）を図2-3に示す。

2024年度供給計画における第1年度（2024年度）と2023年度供給計画における第2年度（2024年度）との各月補修量の増減（対象：原則、出力10万kW以上の発電設備等）を図2-4に示す。

需給バランスが相対的に厳しい期間における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²³したものの、大型電源のトラブル等（届出時点で復旧未定）があり、2023年度供給計画と比較して補修量が増加した。

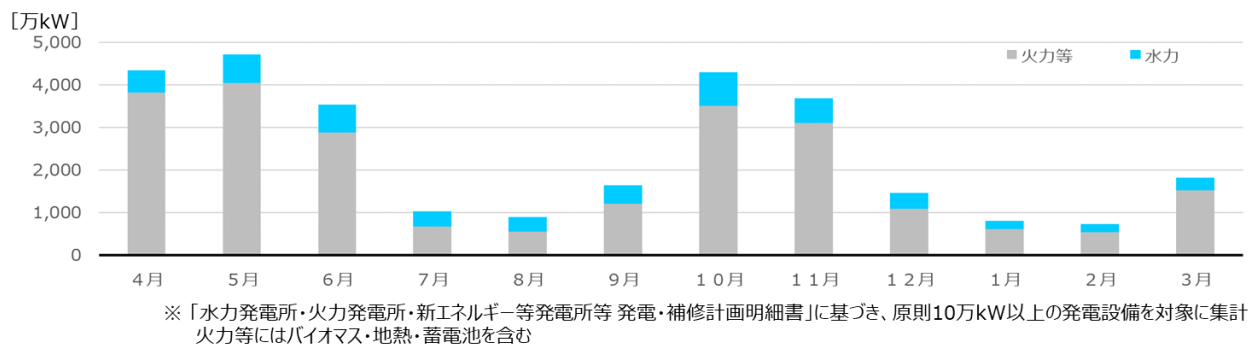


図2-3 2024年度供給計画（第1年度）の各月補修量

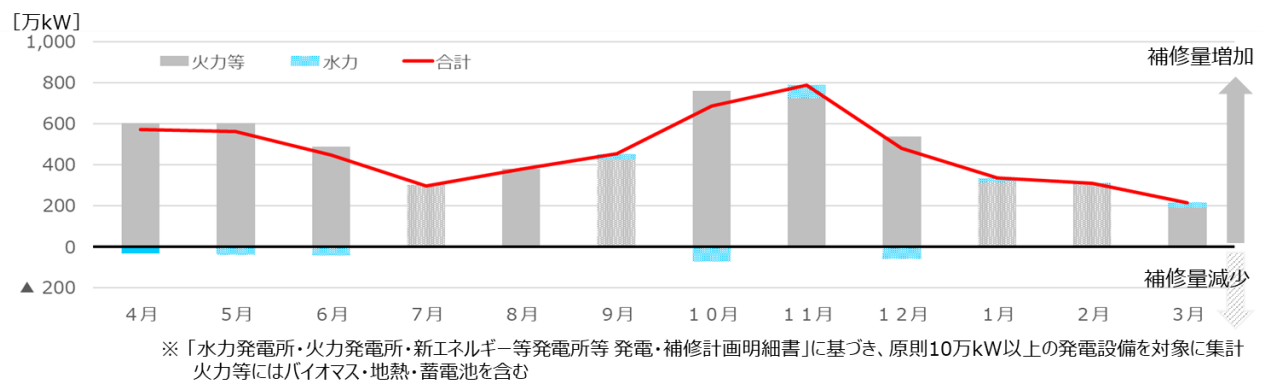


図2-4 2024年度供給計画（第1年度）と2023年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

²³ 参考：2024年度のさらなる供給力確保について
https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/231201_2024kyoukyuryokukakuho.html

③ 供給力（kW）の補完的確認による2024年度休廃止計画

2024年度供給計画において、2024年度中に休廃止となる火力電源（原則、出力1,000kW以上、離島設備を除く）を表2-7に示す。

2024年度中に休廃止となる火力電源は215万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193万kW、2024年度供給計画で新規計上されたものが22万kWである。

表2-7 2024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	62	62
石油他	0	95	95
石炭	22	36	58
合計	22	193	215

※「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

(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、燃料の追加調達等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、2024年度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

供給計画の第1年度 (2024年度) における月別の電力量 (kWh) バランス (9エリア合計) を図2-5に示す。また、供給電力量²⁴と需要電力量 (一般送配電事業者が届け出た9エリア合計) との差分を表2-8に示す。需要電力量に対して、供給電力量は1.3億kWh/月程度 (需要比1.8%程度) 下回る断面がある。

今後、実需給段階に向け、発電事業者における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モニタリング等を実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

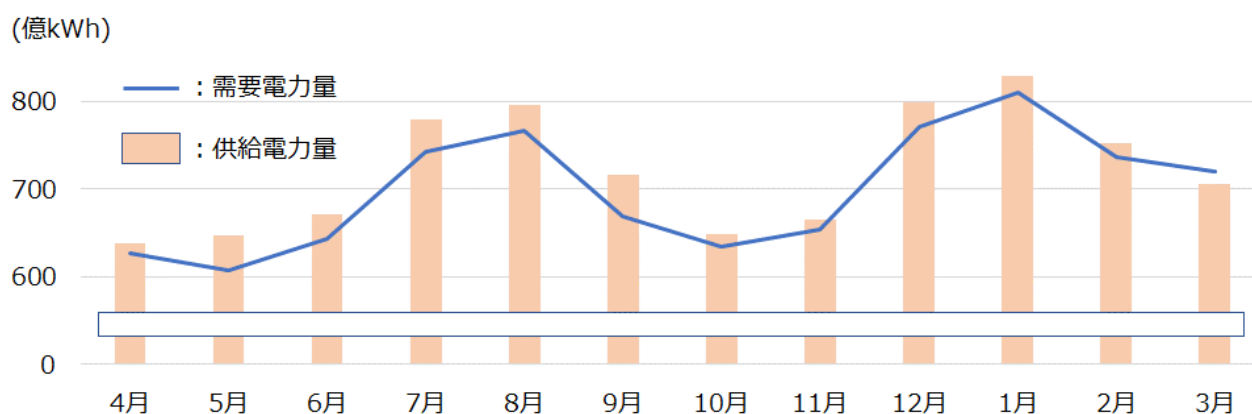


図2-5 第1年度 (2024年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-8 第1年度 (2024年度) における供給電力量と需要電力量との差分

	(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
需要電力量	626	606	643	743	767	669	634	654	772	810	737	719	8,381
供給電力量と需要電力量の差分量	11	41	28	37	29	47	15	11	27	20	16	-13	268
供給電力量と需要電力量の差分率	1.8%	6.8%	4.4%	5.0%	3.8%	7.0%	2.4%	1.7%	3.5%	2.5%	2.2%	-1.8%	3.2%

²⁴ 電気事業者が保有する電源等の発電電力量と非電気事業者との取引電力量の合計から登録特定送配電事業者との取引電力量を除いたもの。

(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)

第1年度 (2024年度) は、全てのエリアで年間EUEが目標停電量以内となっている。

第2年度 (2025年度) は、電源の休廃止や補修停止等により北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

長期断面 (2026～2033年度) においても、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア (2026～2029年度)、東北エリア (2026、2028、2029年度)、九州エリア (2026～2033年度)、沖縄エリア (2026、2028年度) で目標停電量を超過している。

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

第1年度 (2024年度)、第2年度 (2025年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率が10%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し (第1年度の月別)

一般送配電事業者が届け出た需要電力量に対して、供給電力量が13億kWh/月程度 (需要比1.8%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 2025年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいては、容量停止計画の調整²⁵後にも関わらず、年間EUEが容量市場・供給計画における目標停電量を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。

- 供給信頼度評価の精度向上や厳気象対応の必要量の算定方法の見直し等¹⁰により、容量停止計画の調整時点よりも厳しい評価を行っていること。
- 供給力の一部 (需要電力の2%) を追加オークションで調達することを前提として、容量停止計画の調整を行っていること。

○ 2025年度については、今後、国の審議会等で議論される追加オークションの可否やその実施時の結果によっては、電源の補修時期の調整等の需給対策が必要となるため、国や関係する事業者と連携する。

○ 2026年度以降についても、実需給の2年度前に実施する容量停止計画の調整結果等を確認し、必要に応じて追加オークションの可否を見極めるとともに、中長期的な電源動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

²⁵ 容量市場のメインオークションにおいて落札した安定電源等のリクワイアメントの一つとして、実需給の2年度前に各エリア・各月の供給信頼度を確保することを目的として、定期補修や中間補修等の容量停止計画を調整している。

(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

2033年度までの電源種別毎の供給力(8月・全国計)の見通しを図2-6に示す。

新エネルギー等の供給力は調整係数の算定方法等の違いのため、2026年度に減少する評価となり、以降継続して増加する。火力の供給力は横ばい傾向であるものの、休廃止等により2026年度まで減少している。

供給力全体として2025年度まで増加し、2026年度に減少後横ばい傾向となる。

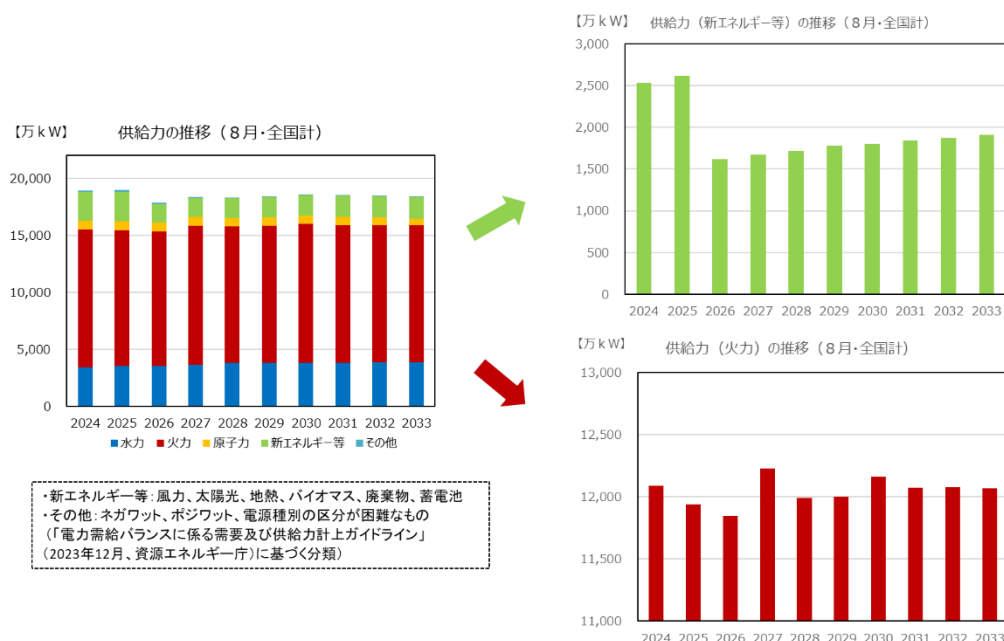


図2-6 電源別供給力の推移

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火力休止電源(約600~1,200万kW)を図2-7に示す。

火力休止電源の総量は増加する傾向がみられる。2026年度までは新たに休止する電源が増加するが、2027年度には1年間等の休止から再稼働する電源があり、休止量が減少している。

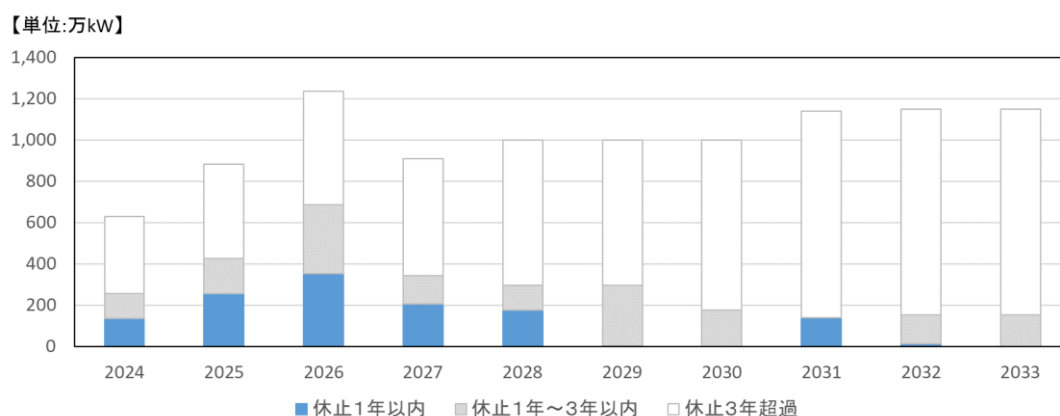


図2-7 火力休止電源の状況

Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

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

(1) 設備容量 (kW)

表 3 - 1 及び図 3 - 1 に示す設備容量は、各事業者から提出され、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等と、小売電気事業者、特定卸供給事業者及び一般送配電事業者が非電気事業者から調達する発電設備等 (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。なお、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も設備容量に計上される。

○水力・火力等²⁶

発電事業者自らが保有する設備等を積み上げ。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を公表していること等を基準としている。

○原子力

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

○太陽光・風力

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

²⁶ 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】

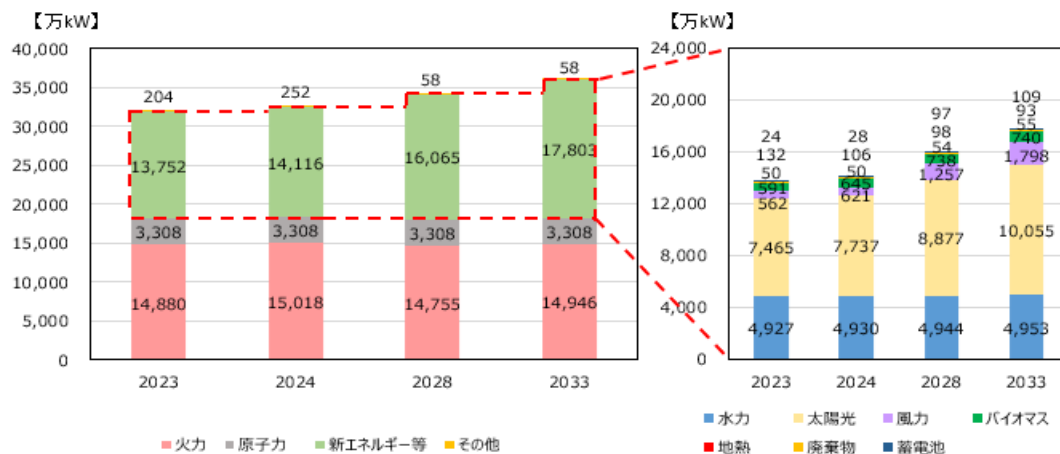
種類	2023	2024	2028	2033
火力 ^{※1}	14,880	15,018	14,755	14,946
石炭	5,221	5,196	5,005	4,995
LNG	7,942	8,178	8,156	8,354
石油他 ²⁷	1,717	1,645	1,594	1,598
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	13,752	14,116	16,065	17,803
一般水力 ^{※1}	2,192	2,196	2,210	2,219
揚水 ^{※1}	2,734	2,734	2,734	2,734
風力 ^{※3}	562	621	1,257	1,798
太陽光 ^{※3}	7,465	7,737	8,877	10,055
地熱 ^{※1}	50	50	54	55
バイオマス ^{※1}	591	645	738	740
廃棄物 ^{※1}	132	106	98	93
蓄電池 ^{※1}	24	28	97	109
その他 ^{※1}	204	252	58	58
合計	32,144	32,695	34,186	36,116

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 過去に移働実績がある設備（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過去の伸び率の実績等を基に設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。



※各電源等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）

²⁷ 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

2023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。

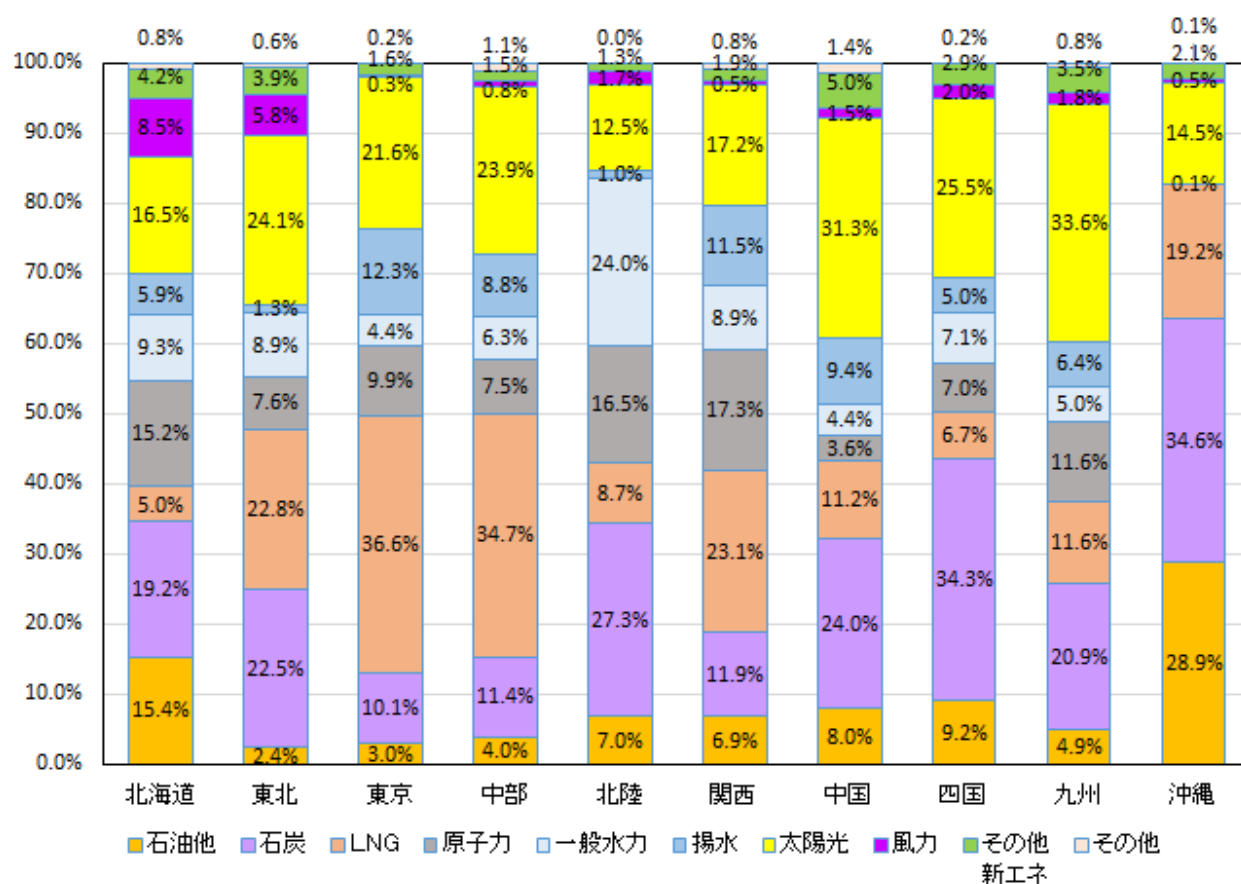


図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2023年度末)

（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）²⁸を図３－３に示す。

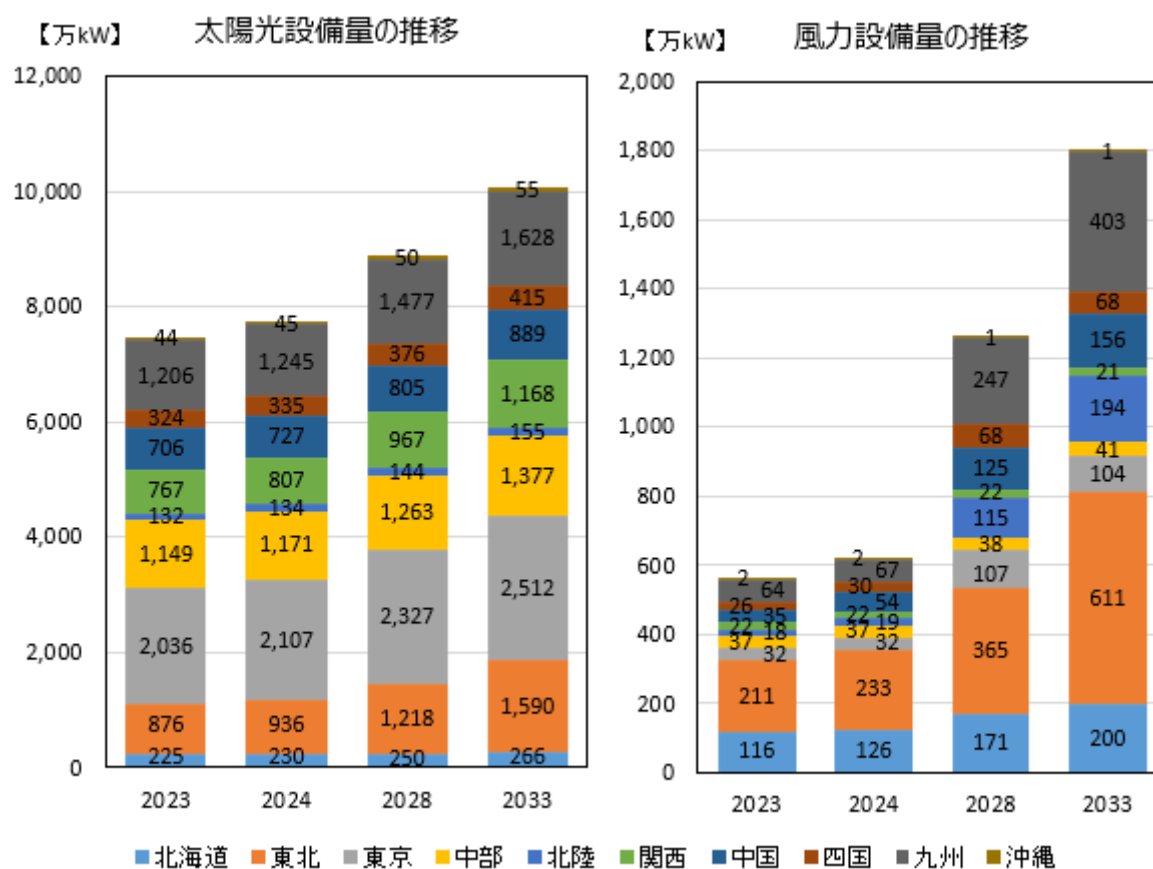


図３－３ エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁸ 一般送配電事業者が系統連系申込状況や過去の伸び率の実績等を基に導入見通しを立てたもの。

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2033年度末までの電源開発計画²⁹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 2033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	27.2	45	7.8	58	△ 3.5	11
一般水力	27.2	45	7.8	58	△ 3.5	11
揚水	－	－	－	－	－	－
火力	656.5	32	－	－	△ 483.0	42
石炭	－	－	－	－	△ 162.9	8
LNG	641.4	13	－	－	△ 229.5	8
石油	15.1	19	－	－	△ 90.7	26
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	1,023.4	331	0.2	1	△ 48.9	81
風力	562.2	80	－	－	△ 33.2	43
太陽光	257.4	175	－	－	△ 6.0	28
地熱	6.0	4	－	－	－	－
バイオマス	119.3	35	－	－	△ 3.4	3
廃棄物	8.0	6	0.2	1	△ 6.4	7
蓄電池	70.5	31	－	－	－	－
合計	2,725.1	415	23.3	60	△ 535.5	134

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

²⁹ 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) 火力発電の新增設及び休廃止計画の推移

2023年度末を起点として、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、2024年度供給計画と2023年度供給計画を比較して図3-4に示す。

2024年度は新增設が増加することから、休廃止を差し引いた設備量は増加する。2025年度以降、休廃止が増加し、新增設を差し引いた設備量は減少する。2027年度には再稼働により休廃止が減少するものの、休廃止が新增設を上回った状態で横ばい傾向となる。

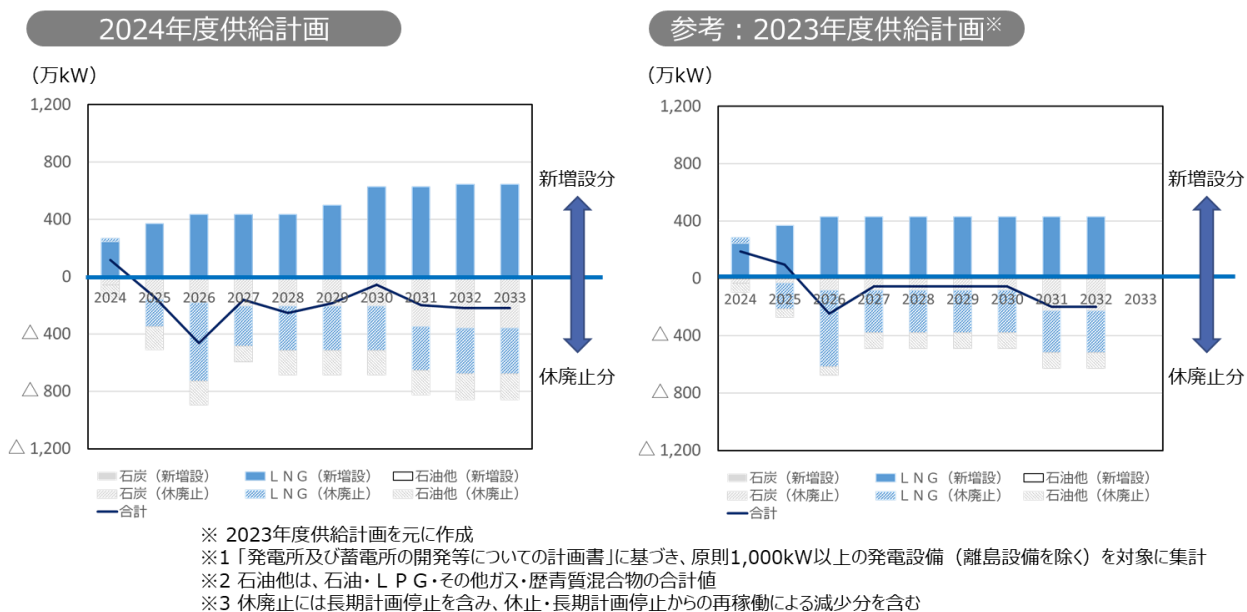


図3-4 火力発電の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2024年度からの累計値）

（５）調整能力の推移

２０２４年度供給計画から、調整機能を有する発電事業者等に対して、調整能力（出力変動幅等）に関する計画の提出を求めている、今後１０年間の調整能力の推移を図３－５に示す。

調整能力に関して、電源等の休廃止・新增設に応じて、年度毎に増減はあるが、２０２３年度実績と同水準を維持する見通しである。その大部分は石炭火力・ＬＮＧ火力・揚水が占めており、この構成は今後１０年間も同水準である。また、蓄電池が徐々に増加していく傾向である。

なお本図は、発電事業者・小売電気事業者・特定卸供給事業者から提出された「調整力に関する計画書」に記載された出力変動幅等を機械的に積み上げたものである。出力変動幅等の算出方法は、「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（２０２３年１２月：資源エネルギー庁）」^{１７}及び「２０２４年度供給計画届出書の記載要領（２０２３年１２月：資源エネルギー庁）」^{１６}の記載による。

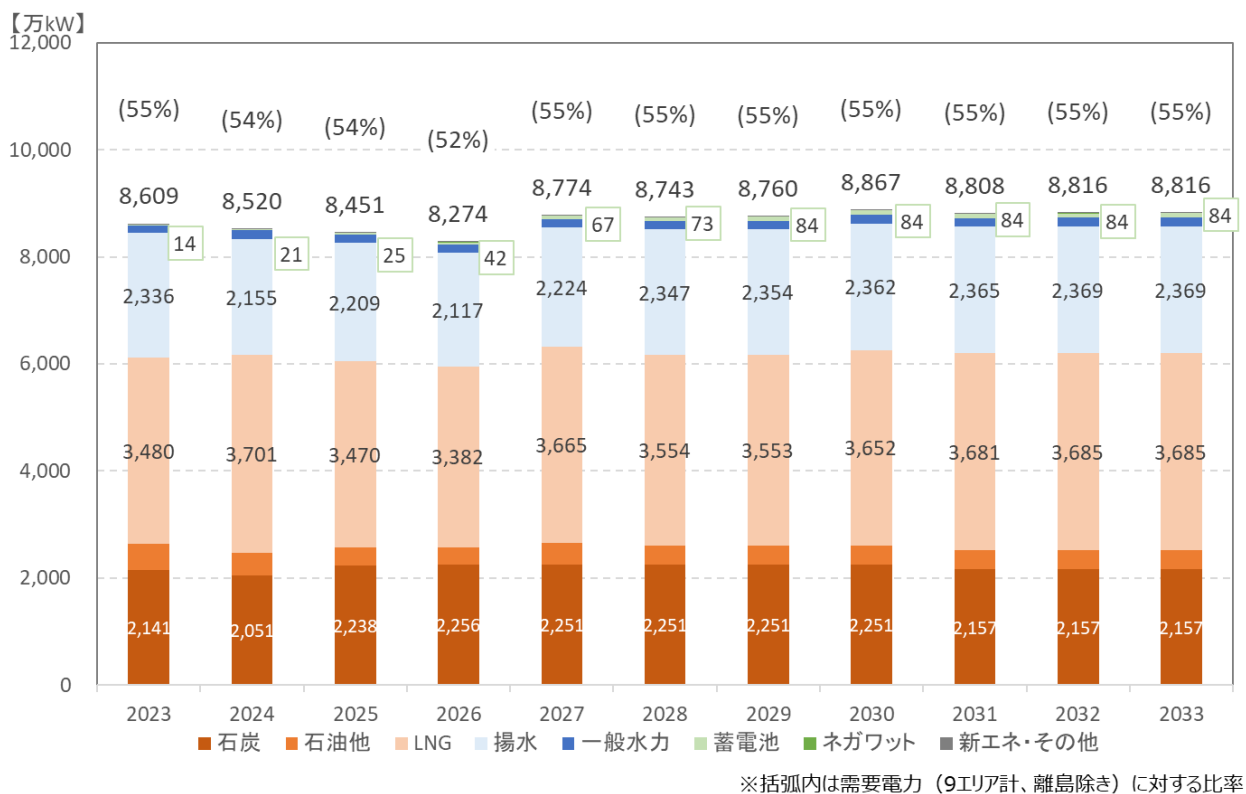


図３－５ 調整能力の推移

(参考) 送電端電力量 (kWh)

表3-3から表3-6に示す送電端電力量は、各発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)等を合計³⁰した試算であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

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等について、規制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過去実績(伸び率)等に基づく設備容量の導入見通しと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	2023	2024	2028	2033
新エネルギー等	1,415	1,508	1,827	2,059
風力	108	119	217	324
太陽光	918	951	1,072	1,184
地熱	26	26	30	31
バイオマス	317	373	462	474
廃棄物	44	33	31	30
蓄電池	1	5	15	16

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。火力は、規制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。

³⁰ 発電事業者の保有する発電設備等に加えて、小売電気事業者、特定卸供給事業者及び一般送配電事業者が非電気事業者から調達する発電設備等(FIT電源等)の発電電力量を計上。

表 3－4 水力・火力発電所送電端電力量

【億kWh】

種類	2023	2024	2028	2033
水力	793	795	840	857
一般水力	696	744	793	801
揚水	98	50	47	56
火力	5,886	5,784	5,493	5,260
石炭	2,631	2,793	2,813	2,545
LNG	2,995	2,781	2,475	2,490
石油他 ²⁷	260	211	206	226

③ 原子力（表 3－5）

2024年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3－5 原子力発電所送電端電力量

【億kWh】

種類	2023	2024	2028	2033
原子力	799	756	690	527

④ 合計（表 3－6）

①～③の発電電力量に、電源種別が特定できない設備の発電電力量を加えた合計値を表 3－6 に示す。

表 3－6 送電端電力量（合計）

【億kWh】

	2023	2024	2028	2033
合計	8,900	8,853	8,858	8,711

(参考) エリア別発電電力量（送電端）の比率

2023年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-6に示す。

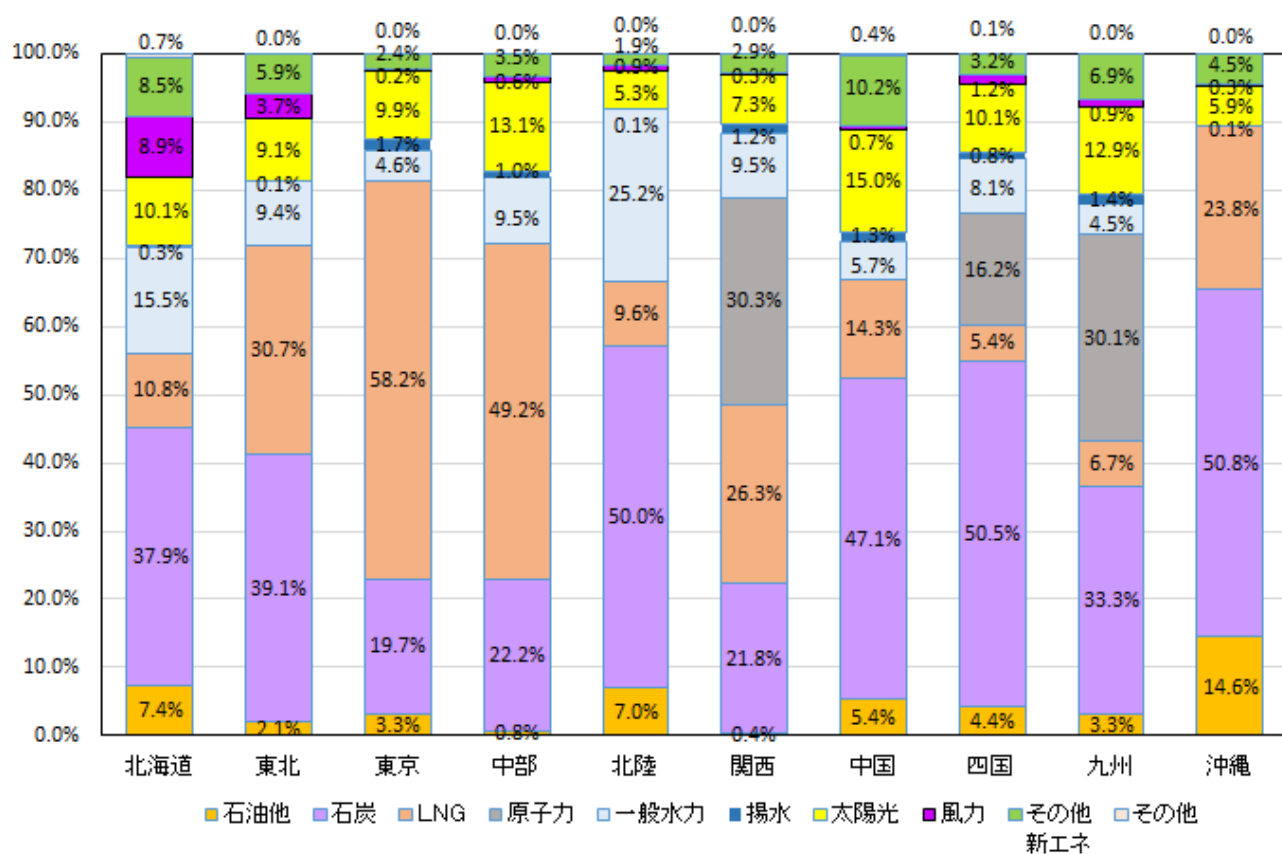


図3-6 2023年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

(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 3-7 に示す。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。

設備容量 (kW) と送電端電力量 (kWh) は、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等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	2023	2024	2028	2033
水力	18.3%	18.4%	19.4%	19.8%
一般水力	36.1%	38.7%	41.0%	41.2%
揚水	4.1%	2.1%	1.9%	2.4%
火力	45.0%	44.0%	42.5%	40.2%
石炭	57.4%	61.4%	64.2%	58.2%
LNG	42.9%	38.8%	34.6%	34.0%
石油他 ²⁷	17.2%	14.6%	14.7%	16.1%
原子力	27.5%	26.1%	23.8%	18.2%
新エネルギー等	18.3%	18.7%	18.8%	18.3%
風力	21.9%	22.0%	19.7%	20.6%
太陽光	14.0%	14.0%	13.8%	13.4%
地熱	59.2%	60.1%	64.5%	64.1%
バイオマス	61.0%	66.1%	71.4%	73.2%
廃棄物	38.3%	35.7%	35.5%	36.1%
蓄電池	6.7%	18.7%	17.2%	16.8%

※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。

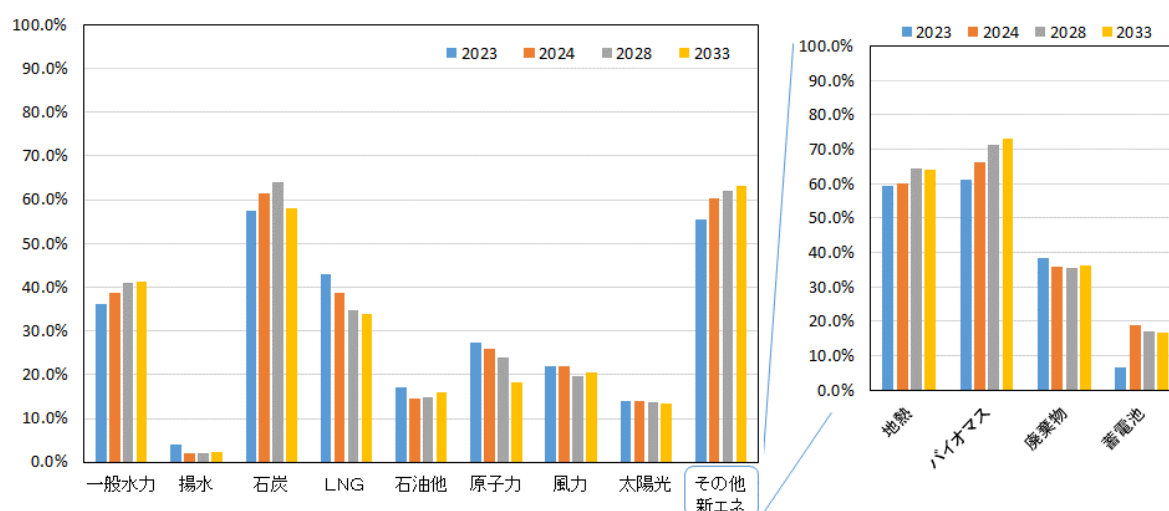


図 3-7 設備利用率の推移 (全国合計)

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³¹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）主要送電線路の整備計画を表４－２から表４－４、（２）主要変電所の整備計画を表４－５から表４－７、（３）送変電設備の整備計画（総括）を表４－８から表４－１１に示す。

表４－１ 主要な送電線路、変電所の整備計画³²

送電線路の増加こう長 ³³ ※ ³⁴	443km (439 km)
架空送電線路※	356km (381 km)
地中送電線路	87km (58 km)
変圧器の増加容量	30,648MVA (30,163 MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁵	1,200MW (1,200 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 94km (△104 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 6,300MVA (△5,600 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

³¹ 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。

³² （ ）内は昨年値を記載した。

³³ 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。

³⁴ ※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。

³⁵ 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	・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	宮城丸森開閉所新設: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	・新佐久間周波数変換所:300MW ・東清水変電所:300MW→900MW
275kV 送電線	・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, Δ3km ・佐久間東栄線:11km, 2km ・佐久間東幹線:123km
500kV 変圧器	・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	・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	・関ヶ原北近江線:2km ・三岐幹線関ヶ原(開) π 引込:0.2km ・北近江線北近江(開) π 引込:0.5km
開閉所	・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³⁶にて検討

○中部北陸間連系設備等概要（廃止時期：2026 年 4 月）

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

³⁶ 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。

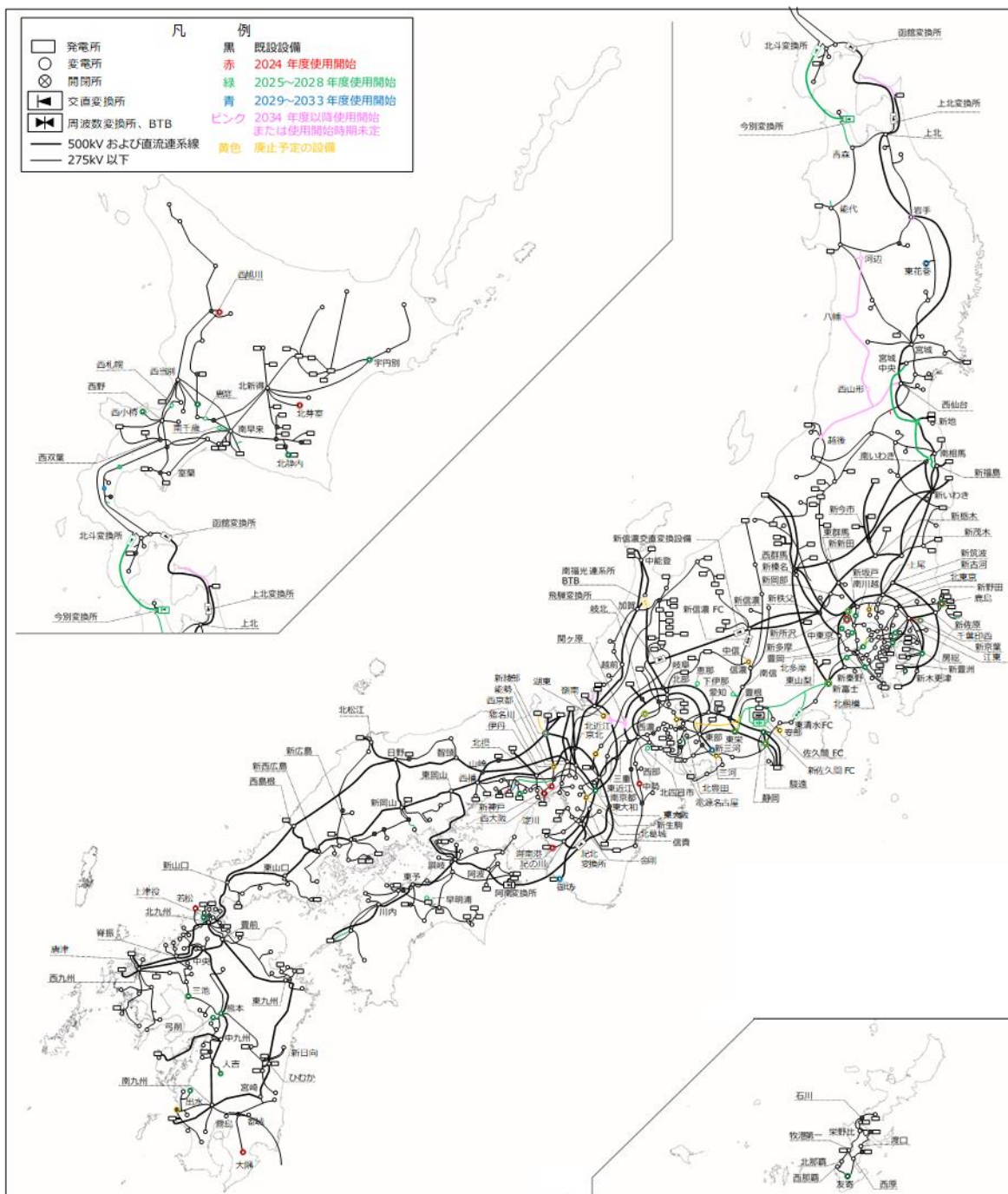


図 4－1 電力系統の状況

(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 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
北海道電力 ネットワーク 株式会社	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
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 6 月	2026 年 4 月 (1 号線) 2026 年 6 月 (2 号線)	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
	宮城丸森幹線新設	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 5 月)	電源対応 安定供給対策※4
	今別幹線増強	275kV	50km※3	2	2023 年 4 月	2027 年 11 月	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4
	A 発電所支線新設 ※1	275kV	0.2km	1	2023 年 6 月	2024 年 5 月	電源対応
	秋田河辺支線	275kV	5km	2	2023 年 8 月	2029 年度以降	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新宿線引替	275kV	(1 番線) 22km→21km (2 番線) 20km→21km (3 番線) 20km→21km ※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	11km※2	2	2020 年 6 月	2024 年 5 月	需要対策
	城北線	275kV	21km※2	3	2022 年 9 月	2030 年 2 月	系統対策
	東清水線	275kV	12km 6km(既設流用)	2	2023 年 4 月	2027 年 1 月	安定供給対策※4
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022 年 1 月	2027 年 10 月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020 年 9 月	2027 年 10 月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019 年 4 月	2025 年 10 月	高経年化対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	姫路アクセス線新設 ※1	275kV	0.8km※2	2	2021 年 3 月	2025 年 1 月	電源対応
	新加古川線増強	275kV	25km※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 東線改良※1	275kV	18km→18km※3	2	2022 年 2 月	2030 年 12 月	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 1 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
	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

³⁷ 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。

³⁸ 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。

³⁹ 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。

⁴⁰ 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 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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 3 月 (1 号線) 2027 年 4 月 (2 号線)	安定供給対策※4
	佐久間東幹線 FC 分岐線	275kV	3km	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC 分岐線	275kV	1km	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023 年 10 月	2027 年 8 月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	11km→11km ※3	2	2023 年 10 月	2027 年 8 月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023 年 10 月	2027 年 8 月	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 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
北海道電力 ネットワーク 株式会社	(仮称) E 支線※1	187kV	3km	2	2024 年 9 月	2029 年 2 月	需要対策
	(仮称) F 支線※1	275kV	8km	2	2024 年 5 月	2029 年 2 月	需要対策
	(仮称) G 支線※1	187kV	8km	2	2026 年 5 月	2029 年 2 月	需要対策
	(仮称) H 発電所連系線※1	275kV	0. 1km	1	2026 年 4 月	2027 年 7 月	電源対応
	(仮称) 南千歳地中線	187kV	13km※2	2	2024 年 9 月	2027 年 10 月	需要対策
	北長万部開閉所	187kV	—	5	2024 年 10 月	2028 年 8 月	電源対応
	函館幹線 北長万部 開閉所 π 引込※1	187kV	0. 7km	2	2027 年 6 月	2028 年 8 月	電源対応
	(仮称) 187kV 西八雲開閉所※1	187kV	—	5	2025 年 10 月	2029 年 5 月	電源対応
	函館幹線 (仮称) 187kV 西八雲開閉所 π 引込※1	187kV	0. 1km	2	2027 年 10 月	2029 年 5 月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	丸森いわき幹線新設	500kV	64km	2	2024 年 4 月	2027 年 11 月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 宮城丸森開閉所 D π 引込	500kV	1km	2	2024 年 6 月	2026 年 5 月 (1 号線) 2026 年 7 月 (2 号線)	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 5 月 (1 号線) 2026 年 7 月 (2 号線)	電源対応 安定供給対策※4
	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
	秋田県北部 H S 線 新設	275kV	0. 2km※2	2	2027 年 4 月	2028 年 3 月	電源対応
	秋盛河辺支線新設	275kV	0. 3km	2	2027 年度以降	2029 年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV→ 500kV	139km→138km ※3	2	2028 年度以降	2030 年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV→ 500kV	23km→23km ※3	2	2029 年度以降	2030 年度以降	電源対応

届出事業者	名称 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
東京電力 パワーグリッド 株式会社	東新宿線引替	275kV	(2 番線) 23km→5km (3 番線) 23km→5km ※2, ※3	2	2026 年	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	2025 年 3 月	2026 年 6 月	電源対応
	G5100026 アクセス 線 (仮称)	500kV	0. 5km※2	2	2024 年 4 月	2028 年 12 月	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	1 号線 : 0. 1km 2 号線 : 0. 1km	2	2028 年 1 月	2028 年 11 月 (1 号線) 2029 年 5 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 号線 : 1km 2 号線 : 1km	2	2024 年 6 月	2025 年 5 月 (1 号線) 2025 年 8 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	1 番線 : 0. 2km 2 番線 : 0. 2km ※2	2	2024 年 10 月 (1 番線) 2024 年 9 月 (2 番線)	2025 年 4 月 (1 番線) 2024 年 11 月 (2 番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	3 番線 : 11km 4 番線 : 11km ※2, ※3	2	2024 年 4 月	2027 年 2 月 (3 番線) 2025 年 11 月 (4 番線)	需要対策
	北武蔵野線	275kV	14km ※2, ※3	2→3	2024 年 9 月	2027 年 5 月	安定供給対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北四日市分岐線	275kV	0. 2km 6km※2	2	2024 年 10 月	2029 年 1 月 (1 号線) 2029 年 8 月 (2 号線)	需要対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	三岐幹線 関ヶ原 (開) π 引込	500kV	0. 2km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
関西電力 送配電 株式会社	北近江線 北近江 (開) π 引込	500kV	0. 5km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	北近江 (開) 新設	500kV	—	6	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	敦賀線北側改良	275kV	10km→9km※3	2	未定	未定	高経年化対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	笠岡幹線増強工事	220kV	15km※3	2	2024 年 11 月	2027 年 11 月	需要対策 電源対応
九州電力 送配電 株式会社	川内原子力北線	220kV	1km→1km	2	2025 年 12 月	2026 年 11 月	系統対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	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 ³⁷	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ⁴⁰
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	2023 年 6 月	電源対応 (事業者申込取下げ)
東京電力 パワーグリッド 株式会社	鹿島火力線 1, 2 号	275kV	△5km	2	2024 年 12 月	系統対策
関西電力 送配電 株式会社	M線廃止※1	275kV	△28km	2	2028 年度	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	川薩開閉所	220kV	—	4	2026 年 11 月	系統対策
電源開発 送变电 ネットワーク 株式会社	新豊根東栄線	275kV	△ 3km	1	2027 年 4 月	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△ 58km	2	2027 年 4 月	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 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
北海道電力 ネットワーク 株式会社	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	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2023 年 4 月	2028 年 10 月	需要対策
東京電力 パワーグリッド 株式会社	千葉印西変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022 年 6 月	2024 年 6 月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023 年 8 月	2024 年 6 月	電源対応
	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024 年 3 月	2025 年 1 月 (1B) 2025 年 6 月 (2B)	高経年化対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021 年 10 月	2027 年 10 月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022 年 10 月	2027 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	—	300MW→ 900MW	—	2021 年 5 月	2028 年 3 月	安定供給対策※4
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
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2 →300MVA×2	3→2	2022 年 12 月	2024 年 5 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 3 月	高経年化対策
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 2 月	2025 年 6 月	需要対策
	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
	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

⁴¹ 名称欄に※6 があるものは、地点を新設する変電所又は変換所(最上位電圧を上げる電気所を含む)。

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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 (2B)	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	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) 2025 年 3 月 (2B) 2026 年 3 月 (1B)	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

表 4－6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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 8 月	2025 年 3 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 5 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
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026 年 11 月	2027 年 6 月	高経年化対策
	南千歳変電所※6	187/66kV	450×2MVA	2	2025 年 5 月	2027 年 10 月	需要対応
	宇門別変電所	187/66kV	75MVA→ 100MVA	1→1	2026 年 4 月	2027 年 5 月	高経年化対策 電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026 年 6 月	2027 年 7 月	高経年化対策
	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	2025 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	1,500×3MVA	3	2025 年度以降	2031 年度以降 (2029 年度以降)	電源対応
東京電力 ホールディングス 株式会社	西山形変電所	275/154kV→ 500/154kV	300×2MVA→ 450×2MVA	2→2	2025 年度以降	2031 年度以降 (2030 年度以降)	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024 年 9 月	2027 年 2 月	安定供給対策※4
	鹿島変電所	275/66kV	200×2MVA→ 300×2MVA	2→2	2025 年 6 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 8 月	2026 年 6 月	需要対策
	新豊洲変電所	275/66kV	300MVA	1	2024 年 10 月	2026 年 1 月	需要対策
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025 年 10 月	2026 年 6 月	需要対策
	北相模変電所	275/66kV	300×2MVA	2	2024 年 8 月	2027 年 6 月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200×2MVA→ 300×2MVA	2→2	2025 年 2 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	300×2MVA	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	1,000×2MVA→ 1,500×2MVA	2→2	2025 年 6 月	2026 年 4 月 (4B) 2027 年 6 月 (5B)	高経年化対策
	京浜変電所	275/154kV	450MVA	1	2025 年 4 月	2028 年 3 月	電源対応
	房総変電所	275/154kV	200MVA→ 450MVA	1→1	2026 年 3 月	2027 年 11 月	需要対策
	新飯能変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2025 年 11 月	2029 年 3 月	需要対策

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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 10 月	2026 年 12 月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA→ 450MVA	1→1	2025 年 10 月	2026 年 9 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	2024 年 10 月	2029 年 1 月	需要対策 系統対策
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2031 年 3 月	2033 年 1 月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750×2MVA	2	2027 年 11 月	2031 年 1 月	電源対応
	新生駒変電所	275/77kV	300MVA	1	2026 年 4 月	2027 年 6 月	需要対策
	新綾部変電所	500/275kV→ 500/77kV	1,000×2MVA→ 500×2MVA	2→2	2027 年 7 月	2030 年 4 月	高経年化対策
	高砂変電所	275/77kV	450×1MVA→ 200×1MVA	1	2027 年 2 月	2028 年 2 月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	熊本変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2024 年 12 月	2027 年 6 月	需要対策
	人吉変電所	220/110/66kV	300/150/150MVA	1	2025 年 2 月	2026 年 12 月	電源対応
	出水変電所	220/66kV	250MVA	1	2026 年 6 月	2027 年 11 月	電源対応
	三池変電所	220/110/66kV	180/180/120MVA → 250/200/250MVA	1→1	2025 年 1 月	2026 年 6 月	高経年化対策
	人吉変電所	220/110/66kV	180/180/60MVA → 300/150/150MVA	1→1	2026 年 2 月	2027 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	新佐久間周波数 変換所※6	—	300MW	—	2025 年 3 月	2028 年 3 月	安定供給対策※4
	早明浦変電所※6	187/13kV	25MVA	1	2025 年 2 月	2025 年 10 月	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 ⁴⁰
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	2026 年 10 月	系統対策※4
	新所沢変電所	500/275kV	1,000MVA	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	安倍変電所	275/77kV	250MVA	1	2025 年 4 月	系統対策
	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 4 月	高経年化対策※4
	西濃変電所	275/154kV	300MVA	1	2026 年 9 月	高経年化対策
	中信変電所	275/154kV	300MVA	1	2026 年 11 月	高経年化対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA	1	2027 年 2 月	高経年化対策
関西電力 送配電 株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200×1MVA、 300×3MVA	4	2029 年 9 月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100×2MVA	2	2024 年 10 月	高経年化対策
	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2025 年 12 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
	湖南変電所	275/77kV	100MVA	1	2025 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	名古屋変電所	275/154kV	300×3MVA	3	2025 年 2 月	系統対策

(3) 送変電設備の整備計画（総括）

表 4－8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ⁴²	こう長の 総延長 ⁴³	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	△ 183 km	△ 366 km	△ 134 km	△ 248 km
		地中	49 km	119 km		
	220kV	架空	4 km	7 km	4 km	7 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	11 km	21 km	25 km	48 km
		地中	13 km	27 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	24 km	24 km
		地中	24 km	24 km		
廃止	275kV	架空	△ 94 km	△ 185 km	△ 94 km	△ 185km
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	0 km	0 km	0 km	0 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△ 94 km	△ 185 km	△ 94 km	△ 185km
		地中	0 km	0 km		

表 4－9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴⁴

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	276 km※	587 km※
220kV	30 km	45 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	245 km
合計	447 km	914 km

⁴² 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。

⁴³ 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。

⁴⁴ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

表 4－1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁵	電圧階級 ⁴⁶	増加台数	増加容量
新增設	500kV	22 [11]	22,100 MVA [10,750MVA]
	275kV	14 [5]	5,158 MVA [1,950MVA]
	220kV	5 [0]	1,560 MVA [0MVA]
	187kV	5 [3]	1,645 MVA [925MVA]
	154kV	1 [1]	170 MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75 MVA [0MVA]
	110kV	△ 1 [0]	△ 60 MVA [0MVA]
	新增設計	46 [20]	30,648MVA [13,795MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 1,750 MVA
	275kV	△ 18	△ 4,550 MVA
	廃止計	△ 20	△ 6,300 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4－1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ⁴⁷
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

⁴⁵ 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。

⁴⁶ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁷ 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つつ、施工力を考慮のう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から図4-4に示す。

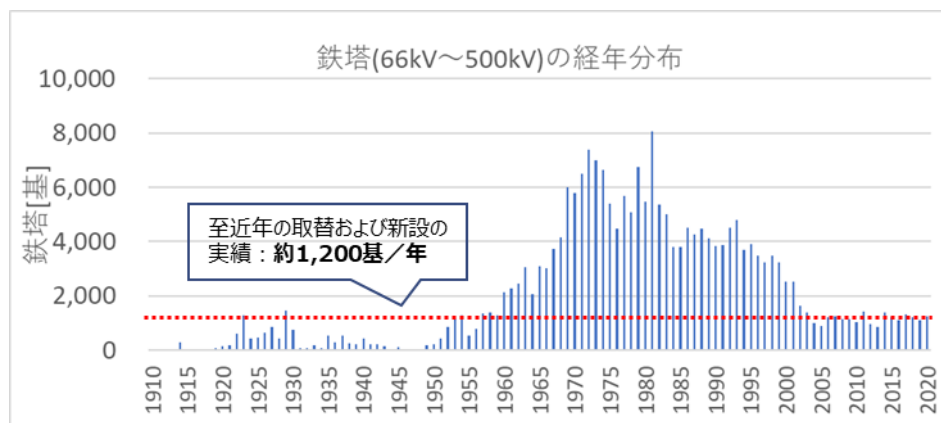


図4-2 鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

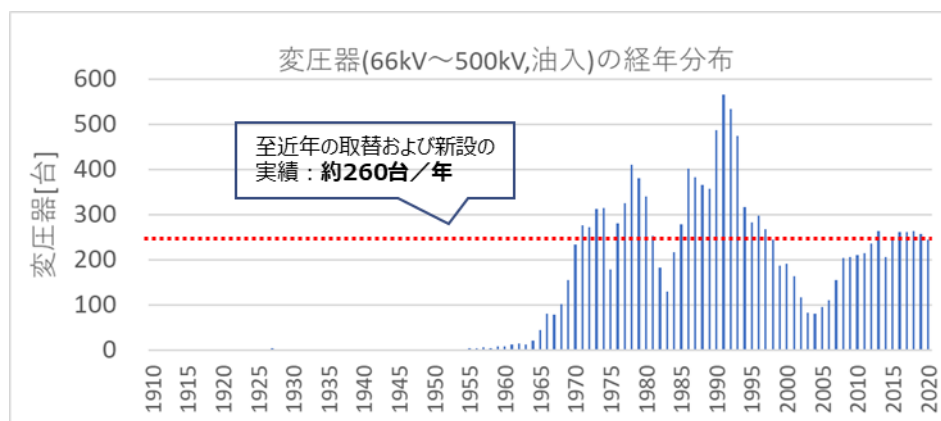


図4-3 変圧器の経年分布（66kV～500kV油入）

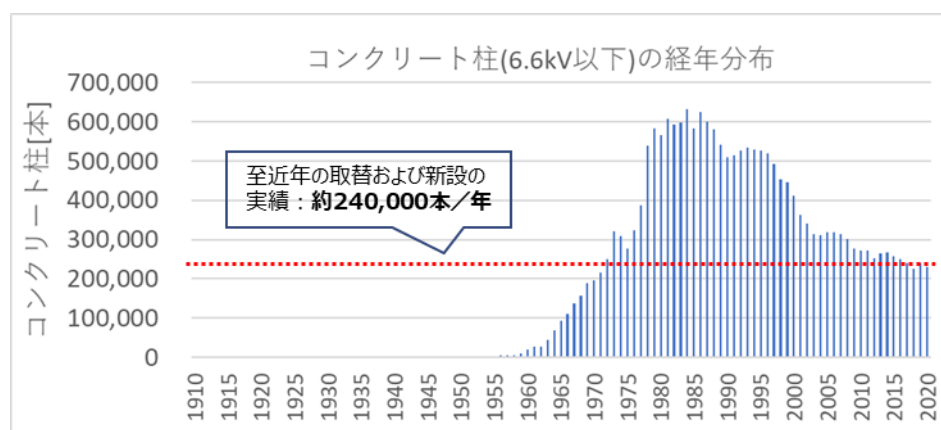


図4-4 コンクリート柱の経年分布（6.6kV以下）

V. 広域的運営の状況

電気事業者にて取引計画のある供給力（2024年8月）において、エリア外との取引電力を図5-1、エリア外との取引電力の需要電力に対する比率を図5-2に示す。また、2024年度の取引計画におけるエリア外との取引電力量を図5-3、エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率を図5-4に示す。なお、取引の相手エリア毎に調達（受電）と販売（送電）を相殺して算定している。

エリア外からの受電電力・電力量は、東京・中国エリアが多く、エリア外への送電電力・電力量は、東北・関西・四国エリアが多い。

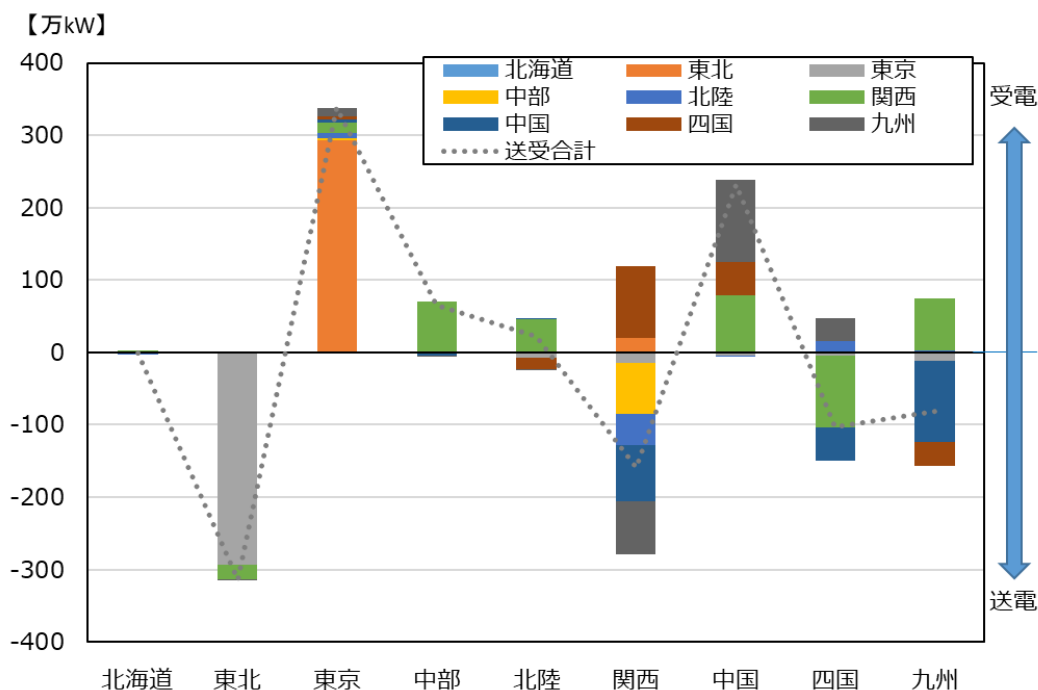


図5-1 エリア外との取引電力

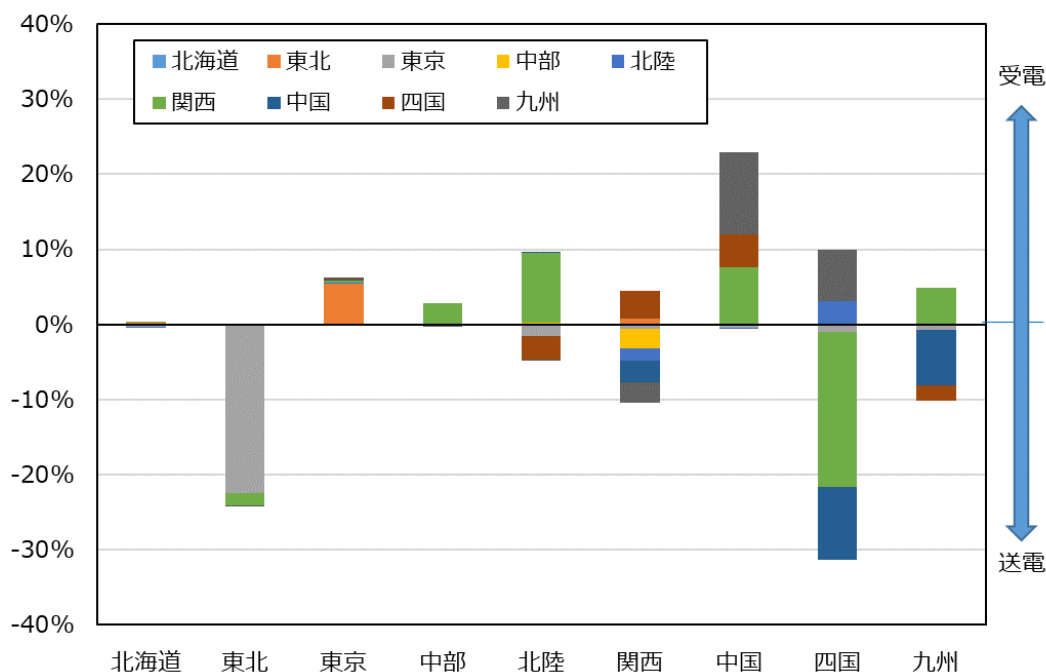


図5-2 エリア外との取引電力の需要電力に対する比率

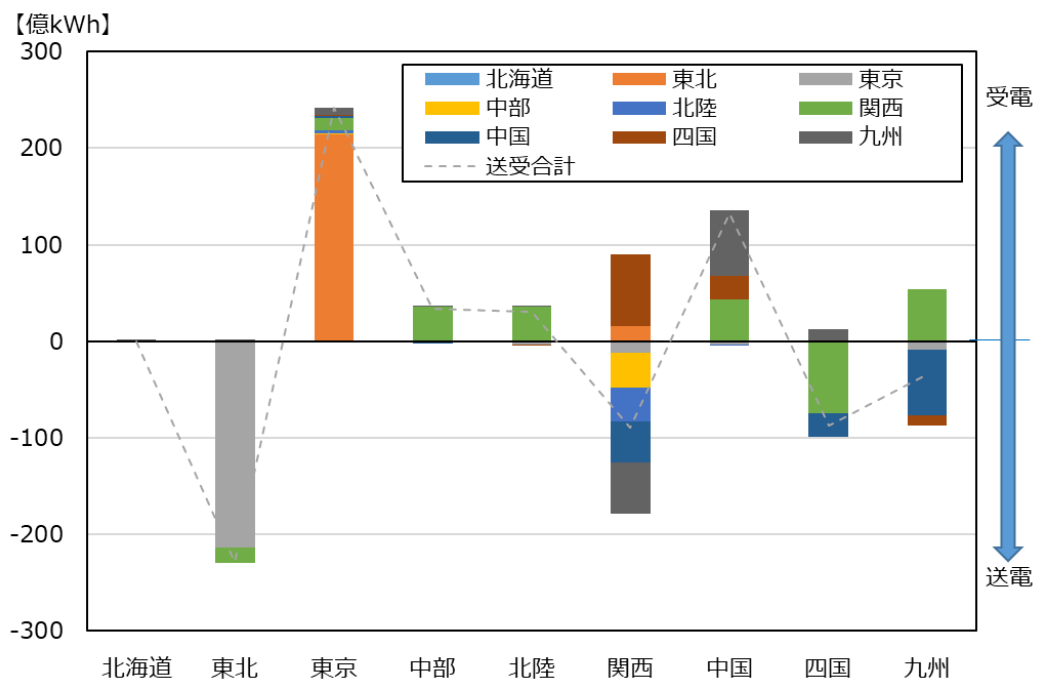


図 5 - 3 エリア外との取引電力量

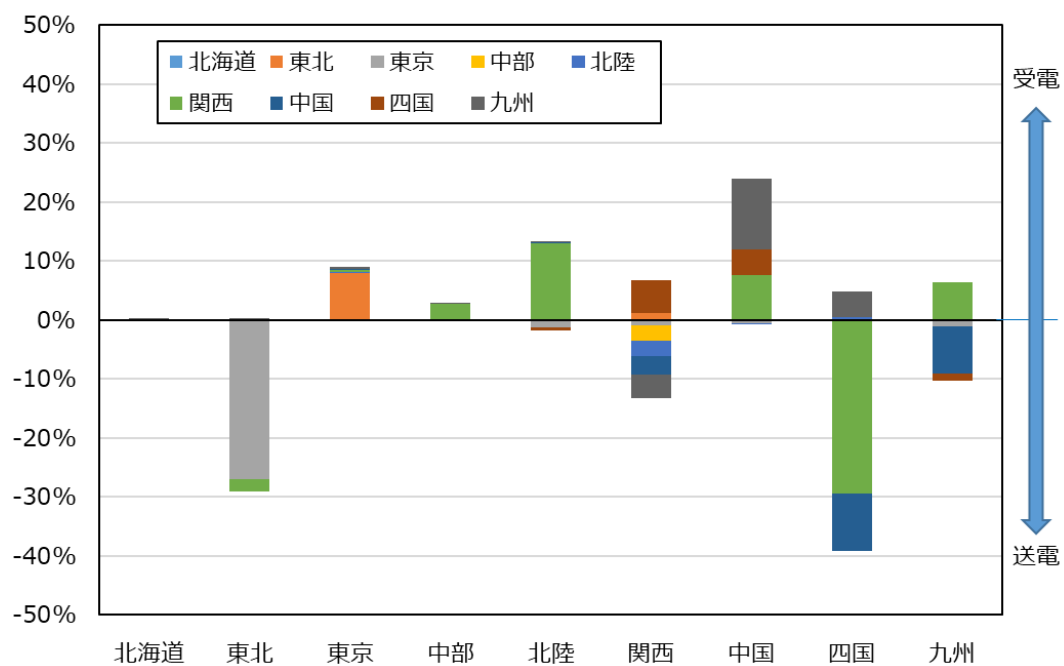


図 5 - 4 エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

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680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。

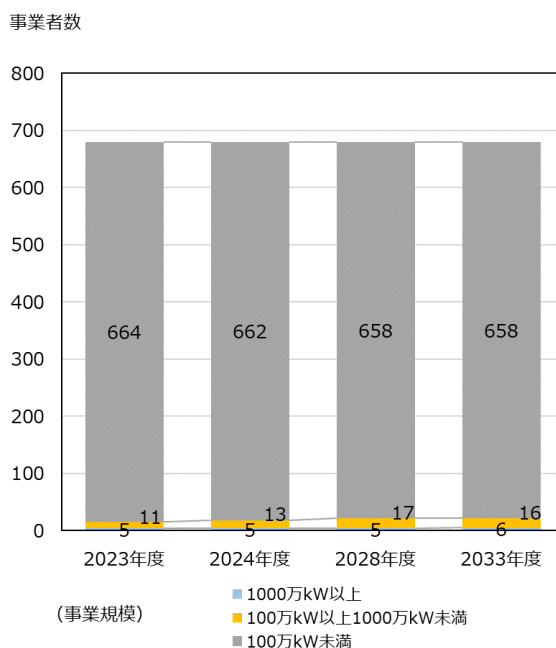


図6－1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

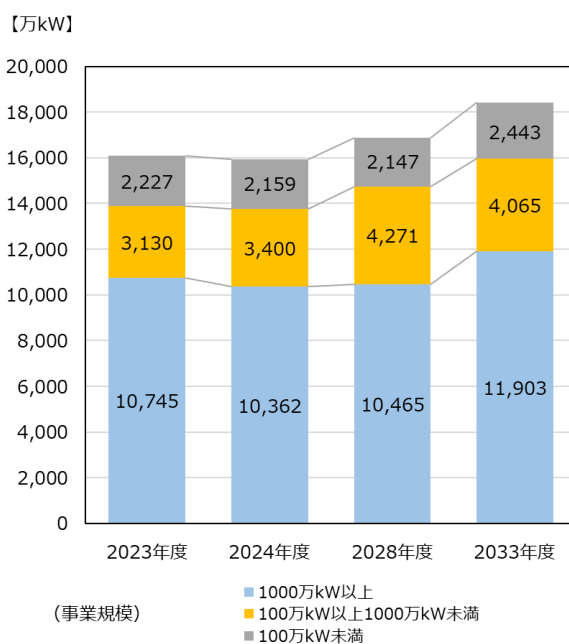


図6－2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

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。

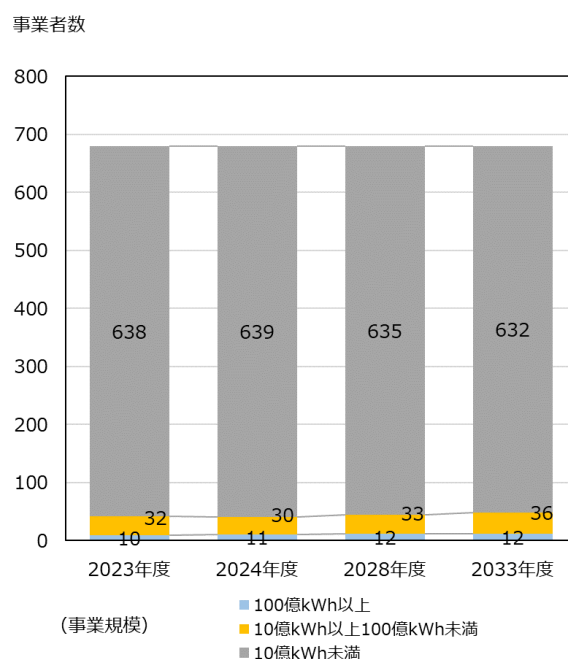


図6－3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

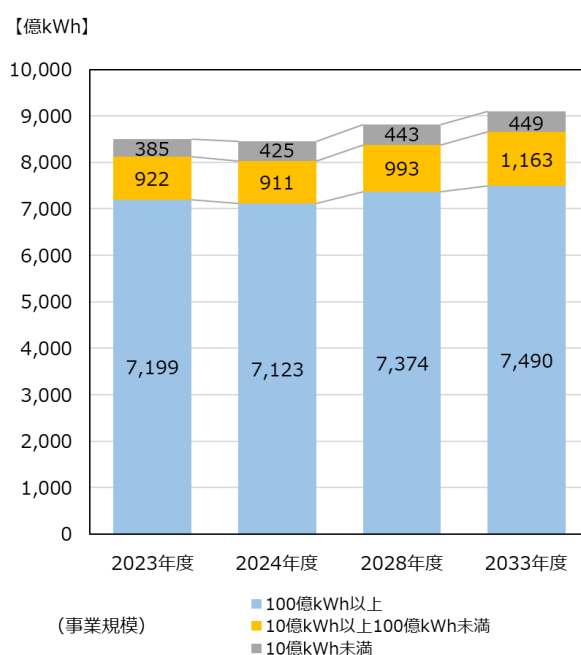
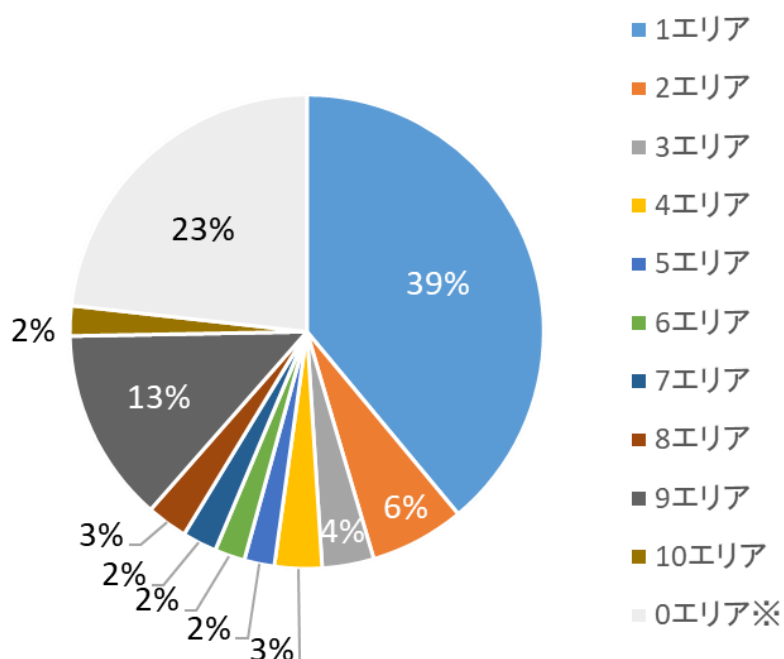


図6－4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

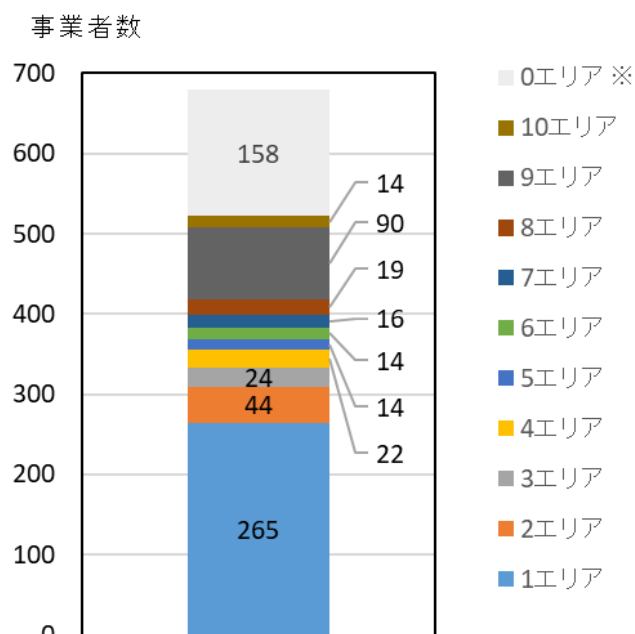
(2) 小売電気事業者のエリア展開

2024年8月時点において、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。単一エリアで事業を計画している事業者が最も多い。



※：2025年度以降等に小売電気事業を開始し、2024年8月に小売供給の計画がない事業者

図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率



※：2025年度以降等に小売電気事業を開始し、2024年8月に小売供給の計画がない事業者

図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2024年8月時点において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数を図6-7に示す。

小売電気事業者数は2023年度から減少しているところ、エリア毎の増減に違いがある。

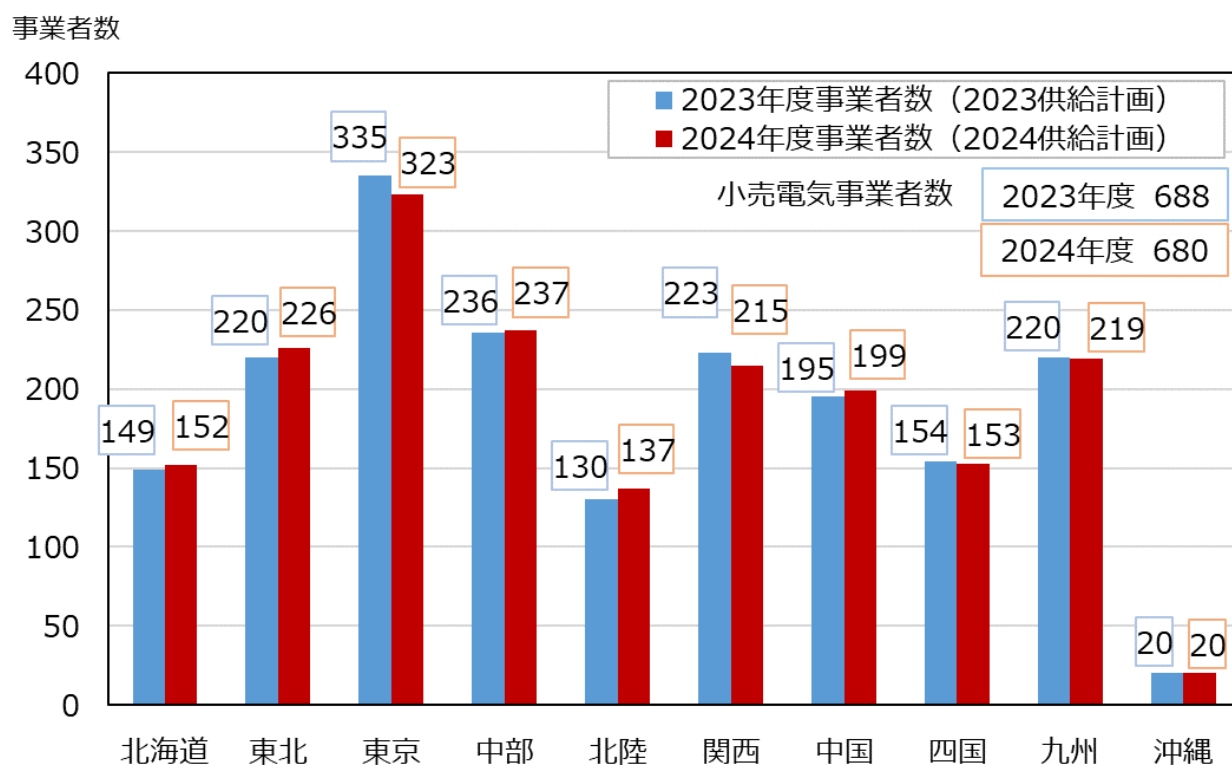


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数

(3) 小売電気事業者の確保済供給力の推移

小売電気事業者の確保済供給力（相対契約）の推移を図6－8に示す。

2024年度は一定程度契約されているが、2025年度以降その契約量が減少する傾向にある。

旧一般電気事業者の発電部門は1～5年程度の標準メニューに基づき卸販売を行っており、旧一般電気事業者等⁴⁸では先行きの契約が確定していない等の理由により、確保済供給力が減少していく。一方、その他小売電気事業者の確保済供給力は今後10年間、同水準となっている。

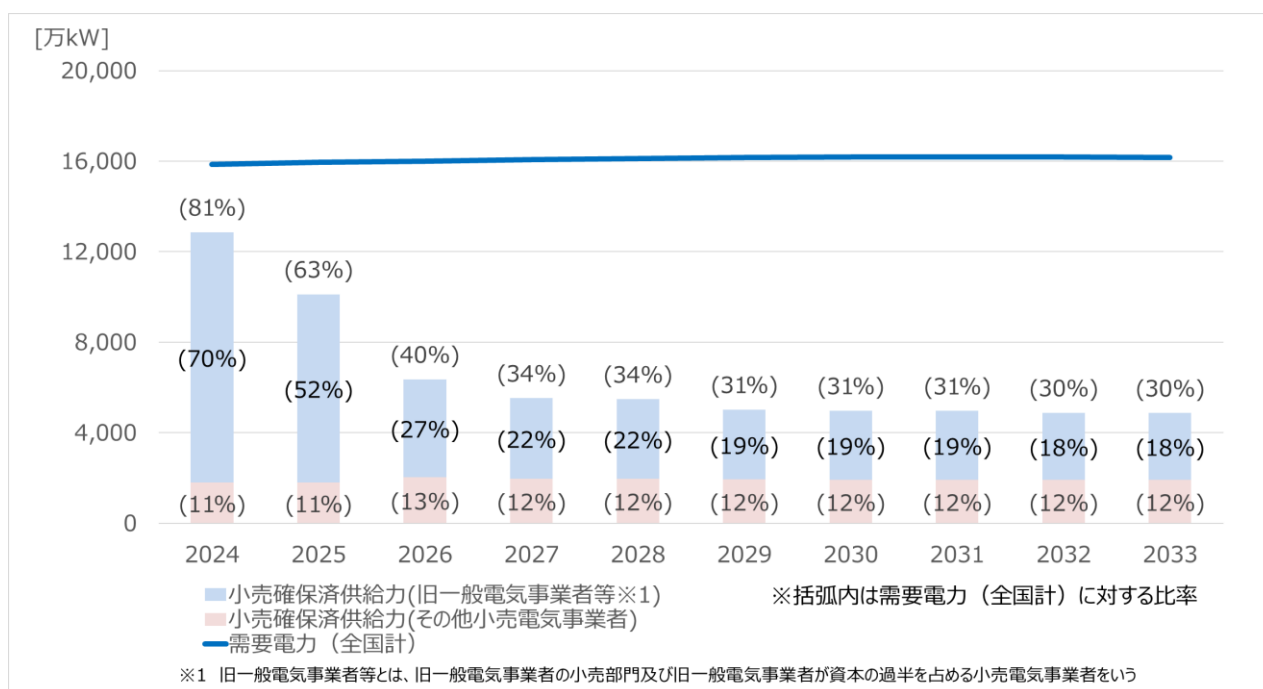


図6－8 小売電気事業者の確保済供給力（8月、送電端）

⁴⁸ 旧一般電気事業者等とは、旧一般電気事業者の小売部門及び旧一般電気事業者が資本の過半を占める小売電気事業者をいう。

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者1,108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6－9、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6－10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。

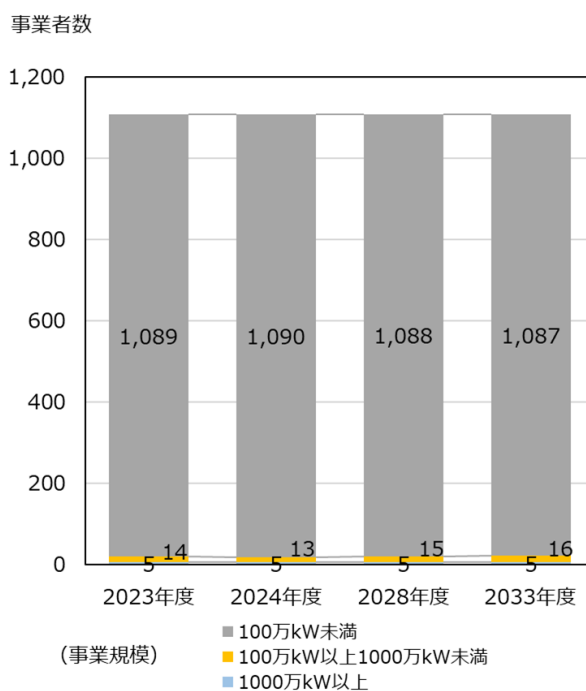


図6－9 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

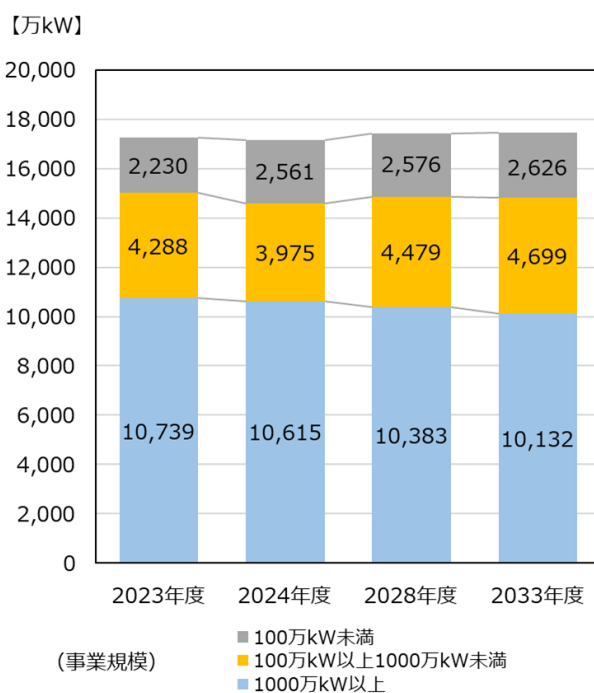


図6－10 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

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6－11、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6－12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。

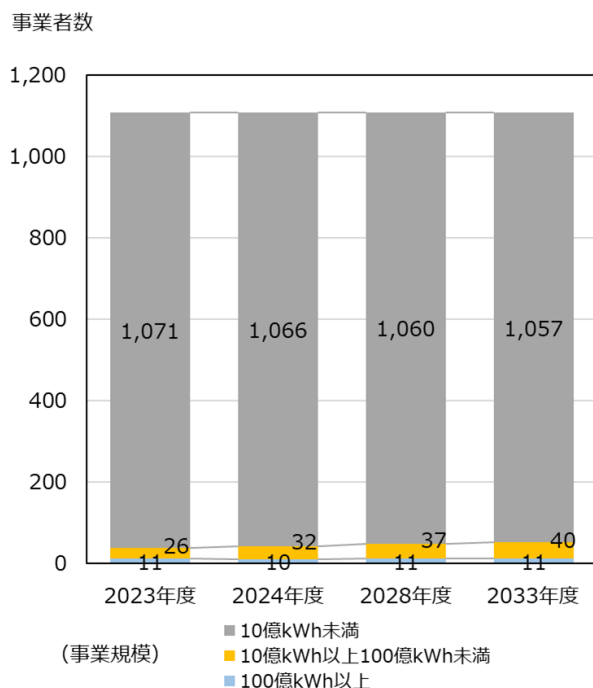


図6－11 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

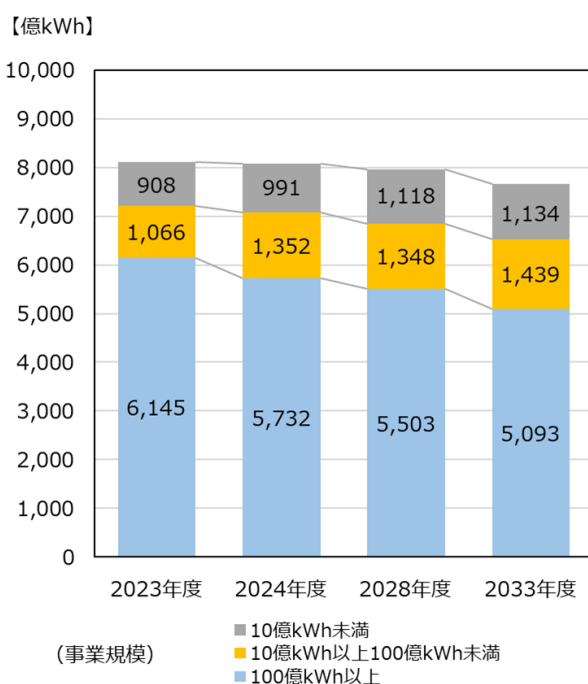
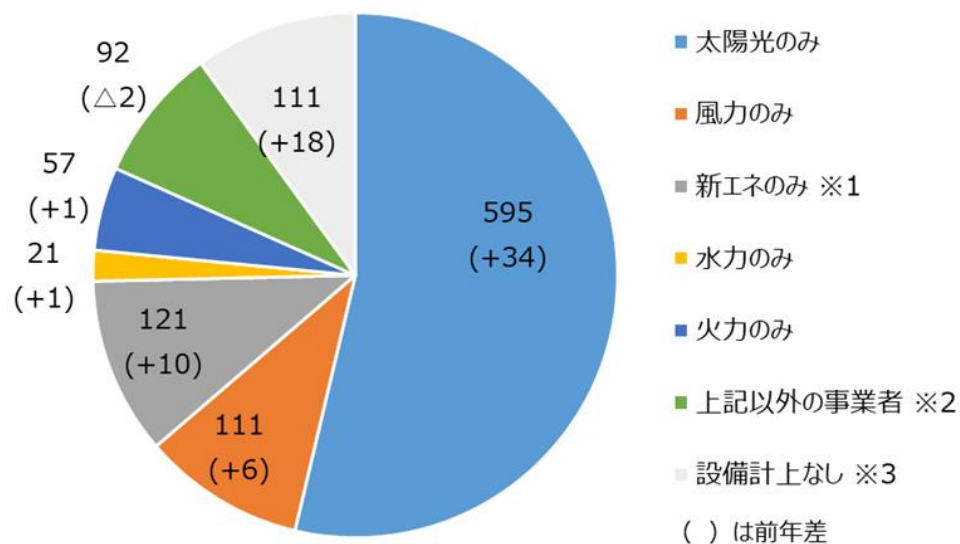


図6－12 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、当該発電事業者が2024年度末に保有する発電等設備の種類に分別したものを図6-13に示す。

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・蓄電池のみ）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

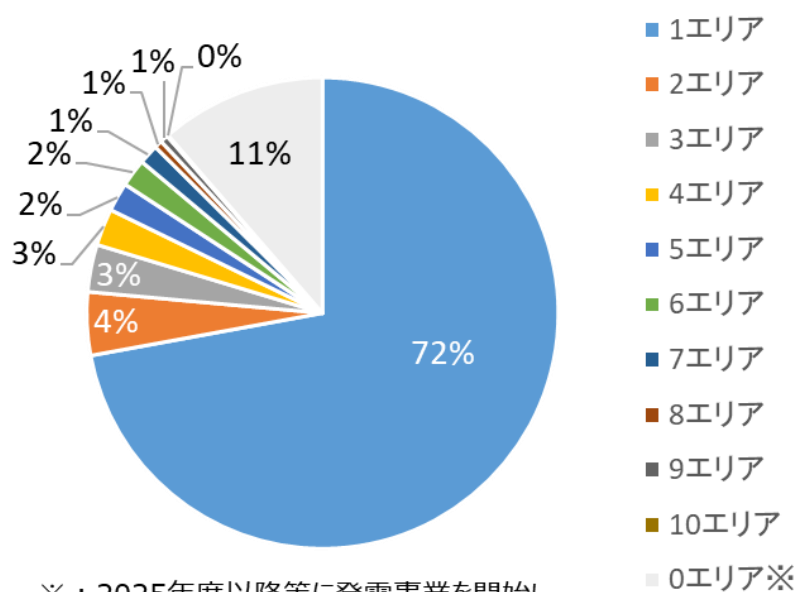
※2：バイオマスを混焼する火力等、単一の設備を複数の種別に計上している事業者も含む

※3：2025年度以降に発電事業を開始し、2024年度に発電等設備を保有していない事業者

図6-13 発電種別毎の発電事業者数

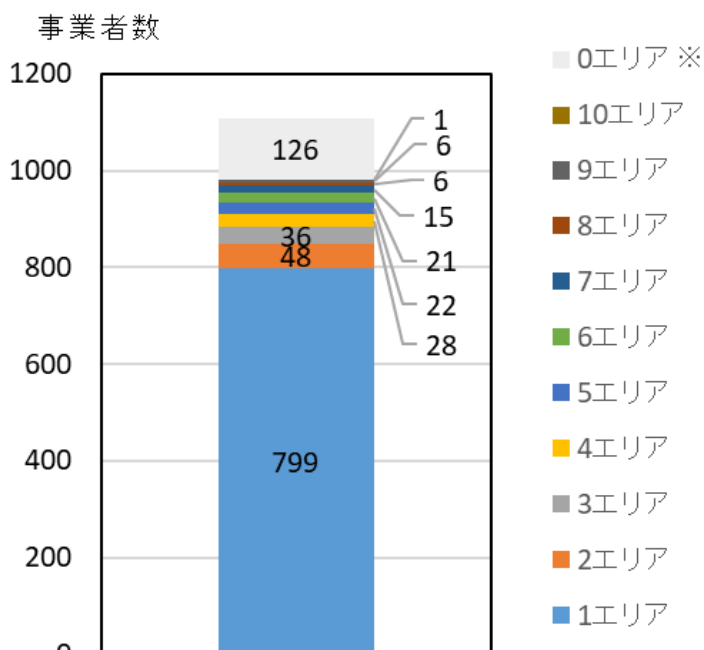
(5) 発電事業者のエリア展開

2024年8月時点において、発電等設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-14、事業者数を図6-15に示す。単一エリアで事業を計画している事業者が最も多い。



※：2025年度以降等に発電事業を開始し、2024年8月に発電等設備を保有していない事業者

図6-14 事業エリア数毎の発電事業者比率



※：2025年度以降等に発電事業を開始し、2024年8月に発電等設備を保有していない事業者

図6-15 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2024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を図6-16に示す。
発電事業者数は、エリア毎においても、2023年度から増加している。

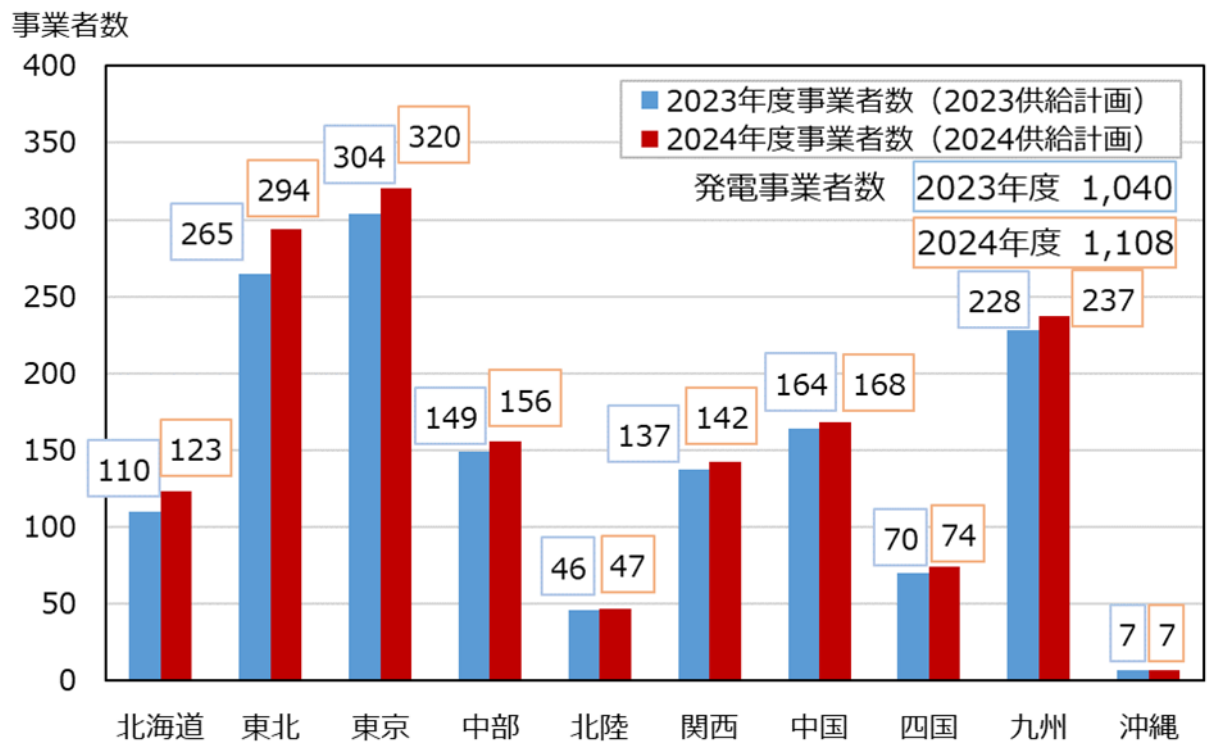


図6-16 各エリアで事業を展開する発電事業者数

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

○ 中長期的な供給力・調整力の確保の在り方

2024年度からは、日本全体で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保され、小売電気事業者の供給能力確保義務の考え方が変化している。また、旧一般電気事業者の発電部門では、卸電力の内外無差別の徹底の下で、1年から5年程度までの標準メニューに基づく卸販売となり、小売電気事業者との長期的な相対契約量は減少する傾向が見受けられる（図6－8）。

このような中で、今般の供給計画の取りまとめでは、中長期の需給バランスにおいて、いくつかの年度・エリアで厳しい状況が見受けられる。その点では、容量市場メインオークションにおいて落札されなかった電源の多くがLNG火力であること⁴⁹、さらには、電源の「新增設」と「休廃止」を相殺した設備量が順次減少していくこと等から、それらLNG火力に加え、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて非効率石炭火力や老朽石油火力が休廃止していく傾向からも伺える（図3－4）。

電源休廃止の背景として、発電事業者からのヒアリング等において、冒頭の事業環境の変化に伴って、これまでのような小売電気事業者との長期相対契約をベースにした発電計画や燃料調達計画が立てにくくなり、事業の予見性が低くなっているとの声が聞かれた。

しかし、この環境変化に際して、発電事業者としては、本来、安定供給とカーボンニュートラルの実現を見据え、自らの持つ供給力・調整力を活かしつつ、短期から中長期に向けた事業計画を主体的に立案し、事業展開していくことが期待されるものである。

そのような発電事業者の事業展開に寄与すべく、本機関としては、安定供給とカーボンニュートラルの実現に向けて、計画的な電源開発等の推進に資する「将来の電力需給シナリオ」の検討や、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の実施に取り組んでおり、国としても、本機関と連携して具体的な施策等の検討をお願いしたい。

また、再生可能エネルギーの導入拡大や、主要な調整力リソースである火力電源の休廃止などに伴う中長期的な調整力リソースの設備量不足を見据え、本機関としては、具備すべき調整力のグリッドコードによる要件化や、容量市場の枠組みを活用した調整力確保の調達枠の設定等、中長期的な調整力の確保の在り方について、具体的な方策を検討していく。

さらに、将来の再生可能エネルギーの最大限の導入により、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な需給運用・市場システムを目指す観点から、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる等の仕組みである「同時市場」の検討を実施していく。国としても将来の導入に向けた制度面からの検討をお願いしたい。

⁴⁹ 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：2027年度）

[https://www.occto.or.jp/market-](https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyaku.jokekka_kouhyou_jitsu.jukyuu2027.pdf)

[board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyaku.jokekka_kouhyou_jitsu.jukyuu2027.pdf](https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyaku.jokekka_kouhyou_jitsu.jukyuu2027.pdf)

○ 需給構造の変化と系統混雑への対応

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場の新增設等による需要の増加を盛り込むことで、10年後の需要が増加する想定となった⁵⁰。今後は、デジタル化（D X）や脱炭素化（G X）の進展に伴い、需要側では、E V、蓄電池、水素製造等により需要構造が変化していく可能性がある。また、C O₂フリーエネルギーを求める需要家の増加や、製造設備の電化、自家用発電量の減少等の動きによる需要増加の傾向も見受けられるとも聞く。

また、供給側では、既存の送変電設備を有効活用する日本版コネクト&マネージの取組から、新規の再生可能エネルギー電源の系統連系が増加している状況にある。また、今般の供給計画においても、引き続き太陽光や風力等の再生可能エネルギー電源の導入量が堅調に伸びていく傾向にあり（図3-1）、さらに、今後は、長期脱炭素電源オークションの結果や非効率石炭火力のフェードアウト等により、既存の経年火力電源が休廃止し、水素、アンモニア等の脱炭素電源への転換が図られていくことも想定される。

そのような需要・供給両面の変化が、電力系統内における電力潮流の変化をもたらす。さらに、季節や気象条件により大きく変化する自然変動電源と、その変動調整を担う調整力電源の稼働等により、電力潮流が一層複雑化するとともに、送変電設備の容量制約による系統混雑が発生、拡大していくことが想定される。

そのため本機関は、各一般送配電事業者と連携して、需要想定的高度化と電源ポテンシャル等の系統状況の把握に努めるとともに、混雑管理に際しては、再給電方式等により混雑解消に万全を期していく予定である。一方で、再給電方式等では、持替え可能な対象電源が不足する可能性や、電源立地誘導インセンティブが働きづらい等の課題がある。その点では、本機関がとりまとめた広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（2023年3月策定）の中でも、電源や需要の立地を最適化していくことでネットワーク投資を含めた全体のコストを抑制していくことの重要性を示したところである。そのため、市場主導型を含む混雑管理の在り方について、具体化に向けた検討を加速していくことが期待されるものであり、国としても制度面からの取組をお願いしたい。

また、電気の価値は、電力量（k W h）だけではなく、供給力（k W）や調整力（Δ k W）にも細分化され、それぞれが市場取引されるため、系統混雑による供給力及び調整力の影響評価と、その対策として価格シグナルの発信、ひいては、電源や需要を立地誘導するメカニズムの構築に向けた検討も期待されるところである。

本機関としても、一般送配電事業者と連携し、電力量、供給力、調整力から今後の系統混雑の動向を注視するとともに、混雑管理と価格シグナルの発信に向けた仕組み等の検討を進める予定である。

国においては、市場主導型による電源・需要を誘導する制度や、電源と需要の組合せによる電力システム全体の最適化につながるエネルギー政策や制度の整備を期待したい。

⁵⁰ 参考：全国及び供給区域ごとの需要想定（2024年度）

https://www.occto.or.jp/juyousoutei/2023/files/240124_juyousoutei.pdf

○ 補修調整後の需給バランス変化への対応

2024年度における電源設備の補修量⁵¹については、電源トラブル等⁵²の影響があり、2023年度供給計画の取りまとめ時点と比較して大きく増加している（図2-4）。

またその中には、容量市場メインオークションで落札され、実需給2年度前に実施した「容量停止計画の調整」がなされた電源も含まれ、「容量停止計画の調整」以降に事業者都合で補修量が増加しているものがある⁵³。

昨今の端境期（春季・秋季）の需給状況に関して、需要期（夏季・冬季）と比較して、需要の減少よりも、補修停止の増加等の供給力減少の影響が大きくなり、需給バランスが厳しくなる場合が見受けられることは、2023年11月の本機関の委員会でも指摘したところである⁵⁴。その状況において、厳気象並の気候条件となった場合の需要増加や電源トラブル等による供給力減少があると、需給バランスが厳しくなる可能性がある。

一方で、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングでは、今後、補修作業に従事する施工力確保等が困難になる状況であり、2年度前の「容量停止計画の調整」以降、補修時期の調整が難しくなるとの声が聞かれた。そのような背景のもと、今後も起こり得る「容量停止計画の調整」以降の需給バランスの変化に対応する有効な方法について検討が求められている。

そのため本機関としては、「容量停止計画の調整」や追加オークション以降に発生する状況変化を把握すべく、これまで実施してきた電力需給検証やkWモニタリングに加え、需給状況が厳しくなる可能性がある場合には、事業者への準備や行動を促すべく、特に端境期について、今まで以上にきめ細かな情報発信の在り方の検討を深めていきたい。

発電事業者や小売電気事業者においては、これら情報をつぶさに把握・分析するとともに、需給ひっ迫が想定される場合においては、安定供給を担う電気事業者としての取るべき行動ができることはもとより、販売機会であるとの観点からも、補修時期の調整等の諸準備を期待したい。

なお、実需給の1年前等に、大規模災害等による電源の脱落等の発生を想定すると、事業者による企業努力だけでは、安定供給を維持できない可能性もあり得る。このような事象への対応として、現在、国において予備電源制度の検討が進められているところである。

本機関は、予備電源の調達等のプロセスの実施主体となると整理されており、国と連携して、予備電源制度の導入に向けた検討を進めていく予定である。国においても、予備電源制度の導入に向けた諸施策の検討に合わせ、同電源の短期立ち上げプロセス等の制度も並行して検討をお願いしたい。

⁵¹ 送変電設備の補修と同調する等、電源設備以外の要因も含む。

⁵² 供給計画届出時点で復旧時期が未定であるため、供給力を通年でゼロにしているものを含む。

⁵³ 容量市場のリクワイアメントでは、「容量停止計画の調整」の後、事業者の都合で補修期間が増加し、供給信頼度確保に影響を与える場合には、ペナルティが科される場合がある。

参考：容量確保契約約款 第16条①（1）（2024年1月）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsujukyukanren/files/240124_kakuhokeiyaku.pdf

⁵⁴ 参考：第92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/2023/files/chousei_92_03.pdf

Ⅷ. まとめ（２０２４年度供給計画の取りまとめ）

１．電力需要想定

向こう１０年間ににおける最大３日平均電力（全国合計値）は、年平均０．３％の増加となる見通し。増加傾向の見通しとしている理由は、人口減少や節電・省エネ影響等などの減少影響よりも、経済成長及びデータセンター・半導体工場の新增設に伴う増加影響が大きいと考えたためである。

２．需給バランス

年間ＥＵＥによるエリア別の需給バランス評価において、２０２４年度は全てのエリアで目標停電量以内となった。２０２５年度は、電源の休廃止や補修停止等により北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて目標停電量を超過した。

長期断面でも、電源の休廃止等により北海道エリア・東京エリア（２０２６～２０２９年度）、東北エリア（２０２６、２０２８、２０２９年度）、九州エリア（２０２６～２０３３年度）、沖縄エリア（２０２６、２０２８年度）で目標停電量を超過した。

また２０２４・２０２５年度は、補完的に月別の予備率を確認し、全てのエリア・月で予備率が１０％を上回った。

２０２４年度の月別の電力量（ｋＷｈ）の見通しについて、需要電力量に対して、発電側の供給電力量が１３億ｋＷｈ/月程度（需要比１．８％程度）下回る断面があった。

以上を踏まえ、２０２５年度は年間ＥＵＥが目標停電量を超過しているエリアがあり、需給状況に注視が必要な状況。今後、国の審議会等で議論される追加オークションの可否やその実施時の結果によっては、電源の補修時期の調整等の需給対策が必要となるため、国や関係する事業者と連携する。

２０２６年度以降についても、実需給の２年度前に実施する容量停止計画の調整結果等を確認し、必要に応じて追加オークションの可否を見極めるとともに、中長期的な電源動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

３．電源構成の変化に関する分析

向こう１０年間、太陽光・風力等の新エネルギーについて、設備容量（ｋＷ）及び送電端電力量（ｋＷｈ）は増加していく見通し。なお、設備容量（ｋＷ）と送電端電力量（ｋＷｈ）は一定の想定に基づく事業者の計画を機械的に合計したものであり、留意が必要である。

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、再生可能エネルギーを含む新規電源や新規需要の連系に伴う送電線の整備が北海道・東北エリアを中心に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

電気事業者にて取引計画のある供給力（2024年8月）及び取引電力量（2024年度）において、エリア外からの受電電力・電力量は、東京・中国エリアが多く、エリア外への送電電力・電力量は、東北・関西・四国エリアが多い。

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、向こう10年間の事業者の動向を取りまとめた。小売電気事業者の供給力について、2024年度は一定程度契約されているものの、旧一般電気事業者の発電部門による内外無差別の徹底により、2025年度以降、契約量が減少していく。

7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された3件の課題について、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）・・・・・・・・・・・・・・・・ 161

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

別紙１．第１，２年度の需給見通し（短期）

○２０２４年度

エリア別の需要電力を表（別）１－１、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等を計上した供給力を表（別）１－２に示す。

また、エリア間の供給力送受を考慮⁵⁵した供給力を表（別）１－３、供給予備率を表（別）１－４に示す。なお表（別）１－１から表（別）１－４において、沖縄エリアは最小予備率断面の値を示す。

さらに、沖縄エリアの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）１－５に示す。

表（別）１－１ 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	395	353	359	408	418	387	387	444	481	501	499	453
東北	1,053	978	1,068	1,277	1,301	1,151	1,022	1,149	1,286	1,335	1,330	1,225
東京	3,713	3,593	4,186	5,395	5,395	4,549	3,827	3,945	4,358	4,752	4,752	4,174
東３社計	5,161	4,924	5,613	7,080	7,114	6,087	5,236	5,538	6,125	6,588	6,581	5,852
中部	1,774	1,778	2,002	2,409	2,409	2,162	1,855	1,848	2,137	2,314	2,314	2,013
北陸	365	336	391	475	475	420	347	376	449	487	487	417
関西	1,709	1,766	2,045	2,647	2,647	2,209	1,830	1,807	2,242	2,411	2,411	2,004
中国	710	716	828	1,039	1,039	908	756	795	978	995	995	845
四国	322	330	384	478	478	423	358	340	459	459	459	379
九州	976	1,076	1,213	1,538	1,538	1,342	1,123	1,151	1,382	1,448	1,448	1,197
中西６社計	5,856	6,002	6,863	8,586	8,586	7,464	6,269	6,317	7,647	8,114	8,114	6,855
９社合計	11,017	10,926	12,476	15,666	15,700	13,551	11,505	11,855	13,772	14,702	14,695	12,707
沖縄	102	129	147	156	154	152	134	112	96	104	96	94
１０社合計	11,119	11,055	12,623	15,821	15,854	13,704	11,639	11,967	13,868	14,806	14,790	12,801

表（別）１－２ 各月別の供給力見通し
（工事計画書提出電源等加算後、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	508	483	499	501	578	539	530	555	617	607	608	537
東北	1,639	1,702	1,652	2,049	2,087	1,795	1,577	1,708	1,957	2,007	1,989	1,856
東京	4,224	3,976	4,477	5,840	5,818	5,387	3,995	3,959	5,255	5,462	5,433	5,346
東３社計	6,372	6,161	6,628	8,390	8,482	7,722	6,103	6,223	7,829	8,076	8,030	7,739
中部	2,106	2,224	2,477	2,825	2,807	2,532	2,190	2,080	2,328	2,546	2,568	2,503
北陸	474	443	459	536	521	474	428	419	475	481	475	494
関西	2,236	2,315	2,449	2,955	2,999	2,933	2,394	2,438	2,707	2,656	2,753	2,486
中国	727	822	979	1,220	1,227	1,052	881	799	1,021	1,160	1,120	1,079
四国	666	710	768	740	732	655	714	556	637	680	703	584
九州	1,466	1,462	1,681	1,919	1,931	1,842	1,639	1,611	1,871	1,894	1,883	1,705
中西６社計	7,675	7,975	8,813	10,195	10,218	9,488	8,247	7,902	9,039	9,417	9,502	8,853
９社合計	14,047	14,137	15,441	18,584	18,700	17,210	14,350	14,125	16,868	17,493	17,532	16,592
沖縄	172	184	194	213	215	203	200	185	189	173	164	167
１０社合計	14,219	14,321	15,635	18,797	18,915	17,413	14,550	14,311	17,057	17,666	17,696	16,759

⁵⁵ 各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲で、予備率が高いエリアから低いエリアへ供給力を振り替えている。

表（別） 1－3 エリア間の供給力送受を考慮した各月別の供給力見通し
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、送電端)

	【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	494	472	453	493	535	492	481	504	605	603	598	564
東北	1,318	1,308	1,343	1,544	1,546	1,462	1,194	1,305	1,616	1,606	1,593	1,611
東京	4,645	4,476	4,924	6,385	6,412	5,777	4,472	4,482	5,477	5,717	5,690	5,489
東3社計	6,457	6,257	6,720	8,422	8,494	7,730	6,147	6,292	7,698	7,926	7,880	7,664
中部	2,263	2,329	2,538	2,851	2,863	2,746	2,418	2,282	2,563	2,728	2,753	2,622
北陸	474	440	495	562	565	533	455	466	538	574	577	542
関西	2,220	2,313	2,592	3,133	3,146	2,806	2,398	2,245	2,689	2,842	2,868	2,610
中国	923	938	1,050	1,230	1,235	1,153	991	988	1,173	1,173	1,184	1,101
四国	418	450	508	566	568	537	469	422	550	541	546	494
九州	1,291	1,409	1,538	1,821	1,828	1,705	1,472	1,430	1,657	1,708	1,723	1,559
中西6社計	7,590	7,880	8,720	10,162	10,206	9,480	8,203	7,833	9,170	9,567	9,652	8,928
9社合計	14,047	14,137	15,441	18,584	18,700	17,210	14,350	14,125	16,868	17,493	17,532	16,592
沖縄	172	184	194	213	215	203	200	185	189	173	164	167
10社合計	14,219	14,321	15,635	18,797	18,915	17,413	14,550	14,311	17,057	17,666	17,696	16,759

表（別） 1－4 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、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	25.1%	33.8%	26.2%	20.9%	28.0%	27.0%	24.2%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	24.5%
東北	25.1%	33.8%	25.8%	20.9%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
東京	25.1%	24.6%	17.6%	18.4%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
中部	27.6%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	30.3%	23.5%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
北陸	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	18.5%	30.2%
関西	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
中国	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
四国	29.9%	36.4%	32.2%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
九州	32.3%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
沖縄	67.8%	42.7%	31.7%	36.6%	39.3%	32.9%	49.6%	65.8%	96.9%	65.6%	71.3%	78.4%

表（別） 1－5 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	102	129	149	157	157	152	134	112	96	104	96	94
供給力	177	189	197	217	220	211	204	190	191	175	166	171
供給予備力	74	60	48	59	63	59	70	78	95	70	71	77
供給予備率	72.5%	46.3%	32.5%	37.8%	40.1%	38.6%	52.3%	70.0%	99.4%	67.5%	73.6%	82.0%

○ 2025年度

エリア別の需要電力を表（別）1－6、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等を計上した供給力を表（別）1－7に示す。

また、エリア間の供給力送受を考慮した供給力を表（別）1－8、供給予備率を表（別）1－9に示す。なお表（別）1－6から表（別）1－9において、沖縄エリアは最小予備率断面の値を示す。

さらに、沖縄エリアの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）1－10に示す。

表（別）1－6 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	361	411	420	390	390	447	483	503	501	455
東北	1,059	983	1,073	1,284	1,308	1,158	1,027	1,155	1,293	1,342	1,336	1,232
東京	3,773	3,652	4,245	5,455	5,455	4,609	3,886	4,004	4,416	4,810	4,810	4,233
東3社計	5,229	4,990	5,679	7,150	7,183	6,157	5,303	5,606	6,192	6,655	6,647	5,920
中部	1,776	1,780	2,005	2,412	2,412	2,165	1,858	1,850	2,140	2,318	2,318	2,016
北陸	365	336	391	475	475	420	347	376	449	487	487	417
関西	1,719	1,778	2,058	2,656	2,656	2,223	1,840	1,815	2,249	2,417	2,417	2,012
中国	710	715	827	1,038	1,038	907	756	794	977	994	994	844
四国	321	328	382	475	475	421	356	338	457	457	457	377
九州	980	1,080	1,217	1,544	1,544	1,347	1,128	1,159	1,391	1,458	1,458	1,205
中西6社	5,871	6,017	6,879	8,600	8,600	7,483	6,285	6,332	7,663	8,131	8,131	6,870
9社合計	11,100	11,007	12,558	15,750	15,783	13,640	11,588	11,938	13,855	14,786	14,778	12,790
沖縄	103	130	148	156	155	153	135	113	97	105	96	94
10社合計	11,203	11,136	12,706	15,907	15,939	13,793	11,722	12,050	13,951	14,891	14,874	12,885

表（別）1－7 各月別の供給力見通し
（工事計画書提出電源等加算後、送電端）

	【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	531	515	526	536	520	468	474	522	622	606	622	531
東北	1,587	1,469	1,605	1,900	1,978	1,779	1,592	1,657	1,810	1,912	1,914	1,731
東京	4,023	3,836	4,470	5,823	5,848	5,457	3,806	4,025	5,118	5,286	5,119	4,929
東3社計	6,141	5,820	6,602	8,259	8,346	7,704	5,872	6,205	7,550	7,805	7,655	7,191
中部	2,176	2,165	2,388	2,692	2,746	2,587	2,446	2,218	2,269	2,292	2,565	2,520
北陸	558	548	535	640	647	611	535	541	607	599	591	523
関西	2,129	2,193	2,484	2,914	2,977	2,792	2,217	2,269	2,747	2,880	2,914	2,786
中国	899	1,007	1,165	1,322	1,308	1,133	941	875	1,097	1,154	1,131	1,080
四国	603	632	709	867	859	796	669	626	731	808	797	770
九州	1,312	1,310	1,657	1,899	1,848	1,763	1,592	1,503	1,691	1,753	1,667	1,577
中西6社	7,677	7,855	8,938	10,334	10,386	9,683	8,398	8,033	9,143	9,485	9,665	9,256
9社合計	13,818	13,674	15,539	18,592	18,732	17,387	14,270	14,237	16,692	17,290	17,321	16,447
沖縄	165	182	206	203	217	206	192	177	160	168	168	173
10社合計	13,983	13,857	15,745	18,795	18,949	17,593	14,462	14,414	16,853	17,458	17,489	16,620

表（別） 1－8 エリア間の供給力送受を考慮した各月別の供給力見通し
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、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	474	460	483	506	496	476	459	504	582	581	586	560
東北	1,264	1,153	1,253	1,503	1,543	1,471	1,209	1,301	1,558	1,550	1,563	1,515
東京	4,502	4,284	4,958	6,387	6,437	5,856	4,308	4,511	5,320	5,555	5,627	5,206
東3社計	6,240	5,897	6,695	8,396	8,475	7,803	5,976	6,315	7,460	7,686	7,775	7,281
中部	2,292	2,327	2,569	2,824	2,846	2,751	2,427	2,289	2,578	2,677	2,714	2,693
北陸	471	439	500	557	561	534	453	465	540	580	576	556
関西	2,219	2,324	2,637	3,113	3,134	2,824	2,404	2,246	2,710	2,878	2,859	2,687
中国	916	935	1,060	1,216	1,225	1,153	988	983	1,177	1,184	1,176	1,127
四国	414	442	519	677	669	611	549	506	551	548	541	510
九州	1,265	1,311	1,560	1,809	1,822	1,712	1,474	1,434	1,676	1,737	1,680	1,592
中西6社計	7,578	7,777	8,845	10,196	10,257	9,584	8,295	7,922	9,233	9,603	9,545	9,166
9社合計	13,818	13,674	15,539	18,592	18,732	17,387	14,270	14,237	16,692	17,290	17,321	16,447
沖縄	165	182	206	203	217	206	192	177	160	168	168	173
10社合計	13,983	13,857	15,745	18,795	18,949	17,593	14,462	14,414	16,853	17,458	17,489	16,620

【万kW】

表（別） 1－9 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、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	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

※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） 1－10 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	103	130	150	158	158	153	135	113	97	105	96	94
供給力	170	187	209	207	222	215	196	182	163	170	170	177
供給予備力	67	58	59	49	64	62	61	69	66	65	74	82
供給予備率	64.7%	44.3%	39.5%	31.1%	40.4%	40.3%	45.1%	61.5%	68.7%	62.4%	76.5%	87.4%

別紙２．当該年度以降１０年間の需給見通し（長期）

２０２４年度以降１０年間のエリア別の需要電力を表（別）２－１、供給力を表（別）２－２に示す。なお表（別）２－１、表（別）２－２において、沖縄エリアの２０２４、２０２５年度は最小予備率断面の値を示す。

また、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月断面の需要電力を表（別）２－３、供給力を表（別）２－４に示す。

さらに、沖縄エリアの指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）２－５に示す。

表（別）２－１ 長期の需要電力見通し（８月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	418	420	424	425	432	443	447	446	446	445
東北	1,301	1,308	1,307	1,306	1,305	1,304	1,303	1,301	1,300	1,299
東京	5,395	5,455	5,507	5,564	5,604	5,631	5,645	5,655	5,664	5,666
東３社計	7,114	7,183	7,238	7,295	7,341	7,378	7,395	7,402	7,410	7,410
中部	2,409	2,412	2,406	2,400	2,393	2,388	2,381	2,375	2,368	2,362
北陸	475	475	475	474	474	473	473	473	472	472
関西	2,647	2,656	2,655	2,661	2,666	2,665	2,661	2,656	2,652	2,646
中国	1,039	1,038	1,040	1,044	1,058	1,083	1,092	1,100	1,103	1,103
四国	478	475	473	470	467	465	462	459	456	454
九州	1,538	1,544	1,551	1,556	1,557	1,560	1,558	1,556	1,553	1,551
中西６社	8,586	8,600	8,600	8,605	8,615	8,634	8,627	8,619	8,604	8,588
９社合計	15,700	15,783	15,838	15,900	15,956	16,012	16,022	16,021	16,014	15,998
沖縄	154	155	159	160	161	162	163	164	165	166
１０社合計	15,854	15,939	15,997	16,060	16,117	16,173	16,185	16,185	16,179	16,163

表（別）２－２ 長期の供給力見通し（８月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	535	496	485	546	525	547	546	557	558	559
東北	1,546	1,543	1,481	1,625	1,472	1,471	1,485	1,479	1,473	1,468
東京	6,412	6,437	5,909	6,265	6,320	6,353	6,436	6,427	6,419	6,403
東３社計	8,494	8,475	7,875	8,437	8,317	8,371	8,467	8,463	8,450	8,429
中部	2,863	2,846	2,729	2,703	2,699	2,694	2,715	2,699	2,684	2,669
北陸	565	561	539	534	535	534	539	538	535	533
関西	3,146	3,134	3,011	2,997	3,007	3,007	3,034	3,019	3,006	2,990
中国	1,235	1,225	1,180	1,176	1,193	1,222	1,245	1,250	1,250	1,247
四国	568	669	538	544	540	540	542	541	542	543
九州	1,828	1,822	1,759	1,753	1,756	1,760	1,777	1,769	1,760	1,753
中西６社計	10,206	10,257	9,755	9,706	9,730	9,758	9,852	9,817	9,777	9,735
９社合計	18,700	18,732	17,630	18,143	18,047	18,129	18,319	18,280	18,227	18,164
沖縄	215	217	212	227	212	227	227	228	228	230
１０社合計	18,915	18,949	17,842	18,369	18,259	18,357	18,546	18,507	18,455	18,394

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	501	503	508	515	519	526	529	529	529	528
東北	1,335	1,342	1,341	1,340	1,338	1,337	1,336	1,335	1,334	1,333
北陸	487	487	486	486	485	485	485	485	484	484

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	603	581	636	597	619	626	634	637	637	637
東北	1,606	1,550	1,687	1,813	1,723	1,734	1,744	1,760	1,764	1,777
北陸	574	580	681	687	670	639	638	639	639	639

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
需要電力	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166
供給力	220	222	212	227	212	227	227	228	228	230
供給予備力	63	64	53	67	51	66	65	64	63	65
供給予備率	40.1%	40.4%	33.2%	41.9%	32.0%	40.5%	39.8%	39.1%	38.4%	39.0%

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

2025 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

2024年6月

電力広域的運営推進機関

(blank)

2025年度向け調整力の公募（沖縄エリア）にかかる 必要量の考え方について

2024年6月21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、その必要量については、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。

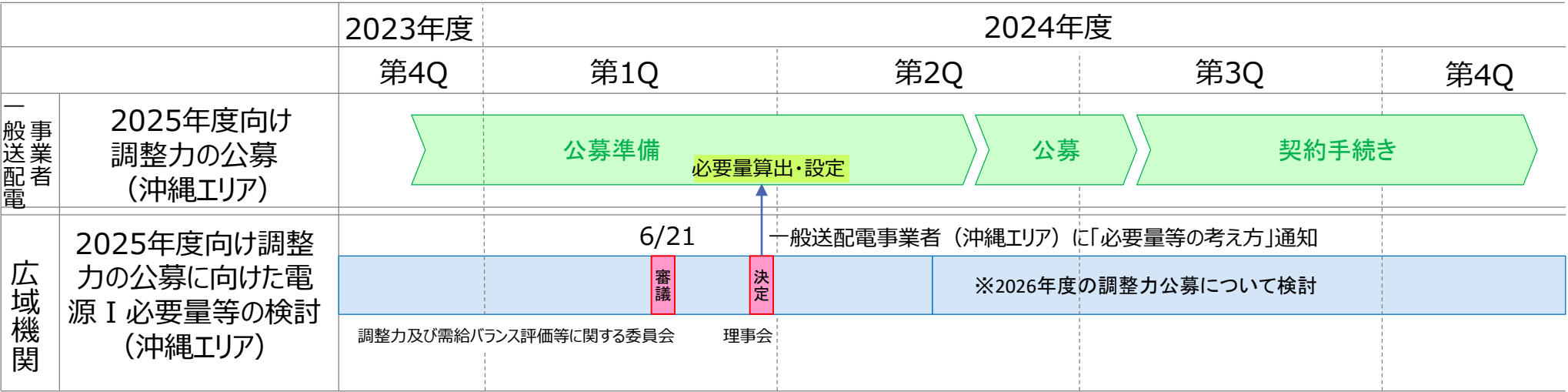
なお、本資料の内容は2024年度以降も調整力の公募を継続する沖縄エリアにおいて、2025年度を調整力の提供対象期間とし、2024年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募にかかる必要量の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 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、委員会にて、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、沖縄エリアの一般送配電事業者へ通知するものである。

一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（抜粋）

4. 公募調達実施時
（2）調整力の要件に関連する事項 ① 調整力の要件（スペック）について
・・・（前略）・・・調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、一般送配電事業者が適切に設定するものである ・・・（後略）・・・

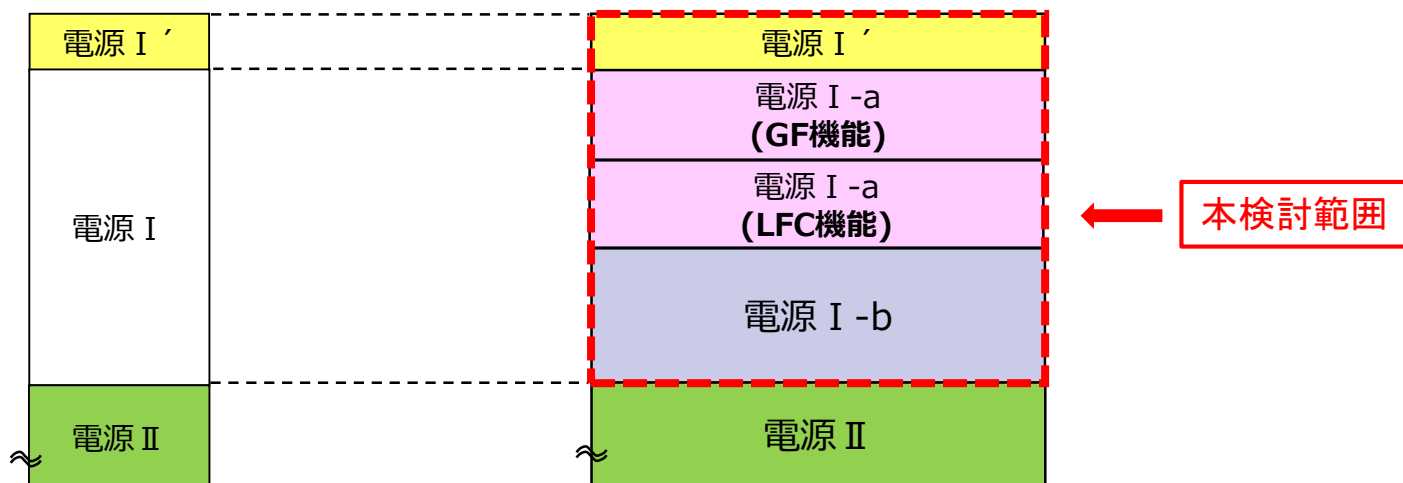
出所）「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」
<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20240325001a.pdf>



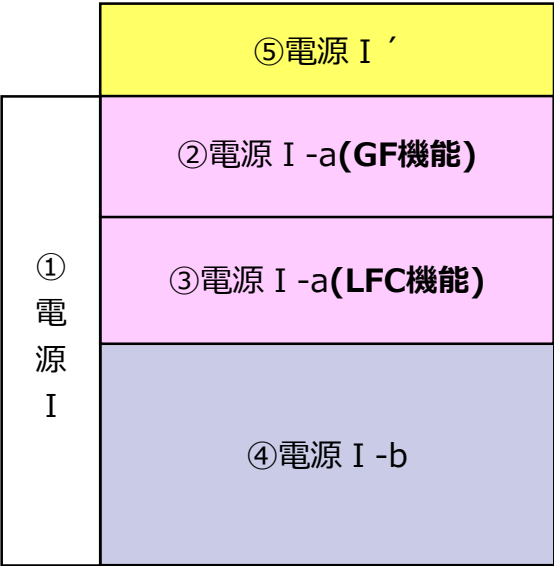
- 沖縄エリア以外は2024年度以降、調整力公募が終了し、一般送配電事業者は調整力を需給調整市場から調達することとなる。
- しかし、沖縄エリアにおいては、他系統と連携していない独立系統であり、電力の広域調達及び広域運用ができないという他エリアとは異なる状況にあることから、2024年度以降も調整力公募が継続される。

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）		

- 沖縄エリアの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」もの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。**
- なお、沖縄エリアの電源Ⅰについては以下の3区分に細分化されている。
 - 電源Ⅰ-a（GF機能）：オフライン（自端制御）でGF機能による調整が可能であり、沖縄電力からの電話指令等による出力調整が可能な設備等の調整力
 - 電源Ⅰ-a（LFC機能）：専用線オンライン指令で調整できる設備等の調整力
 - 電源Ⅰ-b：オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを含む。）で調整できる設備等の調整力
- **さらに、当機関は猛暑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。**



- 沖縄エリアの各調整力区分における調整力必要量の算出方法は以下の通り。
- 2025年度必要量については、基本的な考え方は変更せず、算定諸元を最新データに更新（朱書き箇所）することでどうか。



区分	必要量の算出方法
①電源 I	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力
②電源 I -a (GF機能)	GF4台※1運転時の最低限GF確保量 ※ 1 GF対象の4台は、吉の浦、金武、電発石川、牧港
③電源 I -a (LFC機能)	<u>至近3ヶ年</u> の昼間帯・点灯帯・夜間帯に分けた時間内変動 (LFC対応分)と30分内残余需要予測誤差の合成値3σ の最低値
④電源 I -b	①電源 I 必要量－(②電源 I -a (GF) 必要量＋ ③ <u>電源 I -a (LFC) 必要量</u>)
⑤電源 I ′	<u>H3需要</u> 比率の4.2%

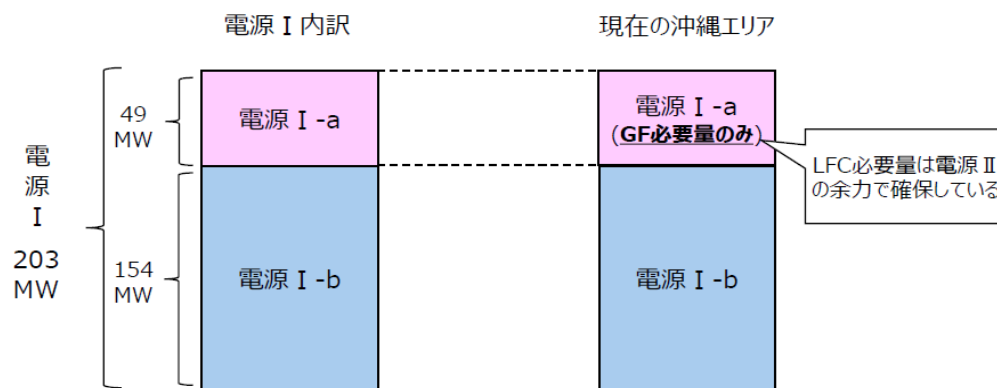
- 沖縄エリアの電源Ⅰ 必要量については、**沖縄エリアの本来あるべき発電機容量118MWを前提としたLOLP0.3日/月に相当する必要予備力203MW**としており、2025年度も引き続き本必要予備力相当分を必要量として確保する。

沖縄エリアの電源Ⅰ 必要量について

9

- 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い、当面の間はGC前に見込んでいた電源Ⅱの余力が実需給でも調整力として期待できることもあり、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) 第58回本委員会(2021年3月3日)の議論内容

6

～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～

- 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	奥志川1G	奥志川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

沖縄エリアのLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率について

28

- 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%)を最大出力とした場合の、沖縄エリアの8月ピーク時間帯の**LOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率については、15.0%**という算定結果が得られた。

＜沖縄エリアの8月ピーク時間帯のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率＞
(最大出力(送電端)は118MW)

	項 目	内 容
検討条件	電源	2020年度供給計画の2020年度の電源を対象として、 最大出力(送電端)を118MW以下に設定
	需要	2020年度供給計画の2020年度H3需要(8月H3需要1,352MW)
	電源の計画外停止率	2017年度(2014～2016年度実績)の調査結果(10エリア合計)を設定(火力:2.6%)
	LOLP	8月ピーク時間帯(15時)のLOLPを0.3日/月を満たす必要予備率を算出(試行回数10,000回の平均)
必要予備率算定結果		15.0%(203MW)

- 沖縄エリアの電源 I -a（GF機能）必要量については、GF 4 台運転時のGF量と整合させている。
- 2025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として確保する。**

電源 I -a（GF機能）必要量について

【P.6】

- 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**こととどうか。

まとめ

24

- 沖縄電力による検証試験の結果、常時GF4台運転が可能と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。

出所）第74回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022年6月28日）資料3（赤枠追記）
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_74_03.pdf

出所）第87回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年6月28日）資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_87_03.pdf

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	0.00
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

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

- 沖縄エリアの電源 I -a（LFC機能）必要量の算出として、昨年度同様に至近3ヶ年（2021年度～2023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34MW～137MWと変化することが確認された。
- 2024年度の電源 I -a（LFC機能）必要量の考え方と同様に、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である**34MWを2025年度の電源 I -a（LFC機能）必要量**として確保する。

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	92	115	114	99	137	89	119	81	84	127	127	110	115
点灯帯:18時～22時	57	38	49	45	82	49	47	43	34	37	40	42	68
夜間帯:22時～9時	62	78	84	102	93	76	68	53	52	55	54	55	82

（年間3 σ 値：101MW）

電源 I -a (LFC機能) 必要量について

【P.11】

- 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。

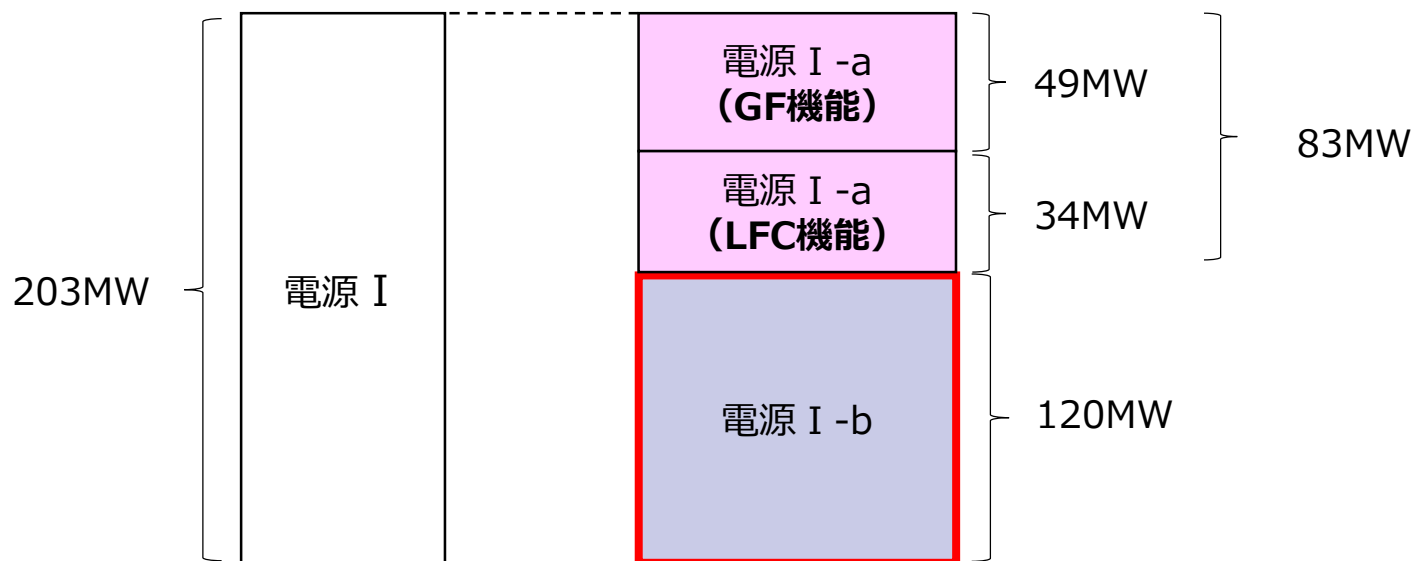
各時間帯別の「時間内変動（LFC対応分）」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3 σ (MW)

	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2025年度電源 I - b 必要量は、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（電源 I -a（GF機能）と電源 I -a（LFC機能）の合計値）83MWを差引いた120MWとする。

【電源 I 必要量の内訳】



- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分は猛暑時の需要増加に対しての必要量であり、需要規模に応じて確保する必要があることから、2025年度についても引き続き**H3需要比率の4.2%**を採用する。
- 上記の考え方にに基づき算出した結果、2025年度のH3需要想定は1,408.8MW（2025年8月）であることから**59MWと算定**される。算定結果から**2025年度における電源 I ' 必要量については59MWを確保する。**

【P.15】

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。

15

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

- 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

$$= \text{厳気象H1需要} \times 103\%$$

$$= \{ (\text{H3需要} \times 102\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$
- 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 ' 公算量については、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年度向け公算の必要量については、次回以降改めて提示予定。



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

出所) 第85回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年4月19日）資料1 抜粋（赤線追記）
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_85_01.pdf

- 沖縄エリアの2024年度調整力（2025年度向け）の必要量について、以下のとおり整理する。

＜調整力の必要量について＞

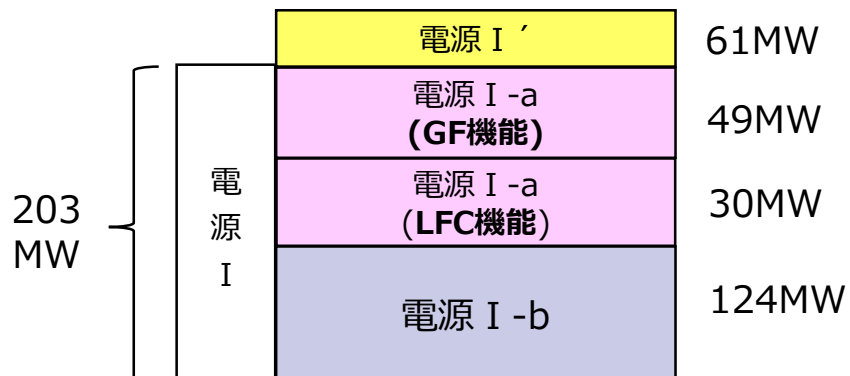
電源 I -a（GF機能）の必要量はGF4台運転と整合させ、49MWとする。

電源 I -a（LFC機能）の必要量は、34MWとする。

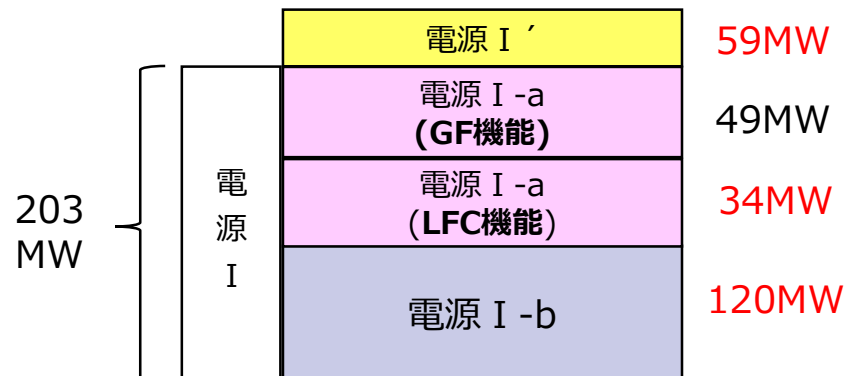
電源 I -bの必要量は、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（83MW）を差引いた120MWとする。

電源 I 'の必要量は、H3需要比率の4.2%である59MWとする。

2023年度調整力（2024年度向け）の必要量



2024年度調整力（2025年度向け）の必要量



(blank)

VI. 調査研究

- ・ 欧米における市場主導型（ノーダル制）に関する調査委託－調査報告書

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

- ・ オーストラリアにおける供給信頼度評価に関する調査委託－調査報告書

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2024/files/shinraidohyokashuhou_23itakuchousa.pdf



電力広域の運営推進機関
<https://www.occto.or.jp/index.html>