

**第1号議案**

2024年9月4日

第474回理事会

電力需給及び電力系統に関する概況（2023年度の実績）の取りまとめ及び公表について

業務規程第181条の規定に基づく年次報告書の一つとして、別紙のとおり、電力需給及び電力系統に関する概況（2023年度の実績）を取りまとめ、本機関ウェブサイトで公表する。

（公表日：2024年9月4日）

以上

**【添付資料】**

別紙1 「電力需給及び電力系統に関する概況（2023年度の実績）」

# 電力需給及び電力系統に関する概況

-2023年度の実績-

2024年9月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN



## はじめに

本機関は、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

<b>第1章 電力需給の実績</b> .....	1
1. 供給区域と季節の定義.....	1
2. 気象概況.....	2
3. 最大需要電力.....	4
4. 需要電力量.....	6
5. 負荷率.....	8
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況.....	10
7. 最小広域予備率発生時の電力需給状況.....	14
8. 最小需要電力発生時の電力需給状況.....	15
9. 日最大需要電力量発生時の電力需給状況.....	16
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.....	17
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.....	19
<b>第2章 電力系統の実績</b> .....	23
1. 地域間連系線とその管理.....	23
2. 連系線の利用状況.....	25
3. 連系線の作業停止状況.....	30
4. 連系線の故障状況.....	32
5. マージン使用の実績.....	33
6. 連系線別の利用実績.....	34
7. 広域連系系統の空容量の状況.....	40
<b>まとめ</b> .....	41
＜参考＞広域機関による指示実績の詳細.....	42

(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](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。

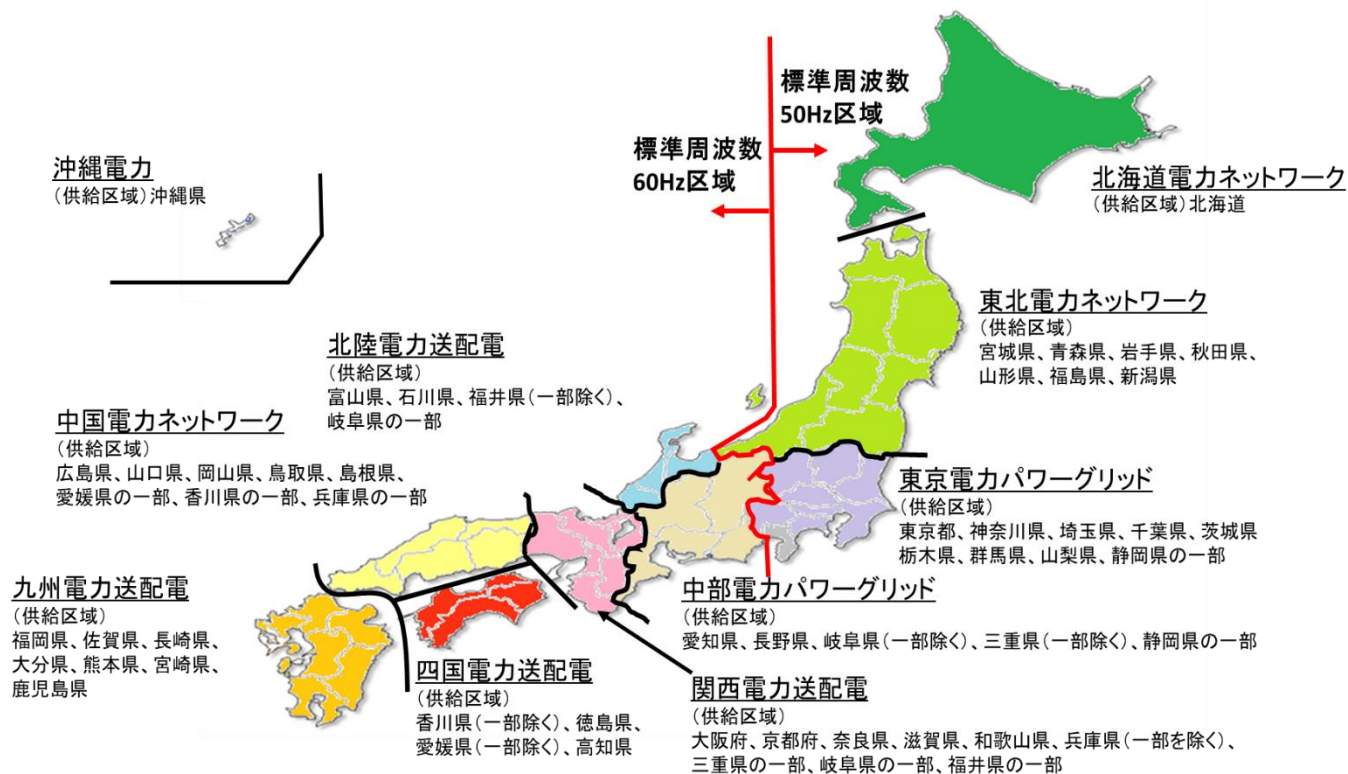


図1-1 供給区域の区分

### (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](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<sup>1</sup>。

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<sup>2</sup>

	[万kW]											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	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

<sup>1</sup> 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。

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

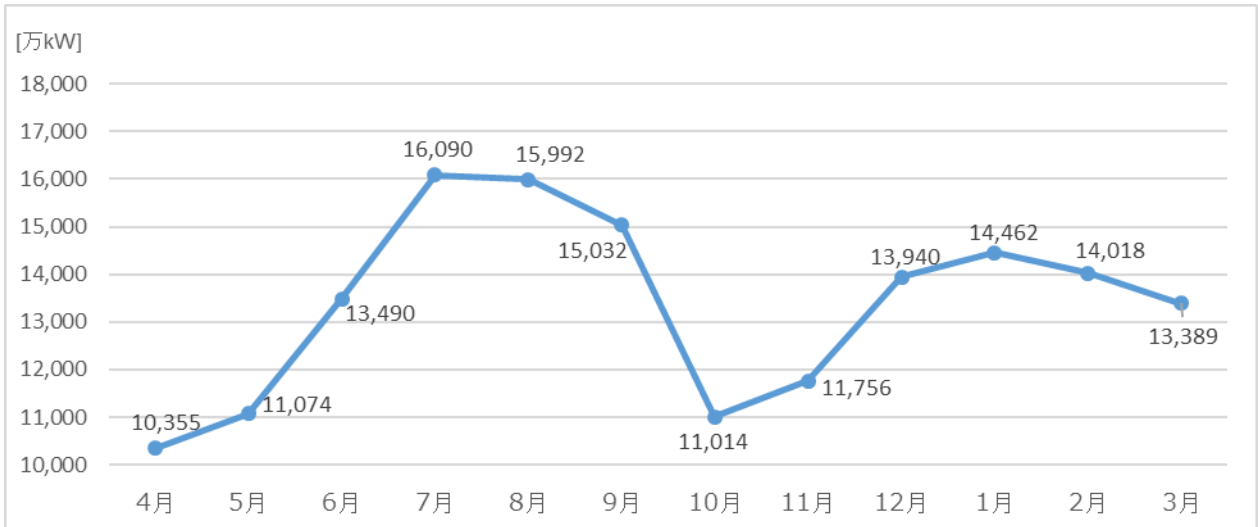


図1-2 全国の月間最大需要電力の推移

表1-4 年間最大需要電力実績(2016年度～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

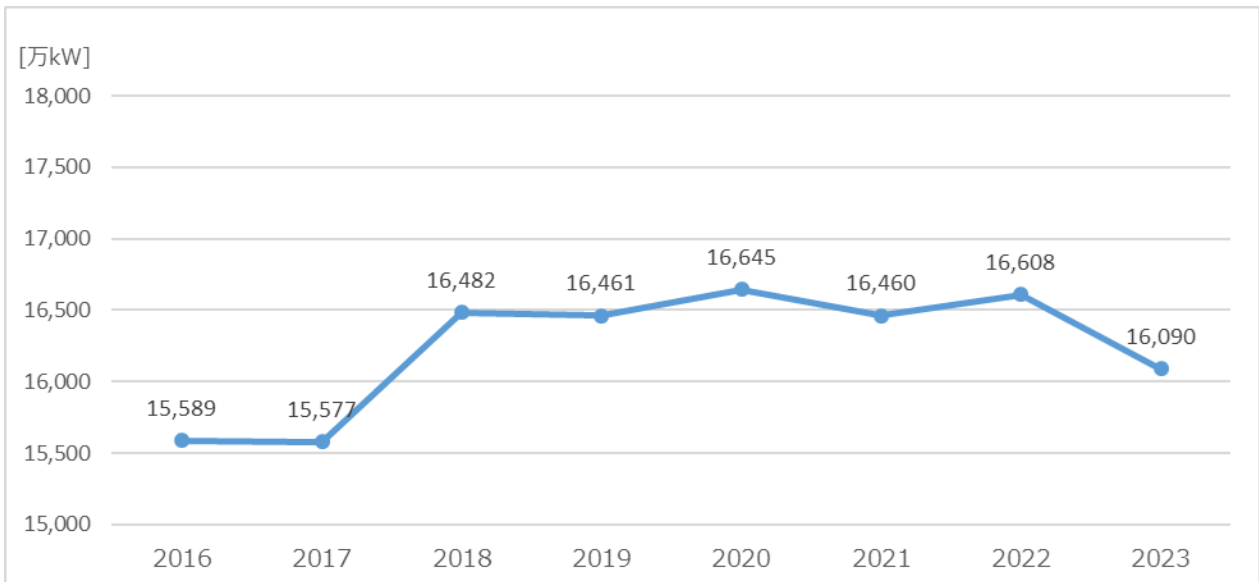


図1-3 全国の年間最大需要電力の推移(2016年度～2023年度)

#### 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<sup>3</sup>

[百万kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,254	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

<sup>3</sup> 端数により各月の合計が年度計と合わない場合がある。以降も同様。

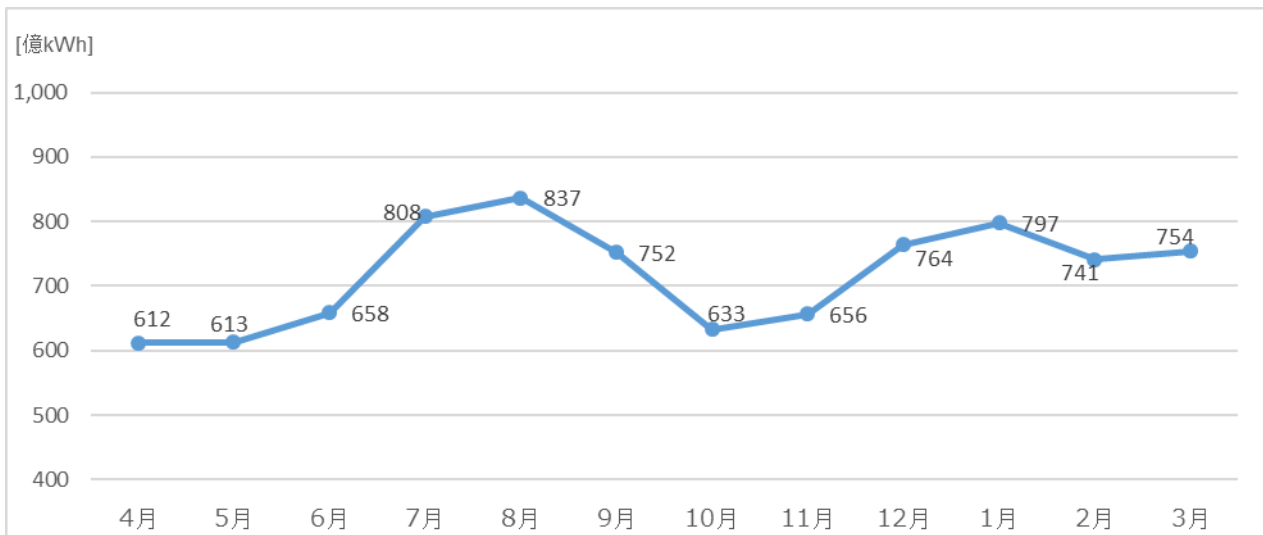


図1-4 全国の月間需要電力量の推移

表1-6 年間需要電力量実績(2016年度～2023年度)

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

[百万kWh]

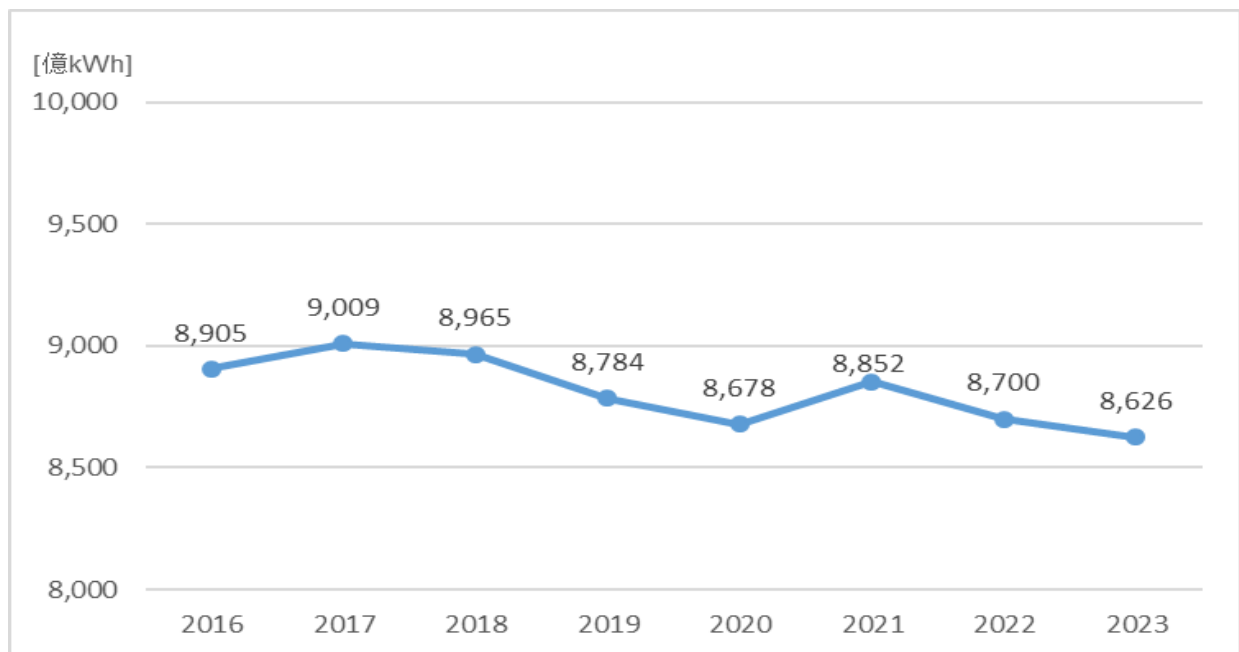


図1-5 全国の年間需要電力量の推移(2016年度～2023年度)

## 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<sup>4</sup>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度
北海道	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

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

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

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

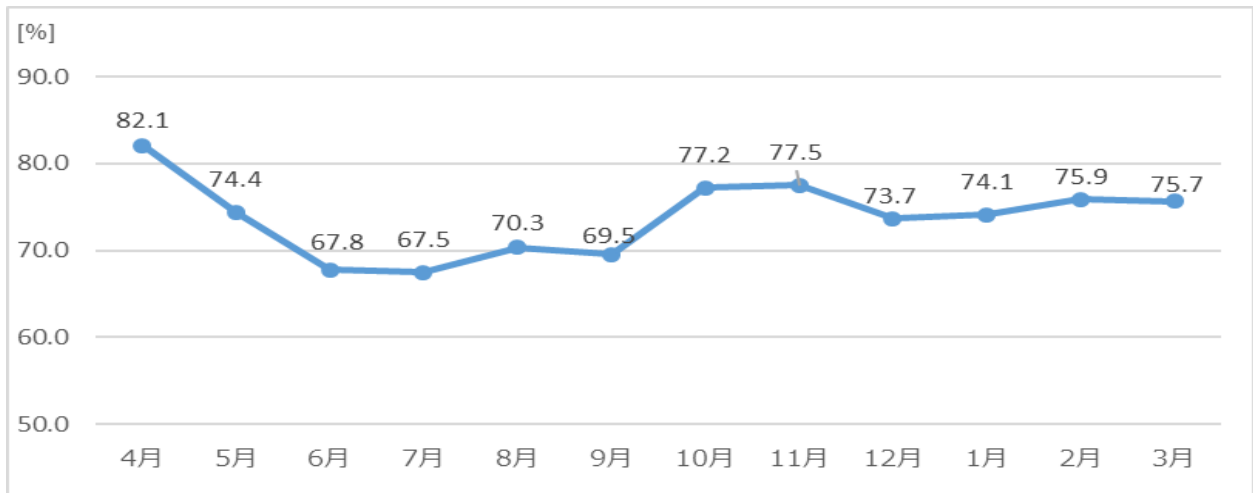


図1-6 全国の月負荷率の推移

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

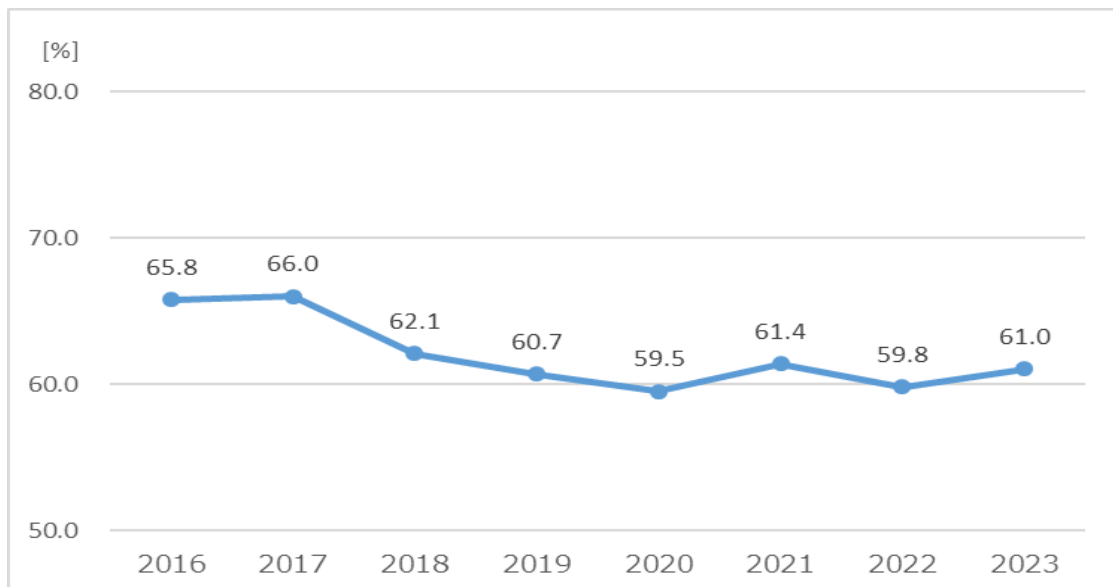


図1-7 全国の年負荷率の推移(2016年度～2023年度)

## 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<sup>5</sup>

	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

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

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

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

表1-10 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<sup>6</sup>

	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

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

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

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<sup>7</sup>。

表1-13及び1-14に最小広域予備率<sup>8</sup>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%を下回る時間帯は無かった。

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

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

<sup>8</sup> 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<sup>9</sup>

	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)

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

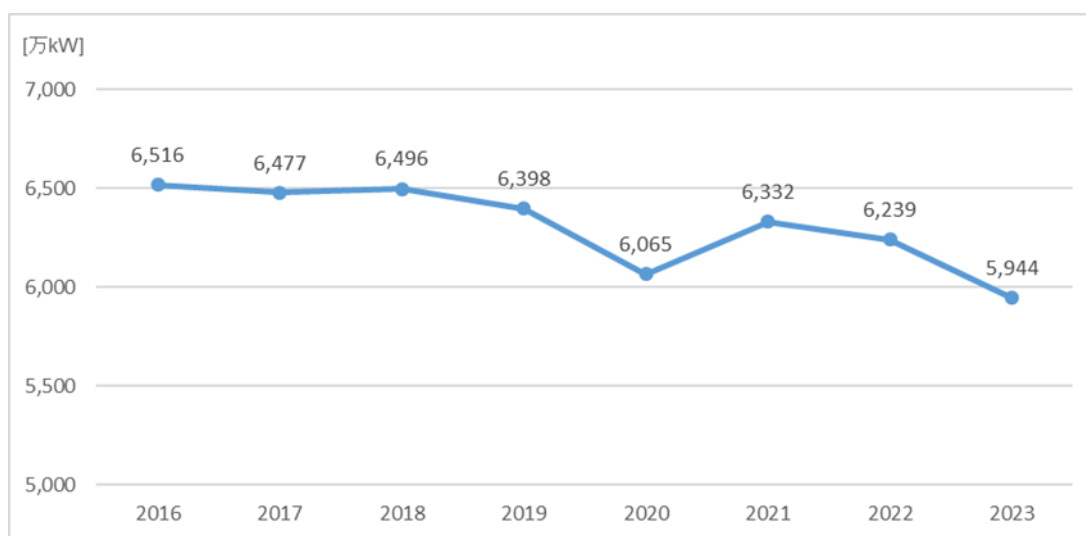


図1-8 全国の年間最小需要電力の推移(2016年度～2023年度)

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

## 9. 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<sup>10</sup>

	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<sup>10</sup>

	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	-

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

## 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)<sup>11</sup>。

- 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

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

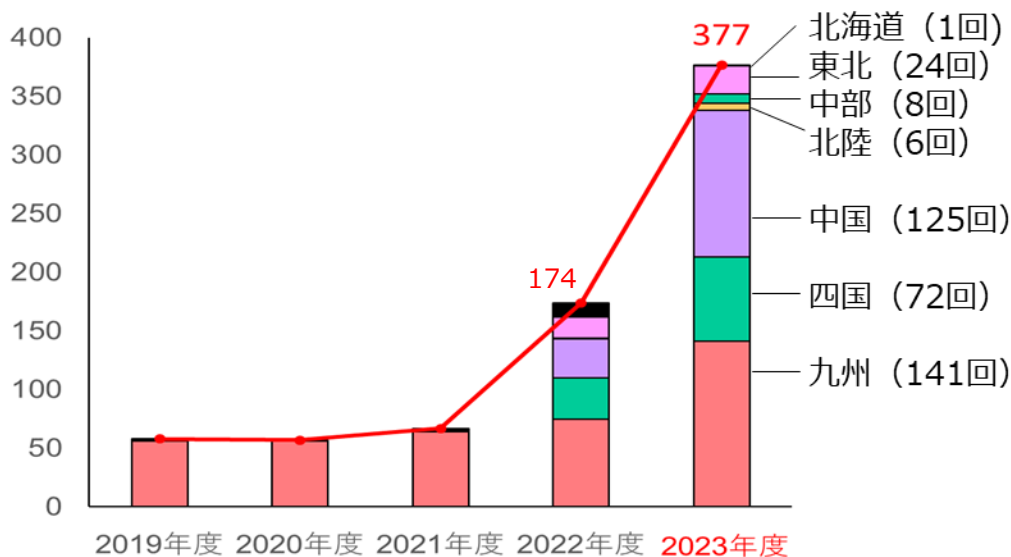
[回]

<sup>11</sup> <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<sup>12</sup>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<sup>13</sup>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)



<sup>12</sup> 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。

<sup>13</sup> 供給区域の下げ調整力が不足し又は下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整のこと。

## 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<sup>14</sup>。

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。

---

<sup>14</sup> <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)

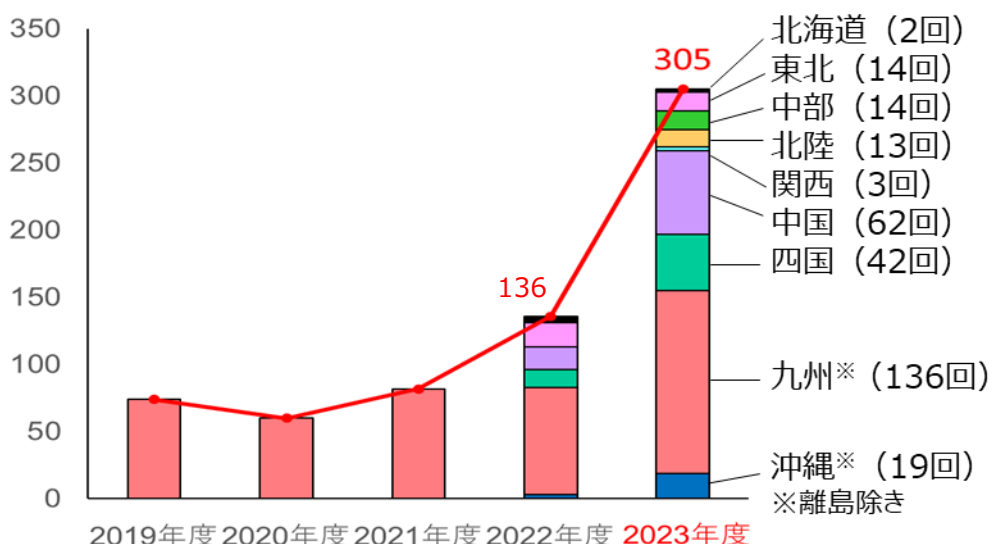
沖縄				
実施月	抑制回数	抑制量	最大抑制量	最大抑制日
2023年4月	3	6.9	3.4	4月9日
2023年5月	0	0.0	0.0	
2023年6月	0	0.0	0.0	
2023年7月	0	0.0	0.0	
2023年8月	0	0.0	0.0	
2023年9月	0	0.0	0.0	
2023年10月	0	0.0	0.0	
2023年11月	1	1.3	1.3	11月19日
2023年12月	2	3.1	1.6	12月17日
2024年1月	4	7.5	3.3	1月14日
2024年2月	7	12.5	4.0	2月11日
2024年3月	2	3.0	1.9	3月17日
2023年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



## 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。

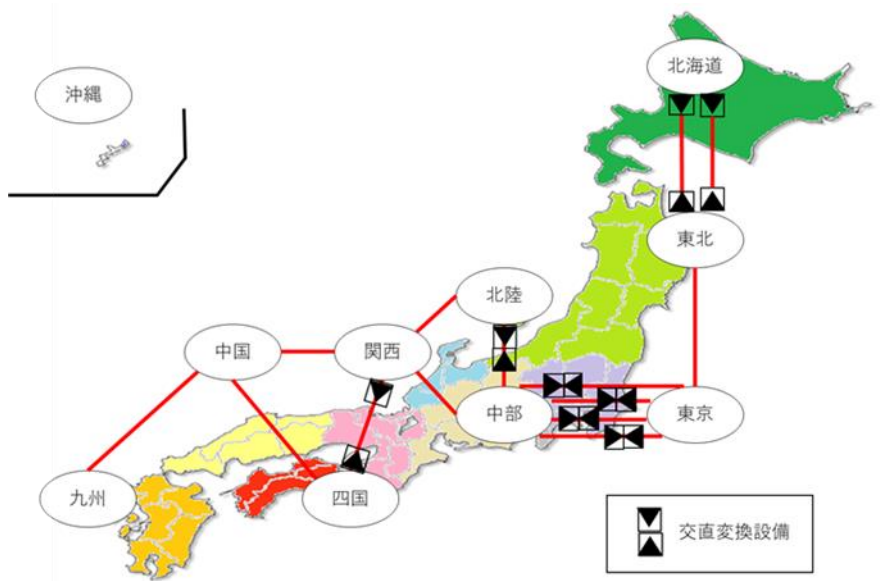


図2-1 連系線

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

※ 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<sup>15</sup>。間接オークションとは、連系線を利用する地位又は権利をオークションにより直接的に割当てを行わず、全ての連系線利用を、エネルギー市場を介して行う仕組みである。連系線利用ルールを変更したことに伴う主な相違点は、以下のとおり。

### 連系線利用計画の廃止及び容量登録のタイミング変更

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

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

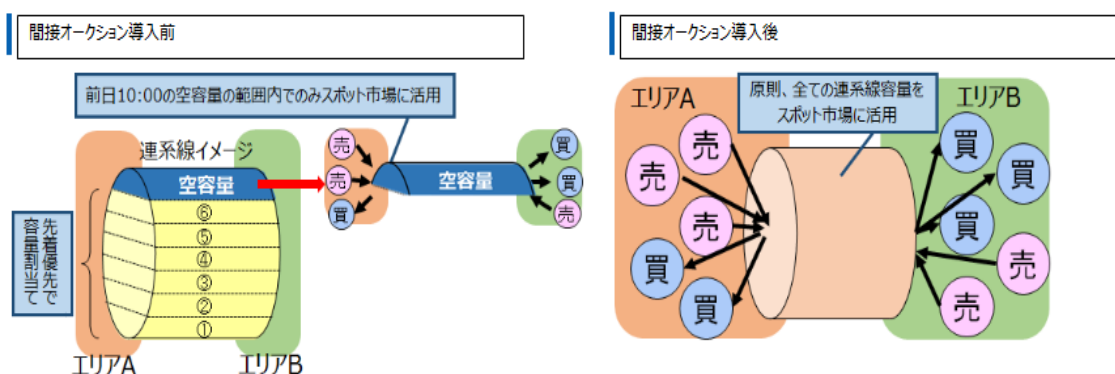


図2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

<sup>15</sup> [https://www.occto.or.jp/occtosystem2/kansetsu\\_auction\\_gaiyou.html](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<sup>16</sup>

		[百万kWh]												
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道 本州 間	東北向き (順方向)	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。

<sup>16</sup> 表中の同じ数字の一部が最小値となっているのは、小数点第1位で四捨五入しているため。

[百万kWh]

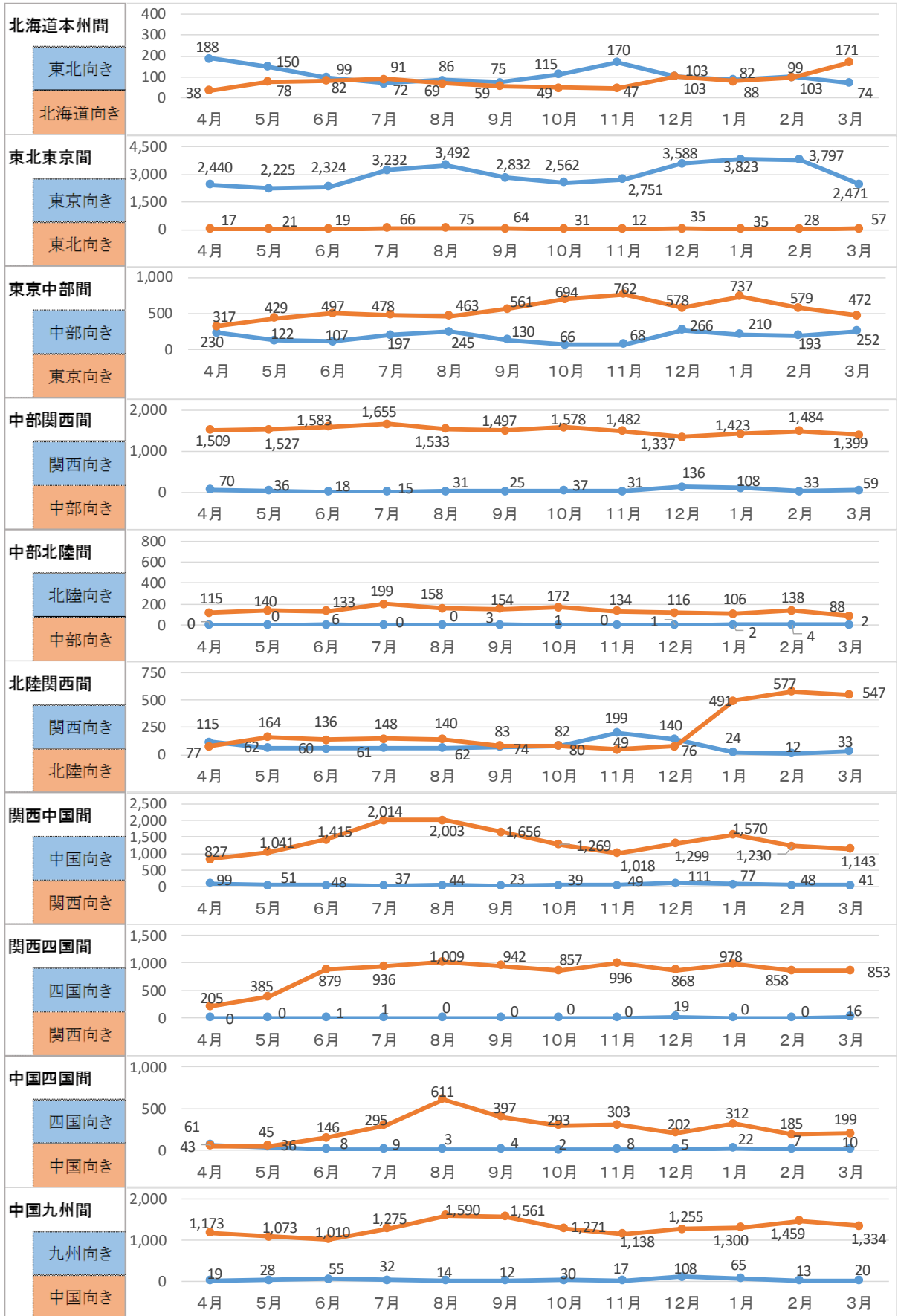


図2-3 月間連系線利用状況

## (2)年間連系線利用状況

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。



[百万kWh]

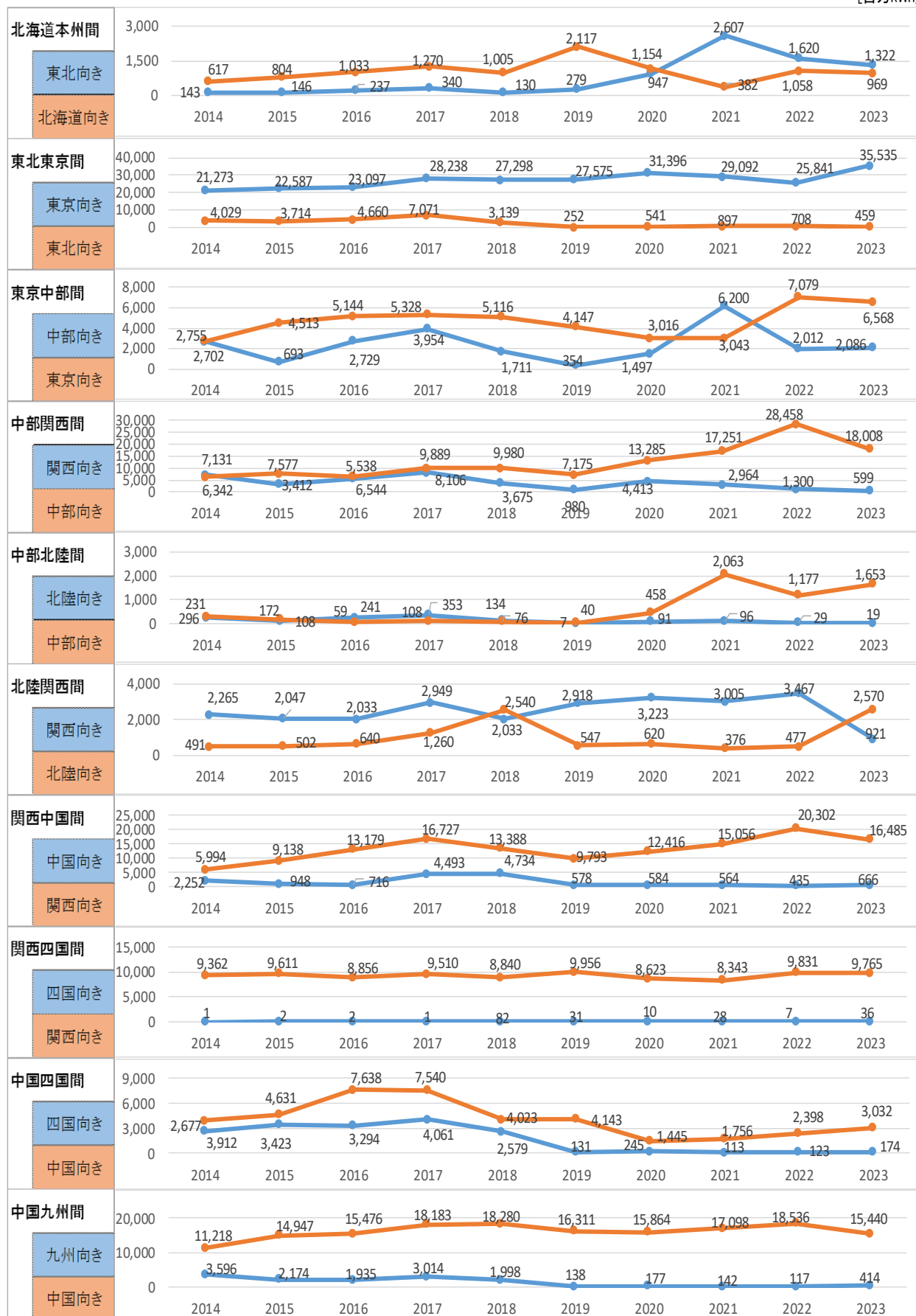


図2-4 年間連系線利用状況(2014年度～2023年度)

### (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。

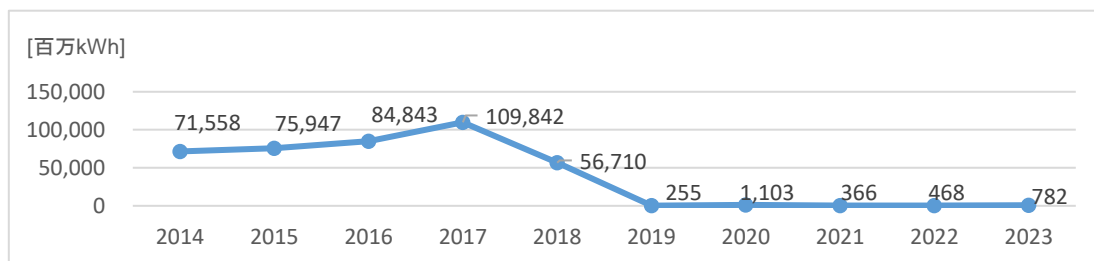


図2-5 取引別の年間連系線利用状況の推移(2014年度～2023年度/相対取引・その他)

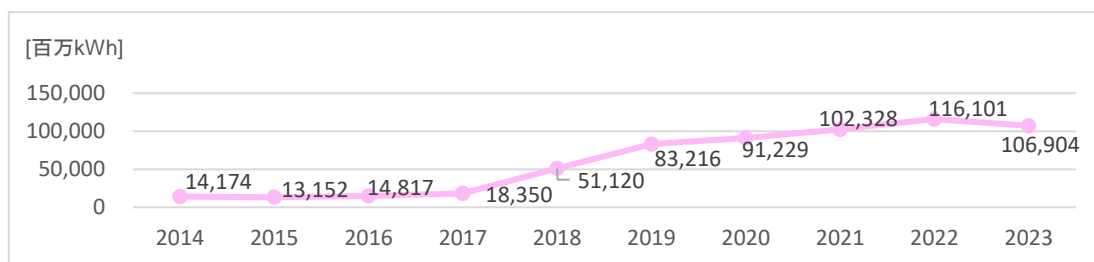


図2-6 取引別の年間連系線利用状況の推移(2014年度～2023年度/翌日市場取引)

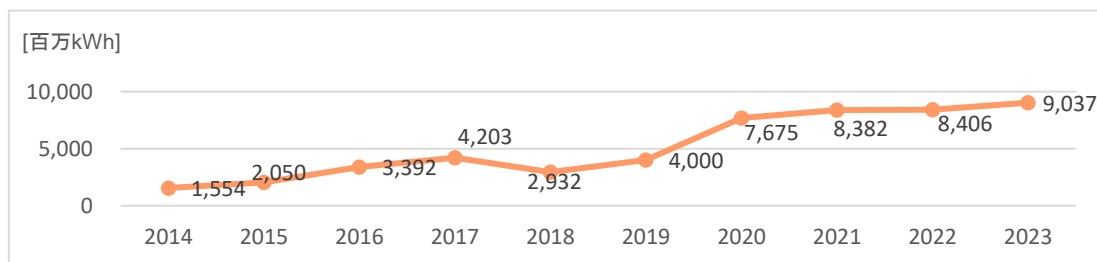


図2-7 取引別の年間連系線利用状況の推移(2014年度～2023年度/時間前取引)

### 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	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	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	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	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	

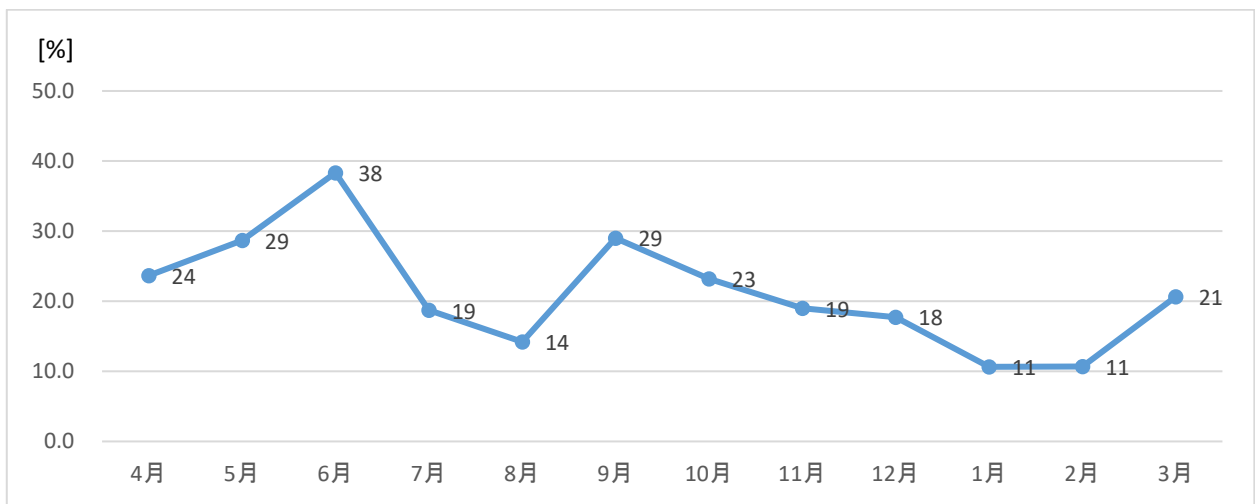


図2-8 連系線の2023年度月間作業停止率の推移

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

## (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)

年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	計	10ヶ年平均
件数	63	91	218	267	205	353	385	379	423	339	2,723	272

[件]

※ 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)

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

[件]

## 5. マージン使用の実績

マージン使用とは、供給区域の需給ひっ迫若しくは下げ代不足が発生し、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

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

[日]

## 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。

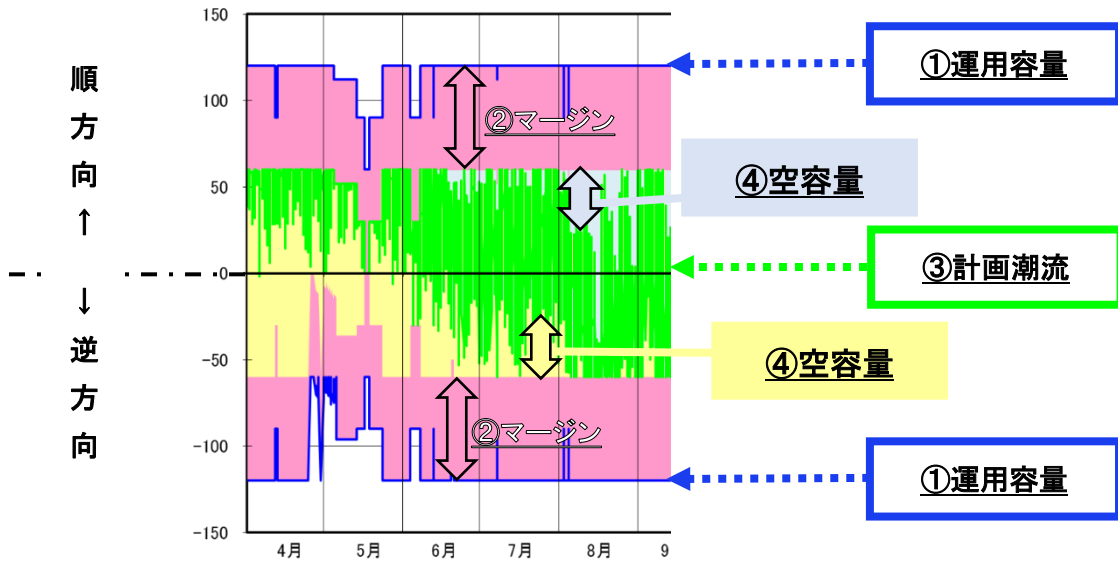


図2-9 連系線 実績の見方

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

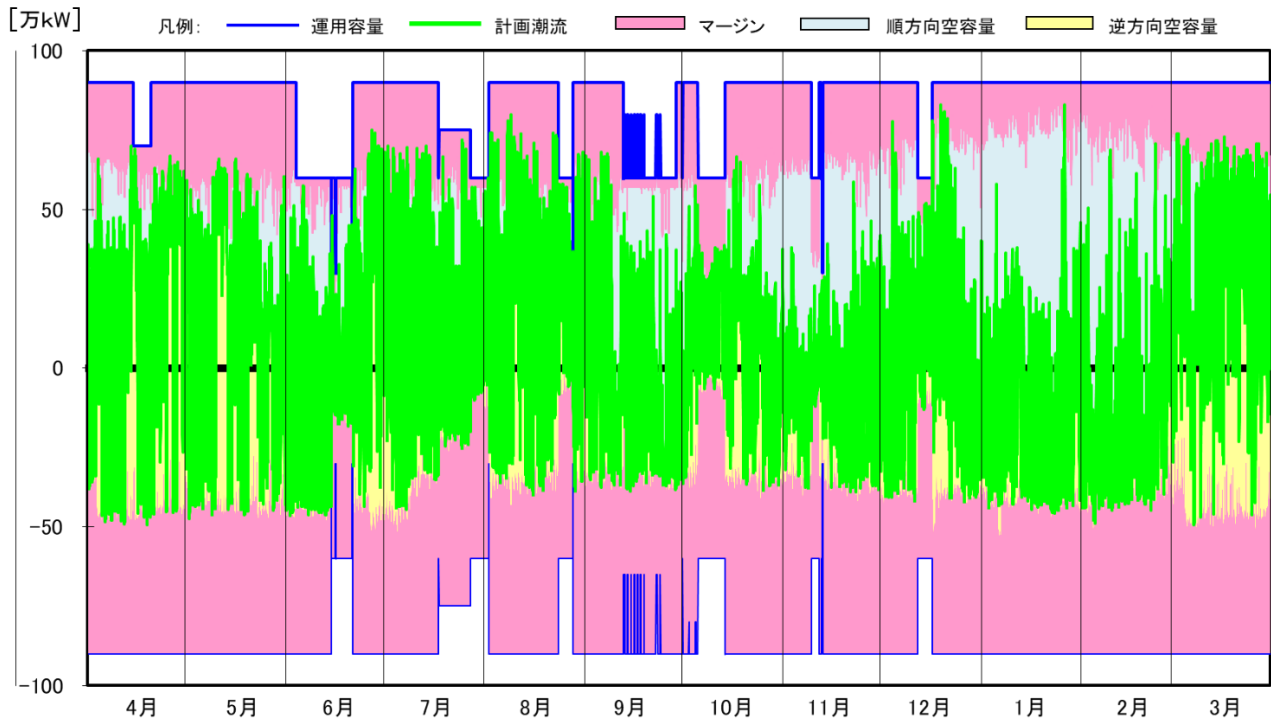
(注:計画潮流について)

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

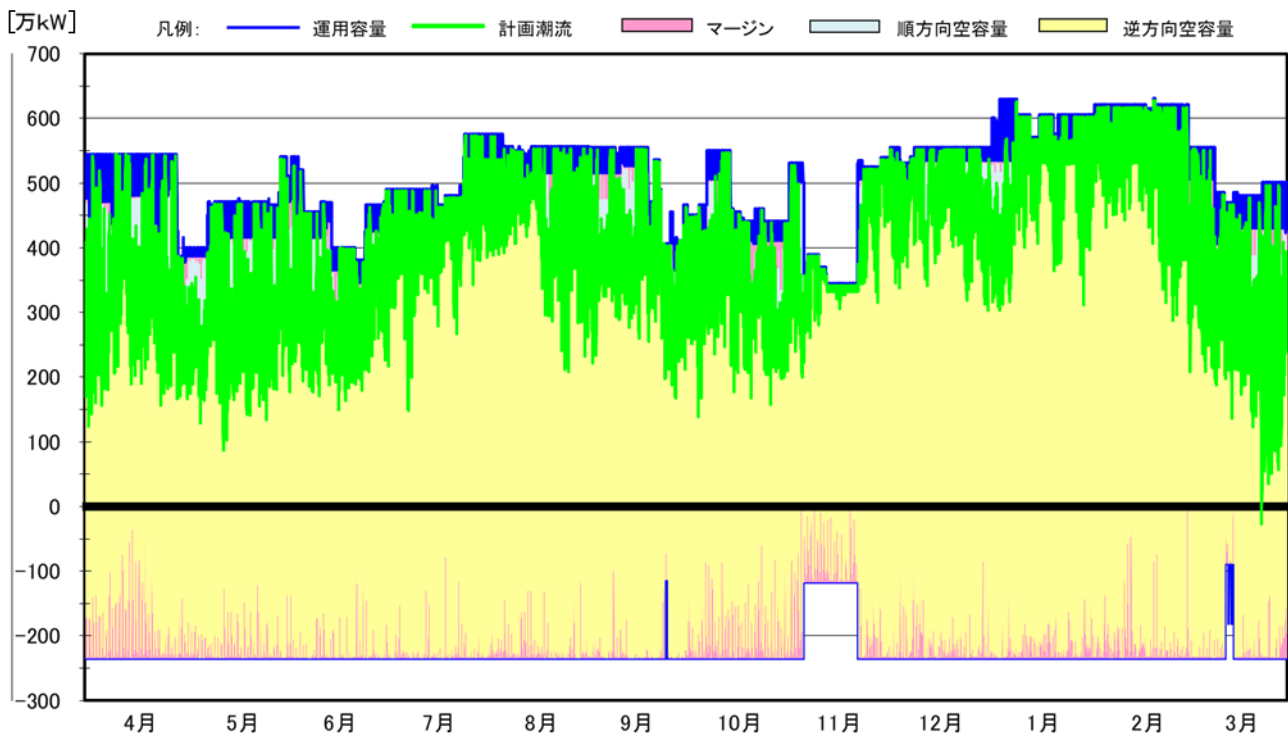
空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

[http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN\\_login#](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。

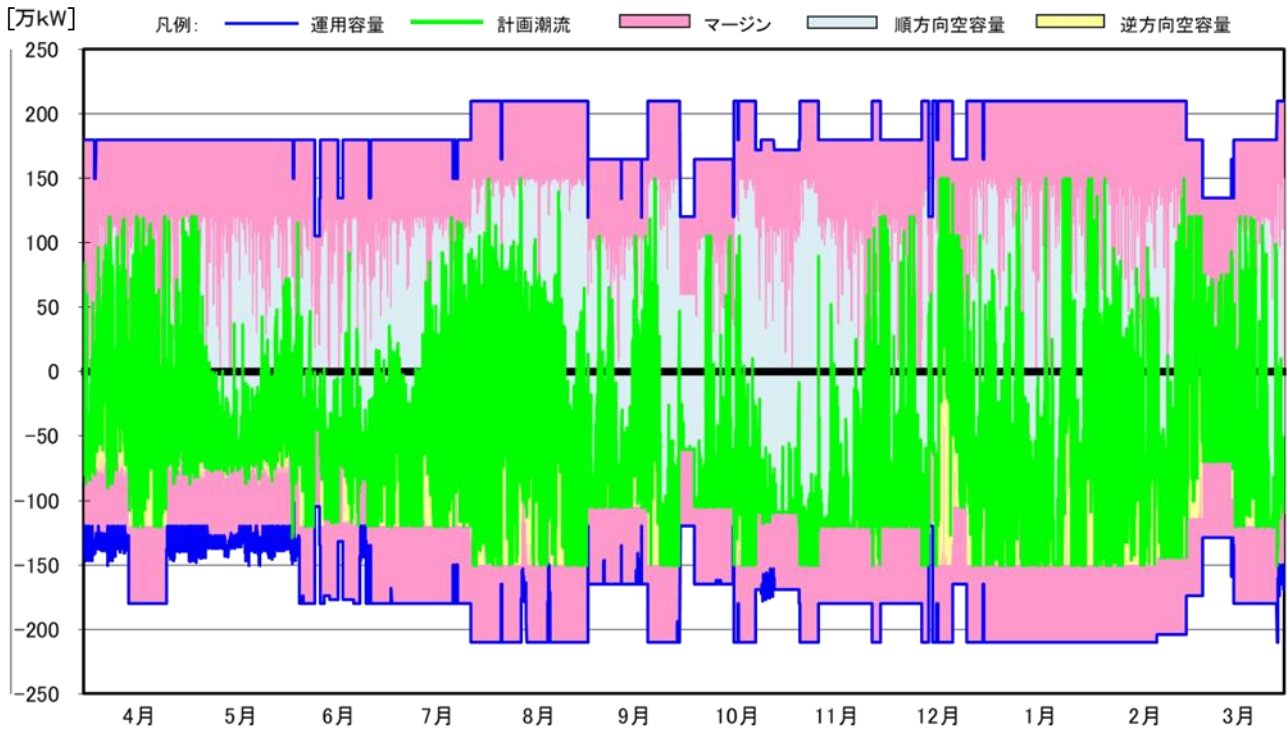
図2-10 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、  
新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2023年度)



※ 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。

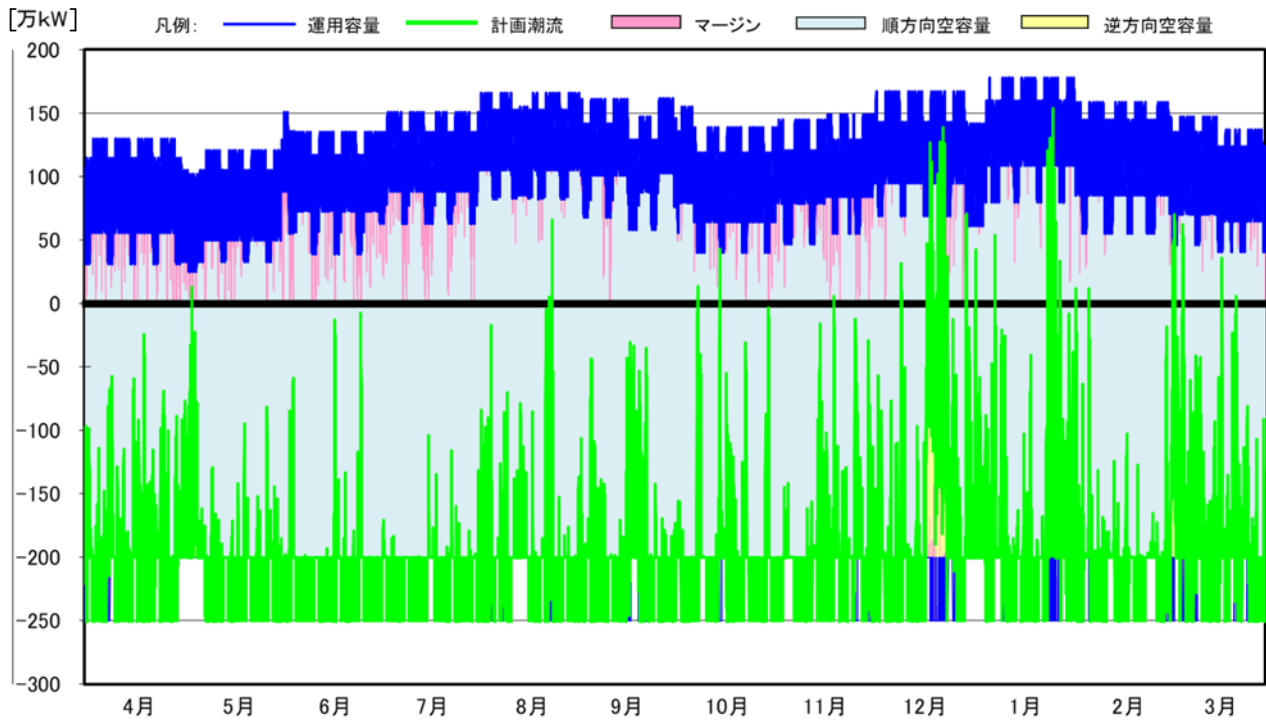
図2-11 東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の空容量実績(2023年度)





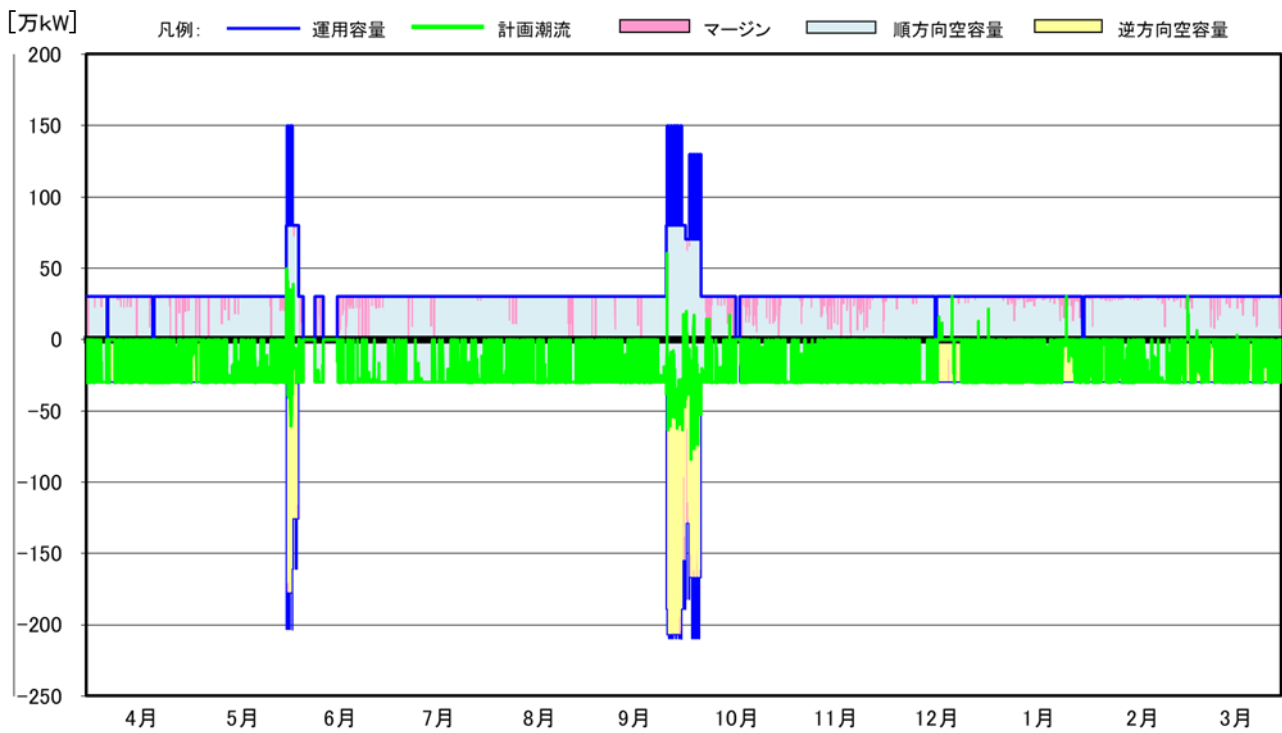
※ 東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

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



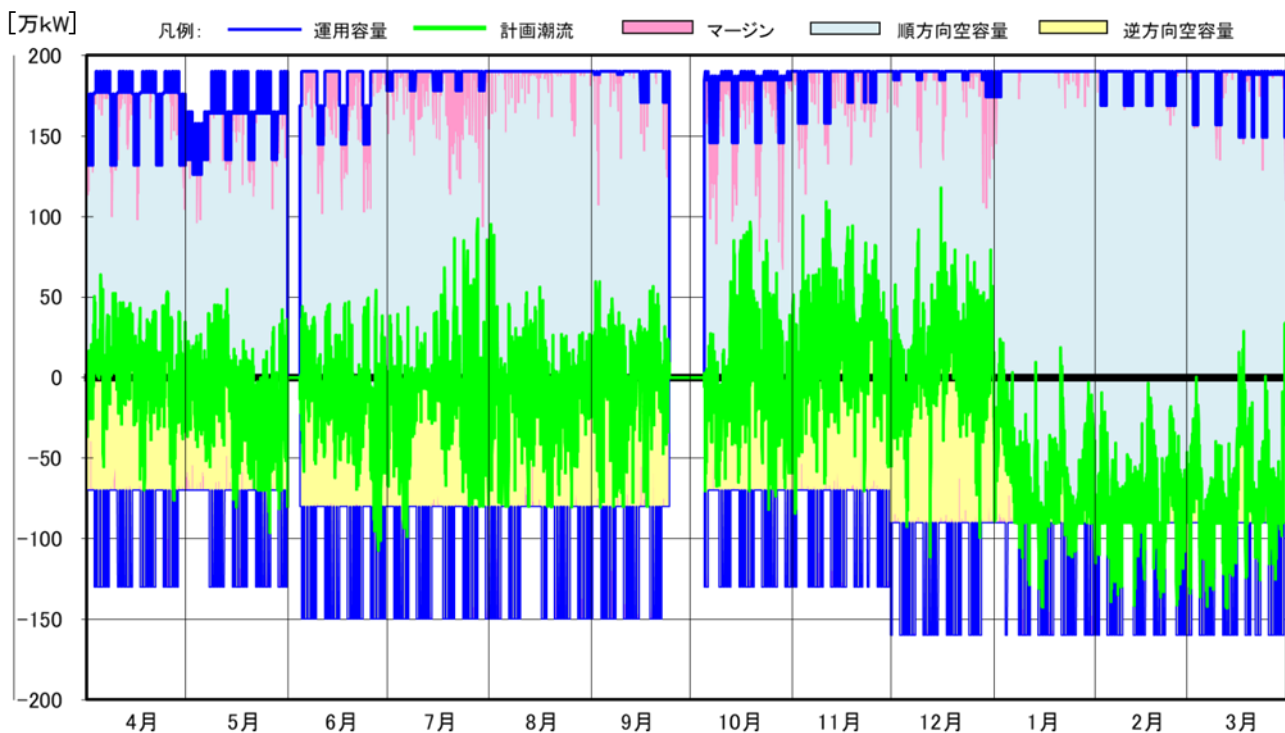
※ 中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図2-13 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2023年度)



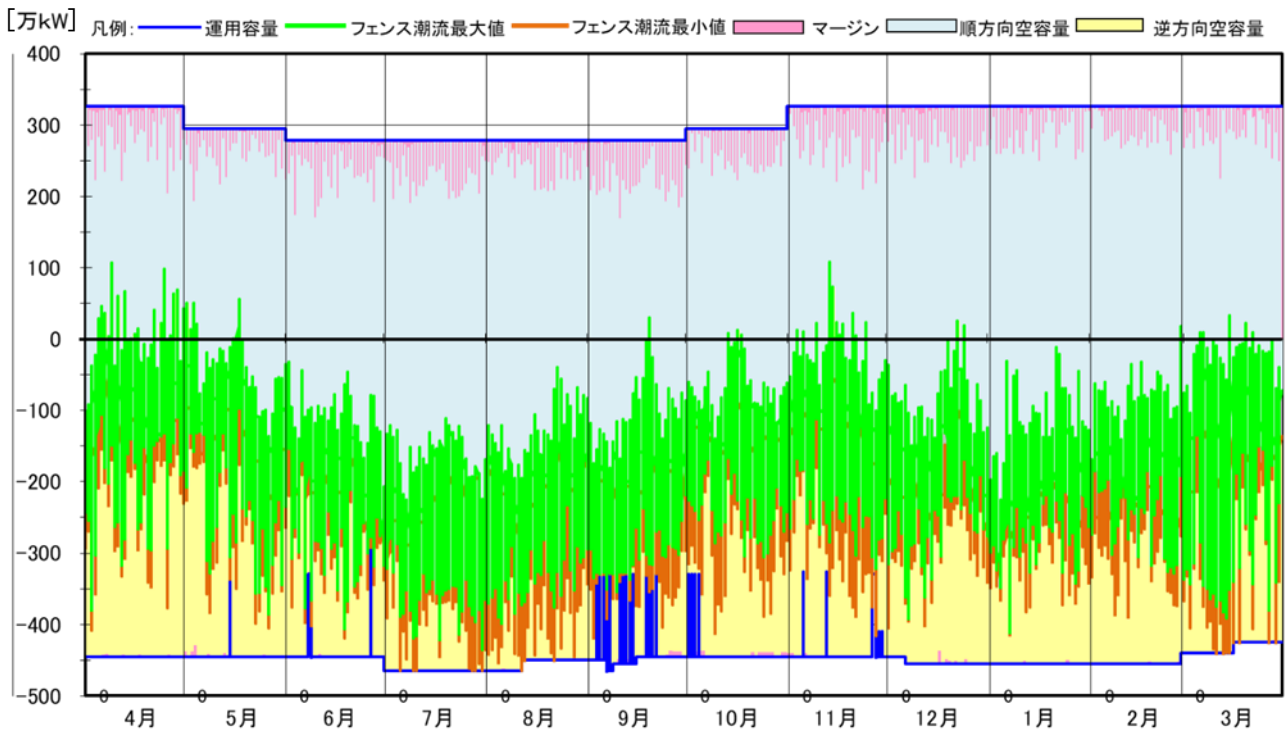
※ 中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

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)



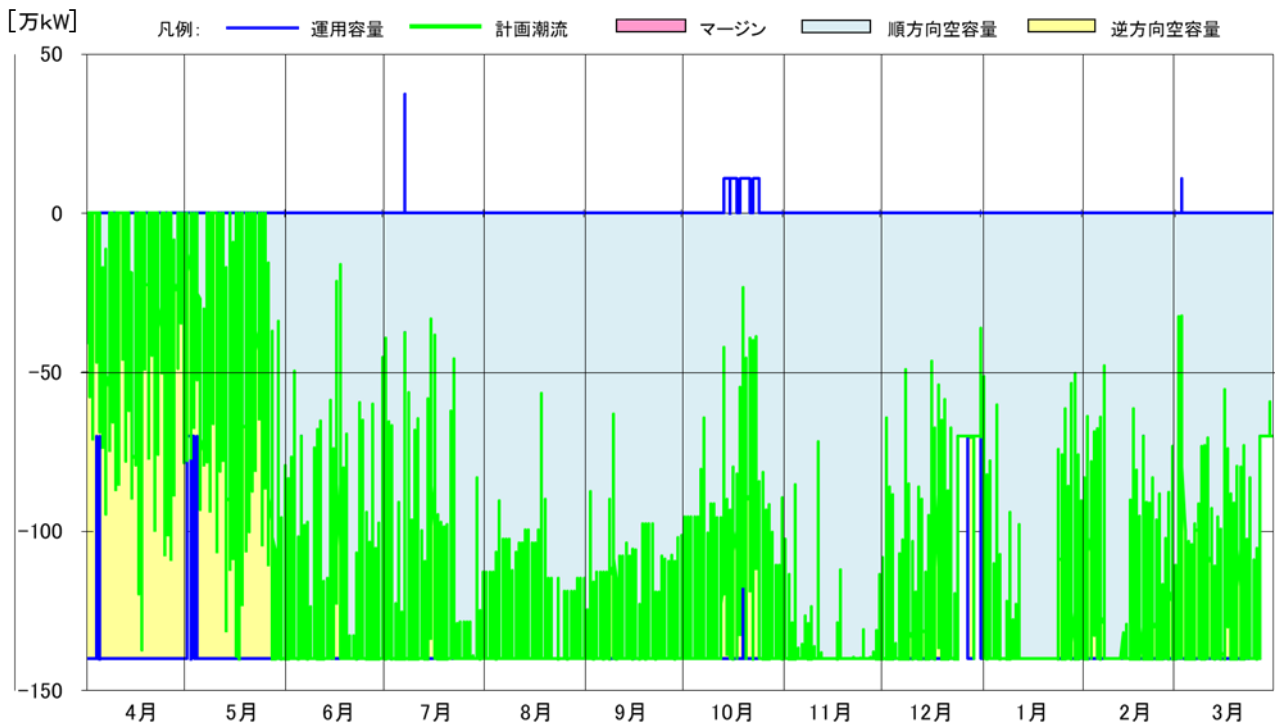
※ 北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

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)

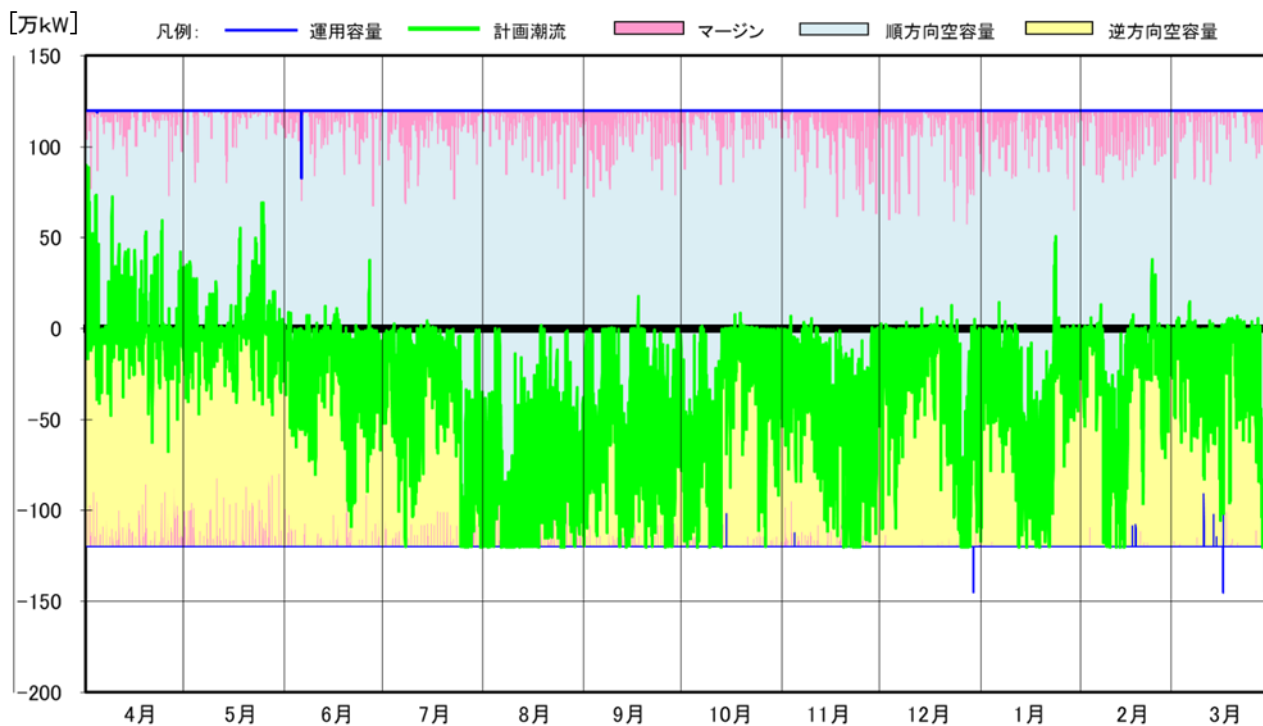


※ 関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※ 順方向の空容量は、以下のうち小さい方で算出。

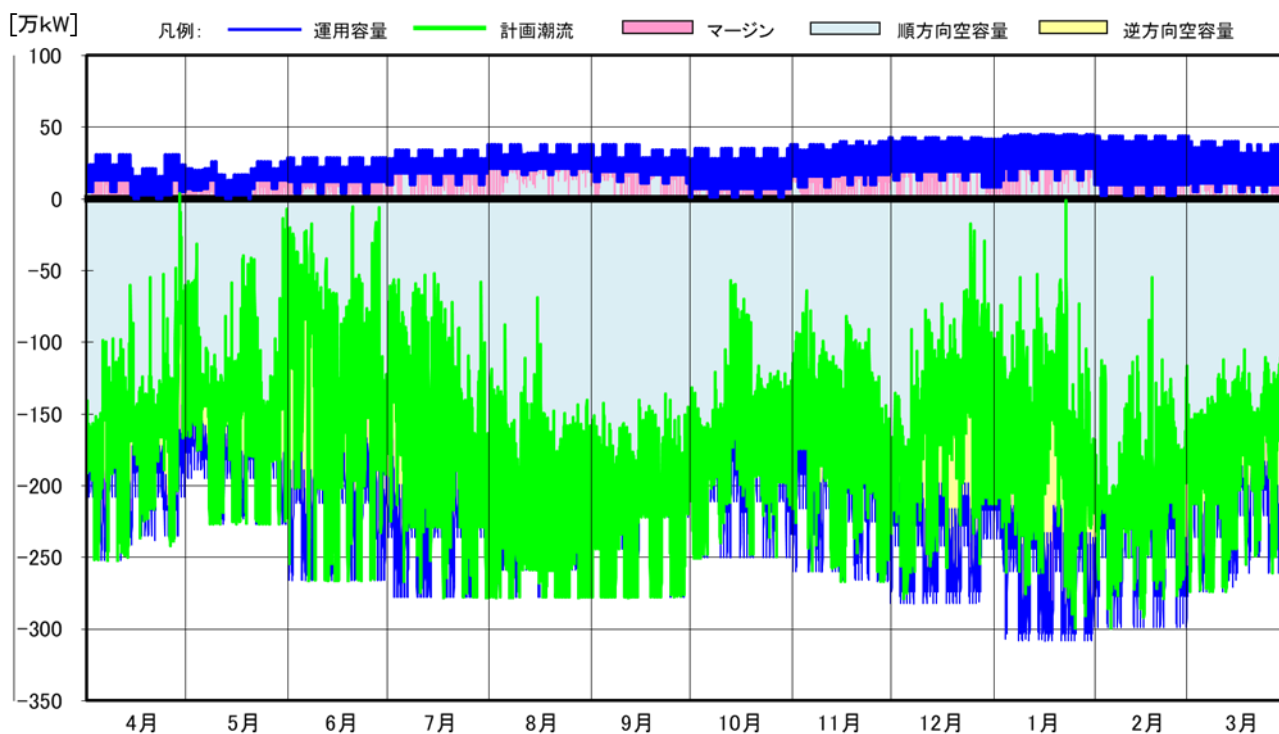
- ・運用容量-マージン-計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量-(橘湾火力発電所出力-阿南紀北直流幹線計画潮流)

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](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](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](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](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逼迫時における、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。

### 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。

## <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<sup>17</sup>。

### 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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）</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電に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</li> <li>・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）</li> <li>・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</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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）</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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）</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・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</li> <li>・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）</li> </ul>
	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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力送配電は、北陸電力送配電に1月1日の17:00から18:00の間、60万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電から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</li> </ul>
	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。

<sup>17</sup> <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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力送配電は、北陸電力送配電に1月1日の18:00から22:30の間、60万kWの電気を供給すること</li> <li>・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</li> <li>・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、<b>最大</b>60万kWの電気を供給すること</li> <li>・北陸電力送配電は、関西電力送配電から1月1日の18:00から22:30の間、<b>最大</b>60万kWの電気の供給を受けること</li> </ul>
	指示理由	地震の発生により、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	<ul style="list-style-type: none"> <li>・関西電力送配電は、北陸電力送配電に1月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</li> <li>・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</li> </ul>
	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。



