

電力広域の運営推進機関 年次報告書

-2025年度版-

2025年12月



電力広域の運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

はじめに

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

平常時及び緊急時の安定供給の確保に関しては、2024年度の電力需給に関する実績、電気の質に関する実績及び電力系統に関する実績等を掲載する。

電力系統の公平及び効率的な利用環境の整備に関しては、2024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、2025～2034年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給及び電力系統に関する見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関しては、2026年度向け調整力の公募にかかる必要量の考え方等を掲載する。

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 2024年度の実績(電力需給の実績部分)

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/files/denryokujukyuu_2024_250910.pdf

電気の質に関する報告書(2024年度実績)

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/2025_nenjihoukokusho/denki_no_shitsu_2024_251203.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 2024年度の実績(電力系統の実績部分)

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/files/denryokujukyuu_2024_250910.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(2024年度の受付・回答分)

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/files/250620_access_toukei_2024.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

2025年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/2025_nenjihoukokusho/nenjihoukokusho_2025_kyoukyuukei_kaku_250328.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に応じた見直しの内容

需給調整市場検討小委員会における検討状況について(2024年度報告)

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/files/20250319_jukyuchousei_kentoujoukyou_fy2024.pdf

2025年度調整力の確保に関する計画の取りまとめについて(報告)

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/files/20250516_chouseiryokukakuho_fy2025.pdf

2026年度向け調整力の公募にかかる必要量の考え方について

https://www.occto.or.jp/assets/houkokusho/2025/files/20250611_chouseiryokukoubo_fy2026.pdf

VI. 調査研究

「海外における同時市場の検証に関する調査委託」最終報告書

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

I . 電力需給

- ・ 電力需給及び電力系統に関する概況 2024年度の実績
(電力需給の実績部分)

電力需給及び電力系統に関する概況

-2024年度の実績-

(電力需給の実績部分)

2025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。

(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、業務規程第111条第1項の規定に基づき実施した需給状況を改善するための指示や、一般送配電事業者が送配電等業務指針第174条の規定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。

上記のとおり、2024年度の実績を集計したので、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	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状況	15
9. 日最大需要電力量発生時の状況	16
10. 広域機関による融通指示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	20
＜参考＞ 広域機関による指示等実績の詳細	23

(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又は電力量)」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(エリア)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(以下単に「北海道」、「東北」、「東京」、「中部」、「北陸」、「関西」、「中国」、「四国」、「九州」、「沖縄」という。))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、地域間連系線で接続されている。

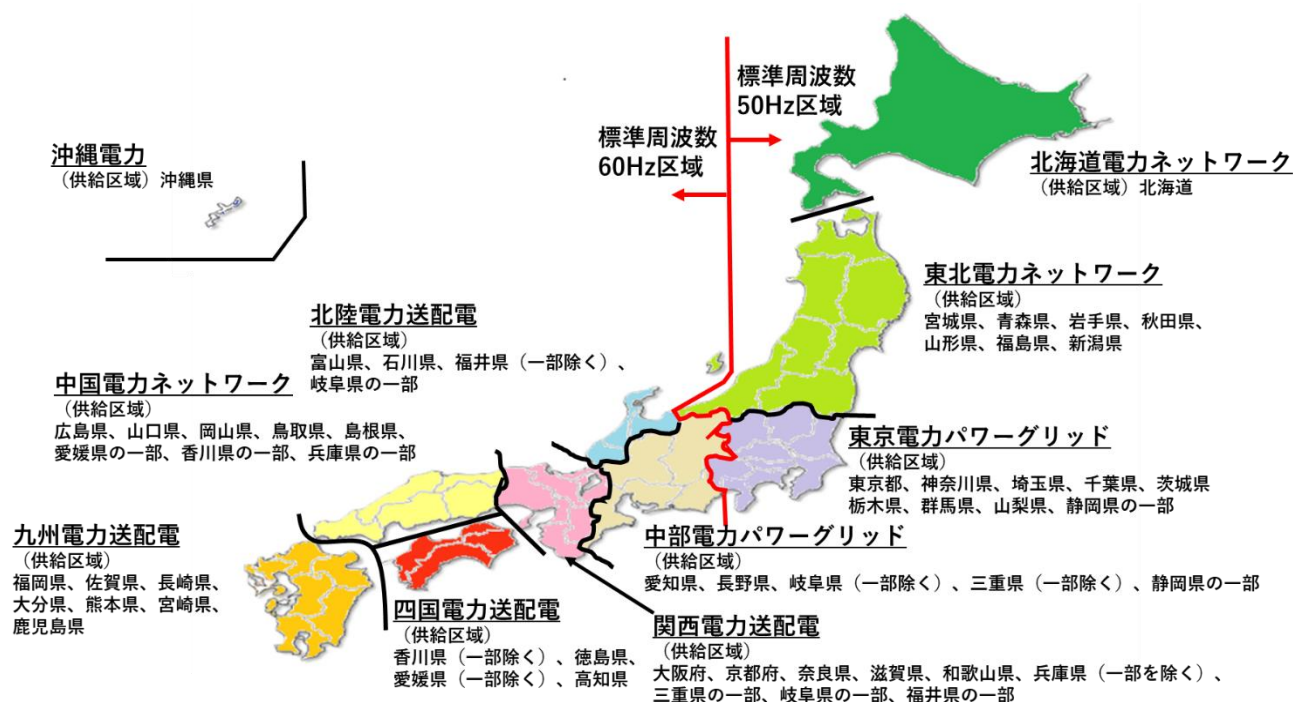


図1-1 供給区域の区分

(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～3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、冬季を12月～2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及び冬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

2024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、同時期の各地域の平均気温平年差、降水量平年比及び日照時間平年比を表1-1に示す。

2024年の夏(6～8月)の特徴(気象庁ウェブサイトより抜粋)

2024年の夏(6～8月)の特徴：

○気温は、全国的にかなり高かった

気温は、暖かい空気に覆われやすかったため、全国的にかなり高かった。1946年の統計開始以降、夏として西日本と沖縄・奄美では1位、東日本では1位タイの高温となった。また、日本の平均気温の基準値からの偏差は+1.76℃で、統計を開始した1898年以降の夏として、2023年の記録と並び、1位タイだった。

○降水量は、東日本太平洋側でかなり多かった

降水量は、6～7月の梅雨前線や8月の台風第10号などの影響を受けた東日本太平洋側でかなり多かった。

○日照時間は、東・西日本太平洋側と西日本日本海側でかなり多かった

日照時間は、高気圧に覆われやすかった東・西日本太平洋側と西日本日本海側でかなり多かった。

表1-1 地域平均平年差(比)(2024年6月～8月)

地域	平均気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+2.3	112	108
東日本	+1.7	137	117
西日本	+1.4	114	121
沖縄・奄美	+0.9	122	104

※「北日本」は、北海道、青森県、岩手県、宮城県、秋田県、山形県、福島県を指す。

※「東日本」は、茨城県、栃木県、群馬県、埼玉県、千葉県、東京都、神奈川県、新潟県、富山県、石川県、福井県、山梨県、長野県、岐阜県、静岡県、愛知県、三重県を指す。

出所：気象庁ウェブサイト(2024年9月2日発表)

2024年の夏(6月～8月)の天候

<https://www.data.jma.go.jp/cpd/longfcst/seasonal/202408/202408s.html>

2024年の夏(6月～8月)の地域平均天候表

<https://www.data.jma.go.jp/cpd/longfcst/seasonal/202408/202408sTable.html>

(2)冬(12月～2月)の天候

2024年12月～2025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、同時期の各地域の平均気温平年差、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。

2024年～2025年の冬(12月～2月)の特徴(気象庁ウェブサイトより抜粋)

2024年～2025年の冬(12月～2月)の特徴

○気温は、沖縄・奄美でかなり低かった

気温は、寒気の影響を受けやすかった沖縄・奄美でかなり低く、西日本で低かった。

○降水量は、北・東・西日本太平洋側、西日本日本海側、沖縄・奄美でかなり少なかった一方、東日本日本海側でかなり多かった

降水量は、低気圧の影響を受けにくかった北・東・西日本太平洋側、西日本日本海側、沖縄・奄美でかなり少なかった。特に、東・西日本太平洋側では1946/47年冬の統計開始以降で冬として1位、西日本日本海側では1位タイの少雨となった。一方、冬型の気圧配置の影響を受けやすかった東日本日本海側でかなり多く、北日本日本海側では多かった。

○日照時間は、北・東・西日本太平洋側と西日本日本海側でかなり多かった

日照時間は、冬型の気圧配置の影響や高気圧に覆われて晴れの日が多かった北・東・西日本太平洋側と西日本日本海側でかなり多かった。特に、東日本太平洋側では1946/47年冬の統計開始以降で冬として1位、北・西日本太平洋側では1位タイの多照となった。

○降雪量は、西日本日本海側で多かった

降雪量は、2月に冬型の気圧配置の影響を受けやすかった西日本日本海側で多かった。

表1-2 地域平均平年差(比)(2024年12月～2025年2月)

地域	平均気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	+0.7	83	110	86
東日本	+0.1	47	112	49
西日本	-0.7	47	117	90
沖縄・奄美	-0.8	66	94	-

※「北日本」は、北海道、青森県、岩手県、宮城県、秋田県、山形県、福島県を指す。

※「東日本」は、茨城県、栃木県、群馬県、埼玉県、千葉県、東京都、神奈川県、新潟県、富山県、石川県、福井県、山梨県、長野県、岐阜県、静岡県、愛知県、三重県を指す。

出所:気象庁ウェブサイト(2025年3月3日発表)

2024年～2025年の冬(12月～2月)の天候

<https://www.data.jma.go.jp/cpd/longfcst/seasonal/202502/202502s.html>

2024年～2025年の冬(12月～2月)の地域平均天候表

<https://www.data.jma.go.jp/cpd/cgi-bin/view/kikohyo/index.php?kikan=3mon&year=2025&month=02>

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。

2024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～2024年度の全国の年間最大需要電力実績を表1-4及び図1-3に示す。なお、表1-3において、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2024年8月の16,084万 kW であり、7・8月の月間最大需要電力は、前年度(2023年度)とほぼ同等であった。また、夏季(7月～9月)でみると、9月は気温が高かったことから、前年度実績(2023年度)から716万kW、4.8%増加した。

表1-3 供給区域別の月間最大需要電力(2024年度)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	384	343	368	439	428	402	360	426	495	505	486	453
東北	991	955	1,083	1,324	1,360	1,273	1,041	1,113	1,338	1,373	1,433	1,273
東京	3,560	3,654	4,606	5,699	5,435	5,390	4,335	4,024	4,469	4,570	4,600	4,837
中部	1,764	1,737	1,994	2,473	2,521	2,459	2,051	1,797	2,099	2,371	2,285	2,093
北陸	349	340	397	495	511	490	383	401	479	500	520	449
関西	1,770	1,759	2,104	2,707	2,763	2,682	2,139	1,815	2,227	2,507	2,467	2,276
中国	740	697	783	1,019	1,064	1,044	826	800	956	1,034	1,049	899
四国	329	343	395	492	505	485	382	350	413	481	462	401
九州	1,000	1,051	1,247	1,608	1,703	1,643	1,331	1,169	1,334	1,519	1,550	1,353
沖縄	125	128	154	163	160	152	143	137	93	99	106	100
全国	2024年度	10,659	10,757	12,659	16,027	16,084	15,749	12,517	11,496	13,559	14,784	13,661
	2023年度	10,355	11,074	13,490	16,090	15,992	15,032	11,014	11,756	13,940	14,018	13,389

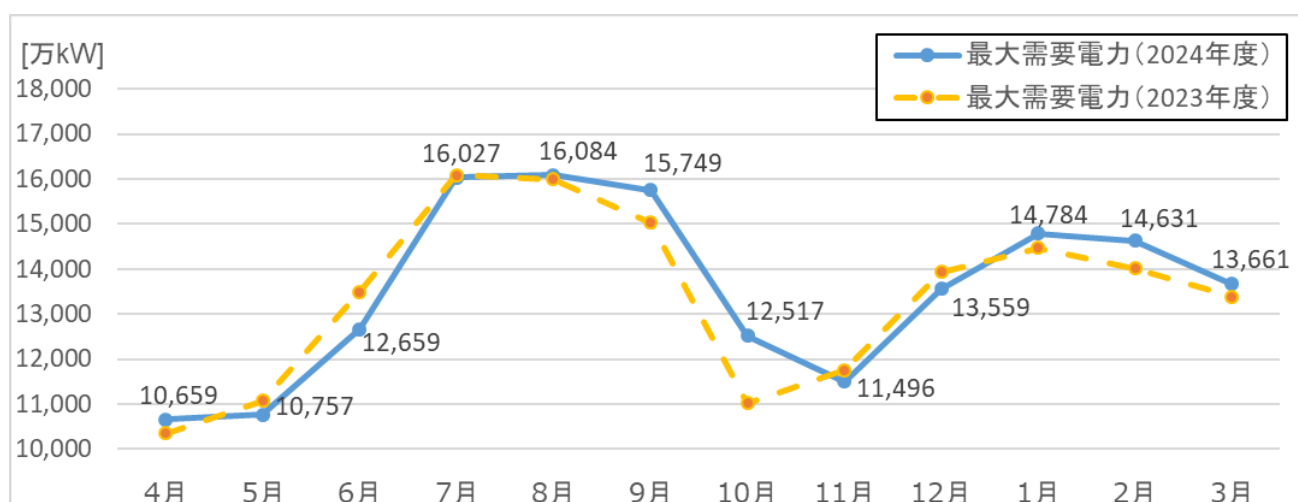


図1-2 全国の月間最大需要電力の推移

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。)

表1-4 全国の年間最大需要電力実績(2016年度～2024年度)

[万 kW]

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
全国	15,589	15,577	16,482	16,461	16,645	16,460	16,608	16,090	16,084

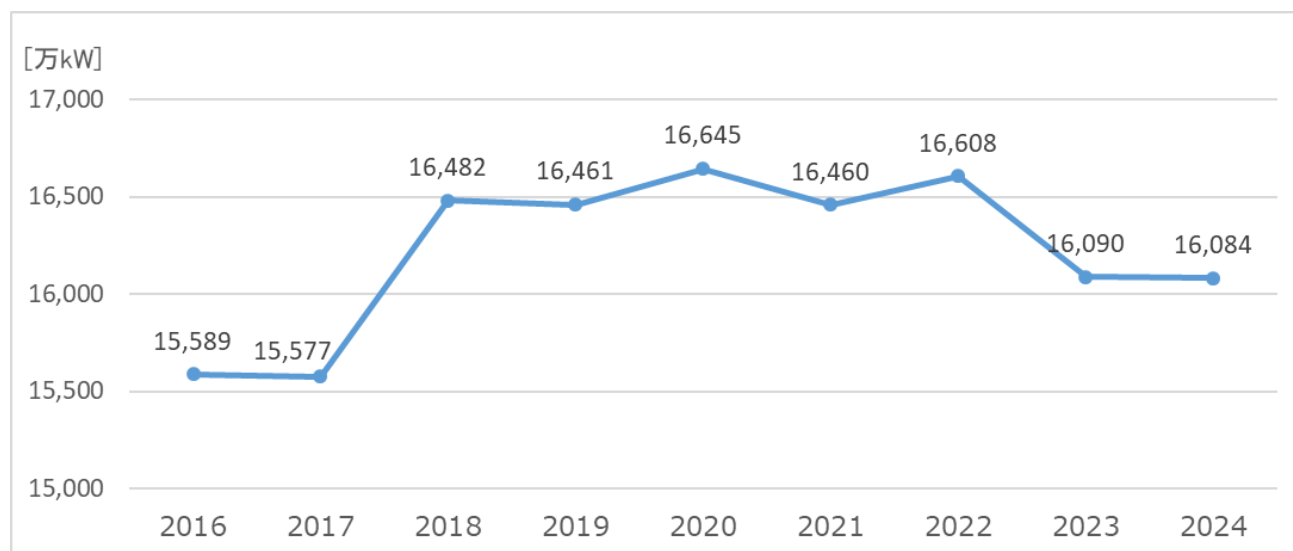


図1-3 全国の年間最大需要電力の推移(2016年度～2024年度)

4. 需要電力量

2024年度の供給区域別の月間及び年間の需要電力量を表1-5に、全国の月間需要電力量を図1-4に、2016年度～2024年度の全国の年間需要電力量実績を表1-6及び図1-5に示す。なお、表1-5において、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869,722百万kWhであった。夏季の高気温などの影響により、前年度実績(2023年度)から7,151百万kWh、0.8%の増加となった。

表1-5 供給区域別の月間及び年間の需要電力量(2024年度)³

[百万kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計	
北海道	2,194	2,102	2,063	2,347	2,435	2,164	2,209	2,460	3,082	3,024	2,727	2,766	29,574	
東北	5,666	5,663	5,803	6,666	7,013	6,210	5,799	6,187	7,733	7,989	7,472	6,969	79,170	
東京	19,360	19,823	21,343	27,966	28,066	24,926	21,050	20,603	24,775	26,033	24,028	23,347	281,321	
中部	9,246	9,343	9,885	12,512	12,181	11,543	10,010	9,571	11,432	11,989	11,490	10,806	130,007	
北陸	2,004	1,928	2,051	2,462	2,472	2,311	2,037	2,119	2,624	2,721	2,704	2,422	27,854	
関西	9,688	9,809	10,537	13,840	13,922	12,800	10,635	10,094	12,313	13,002	12,550	11,631	140,821	
中国	4,083	4,046	4,241	5,361	5,494	5,145	4,327	4,374	5,302	5,577	5,339	4,808	58,097	
四国	1,854	1,869	1,958	2,523	2,584	2,344	1,976	1,892	2,310	2,450	2,331	2,132	26,224	
九州	5,998	6,108	6,630	8,551	8,815	8,089	6,643	6,339	7,754	8,238	7,770	7,112	88,047	
沖縄	634	680	768	971	959	841	792	648	582	595	552	586	8,609	
全国	2024年度	60,726	61,372	65,279	83,198	83,941	76,372	65,478	64,287	77,906	81,619	76,963	72,580	869,722
	2023年度	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 表中の各月の需要電力量は、1時間単位の電力量の合計。

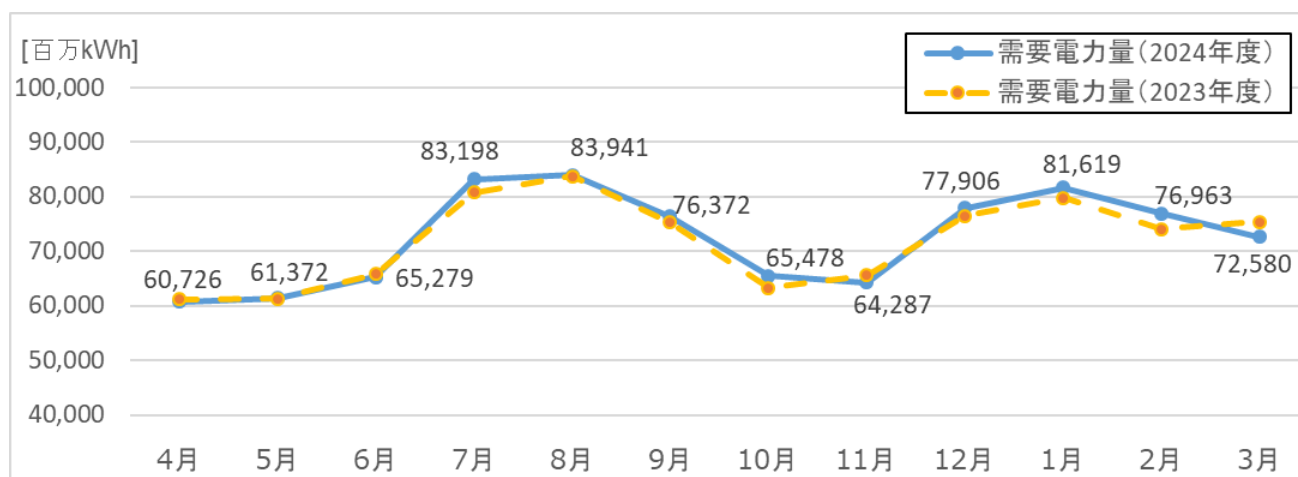


図1-4 全国の月間需要電力量の推移

表1-6 全国の年間需要電力量実績(2016年度～2024年度)

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
全国	890,451	900,902	896,473	878,383	867,842	885,171	870,049	862,572	869,722

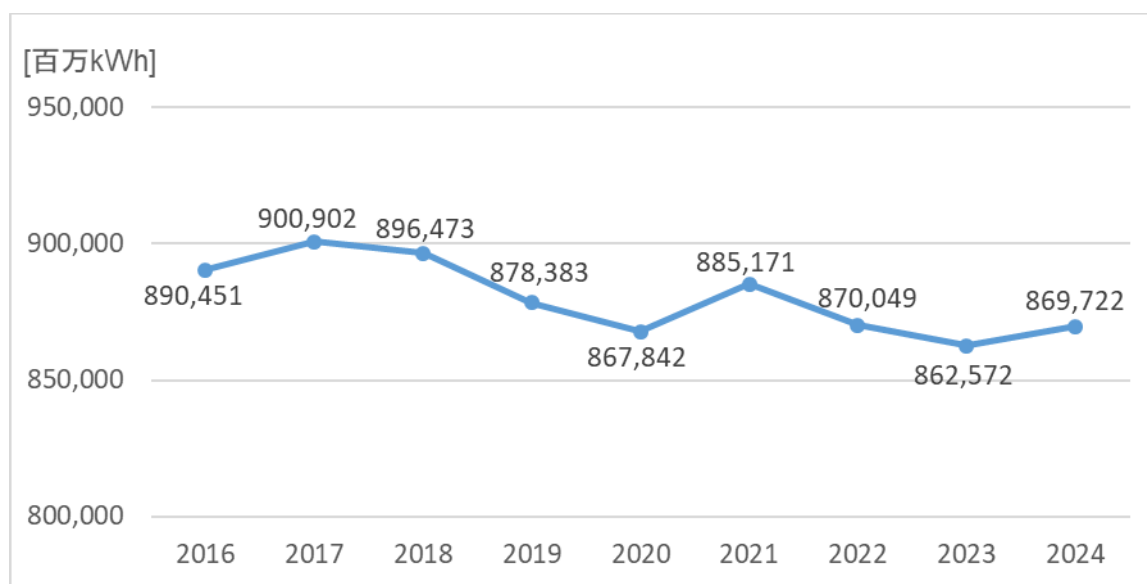


図1-5 全国の年間需要電力量の推移(2016年度～2024年度)

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。

2024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～2024年度の全国の年負荷率実績を表1-8及び図1-7に示す。なお、表1-7において、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61.7％であり、前年度実績(2023年度)より0.7ポイント高かったが、2016年度以降で最大を記録した2017年度より4.3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(2024年度)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	79.4	82.5	77.8	71.9	76.5	74.8	82.4	80.2	83.7	80.4	83.4	82.0	66.8	
東北	79.4	79.7	74.4	67.7	69.3	67.8	74.9	77.2	77.7	78.2	77.6	73.6	63.1	
東京	75.5	72.9	64.4	66.0	69.4	64.2	65.3	71.1	74.5	76.6	77.7	64.9	56.4	
中部	72.8	72.3	68.8	68.0	64.9	65.2	65.6	74.0	73.2	68.0	74.8	69.4	58.9	
北陸	79.7	76.2	71.8	66.9	65.0	65.5	71.4	73.3	73.6	73.1	77.3	72.5	61.1	
関西	76.0	75.0	69.6	68.7	67.7	66.3	66.8	77.2	74.3	69.7	75.7	68.7	58.2	
中国	76.7	78.0	75.3	70.7	69.4	68.4	70.4	76.0	74.5	72.5	75.8	71.9	62.4	
四国	78.2	73.2	68.9	68.9	68.8	67.1	69.5	75.0	75.2	68.5	75.1	71.5	59.3	
九州	83.3	78.1	73.8	71.5	69.6	68.4	67.1	75.3	78.2	72.9	74.6	70.7	59.0	
沖縄	70.5	71.6	69.3	80.2	80.5	76.9	74.6	65.7	84.1	80.9	77.5	78.7	60.4	
全国	2024年度	79.1	76.7	71.6	69.8	70.1	67.4	70.3	77.7	77.2	74.2	78.3	71.4	61.7
	2023年度	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。)

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

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

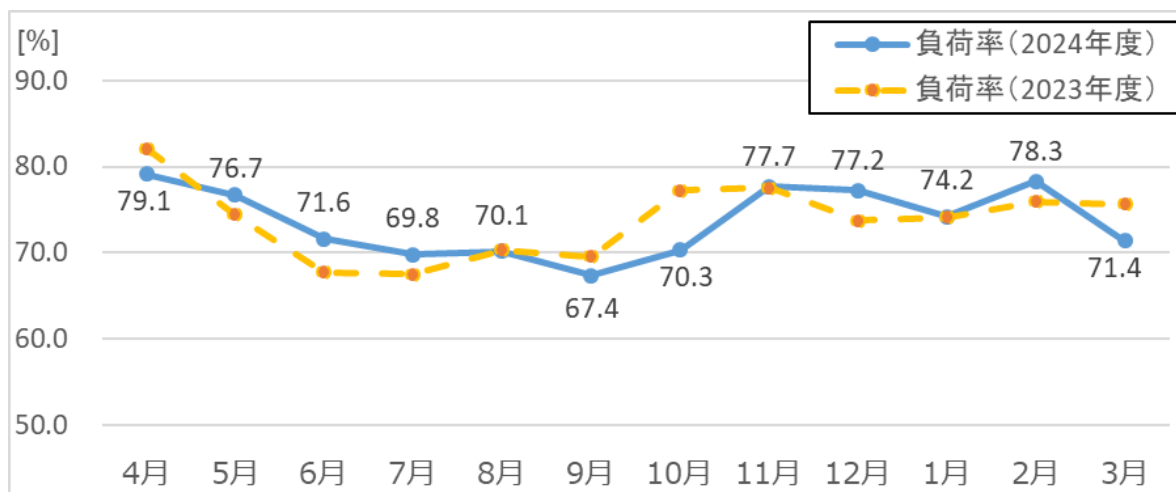


図1-6 全国の月負荷率の推移

表1-8 全国の年負荷率実績(2016年度～2024年度)

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
全国	65.8	66.0	62.1	60.7	59.5	61.4	59.8	61.0	61.7

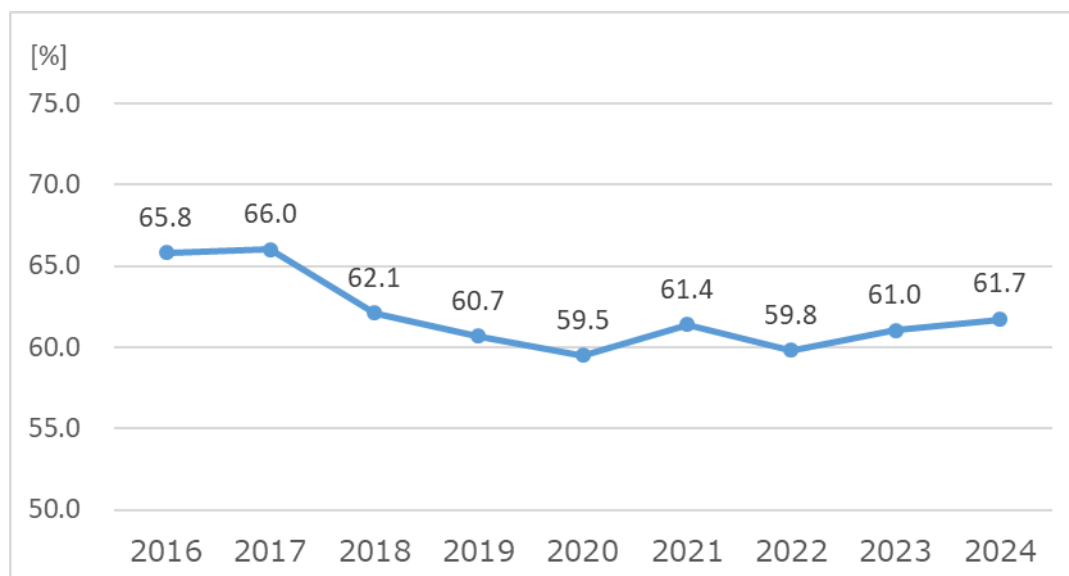


図1-7 全国の年負荷率の推移(2016年度～2024年度)

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

2024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～2024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。

2024年度夏季全国最大需要電力発生時(2024年8月5日13時～14時)における需給バランスは、最大需要電力16,084万kW、供給力17,638万kWであり、予備率は9.7%と2016年度以降で最小を記録した。

なお、エリア最大需要電力発生時の予備率が最小のエリアは、北陸の4.5%(2024年8月23日13時～14時)であった(ただし、当該時間帯における北陸を含む広域予備率ブロック予備率は9.9%)。

表1-9 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況(エリア別及び全国計)^{5・6・7}

	2024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	439	7/23	火	11:00～12:00	31.4	477	39	8.8	8,813	83.7
東北	1,360	8/23	金	14:00～15:00	33.1	1,520	161	11.8	25,789	79.0
東京	5,699	7/29	月	14:00～15:00	37.3	6,233	534	9.4	104,882	76.7
中部	2,521	8/5	月	14:00～15:00	39.0	2,723	202	8.0	45,491	75.2
北陸	511	8/23	金	13:00～14:00	39.2	534	23	4.5	9,651	78.7
関西	2,763	8/2	金	14:00～15:00	37.8	3,011	248	9.0	51,762	78.1
中国	1,064	8/6	火	14:00～15:00	35.6	1,148	84	7.9	20,413	80.0
四国	505	8/5	月	13:00～14:00	37.3	610	105	20.8	9,324	77.0
九州	1,703	8/5	月	13:00～14:00	35.9	1,967	264	15.5	31,795	77.8
沖縄	163	7/19	金	14:00～15:00	36.0	202	39	24.1	3,284	84.1
全国	16,084	8/5	月	13:00～14:00	-	17,638	1,552	9.7	300,629	77.9

⁵ 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本社・本店所在地における気象庁データ(沖縄は沖縄電力の本店所在地(浦添市)ではなく、那覇市の気象庁データ)による。

⁶ 日負荷率 = $\frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[\text{h}]}$ (※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。

⁷ 端数の影響により、数字が合わない場合がある。

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～2024年度)⁸

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
2024	16,084	8/5	月	13:00～14:00	-	17,638	1,552	9.7	300,629	77.9

⁸ 端数の影響により、数字が合わない場合がある。

(2) 冬季(12～3月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2024年度冬季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～2024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。

2024年度冬季全国最大需要電力発生時(2025年1月10日9時～10時)における需給バランスは、最大需要電力14,784万kW、供給力16,502万kW、予備率は11.6%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3.9%(2025年2月7日18時～19時)であった(ただし、当該時間帯における九州を含む広域予備率ブロック予備率は10.9%)。

表1-11 冬季最大需要電力発生時の電力需給状況(エリア別及び全国計)^{9・10・11}

	2024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	505	1/17	金	08:00～09:00	-4.8	584	79	15.7	11,003	90.7
東北	1,433	2/7	金	09:00～10:00	-1.2	1,664	231	16.1	30,661	89.1
東京	4,837	3/5	水	09:00～10:00	5.3	5,259	422	8.7	95,883	82.6
中部	2,371	1/10	金	09:00～10:00	1.4	2,724	353	14.9	46,791	82.2
北陸	520	2/6	木	10:00～11:00	-0.3	599	79	15.2	11,195	89.6
関西	2,507	1/10	金	09:00～10:00	3.1	2,637	129	5.2	50,697	84.2
中国	1,049	2/6	木	08:00～09:00	0.9	1,146	97	9.3	22,067	87.7
四国	481	1/10	金	09:00～10:00	2.7	549	68	14.1	9,588	83.1
九州	1,550	2/7	金	18:00～19:00	2.2	1,611	61	3.9	32,807	88.2
沖縄	106	2/7	金	19:00～20:00	12.2	162	56	52.9	2,170	85.3
全国	14,784	1/10	金	09:00～10:00	-	16,502	1,716	11.6	306,014	86.2

⁹ 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本社・本店所在地における気象庁データ(沖縄は沖縄電力の本店所在地(浦添市)ではなく、那覇市の気象庁データ)による。

¹⁰ 日負荷率 = $\frac{\text{日電力量}}{\text{最大需要電力} \times 24[h]}$ (※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。

¹¹ 端数の影響により、数字が合わない場合がある。

表1-12 冬季最大需要電力発生時の電力需給状況(全国計:2016年度～2024年度)¹²

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
2024	14,784	1/10	金	09:00～10:00	-	16,502	1,716	11.6	306,014	86.2

¹² 端数の影響により、数字が合わない場合がある。

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、供給力を隣接エリアに移動させる過程で、連系線の空容量がなくなり連系線に制約が発生した場合、隣接エリアと異なる広域予備率となる。

広域機関では広域機関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日から広域予備率の公表を開始している¹³。

表1-13及び1-14に夏季及び冬季の最小広域予備率¹⁴が発生した日の電力需給状況を示す。2024年度は、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 [%]
2022	7/1	9:00～9:30	東京	50,346	51,776	1,430	2.84
2023	7/19	11:30～12:00	東京	51,842	54,998	3,156	6.09
2024	7/8	9:00～9:30	東京	50,162	51,763	1,601	3.19

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 [%]
2022	12/12	1:30～2:00	北海道	3,972	4,167	195	4.91
2023	3/19	0:00～0:30	北海道	3,772	4,030	258	6.84
2024	12/6	12:30～13:00	北海道	4,351	4,647	296	6.80

¹³ <https://web-kohyo.occto.or.jp/kks-web-public/> 単位はウェブサイト公表同様[MW]

¹⁴ 広域予備率の最小値はゲートクローズ時点(実需給の1時間前)のものであり、実績値ではない。

8. 最小需要電力発生時の状況

2024年度における最小需要電力発生時の状況について表1-15に示す。また、2016年度～2024年度の全国の年間最小需要電力実績を表1-16及び図1-8に示す。2024年度の最小需要電力は5,929万kWであり、前年度(2023年度)実績から15万kW、0.3%減少し、2016年度以降で最小を記録した。また、最大を記録した2016年度実績に比べ587万kW、9.0%減少した。

表1-15 最小需要電力発生時の状況¹⁵

		2 0 2 4 年度(送電端)					
		最小需要 電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [℃]	日需要 電力量 [万kWh]
北海道		222	9/23	月	01:00～02:00	14.8	6,355
東北		561	5/5	日	01:00～02:00	19.5	15,395
東京		1,855	5/5	日	06:00～07:00	21.5	54,143
中部		815	5/3	金	01:00～02:00	19.1	22,508
北陸		174	5/5	日	00:00～01:00	22.4	4,807
関西		938	5/5	日	01:00～02:00	20.7	26,320
中国		408	5/5	日	01:00～02:00	20.4	10,909
四国		182	1/1	水	14:00～15:00	7.2	5,995
九州		615	5/5	日	07:00～08:00	22.7	16,694
沖縄		61	2/17	月	01:00～02:00	17.4	1,827
全国	2024年度	5,929	5/5	日	01:00～02:00	-	164,619
	2023年度	5,944	5/5	金	01:00～02:00	-	165,990

表1-16 全国の年間最小需要電力実績(2016年度～2024年度)

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
全国	6,516	6,477	6,496	6,398	6,065	6,332	6,239	5,944	5,929

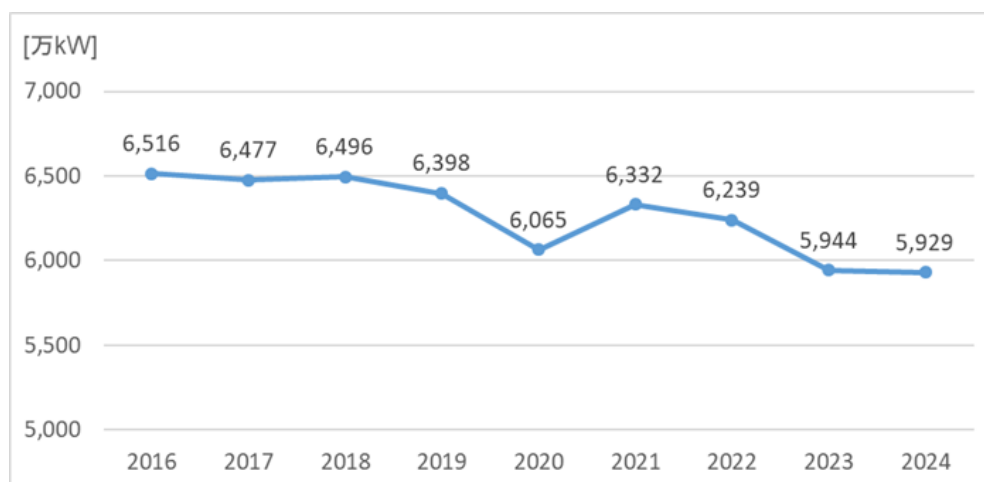


図1-8 全国の年間最小需要電力の推移(2016年度～2024年度)

¹⁵ 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本社・本店所在地における気象庁データ(沖縄は沖縄電力の本店所在地(浦添市)ではなく、那覇市の気象庁データ)による。

9. 日最大需要電力量発生時の状況

(1) 夏季(7～9月)日最大需要電力量発生時の状況

2024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¹⁶

		2024年度(送電端)			
		日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温 [℃]
	北海道	8,813	7/23	火	28.1
	東北	25,789	8/23	金	28.1
	東京	104,882	7/29	月	32.3
	中部	46,802	7/23	火	32.4
	北陸	9,651	8/23	金	32.9
	関西	51,762	8/2	金	32.2
	中国	20,413	8/6	火	31.2
	四国	9,481	8/2	金	32.2
	九州	32,326	8/2	金	32.1
	沖縄	3,292	7/22	月	30.8
全 国	2024年度	304,703	7/23	火	-
	2023年度	300,714	8/4	金	-

(2) 冬季(12～3月)日最大需要電力量発生時の状況

2024年度冬季(12～3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¹⁶

		2024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	11,003	1/17	金	-4.8
	東北	30,661	2/7	金	-1.2
	東京	97,750	3/4	火	2.4
	中部	47,330	2/6	木	1.9
	北陸	11,329	2/5	水	-0.8
	関西	51,219	2/5	水	1.7
	中国	22,438	2/7	金	0.0
	四国	9,792	2/5	水	1.3
	九州	32,807	2/7	金	2.2
	沖縄	2,202	2/8	土	11.4
全 国	2024年度	311,064	2/5	水	-
	2023年度	304,378	1/24	水	-

¹⁶ 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本社・本店所在地における気象庁データ(沖縄は沖縄電力の本店所在地(浦添市)ではなく、那覇市の気象庁データ)による。

10. 広域機関による融通指示及び長周期広域周波数調整の実施実績

(1) 融通指示

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1項の規定に基づき、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。

本機関は、2024年度は表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34回実施した。その内訳は、供給力不足時のエリア間補正融通を合計29回実施し、また、下げ代不足時の融通指示を、前年度に引き続き、関西を送電エリアとして合計5回実施した（本機関による指示の内容等については、巻末の「広域機関による指示等実績の詳細」を参照のこと。）¹⁷。

なお、8月並みの高気温となった9月は、想定以上の需要の増加により供給力不足時の融通指示が過去10年間（2015年度～2024年度）で2番目に多かった。

表1-19 供給力不足時の融通実績

実施日	受電エリア	指示回数	最大受電電力 [万kW]	指示理由
6月11日	東北	1	30	想定以上の高気温に伴う需要増
6月12日	東北	2	30	想定以上の高気温に伴う需要増 太陽電池発電及び風力発電の出力減少に伴う供給力不足
6月13日	東北	2	55	想定以上の高気温に伴う需要増
6月21日	東北	2	85	太陽電池発電の出力減少に伴う供給力不足
7月5日	関西	2	138	想定以上の需要増 調整電源の補修作業の計画変更に伴う供給力不足
7月8日	東京	1	20	想定以上の高気温に伴う需要増
7月8日	関西	1	36	想定以上の高気温に伴う需要増
8月21日	九州	1	35	電源トラブルに伴う供給力不足
8月23日	東北	1	25	想定以上の高気温に伴う需要増
8月26日	関西	3	111	想定以上の高気温に伴う需要増 電源トラブルに伴う供給力不足
9月11日	東京	1	30	想定以上の高気温に伴う需要増
9月11日	東北	1	45	想定以上の高気温に伴う需要増
9月12日	東京	1	50	想定以上の高気温に伴う需要増
9月12日	関西	1	42	想定以上の高気温に伴う需要増
9月17日	関西	2	69	想定以上の高気温に伴う需要増
9月18日	関西	1	141	想定以上の高気温に伴う需要増
9月19日	関西	1	87	想定以上の高気温に伴う需要増
9月19日	中部	1	30	太陽電池発電の出力減少に伴う供給力不足
9月20日	関西	1	21	想定以上の高気温に伴う需要増
10月2日	東北	1	55	想定以上の高気温に伴う需要増
10月17日	九州	1	95	想定以上の高気温に伴う需要増 太陽電池発電の出力減少に伴う供給力不足
3月15日	北陸	1	16	天候悪化に伴う想定以上の需要増加 太陽電池発電の出力減少に伴う供給力不足

¹⁷ <https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2024.html>

表1-20 下げ代不足時の融通実績

実施日	送電エリア	指示回数	最大供給電力 [万kW]	指示理由
6月1日	関西	2	73.9	想定以上の低需要 再生可能エネルギー電源高稼働
6月2日	関西	2	71.8	想定以上の低需要 再生可能エネルギー電源高稼働
11月3日	関西	1	7.8	想定以上の低需要 再生可能エネルギー電源高稼働

※ 11月3日の融通指示については、需給状況の変化に伴い、実需給断面における融通は回避。

表1-21 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

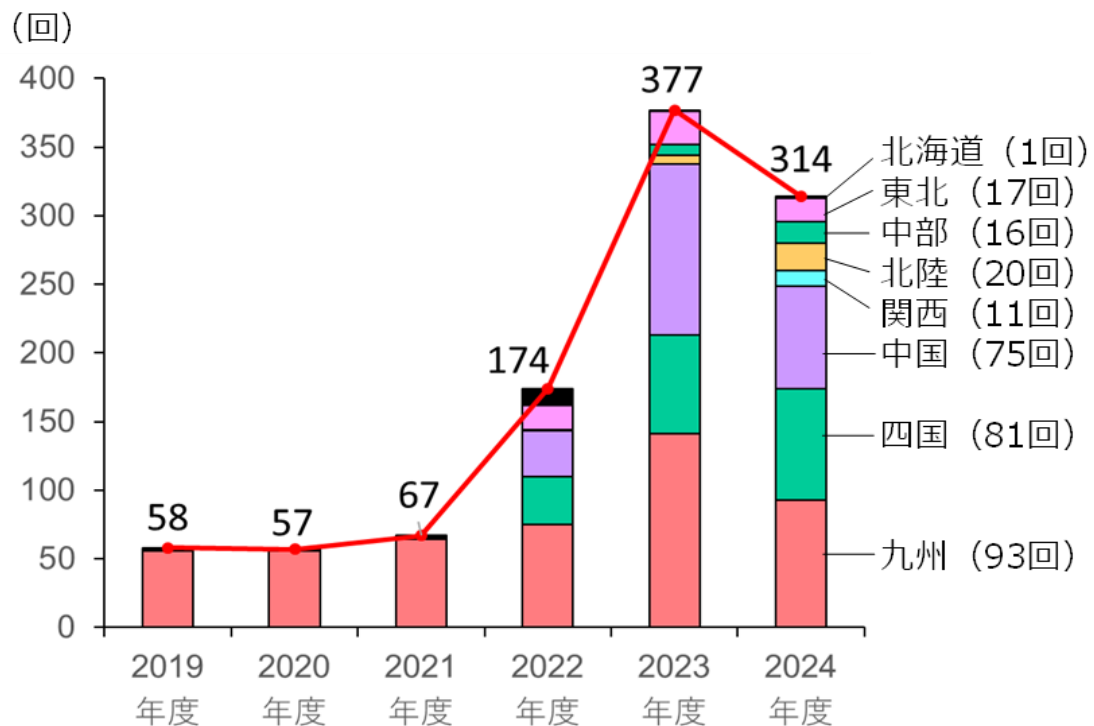
[回]

年度 融通指示	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
供給力不足時	2	2	10	25	6	226	21	24	3	29
下げ代不足時	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5

(2)長周期広域周波数調整

業務規程第132条の規定に基づき、再生可能エネルギー増加時の下げ調整力¹⁸不足改善のため、本機関が実需給日の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¹⁹は、2024年度は計314回実施した。2024年度は北海道、東北、中部、北陸、中国、四国及び九州に加え、初めて関西の余剰電力が対象となった。なお、再生可能エネルギー電源の全国的な導入拡大により、長周期広域周波数調整の申出に対して、余剰電力を受電する余裕のあるエリアがなく、斡旋が成立しないケースが増加したこと等から、2024年度は2023年度の377回に比べ63回減少している。

図1-9 長周期広域周波数調整実績(2019年度～2024年度)



¹⁸ 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。

¹⁹ 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の調整力を活用して行う周波数調整をいう。

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

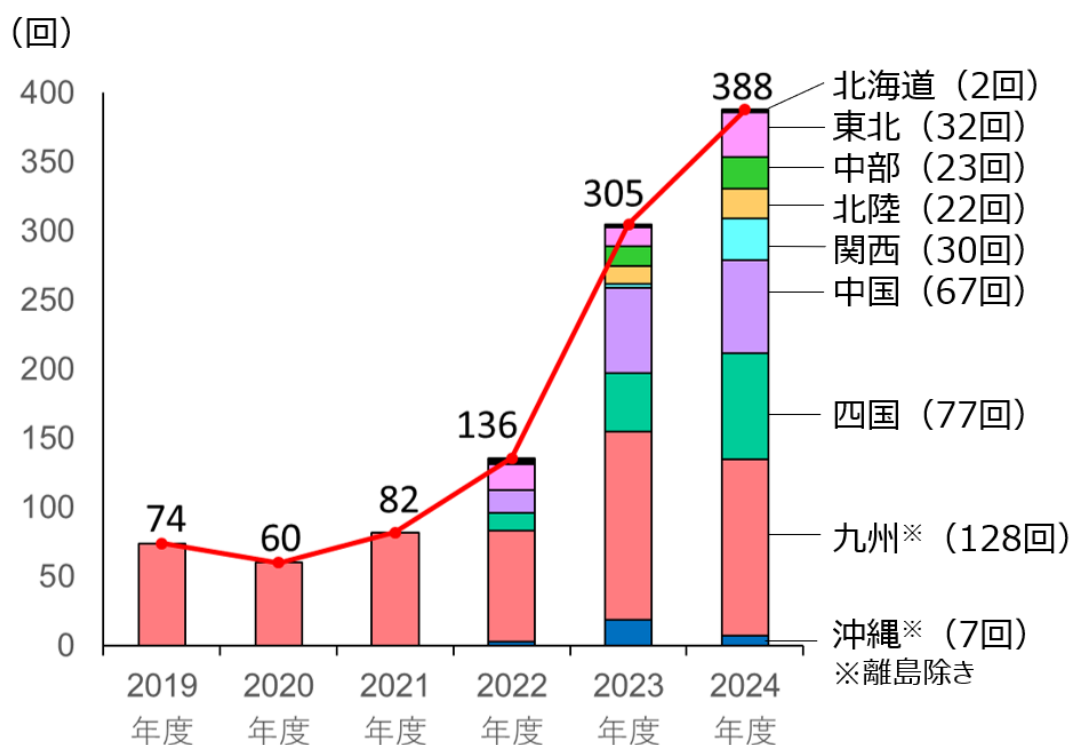
再生可能エネルギー以外の電源を抑制してもなお電気の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合には、送配電等業務指針第174条の規定に基づき、一般送配電事業者から再生可能エネルギーの出力抑制(需給バランス制約による出力抑制)の指令が行われることがある。

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、2024年度に実績のあった北海道、東北、中部、北陸、関西、中国、四国、九州及び沖縄の各エリアの実績を表1-22～表1-30に示す。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。

全国的な再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の接続量の増加により、2024年度の抑制回数は388回となり、2023年度に比べ83回増加した。

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(自然変動電源)の出力抑制について、業務規程第180条第1項の規定に基づき、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²⁰。

図1-10 再生可能エネルギー発電設備の抑制実績(2019年度～2024年度)



²⁰ <https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

表1-22 北海道の月間抑制回数及び最大抑制量

北海道			
実施月	抑制回数	最大抑制量(万kW)	最大抑制日
2024年4月	1	39.8	4月14日
2024年5月	1	31.3	5月5日
2024年6月	0	0.0	
2024年7月	0	0.0	
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	0	0.0	
2024年10月	0	0.0	
2024年11月	0	0.0	
2024年12月	0	0.0	
2025年1月	0	0.0	
2025年2月	0	0.0	
2025年3月	0	0.0	
2024年度計	2		

表1-23 東北の月間抑制回数及び最大抑制量

東北			
実施月	抑制回数	最大抑制量(万kW)	最大抑制日
2024年4月	12	284.1	4月28日
2024年5月	9	294.2	5月3日
2024年6月	1	96.0	6月8日
2024年7月	0	0.0	
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	0	0.0	
2024年10月	2	74.2	10月13日
2024年11月	2	93.8	11月3日
2024年12月	0	0.0	
2025年1月	0	0.0	
2025年2月	0	0.0	
2025年3月	6	346.2	3月23日
2024年度計	32		

表1-24 中部の月間抑制回数及び最大抑制量

中部			
実施月	抑制回数	最大抑制量(万kW)	最大抑制日
2024年4月	6	91.1	4月7日
2024年5月	8	191.0	5月5日
2024年6月	1	119.8	6月1日
2024年7月	0	0.0	
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	1	15.4	9月1日
2024年10月	2	40.9	10月13日
2024年11月	2	183.6	11月3日
2024年12月	0	0.0	
2025年1月	0	0.0	
2025年2月	1	12.2	2月16日
2025年3月	2	32.7	3月30日
2024年度計	23		

表1-25 北陸の月間抑制回数及び最大抑制量

北陸			
実施月	抑制回数	最大抑制量(万kW)	最大抑制日
2024年4月	11	30.6	4月7日
2024年5月	5	35.7	5月4日
2024年6月	2	9.0	6月1日
2024年7月	1	9.3	7月7日
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	0	0.0	
2024年10月	1	4.5	10月13日
2024年11月	1	4.2	11月3日
2024年12月	0	0.0	
2025年1月	0	0.0	
2025年2月	0	0.0	
2025年3月	1	10.9	3月23日
2024年度計	22		

表1-26 関西の月間抑制回数及び最大抑制量

関西			
実施月	抑制回数	最大抑制量(万kW)	最大抑制日
2024年4月	6	247.8	4月14日
2024年5月	10	265.1	5月25日
2024年6月	4	260.5	6月1日
2024年7月	0	0.0	
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	0	0.0	
2024年10月	3	225.9	10月13日
2024年11月	1	165.7	11月3日
2024年12月	0	0.0	
2025年1月	0	0.0	
2025年2月	0	0.0	
2025年3月	6	201.8	3月23日
2024年度計	30		

表1-27 中国の月間抑制回数及び最大抑制量

中国			
実施月	抑制回数	最大抑制量(万kW)	最大抑制日
2024年4月	16	225.2	4月14日
2024年5月	16	169.9	5月3日
2024年6月	11	177.9	6月1日
2024年7月	1	52.1	7月7日
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	0	0.0	
2024年10月	6	109.6	10月13日
2024年11月	4	146.0	11月3日
2024年12月	1	73.7	12月1日
2025年1月	1	37.6	1月19日
2025年2月	1	52.9	2月27日
2025年3月	10	185.0	3月23日
2024年度計	67		

表1-28 四国の月間抑制回数及び最大抑制量

四国			
実施月	抑制回数	最大抑制量〔万kW〕	最大抑制日
2024年4月	9	122.7	4月14日
2024年5月	18	127.3	5月4日
2024年6月	3	86.8	6月1日
2024年7月	0	0.0	
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	0	0.0	
2024年10月	3	40.0	10月13日
2024年11月	17	96.2	11月10日
2024年12月	0	0.0	
2025年1月	6	43.0	1月25日
2025年2月	2	20.1	2月27日
2025年3月	19	132.0	3月26日
2024年度計	77		

表1-29 九州の月間抑制回数及び最大抑制量

九州			
実施月	抑制回数	最大抑制量〔万kW〕	最大抑制日
2024年4月	15	411.0	4月14日
2024年5月	21	379.0	5月3日
2024年6月	11	189.0	6月1日
2024年7月	0	0.0	
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	5	66.0	9月24日
2024年10月	9	307.0	10月13日
2024年11月	15	354.2	11月3日
2024年12月	10	249.0	12月1日
2025年1月	10	373.7	1月1日
2025年2月	14	186.0	2月14日
2025年3月	18	573.5	3月23日
2024年度計	128		

※離島は除く。

表1-30 沖縄の月間抑制回数及び最大抑制量

沖縄			
実施月	抑制回数	最大抑制量〔万kW〕	最大抑制日
2024年4月	0	0.0	
2024年5月	0	0.0	
2024年6月	0	0.0	
2024年7月	0	0.0	
2024年8月	0	0.0	
2024年9月	0	0.0	
2024年10月	0	0.0	
2024年11月	0	0.0	
2024年12月	0	0.0	
2025年1月	1	1.5	1月1日
2025年2月	0	0.0	
2025年3月	6	6.1	3月23日
2024年度計	7		

※離島は除く。

＜参考＞広域機関による指示等実績の詳細

2024年度の広域機関による指示等について、下記にその詳細を示す²¹。

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	2024年6月1日6時31分
	指示内容	・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドに6月1日の10:00から11:00の間、最大14.2万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電から6月1日の10:00から11:00の間、最大14.2万kWの電気を受電すること
	指示理由	電力需要が低く再エネ電源の高稼働が見込まれることで、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するおそれがあり、広域的な融通を行うことによって、電気の需給状況を改善する必要があったため。
2	日時	2024年6月1日7時40分
	指示内容	・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワークに6月1日の11:00から15:00の間、最大73.9万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電から6月1日の11:00から15:00の間、最大73.9万kWの電気を受電すること ・中国電力ネットワークは、関西電力送配電から6月1日の11:00から12:30の間、最大3.9万kWの電気を受電すること
	指示理由	電力需要が低く再エネ電源の高稼働が見込まれることで、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するおそれがあり、広域的な融通を行うことによって、電気の需給状況を改善する必要があったため。
3	日時	2024年6月2日5時47分
	指示内容	・関西電力送配電は、中国電力ネットワークに6月2日の9:30から11:00の間、最大62.5万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、関西電力送配電から6月2日の9:30から11:00の間、最大62.5万kWの電気を受電すること
	指示理由	電力需要が低く再エネ電源の高稼働が見込まれることで、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するおそれがあり、広域的な融通を行うことによって、電気の需給状況を改善する必要があったため。
4	日時	2024年6月2日6時24分
	指示内容	・関西電力送配電は、中国電力ネットワークに6月2日の11:00から14:30の間、最大71.8万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、関西電力送配電から6月2日の11:00から14:30の間、最大71.8万kWの電気を受電すること
	指示理由	電力需要が低く再エネ電源の高稼働が見込まれることで、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するおそれがあり、広域的な融通を行うことによって、電気の需給状況を改善する必要があったため。
5	日時	2024年6月11日17時23分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに6月11日の18:00から19:00の間、最大30万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから6月11日の18:00から19:00の間、最大30万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	高気温により想定以上に需要が増加し、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ供給力が不足したことから、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。
6	日時	2024年6月12日16時08分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに6月12日の17:30から19:00の間、最大30万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから6月12日の17:30から19:00の間、最大30万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化による想定以上の需要増加ならびに再生可能エネルギーの出力減少が見込まれ、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ供給力が不足したことから、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。

²¹ <https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2024.html>

7	日時	2024 年 6 月 12 日 16 時 58 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 6 月 12 日の 17:30 から 19:00 の間、30 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから 6 月 12 日の 17:30 から 19:00 の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化による想定以上の需要増加ならびに再生可能エネルギーの出力減少が見込まれ、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ供給力が不足したことから、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 6 月 13 日 14 時 03 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 6 月 13 日の 15:30 から 17:00 の間、最大 55 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから 6 月 13 日の 15:30 から 17:00 の間、最大 55 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化(高気温)による想定以上の需要増加が見込まれ、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ供給力が不足したことから、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。
9	日時	2024 年 6 月 13 日 15 時 55 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 6 月 13 日の 17:00 から 20:00 の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから 6 月 13 日の 17:00 から 20:00 の間、最大 50 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化(高気温)による想定以上の需要増加が見込まれ、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ供給力が不足したことから、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。
10	日時	2024 年 6 月 21 日 12 時 17 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 6 月 21 日の 13:00 から 16:30 の間、最大 85 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから 6 月 21 日の 13:00 から 16:30 の間、最大 85 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化によって事前の想定と比較して太陽光発電の出力減少が見込まれ、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ供給力が不足したことから、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。
11	日時	2024 年 6 月 21 日 13 時 26 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 6 月 21 日の 14:00 から 14:30 の間、25 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから 6 月 21 日の 14:00 から 14:30 の間、25 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化によって想定以上の太陽光発電の出力減少が見込まれ、東北電力ネットワークエリアの需給バランスを保つ供給力が不足したことから、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。
12	日時	2024 年 7 月 5 日 15 時 55 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 7 月 5 日の 17:30 から 19:00 の間、最大 55 万 kW の電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 7 月 5 日の 18:30 から 19:00 の間、24.7 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電に 7 月 5 日の 17:00 から 19:00 の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 7 月 5 日の 16:30 から 19:00 の間、最大 45 万 kW の電気を供給すること ・九州電力送配電は、関西電力送配電に 7 月 5 日の 17:30 から 18:00 の間、24 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から 7 月 5 日の 16:30 から 19:00 の間、最大 138 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の需要増加および調整電源の補修作業の計画変更に伴う供給力不足により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
13	日時	2024 年 7 月 5 日 17 時 7 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 7 月 5 日の 18:00 から 18:30 の間、15 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドから 7 月 5 日の 18:00 から 18:30 の間、15 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の需要増加および調整電源の補修作業の計画変更に伴う供給力不足により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。

14	日時	2024 年 7 月 8 日 8 時 43 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに 7 月 8 日の 9:00 から 12:00 の間、20 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッドから 7 月 8 日の 9:00 から 12:00 の間、20 万 kW の電気の供給を受けること (東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用)
	指示理由	東京電力パワーグリッド供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
15	日時	2024 年 7 月 8 日 17 時 33 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 7 月 8 日の 18:00 から 19:00 の間、36 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドから 7 月 8 日の 18:00 から 19:00 の間、36 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
16	日時	2024 年 8 月 21 日 17 時 5 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・関西電力送配電は、九州電力送配電に 8 月 21 日の 18:00 から 19:30 の間、最大 35 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に 8 月 21 日の 19:00 から 19:30 の間、10 万 kW の電気を供給すること ・九州電力送配電は、関西電力送配電、中国電力ネットワークから 8 月 21 日の 18:00 から 19:30 の間、最大 35 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	九州電力送配電供給区域において、電源トラブルにより、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
17	日時	2024 年 8 月 23 日 17 時 1 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 8 月 23 日の 18:00 から 19:30 の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから 8 月 23 日の 18:00 から 19:30 の間、最大 25 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	東北電力ネットワーク供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
18	日時	2024 年 8 月 26 日 12 時 40 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 8 月 26 日の 13:00 から 14:00 の間、41 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドから 8 月 26 日の 13:00 から 14:00 の間、41 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、高気温に伴う需要増加及び電源トラブルにより、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
19	日時	2024 年 8 月 26 日 13 時 44 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 8 月 26 日の 14:00 から 17:00 の間、最大 111 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドから 8 月 26 日の 14:00 から 17:00 の間、最大 111 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、高気温に伴う需要増加及び電源トラブルにより、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
20	日時	2024 年 8 月 26 日 16 時 39 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 8 月 26 日の 17:00 から 20:00 の間、最大 49 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドから 8 月 26 日の 17:00 から 20:00 の間、最大 49 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、高気温に伴う需要増加及び電源トラブルにより、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
21	日時	2024 年 9 月 11 日 15 時 42 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに 9 月 11 日の 16:30 から 17:00 の間、30 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッドから 9 月 11 日の 16:30 から 17:00 の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	東京電力パワーグリッド供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。

22	日時	2024 年 9 月 11 日 16 時 48 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに 9 月 11 日の 17:30 から 19:00 の間、最大 0.59 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 9 月 11 日の 17:30 から 18:00 の間、33.35 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東北電力ネットワークに 9 月 11 日の 17:30 から 19:00 の間、最大 11.4 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、東北電力ネットワークに 9 月 11 日の 18:00 から 19:00 の間、最大 20.91 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電から 9 月 11 日の 17:30 から 19:00 の間、最大 45 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	東北電力ネットワーク供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
23	日時	2024 年 9 月 12 日 15 時 30 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに 9 月 12 日の 16:30 から 17:00 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、中部電力パワーグリッドから 9 月 12 日の 16:30 から 17:00 の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	東京電力パワーグリッド供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
24	日時	2024 年 9 月 12 日 16 時 37 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 9 月 12 日の 17:30 から 18:30 の間、最大 42 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドから 9 月 12 日の 17:30 から 18:30 の間、最大 42 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
25	日時	2024 年 9 月 17 日 15 時 6 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 9 月 17 日の 16:00 から 18:30 の間、最大 69 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドから 9 月 17 日の 16:00 から 18:30 の間、最大 69 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
26	日時	2024 年 9 月 17 日 16 時 49 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 9 月 17 日の 17:30 から 18:30 の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ・四国電力送配電は、関西電力送配電に 9 月 17 日の 17:30 から 18:30 の間、最大 44 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドおよび四国電力送配電から 9 月 17 日の 17:30 から 18:30 の間、最大 54 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
27	日時	2024 年 9 月 18 日 15 時 37 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、関西電力送配電に 9 月 18 日の 16:00 から 16:30 の間、32.9 万 kW の電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 9 月 18 日の 16:30 から 17:00 の間、41 万 kW の電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 9 月 18 日の 16:30 から 18:30 の間、最大 38 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電に 9 月 18 日の 16:00 から 17:00 の間、30 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 9 月 18 日の 16:00 から 18:30 の間、最大 75 万 kW の電気を供給すること ・四国電力送配電は、関西電力送配電に 9 月 18 日の 16:00 から 17:00 の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、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、中国電力ネットワーク、四国電力送配電から 9 月 18 日の 16:00 から 18:30 の間、最大 141 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。

28	日時	2024 年 9 月 19 日 15 時 6 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 9 月 19 日の 16:30 から 17:00 の間、27 万 kW の電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電に 9 月 19 日の 16:00 から 18:00 の間、最大 35 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 9 月 19 日の 15:30 から 16:30 の間、最大 41 万 kW の電気を供給すること ・四国電力送配電は、関西電力送配電に 9 月 19 日の 16:30 から 18:00 の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電から 9 月 19 日の 15:30 から 18:00 の間、最大 87 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
29	日時	2024 年 9 月 19 日 15 時 24 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッドに 9 月 19 日の 16:00 から 16:30 の間、30 万 kW の電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドから 9 月 19 日の 16:00 から 16:30 の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	中部電力パワーグリッド供給区域において、天候状況変化に伴う太陽光発電出力減少により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
30	日時	2024 年 9 月 20 日 16 時 33 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 9 月 20 日の 17:30 から 18:00 の間、21 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、中部電力パワーグリッドから 9 月 20 日の 17:30 から 18:00 の間、21 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
31	日時	2024 年 10 月 2 日 14 時 34 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 10 月 2 日の 15:30 から 18:30 の間、最大 55 万 kW の電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 10 月 2 日の 16:30 から 17:00 の間、30 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 10 月 2 日の 15:30 から 18:30 の間、最大 55 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	東北電力ネットワーク供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
32	日時	2024 年 10 月 17 日 12 時 37 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・関西電力送配電は、九州電力送配電に 10 月 17 日の 14:00 から 17:00 の間、最大 54 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に 10 月 17 日の 13:30 から 17:30 の間、最大 74 万 kW の電気を供給すること ・九州電力送配電は、関西電力送配電及び中国電力ネットワークから 10 月 17 日の 13:30 から 17:30 の間、95 万 kW の電気の供給を受けること
	指示理由	九州電力送配電供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加および天候状況変化に伴う太陽光出力減少により、需給ひっ迫のおそれが認められるため。
33	日時	2024 年 11 月 3 日 7 時 32 分【11 月 3 日 9 時 46 分変更】需給状況の変化に伴い、実需給断面における融通は回避
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・関西電力送配電は、北陸電力送配電に 11 月 3 日の 10:30 から 11:00 の間、7.8 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 11 月 3 日の 10:30 から 11:00 の間、7.8 万 kW の電気を受電すること
	指示理由	関西電力送配電供給区域において、想定以上の低需要および再エネ電源の高稼働により、下げ代不足のおそれが認められるため。
34	日時	2025 年 3 月 15 日 14 時 03 分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・関西電力送配電は、北陸電力送配電に 3 月 15 日の 14:30 から 16:30 の間、最大 16 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 3 月 15 日の 14:30 から 16:30 の間、最大 16 万 kW の電気を受電すること
	指示理由	北陸電力送配電供給区域において、天候悪化に伴う想定以上の需要増加および太陽光発電の出力減少により、需給状況の悪化が認められるため。

広域機関による発電事業者および小売電気事業者への依頼の実施

①	発出日	2024年7月8日
	依頼内容	7月8日(月)の東京電力パワーグリッド管内の電力需給は、高気温影響による冷房需要等の需要の増加が予想されていることから、広域予備率が5%を下回る厳しい見通しとなっております。 ついては、本機関会員の皆様におかれましては、下記の事項について、電気の需給状況の改善へのご協力をお願いいたします。
	対象日	2024年7月8日(月)(※特に、需給状況が厳しい見通しである、同日22時までの時間帯でのご協力を依頼)
	依頼事項	<p>(1) 東京電力パワーグリッド管内において、各会員が所有している、又は他者から電力買取契約(経済 DR 契約を含む。)により電力を調達している電源・自家用発電設備等について、可能な範囲で出力を上げた焚き増し運転をすること。ただし、当該電源等が、他の小売電気事業者等と電力買取契約(経済 DR 契約を含む。)を締結している場合は、当該契約に従うことを優先し、その上で可能な範囲で出力を上げた焚き増し運転をすること。</p> <p>(2) 東京電力パワーグリッド管内において、各小売電気事業者は、それぞれが締結した経済 DR 契約や需要家への節電依頼等により、可能な範囲で電力需要を削減すること。ただし、他の電気事業者等と相対契約等を締結している場合は、当該契約に従うことを優先し、その上で可能な範囲で電力需要を削減すること。</p> <p>(3) 焚き増しや電力需要の削減等によって生じた余剰電力は、卸電力市場(時間前市場)への供出を行うこと。小売電気事業者等との相対契約(経済 DR 契約を含む。)を持つ場合には、当該契約に従い電力の受け渡し又は需要削減を行うこと。なお、精算については、卸電力市場での取引又は相対契約に基づき行うこと。</p> <p><u>補足事項</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・上記依頼への対応に当たっては、人命保護を最優先とし、保安確保、法令遵守を徹底するようお願いいたします。なお、これらが困難な場合には、上記依頼に基づく対応は実施しないようお願いいたします。 ・環境規制等の制限を受ける電源の稼働については、関連する行政の指示に従ってください。 ・上記依頼を実施したことにより発生した費用(インバランス精算費用を含む。)、損害等については、本機関は責任を負いかねますので、あらかじめご了承ください。
②	発出日	2024年7月29日
	依頼内容	7月29日(月)の東京電力パワーグリッド管内の電力需給は、高気温影響による冷房需要等の需要の増加が予想されていることから、広域予備率が5%を下回る厳しい見通しとなっております。 ついては、本機関会員の皆様におかれましては、下記の事項について、電気の需給状況の改善へのご協力をお願いいたします。
	対象日	2024年7月29日(月)11時00分～21時30分
	依頼事項	<p>(1) 東京電力パワーグリッド管内において、各会員が所有している又は他者から電力買取契約により電力を調達している発電設備等について、可能な範囲で出力を上げた焚き増し運転をすること。ただし、当該発電設備等が他の小売電気事業者等と電力買取契約を締結している場合は、当該契約に従うことを優先し、その上で可能な範囲で出力を上げた焚き増し運転をすること。</p> <p>(2) 発電設備等の焚き増しによって生じた余剰電力は、卸電力市場(時間前市場)への供出を行うこと。小売電気事業者等との相対契約を持つ場合には、当該契約に従い電力の受け渡しを行うこと。なお、精算については、卸電力市場での取引又は相対契約に基づき行うこと。</p> <p><u>補足事項</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・上記依頼への対応に当たっては、人命保護を最優先とし、保安確保、法令遵守を徹底するようお願いいたします。なお、これらが困難な場合には、上記依頼に基づく対応は実施しないようお願いいたします。 ・環境規制等の制限を受ける電源の稼働については、関連する行政の指示に従ってください。 ・上記依頼を実施したことにより発生した費用(インバランス精算費用を含む。)、損害等については、本機関は責任を負いかねますので、あらかじめご了承ください。

③	発出日	2024 年 7 月 30 日
	依頼内容	7 月 30 日(火)の東京電力パワーグリッド管内の電力需給は、高気温影響による冷房需要等の需要の増加が予想されていることから、広域予備率が5%を下回る厳しい見通しとなっております。 ついては、本機関会員の皆様におかれましては、下記の事項について、電気の需給状況の改善へのご協力をお願いいたします。
	対象日	2024 年 7 月 30 日(火)9 時 30 分～17 時
	依頼事項	<p>(1) 東京電力パワーグリッド管内において、各会員が所有している又は他者から電力買取契約により電力を調達している発電設備等について、可能な範囲で出力を上げた焚き増し運転をすること。ただし、当該発電設備等が他の小売電気事業者等と電力買取契約を締結している場合は、当該契約に従うことを優先し、その上で可能な範囲で出力を上げた焚き増し運転をすること。</p> <p>(2) 発電設備等の焚き増しによって生じた余剰電力は、卸電力市場(時間前市場)への供出を行うこと。小売電気事業者等との相対契約を持つ場合には、当該契約に従い電力の受け渡しを行うこと。なお、精算については、卸電力市場での取引又は相対契約に基づき行うこと。</p> <p><u>補足事項</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・上記依頼への対応に当たっては、人命保護を最優先とし、保安確保、法令遵守を徹底するようお願いいたします。なお、これらが困難な場合には、上記依頼に基づく対応は実施しないようお願いいたします。 ・環境規制等の制限を受ける電源の稼働については、関連する行政の指示に従ってください。 ・上記依頼を実施したことにより発生した費用(インバランス精算費用を含む。)、損害等については、本機関は責任を負いかねますので、あらかじめご了承ください。
④	発出日	2024 年 9 月 20 日
	依頼内容	9 月 20 日(金)の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、九州電力送配電管内において、高気温により電力需要の増加が見込まれております。本機関は、安定的な電力供給を維持するために、以下のとおり、自家発電設備を保有する会員の皆さまに、自家発電設備の焚き増しのご協力をお願いします。 また、本機関の会員以外の電気供給事業者におかれましては、こうした状況をご理解いただき、電気の需給状況の改善へのご協力をお願いいたします。
	対象日	2024 年 9 月 20 日(金)16 時 00 分～17 時 00 分
	依頼事項	<p>(1) 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、九州電力送配電管内の会員が所有もしくは管理している自家発電設備等について、可能な範囲で出力を上げた焚き増し運転をすること。</p> <p>(2) 上記の対象となる会員が一般社団法人日本卸電力取引所の会員である場合は、同取引所の時間前市場へ上記の焚き増しで生じる電気の入札を可能な範囲でおこなうこと。なお、同取引所での入札が未約定となった際にも焚き増し運転を継続すること。</p> <p><u>補足事項</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・上記依頼への対応に当たっては、人命保護を最優先とし、保安確保、法令遵守を徹底するようお願いいたします。なお、これらが困難な場合には、上記依頼に基づく対応は実施しないようお願いいたします。 ・環境規制等の制限を受ける電源の稼働については、関連する行政の指示に従ってください。 ・上記依頼を実施したことにより発生した費用については、託送契約での取扱となることから、各エリアの一般送配電事業者にお問い合わせください。

広域機関による一般送配電事業者への作業停止計画調整要請

①	発出日	2024 年 9 月 13 日
	依頼内容	<p>東京電力パワーグリッドの供給区域における、9 月 17 日(火)および 9 月 18 日(水)の広域予備率が低下する見通しです。</p> <p>当機関は、業務規程第 112 条第 1 項の規定に基づき、東京電力パワーグリッド供給区域の需給状況改善のため、東京電力パワーグリッドに対して、供給区域における作業停止計画の調整を行うよう要請したため、お知らせいたします。</p> <p>調整の対象となる発電事業者におかれは、東京電力パワーグリッドの要請に基づき、保有および管理する電力設備の作業の中止等について、調整を依頼します。</p> <p>※今後の気象状況等によっては、さらに厳しい需給見通しになる可能性もありますので、最新の情報にご注意ください。</p>
	区域	東京電力パワーグリッド供給区域
	対象日	2024 年 9 月 17 日(火)、9 月 18 日(水)
②	発出日	2024 年 9 月 17 日
	依頼内容	<p>今夏は 9 月に入っても残暑が続いております。その影響により 9 月 19 日(木)および 9 月 20 日(金)においても真夏並みの猛暑となり電力需要が増加する可能性があります。冬季にむけた定期整備のために停止する電源が増える傾向にある中で、特に東京電力パワーグリッドの供給区域では予備率が低下する可能性が見込まれます。</p> <p>そこで、当機関は、業務規程第 112 条第 1 項の規定に基づき、東京電力パワーグリッドに対して、同社の供給区域において 9 月 19 日(木)および 9 月 20 日(金)に想定されうる需給状況を改善するために、あらかじめ発電設備の作業停止計画の調整を行うよう要請しました。</p> <p>調整の対象となる発電事業者におかれましては、東京電力パワーグリッドの要請に基づき、保有および管理する電力設備の作業の中止等について可能な範囲でご協力をお願いいたします。</p>
	区域	東京電力パワーグリッド供給区域
	対象日	9 月 19 日(木)、9 月 20 日(金)

(blank)

I . 電力需給

- ・ 電気の質に関する報告書（2024年度実績）

電気の質に関する報告書

-2024年度実績-

2025年12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、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。

(周波数)

周波数に関する実績は、標準周波数に対する調整目標範囲及び時間滞在率の状況を取りまとめた。

(電圧)

電圧に関する実績は、電圧の測定方法及び電圧の維持すべき値に対する逸脱状況を取りまとめた。

(停電)

停電に関する実績は、事故発生箇所別の供給支障実績、低圧電灯需要家の停電実績を取りまとめたほか、一定規模以上の供給支障については、原因別で供給支障の発生状況を取りまとめた。

また、米国主要州の需要家停電実績を参考に記載した。

上記のとおり、2024年度の実績を年次報告書として取りまとめ、公表する。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等を集約したものである。

- 目次 -

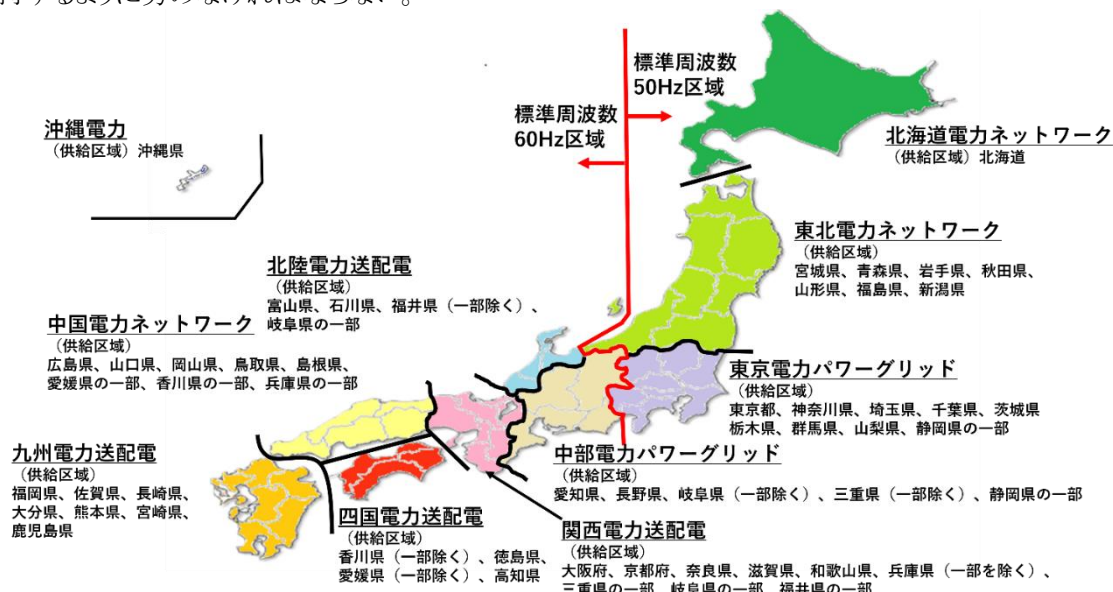
第1章 周波数に関する実績	31
1. 標準周波数	31
2. 標準周波数に対する調整目標範囲	31
3. 時間滞在率	31
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2020～2024年度)	32
第2章 電圧に関する実績	33
1. 電圧の維持すべき値	33
2. 電圧の測定方法	33
3. 電圧測定実績(全国、2020～2024年度)	33
第3章 停電に関する実績	34
1. 事故発生箇所別供給支障件数	34
(1) 停電状況に関する指標	34
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2020～2024年度)	34
2. 原因別供給支障件数	37
(1) 一定規模以上の供給支障の実績	37
(2) 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、2020～2024年度)	38
3. 低圧電灯需要家停電実績	41
(1) 低圧電灯需要家の停電状況に関する指標	41
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2020～2024年度)	41
(参考) 米国主要州の需要家停電実績(2020～2024年)	45

第1章 周波数に関する実績

1. 標準周波数

全国に10の供給区域（一般送配電事業者（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）が託送供給を行う区域のことをいい、以下単に「北海道」、「東北」、「東京」、「中部」、「北陸」、「関西」、「中国」、「四国」、「九州」、「沖縄」という。）があり、図1-1のように区分される。なお、沖縄電力以外の供給区域は、地域間連系線で接続されている。

供給区域別に標準周波数を見ると図1-1のように区分される。一般送配電事業者は、電気事業法第26条の規定に基づき、供給する電気の周波数を、電気事業法施行規則第38条第2項に定める値（電気事業法施行規則第38条第2項で、「経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値」と規定されている）に維持するように努めなければならない。



2. 標準周波数に対する調整目標範囲

電気事業法施行規則第38条第2項の規定を踏まえ、表1-1のとおり、各一般送配電事業者は、各社の規定・基準・マニュアルで調整目標範囲を設定している。加えて、中部・北陸・関西・中国・四国・九州においては、±0.1 Hz 以内の時間滞在率目標を設定している。

表 1-1 各供給区域の周波数調整ルール

供給区域	北海道	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・四国・九州	沖縄
標準周波数	50Hz	50Hz	60Hz	60Hz
調整目標範囲	±0.3Hz	±0.2Hz	±0.2Hz	±0.3Hz
±0.1Hz 以内時間滞在率目標	—	—	95%以上	—

3. 時間滞在率

周波数維持の指標として、実測周波数が標準周波数から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。

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

4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2020～2024年度)

2020～2024年度の同期エリア別(北海道、東エリア¹、中西エリア²、沖縄)の周波数時間滞在率を表1-2～1-5³に、変動幅0.1Hz 以内の滞在実績の推移を図1-2～1-5に示す。

2024年度は、中西エリア以外では、表1-1に基づく各同期エリアの目標範囲内での調整を行うことができる。一方で、中西エリアについては、前年度に引き続き、平時の調整目標範囲の±0.2Hz を逸脱する断面が一定程度あったが、前年度よりも2024年度の±0.1Hz 以内時間滞在率(年間)は上昇している。

なお、「第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」においては、±0.1Hz 以内時間滞在率(月間)は主に軽負荷期にその下限値である95%に近づいていることが報告されている。

これらを踏まえ、本機関としても、安定供給の確保のために、周波数の維持について、引き続きこの状況を注視しつつ、一般送配電事業者等と連携して検討を進めていく。

【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)⁴における報告概要】

中西エリアに係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(月間)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されている。

【表1-1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以内時間滞在率目標)	… 95.00% 以上

表1-2 (北海道、2020～2024年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
0.1Hz以内	99.93	99.87	99.90	99.91	99.89
0.2Hz以内	100.00	99.99	99.99	99.99	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

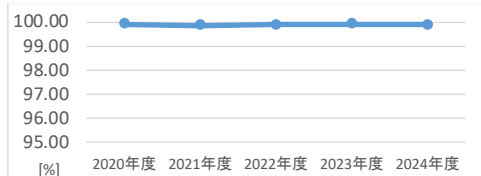


図1-2 (北海道、2020～2024年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表1-3 (東エリア、2020～2024年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
0.1Hz以内	99.71	99.50	99.43	99.01	99.35
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

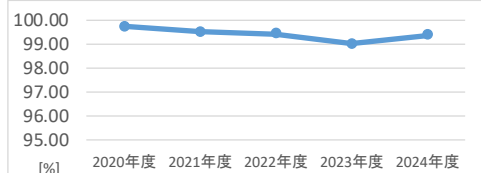


図1-3 (東エリア、2020～2024年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表1-4 (中西エリア、2020～2024年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
0.1Hz以内	98.50	98.12	98.46	97.68	97.99
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	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

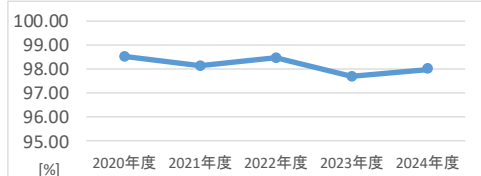


図1-4 (中西エリア、2020～2024年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表1-5 (沖縄、2020～2024年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
0.1Hz以内	99.92	99.89	99.98	99.97	99.98
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

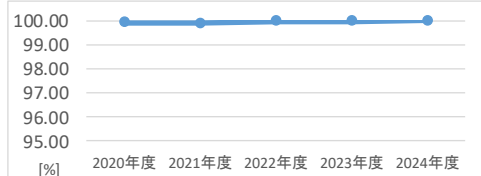


図1-5 (沖縄、2020～2024年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

¹ 東エリアとは、東北及び東京エリアのことであり、表中の数値は、東京の供給区域で集計された実績。

² 中西エリアとは、中部、北陸、関西、中国、四国及び九州エリアのことであり、表中の数値は、関西の供給区域で集計された実績。

³ 値は小数点第3位を四捨五入している。

⁴ https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/chousei_jukyu_101_haifu.html

第2章 電圧に関する実績

1. 電圧の維持すべき値

一般送配電事業者は、電気事業法第26条の規定に基づき、供給する電気の電圧を電気事業法施行規則第38条第1項に定める範囲内(表2-1)に維持するよう努めなければならない。

表 2-1 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

一般送配電事業者は、電気事業法施行規則第39条第1項第1号の規定に基づき、自ら選定した測定箇所において、同項第2号の規定に基づき、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。

また、一般送配電事業者は、同条第3項第1項第1号二の規定に基づき、測定電圧の30分平均(最大値・最小値)を算出して、測定箇所ごとに記録している。

3. 電圧測定実績(全国、2020～2024年度)

2020～2024年度全国の電圧測定実績について、送配電等業務指針第268条第1項第2号の規定に基づき、一般送配電事業者より受領した測定箇所数及び逸脱箇所数を表2-2に示す。

2024年度は、全てのエリアにおいて、維持すべき電圧を逸脱した実績はなかった。

表 2-2 (全国、2020～2024 年度)電圧測定実績

電圧		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
100V	測定箇所数	6,562	6,589	6,578	6,681	6,686
	逸脱箇所数	0	0	0	0	0
200V	測定箇所数	6,498	6,523	6,496	6,574	6,581
	逸脱箇所数	0	0	0	0	0

第3章 停電に関する実績

1. 事故発生箇所別供給支障件数

(1) 停電状況に関する指標

停電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⁵とは、電気工作物⁶の破損事故や誤操作等により、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、電路が自動的に再開路⁷されることにより電気の供給の支障が解消した場合を除く。

(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2020～2024年度)

2020～2024年度の供給支障件数の実績について、送配電等業務指針第268条第1項第3号の規定に基づき、一般送配電事業者から受領した事故発生箇所別供給支障事故件数を用いて、全国の実績を表3-1及び図3-1に、供給区域別の実績を表3-2～3-11及び図3-2～3-11に示す⁸。

2024年度の全国の供給支障の合計件数は14,885件であり、前年度実績から247件、1.6%減少した。供給区域別では、前年度実績から、北陸で供給支障件数が505件、50.1%、関西で供給支障件数が474件、24.1%、沖縄で供給支障件数が341件、43.5%減少した。一方で、2024年8月に来襲した台風第10号の被害等により、前年度実績から、九州で供給支障件数が622件、35.1%、中国で供給支障件数が312件、29.6%増加した。また、激甚災害に指定された2024年7月の豪雨⁹の被害等により、東京で供給支障件数が前年度実績から301件、9.5%増加した¹⁰。

表3-1 (全国、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]						
一般送配電事業者の設備における事故	事故発生箇所	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
	変電所	48	65	57	65	54
	送電線路及び特別高圧配電線路	274	260	308	312	347
	架空	9	17	9	7	13
	地中	265	243	299	305	334
	計	283	277	317	319	360
	高圧配電線路	13,539	10,775	13,847	14,152	13,916
	架空	201	201	210	187	195
	地中	13,338	10,574	13,637	13,965	13,721
	計	13,740	10,976	14,057	14,339	14,111
一般送配電事業者の設備以外における事故	低圧配電線路					1
	需要設備			1		
	計			1		
その他設備における事故		277	245	361	409	359
合計		14,348	11,563	14,793	15,132	14,885

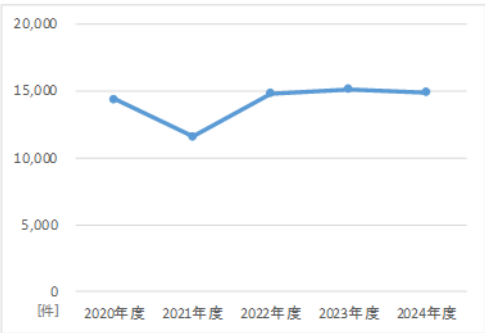


図3-1 (全国、2020～2024年度) 供給支障件数

⁵ 電気関係報告規則第1条第2項第7号に定める「供給支障事故」に準じるものとする。

⁶ 電気事業法第2条第1項第18号に定める発電、蓄電、変電、送電若しくは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をいう。

⁷ 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、電気が供給されることをいう。

⁸ 表中の「その他設備における事故」とは、各供給区域の当該一般送配電事業者の設備以外の設備における事故の波及によって当該供給区域で発生した供給支障の件数を示す。また、該当するデータが無い箇所は空白で示す。

⁹ 内閣府ウェブサイトの激甚災害の指定状況による。<https://www.bousai.go.jp/taisaku/gekijinhukko/status.html>
「令和6年6月8日から7月30日までの間の豪雨による災害についての激甚災害及びこれに対し適用すべき措置の指定に関する政令の一部を改正する政令」について

¹⁰ 内閣府ウェブサイトの2024年度災害情報による。<https://www.bousai.go.jp/updates/#r6>
東京エリア: 令和6年7月25日からの大雨に係る被害状況等について(停電状況)
中国及び九州エリア: 令和6年台風第10号による被害状況等について(停電状況)

表3-2 (北海道、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	2	3	3	3	1	2.4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	21	20	13	8	16.4
		地中	1			1	0.4
		計	22	20	13	9	16.8
	高圧配電線路	架空	801	848	973	859	823.6
		地中	15	12	15	14	14.8
		計	816	860	988	877	838.4
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故	10	14	16	18	10	13.6
合計		850	897	1,027	911	671	871.2

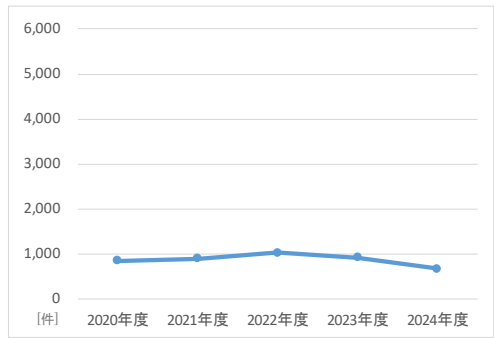


図3-2 (北海道、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-3 (東北、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	9	9	8	17	7	10.0
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	31	31	20	10	21.6
		地中					
		計	31	31	20	10	21.6
	高圧配電線路	架空	2,528	1,686	2,036	1,855	2,030.8
		地中	13	7	19	11	11.4
		計	2,541	1,693	2,055	1,866	2,042.2
	低圧配電線路						
	需要設備			1			0.2
	その他設備における事故	17	18	27	35	18	23.0
合計		2,598	1,751	2,111	1,928	2,097	2,097.0

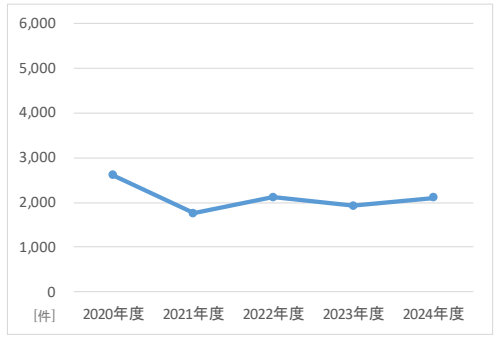


図3-3 (東北、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-4 (東京、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	5	10	8	12	15	10.0
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	10	10	20	24	17.6
		地中	3	5	3	8	4.0
		計	13	15	23	25	21.6
	高圧配電線路	架空	2,472	2,316	2,309	2,994	3,260
		地中	75	87	73	61	78
		計	2,547	2,403	2,382	3,055	3,338
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故	74		67	81	89	62.2
合計		2,639	2,428	2,480	3,173	3,474	2,838.8

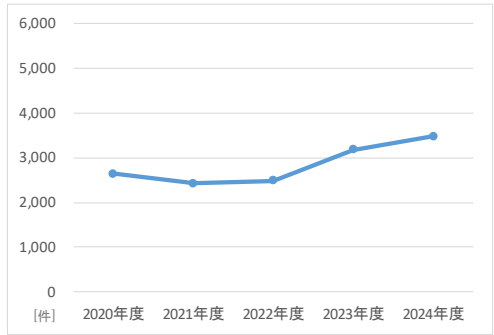


図3-4 (東京、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-5 (中部、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	4	7	7	5	6	5.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	15	9	13	23	17.4
		地中	1		1	2	0.8
		計	16	9	14	25	18.2
	高圧配電線路	架空	1,359	1,338	1,397	1,914	1,807
		地中	4	10	9	5	10
		計	1,363	1,348	1,406	1,919	1,817
	低圧配電線路					1	0.2
	需要設備						
	その他設備における事故	71	64	69	76	85	73.0
合計		1,454	1,428	1,496	2,025	1,936	1,667.8

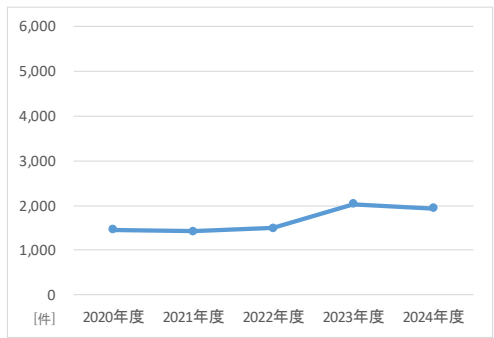


図3-5 (中部、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-6 (北陸、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024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	3	4	2	8	5	4.4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	3		5	11	5.8
		地中					
		計	3		5	11	5.8
	高圧配電線路	架空	444	215	567	962	456
		地中	4	1	2	8	4.6
		計	448	216	569	970	464
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故	10	14	16	18	23	16.2
合計		464	234	592	1,007	502	559.8

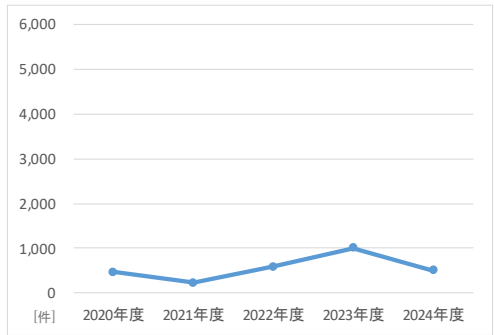


図3-6 (北陸、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-7 (関西、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
設備における事故	変電所	6	10	9	6	4	7.0
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	84	86	99	116	95.4
		地中	4	8	2	3	4.2
		計	88	94	101	119	99.6
	高圧配電線路	架空	1,254	1,384	1,480	1,723	1,318
		地中	50	33	37	35	35.4
		計	1,304	1,417	1,517	1,758	1,340
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故	44	56	79	82	51	62.4
合計		1,442	1,577	1,706	1,965	1,491	1,636.2

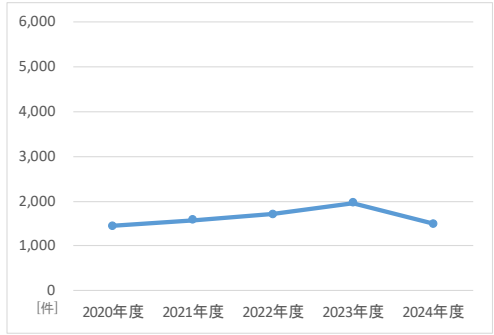


図3-7 (関西、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-8 (中国、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
設備における事故	変電所	3	6	11	8	4	6.4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	11	25	11	14	17.4
		地中		1	3	1	1.0
		計	11	26	14	15	18.4
	高圧配電線路	架空	1,163	1,193	1,449	981	1,281
		地中	12	15	20	16	24
		計	1,175	1,208	1,469	997	1,305
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故	32	37	32	34	31	33.2
合計		1,221	1,277	1,526	1,054	1,366	1,288.8

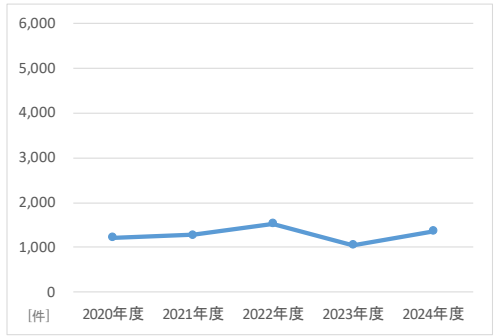


図3-8 (中国、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-9 (四国、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
設備における事故	変電所	5	3		1	3	2.4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	1	10	16	6	8.0
		地中					
		計	1	10	16	6	8.0
	高圧配電線路	架空	447	393	673	478	480
		地中	6	10	3	6	8
		計	453	403	676	484	488
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故	6	10	10	21	12	11.8
合計		465	426	702	512	510	523.0

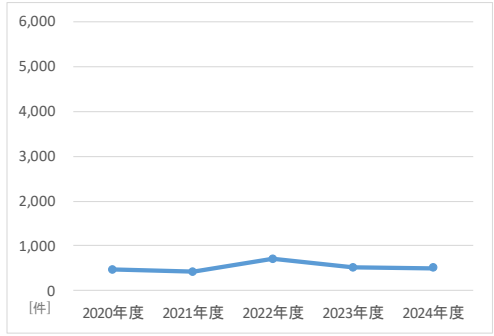


図3-9 (四国、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-10 (九州、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
設備における事故	変電所	7	11	8	4	6	7.2
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	42	24	48	38	61
		地中		1			0.2
		計	42	25	48	38	61
	高圧配電線路	架空	2,614	1,088	2,605	1,677	2,271
		地中	17	22	25	22	23
		計	2,631	1,110	2,630	1,699	2,294
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故	13	18	32	32	34	25.8
合計		2,693	1,164	2,718	1,773	2,395	2,148.6

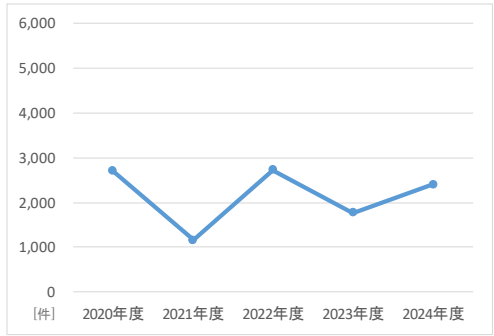


図3-10 (九州、2020～2024年度) 供給支障件数

表3-11 (沖縄、2020～2024年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
設備における事故	変電所	4	2	1	1	3	2.2
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	56	45	56	57	76
		地中		2			0.4
		計	56	47	56	57	76
	高圧配電線路	架空	457	314	358	709	357
		地中	5	4	7	5	1
		計	462	318	365	714	358
	低圧配電線路						
	需要設備						
	その他設備における事故		14	13	12	6	9.0
合計		522	381	435	784	443	513.0

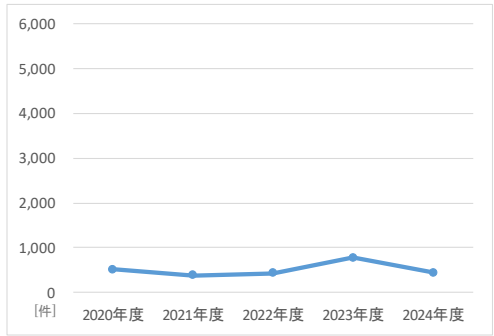


図3-11 (沖縄、2020～2024年度) 供給支障件数

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

一般送配電事業者は、前項で示した供給支障のうち、供給支障電力及び供給支障時間が図3-12に示す報告対象範囲の供給支障については、その原因等を、電気関係報告規則第3条第1項第8号の規定に基づき産業保安監督部長に、同項第9号の規定に基づき経済産業大臣に報告している。当該供給支障について、規模別及び事故発生箇所別の件数を表3-12に示す。

電気関係報告規則第3条第1項第8号に基づく報告対象範囲

- ・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

電気関係報告規則第3条第1項第9号に基づく報告対象範囲

- ・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

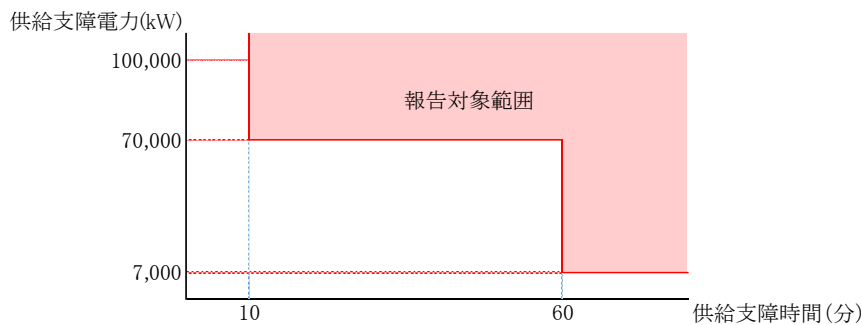


図 3-12 一定規模以上の供給支障 概要図

表 3-12(全国、2024 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¹¹

[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 未 満	100,000kW 以 上	70,000kW 以 上 100,000kW 未 満	100,000kW 以 上	7,000kW 以 上 70,000kW 未 満	70,000kW 以 上 100,000kW 未 満	100,000kW 以 上	7,000kW 以 上 70,000kW 未 満	70,000kW 以 上 100,000kW 未 満	100,000kW 以 上	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所					1	5		1	1			8		
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空					2			3	1		6		
		地中										1	1		
		計					2			3	1	1	7		
	高圧配電線路	架空													
		地中													
		計													
	需要設備														
その他設備における事故															
合 計					1	7		1	4	1	1	15			

¹¹ 該当するデータが無い箇所は空白で示す。

(2) 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、2020～2024年度)

前項で示した一定規模以上の供給支障について、2020～2024年度の全国の原因別件数実績を表3-13と図3-13に、供給区域別の原因別件数実績を表3-14～3-23に示す¹²。

2024年度の全国の一定規模以上の供給支障の合計件数は15件であり、前年度実績から2件減少し、過去5年間(2020～2024年度)の平均18件を下回った。原因別では、設備不備・保守不備等によるものが10件と前年度実績から1件増加し、自然現象によるものが4件と前年度実績から1件減少した。

なお、2024年11月9日に発生した四国の供給支障(全国の原因別「その他」に計上している1件)は、同日に発生した本四連系線 1L の故障への対応として本四連系線 2L の復旧操作を行っていた際に、阿南紀北直流幹線の本州向き潮流が急増する事象が発生し、四国内の供給力が不足したことで、需給バランスを維持するための周波数低下リレーが動作し、停電に至ったものであった。

表3-13 (全国、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備	1	2	1	2	1	1.4
保守不備	1	1		1	3	1.2
故意・過失	4	1	3	3	3	2.8
他物接触	6	4	1	3	3	3.4
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)		1				0.2
計	12	9	5	9	10	9.0
雷	2	4	3	2		2.2
風雨		2	1	1		0.8
氷雪		2	1	1	3	1.4
地震	3	9		1		2.6
山崩れ・雪崩			1		1	0.4
塩、もり、ガス						
計	5	17	6	5	4	7.4
不明	1	1		2		0.8
その他	1		1	1	1	0.8
合計	19	27	12	17	15	18.0

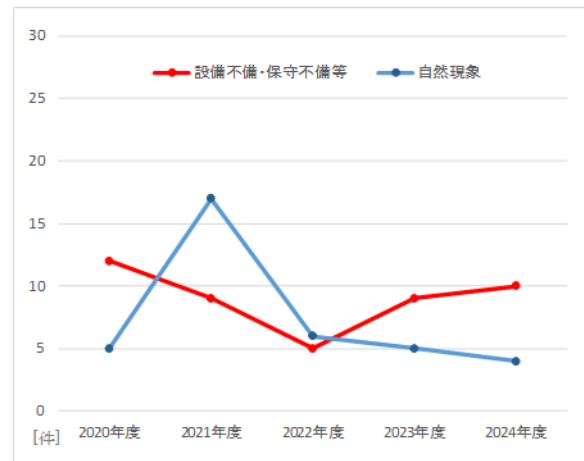


図3-13 (全国、2020～2024年度) 供給支障の原因別件数

表3-14 (北海道、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
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(作業者)						
感電(公衆)						
計	1		1	1		0.6
雷						
風雨		1				0.2
氷雪			1			0.2
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計		1	1			0.4
不明		1				0.2
その他						
合計	1	2	2	1		1.2

表3-15 (東北、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
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(作業者)						
感電(公衆)						
計		2	2	1		1.0
雷						
風雨				1		0.2
氷雪						
地震	3	8				2.2
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計	3	8		1		2.4
不明						
その他						
合計	3	10	2	2		3.4

¹² 表中の「原因の分類」のうち、過去10年間に該当するデータがないものについては、記載を省略している。また、該当するデータが無い箇所は空白で示す。

表3-16 (東京、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備						
保守不備		1			1	0.4
故意・過失	2		1	1	2	1.2
他物接触	1	1		2	1	1.0
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)	0	1				0.2
計	3	3	1	3	4	2.8
雷		2	2	1		1.0
風雨			1			0.2
氷雪						
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計		2	3	1		1.2
不明	1			1		0.4
その他	1					0.2
合計	5	5	4	5	4	4.6

表3-17 (中部、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失	1					0.2
他物接触		2			1	0.6
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計	1	2			1	0.8
雷	1					0.2
風雨						
氷雪				1	2	0.6
地震						
山崩れ・雪崩	0		1	0	1	0.4
塩、もり、ガス						
計	1		1	1	3	1.2
不明						
その他						
合計	2	2	1	1	4	2.0

表3-18 (北陸、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失						
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)	0					
計						
雷						
風雨						
氷雪						
地震				1		0.2
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計				1		0.2
不明						
その他						
合計	0	0	0	1	0	0.2

表3-19 (関西、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備		2		2	1	1.0
保守不備	1	0	0	0	1	0.4
故意・過失	1				1	0.4
他物接触	4	0	0	0	0	0.8
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計	6	2		2	3	2.6
雷	1	1	0		0	0.4
風雨	0	1				0.2
氷雪		1			1	0.4
地震					0	
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計	1	3			1	1.0
不明						
その他			1			0.2
合計	7	5	1	2	4	3.8

表3-20 (中国、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失			1	1		0.4
他物接触					1	0.2
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計			1	1	1	0.6
雷		1	1	1		0.8
風雨						
氷雪		1				0.2
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計		2	1	1		0.8
不明						
その他						
合計	0	2	2	2	1	1.4

表3-21 (四国、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失						
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計						
雷						
風雨						
氷雪						
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計						
不明						
その他					1	0.2
合計	0	0	0	0	1	0.2

表3-22 (九州、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備						
保守不備						
故意・過失						
他物接触						
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計						
雷						
風雨						
氷雪						
地震		1				0.2
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計		1				0.2
不明						
その他						
合計	0	1	0	0	0	0.2

表3-23 (沖縄、2020～2024年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 (件)

原因の分類	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5年平均
設備不備						
保守不備				1	1	0.4
故意・過失						
他物接触	1					0.2
他社事故波及						
感電(作業者)						
感電(公衆)						
計	1			1	1	0.6
雷						
風雨						
氷雪						
地震						
山崩れ・雪崩						
塩、もり、ガス						
計						
不明						
その他						
合計	1	0	0	1	1	0.6

【参考】一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容について

表 3-24 一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容

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なく、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)、無断伐木、火災によるもの。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
腐食		電気腐食(直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐食によるもの)又は化学腐食(化学作用による腐食によるもの)
震動		重車輛の通行、基礎工事等の震動によるもの
他事故波及		自社の他の電気工作物、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、故意・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 災害	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、地すべり、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

※経済産業省ウェブサイトの電気保安統計による原因分類表に準じるものとする。

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/files/geninbunruihyo.pdf

3. 低圧電灯需要家停電実績

(1) 低圧電灯需要家の停電状況に関する指標

低圧電灯需要家の停電状況に関する指標として、1需要家あたり年間停電回数及び年間停電時間を用いる。算出式は次のとおりである。

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

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

(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2020～2024年度)¹³

2020～2024年度の低圧電灯需要家の停電実績について、送配電等業務指針第268条第1項第3号に基づき、一般送配電事業者から受領した需要家停電統計の情報をを用いて、全国の停電要因別実績を表3-25及び図3-14、供給区域別の実績を表3-26～3-35及び図3-15～3-24に示す。また、2024年度の各供給区域の停電発生箇所別の実績を表3-36に示す。

2024年度の全国の1需要家あたりの年間停電回数は0.13回で、前年度実績から0.02回減少し、1需要家あたりの年間停電時間は24分で、前年度実績から13分減少した。供給区域別では、前年度実績から、沖縄で年間停電回数が1.61回、年間停電時間が1,231分、北陸で年間停電回数が0.26回、年間停電時間が290分減少した。一方で、九州で2024年8月に来襲した台風第10号の被害等により、年間停電回数は前年度実績から0.07回、年間停電時間は79分増加し、四国で2024年11月の供給支障等により、年間停電回数が0.15回、年間停電時間が5分増加した。

表3-25 (全国、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.13	0.10	0.14	0.13	0.11	0.12
	作業停電	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.03
	合計●	0.17	0.13	0.16	0.15	0.13	0.15
1需要家あたり 年間停電時間 〔分〕	事故停電	24	7	22	34	21	22
	作業停電	3	3	3	3	3	3
	合計●	27	10	25	37	24	25

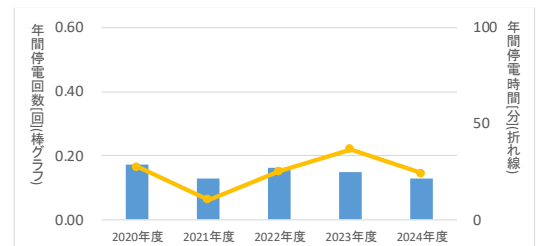


図3-14 (全国、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

¹³ データが表示単位に満たない箇所は「α」で示す。なお、1 需要家あたり年間停電回数の欄では、「α」は0<α<0.005の値とし、1 需要家あたり年間停電時間の欄では、「α」は0<α<0.5の値とする。また、端数の影響により、数字が合わない場合がある。

表3-26 (北海道、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.14	0.12	0.09	0.07	0.10
	作業停電	α	α	α	0.01	α	0.01
	合計●	0.09	0.14	0.12	0.09	0.07	0.10
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	5	12	20	5	4	9
	作業停電	α	α	1	1	1	1
	合計●	5	12	21	6	4	10

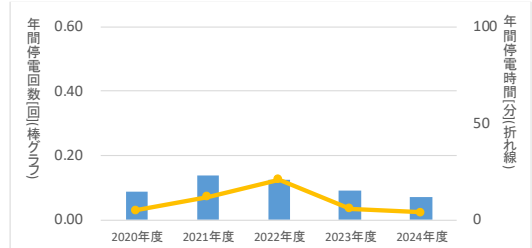


図3-15 (北海道、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-27 (東北、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.11	0.16	0.11	0.12	0.10	0.12
	作業停電	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02
	合計●	0.12	0.18	0.13	0.13	0.11	0.13
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	15	25	15	12	14	16
	作業停電	2	4	2	2	2	2
	合計●	17	29	18	14	16	19

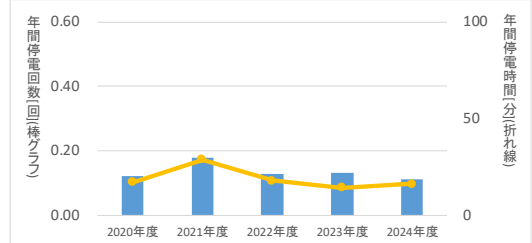


図3-16 (東北、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-28 (東京、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.11	0.10	0.13	0.07	0.08	0.10
	作業停電	0.06	0.01	0.01	α	α	0.02
	合計●	0.17	0.11	0.13	0.08	0.08	0.11
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	7	6	5	5	6	6
	作業停電	1	1	1	α	α	1
	合計●	8	7	6	5	6	6

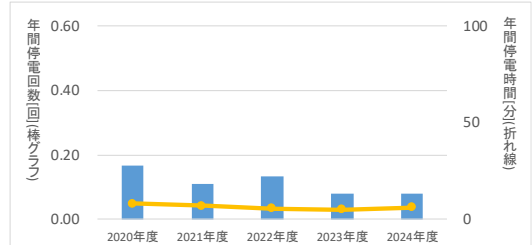


図3-17 (東京、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-29 (中部、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.07	0.09	0.14	0.10	0.11	0.10
	作業停電	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	合計●	0.13	0.14	0.19	0.15	0.16	0.15
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	6	5	16	14	9	10
	作業停電	7	7	6	7	6	6
	合計●	12	12	22	19	16	16

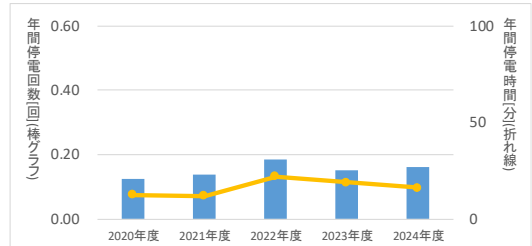


図3-18 (中部、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-30 (北陸、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.06	0.04	0.08	0.48	0.22	0.17
	作業停電	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.08
	合計●	0.14	0.12	0.16	0.55	0.29	0.25
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	7	3	12	495	204	144
	作業停電	15	14	14	15	16	15
	合計●	22	17	26	510	220	159

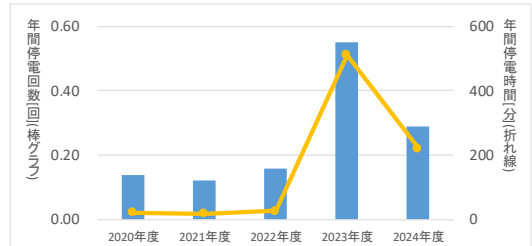


図3-19 (北陸、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-31 (関西、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.09	0.08	0.11	0.12	0.08	0.10
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
	合計●	0.10	0.10	0.12	0.13	0.09	0.11
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	7	6	6	8	7	7
	作業停電	1	2	1	1	1	1
	合計●	8	7	7	9	8	8

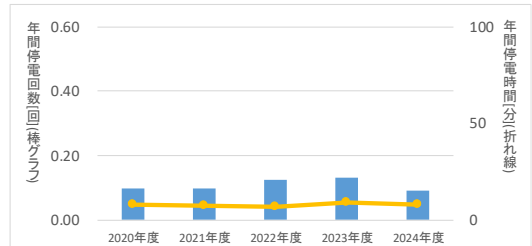


図3-20 (関西、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-32 (中国、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.15	0.15	0.14	0.09	0.10	0.13
	作業停電	0.10	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09
	合計●	0.25	0.23	0.22	0.17	0.18	0.21
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	20	10	12	7	9	12
	作業停電	11	9	9	9	9	9
	合計●	31	19	21	15	18	21

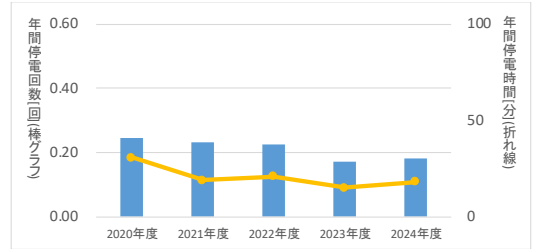


図3-21 (中国、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-33 (四国、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.14	0.12	0.23	0.14	0.28	0.18
	作業停電	0.14	0.14	0.15	0.14	0.15	0.14
	合計●	0.28	0.26	0.38	0.28	0.43	0.33
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	10	7	35	8	14	15
	作業停電	15	15	16	16	15	15
	合計●	24	23	51	24	29	30

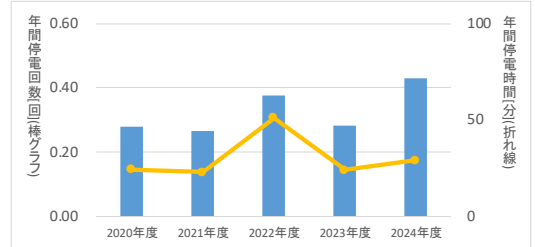


図3-22 (四国、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-34 (九州、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.21	0.07	0.15	0.08	0.15	0.13
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.21	0.07	0.15	0.08	0.15	0.13
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	139	3	115	11	90	72
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	139	3	115	11	90	72

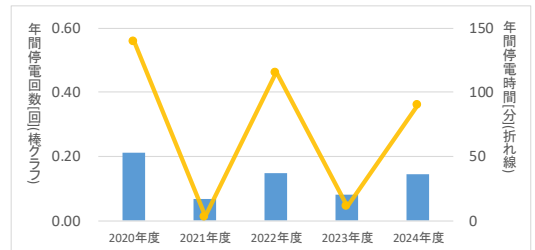


図3-23 (九州、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表3-35 (沖縄、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

		2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	1.12	0.57	0.98	2.30	0.69	1.13
	作業停電	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.05
	合計●	1.18	0.61	1.03	2.34	0.73	1.18
1需要家あたり 年間停電時間 [分]	事故停電	90	40	56	1,274	42	300
	作業停電	11	5	5	4	5	6
	合計●	101	45	61	1,278	47	306

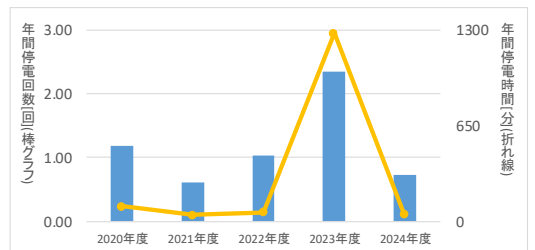


図3-24 (沖縄、2020～2024年度)低圧電灯需要家停電実績

表 3-36 (各エリア、2024 年度)原因別・事故発生箇所別 低圧電灯需要家停電実績¹⁴

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
年間 1 需要家あたり 停電回数	事故 停電	電源側	0.02	α	0.02	0.04	0.01	0.04	0.01	0.18	0.03	0.43	
		高圧配電線	0.05	0.09	0.05	0.06	0.20	0.04	0.09	0.10	0.11	0.25	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.07	0.10	0.08	0.11	0.22	0.08	0.10	0.28	0.15	0.69	0.11
	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	α	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	α	0.01	α	0.05	0.07	0.01	0.08	0.15	0.00	0.04	0.02
	合計	電源側	0.02	α	0.02	0.04	0.01	0.04	0.01	0.18	0.03	0.43	
		高圧配電線	0.05	0.11	0.06	0.10	0.26	0.04	0.16	0.18	0.11	0.26	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.01	0.01	0.02	0.06	α	0.04	
		計	0.07	0.11	0.08	0.16	0.29	0.09	0.18	0.43	0.15	0.73	0.13
年間 1 需要家あたり 停電時間「分」	事故 停電	電源側	1	α	α	1	α	3	α	6	1	29	
		高圧配電線	3	13	5	6	202	3	8	6	89	10	
		低圧配電線	α	1	α	2	1	1	1	1	1	3	
		計	4	14	6	9	204	7	9	14	90	42	21
	作業 停電	電源側	α	α	α	0	α	α	0	0	0	0	
		高圧配電線	1	2	α	5	14	α	8	12	0	2	
		低圧配電線	α	α	α	1	1	1	1	4	0	3	
		計	1	2	α	6	16	1	9	15	0	5	3
	合計	電源側	1	α	α	1	α	3	α	6	1	29	
		高圧配電線	3	14	5	12	217	3	16	18	89	12	
		低圧配電線	α	2	α	3	2	2	2	5	1	6	
		計	4	16	6	16	220	8	18	29	90	47	24

※全国 の値は、各エリアの1需要家あたりの停電回数及び停電時間に各エリアの期首低圧電灯需要家口数を乗じた値を、それぞれ全国の期首低圧電灯需要家口数で割った値であり、1 需要家あたりの年間停電回数及び年間停電時間を算出している。

【参考】低圧電灯需要家の停電の原因の分類とその内容について

表 3-37 低圧電灯需要家の停電の原因の分類とその内容

原因の分類	内容
事故停電	電気工作物の破損事故等により、一般の需要家に対する電気の供給が停止すること(電路が自動的に再閉路 ¹⁵ 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。)
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

※経済産業省ウェブサイトの平成 12 年度電気保安統計による需要家停電統計の解説編に準じるものとする。

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

¹⁴ 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。

¹⁵ 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、電気が供給されることをいう。

(参考) 米国主要州の需要家停電実績 (2020～2024年)¹⁶

2020～2024年度の日本及び米国主要州の1需要家あたりの年間停電回数を表4-1及び図4-1、年間停電時間を表4-2及び図4-2に示す¹⁷。

2020～2024年度の1需要家あたりの年間停電回数及び年間停電時間は、各データによって前提条件¹⁸が異なるため一概には言えないが、米国主要州に対し、日本が低い水準で推移している。なお、日本は低圧電灯需要家のみを集計の対象としているが、その他の需要家口数はきわめて少数であることから、実績値に与える影響は軽微であると推測される。

表 4-1 (2020～2024 年度) 日本・米国主要州の1需要家あたりの年間停電回数

Country/State			Year					Events	Voltage	Natural disaster
			2020	2021	2022	2023	2024			
JAPAN			0.21	0.13	0.16	0.15	0.13	All*	Low Voltage	Include
	Forced		0.17	0.10	0.14	0.13	0.11			
	Planned		0.03	0.03	0.03	0.02	0.02			
U.S.A.	California		1.26	1.35	1.63	1.68	1.64	> 5 min.	All	Include
	Forced		1.19	1.20	1.31	1.43	1.37			
	Planned		0.07	0.14	0.31	0.25	0.27			
	Texas		1.69	3.01	1.80	1.88	2.49			
	Forced		1.57	2.88	1.58	1.73	2.34			
	Planned		0.12	0.13	0.22	0.15	0.15			
	New York		1.06	0.85	0.87	0.72	0.91			
	Forced		-	-	-	-	-			
	Planned		-	-	-	-	-			

※テキサス州は、2024年7月8日に来襲した熱帯性低気圧(猛烈な風と豪雨)の被害等により、年間停電回数が増加したものと推測。

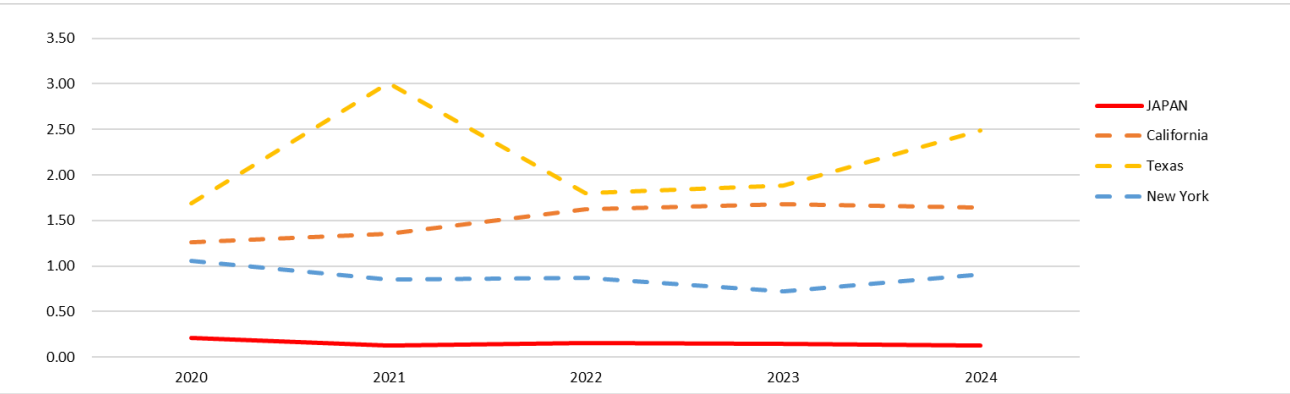


図 4-1 (2020～2024 年度) 日本・米国主要州の1需要家あたりの年間停電回数

¹⁶ 欧州各国のデータについては、従来、欧州エネルギー規制機関協会 (Council of European Energy Regulators: CEER) のウェブサイトから実績等を取得してきたが、2018年度以降、従来のデータ公表が行われていないため、前年度に引き続き、掲載しない。

¹⁷ 米国主要州のデータは各州公益事業委員会 (Public Utilities Commission) の公表資料による。

- ・カリフォルニア州: California Public Utilities Commission (2024 Annual Electric System Reliability Reports)
<https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/electric-reliability/electric-system-reliability-annual-reports/2024-annual-electric-reliability-reports> (2025年7月発表)
- ・テキサス州: Public Utility Commission of Texas (Service Quality Report To The Public Utility Commission of Texas)
<http://interchange.puc.texas.gov/WebApp/Interchange/application/dbapps/login/pgLogin.asp> (左記の報告書検索サイトよりデータを入手)
- ・ニューヨーク州: NEW YORK STATE, Department of Public Service (Electric Service Reliability Reports)
<https://dps.ny.gov/electric-service-reliability-reports> (2025年6月発表)

なお、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)、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各州の値とする。

¹⁸ 年間データの集計期間 (日本: 4月1日～3月31日、米国主要州: 1月1日～12月31日) など。

表 4-2 (2020～2024 年度) 日本・米国主要州の1需要家あたりの年間停電時間 [分]

			Year					Events	Voltage	Natural disaster	
Country/State			2020	2021	2022	2023	2024				
JAPAN			76	10	25	36	24	All*	Low Voltage	Include	
			Forced	72	7	22	34				21
			Planned	3	3	3	3				3
U.S.A.	California		327	355	337	435	358	> 5 min.	All	Include	
			Forced	310	330	200	352				289
			Planned	18	25	138	84				69
	Texas		356	1136	230	451	1619				
			Forced	343	1121	207	438				1606
			Planned	13	15	23	13				13
	New York		538	167	234	166	242				
			Forced	-	-	-	-				-
			Planned	-	-	-	-				-

※テキサス州は、2024年7月8日に来襲した熱帯性低気圧(猛烈な風と豪雨)の被害等により、年間停電時間が増加したものと推測。

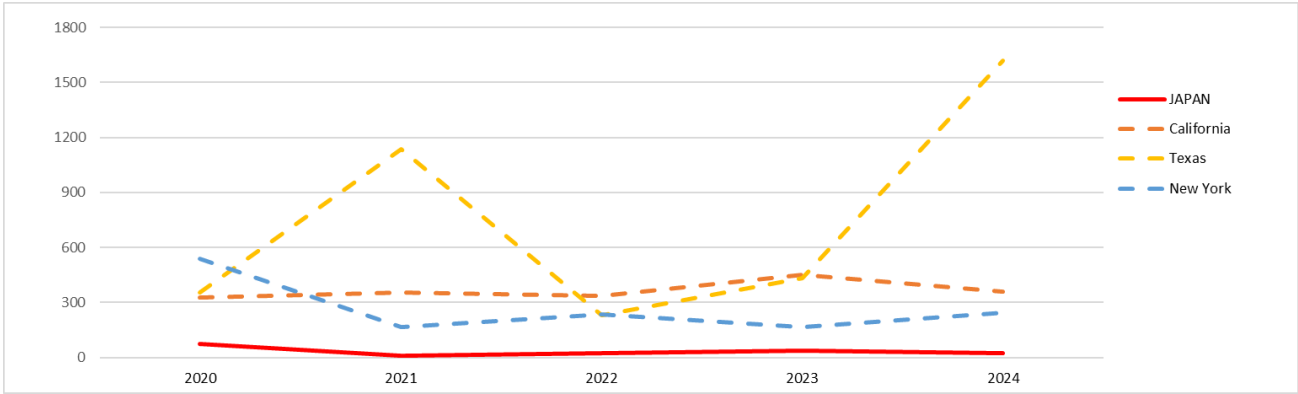


図 4-2 (2020～2024 年度) 日本・米国主要州の1需要家あたりの年間停電時間 [分]

(blank)

Ⅱ．電力系統の状況

- ・ 電力需給及び電力系統に関する概況 2024年度の実績
（電力系統の実績部分）

電力需給及び電力系統に関する概況

- 2024年度の実績 -

(電力系統の実績部分)

2025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、電力系統に関する前年度までの実績について、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。

（電力系統）

電力系統の実績に関しては、地域間連系線の利用、作業停止、故障、マージン使用等、空容量に係る状況を取りまとめたほか、2024年度は初めて地内流通設備の混雑処理に伴う出力制御を実施したこともあり、新たに連系線及び地内系統の混雑状況について記載した。

上記のとおり、2024年度の実績を集計したので、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	1
1. 地域間連系線とその管理	1
2. 連系線の利用状況	3
3. 連系線及び地内系統の混雑状況	8
4. 連系線別の利用実績	11
5. 連系線の作業停止状況	17
6. 連系線の故障状況	19
7. マージン使用等の実績	20
8. 広域連系系統の空容量の状況	21

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

地域間連系線(以下「連系線」という。)とは、一般送配電事業者の供給区域間を常時接続する250kV 以上の交流送電線、200kV 以上の直流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及び表2-1に示す。

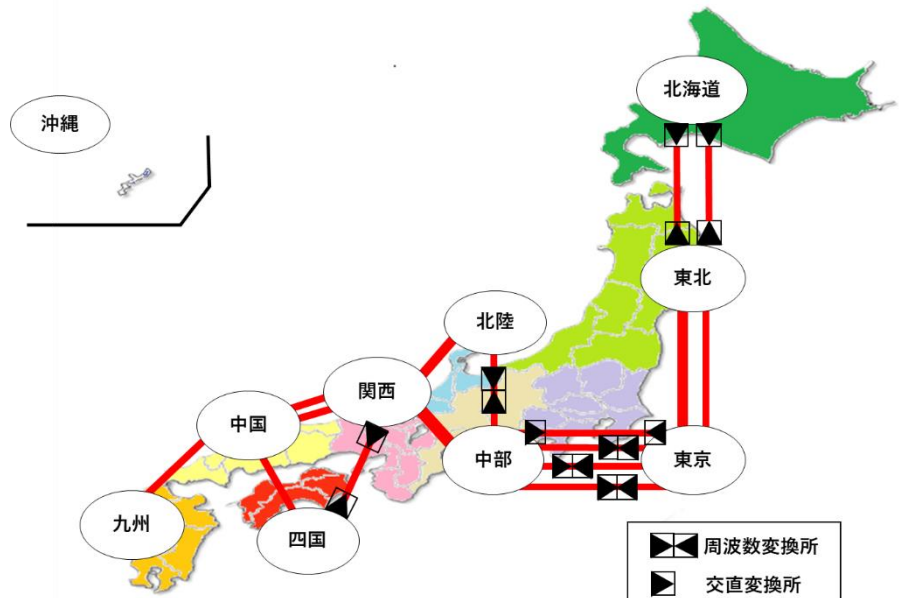


図2-1 連系線

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		

※ 2025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、2018年10月に連系線利用ルールを先着優先から間接オークションへと変更した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の割当てをオークションにより直接的に行わず、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、翌日取引（一般社団法人日本卸電力取引所が運営する翌日受渡しの電気の取引をいう。以下同じ。）を実施。対して、間接オークション導入後は、全ての連系線容量（マージン分は控除）を翌日取引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、容量登録は翌日取引以降に実施されることとなった。

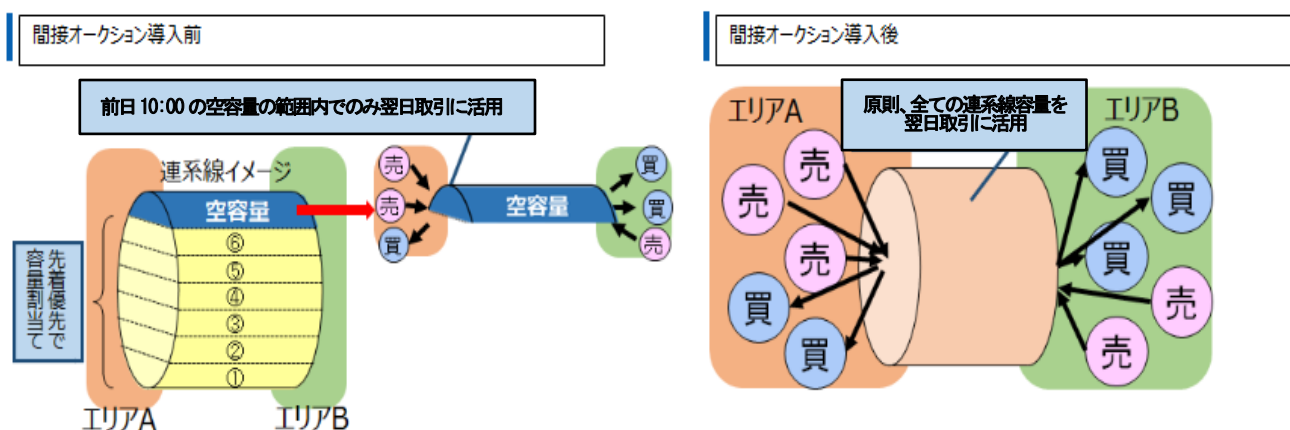


図2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

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

2024年度の月間及び年間の連系線利用状況について表2-2及び図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 37,303百万 kWh、②中国→関西 17,022百万 kWh、③関西→中部 16,409百万 kWh、④九州→中国 14,684百万 kWh、⑤四国→中国 7,001百万 kWh であった。

表2-2 月間及び年間の連系線利用状況(2024年度)

		[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)	146	147	106	54	272	287	325	191	39	31	141	110	1,850
	北海道向き (逆方向)	58	94	68	69	26	18	13	48	217	237	80	126	1,053
東北 東京間	東京向き (順方向)	2,504	2,667	2,573	3,517	4,114	3,143	3,147	2,870	2,989	3,400	3,322	3,057	37,303
	東北向き (逆方向)	52	49	51	64	64	95	45	32	45	52	50	36	635
東京 中部間	中部向き (順方向)	185	118	70	189	353	182	34	131	275	224	447	326	2,533
	東京向き (逆方向)	529	603	542	621	432	458	458	419	381	622	289	307	5,660
中部 関西間	関西向き (順方向)	34	53	30	82	100	45	24	32	26	46	90	103	666
	中部向き (逆方向)	1,171	1,555	1,443	1,322	1,145	1,532	1,496	1,549	1,555	1,532	1,093	1,016	16,409
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	7	0	4	0	2	15	1	0	0	0	7	7	43
	中部向き (逆方向)	264	147	79	99	68	130	123	155	158	153	69	74	1,519
北陸 関西間	関西向き (順方向)	38	65	80	418	451	133	135	153	98	86	54	191	1,901
	北陸向き (逆方向)	288	161	98	41	36	41	102	110	146	255	196	73	1,548
関西 中国間	中国向き (順方向)	443	148	75	77	80	58	44	57	31	49	44	53	1,161
	関西向き (逆方向)	551	840	896	1,658	1,378	1,180	1,105	1,447	1,676	2,244	1,919	2,129	17,022
関西 四国間	四国向き (順方向)	7	0	17	0	1	0	0	0	0	0	0	0	25
	関西向き (逆方向)	435	54	385	0	30	49	40	65	102	54	79	64	1,356
中国 四国間	四国向き (順方向)	9	10	10	76	49	28	22	25	4	14	6	27	282
	中国向き (逆方向)	315	718	547	634	238	526	463	770	787	738	700	565	7,001
中国 九州間	九州向き (順方向)	27	19	17	19	24	22	20	13	11	14	16	24	226
	中国向き (逆方向)	486	679	1,021	1,433	1,379	1,413	1,172	1,349	1,514	1,449	1,388	1,401	14,684

※ 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。

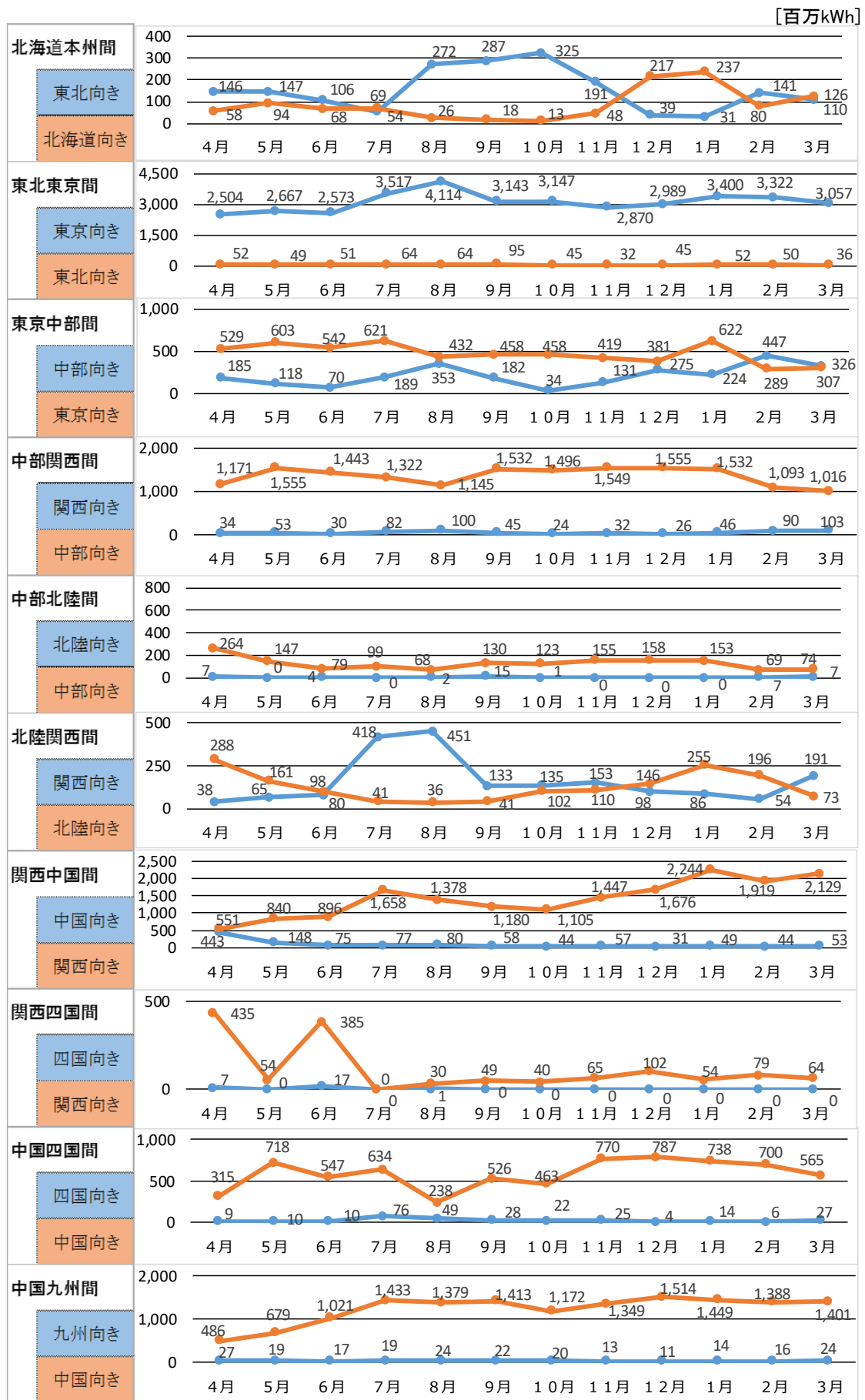


図2-3 月間連系線利用状況

(2)年間連系統利用状況

2015年度～2024年度の年間連系統利用状況を表2-3及び図2-4に示す。2024年度は過去10年間(2015年度～2024年度)で、東北東京間の東北→東京が利用状況の最大を引き続き記録した。また、関西四国間は電力ケーブルの漏油を防止するための運用制約などにより、四国→関西の利用量が大きく減少した一方で、中国四国間においては四国→中国の利用量が大きく増加した。

表2-3 年間連系統利用状況(2015年度～2024年度)

[百万kWh]

		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	2024年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	146	237	340	130	279	947	2,607	1,620	1,322	1,850
	北海道向き (逆方向)	804	1,033	1,270	1,005	2,117	1,154	382	1,058	969	1,053
東北 東京間	東京向き (順方向)	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575	31,396	29,092	25,841	35,535	37,303
	東北向き (逆方向)	3,714	4,660	7,071	3,139	252	541	897	708	459	635
東京 中部間	中部向き (順方向)	693	2,729	3,954	1,711	354	1,497	6,200	2,012	2,086	2,533
	東京向き (逆方向)	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147	3,016	3,043	7,079	6,568	5,660
中部 関西間	関西向き (順方向)	3,412	5,538	8,106	3,675	980	4,413	2,964	1,300	599	666
	中部向き (逆方向)	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175	13,285	17,251	28,458	18,008	16,409
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	108	241	353	134	7	91	96	29	19	43
	中部向き (逆方向)	172	59	108	76	40	458	2,063	1,177	1,653	1,519
北陸 関西間	関西向き (順方向)	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918	3,223	3,005	3,467	921	1,901
	北陸向き (逆方向)	502	640	1,260	2,540	547	620	376	477	2,570	1,548
関西 中国間	中国向き (順方向)	948	716	4,493	4,734	578	584	564	435	666	1,161
	関西向き (逆方向)	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793	12,416	15,056	20,302	16,485	17,022
関西 四国間	四国向き (順方向)	2	2	1	82	31	10	28	7	36	25
	関西向き (逆方向)	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956	8,623	8,343	9,831	9,765	1,356
中国 四国間	四国向き (順方向)	3,423	3,294	4,061	2,579	131	245	113	123	174	282
	中国向き (逆方向)	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143	1,445	1,756	2,398	3,032	7,001
中国 九州間	九州向き (順方向)	2,174	1,935	3,014	1,998	138	177	142	117	414	226
	中国向き (逆方向)	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311	15,864	17,098	18,536	15,440	14,684

※ 連系統の計画潮流を基に作成。

※ 赤字部分は連系統・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]

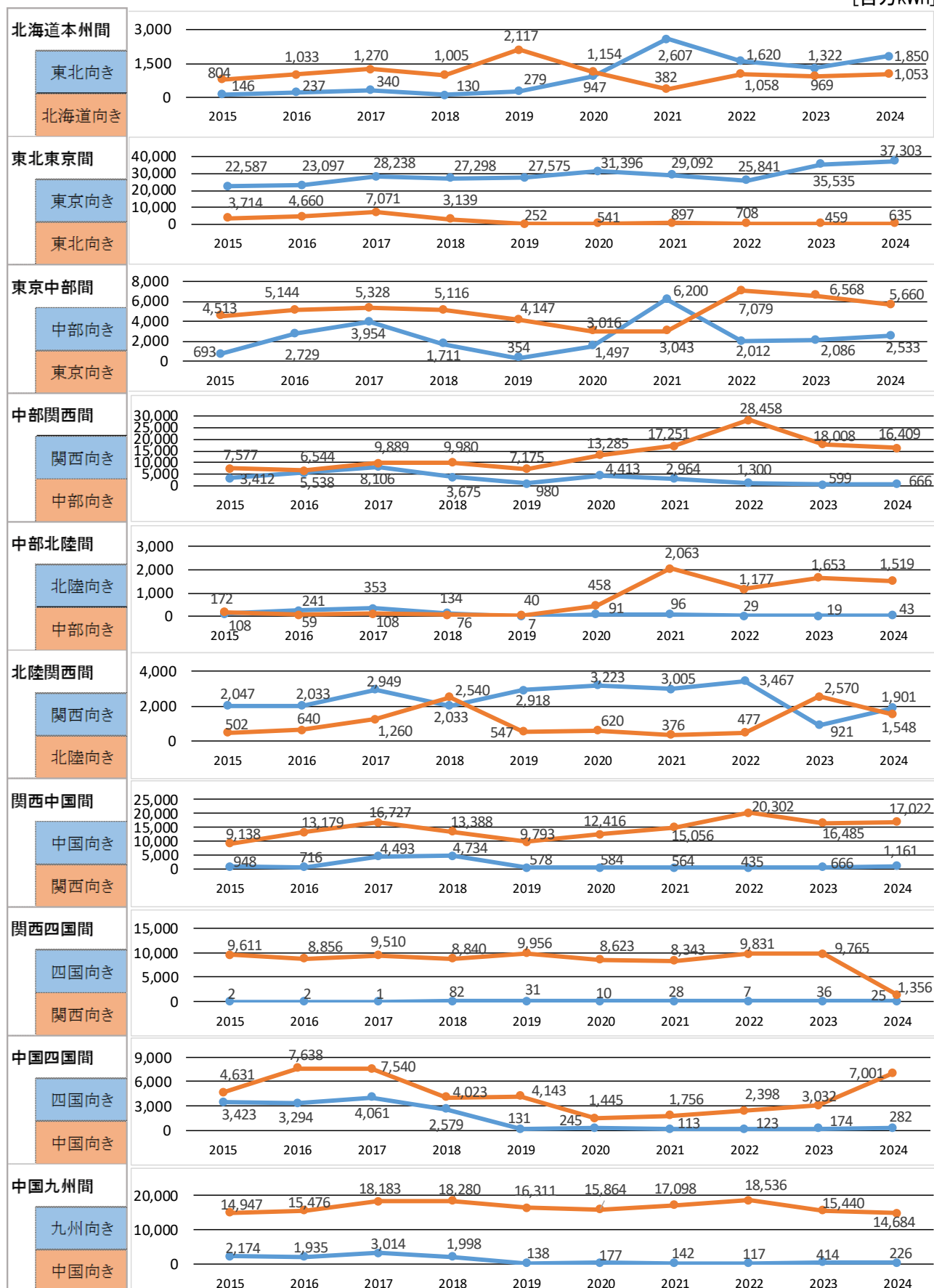


図2-4 年間連系線利用状況(2015年度～2024年度)

(3)取引別の月間連系線利用状況

2024年度の取引別の月間連系線利用状況を表2-4に示す。

表2-4 2024年度の取引別の月間連系線利用状況²

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
翌日取引	6,646	7,080	7,267	9,340	9,193	8,334	8,037	8,773	9,459	10,472	9,188	8,628	102,416
時間前取引	847	955	717	955	992	940	681	623	572	720	768	1,013	9,783
その他	55	90	127	81	57	80	52	20	23	8	34	48	677

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 「その他」は、長周期広域周波数調整、融通指示等による連系線利用分。

(4)取引別の年間連系線利用状況

2015年度～2024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。

翌日取引による連系線利用実績が近年横ばいの一方で、2024年度は前年度に引き続き、時間前取引による連系線利用実績が過去10年間(2015年度～2024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(2015年度～2024年度)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
翌日取引	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	91,229	102,328	116,101	106,904	102,416
時間前取引	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	7,675	8,382	8,406	9,037	9,783
その他	75,947	84,843	109,842	56,710	255	1,103	366	468	782	677

※ 「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。

※ 「その他」について、間接オークション導入前の2018年9月までは相対取引による連系線利用分が含まれる。

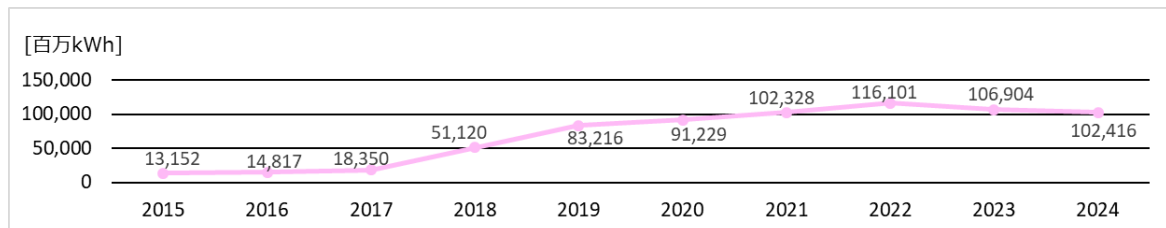


図2-5 取引別の年間連系線利用状況の推移(2015年度～2024年度/翌日取引)

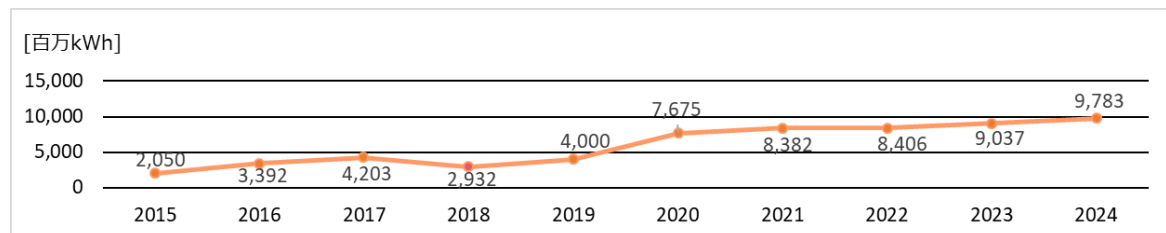


図2-6 取引別の年間連系線利用状況の推移(2015年度～2024年度/時間前取引)

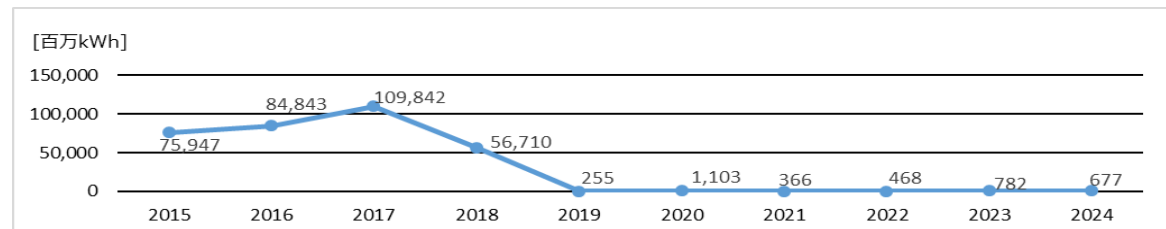


図2-7 取引別の年間連系線利用状況の推移(2015年度～2024年度/その他)

² 連系線の計画潮流を基に作成。

3. 連系線及び地内系統の混雑状況

(1) 連系線の混雑状況

連系線の混雑の状況を図2-8～図2-16のとおり、翌日取引における月別の市場分断の発生回数(翌日取引の約定結果(30分コマ毎)において、連系線で接続されている両エリアの約定価格に差が発生しているコマ数)により示す。

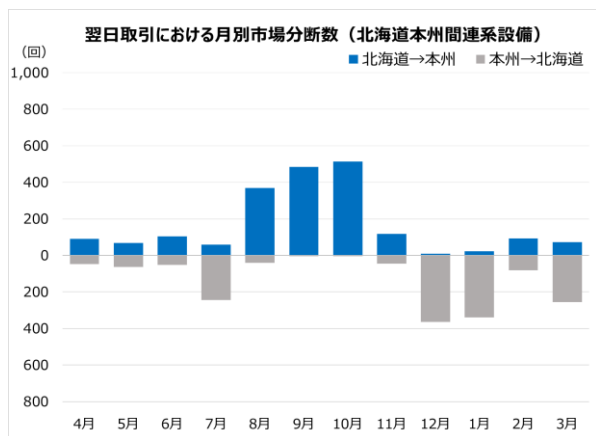


図2-8 北海道本州間連系設備の市場分断回数

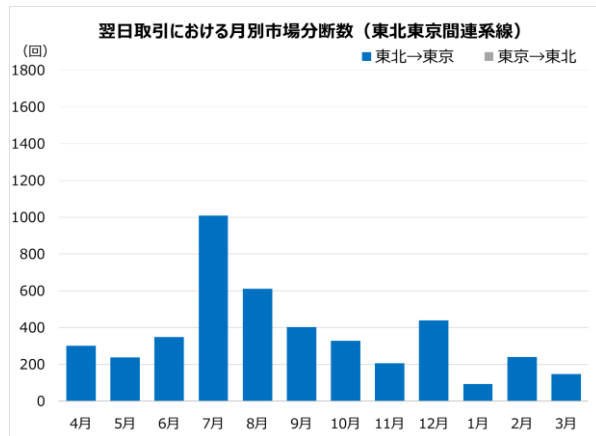


図2-9 東北東京間連系線の市場分断回数

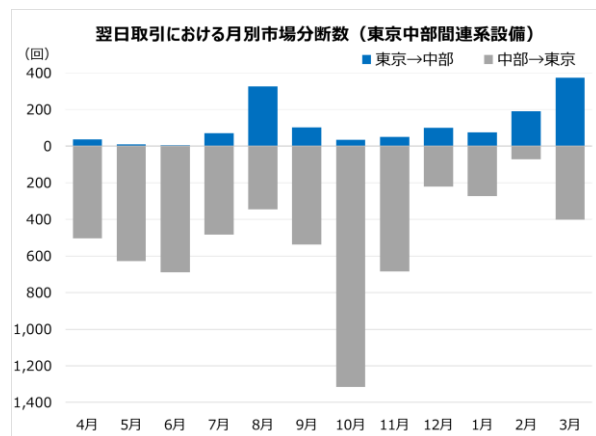


図2-10 東京中部間連系設備の市場分断回数

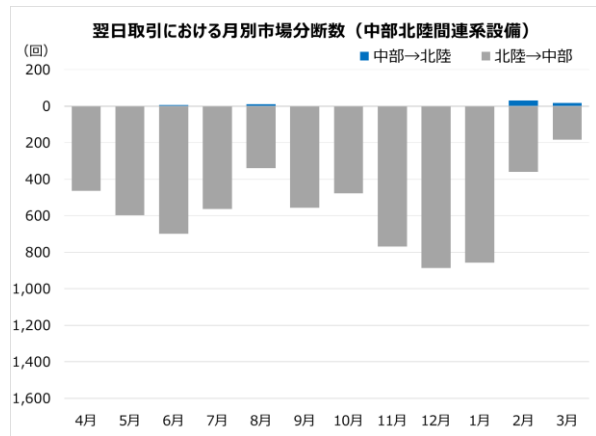


図2-11 中部北陸間連系設備の市場分断回数

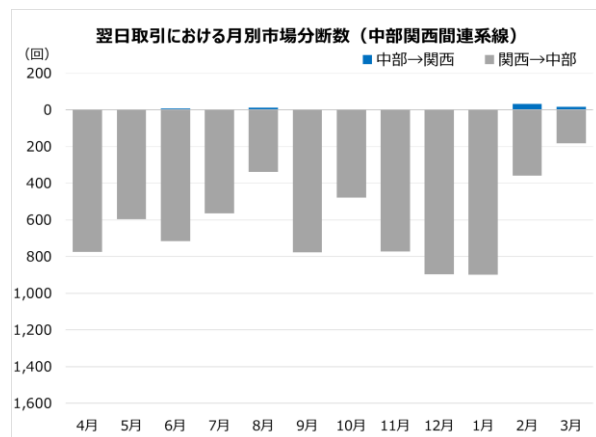


図2-12 中部関西間連系線の市場分断回数

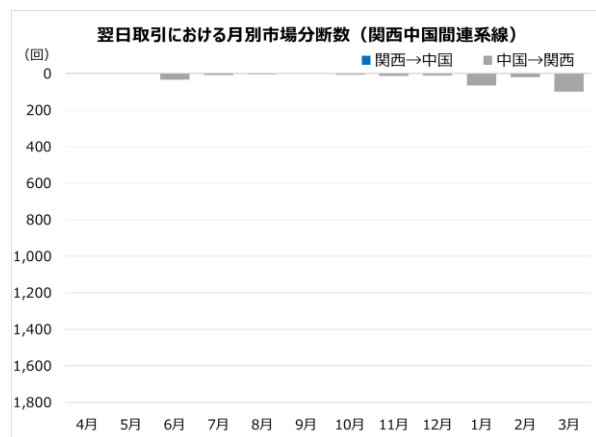


図2-13 関西中国間連系線の市場分断回数

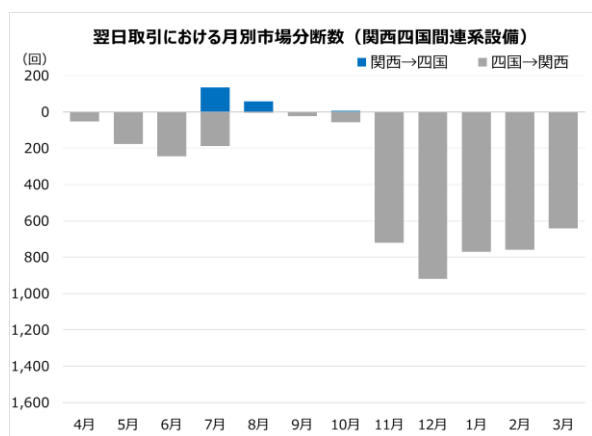


図2-14 関西四国間連系設備の市場分断回数

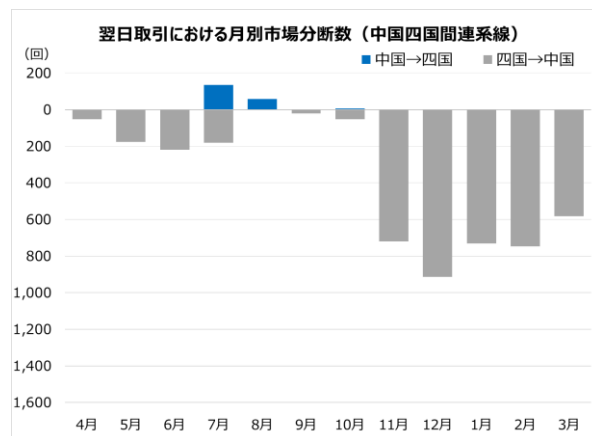


図2-15 中国四国間連系線の市場分断回数

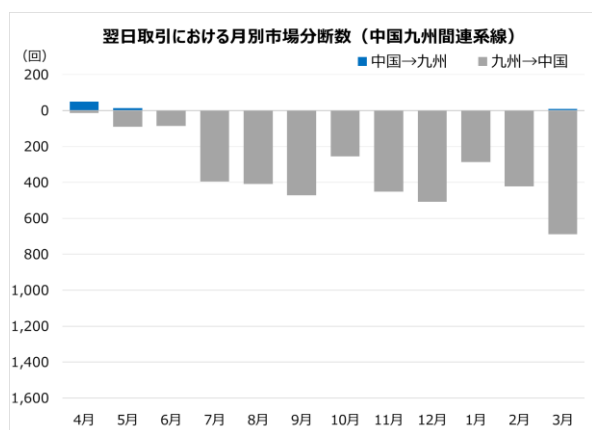


図2-16 中国九州間連系線の市場分断回数

(2) 平常時の連系線以外の流通設備の混雑状況

2024年度の連系線以外の地内系統の混雑の発生状況を表2-6に示す。2024年度は初めて地内流通設備の混雑処理に伴う出力抑制を東京で2回、中部で3回実施した。そのうち中部の3回は、再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制を伴ったため、業務規程第180条第2項の規定に基づき、広域機関で出力抑制に関する指令の妥当性を検証した³。

表2-6 地内系統の混雑発生状況(2024年度)

実施月	エリア	混雑処理系統	出力抑制回数[回] ※日単位のカウント	出力抑制量 [MWh]	混雑処理費用[千円] ※基幹系統のみ	備考
1月	東京	房総変電所 主要変圧器1号	2	668.6	1998	
3月	中部	77kV 西濃揖斐線	3	15.3	-	自然変動電源の出力抑制あり

³ <https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>

4. 連系線別の利用実績

連系線別の利用実績の見方は、図2-17及び表2-7に示すとおりであり、2024年度の利用実績は次頁以降の図2-18～図2-27のとおり。

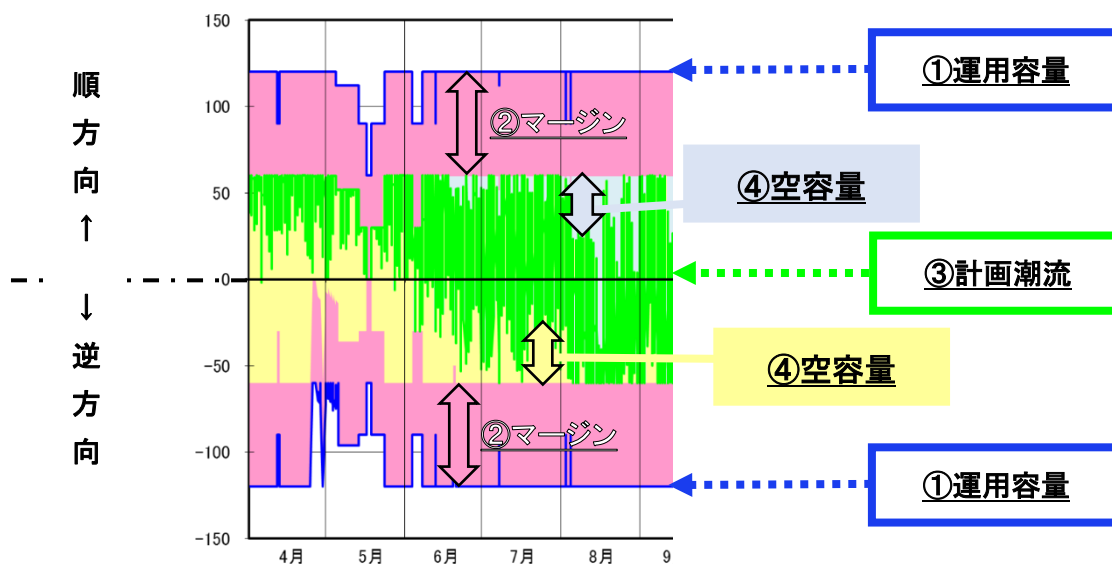


図2-17 連系線 実績の見方

表2-7 連系線 実績の見方

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。
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	翌日取引及び時間前取引等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。

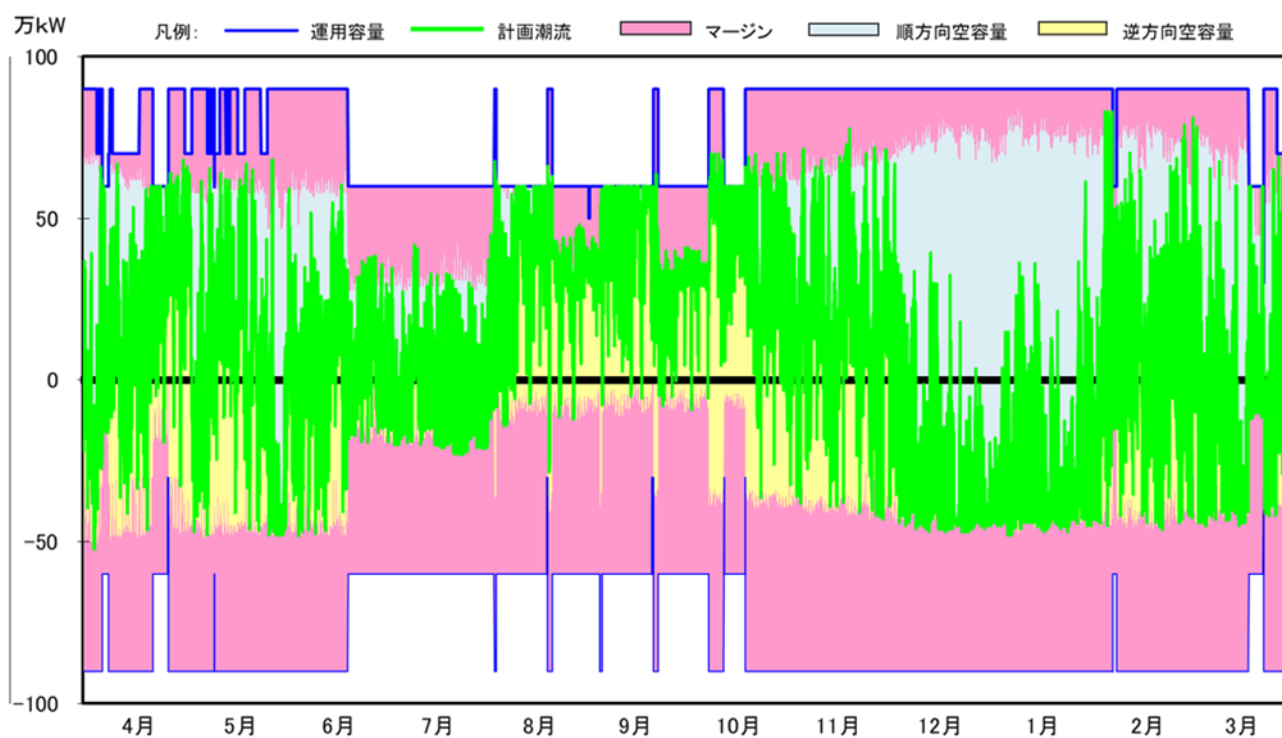
(注:計画潮流について)

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

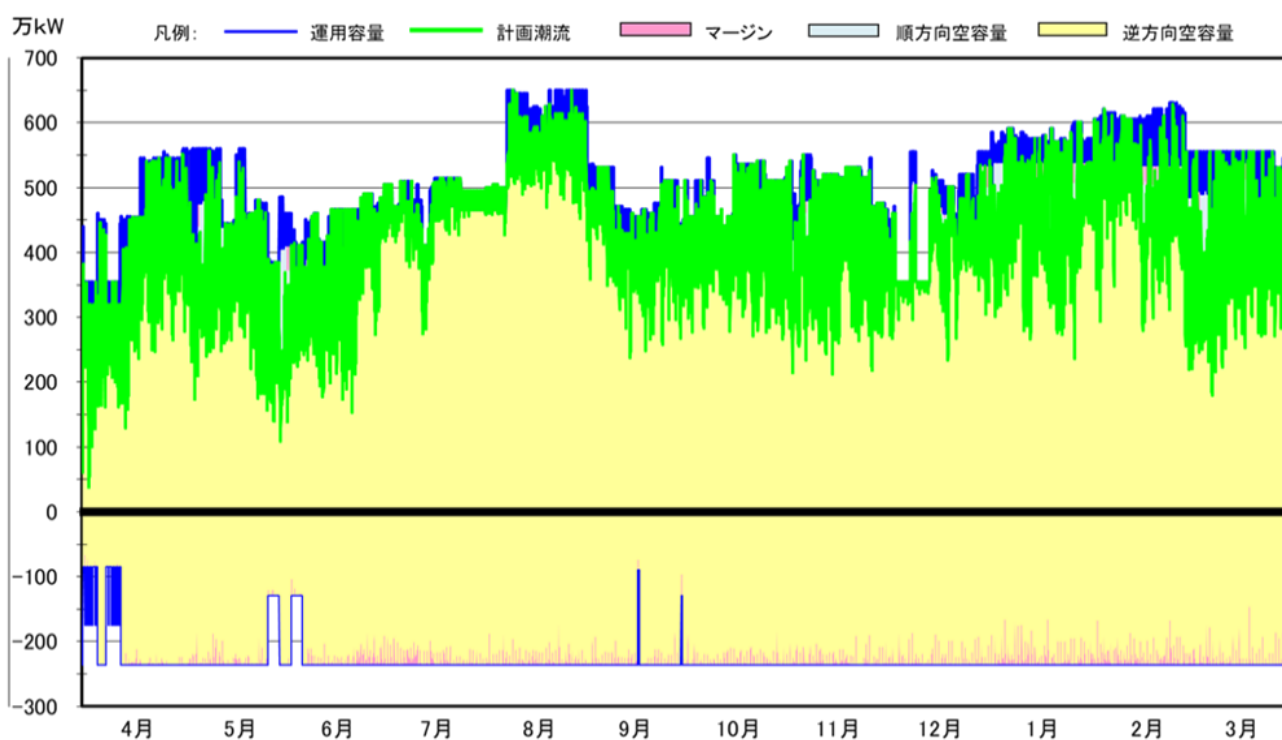
空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

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



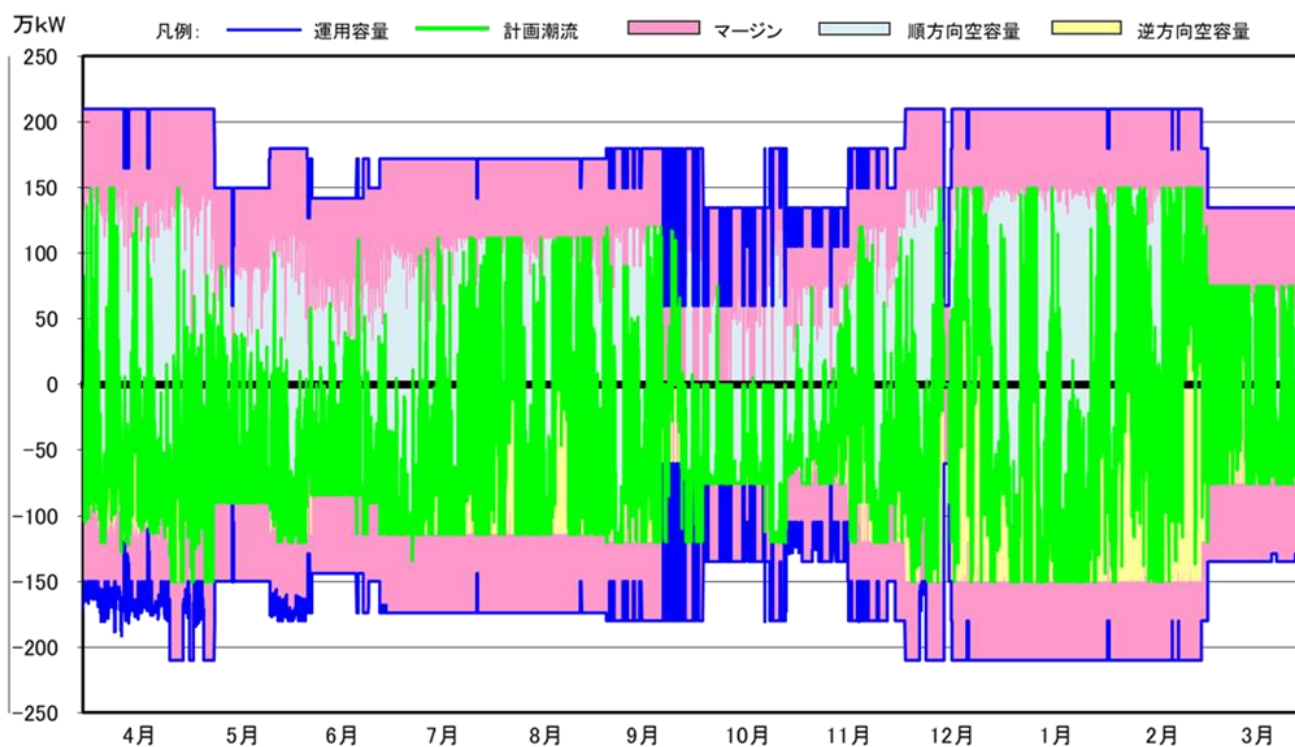
※ 北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

図2-18 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(2024年度)



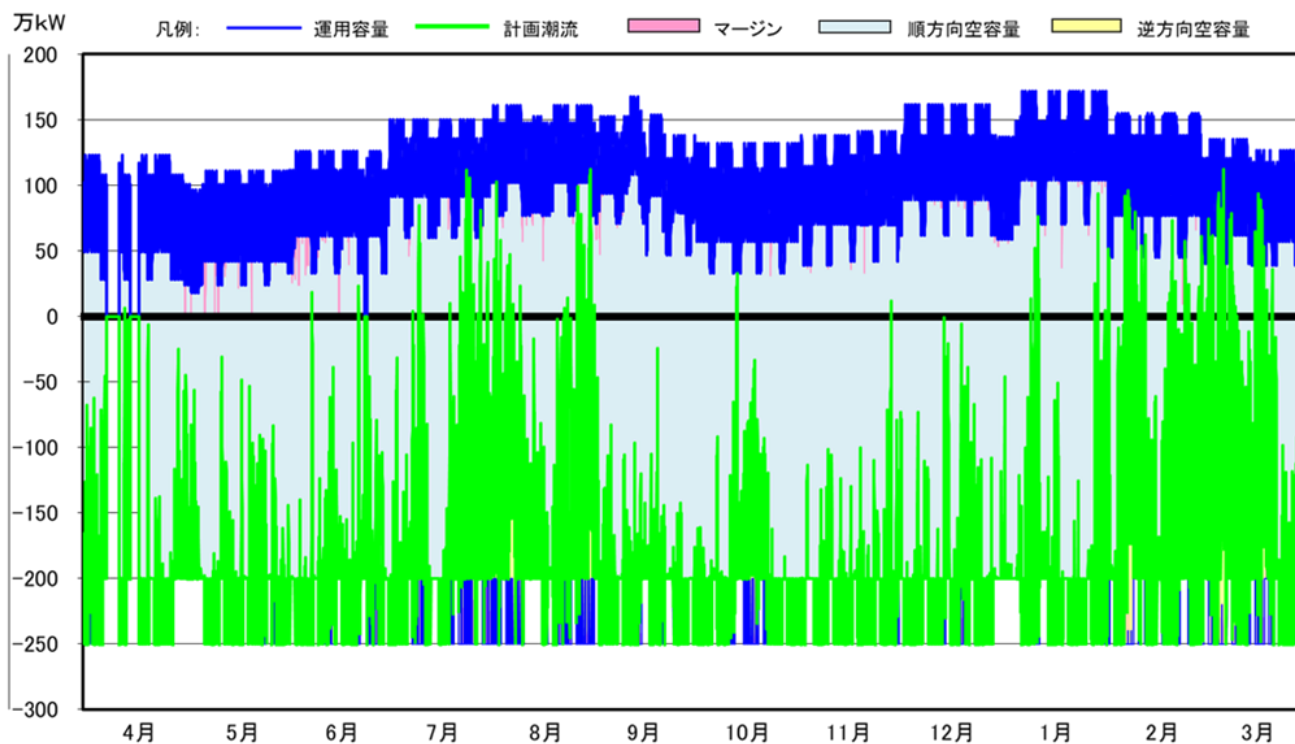
※ 東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図2-19 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(2024年度)



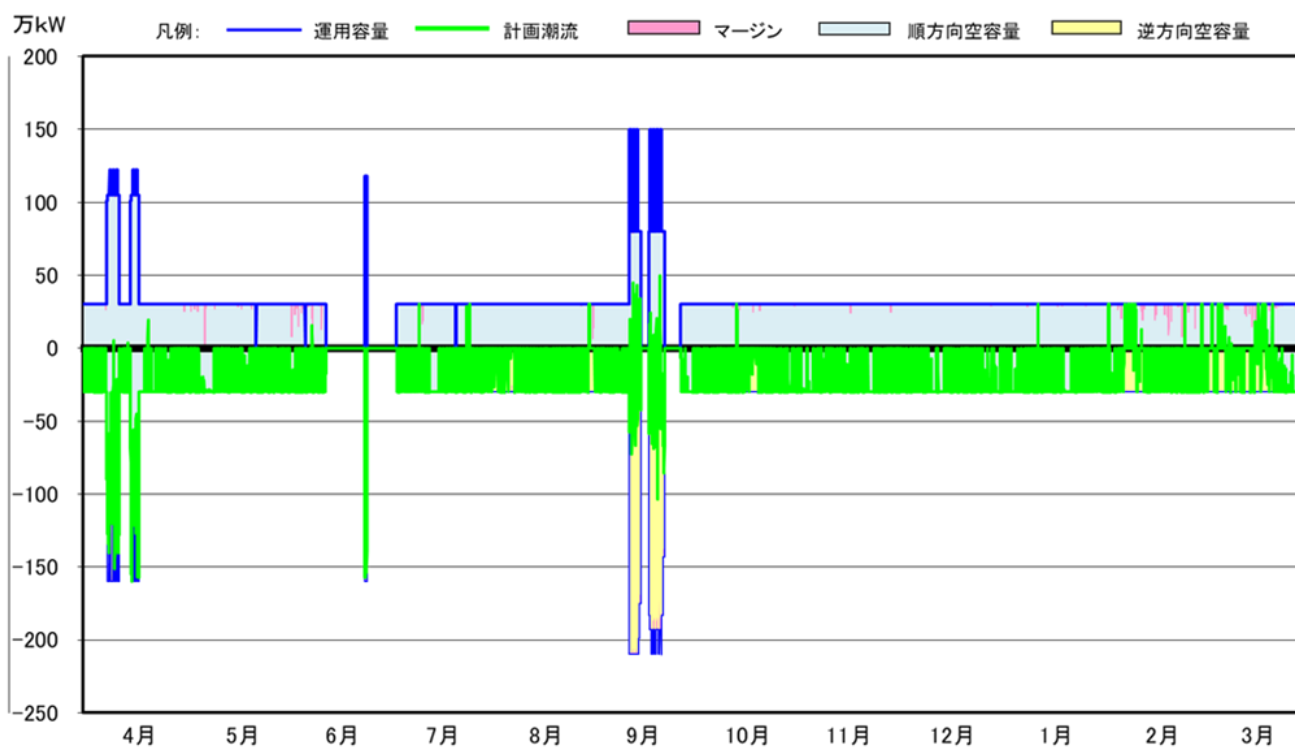
※ 東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図2-20 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(2024年度)



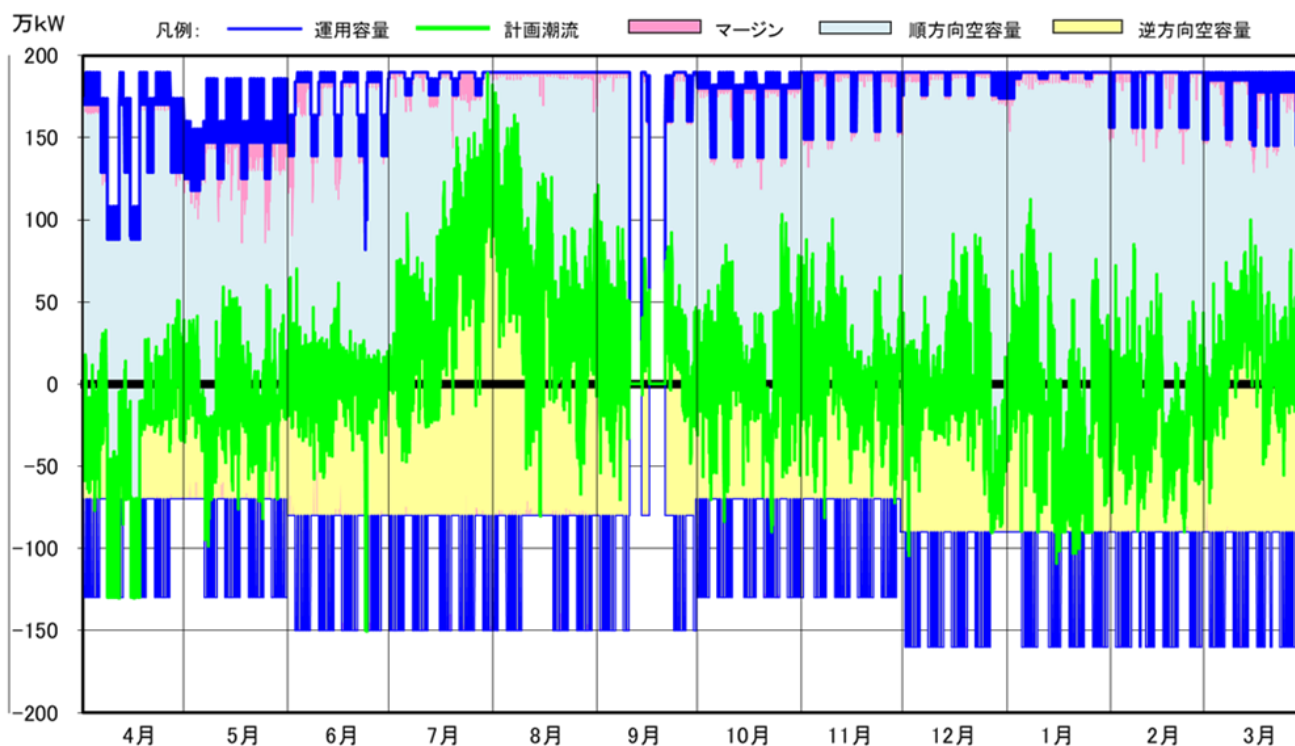
※ 中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図2-21 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2024年度)



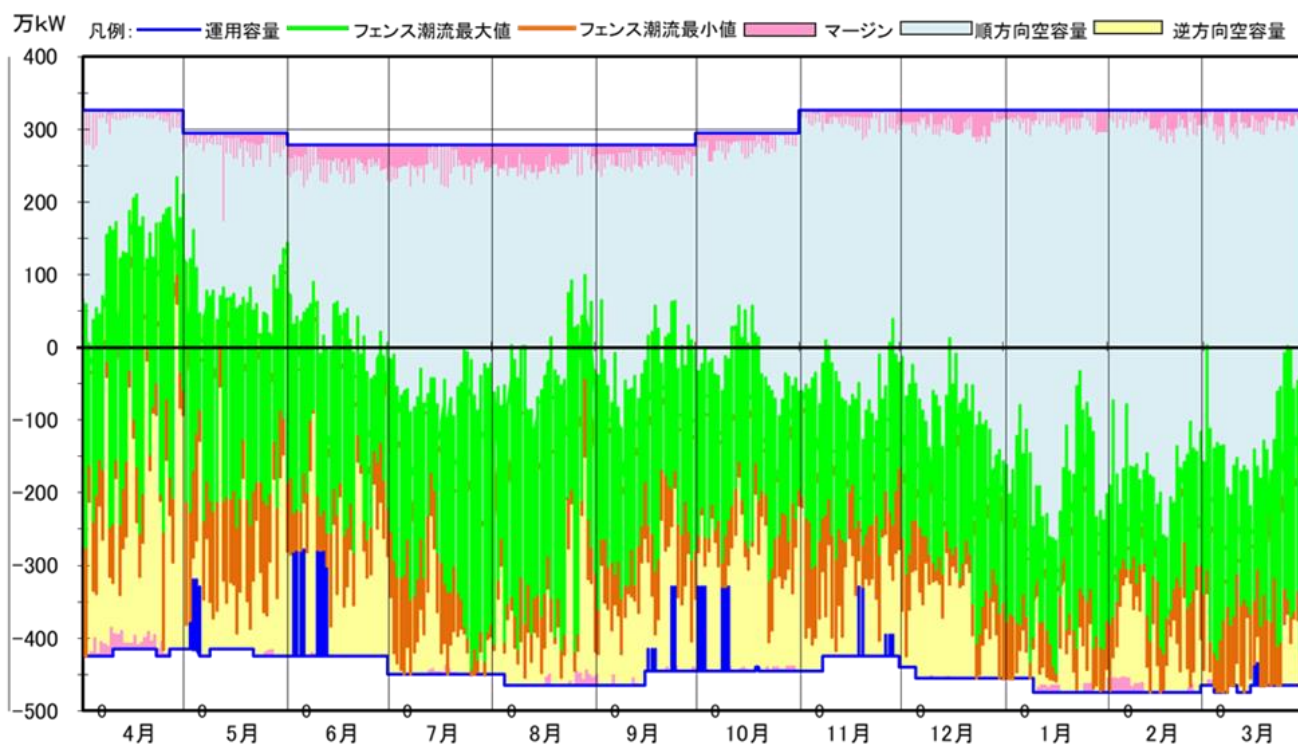
※ 中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

図2-22 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(2024年度)



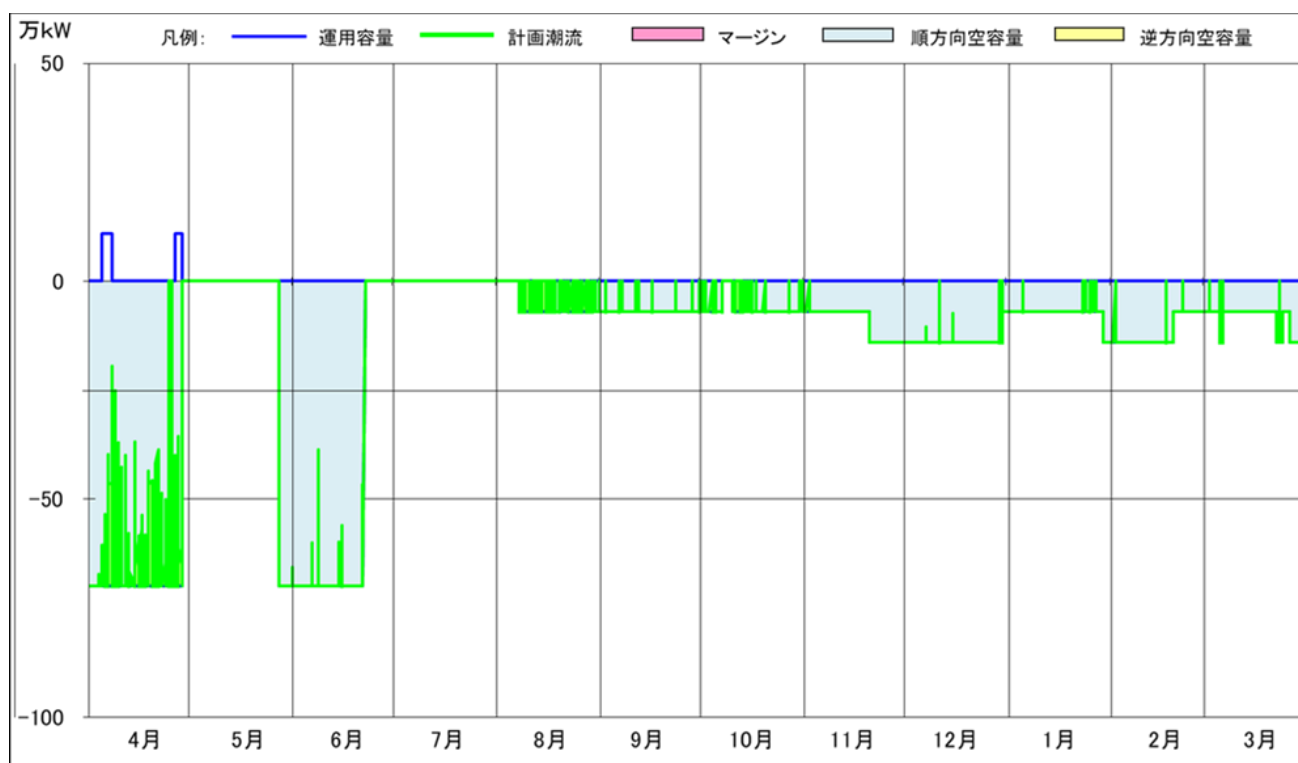
※ 北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図2-23 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2024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2-24 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(2024年度)

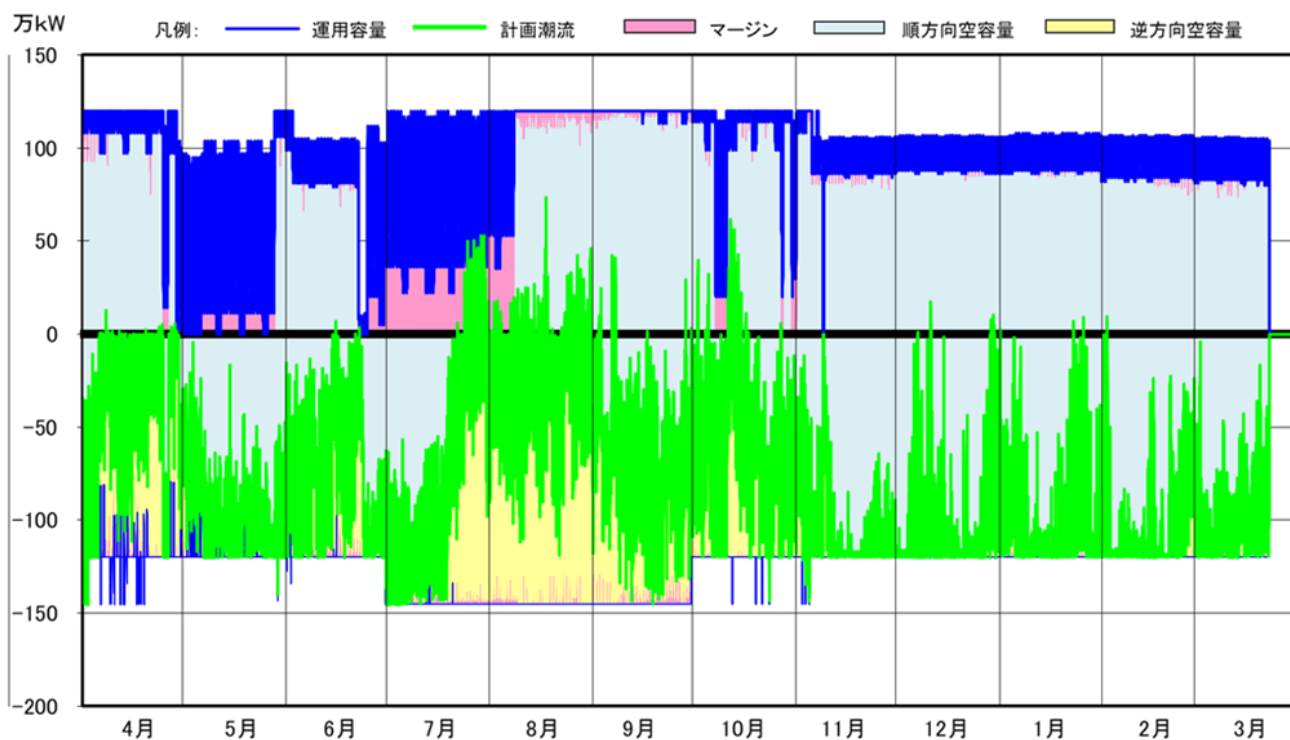


※ 関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※ 順方向の空容量は、以下のうち小さい方で算出。

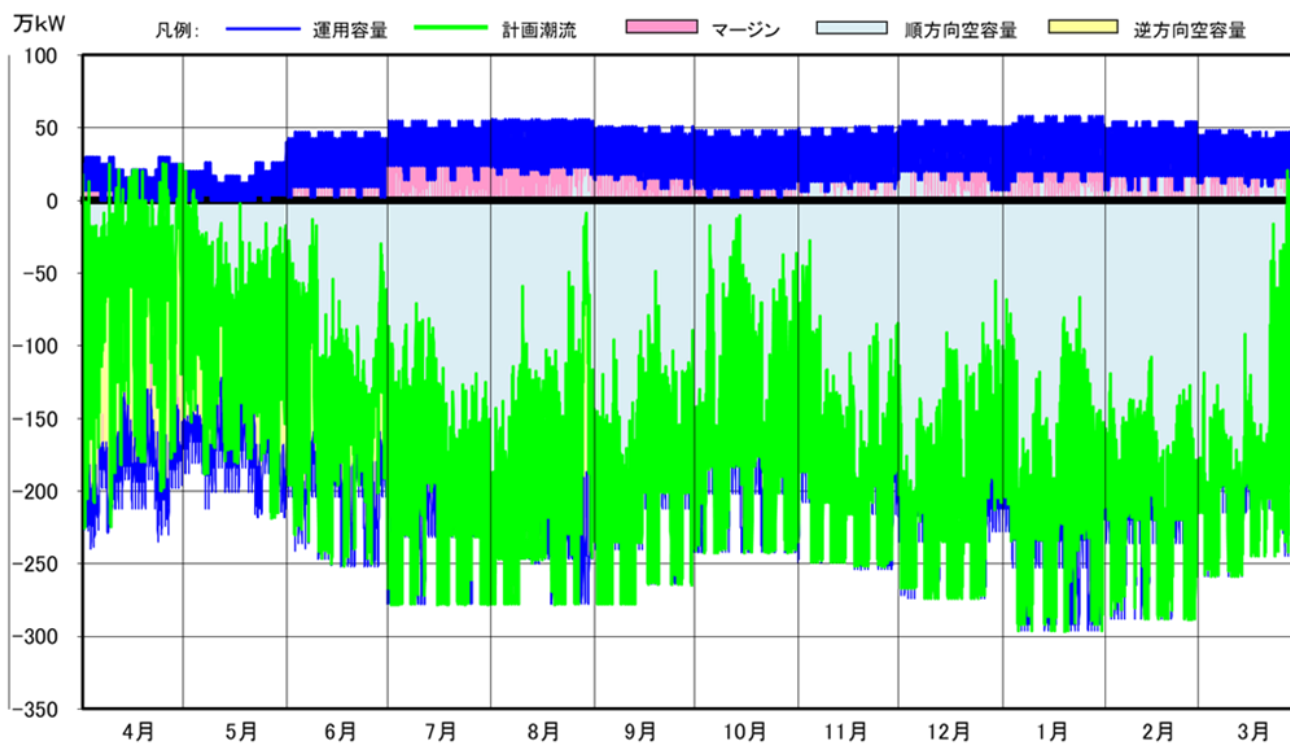
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図2-25 関西四国間連系設備(阿南紀北直流幹線)の空容量実績(2024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2-26 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2024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2-27 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2024年度)

5. 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

2024年度の連系線別の月間及び年間の連系線作業停止状況を表2-8に、2024年度の月間全国連系線作業停止率の推移を図2-28に示す。2024年度の作業停止件数は529件、作業停止日数はのべ1,166日で2015年度以降で最大であった。作業停止件数は対前年度で190件増加し、作業停止日数はのべ390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(制御保護装置取替作業等)及び紀北変換所、阿南変換所間の連系設備(制御保護装置取替作業等)であった。なお、2025年3月23日に発生した四国エリアの山林火災による保安停止は本四連系線の作業停止日数(3月23日～31日:9日間)に含まれる。

表2-8 2024年度の月間及び年間の連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計	
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備	5	8	1	1	8	11	10	31	22	30	20	29	11	14	0	0	0	0	0	0	2	2	2	5	81	131
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線	0	0	5	4	5	4	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2	10	0	0	0	0	0	0	13	19
東京中部間	佐久間周波数変換設備	0	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3	31	8	34
	新信濃周波数変換設備	0	0	15	22	13	30	6	31	7	31	26	30	25	31	22	30	8	5	0	0	1	1	2	4	125	215
	東清水周波数変換設備	0	0	0	0	13	14	3	1	0	0	0	0	0	0	5	4	4	1	0	0	1	1	0	0	26	21
	飛騨信濃周波数変換設備	5	3	2	2	2	1	0	0	0	0	9	8	44	29	16	15	2	2	0	0	0	0	2	29	82	89
中部関西間	三重東近江線	11	7	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	8
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	2	7	1	1	4	20	3	4	0	0	7	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	48
北陸関西間	越前嶺南線	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	9
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	1	1	4	3	2	8	0	0	0	0	6	5	5	6	7	5	0	0	0	0	0	0	2	2	27	30
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	3	30	4	31	3	30	5	31	4	31	3	30	16	31	17	30	11	31	12	31	13	28	13	31	104	365
中国四国間	本四連系線	0	0	0	0	4	23	0	0	0	0	0	0	0	0	5	25	1	31	1	31	1	28	2	31	14	169
中国九州間	関門連系線	3	14	7	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	28
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		30	70	39	78	60	144	27	98	33	92	80	128	101	111	72	109	28	80	13	62	20	61	26	133	529	1166

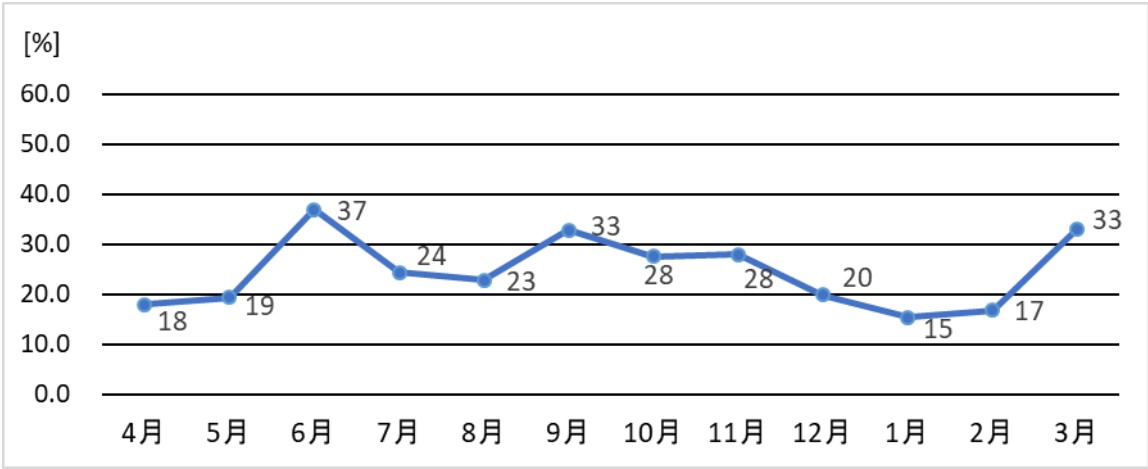


図2-28 連系線の2024年度月間作業停止率の推移

※ 作業停止率 = $\frac{\text{連系線作業停止延べ日数}}{\text{対象設備数(13)} \times \text{暦日数}}$

(2)年間連系線作業停止状況

2015年度～2024年度の年間連系線作業停止状況を表2-9に示す。

表2-9 年間連系線作業停止状況(2015年度～2024年度)

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	10 ヶ年平均
件数	91	218	267	205	353	385	379	423	339	529	319
日数	317	451	432	446	599	534	909	605	776	1166	624

※ 2015年度～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。

6. 連系線の故障状況

(1) 連系線の故障状況

2024年度の連系線の故障状況を表2-10に示す。全11件のうち、直流連系設備(周波数変換設備含む。)の故障が10件を占め、交流連系線の故障は本四連系線(電力ケーブル地絡故障)の1件であった。

なお、2024年11月9日に発生した四国エリアにおける供給支障事故については、電気の質に関する報告書(2024年度実績)にて取りまとめる。

表2-10 2024年度の連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
4月6日	北本直流幹線 2L	上北変換所第2極分路リアクトル用開閉器損傷
5月15日	飛騨信濃周波数変換設備	制御装置故障
6月6日	南福光 BTB	77kV 母線電圧の過電圧発生のため
6月12日	南福光 BTB	FT(フィーディングタンク)と本体タンク間の導油管の目詰まり
7月27日	東清水周波数変換設備	外部故障起因に伴う波及停止
8月18日	佐久間周波数変換設備	他送電線事故波及
8月27日	新信濃 1号周波数変換設備	充電ケーブルの誤切断
10月26日	飛騨信濃周波数変換設備	フェージングによる通信異常
11月9日	本四連系線 1L	電力ケーブル地絡
2月7日	北斗今別直流幹線	北斗変換所第1極 U 相 N 側アーム冗長数超過
2月20日	東清水周波数変換設備	波形歪み検出による重故障停止

※ 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

2015年度～2024年度の年間連系線の故障状況を表2-11に示す。

2024年度の連系線故障件数は11件であり、前年度より2件増加した。2021年度、2022年度と並び過去最大であった。

表2-11 年間連系線故障状況(2015年度～2024年度)

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	10ヶ年平均
件数	3	3	3	6	9	8	11	11	9	11	7

7. マージン使用等の実績

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用して、電気を融通することをいう。

業務規程第152条の規定に基づき、2024年度に広域機関が連系線のマージン使用の必要性を認め使用した実績は、表2-12のとおり、2024年7月8日の東京エリアの供給力不足を解消するため、東京中部間連系設備（東京向き）のマージンを使用した1件だった。また、2015年度～2024年度のマージン使用の年間実績について表2-13に示す。

なお、表2-14のとおり、業務規程第153条の規定に基づき、2024年度に広域機関が連系線の運用容量を拡大する必要性を認め使用した実績はなかった。

表2-12 2024年度マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
7月8日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	東京電力パワーグリッド供給区域において、想定以上の高気温に伴う需要増加により、需給ひっ迫のおそれが認められたため。

表2-13 マージン使用の年間実績(2015年度～2024年度)

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
日数	1	1	3	15	1	16	6	6	1	1

表2-14 運用容量拡大の年間実績(2015年度～2024年度)

年度	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
日数	0	0	0	0	0	6	0	3	0	0

8. 広域連系系統の空容量の状況

広域連系系統の空容量の状況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>

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
（２０２４年度の受付・回答分）

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ
(2024年度の受付・回答分)

2025年6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 －

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、2024年度（2024年4月～2025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2024年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針（以下、規定等という。）の条文は、同年度末日時点で適用される規定等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、同年度末日時点で施行されている電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）に規定される定義を用いる記載としている。

- 目次 -

1. 対象電源	3
2. 集計結果	4
2.1 事前相談	4
2.1.1 受付件数	4
2.2 接続検討	5
2.2.1 受付件数	5
2.2.2 電源種別毎の受付件数	6
2.2.3 回答件数	7
2.2.4 検討期間	8
2.2.5 未回答案件（検討継続中案件）の状況	10
2.3 契約申込み	11
2.3.1 受付件数	11
2.3.2 電源種別毎の受付件数	12
2.3.3 回答件数	13
2.3.4 検討期間	14
2.3.5 未回答案件（検討継続中案件）の状況	16
＜参考1＞年度推移	17
（1）事前相談	18
（2）接続検討	18
（3）契約申込み	19
＜参考2＞電源接続案件一括検討プロセス実施状況	20

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. 集約結果

2.1. 事前相談

2.1.1. 受付件数

2024年度（2024年4月～2025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ており、東京PG、中国NW、九州送配で特に増加。

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）※2

(件)

受付会社	前年度（2023年度）			当年度（2024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	112	0	112	35	0	35	▲ 77
北海道NW	797	1,117	1,914	996	2,805	3,801	1,887
東北NW	1,207	3,486	4,693	1,553	5,894	7,447	2,754
東京PG	1,812	5,020	6,832	3,569	13,296	16,865	10,033
中部PG	604	2,346	2,950	884	4,735	5,619	2,669
北陸送配	133	365	498	134	468	602	104
関西送配	865	1,835	2,700	778	3,882	4,660	1,960
中国NW	411	1,074	1,485	844	3,996	4,840	3,355
四国送配	135	758	893	222	1,124	1,346	453
九州送配	1,447	2,275	3,722	1,658	9,120	10,778	7,056
沖縄電力	17	13	30	8	17	25	▲ 5
合計	7,540	18,289	25,829	10,681	45,337	56,018	30,189

※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の申込みを受け付ける。なお、2024年8月1日から、広域機関が行う系統アクセス業務を一部見直し、事前相談は、一般送配電事業者への申込みに変更している。

※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。

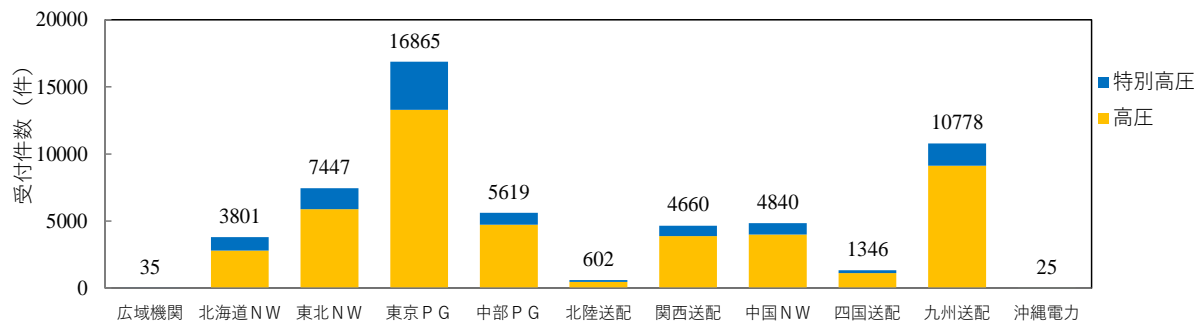


図1 事前相談 受付件数（広域機関および一般送配電事業者別）
[2024年度]

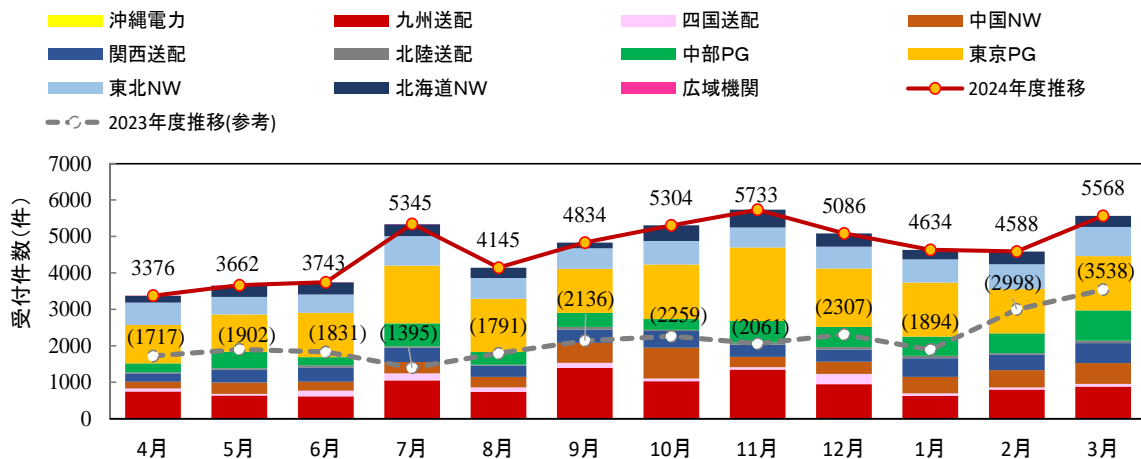


図2 事前相談 受付件数（広域機関+一般送配電事業者合計）
[2024年度]

2.2. 接続検討

2.2.1. 受付件数

2024年度（2024年4月～2025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、東北NW、東京PG、中部PG、九州送配で特に増加。

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）※2 (件)

受付会社	前年度（2023年度）			当年度（2024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	99	0	99	79	1	80	▲ 19
北海道NW	366	380	746	318	589	907	161
東北NW	399	714	1,113	774	2,035	2,809	1,696
東京PG	259	2,444	2,703	461	4,490	4,951	2,248
中部PG	151	577	728	194	1,585	1,779	1,051
北陸送配	51	81	132	68	180	248	116
関西送配	130	210	340	174	657	831	491
中国NW	62	239	301	233	580	813	512
四国送配	23	107	130	62	158	220	90
九州送配	189	239	428	309	1,325	1,634	1,206
沖縄電力	0	5	5	2	2	4	▲ 1
合計	1,729	4,996	6,725	2,674	11,602	14,276	7,551

※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の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。

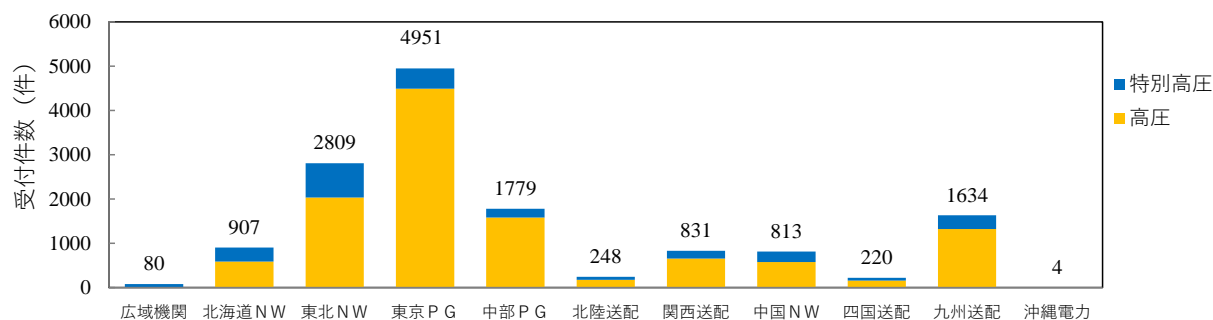


図3 接続検討 受付件数（広域機関および一般送配電事業者別）
[2024年度]

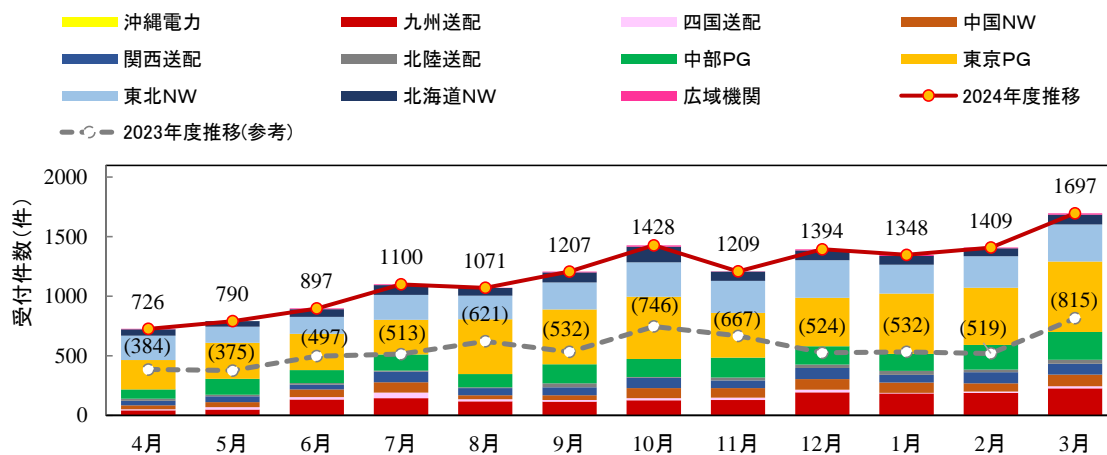


図4 接続検討 受付件数（広域機関＋一般送配電事業者合計）
[2024年度]

2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2024年度（2024年4月～2025年3月）に受付を行った接続検討の電源種別毎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は、前年度は太陽光の比率が一番大きかったのに対し、今年度は蓄電池の比率が一番大きくなった。

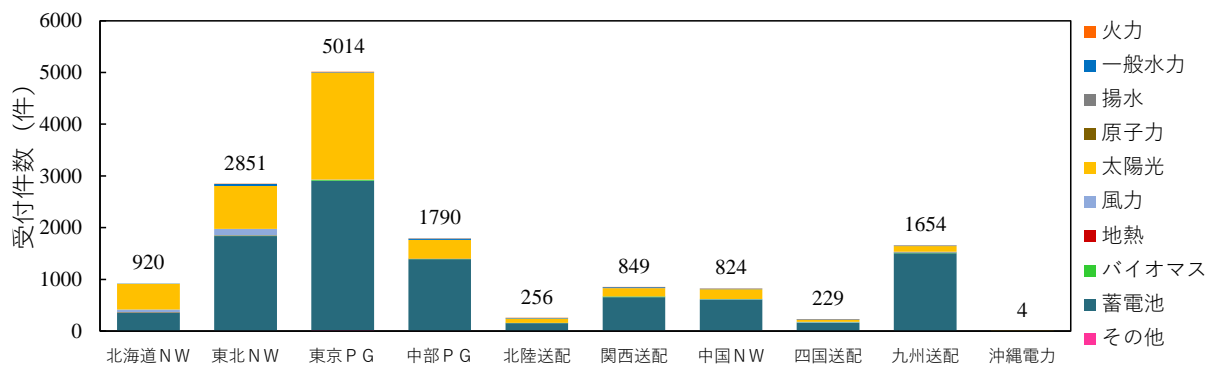


図5 接続検討 電源種別毎の受付件数(エリア別)
[2024年度]

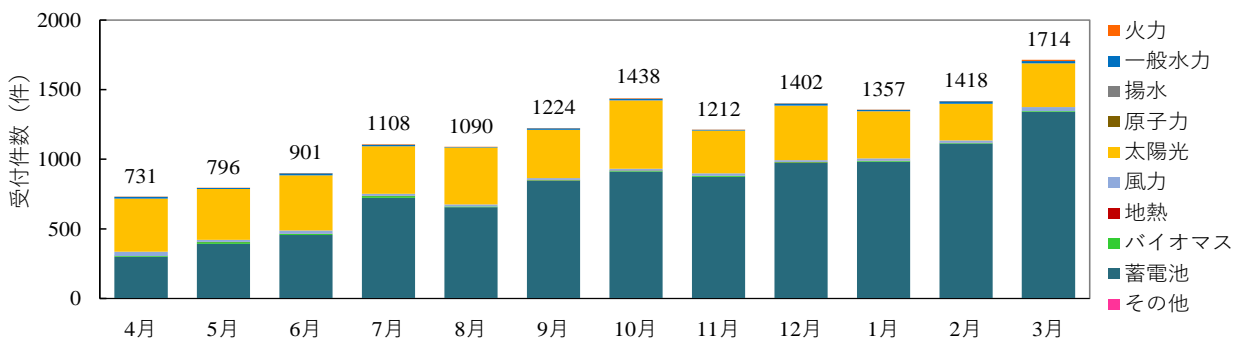


図6 接続検討 電源種別毎の受付件数(全エリア合計)
[2024年度]

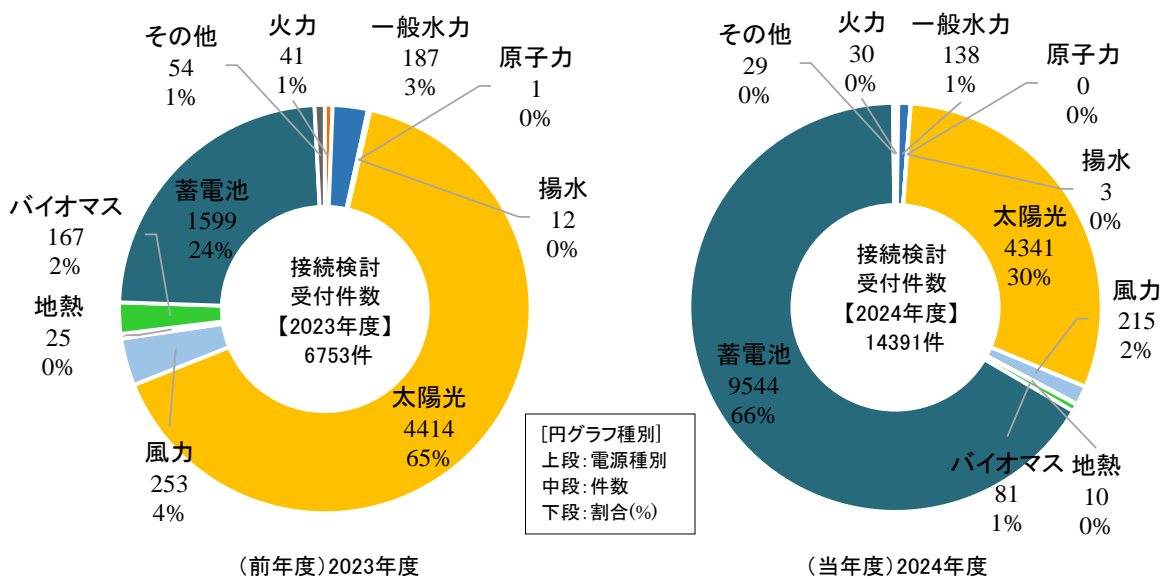


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合 (全エリア合計)

2.2.3. 回答件数

2024年度（2024年4月～2025年3月）に回答を行った接続検討の件数は以下のとおり。接続検討の回答件数は、前年度と比較して増加しており、東北NW、東京PG、中部PG、九州送配で特に増加。

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）※2,3 (件)

受付会社	前年度（2023年度）			当年度（2024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	104	0	104	62	1	63	▲ 41
北海道NW	287	359	646	380	514	894	248
東北NW	356	622	978	687	1,606	2,293	1,315
東京PG	231	2,229	2,460	375	3,751	4,126	1,666
中部PG	152	589	741	172	1,237	1,409	668
北陸送配	46	77	123	64	137	201	78
関西送配	98	158	256	173	532	705	449
中国NW	68	221	289	210	427	637	348
四国送配	40	113	153	62	155	217	64
九州送配	181	234	415	294	889	1,183	768
沖縄電力	0	3	3	1	3	4	1
合計	1,563	4,605	6,168	2,480	9,252	11,732	5,564

※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の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。

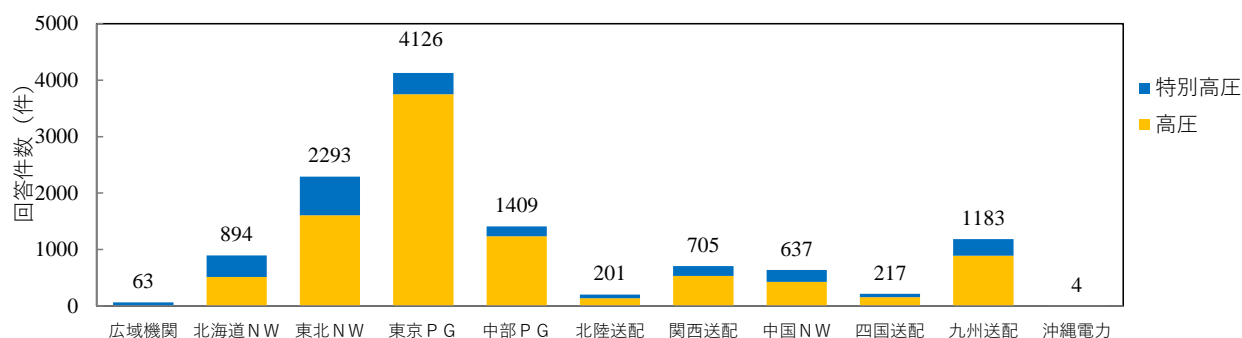


図8 接続検討 回答件数(広域機関および一般送配電事業者別)
[2024年度]

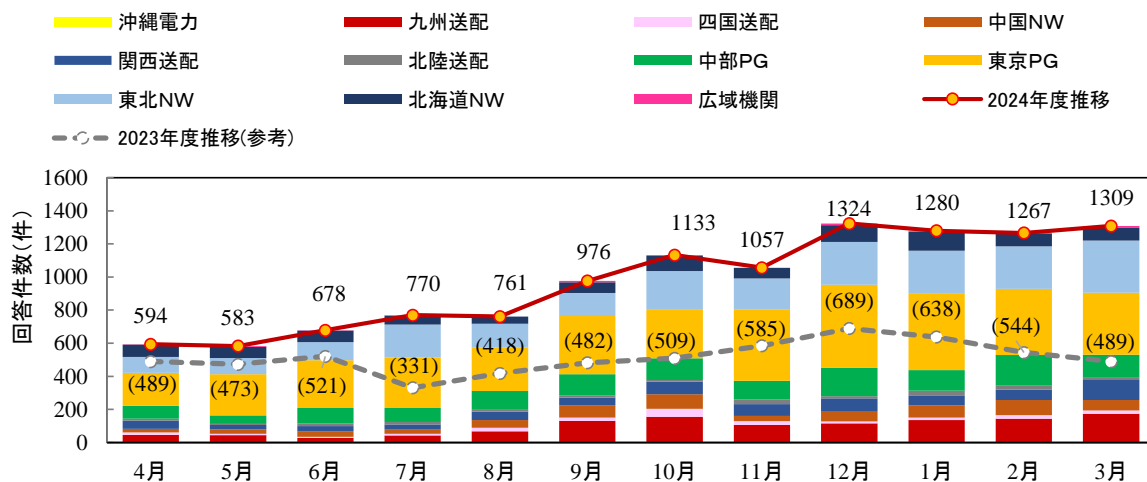


図9 接続検討 回答件数(広域機関+一般送配電事業者合計)
[2024年度]

2.2.4. 検討期間

2024年度（2024年4月～2025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した。

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0.3%。超過理由の主な内容は、受付者都合（受付・検討不備）と受付者都合（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	63	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北海道NW	894	894	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東北NW	2,293	2,293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東京PG	4,126	4,110	16	0	2	0	13	0	1	0	0	0
中部PG	1,409	1,409	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸送配	201	198	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0
関西送配	705	686	19	1	1	0	0	17	0	0	0	0
中国NW	637	636	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	217	217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	1,183	1,182	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
沖縄電力	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	11,732	11,692	40	4	5	0	13	17	1	0	0	0

※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の申込みを受け付ける。

（接続検討の回答期間）

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

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

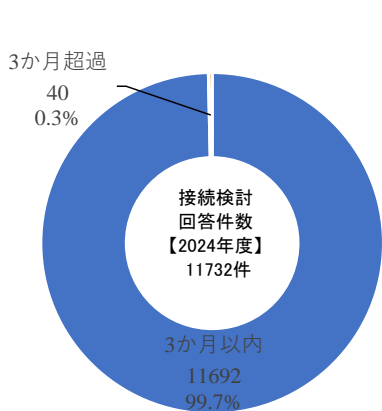


図10 接続検討の回答件数および検討期間実績（広域機関＋一般送配電事業者合計）
[2024年度]

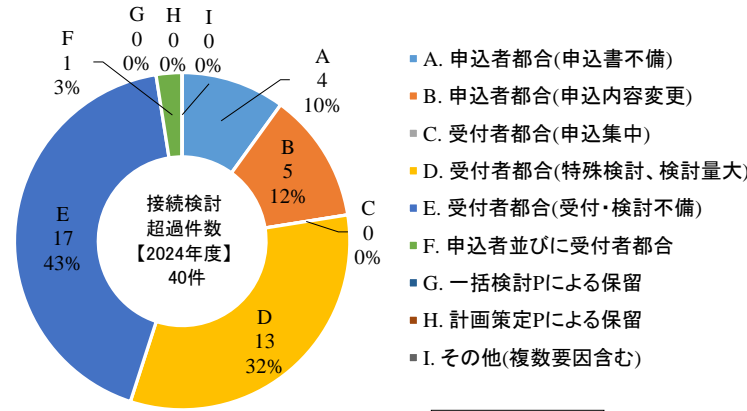


図11 接続検討の標準期間超過理由（広域機関＋一般送配電事業者合計）
[2024年度]

[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. 一括検討Pによる保留

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

2024年度末（2025年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。

表5 接続検討の回答予定日超過件数（検討継続中（未回答））

（広域機関および一般送配電事業者の合計）

（件）

受付会社	2023年度末	2024年度末	増減
広域機関※1	0	0	0
北海道NW	14	0	▲ 14
東北NW	1	1	0
東京PG	8	9	1
中部PG	0	0	0
北陸送配	6	0	▲ 6
関西送配	1	2	1
中国NW	1	0	▲ 1
四国送配	0	0	0
九州送配	6	5	▲ 1
沖縄電力	0	0	0
合計	37	17	▲ 20

※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。

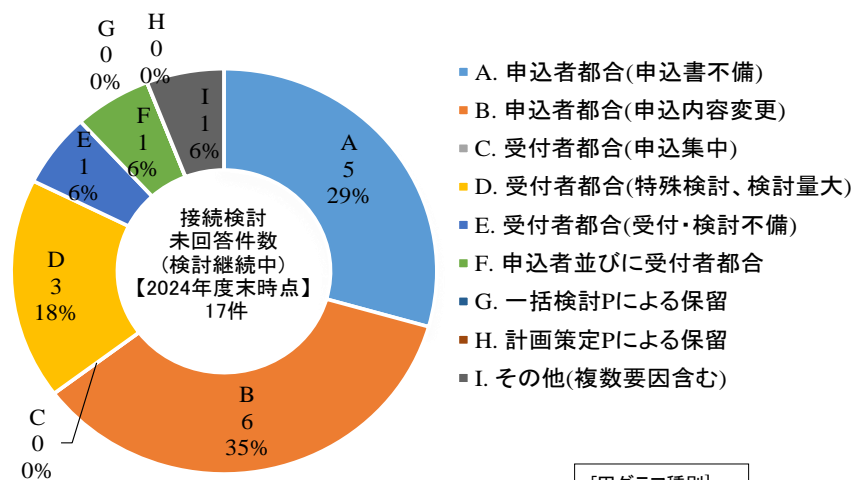


図12 接続検討 未回答（検討継続中）理由
（広域機関＋一般送配電事業者合計）
【2024年度末時点】

[円グラフ種別]
上段: 超過理由
中段: 件数
下段: 割合(%)

2.3. 契約申込み

2.3.1. 受付件数

2024年度（2024年4月～2025年3月）に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおり。契約申込みの受付件数は、前年度と比較して増加しており、東京PG、中部PG、関西送配で特に増加。

表6 契約申込みの受付件数（一般送配電事業者別）

（件）

受付会社	前年度（2023年度）			当年度（2024年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	25	115	140	59	83	142	2
東北NW	151	184	335	163	312	475	140
東京PG	35	663	698	57	814	871	173
中部PG	29	126	155	50	321	371	216
北陸送配	21	24	45	16	36	52	7
関西送配	55	89	144	107	203	310	166
中国NW	18	92	110	24	167	191	81
四国送配	20	41	61	16	52	68	7
九州送配	23	63	86	31	162	193	107
沖縄電力	1	5	6	4	3	7	1
合計	378	1,402	1,780	527	2,153	2,680	900

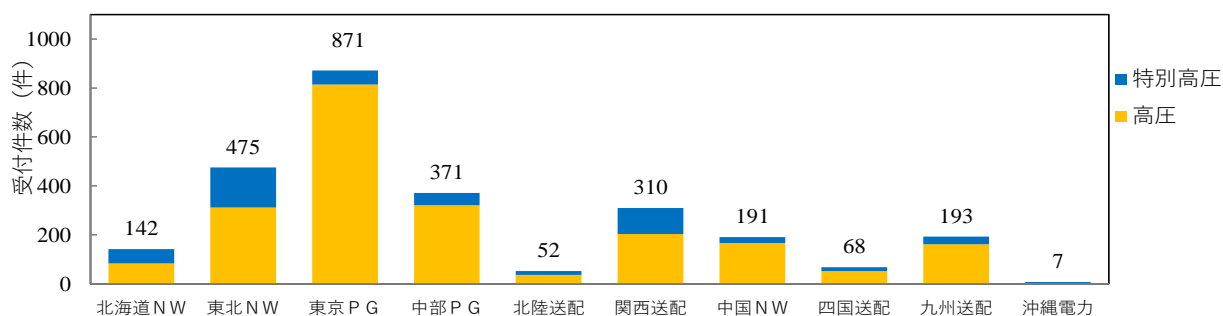


図13 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別)
[2024年度]

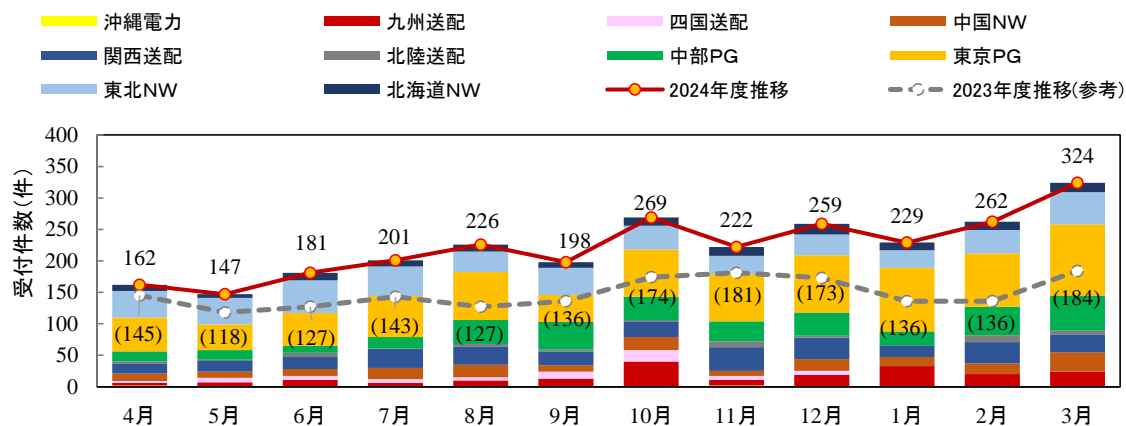


図14 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者合計)
[2024年度]

2.3.2. 電源種別毎の受付件数

2024年度（2024年4月～2025年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別毎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は、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。

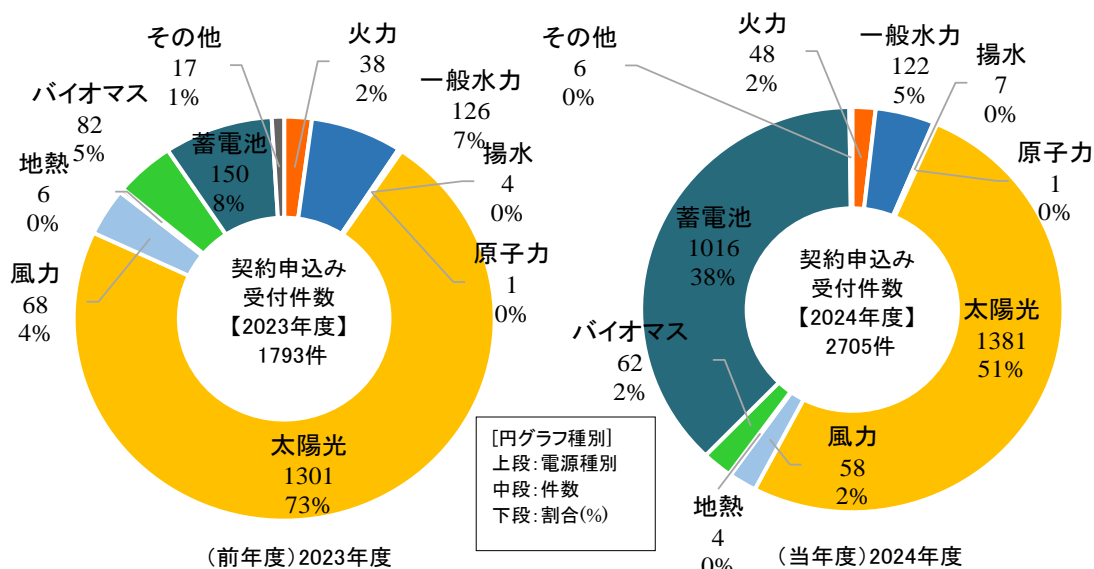
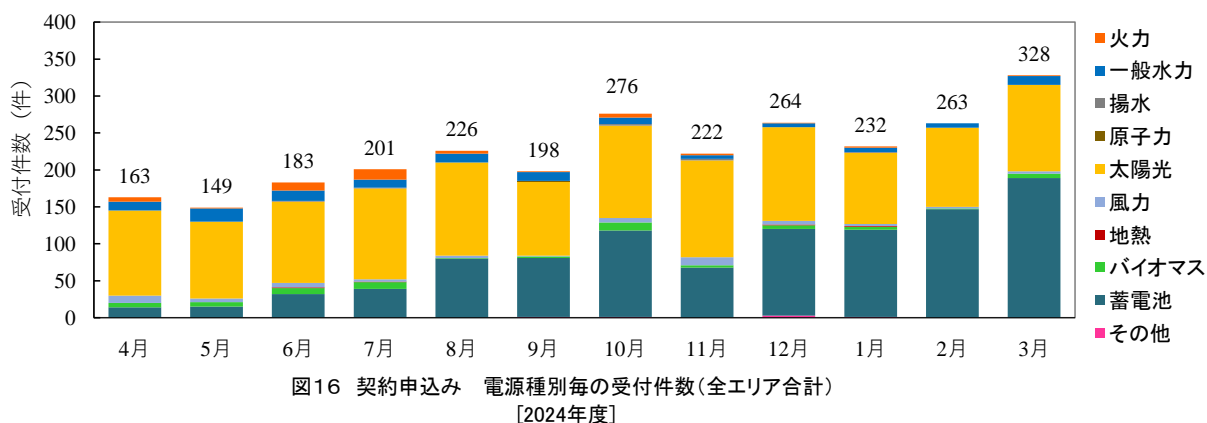
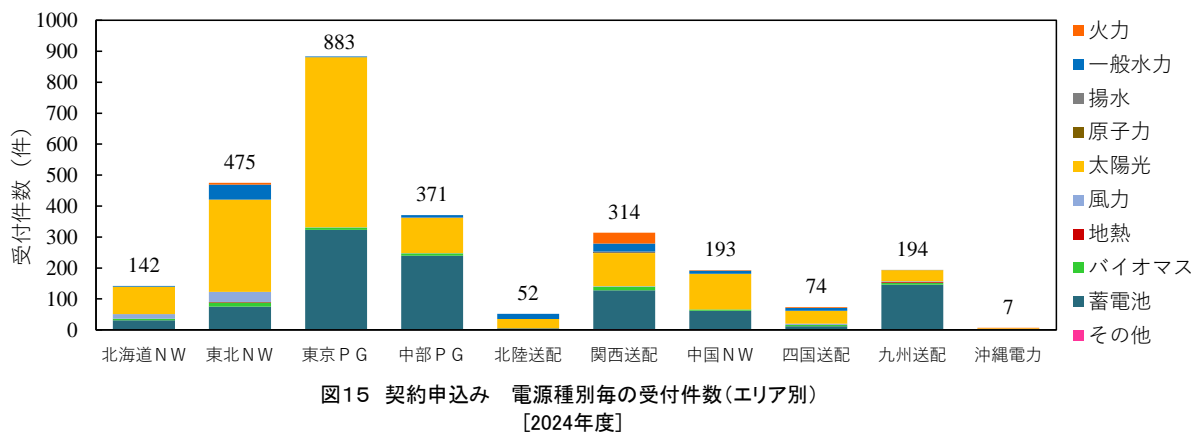


図17 契約申込みの電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)

2.3.3. 回答件数

2024年度（2024年4月～2025年3月）に回答を行った契約申込みの件数は以下のとおり。契約申込みの回答件数は、前年度と比較して大半のエリアで増加している。

表7 契約申込みの回答件数（一般送配電事業者別）

(件)

受付会社	前年度（2023年度）			当年度（2024年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	16	87	103	46	94	140	37
東北NW	151	160	311	148	284	432	121
東京PG	13	418	431	28	464	492	61
中部PG	22	129	151	35	209	244	93
北陸送配	20	21	41	16	21	37	▲ 4
関西送配	44	88	132	93	111	204	72
中国NW	19	85	104	17	130	147	43
四国送配	23	32	55	16	51	67	12
九州送配	19	58	77	21	48	69	▲ 8
沖縄電力	1	5	6	4	3	7	1
合計	328	1,083	1,411	424	1,415	1,839	428

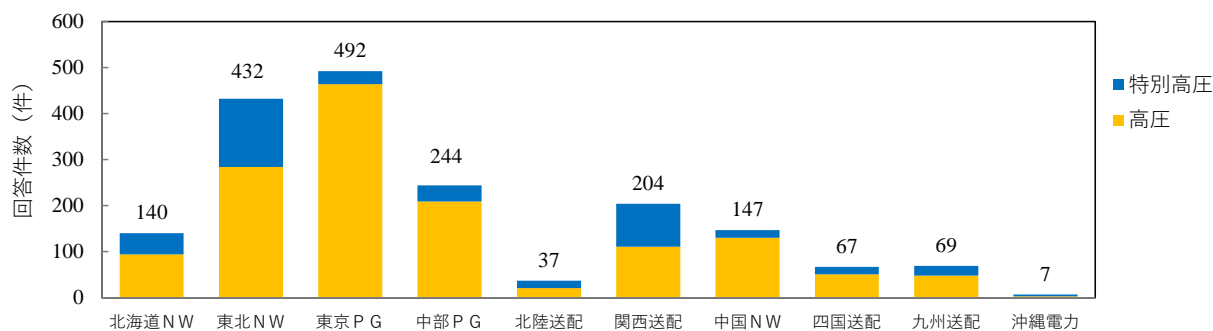


図18 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者別)
[2024年度]

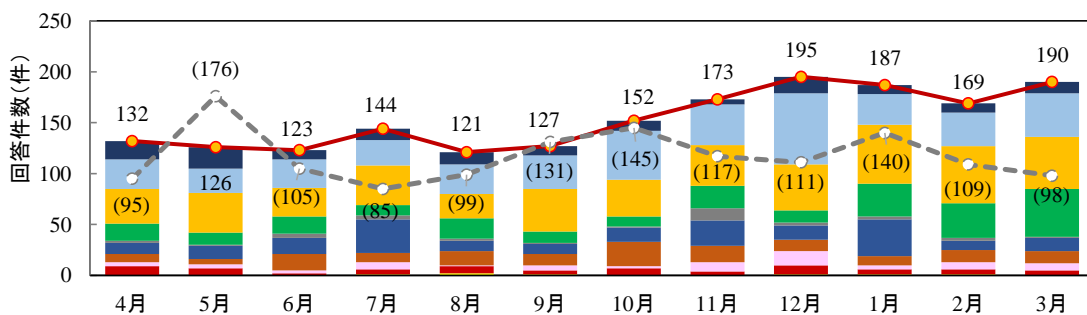
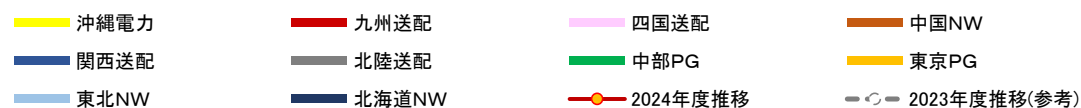


図19 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者合計)
[2024年度]

2.3.4. 検討期間

2024年度（2024年4月～2025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、検討期間は、送配電等業務指針第98条の規定を踏まえ、6か月を標準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）が多い。

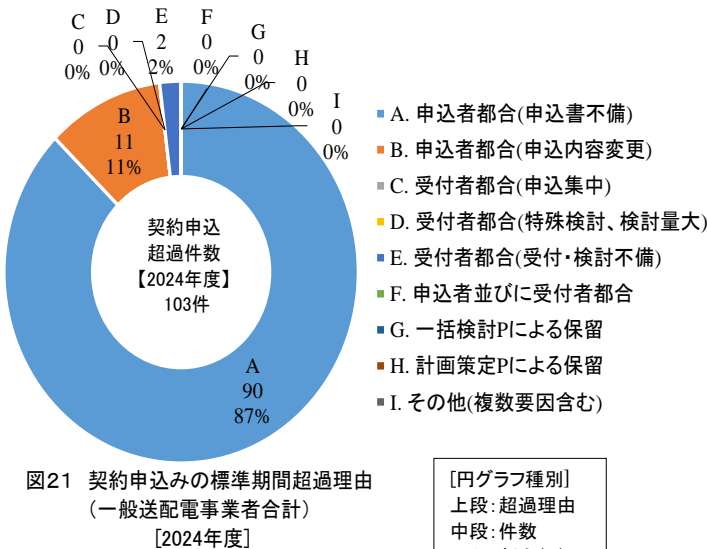
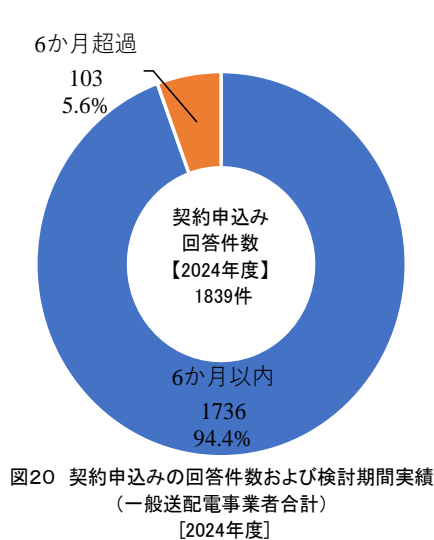
表8 契約申込みの検討期間（一般送配電事業者別） (件)

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	140	136	4	0	4	0	0	0	0	0	0	0
東北NW	432	432	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
東京PG	492	412	80	77	3	0	0	0	0	0	0	0
中部PG	244	244	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸送配	37	36	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
関西送配	204	198	6	5	1	0	0	0	0	0	0	0
中国NW	147	146	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	67	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	69	58	11	8	1	0	0	2	0	0	0	0
沖縄電力	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	1,839	1,736	103	90	11	0	0	2	0	0	0	0

（発電設備等に関する契約申込みの回答期間）

第86条 一般送配電事業者は、次の各号の区分に応じ、発電設備等に関する契約申込みの回答を、原則として、次の各号に掲げる期間内に行うものとする。

- 一 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 発電設備等に関する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 契約申込みの受付日から6か月又は系統連系希望者と合意した期間



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. 一括検討Pによる保留

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

2024年度末（2025年3月末）時点において回答予定日を超過し、かつ検討継続中（未回答）である件数は以下のとおり。なお、申込者による契約申込みの継続意思がない案件については、集計の対象から除外した。

表9 契約申込みの回答予定日超過件数（検討継続中（未回答））

（一般送配電事業者の合計）

（件）

受付会社	2023年度末	2024年度末	増減
北海道NW	6	6	0
東北NW	0	0	0
東京PG	182	292	110
中部PG	0	0	0
北陸送配	2	0	▲ 2
関西送配	0	6	6
中国NW	2	1	▲ 1
四国送配	0	0	0
九州送配	35	35	0
沖縄電力	0	0	0
合計	227	340	113

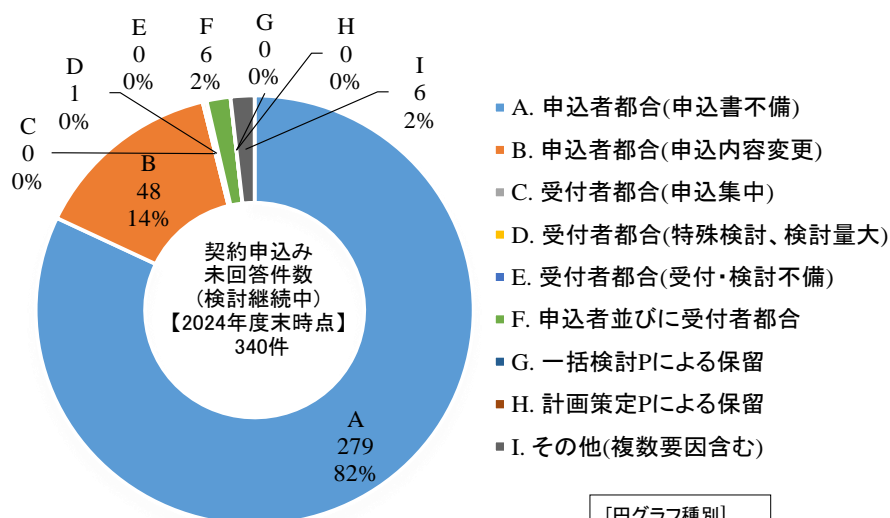


図22 契約申込み 未回答（検討継続中）理由
（一般送配電事業者合計）
[2024年度]

＜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年度には2017年度を上回る件数まで増加し、2024年度においては、さらに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・契約申込みともに、2017年度以降では過去最高の件数となっている。

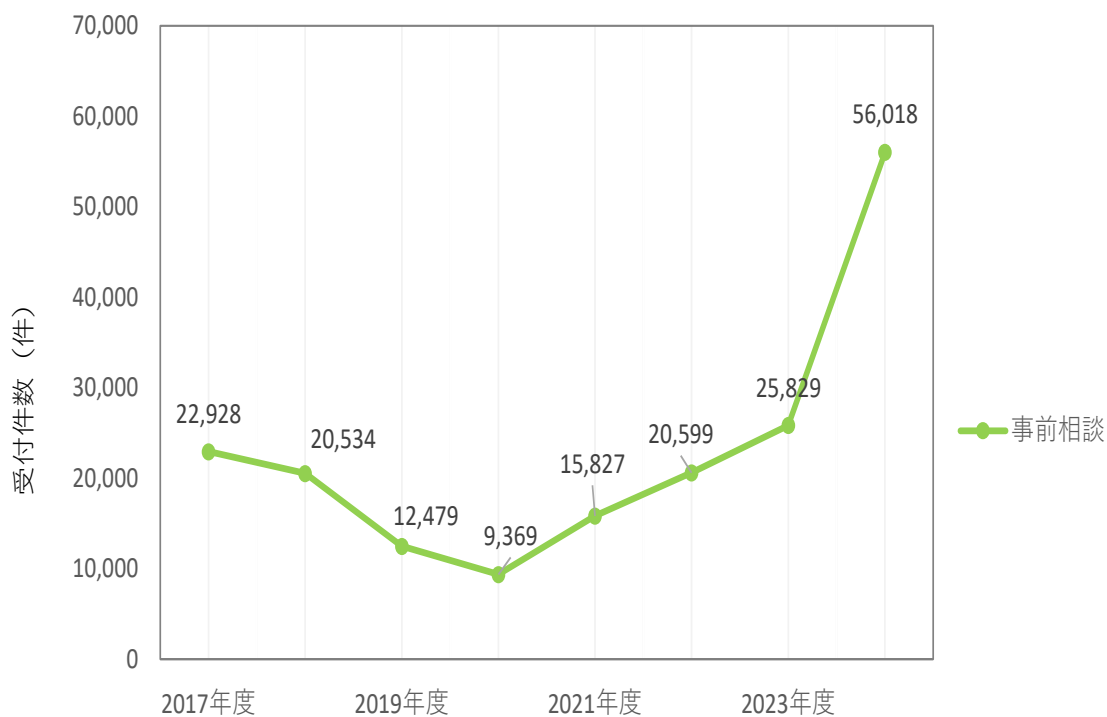


図 2 3 年度別 事前相談の受付件数の推移

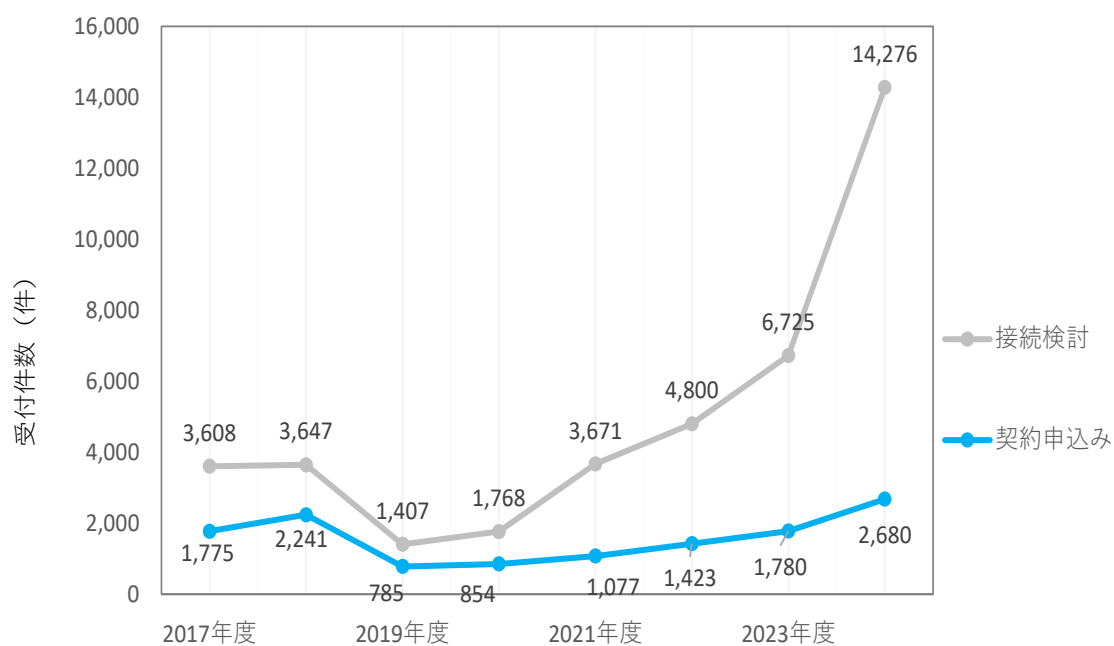


図 2 4 年度別 接続検討・契約申込みの受付件数の推移

(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	2024年度
広域機関	111	76	41	27	68	107	112	35
北海道NW	1,592	646	237	567	1,733	2,012	1,914	3,801
東北NW	2,529	2,853	1,502	1,181	1,910	2,510	4,693	7,447
東京PG	5,396	2,659	1,187	1,064	3,410	4,960	6,832	16,865
中部PG	4,136	4,110	1,840	1,819	2,045	3,133	2,950	5,619
北陸送配	478	622	262	214	339	457	498	602
関西送配	3,528	4,318	2,128	1,442	2,200	2,792	2,700	4,660
中国NW	2,744	2,405	1,520	895	1,500	1,573	1,485	4,840
四国送配	546	804	257	326	624	784	893	1,346
九州送配	1,796	2,003	3,484	1,790	1,969	2,251	3,722	10,778
沖縄電力	72	38	21	44	29	20	30	25
合計	22,928	20,534	12,479	9,369	15,827	20,599	25,829	56,018

(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	2024年度
広域機関	53	58	83	76	76	74	99	80
北海道NW	323	229	65	89	385	434	746	907
東北NW	443	615	363	424	679	504	1,113	2,809
東京PG	1,085	853	287	443	1,382	2,070	2,703	4,951
中部PG	485	585	163	230	391	659	728	1,779
北陸送配	118	115	79	55	54	77	132	248
関西送配	354	328	91	137	233	258	340	831
中国NW	315	431	91	106	206	262	301	813
四国送配	139	110	42	29	75	149	130	220
九州送配	291	315	138	173	185	307	428	1,634
沖縄電力	2	8	5	6	5	6	5	4
合計	3,608	3,647	1,407	1,768	3,671	4,800	6,725	14,276

表12 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移

(件)

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
火力	41	25	59	60	32	29	41	30
一般水力	132	145	182	241	245	172	187	138
揚水	0	0	0	0	0	4	12	3
原子力	0	0	0	0	0	0	1	0
太陽光	2,602	2,806	481	766	2,498	3,466	4,414	4,341
風力	340	303	410	326	436	237	253	215
地熱	17	14	38	55	54	26	25	10
バイオマス	469	341	221	305	327	259	167	81
蓄電池	-	-	-	-	-	594	1,599	9,544
その他	11	13	21	18	83	23	54	29
合計	3,612	3,647	1,412	1,771	3,675	4,810	6,753	14,391

(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	2024年度
北海道NW	187	46	25	25	85	92	140	142
東北NW	211	329	232	332	115	328	335	475
東京PG	277	618	174	174	413	514	698	871
中部PG	267	400	94	96	141	144	155	371
北陸送配	86	50	26	33	27	30	45	52
関西送配	256	251	57	70	112	103	144	310
中国NW	196	242	45	37	67	73	110	191
四国送配	79	69	20	15	42	46	61	68
九州送配	210	232	110	69	73	87	86	193
沖縄電力	6	4	2	3	2	6	6	7
合計	1,775	2,241	785	854	1,077	1,423	1,780	2,680

表14 契約申込みの電源種別毎の受付件数の推移

(件)

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
火力	26	16	19	16	30	20	38	48
一般水力	76	96	124	135	155	116	126	122
揚水	2	0	0	0	0	2	4	7
原子力	0	1	1	0	2	1	1	1
太陽光	1,252	1,900	375	440	685	1,012	1,301	1,381
風力	229	78	113	148	55	71	68	58
地熱	5	3	11	15	15	10	6	4
バイオマス	187	143	138	95	125	144	82	62
蓄電池	-	-	-	-	-	39	150	1,016
その他	3	5	7	6	14	10	17	6
合計	1,780	2,242	788	855	1,081	1,425	1,793	2,705

※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

2024年度末（2025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29件のうち、2024年度末時点で27件が完了。

※2025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NW	1 件	弟子屈	2022/4/28	2022/7/26	2024/3/21 完了
東北NW	9 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
		宮城県刈田郡蔵王町	2024/10/16	2024/11/15	2026/5中旬頃
東京PG	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	2024/11/19 完了
中部PG	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 2024/5/31 完了
					B 2023/3/1 完了
		三重県中勢・伊賀	2022/8/30	2022/9/30	2023/4/13 完了

北陸送配	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	2024/8/23 完了
中国NW	2 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
		山口県周南	2025/3/7	2025/3/31	2026/9下旬頃
九州送配	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	2024/12/4 完了

* 1 : エリア分割によるもののため、1 件とする

IV. 調査研究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

- ・ 2025年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

2025年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

2025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2025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、2025年度供給計画取りまとめでは、2024年11月30日までに電気事業者となった者（1,965者）と、2024年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、2月28日までに供給計画を本機関へ提出した者（9者）の合計1,974者を対象に取りまとめを行った。

2025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	1,135
小売電気事業者	694
特定卸供給事業者	90
登録特定送配電事業者	37
特定送配電事業者	5
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,974

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

カッコ内は供給計画（案）の本機関への提出期限

提出期限が本機関の休業日であるときは、前営業日が当該期限となる

(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	1
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	1
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	3
II. 需給バランス	5
(1) 前年度の推定実績について	5
(2) 供給信頼度基準について	6
(3) 供給力(kW)の見通し(短期・長期)	8
(4) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	9
(5) 電力量(kWh)の見通し	15
(6) 需給バランス確認結果のまとめ	16
III. 電源構成の変化に関する分析	18
(1) 設備容量(kW)	18
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	20
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	21
(4) 電源開発計画	22
(5) 調整能力の推移	24
IV. 送配電設備の増強計画	29
(1) 主要送電線路の整備計画	32
(2) 主要変電所の整備計画	35
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	38
(4) 既設設備の高経年化の課題	40
V. 広域的運営の状況	41
VI. 電気事業者の特性分析	43
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	43

(2) 小売電気事業者のエリア展開	45
(3) 小売電気事業者の確保済供給力の推移	46
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	47
(5) 発電事業者のエリア展開	50
VII. その他	51
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	51
VIII. まとめ（2025年度供給計画の取りまとめ）	57
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別5
別紙3. 当該年度以降10年間の需要電力（離島除き）の見通し	別7

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、2024年度の実績及び2025年度、2026年度の見通し³を、表1-1に示す。

2025年度の見通し15,916万kWは、2024年度の気象補正⁴後の実績15,760万kWに対して、1.0%の増加となった。

また、2026年度の見通し15,954万kWは、2024年度の気象補正⁴後の実績に対して、1.2%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)

2024年度 実績(夏季) (気象補正後)	2025年度 見通し	2026年度 見通し
15,760万kW ※1	15,916万kW (+1.0%)※2	15,954万kW [+1.2%]※2

※1 2024年度実績は、夏季最大(気象補正前)が7月に一部のエリアで発生したことを踏まえての集計値

※2 2024年度実績(夏季)(気象補正後)に対する増加率

② 2025年度及び2026年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2025年度及び2026年度の各月エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2025年度)、表1-3(2026年度)に示す。

2025年度及び2026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 2025年度各月の最大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	11,086	11,113	12,706	15,879	15,916	14,058
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,766	11,985	13,974	14,892	14,879	12,958

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 2025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、2024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 2026 年度各月の最大 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	11,132	11,154	12,750	15,917	15,954	14,106
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,818	12,037	14,030	14,946	14,935	13,017

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、2024 年度の推定実績⁵及び 2025 年度の見通しを、表 1－4 に示す。

2025 年度の見通し 8,496 億 kWh は、2024 年度の気象補正後の推定実績 8,417 億 kWh に対して、0.9% 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）

2024 年度推定実績 （気象補正後）	2025 年度見通し
8,417 億 kWh	8,496 億 kWh (+0.9%) ※

※ 2024 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 2024 年 4～10 月の実績値及び 2024 年 11 月～2025 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（2024年11月27日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2024年度は559.8兆円、2034年度は603.8兆円となり、年平均0.8%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2024年度は102.5、2034年度は110.5となり、年平均0.8%の増加となった。一方、人口は、2024年度は1億2,384万人、2034年度は1億1,736万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2024年度	2034年度
国内総生産（実質GDP）	559.8兆円	603.8兆円 [+0.8%]※
鉱工業生産指数（IIP）	102.5	110.5 [+0.8%]※
人口	1億2,384万人	1億1,736万人 [▲0.5%]※

※2024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、2025年度、2029年度及び2034年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2034年度までの見通しを図1-1に示す。

2029年度の見通しは16,240万kW、2034年度の見通しは16,459万kWとなり、2024年度から2034年度まで年平均0.4%の増加となった。

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1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2025年度 [再掲]	2029年度	2034年度
15,916万kW	16,240万kW [+0.6%]※	16,459万kW [+0.4%]※

※2024年度見通しに対する年平均増加率

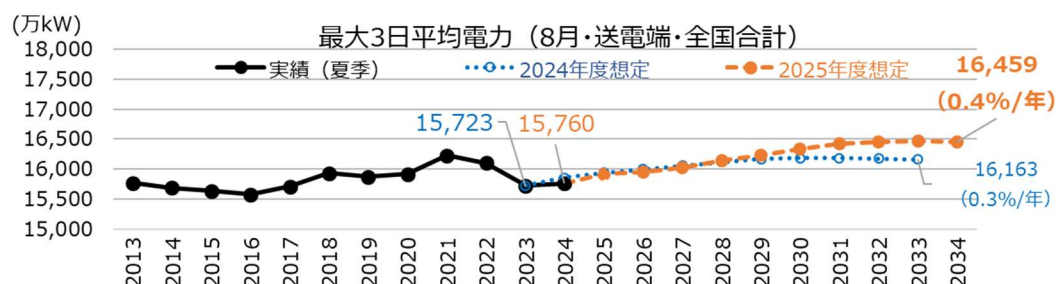


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2025年度、2029年度及び2034年度の見通しを、表1-7に示す。

2029年度の見通しは8,761億kWh、2034年度の見通しは8,944億kWhとなり、2024年度から2034年度まで年平均0.6%の増加となっている。

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

2025年度 [再掲]	2029年度	2034年度
8,496億kWh	8,761億kWh [+0.8%]※	8,944億kWh [+0.6%]※

※2024年度見通しに対する年平均増加率

Ⅱ．需給バランス

(1) 前年度の推定実績について

① 前年度の推定実績

供給計画の届出書に記載された各電気事業者の2024年8月の供給力（全国合計）と8月最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。

全国合計の需給バランス実績としては、予備率16.5%を確保していた。

表2-1 2024年度8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

【万kW】			
2024年度実績 (気象補正後)	供給力 (全国合計)	予備力	予備率
15,817	18,427	2,610	16.5%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。

地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた結果、全てのエリアで予備率13%以上を確保できていた。

表2-2 2024年度8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万kW】										
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	417	1,321	5,404	2,321	470	2,641	1,027	474	1,581	162
供給力	517	1,524	6,147	2,740	555	3,117	1,213	560	1,866	189
予備率	24.0%	15.4%	13.7%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	17.1%

(2) 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。加えて、第105回・第106回調整力及び需給バランス評価等に関する委員において、6月の厳気象対応供給力の暫定対応の導入、連系線運用容量の取扱いについて整理された¹¹。そのため、2025年度供給計画においては、供給信頼度基準として、表2-3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¹²。

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2-3 容量市場・供給計画における目標停電量
（2025年度供給計画の取りまとめの諸元による）

想定年度	全国H3需要 (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			
2025年度	15,863	6.5	4.4	3.8	1	0.018	2
2026年度	15,905	6.3	4.5	3.9		0.015	
2027年度	15,971	6.5	4.4	3.8		0.017	
2028年度	16,081	5.9	5.0	4.3		0.010	
2029年度	16,179	5.8	5.0	4.3		0.010	
2030年度	16,270	5.8	5.1	4.3		0.009	
2031年度	16,351	5.8	5.0	4.3		0.010	
2032年度	16,393	5.8	5.1	4.4		0.009	
2033年度	16,398	5.8	5.1	4.4		0.009	
2034年度	16,387	5.8	5.1	4.4		0.009	

※ 北海道、東北、北陸エリアは1月断面、その他エリアは8月断面の値を合計（沖縄除く）

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105回、第106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/2024/files/chousei_105_01.pdf

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_106_01.pdf

¹² 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。

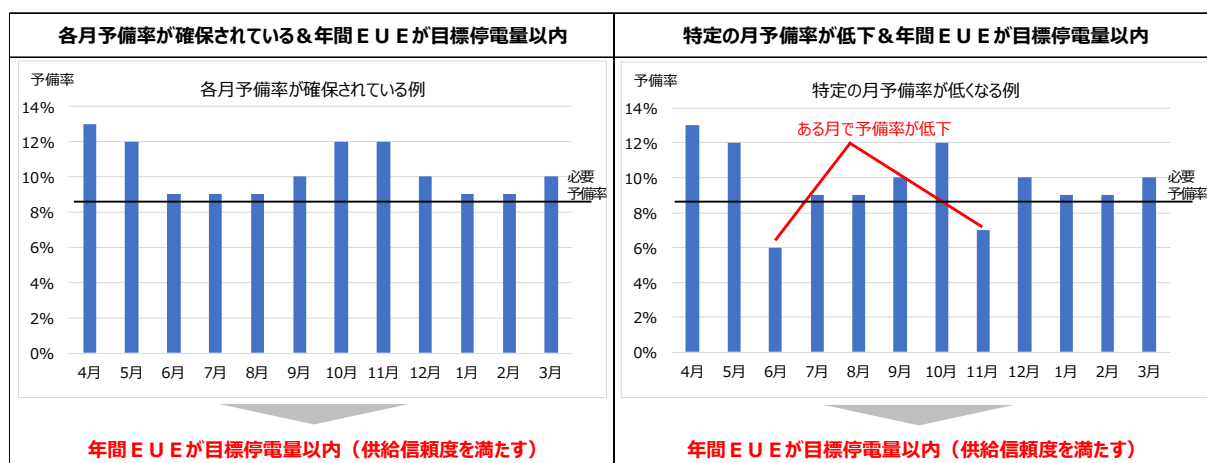


図2－1 年間EUEの特性

(3) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

年間EUEの算定結果を表2-4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年度の東京エリア・九州エリア、2026年度の東京エリアにおいて、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 (2027年度)、東北エリア (2028～2034年度)、東京エリア (2027～2034年度)、九州エリア (2027～2034年度) で目標停電量を超過している。

表2-4 年間EUEの算定結果

	(kWh/kW・年)									
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	0.007	0.003	0.035	0.006	0.008	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.001	0.004	0.003	0.049	0.060	0.034	0.021	0.018	0.021	0.020
東京	0.028	0.104	0.113	0.050	0.061	0.034	0.022	0.021	0.024	0.023
中部	0.017	0.002	0.003	0.007	0.007	0.002	0.003	0.002	0.002	0.001
北陸	0.000	0.000	0.002	0.005	0.006	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001
関西	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
中国	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
四国	0.000	0.000	0.002	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001
九州	0.021	0.005	0.140	0.449	0.440	0.868	0.986	0.884	0.904	0.777
9エリア計	0.015	0.038	0.056	0.069	0.073	0.102	0.107	0.096	0.099	0.086
沖縄	0.346	0.121	1.983	1.509	1.583	1.672	1.735	1.827	1.660	1.756
<容量市場・供給計画における目標停電量>										
9エリア	0.018	0.015	0.017	0.010	0.010	0.009	0.010	0.009	0.009	0.009
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

(4) 供給力（kW）の補完的確認（短期）

各エリアの供給力¹³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¹⁴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¹⁵と電源Ⅰ'の発動基準¹⁶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、「2025年度供給計画届出書の記載要領（2024年11月：資源エネルギー庁）」¹⁷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。

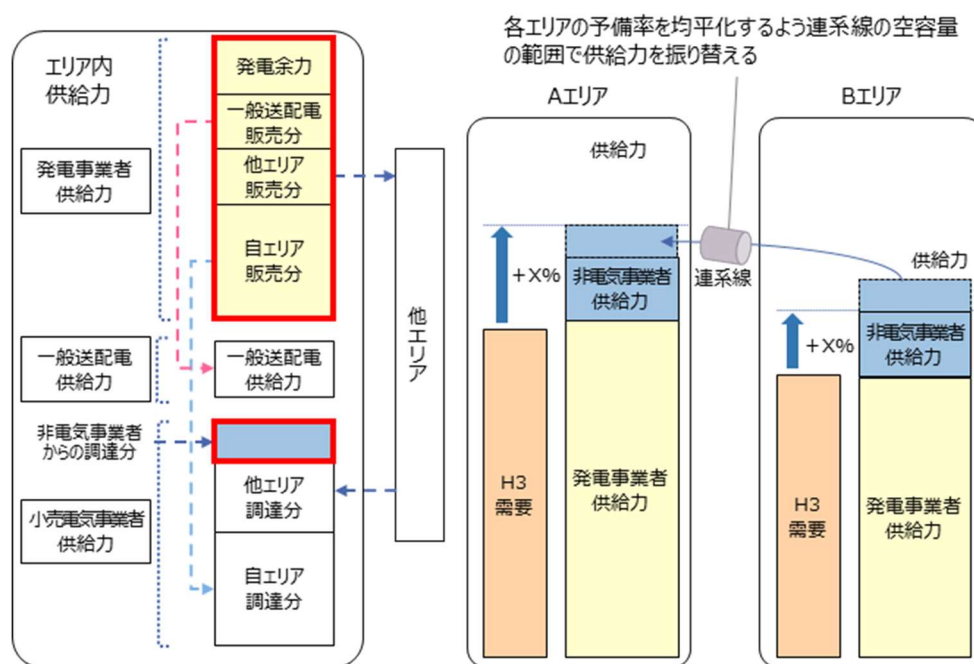


図2-2 需給バランス確認の概要

¹³ 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。

¹⁴ 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。

¹⁵ 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_02.pdf

¹⁶ 参考：2025年度向 電源Ⅰ' 廠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/2024/powersupply-01/powersupply-01_07.pdf

¹⁷ 2025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/2024-11_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（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁸及び「２０２５年度供給計画届出書の記載要領（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁷に記載の方法による。供給力等の評価断面は、原則、２０２５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 運用容量：「２０２５～２０３４年度の連系線の運用容量（年間・長期）（２０２５年３月１日：本機関）」¹⁹を基に一部連系線（中部関西間、中国九州間）は運用容量の３０分細分化を反映した値。
- ② マージン：「２０２５・２０２６年度の年間マージン、マージンの設定の考え方及び確保理由（２０２５年３月１日：本機関）」²⁰を考慮のうえ算出した値。

(長期断面)

- ① 運用容量：２０２５年度及び２０２６年度は（短期断面）で設定した８月値、２０２７～２０３４年度は「２０２５～２０３４年度の連系線の運用容量（年間・長期）（２０２５年３月１日：本機関）」¹⁹による。なお、算出条件等検討中の連系線は、２０２９年度値を適用した。
- ② マージン：２０２５年度及び２０２６年度は（短期断面）で設定した８月値、２０２７～２０３４年度は「２０２７～２０３４年度の連系線のマージン、マージンの設定の考え方及び確保理由（２０２５年３月１日：本機関）」²⁰を考慮のうえ算出した値。

¹⁸ 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/2024-11_jukyujoyou_keijogaidorain.pdf

¹⁹ 参考：２０２５～２０３４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/2024/files/oshirase_1_2025-2034_unyouyouryou.pdf

²⁰ 参考：２０２５・２０２６年度の連系線マージン

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2024/files/20250301_margin_1_nenkan.pdf

参考：２０２７～２０３４年度の連系線マージン

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2024/files/20250301_margin_2_thouki.pdf

参考：マージンの設定の考え方及び確保理由

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2024/files/20250301_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²¹。

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²²）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、一定程度あると考えられる。そこで、供給計画に未計上であり、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。

○ 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²³の予備率は、全ての月・エリアで12%を上回った。

表2-5 2025年度 各月の予備率見通し
(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	27.6%	36.6%	37.5%	17.9%	17.5%	24.3%	23.5%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東北	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.7%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東京	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.4%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
中部	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	21.7%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
北陸	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
関西	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
中国	27.5%	30.1%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
四国	63.5%	66.1%	54.7%	46.3%	37.1%	28.0%	31.7%	23.5%	17.0%	24.8%	35.3%	59.8%
九州	27.5%	21.7%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
沖縄	38.8%	35.2%	28.4%	24.6%	34.2%	34.4%	40.1%	56.5%	68.7%	68.4%	72.9%	94.8%

※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

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2-6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	7.2%	9.0%	5.6%	3.0%	12.5%	12.3%	15.2%	26.2%	33.6%	35.0%	36.9%	59.3%

²¹ 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

²² 参考：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

²³ 沖縄エリアは最小予備率断面で評価している。

○ 2026年度

エリア別の予備率見通しを表2-7に示す。各エリアの予備率は、全ての月・エリアで11%を上回った。

表2-7 2026年度 各月の予備率見通し
(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	22.9%	38.4%	34.0%	25.7%	21.4%	21.7%	23.8%	19.0%	22.6%	17.9%	15.9%	22.0%
東北	18.6%	37.5%	34.0%	14.4%	21.4%	21.7%	15.8%	16.8%	20.7%	15.7%	15.3%	22.0%
東京	14.9%	16.9%	12.7%	11.8%	11.8%	18.0%	14.6%	16.8%	20.0%	15.7%	15.3%	22.0%
中部	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	18.0%	14.6%	18.0%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
北陸	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
関西	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
中国	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
四国	45.2%	52.3%	35.1%	21.9%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
九州	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
沖縄	58.8%	45.0%	31.3%	28.8%	31.5%	35.7%	43.2%	56.2%	67.3%	74.8%	76.4%	77.7%

※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

2025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2-8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2-8 2026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	27.4%	18.9%	8.6%	7.3%	9.9%	13.7%	18.4%	26.0%	32.4%	41.5%	40.5%	42.4%

② 供給力（kW）の補完的確認による2025年度電源補修量

2025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。

2025年度供給計画における第1年度（2025年度）と2024年度供給計画における第2年度（2025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²⁴したものの、工程精査、設備不具合等により2024年度供給計画と比較して5月を除く期間で補修量が増加した。

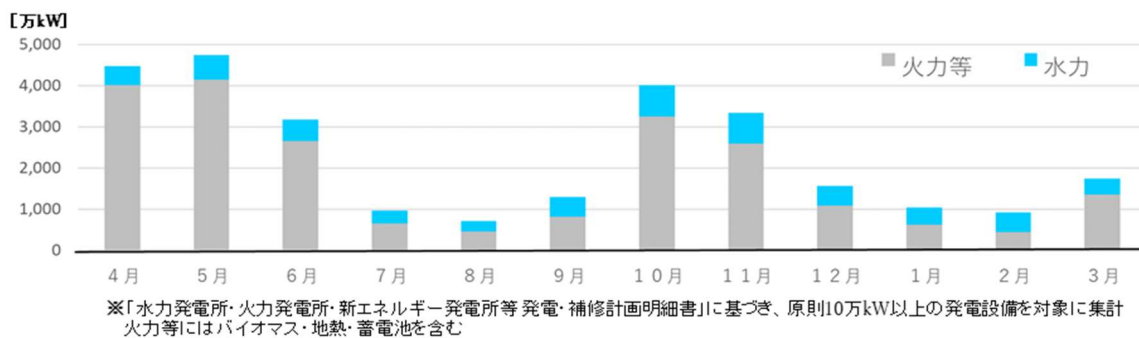


図2-3 2025年度供給計画（第1年度）の各月補修量

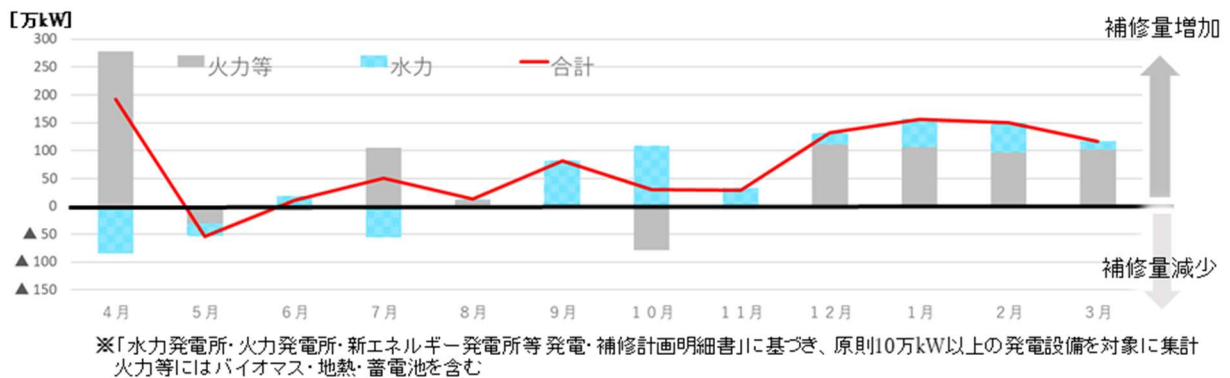


図2-4 2025年度供給計画（第1年度）と2024年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

²⁴ 参考：2025年度のさらなる供給力確保について
https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/241001_2025kyoukyuryokukakuho.html

③ 供給力（kW）の補完的確認による2025年度休廃止計画

2025年度供給計画において、2025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2-9に示す。

2025年度中に休廃止となる火力電源は602万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336万kW、2025年度供給計画で新規計上されたものが266万kWである。

表2-9 2025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	60	155	215
石油他	202	64	266
石炭	4	117	121
合計	266	336	602

※「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

(5) 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を考して、夏季・冬季の kWh モニタリングを 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ことから、2025 年度供給計画の取りまとめ時点では、電力量 (kWh) バランス評価は行わない。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 (2025 年度) における各月の電力量 (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²⁵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 2-10 に示す。全ての月で供給電力量が需要電力量を上回った。

今後、実需給断面において、発電事業者には需要動向にあわせた燃料の調達が期待されるが、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。

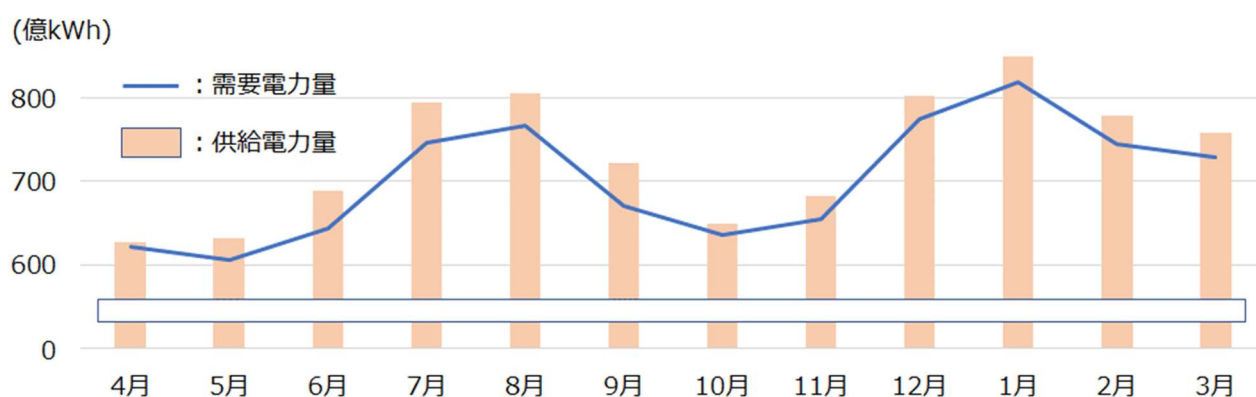


図 2-5 第 1 年度 (2025 年度) における電力量 (kWh) バランス

表 2-10 第 1 年度 (2025 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	622	606	643	747	767	671	636	654	775	819	745	729	8,415
供給電力量と需要電力量の差分量	5	26	45	48	38	52	13	29	27	34	34	29	380
供給電力量と需要電力量の差分率	0.8%	4.3%	7.0%	6.4%	5.0%	7.7%	2.0%	4.4%	3.5%	4.2%	4.6%	4.0%	4.5%

注) 単位未満を四捨五入しているため、各月の合計と年度計が一致しない場合がある。

²⁵ 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。

(6) 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 (2025年度) は、電源の休廃止や補修停止等により東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

第2年度 (2026年度) は、電源の休廃止や補修停止等により東京エリアにおいて、目標停電量を超過している。

長期断面 (2027～2034年度) においても、電源の休廃止等により、北海道エリア (2027年度)、東北エリア (2028～2034年度)、東京エリア (2027～2034年度)、九州エリア (2027～2034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 (2025年度)、第2年度 (2026年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率が11%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し (第1年度の各月)

一般送配電事業者が届け出た需要電力量に対して、全ての月で供給電力量が需要電力量を上回る。

- 2025年度の東京エリア・九州エリアにおいては、年間EUEが目標停電量を超過している。これは、東京エリアにおいて補修調整を実施したものの、厳気象による目標停電量の見直しを実施したことにより目標停電量がより厳しくなったためである。一方で、供給力 (kW) の補完的確認においては全てのエリア・月で、予備率が12%を上回る結果となった。今後は各月の需給状況を注視し、必要に応じて需給対策を検討していく。

- 2026年度の東京エリアにおいては、年間EUEが目標停電量を超過している。今後、追加オークションの要否判断を国の審議会等で議論のうえ、業務規程第32条の21の規定に基づき決定する。その結果によっては、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。

- 2027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の結果等を確認し、必要に応じて追加オークションの要否を見極めるとともに、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。

(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

2034年度までの電源種別毎の供給力（8月・全国合計）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、2027年度に減少する評価となり、以降継続して増加する。火力の供給力は休廃止等により2026年度と2028年度で減少するものの、新設等により2030・2031年度に増加後、横ばい傾向となる。

供給力全体として2028年度まで減少し、2029～2031年度に増加後、横ばい傾向となる。

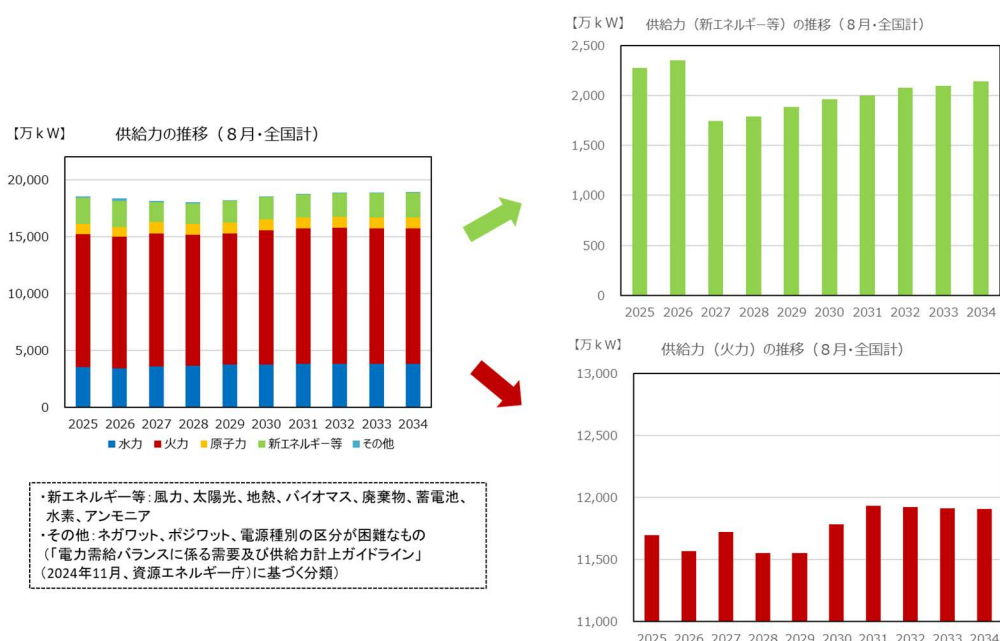


図2-6 電源別供給力の推移

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800～1,200万kW）を図2-7に示す。

火力休止電源の総量は横ばい傾向がみられる。このなかで、2026年度の1年間のみの休止や、2029～2030年度に再稼働する電源がある。

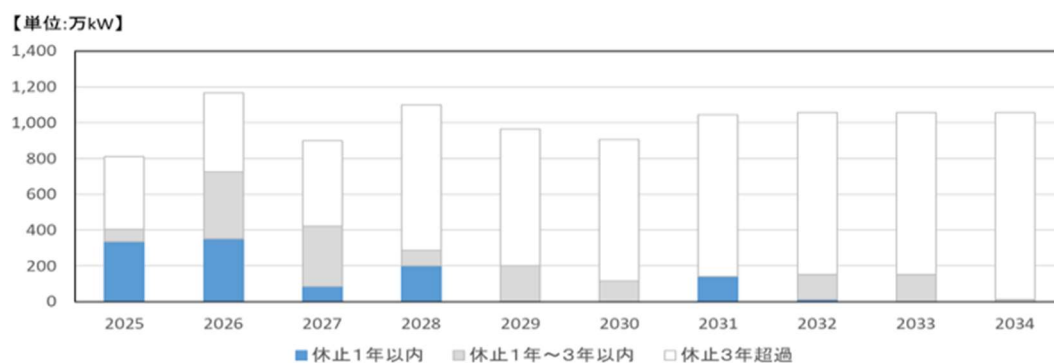


図2-7 火力休止電源の状況

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た各年度における設備容量の合計値を示す。具体的には、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・水素・アンモニア・その他も同様。

表 3－1 設備容量（全国合計）

【万kW】

種類	2024	2025	2029	2034
火力 ^{※1}	14,796	14,536	14,387	14,623
石炭	5,246	5,155	4,911	4,695
L N G	7,998	8,016	8,123	8,575
石油他 ²⁷	1,552	1,364	1,352	1,353
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	14,076	14,593	16,700	18,590
一般水力 ^{※1}	2,203	2,214	2,228	2,247
揚水 ^{※1}	2,734	2,734	2,736	2,736
風力 ^{※3}	594	724	1,390	1,908
太陽光 ^{※3}	7,670	7,981	9,206	10,494
地熱 ^{※1}	50	51	56	56
バイオマス ^{※1}	655	712	738	745
廃棄物 ^{※1}	134	119	115	109
蓄電池 ^{※1}	36	57	206	225
水素 ^{※1}	0	0	6	15
アンモニア ^{※1}	0	0	20	54
その他 ^{※1}	236	290	80	79
合計	32,416	32,727	34,475	36,600

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。

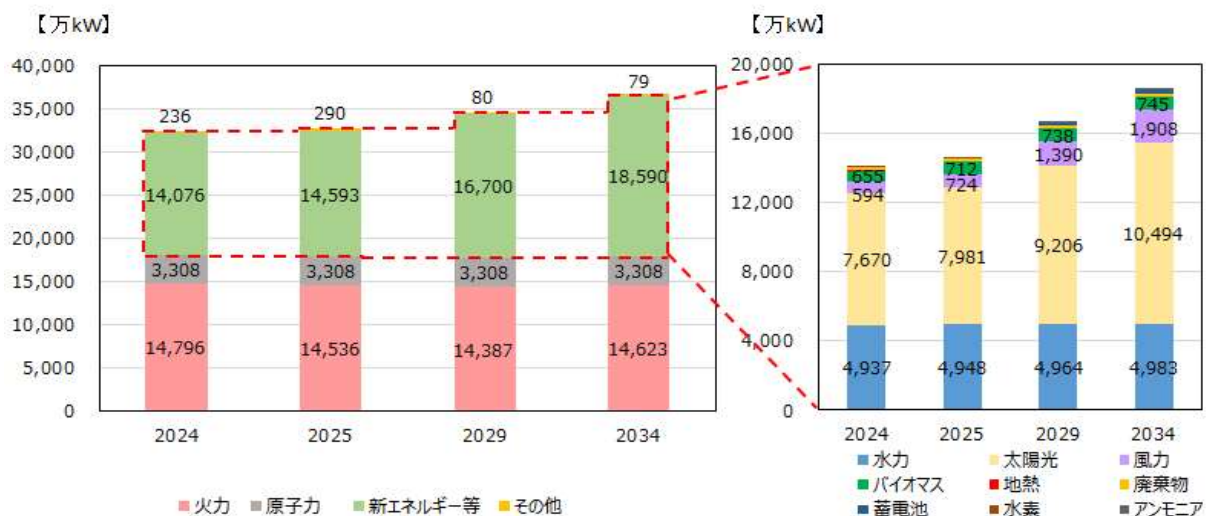


図 3－1 設備容量（全国合計）

※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。

²⁷ 石油他は、石油・L P G・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値。

(2) エリア別設備容量（kW）の比率

2024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。

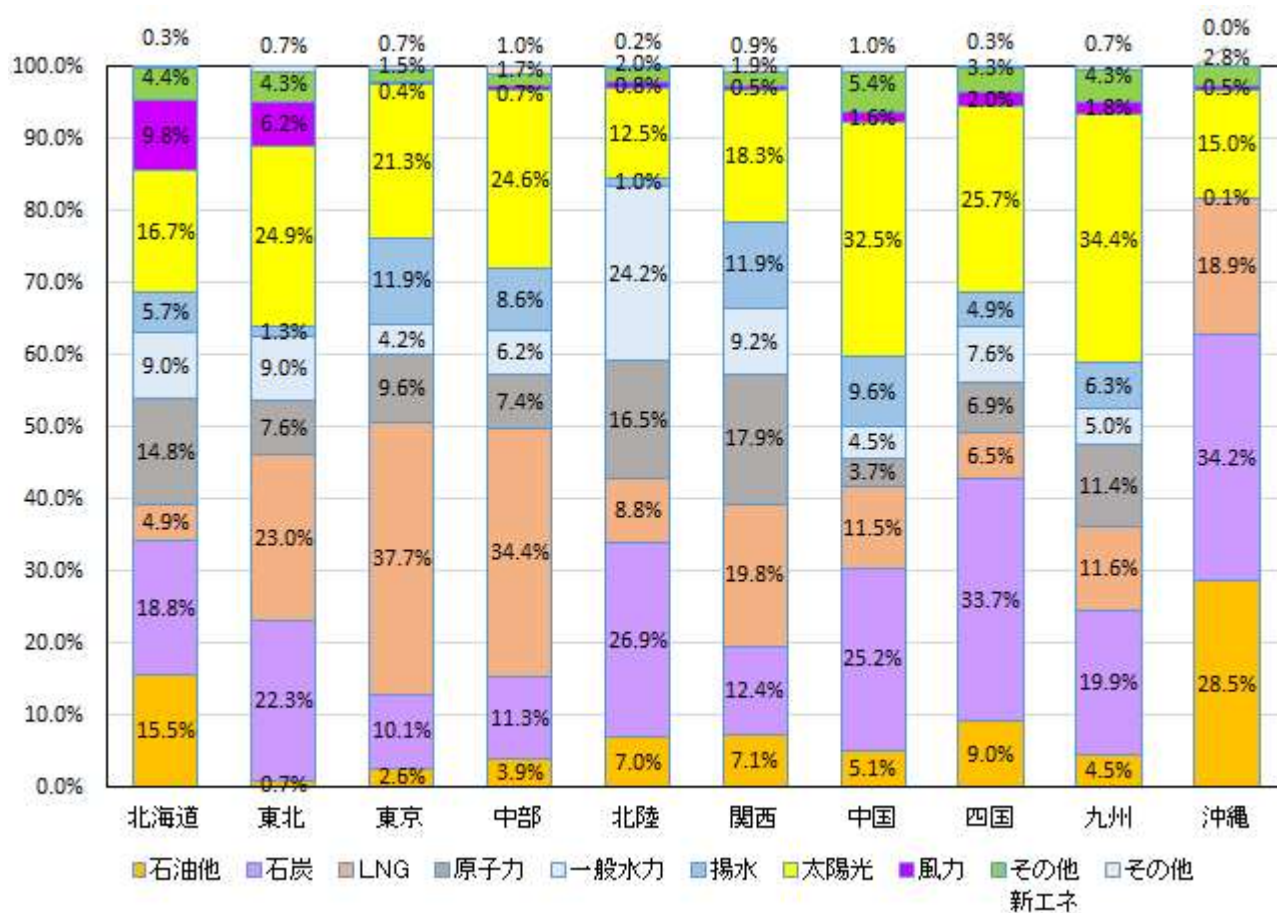


図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率（2024年度末）

※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

(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。

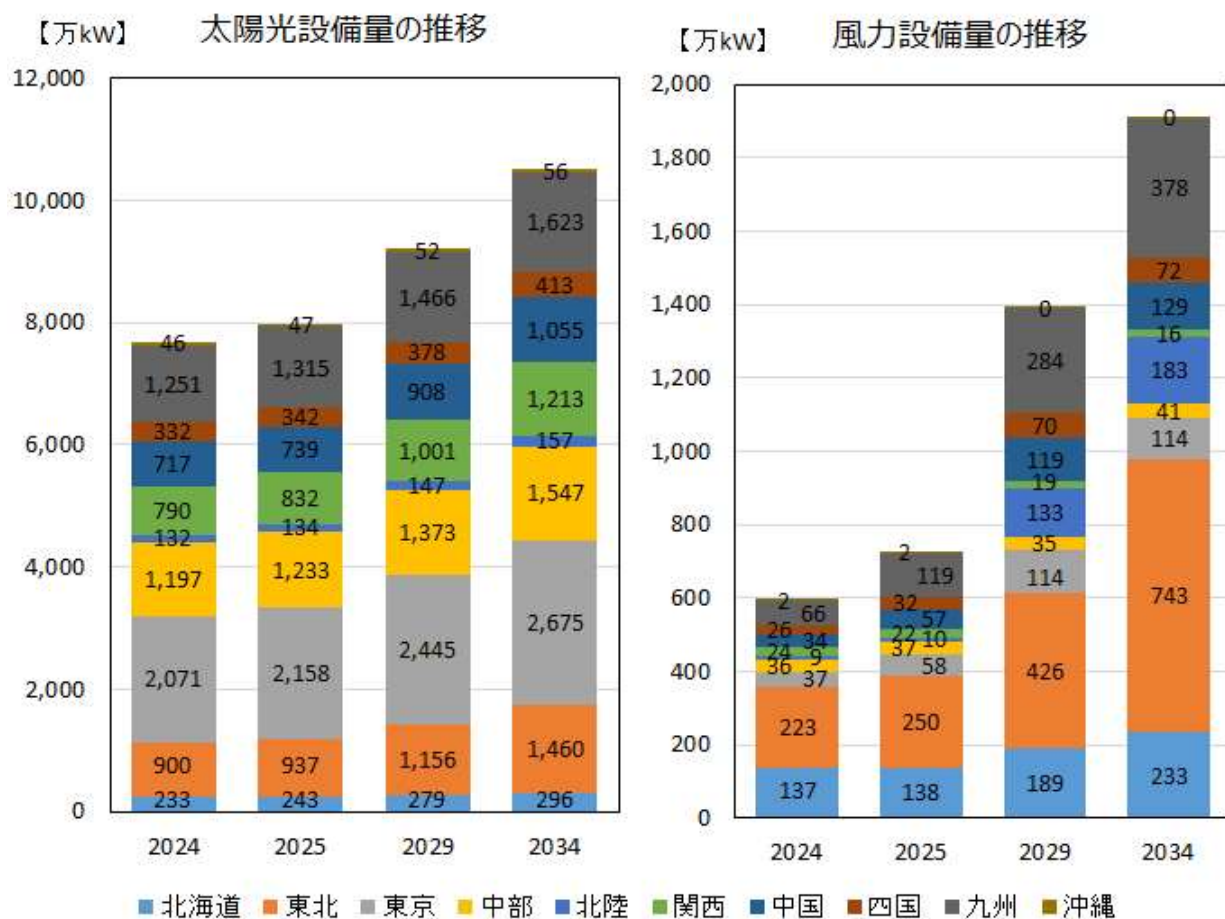


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

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、2034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 2034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	20.5	32	11.8	68	△ 3.2	7
一般水力	20.5	32	10.3	67	△ 3.2	7
揚水	-	-	1.5	1	-	-
火力	958.7	33	0.5	2	△ 1,032.4	48
石炭	-	-	-	-	△ 446.3	18
LNG	945.8	18	2.7	1	△ 385.7	10
石油	12.9	15	-	-	△ 200.4	20
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
その他火力	-	-	△ 2.2	1	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	1,153.0	342	△ 0.8	1	△ 72.7	159
風力	764.4	98	-	-	△ 38.2	32
太陽光	149.0	160	-	-	△ 26.2	120
地熱	5.0	4	-	-	-	-
バイオマス	84.0	24	△ 0.8	1	△ 2.9	1
廃棄物	7.5	5	-	-	△ 5.4	6
蓄電池	128.5	50	-	-	-	-
水素	14.6	1	-	-	-	-
アンモニア	-	-	-	-	-	-
合計	3,150.2	414	26.7	72	△ 1,108.3	214

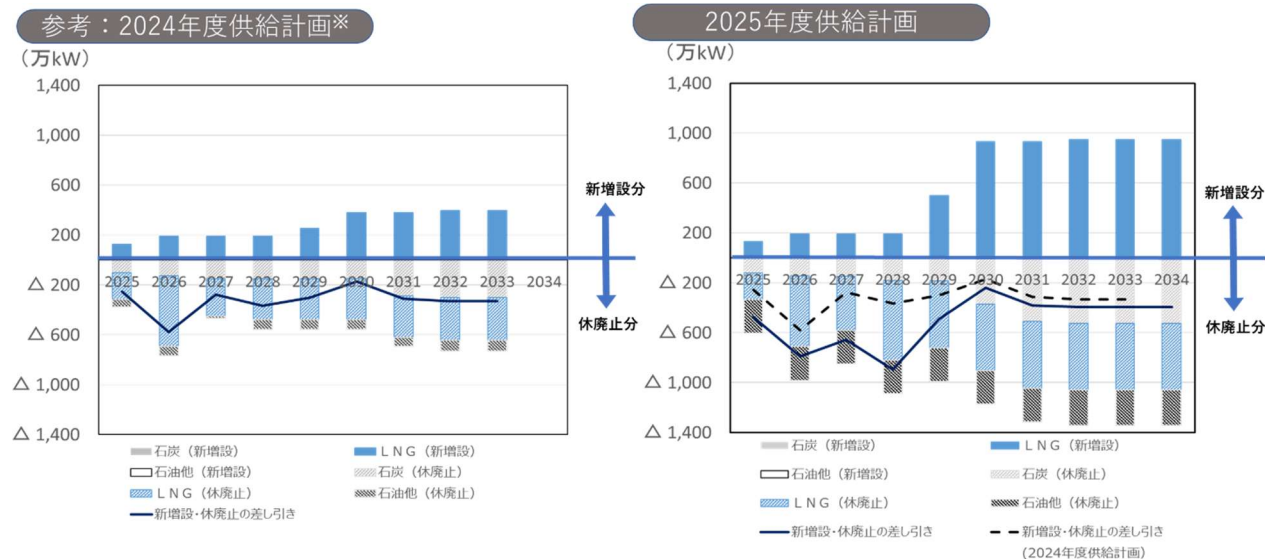
注）小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

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

2024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、2025年度供給計画と2024年度供給計画を比較して図3-4に示す。

長期脱炭素電源オークションで落札したLNG火力の新增設があるものの、リプレースに伴う既設設備の廃止や、石炭火力のフェードアウトが2030年の前後に集中したこと等から、休廃止が新增設を上回って推移する。



※2024年度供給計画を元に作成

- ※1 「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
- ※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値
- ※3 休廃止には長期計画停止を含み、休止・長期計画停止からの再稼働による減少分を含む

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、2025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、２０２４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２０２７年度以降大幅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（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁸及び「２０２５年度供給計画届出書の記載要領（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁷の記載による。

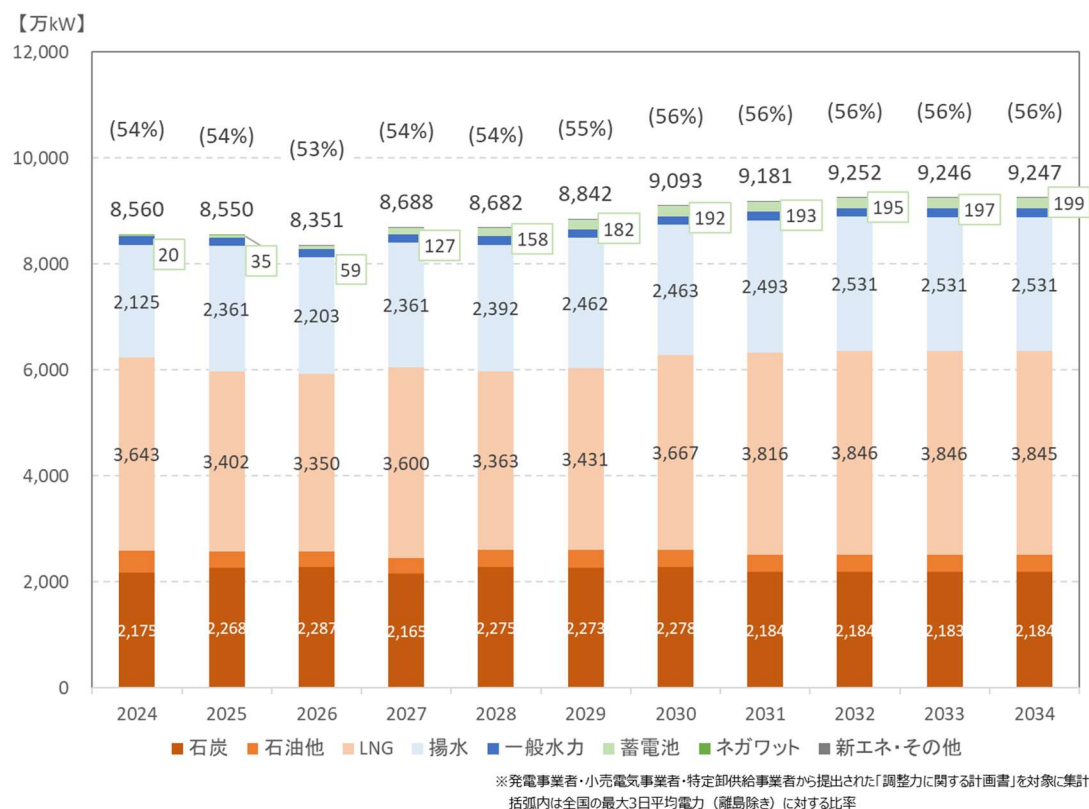


図３－５ 調整能力の推移（８月・全国合計）

(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、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、蓄電池、水素、アンモニアについては、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	2024	2025	2029	2034
新エネルギー等	1,463	1,593	1,909	2,199
風力	117	135	245	351
太陽光	934	972	1,110	1,257
地熱	26	27	30	31
バイオマス	345	423	460	470
廃棄物	38	32	31	30
蓄電池	1	3	19	23
水素	0	0	2	8
アンモニア	1	0	12	29

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、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。

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	2024	2025	2029	2034
水力	839	783	839	846
一般水力	720	732	776	781
揚水	119	51	63	64
火力	5,725	5,701	5,372	5,011
石炭	2,626	2,788	2,619	2,209
LNG	2,918	2,729	2,576	2,625
石油他 ²⁷	181	184	178	177

③ 原子力（表 3－5）

2025年2月末時点で稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3－5 原子力発電所送電端電力量

【億kWh】

種類	2024	2025	2029	2034
原子力	886	870	865	865

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】

	2024	2025	2029	2034
合計	8,924	8,953	8,988	8,924

(参考) エリア別発電電力量（送電端）の比率

2024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。

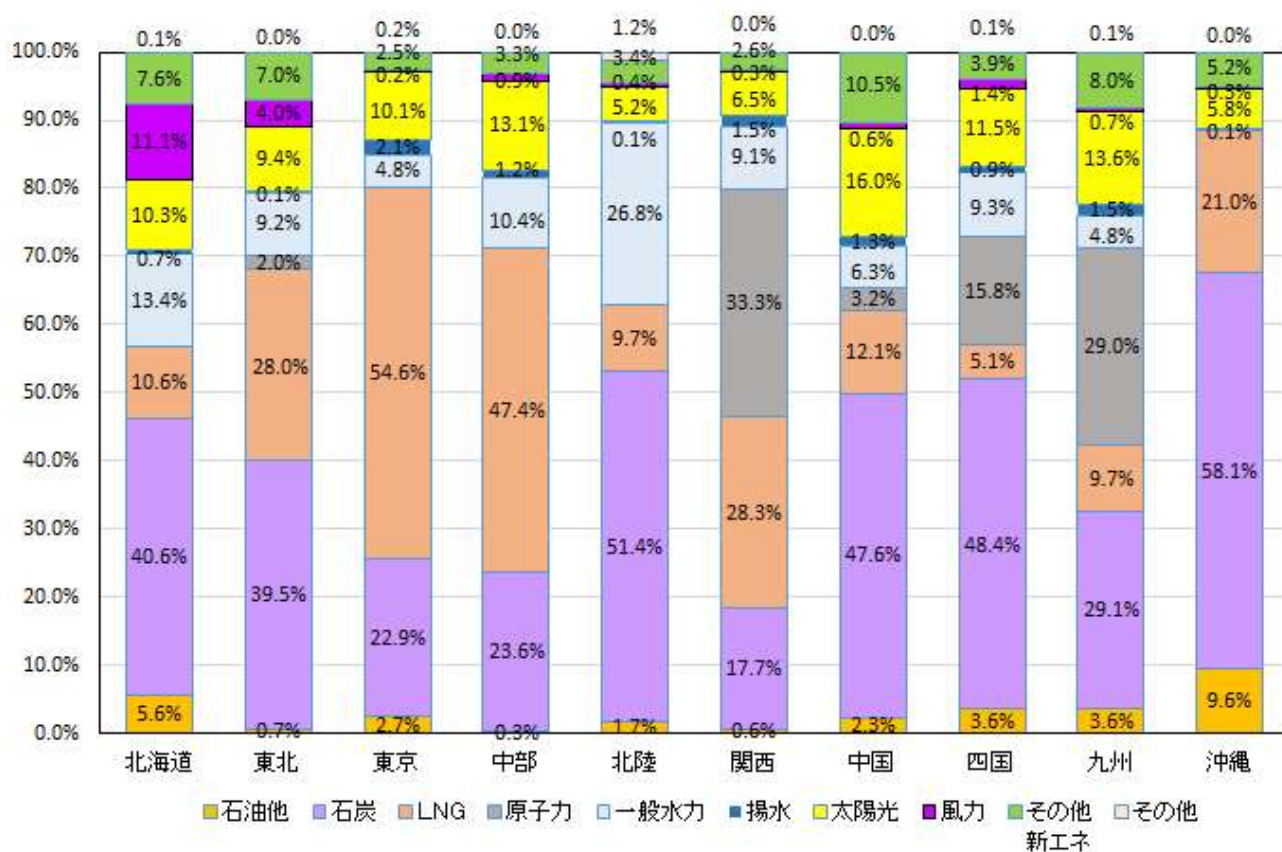


図3-6 2024年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

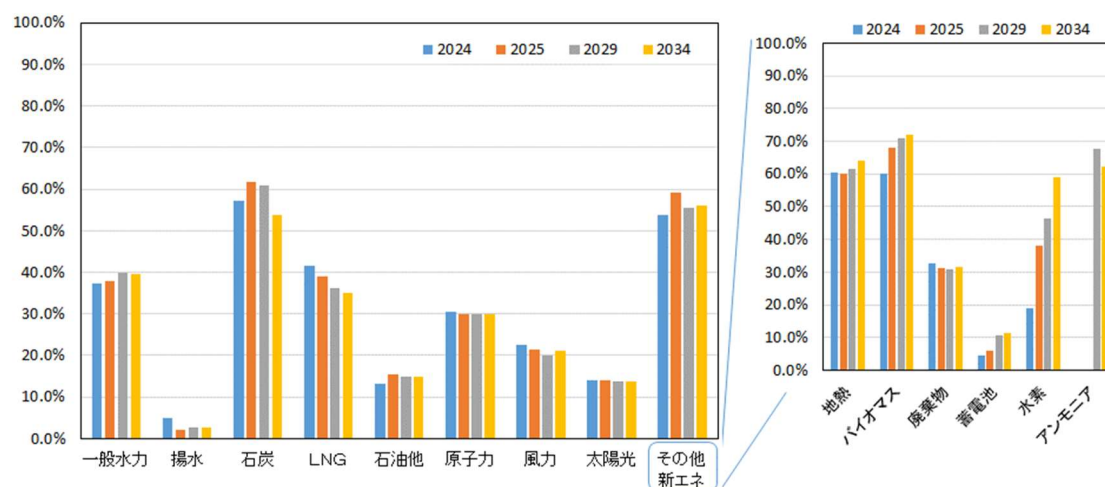
電源別の設備利用率を表 3-7 及び図 3-7 に示す。電源別の設備利用率は、設備容量 (kW) と送電端電力量 (kWh) から機械的に算定したものである。

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	2024	2025	2029	2034
水力	19.4%	18.1%	19.3%	19.4%
一般水力	37.3%	37.8%	39.8%	39.7%
揚水	5.0%	2.1%	2.6%	2.7%
火力	44.2%	44.8%	42.6%	39.1%
石炭	57.1%	61.7%	60.9%	53.7%
LNG	41.7%	38.9%	36.2%	35.0%
石油他 ²⁷	13.3%	15.4%	15.0%	14.9%
原子力	30.6%	30.0%	29.8%	29.8%
新エネルギー等	18.3%	18.9%	18.6%	18.4%
風力	22.5%	21.3%	20.1%	21.0%
太陽光	13.9%	13.9%	13.8%	13.7%
地熱	60.6%	59.9%	61.6%	63.9%
バイオマス	60.1%	67.8%	71.0%	72.1%
廃棄物	32.8%	31.3%	31.0%	31.6%
蓄電池	4.5%	6.0%	10.6%	11.5%
水素	19.0%	38.1%	46.3%	58.9%
アンモニア※1	—	—	67.7%	62.1%

※1 2024、2025 年度は設備容量の計上が無い場合、設備利用率が算出できない。



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

図 3-7 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	401km（443km）
架空送電線路※	360km（356km）
地中送電線路	41km（87km）
変圧器の増加容量	32,018MVA（30,648MVA）
交直変換所の増加容量 ³⁵	1,200MW（1,200MW）
送電線路の減少こう長（廃止）	△88km（△94km）
変圧器の減少容量（廃止）	△6,725MVA（△6,300MVA）

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	<ul style="list-style-type: none"> ・宮城丸森幹線:79km ・丸森いわき幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・新地アクセス線宮城丸森開閉所引込:1km ・常磐幹線宮城丸森開閉所 Dπ 引込:1km ・福島幹線山線接続変更:1km
開閉所	宮城丸森開閉所新設: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	<ul style="list-style-type: none"> ・新佐久間周波数変換所:300MW ・東清水変電所:300MW→900MW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線:19km ・佐久間東幹線 FC 分岐線:3km ・佐久間東栄線 FC 分岐線:1km ・新豊根東栄線:1km, Δ3km ・佐久間東栄線:11km, 2km ・佐久間東幹線:124km
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所: 750MVA×1 ・静岡変電所 :1,000MVA×1 ・東栄変電所 : 800MVA×1 → 1,500MVA×2
275kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所: 200MVA×1 → 0MVA

○中部関西間連系線等概要（使用開始：2030 年 6 月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原北近江線:2km ・三岐幹線関ヶ原(開) π 引込:0.2km ・北近江線北近江(開) π 引込:1.0km
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原開閉所:6 回線 ・北近江開閉所:6 回線

○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
--------	-------------------

(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 ³⁶	電圧	こう長 ^{37, 38}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
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
	F 支線※1	275kV	8km	2	2024 年 5 月	2029 年 2 月	需要対策
	南千歳地中線 (1・2 号線)	187kV	14km※2	2	2025 年 1 月	2027 年 10 月	需要対策
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
	出羽幹線新設	500kV	96km	2	2022 年 6 月	2036 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
	秋田河辺支線新設	275kV	5km	2	2023 年 8 月	2029 年度以降	電源対応
	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 Ⅱ 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

³⁶ 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。

³⁷ 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。

³⁸ 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。

³⁹ 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 ³⁶	電圧	こう長 ^{37,38}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
東京電力 パワーステート 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
	城北線	275kV	21km※2	3	2022 年 9 月	2033 年 8 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
	G5100026 アクセス線	500kV	0.5km※2	2	2024 年 6 月	2028 年 12 月	電源対応
	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	4 番線 : 0.2km ※2	1	2024 年 12 月 (4 番線)	2025 年 4 月 (4 番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	3 番線 : 11km 4 番線 : 11km ※2, ※3	2→4	2024 年 5 月	2027 年 2 月 (3 番線) 2025 年 11 月 (4 番線)	需要対策
中部電力 パワーステート 株式会社	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
	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022 年 1 月	2031 年 10 月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020 年 9 月	2031 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	北四日市分岐線	275kV	0.2km 5km※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
	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
中国電力 ネットワーク 株式会社	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
	笠岡幹線	220kV	15km※3	2	2024 年 11 月	2027 年 11 月	需要対策 電源対応
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
電源開発 送配電 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	123km→124km ※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	0.4km	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	0.1km	1	2023 年 10 月	2027 年 9 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 9 月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	こう長 ^{37, 38}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	E支線※1	187kV	3km	2	2025年4月	2029年2月	需要対策
	G支線※1	187kV	8km	2	2026年5月	2029年2月	需要対策
	H連系線※1	275kV	0.1km	1	2027年5月	2028年7月	電源対応
	北長万部開閉所	187kV	—	5	2025年5月	2028年7月	電源対応
	函館幹線 北長万部 開閉所 π 引込※1	187kV	0.7km	2	2026年9月	2028年7月	電源対応
	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 西八雲開 閉所 π 引込※1	187kV	0.1km	2	2027年4月	2029年5月	電源対応
	南千歳地中線（3号 線）	187kV	14km※2※3	2→3	2025年9月	2028年10月	需要対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	五戸変電所アクセス 線新設	275kV	0.6km	1	2026年4月	2027年9月	電源対応
	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→103km	2	2026年度以降	2033年度以降	電源対応
	秋田県北部HS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
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	1号線：0.1km 2号線：0.1km	2	2026年9月	2027年8月 (1号線) 2027年9月 (2号線)	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	1号線：0.1km 2号線：0.1km	2	2027年7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
中部電力 パワーグリッド 株式会社	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	2028年3月	2030年6月	安定供給対策 ※4, ※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	2026年11月	2030年4月 (一部) 2030年6月	安定供給対策 ※4, ※5
	三岐幹線 関ヶ原開閉所 π 引込	500kV	0.2km	2	2027年7月	2030年4月 (1L) 2030年6月 (2L)	安定供給対策 ※4, ※5
北陸電力 送配電 株式会社	アクセス線※1	500kV→ 66kV	16km※3	2	2025年9月	2025年9月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	北近江線 π 引込	500kV	1km	2	2028年4月	2030年3月	安定供給対策 ※4, ※5
	北近江（開）新設	500kV	—	6	2027年3月	2030年3月	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
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	2026年度	2027年度	電源対応

表 4－4 廃止計画

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ³⁹
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 送変電 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	△57km	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 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
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
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2024 年 8 月	2025 年 6 月	高経年化対策
	恵庭変電所	187/66kV	200MVA	1	2024 年 10 月	2025 年 9 月	需要対策
	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
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 パワージェット 株式会社	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024 年 3 月	2026 年 12 月 (1B) 2027 年 2 月 (2B)	高経年化対策
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024 年 10 月	2027 年 2 月	安定供給対策※4
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024 年 11 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
	北相模変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024 年 11 月	2027 年 6 月	需要対策
中部電力 パワージェット 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021 年 10 月	2031 年 10 月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022 年 10 月	2031 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
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025 年 3 月	2027 年 3 月	安定供給対策※4
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
	上津役変電所	220/66kV	180MVA→ 200MVA	1→1	2023 年 10 月	2025 年 6 月	高経年化対策
	熊本変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2024 年 12 月	2027 年 6 月	需要対策
	人吉変電所	220/110/66kV	300/150/150MVA	1	2025 年 2 月	2026 年 12 月	電源対応
	三池変電所	220/110/66kV	180/180/120MVA → 250/200/250MVA	1→1	2024 年 10 月	2026 年 6 月	高経年化対策
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 11 月 (2B)	高経年化対策

⁴⁰ 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 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
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) 済 2025 年 3 月 (2B) 済 2026 年 3 月 (1B)	高経年化対策
	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 11 月	需要対策

表 4－6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	南千歳変電所※6	187/66kV	450MVA×2	2	2025 年 5 月	2027 年 10 月	需要対策
	西札幌変電所	187/66kV	200MVA	1	2025 年 5 月	2026 年 6 月	需要対策
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2025 年 7 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 10 月	2027 年 6 月	高経年化対策
	宇田別変電所	187/66kV	75MVA→ 100MVA	1→1	2025 年 8 月	2027 年 5 月	高経年化対策 電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026 年 7 月	2027 年 7 月	高経年化対策
	苫小牧変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026 年 7 月	2028 年 6 月	電源対応
	南早来変電所	275/187kV	600MVA	1	2027 年 4 月	2030 年 4 月	需要対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025 年 5 月	2028 年度以降	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2025 年 5 月	2030 年度以降	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV 275/154kV	1,500MVA×3 400MVA×2	3 2	2025 年 6 月	2036 年度以降 (2029 年度以降)	電源対応
	西山形変電所	275/154kV→ 500/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2025 年 10 月	2031 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	2033 年度以降	電源対応
東京電力 パワートリット 株式会社	鹿島変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2028 年 6 月	2029 年 5 月 (7B) 2030 年 5 月 (8B)	高経年化対策
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025 年 10 月	2027 年 1 月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2025 年 7 月	2027 年 6 月 (2B) 2029 年 6 月 (3B)	高経年化対策
	千葉印西変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2025 年 4 月	2026 年 5 月 (4B) 2027 年 2 月 (1B)	需要対策
	新所沢変電所	500/275kV	1,000MVA×2→ 1,500MVA×2	2→2	2025 年 4 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 11 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 12 月	需要対策
	新飯能変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027 年 3 月	2029 年 3 月	需要対策
	荏田変電所	275/66kV	300MVA	1	2027 年 3 月	2028 年 6 月	需要対策
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2026 年 1 月	2027 年 6 月	需要対策
	東毛変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2026 年 1 月	2027 年 11 月	高経年化対策

届出事業者	名称 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
中部電力 パワーグリッド 株式会社	駿遠変電所	275/77kV	150MVA×1→ 250MVA×1	1→1	2025 年 9 月	2026 年 12 月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2025 年 10 月	2026 年 9 月	高経年化対策
	北四日市変電所※6	275/154kV	450MVA×3	3	2025 年 4 月	2029 年 1 月	需要対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2028 年 11 月	2032 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	1,000MVA×2→ 500MVA×2	2→2	2027 年 7 月	2030 年 4 月	高経年化対策
	高砂変電所	275/77kV	450MVA×1→ 200MVA×1	1	2027 年 1 月	2028 年 1 月	高経年化対策
	信貴変電所	500/154kV	750MVA×4→ 750MVA×5	4→5	2027 年 4 月	2029 年 6 月	需要対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA×3	2→3	2026 年 3 月	2028 年 6 月	需要対策
	洛南変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA×3	2→3	2026 年 10 月	2029 年 12 月	需要対策
	東大阪変電所	275/154kV	300×1MVA, 450MVA×1 → 450MVA×2	2	2027 年 3 月	2028 年 7 月	安定供給対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新岡山変電所	220/66kV	200MVA×2	2	2025 年 11 月	2028 年 9 月	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	出水変電所	220/66kV	250MVA	1	2026 年 6 月	2027 年 11 月	電源対応
	人吉変電所	220/110/66kV	180/180/60MVA → 300/150/150MVA	1→1	2028 年度以降	2030 年度以降	高経年化対策
	苅田変電所	220/66kV	180MVA→ 250MVA	1→1	2026 年 11 月	2027 年 9 月	高経年化対策

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 ³⁹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	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	2028 年 3 月	高経年化対策
中部電力 パワーグリッド 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
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2033 年 1 月	電源対応 (対策の見直しにより計画 中止)
関西電力 送配電 株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200MVA×1, 300MVA×3	4	2029 年 9 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
四国電力 送配電 株式会社	松山変電所	187/66kV	200MVA	1	2026 年 10 月	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ³⁹
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA	1	2026 年 11 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 ⁴¹	こう長の総延長 ⁴²	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	527 km※	1,053 km※	527 km※	1,054 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 182 km	△ 365 km	△ 156 km	△ 292 km
		地中	26 km	74 km		
	220kV	架空	4 km	8 km	4 km	8 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	11 km	23 km	26 km	52 km
		地中	14 km	29 km		
	合計	架空	360 km※	719 km※	401 km※	822 km※
		地中	41 km	103 km		
廃止	275kV	架空	△ 88 km	△ 174 km	△ 88 km	△ 174 km
		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	△ 88 km	△ 174 km	△ 88 km	△ 174 km
		地中	0 km	0 km		

表 4－9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴³

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	287 km※	631 km※
220kV	30 km	60 km
187kV	33 km	81 km
直流	122 km	245 km
合計	473 km	1,017 km

⁴¹ 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。

⁴² 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。

⁴³ 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 ⁴⁴	電圧階級 ⁴⁵	増加台数	増加容量
新增設	500kV	22 [11]	21,350 MVA [10,750MVA]
	275kV	15 [5]	7,408 MVA [2,150MVA]
	220kV	5 [0]	1,530 MVA [0MVA]
	187kV	5 [3]	1,655 MVA [925MVA]
	132kV	0 [0]	75 MVA [0MVA]
	新增設計	47 [19]	32,018 MVA [13,825MVA]
廃止	500kV	△ 3	△ 3,250 MVA
	275kV	△ 12	△ 3,150 MVA
	187kV	△ 1	△ 200 MVA
	132kV	△ 1	△ 125 MVA
	廃止計	△ 17	△ 6,725 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 ⁴⁶
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

⁴⁴ 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。

⁴⁵ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁶ 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。

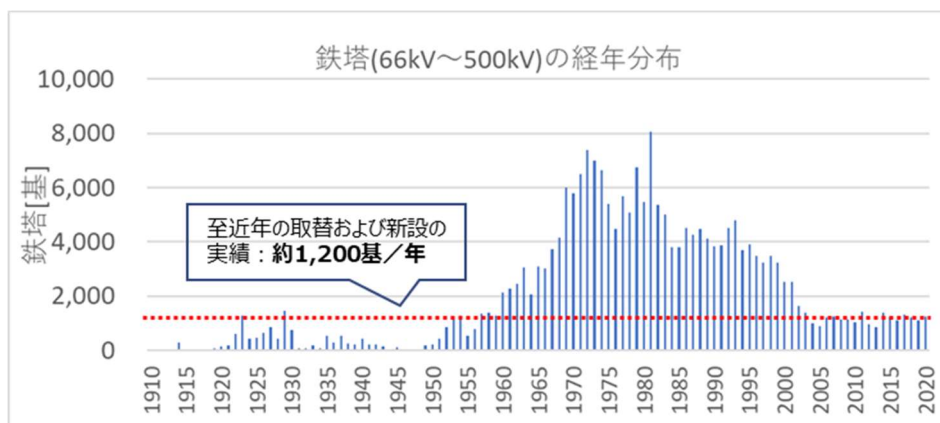


図 4-2 鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

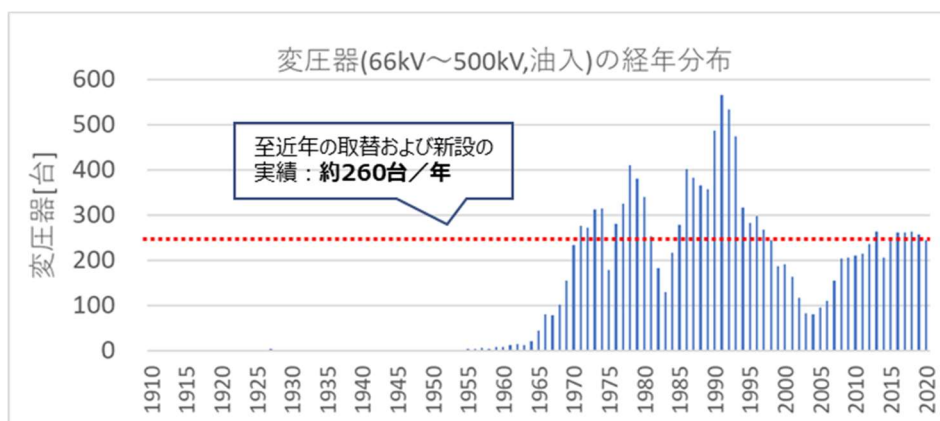


図 4-3 変圧器の経年分布（66kV～500kV油入）

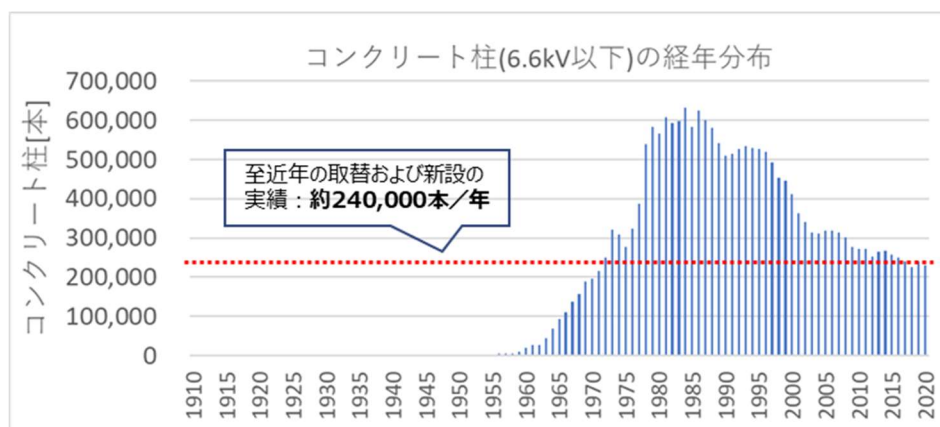


図 4-4 コンクリート柱の経年分布（6.6kV以下）

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（2025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、2025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。

送受電合計でみると、受電エリアは主に東京・北陸・中国エリアが多く、送電エリアは主に東北・四国・九州エリアが多い。

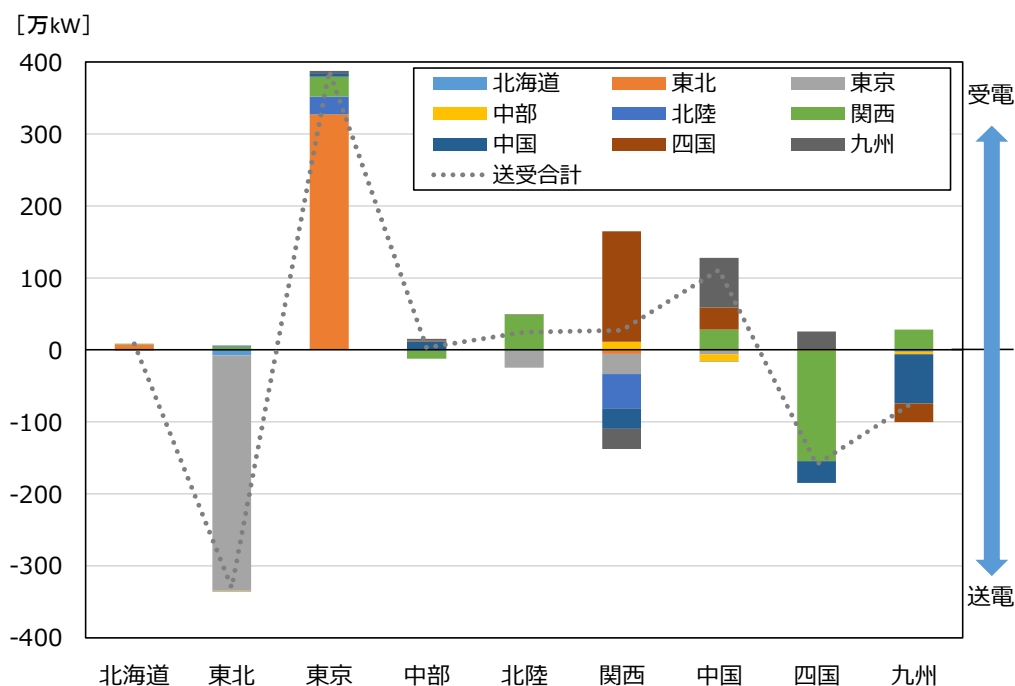


図5－1 エリア外との取引電力

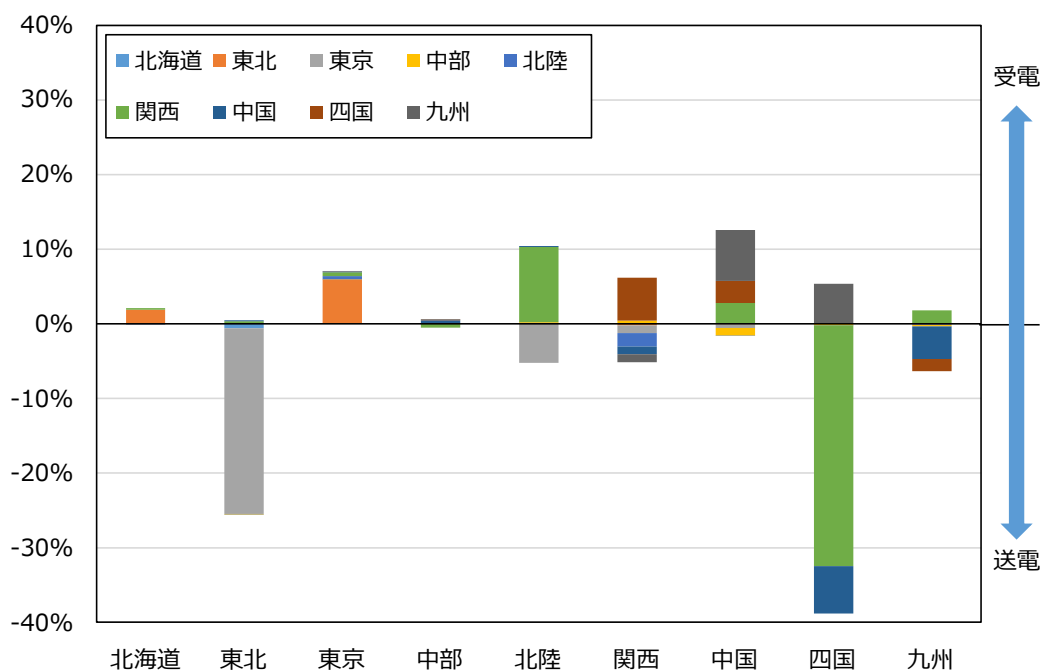


図5－2 エリア外との取引電力の需要電力に対する比率

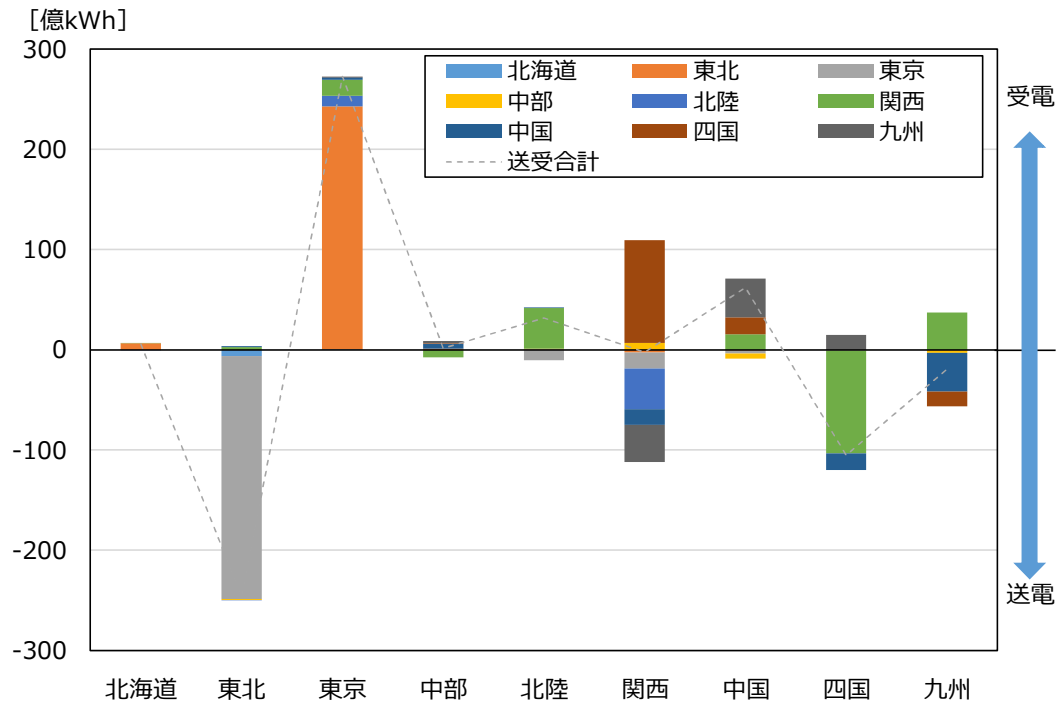


図 5 - 3 エリア外との取引電力量

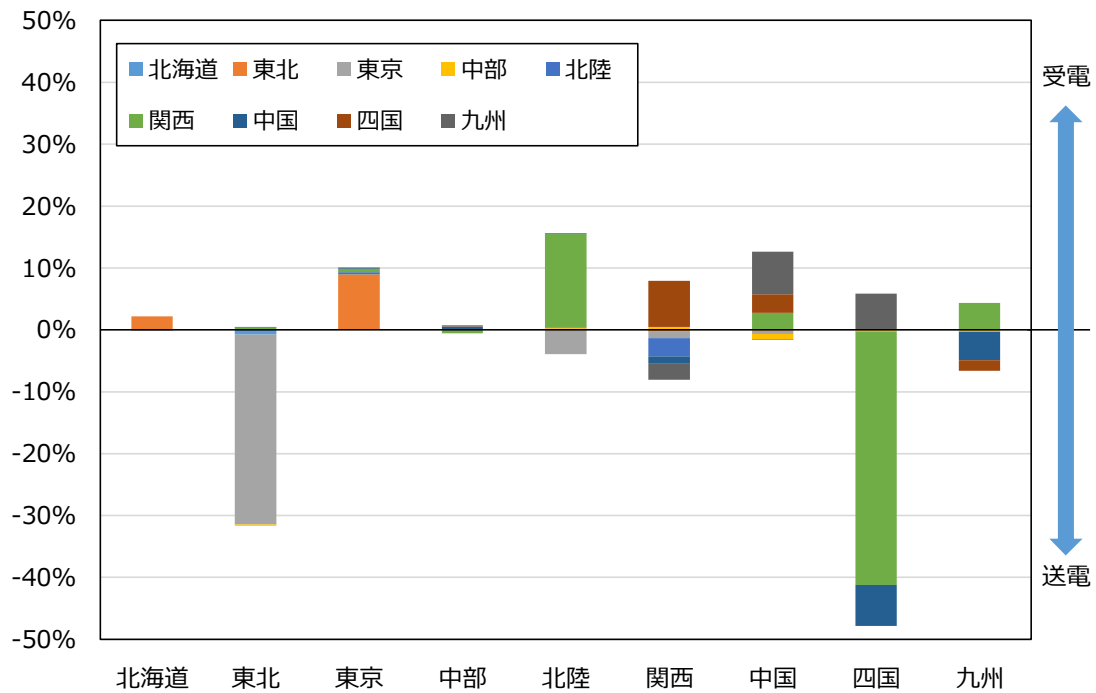


図 5 - 4 エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

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694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。

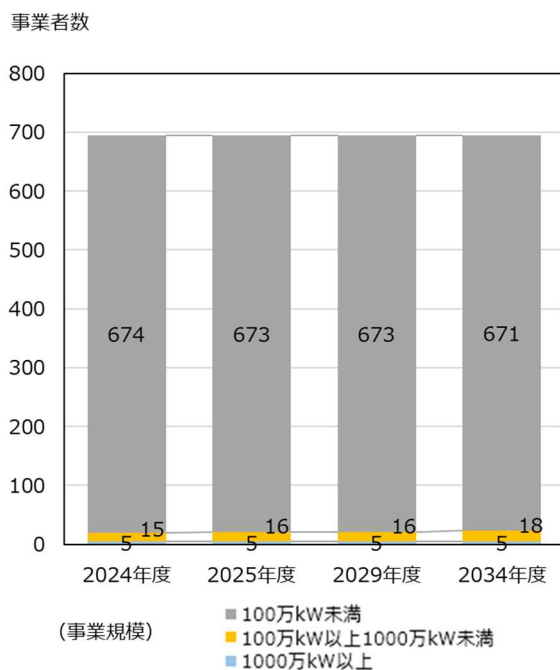


図6－1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

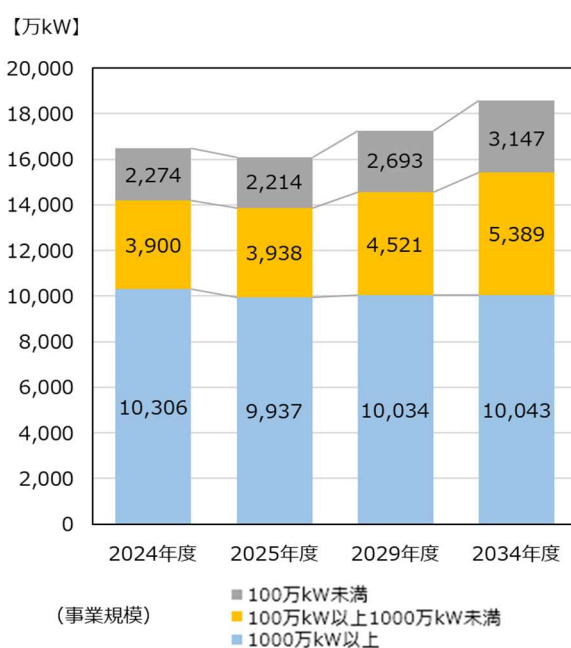


図6－2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

小売電気事業者を、当該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。

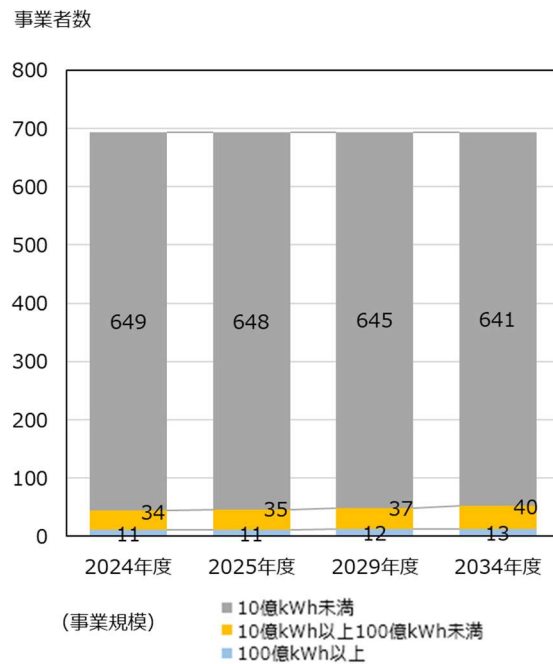


図6－3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

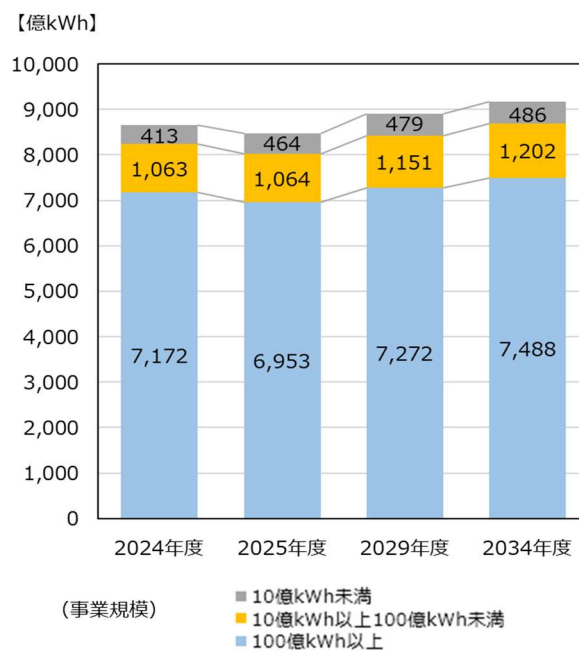


図6－4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2025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。

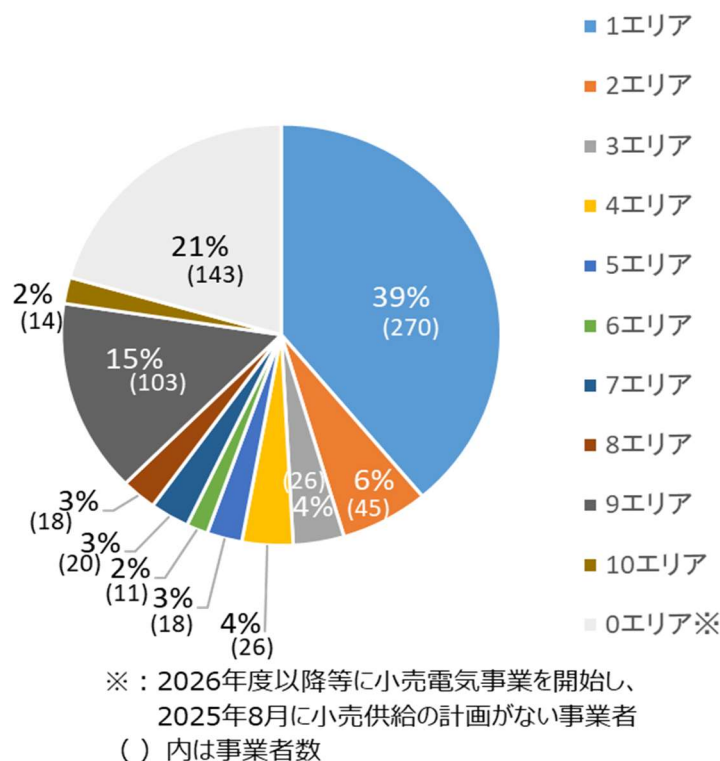


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

また、2025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6-6に示す。

小売電気事業者数は、沖縄を除く全てのエリアで2024年度から増加している。

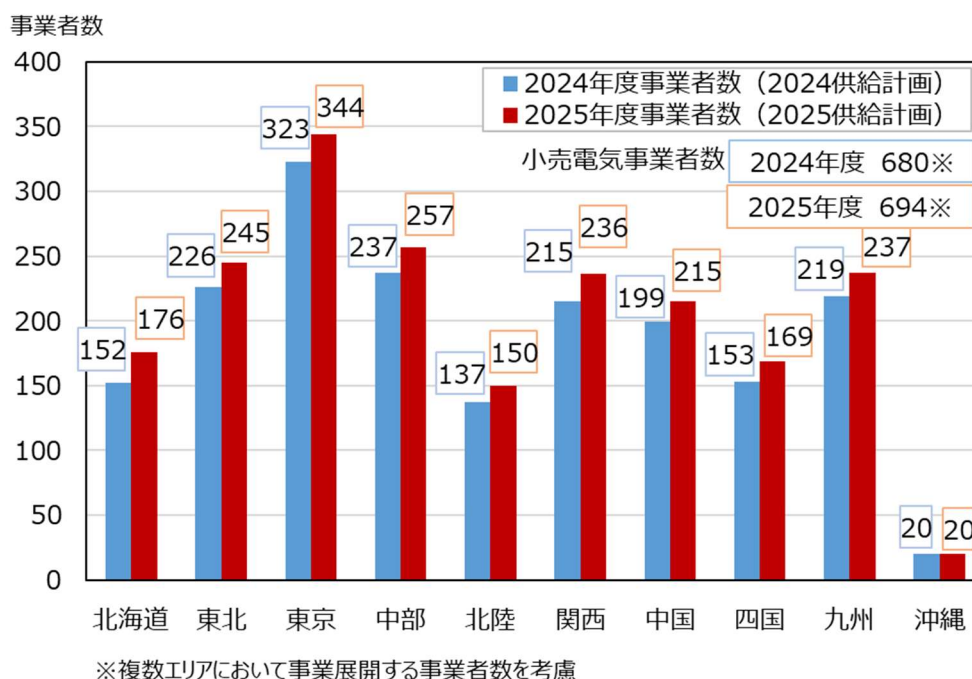


図6-6 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数

(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6－7に示す。

2025年度は一定程度契約されているが、2026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⁴⁷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。

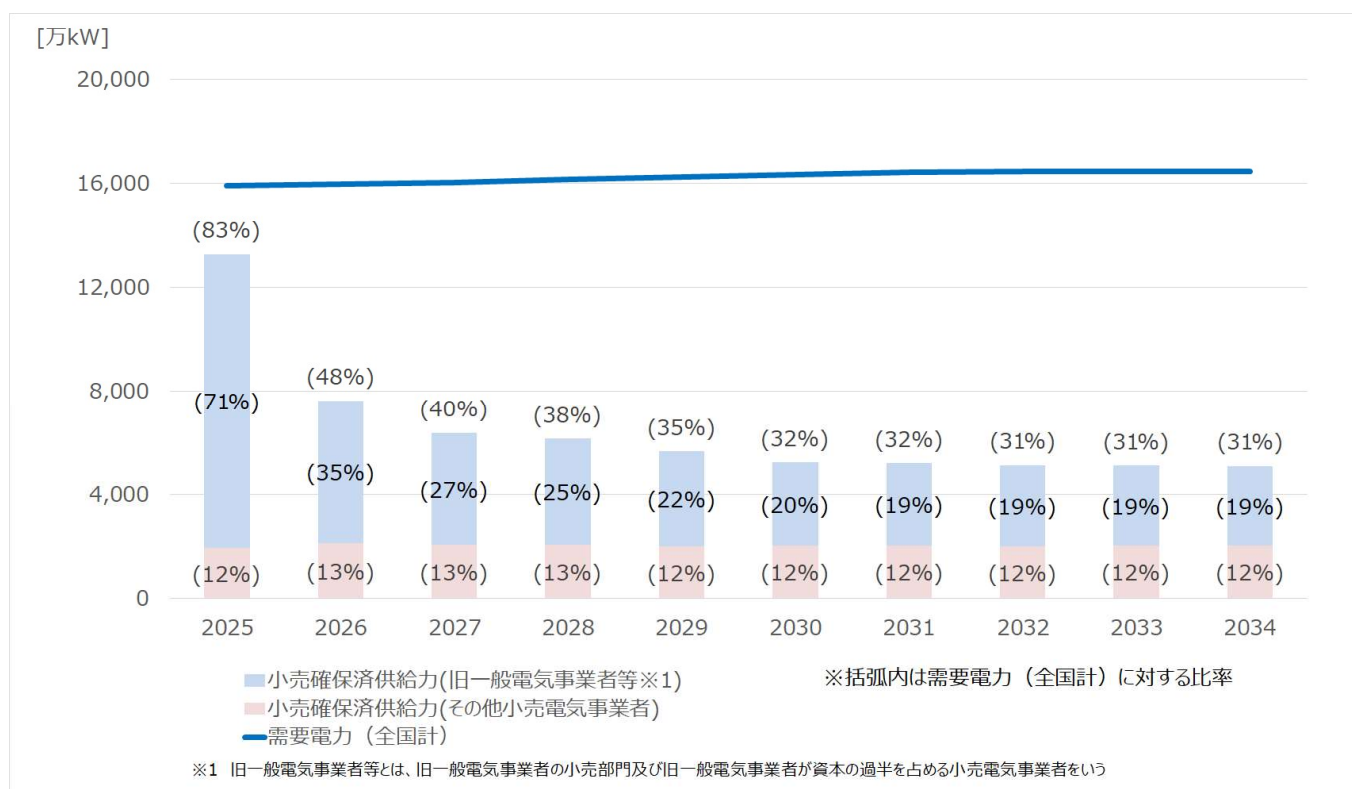


図6－7 小売電気事業者の確保済供給力（8月、送電端）

⁴⁷ 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1,135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6－8、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6－9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。

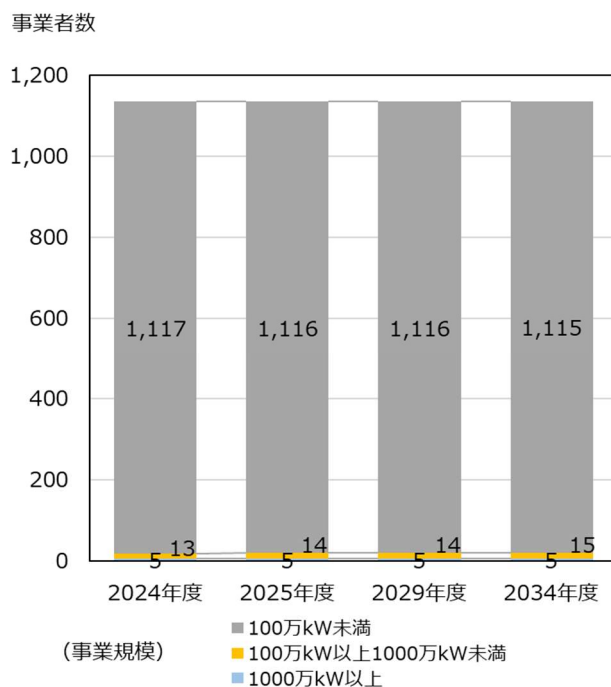


図6－8 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

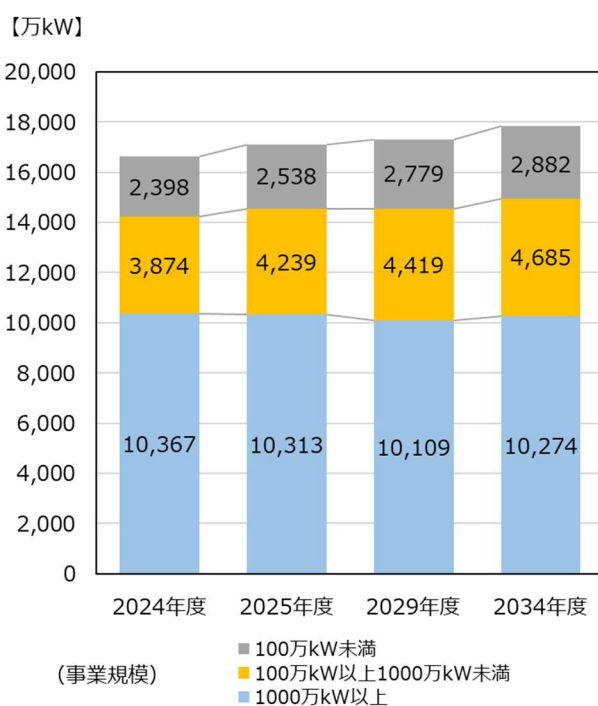


図6－9 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

発電事業者を、当該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6－10、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6－11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。

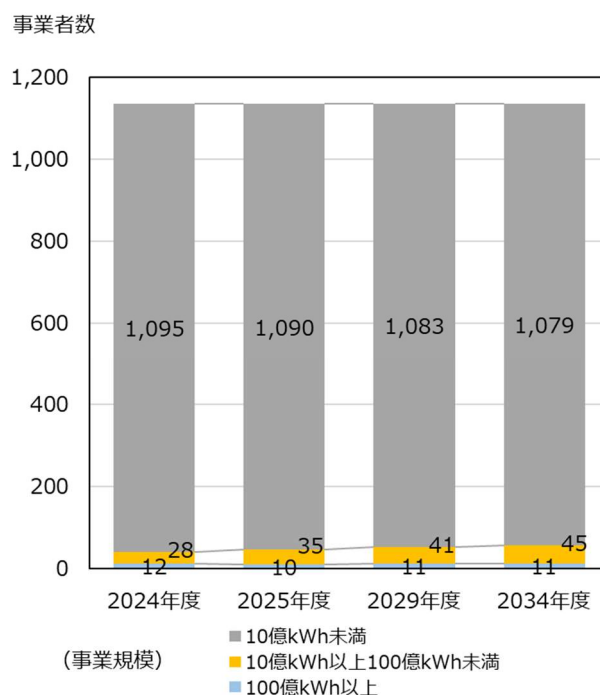


図6－10 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数
【億kWh】

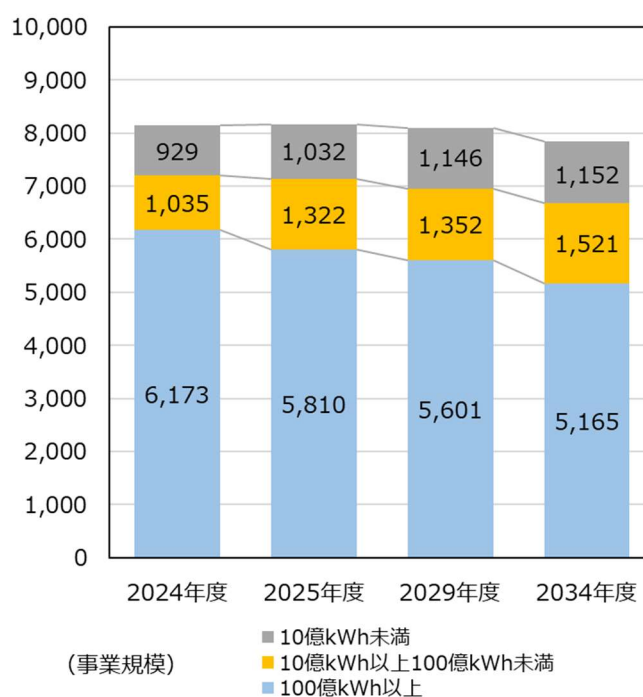


図6－11 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、発電事業者を、当該事業者が2025年度末に保有する発電等設備の種類に分類したものを図6－12に示す。

新エネルギー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。

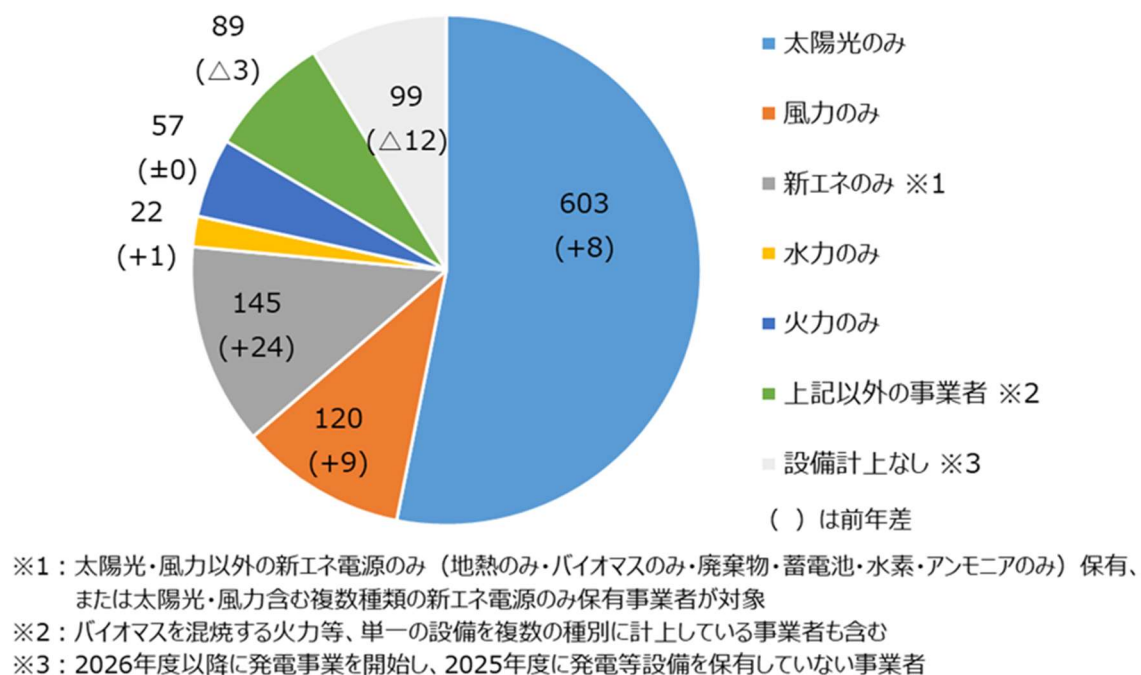


図6－12 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2025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6-13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。

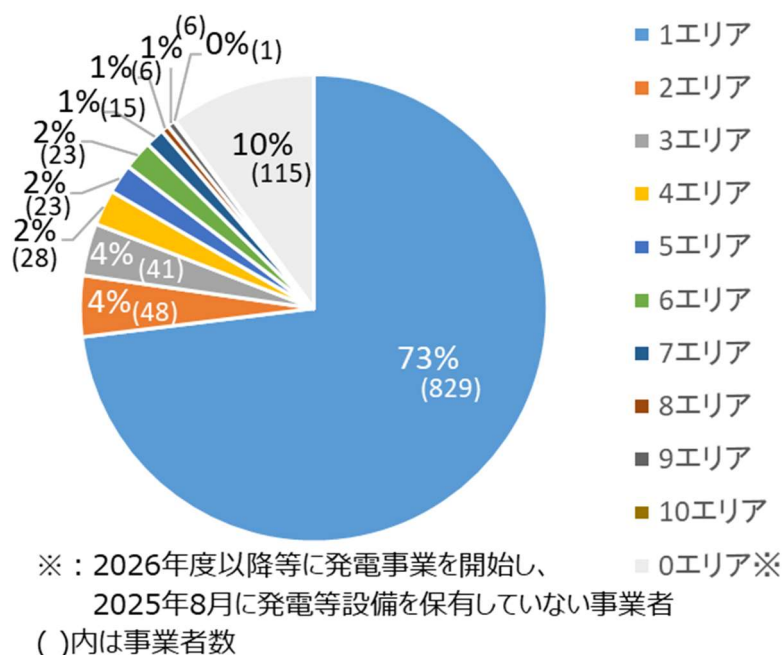


図6-13 事業エリア数毎の発電事業者比率

また、2025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6-14に示す。

発電事業者数は、北陸、沖縄を除くエリアで2024年度から増加している。

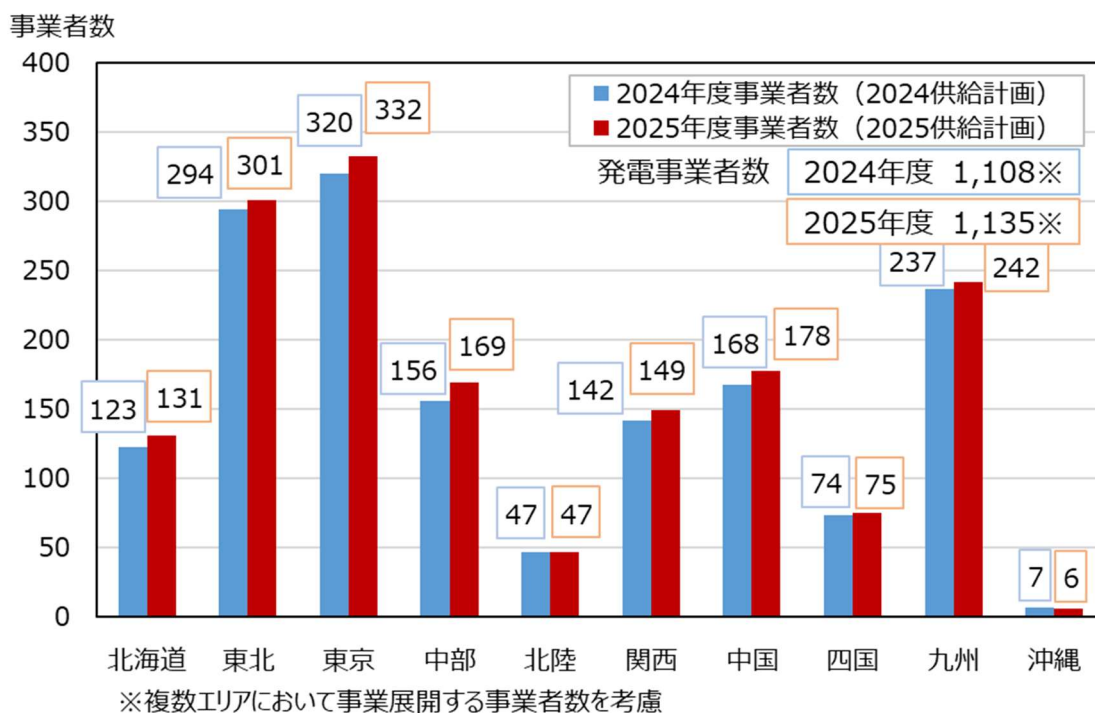


図6-14 各エリアで事業を展開する発電事業者数

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

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場等の大規模需要の動向により、中長期の需要が昨年度計画よりも増加する想定となった⁴⁸。その一方で、電源の動向をみると「新增設」の増加よりも「休廃止」の増加が多く、それらを相殺した設備量は減少して推移している⁴⁹。

この結果、供給計画の取りまとめにおける中長期の需給バランスは、いくつかのエリアで厳しい状況となっている⁵⁰。

電源休廃止が増加した背景には、石炭火力のフェードアウトに向けての事業者による検討により、2030年の前後の年に集中して石炭火力を休廃止する計画が計上されたことが挙げられる。中でも、非効率石炭火力については、2025年度から容量市場の稼働率抑制（50%以下）が求められる予定であり、これらの電源の動向に注視が必要である。

また、この供給計画の「新設・休廃止」には、昨年4月の長期脱炭素電源オークションにおいて落札されたLNG火力の動向が反映されていることも特徴のひとつである。具体的には、これら新設LNG火力は2029年度以降に順次運開する予定であるものの、その中には、既設の廃止を伴うリプレースがあるため、2020年代後半のリプレース工事期間中は供給力が減少している。

これらの休廃止計画や新設・リプレース計画は、事業者が策定し、今回の供給計画に計上されたものであるが、その過程のなかで全体需給バランスへの影響が考慮されたものではない。その結果として、中長期断面において供給力の低下を招くこととなり、この傾向が続けばその後の需給バランスの悪化も想定される。

このため、国には、既設火力を休廃止せずに供給力として維持するための方策として、例えば、長期脱炭素電源オークション等の水素・アンモニア、CCUS等を活用した火力の脱炭素化を促進する仕組みや、カーボンニュートラルに向けた流れの中で更に低稼働となる火力を維持し、供給力、調整力及び、慣性力などとして活用する方策など、脱炭素と供給力確保の両立を図るための制度的措置について、更なる検討の継続を期待したい。

また、今般の休廃止やリプレースの動向が需給バランスに与える影響については、この供給計画取りまとめにおいて明らかになったものであり、事業者にとって、この取りまとめ結果が、自ら作成した計画の再検討をする契機になることを期待したい。同時に、本機関としては、供給計画の内容を精査することで、電源の休廃止時期やリプレース計画が一時期に集中しないような調整の余地を検討するので、国も連携して必要な対応を検討願いたい。

⁴⁸ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 図1-1

⁴⁹ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 図3-4

⁵⁰ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 表2-4

○ 電源補修が需給バランスに与える影響

毎年の供給計画では、火力電源の補修量の推移を確認しているが、2025年度における電源の補修量は、昨年度供給計画の取りまとめ時点と比較して増加しており⁵¹、それと同様の傾向は、昨年度の供給計画の取りまとめにおいてもみられたものである⁵²。

そのため、2020年に遡って各年度の火力電源の設備量と補修量の推移を確認したところ、設備量の方は年々減少気味であるにも係わらず、補修量は増加している傾向がみられた⁵³。

補修量が増加する背景について、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングなどを通じて総合的に勘案するところ、設備の経年化の影響だけではなく、建設業の「働き方改革⁵⁴」による補修工期の長期化の影響が挙げられた。さらには、再エネ発電量の増加とその出力制御の措置として、電源の出力調整や起動停止の頻度が増加することで⁵⁵、設備の機器負担に起因する補修量の増加も想定される状況であった。

これら電源の補修停止は、高需要期を避けて端境期を中心に実施しているが、ここ数年は年間を通じて高気温となっており⁵⁶、端境期における需給対策として電源補修調整が常態化する傾向にある⁵⁷ものの、補修工期の変更は作業員確保などから対応が困難な状況にある。

そのため、本機関としては、昨年度の供給計画のとりまとめ時にも提案したとおり、端境期も含めた需給見通しをきめ細かに評価すべく、一般送配電事業者とも連携をとって、引き続き検討を進めていきたい。

同時に、ここ数年の端境期の需給ひっ迫と補修量の増加傾向とを踏まえ、年間の補修停止可能量の見直し検討を実施する必要があると考える。具体的には、容量市場における目標調達量の算定諸元である電源の年間計画停止可能量（1.9か月）⁵⁸について、一般送配電事業者や発電事業者とも連携し、昨今の補修量の増加傾向などの実態把握に基づき、定量的に分析評価を進めていく必要があると認識している。

また、年間計画停止可能量の増加要因には、「経年化」や「働き方改革」、「起動停止の頻度増」など複合的な要因があることから、仮に見直しが必要となった場合は、その妥当性のコンセンサス醸成と、見直しにともなう電源確保量の増分費用の負担の在り方については、国に検討をお願いしたい。

⁵¹ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 図2-4

⁵² 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）（2025年1月）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsujukyukanren/files/250130_kakuhokeiyaku.pdf

⁵³ 参考：添付図7-1、添付図7-2

⁵⁴ 働き方改革による長時間勤務の制限について、建設業には2024年度から適用された。

⁵⁵ 参考：添付図7-3、添付図7-4

⁵⁶ 参考：添付図7-5

⁵⁷ 2025年9月の運用断面において需給状況改善のための作業停止計画の調整を実施した。また2024年度供給計画および2025年度供給計画において、次年度の補修停止計画の策定にあたり、端境期の需給状況を考慮した計画策定の協力を依頼した。

⁵⁸ 参考：第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1、42ページ

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_94_01.pdf

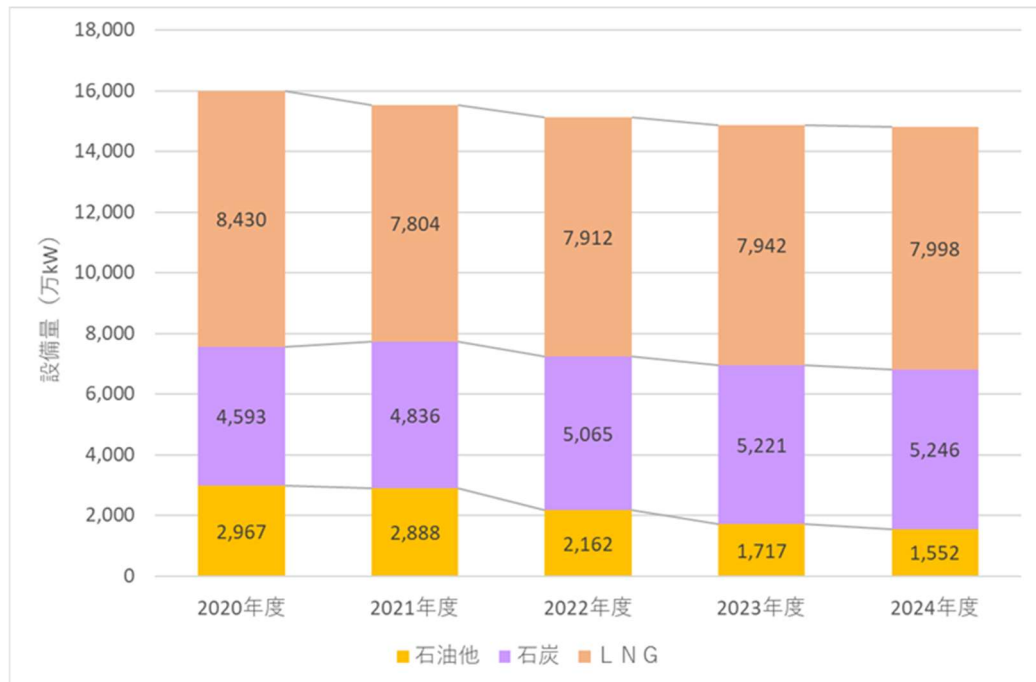
○ 大規模需要とネットワーク設備増強の協調

第7次のエネルギー基本計画においても、我が国の産業競争力の観点から、DXやGXに向けての将来の電力需要を見据え、タイムリーな電力供給の必要性が謳われている。また、本年度の供給計画でも、昨年度と比べデータセンターや半導体工場の新增設による需要の増加が顕著⁴⁸となるエリアの拡大が見られるところである。そのため、一般送配電事業者各社においては、それら需要の早期の接続を図るため、ウェルカムゾーンマップを用いた立地誘導を図っているが、特定の系統への連系申込みが集中することで系統増強が見込まれる事例も確認されている。

系統増強のための送変電設備建設に必要となる期間を考慮すると、これら需要設備の設置時期に間に合わないことも想定されることから、このような状況の下では、需要規模などが未確定のままだと、とりあえず系統への連系容量を確保するような需要家が現れることも懸念される。

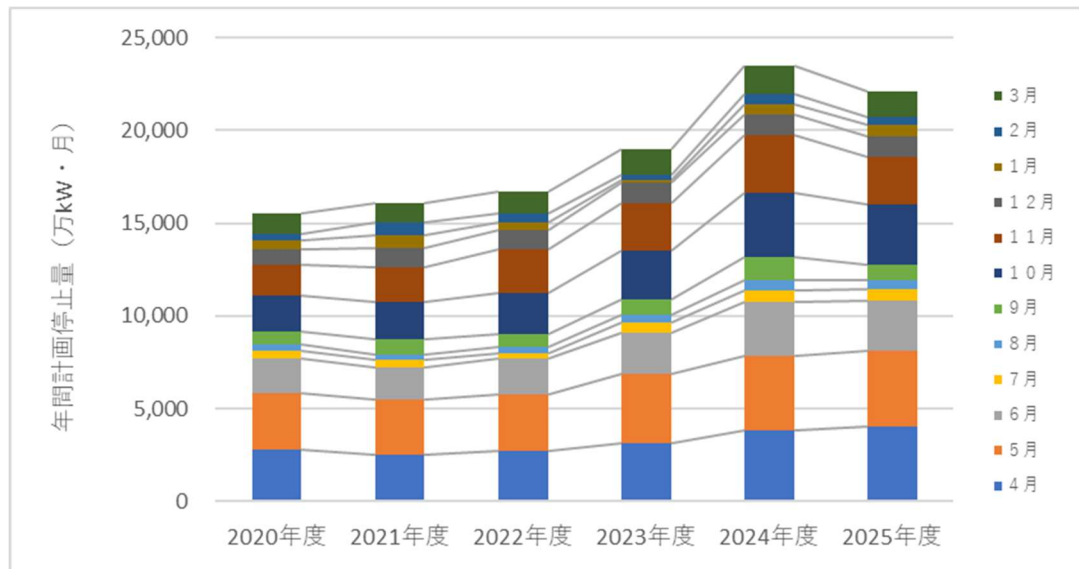
こうした問題が深刻化する前に、当該需要家と一般送配電事業者との連携は勿論のこと、国・自治体などを含む協力関係のもとでの、全体最適の観点からの調整の在り方や、系統整備にあたっての公平な費用負担の在り方、更には、大規模需要の系統接続に関する規律について、国が主導して検討することが求められていると考える。

本機関としてはデータセンター等の大規模需要の動向について引き続き情報収集を行うとともに、一般送配電事業者と連携して国での議論を踏まえた実務への反映に取り組んでまいりたい。



添付図 7－1 火力電源設備量の推移（全国合計）

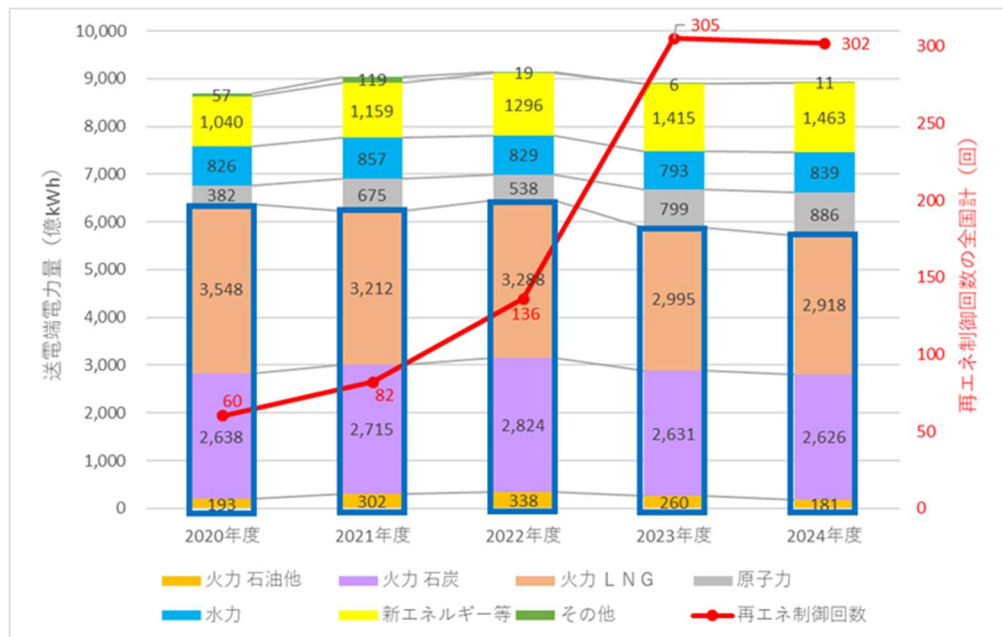
※過去の供給計画取りまとめにおける年度末設備量より作成



添付図 7－2 年間計画停止量の推移（全国合計）

※過去の供給計画取りまとめにおける第一年度の補修量より作成

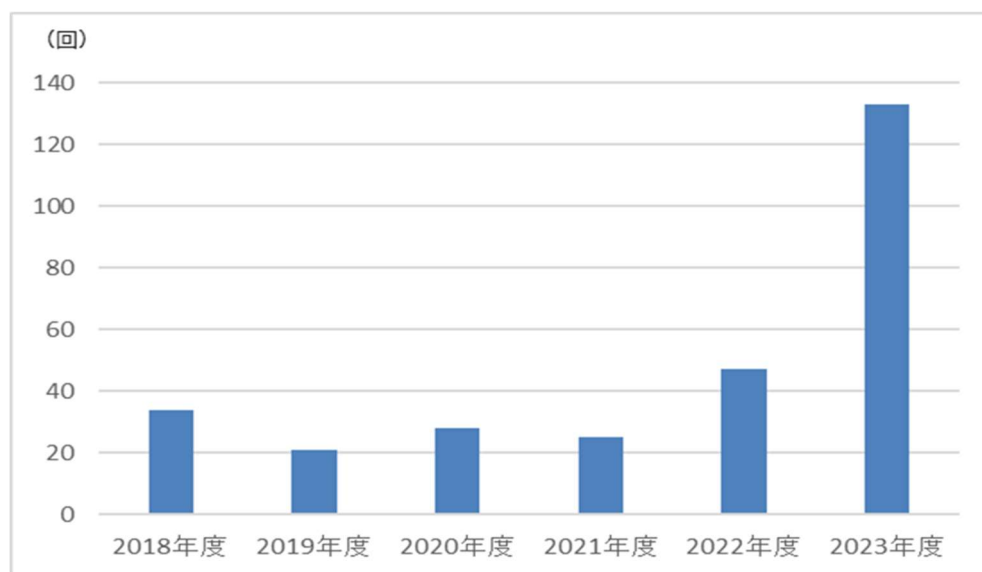
※2024年度は能登半島地震（2024年1月1日発生）による電源トラブルを含む



添付図 7-3 電力量の推定実績と再エネ制御回数の推移（全国合計）

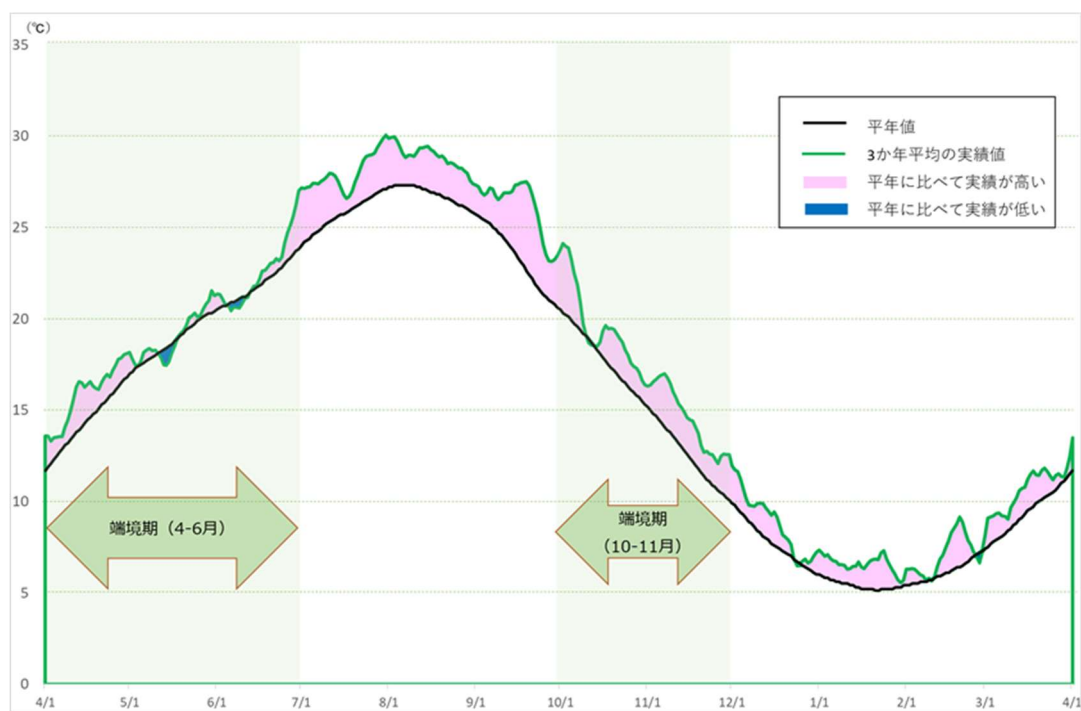
※過去の供給計画取りまとめにおける推定実績より作成

※再エネ制御回数の 2024 年度は 1 月末時点の実績を示す



添付図 7-4 A発電所（LNG火力）のDSS※回数

※ Daily Start and Stop の略。日間起動停止を行う運用



添付図 7-5 日平均気温の推移（東京）

※ 気象庁HP公表データより作成

※ 実績は3か年平均値（2022～2024年）の7日間移動平均を示す

Ⅷ. まとめ（２０２５年度供給計画の取りまとめ）

１．電力需要想定

向こう１０年における最大３日平均電力（全国合計値）は、年平均０．４％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、電源の休廃止や補修停止等により２０２５年度の東京エリア・九州エリア、２０２６年度の東京エリアにおいて、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（２０２７年度）、東北エリア（２０２８～２０３４年度）、東京エリア（２０２７～２０３４年度）、九州エリア（２０２７～２０３４年度）で目標停電量を超過している。

２０２５・２０２６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１１％を上回った。

２０２５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は全ての月で上回った。

２０２５年度の東京エリア・九州エリアにおいては、年間ＥＵＥが目標停電量を超過している。これは、東京エリアにおいて補修調整を実施したものの、厳気象による目標停電量の見直しを実施したことにより目標停電量がより厳しくなったためである。今後は各月の需給状況を注視し、必要に応じて需給対策を検討していく。

２０２６年度の東京エリアにおいては、年間ＥＵＥが目標停電量を超過している。今後、追加オークションの要否判断を国の審議会等で議論のうえ、業務規程第３２条の２１の規定に基づき決定する。その結果によっては、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。

２０２７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要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や変圧器の整備が北海道・東北・東京・中部・関西・九州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（2025年8月）において、送受電合計で見ると、受電エリアは主に東京・北陸・中国エリアが多く、送電エリアは主に東北・四国・九州エリアが多い。

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、2025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、2026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）・・・・・・・・・・・・・・・・	別 1
別紙 2	当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・	別 5
別紙 3	当該年度以降 10 年間の需要電力（離島除き）の見通し・・・・・・・・	別 7

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）

○2025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⁵⁹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	386	349	362	416	419	384	378	433	483	502	499	452
東北	1,048	968	1,067	1,281	1,314	1,170	1,022	1,150	1,290	1,352	1,349	1,237
東京	3,705	3,617	4,298	5,491	5,491	4,699	3,887	3,956	4,370	4,776	4,776	4,220
東3社計	5,139	4,934	5,727	7,188	7,224	6,253	5,287	5,539	6,143	6,630	6,624	5,909
中部	1,758	1,775	1,951	2,313	2,313	2,212	1,849	1,853	2,128	2,303	2,303	2,026
北陸	355	332	389	473	473	416	349	377	451	489	489	419
関西	1,721	1,839	2,090	2,669	2,669	2,337	1,898	1,840	2,359	2,474	2,474	2,106
中国	687	689	784	1,018	1,018	883	733	774	968	986	986	825
四国	319	330	385	476	476	424	356	340	452	452	452	379
九州	1,000	1,084	1,229	1,583	1,583	1,380	1,157	1,149	1,376	1,456	1,456	1,198
中西6社計	5,840	6,049	6,828	8,532	8,532	7,651	6,341	6,333	7,733	8,160	8,160	6,953
9社合計	10,978	10,982	12,555	15,719	15,756	13,904	11,628	11,873	13,876	14,790	14,784	12,862
沖縄	108	130	150	158	157	154	137	113	98	102	95	96
10社合計	11,086	11,113	12,705	15,878	15,913	14,058	11,766	11,985	13,974	14,892	14,879	12,958

表（別）1－2 各月の供給力見通し

（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	556	532	541	522	535	490	508	547	629	612	622	554
東北	1,524	1,493	1,756	2,025	2,044	1,853	1,586	1,627	1,840	1,927	1,903	1,724
東京	4,016	3,816	4,521	5,799	5,819	5,367	3,791	4,055	5,009	5,239	5,081	4,821
東3社計	6,096	5,841	6,817	8,346	8,399	7,710	5,885	6,229	7,478	7,778	7,606	7,099
中部	2,109	2,220	2,348	2,768	2,719	2,580	2,386	2,175	2,193	2,262	2,521	2,534
北陸	555	532	520	638	641	606	524	535	599	593	585	517
関西	2,070	2,131	2,361	2,750	2,809	2,662	2,207	2,202	2,606	2,710	2,773	2,484
中国	955	1,105	1,238	1,401	1,362	1,185	996	940	1,180	1,219	1,150	1,100
四国	656	682	730	847	818	758	596	548	653	754	751	726
九州	1,310	1,304	1,723	1,915	1,864	1,798	1,623	1,498	1,698	1,749	1,672	1,590
中西6社計	7,655	7,974	8,920	10,320	10,215	9,589	8,331	7,898	8,929	9,287	9,454	8,952
9社合計	13,751	13,815	15,737	18,666	18,613	17,299	14,216	14,127	16,407	17,066	17,059	16,050
沖縄	150	176	193	197	211	207	193	176	165	172	164	188
10社合計	13,901	13,991	15,930	18,863	18,824	17,507	14,408	14,303	16,571	17,238	17,224	16,238

⁵⁹ 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	493	477	498	490	492	477	467	495	579	580	573	549
東北	1,256	1,149	1,276	1,510	1,544	1,454	1,152	1,316	1,545	1,562	1,548	1,504
東京	4,443	4,293	5,140	6,473	6,454	5,841	4,369	4,526	5,234	5,517	5,481	5,130
東3社計	6,192	5,918	6,914	8,473	8,491	7,772	5,989	6,337	7,358	7,658	7,602	7,183
中部	2,241	2,309	2,432	2,727	2,719	2,750	2,397	2,256	2,490	2,642	2,643	2,546
北陸	453	431	484	558	556	516	452	466	527	561	561	526
関西	2,193	2,392	2,605	3,146	3,137	2,905	2,460	2,273	2,760	2,838	2,839	2,647
中国	876	896	1,054	1,200	1,197	1,098	950	956	1,133	1,131	1,132	1,037
四国	522	548	596	696	653	543	469	420	529	564	611	606
九州	1,275	1,320	1,652	1,866	1,861	1,715	1,500	1,419	1,610	1,671	1,671	1,506
中西6社計	7,559	7,896	8,824	10,193	10,122	9,527	8,227	7,790	9,049	9,407	9,458	8,868
9社合計	13,751	13,815	15,737	18,666	18,613	17,299	14,216	14,127	16,407	17,066	17,059	16,050
沖縄	150	176	193	197	211	207	193	176	165	172	164	188
10社合計	13,901	13,991	15,930	18,863	18,824	17,507	14,408	14,303	16,571	17,238	17,224	16,238

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	27.6%	36.6%	37.5%	17.9%	17.5%	24.3%	23.5%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東北	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.7%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東京	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.4%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
中部	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	21.7%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
北陸	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
関西	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
中国	27.5%	30.1%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
四国	63.5%	66.1%	54.7%	46.3%	37.1%	28.0%	31.7%	23.5%	17.0%	24.8%	35.3%	59.8%
九州	27.5%	21.7%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
沖縄	38.8%	35.2%	28.4%	24.6%	34.2%	34.4%	40.1%	56.5%	68.7%	68.4%	72.9%	94.8%

※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

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	108	130	151	160	160	154	137	113	98	102	95	96
供給力	155	181	195	202	217	209	196	181	167	174	167	191
供給予備力	47	51	44	42	56	55	59	68	69	72	72	95
供給予備率	43.3%	39.0%	29.4%	26.0%	35.2%	35.8%	42.8%	60.7%	71.2%	70.5%	75.7%	98.6%

○ 2026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	388	351	364	418	422	387	381	435	484	503	501	455
東北	1,051	971	1,070	1,284	1,317	1,173	1,031	1,159	1,299	1,361	1,358	1,246
東京	3,733	3,645	4,329	5,521	5,521	4,731	3,918	3,986	4,401	4,801	4,801	4,248
東3社計	5,172	4,967	5,763	7,223	7,260	6,291	5,330	5,580	6,184	6,665	6,660	5,949
中部	1,762	1,779	1,955	2,311	2,311	2,217	1,853	1,857	2,133	2,308	2,308	2,030
北陸	355	332	389	473	473	416	350	378	452	490	490	420
関西	1,724	1,840	2,091	2,668	2,668	2,337	1,899	1,843	2,363	2,482	2,483	2,115
中国	689	691	785	1,020	1,020	884	734	776	971	989	989	828
四国	317	327	382	472	472	421	353	337	448	448	448	376
九州	1,004	1,088	1,234	1,589	1,589	1,386	1,162	1,153	1,381	1,462	1,462	1,203
中西6社	5,851	6,057	6,836	8,533	8,533	7,661	6,351	6,344	7,748	8,179	8,180	6,972
9社合計	11,023	11,023	12,598	15,756	15,793	13,951	11,680	11,924	13,932	14,844	14,839	12,920
沖縄	109	131	151	159	158	155	138	113	98	103	95	97
10社合計	11,132	11,154	12,749	15,915	15,951	14,106	11,818	12,037	14,030	14,946	14,935	13,017

表（別）1－7 各月の供給力見通し
（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	541	537	498	559	547	498	504	551	634	635	622	590
東北	1,499	1,566	1,630	1,924	2,052	1,887	1,539	1,743	2,032	2,034	1,998	1,824
東京	3,900	3,866	4,554	5,567	5,562	5,086	4,090	4,170	4,871	5,176	5,151	4,755
東3社計	5,940	5,969	6,682	8,049	8,161	7,472	6,132	6,464	7,536	7,845	7,771	7,169
中部	2,219	2,264	2,464	2,733	2,678	2,375	1,891	1,976	2,308	2,377	2,474	2,429
北陸	561	512	519	612	653	624	528	551	607	600	581	591
関西	2,101	2,139	2,253	2,921	2,911	2,797	2,093	2,016	2,382	2,598	2,700	2,319
中国	1,004	1,061	1,112	1,344	1,337	1,251	1,134	1,034	1,146	1,176	1,179	1,066
四国	720	758	773	860	813	764	633	645	672	733	702	636
九州	1,465	1,473	1,860	1,877	1,868	1,762	1,460	1,462	1,619	1,718	1,700	1,675
中西6社	8,071	8,207	8,981	10,346	10,259	9,573	7,739	7,684	8,736	9,201	9,338	8,717
9社合計	14,011	14,176	15,663	18,395	18,420	17,045	13,871	14,148	16,271	17,046	17,109	15,886
沖縄	173	190	198	205	208	211	198	177	164	180	168	172
10社合計	14,184	14,366	15,862	18,600	18,629	17,255	14,069	14,325	16,435	17,226	17,277	16,058

表（別） 1－8 エリア間の供給力送受を考慮した各月の供給力見通し
(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	477	486	488	525	512	471	472	518	594	593	581	555
東北	1,246	1,335	1,434	1,469	1,598	1,427	1,193	1,353	1,568	1,575	1,565	1,520
東京	4,288	4,261	4,879	6,175	6,170	5,582	4,491	4,654	5,279	5,557	5,534	5,183
東3社計	6,011	6,082	6,800	8,169	8,281	7,480	6,156	6,525	7,441	7,725	7,680	7,259
中部	2,400	2,358	2,477	2,767	2,746	2,616	2,124	2,191	2,431	2,630	2,660	2,512
北陸	484	439	492	566	562	530	435	458	515	558	565	519
関西	2,349	2,439	2,649	3,195	3,171	2,983	2,361	2,231	2,693	2,828	2,862	2,617
中国	939	916	1,061	1,221	1,212	1,128	913	939	1,107	1,127	1,140	1,025
四国	460	498	516	575	561	537	439	408	511	511	516	465
九州	1,368	1,442	1,668	1,902	1,888	1,769	1,445	1,396	1,574	1,666	1,685	1,489
中西6社計	8,000	8,093	8,863	10,226	10,139	9,565	7,715	7,623	8,830	9,321	9,429	8,627
9社合計	14,011	14,176	15,663	18,395	18,420	17,045	13,871	14,148	16,271	17,046	17,109	15,886
沖縄	173	190	198	205	208	211	198	177	164	180	168	172
10社合計	14,184	14,366	15,862	18,600	18,629	17,255	14,069	14,325	16,435	17,226	17,277	16,058

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	22.9%	38.4%	34.0%	25.7%	21.4%	21.7%	23.8%	19.0%	22.6%	17.9%	15.9%	22.0%
東北	18.6%	37.5%	34.0%	14.4%	21.4%	21.7%	15.8%	16.8%	20.7%	15.7%	15.3%	22.0%
東京	14.9%	16.9%	12.7%	11.8%	11.8%	18.0%	14.6%	16.8%	20.0%	15.7%	15.3%	22.0%
中部	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	18.0%	14.6%	18.0%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
北陸	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
関西	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
中国	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
四国	45.2%	52.3%	35.1%	21.9%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
九州	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
沖縄	58.8%	45.0%	31.3%	28.8%	31.5%	35.7%	43.2%	56.2%	67.3%	74.8%	76.4%	77.7%

※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

表（別） 1－10 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	109	131	152	161	161	155	138	113	98	103	95	97
供給力	178	195	201	210	213	213	202	182	166	182	171	176
供給予備力	69	64	49	49	52	58	64	69	68	79	76	79
供給予備率	63.3%	48.7%	32.3%	30.2%	32.4%	37.1%	46.0%	60.6%	69.8%	76.9%	79.2%	81.6%

別紙２．当該年度以降１０年間の需給見通し（長期）

２０２５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２０２５、２０２６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】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	419	422	428	438	449	459	464	464	464	463
東北	1,314	1,317	1,325	1,326	1,335	1,340	1,339	1,338	1,338	1,337
東京	5,491	5,521	5,571	5,645	5,706	5,764	5,820	5,854	5,872	5,883
東３社計	7,224	7,260	7,324	7,409	7,490	7,563	7,623	7,656	7,674	7,683
中部	2,313	2,311	2,303	2,306	2,298	2,305	2,298	2,298	2,291	2,283
北陸	473	473	473	473	473	473	473	474	474	474
関西	2,669	2,668	2,677	2,687	2,695	2,700	2,705	2,707	2,707	2,701
中国	1,018	1,020	1,021	1,035	1,052	1,061	1,092	1,103	1,102	1,101
四国	476	472	468	464	459	455	451	447	443	439
九州	1,583	1,589	1,597	1,603	1,607	1,609	1,610	1,610	1,610	1,608
中西６社	8,532	8,533	8,539	8,568	8,584	8,604	8,629	8,639	8,627	8,606
９社合計	15,756	15,793	15,862	15,977	16,074	16,166	16,252	16,294	16,300	16,289
沖縄	157	158	162	163	166	166	167	168	169	170
１０社合計	15,913	15,951	16,024	16,139	16,240	16,333	16,419	16,463	16,469	16,459

表（別）２－２ 長期の供給力見通し（８月）

【万kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	492	512	579	599	617	639	708	709	708	709
東北	1,544	1,598	1,504	1,469	1,480	1,503	1,507	1,511	1,510	1,513
東京	6,454	6,170	6,259	6,257	6,326	6,465	6,552	6,611	6,630	6,660
東３社計	8,491	8,281	8,342	8,325	8,424	8,607	8,767	8,830	8,848	8,882
中部	2,719	2,746	2,587	2,556	2,548	2,586	2,587	2,595	2,587	2,585
北陸	556	562	531	524	524	531	533	535	535	537
関西	3,137	3,171	3,007	2,978	2,988	3,029	3,045	3,057	3,056	3,058
中国	1,197	1,212	1,147	1,147	1,166	1,190	1,229	1,246	1,244	1,246
四国	653	561	526	514	509	512	513	516	517	518
九州	1,861	1,888	1,794	1,777	1,782	1,805	1,813	1,818	1,818	1,820
中西６社計	10,122	10,139	9,594	9,496	9,518	9,652	9,720	9,768	9,757	9,765
９社合計	18,613	18,420	17,935	17,821	17,942	18,259	18,487	18,598	18,605	18,647
沖縄	211	208	222	227	229	229	229	229	232	232
１０社合計	18,824	18,629	18,158	18,048	18,170	18,488	18,716	18,827	18,837	18,879

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月）

【万kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	502	503	513	517	529	539	540	539	539	538
東北	1,352	1,361	1,362	1,365	1,372	1,376	1,375	1,375	1,374	1,373
北陸	489	490	490	490	490	490	490	490	490	490

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月）

【万kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	580	593	645	685	691	726	781	782	782	782
東北	1,562	1,575	2,059	1,950	1,982	1,907	1,989	2,036	2,030	2,041
北陸	561	558	679	672	626	626	626	630	625	625

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
需要電力	160	161	162	163	166	166	167	168	169	170
供給力	217	213	222	227	229	229	229	229	232	232
供給予備力	56	52	60	64	63	62	62	61	63	62
供給予備率	35.2%	32.4%	37.3%	39.5%	38.2%	37.5%	36.9%	36.3%	37.1%	36.5%

別紙３．当該年度以降１０年間の需要電力（離島除き）の見通し

供給信頼度基準として、「容量市場・供給計画における目標停電量」を算定するにあたっての諸元となる２０２５年度以降１０年間のエリア別の需要電力（離島除き）の見通しを表（別）３－１に示す。

表（別）３－１ エリア別の需要電力（離島除き）の見通し

[万kW]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	501	502	512	516	528	538	539	538	538	537
東北	1,348	1,356	1,357	1,360	1,368	1,372	1,371	1,371	1,370	1,369
東京	5,488	5,518	5,568	5,642	5,703	5,761	5,817	5,851	5,869	5,880
東３社計	7,337	7,376	7,437	7,518	7,599	7,670	7,726	7,760	7,777	7,786
中部	2,313	2,311	2,303	2,306	2,298	2,305	2,298	2,298	2,291	2,283
北陸	489	490	490	490	490	490	490	490	490	490
関西	2,669	2,668	2,677	2,687	2,695	2,700	2,705	2,707	2,707	2,701
中国	1,016	1,018	1,019	1,033	1,050	1,059	1,090	1,101	1,100	1,099
四国	476	472	468	464	459	455	451	447	443	439
九州	1,563	1,569	1,577	1,583	1,588	1,590	1,591	1,591	1,591	1,589
中西６社	8,526	8,529	8,534	8,563	8,580	8,599	8,624	8,633	8,621	8,601
９社合計	15,863	15,905	15,971	16,081	16,179	16,270	16,351	16,393	16,398	16,387
沖縄	143	143	144	144	146	147	148	149	149	150
１０社合計	16,006	16,048	16,115	16,225	16,325	16,417	16,499	16,542	16,547	16,537

※北海道、東北、北陸エリアは１月断面、その他エリアは８月断面の値

V. 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

- ・ 需給調整市場検討小委員会における検討状況について
（２０２４年度報告）

需給調整市場検討小委員会における検討状況について (2024年度報告)

2025年3月19日

電力広域的運営推進機関

- 需給調整市場検討小委員会（以下、「小委員会」と言う。）については、需給調整市場運営に万全を期するため、調整力の調達・運用の考え方、調整力必要量の考え方、商品設計等の見直しを検討することを目的に、有識者や関係事業者が参加する形で、本委員会の下に設置された審議会である。
- 需給調整市場は、2024年4月より全商品の取引を開始（全面運開）したものの、全商品において募集量に対する応札量の未達が発生し、小委員会のみならず、制度検討作業部会や制度設計・監視専門会合（旧:制度設計専門会合）といった審議会においても様々な対応を検討してきたところ。
- 今回、2024年度における需給調整市場を取り巻く検討（主に応札不足対応に対する検討）状況や整理状況、2024年度取引実績ならびに2025年度において検討すべき課題の方向性についてご報告する。

需給調整市場検討小委員会の設置及び今後の検討体制について 17

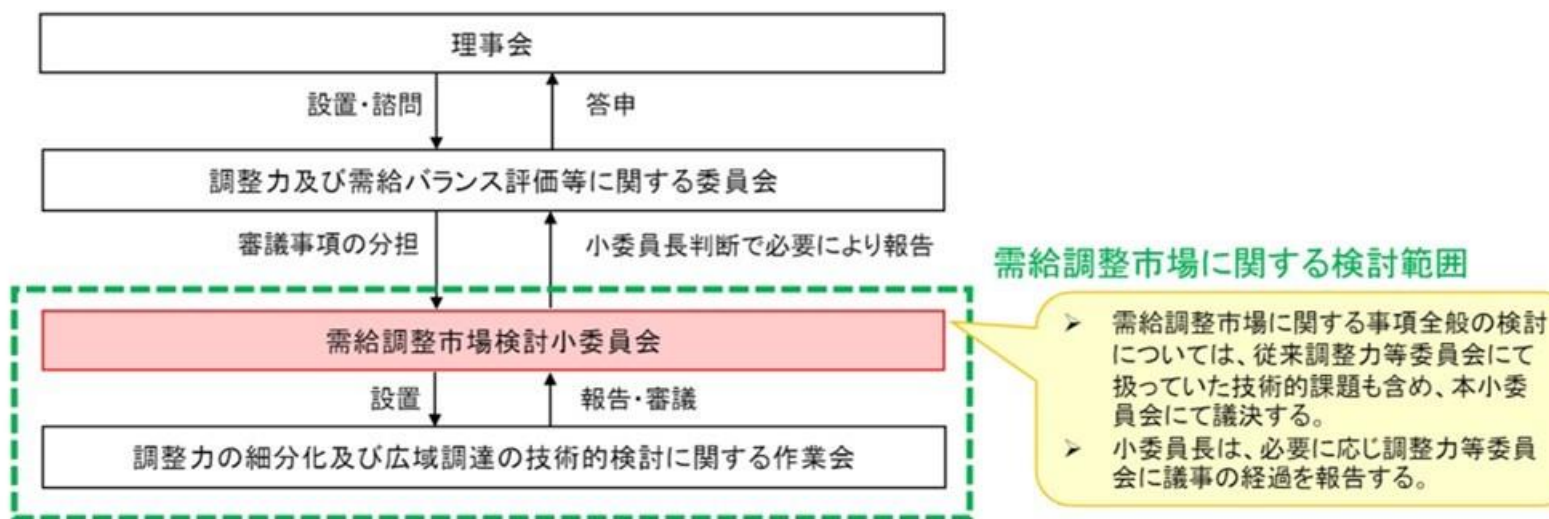
- 制度検討作業部会での整理を踏まえ、調整力等委員会に、委員会規程第5条に基づく小委員会を設置し、調整力等委員会の審議事項の一部を分担させる。

【小委員会の名称】： 需給調整市場検討小委員会

【審議事項】： 需給調整市場に関する検討事項全般

(実運用の観点を踏まえた必要な調整力の量・質等条件の検討、市場運営等や広域化に関する技術的検討等)

- 需給調整市場に関する審議は、原則として需給調整市場検討小委員会にて行う。
- 調整力作業会については、調整力等委員会の下に設置していたが、今後は需給調整市場検討小委員会の下に設置し、検討結果の報告・審議の場を需給調整市場検討小委員会とする。



年度		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028以降
一次	運用	広域運用 (周波数変換装置を含む直流設備を除く)								
	調達	調整力公募				▼広域調達開始 広域調達（週間）		広域調達（前日）		
二次 ①	運用	エリア内運用						▼広域運用開始 広域運用		
	調達	調整力公募				▼調達開始 エリア内調達 （週間）		エリア内調達 （前日）	▼広域調達開始※ 広域調達（前日）	
二次 ②	運用	エリア内運用			▼広域運用開始 広域運用					
	調達	調整力公募				▼広域調達開始 広域調達（週間）		広域調達（前日）		
三次 ①	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始 広域運用							
	調達	調整力公募		▼広域調達開始 広域調達（週間）				広域調達（前日）		
三次 ②	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始 広域運用							
	調達	調整力 公募	▼広域調達開始 広域調達（前日）							

※一般送配電事業者による二次①の広域運用が実現可能となったうえで、2027年度からの広域調達を目指す

1. 2024年度の検討状況（応札不足対応一覧）

2. 2024年度の取引実績

3. 2025年度以降の検討すべき課題の整理

（参考）需給調整市場に関する審議会動向（課題検討状況）

（参考）要件変更等のスケジュール

1. 2024年度の検討状況（応札不足対応一覧）

2. 2024年度の取引実績

3. 2025年度以降の検討すべき課題の整理

（参考）需給調整市場に関する審議会動向（課題検討状況）

（参考）要件変更等のスケジュール

■ 2024年度においては、足元の応札不足対応※を中心に、再エネ余剰時の運用改善（一次供出可能量見直し・緊急時調整力としての揚水ポンプ活用）や、将来の変動性再エネの活用、ならびに系統混雑・系統特性定数の方向性（運用容量等作業会を立ち上げタスクアウト）、前日取引化に伴う課題の整理を実施した。

※ 応札不足に対する課題は多岐に亘るため、①揚水発電、②アセスメント、③制度的措置の3つに細分化（今後も追加課題があれば同様に追加予定）

商品	No	課題	詳細
一次	1-1 1-2 1-3	広域調達 供出可能量 前日取引化	2027年度（二次①広域調達開始）以降の広域調達の在り方 一次供出可能量の見直し 2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
二次①	2-1	前日取引化	2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
二次②	3-1	前日取引化	2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
三次①	4-1	前日取引化	2026年度からの前日取引化に伴う課題整理
三次②	5-1 5-2 5-3	必要量 効率的な調達 時間前供出	2024年度事後検証・2025年度事前評価および必要量低減の取り組み 効率的な調達の検討（調達費用の扱い等、運用開始にむけた課題整理） 領域b、cの時間前市場への供出方法の検討
複合商品	6-1	一次アセスメント	一次のみのアセスメント方法の検討
共通	7-1 7-1-1 7-1-2 7-1-3 7-2 7-3 7-4 7-5 7-6	応札不足 揚水発電 アセスメント 制度的措置 緊急時調整力 専用線 混雑系統 系統特性定数 再エネ活用	取引実績およびアンケート・ヒアリングを踏まえた対応 揚水発電所の市場活用における課題整理（要件緩和・揚水公募） 複数ユニットの持ち下げ供出リスクへの対応 制度的措置に係る基本的な考え方や具体的な論点 緊急時（電源脱落）の調整力の調達方法 低コスト方式の拡大 将来の混雑系統からの調整力の調達の在り方（→別作業会にタスクアウト） 系統分離時の運用に与える影響や系統特性定数自体の見直し（→同上） 将来の変動性再エネの調整機能の活用方法

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
1-1 1ルート連系 エリアにおける 広域調達可否 と開始時期	✓ 2024年度から、 交流連系されている エリアにおいて、一次 の広域調達を開始	✓ 2024年度以降の取引実績を踏まえた 2027年度（二次①広域調達開始） 以降の広域調達の在り方 ✓ 2024年度以降の取引実績を踏まえた 運用容量フリンジとΔkWマージンの取扱い	
1-2 一次供出可能 量の考え方の 再整理（GFと 一次要件の 乖離対応）	✓ 供出可能量の考え 方を「0.6Hzの周 波数低下時に供出 できる量」に見直し	✓ GF（～2023年度）と一次要件の比較 ✓ 一次要件の「平常時」と「異常時」の扱い ✓ 異常時のアセスメントⅡ対応	✓ 供出可能量の考え方を「0.6Hzの周波数低下 時に供出できる量」に見直す方向 （2023年以前のGFと同程度の可能量相当） ✓ 異常時のアセスメントⅡはハンド対応により早期 実施を目指す 【第49回 本小委員会（完了）】
1-3 2026年度から の前日取引化 に向けた検討	✓ 週間商品の前日 取引は2026年度 より実施	✓ 広域予備率の計上方法 ✓ 発電機の起動判断 ✓ 調達量の判断（現：追加調達判断） ✓ 連系線枠の取扱い ✓ 応札商品の偏り	✓ 発電機（ロング機）の起動は、余力の特別対 応とし、起動後はスポット市場へのブロック入札 （→需給調整市場）での応札を基本とする ✓ 追加調達判断の閾値は、一旦現状どおりとし、 今後の実績等を踏まえて2026年度に向けて 引き続き検討を実施 ✓ 連系線枠の取扱いは、シリアル処理とし、 先行を複合市場、後続を三次②市場とする ✓ 応札商品の偏りの恒久対策は市場一本化案を 本案としつつ、詳細検討は今後。また、それまで の暫定対策は制度面を中心に今後検討 【第52・53回 本小委員会（完了）】

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
2-1 2026年度から 3-1 の前日取引化 4-1 に向けた検討	✓ 週間商品の前日取引は2026年度より実施	✓ 広域予備率の計上方法 ✓ 発電機の起動判断 ✓ 調達量の判断（現：追加調達判断） ✓ 連系線枠の取扱い ✓ 応札商品の偏り	✓ 発電機（ロング機）の起動は、余力の特別対応とし、起動後はスポット市場へのブロック入札（→需給調整市場）での応札を基本とする ✓ 追加調達判断の閾値は、一旦現状どおりとし、今後の実績等を踏まえて2026年度に向けて引き続き検討を実施 ✓ 連系線枠の取扱いは、シリアル処理とし、先行を複合市場、後続を三次②市場とする ✓ 応札商品の偏りの恒久対策は市場一本化案を本案としつつ、詳細検討は今後。また、それまでの暫定対策は制度面を中心に今後検討
【第52・53回 本小委員会（完了）】			

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
5-1 2024年度事後検証・2025年度事前評価および必要量低減の取り組み	✓ アンサンブル予測開始 ✓ 効率的な調達開始	✓ 更なる気象精度向上の取り組み ✓ 実効性及び実行性のある必要量低減策	✓ NEDO事業（～2024年度）での予測技術の早期社会実装を目指す ✓ 2025年度の必要量低減策としては、実効性及び実行性を踏まえて、「アンサンブル予測」、「効率的な調達」、「取引単位時間30分化（共同調達と入替）」とする <div>【第54回 本小委員会（完了）】</div>
5-2 効率的な調達開始に向けた検討	✓ 前日市場での必要量を1σとし、余力活用で前日15時の再エネ予測を基にした3σを調達 ✓ 追加調達基準は、前日15時に再エネ設備量の2.5～5.9%下振れした場合とする	✓ 価格規律および追加調達費用の扱い	✓ 前日市場での必要量は1σとし、余力活用で前日15時の再エネ予測を基にした3σを調達 ✓ 価格規律および追加調達費用の扱いに関しては、余力活用による追加調達のため概ね解消 <div>【第48回 本小委員会（完了）】</div>
5-3 実需給断面において不要となる調整力の時間前市場への売り入札	✓ 領域aの運用を開始（※7/1から効率的な調達導入により、一時中断） ✓ ブロック3からブロック6とし、一括で札入れ・札下げ	✓ 領域b・cの入札検討	✓ 効率的な調達（余力活用による追加調達）と一定割合を乗じた募集量削減（案A-a）を組み合わせで実施する期間においては、実質的に買い行動（余力活用対応）となるため、領域aの売り入札運用は一時中断 <div>【第48回 本小委員会（完了）】</div>

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
----	-----------	----------	---------------

- ✓

一次を含めて許容範囲を設定
- ✓

複合された応動から一次の応動のみを切り出したアセスメントの方法

6-1

一次のみの
アセスメント方法
の検討

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
7-1 2024年度の 応札不足への 対応	<ul style="list-style-type: none"> ✓ アンケートによって、浮き彫りとなった応札障壁について、技術的検討を実施 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 取引実態等を踏まえた対応 ✓ アンケート・ヒアリング等を踏まえた対応 	
7-1-1 揚水発電所の 市場活用にお ける課題整理	<ul style="list-style-type: none"> ✓ TSOによる揚発応札支援 ✓ 揚水公募の詳細検討 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 揚水リソースの一次・二次①への供出障壁（並列必須要件） ✓ 契約価格の在り方 ✓ 需給調整市場の募集量との関係性 ✓ ポンプアップ原資の確保方法 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ TSOによる代替ΔkW確保や揚発並列 ✓ 揚水発電について課題の深掘り検討し、対応案を提示。今後、対象リソースや適用時期等について検討を進める ✓ 揚水発電の公募調達の検討 <p>【第47・48回 本小委員会】</p>
7-1-2 複数ユニットの 持ち下げ供出 リスクへの対応	<ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメント緩和により一次・二次①の応札を促す方向 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 一次・二次①を含む複合商品の応札インセンティブ ✓ アセスメント緩和の対象、方法の整理 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 緩和対象は、一次あるいは二次①が含まれる商品を落札したリソースに限定し、定格容量の10.01%以下をアセスメント緩和範囲とする（アセスメントフリー領域等にも考慮） <p>【第52回 本小委員会（完了）】</p>
7-1-3 制度的措置に 係る基本的な 考え方や具 体的な論点と対応	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 制度的措置に関する基本的な考え方を整理 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 制度的措置の対象（論点1） ✓ 求める具体的行動（論点2） ✓ 開始時期（論点3） ✓ ルールへの紐づけ（論点4） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 技術的な論点に関しては概ね検討完了 ✓ 制度的措置の実施要否や論点4等については、全体最適の視点に留意し、国とも連携のうえ、検討を進める <p>【第53・54回 本小委員会】</p>

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
<p>7-2 緊急時（電源脱落）対応の調整力確保方法</p>	<p>✓ 再エネ余剰時はポンプに持ち替えたうえでΔkW約定リソースを停止</p>	<p>✓ 商品要件</p> <p>✓ システム対応</p>	<p>✓ ポンプ遮断のような応動のリソースに関して、需給調整市場へ応札するための論点整理を実施</p> <p>✓ 早期の（簡易的な）対応方法を継続検討</p> <p>【第47回 本小委員会】</p> <p>※EPPSの整定値見直しに関しては、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」にて検討中</p>
<p>7-3 低コスト方式の専用線の拡大可否</p>	<p>✓ 10MW未満かつ上位2電圧以外は電柱方式可</p>	<p>✓ 電柱方式の拡大</p>	
<p>7-4 将来の混雑系統からの調整力の調達の在り方</p>	<p>✓ 当面(2028年度迄)はノンファーム電源の市場参加を認める</p>	<p>✓ ΔkW代替確保の具体的方法</p> <p>✓ 混雑の影響が大きくなる2029年度以降に向けて、日本における混雑発生状況を踏まえた混雑処理方法</p>	<p>✓ 再給電方式における代替ΔkWの確保は非混雑系統で前日17時以降の早い時間帯に実施</p> <p>✓ 現行において混雑を考慮したΔkW約定は不可</p> <p>✓ 将来的な対応は、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」にタスクアウト</p> <p>【第50回 本小委員会】</p>
<p>7-5 系統特性定数</p>	<p>✓ 具体的な検討は、新たに設置された「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」で実施</p>	<p>✓ 系統分離時の運用に与える影響</p> <p>✓ 系統特性定数の見直し</p>	<p>✓ 将来的な再エネ増加等の環境変化に伴い、現状の系統特性定数の前提が変化している（今後変化する）可能性が高く、将来的な必要性を含め、本定数の見直し検討を進める</p> <p>✓ 具体的な検討は、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」にタスクアウト</p>

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
7-6 将来の変動性 再エネ調整機能 の活用方法	✓ 変動性再エネの調整 機能の活用を目指す	✓ 技術面の課題 ✓ 制度面の課題（市場への応札）	✓ 対象は市場連動型のFIP電源 ✓ 技術開発状況や制度変化を踏まえて、引き続き 実現に向けた検討を行う 【第50回 本小委員会】

- このうち、需給調整市場の応札不足対応に関しては、本小委員会のみならず、関連する審議会とも連携しながら、現在に至るまでに様々な対策を検討、実施しているところ。
- これらについては全体像が複雑に絡み合っているため、今後の需給調整市場に関する大きな変化（2026年度からの前日取引化、2028年度以降の同時市場や次期中給システム）も踏まえ、暫定的な対策か、恒久的な対策か、また、時間が経てば解決する性質の課題かといった観点も踏まえて、下表のとおり整理を実施した。

					全商品の前日取引化				同時市場/次期中給	備考
対策	取組事項	詳細取組	想定されうる効果	審議会	2024	2025	2026	2027	2028以降	
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	A-a. 一定割合による圧縮	調整力の調達未達抑制	【決定】 第93回TF (5/27)	6/1～※					一定の競争原理が働く状態になるまでは継続予定
		(付随) 二次②・三次①の追加調達一時中断	前日募集量削減による三次②価格の高騰抑制	【決定】 第91回TF (4/22)	5/1～					"
		A-b. 市場外調整力の控除	調整力の調達未達抑制	-検討中- 第49回本小委						建付けとしては、他案と両立し得る対策
		A-c. 三次②の効率的調達	"	【決定】 第94回TF (6/28)	7/1～					同時市場移行後も取り得る考え方 ※調達手段は変化
	B. 揚水発電の公募調達	B-a. 揚水公募の検討（運用主体をTSO）	①市場募集量の控除 ②TSOが市場に応札	-検討中- 第94回TF			① 前日取引化以降は②が望ましい			同時市場制度との連続性踏まえ検討中
		B-b. 揚水随意契約（中部エリア）	市場募集量の控除	【決定】 第94回TF (6/28)	7/20～					揚水公募の仕組みができるまでの処置

※ 11月以降、新たな削減係数の考え方に見直し（第97回TF）

- また、応札量の増加に関しては、2026年度の前日取引化により、週間に比べて応札余力の増加が見込まれるため、一定程度解決が見込める（時間が解決する課題である）とも考えられる。
- 一方、前日取引化により本質的な解決が見込めないものも存在しており、このうち、起動費取漏れリスクについては価格規律、複数ユニットの持ち下げ供出リスクについてはアセスメント緩和といった誘導的措置による対応を進めつつ、その他、制度的措置と同時導入を目指す（あるいはそれ以降が望ましい）誘導的措置に関しても検討中である。

全商品の前日取引化										同時市場/次期中給	
対策	取組事項	詳細取組	想定されうる効果	審議会	2024	2025	2026	2027	2028以降	備考	
応札量増加 （誘導的）	C. 価格規律の見直し	C-a.起動費取り漏れ分の事後精算※ ※持ち下げ供出時におけるΔkW価格算定の検討も含む	需給調整市場への応札インセンティブの増加	【決定】 第3回 制度監視 (11/15)		市場GL改定後 (2025年度～)				2026前日取引化で解決が見込めるものではない	
	D. 一次・二次①に関する並列必須条件の見直し	D-a.TSOによる代替ΔkW確保	揚水リソースの一次・二次①への供出障壁緩和	【決定】 第94回TF (6/28)		一部開始	▶▶▶			前日化により運転見通しが立てば一定程度解決が図れるか	
		D-b.TSOによる揚発並列	〃	【決定】 第94回TF (6/28)		一部開始	▶▶▶			〃	
	D'. 複数ユニット持ち下げ供出リスク対策	D'. 一次・二次①が含まれる商品のアセスメント緩和	一次・二次①の供出インセンティブの増加	【決定】 第52回 本小委 (12/5)			準備出来次第 (システム改修)			2026前日取引化で解決が見込めるものではない	
応札量増加 （規制的）	E. 需給調整市場における制度的供出義務化	E. 制度的措置の検討	応札量の増加	-検討中- 第54回 本小委			(導入する際は) 早くて2026～			技術的な検討は概ね完了	

- 価格面（上限価格）の対応や、その他の取組事項については下表のとおり。
- これら（上限価格除く）は、調整力提供者目線で供出インセンティブ拡大となる（応札不足解消に資する）だけでなく、一般送配電事業者による再エネ余剰時の運用改善（それに伴う再エネ出力制御量の低減等）にも資する取組みとなる（早期実現に向けては、システム改修に依らず対応できる方策がないか含めて引き続き検討中）。

全商品の前日取引化										
同時市場/次期中給										
対策	取組事項	詳細取組	想定されうる効果	審議会	2024	2025	2026	2027	2028以降	備考
価格面 の 対応	F.三次②上限 価格設定	F-a.上限価格設定	三次②価格の高騰抑制	-検討中- 第51回 TF						市場退出や前日取引 化による応札の偏りに 留意が必要
	異常時（電源 脱落）対応	異常時対応調整力の 商品要件の見直し	①市場を通じたポンプ応札 の経済的な調達、運用 （暫定対策からの昇級） ②EPPSの活用	-検討中- 第47回 本小委			①システム改修 （2026） ②			①再エネ余剰時は、 異常時対応必要量 に限り、ΔkW電源を 停止し、ポンプを認可 ②検証中
	GF機能と一次 要件の考え方の 乖離対策	一次供出可能量の見直し	一次供出可能量の増加 （調達量増加）	【決定】 第49回 本小委 （7/30）			取引規程・ガイド改定後 （2025年度～）			一次のアセスメントⅡ の見直しも併せて実施
	新規リソースの 検討	変動性再エネの 調整力活用	調整力供出量の増加	-検討中- 第50回 本小委			前日取引になれば、 予測誤差が小さくなり、 参入障壁も下がるか			調整力リソースと なれば同時市場でも 活用可能

1. 2024年度の検討状況（応札不足対応一覧）

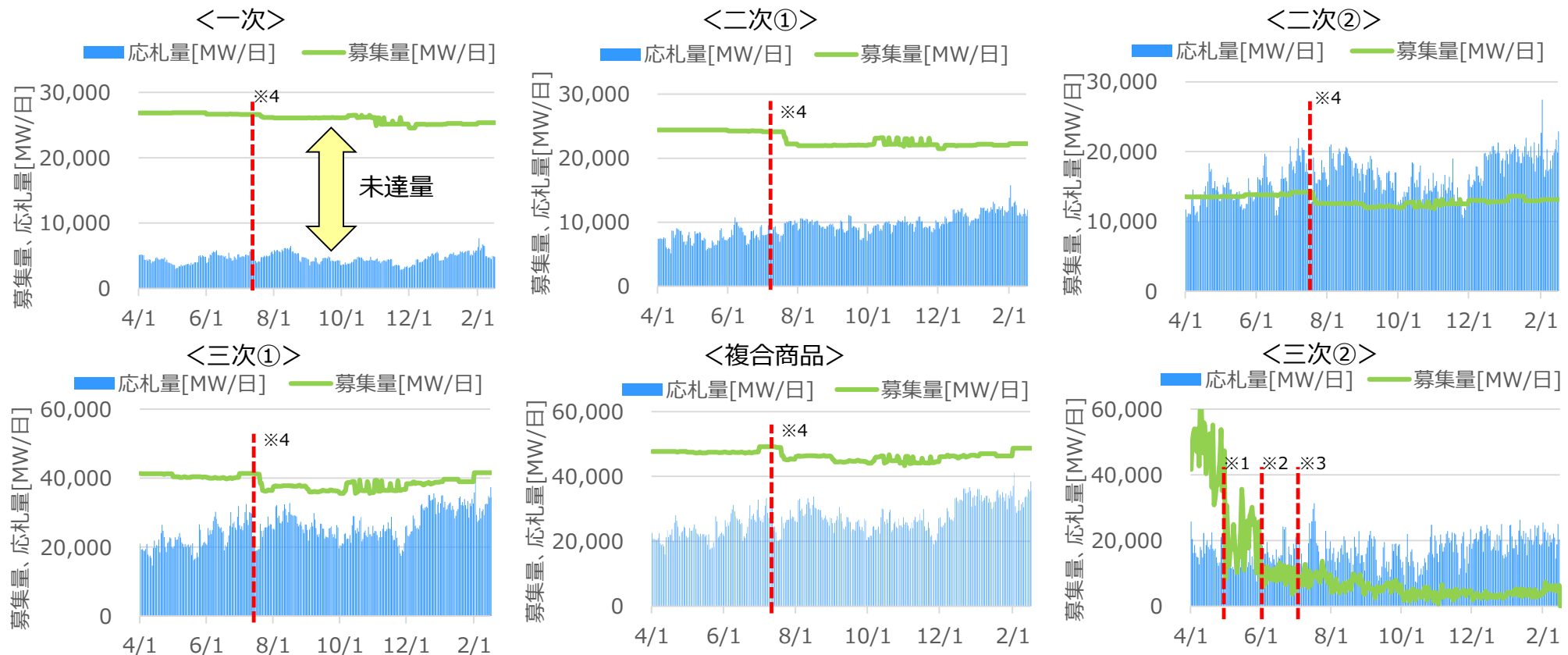
2. 2024年度の取引実績

3. 2025年度以降の検討すべき課題の整理

（参考）需給調整市場に関する審議会動向（課題検討状況）

（参考）要件変更等のスケジュール

- 2024年4月より、需給調整市場の全商品の取引が開始されたものの、全商品において募集量に対する応札量の未達が発生した。またそれに伴う前日取引である三次②調達費用の高騰も大きな課題となった。
- これらについては、全国大でみれば、特に一次、二次①においては依然として募集量と応札量の乖離が大きいところではあるものの、**前章の応札不足への対応等を通じて、少しずつ改善傾向も見受けられるところ。**
- 更なる応札不足対応（実施準備中のもの、現在検討中のもの）により、より一層の改善を目指したい。



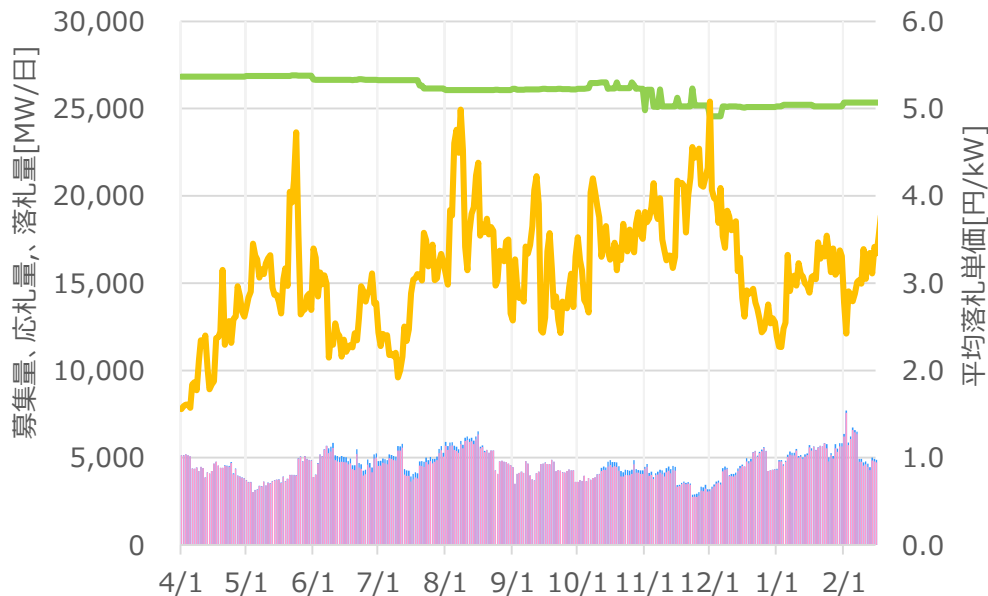
※1 二次②・三次①前日追加調達の一時中断、※2 募集量の一定割合の圧縮、※3 三次②の効率的調達
※4 揚水随意契約に伴う募集量の見直し（7/20受渡分～中部エリア）

- 凡そ一定の募集量（25,000～27,000MW/日）に対し、2割未満の応札量、落札量（約5,000MW/日）で推移し、不足率（不足量/募集量）としては80%程度といった状況。
- エリア別では、東京・中部エリア※においては年間を通しての不足率の高さ（応札がない日も多数あり）が目立った一方で、北海道エリアにおいては、4月中旬以降は募集量をほぼ充足できている状況であった（次頁参照）。

※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施（7/20受渡分より）

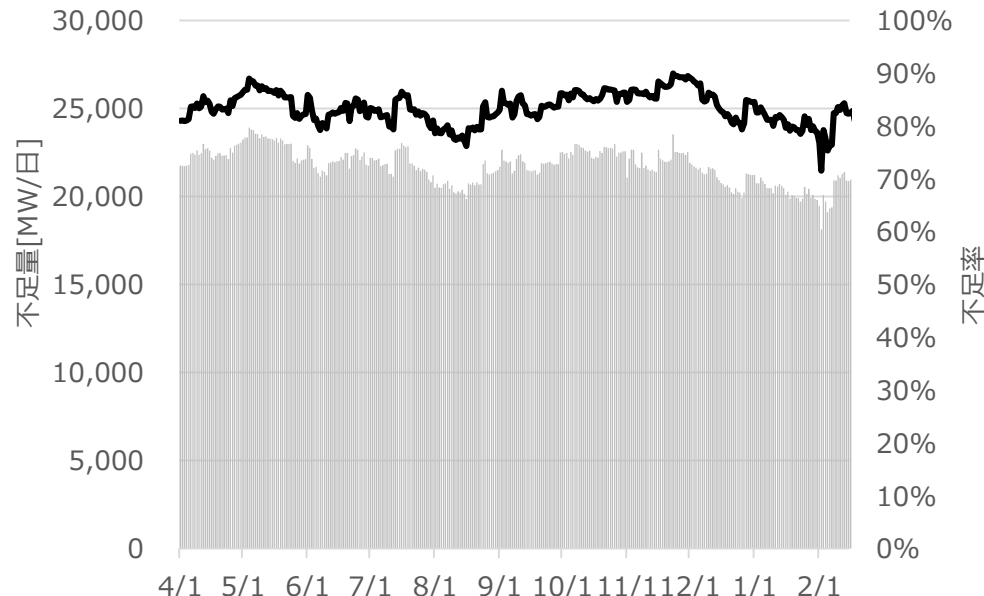
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】

■ 応札量[MW/日] ■ 落札量[MW/日]
 ■ 募集量[MW/日] ■ 平均落札単価[円/kW]

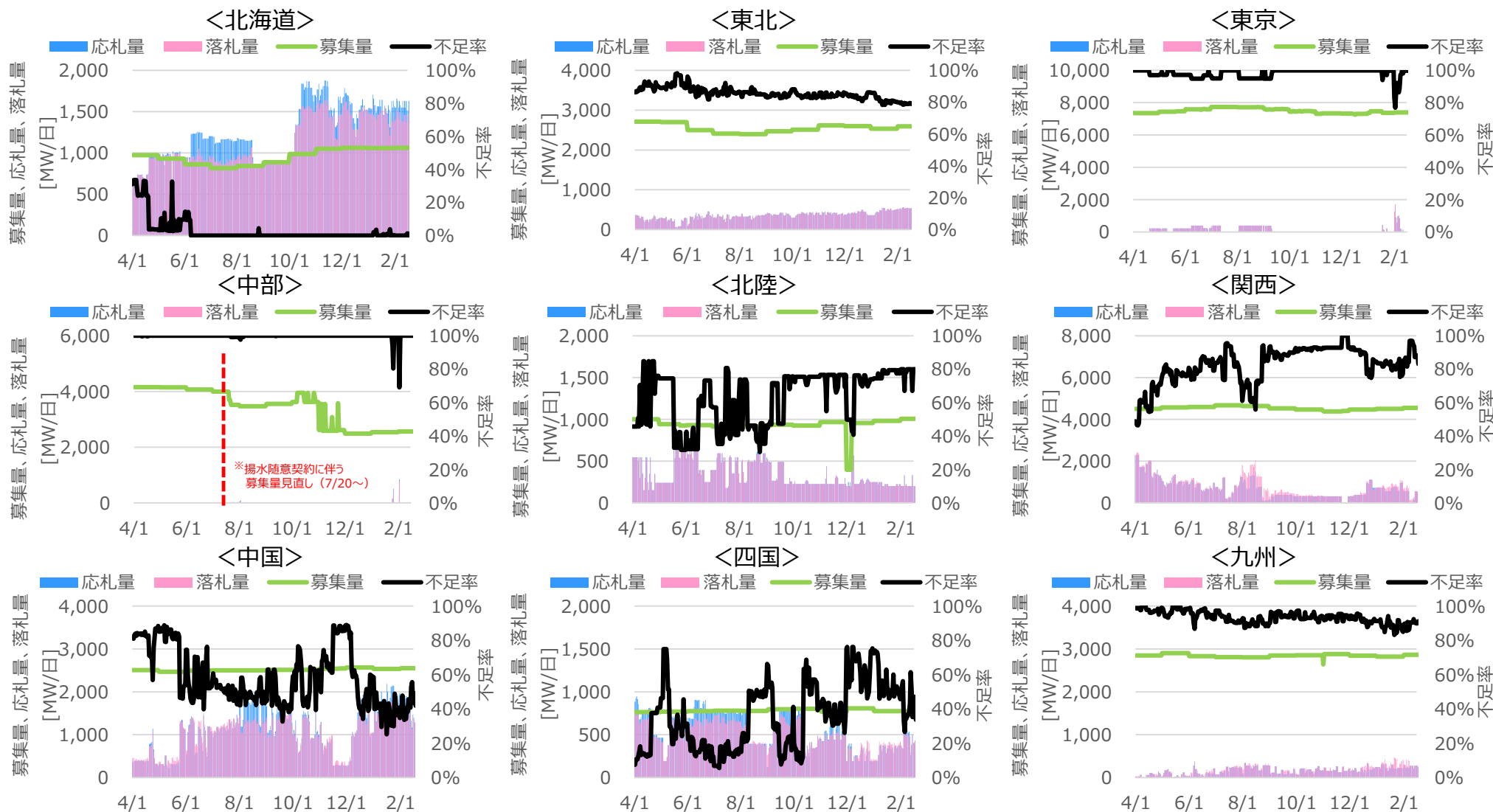


【不足量、不足率（全国エリア）】

■ 不足量[MW/日] ■ 不足率



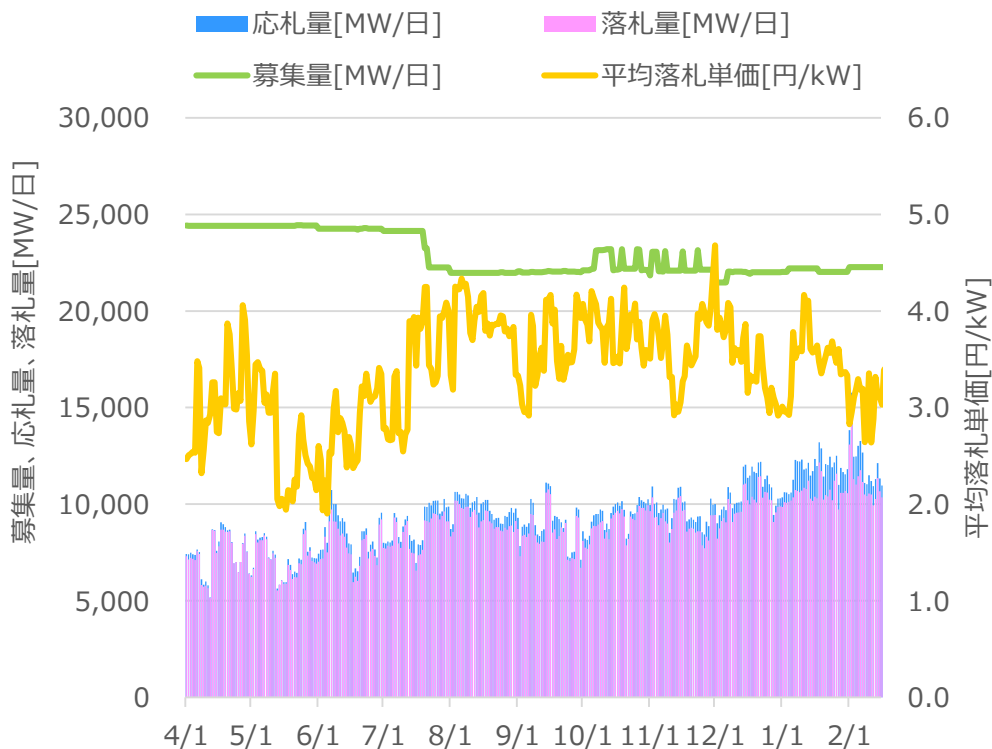
- 東京・中部エリアにおいて、年間を通して不足率の高さが目立つ状況であった。(応札がない日も多数あった)
- 北海道エリアに関しては、4月当初は不足率が30%程度あったが、以降は概ね募集量を充足している。



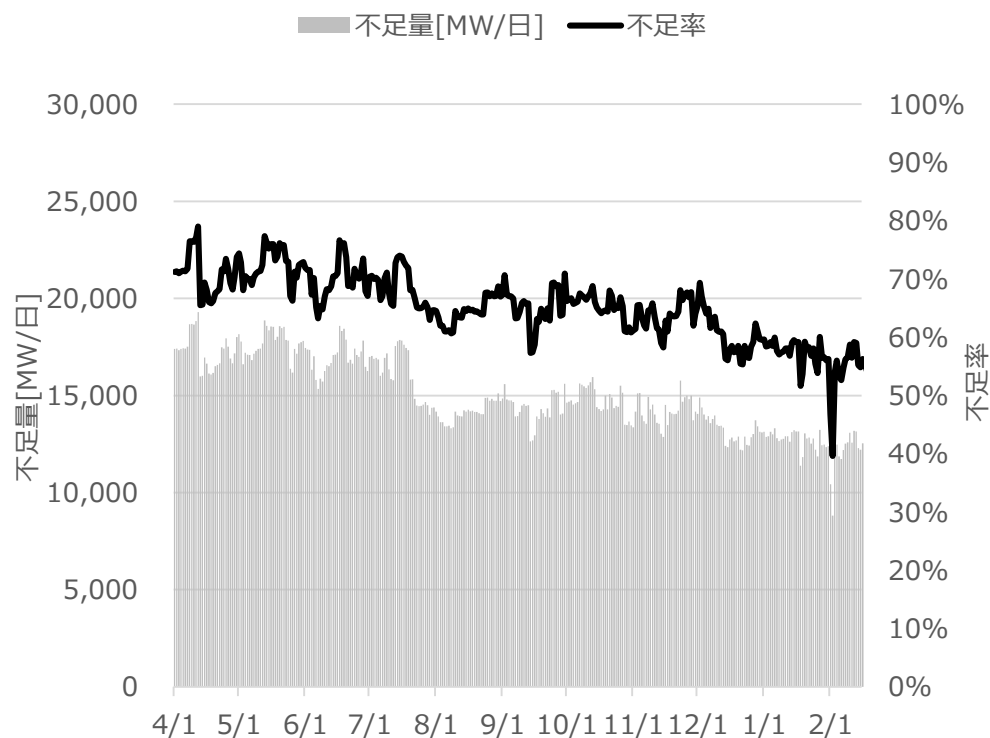
- 凡そ一定の募集量（22,000～24,000MW/日）に対し、当初の応札量（5,000～6,000MW/日）に比べ、至近では約10,000MW超/日と増加傾向であり、不足率も徐々に改善が見られるが未だ60%程度はある状況。
- エリア別では、一次と同様、東京・中部エリア※においては年間を通して不足率の高さ（応札がない日も多数あり）が目立った一方で、北海道・北陸エリアにおいては（至近では中国・九州エリアも）募集量をほぼ充足できている状況であった（次頁参照）。

※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施（7/20受渡分より）

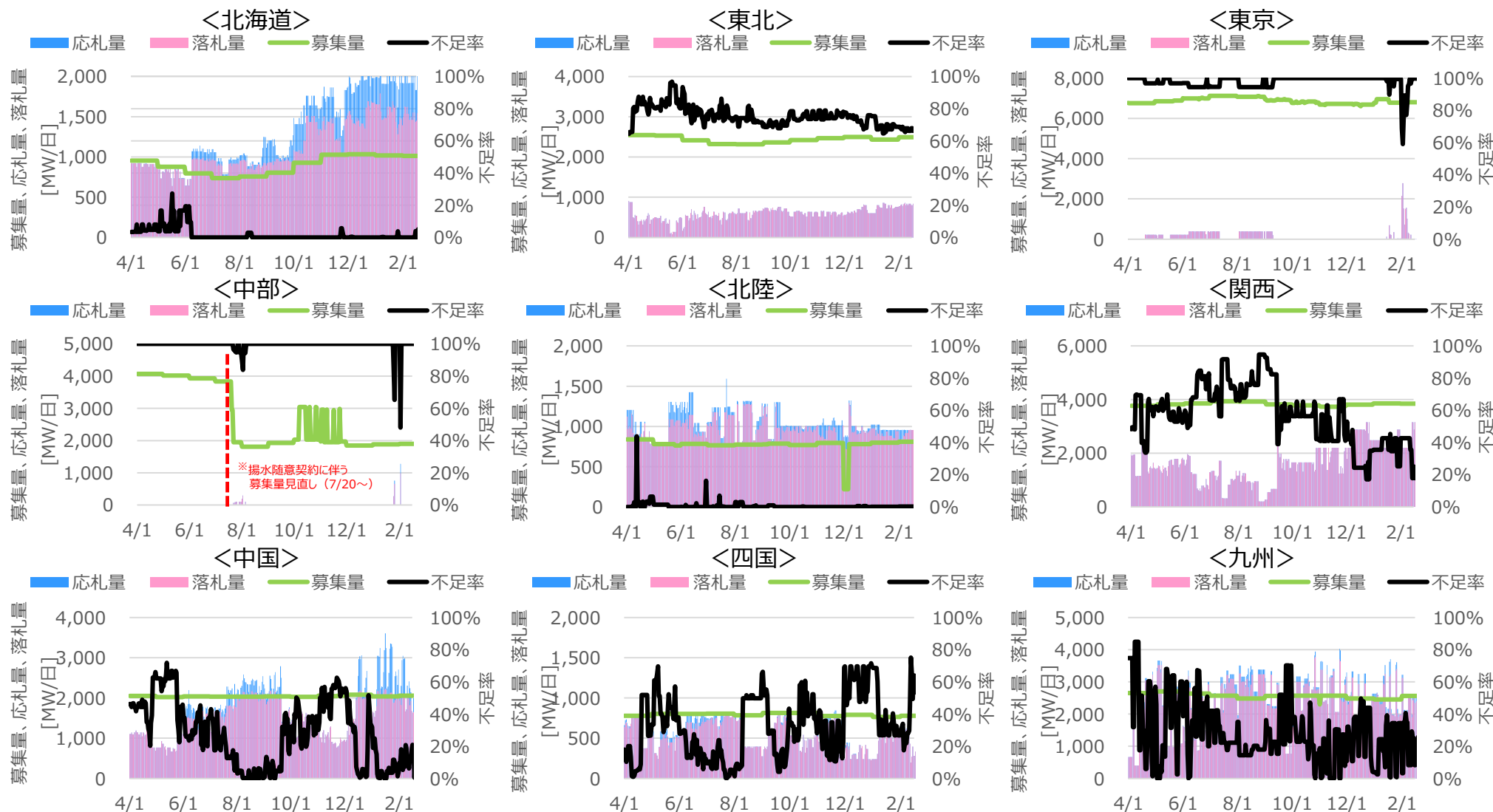
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】



【不足量、不足率（全国エリア）】



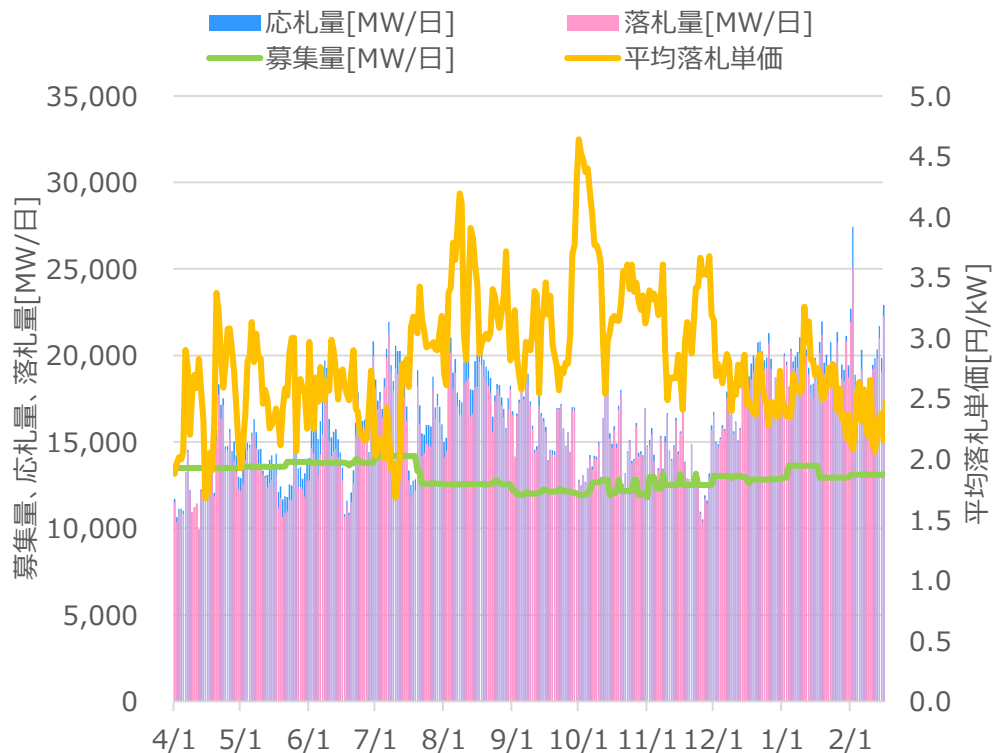
■ 東京・中部エリアにおいては、年間を通して不足率の高さが目立つ状況であった一方で、北海道・北陸エリアでは年間を通して（至近では中国・九州エリアにおいても）ほぼ募集量を充足できている状況であった。



- 凡そ一定の募集量（12,000～14,000MW/日）に対し、全国大で見れば、ほぼ充足するような応札量・落札量で推移しており、他の商品と比較すると調達状況は芳しく、至近での不足率は10%程度といった状況。
- エリア別では、年間で見ると、特に中部エリア※では応札量の少なさが目立った一方、募集量を充足できているエリアも多数あった状況（次頁参照）。

※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施（7/20受渡分より）

【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】



【不足量、不足率（全国エリア）】

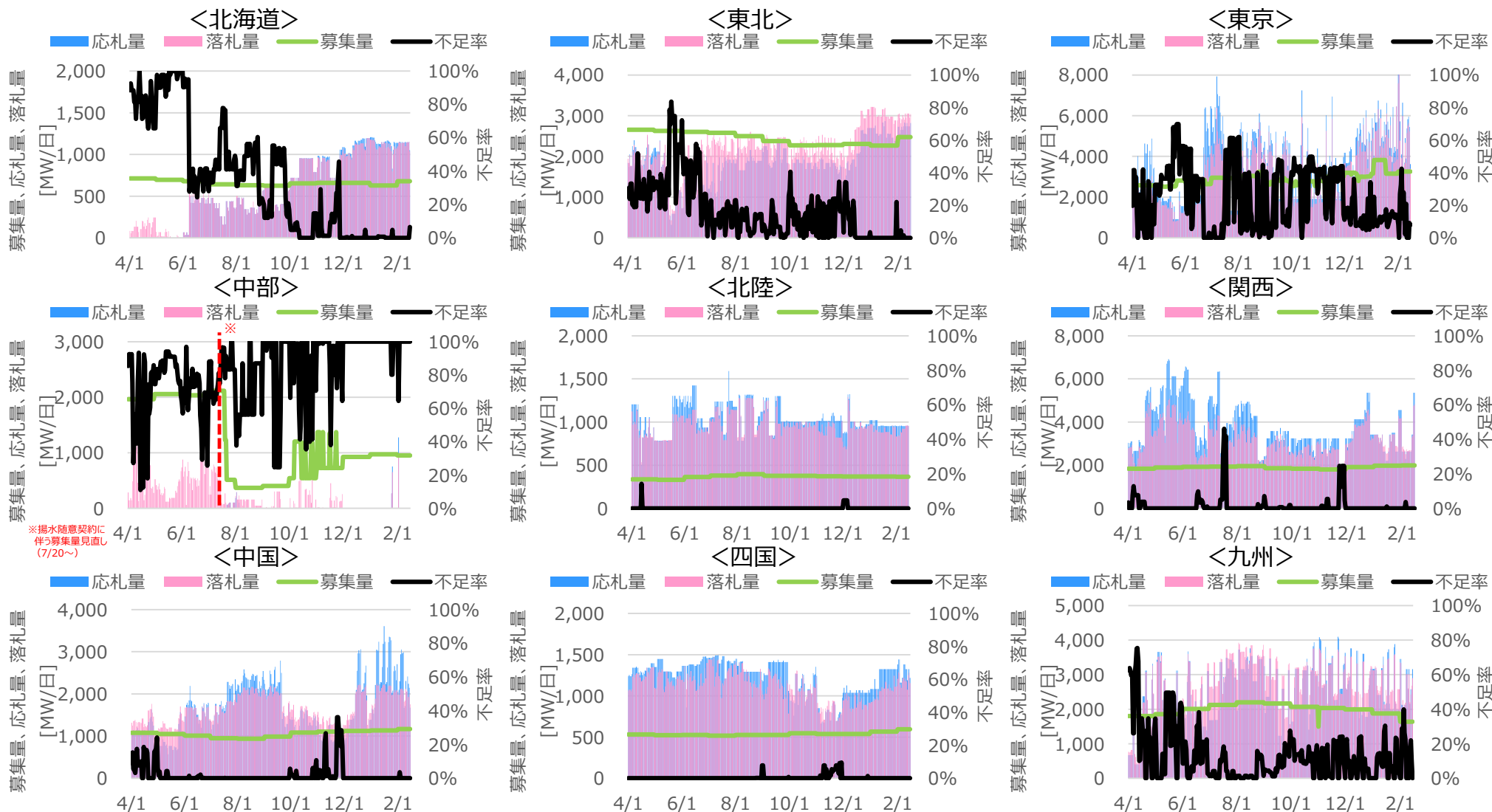


(参考) 取引実績(二次②):エリア別

出所) 電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
 募集量、応札量、落札量は全8ブロック合計値
 不足率 = 不足量/募集量

-25

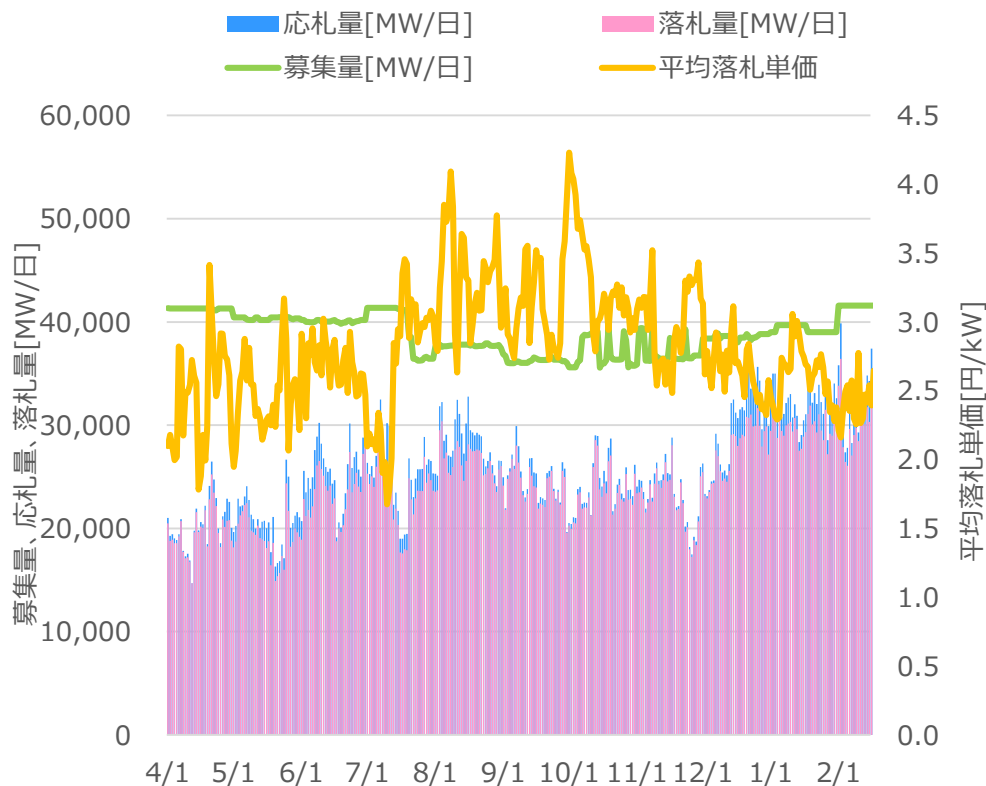
- 中部エリアについては、年間を通じて不足率は高めの状況。(応札量が少ない状況)
- 一方、北海道エリアでは6月頃まではほぼ応札がなかったが、以降は応札量が増え、調達率の改善が見られた。



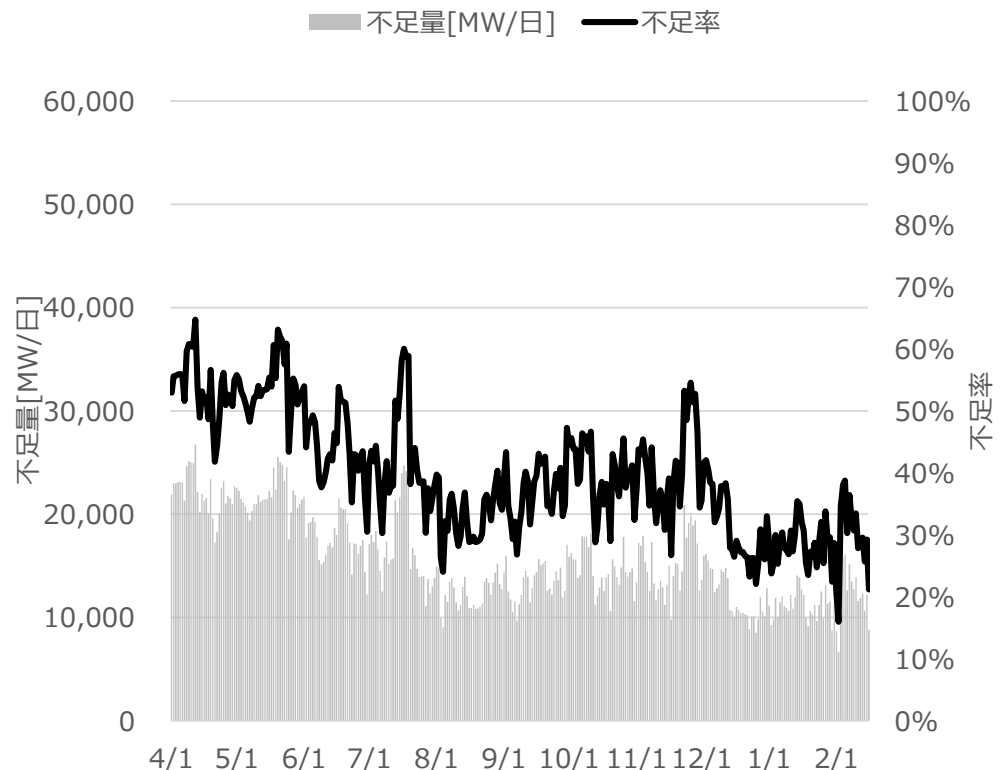
- 凡そ一定の募集量（38,000～40,000MW/日）に対し、当初の応札量（約20,000MW/日）に比べ、至近では約30,000MW/日と増加傾向であり、不足率も約30%程度と改善傾向が見られる状況であった。
- エリア別では、二次②と同様に、年間で見ると、特に中部エリア※では応札量の少なさが目立った一方で、募集量を充足できているエリアも多数あった状況（次頁参照）

※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施（7/20受渡分より）

【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】



【不足量、不足率（全国エリア）】

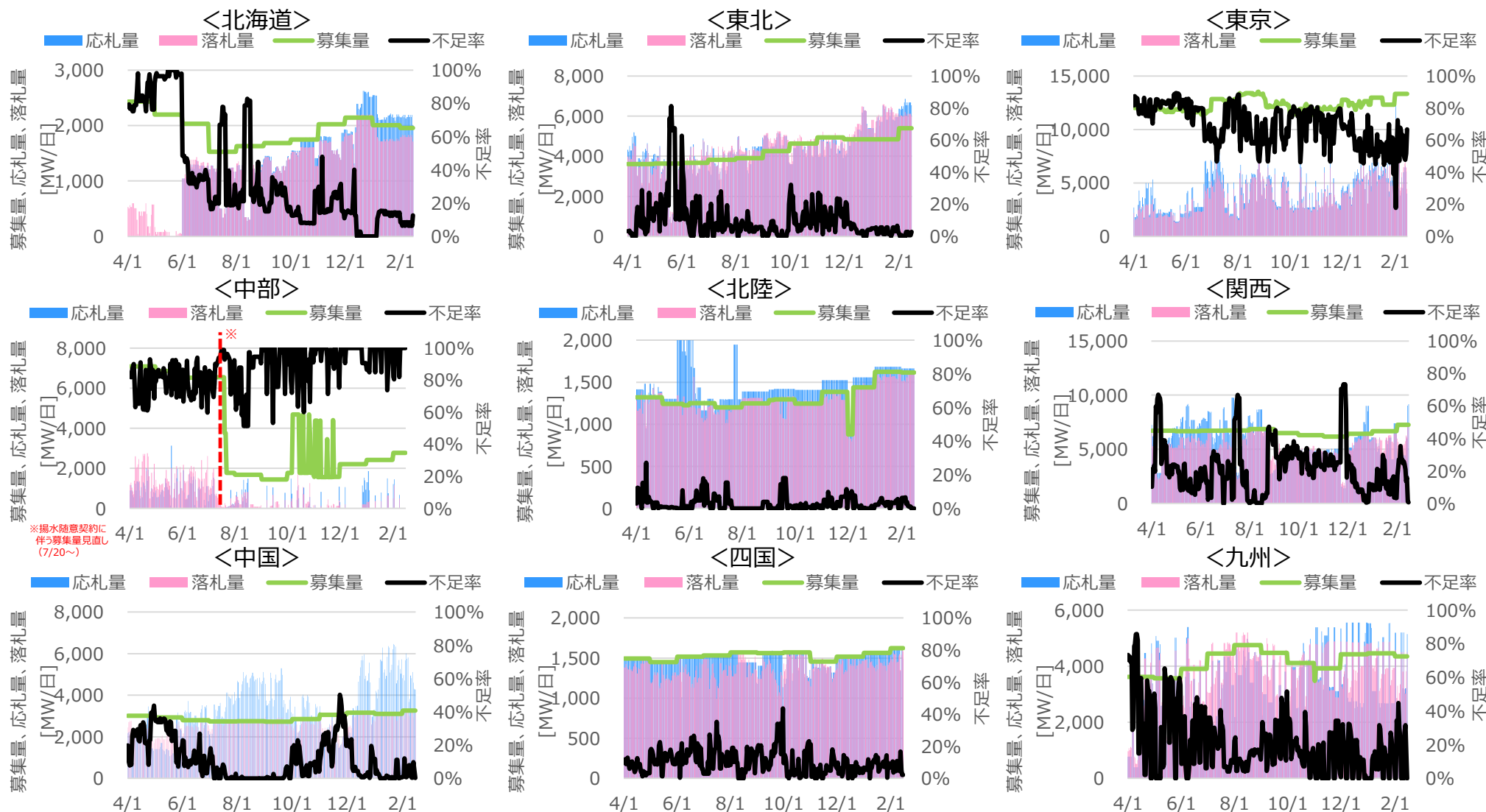


(参考) 取引実績(三次①):エリア別

出所) 電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
 募集量、応札量、落札量は全8ブロック合計値
 不足率 = 不足量/募集量

-27

- 東京・中部エリアについては、年間を通じて不足率は高めの状況。(特に中部エリアの応札量が少ない状況)
- 一方、北海道エリアでは6月頃まではほぼ応札がなかったが、以降は応札量が増え、調達率の改善が見られた。

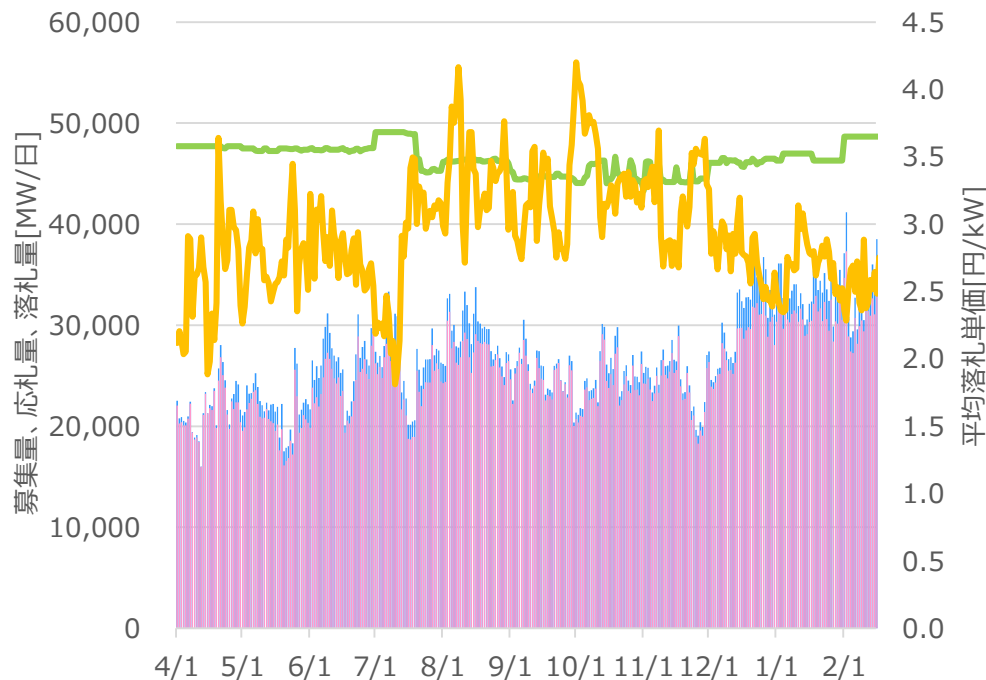


- ほぼ一定の募集量（48,000MW/日）に対し、当初の応札量（約20,000MW/日）に比べ、至近では30,000MW超/日と増加傾向であり、不足率も至近では30～40%程度と改善傾向が見られる状況であった。
- エリア別では、二次②、三次①と同様、特に中部エリア※では応札量の少なさが目立った一方、募集量を充足できているエリアも多数あった状況（次頁参照）

※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施（7/20受渡分より）

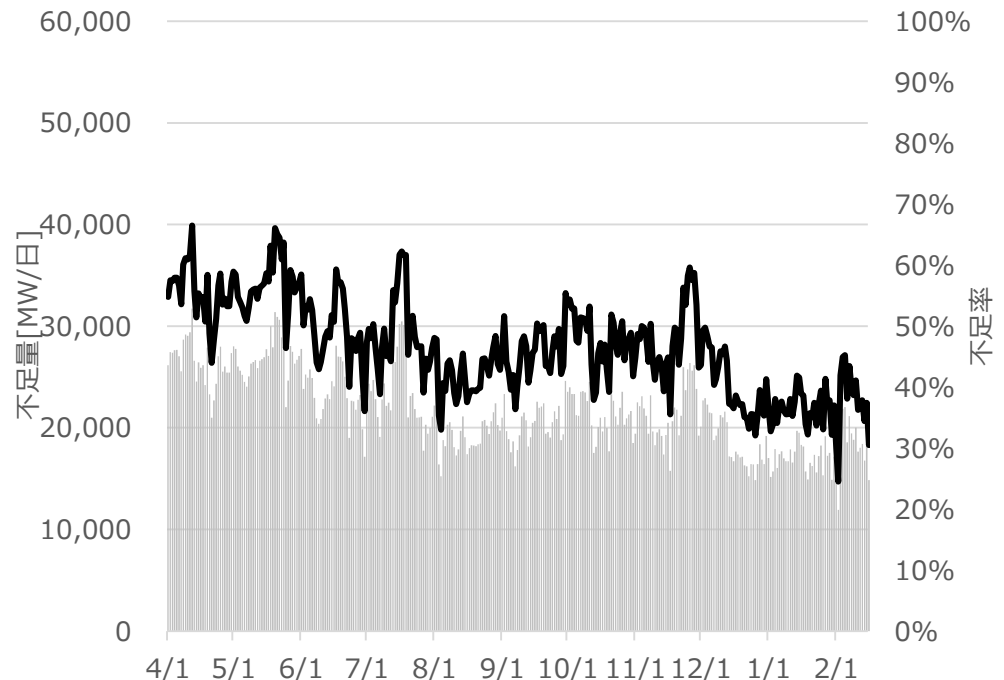
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】

■ 応札量[MW/日] ■ 落札量[MW/日]
 ■ 募集量[MW/日] ■ 平均落札単価



【不足量、不足率（全国エリア）】

■ 不足量[MW/日] ■ 不足率

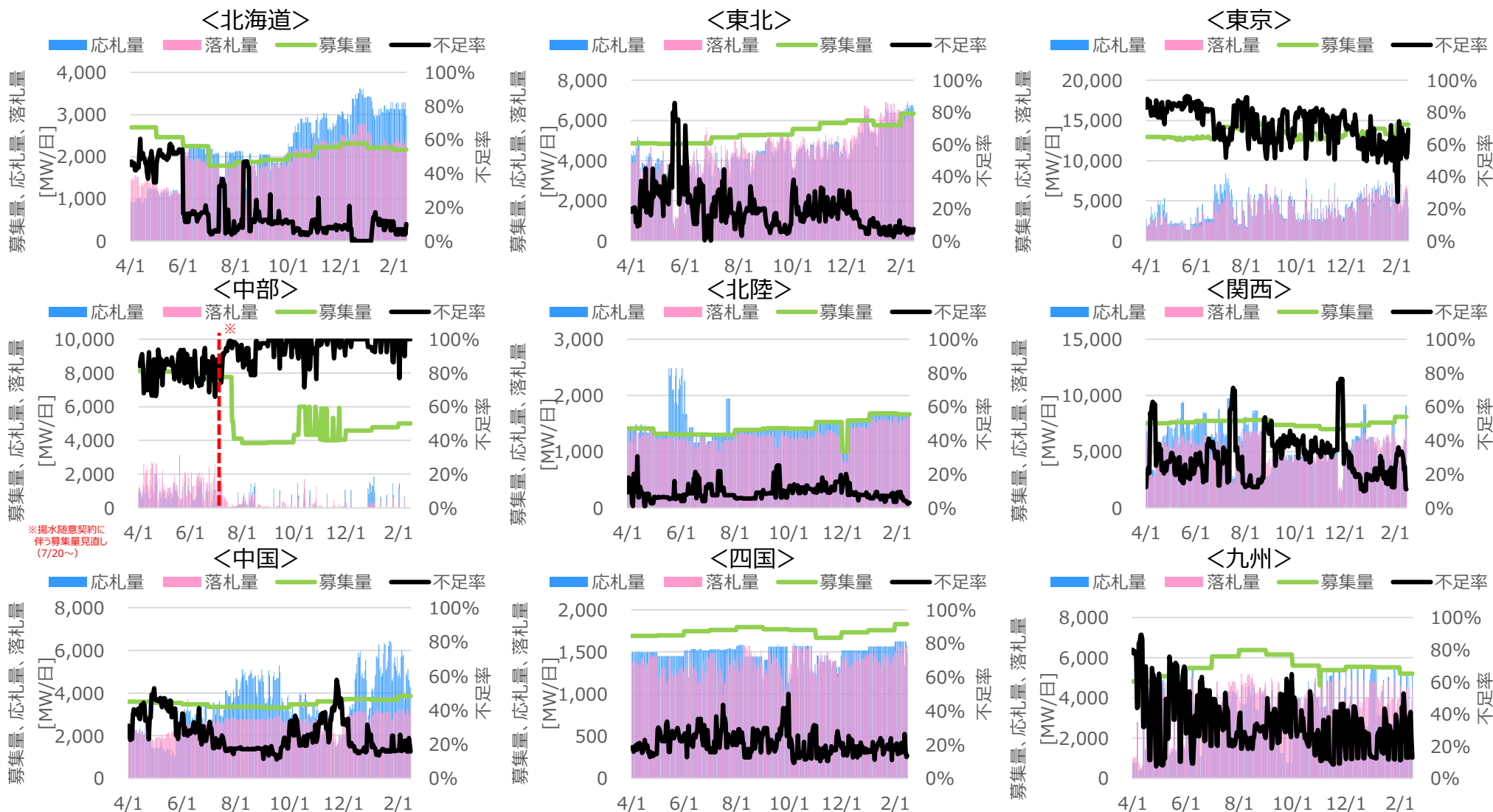


(参考) 取引実績(複合商品):エリア別

出所) 電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
 募集量、応札量、落札量は全8ブロック合計値
 不足率 = 不足量/募集量

-29

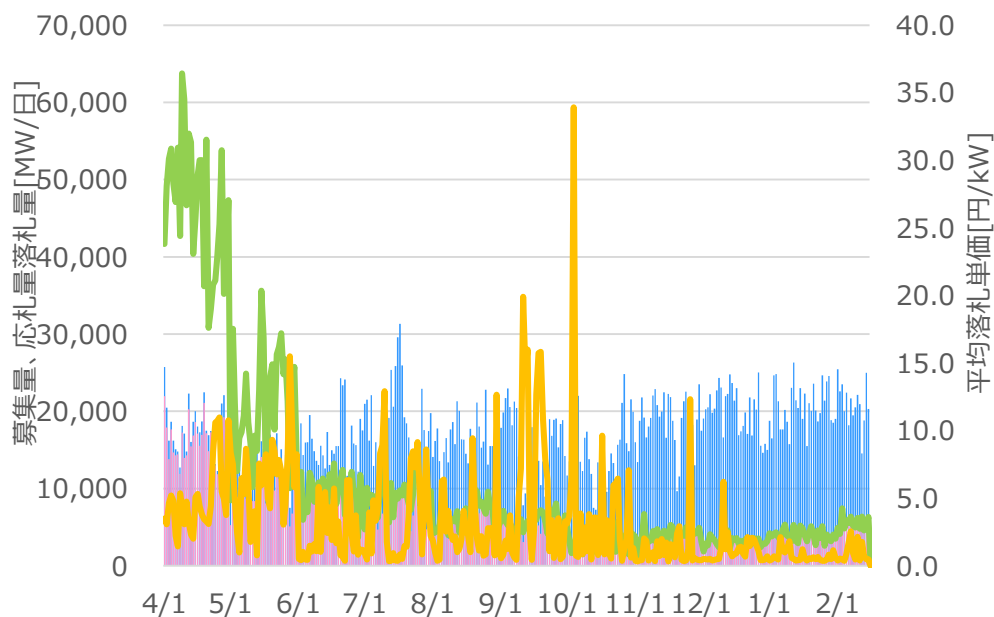
- 東京・中部エリアについては、年間を通じて不足率は高めの状況。(特に中部エリアの応札量が少ない状況)
- 一方、北海道エリアでは6月頃まで応札が少なかったが、以降は応札量が増え、調達率の改善が見られた。



■ 前日商品である三次②の取引としては、二次②・三次①の前日追加調達を一次中断（5月1日受渡分から）や過去実績をもとに元の募集量に一定割合を乗じた募集量への見直し（6月1日受渡分から）、まずもっての市場調達量を従来の3σから1σとする効率的な調達の導入（7月1日受渡分から）等を通じて、募集量が圧縮された影響もあり、不足率は大きく改善している。

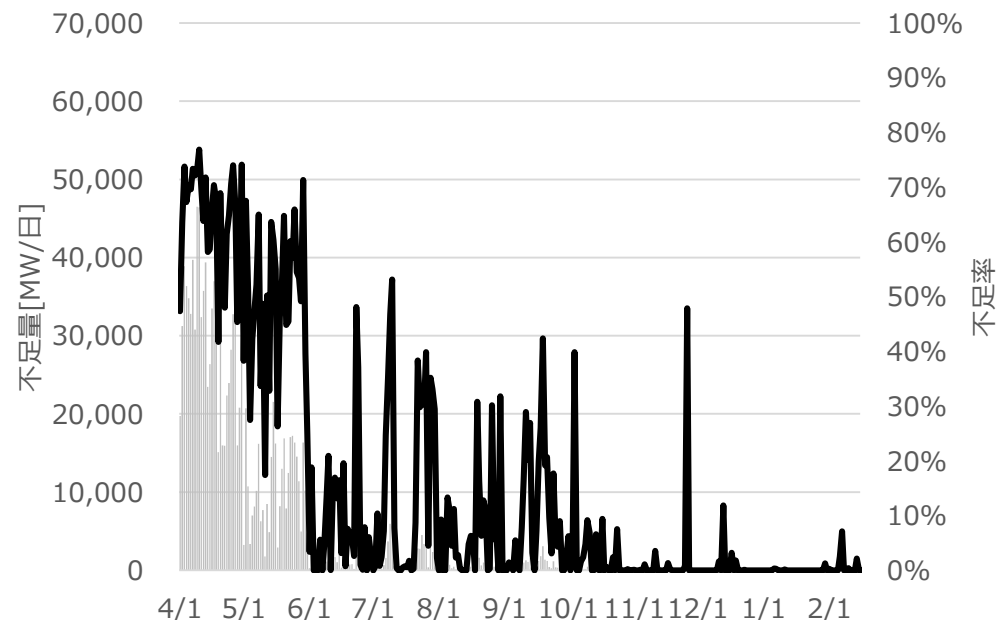
【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】

■ 応札量[MW/日] ■ 落札量[MW/日]
 ■ 募集量[MW/日] ■ 平均落札単価

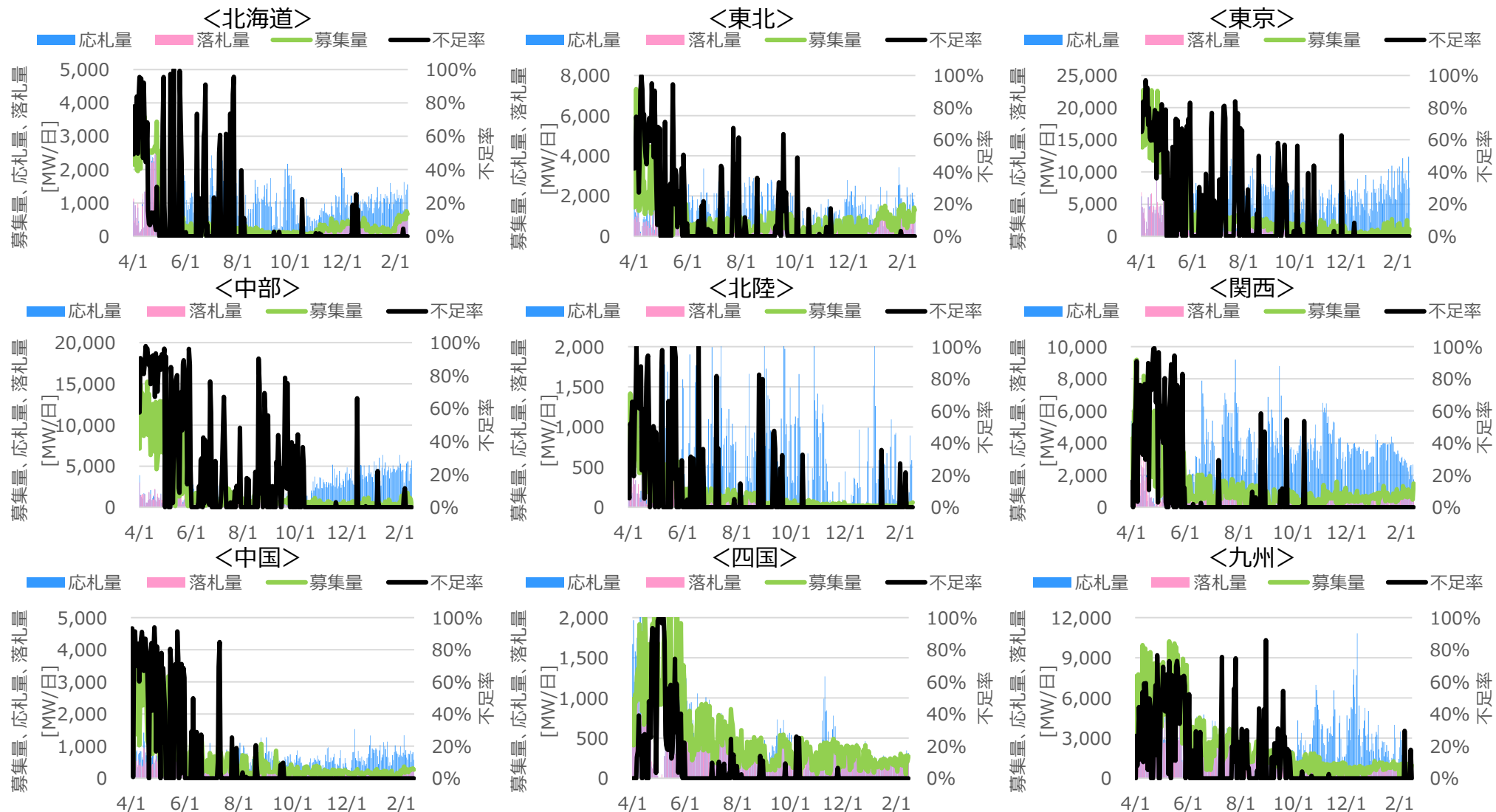


【不足量、不足率（全国エリア）】

■ 不足量[MW/日] ■ 不足率



■ 二次②・三次①の前日追加調達を一次中断や一定割合を乗じた募集量への見直し、効率的な調達の導入等を通じて、4月当初に比べ募集量が大きく減少しており、不足率も大幅に改善傾向にある。



1. 2024年度の検討状況（応札不足対応一覧）

2. 2024年度の取引実績

3. 2025年度以降の検討すべき課題の整理

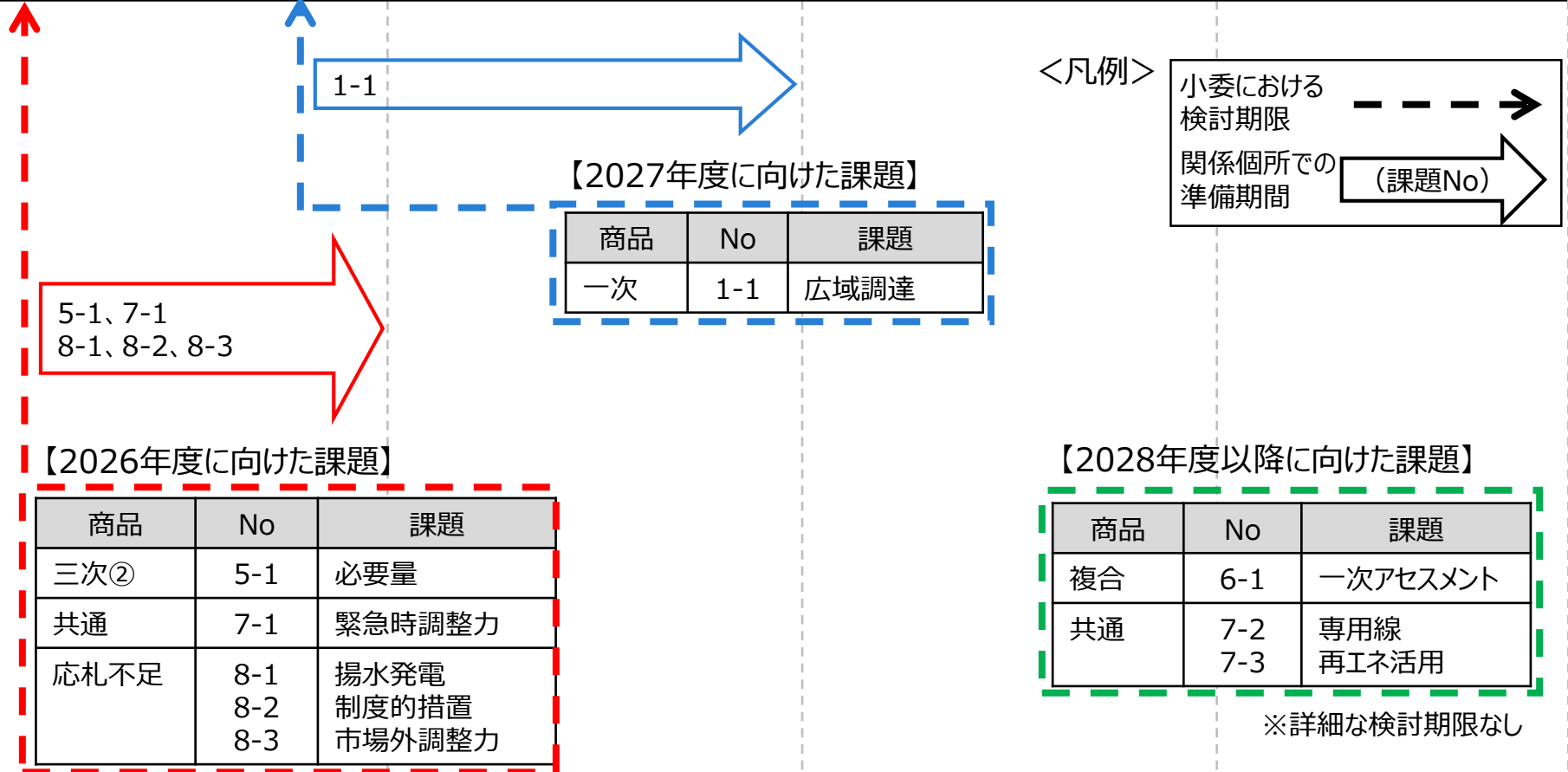
（参考）需給調整市場に関する審議会動向（課題検討状況）

（参考）要件変更等のスケジュール

■ 2025年度においては、引き続き応札不足に関する課題検討（揚水の市場活用や制度的措置、ならびに市場外調整力等）を実施しつつ、必要に応じ、三次②の30分コマ化後のフォローアップ実施、また、変動性再エネの活用等の将来的な課題に関する検討も順次進めていくこととしたい。

商品	No	課題	詳細
一次	1-1	広域調達	2027年度（二次①広域調達開始）以降の広域調達の在り方
二次①			
二次②			
三次①			
三次②	5-1	必要量	2025年度事後検証・2026年度事前評価および必要量低減の取り組み
複合商品	6-1	一次アセスメント	一次のみのアセスメント方法の検討
共通	7-1	緊急時調整力	緊急時（電源脱落）の調整力の調達方法
	7-2	専用線	低コスト方式の拡大
	7-3	再エネ活用	将来の変動性再エネの調整機能の活用方法
応札不足	8-1	揚水発電	揚水発電所の市場活用における課題整理（揚水公募等）
	8-2	制度的措置	制度的措置に係る残論点の整理
	8-3	市場外調整力	市場外調整力の実態調査および募集量からの控除検討

年度	2025	2026	2027	2028以降
広域運用	(二次①を除く全商品)	二次①（2026年度）		
広域調達	(二次①を除く全商品)		二次①（2027年度）	
市場取引	(全商品)	全商品の前日取引化		同時市場/次期中給運開



※ 検討状況によっては2026年度以降も継続

※ 詳細な検討期限なし

課題		これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
----	--	-----------	----------	---------------

1-1
1ルート連系
エリアにおける
広域調達可否
と開始時期

✓ 2024年度から、
交流連系されている
エリアにおいて、一次
の広域調達を開始

✓ 2024年度以降の取引実績を踏まえた
2027年度（二次①広域調達開始）
以降の広域調達の在り方

✓ 2024年度以降の取引実績を踏まえた
運用容量フリンジとΔkWマージンの取扱い

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
----	-----------	----------	---------------

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
----	-----------	----------	---------------

5-1	2025年度事後	✓ アンサンブル予測開始	✓ 更なる気象精度向上の取り組み
	検証・2026年	✓ 効率的な調達開始	✓ 更なる必要量低減の取り組み
	度事前評価および必要量低減の取り組み	✓ 取引単位時間30分化開始	

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
----	-----------	----------	---------------

- ✓

一次を含めて許容範囲を設定
- ✓

複合された応動から一次の応動のみを切り出したアセスメントの方法

6-1 一次のみの
アセスメント方法
の検討

課題		これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
7-1	緊急時（電源脱落）対応の調整力確保方法	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 再エネ余剰時はポンプに持ち替え、ΔkW約定リソースを停止 ✓ ポンプ遮断の要件を整理 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ EPPS考慮による必要量見直しの検討 ✓ 早期の（簡易的な）対応方法の検討 	
7-2	低コスト方式の専用線の拡大可否	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 10MW未満かつ上位2電圧以外は電柱方式可 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電柱方式の拡大 	
7-3	将来の変動性再エネ調整機能の活用方法	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 変動性再エネの調整機能の活用を目指す ✓ 対象は市場連動型のFIP電源 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 技術面の課題 ✓ 制度面の課題（市場への応札） 	

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
8-1 揚水発電所の 市場活用におけ る課題整理	✓ 揚水公募量の控除 方法やポンプアップ 原資の確保方法の 対応案の整理	✓ 契約価格の在り方 ✓ 池全体の水位管理の在り方	
8-2 制度的措置に 係る残論点の 整理	✓ 制度的措置に関す る基本的な考え方 や個別論点を整理 (技術面の検討)	✓ 誘導的措置の検討漏れ確認 ✓ 将来シナリオ想定 ✓ システム改修等費用の回収可否	
8-3 市場外調整力 の実態調査およ び募集量からの 控除検討	✓ 需給調整市場非参 入電源の自然体余 力（領域②）は、 現状、大宗のエリア でほぼゼロ	✓ 需給調整市場参入電源における余力 ✓ 控除できる蓋然性	

1. 2024年度の検討状況（応札不足対応一覧）

2. 2024年度の取引実績

3. 2025年度以降の検討すべき課題の整理

（参考）需給調整市場に関する審議会動向（課題検討状況）

（参考）要件変更等のスケジュール

- 2024年4月より、需給調整市場の全商品の取引が開始されたものの、全商品において募集量に対する応札量の未達が発生。前日取引については調達費用の高騰も大きな課題となった。
- 第91回制度検討作業部会（以下、「TF」という）（4月22日）において、前日取引における単価高騰に対する応急的な対策として「二次②・三次①追加調達の一時中断」や「三次②上限価格の設定」、市場供出の促進策として「価格規律の設定や市場供出の義務化」等が示され議論を実施した。
- この結果、4月30日取引分（5月1日受渡分）より、単価高騰に対する応急的な対策として、二次②・三次①追加調達を一時的に中断し、前日取引の募集量を削減している。（現在も中断中※）

※「措置を終了し募集量が増加しても、一定の競争原理が働く状態」にまで応札がなされていることが中断解除の判断目安

4月以降の取引結果を受けた課題と論点

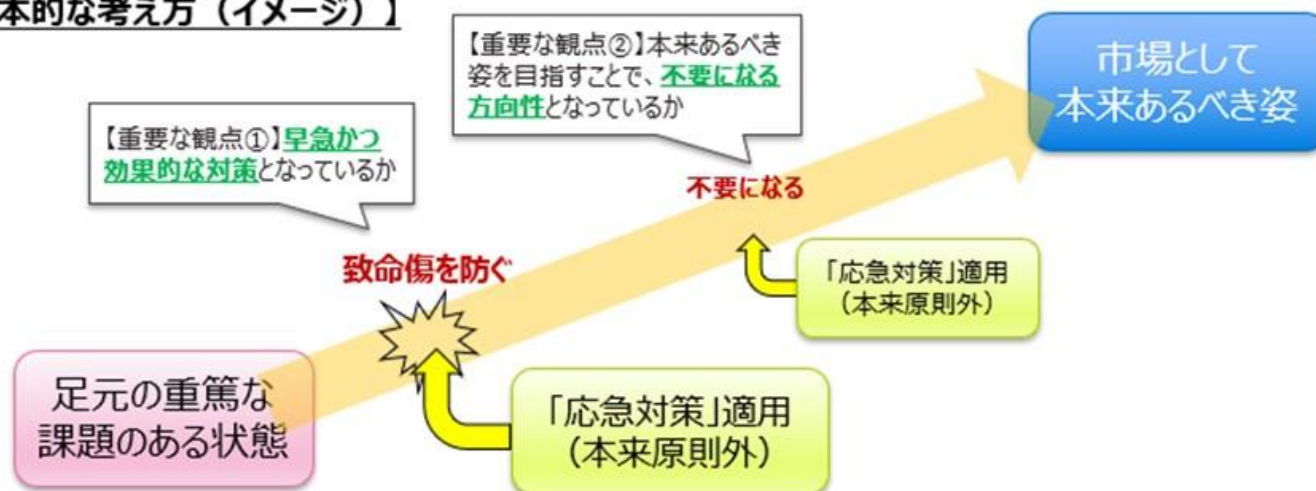
- 2024年4月1日～14日の取引データから、以下のような課題が確認された。
 - **週間取引**（一次～三次①）については、エリアや商品ごとに濃淡はあるが、総じて目標調達量に対して**大きく未達が発生した**。
 - **前日取引**（三次②、二次②・三次①未達分の追加調達など）については、目標調達量に対して**未達が発生した上、上限価格の設定がないこともあり、リソースによっては応札時のΔkW単価が非常に高値であった**。特に蓄電池、DR、一部の火力発電所の単価が高かった。
- この中、今後例えば以下のような検討の方向性が想定される。これらについて、個別に時間軸を意識しつつ実施有無含め検討していくことが必要ではないか。特に三次②調達費用高騰は、FIT賦課金や託送料金を原資とすると、速やかに結論を得て対策を講じることが必要ではないか。
 1. **市場競争を活性化させつつ、確保リソースの経済性を向上すべく、二次②・三次①の追加調達一時中断による前日取引の募集量削減や、三次②上限価格の設定に関する検討**
※非支配的事業者、新規リソース事業者のビジネスモデルを念頭に置いた応札行動の在り方も考慮する必要があるため、必要に応じて事業者へのヒアリングなども実施しつつ検討を進める。
 2. **調整力供出が可能な電源に対し市場供出を促すべく、余力活用契約比で魅力のあるような価格規律の設定、並列必須要件に関する見直し、需給調整市場への制度的な供出義務化に関する検討**
※電力広域的運営推進機関や電力・ガス取引監視等委員会とも密に連携しつつ、検討を行う。
- また、市場外調達や余力活用契約の動向についても注視し、これら需給調整市場内外での調整力調達の全体コストの動向について、引き続き確認を進めていく。

市場の課題に対する「応急対策」の基本的な考え方について

19

- 全面運開したばかりの需給調整市場は、市場（あるいは事業者）の習熟度が上がっていない等の理由によって、競争がしっかり働いている本来あるべき姿から乖離した、応札不足・価格高騰等多くの課題を抱えた状態と言える。
- この点、**足元の重篤な課題を解消すべく、「応急対策」適用により致命傷を防ぎつつ、市場として本来あるべき姿を目指すといった進め方が基本的な考え方**となるのではないか。
- この点、基本的な考え方を遵守するためには、「応急対策」適用の条件として以下二つの観点が重要になる。
 - 観点①：重篤な課題に対し、早急かつ効果的な（致命傷を防ぐ）対策となっていること
 - 観点②：市場として本来あるべき姿を目指すデイスインセンティブとならないこと
(本来あるべき姿を目指すことで、結果的に「応急対策」の適用が不要になる方向性であること)

【応急対策の基本的な考え方（イメージ）】



- 前日取引の単価高騰に対する応急的な対策である「二次②・三次①の前日追加調達の一時中断」については、2024年4月30日取引分（2024年5月1日受渡分）から適用され、現在も継続している。



二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断のお知らせ

2024年4月26日

一般社団法人 電力需給調整力取引所

一般送配電事業者 9 社(北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、九州電力送配電株式会社)より、2024 年 4 月 30 日取引分(5 月 1 日受渡分)から当面の間、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達を一時中断するとの申し出がありましたのでお知らせします。

詳細や再開時期については、各一般送配電事業者ホームページでご確認ください。

北海道電力ネットワーク株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

東北電力ネットワーク株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

東京電力パワーグリッド株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

中部電力パワーグリッド株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

北陸電力送配電株式会社

[二次調整力②および三次調整力①の前日追加調達の一時中断について\(2024 年 4 月 26 日\)](#)

関西電力送配電株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

中国電力ネットワーク株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

四国電力送配電株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

九州電力送配電株式会社

[二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断について](#)

以上



三次調整力②の募集量の見直しおよび 二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断継続のお知らせ

2024 年 5 月 30 日

一般社団法人 電力需給調整力取引所

需給調整市場における応札量不足が継続していること等を要因として、国の審議会^{※1}での整理のとり、一般送配電事業者 9 社(北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、九州電力送配電株式会社)より、2024 年 5 月 31 日取引分(6 月 1 日受渡分)から暫定的に三次調整力②の募集量を見直すこと、ならびに二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断^{※2}を継続する旨の申し出がありましたのでお知らせします。詳細は、各一般送配電事業者のホームページをご確認ください。

注1 第93回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 資料4「需給調整市場について」(2024.5.27 開催)

注2 二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断のお知らせ(2024.4.26 掲載)

募集量の見直しに関する情報(募集量削減係数)は、以下のとおりです。なお、[弊所ホームページ](#)にも掲載していますのでご確認ください。なお、2024 年 6 月 30 日取引分(7 月 1 日受渡分)以降の更新についてはこちらのホームページで公表します。

適用年月日 (受渡日)	募集量削減係数							
	1ブロック (0-3 時)	2ブロック (3-6 時)	3ブロック (6-9 時)	4ブロック (9-12 時)	5ブロック (12-15 時)	6ブロック (15-18 時)	7ブロック (18-21 時)	8ブロック (21-24 時)
2024 年 6 月 1 日 ～6 月 30 日	0.837	0.904	0.450	0.481	0.423	0.446	0.880	0.934

※1 見直し後の三次調整力②の募集量は、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達分を除いた三次調整力②の募集量に「募集量削減係数」を乗じることで算出

※2 募集量削減係数は、直近約 1 ヶ月(2024 年 5 月 1 日～5 月 29 日受渡分)の取引実績(弊所で公表している取引実績の連環値)より、以下のとおり算定

各ブロックの募集量削減係数 = 直近約 1 ヶ月の全エリア・各ブロックの調達率平均
= 直近約 1 ヶ月の全エリア・各ブロックの約定量合計÷二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達分を除いた三次調整力②の募集量合計

※3 なお、システムトラブル等の問題により募集量・約定量が正しく公表されていない場合には、因とも連携の上で補正を実施

- 第92回TF（5月10日）において、市場未達問題に対して、まずは市場における競争性の確保が重要と位置付け、「応札量を増やす取組」と「募集量を減らす取組※」に取り組んでいくこととされた。
- 応札量の増加は、本来的に目指すべき方向であり、応札要件や価格規律の緩和等の誘導的手法と、応札義務化のような規制的手法が考えられるが、応札義務化や上限価格の設定には慎重な検討が必要である。また、誘導的手法についても実効性は応札事業者の行動に依存するため、効果が得られるには一定の時間を要すると考えられる。
- したがって、応札量増加の検討と並行して、より即効性の高い募集量の削減※についての検討を急ぐ方向となった。

※ 市場における募集量の削減は、足元の募集量と応札量の大幅な不均衡を解消するための暫定的措置の位置付け

対応策の基本的考え方②

- また、エリアを越えた広域的な取引を促進する観点から、仮に何らかの措置を導入するときは、エリア毎に差を設けるのではなく、全エリア共通とすることが望ましいと考えられる。
- なお、現状、市場における競争が十分でない中で、上限価格が唯一設定されていない三次②に極めて高値の応札が集中している結果、調達費用が徒に増加するのではないかと懸念があり、対応策の1つとして上限価格の設定が考えられる。
- 他方、上限価格の設定は、その水準次第で相対的に高値での応札が見込まれる新規リソースの市場参加を抑制することとなり、応札量の増加という基本的な方向性に反することになりかねない。
- そこで、上限価格がないことを奇貨として収益最大化のために徒な高値応札が行われていないかどうか、引き続き注視しつつ、上限価格の設定については、慎重に検討を進めることとしてはどうか。



29

- 応札量増加と募集量削減における具体的な取組とその効果・懸念点は下表のとおり（下表のA～F）であり、早急に国とも連携（役割分担）しながら、各種対応策の検討について、対応の方を進めている。

対応策の基本的考え方③

- 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定されうる効果・懸念点は以下の通り（それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる）。

		対応所要期間	想定されうる効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施		・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、 <u>揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか</u>	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ 公募要件や実効性等について精査要
応札量の増加（誘導的）	C. （余力活用比で魅力ある）価格規律の見直し	中～長 技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要	・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、 <u>需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要</u> ・ 効果の顕在化に時間を要する
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ <u>揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり</u> 、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、 <u>対応の可否、実効性についての十分な検証が必要</u> ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加（規制的）	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	〔 慎重な検討が必要 〕	・ 需給調整市場に対する <u>出し惜しみがなく</u> なり、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ <u>高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる</u>	・ リソースにとっては <u>個別事情で供出不可な場合もあり</u> 、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ <u>義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制</u> に関する検討が必要
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。 <u>調達価格の高騰防止に寄与</u>	・ 設定価格次第では非支配的事業者の <u>新規リソースを中心に退出事業者が存在</u> 。

■ 募集量削減の取組としては、(A) 調達募集量の見直し、(B) 揚水発電の公募調達について検討。

A. 調達募集量の見直し

- 24年4月の全商品開始以降も大半のエリア・商品の組み合わせにおいて、募集量が応札量を大きく上回っており、市場原理による競争活性化が働いているとはいえない状況である。
- 他方、安定供給の観点からは、必要な調整力については余力活用契約により確保できており、足元では問題が生じているわけではない。
- 広域的な調整力の調達という需給調整市場の目的を踏まえると、市場調達が基本になると考えられるが、大幅な未達が発生し、市場競争が十分に働いていない現状においては、余力活用契約など市場以外の調達方法にも頼りつつ、現在の需給調整市場における調整力募集量を絞ることも一案ではないか。
- 例えば、週間・前日商品について、【a】週間・前日断面で算定される必要量に対して一定の割合(※)を乗じることで募集量を圧縮する方法、【b】余力活用契約による調整力確保見込み量を踏まえて募集量を設定する方法などが考えられるのではないかと。(※) これまでの調達率の実績を踏まえた割合など。
- また、前日商品である三次②については、週間取引の二次②・三次①と同様に、【c】調達量を $3\sigma \rightarrow 1\sigma$ 相当に減らし、不足分は余力活用契約により確保する、といった方針も一つ考えられるのではないかと。
- いずれにせよ、本対応を取るにあたり、「対象商品」「絞り込みの水準」のあるべき定め方について、検討をする必要がある。
- なお、必要量の算定については特段規程や需給調整市場ガイドラインの中で定められているものではなく、スムーズに暫定措置として打つことができる施策である。

31

B. 揚水発電の公募調達実施

- 揚水発電においては、揚水発電所の上池容量を踏まえた運用の制約などを主因に、一次・二次①における並列必須要件への適応が困難である(後述Dご参照)課題があり、需給調整市場における揚水リソースの供出にはハードルがある。
- そこで、揚水リソース由来の調整力については、需給調整市場ではなく公募等で調達を行う方式に変更し、調達に自由度を一定程度設けることも一案か。本対応により、公募での調達を行う分需給調整市場での募集量の削減にも繋がりうるか。
- ただし、需給調整市場での調整力調達を促し市場競争によりコストを低減すべく、調整力公募は沖縄エリアを除き2024年3月に終了した中、リソース限定での公募復活による効果や公募調達の対象・公募要件などについては検討が必要である。

32

- 応札量増加の取組としては、(C) 価格規律の見直し、(D) 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し、について検討。

C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し

- 第89回(2/28)制度検討作業部会の資料で示した通り、「追加起動して需給調整市場に供出を行った際の、最低出力相当分の手当てが余力活用契約と比較し劣後している」需給調整市場ガイドライン上起動費の計上回数が2回までしか認められず、発電事業者は歯抜け約定による取り漏れリスクを避けるため、2ブロック/日を越えた応札を控えている」といった声が発電事業者から挙がった。
- 当該内容を踏まえ、**支配的事業者により多くの応札を促すための価格規律の見直し**も一手段と言えるが、**インセンティブの強度を弱めると、調整力としての実効性の低下や調達費用の徒な増加等の副作用を生じうる**ことにも注意が必要である。

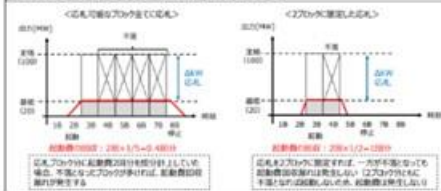
ヒアリング結果：No.2 余力活用と比較した金銭的インセンティブについて

- 需給調整市場ガイドライン(2024年度以降)において、価格帯が以下のとおり定められている。
 - 調整力0.5kWh/単位以上：電気料金(電気料金) + マーケット(0.33) [円/kWh・30分]
 - 調整力0.5kWh/単位未満：電気料金 + マーケット(0.33) [円/kWh・30分]
- 上記の価格帯を踏まえ、持ち上げ、追加起動の需給調整市場に参入し、約定した場合、調整力0.5kWh/単位未満の調整力0.5kWh/単位未満(=0.66円/kWh)の金銭的メリット、調整力0.5kWh/単位以上では、既に期待費用10円/kWhの範囲に達し、1円/kWhの金銭的メリットを享受することができると見られる。



ヒアリング結果：No.3 起動費の取扱いとリスク回避について

- 需給調整市場ガイドライン(2024年度以降)の価格帯においては、応札ブロックの一部のブロックのみ約定(最低出力)することで、起動費を取り戻せるリスクがあることから、取り戻すリスク低減のため、起動費等の計上は1回起動であっても2回まで認められている(ただし、使用しなかった起動費は返還される)。
- 一方で、上記価格規律を踏まえ、起動費の取り戻しリスクを回避する(リカバリー)ため、2ブロックに限定した応札とする、あるいは追加起動による応札返金は行わないことが経済合理的に検討されている。
- こうした応札の考え方は応札、平準に繋がると考えられる。



34

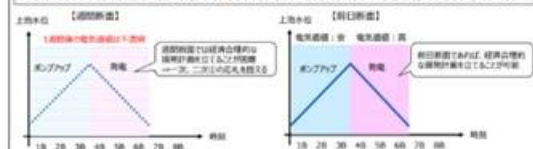
D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し

- 第89回(2/28)制度検討作業部会の資料で示した通り、「揚水発電リソースにとっては並列必須要件を満たすことのハードルが高いため、揚水発電所からでは一次・二次①への供出が難しい」といった声が発電事業者から挙がった。
- この**並列必須要件を見直すことのみによって、一次・二次①に対する揚水リソースの応札量増加が見込まれる**かどうかについて、及び十分な効果を生むためにその他取組との組合せで打つべき施策の必要性についても検討が必要。

ヒアリング結果：No.1 一次、二次①の並列必須要件について

第46回需給調整市場検討小委員会
(2024年3月26日) 資料2

- 過渡期商品のうち一次・二次①については時間内変動に対応するため、商品要件として電源の並列を必須としている。
- ここで、揚水発電所等が一次・二次①に約定した場合を考えると、約定ブロックにおいては最低出力等で運転(並列)した上で、調整力指令に応じる運用を求められることになる。
- 揚水発電所等は火力等の電源と比較すると上地容量(燃料タンク相当)が小さく、また最低出力が50%程度と火力等より高いため、これらの運用制約により多数のブロックの応札は難しい。
- また、揚水発電所等の経済的運用は、電気の価値が高い時間帯でポンプアップし、電気の価値が低い時間帯で発電することである。一方、1週間の電気の価値は平準であることから、調整力とある一次・二次①に約定した場合の運用制約(1週間後の約定ブロックで並列運転を求められる)を踏まえ、最終運用が難しくなる虞がある。
- 上述の理由より、揚水発電所等については、並列必須要件のある過渡期商品の一次・二次①への応札を控えることとなるといった意見もいただいた。
- なお、2026年度には過渡期商品の順日取引化を予定しており、こうした状況は一定程度軽減されると考えられる。



35

■ 収支面の考慮や新規リソース退出の懸念より、慎重な検討が必要とされている（E）制度的な供出義務化と、（F）三次②の上限価格設定についても一部検討。

E. 需給調整市場における制度的な供出義務化

- 需給調整市場に対して、制度的に供出を求めるような枠組みの検討も考えられる。
- 例えば、調整力機能を保有しているリソースを容量市場に応札している事業者に対して、アセスメント対象容量の範囲内で、小売電気事業者等が活用しない余力の全量の需給調整市場への応札を義務化させ、市場への供出量を増やす方法も一案か。
- なお、リソースの個別事情により供出そのものが困難な場合も存在しうることなども考慮に入れる必要がある。
- ただし、義務に見合った確実な費用回収と収益の確保が前提であり、価格規律の在り方も含めながら慎重な検討が必要となる。

③市場応札：リクワイアメント

市場別	北海道	東北	関東	中部	関西	中国	四国	九州	全国
市場応札のリクワイアメントについては、容量停止計画（出力抑制に伴う停止計画は除く）を提出していない範囲の容量が対象となります。									
容量提供事業者は、アセスメント対象容量の範囲内で、小売電気事業者等が活用しない余力の全量を需給調整市場へ応札し、需給調整市場（以下「調整力市場」といふ）に応札する必要があります。アセスメント対象容量以上の供給力を応札することも可能です。									
電送等情報に資し、かつ契約上の計画変更時は時間に応じて、調整力市場等が調整して余力を応札する市場が存在しない場合、リクワイアメント対象外となります。									
市場応札のリクワイアメントについては、調整力市場等に出力することであり、約定すること必須とするものではありません。									
小売電気事業者等が活用しない余力の全量を特定の市場に応札した場合、未約定に伴う余力およびその場に類似した余力についてはリクワイアメント対象外となります（ただし、需給ひっ迫時は除きます）。									

現状のリクワイアメント上は「余力の全量を卸電力取引所または需給調整市場に応札」されている
→需給調整市場の前日取引の前行われるスポット市場に応札さえすれば、約定有無を問わず本条項は充足する現状
→スポット市場で約定しなければ、需給調整市場にも応札を義務づける方向性も考えられる。（「または」→「かつ」）

（出所）2021年2月 電力広域的運営推進機関「容量市場におけるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティの概要」
（https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/210224_requirement_gaiyo.pdf）

F. 三次②上限価格設定について

- 現在上限価格が設定されていない三次②に対しても、上限価格を設定する事も一案か。
- 実際のところ、上限価格設定のなかった2023年4月の三次①と、設定がなされた2024年4月の三次①調達平均単価を比較すると、大半のエリアにおいて後者の方が小さく、上限価格設定により一定の調達費用削減効果が生じたといえる。
- 一方で、本設定を一律に定めることにより、蓄電池やDRといった新規リソースの退出を促進することに繋がりがかねない。
- リソース毎に異なる上限価格設定を行う方法なども考えられるが、いずれにせよ新規リソース含め事業者への影響を踏まえて慎重に進めるべきか。

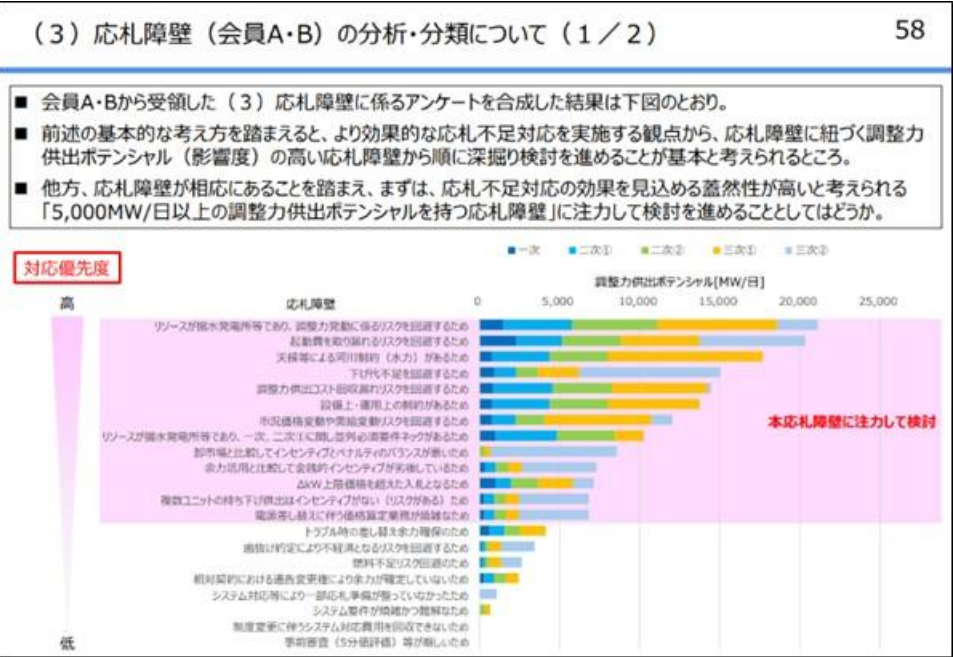
【三次①調達平均単価比較（円/ΔkW・h）】

	2023年4月	2024年4月
北海道	20.02	2.32
東北	2.11	2.73
関東	-	2.29
中部	9.89	6.52
北陸	0.20	1.33
関西	34.69	5.16
中国	6.79	2.97
四国	20.47	4.34
九州	18.83	15.44
全体	16.00	4.95

※複合商品を含んだ平均値。

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

- 第47回本小委員会（5月15日）において、足元の応札不足の原因調査として実施した取引会員へのアンケート結果をもとに、調整力提供者にとっての応札障壁を検討アプローチごとに整理した。（次頁参照）
- また、応札不足対応の方向性としては、第45回本小委員会（2024年2月7日）において示したとおり、
①技術的検討（リクワイアメント・ペナルティの緩和）、②金銭的調整（応札インセンティブの増加）、
③規制的措置、の3つのアプローチを基本とする。



- 将来的な対応の方向性について（1 / 2）
- 29
- 前述のとおり、2024年度の全面運開当初においては、安定供給を維持する何らかの対応をとる（例えば、起動が間に合わない電源に限っては前日15時を待たず、余力活用による起動を行う等）ことが考えられるところ。
 - 他方で、こうした安定供給のスキームは原則外のスキームであることから、本来的には原則（市場の役割）に基づく対応（応札不足を解消するための対応）を指向すべきと考えられる。
 - この点、現状においても、一例として下記のような取り組みを実施しており、まずは次頁以降でその内容を振り返る。
 - リクワイアメント・ペナルティの緩和
 - 応札インセンティブの増加
 - 市場参加の規制的措置（リクワイアメント）

- 応札障壁への検討アプローチにおいて、検討項目のうち、特に技術的検討が必要となる項目（下図赤枠）について広域機関が主体となって、引き続き、国および電力需給調整力取引所（以下、「EPRX」という）とも連携のうえ、検討を進めることとした。

応札不足対応の方向性

60

- 前頁において整理した応札障壁を検討アプローチごとに再整理した結果が下表のとおり。
- 第46回本小委員会で整理したとおり、下表の検討項目のうち、特に技術的検討が必要となる項目（No.1-1～1-6）について、広域機関が主体となって、引き続き国およびEPRXとも連携のうえ、検討を進めることとする。
- なお、今後の検討を進めるにあたり、必要に応じて今回アンケートの結果については深掘り調査を実施することとする。

検討アプローチ（案）	No.	応札障壁（影響度が大きい順）
①技術的検討	1-1	リソースが揚水発電所等であり、調整力発動に係るリスクを回避するため
	1-2	天候等による河川制約があるため（水力）
	1-3	下げ代不足を回避するため
	1-4	リソースが揚水発電所等であり、一次、二次①に関し並列必須要件ネックがあるため
	1-5	卸市場と比較してインセンティブとペナルティのバランスが悪い
	1-6	複数ユニットの持ち下げ供出はインセンティブがない（リスクがある）ため
②金銭等対応	2-1	リソースが揚水発電所等であり、調整力発動に係るリスクを回避するため
	2-2	起動費を取り漏れるリスクを回避するため
	2-3	調整力供出コスト回収漏れリスクを回避するため
	2-4	市況価格変動や需給変動リスクを回避するため
	2-5	卸市場と比較してインセンティブとペナルティのバランスが悪い
	2-6	余力活用と比較して金銭的インセンティブが劣後しているため
	2-7	ΔkW上限価格を超えた入札となるため
	2-8	複数ユニットの持ち下げ供出はインセンティブがない（リスクがある）ため
	2-9	電源差し替えに伴う価格再算定業務が煩雑なため

取引会員に対するアンケート（概要）

29

- 2024年度から需給調整市場の全商品の取引が開始されたものの、前章のとおり、全商品において応札不足が顕在化している状況。
- かかる状況を踏まえ、調整力提供者の応札行動等を確認するため、需給調整市場の全取引会員（61会員）に対し、資源エネルギー庁および電力需給調整力取引所（以下「EPRX」という。）とも連携のうえ、2024年4月5日～2024年4月17日の期間でアンケートを実施した。
- アンケートは、応札準備が整っている会員※（以下「会員A」という。）向け、ならびに応札準備が整っていない会員（以下「会員B」という。）向けの2種類を用意したうえで、基本的にはいずれか一方を回答いただくよう依頼した。
- なお、会員A向け、会員B向けそれぞれに対するアンケート項目と内容は下表のとおり。

※ 事前審査を終え、需給調整市場システム上で応札可能な状態のリソースを所有する会員を想定

アンケート項目	アンケート内容	
	応札準備が整っている会員（会員A）向け	応札準備が整っていない会員（会員B）向け
（１）基本情報	・ リソースの属地エリア、電源種、応札可能商品	・ リソースの属地エリア、電源種、応札予定商品
（２）応札実績（あるいは予定）	・ 応札実績	・ 応札準備が整う時期 ・ 供出可能量の規模感
（３）応札障壁	・ 応札を見送ったリソースの有無、電源種、理由 ・ 応札障壁がない場合の供出可能量の規模感	・ 今後、応札障壁となりうる要因
（４）応札方針	・ 応札障壁がない場合の応札方針	—
（５）応札量増加の取り組み	・ 応札量増加のための各社の取り組み	—
（６）応札阻害要因	・ 市場の制度やルールにおける応札阻害要因 ・ 市場の制度やルール以外での応札阻害要因	同左
（７）その他ご要望等	・ EPRXホームページに関するご意見 ・ 需給調整市場や運営に関するご意見	同左

- 第93回TF（5月27日）において、三次②募集量見直し案として、まずもって週間・前日断面で算出される募集量に対して一定の割合（募集量削減係数）※1を乗じることで圧縮する方法（案A-a）が示され議論を実施した。
- この結果、5月31日取引分（6月1日受渡分）より、三次②の募集量の圧縮を実施※2。

※1 過去一定期間（直近約1ヵ月）における全エリア・ブロック別での調達率平均。今後の取引状況を踏まえ必要に応じて見直し
※2 「措置を終了し募集量が増加しても、一定の競争原理が働く状態」にまで応札がなされていることが圧縮解除の判断目安

前日調達募集量の見直しについて①

- 応急策としての募集量の見直しの考え方として、前回の本作業部会では以下の対応例を提示。
 - 【案a】週間・前日断面で算定される募集量に対して一定の割合（※）を乗じることで募集量を圧縮する方法（※）これまでの調達率の実績を踏まえた割合など。
 - 【案b】余力活用契約による調整力確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法
 - 【案c】募集量を3σ→1σ相当に減らす方法
- 前日商品の募集量を見直すに際し、各々の案について、即応性や運用ハードル等の観点から検討したところ、【案a】が合理的ではないか。

	業務の即応性	運用上の難しさ・効果量	応札事業者の予見性	制度の柔軟性
案a	・ 早急に対応可能（システム上の入力のみ）	・ 調達率算定は実績から容易 ・ 募集量に求めた調達率を乗じるのみで実施可能	・ EPRXの実績が公表されているため、応札事業者の予見性を確保	・ 実際の取引状況を踏まえながら柔軟に削減率の数字を変更することで柔軟に対応可能
案b	・ 余力活用分の控除可能量を事前に算出する必要あり ・ 算定条件の統一を各社で行うなど事前整理が必要	・ ピーク時に削減できない場合効果は限定的 ・ 平常時余力のみ追加起動も含めるか検討が必要	・ 余力活用可能量の状況は公表されておらず、また日々変動するため、応札事業者による予見は困難	・ パラメータの一律変更のみで算出方法の見直しが行えるような仕様設計は困難
案c	・ 早急に対応可能（システム上の入力のみ）	・ 日々の計算式の修正により、現状と変わらない運用が可能	・ 募集量が3σの際と予見性は不変	・ 画一的な削減であり、足元の約定状況を反映した募集量設定が不可

17

前日調達募集量の見直しについて②

- 【案a】募集量に対して一定割合を乗じる方法については、一定割合（募集量削減係数）の設定次第で柔軟に募集量を削減可能だが、**足元応札量に近い募集量とすべく「過去の調達率」を参照する方法**が一案が。
- 募集量削減係数を過去の調達率データから算出するに際しては、「エリア別」「ブロック別」といった粒度や、「最小値」「平均値」といったデータの算出方法の観点から、複数の案が考えられる。
- その検討に際しては、①**募集量と応札量の大幅な不均衡の解消**、②**余力活用含めた調達費用抑制**、③**新規リソースの事業性維持（過度な市場退出の防止）**の観点から、総合的な判断をする必要がある。
- 複数の案各々の削減効果を試算。①の面では削減後の未達率が低いほど、②の面では削減費用が大きいほど好ましい。一方、未達率は高単価である新規リソースの約定確率に寄与するため、①③はトレードオフの関係にある。よって、削減後の未達率が足元の未達率と比較して過度に低い状況が好ましいとは言えない。
- また、算出方法を「最小値」とする場合、外れ値が存在する際に実態に即しない削減が行われる可能性もある。
- 以上の分析を総合的に勘案し、**募集量削減係数は、過去一定期間（直近約1ヶ月）における全エリア・ブロック別の調達率平均とすることとしてはどうか。**（※）N月調達率平均 = N月全エリア約定量合計÷N月全エリア募集量合計（削減前）

【募集量削減係数の考え方の案と想定される削減効果（削減費用・未達率の変化）の試算】

案	削減費用(千円)	未達率(足元未達率)
A	28.6	12.6%
B	23.9	18.0%
C	16.2	26.8%
D	26.3	15.0%
E	5.4	24.0%
F	0.0	51.1%

試算前提（酒類商品の前日調達を一時中断した後の募集量を基準として、そこから更に募集量を削減した場合の効果を検証）

- ・削減効果算出対象日：2024年5月1日～17日（酒類商品の前日調達一時中断を適用中）
- ・削減費用：市場調達率の削減により発生しなかった需給調整市場での調達費用と、削減分を余力で確保する際生じる確保費用の差（余力確保費用は4月実績を代用）
- ・その他：市場削減による他エリアへの流入・流出は考慮なし

（出典）送配電網協議会からの提供資料より事務局作成

19

一般社団法人電力需給調整力取引所
Electric Power Reserve eXchange**三次調整力②の募集量の見直しおよび
二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時的な中断のお知らせ**

2024年5月30日

一般社団法人 電力需給調整力取引所

需給調整市場における応札量不足が継続していること等を要因として、国の審議会^{※1}での整理のとおり、一般送配電事業者9社(北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、九州電力送配電株式会社)より、2024年5月31日取引分(6月1日受渡分)から暫定的に三次調整力②の募集量を見直すこと、ならびに二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時的な中断^{※2}を継続する旨の申し出がありましたのでお知らせします。詳細は、各一般送配電事業者のホームページをご確認ください。

注1 [第93回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 資料4「需給調整市場について」\(2024.5.27開催\)](#)

注2 [二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時的な中断のお知らせ\(2024.4.26掲載\)](#)

募集量の見直しに関する情報(募集量削減係数)は、以下のとおりです。なお、[弊所ホームページ](#)にも掲載していますのでご確認ください。なお、2024年6月30日取引分(7月1日受渡分)以降の更新についてはこちらのホームページで公表します。

適用年月日 (受渡日)	募集量削減係数							
	1ブロック (0-3時)	2ブロック (3-6時)	3ブロック (6-9時)	4ブロック (9-12時)	5ブロック (12-15時)	6ブロック (15-18時)	7ブロック (18-21時)	8ブロック (21-24時)
2024年6月1日 ～6月30日	0.837	0.904	0.450	0.481	0.423	0.446	0.880	0.934

※1 見直し後の三次調整力②の募集量は、二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達分を除いた三次調整力②の募集量に「募集量削減係数」を乗じることで算出

※2 募集量削減係数は、直近約1ヶ月(2024年5月1日～5月29日受渡分)の取引実績(弊所で公表している取引実績の連報値)より、以下のとおり算定

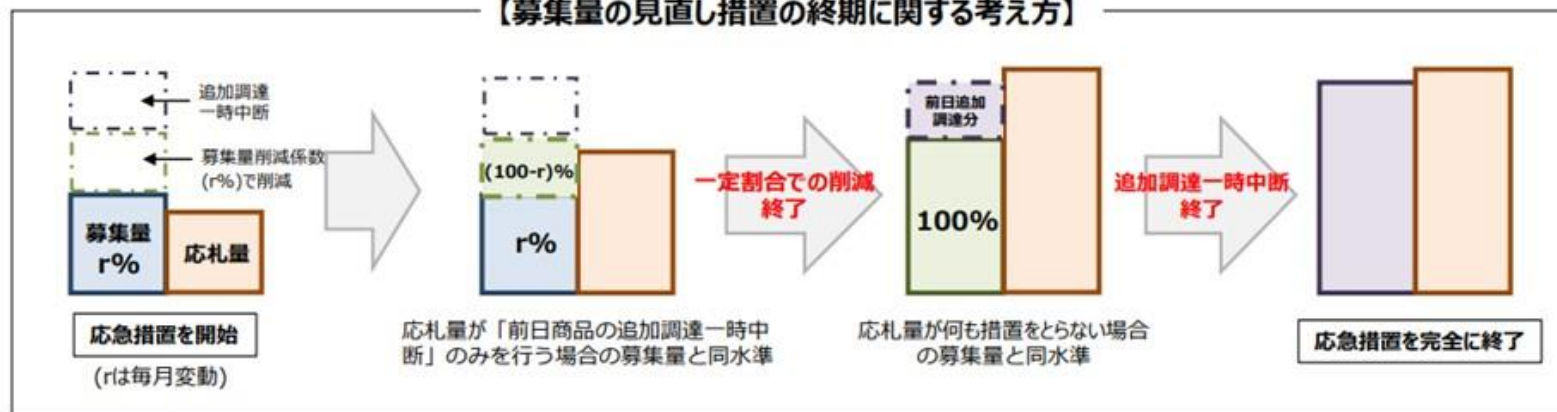
各ブロックの募集量削減係数 = 直近約1ヶ月の全エリア・各ブロックの調達率平均
= 直近約1ヶ月の全エリア・各ブロックの約定量合計÷二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達分を除いた三次調整力②の募集量合計

※3 なお、システムトラブル等の問題により募集量・約定量が正しく公表されていない場合には、国とも連携の上で補正を実施

募集量の見直しに関する今後と留意点①

- 「前日商品の追加調達一時中断」および本対応（三次②募集量に対して一定割合を乗じた削減）については応急措置としての位置づけであり、今後他の施策を打つことによる未達率の変化等を踏まえ、然るべきタイミングで措置を終了し、順次元の運用に戻すことも考えられる。
（※）「前日商品の追加調達一時中断」の開始時、追加調達の再開時期は、国や電力広域的運営推進機関での検討を踏まえ、5月中に提示するとしていた。
- その判断基準として、例えば「**措置を終了し募集量が増加しても、一定の競争原理が働く状態**」にまで応札がなされていることが挙げられる。
- 6月以降も、「前日商品の追加調達一時中断」のみを行う場合の募集量・何も措置をとらない場合の募集量を試算。実際の三次②の応札量と比較し、各々の募集量に近い水準まで応札が増えた状況になれば、措置を終了しても一定の競争原理が機能するといえる。
- 本対応及び前日商品の追加調達一時中断は6月以降も継続し、今後取引状況をモニタリングの上、このような状況になったと判断したタイミングで、これら2措置の終了を検討することとしてはどうか。

【募集量の見直し措置の終期に関する考え方】



- 6月1日受渡分より開始した募集量削減係数について、「係数が毎月減少してしまう（増加しない）」、「エリア毎の特徴が反映できない（全国一律）」、「余力活用コストと調整力調達コストの総額低減が図れない」といった課題があったため、第96,97回TF（9月27日、10月30日）において、これらの課題を解決するように、「エリア別で分子を応札量とすることで毎月増減し、余力調達コストと市場調達コストが逆転する点で募集量を削減できること」を反映した新たな募集量削減係数が提案され、11月1日受渡分（10月31日取引分）より適用を開始した。

11月以降の募集量削減の考え方について

- 前回の第96回制度検討作業部会（2024年9月27日）では、前日商品の今後の募集量削減に関する考え方について御議論いただいた。
- その際、ブロック別・エリア別で、以下の算定式により募集量削減係数を算定することについて御異論はなかったため、11月以降、基本的には本算定式により募集量削減係数を設定することとした。

N月 募集量削減係数 = $\frac{\text{N-1月分応札量(過去一定期間の各エリア余力平均単価以下)}}{\text{N-1月分募集量(削減前)}}$

- この点、例えば分子の算出に用いる余力平均単価が著しく低くなると、募集量削減係数が0となるエリア・ブロックが多く発生することも想定される。募集量削減係数が0となる場合、当該エリア・ブロックの募集量は0となるため、事業者は応札しなくなり、その後一向に応札量が増えずに、募集量が0の状態が恒常的に続くおそれがある(※)。
- 募集量削減係数が0となるエリア・ブロックをなるべく無くすべく、分子に入る応札量の基準となる余力平均単価は、0.34円/ΔkW・30分を最低とする(※)こととし、その下で、11月1日以降の募集量削減係数を算定することとしたため、ご報告する。

(※)需給調整市場ガイドラインで定められたA種電源の一定額(0.33円/ΔkW・30分)に、需給調整市場の取引手数料(0.01円/ΔkW・30分)を加えたもの。実際の余力平均単価が0.34円/ΔkW・30分を下回ったとしても、募集量削減係数の分子には、0.34円/ΔkW・30分以下の応札量が入ることとなる。今後需給調整市場ガイドラインや需給調整市場の取引手数料が変更となった場合は、その変更に基づいてこの数字も適切に見直される。

1

(参考) 今後の前日商品の募集量削減について (1/2)

第96回制度検討作業部会
(2024年9月27日) 資料3

今後の前日商品の募集量削減について (1/2)

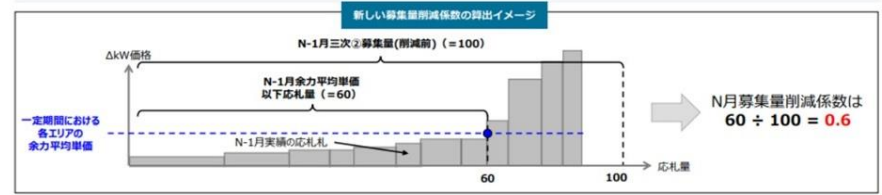
- 前述の課題等を踏まえると、毎月の状況、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮に入れた適切な水準の募集量を設定することが必要。例えば、**ブロック別・エリア別**で以下の式により算定してはどうか。

N月 募集量削減係数 = $\frac{\text{N-1月分応札量(過去一定期間の各エリア余力平均単価以下)}}{\text{N-1月分募集量(削減前)}}$

(参考) 現行の方法 N月 募集量削減係数 = $\frac{\text{N-1月分約定量}}{\text{N-1月分募集量(削減前)}}$

- この設定によるポイントは以下のものが考えられる。

- エリアによって異なるΔkW応札単価・余力電源リストのコスト分布を考慮に入れて削減ができる。
- ΔkWの約定量ではなく、**応札量・応札価格次第で募集量削減係数が増減する仕組み**であり、安価なΔkWの札が大量に応札された場合は、募集量削減を行わない可能性もある（係数は最大で1）。
- 余力調達コスト・市場調達コストの大小が逆転する点にて募集量を削減し、コスト最適化に近い状況を目指す。



2

- 第48回本小委員会（6月26日）および第94回TF（6月28日）において、週間商品（二次②・三次①）と同様に、三次②の効率的な調達方法として、前日に1 σ 相当値※を調達し、3 σ 必要と想定される断面では余力活用にて追加調達を行う方法（案A-c）が示され議論を実施した。
- この結果、6月30日取引分（7月1日受渡分）より、三次②の効率的な調達が開始された。
- また、三次②の効率的な調達と案A-a（一定割合を乗じた募集量削減）と組み合わせで実施する期間においては、実質的に買い行動（余力活用対応）のみとなるため、三次②余剰分の時間前市場への売り入札（領域a）については、同タイミングより一時中断とすることとなった。

※ 1 σ 相当値が、3 σ 相当値に一定割合を乗じた値（案A-a）より小さい断面では、1 σ 相当値を募集量とする

三次②の効率的な調達について

- 第83回制度検討作業部会（2023年7月31日）では、週間商品（二次②・三次①）をより効率的に調達する方法として、週間断面で調達する調整力を減らし（3 σ →1 σ ）、調整力が不足する可能性がある場合は、前日時点で追加で調達する方法を提示した（※）。
- （※）前日時点での追加調達は前日商品（三次②見合い）とされていたが、現在は前日商品としての追加調達は一時中断し、余力活用から調達している。
- その後、三次②についても同様の効率的な調達を行うことについて検討するものとしていた中で、第48回需給調整市場検討小委員会（2024年6月26日）では、三次②でも同様に、前日の調達量を減らし、3 σ 必要と想定される断面では余力活用にて追加調達を行う方針が提示された。
 - 足下の三次②調達費用を踏まえると、**調整力の調達効率化が調整力全体の調達コスト削減に繋がることから、6月30日取引分（7月1日受け渡し分）より三次②においても本取組を導入することとしてはどうか。**
 - 本対応により、市場調達・余力を含めた調整力そのものの確保量を削減することになり、**結果的に調整力調達コスト全体の削減効果が生まれることが期待される。**
 - また、本取組と「一定割合による募集量削減」を同時に行うにあたり、募集量の計算は以下の通りに整理することとしてはどうか。
 - 3 σ 相当の募集量に一定割合（募集量削減係数）をかけた削減後の募集量と、1 σ 相当の募集量のうち、小さい方を募集量とする。
- （注）各ブロックの募集量削減係数は、以下の算式の下で計算。
直近約1ヶ月の全エリア・各ブロックの約定量合計÷直近約1ヶ月の二次②・三次①前日追加調達分を除く三次②募集量（3 σ 相当）合計

31

三次②の時間前市場売却の一時中断について

- 第48回需給調整市場検討小委員会（2024年6月26日）では、三次②募集量の一定割合での削減及び効率的な調達を導入する期間においては、実質的に三次②余剰分を売却する断面がなくなることを受け、三次②余剰分の時間前市場への売り入札を一次中断することが示された。
- 足下時間前市場への売却可否の判断及びそれに伴う対応に際しては、TSOの人的コストが発生。今後余剰分が生じる断面が実質的になくなることで、コストのみが経常的に発生する形になることを踏まえ、同会での整理通り**三次②の時間前市場での売却を一時中断することとしてはどうか。**



37



一般社団法人電力需給調整力取引所
Electric Power Reserve eXchange

三次調整力②の効率的な調達の開始および募集量削減の継続のお知らせ

2024年6月28日

一般社団法人 電力需給調整力取引所

国の審議会等^{注1,2}において、三次調整力②の効率的な調達の実施および募集量削減の継続^{注3}について整理されましたので、2024年6月30日取引分(7月1日受渡分)から開始することをお知らせします。なお、効率的な調達と募集量削減を同時に行うにあたり、募集量は、 3σ 相当値の必要量に削減係数を乗じた値と 1σ 相当値の必要量の小さい方となります。

三次調整力②の 1σ 相当値の必要量テーブルと募集量削減係数の更新分を[弊所ホームページ](#)に公表しておりますのでご確認ください。

注1 第94回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 資料3 需給調整市場について P31(2024.6.28 開催)

注2 第46回 需給調整市場検討小委員会 資料2 三次②の効率的な調達の早期導入について (2024.6.26 開催)

注3 [三次調整力②の募集量の見直しおよび二次調整力②・三次調整力①の前日追加調達の一時中断継続のお知らせ](#) (2024.5.30 お知らせ)

〇7月募集量削減係数更新分

適用年月日 (受渡日)	募集量削減係数							
	1ブロック (0-3時)	2ブロック (3-6時)	3ブロック (6-9時)	4ブロック (9-12時)	5ブロック (12-15時)	6ブロック (15-18時)	7ブロック (18-21時)	8ブロック (21-24時)
2024年7月1日 ～7月31日	0.801	0.883	0.411	0.454	0.41	0.403	0.878	0.921

※1 募集量削減係数は、直近約1ヶ月(2024年5月21日～6月20日受渡分)の取引実績より、以下のとおり算定

各ブロックの募集量削減係数

= 直近約1ヶ月の全エリア・各ブロックの調達率平均

= 直近約1ヶ月の全エリア・各ブロックの約定量合計÷三次調整力②の 3σ 相当値の必要量合計

※2 なお、システムトラブル等の問題により募集量・約定量が正しく公表されていない場合には、国とも連携の上で補正を実施

(参考) 時間前市場への供出量について

第55回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(2023年9月27日) 資料3

- 本取組については、まずは、三次②として調達した調整力のうち、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力(領域a)から、時間前市場に供出することとした。
- そのほか、太陽光が下振れしたとしても使用しない調整力(領域b)や、太陽光が上振れした場合は使用しない調整力(領域c)についても、時間前市場に供出可能か、リスク分析や定量評価を進め、改めて整理することとしている。

【論点①】供出量について(1/4)

第29回需給調整市場検討小委員会
(2022年6月24日) 資料3より抜粋

- 三次②の調達は、現状、3時間のブロック単位で行っているため、調達量はそのブロック内で再エネ予測誤差が最大となる時間帯の値で算出されている。なかでも、再エネの大宗を占めている太陽光については、基本的に、出力と誤差は相関関係にあり、出力が大きい時間帯ほど誤差も大きくなる。
- このため、例えば、太陽光出力が夕方にかけて減少するブロック6(15-18時)では、下図のように15時頃の再エネ予測誤差に基づき、三次②を3時間を通じて調達していることから、この三次②調達量について、再エネの上振れ、下振れといった事象ごとに、以下のとおりケース分けし、時間前市場への売り入れの検討を行った。

領域a：太陽光の上振れ、下振れに関わらず使用しない領域*

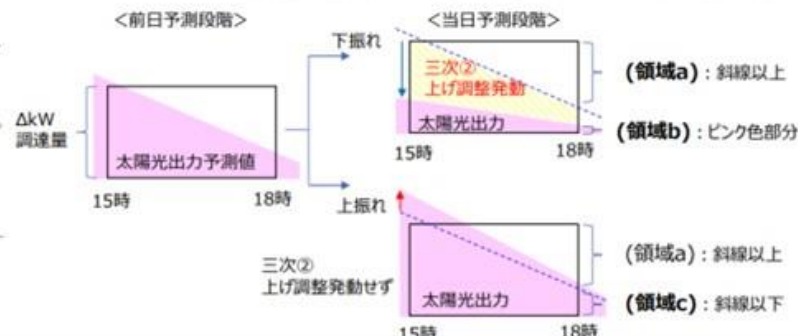
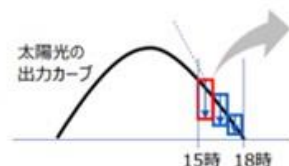
領域b：太陽光の下振れが発生しても使用しない領域

領域c：太陽光の上振れが発生すれば使用しない領域

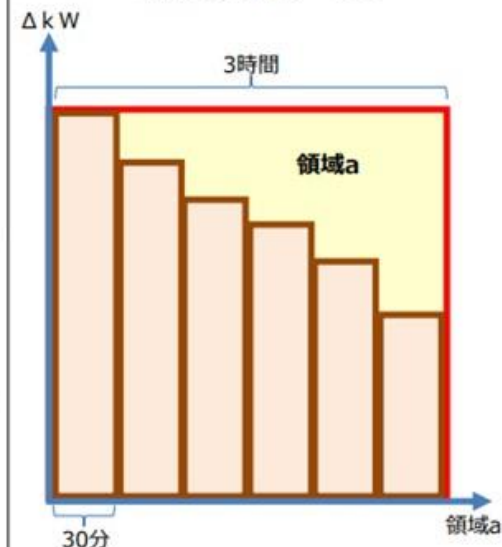
※入札単位が30分(2025年度開始予定)となれば、この領域は市場調達しない

三次②調達量

ブロック期間内で再エネ出力誤差が最大となる時間帯の値(最大値)



<領域aのイメージ>



- 第98回制度設計専門会合（6月25日）において中部エリアよりブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨の申出があり、当該エリアの ΔkW 未達状況も踏まえて随意契約による ΔkW の調達が認可された。
- その後、第48回本小委員会（6月26日）および第94回TF（6月28日）において、具体的な募集量削減案が示され議論を実施した。
- この結果、中部電力PGと調整力提供事業者との間で揚水発電の運用権貸与に関する随意契約が締結され、7月16日取引分（7月20日受渡分）より、本契約を元にした週間商品の募集量控除を行うこととなった。
- なお、応札不足対応としての揚水発電の公募（BGからTSOに運用主体を戻す仕組み等）については、将来制度（同時市場）との連続性も踏まえて引続き検討中である。

3-1. 中部エリアにおける ΔkW 調達について

- 一般送配電事業者から、ブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨相談があったことから、内容について確認した。

（中部電力パワーグリッドからの相談）

- 中部エリアにおいては、需給調整市場からの週間商品の未達実績(2024年度実績)が8割を超えており、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意契約で調達し、経済性を踏まえつつ ΔkW を確保したい。
- 今般、ブラックスタート機能契約の発電所を随意契約の候補とした理由は、各発電所がBG間の相対契約により年間で計画を立てる電源が大半である中で、年度途中で新たに契約交渉が可能となる電源は既にTSOと固定費負担に関する契約関係にあるブラックスタート機能契約機であると考えたため。
- 具体的には、TSOが使用権を有し、実需給の運転態勢を見据えた運転を行うことで、電源Ⅰと同じく、揚水機スベック（GF・LFC・EDCおよびポンプ）を踏まえた ΔkW 最大化による費用低減が図れると考えたため。
検討中の契約内容は以下のとおり。
 > 契約期間：契約時～2025年3月
 > 契約額：TSOへの揚水機貸与に伴い発生する、JEPX市場の取引を基準としたBGの逸失利益および供給力減に伴うBGの代替調達コスト等の実績に対し、事後精算する。
 > 契約容量：約50万～60万kW。BGが確保すべき供給力を鑑みて、電源Ⅰの確保量の3～4割程度と限定的であり、中部エリアの市場募集量には到達しない見込み。
 （注）需給調整市場募集量から、濁水などの制約も考慮した容量を控除することを検討しているところ。当面は、週間商品必要量から控除を優先に考えているが、状況によっては前日商品必要量からの控除も選択肢。
 > その他：ポンプアップ原質は、エリア内調整力にて確保することを検討。なお、電源Ⅰと同じく1ユニット単位で契約する事を検討しているため、V1・V2単価は、TSOによるポンプアップ原質をもとに算定される。2024年度は、当該契約による確保量を考慮しても ΔkW 希望量を下回ることから、随意契約を希望する複合リソースを有する揚水機がある場合は、協議を行いたい所存。
 ● また、年度後半の需給調整市場の応札状況にもよるが、2025年度においては公募調達による枠組みが整備された場合には、 ΔkW 必要量の一部を確保することを検討したい。

40

3-2. 事務局の評価

- 需給調整市場設立時の考え方に立てば、 ΔkW は需給調整市場を通して調達することが望ましく、また、需給調整市場での調達が困難である場合には「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」を参照し、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募により行うことが望ましいと考えられるところ。
- 今回の相談案件について、電源等の参加機会の公平性及びコストの適切性の観点から確認を行った結果、及び、需給調整市場での ΔkW の未達率が他エリアと比べて著しく大きい当該エリアが、随意契約によって ΔkW の一部を確保しエリアの安定供給を確保する行為が、合理的でない行為とは言い切れないことから、**随意契約による ΔkW の調達を認めることとしてはどうか。**
- その際には、コストの透明性を担保する観点から、契約当事者に対して、**相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに**、監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の額等について**厳正な事後監視**を行うこととしたい。
- なお、**随意契約で調達した ΔkW 量については、需給調整市場の募集量から控除**することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える。
（電源等の参加機会の公平性）
 ● 以下の説明があったことから、随意契約を行ったとしても電源等の参加機会の公平性は、一定程度保たれているものと考えられる。
 > 中部エリアでは、週間商品の未達率が約80%であること、今回随意契約で契約する ΔkW は電源Ⅰ確保量の3～4割程度であり、市場募集量に到達しない。
 > ブラックスタート機能電源以外で随意契約の相手方となりえる揚水機との契約を妨げていない。
 （コストの適切性）
 ● 以下の説明があったことから、コストの適切性は保たれているものと考えられる。
 > 多様な機能を有する揚水機は需給調整の様々な断面に用いられるが、TSOが運用権を有し実需給に引き付けられることができれば、機会ロスが少なく、需給調整商品ごとに市場調達することと比べて費用低減効果が高いことから、揚水機を随意契約対象とした。
 > 契約額について、仮に需給調整市場に応札した場合に ΔkW として計上されるであろう逸失利益をもとに算定されている。

42

■ 第48回本小委員会（6月26日）において、揚水公募量の扱いとして2つの案が示された。

- 案1：揚水公募量を市場の募集量から一律控除する案
- 案2：調整力供出可能量をTSOが市場に応札する案

案1：揚水公募量を市場の募集量から一律控除

25

- 案1の場合、定期点検中や供出不可時間帯については、揚水による調整力供出は物理的にできず、「TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完」といった特徴や、逆に「揚水の調整力供出可能量を活用しきれていない断面が生じる」といった課題がある。
- 特に、余力活用による追加起動等は、長期的に望ましい姿からは乖離している（可能な限り、余力活用比率を下げるのが望ましい）ものの、応札不足が常態化している現状においては、余力活用に頼るのは実質的に同じ状態であることから、応札不足が続く足元においては、取り得る案とも考えられるか。

【揚水発電機の調整力供出可能量】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	0	0	0	10	10	0	0	10	10	10	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
LFC	0	0	0	20	20	0	0	20	20	20	0	0	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0
EDC	200	200	100	50	50	100	100	50	50	50	200	200	200	200	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0

【案1:揚水を複合リソース（発電リソースのみ）と見做し、公募量を募集量から一律控除】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
LFC	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
EDC	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

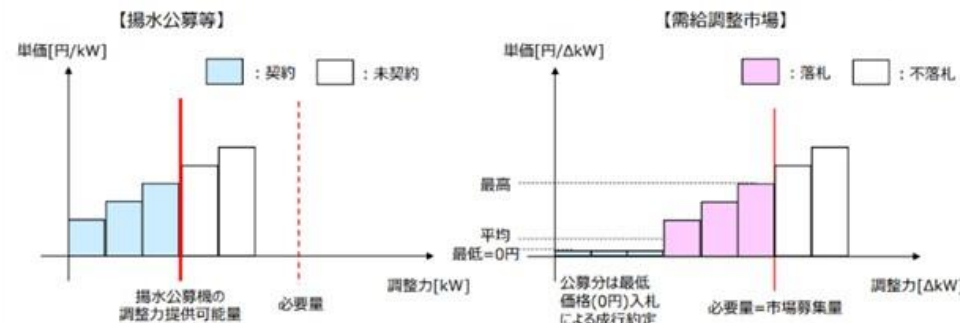
■ TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完 ■ 揚水の調整力供出可能量を活用しきれていない断面

案2：揚水機の調整力供出可能量をTSO自身が需給調整市場に応札（1 / 2）

27

- 案2の場合、各断面における揚水機の調整力供出可能量は、TSOとして既に対価を支払っていると考えると、需給調整市場に最低価格（0円）入札を行い、成行（優先）約定を図る方法[※]が考えられる。
- これにより、「揚水の調整力供出可能量を最大限有効活用」しつつ、定期点検中や供出不可時間帯の不足分については市場調達とすることで、透明性と公平性を保ったまま、市場調達と揚水公募等の共存が可能になる。
- また、需給調整市場においては、公募分の市場投入により、実質的に市場の募集量が減り、それに伴う競争環境の進展により、最高価格や平均価格は下落する（適切に価格シグナルに反映される）と考えられ、前述のとおり、長期的には市場間の競争による価格均衡（市場原理）も期待できると考えられる。

※ 一方、TSOにとっても週間断面での入札（池運用の確約）は難しさがある（リスクを考慮して入札量が少なくなる）ため、現実的には2026年度（前日取引化）以降に選択するのが望ましい方法となる。



- 第94回TF（6月28日）において、本小委員会で示された2つの案を比較した結果、現状との整合性を踏まえると、案1の方が現実的であると整理された。
- 案2は池運用の制約などからTSOでも応札が難しいと評価されたが、現在の週間商品の前日取引化が開始される2026年度以降であれば本対応が望ましいと整理されている。

随意契約による揚水運用権貸与に伴う募集量削減の考え方（1 / 2）

- 第93回制度検討作業部会（2024年5月27日）では、「揚水発電における調整力供出の在り方」として、BGがTSOに対して一部揚水機の運用権を貸与し、必要な対価をBGに支払う随意契約を締結することで、一部TSOに運用主体を戻す仕組みを試験的に取り入れることを一案として提示した。
- 併せて、その検討に際しては、契約価格の在り方や、需給調整市場の募集量との関係性、TSOによるポンプアップ原資の確保方法等、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関とも連携しながら、必要な検討を進めていくこととされた。
- その中で、第98回制度設計専門会合（2024年6月25日）では、中部エリアにおいて、ブラックスタート(BS)機能契約のある揚水機のΔkWを随意調達したい旨申し出があったことが示され、当該随意契約によるΔkWの調達を認めることとされた。その際、コストの透明性の観点から、相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、電力・ガス取引監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行うこととされた。
- 加えて、「随意契約で調達したΔkW量については、需給調整市場の募集量から控除することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える」とされた。
- また、第48回需給調整市場小委員会（2024年6月26日）では、揚水の公募調達に向けた検討の方向性の一環として需給調整市場の募集量との関係性が言及されており、その際の一案として、案1「揚水公募量を市場の募集量から一律控除する考え方」および案2「揚水機の調整力供出可能量をTSO自身が需給調整市場に応札」が示された。

41

随意契約による揚水運用権貸与に伴う募集量削減の考え方（2 / 2）

- 契約期間中はTSOが自ら運用権を保有し、TSOが契約容量分だけΔkWの供出ができるようになることから、何らかの形で需給調整市場の募集量を控除することができる。どのように控除すべきかについては、前述の公募調達と需給調整市場の募集量の関係性の考え方を援用し検討する。
- 案1について、揚水機は全ての断面で一律の調整力供出ができるとは限らない。供出不可の断面ではTSOが余力活用により控除分の代替確保を行うこととなるが、その行為自体は余力を有効活用しながら調整力供出を行っている現状との整合性に欠けるものではない。
- また、案2については、TSOにとっても池運用の制約などから週間断面で応札することが難しいという点で、BG運用を継続した場合の難点を解決した形にはなり得ない。
(※)週間商品が前日取引に移行される2026年度以降では、実際の供出量に基づき控除できるという意味では本対応が望ましいと考えられる。
- 上記を踏まえ、今回の随意契約の締結に際しては、**契約締結分の最大容量について、本契約を締結している期間においては、対象エリアにおける需給調整市場の募集量から一律控除することとしてはどうか。また、足下三次②については十分未達率が下がっている点、及び揚水の複合リソースとしての価値などを踏まえると、まずは週間商品の募集量からの控除を行うこととしてはどうか。**
- ただし、週間商品の募集量を算定する週間断面において、**天候要因（濁水）や点検などにより当該揚水リソースの運転が困難**（加えてその場合に他リソースで代替することについて契約で定められていない）と分かる場合については、**当該一律控除は行わないものと考えられる。**
- また、本対応は応急的な対応策として一律控除を行うものであり、今後取引状況・実際の揚水の稼働状況を踏まえて必要に応じて見直すこととしてはどうか。
- 今後も各機関と連携しながら、揚水の公募調達の是非及び公募要件の検討を行う。その際、公募調達における需給調整市場の募集量控除の考え方については、再度検討することとしてはどうか。

46



一般社団法人電力需給調整力取引所
Electric Power Reserve eXchange

中部エリアにおける揚水発電機を用いた随意契約の締結に伴う 週間市場商品の募集量の見直しのお知らせ

2024年7月12日

一般社団法人 電力需給調整力取引所

需給調整市場における応札量不足が継続していること等を要因として、国の審議会^注での整理のとおり、中部電力パワーグリッド株式会社より、2024年7月16日取引分(7月20日受渡分)から、揚水発電機を用いた随意契約の締結に伴い週間市場商品の募集量を見直す旨の申し出がありましたのでお知らせします。

詳細は、中部電力パワーグリッド株式会社のホームページをご確認ください。

注 [第98回 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合 資料5「需給調整市場の運用等について」](#)

＜中部電力パワーグリッド株式会社のホームページリンク＞

https://powergrid.chuden.co.jp/news/topics/1214195_3288.html

以 上

- 事業者の応札障壁となっている起動費の取り漏れリスクに関しては、第98回制度設計専門会合（6月25日）において、2つの事後精算案が示されたが、TSOが起動判断を行う際のアセスメントの取扱いや広域調達した起動供出札に対する起動指令方法等の実務的な課題が多いという難点があった。
- この点、第99,100回制度設計専門会合（7月30日、8月27日）において、事後的に起動費の取り漏れ分を精算するだけであれば、既に起動費の取過ぎ分の事後精算は実施しているため、実務的に対応可能であることから、起動費の織り込み方法に一定のルールを定めた具体的な案にて検討を進めていく方向となった。

課題考察のまとめ

- 今回考察した案1、案2の実務的な課題を踏まえると、これらの案の実施は、応札を誘引することの引き換えに非常に難しい問題を抱えることになることから、**対策案の精査が必要**と考える。
- 他方で、事業者の応札障壁となっている起動費の取り漏れリスクに関しては、現行の入札方法を前提に**事後的に起動費の取り漏れ分を精算**するだけであれば、既に起動費の取り過ぎ分の事後精算は行っているため、他の運用に影響を与えることなく**実務的に対応可能**であることから、こうした方向性で今後対策案を検討することも考えられる。
- なお、仮に価格規律の見直しを行い応札を誘引することができたとしても、**応札余力がなければその効果は限定的**である。このため、発電事業者と小売事業者との相対契約が応札障壁となっているかどうかについて確認を行った。

47

起動費の事後精算案

- 現行の入札方法を前提とし事後的に起動費の取り漏れ分を精算する場合の運用ルールとしては以下の案が考えられる。次頁以降、各項目について具体的な検討を行った。

起動費の事後精算案

1. Δ kW価格の設定方法
 - ✓ Δ kW価格への起動費の計上は、これまでの**起動費2回分から1回分までに変更し、取り漏れた起動費を当該年度の先々の取引において計上することを許容しない**。
 - ✓ 1回分の起動費は、**各応札ブロックに均等割で計上**する。
2. 起動費の精算範囲
 - ✓ 需給調整市場ガイドラインにおける起動供出札の機会費用は、「**起動費**」及び「**最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額**」であるため、これらの費用を**事後精算の対象範囲**とする。ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、**歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・起動にかかる機会費用を対象**とする。
3. 起動費の精算タイミング
 - ✓ 余力活用契約の起動費精算に準じる（月単位での精算）。

22

2-6.両案の比較

- 各案を比較すると下表のとおりと考えられ、発電事業者にとっての運用を考えると、案2のメリットが大きいと考えられるが、詳細は要検討。

	余力活用契約とのインセンティブ比較	起動費の取り漏れリスク	コストの低い電源に差し替えた時の扱い	(参考)特徴
案1 ・ Δ kW : $(\text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量} + \text{一定額}$ ・事後精算 : $[\text{起動費} + \text{限界費用} \times \text{最低出力量}]$	<ul style="list-style-type: none"> ・ 起動指令の有無にかかわらず、「$(\text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量} + \text{一定額}$」の収益を得る。 ・ 起動指令があった場合の収入は基本的には余力活用契約と同じ（最低出力帯のV1価格においてマージンが重複しないよう調整が必要） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ リスクは生じない（最低出力帯のV1価格においてマージンが重複しないよう調整が必要） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ Δ kWの再登録が必要となる場合がある（「$(\text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量}$」の部分） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ Δ kWに最低出力までの発電に係るマージンを含めることで、起動電源の競争力が低下し、競争環境への影響が緩和される。
案2 ・ Δ kW : <u>一定額</u> ・事後精算 : $[\text{起動費} + (\text{限界費用} + \text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量}]$	<ul style="list-style-type: none"> ・ 起動指令の有無にかかわらず、「一定額」の収益を得る。 ・ 起動指令があった場合の収入は基本的には余力活用契約と同じ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ リスクは生じない 	<ul style="list-style-type: none"> ・ Δ kWの再登録は生じない 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争環境の変化が案1と比して、相対的に大きい。 ・ 起動供出札の方に価格優位性が生じるため、応札を誘因できる可能性があること、他電源との持ち替えによる余力供出札の応札も誘因できる可能性がある。

(注) その他、同時同量の観点から起動電源の計画値計上についての整理や、持ち下げ電源の Δ kWが需給調整市場に出づらくなる可能性への対応、 Δ kW約定電源と余力活用契約電源との最適運用に関する確認等の検討が必要と考えられる。

Δ kW 価格の設定方法①

- 現行の需給調整市場ガイドラインでは、起動費等の入札価格への反映は2回分までしか認めず、2回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなどにより対応することとなっている。また、取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本としている。
- 今回、起動費等を事後精算するのであれば、**入札価格への反映は1回分で十分**であり、かつ、**取り漏れた起動費等を当該年度の先々の取引において計上する必要もない**。また、事後精算されるのであれば、起動費等を入札価格に反映しないという行動もあり得るが、この点は前回合合でも示したとおり、**市場調達におけるメリットオーダー確保の観点から、起動費等は必ず入札価格に反映することが必要**。

需給調整市場ガイドライン（抜粋： Δ kW 価格への起動費等※の計上）

また、適切に起動費等を計上するため、以下の考え方にしたがって入札することとする。

（適切な起動費等の計上・入札の在り方）

- 起動費等の入札価格への反映は2回分までしか認めない。2回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を電力・ガス取引監視等委員会事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

※需給調整市場ガイドラインに記載の「起動費等」は、「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用」を指す。

23

 Δ kW 価格の設定方法②

- 起動費等を入札価格に反映する際に、現行の需給調整市場ガイドラインを踏まえれば、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなどにより対応することとなる。
- 他方、今回、起動費等を事後精算するのであれば、各入札ブロックに起動費等が按分計上されている場合、**一般送配電事業者による事後精算実務が複雑となる懸念**がある。
- したがって、**起動費等を各入札ブロックに均等割で計上すれば、事後精算実務が円滑になるのではないかと考えられる。**
 - － 按分計上で戦略的に行動し、起動費等を取り漏れることなく対応している発電事業者の存在もあるため、詳細は引き続き要検討。

25

起動費の精算範囲

- 需給調整市場ガイドラインにおける起動供出札の機会費用は、「**起動費**」及び「**最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額**」であるため、これらの費用を**事後精算の対象範囲**とするのが妥当と考えられる。
 - － 特に2025年度からは三次調整②の取引単位が3時間単位から30分単位となるため、歯抜け約定がこれまでよりも多く発生する可能性があることから、最低出力までの発電コストを事後精算の対象範囲とするのは妥当と考える。
- ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、**歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・起動にかかる機会費用**を対象とすることも考えられる。
 - － 事後精算額の計算において、「卸電力市場価格（予想）」に何を採用するかなど、詳細は引き続き要検討。

需給調整市場ガイドライン（抜粋：機会費用の考え方）

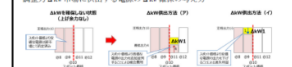
③「逸失利益（機会費用）」について
 Δ kW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されると考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする。

（逸失利益（機会費用）の考え方）

（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を適切に起動計上し Δ kW を確保する場合
 この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その「起動費」及び、「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」の機会費用が発生。

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定額出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げ Δ kW を確保する場合
 この場合、 Δ kW で需給された分は卸電力市場で応対できなくなるため、その分の発電可能量（kW）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生。

調整力 Δ kW 市場に供出する電源の Δ kW 確保の考え方



26

- その後、第1回制度設計・監視専門会合（2024年9月30日）にて、2025年度より新たにMMSに起動費情報を登録できるようになることから、起動費の入札ブロックへの計上方法を現在と同じ按分計上とすることや、最低出力までの機会費用はスポット市場価格実績を引用する等の一部論点の深堀が実施され、2025年度受渡分の取引から起動費の事後精算を実施する方向で需給調整市場ガイドラインが改定されることとなった。

起動費事後精算案のまとめ

- 前回会合で整理した大枠と、今回の個別論点をまとめると以下のとおりとなる。
- この内容で問題なければ、需給調整市場ガイドラインに反映することとしたい。

起動費事後精算案

1. 起動費の精算範囲

「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」を事後精算の対象範囲とする。ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・再起動にかかる費用を事後精算の対象とする。

なお、最低出力で待機するか、停止・再起動をかけるかの経済性判断の妥当性については、一般送配電事業者において確認を行い、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会事務局が事後監視を行う。

2. 起動費の計上方法

起動費の入札価格への計上は、1回分までとし、各入札ブロックに約定確率を考慮して按分計上する。

3. 起動費の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた起動費の事後精算額は、需給調整市場システムにおいて、不落ブロックに計上されている起動費を積算した額を基本※とする。

なお、入札価格に起動費を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

4. 最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の事後精算額は、不落ブロックに計上されている当該差額を積算した額を基本※とする。ただし、事後精算時は卸電力市場価格（予想）には、スポット市場価格の実績を用いる。

なお、入札価格に当該差額を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

※一般送配電事業者と応札事業者とで事後精算額について個別協議を行うことは妨げない。
ΔkW価格に起動費を計上して約定したものの、実需給断面で起動費が発生しなかった場合（例：2日間以上連続で約定し、前日からの連続運転により起動費が生じない場合など）も事後精算の対象とする。

34

起動費事後精算案の個別論点

論点1：起動費の各入札ブロックの計上方法（均等割 or 按分計上）

- 起動費の各入札ブロックへの計上方法については、前回会合において、一般送配電事業者による事後精算実務の観点から均等割で計上する案を提示した。他方、按分計上で戦略的に行動し、起動費を取り漏れることなく対応している発電事業者も存在していることから、詳細は継続検討とした。
- その後の確認によると、**2025年度より入札単価に含まれる「起動費単価分」の情報を入札時に需給調整市場システム（以下「MMS」という。）に登録することになる**とのこと。
- MMSから入札ブロックごとの起動費計上額を把握できるため、**起動費の各入札ブロックの計上方法は、現在の運用のまま按分計上とすることとしてはどうか。**
- また、意図的に起動費を入札価格に計上せず約定確率を高め、約定後に起動費を事後精算するということがないよう、**事後精算の対象は、MMSに「起動費単価分」の情報を登録したリソースに限定することとしてはどうか。**

23

起動費事後精算案の個別論点

論点3：最低出力までの発電コストの機会費用の精算方法

- 起動費の事後精算範囲は、前回会合にて、「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」（以下「最低出力までの発電コストの機会費用」という。）と整理した。
- 入札時、最低出力までの発電コストの機会費用のうち、卸電力市場価格（予想）は、需給調整市場ガイドラインにより、週間取引においてはスポット市場価格の想定価格、前日取引においてはスポット市場価格を基に算定した時間前市場の想定価格を用いて、当該機会費用を計算することとされている。
- 事後精算時は、卸電力市場価格の実績が把握できることから、**最低出力までの発電コストの機会費用のうち、卸電力市場価格は、スポット市場価格（実績）を引用することとしてはどうか。**
- また、**最低出力までの発電コストの機会費用の事後精算は、不落ブロックに織り込まれている当該費用を積算して精算することを基本※として**はどうか。
- なお、**事後精算の対象は、当該費用を入札価格に織り込んだリソースに限定することとしてはどうか。**

※一般送配電事業者と応札事業者とで事後精算額について個別協議を行うことは妨げない。

26

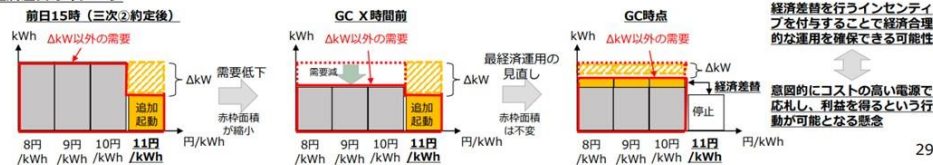
- 起動費事後精算の付随論点として、第1回制度設計・監視専門会合（9月30日）より、落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直しの検討がなされた。
- こちら現状（2023年度以降）、経済差替時は、 Δ kW価格の差替が必須となっていたが、発電事業者にとって経済合理的な電源運用を行うインセンティブがなくなった状況となっていることを発端に、差替により生じた利益の帰属等の整理を実施し、従来（2022年度まで）のように、経済差替時において Δ kW価格の差替を不要とする整理がなされ、2025年度より運用見直しが実施されることとなった。

起動費事後精算案の個別論点

論点5：落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

- 落札電源の実需給断面における経済差替については、2022年度までは Δ kW価格の差替不要とされていたが、2023年度以降は、 Δ kW価格の差替が必須となる運用変更が行われた。
- その結果、現在、経済合理的な電源運用を行うインセンティブが発電事業者になくなっていく状況が生じている。例えば、起動供出札で落札した電源が、約定日時以降の実需の変動により追加起動しなくても余力で Δ kWの供出が可能という場合になっても、落札電源の経済差替を行うインセンティブが働かない。このことは、社会全体で見れば非効率な電源を起動させ続けることによる燃料の無駄遣いを発生させていることになる。
- 今後、起動費事後精算を措置することにより、起動供出札が増えたと、経済差替を柔軟に行うことができるインセンティブを設けなければ、非効率な電源が稼働することとなり、社会全体としての経済合理的な電源運用を損ねることとなる。
- したがって、今後、経済差替によって生じた利益の発電事業者・一般送配電事業者間の帰属等について、事業者へのインセンティブや差し替えに伴う実務負担等の観点を踏まえ、詳細を検討したいと考えるがどうか。

経済差替のイメージ



29

経済差替の運用見直し案のまとめ

- 今回の個別論点をまとめると以下のとおり。
- この内容で問題なければ、2025年度から運用見直しを実施することとしたい。

経済差替の運用見直し案

1. 経済差替によって生じた利益の帰属
経済差替によって生じた利益の帰属については、当面は一般送配電事業者・発電事業者間で等分とし、今後の運用状況を踏まえ見直しを検討することとする。
2. 経済差替によって生じた利益の精算方法
差替後 Δ kW価格の需給調整市場システムへの再登録までは求めないことを可能とし、後日、発電事業者において差替後 Δ kW価格を算定し、一般送配電事業者と事後精算する。
3. 監視方法
利益の事後精算時において、発電事業者が経済差替を行う理由及び諸元を提出し、一般送配電事業者が確認。経済差替を行う合理性が認められない場合や理由に疑問がある場合は、一般送配電事業者から監視等委に報告することとする。さらに、監視等委においても事後監視を行うとともに、必要に応じて本会合にて経済差替の実績等を報告する。

（※）なお、調整力 Δ kW市場又は調整力kW市場の約定方式がシングルプライス化されると、経済差替を行うことが経済合理的な行動として誘導できるため、特に調整力kW市場についてはインバランス料金との整合性の観点からもシングルプライス化は将来的に検討の余地があると考えられる。

31

出所）第1回制度設計・監視専門会合（2024年9月30日）資料8

https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_systemsurveillance/pdf/001_08_00.pdf

出所）第3回制度設計・監視専門会合（2024年11月15日）資料6

https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_systemsurveillance/pdf/003_06_00.pdf

- 持ち下げ供出を実施する際、起動供出側（親）が不落とならないことが前提であるため、現状は持ち下げ供出側（子）入札価格を親より高く設定した上で、事後的に子の入札価格が精緻となるよう精算する仕組みとなっている。
- 一方で、本小委員会で実施した事業者アンケートでは、上記の仕組みが煩雑であるといったご意見があり、第3回制度設計・監視専門会合（11月15日）において、持ち下げ供出に伴い精算が煩雑となるリスクの検討・議論が行われ、価格規律面での対応策として、「起動供出機（親）及び持ち下げ供出機（子）の Δ kW単価から算出した加重平均単価を全ユニットの入札単価」とする方向性の整理がなされたところ。

持ち下げ供出時の Δ kW価格

検討の経緯・背景

- 第79回制度設計専門会合（2022年11月）において、持ち下げ供出機[※]は、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機のコストを反映した Δ kW単価となるよう、当事者間で適切な費用を精算することとされた。
- （※）持ち下げ供出機：起動供出機の最低出力を維持するため、他のユニットの出力を下げることでバランスを調整する場合、その下げた分の余力を調整力として活用するユニット。
- この考え方について、広域機関の第51回需給調整市場検討小委員会（2024年10月）において、以下のとおり、事業者からの意見が紹介され、前者については需給調整市場システムの改修が必要となり、後者については価格規律の見直しが必要となることから、それぞれ一送配電事業者および国とも連携して、検討を深められていくこととされたところ。

- 事後精算の仕組みは煩雑であることから、現行の価格規律に則った入札価格としたうえで、起動供出機のみが不落とならないよう、起動供出側と持ち下げ供出側をリンクさせた約定処理の導入を希望する。
- また、それが困難な場合には、持ち下げ供出のみ落札した場合に費用の取り漏れが発生しないような、かつ、煩雑な事後精算が多発しないような誘導的措置の導入を希望する。

- 今回、後者について、次頁のとおり、 Δ kW価格の算定方法を検討したため、ご議論いただきたい。

現行の持ち下げ供出のイメージ

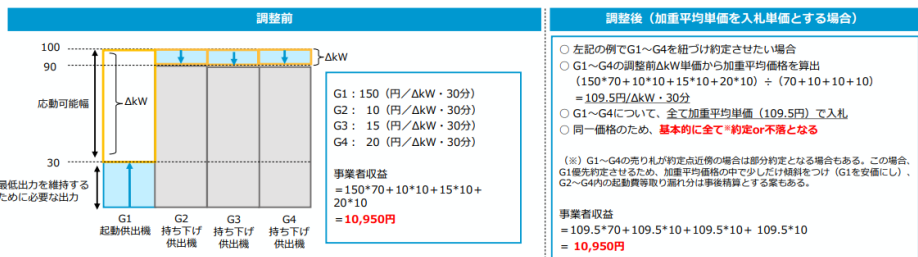


33

持ち下げ供出時の Δ kW価格

持ち下げ供出時の Δ kW価格について

- 持ち下げ供出時の入札価格については、従前の算定方法（第79回会合整理）に加え、以下の算定方法も考えられるのではないかと。
- 起動供出機及び持ち下げ供出機の Δ kW単価から算出した加重平均単価を全ユニットの入札単価とする（詳細は以下図のとおり）。
- 上記の算定方法を用いることにより、持ち下げ供出機のみが約定される事態を回避しつつ、事業者収益も調整前と同等であることで事後精算が不要となる可能性があるため、事業者の実務負担の軽減に一定程度資するものと考えられるのではないかと。



36

- 他方で、仮に価格規律の見直しにより応札が誘引されたとしても、応札余力がなければ効果は限定的となるため、週間取引（特に一次・二次①）の応札がほとんどない状態となっている東京および中部エリアに属する発電事業者と小売事業者に対して、週間時点で供出可能な余力を週間取引に応札できる余地についての確認がなされた。
- 結果として、当該事業者から週間取引の応札拡大に向けた取組を進めていく旨の前向きな回答があったところ。

A社、B社、C社の回答

A社（発電事業者）

1. これまでの対応
 - 前日取引を中心に需給調整市場に応札しており、週間時点では、相対契約電源に関しては、通告変更権により余力が確定していないため、週間取引には応札できない。
2. 今後の対応
 - **小売電気事業者との契約協議を速やかに行い、なるべく早期に、週間時点で供出可能な余力があれば、費用取り漏れ有無などを勘案しつつ需給調整市場へ応札する運用とすることとしたい。**

B社（小売事業者）

1. これまでの対応
 - 発電事業者との間で週間商品供出を念頭においた具体的な取組について定めがなく、週間商品供出に向けた協議を行っていたものの合意には至らなかった。
2. 今後の対応
 - 発電事業者との間で週間商品供出に関する具体的な取組について、小売電気事業者にリスクが偏らないことを念頭に協議・検討を行うこととし、**発電事業者の合意が得られ次第（2024年秋目標）、週間商品供出量拡大に向けた運用を開始することとしたい。**

C社（小売事業者）

1. これまでの対応
 - 週間時点で自社の需給バランスを見直してはいたが、需要予測や太陽光発電量予測の振れがあるため、発電事業者に対し余力を引き渡すことはなかった。
2. 今後の対応
 - 週間時点で見直した自社の需給バランスに一定程度の予備力を見込んだ上で、それを超える**余力を発電事業者に引き渡す方向とする**など合理的に対応可能な限りで**発電事業者と協議を行い、週間取引の応札量増加に貢献したい。**

(参考) 東京及び中部以外のエリアでの旧一般電気事業者の対応状況

D社

- 需給調整市場に備えて、週間取引への応札を行う前提でオペレーションを見直し。相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、一定の需要予測の振れを想定しつつ週間時点の余力については、週間取引に当然に応札している。週間取引への入札はツールの活用により対応。なお、余力活用契約よりも需給調整市場の方が必ずしも収益性が低いとは認識しておらず、現状では起動費の取り漏れの課題も大きくは生じていない。

E社

- 相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、週間時点の需要予測に振れのリスクがあることを前提に、週間取引には応札している。需給変動により前日時点で供給力に不足が生じた場合、スポット市場等で買い戻して対応することは許容する考え。揚水発電は、週間取引には応札しにくい。週間計画で運転の予見性が高い火力電源は極力需給調整市場へ入札し収入が得られる方がよいと考えている。

F社

- 相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、週間時点の計画で生じた余力は、基本的に週間取引に応札している。なお、前日断面での供給力の不足分は、スポット市場等で買い戻しを行う。他方、追加起動を前提とした応札は、起動費の取り漏れリスクや電源トラブル等のペナルティリスクを踏まえると、インセンティブは少ないと考えている。

52

(参考) 東京及び中部以外のエリアでの旧一般電気事業者の対応状況

G社

- 相対契約は概ね確定数量契約のため、週間取引において支障はない。スポット市場での落札が難しい電源を週間取引に応札している。約定確率を考慮して応札しており起動費の取り漏れは発生していない。 ΔkW 価値を得ることにインセンティブを感じているので、余力活用契約との比較で需給調整市場の応札を回避することはない。揚水発電は週間取引に応札しているが、電源の差し替え対応に苦慮しながら運用している。週間取引への入札は、システムで対応している部分もあるが一部は人間系で対応。

H社

- 通告変更権のある相対契約は量が少ないため、需要計画が上振れしても影響はなく、週間取引において支障はない。週間時点では、電源トラブル等のリスク分を考慮した余力を週間取引に応札しており、今のところ歯抜け約定もなく起動費取り漏れは発生していない。状況によっては余力活用契約の方がインセンティブが高いときもあるかもしれないが、現状ではそのことをもって需給調整市場に応札しないということはない。

I社

- 週間取引に影響が生じるような相対契約はないため、週間取引において支障はない。起動費の取り漏れリスクはあるが、応札量が少ない現在は結果として発生していない。揚水発電は週間取引には応札している。週間取引への入札はシステムおよびツールで対応している。

53

まとめ

45

- 一次供出可能量の考え方について、「平常時」「異常時」それぞれに必要な要件を確認し、以下のとおり見直すことで機械的限界が大きい発電機等をより効率的に活用できることから、早期に見直すこととしてはどうか。
 - (変更前) 0.2Hzの周波数低下時に10秒以内で供出できる量※1
 - (変更後) 0.6Hzの周波数低下時に供出できる量※1※2※3
- また、一次（異常時）のアセスメントⅡについては、「周波数低下最下点に応じた供出量を確認する（応動時間は考慮しない）」考え方に変更の上、都度ハンドで対応する（これにより早期実施を目指す）こととしてはどうか。

	基準 周波数	GF供出可能量 (2023年度まで)	一次供出可能量 (現行)	一次供出可能量 (見直し案)	(参考) 機械的限界
考え方		1.0Hz の 周波数低下時に 10秒以内で 供出できる量	0.2Hz の 周波数低下時に 10秒以内で 供出できる量	0.6Hz の 周波数低下時に 供出できる量※1※2	
火力機 (調定率5%)	50Hz	25.3%	5.1%	24.0%	5%以内
	60Hz	21.1%	4.2%	20.0%	
揚水機 (調定率3%)	50Hz	42.1%	8.4%	40.0%	50%程度
	60Hz	35.1%	7.0%	33.3%	

※1 北海道エリアの異常時基準は0.3Hz、平常時と異常時の比率が2:3のため、「0.75Hzの周波数低下継続時に供出できる量」とすることも考えられる。

※2 異常時要件の「1.0Hzの周波数低下継続時に10秒以内で供出できる量」と比べて小さい方を供出可能量とする。

※3 平常時と異常時の比率が1:2のため現状は問題ないが、今後、「平常時」「異常時」の必要量の比率等に変化が生じた場合は、必要に応じて見直しを行う。

(参考)[一次～三次①] (課題1-3, 2-1, 3-1, 4-1)
2026年度からの前日取引化に伴う課題整理

2024年度の課題

-74

まとめ

42

- 今回の課題（①～③）の詳細検討結果をまとめると下表のとおりとなる。
- 次回以降、残りの課題（④、⑤）についても詳細検討を実施し、関係箇所と連携のうえ、整理を進めていきたい。

No	課題	詳細検討結果
①	広域予備率の計上方法	・他審議会の広域予備率の在り方検討において、週間および翌々日計画における調整力計上方法が、「調達不足分を見込み計上」に整理されたことに伴い、当初想定していた課題（週間取引分が計上されなくなる）も解消されるため、 本課題も合わせて整理済 とする ※ 余力活用電源を起動するものとみなして予備率に計上
②	発電機の起動判断（前日市場以降で起動が間に合わないリソースの取扱い）	・前日取引化以降の ロング機の起動の仕組み（バックアップ方法）については、調整力不足・供給力不足に対応した余力の特別対応に期待するものとする ・ TSOが起動した後の扱いに関しては、小売電気事業者の供給力確保に活用するには、発電事業者に対し、卸電力市場への応札を促す必要があり、TSOからの起動指令時刻が、スポット市場の応札より前の電源であれば、スポット市場に応札されることが望ましく、画抜け約定や起動費取り戻れといった発電事業者側リスクを考慮すると、起動費を含めた限界費用でブロック入札を行う方法が合理的と考えられる ・また、起動指令時刻が、スポット市場の応札より切から需給調整市場の応札より切までであった電源、あるいはスポット市場入札後に不発となった電源の場合、調整力の確実な確保、ならびに起動費等の繰込み・回収といった観点からは、 需給調整市場に応札されることが望ましい ※と考えられる ※ 現行の容量市場リクワイアメントでは、需給調整市場への応札が十分に促されないとも考えられ、この点、検討が進められている制度的措置の内容によっても取扱いが変わり得るため、引き続き深掘りしていく
③	調達量の判断（現：追加調達量の判断）	・こちらも課題①と同様に、広域予備率算定の見直しに伴い、予備率が下がってしまい、常に過調達してしまうといった課題は解消される（適切な判断ができなくなる点は解消） ・また、調達量の判断基準としている閾値（現：翌々日計画の広域予備率12%）について、今年度上期の広域予備率をもとに、算定方法見直し後相当の補正を実施したうえで試算した結果、12～14%程度となり、現在の閾値12%から大きく乖離していないため、 今後の実績等を踏まえて変更要否を判断していく ・また、本課題と関連して 三次②必要量の見直し（場合商品の調達量により控除量を使い分け）については、前日取引化のタイミングに合わせて実施することが望ましい が、テーブル増加に伴い共同調達が複雑化する等の課題も考えられるため、実現に向けた課題整理について、引き続き検討を深掘りしていく

まとめ

24

- 今回の課題（④⑤）の詳細検討結果をまとめると下表のとおりとなる。
- 今後は、前回整理した課題①～③も含め、国をはじめ関係箇所と連携しながら詳細検討を進めていくこととしたい。

No	課題	詳細検討結果
④	連系線枠の取扱い	・連系線枠の取扱い方法としては、連系線枠を最大限活用できる観点から「シリアル処理（逐次処理）」を採用する方向※とする ※ 今後、処理時間の問題が顕在化した際は再度検討を実施する ・また、シリアル処理の付随論点である「どちらの市場を先行にするか」に関しては、シリアル処理の優位性を最大限発揮する観点・調整力提供者の収益機会を最大化する観点から、先行市場を現在の週間商品である「一次～三次①・複合」とし、後続市場を「三次②」とする
⑤	応札商品の偏り	＜課題⑤-I：恒久対策＞ ・応札商品の偏り問題に対する恒久対策としては、まずは「市場一本化案」を本案としつつ、実現可否をはじめ、改修期間やコスト等を踏まえて、次点で「自動エントリー案」を志向することとしてはどうか（ただし、これら両案はMMS改修が伴うため要件定義等を踏まえると、2026年度からの実現は難しい） ＜課題⑤-II：暫定対策＞ ・暫定対策として、MMSや中給システムの改修が伴うものは、恒久対策案と同様に2026年度からの対応が困難と考えられ、システム改修せずにできる運用面や制度面での対策についても考えていく必要がある ・調達不足や価格高騰といった応札商品の偏りにより発生しうる課題は、応札量と募集量のバランスにより顕在化するものと考えられるため、システムに依らない対策としては、現行の応札不足対応の暫定措置である募集量削減の仕組みや商品の上限価格といった対応も一定程度の効果を発揮するものと考えられる ・今後の市場応札状況次第ではあるものの、募集量調整の中止判断に際しては、前日取引化後の商品の偏りへの影響も考慮した上での慎重な判断が必要になると言えるため、このような点も踏まえて、今後、国をはじめ関係箇所と連携しながら進めていく

出所）第52回需給調整市場検討小委員会（2024年12月5日）資料4

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_52_haifu.html

出所）第53回需給調整市場検討小委員会（2025年1月24日）資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_53_haifu.html

- 現行の週間取引が前日取引になることに伴い、週間取引において考慮していた需給変動リスク分が減少するため、応札余力の増加が見込まれる。
- 加えてスポット市場取引後の応札となるため、応札単価に含まれる逸失利益※におけるボラティリティが精緻化されるため、応札単価の適正化が期待できる。

※週間取引時はスポット市場、前日取引時は時間前市場に応札できなくなる不利益分を計上

期待できる効果① 応札量増加

12

- 週間取引においては、各事業者が予測の不確実性を理由に、何らかの需給変動リスクを織り込んだ上で、応札量を算定しており、前々日取引化（スポット取引前）によっても、一定の改善効果は期待できるところ。
- 一方で、前々日取引であったとしても、スポット取引前（約18時間前）であることに変わりはなく、一部の需給変動リスクならびにそれに伴う応札量の減少は残ると考えられる。
- これらの需給変動リスクは、前日取引（スポット取引後）であれば、現状のスポット市場における小売電気事業者が予備力として確保する可能性があるのは1%分となることから、応札量増加に対する相当の効果が期待できる。

【応札量算定時において見込むリスク（イメージ）】



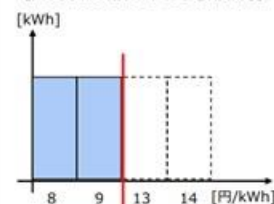
期待できる効果② 応札単価適正化

13

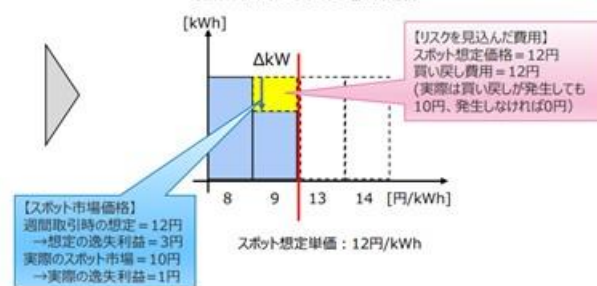
- 応札単価に含まれる逸失利益は、 ΔkW を確保することに伴い、事業者がその後の卸電力市場に応札できなくなる不利益分となっており、需給調整市場では週間取引時はスポット市場、前日取引時は時間前市場が対象となる。
- 週間取引時のスポット市場価格想定は市場のボラティリティリスクを考慮した応札単価となっていると考えられるため、前日取引であれば、実績相当※となり、応札単価適正化に対する相当の効果が期待できる。
- 加えて、事業者はスポット市場前で取引するにあたり、想定以上の需要変動等の需給変動リスクを見込んだ費用を応札単価に計上することも考えられる。前日取引（スポット取引後）であれば、前述のとおり需給変動リスクが低減することから、応札単価適正化が期待できる。

※前日取引時の卸電力市場価格（想定）はスポット市場価格をもとに算定される

【スポット売り想定時の発電機態勢】



【 ΔkW 供出のための発電機態勢】



まとめ

35

- 今回、調整力提供者に揚水発電の応札を促すにあたり、早期かつ期間限定でどのような対応が取れるか検討した。
- 具体的には以下の2つの対応策が考えられる（適用対象商品は一次、二次①の単独商品ならびに一次、二次①が含まれる複合商品への応札時に限定）。
 - 対応策①は、調整力提供者（揚水発電）が最低出力等の供給力を準備できなかった場合、TSOが代替ΔkWを確保することによって、調整力必要量を充足させる方法
 - 対応策②は、調整力提供者（揚水発電）が最低出力等の供給力を準備できたものの、運用できる状態（並列状態）にできなかった場合、TSOが並列し調整力必要量を充足させる方法
- これら提案した内容について、調整力提供者へヒアリングを行った結果、需給変動リスク等の低減により応札量増加は見込めるものの、一次・二次①を含めた複合商品での応札を行うインセンティブが少ないといったご意見もあった。（これらに関しては、誘導的措置や規制的措置含めて、今後検討を深めることも重要）
- 上記を踏まえ、本対応策の対象リソースや適用時期等については、国とも連携の上、引き続き検討を進めていく。

まとめ (1 / 2)

36

- 揚水公募等については、調達手段の多様性・ボラティリティリスク低減の観点等から優位性もあると考えられる一方、各論点（「契約価格の在り方」「需給調整市場の募集量との関係性」「TSOによるポンプアップ原資の確保方法」等）もあるため、それぞれについて整理を行った。

【論点①】契約と対価性（契約価格の在り方）

- 2024年度からの状況変化を踏まえた、揚水公募等における契約と対価性における論点については以下のとおり。

	過去（～2023年度）	今回（揚水公募等）
調整力の提供 （契約電力の維持・運転）	【契約】 ・電源Ⅰ契約 【対価性】 ・kW価値（固定費）を事前支払	【契約】 ・揚水公募等（随意可？） 【対価性】 ・ kW価値（固定費）をどうするか （容量拠出金・ブラックスタート公募費用を控除するか）
「起動停止（揚水起動）」 「揚水ポンプ運転」 「発電出力増減」	【契約】 ・電源Ⅱ契約 【対価性】 ・事前支払はなし ・諸経費等をV1/V2精算（事後）	・ 値差取引の逸失利益をどうするか （事前支払が事後精算か） ・ V1/V2単価をどうするか （特に公募量が全量でない場合）
値差取引の逸失利益 （市場収入相当額）	なし	

- 特に、V1/V2単価をどうするか（公募量が全量でない場合）については、池全体の水位（≒燃料）がBG・TSOのどちらに帰属するのかといった整理や、あるいはユニット単位で池容量を按分する（責任区分を明確化する）といった運用・精算の工夫（検討）が必要になると考えられる。
- これらの論点については、国において検討・整理して頂くべく、広域機関としても引き続き連携・協力していく。

まとめ (2 / 2)

37

【論点②】需給調整市場の募集量との関係性

- 揚水公募量をどのように扱うか（市場の募集量との関係性をどうするか）について、大きく2案が考えられる。
 - 案1：揚水を複合リソース（発電リソースのみ）と見做し、揚水公募量を市場の募集量から一律控除
 - 案2：揚水機の調整力供出可能量をTSO自身が需給調整市場に応札
- 案1は、「TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完」といった特徴や、逆に「揚水の調整力供出可能量を活用しきれていない断面が生じる」といった課題があり、応札不足が続く足元においては、取り得る案と考えられるか。
- 案2は、「揚水の調整力供出可能量を最大限有効活用」しつつ、透明性と公平性を保ったまま、市場調達と揚水公募等の共存が可能となり、将来（同時市場）との連続性も踏まえ、長期に亘って取り得る案と考えられるか。（一方、TSOにとっても週間取引は難しさがあるため、現実的には2026年度（前日取引化）以降が望ましい）

【論点③】ポンプアップ原資の確保方法等

- ΔkW供出（発電）のための、ポンプアップ原資の確保方法について、大きく3案が考えられる。
 - 案1：上げ調整力に対応（全国の起動済電源の余力）
 - 案2：上げ調整力に対応（エリア内の起動済電源の余力）
 - 案3：TSOが卸電力市場等で調達
- 案1はインバランス料金に影響を与えることになるといった課題、案3は実施条件や建付けを整理する必要があるため、システム対応不要なエリアは制度上の大きな課題がない案2から始めるのも一案か（その上で、国とも連携しながら、他案が取り合えないかも検討か）。
- また、並列必須なΔkW（一次・二次①）を確保する際には、揚水の最低出力分（50%相当）を発電する際に、基本的にはエリア内の下げ調整余力（下げ代）を用いて持ち替えを行う方法が考えられる。

アセスメント緩和内容と実現時期

21

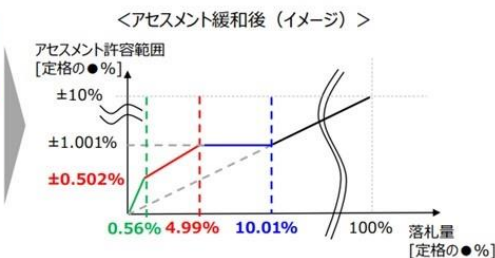
- 今回、第49回本小委員会で提示したアセスメント緩和案に関して、事業者アンケートを踏まえて詳細を検討した。
- 安定供給を維持するために調整力の果たす役割は重要であるところ、アセスメント緩和によって調整力の応札量が増加したとしても、誤差が増加する（それに調整力に対応する）ことは望ましくない。
- これらを踏まえて、安定供給に配慮しつつ、事業者のご意見を取り入れた上で、**まずもってアセスメント緩和対象は案B（定格の10.01%以下）、閾値Xは案b（定格の4.99%）とし、加えてアセスメント許容範囲が落札量を超える領域が発生しないように（定格の0.56%以下を）補正してアセスメント緩和を実施すること**とした。
- また、これらについては、今後の実績等を鑑み、必要に応じてさらなる緩和を検討することとしてはどうか。
- なお、アセスメント緩和に係るシステム改修は1～2年程度必要であるところ、本アセスメント緩和は制度的措置導入に必要不可欠な市場応札リスク低減施策であることから、何らかのハンド対応可否も含め、実質的に開始時期の対象になり得る**2026年度（前日取引化のタイミング）当初の導入を目指し、引き続き、関係各所とも連携して準備を進めていく**こととしてはどうか。

案	アセスメント 緩和対象
A	10%以下
B	10.01%以下
C	20%以下

【検討項目1】アセスメント緩和対象

案	閾値X
a	5%
b	4.99%
c	0% (閾値なし)

【検討項目2】閾値X



まとめ（1／2）

39

- 今回、市場応札リスクとなっている「複数ユニットを持ち下げ供出に係るアセスメント不適合リスク」「電源トラブル時のペナルティリスク」「契約不履行ペナルティに係るリスク」の検討を行った。
- 複数ユニット持ち下げ供出に係るアセスメント不適合リスクでは、以下のとおり具体的なアセスメント緩和の整理を行ったため、**2026年度当初の導入を目指して、引き続き、関係各所とも連携して準備を進めること**としたい。
 - アセスメント緩和対象
 - ✓ 「一次あるいは二次①が含まれる商品を落札」かつ「**定格の10.01%以下のΔkWで落札**」
 - アセスメント緩和の方法
 - ✓ 定格の4.99%～10.01%※1で落札した場合：**定格の10.01%を落札した場合と同等**の許容範囲※2とする
 - ✓ 定格の0.56%～4.99%※1で落札した場合：従来の許容範囲に、**5.02%を落札した場合と同等**の許容範囲※3を足し合わせた許容範囲（一定の下駄をはかせた許容範囲）とする
 - ✓ 定格の0.56%以下で落札した場合：落札量を超えないようアセスメント許容範囲を補正※4する（ただし指令に対して故意に応動しない等が確認された場合、通常の金銭的ペナルティならびに契約不履行ペナルティを科す）
- また、**ガスタービン機出力の気温変動の影響については、事業者が入札制約として織り込んだうえで応札量を決定することが適切であり、今回のアセスメント緩和の対象外とする。**

※1 「一次あるいは二次①が含まれる最も落札量が多い商品の落札量＋三次②落札量（同時落札している場合）」の合計落札量

※2 上記「1」内の合計落札量が定格の10.01%となるような係数を乗じ、複合商品の内訳商品に対しても同一の係数を乗じた状態のアセスメント許容範囲

※3 上記「1」内の合計落札量が定格の5.02%となるような係数を乗じ、複合商品の内訳商品に対しても同一の係数を乗じた状態のアセスメント許容範囲

※4 上記「1」内の合計落札量と等しくなるようアセスメント許容範囲を補正する

基本的な考え方の再整理 (2 / 3)

11

- まず、制度的措置と誘導的措置の関係性（誘導的措置の内容）については、以下3つの考え方があり得る。
 - 考え方Ⅰ：制度的措置導入有無によらず、応札行動促進（事業者リスク低減）のため先行して実施する誘導的措置
 - 考え方Ⅱ：制度的措置導入による状況変化（新たな事業者リスク顕在）を踏まえ、同時実施を目指す誘導的措置
 - 考え方Ⅲ：制度的措置導入による効果（応札量＞募集量）を確認した後※に、改めて実施の検討を行う誘導的措置
- ※ あるいは、各種誘導的措置等により需給調整市場が競争環境下（応札量＞募集量）であることを確認した後
- また、第47回本小委員会（2024年5月15日）にて、応札不足対応の方向性（アプローチ）としてお示した誘導的措置としては「リクワイアメント・ペナルティの緩和、要件緩和等（① 技術的検討）」や「応札リスク低減（②-1 金銭等調整）」、「金銭的インセンティブ増加（②-2 金銭等調整）」を挙げたところ。
- この点、「金銭的インセンティブ増加（②-2 金銭等調整）」については、制度的措置未導入（応札量＜募集量であり競争環境下でない）の足元から実施した場合、社会コストが過大となる可能性があるため、上記の考え方Ⅲ（制度的措置の導入後に実施の検討を行う誘導的措置）に該当すると考えられる。
- 一方で、「リクワイアメント・ペナルティの緩和、要件緩和等（① 技術的検討）」や「応札リスク低減（②-1 金銭等調整）」については、事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がるものであるため、上記の考え方Ⅰ・Ⅱ（制度的措置の導入前または導入時に実施する誘導的措置）に該当すると考えられる。
- すなわち、制度的措置に関する基本的な考え方2における、「社会コストが過大とならない範囲で、誘導的措置の検討・議論をさらに加速」とは、事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がる考え方Ⅰ・Ⅱの施策を、迅速かつ網羅的に整理することを指し、制度的措置を導入したとしても事業者に対して非合理的な金銭的損失を与えない状態（最大限事業者に配慮した設計）とすることを目指すものである。

基本的な考え方の再整理 (3 / 3)

13

- ここまでの検討を踏まえ、**制度的措置に関する基本的な考え方について、以下の青字箇所のとおり注釈を追記し**てはどうか。
 - 基本的な考え方1
 - ✓ 以下を制度的措置の定義とし、肉付けする方向性で検討を進める
 - ・ 特定のルールのもと、スポット市場後の需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）を果たすため、特定の事業者に対して、調整力ΔkW市場への供出を求める措置
 - 基本的な考え方2
 - ✓ 社会コストが過大とならない範囲で、誘導的措置の検討・議論をさらに加速※させた上で、最大限事業者に配慮した設計とする（誘導的措置の状況によって、制度的措置の強度は変わり得る）
 - ※ 事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がる施策を、迅速かつ網羅的に整理することを指す
- また、前述の誘導的措置の各考え方に該当する具体的な施策については、下表のとおり検討を進めており（詳細は後述の論点2～3参照）、制度的措置の導入に必要な整理は充足しつつある状態。

考え方	概要	具体的な施策例
I	制度的措置導入有無によらず、応札行動促進（事業者リスク低減）のため先行して実施する誘導的措置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 掘水（一次・二次①）の要件緩和（①） ・ 持ち下げ供出（少量約定）時のアセスメント緩和（①） ・ 持ち下げ供出時の事後精算リスク回避（②-1） ・ 起動費取り漏れリスク回避（②-1）
II	制度的措置導入による状況変化（新たな事業者リスク顕在）を踏まえ、同時実施を目指す誘導的措置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源トラブル時のペナルティリスク緩和（①） ・ 契約不履行ペナルティリスクの緩和（①）
III	制度的措置導入による効果（応札量＞募集量）を確認した後（あるいは、各種誘導的措置等により需給調整市場が競争環境下（応札量＞募集量）であることを確認した後）に、改めて実施の検討を行う誘導的措置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上限価格の引き上げ・撤廃（②-2） ・ 価格規程上の一定額の引き上げ（②-2）

まとめ (1 / 3)

77

- 制度的措置に関する予備的検討や事業者アンケート結果等を踏まえ、制度的措置の基本的な考え方や個別の論点について詳細検討を行った。
- 制度的措置と誘導的措置の関係性を踏まえ、制度的措置に関する基本的な考え方について、以下の青字箇所のとおり注釈を追記してはどうか。
 - 基本的な考え方 1
 - ✓ 以下を制度的措置の定義とし、肉付けする方向性で検討を進める
 - ・ 特定のルールのもと、スポット市場後の需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）を果たすため、特定の事業者に対して、調整力ΔkW市場への供出を求める措置
 - 基本的な考え方 2
 - ✓ 社会コストが過大とならない範囲で、誘導的措置の検討・議論をさらに加速[※]させた上で、最大限事業者に対応した設計とする（誘導的措置の状況によって、制度的措置の強度は変わり得る）

※ 事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がる施策を、迅速かつ網羅的に整理することを指す

まとめ (2 / 3)

78

- 第52回小委員会でも検討したものも含め、制度的措置の個別論点について検討した結果は下表のとおり。
- なお、制度的措置の実施要否ならびに論点1～5、論点4については、全体最適の視点から他制度に与える影響等についても十分に留意する必要がある点を踏まえつつ、国とも連携のうえ、検討を進めることとする。


大論点	No.	論点	検討結果
【論点1】 制度的措置の対象	1-1	規模・種別	<ul style="list-style-type: none"> ・ 規模：現行ルールとの整合ならびに安定供給、社会コスト等の観点から、規模によらず制度的措置の対象とする ・ 種別：現行ルールとの整合ならびにリソースの有効活用等の観点から、種別（電源種）によらず制度的措置の対象とする（ただし、各リソースの契約形態や入札制約は考慮）
	1-2	契約形態	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需給調整市場契約を締結しているリソース：対象 ・ 余力活用契約のみを締結しているリソース：基本的に対象^{※1} ・ 需給調整市場・余力活用の両方とも契約のないリソース：基本的に対象外^{※2} <p>※1 入札制約（一部の水系運用制約）等により、パターン2となる止むを得ない特別な事情を持つリソースである場合、対象外</p> <p>※2 制御回路を設置すれば調整力として供出可能な設備の取扱いについては未検討</p>
	1-3	相対契約	<ul style="list-style-type: none"> ・ 通告変更権の行使期限「後」の確定した余力であって、かつスポット市場後の余力が制度的措置の対象 ・ 通告変更権の行使期限「前」の余力の供出は、努力目標
	1-4	入札制約	<ul style="list-style-type: none"> ・ 適取GL上の入札制約との整合を踏まえ、国とも連携のうえ、事業者アンケート結果をもとに、仮に制度的措置を導入する場合は、それまでにあらためて1項目ずつ精査
	1-5	事業者	<ul style="list-style-type: none"> ・ （対象事業者の違いによる定性評価を踏まえつつ、論点4の中で今後検討）

まとめ (3 / 3)

79

大論点	No.	論点	検討結果
【論点2】 求める具体的な行動	2-1	応札行動	<ul style="list-style-type: none"> ・ 制度的措置として、「需給調整市場の開場時点で有する」余力^{※1}を需給調整市場（調整力ΔkW市場）に全量入札^{※2}することを求める ・ 入札を求める余力＝定給（発電可能上限^{※3}）－発電（需要）計画－入札制約－予備力併せて、余力活用契約を有する揚水等のリソース^{※4}に対しては、調整力kWh市場への以下の余力供出（GC後の余力水位幅として提示）を求める ・ 上げ調整余力＝発電可能上限^{※3}－発電（需要）計画－入札制約－予備力 ・ 下げ調整余力＝充電可能上限^{※5}－需要（発電）計画－入札制約 ※3 揚水等のリソースにおける発電可能上限（蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え）＝池水位（計画上の水位）－下限水位（設備制約・各種契約等を考慮した下限水位）を全て活用した分 ※4 蓄電池における詳細な運用や取扱い等については今後検討 ※5 揚水等のリソースにおける充電可能上限（蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え）＝上限水位（設備制約・各種契約等を考慮した上限水位）－池水位（計画上の水位）を全て活用した分 （上記の余力供出における揚水等運用の基本的な考え方） ・ 水位合わせのタイミング等を踏まえ、先々の計画に影響を与えうる分（kWh）に限り、GC後の余力幅から控除してTSOに提示 ・ 需給調整市場（前日取引）へのΔkW応札予定分はGC後の余力幅に含めて提示 ・ TSOからGC後の余力活用量の事前予告は受けない
	2-2	応札商品	<ul style="list-style-type: none"> ・ 応札商品：複数機能を持つリソースについては、基本的に複合商品への応札協力を求めつつ、三次②未達状況にも留意しながら、適切に三次②への応札配分も求める ・ 応札方法：複数機能を持つリソースを複数有する場合は、基本的に複数ユニットの持ち下げ供出を求める（自然体余力、追加起動余力、持ち下げ余力の供出を求める）
	2-3	事業者リスク	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現時点で考えられる事業者リスクについては手当て済み
【論点3】 開始時期	3	開始時期	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2026年度前日取引化に合わせることを基本としつつ、国とも連携のうえ引き続き検討（システム、ツール対応等により間に合わなかった場合は、事情を確認の上柔軟に対応することも考えられる）
【論点4】 ルールへの紐づけ	4	ルールへの紐づけ	<ul style="list-style-type: none"> ・ （国とも連携のうえ、今後検討）

まとめ（１／２）			43
<div>■ 異常時（電源脱落）対応の調整力として、ポンプ遮断のような応動を持つリソースに関して、需給調整市場へ応れするため検討が必要となる論点について、下表のとおり整理を行った。</div> <div>■ 異常時対応調整力の商品要件見直しについては、何らか早期に（簡易的に）対応する方法がないか（論点４）等、継続検討することとし、また、必要量見直し（論点３）について、直接的にはシステム対応を必要としないため、EPPS考慮可能か（考え方を変更できるか等）を別途検討することとした。</div>			
	項目	今回の検討結果	
論点１	異常時対応調整力の位置づけ	既存商品（一次・二次①・三次①）の内数とする リレー遮断は一次・二次①・三次①の複合商品、 手動遮断は二次①・三次①の複合商品あるいは三次①単独商品	
論点２	異常時対応に必要な商品要件	「並列要否」「指令・制御」「応動時間」「継続時間」について 詳細は次ページの通り	
論点３	異常時対応調整力の必要量	異常時対応調整力の必要量について、EPPSを考慮することも一案 どのように考慮するか（必要量に反映するか）継続検討	
論点４	必要なシステム対応	商品要件等を変更する場合のシステム改修項目を整理 何らか早期に（簡易的に）対応する方法がないか等、継続検討	

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

まとめ（２／２）

44

■ 異常時対応の商品要件ならびに、揚水発電機におけるポンプ遮断の要件をまとめると以下のとおり。

項目	商品	現行商品要件	ポンプ遮断（リレー遮断）	ポンプ遮断（手動遮断）
並列 要否	一次	必須	並列された状態が前提	
	二次①	必須		
	三次①	任意		
指令 ・ 制御	一次	異常時周波数基準 （▲0.2Hz）を下回った場合	オフライン（自端制御） 基準周波数－0.5Hzで リレーにより遮断 ※北海道は系統安定化装置 （中央制御方式）で対応	－
	二次①	LFC信号		オンライン 一般送配電事業者からの 指示に基づき手動遮断
	三次①	EDC信号		
応動 時間	一次	10秒以内 （基準周波数－0.2Hz時）	リレー動作から0.5秒以内 （基準周波数－0.5Hz時）	－
	二次①	5分以内		一般送配電事業者の 指令から数分以内
	三次①	15分以内		
継続 時間	一次	5分	再並列まで継続可能	
	二次①	30分以上		
	三次①	3時間以上		

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

まとめ

29

- 2027年度・2028年度においても、系統混雑が発生することも踏まえて、系統混雑時の需給調整市場における課題と対応を整理した結果、混雑の影響は小さく、各種課題への対応が可能な見通しである。
- そのため、基幹系起因の混雑・ローカル系起因ともに、**ノンファーム電源の需給調整市場への参加については、商品要件を満たしているのであれば、2027年度・2028年度までは認めることとしてはどうか。**
- なお、混雑の影響が大きくなる将来に向けては、現行の対応方法（余力を用いた代替 ΔkW 確保等）では、対応が難しくなるとも考えられるため、引き続き、将来の運用容量等の在り方に関する作業会における検討（フリンジで対応する基本的な考え方ならびに深掘り検討）とも連携していく。

区分	課題	詳細	2027年度・2028年度の対応の方向性
系統全体	①混雑処理用 ΔkW の確保	・混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を、非混雑系統でどのように確保するか	・混雑量が少なく、非混雑系統の余力で対応可能
	②需給調整用 ΔkW の不足	・発動制限される混雑系統の需給調整用 ΔkW を、非混雑系統側でどのように代替するか ・発動制限される需給調整用 ΔkW を、どのように取扱うか	・（非混雑系統に融通できない）発動制限 ΔkW 量が少なく、非混雑系統で ΔkW を代替すること自体は可能 ・第75回制度検討作業部会で整理済み
リソース単体	③参加の在り方	・ノンファーム電源の需給調整市場への参加を認めるか否か	・商品要件を満たしているのであれば、参加可能

まとめと今後の方向性

27

- 今回、同期・電圧安定性における合理的な限界潮流算出方法を整理の上、当該制約要因で運用容量が決まる地域間連系線・地内送電線における**フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応方法の在るべき姿を整理した。**
（フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応方法の在るべき姿）
 - 同期・電圧安定性制約で運用容量が決定する地域間連系線・地内送電線においては、系統混雑が発生（予見）する場合、その**運用容量は、実態寄りの算出方法により算出した限界潮流値からフリンジ量を控除した値とすることが最も合理的**である
 - なお、系統制約による出力抑制がなされない場合には、上記以外の方法であったとしても、当該リスクへの対応は可能
 - ただし、本整理は、フリンジによる一瞬の限界潮流超過も許容できない制約要因に対する考え方（在るべき姿）であり、電圧安定性で一瞬の限界潮流超過も許容できないのか（フリンジ控除が必要か）については、別論点（No.4-1-1「電圧安定性の妥当な算出方法・評価方法・補う方案は何か」）の検討により今後変わり得る可能性がある
- また、足元（今冬）の関西エリアにおいて、電圧安定性制約が運用容量決定要因となる「500kV Aフェンス」で、系統混雑見通しが確認されたため、在るべき姿に則り、実態寄りの電源稼働条件で限界潮流を再算出したことで、運用容量が拡大し、今冬の混雑による発電抑制を回避した事例が見受けられた。
- 次回以降、第4回本作業会（2024年12月5日）にてお示した通り、常時周波数変動の実態把握や、フリンジに含まれる調整力（需要変動）成分の分析結果等を報告することとしたい。

出所) 第50回需給調整市場検討小委員会（2024年9月30日）資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_50_haifu.html

出所) 第5回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年1月24日）資料3

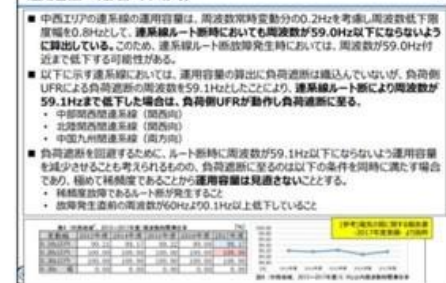
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoukai_5_04.pdf

状況変化①(系統特性定数) 1/2

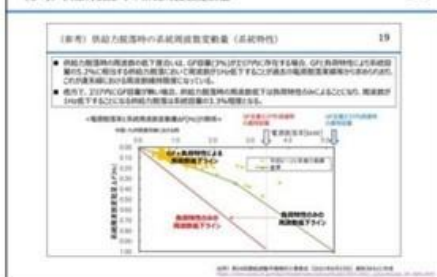
13

- 周波数要因で決まる運用容量においては、系統特性定数を用いて下記のとおり、運用容量を算出している。
 - 運用容量[MW] = 想定需要[MW] × 系統特性定数[%MW/Hz] × 周波数低下限度幅[Hz]
- 系統特性定数とは、電源脱落率[%MW]と周波数変化量[Hz]の関係から求める“1Hz低下する電源脱落率”を表しており、過去実績やシミュレーションにより算出された値を使用している。
- この系統特性定数の傾きは、周波数低下時に自端制御で出力上昇する発電機のパナフー機能（以下、GF）が大きく関係しており、周波数の下がり始めは発電機特性（GF）＋負荷特性の傾きとなるが、一定程度周波数が低下すると負荷特性のみの傾きになると言われている。

運用容量への影響（平常時）



(参考) 供給力低落時の系統周波数変動量（系統特性）



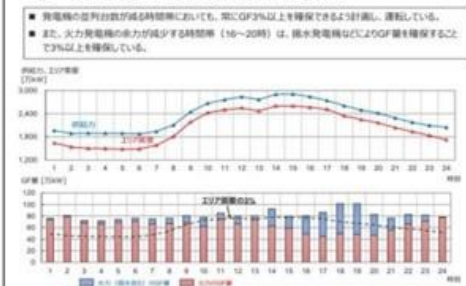
出所) 第1回運用容量検討会(2019年4月26日)資料1をもとに作成
http://www.occto.or.jp/iinkai/nyouyousagyou/2019/nyouyousagyou_2019_1_halfu.html
 出所) 第31回電給調整市場検討小委員会(2022年8月19日)資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_31_halfu.html

状況変化①(系統特性定数) 2/2

14

- 中西エリアにおける系統特性定数は、これまでGF3%程度の確保を前提として算出されているため、系統特性定数を維持するために、エリア需要の3%程度のGF容量を確保してきたところ。
- 他方で、2024年度からの一次調整力の平常時必要量は過去の応動実績から算出しているため、エリアによっては一次必要量（平常時必要量＋緊急時必要量）がエリア需要の3%を下回る可能性がある。
- また、2025年度から一次オフライン枠が平常時対応に特化した形（応動要件が30秒に緩和）となり、異常時には対応できないことから、オフライン枠の導入量によっては系統特性定数への影響が懸念される。
- 上記を踏まえると、現在使用している系統特性定数の前提が変化している（今後変化する）可能性があることから、系統特性定数の見直し（系統分離時の運用に与える影響）等について検討を進める必要があると考えられる。

2-2 GF運転の管理（GF量の確保実績（中部の例））



出所) 第19回電給調整市場検討小委員会(2020年9月29日)資料2-2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/2020_jukyuchousei_19_02_02.pdf

(補論) 今後の検討課題について(3/3)



出所) 第45回電給調整市場検討小委員会(2024年2月7日)資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_45_03.pdf

まとめ

47

- 今回、周波数限度（上昇側・低下側）に関する判定方法の妥当性、ならびに今後の系統特性定数の再算出（シミュレーション環境構築）の方向性について検討した。
- このうち、周波数限度（上昇側・低下側）に関する判定方法については、エリア間の平仄や周波数変化時の制御体系等を考慮すると、見直しの余地があるものが確認されたため、次回以降、一般送配電事業者の協力のもと、検討を進めていくこととした。
- また、今後の系統特性定数の再算出については、周波数維持に関する運用の考え方について、改めて整理するとともに、北海道および中西エリアにおけるシミュレーション環境の構築状況について報告した。
- 今後のシミュレーション環境構築（実際の事故との実測対比による精度検証）状況やフォローアップ等を踏まえて、今後の系統特性定数の再算定の具体的な方法については、引き続き検討していくこととした。

出所) 第1回将来の運用容量等の在り方に関する作業会(2024年7月19日)資料5

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/nyouyousagyou/2024_files/nyouyousagyou_1_05.pdf

出所) 第5回将来の運用容量等の在り方に関する作業会(2025年1月24日)資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/nyouyousagyou/2024_files/nyouyousagyou_5_03.pdf

まとめ

44

- 将来的な変動性再エネの大量導入に伴い、将来断面において調整力必要量が増加すると想定されている。
- これを踏まえ、調整力として活用可能なリソースを有効活用という観点から、変動性再エネ（FIP電源等）の調整機能の活用に関して、以下のとおり整理を行った。

<技術開発面>

- 変動性再エネが調整力を供出するためには、予測値からあらかじめ出力を抑制しておき、調整力指令に従ってPCS等で出力を精緻に制御することで調整力を供出可能な状態とすることが考えられる
- 安定電源と比較して、変動性再エネは予測外しにより調整力として供出できる量の変動するという特徴があるが、予測精度向上や蓄電池併設等により、一定程度解消可能
- 応動時間等の調整力供出機能については、インバータによる精緻な制御が可能なため、今後需給調整市場の要件を満足するPCSの開発等、引き続き対応が必要（数年単位）

<制度面（需給調整市場への応札）>

- 「応札スケジュール」や「入札ブロック時間」について要件緩和が予定されていることから、変動性再エネの調整力の活用（需給調整市場への応札）は今後容易になっていくと想定される
- 「アセスメント・ペナルティ」については、技術の向上により一定程度改善すると考えられるが、予測誤差自体はゼロにならず、アセスメント・ペナルティ緩和も考えられるが、変動性再エネに限ったアセスメント・ペナルティ緩和については慎重な検討が必要（まずは技術的なサポートを十分に実施した上で、制度面の緩和を検討することが必要）
- 再エネ出力制御時は逸失利益なしで変動性再エネの調整力を活用できるが、需給調整市場への応札より前に出力制御の蓋然性を事業者が判断するための対策が必要であり、優先給電ルールの仕組みとの整合が必要なため、国とも連携の上、引き続き検討

1. 2024年度の検討状況（応札不足対応一覧）

2. 2024年度の取引実績

3. 2025年度以降の検討すべき課題の整理

（参考）需給調整市場に関する審議会動向（課題検討状況）

（参考）要件変更等のスケジュール

■ 2025年以降の商品区分および要件（将来的に要件変更が予定されているものは赤字）は下表のとおり。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン （一部オフラインも可※1）	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ （オフライン監視の場合は不要）	専用線のみ	専用線 または （簡易指令システム※2）	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※4	3時間※4	3時間※4	3時間※4	30分※5
応動時間	10秒以内※6	5分以内	5分以内	15分以内	60分以内※5
継続時間	5分以上※6	30分以上※4	30分以上※4	3時間※4	30分※5
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－（自端制御）	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分 （簡易指令システム※3：5分）	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 （簡易指令システム※3：1分）	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※7
供出可能量 （入札量上限）	10秒以内に出力変化可能な量 （機器性能上のGF幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量 （機器性能上のLFC幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）	15分以内に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）	60分以内※5に出力変化可能な量 （オンラインで調整可能な幅を上限）
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1 MW
刻み幅 （入札単位）	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2

※1 事後に数値データを提供する必要有り

※2 現行は上げ区分のみ調達

※3 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始
（2024年度以降準備ができたエリアから順次適用）

※4 2026年度より「30分」に変更予定

※5 入札時間単位「30分」応動時間「60分以内」、継続時間「30分」に変更（2025年度より適用）

※6 オフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」（2025年度より適用）

※7 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1
回線	—	専用線 （監視がオフラインの 場合は不要）	専用線 （監視がオフラインの 場合は不要）	専用線 （監視がオフラインの 場合は不要）	同左	
商品ブロック	—	3時間	3時間	30分 37回資料2		
応動時間	—	10秒以内	10秒以内 （監視がオフラインの 場合は30秒以内） 42回資料3	10秒以内 （監視がオフラインの 場合は30秒以内）		
継続時間	—	5分以上	5分以上 （監視がオフラインの 場合はなし） 42回資料3	5分以上 （監視がオフラインの 場合はなし）		
指令間隔	—	— （自端制御）	— （自端制御）	— （自端制御）		
最低入札量	—	1 MW 37回資料5	1 MW	1 MW		
アグリゲーション （専用線）	—	ネガ/ポジ/ネガポジ※2	ネガ/ポジ/ネガポジ※2	ネガ/ポジ/ネガポジ※2		
アグリゲーション （簡易指令）	—	—	—	—		

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。
（青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1
回線	—	専用線	同左	専用線	同左	
商品ブロック	—	3時間		30分 37回資料2		
応動時間	—	5分以内		5分以内		
継続時間	—	30分以上		30分 37回資料2		
指令間隔	—	0.5～数十秒 (エリア毎に異なる)		0.5～数十秒 (エリア毎に異なる)		1秒 (全エリア統一)※2 31回資料3
最低入札量	—	1 MW 37回資料5		1 MW		
アグリゲーション (専用線)	—	ネガ/ポジ/ネガポジ※3		ネガ/ポジ/ネガポジ※3		
アグリゲーション (簡易指令)	—	—		—		

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 中給システムのリプレイスに合わせた抜本改修後

※3 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。
（青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1
回線	—	専用線または 簡易指令システム※2	同左 26回資料3	専用線または 簡易指令システム※2	同左	
商品ブロック	—	3時間		30分 37回資料2		
応動時間	—	5分以内		5分以内		
継続時間	—	30分以上		30分 37回資料2		
指令間隔	—	数秒～数分 （エリア毎に異なる） 簡易指令：5分※2 26回資料3		数秒～数分 （エリア毎に異なる） 簡易指令：5分※2		専用線：5分 （全エリア統一）※3 31回資料3
最低入札量	—	1 MW 37回資料5		1 MW		
アグリゲーション （専用線）	—	—		—		ネガ/ポジ /ネガポジ※4, 5 26回資料3
アグリゲーション （簡易指令）	—	ネガ/ポジ /ネガポジ※2, 5 19回資料3		ネガ/ポジ /ネガポジ※2, 5		

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始
（2024年度以降準備ができたエリアから順次適用）

※3 中給システムのリブレースに合わせた抜本改修後

※4 出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定
実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

※5 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1
回線	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム	同左	専用線 または 簡易指令システム	同左	
商品ブロック	3時間	3時間		30分 37回資料2		
応動時間	15分以内	15分以内		15分以内		
継続時間	商品ブロック時間 (3時間)	商品ブロック時間 (3時間)		30分 37回資料2		
指令間隔	専用線： 数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分 29回資料5	専用線： 数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分		専用線： 数秒～数分 (エリア毎に異なる) 簡易指令：5分		専用線：5分 (全エリア統一)※2 31回資料3 簡易指令：5分
最低入札量	専用線 5 MW 簡易指令 1 MW	1MW 37回資料5		1 MW		
アグリゲーション (専用線)	—	—		—		ネガ/ポジ /ネガポジ※3, 4 26回資料3
アグリゲーション (簡易指令)	ネガ	ネガ/ポジ/ネガポジ※4 22回資料3		ネガ/ポジ/ネガポジ※4		

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 中給システムのリブレースに合わせた抜本改修後

※3 出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定

実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

※4 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

- 今後、システム改修等を踏まえて要件等の変更を予定している点は以下のとおりです。
 （青字：変更予定箇所、赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	時期未定※1
回線	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム	同左	同左	
商品ブロック	3時間	3時間	30分 26回資料4			
応動時間	45分以内	45分以内	60分以内 26回資料4			
継続時間	商品ブロック時間 (3時間)	商品ブロック時間 (3時間)	30分 26回資料4			
指令間隔	1~30分※2	1~30分※2	1~30分※2			
最低入札量	専用線 5 MW 簡易指令 1 MW	1MW 37回資料5	1MW			
アグリゲーション (専用線)	—	—	—			
アグリゲーション (簡易指令)	ネガ/ポジ/ネガポジ※4 22回資料3	ネガ/ポジ/ネガポジ※4	ネガ/ポジ/ネガポジ※4			ネガ/ポジ /ネガポジ※3, 4 26回資料3

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

※3 出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定
 実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

※4 ポジ・ネガポジ型は、単体では最低入札量に満たないリソースをアグリゲートして市場に参入する場合のみ

■ 主なリソースが需給調整市場に参入可能となる時期は以下のとおりです。
（赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

リソース・応札形態	商品	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	時期未定※1
発電リソース （1MW※2以上） 単独で応札	三次②	<div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>	<div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>	同左	同左	
	三次①	<div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>	<div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>			
	二次②	—	※3 <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div> 26回資料3			
	二次①	—	※専用線のみ <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>			
	一次	—	※専用線またはオフライン枠 <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>			
発電リソース （1MW※2未満） アグリゲーションで応札	三次②	※簡易指令のみ、※4 <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>	※簡易指令のみ、※4 <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>	同左	同左	
	三次①	<div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>	※簡易指令のみ、※4 <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>			
	二次②	22回資料3、 26回資料3	※3, 4 <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div> 19回資料3、26回資料3			
	二次①	—	※専用線のみ <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>			
	一次	—	※専用線またはオフライン枠 <div><div></div><div>ポジ</div><div></div></div>			

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 値は契約受電電力

※3 簡易指令システムでの参入については、休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始
（2024年度以降準備ができたエリアから順次適用）

※4 専用線での参入について、出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定
実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

凡例

ネガ

ポジ

参加可 参加不可 該当ケースなし

■ 主なリソースが需給調整市場に参入可能となる時期は以下のとおりです。
（赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

リソース・応札形態	商品	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	時期未定※1
ネガポジ型リソース （1MW未満） アグリゲーションで応札	三次②	※簡易指令のみ、※3 ネガ ポジ ネガポジ	※簡易指令のみ、※3 ネガ ポジ ネガポジ	同左	同左	
	三次①	※簡易指令のみ、※3 ネガ ポジ ネガポジ	※簡易指令のみ、※3 ネガ ポジ ネガポジ			
	二次②	22回資料3	※簡易指令のみ※2、※3 ネガ ポジ ネガポジ 19回資料3、26回資料3			
	二次①		※専用線のみ ネガ ポジ ネガポジ			
	一次		※専用線またはオフライン枠 ネガ ポジ ネガポジ			
ネガポジ型リソース （1MW以上） 単独で応札※4 34回資料4	三次②	ネガ ポジ ネガポジ	ネガ ポジ ネガポジ	同左	同左	
	三次①	※5 ネガ ポジ ネガポジ	ネガ ポジ ネガポジ			
	二次②	26回資料3	※2 ネガ ポジ ネガポジ			
	二次①		※専用線のみ ネガ ポジ ネガポジ			
	一次		※専用線またはオフライン枠 ネガ ポジ ネガポジ			

※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表

※2 簡易指令システムでの参入については、休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始（2024年度以降準備ができたエリアから順次適用）

※3 専用線での参入について、出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定
実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

※4 ネガポジ型として応札可能な商品は、基本的にネガワット側とポジワット側でいずれも応動可能な商品とする。
ただし、ネガワット側またはポジワット側の片側で応動可能な商品がない場合は、もう片側が二次②から三次②に応動可能であれば、ネガポジ型として二次②から三次②に応札可能とする。（片側が応動不可能な場合、一次、二次①への応札は不可）

※5 実出力指令によるネガポジへの参入は2023年度から可能。出力変化量指令によるネガポジへの参入は2024年度以降可能。

凡例

ネガ

ポジ

参入可

参入不可

該当ケースなし

■ 主なリソースが需給調整市場に参入可能となる時期は以下のとおりです。
（赤字：審議された需給調整市場検討小委員会の回数と資料番号）

リソース・応札形態	商品	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	時期未定※1
需要リソース アグリゲーションで応札	三次②	※簡易指令のみ, ※3 ネガ <input type="text"/>	※簡易指令のみ, ※3 ネガ <input type="text"/>	同左	同左	
	三次①	※簡易指令のみ, ※3 ネガ <input type="text"/>	※簡易指令のみ, ※3 ネガ <input type="text"/>			
	二次②	—	※簡易指令のみ※2, 3 ネガ <input type="text"/> 19回資料3、26回資料3			
	二次①	—	※専用線のみ ネガ <input type="text"/>			
	一次	—	※専用線またはオフライン枠 ネガ <input type="text"/>			

- ※1 変更の方針が決まっているもののみ記載しており、適用時期が決まり次第、需給調整市場検討小委員会等で公表
- ※2 簡易指令システムでの参入については、休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始（2024年度以降準備ができたエリアから順次適用）
- ※3 専用線での参入について、出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に適用開始予定
実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて検討（2027年度以降）

凡例

ネガ

ポジ

参入可 参入不可 該当ケースなし

V. 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

- ・ 2025年度調整力の確保に関する計画の取りまとめについて（報告）

2025年度調整力の確保に関する計画の取りまとめについて (報告)

2025年5月16日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 調整力の確保に関する計画は、送配電等業務指針第24条に基づき、毎年、一般送配電事業者が当該年度の開始前に、当該年度の月別の調整力の確保の計画を立て広域機関に提出するものであり、①調整力の必要量、②調整力の具体的内容、③調整力を必要とする理由を記載する。
- 広域機関は、供給計画および本計画により調整力必要量に対する調整力設備量が充足していることを確認するとともに、今後の調整力の在り方に関する検討にこれらの情報を活用することとしている。
- 今般、2025年度の計画を取りまとめたことから報告する。

- 第95回本委員会（2024年2月20日）において、今後は足元から中長期にかけての調整力設備量を確認していくこととしており、本報告は足元における調整力設備量の充足確認の位置付けとなる。

今後の調整力設備量を確認する仕組みの全体像

21

- 以上を踏まえた調整力設備量を確認する仕組みの全体像は下図のとおりであり、**足元から中長期にかけての調整力設備量を確認する仕組みを構築すること**したい。
- **そのうえで、調整力必要量に対する設備量の充足状況については、本委員会において継続的に報告していく。**
また、調整力の不足状況等も鑑みながら、グリッドコードでの要件化についてもグリッドコード検討会と連携して引き続き検討を深めていくことしたい。



2025年度調整力の確保に関する計画の取りまとめ

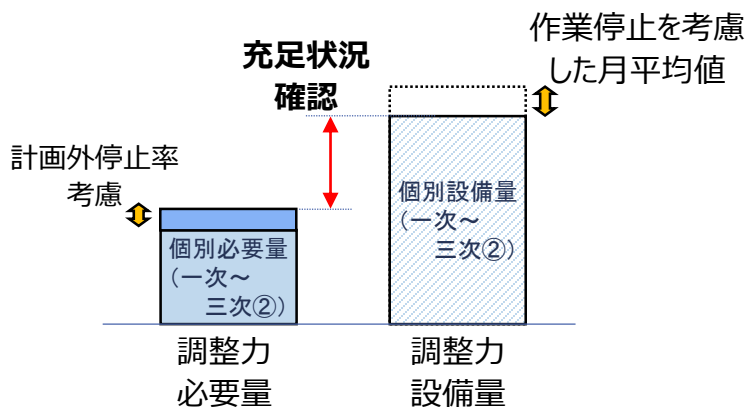
1． 沖縄除く9エリアについて

2． 沖縄エリアについて

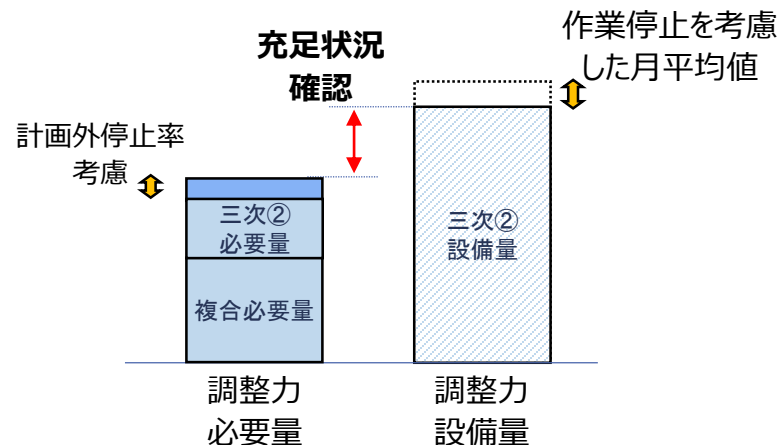
- 本取りまとめでは、調整力設備としての充足性を確認する観点で、調整力必要量（各時間帯の必要量(3 σ)の各月最大値）に対して設備量が充足しているか確認した。複合約定ロジックを踏まえた約定については、複合必要量を充足し、かつ各商品毎の必要量も充足している必要があることから、以下方法で充足状況を確認した。
 - 各商品毎の充足状況：需給調整市場の区分毎（一次、二次①、二次②、三次①、三次②）の必要量※に対して、それぞれ調整力設備量が充足しているか確認
 - 複合を考慮した充足確認：一次～三次①と三次②では対応する誤差の時間軸が異なることから、必要量は一次～三次①複合必要量と三次②必要量を単純加算した量とし、それと比較する設備量は、最も供出可能な容量の多い三次②設備量とした
- また、必要量について、第96回本委員会（2024年3月19日）の整理を踏まえて、計画外停止率を考慮した。

※2025年度向け必要量は、一次～三次①は2024年度実績、三次②は2023・2024年度実績から算出するが、本確認においてはデータ取得の都合上、一次～三次①の4～10月分は2024年度実績から、11～3月必要量は2023年度実績から算出。同様に三次②も4～10月必要量は2023・2024年度実績から、11～3月必要量は2023年度実績から算出。異常時必要量はすべて2025年度適用値を使用した。

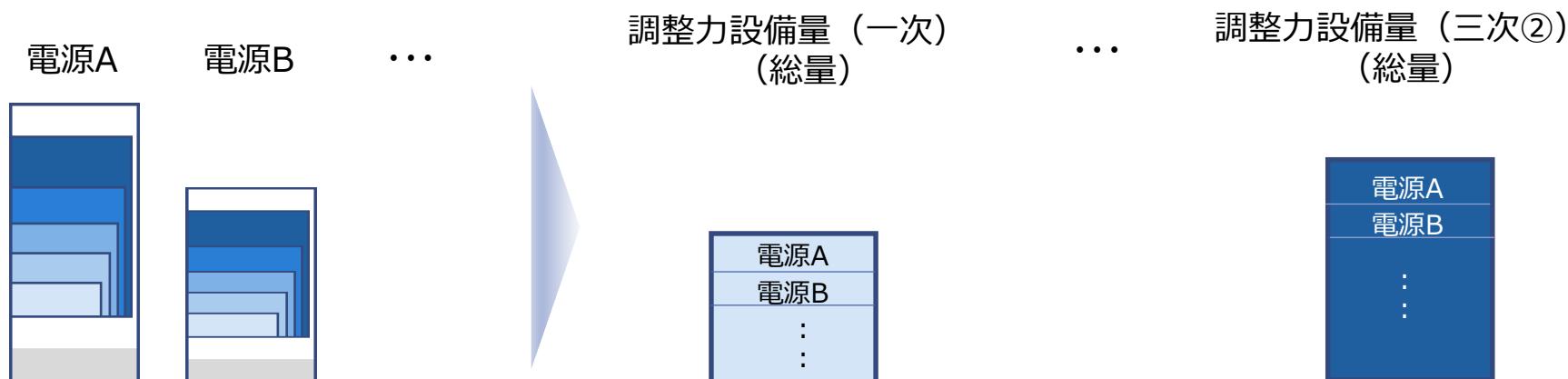
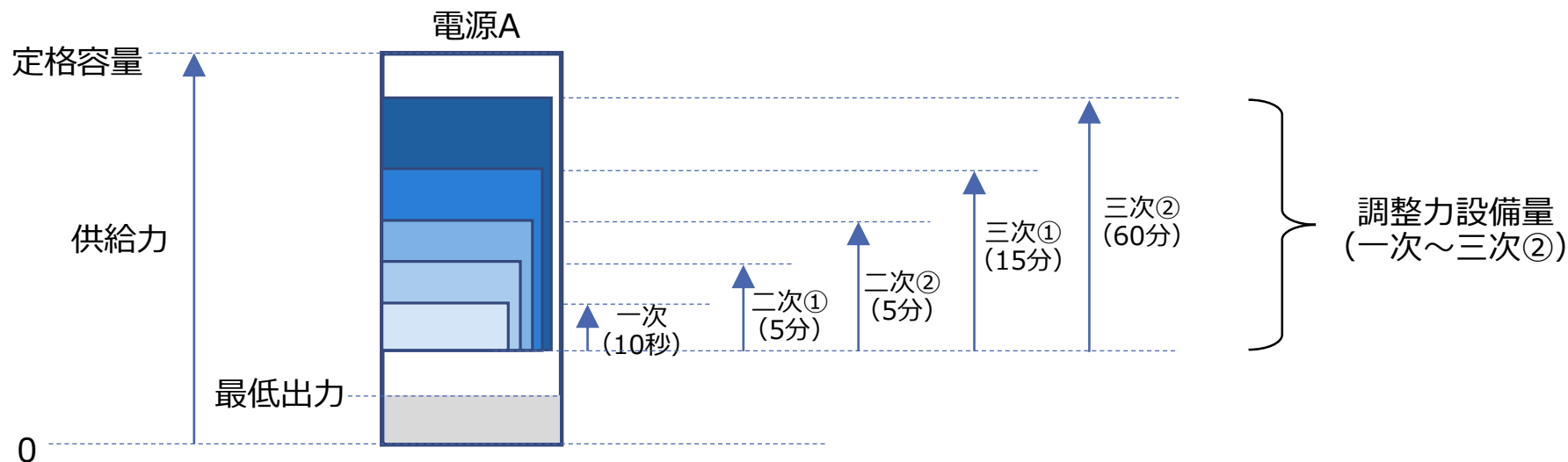
商品毎の必要量
（一次、二次①、二次②、三次①、三次②の3 σ 値）



複合必要量
（一次～三次①複合3 σ 値＋三次②3 σ 値）



- 本資料では、電源等の容量（kW）のうち、調整力としての供出が可能な容量（kW）を調整力設備量と定義。

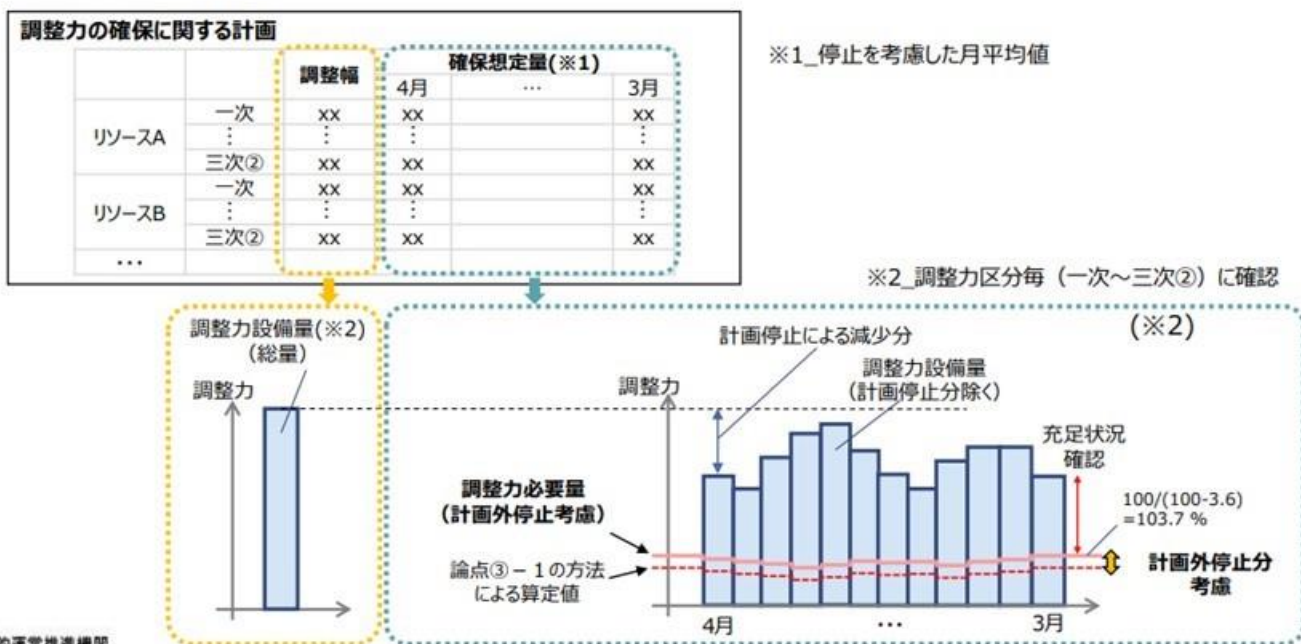


■ 調整力の確保に関する計画での充足状況確認では、電源の計画外停止を考慮する。

Ⅱ. 計画停止・計画外停止を考慮した調整力必要量の考え方（停止調整後）

25

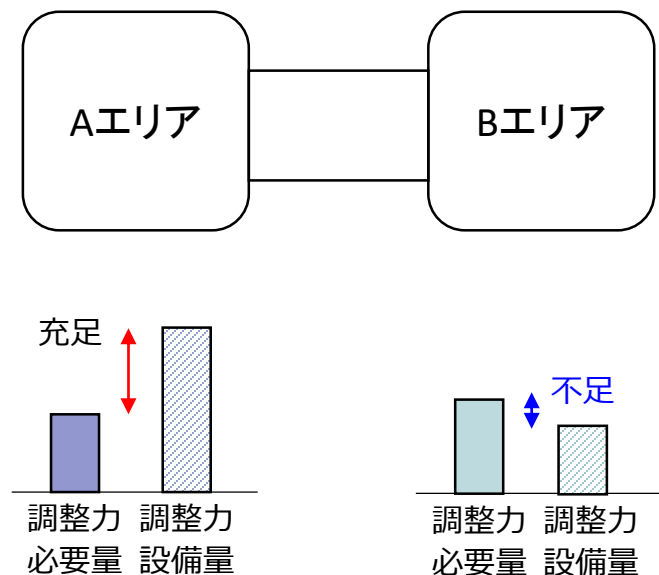
- 実需給1年前の調整力の確保に関する計画での充足状況確認においては、計画停止する電源のラインナップが判明しているため、計画停止による減少分を差し引いた月毎の調整力設備量を把握することとしている。
- このため、電源の停止調整以降の調整力必要量については、計画停止の考慮は不要である。ただし計画外停止については停止調整後も発生が予見できるものではないため、計画外停止の考慮は必要になる。



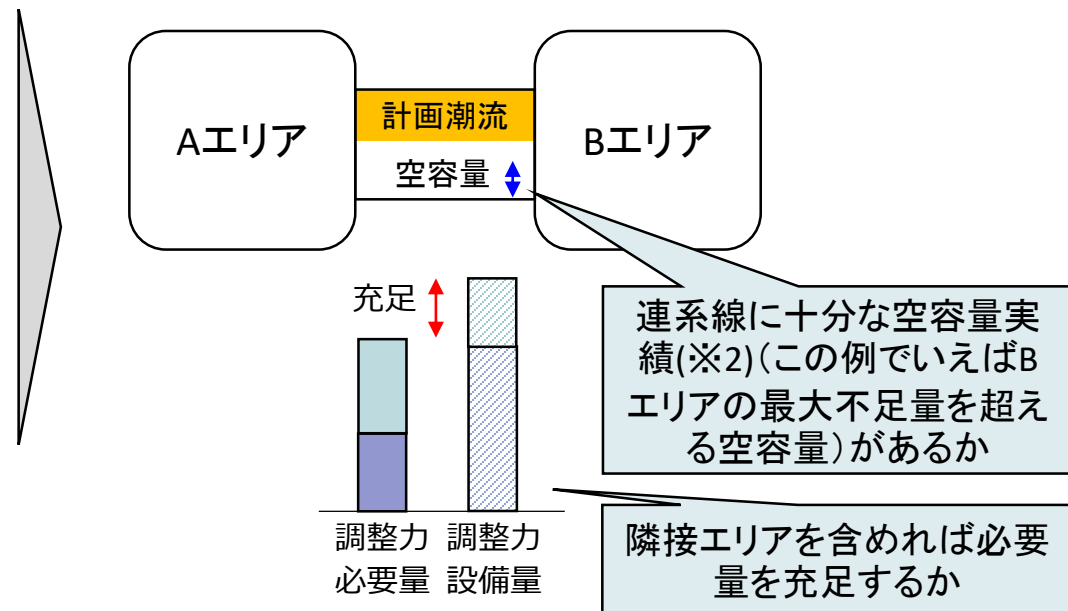
- 本確認では、まずエリア毎に充足状況を確認し、その結果、エリア単独では調整力不足の状況がみられた場合は、広域運用を考慮(※1)して隣接エリアを含めた充足状況を確認した。

※1_二次①については今年度時点では広域調達・広域運用対象外

①エリア毎の確認 (全エリア・全商品区分対象)



②広域運用を考慮した確認 (1の確認で不足が生じたエリア・商品区分対象)



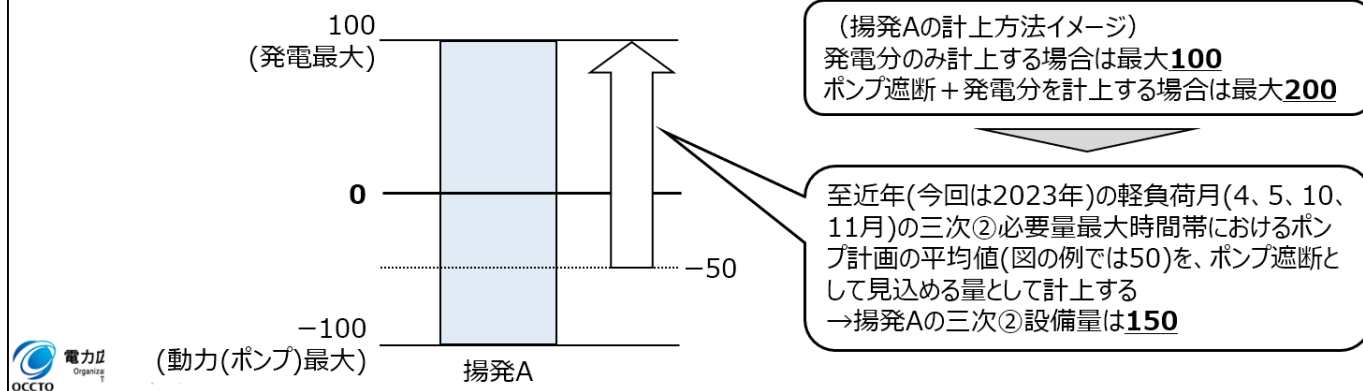
※2_空容量実績 = 計画潮流と運用容量の差の実績。至近2カ年分について確認。

- 揚水ポンプ分については、昨年度と同様軽負荷期（４、５、１０、１１月）のみ、至近年の三次②必要量実績とポンプ計画の実績をもとにポンプ遮断分を含めて計上した。

調整力確保計画における揚水ポンプ分の計上の考え方

9

- 揚水発電については、ポンプ遮断分、発電分の上げ調整力供出が可能である。このため、三次①や三次②といった比較的応動時間の長い商品に関しては、ポンプ遮断分と発電分を加えた量の供出も可能となる場合があるが、そのためには、調整力を供出する時間帯において、当該揚発がポンプアップをしている必要がある。
- 揚発がポンプアップをするか否かは、その時々需給状況に左右されるところであるが、本計画では、調整力設備量の確認を主眼にしていることから、事前の運用状態によって調整力供出可否が左右されるポンプ遮断分については計上せず、発電分のみ計上することを基本とする。
- ただし、三次②については、必要量が最大となる時間帯は太陽光が高出力となる昼間帯のため、軽負荷期における再エネ余剰に伴うポンプアップ量を一定程度見込める可能性も考えられることから、軽負荷期（４、５、１０、１１月）のみ、至近年の三次②必要量実績とポンプ計画の実績をもとに、ポンプ遮断分を含めて計上することとした。
- なお、今後、更なる再エネ導入拡大に伴い、軽負荷期以外でも昼間帯の再エネが余剰となり揚発をポンプアップすることが常態化するという状況になれば、適宜柔軟にポンプ遮断分の計上方法を見直すこととしたい。



- 調整力確保状況の確認結果一覧については以下のとおり。東北エリアの一次・二次②・複合+三次②に関して、エリア単独では調整力必要量に対して調整力設備量が不足する状況が確認された。その他については、一部必要量に対する余裕が小さい状況（複合+三次②など）も見られたが、調整力必要量に対して充足されていることを確認した。
- 東北エリアにおいても、広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足することを確認できたことから、足元においては全エリア・全商品について調整力設備量は充足しているといえる。

○：必要量に対してエリア内で充足

●：必要量に対して広域的に充足

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	○	●	○	○	○	○	○	○	○
二次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次②	○	●	○	○	○	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
複合+三次②	○	●	○	○	○	○	○	○	○

■ 昨年度の確認では、東北エリアの一次について広域運用を考慮すれば充足する状況だった。

調整力確保状況の確認結果

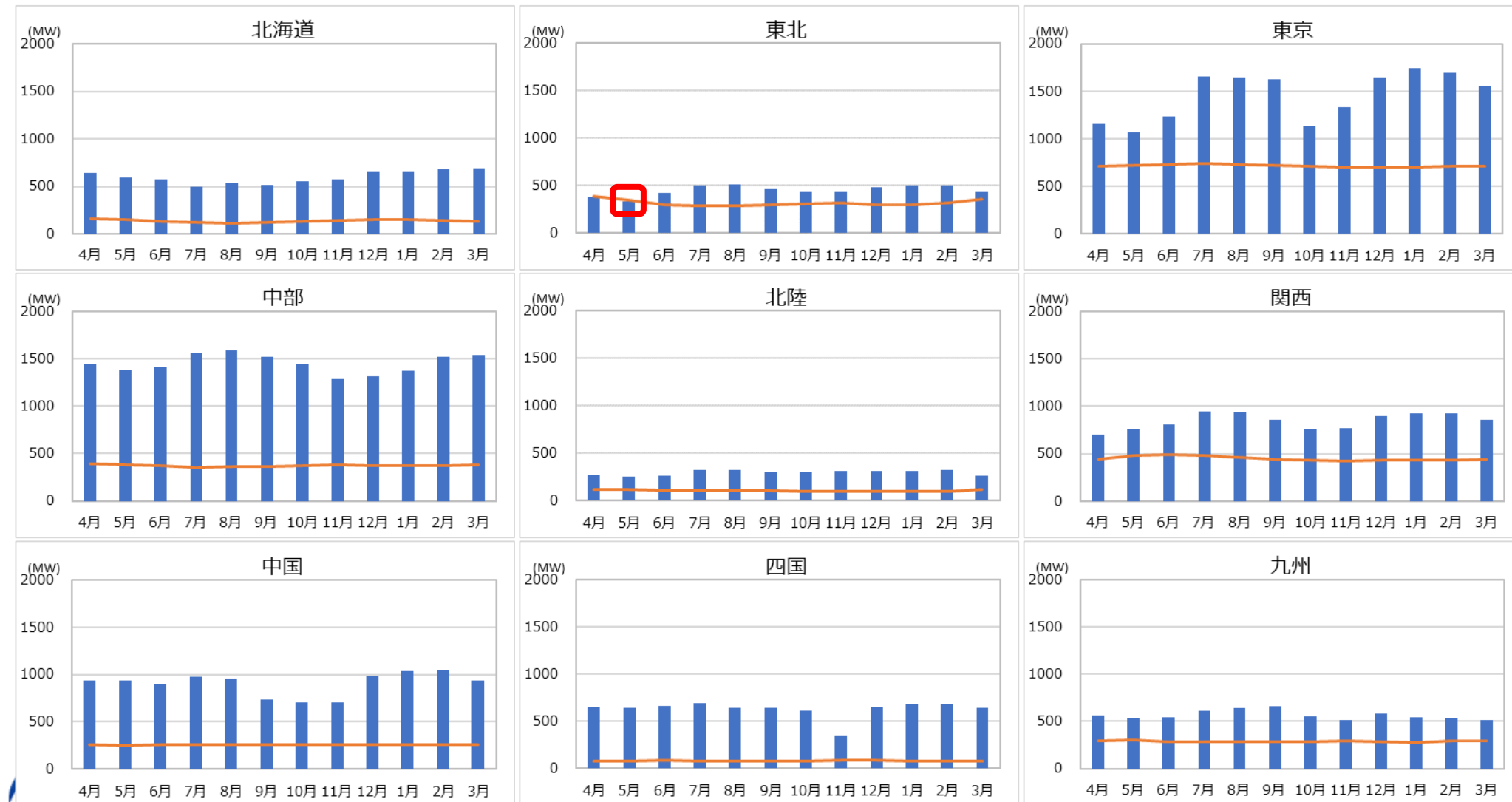
10

- 調整力確保状況の確認結果一覧については以下のとおり。東北エリアの一次に関して、エリア単独では調整力必要量に対して調整力設備量が不足する状況が確認された。その他については、一部必要量に対する余裕が小さい状況（複合+三次②など）も見られたが、調整力必要量に対して充足されていることを確認した。
- 東北エリアにおいても、広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足できているとみられることを確認できたことから、足元においては全エリア・全商品について調整力設備量は充足しているといえる。

○：必要量に対してエリア内で充足
●：必要量に対して広域的に充足

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	○	●	○	○	○	○	○	○	○
二次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
二次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次①	○	○	○	○	○	○	○	○	○
三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○
複合+三次②	○	○	○	○	○	○	○	○	○

■ 東北エリアでは一部未充足月あり、その他エリアでは必要量に対して充足していた。

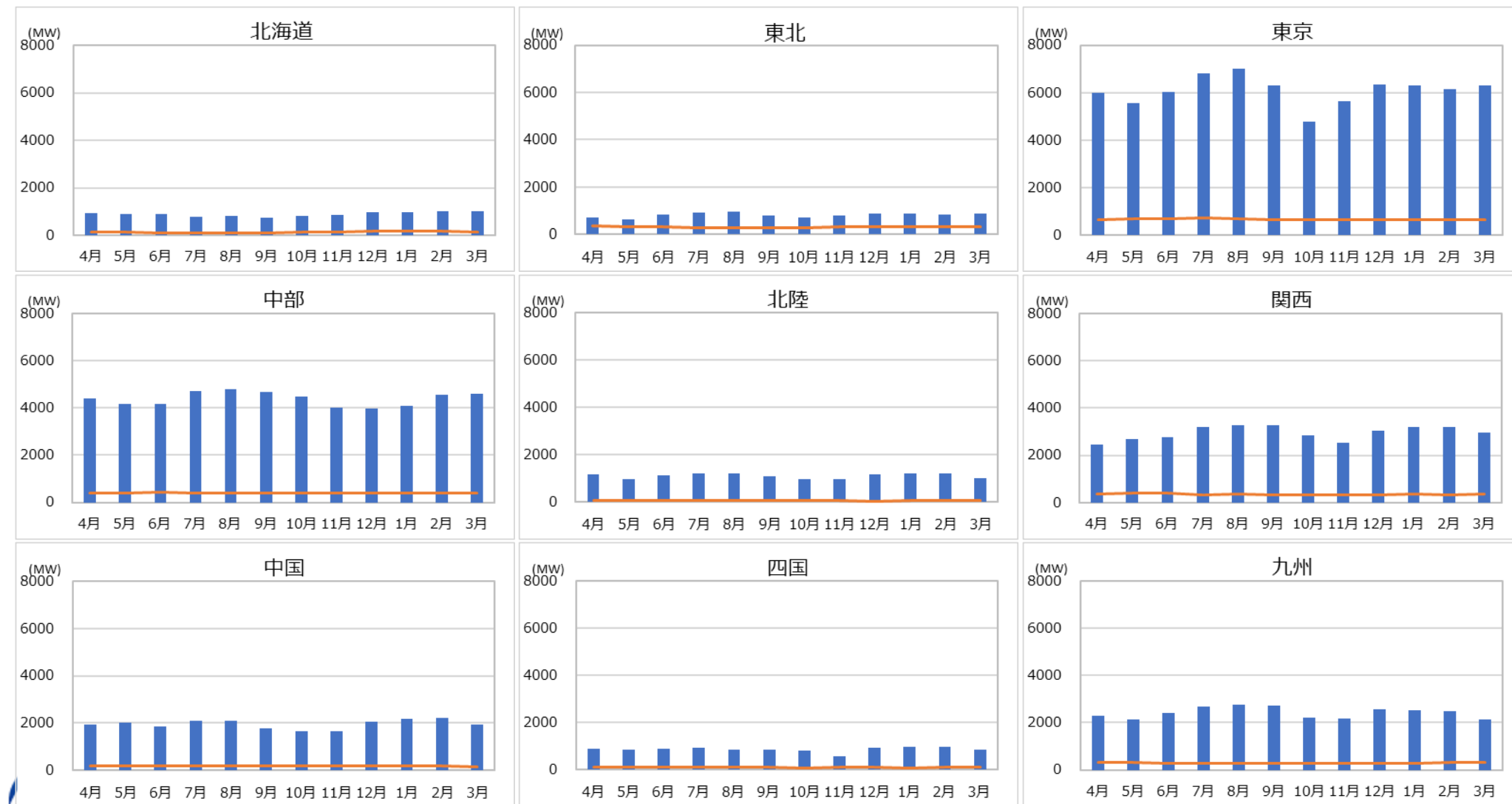


— 調整力必要量

■ 調整力設備量

□ 調整力設備量が必要量に満たない月

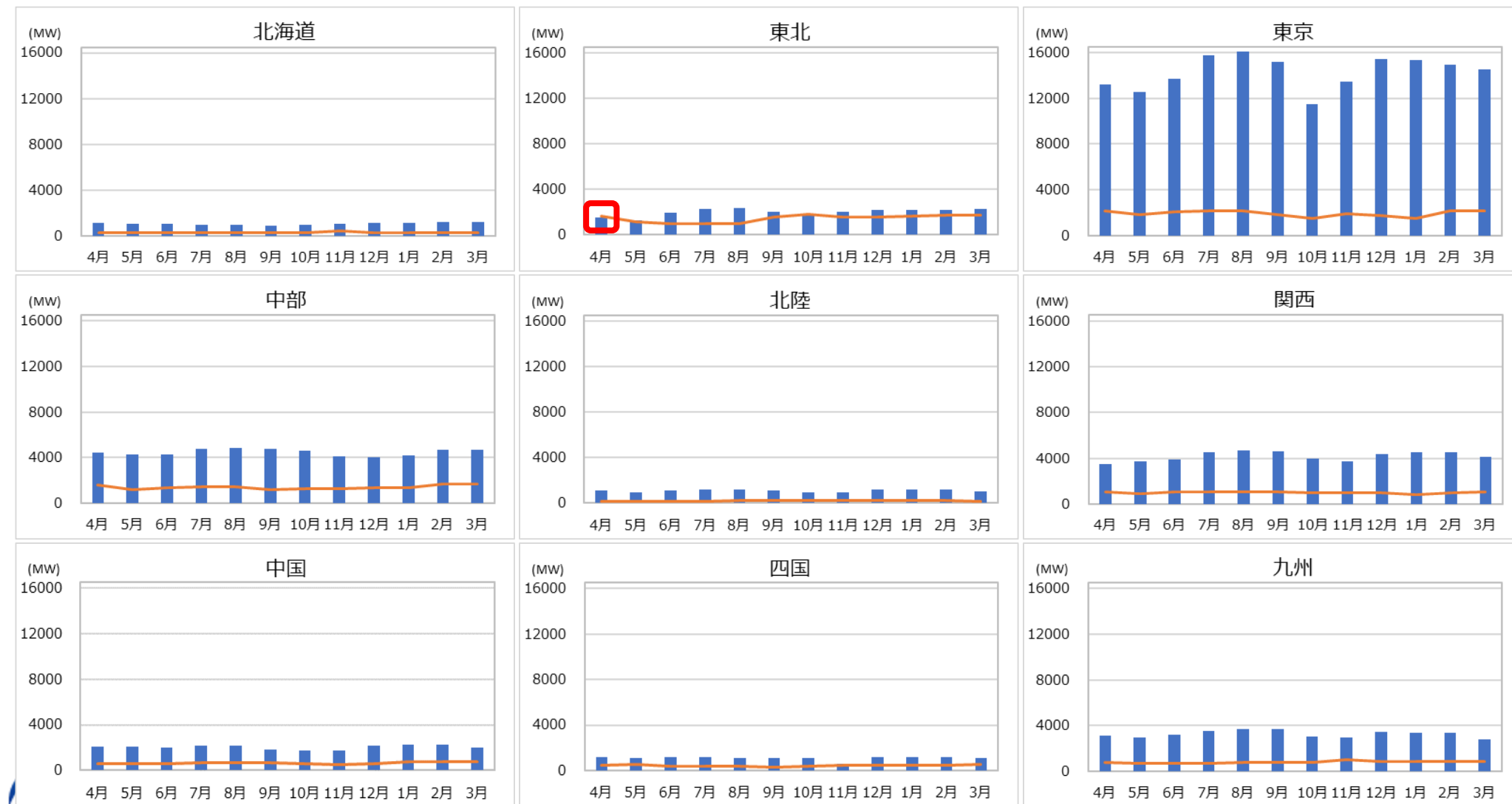
■ 全エリアで必要量に対して充足していた。



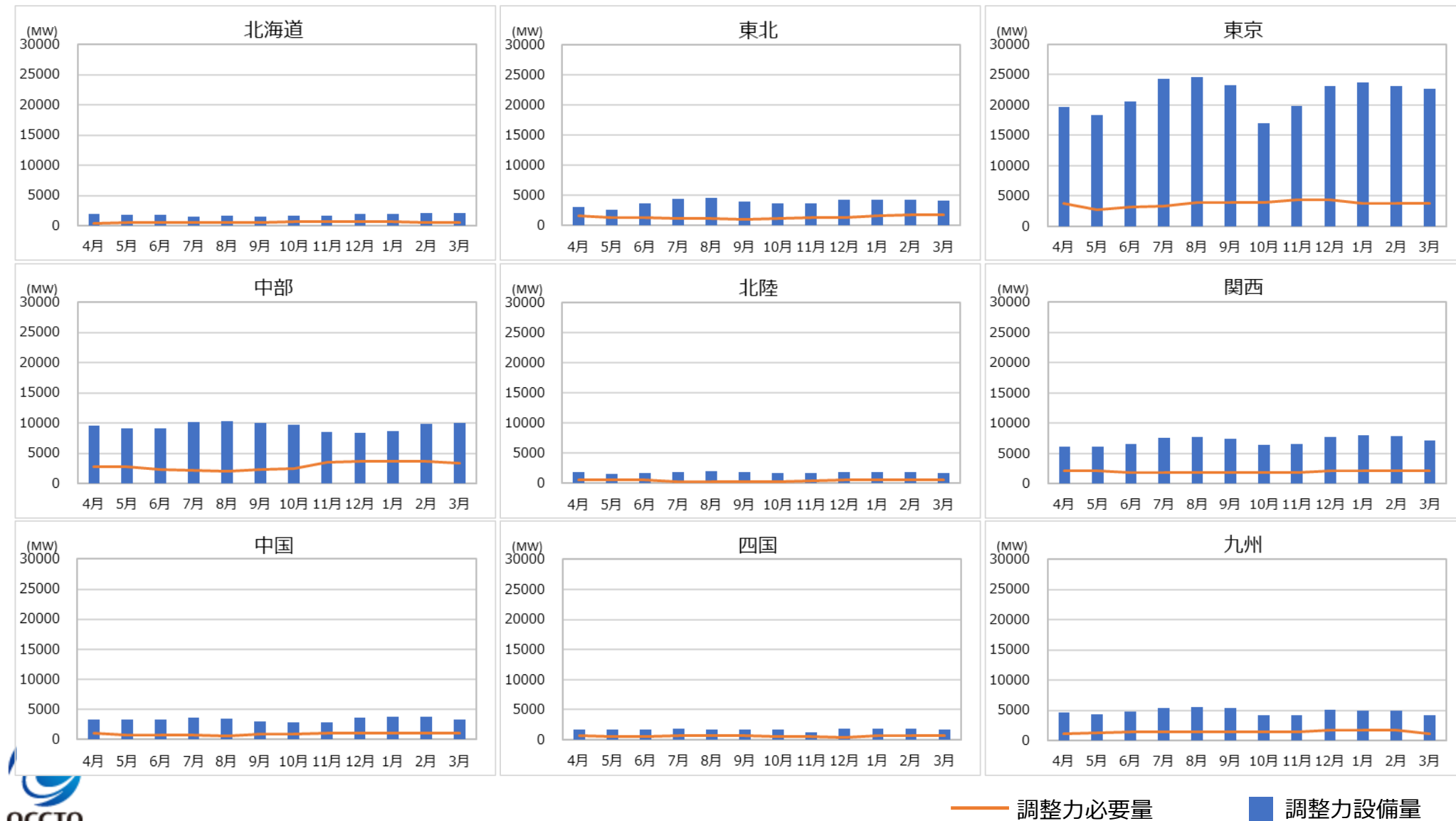
— 調整力必要量

■ 調整力設備量

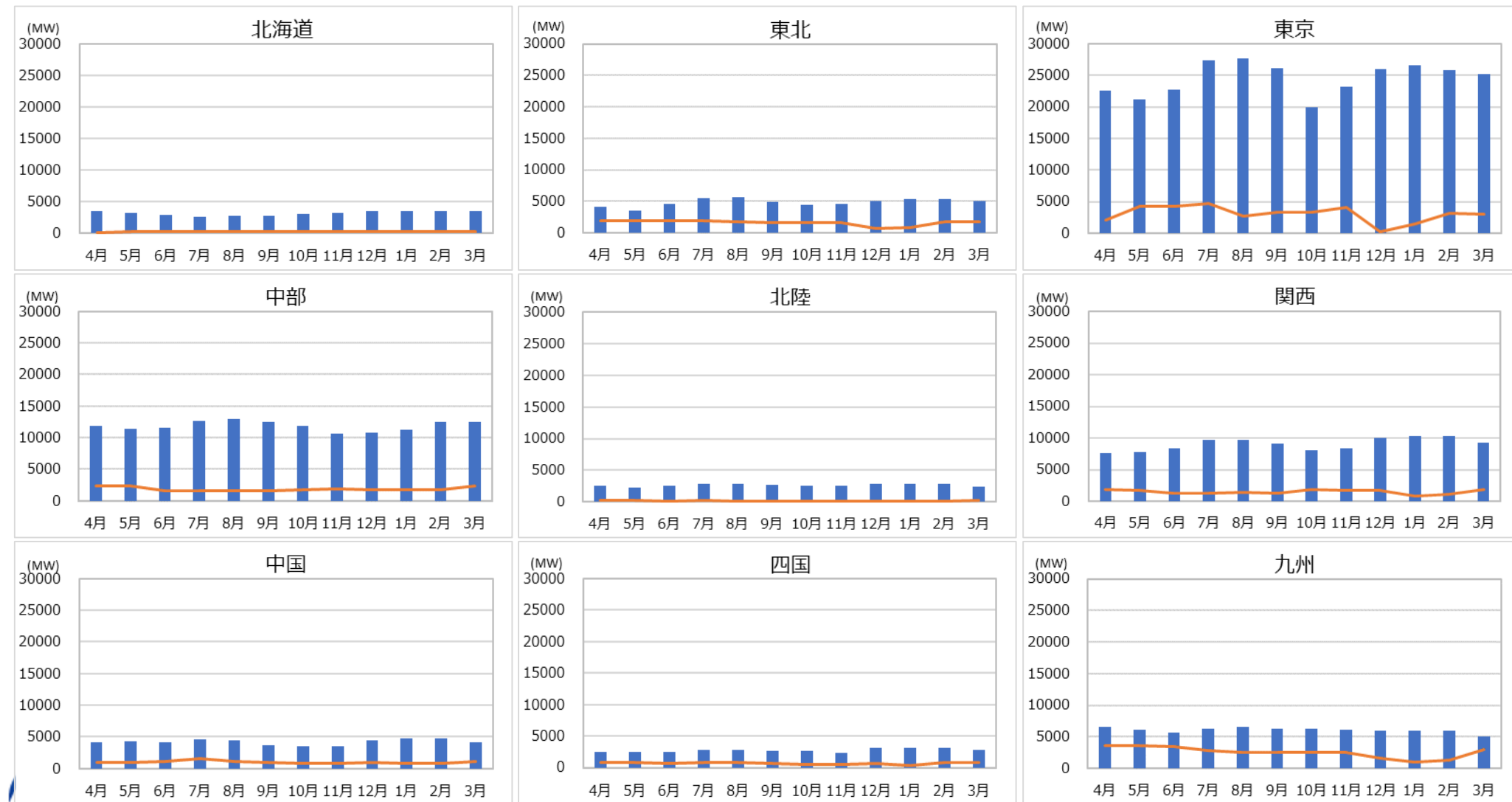
■ 東北エリアでは一部未充足月あり、その他エリアでは必要量に対して充足していた。



■ 全エリアで必要量に対して充足していた。



■ 全エリアで必要量に対して充足していた。



— 調整力必要量

■ 調整力設備量

■ 東北エリアでは一部未充足月あり、その他エリアでは必要量に対して充足していた。



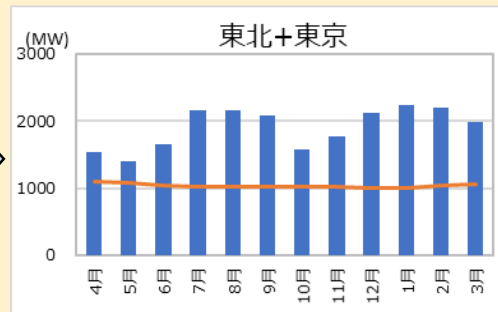
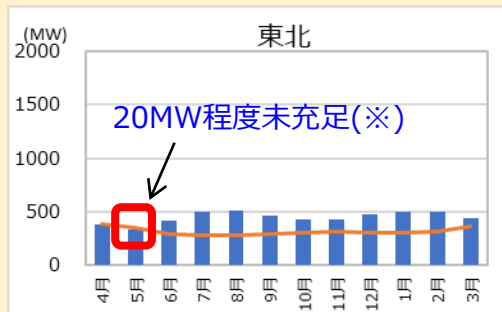
調整力必要量

調整力設備量

調整力設備量が必要量に満たない月

- 東北エリアにおいてエリア単独では一次、二次②および複合+三次②が未充足となる状況もみられたが、広域運用を考慮すれば調整力必要量に対して充足することを確認した。

<一次>

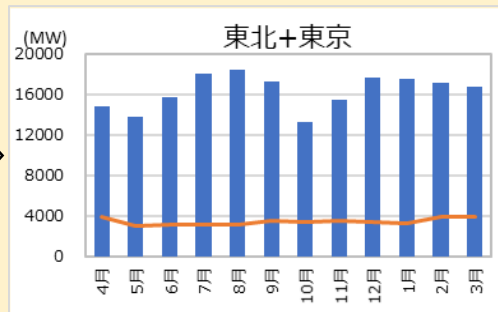
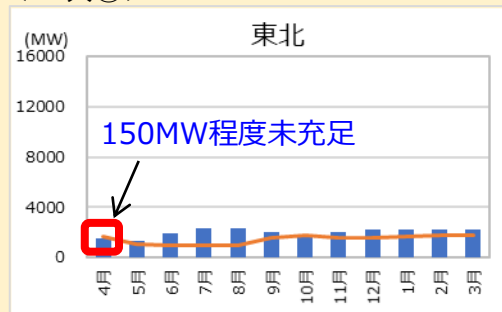


①隣接エリアを含めた確認

- 東北エリア単独で不足となった一次、二次②および複合+三次②分について、隣接エリア（東京）を含めた確認結果、必要量に対して充足。

※一次はGF相当のため、上げ同様に下げ必要が発動され東京向き潮流が増加することが考えられるが、東北東京間連系線（東京向き）運用容量に設定されるフリンジ分にて考慮されているため運用上問題はない。

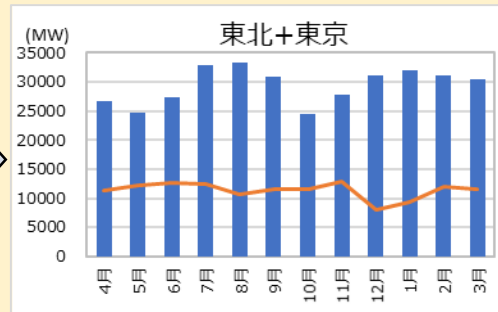
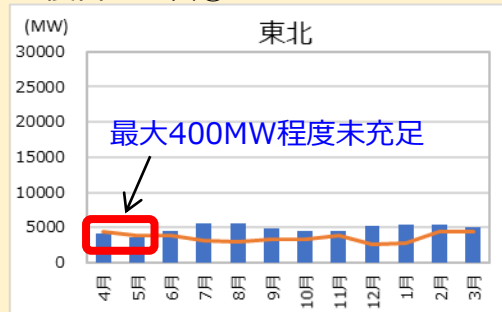
<二次②>



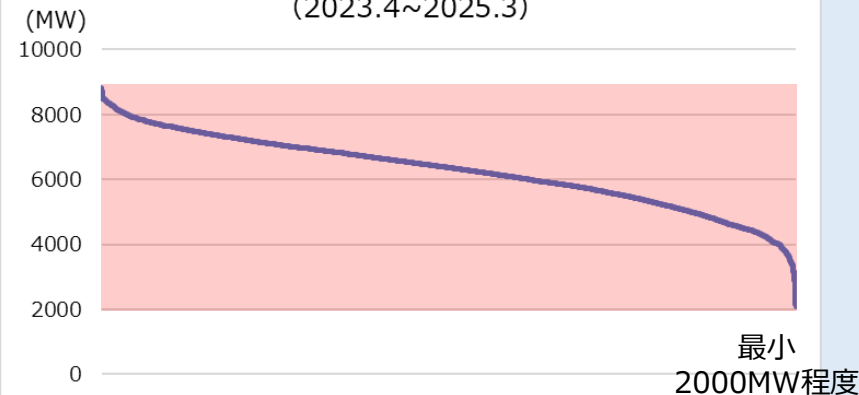
②連系線空容量実績確認

- 東北東京間連系線（東北向き）では最小で2000MW程度の空容量実績があり、最大不足量(400MW)に対して十分な空きがあることを確認。

<複合+三次②>



東北東京間連系線空容量（逆方向）実績
(2023.4~2025.3)



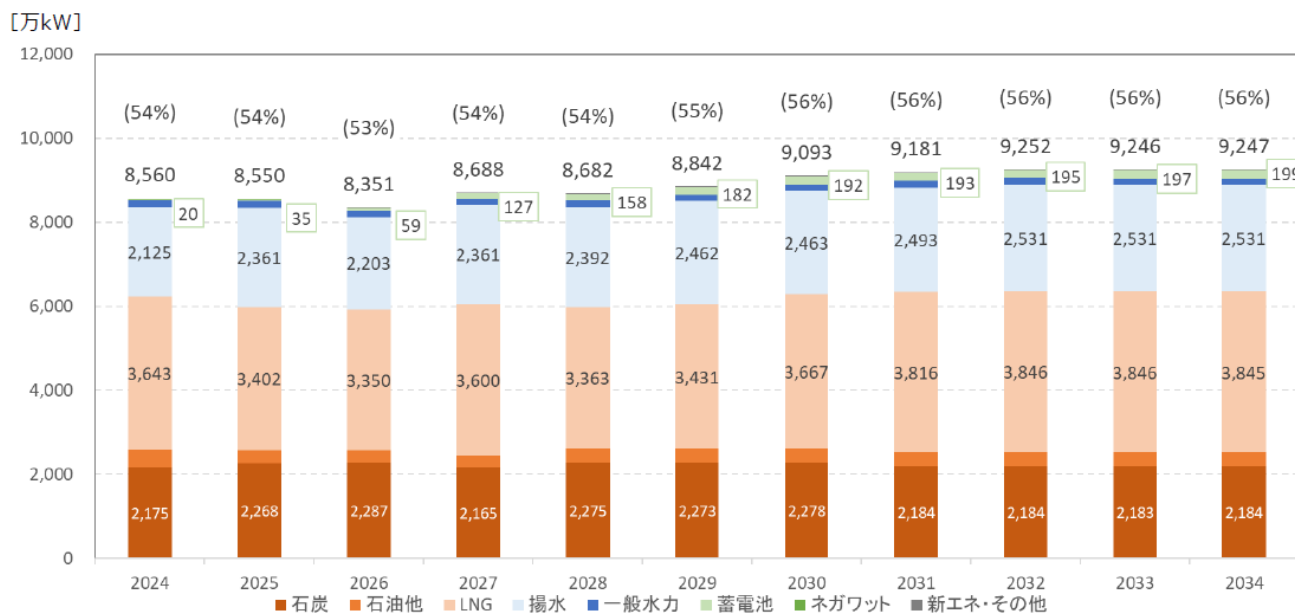
- 電源種別ごとの設備量ならびに構成比について、2024年度と2025年度では同量程度であり、先行き10年間においても同水準となる見通しとなっている。

4. 電源構成の変化に関する分析：調整能力の推移

26

- 先行き10年間の調整能力に関して、電源等の休廃止・新增設に応じて、年度毎に増減はあるが、**2024年度実績と同水準を維持する見通し**。
- 石炭火力・LNG火力・揚水が大部分を占めており、その構成は先行きも同水準となる。

● 調整能力の推移（全国計・8月断面）

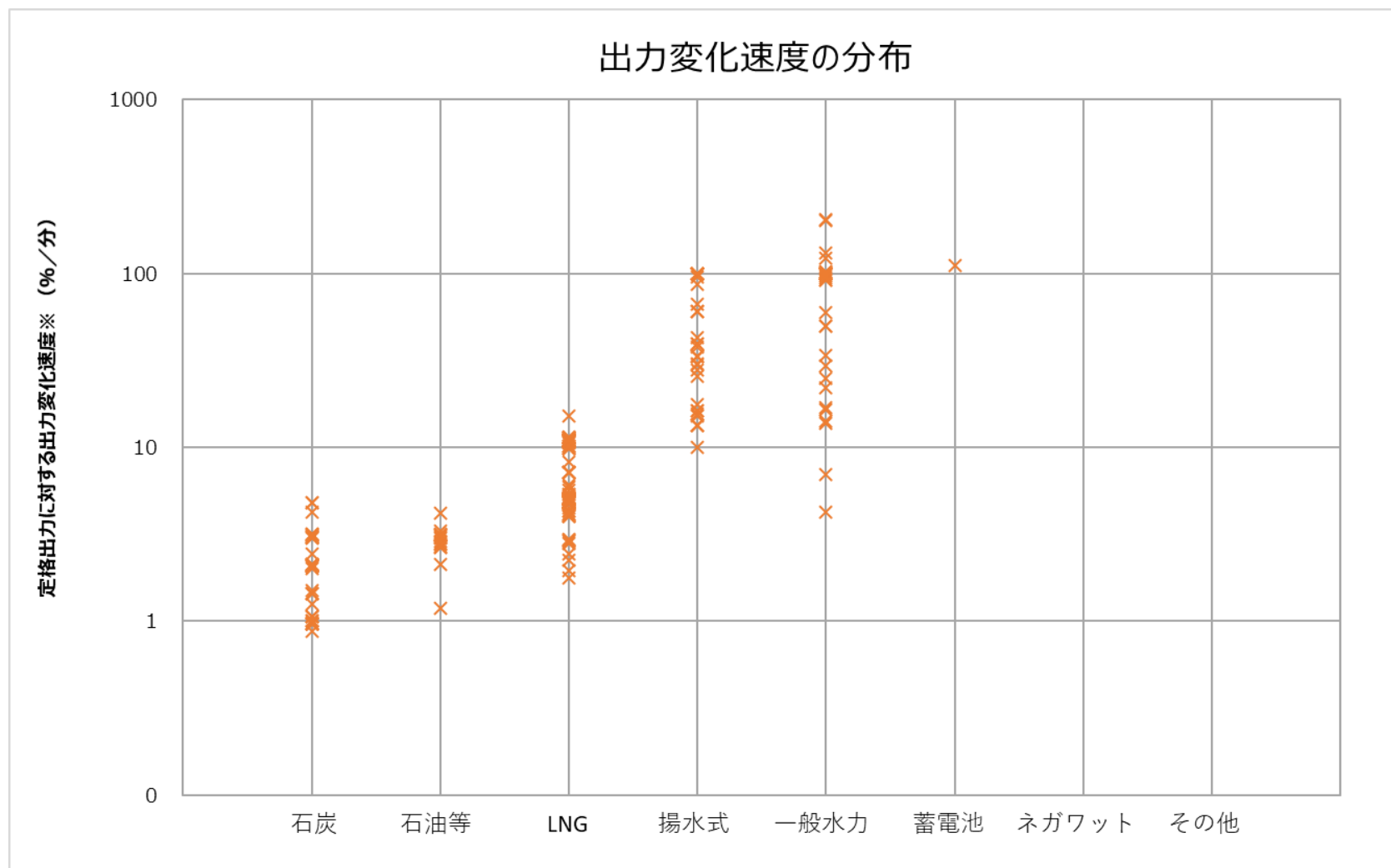


※ 発電事業者・小売電気事業者・特定卸供給事業者から提出された「調整力に関する計画書」を対象に集計
括弧内は全国最大の3日平均電力（離島除き）に対する比率

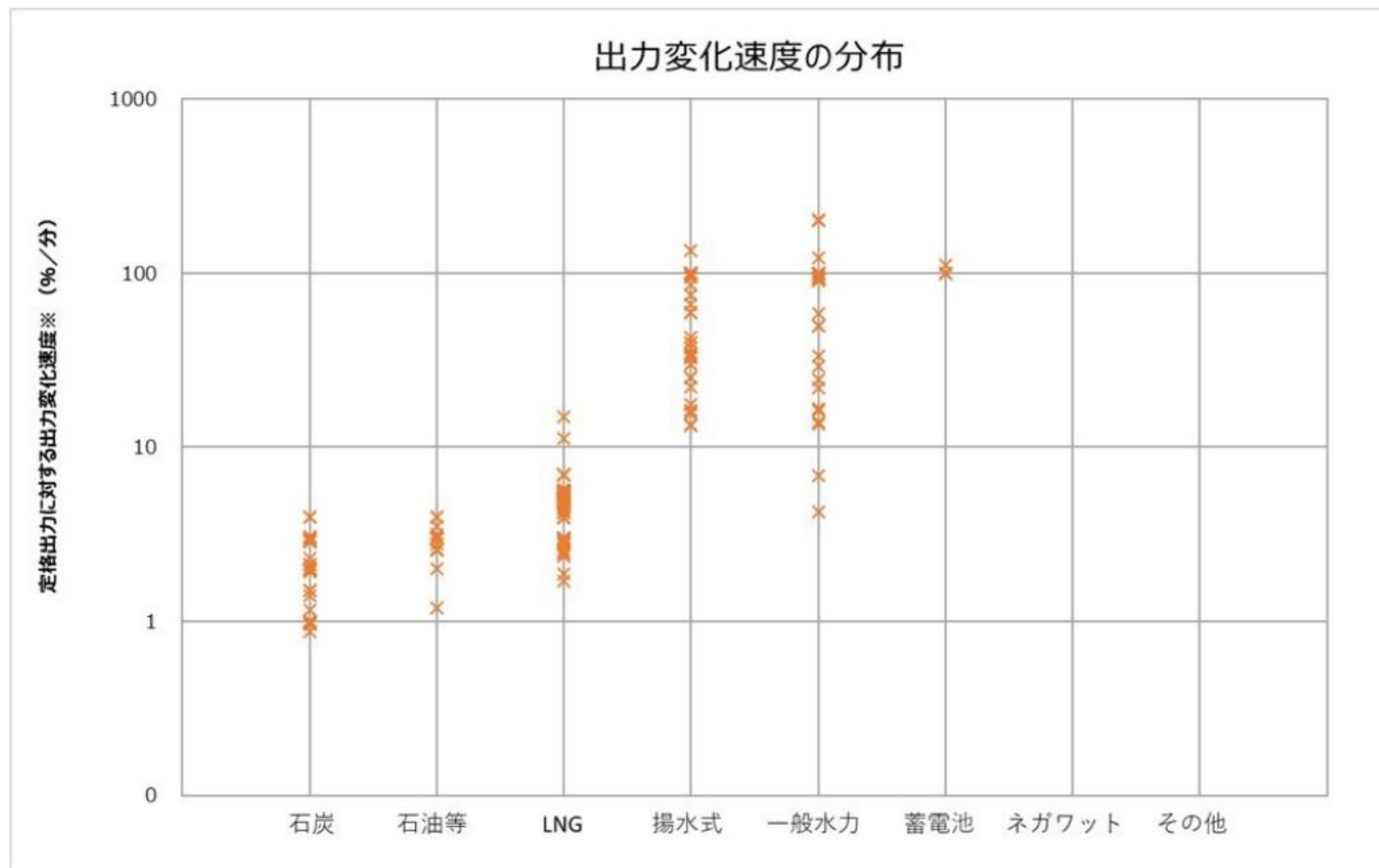
出所) 第107回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2025.3.19)資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_107_01.pdf

- 調整力の確保に関する計画における出力速度の分布（二次①相当の供出可能量が登録されている電源）は以下のとおりであり、前年度と大きく状況は変わらないことを確認している。



■ 昨年度の確認結果は以下のとおり。



2025年度調整力の確保に関する計画の取りまとめ

1． 沖縄除く9エリアについて

2． 沖縄エリアについて

- 沖縄エリアにおいては、電源Ⅰ-a（GF機能、LFC機能）、電源Ⅰ-b、電源Ⅰ'および電源Ⅱについて募集が行われた。

沖縄エリアの2025年度向け調整力公募の必要量等

	電源Ⅰ-a※1		電源Ⅰ-b※1	電源Ⅰ'※1
	GF機能	LFC機能		
必要量※2	49MW	34MW	120MW	59MW
応動時間	10秒以内	5分以内	30分以内	3時間以内
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン	オンライン (簡易指令システム可)	オンライン (簡易指令システム可)

余力の多いエリアには、より安価な電源が多く残っていると仮定
余力の多いエリアに調整力必要量を多く割り付ける

【電源Ⅰ募集結果】

募集容量・応札容量・落札容量		単位：万kW		
		2024年度	2025年度	増減
電源Ⅰ-a (GF)	募集容量	4.9	4.9	－
	応札容量	4.9	4.9	－
	落札容量	4.9	4.9	－
電源Ⅰ-a (LFC)	募集容量	3.0	3.4	0.4
	応札容量	3.0	3.4	0.4
	落札容量	3.0	3.4	0.4
電源Ⅰ-b	募集容量	12.4	12.0	▲0.4
	応札容量	12.4	12.0	▲0.4
	落札容量	12.4	12.0	▲0.4

【電源Ⅰ′募集結果】

募集容量・応札容量・落札容量		単位：万kW		
		2024年度	2025年度	増減
電源Ⅰ′	募集容量	6.1	5.9	▲0.2
	応札容量	6.1	5.9	▲0.2
	落札容量	6.1	5.9	▲0.2

【電源Ⅱ募集結果】

		2024年度	2025年度	増減
電源Ⅱ-a		12 件 176.2 万kW	12 件 176.2 万kW	－
	旧一電以外（電源等所有者）	2 件 28.0 万kW	2 件 28.0 万kW	－
	旧一電以外（応札主体）	2 件 28.0 万kW	2 件 28.0 万kW	－
電源Ⅱ-b		3 件 26.4 万kW	3 件 26.4 万kW	－
	旧一電以外（電源等所有者）	－	－	－
	旧一電以外（応札主体）	－	－	－
電源Ⅱ合計		15 件 202.6 万kW	15 件 202.6 万kW	－



- 電源Ⅰ、電源Ⅰ'について、必要量以上を確保していることを確認した。
- 電源Ⅱの各月出力変動幅は、2024年度とほぼ同等となっていることを確認した。

【電源Ⅰ、Ⅰ'募集量と調達量】

・募集量		・調達量												
		(単位：MW)												
電源種別		電源種別	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
電源Ⅰ	203	電源Ⅰ	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203
	I -a(GF)	49	I -a(GF)	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
	I -a(LFC)	34	I -a(LFC)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
	I -b	120	I -b	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
電源Ⅰ'(6~9月)		59	電源Ⅰ'	0	0	59	59	59	59	0	0	0	0	0

【電源Ⅱの出力変動幅】

(単位：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
2025年度出力変動幅	652	795	885	925	1013	955	920	853	784	816	780	914
2024年度出力変動幅	817	860	875	998	1011	930	941	858	899	873	813	840
2024年度との比率	80%	92%	101%	93%	100%	103%	98%	99%	87%	93%	96%	109%

- 本取りまとめにおいては、昨年と同様に東北エリアにおいてはエリア単独では調整力設備量が不足する状況もみられたが、広域運用を考慮すれば充足性は問題ないことから、全エリアで調整力必要量に対する調整力設備量は充足していることを確認した。

V. 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

- ・ 2026年度向け調整力の公募にかかる必要量の考え方
について

2026年度向け調整力の公募にかかる 必要量の考え方について

2025年5月16日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及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、業務規程第182条に基づく本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、本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本機関の検討結果を示すものである。

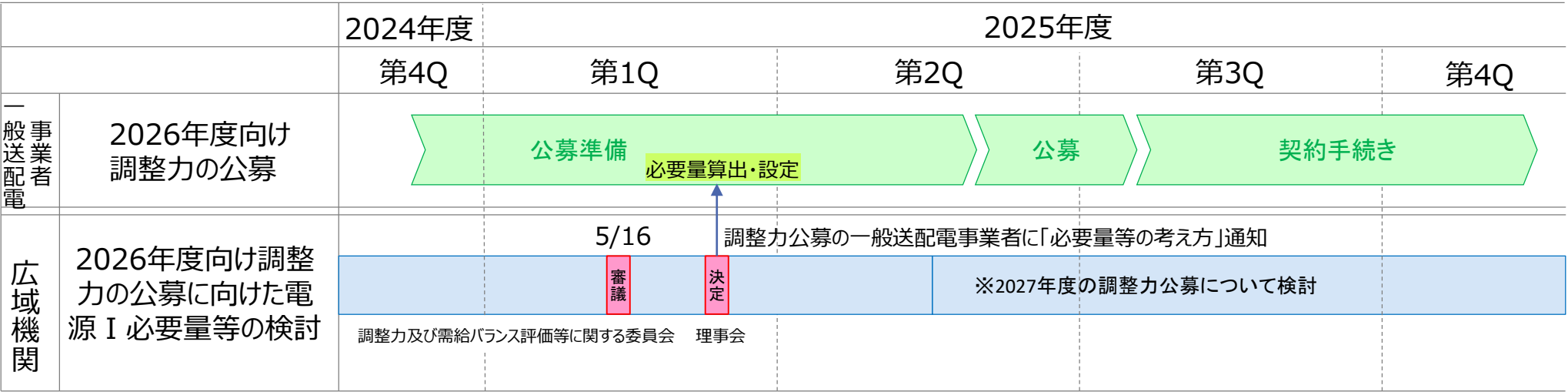
なお、本資料の内容は2025年度以降も調整力の公募を継続する沖縄エリアにおいて、2026年度を調整力の提供対象期間とし、2025年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募にかかる必要量の考え方を示したものであり、今後の本機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 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、一般送配電事業者に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）・・・

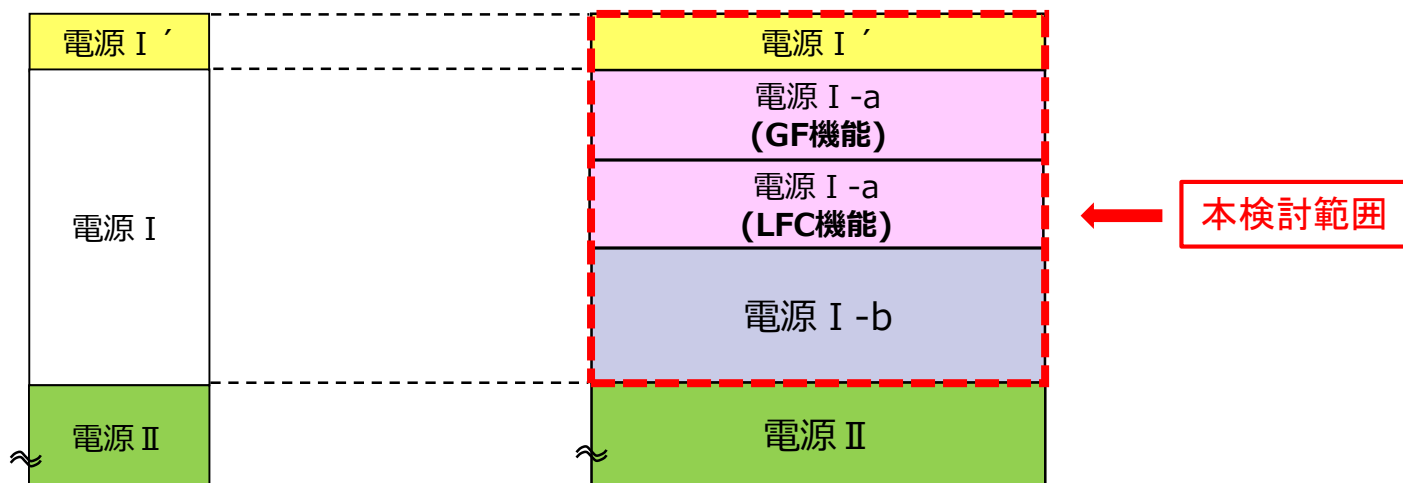
出所）「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」
<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20240325001a.pdf>



- 沖縄エリアにおいては、他系統と連系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ている。

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）		

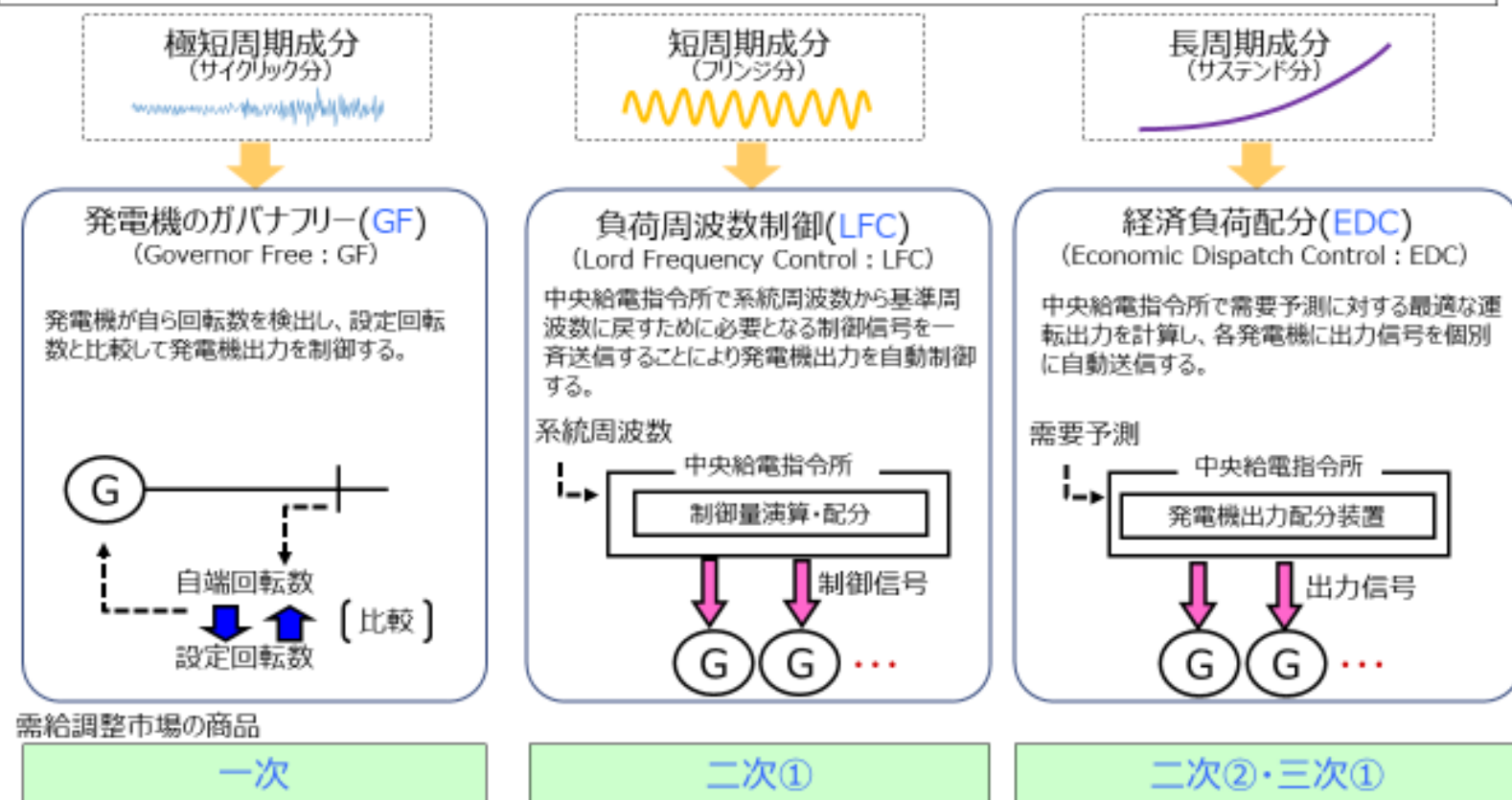
- 調整力公募の一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。
 - 電源Ⅰ： 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等
 - 電源Ⅱ： 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等
- 調達の考え方第4項第1号①にて、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」ものと整理されていることから、本機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- なお、電源Ⅰについては以下の3区分に細分化されている。
 - 電源Ⅰ-a（GF機能）：オフライン（自端制御）でGF機能による調整が可能であり、沖縄電力からの電話指令等による出力調整が可能な設備等の調整力
 - 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、本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。



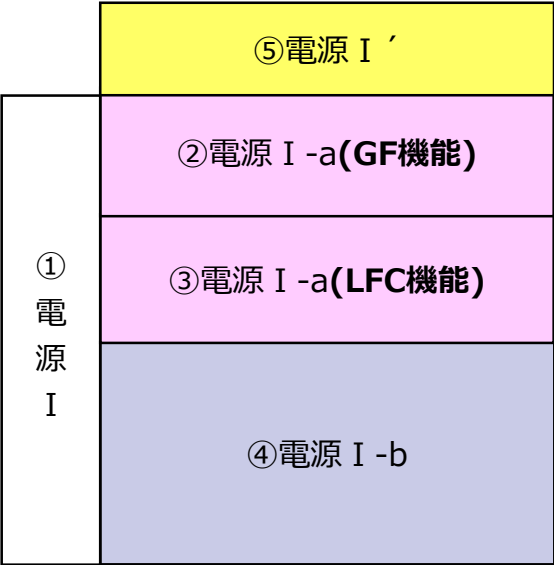
発電機の周波数制御機能

14

- 発電機はそれぞれの変動成分に対応した周波数制御機能を備えており、現在の運用においては、これらの機能を使い分けながら、需要変動に対して周波数制御を行っている。
- 需給調整市場においては、周波数制御機能を踏まえて各商品に分類した。



- 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とおり。
- 2026年度必要量についても、電源構成や系統規模に大きな変化がなく、また運用実態として特段の支障が生じているものではないため、必要な予備力・調整力の考え方を見直す必要性が現時点で生じていないと考えられることから、**昨年度同様に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）**することによってどうか。



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)	至近3ヶ年 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 相当値の最低値
④電源 I -b	①電源 I 必要量－(②電源 I -a (GF) 必要量＋ ③ 電源 I -a (LFC) 必要量)
⑤電源 I '	H3需要 比率の4.2%

- 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としており、2026年度も引き続き**本必要予備力相当分の203MWを必要量とする。**

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)

(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

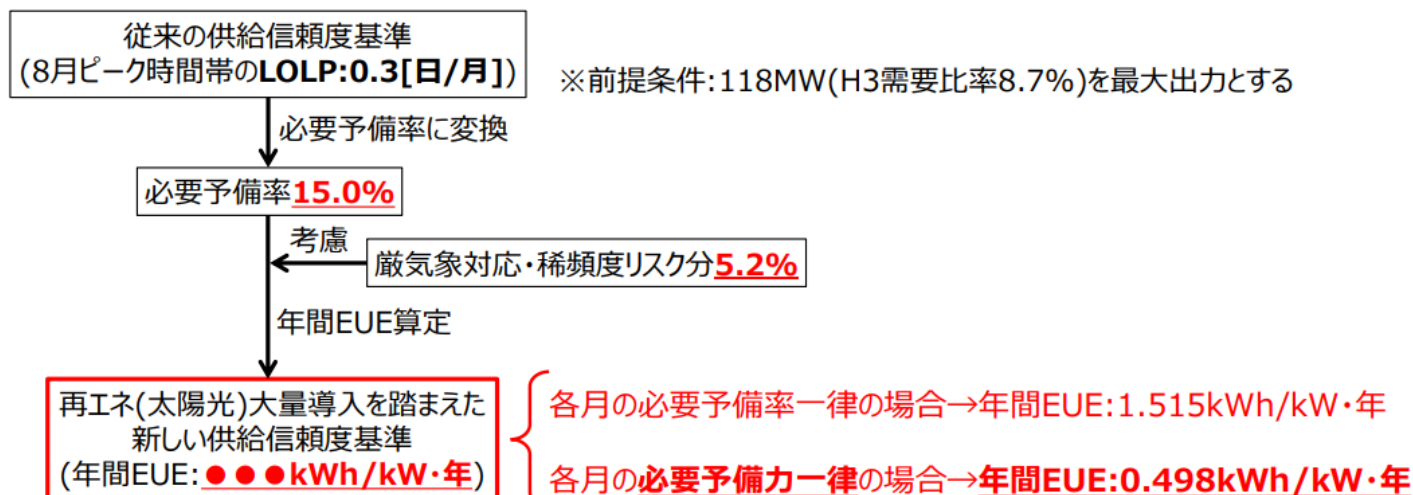
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_62_04.pdf

沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の算定

31

- 以上のことから、沖縄エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率論的評価手法としてEUEを適用することとし、従来の供給信頼度基準(8月ピーク時間帯の LOLP:0.3[日/月])に相当する**必要予備率15.0%に対して、厳気象対応・稀頻度リスク分の5.2%を考慮して、各月の必要予備率を一律とする場合、および各月の必要予備力を一律とする場合の年間EUEを算定することとする。**なお、この場合、発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)を最大出力として算定**することとする。
- 上記条件による算定の結果、各月の必要予備率を一律とする場合は年間EUE:1.515kWh/kW・年となり、各月の必要予備力を一律とする場合は年間EUE:0.498kWh/kW・年という算定結果が得られた。
- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度は**需要変動よりも電源脱落の影響が大きい**こと、また、現状の沖縄エリアの需給運用では予備力一律により管理していることを考慮すると、**沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は各月の必要予備力を一律とした「需要1kWあたりの年間EUE:0.498kWh/kW・年」で定めること**でどうか。

沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



- 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。
- 2026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。**

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**ことかどうか。

まとめ

24

- 沖縄電力による検証試験の結果、常時GF4台運転が可能なが確認されたことから、必要予備力算定の前提条件の見直し及び調整力必要量の考え方について以下のとおり整理した。
- <必要予備力の算定について>
- 常時GF4台運転の開始に伴い、供給信頼度評価における発電機の設定条件について、発電機のGF分控除をこれまでの全発電機からGF対象の4台に見直したうえで、供給信頼度基準(0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力を算定した結果、沖縄エリアの必要予備力は337MWと算定された。
 - また、沖縄電力BGが確保すべき予備力についても、沖縄エリアの必要予備力337MWとTSOが確保すべき必要予備力の203MWとのギャップ分の134MWと算定された。
- <調整力必要量の考え方について>
- **電源 I -a の必要量については、GF4台運転と整合させ、49MWとする。**
 - 電源 I - b の必要量については、電源 I 必要量203MWから電源 I -a 必要量 (49MW) を差し引いた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
$60.20 < f \leq 60.30$	93	0.01	28	0.00	0	0.00
$60.10 < f \leq 60.20$	2,244	0.15	1,730	0.17	96	0.10
$60.00 < f \leq 60.10$	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
$59.90 \leq f < 60.00$	728,600	49.11	529,484	50.53	50,145	50.13
$59.80 \leq f < 59.90$	255	0.02	80	0.01	2	0.00
$59.70 \leq f < 59.80$	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〉

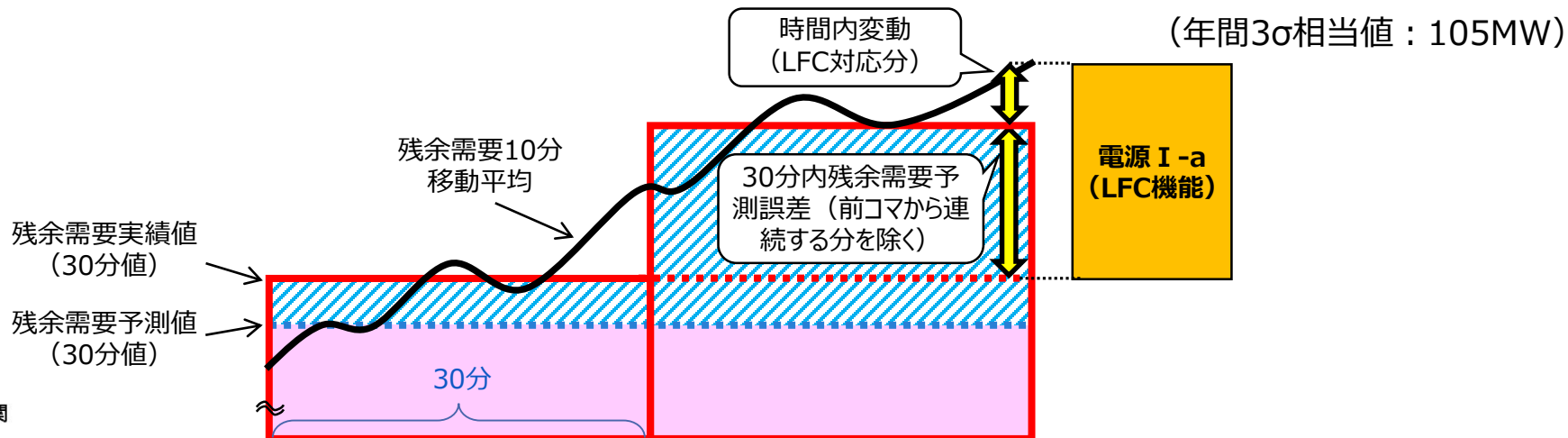
系統周波数：2秒サンプリング

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

- 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（2022年度～2024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 相当値を算出した。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって37MW～164MWと変化することが確認された。
- 2025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37MWを2026年度の電源 I -a（LFC機能）必要量**とする。

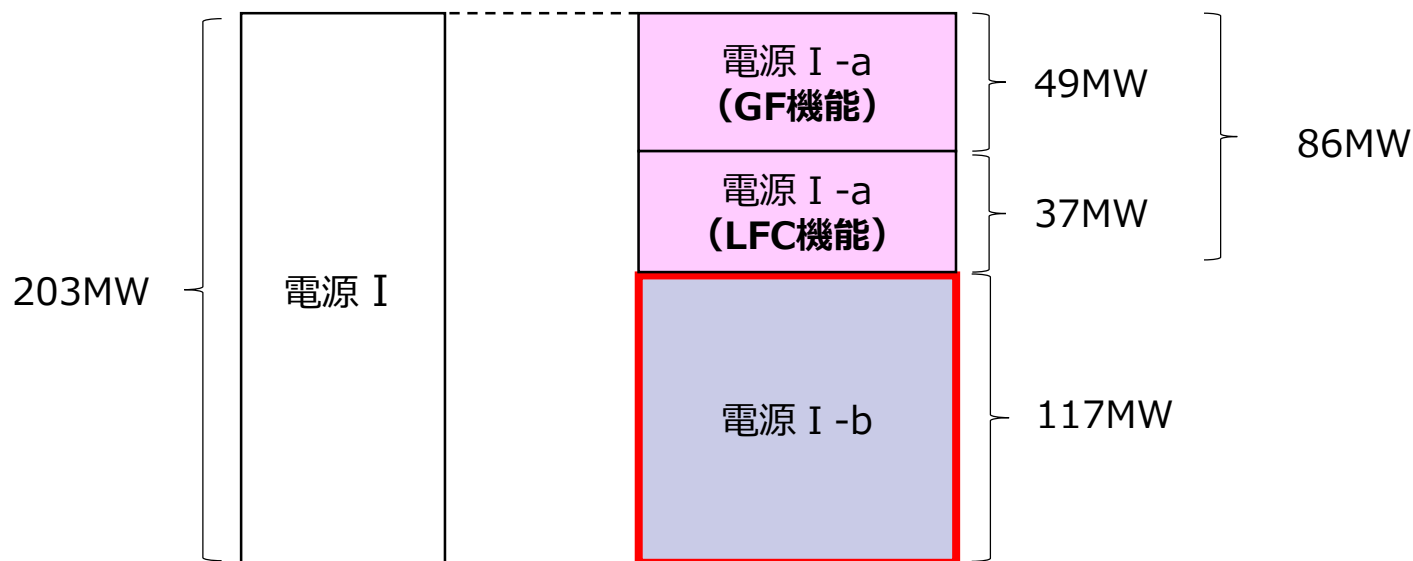
各時間帯別の「時間内変動（LFC対応分）」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3 σ 相当値（MW）

	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	164	127	112	102	132	117	113	97	93	95	96	116	117
点灯帯:18時～22時	47	39	57	47	82	47	52	48	37	39	41	42	68
夜間帯:22時～9時	75	74	88	80	88	76	67	64	54	54	64	48	81



- 2026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）86MWを差引いた117 MWとする。

【電源 I 必要量の内訳】



- 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、2026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、2026年度のH3需要想定は1,432.2MW（2026年8月）であることから60MWとなる。算定結果から**2026年度における電源 I ' 必要量については60MWとする。**

沖縄エリアの電源 I ' 必要量について

【P.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）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。

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

15

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、電源 I ' 必要量として算定され、**持続的需要変動の必要量が1%⇒2%に見直され、従来整理のとおり小売電気事業者にて調達すると仮定した場合、下式となる。**
また、前述の通り電源 I ' 算定に用いる計画外停止率については、当面従来の2.6%のままとする。
➤ 電源 I ' 必要量
= 厳気象H1需要×103%
- { (H3需要×102%+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }
- 第58回の本委員会の算定条件※1と同様に、稀頻度リスク分として、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力118MWを最大出力として算出すると**電源 I ' 必要量はH3需要比率4.2%（57MW※2）**となる。
※1：H1需要、H3需要は2020年度の電源 I ' 算定諸元に整合させ2019年度供給計画の2020年度のデータを用いて算定
※2：2024年度電源 I ' 公算量については、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。

- 2025年度調整力（2026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＞

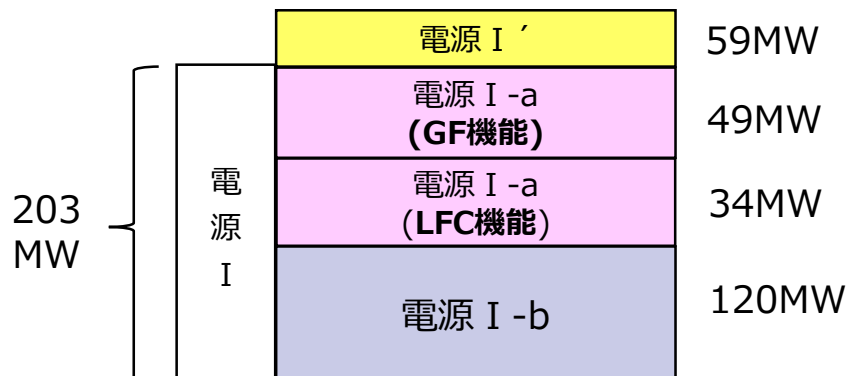
電源 I -a（GF機能）の必要量はGF4台運転と整合させ、49MWとする。

電源 I -a（LFC機能）の必要量は、37MWとする。

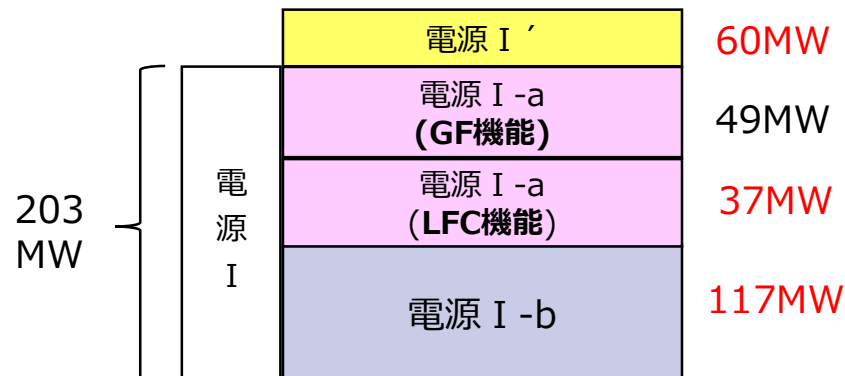
電源 I -bの必要量は、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（86MW）を差引いた117MWとする。

電源 I 'の必要量は、H3需要比率の4.2%である60MWとする。

2024年度調整力（2025年度向け）の必要量



2025年度調整力（2026年度向け）の必要量



(blank)

VI. 調査研究

- ・「海外における同時市場の検証に関する調査委託」
最終報告書

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



電力広域の運営推進機関
<https://www.occto.or.jp>