

電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 2022年度版 -

2022年11月



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

はじめに

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

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、2021年度の電力需給に関する実績、電気の質に関する報告、電力系統に関する概況を掲載する。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備に関しては、2021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、2022～2031年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統の見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関する2023年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

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

目次

I. 電力需給

電力需給及び電力系統に関する概況（2021 年度電力需給実績部分）

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/denryokujukyuu_2021_220907.pdf

電気の質に関する報告書（2021 年度実績）

http://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denki_no_shitsu_2021_221124.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（2021 年度系統に関する概況部分）

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/denryokujukyuu_2021_220907.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（2021 年度受付・回答分）

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/220622_access_toukei.pdf

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

2022 年度供給計画の取りまとめ

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/nenjihoukokusho_2022_kyoukyuukeikaku_220525.pdf

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

2023 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/20220630_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf

VI. 調査研究

欧米における供給信頼度評価手法に関する調査委託実施報告－調査報告書

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/shinraidohyokashuhou_21itakuchousa.pdf

欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査報告－調査報告書

https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_09_12.pdf

I . 電力需給

電力需給

- 2021 年度実績 -

2022年9月

電力広域的運営推進機関

はじめに

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

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について 2021 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

目次

第1章 電力需給の実績	4
1. 供給区域と季節の定義	4
2. 気象概況	5
3. 最大需要電力	6
4. 需要電力量	8
5. 負荷率	10
6. 最大需要電力発生時の電力需給状況	12
7. 最小需要電力の発生状況	15
8. 日最大需要電力量の発生状況	17
9. 広域機関による指示・要請・調整の実績	18
10. 一般送配電事業者による再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績	21
まとめ	24
＜参考＞広域機関による指示・要請の実績の詳細	25

(備考)

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

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

第1章 電力需給の実績

1. 供給区域と季節の定義

(1) 供給区域

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

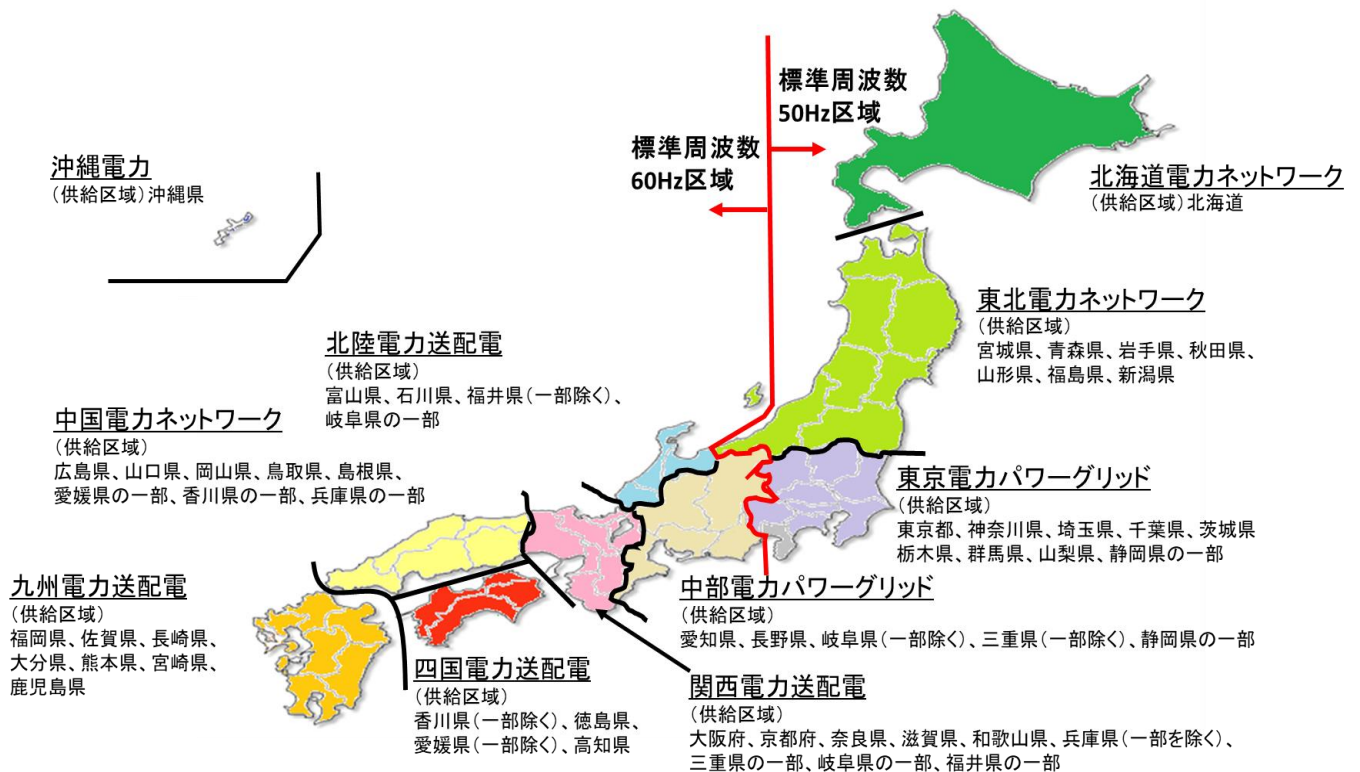


図 1-1 供給区域の区分

(2) 季節の定義

本報告書では、季節の期間を以下のとおり定義して使用する。

夏季 : 7月～9月を指す。

冬季 : 12月～2月を指す。

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

2. 気象概況

(1) 夏（6～8月）の天候

2021年6月～8月の天候の特徴は、以下のとおり。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比及び日照時間平年比を表1-1に示す。

- 東日本太平洋側の7月上旬の梅雨前線による大雨や、8月中旬を中心に本州付近に停滞した前線の大雨で、東日本太平洋側と西日本の夏の降水量はかなり多くなった。
- 7月後半を中心に太平洋高気圧に覆われ、その前後も高気圧に覆われやすかったため、北日本の夏の日照時間はかなり多く、気温はかなり高く、北日本日本海側の降水量はかなり少なくなった。
- 沖縄・奄美では、7月の終わりに台風第6号が沖縄付近をゆっくり進んだのをはじめ、熱帯低気圧や台風の影響をたびたび受けたため、夏の降水量は多く、日照時間は少なくなった。

表1-1 地域平均平年差(比)(2021年6月～8月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+1.4	78	126
東日本	+0.4	140	104
西日本	+0.1	140	96
沖縄・奄美	+0.0	141	89

(2) 冬（12月～2月）の天候

2021年12月～2022年2月の天候の特徴は、以下のとおり。また、同時期の各地域の気温平年差、降水量平年比、日照時間平年比及び降雪量平年比を表1-2に示す。

- 東・西日本では12月下旬以降に強い寒気の影響を受けたため、気温が低くなった。
- 北日本日本海側では、12月下旬以降の低気圧の通過や冬型の気圧配置の強まりのため、降水量がかなり多く、降雪量は多くなった。1月下旬から2月にかけて前線や低気圧の影響を受けやすかった沖縄・奄美でも降水量は多かった。一方、西日本では高気圧に覆われやすく、冬を通して低気圧の影響を受けにくかったことから、降水量はかなり少なくなった。
- 日照時間は、冬の間、断続的に冬型の気圧配置が解消する時期があった北日本と、低気圧の影響を受けにくかった西日本と東日本太平洋側で多かった。寒気や低気圧の影響を受けやすかった沖縄・奄美では少なかった。

表1-2 地域平均平年差(比)(2021年12月～2022年2月)

地域	気温平年差[°C]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	+0.1	110	106	107
東日本	-0.5	97	106	98
西日本	-0.5	57	112	67
沖縄・奄美	+0.0	113	86	-

出所:気象庁ウェブサイト

夏(6～8月)の天候(2021年9月1日発表): <https://www.jma.go.jp/jma/press/2109/01b/tenko210608.html>

冬(12～2月)の天候(2022年3月1日発表): <https://www.jma.go.jp/jma/press/2203/01b/tenko221202.html>

3. 最大需要電力

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

2021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～2021年度の全国の年間最大需要電力実績を表1-4および図1-3に示す。なお、各供給区域の名称は、単に「北海道」、「東北」、「東京」、「中部」、「北陸」、「関西」、「中国」、「四国」、「九州」、「沖縄」と記載している。また、表1-3につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の月間最大需要電力の最大値は2021年8月(16,460万kW)であり、送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最大を記録した前年度より低下し、一昨年実績とほぼ同等となった。

表1-3 供給区域別の月間最大需要電力¹

[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	398	361	369	449	469	362	389	435	490	501	495	463
東北	1,085	989	1,105	1,412	1,490	1,106	1,090	1,193	1,440	1,483	1,463	1,249
東京	3,525	3,737	4,152	5,407	5,665	4,265	4,121	4,130	4,621	5,374	5,278	4,534
中部	1,742	1,821	2,076	2,401	2,480	2,126	1,998	1,998	2,291	2,448	2,375	2,107
北陸	375	348	397	498	523	416	406	421	508	541	549	448
関西	1,752	1,813	2,158	2,639	2,826	2,424	2,092	1,965	2,369	2,540	2,526	2,196
中国	724	748	852	1,023	1,108	918	826	839	970	1,044	1,068	924
四国	331	348	388	477	503	472	393	370	437	470	495	420
九州	975	1,040	1,291	1,503	1,559	1,398	1,257	1,139	1,409	1,466	1,470	1,204
沖縄	104	146	149	153	149	160	145	107	98	102	104	102
全国	10,757	10,939	12,502	15,670	16,460	12,977	12,502	12,363	14,519	15,119	14,932	13,174

¹ 表中の「全国」は、全国の最大需要電力を表す(供給区域別の最大需要電力の合計ではない。)

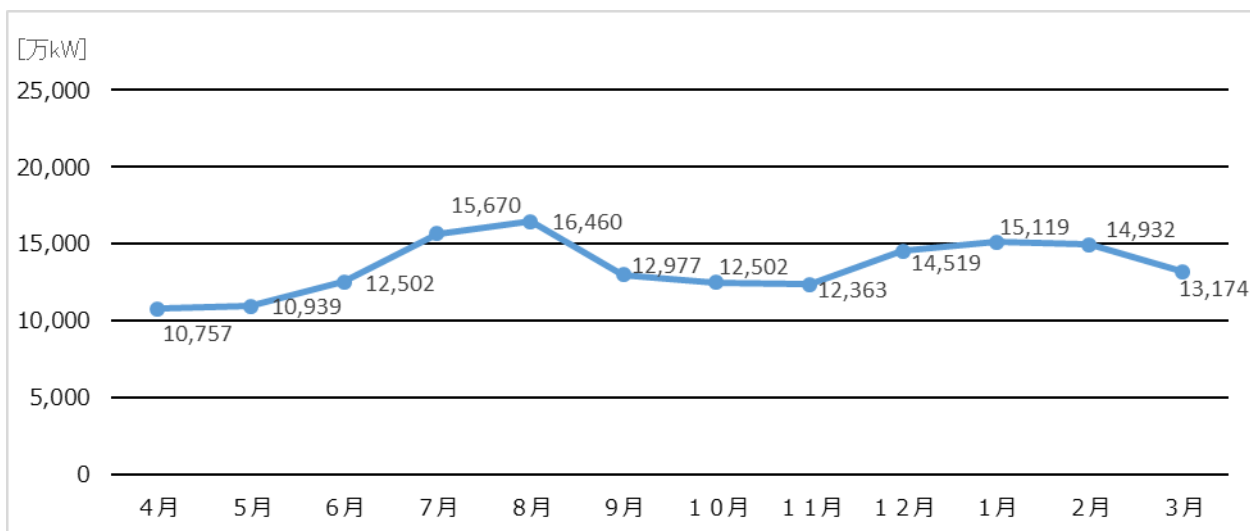


図 1-2 全国の月間最大需要電力の推移

表 1-4 年間最大需要電力実績(2016 年度～2021 年度)

[万 kW]

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

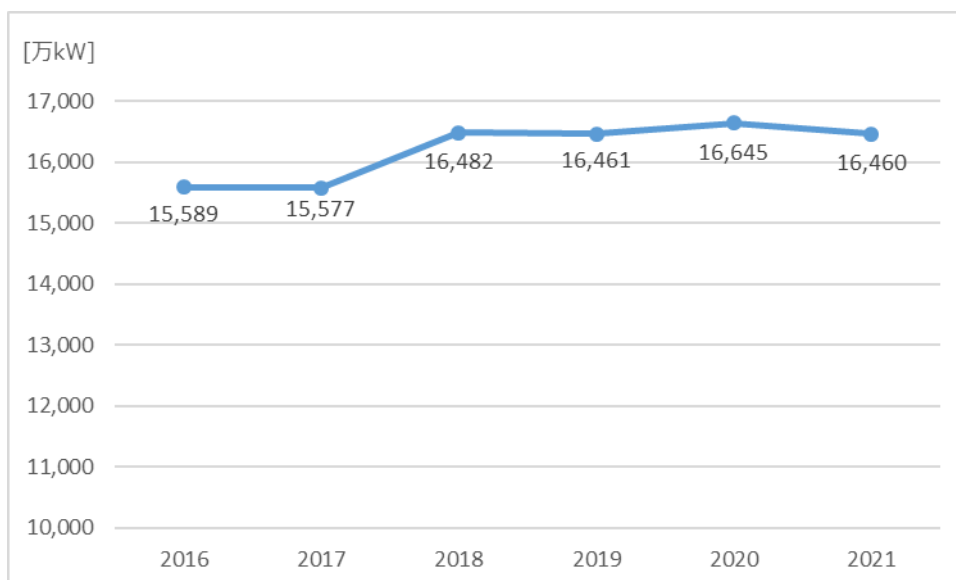


図 1-3 年間最大需要電力の推移(全国: 2016 年度～2021 年度)

4. 需要電力量

2021年度の供給区域別の月間及び年間需要電力量を表1-5に、全国の月間需要電力量を図1-4に、2016年度～2021年度の全国の年間需要電力量実績を表1-6に示す。なお、表1-5につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年間需要電力量は885,171百万kWhであり、送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最小を記録した昨年度より増加した。

表1-5 供給区域別の月間及び年間需要電力量²

[百万kWh]													
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道	2,388	2,217	2,104	2,395	2,323	2,114	2,307	2,481	3,051	3,280	2,886	2,818	30,364
東北	6,240	5,955	6,095	7,005	6,958	6,066	6,313	6,649	8,058	8,786	7,938	7,491	83,554
東京	20,330	20,143	21,643	25,825	26,820	21,570	21,681	21,623	26,021	28,506	25,864	23,571	283,597
中部	9,971	9,623	10,505	12,271	11,801	10,605	10,352	10,479	12,117	12,956	12,043	11,387	134,109
北陸	2,217	2,073	2,179	2,550	2,460	2,211	2,231	2,342	2,802	3,051	2,839	2,621	29,577
関西	10,367	10,142	11,113	13,331	13,151	11,439	11,143	10,857	12,782	14,017	12,924	12,006	143,270
中国	4,415	4,339	4,564	5,329	5,247	4,729	4,652	4,788	5,549	5,905	5,551	5,137	60,207
四国	2,006	1,961	2,065	2,434	2,428	2,155	2,105	2,113	2,465	2,675	2,468	2,274	27,151
九州	6,039	6,077	6,737	8,010	7,738	7,066	6,635	6,520	7,790	8,185	7,622	6,876	85,295
沖縄	556	718	751	826	818	831	726	576	567	600	520	560	8,048
全国	64,529	63,248	67,757	79,977	79,744	68,785	68,145	68,428	81,200	87,962	80,655	74,741	885,171

² 端数により各月の合計が年度計と合わない場合がある。以降も同様。

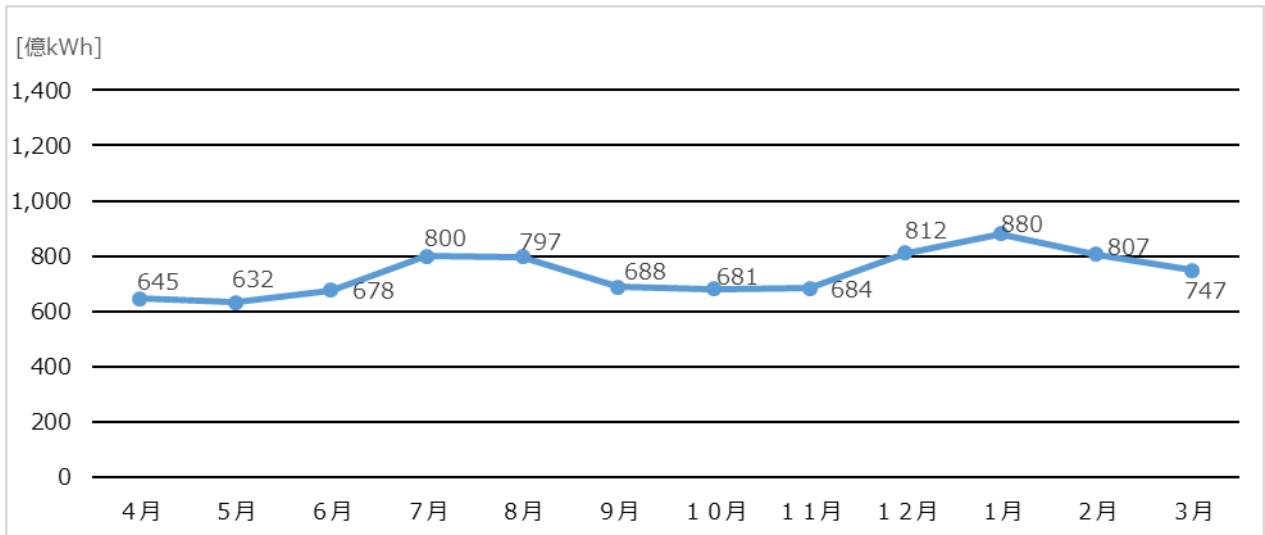


図 1-4 全国の月間需要電力量の推移

表 1-6 年間需要電力量実績(2016 年度～2021 年度)

[百万 kWh]

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

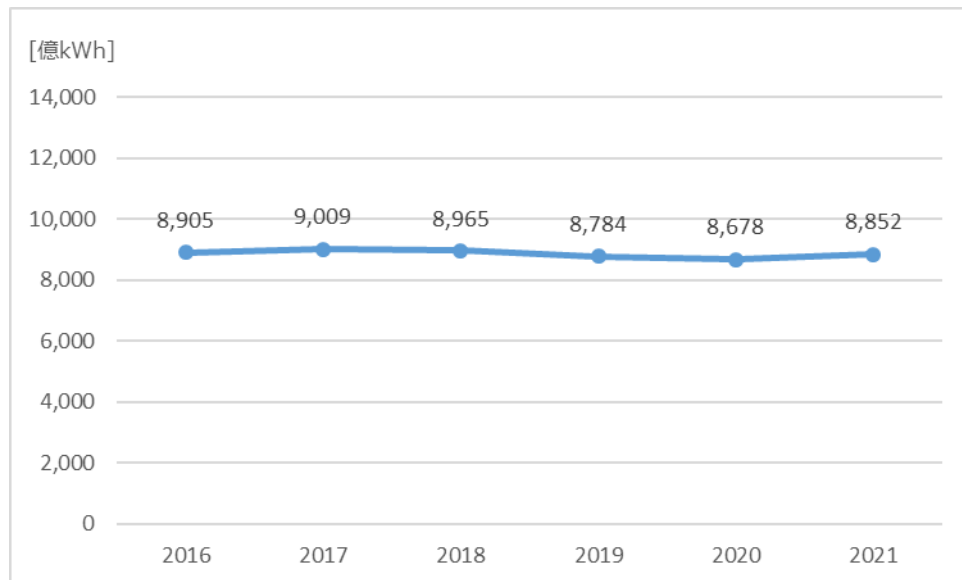


図 1-5 年間需要電力量の推移(全国: 2016 年度～2021 年度)

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。

2021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～2021年度の全国の年負荷率実績を表1-8および図1-7に示す。なお、表1-7につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年負荷率は61.4%であり、送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最小を記録した昨年度より改善している。これは天候不順などにより最大電力が減少した一方、経済社会活動の回復による電力量の増加があったことなどによるものと推測される。

表1-7 供給区域別の月負荷率及び年負荷率³

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度
北海道	83.4	82.6	79.2	71.6	66.6	81.0	79.6	79.3	83.8	88.0	86.8	81.9	69.2
東北	79.9	80.9	76.6	66.7	62.8	76.2	77.8	77.4	75.2	79.6	80.8	80.6	64.0
東京	80.1	72.5	72.4	64.2	63.6	70.2	70.7	72.7	75.7	71.3	72.9	69.9	57.1
中部	79.5	71.0	70.3	68.7	64.0	69.3	69.7	72.8	71.1	71.1	75.5	72.6	61.7
北陸	82.2	80.1	76.2	68.8	63.3	73.8	73.8	77.3	74.2	75.8	77.0	78.6	61.5
関西	82.2	75.2	71.5	67.9	62.6	65.5	71.6	76.7	72.5	74.2	76.1	73.5	57.9
中国	84.7	78.0	74.4	70.1	63.7	71.6	75.7	79.3	76.9	76.0	77.3	74.7	62.1
四国	84.2	75.9	73.9	68.6	64.9	63.4	72.1	79.3	75.9	76.6	74.3	72.8	61.6
九州	86.0	78.5	72.5	71.6	66.7	70.2	71.0	79.5	74.3	75.1	77.1	76.7	62.4
沖縄	74.1	66.2	69.9	72.5	73.9	72.2	67.3	74.5	77.4	78.7	74.5	73.8	57.5
全国	83.3	77.7	75.3	68.6	65.1	73.6	73.3	76.9	75.2	78.2	80.4	76.3	61.4

³ 表中の「全国」は、全国単位の負荷率を表す(供給区域別の数値の平均ではない。)

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

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

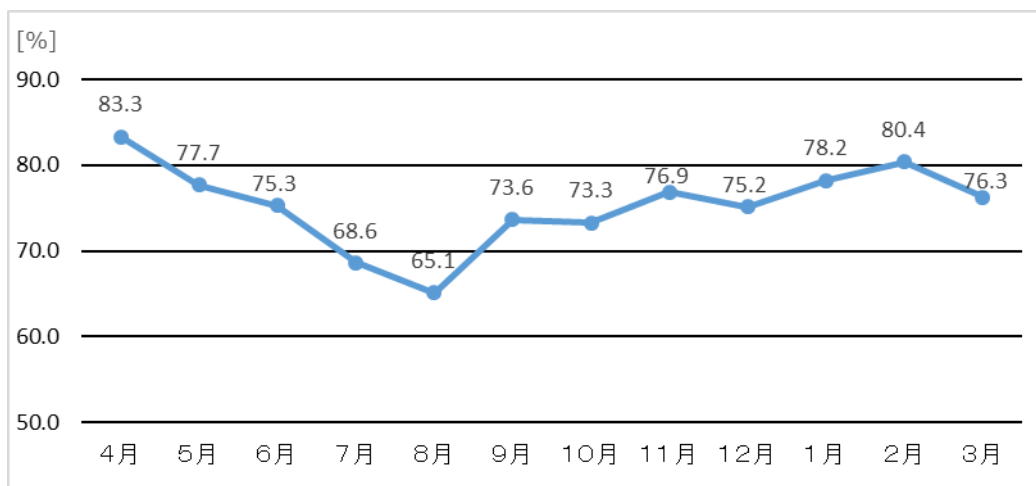


図 1-6 全国の月負荷率の推移

表 1-8 年負荷率実績(2016 年度～2021 年度)

[%]

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

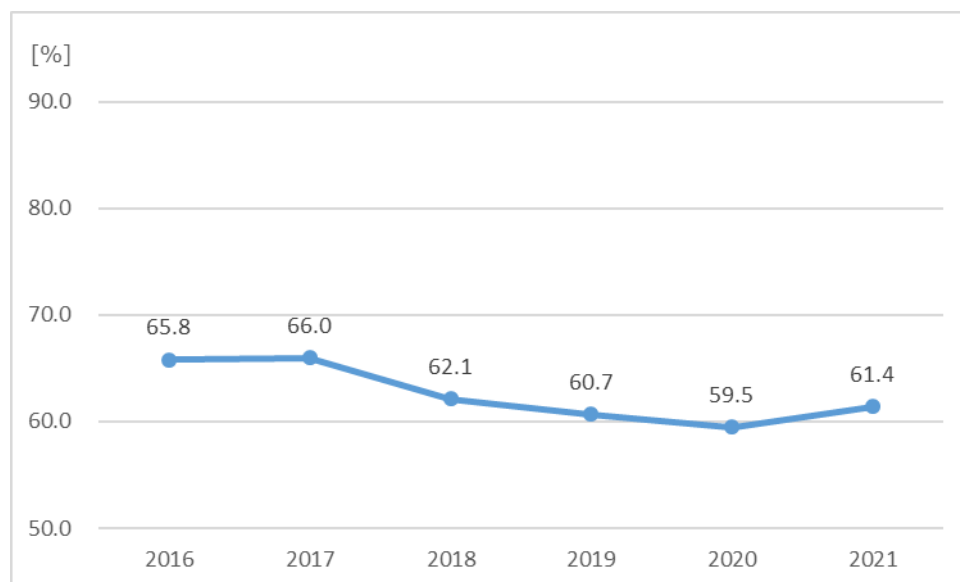


図 1-7 年負荷率の推移(全国: 2016 年度～2021 年度)

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

2021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～2021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。

2021年度夏季の全国最大需要電力発生時(2021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16,460万kW、供給力18,804万kW、予備率は14.2%であり、予備率は送電端値で集計を行った過去6年間(2016年度以降)で最大を記録した。

なお、夏最大需要電力発生時における予備率が3%を下回ったエリアはなかった。

表1-9 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況⁴

	2021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	469	8/6	金	11:00～12:00	35.0	547	79	16.8	9,243	82.2
東北	1,490	8/4	水	11:00～12:00	33.4	1,759	269	18.1	27,840	77.8
東京	5,665	8/26	木	13:00～14:00	35.7	6,248	583	10.3	103,835	76.4
中部	2,480	8/30	月	14:00～15:00	35.7	2,910	430	17.4	44,436	74.7
北陸	523	8/5	木	14:00～15:00	34.1	585	62	11.9	9,982	79.6
関西	2,826	8/5	木	14:00～15:00	38.9	3,191	365	12.9	51,705	76.2
中国	1,108	8/5	木	13:00～14:00	36.9	1,208	100	9.1	20,922	78.7
四国	503	8/5	木	13:00～14:00	37.0	622	119	23.6	9,480	78.6
九州	1,559	8/5	木	16:00～17:00	36.4	1,778	219	14.0	29,966	80.1
沖縄	160	9/10	金	13:00～14:00	33.5	232	72	45.1	3,066	79.9
全国	16,460	8/5	木	13:00～14:00	-	18,804	2,344	14.2	308,249	78.0

⁴ 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店所在地(ただし、沖縄は那覇市)における気象庁データによる。

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

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

表 1-10 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況(全国計:2016 年度～2021 年度)

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

(2) 冬季(12~2月)最大需要電力発生時の電力需給状況

2021年度冬季の最大需要電力発生時の電力需給状況について表1-11に、2016年度~2021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。

2021年度冬季の全国最大需要電力発生時(2022年1月14日9時~10時)における需給バランスは、最大需要電力15,119万kW、供給力16,783万kW、予備率は11.0%であった。

なお、冬季最大需要電力発生時における予備率が3%を下回ったエリアはなかった。

表1-11 冬季最大需要電力発生時の電力需給状況⁵

	2021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	501	1/11	火	13:00~14:00	-1.3	563	61	12.2	11,161	92.8
東北	1,483	1/18	火	09:00~10:00	-0.7	1,694	211	14.2	31,994	89.9
東京	5,374	1/6	木	16:00~17:00	0.7	5,606	232	4.3	107,790	83.6
中部	2,448	1/14	金	09:00~10:00	2.0	2,640	192	7.8	49,114	83.6
北陸	549	2/17	木	10:00~11:00	-0.4	592	43	7.9	11,690	88.7
関西	2,540	1/14	金	09:00~10:00	3.6	2,716	177	7.0	51,689	84.8
中国	1,068	2/17	木	09:00~10:00	0.4	1,189	120	11.3	22,361	87.2
四国	495	2/17	木	11:00~12:00	1.9	543	49	9.8	10,019	84.4
九州	1,470	2/17	木	18:00~19:00	1.7	1,546	76	5.1	30,522	86.5
沖縄	104	2/21	月	19:00~20:00	14.4	138	34	32.7	2,112	84.7
全国	15,119	1/14	金	09:00~10:00	-	16,783	1,665	11.0	317,617	87.5

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

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

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

表 1-12 年間冬季最大需要電力発生時の電力需給状況(全国計:2016 年度～2021 年度)

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

7. 最小需要電力の発生状況

2021年度における最小需要電力の発生状況について表1-13に示す。また、2016年度～2021年度の全国の年間最小需要電力実績を表1-14および図1-8に示す。

表1-13 最小需要電力の発生状況⁶

	2021年度(送電端)					
	日最小需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均気温 [℃]	日需要電力量 [万kWh]
北海道	217	8/15	日	01:00～02:00	19.8	6,087
東北	594	8/15	日	01:00～02:00	18.4	16,633
東京	1,955	5/5	水	06:00～07:00	18.3	56,394
中部	858	5/5	水	01:00～02:00	17.1	24,335
北陸	198	8/15	日	01:00～02:00	23.2	5,548
関西	985	5/5	水	01:00～02:00	17.3	28,201
中国	451	5/6	木	00:00～01:00	17.4	13,349
四国	195	5/2	日	07:00～08:00	13.6	5,308
九州	626	5/2	日	08:00～09:00	13.9	17,077
沖縄	57	4/26	月	01:00～02:00	22.0	1,839
全国	6,332	5/5	水	01:00～02:00	-	171,847

表1-14 年間最小需要電力実績(2016年度～2021年度)

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

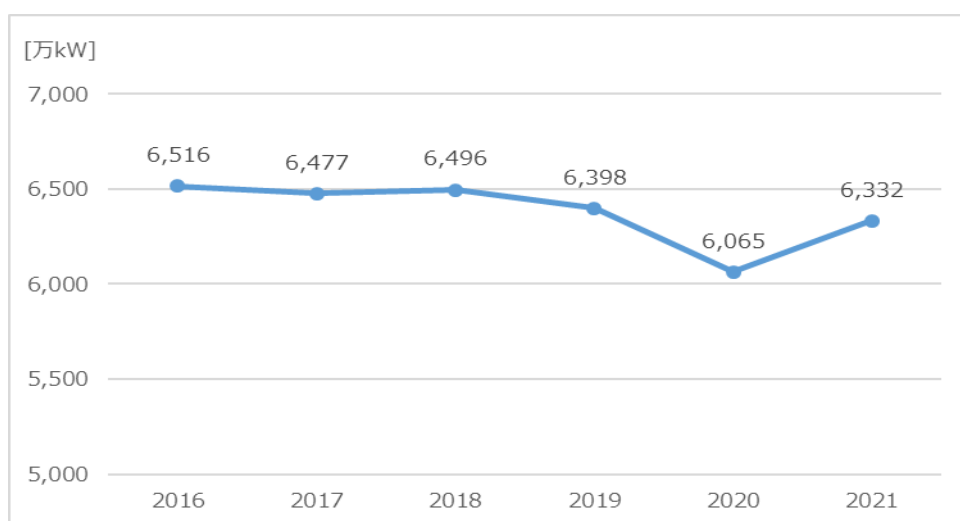


図1-8 年間最小需要電力の推移(全国: 2016年度～2021年度)

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

8. 日最大需要電力量の発生状況

(1) 夏季(7～9月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2021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1-15に示す。

表1-15 夏季・日最大需要電力量⁷

	2021年度(送電端)			
	日最大需要 電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均 気温[℃]
北海道	9,243	8/6	金	29.2
東北	27,840	8/4	水	28.5
東京	103,835	8/26	木	30.5
中部	46,221	8/5	木	30.4
北陸	9,982	8/5	木	34.1
関西	51,705	8/5	木	31.3
中国	20,922	8/5	木	31.2
四国	9,480	8/5	木	31.3
九州	29,966	8/5	木	31.7
沖縄	3,066	9/10	金	29.9
全国	308,249	8/5	木	-

(2) 冬季(12～2月)日最大需要電力量発生時の電力需給状況

2021年度冬季(12～2月)における一日の需要電力量の最大値を冬季・日最大需要電力量として表1-16に示す。

表1-16 冬季・日最大需要電力量⁷

	2021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	11,480	1/31	月	-7.8
東北	31,994	1/18	火	-0.7
東京	107,790	1/6	木	0.7
中部	49,114	1/14	金	2.0
北陸	11,690	2/17	木	-0.4
関西	51,809	1/21	金	3.4
中国	22,361	2/17	木	0.4
四国	10,019	2/17	木	1.9
九州	30,522	2/17	木	1.7
沖縄	2,112	2/21	月	14.4
全国	318,052	1/21	金	-

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

9. 広域機関による指示・要請・調整の実績

指示・要請

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

本機関は、2021年度冬季の需給ひっ迫対応などのため、業務規程第111条第1項の規定に基づき、表1-17のとおり、一般送配電事業者に対する電力融通の指示を21回実施した。また、2022年3月16日に発生した福島県沖地震により、火力発電所が6機合計335万kW停止し、更に降雪と真冬並みの気温により、東京電力パワーグリッドエリアでは、供給力不足と暖房需要の増加に見舞われたため、同項及び第2項の規定に基づき、一般送配電事業者に対する指示の他、本機関は昨年に引き続き、発電事業者に発電設備の焚き増し依頼を行った他、需要の抑制についても依頼を行った。(指示・要請の内容については巻末の<参考>広域機関による指示・要請の実績の詳細を参照のこと。)⁸ 具体的には、以下のとおり。

(1)電力需給状況改善のための指示(2021年5月～7月及び2022年1月)

想定以上の太陽光出力減少や需要増加、電源脱落等に伴い当該エリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電力需給の状況が悪化するおそれがあったため、一般送配電事業者に対し電力を受電する指示を行った。

① 四国電力送配電

5月19日:最大50万kW(想定以上の太陽光出力減少) 指示回数1回

② 北陸電力送配電

7月15日:20万kW(電源脱落) 指示回数1回

③ 北陸電力送配電

1月11日:20万kW(電源トラブル) 指示回数1回

(2)2021年度冬季の電力需給状況改善のための指示等(2022年1月～2022年2月)

低気温により想定以上に需要が増加し、供給区域の需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため、電気事業法第28条の44第1項の規定に基づき、以下の供給区域の需給状況改善のため、累計6回に渡り下記のとおり指示を行った。

○東京電力パワーグリッド株式会社 累計6回

1) 1月6日(木) 13:30～20:00(最大122万kW)

2) 1月6日(木) 15:30～20:00(最大132万kW)

3) 1月6日(木) 20:00～24:00(最大276万kW)

4) 1月7日(金) 0:00～9:00(最大274万kW)

⁸ https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/jukyu_taiou_2021.html

- 5) 2月10日(木) 10:00～13:00(最大 80万kW)
- 6) 2月10日(木) 13:30～17:00(最大 75.1万kW)

(3)福島県沖地震を起因とした電力需給状況のための指示等(2022年3月)

① 一般送配電事業者に対する指示

電気事業法第28条の44第1項第1号及び業務規程第111条の規定に基づき、3月17日～3月23日の間、東北電力ネットワーク及び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、一般送配電事業者に対し、当該供給区域の一般送配電事業者に必要な電気の供給を行うよう、累計12回に渡り以下のとおり、融通指示を行った。

○東北電力ネットワーク株式会社 累計7回

- 1) 3月17日(木) 2:30～6:00(最大140万kW)
- 2) 3月17日(木) 6:00～11:00(最大100万kW)
- 3) 3月18日(金) 9:00～12:00(50万kW)
- 4) 3月18日(金) 12:00～16:00(60万kW)
- 5) 3月18日(金) 16:00～21:00(最大60万kW)
- 6) 3月22日(火) 10:30～16:00(最大61.36万kW)
- 7) 3月22日(火) 16:00～17:00(最大9.59万kW)

○東京電力パワーグリッド株式会社 累計5回

- 1) 3月18日(金) 16:00～24:00(最大94.36万kW)
- 2) 3月19日(土) 0:00～4:00(60万kW)
- 3) 3月22日(火) 7:00～16:00(最大141.78万kW)
- 4) 3月22日(火) 16:00～24:00(最大92.74万kW)
- 5) 3月23日(水) 0:00～11:00(最大100万kW)

② 需給状況改善のための発電設備焚き増し・電力需要削減へのご協力のお願い(依頼)について

本機関は、福島県沖を震源とする地震の影響により、東北電力ネットワーク及び東京電力パワーグリッド供給区域の火力発電所が一部停止している中で、東日本における気温の低下と悪天候により電力需給が極めて厳しい状況が見込まれたことを受け、本機関の会員に対し、電力需給状況の改善への協力を依頼した(3月21日～3月22日にかけて、累計4回)。

表 1-17 広域機関による一般送配電事業者に対する指示の年間実績

[回]

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

調整

2021 年度、本機関は、業務規程第 132 条の規定に基づき、九州電力送配電及び四国電力送配電より下げ調整力⁹ 不足時の対応として長周期広域周波数調整¹⁰ の要請を受け、対象連系線の未利用領域(空容量)を活用して、再生可能エネルギー発電設備の発生電力を他エリアへ送電するよう、長周期広域周波数調整を計 72 回実施した。

⁹ 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

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

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

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

2021 年度の再生可能エネルギー発電設備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、九州本土の実績を表 1-18 に、九州離島の実績を表 1-19 に示す。¹¹ 表 1-18 の最大抑制量とは前日に行われた出力抑制指令に基づく抑制量(オフライン抑制で確保する抑制量+オンライン抑制で当日対応する抑制量)であり、当日の抑制実績をカッコ書きで示した。また、表中の「-」は出力抑制の指令が無かったことを示す。表 1-19 の九州離島については抑制必要量を示す。抑制必要量は、供給力から需要を差し引いた値であり、オフライン抑制で確保される。

なお、出力抑制の理由は、下げ調整力不足の発生が想定されたためであった。また、抑制時間は九州本土離島とも一部の指令を除き 8 時から 16 時までであった。

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令の実績は九州電力送配電管内のみであった。九州本土では、自然変動電源(太陽光・風力)の接続量が増加する中、最大抑制量(計画合計)の実績は 2020 年度 10,801.9 万 kW に対し 2021 年度は 25,283.4 万 kW に増加した。なお、当日抑制実績の合計は 11,698.0 万 kW であった。

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

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

表 1-18 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制指令に基づく最大抑制量及び抑制実績(九州本土; 万 kW)¹²

抑制年月日(曜日)	最大抑制量(抑制実績)	抑制年月日(曜日)	最大抑制量(抑制実績)
2021.4.1(木)	201.2(123.4)	2021.10.1(金)	87.9(0.0)
2021.4.2(金)	225.9(0.0)	2021.10.2(土)	237.2(165.1)
2021.4.5(月)	367.2(280.4)	2021.10.3(日)	282.0(222.6)
2021.4.6(火)	356.7(224.1)	2021.10.4(月)	8.1(0.0)
2021.4.7(水)	372.0(271.9)	2021.10.5(火)	77.3(0.0)
2021.4.8(木)	283.1(0.0)	2021.10.6(水)	111.3(0.0)
2021.4.9(金)	356.5(170.6)	2021.10.7(木)	38.9(0.0)
2021.4.10(土)	362.2(286.0)	2021.10.8(金)	51.3(0.0)
2021.4.11(日)	441.4(332.2)	2021.10.9(土)	122.6(0.0)
2021.4.14(水)	308.0(116.7)	2021.10.10(日)	240.4(35.6)
2021.4.15(木)	360.8(312.9)	2021.10.16(土)	163.1(0.0)
2021.4.17(土)	257.4(127.1)	2021.10.17(日)	274.8(95.6)
2021.4.18(日)	463.4(381.9)	2021.10.18(月)	86.9(0.0)
2021.4.19(月)	374.8(278.9)	2021.10.22(金)	185.8(0.0)
2021.4.20(火)	365.1(285.0)	2021.10.23(土)	378.0(168.7)
2021.4.21(水)	271.8(203.4)	2021.10.24(日)	372.4(47.2)
2021.4.22(木)	256.3(167.2)	2021.10.26(火)	303.9(101.5)
2021.4.23(金)	64.8(74.7)	2021.10.27(水)	149.1(41.1)
2021.4.24(土)	331.1(193.0)	2021.10.28(木)	201.4(39.2)
2021.4.25(日)	434.1(331.9)	2021.10.29(金)	128.1(66.7)
2021.4.26(月)	316.7(274.4)	2021.10.31(日)	242.3(66.9)
2021.4.27(火)	242.6(29.6)	2021.11.1(月)	112.4(0.0)
2021.4.30(金)	254.6(87.8)	2021.11.4(木)	186.5(13.4)
2021.5.1(土)	234.2(22.4)	2021.11.5(金)	130.3(23.0)
2021.5.2(日)	298.1(101.4)	2021.11.7(日)	309.9(213.3)
2021.5.3(月)	363.1(345.4)	2021.11.14(日)	134.4(0.0)
2021.5.4(火)	384.8(143.1)	2021.11.17(水)	89.2(32.5)
2021.5.5(水)	53.5(107.5)	2021.11.18(木)	205.8(0.0)
2021.5.6(木)	260.3(243.9)	2021.11.19(金)	154.2(36.0)
2021.5.8(土)	224.3(0.0)	2021.11.20(土)	151.9(90.7)
2021.5.9(日)	373.8(289.4)	2021.11.27(土)	35.9(0.0)
2021.5.10(月)	259.6(107.9)	2021.11.28(日)	103.6(114.6)
2021.5.19(水)	196.9(102.4)	2021.12.5(日)	185.8(0.0)
2021.5.22(土)	266.6(63.1)	2021.12.22(水)	66.3(0.0)
2021.5.23(日)	332.7(348.5)	2021.12.30(木)	104.8(0.0)
2021.5.25(火)	267.3(50.8)	2021.12.31(金)	178.7(149.5)
2021.5.28(金)	298.1(0.0)	2022.1.1(土)	251.4(218.3)
2021.5.29(土)	339.2(301.8)	2022.1.2(日)	177.6(45.5)
2021.5.30(日)	342.6(341.5)	2022.1.3(月)	230.6(183.0)
2021.5.31(月)	284.7(205.1)	2022.1.4(火)	190.7(0.0)
2021.6.1(火)	157.6(133.4)	2022.1.10(月)	207.6(35.6)
2021.6.6(日)	174.3(23.0)	2022.2.11(金)	167.5(0.0)
2021.6.7(月)	119.8(0.0)	2022.2.26(土)	135.2(24.7)
2021.6.19(土)	25.7(0.0)	2022.2.27(日)	218.9(174.1)
2021.6.20(日)	166.9(137.2)	2022.2.28(月)	75.6(0.0)
2021.6.23(水)	46.9(0.0)	2022.3.2(水)	208.0(24.2)
2021.7.11(日)	38.6(38.8)	2022.3.3(木)	225.4(34.8)
2021.8.29(日)	81.6(0.0)	2022.3.5(土)	353.5(117.6)
2021.9.18(土)	148.7(0.0)	2022.3.6(日)	420.3(236.9)
2021.9.19(日)	310.7(193.8)	2022.3.8(火)	252.8(59.9)
2021.9.20(月)	115.7(42.6)	2022.3.9(水)	234.4(29.0)
2021.9.23(木)	119.0(0.0)	2022.3.10(木)	230.8(41.7)
2021.9.24(金)	62.1(0.0)	2022.3.12(土)	287.2(73.3)
2021.9.25(土)	173.9(72.0)	2022.3.15(火)	266.8(133.4)
2021.9.26(日)	233.7(134.0)	2022.3.16(水)	287.3(128.9)
		2022.3.20(日)	226.1(13.1)
		2022.3.24(木)	227.4(0.0)
		2022.3.25(金)	172.7(11.1)
		2022.3.27(日)	320.4(287.6)

¹² 抑制指令の時間帯は、一部(5月19日～6月23日:8時～17時、7月11日:9時～12時)を除き、全日8時～16時。
 青字:当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日

表 1-19 再生可能エネルギー発電設備の抑制必要量の実績(九州離島;kW)¹³

抑制年月日(曜日)	種子島	奄岐	徳之島	対馬	抑制年月日(曜日)	種子島	奄岐	徳之島	対馬
2021.4.6(火)		1,210			2021.11.2(火)	2,100	300		
2021.4.7(水)	390	1,700	1,000		2021.11.3(水)	2,340	520		
2021.4.8(木)		1,030			2021.11.4(木)	2,180	1,100		
2021.4.9(金)	4,050	810			2021.11.6(土)		870		
2021.4.10(土)	1,130	2,040			2021.11.7(日)	170	1,940		
2021.4.11(日)	680	2,190	550		2021.11.15(月)	1,500			
2021.4.14(水)	1,180	1,610			2021.11.16(火)	1,180			
2021.4.15(木)		1,050			2021.11.17(水)	390	260		
2021.4.16(金)	60				2021.11.18(木)		250		
2021.4.17(土)		2,300			2021.11.20(土)	990			
2021.4.18(日)	4,580	1,820	620		2021.11.26(金)	270			
2021.4.19(月)	5,170	1,820			2021.11.27(土)	1,530	300		
2021.4.20(火)	4,430	1,290			2021.11.28(日)		1,080		
2021.4.21(水)	3,180	140			2021.12.4(土)	1,280			
2021.4.24(土)	1,790	290			2021.12.7(火)	1,250			
2021.4.25(日)	4,910	2,510			2021.12.8(水)	1,180			
2021.4.26(月)	4,580	3,030			2021.12.15(水)	580			
2021.4.27(火)	740				2021.12.23(木)	320			
2021.4.30(金)	4,850	1,820			2022.1.3(月)	550			
2021.5.1(土)	3,770	1,090			2022.1.4(火)	120			
2021.5.2(日)	2,590	310	270		2022.1.10(月)	2,280			
2021.5.3(月)	4,660	1,910	260		2022.1.19(水)	970			
2021.5.4(火)	3,510				2022.1.31(月)	1,930			
2021.5.5(水)		740			2022.2.11(金)	2,720			
2021.5.6(木)	3,070				2022.2.24(木)	1,030			
2021.5.9(日)	2,420	800			2022.2.25(金)	2,070			
2021.5.10(月)	2,290				2022.2.26(土)	2,160			
2021.5.23(日)	3,110	610			2022.2.27(日)	4,870		990	
2021.5.25(火)	1,260	750			2022.2.28(月)	3,260			
2021.5.29(土)	810	1,390			2022.3.2(水)	630			
2021.5.30(日)	1,160	1,600			2022.3.3(木)	3,310			
2021.5.31(月)	1,730				2022.3.5(土)	3,130			
2021.6.1(火)	1,500				2022.3.6(日)	2,700			
2021.6.6(日)		1,190			2022.3.8(火)	3,090			
2021.9.19(日)		1,190			2022.3.9(水)	2,950			
2021.10.2(土)	620				2022.3.10(木)	2,850			
2021.10.22(金)	510				2022.3.12(土)	3,400	280		
2021.10.23(土)	400	380			2022.3.13(日)	270			
2021.10.26(火)	290	730			2022.3.14(月)	1,750			
2021.10.27(水)	580				2022.3.15(火)	3,030			
2021.10.28(木)	790	630			2022.3.16(水)	3,870	900		
2021.10.29(金)	780				2022.3.19(土)	970			
2021.10.31(日)		1,080			2022.3.20(日)	2,290			
					2022.3.24(木)	3,840			
					2022.3.25(金)	360			
					2022.3.27(日)	1,770	1,440		1,850
					2022.3.29(火)		1,230		
					2022.3.30(水)	260			
抑制指令の時間帯	8時～16時				抑制指令の時間帯	8時～16時			

¹³ 奄岐の10月23日、26日、28日、および31日の抑制指令は9時～16時が対象。

まとめ

電力需給

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

なお、取りまとめに当たっては、2021年度冬季の需給ひっ迫における、本機関による指示・要請・調整などの対応について、重点的に記載した。

<参考> 広域機関による指示・要請の実績の詳細

2021 年度冬季および3月の福島沖地震の電力需給状況改善のための指示等（2022年1月～2022年3月）を含む、2021年度の広域機関による指示・要請について、下記にその詳細を示す。

広域機関による電力需給状況改善のための指示の実施

1	日時	2021年5月19日 8時59分
	指示内容	・関西電力送配電は、四国電力送配電に5月19日の9:30から12:00の間、最大50万kWの電気を供給すること ・四国電力送配電は、関西電力送配電から5月19日の9:30から12:00の間、最大50万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	天候の状況変化による太陽光発電の出力減少及び需要増加が見込まれ、広域的な融通を行わなければ、電気の需給状況が悪化するおそれがあったため。
2	日時	2021年7月15日 8時33分
	指示内容	・関西電力送配電は、北陸電力送配電に7月15日の9:00から10:00の間、20万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7月15日の9:00から10:00の間、20万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	北陸電力管内の電源脱落に伴い、北陸電力送配電区域に対して、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため。
3	日時	2022年1月6日 13時2分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の13:30から20:00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に1月6日の13:30から20:00の間、最大90万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月6日の17:00から20:00の間、17万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから1月6日の13:30から20:00の間、最大122万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
4	日時	2022年1月6日 14時56分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から19:30の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から18:00の間、最大60万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から20:00の間、30万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに1月6日の15:30から17:00の間、最大22万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から1月6日の15:30から20:00の間、最大132万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線のマージンを使用)
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
5	日時	2022年1月6日 19時17分
	指示内容	・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の23:30から24:00の間、5万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月6日の20:00から24:00の間、最大100万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月6日の22:00からの24:00間、最大79万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに1月6日の21:00から24:00の間、最大92万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から1月6日の20:00から24:00の間、最大276万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

6	日時	2022年1月6日 21時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに1月7日の0:00から9:00の間、最大120万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに1月7日の0:00から9:00の間、最大150万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに1月7日の0:00から9:00の間、最大70万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から1月7日の0:00から9:00の間、最大274万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
7	日時	2022年1月11日 5時31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1月11日の6:00から8:00の間、20万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、関西電力送配電から1月11日の6:00から8:00の間、20万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	北陸電力送配電管内の電源トラブルに伴い、北陸電力送配電区域に対して、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	2022年2月10日 9時07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2月10日の10:00から13:00の間、最大62.9万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに2月10日の10:00から13:00の間、17.1万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、関西電力送配電から2月10日の10:00から13:00の間、最大80万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。 なお今後、大幅な需要増加等により、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の上池水量が枯渇し、更なる需給ひっ迫に至ることが想定される場合は、引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。
9	日時	2022年2月10日 12時26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2月10日の13:00から17:00の間、最大62.9万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに2月10日の13:00から17:00の間、最大17.1万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、関西電力送配電から2月10日の13:00から17:00の間、最大75.1万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。 なお今後、大幅な需要増加等により、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の上池水量が枯渇し、更なる需給ひっ迫に至ることが想定される場合は、引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。
10	日時	2022年3月17日 2時02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3月17日の4:00から5:30の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月17日の2:30から6:00の間、最大120万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から3月17日の2:30から6:00の間、最大140万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	地震の発生により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

11	日時	2022年3月17日 4時45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3月17日の6:00から7:00の間、10万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3月17日の6:00から11:00の間、最大90万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から3月17日の6:00から11:00の間、最大100万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	地震の発生により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
12	日時	2022年3月18日 7時58分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の9:00から9:30の間、2.46万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3月18日の9:00から12:00の間、25万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3月18日の9:00から12:00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、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月18日の9:00から12:00の間、50万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
13	日時	2022年3月18日 11時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・中部電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月18日の12:00から16:00の間、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に3月18日の12:00から16:00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、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月18日の12:00から16:00の間、60万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
14	日時	2022年3月18日 15時28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3月18日の16:00から20:00の間、最大25万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から20:00の間、最大11.5万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から21:00の間、最大35万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、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から3月18日の16:00から21:00の間、最大60万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
15	日時	2022年3月18日 15時28分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月18日の21:00から24:00の間、最大35万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月18日の21:00から24:00の間、40万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:00から24:00の間、最大10万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:00から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:30から21:00の間、最大32万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から3月18日の16:00から24:00の間、最大94.36万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に伴い、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所を、計画以上に使用することにより上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の回復を図ったものです。 引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。

16	日時	2022年3月18日 23時03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3月19日の0:00から4:00の間、30万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月19日の0:00から4:00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、関西電力送配電から3月19日の0:00から4:00の間、60万kWの電気の供給を受けること (電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に伴い、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所を、計画以上に使用することにより上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の回復を図ったものです。 引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を回復する場合があります。
17	日時	2022年3月22日 5時59分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、最大81.78万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、30万kWの電気を供給すること ・北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から9:00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、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、最大26.94万kWの電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:00から15:00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、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:30から15:00の間、最大10万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:30から10:00の間、最大10.33万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から3月22日の7:00から16:00の間、最大141.78万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するとともに、連系線運用容量上限値まで使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温による電力需要の増加が予想される中、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を、大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。 引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。
18	日時	2022年3月22日 9時39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3月22日の10:30から16:00の間、最大61.36万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から3月22日の10:30から16:00の間、最大61.36万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低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調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
19	日時	2022年3月22日 14時18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3月22日の16:00から17:00の間、最大9.59万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から3月22日の16:00から17:00の間、最大9.59万kWの電気の供給を受けること
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低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調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

20	日時	2022年3月22日 14時18分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の17:00から24:00の間、最大32.74万kWの電気を供給すること ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00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、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00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、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること ・九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:30から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から3月22日の16:00から24:00の間、最大92.74万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するとともに、連系線の空容量を最大限使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温による電力需要の増加が予想される中、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。
21	日時	2022年3月22日 23時19分
	指示内容	<ul style="list-style-type: none"> ・北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から7:30の間、最大20万kWの電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から9:30の間、最大20万kWの電気を供給すること (東北電力ネットワークからの電気の供給については、東北電力ネットワークエリアの安定需給の目安である予備率3%以上を確保した上で行っていきます) ・中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から11:00の間、30万kWの電気を供給すること ・関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から11:00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、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月23日の0:00から11:00の間、最大100万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するとともに、連系線の空容量を最大限使用)
	指示理由	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温による電力需要の増加が予想される中、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、最終的な需給調整手段となる揚水発電所の電気を大量に使用することにより、上池水量が枯渇し、需給ひっ迫に至ることが想定されたため、広域的な融通を行い上池水量の維持および回復を図ったものです。引き続き断続的に需給ひっ迫融通等を活用しながら上池水量を維持および回復する場合があります。

広域機関による需給状況改善のための発電設備焼き増し・電力需要削減への協力依頼の実施

依頼	発出日	2022年3月21日
	依頼内容	<p>3月16日(水曜日)の福島県沖の地震の影響により、東北、東京エリアの火力発電所が一部停止している中で、連休明けの明日22日(火曜日)は東日本で気温が低く、悪天候が予想されており、特に東京電力パワーグリッド管内で電力需給が極めて厳しくなる見込みです。</p> <p>東京電力パワーグリッド管内においては、本機関による需給状況改善のための電力融通の指示や、一般送配電事業者による火力発電所の増出力等の供給力対策を実施してまいりますが、今後の供給力や気温、天候等の状況によっては、さらに電気の需給状況が悪化するおそれがあります。</p> <p>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。</p>
	対象日	2022年3月22日(火曜日)より(※ご協力いただく期間が終了しましたら、改めてご連絡いたします。)
依頼	協力依頼事項	<p>(1) 今回のひっ迫エリア(3. 補足事項に示すエリア)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(DR 契約を含む。)により電力を調達している電源Ⅲ・自家発電設備等について、可能な範囲で出力を上げた焼き増し運転をすること。</p> <p>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焼き増し運転をすること。</p> <p>(2) 今回のひっ迫エリア(3. 補足事項に示すエリア)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。</p> <p>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) 焼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(スポット市場・時間前市場)への供出を行うこと。</p> <p>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。</p> <p>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>
	補足事項	<ul style="list-style-type: none"> ・今回の対象となるひっ迫エリアは、東京電力パワーグリッド管内となります。 ・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、それが困難な場合には、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。
更新	日時	2022年3月22日
	内容	需給状況の変化に伴い、ひっ迫エリアに東北電力ネットワーク管内を追記して、改めて電気の需給状況の改善へのご協力を依頼しました。
	日時	2022年3月22日 14時30分
	内容	東京電力パワーグリッド管内において、本日15時から20時まで追加的に約5%(毎時200万kW)の節電が必要であることを踏まえ、改めて電気の需給状況の改善への再度のご協力を依頼しました。
	日時	2022年3月22日 23時30分
更新	内容	東京電力パワーグリッド管内においては、明日23日(水曜日)も需給ひっ迫する可能性があることから、引き続き、電気の需給状況の改善へのご協力を依頼しました。
	日時	2022年3月23日 11時30分
更新	内容	(電気の需給状況改善のご協力依頼を終了する連絡をしました。)
	内容	<p>3月16日(水曜日)の福島県沖の地震の影響により、東北、東京エリアの火力発電所が一部停止している中で、本日23日(水曜日)の需給状況についても、東京電力パワーグリッド管内においては需給が厳しくなる見通しであったことから、本機関の会員の皆様には、引き続き、電気の需給状況の改善へのご協力をお願いしてまいりました。</p> <p>本日、東京電力パワーグリッド管内において、午後を中心に日射量が増加する見込みであり、需給が緩和されていることから、11時をもって同管内の需給ひっ迫警報が解除されましたことを踏まえ、この度の電気の需給状況改善のためのご協力依頼を終了いたします。</p> <p>ご協力いただきました本機関の会員の皆様には深く感謝申し上げます。また、ご協力いただいた会員以外の電気供給事業者の皆様におかれましても、深くお礼申し上げます。</p> <p>本機関といたしましては、今後も引き続き、国や各一般送配電事業者とも連携し、安定供給確保に万全を期してまいります。</p>

電気の質に関する報告書

-2021 年度実績-

2022 年 11 月

電力広域的運営推進機関

- はじめに -

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

本報告書では、「電気の質」として、周波数、電圧及び停電についての実績を取りまとめ、その評価を行う。2021 年度の供給区域別のデータを用いて、周波数及び電圧が定められた目標範囲に収まっているか、また、2021 年度までの過去 5 年間の供給区域別のデータを用いて、停電実績がどのように推移しているか等について、実績を取りまとめて評価・分析する。加えて、停電実績については、データの条件が同一では無いものの、参考として欧州や米国の代表地域との実績の比較を行う。

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

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

- 目次 -

I. 周波数に関する実績	34
1. 標準周波数	34
2. 時間滞在率	34
3. 標準周波数に対する調整目標範囲	34
4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2017～2021 年度)	35
II. 電圧に関する実績	36
1. 電圧の維持すべき値	36
2. 電圧の測定方法	36
3. 電圧測定実績(全国、2017～2021 年度)	36
III. 停電に関する実績	37
1. 事故発生箇所別供給支障件数	37
(1) 停電の状況に関する指標	37
(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	37
2. 原因別供給支障件数	40
(1) 一定規模以上の供給支障の実績	40
(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類	41
(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	42
3. 低圧電灯需要家停電実績	44
(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標	44
(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2017～2021 年度)	45
IV. まとめ(2021 年度 電気の質に関する評価)	48
(参考) 米国主要州との需要家停電実績の比較 (2017～2021 年)	49

I. 周波数に関する実績

1. 標準周波数

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

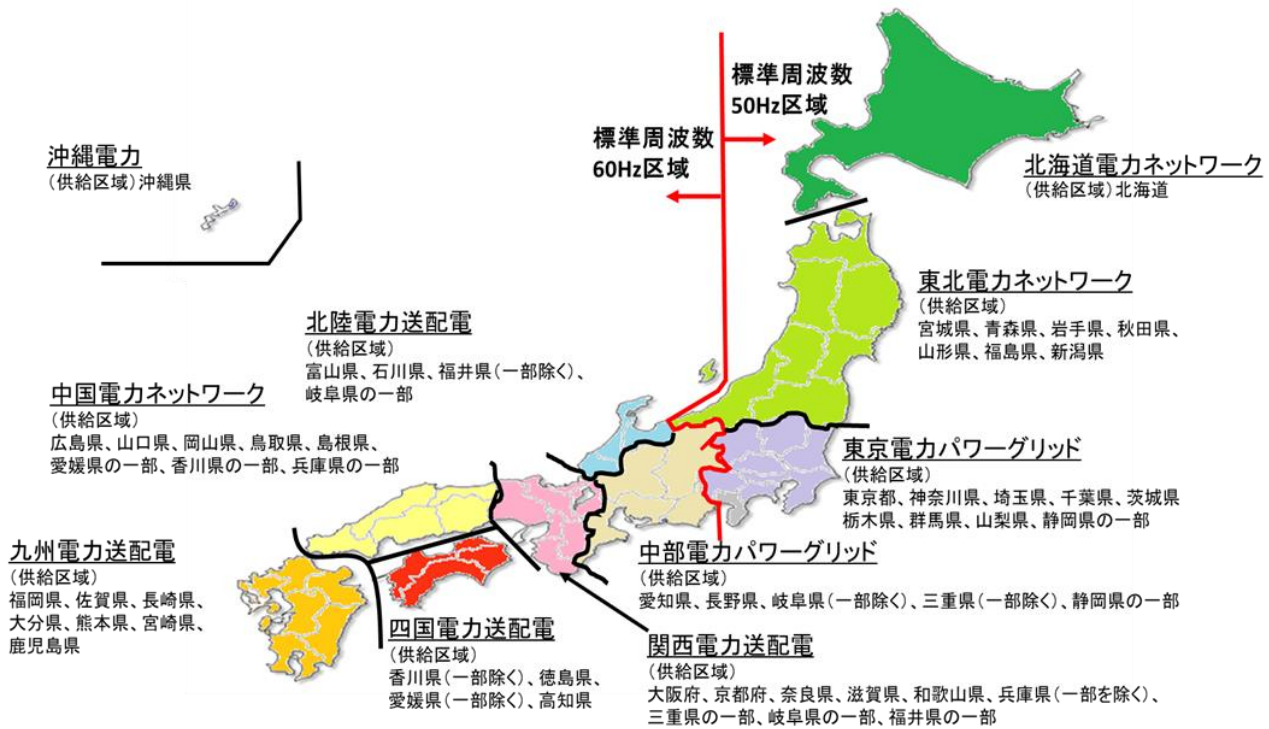


図1 供給区域と標準周波数

2. 時間滞在率

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

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

3. 標準周波数に対する調整目標範囲¹

上式の指標に対し、各一般送配電事業者は、平常時の調整目標を表1のとおり設定している。

表1 各供給区域の周波数調整ルール

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

¹ 電気事業法施行規則第三十八条第二項で、経済産業省令で定める周波数の値はその者が供給する標準周波数に等しい値とすると規定されており、一般送配電事業者が各社の規定・基準・マニュアルで調整目標を設定している。

4. 周波数時間滞在率の実績(同期エリア別、2017～2021年度)

2017～2021年度同期エリア別の周波数時間滞在率を表2～5に、また変動幅0.1Hz以内の滞在実績の推移を図2～5に示す。

2021年度は、全てのエリアで各一般送配電事業者が設定する調整目標範囲(表1)の滞在率は100%であった(なお、直近3か年度において逸脱した実績はない)。また、中西エリアにおける0.1Hz以内の滞在率は、98.12%と前年度(98.50%)よりわずかに低下したが、滞在率目標95%は上回った。

【表1に基づく各同期エリアの評価基準】

(調整目標範囲)	… 100.00%
(±0.1Hz以内滞在率目標)	… 95.00%以上

表2 (北海道、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.97	99.86	99.98	99.93	99.87
0.2Hz以内	100.00	99.95	100.00	100.00	99.99
0.3Hz以内	100.00	99.98	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00

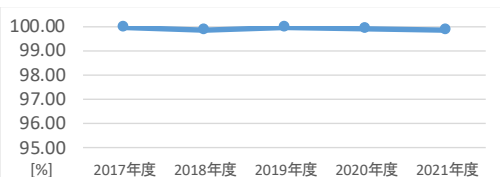


図2 (北海道、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3 (東地域²、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.80	99.84	99.83	99.71	99.50
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

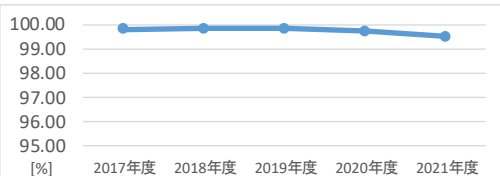


図3 (東地域、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4 (中西地域³、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.17	99.13	99.02	98.50	98.12
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

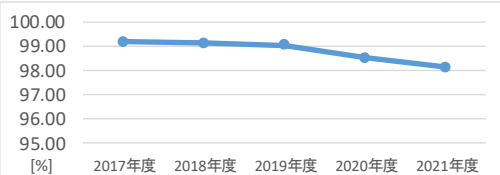


図4 (中西地域、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5 (沖縄、2017～2021年度)周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
0.1Hz以内	99.92	99.89	99.89	99.92	99.89
0.2Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

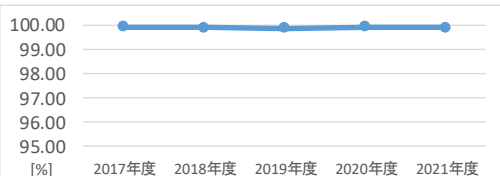


図5 (沖縄、2017～2021年度)0.1Hz以内周波数時間滞在率

² 東地域とは、東北、東京供給区域のことをいう。なお、表中の数値は、2供給区域のうち東京エリアで集計された実績である。

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

Ⅱ. 電圧に関する実績

1. 電圧の維持すべき値

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

表6 標準電圧と維持すべき値

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

2. 電圧の測定方法

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

3. 電圧測定実績（全国、2017～2021年度）

2017～2021年度全国の電圧測定実績について、電気事業法施行規則の規定に基づく測定地点数及び逸脱地点数を表7に示す。

2021年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績はなかった（なお、直近5か年度において逸脱した実績はない）。

表7（全国 2017～2021年度）電圧測定実績 [箇所]

電圧		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
100V	測定地点数	6,593	6,603	6,596	6,589	6,636
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,534	6,533	6,529	6,525	6,569
	逸脱地点数	0	0	0	0	0

Ⅲ. 停電に関する実績

1. 事故発生箇所別供給支障件数

(1) 停電の状況に関する指標

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

なお、供給支障とは、電気工作物⁴の破損事故や誤操作等により、電気の供給が停止、又は電気の使用が緊急に制限されることをいう。ただし、電路が自動的に再閉路⁵され電気が再び供給された場合は、供給支障に含まれない。⁶

(2) 供給支障件数の実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度の年度別事故発生箇所別の供給支障件数について、全国の実績を表8及び図6に、供給区域別の実績を表9～18及び図7～16に示す。

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

2021年度の供給支障件数実績の概要は以下のとおりである。

全国の供給支障の合計件数（11,563件）は、前年度を下回る水準であり、3年連続で減少した。いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

表8 (全国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備 にお ける 事 故	変電所	45	65	56	48	65	55.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	278	409	246	274	260	293.4
		地中	14	10	13	9	17	12.6
	計	292	419	259	283	277	306.0	
	高圧配電線路	架空	12,679	20,729	13,958	13,539	10,775	14,336.0
		地中	216	265	227	201	201	222.0
	計	12,895	20,994	14,185	13,740	10,976	14,558.0	
	需要設備	1					0.2	
	その他設備における事故	343	359	372	277	245	319.2	
	合計	13,576	21,837	14,872	14,348	11,563	15,239.2	

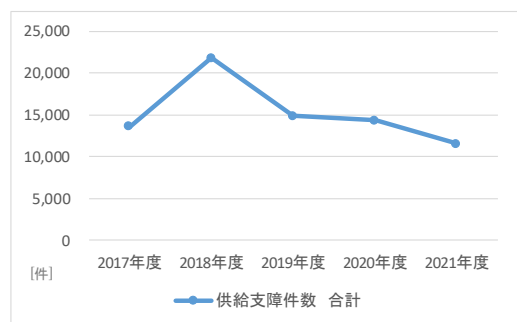


図6 (全国、2017～2021年度) 供給支障件数

⁴ 発電、蓄電、変電、送電、配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路、その他の工作物のこと。電気事業法第二条第一項第十八号の規定によって定義される。

⁵ 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

⁶ 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定に準じる。

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

表9 (北海道、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		5	2	2	3	2.4	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	30	25	12	21	20	21.6
		地中			1	1		0.4
	計	30	25	13	22	20	22.0	
	高圧配電線路	架空	1,144	1,139	600	801	848	906.4
		地中	19	13	15	15	12	14.8
計	1,163	1,152	615	816	860	921.2		
需要設備								
その他設備における事故		17	12	11	10	14	12.8	
合計		1,210	1,194	641	850	897	958.4	

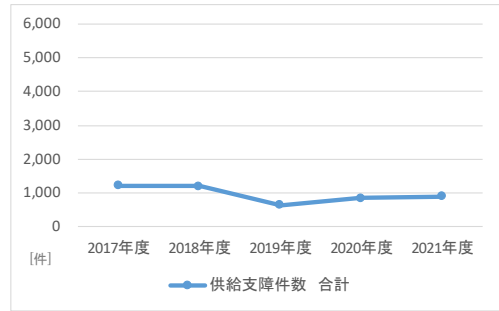


表10 (東北、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	9	8	9	9	7.8	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	11	16	31	31	21.0
		地中	1					0.2
	計	17	11	16	31	31	21.2	
	高圧配電線路	架空	1,957	1,478	1,646	2,528	1,686	1,859.0
		地中	5	11	7	13	7	8.6
計	1,962	1,489	1,653	2,541	1,693	1,867.6		
需要設備								
その他設備における事故		26	20	29	17	18	22.0	
合計		2,009	1,529	1,706	2,598	1,751	1,918.6	

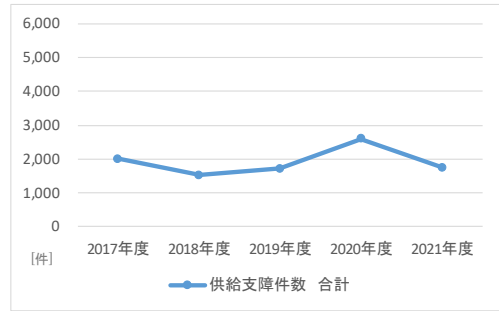


表11 (東京、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	17	16	17	5	10	13.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	38	21	10	10	20.6
		地中	4		4	3	5	3.2
	計	28	38	25	13	15	23.8	
	高圧配電線路	架空	2,311	3,841	5,186	2,472	2,316	3,225.2
		地中	65	100	97	75	87	84.8
計	2,376	3,941	5,283	2,547	2,403	3,310.0		
需要設備								
その他設備における事故		96	107	134	74		82.2	
合計		2,517	4,102	5,459	2,639	2,428	3,429.0	

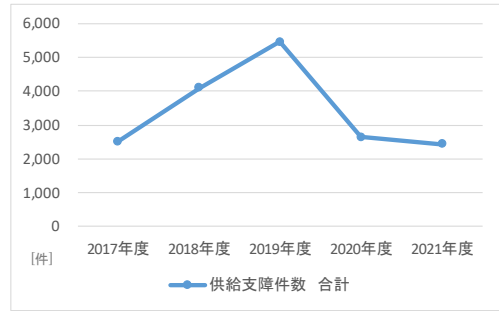


表12 (中部、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	6	10	4	7	6.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	9	26	19	15	9	15.6
		地中				1		0.2
	計	9	26	19	16	9	15.8	
	高圧配電線路	架空	1,607	4,053	1,570	1,359	1,338	1,985.4
		地中	11	39	6	4	10	14.0
計	1,618	4,092	1,576	1,363	1,348	1,999.4		
需要設備								
その他設備における事故		49	66	60	71	64	62.0	
合計		1,679	4,190	1,665	1,454	1,428	2,083.2	

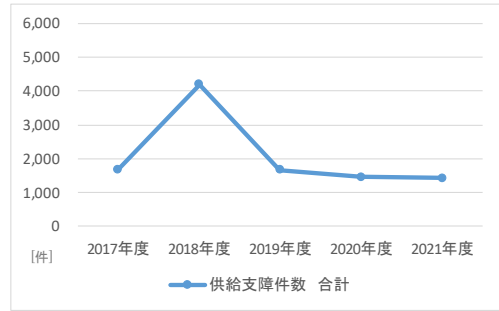


表13 (北陸、2017~2021年度)事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	1		2	3	4	2.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	4	7	2	3		3.2
		地中		2	2			0.8
	計	4	9	4	3	0	4.0	
	高圧配電線路	架空	542	385	199	444	215	357.0
		地中	5	3	1	4	1	2.8
計	547	388	200	448	216	359.8		
需要設備								
その他設備における事故		15	21	10	10	14	14.0	
合計		567	418	216	464	234	379.8	

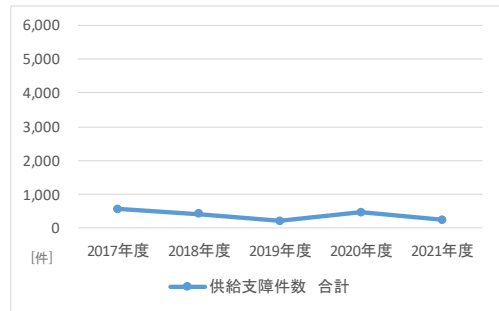


表14 (関西、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	9	8	3	6	10	7.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	102	190	82	84	86	108.8
		地中	7	6	3	4	8	5.6
		計	109	196	85	88	94	114.4
	高圧配電線路	架空	1,695	5,270	1,300	1,254	1,384	2,180.6
		地中	48	56	50	50	33	47.4
計		1,743	5,326	1,350	1,304	1,417	2,228.0	
需要設備								
その他設備における事故		65	70	64	44	56	59.8	
合計		1,926	5,600	1,502	1,442	1,577	2,409.4	

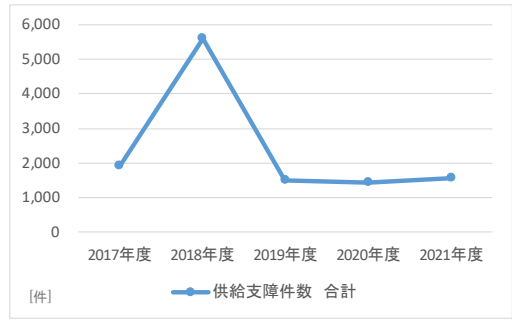


表15 (中国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	8	6	3	6	5.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	14	17	11	25	16.6
		地中	1	1	1		1	0.8
		計	17	15	18	11	26	17.4
	高圧配電線路	架空	1,066	1,172	1,015	1,163	1,193	1,121.8
		地中	24	20	16	12	15	17.4
計		1,090	1,192	1,031	1,175	1,208	1,139.2	
需要設備	1					0.2		
その他設備における事故		33	31	35	32	37	33.6	
合計		1,143	1,246	1,090	1,221	1,277	1,195.4	

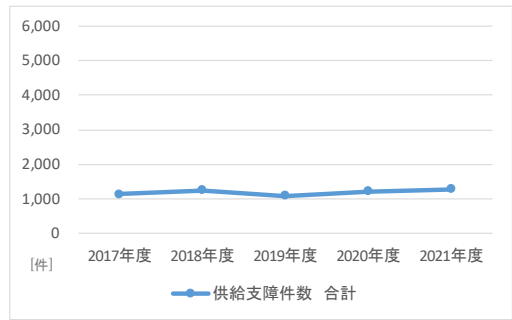


表16 (四国、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所	6	4	2	5	3	4.0	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	3	4	4	1	10	4.4
		地中						
		計	3	4	4	1	10	4.4
	高圧配電線路	架空	630	616	439	447	393	505.0
		地中	9	8	6	6	10	7.8
計		639	624	445	453	403	512.8	
需要設備								
その他設備における事故		5	5	7	6	10	6.6	
合計		653	637	458	465	426	527.8	

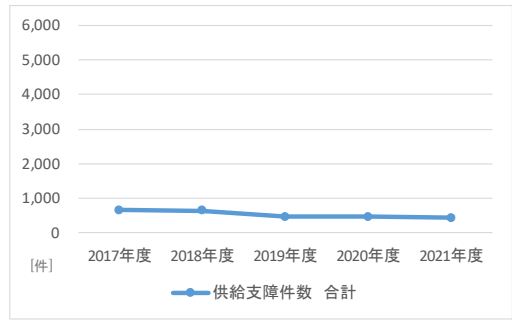


表17 (九州、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	1	4	7	11	5.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	32	42	38	42	24	35.6
		地中		1			1	0.4
		計	32	43	38	42	25	36.0
	高圧配電線路	架空	1,349	1,888	1,547	2,614	1,088	1,697.2
		地中	30	15	22	17	22	21.2
計		1,379	1,903	1,569	2,631	1,110	1,718.4	
需要設備								
その他設備における事故		23	16	19	13	18	17.8	
合計		1,437	1,963	1,630	2,693	1,164	1,777.4	

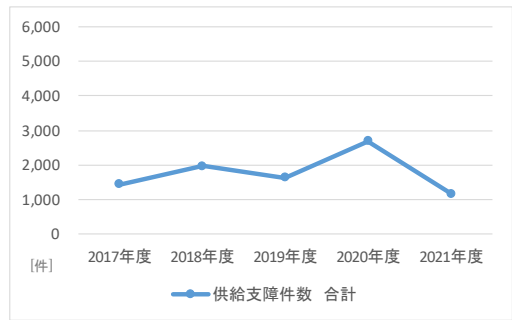
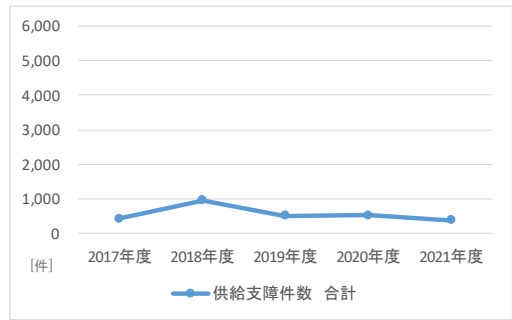


表18 (沖縄、2017～2021年度) 事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所		8	2	4	2	3.2	
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	42	52	35	56	45	46.0
		地中	1		2		2	1.0
		計	43	52	37	56	47	47.0
	高圧配電線路	架空	378	887	456	457	314	498.4
		地中			7	5	4	3.2
計		378	887	463	462	318	501.6	
需要設備								
その他設備における事故		14	11	3		14	8.4	
合計		435	958	505	522	381	560.2	



2. 原因別供給支障件数

(1) 一定規模以上の供給支障の実績

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

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

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

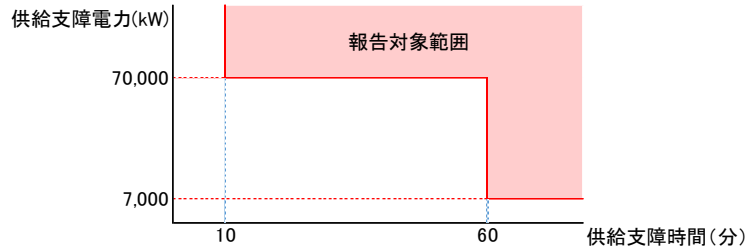


図 17 一定規模以上の供給支障 概要図

表 19 (全国、2021 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⁷

[件]

事故発生箇所		供給支障		10分以上30分未満		30分以上1時間未満		1時間以上3時間未満			3時間以上			総 件 数
		70,000kW 以上	100,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上	7,000kW 以上	70,000kW 以上	100,000kW 以上			
		100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満	70,000kW 未満	100,000kW 未満	100,000kW 未満			
一般送配電事業者の設備における事故	変電所							5			3		1	9
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空		1					5	1	11			18
		地中												
		計		1					5	1	11			18
	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					10	1	14		1	27	

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

(2) 一定規模以上の供給支障の原因分類

一定規模以上の供給支障の原因の分類とその内容は、表 20 のとおりである。

表 20 事故原因分類

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

(3) 一定規模以上の供給支障の原因別件数実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度における一定規模以上の供給支障の原因別件数について、全国の実績を表21と図18に、供給区域別の実績を表22～31に示す。^{8 9}

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計27件と、前年度より8件増加した。原因別では、自然現象によるものが17件と、前年度より12件増加した。大きな要因として、地震が挙げられ、地震による供給支障9件のうち8件が東北エリアにおける2022年3月の福島県沖地震によるものであった。一方、設備不備・保守不備等によるものは減少した。

表21 (全国、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備	1	3	1	1	2	1.6
	保守不備	4	1	1	1	1	1.6
	故意・過失	1	2	4	4	1	2.4
	他物接触	2	2	5	6	4	3.8
	他社事故波及		1	1			0.4
	感電(作業員)						
	感電(公衆)					1	0.2
	計	8	9	12	12	9	10.0
	雷	2	1	2	2	4	2.2
	風雨	3	17			2	4.4
自然現象	氷雪	2				2	0.8
	地震				3	9	3.0
	嵐、ちり、ガス						0.4
	計	7	20	5	5	17	10.8
	不明				1	1	0.6
	その他			1	1		0.8
	合計	15	31	18	19	27	22.0

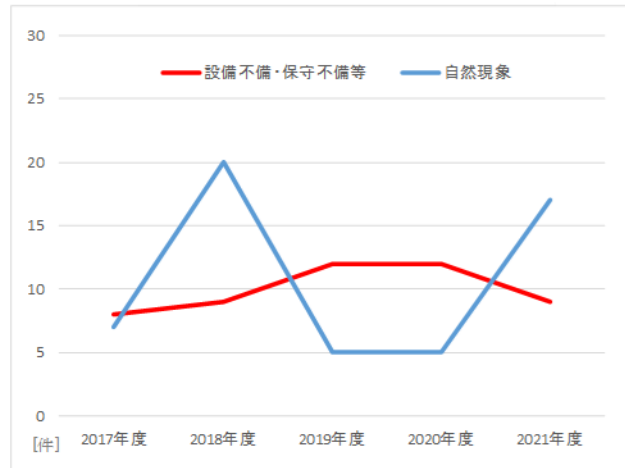


図18 (全国、2017～2021年度)供給支障の原因別件数

表22 (北海道、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備		1				0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業員)						
	感電(公衆)						
	計		1				0.2
	雷						
	風雨					1	0.2
自然現象	氷雪						
	地震						
	嵐、ちり、ガス						
	計	1		1		1	0.6
	不明					1	0.2
	その他						0.2
	合計	1	1	1		2	1.0

表23 (東北、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均	
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失					1	0.2
	他物接触					1	0.2
	他社事故波及						
	感電(作業員)						
	感電(公衆)						
	計					2	0.4
	雷			1			0.2
	風雨						
自然現象	氷雪	1					0.2
	地震				3	8	2.2
	嵐、ちり、ガス						
	計	1		1	3	8	2.6
	不明						
	その他						
	合計	1		1	3	10	3.0

⁸ 表20に記載のある原因分類のうち、過去5年間、1件も該当するものがないものについては、表21～31から省略している。

⁹ 値が0の箇所、又は該当するデータがない箇所は空白としている。

表24 (東京、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1					0.2
	保守不備					1	0.2
	故意・過失		1	1	2		0.8
	他物接触	1	1	1	1	1	1.0
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)					1	0.2
	計	2	2	2	3	3	2.4
	雷	1	1	2		2	1.2
	風雨			3			0.6
	氷雪						
	地震						
その他	塩、ちり、ガス						
	計	1	1	5		2	1.8
	不明				1		0.2
	その他		1		1		0.4
合計	3	4	7	5	5	4.8	

表25 (中部、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失				1		0.2
	他物接触			2		2	0.8
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)						
	計			2	1	2	1.0
	雷				1		0.2
	風雨		1				0.2
	氷雪						
	地震						
その他	塩、ちり、ガス		2				0.4
	計		3		1		0.8
	不明						
	その他			1			0.2
合計		3	3	2	2	2.0	

表26 (北陸、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)						
	計						
	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
その他	塩、ちり、ガス						
	計						
	不明						
	その他						
合計							

表27 (関西、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備		3				1.0
	保守不備	3			1		0.8
	故意・過失	1			1		0.5
	他物接触	1		2	4		1.4
	他社事故波及		1				0.3
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)						
	計	5	4	2	6	2	3.8
	雷			1	1	1	0.6
	風雨	3	10	1		1	3.0
	氷雪					1	0.2
	地震						
その他	塩、ちり、ガス						
	計	3	10	2	1	3	3.8
	不明						
	その他						
合計	8	14	4	7	5	7.6	

表28 (中国、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)						
	計						
	雷	1				1	0.4
	風雨		2				0.4
	氷雪					1	0.2
	地震						
その他	塩、ちり、ガス			1			0.2
	計	1	2	1		2	1.2
	不明						
	その他						
合計	1	2	1		2	1.2	

表29 (四国、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備	1					0.2
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)						
	計	1					0.2
	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
その他	塩、ちり、ガス						
	計						
	不明						
	その他						
合計	1					0.2	

表30 (九州、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触						
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)						
	計						
	雷						
	風雨		2				0.4
	氷雪						
	地震					1	0.2
その他	塩、ちり、ガス						
	計		2			1	0.6
	不明						
	その他						
合計		2			1	0.6	

表31 (沖縄、2017～2021年度)一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備						
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触				1		0.2
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
自然現象	感電(公衆)						
	計				1		0.2
	雷						
	風雨		2	1			0.6
	氷雪						
	地震						
その他	塩、ちり、ガス						
	計		2	1			0.6
	不明						
	その他						
合計		2	1	1		0.8	

3. 低圧電灯需要家停電実績

(1) 低圧電灯需要家停電実績の指標

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

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

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

なお、停電に関する用語の定義は表 32 のとおりである。

表 32 停電に関する用語の定義

用語	定義
事故停電	電気工作物の故障等により、一般の需要家に停電が発生することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路 ¹⁰ され電気が再び供給された場合を除く。 ¹¹
作業停電	電気工作物の建設、改善、維持のために、電気事業者が計画的に電気の供給を停止することをいう。

¹⁰ (再掲) 送電線路又は配電線路に落雷などによる事故が発生した場合、保護リレーの動作によって事故区間が遮断器の開放により切り離された後、一定の時間をおいて遮断器が再び投入されること。

¹¹ 電気関係報告規則 第一条第二項第七号の規定で「供給支障事故」とは、破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより電気の使用者(当該電気工作物を管理する者を除く。以下この条において同じ。)に対し、電気の供給が停止し、又は電気の使用を緊急に制限することをいう。ただし、電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の停止が終了した場合を除く、と定められている。

(2) 低圧電灯需要家停電実績(全国及び供給区域別、2017～2021年度)

2017～2021年度の年度別低圧電灯需要家停電実績について、全国の実績を表33及び図19に、供給区域別の実績を表34～43及び図20～29に示す。また、2021年度の各供給区域の原因箇所別需要家停電実績を表44に示す。¹²

2021年度の低圧電灯需要家停電実績の概要は以下のとおりである。

全国の1需要家あたりの年間停電回数(0.13回)と年間停電時間(10分)は、いずれも前年度実績より減少した(いずれも過去5か年度で最小となった)。風雨等の影響がみられた北海道を除き、いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

表33 (全国、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	0.28	0.19	0.13	0.10	0.16
	作業停電	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03
	合計●	0.14	0.31	0.23	0.17	0.13	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	12	221	82	24	7	69
	作業停電	3	4	3	3	3	3
	合計●	16	225	86	27	10	73

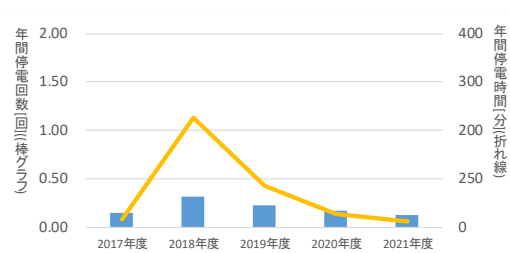


図19 (全国、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績

表34 (北海道、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	1.19	0.11	0.09	0.14	0.33
	作業停電	0.01	α	α	α	α	0.01
	合計●	0.14	1.19	1.19	0.09	0.14	0.55
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	2,154	4	5	12	437
	作業停電	0	α	α	α	α	0
	合計●	10	2,154	4	5	12	437

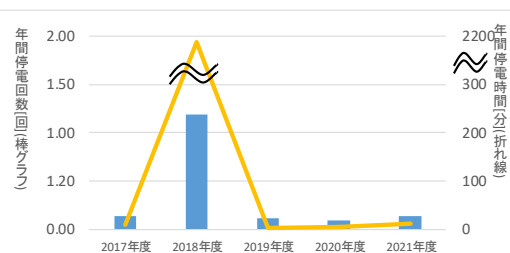


図20 (北海道、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績

表35 (東北、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	0.09	0.11	0.16	0.11	0.12
	作業停電	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	合計●	0.15	0.11	0.12	0.18	0.13	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	7	15	25	15	15
	作業停電	3	2	2	4	2	3
	合計●	13	10	17	29	18	17

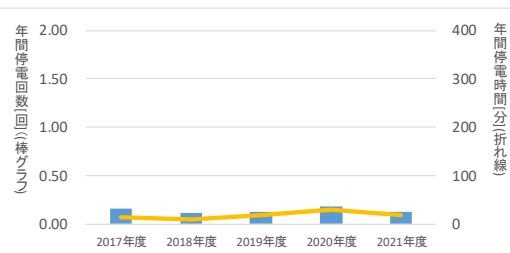


図21 (東北、2017～2021年度)低圧電灯需要家停電実績

¹² データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。1需要家あたり年間停電回数の欄において、αは $0 < \alpha < 0.005$ の値であり、1需要家あたり年間停電時間の欄では、αは $0 < \alpha < 0.5$ の値である。

表36 (東京、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	0.13	0.33	0.11	0.10	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.03	0.06	0.01	0.02
	合計●	0.10	0.14	0.36	0.17	0.11	0.18
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	6	19	200	7	6	48
	作業停電	1	3	1	1	1	1
	合計●	7	22	201	201	7	87

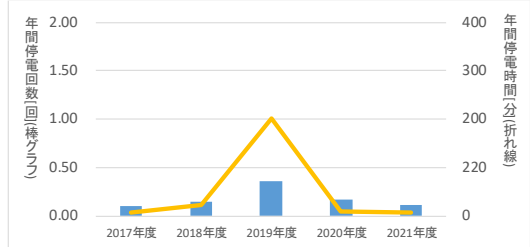


図22 (東京、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表37 (中部、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.39	0.11	0.07	0.09	0.15
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.06
	合計●	0.14	0.45	0.17	0.13	0.14	0.20
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	10	348	32	6	5	80
	作業停電	7	8	8	7	7	7
	合計●	17	356	40	12	12	87

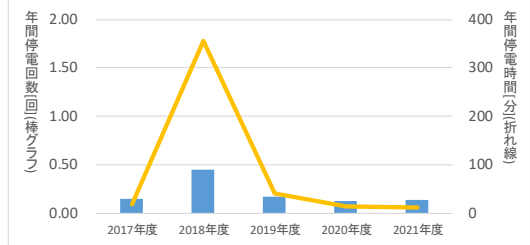


図23 (中部、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表38 (北陸、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021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	0.06	0.03	0.06	0.04	0.05
	作業停電	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.09
	合計●	0.17	0.15	0.13	0.14	0.12	0.14
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	11	9	3	7	3	7
	作業停電	15	15	16	15	14	15
	合計●	26	24	19	22	17	21

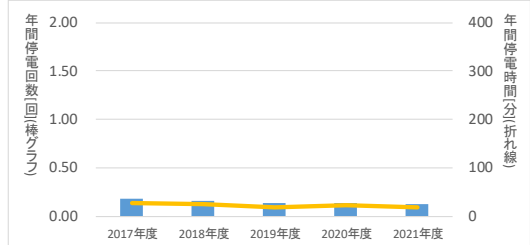


図24 (北陸、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表39 (関西、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.40	0.10	0.09	0.08	0.16
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.13	0.41	0.11	0.10	0.10	0.17
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	14	396	5	7	6	85
	作業停電	1	1	1	1	2	1
	合計●	15	397	6	8	7	87

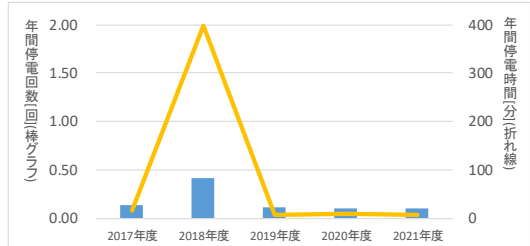


図25 (関西、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表40 (中国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.12	0.14	0.13	0.15	0.15	0.14
	作業停電	0.11	0.09	0.09	0.10	0.08	0.09
	合計●	0.23	0.23	0.21	0.25	0.23	0.23
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	7	24	10	20	10	14
	作業停電	12	10	9	11	9	10
	合計●	19	33	19	31	19	24

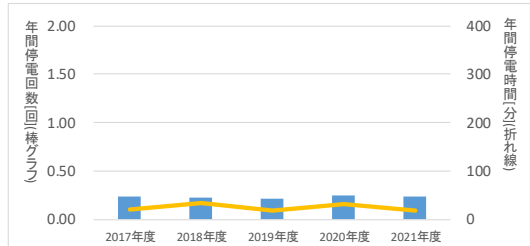


図26 (中国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表41 (四国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.19	0.20	0.13	0.14	0.12	0.16
	作業停電	0.16	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15
	合計●	0.36	0.34	0.27	0.28	0.26	0.30
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	21	32	8	10	7	16
	作業停電	17	15	15	15	15	15
	合計●	38	47	23	24	23	31

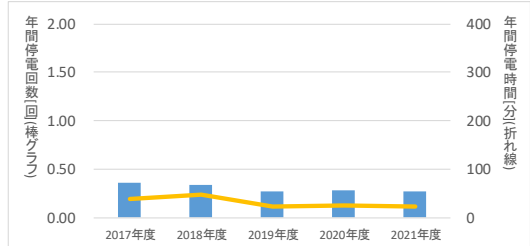


図27 (四国、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表42 (九州、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.08	0.14	0.08	0.21	0.07	0.12
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.08	0.14	0.08	0.21	0.07	0.12
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	25	103	15	139	3	57
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	25	103	15	139	3	57

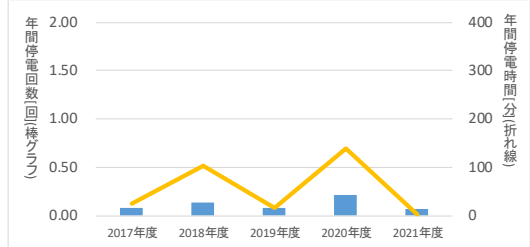


図28 (九州、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表43 (沖縄、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	5ヶ年平均
1需要家あたり 年間停電回数	事故停電	0.98	3.62	1.11	1.12	0.57	1.48
	作業停電	0.07	0.07	0.05	0.06	0.05	0.06
	合計●	1.05	3.69	1.17	1.18	0.61	1.54
1需要家あたり 年間停電時間	事故停電	117	1,269	215	90	40	346
	作業停電	7	6	6	11	5	7
	合計●	124	1,275	221	101	45	353

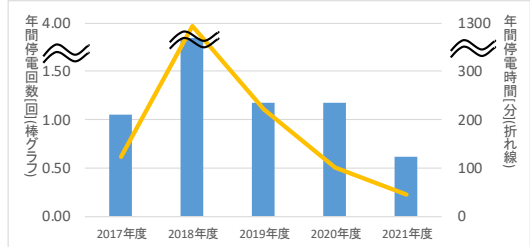


図29 (沖縄、2017～2021年度) 低圧電灯需要家停電実績

表44 (各エリア、2021年度) 原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績¹³

		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 「回数」	事故 停電	電源側	0.07	0.02	0.07	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.03	0.15	
		高压配電線	0.07	0.08	0.04	0.05	0.03	0.06	0.11	0.10	0.04	0.40	
		低压配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.14	0.11	0.10	0.09	0.04	0.08	0.15	0.12	0.07	0.56	0.10
	作業 停電	電源側	0.00	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高压配電線	α	0.01	0.01	0.04	0.07	0.01	0.06	0.08	0.00	0.02	
		低压配電線	α	α	α	0.01	0.02	0.01	0.02	0.06	0.00	0.03	
		計	α	0.02	0.01	0.05	0.08	0.01	0.08	0.14	0.00	0.05	0.03
	合計	電源側	0.07	0.02	0.07	0.03	0.01	0.02	0.03	0.01	0.03	0.15	
		高压配電線	0.07	0.10	0.04	0.09	0.10	0.07	0.17	0.19	0.04	0.42	
		低压配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.04	
		計	0.14	0.13	0.11	0.14	0.12	0.10	0.23	0.26	0.07	0.61	0.13
年間 1 需要家 あたり 「分り」	事故 停電	電源側	5	6	2	α	α	1	1	α	1	4	
		高压配電線	7	8	3	4	2	4	8	6	2	32	
		低压配電線	α	2	α	1	1	α	1	1	α	4	
		計	12	15	6	5	3	6	10	7	3	40	7
	作業 停電	電源側	0	α	α	0	α	α	α	0	0	α	
		高压配電線	α	2	1	5	12	1	8	11	0	2	
		低压配電線	α	1	α	2	2	α	1	4	0	3	
		計	α	2	1	7	14	2	9	15	0	5	3
	合計	電源側	5	6	2	α	α	1	1	α	1	4	
		高压配電線	7	9	4	9	14	6	16	18	2	34	
		低压配電線	α	2	α	3	3	1	2	5	α	7	
		計	12	18	7	12	17	7	19	23	3	45	10

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

¹³ 表中の電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高压配電線路に係るものをいう。また、データが表示単位に満たない場合は「α」と記載している。

IV. まとめ(2021 年度 電気の質に関する評価)

周波数

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

電圧

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

停電

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

全国の供給支障の合計件数（11,563 件）は、前年度を下回る水準であり、3 年連続で減少した。いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

国への報告対象となる一定規模以上の供給支障に関しては、全国で合計 27 件と、前年度より 8 件増加した。原因別では、自然現象によるものが 17 件と、前年度より 12 件増加した。大きな要因として、地震が挙げられ、地震による供給支障 9 件のうち 8 件が東北エリアにおける 2022 年 3 月の福島県沖地震によるものであった。一方、設備不備・保守不備等によるものは減少した。

全国の 1 需要家あたりの年間停電回数（0.13 回）と年間停電時間（10 分）は、いずれも前年度実績より減少した（いずれも過去 5 か年度で最小となった）。風雨等の影響がみられた北海道を除き、いずれの供給区域においても、前年度より減少又は概ね横ばいであった。

以上から、2021 年度において、周波数、電圧及び停電に関する電気の質は適切に保たれていたと評価できる。

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

(参考) 米国主要州との需要家停電実績の比較 (2017~2021 年)

2017~2021 年の日本及び米国主要州需要家停電時間の比較を表 45 と図 30、停電回数の比較を表 46 と図 31 に示す。欧州各国のデータは欧州エネルギー規制機関協会 (Council of European Energy Regulators: CEER) の公表資料¹⁴から作成していたが、近年公表を見送られているため今回は掲載しない。また、米国主要州のデータは各州公益事業委員会 (Public Utilities Commission) の公表資料¹⁵から作成した。¹⁶

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月¹⁷ (1 月又は 4 月)、自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は米国主要州と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

¹⁴ 「CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016」別添資料より引用。当該報告書はおおむね 3 年に一度程度、過去 3 年分のデータを追加して発行されている。

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

<参考>・欧州の需要家停電時間(事故及び作業停電合計 2016 年 [分/年・口]) : ドイツ 24 分、イタリア 144 分、フランス 71 分、スペイン 66 分、イギリス 55 分、スウェーデン 94 分、フィンランド 81 分、ノルウェー 129 分
・欧州の需要家停電回数(事故及び作業停電合計 2016 年 [回/年・口]) : ドイツ 0.59 回、イタリア 2.17 回、フランス 0.22 回、スペイン 1.18 回、イギリス 0.57 回、スウェーデン 1.33 回、フィンランド 1.58 回、ノルウェー 1.89 回

¹⁵ 以下の各資料より引用。

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

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

テキサス州 : Public Utility Commission of Texas

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

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

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

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

¹⁶ カリフォルニア州については主要事業者 (SDG&E 社、PG&E 社、SCE 社、PacifiCorp 社) の、テキサス州については全事業者の reliability レポートから、各社需要家口数で加重平均することで州の値としている。

¹⁷ 日本は 4 月 1 日から翌年 3 月 31 日、欧米各国は 1 月 1 日から当年 12 月 31 日のデータを集計。

表 45 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電時間 [分/年・口]

地域		年					集計条件			
		2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除	
日本			16	225	86	76	10	自動再閉路 は除く	低圧	含
		事故停電	12	221	82	72	7			
		作業停電	4	4	3	3	3			
米国	カリフォルニア州		308	266	737	327	355	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	244	201	690	310	330			
		作業停電	64	65	48	18	25			
	テキサス州		522	175	335	356	1136			
		事故停電	509	158	319	343	1121			
		作業停電	13	17	15	13	15			
	ニューヨーク州		270	409	228	538	167			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			

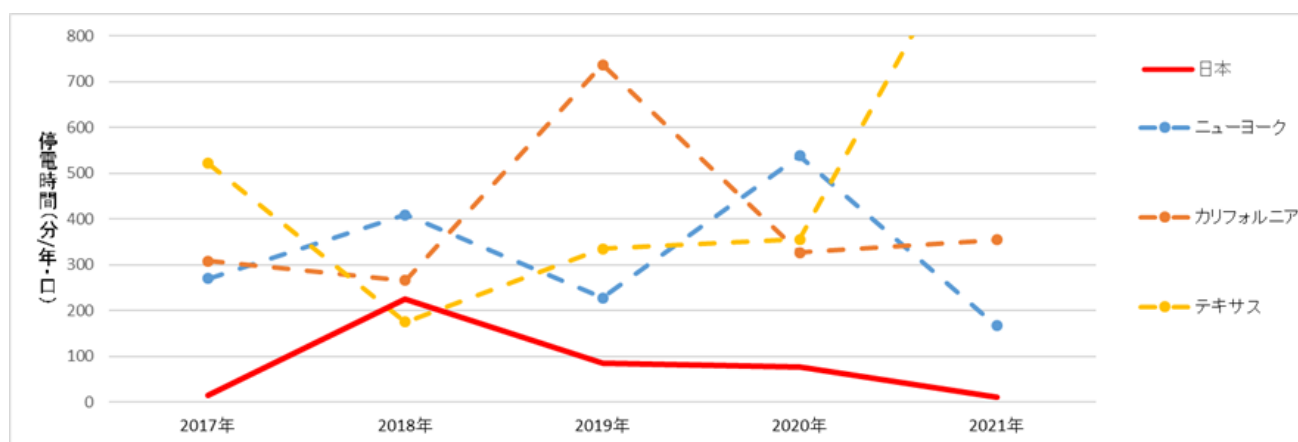


図 30 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電時間

表 46 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電回数 [回/年・口]

地域	年					集計条件				
	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	対象事象	計測範囲 電圧	自然災害等 の含除		
日本		0.14	0.31	0.23	0.21	0.13	自動再閉路 は除く	低圧	含	
	事故停電	0.11	0.28	0.19	0.17	0.10				
	作業停電	0.03	0.03	0.04	0.03	0.03				
米国	カリフォルニア州		1.46	1.45	1.53	1.26	1.35	5分以上 の停電	全電圧	含
		事故停電	1.26	0.94	1.37	1.19	1.20			
		作業停電	0.20	0.50	0.16	0.07	0.14			
	テキサス州		1.61	1.54	1.82	1.69	3.01			
		事故停電	1.51	1.40	1.68	1.57	2.88			
		作業停電	0.15	0.13	0.14	0.12	0.13			
	ニューヨーク州		0.85	1.01	0.88	1.06	0.85			
		事故停電	-	-	-	-	-			
		作業停電	-	-	-	-	-			

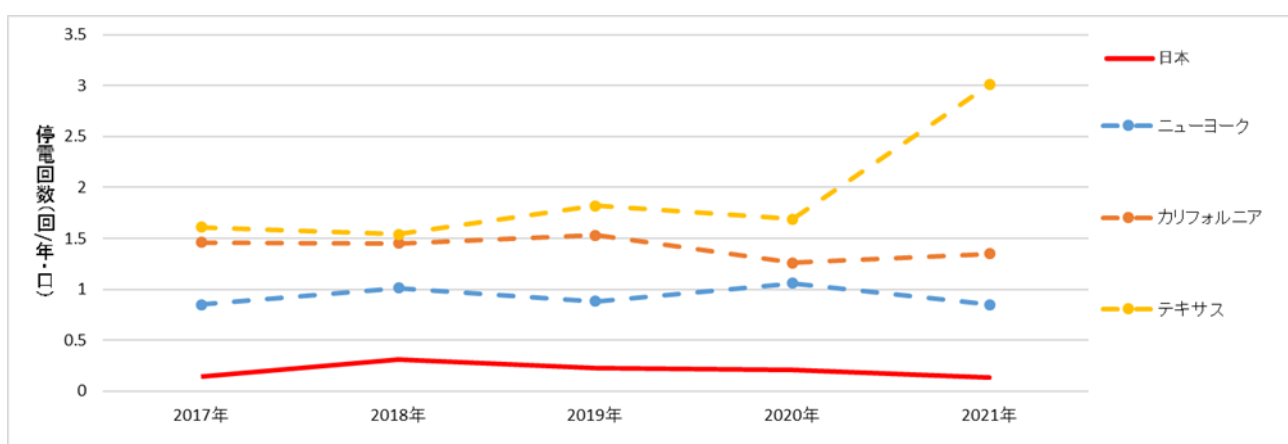


図 31 (2017~2021 年) 米諸州と日本における需要家停電回数

(blank)

Ⅱ．電力系統の状況

電力系統に関する概況

- 2021 年度実績 -

2022年9月

電力広域的運営推進機関

はじめに

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

今般、電力需給及び電力系統に関する概況について 2021 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

目次

1. 地域間連系線とその管理.....	56
2. 連系線の利用状況.....	58
3. 連系線の作業停止状況.....	63
4. 連系線の故障状況.....	65
5. マージン使用の実績.....	66
6. 連系線別の利用実績.....	67
7. 広域連系系統の空容量の状況.....	73
まとめ.....	74

第2章 電力系統の実績

1. 地域間連系線とその管理

(1) 地域間連系線とは

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

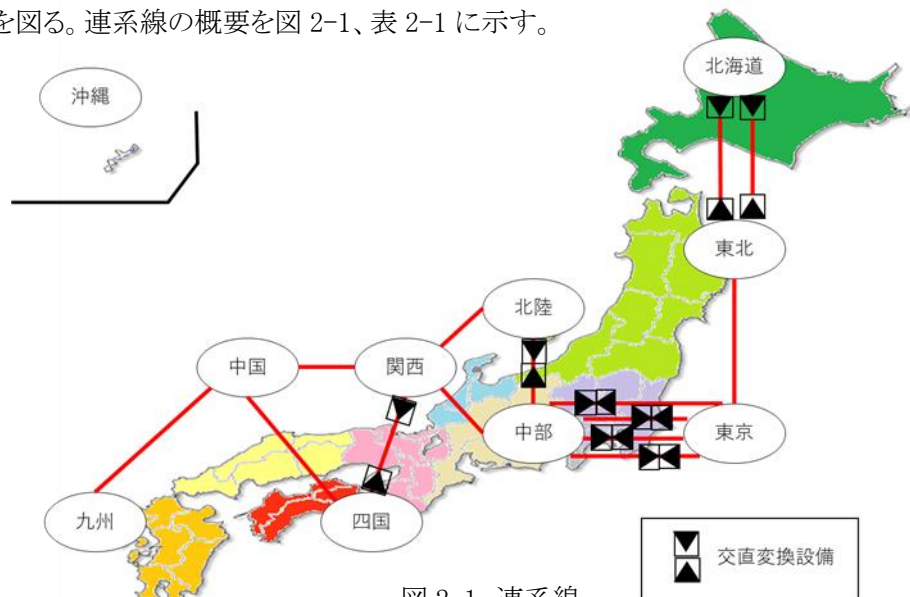


図2-1 連系線

表2-1 連系線の概要

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

※2022年3月末時点

(2) 連系線の管理

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

連系線利用計画の廃止及び容量登録のタイミング変更

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

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

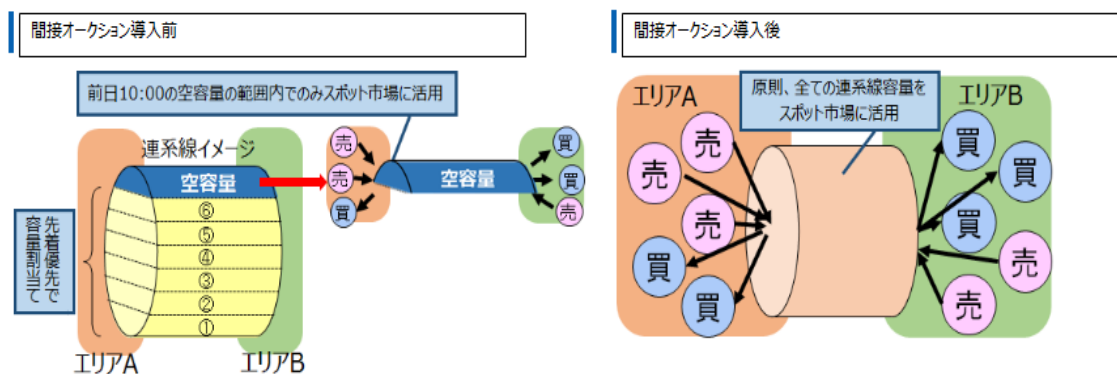


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

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

2. 連系線の利用状況

業務規程第 124 条の規定に基づき、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

2021 年度の月間及び年間連系線利用状況について表 2-2、図 2-3 に示す。

表 2-2 2021 年度の月間及び年間連系線利用状況²

		[百万 kWh]												年度計
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北海道 本州間	東北向き (順方向)	82	89	149	124	290	112	200	386	333	313	258	271	2,607
	北海道向き (逆方向)	86	63	52	67	19	23	13	10	9	9	7	24	382
東北 東京間	東京向き (順方向)	1,818	1,794	2,005	2,316	2,679	2,621	2,501	2,496	3,082	3,072	2,865	1,844	29,092
	東北向き (逆方向)	80	68	33	60	62	35	57	44	121	90	71	175	897
東京 中部間	中部向き (順方向)	194	413	764	778	303	652	707	607	722	507	280	274	6,200
	東京向き (逆方向)	442	329	87	181	500	162	138	123	103	252	317	409	3,043
中部 関西間	関西向き (順方向)	254	299	449	325	193	401	150	396	67	178	94	157	2,964
	中部向き (逆方向)	374	1,079	663	1,271	2,235	759	1,321	950	2,783	2,029	2,004	1,782	17,251
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	30	7	5	3	1	10	7	12	16	0	0	4	96
	中部向き (逆方向)	139	1	3	43	179	781	430	253	143	24	39	29	2,063
北陸 関西間	関西向き (順方向)	362	438	235	484	601	3	82	0	256	157	97	289	3,005
	北陸向き (逆方向)	23	16	22	46	31	0	1	0	16	46	98	77	376
関西 中国間	中国向き (順方向)	66	89	28	68	46	32	31	69	23	42	32	39	564
	関西向き (逆方向)	954	794	911	1,013	1,653	1,366	1,667	967	1,423	1,707	1,380	1,221	15,056
関西 四国間	四国向き (順方向)	0	1	3	0	16	4	3	0	0	0	0	0	28
	関西向き (逆方向)	478	763	600	817	779	331	406	480	855	958	898	979	8,343
中国 四国間	四国向き (順方向)	14	9	7	11	14	19	11	4	6	7	6	5	113
	中国向き (逆方向)	78	49	81	103	218	57	252	184	157	184	183	210	1,756
中国 九州間	九州向き (順方向)	8	13	9	14	27	13	4	20	8	19	2	4	142
	中国向き (逆方向)	1,274	912	979	1,168	1,514	1,523	1,581	1,383	1,607	1,829	1,664	1,665	17,098

※ 連系線の計画潮流を基に作成。値は相殺前のものである。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第 1 位を四捨五入している。

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

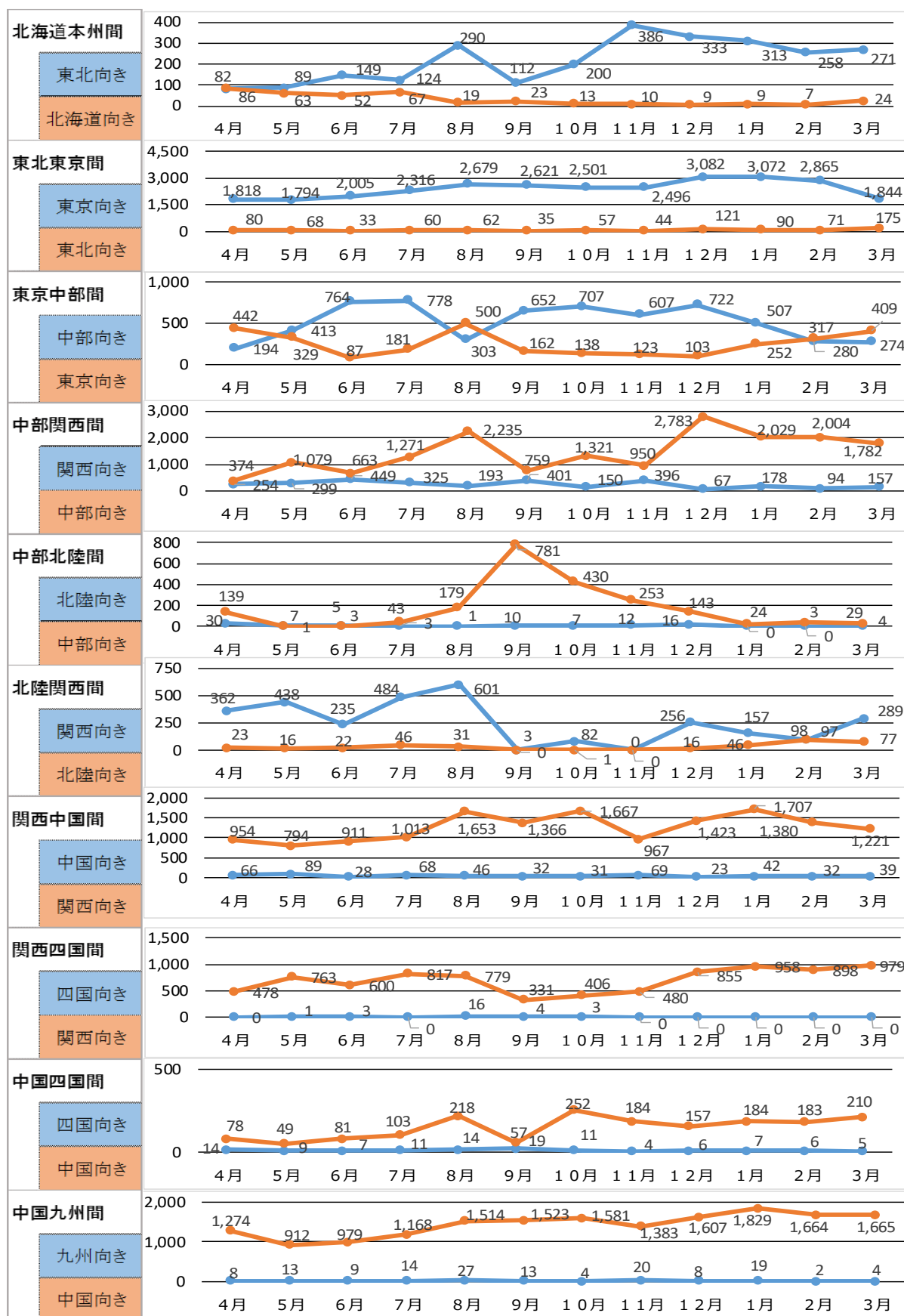


図 2-3 月間連系線利用状況

(2) 年間連系線利用状況

2012年度～2021年度の年間連系線利用状況を表2-3、図2-4に示す。

表2-3 年間連系線利用状況(2012年度～2021年度)

[百万 kWh]

		2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
北海道 本州間	東北向き (順方向)	214	182	143	146	237	340	130	279	947	2,607
	北海道向き (逆方向)	673	505	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117	1,154	382
東北 東京間	東京向き (順方向)	16,084	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575	31,396	29,092
	東北向き (逆方向)	4,520	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252	541	897
東京 中部間	中部向き (順方向)	1,579	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354	1,497	6,200
	東京向き (逆方向)	1,288	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147	3,016	3,043
中部 関西間	関西向き (順方向)	7,487	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980	4,413	2,964
	中部向き (逆方向)	5,726	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175	13,285	17,251
中部 北陸間	北陸向き (順方向)	452	170	231	108	241	353	134	7	91	96
	中部向き (逆方向)	183	310	296	172	59	108	76	40	458	2,063
北陸 関西間	関西向き (順方向)	1,590	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918	3,223	3,005
	北陸向き (逆方向)	464	587	491	502	640	1,260	2,540	547	620	376
関西 中国間	中国向き (順方向)	2,836	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734	578	584	564
	関西向き (逆方向)	6,788	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793	12,416	15,056
関西 四国間	四国向き (順方向)	208	0	1	2	2	1	82	31	10	28
	関西向き (逆方向)	8,938	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956	8,623	8,343
中国 四国間	四国向き (順方向)	3,575	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131	245	113
	中国向き (逆方向)	3,564	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143	1,445	1,756
中国 九州間	九州向き (順方向)	4,210	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138	177	142
	中国向き (逆方向)	13,596	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311	15,864	17,098

※ 連系線の計画潮流を基に作成。

※ 赤字部分は連系線・方向毎の10ヶ年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

※ 値は小数点第1位を四捨五入している。

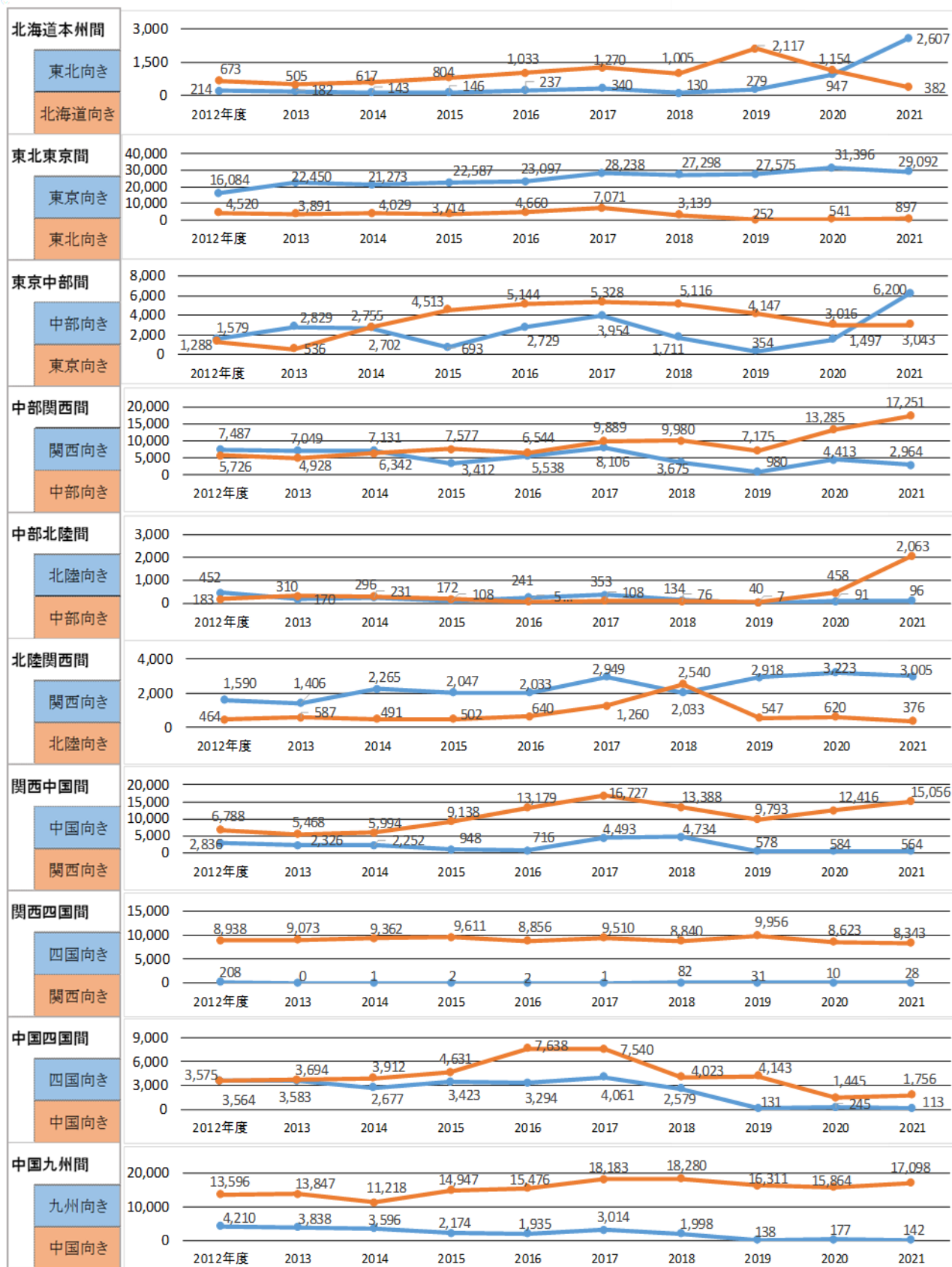


図 2-4 年間連系線利用状況(2012 年度～2021 年度)

(3) 取引別の月間連系線利用状況

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

表2-4 2021年度の取引別の月間連系線利用状況

	[百万kWh]											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
相対取引・その他	27	70	17	30	34	16	11	0	3	46	9	102
翌日市場取引	6,246	6,476	6,615	7,990	10,311	8,215	8,977	7,858	10,912	10,429	9,688	8,612
時間前取引	484	682	455	870	1,015	670	576	526	813	948	598	745

※ 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

(4) 取引別の年間連系線利用状況

2012年度～2021年度の取引別の年間連系線利用状況を表2-5及び図2-5～図2-7に示す。

2018年10月から間接オークションが導入され、原則全ての連系線容量をスポット市場に活用することになったことに加え、スポット市場取引の活性化により、2021年度は、翌日市場取引および時間前取引による連系線利用実績が過去10年間(2012年度～2021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(2012年度～2021年度)

	[百万kWh]									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
相対取引・その他	76,328	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710	255	1,103	366
翌日市場取引	7,155	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	91,229	102,328
時間前取引	493	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	7,675	8,382

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

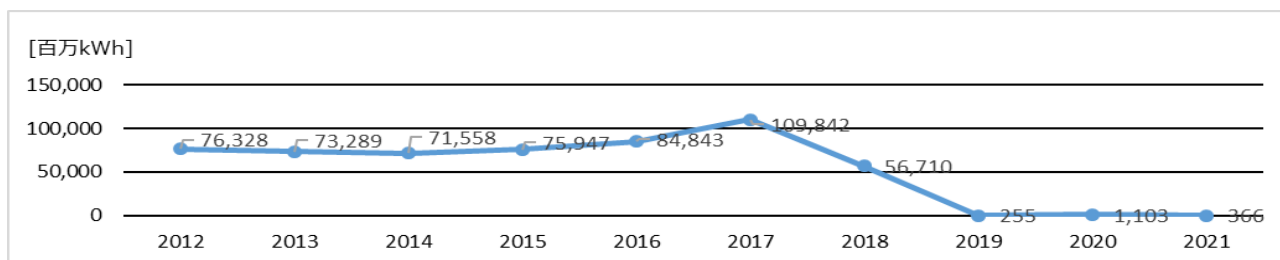


図2-5 取引別の年間連系線利用状況の推移(2012年度～2021年度/相対取引・その他)

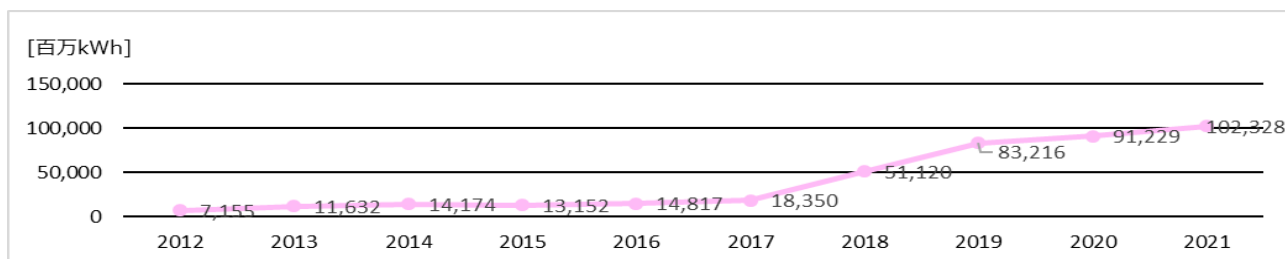


図2-6 取引別の年間連系線利用状況の推移(2012年度～2021年度/翌日市場取引)

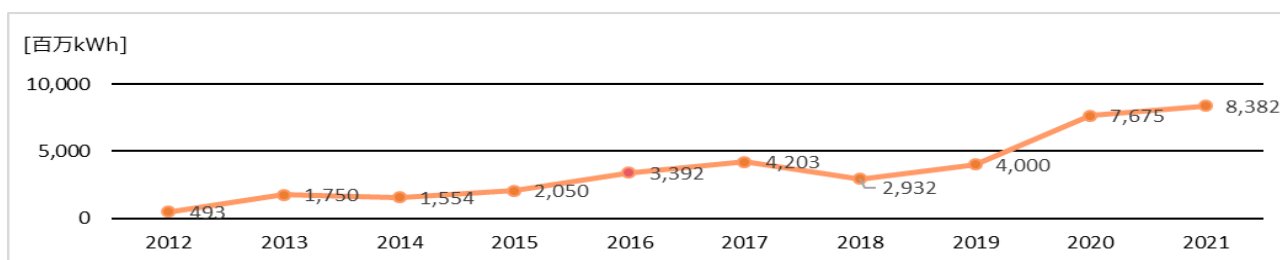


図2-7 取引別の年間連系線利用状況の推移(2012年度～2021年度/時間前取引)

3. 連系線の作業停止状況

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

(1) 月間連系線作業停止状況

2021年度の連系線別の月間及び年間連系線作業停止状況を表2-6に、2021年度の月間全国連系線作業停止率の推移を図2-8に示す。

表2-6 2021年度の月間及び年間連系線作業停止状況

連系線	対象設備	4月		5月		6月		7月		8月		9月		10月		11月		12月		1月		2月		3月		合計			
		件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数	件数	日数		
北海道本州間	北海道・本州間、新北海道本州間連系設備	0	0	16	16	11	18	0	0	6	3	8	30	14	30	6	17	7	31	2	2	0	0	1	7	71	154		
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線	0	0	0	0	6	5	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	11
東京中部間	佐久間周波数変換設備	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	4	3	3	6	0	0	4	31	14	44		
	新信濃周波数変換設備	0	0	1	1	5	11	0	0	0	0	3	3	4	17	3	9	9	4	2	2	0	0	0	0	0	27	47	
	東清水周波数変換設備	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	2	3	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	16	
	飛騨信濃周波数変換設備	4	3	1	1	0	0	3	3	0	0	6	9	8	8	17	16	2	7	0	0	0	0	0	2	17	43	64	
中部関西間	三重東近江線	9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	2	
中部北陸間	南福光変電所、南福光変電所の連系設備	2	7	0	0	5	18	1	2	1	4	1	30	1	26	1	30	1	9	0	0	0	0	0	0	0	13	126	
北陸関西間	越前嶺南線	1	5	0	0	0	0	2	2	4	4	27	30	12	26	3	30	6	9	0	0	0	0	0	0	0	55	106	
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	4	15	0	0	5	15	1	1	0	0	10	25	3	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	31	27	116	
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	7	10	1	1	11	10	0	0	1	11	10	6	3	23	1	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	86	
中国四国間	本四連系線	8	16	8	31	5	30	10	13	0	0	0	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0	0	2	18	40	114	
中国九州間	関門連系線	9	12	15	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	28	23	
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		46	72	43	60	48	107	18	22	12	22	66	135	48	171	38	135	36	69	7	10	0	0	17	106	379	909		

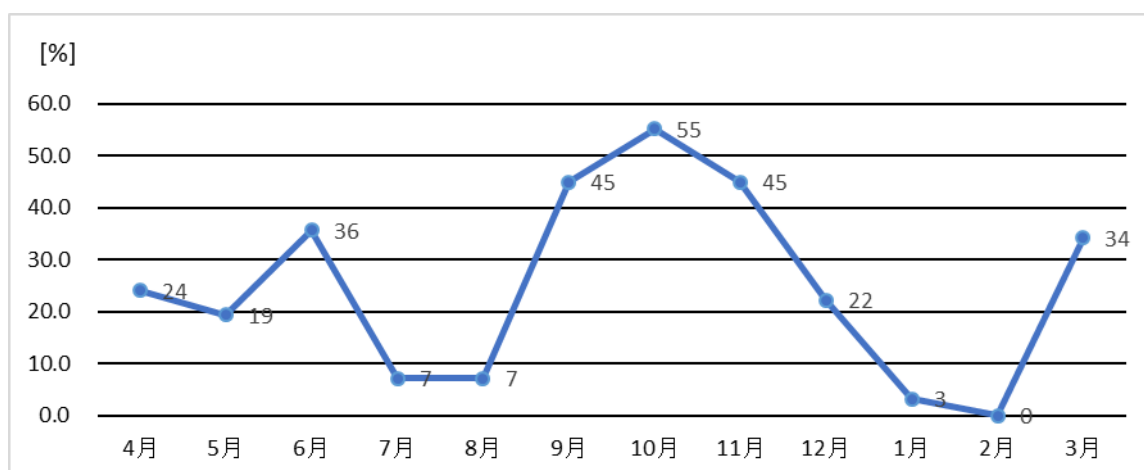


図2-8 連系線の2021年度月間作業停止率の推移

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

(2)年間連系線作業停止状況

2012年度～2021年度の年間連系線作業停止状況を表2-7に示す。

越前嶺南線、本四連系線および関門連系線の作業停止合計日数が過去10年間(2012年度～2021年度)で最多を記録した。2021年度の連系線作業停止件数は379件であり、過去10年間で最多を記録した昨年度に引き続き、同等の件数となった。

表2-7 年間連系線作業停止状況(2012年度～2021年度)

年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	計	10ヶ年平均
件数	58	38	63	91	218	267	205	353	385	379	2,057	206

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

4. 連系線の故障状況

(1) 連系線の故障状況

2021年度の連系線の故障状況を表 2-8 に示す。

表 2-8 2021 年度の連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
7月20日	飛騨信濃FC	基盤不良
7月31日	新信濃2号FC	外部事故波及
8月23日	佐久間FC	他送電線事故波及と推定
9月1日	北本直流幹線	原因不明
9月7日	飛騨信濃FC	基盤不良
9月15日	新信濃2号FC	トリップ
9月17日	飛騨信濃FC	重故障
9月22日	東清水FC	他送電線事故波及と推定
12月1日	佐久間FC	他送電線事故波及と推定
1月8日	佐久間FC	トリップ
3月16日	相馬双葉幹線	発電機停止

※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

2012年度～2021年度の年間連系線の故障状況を表 2-9 に示す。

2021年度の連系線故障件数が11件であり、過去10年間(2011年度～2020年度)で最多を記録した。

表 2-9 年間連系線故障状況

年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	計	10ヶ年平均
件数	6	9	1	3	3	3	6	9	8	11	59	6

5. マージン使用の実績

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

業務規程第 152 条(需給ひっ迫又は下げ代不足時のマージンの使用)の規定に基づき、ひっ迫エリアからの申し入れによる連系線のマージン使用の必要性を認め使用した実績について、2021 年度は表 2-10 のとおり。

2021 年度のマージン使用の実績は 7 日であり、全てが東京中部間連系設備（東京向き）であった。そのうち 5 日間は 2022 年 3 月 16 日に発生した福島県沖地震による需給ひっ迫対応のためであった。

表 2-10 2021 年度マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
1月6日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)が発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
2月10日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足(kW不足)が発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
3月18日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	3月16日に発生した地震の影響により、東北電力ネットワークエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
3月18日、3月19日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	3月16日に発生した地震の影響により、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため
3月22日、3月23日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	3月16日に発生した地震の影響に加え、低気温により想定以上に需要が増加し、東京電力パワーグリッドエリアの供給力が不足しており、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給状況の改善のための広域融通を行うにあたって、連系線の空容量が不足していたため

表 2-11 マージン使用の年間実績

[日]

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

6. 連系線別の利用実績

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

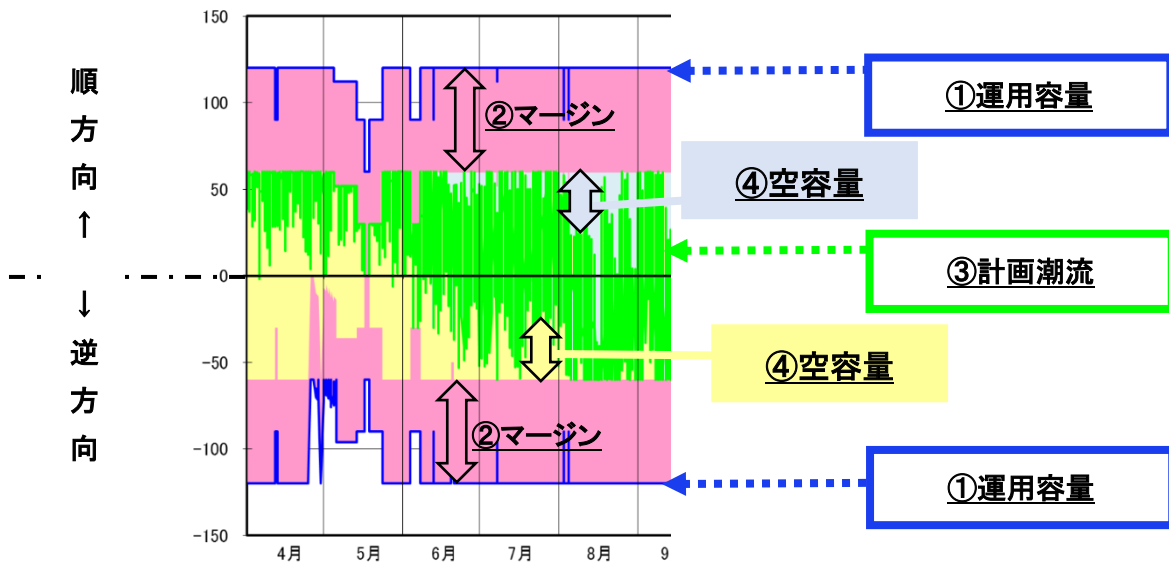


図 2-9 連系線 実績の見方

表 2-12 連系線 実績の見方

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

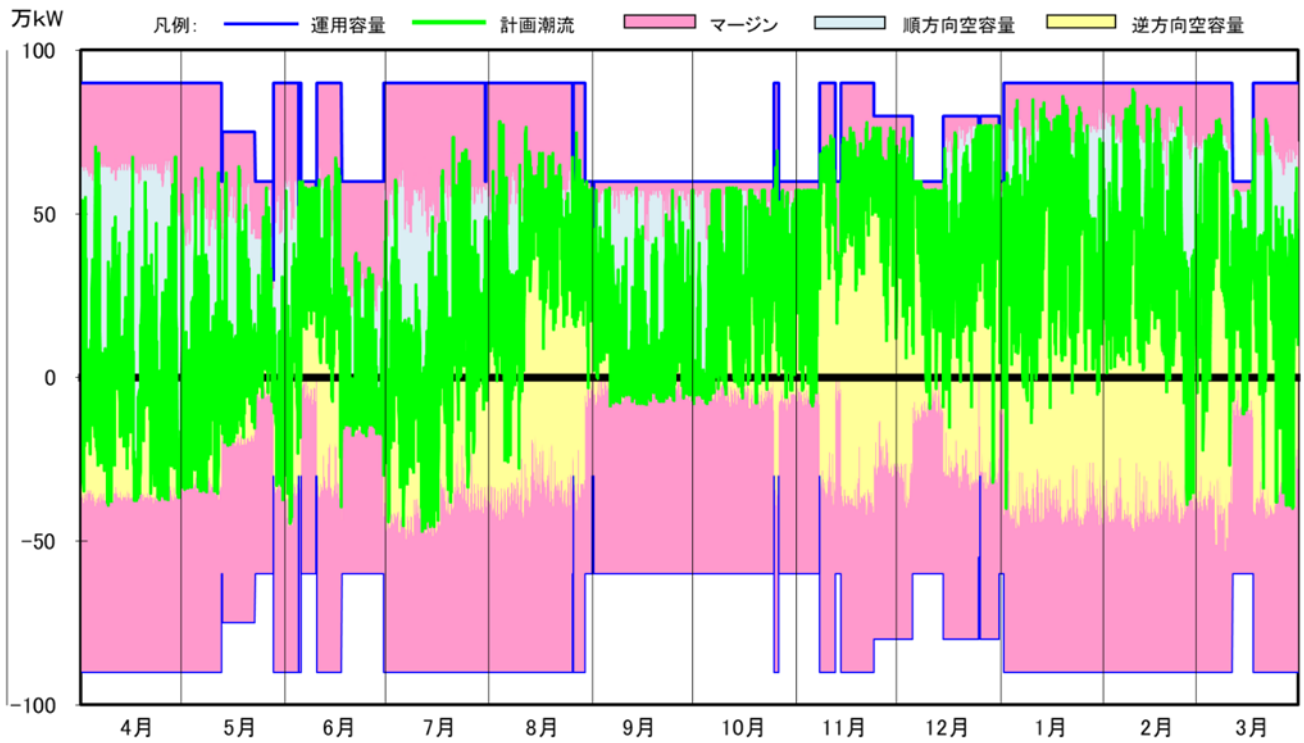
(注: 計画潮流について)

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

【参考】空容量実績の公表について

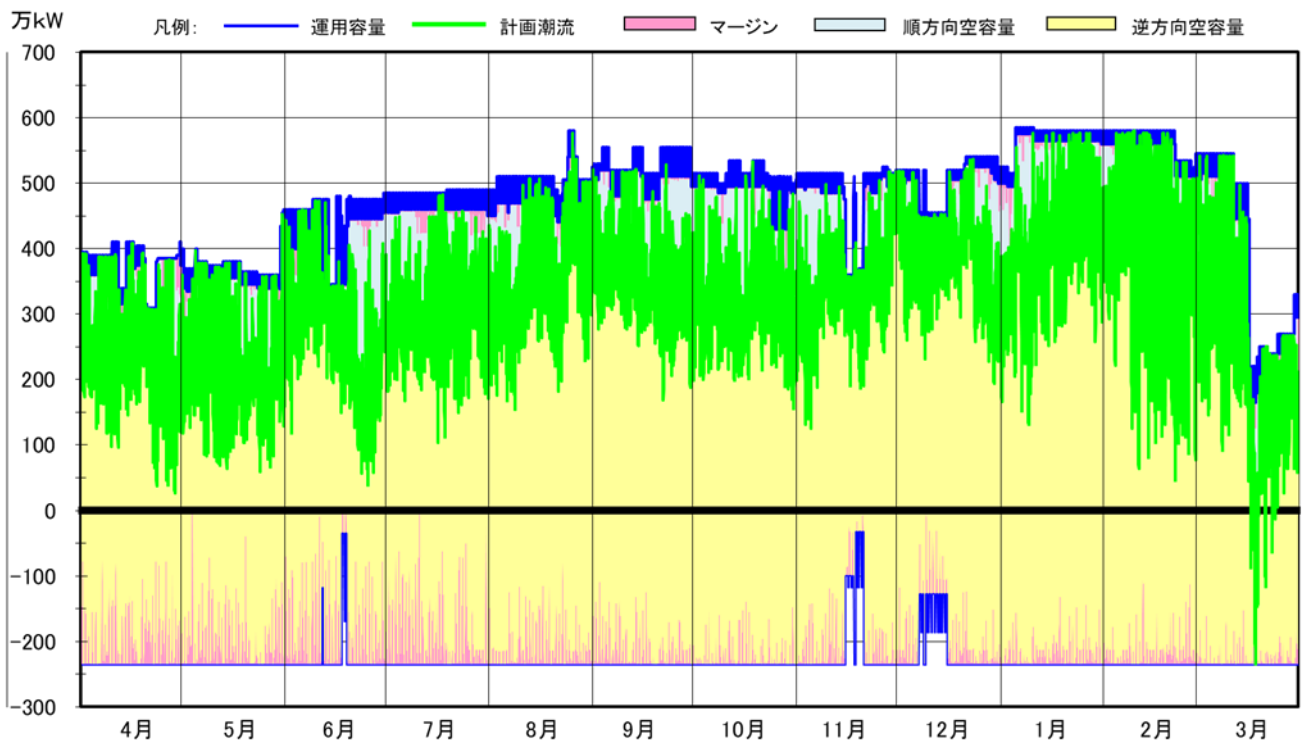
空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

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



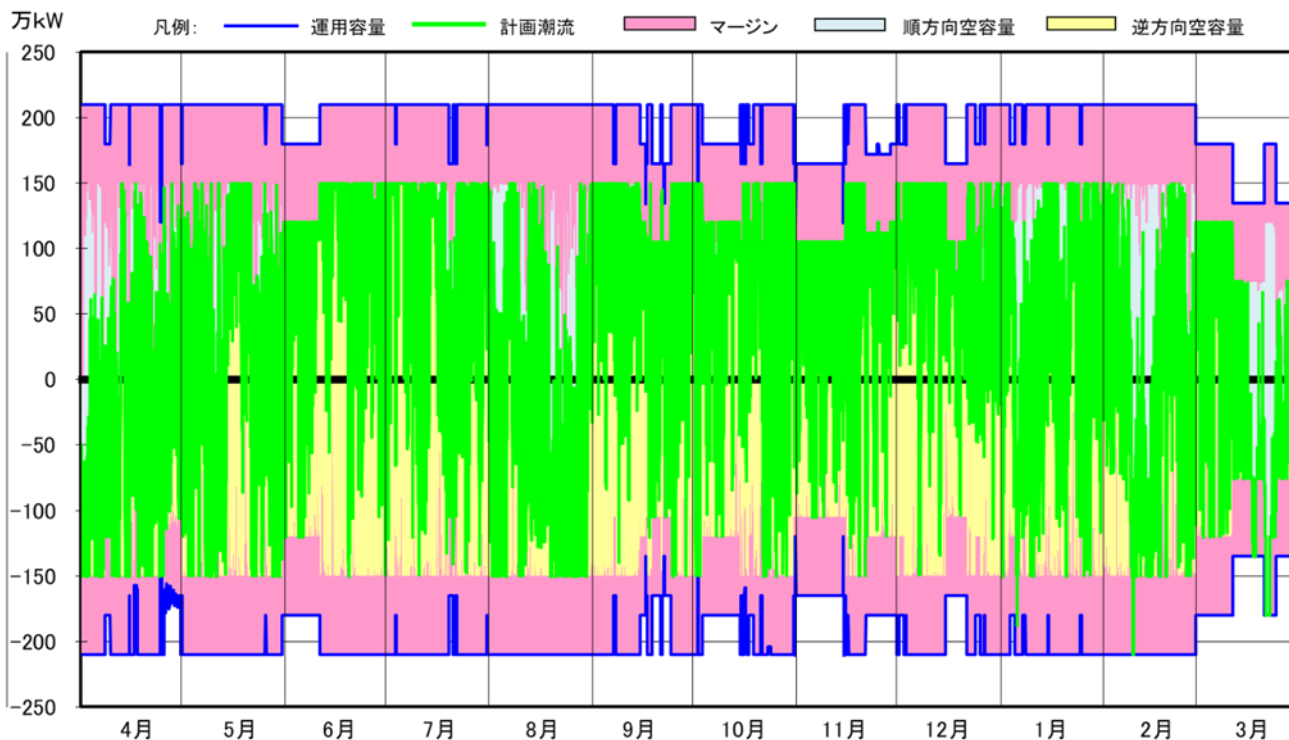
※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

図 2-10 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間電力連系設備)の空容量実績(2021 年度)



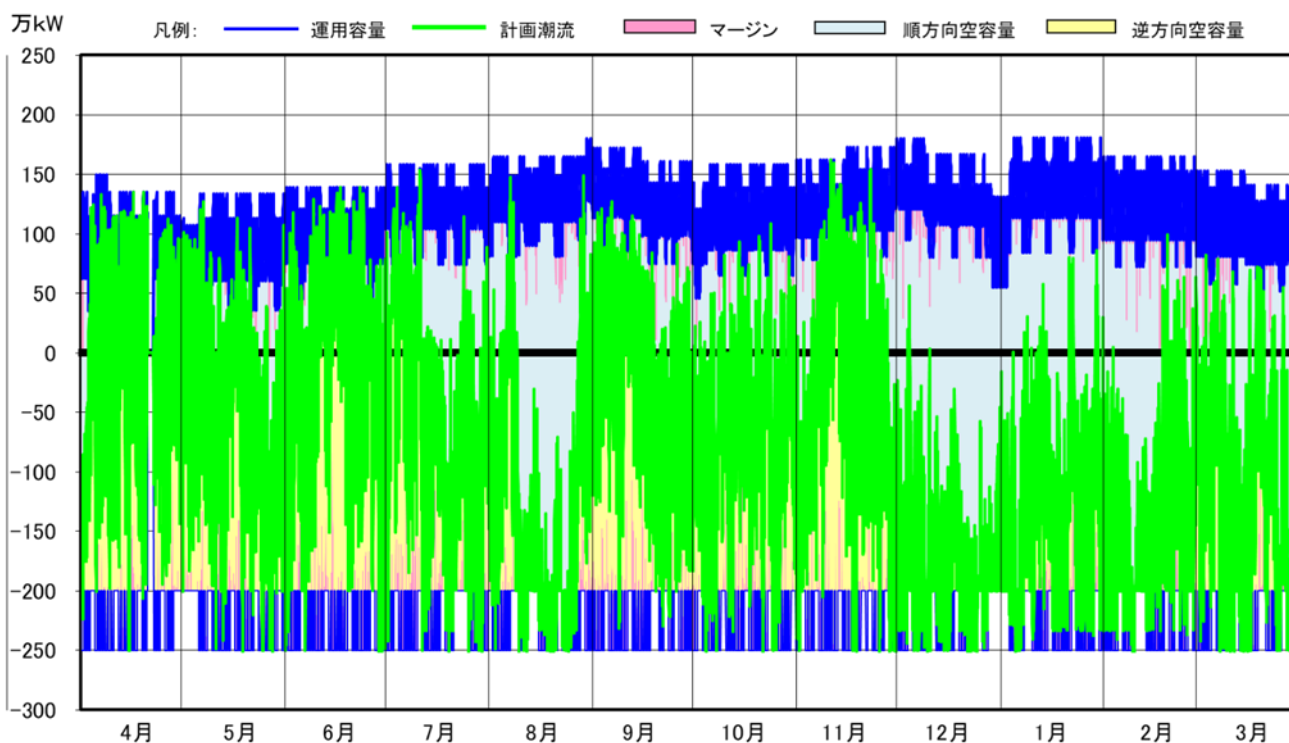
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

図 2-11 東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の空容量実績(2021 年度)



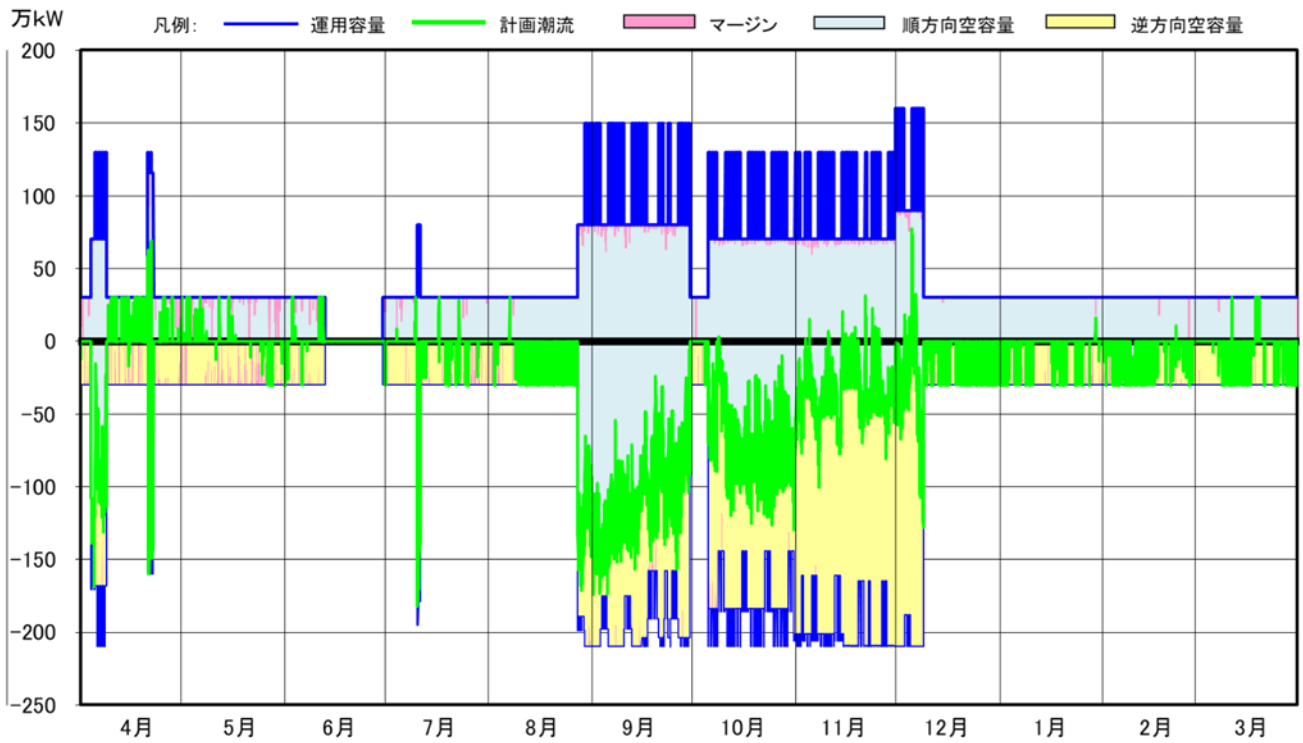
※東京→中部を順方向(正表示)、中部→東京を逆方向(負表示)とする。

図 2-12 東京中部間連系設備(佐久間、新信濃、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)の空容量実績(2021 年度)



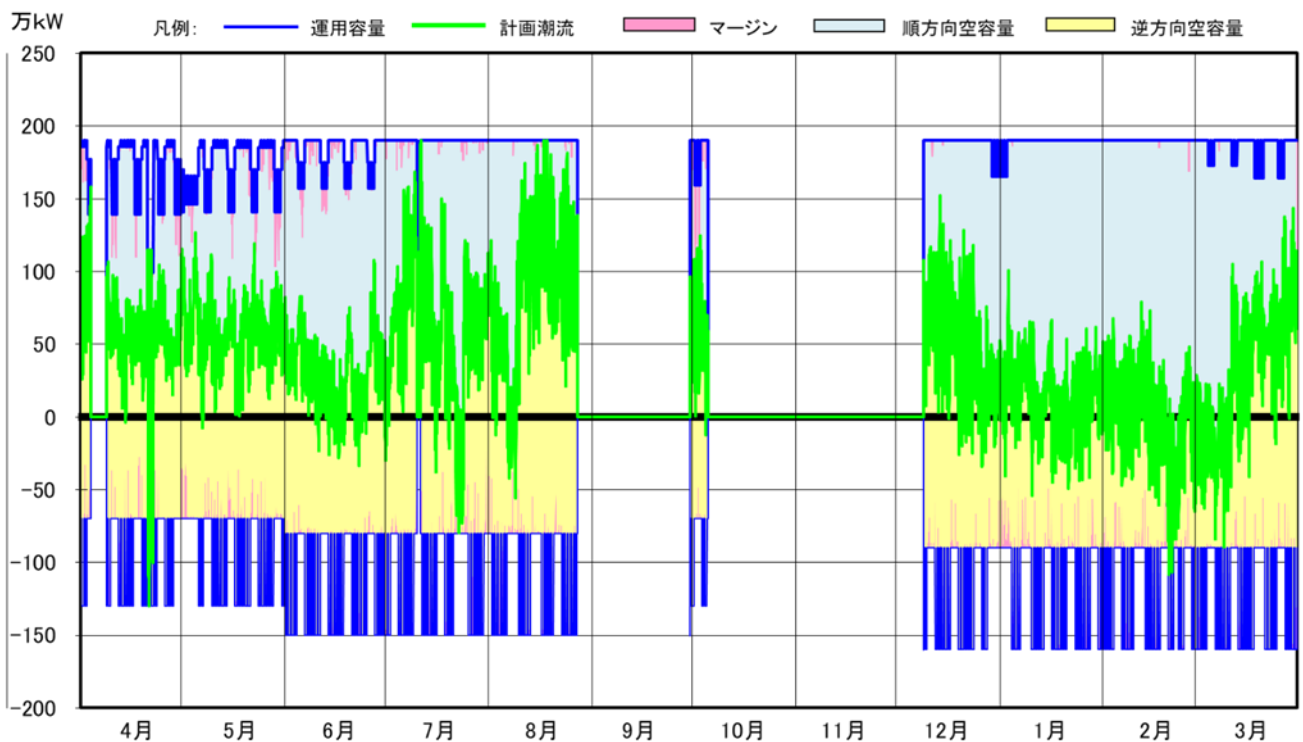
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-13 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2021 年度)



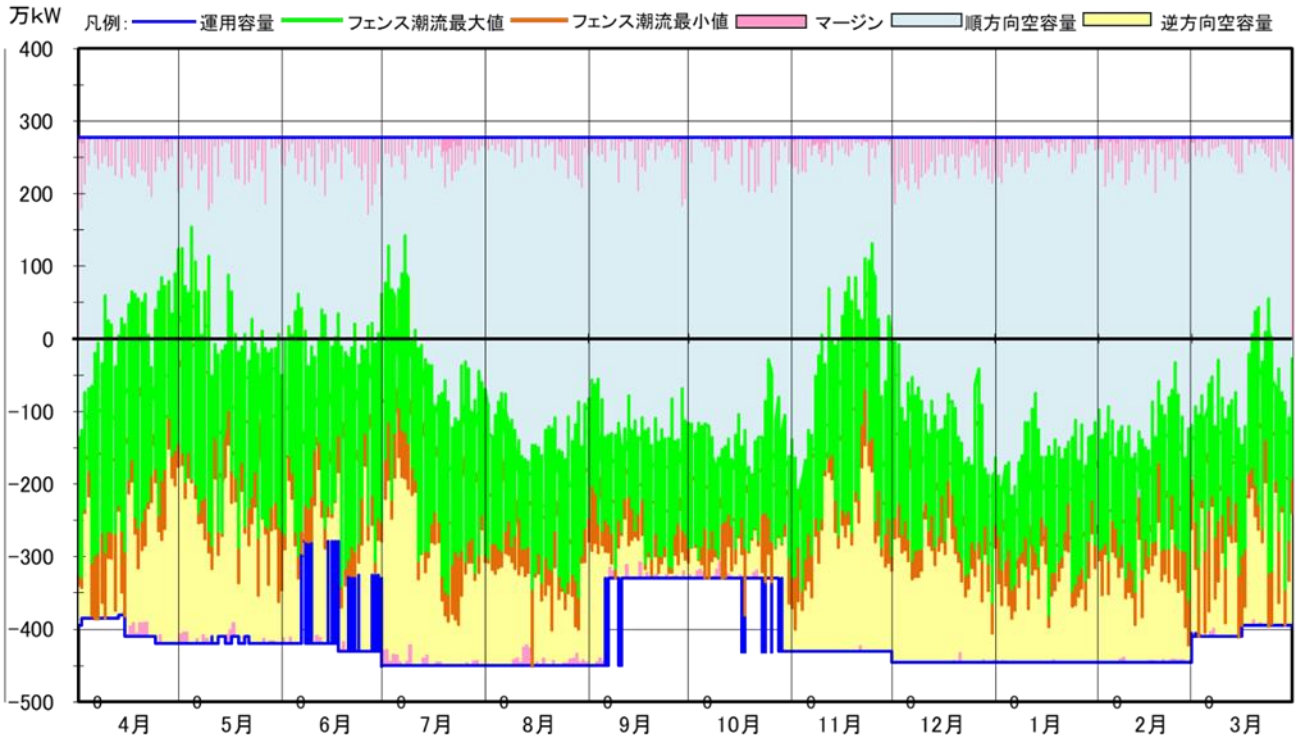
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-14 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(2021 年度)



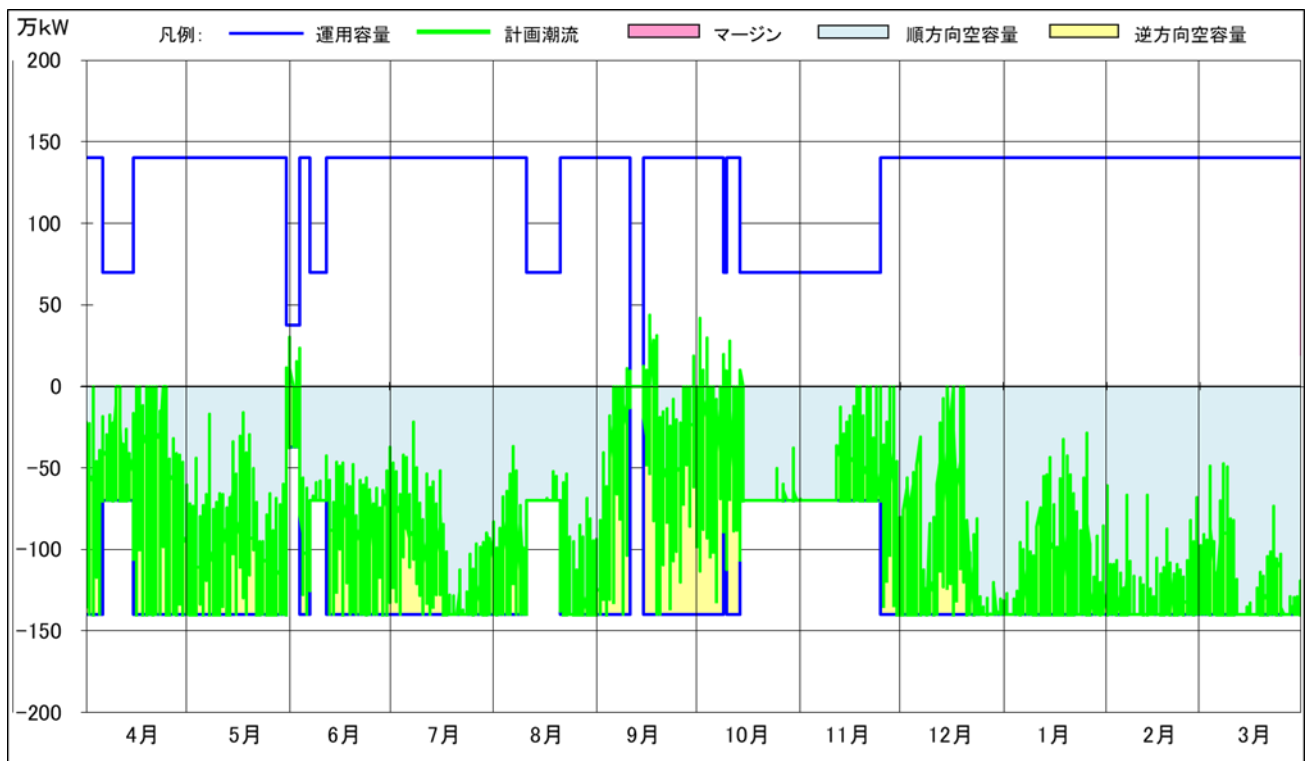
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図 2-15 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2021 年度)



※関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

図 2-16 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(2021 年度)

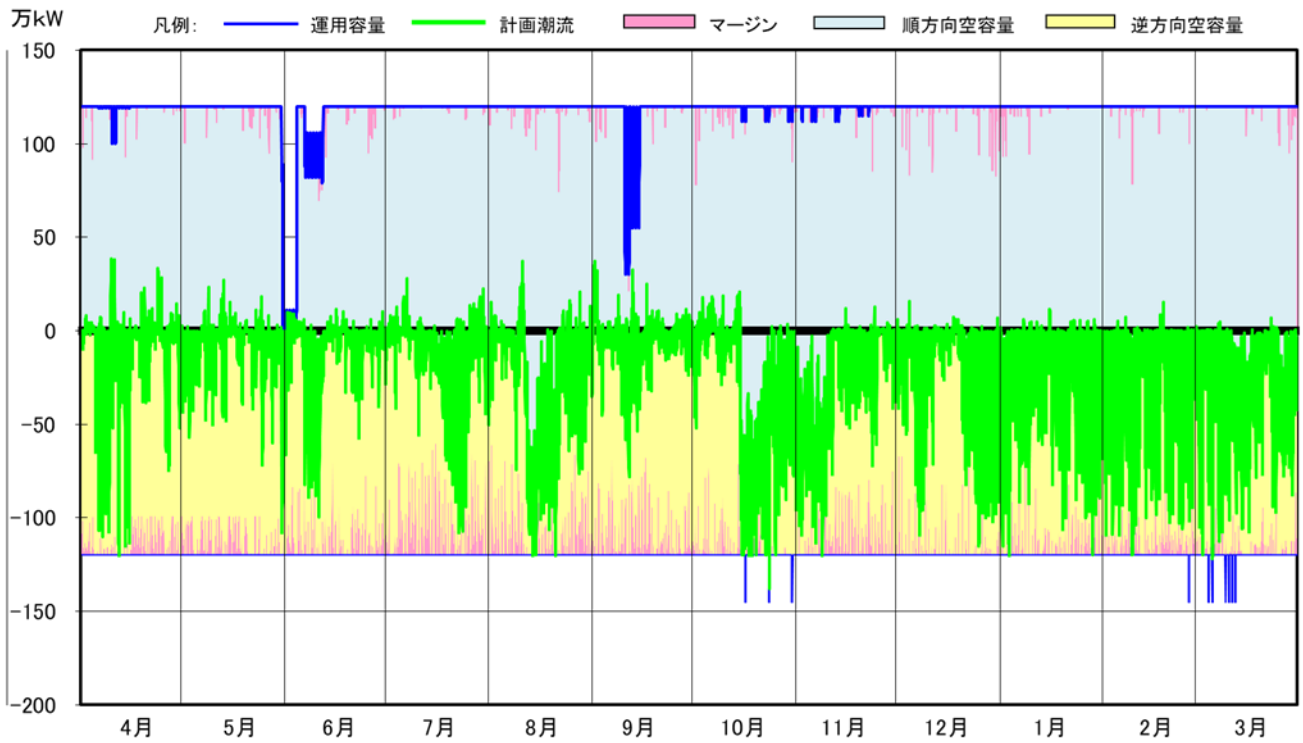


※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※順方向の空容量は、以下のうち小さい方で算出。

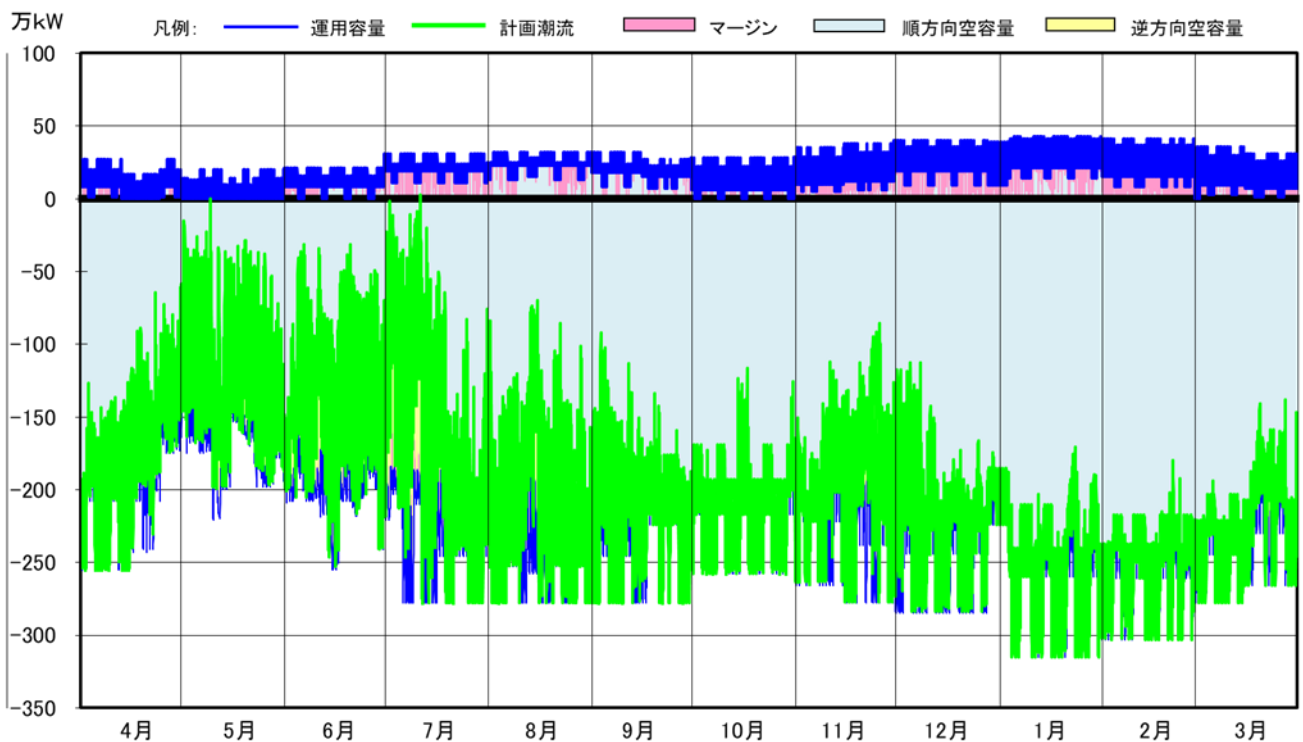
- ・運用容量－マージン－計画潮流
- ・南阿波幹線運用容量－(橘湾火力発電所出力－阿南紀北直流幹線計画潮流)

図 2-17 関西四国間連系設備(紀北変換所、阿南変換所間の連系設備)の空容量実績(2021 年度)



※中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-18 中国四国間連系線(本四連系線)の空容量実績(2021 年度)



※中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。

図 2-19 中国九州間連系線(関門連系線)の空容量実績(2021 年度)

7. 広域連系系統の空容量の状況

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

-
- ・北海道電力ネットワーク株式会社 : http://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html
 - ・東北電力ネットワーク株式会社 : <https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/>
 - ・東京電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html>
 - ・中部電力パワーグリッド株式会社 : <http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
 - ・北陸電力送配電株式会社 : http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seyaku.html#akiyouryu
 - ・関西電力送配電株式会社 : <http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html>
 - ・中国電力ネットワーク株式会社 : <https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/>
 - ・四国電力送配電株式会社 : <http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
 - ・九州電力送配電株式会社 : https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure
 - ・沖縄電力株式会社 : <http://www.okiden.co.jp/business-support/service/rule/plan/index.html>

まとめ

電力系統

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

Ⅲ. 系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の 取りまとめ

(2021 年度の受付・回答分)

2022年6月

電力広域的運営推進機関

- はじめに -

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

今回、2021年度（2021年4月～2022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2021年度の受付及び回答状況の取りまとめであることから、引用する業務規程及び送配電等業務指針（以下、規定等という。）の条文は、同年度末日時点で適用される規定等を用いる記載としている。また、本資料が用いる電気事業者の類型は、同年度末日時点で施行されている電気事業法（昭和三十九年七月十一日法律第七十号）に規定される定義を用いる記載としている。

なお、本資料の取りまとめについては、前年度公表資料（2020年度受付及び回答状況の取りまとめ）から以下のとおり記載内容を変更している。

- ① 2020年10月1日より電源接続案件一括検討プロセスが導入されたことを踏まえ、電源接続案件一括検討プロセスの実施状況を<参考2>に追加。

- 目次 -

1. 対象電源	78
2. 集計結果	79
2.1. 事前相談	79
2.1.1. 受付件数	79
2.2. 接続検討	80
2.2.1. 受付件数	80
2.2.2. 電源種別毎の受付件数	81
2.2.3. 回答件数	82
2.2.4. 検討期間	83
2.2.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況	85
2.3. 契約申込み	86
2.3.1. 受付件数	86
2.3.2. 電源種別毎の受付件数	87
2.3.3. 回答件数	88
2.3.4. 検討期間	89
2.3.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況	91
<参考 1> 年度推移	92
(1) 事前相談	92
(2) 接続検討	93
(3) 契約申込み	94
<参考 2> 電源接続案件一括検討プロセス実施状況	95

1. 対象電源

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

また、本資料において、各事業者名称は下記の略称で記載する。

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

2. 集計結果

2.1. 事前相談

2.1.1. 受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った事前相談の件数は以下のとおり。事前相談の受付件数は、前年度と比較して大半のエリアで増加。特に北海道NWと東京PGが大幅に増加。

表1 事前相談の受付件数（広域機関および一般送配電事業者別）（件）

受付会社	前年度（2020年度）			当年度（2021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	27	0	27	68	0	68	41
北海道NW	142	425	567	398	1,335	1,733	1,166
東北NW	293	888	1,181	597	1,313	1,910	729
東京PG	190	874	1,064	954	2,456	3,410	2,346
中部PG	113	1,706	1,819	337	1,708	2,045	226
北陸送配	45	169	214	87	252	339	125
関西送配	146	1,296	1,442	377	1,823	2,200	758
中国NW	143	752	895	301	1,199	1,500	605
四国送配	30	296	326	82	542	624	298
九州送配	190	1,600	1,790	451	1,518	1,969	179
沖縄電力	1	43	44	5	24	29	▲ 15
合計	1,320	8,049	9,369	3,657	12,170	15,827	6,458

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

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

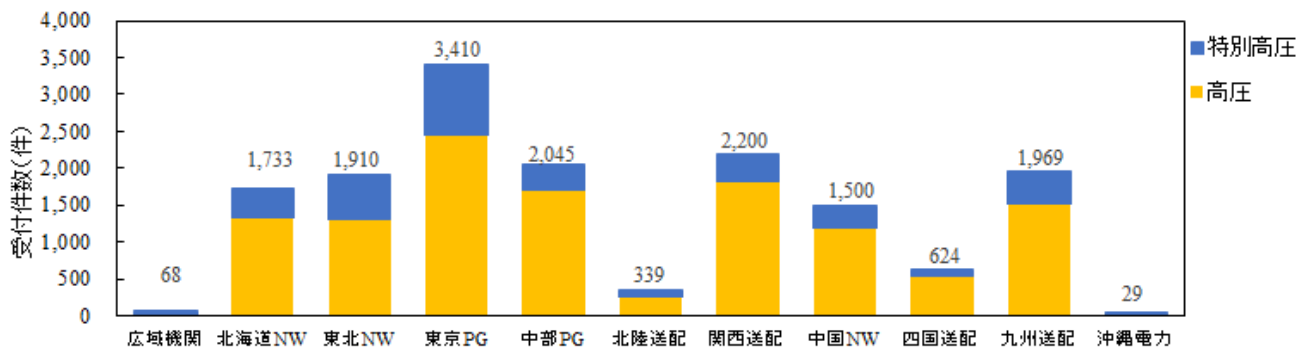


図1 事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

[2021年度]

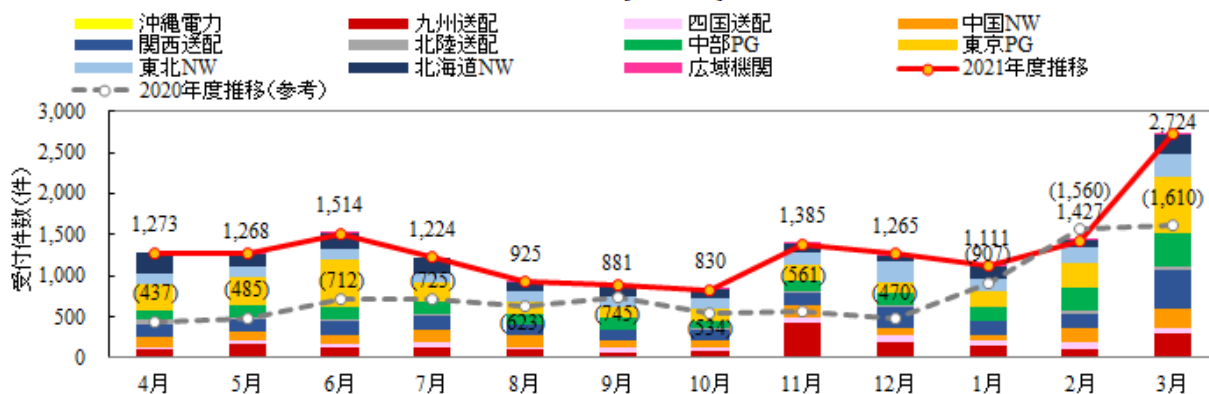


図2 事前相談 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)

[2021年度]

2.2. 接続検討

2.2.1. 受付件数

2021年度（2021年4月～2022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。特に、北海道NW、東北NW及び東京PGが大幅に増加。

表2 接続検討の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	前年度（2020年度）			当年度（2021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	74	2	76	75	1	76	0
北海道NW	50	39	89	112	273	385	296
東北NW	297	127	424	309	370	679	255
東京PG	89	354	443	141	1,241	1,382	939
中部PG	51	179	230	79	312	391	161
北陸送配	29	26	55	24	30	54	▲ 1
関西送配	58	79	137	74	159	233	96
中国NW	48	58	106	84	122	206	100
四国送配	8	21	29	30	45	75	46
九州送配	67	106	173	87	98	185	12
沖縄電力	1	5	6	0	5	5	▲ 1
合計	772	996	1,768	1,015	2,656	3,671	1,903

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

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

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

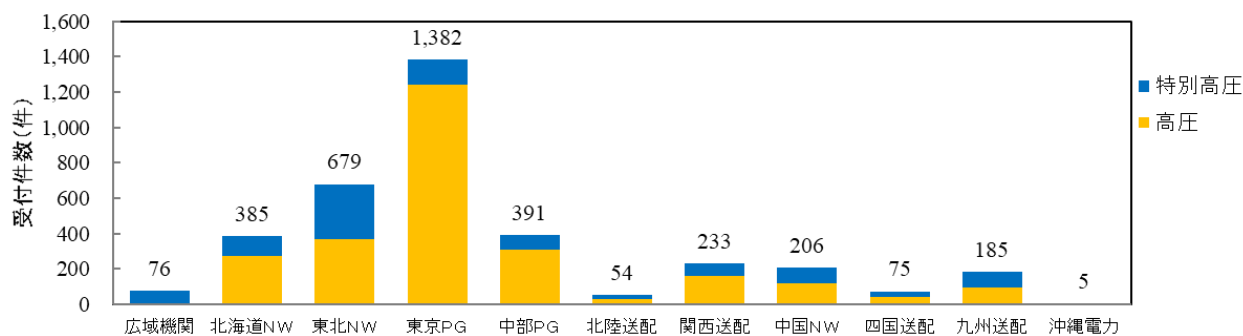


図3 接続検討 受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)

[2021年度]

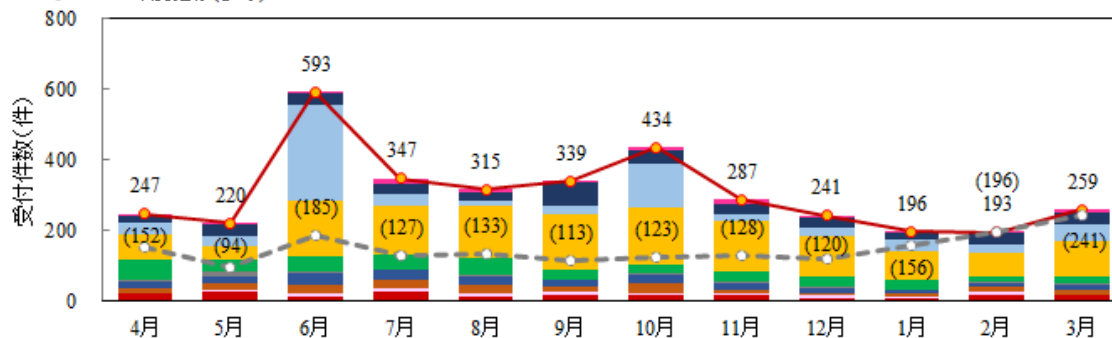
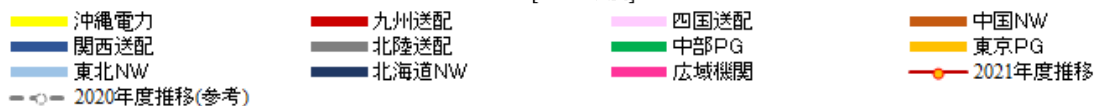


図4 接続検討 受付件数(広域機関+一般送配電事業者合計)

[2021年度]

2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った接続検討の電源種別ごとの件数は以下のとおり。広域機関にて受け付けた案件については、系統連系を希望する各エリアに計上している。また、接続検討1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

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

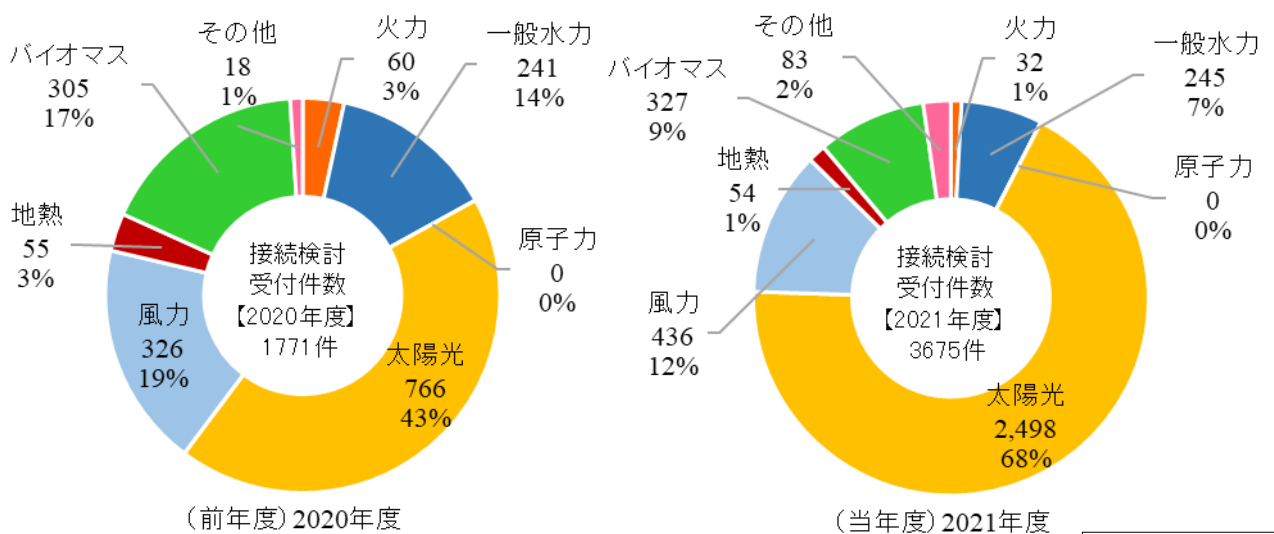
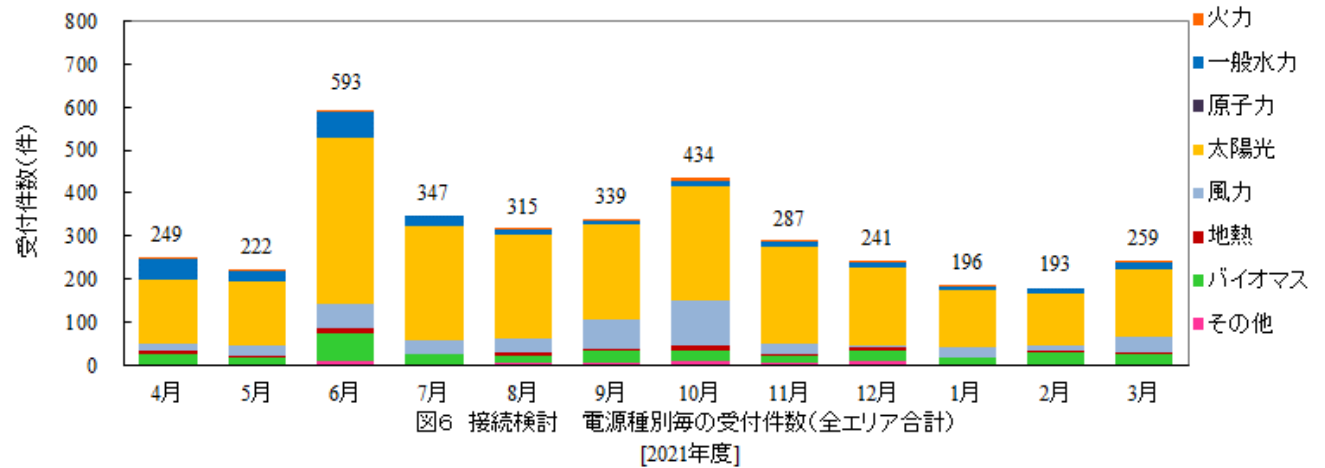
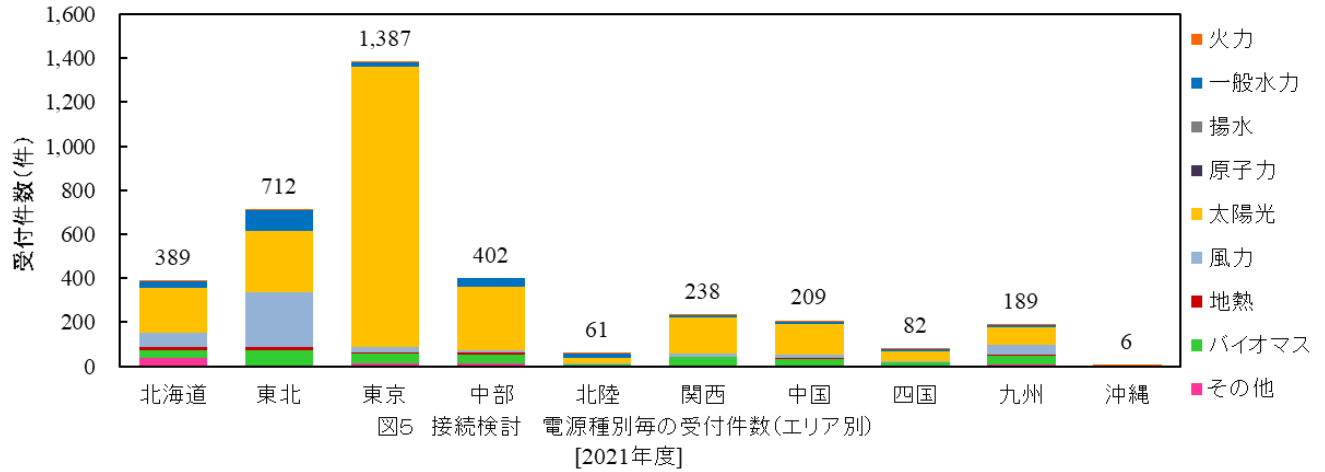


図7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合(全エリア合計)

[2021年度]

[円グラフ種別]
 上段:電源種別
 中段:件数
 下段:割合(%)

2.2.3. 回答件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った接続検討の回答件数は以下のとおり。接続検討の回答件数は、前年度と比較して増加。特に、北海道NW、東北NW及び東京PGが増加。また、大半のエリアにおいて、ノンファーム型接続を適用した回答が進んでいる。

表3 接続検討の回答件数(広域機関および一般送配電事業者別) (件)

受付会社	前年度（2020年度）						当年度（2021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	81	(1)	0	(-)	81	(1)	78	(25)	2	(-)	80	(25)	▲ 1
北海道NW	29	(-)	19	(-)	48	(-)	97	(61)	219	(167)	316	(228)	268
東北NW	273	(3)	113	(1)	386	(4)	353	(276)	345	(292)	698	(568)	312
東京PG	65	(26)	247	(126)	312	(152)	149	(108)	1,079	(764)	1,228	(872)	916
中部PG	57	(-)	153	(-)	210	(-)	74	(2)	333	(4)	407	(6)	197
北陸送配	53	(-)	27	(-)	80	(-)	21	(2)	26	(-)	47	(2)	▲ 33
関西送配	45	(-)	57	(-)	102	(-)	73	(3)	162	(2)	235	(5)	133
中国NW	44	(-)	47	(-)	91	(-)	76	(14)	119	(44)	195	(58)	104
四国送配	16	(-)	16	(-)	32	(-)	25	(6)	48	(6)	73	(12)	41
九州送配	55	(10)	85	(2)	140	(12)	84	(36)	108	(39)	192	(75)	52
沖縄電力	1	(-)	7	(-)	8	(-)	0	(-)	1	(-)	1	(-)	▲ 7
合計	719	(40)	771	(129)	1,490	(169)	1,030	(533)	2,442	(1,318)	3,472	(1,851)	1,982

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

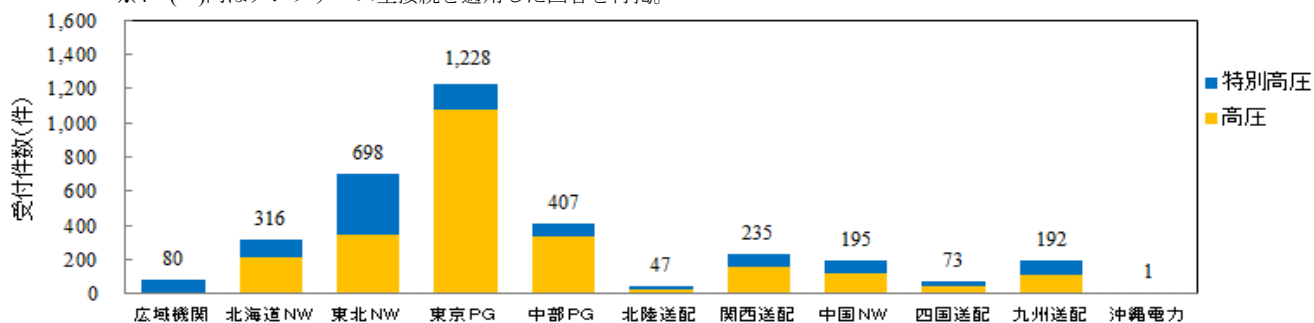


図8 接続検討 回答件数(広域機関および一般送配電事業者別) [2021年度]

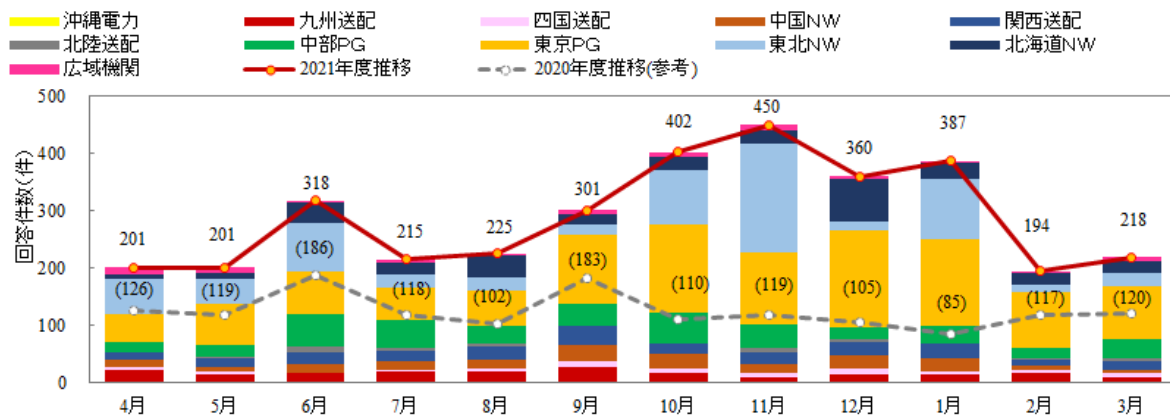


図9 接続検討 回答件数(広域機関+一般送配電事業者) [2021年度]

2.2.4. 検討期間

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った接続検討の検討期間は以下のとおり。なお、検討期間は、送配電等業務指針第86条の規定を踏まえ、3か月を標準期間として確認。

接続検討の検討期間（3か月）を超過している件数は、全体の26%。超過理由の主な内容は、受付者都合（申込集中・特殊検討・検討量大）が多い。

表4 接続検討の検討期間(広域機関および一般送配電事業者別)

(件)

受付会社	回答件数	3か月以内	3か月超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
広域機関※1	80	41	39	0	3	13	19	2	1	0	0	1
北海道NW	316	267	49	0	4	9	32	1	2	0	0	1
東北NW	698	383	315	3	2	64	6	0	228	0	0	12
東京PG	1,228	838	390	10	22	117	233	0	3	0	0	5
中部PG	407	389	18	1	4	0	12	0	0	0	0	1
北陸送配	47	43	4	1	1	0	0	0	0	0	0	2
関西送配	235	228	7	0	5	0	1	0	1	0	0	0
中国NW	195	184	11	0	4	0	7	0	0	0	0	0
四国送配	73	72	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	192	116	76	2	5	7	37	1	4	0	0	20
沖縄電力	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	3,472	2,562	910	17	51	210	347	4	239	0	0	42

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

(接続検討の回答期間)

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

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

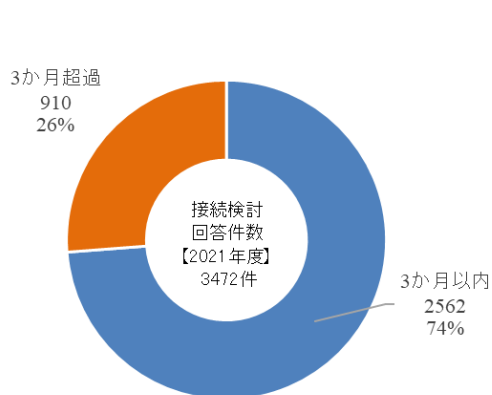


図10 接続検討の回答件数および検討期間実績 (広域機関と一般送配電事業者の合計)

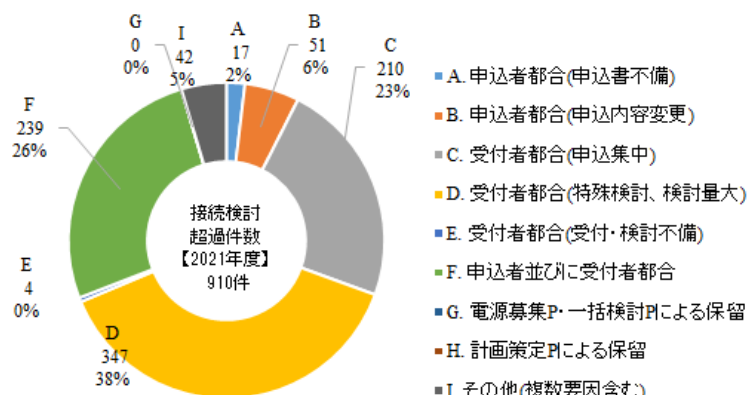


図11 接続検討の回答予定日超過理由 (広域機関と一般送配電事業者の合計) [2021年度]

[円グラフ種別]
 上段:超過理由
 中段:件数
 下段:割合(%)

回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C. 受付者都合（申込集中）

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

D. 受付者都合（特殊検討，検討量大）

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

E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G. 電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス^{※2}および電源接続案件一括検討プロセス^{※2}の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

H. 計画策定Pによる保留

計画策定プロセス^{※3}の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

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

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

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

2.2.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2021年度末（2022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	2020年度末	2021年度末	増減
広域機関	1	5	4
北海道NW	35	55	20
東北NW	5	21	16
東京PG	91	82	▲ 9
中部PG	0	0	0
北陸送配	6	6	0
関西送配	3	0	▲ 3
中国NW	0	3	3
四国送配	0	0	0
九州送配	27	9	▲ 18
沖縄電力	0	3	3
合計	168	184	16

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

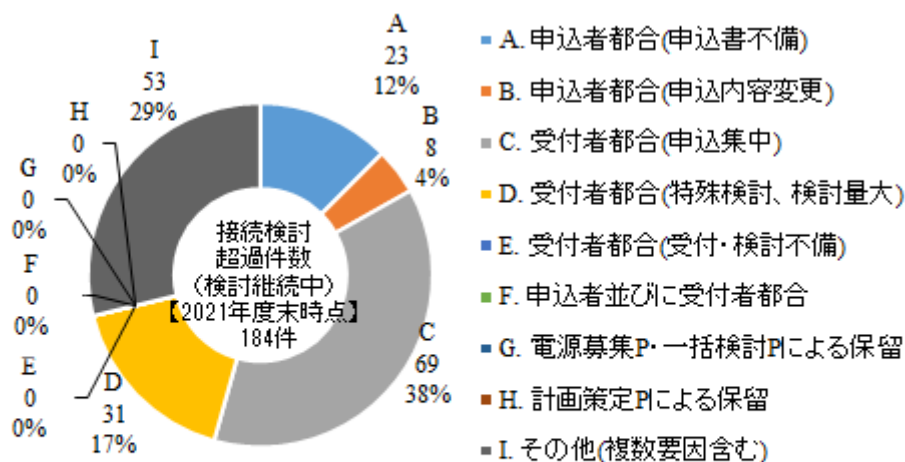


図12 接続検討 回答予定日超過理由(検討継続中)

（広域機関＋一般送配電事業者合計）

【2021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

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った契約申込みの件数は以下のとおり。契約申込みの受付件数は、前年度と比較して増加したエリアが多い。特に、東京PGで大幅に増加。

表6 契約申込みの受付件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2020年度）			当年度（2021年度）			増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧	高圧	合計	
北海道NW	11	14	25	24	61	85	60
東北NW	228	104	332	87	28	115	▲ 217
東京PG	14	160	174	22	391	413	239
中部PG	26	70	96	19	122	141	45
北陸送配	22	11	33	18	9	27	▲ 6
関西送配	36	34	70	43	69	112	42
中国NW	13	24	37	24	43	67	30
四国送配	3	12	15	16	26	42	27
九州送配	26	43	69	34	39	73	4
沖縄電力	0	3	3	2	0	2	▲ 1
合計	379	475	854	289	788	1,077	223

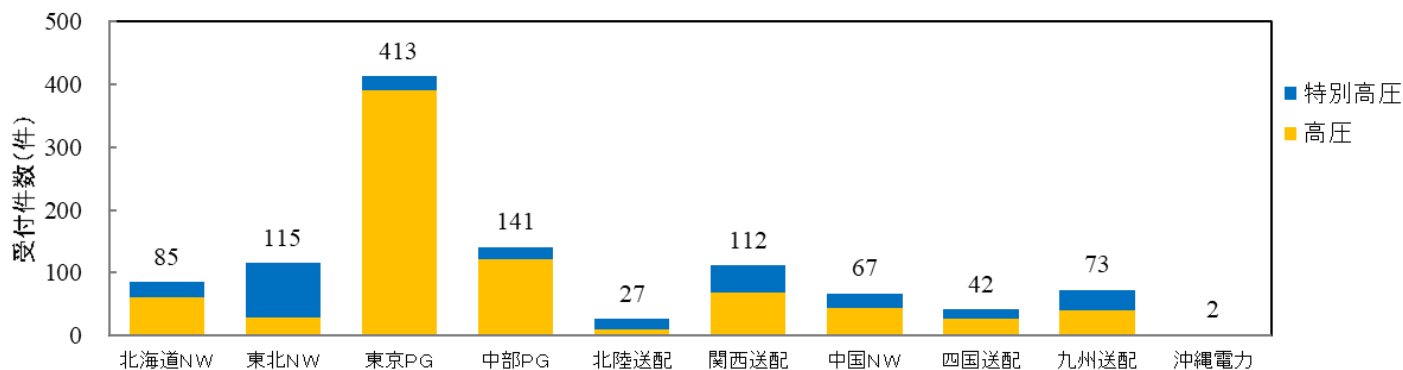


図13 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者別)
[2021年度]

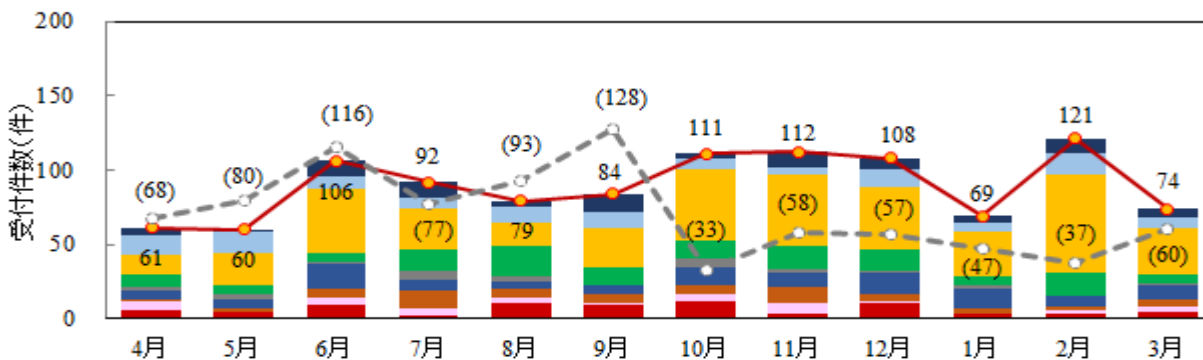


図14 契約申込み 受付件数(一般送配電事業者合計)
[2021年度]

2.3.2. 電源種別毎の受付件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に受付を行った契約申込みの電源種別の件数は以下のとおり。契約申込み1件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

電源種別毎の受付件数の比率は、前年度と同様に太陽光が高く半数を占めている。他方、風力の受付件数は、前年度と比較して減少。

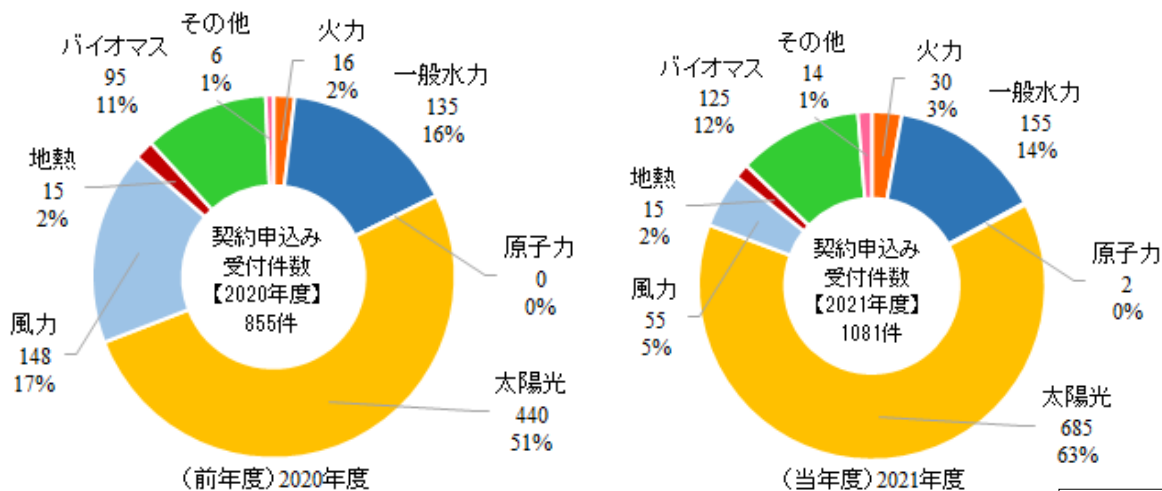
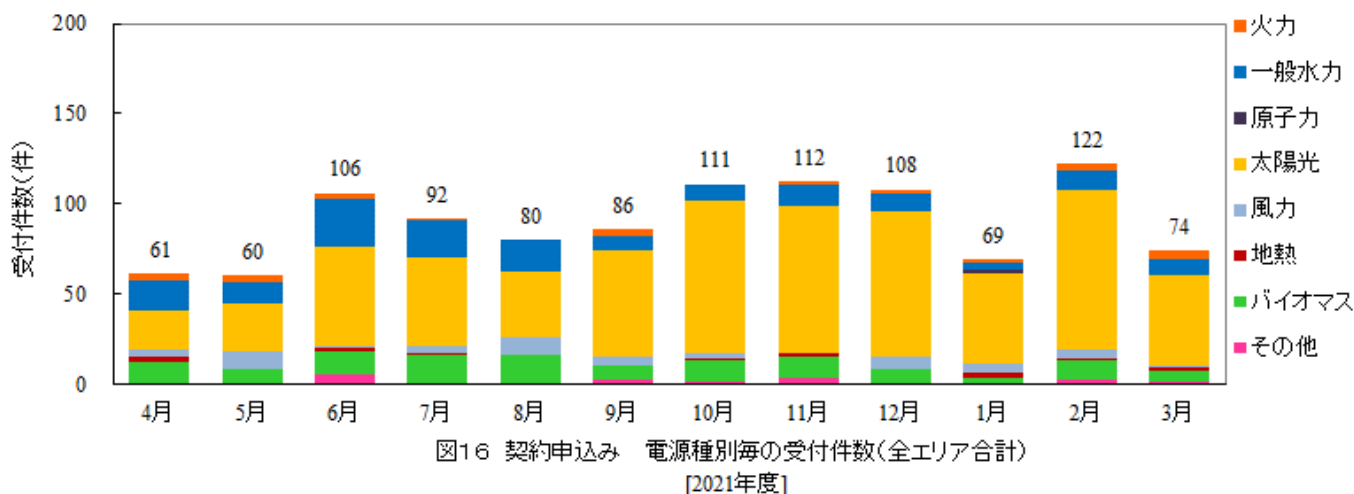
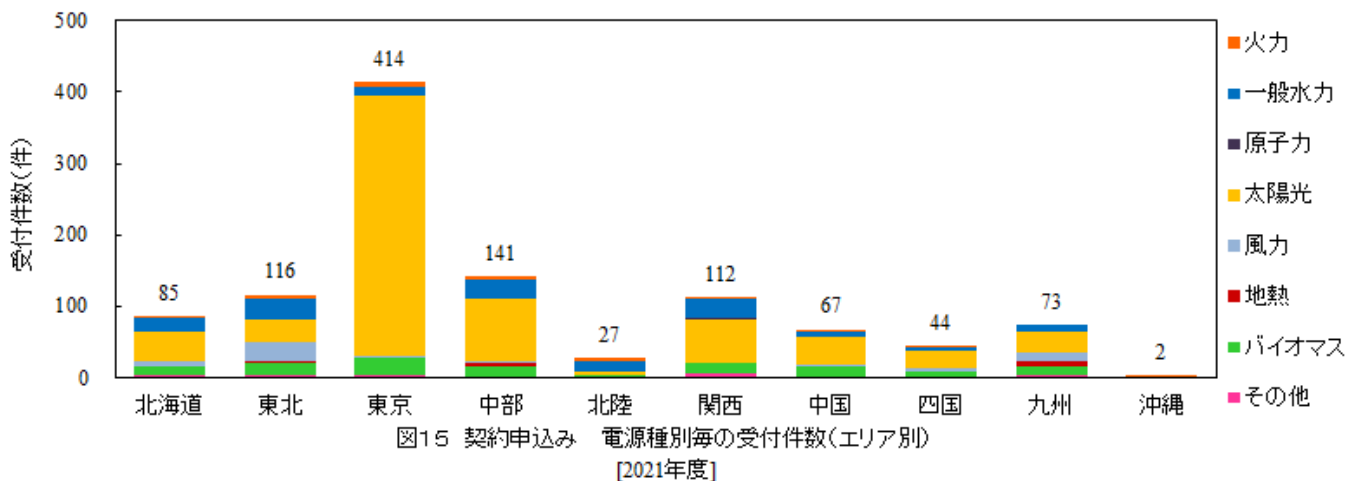


図17 契約申込み 電源種別毎の受付件数割合 (全エリア合計) [2021年度]

[円グラフ種別]
 上段: 電源種別
 中段: 件数
 下段: 割合(%)

2.3.3. 回答件数

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った契約申込みの件数および検討期間は以下のとおり。契約申込みの回答件数は、前年度と比較して同程度。東京PGが増加した一方、東北NWは減少。またノンファーム型接続を適用した回答を行ったエリア及びその回答件数は、前年度より増加。

表7 契約申込みの回答件数(一般送配電事業者合計)

(件)

受付会社	前年度（2020年度）						当年度（2021年度）						増減
	特別高圧		高圧		合計		特別高圧		高圧		合計		
北海道NW	7	(-)	13	(-)	20	(-)	21	(7)	29	(10)	50	(17)	30
東北NW	207	(-)	83	(-)	290	(-)	112	(-)	22	(1)	134	(1)	▲ 156
東京PG	18	(5)	99	(44)	117	(49)	16	(5)	203	(130)	219	(135)	102
中部PG	29	(-)	66	(-)	95	(-)	14	(-)	92	(-)	106	(-)	11
北陸送配	25	(-)	8	(-)	33	(-)	11	(-)	11	(-)	22	(-)	▲ 11
関西送配	36	(-)	35	(-)	71	(-)	36	(-)	47	(1)	83	(1)	12
中国NW	18	(-)	24	(-)	42	(-)	18	(2)	37	(10)	55	(12)	13
四国送配	5	(-)	11	(-)	16	(-)	9	(-)	26	(-)	35	(-)	19
九州送配	21	(-)	35	(-)	56	(-)	27	(8)	43	(3)	70	(11)	14
沖縄電力	1	(-)	3	(-)	4	(-)	2	(-)	0	(-)	2	(-)	▲ 2
合計	367	(5)	377	(44)	744	(49)	266	(22)	510	(155)	776	(177)	32

※1 ()内はノンファーム型接続を適用した回答を再掲

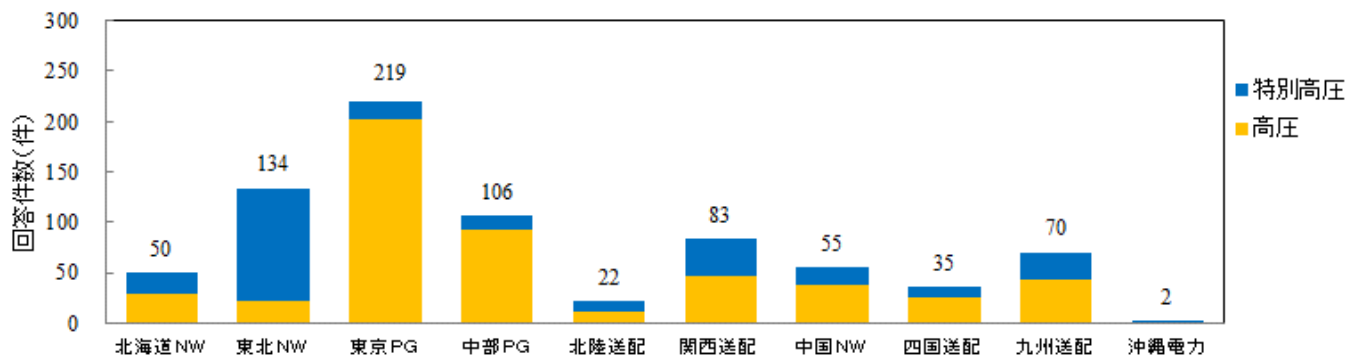


図18 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者別)
[2021年度]

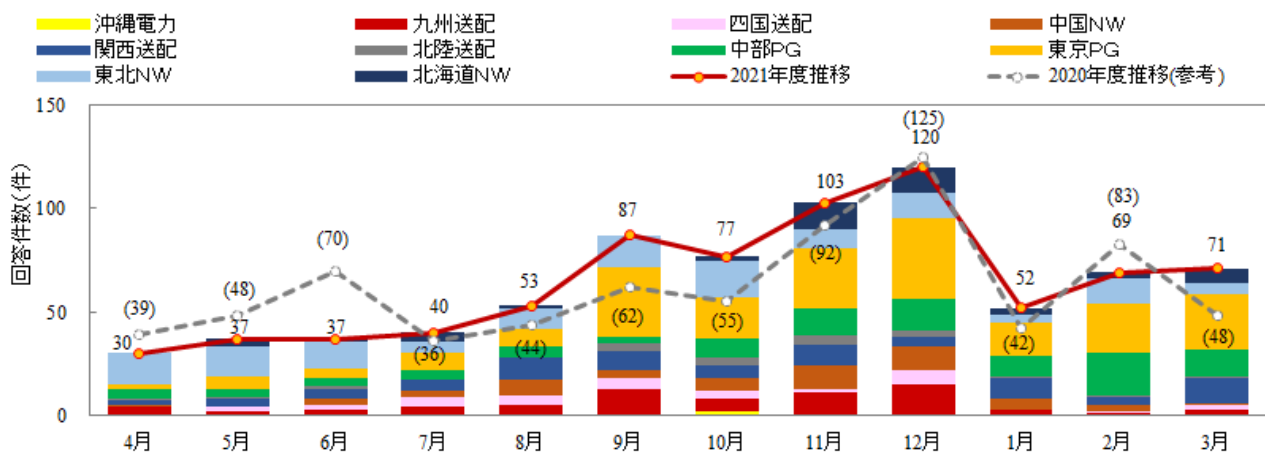


図19 契約申込み 回答件数(一般送配電事業者合計)
[2021年度]

2.3.4. 検討期間

2021年度（2021年4月～2022年3月）に回答を行った契約申込みの検討期間は以下のとおり。なお、検討期間については、送配電等業務指針第98条に基づき、6か月を標準検討期間として確認した。

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

表8 契約申込みの検討期間(一般送配電事業者別) (件)

受付会社	回答 件数	6か月 以内	6か月 超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
北海道NW	50	39	11	0	2	4	4	0	0	0	0	1
東北NW	134	97	37	2	3	31	1	0	0	0	0	0
東京PG	219	191	28	6	14	0	5	0	3	0	0	0
中部PG	106	102	4	1	1	0	1	0	1	0	0	0
北陸送配	22	19	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0
関西送配	83	82	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
中国NW	55	54	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
四国送配	35	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州送配	70	59	11	1	1	0	5	2	0	0	0	2
沖縄電力	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	776	680	96	12	23	35	16	2	5	0	0	3

(発電設備等契約申込みの回答期間)

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

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

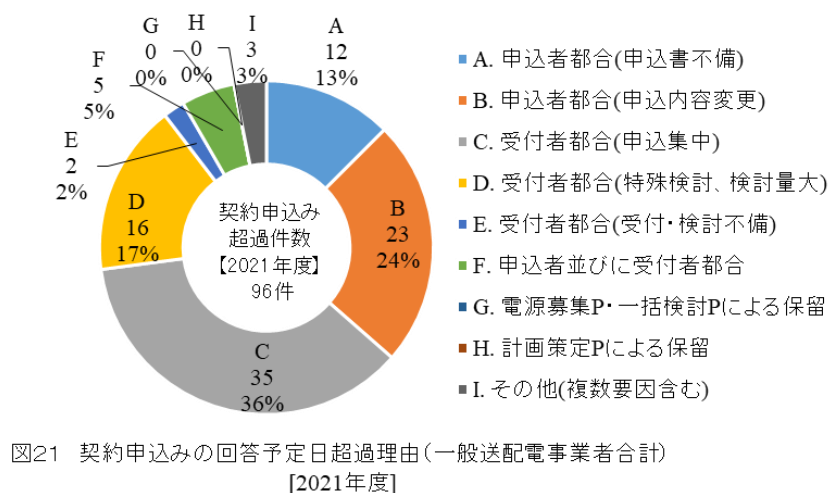
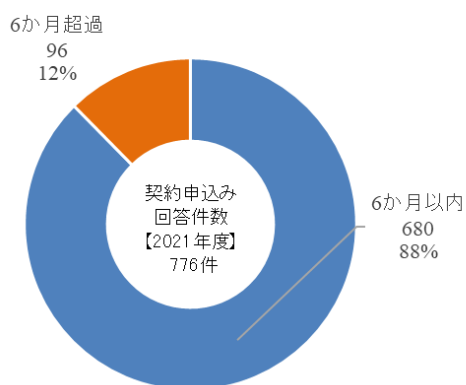


図20 契約申込みの回答件数および検討期間実績(一般送配電事業者合計) [2021年度]

図21 契約申込みの回答予定日超過理由(一般送配電事業者合計) [2021年度]

[円グラフ種別]
上段:超過理由
中段:件数
下段:割合(%)

回答期間超過理由の分類については、以下のとおり。

A. 申込者都合（申込書不備）

申込者の書類不備・不足など申込者に起因する場合

B. 申込者都合（申込内容変更）

申込者による申込後の内容変更など申込者に起因する場合

C. 受付者都合（申込集中）

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

D. 受付者都合（特殊検討，検討量大）

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

E. 受付者都合（受付・検討不備）

一般送配電事業者の受付や検討に不備があった場合

F. 申込者並びに受付者都合

上記の申込者都合と受付者都合の両方に起因する場合

G. 電源接続案件募集プロセス・電源接続案件一括検討プロセス

電源接続案件募集プロセス^{※2}および電源接続案件一括検討プロセス^{※2}の募集締切後、系統状況が確定するまで回答保留している場合

H. 計画策定Pによる保留

計画策定プロセス^{※3}の開始に伴い系統状況が確定するまで回答保留している場合

I. その他（複数要因含む）

上記以外の理由によるもの

※1 特殊検討例は、以下の通り

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

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

※3 広域系統整備計画の策定において必要となる手続きのこと

2.3.5. 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況

2021年度末（2022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	2020年度末	2021年度末	増減
北海道NW	17	10	▲ 7
東北NW	10	7	▲ 3
東京PG	56	54	▲ 2
中部PG	4	3	▲ 1
北陸送配	6	6	0
関西送配	18	10	▲ 8
中国NW	26	1	▲ 25
四国送配	0	0	0
九州送配	106	43	▲ 63
沖縄電力	0	0	0
合計	243	134	▲ 109

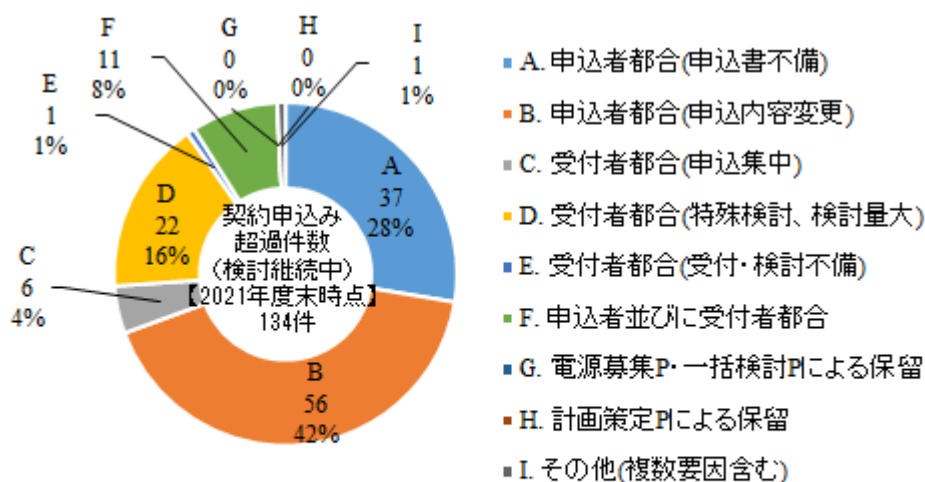


図22 契約申込み 回答予定日超過理由(検討継続中)

（一般送配電事業者合計）

[2021年度末時点]

[円グラフ種別]
 上段: 超過理由
 中段: 件数
 下段: 割合(%)

＜参考 1＞ 年度推移

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

事前相談は2017年度をピークに減少していたが、2021年度から増加傾向に変化。一方、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。

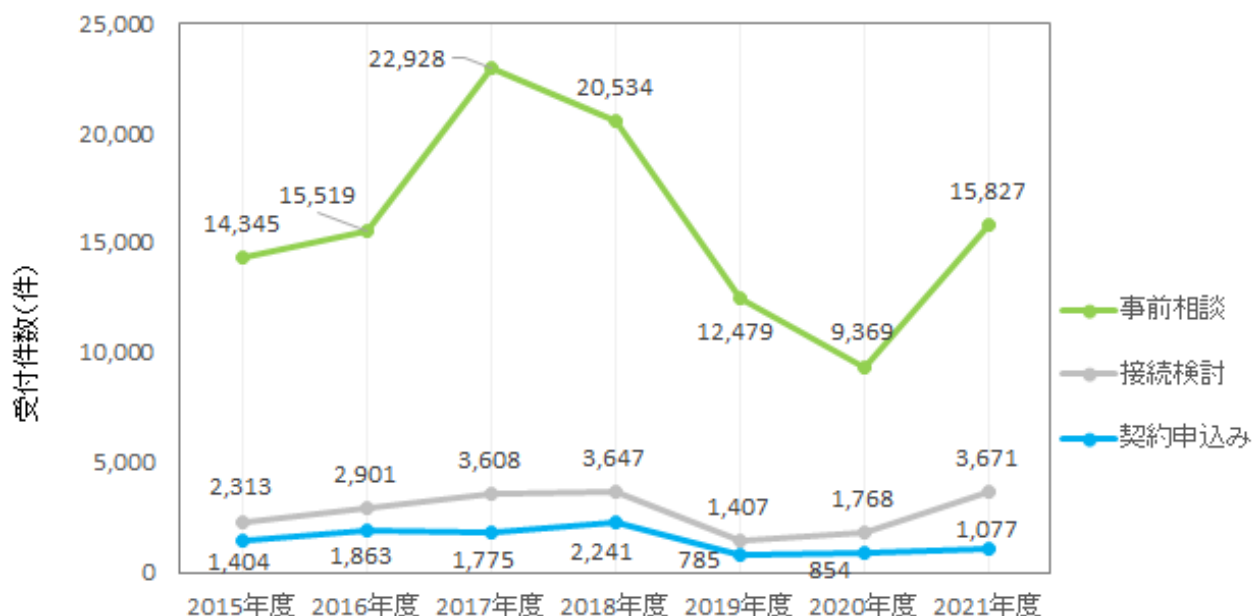


図23 年度別 事前相談・接続検討・契約申込みの受付件数の推移

（1）事前相談

表 10 事前相談の各社別受付件数の推移

(件)

	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
広域機関	100	333	111	76	41	27	68
北海道NW	396	637	1,592	646	237	567	1,733
東北NW	2,300	1,705	2,529	2,853	1,502	1,181	1,910
東京PG	4,629	3,882	5,396	2,659	1,187	1,064	3,410
中部PG	2,059	3,472	4,136	4,110	1,840	1,819	2,045
北陸送配	332	425	478	622	262	214	339
関西送配	1,930	2,076	3,528	4,318	2,128	1,442	2,200
中国NW	1,123	1,256	2,744	2,405	1,520	895	1,500
四国送配	425	390	546	804	257	326	624
九州送配	1,038	1,256	1,796	2,003	3,484	1,790	1,969
沖縄電力	13	87	72	38	21	44	29
合計	14,345	15,519	22,928	20,534	12,479	9,369	15,827

(2) 接続検討

表 11 接続検討の各社別受付件数の推移 (件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
広域機関	70	83	53	58	83	76	76
北海道NW	43	106	323	229	65	89	385
東北NW	369	415	443	615	363	424	679
東京PG	638	811	1,085	853	287	443	1,382
中部PG	290	453	485	585	163	230	391
北陸送配	56	102	118	115	79	55	54
関西送配	262	312	354	328	91	137	233
中国NW	191	243	315	431	91	106	206
四国送配	92	134	139	110	42	29	75
九州送配	300	238	291	315	138	173	185
沖縄電力	2	4	2	8	5	6	5
合計	2,313	2,901	3,608	3,647	1,407	1,768	3,671

表 12 接続検討の電源種別毎の受付件数の推移 (件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
火力	118	66	41	25	59	60	32
一般水力	107	106	132	145	182	241	245
揚水	0	0	0	0	0	0	0
原子力	0	0	0	0	0	0	0
太陽光	1,731	2,005	2,602	2,806	481	766	2,498
風力	165	368	340	303	410	326	436
地熱	16	17	17	14	38	55	54
バイオマス	175	335	469	341	221	305	327
その他	6	7	11	13	21	18	83
合計	2,318	2,904	3,612	3,647	1,412	1,771	3,675

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

(3) 契約申込み

表 13 契約申込みの各社別受付件数の推移

(件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
北海道NW	26	37	187	46	25	25	85
東北NW	217	215	211	329	232	332	115
東京PG	161	538	277	618	174	174	413
中部PG	209	357	267	400	94	96	141
北陸送配	38	83	86	50	26	33	27
関西送配	190	233	256	251	57	70	112
中国NW	64	147	196	242	45	37	67
四国送配	51	71	79	69	20	15	42
九州送配	447	177	210	232	110	69	73
沖縄電力	1	5	6	4	2	3	2
合計	1,404	1,863	1,775	2,241	785	854	1,077

表 14 契約申込みの電源種別毎受付件数の推移

(件)

	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
火力	31	30	26	16	19	16	30
一般水力	58	70	76	96	124	135	155
揚水	0	0	2	0	0	0	0
原子力	0	0	0	1	1	0	2
太陽光	1,212	1,462	1,252	1,900	375	440	685
風力	44	168	229	78	113	148	55
地熱	7	8	5	3	11	15	15
バイオマス	56	123	187	143	138	95	125
その他	0	2	3	5	7	6	14
合計	1,408	1,863	1,780	2,242	788	855	1,081

※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

2021年度末（2022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。これまで18件開始し、2022年3月末時点で、うち6件が完了。

※2022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
東北	8件	福島	2021/3/24	2021/4/26	2023/2 下旬頃
		山形・本荘由利	2021/3/26	2021/4/28	2023/2 月上旬頃
		青森県下北	2021/5/19	2021/6/16	2023/2 中旬頃
		岩手県北部	2021/8/12	2021/10/7	2023/4 月上旬頃
		宮城県北西	2021/8/13	2021/10/8	2023/4 月上旬頃
		新潟県村上	2021/12/14	2022/1/18	2023/7 中旬頃
		宮城県北東および東部大崎	2021/12/15	2022/1/21	2023/8 中旬頃
		青森県三戸	2021/12/16	2022/1/26	2023/8 月上旬頃
東京	1件	群馬東部	2021/7/13	2021/8/13	2023/3 月上旬頃
中部	1件	長野県北部小谷村	2021/9/3	2021/10/1	2023/4 下旬頃
北陸	2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 下旬頃
中国	1件	広島県神石高原町、岡山県高梁市・吉備中央町および周辺	2021/2/5	2021/2/16	2021/10/21 完了
九州	5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
		鹿児島県大口市	2021/4/5	2021/5/10	2022/1/26 完了

		大分県日田	2021/7/29	2021/8/26	2023/5 下旬頃
		熊本県菊池	2021/8/4	2021/9/1	2022/3/24 完了

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

供給計画の取りまとめ

2022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2022年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

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

なお、福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響については、各電気事業者において復旧見通しを検討している段階にあり、各電気事業者から提出された供給計画へ反映されていない。

また、2022年度供給計画取りまとめでは、2021年11月30日までに電気事業者となった者（1,767者）と、2021年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（1者）の合計1,768者を対象に取りまとめを行った。

2022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	1,007
小売電気事業者	712
登録特定送配電事業者	30
特定送配電事業者	6
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,768

(参考) 供給計画とは

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

供給計画の提出期限

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

カッコ内は供給計画（案）の本機関への提出期限

(参考) 取りまとめ項目

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

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

目次

	ページ
I. 電力需要想定	102
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	102
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	104
II. 需給バランス	106
(1) 供給信頼度基準について	106
(2) 供給力(kW)の見通し(2022年度~2031年度)	107
(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	108
(4) 電力量(kWh)の見通し	114
(5) 需給バランス確認結果のまとめ	116
III. 電源構成の変化に関する分析	118
(1) 設備容量(kW)	118
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	120
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	121
(4) 電源開発計画	122
IV. 送配電設備の増強計画	127
(1) 主要送電線路の整備計画	130
(2) 主要変電所の整備計画	134
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	137
(4) 既設設備の高経年化の課題	139
V. 広域的運営の状況	141
VI. 電気事業者の特性分析	143
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	143
(2) 小売電気事業者のエリア展開	145
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	147

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	148
(5) 発電事業者のエリア展開	151
VII. その他	153
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	153
VIII. まとめ(2022年度供給計画の取りまとめ)	156
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別 159
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別 164

訂正箇所（2022年5月25日）

P22	図2-9	休止電源の状況	2023年度休止1年～3年以内の設備量
P24	表3-1	設備容量（全国合計）	設備容量の一部
P24	図3-1	設備容量（全国合計）	設備容量の一部、電源の分類方法
P25	図3-2	エリア別の電源種別の設備容量比率 （2021年度末）	設備容量比率の一部
P26	図3-3	エリア別太陽光・風力設備容量の推移	設備容量の一部
P28	表3-3	新エネルギー等発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P29	表3-4	水力・火力発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P29	表3-6	送電端電力量（合計）	送電端電力量の一部
P30	図3-4	2021年度エリア別発電電力量 （送電端）の比率	エリア別送電端比率の一部
P31	表3-7	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P31	図3-5	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P53	図6-11	各規模別の供給電力（積算）	供給電力の一部

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、2021年度の実績及び2022, 2023年度の見通し³を、表1-1に示す。

2022年度の見通し16,051万kWは、2021年度の気象補正⁴後の実績16,230万kWに対して、1.1%の減少となった。

また、2023年度の見通し16,028万kWは、2021年度の気象補正⁴後の実績に対して、1.2%の減少となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

2021年度 実績 (気象補正後)	2022年度 見通し	2023年度 見通し
16,230万kW	16,051万kW(▲1.1% [*])	16,028万kW(▲1.2% [*])

※2021年度実績(気象補正後)に対する増加率

② 2022年度及び2023年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2022年度及び2023年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2022年度)、表1-3(2023年度)に示す。

2022年度及び2023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 2022年度各月別の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,631	11,379	12,759	16,001	16,051	14,101
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,967	12,425	14,307	15,068	15,041	13,347

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 2022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、2021年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

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

表 1-3 2023年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,612	11,361	12,741	15,978	16,028	14,079
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,950	12,408	14,286	15,045	15,018	13,318

③年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2021年度の推定実績⁵及び2022年度の見通しを、表1-4に示す。

2022年度の見通し8,775億kWhは、2021年度の気象補正後の推定実績8,693億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）

2021年度推定実績 （気象補正後）	2022年度見通し
8,693 億 kWh	8,775 億 kWh (+0.9% [※])

※2021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2021年4～10月の実績値及び2021年11月～2022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（2021年11月25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、2021年度は541.4兆円、2031年度は596.1兆円となり、年平均1.0%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2021年度は96.4、2031年度は104.2となり、年平均0.8%の増加となった。一方、人口は、2021年度は1億2,574万人、2031年度は1億1,923万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2021年度	2031年度
国内総生産（実質GDP）	541.4兆円	596.1兆円 [+1.0%] [※]
鉱工業生産指数（IIP）	96.4	104.2 [+0.8%] [※]
人口	1億2,574万人	1億1,923万人 [▲0.5%] [※]

※2021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、2022年度、2026年度及び2031年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2031年度までの見通しを図1-1に示す。

2026年度の見通しは15,926万kW、2031年度の見通しは15,746万kWとなり、2021年度から2031年度まで年平均0.3%の減少となっている。

2021年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方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

2022年度 [再掲]	2026年度	2031年度
16,051万kW	15,926万kW [▲0.4%] [※]	15,746万kW [▲0.3%] [※]

※2021年度見通しに対する年平均増加率

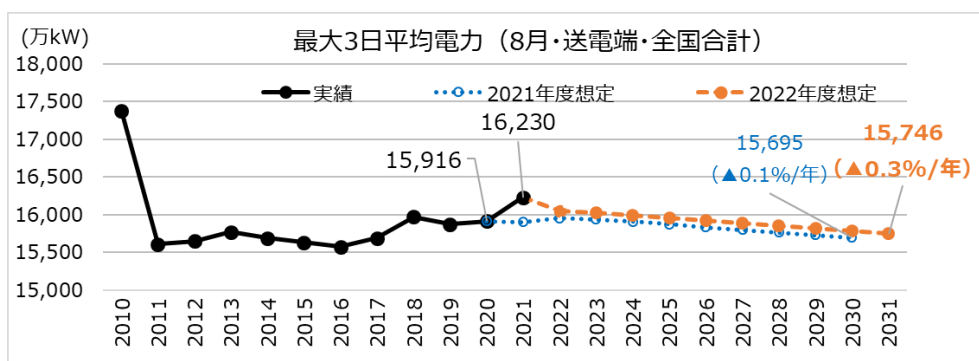


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

⁶ GDPは2015暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2022年度、2026年度及び2031年度の見通しを、表1-7に示す。

2026年度の見通しは8,707億kWh、2031年度の見通しは8,634億kWhとなり、2021年度から2031年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2021年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方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

2022年度 [再掲]	2026年度	2031年度
8,775 億 kWh	8,707 億 kWh [+0.0%] [※]	8,634 億 kWh [▲0.1%] [※]

※2021年度見通しに対する年平均増加率

II. 需給バランス

(1) 供給信頼度基準について

供給計画における供給信頼度基準としては、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における審議を経て、2021年度より年間EUE基準(0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.098 kWh/kW・年)を適用することとなった⁸。

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

(参考) 年間EUEの特性

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

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

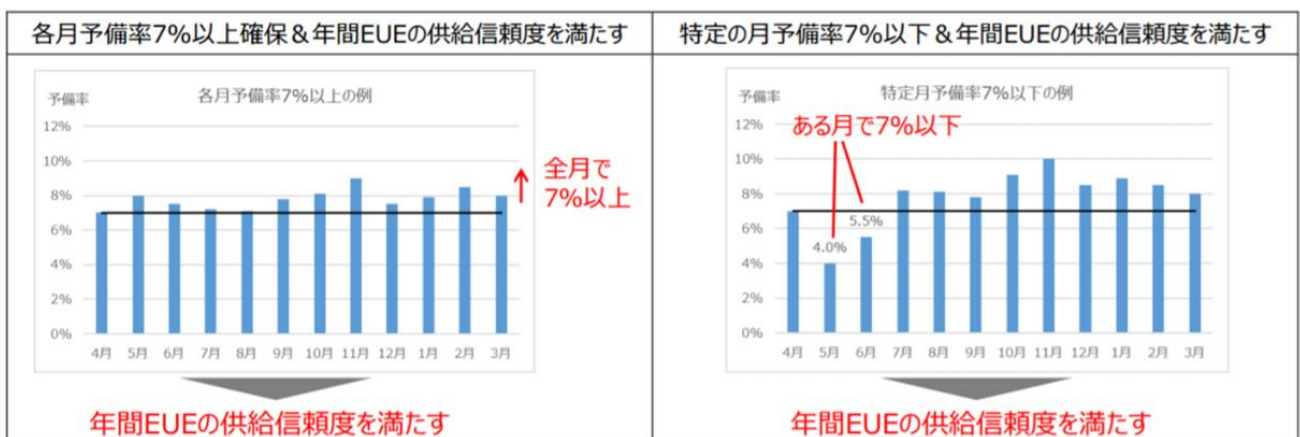


図2-1 年間EUEの特性

⁸ 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(本機関ウェブサイト)
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

(2) 供給力 (kW) の見通し (2022年度～2031年度)

年間EUEの算定結果を表2-1に示す。短期断面(第1・2年度目)は全てのエリア・年度で基準値(0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年)以内となっている。(最も大きい値は2022年度の東京エリアで、停電予測量は0.038 kWh/kW・年)

長期断面では、九州エリアの2024～2029年度で一部大型電源の供給力が現時点で見通せないこと、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で電源の補修見通しの反映により、基準値を超過している。

現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

表2-1 年間EUEの算定結果

(単位: kWh/kW・年)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	0.000	0.007	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.007	0.001	0.005	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000
東京	0.038	0.011	0.042	0.008	0.003	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000
中部	0.003	0.001	0.000	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
北陸	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.001	0.001	0.210	0.130	0.119	0.113	0.107	0.096	0.031	0.027
9エリア計	0.014	0.004	0.035	0.016	0.013	0.011	0.010	0.009	0.003	0.003
沖縄	0.027	0.021	0.354	0.793	0.662	0.860	0.282	0.917	0.311	0.304

(3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力⁹とエリア需要を基に、各エリア（沖縄を除く）及び全国の需給バランスについて、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率¹⁰が8%以上あることを基準として確認を行った。

また、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として確認を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス確認の概要を、図2-2に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力¹¹を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの¹²も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

なお、2022年度供給計画届出書の記載要領（2021年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

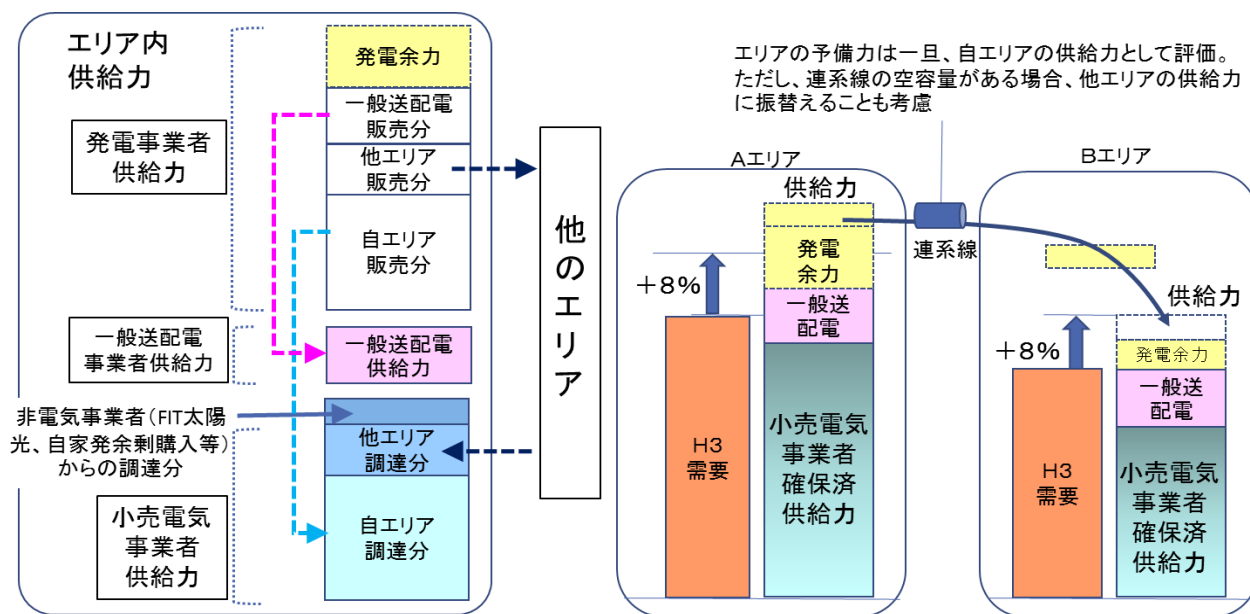


図2-2 需給バランス確認の概要

⁹ 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。

¹⁰ 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。

¹¹ エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

¹² 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

(参考) 供給力の計上方法

供給力及び発電余力の算出方法は、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン¹³ (資源エネルギー庁、2021年12月)」及び「2022年度供給計画届出書の記載要領¹⁴ (資源エネルギー庁、2021年12月)」に記載の方法による。

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

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

(短期断面)

- ①: 「2022～2031年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2022年2月10日:本機関)」¹⁵による。
- ②: 「2022・2023年度の連系線のマージン (年間計画) (2022年2月10日:本機関)」¹⁶の考え方及びエリア外期待分 (系統容量3%相当) を考慮のうえ算出した値。
- ③: 2022年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表)」に記載されている月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①: 2022年度及び2023年度は、(短期断面) で設定した8月値、2024～2031年度は、「2022～2031年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2022年2月10日:本機関)」¹⁵による。
- ②: 2022年度及び2023年度は、(短期断面) で設定した8月値、2024～2031年度は、「2024～2031年度の連系線のマージン (長期計画) (2022年2月10日:本機関)」¹⁶の考え方及びエリア外期待分 (系統容量3%相当) を考慮のうえ算出した値。
- ③: 2022年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値。

¹³ 電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/guideline.pdf

¹⁴ 2022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/kisaiyouryo.pdf

¹⁵ 参考: 第4回運用容量検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)
http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2021/unyouyouryou_2021_4_haifu.html

¹⁶ 参考: 第3回マージン検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)
http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2021/margin_kentoukai_2021_3.html

① 短期の需給見通し

予備率の算定にあたっては、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率を均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁷としている。

また、7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を適用した¹⁸。

更に、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件¹⁹）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、一定程度あると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

○2022年度

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

表2-2 2022年度 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	29.6%	48.7%	55.5%	41.5%	27.6%	31.9%	34.2%	21.1%	16.1%	15.4%	15.6%	20.2%
東北	18.3%	20.3%	13.3%	15.3%	20.1%	16.8%	23.1%	14.6%	11.9%	15.4%	15.6%	19.9%
東京	14.7%	20.3%	13.3%	10.3%	10.2%	16.8%	17.0%	8.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中部	14.7%	20.3%	20.2%	10.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
北陸	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
関西	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中国	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
四国	18.0%	20.3%	21.9%	11.3%	10.5%	16.8%	24.2%	11.9%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
九州	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	27.1%	23.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

※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

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

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

表2-3 2022年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	33.3%	11.2%	7.4%	14.5%	19.6%	11.0%	30.5%	33.9%	43.0%	27.6%	30.6%	54.2%

¹⁷ 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替えできる量を算定しているため、振替え可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積られる評価）となっている。

¹⁸ 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（本機関ウェブサイト）

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

¹⁹ 参考：火力発電所環境アセスメント情報（経済産業省ウェブサイト）

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

²⁰ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

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

○ 2023年度

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

表2-4 2023年度 各月別の予備率見通し
(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	30.0%	45.3%	47.6%	29.2%	30.9%	29.7%	26.1%	20.6%	23.7%	18.1%	20.8%	25.1%
東北	30.0%	29.9%	21.1%	19.7%	22.0%	29.7%	26.1%	20.6%	16.5%	15.4%	16.4%	25.1%
東京	11.4%	22.1%	21.1%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.4%	15.1%	14.6%	15.7%	19.6%
中部	28.9%	22.1%	22.5%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	19.6%
北陸	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	20.0%
関西	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
中国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
四国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	30.9%	25.2%	33.7%	28.6%	15.6%	22.0%	21.3%	41.5%
九州	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	31.0%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

また、沖縄エリア²²については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+電源I-a：合計30.1万kW」を除いた場合の供給力²³が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

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

表2-5 2023年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し (送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	36.3%	34.9%	19.6%	18.5%	16.7%	11.8%	14.1%	26.5%	33.6%	34.1%	39.0%	46.9%

③ 供給力 (kW) の補完的確認による2022年度電源補修量

図2-3において、2022年度供給計画(第1年度)の各月補修量(対象:出力10万kW以上の発電設備)を示す。

図2-4において、2022年度供給計画における第1年度(2022年度)と、2021年度供給計画における第2年度(2023年度)との各月補修量の増減(対象:出力10万kW以上の発電設備)を示す。

需給バランスが厳しい期間・エリアにおける既存補修計画の変更ならびに新規補修計画の回避について、本機関から全発電事業者へ協力を要請しており、2021年度供給計画との比較で、夏季・冬季の補修量が減少した。

²² 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²³ 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

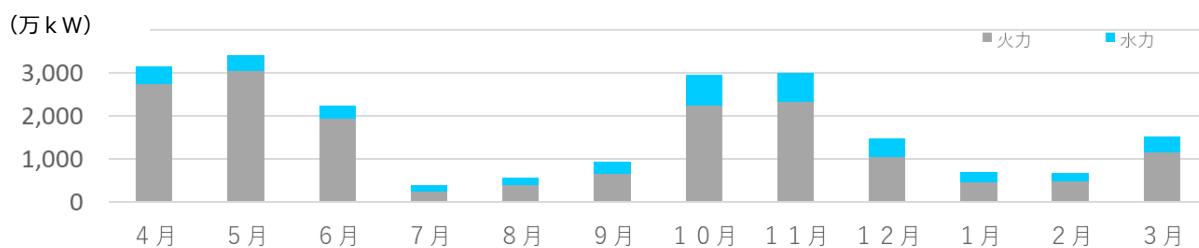


図2-3 2022年度供給計画（第1年度）の各月補修量

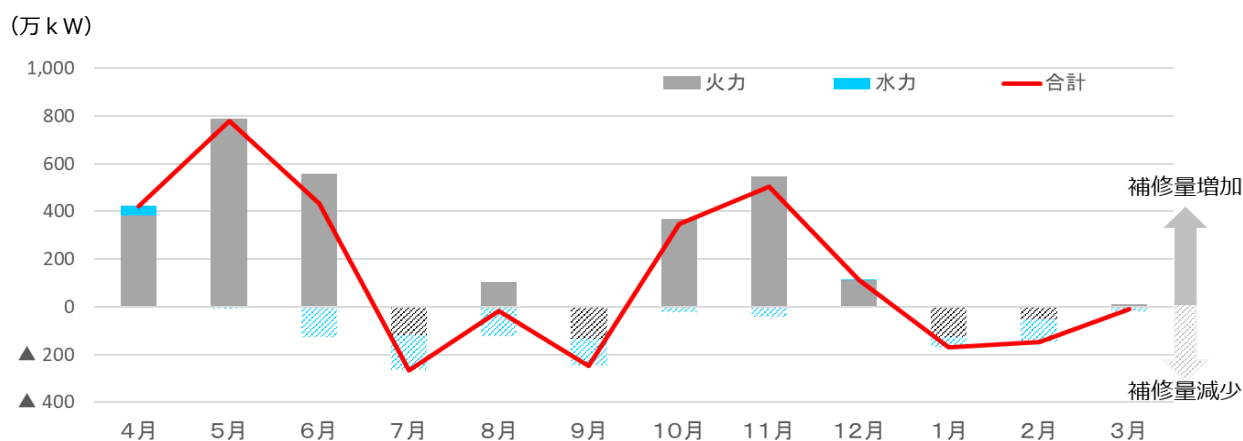


図2-4 2022供計（第1年度）と2021供計（第2年度）の各月補修量の増減

④ 供給力（kW）の補完的確認による2022年度休廃止計画

2022年度供給計画において、2022年度中に休廃止となる火力電源（出力1,000kW以上、離島設備を除く）を表2-6に示す。

2022年度中に休廃止となる火力電源は421万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407万kW、2022年度供給計画で新規計上されたものが14万kWである。

表2-6 2022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	—	311	311
石油	—	60	60
石炭	14	36	50
合計	14	407	421

⑤ 供給力（kW）の補完的確認による小売未確保分と発電余力

小売電気事業者の想定需要に対する未確保分²⁴と発電事業者の発電余力を比較したものを図2-5に示す。夏季8月において未確保分が発電余力を上回っている状況である。

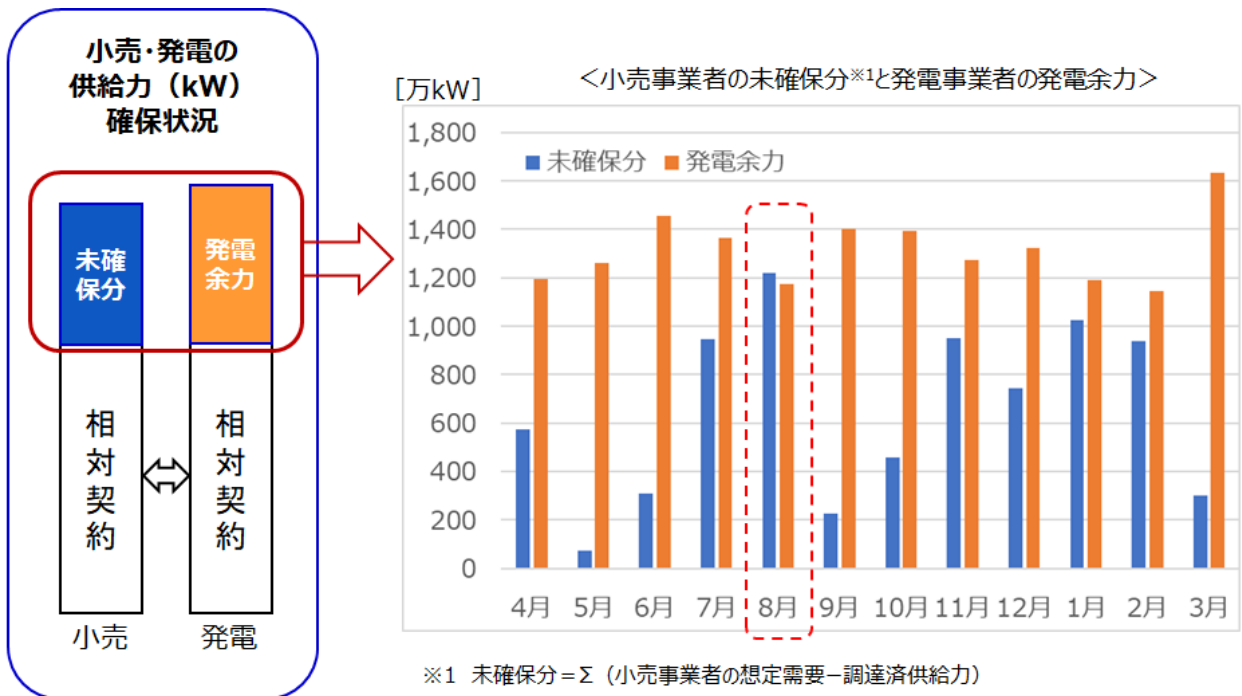


図2-5 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

²⁴ 未確保分：小売電気事業者の（小売電気事業者の想定需要－調達済供給力）の総計

(4) 電力量 (kWh) の見通し

電力量 (kWh) バランスについては、気象の見通しや需要予測時に参照する情報が揃い、かつ、燃料の追加調達などの対応もできるタイミングとして、毎年春と秋に実施している「電力需給検証」において高需要期の評価を行うとともに、昨夏より実施している月2回程度のkWhモニタリングを継続し、その結果の公表を行う予定である。

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

① 電力量 (kWh) に関する見通し

図2-6において、供給計画の第1年度(2022年度)における電力量 (kWh) バランス(9エリア合計)の月別に示す。また表2-7において、2022年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量²⁵は2~24億kWh/月程度(想定需要に対して0.3%~3.2%程度)下回る断面が見受けられる。

今後、この計画を起点に実需給段階に向けて、小売電気事業者には計画的な調達、発電事業者には燃料の追加調達等による供給電力量の増加を期待するが、本機関においても、高需要期にあたりkWhモニタリングなどを実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

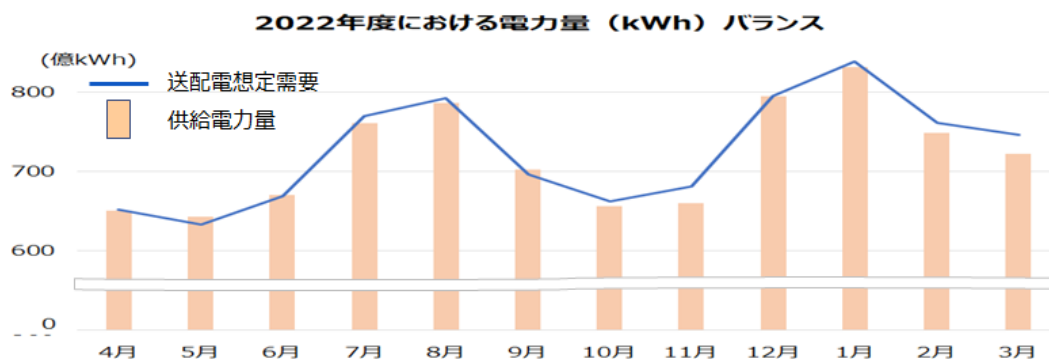


図2-6 第1年度(2022年度)における電力量 (kWh) バランス

表2-7 2022年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

[億kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
送配電想定需要	652	633	669	770	792	696	662	681	795	838	761	746	8,695
想定需要を下回る量	-2	10	1	-9	-6	6	-6	-21	0	-7	-13	-24	-71
想定需要を下回る率	-0.3%	1.6%	0.1%	-1.2%	-0.8%	0.9%	-0.9%	-3.1%	0.0%	-0.8%	-1.7%	-3.2%	-0.8%

²⁵ 小売事業者への相対卸売り契約量(非電気事業者の発電分を含む)と発電余力の合計

② 電力量（kWh）の確認 【未確保分と発電余力】

図2-7において、小売電気事業者が市場調達として想定している量と、発電事業者が市場へ供出することが期待される発電余力を比較すると、すべての月において発電余力の方が多くなっている。

これは、小売電気事業者の計画的な調達行動や、発電事業者による供給電力量の追加が進んだことによるものであり、今後もこうした状況が継続するよう注視していく。

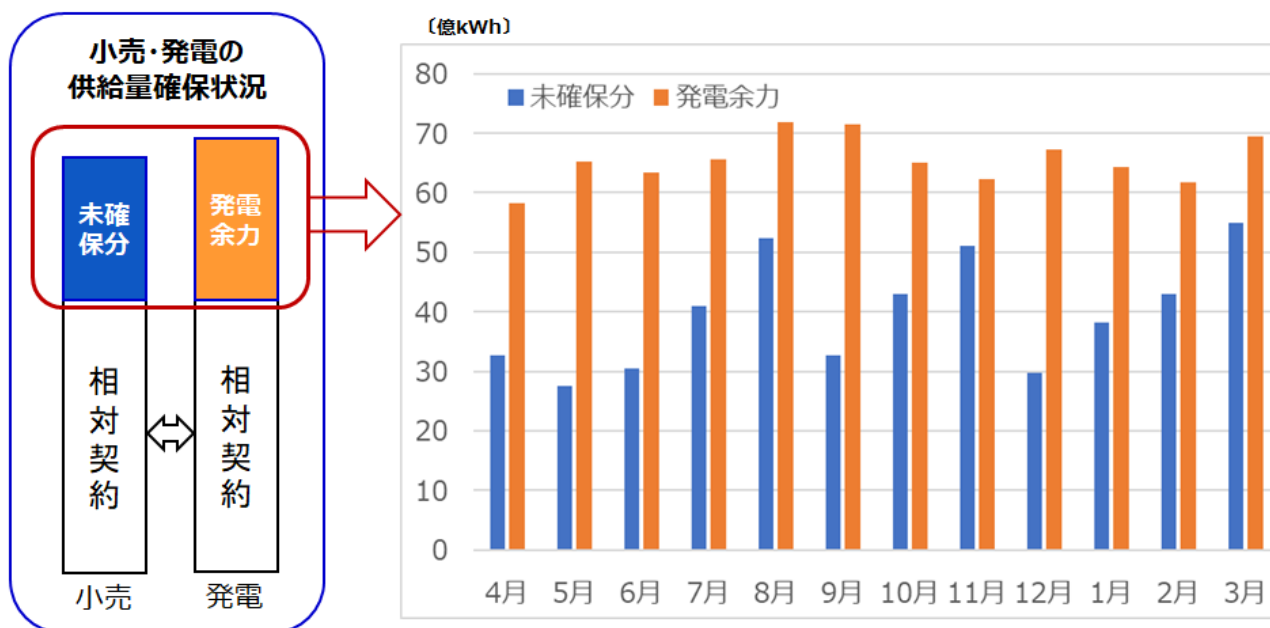


図2-7 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (年間EUE基準に基づく確認結果)

短期断面 (第1・2年度目) は全てのエリア・年度で基準値以内となっている。長期断面では、九州エリアの2024～2029年度、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で基準値を超過している。

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

第1年度 (2022年度)、第2年度 (2023年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し

第1年度 (2022年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、2～24億kWh/月程度 (想定需要に対して0.3%～3.2%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 短期断面 (2022・2023年度) では、供給信頼度基準を満たせていないエリア・期間や、予備率8%を下回るエリア・期間はなかったが、過去10年間で最も厳気象 (猛暑・厳寒) であった年度並みの気象条件での最大電力需要を踏まえた需給変動リスク分析結果を踏まえ、供給力対策に関する検討を進める。

○ 長期断面 (2024年度以降) では、供給信頼度基準を満たせていないエリア・期間があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

① 電源別供給力の年度ごとの推移

2031年度までの電源種別ごとの供給力(8月15時・全国計)の見通しを図2-8に示す。

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

これらにより、供給力全体として2023年度まで増加し、以降横ばい傾向となる。

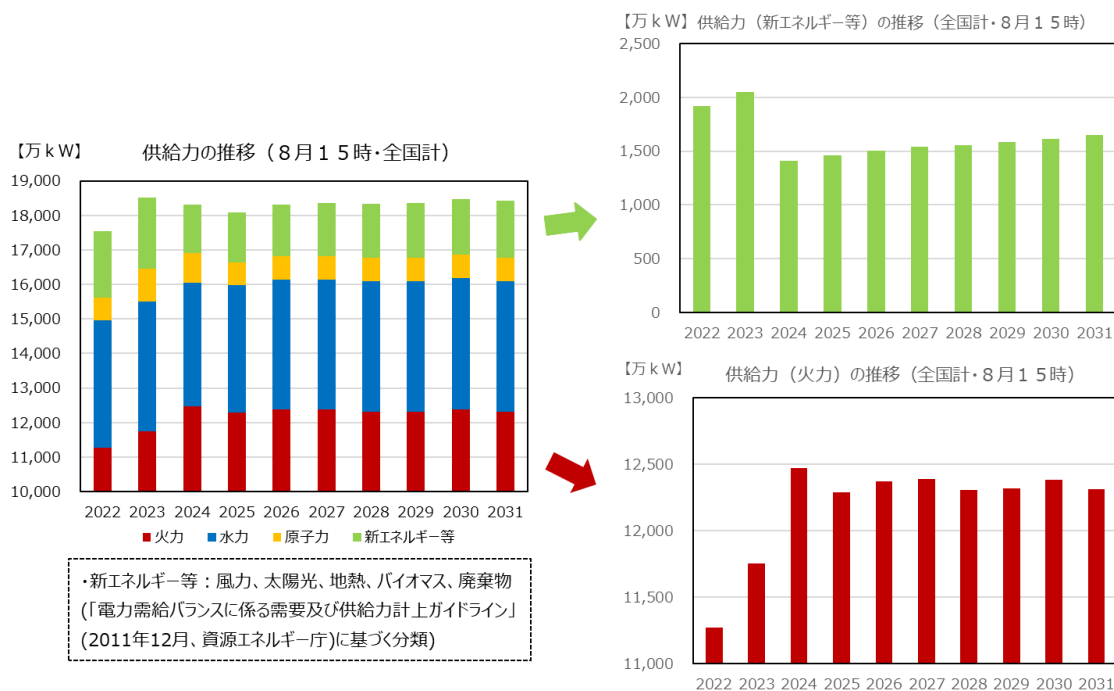


図2-8 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度ごとの推移

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

2024年度に再稼働による減少がみられるものの、総量は約1,000万kW前後で推移する。経年ごとに3年以上長期休止する電源が増加する傾向がみられる。

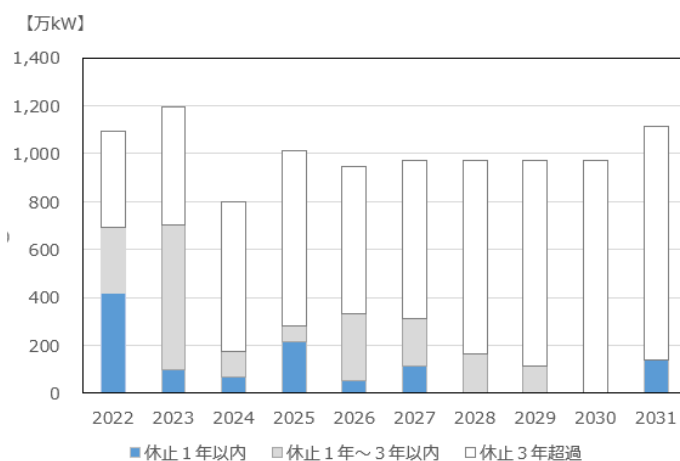


図2-9 休止電源の状況

Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

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

(1) 設備容量 (kW)

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

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

○水力・火力²⁶

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

○原子力

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

○太陽光・風力

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

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

²⁶ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万 kW】

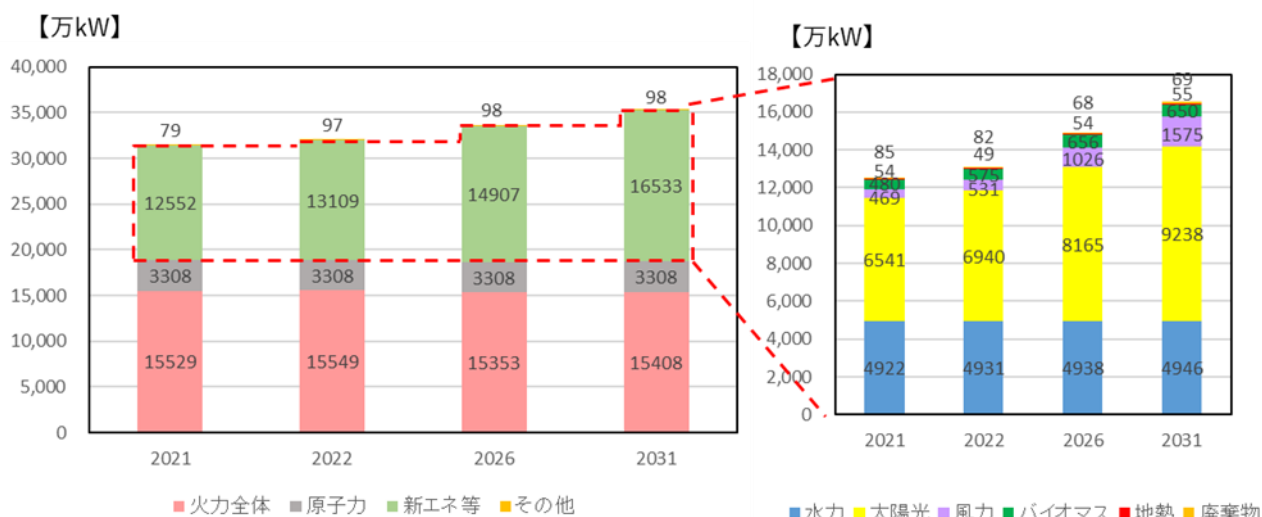
種類	2021	2022	2026	2031
火力 ^{※1}	15,529	15,549	15,353	15,408
石炭	4,836	5,079	5,234	5,233
LNG	7,804	7,814	8,244	8,301
石油他 ²⁷	2,888	2,657	1,875	1,874
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	12,552	13,109	14,907	16,533
一般水力	2,175	2,184	2,191	2,199
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風力 ^{※3}	469	531	1,026	1,575
太陽光 ^{※3}	6,541	6,940	8,165	9,238
地熱 ^{※1}	54	49	54	55
バイオマス ^{※1}	480	575	656	650
廃棄物 ^{※1}	85	82	68	69
その他	79	97	98	98
合計	31,469	32,063	33,666	35,348

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

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

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

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



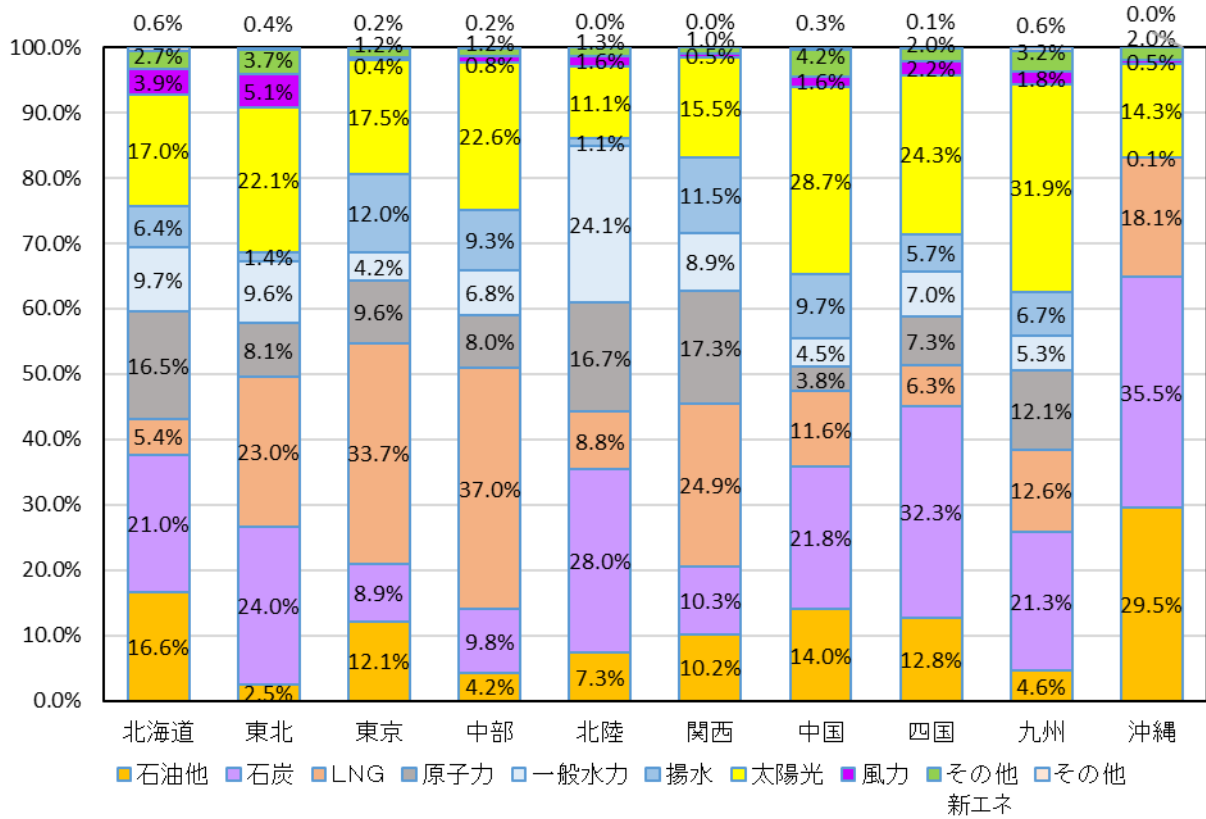
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²⁷ 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2021年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2021年度末)

(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移

今後10年間のエリア別太陽光・風力設備容量の導入量見通し(年度末基準)²⁸を図3-3に示す。

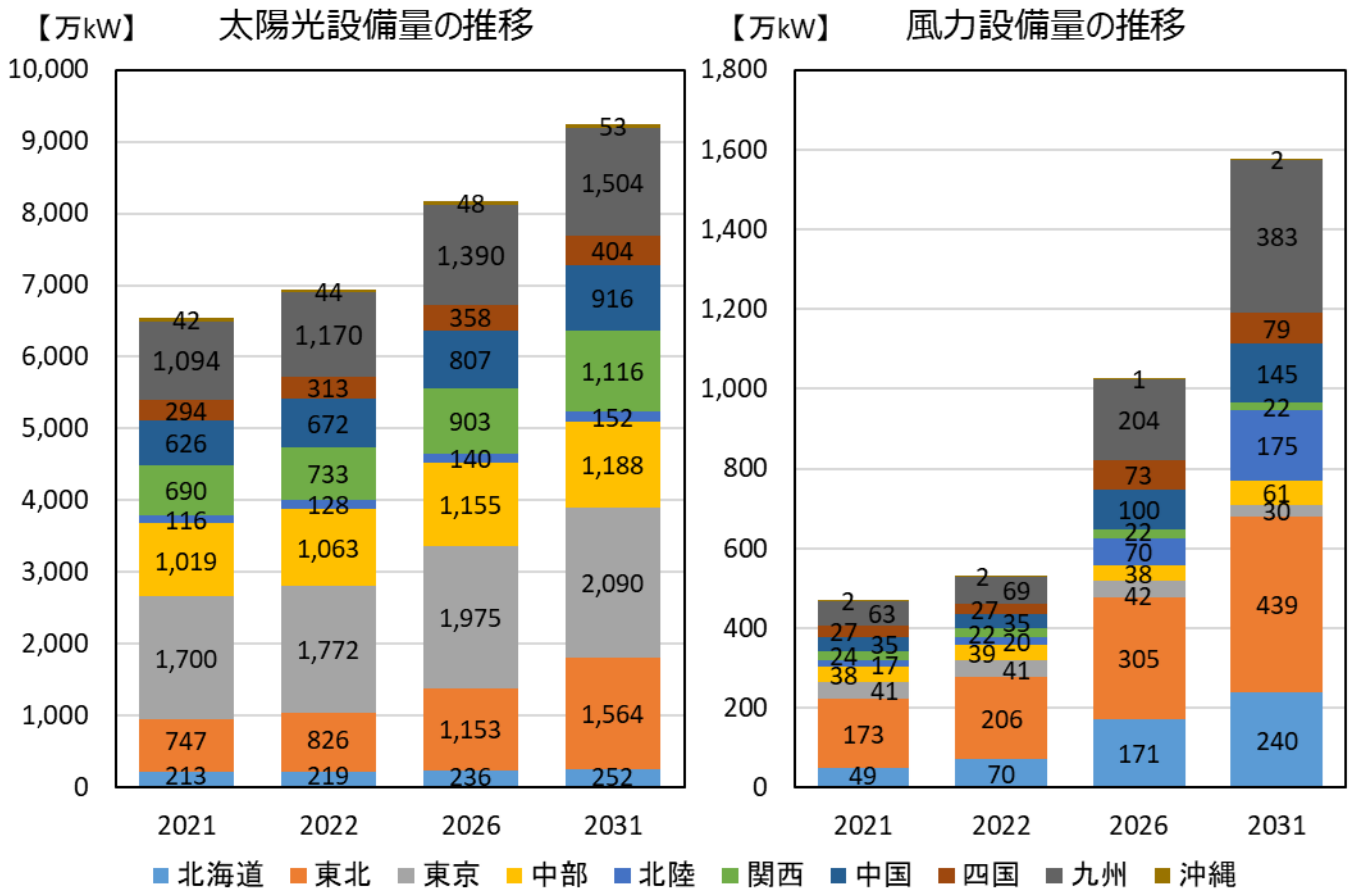


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁸ エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統アクセス契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を想定したもの。

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2031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 2031年度末までの電源開発計画²⁹ (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	44.6	68	6.0	43	△ 19.3	35
一般水力	44.6	68	6.0	43	△ 19.3	35
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,199.5	28	0.7	1	△ 1,172.9	37
石炭	482.0	7	-	-	△ 28.8	2
LNG	714.9	15	0.7	1	△ 216.8	6
石油	2.6	6	-	-	△ 927.3	29
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	0.0	0
新エネルギー等	1,045.7	376	△ 0.6	2	△ 81.3	64
風力	363.6	89	-	-	△ 65.0	52
太陽光	510.2	241	-	-	△ 0.2	1
地熱	7.5	5	-	-	△ 5.0	1
バイオマス	158.3	37	-	-	△ 4.8	3
廃棄物	6.2	4	△ 0.6	2	△ 6.3	7
合計	3,307.8	479	21.3	47	△ 1,273.4	136

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 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 送電端電力量 (kWh)

各発電事業者や各一般送配電事業者が一定の仮定の下で計算した各年度の電源種別の発電電力量(送電端)を合計した試算³⁰であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

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

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

電源種ごとの具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

① 新エネルギー等(表3-3)

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

表3-3 新エネルギー等発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2021	2022	2026	2031
新エネルギー等	1,159	1,268	1,516	1,727
風力	83	95	179	274
太陽光	782	829	967	1,082
地熱	25	26	28	29
バイオマス	242	293	317	316
廃棄物	27	26	25	25

② 水力・火力(表3-4)

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

³⁰ 発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

表 3 - 4 水力・火力発電所送電端電力量

【億 kWh】

種類	2021	2022	2026	2031
水力	857	829	850	871
一般水力	774	764	790	801
揚水	83	65	60	69
火力	6,229	6,226	6,104	5,869
石炭	2,715	2,974	3,004	2,897
LNG	3,212	3,026	2,894	2,772
石油他 ²⁷	302	226	206	200

③ 原子力（表 3 - 5）

2022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	2021	2022	2026	2031
原子力	675	599	551	552

④ 合計（表 3 - 6）

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

表 3 - 6 送電端電力量（合計）

【億 kWh】

	2021	2022	2026	2031
合計	9,038	8,978	9,072	9,065

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2021年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

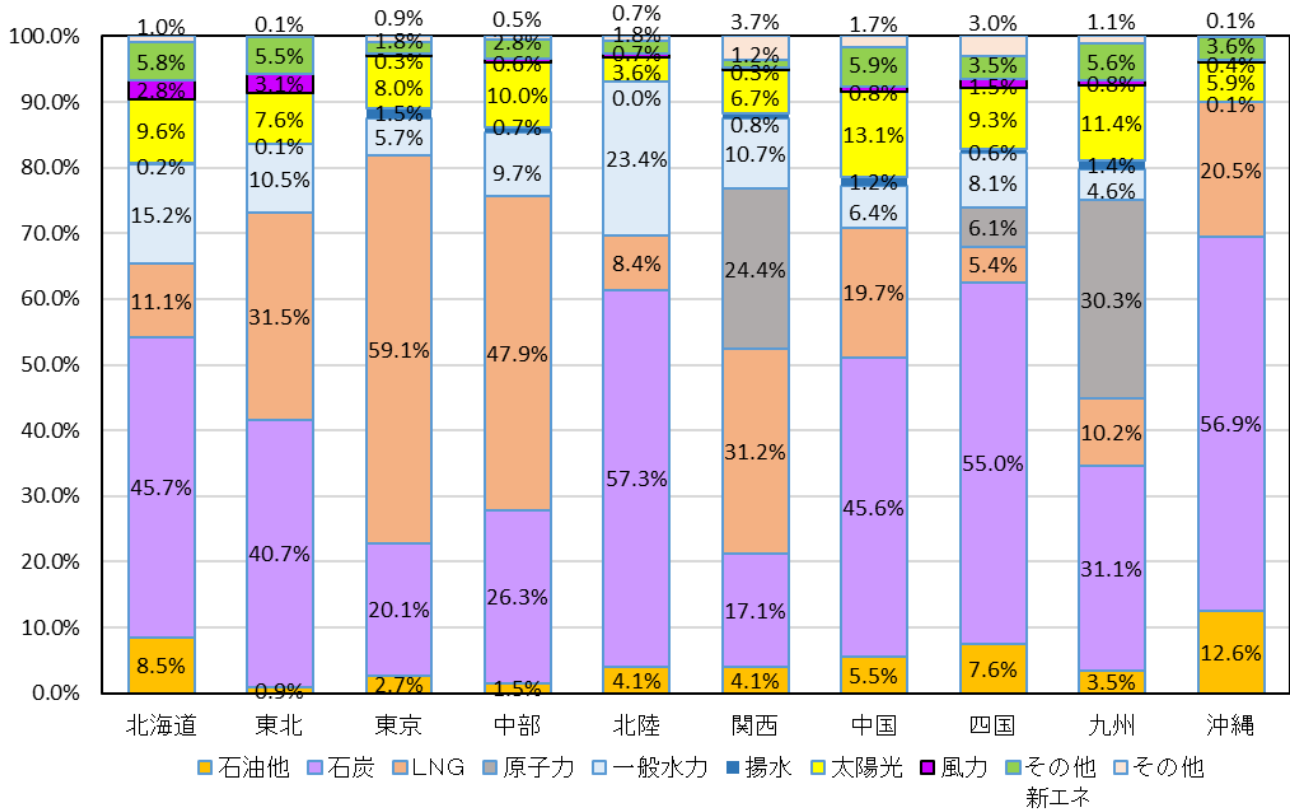


図3-4 2021年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

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

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

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

種類	2021	2022	2026	2031
水力	19.9%	19.2%	19.6%	20.0%
一般水力	40.6%	39.9%	41.1%	41.5%
揚水	3.5%	2.7%	2.5%	2.9%
火力	45.8%	45.7%	45.4%	43.4%
石炭	64.1%	66.8%	65.5%	63.0%
LNG	47.0%	44.2%	40.1%	38.0%
石油他 ²⁷	11.9%	9.7%	12.6%	12.1%
原子力	23.3%	20.7%	19.0%	19.0%
新エネルギー等	17.3%	17.7%	17.4%	17.0%
風力 ³¹	20.1%	20.3%	19.9%	19.8%
太陽光 ³¹	13.6%	13.6%	13.5%	13.3%
地熱	52.3%	59.6%	59.2%	59.9%
バイオマス	57.5%	58.2%	55.1%	55.3%
廃棄物	36.6%	36.4%	41.8%	41.3%

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

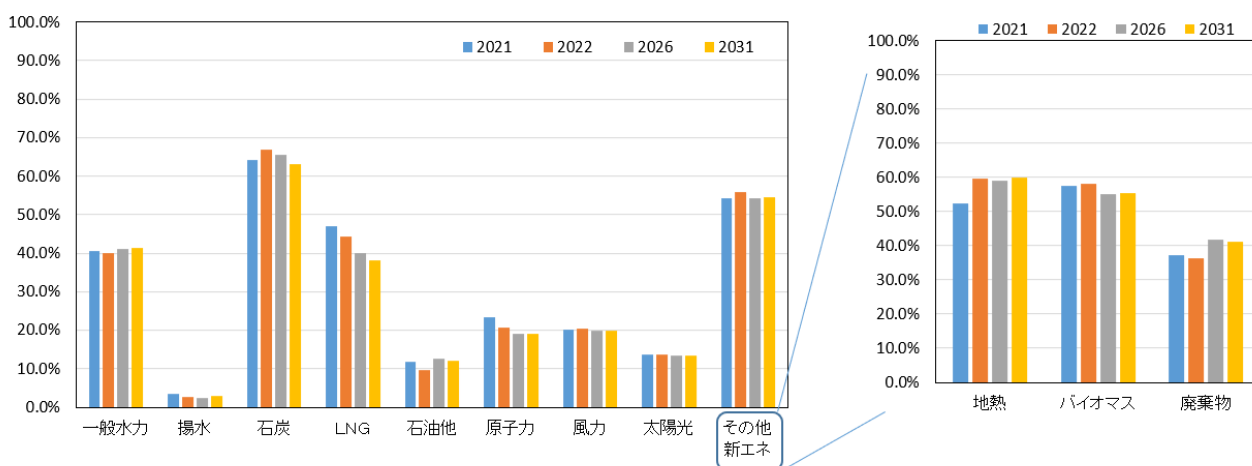


図3-5 設備利用率の推移(全国合計)

³¹ 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。

IV. 送配電設備の増強計画

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

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画³³

送電線路の増加こう長 ³⁴ ※ ³⁵	672 km (635 km)
架空送電線路※	616 km (597 km)
地中送電線路	56 km (39 km)
変圧器の増加容量	28,578 MVA (29,235 MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁶	1,200 MW (900 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△101 km (△61 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△4,550MVA (△4,300 MVA)

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

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

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

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

³³ （ ）内は昨年値を記載した。

³⁴ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

³⁵ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

³⁶ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・(仮) 広域連系北幹線:79km ・(仮) 広域連系南幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・新地アクセス線(仮) 広域連系開閉所引込:1km ・常磐幹線(仮) 広域連系開閉所 Dπ 引込:1km ・福島幹線山線接続変更:1km
開閉所	(仮) 広域連系開閉所:10 回線

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

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> ・新佐久間周波数変換所:300MW ・東清水変電所:300MW→900MW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線:19km ・佐久間東幹線 FC 分岐線:3km ・佐久間東栄線 FC 分岐線:1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間東栄線:11km, 2km ・佐久間東幹線:123km
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所： 750MVA×1 ・静岡変電所： 1,000MVA×1 ・東栄変電所： 800MVA×1 → 1,500MVA×2
275kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所： 200MVA×1 → 0MVA

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原北近江線:2km ・三岐幹線関ヶ原(開) π 引込:1km ・北近江線北近江(開) π 引込:0.5km
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原開閉所:6 回線 ・北近江開閉所:6 回線

※マスタープラン³⁷にて検討

○中部北陸間連系設備等概要（使用開始：未定）

BTB 廃止	<ul style="list-style-type: none"> ・南福光連系所:300MW→0MW
--------	---

※マスタープランにおいて増強計画の一環として検討

³⁷ 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

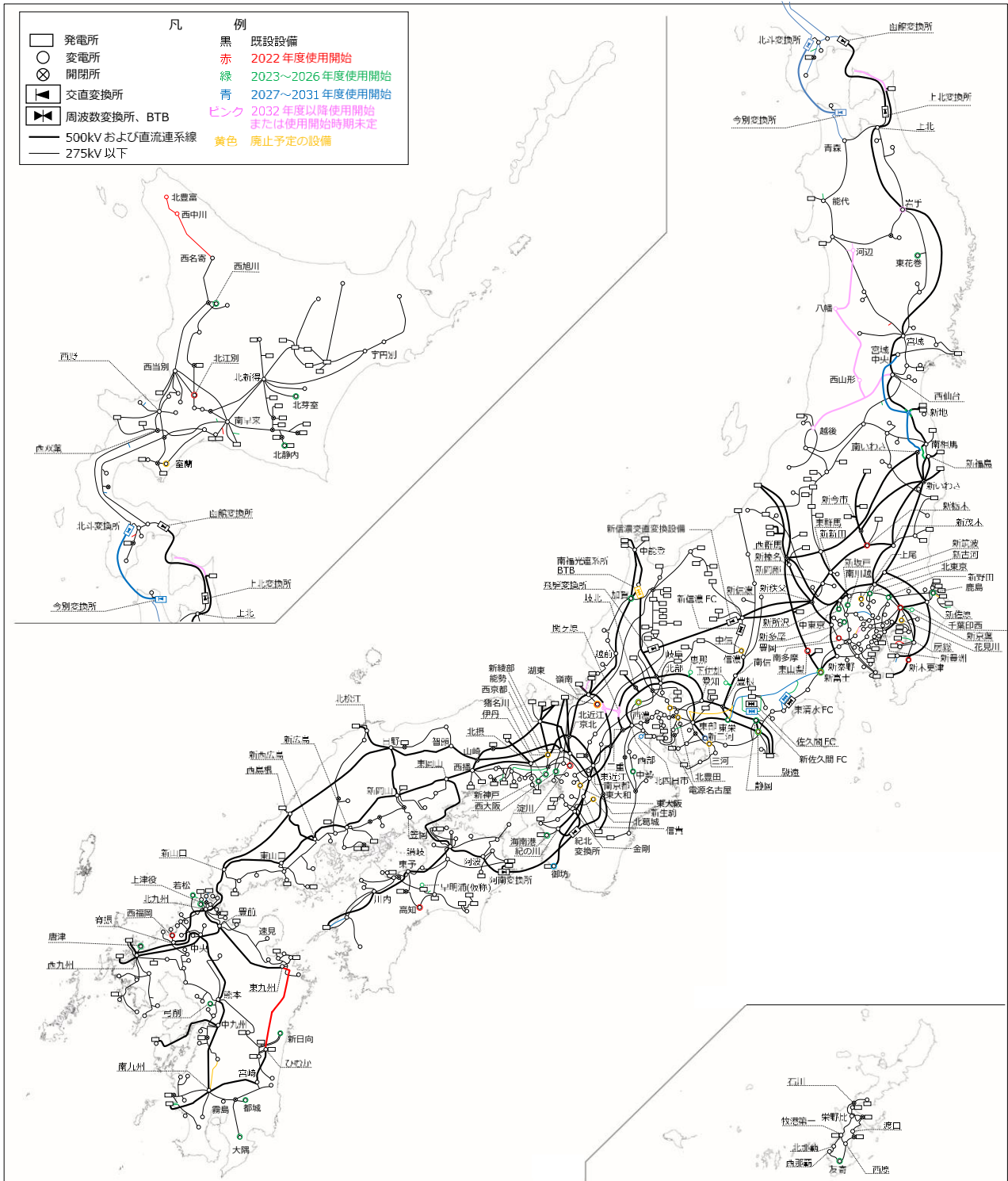


図 4 - 1 電力系統の状況

(1) 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	鶴岡支線	187kV	0.1km	1	2020年9月	2022年8月	電源対応
	北幌延線	100kV→ 187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
	B支線※1	187kV	0.1km	1	2021年5月	2022年8月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年4月	2022年12月	電源対応
	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	16km	2	2022年3月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
東京電力 パワースタッフ 株式会社	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.2km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.2km (2番線) ※2※3 19.8km→ 21.2km (3番線) ※2※3	3	2019年8月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	千葉印西線	275kV	10.5km※2	2	2020年4月	2024年4月	需要対策
	姉崎アクセス線※1	275kV	0.5km	2	2021年6月	2022年5月 (1号線) 2022年6月 (2号線)	電源対応
	城北線	275kV	20.9km※2	3	2021年12月	2030年2月	系統対策
中部電力 パワースタッフ 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2021年12月	2024年10月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年6月	2025年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年11月	高経年化対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	姫路アクセス線 (仮称) ※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	姫路アクセス西支線 ※1	275kV	1.2km※3	2	2021年9月	2024年2月	高経年化対策
	新加古川線	275kV	25.3km※3	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策

³⁸ 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別、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。

³⁹ こう長欄に※2があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

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

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

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

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
九州電力 送配電 株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	新鹿児島線 川内電源(送)π引込 ※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年12月	系統対策
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年4月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送变电 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	61km	2	2006年5月	未定	電源対応
北海道北部 風力送電 株式会社	北部送電 豊富中川幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応
福島送電 株式会社	阿武隈南部線	154kV	24km※2	1	2020年7月	2024年6月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	C発電所連系線※1	275kV	0.1km	1	2024年5月	2025年11月	電源対応
	D発電所連系線※1	275kV	0.6km	1	2023年6月	2025年2月	電源対応
	E支線※1	187kV	2.4km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	F支線※1	275kV	7.9km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	G支線※1	187kV	5.8km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	北斗今別直流幹線	DC-250kV	98km※3 24km※2,3	1→2	2024年3月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年4月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線 新設	275kV	0.3km※2	2	2023年5月	2024年12月	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	79km	2	2022年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	64km	2	2024年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系開閉 所引込※1	500kV	1km	2	2024年2月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系開閉 所Dπ引込	500kV	1km	2	2024年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系開閉 所新設	500kV	-	10	2022年9月	2027年11月 (2026年6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年度	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4
	秋田幹線河辺変電所 DT引込	275kV	5km	2	2023年度以降	2029年度以降	電源対応

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東北電力 ネットワーク 株式会社	秋盛幹線河辺変電所 D T引込	275kV	0.3km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV→ 500kV	139km→ 138km	2	2027年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV→ 500kV	23km→ 23km	2	2030年度以降	2030年度以降	電源対応
	出羽幹線	500kV	96km	2	2022年4月	2031年度以降	電源対応
	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→ 103km	2	2026年度以降	2031年度以降	電源対応
東京電力 パワーステート 株式会社	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km (3番線) ※2※3	2	2024年度	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	MS18GHZ051500 アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2024年6月	2025年1月	電源対応
	東清水線	275kV	12.4km 6.4km(既設流用)	2	2022年12月	2027年1月	安定供給対策※4
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km※3 2号線: 0.1km※3	2→3	2022年6月	2022年11月 (1号線) 2022年10月 (2号線)	需要対策
	五井アクセス線※1	275kV	11.1km	2	2022年4月	2023年10月	電源対応
	G5100026 アクセス線 (仮称)	500kV	0.7km※2	2	2023年8月	2027年3月 (1番線) 2028年2月 (2番線)	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	0.1km	2	2026年5月	2027年3月 (1号線) 2028年2月 (2号線)	電源対応 安定供給対策
	福島幹線山線 接続変更	500kV	1.1km	2	2024年5月	2025年1月 (1号線) 2025年4月 (2号線)	電源対応 安定供給対策※4
	鹿島海浜線 接続変更	275kV	0.2km→ 0.3km※2	2	2023年7月	2025年4月 (1番線) 2024年11月 (2番線)	系統対策
中部電力 パワーステート 株式会社	北四日市分岐線	275kV	3km※2 0.2km	2	2024年12月	2028年11月	需要対策 系統対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線 関ヶ原(開) π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
関西電力 送配電 株式会社	北近江開閉所	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江(開) π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	伊方北幹線	187kV	19km※3	2	2024年2月	2028年9月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	ひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2023年3月	2025年4月	電源対応
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東幹線 FC 分 岐線	275kV	3km	2	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC 分 岐線	275kV	1km	2	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	11km→ 11km※3	2	2023年度	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	124km→ 123km※3	2	2022年5月	2027年度	安定供給対策※4
	奈半利幹線 嶺北国見山分岐線 (仮称)	187kV	0.1km	1	2025年度	2026年度	電源対応

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	鹿島火力線 1, 2号	275kV	△5.0km	2	2025年1月	系統対策
九州電力 送配電 株式会社	鹿児島幹線	220kV	△35km	2	2022年6月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新豊根東栄線	275kV	△3km	1	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026年度	系統対策

(2) 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 ⁴²	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年4月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年8月	2022年7月	高経年化対策
東京電力 パワートリット 株式会社	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年11月	2022年12月	需要対策
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年8月	2022年5月 (8B) 2022年6月 (5B)	電源対応
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年6月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	千葉印西 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022年3月	2024年4月	需要対策
中部電力 パワートリット 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年10月	需要対策
	東清水変電所	—	600MW	—	2020年12月	2028年3月	安定供給対策※4
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年9月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2021年1月	2022年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年2月	2022年10月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年9月	2022年7月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	新日向変電所	220/110/66kV	250/150/200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9月	2024年3月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022年3月	2025年2月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年6月	2023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	2017年10月	2025年3月	高経年化対策
北海道北部 風力送電 株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

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

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴²	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66/11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2024年12月	2026年2月	高経年化対策
	北斗変換所	—	300MW	—	2023年3月	2028年3月	安定供給対策※4
	今別変換所	—	300MW	—	2023年8月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年1月	2025年10月	需要対策
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所※6	500/154kV	750MVA	1	2026年度以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度以降	2031年度以降 (2029年度以降)	電源対応
	西山形変電所※6	275/154kV →500/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2024年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年5月	2027年2月	需要対策
東京電力 パワートリット 株式会社	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年5月	2027年2月	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年7月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年4月	2023年3月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年4月	2024年6月	電源対応
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2023年1月	2023年10月	高経年化対策
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024年9月	2026年6月	需要対策
	中東京変電所	275/154kV	200MVA→ 300MVA	2→2	2023年8月	2025年1月 (1B) 2025年6月 (2B)	高経年化対策
中部電力 パワートリット 株式会社	中勢変電所	275/77kV	150MVA×1→ 250MVA×1	1→1	2024年9月	2025年4月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×1	2→1	2024年12月	2025年6月	高経年化対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2025年10月	需要対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA×2→ 250MVA×1	2→1	2025年11月	2026年10月	高経年化対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年10月 (新2B) 2027年3月 (1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年12月	2027年3月	安定供給対策※4
	北四日市 変電所※6	275/154kV	450MVA×3	3	2025年12月	2028年11月	需要対策 系統対策

届出事業者	名称 ⁴²	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
中部電力 パワーグリッド 株式会社	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027年7月	2030年8月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2024年8月	2027年11月	電源対応
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年12月	2024年6月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2023年2月	2024年2月	高経年化対策
	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年2月	2024年6月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年11月	2024年10月	電源対応
	弓削変電所	220/110/66kV	300/100/250MVA	1	2024年3月	2025年6月	需要対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2022年7月	2023年11月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新佐久間周波数 変換所※6	—	300MW	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4
	南川越変電所	275/154kV	264MVA×3, 300MVA×1→ 300MVA×2, 450MVA×1	4→3	2023年度	2023年度 (6B) 2024年度 (2B) 2025年度 (1B)	高経年化対策
	早明浦 変電所(仮称)※6	187/13kV	25MVA	1	2024年度	2025年度	需要対策
福島送電 株式会社	阿武隈南 変電所※6	154/66/33kV	170MVA	1	2022年10月	2024年6月	電源対応

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴¹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	室蘭変電所	187/66	100MVA	1	2023年4月	高経年化対策・需要対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2027年3月	需要対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年6月	系統対策
	新富士変電所	275/154kV	200MVA	1	2025年4月	系統対策※4
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北豊田変電所	275/154kV	450MVA	1	2023年12月	高経年化対策
	三河変電所	275/154kV	450MVA	1	2025年4月	高経年化対策
	中信変電所	275/154kV	300MVA	1	2026年10月	高経年化対策
	南福光連系所	—	300MW	—	2026年度	高経年化対策※4
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年5月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2023年10月	高経年化対策
	北葛城変電所	275/77kV	200MVA×2	2	2022年5月(3B) 2023年5月(4B)	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴¹
関西電力 送配電 株式会社	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2025年4月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

(3) 送変電設備の整備計画（総括）

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

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ⁴³	こう長の 総延長 ⁴⁴	こう長 (合計)	こう長の総 延長 (合計)
新增設	500kV	架空	648 km※	1,295 km※	648 km※	1,296 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△164 km	△333 km	△131 km	△235 km
		地中	33 km	97 km		
	220kV	架空	4 km	8 km	4 km	8 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	129 km	257 km	129 km	257 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	22 km	22 km
		地中	22 km	22 km		
合計	架空	616 km	1,227 km	672 km	1,348 km	
	地中	56 km	121 km			
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	△35 km	△70 km	△35 km	△70 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△101 km	△199 km	△101 km	△199 km
地中	0 km	0 km				

⁴³ こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表4-8においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

⁴⁴ 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表4-8においては、総延長に計上していない。

表 4 - 9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴⁵

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	245 km※	511 km※
220kV	19 km	23 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	244 km
合計	414 km	835 km

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁶	電圧階級 ⁴⁷	増加台数	増加容量
新增設	500kV	22 [11]	21, 100MVA [10, 750MVA]
	275kV	8 [3]	4, 988MVA [1, 350MVA]
	220kV	4 [0]	1, 290MVA [0MVA]
	187kV	6 [6]	1, 015MVA [720MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75MVA [0MVA]
	110kV	△1 [0]	△60MVA [0MVA]
	新增設計	40 [21]	28, 578MVA [12, 990MVA]
廃止	500kV	△1	△750 MVA
	275kV	△14	△3, 700 MVA
	187kV	△1	△100 MVA
	廃止計	△16	△4, 550 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

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

⁴⁶ 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

⁴⁷ 変圧器の一次側電圧により分類した。

表4-11 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ⁴⁸
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

(4) 既設設備の高経年化の課題

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

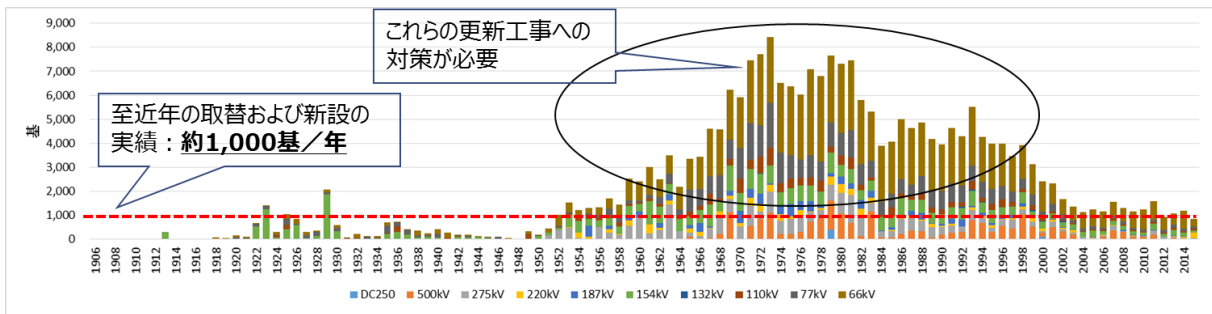


図4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

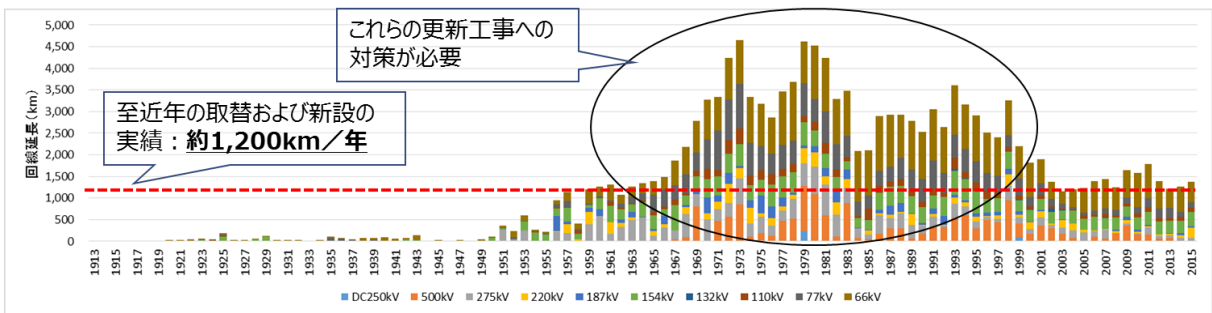
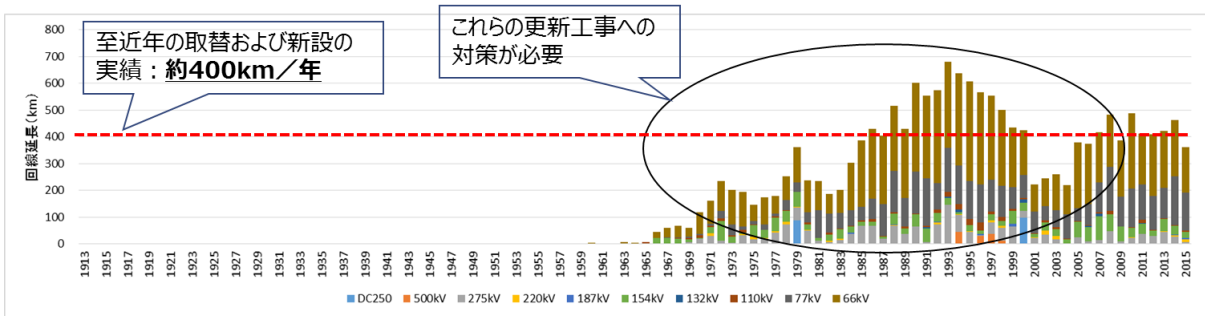


図4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)



⁴⁸ 直流送電の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

図 4-4 地中線の物量分布 (66kV~500kV)

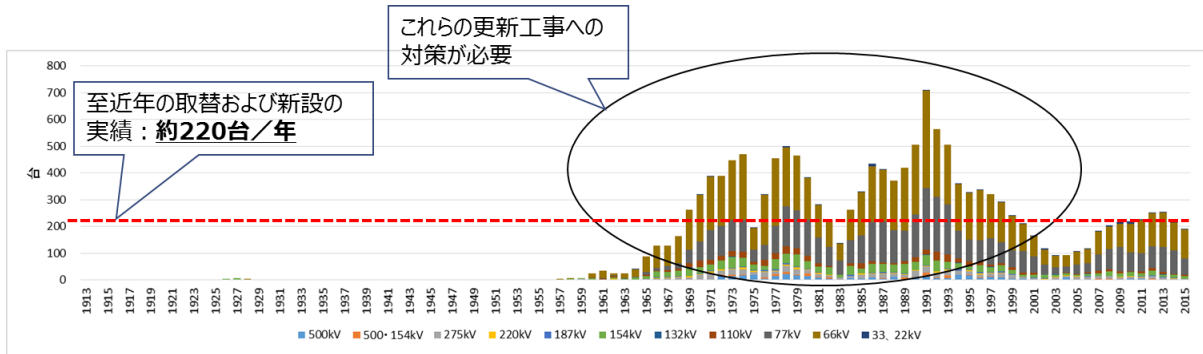


図 4-5 変圧器の物量分布 (66kV(一部 22kV)~500kV)

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

高所作業員数年度推移

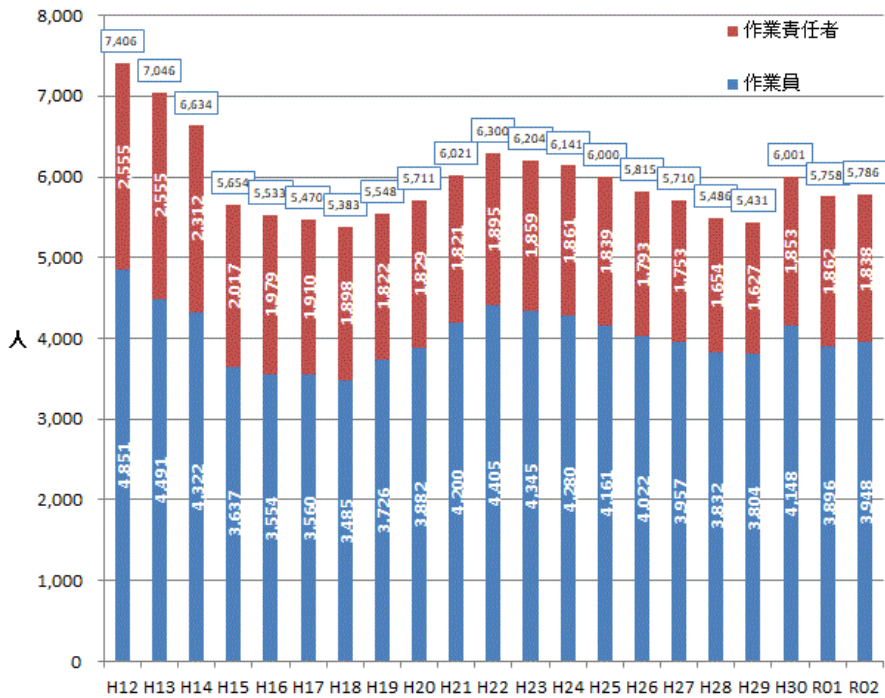


図 4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移⁴⁹

⁴⁹ 出典元：送電線建設技術研究会HP

V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2022年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2022年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

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

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

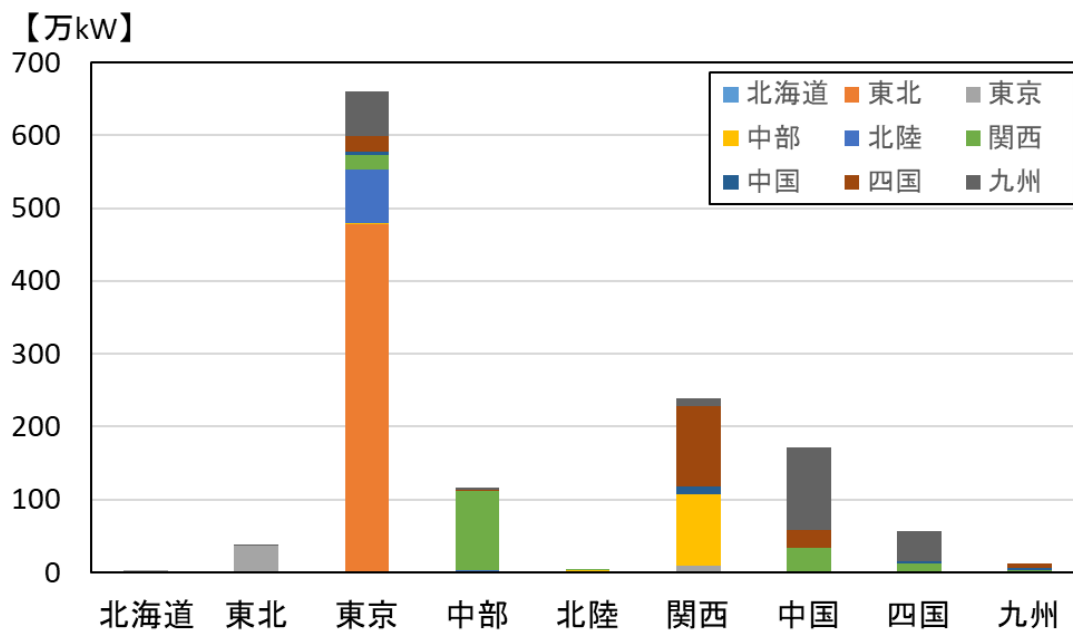


図5-1 エリア外調達電力

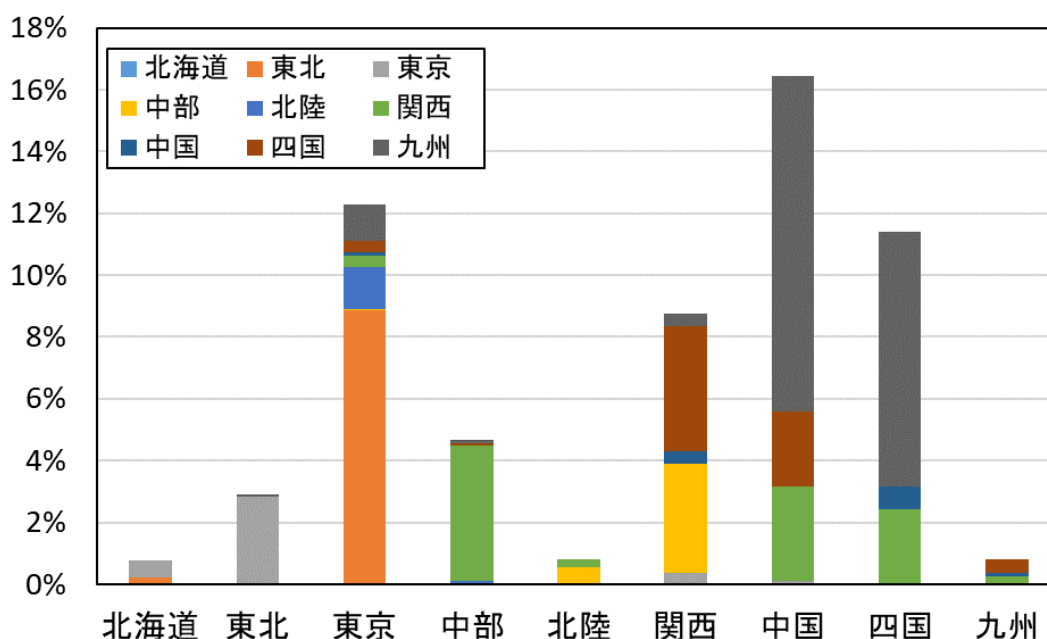


図5-2 エリア外調達電力比率

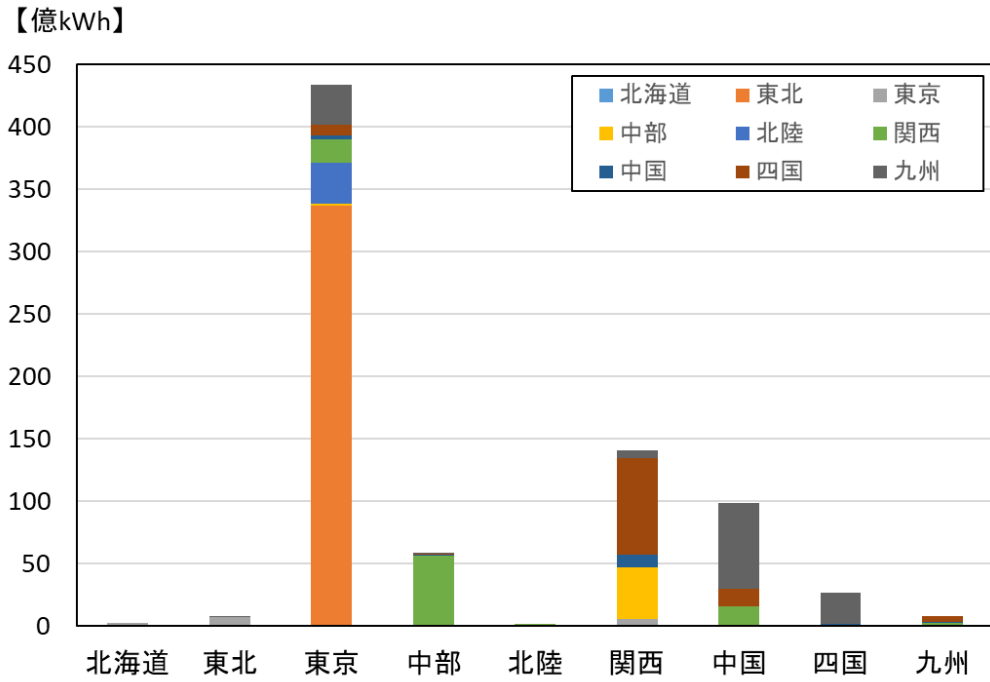


図5-3 エリア外調達電力量

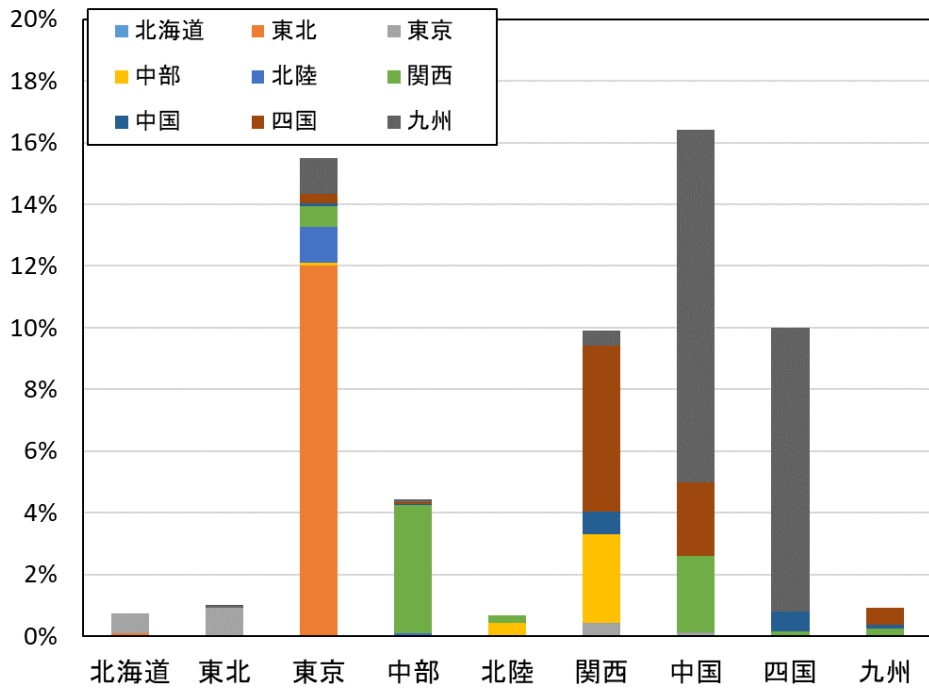


図5-4 エリア外調達電力比率

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

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

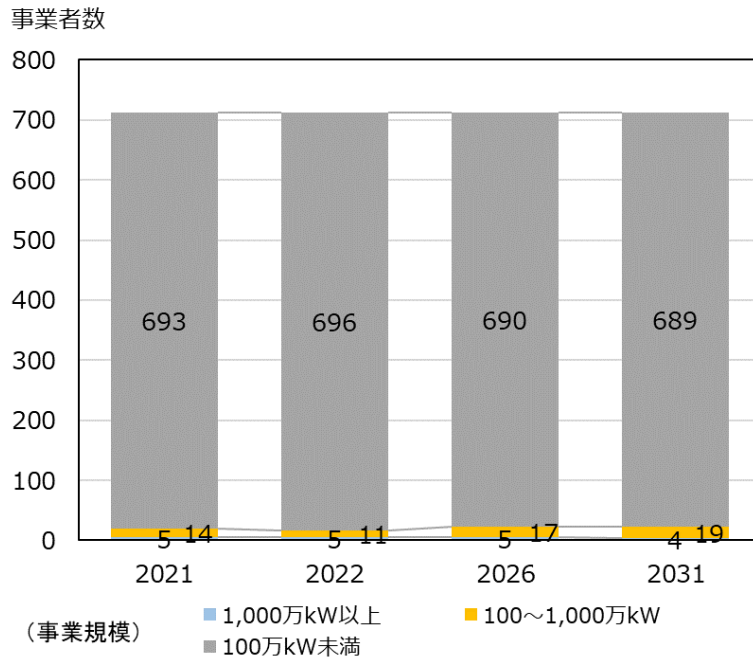


図 6-1 需要電力別の小売電気事業者数

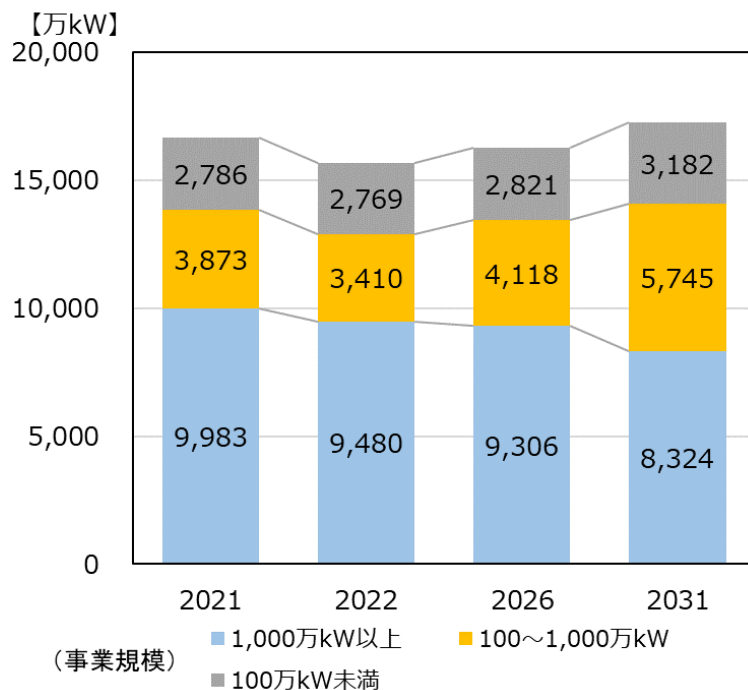


図 6-2 各規模別の需要電力（積算）

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

事業規模によらず、各規模の事業者が必要規模を拡大する計画としている。

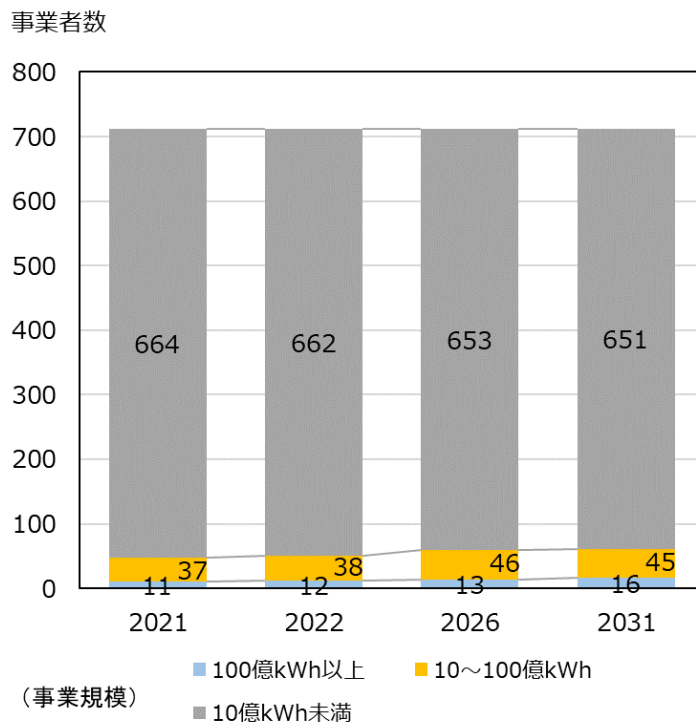


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

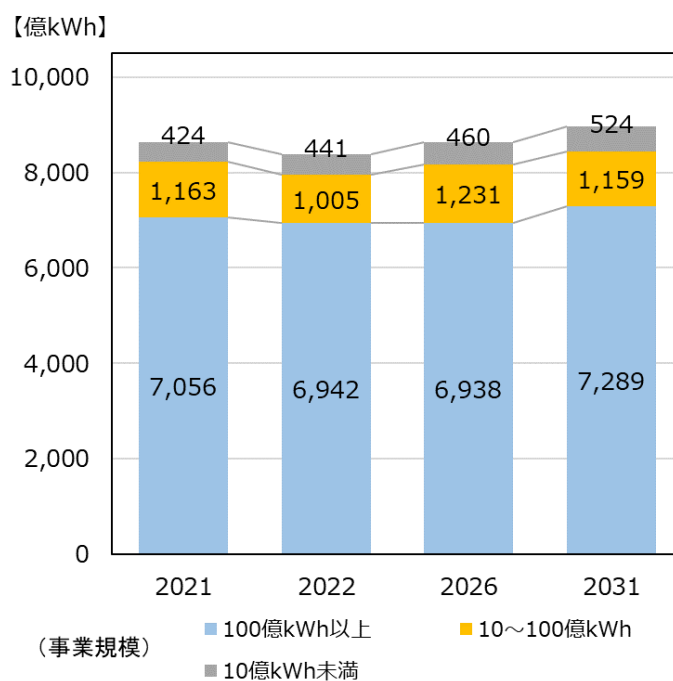


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2022年度において、小売を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2022年度時点で小売計画を計上していない事業者（103者）を除いて集計している。ほぼ半数の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

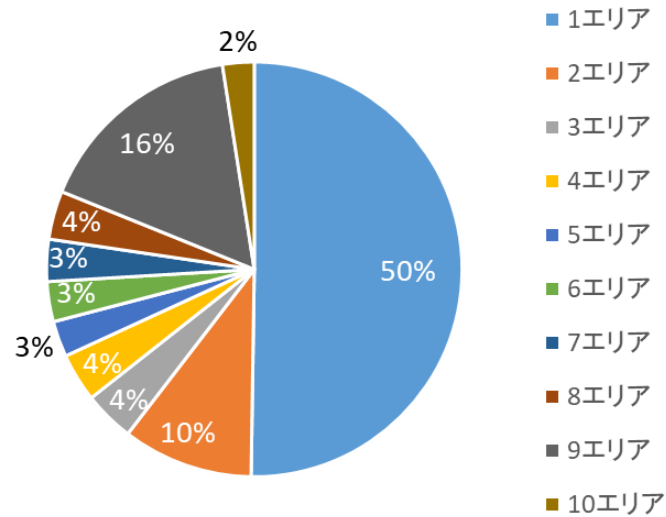


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

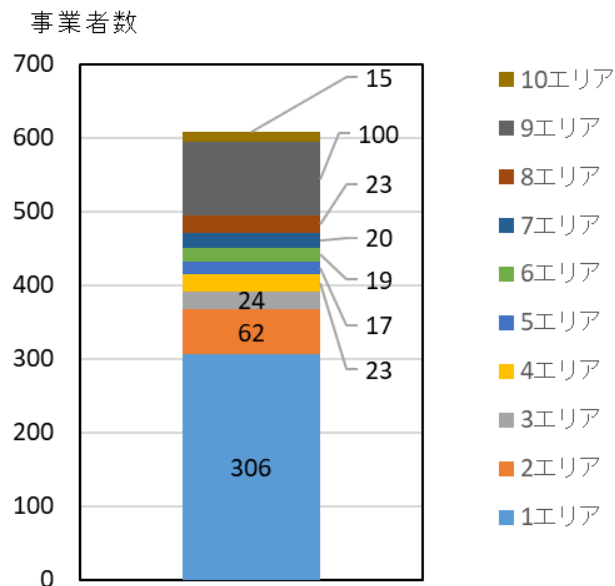
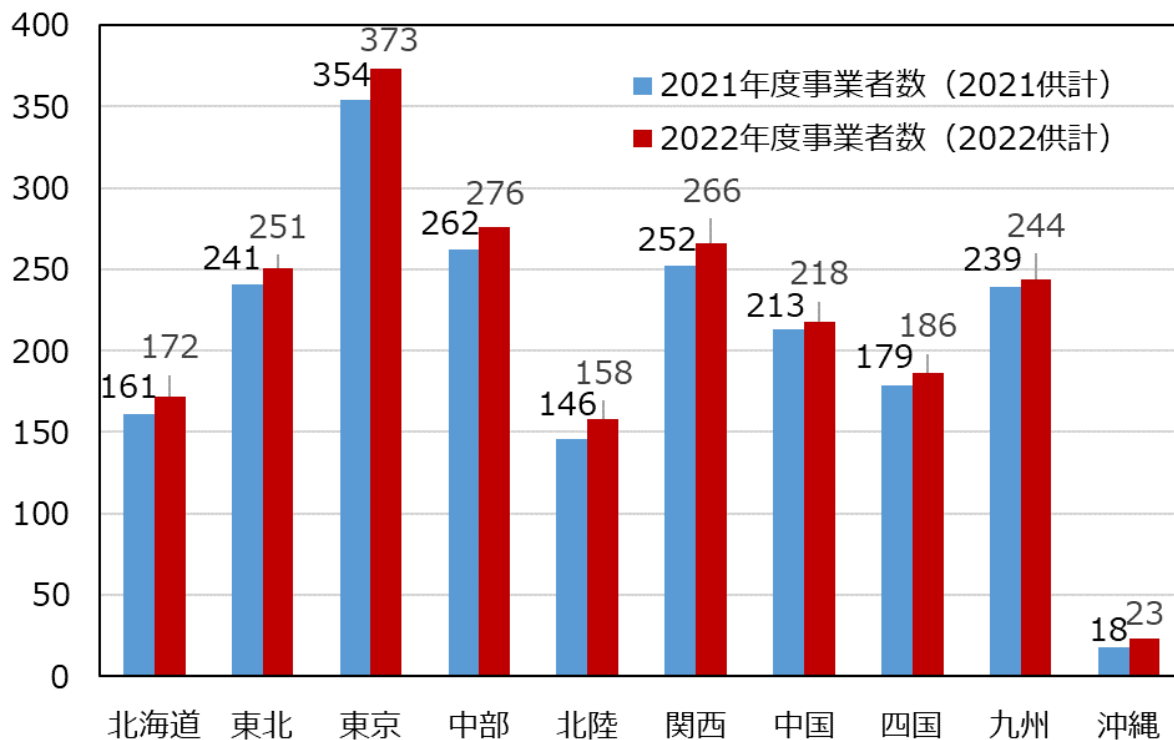


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2022年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要を図6-7に示す。

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

事業者数



【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2022年度エリア需要	417	1,306	5,379	2,485	495	2,739	1,047	494	1,535	154

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要

(3) 小売電気事業者の供給力確保状況

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

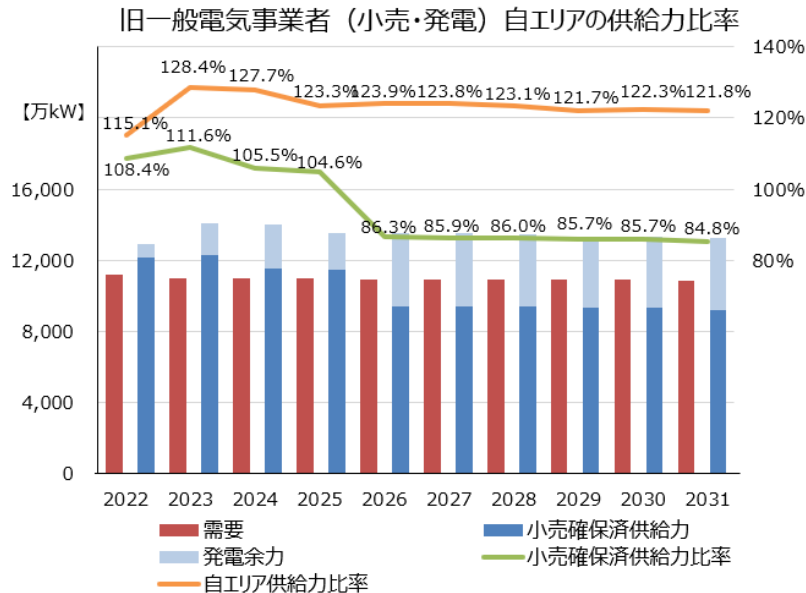


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁵⁰（8月15時、送電端）

みなし小売電気事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要及びその他新電力の自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-9に示す。

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく。

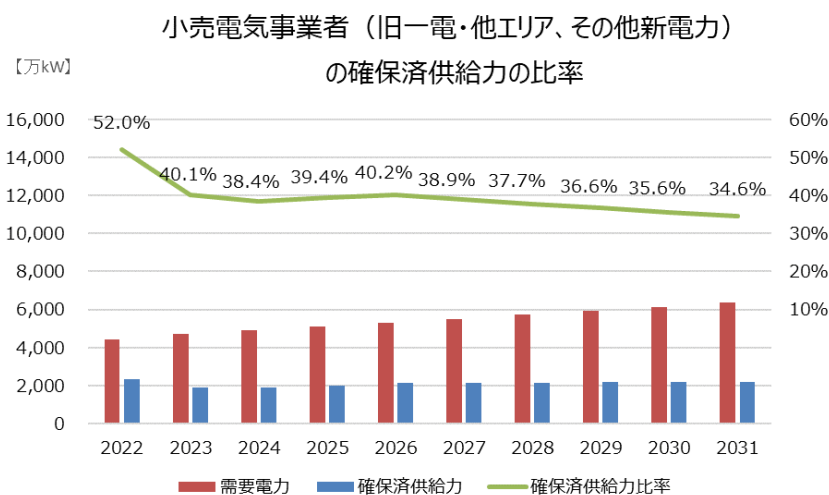


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

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

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者1,007者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-10、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

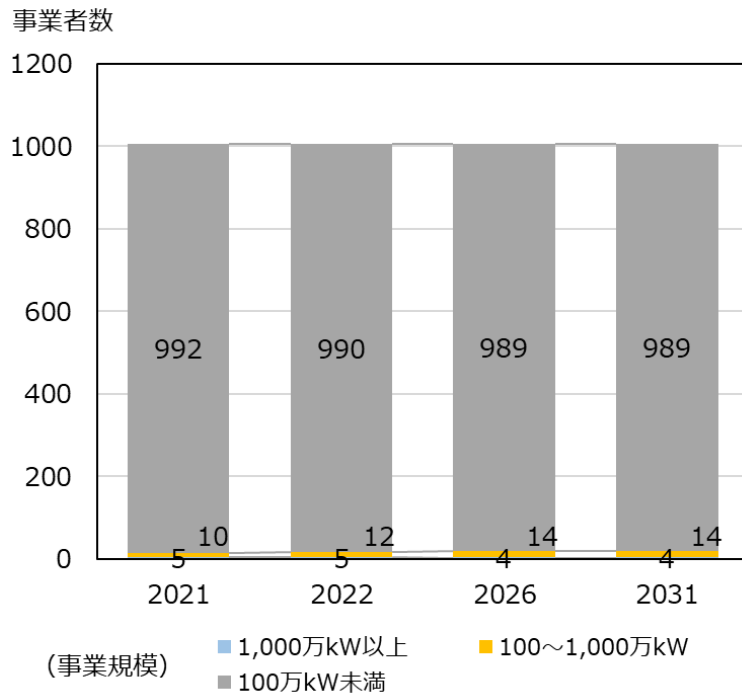


図6-10 供給電力別の発電事業者数

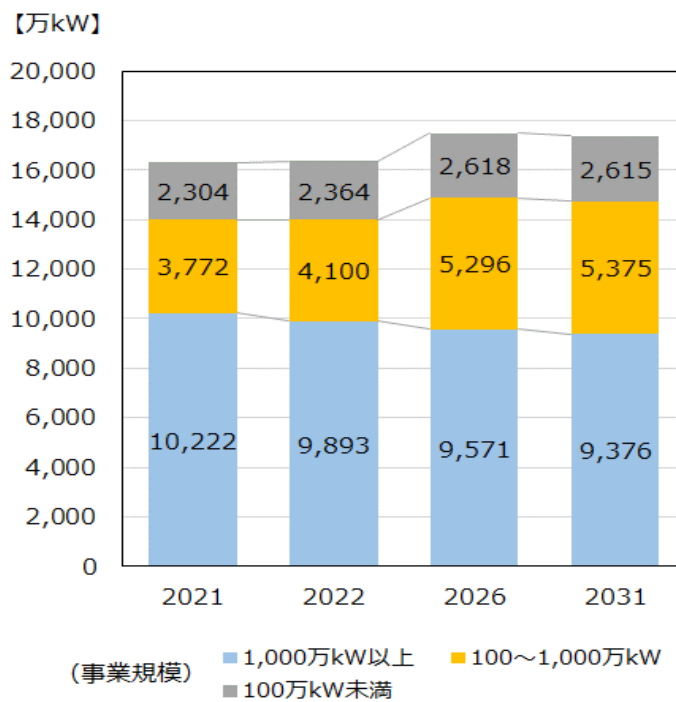


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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

供給電力量が10億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

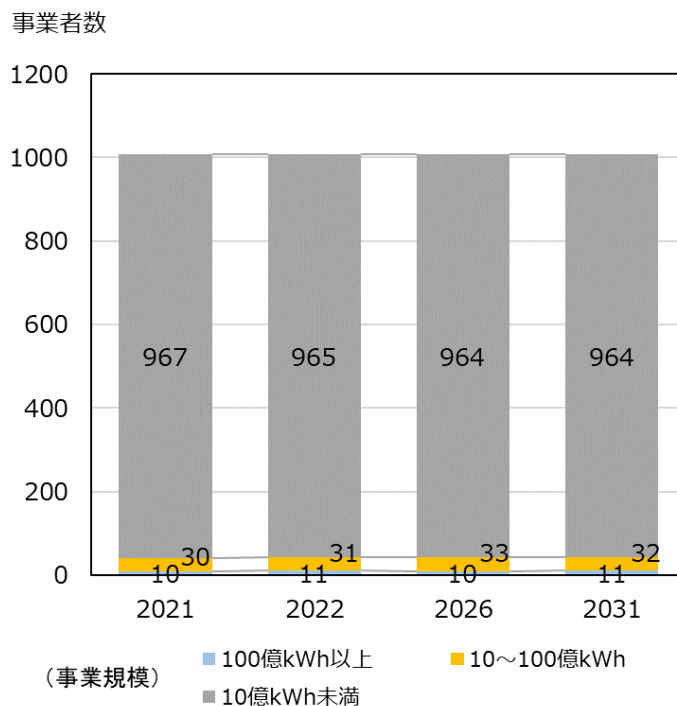


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

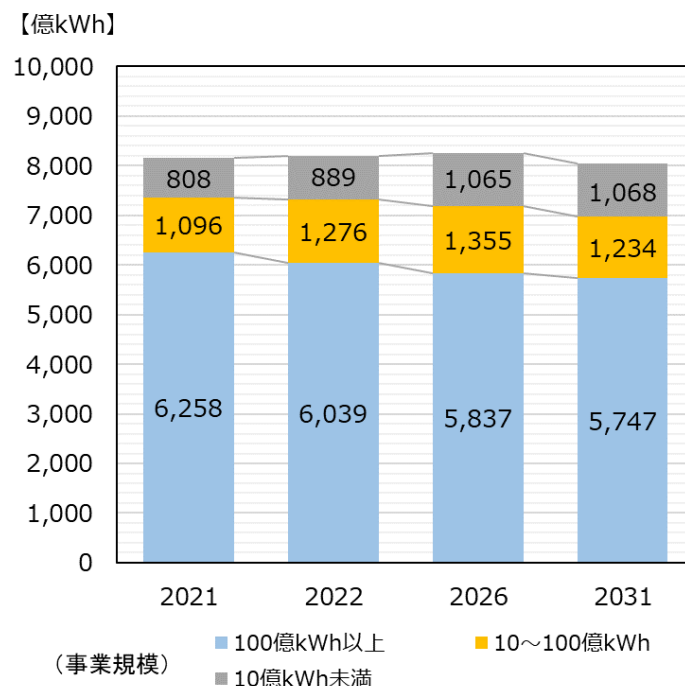


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2022年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-14に示す。なお、2022年度内に発電設備を計上していない事業者（103者）を除いて集計している。

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

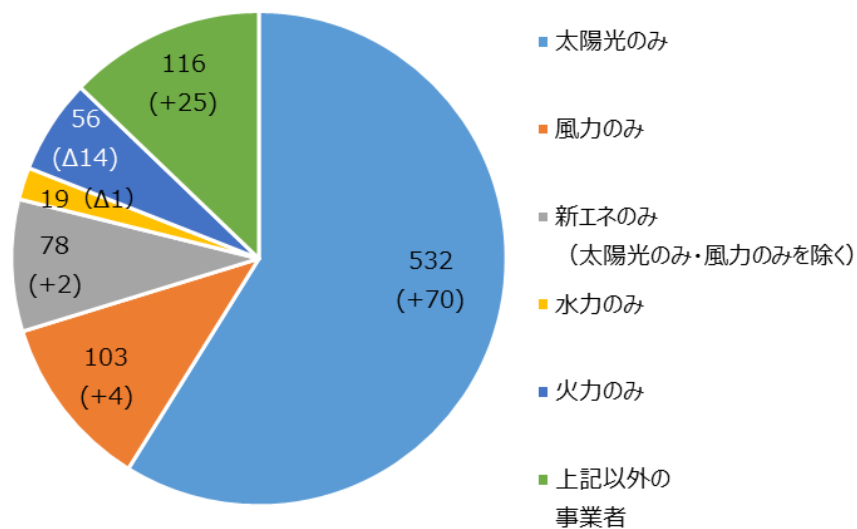


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2022年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-15、事業者数を図6-16に示す。なお、2022年8月時点で保有設備を計上していない事業者（136者）を除いて集計している。

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

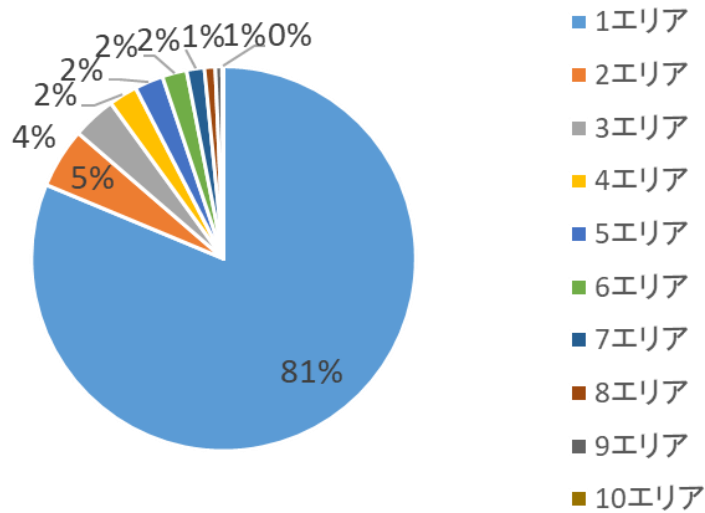


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

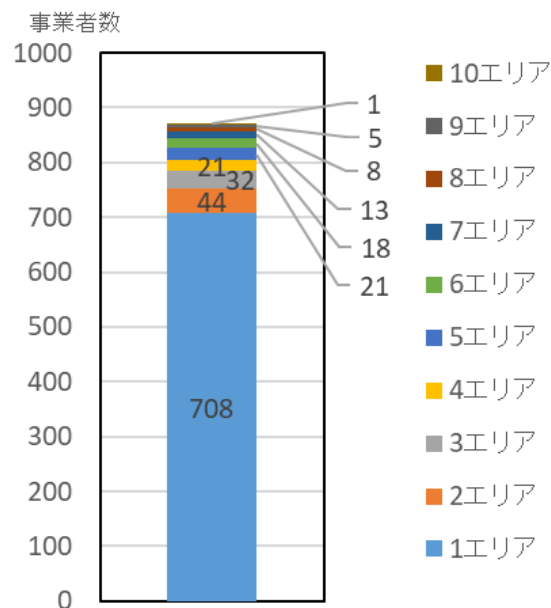
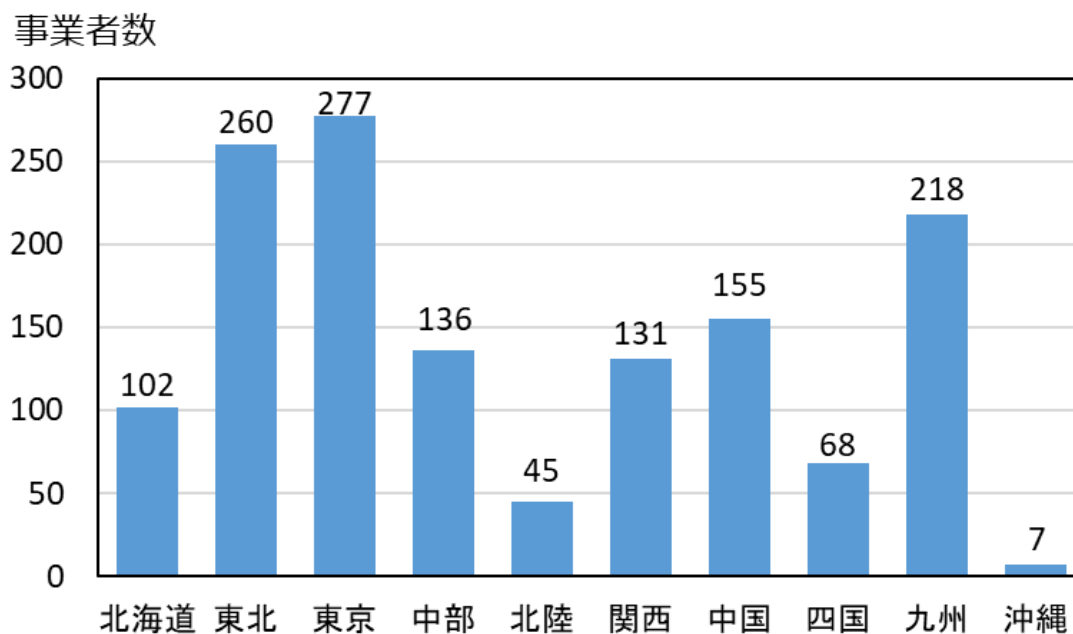


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2022年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数及び保有設備の供給力を図6-17に示す。特に北海道・東北・中国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。



供給力 (万 kW)

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
539	1,853	4,909	2,348	559	2,393	990	707	1,804	213

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

Ⅶ. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

○ 需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処

需給状況の管理においては、向こう10年を見据えた「供給計画の取りまとめ」と、厳気象による需要増を加味し高需要期前に実施する「需給検証」により、必要供給力の確保状況を確認しているが、2020・21年度冬季の需給ひっ迫の発生状況などを踏まえれば、至近の供給力の減少傾向や厳気象による需要増などによる厳しい電力需給の背景には、何らかの構造的な課題を内包している可能性もある。このため、より細やかに需給状況を管理していくことが求められるとの認識のもと、本機関としては、これまでの手法の見直しの必要性も含め、今後、国や関係事業者とも連携して検討を進め、需給状況の評価・管理について万全を期すこととしたい。

また、福島県沖地震の影響等により本年3月22日から23日にかけて発生した電力需給ひっ迫では、国民に対して停電の不安と節電による負担を与えたことを電力の安定供給を担う組織として重く受け止めなければならないと考える。

本機関としては、レジリエンスの向上にも資する送電網の整備計画を着実に推進するとともに、供給力や調整力の確保とこれら需給運用が今般の事象に照らして適切な仕組みとなっているか国と連携して機宜を得た検討を行ってまいりたい。国においては、電力需給ひっ迫警報発令など今般の一連の対応について検証し、突発的な需給ひっ迫も想定した対応の在り方について改めて検討いただきたい。

○ 至近の供給力不足の懸念

昨年度の供給計画の取りまとめ段階では、至近2年度の月別の需給バランス評価において一部エリアにて適正予備率を下回る厳しい状況にあったことから、本機関としては、今回の取りまとめ作業に先立ち、昨年9月にはその状況を公表し、関係事業者に発電設備や送変電設備の補修停止等の調整などを広く呼びかけ、需給バランスの改善に取り組んできたが、こうした調整が恒常的に続くことは健全な状況とは言い難い。

今回の取りまとめでの至近2年度（2022・23年度）の評価では、上記の調整の結果として、H3需要に対して一定の予備率を確保したものの、多様な事業者が管理運用する発電・送変電設備を効率的に活用して安定供給を確保するためには、至近2年度の補修停止調整が適切な時期に確実に行われることの重要性を再認識したところである。

2022年度からは容量市場での実需給年度（2024年度）も容量停止計画調整の対象期間となることから、本機関としては、これらの対応が有効に機能するように、関係事業者との連携、調整も含め確実に取り組んでいく予定である。

また、本機関では、2020年度冬季の需給ひっ迫の経験を踏まえ、今冬（2021年12月～2022年2月）には、発電事業者からの燃料調達のヒアリング確認も含め、供給力（kW）及び電力量（kWh）の需給状況についてモニタリングを行い、その結果を情報発信した。現下のウクライナ情勢などで燃料調達リスクも高くなる中、事業者の調

達判断や対策の実施に係る判断指標としてその重要性は増しており、2022年度も引き続き本取組を継続実施していく。また、我が国のLNGを中心とした燃料調達は主として長期契約であるが、スポット調達に依存する部分もあり、燃料調達に関する地政学的リスクが高まった場合には、個別の企業努力だけでは対応困難な状況となることも想定され、今後の情勢に応じた国の対応を期待する。

なお、2022年度の需給見通しとしては、現時点では、本年3月16日に発生した福島県沖の地震による供給力への影響が見通せないことや、東京エリアの降雪影響を踏まえて厳気象H1需要を見直したことによる冬季H1需給バランス（適正予備率：3%を下回る状況）などにも注視が必要であることから、本機関は、国や関係事業者と連携し具体的な供給力対策の検討を進め万全を期すこととしたい。

○ 長期的な電源確保に係る課題

2022年度供給計画の取りまとめにおける中長期的な供給力の動向としては、新設電源や既設電源のリプレース、更には原子力電源の再稼働など増加傾向も見える中、同時に、カーボンニュートラルも見据えた高経年火力電源の休廃止が増加する傾向も見受けられる。

このような状況の中、発電事業者において電源計画を立案するにあたり、一般論となるが、容量市場のオークションにおける落札・非落札の結果だけでなく、その約定価格の水準なども判断材料となり得るものであり、単年度で実施される同市場のオークション結果に応じて、電源の休廃止計画が変更される傾向にあり、昨年2025年度向けオークション結果でも、一部にその傾向は見受けられた。

そのため、本機関としては、供給計画の取りまとめにおいて、同市場のオークション結果も踏まえつつ中長期的な観点からの電源の新増設、休廃止の推移や、事業者の動向分析を行うとともに、必要な対応策について、国とも連携して検討していく予定である。

その際、国においては、事業者による容量市場での落札電源の義務履行についての適切な監視と指導に加え、脱炭素に向けた新設や既設電源のリプレースの促進なども含め、必要な供給力が確保されるよう、供給力確保の制度面での手当や措置を期待するものである。

○ 中長期的な調整力等の確保に係る課題

需給調整市場では、2021年度より3次調整力②の商品の取引が開始され、本年4月には3次調整力①の取引も開始され、順次、商品が追加される予定である。また、現在、これら需給調整市場での取引と、一般送配電事業者による調整力公募（電源Ⅰ、電源Ⅱ）が並行して行われているが、2024年度以降には同公募を終了し、需給調整市場での調整力調達となる予定である。

すなわち、将来的には、容量市場において日本全体で必要な供給力の確保がなされることとなり、そのなかに需給調整市場で取引される調整力を有する供給力が含まれていることは安定供給を確保する意味においても重要な点であり、必要に応じて容量市場と需給調整市場（以下、「両市場」）の連携を図っていく必要がある。また、将来の再生可能エネルギー

ギーの導入促進のもと、新しい調整力としての同期化力、慣性力の重要性が高まると予想されており、それらの確保のあり方についても引き続き検討が必要である。

そのような認識のもと、特に既存設備の中では、火力電源や揚水式水力電源が調整力等を提供している状況ではあるが、2024年度より、調整力公募がなくなり、両市場から得られるkW価値、 Δ kW価値の収入になることから、発電事業者からのヒアリングの中では、これらの電源を維持できないのではないかと危惧する声も一部にあった。

このような声は、客観的な根拠をもって将来の事象発生を予見するものではないので、これをもってことさらに問題視するのは時期尚早と考えるが、本機関としては、両市場が有機的に連携することで、必要な調整力を有した供給力が容量市場を介して維持され、また必要な調整力が需給調整市場において調達できる状況を実現すべく、需給調整市場の運営者でもある一般送配電事業者はもとより、他の関係事業者とも鋭意連携して対応していく予定である。

国においては、軽負荷期の再生可能エネルギー電源の出力抑制を緩和する機能なども含め、調整力等を提供する電源の持つ機能とその経済価値をどのように市場設計に織り込むべきかについて、政策的な観点からの検討の深掘りを期待するものである。

Ⅷ. まとめ（2022年度供給計画の取りまとめ）

1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）は、年平均0.3%の減少となる見通し。減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

2. 需給バランス

向う10年における年間EUEによるエリア別の需給バランス評価は、短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。長期断面では、九州エリアの2024～2029年度で一部大型電源の供給力が現時点で見通せないこと、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で電源の補修見通しの反映により、基準値を超過している。

また、供給力の補完的確認では、第1年度（2022年度）、第2年度（2023年度）とも、全てのエリア・月で、予備率は8%を上回ることを確認した。

電力量（kWh）の見通しでは、第1年度（2022年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、2～24億kWh/月程度（想定需要に対して0.3%～3.2%程度）下回る断面が見受けられる。

上記より、短期断面（2022・2023年度）では、供給信頼度基準を満たしていないエリア・期間や、予備率8%を下回るエリア・期間はなかったが、過去10年間で最も厳気象（猛暑・厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要を踏まえた需給変動リスク分析結果を踏まえ、供給力対策に関する検討を進める。

3. 電源構成の変化に関する分析

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

4. 送配電設備の増強計画

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

5. 広域的運営の状況

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

6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の

事業者分布の状況を取りまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された現状の課題について、4件の課題を取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

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

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・・・ 別6

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2022年度

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

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

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

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	395	359	357	406	417	391	393	450	484	499	495	452
東北	1,057	982	1,063	1,271	1,306	1,175	1,040	1,166	1,306	1,369	1,347	1,224
東京	3,858	3,681	4,204	5,379	5,379	4,569	3,857	4,016	4,436	4,765	4,765	4,340
東3社計	5,310	5,022	5,624	7,056	7,102	6,135	5,290	5,632	6,226	6,633	6,607	6,016
中部	1,850	1,869	2,045	2,485	2,485	2,342	1,984	1,946	2,207	2,342	2,342	2,074
北陸	390	364	402	495	495	441	378	414	473	511	511	457
関西	1,838	1,856	2,126	2,739	2,739	2,341	1,911	1,942	2,366	2,515	2,515	2,150
中国	759	750	823	1,047	1,047	935	783	856	1,029	1,040	1,040	914
四国	344	343	392	494	494	432	362	370	461	461	461	404
九州	1,037	1,053	1,199	1,535	1,535	1,324	1,128	1,152	1,446	1,464	1,464	1,239
中西6社計	6,218	6,235	6,987	8,795	8,795	7,815	6,545	6,679	7,982	8,333	8,333	7,238
9社合計	11,528	11,257	12,611	15,851	15,897	13,950	11,835	12,311	14,208	14,966	14,940	13,254
沖縄	103	122	146	147	147	152	132	114	99	102	101	94
10社合計	11,631	11,379	12,757	15,998	16,044	14,101	11,967	12,425	14,307	15,068	15,041	13,347

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	575	595	576	596	562	549	581	611	633	627	626	609
東北	1,247	1,159	1,175	1,505	1,549	1,379	1,250	1,270	1,429	1,528	1,503	1,468
東京	4,371	4,467	4,773	5,920	5,914	5,549	4,594	4,302	5,094	5,419	5,473	5,248
東3社計	6,192	6,221	6,524	8,021	8,025	7,477	6,425	6,184	7,156	7,574	7,602	7,325
中部	2,040	2,123	2,442	2,597	2,706	2,541	2,293	2,105	2,358	2,438	2,441	2,308
北陸	487	460	475	571	579	526	533	509	523	511	515	526
関西	2,061	2,095	2,403	2,806	2,730	2,403	1,805	1,973	2,496	2,644	2,755	2,561
中国	894	936	1,040	1,334	1,309	1,175	1,004	1,016	1,183	1,234	1,214	1,139
四国	541	575	630	695	703	655	604	566	590	594	504	520
九州	1,244	1,231	1,418	1,713	1,690	1,570	1,456	1,441	1,616	1,657	1,587	1,338
中西6社計	7,267	7,421	8,408	9,716	9,717	8,869	7,697	7,610	8,766	9,078	9,016	8,390
9社合計	13,459	13,641	14,932	17,738	17,742	16,346	14,122	13,793	15,921	16,652	16,619	15,715
沖縄	168	166	187	198	206	198	203	183	171	160	162	175
10社合計	13,626	13,807	15,119	17,936	17,948	16,545	14,325	13,976	16,093	16,813	16,780	15,890

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	180	236	219	190	145	158	188	161	149	128	131	157
東北	190	177	112	234	243	204	210	104	123	159	156	244
東京	513	786	569	541	535	980	737	286	658	654	708	908
東3社計	882	1,199	900	965	923	1,342	1,135	552	930	941	995	1,309
中部	190	254	397	112	221	199	309	159	151	96	99	234
北陸	97	97	74	76	84	85	156	96	50	-0	4	69
関西	223	239	277	67	-9	62	-105	31	130	129	240	411
中国	135	186	217	287	262	240	221	160	154	194	174	225
四国	197	232	238	201	209	223	242	196	129	133	43	116
九州	207	178	219	178	155	246	328	289	170	193	123	99
中西6社計	1,049	1,186	1,421	921	922	1,055	1,152	931	783	745	683	1,152
9社合計	1,931	2,384	2,321	1,887	1,845	2,397	2,287	1,482	1,713	1,686	1,679	2,462
沖縄	65	44	41	51	59	47	70	69	73	58	61	81
10社合計	1,996	2,428	2,362	1,938	1,904	2,443	2,358	1,551	1,786	1,745	1,740	2,543

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	45.5%	65.6%	61.3%	46.9%	34.9%	40.5%	47.9%	35.8%	30.7%	25.6%	26.5%	34.7%
東北	17.9%	18.0%	10.6%	18.4%	18.6%	17.4%	20.2%	8.9%	9.4%	11.6%	11.6%	19.9%
東京	13.3%	21.4%	13.5%	10.1%	9.9%	21.4%	19.1%	7.1%	14.8%	13.7%	14.9%	20.9%
東3社計	16.6%	23.9%	16.0%	13.7%	13.0%	21.9%	21.5%	9.8%	14.9%	14.2%	15.1%	21.8%
中部	10.3%	13.6%	19.4%	4.5%	8.9%	8.5%	15.6%	8.1%	6.8%	4.1%	4.2%	11.3%
北陸	25.0%	26.7%	18.4%	15.3%	17.0%	19.2%	41.3%	23.1%	10.6%	0.0%	0.8%	15.1%
関西	12.1%	12.9%	13.0%	2.5%	-0.3%	2.7%	-5.5%	1.6%	5.5%	5.1%	9.5%	19.1%
中国	17.7%	24.7%	26.3%	27.4%	25.0%	25.6%	28.3%	18.7%	14.9%	18.7%	16.7%	24.6%
四国	57.2%	67.8%	60.6%	40.6%	42.3%	51.7%	67.0%	52.9%	27.9%	28.9%	9.4%	28.6%
九州	20.0%	16.9%	18.3%	11.6%	10.1%	18.6%	29.1%	25.1%	11.8%	13.2%	8.4%	8.0%
中西6社計	16.9%	19.0%	20.3%	10.5%	10.5%	13.5%	17.6%	13.9%	9.8%	8.9%	8.2%	15.9%
9社合計	16.8%	21.2%	18.4%	11.9%	11.6%	17.2%	19.3%	12.0%	12.1%	11.3%	11.2%	18.6%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%
10社合計	17.2%	21.3%	18.5%	12.1%	11.9%	17.3%	19.7%	12.5%	12.5%	11.6%	11.6%	19.1%

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率

(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	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	29.6%	48.7%	55.5%	41.5%	27.6%	31.9%	34.2%	21.1%	16.1%	15.4%	15.6%	20.2%
東北	18.3%	20.3%	13.3%	15.3%	20.1%	16.8%	23.1%	14.6%	11.9%	15.4%	15.6%	19.9%
東京	14.7%	20.3%	13.3%	10.3%	10.2%	16.8%	17.0%	8.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中部	14.7%	20.3%	20.2%	10.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
北陸	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
関西	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中国	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
四国	18.0%	20.3%	21.9%	11.3%	10.5%	16.8%	24.2%	11.9%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
九州	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	27.1%	23.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

□: 8%以上に改善したエリア

表(別) 1-6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	103	122	148	150	154	152	132	114	99	102	101	94
供給力	168	166	190	208	220	209	203	183	171	160	162	175
供給予備力	65	44	42	58	67	58	70	69	73	58	61	81
供給予備率	62.5%	35.8%	28.0%	38.6%	43.5%	38.0%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

○2023年度

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

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

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

表(別) 1-7 各月別の需要電力見通し

[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	395	359	357	406	417	391	393	450	484	499	495	452
東北	1,054	980	1,061	1,268	1,303	1,173	1,037	1,163	1,302	1,365	1,343	1,220
東京	3,846	3,669	4,192	5,364	5,364	4,555	3,846	4,004	4,423	4,751	4,751	4,318
東3社計	5,295	5,008	5,610	7,038	7,084	6,119	5,276	5,617	6,209	6,615	6,589	5,990
中部	1,849	1,868	2,045	2,484	2,484	2,341	1,983	1,945	2,206	2,341	2,341	2,074
北陸	390	364	402	495	495	441	379	415	475	513	513	459
関西	1,835	1,854	2,123	2,735	2,735	2,337	1,908	1,938	2,363	2,511	2,511	2,147
中国	758	749	822	1,046	1,046	934	782	856	1,028	1,039	1,039	913
四国	343	341	389	492	492	429	360	368	458	458	458	401
九州	1,038	1,054	1,200	1,536	1,536	1,324	1,129	1,153	1,447	1,465	1,465	1,240
中西6社計	6,213	6,229	6,980	8,788	8,788	7,806	6,541	6,675	7,977	8,327	8,327	7,233
9社合計	11,508	11,237	12,590	15,826	15,872	13,925	11,817	12,292	14,186	14,942	14,916	13,223
沖縄	105	124	150	149	149	154	134	116	100	103	102	95
10社合計	11,612	11,361	12,741	15,975	16,021	14,079	11,950	12,408	14,286	15,045	15,018	13,318

表(別) 1-8 各月別の供給力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	557	581	538	555	566	511	514	572	669	661	669	602
東北	1,326	1,363	1,368	1,637	1,693	1,536	1,288	1,373	1,528	1,596	1,624	1,515
東京	4,284	4,331	4,979	5,850	5,868	5,476	4,558	4,407	5,121	5,535	5,640	5,273
東3社計	6,167	6,275	6,886	8,042	8,128	7,523	6,360	6,353	7,318	7,791	7,934	7,390
中部	2,290	2,192	2,438	2,688	2,670	2,445	2,232	2,097	2,399	2,487	2,451	2,310
北陸	467	470	492	554	532	489	515	496	480	506	513	512
関西	2,411	2,471	2,795	3,047	3,125	2,950	2,421	2,588	2,868	2,866	2,827	2,601
中国	1,048	1,090	1,205	1,398	1,339	1,131	1,004	952	1,195	1,281	1,214	1,014
四国	479	622	669	763	735	649	584	545	580	664	668	675
九州	1,315	1,338	1,538	1,787	1,748	1,631	1,479	1,495	1,574	1,592	1,659	1,510
中西6社計	8,010	8,183	9,138	10,237	10,150	9,295	8,234	8,172	9,097	9,396	9,331	8,624
9社合計	14,177	14,458	16,024	18,279	18,277	16,818	14,595	14,525	16,414	17,186	17,265	16,014
沖縄	173	197	210	207	204	202	183	177	164	169	172	170
10社合計	14,350	14,655	16,234	18,486	18,482	17,020	14,778	14,701	16,578	17,355	17,437	16,183

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	162	222	181	149	149	120	121	122	185	162	174	150
東北	272	383	307	369	390	363	251	210	226	231	281	295
東京	438	662	787	486	504	921	712	403	698	784	889	955
東3社計	872	1,267	1,276	1,004	1,044	1,404	1,084	736	1,109	1,176	1,345	1,400
中部	441	324	393	204	186	104	249	152	193	146	110	236
北陸	77	107	91	59	37	48	136	81	5	-7	-0	54
関西	576	618	672	312	390	613	513	649	505	355	316	455
中国	290	341	383	352	293	197	222	96	167	242	175	101
四国	136	281	280	271	243	220	224	177	122	206	210	274
九州	277	284	338	251	212	307	350	342	127	127	194	270
中西6社計	1,797	1,954	2,158	1,449	1,362	1,489	1,694	1,497	1,120	1,069	1,004	1,390
9社合計	2,669	3,221	3,434	2,453	2,405	2,893	2,778	2,233	2,229	2,244	2,349	2,790
沖縄	68	73	60	58	55	48	49	61	64	65	70	75
10社合計	2,737	3,294	3,493	2,511	2,460	2,941	2,827	2,293	2,292	2,310	2,419	2,865

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	41.0%	61.7%	50.8%	36.7%	35.8%	30.8%	30.9%	27.2%	38.2%	32.4%	35.2%	33.2%
東北	25.8%	39.1%	29.0%	29.1%	30.0%	30.9%	24.2%	18.1%	17.3%	16.9%	21.0%	24.2%
東京	11.4%	18.0%	18.8%	9.1%	9.4%	20.2%	18.5%	10.1%	15.8%	16.5%	18.7%	22.1%
東3社計	16.5%	25.3%	22.7%	14.3%	14.7%	23.0%	20.6%	13.1%	17.9%	17.8%	20.4%	23.4%
中部	23.8%	17.3%	19.2%	8.2%	7.5%	4.5%	12.6%	7.8%	8.8%	6.3%	4.7%	11.4%
北陸	19.8%	29.3%	22.6%	11.9%	7.5%	10.9%	35.8%	19.4%	1.1%	-1.4%	0.0%	11.7%
関西	31.4%	33.3%	31.7%	11.4%	14.3%	26.2%	26.9%	33.5%	21.4%	14.1%	12.6%	21.2%
中国	38.3%	45.6%	46.6%	33.6%	28.0%	21.0%	28.4%	11.2%	16.3%	23.3%	16.8%	11.1%
四国	39.6%	82.3%	72.0%	55.2%	49.5%	51.3%	62.3%	48.2%	26.6%	44.9%	45.8%	68.3%
九州	26.7%	26.9%	28.2%	16.3%	13.8%	23.2%	31.0%	29.7%	8.8%	8.7%	13.3%	21.8%
中西6社計	28.9%	31.4%	30.9%	16.5%	15.5%	19.1%	25.9%	22.4%	14.0%	12.8%	12.1%	19.2%
9社合計	23.2%	28.7%	27.3%	15.5%	15.2%	20.8%	23.5%	18.2%	15.7%	15.0%	15.7%	21.1%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%
10社合計	23.6%	29.0%	27.4%	15.7%	15.4%	20.9%	23.7%	18.5%	16.0%	15.4%	16.1%	21.5%

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

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

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	30.0%	45.3%	47.6%	29.2%	30.9%	29.7%	26.1%	20.6%	23.7%	18.1%	20.8%	25.1%
東北	30.0%	29.9%	21.1%	19.7%	22.0%	29.7%	26.1%	20.6%	16.5%	15.4%	16.4%	25.1%
東京	11.4%	22.1%	21.1%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.4%	15.1%	14.6%	15.7%	19.6%
中部	28.9%	22.1%	22.5%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	19.6%
北陸	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	20.0%
関西	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
中国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
四国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	30.9%	25.2%	33.7%	28.6%	15.6%	22.0%	21.3%	41.5%
九州	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	31.0%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	105	124	150	152	156	154	134	116	100	103	102	95
供給力	173	197	210	216	219	213	183	177	164	169	172	170
供給予備力	68	73	60	64	63	59	49	61	64	65	70	75
供給予備率	65.1%	59.2%	39.7%	42.3%	40.5%	38.7%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2022年度以降10年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2）を以下に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北・北陸エリアの1月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-3、供給力を表（別）2-4）を、沖縄エリアのエリア指定断面の需給バランス（需要電力、供給力）を表（別）2-5に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8月15時）

【万kW】

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	417	417	417	417	416	416	416	415	415	416
東北	1,306	1,303	1,298	1,293	1,288	1,284	1,279	1,273	1,268	1,263
東京	5,379	5,364	5,362	5,359	5,356	5,351	5,347	5,342	5,337	5,331
東3社計	7,102	7,084	7,077	7,069	7,060	7,051	7,042	7,030	7,020	7,010
中部	2,485	2,484	2,475	2,466	2,457	2,448	2,439	2,430	2,421	2,412
北陸	495	495	494	492	491	490	489	487	486	485
関西	2,739	2,735	2,726	2,720	2,709	2,700	2,692	2,683	2,675	2,666
中国	1,047	1,046	1,045	1,043	1,042	1,040	1,039	1,037	1,036	1,034
四国	494	492	489	486	483	481	478	475	473	470
九州	1,535	1,536	1,533	1,529	1,526	1,522	1,518	1,514	1,510	1,506
中西6社計	8,795	8,788	8,762	8,736	8,708	8,681	8,655	8,626	8,601	8,573
9社合計	15,897	15,872	15,839	15,805	15,768	15,732	15,697	15,656	15,621	15,583
沖縄	147	149	156	157	158	159	160	161	162	163
10社合計	16,044	16,021	15,995	15,962	15,926	15,891	15,857	15,817	15,782	15,746

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

【万kW】

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	562	566	641	652	650	654	659	663	663	715
東北	1,549	1,693	1,637	1,594	1,587	1,603	1,623	1,638	1,650	1,666
東京	5,914	5,868	5,823	6,022	6,124	6,138	6,118	6,136	6,154	6,168
東3社計	8,025	8,128	8,101	8,268	8,361	8,395	8,400	8,436	8,467	8,550
中部	2,706	2,670	2,832	2,699	2,710	2,711	2,665	2,663	2,661	2,527
北陸	579	532	561	580	555	565	545	549	547	548
関西	2,730	3,125	3,075	2,824	2,953	2,958	2,997	3,004	3,010	3,018
中国	1,309	1,339	1,291	1,246	1,250	1,249	1,245	1,247	1,249	1,255
四国	703	735	660	678	689	690	682	683	687	687
九州	1,690	1,748	1,571	1,589	1,584	1,588	1,570	1,573	1,623	1,630
中西6社計	9,717	10,150	9,990	9,616	9,740	9,761	9,703	9,720	9,777	9,664
9社合計	17,742	18,277	18,091	17,884	18,101	18,155	18,104	18,156	18,244	18,214
沖縄	206	204	215	208	210	208	220	209	220	221
10社合計	17,948	18,482	18,306	18,092	18,311	18,363	18,324	18,364	18,464	18,435

※沖縄エリアの2022年度及び2023年度は、最小予備率断面を記載

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	499	499	498	498	498	498	497	497	497	498
東北	1,369	1,365	1,361	1,356	1,350	1,345	1,340	1,334	1,329	1,324
北陸	511	513	512	512	512	511	511	511	511	510

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
北海道	627	661	692	671	669	673	679	681	731	728
東北	1,544	1,596	1,684	1,641	1,635	1,649	1,670	1,685	1,695	1,712
北陸	511	506	584	590	570	580	561	564	563	564

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の電力需要と供給力

	【万kW】									
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
需要電力	154	156	156	157	158	159	160	161	162	163
供給力	220	219	215	208	210	208	220	209	220	221
供給予備力	67	63	59	50	52	49	60	48	59	58
供給予備率	43.5%	40.5%	37.6%	32.1%	32.8%	30.8%	37.7%	29.6%	36.3%	35.5%

(blank)

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

2023 年度向け調整力の公募にかかる
必要量等の考え方について

2022年7月

電力広域的運営推進機関

(blank)

2023年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2022年6月28日

電力広域的運営推進機関

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

なお、本資料の内容は2023年度を調整力の提供対象期間として、2022年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

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

一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（抜粋）

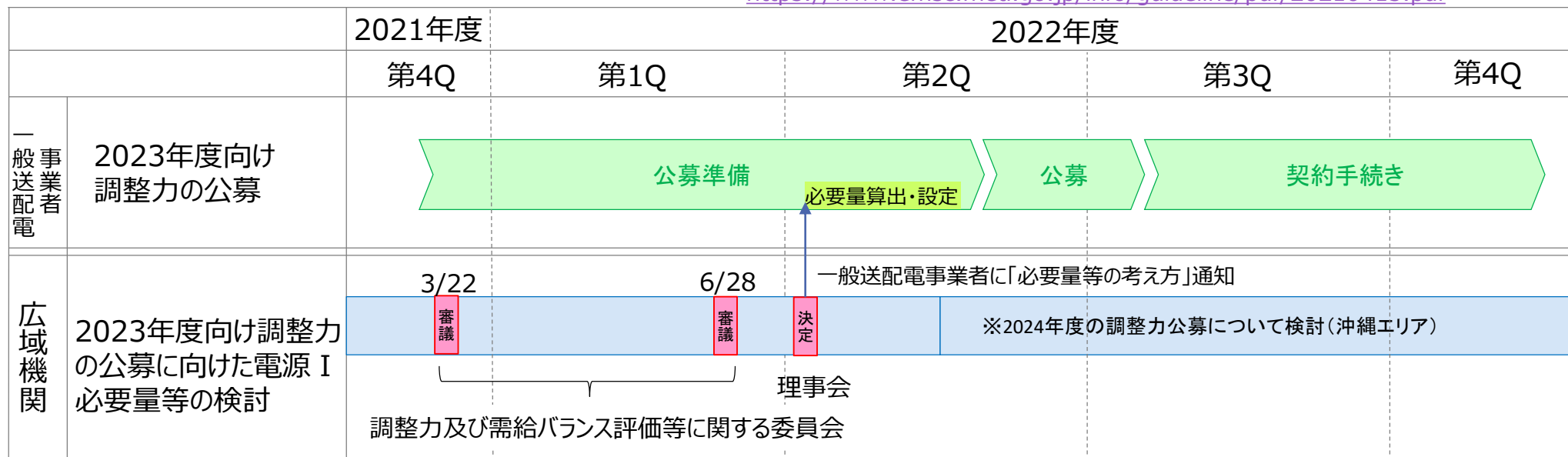
4. 公募調達実施時

(2) 調整力の要件に関連する事項 ① 調整力の要件（スペック）について

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

出所) 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」

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



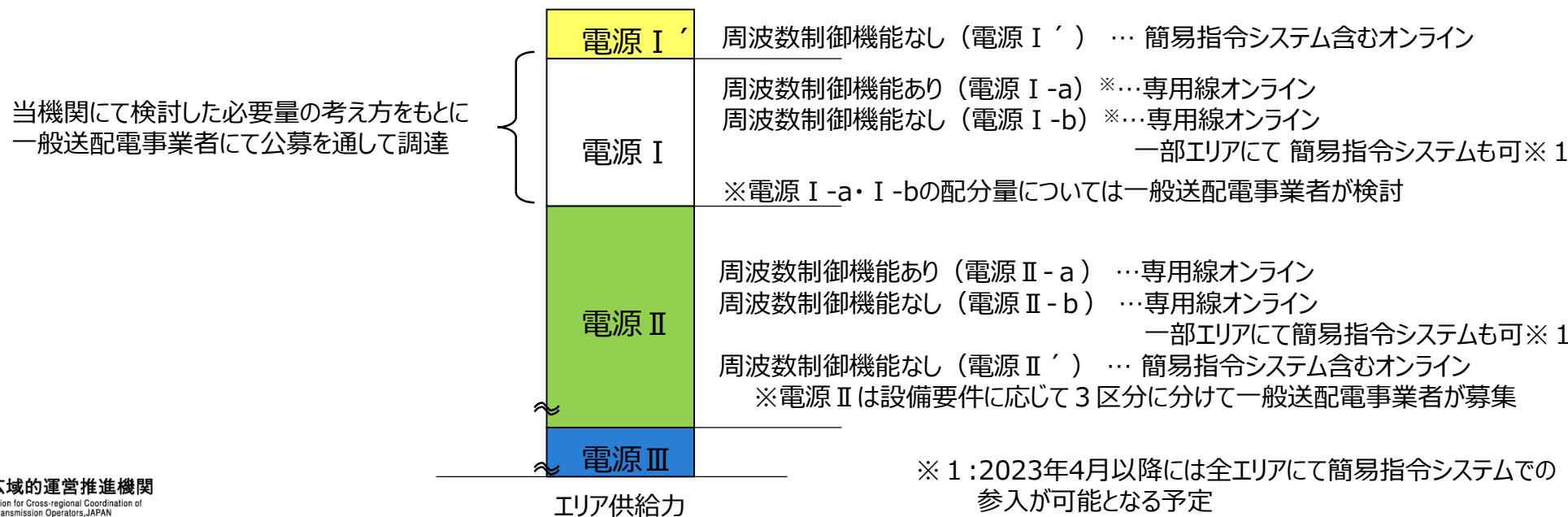
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

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

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

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



- 沖縄以外のエリアの電源 I 必要量は次式による。

＜沖縄以外のエリア＞

電源 I = 周波数制御機能あり調整力（電源 I - a）必要量

+ 周波数制御機能なし調整力（電源 I - b）必要量

※電源 I -aと電源 I -bの合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、最大7%を上限に確保することし、優先的に電源 I -aを確保する。

※「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2022年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※ 2023年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2023年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

電源 I -a = 最大3日平均電力 × 各エリア必要量算出値（%）

※各エリア必要量算出値とは2021年度残余需要ピーク95%以上のコマにおける、「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3σと事故時対応調整力の合計を2022年度供給計画の第2年度における最大3日平均電力(離島除き)で除した値。

電源 I -b = 三次調整力①調達量×調達不足率（%）

※需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給ひっ迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部を年間調達として、電源 I -bを調達する。

※三次調整力①の調達不足率は、需給調整市場における2021年度の三次調整力②の取引実績から算出する。

- 沖縄エリアの電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア>

$$\begin{aligned} \text{電源 I} &= \text{沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力} \\ &= 203\text{MW} \end{aligned}$$

※沖縄エリアの供給信頼度基準算出は発電機出力118MWを最大出力として算定した値とする。

- 各エリアの電源 I ' 必要量は次式による。

<沖縄以外のエリア>

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

<沖縄エリア>

$$\text{電源 I '} = \text{最大3日平均電力} \times 5.2\%$$

※「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2022年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※2023年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2023年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

※次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

電源 I ' の主な確保目的

6

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

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

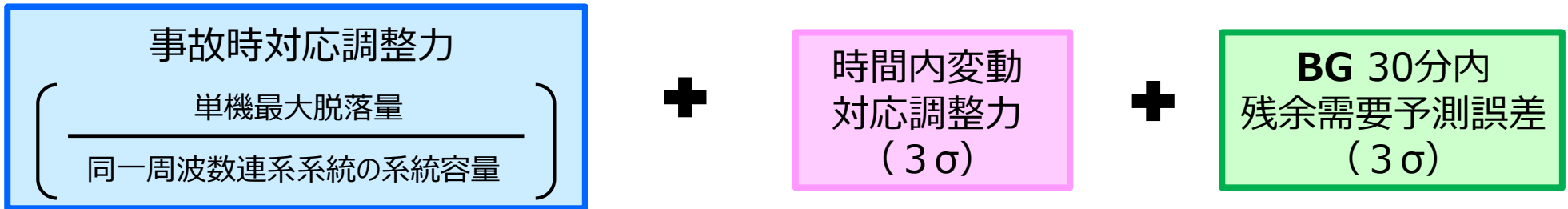
電源 I 必要量の考え方について

2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方について

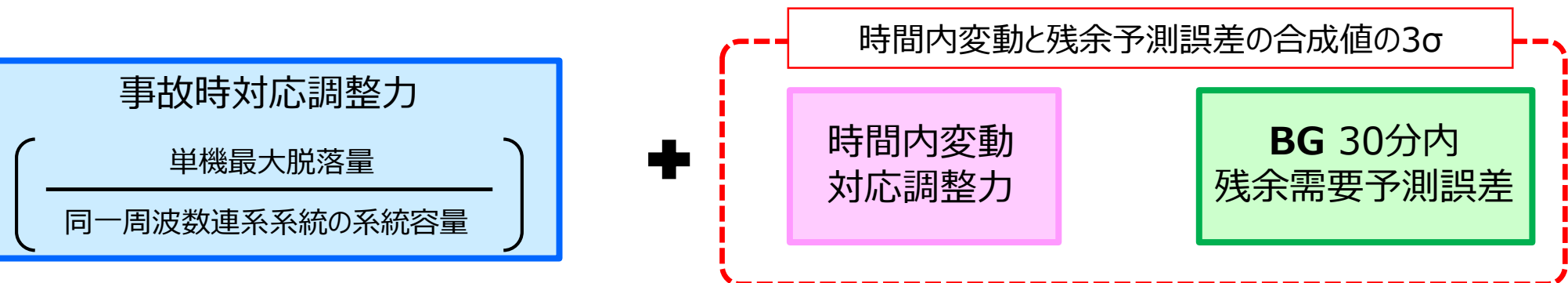
第71回委員会 資料4

- これまで、電源 I -aの必要量は、周波数制御機能を有する調整力にて対応すべき、「事故時対応」、「時間内変動対応」、「30分内残余需要予測誤差対応」のそれぞれの調整力の必要量を算定し、その合計値を算定してきた。
- 一方、需給調整市場では電源 I に相当する一次～三次調整力①において、各商品の不等時性を考慮した合成値として必要量を算定することで整理しているところ。
- 今後、需給調整市場に移行していくことも踏まえて、**電源 I -aの必要量についても「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差対応」の不等時性を考慮した合成値で算出することでどうか。**

【従来の電源 I -a必要量の考え方】



【2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方】



(参考) 電源 I-a必要量の算定諸元
～「事故時対応」の必要調整力の算出～

第74回委員会 資料4

- 事故時における電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量※をもとに按分した量とする。

同一周波数系統における単機最大ユニット容量（2022年度供給計画（第2年度））で計上されたユニットでの試算例

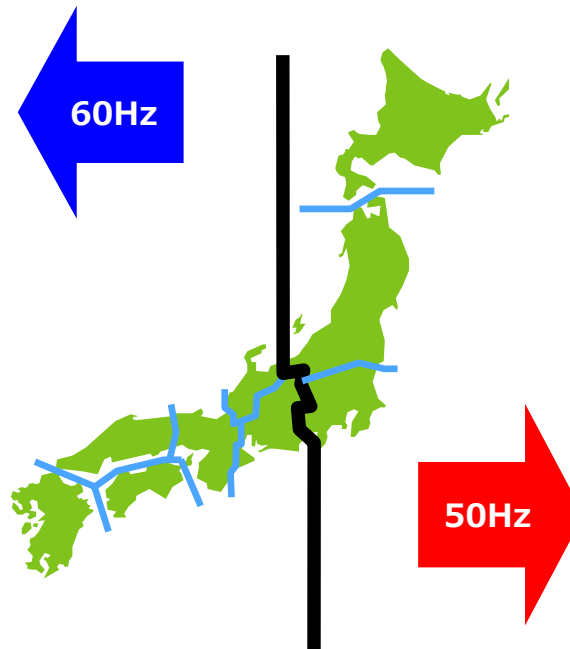
【60Hz地域】

系統容量：8,766万8千kW

単機最大ユニット容量：118万8千kW

系統容量に占める割合：1.36 %

60Hz地域	単機最大ユニット容量
中部エリア	118万8千kW
北陸エリア	70万kW
関西エリア	118万kW
中国エリア	100万kW
四国エリア	105万kW
九州エリア	118万kW



50Hz地域

単機最大ユニット容量

北海道エリア	70万kW
東北エリア	100万kW
東京エリア	100万kW

【50Hz地域】※1

系統容量：7,142万3千kW

単機最大ユニット容量：100万kW

系統容量に占める割合：1.41 %

系統容量は2022年度供給計画における当該年度見通しより

電源脱落の試算においては
2022年度供給計画の当該年度見通しより

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

出所) 第7回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016.9.26） 資料2をもとに作成
http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyuu_07_haifu.html

2023年度向け調整力公募における電源 I -a必要量算定結果

第74回委員会 資料4

- 今年度の電源 I -aの必要量を算定した結果、各エリアの必要量は5.1%～8.1%となった。
- 不等時性を考慮した合成値での算定により、必要量が低減する結果となった。

【電源 I -a算出結果（合成値）】

各エリア必要量 [%]※		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
内訳	事故時対応	1.41			1.36					
	時間内変動と残余予測誤差の合成値の3σ	6.66	4.91	4.16	5.09	4.72	3.98	5.03	5.09	3.65
合計		8.1	6.4	5.6	6.5	6.1	5.4	6.4	6.5	5.1

【参考_電源 I -a算出結果（棒足し）】

各エリア必要量 [%]※		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
内訳	事故時対応	1.41			1.36					
	時間内変動	3.12	2.47	1.76	2.38	2.58	1.91	3.52	2.24	2.20
	予測誤差	5.94	4.05	3.56	3.64	3.49	2.82	3.45	6.05	2.91
合計		10.5	8.0	6.8	7.4	7.5	6.1	8.4	9.7	6.5

※ 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

2023年度に向けた電源 I -b必要量の考え方について

第71回委員会 資料4

- 電源 I -bの必要量について、予備力としての観点と調整力としての観点から、それぞれ以下のとおり整理できると考えられるかどうか。

【予備力としての観点】

- 調整力公募においては、供給信頼度評価（年間EUE評価）において供給信頼度を満たすのであれば、予備力としての電源 I（電源 I -aと電源 I -bの合計）7%を確保することは必ずしも必要ということにはならないと整理された。
- 更に2022年度向け調整力公募において、供給力不足への対応策においても一般送配電事業者の専有電源となる電源 I -bの調整力の調達ではなく、電源入札等や公募の供給力の調達により対応する方針が整理された。
- 2023年度向け調整力公募についても、2022年度と同様に、**供給信頼度を満たしていない場合においても、電源入札等や公募の供給力の調達により対応することになると考えられるため、予備力の観点からは一般送配電事業者の占有電源となる電源 I -bは原則調達しない**こととしてはどうか。

【調整力としての観点】

- 2022年度向け調整力公募においては、需給調整市場での三次調整力①の調達不足リスク対応として、電源 I の量を7%上限に、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することとした。
- 2023年度向け調整力公募についても、2022年度と同様に、三次調整力①の調達不足リスク対応として**三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することとし、調達不足リスク量の算定については2022年4月より取引が開始される三次調整力①の市場の状況を踏まえて算定する**こととしてはどうか。
- また、市場の状況等において考慮すべき事項が発生した場合には、その対応についても検討していく。

調整力の観点からの電源 I -b必要量検討 ～三次調整力①の調達不足リスクについて～

第74回委員会 資料4

- 三次調整力①については、取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生していることから、第71回本委員会（2022年3月22日）の方針どおり、三次調整力①の一部を電源 I -bとして年間公募することによってどうか。
- 三次調整力①の調達不足リスク量の算定については、2022年4月より取引が開始される三次調整力①の市場の状況を踏まえて算定することとしていたが、4月、5月の取引実績をみると、両月とも募集量がないエリア、募集が4月分のみエリアがあり、三次調整力①の調達実績をもとに調達リスク量を算出するにはデータ数不足と考えられる。
- また、4月、5月の取引実績は取引開始当初の実績であり、調達不足の要因分析や対策について、現在検討している状況であるものの、検討・対策には一定の期間を要すると考えられることから、**三次調整力①の調達不足率の算定にあたっては、昨年度と同様に三次調整力②の調達不足率を代用**することによってどうか。
- 2022年度公募時は2021年4月分の三次調整力②取引実績から調達不足率を算出していたが、今回は1年間の取引実績があることから、**各月および各ブロック別に不足率を算出し、リスク量を決定**した。

三次調整力①調達不足リスク量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率	75.1%	58.0%	33.0%	46.6%	36.8%	15.0%	11.5%	4.7%	56.9%
調達不足リスク量[MW]	274	648	777	587	82	153	60	24	280
調達不足リスク量[%]*	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%

* 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

調達不足リスク量 [%] を電源 I -bとして確保する。

(参考) 三次①募集量について (4月、5月実績)

第74回委員会 資料4

- 三次①募集量について、最新の補修計画等を反映し、設備量補正を実施している。補正した結果、5月においては北海道、九州エリアを除く、7エリアで募集量は0となった。

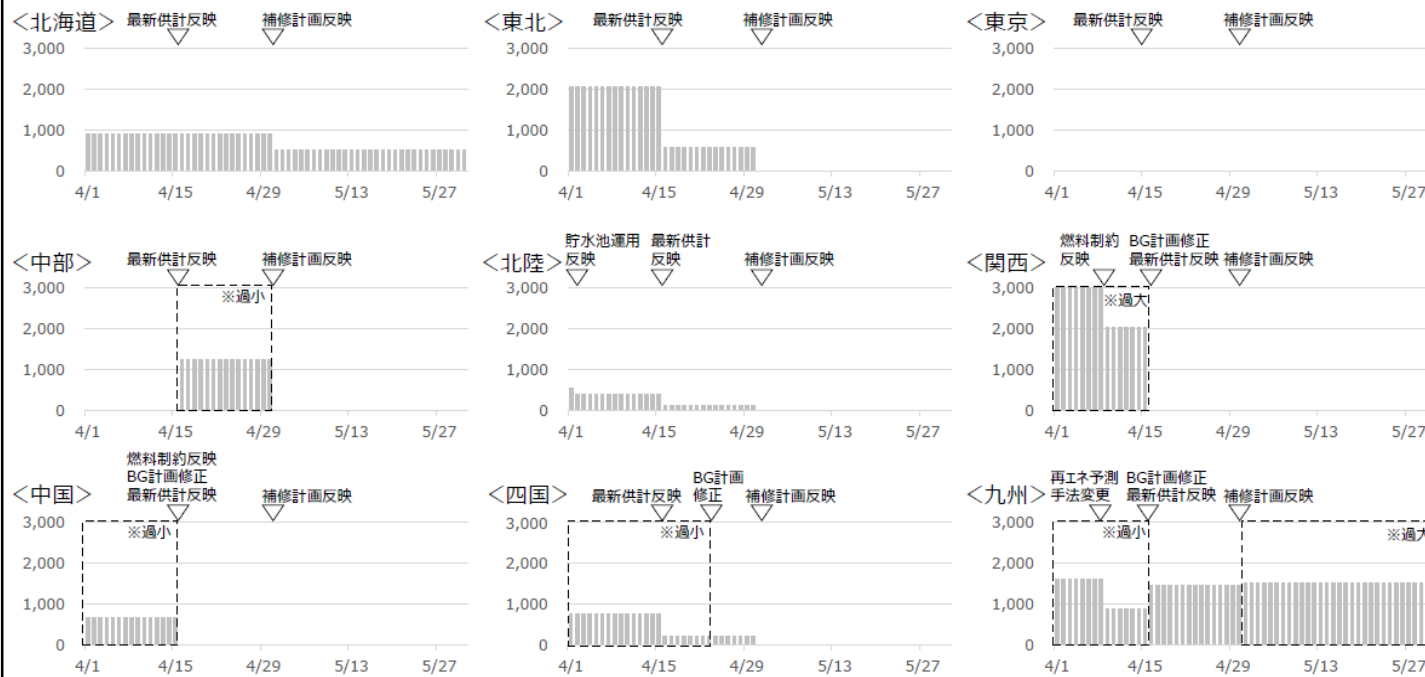
三次①募集量について (4/1~5/31)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
募集量: 全8ブロック合計値[MW/日]

7

- 2022年度の三次①募集量は、一次~三次①の複合必要量から電源 I 調達量を控除したうえで、小売電気事業者が卸電力市場から供給力を調達することを考慮し、設備量を踏まえた補正を実施している。
- この設備量補正については、最新の補修計画や燃料制約による供給力の減少等を週単位で反映しており、東京では取引開始当初から、また、5月においては、北海道、九州を除く7エリアで、募集量は0となっている。

[] 広域機関によるBG需要計画の誤算定のために募集量が正しくない期間



出所) 第29回 需給調整市場検討小委員会 (2022年6月24日) 資料2 抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyushijyo_29_02.pdf

- 取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生している。5月においては取引があった北海道、九州エリアにて調達不足が発生している。

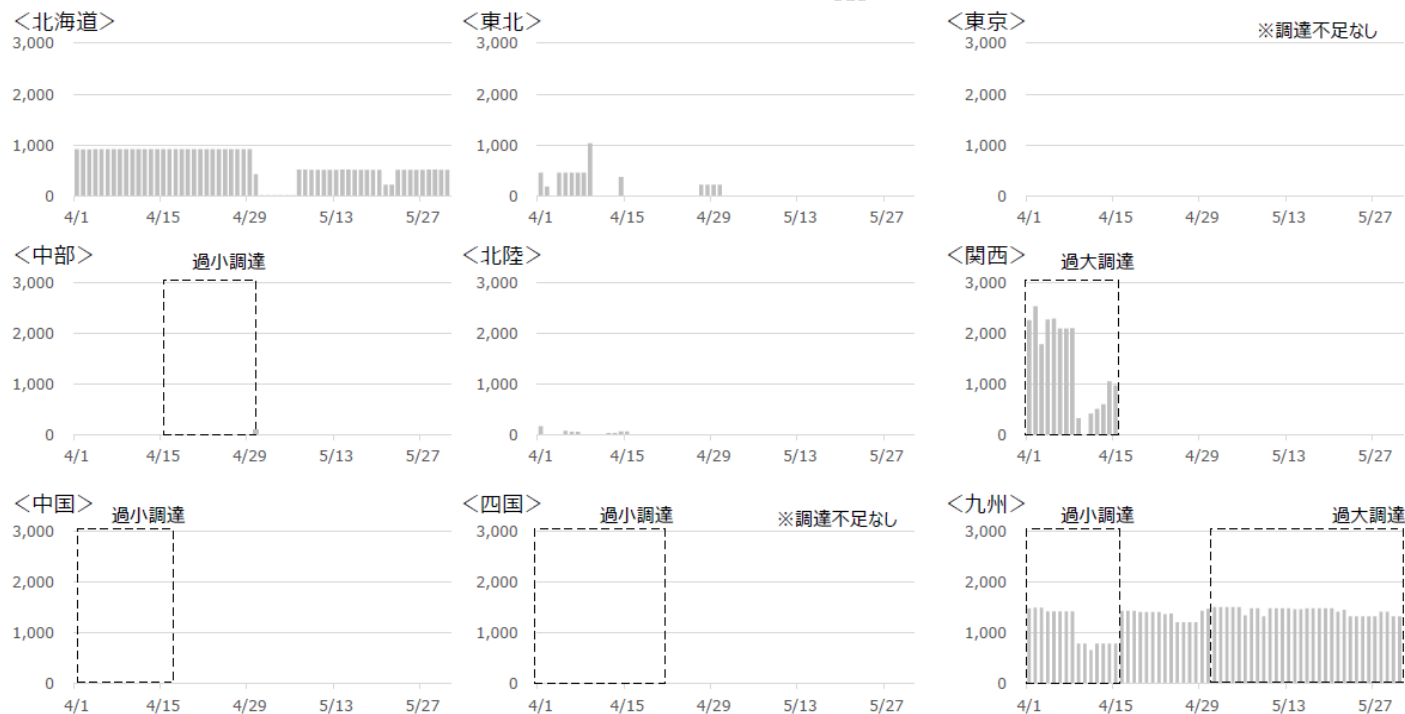
三次①調達不足量について (4/1~5/31)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 調達不足量: 全8ブロック合計値[MW/日]

6

- 他方で、取引開始以降、複数のエリアで調達不足が発生している。
- 取引開始月である4月においては、主に、北海道、東北、関西、九州の4エリアで調達不足が発生していたが、5月については、北海道、九州の2エリアのみとなっている。

□ 広域機関によるBG需要計画の誤算定のために募集量が正しくない期間



(参考) 三次①調達量について (取引前試算結果)

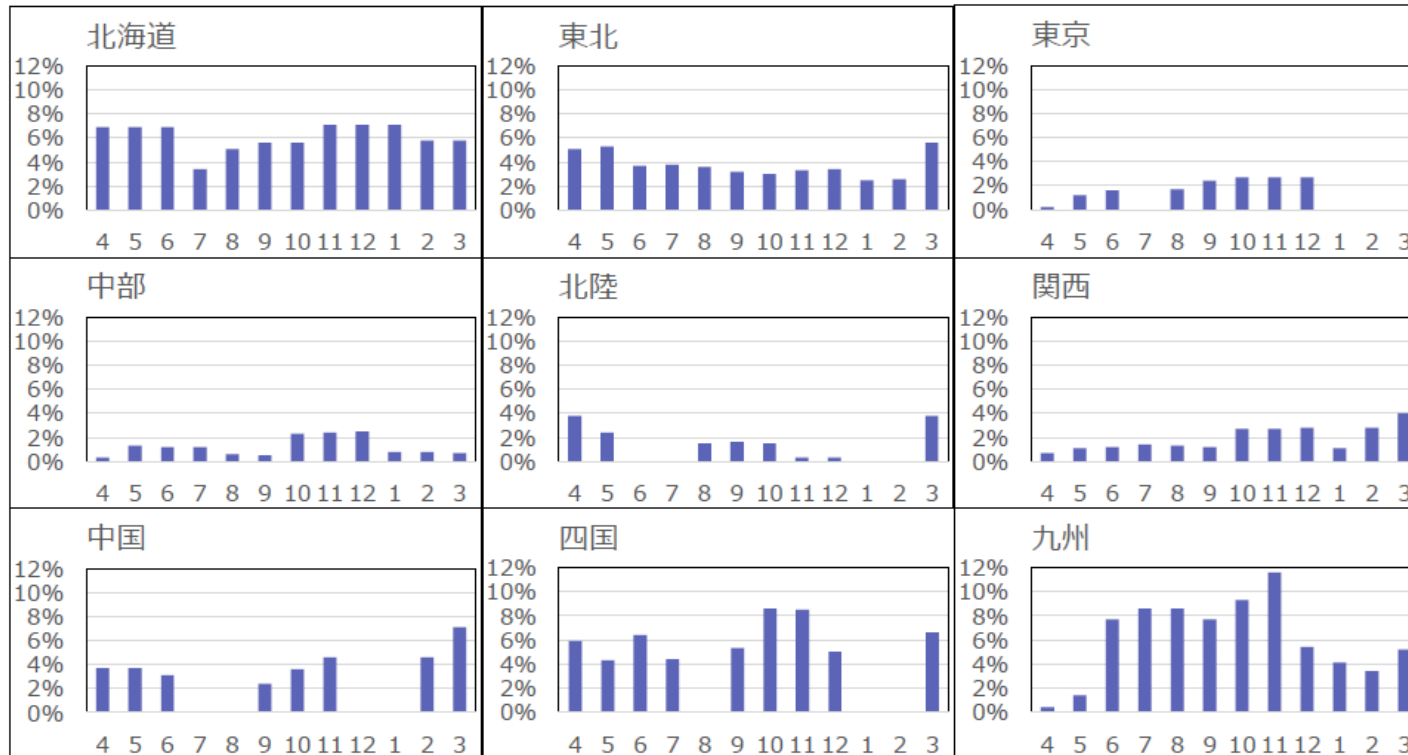
第74回委員会 資料4

- 取引開始前に試算した三次①調達量については、4月、5月ともに数値があり、三次調整力①を調達する予定となっていた。

(参考) 三次①調達量の試算値 (今回提案の補正実施後)
～4 B (9～12時) について～

16

参考として4ブロックのみ抜粋

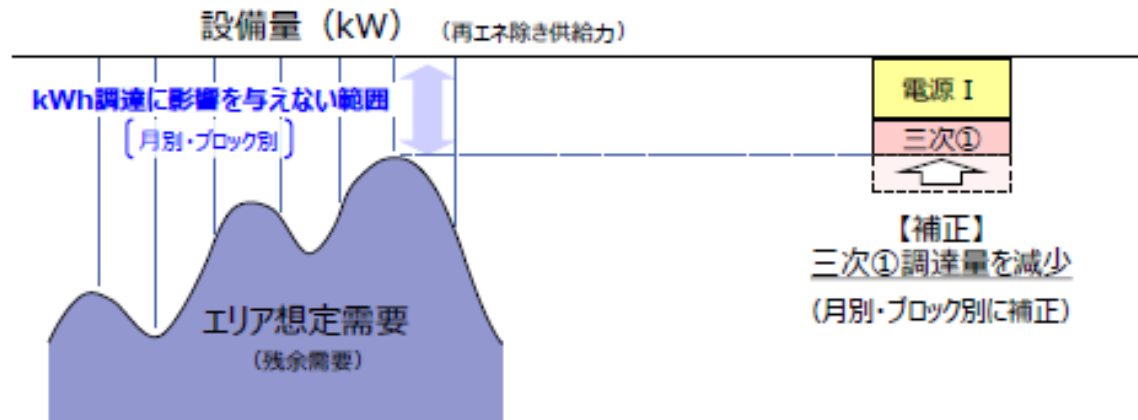


- 最新の作業停止内容等を踏まえて設備量の数値を見直し、三次調整力①調達量の補正を実施している。
- 補正した結果、5月においては北海道、九州エリアを除く、7エリアで募集量は0となった。

(参考) 第27回本小員会で提案した三次①調達量について

3

- 2022年度における三次①調達量として、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源Ⅰ確保量を控除した量を調達する方法を採用したうえで、小売電気事業者の供給力確保を考慮した補正を施すことをご提案した。
- 具体的には、2022年度の供給可能設備量 (kW) からエリア想定需要を差し引いたものを、電源Ⅰ + 三次①調達量の上限とし、調達量の減少補正は三次①調達量で実施する案とした。



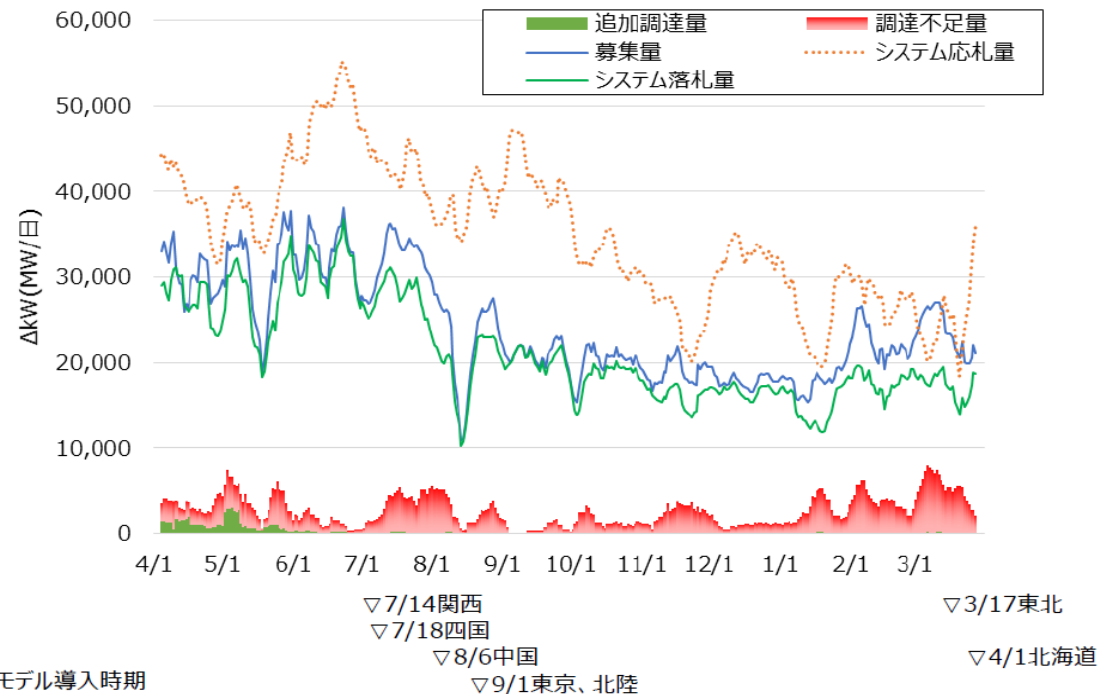
- 三次調整力②の調達不足については、1年を通じて調達不足が発生している。

2. 取引実績

2-3. 調達不足量

11

- 8月以降の募集量は減少傾向にあるが、応札量も減少しており、調達不足の発生は継続している。(年間調達不足率：12%※) ※追加調達後
- 2021年度においては、電源Ⅱ余力等を活用し、安定供給に支障はきたしていない。



(参考) 2022年度公募における三次調整力①調達不足リスク量について

第74回委員会 資料4

- 2022年度公募時においても、調達不足率は三次調整力②の取引実績を代用し、三次調整力①の調達リスク量を算出していた。

調整力の観点からの電源 I -b必要量検討

【P.11】

～2022年度より取引開始となる三次調整力①の調達不足リスクについて～

第61回委員会 資料5

- 三次調整力①の必要量は、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値と、事故時対応分の電源脱落分の合計値としている。(後述の参考スライドを参照)
- 前述の三次調整力①の調達不足リスクに対しては、2022年度は電源 I -aを確保していることから、事故時対応分の電源脱落分は電源 I -aにて対応可能であり、平常時対応分の「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の3σ相当値が調達不足リスクの対象と考えられる。
- そして、上記に**至近(2021年4月1日～30日)の三次調整力②の取引実績(調達不足実績)を踏まえた、三次調整力①の調達不足リスク量としては、下表のとおり、各エリア0.1～2.6%程度となると推測される**がどうか。

三次調整力①相当量について (年間3σにて試算※1)

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
必要量[MW]	536	1,418	4,083	2,106	368	2,097	853	675	1,902
必要量[%]※2	10.8%	10.5%	7.7%	8.5%	7.4%	7.7%	8.3%	13.7%	12.6%

市場調達不足リスク (=三次調整力①必要量×調達不足率)

三次調整力①調達不足リスク量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
調達不足率※3	3%	24%※4	3%	30%	21%	6%	7%	1%	1%
調達不足リスク量[MW]	16	340	122	632	77	126	60	7	19
調達不足リスク量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

※1 2020年度実績データより調達不足リスク量を算定するために今回試算したものであり、三次調整力①の需給調整市場の各月各時間帯の調達量については、引き続き需給調整市場検討小委員会にて議論いただく予定

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

※3 2021年4月1日～30日の三次調整力②の取引実績 ※4 福島県沖地震(2/13)により、複数の電源が計画外停止したことも影響

2023年度向け調整力公募における電源Ⅰ 募集量について

第74回委員会 資料4

- 電源Ⅰ 必要量を算出した結果、7%を上回っているエリアもあるが、7%以上を確保することは**小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性もあることから、これまでどおり7%を上限として、調達すること**でどうか。
- これまでも電源Ⅰの量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足する状況には陥っていない。これは小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できているためと考えられる。
- 2024年度以降は、調整力公募が終了し、全ての調整力を需給調整市場から調達するとされており、その調達量は商品毎の必要量から算出されることとなる。需給調整市場における調達量の上限については、今後の市場の課題整理のなかで検討することとしたい。

電源Ⅰ 必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2022年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a必要量[%]※2	8.1%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b必要量[%]※2	5.5%	4.8%	1.5%	2.4%	1.7%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ 必要量[%]※2	13.6%	11.2%	7.1%	8.9%	7.8%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

電源Ⅰ 募集量 最大7%

電源Ⅰ 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a募集量[%]※2	7.0%	6.4%	5.6%	6.5%	6.1%	5.4%	6.4%	6.5%	5.1%
電源Ⅰ-b募集量[%]※2	0.0%	0.6%	1.4%	0.5%	0.9%	0.6%	0.6%	0.5%	1.9%
電源Ⅰ 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.0%	7.0%	7.0%	7.0%

2022年度向け調整力公募における電源 I 募集量について

【P.13】

第61回委員会 資料5

- 前述のとおり、今回、電源 I -aと電源 I -bの必要量をそれぞれ検討した。そして、その合計の電源 I の必要量は、関西エリア以外は、これまで一般送配電事業者が調整力公募により調達していた電源 I の量の7%を上回っている。
- これに対して、**一般送配電事業者が年間通して専有する電源 I の量をこれまでの7%よりも多く調達することは、小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性があり、慎重に考える必要がある**のではないかと。
- また、これまで電源 I の量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できていると考えられる。そして、需給調整市場の調達不足発生時は、透明性・公平性の観点の課題はあるものの、電源 II 余力から追加調達しているところ。
- したがって、**2022年度向け調整力公募における電源 I 募集量は、これまで同様に最大で7%とし、引き続き、三次調整力①・三次調整力②の売応札量不足を解消できるように継続検討することとしてはどうか**※1。

電源 I 必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き) に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a必要量[%]※2	8.4%	7.8%	7.0%	7.6%	8.0%	5.7%	9.5%	9.3%	7.4%
電源 I -b必要量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%
電源 I 必要量[%]※2	8.7%	10.3%	7.2%	10.2%	9.6%	6.2%	10.1%	9.4%	7.5%

電源 I 募集量 最大7%

電源 I 募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源 I -a募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	5.7%	7.0%	7.0%	7.0%
電源 I -b募集量[%]※2	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
電源 I 募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.2%	7.0%	7.0%	7.0%

電源 I ' 必要量の考え方について

- 2022年度向けの調整力公募時は、H3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保できることから、各エリアの電源Ⅰ'の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とした。
- 2023年度についても、昨年度の整理と同様に、**各エリアの電源Ⅰ'の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能とする**ことかどうか。

- 供給計画の電源 I' 量の設定は各エリアH3需要の3%としており、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、電源 I' として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる。
- 上記を踏まえ、調整力公募における電源 I' の必要量を各エリアH3需要の3%とし、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲でのエリア外調達を可能と整理した。

- 今後の供給計画の需給バランス評価(年間EUE評価による供給信頼度評価)における電源 I' 量の設定は、第2年度以降は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%とすることとしている。
- したがって、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、**各エリアの電源 I' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる**こととなる。

【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

論点1 14

～作業停止調整後の供給計画の短期見通し(第1～2年度)～

- 今後の供給計画の短期需給バランス評価としては、**作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、電源 I' を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定してはどうか。そして、年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源 I' 量**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いることとし、第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%として算定することとしてはどうか。**



電源 I ' の長時間発動（kWh不足対応）について

- kWh不足への対応として、2022年度については、電源 I ' の契約交渉において、長時間の発動について可能な範囲で協力依頼を行うとの方針が整理されている。
- 電力・ガス取引監視等委員会にて実施された調整力公募に関するアンケートにおいて、電源 I ' の長時間発動を別商品として公募してほしいという意見もあったものの、一般送配電事業者が公募により小売電気事業者に先んじて供給力を確保することについては、慎重な議論が必要と考えられる。
- 一方、電源 I ' については厳気象の期間において、一般送配電事業者の専有電源となることから、電源 I ' 長時間発動の協力依頼については、小売事業者の供給力確保を妨げるものではないと言える。
- 以上から、電源 I ' の仕組みが残る2023年度までについては、電源 I ' の契約交渉において、長時間発動についての可能な範囲での協力依頼を継続することとしてはどうか。

- 第62回本委員会（2021年6月18日）において、電源 I' の長時間発動については、電源 I' 提供者に対し、契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼することと整理した。

kWh不足による需給ひっ迫への対応について				
8				
<ul style="list-style-type: none"> ■ 昨冬(2020年度冬季)のkWh不足を踏まえ、電源 I および電源 I' において、その提供者に対し、長時間(24時間以上6日程度)の継続時間について可能な範囲で協力依頼を行うこととする。 				
実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I' の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I' の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I' 公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I' の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I' -xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> 調整力費用が殆ど増加しない 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I' のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I' のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい) 	<ul style="list-style-type: none"> kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる これまで電源 I' に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い →kWhモニタリングなどの新たな取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか 	<ul style="list-style-type: none"> 追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい) 評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する 調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I' に参画する事業者に限定了商品(専占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I' と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり) 事業者の受容性が不明(状況によっては専占市場となり、調整力費用が増加)

- 調整力の分野における新規参入促進に向けた方策を検討するため、電力・ガス取引監視等委員会にて、小売、発電、DR事業者を対象にアンケートを実施。

アンケート結果概要（電源 I' の長時間発動）

- 2020年度冬季の継続的なkWh不足による需給ひっ迫を受けて、2021年度冬季の対策として、電源 I' の長時間発動が措置された。
- これは、既存の電源 I' 契約事業者に対し、長時間発動が可能か事前に任意で協力を求めるものであるが、実際に契約に応じたのは2社だけであった。
- 今回、一般送配電事業者から各審議会で整理された内容を踏まえた協力提案を受けた事業者に対し、協力に応じられなかった理由等を調査したところ、申し出の時期的な困難性、価格面・採算上での困難性、といった理由が大半を占めた。
- 電源 I' の長時間発動については、広域機関と連携のうえ一般送配電事業者において、実施に向けた準備等を進めているところ。今回のアンケート結果についても、今後の実施検討の参考に共有することとしたい。

主な意見概要	
①申し出の時期的な困難性	・送配電事業者からの提案（依頼）から回答までの期間が短期間（10日間以内）であり、回答期限までの需要家との契約交渉が困難であったため 等
②価格面・採算上での困難性	・送配電事業者から提示された価格が著しく低く、需要家の採算に見合わなかったため ・需要抑制で生産設備を停止する需要家について、長時間停止では採算上赤字になってしまうケースが多かったため ・発動対応換算日数のインセンティブについても、需要家にとってメリットが少ない条件であったため 等
③その他要望等	・電源 I' と電源 I'（長時間発動）を別商品として公募してほしい。工場の需要家の中には、バックアップ機として大型発動機をもつ需要家もいる。電源 I' と同様な3時間前予告では対応できないが、数日前予告であれば対応できるため 等

沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方について

沖縄エリアにおける電源 I -a必要量について

第74回委員会 資料3

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

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

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

(参考) 2022年度 調整力公募における沖縄エリアの電源 I -a必要量について

第74回委員会 資料3

- 2022年度においては、電源 I -a必要量を試算したところ64MWであったが、これまで57MWで運用してきたなかで、周波数維持ができなくなったという事象も発生していないことから、電源 I -aの必要量は57MWとすることで整理した。

2022年度向け調整力公募における電源 I -a必要量について

【P.34】

第62回委員会 資料4

- 沖縄エリアにおける電源 I -a調整力の活用状況として、「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」について確認を行った。具体的には、2018年度～2020年度における「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分けて、確認を行った。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって64MW～170MWと変化することが確認された。このことから、**沖縄エリアにおける「30分内残余需要予測誤差および時間内変動」として最低限必要な調整力は64MWと考えることができる。**
- 他方で、**これまで電源 I -aとして57MWを確保**していたが、調整力不足によって周波数維持ができなくなったという事象は発生していない。このことは、**沖縄エリアにおいては電源 II が十分にあり、その電源 II 余力が活用できてい**
ることから、運用上支障がなかったものと推定される。
- そのため、2022年度向け調整力公募においても、実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける**電源 I -aの必要量は57MWとする**こととしてはどうか。

各時間帯別の「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σの合計値 (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	151	155	165	168	133	170	127	118	143	128	120	136	153
点灯帯:18時～22時	72	67	71	80	75	90	70	64	64	70	91	68	81
夜間帯:22時～9時	78	96	114	109	87	88	82	82	78	82	78	77	97

沖縄エリアにおける最低限必要な調整力 ; 64MW > これまで確保していた電源 I -aの量 ; 57MW

これまでの実需給での運用実績を踏まえ、沖縄エリアにおける電源 I -aは57MW

沖縄エリアにおける電源 I - b 必要量について

第74回委員会 資料3

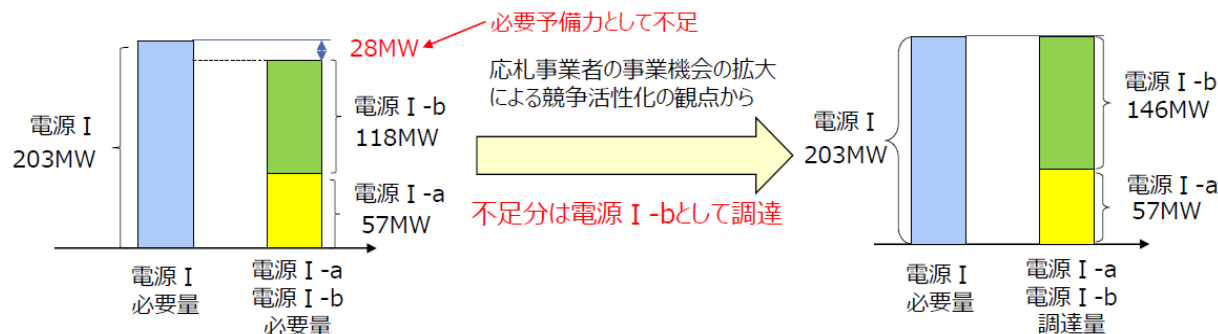
- 電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応については、第62回本委員会(2021年6月18日)にて、その差分は電源 I - bとして確保することで整理された。
- 沖縄エリアにおける電源 I -a必要量を49MWとすると、**電源 I 必要量203MWから49MWを差引いた、154MWを電源 I -bとして調達することになる。**

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

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

電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
・発動時間：5分以内	・発動時間：30分以内
・周波数制御機能（GF・LFC）あり	・周波数制御機能（GF・LFC）なし
・専用線オンラインで指令・制御可	・専用線オンラインで指令・制御可



【出典】第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021/6/18) 資料5

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_62_haifu.html

沖縄エリアの電源 I ' 必要量について

第74回委員会 資料3

- 昨年度算定した、2022年度の沖縄エリアの電源 I ' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）は、70MW、H3需要比率5.2%であった。
- 厳気象対応・稀頻度リスク分は猛暑・厳寒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と考え、2023年度についても **H3需要比率の5.2%**を採用してはどうか。
- 上記の考え方に基づき算出した結果、**2023年度における電源 I ' 必要量については、73MWと算定**される。

沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分の必要量について

【P.37】

第58回委員会 資料3

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、下記の式に基づき、現状の電源 I ' 必要量として算定される。
 - 電源 I ' 必要量
 - = 厳気象H1需要×103%
 - { (H3需要×101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }
- 前述のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率の算定と同様に、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出すると、**厳気象対応・稀頻度リスク分は70MW(H3需要比率5.2%)と算定**される。

沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

132

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

【出典】第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021/6/18) 資料5

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_62_haifu.html

(blank)

VI. 調査研究

- ・ 欧米における供給信頼度評価手法に関する調査委託実施報告－調査報告書

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2022/files/shinraidohyokashuhou_21itakuchousa.pdf

- ・ 欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査報告－調査報告書

https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_09_12.pdf



電力広域の運営推進機関
<http://www.occto.or.jp/>