電力広域的運営推進機関
年次報告書

- ２０２１年度版 -

２０２１年１１月

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

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、2020 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、2020 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、2021～2030 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 2022 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方を掲載する。

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

目次

Ⅰ．電力需給

電力需給（2020 年度実績）
https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu_2020_210825.pdf

電気の質に関する報告書（2020 年度実績）
http://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denki_no_shitsu_2020_211117r.pdf

Ⅱ．電力系統の状況

電力系統に関する概況（2020 年度実績；電力需給及び電力系統に関する概況の後半部分）
https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/denryokujukyu_2020_210825.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（2020 年度受付・回答分）
https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/hatsudensetsubi_kouhyou.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

2021 年度供給計画の取りまとめ
https://www.occto.or.jp/houkokusho/2021/files/nenjihoukokusho_2021_kyoukyuukeikaku_210331_2.pdf

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

2022 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/2021/files/20210630_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf

Ⅵ．調査研究

欧米におけるグリッドコードに関する調査委託ー調査報告書
https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_11.pdf
https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_12.pdf

Ⅰ．電力需給

電力需給

- 2020 年度実績 -

２０２１年８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 2020 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……14
８．日最大需要電力量の発生状況……15
９．広域機関による指示・要請・調整の実績……16
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……18
まとめ……21
＜参考＞広域機関による指示・要請の実績の詳細……22

（備考）
第1章に掲載の数値は、「送電端値（発電所から送配電系統に送電される電力量）」で表している。

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。

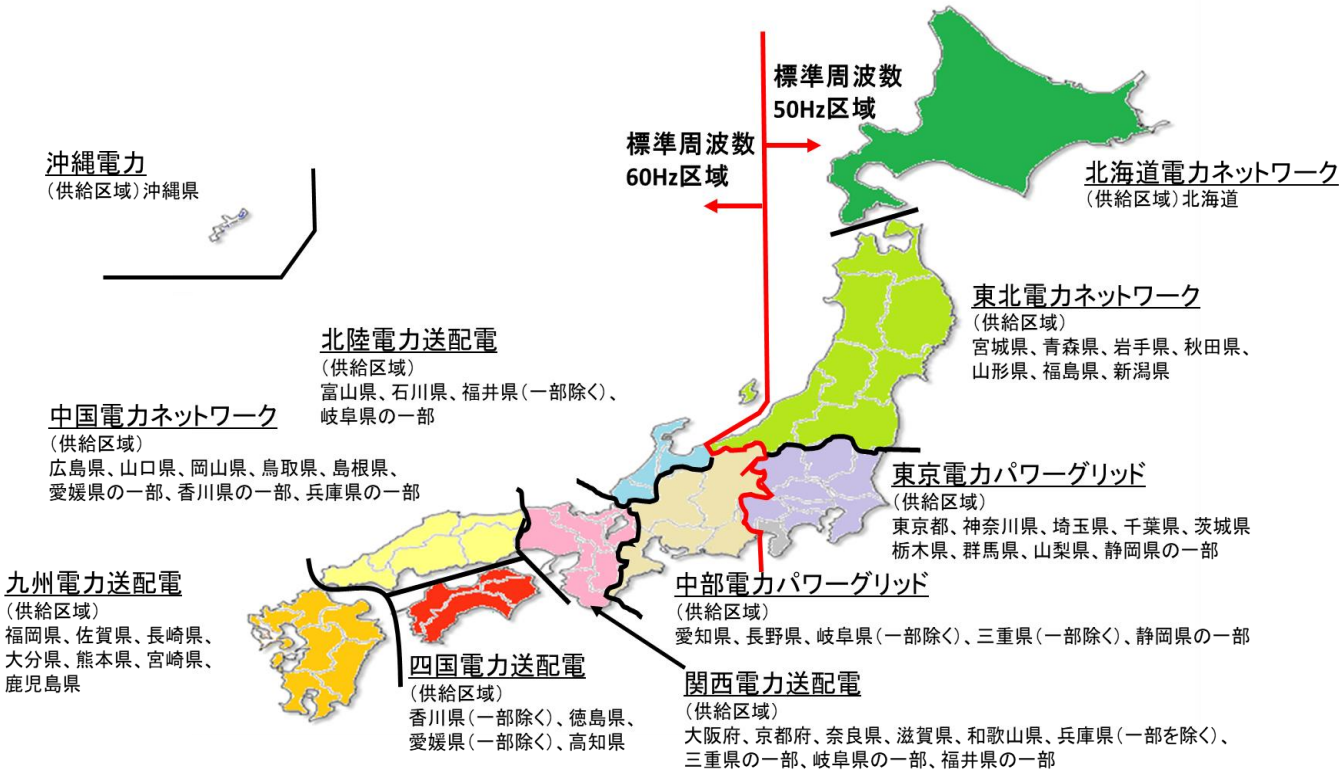


図 1-1 供給区域の区分

（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

2020 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。

- 7月は活発な梅雨前線の影響で、東・西日本を中心に各地で長期間にわたって大雨となった（「令和2年7月豪雨」）。このため、東・西日本の夏の降水量はかなり多かった。特に、沖縄・奄美地方では、期間を通して前線や湿った空気の影響を受けやすかったため、降水量はかなり多くなった。
- 暖かい空気に覆われる時期が多かったため、全国的に夏の気温は高くなった。特に、8月に太平洋高気圧に覆われて厳しい暑さが続いた東日本と、期間を通して暖かい空気に覆われやすかった沖縄・奄美地方ではかなり高くなった。
- 7月に梅雨前線や湿った空気の影響を受けやすかった東日本の日本海側と、期間を通して前線や湿った空気の影響を受けやすかった沖縄・奄美地方では、夏の日照時間は少なくなった。

表 1-1 地域平均平年差（比）（2020 年 6 月～8 月）

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]
北日本	+1.2	110	99
東日本	+1.1	137	98
西日本	+0.6	146	98
沖縄・奄美	+0.8	162	97

（2）冬（12 月～2 月）の天候

2020 年 12 月～2021 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。

- 冬の前半に強い寒気が流れ込んだ時期があったが、後半は寒気の南下が弱く、また、北日本付近を通過する低気圧に向かって暖かい空気が流れ込んだ時期もあったことから、冬の気温は東日本でかなり高く、西日本と沖縄・奄美地方で高くなった。冬の前半と後半で気温の変動が大きかった。
- 冬の前半に強い寒気が流れ込んだ影響で、記録的な大雪となった所もあり、冬の降雪量は西日本の日本海側でかなり多くなった。また、冬の後半には北日本付近を低気圧が通過することが多かったため、冬の降水量は東日本の日本海側でかなり多く、北日本の日本海側で多くなった。
- 冬の後半を中心に、冬型の気圧配置が長続きせず寒気の南下が弱かったことや、高気圧に覆われやすかったため、西日本の日本海側と西日本の太平洋側では、平年比がそれぞれ 126%、118%と統計開始以来 1 位の多照となった（統計開始は 1946/47 年冬）。

表 1-2 地域平均平年差（比）（2020 年 12 月～2021 年 2 月）

地域	気温平年差[℃]	降水量平年比[%]	日照時間平年比[%]	降雪量平年比[%]
北日本	-0.1	102	96	82
東日本	+1.0	87	108	42
西日本	+0.8	88	121	107
沖縄・奄美	+0.4	133	106	-

出所：気象庁ウェブサイト
夏（6～8 月）の天候（2020 年 9 月 1 日発表）： http://www.jma.go.jp/jma/press/2009/01b/tenko200608.html
冬（12～2 月）の天候（2021 年 3 月 1 日発表）： https://www.jma.go.jp/jma/press/2103/01b/tenko211202.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。

2020 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、供給区域別の年間最大需要電力を図 1-3 に、2016 年度～2020 年度の全国の年間最大需要電力実績を表 1-4 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 2020 年 8 月（16,645 万 kW）であり、送電端値で集計を行った過去 5 年間（2016 年度以降）で最大を記録した。

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	404	356	362	390	431	420	384	445	490	541	510	504
東北	1,054	944	1,104	1,089	1,412	1,384	988	1,115	1,409	1,480	1,430	1,198
東京	4,055	3,335	4,345	4,497	5,604	5,570	3,661	3,943	4,722	5,094	4,862	4,337
中部	1,775	1,666	1,958	2,272	2,624	2,439	1,821	1,831	2,330	2,409	2,349	2,054
北陸	397	338	401	442	513	513	350	394	499	534	523	426
関西	1,899	1,731	2,238	2,553	2,910	2,771	1,837	1,886	2,353	2,595	2,399	2,103
中国	842	691	815	965	1,102	1,094	734	814	996	1,124	1,041	851
四国	383	327	402	488	533	524	341	363	452	507	473	384
九州	1,098	1,002	1,283	1,498	1,637	1,534	1,078	1,204	1,443	1,606	1,526	1,143
沖縄	90	117	151	156	158	151	131	125	97	119	103	98
全国	11,833	10,281	12,431	14,009	16,645	15,141	11,075	11,953	14,489	15,607	14,605	12,626

[1] 表中の「全国」は、全国単位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。）。

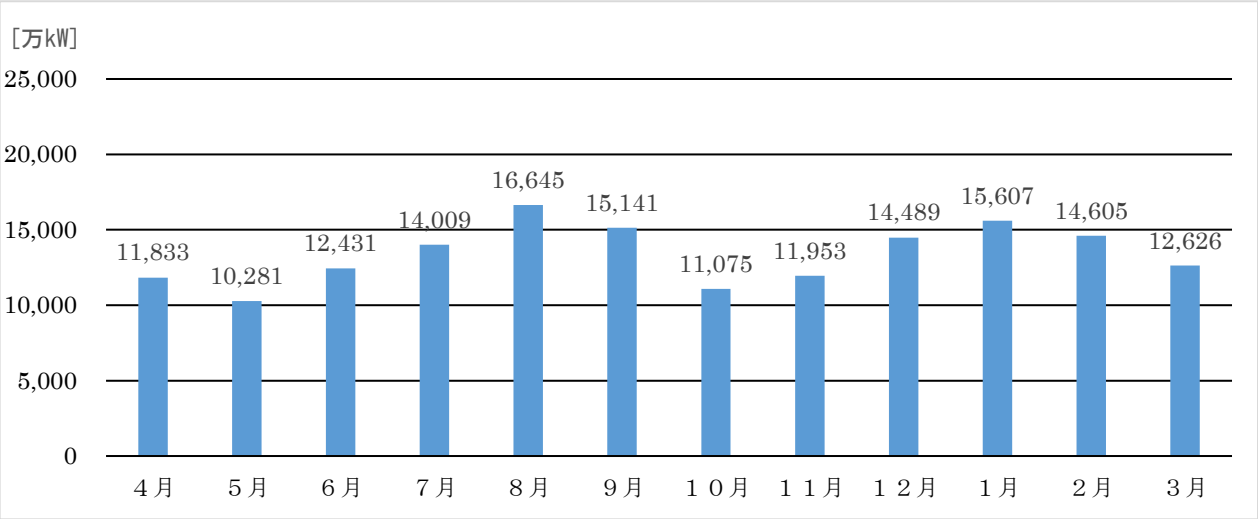


図 1-2　全国の月間最大需要電力

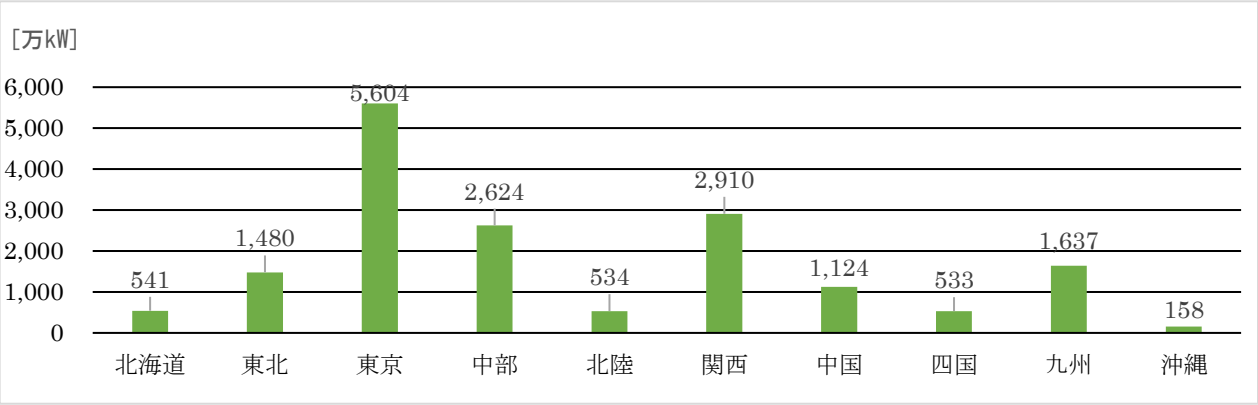


図 1-3　供給区域別の年間最大需要電力

表 1-4 年間最大需要電力実績(2016 年度～2020 年度)

[万 kW]

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
全国	15,589	15,577	16,482	16,416	16,645

4. 需要電力量

2020 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、供給区域別の年間需要電力量を図 1-5 に、2016 年度～2020 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 867,842 百万 kWh であり、送電端値で集計を行った過去 5 年間（2016 年度以降）で最小を記録した。

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	2,338	2,116	2,096	2,250	2,338	2,203	2,303	2,548	3,122	3,353	2,894	2,819	30,380
東北	6,307	5,631	5,797	6,146	6,926	6,248	6,121	6,459	8,047	8,695	7,542	7,210	81,129
東京	20,539	18,997	21,406	23,370	28,253	23,655	21,223	21,334	26,268	27,772	23,511	23,153	279,481
中部	9,729	8,677	9,874	11,011	12,460	11,166	10,244	10,215	11,970	12,606	11,179	11,172	130,303
北陸	2,263	1,919	2,079	2,245	2,526	2,276	2,156	2,255	2,758	3,002	2,597	2,531	28,606
関西	10,432	9,622	10,932	12,092	14,350	11,847	10,611	10,637	12,821	13,590	11,651	11,702	140,287
中国	4,475	4,010	4,455	4,908	5,542	4,918	4,497	4,626	5,647	5,969	5,020	5,029	59,096
四国	2,030	1,903	2,104	2,311	2,697	2,173	2,002	2,024	2,476	2,650	2,234	2,226	26,828
九州	6,192	5,879	6,692	7,328	8,554	6,764	6,296	6,343	7,921	8,231	6,786	6,727	83,714
沖縄	524	624	787	885	883	764	683	604	597	601	501	565	8,020
全国	64,827	59,379	66,223	72,545	84,529	72,013	66,137	67,045	81,627	86,470	73,915	73,134	867,842

[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。

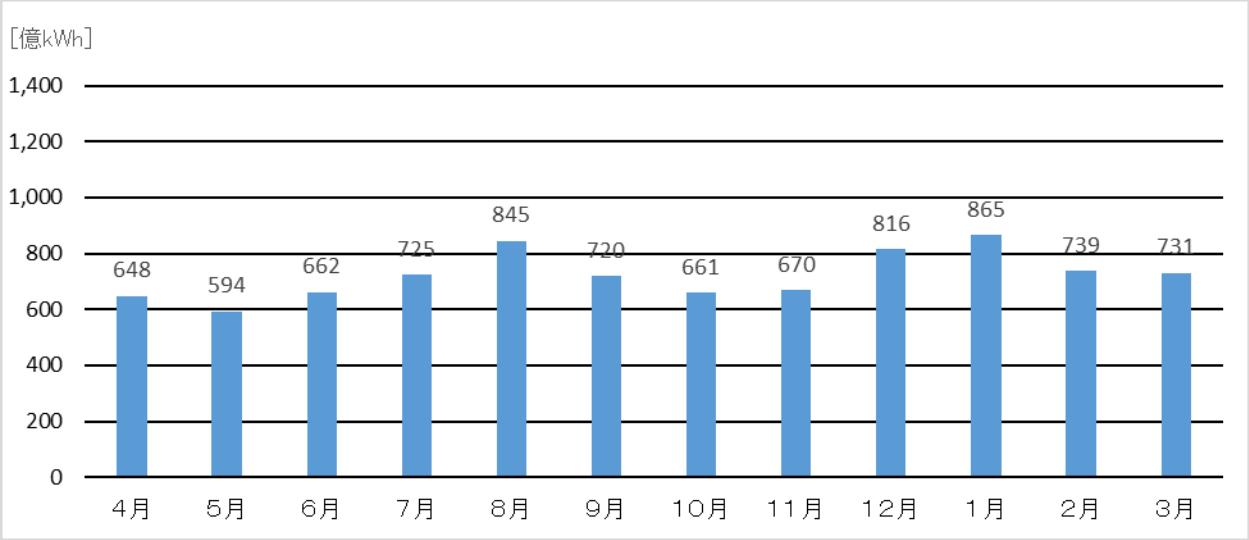


図 1-4　全国の月間需要電力量

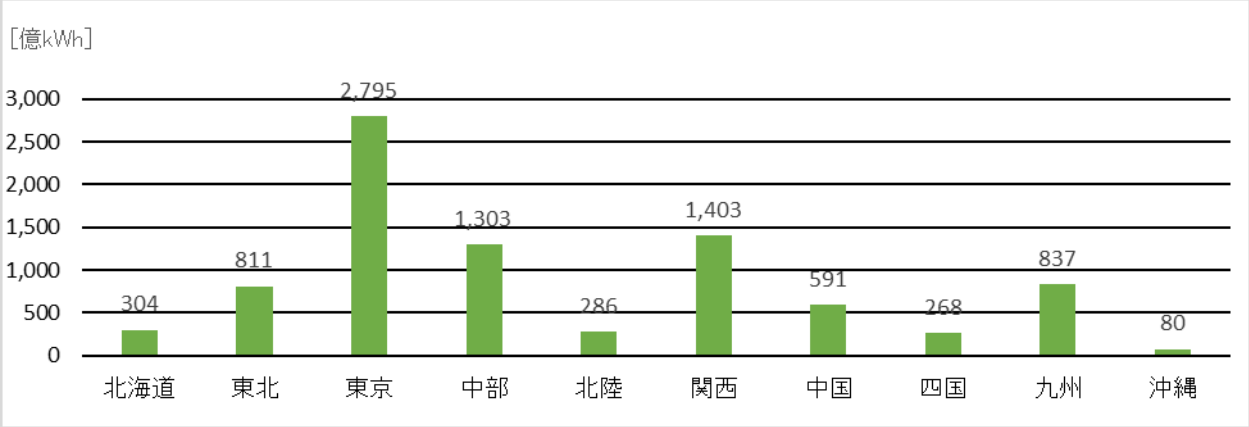


図 1-5　供給区域別の年間需要電力量

表 1-6　年間需要電力量実績(2016 年度～2020 年度)

［百万 kWh］

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

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。

2020 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、供給区域別の年負荷率を図 1-7 に、2016 年度～2020 年度の全国の年負荷率実績を表 1-8 に示す。なお、表 1-7 につき、供給区域及び全国の最大値を赤字、最小値を青字で示している。

全国の年負荷率は 59.5%であり、送電端値で集計を行った過去 5 年間(2016 年度以降)で最小を記録した。

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	80.4	79.8	80.5	77.6	72.9	72.9	80.6	79.5	85.6	83.3	84.5	75.2	64.1
東北	83.1	80.2	72.9	75.8	65.9	62.7	83.3	80.5	76.8	79.0	78.5	80.9	62.6
東京	70.3	76.6	68.4	69.9	67.8	59.0	77.9	75.1	74.8	73.3	72.0	71.8	56.9
中部	76.1	70.0	70.1	65.1	63.8	63.6	75.6	77.5	69.0	70.3	70.8	73.1	56.7
北陸	79.2	76.3	72.0	68.2	66.2	61.7	82.8	79.5	74.3	75.6	73.9	79.9	61.2
関西	76.3	74.7	67.9	63.7	66.3	59.4	77.7	78.3	73.2	70.4	72.3	74.8	55.0
中国	73.8	78.0	75.9	68.3	67.6	62.5	82.4	78.9	76.2	71.4	71.8	79.5	60.0
四国	73.5	78.3	72.8	63.7	68.1	57.6	78.9	77.3	73.6	70.3	70.2	78.0	57.5
九州	78.3	78.9	72.5	65.8	70.2	61.3	78.5	73.2	73.8	68.9	66.2	79.1	58.4
沖縄	80.6	71.4	72.3	76.0	75.1	70.3	70.0	67.1	82.5	68.0	72.8	77.4	58.0
全国	76.1	77.6	74.0	69.6	68.3	66.1	80.3	77.9	75.7	74.5	75.3	77.9	59.5

[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。)。

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

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

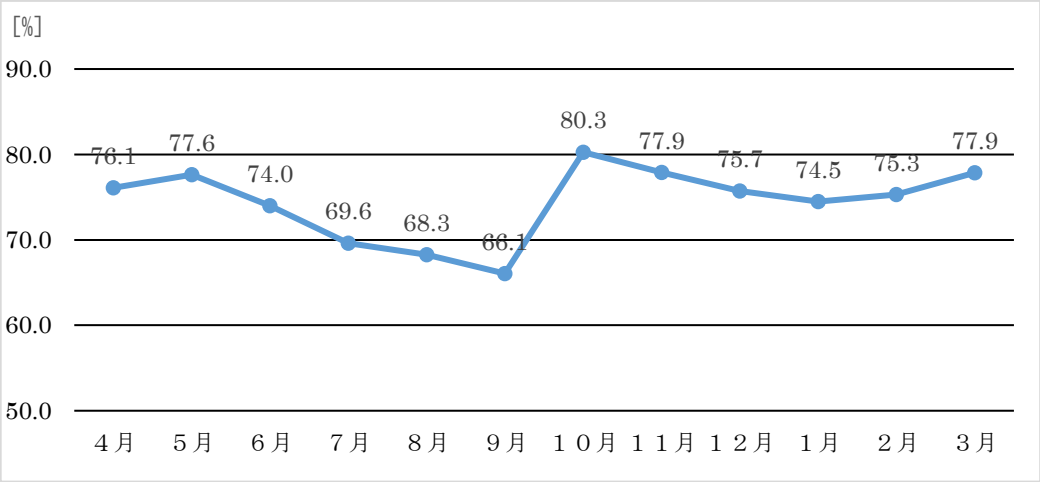


図 1-6　全国の月負荷率

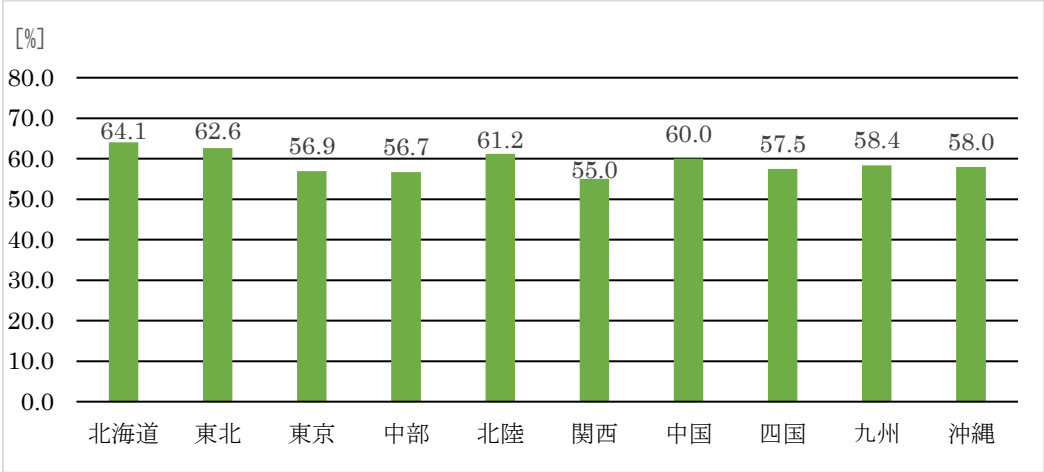


図 1-7　供給区域別の年負荷率

表 1-8　年負荷率実績(2016 年度～2020 年度)

[%]

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

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

2020 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～2020 年度の年間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。

2020 年度夏季全国最大需要時（2020 年 8 月 20 日 14 時～15 時）の全国最大需要電力実績は 16,645 万 kW（予備率は 11.8%）であり、送電端値で集計を行った過去 5 年間（2016 年度以降）で最大を記録した。

表 1-9 夏季最大需要電力発生時の電力需給状況 [4]

	２０２０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	431	8/28	金	16:00～17:00	33.1	477	46	10.7	8,543	82.6
東北	1,412	8/28	金	14:00～15:00	33.8	1,527	115	8.2	26,660	78.7
東京	5,604	8/21	金	14:00～15:00	36.0	6,198	594	10.6	103,413	76.9
中部	2,624	8/20	木	14:00～15:00	37.6	2,845	220	8.4	48,099	76.4
北陸	513	8/20	木	13:00～14:00	36.8	549	36	7.1	9,550	77.6
関西	2,910	8/21	金	14:00～15:00	38.6	3,104	193	6.6	53,236	76.2
中国	1,102	8/21	金	14:00～15:00	37.1	1,215	114	10.3	20,409	77.2
四国	533	8/20	木	14:00～15:00	35.8	613	80	15.0	9,832	76.9
九州	1,637	8/21	金	13:00～14:00	34.3	1,855	218	13.3	30,670	78.0
沖縄	158	8/18	火	14:00～15:00	33.9	202	44	27.9	3,106	82.0
全国	16,645	8/20	木	14:00～15:00	-	18,608	1,964	11.8	310,303	77.7

表 1-10 年間夏季最大需要電力発生時の電力需給状況(2016 年度～2020 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

[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。

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

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

（２）冬季（12～2 月）最大需要電力発生時の電力需給状況

2020 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～2020 年度の年間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。

2020 年度冬季全国最大需要時(2021 年 1 月 8 日 9 時～10 時)の全国最大需要電力実績は 15,607 万 kW(予備率は 9.0%)であり、送電端値で集計を行った過去 5 年間(2016 年度以降)で最大を記録した。

なお、北陸、関西、中国、四国、九州の各エリアの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(北陸:2.2%(2021 年 1 月 8 日 10 時～11 時)、関西:1.5%(2021 年 1 月 12 日 10 時～11 時)、中国:1.3%(2021 年 1 月 8 日 9 時～10 時)、四国:2.3%(2021 年 1 月 8 日 18 時～19 時)、九州:2.4%(2021 年 1 月 7 日 18 時～19 時))。

表 1-11 冬季最大需要電力発生時の電力需給状況 [5]

	２０２０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	541	1/19	火	11:00～12:00	-7.2	615	74	13.6	11,865	91.3
東北	1,480	1/8	金	09:00～10:00	-2.8	1,534	54	3.7	32,248	90.8
東京	5,094	1/12	火	16:00～17:00	3.4	5,405	311	6.1	103,519	84.7
中部	2,409	1/8	金	09:00～10:00	0.0	2,558	148	6.2	49,287	85.2
北陸	534	1/8	金	10:00～11:00	-1.5	546	12	2.2	11,604	90.6
関西	2,595	1/12	火	10:00～11:00	3.2	2,635	40	1.5	51,234	82.3
中国	1,124	1/8	金	09:00～10:00	-1.6	1,138	14	1.3	23,932	88.7
四国	507	1/8	金	18:00～19:00	-0.5	519	12	2.3	10,717	88.1
九州	1,606	1/7	木	18:00～19:00	1.3	1,645	39	2.4	32,493	84.3
沖縄	119	1/9	土	18:00～19:00	11.6	156	37	31.3	2,394	83.9
全国	15,607	1/8	金	09:00～10:00	-	17,012	1,406	9.0	329,833	88.1

表 1-12 年間冬季最大需要電力発生時の電力需給状況(2016 年度～2020 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

[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。

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

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

7. 最小需要電力の発生状況

2020 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。

表1-13 最小需要電力の発生状況 [6]

	２０２０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	227	8/31	月	01:00～02:00	17.4	6,992
東北	596	5/5	火	00:00～01:00	17.6	15,925
東京	1,877	5/3	日	06:00～07:00	20.7	52,843
中部	826	5/6	水	06:00～07:00	17.8	22,762
北陸	182	5/4	月	07:00～08:00	22.1	4,841
関西	941	5/3	日	06:00～07:00	19.5	26,114
中国	408	5/4	月	00:00～01:00	20.2	10,819
四国	191	9/28	月	01:00～02:00	21.7	6,445
九州	623	5/4	月	00:00～01:00	20.3	16,898
沖縄	56	4/26	日	06:00～07:00	18.3	1,611
全国	6,065	5/3	日	06:00～07:00	-	162,845

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

2020 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 1-14 に、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 1-15 に示す。

表 1-14 夏季・日最大需要電力量 [7]

	２０２０年度(送電端)			
	日最大需要電力量 [万kWh]	発生日	曜日	日平均気温[℃]
北海道	8,543	8/28	金	27.3
東北	26,660	8/28	金	29.1
東京	103,413	8/21	金	30.1
中部	48,099	8/20	木	31.5
北陸	9,650	9/3	木	31.9
関西	53,236	8/21	金	31.8
中国	20,546	8/20	木	31.0
四国	9,832	8/20	木	30.7
九州	30,936	8/20	木	30.6
沖縄	3,132	7/14	火	29.8
全国	310,303	8/20	木	-

表 1-15 冬季・日最大需要電力量 [8]

	２０２０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	11,865	1/19	火	-7.2
東北	32,248	1/8	金	-2.8
東京	103,519	1/12	火	3.4
中部	49,287	1/8	金	0.0
北陸	11,604	1/8	金	-1.5
関西	53,602	1/8	金	0.2
中国	23,932	1/8	金	-1.6
四国	10,717	1/8	金	-0.5
九州	34,099	1/8	金	-0.5
沖縄	2,394	1/9	土	11.6
全国	329,833	1/8	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。
[8] 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。

2020 年度、本機関は、2020 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 1-16 のとおり、一般送配電事業者に対する電力融通の指示を 226 回実施したが、本機関設立来過年度（2015 年度～2019 年度）の延べ回数をはるかに超える実績を記録することとなった。また、2020 年度冬季において、燃料在庫の減少による火力発電の出力抑制が発生し、全国的な供給力不足となったため、同項及び第 2 項の規定に基づき、表 1－17 の一般送配電事業者に対する指示の他、本機関は設立来初めて、発電事業者、小売電気事業者及び電気供給事業者に対する追加供給力対策の指示・要請を3回実施した。（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。）[9] 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 （2020 年 4 月～11 月及び 2021 年 2 月）

想定以上の需要増加や太陽光出力減少、地震による発電機停止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 東北電力ネットワーク

8 月 28 日：最大 40 万 kW（高気温による想定以上の需要増加） 指示回数 1 回

② 九州電力送配電

9 月 24 日：最大 160 万 kW（想定以上の太陽光出力の減少） 指示回数 3 回

③ 四国電力送配電

11 月 25 日：最大 40 万 kW（想定以上の太陽光出力の減少） 指示回数 1 回

④ 東北電力ネットワーク

2 月 14 日：最大 344 万 kW（地震による複数の発電機停止による供給力不足） 指示回数 3 回

（2）2020 年度冬季の電力需給状況改善のための指示等（2020 年 12 月～2021 年 1 月）

寒冷な気候条件が続いたこと等により、例年よりも高めに推移した今冬の需要に対し、主にLNG火力を焚き増し対応したこと等により、LNG在庫が枯渇するリスクが生じたことから、火力発電の出力抑制が発生し、全国的な供給力不足となった。さらに、低気温による需要の増加に伴い、エリアによっては需給を一致させるためにインバランスを補う一般送配電事業者の調整力が不足したことから、広域的な需給運用を行う必要があった。具体的には、電力需給状況の改善のための一般送配電事業者に対する電力融通の指示、発電事業者や小売電気事業者に対する追加供給力対策の指示等を行った。

① 一般送配電事業者に対する指示

今回、不足していたエリアが複数に及んだこと、1日の中で供給力不足が長時間に及んだこと、他エリアの

[9] http://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/index.html

余剰供給力も十分でなかったことから、1日の中でも受電エリアと送電エリアを時間帯で入れ替えるなど、きめ細かな融通対応を行った。(表 1-17 のとおり、12 月 15 日から 1 月 16 日までの間で 218 回の指示)

② 発電事業者及び小売電気事業者に対する指示並びに電気供給事業者に対する要請

火力発電の出力抑制が発生し、全国的な供給力不足となったことから、非調整電源を保有する発電事業者及び小売電気事業者に対し、電気事業法第 28 条の 44 第 1 項第 5 号及び業務規程第 111 条第 1 項第 5 号の規定に基づき、焚き増し指示を行うとともに、非調整電源を保有する会員以外の電気供給事業者に対し、業務規程第 111 条第 2 項の規定に基づき、焚き増し要請を行った。

・指示期間 1 月 6 日(水)準備出来次第～1 月 26 日(火)24 時
(※上記期間において 2 回の延長指示を含め 3 回実施)

・1 回目 85 会員、2 回目 101 会員、3 回目 103 会員に対し指示を行った。

・1 回目 6 者、2 回目 69 者、3 回目 71 者に対し要請を行った。

表 1-16 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]

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

表 1-17 広域機関による一般送配電事業者に対する指示実績(12 月 15 日～1 月 16 日、エリア別)

[回]

東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全体
1	9	1	22	94	42	25	24	218

調整

2020 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[10] 不足時の対応として長周期広域周波数調整[11] 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 56 回実施した。

[10] 下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げること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。

[11] 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ことが見込まれる場合には、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（平成 24 年経済産業省令第 46 号）に基づき、一般送配電事業者から再生可能エネルギーの出力抑制の指令が行われることがある。

2020 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。[12] 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（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）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、オフライン制御で確保される。

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が一部の指令を除き 8 時から 16 時まで、九州離島は 9 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、出力抑制指令の実績は前年度 93 日に対し 77 日に減少した。なお、そのうち、当日、出力抑制に至らなかった日は 17 日であった。

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。

[12] 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)[13]

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)
2020.4.2(木)	133.7(92.0)	2020.6.7(日)	26.1(42.2)
2020.4.3(金)	126.0(38.0)	2020.6.20(土)	41.5(-)
2020.4.4(土)	192.7(196.7)	2020.6.22(月)	28.9(41.4)
2020.4.5(日)	185.8(186.5)	2020.7.19(日)	62.4(-)
2020.4.6(月)	129.2(104.7)	2020.9.27(日)	110.9(23.4)
2020.4.7(火)	138.3(97.9)	2020.10.18(日)	58.3(-)
2020.4.8(水)	119.2(96.5)	2020.10.24(土)	68.2(-)
2020.4.9(木)	96.0(56.2)	2020.10.25(日)	85.7(35.4)
2020.4.10(金)	151.0(54.1)	2020.10.31(土)	55.0(-)
2020.4.11(土)	100.5(106.1)	2021.1.3(日)	36.8(9.5)
2020.4.14(火)	154.6(142.9)	2021.1.31(日)	24.1(-)
2020.4.15(水)	35.9(45.8)	2021.2.7(日)	151.4(88.8)
2020.4.16(木)	195.9(144.7)	2021.2.10(水)	53.6(-)
2020.4.18(土)	227.9(186.8)	2021.2.16(火)	65.2(-)
2020.4.20(月)	148.7(55.9)	2021.2.20(土)	122.0(76.2)
2020.4.22(水)	190.3(186.4)	2021.2.21(日)	195.2(192.7)
2020.4.24(金)	80.3(111.3)	2021.2.23(火)	126.4(88.9)
2020.4.25(土)	245.2(230.1)	2021.2.24(水)	100.8(75.0)
2020.4.26(日)	56.6(-)	2021.3.3(水)	94.3(-)
2020.4.27(月)	152.5(109.9)	2021.3.10(水)	85.5(50.8)
2020.4.28(火)	140.3(93.5)	2021.3.11(木)	25.3(-)
2020.4.29(水)	209.3(179.2)	2021.3.13(土)	97.7(-)
2020.4.30(木)	135.7(137.4)	2021.3.14(日)	189.0(75.2)
2020.5.1(金)	84.2(78.7)	2021.3.15(月)	57.5(21.6)
2020.5.2(土)	156.3(87.5)	2021.3.17(水)	54.4(51.1)
2020.5.4(月)	236.2(65.5)	2021.3.18(木)	120.5(-)
2020.5.5(火)	252.2(148.7)	2021.3.22(月)	166.4(24.5)
2020.5.6(水)	258.1(140.5)	2021.3.23(火)	167.1(197.8)
2020.5.7(木)	170.5(171.1)	2021.3.24(水)	140.1(74.9)
2020.5.8(金)	189.0(136.7)	2021.3.25(木)	216.3(214.6)
2020.5.10(日)	138.7(-)	2021.3.26(金)	272.3(266.0)
2020.5.11(月)	151.7(175.3)	2021.3.27(土)	385.7(297.5)
2020.5.12(火)	213.8(18.3)	2021.3.28(日)	187.9(-)
2020.5.13(水)	183.3(163.1)	2021.3.29(月)	227.4(193.7)
2020.5.14(木)	164.8(116.6)	2021.3.31(水)	212.9(200.1)
2020.5.17(日)	243.1(193.1)		
2020.5.19(火)	184.8(139.5)		
2020.5.20(水)	109.0(67.0)		
2020.5.21(木)	172.0(70.2)		
2020.5.22(金)	123.3(-)		
2020.5.23(土)	111.5(-)		
2020.5.24(日)	203.5(125.3)		

[13] 抑制指令の時間帯は、一部(4 月 11 日:11 時～15 時、4 月 15 日:12 時～14 時 30 分)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)

抑制年月日（曜日）	種子島	壱岐	徳之島	対馬	抑制年月日（曜日）	種子島	壱岐	徳之島	対馬
2020.4.4(土)	590	1,420			2020.10.1(木)	1,100			
2020.4.5(日)	4,450	730			2020.10.4(日)	500			
2020.4.6(月)		130			2020.10.6(火)	1,340			
2020.4.7(火)		700			2020.10.10(土)	500			
2020.4.8(水)		510	510		2020.10.13(火)		810		
2020.4.9(木)		700			2020.10.14(水)		1,450		
2020.4.10(金)			380		2020.10.15(木)		310		
2020.4.13(月)	4,990				2020.10.20(火)		1,060		
2020.4.14(火)	4,870	1,320			2020.10.23(金)	300	1,460		
2020.4.16(木)	4,560	950	300		2020.10.24(土)		1,470		
2020.4.17(金)			450		2020.10.25(日)	1,520	400		
2020.4.18(土)	3,640	2,810		890	2020.10.26(月)	1,070			
2020.4.20(月)	3,470	1,350			2020.10.27(火)	510			
2020.4.21(火)		2,350			2020.10.31(土)	380	720		
2020.4.22(水)	1,100	2,280			2020.11.3(火)	1,370	370		
2020.4.23(木)	1,550				2020.11.4(水)	580			
2020.4.24(金)	4,550	2,060			2020.11.8(日)		630		
2020.4.25(土)	3,300	2,950	210		2020.11.9(月)	710	450		
2020.4.26(日)	1,160	2,270			2020.11.13(金)		300		
2020.4.27(月)	2,150	820			2020.11.14(土)		1,430		
2020.4.28(火)	4,120	1,320			2020.11.21(土)		360		
2020.4.29(水)	4,980	2,810	1,680		2020.12.23(水)	660			
2020.4.30(木)	3,760	1,270	110		2021.1.3(日)	570			
2020.5.1(金)	1,700	290			2021.1.30(土)	160			
2020.5.2(土)	170				2021.1.31(日)	1,680			
2020.5.4(月)	2,280	130			2021.2.5(金)	340			
2020.5.5(火)	3,520				2021.2.7(日)	2,860	630		
2020.5.6(水)	1,040	2,240			2021.2.8(月)	1,520			
2020.5.7(木)	4,080	2,220			2021.2.9(火)	1,370			
2020.5.8(金)	1,530	540			2021.2.15(月)	1,030			
2020.5.11(月)	2,330	1,710			2021.2.20(土)	3,530	1,730	190	
2020.5.12(火)	520	1,550			2021.2.21(日)	3,320	1,550	560	
2020.5.13(水)	3,900	1,790			2021.2.22(月)	1,020	140		
2020.5.14(木)	3,370				2021.2.23(火)	3,320			
2020.5.19(火)	2,610	2,680			2021.2.24(水)	2,680			
2020.5.20(水)	2,710	1,570			2021.2.28(日)		270		
2020.5.21(木)		1,490			2021.3.5(金)	1,710			
2020.5.22(金)		1,360			2021.3.8(月)		300		
2020.5.23(土)		1,100			2021.3.10(水)	1,730	840		
2020.5.24(日)	1,040	470			2021.3.11(木)	710			
2020.5.25(月)	1,460				2021.3.13(土)	3,800			
2020.5.27(水)		870			2021.3.14(日)	4,240	830		
2020.5.28(木)	3,970	1,740			2021.3.15(月)	3,470		150	
2020.5.29(金)	2,550				2021.3.16(火)	1,640			
2020.6.2(火)	1,180	1,240			2021.3.17(水)		840		
2020.6.7(日)		1,400			2021.3.18(木)		1,660		
2020.6.21(日)		910			2021.3.22(月)	970	210		
2020.6.22(月)		260			2021.3.23(火)	4,140	850		
2020.6.23(火)	200				2021.3.25(木)		850		
2020.9.20(日)		1,100			2021.3.26(金)	4,260	1,000	780	
2020.9.21(月)	1,550	650			2021.3.27(土)	3,220			
2020.9.22(火)		1,210			2021.3.28(日)		1,180		
2020.9.27(日)	990	660			2021.3.29(月)	4,700	1,480		
					2021.3.31(水)		2,370		
抑制指令の時間帯	９時～１６時				抑制指令の時間帯	９時～１６時			

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、2020 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

2020 年度冬季の電力需給状況改善のための指示等（2020 年 12 月～2021 年 1 月）を含む、2020 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	2020 年 8 月 28 日　15 時 13 分
	指示内容	・東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに 8 月 28 日 16 時～17 時 30 分の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ・東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドから 8 月 28 日 16 時～17 時 30 分の間、最大 40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	高気温により想定以上に需要が増加し、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
2	日時	2020 年 9 月 24 日　9 時 24 分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは、九州電力送配電に 9 月 24 日 10 時～12 時の間、 30 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に 9 月 24 日 10 時～12 時の間、 40 万 kW の電気を供給すること ・九州電力送配電は、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワークから 9 月 24 日 10 時～12 時の間、70 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	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	2020 年 9 月 24 日　10 時 19 分
	指示内容	・関西電力送配電は、九州電力送配電に 9 月 24 日 11 時～12 時の間、 最大 50 万 kW の電気を供給すること ・九州電力送配電は、関西電力送配電から 9 月 24 日 11 時～12 時の間、 最大 50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	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
4	日時	2020 年 9 月 24 日　11 時 19 分
	指示内容	・中部電力パワーグリッドは、九州電力送配電に 9 月 24 日 13 時～16 時の間、 最大 80 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、九州電力送配電に 9 月 24 日 12 時～15 時の間、 最大 50 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、九州電力送配電に 9 月 24 日 12 時～17 時の間、 最大 70 万 kW の電気を供給すること ・九州電力送配電は、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電、中国電力ネットワークから 9 月 24 日 12 時～17 時の間、 最大 160 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	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
5	日時	2020 年 11 月 25 日　9 時 22 分
	指示内容	・中国電力ネットワークは、四国電力送配電に 10 時～11 時 30 分の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ・四国電力送配電は、中国電力ネットワークから 10 時～11 時 30 分の間、最大 40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	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
6	日時	2020 年 12 月 15 日　9 時 6 分
	指示内容	・北陸電力送配電は、関西電力送配電に 9 時 30 分～12 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ・中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 9 時 30 分～12 時の間、 50 万 kW の電気を供給すること ・四国電力送配電は、関西電力送配電に 9 時 30 分～12 時の間、40 万 kW の電気を供給すること ・九州電力送配電は、関西電力送配電に 9 時 30 分～12 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ・関西電力送配電は、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から 9 時 30 分～12 時の間、 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、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

7	日時	2020 年 12 月 15 日 11 時 41 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 15 時～16 時の間、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、関西電力送配電に 13 時 30 分～14 時の間、 0.9 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 12 時～16 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 12 時～16 時の間、 30 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は、関西電力送配電に 12 時～15 時 30 分の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は、関西電力送配電に 12 時～16 時の間、最大 80 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から 12 時～16 時の間、 最大 130 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、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
8	日時	2020 年 12 月 15 日 15 時 40 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 16 時～19 時 30 の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 19 時 30 分～20 時の間、 0.2 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 16 時～20 時 30 分の間、最大 20 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 16 時～20 時 30 分の間、 30 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は、関西電力送配電に 16 時～20 時 30 分の間、最大 19 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は、関西電力送配電に 16 時～20 時 30 分の間、最大 60 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から 16 時～20 時 30 分の間、 最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、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
9	日時	2020 年 12 月 15 日 19 時 37 分
	指示内容	·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 20 時 30 分～24 時の間、最大 20 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 20 時 30 分～21 時 30 分の間、 10 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は、関西電力送配電に 20 時 30 分～24 時の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は、関西電力送配電に 20 時 30 分～23 時の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から 20 時 30 分～24 時の間、 最大 90 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	低気温により想定以上に需要が増加し、また一部の発電所の供給力低下が見込まれ、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
10	日時	2020 年 12 月 15 日 22 時 23 分(12 月 16 日対象分)
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 0 時～8 時の間、最大 149 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 0 時～3 時の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は、関西電力送配電に 0 時～0 時 30 分の間、最大 4 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は、関西電力送配電に 3 時～8 時の間、最大 20 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から 0 時～8 時の間、 最大 150 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	一部の発電所の供給力が低下したことから、広域的な融通の実施により、本日の供給力を確保する必要があったため
11	日時	2020 年 12 月 16 日 7 時 00 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 8 時～11 時の間、最大 60 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 8 時～12 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 11 時～12 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は、関西電力送配電に 10 時～12 時の間、最大 15 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は、関西電力送配電に 8 時～11 時の間、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、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から 8 時～12 時の間、 最大 87 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	一部の発電所の供給力が低下したことから、広域的な融通の実施により、本日の供給力を確保する必要があったため

12	日時	2020 年 12 月 16 日 16 時 2 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッドに 16 時 30 分～18 時の間、最大 43 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、中部電力パワーグリッドに 16 時 30 分～18 時 30 分の間、最大 15 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、中部電力パワーグリッドに 17 時～18 時 30 分の間、最大 6 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、北陸電力送配電、中国電力ネットワークから 16 時 30 分～18 時 30 分の間、 最大 60 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	供給区域の送電線事故に伴い、発電が停止していることから、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
13	日時	2020 年 12 月 27 日 11 時 41 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 16 時 30 分～17 時 30 分の間、最大 3 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 12 時～24 時の間、最大 150 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 12 時～24 時の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 12 時～24 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は、関西電力送配電に 12 時～23 時の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は、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 12 時～24 時の間、 最大 200 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。 また、今後も調整力電源の供給力が継続的に維持できるまで、追加的な融通を実施する。
14	日時	2020 年 12 月 27 日 20 時 11 分(12 月 28 日対象分)
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 8 時～12 時の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは、関西電力送配電に 0 時～14 時の間、最大 175 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 0 時～14 時の間、25 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、関西電力送配電に 10 時～14 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は、関西電力送配電に 12 時～14 時の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は、関西電力送配電に 0 時 30 分～11 時 30 分の間、最大 20 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は、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、四国電力送配電、九州電力送配電から 0 時～14 時の間、 最大 200 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
15	日時	2021 年 1 月 3 日 1 時 36 分
	指示内容	·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 時～8 時の間、 最大 60 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに 7 時 30 分～10 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに 9 時～10 時の間、 3 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 7 時 30 分～9 時 30 分の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から 2 時～10 時の間、 最大 60 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。
16	日時	2021 年 1 月 3 日 11 時 5 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 11 時 30 分～22 時の間、10 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 11 時 30 分～16 時 30 分の間、 20 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 11 時 30 分～22 時の間、 最大 60 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに 11 時 30 分～21 時 30 分の間、20 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに 11 時 30 分～12 時 30 分の間、 5 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 11 時 30 分～12 時 30 分の間、5 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 16 時 30 分～21 時の間、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、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、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から 11 時 30 分～22 時の間、 最大 90 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。

17	日時	2021 年 1 月 3 日 21 時 8 分(1 月 4 日対象分)
	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 0 時～14 時の間、10 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 0 時～1 時 30 分の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに 0 時～14 時の間、 最大 90 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに 7 時～10 時の間、最大 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、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、北陸電力送配電から 0 時～14 時の間、 最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。
18	日時	2021 年 1 月 4 日 13 時 18 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 18 時～24 時の間、10 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 14 時～24 時の間、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 21 時 30 分～24 時の間、 最大 50 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 14 時 30 分～22 時の間、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 15 時 30 分～16 時の間、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 15 時 30 分～21 時 30 分の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは、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、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から 14 時～24 時の間、 最大 60 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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	2021 年 1 月 5 日 20 時 39 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 22 時～23 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは、関西電力送配電に 22 時 30 分～24 時の間、最大 15 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は、関西電力送配電に 21 時 30 分～24 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、北陸電力送配電から 21 時 30 分～24 時の間、最大 35 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
20	日時	2021 年 1 月 5 日 23 時 13 分 (1 月 6 日対象分)
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 3 時～5 時 30 分の間、最大 35 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 0 時～6 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は関西電力送配電に 0 時～4 時 30 分の間、14 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 0 時～2 時 30 分の間、10 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、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から 0 時～6 時の間、最大 69 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
21	日時	2021 年 1 月 6 日 4 時 17 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 6 時～8 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 6 時～8 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
22	日時	2021 年 1 月 6 日 7 時 12 分
	指示内容	·九州電力送配電は東北電力ネットワークに 8 時～9 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは九州電力送配電から 8 時～9 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	東北エリアの低気温による需要の増加等により広域的な融通をし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.

23	日時	2021 年 1 月 6 日 10 時 21 分
	指示内容	·中国電力ネットワークは関西電力送配電に 11 時～16 時の間、3 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 11 時～13 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中国電力ネットワーク、九州電力送配電から 11 時～16 時の間、最大 13 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
24	日時	2021 年 1 月 6 日 15 時 43 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 16 時 30 分～20 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は関西電力送配電に 17 時～20 時の間、11 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 16 時～20 時の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から 16 時～20 時の間、最大 31 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
25	日時	2021 年 1 月 6 日 18 時 50 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 20 時～22 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北海道電力ネットワークから 20 時～22 時の間、最大 14 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
26	日時	2021 年 1 月 6 日 22 時 29 分（1 月 7 日対象分）
	指示内容	·東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに 3 時～4 時の間、10 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 0 時～6 時の間、21 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから 0 時～6 時の間、最大 31 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。
27	日時	2021 年 1 月 7 日 4 時 38 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは東京電力パワーグリッドに 6 時～11 時の間、最大 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中部電力パワーグリッドから 6 時～11 時の間、最大 10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。
28	日時	2021 年 1 月 7 日 10 時 18 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 11 時～14 時の間、最大 18 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 11 時～14 時の間、最大 18 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
29	日時	2021 年 1 月 7 日 11 時 22 分
	指示内容	·九州電力送配電は関西電力送配電に 12 時～13 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は九州電力送配電から 12 時～13 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
30	日時	2021 年 1 月 7 日 11 時 58 分
	指示内容	·九州電力送配電は関西電力送配電に 13 時～14 時 30 分の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は九州電力送配電から 13 時～14 時 30 分の間、最大 10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
31	日時	2021 年 1 月 7 日 13 時 46 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 14 時～15 時の間、18 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 14 時～15 時の間、18 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

32	日時	2021 年 1 月 7 日 14 時 28 分
	指示 内容	･中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 15 時～16 時の間、21 万 kW の電気を供給すること ･北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 15 時～16 時の間、21 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
33	日時	2021 年 1 月 7 日 15 時 37 分
	指示 内容	･北海道電力ネットワークは北陸電力送配電に 16 時～17 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ･中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 16 時～17 時の間、25 万 kW の電気を供給すること ･北陸電力送配電は北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから 16 時～17 時の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
34	日時	2021 年 1 月 7 日 16 時 26 分
	指示 内容	･北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 17 時～18 時の間、19 万 kW の電気を供給すること ･中国電力ネットワークは北海道電力ネットワークから 17 時～18 時の間、19 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
35	日時	2021 年 1 月 7 日 16 時 35 分
	指示 内容	･関西電力送配電は北陸電力送配電に 17 時～18 時の間、35 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 17 時～18 時の間、35 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
36	日時	2021 年 1 月 7 日 16 時 39 分
	指示 内容	･関西電力送配電は四国電力送配電に 17 時～18 時の間、5 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 17 時～18 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
37	日時	2021 年 1 月 7 日 17 時 39 分
	指示 内容	･中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 18 時～19 時の間、25 万 kW の電気を供給すること ･北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 18 時～19 時の間、25 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
38	日時	2021 年 1 月 7 日 17 時 39 分
	指示 内容	･北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 18 時～19 時の間、19 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国電力ネットワークに 18 時～19 時の間、40 万 kW の電気を供給すること ･中国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 18 時～19 時の間、59 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
39	日時	2021 年 1 月 7 日 17 時 39 分
	指示 内容	･中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に 18 時～19 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ･四国電力送配電は中部電力パワーグリッドから 18 時～19 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
40	日時	2021 年 1 月 7 日 18 時 38 分
	指示 内容	･北海道電力ネットワークは北陸電力送配電に 19 時～20 時の間、最大 19 万 kW の電気を供給すること ･北陸電力送配電は北海道電力ネットワークから 19 時～20 時の間、最大 19 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

41	日時	2021 年 1 月 7 日 18 時 38 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 19 時～20 時の間、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中国電力ネットワークに 19 時～20 時の間、70 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、中部電力パワーグリッドから 19 時～20 時の間、130 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
42	日時	2021 年 1 月 7 日 19 時 41 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは北陸電力送配電に 20 時～21 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は北海道電力ネットワークから 20 時～21 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
43	日時	2021 年 1 月 7 日 19 時 41 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 20 時～21 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 20 時～21 時の間、70 万 kW の電気を供給すること ·中国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から 20 時～21 時の間、最大 84 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
44	日時	2021 年 1 月 7 日 20 時 32 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 21 時～24 時の間、最大 19 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 21 時～24 時の間、100 万 kW の電気を供給すること ·中国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から 21 時～24 時の間、最大 119 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
45	日時	2021 年 1 月 7 日 22 時 25 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 23 時～24 時の間、14 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは北海道電力ネットワークから 23 時～24 時の間、14 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
46	日時	2021 年 1 月 7 日 23 時 35 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 0 時～4 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 3 時～4 時の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 0 時～4 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 0 時～4 時の間、3 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワーク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、北陸電力送配電から 0 時～4 時の間、最大 55 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
47	日時	2021 年 1 月 8 日 0 時 36 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに 1 時～2 時の間、最大 68 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークから 1 時～2 時の間、最大 68 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。
48	日時	2021 年 1 月 8 日 1 時 15 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに 2 時～4 時の間、最大 126 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークから 2 時～4 時の間、最大 126 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。

49	日時	2021 年 1 月 8 日 3 時 16 分
	指示 内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 4 時～5 時 30 分の間、14 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 4 時～5 時 30 分の間、40 万 kW の電気を供給すること ·中国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から 4 時～5 時 30 分の間、54 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
50	日時	2021 年 1 月 8 日 3 時 25 分
	指示 内容	·東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドに 4 時～5 時 30 分の間、最大 157 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークから 4 時～5 時 30 分の間、最大 157 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、東京電力パワーグリッドエリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、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。
51	日時	2021 年 1 月 8 日 4 時 34 分
	指示 内容	·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 5 時～6 時 30 分の間、50 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから 5 時～6 時 30 分の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
52	日時	2021 年 1 月 8 日 5 時 4 分
	指示 内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 5 時 30 分～8 時の間、14 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 5 時 30 分～8 時の間、最大 59 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから 5 時 30 分～8 時の間、最大 73 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
53	日時	2021 年 1 月 8 日 6 時 40 分
	指示 内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 8 時～10 時の間、120 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 8 時～10 時の間、120 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
54	日時	2021 年 1 月 8 日 8 時 17 分
	指示 内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 9 時～11 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは北海道電力ネットワークから 9 時～11 時の間、最大 14 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
55	日時	2021 年 1 月 8 日 9 時 39 分
	指示 内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 10 時～11 時の間、70 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 10 時～11 時の間、70 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
56	日時	2021 年 1 月 8 日 9 時 39 分
	指示 内容	·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 10 時～11 時の間、100 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから 10 時～11 時の間、100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
57	日時	2021 年 1 月 8 日 9 時 44 分
	指示 内容	·四国電力送配電は中国電力ネットワークに 10 時～11 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは四国電力送配電から 10 時～11 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。

58	日時	2021 年 1 月 8 日 10 時 40 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 11 時～12 時の間、15 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 11 時～12 時の間、15 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
59	日時	2021 年 1 月 8 日 10 時 40 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 11 時～12 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 11 時～12 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから 11 時～12 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
60	日時	2021 年 1 月 8 日 10 時 40 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 11 時～12 時の間、170 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は中国電力ネットワークに 11 時～12 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、四国電力送配電から 11 時～12 時の間、175 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
61	日時	2021 年 1 月 8 日 11 時 43 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 12 時～13 時の間、15 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 12 時～13 時の間、15 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
62	日時	2021 年 1 月 8 日 11 時 43 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 12 時～13 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 12 時～13 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
63	日時	2021 年 1 月 8 日 11 時 43 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 12 時～13 時の間、最大 165 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は中国電力ネットワークに 12 時～13 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、四国電力送配電から 12 時～13 時の間、最大 170 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
64	日時	2021 年 1 月 8 日 12 時 32 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 13 時～14 時の間、15 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 13 時～14 時の間、15 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
65	日時	2021 年 1 月 8 日 12 時 32 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 13 時～14 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 13 時～14 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

66	日時	2021 年 1 月 8 日 12 時 32 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 13 時～14 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 13 時～14 時の間、135 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は中国電力ネットワークに 13 時～14 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国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、四国電力送配電から 13 時～14 時の間、145 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
67	日時	2021 年 1 月 8 日 13 時 37 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 14 時～15 時の間、25 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 14 時～15 時の間、25 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
68	日時	2021 年 1 月 8 日 13 時 37 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 14 時～15 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 14 時～15 時の間、25 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから 14 時～15 時の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
69	日時	2021 年 1 月 8 日 13 時 37 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 14 時～15 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は中国電力ネットワークに 14 時～15 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、四国電力送配電から 14 時～15 時の間、55 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
70	日時	2021 年 1 月 8 日 14 時 2 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 14 時 30 分～15 時の間、70 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 14 時 30 分～15 時の間、70 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
71	日時	2021 年 1 月 8 日 14 時 41 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 15 時～16 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 15 時～16 時の間、20 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、中部電力パワーグリッドから 15 時～16 時の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
72	日時	2021 年 1 月 8 日 14 時 41 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 15 時～16 時の間、150 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 15 時～16 時の間、150 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
73	日時	2021 年 1 月 8 日 14 時 41 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 15 時～16 時の間、最大 56 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は中国電力ネットワークに 15 時～16 時の間、5 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、四国電力送配電から 15 時～16 時の間、最大 61 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。

74	日時	2021 年 1 月 8 日 14 時 41 分
	指示 内容	･東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 15 時 30 分～16 時の間、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から 15 時 30 分～16 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
75	日時	2021 年 1 月 8 日 15 時 36 分
	指示 内容	･中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 16 時～17 時の間、25 万 kW の電気を供給すること ･北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 16 時～17 時の間、25 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
76	日時	2021 年 1 月 8 日 15 時 36 分
	指示 内容	･東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 16 時～17 時の間、最大 15 万 kW の電気を供給すること ･中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 16 時～17 時の間、最大 45 万 kW の電気を供給すること ･関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 16 時～17 時の間、最大 60 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
77	日時	2021 年 1 月 8 日 15 時 36 分
	指示 内容	･中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 16 時～17 時の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ･中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから 16 時～17 時の間、最大 30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
78	日時	2021 年 1 月 8 日 15 時 36 分
	指示 内容	･北海道電力ネットワークは九州電力送配電に 16 時～17 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ･東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 16 時～17 時の間、最大 45 万 kW の電気を供給すること ･九州電力送配電は北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから 16 時～17 時の間、最大 50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
79	日時	2021 年 1 月 8 日 16 時 39 分
	指示 内容	･中部電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 17 時～18 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ･北陸電力送配電は中部電力パワーグリッドから 17 時～18 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
80	日時	2021 年 1 月 8 日 16 時 39 分
	指示 内容	･東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 17 時～18 時の間、最大 45 万 kW の電気を供給すること ･中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 17 時～18 時の間、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、中部電力パワーグリッドから 17 時～18 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
81	日時	2021 年 1 月 8 日 16 時 39 分
	指示 内容	･東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 17 時～18 時の間、40 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から 17 時～18 時の間、40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施 理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。

82	日時	2021 年 1 月 8 日 16 時 39 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは九州電力送配電に 17 時～18 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 17 時～18 時の間、最大 35 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電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 17 時～18 時の間、最大 44 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
83	日時	2021 年 1 月 8 日 17 時 41 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 18 時～19 時の間、最大 32 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 18 時～19 時の間、最大 17 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 18 時～19 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
84	日時	2021 年 1 月 8 日 17 時 41 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 18 時～19 時の間、40 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から 18 時～19 時の間、40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
85	日時	2021 年 1 月 8 日 17 時 41 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは九州電力送配電に 18 時～19 時の間、最大 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九州電力送配電に 18 時～19 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電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 18 時～19 時の間、最大 67 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
86	日時	2021 年 1 月 8 日 18 時 31 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 19 時～20 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 19 時～20 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
87	日時	2021 年 1 月 8 日 18 時 31 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 19 時～20 時の間、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中国電力ネットワークに 19 時～20 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 19 時～20 時の間、最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
88	日時	2021 年 1 月 8 日 18 時 31 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは九州電力送配電に 19 時～20 時の間、最大 19 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは九州電力送配電に 19 時～20 時の間、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九州電力送配電に 19 時～20 時の間、最大 19 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は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から 19 時～20 時の間、最大 50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
89	日時	2021 年 1 月 8 日 19 時 26 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 20 時～21 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 20 時～21 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

90	日時	2021 年 1 月 8 日 19 時 26 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 20 時～21 時の間、最大 24 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッは中国電力ネットワークに 20 時～21 時の間、最大 63 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、東京電力パワーグリッドから 20 時～21 時の間、最大 67 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
91	日時	2021 年 1 月 8 日 19 時 26 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは九州電力送配電に 20 時～21 時の間、最大 19 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは九州電力送配電に 20 時～21 時の間、0.2 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから 20 時～21 時の間、最大 20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
92	日時	2021 年 1 月 8 日 20 時 39 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 21 時～22 時の間、最大 66 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 21 時～22 時の間、最大 66 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
93	日時	2021 年 1 月 8 日 20 時 39 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 21 時～22 時の間、最大 19 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 21 時～22 時の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 21 時～22 時の間、最大 99 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 21 時～22 時の間、最大 36 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 21 時～22 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは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、北陸電力送配電から 21 時～22 時の間、最大 180 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
94	日時	2021 年 1 月 8 日 21 時 41 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 22 時～23 時の間、最大 12 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 22 時～23 時の間、最大 75 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 22 時～23 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·中国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、北陸電力送配電から 22 時～23 時の間、最大 92 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
95	日時	2021 年 1 月 8 日 22 時 22 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは中国電力ネットワークに 23 時～24 時の間、19 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 23 時～24 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 23 時～24 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 23 時～24 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
96	日時	2021 年 1 月 8 日 23 時 21 分
	指示内容	·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 0 時～1 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは北陸電力送配電から 0 時～1 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。

97	日時	2021 年 1 月 9 日 0 時 29 分
	指示内容	·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 1 時～1 時 30 分の間、15 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは北陸電力送配電から 1 時～1 時 30 分の間、15 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
98	日時	2021 年 1 月 9 日 0 時 52 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 1 時 30 分～2 時 30 分の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 1 時 30 分～3 時の間、最大 100 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、東京電力パワーグリッドから 1 時 30 分～3 時の間、最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
99	日時	2021 年 1 月 9 日 2 時 29 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 3 時～4 時の間、最大 150 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から 3 時～4 時の間、最大 150 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
100	日時	2021 年 1 月 9 日 3 時 31 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 4 時～5 時の間、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中国電力ネットワークに 4 時～5 時の間、50 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、中部電力パワーグリッドから 4 時～5 時の間、最大 150 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
101	日時	2021 年 1 月 9 日 4 時 20 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 5 時～6 時の間、最大 63 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 5 時～6 時の間、最大 63 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
102	日時	2021 年 1 月 9 日 4 時 20 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 5 時～6 時の間、50 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から 5 時～6 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
103	日時	2021 年 1 月 9 日 4 時 20 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に 5 時～6 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は中部電力パワーグリッドから 5 時～6 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
104	日時	2021 年 1 月 9 日 5 時 8 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 10 時 30 分～11 時の間、12 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 6 時～9 時の間、最大 66 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時～11 時の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 6 時～11 時の間、最大 66 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

105	日時	2021 年 1 月 9 日 5 時 8 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 9 時～11 時の間、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中国電力ネットワークに 6 時～10 時の間、最大 45 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 9 時～10 時 30 分の間、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から 6 時～11 時の間、最大 50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
106	日時	2021 年 1 月 9 日 5 時 8 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは九州電力送配電に 6 時～11 時の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 6 時～9 時の間、最大 37 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、東京電力パワーグリッドから 6 時～11 時の間、最大 61 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
107	日時	2021 年 1 月 9 日 6 時 25 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 7 時～9 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は関西電力送配電に 8 時～9 時の間、最大 6 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電、四国電力送配電から 7 時～9 時の間、最大 26 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
108	日時	2021 年 1 月 9 日 8 時 13 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 9 時～10 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 9 時～10 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
109	日時	2021 年 1 月 9 日 9 時 20 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 10 時～11 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 10 時～11 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
110	日時	2021 年 1 月 9 日 11 時 5 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 14 時～15 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 11 時 30 分～15 時の間、50 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、中部電力パワーグリッドから 11 時 30 分～15 時の間、最大 70 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
111	日時	2021 年 1 月 9 日 11 時 5 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは九州電力送配電に 11 時 30 分～15 時の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 13 時～13 時 30 分の間、10 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に 11 時 30 分～14 時の間、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から 11 時 30 分～15 時の間、最大 38 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
112	日時	2021 年 1 月 9 日 11 時 11 分
	指示内容	·四国電力送配電は関西電力送配電に 11 時 30 分～15 時の間、最大 7 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は四国電力送配電から 11 時 30 分～15 時の間、最大 7 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

113	日時	2021 年 1 月 9 日 13 時 41 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 15 時～17 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 15 時～17 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
114	日時	2021 年 1 月 9 日 14 時 19 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 15 時～17 時の間、最大 77 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 15 時～16 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 15 時～17 時の間、最大 90 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
115	日時	2021 年 1 月 9 日 14 時 19 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは九州電力送配電に 15 時～17 時の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 15 時～17 時の間、最大 65 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、東京電力パワーグリッドから 15 時～17 時の間、最大 90 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
116	日時	2021 年 1 月 9 日 16 時 8 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 17 時～19 時の間、最大 52 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 17 時～19 時の間、最大 52 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
117	日時	2021 年 1 月 9 日 16 時 8 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 17 時～19 時の間、最大 57 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から 17 時～19 時の間、最大 57 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
118	日時	2021 年 1 月 9 日 18 時 39 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 19 時～21 時の間、最大 57 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 19 時～21 時の間、最大 57 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
119	日時	2021 年 1 月 9 日 18 時 39 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは九州電力送配電に 20 時～21 時の間、最大 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九州電力送配電に 19 時～21 時の間、最大 57 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、東京電力パワーグリッドから 19 時～21 時の間、最大 57 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
120	日時	2021 年 1 月 9 日 20 時 42 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 21 時～24 時の間、最大 45 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 21 時～24 時の間、最大 35 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 21 時～24 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 21 時～24 時の間、最大 85 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

121	日時	2021 年 1 月 9 日 20 時 42 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは九州電力送配電に 21 時～24 時の間、最大 43 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から 21 時～24 時の間、最大 43 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
122	日時	2021 年 1 月 9 日 23 時 25 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～6 時の間、最大 60 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 0 時～6 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 0 時～6 時の間、最大 70 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
123	日時	2021 年 1 月 9 日 23 時 25 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 3 時～6 時の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は東京電力パワーグリッドから 3 時～6 時の間、最大 25 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
124	日時	2021 年 1 月 10 日 3 時 15 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 5 時～6 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 5 時～6 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
125	日時	2021 年 1 月 10 日 5 時 38 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 6 時～9 時の間、最大 41 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 7 時～9 時の間、55 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 6 時～9 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 6 時～9 時の間、最大 97 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
126	日時	2021 年 1 月 10 日 5 時 38 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 6 時～9 時の間、最大 44 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から 6 時～9 時の間、最大 44 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
127	日時	2021 年 1 月 10 日 6 時 23 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 8 時～9 時の間、最大 37 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 8 時～9 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 8 時～9 時の間、最大 42 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
128	日時	2021 年 1 月 10 日 6 時 23 分
	指示内容	·北陸電力送配電は九州電力送配電に 7 時～8 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は北陸電力送配電から 7 時～8 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

129	日時	2021 年 1 月 10 日 7 時 43 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時～9 時 30 分の間、18 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時～10 時の間、最大 55 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 9 時～9 時 30 分の間、20 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 9 時～10 時の間、最大 93 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
130	日時	2021 年 1 月 10 日 7 時 43 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 9 時～12 時の間、最大 69 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に 9 時 30 分～12 時の間、最大 55 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電に 9 時 30 分～12 時の間、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、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 9 時～12 時の間、最大 144 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
131	日時	2021 年 1 月 10 日 8 時 20 分
	指示内容	·四国電力送配電は関西電力送配電に 9 時 30 分～10 時の間、14 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は四国電力送配電から 9 時 30 分～10 時の間、14 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
132	日時	2021 年 1 月 10 日 9 時 2 分
	指示内容	·北陸電力送配電は九州電力送配電に 11 時～12 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は北陸電力送配電から 11 時～12 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
133	日時	2021 年 1 月 10 日 11 時
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 12 時～15 時の間、最大 34 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に 12 時～15 時の間、55 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電に 12 時～15 時の間、25 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 12 時～15 時の間、最大 114 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
134	日時	2021 年 1 月 10 日 12 時 5 分
	指示内容	·四国電力送配電は関西電力送配電に 14 時 30 分～16 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は四国電力送配電から 14 時 30 分～16 時の間、最大 14 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
135	日時	2021 年 1 月 10 日 14 時 13 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 15 時～16 時の間、最大 67 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に 15 時～16 時の間、55 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電に 15 時～16 時の間、35 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、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 15 時～16 時の間、最大 157 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

136	日時	2021 年 1 月 10 日 15 時 10 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 16 時～18 時の間、最大 29 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 16 時～17 時の間、55 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 16 時～18 時の間、最大 35 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 16 時～18 時の間、最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
137	日時	2021 年 1 月 10 日 15 時 10 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 16 時～18 時の間、最大 109 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から 16 時～18 時の間、最大 109 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、·九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
138	日時	2021 年 1 月 10 日 17 時 22 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 18 時～21 時の間、最大 64 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 18 時～21 時の間、最大 64 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
139	日時	2021 年 1 月 10 日 17 時 22 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 18 時～21 時の間、最大 59 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から 18 時～21 時の間、最大 59 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、·九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
140	日時	2021 年 1 月 10 日 20 時 38 分
	指示内容	·北陸電力送配電は九州電力送配電に 22 時～24 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は北陸電力送配電から 22 時～24 時の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、·九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
141	日時	2021 年 1 月 10 日 22 時 51 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 23 時 30 分～24 時の間、60 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 23 時 30 分～24 時の間、60 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
142	日時	2021 年 1 月 10 日 23 時 9 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～1 時の間、60 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッドから 0 時～1 時の間、60 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
143	日時	2021 年 1 月 11 日 0 時 8 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 1 時～2 時の間、60 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から 1 時～2 時の間、60 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
144	日時	2021 年 1 月 11 日 0 時 47 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 2 時～8 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北海道電力ネットワークから 2 時～8 時の間、最大 14 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

145	日時	2021 年 1 月 11 日 0 時 55 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 1 時 30 分～2 時の間、47 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 1 時 30 分～2 時の間、47 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
146	日時	2021 年 1 月 11 日 1 時 26 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 2 時～3 時の間、45 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 2 時～3 時の間、最大 66 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、中部電力パワーグリッドから 2 時～3 時の間、最大 111 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
147	日時	2021 年 1 月 11 日 1 時 53 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 3 時～6 時の間、最大 45 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 3 時～4 時の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 3 時～6 時の間、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から 3 時～6 時の間、最大 124 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
148	日時	2021 年 1 月 11 日 4 時 54 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 6 時～8 時の間、最大 72 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 8 時～9 時の間、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関西電力送配電に 6 時～9 時の間、最大 117 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 6 時～9 時の間、最大 167 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
149	日時	2021 年 1 月 11 日 5 時
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 5 時 30 分～7 時 30 分の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 5 時 30 分～7 時 30 分の間、5 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
150	日時	2021 年 1 月 11 日 8 時 1 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 9 時 30 分～12 時の間、最大 28 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時～12 時の間、最大 119 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時～12 時の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 9 時～12 時の間、最大 159 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
151	日時	2021 年 1 月 11 日 11 時 38 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 12 時～15 時の間、最大 95 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 12 時～14 時の間、最大 79 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 12 時～15 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 12 時～15 時の間、最大 134 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

152	日時	2021 年 1 月 11 日 12 時 51 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 13 時 30 分～15 時の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワークから 13 時 30 分～15 時の間、最大 25 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
153	日時	2021 年 1 月 11 日 14 時 20 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 15 時～18 時の間、最大 80 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 15 時～16 時の間、40 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 15 時～17 時の間、最大 20 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東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から 15 時～18 時の間、最大 140 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
154	日時	2021 年 1 月 11 日 16 時 52 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 18 時～21 時の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 20 時～21 時の間、55 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、中部電力パワーグリッドから 18 時～21 時の間、最大 75 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
155	日時	2021 年 1 月 11 日 19 時 47 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 21 時～24 時の間、最大 78 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 22 時～23 時の間、最大 63 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 21 時～24 時の間、55 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 21 時～24 時の間、最大 159 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
156	日時	2021 年 1 月 11 日 23 時 21 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～0 時 30 分の間、132 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～0 時 30 分の間、50 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 0 時～0 時 30 分の間、7 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 0 時～0 時 30 分の間、189 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
157	日時	2021 年 1 月 11 日 23 時 21 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 0 時～0 時 30 分の間、41 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から 0 時～0 時 30 分の間、41 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
158	日時	2021 年 1 月 11 日 23 時 54 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時 30 分～3 時の間、最大 64 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時 30 分～3 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 0 時 30 分～2 時の間、7 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 0 時 30 分～3 時の間、最大 121 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

159	日時	2021 年 1 月 11 日 23 時 54 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 0 時 30 分～3 時の間、最大 40 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から 0 時 30 分～3 時の間、最大 40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
160	日時	2021 年 1 月 12 日 0 時 56 分
	指示内容	·中国電力ネットワークは四国電力送配電に 1 時 30 分～3 時の間、最大 13 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は中国電力ネットワークから 1 時 30 分～3 時の間、最大 13 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
161	日時	2021 年 1 月 12 日 1 時 16 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 2 時～3 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 2 時～3 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
162	日時	2021 年 1 月 12 日 2 時 4 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 3 時～6 時の間、最大 83 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 3 時～6 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 3 時～6 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 3 時～6 時の間、最大 143 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
163	日時	2021 年 1 月 12 日 2 時 4 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 3 時～6 時の間、最大 19 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から 3 時～6 時の間、最大 19 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
164	日時	2021 年 1 月 12 日 2 時 4 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 4 時 30 分～6 時の間、最大 13 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から 4 時 30 分～6 時の間、最大 13 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
165	日時	2021 年 1 月 12 日 4 時 16 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 6 時～8 時の間、最大 43 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から 6 時～8 時の間、最大 43 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
166	日時	2021 年 1 月 12 日 4 時 16 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 6 時～8 時の間、50 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から 6 時～8 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
167	日時	2021 年 1 月 12 日 4 時 16 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは四国電力送配電に 6 時～8 時の間、最大 54 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東北電力ネットワークから 6 時～8 時の間、最大 54 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

168	日時	2021 年 1 月 12 日 8 時 52 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時 30 分～11 時の間、30 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 9 時 30 分～11 時の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
169	日時	2021 年 1 月 12 日 9 時 51 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは四国電力送配電に 10 時 30 分～12 時の間、最大 13 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東北電力ネットワークから 10 時 30 分～12 時の間、最大 13 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
170	日時	2021 年 1 月 12 日 11 時 20 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に 12 時～14 時の間、15 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は四国電力送配電に 12 時～14 時の間、30 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から 12 時～14 時の間、45 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
171	日時	2021 年 1 月 12 日 11 時 33 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 12 時～13 時 30 分の間、最大 11 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から 12 時～13 時 30 分の間、最大 11 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
172	日時	2021 年 1 月 12 日 13 時 10 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 14 時～16 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 14 時～16 時の間、50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
173	日時	2021 年 1 月 12 日 13 時 22 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは四国電力送配電に 14 時～16 時の間、最大 16 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東北電力ネットワークから 14 時～16 時の間、最大 16 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
174	日時	2021 年 1 月 12 日 14 時 5 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 14 時 30 分～16 時の間、最大 38 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から 14 時 30 分～16 時の間、最大 38 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
175	日時	2021 年 1 月 12 日 15 時 19 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 16 時～20 時の間、最大 14 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 16 時～16 時 30 分の間、40 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワークから 16 時～20 時の間、最大 45 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
176	日時	2021 年 1 月 12 日 15 時 19 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは四国電力送配電に 20 時～24 時の間、14 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は北海道電力ネットワークから 20 時～24 時の間、14 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

177	日時	2021 年 1 月 12 日 16 時 16 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは関西電力送配電に 17 時～19 時の間、最大 3 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 17 時～19 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 17 時～19 時の間、30 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 17 時～19 時の間、最大 83 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
178	日時	2021 年 1 月 12 日 18 時 23 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 20 時～22 時の間、最大 41 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 19 時～22 時の間、最大 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北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから 19 時～22 時の間、最大 71 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
179	日時	2021 年 1 月 12 日 18 時 23 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは四国電力送配電に 19 時～22 時の間、最大 13 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に 19 時～20 時の間、最大 8 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッドから 19 時～22 時の間、最大 19 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
180	日時	2021 年 1 月 12 日 21 時 19 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 22 時～24 時の間、最大 101 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国電力ネットワークに 22 時～24 時の間、最大 83 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 22 時～24 時の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 23 時～24 時の間、11 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、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 22 時～24 時の間、最大 188 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
181	日時	2021 年 1 月 12 日 21 時 19 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは四国電力送配電に 22 時～24 時の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東北電力ネットワークから 22 時～24 時の間、最大 40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
182	日時	2021 年 1 月 12 日 23 時 34 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～6 時の間、最大 80 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～6 時の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 0 時～1 時 30 分の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 0 時～6 時の間、最大 135 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
183	日時	2021 年 1 月 12 日 23 時 34 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 0 時～6 時の間、最大 100 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッドから 0 時～6 時の間、最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。

184	日時	2021 年 1 月 12 日 23 時 34 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは四国電力送配電に 0 時～6 時の間、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四国電力送配電に 0 時 30 分～6 時の間、最大 30 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから 0 時～6 時の間、70 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
185	日時	2021 年 1 月 13 日 5 時 11 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 6 時～9 時の間、最大 41 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッドから 6 時～9 時の間、最大 41 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
186	日時	2021 年 1 月 13 日 5 時 11 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは中国電力ネットワークに 6 時～8 時の間、最大 47 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国電力ネットワークに 6 時～9 時の間、最大 124 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 6 時～9 時の間、最大 55 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、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 6 時～9 時の間、最大 150 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
187	日時	2021 年 1 月 13 日 5 時 11 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは四国電力送配電に 6 時～8 時の間、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四国電力送配電に 8 時～9 時の間、最大 15 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから 6 時～9 時の間、最大 70 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
188	日時	2021 年 1 月 13 日 5 時 44 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 8 時～9 時の間、15 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から 8 時～9 時の間、15 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
189	日時	2021 年 1 月 13 日 8 時 1 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 10 時～12 時の間、最大 81 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時～12 時の間、最大 80 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 9 時～12 時の間、最大 121 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
190	日時	2021 年 1 月 13 日 8 時 1 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 9 時～10 時 30 分の間、最大 136 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 9 時～10 時の間、最大 20 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 9 時～10 時 30 分の間、最大 150 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
191	日時	2021 年 1 月 13 日 8 時 1 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 9 時～12 時の間、最大 46 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から 9 時～12 時の間、最大 46 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

192	日時	2021 年 1 月 13 日 8 時 53 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 10 時 30 分～12 時の間、最大 34 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から 10 時 30 分～12 時の間、最大 34 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
193	日時	2021 年 1 月 13 日 10 時 20 分
	指示内容	·九州電力送配電は関西電力送配電に 11 時 30 分～12 時の間、40 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は九州電力送配電から 11 時 30 分～12 時の間、40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
194	日時	2021 年 1 月 13 日 11 時 16 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 12 時～15 時の間、最大 132 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 12 時～14 時 30 分の間、最大 128 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 12 時～13 時 30 分の間、最大 35 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から 12 時～15 時の間、最大 204 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
195	日時	2021 年 1 月 13 日 11 時 16 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 14 時 30 分～15 時の間、6 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に 12 時～15 時の間、最大 20 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は四国電力送配電に 12 時～14 時の間、最大 47 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、中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から 12 時～15 時の間、最大 47 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
196	日時	2021 年 1 月 13 日 14 時 10 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 16 時～18 時の間、最大 13 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは四国電力送配電に 15 時～16 時の間、最大 47 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、中部電力パワーグリッドから 15 時～18 時の間、最大 47 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
197	日時	2021 年 1 月 13 日 14 時 10 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは九州電力送配電に 15 時～18 時の間、最大 158 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは九州電力送配電に 15 時～16 時の間、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、中部電力パワーグリッドから 15 時～18 時の間、最大 160 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、九州電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
198	日時	2021 年 1 月 13 日 19 時 28 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 21 時～23 時の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 21 時～24 時の間、最大 100 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は中国電力ネットワークに 22 時～23 時の間、最大 5 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、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 21 時～24 時の間、最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。

199	日時	2021 年 1 月 13 日 19 時 28 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 20 時 30 分～24 時の間、最大 46 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から 20 時 30 分～24 時の間、最大 46 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
200	日時	2021 年 1 月 13 日 19 時 54 分
	指示内容	·東北電力ネットワークは関西電力送配電に 20 時 30 分～24 時の間、最大 80 万 kW の電気を供給すること ·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 20 時 30 分～24 時の間、最大 78 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから 20 時 30 分～24 時の間、最大 113 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
201	日時	2021 年 1 月 13 日 22 時 32 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～8 時の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 0 時～1 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 0 時～8 時の間、最大 45 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
202	日時	2021 年 1 月 14 日 1 時 54 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 2 時 30 分～6 時の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 2 時 30 分～6 時の間、最大 10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
203	日時	2021 年 1 月 14 日 8 時 12 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 9 時～11 時 30 分の間、最大 74 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 9 時～12 時の間、最大 104 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から 9 時～12 時の間、最大 168 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
204	日時	2021 年 1 月 14 日 11 時 22 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 12 時～16 時の間、最大 74 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 12 時 30 分～13 時 30 分の間、5 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は関西電力送配電に 12 時～13 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 12 時～16 時の間、最大 81 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、四国電力送配電、九州電力送配電から 12 時～16 時の間、最大 152 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
205	日時	2021 年 1 月 14 日 14 時 37 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 15 時 30 分～16 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電から 15 時 30 分～16 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
206	日時	2021 年 1 月 14 日 15 時 28 分
	指示内容	·北陸電力送配電は関西電力送配電に 16 時～21 時の間、最大 10 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 16 時～17 時の間、最大 85 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は北陸電力送配電、九州電力送配電から 16 時～21 時の間、最大 95 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

207	日時	2021 年 1 月 14 日 19 時 58 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは関西電力送配電に 22 時 30 分～24 時の間、最大 80 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は関西電力送配電に 21 時～23 時の間、5 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電から 21 時～24 時の間、最大 80 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
208	日時	2021 年 1 月 14 日 22 時 17 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 0 時～6 時の間、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関西電力送配電に 0 時～6 時の間、最大 40 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッドから 0 時～6 時の間、最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
209	日時	2021 年 1 月 14 日 22 時 17 分
	指示内容	·中部電力パワーグリッドは中国電力ネットワークに 3 時～6 時の間、30 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は中国電力ネットワークに 0 時～3 時の間、50 万 kW の電気を供給すること ·中国電力ネットワークは中部電力パワーグリッド、九州電力送配電から 0 時～6 時の間、最大 50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、中国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。
210	日時	2021 年 1 月 15 日 7 時 34 分
	指示内容	·九州電力送配電は関西電力送配電に 9 時～11 時 30 分の間、最大 97 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は九州電力送配電から 9 時～11 時 30 分の間、最大 97 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
211	日時	2021 年 1 月 15 日 11 時 13 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは関西電力送配電に 12 時～13 時の間、100 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は関西電力送配電に 14 時 30 分～16 時の間、最大 69 万 kW の電気を供給すること ·関西電力送配電は東京電力パワーグリッド、九州電力送配電から 12 時～16 時の間、最大 100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、関西電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
212	日時	2021 年 1 月 15 日 20 時 47 分
	指示内容	·九州電力送配電は北陸電力送配電に 1 月 15 日 22 時～24 時の間、30 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電から 1 月 15 日 22 時～24 時の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
213	日時	2021 年 1 月 15 日 20 時 47 分
	指示内容	·九州電力送配電は四国電力送配電に 1 月 15 日 22 時～24 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は九州電力送配電から 1 月 15 日 22 時～24 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
214	日時	2021 年 1 月 15 日 22 時 29 分
	指示内容	·九州電力送配電は北陸電力送配電に 1 月 16 日 0 時～3 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電から 1 月 16 日 0 時～3 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

215	日時	2021 年 1 月 15 日 22 時 29 分
	指示内容	·九州電力送配電は四国電力送配電に 1 月 16 日 0 時～3 時の間、最大 15 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は九州電力送配電から 1 月 16 日 0 時～3 時の間、最大 15 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
216	日時	2021 年 1 月 16 日 4 時 14 分
	指示内容	·九州電力送配電は北陸電力送配電に 1 月 16 日 8 時 30 分～9 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電から 1 月 16 日 8 時 30 分～9 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
217	日時	2021 年 1 月 16 日 6 時 49 分
	指示内容	·九州電力送配電は北陸電力送配電に 1 月 16 日 8 時～9 時の間、20 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電から 1 月 16 日 8 時～9 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
218	日時	2021 年 1 月 16 日 8 時 3 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 1 月 16 日 10 時 30 分～12 時の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ·九州電力送配電は北陸電力送配電に 1 月 16 日 9 時～10 時 30 分の間、最大 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、九州電力送配電から 1 月 16 日 9 時～12 時の間、最大 30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
219	日時	2021 年 1 月 16 日 11 時 1 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 1 月 16 日 12 時～16 時の間、最大 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から 1 月 16 日 12 時～16 時の間、最大 40 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
220	日時	2021 年 1 月 16 日 14 時 48 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは北陸電力送配電に 17 時～20 時の間、20 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から 17 時～20 時の間、20 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
221	日時	2021 年 1 月 16 日 14 時 48 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは四国電力送配電に 16 時～20 時の間、30 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は東京電力パワーグリッドから 16 時～20 時の間、30 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
222	日時	2021 年 1 月 16 日 20 時 17 分
	指示内容	·九州電力送配電は北陸電力送配電に 21 時 30 分～24 時の間、最大 25 万 kW の電気を供給すること ·北陸電力送配電は九州電力送配電から 21 時 30 分～24 時の間、最大 25 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、北陸電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
223	日時	2021 年 1 月 16 日 20 時 17 分
	指示内容	·九州電力送配電は四国電力送配電に 21 時 30 分～24 時の間、10 万 kW の電気を供給すること ·四国電力送配電は九州電力送配電から 21 時 30 分～24 時の間、10 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	寒冷な気候条件が続いたことなどにより、四国電力送配電エリアの需給バランスを保つ調整力電源の供給力が不足し、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

224	日時	2021 年 2 月 14 日 1 時 36 分
	指示内容	·北海道電力ネットワークは東北電力ネットワークに 2 時～6 時の間、最大 25 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 2 時～6 時の間、最大 100 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 2 時 30 分～5 時の間、最大 49 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 2 時～6 時の間、最大 144 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	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。
225	日時	2021 年 2 月 14 日 2 時 23 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークに 3 時～6 時の間、200 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから 3 時～6 時の間、200 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	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。
226	日時	2021 年 2 月 14 日 4 時 51 分
	指示内容	·東京電力パワーグリッドは東北電力ネットワークに 6 時～8 時 30 分の間、最大 175 万 kW の電気を供給すること ·東北電力ネットワークは東京電力パワーグリッドから 6 時～8 時 30 分の間、最大 175 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	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。

広域機関による発電事業者および小売電気事業者への指示・要請の実施

①	発出日	2021年1月6日
	対象エリア	·北海道電力ネットワーク株式会社 ·東北電力ネットワーク株式会社 ·東京電力パワーグリッド株式会社 ·中部電力パワーグリッド株式会社 ·北陸電力送配電株式会社 ·関西電力送配電株式会社 ·中国電力ネットワーク株式会社 ·四国電力送配電株式会社 ·九州電力送配電株式会社
	対象日	1 月 6 日(水)(準備整い次第)～1 月 8 日(金)24 時 (指示時刻について延長する場合は個別に連絡)
	対象事業者	対象エリア(沖縄を除く 9 エリア)における発電事業者および小売電気事業者 (本機関より別途連絡した事業者)
	指示内容	＜東京電力パワーグリッドエリアおよび関西電力送配電エリアの対象事業者＞ ·発電設備を最大出力で運転すること。 ·(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。 なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。 ·東京電力パワーグリッドエリアおよび関西電力送配電エリアの実運用における運転調整については、 各一般送配電事業者に従うこと。 ＜その他エリアの対象事業者＞ ·(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。
②	発出日	2021年1月 8 日
	対象エリア	·北海道電力ネットワーク株式会社 ·東北電力ネットワーク株式会社 ·東京電力パワーグリッド株式会社 ·中部電力パワーグリッド株式会社 ·北陸電力送配電株式会社 ·関西電力送配電株式会社 ·中国電力ネットワーク株式会社 ·四国電力送配電株式会社 ·九州電力送配電株式会社
	対象日	1 月 8 日(金)(準備整い次第)～1 月 15 日(金)24 時 (指示時刻について延長する場合は個別に連絡)
	対象事業者	対象エリア(沖縄を除く 9 エリア)における発電事業者および小売電気事業者 (本機関より別途連絡した事業者)
	指示内容	＜東京電力パワーグリッドエリア、北陸電力送配電エリア、関西電力送配電エリア、中国電力ネットワークエリア および九州電力送配電エリアの対象事業者＞ ·発電設備を最大出力で運転すること。 ·(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。 なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。 ·実運用における運転調整については、各一般送配電事業者に従うこと。 ＜その他エリアの対象事業者＞ ·(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。

③	発出日	2021年1月 14 日
	対象エリア	·北海道電力ネットワーク株式会社 ·東北電力ネットワーク株式会社 ·東京電力パワーグリッド株式会社 ·中部電力パワーグリッド株式会社 ·北陸電力送配電株式会社 ·関西電力送配電株式会社 ·中国電力ネットワーク株式会社 ·四国電力送配電株式会社 ·九州電力送配電株式会社
	対象日	·1 月 15 日(金)(準備整い次第)～1 月 31 日(日)24 時[14] (指示時刻について延長する場合は個別に連絡)
	対象事業者	対象エリア(沖縄を除く 9 エリア)における発電事業者および小売電気事業者 (本機関より別途連絡した事業者)
	指示内容	＜東京電力パワーグリッドエリア、北陸電力送配電エリア、関西電力送配電エリア、中国電力ネットワークエリア、四国電力送配電エリアおよび九州電力送配電エリアの対象事業者＞ ·発電設備を最大出力で運転すること。 ·(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。なお、市場約定量に係わらず最大出力で運転すること。 ·実運用における運転調整については、各一般送配電事業者に従うこと。 ＜その他エリアの対象事業者＞ ·(一社)日本卸電力取引所の会員である事業者は、本指示によって生じた発電余剰分を市場に投入すること。

[14] 全国的に需給状況が改善しつつあることから、1 月 31 日 24 時までの対象期間を前倒し変更し、1 月 26 日(火)24 時をもって指示及び要請を終了した。
https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/2021_0126_jukyushiji.html

電力広域的運営推進機関

http://www.occto.or.jp

電気の質に関する報告書

-2020 年度実績-

2021 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。2020 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、2020 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 58

1. 標準周波数 58

2. 時間滞在率 58

3. 標準周波数に対する調整目標範囲 58

4. 周波数時間滞在率の実績（同期エリア別、2016～2020 年度） 59

Ⅱ. 電圧に関する実績 60

1. 電圧の維持すべき値 60

2. 電圧の測定方法 60

3. 電圧測定実績（全国、2016～2020 年度） 60

Ⅲ. 停電に関する実績 61

1. 事故発生箇所別供給支障件数 61

（1） 停電の状況に関する指標 61

（2） 供給支障件数の実績（全国及び供給区域別、2016～2020 年度） 62

2. 原因別供給支障件数 65

（1） 一定規模以上の供給支障の実績 65

（2） 一定規模以上の供給支障の原因分類 66

（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、2016～2020 年度） 67

3. 低圧電灯需要家停電実績 69

（1） 低圧電灯需要家停電実績の指標 69

（2） 低圧電灯需要家停電実績（全国及び供給区域別、2016～2020 年度） 70

Ⅳ. まとめ（2020 年度 電気の質に関する評価） 73

（参考） 欧米諸国との需要家停電実績の比較 （2016～2020 年） 74

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。

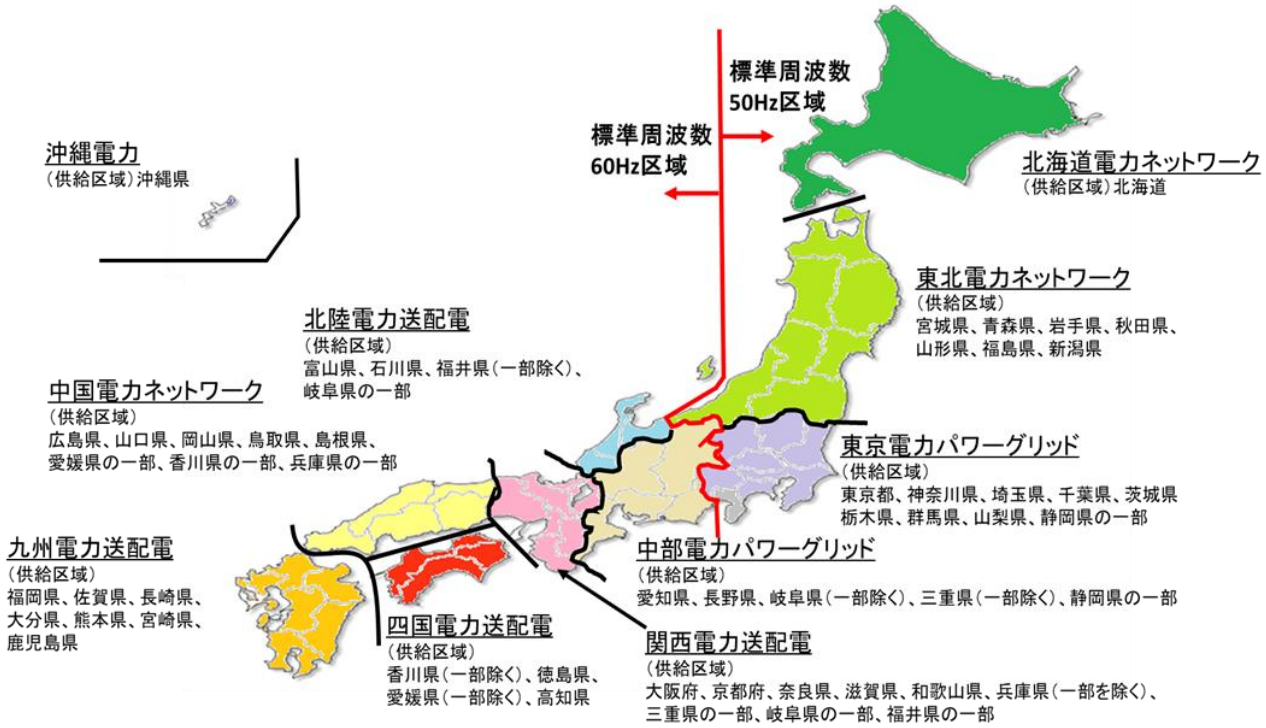


図１　供給区域と標準周波数

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。

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

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、2016～2020 年度）

2016～2020 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。

2020 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。0.1Hz 以内の滞在率は、中西エリアで 98.50%（対前年度△0.52%）と前年度よりわずかに低下したが、滞在率目標の 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、2016～2020年度）周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.96	99.97	99.86	99.98	99.93
0.2Hz以内	100.00	100.00	99.95	100.00	100.00
0.3Hz以内	100.00	100.00	99.98	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00

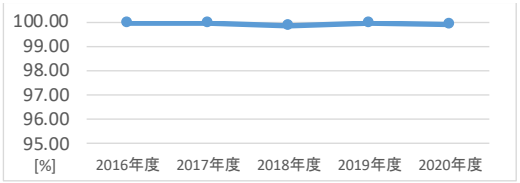


図2（北海道、2016～2020年度）0.1Hz以内周波数時間滞在率

表3（東地域[2]、2016～2020年度）周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.78	99.80	99.84	99.83	99.71
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

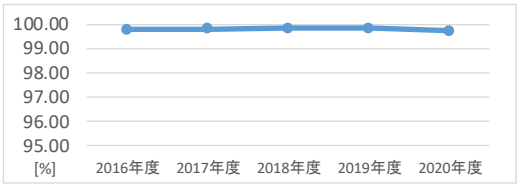


図3（東地域、2016～2020年度）0.1Hz以内周波数時間滞在率

表4（中西地域[3]、2016～2020年度）周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.08	99.17	99.13	99.02	98.50
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

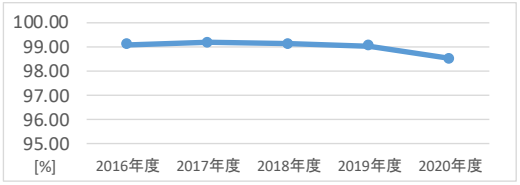


図4（中西地域、2016～2020年度）0.1Hz以内周波数時間滞在率

表5（沖縄、2016～2020年度）周波数時間滞在率 [%]

変動幅	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
0.1Hz以内	99.94	99.92	99.89	99.89	99.92
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

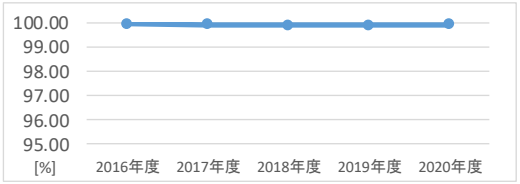


図5（沖縄、2016～2020年度）0.1Hz以内周波数時間滞在率

[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、2016～2020 年度）

2016～2020 年度全国の電圧測定実績について、測定地点数及び逸脱地点数を表 7 に示す。

2020 年度において、維持すべき電圧を逸脱した実績は無く、適切に維持されていたとの報告が一般送配電事業者からなされた。

表7（全国　2016～2020年度）電圧測定実績　［箇所］

電圧		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
100V	測定地点数	6,590	6,593	6,603	6,596	6,589
	逸脱地点数	0	0	0	0	0
200V	測定地点数	6,532	6,534	6,533	6,529	6,525
	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]

---

[4] 発電、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。電気事業法第三十八条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　第一条第二項第八号の規定に準じる。
「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。

（2） 供給支障件数の実績（全国及び供給区域別、2016～2020 年度）

2016～2020 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。

2020 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は、2019 年度と概ね同程度であった。

・2019 年度に台風第 15 号と台風第 19 号で甚大な被害を受けた東京エリアでは、高圧配電線路（架空）の支障が 2020 年度は概ね半減しているものの、東北や九州の架空高圧配電線路で顕著に増加している。これは東北エリアでは 2020 年 12 月～翌年 1 月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪[7]、2021 年 2 月 13 日の福島沖地震[8]の影響、九州エリアでは令和 2 年 7 月豪雨[9]や 9 月に東シナ海を北上した台風第 10 号[10]による影響が大きいと推測される。

表8（全国、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数 ［件］

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		70	45	65	56	48	56.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	230	278	409	246	274	287.4
		地中	9	14	10	13	9	11.0
		計	239	292	419	259	283	298.4
	高圧配電線路	架空	10,235	12,679	20,729	13,958	13,539	14,228.0
		地中	215	216	265	227	201	224.8
		計	10,450	12,895	20,994	14,185	13,740	14,452.8
	需要設備			1				0.2
その他設備における事故			269	343	359	372	277	324.0
合計			11,028	13,576	21,837	14,872	14,348	15,132.2

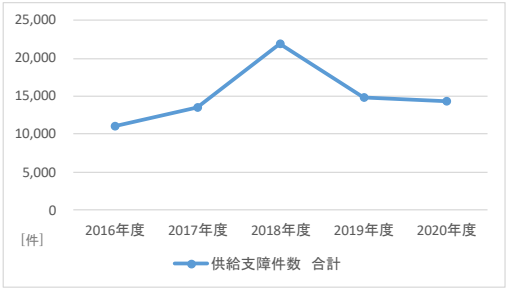


図6（全国、2016～202年度）事故発生箇所別供給支障件数

[7] http://www.bousai.go.jp/updates/r2oyuki12/pdf/r2_oyuki12_05.pdf
http://www.bousai.go.jp/updates/r3oyuki01/pdf/r3_oyuki01_06.pdf

[8] http://www.bousai.go.jp/updates/r3fukushima_eq_0213/pdf/r3fukushima_eq_higai01.pdf

[9] http://www.bousai.go.jp/updates/r2_07ooame/pdf/r20703_ooame_08.pdf

[10] http://www.bousai.go.jp/updates/r2typhoon10/pdf/r2_typhoon10_08.pdf

表9（北海道、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		5	2	2	2.0
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	24	30	25	12	21	22.4
		地中				1	1	0.4
		計	24	30	25	13	22	22.8
	高圧配電線路	架空	1,289	1,144	1,139	600	801	994.6
		地中	13	19	13	15	15	15.0
		計	1,302	1,163	1,152	615	816	1,009.6
	需要設備							
その他設備における事故			28	17	12	11	10	15.6
合計			1,355	1,210	1,194	641	850	1,050.0

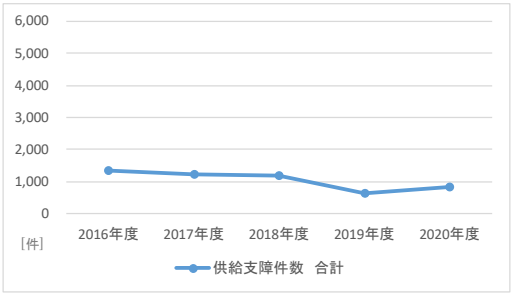


図7（北海道、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表10（東北、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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	4	9	8	9	7.6
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	11	16	11	16	31	17.0
		地中		1				0.2
		計	11	17	11	16	31	17.2
	高圧配電線路	架空	1,403	1,957	1,478	1,646	2,528	1,802.4
		地中	12	5	11	7	13	9.6
		計	1,415	1,962	1,489	1,653	2,541	1,812.0
	需要設備							
その他設備における事故			22	26	20	29	17	22.8
合計			1,456	2,009	1,529	1,706	2,598	1,859.6

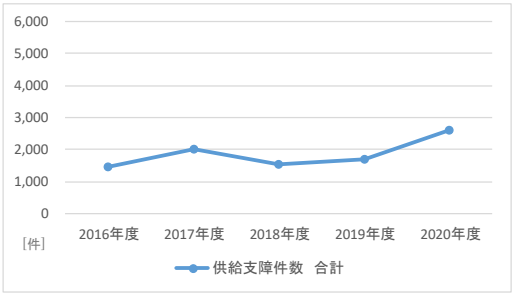


図8（東北、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表11（東京、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		14	17	16	17	5	13.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	24	38	21	10	21.8
		地中	2	4		4	3	2.6
		計	18	28	38	25	13	24.4
	高圧配電線路	架空	2,204	2,311	3,841	5,186	2,472	3,202.8
		地中	75	65	100	97	75	82.4
		計	2,279	2,376	3,941	5,283	2,547	3,285.2
	需要設備							
その他設備における事故			93	96	107	134	74	100.8
合計			2,404	2,517	4,102	5,459	2,639	3,424.2

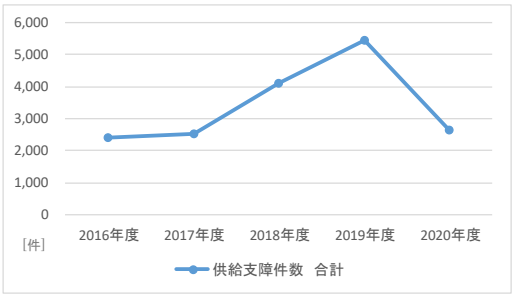


図9（東京、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表12（中部、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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	3	6	10	4	5.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	9	26	19	15	17.0
		地中					1	0.2
		計	16	9	26	19	16	17.2
	高圧配電線路	架空	1,069	1,607	4,053	1,570	1,359	1,931.6
		地中	5	11	39	6	4	13.0
		計	1,074	1,618	4,092	1,576	1,363	1,944.6
	需要設備							
その他設備における事故			40	49	66	60	71	57.2
合計			1,136	1,679	4,190	1,665	1,454	2,024.8

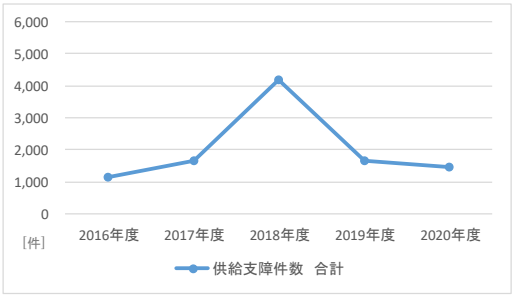


図10（中部、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表13（北陸、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数 [件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		2	3	1.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	7	4	7	2	3	4.6
		地中			2	2		0.8
		計	7	4	9	4	3	5.4
	高圧配電線路	架空	303	542	385	199	444	374.6
		地中	10	5	3	1	4	4.6
		計	313	547	388	200	448	379.2
	需要設備							
その他設備における事故			17	15	21	10	10	14.6
合計			340	567	418	216	464	401.0

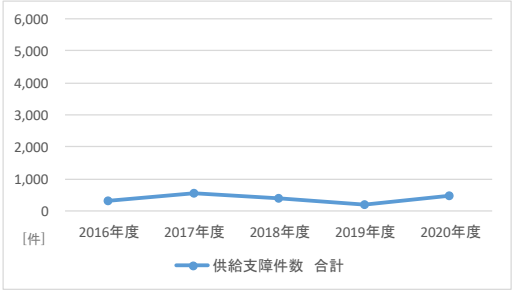


図11（北陸、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表14（関西、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数　[件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		13	9	8	3	6	7.8
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	80	102	190	82	84	107.6
		地中	3	7	6	3	4	4.6
		計	83	109	196	85	88	112.2
	高圧配電線路	架空	1,171	1,695	5,270	1,300	1,254	2,138.0
		地中	63	48	56	50	50	53.4
		計	1,234	1,743	5,326	1,350	1,304	2,191.4
	需要設備							
その他設備における事故				65	70	64	44	48.6
合計			1,330	1,926	5,600	1,502	1,442	2,360.0

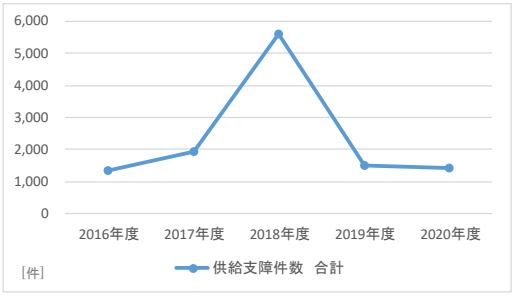


図12（関西、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表15（中国、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数　[件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		7	2	8	6	3	5.2
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	16	16	14	17	11	14.8
		地中		1	1	1		0.6
		計	16	17	15	18	11	15.4
	高圧配電線路	架空	960	1,066	1,172	1,015	1,163	1,075.2
		地中	13	24	20	16	12	17.0
		計	973	1,090	1,192	1,031	1,175	1,092.2
	需要設備			1				0.2
その他設備における事故			25	33	31	35	32	31.2
合計			1,021	1,143	1,246	1,090	1,221	1,144.2

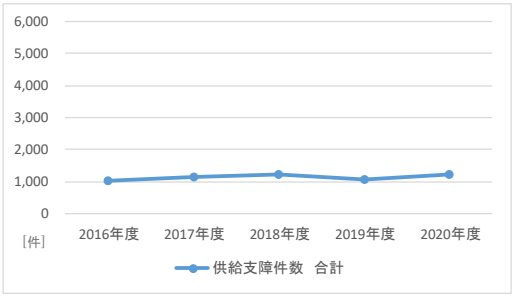


図13（中国、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表16（四国、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数　[件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	5	3	4	4	1	3.4
		地中						
		計	5	3	4	4	1	3.4
	高圧配電線路	架空	357	630	616	439	447	497.8
		地中	4	9	8	6	6	6.6
		計	361	639	624	445	453	504.4
	需要設備							
その他設備における事故			6	5	5	7	6	5.8
合計			372	653	637	458	465	517.0

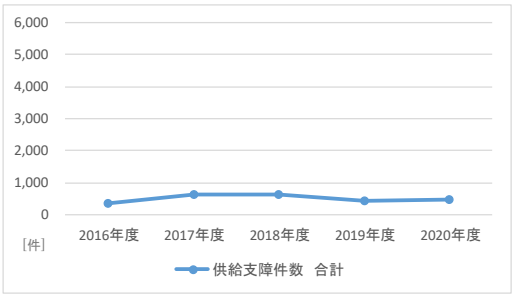


図14（四国、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表17（九州、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数　[件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		15	3	1	4	7	6.0
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	21	32	42	38	42	35.0
		地中	4		1			1.0
		計	25	32	43	38	42	36.0
	高圧配電線路	架空	1,237	1,349	1,888	1,547	2,614	1,727.0
		地中	18	30	15	22	17	20.4
		計	1,255	1,379	1,903	1,569	2,631	1,747.4
	需要設備							
その他設備における事故			20	23	16	19	13	18.2
合計			1,315	1,437	1,963	1,630	2,693	1,807.6

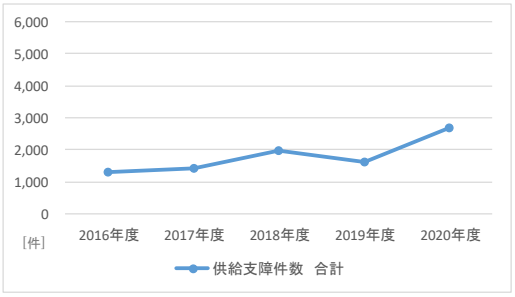


図15（九州、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

表18（沖縄、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数　[件]

事故発生箇所			2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		8	2	4	3.4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空	34	42	52	35	56	43.8
		地中		1		2		0.6
		計	34	43	52	37	56	44.4
	高圧配電線路	架空	242	378	887	456	457	484.0
		地中	2			7	5	2.8
		計	244	378	887	463	462	486.8
	需要設備							
その他設備における事故			18	14	11	3		9.2
合計			299	435	958	505	522	543.8

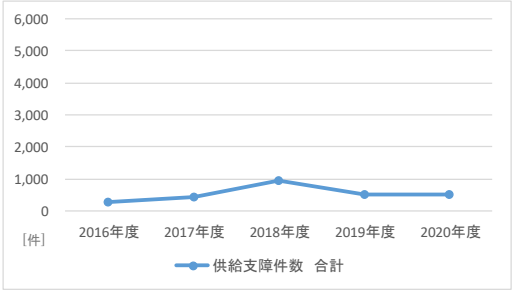


図16（沖縄、2016～2020年度）事故発生箇所別供給支障件数

2. 原因別供給支障件数

(1) 一定規模以上の供給支障の実績

前項で示した供給支障のうち、供給支障電力・供給支障時間が一定の規模を上回る供給支障については、その原因が報告されている。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。

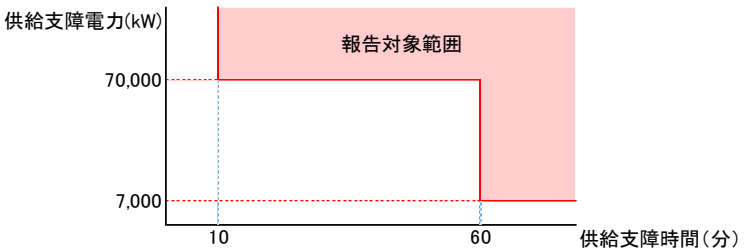


図 17　一定規模以上の供給支障　概要図

表 19　（全国、2020 年度）規模別・事故発生箇所別　一定規模以上の供給支障件数[11]

［件］

事故発生箇所＼供給支障			10分以上30分未満		30分以上１時間未満		1時間以上3時間未満			3時間以上			総件数
			70,000kW以上100,000kW未満	100,000kW以上	70,000kW以上100,000kW未満	100,000kW以上	7,000kW以上70,000kW未満	70,000kW以上100,000kW未満	100,000kW以上	7,000kW以上70,000kW未満	70,000kW以上100,000kW未満	100,000kW以上	
一般送配電事業者の設備における事故	変電所						2		1	1			4
	送電線路及び特別高圧配電線路	架空					7			6			13
		地中								2			2
		計					7			8			15
	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							9		1	9			19

[11] 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。
腐しょく		直流式電気鉄道から漏えい電流等による腐しょくによるもの、又は化学作用による腐しょくによるもの。
震動		重車輌の通行、基礎工事等の震動によるもの。
他社事故波及		自社以外の電気工作物の事故が波及したもの。
燃料不良		設計燃料と著しく異なる成分の燃料を使用することによるもの。
電気火災		設備不備、保守不備、自然現象、過失、又は無断加工等により、電気火災を伴うもの。
感電(作業者)		作業方法不良、電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、作業者に感電を伴うもの。
感電(公衆)		電気工作物不良、被害者の過失、又は第三者の過失等により、公衆に感電を伴うもの。
自然現象	雷	直撃雷又は誘導雷によるもの。
	風雨	雨、風又は暴風雨によるもの。（風で飛来した樹木片等の接触によるものを含む。）
	氷雪	雪、結氷、ひょう、あられ、みぞれ又は暴風雪によるもの。
	地震	地震によるもの。
	水害	洪水、高潮、津波等によるもの。
	山崩れ・雪崩	山崩れ、雪崩、地滑り、地盤沈下等によるもの。
	塩、ちり、ガス	塩、ちり、霧、悪性ガス、ばい煙等によるもの。
不明		調査しても原因が明らかでないもの。
その他		上記いずれの分類にも該当しないもの。

（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、2016～2020 年度）

2016～2020 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。[12] [13]

2020 年度、全国の一定規模以上の供給支障の発生件数は 19 件で、2019 年度実績の 18 件、5 か年平均の 21.8 件と概ね同程度となっており、突出した件数を記録した地域はなかった。

表21（全国、2016～2020年度）一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1	3	1	1	1.4
	保守不備	3	4	1	1	1	2.0
	故意・過失	1	1	2	4	4	2.4
	他物接触	3	2	2	5	6	3.6
	他社事故波及	1		1	1		0.8
	感電(作業者)						
	計	9	8	9	12	12	10.0
自然現象	雷	3	2	1	2	2	2.0
	風雨	3	3	17			4.6
	氷雪	2	2				0.8
	地震	6			3	3	2.4
	塩、ちり、ガス	2		2			0.8
	計	16	7	20	5	5	10.6
不明					1	1	0.4
その他		1		2	1	1	1.0
合計		26	15	31	18	19	21.8

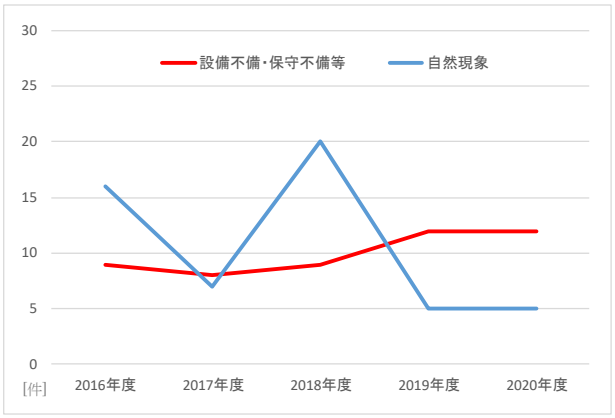


図18 （全国、2016～2020年度）供給支障原因

表22（北海道、2016～2020年度）一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備			1		1	0.4
	保守不備	1		1			0.4
	故意・過失						
	他物接触			1			0.2
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計	1		3		1	1.0
自然現象	雷				1		0.2
	風雨	2					0.4
	氷雪		1				0.2
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	2	1		1		0.6
不明							
その他				1			0.2
合計		3	1	4	1	1	2.0

表23（東北、2016～2020年度）一定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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					0.4
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計	3					0.6
自然現象	雷				1		0.2
	風雨						
	氷雪		1				0.2
	地震					3	0.6
	塩、ちり、ガス						
	計		1		1	3	1.0
不明							
その他							
合計		3	1		1	3	1.6

[12] 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。

[13] 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、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1	1				0.4
	保守不備						
	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)						
	計	2	2	2	2	3	2.2
自然現象	雷	1	1	1	2		1.0
	風雨				3		0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	1	1	1	5		1.6
不明						1	0.2
その他				1		1	0.4
合計		3	3	4	7	5	4.4

表25（中部、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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		0.4
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計				2	1	0.6
自然現象	雷	1				1	0.4
	風雨			1			0.2
	氷雪	2					0.4
	地震						
	塩、ちり、ガス			2			0.4
	計	3		3		1	1.4
不明							
その他					1		0.2
合計		3		3	3	2	2.2

表26（北陸、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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)						
	計						
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計						
不明							
その他							
合計							

表27（関西、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備			3			0.6
	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		1			0.5
	感電(作業者)						
	計	1	5	4	2	6	3.6
自然現象	雷				1	1	0.4
	風雨	1	3	10	1		3.0
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	1	3	10	2	1	3.4
不明							
その他							
合計		2	8	14	4	7	7.0

表28（中国、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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)						
	計						
自然現象	雷		1				0.2
	風雨			2			0.4
	氷雪						
	地震	1					0.2
	塩、ちり、ガス				1		0.2
	計	1	1	2	1		1.0
不明							
その他		1					0.2
合計		2	1	2	1		1.2

表29（四国、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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)						
	計		1				0.2
自然現象	雷						
	風雨						
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計						
不明							
その他							
合計			1				0.2

表30（九州、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
設備不備・保守不備等	設備不備	1					0.2
	保守不備						
	故意・過失						
	他物接触	1					0.2
	他社事故波及						
	感電(作業者)						
	計	2					0.4
自然現象	雷						
	風雨			2			0.4
	氷雪						
	地震	5					1.0
	塩、ちり、ガス	2					0.4
	計	7		2			1.8
不明							
その他							
合計		9		2			2.2

表31（沖縄、2016～2020年度）ー定規模以上の供給支障の原因別件数 [件]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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)						
	計					1	0.2
自然現象	雷	1					0.2
	風雨			2	1		0.6
	氷雪						
	地震						
	塩、ちり、ガス						
	計	1		2	1		0.8
不明							
その他							
合計		1		2	1	1	1.0

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。

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

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

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[14]され電気が再び供給された場合を除く。[15]
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。

[14] （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。

[15] 電気関係報告規則　第一条第二項第八号の規定で「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、2016～2020 年度）

2016～2020 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、2020 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。[16]

2020 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 需要家あたりの停電回数と停電時間は、いずれも 2019 年度実績および過去 5 ヶ年平均値より低下している。
- これは 2020 年度の自然災害のうち、台風については、接近数は平年の 11.4 個を下回る 7 個[17]、日本本土への上陸数は、2008 年以来 12 年ぶりに 0 個（平年は 2.7 個）[18]だったことが寄与しているものと推測される。
- 東北および九州エリアで停電回数と停電時間の増加がみられるが、東北エリアでは 2020 年 12 月～翌年 1 月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪、2021 年 2 月 13 日の福島沖地震の影響、九州エリアでは令和 2 年 7 月豪雨や 9 月の台風第 10 号の接近による影響が大きいと推測される。

表33 （全国、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.14	0.11	0.28	0.19	0.13	0.17
	作業停電	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.03
	合計●	0.18	0.14	0.31	0.23	0.17	0.21
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	21	12	221	82	24	72
	作業停電	4	3	4	3	3	3
	合計●	25	16	225	86	27	76

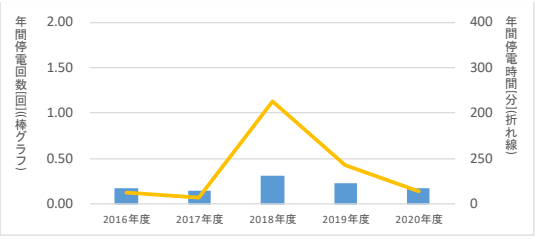


図19 （全国、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表34 （北海道、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.17	0.13	1.19	0.11	0.09	0.34
	作業停電	α	0.01	α	α	α	0.01
	合計●	0.17	0.14	1.19	0.11	0.09	0.34
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	35	10	2,154	4	5	441
	作業停電	1	α	α	α	α	1
	合計●	36	10	2,154	4	5	442

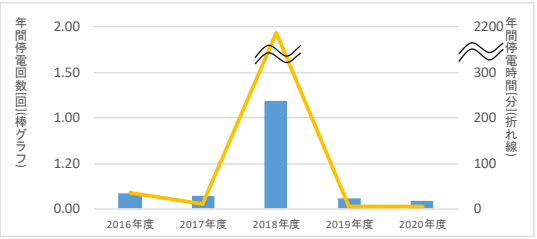


図20 （北海道、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表35 （東北、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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	0.13	0.09	0.11	0.16	0.12
	作業停電	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	合計●	0.14	0.15	0.11	0.12	0.18	0.14
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	24	10	7	15	25	16
	作業停電	4	3	2	2	4	3
	合計●	28	13	10	17	29	19

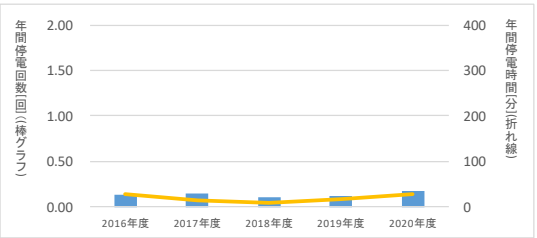


図21 （東北、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

16 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＜α＜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＜α＜0.5 の値である。

17 https://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/typhoon/statistics/accession/accession.html

18 https://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/typhoon/statistics/landing/landing.html

表36（東京、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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	0.13	0.33	0.11	0.16
	作業停電	0.02	0.01	0.01	0.03	0.06	0.02
	合計●	0.15	0.10	0.14	0.36	0.17	0.18
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	7	6	19	200	7	48
	作業停電	1	1	3	1	1	1
	合計●	8	7	22	201	8	49

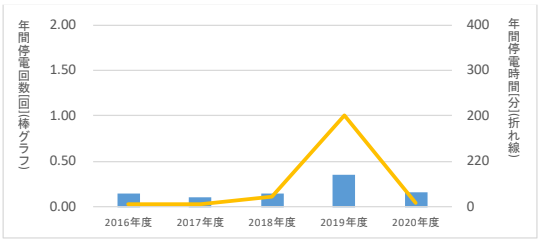


図22（東京、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表37（中部、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.17	0.08	0.39	0.11	0.07	0.16
	作業停電	0.06	0.06	0.06	0.06	0.05	0.06
	合計●	0.23	0.14	0.45	0.17	0.13	0.22
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	5	10	348	32	6	80
	作業停電	7	7	8	8	7	7
	合計●	12	17	356	40	12	87

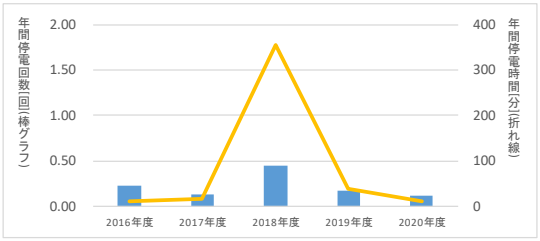


図23（中部、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表38（北陸、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.06	0.09	0.06	0.03	0.06	0.06
	作業停電	0.10	0.09	0.09	0.09	0.08	0.09
	合計●	0.16	0.17	0.15	0.13	0.14	0.15
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	11	9	3	7	7
	作業停電	17	15	15	16	15	15
	合計●	21	26	24	19	22	22

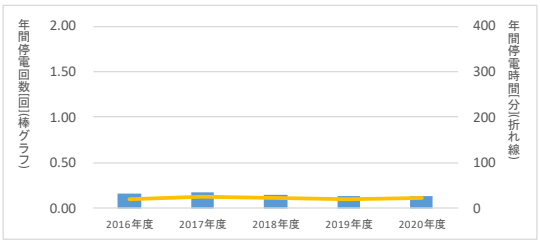


図24（北陸、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表39（関西、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.07	0.12	0.40	0.10	0.09	0.15
	作業停電	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	合計●	0.09	0.13	0.41	0.11	0.10	0.17
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	4	14	396	5	7	85
	作業停電	1	1	1	1	1	1
	合計●	5	15	397	6	8	86

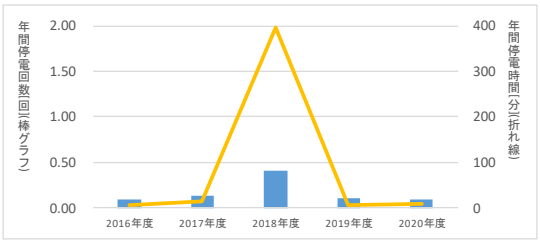


図25（関西、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表40（中国、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.15	0.12	0.14	0.13	0.15	0.14
	作業停電	0.11	0.11	0.09	0.09	0.10	0.10
	合計●	0.26	0.23	0.23	0.21	0.25	0.24
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	6	7	24	10	20	13
	作業停電	12	12	10	9	11	11
	合計●	18	19	33	19	31	24

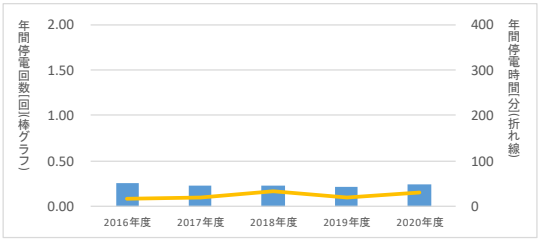


図26（中国、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表41（四国、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績 [回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020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	0.19	0.20	0.13	0.14	0.15
	作業停電	0.18	0.16	0.14	0.14	0.14	0.15
	合計●	0.27	0.36	0.34	0.27	0.28	0.30
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	6	21	32	8	10	15
	作業停電	20	17	15	15	15	16
	合計●	26	38	47	23	24	32

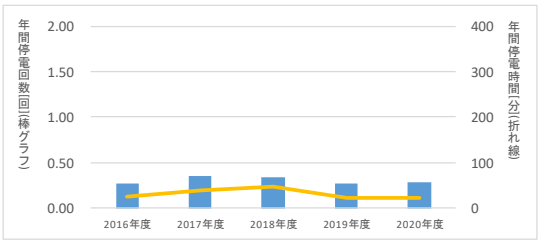


図27（四国、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表42（九州、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績　[回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.24	0.08	0.14	0.08	0.21	0.15
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	0.24	0.08	0.14	0.08	0.21	0.15
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	128	25	103	15	139	82
	作業停電	0	0	0	0	0	0
	合計●	128	25	103	15	139	82

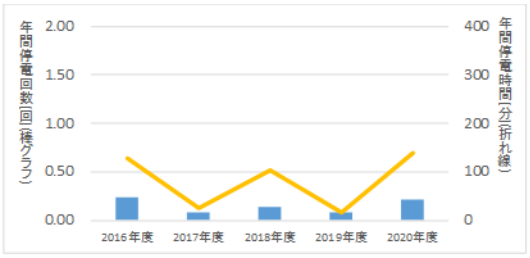


図28（九州、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表43（沖縄、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績　[回,分]

		2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	5ヶ年平均
1需要家あたり年間停電回数	事故停電	0.57	0.98	3.62	1.11	1.12	1.48
	作業停電	0.08	0.07	0.07	0.05	0.06	0.07
	合計●	0.65	1.05	3.69	1.17	1.18	1.55
1需要家あたり年間停電時間	事故停電	35	117	1,269	215	90	345
	作業停電	8	7	6	6	11	8
	合計●	43	124	1,275	221	101	353

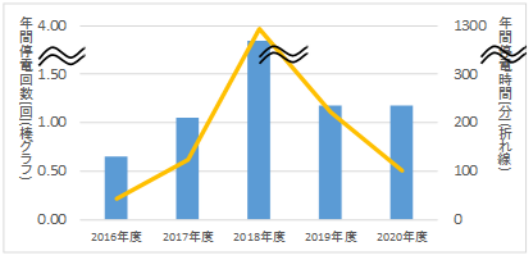


図29（沖縄、2016～2020年度）低圧電灯需要家停電実績

表 44　（各エリア、2020 年度）原因箇所別・低圧電灯需要家停電実績[19]

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
1需要家あたり年間停電回数［回］	事故停電	電源側	0.02	0.02	0.06	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01	0.19	
		高圧配電線	0.06	0.14	0.05	0.06	0.05	0.06	0.12	0.11	0.20	0.92	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.09	0.16	0.11	0.07	0.06	0.09	0.15	0.14	0.21	1.12	0.13
	作業停電	電源側	α	α	α	0.00	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.02	0.05	0.04	0.07	0.01	0.08	0.09	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	α	α	0.01	0.01	0.01	0.02	0.05	0.00	0.04	
		計	α	0.02	0.06	0.05	0.08	0.01	0.10	0.14	0.00	0.06	0.04
	合計	電源側	0.02	0.02	0.06	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01	0.19	
		高圧配電線	0.06	0.16	0.10	0.10	0.12	0.06	0.20	0.20	0.20	0.94	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.06	α	0.05	
		計	0.09	0.18	0.17	0.13	0.14	0.10	0.25	0.28	0.21	1.18	0.17
1需要家あたり年間停電時間［分］	事故停電	電源側	1	4	4	α	α	1	1	α	1	7	
		高圧配電線	4	20	4	5	6	5	18	8	137	79	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	1	1	4	
		計	5	25	7	6	7	7	20	10	139	90	24
	作業停電	電源側	α	α	α	0	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	3	1	5	13	1	10	11	0	8	
		低圧配電線	α	1	α	1	1	α	1	3	0	3	
		計	α	4	1	7	15	1	11	15	0	11	3
	合計	電源側	1	4	4	α	α	1	1	α	1	7	
		高圧配電線	4	23	4	10	19	6	28	20	137	87	
		低圧配電線	α	2	α	2	3	1	2	4	1	7	
		計	5	29	8	12	22	8	31	24	139	101	27

※全国は各エリアの加重平均で算出

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

Ⅳ. まとめ(2020 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、実測電圧が維持すべき値を逸脱した地点数と、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は、前年度と概ね同程度となった。2019 年度に台風第 15 号と台風第 19 号で甚大な被害を受けた東京エリアでは、架空高圧配電線路の支障が 2020 年度は概ね半減しているものの、東北や九州の架空高圧配電線路で顕著に増加している。これは東北エリアでは 2020 年 12 月～翌年 1 月の日本海側を中心とした暴風雪・大雪、2021 年 2 月 13 日の福島沖地震の影響、九州エリアでは令和 2 年 7 月豪雨や 9 月に東シナ海を北上した台風第 10 号による影響が大きいと推測される。

一定規模以上の供給支障の発生件数は 19 件で、2019 年度実績の 18 件、5 か年平均の 21.8 件と概ね同程度となっており、突出した件数を記録した地域もなかった。

低圧電灯需要家停電実績は、全国の 1 需要家あたりの停電回数と停電時間は、前年度からは大きく減少している。一部の地域では、地震や豪雨・台風の被害があったものの、台風の本土上陸がなかったことが大きく寄与しているものと思われる。

2020 年度は、周波数、電圧の実績については大きな変動はなく維持すべき範囲内であったことから、これらの電気の質は適切に保たれていたと評価できる。

本報告書においては、電気の質に関する実績について引き続き情報を収集し公表していく。

（参考） 欧米諸国との需要家停電実績の比較（2016～2020 年）

2016～2020 年の日本、欧州、米国主要州需要家停電時間の比較を表 47 と図 30、停電回数の比較を表 48 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[20]から、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[21]から作成した。[22]

電圧の測定範囲、年間データの集計開始月（1 月又は 4 月）、[23]自然災害を含めるか等、国によってデータの前提条件が異なるため一義的には言えないが、事故停止、作業停止ともに、日本の停電時間、停電回数の実績は欧米諸国と比較して低い水準にある。なお、日本では低圧のみを測定対象としているが、低圧を除く需要家の口数がきわめて少ないことから、実績値に与える影響は軽微と推測される。

今年度の報告書作成にあたってデータ収集を行うも、テキサス州とニューヨーク州のみデータを入手できたが、カリフォルニア州および欧州については「データ公表時期は未定」とのことであった。

表 47 （2016～2020 年）欧米諸国と日本における需要家停電**時間**　［分/年・口］

地域			年					集計条件		
			2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除
日本			25	16	225	86	76	自動再閉路は除く	低圧	含
		事故停電	21	12	221	82	72			
		作業停電	4	4	4	3	3			
米国	カリフォルニア州		219	308	266	737	－	5分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	124	244	201	690	－			
		作業停電	95	64	65	48	－			
	テキサス州		214	522	175	335	356			
		事故停電	205	509	158	319	343			
		作業停電	9	13	17	15	13			
	ニューヨーク州		137	270	409	228	538			
		事故停電	－	－	－	－	－			
		作業停電	－	－	－	－	－			
欧州	ドイツ		24	－	－	－	－	3分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	13	－	－	－	－			
		作業停電	10	－	－	－	－			
	イタリア		144	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	65	－	－	－	－			
		作業停電	79	－	－	－	－			
	フランス		71	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	53	－	－	－	－			
		作業停電	18	－	－	－	－			
	スペイン		66	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	54	－	－	－	－			
		作業停電	12	－	－	－	－			
	イギリス		55	－	－	－	－		全電圧	除
		事故停電	47	－	－	－	－			
		作業停電	8	－	－	－	－			
	スウェーデン		94	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	76	－	－	－	－			
		作業停電	19	－	－	－	－			
	フィンランド		81	－	－	－	－		除く低圧	含
		事故停電	68	－	－	－	－			
		作業停電	13	－	－	－	－			
	ノルウェー		129	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	88	－	－	－	－			
		作業停電	41	－	－	－	－			

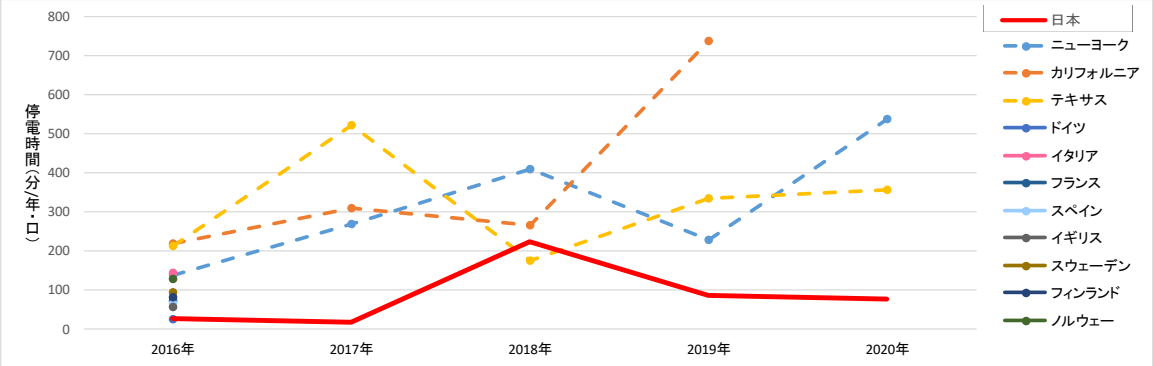


図30 （2016～2020年）欧米諸国と日本における需要家停電時間

表 48 （2016～2020 年）欧米諸国と日本における需要家停電**回数**　［回/年・口］

地域			年					集計条件		
			2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	対象事象	計測範囲電圧	自然災害等の含除
日本			0.18	0.14	0.31	0.23	0.21	自動再閉路は除く	低圧	含
		事故停電	0.14	0.11	0.28	0.19	0.17			
		作業停電	0.03	0.03	0.03	0.04	0.03			
米国	カリフォルニア州		1.31	1.46	1.45	1.53	－	5分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	1.05	1.26	0.94	1.37	－			
		作業停電	0.26	0.20	0.50	0.16	－			
	テキサス州		1.55	1.61	1.54	1.82	1.69			
		事故停電	1.48	1.51	1.40	1.68	1.57			
		作業停電	0.07	0.15	0.13	0.14	0.12			
	ニューヨーク州		0.79	0.85	1.01	0.88	1.06			
		事故停電	－	－	－	－	－			
		作業停電	－	－	－	－	－			
欧州	ドイツ		0.59	－	－	－	－	3分以上の停電	全電圧	含
		事故停電	0.51	－	－	－	－			
		作業停電	0.08	－	－	－	－			
	イタリア		2.17	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	1.76	－	－	－	－			
		作業停電	0.41	－	－	－	－			
	フランス		0.22	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	0.08	－	－	－	－			
		作業停電	0.14	－	－	－	－			
	スペイン		1.18	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	1.09	－	－	－	－			
		作業停電	0.09	－	－	－	－			
	イギリス		0.57	－	－	－	－		全電圧	除
		事故停電	0.53	－	－	－	－			
		作業停電	0.04	－	－	－	－			
	スウェーデン		1.33	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	1.17	－	－	－	－			
		作業停電	0.16	－	－	－	－			
	フィンランド		1.58	－	－	－	－		除く低圧	含
		事故停電	1.42	－	－	－	－			
		作業停電	0.15	－	－	－	－			
	ノルウェー		1.89	－	－	－	－		全電圧	含
		事故停電	1.59	－	－	－	－			
		作業停電	0.30	－	－	－	－			

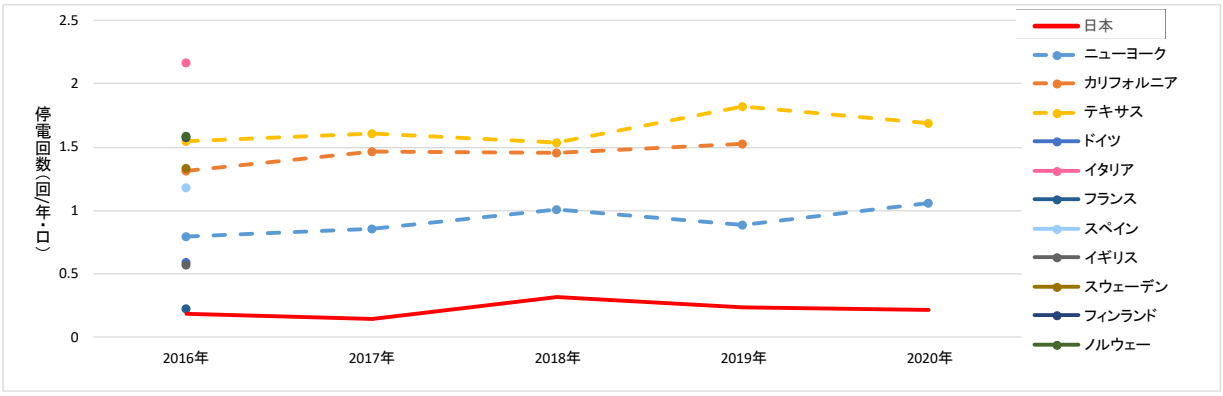


図31 （2016～2020年）欧米諸国と日本における需要家停電回数

[20] 「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

[21] 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

[22] 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）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。

[23] 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。

電力広域的運営推進機関
http://www.occto.or.jp

Ⅱ. 電力系統の状況

電力系統に関する概況

- 2020 年度実績 -

２０２１年８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 2020 年度までの実績の集計が完了したことから、その結果を年次報告書として取りまとめ、公表する。

目　次

第2章 電力系統の実績……80
１．地域間連系線とその管理……80
２．連系線の利用状況……82
３．連系線の作業停止状況……87
４．連系線の故障状況……89
５．マージン使用の実績……90
６．連系線別の利用実績……91
７．広域連系系統の空容量の状況……98
まとめ……99

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。

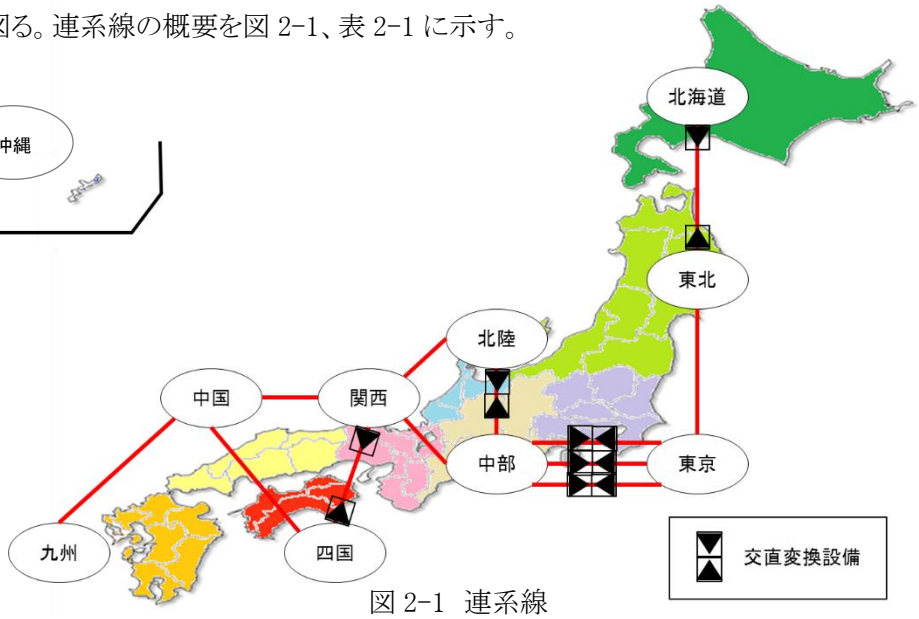


図 2-1 連系線

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		

※2021 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。

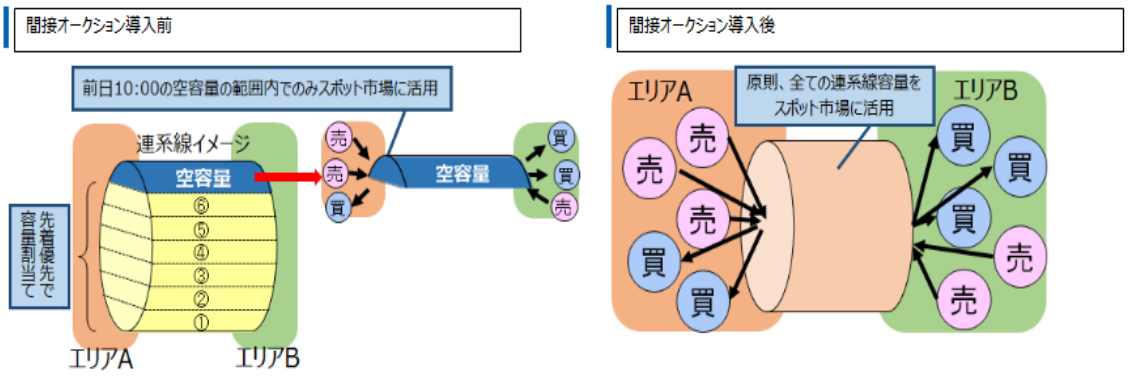


図 2-2 間接オークション導入前と導入後の連系線イメージ

[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

2020 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　2020 年度の月間及び年間連系線利用状況 [2]

[百万 kWh]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
北海道本州間	東北向き（順方向）	121	207	136	65	39	28	32	48	71	157	27	18	947
	北海道向き（逆方向）	28	7	7	111	96	74	124	143	144	61	142	217	1,154
東北東京間	東京向き（順方向）	2,580	2,761	2,992	3,357	3,881	2,473	2,525	2,202	2,395	3,217	1,653	1,361	31,396
	東北向き（逆方向）	20	14	30	32	34	48	25	34	76	45	106	77	541
東京中部間	中部向き（順方向）	5	14	60	78	129	272	203	164	225	237	64	47	1,497
	東京向き（逆方向）	334	398	305	423	336	148	87	62	97	271	240	314	3,016
中部関西間	関西向き（順方向）	55	72	293	135	414	238	362	373	993	949	354	176	4,413
	中部向き（逆方向）	796	1,972	1,197	2,273	1,359	1,688	1,202	586	246	432	641	892	13,285
中部北陸間	北陸向き（順方向）	4	1	13	0	5	9	11	0	18	24	1	4	91
	中部向き（逆方向）	1	17	228	27	11	70	43	5	0	3	0	54	458
北陸関西間	関西向き（順方向）	338	330	80	490	549	206	67	55	85	263	217	543	3,223
	北陸向き（逆方向）	8	11	18	27	14	29	61	131	234	31	50	6	620
関西中国間	中国向き（順方向）	55	38	38	62	38	24	26	22	50	161	37	32	584
	関西向き（逆方向）	826	943	861	980	1,174	1,566	971	1,118	1,102	767	978	1,131	12,416
関西四国間	四国向き（順方向）	8	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	10
	関西向き（逆方向）	761	589	801	904	886	983	947	945	654	283	377	494	8,623
中国四国間	四国向き（順方向）	13	18	29	29	15	9	15	14	29	58	7	8	245
	中国向き（逆方向）	108	52	100	126	117	349	273	202	31	25	42	19	1,445
中国九州間	九州向き（順方向）	5	4	7	17	19	18	5	8	12	50	11	20	177
	中国向き（逆方向）	1,091	1,217	1,098	1,123	1,520	1,464	1,260	1,264	1,532	1,288	1,403	1,604	15,864

※　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。

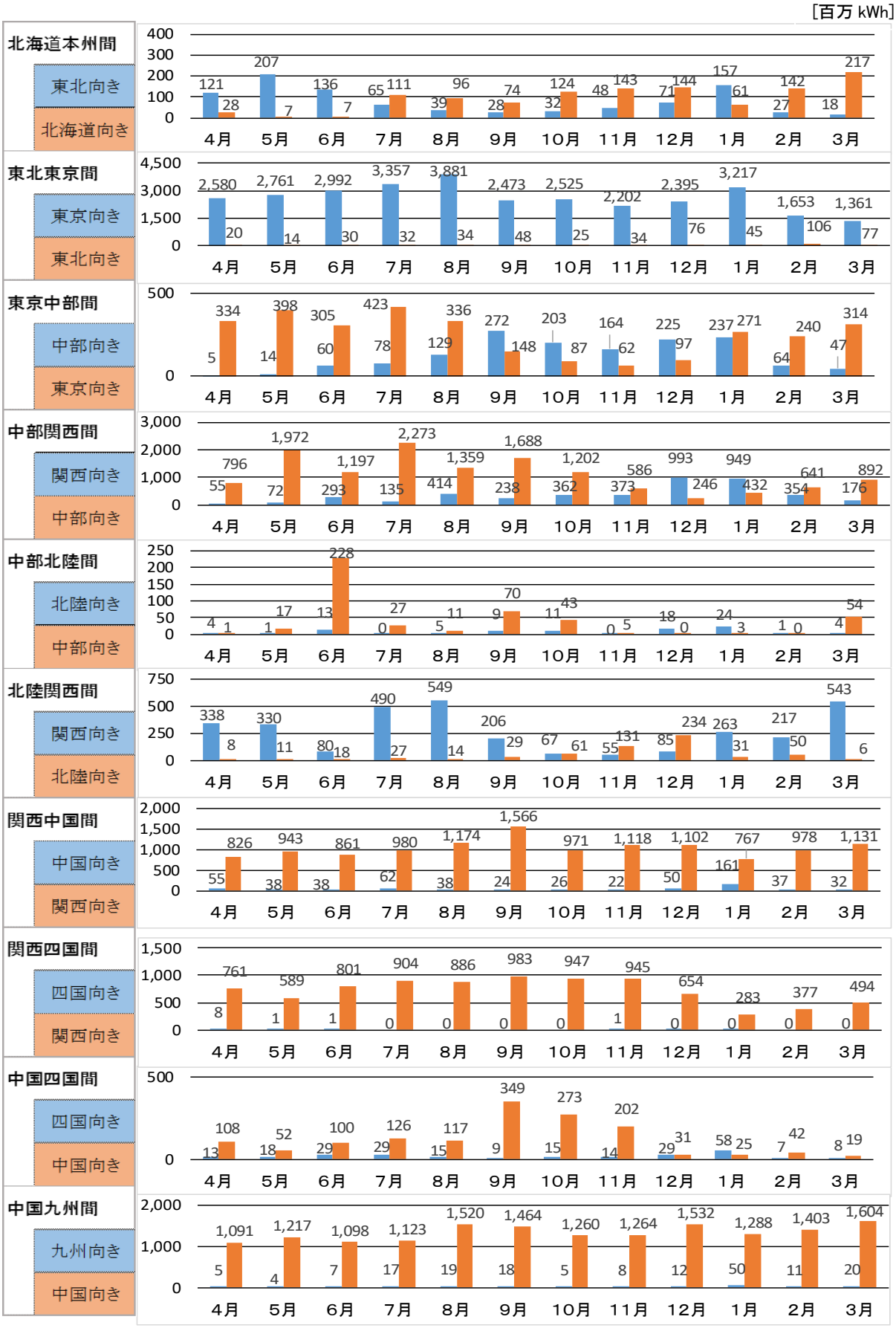


図 2-3　月間連系線利用状況

（２）年間連系線利用状況

2011 年度～2020 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（2011 年度～2020 年度）

[百万 kWh]

		2011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
北海道本州間	東北向き（順方向）	3,925	214	182	143	146	237	340	130	279	947
	北海道向き（逆方向）	7	673	505	617	804	1,033	1,270	1,005	2,117	1,154
東北東京間	東京向き（順方向）	9,454	16,084	22,450	21,273	22,587	23,097	28,238	27,298	27,575	31,396
	東北向き（逆方向）	5,674	4,520	3,891	4,029	3,714	4,660	7,071	3,139	252	541
東京中部間	中部向き（順方向）	1,151	1,579	2,829	2,702	693	2,729	3,954	1,711	354	1,497
	東京向き（逆方向）	2,426	1,288	536	2,755	4,513	5,144	5,328	5,116	4,147	3,016
中部関西間	関西向き（順方向）	3,734	7,487	7,049	7,131	3,412	5,538	8,106	3,675	980	4,413
	中部向き（逆方向）	8,403	5,726	4,928	6,342	7,577	6,544	9,889	9,980	7,175	13,285
中部北陸間	北陸向き（順方向）	169	452	170	231	108	241	353	134	7	91
	中部向き（逆方向）	130	183	310	296	172	59	108	76	40	458
北陸関西間	関西向き（順方向）	1,127	1,590	1,406	2,265	2,047	2,033	2,949	2,033	2,918	3,223
	北陸向き（逆方向）	730	464	587	491	502	640	1,260	2,540	547	620
関西中国間	中国向き（順方向）	1,483	2,836	2,326	2,252	948	716	4,493	4,734	578	584
	関西向き（逆方向）	10,520	6,788	5,468	5,994	9,138	13,179	16,727	13,388	9,793	12,416
関西四国間	四国向き（順方向）	0	208	0	1	2	2	1	82	31	10
	関西向き（逆方向）	9,810	8,938	9,073	9,362	9,611	8,856	9,510	8,840	9,956	8,623
中国四国間	四国向き（順方向）	3,475	3,575	3,583	2,677	3,423	3,294	4,061	2,579	131	245
	中国向き（逆方向）	6,727	3,564	3,694	3,912	4,631	7,638	7,540	4,023	4,143	1,445
中国九州間	九州向き（順方向）	2,582	4,210	3,838	3,596	2,174	1,935	3,014	1,998	138	177
	中国向き（逆方向）	13,905	13,596	13,847	11,218	14,947	15,476	18,183	18,280	16,311	15,864

※　連系線の計画潮流を基に作成。
※　赤字部分は連系線・方向毎の 10 ヶ年度内最大値、青字部分は最小値を表す。
※　値は小数点第 1 位を四捨五入している。

［百万 kWh］

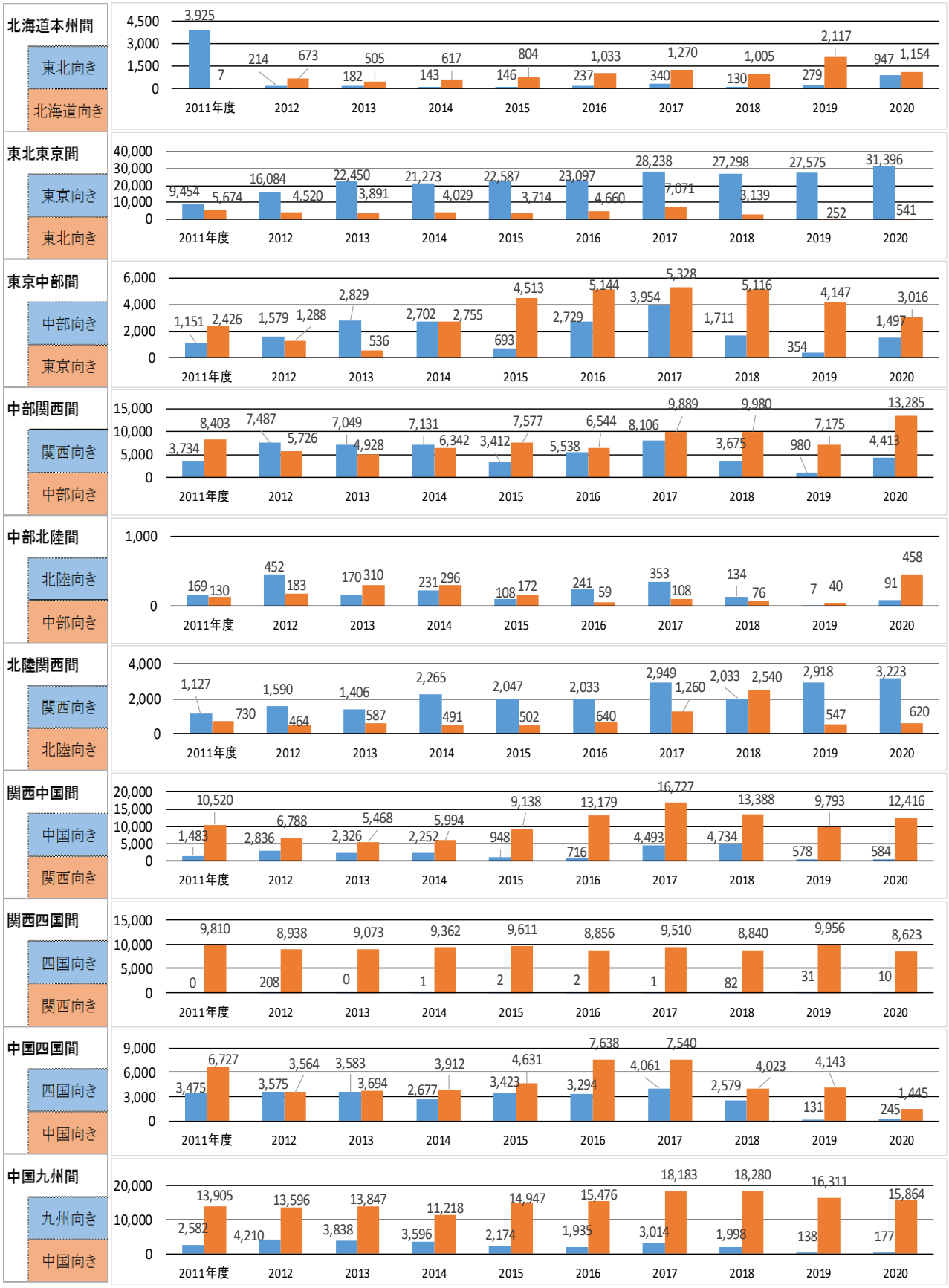


図 2-4　年間連系線利用状況(2011 年度～2020 年度)

(3)取引別の月間連系線利用状況

2020 年度の取引別の月間連系線利用状況を表 2-4 に示す。

表 2-4　2020 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	40	79	18	19	7	20	11	2	112	757	27	9
前日スポット取引	6,798	8,017	7,301	9,389	9,921	8,695	7,812	6,977	7,116	6,820	5,858	6,525
時間前取引	318	571	975	850	707	982	416	397	767	744	464	483

※　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

2011 年度～2020 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、2020 年度、前日スポット取引による連系線利用実績が過去 10 年間(2011 年度～2020 年度)で最大を記録した。(スポット市場は、2021 年度より「翌日市場」に名称変更。)

表 2-5　取引別の年間連系線利用状況(2011 年度～2020 年度)

[百万kWh]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
相対取引・その他	79,693	76,328	73,289	71,558	75,947	84,843	109,842	56,710	255	1,103
前日スポット取引	5,718	7,155	11,632	14,174	13,152	14,817	18,350	51,120	83,216	91,229
時間前取引	22	493	1,750	1,554	2,050	3,392	4,203	2,932	4,000	7,675

※　「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。

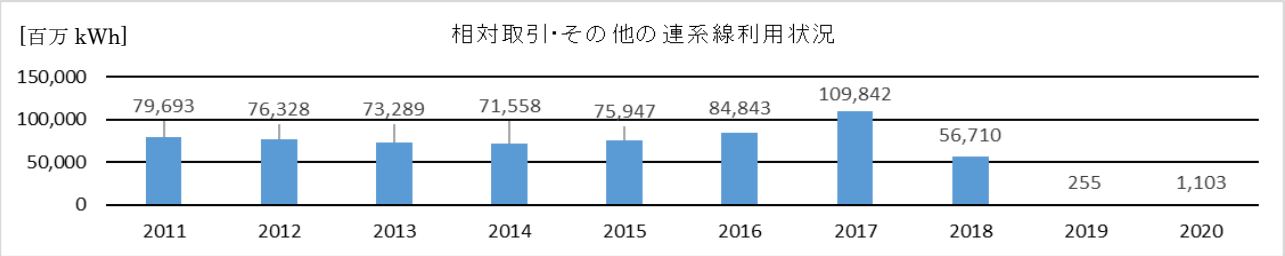


図 2-5　取引別の年間連系線利用状況(2011 年度～2020 年度/相対取引・その他)

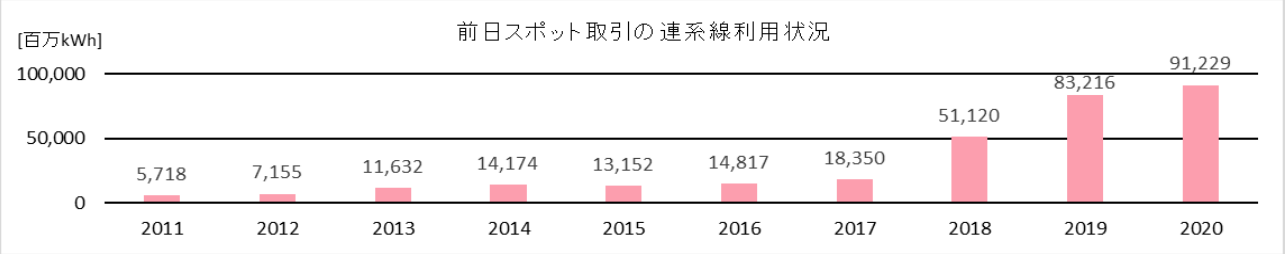


図 2-6 取引別の年間連系線利用状況(2011 年度～2020 年度/前日スポット取引)

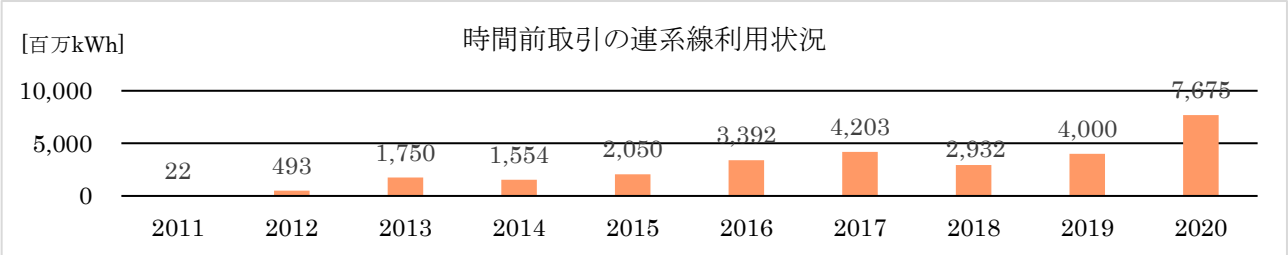


図 2-7　取引別の年間連系線利用状況(2011 年度～2020 年度/時間前取引)

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

2020 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、2020 年度の月間全国連系線作業停止率を図 2-8 に示す。

表 2-6　2020 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	12	30	7	31	32	30	0	0	14	18	12	11	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	121
東北東京間	相馬双葉幹線、いわき幹線	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4
東京中部間	佐久間周波数変換設備	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	8	11
	新信濃周波数変換設備	0	0	8	4	11	15	0	0	0	0	4	4	11	9	22	21	13	12	8	8	13	10	9	6	99	89
	東清水周波数変換設備	1	1	0	0	0	0	2	2	0	0	2	5	4	8	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	10	17
中部関西間	三重東近江線	0	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	8	3
中部北陸間	南福光連系所、南福光変電所の連系設備	0	0	0	0	2	23	0	0	0	0	9	14	15	28	14	14	12	12	0	0	10	9	6	4	68	104
北陸関西間	越前嶺南線	0	0	0	0	4	22	0	0	0	0	5	8	6	9	2	1	0	0	0	0	0	0	2	2	19	42
関西中国間	西播東岡山線、山崎智頭線	14	7	5	7	1	1	0	0	0	0	5	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	31	26	54
関西四国間	紀北変換所、阿南変換所間の連系設備	2	7	5	4	8	5	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	7	10	0	0	24	28
中国四国間	本四連系線	2	1	12	26	2	6	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	18	36
中国九州間	関門連系線	8	12	9	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	18	25
合計(同一連系線の重複停止を考慮)		44	60	46	84	64	103	2	2	14	18	38	57	49	62	38	36	26	25	9	10	32	31	23	46	385	534

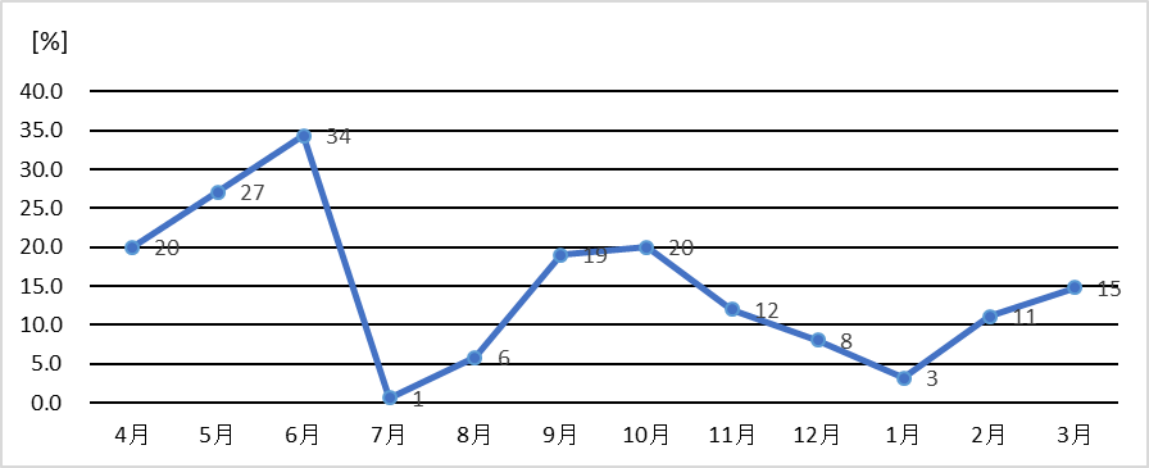


図 2-8　連系線の 2020 年度月間作業停止率

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

(2)年間連系線作業停止状況

2011 年度～2020 年度の年間連系線作業停止状況を表 2-7 に示す。

新信濃周波数変換設備、南福光連系所、南福光変電所の連系設備の連系線作業停止年間合計件数が例年に比べ大幅に増加し過去 10 年間(2011 年度～2020 年度)で最多を記録したことなどにより、2020 年度の連系線作業停止件数は 385 件であり、過去 10 年間(2011 年度～2020 年度)で最多を記録した。

表 2-7 年間連系線作業停止状況(2011 年度～2020 年度)

[件]

年度	2011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	計	10ヶ年平均
件数	56	58	38	63	91	218	267	205	353	385	1,734	173

※ 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

2020 年度の連系線の故障状況を表 2-8 に示す。

表 2-8 2020 年度の連系線故障状況

発生日	連系線名称	原因等
4月9日	阿南紀北直流幹線	阿南変換所側　1 群ｻｲﾘｽﾀﾊﾞﾙﾌﾞ冷却系の漏水によるﾄﾘｯﾌﾟ
7月26日	東清水ＦＣ	他送電線事故波及と推定
7月28日	新信濃１号ＦＣ/新信濃２号ＦＣ	他送電線事故波及と推定
8月22日	新信濃２号ＦＣ	他送電線事故波及と推定
9月3日	佐久間ＦＣ	他送電線事故波及と推定
9月3日	東清水ＦＣ	他送電線事故波及と推定
9月19日	新信濃２号ＦＣ	制御盤１系列の異常と推定
3月2日	新信濃１号ＦＣ	原因不明

※運用容量に影響のある連系線の故障実績を記載。その他、運用容量に影響のある電源の故障が 2 件発生。[3]

(2)年間連系線故障件数

2011 年度～2020 年度の年間連系線の故障状況を表 2-9 に示す。

表 2-9 年間連系線故障状況

[件]

年度	2011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	計	10ヶ年平均
件数	5	6	9	1	3	3	3	6	9	8	53	5

[3] 発生日 2021 年 2 月 13 日　連系線名称：相馬双葉幹線　原因等：地震発生による電源トラブル
発生日 2021 年 3 月 20 日　連系線名称：相馬双葉幹線　原因等：地震発生による発電機停止
なお、電源トラブルとは、複数の発電機停止のことをいう。

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、2020 年度は表 2-10 のとおり。

2020 年度のマージン使用の実績は 16 日であり、2020 年度冬季の需給ひっ迫対応のため、本機関設立来(2015 年度以降)、過去最多日数を記録した。

表 2-10 2020 年度マージン使用の実績

発生日	連系線名称	原因等
12 月 15 日 12 月 16 日	東京中部間連系設備 (東京→中部向き)	〔冬季の電力需給ひっ迫対応〕 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
1 月 3 日 1 月 4 日 1 月 6 日 1 月 7 日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	〔冬季の電力需給ひっ迫対応〕 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
1 月 8 日 1 月 9 日 1 月 10 日 1 月 11 日 1 月 12 日 1 月 13 日 1 月 15 日 1 月 16 日	東京中部間連系設備 (東京→中部向き)	〔冬季の電力需給ひっ迫対応〕 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
1 月 13 日	中国四国間連系線 (中国→四国向き)	〔冬季の電力需給ひっ迫対応〕 寒冷な気候条件が続いたことなどにより、全国的に電源の供給力不足が継続的に発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、連系線の空容量が不足していたため
2 月 14 日	東京中部間連系設備 (中部→東京向き)	福島県沖を震源とする最大震度 6 強の地震が発生したことに伴い、東北電力ネットワークエリアの供給力不足が発生し、需給状況の改善のための広域融通を行うに当たって、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]

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

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。

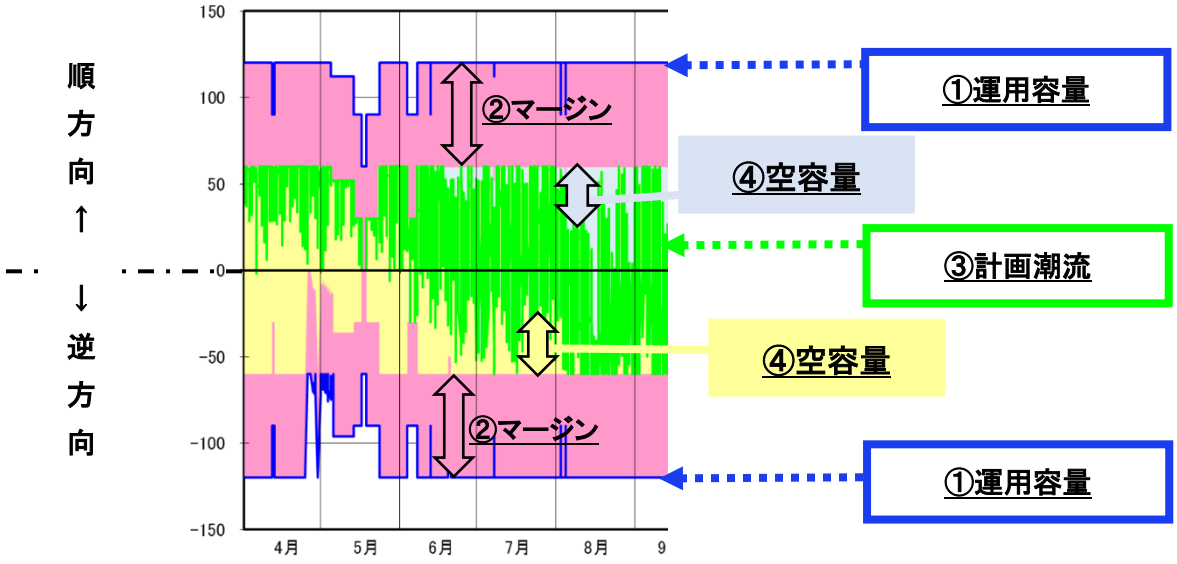


図 2-9 連系線 実績の見方

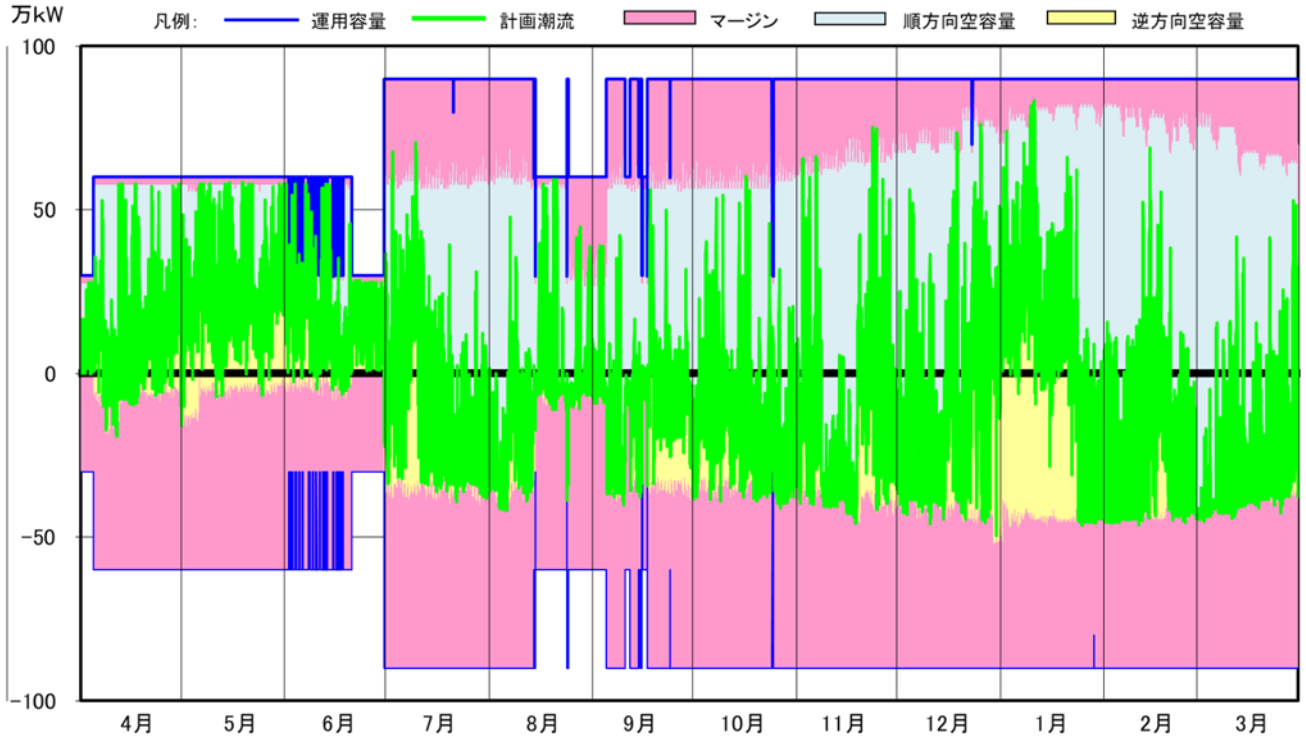
表 2-12 連系線 実績の見方

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)

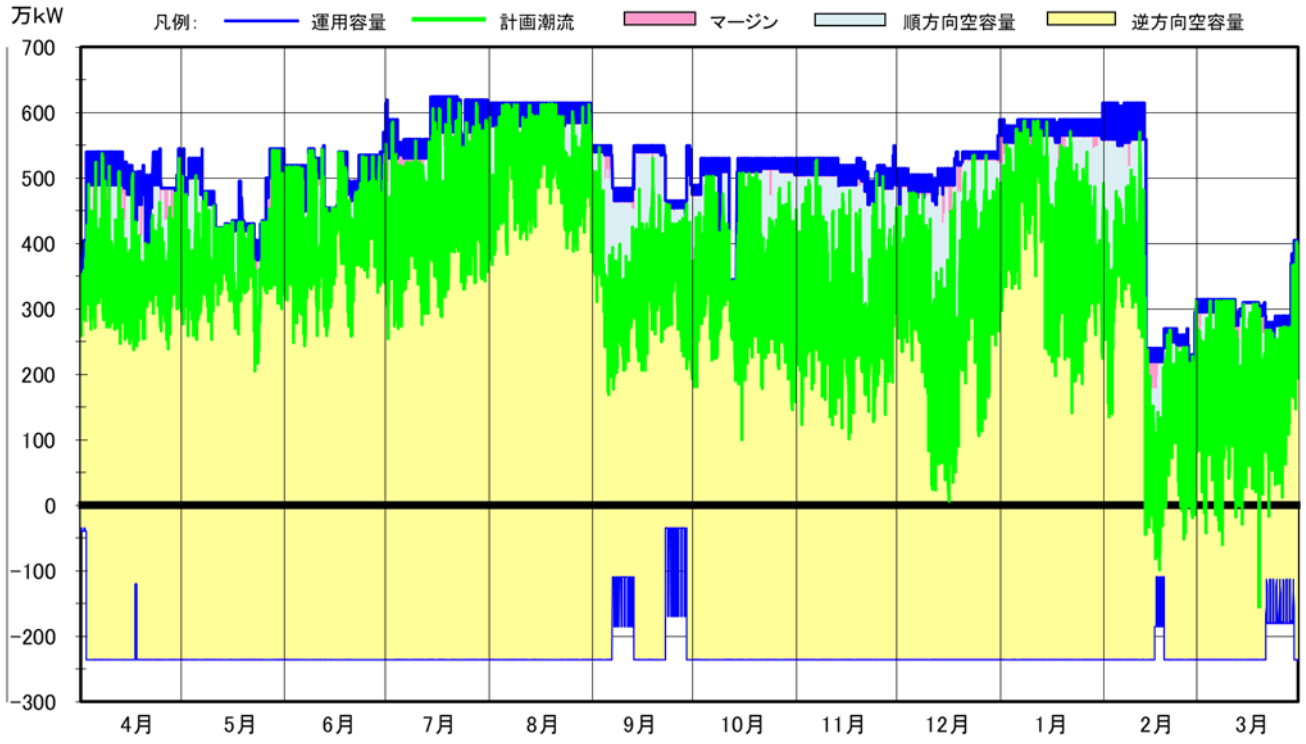
順方向と逆方向の利用計画は相殺される。そのため、グラフ上でも、順方向と逆方向の潮流の幅をそれぞれ取るのではなく、これらを相殺したものを計画潮流の値として記載する。

【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#



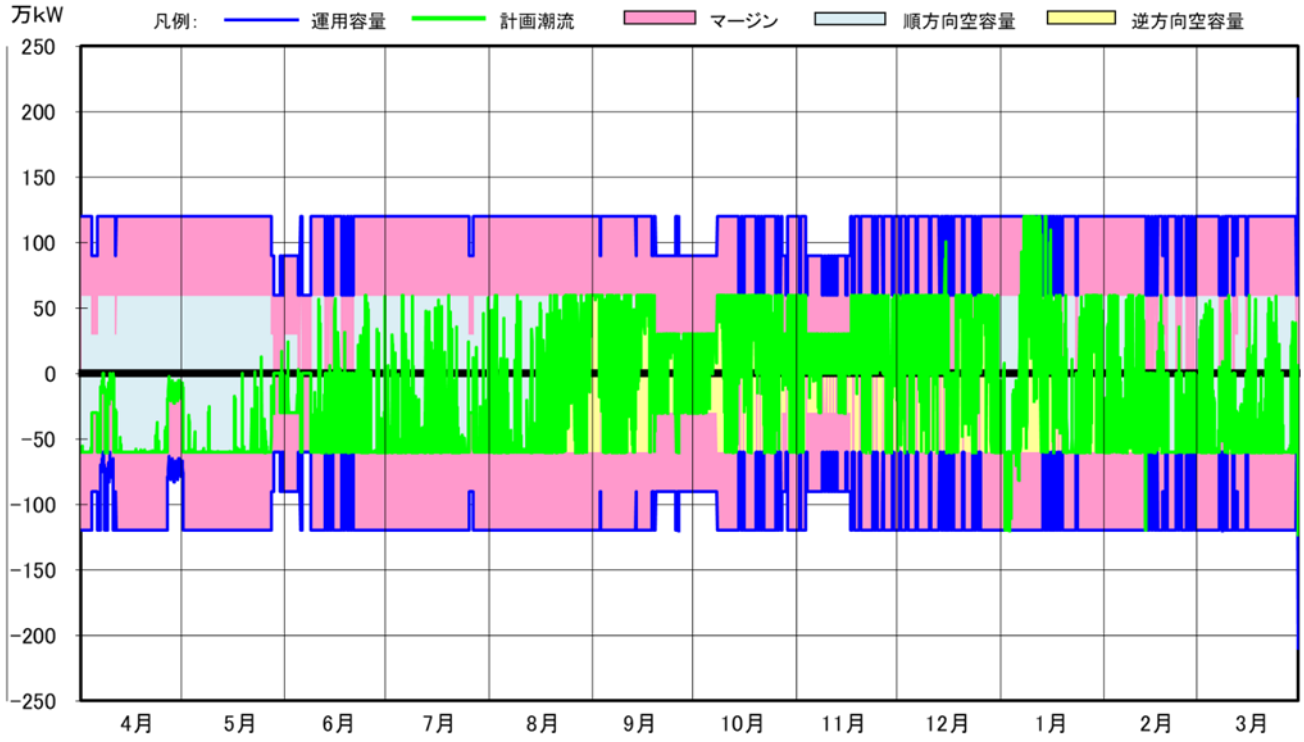
※北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

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(2020 年度)



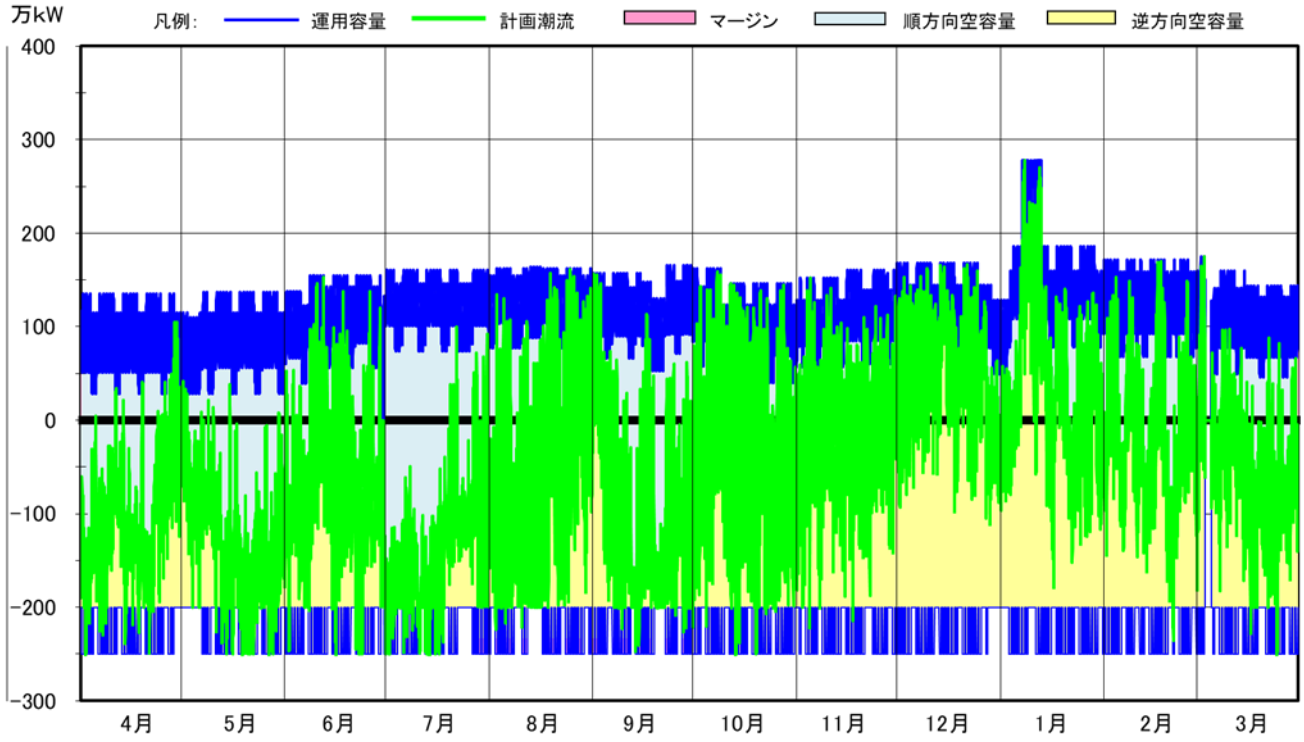
※東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

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(2020 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(2020 年度)



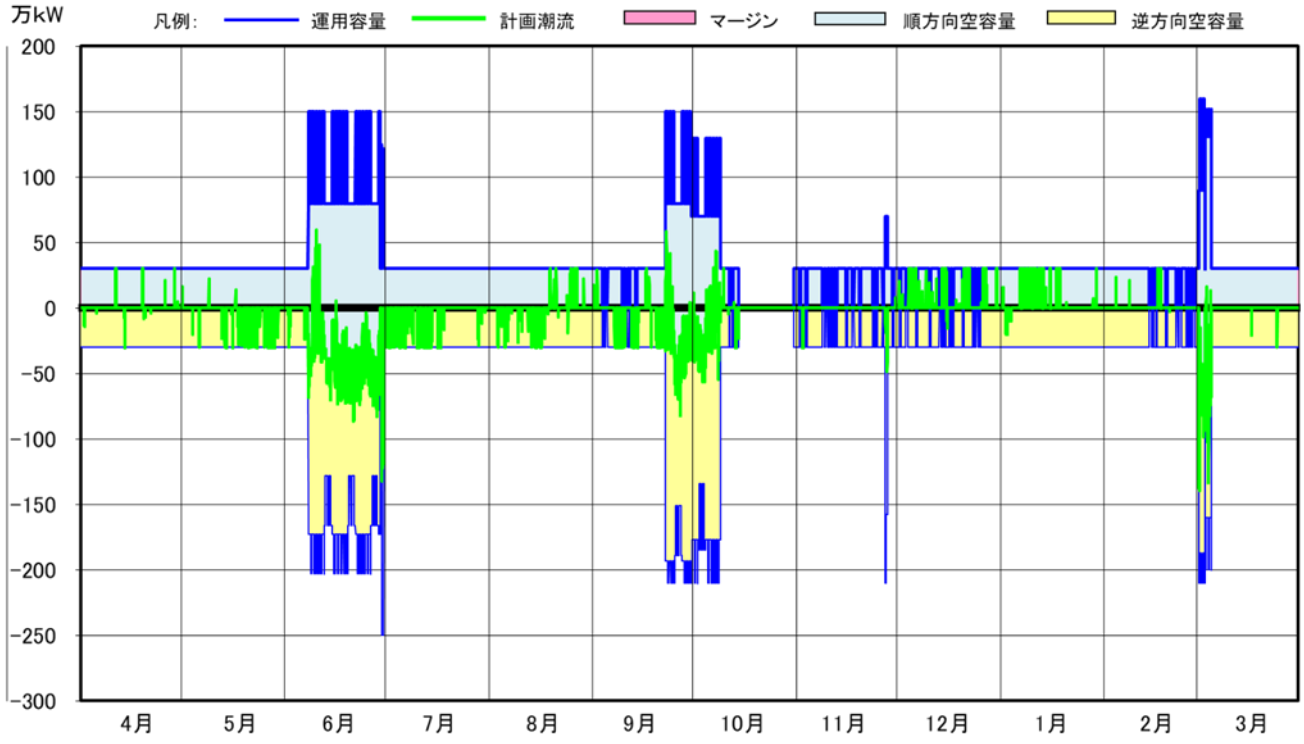
※中部→関西を順方向(正表示)、関西→中部を逆方向(負表示)とする。

図 2-13 中部関西間連系線(三重東近江線)の空容量実績(2020 年度)

なお、2020 年度冬季の全国的な需給ひっ迫に際し、一般送配電事業者に対する融通指示を行うに当たり、中部関西間連系線（三重東近江線）の空容量が不足しており、当該連系線の運用容量を拡大し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、業務規程第 153 条の規定に基づく緊急措置として、稀頻度の連系線事故に伴う停電発生リスクを許容しつつ、当該連系線の運用容量を拡大した。

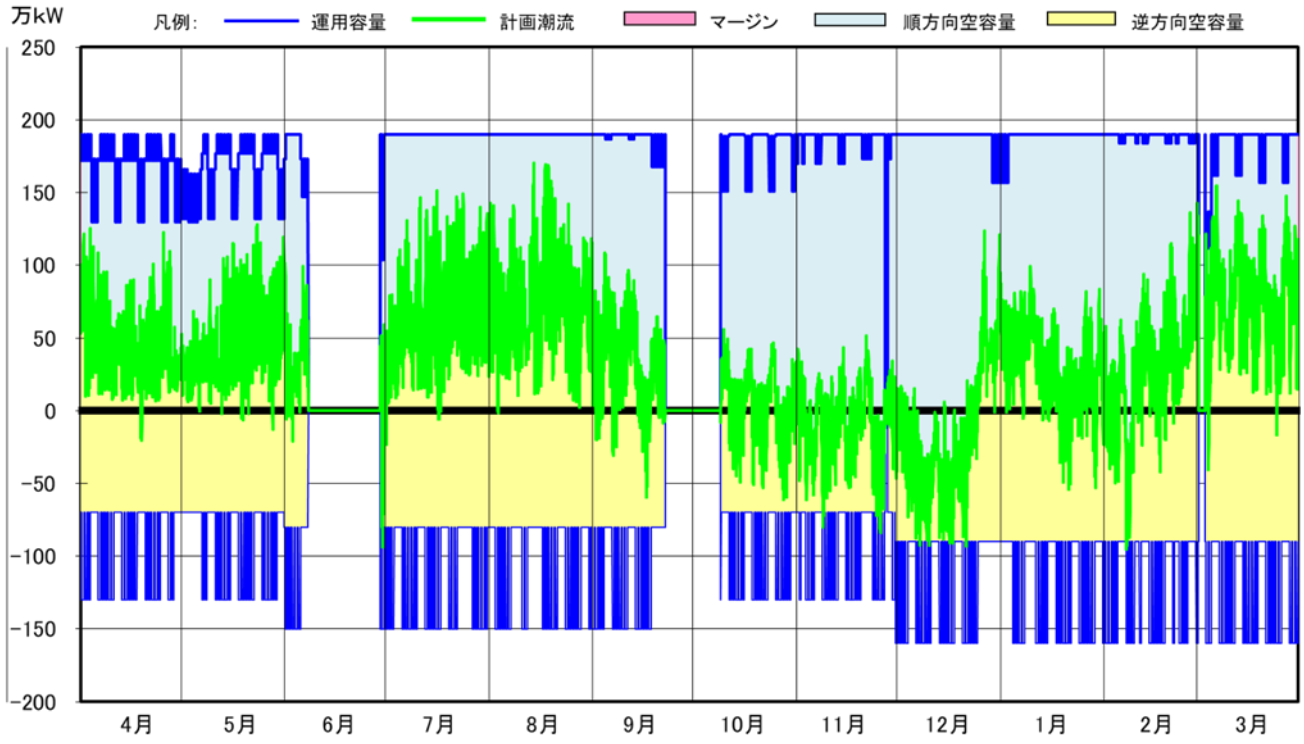
○中部関西間連系線（三重東近江線）（関西向き）

1) 1 月 8 日（金） 4:30～24:00 （最大 133 万 kW）
2) 1 月 9 日（土） 3:00～24:00 （平均 107 万 kW）
3) 1 月 10 日（日）0:00～24:00 （平均 106 万 kW）
4) 1 月 11 日（月）0:00～24:00 （平均 106 万 kW）
5) 1 月 12 日（火）0:00～24:00 （平均 111 万 kW）
6) 1 月 13 日（水）0:00～24:00 （平均 115 万 kW）



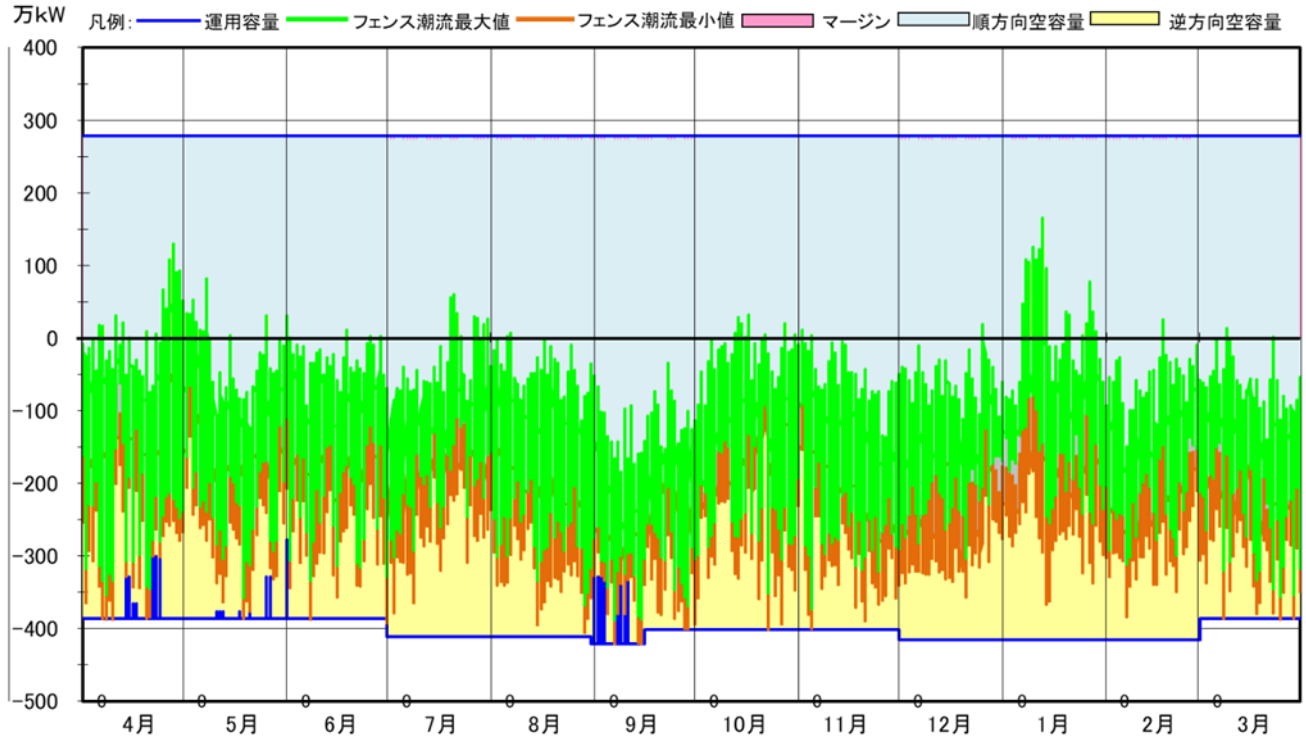
※中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

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(2020 年度)



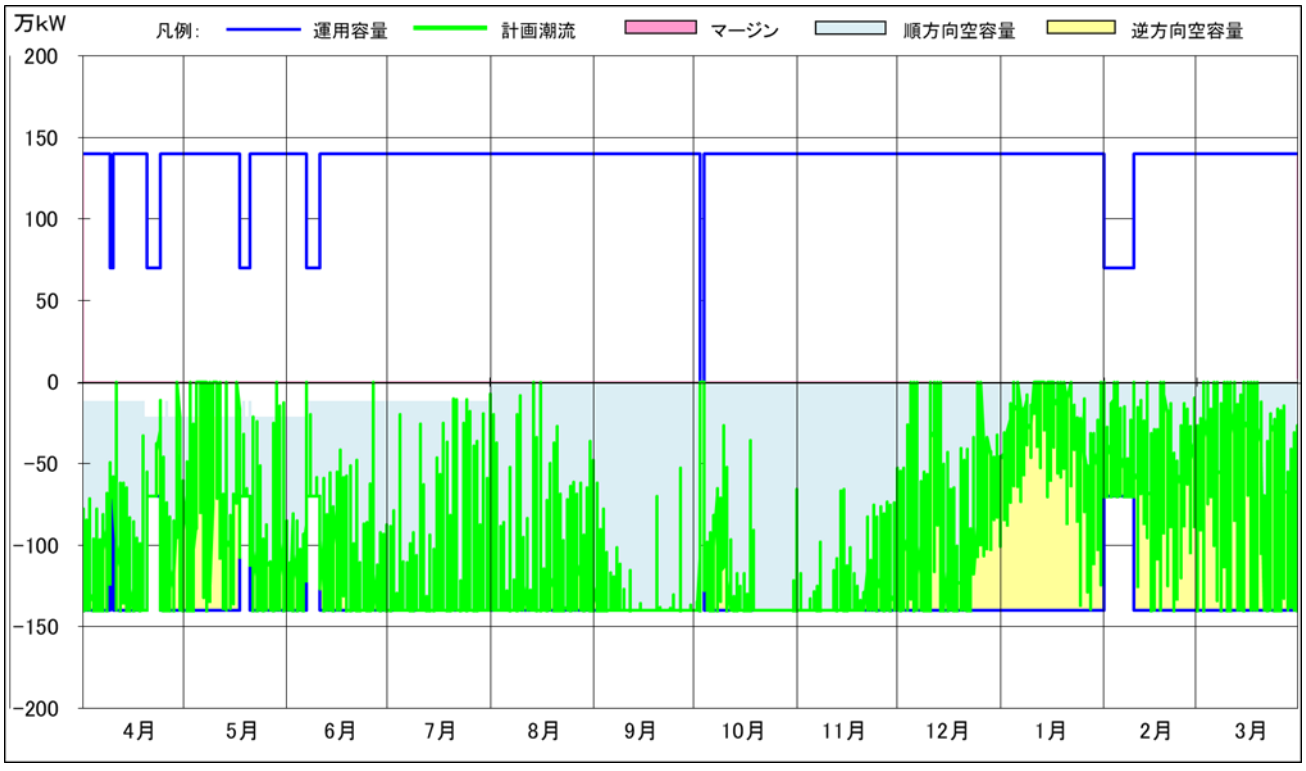
※北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

図 2-15　北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(2020 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(2020 年度)



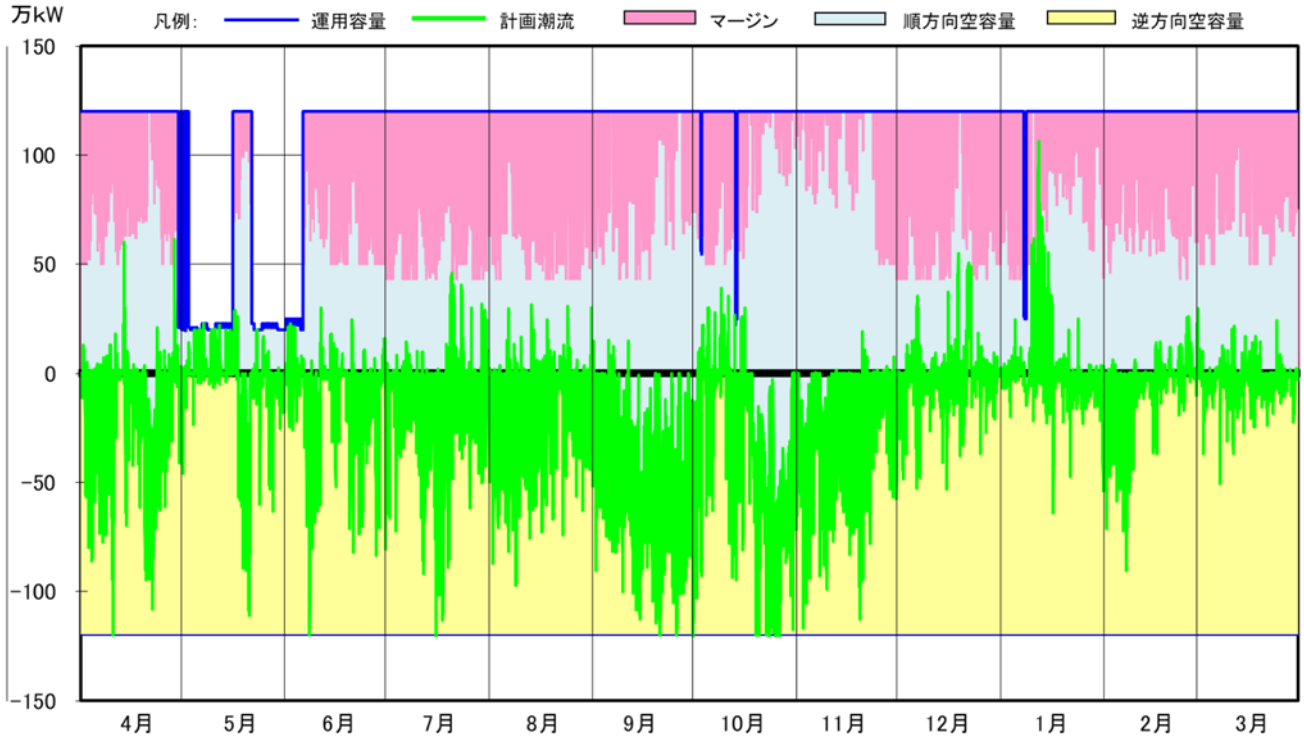
※関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

※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

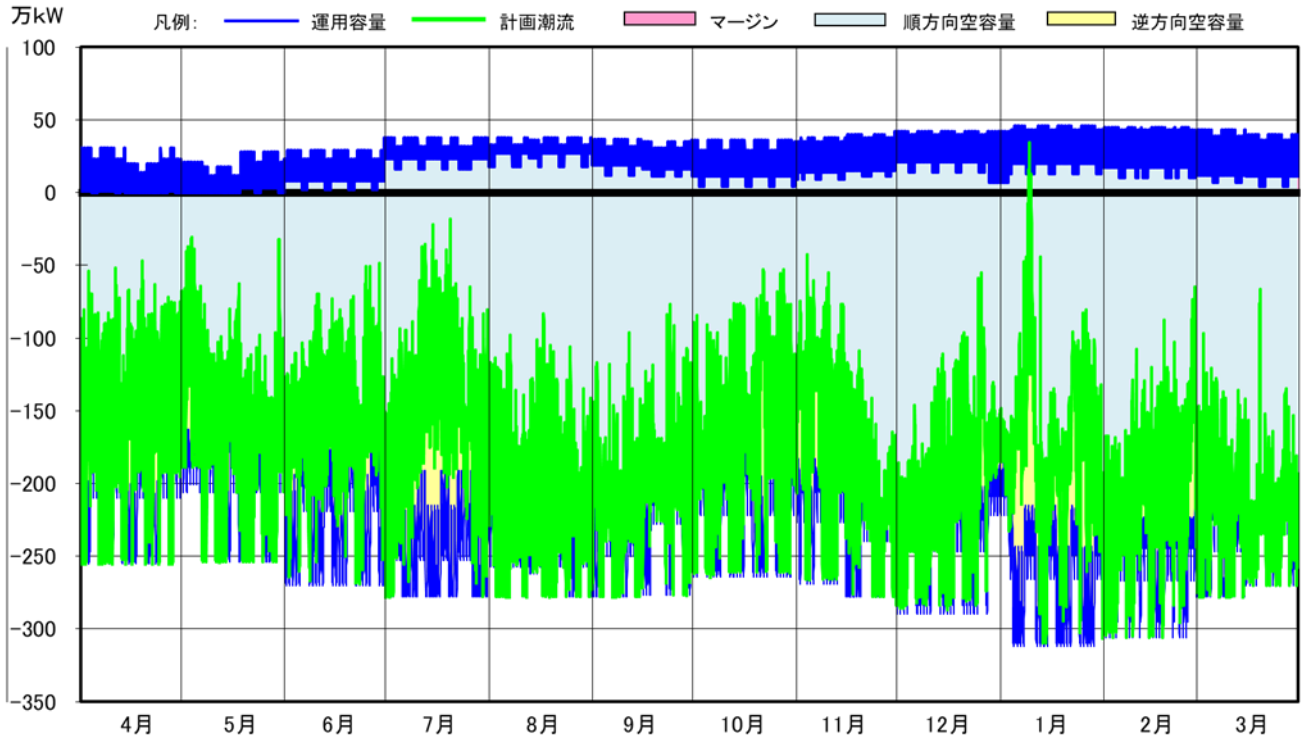
・南阿波幹線運用容量―(橘湾火力発電所出力―阿南紀北直流幹線計画潮流)

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(2020 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(2020 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(2020 年度)

7. 広域連系系統の空容量の状況

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

・北海道電力ネットワーク株式会社 ： http://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/bid_info.html
・東北電力ネットワーク株式会社 ： https://nw.tohoku-epco.co.jp/consignment/system/announcement/
・東京電力パワーグリッド株式会社 ： http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html
・中部電力パワーグリッド株式会社 ： http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html
・北陸電力送配電株式会社 ： http://www.rikuden.co.jp/nw_notification/U_154seiyaku.html#akiyouryu
・関西電力送配電株式会社 ： http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html
・中国電力ネットワーク株式会社 ： https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/keitou/access/
・四国電力送配電株式会社 ： 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。

電力広域的運営推進機関
http://www.occto.or.jp

Ⅲ．系統アクセス業務に関する前年度までの実績

発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ

（2020 年度の受付・回答分）

２０２１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、2020 年度（2020 年 4 月～2021 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 2020 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、2020 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百七十号）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（2019 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 2021 年 1 月 13 日から全国の空き容量の無い基幹系統に対してノンファーム型接続の適用が開始されたことを踏まえ、接続検討（回答件数）、契約申込み（受付・回答件数）にノンファーム型接続適用状況を追加した。なお、東京エリアについては東京電力パワーグリッド㈱の試行的な取り組みとしてノンファーム型接続を先行適用している。（新京葉線、新佐原線は、2019 年 9 月 17 日に適用開始。鹿島系統は 2020 年 1 月 24 日に適用開始。）

② これまでの集計では、接続検討（回答件数）、契約申込み（回答件数）の超過状況を、全国計の数値で集計していたが、国の審議会（※）での審議を踏まえ、各一般送配電事業者毎の記載に変更した。

※ 第 29 回　総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会/電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（2021 年 2 月 25 日）

- 目次 -

1. 対象電源 104

2. 集計結果 105

2.1 事前相談 105

2.1.1 受付件数 105

2.2 接続検討 106

2.2.1 受付件数 106
2.2.2 電源種別毎の受付件数 107
2.2.3 回答件数 108
2.2.4 検討期間 109
2.2.5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況 111

2.3 契約申込み 112

2.3.1 受付件数 112
2.3.2 電源種別毎の受付件数 113
2.3.3 回答件数 114
2.3.4 検討期間 115
2.3.5 回答予定日超過案件（検討継続中(未回答)）の状況 117

<参考>年度推移 118

（１）事前相談 118

（２）接続検討 119

（３）契約申込み 120

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。

ただし、調査期限末日時点（2021 年 3 月 31 日）において回答予定日を超過して継続検討中（未回答）である接続検討の案件の総数に限り、2015 年 3 月以前に受付を行った案件も含め集計している。

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

2020 年度（2020 年 4 月～2021 年 3 月）に受付を行った事前相談の件数は以下のとおり。

全国の事前相談受付件数は前年度と比較すると減少しているが、1 月から増加傾向がみられる。

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（２０１９年度）			当年度（２０２０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	41	—※１	41	27	—※１	27	▲ 14
北海道ＮＷ	85	152	237	142	425	567	330
東北ＮＷ	283	1,219	1,502	293	888	1,181	▲ 321
東京ＰＧ	167	1,020	1,187	190	874	1,064	▲ 123
中部ＰＧ	239	1,601	1,840	113	1,706	1,819	▲ 21
北陸送配	85	177	262	45	169	214	▲ 48
関西送配	263	1,865	2,128	146	1,296	1,442	▲ 686
中国ＮＷ	419	1,101	1,520	143	752	895	▲ 625
四国送配	51	206	257	30	296	326	69
九州送配	506	2,978	3,484	190	1,600	1,790	▲ 1,694
沖縄電力	6	15	21	1	43	44	23
合計	2,145	10,334	12,479	1,320	8,049	9,369	▲ 3,110

※1　広域機関は出力の合計値が 1 万キロワット以上の発電設備のみを受け付けており，電圧階級は特別高圧のみである。
※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。

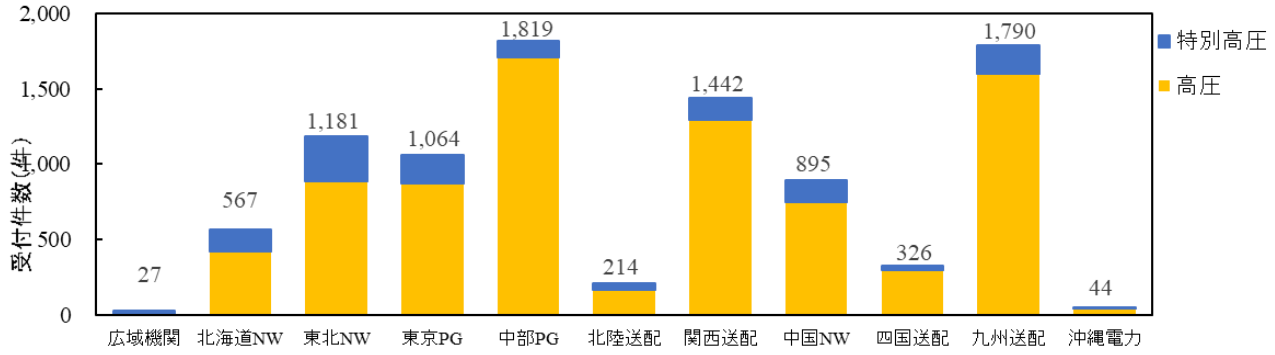


図1　事前相談の受付件数(広域機関および一般送配電事業者別)
[2020年度]

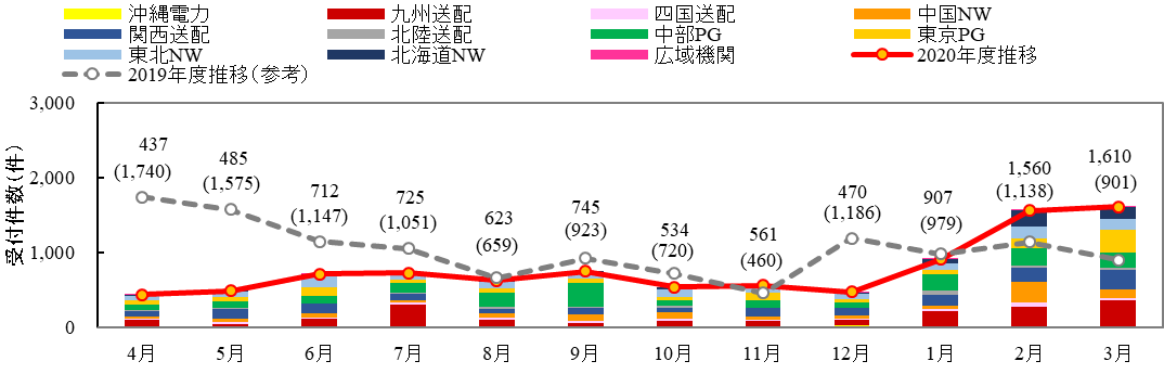


図2　事前相談　受付件数(広域機関＋一般送配電事業者合計)
[2020年度]

2.2. 接続検討

2.2.1. 受付件数

2020 年度（2020 年 4 月～2021 年 3 月）に受付を行った接続検討の件数は以下のとおり。

全国の接続検討受付件数は前年度と比較すると増加している。特に、東北ＮＷおよび東京ＰＧの受付件数が多く、事前相談受付件数と同様に 1 月から増加傾向がみられる。

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（2019 年度）			当年度（2020 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	83	0	83	74	2	76	▲ 7
北海道ＮＷ	35	30	65	50	39	89	24
東北ＮＷ	245	118	363	297	127	424	61
東京ＰＧ	87	200	287	89	354	443	156
中部ＰＧ	57	106	163	51	179	230	67
北陸送配	57	22	79	29	26	55	▲ 24
関西送配	43	48	91	58	79	137	46
中国ＮＷ	51	40	91	48	58	106	15
四国送配	24	18	42	8	21	29	▲ 13
九州送配	78	60	138	67	106	173	35
沖縄電力	1	4	5	1	5	6	1
合計	761	646	1,407	772	996	1,768	361

※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。

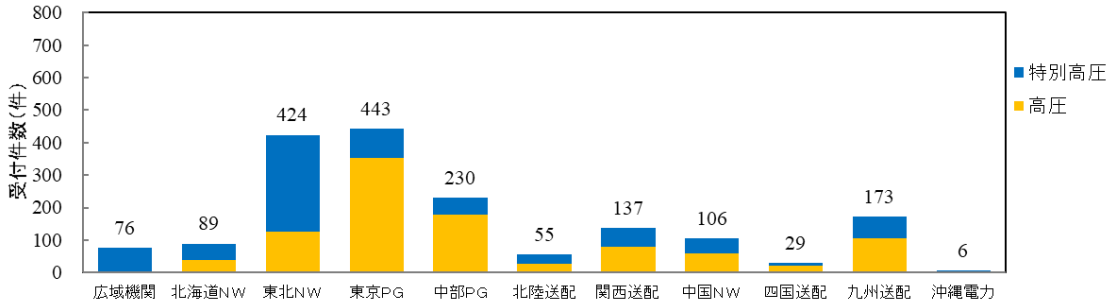


図3　接続検討　受付件数（広域機関及び一般送配電事業者別）
[2020年度]

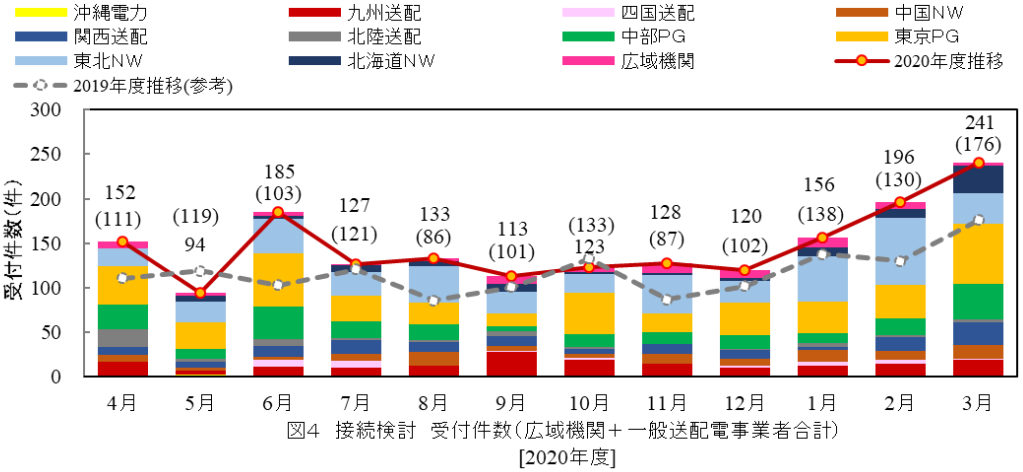


図4　接続検討　受付件数（広域機関＋一般送配電事業者合計）
[2020年度]

2.2.2. 電源種別毎の受付件数

2020 年度（2020 年 4 月～2021 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。なお，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。

受付件数の多い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くなっている。また、昨年度と比較すると太陽光の受付件数が増加している。

※1 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、接続検討の受付件数の合計値とは一致しない場合がある。

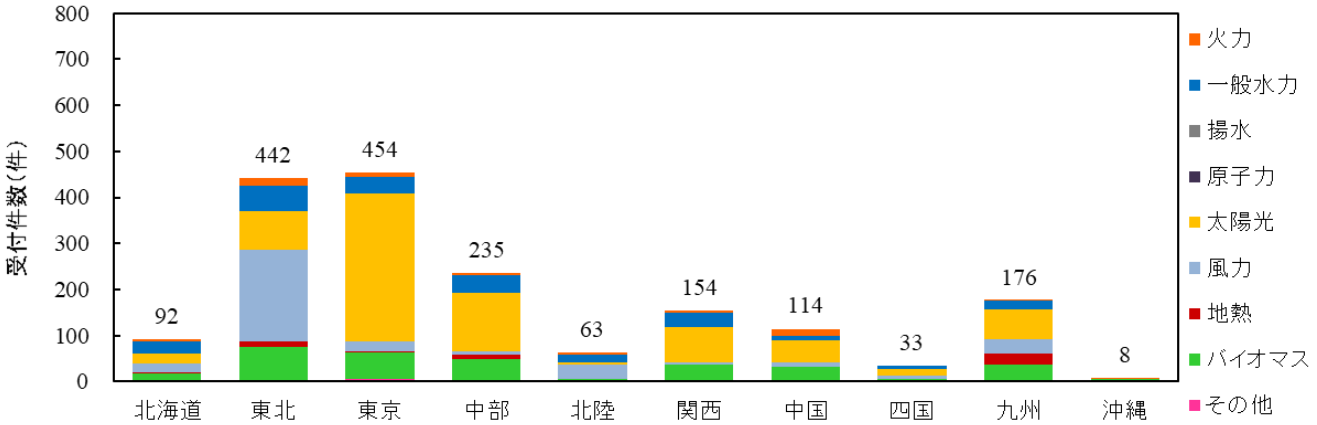


図5 接続検討 電源種別毎の受付件数（エリア別）
[2020年度]

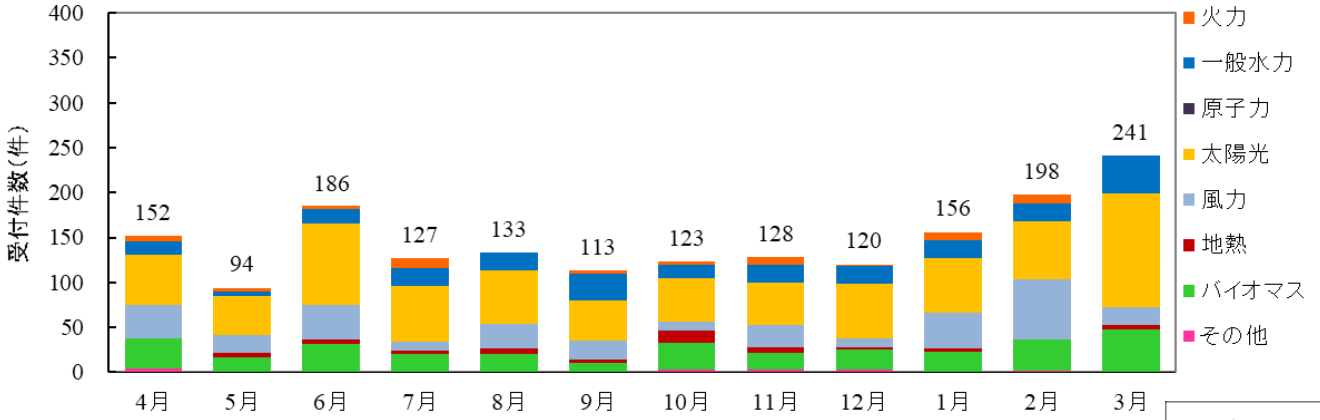


図6 接続検討 電源種別毎の受付件数（全エリア合計）
[2020年度]

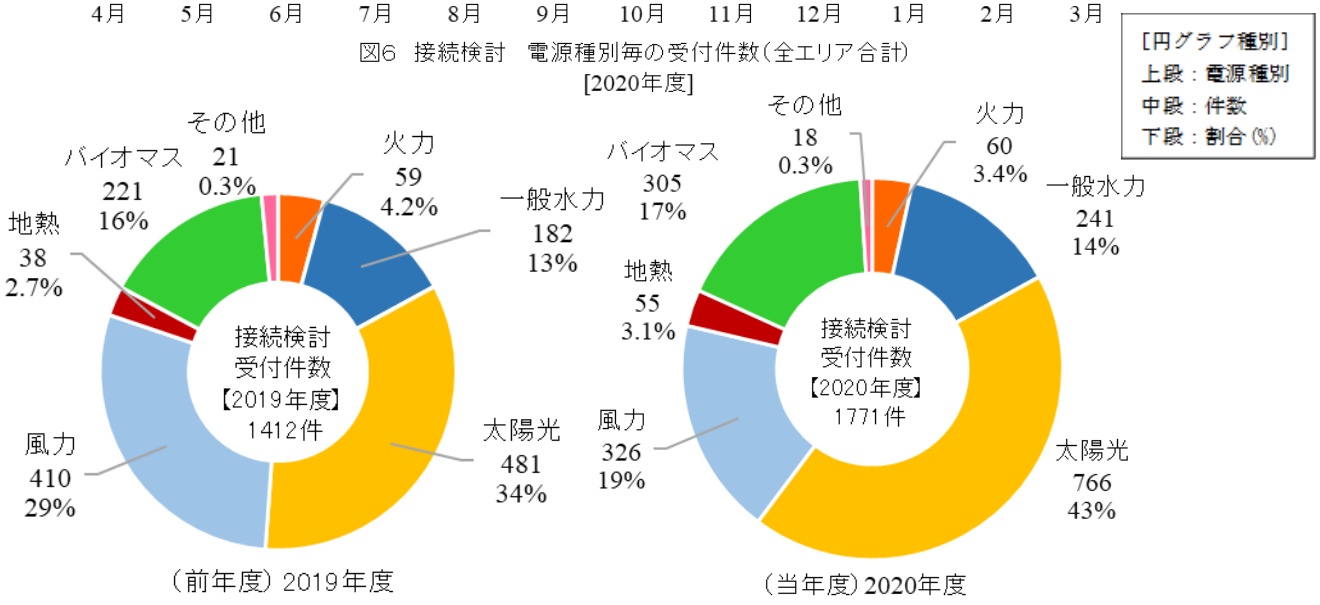


図 7 接続検討の電源種別毎の受付件数割合（全エリア合計）

2.2.3. 回答件数

2020 年度（2020 年 4 月～2021 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。

全国の接続検討回答件数は前年度と比較すると増加している。

ノンファーム型接続の回答件数は、試行的な取り組みで先行している東京ＰＧが多い。

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（2019 年度）			当年度（2020 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	70	0	70	81	(1)	0	(-)	81	(1)	11
北海道ＮＷ	21	63	84	29	(-)	19	(-)	48	(-)	▲ 36
東北ＮＷ	211	139	350	273	(3)	113	(1)	386	(4)	36
東京ＰＧ	86	163	249	65	(26)	247	(126)	312	(152)	63
中部ＰＧ	48	104	152	57	(-)	153	(-)	210	(-)	58
北陸送配	49	18	67	53	(-)	27	(-)	80	(-)	13
関西送配	41	51	92	45	(-)	57	(-)	102	(-)	10
中国ＮＷ	44	48	92	44	(-)	47	(-)	91	(-)	▲ 1
四国送配	24	23	47	16	(-)	16	(-)	32	(-)	▲ 15
九州送配	57	74	131	55	(10)	85	(2)	140	(12)	9
沖縄電力	0	4	4	1	(-)	7	(-)	8	(-)	4
合計	651	687	1,338	719	(40)	771	(129)	1,490	(169)	152

※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

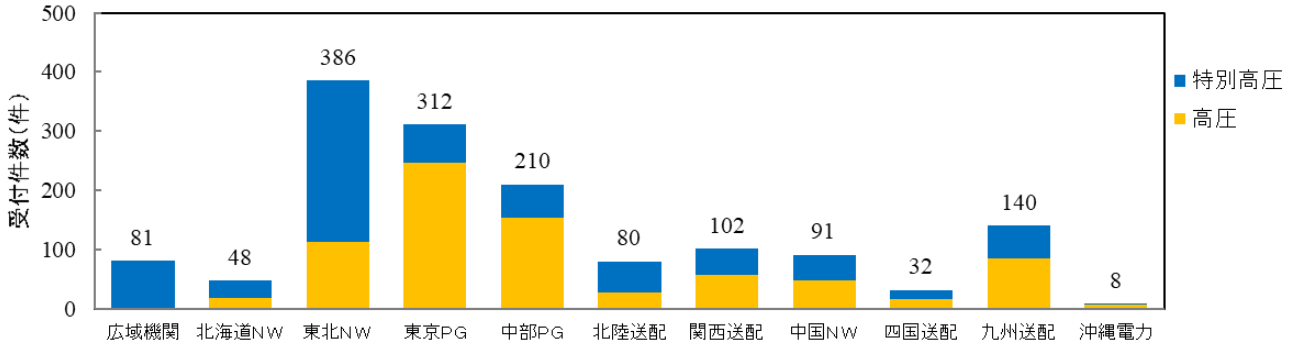


図8　接続検討 回答件数(広域機関および一般送配電事業者別)
[2020年度]

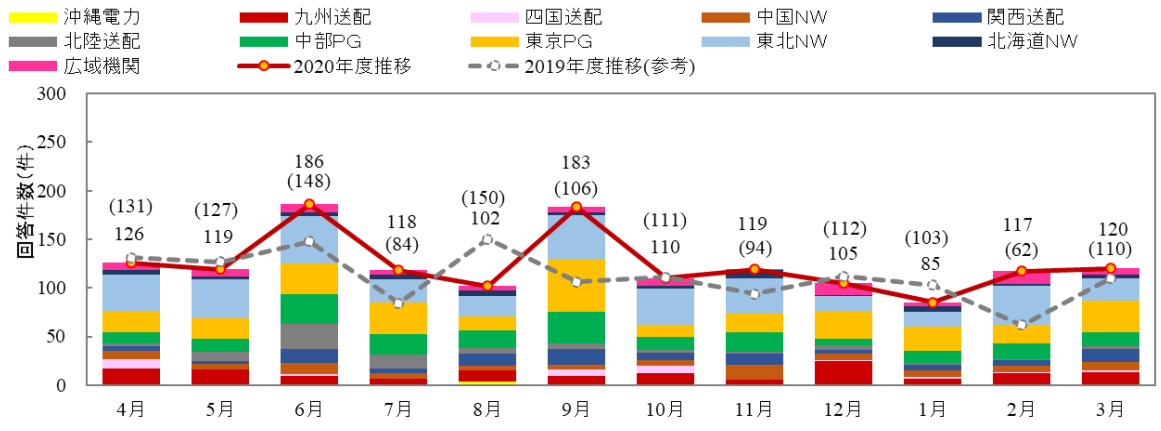


図9　接続検討 回答件数(広域機関＋一般送配電事業者)
[2020年度]

2.2.4. 検討期間

2020 年度（2020 年 4 月～2021 年 3 月）に回答を行った接続検討の回答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 ヶ月を標準期間として確認した。

検討期間 3 か月を超過している件数は全体の 25%程度であり、超過理由の主な理由は受付者都合だがその詳細は申込集中・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)

	回答件数	3 ヵ月以内	3 ヵ月超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
広域機関※1	81	40	41	0	3	6	29	2	0	0	0	1
北海道ＮＷ	48	30	18	0	0	14	1	2	1	0	0	0
東北ＮＷ	386	244	142	3	10	56	52	0	3	10	0	8
東京ＰＧ	312	262	50	1	3	5	34	7	0	0	0	0
中部ＰＧ	210	194	16	1	1	0	9	0	3	1	0	1
北陸送配	80	54	26	1	0	0	12	0	0	0	0	13
関西送配	102	97	5	0	3	0	1	0	1	0	0	0
中国ＮＷ	91	88	3	0	1	0	2	0	0	0	0	0
四国送配	32	31	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
九州送配	140	79	61	1	8	19	14	3	0	0	0	16
沖縄電力	8	6	2	0	0	0	0	1	0	0	0	1
合計	1,490	1,125	365	7	29	100	154	16	8	11	0	40

※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

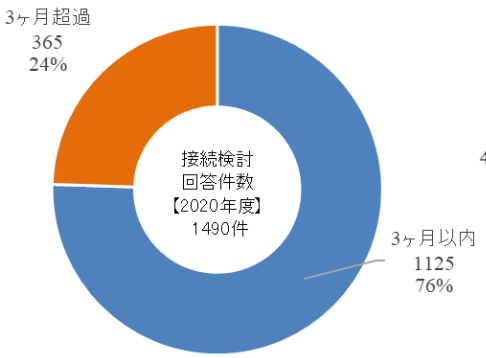


図10　接続検討の回答件数および検討期間実績（広域機関と一般送配電事業者の合計）
[2020年度]

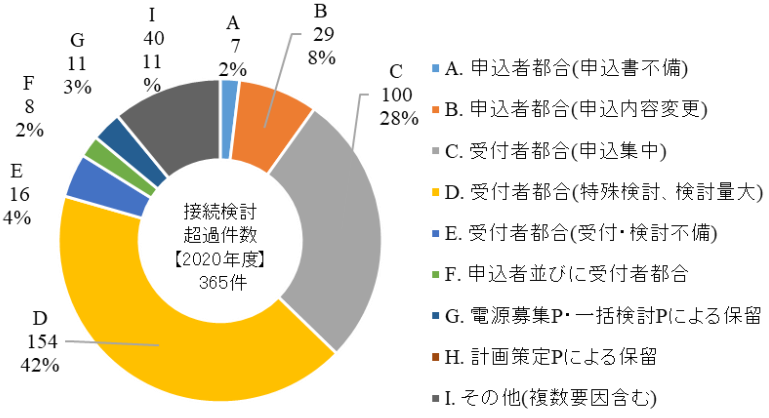


図11　接続検討の回答予定日超過理由
（広域機関と一般送配電事業者の合計）
[2020年度]

[円グラフ種別]
上段：検討期間
中段：件数
下段：割合(%)

[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

2020 年度第（2021 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，ここでは 2015 年 3 月以前に受付を行った接続検討の案件を含め調査した。

表 5　接続検討の回答予定日超過件数※1（検討継続中※2）

(広域機関および一般送配電事業者の合計)　　(件)

受付会社	2019 年度末時点	2020 年度末時点	増減
広域機関	12	1	▲ 11
北海道ＮＷ	31	35	4
東北ＮＷ	28	5	▲ 23
東京ＰＧ	28	91	63
中部ＰＧ	11	0	▲11
北陸送配	11	6	▲ 5
関西送配	3	3	0
中国ＮＷ	0	0	0
四国送配	0	0	0
九州送配	31	27	▲4
沖縄電力	0	0	0
合計	155	168	13

※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。

※2 検討継続中案件：2015 年 3 月以前受付及び 2015 年 4 月以降受付の案件のうち，調査時点で未回答となっている案件のこと

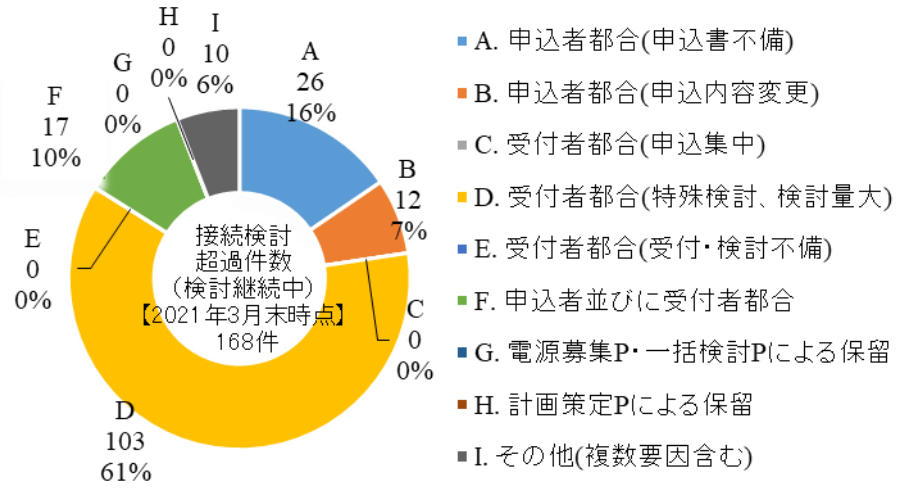


図12　接続検討　回答予定日超過理由（検討継続中）
（広域機関＋一般送配電事業者合計）
[2021年3月末時点]

［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

2020 年度（2020 年 4 月～2021 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。

全国の契約申込み受付件数は前年度と比較すると増加しており、特に東北ＮＷの受付件数が多い。

なお、2020 年度末時点で、ノンファーム型接続で契約申込みを受付しているのは、試行的な取り組みで先行している東京ＰＧのみである。

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（２０１９年度）			当年度（２０２０年度）						増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧		高圧		合計		
北海道ＮＷ	8	17	25	11	(-)	14	(-)	25	(-)	0
東北ＮＷ	153	79	232	228	(-)	104	(-)	332	(-)	100
東京ＰＧ	28	146	174	14	(4)	160	(90)	174	(94)	0
中部ＰＧ	29	65	94	26	(-)	70	(-)	96	(-)	2
北陸送配	18	8	26	22	(-)	11	(-)	33	(-)	7
関西送配	37	20	57	36	(-)	34	(-)	70	(-)	13
中国ＮＷ	22	23	45	13	(-)	24	(-)	37	(-)	▲ 8
四国送配	10	10	20	3	(-)	12	(-)	15	(-)	▲ 5
九州送配	49	61	110	26	(-)	43	(-)	69	(-)	▲ 41
沖縄電力	2	0	2	0	(-)	3	(-)	3	(-)	1
合計	356	429	785	379	(4)	475	(90)	854	(94)	69

※　(　)内はノンファーム型接続回答を再掲

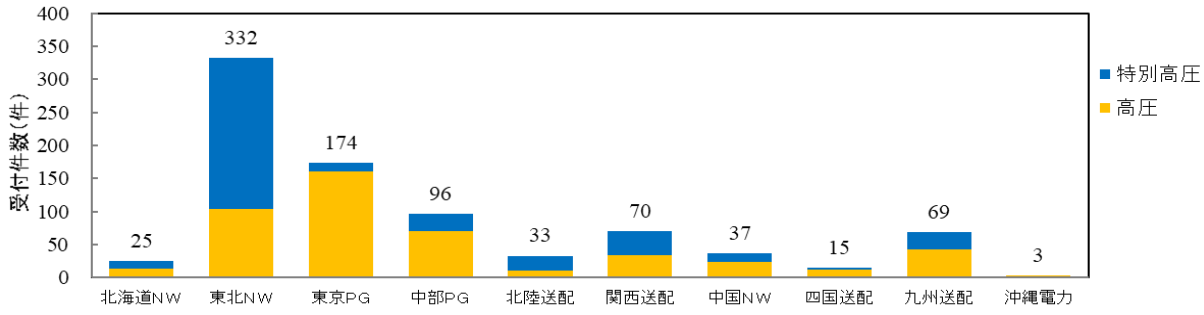


図13　契約申込み　受付件数(一般送配電事業者別)
[2020年度]

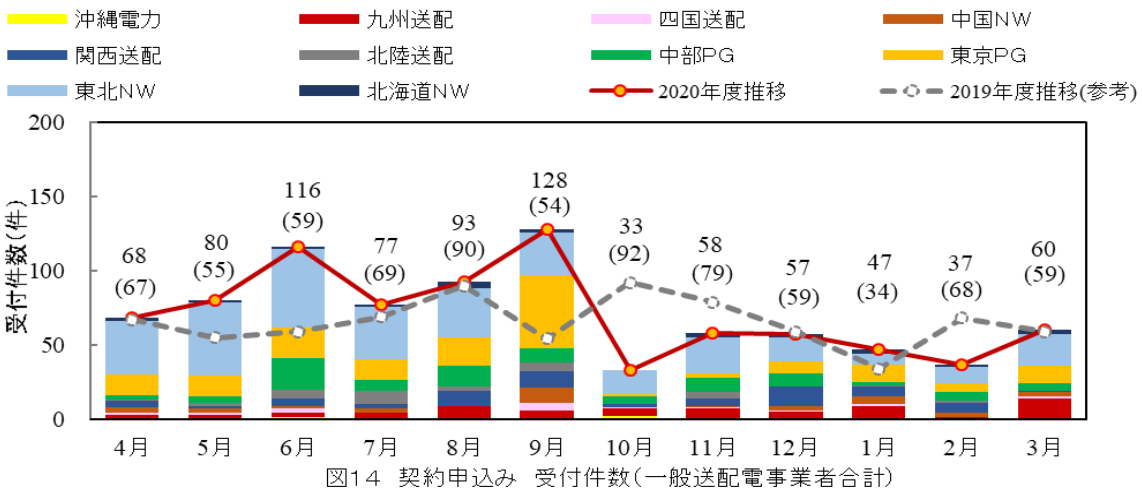


図14　契約申込み　受付件数(一般送配電事業者合計)
[2020年度]

2.3.2. 電源種別毎の受付件数

2020 年度（2020 年 4 月～2021 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。

電源種別毎の受付件数比率は前年度と同様に太陽光が高く半数を占めている。

※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。

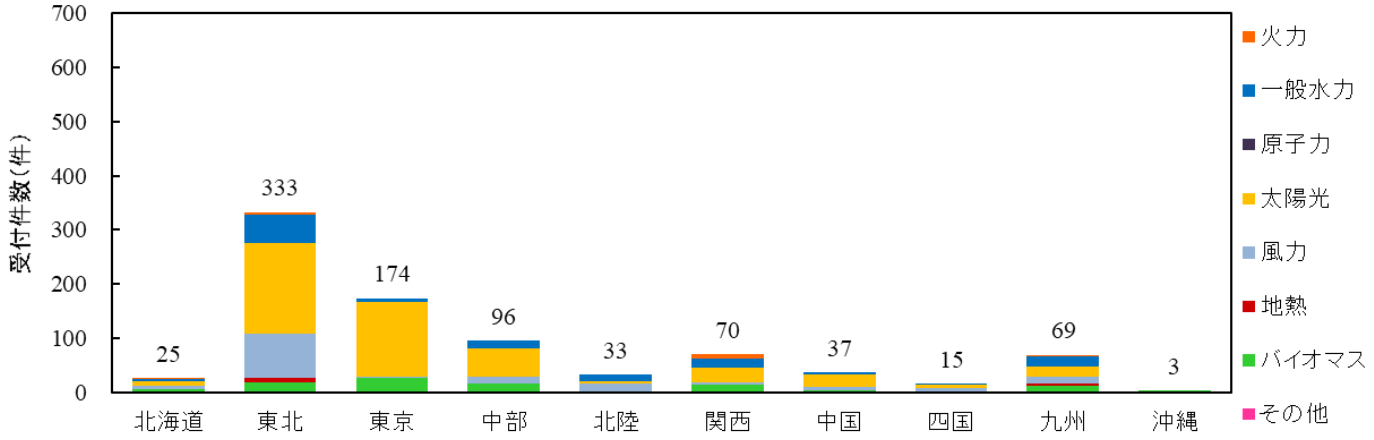


図15　契約申込み　電源種別毎の受付件数（エリア別）
[2020年度]

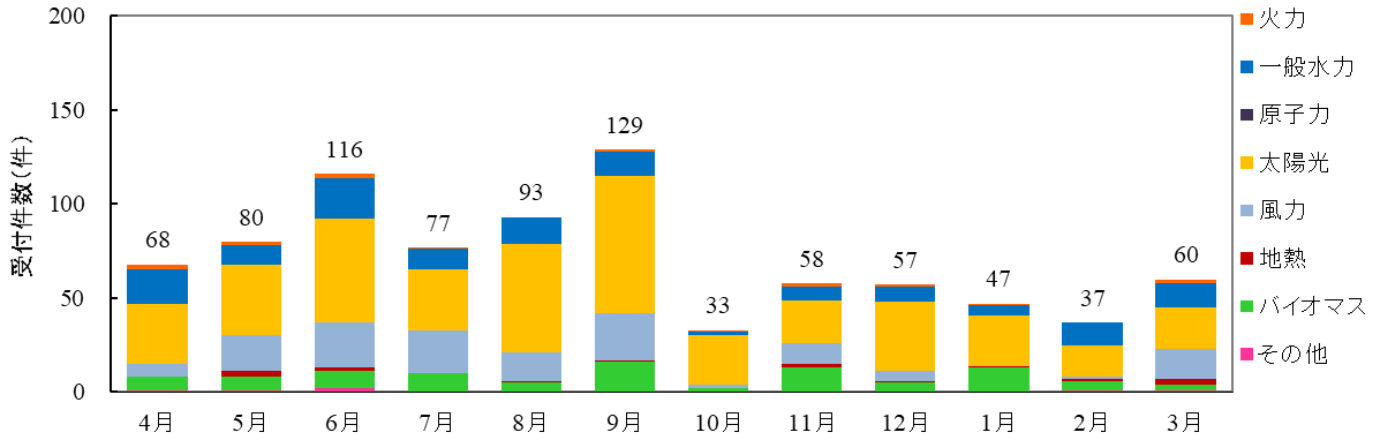


図16　契約申込み　電源種別毎の受付件数（全エリア合計）
[2020年度]

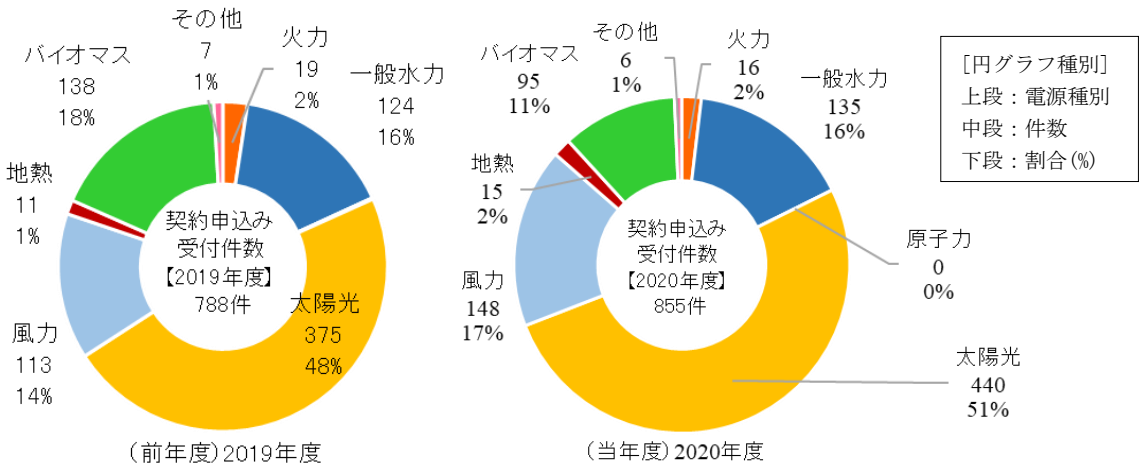


図 17　契約申込みの電源種別毎の受付件数割合（全エリア合計）

2.3.3. 回答件数

2020 年度（2020 年 4 月～2021 年 3 月）に回答を行った契約申込みの件数は以下のとおり。

全国の接続検討回答件数は前年度と比較すると減少している。

なお、2020 年度末時点で、ノンファーム型接続で契約申込みを回答しているのは、試行的な取り組みで先行している東京ＰＧのみである。

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（２０１９年度）			当年度（２０２０年度）						増減
	特別高圧	高圧	合計	特別高圧		高圧		合計		
北海道ＮＷ	9	37	46	7	(-)	13	(-)	20	(-)	▲ 26
東北ＮＷ	131	96	227	207	(-)	83	(-)	290	(-)	63
東京ＰＧ	2	181	183	18	(5)	99	(44)	117	(49)	▲ 66
中部ＰＧ	25	106	131	29	(-)	66	(-)	95	(-)	▲ 36
北陸送配	6	9	15	25	(-)	8	(-)	33	(-)	18
関西送配	38	32	70	36	(-)	35	(-)	71	(-)	1
中国ＮＷ	17	41	58	18	(-)	24	(-)	42	(-)	▲ 16
四国送配	13	8	21	5	(-)	11	(-)	16	(-)	▲ 5
九州送配	27	50	77	21	(-)	35	(-)	56	(-)	▲ 21
沖縄電力	2	1	3	1	(-)	3	(-)	4	(-)	1
合計	270	561	831	367	(5)	377	(44)	744	(49)	▲ 87

※　(　)内はノンファーム型接続回答を再掲

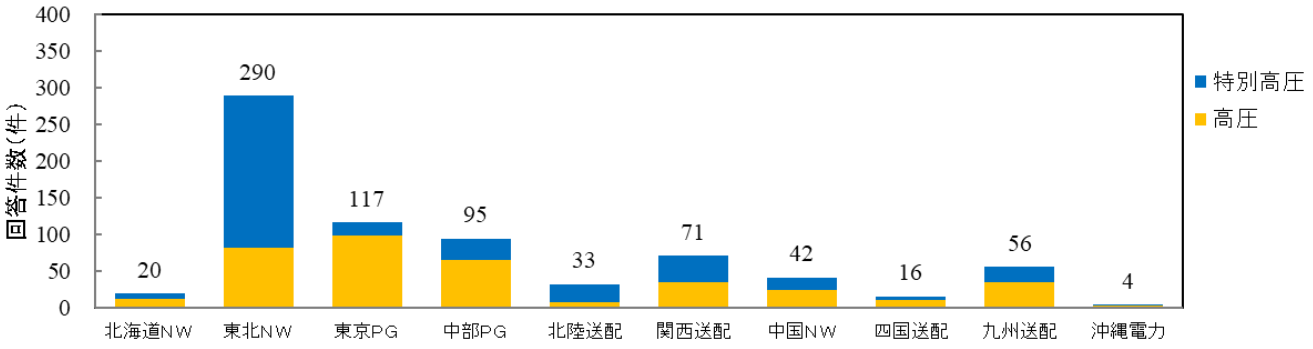


図18　契約申込み 回答件数(一般送配電事業者別)
[2020年度]

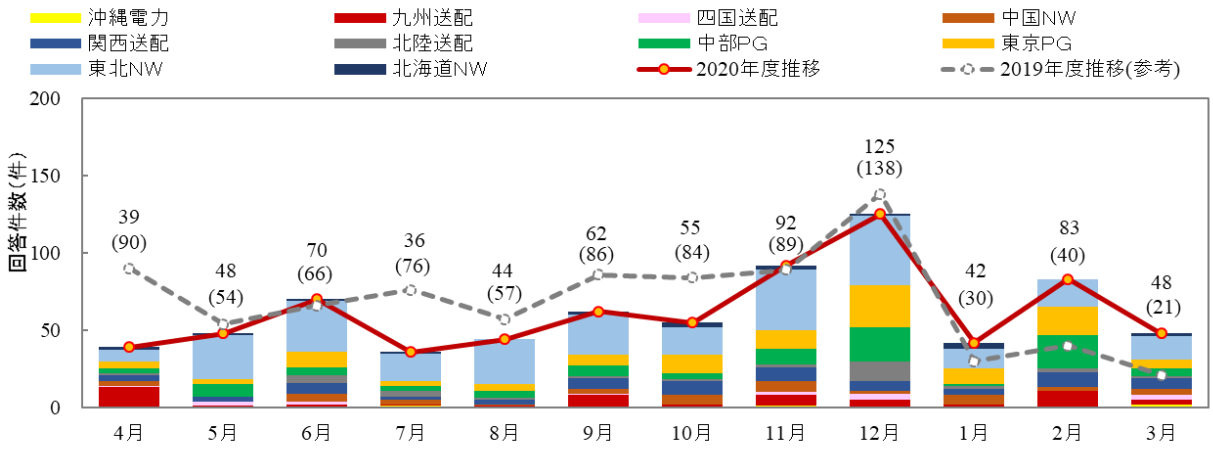


図19　契約申込み 回答件数(一般送配電事業者合計)
[2020年度]

2.3.4. 検討期間

2020 年度（2020 年 4 月～2021 年 3 月）に回答を行った接続検討の回答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 ヶ月を標準検討期間として確認した。

検討期間 6 ヶ月を超過している件数は全体の 10%程度であり、超過の主な理由は申込内容の変更と申込集中が多い。

表 8 契約申込みの検討期間(一般送配電事業者別)　(件)

	回答件数	6 ヵ月以内	6 ヵ月超過	超過理由								
				A	B	C	D	E	F	G	H	I
北海道ＮＷ	20	10	10	1	2	3	1	0	0	0	0	3
東北ＮＷ	290	256	34	1	7	16	4	0	3	0	0	3
東京ＰＧ	117	84	33	5	10	4	8	1	3	0	0	2
中部ＰＧ	95	92	3	0	1	0	1	0	1	0	0	0
北陸送配	33	26	7	0	0	3	0	0	0	0	0	4
関西送配	71	70	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
中国ＮＷ	42	39	3	0	0	0	1	0	0	1	0	1
四国送配	16	14	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2
九州送配	56	50	6	2	2	0	1	1	0	0	0	0
沖縄電力	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	744	645	99	9	23	26	16	2	7	1	0	15

（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

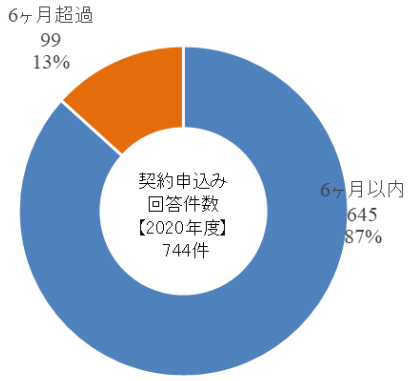


図20　契約申込みの回答件数および検討期間実績（一般送配電事業者合計）[2020年度]

[円グラフ種別]
上段:検討期間
中段:件数
下段:割合(%)

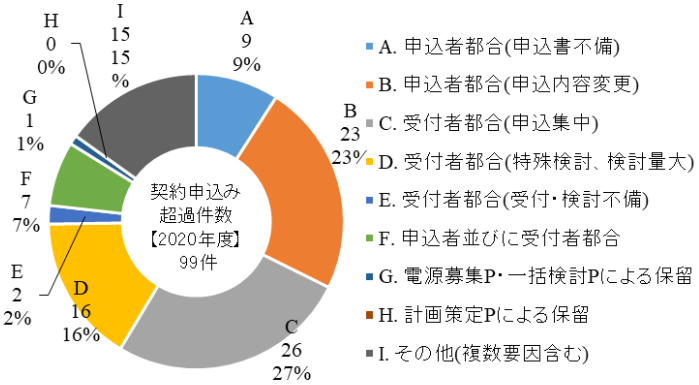


図21　契約申込みの回答予定日超過理由（一般送配電事業者合計）[2020年度]

[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

2020 年度末（2021 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 9　契約申込みの回答予定日超過件数（検討継続中(未回答)※1）

(一般送配電事業者の合計)　（件）

受付会社	2019 年度末	2020 年度末	増減
北海道ＮＷ	18	17	▲1
東北ＮＷ	17	10	▲7
東京ＰＧ	39	56	17
中部ＰＧ	19	4	▲15
北陸送配	8	6	▲2
関西送配	18	18	0
中国ＮＷ	26	26	0
四国送配	0	0	0
九州送配	104	106	2
沖縄電力	0	0	0
合計	249	243	▲6

※1 検討継続中案件：2015 年 4 月以降受付の案件について調査時点で未回答となっている案件。

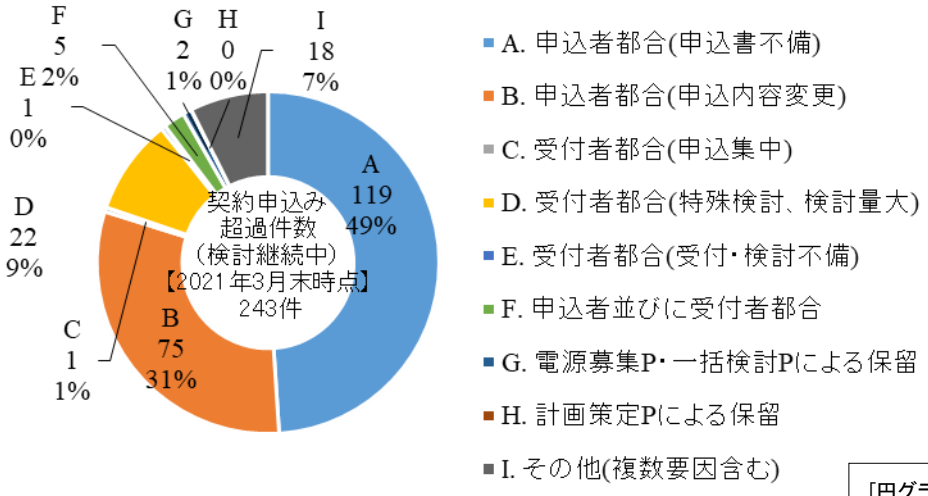


図22　契約申込み　回答予定日超過理由（検討継続中）
（一般送配電事業者合計）
[2021年3月末時点]

＜参考＞　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。

事前相談の受付件数は 2017 年度をピークに減少している。接続検討・契約申込みの受付件数は 2020 年度から増加傾向に変化した。

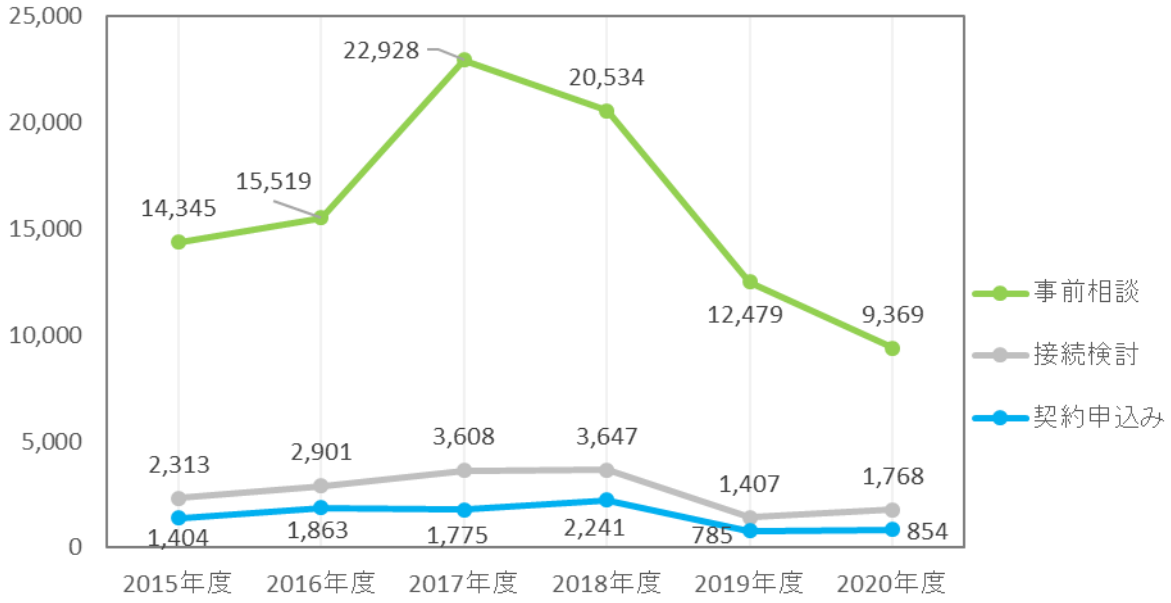


図23　年度別　事前相談･接続検討･契約申込みの受付件数の推移

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

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

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

※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
北海道ＮＷ	26	37	187	46	25	25
東北ＮＷ	217	215	211	329	232	285
東京ＰＧ	161	538	277	618	174	174
中部ＰＧ	209	357	267	400	94	168
北陸送配	38	83	86	50	26	33
関西送配	190	233	256	251	57	70
中国ＮＷ	64	147	196	242	45	37
四国送配	51	71	79	69	20	15
九州送配	447	177	210	232	110	68
沖縄電力	1	5	6	4	2	3
合計	1,404	1,863	1,775	2,241	785	854

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
火力	31	30	26	16	19	15
一般水力	58	70	76	96	124	130
揚水	0	0	2	0	0	0
原子力	0	0	0	1	1	0
太陽光	1,212	1,462	1,252	1,900	375	466
風力	44	168	229	78	113	139
地熱	7	8	5	3	11	16
バイオマス	56	123	187	143	138	107
その他	0	2	3	5	7	6
合計	1,408	1,863	1,780	2,242	788	854

※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。

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

２０２１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２０２１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、２０２１年度供給計画取りまとめでは、２０２０年１１月３０日までに電気事業者となった者（１，６３６者）と、２０２０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（６者）の合計１，６４２者を対象に取りまとめを行った。

２０２１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	９３５
小売電気事業者	６６０
登録特定送配電事業者	３１
特定送配電事業者	３
送電事業者	３
一般送配電事業者	１０
合計	１，６４２

（参考）供給計画とは

○電気事業法第２９条の規定に基づき、電気事業者が作成する今後１０年間の電気の供給並びに電源や送電線等の開発についての計画。

○国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないと認めるときは、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限	
①電気事業者（一般送配電事業者を除く）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

（ ）内は本機関への供給計画（案）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 （供給計画の取りまとめ送付書）	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 …… 128

１．前年度の推定実績及び第１，２年度の見通し（短期） …… 128

２．当該年度以降１０年間の見通し（長期） …… 130

Ⅱ. 需給バランス …… 132

１．供給信頼度基準について …… 132

２．供給力（ｋW）の見通し（２０２１年度～２０３０年度） …… 134

３．供給力（ｋW）の補完的確認（短期） …… 135

４．電力量（ｋWｈ）の見通し …… 143

５．需給バランス確認結果のまとめ …… 146

Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析 …… 150

１．設備容量（ｋW） …… 150

２．エリア別設備容量（ｋW）の比率 …… 152

３．エリア別太陽光・風力設備容量の推移 …… 153

４．電源開発計画 …… 154

Ⅳ. 送配電設備の増強計画 …… 160

１．主要送電線路の整備計画 …… 163

２．主要変電所の整備計画 …… 166

３．送変電設備の整備計画（総括） …… 169

４．既設設備の高経年化の課題 …… 170

Ⅴ. 広域的運営の状況 …… 173

Ⅵ. 電気事業者の特性分析 …… 175

１．小売電気事業者の規模別分布（需要規模） …… 175

２．小売電気事業者のエリア展開 …… 177

３．小売電気事業者の供給力確保状況 …… 179

４．発電事業者の規模別分布（保有設備規模） …… 180
５．発電事業者のエリア展開 …… 183
Ⅶ. その他 …… 185
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題 …… 185
Ⅷ. まとめ（2021年度供給計画の取りまとめ） …… 188
別紙1. 第1，2年度の需給見通し（短期） ……別 191
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期） ……別 196

訂正箇所（2021 年 9 月 27 日）

P16	表２－２　２０２１年度　各月別の予備率見通し	各エリア予備率の一部
P19	表２－９　２０２１年度供給計画における第１年度（２０２１年度）と、２０２０年度供給計画における第２年度（２０２１年度）との供給力比較	各エリア供給力の一部
P20	２．（３）⑥	文中の数値を表２－１０の記載内容に変更
P21	表２－１０　２０２１年度供給計画の電源休廃止状況	ＬＮＧの新規計上分、従来からの計上分、設備量
P31	図３－２　２０２０年度末のエリア別設備容量（ｋＷ）の比率	エリア別設備容量比率の一部
P36	図３－４　２０２０年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率	エリア別発電電力量の一部
P37	表３－７　設備利用率の推移（全国合計）	2020 年度設備利用率推移
P38	図３－５　設備利用率の推移（全国合計）	2020 年度設備利用率推移
P42	表４－２　工事中地点	使用開始年月の一部
P43～44	表４－３　着工準備中地点	着工年月、こう長の一部
P45	表４－５　工事中地点	変圧器の電圧の一部 １件名を「表４－６　着工準備中地点」に変更 １件名を追加（表４－６より変更）
P46	表４－６　着工準備中地点	変圧器の電圧の一部 着工年月、使用開始年月の一部 １件名を追加（表４－５より変更） １件名を「表４－５　工事中地点」に変更
P47	表４－７　廃止計画	廃止年月の一部
P49	表４－１０　主要な変圧器の整備計画	増加台数、増加容量の一部
別 4	表（別）１－１１　エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率	各エリア予備率の一部

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、２０２０年度の実績及び２０２１，２０２２年度の見通し[3]を、表１－１に示す。

２０２１年度の見通し１５，９０３万ｋWは、２０２０年度の気象補正[4]後の実績１５，９１６万ｋWに対して、０．１％の減少となった。

また、２０２２年度の見通し１５，９５３万ｋWは、２０２０年度の気象補正[4]後の実績に対して、０．２％の増加となった。

表１－１　８月の最大３日平均電力（全国の需要、送電端）

２０２０年度 実績 （気象補正後）	２０２１年度 見通し	２０２２年度 見通し
15,916 万 kW	15,903 万 kW（▲0.1%※）	15,953 万 kW（＋0.2%※）

※２０２０年度実績（気象補正後）に対する増加率

② ２０２１年度及び２０２２年度各月の見通し

一般送配電事業者１０者が届け出た２０２１年度及び２０２２年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表１－２（２０２１年度)、表１－３（２０２２年度）に示す。

２０２１年度及び２０２２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程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表１－２　２０２１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	11,541	11,334	12,543	15,860	15,903	13,917
	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
需要電力	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

---

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 ２０２１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、２０２０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　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	11,593	11,381	12,596	15,909	15,953	13,960
	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
需要電力	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

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、２０２０年度の推定実績[5]及び２０２１年度の見通しを、表１－４に示す。

２０２１年度の見通し８，６６７億ｋＷｈは、２０２０年度の気象閏補正後の推定実績８，５０８億ｋＷｈに対して、１．９％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）

２０２０年度 推定実績 （気象閏補正後）	２０２１年度 見通し
8,508 億 kWh	8,667 億 kWh（＋1.9%※）

※２０２０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２０２０年４～１０月の実績値及び２０２０年１１月～２０２１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（２０２０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、２０２０年度は５０２．３兆円、２０３０年度は５５５．２兆円となり、年平均１．０％の増加、鉱工業生産指数（ＩＩＰ）[7]の見通しは、２０２０年度は８８．２、２０３０年度は１０４．５となり、年平均１．７％の増加となった。一方、人口は、２０２０年度は１億２，５７２万人、２０３０年度は１億１，９５０万人となり、年平均０．５％の減少となった。

表１－５　全国の経済見通し

	２０２０年度	２０３０年度
国内総生産（実質ＧＤＰ）	502.3 兆円	555.2 兆円［＋1.0%］※
鉱工業生産指数（ＩＩＰ）	88.2	104.5［＋1.7%］※
人口	1 億 2,572 万人	1 億 1,950 万人 ［▲0.5%］※

※２０２０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、２０２１年度、２０２５年度及び２０３０年度の見通しを、表１－６に示す。また、過去実績と２０３０年度までの見通しを図１－１に示す。

２０２５年度の見通しは１５，８７２万ｋＷ、２０３０年度の見通しは１５，６９５万ｋＷとなり、２０２０年度から２０３０年度まで年平均０．１％の減少となっている。

２０２０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、短期的には経済の回復に伴い増加傾向となるものの、中長期的には、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

２０２１年度［再掲］	２０２５年度	２０３０年度
15,903 万 kW	15,872 万 kW［▲0.1%］※	15,695 万 kW［▲0.1%］※

※２０２０年度見通しに対する年平均増加率

[6] ＧＤＰは２０１１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。

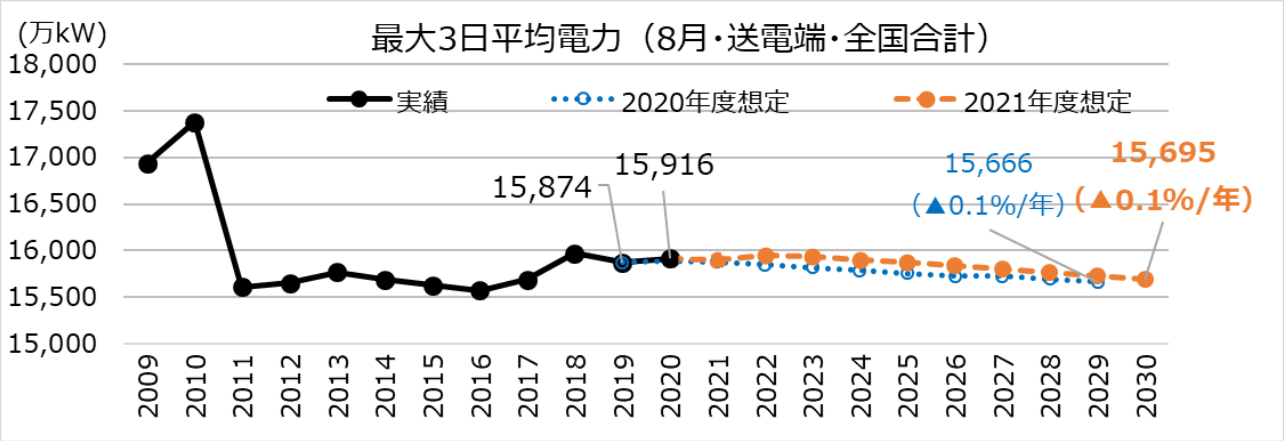


図１－１　最大３日平均電力の実績と今後の見通し

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、２０２１年度、２０２５年度及び２０３０年度の見通しを、表１－７に示す。

２０２５年度の見通しは８，６６３億ｋＷｈ、２０３０年度の見通しは８，５７９億ｋＷｈとなり、２０２０年度から２０３０年度まで年平均０．１％の増加となっている。

２０２０年度から若干であるが増加傾向の見通しとしている理由は、２０２０年度が新型コロナ影響による国内外の経済活動の停滞に伴い電力需要が大きく落ち込み、短期的にはこの影響が一部残る一方で、中長期的には経済規模や電化の拡大といった増加要因と、人口減少や省エネの進展といった減少要因が拮抗するもの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

２０２１年度［再掲］	２０２５年度	２０３０年度
8,667 億 kWh	8,663 億 kWh［＋0.1%］※	8,579 億 kWh［＋0.1%］※

※２０２０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

これまでの供給信頼度の検討を踏まえ新たな供給信頼度基準（ＥＵＥ基準）を供給計画へ適用する準備を進めてきたところ、第５８回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021 年 3 月 3 日）において、供給計画における供給信頼度基準として、年間ＥＵＥ基準（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは 0.498kWh/kW・年）を適用することとなった。年間ＥＵＥ基準を踏まえた供給信頼度評価（ｋW評価）の概要を、図２－１に示す。

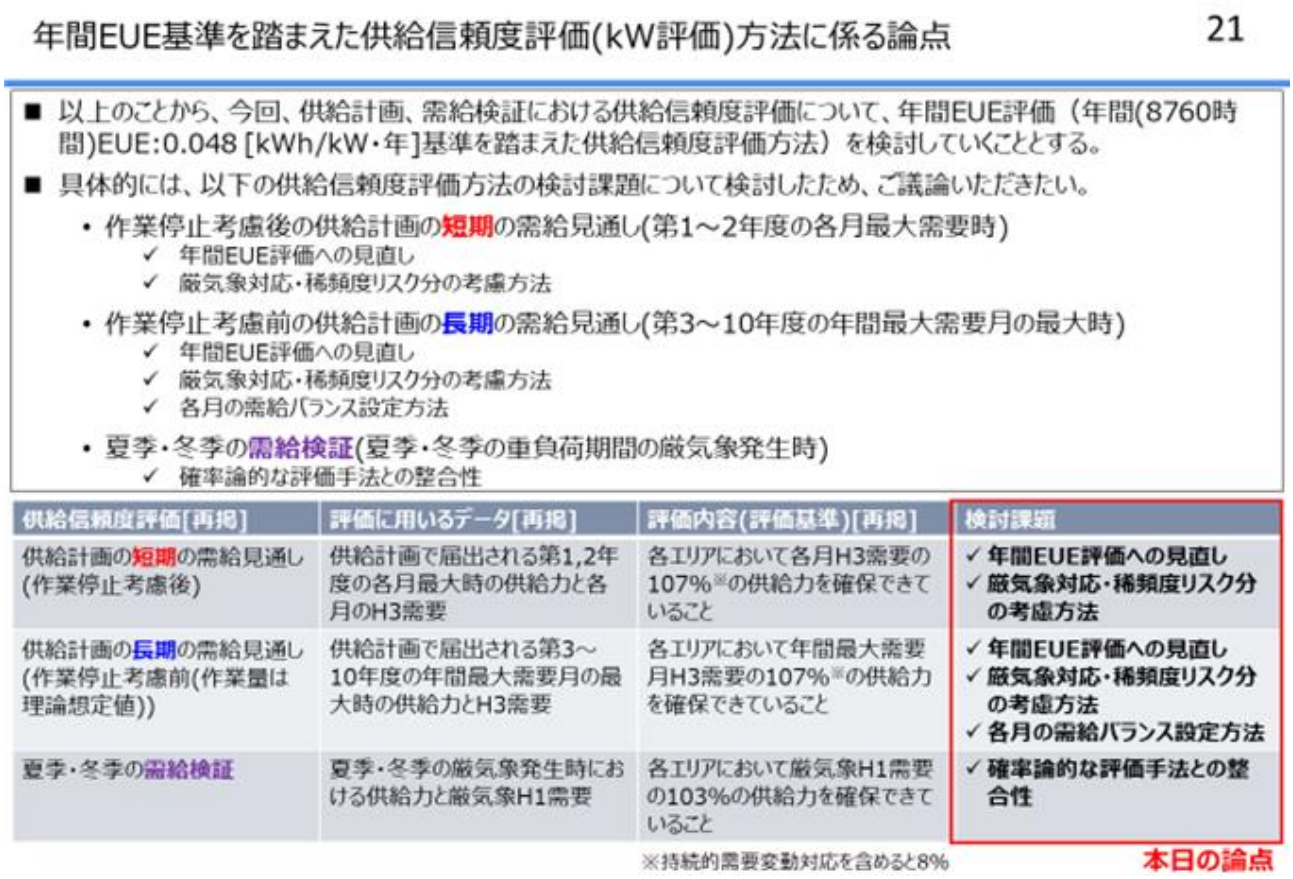


図２－１　年間ＥＵＥ基準を踏まえた供給信頼度評価（ｋW評価）の概要

【出典】第 58 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021 年 3 月 3 日） 資料 2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

供給信頼度評価の補完的な対応の概要を、図２－２に示す。

供給計画における供給信頼度基準としては、年間ＥＵＥ基準を満たせているかを確認するが、一方でエリア特性（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。

そのため、短期断面（第１，２年度）については、年間ＥＵＥ基準を満たせ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。

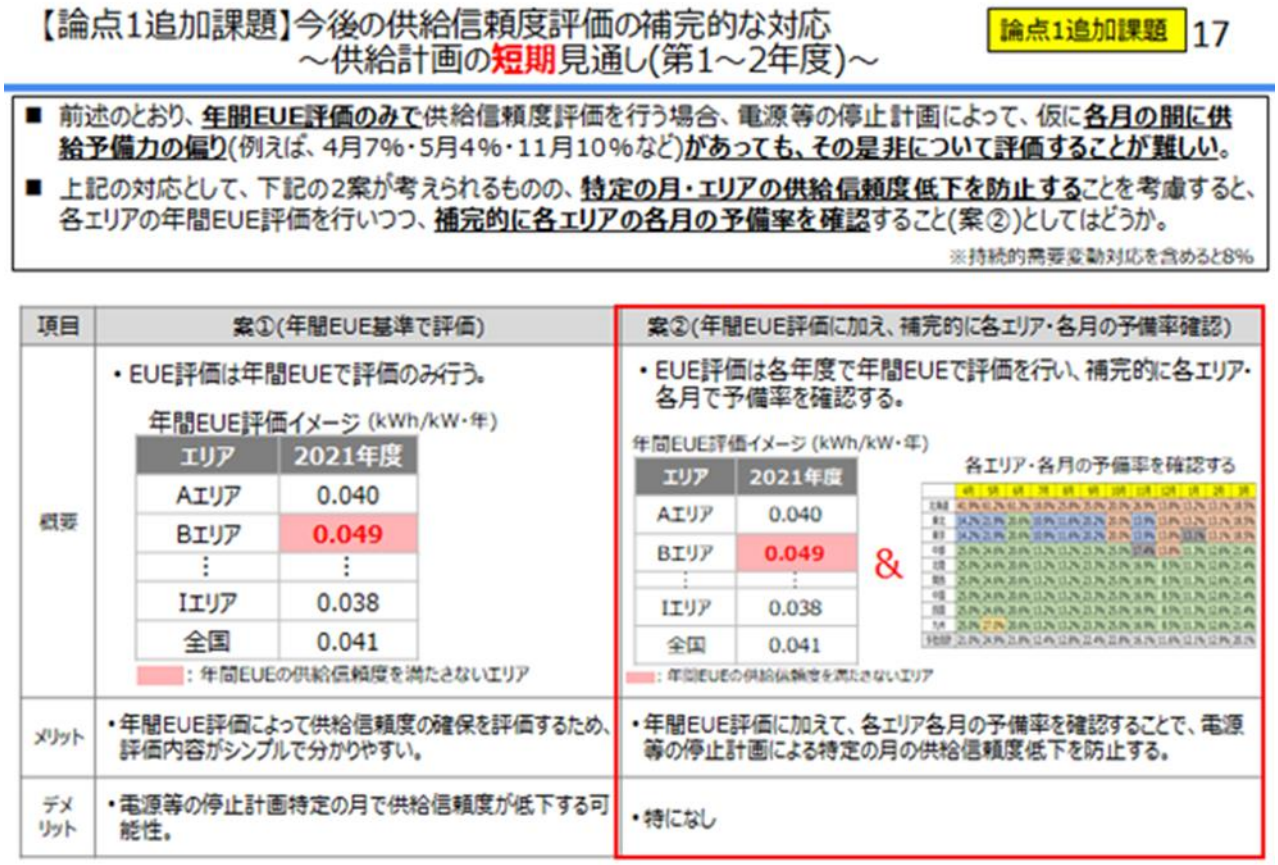


図２－２　供給信頼度評価の補完的な対応の概要

【出典】第 58 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021 年 3 月 3 日） 資料 2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

（参考）年間ＥＵＥの特性

年間ＥＵＥの特性を図２－３に示す。年間ＥＵＥ基準値による評価では、エリア毎の停電予測量が０．０４８ｋＷｈ／ｋＷ・年より小さい値となっていれば、年間を通じて従来と同じレベルの供給信頼度があると言える。

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

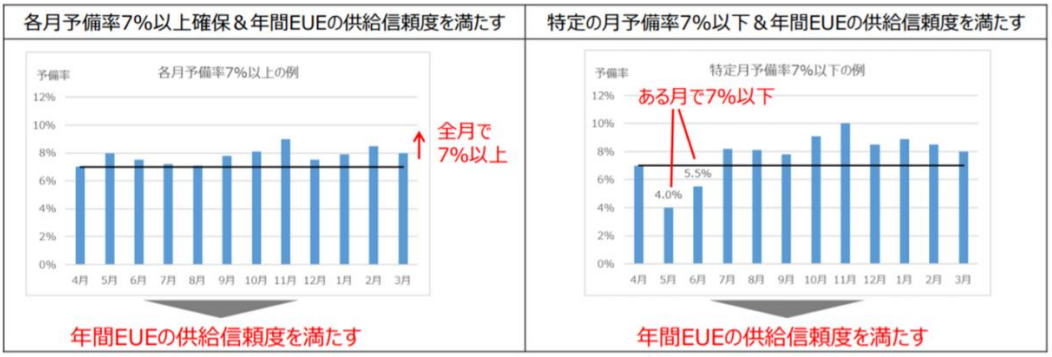


図２－３　年間ＥＵＥの特性

２．供給力（ｋＷ）の見通し（２０２１年度～２０３０年度）

年間ＥＵＥで評価した結果を表２－１に示す。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。（最も大きい値は２０２２年度の東京エリアで、停電予測量は0.046kWh/kW・年）

長期断面は、２０２６年度以降の九州エリアで基準値を超過している。これは２０２６年度から九州エリアの一部大型電源の供給力が現時点では見通せなくなることによるものである。

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結果

（単位：kWh/kW･年）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	0.000	0.000	0.004	0.008	0.005	0.012	0.008	0.007	0.008	0.000
東北	0.003	0.002	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
東京	0.028	0.046	0.026	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中部	0.004	0.003	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
北陸	0.005	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.008	0.001	0.013	0.022	0.041	0.594	0.508	0.581	0.493	0.184
9エリア計	0.013	0.016	0.012	0.003	0.004	0.057	0.049	0.056	0.047	0.018
沖縄	0.035	0.031	0.034	0.023	0.292	0.058	0.061	0.069	0.080	0.087

３．供給力（ｋＷ）の補完的確認（短期）

各エリアの供給力[8]とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランスの確認を行った。

なお、エリアの最大３日平均電力に対して供給力の予備率[9]が８％以上あることを基準として確認を行った。ただし、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２－４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[10]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[11]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。

２０２１年度供給計画届出書の記載要領（２０２０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。

そのため、２０２１年度供給計画では、提出時点（２０２１年３月１日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

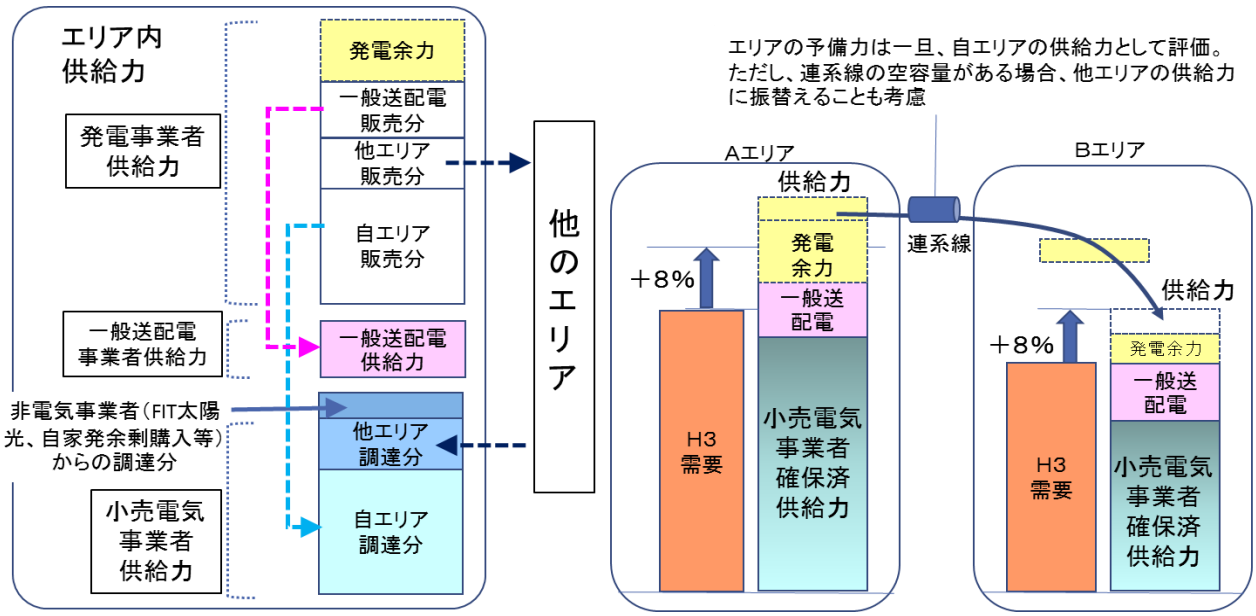


図２－４　需給バランス確認の概要

[8] 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。
[9] 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。
[10] 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。
[11] 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[12]（資源エネルギー庁、２０２０年１２月）」及び「２０２１年度供給計画届出書の記載要領[13]（資源エネルギー庁、２０２０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）
－③（8 月 15 時断面の連系線計画潮流値）

（短期断面）

①:「2021～2030 年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2021 年 2 月 12 日:本機関）[14]」による。

②:「2021・2022 年度の連系線のマージン（年間計画）（2021 年 2 月 12 日:本機関）[15]」による[16]。

③:2021 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）

①:2021 年度及び 2022 年度は、（短期断面）で設定した 8 月値、2023～2030 年度は、「2021～2030 年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2021 年 2 月 12 日:本機関）[14]」による。

②:2021 年度及び 2022 年度は、（短期断面）で設定した 8 月値、2023～2030 年度は、「2023～2030 年度の連系線のマージン（長期計画）（2021 年 2 月 12 日:本機関）[15]」による。

③:2021 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。

---

[12] 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

[13] ２０２１年度供給計画届出書の記載要領
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf

[14] 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/2020/unyouyouryou_2020_4_haifu.html

[15] 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/2020/margin_kentoukai_2020_3.html

[16] 2022 年度のマージンは、「2021・2022 年度の連系線のマージン（年間計画）（2021 年 3 月 1 日:本機関）」の考え方を基に算出した値。

①短期の需給見通し

○２０２１年度

エリア別の予備率見通しを表２－２に示す。地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率[17]としている。

また、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[18]）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、幾分はあると考えられる。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。

各エリアの予備率は、東京エリア（７月、１月）、東京～九州エリア（２月）で予備率８％を下回った。

表２－２　２０２１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）

※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	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	**7.5%**	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	**7.7%**	**5.8%**	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
９社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	**6.6%**	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
１０社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	**7.0%**	14.7%

また、沖縄エリア[19]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＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源Ｉ」という：合計３０．１万ｋW）を除いた場合の供給力[20]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。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

---

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もられる評価）となっている。

18 参考：火力発電所環境アセスメント情報（METI ウェブサイト）
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

19 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

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

表２－３　２０２１年度　沖縄エリアにおける電源Ⅰ控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	26.7%	29.1%	10.0%	9.4%	11.6%	18.0%	25.7%	29.3%	43.1%	36.6%	34.5%	53.7%

○２０２２年度

前年度と同様に予備率を算出した結果を表２－４に示す。各エリアの予備率は、東京エリア（７月、１１月、１～３月）、中部～四国エリア（７月）で予備率８％を下回った。

表２－４　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）

※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	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	**6.8%**	8.0%	13.2%	20.2%	**7.6%**	12.0%	**6.3%**	**6.1%**	**7.5%**
中部	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
９社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
１０社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

また、沖縄エリア[21]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＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源Ⅰ」という：合計３０．１万ｋＷ）を除いた場合の供給力[22]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。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表２－５　２０２２年度　沖縄エリアにおける電源Ⅰ控除後の予備率見通し（送電端）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	34.0%	26.5%	19.1%	19.7%	23.2%	24.6%	26.9%	26.4%	27.5%	28.8%	54.5%	60.6%

[21] 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

[22] 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。

②供給力（ｋＷ）の補完的確認による予備率８％との差

○２０２１年度

表２－６において、２０２１年度における予備率８％との供給力差を示す。東京エリア（７月・２７万ｋＷ、１月・１２万ｋＷ)、東京～九州エリア（２月・２８４万ｋＷ）となった。

表２－６　２０２１年度　予備率８％との供給力差　[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												
東北												
東京				27						12	284	
中部												
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				27						12	284	

○２０２２年度

表２－７において、２０２２年度における予備率８％との供給力差を示す。東京エリア（７月・６３万ｋＷ、１１月・１７万ｋＷ、１月・８０万ｋＷ、２月・９１万ｋＷ、３月・２０万ｋＷ)、中部～四国エリア（７月・６６万ｋＷ）となった。

表２－７　２０２２年度　予備率８％との供給力差　[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												
東北												
東京				63				17		80	91	20
中部				66								
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				129				17		80	91	20

③供給力（ｋＷ）の補完的確認による需要の差

表２－８において予備率８％との差が大きい２０２１年度について、予備率が８％を下回っている７月・１月・２月における前年度供給計画（２０２０年度供給計画）との需要の差異を示す。

（２０２１年度供給計画における第１年度（２０２１年度）と、２０２０年度供給計画に

おける第２年度（２０２１年度）との比較）

需要については、７月は若干増加しているものの、１・２月は約１００万ｋW程度減少している。

表２－８　２０２１年度供給計画における第１年度（２０２１年度）と、２０２０年度供給計画における第２年度（２０２１年度）との需要比較　[万kW]

	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
エリア	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	409	498	491	404	497	493	-5	-1	2
東北	1,265	1,366	1,351	1,265	1,350	1,335	0	-16	-16
東京	5,307	4,762	4,762	5,329	4,773	4,773	**22**	**11**	**11**
中部	2,473	2,305	2,305	2,453	2,285	2,285	-20	-20	**-20**
北陸	495	490	490	492	489	489	-3	-1	**-1**
関西	2,663	2,449	2,449	2,726	2,431	2,431	63	-18	**-18**
中国	1,046	1,036	1,036	1,032	1,025	1,025	-14	-11	**-11**
四国	496	457	457	492	453	453	-4	-4	**-4**
九州	1,538	1,492	1,492	1,521	1,451	1,451	-17	-41	**-41**
9社計	15,692	14,855	14,833	15,714	14,754	14,735	**22**	**-101**	**-98**

④供給力（ｋW）の補完的確認による供給力の差

表２－９において予備率８％との差が大きい２０２１年度について、予備率が８％を下回っている７月・１月・２月における前年度供給計画（２０２０年度供給計画）との供給力との差異を示す。

（２０２１年度供給計画における第１年度（２０２１年度）と、２０２０年度供給計画における第２年度（２０２１年度）との比較）

供給力については、いずれも大きく減少しており、７月で約３００万ｋW、１月・２月でそれぞれ約４００万ｋW、約５５０万ｋW減少している。

表２－９　２０２１年度供給計画における第１年度（２０２１年度）と、２０２０年度供給計画における第２年度（２０２１年度）との供給力比較　[万kW]

	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
エリア	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	541	639	636	576	578	578	35	-61	-58
東北	1,586	1,657	1,643	1,534	1,568	1,562	-52	-89	-81
東京	5,545	5,082	4,989	5,636	5,091	5,014	**91**	**9**	**24**
中部	2,632	2,453	2,397	2,571	2,503	2,446	-61	51	**49**
北陸	568	534	536	564	506	505	-4	-28	**-31**
関西	2,889	2,652	2,693	2,777	2,559	2,426	-112	-93	**-267**
中国	1,320	1,165	1,179	1,283	1,128	1,123	-37	-37	**-56**
四国	617	545	536	612	530	527	-5	-16	**-9**
九州	1,869	1,758	1,648	1,736	1,627	1,528	-134	-132	**-119**
9社計	17,568	16,485	16,257	17,290	16,089	15,708	**-277**	**-396**	**-549**

⑤ 供給力（ｋＷ）の補完的確認による２０２１年度電源補修量

図２－５において、２０２１年度供給計画（第１年度）の各月補修量を示す。

図２－６において、２０２１年度供給計画における第１年度（２０２１年度）と、２０２０年度供給計画における第２年度（２０２１年度）との各月補修量の増減を示す。

本機関から「計画的な供給力確保に関する要請について」として夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた電源の補修停止について全事業者へ要請したものの、２０２０年度供給計画と比較した場合、特に２月の電源補修量が大きく増加している。

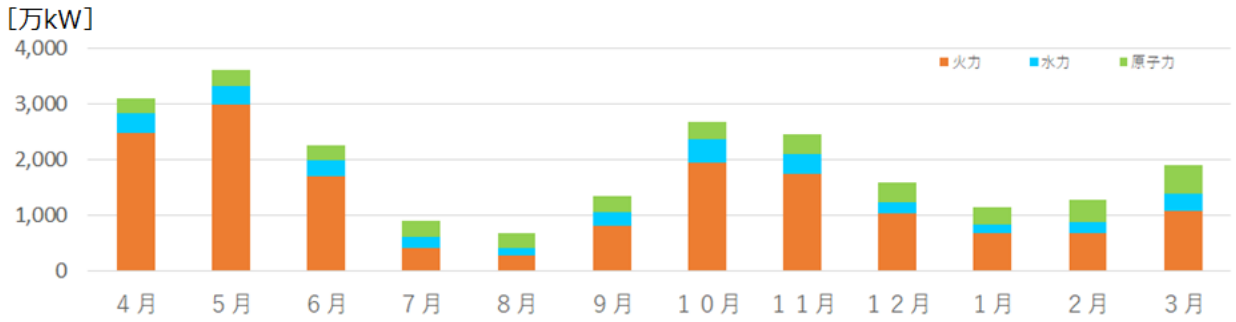


図２－５　２０２１年度供給計画（第１年度）の各月補修量

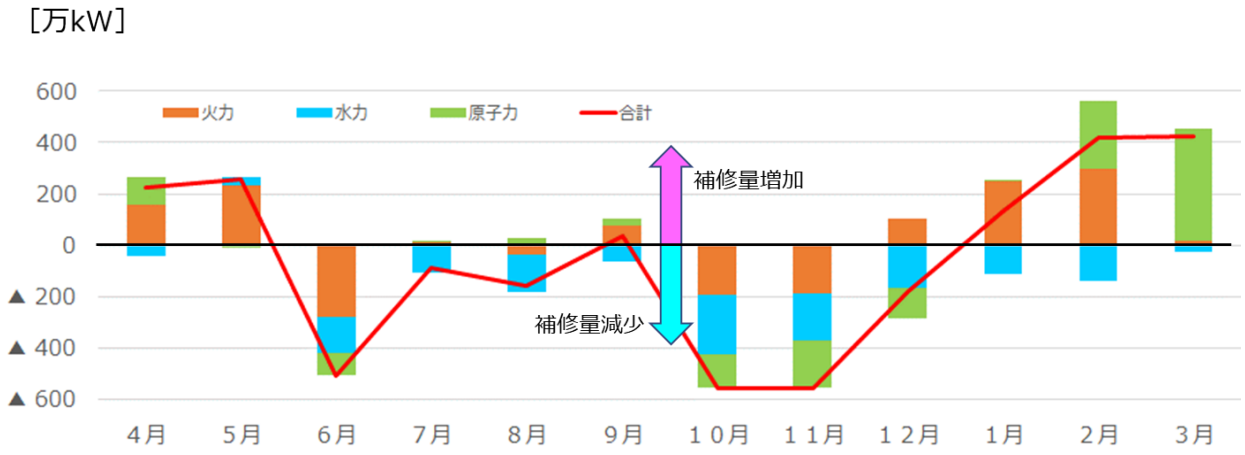


図２－６　２０２１供計（第１年度）と２０２０供計（第２年度）の各月補修量の増減

⑥ 供給力（ｋＷ）の補完的確認による２０２１年度休廃止計画

２０２１年度供給計画での電源休廃止の状況を表２－１０に示す。新たに６６万ｋＷの休廃止が追加された。

また、新規計上ではないが従来から計上されているものとして、２０２１年度から休廃止する電源が５４９万ｋＷ存在する。

上記を合計すると、２０２１年度は６１５万ｋＷの休廃止計画が計上されている。

表２－１０　２０２１年度供給計画の電源休廃止状況

燃種	新規計上分	従来から計上分	設備量（万kW）
LNG	10	549	559
石油	20	－	20
石炭	36	－	36
合計	**66**	**549**	**615**

⑦ 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※と発電事業者の発電余力を比較したものを図２－７に示す。冬季の１，２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。

※未確保分＝Σ（小売電気事業者の想定需要－調達済供給力）

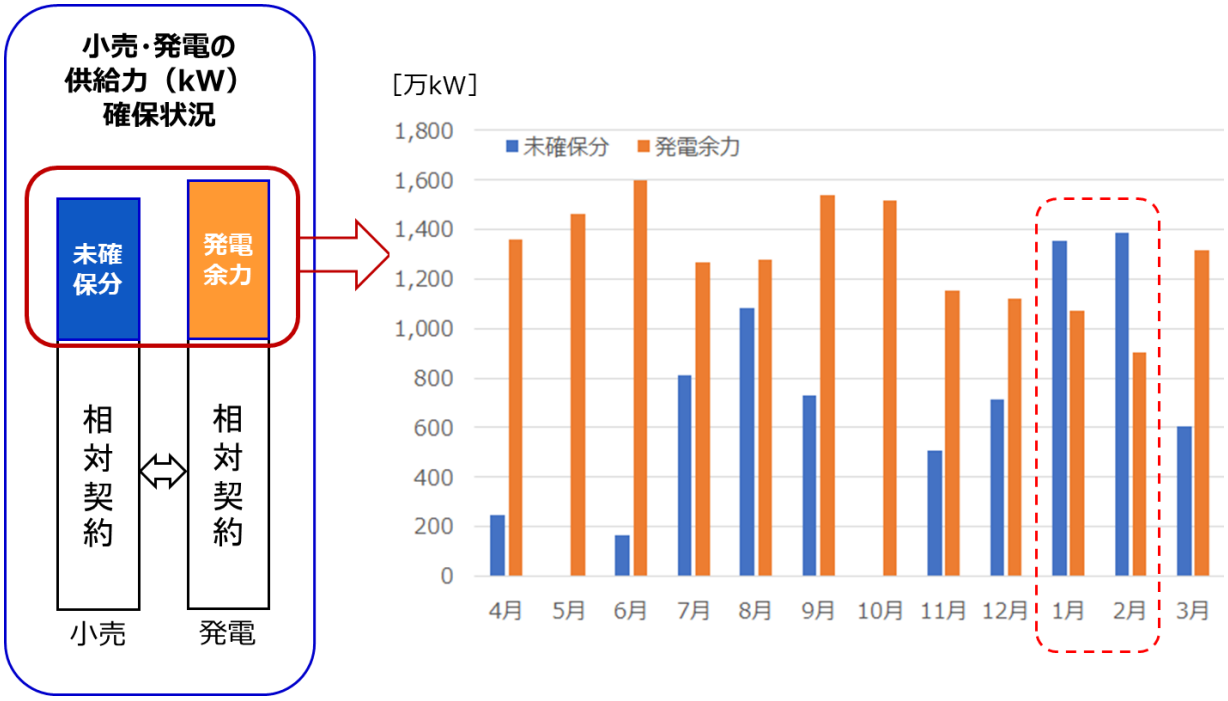


図２－７　小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

⑧ 供給力（ｋＷ）の補完的確認のまとめ

前述の通り、短期断面で年間ＥＵＥ基準を満たしていても、電源の補修計画等によって各月の供給予備力に偏りが生じ、特に２０２２年２月においては広範囲に亘って予備率が８％を下回ることを確認した。このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。

本機関としては、上記の取り組みを継続し、更なる予備率の改善につなげたいことから、現時点で電源入札等の検討を開始しないこととしたい。

４．電力量（ｋＷｈ）の見通し

電力量（ｋＷｈ）バランスについては、気象の見通しなど冬季の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、毎年秋に実施している「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月２回程度のモニタリングと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２－８において、供給計画の第１年度（２０２１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２－１１において、２０２１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(※)は１～３２億ｋＷｈ/月程度（想定需要に対して０．１％～４．３％程度）下回る断面が見受けられる。

(※)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）、発電余力の合計

今後、この計画を起点に実需給段階に向けて、小売電気事業者については計画的な調達行動の遂行を、発電事業者について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。

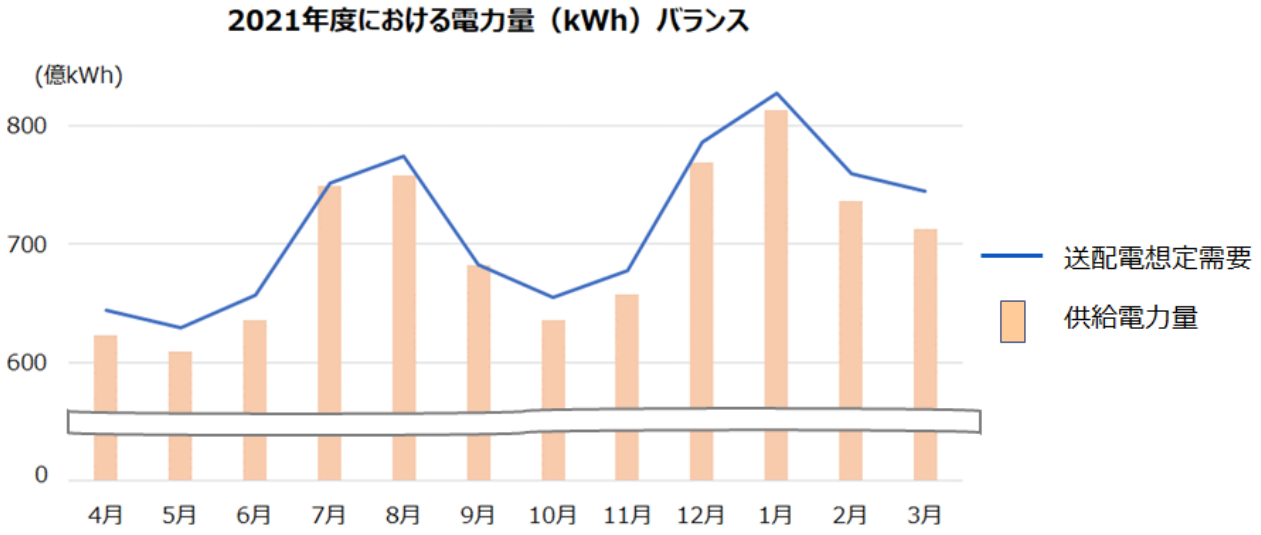


図２－８　第１年度（２０２１年度）における電力量（ｋＷｈ）バランス

表２－１１　２０２１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	644	629	657	751	774	683	655	678	786	827	759	745	8,588
想定需要を下回る量	-21	-20	-21	-2	-16	-1	-19	-21	-17	-14	-23	-32	-207
想定需要を下回る率	-3.4%	-3.2%	-3.2%	-0.4%	-2.0%	-0.1%	-2.8%	-3.1%	-2.0%	-1.8%	-3.0%	-4.3%	-2.4%

供給電力量の増加については、主に火力発電により、過去の供給計画においても計画値から７％程度の増加実績があること、および、今回の供給計画の取りまとめにおいても発電事業者へのヒアリングにより、燃料追加調達の意思を確認していることから、実需給段階に向けて各事業者により供給力の追加等が行われるものと考える。特に冬季に向けては、秋の「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月２回程度のモニタリングとその結果の公表を行う

（参考）過去の供給計画における電力量（ｋＷｈ）の需給バランス　２０２０年度

図２－９において、２０２０年度供給計画における２０２０年度電力量（ｋＷｈ）バランスを示す。表２－１２において、過去の供給計画においても、発電側の供給電力量（ｋＷｈ）が送配電想定需要を下回る断面は存在（2020 年度供給計画では、送配電想定需要に対して０．７%～２．８％程度）。

しかし、実需給断面に近づくにつれ、必要に応じて小売事業者による供給力確保、それに伴う発電事業者による供給電力量（ｋＷｈ）の追加がなされてきた。

（需要の変動に対して、基本的には火力発電にて調整がなされている。）

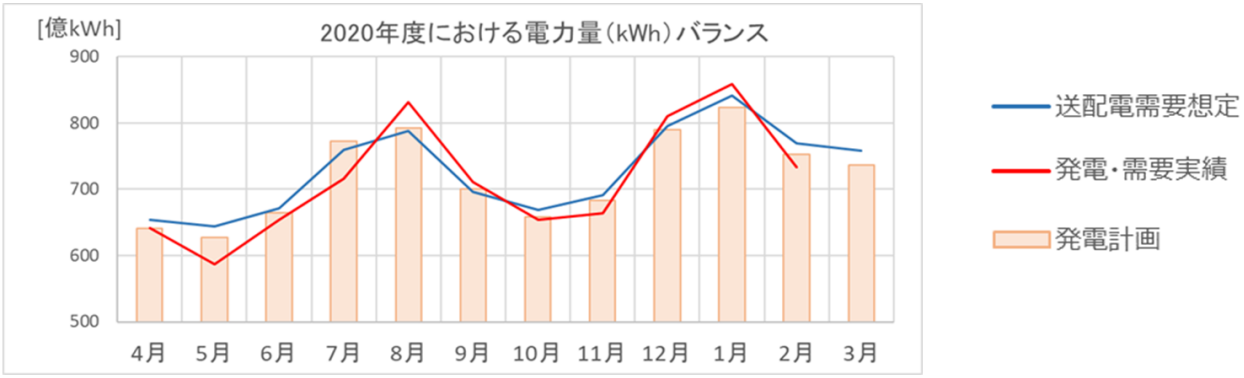


図２－９　２０２０年度供給計画における２０２０年度電力量（ｋＷｈ）バランス

表２－１２　２０２０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

	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
①送配電需要想定	655	645	671	760	788	696	668	692	795	841	769	758	8,738
②発電計画	640	627	665	772	792	701	658	683	790	823	752	737	8,640
③需要想定と計画の差異(②-①)	-14	-17	-7	12	4	5	-10	-8	-5	-19	-17	-21	-97
④需要想定と計画の差異率(③/①)	-2.2%	-2.7%	-1.0%	1.6%	0.5%	0.7%	-1.6%	-1.2%	-0.7%	-2.2%	-2.2%	-2.8%	-1.1%
⑤発電・需要実績	642	587	653	716	831	711	654	664	810	858	734		
⑥計画と実績の差異　(⑤-②)	1	-40	-11	-56	39	10	-4	-19	20	36	-19		
⑦計画と実績の超過率（⑥/②)	0.2%	-6.3%	-1.7%	-7.2%	5.0%	1.4%	-0.6%	-2.8%	2.5%	4.3%	-2.5%		

② 電力量（ｋＷｈ）の確認　【未確保分と発電余力】

図２－１０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、小売電気事業者が市場調達を計画している量が多いのは４・６・８・２・３月。該当月においては、小売電気

事業者が期待するほど、卸電力市場にｋＷｈが供出されないことも想定される。

これら情報を踏まえて、小売電気事業者の計画的な調達行動の遂行と、発電事業者による供給電力量の追加を期待するものである。

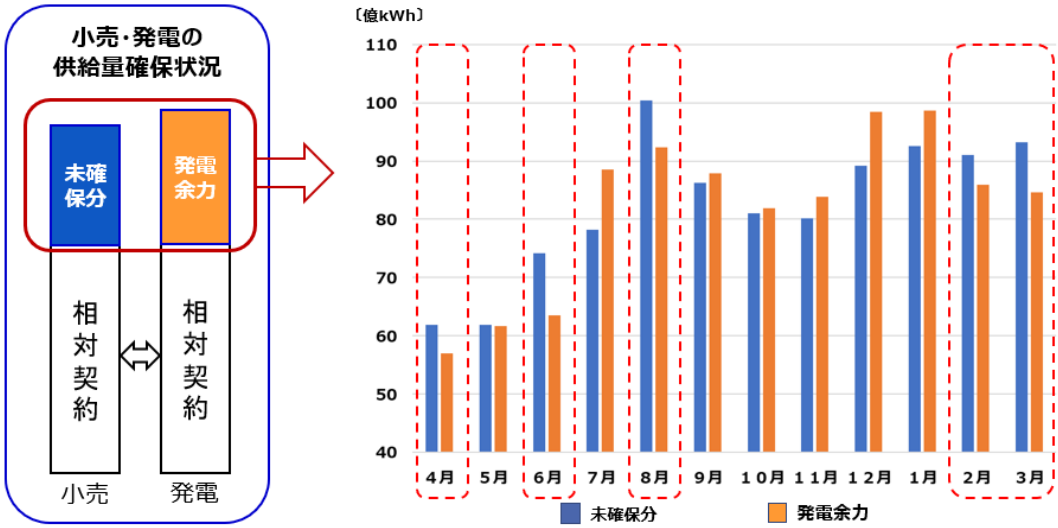


図２－１０　小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

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）はすべてのエリア・年度で基準値以内となっている。

長期断面では、２０２６年度以降の九州エリア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（２０２１年度）、第２年度（２０２２年度）とも予備率が８％を下回る断面があることを確認した。

○電力量（ｋＷｈ）の見通し

第１年度（２０２１年度）における電力量（ｋＷｈ）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は１億ｋＷｈ/月～３２億ｋＷｈ/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

以上の結果を踏まえ、以下の通りの対応とする。また、図２－１１に今後のスケジュールを示す。

短期断面（２０２１・２０２２年度）においては、年間ＥＵＥ基準を満たしていても、予備率が８％を下回る断面があることを確認した。本機関は、このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

一方、この状況において直ちに電源入札等を実施すれば、本来、市場等取引を通じて適切に確保されるべき供給力があるなかで、必要以上の供給力やその調達資金が発生することもあり得ることから、合理性を欠くことになると考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、今冬の需給ひっ迫を経験した小売及び発電事業者に対して、冬の需給が厳しい断面において十分な備えができているかあらためて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1）」について、４月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととしたい。

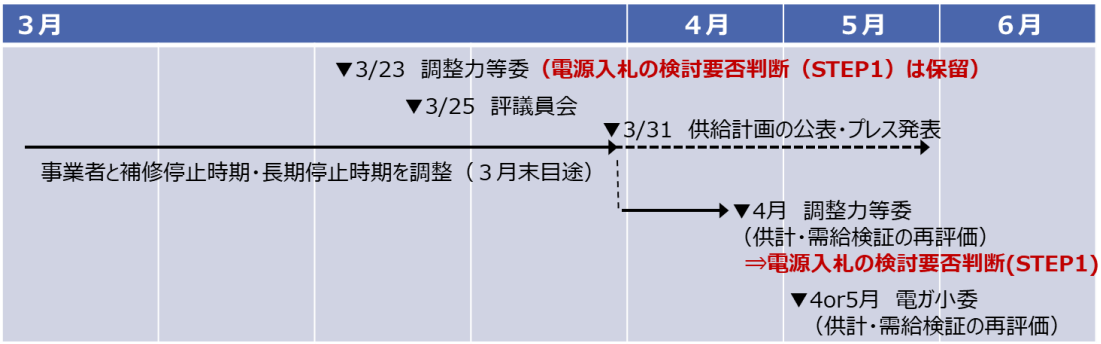
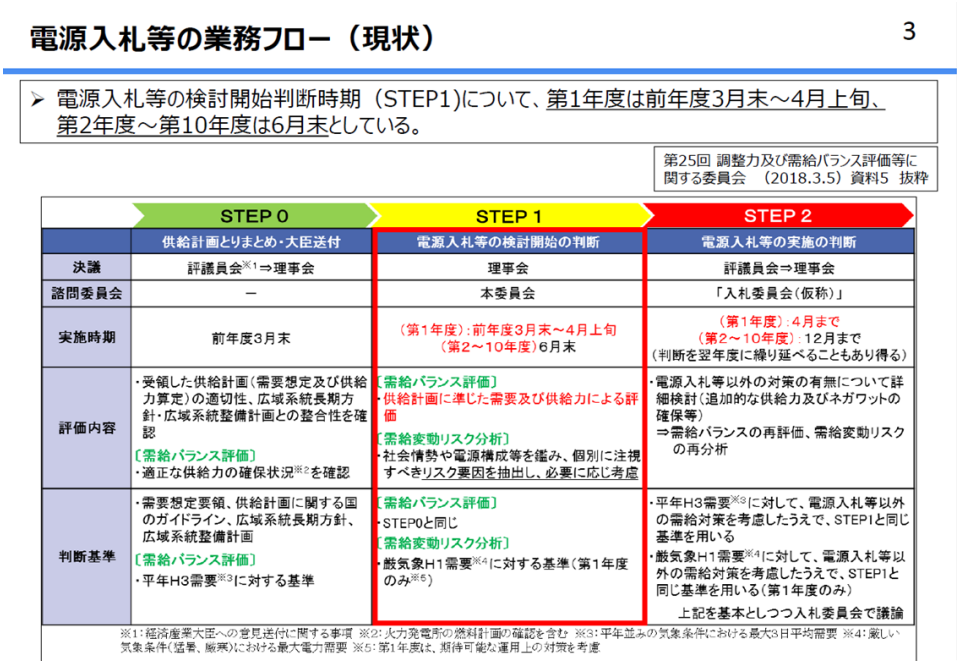


図２－１１　今後のスケジュール

（参考）電源入札とは

図２－１２に電源入札等の業務フローを示す。

電源入札等は、毎年度末の供給計画の取りまとめ後に、電力需給検証の結果も踏まえて、まずは検討が必要かを判断し（STEP１）、必要と判断されれば「入札委員会（仮称）」を立上げて実施するかを判断する（STEP２）仕組みとなっている。



電源入札等の業務フロー（現状） 3

➢ 電源入札等の検討開始判断時期（STEP1)について、第1年度は前年度3月末～4月上旬、第2年度～第10年度は6月末としている。

第25回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 （2018.3.5）資料5 抜粋

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	－	本委員会	「入札委員会（仮称）」
実施時期	前年度3月末	（第1年度）：前年度3月末～4月上旬 （第2～10年度）6月末	（第1年度）：4月まで （第2～10年度）：12月まで （判断を翌年度に繰り延べることもあり得る）
評価内容	・受領した供給計画（需要想定及び供給力算定）の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 〔需給バランス評価〕 ・適正な供給力の確保状況※2を確認	〔需給バランス評価〕 ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 〔需給変動リスク分析〕 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討（追加的な供給力及びネガワットの確保等） ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 〔需給バランス評価〕 ・平年H3需要※3に対する基準	〔需給バランス評価〕 ・STEP0と同じ 〔需給変動リスク分析〕 ・厳気象H1需要※4に対する基準（第1年度のみ※6）	・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる（第1年度のみ） 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※1：経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2：火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3：平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4：厳しい気象条件（猛暑、厳寒）における最大電力需要 ※5：第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

図２－１２　電源入札等の業務フロー

【出典】第 36 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019 年 2 月 19 日） 資料 3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/files/chousei_jukyu_36_03.pdf

（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

２０３０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２－１３に示す。

新エネルギー等発電の供給力は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリプレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、２０２２・２０２３年度を底に、更新・新規案件により増加するトレンドとなっている。

これらにより、供給力全体として、直近年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。

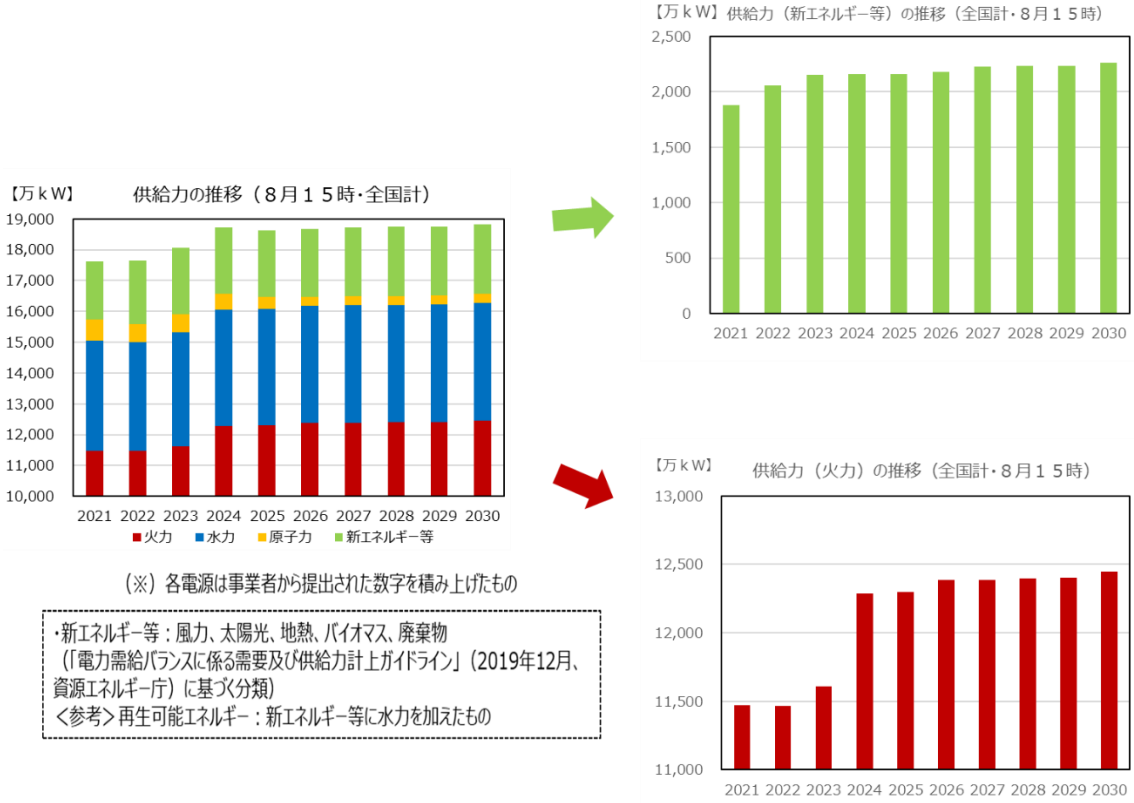


図２－１３　電源別供給力の推移

②立上げ可能な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１，８００～２，２００万ｋW）を図２－１４に示す。

そのうち、適切な時期に判断・準備すれば、休止の延期や１年程度での再立上げが可能な電源を事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、約６００～１,１００万ｋW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があると想定できる。

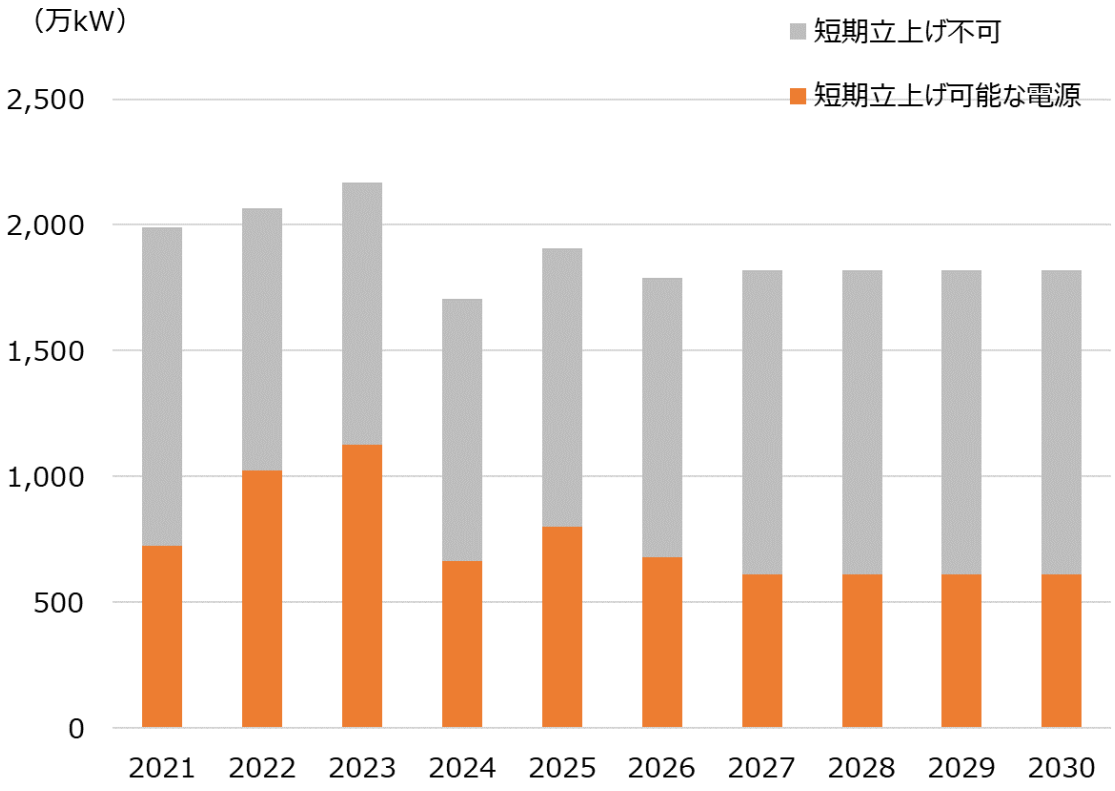


図２－１４　休止電源の状況

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※

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。

※ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

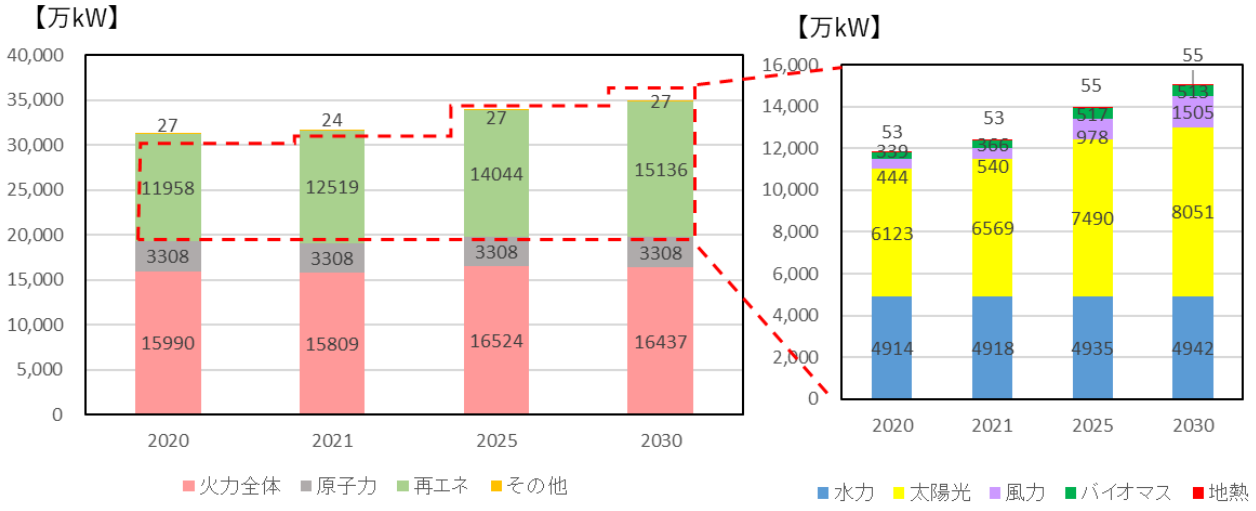
表３－１　設備容量（全国合計）

※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

【万kW】

種類	2020	2021	2025	2030
火力※1	15,990	15,809	16,524	16,437
石炭	4,593	4,815	5,284	5,281
ＬＮＧ	8,430	8,113	8,453	8,367
石油他[23]	2,967	2,882	2,787	2,789
原子力※2	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	11,958	12,519	14,044	15,136
一般水力	2,167	2,171	2,188	2,195
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風力※3	444	540	978	1,505
太陽光※3	6,123	6,569	7,490	8,051
地熱※1	53	53	55	55
バイオマス※1	339	366	517	513
廃棄物※1	84	74	69	69
その他	27	24	27	27
合計	31,283	31,661	33,903	34,909

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。



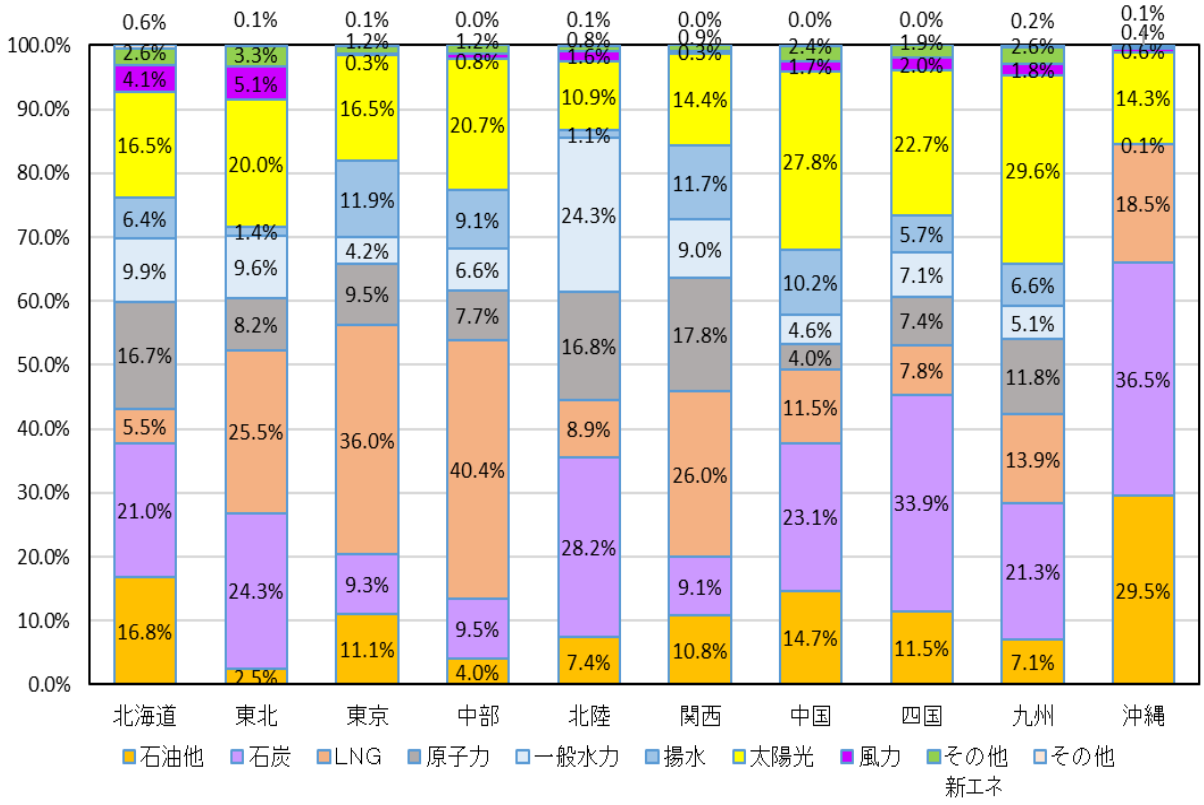
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図３－１　設備容量（全国合計）

[23] 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

２０２０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　２０２０年度末のエリア別設備容量（ｋＷ）の比率

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）[24]を図３－３に示す。

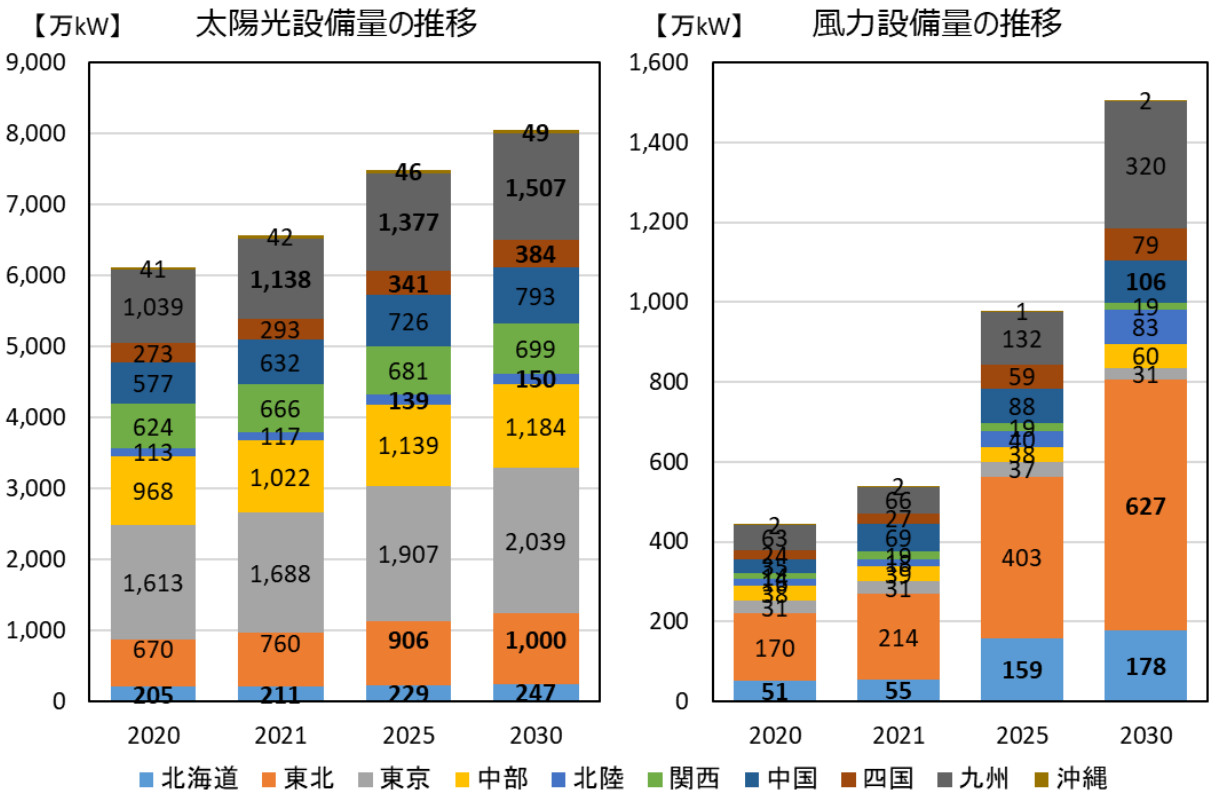


図３－３　エリア別太陽光・風力設備容量の推移

[24] 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、２０３０年度末までの電源開発計画[25]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　２０３０年度末までの電源開発計画[25]（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		**39.1**	**61**	**6.0**	**36**	**△18.3**	**33**
	一般水力	39.1	61	6.0	36	△18.3	33
	揚水	－	－	－	－	－	－
火力		**1,163.8**	**30**	**0.0**	**0**	**△660.3**	**35**
	石炭	441.3	6	－	－	△51.8	3
	ＬＮＧ	717.4	15	－	－	△432.6	12
	石油	5.1	9	－	－	△175.9	20
	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		**595.3**	**250**	**0.2**	**1**	**△64.7**	**66**
	風力	156.6	54	－	－	△47.4	52
	太陽光	332.3	168	－	－	△0.2	1
	地熱	4.4	3	－	－	△2.4	1
	バイオマス	96.8	20	－	－	△7.5	5
	廃棄物	5.2	5	0.2	1	△7.5	7
合計		2,816.2	348	21.4	38	△743.2	134

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

[25] 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※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。

電源種ごとの送電端電力量（ｋＷｈ）とその具体的な計算方法は以下のとおりである。

※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。

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、それらを計上している。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	2020	2021	2025	2030
新エネルギー等	1,023	1,123	1,448	1,574
風力	78	93	179	260
太陽光	706	756	870	919
地熱	24	26	30	32
バイオマス	189	223	345	339
廃棄物	26	25	24	24

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発電電力量を算定し、それらを計上している。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。

表３－４　水力・火力発電所送電端電力量　【億kWh】

種類	2020	2021	2025	2030
水力	826	846	857	901
一般水力	770	765	784	804
揚水	56	81	74	97
火力	6,378	6,206	6,023	5,792
石炭	2,638	2,899	3,033	3,022
ＬＮＧ	3,548	3,090	2,779	2,565
石油他[23]	193	217	211	204

③ 原子力（表３－５）

２０２１年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。ただし、稼働年数が４０年を超える設備の運転については、原子力規制委員会における認可が必要となるため、電力量をゼロとして算定している。また、今後の原子力発電所の再稼働の見込みについても加味されていない。

表３－５　原子力発電所送電端電力量　【億kWh】

種類	2020	2021	2025	2030
原子力	382	395	377	324

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】

	2020	2021	2025	2030
合計	9,107	9,025	9,066	8,970

（参考）エリア別発電電力量（送電端）の比率

２０２０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。

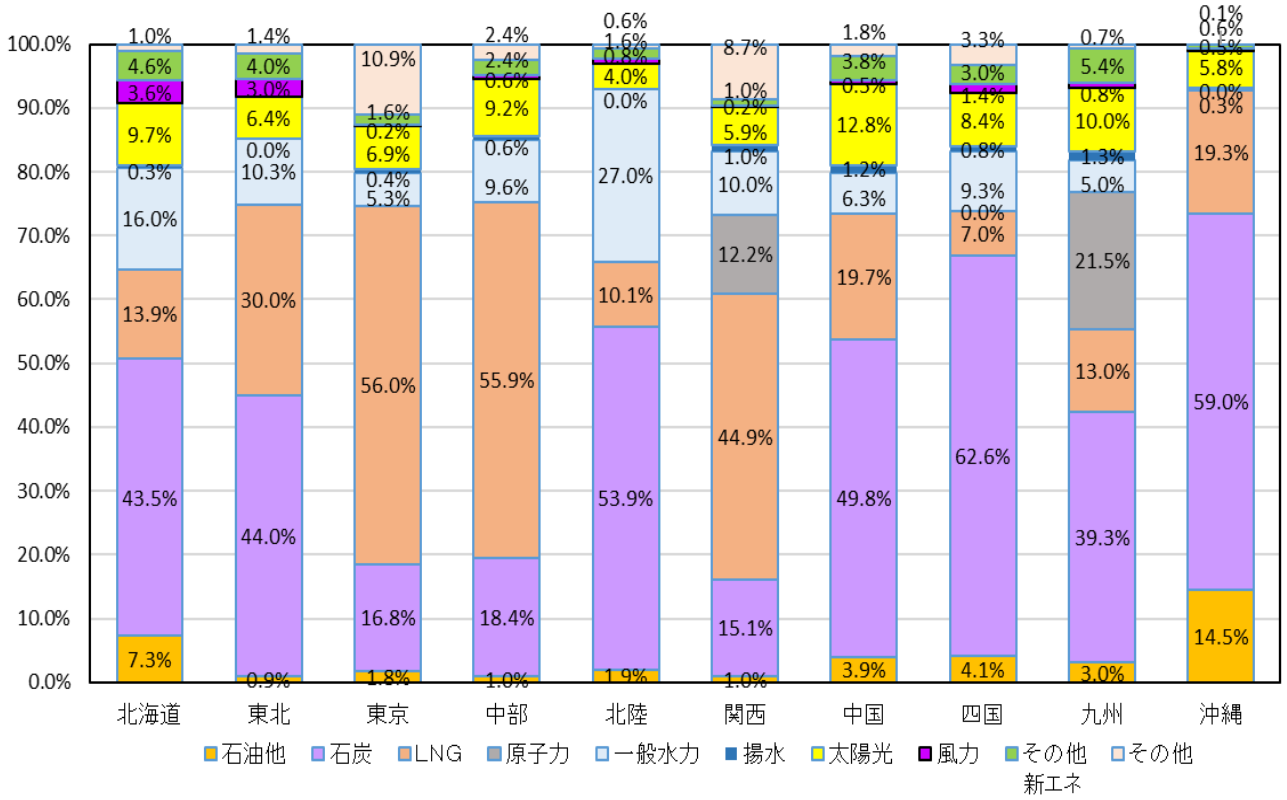


図３－４　２０２０年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

（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、実際に稼働され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）

※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。

種類	2020	2021	2025	2030
水力	19.2%	19.6%	19.8%	20.8%
一般水力	40.5%	40.2%	40.9%	41.8%
揚水	2.3%	3.4%	3.1%	4.0%
火力	45.5%	44.8%	41.6%	40.2%
石炭	65.6%	68.7%	65.5%	65.3%
ＬＮＧ	48.0%	43.5%	37.5%	35.0%
石油他[23]	7.4%	8.6%	8.6%	8.3%
原子力	13.2%	13.6%	13.0%	11.2%
新エネルギー等	16.6%	16.9%	18.1%	17.6%
風力[26]	20.1%	19.6%	20.9%	19.7%
太陽光[26]	13.2%	13.1%	13.3%	13.0%
地熱	52.2%	56.3%	62.6%	65.3%
バイオマス	63.6%	69.6%	76.2%	75.4%
廃棄物	35.7%	38.3%	39.1%	39.6%

[26] 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。

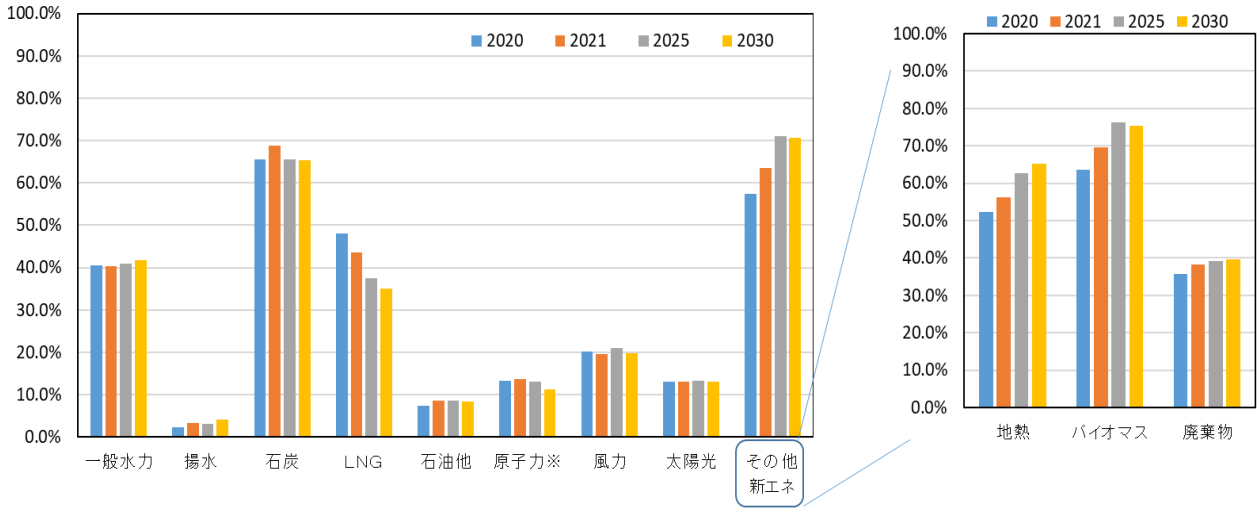


図３－５　設備利用率の推移（全国合計）

Ⅳ．送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画[27]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[28]

送電線路の増加こう長[29]※[30]	635 km（726 km）
架空送電線路※	597 km （687 km）
地中送電線路	39 km （39 km）
変圧器の増加容量	29,235 MVA（28,290 MVA）
交直変換所の増加容量[31]	900 MW （1,800 MW）
送電線路の減少こう長（廃止）	△61 km （△61 km）
変圧器の減少容量（廃止）	△4,300 MVA（△2,700 MVA）

[27] 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。

[28] （ ）内は昨年値を記載した。

[29] 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。

[30] ※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。

[31] 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。

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。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027 年 11 月）

500kV 送電線	・(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
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10 回線

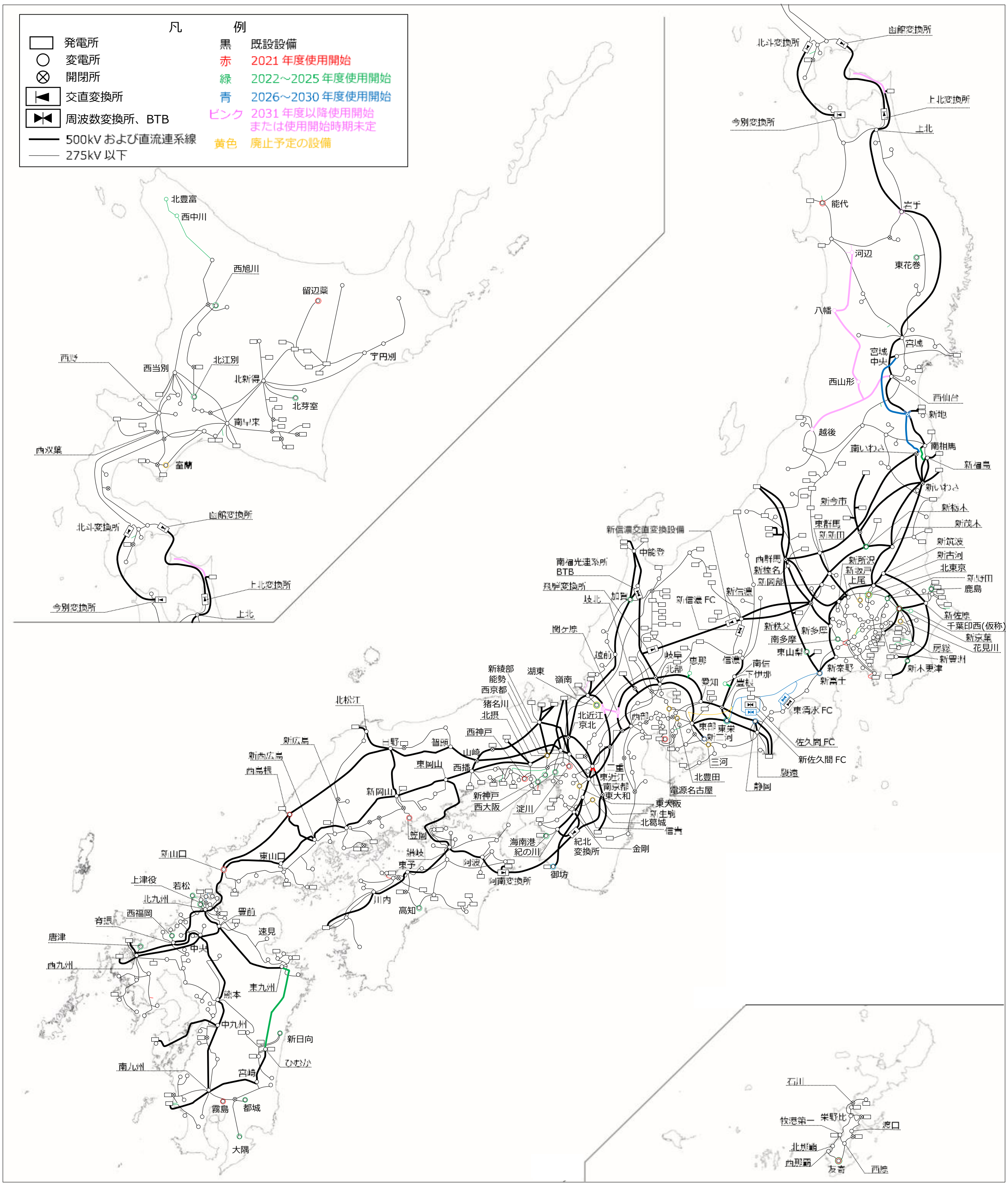
○東京中部間連系設備等概要：210 万 kW→300 万 kW（使用開始：2027 年度）

FC 増設	・新佐久間周波数変換所:30 万 kW ・東清水変電所:30 万 kW→90 万 kW
275kV 送電線	・東清水線:20km ・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	・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

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン[32]にて検討

500kV 送電線	・関ケ原北近江線:2km ・三岐幹線関ケ原(開)π引込:1km ・北近江線北近江(開)π引込:0.5km
開閉所	・関ケ原開閉所:6 回線 ・北近江開閉所:6 回線

[32] 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。



凡　例
発電所
変電所
開閉所
交直変換所
周波数変換所、BTB
500kV および直流連系線
275kV 以下
黒　既設設備
赤　2021 年度使用開始
緑　2022～2025 年度使用開始
青　2026～2030 年度使用開始
ピンク　2031 年度以降使用開始
または使用開始時期未定
黄色　廃止予定の設備
北豊富
西中川
西旭川
留辺蘂
西当別
北江別
北新得
北芽室
南早来
西双葉
室蘭
函館変換所
北斗変換所
今別変換所
上北変換所
上北
能代
河辺
岩手
東花巻
八幡
宮城
宮城中央
西山形
西仙台
新地
越後
南いわき
南相馬
新福島
新いわき
新今市
新栃木
新茂木
東群馬
新筑波
新古河
北東京
鹿島
新佐原
千葉印西(仮称)
新京葉
花見川
房総
新習志野
新木更津
新富士
新秩父
南多摩
新多摩
東山梨
新信濃 FC
新信濃交直変換設備
中能登
南福光連系所 BTB
越前
岐阜
北部
愛知
豊根
東清水 FC
佐久間 FC
新佐久間 FC
三河
北豊田
静岡
駿遠
電源名古屋
東大阪
北近江
京北
湖東
嶺南
新綾部
能勢
西京都
猪名川
北摂
西神戸
新神戸
西大阪
淀川
海南港
紀の川
紀北変換所
御坊
金剛
信貴
北葛城
南京都
東大和
三重
東近江
北松江
新広島
新西広島
西島根
日野
東岡山
新岡山
西播
山崎
智頭
新山口
東山口
笠岡
讃岐
東予
阿波
阿南変換所
川内
高知
上津役
若松
北九州
西福岡
唐津
西九州
中央
速見
熊本
中九州
東九州
新日向
ひむか
南九州
宮崎
霧島
都城
大隅
石川
牧港第一
具志川
渡口
北那覇
西那覇
友寄
西原

図４－１　電力系統の状況

表４－２　工事中地点

届出事業者	名称[33]	電圧	こう長[34,35]	回線数	着工年月	使用開始年月	理由[36]
北海道電力ﾈｯﾄﾜｰｸ株式会社	鶴岡支線新設	187kV	0.1km	1	2020年9月	2022年8月	電源対応
東京電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社	新宿線引替	275kV	22.1km→21.2km（1番線）※2※3 19.9km→21.2km（2,3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
	千葉印西変電所引込線	275kV	10.5km	2	2020年4月	2024年4月	需要対策
中部電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年6月	2024年10月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力送配電株式会社	コベルコパワー神戸第二アクセス線※1	275kV	4.4km※2	3	2017年4月	2021年1月（1号線） 2021年4月（2号線） 2022年1月（3号線）	電源対応
	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
四国電力送配電株式会社	西条アクセス線※1	187kV	7km※3	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
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
	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年5月	2022年1月	需要対策
	新鹿児島線川内電源(発)π引込※１	220kV	2km→4km※3	1→2	2020年8月	2023年12月	系統対策
電源開発送変電ﾈｯﾄﾜｰｸ株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	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	22km※2	1	2020年7月	2024年5月	電源対応

[33] 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別が入っているため、分からないように見直した。

[34] 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。

[35] 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。

[36] 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

表４－３　着工準備中地点

届出事業者	名称[33]	電圧	こう長[34,35]	回線数	着工年月	使用開始年月	理由[36]
北海道電力ネットワーク株式会社	北幌延線一部昇圧	100kV→187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
	(仮称)苫小牧アクセス線新設※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6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
	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	2023年6月	2024年12月	電源対応
	（仮）広域連系北幹線	500kV	79km	2	2022年7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7月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	相馬双葉幹線接続変更	500kV	16km	2	2022年2月	2025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5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	2023年11月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	（仮）広域連系開閉所	500kV	－	10	2022年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	秋田幹線河辺変電所ＤＴ引込	275kV	5km	2	2022年度以降	2029年度以降	電源対応
	秋盛幹線河辺変電所ＤＴ引込	275kV	0.2km	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	2026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	2029年度以降	2030年度以降	電源対応
	出羽幹線	500kV	96km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応
	山形幹線昇圧延長	275kV→500kV	53km→103km	2	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	東新宿線引替	275kV	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
	G7060005アクセス線（仮称）	275kV	0.5km※2	1	2021年4月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500アクセス線（仮称）	275kV	0.1km	2	2024年6月	2025年6月	電源対応
	京浜線1，2号接続変更	275kV	0.4km※3	2	2021年9月	2022年3月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年1月	安定供給対策※4

届出事業者	名称[33]	電圧	こう長[34,35]	回線数	着工年月	使用開始年月	理由[36]
	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 5 月	2022 年 11 月	需要対策
	五井アクセス線※1	275kV	11.1km	2	2021 年 10 月	2023 年 10 月	電源対応
	G5150013 アクセス線（仮称）	275kV	0.5km	2	2021 年 5 月	2022 年 5 月 (1 号線) 2022 年 6 月 (2 号線)	電源対応
中部電力 ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ 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
	関ケ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ケ原開閉所	500kV	―	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線 関ケ原（開） π 引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5
関西電力 送配電 株式会社	北大和線 南京都(変)引込変更	500kV	0.1km→ 0.2km	2	2021 年 6 月	2021 年 12 月	系統対策
	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
	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
	姫路アクセス 西支線※1	275kV	1.2km※3	2	2022 年 11 月	2023 年 3 月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2023 年 3 月	2025 年 7 月	電源対応
	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	2022 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	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022 年度	2027 年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※3	2	2022 年度	2027 年度	安定供給対策※4

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[36]
電源開発 送変電 ﾈｯﾄﾜｰｸ 株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	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[33,37]	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由[36]
北海道電力ﾈｯﾄﾜｰｸ株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→100MVA	2→1	2021年2月	2021年10月	高経年化対策
	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年4月	2022年7月	電源対応
東北電力ﾈｯﾄﾜｰｸ株式会社	能代変電所	275/66kV	100MVA	1	2019年10月	2021年6月	電源対応
東京電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→450MVA×2	2→2	2018年8月	2019年9月(5B)済 2021年11月(6B)	高経年化対策
	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	電源対応
中部電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社	知多電源変電所※1	275/154kV	300MVA×1→450MVA×1	1→1	2019年7月	2021年4月	高経年化対策
	知多電源変電所※1	275/154kV	450MVA×2	2	2019年7月	2020年11月(新1B)済 2021年8月(新2B)	電源対応
	東清水変電所	－	300MW→900MW	－	2020年12月	2027年度	安定供給対策※4
関西電力送配電株式会社	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→300MVA	2→1	2020年11月	2021年6月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→300MVA	2→1	2020年12月	2021年10月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
中国電力ﾈｯﾄﾜｰｸ株式会社	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→300MVA	1→1	2020年8月	2021年5月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
九州電力送配電株式会社	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12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
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→200MVA×2	2→2	2017年10月	2021年4月(1B) 2024年5月(2B)	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

[37] 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[33,37]	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由[36]
北海道電力ﾈｯﾄﾜｰｸ株式会社	北江別変電所	187/66kV	100MVA→150MVA	1→1	2021年5月	2022年7月	高経年化対策
	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
東北電力ﾈｯﾄﾜｰｸ株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年5月	2024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	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	500/154kV	750MVA	1	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	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	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
東京電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→300MVA	1→1	2021年7月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年6月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年10月	2027年3月	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年6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
	千葉印西変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年4月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年6月	2024年6月	電源対応
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→300MVA	1→1	2022年12月	2023年10月	高経年化対策
中部電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2024年10月	需要対策
	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※4
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027年7月	2030年8月	電源対応
北陸電力送配電株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年11月	2023年12月	安定供給対策
関西電力送配電株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2024年8月	2027年11月	電源対応
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→300MVA	1→1	2022年1月	2022年10月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1、200MVA×2→300MVA×2	3→2	2022年9月	2024年6月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1、200MVA×1→200MVA×1	2→1	2022年8月	2024年1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
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4月	高経年化対策 需要対策
九州電力送配電株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9月	2024年3月	電源対応
	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
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年11月	2024年10月	電源対応

届出事業者	名称 [33,37]	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 [36]
	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
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021 年 5 月	2023 年 4 月	高経年化対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250 MVA	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
福島送電 株式会社	阿武隈南変電所 ※6	154/66/33kV	170MVA	1	2021 年 11 月	2024 年 5 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
北海道電力 ﾈｯﾄﾜｰｸ 株式会社	室蘭変電所	187/66kV	100MVA	1	2023 年 6 月	高経年化対策
東京電力 ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2024 年 3 月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2022 年 1 月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2025 年 2 月	系統対策
中部電力 ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ 株式会社	北豊田変電所	275/154kV	450MVA	1	2023 年度	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
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
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2024 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	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[38]	こう長の総延長[39]	こう長（合計）	こう長の総延長（合計）
新増設	500kV	架空	646 km※	1,293 km※	646 km※	1,293 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△175 km	△354 km	△158 km	△317 km
		地中	17 km	37 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	120 km	240 km	120 km	240 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	597 km	1,189 km	635 km	1,248 km
		地中	39 km	59 km		
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		

表４－９　主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画[40]

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	227 km	476 km
220kV	19 km	38 km
187kV	7 km	14 km
合計	253 km	528 km

[38] こう長とは、新増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。

[39] 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。

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

表４－１０　主要な変圧器の整備計画

区分[41]	電圧階級[42]	増加台数	増加容量
新増設	500kV	23 [4]	22,100MVA [1,000MVA]
	275kV	8 [2]	4,180MVA [600MVA]
	220kV	6 [0]	1,740MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	955MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	110kV	△1 [0]	△60MVA [0MVA]
	新増設計	41 [12]	29,235MVA [2,465MVA]
廃止	500kV	△1	△750 MVA
	275kV	△13	△3,450 MVA
	187kV	△1	△100 MVA
	廃止計	△15	△4,300 MVA

※[　]：変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表４－１１　主要な周波数変換所の整備計画

区分	地点数	容量
新増設	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

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、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。

[41] 変圧器の設置を伴う撤去については、新増設に区分のうえ、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。

[42] 変圧器の一次側電圧により分類した。

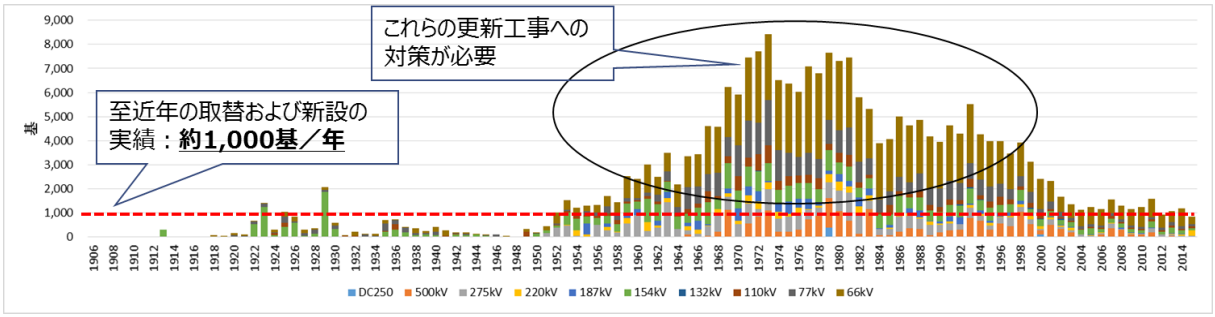


図４－２　鉄塔の物量分布（66kV～500kV）

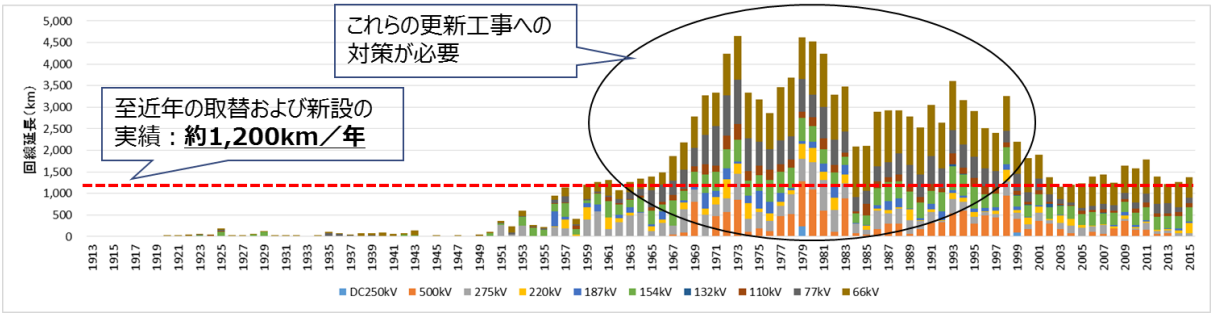


図４－３　架空線回線延長の物量分布（66kV～500kV）

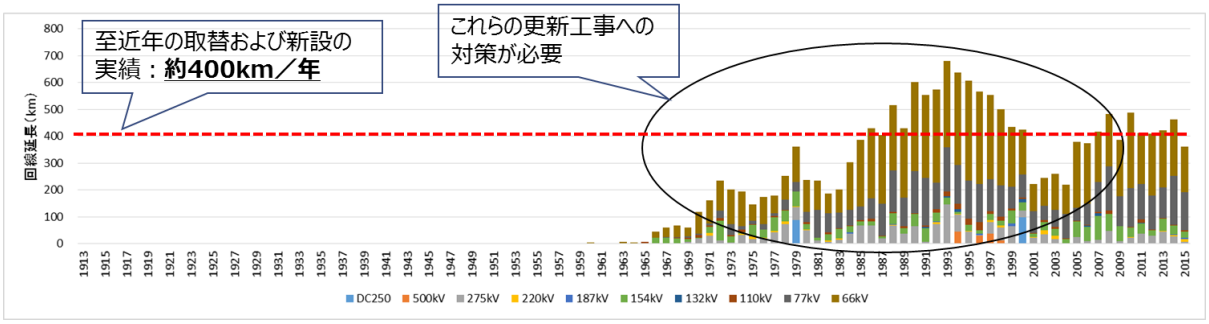


図４－４　地中線の物量分布（66kV～500kV）

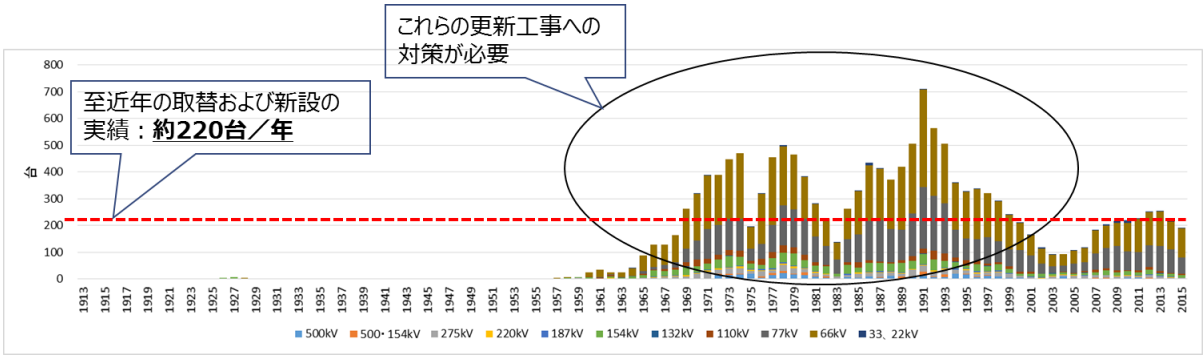


図４－５　変圧器の物量分布（66kV(一部 22kV)～500kV）

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[43]を図４－６に示す。

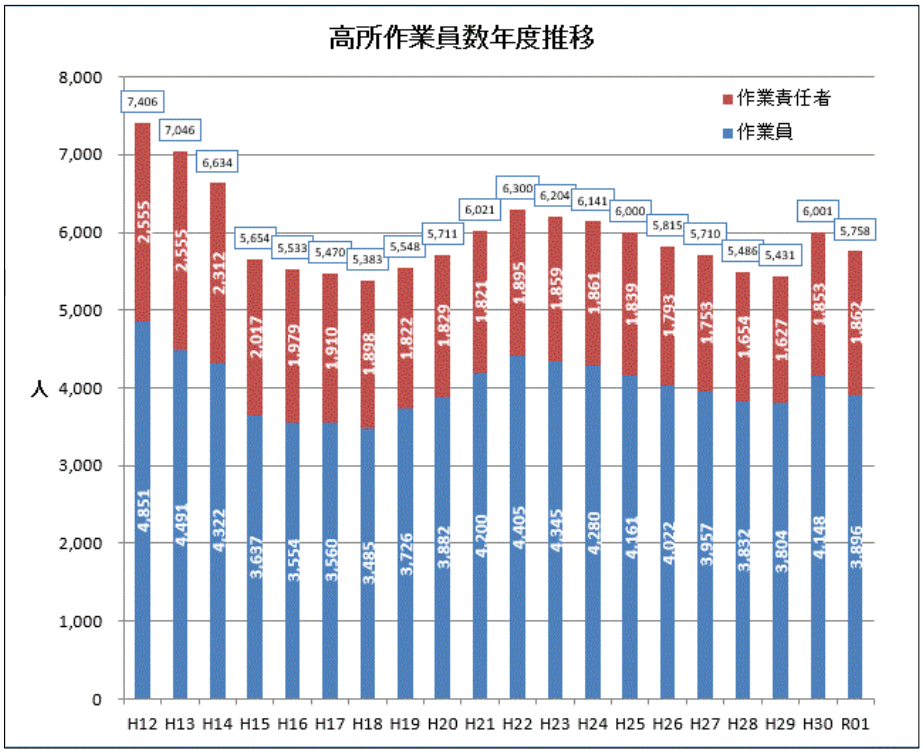


図４－６　送電線工事の高所作業員数年度推移 [43]

[43] 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（２０２１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２０２１年度のエリア外からの調達電力量を図５－３、調達電力量比率を図５－４に示す。

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

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

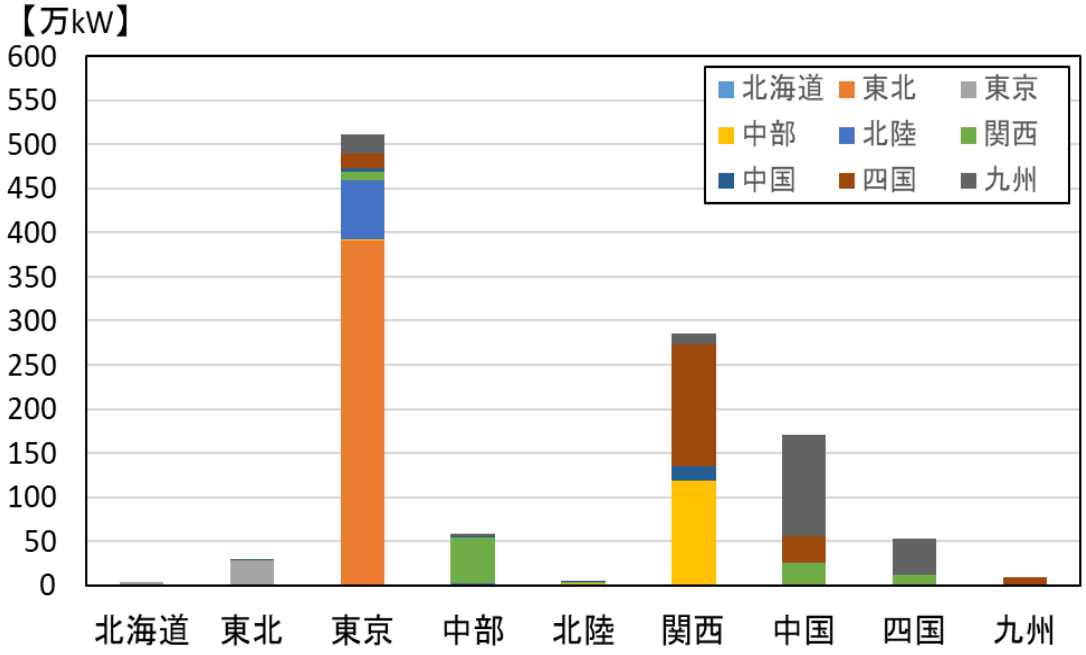


図５－１　エリア外調達電力

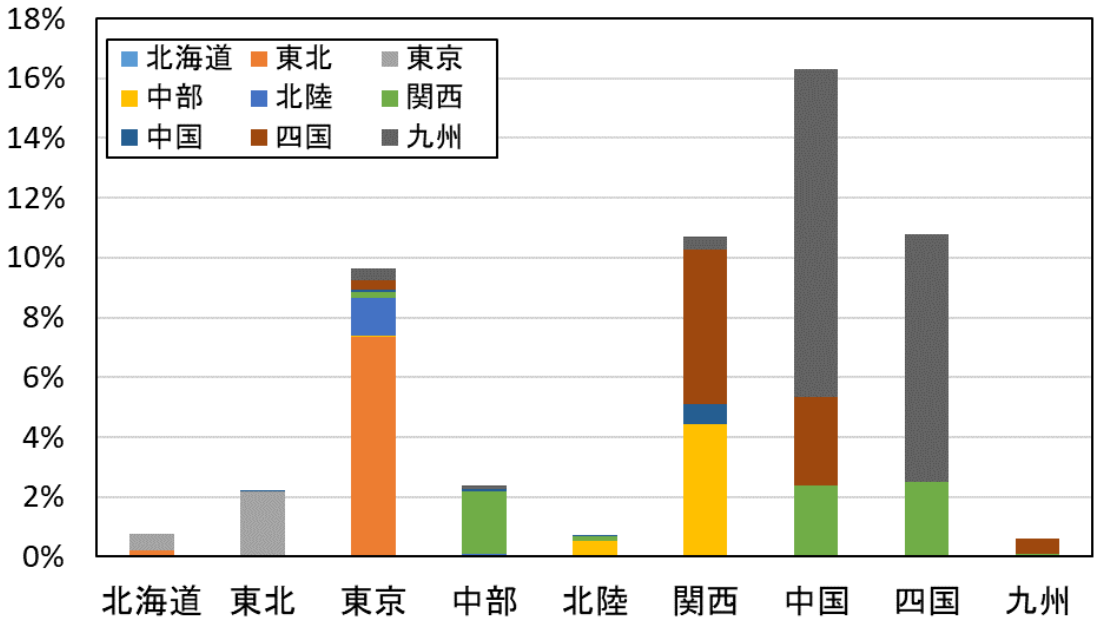


図５－２　エリア外調達電力比率

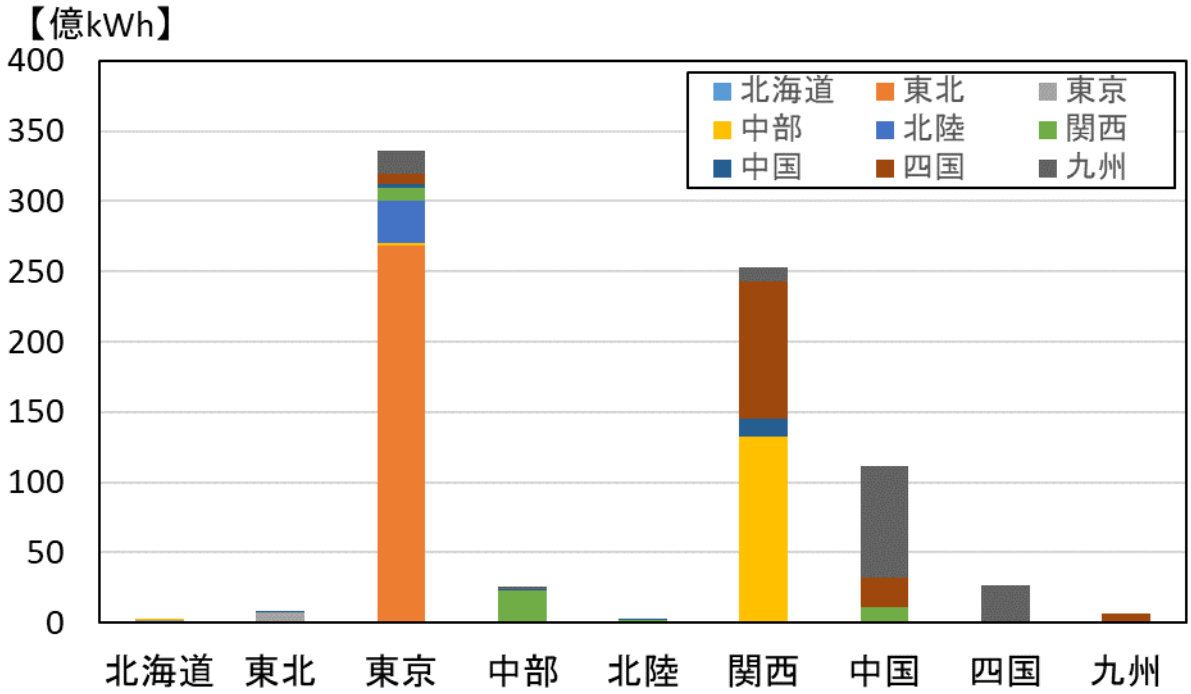


図５－３　エリア外調達電力量

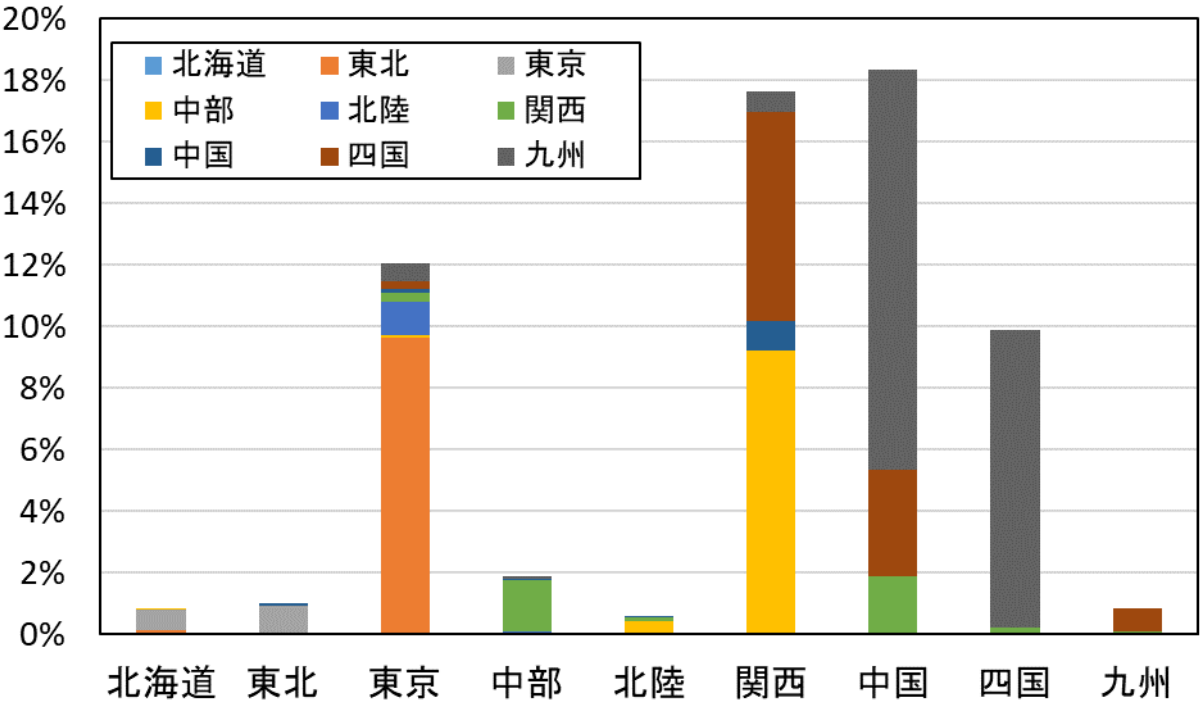


図５－４　エリア外調達電力量比率

Ⅵ. 電気事業者の特性分析

１．小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者６６０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。

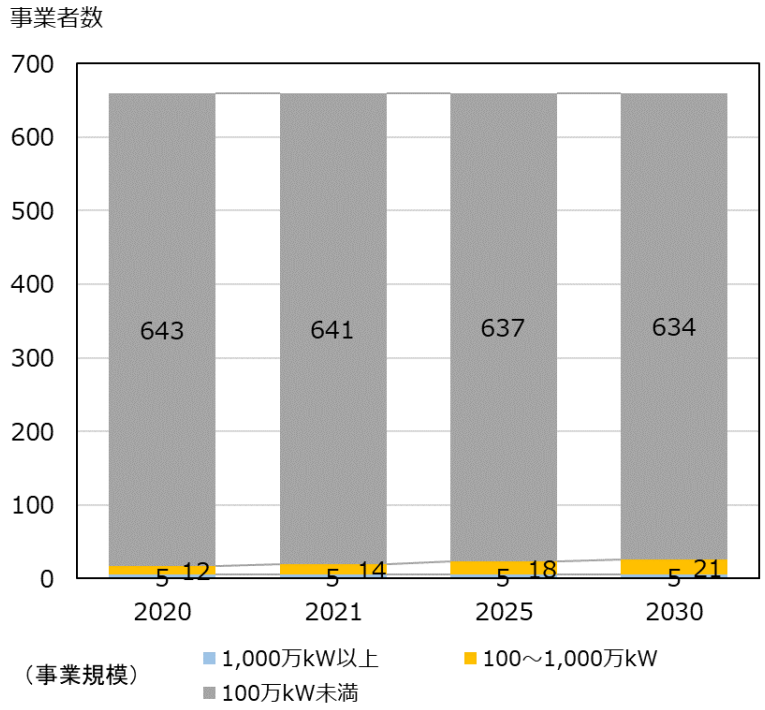


図６－１　需要電力別の小売電気事業者数

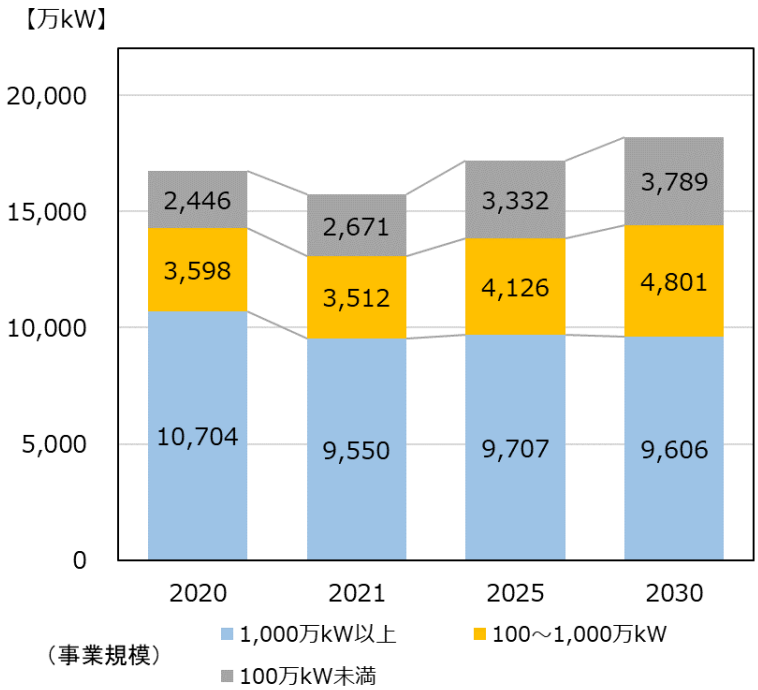


図６－２　各規模別の需要電力（積算）

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。

中小規模（１００億ｋＷｈ未満）の事業者が規模を拡大する計画としている。

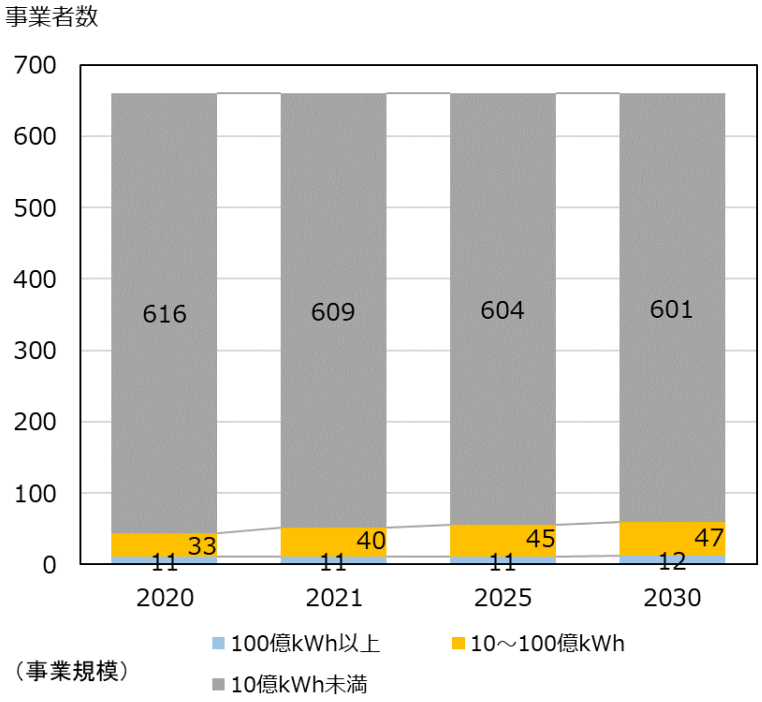


図６－３　需要電力量別の小売電気事業者数

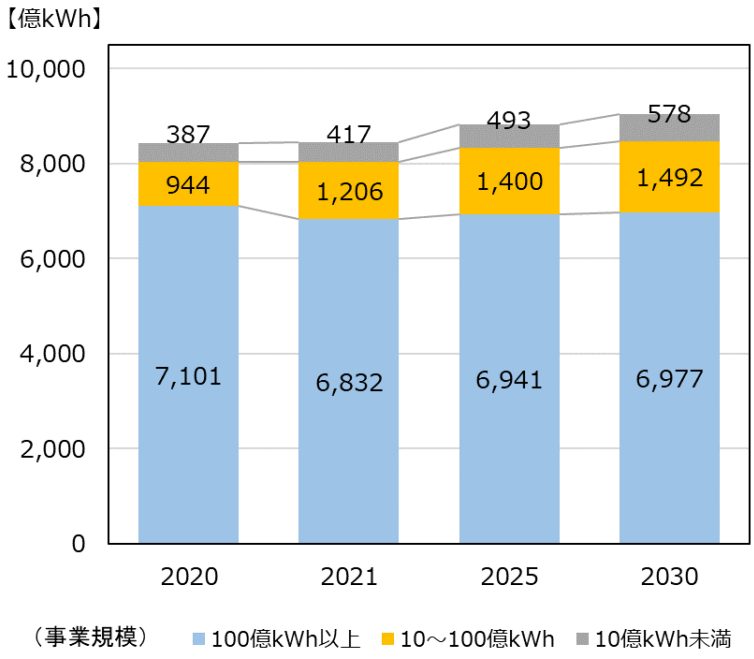


図６－４　各規模別の需要電力量（積算）

２．小売電気事業者のエリア展開

２０２１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、２０２１年度時点で小売計画を計上していない事業者（８６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。

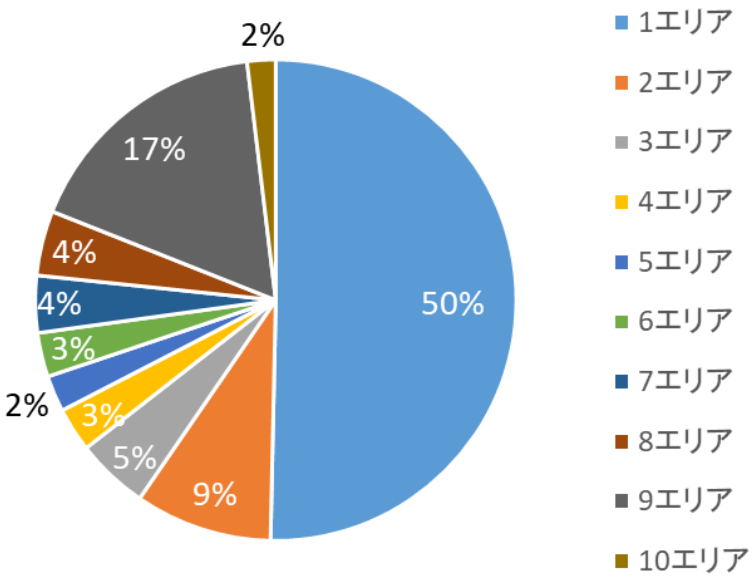


図６－５　事業エリア数毎の小売電気事業者比率

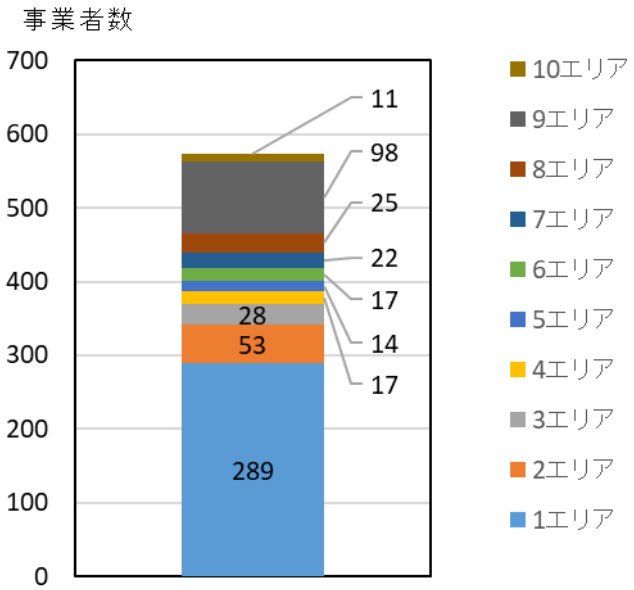
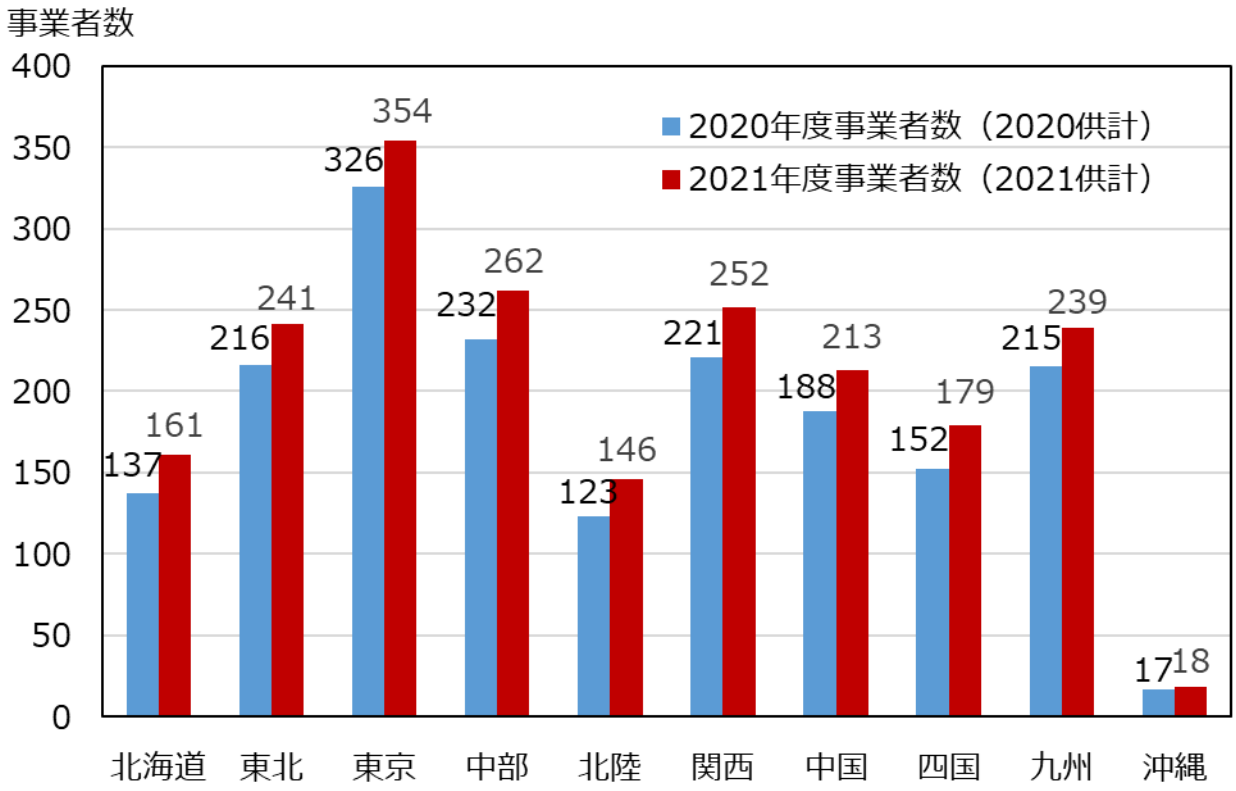


図６－６　事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、２０２１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。

すべ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。



【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021年度エリア需要	415	1,293	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	150

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、自エリア内の自社需要に対しては十分な供給力を確保している。

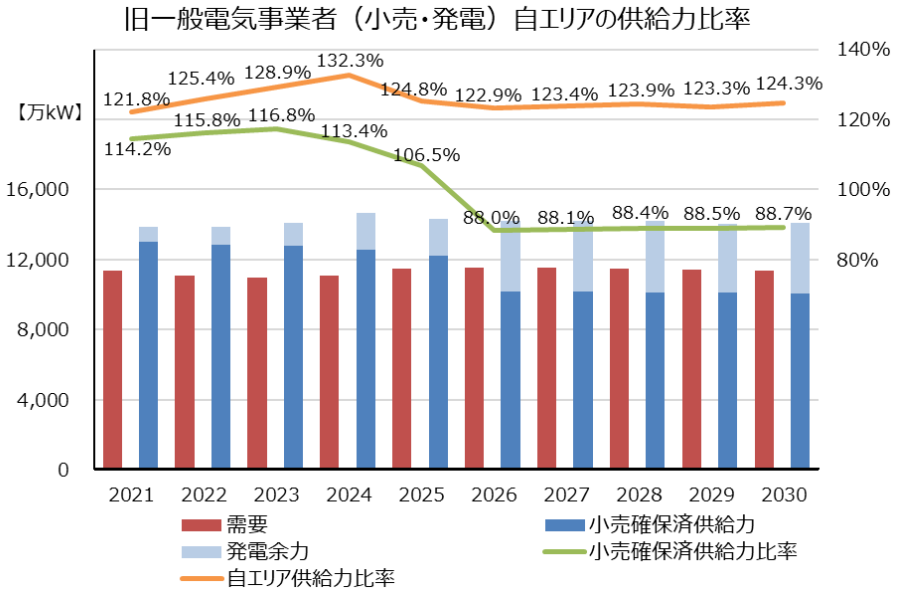


図６－８　旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率[44]（８月１５時、送電端）

みなし小売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。

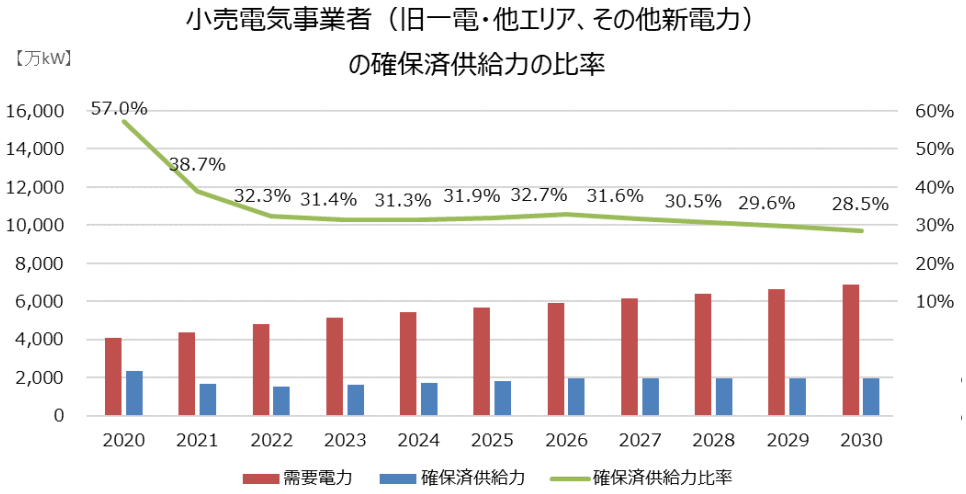


図６－９　小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（８月１５時、送電端）

[44] 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９３５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。

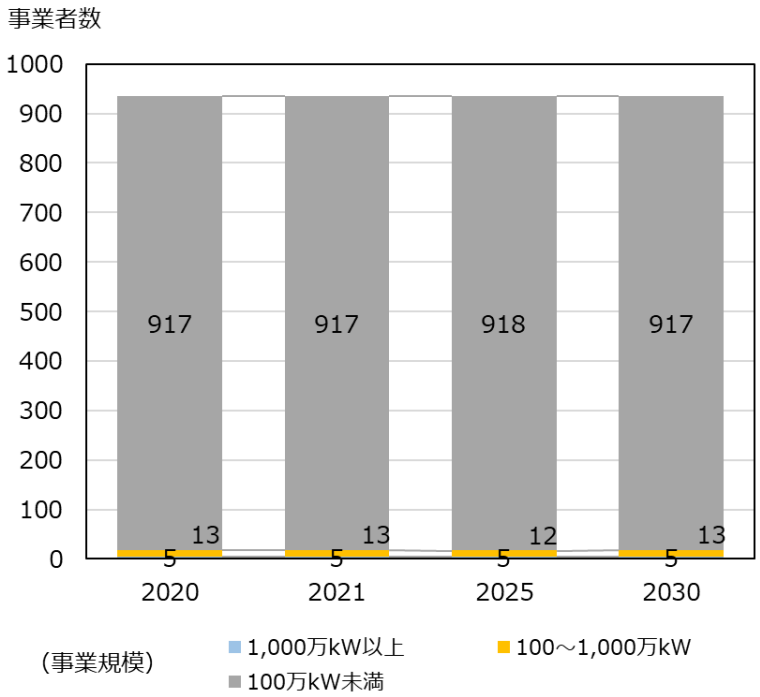


図６－１０　供給電力別の発電事業者数

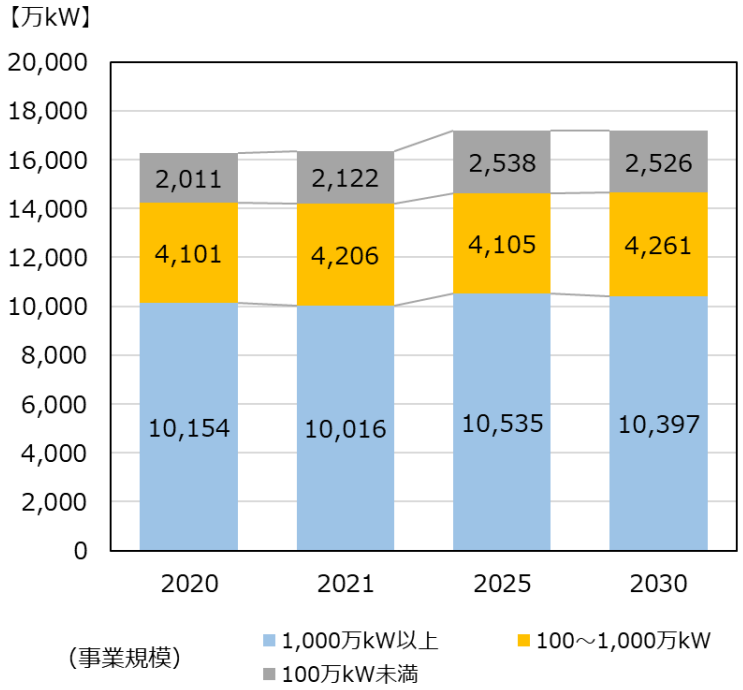


図６－１１　各規模別の供給電力（積算）

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。

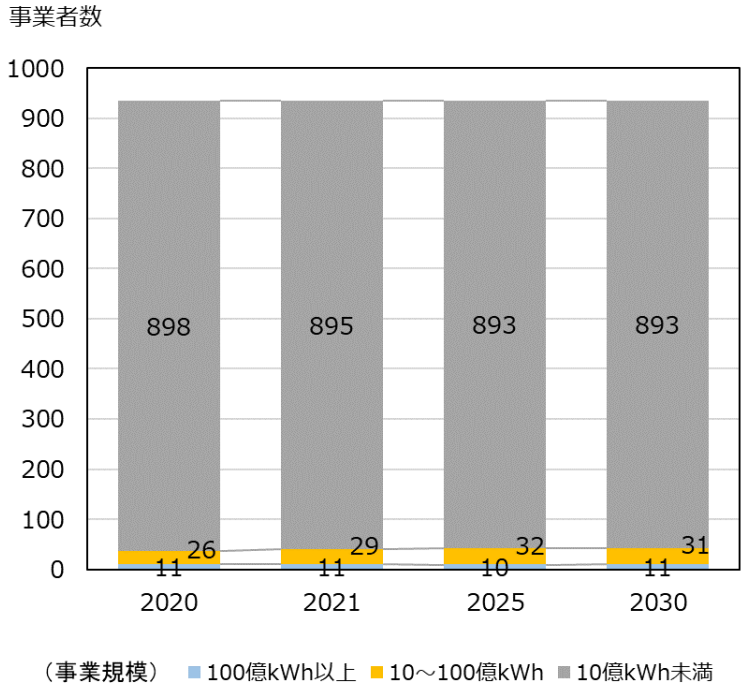


図６－１２　供給電力量別の発電事業者数

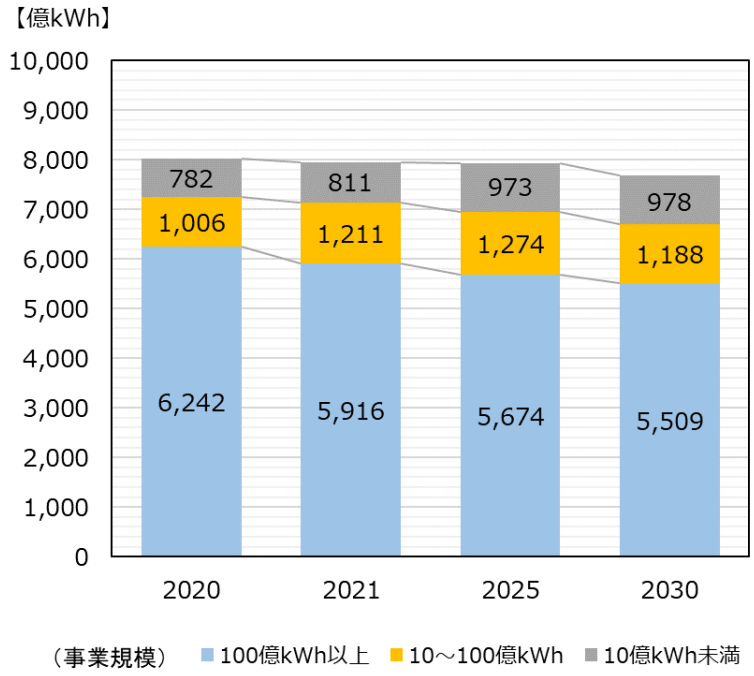


図６－１３　各規模別の供給電力量（積算）

また、当該発電事業者が２０２１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、２０２１年度内に発電設備を計上していない事業者（１１７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。

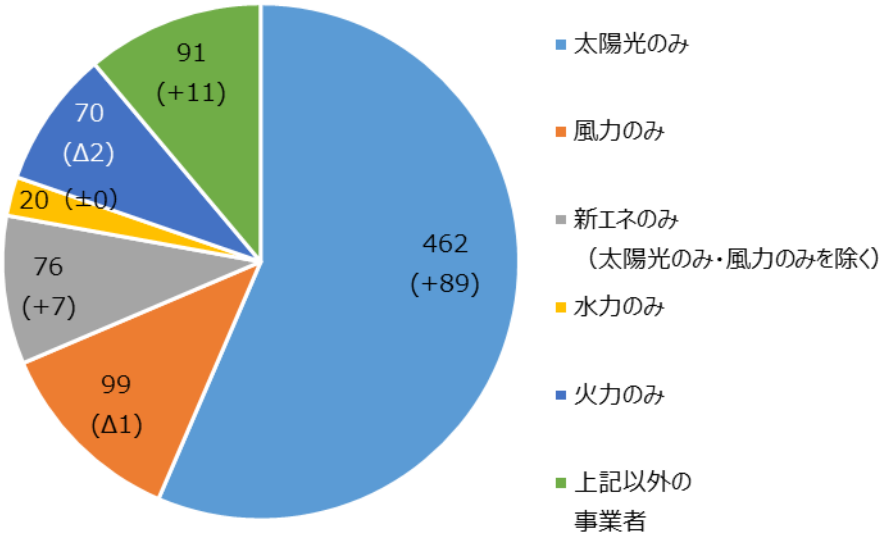


図６－１４　発電種別毎の発電事業者数

５．発電事業者のエリア展開

２０２１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、２０２１年８月時点で保有設備を計上していない事業者（１６８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。

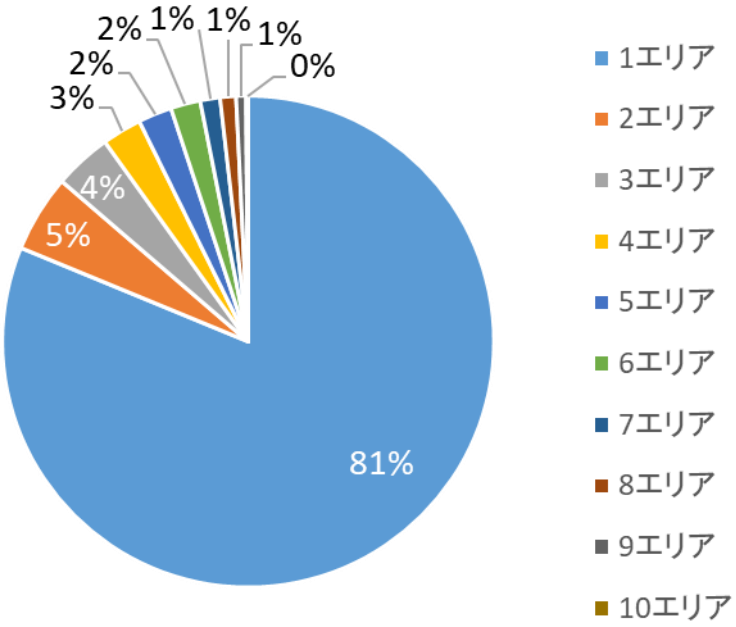


図６－１５　事業エリア数毎の発電事業者比率

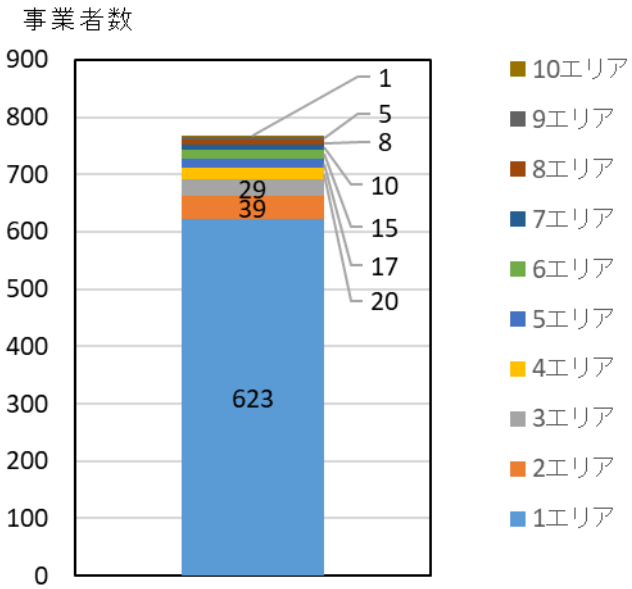
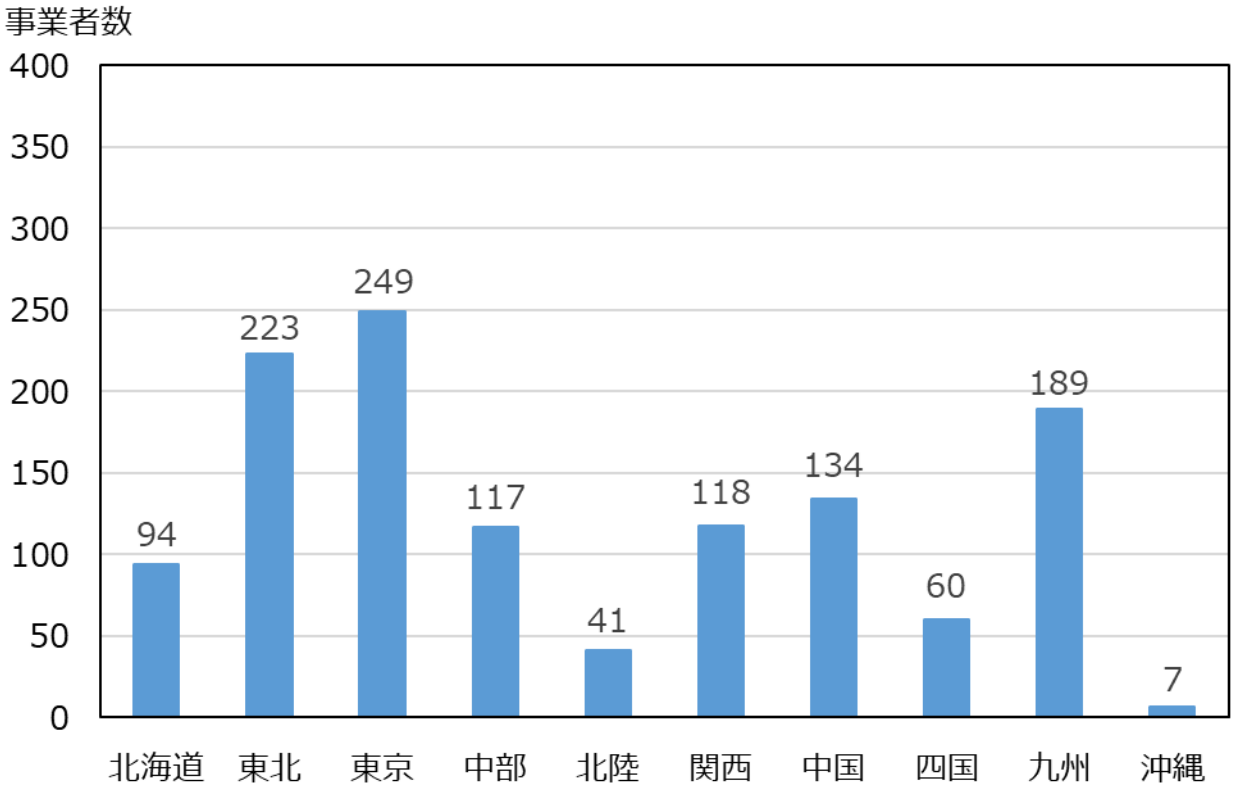


図６－１６　事業エリア数毎の発電事業者数

また、２０２１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。



【万 kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
566	1,859	4,835	2,388	579	2,436	1,029	676	1,872	196

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

１．需要期における供給力（ｋＷ）不足の懸念

今回の取りまとめにおいて、短期断面（２０２１・２０２２年度）は供給信頼度基準（年間を通じた停電量の予測を用いた基準）を満たしているが、補完的確認として実施した月別の需給バランス評価（月別上位３日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、２０２２年２月に東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が５．８％となり適正予備率である８．０％を下回る結果となっている。また、本機関が実施した２０２１年度冬季の需給変動リスク分析でも厳気象Ｈ１需要（過去１０年間で最も猛暑・厳寒だった年度並みの気象条件で想定した需要）に対して、ほとんどのエリアで２０２２年２月は予備率３％を下回り、東京エリアは２０２２年１月及び２月ともに供給力が厳気象Ｈ１需要も下回る厳しい状況である。

このような結果となった主要因は、２０２２年２月に１，３００万ｋＷ程度の補修停止が計上されるなど、高需要期の補修停止により供給力が減少したことにある。今冬の需給ひっ迫を踏まえれば、大規模な電源を保有する発電事業者は、個社の相対契約だけで補修停止を判断するのではなく、需給バランスを考え慎重に計画すべきであったと考える。

本機関としては、厳しい需給バランスの結果を公表することで需給ひっ迫に対する備えを広く呼びかけるとともに、特に需給の厳しいエリアでは、発電事業者に対する補修停止等の調整や小売電気事業者への高需要期に備えた計画的な調達を求めるなど、需給バランスの改善に最大限取り組む。また、これら対応を行ってもなお、安定的な供給力確保が難しい場合を想定し、電源入札等を実施することも含めた準備など対応に万全を期すこととしたい。

なお、２０２１年７月の需給バランスにおいても厳気象Ｈ１需要に対して全国的に予備率３．４％となっており、かろうじて適正予備率３．０％を確保した程度であり、予断を許さない状況である。国においても、需要家に対する節電などをどのように実施していくか、需給ひっ迫の備えについて検討が期待される。

２．２０２１年度の需給バランス（kWh）と今冬の電力需給ひっ迫（kWh）を踏まえた対策

１．で述べた補修停止の増加要因として、小売電気事業者の調達先未定が増加していることが考えられる。この結果、２０２１年度の需給バランス（ｋＷｈ）は、２０２０年度と比べても年間の電力量で１．３％悪化しており、現時点で昨年度の同時期より供給電力量（ｋＷｈ）の確保が低い水準にあることが確認された。

本機関としては、これまでの供給力（ｋＷ）による評価に加え、２０２１年度の秋より電力需給検証において電力量（ｋＷｈ）の需給バランスを燃料調達の状況も含めて評価するとともに、需給ひっ迫を未然に防ぐため、冬の高需要期までの期間に継続的なモニタリングを実施し、情報発信していくこととした。これにより、需給ひっ迫に備えた小売電気事業者の計画的な調達行動と、発電事業者による十分な供給電力量の確保を期待するとともに、相対取引や先渡取引などの調達が増えることで必要な供給力となりうる電源の休廃止が抑制されることも期待している。

国においても本機関が実施するモニタリングを具体的にどのように需給ひっ迫の対策につなげていくか検討が期待される。

３．２０３０年度エネルギーミックス達成に向けた対策

２０１８年７月に決定された第５次エネルギー基本計画では、２０３０年の長期エネルギー需給見通し（２０１５年７月経済産業省決定。以下「エネルギーミックス」という。）の確実な実現に全力を挙げるとされている。

一方で、今回の取りまとめにおいて、２０３０年度の送電端電力量（ｋＷｈ）では、石炭火力の比率が約３６％、原子力の比率が約４％と、エネルギーミックスで示された構成比と比べて乖離が生じていることが明らかとなった。供給計画のとりまとめは、各事業者が一定の前提に基づき、現時点で安定供給上見込むことのできる発電計画を集計したものであるが、今後もこのままの傾向で推移することも考えられ、更なる政策的取組や事業環境変化等を踏まえて事業者が計画を見直すに至らなければ、２０３０年度のエネルギーミックスの達成は困難となる。

エネルギーミックスの達成に向けては、例えば規制的措置や誘導的措置の適切な実施など、各電源のおかれた環境に応じた取り組みを積み重ねていく必要がある。国においては、エネルギーミックスの着実な実現に向けた取り組みの適切な実施が期待される。

Ⅷ. まとめ（２０２１年度供給計画の取りまとめ）

１．電力需要想定

向う１０年における最大３日平均電力（全国合計値）は、年平均０．１％の減少となる見通し。年平均を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ことが主な要因となる。

２．需給バランス

向う１０年における年間ＥＵＥ基準に基づく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。しかし、長期断面では、２０２６年度以降の九州エリアで基準値を超過していた。

また供給力の補完的確認（沖縄エリア以外は供給予備率８％以上、沖縄エリアは「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」を除いた場合の供給力が最大３日平均電力を上回ること）では、第１年度（２０２１年度)、第２年度（２０２２年度）とも予備率が８％を下回る断面があることを確認した。

電力量（ｋＷｈ）の見通しについても、第１年度（２０２１年度）における電力量（ｋＷｈ）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は１億ｋＷｈ/月～３２億ｋＷｈ/月程度（想定需要に対して 0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

そのため、補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、今冬の需給ひっ迫を経験した小売及び発電事業者に対して、冬の需給が厳しい断面において十分な備えができているかあらためて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1)」について、４月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととしたい。

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とりまとめた。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、３件の課題を取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙１　第１，２年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　191

別紙２　当該年度以降１０年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・・・・・・　196

別紙１．第１，２年度の需給見通し（短期）

○２０２１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	393	356	355	404	415	388	396	454	481	497	493	454
東北	1,056	984	1,059	1,265	1,293	1,164	1,052	1,164	1,291	1,350	1,335	1,241
東京	3,819	3,671	4,077	5,329	5,329	4,516	3,758	4,042	4,427	4,773	4,773	4,366
東３社計	5,268	5,011	5,491	6,998	7,037	6,068	5,206	5,660	6,199	6,620	6,601	6,061
中部	1,829	1,868	2,017	2,453	2,453	2,316	1,958	1,935	2,108	2,285	2,285	2,082
北陸	387	354	397	492	492	436	369	404	456	489	489	446
関西	1,833	1,857	2,105	2,726	2,726	2,284	1,890	1,935	2,326	2,431	2,431	2,129
中国	748	739	811	1,032	1,032	922	772	835	1,014	1,025	1,025	901
四国	344	342	390	492	492	432	356	365	453	453	453	397
九州	1,028	1,044	1,188	1,521	1,521	1,312	1,118	1,141	1,433	1,451	1,451	1,228
中西６社計	6,169	6,204	6,908	8,716	8,716	7,702	6,463	6,615	7,790	8,134	8,134	7,183
９社合計	11,437	11,215	12,399	15,714	15,753	13,770	11,669	12,275	13,989	14,754	14,735	13,244
沖縄	104	119	144	144	146	145	130	112	97	101	100	93
１０社合計	11,541	11,334	12,543	15,858	15,899	13,915	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

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	574	605	573	576	608	584	602	633	585	578	578	588
東北	1,260	1,304	1,305	1,534	1,566	1,434	1,240	1,290	1,472	1,568	1,562	1,413
東京	4,380	4,346	4,854	5,636	5,699	5,273	4,448	4,386	5,022	5,091	5,014	4,872
東３社計	6,214	6,255	6,732	7,746	7,874	7,291	6,291	6,310	7,080	7,237	7,154	6,874
中部	2,281	2,285	2,469	2,571	2,618	2,528	2,370	2,339	2,421	2,503	2,446	2,401
北陸	488	474	485	564	546	543	491	472	509	506	505	494
関西	2,105	2,135	2,475	2,777	2,773	2,510	2,380	2,350	2,511	2,559	2,426	2,326
中国	955	980	1,169	1,283	1,333	1,156	1,073	1,005	1,028	1,128	1,123	1,115
四国	473	510	556	612	616	584	495	489	525	530	527	505
九州	1,408	1,420	1,559	1,736	1,811	1,710	1,423	1,301	1,556	1,627	1,528	1,411
中西６社計	7,710	7,804	8,714	9,544	9,698	9,031	8,231	7,956	8,549	8,852	8,554	8,252
９社合計	13,924	14,059	15,447	17,290	17,572	16,322	14,522	14,266	15,629	16,089	15,708	15,126
沖縄	161	184	189	188	193	202	193	175	168	168	164	173
１０社合計	14,086	14,243	15,635	17,478	17,764	16,524	14,715	14,440	15,797	16,257	15,872	15,300

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	181	249	218	172	193	196	206	179	104	81	85	134
東北	204	320	246	269	273	270	188	126	181	218	227	172
東京	561	675	777	307	370	757	690	344	595	318	241	506
東３社計	946	1,244	1,241	748	837	1,223	1,085	650	881	617	553	813
中部	452	417	452	118	165	212	412	403	313	218	161	319
北陸	101	121	88	72	54	107	122	69	54	17	16	49
関西	272	278	370	51	47	226	490	415	185	128	-5	197
中国	207	241	358	251	301	234	301	170	14	103	98	214
四国	129	168	166	120	124	152	139	124	72	77	74	108
九州	380	376	371	215	290	398	305	160	123	176	77	183
中西６社計	1,541	1,600	1,806	828	982	1,329	1,769	1,342	760	718	420	1,070
９社合計	2,487	2,844	3,048	1,576	1,819	2,552	2,854	1,991	1,640	1,335	973	1,883
沖縄	58	65	45	44	47	56	63	63	72	67	64	80
１０社合計	2,545	2,909	3,092	1,620	1,866	2,608	2,917	2,054	1,712	1,402	1,038	1,963

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	46.0%	69.9%	61.4%	42.6%	46.6%	50.4%	52.1%	39.5%	21.7%	16.3%	17.2%	29.6%
東北	19.4%	32.5%	23.3%	21.3%	21.1%	23.2%	17.9%	10.8%	14.0%	16.1%	17.0%	13.9%
東京	14.7%	18.4%	19.1%	**5.8%**	**6.9%**	16.8%	18.4%	8.5%	13.4%	**6.7%**	**5.0%**	11.6%
東３社計	18.0%	24.8%	22.6%	10.7%	11.9%	20.1%	20.8%	11.5%	14.2%	9.3%	8.4%	13.4%
中部	24.7%	22.3%	22.4%	**4.8%**	**6.7%**	9.1%	21.0%	20.9%	14.8%	9.6%	**7.0%**	15.3%
北陸	26.1%	34.2%	22.3%	14.6%	10.9%	24.4%	33.2%	17.0%	11.7%	**3.4%**	**3.3%**	11.0%
関西	14.8%	15.0%	17.6%	**1.9%**	**1.7%**	9.9%	25.9%	21.5%	**7.9%**	**5.3%**	**-0.2%**	9.2%
中国	27.7%	32.6%	44.2%	24.4%	29.2%	25.4%	39.0%	20.4%	**1.4%**	10.0%	9.5%	23.7%
四国	37.6%	49.0%	42.7%	24.5%	25.3%	35.3%	38.9%	34.0%	15.8%	16.9%	16.3%	27.1%
九州	36.9%	36.0%	31.2%	14.1%	19.1%	30.3%	27.3%	14.0%	8.6%	12.1%	**5.3%**	14.9%
中西６社計	25.0%	25.8%	26.1%	9.5%	11.3%	17.3%	27.4%	20.3%	9.8%	8.8%	**5.2%**	14.9%
９社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	**6.6%**	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
１０社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	**7.0%**	14.7%

８％未満

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

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	**7.5%**	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	**7.7%**	**5.8%**	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	**5.8%**	14.8%
９社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	**6.6%**	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
１０社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	**7.0%**	14.7%

：８％以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表（別）１－６　沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【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	104	119	144	146	150	147	130	112	97	101	100	93
供給力	161	187	189	197	206	206	193	175	168	168	164	173
供給予備力	58	67	45	51	56	59	63	63	72	67	64	80
供給予備率	55.8%	56.5%	30.9%	35.3%	37.5%	39.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%

○２０２２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	394	357	356	405	416	389	397	455	482	498	494	455
東北	1,053	981	1,056	1,261	1,289	1,160	1,051	1,163	1,290	1,349	1,334	1,240
東京	3,842	3,690	4,096	5,337	5,337	4,522	3,759	4,037	4,419	4,761	4,761	4,353
東３社計	5,289	5,028	5,508	7,003	7,042	6,071	5,207	5,655	6,191	6,608	6,589	6,048
中部	1,843	1,882	2,033	2,472	2,472	2,334	1,974	1,950	2,124	2,302	2,302	2,098
北陸	389	355	399	494	494	438	370	406	458	491	491	448
関西	1,840	1,863	2,113	2,736	2,736	2,293	1,897	1,942	2,335	2,440	2,440	2,137
中国	750	741	814	1,035	1,035	924	774	837	1,017	1,028	1,028	904
四国	344	342	390	493	493	433	356	365	453	453	453	398
九州	1,033	1,049	1,194	1,529	1,529	1,318	1,124	1,147	1,440	1,459	1,459	1,235
中西６社計	6,199	6,232	6,943	8,759	8,759	7,740	6,495	6,647	7,827	8,173	8,173	7,220
９社合計	11,488	11,260	12,451	15,762	15,801	13,811	11,702	12,302	14,018	14,781	14,762	13,268
沖縄	105	121	146	146	147	147	131	113	98	102	101	94
１０社合計	11,593	11,381	12,596	15,908	15,948	13,958	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

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	519	544	538	579	587	583	582	622	671	666	665	592
東北	1,283	1,352	1,410	1,612	1,672	1,494	1,403	1,453	1,624	1,664	1,680	1,576
東京	4,444	4,559	4,788	5,529	5,586	5,219	4,463	4,244	4,836	4,963	4,968	4,681
東３社計	6,245	6,455	6,736	7,719	7,845	7,295	6,448	6,319	7,131	7,293	7,313	6,849
中部	2,105	2,254	2,503	2,612	2,674	2,434	2,182	2,030	2,318	2,446	2,415	2,339
北陸	494	478	457	486	511	482	504	464	509	505	502	514
関西	2,224	2,327	2,394	2,697	2,754	2,563	2,195	2,262	2,637	2,669	2,734	2,533
中国	854	908	1,059	1,274	1,261	1,154	1,046	1,017	1,186	1,224	1,198	1,131
四国	461	496	544	589	622	589	546	489	505	516	509	525
九州	1,361	1,480	1,622	1,762	1,760	1,794	1,548	1,523	1,645	1,731	1,629	1,518
中西６社計	7,499	7,943	8,579	9,419	9,581	9,016	8,020	7,784	8,799	9,091	8,987	8,559
９社合計	13,745	14,398	15,314	17,139	17,426	16,311	14,468	14,103	15,930	16,383	16,300	15,409
沖縄	170	183	204	205	212	213	197	173	155	161	186	181
１０社合計	13,915	14,581	15,518	17,344	17,638	16,524	14,665	14,277	16,085	16,545	16,486	15,590

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	125	187	182	174	171	194	185	167	189	168	171	137
東北	230	371	354	351	383	334	352	290	334	315	346	336
東京	602	869	692	192	249	697	704	207	417	202	207	328
東３社計	956	1,427	1,228	716	803	1,224	1,241	664	940	685	724	801
中部	262	372	470	140	202	100	208	80	194	144	113	241
北陸	105	123	58	-8	17	44	134	58	51	14	11	66
関西	384	464	281	-39	18	270	298	320	302	229	294	396
中国	104	167	245	239	226	230	272	180	169	196	170	227
四国	117	154	154	96	129	156	190	124	52	63	56	127
九州	328	431	428	233	231	476	424	376	205	272	170	283
中西６社計	1,300	1,711	1,636	660	822	1,276	1,526	1,138	973	918	814	1,340
９社合計	2,257	3,138	2,864	1,377	1,625	2,500	2,766	1,802	1,913	1,602	1,538	2,141
沖縄	66	62	58	59	64	66	65	60	57	59	85	87
１０社合計	2,322	3,200	2,922	1,436	1,689	2,566	2,832	1,862	1,970	1,662	1,623	2,228

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	31.8%	52.5%	51.0%	42.8%	41.2%	49.8%	46.5%	36.7%	39.3%	33.7%	34.6%	30.2%
東北	21.8%	37.8%	33.5%	27.8%	29.7%	28.8%	33.5%	24.9%	25.9%	23.3%	25.9%	27.1%
東京	15.7%	23.5%	16.9%	**3.6%**	**4.7%**	15.4%	18.7%	**5.1%**	9.4%	**4.2%**	**4.4%**	**7.5%**
東３社計	18.1%	28.4%	22.3%	10.2%	11.4%	20.2%	23.8%	11.7%	15.2%	10.4%	11.0%	13.2%
中部	14.2%	19.8%	23.1%	**5.7%**	8.2%	**4.3%**	10.5%	**4.1%**	9.1%	**6.3%**	**4.9%**	11.5%
北陸	27.1%	34.6%	14.7%	**-1.7%**	**3.4%**	10.0%	36.3%	14.4%	11.2%	**2.8%**	**2.2%**	14.8%
関西	20.9%	24.9%	13.3%	**-1.4%**	**0.7%**	11.8%	15.7%	16.5%	12.9%	9.4%	12.1%	18.5%
中国	13.8%	22.5%	30.1%	23.1%	21.9%	24.9%	35.1%	21.5%	16.6%	19.1%	16.5%	25.1%
四国	33.9%	45.2%	39.4%	19.4%	26.1%	36.1%	53.5%	34.0%	11.4%	13.9%	12.3%	31.8%
九州	31.8%	41.1%	35.8%	15.2%	15.1%	36.1%	37.7%	32.8%	14.2%	18.6%	11.7%	22.9%
中西６社計	21.0%	27.5%	23.6%	**7.5%**	9.4%	16.5%	23.5%	17.1%	12.4%	11.2%	10.0%	18.6%
９社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
１０社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

８％未満

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

※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	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	**6.8%**	8.0%	13.2%	20.2%	**7.6%**	12.0%	**6.3%**	**6.1%**	**7.5%**
中部	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	**7.1%**	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
９社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
１０社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

：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	121	146	147	152	149	131	113	98	102	101	94
供給力	170	185	204	214	226	217	197	173	155	161	186	181
供給予備力	66	65	58	67	74	69	65	60	57	59	85	87
供給予備率	62.8%	53.6%	39.7%	45.3%	48.6%	46.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%

別紙２．当該年度以降１０年間の需給見通し（長期）

２０２１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、供給予備力を表（別）２－３、供給予備率を表（別）２－４）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）２－５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・東北エリアの１月断面の需給バランス（需要電力を表（別）２－６、供給力を表（別）２－７、供給予備力を表（別）２－８、供給予備率を表（別）２－９、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）２－１０）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、供給予備力、供給予備率）を表（別）２－１１に示す。

表（別）２－１　長期の需要電力見通し（８月１５時）

【万ｋW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	415	416	416	416	415	415	415	415	414	414
東北	1,293	1,289	1,284	1,278	1,271	1,264	1,257	1,250	1,243	1,236
東京	5,329	5,337	5,333	5,328	5,323	5,316	5,309	5,302	5,294	5,286
東３社計	7,037	7,042	7,033	7,022	7,009	6,995	6,981	6,967	6,951	6,936
中部	2,453	2,472	2,464	2,456	2,448	2,440	2,432	2,425	2,418	2,411
北陸	492	494	496	497	496	494	493	491	490	488
関西	2,726	2,736	2,728	2,719	2,711	2,703	2,694	2,686	2,677	2,669
中国	1,032	1,035	1,036	1,036	1,035	1,035	1,035	1,035	1,034	1,034
四国	492	493	491	490	488	487	486	484	483	481
九州	1,521	1,529	1,534	1,532	1,529	1,526	1,524	1,521	1,519	1,516
中西６社計	8,716	8,759	8,749	8,730	8,707	8,685	8,664	8,642	8,621	8,599
９社合計	15,753	15,801	15,782	15,752	15,716	15,680	15,645	15,609	15,572	15,535
沖縄	146	147	149	150	151	152	153	153	154	155
１０社合計	15,899	15,948	15,931	15,902	15,868	15,832	15,798	15,762	15,726	15,690

表（別）２－２　長期の供給力見通し（８月１５時）

【万ｋW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	608	587	621	644	644	642	643	643	646	646
東北	1,566	1,672	1,741	1,692	1,642	1,677	1,687	1,705	1,711	1,720
東京	5,699	5,586	5,718	6,048	6,269	6,268	6,275	6,352	6,357	6,364
東３社計	7,874	7,845	8,080	8,384	8,556	8,586	8,604	8,700	8,714	8,730
中部	2,618	2,674	2,534	2,902	2,818	2,821	2,837	2,834	2,824	2,821
北陸	546	511	515	532	515	510	508	500	498	497
関西	2,773	2,754	2,975	2,983	2,859	2,978	2,988	2,967	2,976	2,977
中国	1,333	1,261	1,320	1,296	1,300	1,308	1,307	1,289	1,291	1,293
四国	616	622	645	654	655	655	657	650	651	657
九州	1,811	1,760	1,768	1,739	1,698	1,575	1,580	1,566	1,570	1,620
中西６社計	9,698	9,581	9,758	10,107	9,844	9,847	9,878	9,805	9,809	9,865
９社合計	17,572	17,426	17,837	18,491	18,400	18,433	18,481	18,506	18,523	18,594
沖縄	193	212	215	219	202	214	214	214	214	214
１０社合計	17,764	17,638	18,052	18,710	18,602	18,647	18,695	18,720	18,737	18,808

表（別）２－３　長期の供給予備力見通し（８月１５時）

【万ｋW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	193	171	205	228	229	227	228	228	232	232
東北	273	383	457	414	371	413	430	455	468	484
東京	370	249	385	720	946	952	966	1,050	1,063	1,078
東３社計	837	803	1,047	1,362	1,547	1,591	1,623	1,733	1,763	1,794
中部	165	202	70	446	370	381	405	409	406	410
北陸	54	17	19	35	19	16	15	9	8	9
関西	47	18	247	264	148	275	294	281	299	308
中国	301	226	284	260	264	273	272	254	256	259
四国	124	129	154	164	167	168	171	166	168	176
九州	290	231	234	207	169	49	56	45	51	104
中西６社計	982	822	1,009	1,377	1,137	1,162	1,214	1,164	1,188	1,266
９社合計	1,819	1,625	2,055	2,740	2,683	2,753	2,836	2,897	2,951	3,059
沖縄	47	64	65	69	51	62	61	60	60	59
１０社合計	1,866	1,689	2,121	2,808	2,734	2,815	2,897	2,958	3,010	3,118

表（別）２－４　長期の供給予備率見通し（８月１５時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	46.6%	41.2%	49.3%	54.9%	55.3%	54.7%	54.8%	55.1%	56.0%	56.0%
東北	21.1%	29.7%	35.6%	32.4%	29.2%	32.7%	34.2%	36.4%	37.7%	39.2%
東京	**6.9%**	**4.7%**	**7.2%**	13.5%	17.8%	17.9%	18.2%	19.8%	20.1%	20.4%
東３社計	11.9%	11.4%	14.9%	19.4%	22.1%	22.8%	23.2%	24.9%	25.4%	25.9%
中部	**6.7%**	8.2%	**2.9%**	18.2%	15.1%	15.6%	16.7%	16.9%	16.8%	17.0%
北陸	10.9%	**3.4%**	**3.9%**	**7.1%**	**3.8%**	**3.2%**	**3.1%**	**1.8%**	**1.7%**	**1.9%**
関西	**1.7%**	**0.7%**	9.0%	9.7%	**5.5%**	10.2%	10.9%	10.5%	11.2%	11.5%
中国	29.2%	21.9%	27.4%	25.1%	25.5%	26.4%	26.3%	24.6%	24.8%	25.0%
四国	25.3%	26.1%	31.3%	33.5%	34.1%	34.4%	35.2%	34.2%	34.8%	36.5%
九州	19.1%	15.1%	15.3%	13.5%	11.0%	**3.2%**	**3.7%**	**2.9%**	**3.3%**	**6.9%**
中西６社計	11.3%	9.4%	11.5%	15.8%	13.1%	13.4%	14.0%	13.5%	13.8%	14.7%
９社合計	11.5%	10.3%	13.0%	17.4%	17.1%	17.6%	18.1%	18.6%	18.9%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
１０社合計	11.7%	10.6%	13.3%	17.7%	17.2%	17.8%	18.3%	18.8%	19.1%	19.9%

８％未満 -５　エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（８月１５時）
（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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	37.7%	35.0%	38.9%	44.5%	44.8%	45.1%	45.2%	45.4%	46.3%	46.4%
東北	16.1%	18.4%	26.6%	23.3%	20.1%	20.8%	22.3%	18.6%	19.0%	19.5%
東京	8.9%	8.0%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
中部	10.3%	8.7%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
北陸	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
関西	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
中国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
四国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
九州	15.5%	11.7%	13.3%	16.1%	16.0%	14.7%	15.0%	14.8%	15.2%	18.3%
９社合計	11.5%	10.3%	13.1%	17.4%	17.1%	17.6%	18.2%	18.6%	19.0%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
１０社合計	11.7%	10.6%	13.4%	17.7%	17.3%	17.8%	18.4%	18.8%	19.2%	19.9%

：８％以上に改善したエリア

表（別）２－６　長期の需要電力見通し（１月１８時）

【万ｋW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	497	498	498	498	498	497	497	497	497	496
東北	1,350	1,349	1,347	1,342	1,337	1,332	1,327	1,322	1,317	1,311

表（別）２－７　長期の供給力見通し（１月１８時）

【万ｋW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	578	666	673	656	661	659	660	663	663	714
東北	1,568	1,664	1,685	1,698	1,666	1,716	1,736	1,765	1,795	1,818

表（別）２－８　長期の供給予備力見通し（１月１８時）

【万ｋW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	81	168	175	158	163	162	163	166	166	218
東北	218	315	338	356	329	384	409	443	478	507

表（別）２－９　長期の供給予備率見通し（１月１８時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.3%	33.7%	35.0%	31.7%	32.7%	32.6%	32.8%	33.4%	33.4%	44.0%
東北	16.1%	23.3%	25.1%	26.5%	24.6%	28.9%	30.8%	33.5%	36.3%	38.7%

表（別）２－１０　エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（１月１８時）
（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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.2%	28.1%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%
東北	16.2%	25.4%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%

表（別）２－１１　沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万ｋW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
需要電力	150	152	154	155	156	157	157	158	159	160
供給力	206	226	229	234	217	229	229	229	230	230
供給予備力	56	74	75	79	61	72	72	71	71	70
供給予備率	37.5%	48.6%	49.0%	50.8%	39.2%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%	44.0%

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

2022 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

２０２１年６月

電力広域的運営推進機関

２０２２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

２０２１年６月３０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2022年度を調整力の提供対象期間として、2021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。

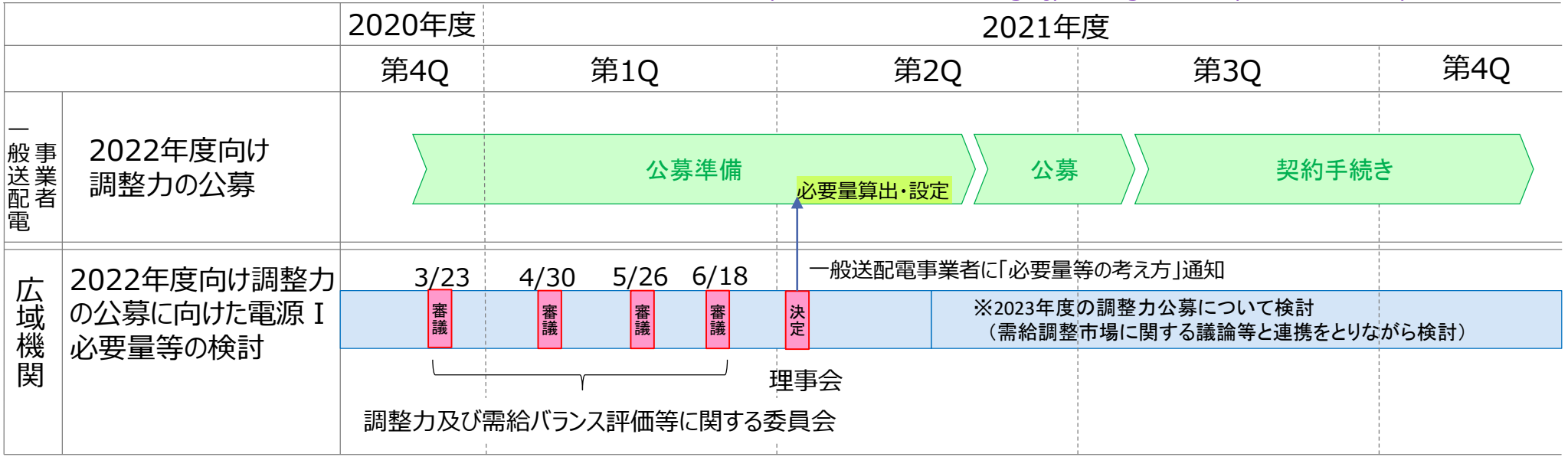
本資料の位置づけについて

- 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（2016年10月17日）」（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（2016年10月17日）」
https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20171211.pdf



調整力の区分

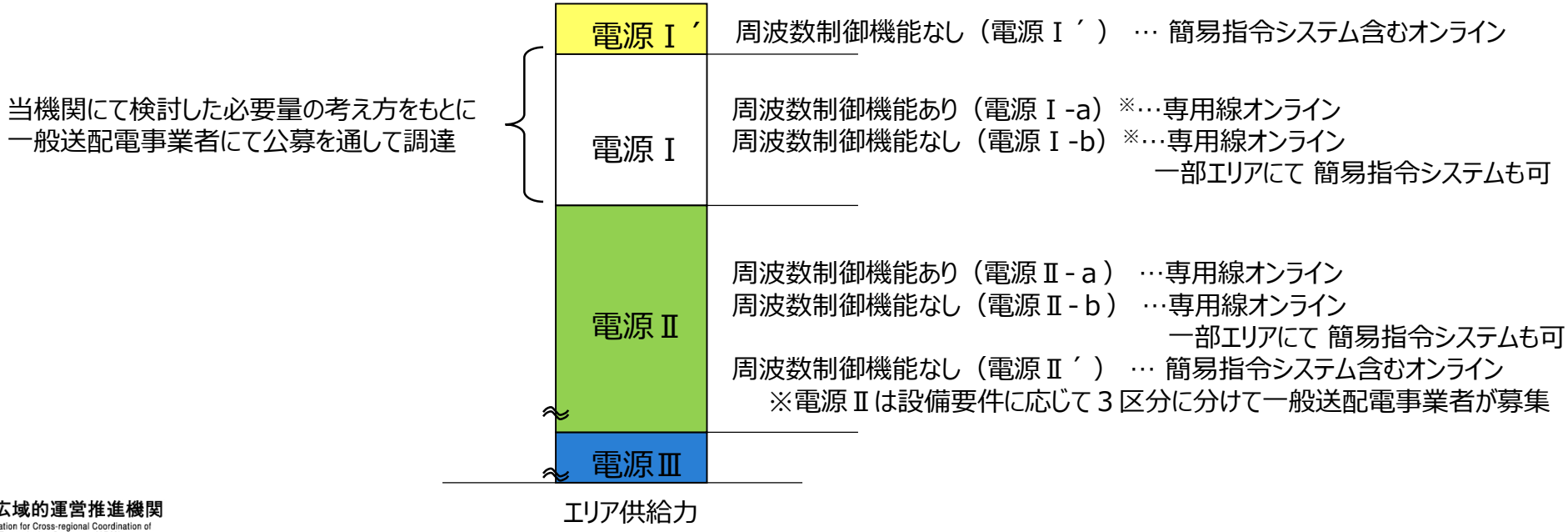
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

  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」ものと整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- さらに、後述（p.4）のとおり、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。



電源Ⅰ必要量　～沖縄以外のエリア～

■ 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、7%まで確保することし、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2021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。

※　2022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2022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2020年度残余需要95%以上のコマにおける、「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σと事故時対応調整力の合計を2021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相当量×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の一部の年間調達として、電源Ⅰ-bを調達する。

※三次調整力①相当量は2020年度データにおける「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の年間３σ相当値とする。

※調達不足率は、需給調整市場における三次調整力②の取引実績(入札開始至近までの実績）における調達不足率とし、「調達不足量」÷「募集量」にて算出する。

※　算定においては、離島分を除いて算定する

電源Ⅰ必要量　～沖縄エリア～

■ 沖縄エリアの電源Ⅰ必要量は次式による。

＜沖縄エリア＞

電源Ⅰ　＝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

＝203MW

※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。

電源Ⅰ´の主な確保目的

- 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

■ 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＞

電源Ⅰ´＝最大3日平均電力×3%

＜沖縄エリア＞

電源Ⅰ´＝最大3日平均電力×5.2%

＝70MW

※ 「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2021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。

※ 2022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2022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

kWh不足による需給ひっ迫への対応について

■ 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	• 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)	• 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)	• 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)	• 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	• 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	• 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)	• 電源Ⅰ´に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)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)	• 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(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)

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議論資料

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配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html

※今回追加分も含む

電源Ⅰ必要量の考え方について

2022年度向け調整力公募に係る状況変化

- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場において、**三次調整力②は2021年度から、三次調整力①は2022年度から広域調達・広域運用が行われる**予定である。
- したがって、2022年度においては、需給調整市場で調達される**三次調整力①②以外の調整力は、電源Ⅰ、電源Ⅰ´、電源Ⅱを公募にて確保し、運用していく**必要がある。
- 今回、**2022年度向け調整力公募の検討の方向性について整理**したため、ご議論いただきたい。

出所)第16回需給調整市場検討小委員会　（2020年1月29日）資料2　一部追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html

電源Ⅰ-aの必要量の考え方

- これまで、電源Ⅰ-aの必要量の考え方としては、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。
- 2022年度向け調整力公募においても、これまでと同様に、電源Ⅰ-aの必要量を算定した。

（参考）2019年度年間データに基づく必要量試算と2021年度募集量の考え方

➢2019年度データを用いて電源Ⅰ-a必要量を算出。なお、昨年度から計算方法は変更無し。
➢今年度より電源Ⅰ必要量算出方法に合わせ、需要想定にBG計画を使用。

①**2019年度**データ（需要想定・需要実績・再エネ想定・再エネ推定実績）に更新

電源Ⅰ-aの算出方法
（残余需要ピーク95%以上の30分コマを対象）

事故時対応調整力
（単機最大脱落量 ／ 同一周波数連系系統の系統容量）
＋
時間内変動対応調整力（3σ）
＋
BG 30分内残余需要予測誤差（3σ）

②系統容量を**2020年度供給計画の当該年度見通し（離島を除く）**に更新

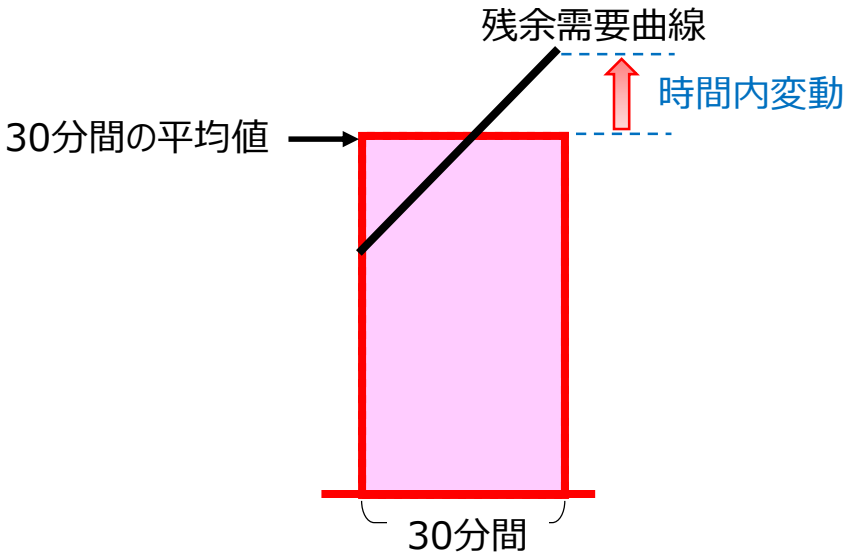
50Hz地域の電源脱落時の必要量を**1.45%から1.42%**に更新
60Hz地域の電源脱落時の必要量を**1.38%から1.37%**に更新

出所）第51回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年7月9日）資料2-1参考
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/2020_chousei_jukyu_51_haifu.html

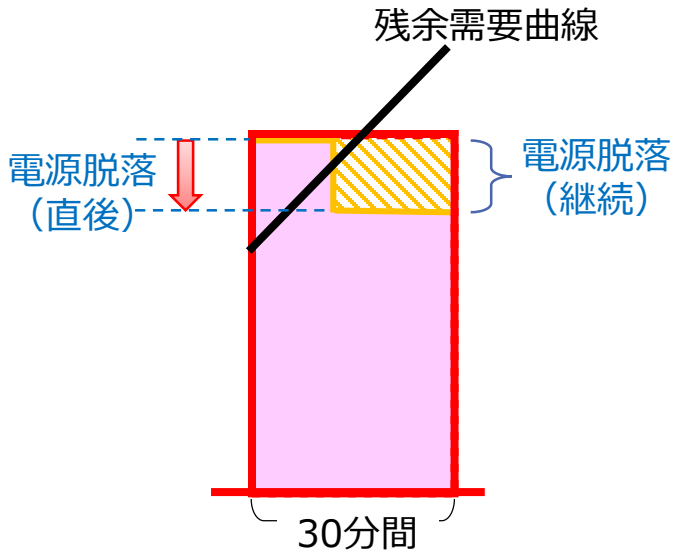
（参考）電源Ⅰ-a必要量の算定諸元
～「時間内変動対応」、「事故時対応」の必要調整力算定イメージ～

- 「時間内変動対応」に必要な調整力は、計画値同時同量の単位となる30分の時間幅(30分コマ)において、残余需要曲線(1分値)と30分間の平均値との差分により算定する。
- 「事故時対応」に必要な調整力は、電源脱落が発生した直後とその後継続する供給力不足対応のため、最大単機の容量から算定する。
- なお、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として合成して分析する。

時間内変動
（残余需要の時間内変動）



事故時対応
（電源脱落直後・継続）



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年9月26日） 資料2 （一部修正）

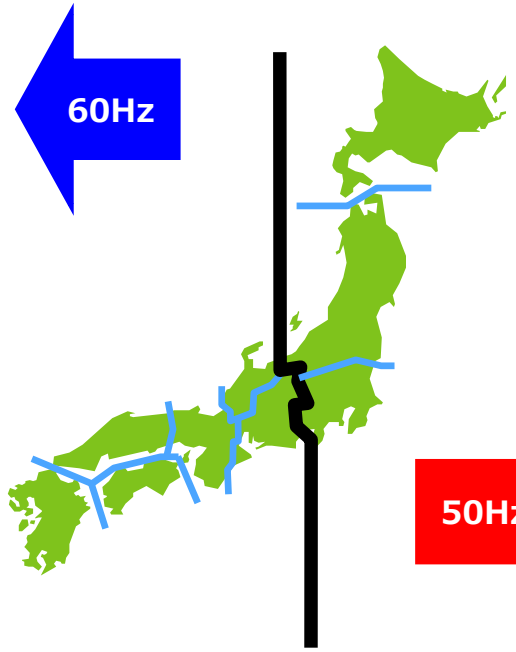
（参考）電源Ⅰ-a必要量の算定諸元 ～「事故時対応」の必要調整力の算出～

■ 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（2021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：8,738万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：7,098万9千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 %

※1：北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

系統容量は2021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
2021年度供給計画の当該年度見通しより

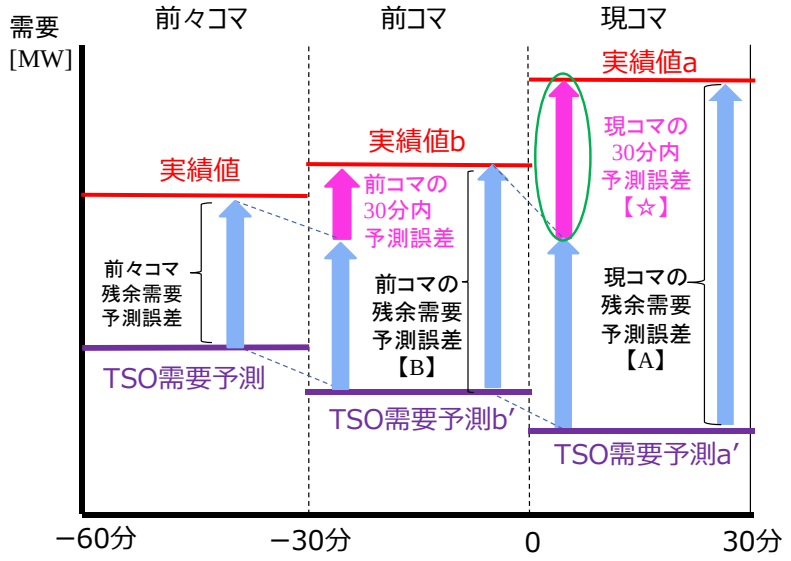
出所）第7回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016.9.26） 資料2をもとに作成
http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/chousei_jukyu_07_haifu.html

（参考）電源Ⅰ-a必要量の算定諸元
～「30分内残余需要予測誤差対応」の必要調整力算定イメージ

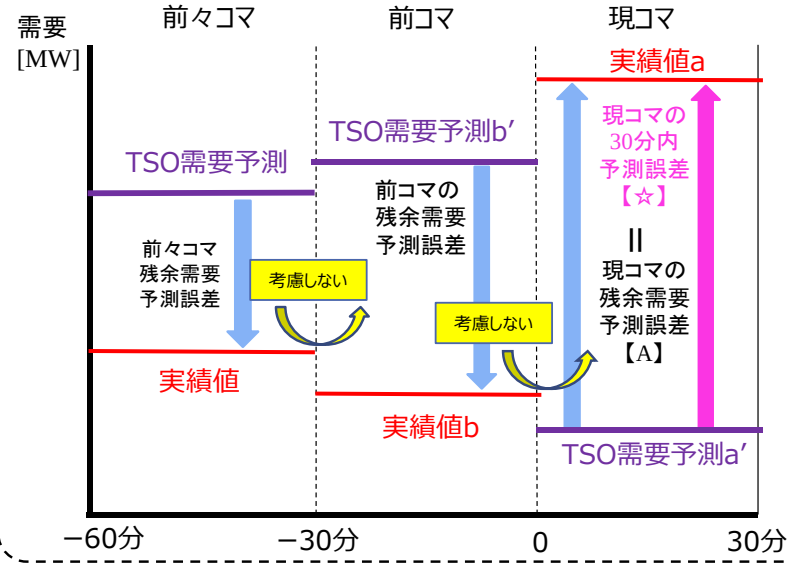
- 30分コマ内で発生する予測誤差（30分内残余需要予測誤差）は、30分コマの中でいつどのように発生するか予測できないため、周波数制御機能を有する調整力で対応する。（30分内残余需要予測誤差対応）
- したがって、「30分内残余需要予測誤差対応」の調整力必要量は、該当の現30分コマの予測誤差からその前の30分コマにおける予測誤差を減算することを基本として算定する。なお、前の30分コマの予測誤差が負の値の場合は、減算せず、該当の現30分コマの予測誤差の値をそのまま30分内残余需要予測誤差として算定する。

【電源Ⅰ-aの30分内残余需要予測誤差算定イメージ】

TSO 30分内残余需要予測誤差【☆】
＝（現コマ実績a－前コマ実績b）－（現コマ予測a′－前コマ予測b′）
＝（現コマ実績a－現コマ予測a′）－（前コマ実績b－前コマ予測b′）
＝（現コマ予測誤差A）**－（前コマ予測誤差B）**



左記の計算式を基本としつつ、
仮に前コマ予測誤差がマイナスの場合
（下げ調整力を発動していた場合）
TSO 30分内残余需要予測誤差【☆】
＝（現コマ実績a－現コマ予測a′）
＝（現コマ予測誤差A）



出所）第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年7月25日）　資料２－１参考をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_31_haifu.html

2022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61回委員会　資料5

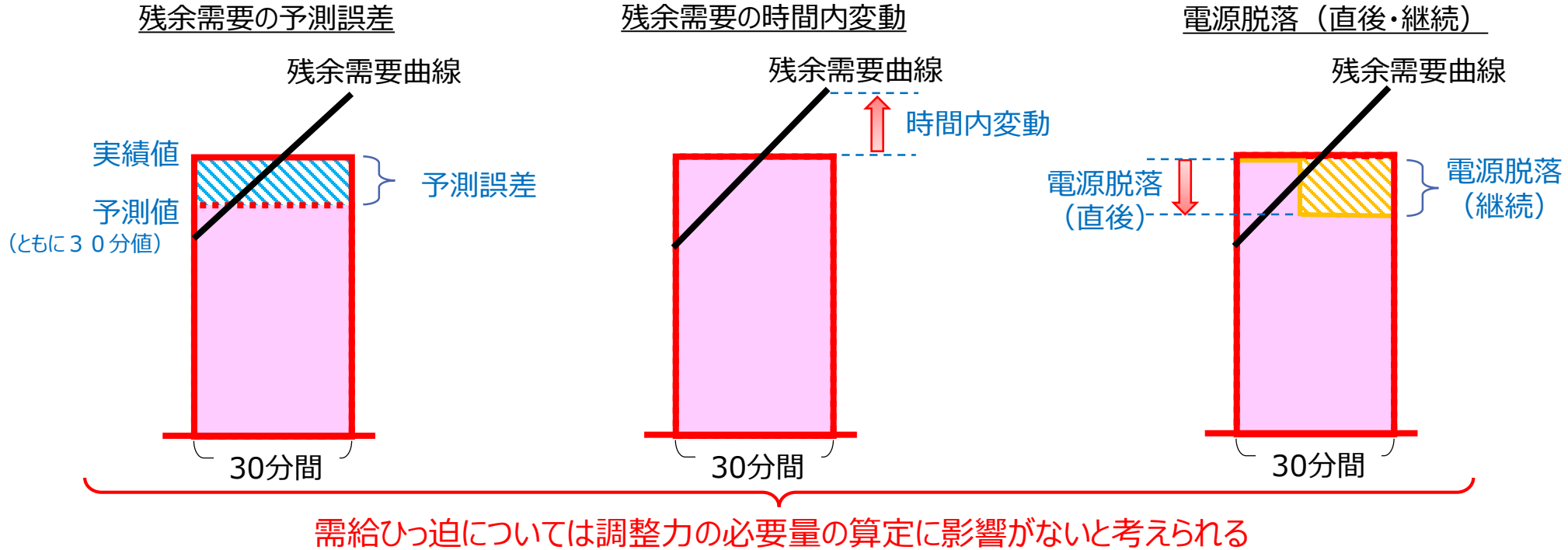
- 前述のとおり、今年度の電源Ⅰ-aの必要量を算定した結果、各エリアの必要量は5.7%～9.5%の範囲となった。
- 多数のエリアにおいて、昨年度と比較し、数値(電源Ⅰ-a必要量)が大きくなっている。これは、冬季需給ひっ迫時における小売電気事業者の30分内残余需要予測誤差が大きかったことによるものと推定される。

※ 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き）に対する%値

各エリア必要量 [%]※		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
内訳	事故時対応	1.41			1.36						–
	時間内変動（3σ）	2.54	2.36	1.99	2.22	2.76	1.87	3.39	2.26	2.25	2.93
	30分内残余需要予測誤差（3σ）	4.43	3.99	3.58	3.99	3.80	2.46	4.74	5.58	3.70	6.35
合計		8.4	7.8	7.0	7.6	8.0	5.7	9.5	9.3	7.4	9.3

昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫が調整力必要量の検討へ与える影響について

- 調整力の必要量の算定における昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫の影響について整理を行った。
- 電源Ⅰ必要量検討における各諸元データは、以下のとおり、需要予測値データ、需要実績データ、最大単機容量データをもとに算定している。
  - 30分内残余需要予測誤差データは、需要予測値と需要実績値をもとに算定
  - 時間内変動データは、需要実績値をもとに算定
  - 電源脱落データは、50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれの最大単機容量をもとに算定
- 昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫については、断続的な寒波による電力需要の大幅な増加とLNG供給設備のトラブル等に起因したLNG在庫減少によるLNG火力の稼働抑制が主要因であり、これらの事象は、需要予測誤差データや時間内変動データとは直接的な関係がないため、昨冬(2020年度冬季)の需給ひっ迫については調整力の必要量の算定に影響がないと考えられる。



電源Ⅰ-bの扱いについて

■ 第59回本委員会(2021年3月23日)において、2022年度向け調整力公募において、電源Ⅰ-bの扱いは、供給信頼度評価結果において供給信頼度を満たさない場合に検討することとしていた。そして、前回本委員会(2021年4月30日)において、その後の需給バランスの変化を踏まえ、電源入札等の検討開始の要否を議論いただいた。また、今年度4月以降は需給調整市場の三次調整力②の取引が開始され、その取引結果が確認されているところ。

■ 以上のことから、今回、その後の供給信頼度評価の状況および需給調整市場取引の状況を踏まえて、電源Ⅰ-bの扱いについて、あらためて、「予備力」の観点および「調整力」の観点それぞれから検討を行った。

電源Ⅰ必要量の検討
- → 必要予備力の確保との関係（予備力としての必要量）
- → 実需給断面で必要となる調整力との関係（調整力としての必要量）

出所）第30回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年7月4日)資料3修正
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_30_haifu.html

2022年度向け調整力公募に向けた電源Ⅰ-bの必要量の検討の方向性

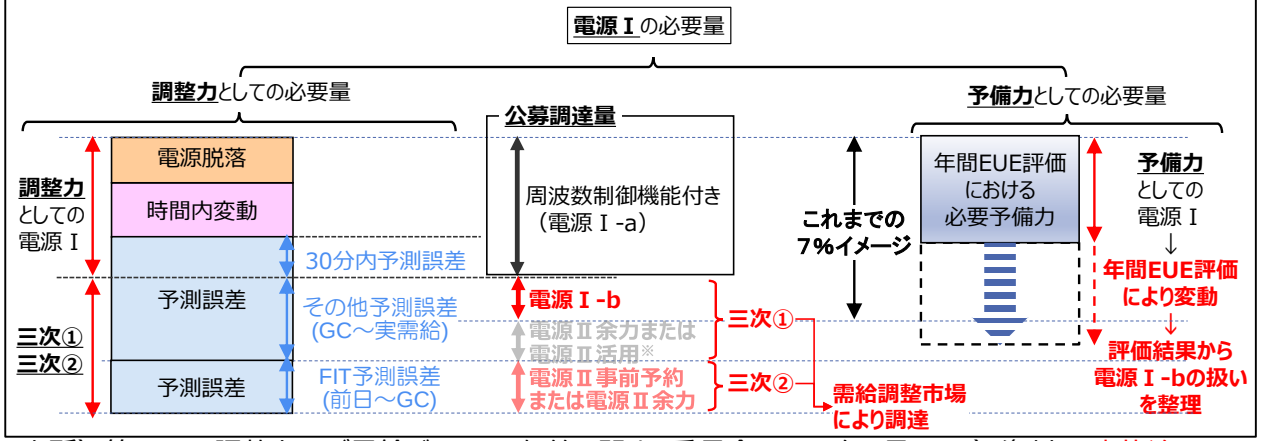
13

■ 電源Ⅰ-bの必要量について、予備力および調整力としての観点から、以下のとおり整理できると考えるがどうか。

- **予備力としての観点から**は、供給信頼度評価が予備率(7%)評価から、年間EUE評価に変更となり、その評価結果において、仮に**供給信頼度を満たすのであれば、**これまでの**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**ということとなる。(供給信頼度を満たさない場合の扱いは別途検討する。)
- **調整力としての観点から**は、2022年度より需給調整市場の三次調整力①の取引が開始されることから、これまで**電源Ⅰ-bおよび電源Ⅱ活用により対応していた「予測誤差」は、三次調整力①の調達により対応**することとなる。

■ 以上のことから、2022年度向けの**調整力公募では電源Ⅰ-aを調達することを基本**に検討を進めることとし、**電源Ⅰ-bの扱いは、供給信頼度評価結果において供給信頼度を満たさない場合に検討する**こととしてはどうか。

※その他予測誤差対応としての燃料制約発生時の電源Ⅱ活用については次ページにて補足



出所）第59回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年3月23日）資料6　赤枠追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/2020_chousei_jukyu_59_haifu.html

予備力の観点からの電源Ⅰ-b必要量検討 ～電源Ⅰ-bによる対応策について～

第61回委員会　資料5

- 仮に供給信頼度を満たさず供給力不足が生じていることに対して、電源Ⅰ-bにより、調整力(予備力)を確保した場合、一般送配電事業者の専有電源(調整力)として確保することとなる。
- この場合、調整力を含めた供給力は増加し、安定供給を維持できるものの、一般送配電事業者の専有電源である電源Ⅰ-bは、小売電気事業者の供給力として活用できず、結果として小売電気事業者の需給バランスは不足インバランスとなり、一般送配電事業者が電源Ⅰ-b等を活用して不足インバランスを補給することとなる可能性がある。
- これに対して、第60回本委員会(2021年4月30日)では、**2021年度冬季に向けた電源入札等の検討においては、**今冬の需給ひっ迫のようなkWh面でのひっ迫やスポット価格の高騰を考慮し、**一般送配電事業者が専有する調整力の調達ではなく、卸市場等でkWhの取引可能となる供給力を調達する方向で検討を進める**こととしている。
- 同様な考え方から、2022年度の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」の調整力の調達による対応ではなく、電源入札等や公募（詳細は別途検討）の供給力の調達により対応することと考えられるがどうか。**

2021年度冬季を対象とした電源入札等の検討開始における「募集電源の使い方」について

＜募集電源の使い方＞

- 応札する電源の種類・出力によっては、H1の調整力としてだけでなく、供給力として期待できる場合も想定される。
  供給力として期待できる電源を募集対象とする場合には、今冬の需給ひっ迫のようなkWh面でのひっ迫やスポット価格の高騰を考慮し、**一般送配電事業者が占有するのではなく落札した電源が卸市場等でkWhの取引可能となる制度**としてはどうか。

出所）第60回　調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年4月30日）資料3　抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/2020_chousei_jukyu_60_haifu.html

調整力の観点からの電源Ⅰ-b必要量検討 ～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～

- 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、事故時対応の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

調整力の観点からの電源Ⅰ-b必要量検討
～暫定的な三次調整力①の調達不足リスク対応としての電源Ⅰ-bの調達について～

- 前述のとおり、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)から、各エリアの三次調整力①の調達不足リスク量を、0.1～2.6%程度と算出した。これに対して、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の一部の年間調達として、電源Ⅰ-bを調達するということが考えられる※。
- なお、このリスク量については、今後の三次調整力②の取引状況、調達量不足の改善策の実施状況等を踏まえて、分析を継続する必要があるものの、2022年度向け調整力公募のスケジュール(7月より募集要綱(案)の意見募集(RFC)を実施し、9月より公募の応札を開始する予定)を踏まえ、現時点で、一定程度の見通しを確認しておくこととする。

※　電源Ⅰ-bは三次調整力①の調達不足リスク対応として調達するものであり、これまで第6回需給調整市場検討小委員会(2018年10月9日)等にて議論していた2022年度の電源Ⅰ-bの調達内容とは異なる。

三次調整力①調達不足リスク量について

※ 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
調達不足率	3%	24%	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[%]※	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

電源Ⅰ-bの必要量（＝調達不足リスク量）

電源Ⅰ-b必要量について

※ 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-b必要量[%]※	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%

2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ募集量について

- 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。
- 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の売り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。

※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

電源Ⅰ必要量について

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%

（参考）電源Ⅰ-bと三次調整力①の主な要件項目について

■ 電源Ⅰ-bと三次調整力①の主な要件は下表のとおり、応動時間がともに15分であることから、2022年度から取引開始となる週間の需給調整市場における三次調整力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。

項目	三次調整力①	電源Ⅰ-b（関西エリアの例）
継続時間	3時間	8時間
発電機起動権	無	無（電源Ⅱ契約で有）
三次①応札	応札する	応札しない
停止調整	無 （落札後、計画外 停止時は代替拠出）	５０日まで可 （代替電源供出対応可）
アセスメント	・ΔkW供出可否確認 ・指令応動実績確認	TSOが求める場合実施。 ・EDC機能 ・起動時間 ・給電情報自動伝送
応動時間（出力増加）	15分	15分
指令・制御	オンライン（簡易指令含む）	オンライン（簡易指令含む） ※簡易指令は一部エリアのみ

電源Ⅰ´必要量の考え方について

第59回本委員会での議論状況
～供給信頼度評価との整合を踏まえた電源Ⅰ´の必要量の考え方～

第60回委員会　資料4

■ 今回、第59回本委員会(2021年3月23日)において整理した**論点②「電源Ⅰ´の必要量の考え方」について、以下の2つの観点から検討したため、ご議論いただきたい。**

- 供給信頼度評価方法の見直しの観点から**全体としての電源Ⅰ´の必要量をどのように考えるか**
- 需給運用状況等から**各エリアの電源Ⅰ´の必要量をどのように考えるか**

■ なお、事業者の予見性への影響については、上記検討結果を踏まえて確認することとした。

供給信頼度評価との整合性を踏まえた電源Ⅰ´の必要量の考え方　18

■ 各エリアの電源Ⅰ´は、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ように必要量を算定している。具体的には、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定していた。

電源Ⅰ´＝厳気象Ｈ１需要×（１－需要減少率）×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｝

■ 今後の**供給信頼度評価(予備率評価から年間EUE評価への見直し)との整合性を踏まえると**、電源Ⅰ´の必要量は年間EUE評価において考慮されるものであることから、**電源Ⅰ´の算定式を見直すことが必要**ではないか。

■ また、上式により算定した結果、**電源Ⅰ´の必要量は、各年度のH1需要想定・H3需要想定の変化の影響を受けるため、各年度の公募量が数万kW～数十万kW変動**している。このことは、電源Ⅰ´に参入する**事業者の予見性に影響**を与えていると考えられないか。

■ さらに、容量市場後においては、厳気象対応・稀頻度リスク分として発動指令電源を3%程度調達しているところ。

■ 以上のことから、**調整力公募における電源Ⅰ´の必要量の考え方について再確認する**こととしてはどうか。

各エリア電源Ⅰ´公募量(電源Ⅰ´必要量からOP分などを控除)　(万kW)

年度＼エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017	–	9.1	59.0	19.2	–	17.0	–	–	28.4	–
2018	–	8.2	34.0	31.2	–	27.0	–	–	31.8	–
2019	–	15.0	30.0	27.7	–	101.0	–	–	25.4	–
2020	77.0	26.2	70.4	44.9	5.0	122.6	10.6	12.2	49.7	10.1
2021	74.2	47.9	73.1	46.5	5.6	82.7	26.7	7.2	48.9	10.6

出所）第59回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月23日)資料6
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_59_haifu.html

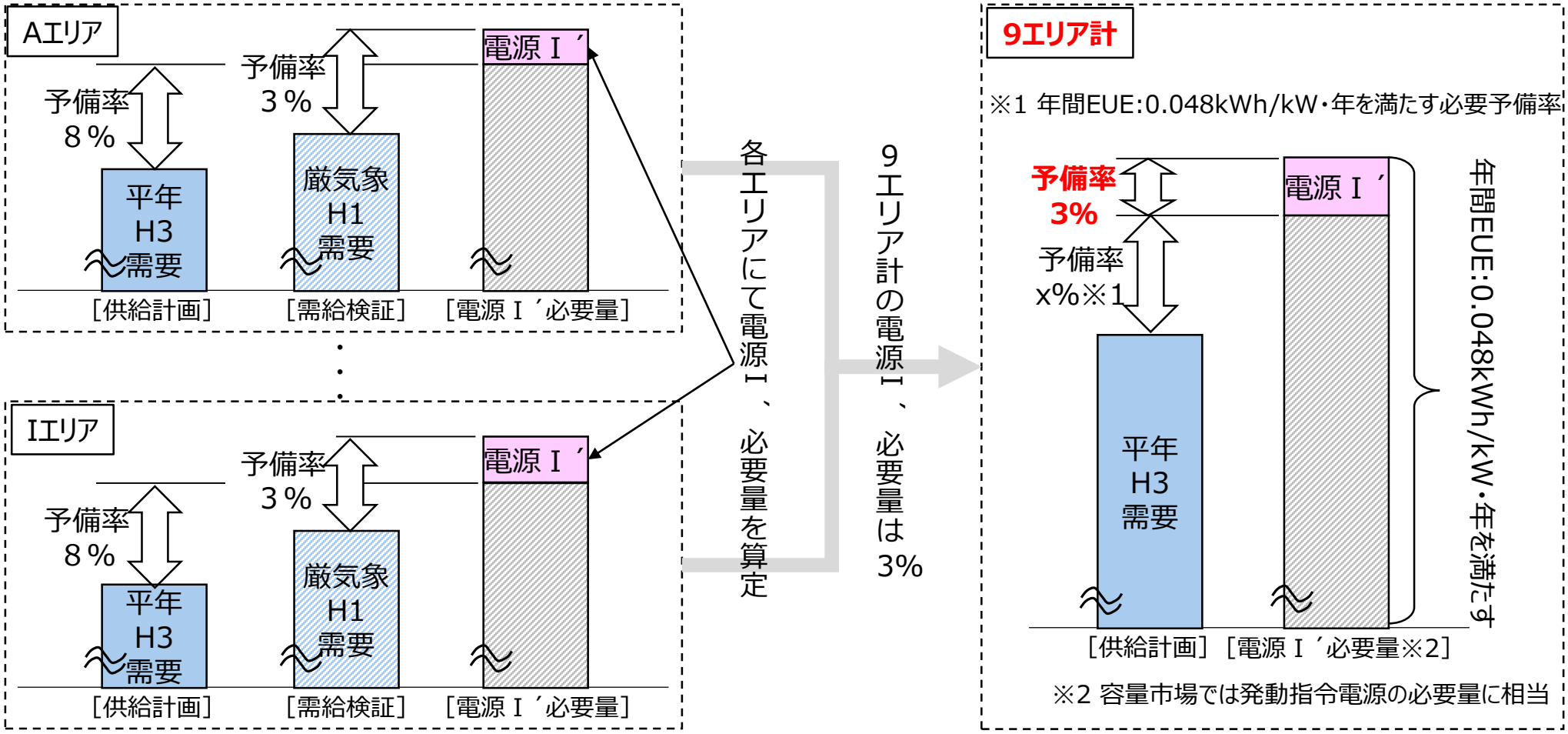
検討の方向性

全体の電源Ⅰ´の必要量をどう考えるか

各エリアの電源Ⅰ´の必要量をどう考えるか

供給信頼度評価の見直しを踏まえた全体としての電源Ⅰ´の必要量の考え方について

- これまでの調整力公募では、電源Ⅰ´の必要量については、各エリアのH3需要およびH1需要等を踏まえてエリア毎に算定していたところ。他方で、容量市場においては、電源Ⅰ´相当の発動指令電源を3%として、年間EUE基準を踏まえた供給信頼度を満たす範囲で、必要供給力を全国(9エリア)で調達している。
- 供給信頼度評価方法を、各エリアのピーク時の予備率評価から、年間EUE基準を踏まえた評価に見直したことを踏まえ、**電源Ⅰ´の必要量としては、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(９エリア計)で3%となる**と考えられるか。



今後の供給信頼度評価方法における各エリアの電源Ⅰ´量の設定について

検討の方向性
全体の電源Ⅰ´の必要量をどう考えるか
各エリアの電源Ⅰ´の必要量をどう考えるか

第60回委員会　資料4

■ 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）～作業停止調整後の供給計画の短期見通し(第1～2年度)～

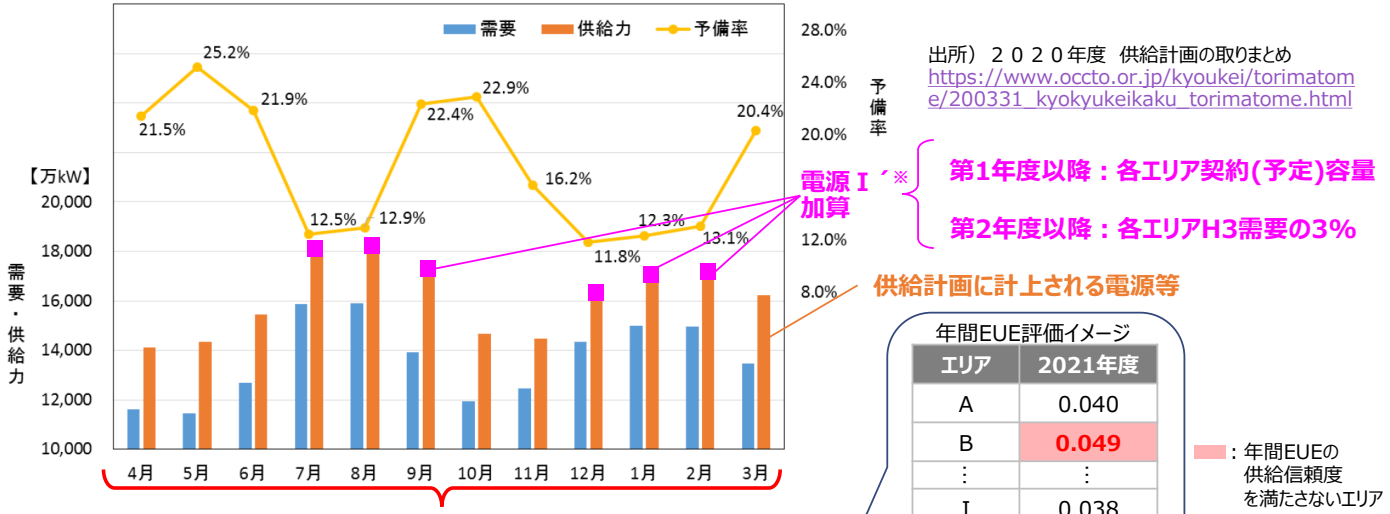
論点1　14

■ 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。

図２－２　各月別の需給バランス見通し（全国合計[17]、送電端）

※容量市場後は発動指令電源の落札量(契約量)を考慮



出所）２０２０年度　供給計画の取りまとめ
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/200331_kyokyukeikaku_torimatome.html

年間EUE評価イメージ

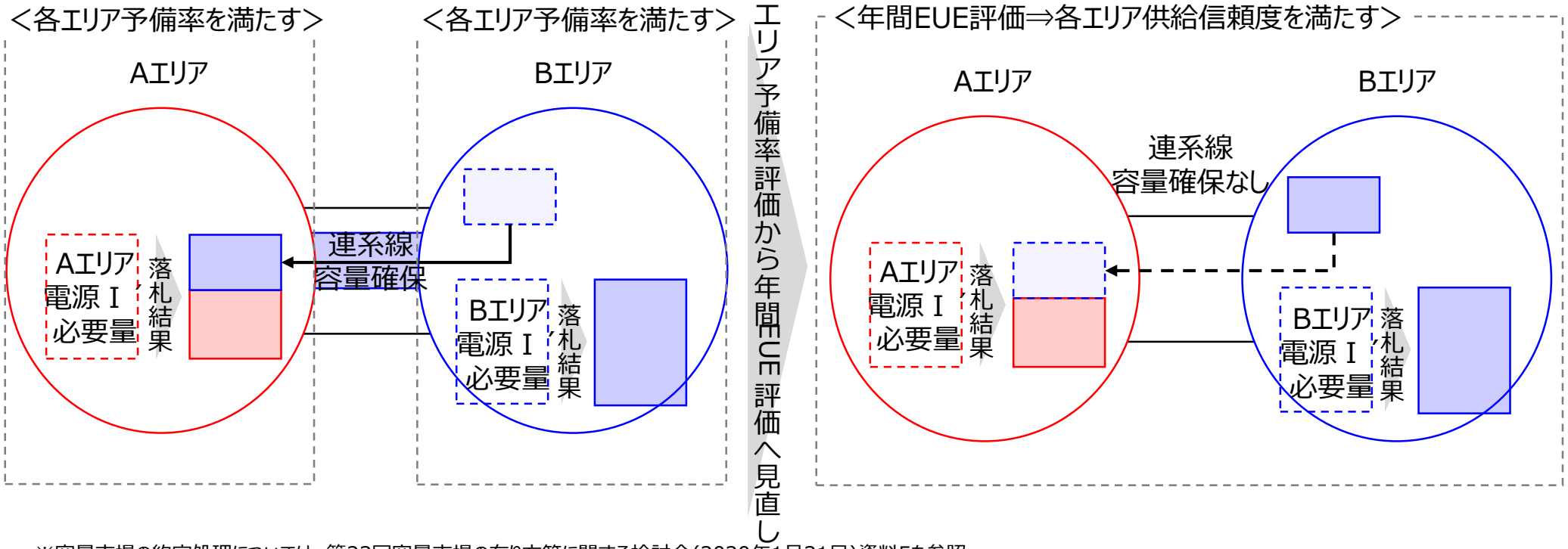
エリア	2021年度
A	0.040
B	0.049
⋮	⋮
I	0.038
全国	0.041

：年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア

出所）第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月3日)資料2　https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_58_haifu.html

電源Ⅰ´のエリア外調達における連系線容量の確保について

- これまで、供給信頼度評価は、各エリアのピーク時の予備率を評価していたことから、電源Ⅰ´をエリア外(隣接エリアから)調達する場合は、連系線の容量(マージン)を確保することが必要であった。(左下図のイメージ)
- 他方で、今後の供給信頼度評価は、各エリアの予備率評価から年間EUE評価へ見直しとなり、年間EUE評価では、連系線制約を考慮して、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たすことを確認することとなる。つまり、**各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにて電源Ⅰ´をエリア外調達することとなるため、容量市場の約定処理※と同様に、連系線の容量(マージン)を確保する必要はない**。(右下図のイメージ)
- したがって、**9エリア計の電源Ⅰ´の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない**と考えられる。



※容量市場の約定処理については、第23回容量市場の在り方等に関する検討会(2020年1月31日)資料5を参照
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou_kentoukai_haihu23.html

まとめ：電源Ⅰ´の必要量の考え方について

■ 前述のとおり、2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ´の必要量の考え方を検討するにあたり、2022年度以降の電源Ⅰ´の広域的な運用を前提に、供給信頼度評価内容およびひっ迫時の需給状況について整理した。

- ➢ 全体としての電源Ⅰ´の必要量をどのように考えるか
  - 電源Ⅰ´の必要量は、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(９エリア計)で3%となる。
- ➢ 各エリアの電源Ⅰ´の必要量をどのように考えるか
  - 調整力公募は各エリアの一般送配電事業者が実施することから、上記の9エリア計の電源Ⅰ´の必要量3%を、各エリアにどのように配分するかについて整理することが必要となる。
  - kWh不足時のBG不足インバランスによる需給ひっ迫に対しても、広域的に対応していくことが必要である。
  - 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。
  - 9エリア計の電源Ⅰ´の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない。

■ 以上のことから、供給信頼度評価内容および需給ひっ迫時における広域的な運用を踏まえて、2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ´の必要量の考え方としては、全国(９エリア計)で3%の電源Ⅰ´の必要量を、各エリアに均等に配分することとし、具体的には、**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することとしてはどうか**。

■ なお、上記の電源Ⅰ´の必要量の考え方の見直しにより、これまでの各エリアのH3需要とH1需要等を踏まえて電源Ⅰ´の必要量を算定する方法と比べて、各年度の電源Ⅰ´の必要量の変動は一定程度抑制されると想定されることから、事業者の予見性への影響も緩和されると考えられるか。(容量市場後の発動指令電源とも整合する。)

2020年度冬季の需給ひっ迫を受けてのkWh不足対応

(1)電源Ⅰによる対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ´	(4)三次調整力①等

- 電源ⅠによりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源ⅠのkW調達量を増やすのではなく、電源ⅠによるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源Ⅰに対して長時間の継続時間を依頼する**ことが考えられる。
- **具体的には、**現状の電源Ⅰ契約の運用要件において、継続時間は7～11時間である。そして、kWh不足に対応するために、**24時間などの長時間の継続時間を依頼する**ことが考えられる。
- 本来、電源Ⅰは、電源脱落時や時間内変動などの時々刻々の需給変動に対応すべく周波数制御機能を具備しているものであり、電源Ⅰに対して長時間の継続時間を依頼するにあたっては、燃料枯渇等により周波数制御機能が無効とならないように留意することが必要である。他方で、電源Ⅰとして契約する火力等については、燃料状況によっては長時間の継続時間に協力いただける可能性があると期待される。
- したがって、電源Ⅰに対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

継続時間：7時間～11時間⇒長時間(例えば24時間)の継続時間を依頼

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動		ロースペック・低速発動
電源Ⅰ	【Ⅰ－a】 ・発動時間：５分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.５万kW	【Ⅰ－b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.５万kW	【Ⅰ´】 ・発動時間：３時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.１万kW
電源Ⅱ	【Ⅱ－a】 ・発動時間：５分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.５万kW	【Ⅱ－b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.５万kW	【Ⅱ´】 ・発動時間：１時間未満 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.１万kW

※電源Ⅰ-bは現在調達要否を信頼度の面から検討中のため、電源Ⅰ-aを対象として記載

出所）第58回制度設計専門会合（2021年3月24日）資料6-1
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/058_06_01.pdf

(3)電源Ⅰ′による対応

対応手段	調整力公募			需給調整市場
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ′	(4)三次調整力①等

- 電源Ⅰ′によりkWh不足に対応する場合、今冬の需給ひっ迫はkW不足ではなかったことから、電源Ⅰ′のkW調達量を増やすのではなく、電源Ⅰ′によるkWh供出可能量を増加させるべく、**電源Ⅰ′に対して長時間の継続時間を依頼する**ことが考えられる。
- **具体的には、**現状の電源Ⅰ′契約の運用要件において、継続時間は3時間である。そして、kWh不足に対応するために、**24時間などの長時間の継続時間を依頼する**ことが考えられる。
- 今冬の需給ひっ迫対応として、自家発の焚き増しをお願いするにあたり、電源Ⅰ′のリソースとして活用する自家発に対しても、緊急的に長時間のkWh供出を求めて対応していたことを確認している。また、国の審議会(第32回電力・ガス基本政策小員会(2021年3月26日))において、自家発ではなく、工場等の操業調整を行うDRについて、一週間であれば長時間の対応も可能と考えられるとの事業者の見解をいただいているところ。
- 他方で、DRの一部については、今冬の需給ひっ迫対応において、１日複数回及び連日発動があったが、継続的なkWh不足に対して応動し続けるのは難しい面があったことも確認している。
- したがって、電源Ⅰ′に対する長時間の継続時間の依頼については、**事業者の受容性を確認しつつ、実施していくことが必要**ではないか。

- 緊急時確保自家発の稼働要請に対する運用・精算ルール
  - 一般送配電事業者は、緊急的な供給力確保の必要性から自家発保有者に対し、急遽、稼働要請を行ったが、その精算については事後に協議が行われている。また、今回稼働した自家発の中には、電源Ⅰ′のリソースと重複しているものもあり、電源Ⅰ′の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において事後調整が発生している。緊急時の自家発の稼働要請に対する約款等の規程類の整備を含めた運用・精算ルールの検討が必要ではないか。

【出所】第58回制度設計専門会合（2021年3月24日）資料6-1
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/058_06_01.pdf

まとめ：一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討の方向性

- 前述のとおり、一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力について、現状および将来の不足インバランス対応の調整力をもとに、その方向性を整理・検討した。
- 2022年度向け調整力公募としては、**電源Ⅰおよび電源Ⅰ´における長時間の継続時間の依頼について検討**することとしてはどうか。また、**電源Ⅱにおける燃料先使い運用の電源Ⅱ募集要綱への反映を検討**することとしてはどうか。そして、その他の調整力については、それぞれの課題について継続検討することとしてはどうか。
- なお、電源Ⅰおよび電源Ⅰ´において長時間の継続時間を依頼することの具体的な実施方法については次ページにて整理する。

＜一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討＞

2022年度向け調整力公募に向けて検討

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ´	(4)三次調整力①等	(5)自家発焚き増し等
kWh不足対応策案	長時間の継続時間	調達量増加	長時間の継続時間	調達量増加	焚き増し量増加
課題	調整力公募として過度な要件となることから事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は電源Ⅱ余力が減少していた	自家発提供事業者の受容性はあるものの、DR事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は需給調整市場の売り応札量が減少するリスクがある	一般送配電事業者が調整力としての調達量を増やすことは小売電気事業者の供給力確保の妨げとなる
対応の方向性	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	燃料先使い運用の検討と2022年度電源Ⅱ募集要綱への反映。 なお、市場供出の妨げとならないように留意	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	市場応札量不足を解消する仕組みを継続検討	ひっ迫時に適切な卸電力市場価格のもと、自主的に焚き増しが実施されるような仕組みについて継続検討

電源Ⅰ´における長時間の継続時間を依頼することの実施方法比較

■ 電源Ⅰ´において長時間の継続時間を依頼するにあたり、その具体的な実施方法について、下表の案A～Dの4案を検討し、需給ひっ迫リスク対応の蓋然性、調達費用、小売の供給力確保への影響などの観点から比較整理した。

■ 今冬のkWh不足を踏まえ、今後、**kWhバランスのモニタリング等**について整備していくことから、その**新たな取り組みの効果等について確認しつつ、当面は案A(可能な範囲の協力依頼)にて対応することとし、抜本的な対策の必要性が生じた場合に、改めて各案を比較検討する**こととしてはどうか。また、**来冬に向けても可能な範囲で協力依頼**することとしてはどうか。

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	• 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)	• 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)	• 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)	• 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	• 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 ※電源Ⅰも電源Ⅰ´と同様に協力依頼とする	• 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)	• 電源Ⅰ´に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)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)	• 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(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)

電源Ⅰ´の運転継続時間の長時間化の検討について

第62回委員会　資料5

■ 電源Ⅰ´の運転継続時間の長時間化の検討については継続時間、24時間×6日間、年間1回（発動した場合は6日間発動ならば通常の発動回数の4回として評価）、応動時間は1週間程度といった形でどうか。

広域機関における電源Ⅰ′の運転継続時間の長時間化の検討について

● 前頁の検討のうち、電源Ⅰ′については、kWh不足に対応するための調整力確保にあたり、その運用要件として以下の案を一例として検討を行っている。

電力広域的運営推進機関
2021年4月 第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料4 一部修正

要件	電源Ⅰ´	電源Ⅰ´における長時間の継続時間の依頼
継続時間	3時間	24時間×6日間（連続発動）
発動回数	年間12回	年間1回 (発動した場合は年間の発動回数の4回程度として評価)
応動時間	3時間	1週間程度(例;6日間)
その他	－	• 3時間対応と長時間対応とでkWh価格は異なる。 • 長時間発動は、kWh不足の需給ひっ迫対応であることから、そのkWh価格については需給ひっ迫時のインバランス料金とすることも考えられる。今後、kWh不足の需給ひっ迫時における電源Ⅰ´の長時間発動の運用について検討し、その検討結果を踏まえて、整理することとする。

出所）第61回制度設計専門会合（2021年5月31日）資料5-1
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/061_05_01.pdf

沖縄エリアの電源Ⅰ・電源Ⅰ´必要量の考え方

沖縄エリアの必要調整力の検討の進め方について

第58回委員会　資料3修正

- 前述のとおり、沖縄エリアの調整力については、独立系統であることから、必要量(最低限必要な量57MW)、調達方法(最低運転台数、調達期間)などに制約を設けているところ。
- 沖縄エリアの必要調整力の検討にあたっては、まず、上記制約を維持すべきかどうかについて再整理することが必要である。【論点1】
- そして、再整理した制約内容(論点1)を踏まえ、あらためて沖縄エリアの需給運用等について、その調整力の活用状況および供給信頼度の状況などから再確認することとしてはどうか。【論点2】
- 以上のことから、2022年度向け調整力公募における沖縄エリアの調整力の必要量の考え方について再検討することとしてはどうか。【論点3】

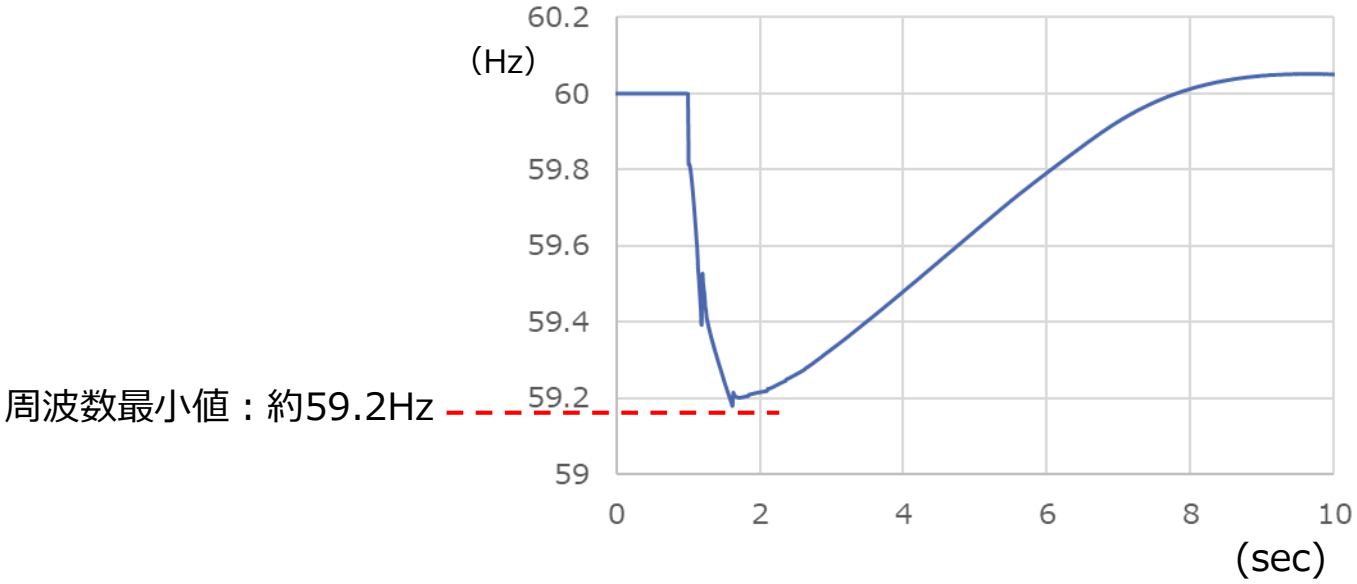
検討事項および進め方		具体的な検討内容
論点1	沖縄エリアの調整力の必要量、調達方法に係る制約の再整理	• Ⅰ-a必要量(最低限必要な57MW)の考え方・必要性 •最低運転台数(5台)の考え方・必要性 •年間一定の電源Ⅰ調達の必要性(301MW=57MW+244MW)
↓ 論点2	沖縄エリアの需給運用等について再確認	•調整力の活用状況(時間内変動、予測誤差など) •供給信頼度の状況(需要変動影響、電源脱落影響、厳気象対応、稀頻度リスク対応)
↓ 論点3	沖縄エリアの調整力の必要量の考え方の再検討	•調整力必要量の考え方 •調整力の商品区分とその要件 •調整力の調達方法

電源脱落時の周波数低下に対応する調整力　再検討結果
～電源Ⅰ-a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)の必要性の再確認～

- 前述の中央制御方式UFR(SSC)を活用した場合の、沖縄エリアにおける電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約（電源Ⅰ-a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)）の影響を確認するため、上げ調整力0MW・発電機運転台数4台にて、電源脱落時の周波数状況を試算することとした。
- 周波数シミュレーション結果として、**上げ調整力0MWかつ4台運転においても、中央制御方式UFR(SSC)により負荷遮断を行うことで、周波数を一定値以上に維持でき、発電機の連鎖脱落が発生しない**という試算結果が得られた※。

※運転台数減少に伴う周波数変化率RoCoFの増加などについては、慣性力に係る対応策として別途検討

- このことから、上げ調整力確保という観点からは、**電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約（電源Ⅰ-a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)）については考慮する必要はないと考えられる**がどうか。
- なお、5台未満(４台)運転については、これまで運用実績がないため、**今後、実運用での検証**を沖縄電力にて実施する予定である。



検討条件
- 需要742MW
- 運転発電機
- 石川石炭1号（最大出力）
- 具志川１・2号（最大出力）
- 吉の浦1号（脱落）
- 非FRT(55MW)

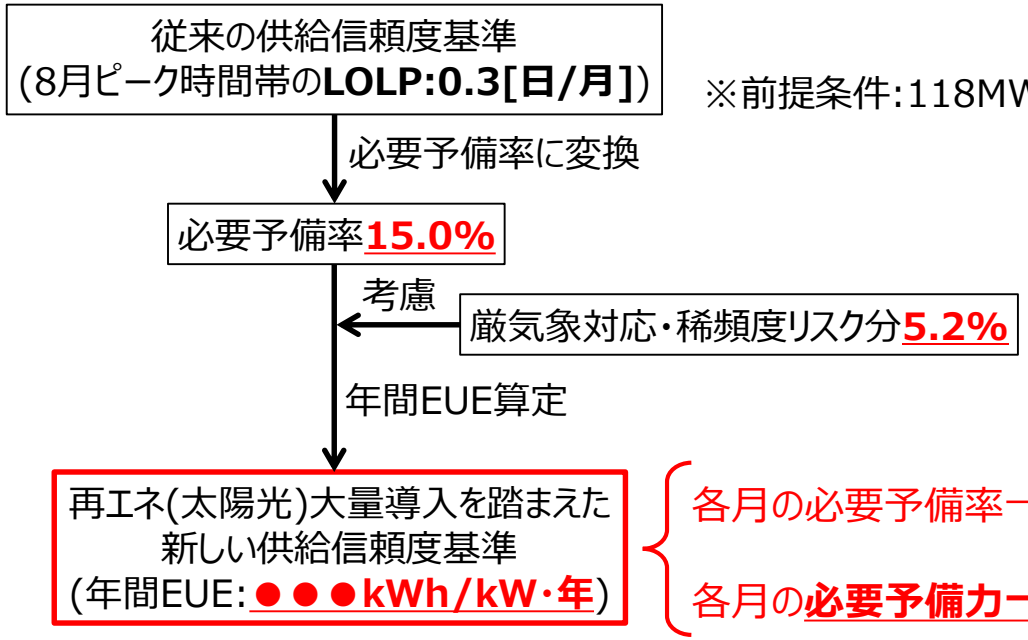
脱落量	脱落発電機	200MW
	PV不要解列	約50MW
遮断量	SSC遮断量	約255MW

周波数の時間推移（4台運転時、発電機脱落後、上げ調整力0のケース）

沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の算定

- 以上のことから、沖縄エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率論的評価手法としてEUEを適用することとし、従来の供給信頼度基準(8月ピーク時間帯の**LOLP:0.3[日/月]**)**に相当する必要予備率15.0%に対して、厳気象対応・稀頻度リスク分の5.2%を考慮して、各月の必要予備率を一律とする場合、および各月の必要予備力を一律とする場合の年間EUEを算定することとする。**なお、この場合、発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)を最大出力として算定**することとする。
- 上記条件による算定の結果、各月の必要予備率を一律とする場合は年間EUE:1.515kWh/kW・年となり、各月の必要予備力を一律とする場合は年間EUE:0.498kWh/kW・年という算定結果が得られた。
- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度は**需要変動よりも電源脱落の影響が大きい**こと、また、現状の沖縄エリアの需給運用では予備力一律により管理していることを考慮すると、**沖縄エリアの供給信頼度基準**(年間EUE基準値)**は各月の必要予備力を一律とした「需要1kWあたりの年間EUE:0.498kWh/kW・年」で定めることでどうか。**

沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



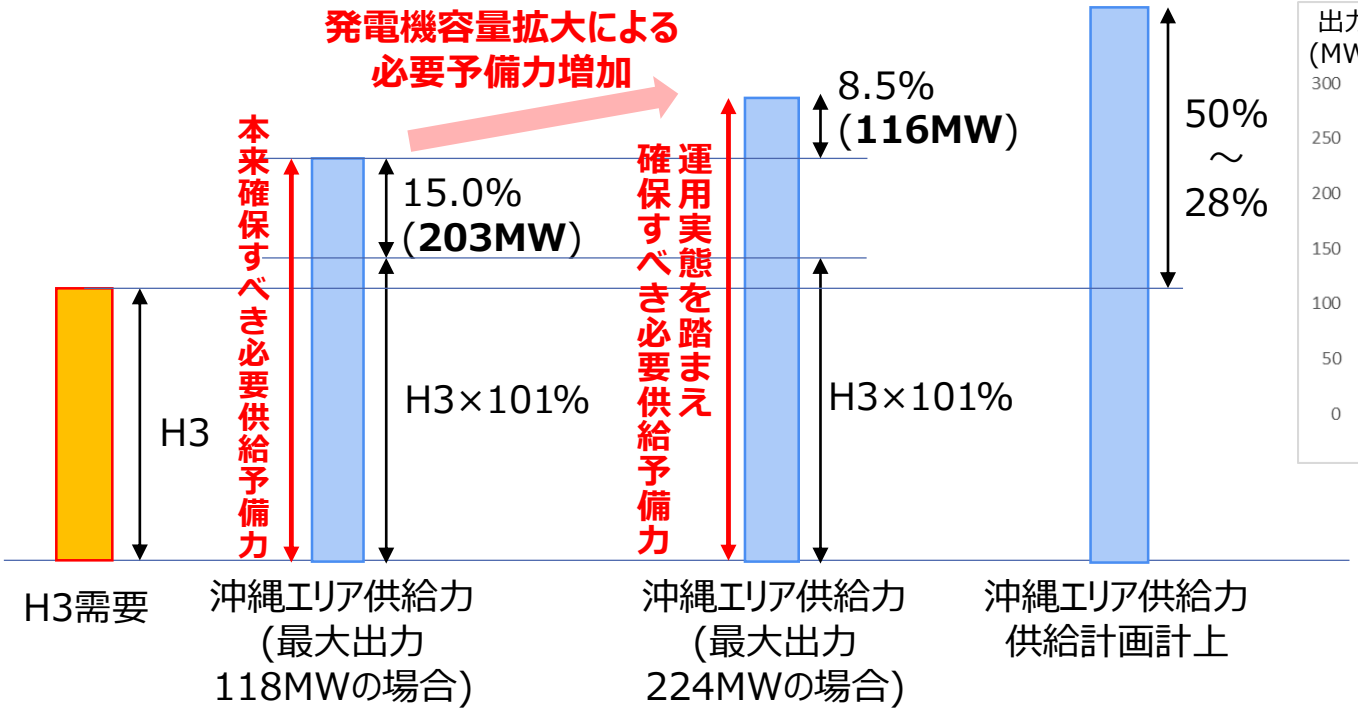
※前提条件:118MW(H3需要比率8.7%)を最大出力とする

「本来確保すべき必要予備力」と「運用実態を踏まえた必要予備力」について

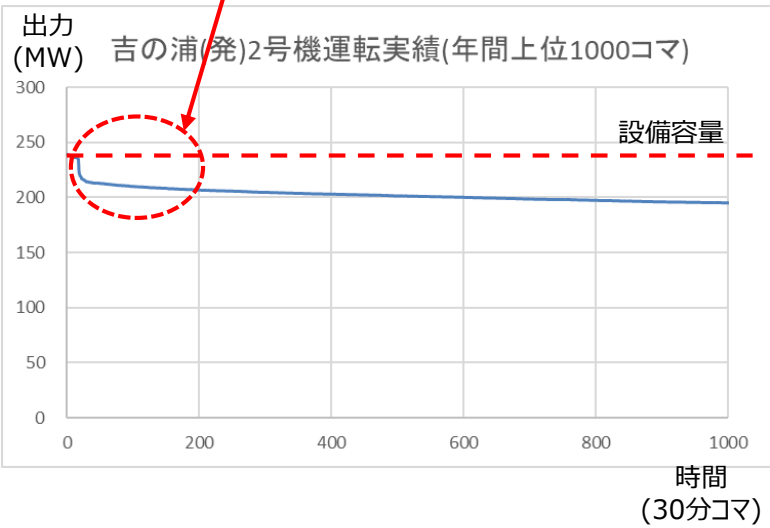
第62回委員会　資料4

- 第58回本委員会(2021年3月3日)では、沖縄エリアにおける発電機の最大出力を118MWとすることを前提として、供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たす**「本来確保すべき必要予備力」を203MWと算定**した。
- 他方で、運用実態としては、吉の浦発電所の発電出力実績は118MWよりも大きい224MW(最大出力244MWに対してGF分控除)という実績があることから、これを最大出力とした場合の、供給信頼度基準を満たす**「運用実態を踏まえた必要予備力」を319MWと算定**し、上述の203MWとの**ギャップ(116MW)を確認**していたところ。
- 以上のことから、**運用実態を踏まえると、沖縄エリアとしては上記の319MWの必要予備力を確保すべき**と考えられるがどうか。なお、その場合のギャップ(116MW)分等の扱い(調達主体等)については後述する。

沖縄エリアの必要供給力イメージ
※厳気象対応・稀頻度リスク分除く



吉の浦発電所は設備容量244MWに対して
GF分確保のため、最大出力は224MW程度



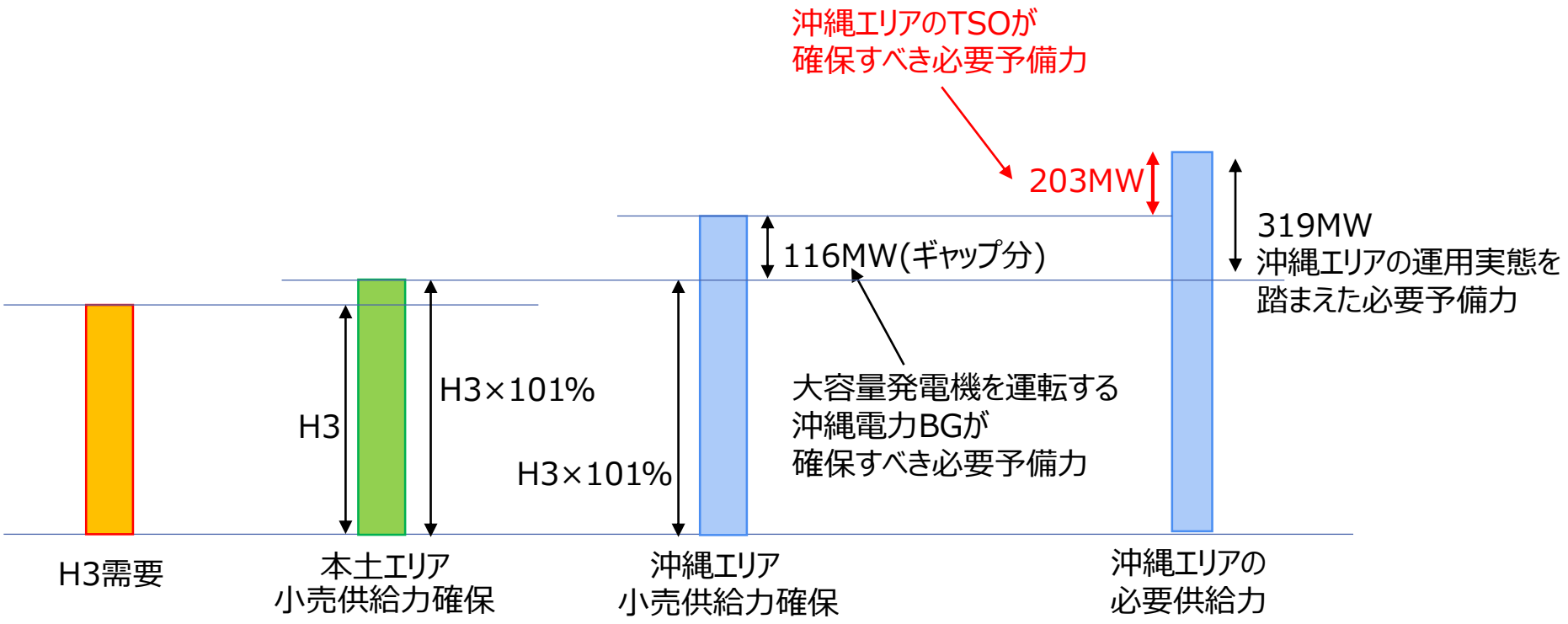
必要予備力の扱いについて
～TSO調達とするかBG調達とするか～

- 発電機最大出力118MWを前提として算出される必要予備力203MWは、沖縄エリアにおいて、本来確保すべき偶発的需給変動対応の予備力(本土エリアの7%に相当)である。したがって、これまで本土エリアで7%をTSOが電源Ⅰとして確保していたのと同様に、**沖縄エリアの必要予備力203MWはTSOが確保すべき**(託送料金として全ての需要家の負担とする)と考えられるがどうか。
- 他方で、運用実態としての発電機最大出力224MWを踏まえた必要予備力319MWにおける「本来確保すべき必要予備力203MW」との**ギャップ(116MW)分については、大容量発電機を運転するために増加する必要予備力であり、その大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している事業者がいると考えられることから、受益者負担の考え方から調達主体を整理すべき**ではないか。
- 具体的には、224MW の(118MWを上回る)大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している**沖縄電力BGがギャップ(116MW)分を予備力として確保すべき**(沖縄電力BGの販売電力料金(沖縄電力BGからの卸契約を含む)としての契約需要家の負担とする)と考えられるがどうか。

	必要予備力	算定条件(発電最大出力)	調達主体	費用回収	理由
全体として319MW	203MW	118MW	TSO	託送料金	沖縄エリアにおいて本来確保すべき偶発的需給変動対応の必要予備力(本土エリアの7%に相当)であり、これまでの本土エリアで7%をTSOが電源Ⅰを確保していたのと同様な考え方による
	上記とのギャップ116MW	224MW	沖縄電力BG	販売電力料金(沖縄電力BGからの卸契約を含む)	大容量発電機を運転するために増加する必要予備力であり、その大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受していると考えられるため

TSOが調達すべき必要予備力（電源Ⅰ必要量）

- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たすために、発電機最大出力224MWを前提とした「運用実態を踏まえた必要予備力」の319MWについては、そのうちの「本来確保すべき必要予備力」の203MWを沖縄TSOにて確保することとし、残りの116MWを沖縄電力BGにて確保することとなる。
- したがって、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必要量は203MWとなる**。次ページ以降に、電源Ⅰ必要量203MWのうち、電源Ⅰ-aおよび電源Ⅰ-bの必要量について整理した。



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

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

沖縄エリアの電源Ⅰ-b必要量の考え方について

■ 沖縄エリアは独立系統であり、系統規模が小さいことから、電源脱落時には、負荷遮断によって系統を安定に維持している。そして、これまでの沖縄エリアの電源Ⅰ-b必要量の考え方としては、電源脱落後の停電負荷復旧のための待機予備力としている。今回、沖縄エリアにおける供給信頼度は、本来あるべき発電機出力の大きさを最大118MWとして算出を行っていることから、**電源Ⅰ-bの必要量は118MWとする**ことが考えられる。

（参考）沖縄エリアの電源Ⅰ必要量について

33

■ 沖縄エリアは独立系統であることから、電源脱落事故等による停電が発生した場合に、供給支障を早期に復旧するため、常に最大単機容量の上げ調整力を確保できるように、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。 ※電源Ⅰ-bとして募集

【参考】当社系統における火力発電の運用について

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

①発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する１台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。
発電機１台(N-１)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数５台で分担する必要がある。

②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。
- 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を１台。
- LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を１台。
- 事故時の周波数低下･上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を３台。

③下げ代余力必要量（６．０万kW）の確保について
系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する場合がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量６．０万kW以上を分散保有して対応する必要がある。
下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。

④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のガスタービン発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

36

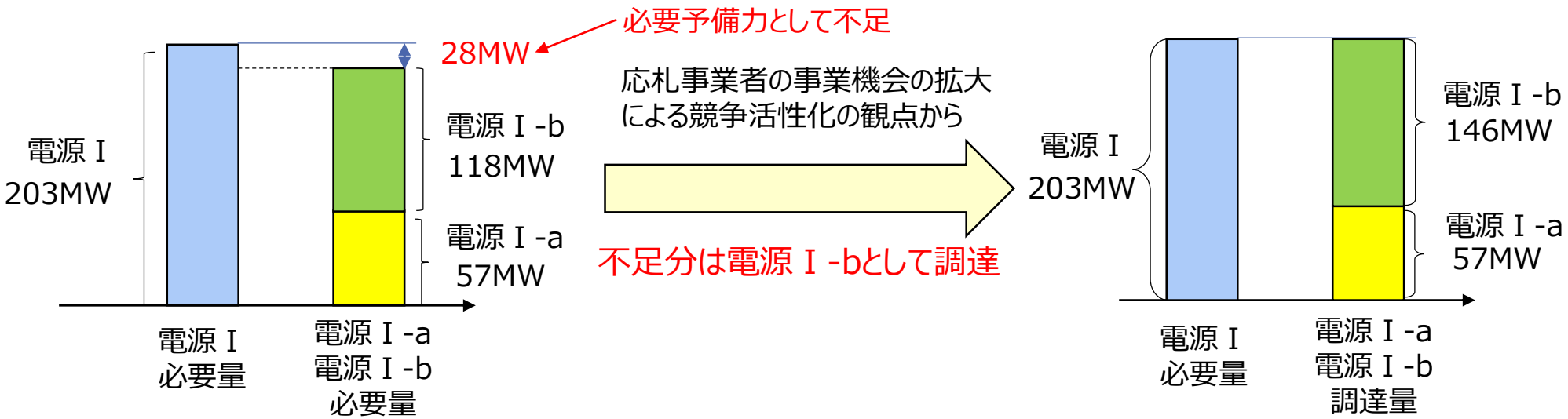
第18回系統ワーキンググループ（2018年11月12日）
資料１－７
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/018_01_07.pdf

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

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



沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分の必要量について

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でどうか。

■ 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」を考慮することでどうか。

出所）第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　2019年6月14日　資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/chousei_jukyu_40_haifu.html

Ⅵ. 調査研究

欧米におけるグリッドコードに関する調査委託ー調査報告書ー

https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_11.pdf
https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_12.pdf

電力広域的運営推進機関
http://www.occto.or.jp/