

第3号議案

「2022年度供給計画の取りまとめ」の訂正について  
(案)

第341回理事会にて決議いただいた「2022年度供給計画の取りまとめ」の内容に記載誤りが判明したため、別紙1のとおり訂正し、資源エネルギー庁のへ提出のうえ公表する。

また、「2022年度年次報告書 供給計画の取りまとめ」についても別紙2のとおり訂正するとともに公表する。

公表日：2022年5月25日（予定）

以上

【添付資料】

別紙1：2022年度供給計画の取りまとめ 経済産業大臣への送付書類一式

別紙2：2022年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

## 供給計画の取りまとめ送付書

広域計第2022-44号

2022年5月25日

経済産業大臣 殿

電力広域的運営推進機関  
理事長 大山 力 ㊟

電気事業法第29条第2項の規定により次のとおり2022年度の供給計画の取りまとめについて訂正版を送付します。

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）
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）
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）
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

別添： 2022年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

# 2022年度供給計画の取りまとめ

2022年3月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

<はじめに>

本機関は、電気事業法第29条の規定に基づき電気事業者が国に届け出た2022年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

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

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

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

2022年度供給計画取りまとめ対象事業者数

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



(参考) 供給計画とは

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

供給計画の提出期限

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

カッコ内は供給計画（案）の本機関への提出期限

(参考) 取りまとめ項目

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

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

# 目次

ページ

1. 電力需要想定	6
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	6
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	8
2. 需給バランス	10
(1) 供給信頼度基準について	10
(2) 供給力(kW)の見通し(2022年度~2031年度)	11
(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	12
(4) 電力量(kWh)の見通し	18
(5) 需給バランス確認結果のまとめ	20
3. 電源構成の変化に関する分析	22
(1) 設備容量(kW)	22
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	24
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	25
(4) 電源開発計画	26
4. 送配電設備の増強計画	31
(1) 主要送電線路の整備計画	34
(2) 主要変電所の整備計画	38
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	41
(4) 既設設備の高経年化の課題	43
5. 広域的運営の状況	45
6. 電気事業者の特性分析	47
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	47
(2) 小売電気事業者のエリア展開	49
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	51

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	52
(5) 発電事業者のエリア展開	55
7. その他	57
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	57
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別6

訂正箇所（2022年5月25日）

P21	図2-9	休止電源の状況	2023年度休止1年～3年以内の設備量
P23	表3-1	設備容量（全国合計）	設備容量の一部
P23	図3-1	設備容量（全国合計）	設備容量の一部、電源の分類方法
P24	図3-2	エリア別の電源種別の設備容量比率 （2021年度末）	設備容量比率の一部
P25	図3-3	エリア別太陽光・風力設備容量の推移	設備容量の一部
P27	表3-3	新エネルギー等発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P28	表3-4	水力・火力発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P28	表3-6	送電端電力量（合計）	送電端電力量の一部
P29	図3-4	2021年度エリア別発電電力量 （送電端）の比率	エリア別送電端比率の一部
P30	表3-7	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P30	図3-5	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P52	図6-1-1	各規模別の供給電力（積算）	供給電力の一部

## 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)

### ① 8月の最大3日平均電力<sup>1</sup>

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要<sup>2</sup>を全国合計したもののうち、2021年度の実績及び2022, 2023年度の見通し<sup>3</sup>を、表1-1に示す。

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

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

表1-1 8月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

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

※2021年度実績(気象補正後)に対する増加率

### ② 2022年度及び2023年度各月の見通し

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

2022年度及び2023年度ともに夏季最大3日平均電力(8月)が、冬季最大3日平均電力(1月)を約1,000万kW上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2022年度各月別の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

【万kW】

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

<sup>1</sup> 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。

<sup>2</sup> 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。

<sup>3</sup> 2022年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、2021年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

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

表1-3 2023年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

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

③年間需要電力量

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

2022年度の見通し8,775億kWhは、2021年度の気象補正後の推定実績8,693億kWhに対して、0.9%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2021年度推定実績 （気象補正後）	2022年度見通し
8,693 億 kWh	8,775 億 kWh (+0.9% <sup>*</sup> )

※2021年度推定実績に対する増加率

<sup>5</sup> 需要電力量の推定実績としては2021年4～10月の実績値及び2021年11月～2022年3月の推定値を合算している。

(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2021年11月25日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）<sup>6</sup>の見通しは、2021年度は541.4兆円、2031年度は596.1兆円となり、年平均1.0%の増加、鉱工業生産指数（IIP）<sup>7</sup>の見通しは、2021年度は96.4、2031年度は104.2となり、年平均0.8%の増加となった。一方、人口は、2021年度は1億2,574万人、2031年度は1億1,923万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

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

※2021年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2022年度、2026年度及び2031年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2031年度までの見通しを図1-1に示す。

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

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

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

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

※2021年度見通しに対する年平均増加率

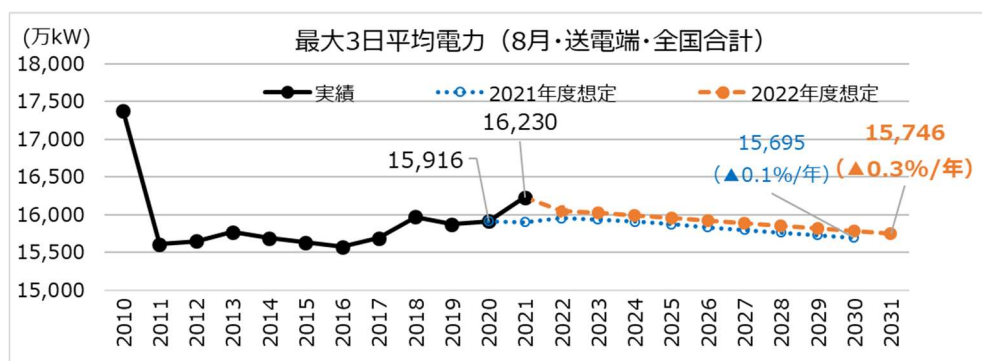


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

<sup>6</sup> GDPは2015暦年連鎖価格である。

<sup>7</sup> IIPは2015暦年を100とした指数である。

## ② 年間需要電力量

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

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

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

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

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

※2021年度見通しに対する年平均増加率

## 2. 需給バランス

### (1) 供給信頼度基準について

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

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

### (参考) 年間EUEの特性

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

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

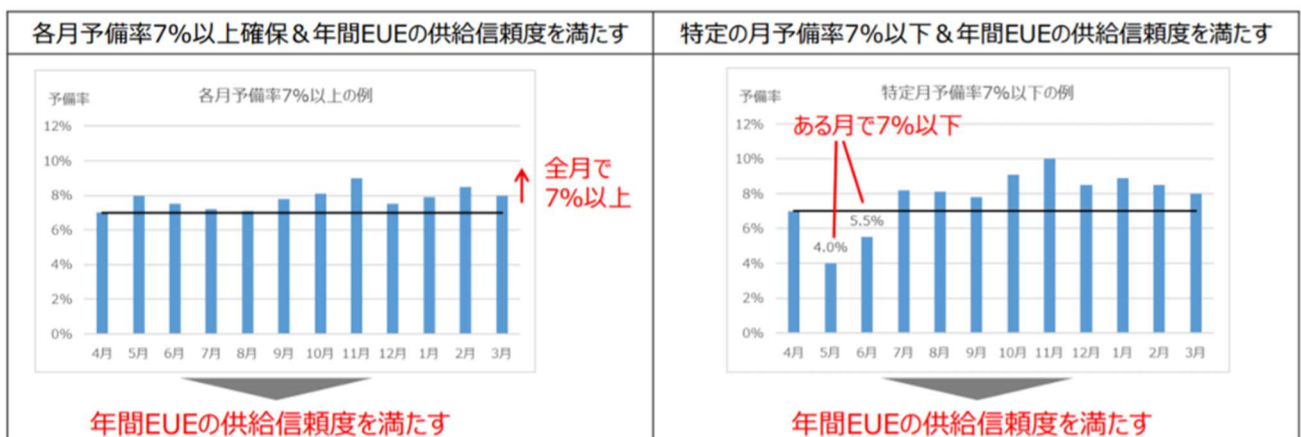


図2-1 年間EUEの特性

<sup>8</sup> 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(本機関ウェブサイト)  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei\\_58\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf)



(2) 供給力 (kW) の見通し (2022年度～2031年度)

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

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

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

表2-1 年間EUEの算定結果

(単位: kWh/kW・年)

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

### (3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

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

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

需給バランス確認の概要を、図2-2に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力<sup>11</sup>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<sup>12</sup>も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

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

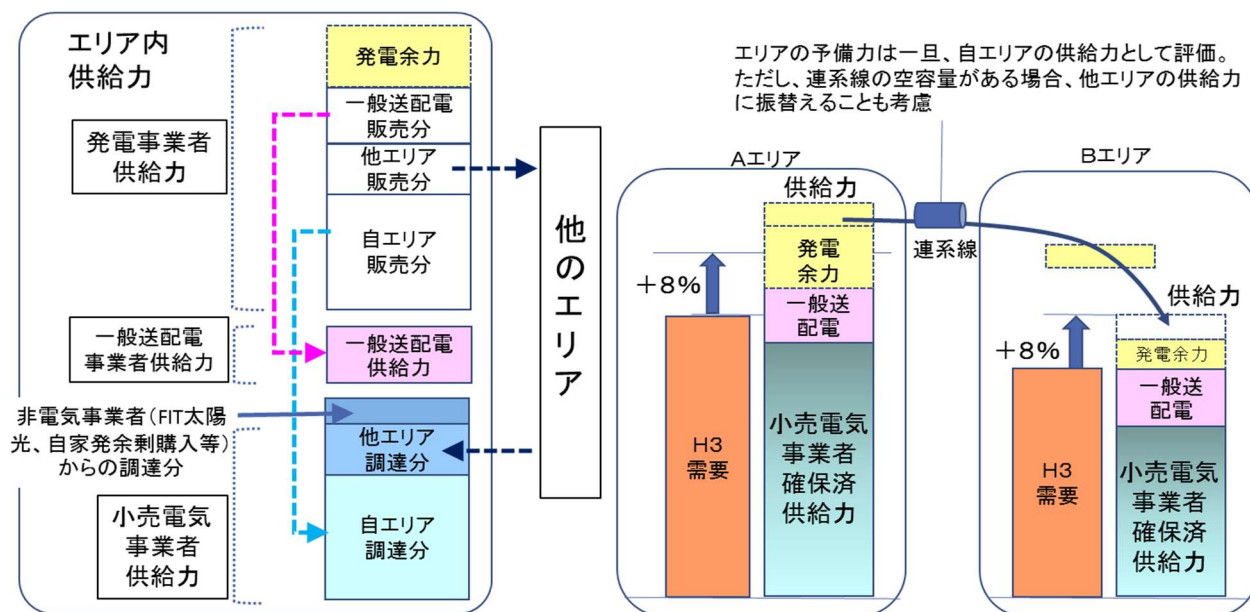


図2-2 需給バランス確認の概要

<sup>9</sup> 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。

<sup>10</sup> 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。

<sup>11</sup> 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。

<sup>12</sup> 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<sup>13</sup> (資源エネルギー庁、2021年12月)」及び「2022年度供給計画届出書の記載要領<sup>14</sup> (資源エネルギー庁、2021年12月)」に記載の方法による。

### (参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

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

#### (短期断面)

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

#### (長期断面)

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

<sup>13</sup> 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](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/guideline.pdf)

<sup>14</sup> 2022年度供給計画届出書の記載要領

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/kisaiyouryo.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisaiyouryo.pdf)

<sup>15</sup> 参考: 第4回運用容量検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2021/unyouyouryou\\_2021\\_4\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2021/unyouyouryou_2021_4_haifu.html)

<sup>16</sup> 参考: 第3回マージン検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

[http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2021/margin\\_kentoukai\\_2021\\_3.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2021/margin_kentoukai_2021_3.html)

## ① 短期の需給見通し

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

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

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

## ○2022年度

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

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

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

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

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

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

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

<sup>17</sup> 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。

<sup>18</sup> 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（本機関ウェブサイト）

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei\\_69\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf)

<sup>19</sup> 参考：火力発電所環境アセスメント情報（経済産業省ウェブサイト）

[http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html)

<sup>20</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

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

○ 2023年度

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

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

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

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

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

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

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

③ 供給力 (kW) の補完的確認による2022年度電源補修量

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

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

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

<sup>22</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

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



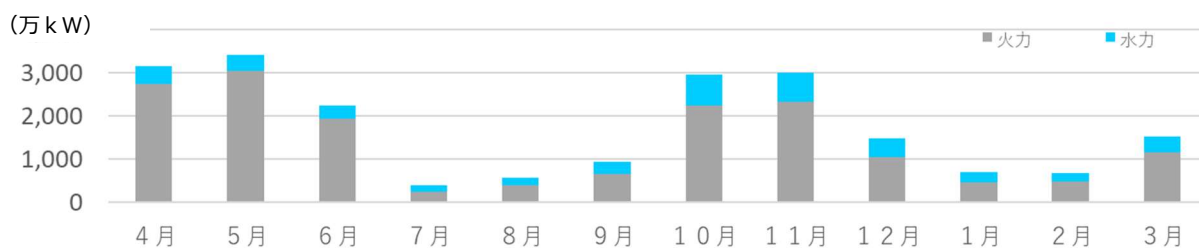


図2-3 2022年度供給計画（第1年度）の各月補修量

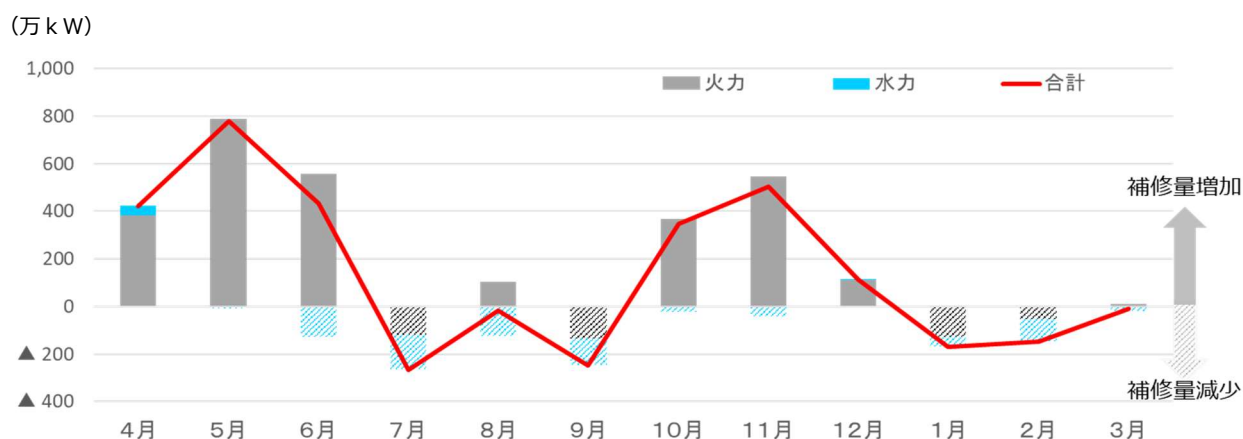


図2-4 2022供計（第1年度）と2021供計（第2年度）の各月補修量の増減

④ 供給力（kW）の補完的確認による2022年度休廃止計画

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

2022年度中に休廃止となる火力電源は421万kWであり、このうち、従来から休廃止が計画されていたものが407万kW、2022年度供給計画で新規計上されたものが14万kWである。

表2-6 2022年度中に休廃止となる火力電源（単位：万kW）

燃種	新規計上分	従来から計上分	合計
LNG	—	311	311
石油	—	60	60
石炭	14	36	50
<b>合計</b>	<b>14</b>	<b>407</b>	<b>421</b>

⑤ 供給力（kW）の補完的確認による小売未確保分と発電余力

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

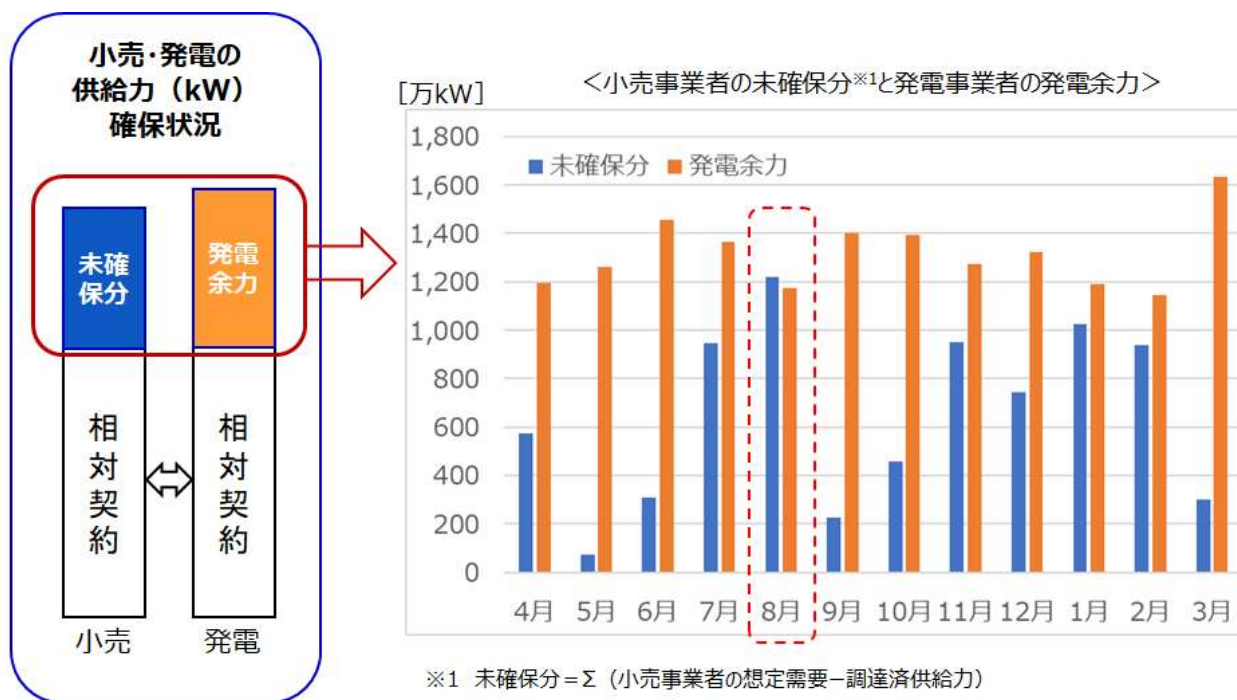


図2-5 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

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

#### (4) 電力量 (kWh) の見通し

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

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

#### ① 電力量 (kWh) に関する見通し

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

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

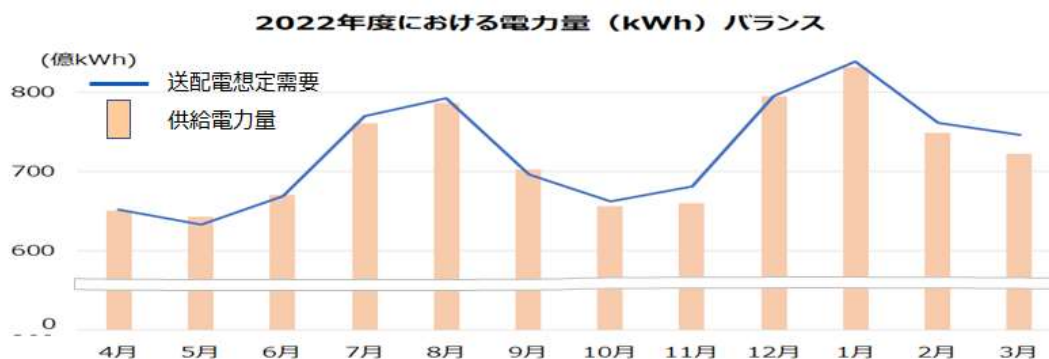


図2-6 第1年度(2022年度)における電力量 (kWh) バランス

表2-7 2022年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

[億kWh]

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

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



② 電力量（kWh）の確認 【未確保分と発電余力】

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

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

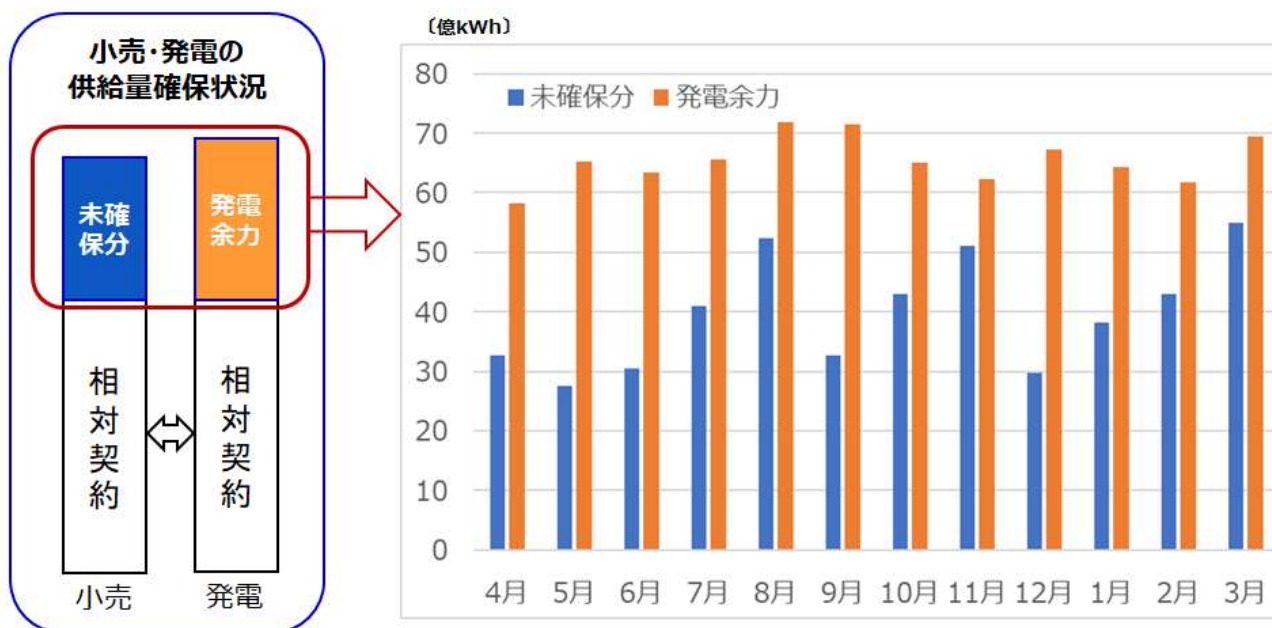


図2-7 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (年間EUE基準に基づく確認結果)

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

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

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

○ 電力量 (kWh) の見通し

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

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

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

(参考) 取りまとめ結果の詳細

① 電源別供給力の年度ごとの推移

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

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

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

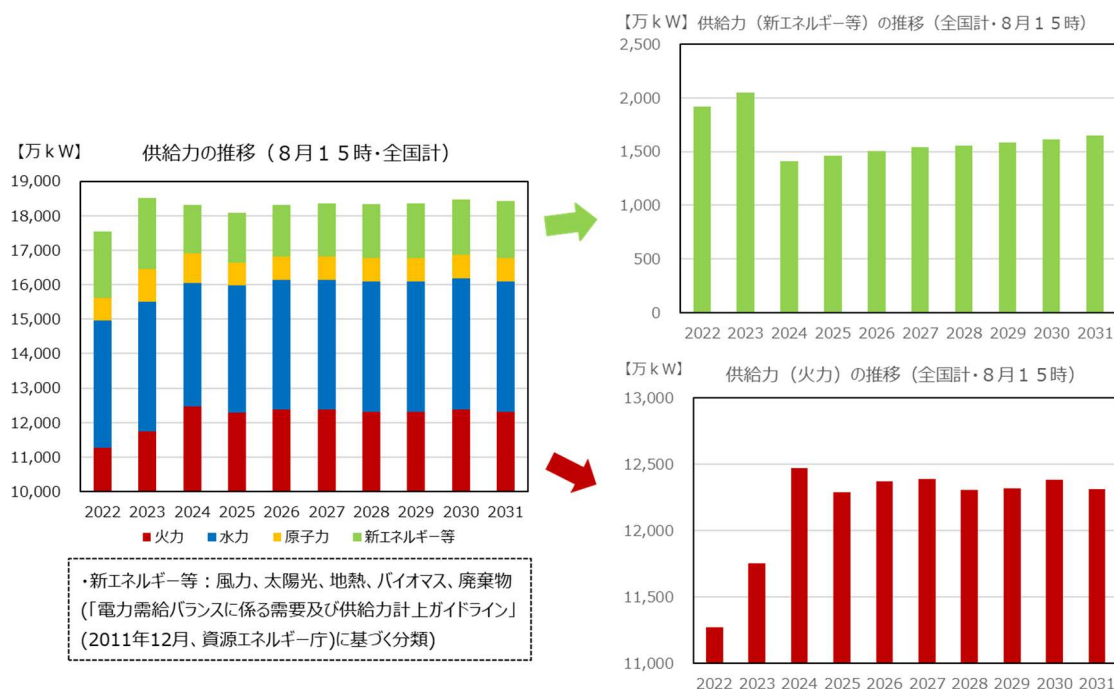


図2-8 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度ごとの推移

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

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

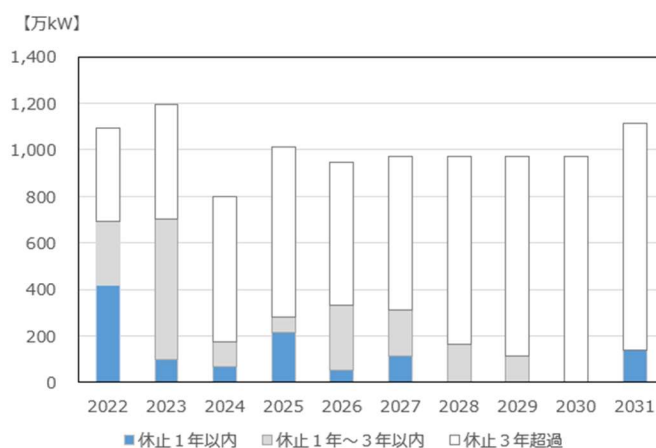


図2-9 休止電源の状況

### 3. 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<sup>26</sup>

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 3 3 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。

<sup>26</sup> 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万 kW】

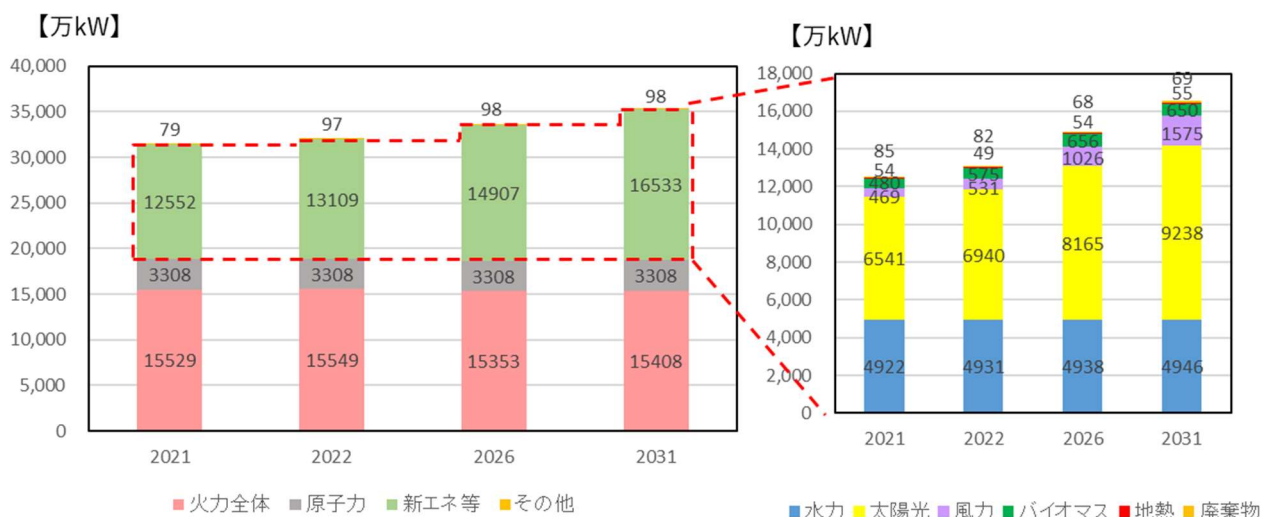
種類	2021	2022	2026	2031
火力 <sup>※1</sup>	15,529	15,549	15,353	15,408
石炭	4,836	5,079	5,234	5,233
LNG	7,804	7,814	8,244	8,301
石油他 <sup>27</sup>	2,888	2,657	1,875	1,874
原子力 <sup>※2</sup>	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	12,552	13,109	14,907	16,533
一般水力	2,175	2,184	2,191	2,199
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風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

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

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

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

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



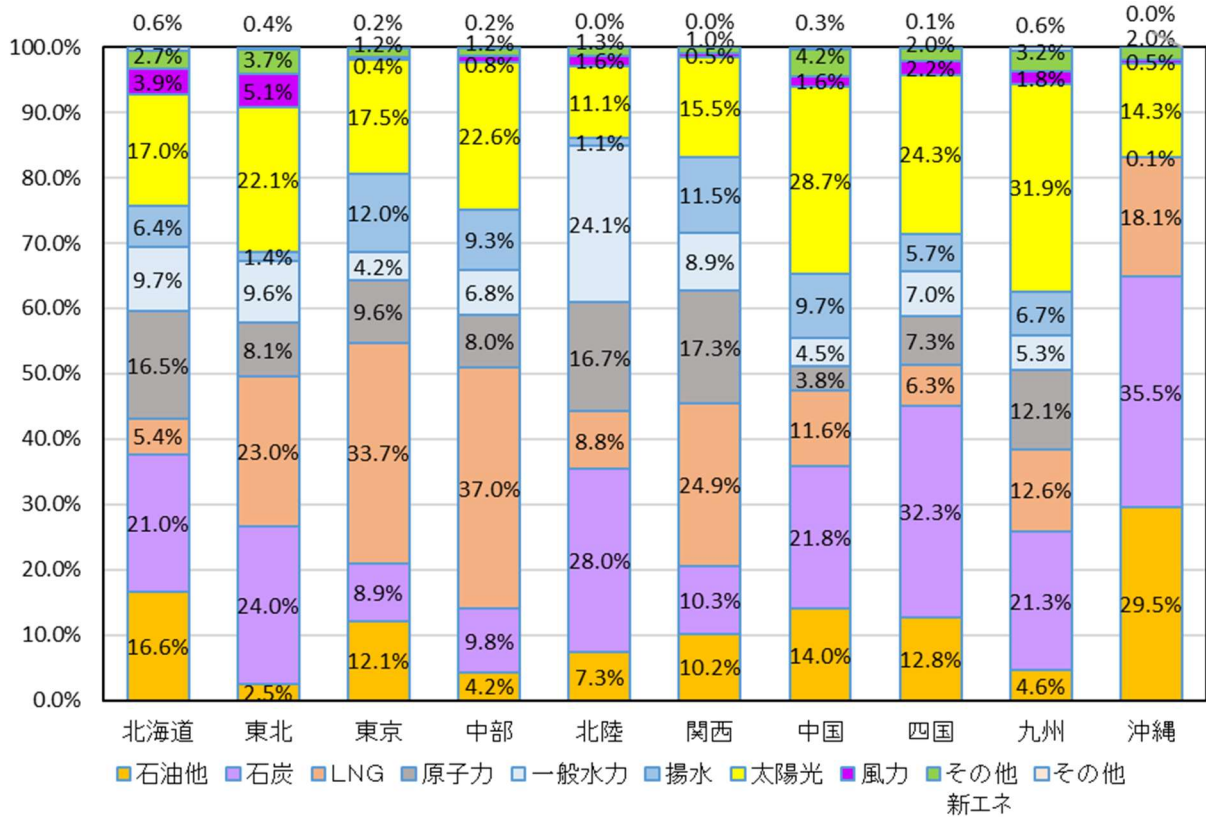
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

<sup>27</sup> 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2021年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2021年度末)

(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移

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

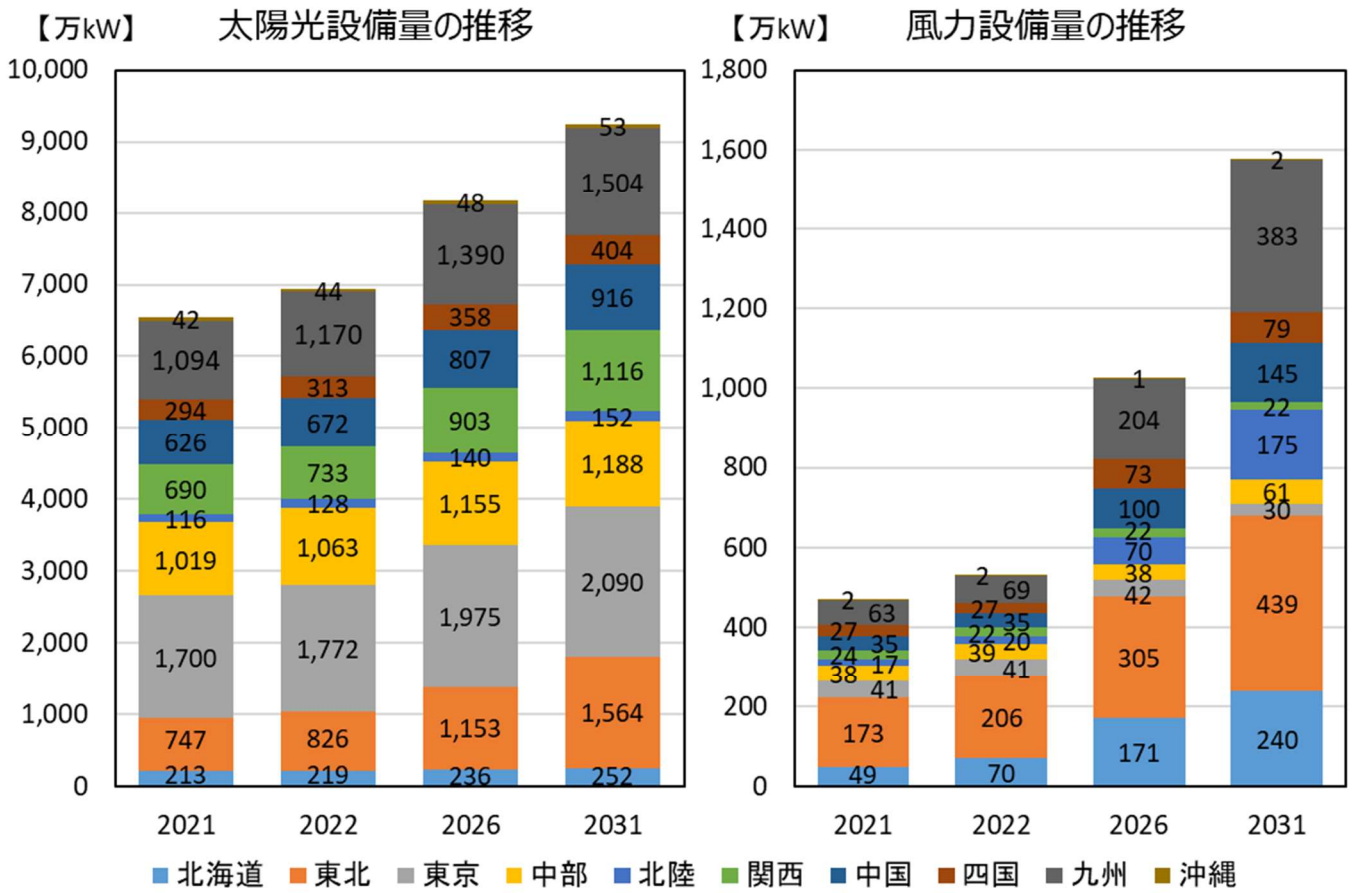


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

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

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2031年度末までの電源開発計画<sup>29</sup>について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

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

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。

<sup>29</sup> 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<sup>30</sup>であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

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

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

電源種ごとの具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

#### ① 新エネルギー等(表3-3)

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

表3-3 新エネルギー等発電所送電端電力量 【億kWh】

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

#### ② 水力・火力(表3-4)

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

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

表 3 - 4 水力・火力発電所送電端電力量

【億 kWh】

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

## ③ 原子力（表 3 - 5）

2022年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3 - 5 原子力発電所送電端電力量

【億 kWh】

種類	2021	2022	2026	2031
原子力	675	599	551	552

## ④ 合計（表 3 - 6）

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

表 3 - 6 送電端電力量（合計）

【億 kWh】

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

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2021年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

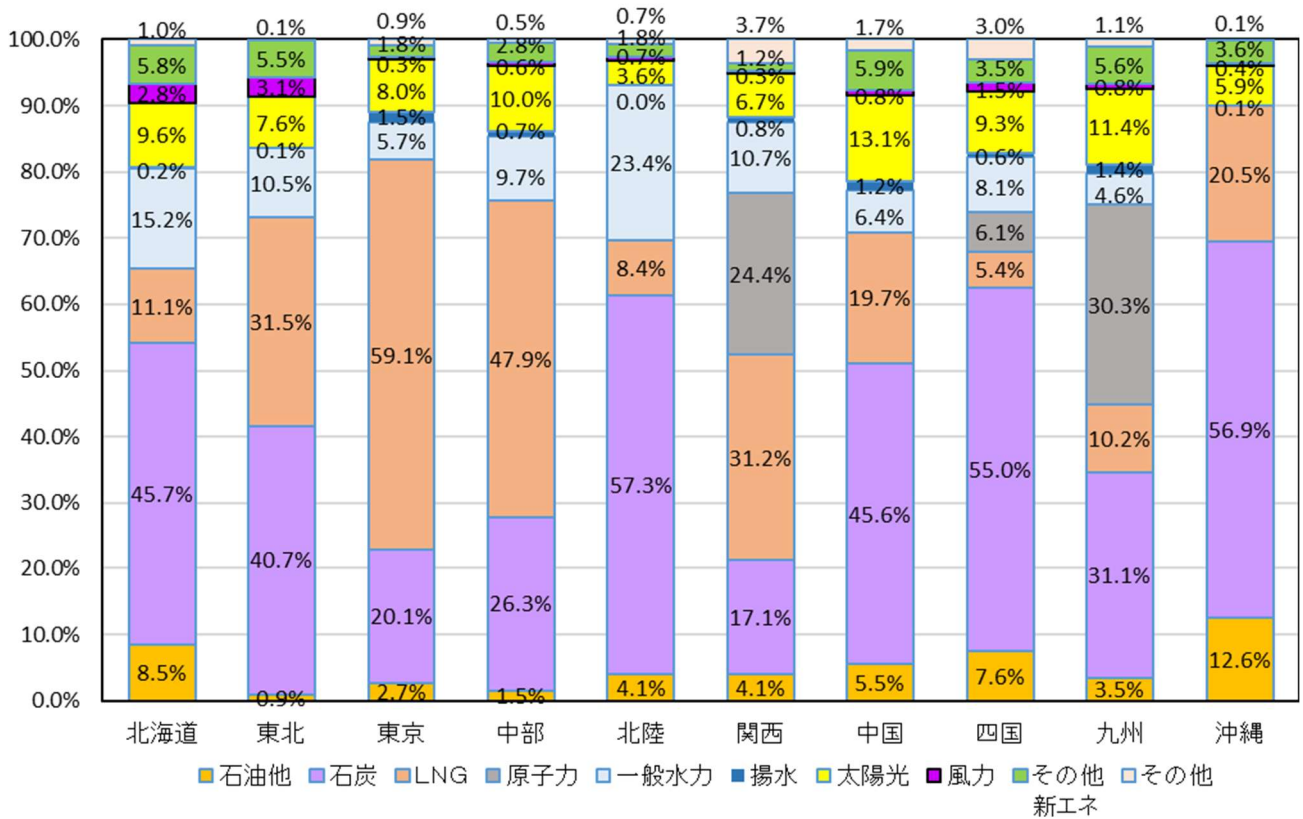


図3-4 2021年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

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

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

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

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

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

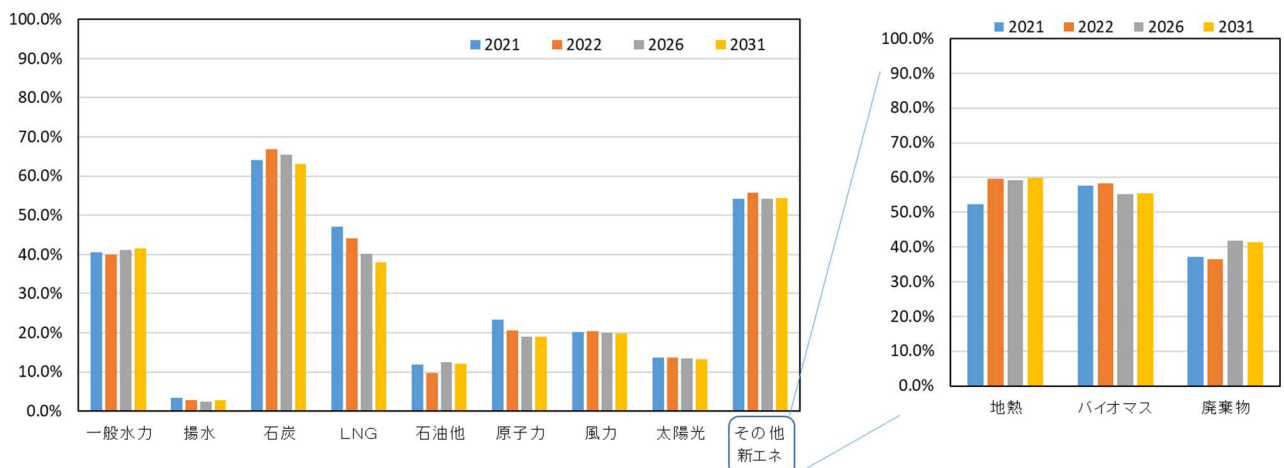


図3-5 設備利用率の推移(全国合計)

<sup>31</sup> 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。

#### 4. 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<sup>32</sup>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<sup>33</sup>

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

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

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

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

<sup>32</sup> 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。

<sup>33</sup> （ ）内は昨年値を記載した。

<sup>34</sup> 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。

<sup>35</sup> ※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。

<sup>36</sup> 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

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

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

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

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

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

※マスタープラン<sup>37</sup>にて検討

○中部北陸間連系設備等概要（使用開始：未定）

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

※マスタープランにおいて増強計画の一環として検討

<sup>37</sup> 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

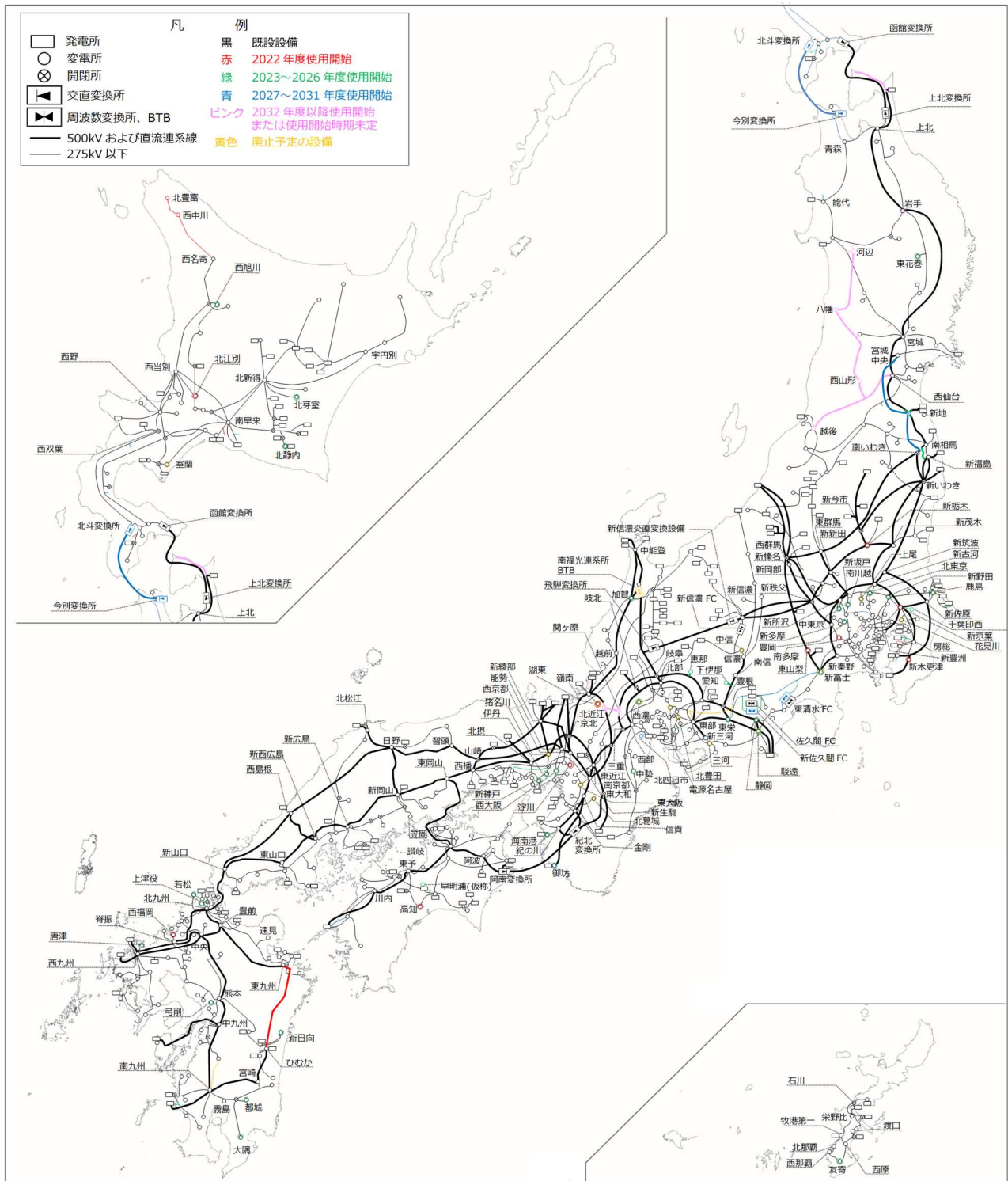


図 4 - 1 電力系統の状況

(1) 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

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

<sup>38</sup> 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別、需要家名称が入っているため、分からないように見直した。

<sup>39</sup> 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。

<sup>40</sup> 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。

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

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



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

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	C発電所連系線※1	275kV	0.1km	1	2024年5月	2025年11月	電源対応
	D発電所連系線※1	275kV	0.6km	1	2023年6月	2025年2月	電源対応
	E支線※1	187kV	2.4km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	F支線※1	275kV	7.9km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	G支線※1	187kV	5.8km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	北斗今別直流幹線	DC-250kV	98km※3 24km※2,3	1→2	2024年3月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年4月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線 新設	275kV	0.3km※2	2	2023年5月	2024年12月	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	79km	2	2022年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	64km	2	2024年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系開閉 所引込※1	500kV	1km	2	2024年2月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系開閉 所Dπ引込	500kV	1km	2	2024年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系開閉 所新設	500kV	-	10	2022年9月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	今別幹線増強	275kV	50km※3	2	2023年4月	2027年度	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4
	秋田幹線河辺変電所 DT引込	275kV	5km	2	2023年度以降	2029年度以降	電源対応

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

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

表4-4 廃止計画

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

## (2) 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年4月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年8月	2022年7月	高経年化対策
東京電力 パワーステアリング 株式会社	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年11月	2022年12月	需要対策
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年8月	2022年5月 (8B) 2022年6月 (5B)	電源対応
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年6月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	千葉印西 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022年3月	2024年4月	需要対策
中部電力 パワーステアリング 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年10月	需要対策
	東清水変電所	—	600MW	—	2020年12月	2028年3月	安定供給対策※4
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年9月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2021年1月	2022年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年2月	2022年10月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年9月	2022年7月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	新日向変電所	220/110/66kV	250/150/200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9月	2024年3月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022年3月	2025年2月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年6月	2023年6月	高経年化対策
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2017年10月	2025年3月	高経年化対策
北海道北部 風力送電 株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

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

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

表4-7 廃止計画

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

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

### (3) 送変電設備の整備計画（総括）

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

表4-8 主要な送電線路の整備計画

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

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

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

表 4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画<sup>45</sup>

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

表 4-10 主要な変圧器の整備計画

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

※ [ ] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

<sup>45</sup> 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。

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

<sup>47</sup> 変圧器の一次側電圧により分類した。



表 4-1-1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 <sup>48</sup>
新增設	北海道電力ネットワーク株式会社 2	各 300MW
	中部電力パワーグリッド株式会社 1	600MW
	電源開発送変電ネットワーク株式会社 1	300MW
廃止	中部電力パワーグリッド株式会社 1	△300MW

(4) 既設設備の高経年化の課題

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

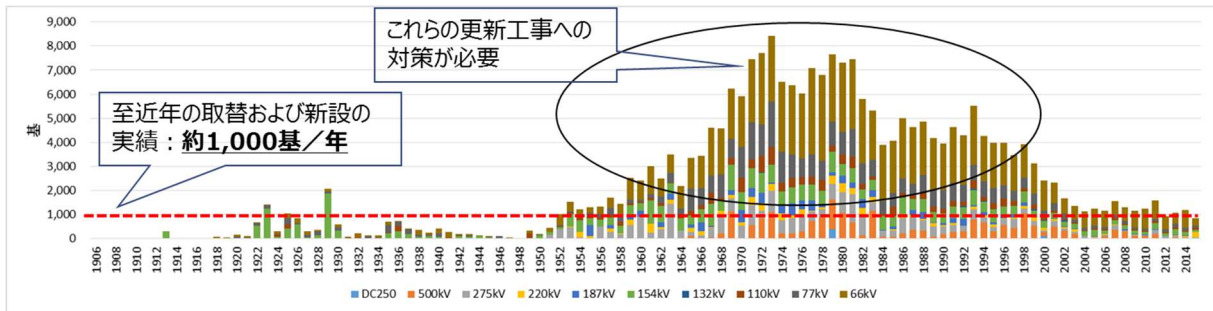


図 4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

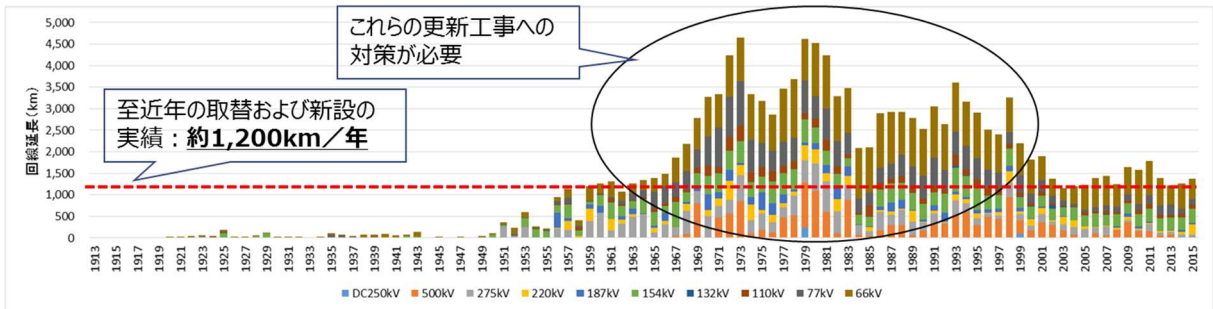


図 4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)

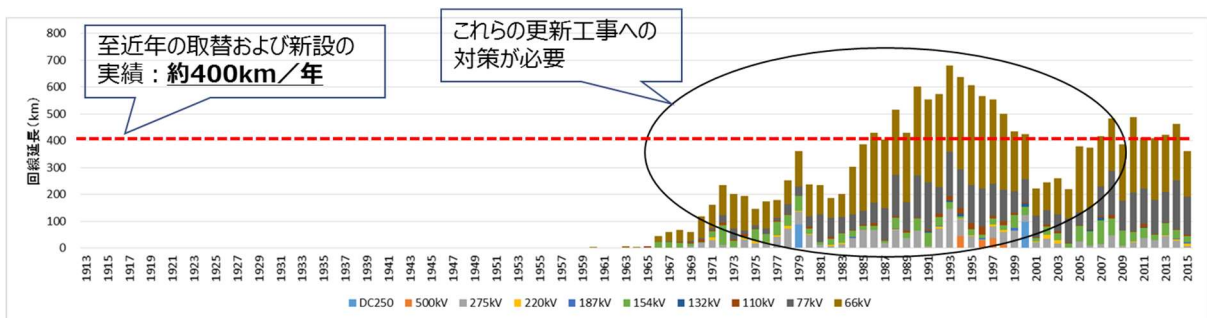


図 4-4 地中線の物量分布 (66kV～500kV)

<sup>48</sup> 直流送電の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

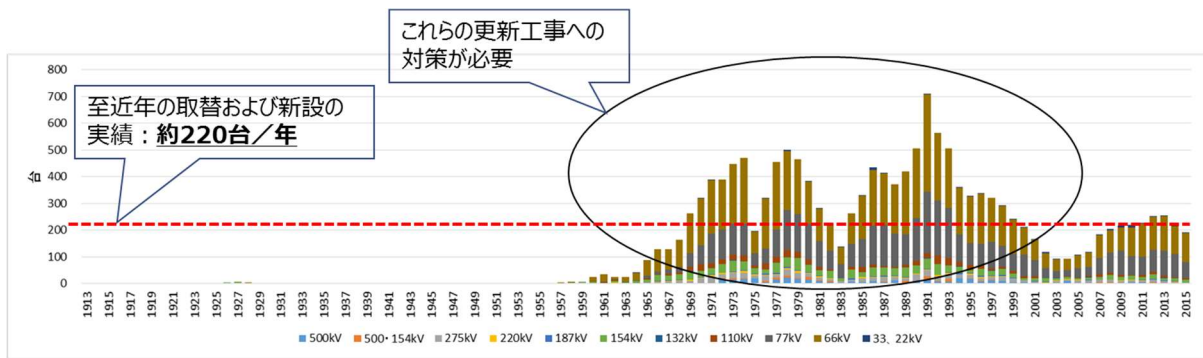


図 4 - 5 変圧器の物量分布 (66kV(一部 22kV)～500kV)

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<sup>49</sup>を図 4 - 6 に示す。

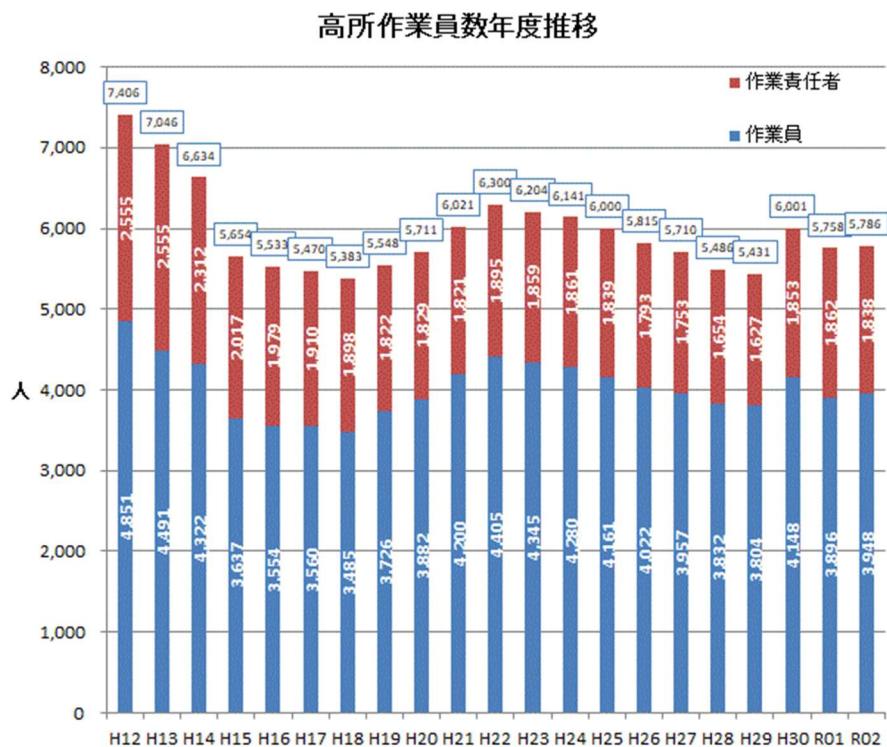


図 4 - 6 送電線工事の高所作業員数年度推移<sup>49</sup>

<sup>49</sup> 出典元：送電線建設技術研究会HP

## 5. 広域的運営の状況

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

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

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

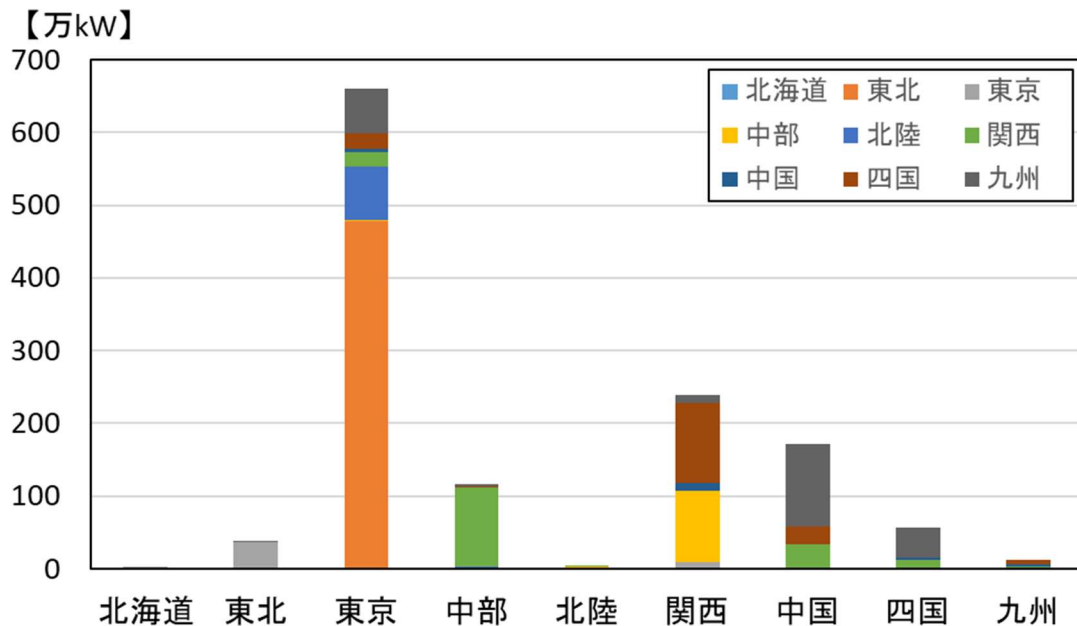


図5-1 エリア外調達電力

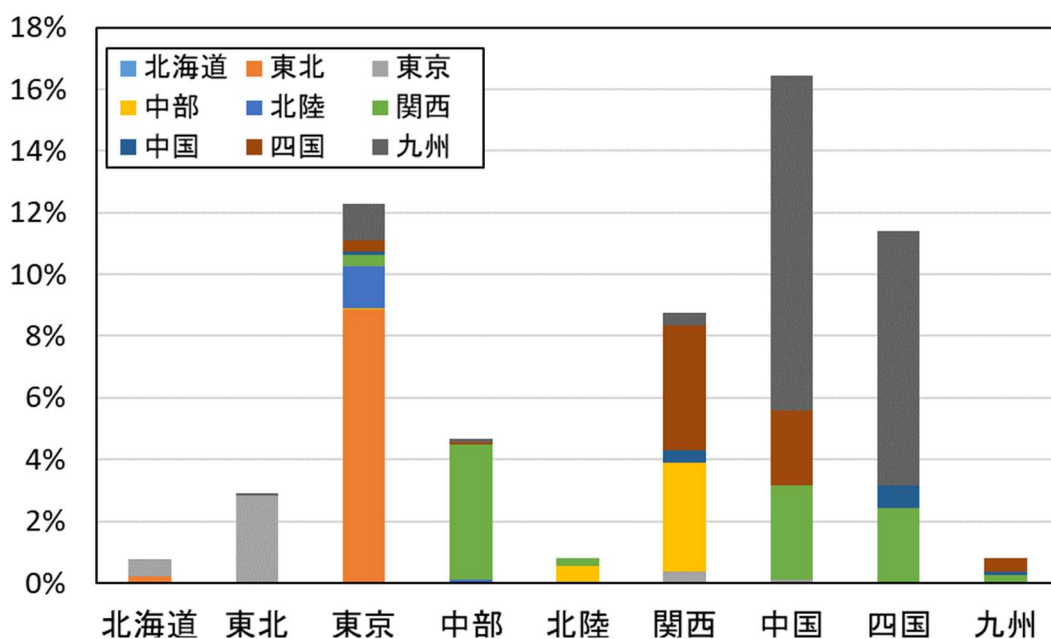


図5-2 エリア外調達電力比率

【億kWh】

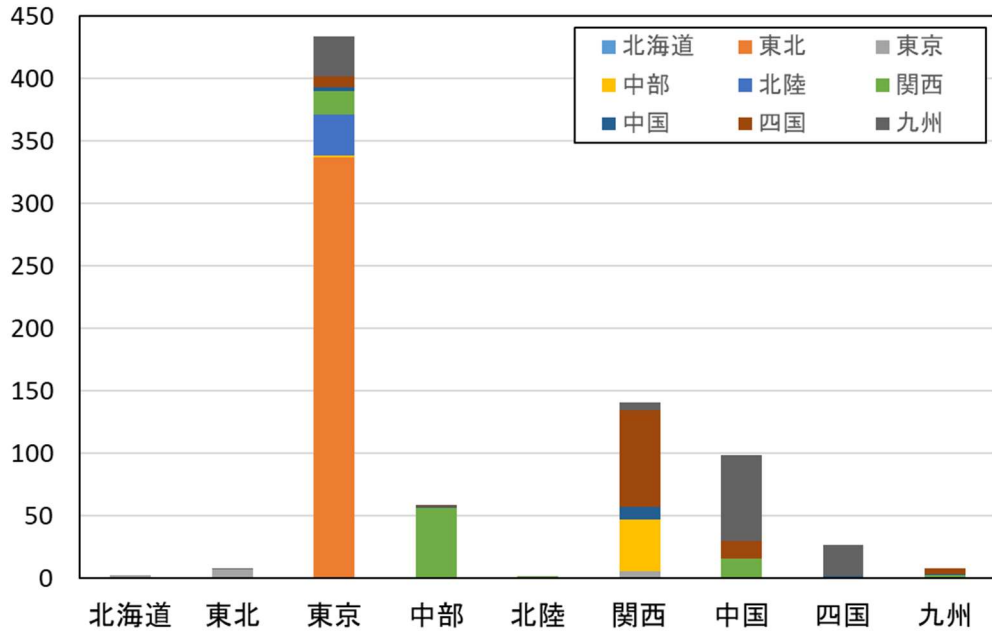


図5-3 エリア外調達電力量

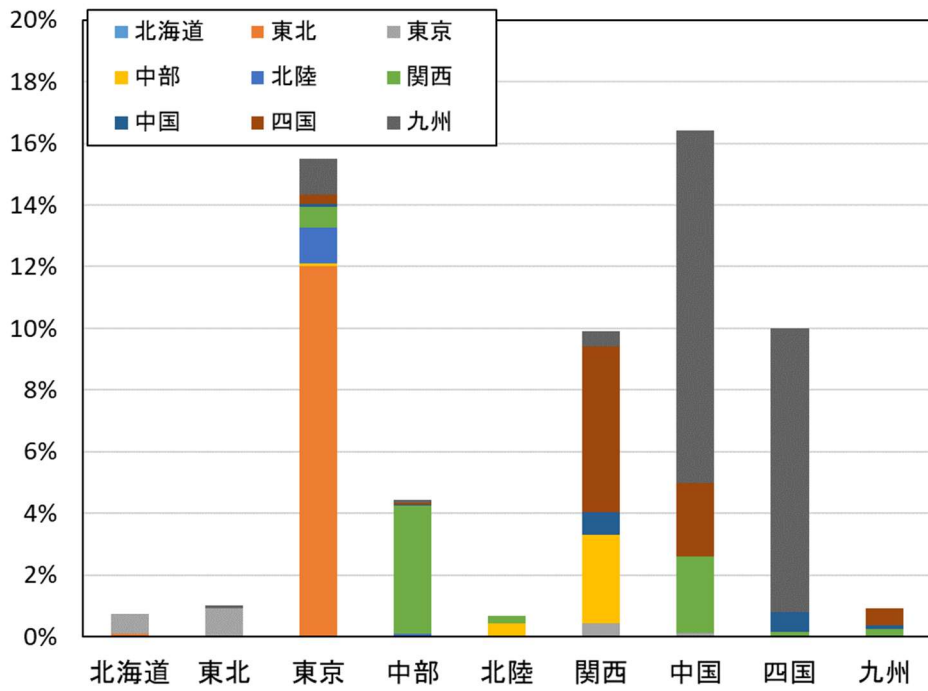


図5-4 エリア外調達電力量比率

## 6. 電気事業者の特性分析

### (1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

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

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

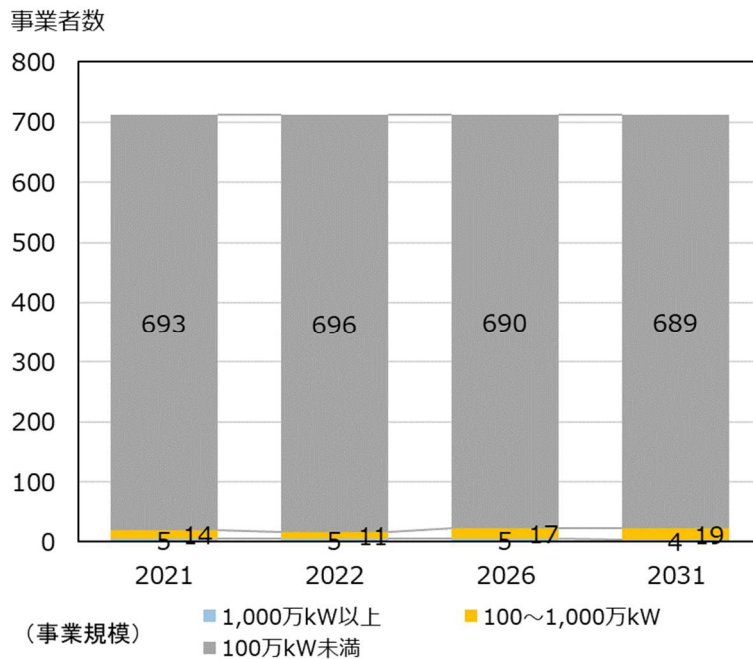


図 6-1 需要電力別の小売電気事業者数

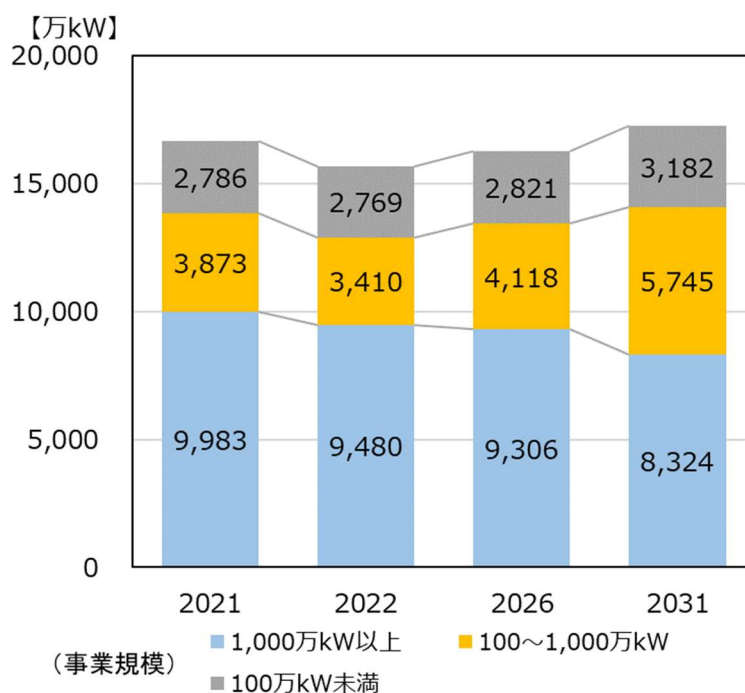


図 6-2 各規模別の需要電力（積算）

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

事業規模によらず、各規模の事業者が必要規模を拡大する計画としている。

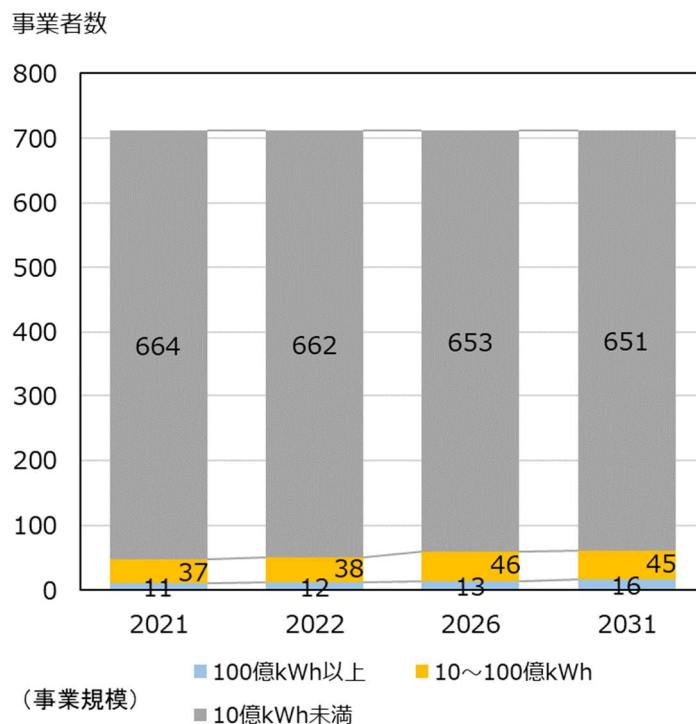


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

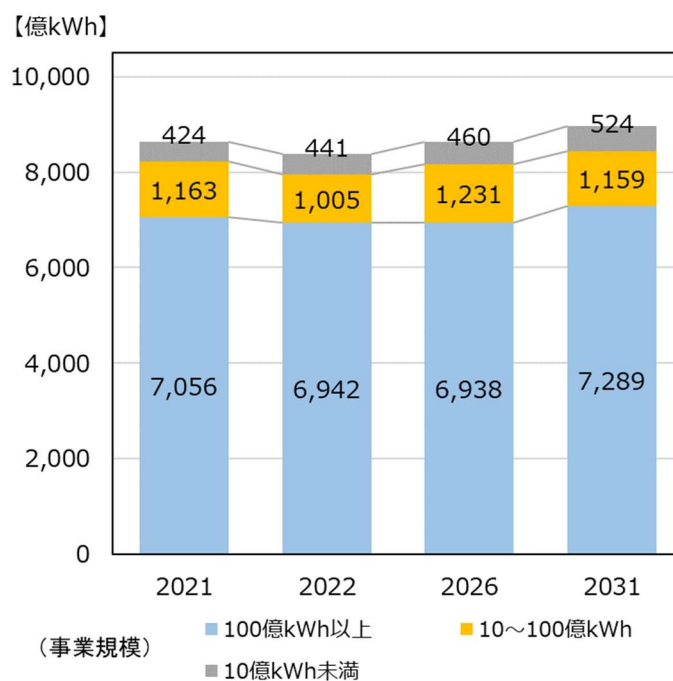


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）



(2) 小売電気事業者のエリア展開

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

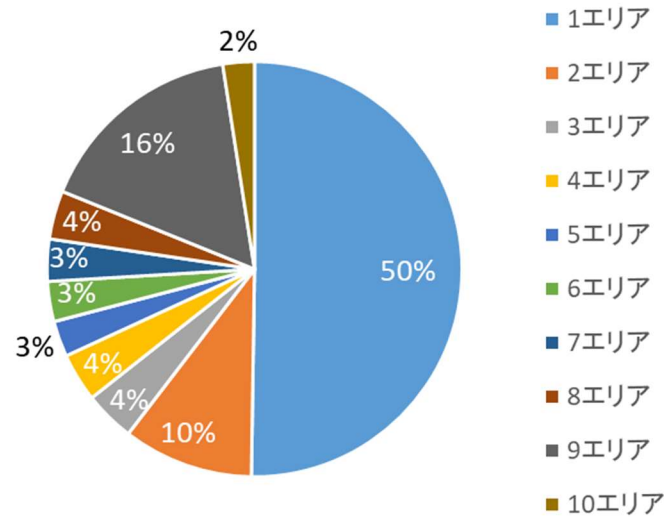


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

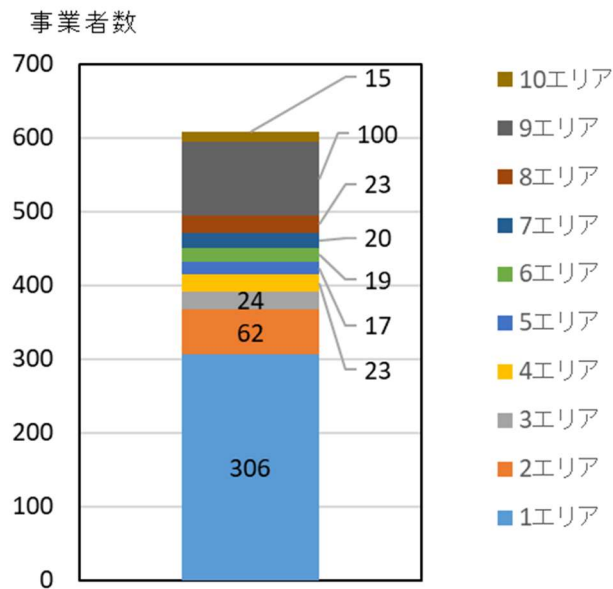
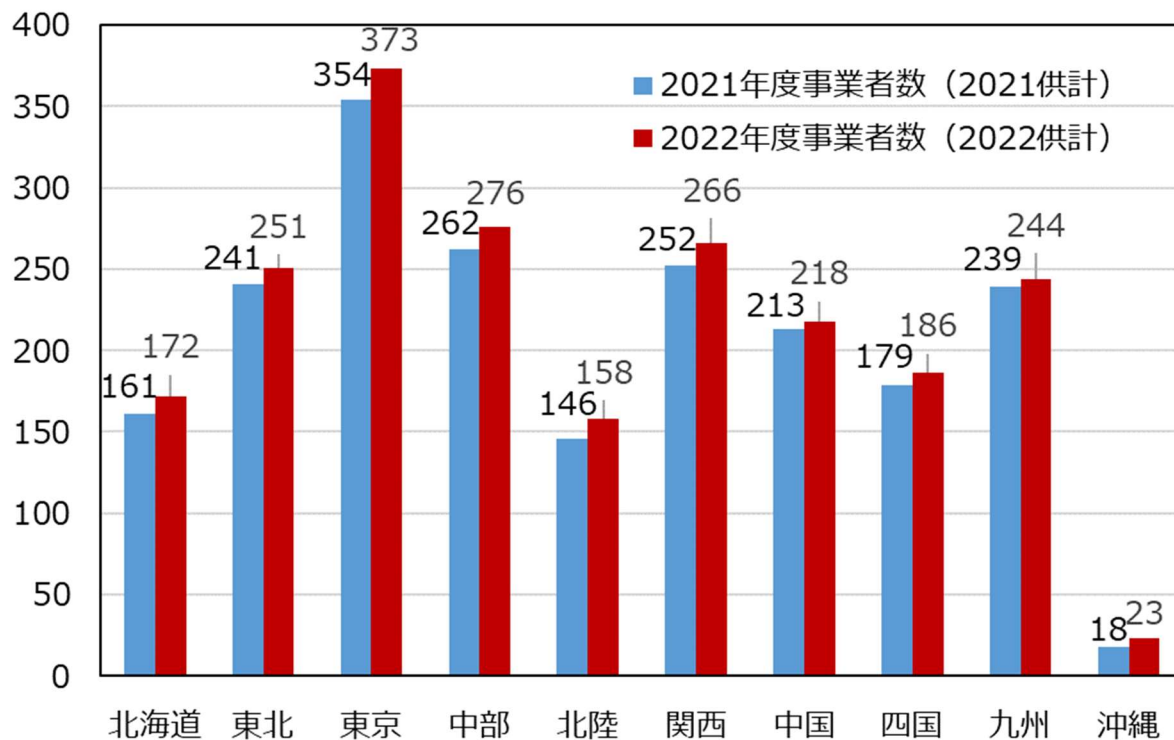


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

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

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

事業者数



【万 kW】

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

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要



### (3) 小売電気事業者の供給力確保状況

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

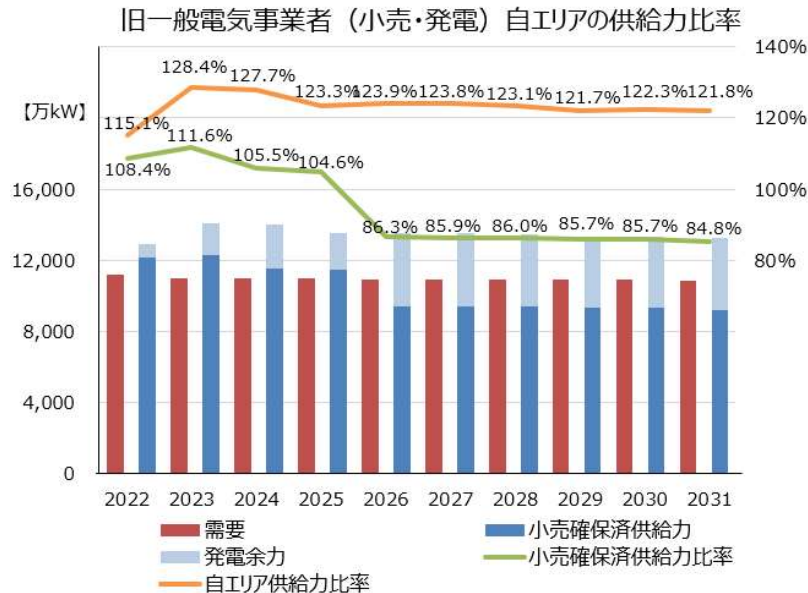


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率<sup>50</sup>（8月15時、送電端）

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

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく。

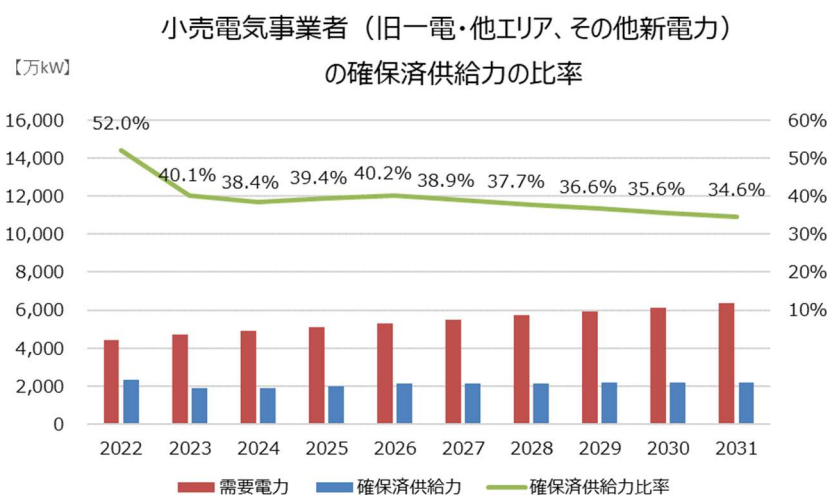


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

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

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

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

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

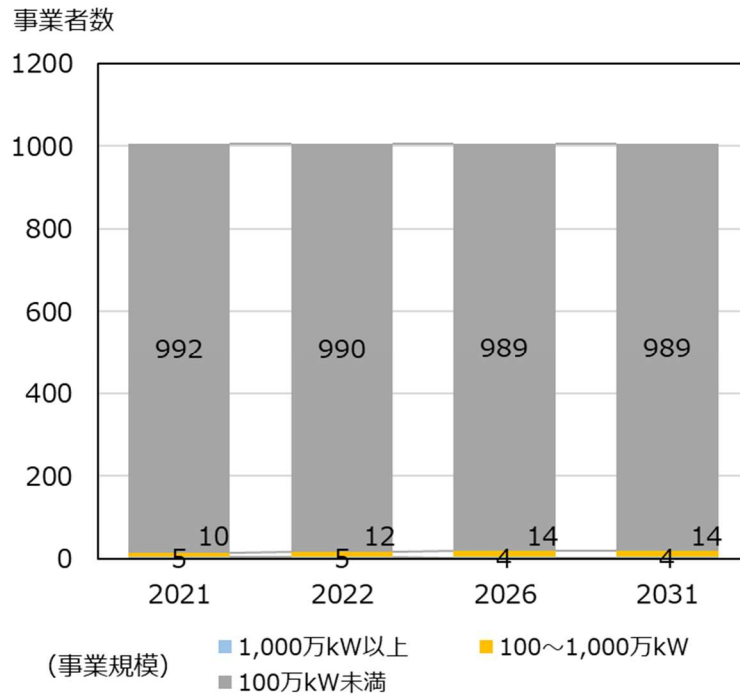


図6-10 供給電力別の発電事業者数

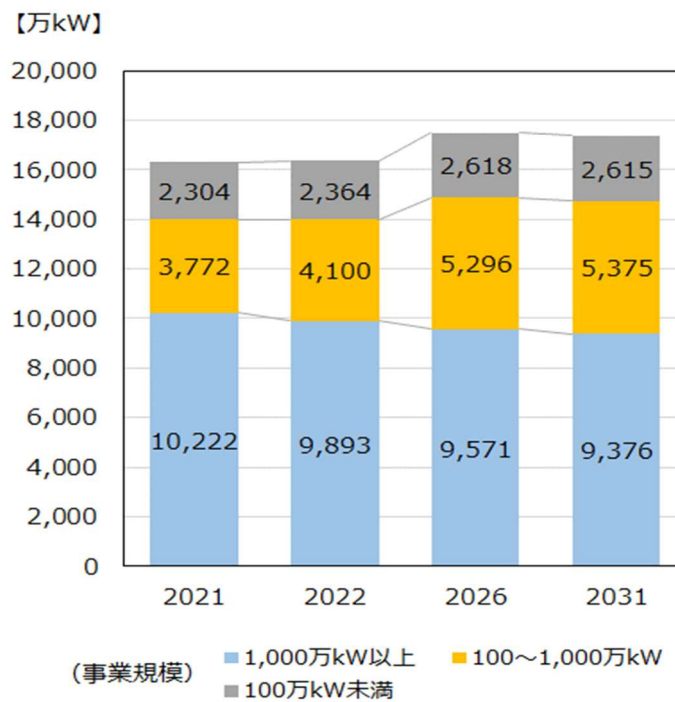


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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

供給電力量が10億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

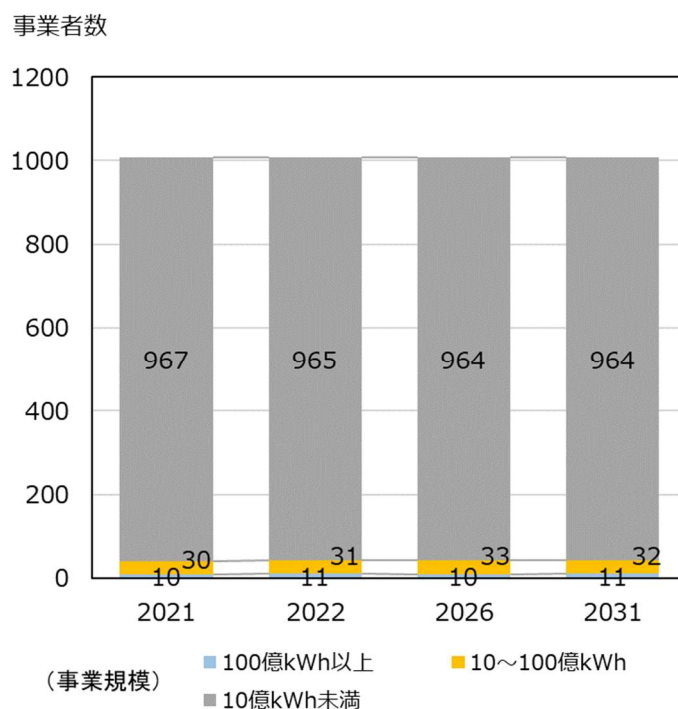


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

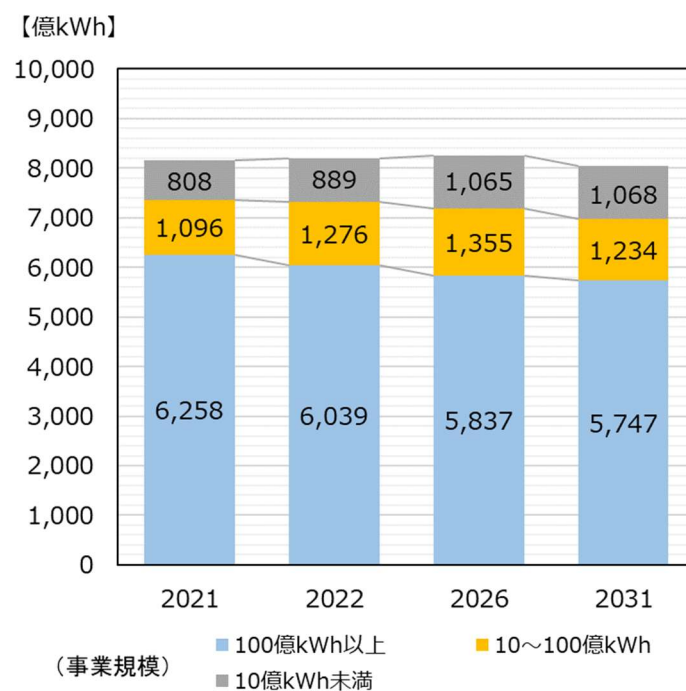


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

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

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

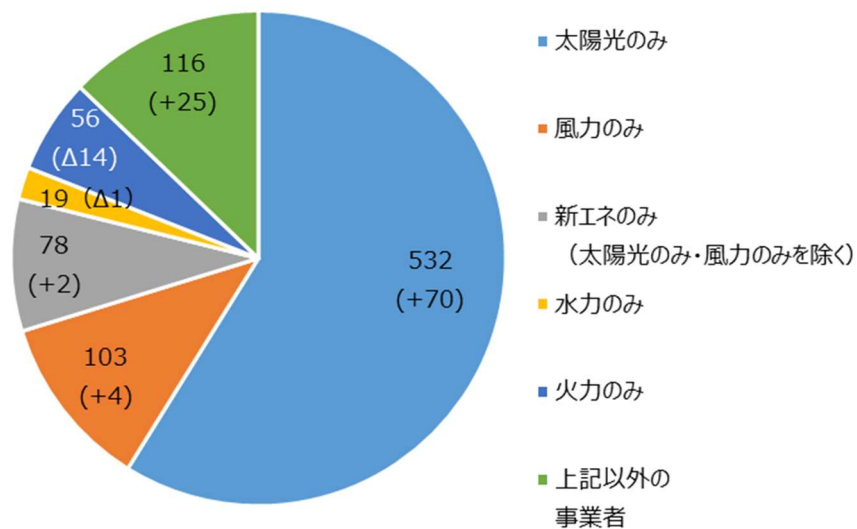


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

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

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

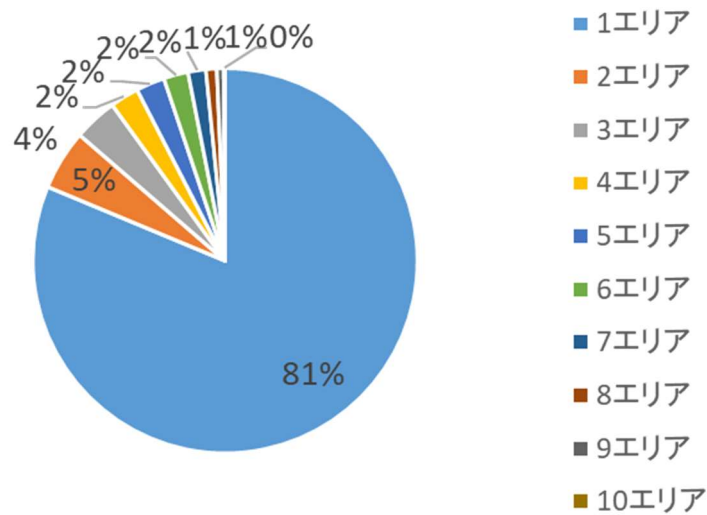


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

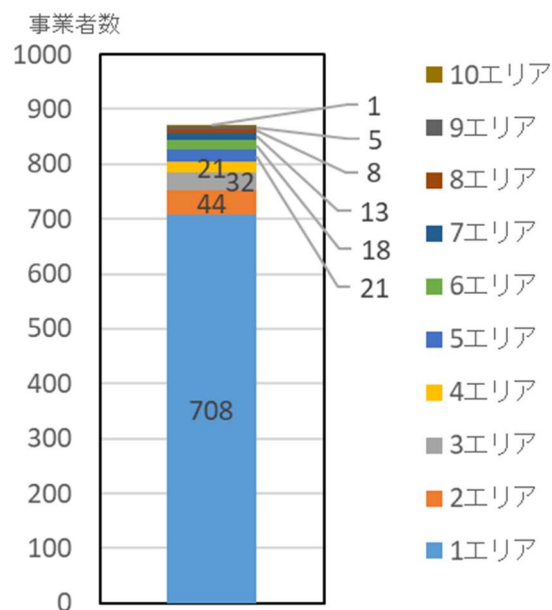
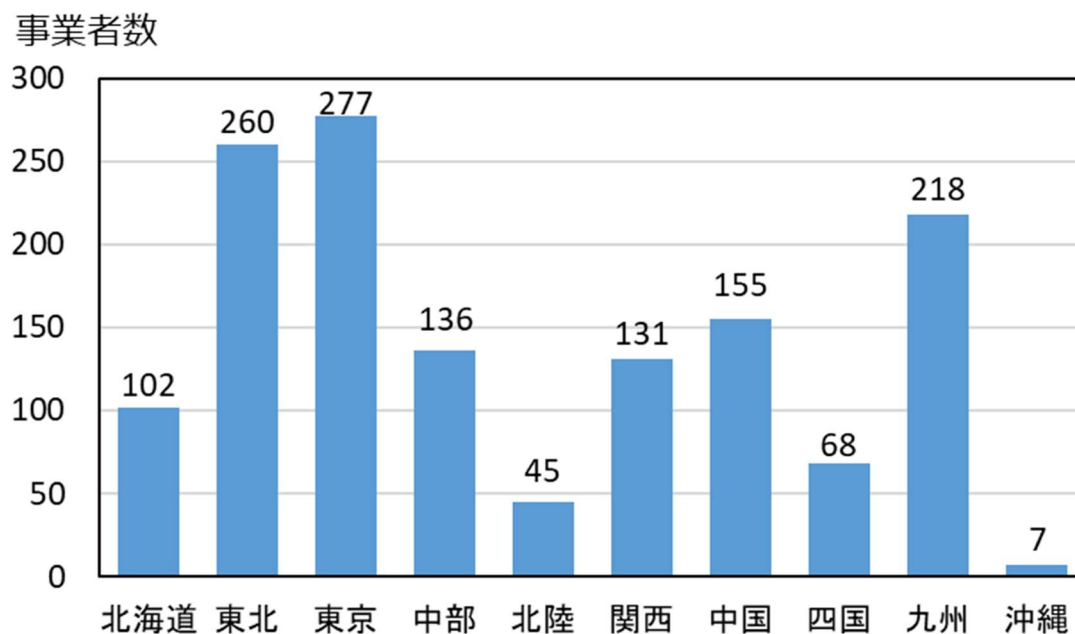


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

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



供給力 (万 kW)

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

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

## 7. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### ○ 需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処

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

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

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

### ○ 至近の供給力不足の懸念

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

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

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

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

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

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

### ○ 長期的な電源確保に係る課題

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

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

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

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

### ○ 中長期的な調整力等の確保に係る課題

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

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



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

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

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

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

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

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

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し(長期)・・・・・・・・ 別6

## 別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2022年度

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

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

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

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

[万kW]

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

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し

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

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率

(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

□: 8%以上に改善したエリア

表(別) 1-6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

[万kW]

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

## ○2023年度

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

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

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

表(別) 1-7 各月別の需要電力見通し

[万kW]

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

表(別) 1-8 各月別の供給力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し

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

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

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

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

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

## 別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

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

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8月15時）

[万kW]

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

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

[万kW]

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

※沖縄エリアの2022年度及び2023年度は、最小予備率断面を記載



表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月18時）

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

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月18時）

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

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の電力需要と供給力

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

2022年3月30日  
電力広域的運営推進機関

## 2022年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

2022年度の供給計画の取りまとめにあたって、電気事業法第29条第2項の規定に基づき、以下のとおり意見します。

### 1. 需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処

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

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

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

### 2. 至近の供給力不足の懸念

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

今回の取りまとめでの至近2年度（2022・23年度）の評価では、上記の調整の結果として、H3需要<sup>1</sup>に対して一定の予備率を確保したものの、多様な事業者が管理運用する発電・送変電設備を効率的に活用して安定供給を確保するためには、至近2年度の補修停止調整が適切な時期に確実に行われることの重要性を再認識したところである。

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

また、本機関では、2020年度冬季の需給ひっ迫の経験を踏まえ、今冬（2021年12月～2022年2月）には、発電事業者からの燃料調達のヒアリング確認も含め、供給力（kW）及び電力量（kWh）の需給状況についてモニタリングを行い、その結果を情報発信した。現下

<sup>1</sup> ある月における毎日の最大電力（1時間平均）を上位から3日とり平均したもの

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

なお、2022年度の需給見通しとしては、現時点では、本年3月16日に発生した福島県沖の地震による供給力への影響が見通せないことや、東京エリアの降雪影響を踏まえて厳気象H1需要<sup>2</sup>を見直したことによる冬季H1需給バランス（適正予備率：3%を下回る状況）などにも注視が必要であることから<sup>3</sup>、本機関は、国や関係事業者と連携し具体的な供給力対策の検討を進め万全を期すこととしたい。

### 3. 長期的な電源確保に係る課題

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

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

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

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

### 4. 中長期的な調整力等の確保に係る課題

需給調整市場では、2021年度より3次調整力<sup>②</sup><sup>4</sup>の商品の取引が開始され、本年4月には3次調整力<sup>①</sup><sup>4</sup>の取引も開始され、順次、商品が追加される予定である。また、現在、これら需給調整市場での取引と、一般送配電事業者による調整力公募（電源I<sup>5</sup>、電源II<sup>6</sup>）が並行して行われているが、2024年度以降には同公募を終了し、需給調整市場での調整力調達となる予定である。

すなわち、将来的には、容量市場において日本全体で必要な供給力の確保がなされることとなり、そのなかに需給調整市場で取引される調整力を有する供給力が含まれていることは安定供給を確保する意味においても重要な点であり、必要に応じて容量市場と需給調整市場（以下、「両市

<sup>2</sup> 夏季・冬季における厳しい気象条件（10年に1回程度の猛暑・厳寒）における最大電力需要

<sup>3</sup> [https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei\\_jukyu\\_71\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_71_haifu.html)

<sup>4</sup> 需給調整市場での商品種別は、第12回需給調整市場検討小委員会（資料3-2）p33参照  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/files/jukyu\\_shijyo\\_12\\_03\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/files/jukyu_shijyo_12_03_02.pdf)

<sup>5</sup> 一般送配電事業者が、調整力用の専用電源として、年間を通じて確保する電源等

<sup>6</sup> 発電事業者の余力を、年間を通じて一般送配電事業者が調整力として活用できる電源等

場)の連携を図っていく必要がある<sup>7</sup>。また、将来の再生可能エネルギーの導入促進のもと、新しい調整力としての同期化力、慣性力の重要性が高まると予想されており、それらの確保のあり方についても引き続き検討が必要である。

そのような認識のもと、特に既存設備の中では、火力電源や揚水式水力電源が調整力等を提供している状況ではあるが、2024年度より、調整力公募がなくなり、両市場から得られるkW価値、ΔkW<sup>8</sup>価値の収入になることから、発電事業者からのヒアリングの中では、これらの電源を維持できないのではないかと危惧する声も一部にあった。

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

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

以 上

---

<sup>7</sup> 容量市場において、調整機能（需給調整市場における商品の要件を満たす機能）を「有」と登録した電源については、余力活用に関する契約を一般送配電事業者と締結することがリクワイアメントとなっている。また、同契約を締結した容量提供事業者は、計画策定に支障を与えないことを前提にゲートクローズ後の余力を一般送配電事業者からの指令に応じて提供する仕組みとなっている。

<sup>8</sup> 必要な調整能力をもった電源等を、実需給時点でその能力を発揮できる状態にすること

2022年度年次報告書  
供給計画の取りまとめ

2022年3月

電力広域的運営推進機関



<はじめに>

本機関は、電気事業法第29条の規定に基づき電気事業者が国に届け出た2022年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

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

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

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

2022年度供給計画取りまとめ対象事業者数

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

(参考) 供給計画とは

- 電気事業法第29条の規定に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線等の開発についての計画。
- 国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないと認めるときは、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

カッコ内は供給計画（案）の本機関への提出期限

(参考) 取りまとめ項目

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

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



# 目次

ページ

I. 電力需要想定	7
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	7
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	9
II. 需給バランス	11
(1) 供給信頼度基準について	11
(2) 供給力(kW)の見通し(2022年度~2031年度)	12
(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	13
(4) 電力量(kWh)の見通し	19
(5) 需給バランス確認結果のまとめ	21
III. 電源構成の変化に関する分析	23
(1) 設備容量(kW)	23
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	25
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	26
(4) 電源開発計画	27
IV. 送配電設備の増強計画	32
(1) 主要送電線路の整備計画	35
(2) 主要変電所の整備計画	39
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	42
(4) 既設設備の高経年化の課題	44
V. 広域的運営の状況	46
VI. 電気事業者の特性分析	48
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	48
(2) 小売電気事業者のエリア展開	50

(3) 小売電気事業者の供給力確保状況 .....	52
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模） .....	53
(5) 発電事業者のエリア展開 .....	56
VII. その他 .....	58
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題 .....	58
VIII. まとめ（2022年度供給計画の取りまとめ） .....	61
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期） .....	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期） .....	別6

訂正箇所（2022年5月25日）

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

## I. 電力需要想定

(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)

### ① 8月の最大3日平均電力<sup>1</sup>

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要<sup>2</sup>を全国合計したもののうち、2021年度の実績及び2022, 2023年度の見通し<sup>3</sup>を、表1-1に示す。

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

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

表1-1 8月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

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

※2021年度実績(気象補正後)に対する増加率

### ② 2022年度及び2023年度各月の見通し

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

2022年度及び2023年度ともに夏季最大3日平均電力(8月)が、冬季最大3日平均電力(1月)を約1,000万kW上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2022年度各月別の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

【万kW】

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

<sup>1</sup> 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。

<sup>2</sup> 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。

<sup>3</sup> 2022年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、2021年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

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

表1-3 2023年度各月別の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

【万kW】

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

③年間需要電力量

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

2022年度の見通し8,775億kWhは、2021年度の気象補正後の推定実績8,693億kWhに対して、0.9%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

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

※2021年度推定実績に対する増加率

<sup>5</sup> 需要電力量の推定実績としては2021年4～10月の実績値及び2021年11月～2022年3月の推定値を合算している。

(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2021年11月25日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）<sup>6</sup>の見通しは、2021年度は541.4兆円、2031年度は596.1兆円となり、年平均1.0%の増加、鉱工業生産指数（IIP）<sup>7</sup>の見通しは、2021年度は96.4、2031年度は104.2となり、年平均0.8%の増加となった。一方、人口は、2021年度は1億2,574万人、2031年度は1億1,923万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

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

※2021年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2022年度、2026年度及び2031年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2031年度までの見通しを図1-1に示す。

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

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

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

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

※2021年度見通しに対する年平均増加率

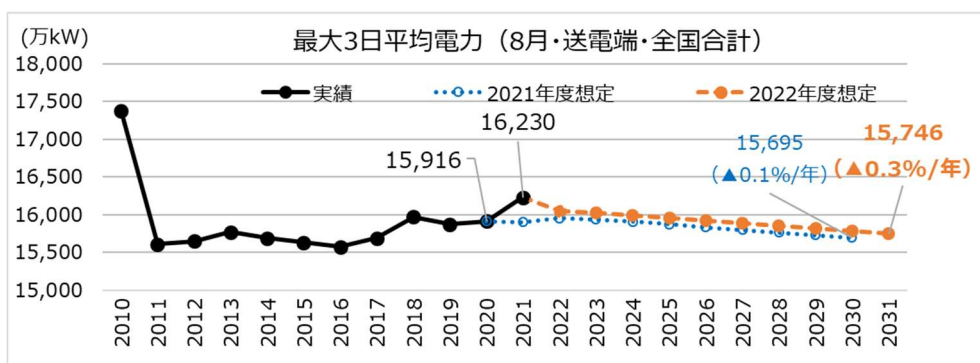


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

<sup>6</sup> GDPは2015暦年連鎖価格である。

<sup>7</sup> IIPは2015暦年を100とした指数である。

## ② 年間需要電力量

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

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

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

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

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

※2021年度見通しに対する年平均増加率

## II. 需給バランス

### (1) 供給信頼度基準について

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

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

### (参考) 年間EUEの特性

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

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

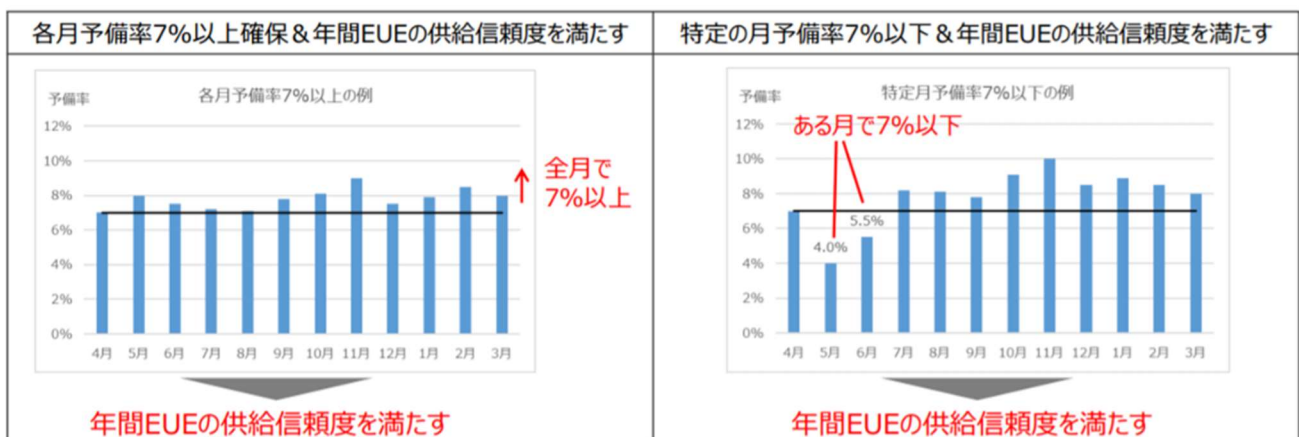


図2-1 年間EUEの特性

<sup>8</sup> 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(本機関ウェブサイト)  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei\\_58\\_02.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf)

(2) 供給力 (kW) の見通し (2022年度～2031年度)

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

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

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

表2-1 年間EUEの算定結果

(単位: kWh/kW・年)

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



### (3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

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

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

需給バランス確認の概要を、図2-2に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力<sup>11</sup>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<sup>12</sup>も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

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

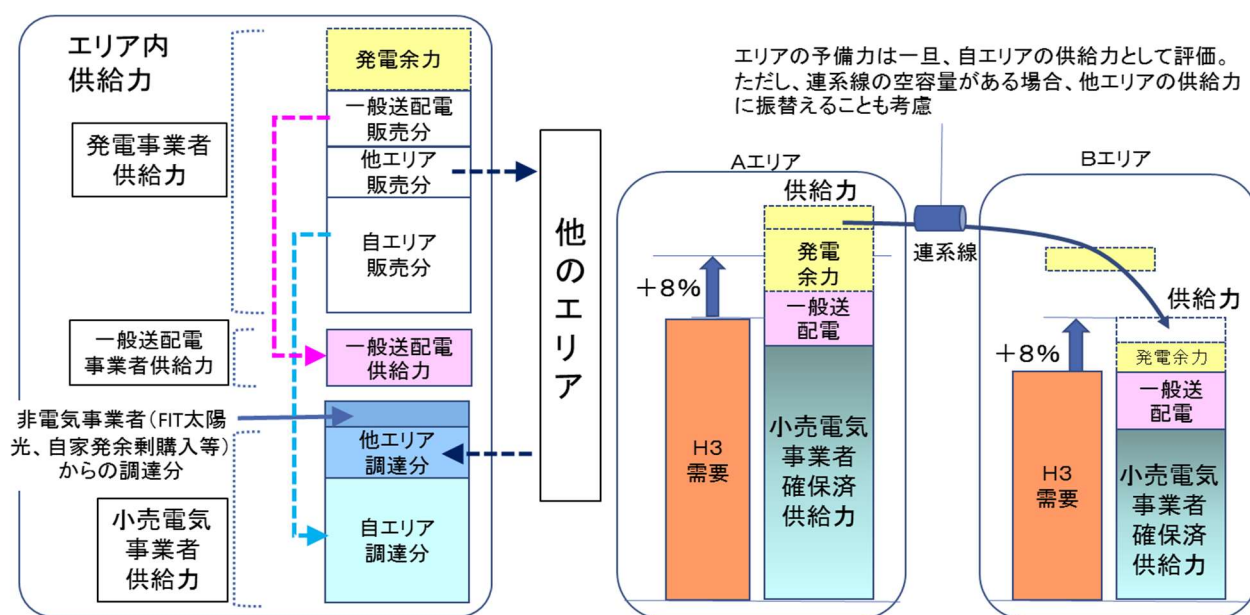


図2-2 需給バランス確認の概要

<sup>9</sup> 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。

<sup>10</sup> 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。

<sup>11</sup> 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。

<sup>12</sup> 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<sup>13</sup>（資源エネルギー庁、2021年12月）」及び「2022年度供給計画届出書の記載要領<sup>14</sup>（資源エネルギー庁、2021年12月）」に記載の方法による。

#### (参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

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

##### (短期断面)

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

##### (長期断面)

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

<sup>13</sup> 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](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/guideline.pdf)

<sup>14</sup> 2022年度供給計画届出書の記載要領  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/kisaiyouryo.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisaiyouryo.pdf)

<sup>15</sup> 参考：第4回運用容量検討会配布資料（本機関ウェブサイト）  
[http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2021/unyouyouryou\\_2021\\_4\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2021/unyouyouryou_2021_4_haifu.html)

<sup>16</sup> 参考：第3回マージン検討会配布資料（本機関ウェブサイト）  
[http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2021/margin\\_kentoukai\\_2021\\_3.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2021/margin_kentoukai_2021_3.html)

① 短期の需給見通し

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

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

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

○2022年度

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

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

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

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

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

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

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

<sup>17</sup> 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。

<sup>18</sup> 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（本機関ウェブサイト）

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei\\_69\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf)

<sup>19</sup> 参考：火力発電所環境アセスメント情報（経済産業省ウェブサイト）

[http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html)

<sup>20</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

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

○ 2023年度

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

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

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

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

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

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

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

③ 供給力 (kW) の補完的確認による2022年度電源補修量

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

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

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

<sup>22</sup> 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

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

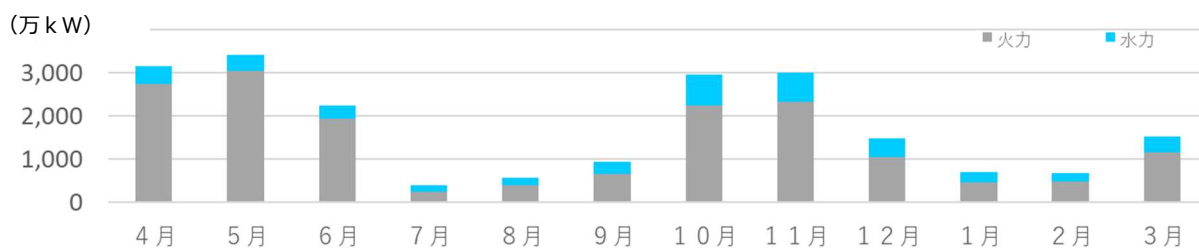


図2-3 2022年度供給計画（第1年度）の各月補修量

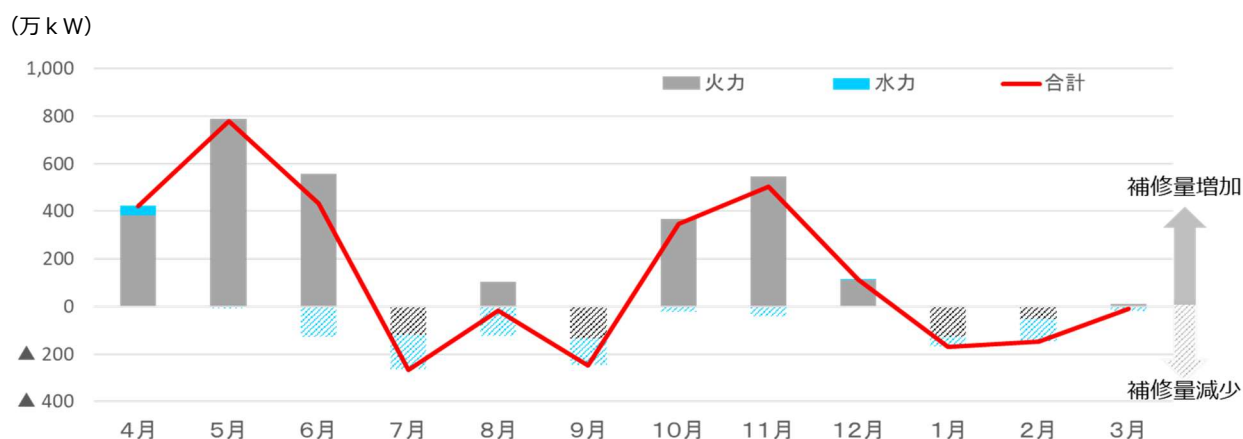


図2-4 2022供計（第1年度）と2021供計（第2年度）の各月補修量の増減

④ 供給力（kW）の補完的確認による2022年度休廃止計画

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

2022年度中に休廃止となる火力電源は421万kWであり、このうち、従来から休廃止が計画されていたものが407万kW、2022年度供給計画で新規計上されたものが14万kWである。

表2-6 2022年度中に休廃止となる火力電源（単位：万kW）

燃種	新規計上分	従来から計上分	合計
LNG	—	311	311
石油	—	60	60
石炭	14	36	50
<b>合計</b>	<b>14</b>	<b>407</b>	<b>421</b>



⑤ 供給力（kW）の補完的確認による小売未確保分と発電余力

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

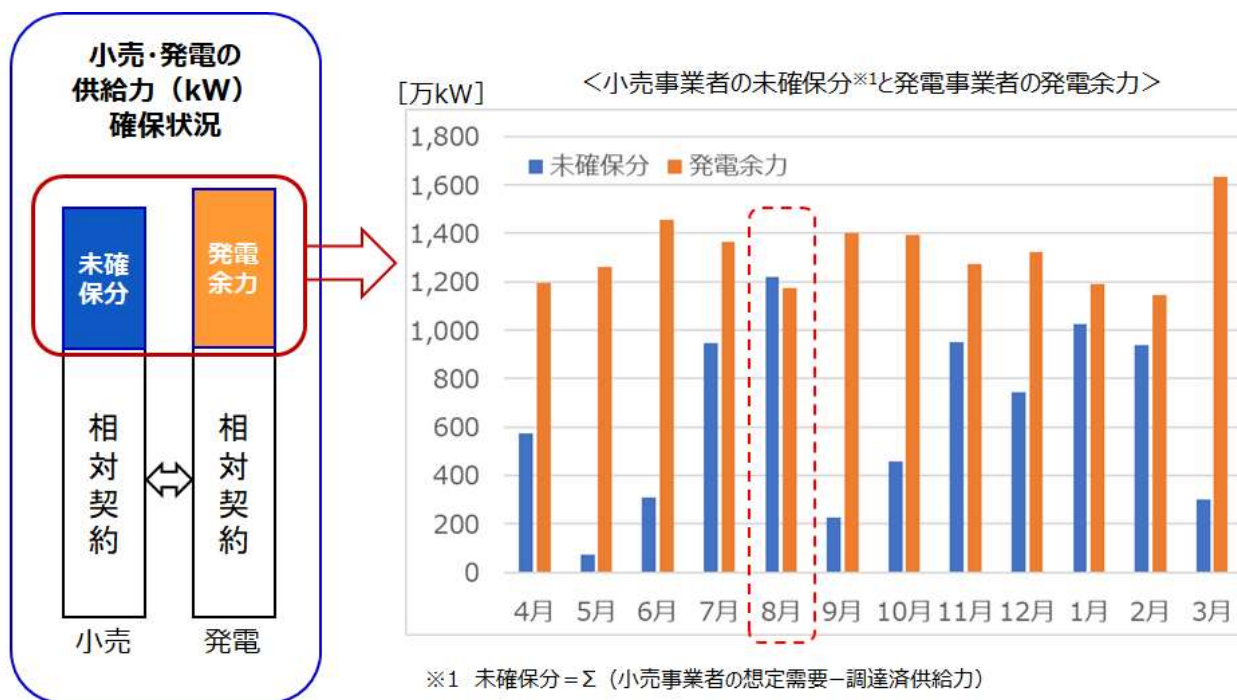


図2-5 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

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

#### (4) 電力量 (kWh) の見通し

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

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

#### ① 電力量 (kWh) に関する見通し

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

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

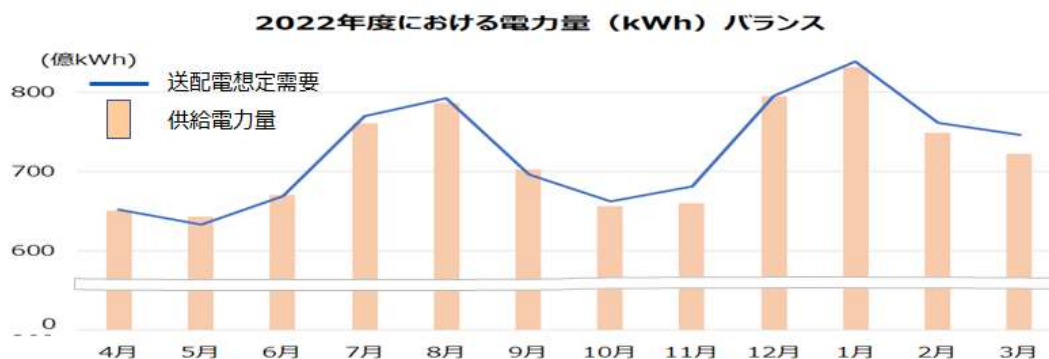


図2-6 第1年度(2022年度)における電力量 (kWh) バランス

表2-7 2022年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

[億kWh]

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

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

② 電力量（kWh）の確認 【未確保分と発電余力】

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

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

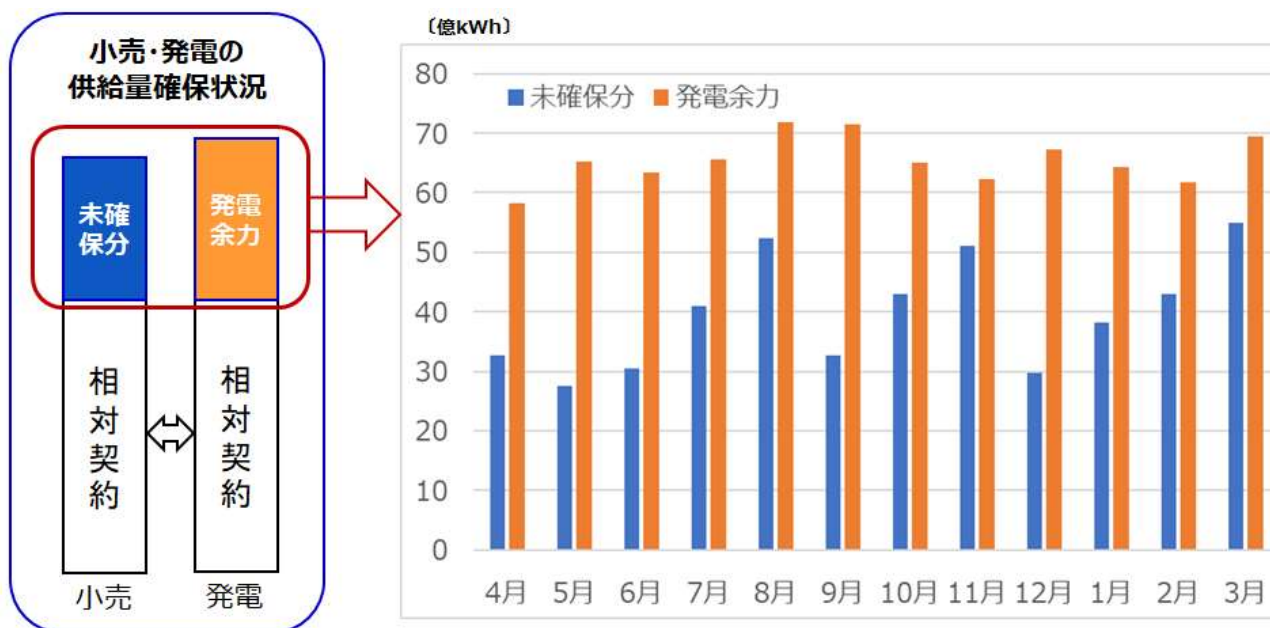


図2-7 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力



(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (年間EUE基準に基づく確認結果)

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

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

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

○ 電力量 (kWh) の見通し

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

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

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

(参考) 取りまとめ結果の詳細

① 電源別供給力の年度ごとの推移

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

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

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

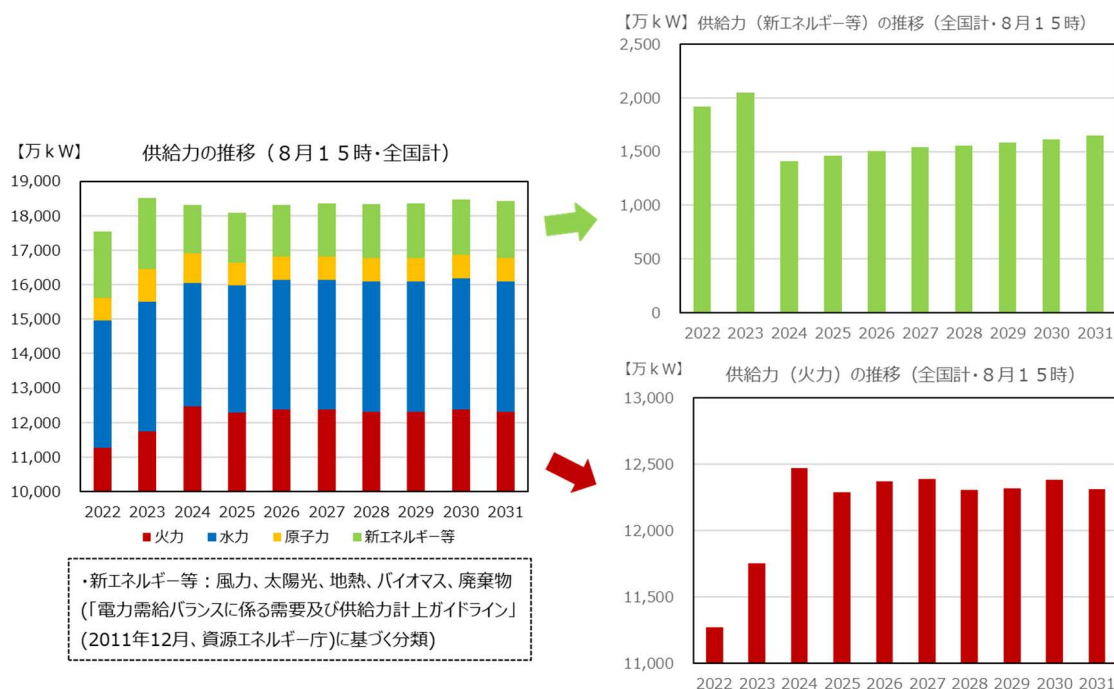


図2-8 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度ごとの推移

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

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

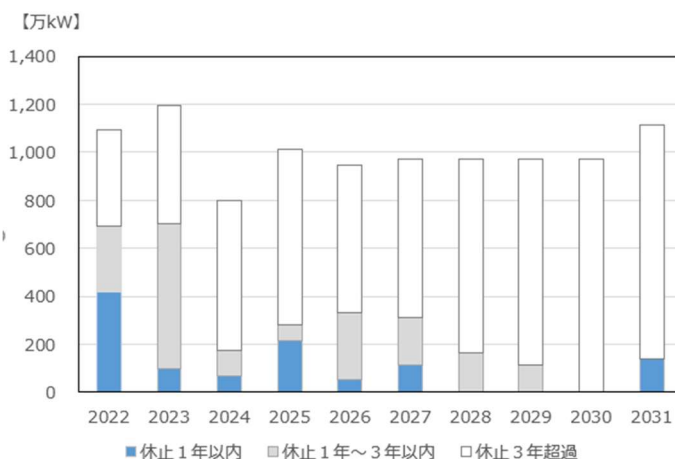


図2-9 休止電源の状況

### Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

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

#### (1) 設備容量 (kW)

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

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

#### ○水力・火力<sup>26</sup>

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 3 3 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。

<sup>26</sup> 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万 kW】

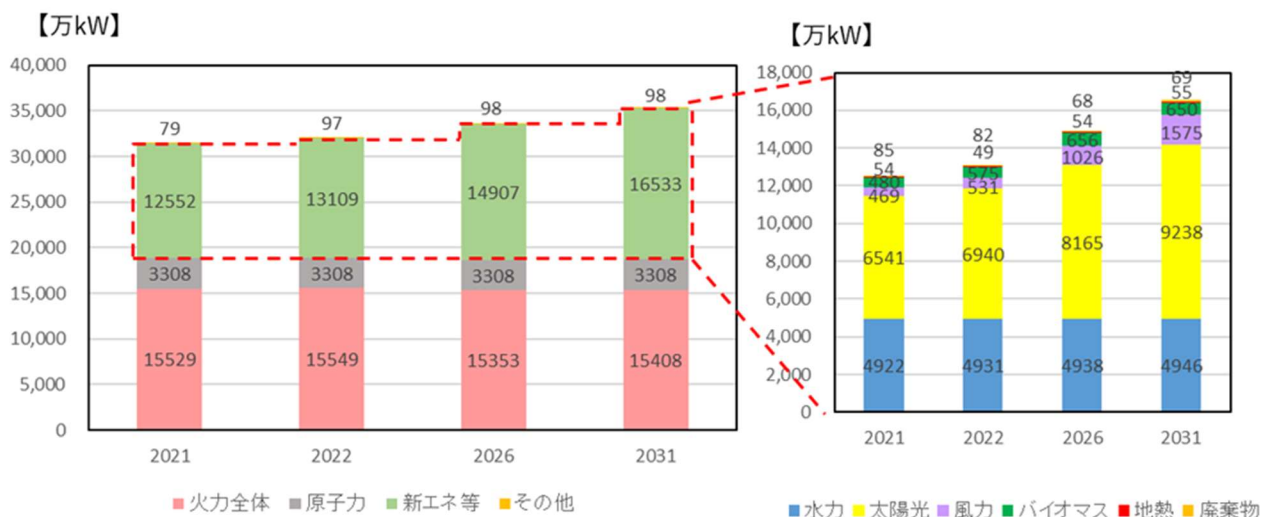
種類	2021	2022	2026	2031
火力 <sup>※1</sup>	15,529	15,549	15,353	15,408
石炭	4,836	5,079	5,234	5,233
LNG	7,804	7,814	8,244	8,301
石油他 <sup>27</sup>	2,888	2,657	1,875	1,874
原子力 <sup>※2</sup>	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	12,552	13,109	14,907	16,533
一般水力	2,175	2,184	2,191	2,199
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風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

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

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

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

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



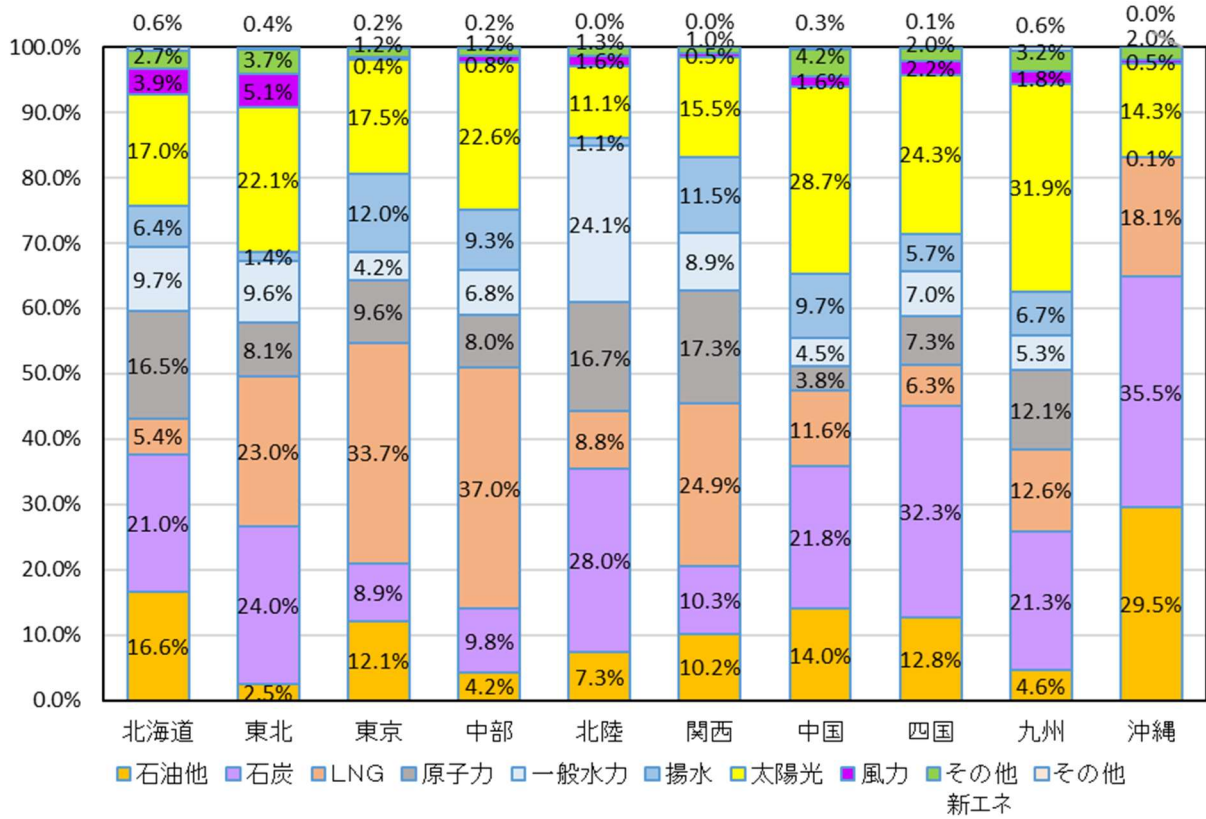
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

<sup>27</sup> 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2021年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2021年度末)

(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移

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

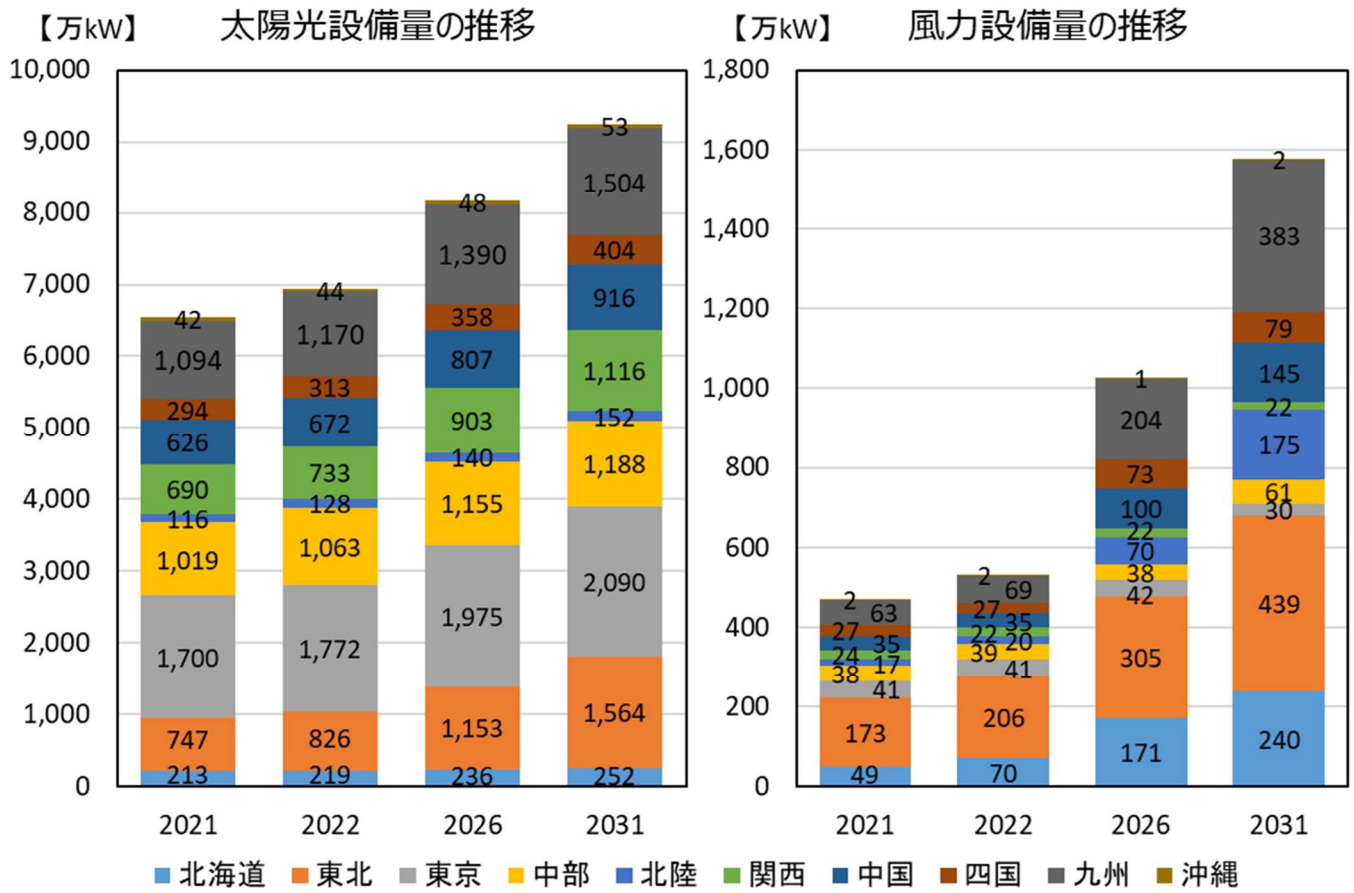


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

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

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2031年度末までの電源開発計画<sup>29</sup>について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

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

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。

<sup>29</sup> 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<sup>30</sup>であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

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

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

電源種ごとの具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

#### ① 新エネルギー等(表3-3)

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

表3-3 新エネルギー等発電所送電端電力量 【億kWh】

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

#### ② 水力・火力(表3-4)

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

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



表 3 - 4 水力・火力発電所送電端電力量 【億 kWh】

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

③ 原子力（表 3 - 5）

2022年2月末時点で再稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3 - 5 原子力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2021	2022	2026	2031
原子力	675	599	551	552

④ 合計（表 3 - 6）

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

表 3 - 6 送電端電力量（合計） 【億 kWh】

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

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2021年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

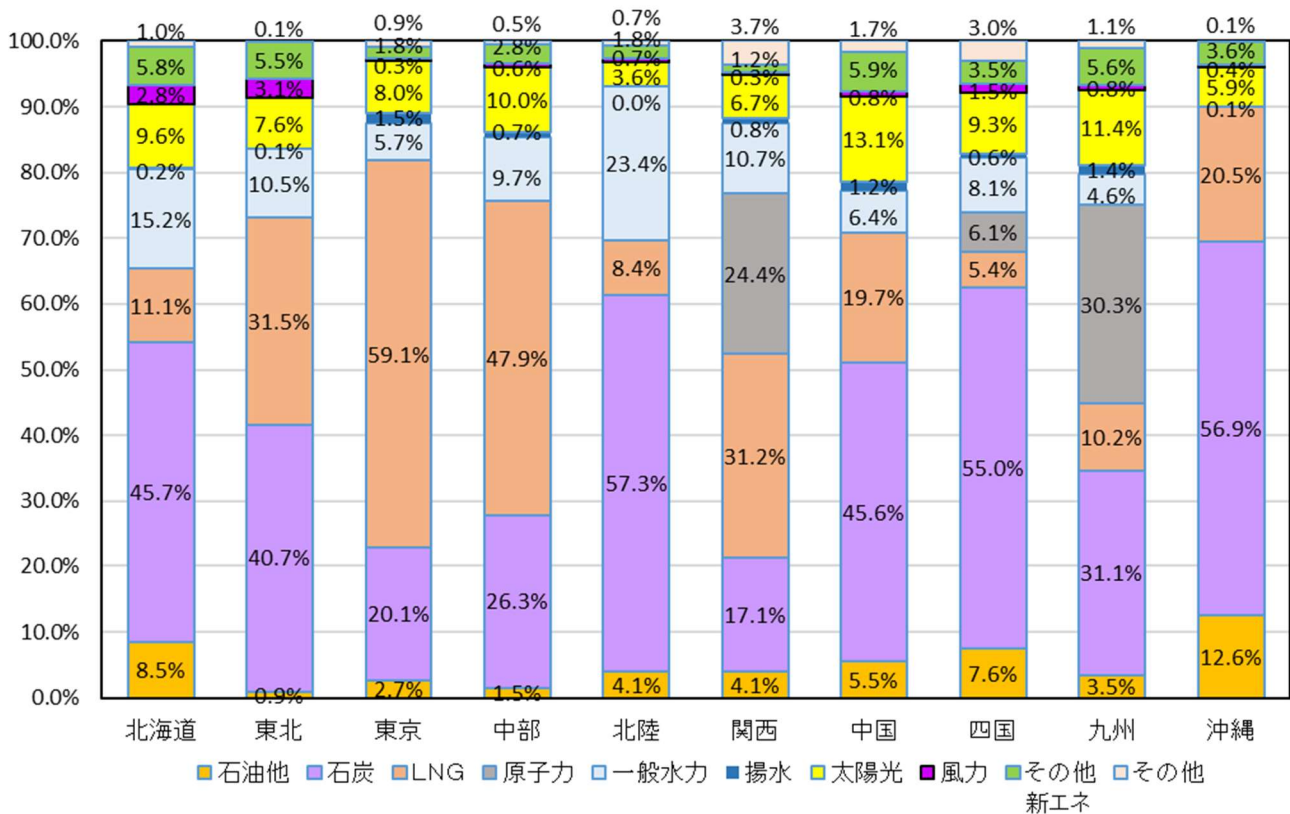


図3-4 2021年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

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

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

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

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

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

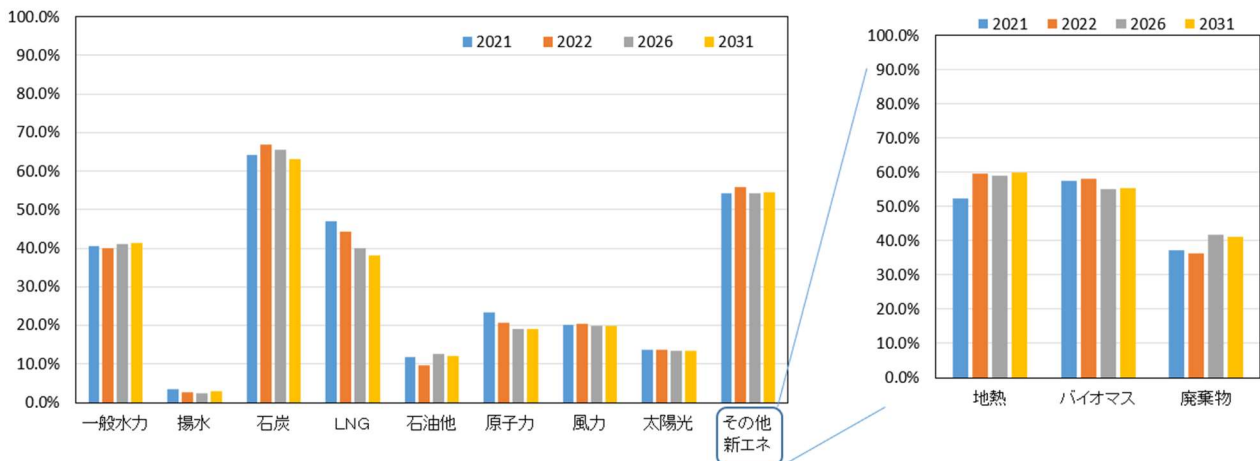


図3-5 設備利用率の推移(全国合計)

<sup>31</sup> 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。

#### IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画<sup>32</sup>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<sup>33</sup>

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

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

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

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

<sup>32</sup> 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。

<sup>33</sup> （ ）内は昨年値を記載した。

<sup>34</sup> 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。

<sup>35</sup> ※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。

<sup>36</sup> 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

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

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

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

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

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

※マスタープラン<sup>37</sup>にて検討

○中部北陸間連系設備等概要（使用開始：未定）

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

※マスタープランにおいて増強計画の一環として検討

<sup>37</sup> 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

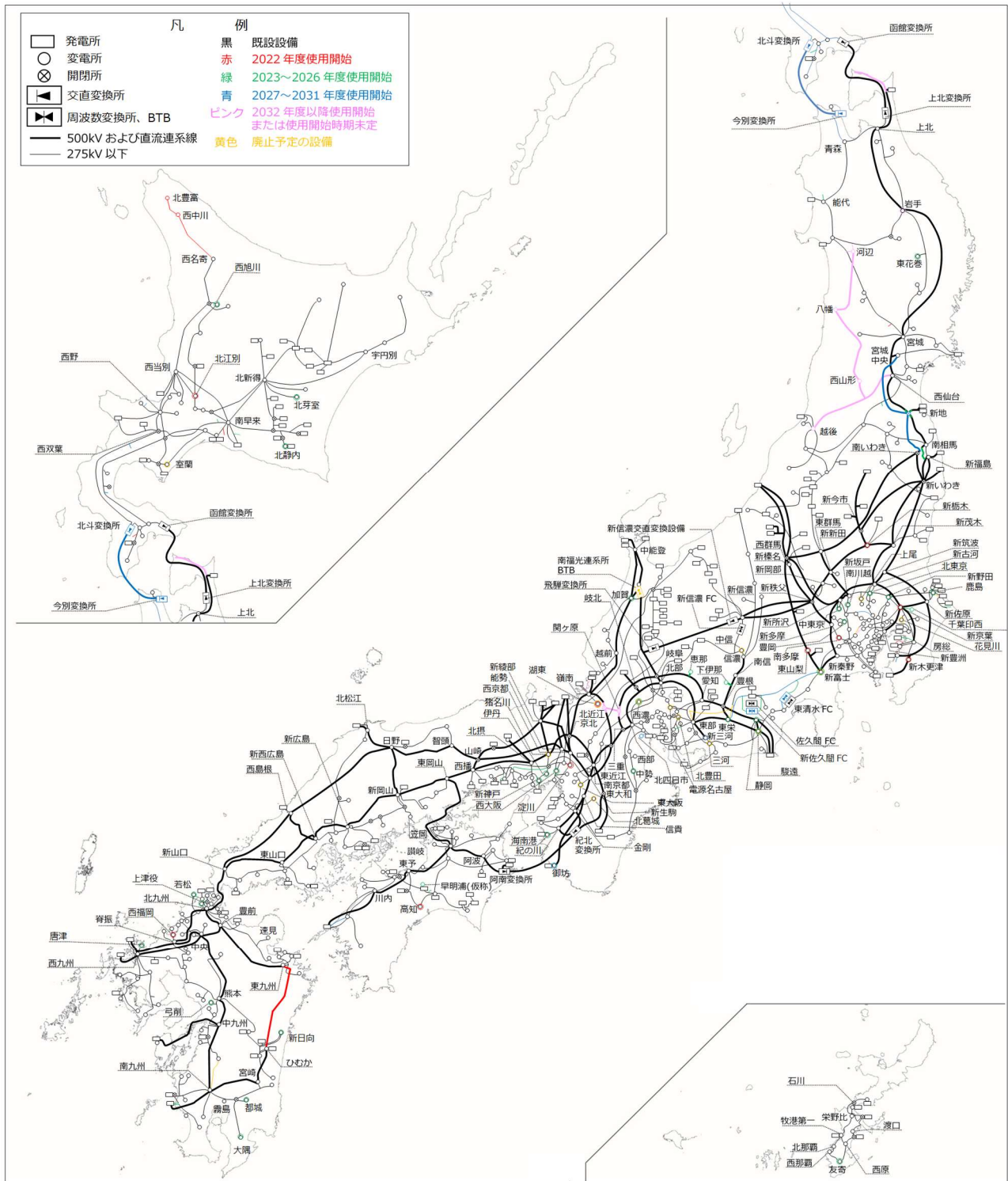


図 4 - 1 電力系統の状況

(1) 主要送電線路の整備計画

表4-2 工事中地点

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

<sup>38</sup> 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別、需要家名称が入っているため、分からないように見直した。

<sup>39</sup> 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。

<sup>40</sup> 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。

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

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

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

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 <sup>38</sup>	電圧	こう長 <sup>39,40</sup>	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	C発電所連系線※1	275kV	0.1km	1	2024年5月	2025年11月	電源対応
	D発電所連系線※1	275kV	0.6km	1	2023年6月	2025年2月	電源対応
	E支線※1	187kV	2.4km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	F支線※1	275kV	7.9km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	G支線※1	187kV	5.8km	2	2024年5月	2028年8月	需要対策
	北斗今別直流幹線	DC-250kV	98km※3 24km※2,3	1→2	2024年3月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年4月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線 新設	275kV	0.3km※2	2	2023年5月	2024年12月	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	79km	2	2022年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	64km	2	2024年8月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系開閉 所引込※1	500kV	1km	2	2024年2月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系開閉 所Dπ引込	500kV	1km	2	2024年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系開閉 所新設	500kV	-	10	2022年9月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	今別幹線増強	275kV	50km※3	2	2023年4月	2027年度	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4
	秋田幹線河辺変電所 DT引込	275kV	5km	2	2023年度以降	2029年度以降	電源対応



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

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

表4-4 廃止計画

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

## (2) 主要変電所の整備計画

表4-5 工事中地点

届出事業者	名称 <sup>42</sup>	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 <sup>41</sup>
北海道電力 ネットワーク 株式会社	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年4月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年8月	2022年7月	高経年化対策
東京電力 パワグリッド 株式会社	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年11月	2022年12月	需要対策
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年8月	2022年5月 (8B) 2022年6月 (5B)	電源対応
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年6月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	千葉印西 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022年3月	2024年4月	需要対策
中部電力 パワグリッド 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年10月	需要対策
	東清水変電所	—	600MW	—	2020年12月	2028年3月	安定供給対策※4
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年9月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2021年1月	2022年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年2月	2022年10月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年9月	2022年7月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	新日向変電所	220/110/66kV	250/150/200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9月	2024年3月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022年3月	2025年2月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年6月	2023年6月	高経年化対策
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2017年10月	2025年3月	高経年化対策
北海道北部 風力送電 株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

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

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

表4-7 廃止計画

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

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

### (3) 送変電設備の整備計画（総括）

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

表4-8 主要な送電線路の整備計画

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

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

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

表 4 - 9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画<sup>45</sup>

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

表 4 - 1 0 主要な変圧器の整備計画

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

※ [ ] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

<sup>45</sup> 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。

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

<sup>47</sup> 変圧器の一次側電圧により分類した。

表4-1-1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 <sup>48</sup>
新增設	北海道電力ネットワーク株式会社 2	各 300MW
	中部電力パワーグリッド株式会社 1	600MW
	電源開発送変電ネットワーク株式会社 1	300MW
廃止	中部電力パワーグリッド株式会社 1	△300MW

(4) 既設設備の高経年化の課題

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

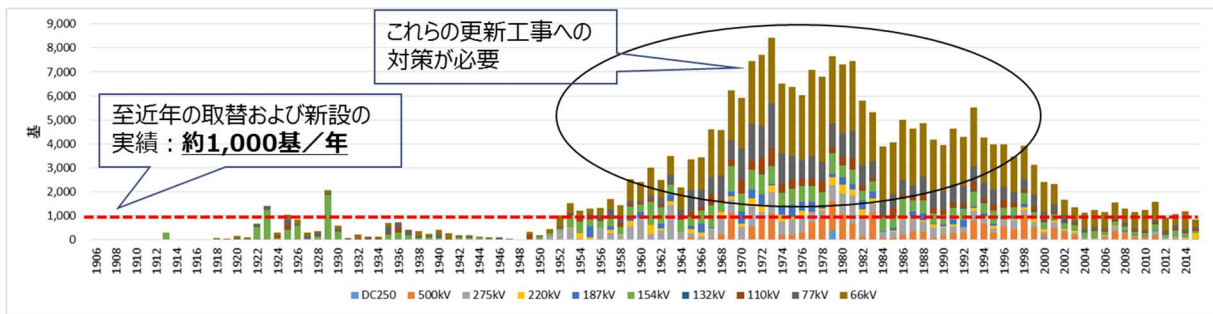


図4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

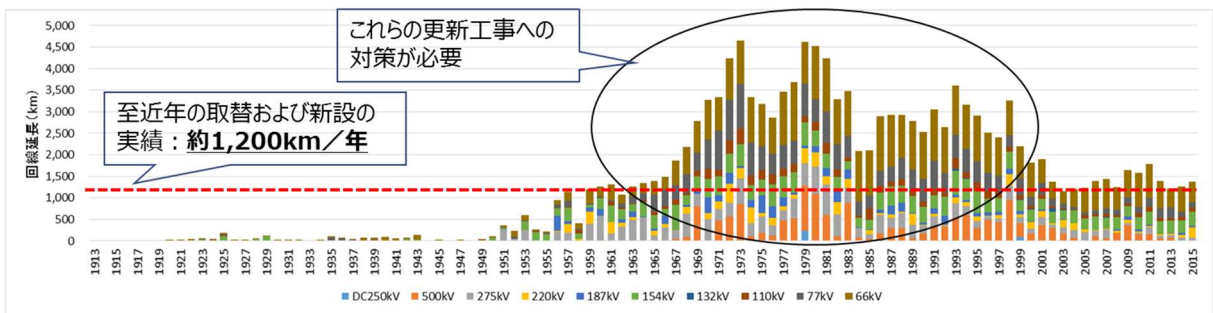
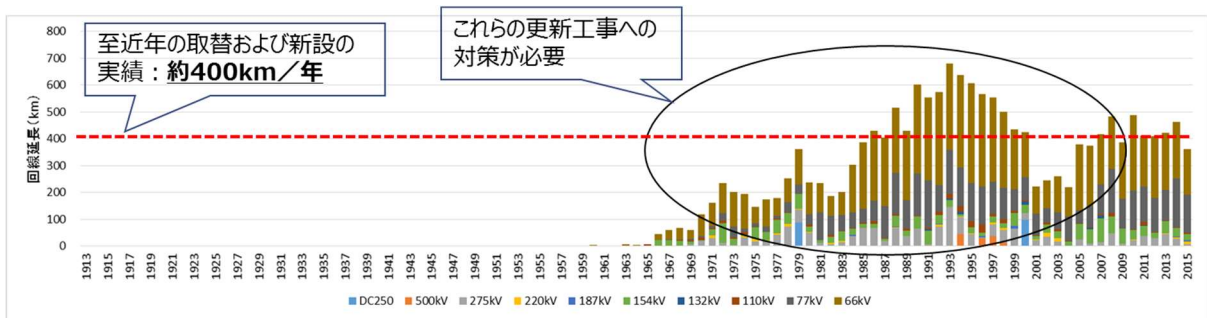


図4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)



<sup>48</sup> 直流送電の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。



図4-4 地中線の物量分布 (66kV~500kV)

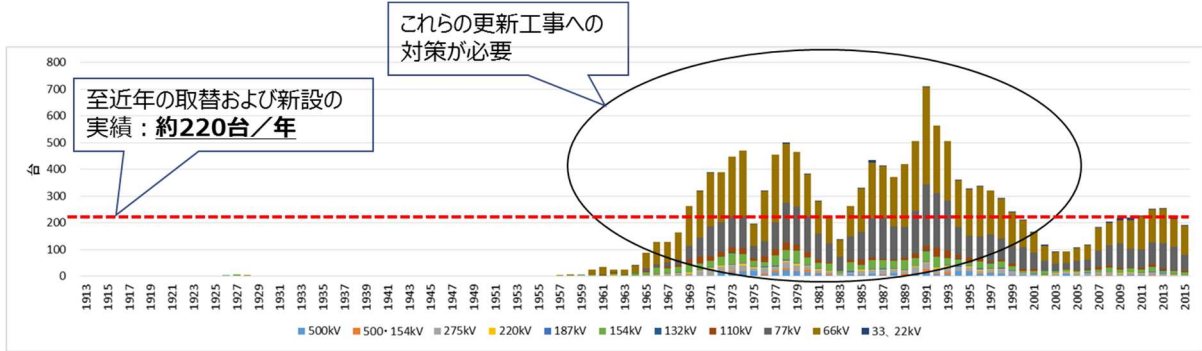


図4-5 変圧器の物量分布 (66kV(一部22kV)~500kV)

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

高所作業員数年度推移

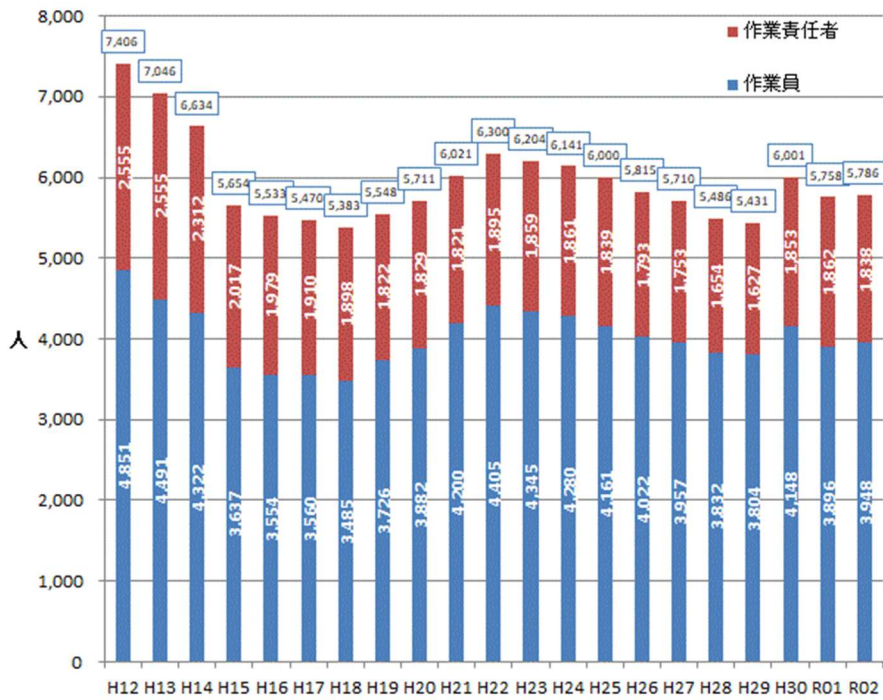


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移<sup>49</sup>

<sup>49</sup> 出典元：送電線建設技術研究会HP

## V. 広域的運営の状況

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

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

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

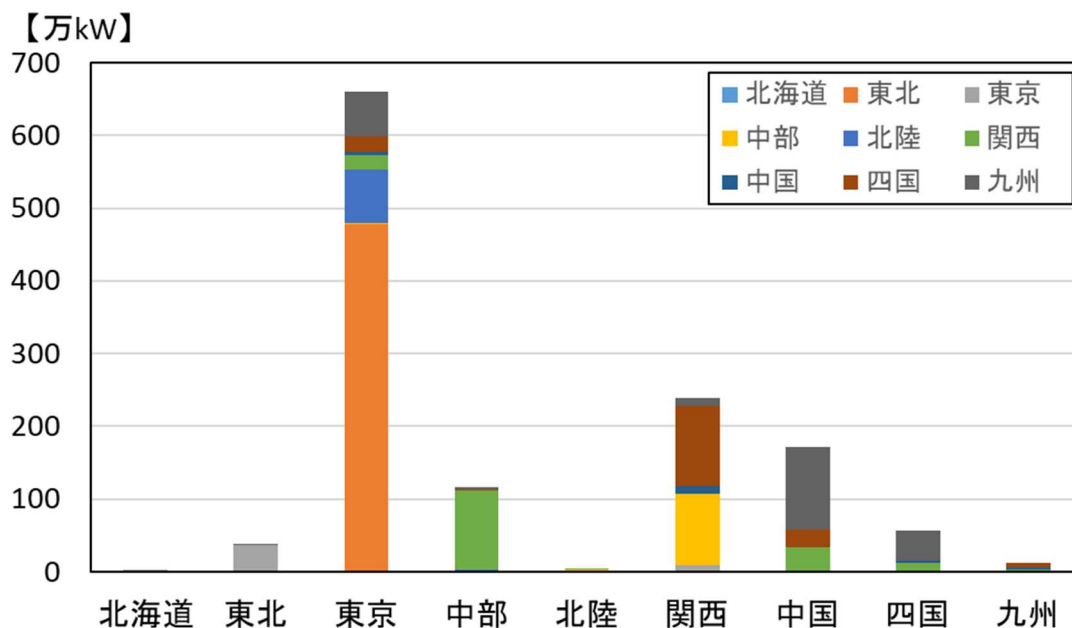


図5-1 エリア外調達電力

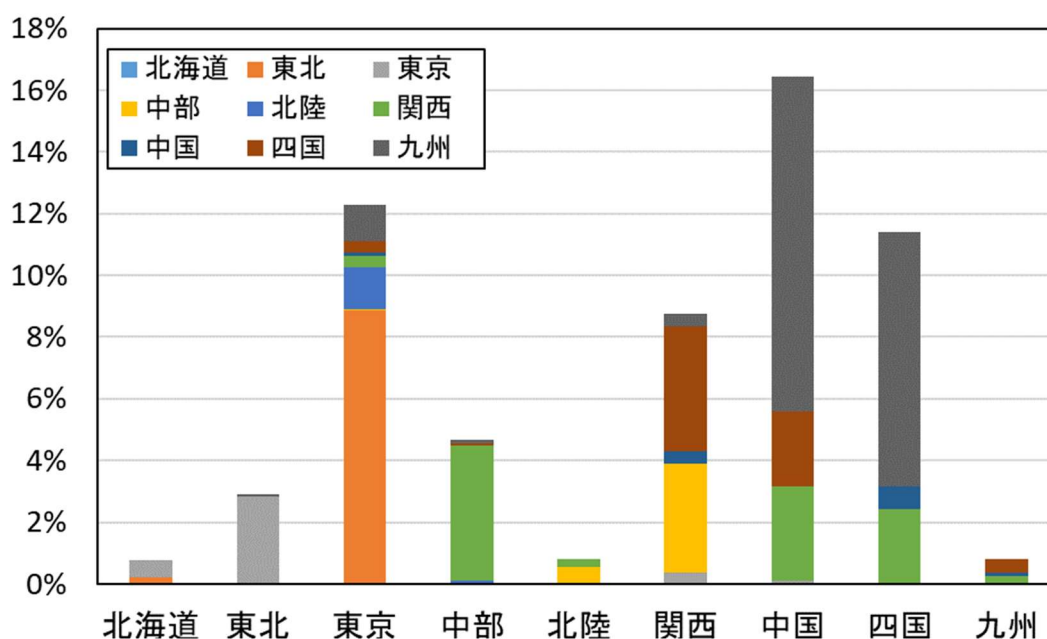


図5-2 エリア外調達電力比率

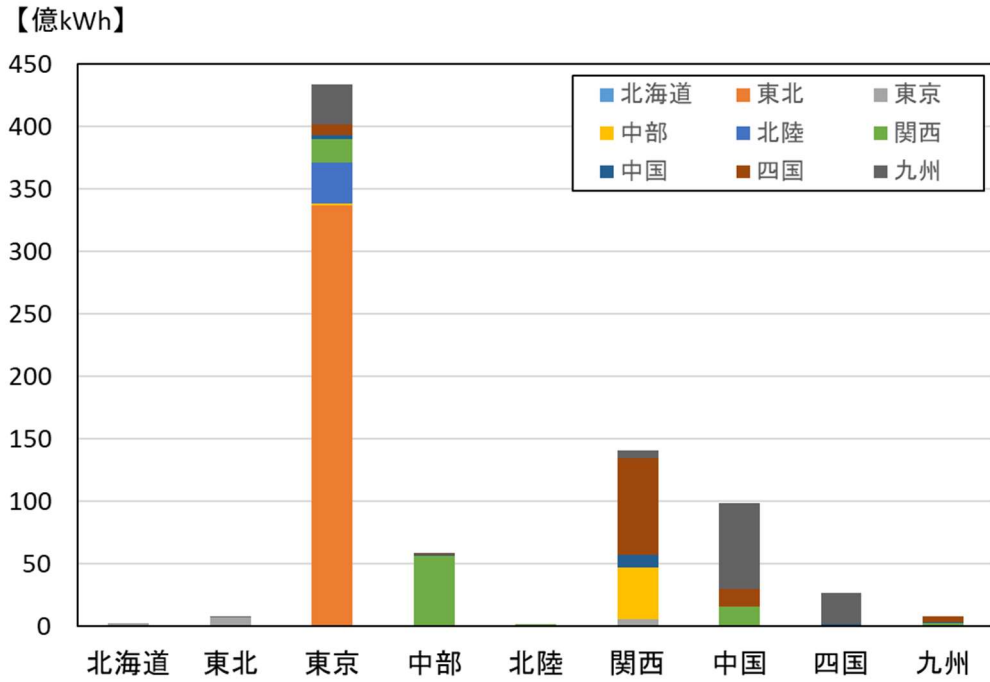


図5-3 エリア外調達電力量

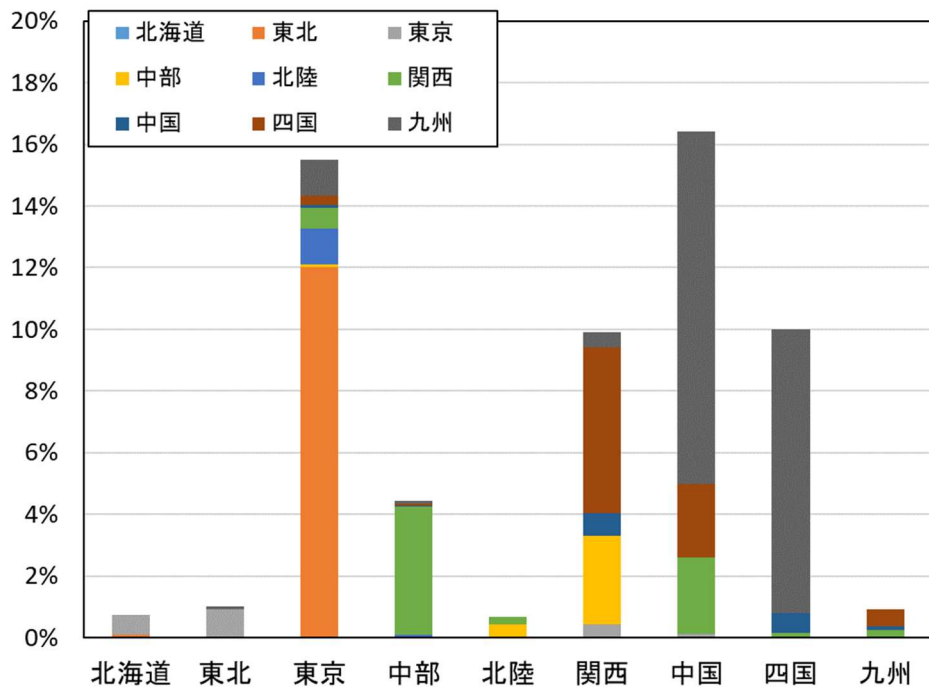


図5-4 エリア外調達電力量比率

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

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

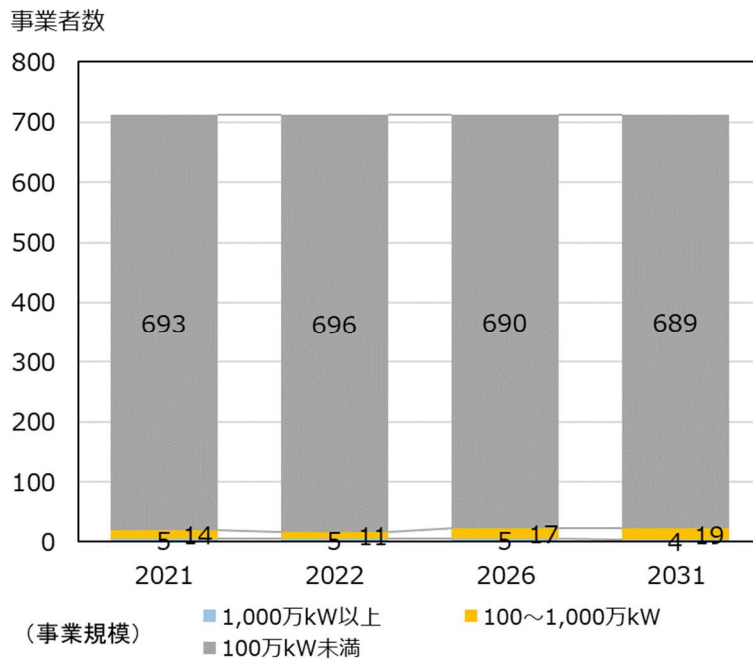


図 6-1 需要電力別の小売電気事業者数

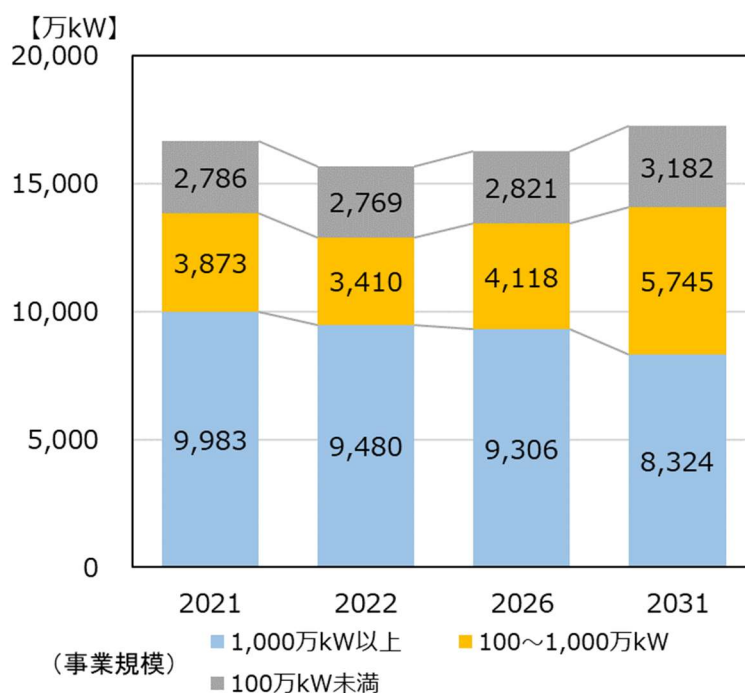


図 6-2 各規模別の需要電力（積算）

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

事業規模によらず、各規模の事業者が必要規模を拡大する計画としている。

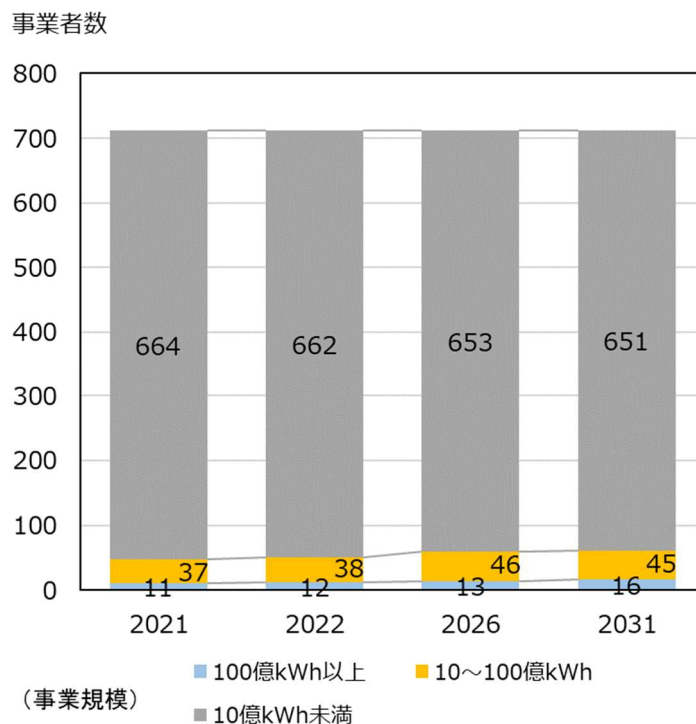


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

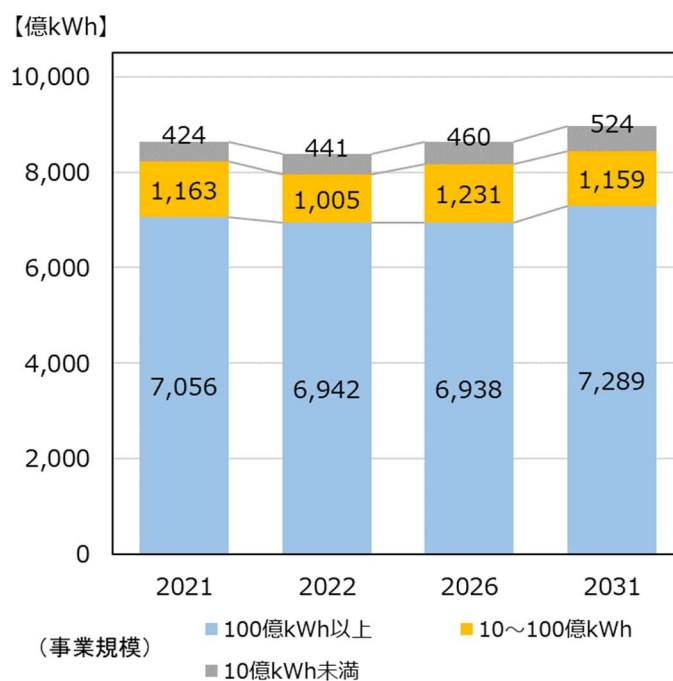


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

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

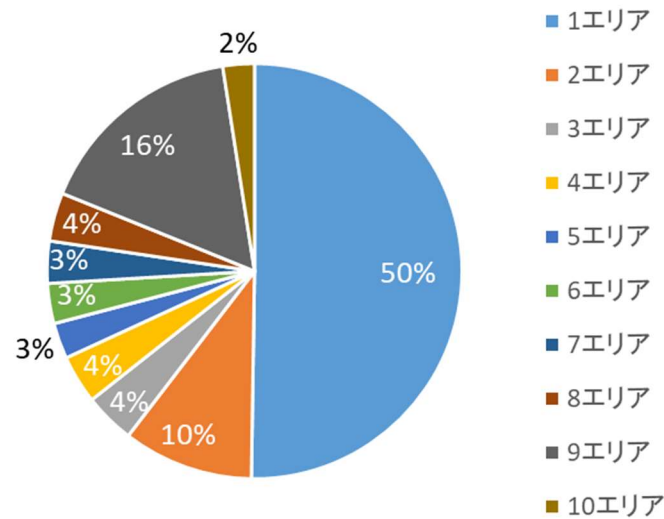


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

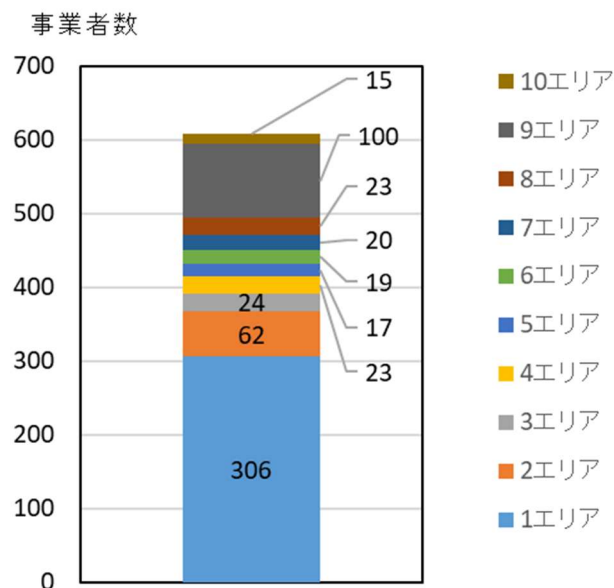
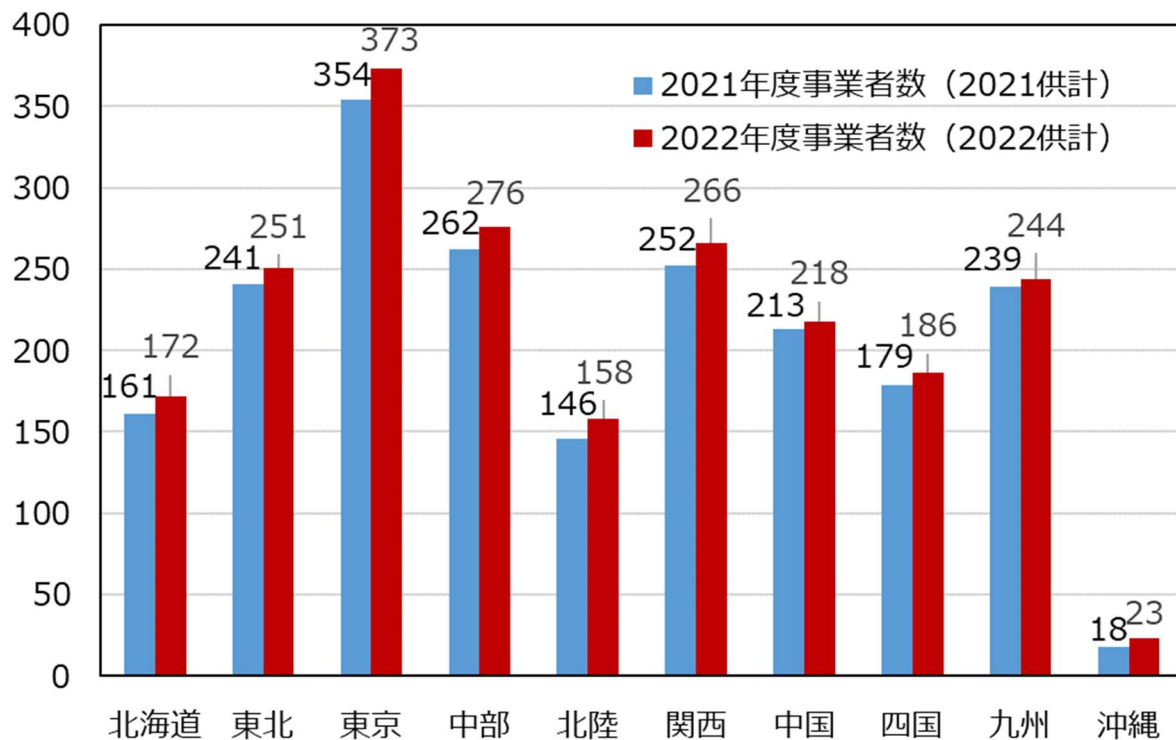


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

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

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

事業者数



【万 kW】

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

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要



### (3) 小売電気事業者の供給力確保状況

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

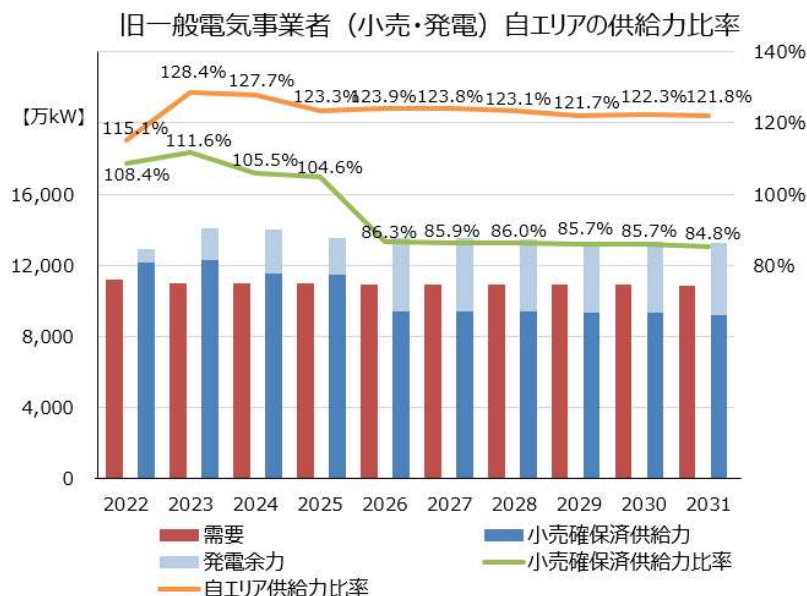


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率<sup>50</sup>（8月15時、送電端）

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

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく。

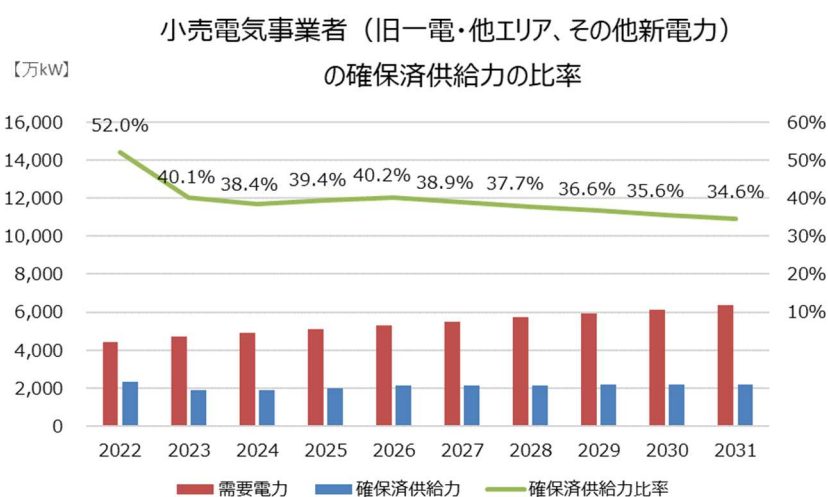


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

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



(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

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

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

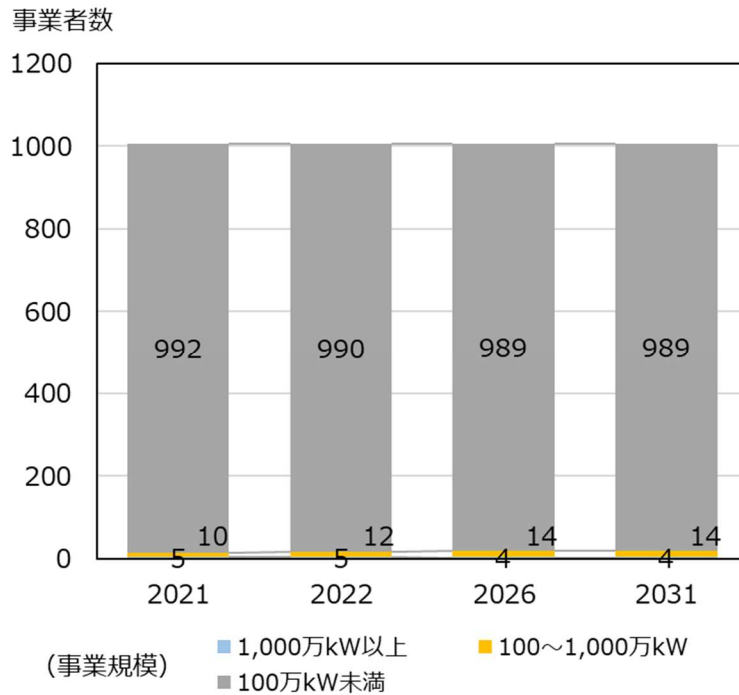


図6-10 供給電力別の発電事業者数

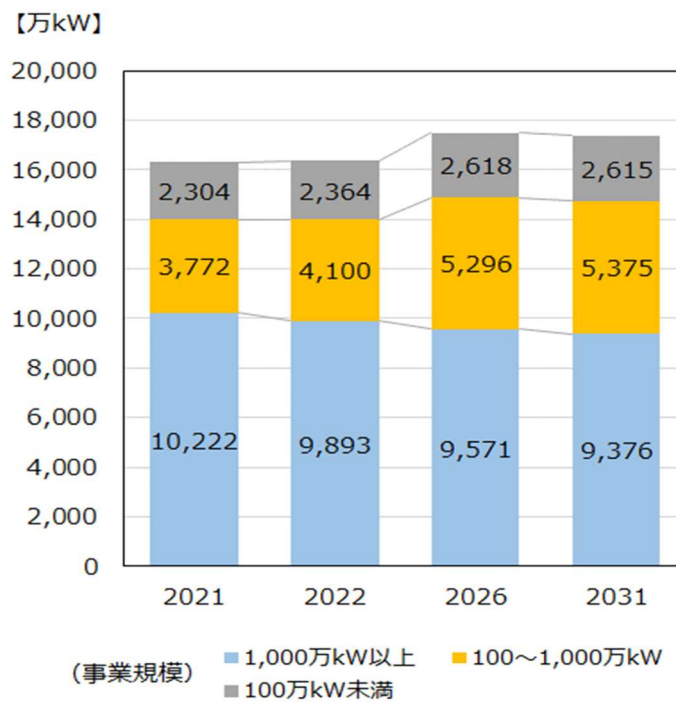


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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

供給電力量が10億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

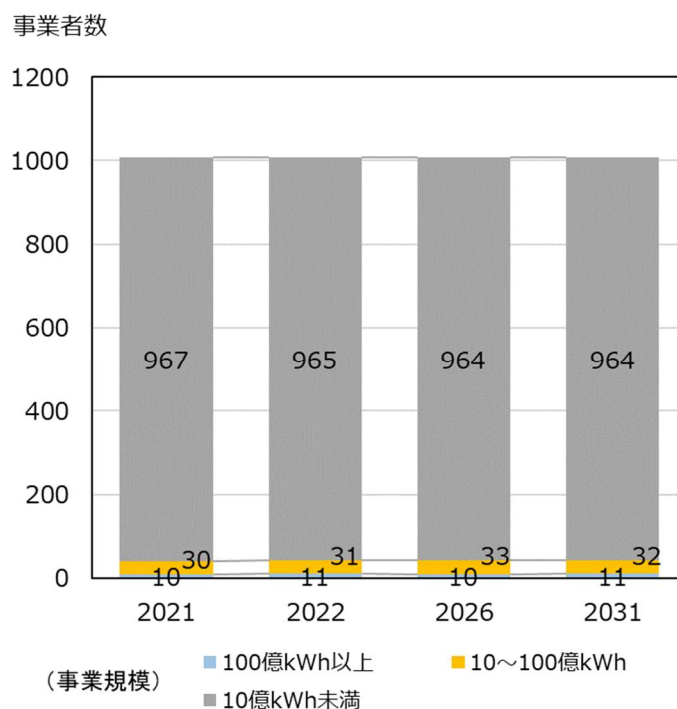


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

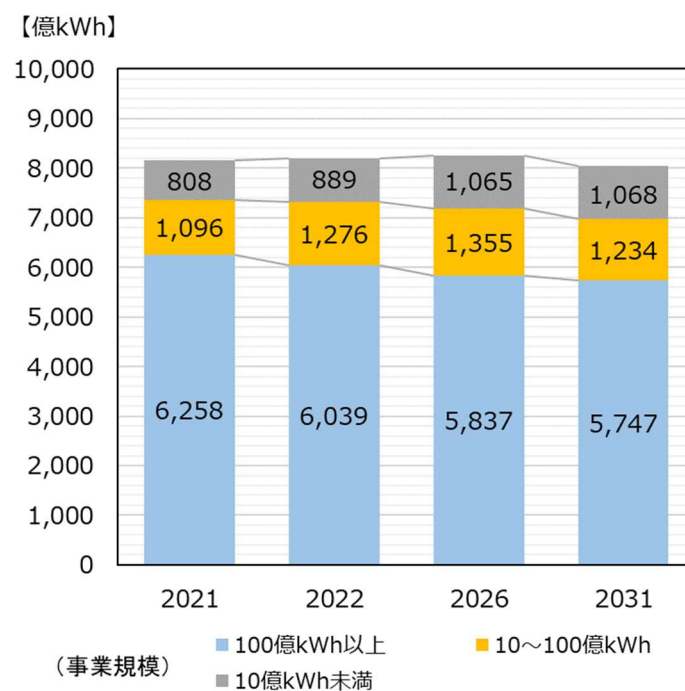


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

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

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

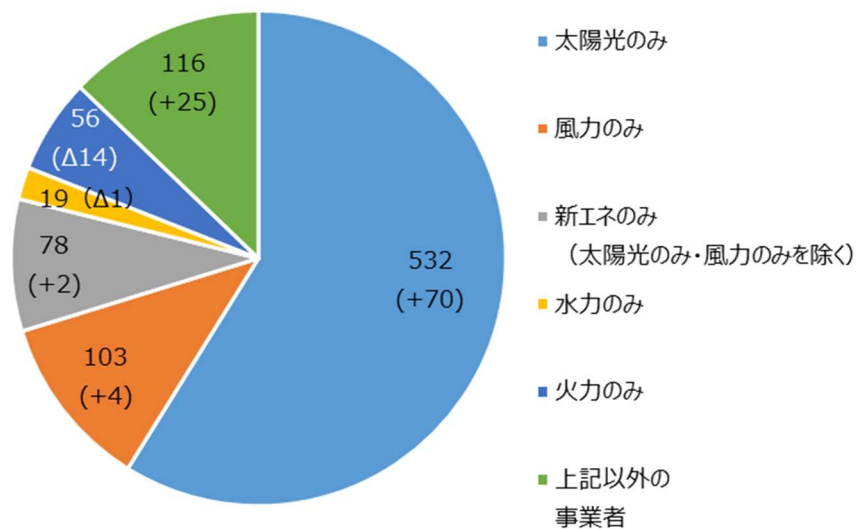


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

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

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

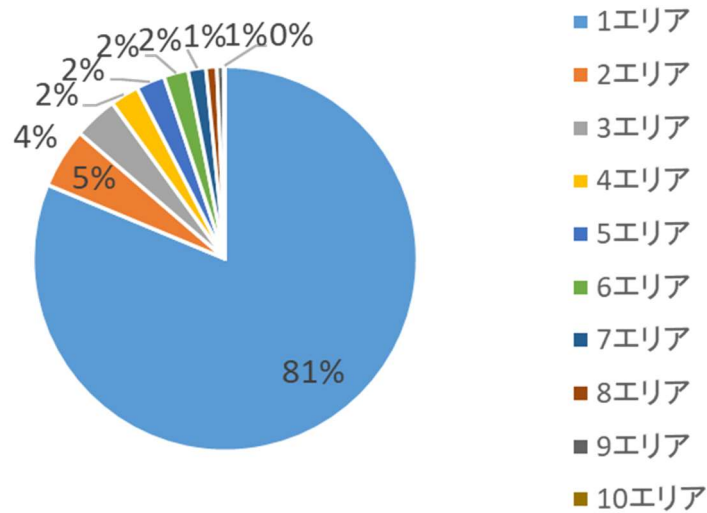


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

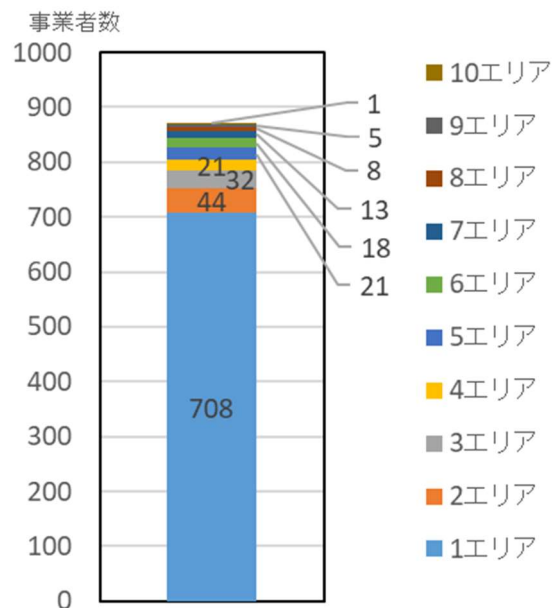
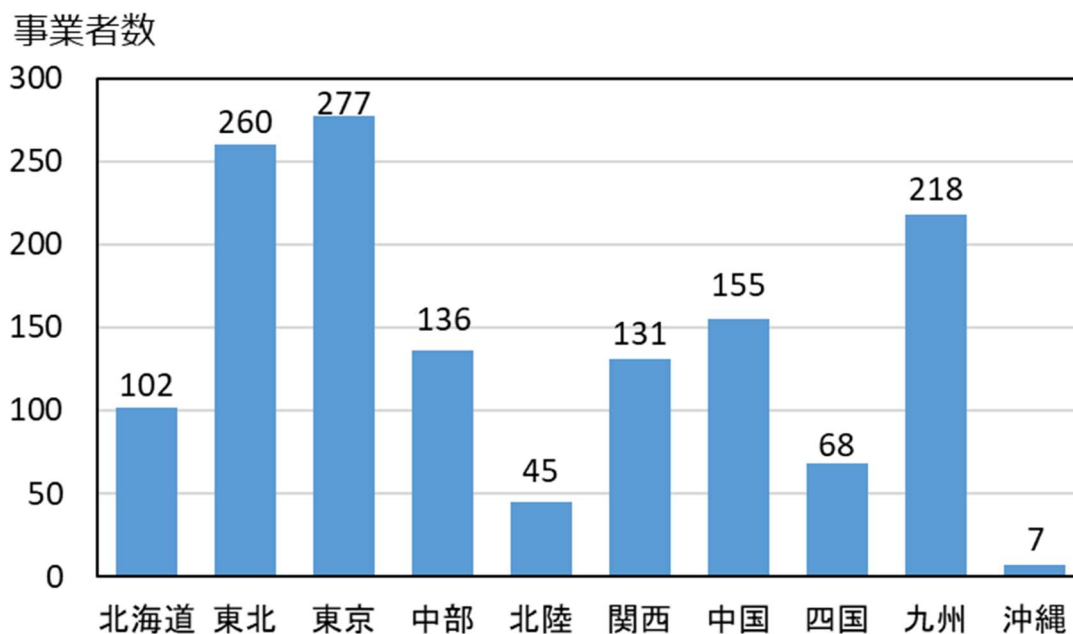


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

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



供給力 (万 kW)

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

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

## Ⅶ. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### ○ 需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処

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

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

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

### ○ 至近の供給力不足の懸念

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

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

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

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

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

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

### ○ 長期的な電源確保に係る課題

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

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

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

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

### ○ 中長期的な調整力等の確保に係る課題

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

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

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

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

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

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



## Ⅷ. まとめ（2022年度供給計画の取りまとめ）

### 1. 電力需要想定

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

### 2. 需給バランス

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

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

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

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

### 3. 電源構成の変化に関する分析

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

### 4. 送配電設備の増強計画

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

### 5. 広域的運営の状況

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

### 6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、10年先の

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

#### 7. その他

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

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

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

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

## 別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2022年度

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

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

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

表(別)1-1 各月別の需要電力見通し

[万kW]

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

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し

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

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

表（別） 1－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率

(連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端)

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

□: 8%以上に改善したエリア

表(別) 1-6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

[万kW]

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

## ○2023年度

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

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

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

表(別) 1-7 各月別の需要電力見通し

[万kW]

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

表(別) 1-8 各月別の供給力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

[万kW]

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

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し

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

8%未満

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

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

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

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



## 別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

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

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8月15時）

【万kW】

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

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

【万kW】

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

※沖縄エリアの2022年度及び2023年度は、最小予備率断面を記載

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月18時）

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

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月18時）

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

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の電力需要と供給力

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