

2023年度供給計画の取りまとめについて（案）

電気事業法第29条第2項、業務規程第28条第1項及び第29条第1項の規定に基づき、別紙1のとおり、2023年度供給計画を取りまとめ、本機関の意見を付して経済産業大臣に送付するとともに公表する。また、業務規程181条の規定に基づき、別紙2のとおり、2023年度の年次報告書として、公表する。

送付日・公表日　：2023年　3月30日

以　上

【添付資料】

- 別紙1　：経済産業大臣への送付書類一式
- 別紙2　：年次報告書一式

供給計画の取りまとめ送付書

広域計第2022-599号

2023年3月30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2023年度の供給計画を取りまとめたので送付します。

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： 2023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

2023年度供給計画の取りまとめ

2023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2023年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

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

また、2023年度供給計画取りまとめでは、2022年11月30日までに電気事業者となった者(1,812者)と、2022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(4者)の合計1,816者を対象に取りまとめを行った。

2023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	1,040
小売電気事業者	688
特定卸供給事業者	39
登録特定送配電事業者	29
特定送配電事業者	7
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,816

(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・配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)
② 一般送配電事業者・配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月24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(短期・長期)	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)	42
(4) 既設設備の高経年化の課題	45
5. 広域的運営の状況	46
6. 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
7. 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
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別5

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¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、2022年度の実績及び2023、2024年度の見通し³を、表1-1に示す。

2023年度の見通し16,182万kWは、2022年度の気象補正⁴後の実績16,118万kWに対して、0.4%の増加となった。

また、2024年度の見通し16,220万kWは、2022年度の気象補正⁴後の実績に対して、0.6%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2022年度 実績 (気象補正後)	2023年度 見通し	2024年度 見通し
16,118万kW	16,182万kW (+0.4%)※	16,220万kW (+0.6%)※

※2022年度実績（気象補正後）に対する増加率

② 2023年度及び2024年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2023年度及び2024年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2023年度）、表1-3（2024年度）に示す。

2023年度及び2024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 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	11,509	11,338	12,840	16,146	16,182	14,013
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,778	12,327	14,203	15,187	15,174	13,253

¹ 最大3日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力（1時間平均値）を上位から3日とり、それを平均した値をいう。

² エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の送配電設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大3日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第23条第5項の規定に基づき公表したもの。

³ 2023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、2022年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

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

表1-3 2024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	11,563	11,396	12,906	16,184	16,220	14,083
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,838	12,387	14,272	15,221	15,209	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、2022年度の推定実績⁵及び2023年度の見通しを、表1-4に示す。

2023年度の見通し8,735億kWhは、2022年度の気象補正後の推定実績8,706億kWhに対して、0.3%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）

2022年度推定実績 （気象補正後）	2023年度見通し
8,706億kWh	8,735億kWh (+0.3%)※

※2022年度推定実績に対する増加率

⁵ 需要電力量の推定実績としては2022年4～10月の実績値及び2022年11月～2023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（2022年11月24日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2022年度は546.2兆円、2032年度は587.7兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2022年度は97.0、2032年度は103.5となり、年平均0.6%の増加となった。一方、人口は、2022年度は1億2,497万人、2032年度は1億1,824万人となり、年平均0.6%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2022年度	2032年度
国内総生産（実質GDP）	546.2兆円	587.7兆円 [+0.7%]※
鉱工業生産指数（IIP）	97.0	103.5 [+0.6%]※
人口	1億2,497万人	1億1,824万人 [▲0.6%]※

※2022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、2023年度、2027年度及び2032年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2032年度までの見通しを図1-1に示す。

2027年度の見通しは16,113万kW、2032年度の見通しは15,918万kWとなり、2022年度から2032年度まで年平均0.1%の減少となった。

2023・2024年度については経済活動の回復に伴い増加が続く一方、2025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影響が大きいと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2023年度 [再掲]	2027年度	2032年度
16,182万kW	16,113万kW [▲0.0%]※	15,918万kW [▲0.1%]※

※2022年度見通しに対する年平均増加率

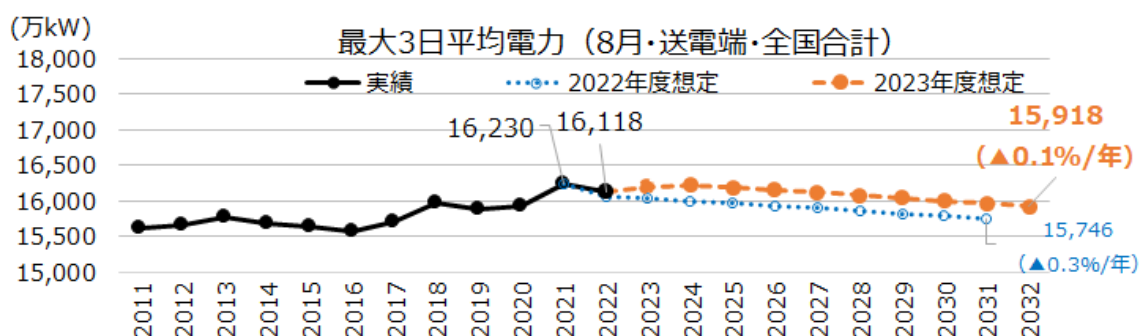


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

⁶ GDPは2015暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2023年度、2027年度及び2032年度の見通しを、表1-7に示す。

2027年度の見通しは8,700億kWh、2032年度の見通しは8,572億kWhとなり、2022年度から2032年度まで年平均0.2%の減少となっている。

2023年度については経済活動の回復に伴い増加する一方、2024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影響が大きいと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2023年度 [再掲]	2027年度	2032年度
8,735億kWh	8,700億kWh [▲0.0%]※	8,572億kWh [▲0.2%]※

※2022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年度供給計画より年間EUE基準（0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年）を適用することとなった⁸。

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

なお、第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等を見直す基本方針が整理されたものの、容量市場との整合を考慮する必要があり、従来の基準に基づき供給力対策を行ってきたこと等を踏まえ、本年度は従来の基準により評価を行うこととした⁹。

(参考) 年間EUEの特性

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

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

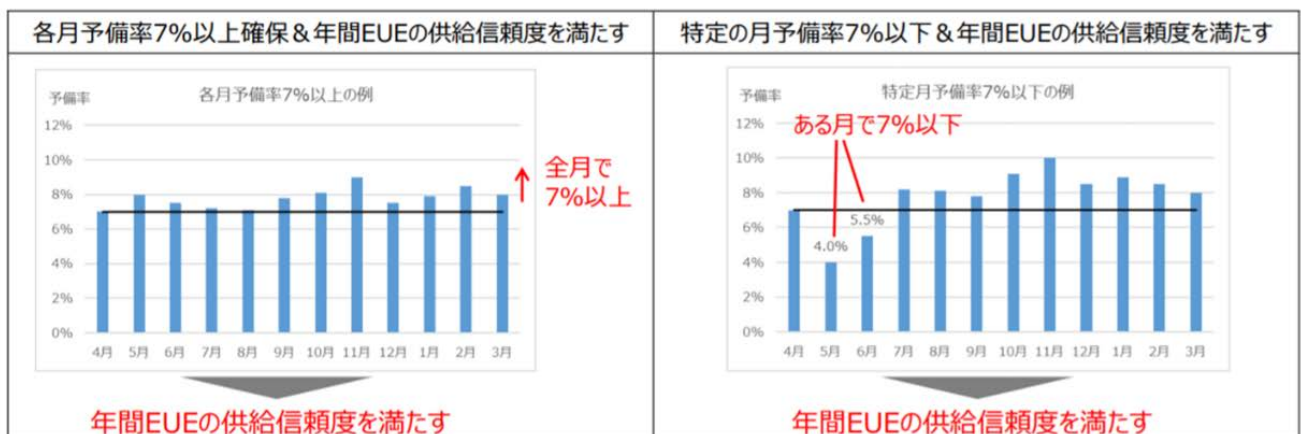


図2-1 年間EUEの特性

⁸ 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

⁹ 参考：第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_84_04.pdf

(2) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

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)では、2023年度の東京エリアにおいて、7・8・11月を中心に供給力不足が生じ、基準値(0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年)を超過している。

長期断面でも、電源の休止等により、北海道(2027年度)、東京(2025・2026年度)、九州(2025、2027～2029年度)、沖縄(2025・2026、2029～2032年度)で基準値を超過している。

表2-1 年間EUEの算定結果

(単位: kWh/kW・年)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	0.000	0.004	0.014	0.030	0.078	0.006	0.004	0.004	0.006	0.007
東北	0.001	0.000	0.002	0.012	0.004	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001
東京	0.049	0.011	0.056	0.184	0.047	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001
中部	0.000	0.000	0.004	0.011	0.002	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001
北陸	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	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	0.000	0.000	0.138	0.029	0.061	0.058	0.050	0.017	0.013	0.011
9エリア計	0.017	0.004	0.034	0.070	0.025	0.007	0.006	0.002	0.002	0.002
沖縄	0.042	0.026	0.677	1.722	0.473	0.491	0.563	1.715	0.651	0.696

(3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力¹⁰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¹¹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、運用実態を踏まえた必要予備力¹²と電源I'の発動基準¹³のうちの方を除外する供給力が最大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¹⁴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¹⁵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、2023年度供給計画届出書の記載要領（2022年11月：資源エネルギー庁）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。また、ベースロード市場取引等において、電気事業者間の送受が異なる場合には補正している。

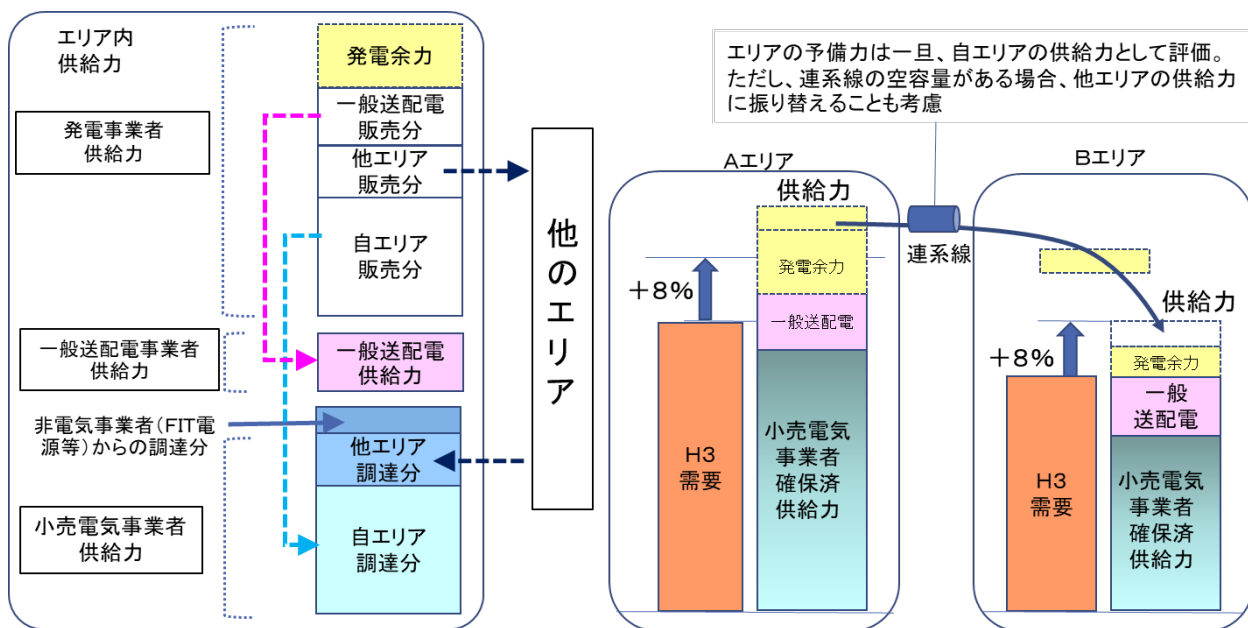


図2-2 需給バランス確認の概要

¹⁰ 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。

¹¹ 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。

¹² 参考：第74回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_74_03.pdf

¹³ 参考：2022年度電源I' 厳気象対応調整力募集要綱（沖縄電力株式会社）

https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/business/free/2022/ps1/dengen_tyousei_07.pdf

¹⁴ 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。

¹⁵ 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¹⁶（2022年11月：資源エネルギー庁）」及び「2023年度供給計画届出書の記載要領¹⁷（2022年11月：資源エネルギー庁）」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：「2023～2032年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2023年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：「2023・2024年度の連系線のマージン（年間）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2023年3月1日：本機関）」¹⁹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。
- ③：2023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）2023年度、2024年度」等に基づき算定した月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①：2023年度及び2024年度は、（短期断面）で設定した8月値、2025～2032年度は、「2023～2032年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2023年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：2023年度及び2024年度は、（短期断面）で設定した8月値、2025～2032年度は、「2025～2032年度の連系線のマージン（長期）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2023年3月1日：本機関）」¹⁹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。
- ③：2023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）2025～2032年度」等に基づき算定した年毎の8月15時断面の計画潮流値。

¹⁶ 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

¹⁷ 2023年度供給計画届出書の記載要領

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf

¹⁸ 参考：2023～2032年度の連系線の運用容量（年間・長期）について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2022/230301_renkeisen_unyouyouryou.html

¹⁹ 参考：2023～2032年度の連系線のマージン（年間・長期）、実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2022/230301_2023_2032_margin_kakuhoriyu.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²⁰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²¹。

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²²）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、一定程度あると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

○2023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 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	23.4%	46.4%	50.8%	24.0%	25.3%	36.4%	27.1%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.4%
東北	16.4%	16.0%	21.3%	18.2%	24.1%	36.4%	25.2%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.1%
東京	16.4%	12.0%	12.3%	8.7%	9.7%	18.9%	22.0%	8.5%	15.0%	15.3%	15.0%	21.1%
中部	26.8%	24.8%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.1%
北陸	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
関西	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
中国	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
四国	26.8%	27.5%	28.1%	18.9%	22.4%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	39.4%
九州	33.0%	30.2%	28.1%	18.7%	20.8%	29.9%	44.7%	23.3%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

また、沖縄エリア²³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、「運用実態を踏まえた必要予備力：33.7万kW」を除いた場合の供給力²⁴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。

²⁰ 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、他エリアへ振替える量を算定しているため、振替え可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積られる評価）となっている。

²¹ 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

²² 参考：火力発電所環境アセスメント情報
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

²³ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²⁴ 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

表2-3 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	11.1%	16.7%	5.8%	9.1%	5.6%	1.0%	17.1%	15.8%	39.1%	30.8%	27.7%	46.9%

○2024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 2024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	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

※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

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

また、沖縄エリア²³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、「運用実態を踏まえた必要予備力：33.7万kW」を除いた場合の供給力²⁴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 2024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	33.6%	23.7%	16.1%	12.3%	14.3%	9.2%	26.4%	28.7%	42.8%	22.8%	31.2%	29.3%

② 供給力（kW）の補完的確認による2023年度電源補修量

図2-3において、2023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、2023年度供給計画における第1年度（2023年度）と2022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²⁵しており、2022年度供

²⁵ 参考：2023年度のさらなる供給力確保について

https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/220916_2023kyoukyuryokukakuho.html

給計画と比較すると、夏季（8、9月）・冬季（12～2月）の補修量は減少した。

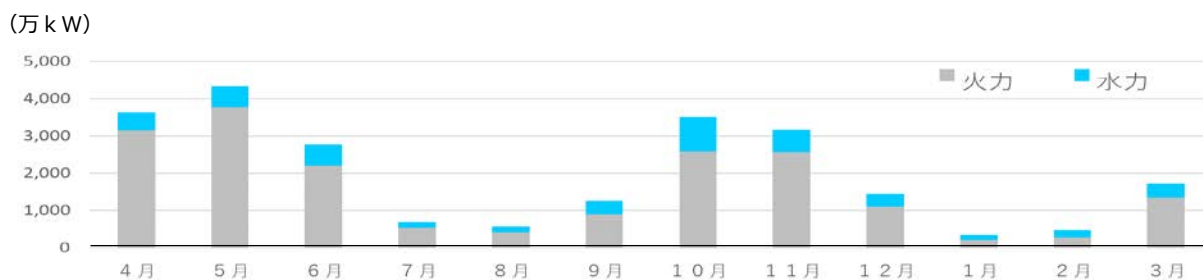


図2-3 2023年度供給計画（第1年度）の各月補修量

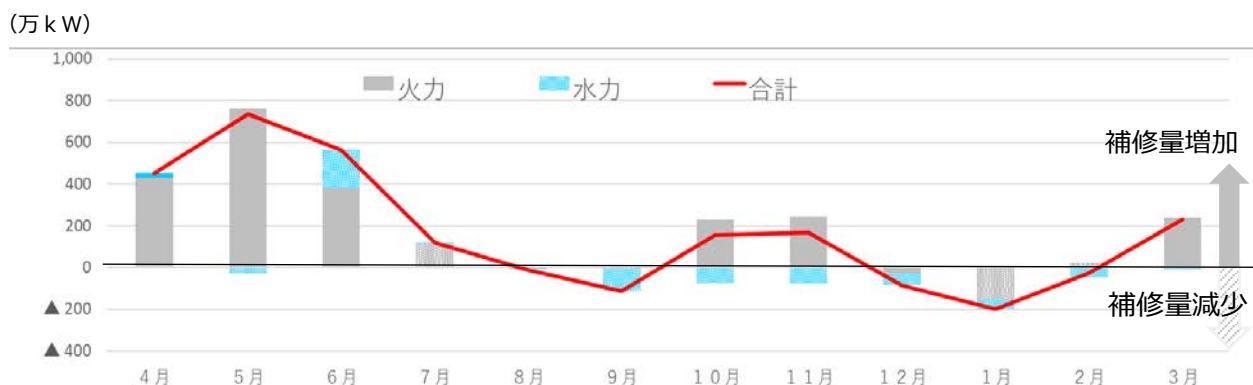


図2-4 2023年度供給計画（第1年度）と2022年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

③ 供給力（kW）の補完的確認による2023年度休廃止計画

2023年度供給計画において、2023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。

2023年度中に休廃止となる火力電源は243万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100万kW、2023年度供給計画で新規計上されたものが143万kWである。

表2-6 2023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	0	100	100
石油	110	0	110
石炭	33	0	33
合計	143	100	243

④ 供給力（kW）の補完的確認による小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分

図2-5において、小売電気事業者の想定需要に対する未確保分²⁶と発電余力等の市場供出期待分²⁷を比較すると、全ての月において、市場供出期待分が未確保分を上回っている状況。

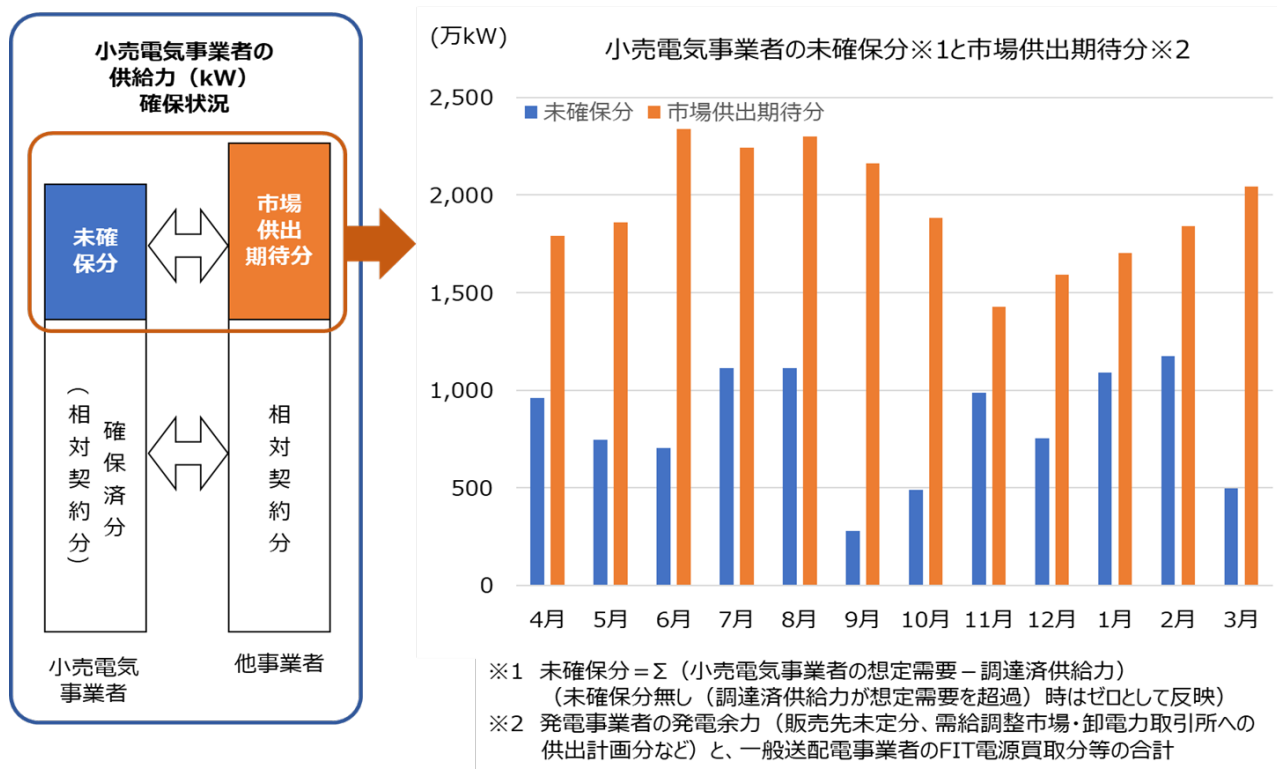


図2-5 小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分（供給力（kW））

²⁶ 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

²⁷ 市場供出期待分：発電事業者の発電余力と一般送配電事業者のFIT電源買取分等の合計

(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、2021年度から実施している夏季・冬季のkWhモニタリングを継続し、その結果の公表を行う予定である。

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 (2023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、2023年度供給計画の送配電想定需要と発電側の供給電力量²⁸が想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量は1~1.1億kWh/月程度 (想定需要に対して0.2%~1.7%程度) 下回る断面がある。

今後、実需給段階に向け、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が期待されるが、本機関においても、夏季・冬季にてkWhモニタリングなどを実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

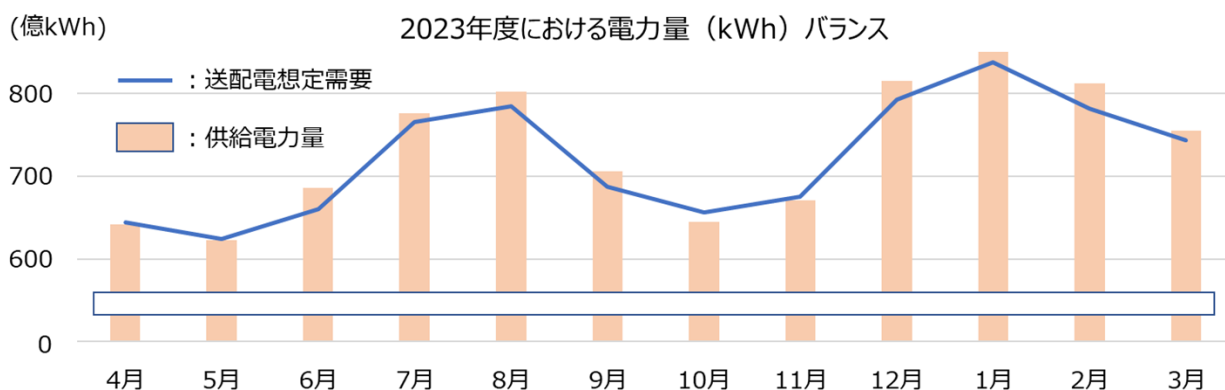


図2-6 第1年度 (2023年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-7 2023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 (単位: 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	645	624	660	765	784	687	656	675	793	838	782	744	8,653
想定需要を下回る量	-3	-1	26	11	18	19	-11	-4	22	35	30	11	153
想定需要を下回る率	-0.5%	-0.2%	3.9%	1.4%	2.3%	2.8%	-1.7%	-0.6%	2.8%	4.2%	3.8%	1.5%	1.8%

²⁸ 小売電気事業者との相対契約量 (非電気事業者の発電分含む) と発電余力等の市場供出期待量の合計

② 電力量（kWh）の見通しによる小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分

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未確保分と、発電余力等の市場へ供出することが期待される市場供出期待分を比較すると、ほとんどの月において市場供出期待分の方が多くなっている。

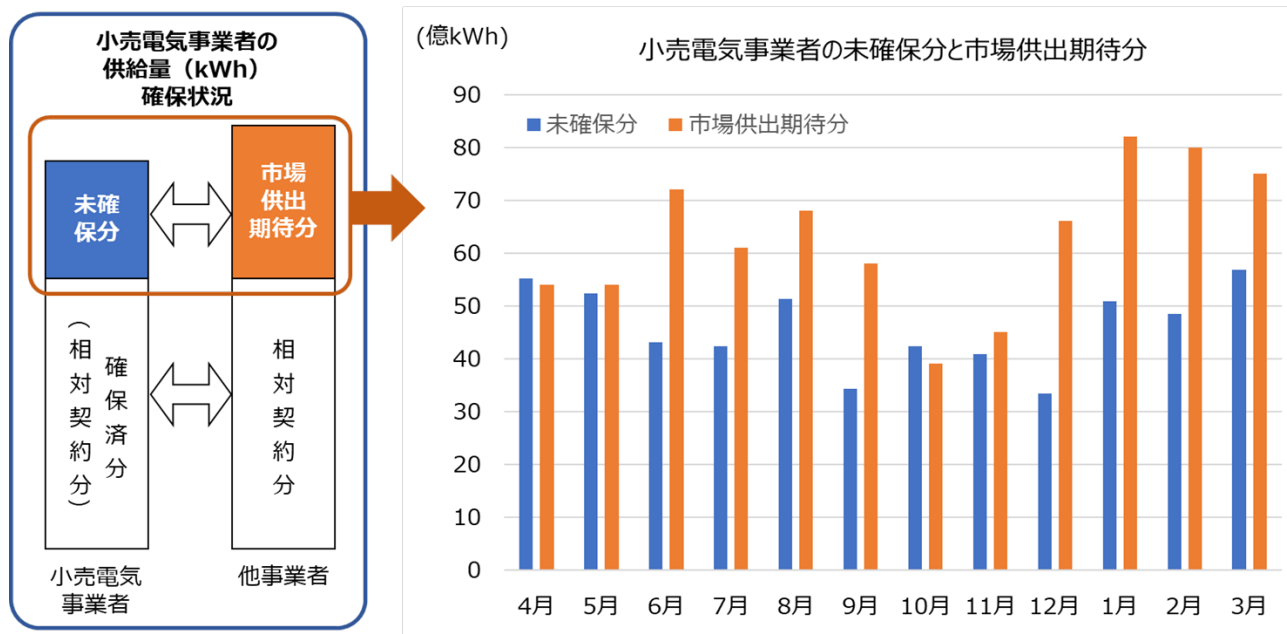


図2-7 小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分（電力量（kWh））

(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

短期断面 (第1・2年度目) は、東京エリア (2023年度) で基準値を超過している。長期断面でも、北海道 (2027年度)、東京 (2025・2026年度)、九州 (2025、2027～2029年度)、沖縄 (2025・2026、2029～2032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 (2023年度)、第2年度 (2024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 (2023年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、1～1.1億kWh/月程度 (想定需要に対して0.2%～1.7%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 短期断面 (2023・2024年度) では、2023年度の東京エリアの年間EUEが0.049kWh/kW・年となり、供給信頼度基準を超過し、需給状況に注視が必要な状況。一方、補完的確認では予備率8%を下回る月はないことから、需給対策の要否については、年間EUEだけではなく、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見通しを踏まえて検討を進める。

○ 2025・2026年度の東京エリアと2025年度の九州エリアでは、容量市場のメインオークション実施後にも関わらず、供給信頼度基準を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。

➤ 本計画における想定需要が、容量市場のメインオークション実施時における想定需要から上方修正されていること。

➤ 2025・2026年度向けの容量市場のメインオークションでは、供給力の一部 (想定需要の2%) を追加オークションで調達することを前提として、メインオークションの調達量を減少していること。

➤ 当該年度について、追加オークションの開催が現時点では未定であることから、メインオークション終了後に、火力電源の休廃止計画が増加したエリアもあること。

○ 2025・2026年度については、実需給の2年前に実施する容量停止調整等の結果を確認し、必要に応じて追加オークションの要否を見極めるとともに、2027年度以降も含めて、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毎の推移²⁹

2032年度までの電源種別毎の供給力(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、2025年度以降年間の調整係数で計算されるため、2025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、以降減少する傾向となる。

供給力全体として2024年度まで増加し、2025年度に減少後横ばい傾向となる。

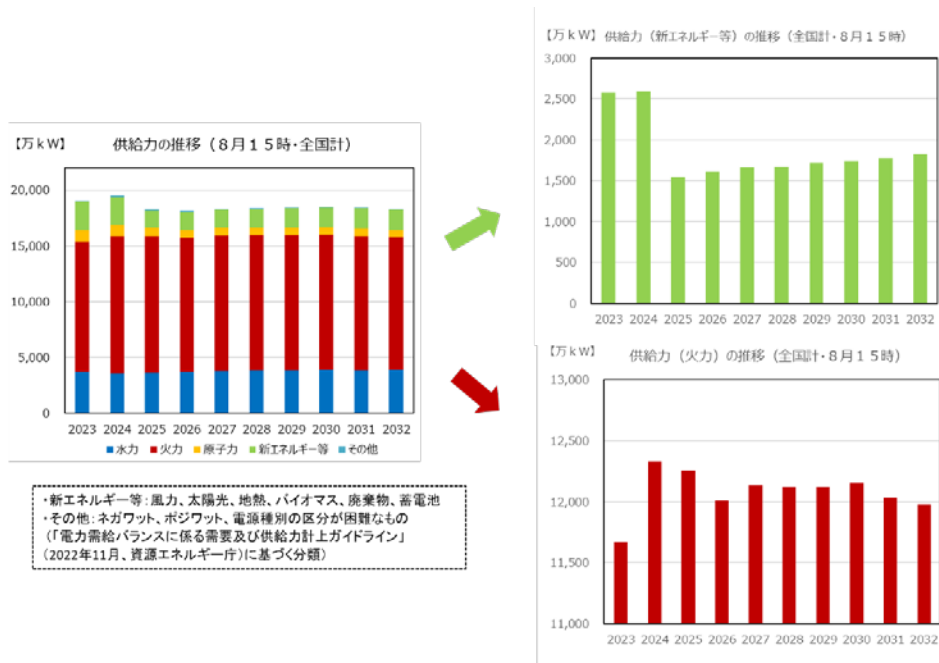


図2-8 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度毎の推移

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

休止電源の総量は増加する傾向がみられる。2026年度は1年間休止する電源の影響により休止量が増加している。

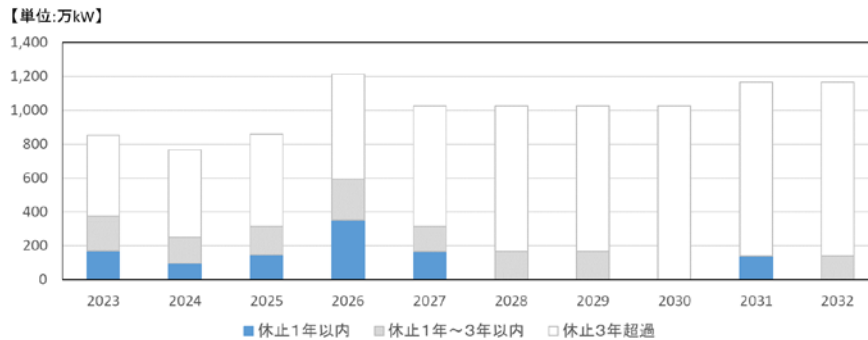


図2-9 休止電源の状況

²⁹ 電源別供給力は各事業者の保有電源分と非電気事業者からの調達分を合算したもの。供給力評価における電源を特定できない補正分は、電源種別毎の供給力の比率案分により反映している。

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毎の設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

○水力・火力³⁰

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

○原子力

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

○太陽光・風力

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

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

³⁰ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物・蓄電池・その他も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万kW】

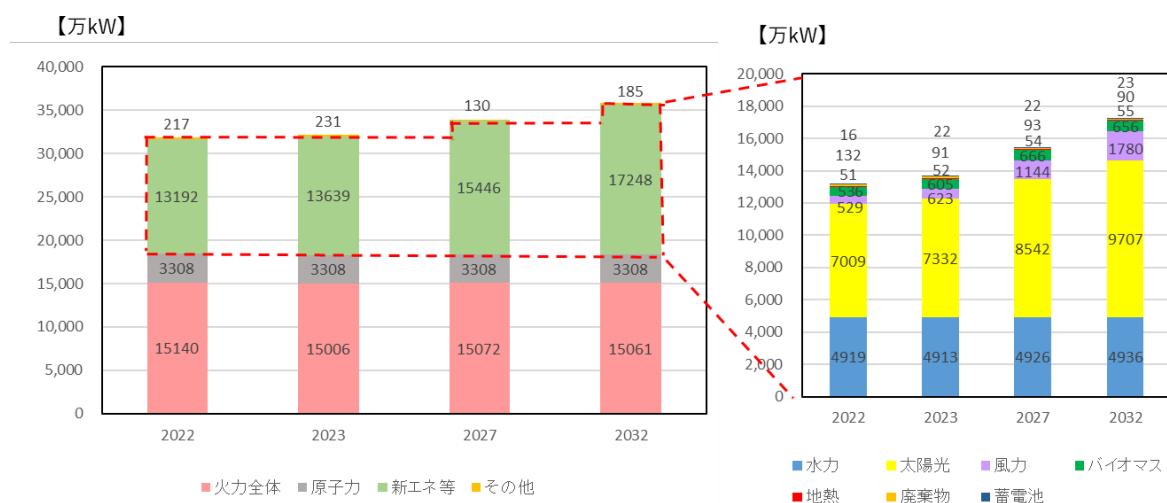
種類	2022	2023	2027	2032
火力 ^{※1}	15,140	15,006	15,072	15,061
石炭	5,065	5,185	5,104	5,094
LNG	7,912	7,970	8,202	8,199
石油他 ³¹	2,162	1,851	1,766	1,767
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	13,192	13,639	15,446	17,248
一般水力 ^{※1}	2,180	2,174	2,187	2,197
揚水 ^{※1}	2,739	2,739	2,739	2,739
風力 ^{※3}	529	623	1,144	1,780
太陽光 ^{※3}	7,009	7,332	8,542	9,707
地熱 ^{※1}	51	52	54	55
バイオマス ^{※1}	536	605	666	656
廃棄物 ^{※1}	132	91	93	90
蓄電池 ^{※1}	16	22	22	23
その他 ^{※1}	217	231	130	185
合計	31,856	32,184	33,956	35,801

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



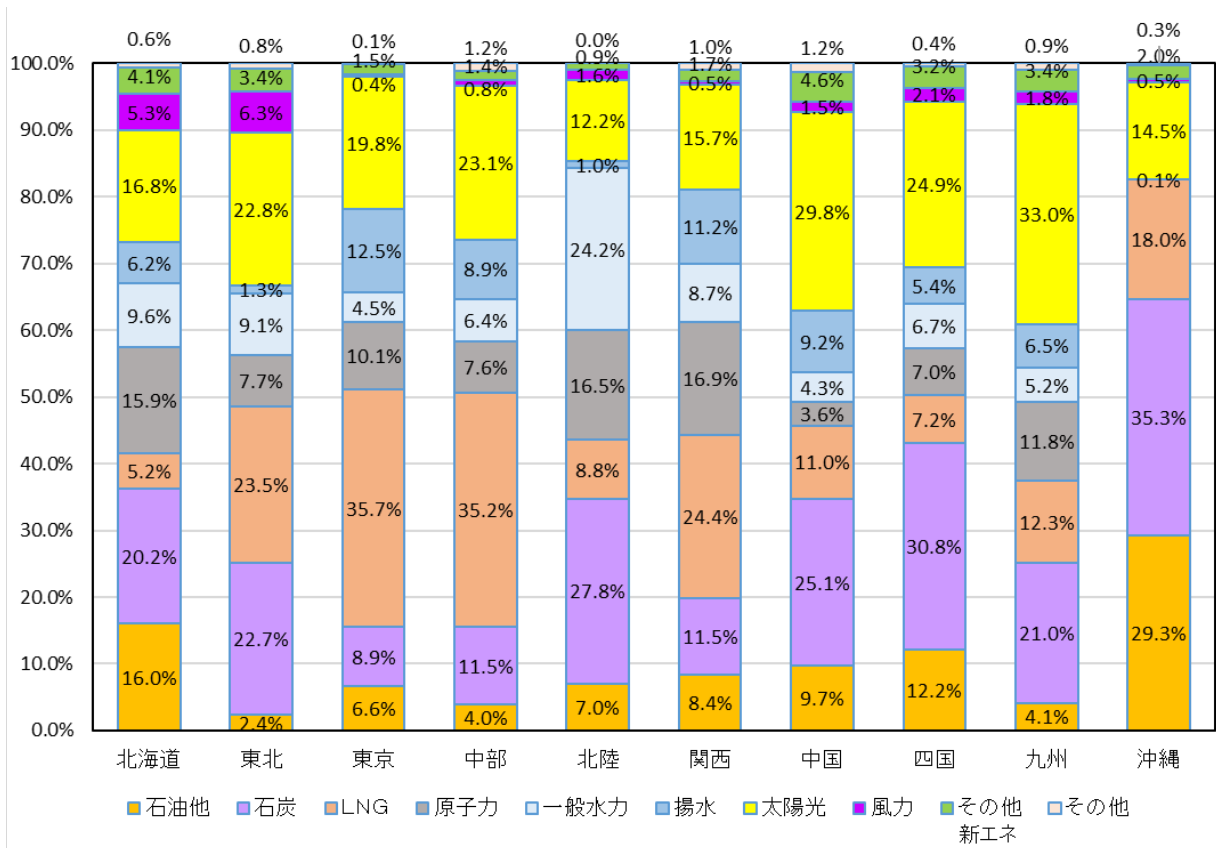
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

³¹ 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

2022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 (2022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）³²を図3-3に示す。

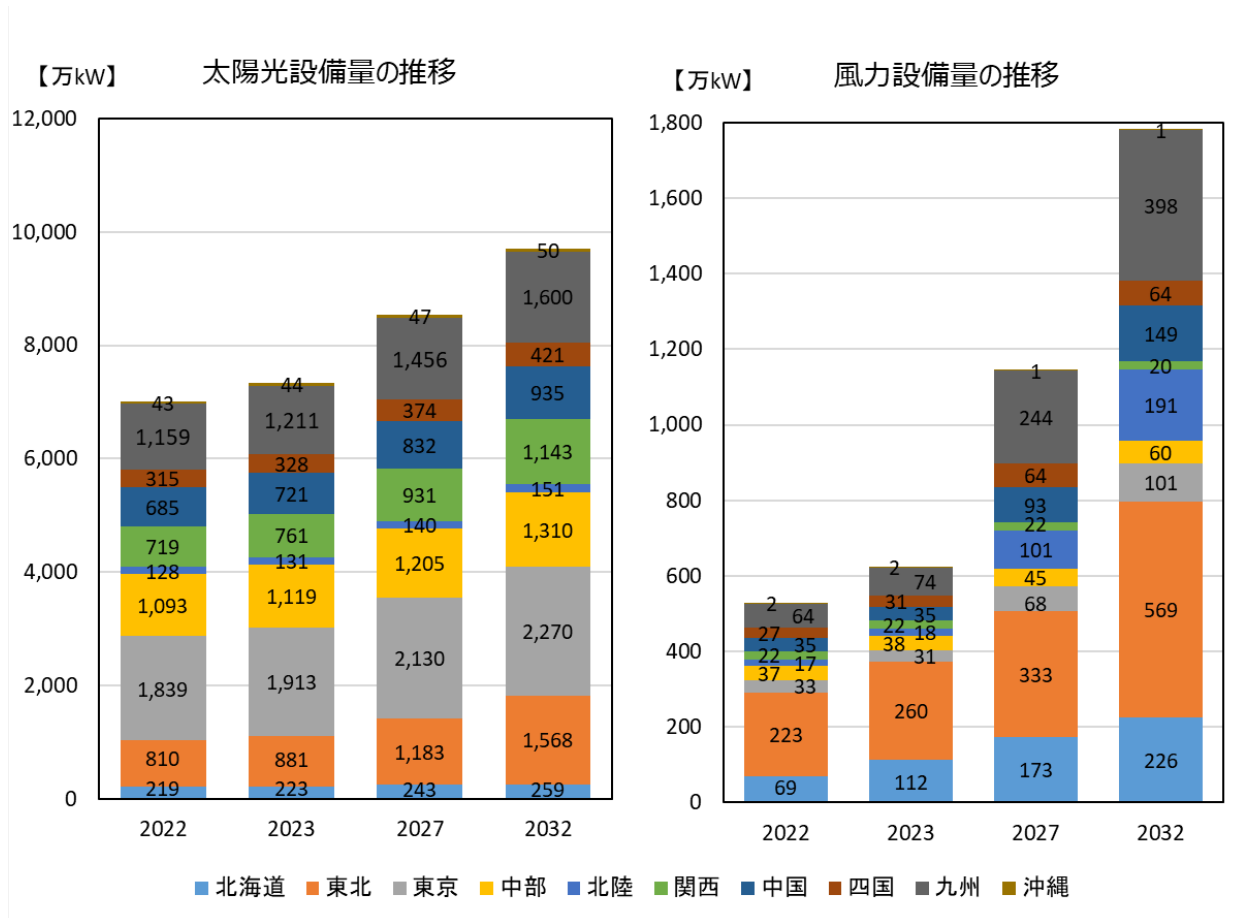


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

³² 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、2032年度末までの電源開発計画³³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 2032年度末までの電源開発計画（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	51.6	62	4.4	64	△ 15.3	28
一般水力	51.6	62	4.4	64	△ 15.3	28
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	806.7	28	-	-	△ 632.1	29
石炭	180.0	3	-	-	△ 85.0	5
LNG	623.7	14	-	-	△ 207.5	6
石油	3.0	11	-	-	△ 339.6	18
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	868.5	403	△ 0.6	2	△ 82.6	66
風力	351.5	90	-	-	△ 67.4	52
太陽光	377.3	262	-	-	△ 0.2	2
地熱	7.5	5	-	-	△ 2.4	1
バイオマス	122.0	41	-	-	△ 5.3	4
廃棄物	4.6	3	△ 0.6	2	△ 7.4	7
蓄電池	5.5	2	-	-	-	-
合計	2,744.8	500	19.0	67	△ 730.0	123

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。

³³ 新設、増減出力及び廃止の年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 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³⁴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。

電源種毎の具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

① 新エネルギー等(表3-3)

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、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、廃棄物及び蓄電池については、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	2022	2023	2027	2032
新エネルギー等	1,296	1,416	1,740	1,976
風力	97	117	210	325
太陽光	851	890	1,035	1,156
地熱	25	26	30	32
バイオマス	283	354	434	432
廃棄物	40	28	27	27
蓄電池	0	1	4	4

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。

³⁴ 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	2022	2023	2027	2032
水力	829	817	840	862
一般水力	741	752	789	799
揚水	88	65	51	63
火力	6,450	6,203	6,323	5,727
石炭	2,824	3,003	2,898	2,843
LNG	3,288	2,873	3,145	2,613
石油他 ³¹	338	327	280	271

③ 原子力（表 3-5）

2023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	2022	2023	2027	2032
原子力	538	749	555	461

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】

	2022	2023	2027	2032
合計	9,133	9,198	9,471	9,037

(参考) エリア別発電電力量（送電端）の比率

2022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。

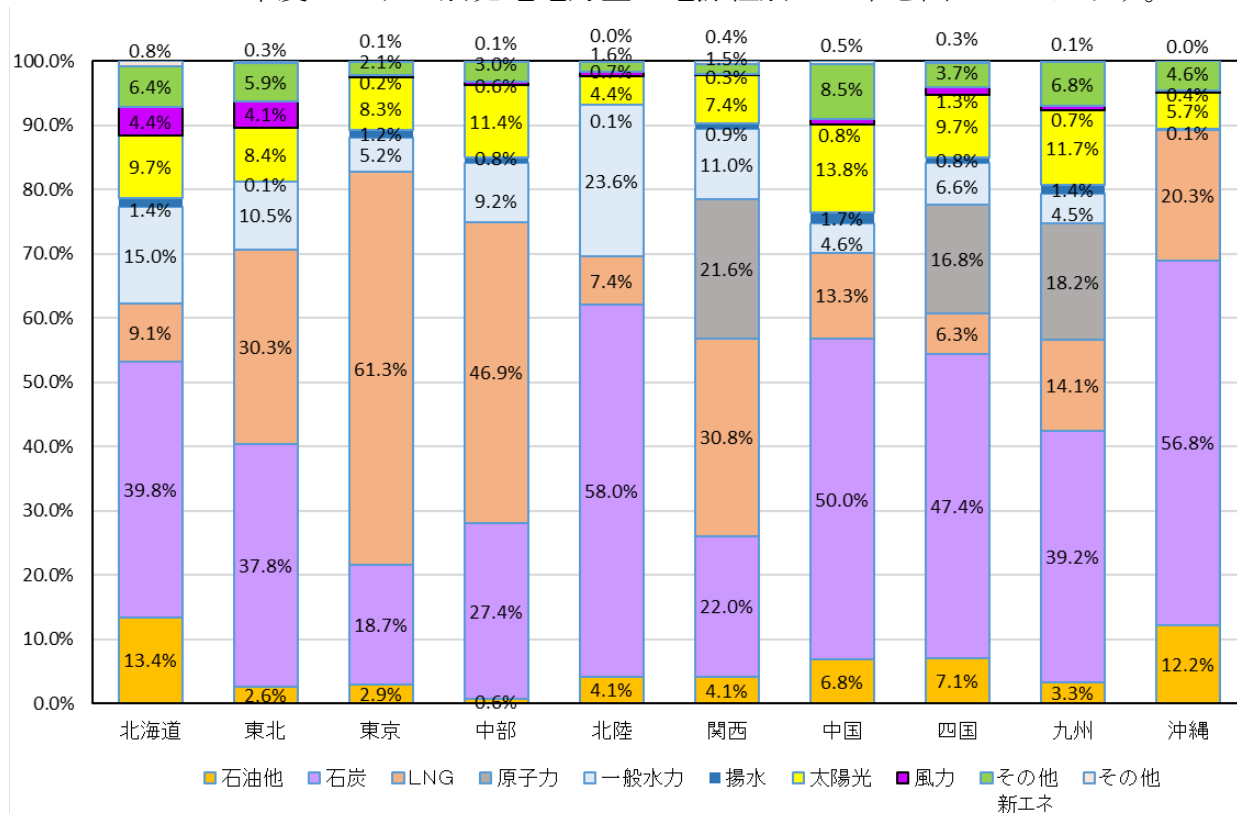


図3-4 2022年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

(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	2022	2023	2027	2032
水力	19.2%	18.9%	19.4%	19.9%
一般水力	38.8%	39.4%	41.1%	41.5%
揚水	3.7%	2.7%	2.1%	2.6%
火力	48.6%	47.1%	47.8%	43.4%
石炭	63.6%	65.9%	64.6%	63.7%
LNG	47.4%	41.0%	43.6%	36.4%
石油他 ³¹	17.8%	20.1%	18.1%	17.5%
原子力	18.6%	25.8%	19.1%	15.9%
新エネルギー等	17.9%	18.5%	18.8%	18.3%
風力	20.9%	21.3%	20.9%	20.8%
太陽光	13.9%	13.8%	13.8%	13.6%
地熱	56.1%	56.0%	64.4%	66.1%
バイオマス	60.3%	66.6%	74.2%	75.1%
廃棄物	34.6%	35.0%	33.4%	33.9%
蓄電池	3.4%	2.9%	19.1%	18.4%

※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。

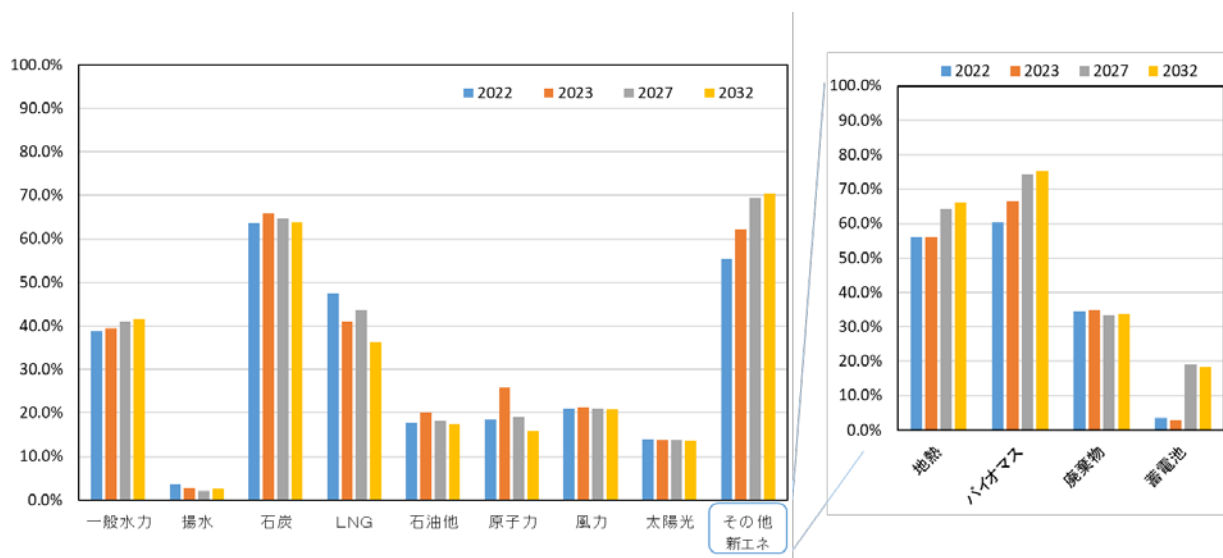


図3-5 設備利用率の推移(全国合計)

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³⁵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³⁶

送電線路の増加こう長 ³⁷ ※ ³⁸	439km (672 km)
架空送電線路※	381km (616 km)
地中送電線路	58km (56 km)
変圧器の増加容量	30,163MVA (28,578 MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁹	1,200MW (1,200 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 104km (△101 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 5,600MVA (△4,550 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

³⁵ 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

³⁶ （ ）内は昨年値を記載した。

³⁷ 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。

³⁸ ※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。

³⁹ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・宮城丸森幹線:79km ・丸森いわき幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・新地アクセス線宮城丸森開閉所引込:1km ・常磐幹線宮城丸森開閉所 Dπ 引込:1km ・福島幹線山線接続変更:1km
開閉所	宮城丸森開閉所:10 回線

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

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

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

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

※計画策定プロセス⁴⁰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
--------	-------------------

※計画策定プロセス⁴⁰にて検討

⁴⁰ 広域系統長期方針、広域連系系統の潮流状況、広域連系系統の更新計画等を踏まえた、広域系統整備に関する個別整備計画を策定するための手続き。

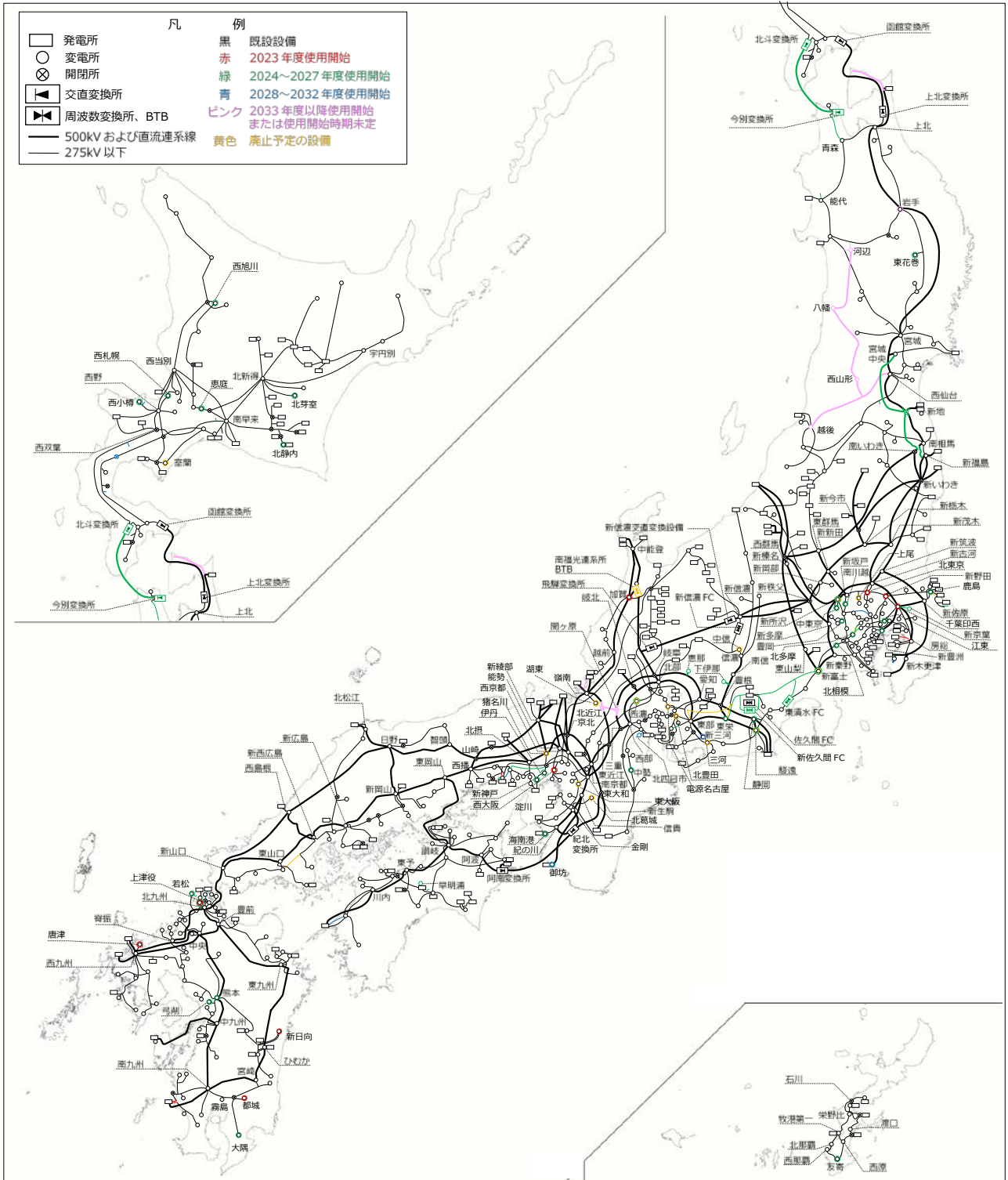


図 4 - 1 電力系統の状況

(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 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42, 43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
東北電力 ネットワーク 株式会社	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	16km	2	2022年9月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	出羽幹線	500kV	96km	2	2022年6月	2031年度以降	電源対応
	宮城丸森幹線	500kV	79km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	宮城丸森開閉所新設	500kV	-	10	2022年10月	2027年11月 (2026年6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9月	2030年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2027年12月 (3番線)	高経年化対策
	千葉印西線	275kV	10.5km※2	2	2020年6月	2024年4月	需要対策
	城北線	275kV	20.9km※2	3	2022年9月	2030年2月	系統対策
	東清水線	275kV	12.4km 6.4km(既設流用)	2	2023年4月	2027年1月	安定供給対策※4
	五井アクセス線※1	275kV	11.1km	2	2022年5月	2023年10月	電源対応
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	2022年1月	2025年10月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年9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5月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス東線	275kV	18.1km→ 18.2km※3	2	2022年2月	2030年12月	高経年化対策

⁴¹ 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。

⁴² 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。

⁴³ 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。

⁴⁴ 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※4があるものは、地域間連系線増強関連。※5があるものは、計画策定プロセスにて検討するもの。

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

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
九州電力 送配電 株式会社	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年12月	系統対策
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年5月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	61km	2	2006年6月	未定	電源対応
	佐久間東幹線	275kV	124km→ 123km※3	2	2022年7月	2027年度	安定供給対策※4
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 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
北海道電力 ネットワーク 株式会社	D発電所連系線※1	275kV	0.6km	1	2024年7月	2026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	7.2km	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	2023年10月	2028年3月	安定供給対策※4
	M連系 187kV 開閉所	187kV	-	5	2025年10月	2028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	0.2km	1	2023年6月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部H S線	275kV	0.3km※2	2	2024年7月	2025年12月	電源対応
	丸森いわき幹線	500kV	64km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 宮城丸森開閉所 引込※1	500kV	1km	2	2024年9月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 宮城丸森開閉所 D π引込	500kV	1km	2	2024年6月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	秋田河辺支線	275kV	5km	2	2023年8月	2029年度以降	電源対応
	秋盛河辺支線	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
	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
	今別幹線	275kV	50km※3	2	2023年4月	2027年11月	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
東京電力 パワーグリッド 株式会社	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km(2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km(3番線) ※2※3	2	2026年度	2032年11月 (2番線) 2027年12月 (3番線)	高経年化対策
	MS18GHZ051500 アクセス線(仮称)	275kV	0.1km	2	2024年11月	2025年6月	電源対応
	G5100026 アクセス線(仮称)	500kV	0.7km※2	2	2024年4月	2028年12月	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	0.1km	2	2026年10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6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10月	2025年4月 (1番線) 2024年11月 (2番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	10.5km	2	2024年4月	2027年2月 (3番線) 2025年11月 (4番線)	需要対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北四日市分岐線	275kV	6km※2 0.2km	2	2024年12月	2029年1月(1L) 2029年8月(2L)	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
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	ひびき若松線	220kV	4km	2	2023年5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5月	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5月	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023年5月	2026年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東栄線	275kV	11km→ 11km※3	2	2023年5月	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023年5月	2026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 ⁴²	回線数	廃止年月	理由 ⁴⁴
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	2024年12月	系統対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新徳山幹線	220kV	△29.3km	2	2023年12月	系統対策
九州電力 送配電 株式会社	A戸畑線※1	220kV	△9km※2	2	2023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	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 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
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3月	2025年10月	需要対策
東京電力 パワーグリッド 株式会社	千葉印西変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022年6月	2024年4月	需要対策
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年10月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2023年3月	2023年11月	高経年化対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年10月	2025年10月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年10月	2025年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年6月	2024年10月 (新2B) 2027年3月 (1B)	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	600MW	—	2021年5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11月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	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
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2023年2月	2025年10月	高経年化対策
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8月	2023年4月	電源対応
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年7月	2023年6月	高経年化対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2022年9月	2023年11月	高経年化対策
	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年10月	2024年3月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2023年1月	2024年10月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022年4月	2025年2月	電源対応
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2018年7月	2026年6月	高経年化対策
福島送電 株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66/33kV	170MVA	1	2022年9月	2024年6月	電源対応

⁴⁵ 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 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
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	2024年4月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2024年4月	2024年10月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66/11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2024年2月	2025年11月	高経年化対策 電源対応
	恵庭変電所	187/66kV	200MVA	1	2024年7月	2025年6月	需要対応
	西札幌変電所	187/66kV	200MVA	1	2025年5月	2026年6月	需要対応
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2025年9月	2026年6月	高経年化対策
	北斗変換所	-	300MW	-	2023年9月	2028年3月	安定供給対策※4
	今別変換所	-	300MW	-	2023年9月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年度以降	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	2027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	2025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	2025年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
東京電力 パワージェット 株式会社	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年7月	2027年2月	安定供給対策※4
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年6月	2024年6月	電源対応
	鹿島変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2025年8月	2026年2月 (7B) 2027年2月 (8B)	高経年化対策
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024年5月	2026年6月	需要対策
	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2023年12月	2025年1月 (1B) 2025年6月 (2B)	高経年化対策
	新豊洲変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年10月	2026年3月	需要対策
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025年12月	2026年6月	需要対策
	北相模変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024年6月	2027年6月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024年12月	2026年6月 (2B) 2027年6月 (3B)	高経年化対策
	千葉印西変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024年10月	2025年11月 (4B) 2027年2月 (1B)	需要対策
	新所沢変電所	500/275kV	1000MVA×2→ 1500MVA×2	2→2	2025年6月	2026年4月 (4B) 2027年6月 (5B)	高経年化対策

届出事業者	名称 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
中部電力 パワークリット 株式会社	中勢変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2024年10月	2025年3月	高経年化対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2025年6月	2026年4月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA→ 450MVA	1→1	2025年10月	2026年6月	高経年化対策
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年2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	2026年4月	2029年1月	需要対策 系統対策
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2028年10月	2030年8月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年4月	2024年6月	高経年化対策
	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2026年11月	2030年1月	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	弓削変電所	220/110/66kV	300/100/250MVA	1	2024年4月	2025年6月	需要対策
	上津役変電所	220/66kV	180MVA→ 200MVA	1→1	2023年10月	2025年6月	高経年化対策
	熊本変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2024年12月	2027年6月	需要対策
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9月	2024年3月 (6B) 2024年度 (2B) 2025年度 (1B)	高経年化対策
	早明浦変電所※6	187/13kV	25MVA	1	2024年度	2025年度	需要対策

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴⁴
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8月	高経年化対策 需要対応
東京電力 パワークリット 株式会社	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
	新所沢変電所	500/275kV	1000MVA	1	2027年12月	高経年化対策
中部電力 パワークリット 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
	南福光連系所	-	300MW	-	2026年度	高経年化対策※4※5
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA	1	2026年9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
	西濃変電所	275/154kV	300MVA	1	2027年1月	高経年化対策
関西電力 送配電 株式会社	北葛城変電所	275/77kV	200MVA	1	2023年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2024年10月	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴⁴
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2025年7月	高経年化対策
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2026年3月	高経年化対策
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 ⁴⁶	こう長の総延長 ⁴⁷	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	524 km※	1,047 km※	524 km※	1,048 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 155 km	△ 311 km	△ 122 km	△ 214 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	8 km	17 km	8 km	17 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	24 km	24 km
		地中	24 km	24 km		
	合計	架空	381 km	761 km	439 km	883 km
		地中	58 km	123 km		
廃止	275kV	架空	△ 66 km	△ 129 km	△ 66 km	△ 129 km
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	△ 29 km	△ 59 km	△ 38 km	△ 77 km
		地中	△ 9 km	△ 18 km		
	合計	架空	△ 95 km	△ 188 km	△ 104 km	△ 206 km
		地中	△ 9 km	△ 18 km		

⁴⁶ 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。

⁴⁷ 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⁴⁸

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	263 km※	547 km※
220kV	19 km	23 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	245 km
合計	423 km	853 km

表4-10 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁹	電圧階級 ⁵⁰	増加台数	増加容量
新增設	500kV	21 [11]	21,600MVA [10,750MVA]
	275kV	13 [5]	6,388MVA [1,950MVA]
	220kV	5 [0]	1,370MVA [0MVA]
	187kV	3 [1]	620MVA [25MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75MVA [0MVA]
	110kV	△ 1 [0]	△ 60MVA [0MVA]
	新增設計	42 [18]	30,163MVA [12,895MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 1,750 MVA
	275kV	△ 14	△ 3,750 MVA
	187kV	△ 1	△ 100 MVA
	廃止計	△ 17	△ 5,600 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

⁴⁸ 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。

⁴⁹ 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。

⁵⁰ 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 ⁵¹
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

⁵¹ 直流送電の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

(4) 既設設備の高経年化の課題

経済成長が著しかった1960年～1970年代以降に大量に施設された送配電設備が今後本格的に経年対策を要する時期を迎えると、至近の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえ、適切に更新時期を見極めていく必要がある。参考に広域系統長期方針でとりまとめた既設設備の経年分布を図4-2～4に示す。

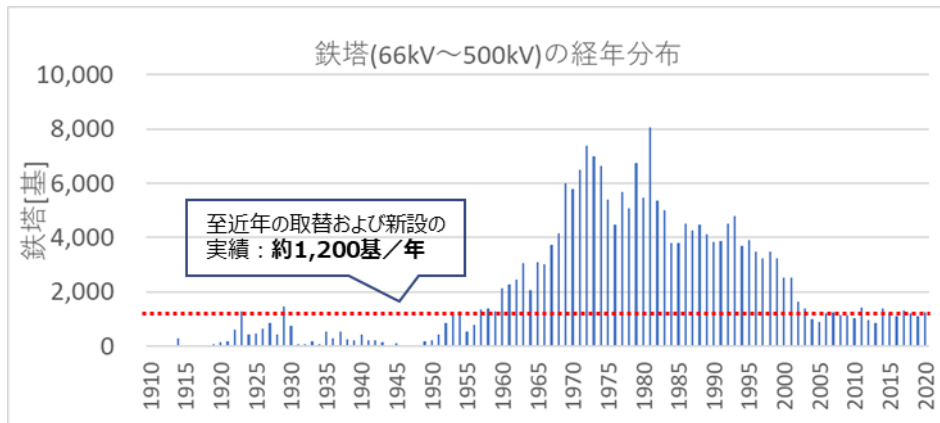


図4-2 鉄塔の経年分布 (66kV～500kV)

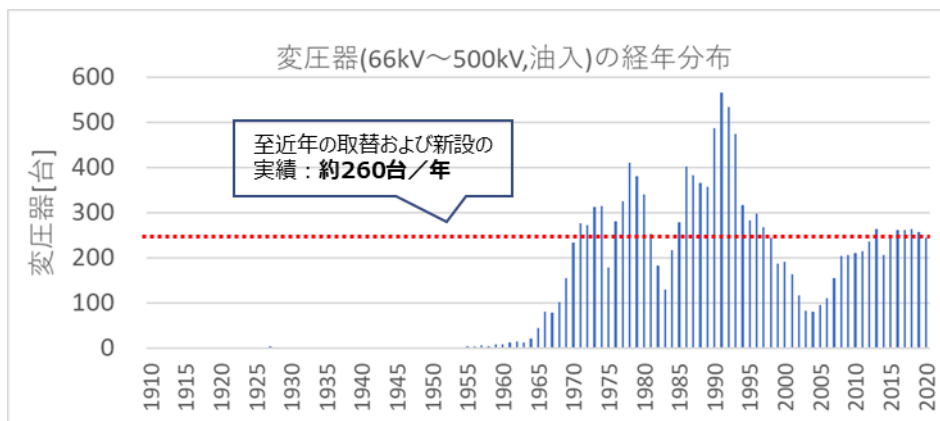


図4-3 変圧器の経年分布 (66kV～500kV 油入)

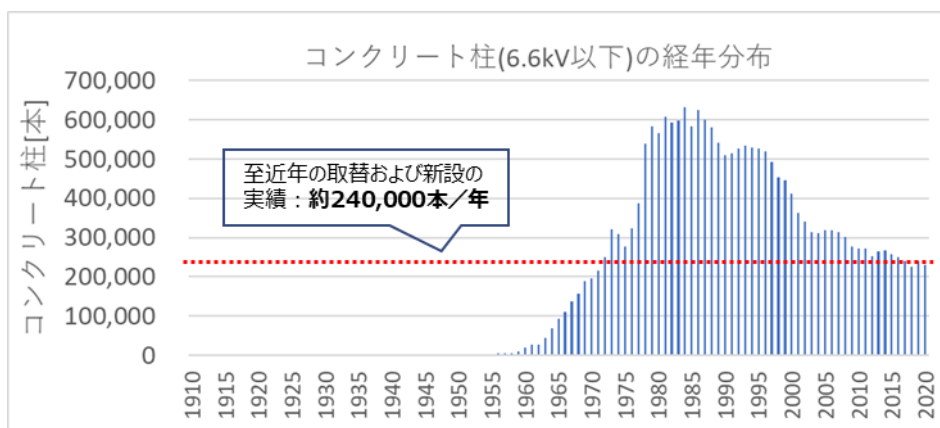


図4-4 コンクリート柱の経年分布 (6.6kV以下)

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（2023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2023年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

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

なお、主要な相対契約に変化が見られず、例年と同様の傾向となっている。

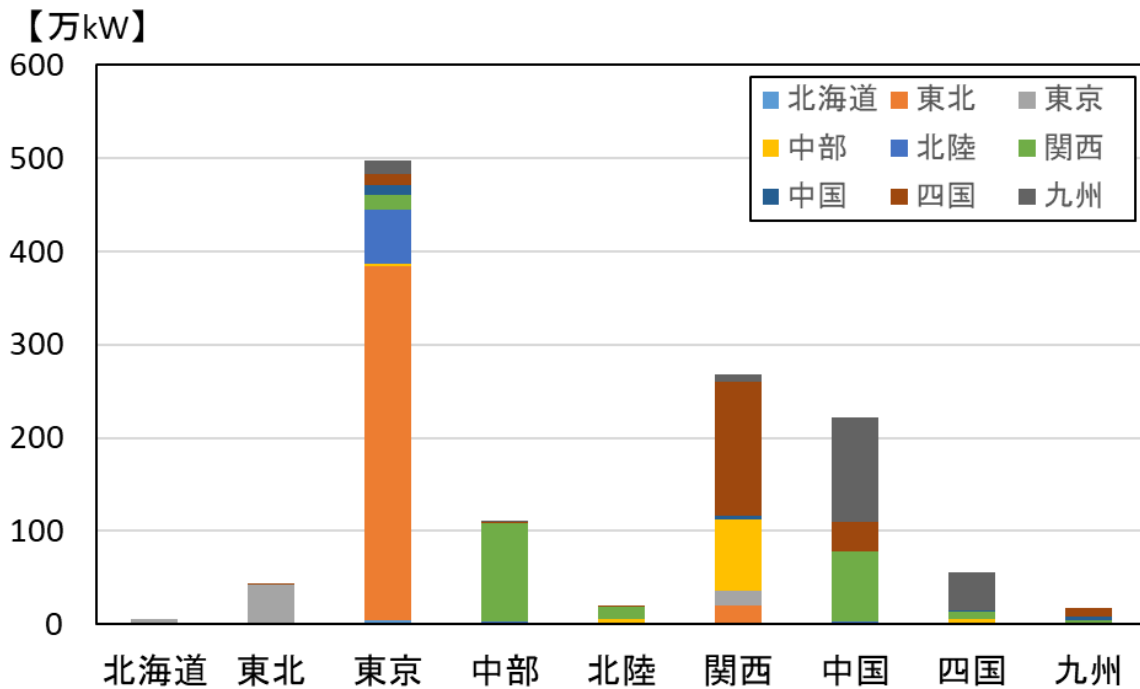


図5-1 エリア外調達電力

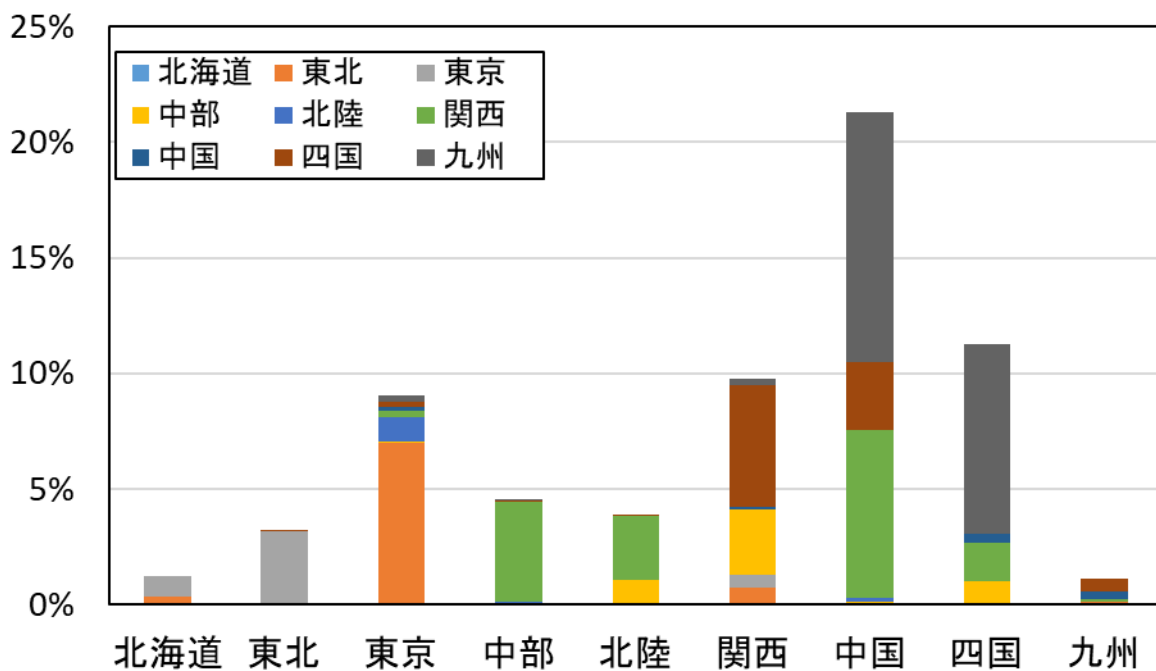


図5-2 エリア外調達電力比率

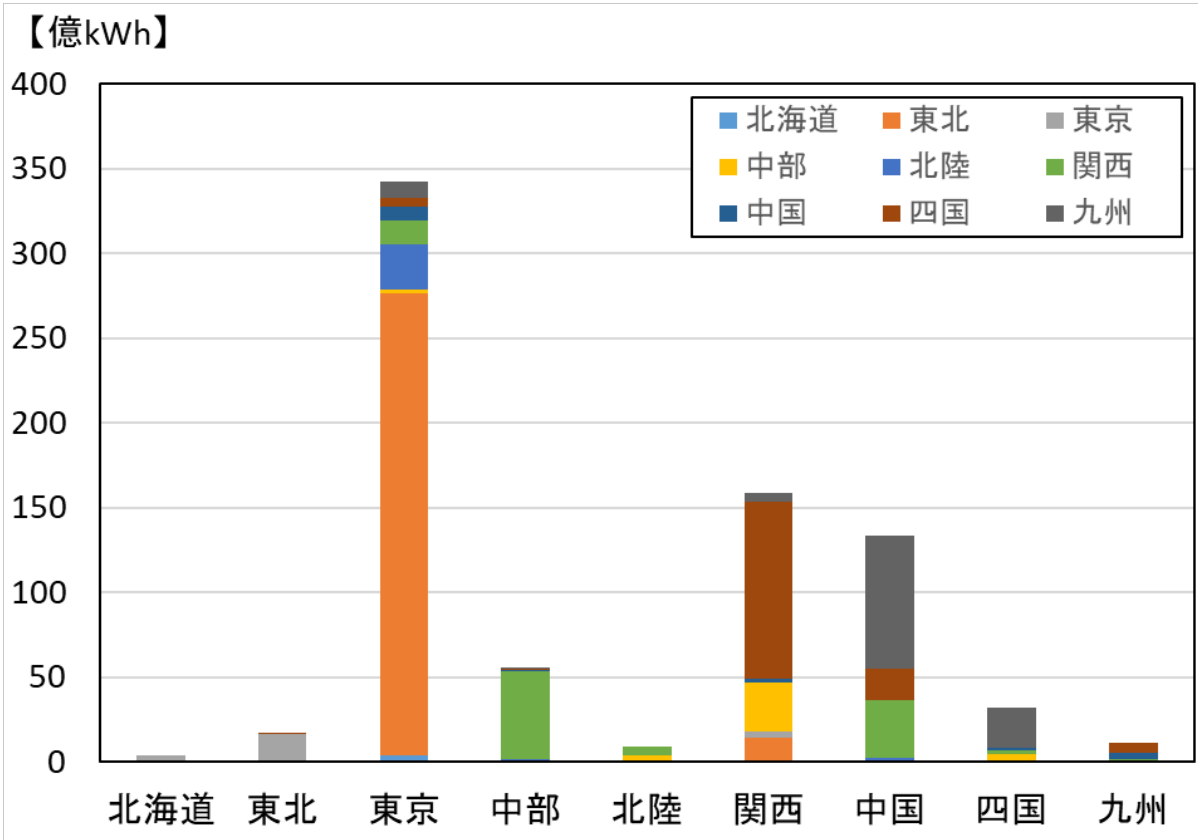


図5-3 エリア外調達電力量

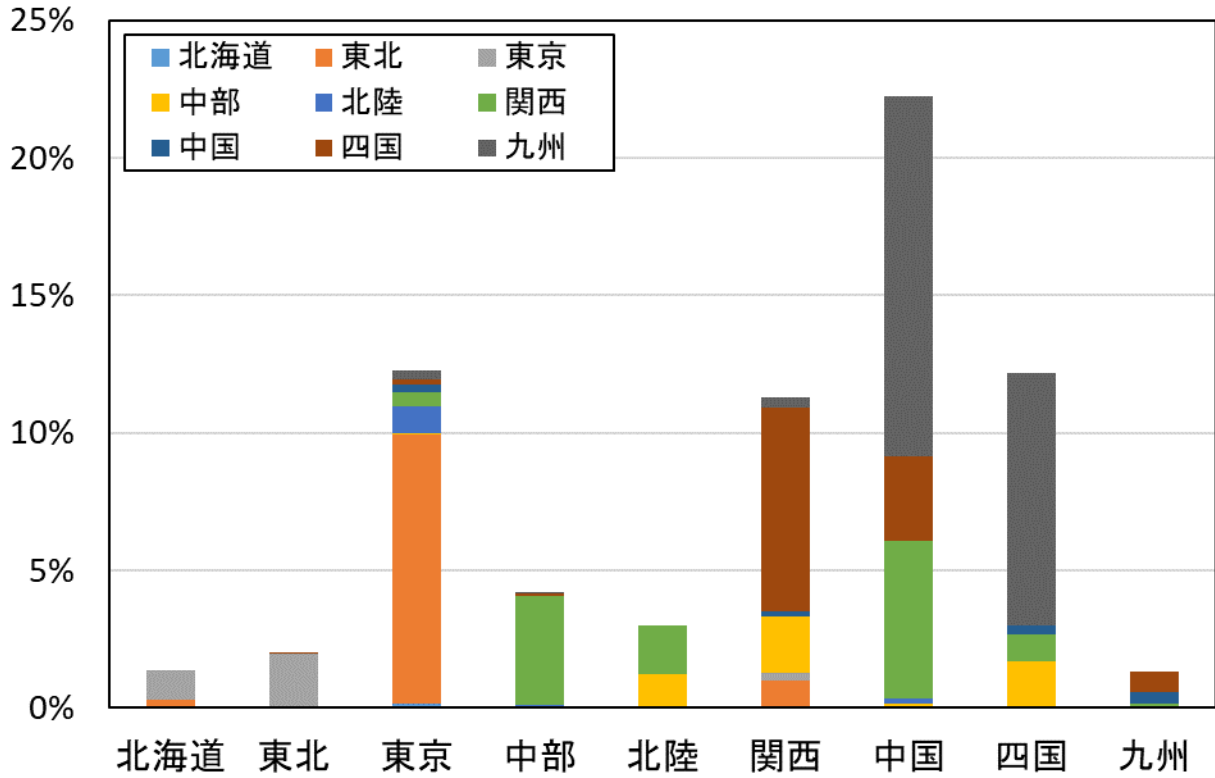


図5-4 エリア外調達電力量比率

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688者を当該事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の需要電力にて占められている。

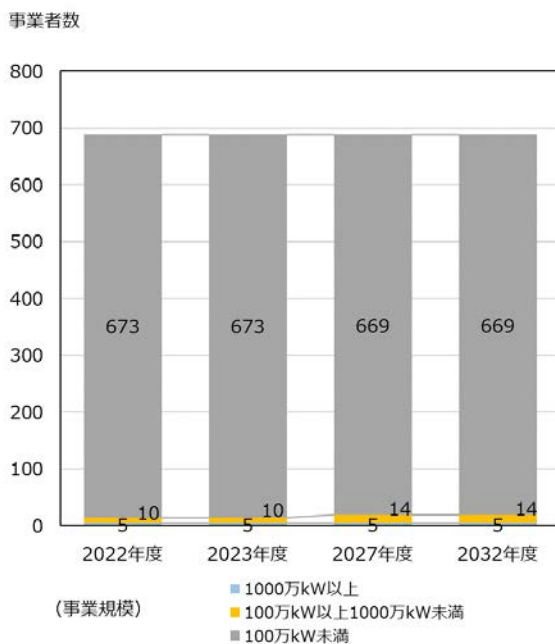


図6-1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

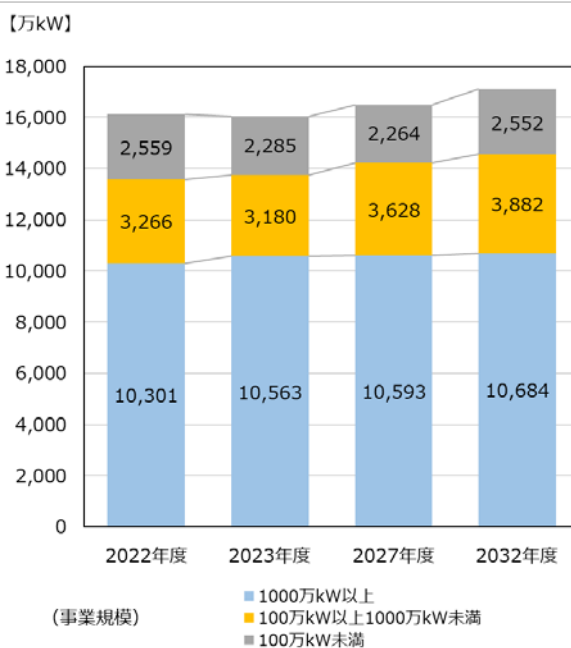


図6-2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

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。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の需要電力量にて占められている。

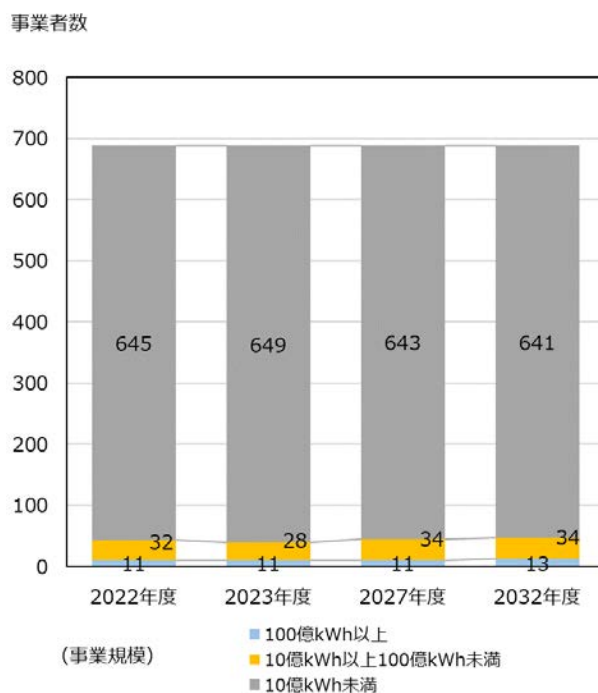


図6-3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

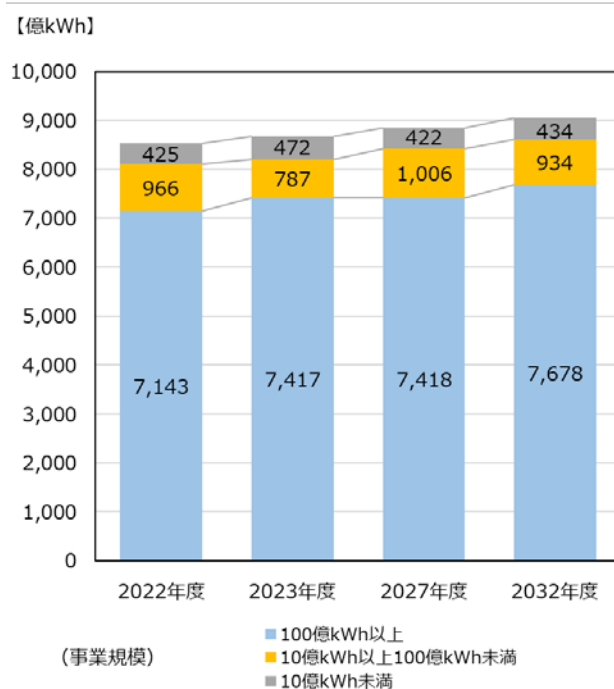


図6-4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2023年度において、小売供給を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2023年度時点で小売供給の計画を計上していない事業者（138者）を除いて集計している。半数程度の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

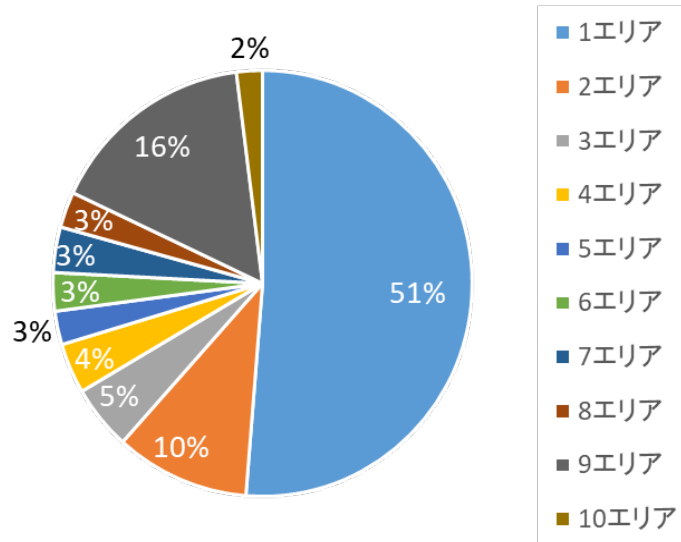


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

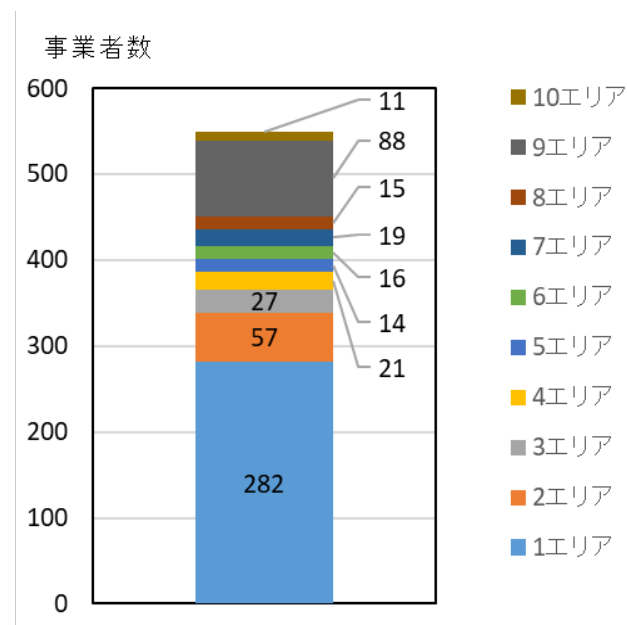
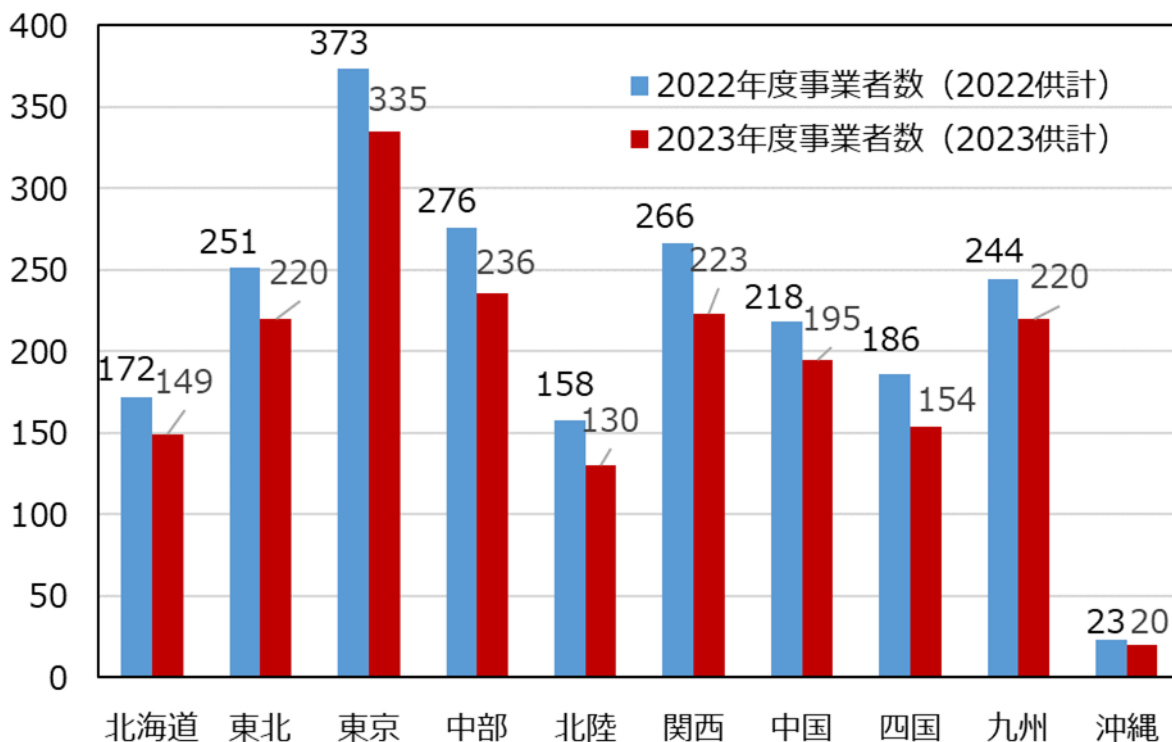


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2023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。

卸電力市場価格の高騰等により市場に依存するビジネスモデルにおいては、小売電気事業者からの撤退や縮小が相次いでいるとの分析⁵²もあり、全てのエリアで小売電気事業者数は減少している。

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
2023年度エリア需要	416	1,338	5,499	2,455	495	2,741	1,043	497	1,537	161

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

⁵² 参考：第55回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/055_03_01.pdf

(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。

2022年度から旧一般電気事業者の発電部門が卸標準メニューに基づく取引を開始しており、同グループの小売部門に対しても2024年度以降の契約量が確定していない等の理由から、旧一般電気事業者の小売部門においても、確保済供給力比率が低下していく。

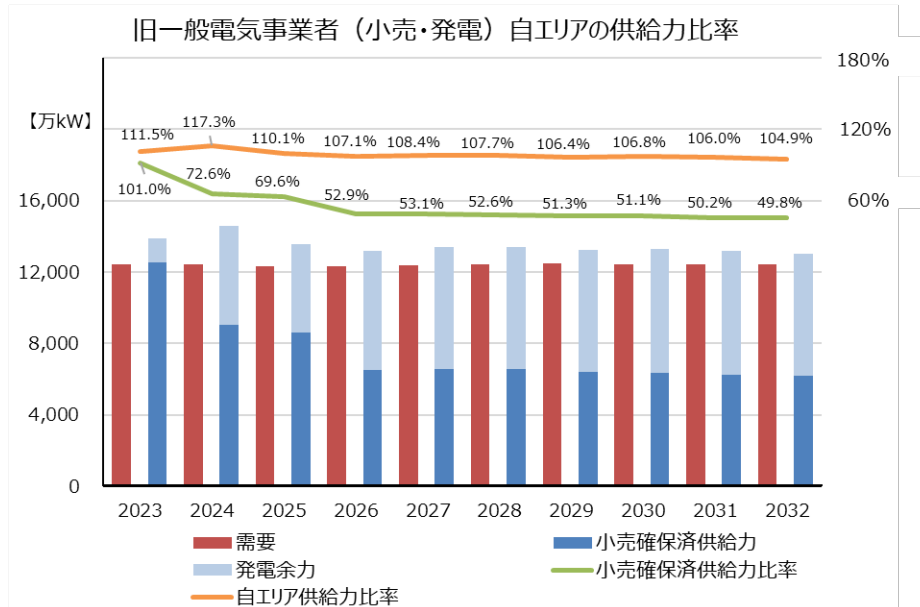


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力⁵³比率（8月15時、送電端）

旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する需要及びその他新電力の需要と、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。

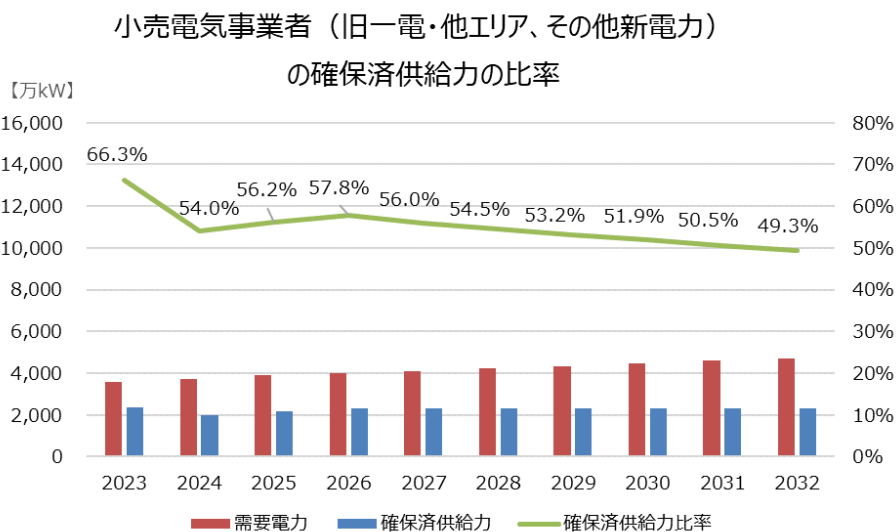


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

⁵³ 小売確保済供給力に、自グループの発電余力を加えたもの。

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者1,040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。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の供給電力にて占められている。

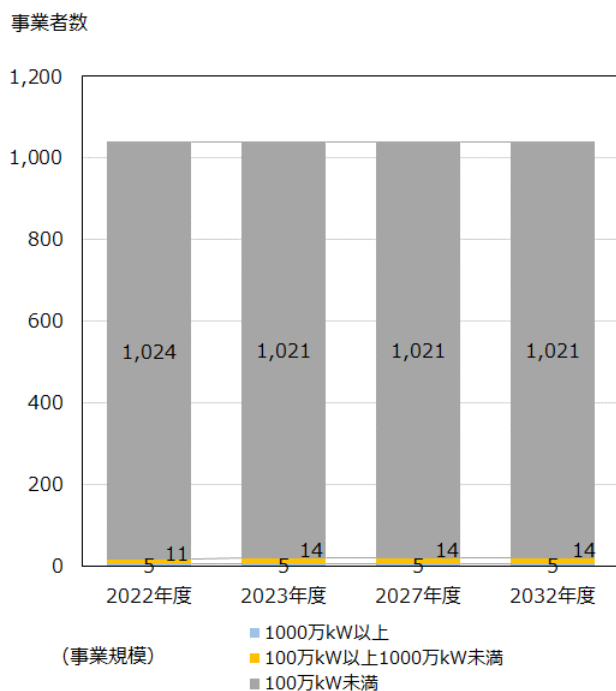


図6-10 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

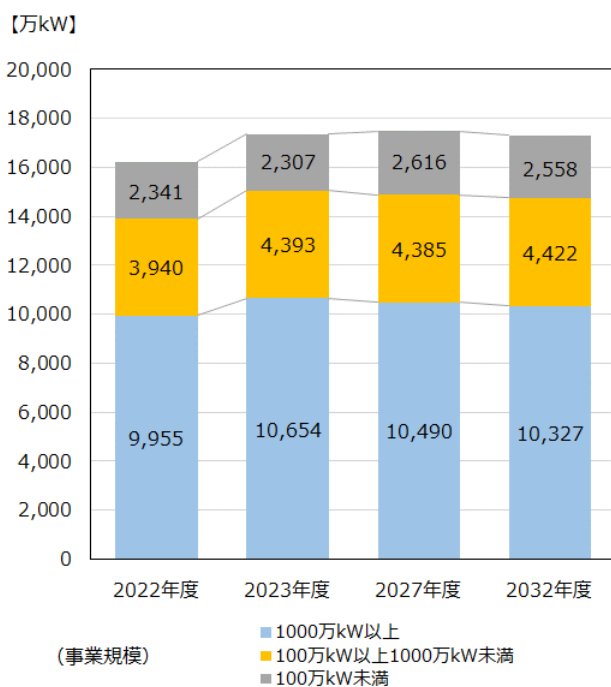


図6-11 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

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。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の供給電力量にて占められている。

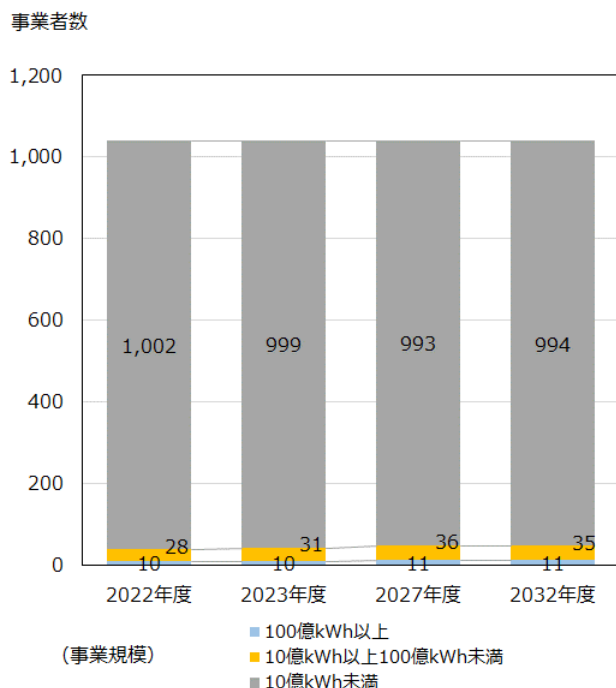


図6-12 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

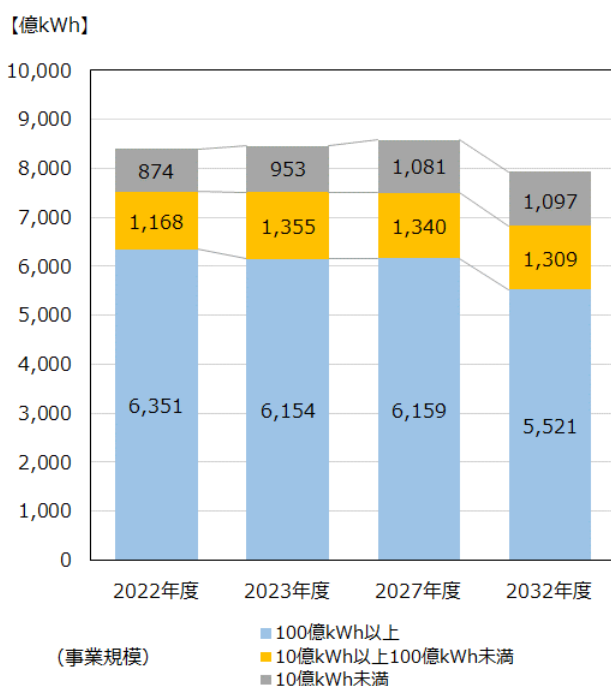
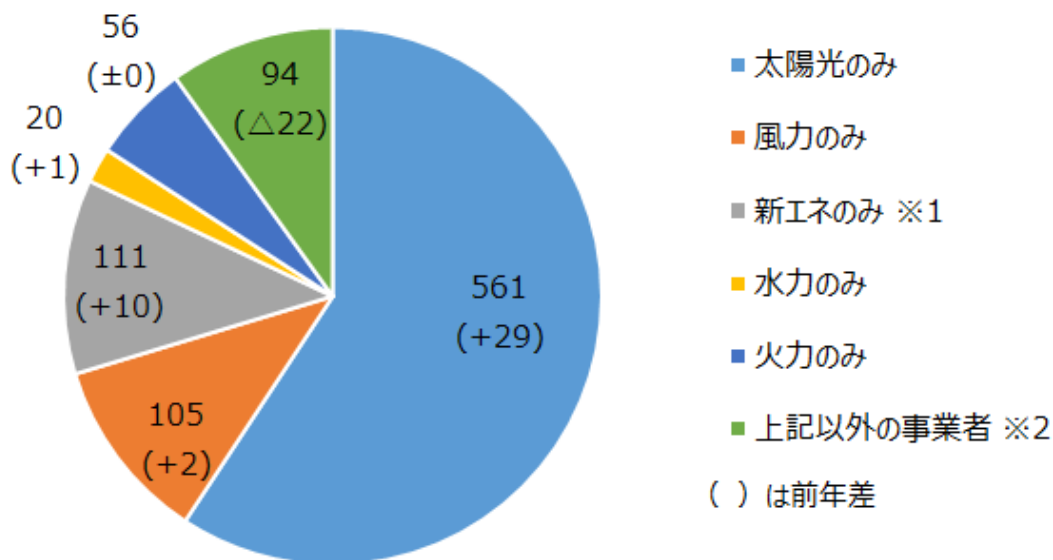


図6-13 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、当該発電事業者が2023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、2023年度内に保有設備を計上していない事業者（93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うかがえる。



※1：太陽光・風力以外の新エネ電源のみ（地熱のみ・バイオマスのみ・廃棄物のみ）保有、または太陽光・風力含む複数種類の新エネ電源のみ保有事業者が対象

※2：火力と新エネ（バイオマス等）の混焼設備のみ保有事業者も含む

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

2023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、2023年8月時点で保有設備を計上していない事業者（115者）を除いて集計している。

8割程度の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

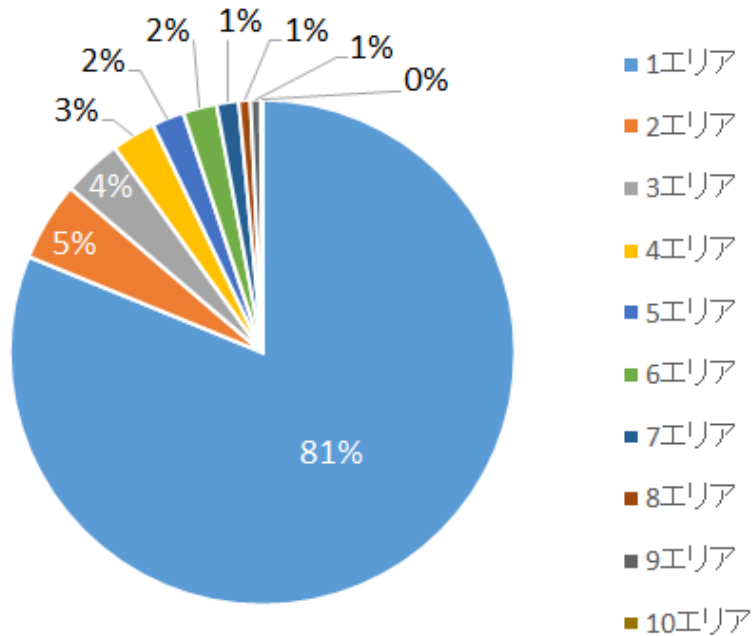


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

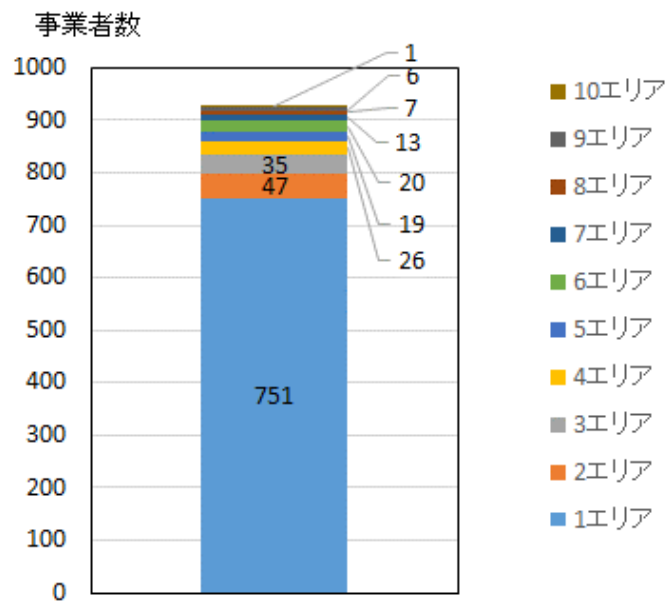
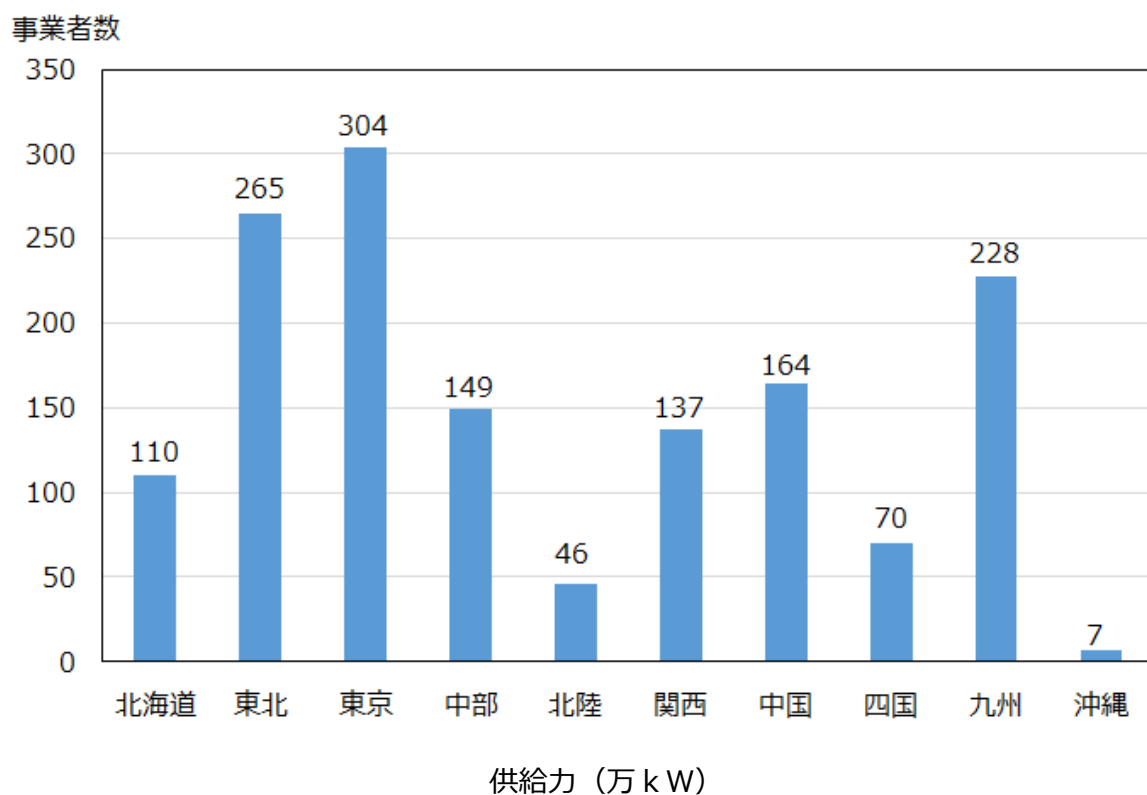


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2023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。



北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
525	1,972	4,957	2,526	544	2,858	1,083	765	1,922	203

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

○ 供給計画における容量市場での落札／非落札電源の動向と諸課題

今般の2023年度供給計画の取りまとめが、容量市場の実需給年度（2024年度）の前年に当たることもあり、容量市場と供給計画との関係について、最新の動向も踏まえて以下に考察する。

容量市場のメインオークションにおいて非落札となった電源について、メインオークションの結果をもって「供給力として不要」と見立て、供給計画において「休廃止」とする事業者行動を示唆する傾向が見受けられた。2020年度から開始し、既に3回実施した容量市場メインオークションでの落札、非落札の結果を、LNG火力と石炭火力に着目して比較すると、図7-1のとおりであり、非落札となったLNG火力が増加しており、休廃止しているLNG火力が増加している一方で、石炭火力の非落札が少なく、石炭火力の休廃止が少ない傾向となっている。

本機関としては、供給計画のヒアリング等を通じて、同市場のメインオークション以降の需要増加や電源退出等を踏まえた追加オークションでの約定機会や、落札電源のトラブルに対応するための差替え等の活用、卸電力市場や相対契約など容量市場以外での活用等も考えられることから、休廃止には慎重な判断をするよう再考を促している状況である。

また、事業者が将来的な供給力の提供を想定して入札し落札されている電源の中にも、設備トラブル等により容量市場での義務履行が難しいケースなども含め、「退出」の申出がある状況である。このような電源退出が特定のエリアに偏在することで当該エリアだけが供給力不足に陥る危惧もあり、その場合には必要な供給力を確保するための適切な措置を検討する必要がある。

それらの動きに対応して、本機関としては、調達必要量の再評価をもとに追加オークションの実施要否について検討していくが、供給力確保の促進という容量市場に期待される機能を適正に発揮させるためには、今後、いたずらに電源退出が多発しないよう、その未然防止などの環境整備や、万一の不測の状況に対する備えが必要と考える。

そのため、国においては、発電事業者に求められる行動に対する適切な監視と指導に加え、必要に応じた制度面での手当てや措置が期待される。

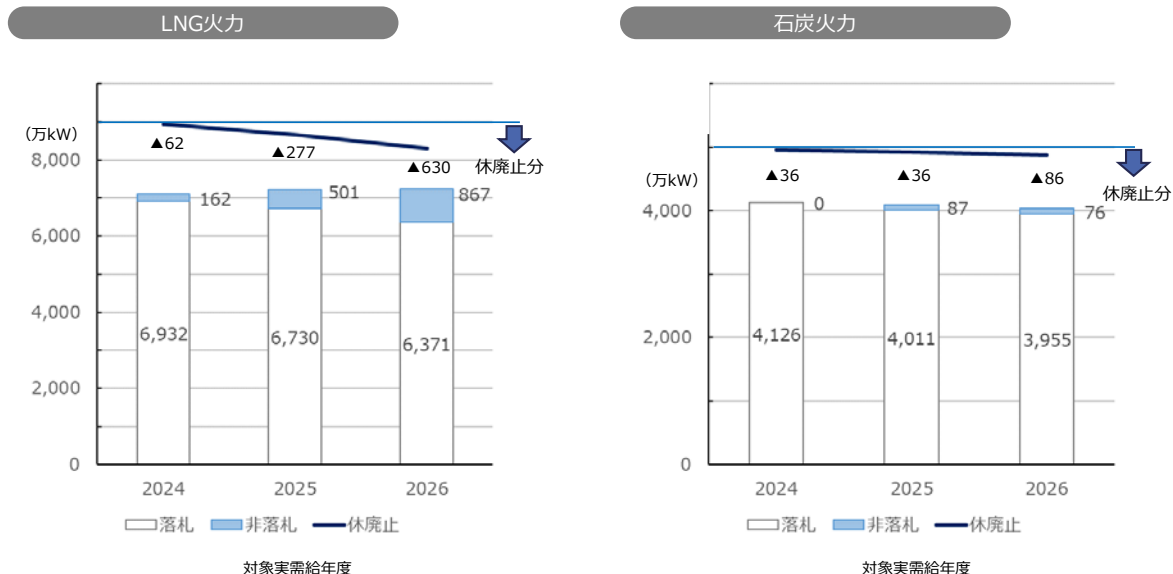


図7-1 容量市場メインオークションにおけるLNG火力と石炭火力の落札量・非落札量及び2023年度供給計画に基づく休廃止の設備量（2024年度からの累計値）

○ 長期的な電源確保とカーボンニュートラル実現に係る課題

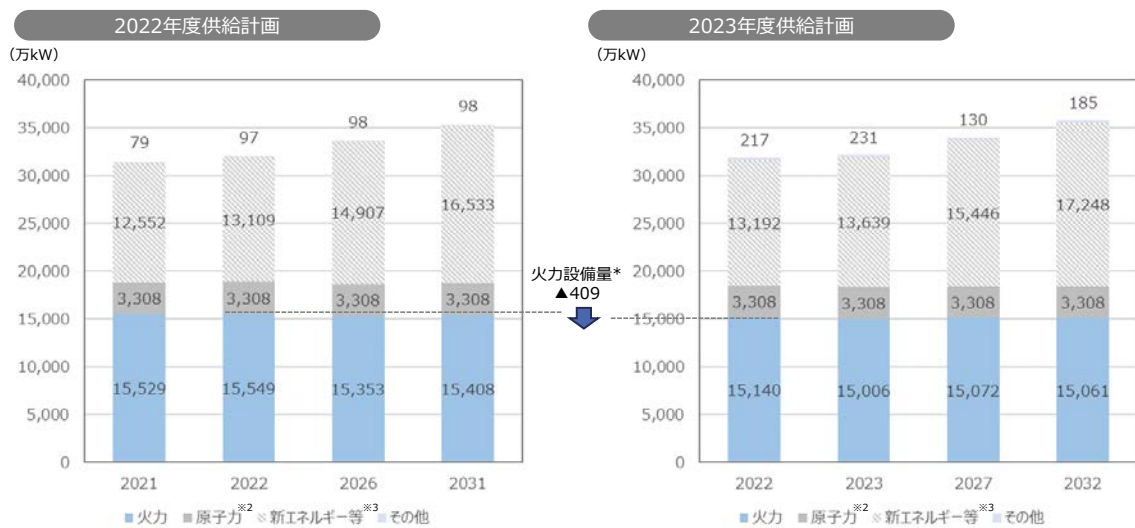
毎年の供給計画の取りまとめにおいては、電源構成の変化に関する分析を行っており、2022年度供給計画と今回を比較すると、図7-2のとおり、原子力電源に変化はなく、新エネルギー等電源は増加している。一方で、火力電源に着目し、長期の電源開発及び休廃止計画の動向を踏まえると、減少していく傾向である。

10年先までの「新增設」と「休廃止」の設備量を相殺した累計データについて、2022年度供給計画と今回のものとを比較して図7-3に示す。いずれも「新增設」は2025年度頃まで増加するものの、以降の増加はなく、「休廃止」は基本的に年々増加することから、相殺した設備量は順次減少していくことが読み取れる。その内訳としては、火力電源の新增設はほとんど計画されておらず、LNG火力の休廃止が増加していく一方で、石炭火力の休廃止がほとんどない傾向にあり、特に、2023年度供給計画において2026年度にLNG火力の休廃止が増加していることが見受けられる。この傾向は、前項で述べた「非落札の石炭火力」が少ない一方で「非落札のLNG火力」が多く、「非落札のLNG火力」における休廃止の影響を受けたものとも推察される。今後、この動向が継続するとLNG火力の休廃止が進み、また、将来的には2050年カーボンニュートラル実現に向けた非効率石炭火力の退出が加速すると、安定供給の確保について懸念が出る可能性がある。

そのため、本機関としては、カーボンニュートラルの実現にも資する計画的な電源投資の基礎となる10年超の長期電力需給の見直し検討への貢献や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションをはじめとする対応策について、国と連携し検討していく予定である。

同時に、そのような電源確保の仕組みだけでなく、水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料の安定的かつ継続的な確保のため、製造や輸送及び貯蔵に係るサプライチェーンの構築が不可欠となるが、その点では、個別の企業努力だけでは難しいとの意見が事業者から多く寄せられた。

そのため、長期脱炭素電源オークションの実効性を確保するため、国においては、脱炭素電源の新設や燃料転換などの諸施策と整合の取れた水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料のサプライチェーン構築に向けて、政策的な観点からの支援を期待するものである。



*2022年度供給計画の2022年度と2023年度供給計画の2022年度の比較

※1 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必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後の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 太陽光・風力は、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見直しを立てて計上

図7-2 設備容量^{※1}（全国合計）

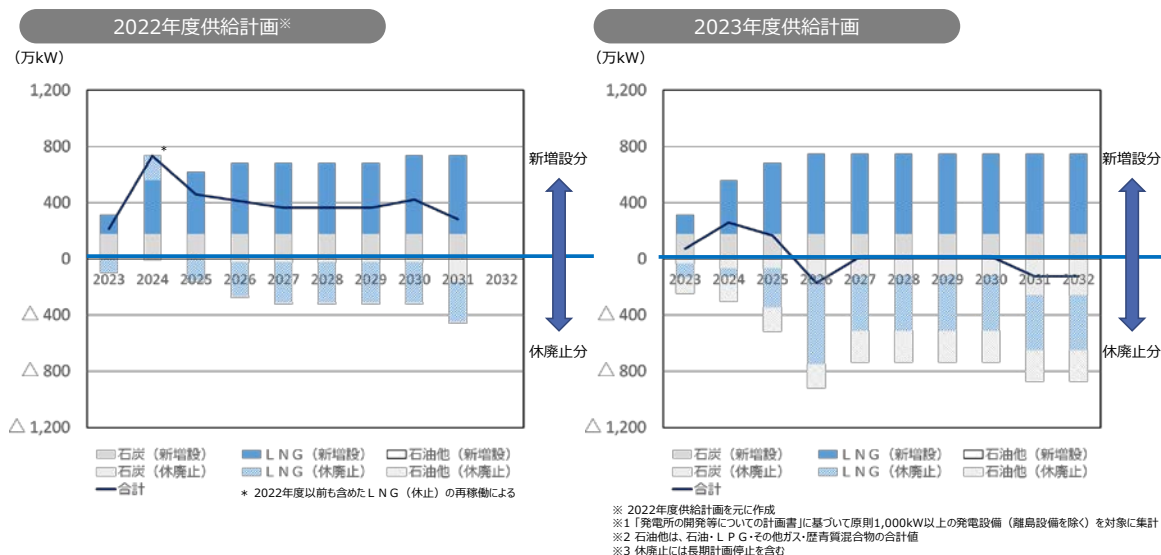


図7-3 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2023年度からの累計値）

○ 2024年度以降の供給計画の在り方

2024年度には、容量市場の実需給年度を迎え、また、調整力（電源Ⅰ、電源Ⅰ′、電源Ⅱ等）公募から需給調整市場へ全面的に移行⁵⁴することから、供給計画における「小売」、「発電」の各電気事業者を確認する事項や、その評価内容にも変化が生じてくるものと思われる。

1) 小売電気事業について

これまで、小売電気事業者に対して、計画段階での供給能力確保義務の観点から、その確保の状況（相対調達、市場調達などの計画）を確認することとしていた。しかしながら、2024年度以降は、日本全体⁵⁵で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保されることとなるため、供給能力確保義務の観点からは、個々の小売電気事業者の確保状況を詳細に確認する意味合いは薄れていく。

加えて、旧一般電気事業者の発電部門からの卸供給の契約手続きでは、内外無差別の観点から、同グループの小売部門と新電力小売との間での取扱いに差を生じないようにするため、長期的な契約は勿論のこと、供給計画の提出時点では2年目以降の確保量が確定しない可能性が高くなっており、その傾向は2023年度供給計画においても見受けられるものであった。

一方で、個別の小売電気事業者における事業継続性及び行動特性の把握や評価分析の観点、また、小売への卸供給の形態変化が発電事業者の計画的な燃料調達へ与える影響評価の観点からは、供給計画において小売と発電の短期・長期の相対契約の状況を把握することに一定の効果が期待できるものであり、その点も考慮する必要がある。

そのため本機関としては、小売電気事業者の調達済の供給力について、上記の観点からの状況把握に努めるとともに、電気事業者以外からの調達量や小売電気事業者が活用するディマンドリスポンスの確保量等も含めて、需給バランス評価における扱いを検討していく予定である。国においても、小売電気事業者をとりまく事業環境の変化にも配慮しつつ、供給計画の届出様式の見直し等の対応を検討いただきたい。

⁵⁴ 沖縄エリアにおいては、需給調整市場は開設されておらず、調整力公募が継続する

⁵⁵ 沖縄エリアや離島を除く

2) 発電事業について

発電事業者に対しては、保有する供給力、調整力等の把握について、これまで以上に精緻化、高度化が求められる。特に、2024年度以降、調整力公募から需給調整市場へ全面的に移行し、調整力の確保も実需給に近い断面で効率的かつ確実な確保を図ることになる一方、年間段階の調整力の確保状況については、これまでのようには把握できなくなる。加えて、必要な調整力は、容量市場と需給調整市場を通じて確保、維持されることになるが、至近3年間の容量市場のメインオークション結果から、調整機能ありの電源の落札量が減少している傾向も見受けられる⁵⁶。

容量市場、需給調整市場では、必要な供給力、調整力（調整余力）について、市場メカニズムを活用して、広域的、経済合理的に調達するものであるが、その仕組みが機能するためには、必要量を提供する設備が将来に亘って存在することが必要であり、供給計画の取りまとめにおいて、その確認を担えるような検討が必要である。

また、前述のとおり小売電気事業者との長期の相対契約が減少していく傾向の中で、発電事業者として、将来の相対契約や日本卸電力取引所（JEPX）での取引を見越した燃料調達（販売予定の発電電力量）について、将来の全国大での電力量不足による需給ひっ迫を回避するためにも、個々の発電事業者において適切に想定されているか、供給計画の取りまとめの中で確認することも重要な視点となる。

そのため本機関としては、発電設備の新增設や休廃止の動向、個別の発電設備の供給力や、調整力、発電電力量の把握に努めるとともに、今後の長期脱炭素電源オークションの導入で期待される揚水発電や蓄電池等の脱炭素型の調整力の活用⁵⁷も含めて、中長期的な調整力確保やその状況把握に向け、国や調整力の提供事業者を含む関係事業者とも連携しながら、必要な対策の検討を進めていく。

国においては、調整力の効率的な調達及び確保の在り方や、供給計画における各電気事業者が果たすべき役割を整理するとともに、供給計画の届出様式の見直しも含め、具体的な対応策の検討を期待するものである。

⁵⁶ 参考：容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2026年度）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2022/files/230222_mainauction_youryouyakujokekka_saikouhyou_jitsujukyu2026.pdf

⁵⁷ 参考：第56回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/056_04_02.pdf

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

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

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・・・ 別5

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2023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	397	355	356	409	416	387	390	444	481	498	495	453
東北	1,085	1,012	1,084	1,312	1,338	1,180	1,033	1,161	1,305	1,369	1,365	1,229
東京	3,846	3,717	4,281	5,499	5,499	4,650	3,827	4,020	4,469	4,884	4,884	4,337
東3社計	5,328	5,084	5,721	7,220	7,253	6,217	5,250	5,625	6,255	6,751	6,744	6,019
中部	1,799	1,807	2,019	2,455	2,455	2,208	1,879	1,902	2,159	2,342	2,342	2,050
北陸	386	352	404	495	495	438	373	410	476	518	518	452
関西	1,798	1,828	2,117	2,741	2,741	2,314	1,890	1,914	2,349	2,518	2,518	2,115
中国	757	747	835	1,043	1,043	931	770	836	1,013	1,037	1,037	902
四国	334	342	386	497	497	425	369	370	458	458	458	395
九州	1,000	1,048	1,203	1,537	1,537	1,320	1,109	1,152	1,393	1,454	1,454	1,223
中西6社計	6,074	6,123	6,964	8,768	8,768	7,636	6,390	6,584	7,848	8,327	8,327	7,137
9社合計	11,402	11,207	12,685	15,988	16,021	13,853	11,640	12,209	14,103	15,078	15,071	13,156
沖縄	107	130	154	157	158	160	138	118	101	109	103	98
10社合計	11,509	11,338	12,838	16,145	16,179	14,013	11,778	12,327	14,203	15,187	15,174	13,253

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	552	578	547	544	548	524	549	598	605	602	619	629
東北	1,282	1,297	1,411	1,664	1,764	1,630	1,373	1,486	1,640	1,684	1,678	1,592
東京	4,394	3,980	4,686	5,828	5,853	5,496	4,557	4,312	4,977	5,465	5,461	5,174
東3社計	6,228	5,856	6,643	8,036	8,165	7,649	6,479	6,395	7,223	7,751	7,757	7,395
中部	2,238	2,141	2,548	2,810	2,912	2,594	2,251	2,104	2,527	2,630	2,594	2,300
北陸	449	460	493	562	542	473	486	469	494	524	529	545
関西	2,199	2,164	2,482	2,983	3,111	2,716	2,030	2,112	2,628	2,827	2,821	2,565
中国	1,025	1,116	1,245	1,477	1,449	1,239	1,033	1,009	1,241	1,326	1,252	1,082
四国	454	491	603	711	727	623	575	507	561	634	644	653
九州	1,398	1,417	1,562	1,864	1,907	1,788	1,650	1,481	1,659	1,691	1,754	1,542
中西6社計	7,763	7,789	8,932	10,407	10,648	9,433	8,025	7,683	9,110	9,632	9,593	8,688
9社合計	13,991	13,644	15,576	18,443	18,813	17,083	14,504	14,078	16,333	17,383	17,350	16,083
沖縄	153	186	196	205	201	195	195	170	173	176	165	177
10社合計	14,143	13,830	15,772	18,648	19,014	17,278	14,700	14,248	16,506	17,559	17,515	16,260

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	155	223	191	135	132	137	159	154	124	104	124	176
東北	197	285	327	352	426	450	340	325	335	315	313	363
東京	548	263	405	329	354	846	730	292	508	581	577	837
東3社計	900	772	922	816	912	1,432	1,229	770	968	1,000	1,013	1,376
中部	439	334	529	355	457	386	372	202	368	288	252	250
北陸	63	109	89	67	47	35	114	59	18	6	11	93
関西	402	336	365	242	370	402	139	198	279	309	303	451
中国	268	369	410	434	406	308	263	173	228	289	215	180
四国	120	149	217	214	230	198	206	137	103	176	186	258
九州	398	369	359	327	370	468	541	329	266	237	300	319
中西6社計	1,689	1,665	1,969	1,639	1,880	1,798	1,635	1,099	1,262	1,305	1,266	1,551
9社合計	2,589	2,437	2,891	2,455	2,792	3,230	2,865	1,870	2,230	2,305	2,279	2,927
沖縄	46	55	43	48	43	35	57	52	73	67	62	80
10社合計	2,635	2,492	2,934	2,503	2,835	3,265	2,922	1,922	2,303	2,372	2,341	3,007

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	39.1%	62.9%	53.6%	33.1%	31.7%	35.3%	40.9%	34.7%	25.8%	20.9%	25.0%	38.7%
東北	18.1%	28.2%	30.2%	26.8%	31.9%	38.1%	32.9%	28.0%	25.7%	23.0%	22.9%	29.5%
東京	14.2%	7.1%	9.5%	6.0%	6.4%	18.2%	19.1%	7.3%	11.4%	11.9%	11.8%	19.3%
東3社計	16.9%	15.2%	16.1%	11.3%	12.6%	23.0%	23.4%	13.7%	15.5%	14.8%	15.0%	22.9%
中部	24.4%	18.5%	26.2%	14.4%	18.6%	17.5%	19.8%	10.6%	17.0%	12.3%	10.8%	12.2%
北陸	16.4%	30.9%	22.0%	13.6%	9.5%	8.1%	30.5%	14.3%	3.9%	1.3%	2.1%	20.6%
関西	22.4%	18.4%	17.3%	8.8%	13.5%	17.4%	7.4%	10.4%	11.9%	12.3%	12.0%	21.3%
中国	35.4%	49.4%	49.1%	41.6%	38.9%	33.1%	34.1%	20.7%	22.5%	27.9%	20.7%	19.9%
四国	35.8%	43.7%	56.3%	43.1%	46.2%	46.7%	55.9%	37.0%	22.5%	38.3%	40.5%	65.4%
九州	39.8%	35.2%	29.8%	21.3%	24.1%	35.5%	48.8%	28.6%	19.1%	16.3%	20.6%	26.1%
中西6社計	27.8%	27.2%	28.3%	18.7%	21.4%	23.5%	25.6%	16.7%	16.1%	15.7%	15.2%	21.7%
9社合計	22.7%	21.7%	22.8%	15.4%	17.4%	23.3%	24.6%	15.3%	15.8%	15.3%	15.1%	22.2%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%
10社合計	22.9%	22.0%	22.9%	15.5%	17.5%	23.3%	24.8%	15.6%	16.2%	15.6%	15.4%	22.7%

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

8%未満

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

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.4%	46.4%	50.8%	24.0%	25.3%	36.4%	27.1%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.4%
東北	16.4%	16.0%	21.3%	18.2%	24.1%	36.4%	25.2%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.1%
東京	16.4%	12.0%	12.3%	8.7%	9.7%	18.9%	22.0%	8.5%	15.0%	15.3%	15.0%	21.1%
中部	26.8%	24.8%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.1%
北陸	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
関西	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
中国	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
四国	26.8%	27.5%	28.1%	18.9%	22.4%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	39.4%
九州	33.0%	30.2%	28.1%	18.7%	20.8%	29.9%	44.7%	23.3%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%

：8%以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表（別） 1－6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	107	130	156	158	161	160	138	118	101	109	103	98
供給力	156	190	199	208	205	203	199	175	176	177	167	180
供給予備力	49	60	44	50	44	43	61	57	75	69	64	82
供給予備率	46.2%	45.9%	28.0%	31.5%	27.2%	27.0%	44.0%	48.2%	74.7%	63.2%	61.8%	84.1%

○ 2024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	398	356	357	410	417	388	391	445	482	499	496	454
東北	1,081	1,009	1,080	1,308	1,334	1,177	1,031	1,158	1,302	1,366	1,362	1,226
東京	3,859	3,730	4,296	5,514	5,514	4,665	3,839	4,033	4,480	4,895	4,895	4,349
東3社計	5,338	5,095	5,733	7,232	7,265	6,230	5,261	5,636	6,264	6,760	6,753	6,029
中部	1,809	1,818	2,031	2,470	2,470	2,221	1,890	1,913	2,172	2,356	2,356	2,062
北陸	385	350	403	493	493	436	373	410	476	518	518	452
関西	1,832	1,862	2,157	2,751	2,751	2,358	1,926	1,950	2,394	2,527	2,527	2,154
中国	757	747	835	1,043	1,043	931	770	836	1,013	1,037	1,037	902
四国	333	342	385	495	495	424	368	369	456	456	456	394
九州	1,002	1,051	1,206	1,541	1,541	1,323	1,112	1,155	1,397	1,458	1,458	1,226
中西6社計	6,117	6,170	7,016	8,793	8,793	7,693	6,439	6,633	7,907	8,352	8,352	7,190
9社合計	11,455	11,265	12,749	16,025	16,058	13,923	11,700	12,269	14,171	15,112	15,105	13,219
沖縄	108	131	155	158	159	161	139	119	101	109	104	99
10社合計	11,563	11,396	12,904	16,183	16,217	14,083	11,838	12,387	14,272	15,221	15,209	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	510	542	521	512	584	555	537	583	631	615	622	574
東北	1,425	1,451	1,437	1,701	1,736	1,513	1,369	1,430	1,618	1,662	1,649	1,549
東京	4,603	4,423	4,773	6,217	6,233	5,906	4,452	4,383	5,787	5,905	5,922	5,619
東3社計	6,538	6,416	6,731	8,431	8,553	7,974	6,358	6,395	8,037	8,182	8,193	7,742
中部	2,227	2,359	2,688	2,997	3,016	2,659	2,338	2,321	2,618	2,684	2,705	2,442
北陸	528	452	463	591	573	527	463	489	528	542	542	545
関西	2,411	2,451	2,699	3,162	3,232	3,038	2,499	2,549	2,959	2,878	2,909	2,596
中国	1,001	1,040	1,126	1,396	1,482	1,307	1,148	1,115	1,255	1,362	1,318	1,277
四国	593	616	694	697	690	613	599	611	656	677	674	630
九州	1,370	1,393	1,573	1,776	1,796	1,628	1,476	1,424	1,691	1,730	1,709	1,560
中西6社計	8,129	8,312	9,242	10,619	10,789	9,772	8,522	8,507	9,708	9,873	9,857	9,051
9社合計	14,667	14,728	15,973	19,050	19,342	17,747	14,880	14,902	17,745	18,055	18,050	16,793
沖縄	178	196	213	211	216	209	209	186	178	168	170	161
10社合計	14,844	14,924	16,187	19,261	19,558	17,956	15,089	15,089	17,923	18,223	18,220	16,954

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	112	186	164	102	167	167	146	138	149	116	126	120
東北	344	442	357	393	402	336	338	272	316	296	287	323
東京	744	693	477	703	719	1,241	613	350	1,307	1,010	1,027	1,270
東3社計	1,200	1,321	998	1,199	1,288	1,744	1,097	759	1,773	1,422	1,440	1,713
中部	418	541	657	527	546	438	448	408	446	328	349	380
北陸	143	102	60	98	80	91	90	79	52	24	24	93
関西	580	589	542	411	481	680	573	599	565	351	382	442
中国	244	293	291	353	439	376	378	279	242	325	281	375
四国	260	274	309	202	195	189	231	242	200	221	218	236
九州	368	342	367	235	255	305	364	269	294	272	251	334
中西6社計	2,012	2,141	2,226	1,826	1,996	2,080	2,084	1,875	1,801	1,521	1,505	1,861
9社合計	3,212	3,462	3,224	3,025	3,284	3,824	3,181	2,634	3,574	2,943	2,945	3,574
沖縄	70	65	59	53	56	48	70	68	77	59	66	63
10社合計	3,281	3,527	3,283	3,078	3,341	3,873	3,251	2,701	3,651	3,002	3,011	3,636

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	28.1%	52.4%	46.0%	25.0%	40.2%	43.1%	37.4%	30.9%	31.0%	23.2%	25.5%	26.5%
東北	31.9%	43.8%	33.0%	30.1%	30.1%	28.6%	32.8%	23.5%	24.3%	21.7%	21.0%	26.3%
東京	19.3%	18.6%	11.1%	12.8%	13.0%	26.6%	16.0%	8.7%	29.2%	20.6%	21.0%	29.2%
東3社計	22.5%	25.9%	17.4%	16.6%	17.7%	28.0%	20.9%	13.5%	28.3%	21.0%	21.3%	28.4%
中部	23.1%	29.8%	32.4%	21.3%	22.1%	19.7%	23.7%	21.3%	20.5%	13.9%	14.8%	18.4%
北陸	37.3%	29.1%	15.0%	20.0%	16.2%	20.8%	24.2%	19.2%	11.0%	4.7%	4.6%	20.6%
関西	31.7%	31.6%	25.1%	14.9%	17.5%	28.9%	29.7%	30.7%	23.6%	13.9%	15.1%	20.5%
中国	32.2%	39.3%	34.9%	33.8%	42.1%	40.4%	49.1%	33.4%	23.9%	31.3%	27.1%	41.6%
四国	77.9%	80.1%	80.2%	40.8%	39.4%	44.6%	62.7%	65.6%	44.0%	48.4%	47.7%	60.0%
九州	36.7%	32.6%	30.4%	15.2%	16.6%	23.1%	32.8%	23.3%	21.1%	18.6%	17.2%	27.3%
中西6社計	32.9%	34.7%	31.7%	20.8%	22.7%	27.0%	32.4%	28.3%	22.8%	18.2%	18.0%	25.9%
9社合計	28.0%	30.7%	25.3%	18.9%	20.5%	27.5%	27.2%	21.5%	25.2%	19.5%	19.5%	27.0%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%
10社合計	28.4%	30.9%	25.4%	19.0%	20.6%	27.5%	27.5%	21.8%	25.6%	19.7%	19.8%	27.3%

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

8%未満

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

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

：8%以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表 (別) 1-12 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	108	131	157	159	162	161	139	119	101	109	104	99
供給力	182	200	216	214	220	217	213	191	180	169	171	164
供給予備力	74	69	59	55	58	56	74	73	79	60	68	65
供給予備率	68.7%	52.7%	37.9%	34.5%	35.5%	35.1%	53.2%	61.1%	78.3%	55.1%	65.2%	66.3%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2023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】

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	416	417	417	417	417	417	417	417	417	417
東北	1,338	1,334	1,330	1,325	1,320	1,315	1,311	1,306	1,301	1,296
東京	5,499	5,514	5,509	5,503	5,496	5,490	5,483	5,475	5,467	5,459
東3社計	7,253	7,265	7,256	7,245	7,233	7,222	7,211	7,198	7,185	7,172
中部	2,455	2,470	2,461	2,452	2,443	2,434	2,424	2,414	2,405	2,395
北陸	495	493	492	491	489	488	487	486	484	483
関西	2,741	2,751	2,745	2,735	2,726	2,718	2,710	2,701	2,691	2,683
中国	1,043	1,043	1,042	1,041	1,039	1,038	1,037	1,036	1,034	1,033
四国	497	495	493	490	487	485	482	480	477	474
九州	1,537	1,541	1,538	1,535	1,531	1,527	1,523	1,518	1,513	1,508
中西6社計	8,768	8,793	8,771	8,744	8,715	8,690	8,663	8,635	8,604	8,576
9社合計	16,021	16,058	16,027	15,989	15,948	15,912	15,874	15,833	15,789	15,748
沖縄	158	159	163	164	165	166	167	168	169	170
10社合計	16,179	16,217	16,190	16,152	16,113	16,078	16,041	16,000	15,958	15,918

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

【万kW】

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	548	584	539	611	589	606	611	617	612	612
東北	1,764	1,736	1,622	1,659	1,660	1,670	1,686	1,695	1,718	1,746
東京	5,853	6,233	6,002	5,776	5,926	5,953	5,962	5,974	5,976	5,936
東3社計	8,165	8,553	8,163	8,046	8,175	8,229	8,259	8,286	8,306	8,293
中部	2,912	3,016	2,755	2,705	2,774	2,773	2,775	2,777	2,646	2,650
北陸	542	573	576	586	575	579	585	585	589	592
関西	3,111	3,232	2,906	2,908	2,912	2,901	2,905	2,905	2,908	2,821
中国	1,449	1,482	1,384	1,329	1,324	1,320	1,324	1,324	1,329	1,323
四国	727	690	668	675	676	674	675	681	681	683
九州	1,907	1,796	1,640	1,703	1,664	1,661	1,666	1,714	1,718	1,726
中西6社計	10,648	10,789	9,928	9,906	9,925	9,907	9,929	9,986	9,871	9,794
9社合計	18,813	19,342	18,091	17,952	18,100	18,136	18,188	18,272	18,177	18,087
沖縄	201	216	221	211	226	226	226	214	226	226
10社合計	19,014	19,558	18,312	18,163	18,326	18,363	18,414	18,487	18,404	18,313

※沖縄エリアの2023年度及び2024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】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	498	499	499	499	499	499	499	499	499	499
東北	1,369	1,366	1,361	1,356	1,351	1,346	1,342	1,336	1,331	1,327
北陸	518	518	518	518	517	517	517	517	517	516

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	602	615	632	617	599	614	617	622	618	618
東北	1,687	1,662	1,707	1,708	1,706	1,720	1,735	1,747	1,770	1,799
北陸	524	542	589	597	586	590	594	596	599	602

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】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
需要電力	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170
供給力	205	220	221	211	226	226	226	214	226	226
供給予備力	44	58	58	47	61	61	59	47	57	57
供給予備率	27.2%	35.5%	35.4%	28.8%	37.3%	36.6%	35.6%	27.8%	34.0%	33.3%

2023年3月30日
電力広域的運営推進機関

2023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

2023年度の供給計画の取りまとめに当たって、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. 供給計画における容量市場での落札／非落札電源の動向と諸課題

今般の2023年度供給計画の取りまとめが、容量市場の実需給年度（2024年度）の前年に当たることもあり、容量市場と供給計画との関係について、最新の動向も踏まえて以下に考察する。

容量市場のメインオークションにおいて非落札となった電源について、メインオークションの結果をもって「供給力として不要」と見立て、供給計画において「休廃止」とする事業者行動を示唆する傾向が見受けられた。2020年度から開始し、既に3回実施した容量市場メインオークションでの落札、非落札の結果を、LNG火力と石炭火力に着目して比較すると、図1のとおりであり、非落札となったLNG火力が増加しており、休廃止しているLNG火力が増加している一方で、石炭火力の非落札が少なく、石炭火力の休廃止が少ない傾向となっている。

本機関としては、供給計画のヒアリング等を通じて、同市場のメインオークション以降の需要増加や電源退出等を踏まえた追加オークションでの約定機会や、落札電源のトラブルに対応するための差替え等の活用、卸電力市場や相対契約など容量市場以外での活用等も考えられることから、休廃止には慎重な判断をするよう再考を促している状況である。

また、事業者が将来的な供給力の提供を想定して入札し落札されている電源の中にも、設備トラブル等により容量市場での義務履行が難しいケースなども含め、「退出」の申出がある状況である。このような電源退出が特定のエリアに偏在することで当該エリアだけが供給力不足に陥る危険もあり、その場合には必要な供給力を確保するための適切な措置を検討する必要がある。

それらの動きに対応して、本機関としては、調達必要量の再評価をもとに追加オークションの実施要否について検討していくが、供給力確保の促進という容量市場に期待される機能を適正に発揮させるためには、今後、いたずらに電源退出が多発しないよう、その未然防止などの環境整備や、万一の不測の状況に対する備えが必要と考える。

そのため、国においては、発電事業者に求められる行動に対する適切な監視と指導に加え、必要に応じた制度面での手当てや措置が期待される。

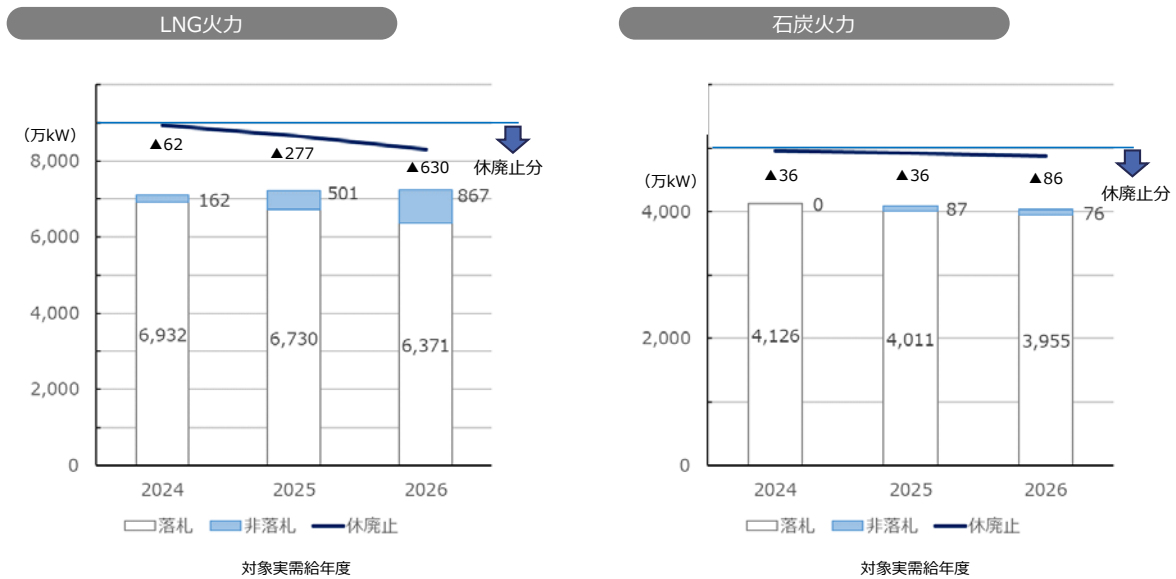


図1 容量市場メインオークションにおけるLNG火力と石炭火力の落札量・非落札量及び2023年度供給計画に基づく休廃止の設備量（2024年度からの累計値）

2. 長期的な電源確保とカーボンニュートラル実現に係る課題

毎年の供給計画の取りまとめにおいては、電源構成の変化に関する分析を行っており、2022年度供給計画と今回を比較すると、図2のとおり、原子力電源に変化はなく、新エネルギー等電源は増加している。一方で、火力電源に着目し、長期の電源開発及び休廃止計画の動向を踏まえると、減少していく傾向である。

10年先までの「新增設」と「休廃止」の設備量を相殺した累計データについて、2022年度供給計画と今回のものとを比較して図3に示す。いずれも「新增設」は2025年度頃まで増加するものの、以降の増加はなく、「休廃止」は基本的に年々増加することから、相殺した設備量は順次減少していくことが読み取れる。その内訳としては、火力電源の新增設はほとんど計画されておらず、LNG火力の休廃止が増加していく一方で、石炭火力の休廃止がほとんどない傾向にあり、特に、2023年度供給計画において2026年度にLNG火力の休廃止が増加していることが見受けられる。この傾向は、前項で述べた「非落札の石炭火力」が少ない一方で「非落札のLNG火力」が多く、「非落札のLNG火力」における休廃止の影響を受けたものとも推察される。今後、この動向が継続するとLNG火力の休廃止が進み、また、将来的には2050年カーボンニュートラル実現に向けた非効率石炭火力の退出が加速すると、安定供給の確保について懸念が出る可能性がある。

そのため、本機関としては、カーボンニュートラルの実現にも資する計画的な電源投資の基礎となる10年超の長期電力需給の見直し検討への貢献や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションをはじめとする対応策について、国と連携し検討していく予定である。

同時に、そのような電源確保の仕組みだけでなく、水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料の安定的かつ継続的な確保のため、製造や輸送及び貯蔵に係るサプライチェーンの構築が不可欠となるが、その点では、個別の企業努力だけでは難しいとの意見が事業者から多く寄せられた。

そのため、長期脱炭素電源オークションの実効性を確保するため、国においては、脱炭素電源の新設や燃料転換などの諸施策と整合の取れた水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料のサプライチェーン構築に向けて、政策的な観点からの支援を期待するものである。

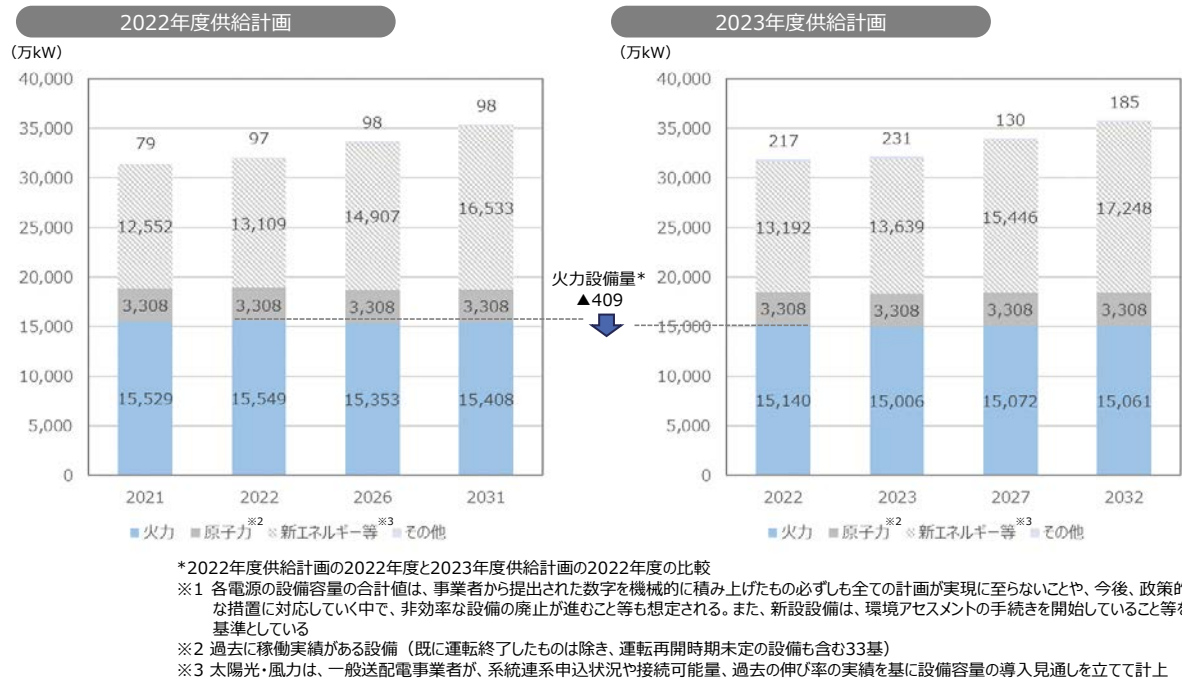


図2 設備容量^{※1} (全国合計)

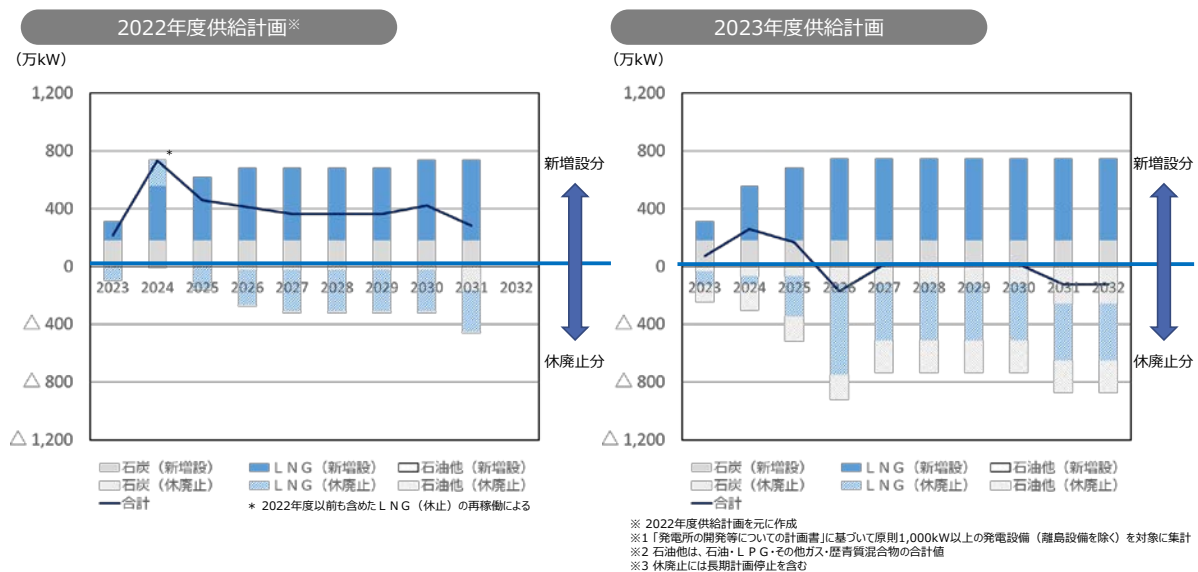


図3 長期の電源開発及び休廃止計画 (設備量ベース、2023年度からの累計値)

3. 2024年度以降の供給計画の在り方

2024年度には、容量市場の実需給年度を迎え、また、調整力 (電源Ⅰ、電源Ⅰ'、電源Ⅱ等) 公募から需給調整市場へ全面的に移行¹⁾することから、供給計画における「小売」、「発電」の各電気事業者を確認する事項や、その評価内容にも変化が生じてくるものと思われる。

1) 小売電気事業について

これまででは、小売電気事業者に対して、計画段階での供給能力確保義務の観点から、その確保

1 沖縄エリアにおいては、需給調整市場は開設されておらず、調整力公募が継続する

の状況（相対調達、市場調達などの計画）を確認することとしていた。しかしながら、2024年度以降は、日本全体²で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保されることとなるため、供給能力確保義務の観点からは、個々の小売電気事業者の確保状況を詳細に確認する意味合いは薄れていく。

加えて、旧一般電気事業者の発電部門からの卸供給の契約手続きでは、内外無差別の観点から、同グループの小売部門と新電力小売との間での取扱いに差を生じないようにするため、長期的な契約は勿論のこと、供給計画の提出時点では2年目以降の確保量が確定しない可能性が高くなっており、その傾向は2023年度供給計画においても見受けられるものであった。

一方で、個別の小売電気事業者における事業継続性及び行動特性の把握や評価分析の観点、また、小売への卸供給の形態変化が発電事業者の計画的な燃料調達へ与える影響評価の観点からは、供給計画において小売と発電の短期・長期の相対契約の状況を把握することに一定の効果が期待できるものであり、その点も考慮する必要がある。

そのため本機関としては、小売電気事業者の調達済の供給力について、上記の観点からの状況把握に努めるとともに、電気事業者以外からの調達量や小売電気事業者が活用するデマンドリスパンスの確保量等も含めて、需給バランス評価における扱いを検討していく予定である。国においても、小売電気事業者をとりまく事業環境の変化にも配慮しつつ、供給計画の届出様式の見直し等の対応を検討いただきたい。

2) 発電事業について

発電事業者に対しては、保有する供給力、調整力等の把握について、これまで以上に精緻化、高度化が求められる。特に、2024年度以降、調整力公募から需給調整市場へ全面的に移行し、調整力の確保も実需給に近い断面で効率的かつ確実な確保を図ることになる一方、年間段階の調整力の確保状況については、これまでのようには把握できなくなる。加えて、必要な調整力は、容量市場と需給調整市場を通じて確保、維持されることになるが、至近3年間の容量市場のメインオークション結果から、調整機能ありの電源の落札量が減少している傾向も見受けられる³。

容量市場、需給調整市場では、必要な供給力、調整力（調整余力）について、市場メカニズムを活用して、広域的、経済合理的に調達するものであるが、その仕組みが機能するためには、必要量を提供する設備が将来に亘って存在することが必要であり、供給計画の取りまとめにおいて、その確認を担えるような検討が必要である。

また、前述のとおり小売電気事業者との長期の相対契約が減少していく傾向の中で、発電事業者として、将来の相対契約や日本卸電力取引所（JEPX）での取引を見越した燃料調達（販売予定の発電電力量）について、将来の全国大での電力量不足による需給ひっ迫を回避するためにも、個々の発電事業者において適切に想定されているか、供給計画の取りまとめの中で確認することも重要な視点となる。

そのため本機関としては、発電設備の新增設や休廃止の動向、個別の発電設備の供給力や、調整力、発電電力量の把握に努めるとともに、今後の長期脱炭素電源オークションの導入で期待

² 沖縄エリアや離島を除く

³ 参考：容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2026年度）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2022/files/230222_mainauction_youryouyakujokekka_saikouhyou_jitsujukyu2026.pdf

される揚水発電や蓄電池等の脱炭素型の調整力の活用⁴も含めて、中長期的な調整力確保やその状況把握に向け、国や調整力の提供事業者を含む関係事業者とも連携しながら、必要な対策の検討を進めていく。

国においては、調整力の効率的な調達及び確保の在り方や、供給計画における各電気事業者が果たすべき役割を整理するとともに、供給計画の届出様式の見直しも含め、具体的な対応策の検討を期待するものである。

以 上

⁴ 参考：第56回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/056_04_02.pdf

2023年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

2023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2023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、本機関を經由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

また、2023年度供給計画取りまとめでは、2022年11月30日までに電気事業者となった者(1,812者)と、2022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(4者)の合計1,816者を対象に取りまとめを行った。

2023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	1,040
小売電気事業者	688
特定卸供給事業者	39
登録特定送配電事業者	29
特定送配電事業者	7
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,816

(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・配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)
② 一般送配電事業者・配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月24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(短期・長期)	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)	43
(4) 既設設備の高経年化の課題	46
V. 広域的運営の状況	47
VI. 電気事業者の特性分析	49
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	49
(2) 小売電気事業者のエリア展開	51
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	53

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	54
(5) 発電事業者のエリア展開	57
VII. その他	59
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	59
VIII. まとめ(2023年度供給計画の取りまとめ)	63
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別5

I. 電力需要想定

(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)

① 8月の最大3日平均電力¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、2022年度の実績及び2023、2024年度の見通し³を、表1-1に示す。

2023年度の見通し16,182万kWは、2022年度の気象補正⁴後の実績16,118万kWに対して、0.4%の増加となった。

また、2024年度の見通し16,220万kWは、2022年度の気象補正⁴後の実績に対して、0.6%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

2022年度 実績 (気象補正後)	2023年度 見通し	2024年度 見通し
16,118万kW	16,182万kW (+0.4%)※	16,220万kW (+0.6%)※

※2022年度実績(気象補正後)に対する増加率

② 2023年度及び2024年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2023年度及び2024年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2023年度)、表1-3(2024年度)に示す。

2023年度及び2024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 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	11,509	11,338	12,840	16,146	16,182	14,013
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,778	12,327	14,203	15,187	15,174	13,253

¹ 最大3日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力(1時間平均値)を上位から3日とり、それを平均した値をいう。

² エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の送配電設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大3日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第23条第5項の規定に基づき公表したもの。

³ 2023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、2022年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

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

表 1 - 3 2024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	11,563	11,396	12,906	16,184	16,220	14,083
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,838	12,387	14,272	15,221	15,209	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、2022年度の推定実績⁵及び2023年度の見通しを、表1-4に示す。

2023年度の見通し8,735億kWhは、2022年度の気象補正後の推定実績8,706億kWhに対して、0.3%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）

2022年度推定実績 （気象補正後）	2023年度見通し
8,706億kWh	8,735億kWh (+0.3%)※

※2022年度推定実績に対する増加率

⁵ 需要電力量の推定実績としては2022年4～10月の実績値及び2022年11月～2023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（2022年11月24日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2022年度は546.2兆円、2032年度は587.7兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2022年度は97.0、2032年度は103.5となり、年平均0.6%の増加となった。一方、人口は、2022年度は1億2,497万人、2032年度は1億1,824万人となり、年平均0.6%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2022年度	2032年度
国内総生産（実質GDP）	546.2兆円	587.7兆円 [+0.7%]※
鉱工業生産指数（IIP）	97.0	103.5 [+0.6%]※
人口	1億2,497万人	1億1,824万人 [▲0.6%]※

※2022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、2023年度、2027年度及び2032年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2032年度までの見通しを図1-1に示す。

2027年度の見通しは16,113万kW、2032年度の見通しは15,918万kWとなり、2022年度から2032年度まで年平均0.1%の減少となった。

2023・2024年度については経済活動の回復に伴い増加が続く一方、2025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影響が大きいと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2023年度 [再掲]	2027年度	2032年度
16,182万kW	16,113万kW [▲0.0%]※	15,918万kW [▲0.1%]※

※2022年度見通しに対する年平均増加率

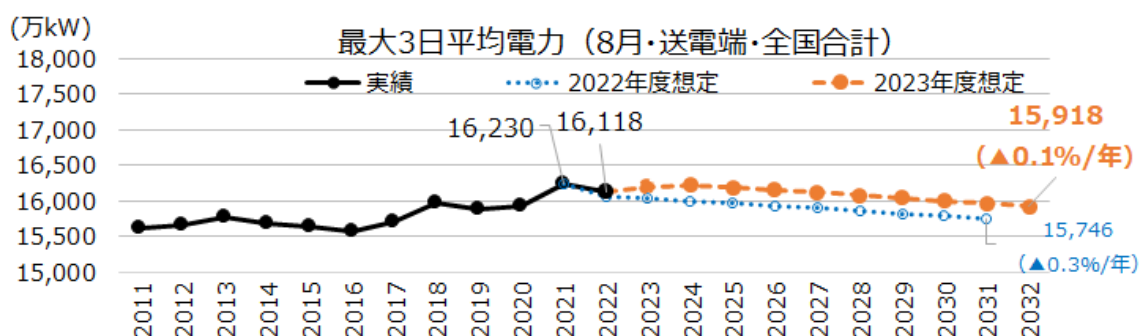


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

⁶ GDPは2015暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2023年度、2027年度及び2032年度の見通しを、表1-7に示す。

2027年度の見通しは8,700億kWh、2032年度の見通しは8,572億kWhとなり、2022年度から2032年度まで年平均0.2%の減少となっている。

2023年度については経済活動の回復に伴い増加する一方、2024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影響が大きいと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2023年度 [再掲]	2027年度	2032年度
8,735億kWh	8,700億kWh [▲0.0%]※	8,572億kWh [▲0.2%]※

※2022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年度供給計画より年間EUE基準（0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年）を適用することとなった⁸。

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

なお、第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等を見直す基本方針が整理されたものの、容量市場との整合を考慮する必要があり、従来の基準に基づき供給力対策を行ってきたこと等を踏まえ、本年度は従来の基準により評価を行うこととした⁹。

(参考) 年間EUEの特性

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

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

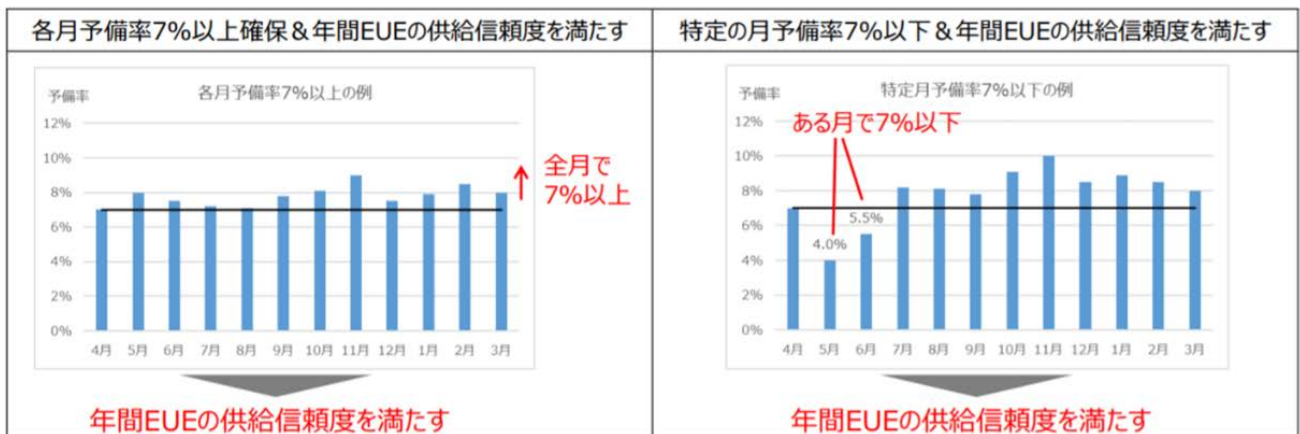


図2-1 年間EUEの特性

⁸ 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

⁹ 参考：第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_84_04.pdf

(2) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

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)では、2023年度の東京エリアにおいて、7・8・11月を中心に供給力不足が生じ、基準値(0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年)を超過している。

長期断面でも、電源の休止等により、北海道(2027年度)、東京(2025・2026年度)、九州(2025、2027～2029年度)、沖縄(2025・2026、2029～2032年度)で基準値を超過している。

表2-1 年間EUEの算定結果

(単位: kWh/kW・年)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	0.000	0.004	0.014	0.030	0.078	0.006	0.004	0.004	0.006	0.007
東北	0.001	0.000	0.002	0.012	0.004	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001
東京	0.049	0.011	0.056	0.184	0.047	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001
中部	0.000	0.000	0.004	0.011	0.002	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001
北陸	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	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	0.000	0.000	0.138	0.029	0.061	0.058	0.050	0.017	0.013	0.011
9エリア計	0.017	0.004	0.034	0.070	0.025	0.007	0.006	0.002	0.002	0.002
沖縄	0.042	0.026	0.677	1.722	0.473	0.491	0.563	1.715	0.651	0.696

(3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力¹⁰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¹¹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、運用実態を踏まえた必要予備力¹²と電源I'の発動基準¹³のうちの方を除外する供給力が最大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¹⁴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¹⁵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、2023年度供給計画届出書の記載要領（2022年11月：資源エネルギー庁）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。また、ベースロード市場取引等において、電気事業者間の送受が異なる場合には補正している。

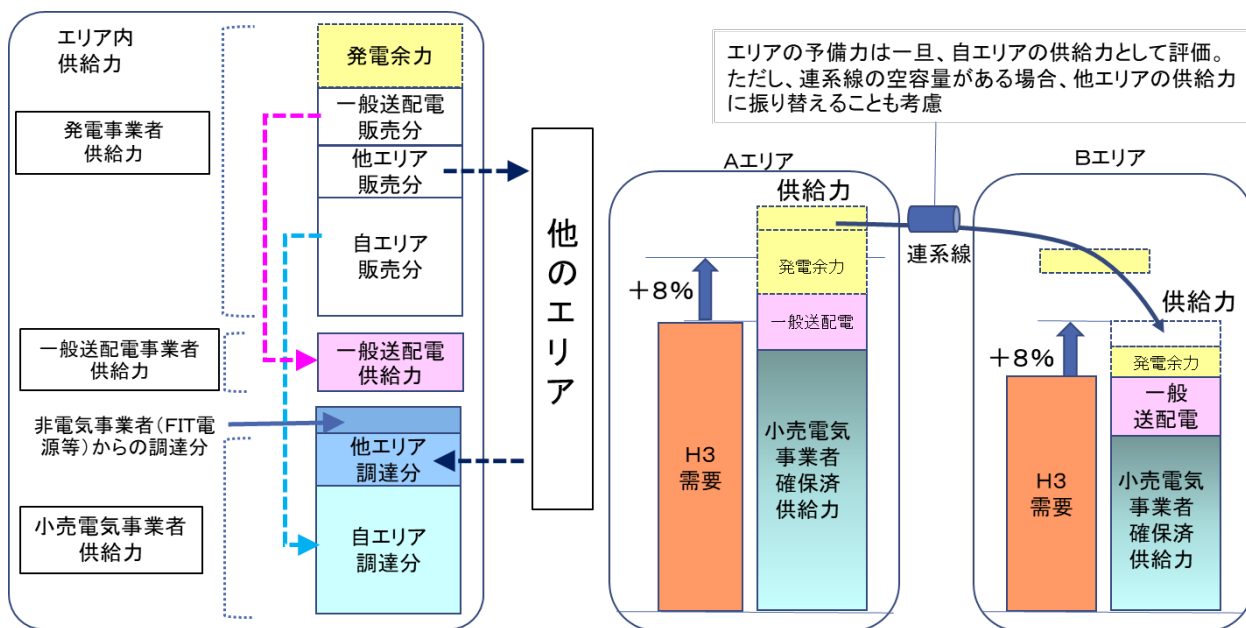


図2-2 需給バランス確認の概要

¹⁰ 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。

¹¹ 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。

¹² 参考：第74回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_74_03.pdf

¹³ 参考：2022年度電源I' 厳気象対応調整力募集要綱（沖縄電力株式会社）

https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/business/free/2022/ps1/dengen_tyousei_07.pdf

¹⁴ 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。

¹⁵ 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¹⁶ (2022年11月:資源エネルギー庁)」及び「2023年度供給計画届出書の記載要領¹⁷ (2022年11月:資源エネルギー庁)」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: 「2023～2032年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2023年3月1日:本機関)」¹⁸による。
- ②: 「2023・2024年度の連系線のマージン (年間)、マージンの設定の考え方及び確保理由 (2023年3月1日:本機関)」¹⁹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: 2023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) 2023年度、2024年度」等に基づき算定した月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①: 2023年度及び2024年度は、(短期断面) で設定した8月値、2025～2032年度は、「2023～2032年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2023年3月1日:本機関)」¹⁸による。
- ②: 2023年度及び2024年度は、(短期断面) で設定した8月値、2025～2032年度は、「2025～2032年度の連系線のマージン (長期)、マージンの設定の考え方及び確保理由 (2023年3月1日:本機関)」¹⁹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: 2023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) 2025～2032年度」等に基づき算定した年毎の8月15時断面の計画潮流値。

¹⁶ 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

¹⁷ 2023年度供給計画届出書の記載要領

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/kisai-youryo.pdf

¹⁸ 参考: 2023～2032年度の連系線の運用容量 (年間・長期) について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2022/230301_renkeisen_unyouyouryou.html

¹⁹ 参考: 2023～2032年度の連系線のマージン (年間・長期)、実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2022/230301_2023_2032_margin_kakuhoriyu.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²⁰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²¹。

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²²）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、一定程度あると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源を国の協力を得て調査した。

○2023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 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	23.4%	46.4%	50.8%	24.0%	25.3%	36.4%	27.1%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.4%
東北	16.4%	16.0%	21.3%	18.2%	24.1%	36.4%	25.2%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.1%
東京	16.4%	12.0%	12.3%	8.7%	9.7%	18.9%	22.0%	8.5%	15.0%	15.3%	15.0%	21.1%
中部	26.8%	24.8%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.1%
北陸	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
関西	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
中国	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
四国	26.8%	27.5%	28.1%	18.9%	22.4%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	39.4%
九州	33.0%	30.2%	28.1%	18.7%	20.8%	29.9%	44.7%	23.3%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

また、沖縄エリア²³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、「運用実態を踏まえた必要予備力：33.7万kW」を除いた場合の供給力²⁴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。

²⁰ 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、他エリアへ振替える量を算定しているため、振替え可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積られる評価）となっている。

²¹ 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

²² 参考：火力発電所環境アセスメント情報
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

²³ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²⁴ 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

表2-3 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	11.1%	16.7%	5.8%	9.1%	5.6%	1.0%	17.1%	15.8%	39.1%	30.8%	27.7%	46.9%

○2024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 2024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	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

※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

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

また、沖縄エリア²³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、「運用実態を踏まえた必要予備力：33.7万kW」を除いた場合の供給力²⁴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 2024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	33.6%	23.7%	16.1%	12.3%	14.3%	9.2%	26.4%	28.7%	42.8%	22.8%	31.2%	29.3%

② 供給力（kW）の補完的確認による2023年度電源補修量

図2-3において、2023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、2023年度供給計画における第1年度（2023年度）と2022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²⁵しており、2022年度供

²⁵ 参考：2023年度のさらなる供給力確保について

https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/220916_2023kyoukyuryokukakuho.html

給計画と比較すると、夏季（8、9月）・冬季（12～2月）の補修量は減少した。

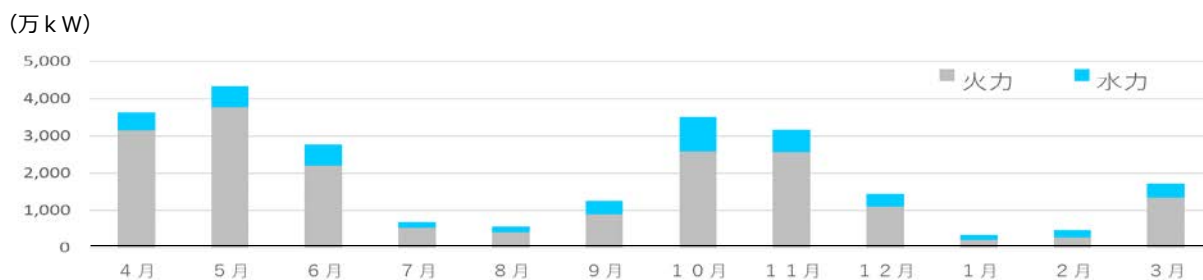


図2-3 2023年度供給計画（第1年度）の各月補修量

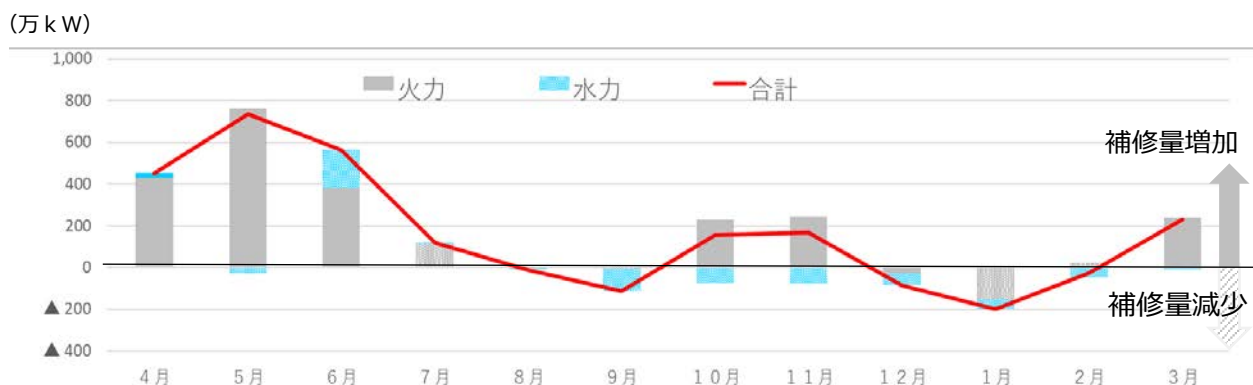


図2-4 2023年度供給計画（第1年度）と2022年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

③ 供給力（kW）の補完的確認による2023年度休廃止計画

2023年度供給計画において、2023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。

2023年度中に休廃止となる火力電源は243万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100万kW、2023年度供給計画で新規計上されたものが143万kWである。

表2-6 2023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	0	100	100
石油	110	0	110
石炭	33	0	33
合計	143	100	243

④ 供給力（kW）の補完的確認による小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分

図2-5において、小売電気事業者の想定需要に対する未確保分²⁶と発電余力等の市場供出期待分²⁷を比較すると、全ての月において、市場供出期待分が未確保分を上回っている状況。

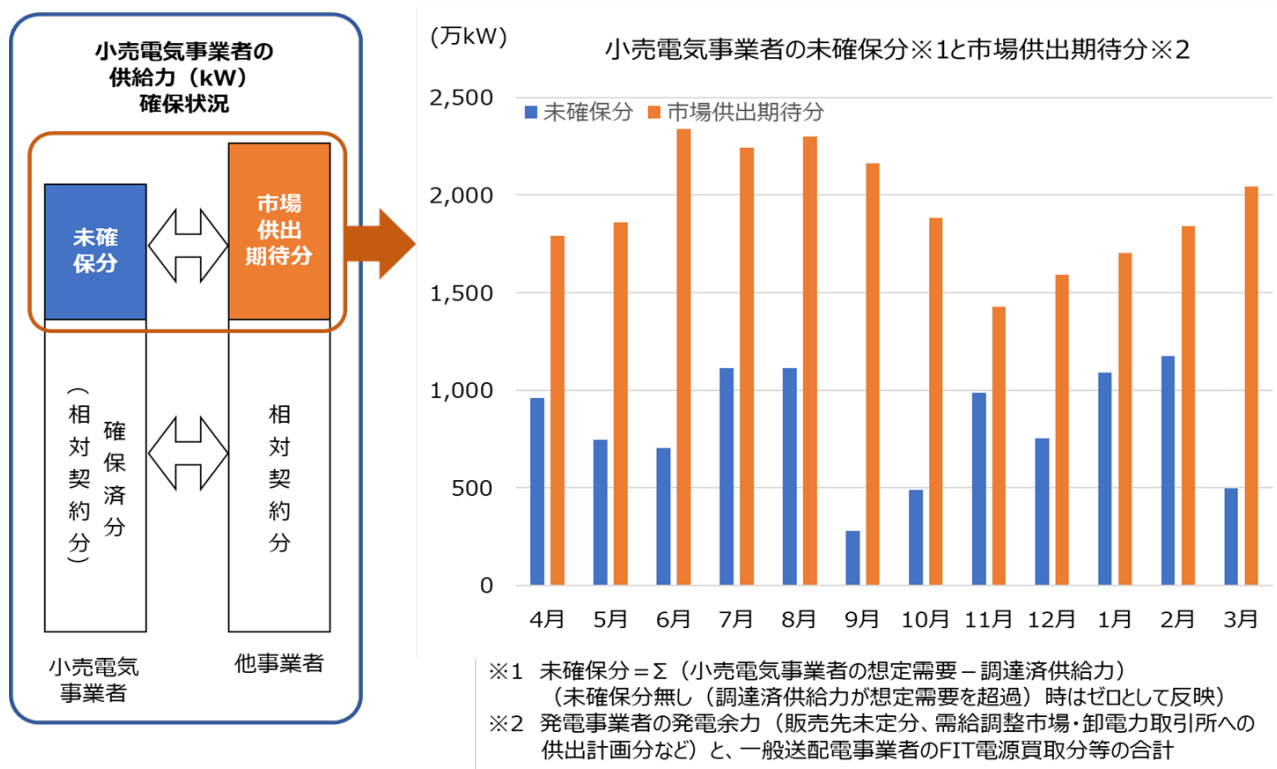


図2-5 小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分 (供給力 (kW))

²⁶ 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

²⁷ 市場供出期待分：発電事業者の発電余力と一般送配電事業者のFIT電源買取分等の合計

(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、2021年度から実施している夏季・冬季のkWhモニタリングを継続し、その結果の公表を行う予定である。

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 (2023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、2023年度供給計画の送配電想定需要と発電側の供給電力量²⁸が想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量は1~1.1億kWh/月程度 (想定需要に対して0.2%~1.7%程度) 下回る断面がある。

今後、実需給段階に向け、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が期待されるが、本機関においても、夏季・冬季にてkWhモニタリングなどを実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

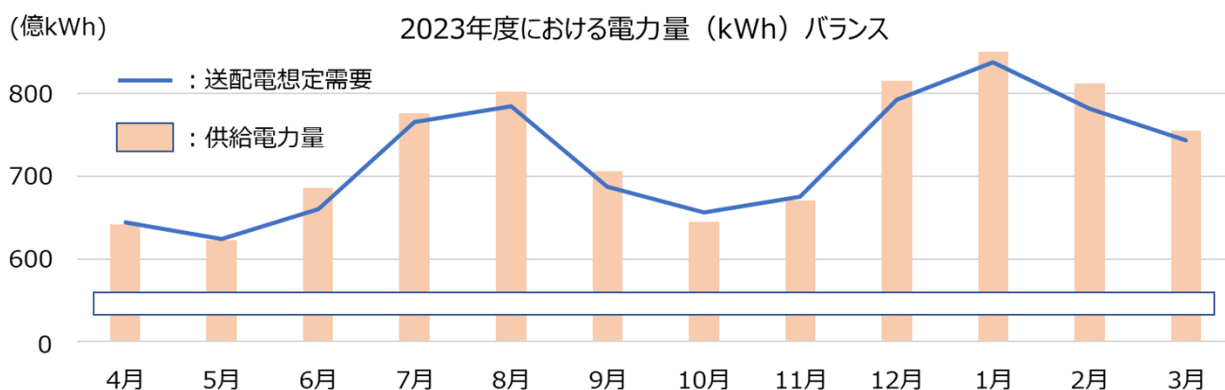


図2-6 第1年度 (2023年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-7 2023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 (単位: 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	645	624	660	765	784	687	656	675	793	838	782	744	8,653
想定需要を下回る量	-3	-1	26	11	18	19	-11	-4	22	35	30	11	153
想定需要を下回る率	-0.5%	-0.2%	3.9%	1.4%	2.3%	2.8%	-1.7%	-0.6%	2.8%	4.2%	3.8%	1.5%	1.8%

²⁸ 小売電気事業者との相対契約量 (非電気事業者の発電分含む) と発電余力等の市場供出期待量の合計

② 電力量（kWh）の見通しによる小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分

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未確保分と、発電余力等の市場へ供出することが期待される市場供出期待分を比較すると、ほとんどの月において市場供出期待分の方が多くなっている。

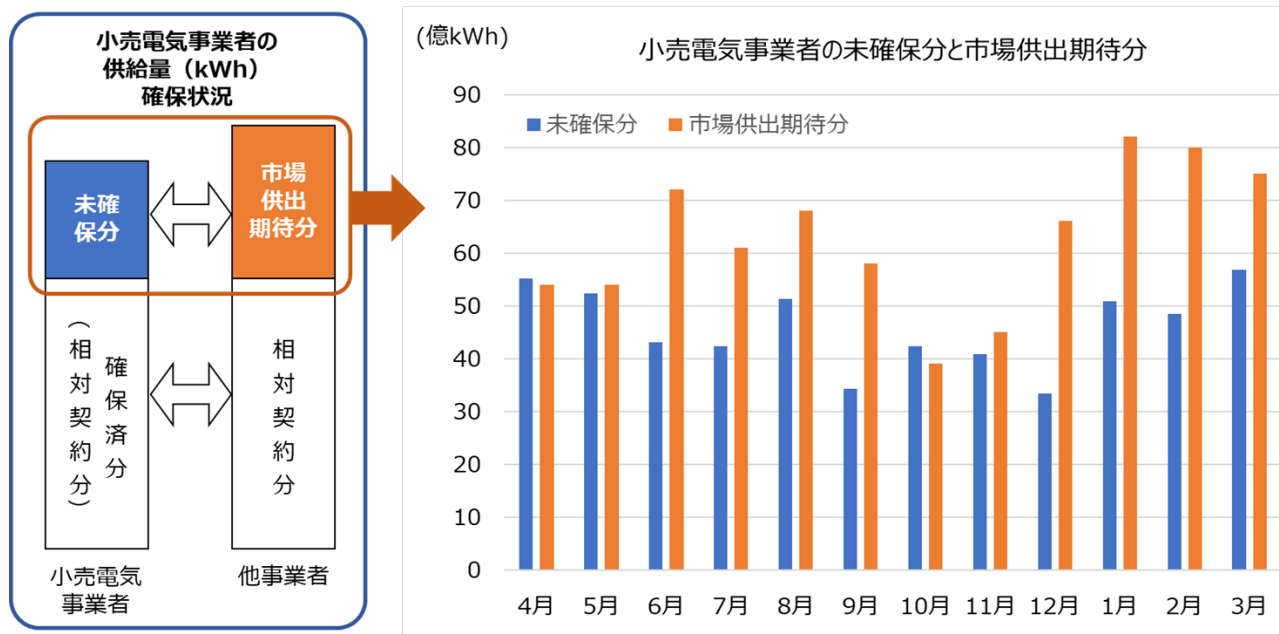


図2-7 小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分（電力量（kWh））

(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

短期断面 (第1・2年度目) は、東京エリア (2023年度) で基準値を超過している。長期断面でも、北海道 (2027年度)、東京 (2025・2026年度)、九州 (2025、2027～2029年度)、沖縄 (2025・2026、2029～2032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 (2023年度)、第2年度 (2024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 (2023年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、1～1.1億kWh/月程度 (想定需要に対して0.2%～1.7%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 短期断面 (2023・2024年度) では、2023年度の東京エリアの年間EUEが0.049kWh/kW・年となり、供給信頼度基準を超過し、需給状況に注視が必要な状況。一方、補完的確認では予備率8%を下回る月はないことから、需給対策の要否については、年間EUEだけではなく、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見通しを踏まえて検討を進める。

○ 2025・2026年度の東京エリアと2025年度の九州エリアでは、容量市場のメインオークション実施後にも関わらず、供給信頼度基準を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。

- 本計画における想定需要が、容量市場のメインオークション実施時における想定需要から上方修正されていること。
- 2025・2026年度向けの容量市場のメインオークションでは、供給力の一部 (想定需要の2%) を追加オークションで調達することを前提として、メインオークションの調達量を減少していること。
- 当該年度について、追加オークションの開催が現時点では未定であることから、メインオークション終了後に、火力電源の休廃止計画が増加したエリアもあること。

○ 2025・2026年度については、実需給の2年前に実施する容量停止調整等の結果を確認し、必要に応じて追加オークションの要否を見極めるとともに、2027年度以降も含めて、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毎の推移²⁹

2032年度までの電源種別毎の供給力(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、2025年度以降年間の調整係数で計算されるため、2025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、以降減少する傾向となる。

供給力全体として2024年度まで増加し、2025年度に減少後横ばい傾向となる。

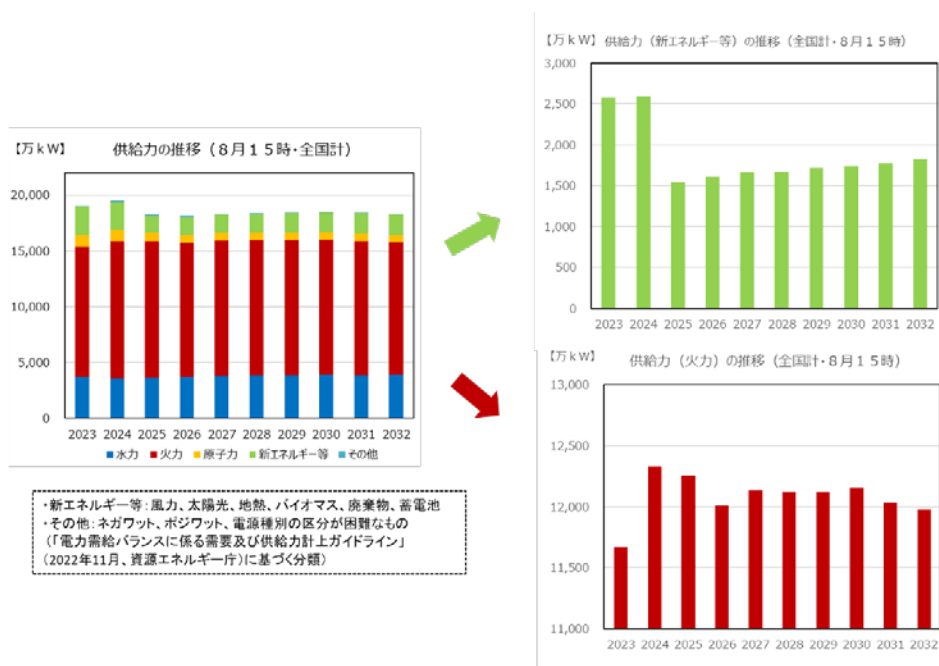


図2-8 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度毎の推移

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

休止電源の総量は増加する傾向がみられる。2026年度は1年間休止する電源の影響により休止量が増加している。

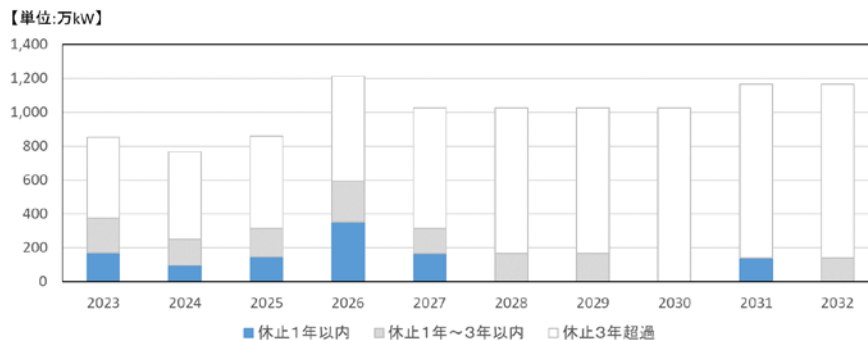


図2-9 休止電源の状況

²⁹ 電源別供給力は各事業者の保有電源分と非電気事業者からの調達分を合算したものの。供給力評価における電源を特定できない補正分は、電源種別毎の供給力の比率案分により反映している。

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毎の設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

○水力・火力³⁰

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。

³⁰ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物・蓄電池・その他も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万kW】

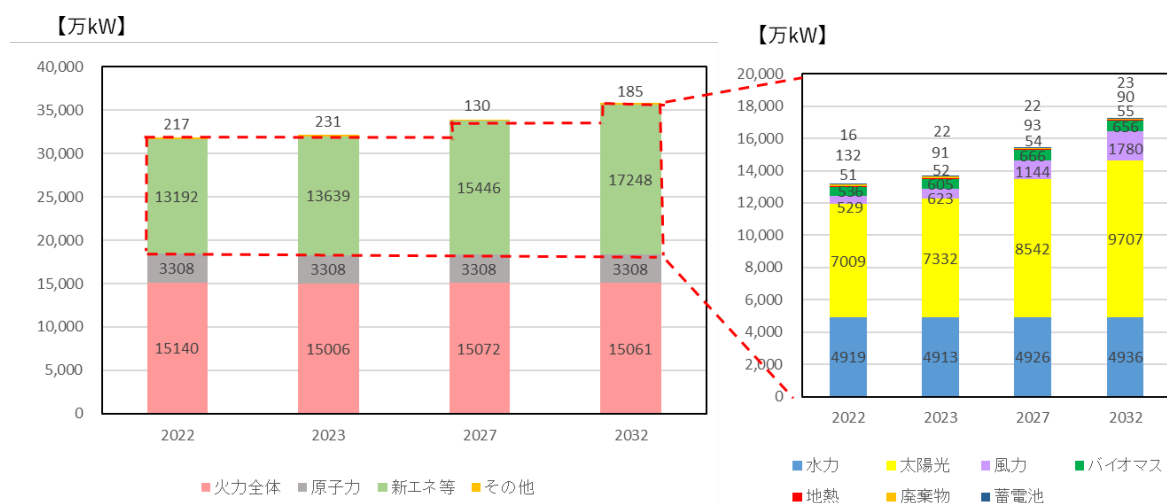
種類	2022	2023	2027	2032
火力 ^{※1}	15,140	15,006	15,072	15,061
石炭	5,065	5,185	5,104	5,094
LNG	7,912	7,970	8,202	8,199
石油他 ³¹	2,162	1,851	1,766	1,767
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	13,192	13,639	15,446	17,248
一般水力 ^{※1}	2,180	2,174	2,187	2,197
揚水 ^{※1}	2,739	2,739	2,739	2,739
風力 ^{※3}	529	623	1,144	1,780
太陽光 ^{※3}	7,009	7,332	8,542	9,707
地熱 ^{※1}	51	52	54	55
バイオマス ^{※1}	536	605	666	656
廃棄物 ^{※1}	132	91	93	90
蓄電池 ^{※1}	16	22	22	23
その他 ^{※1}	217	231	130	185
合計	31,856	32,184	33,956	35,801

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



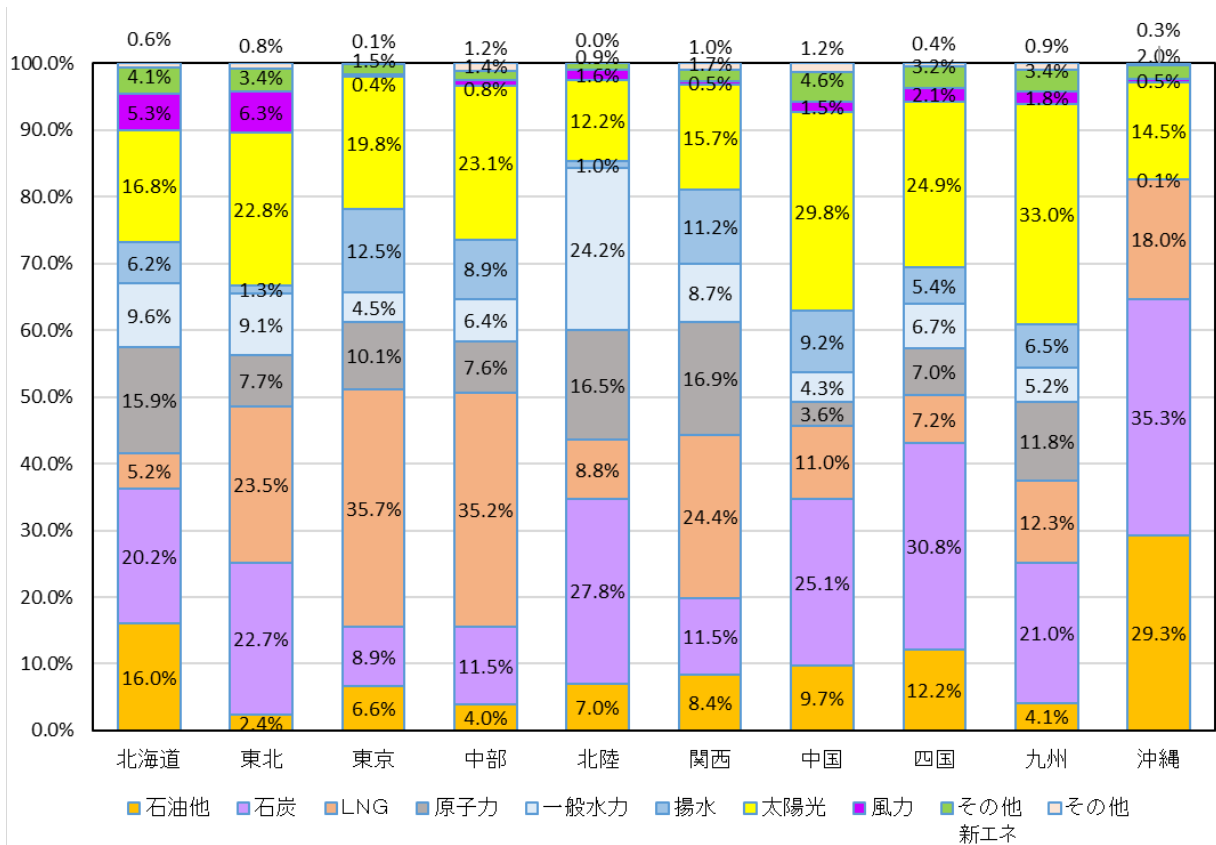
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

³¹ 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

2022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 (2022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）³²を図3-3に示す。

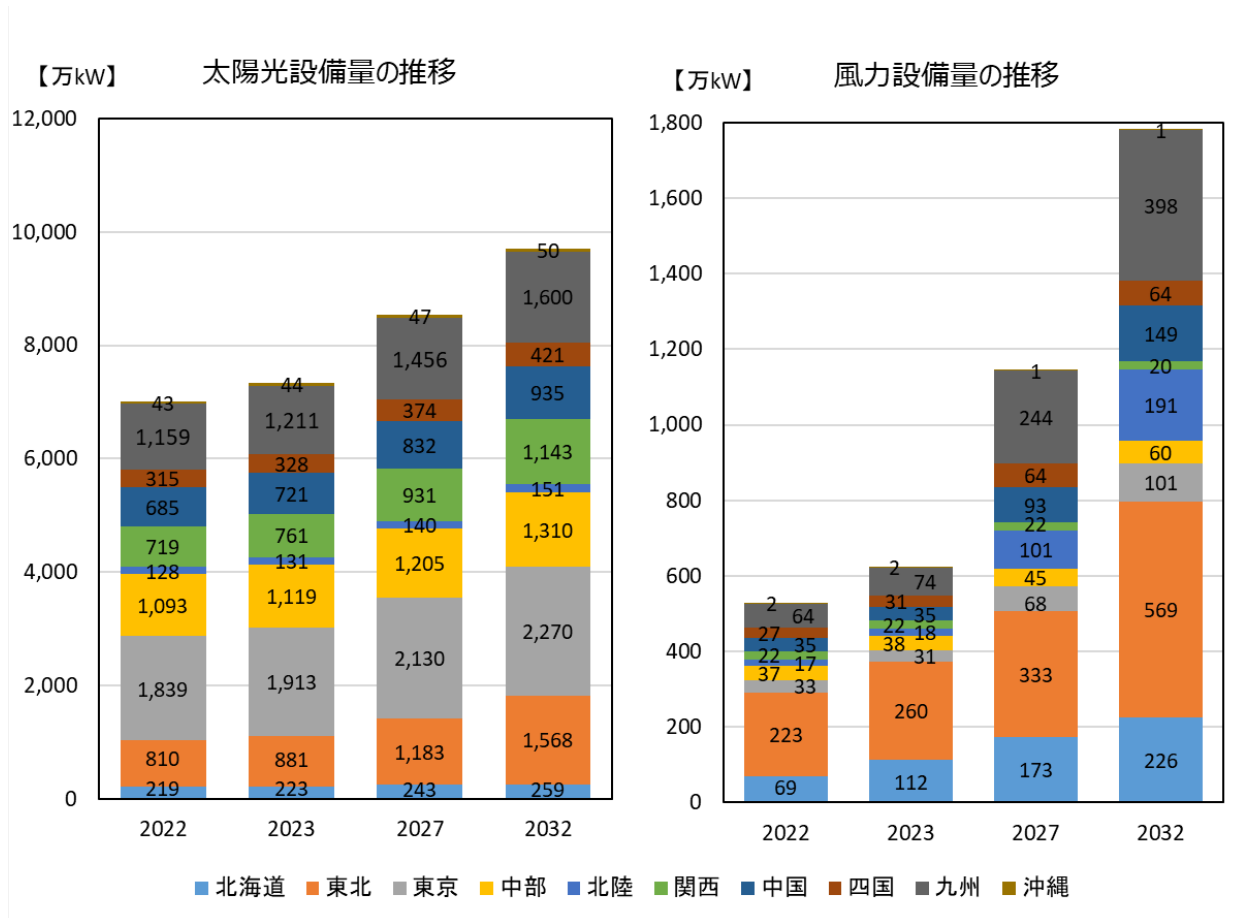


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

³² 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、2032年度末までの電源開発計画³³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 2032年度末までの電源開発計画（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	51.6	62	4.4	64	△ 15.3	28
一般水力	51.6	62	4.4	64	△ 15.3	28
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	806.7	28	-	-	△ 632.1	29
石炭	180.0	3	-	-	△ 85.0	5
LNG	623.7	14	-	-	△ 207.5	6
石油	3.0	11	-	-	△ 339.6	18
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	868.5	403	△ 0.6	2	△ 82.6	66
風力	351.5	90	-	-	△ 67.4	52
太陽光	377.3	262	-	-	△ 0.2	2
地熱	7.5	5	-	-	△ 2.4	1
バイオマス	122.0	41	-	-	△ 5.3	4
廃棄物	4.6	3	△ 0.6	2	△ 7.4	7
蓄電池	5.5	2	-	-	-	-
合計	2,744.8	500	19.0	67	△ 730.0	123

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。

³³ 新設、増減出力及び廃止の年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 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³⁴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。

電源種毎の具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

① 新エネルギー等(表3-3)

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、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、廃棄物及び蓄電池については、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	2022	2023	2027	2032
新エネルギー等	1,296	1,416	1,740	1,976
風力	97	117	210	325
太陽光	851	890	1,035	1,156
地熱	25	26	30	32
バイオマス	283	354	434	432
廃棄物	40	28	27	27
蓄電池	0	1	4	4

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。

³⁴ 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	2022	2023	2027	2032
水力	829	817	840	862
一般水力	741	752	789	799
揚水	88	65	51	63
火力	6,450	6,203	6,323	5,727
石炭	2,824	3,003	2,898	2,843
LNG	3,288	2,873	3,145	2,613
石油他 ³¹	338	327	280	271

③ 原子力（表 3-5）

2023年2月末時点で稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3-5 原子力発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2022	2023	2027	2032
原子力	538	749	555	461

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】

	2022	2023	2027	2032
合計	9,133	9,198	9,471	9,037

(参考) エリア別発電電力量（送電端）の比率

2022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。

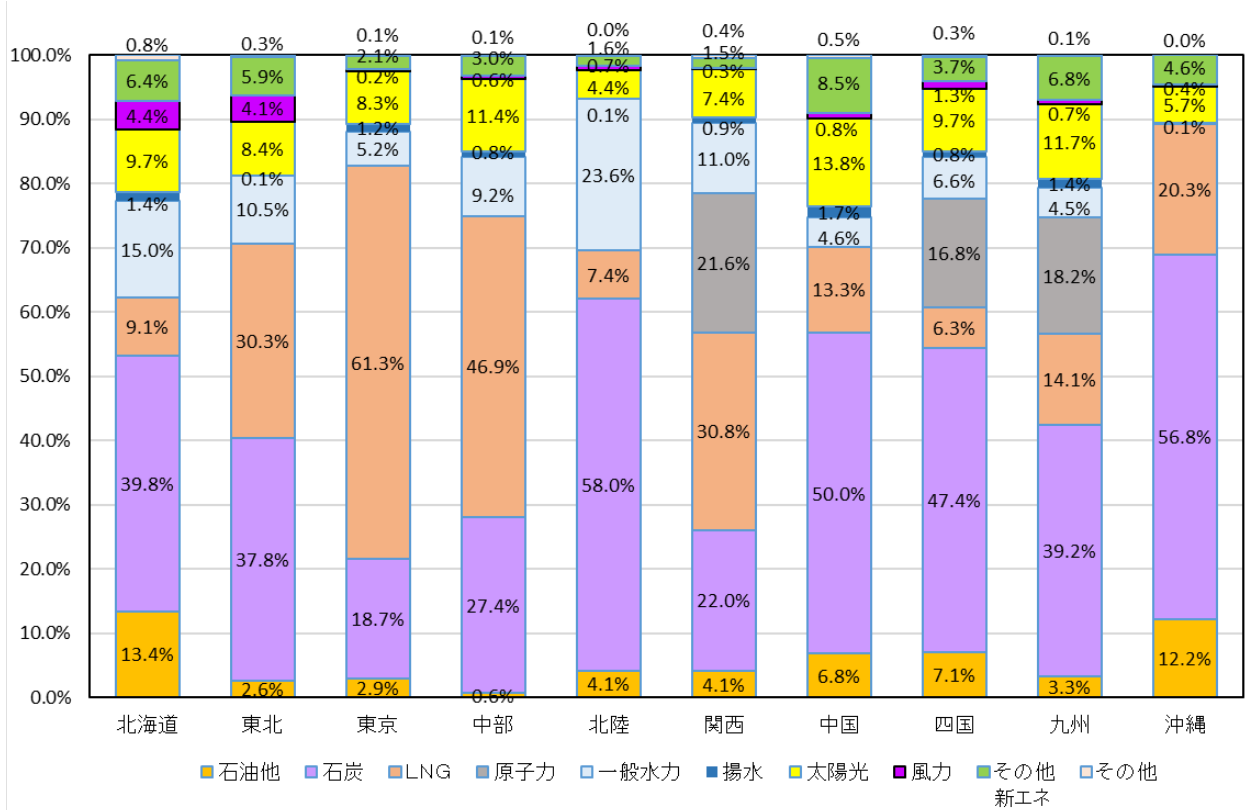


図3-4 2022年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

(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	2022	2023	2027	2032
水力	19.2%	18.9%	19.4%	19.9%
一般水力	38.8%	39.4%	41.1%	41.5%
揚水	3.7%	2.7%	2.1%	2.6%
火力	48.6%	47.1%	47.8%	43.4%
石炭	63.6%	65.9%	64.6%	63.7%
LNG	47.4%	41.0%	43.6%	36.4%
石油他 ³¹	17.8%	20.1%	18.1%	17.5%
原子力	18.6%	25.8%	19.1%	15.9%
新エネルギー等	17.9%	18.5%	18.8%	18.3%
風力	20.9%	21.3%	20.9%	20.8%
太陽光	13.9%	13.8%	13.8%	13.6%
地熱	56.1%	56.0%	64.4%	66.1%
バイオマス	60.3%	66.6%	74.2%	75.1%
廃棄物	34.6%	35.0%	33.4%	33.9%
蓄電池	3.4%	2.9%	19.1%	18.4%

※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。

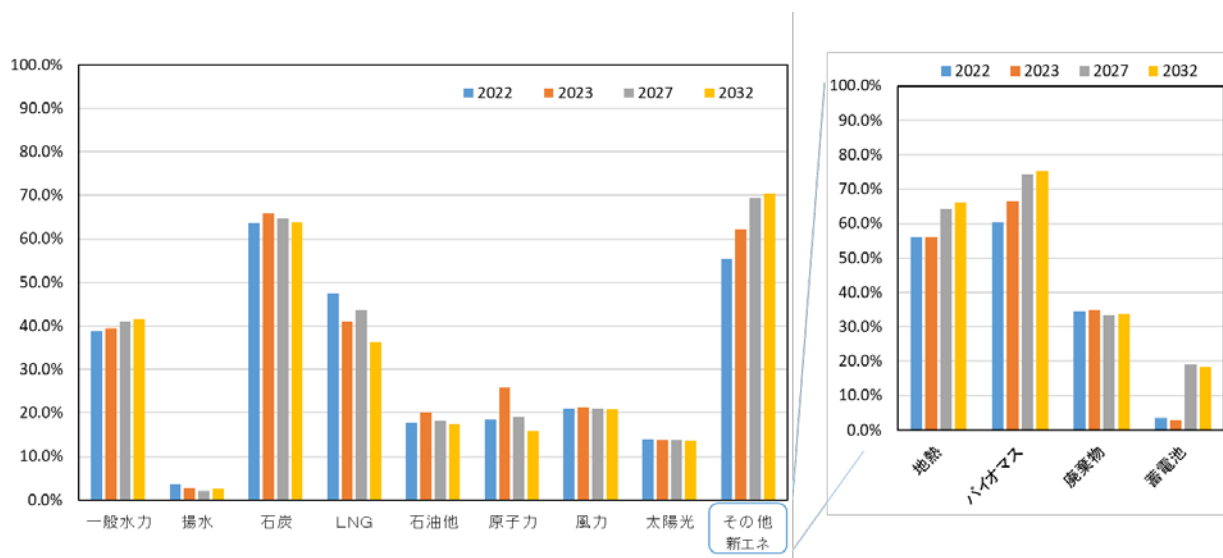


図 3-5 設備利用率の推移 (全国合計)

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³⁵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³⁶

送電線路の増加こう長 ³⁷ ※ ³⁸	439km (672 km)
架空送電線路※	381km (616 km)
地中送電線路	58km (56 km)
変圧器の増加容量	30,163MVA (28,578 MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁹	1,200MW (1,200 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 104km (△101 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 5,600MVA (△4,550 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

³⁵ 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

³⁶ （ ）内は昨年値を記載した。

³⁷ 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。

³⁸ ※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。

³⁹ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027年11月）

500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・宮城丸森幹線:79km ・丸森いわき幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・新地アクセス線宮城丸森開閉所引込:1km ・常磐幹線宮城丸森開閉所 Dπ 引込:1km ・福島幹線山線接続変更:1km
開閉所	宮城丸森開閉所:10 回線

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

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

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）

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

※計画策定プロセス⁴⁰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
--------	-------------------

※計画策定プロセス⁴⁰にて検討

⁴⁰ 広域系統長期方針、広域連系系統の潮流状況、広域連系系統の更新計画等を踏まえた、広域系統整備に関する個別整備計画を策定するための手続き。

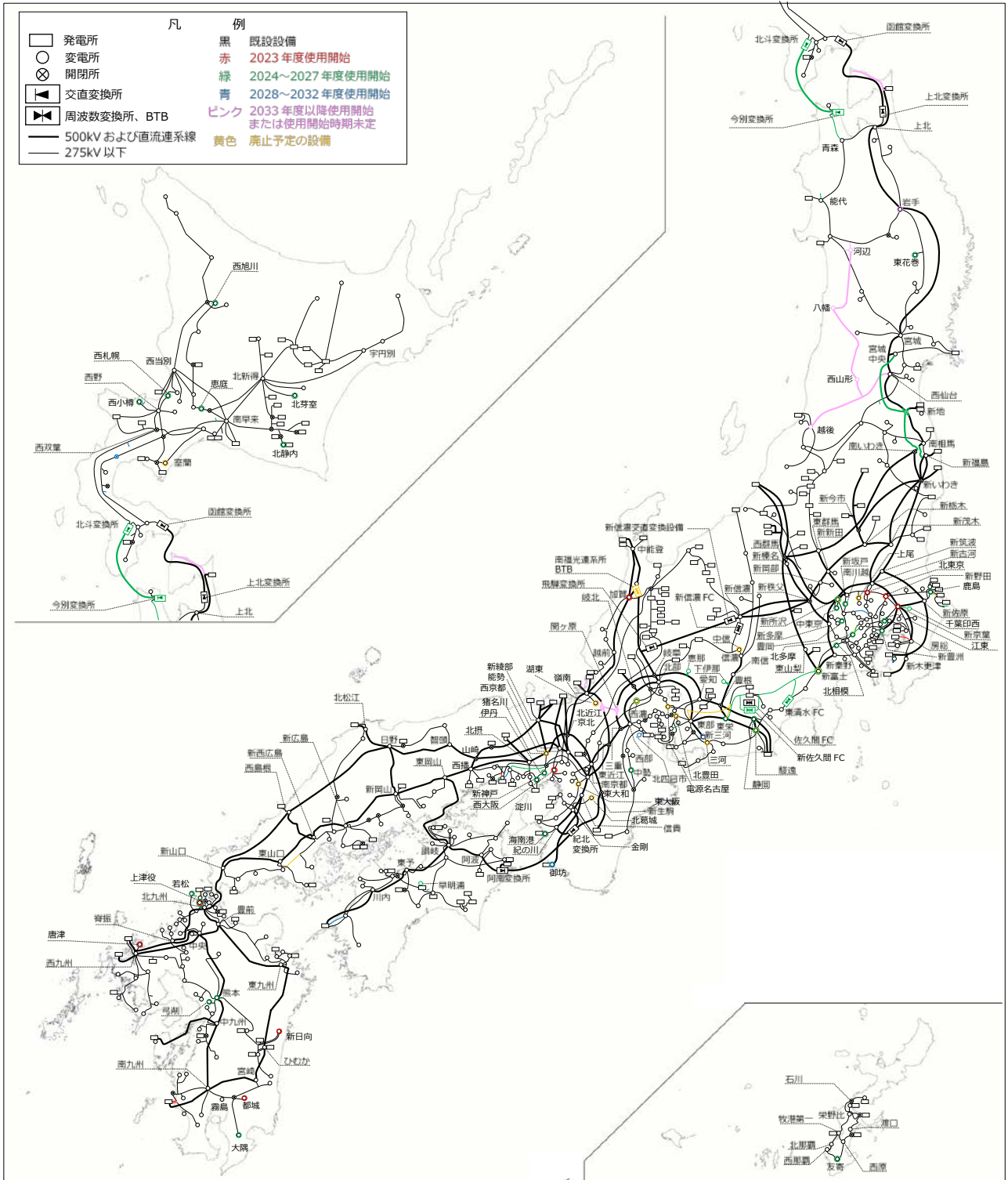


図 4 - 1 電力系統の状況

(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 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42, 43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
東北電力 ネットワーク 株式会社	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	16km	2	2022年9月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	出羽幹線	500kV	96km	2	2022年6月	2031年度以降	電源対応
	宮城丸森幹線	500kV	79km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	宮城丸森開閉所新設	500kV	-	10	2022年10月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
東京電力 パワーステート 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9月	2030年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2027年12月 (3番線)	高経年化対策
	千葉印西線	275kV	10.5km※2	2	2020年6月	2024年4月	需要対策
	城北線	275kV	20.9km※2	3	2022年9月	2030年2月	系統対策
	東清水線	275kV	12.4km 6.4km(既設流用)	2	2023年4月	2027年1月	安定供給対策※4
	五井アクセス線※1	275kV	11.1km	2	2022年5月	2023年10月	電源対応
中部電力 パワーステート 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年1月	2025年10月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年9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5月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス東線	275kV	18.1km→ 18.2km※3	2	2022年2月	2030年12月	高経年化対策

⁴¹ 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。

⁴² 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。

⁴³ 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。

⁴⁴ 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※4があるものは、地域間連系線増強関連。※5があるものは、計画策定プロセスにて検討するもの。

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

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
九州電力 送配電 株式会社	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年12月	系統対策
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年5月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	61km	2	2006年6月	未定	電源対応
	佐久間東幹線	275kV	124km→ 123km※3	2	2022年7月	2027年度	安定供給対策※4
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 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
北海道電力 ネットワーク 株式会社	D発電所連系線※1	275kV	0.6km	1	2024年7月	2026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	7.2km	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	2023年10月	2028年3月	安定供給対策※4
	M連系 187kV 開閉所	187kV	-	5	2025年10月	2028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	0.2km	1	2023年6月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部H S線	275kV	0.3km※2	2	2024年7月	2025年12月	電源対応
	丸森いわき幹線	500kV	64km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 宮城丸森開閉所 引込※1	500kV	1km	2	2024年9月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 宮城丸森開閉所 D π引込	500kV	1km	2	2024年6月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	秋田河辺支線	275kV	5km	2	2023年8月	2029年度以降	電源対応
	秋盛河辺支線	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
	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
	今別幹線	275kV	50km※3	2	2023年4月	2027年11月	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
東京電力 パワーグリッド 株式会社	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km(2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km(3番線) ※2※3	2	2026年度	2032年11月 (2番線) 2027年12月 (3番線)	高経年化対策
	MS18GHZ051500 アクセス線(仮称)	275kV	0.1km	2	2024年11月	2025年6月	電源対応
	G5100026 アクセス線(仮称)	500kV	0.7km※2	2	2024年4月	2028年12月	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	0.1km	2	2026年10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6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10月	2025年4月 (1番線) 2024年11月 (2番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	10.5km	2	2024年4月	2027年2月 (3番線) 2025年11月 (4番線)	需要対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北四日市分岐線	275kV	6km※2 0.2km	2	2024年12月	2029年1月(1L) 2029年8月(2L)	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
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	ひびき若松線	220kV	4km	2	2023年5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5月	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5月	2026年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023年5月	2026年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	こう長 ^{42,43}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東栄線	275kV	11km→ 11km※3	2	2023年5月	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023年5月	2026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 ⁴²	回線数	廃止年月	理由 ⁴⁴
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	2024年12月	系統対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新徳山幹線	220kV	△29.3km	2	2023年12月	系統対策
九州電力 送配電 株式会社	A戸畑線※1	220kV	△9km※2	2	2023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	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 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
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3月	2025年10月	需要対策
東京電力 パワーグリッド 株式会社	千葉印西変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022年6月	2024年4月	需要対策
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年10月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2023年3月	2023年11月	高経年化対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年10月	2025年10月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年10月	2025年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年6月	2024年10月 (新2B) 2027年3月 (1B)	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	600MW	—	2021年5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11月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2022年5月	2023年6月	需要対策
	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
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2023年2月	2025年10月	高経年化対策
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8月	2023年4月	電源対応
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年7月	2023年6月	高経年化対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2022年9月	2023年11月	高経年化対策
	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年10月	2024年3月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2023年1月	2024年10月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022年4月	2025年2月	電源対応
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×1→ 200MVA×1	1→1	2018年7月	2026年6月	高経年化対策
福島送電 株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66/33kV	170MVA	1	2022年9月	2024年6月	電源対応

⁴⁵ 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 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
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	2024年4月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2024年4月	2024年10月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66/11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2024年2月	2025年11月	高経年化対策 電源対応
	恵庭変電所	187/66kV	200MVA	1	2024年7月	2025年6月	需要対応
	西札幌変電所	187/66kV	200MVA	1	2025年5月	2026年6月	需要対応
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2025年9月	2026年6月	高経年化対策
	北斗変換所	-	300MW	-	2023年9月	2028年3月	安定供給対策※4
	今別変換所	-	300MW	-	2023年9月	2028年3月	安定供給対策※4
東北電力 ネットワーク 株式会社	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年度以降	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	2027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	2025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	2025年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
東京電力 パワージェット 株式会社	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年7月	2027年2月	安定供給対策※4
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年6月	2024年6月	電源対応
	鹿島変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2025年8月	2026年2月 (7B) 2027年2月 (8B)	高経年化対策
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024年5月	2026年6月	需要対策
	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2023年12月	2025年1月 (1B) 2025年6月 (2B)	高経年化対策
	新豊洲変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年10月	2026年3月	需要対策
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025年12月	2026年6月	需要対策
	北相模変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024年6月	2027年6月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024年12月	2026年6月 (2B) 2027年6月 (3B)	高経年化対策
	千葉印西変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024年10月	2025年11月 (4B) 2027年2月 (1B)	需要対策
	新所沢変電所	500/275kV	1000MVA×2→ 1500MVA×2	2→2	2025年6月	2026年4月 (4B) 2027年6月 (5B)	高経年化対策

届出事業者	名称 ⁴⁵	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁴
中部電力 パワーステート 株式会社	中勢変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2024年10月	2025年3月	高経年化対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2025年6月	2026年4月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA→ 450MVA	1→1	2025年10月	2026年6月	高経年化対策
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年2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	2026年4月	2029年1月	需要対策 系統対策
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2028年10月	2030年8月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年4月	2024年6月	高経年化対策
	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2026年11月	2030年1月	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	弓削変電所	220/110/66kV	300/100/250MVA	1	2024年4月	2025年6月	需要対策
	上津役変電所	220/66kV	180MVA→ 200MVA	1→1	2023年10月	2025年6月	高経年化対策
	熊本変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2024年12月	2027年6月	需要対策
電源開発 送配電 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9月	2024年3月 (6B) 2024年度 (2B) 2025年度 (1B)	高経年化対策
	早明浦変電所※6	187/13kV	25MVA	1	2024年度	2025年度	需要対策

表4-7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴⁴
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8月	高経年化対策 需要対応
東京電力 パワーステート 株式会社	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
	新所沢変電所	500/275kV	1000MVA	1	2027年12月	高経年化対策
中部電力 パワーステート 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
	南福光連系所	-	300MW	-	2026年度	高経年化対策※4※5
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA	1	2026年9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
	西濃変電所	275/154kV	300MVA	1	2027年1月	高経年化対策
関西電力 送配電 株式会社	北葛城変電所	275/77kV	200MVA	1	2023年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2024年10月	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ⁴⁴
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2025年7月	高経年化対策
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2026年3月	高経年化対策
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 ⁴⁶	こう長の総延長 ⁴⁷	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	524 km※	1,047 km※	524 km※	1,048 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 155 km	△ 311 km	△ 122 km	△ 214 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	8 km	17 km	8 km	17 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	24 km	24 km
		地中	24 km	24 km		
	合計	架空	381 km	761 km	439 km	883 km
		地中	58 km	123 km		
廃止	275kV	架空	△ 66 km	△ 129 km	△ 66 km	△ 129 km
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	△ 29 km	△ 59 km	△ 38 km	△ 77 km
		地中	△ 9 km	△ 18 km		
	合計	架空	△ 95 km	△ 188 km	△ 104 km	△ 206 km
		地中	△ 9 km	△ 18 km		

⁴⁶ 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。

⁴⁷ 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⁴⁸

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	263 km※	547 km※
220kV	19 km	23 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	245 km
合計	423 km	853 km

表4-10 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁹	電圧階級 ⁵⁰	増加台数	増加容量
新增設	500kV	21 [11]	21,600MVA [10,750MVA]
	275kV	13 [5]	6,388MVA [1,950MVA]
	220kV	5 [0]	1,370MVA [0MVA]
	187kV	3 [1]	620MVA [25MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75MVA [0MVA]
	110kV	△ 1 [0]	△ 60MVA [0MVA]
	新增設計	42 [18]	30,163MVA [12,895MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 1,750 MVA
	275kV	△ 14	△ 3,750 MVA
	187kV	△ 1	△ 100 MVA
	廃止計	△ 17	△ 5,600 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

⁴⁸ 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。

⁴⁹ 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。

⁵⁰ 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 ⁵¹
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

⁵¹ 直流送電の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

(4) 既設設備の高経年化の課題

経済成長が著しかった1960年～1970年代以降に大量に施設された送配電設備が今後本格的に経年対策を要する時期を迎えると、至近の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえ、適切に更新時期を見極めていく必要がある。参考に広域系統長期方針でとりまとめた既設設備の経年分布を図4-2～4に示す。

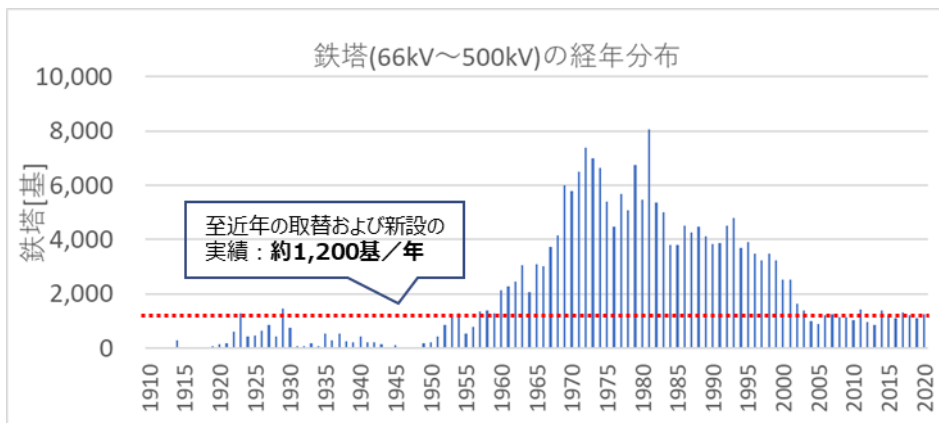


図4-2 鉄塔の経年分布 (66kV～500kV)

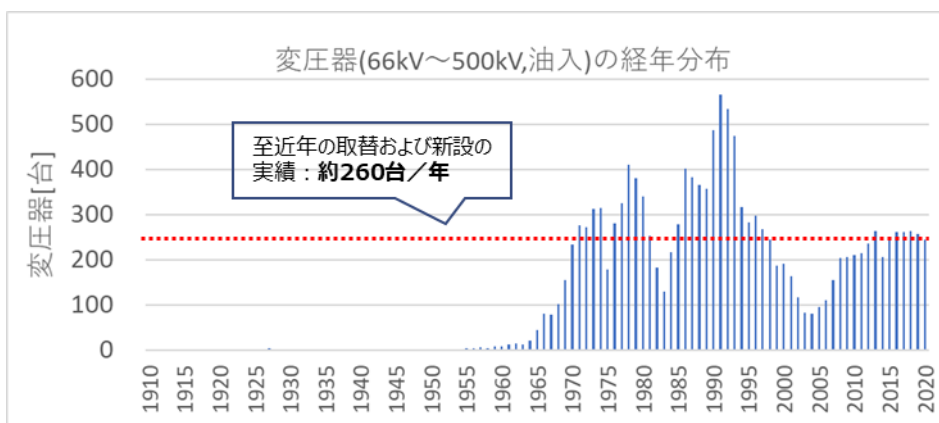


図4-3 変圧器の経年分布 (66kV～500kV 油入)

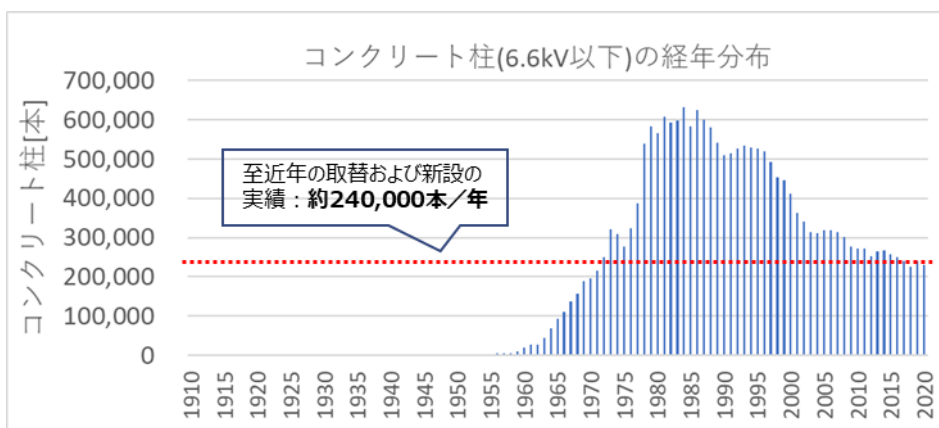


図4-4 コンクリート柱の経年分布 (6.6kV以下)

V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2023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2023年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

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

なお、主要な相対契約に変化が見られず、例年と同様の傾向となっている。

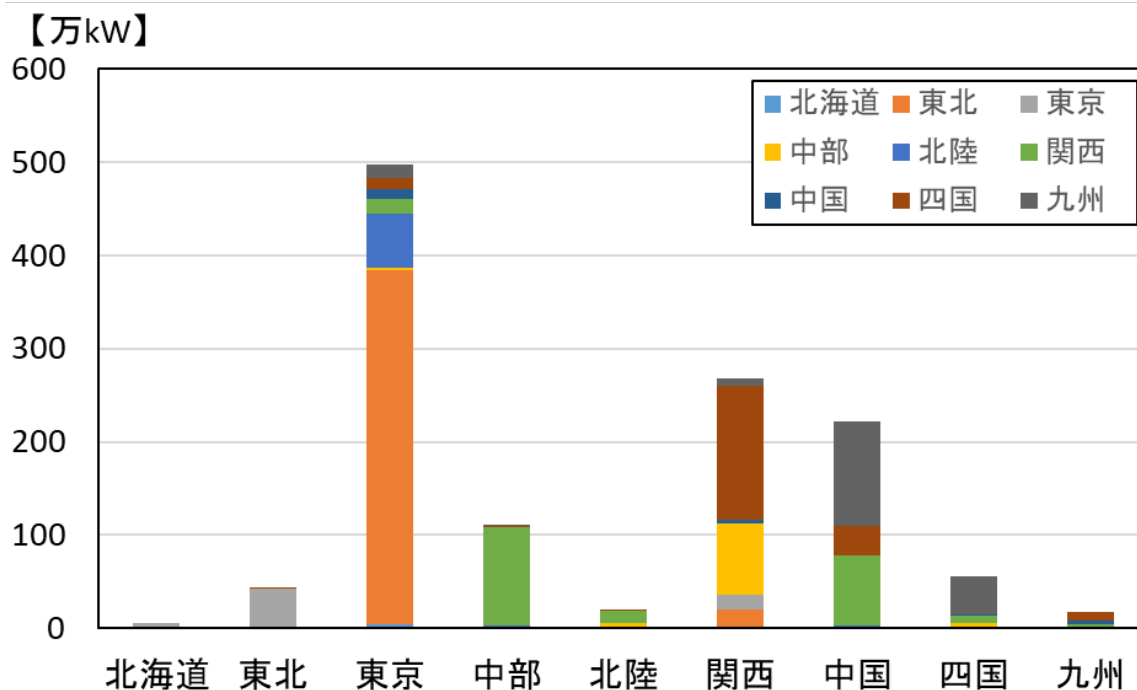


図5-1 エリア外調達電力

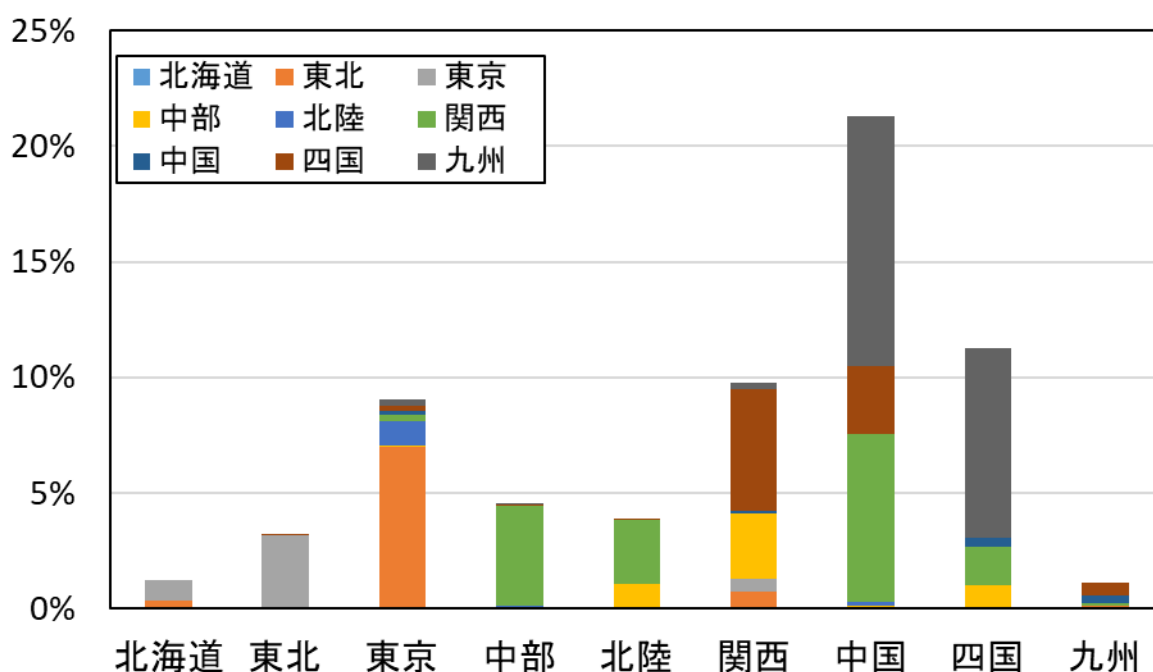


図5-2 エリア外調達電力比率

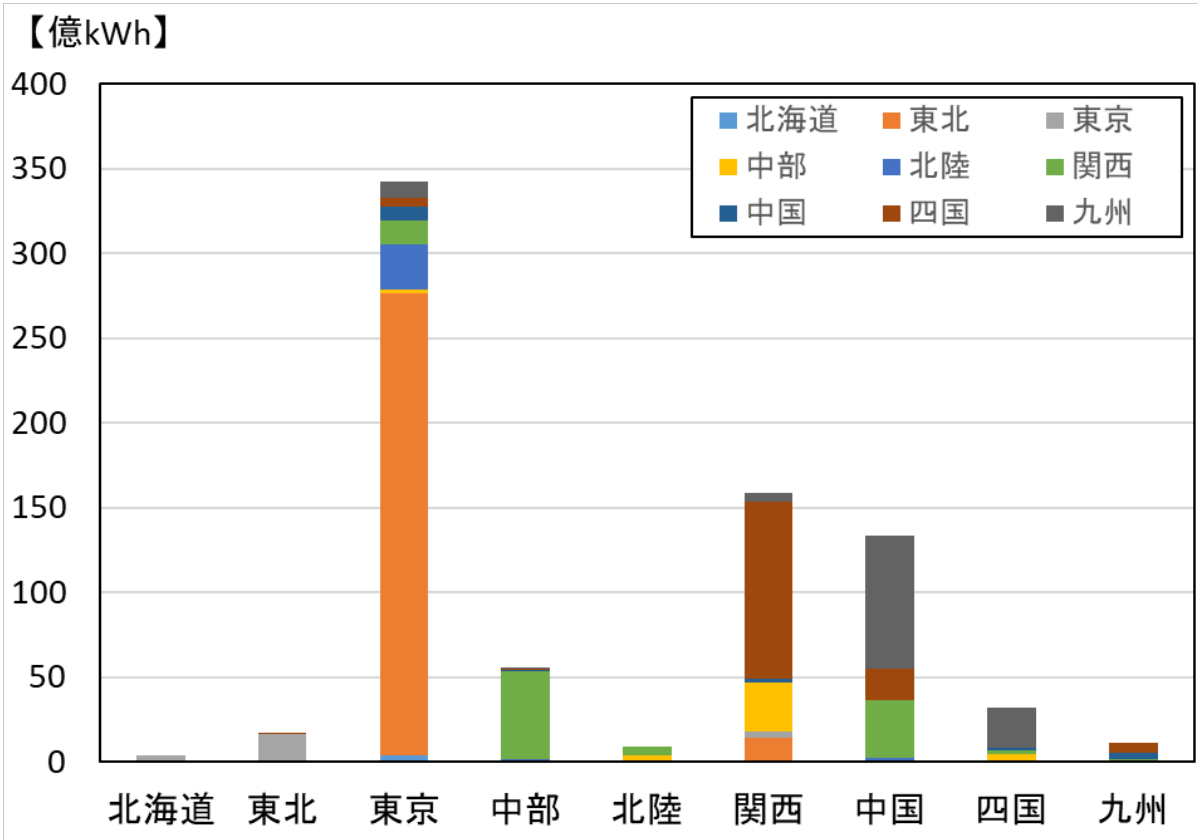


図5-3 エリア外調達電力量

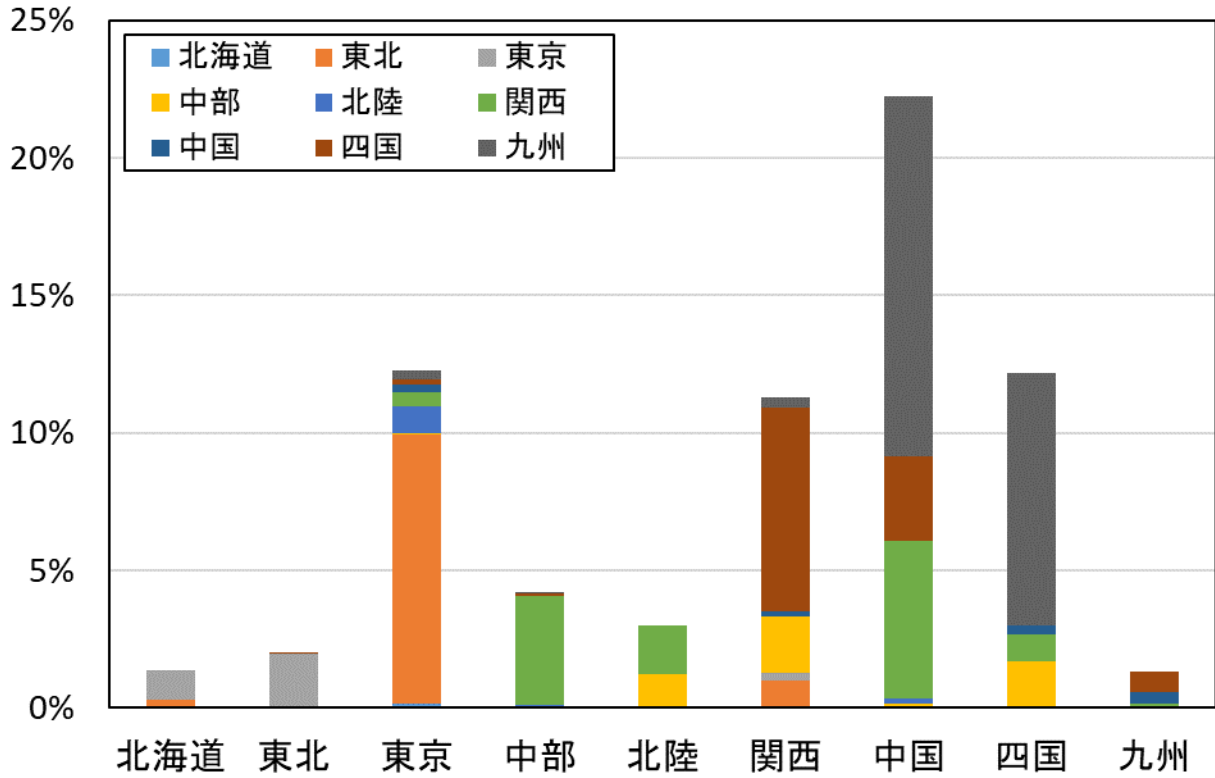


図5-4 エリア外調達電力量比率

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688者を当該事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6-1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6-2に示す。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の需要電力にて占められている。

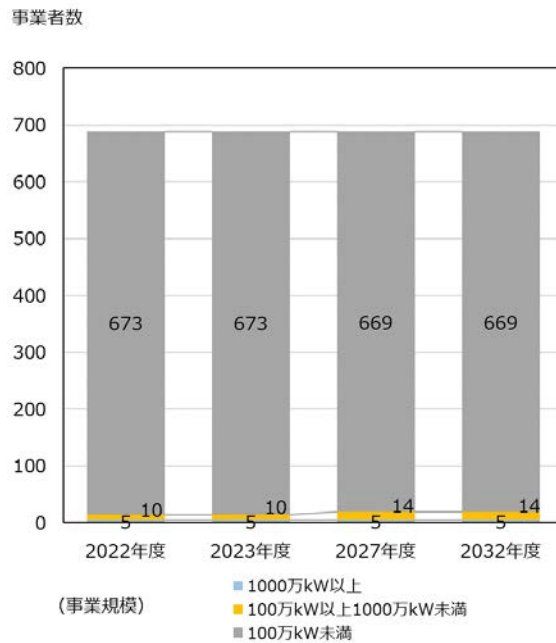


図6-1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

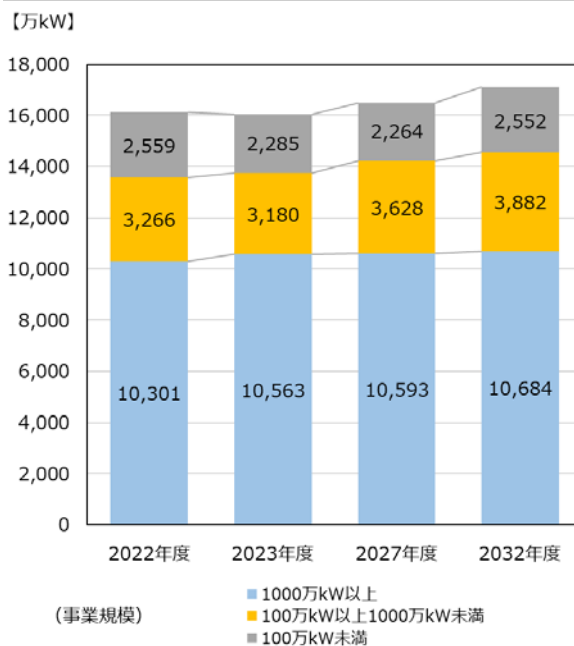


図6-2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

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。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の需要電力量にて占められている。

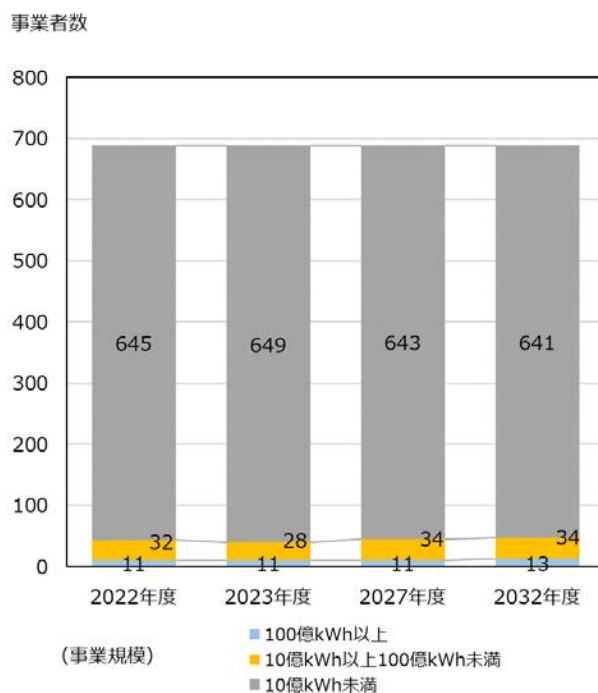


図6-3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

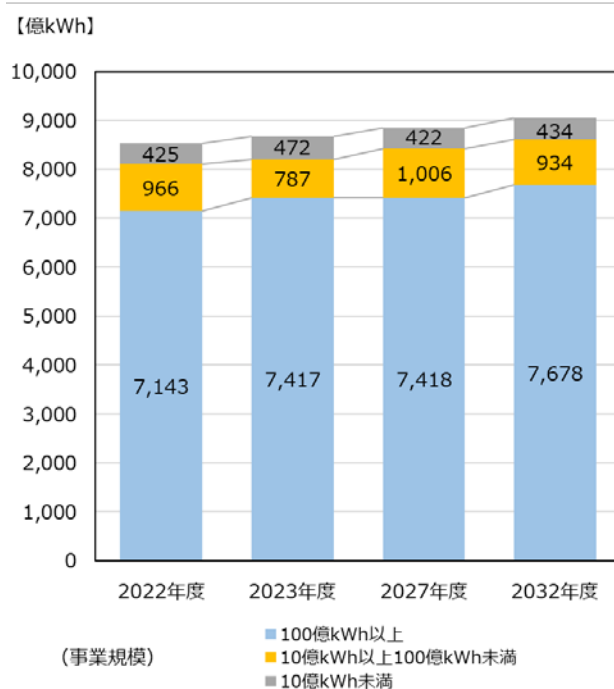


図6-4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2023年度において、小売供給を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5、事業者数を図6-6に示す。なお、2023年度時点で小売供給の計画を計上していない事業者（138者）を除いて集計している。半数程度の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

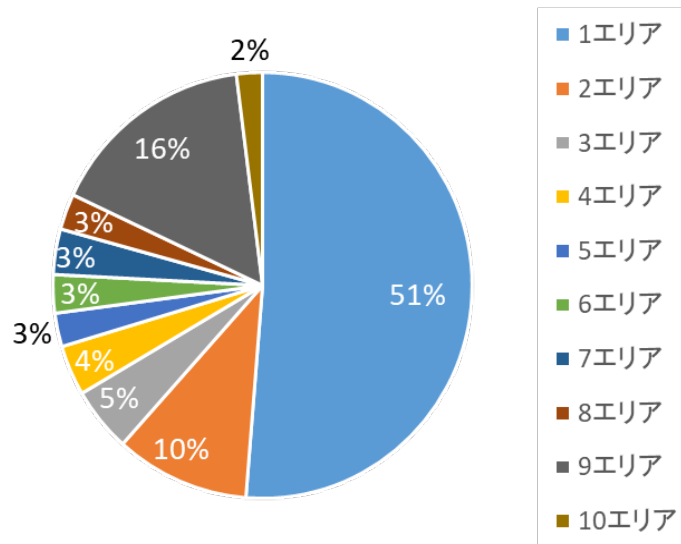


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

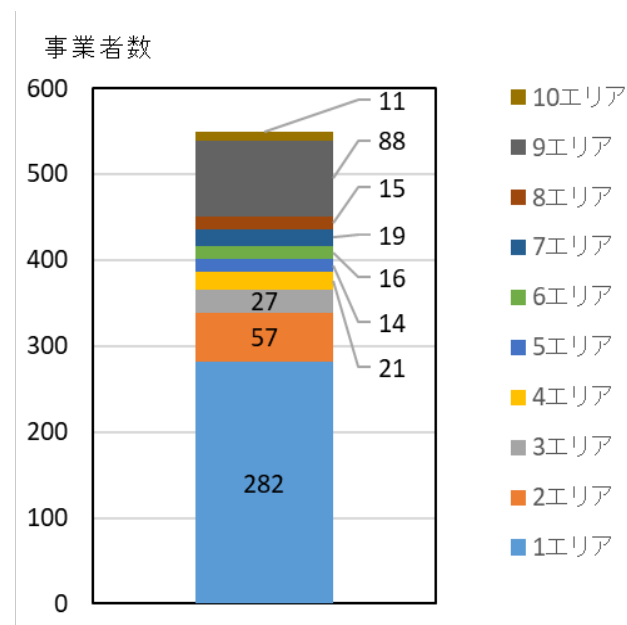
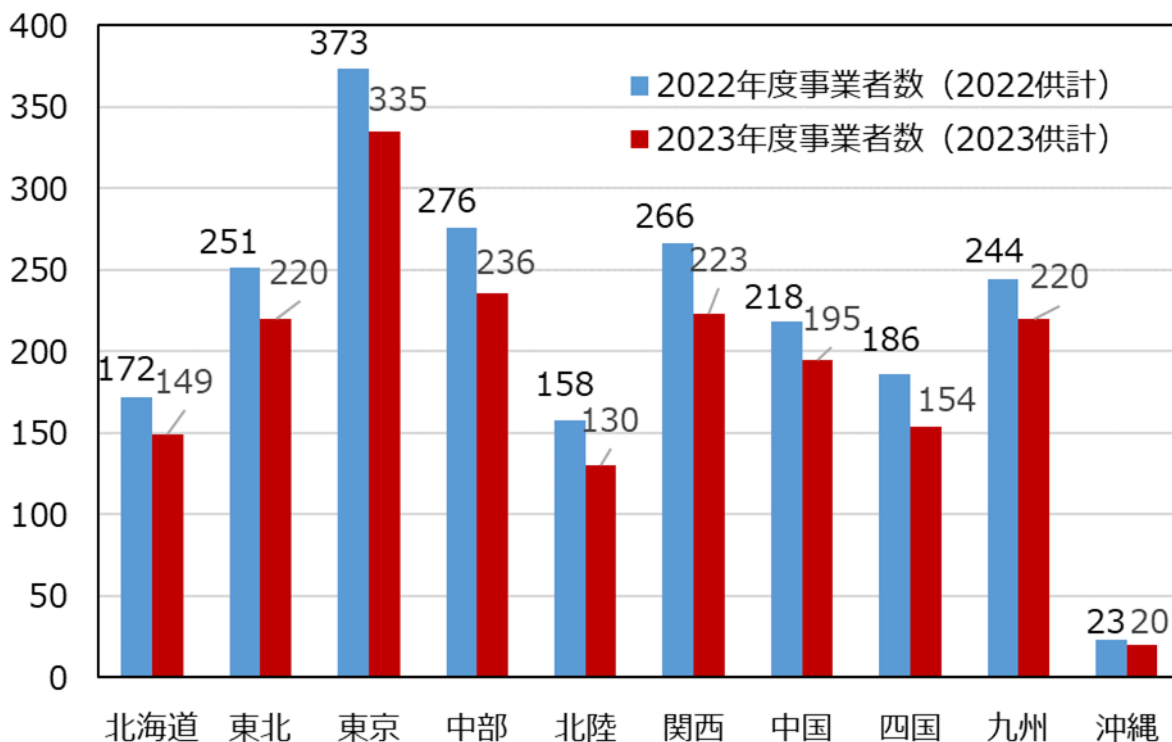


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2023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。

卸電力市場価格の高騰等により市場に依存するビジネスモデルにおいては、小売電気事業者からの撤退や縮小が相次いでいるとの分析⁵²もあり、全てのエリアで小売電気事業者数は減少している。

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
2023年度エリア需要	416	1,338	5,499	2,455	495	2,741	1,043	497	1,537	161

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

⁵² 参考：第55回総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/055_03_01.pdf

(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。

2022年度から旧一般電気事業者の発電部門が卸標準メニューに基づく取引を開始しており、同グループの小売部門に対しても2024年度以降の契約量が確定していない等の理由から、旧一般電気事業者の小売部門においても、確保済供給力比率が低下していく。

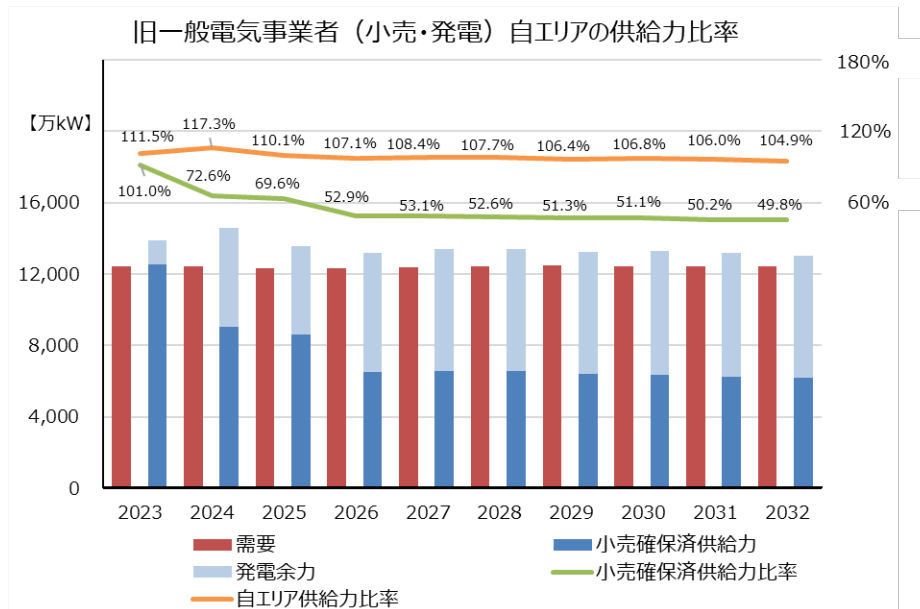


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力⁵³比率（8月15時、送電端）

旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する需要及びその他新電力の需要と、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。

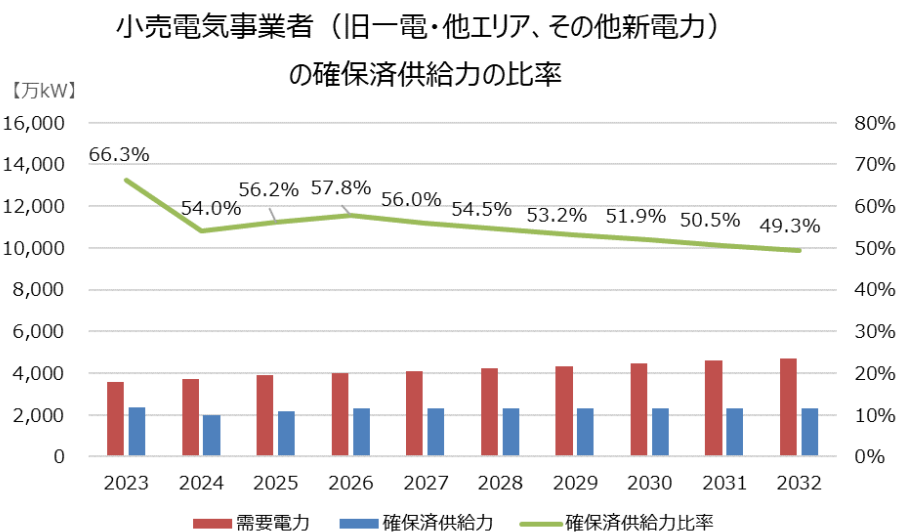


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

⁵³ 小売確保済供給力に、自グループの発電余力を加えたもの。

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者1,040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。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の供給電力にて占められている。

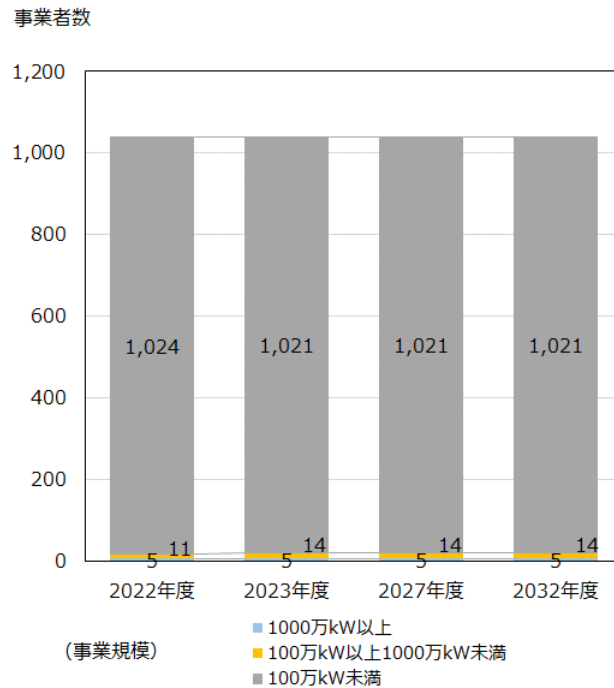


図6-10 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

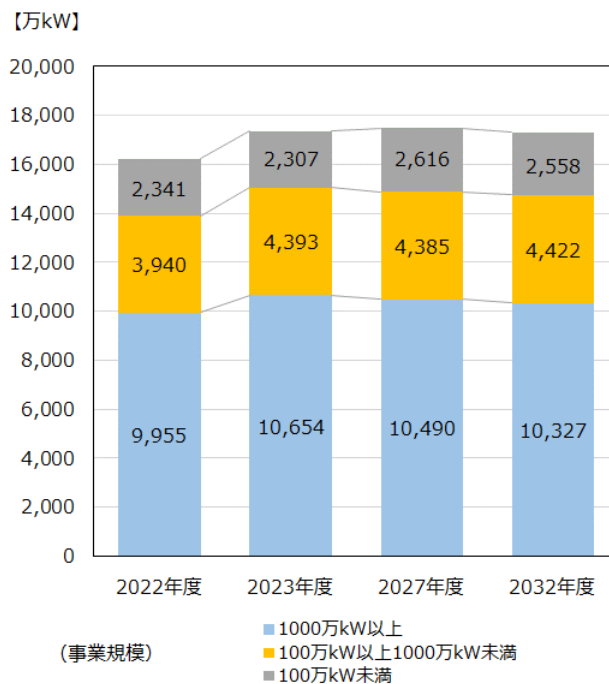


図6-11 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

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。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の供給電力量にて占められている。

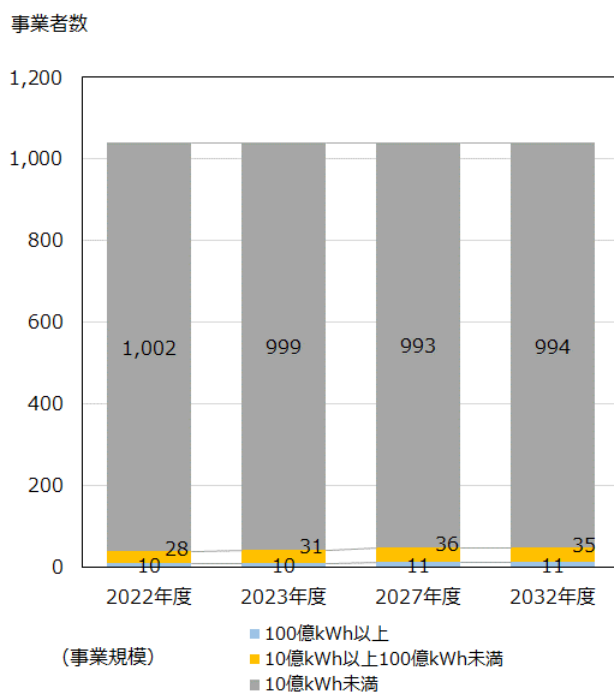


図6-12 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

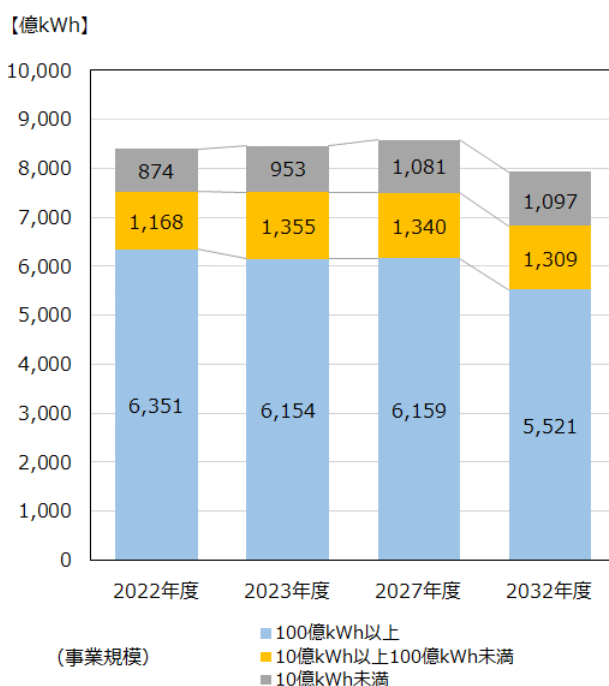
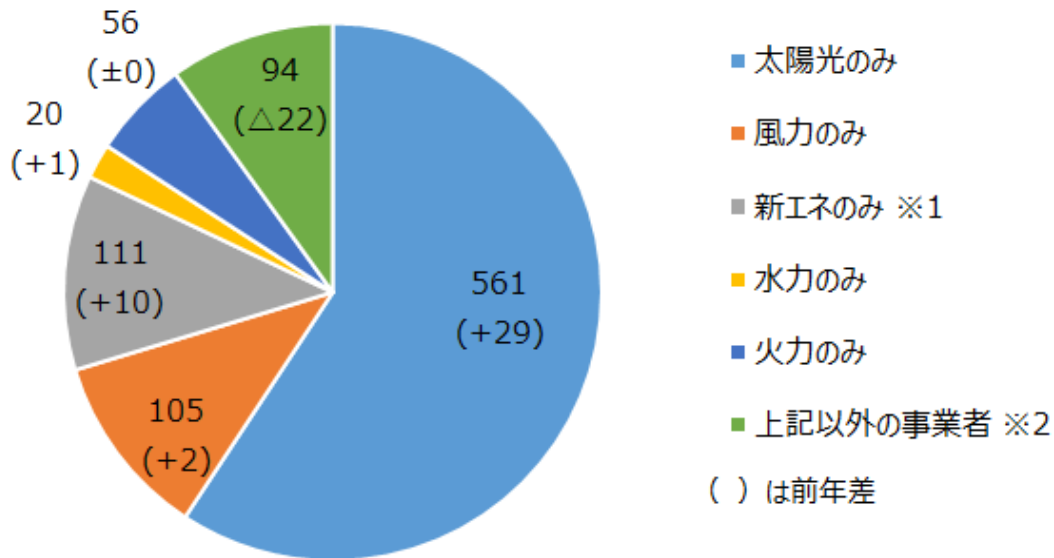


図6-13 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、当該発電事業者が2023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、2023年度内に保有設備を計上していない事業者（93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うかがえる。



※1：太陽光・風力以外の新エネ電源のみ（地熱のみ・バイオマスのみ・廃棄物のみ）保有、または太陽光・風力含む複数種類の新エネ電源のみ保有事業者が対象

※2：火力と新エネ（バイオマス等）の混焼設備のみ保有事業者も含む

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

2023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、2023年8月時点で保有設備を計上していない事業者（115者）を除いて集計している。

8割程度の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

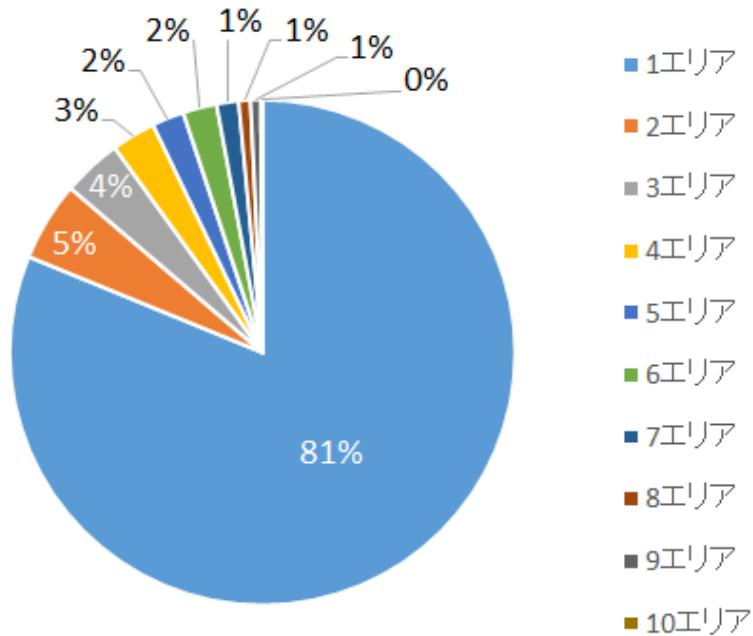


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

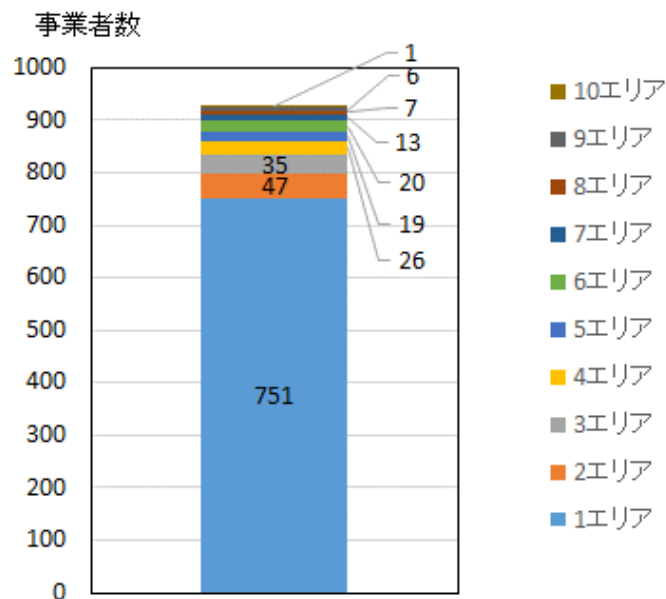
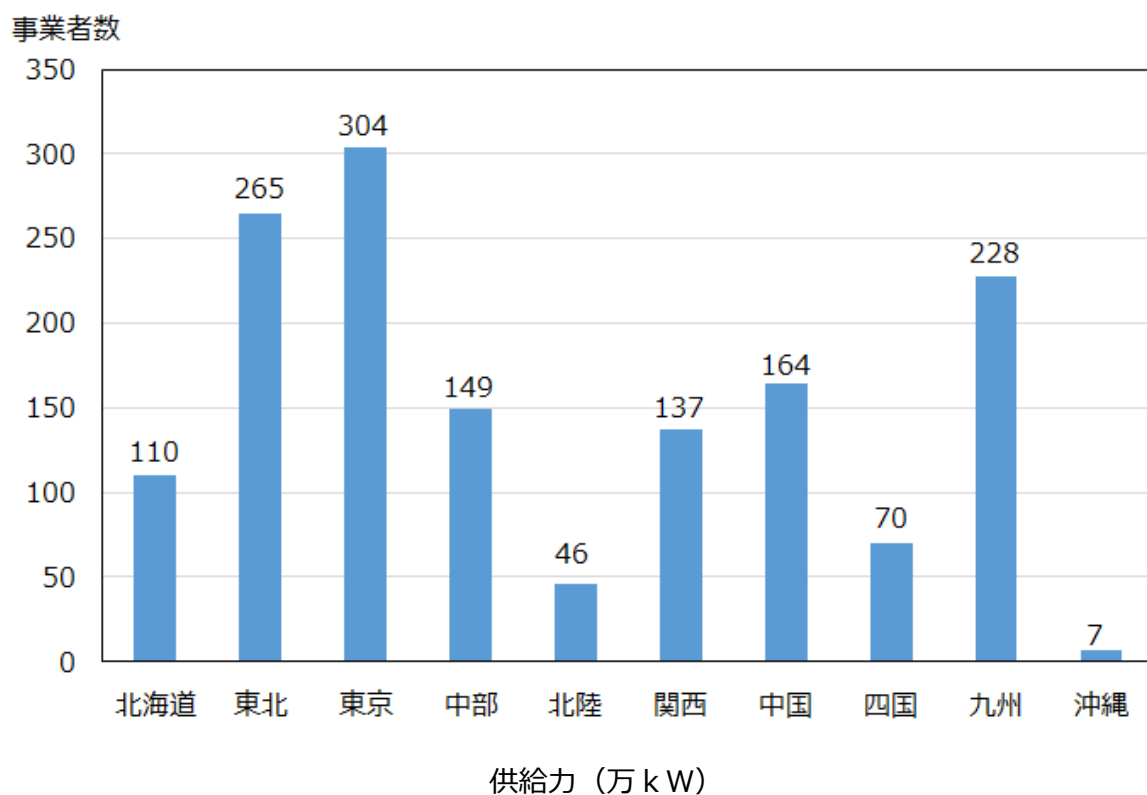


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2023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。



北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
525	1,972	4,957	2,526	544	2,858	1,083	765	1,922	203

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

○ 供給計画における容量市場での落札／非落札電源の動向と諸課題

今般の2023年度供給計画の取りまとめが、容量市場の実需給年度（2024年度）の前年に当たることもあり、容量市場と供給計画との関係について、最新の動向も踏まえて以下に考察する。

容量市場のメインオークションにおいて非落札となった電源について、メインオークションの結果をもって「供給力として不要」と見立て、供給計画において「休廃止」とする事業者行動を示唆する傾向が見受けられた。2020年度から開始し、既に3回実施した容量市場メインオークションでの落札、非落札の結果を、LNG火力と石炭火力に着目して比較すると、図7-1のとおりであり、非落札となったLNG火力が増加しており、休廃止しているLNG火力が増加している一方で、石炭火力の非落札が少なく、石炭火力の休廃止が少ない傾向となっている。

本機関としては、供給計画のヒアリング等を通じて、同市場のメインオークション以降の需要増加や電源退出等を踏まえた追加オークションでの約定機会や、落札電源のトラブルに対応するための差替え等の活用、卸電力市場や相対契約など容量市場以外での活用等も考えられることから、休廃止には慎重な判断をするよう再考を促している状況である。

また、事業者が将来的な供給力の提供を想定して入札し落札されている電源の中にも、設備トラブル等により容量市場での義務履行が難しいケースなども含め、「退出」の申出がある状況である。このような電源退出が特定のエリアに偏在することで当該エリアだけが供給力不足に陥る危惧もあり、その場合には必要な供給力を確保するための適切な措置を検討する必要がある。

それらの動きに対応して、本機関としては、調達必要量の再評価をもとに追加オークションの実施要否について検討していくが、供給力確保の促進という容量市場に期待される機能を適正に発揮させるためには、今後、いたずらに電源退出が多発しないよう、その未然防止などの環境整備や、万一の不測の状況に対する備えが必要と考える。

そのため、国においては、発電事業者に求められる行動に対する適切な監視と指導に加え、必要に応じた制度面での手当てや措置が期待される。

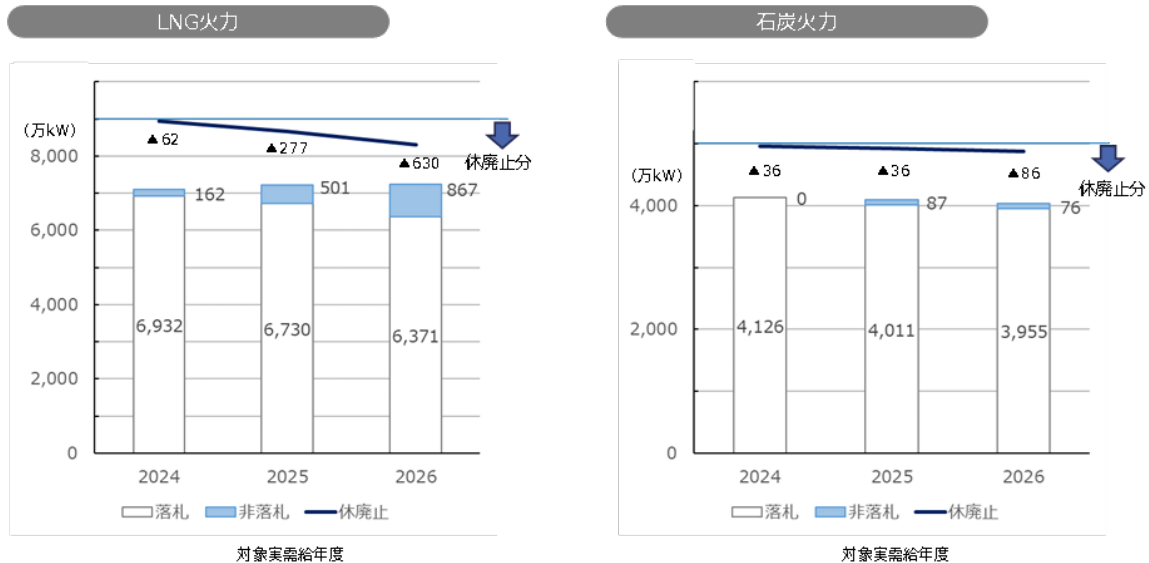


図7-1 容量市場メインオークションにおけるLNG火力と石炭火力の落札量・非落札量及び2023年度供給計画に基づく休廃止の設備量（2024年度からの累計値）

○ 長期的な電源確保とカーボンニュートラル実現に係る課題

毎年の供給計画の取りまとめにおいては、電源構成の変化に関する分析を行っており、2022年度供給計画と今回を比較すると、図7-2のとおり、原子力電源に変化はなく、新エネルギー等電源は増加している。一方で、火力電源に着目し、長期の電源開発及び休廃止計画の動向を踏まえると、減少していく傾向である。

10年先までの「新增設」と「休廃止」の設備量を相殺した累計データについて、2022年度供給計画と今回のものとを比較して図7-3に示す。いずれも「新增設」は2025年度頃まで増加するものの、以降の増加はなく、「休廃止」は基本的に年々増加することから、相殺した設備量は順次減少していくことが読み取れる。その内訳としては、火力電源の新增設はほとんど計画されておらず、LNG火力の休廃止が増加していく一方で、石炭火力の休廃止がほとんどない傾向にあり、特に、2023年度供給計画において2026年度にLNG火力の休廃止が増加していることが見受けられる。この傾向は、前項で述べた「非落札の石炭火力」が少ない一方で「非落札のLNG火力」が多く、「非落札のLNG火力」における休廃止の影響を受けたものとも推察される。今後、この動向が継続するとLNG火力の休廃止が進み、また、将来的には2050年カーボンニュートラル実現に向けた非効率石炭火力の退出が加速すると、安定供給の確保について懸念が出る可能性がある。

そのため、本機関としては、カーボンニュートラルの実現にも資する計画的な電源投資の基礎となる10年超の長期電力需給の見直し検討への貢献や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションをはじめとする対応策について、国と連携し検討していく予定である。

同時に、そのような電源確保の仕組みだけでなく、水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料の安定的かつ継続的な確保のため、製造や輸送及び貯蔵に係るサプライチェーンの構築が不可欠となるが、その点では、個別の企業努力だけでは難しいとの意見が事業者から多く寄せられた。

そのため、長期脱炭素電源オークションの実効性を確保するため、国においては、脱炭素電源の新設や燃料転換などの諸施策と整合の取れた水素及びアンモニアその他の脱炭素燃料のサプライチェーン構築に向けて、政策的な観点からの支援を期待するものである。



*2022年度供給計画の2022年度と2023年度供給計画の2022年度の比較

※1 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必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後の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 太陽光・風力は、一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見直しを立てて計上

図7-2 設備容量^{※1}（全国合計）

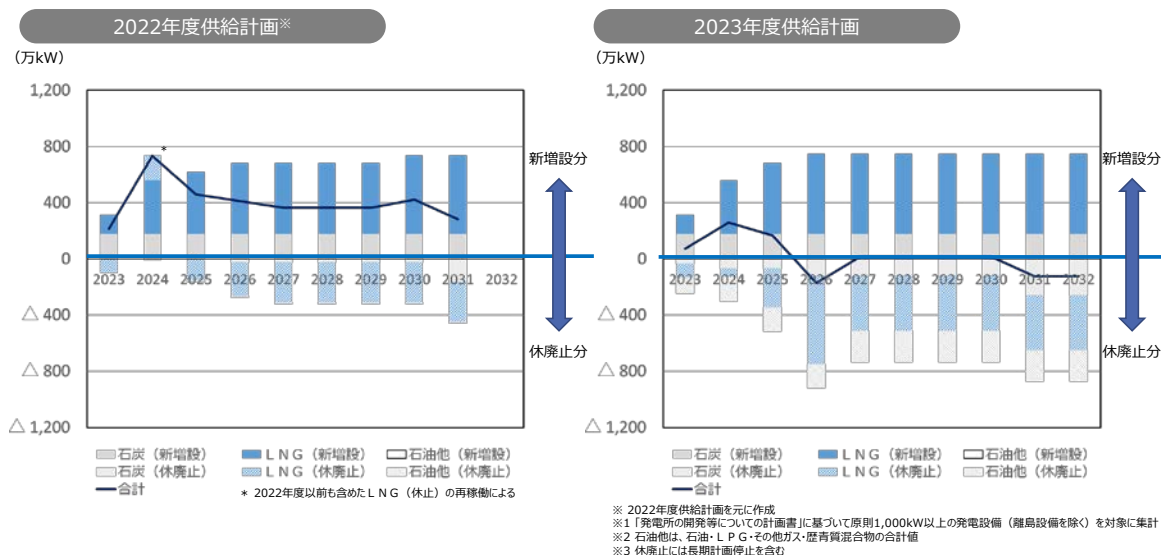


図 7-3 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2023年度からの累計値）

○ 2024年度以降の供給計画の在り方

2024年度には、容量市場の実需給年度を迎え、また、調整力（電源Ⅰ、電源Ⅰ′、電源Ⅱ等）公募から需給調整市場へ全面的に移行⁵⁴することから、供給計画における「小売」、「発電」の各電気事業者を確認する事項や、その評価内容にも変化が生じてくるものと思われる。

1) 小売電気事業について

これまで、小売電気事業者に対して、計画段階での供給能力確保義務の観点から、その確保の状況（相対調達、市場調達などの計画）を確認することとしていた。しかしながら、2024年度以降は、日本全体⁵⁵で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保されることとなるため、供給能力確保義務の観点からは、個々の小売電気事業者の確保状況を詳細に確認する意味合いは薄れていく。

加えて、旧一般電気事業者の発電部門からの卸供給の契約手続きでは、内外無差別の観点から、同グループの小売部門と新電力小売との間での取扱いに差を生じないようにするため、長期的な契約は勿論のこと、供給計画の提出時点では2年目以降の確保量が確定しない可能性が高くなっており、その傾向は2023年度供給計画においても見受けられるものであった。

一方で、個別の小売電気事業者における事業継続性及び行動特性の把握や評価分析の観点、また、小売への卸供給の形態変化が発電事業者の計画的な燃料調達へ与える影響評価の観点からは、供給計画において小売と発電の短期・長期の相対契約の状況を把握することに一定の効果が期待できるものであり、その点も考慮する必要がある。

そのため本機関としては、小売電気事業者の調達済の供給力について、上記の観点からの状況把握に努めるとともに、電気事業者以外からの調達量や小売電気事業者が活用するディマンドリスポンスの確保量等も含めて、需給バランス評価における扱いを検討していく予定である。国においても、小売電気事業者をとりまく事業環境の変化にも配慮しつつ、供給計画の届出様式の見直し等の対応を検討いただきたい。

⁵⁴ 沖縄エリアにおいては、需給調整市場は開設されておらず、調整力公募が継続する

⁵⁵ 沖縄エリアや離島を除く

2) 発電事業について

発電事業者に対しては、保有する供給力、調整力等の把握について、これまで以上に精緻化、高度化が求められる。特に、2024年度以降、調整力公募から需給調整市場へ全面的に移行し、調整力の確保も実需給に近い断面で効率的かつ確実な確保を図ることになる一方、年間段階の調整力の確保状況については、これまでのようには把握できなくなる。加えて、必要な調整力は、容量市場と需給調整市場を通じて確保、維持されることになるが、至近3年間の容量市場のメインオークション結果から、調整機能ありの電源の落札量が減少している傾向も見受けられる⁵⁶。

容量市場、需給調整市場では、必要な供給力、調整力（調整余力）について、市場メカニズムを活用して、広域的、経済合理的に調達するものであるが、その仕組みが機能するためには、必要量を提供する設備が将来に亘って存在することが必要であり、供給計画の取りまとめにおいて、その確認を担えるような検討が必要である。

また、前述のとおり小売電気事業者との長期の相対契約が減少していく傾向の中で、発電事業者として、将来の相対契約や日本卸電力取引所（JEPX）での取引を見越した燃料調達（販売予定の発電電力量）について、将来の全国大での電力量不足による需給ひっ迫を回避するためにも、個々の発電事業者において適切に想定されているか、供給計画の取りまとめの中で確認することも重要な視点となる。

そのため本機関としては、発電設備の新增設や休廃止の動向、個別の発電設備の供給力や、調整力、発電電力量の把握に努めるとともに、今後の長期脱炭素電源オークションの導入で期待される揚水発電や蓄電池等の脱炭素型の調整力の活用⁵⁷も含めて、中長期的な調整力確保やその状況把握に向け、国や調整力の提供事業者を含む関係事業者とも連携しながら、必要な対策の検討を進めていく。

国においては、調整力の効率的な調達及び確保の在り方や、供給計画における各電気事業者が果たすべき役割を整理するとともに、供給計画の届出様式の見直しも含め、具体的な対応策の検討を期待するものである。

⁵⁶ 参考：容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2026年度）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2022/files/230222_mainauction_youryouyakujokekka_saikouhyou_jitsujukyu2026.pdf

⁵⁷ 参考：第56回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/056_04_02.pdf

Ⅷ. まとめ（2023年度供給計画の取りまとめ）

1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。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、東京エリア（2023年度）で基準値を超過している。長期断面でも、北海道（2027年度）、東京（2025・2026年度）、九州（2025、2027～2029年度）、沖縄（2025・2026、2029～2032年度）で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（2023年度）、第2年度（2024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ている。

電力量（kWh）の見通しでは、第1年度（2023年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は、1～11億kWh/月程度（想定需要に対して0.2%～1.7%程度）下回る断面が見受けられる。

上記より、短期断面では、2023年度の東京エリアの年間EUEが0.049kWh/kW・年となり、供給信頼度基準を超過し、需給状況に注視が必要な状況。一方、補完的確認では予備率8%を下回る月はないことから、需給対策の要否については、年間EUEだけではなく、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見通しを踏まえて検討を進める。

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、昨年同様、長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された現状の課題について、3件の課題を取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

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

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し(長期)・・・・・・・・ 別5

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2023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	397	355	356	409	416	387	390	444	481	498	495	453
東北	1,085	1,012	1,084	1,312	1,338	1,180	1,033	1,161	1,305	1,369	1,365	1,229
東京	3,846	3,717	4,281	5,499	5,499	4,650	3,827	4,020	4,469	4,884	4,884	4,337
東3社計	5,328	5,084	5,721	7,220	7,253	6,217	5,250	5,625	6,255	6,751	6,744	6,019
中部	1,799	1,807	2,019	2,455	2,455	2,208	1,879	1,902	2,159	2,342	2,342	2,050
北陸	386	352	404	495	495	438	373	410	476	518	518	452
関西	1,798	1,828	2,117	2,741	2,741	2,314	1,890	1,914	2,349	2,518	2,518	2,115
中国	757	747	835	1,043	1,043	931	770	836	1,013	1,037	1,037	902
四国	334	342	386	497	497	425	369	370	458	458	458	395
九州	1,000	1,048	1,203	1,537	1,537	1,320	1,109	1,152	1,393	1,454	1,454	1,223
中西6社計	6,074	6,123	6,964	8,768	8,768	7,636	6,390	6,584	7,848	8,327	8,327	7,137
9社合計	11,402	11,207	12,685	15,988	16,021	13,853	11,640	12,209	14,103	15,078	15,071	13,156
沖縄	107	130	154	157	158	160	138	118	101	109	103	98
10社合計	11,509	11,338	12,838	16,145	16,179	14,013	11,778	12,327	14,203	15,187	15,174	13,253

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	552	578	547	544	548	524	549	598	605	602	619	629
東北	1,282	1,297	1,411	1,664	1,764	1,630	1,373	1,486	1,640	1,684	1,678	1,592
東京	4,394	3,980	4,686	5,828	5,853	5,496	4,557	4,312	4,977	5,465	5,461	5,174
東3社計	6,228	5,856	6,643	8,036	8,165	7,649	6,479	6,395	7,223	7,751	7,757	7,395
中部	2,238	2,141	2,548	2,810	2,912	2,594	2,251	2,104	2,527	2,630	2,594	2,300
北陸	449	460	493	562	542	473	486	469	494	524	529	545
関西	2,199	2,164	2,482	2,983	3,111	2,716	2,030	2,112	2,628	2,827	2,821	2,565
中国	1,025	1,116	1,245	1,477	1,449	1,239	1,033	1,009	1,241	1,326	1,252	1,082
四国	454	491	603	711	727	623	575	507	561	634	644	653
九州	1,398	1,417	1,562	1,864	1,907	1,788	1,650	1,481	1,659	1,691	1,754	1,542
中西6社計	7,763	7,789	8,932	10,407	10,648	9,433	8,025	7,683	9,110	9,632	9,593	8,688
9社合計	13,991	13,644	15,576	18,443	18,813	17,083	14,504	14,078	16,333	17,383	17,350	16,083
沖縄	153	186	196	205	201	195	195	170	173	176	165	177
10社合計	14,143	13,830	15,772	18,648	19,014	17,278	14,700	14,248	16,506	17,559	17,515	16,260

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	155	223	191	135	132	137	159	154	124	104	124	176
東北	197	285	327	352	426	450	340	325	335	315	313	363
東京	548	263	405	329	354	846	730	292	508	581	577	837
東3社計	900	772	922	816	912	1,432	1,229	770	968	1,000	1,013	1,376
中部	439	334	529	355	457	386	372	202	368	288	252	250
北陸	63	109	89	67	47	35	114	59	18	6	11	93
関西	402	336	365	242	370	402	139	198	279	309	303	451
中国	268	369	410	434	406	308	263	173	228	289	215	180
四国	120	149	217	214	230	198	206	137	103	176	186	258
九州	398	369	359	327	370	468	541	329	266	237	300	319
中西6社計	1,689	1,665	1,969	1,639	1,880	1,798	1,635	1,099	1,262	1,305	1,266	1,551
9社合計	2,589	2,437	2,891	2,455	2,792	3,230	2,865	1,870	2,230	2,305	2,279	2,927
沖縄	46	55	43	48	43	35	57	52	73	67	62	80
10社合計	2,635	2,492	2,934	2,503	2,835	3,265	2,922	1,922	2,303	2,372	2,341	3,007

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	39.1%	62.9%	53.6%	33.1%	31.7%	35.3%	40.9%	34.7%	25.8%	20.9%	25.0%	38.7%
東北	18.1%	28.2%	30.2%	26.8%	31.9%	38.1%	32.9%	28.0%	25.7%	23.0%	22.9%	29.5%
東京	14.2%	7.1%	9.5%	6.0%	6.4%	18.2%	19.1%	7.3%	11.4%	11.9%	11.8%	19.3%
東3社計	16.9%	15.2%	16.1%	11.3%	12.6%	23.0%	23.4%	13.7%	15.5%	14.8%	15.0%	22.9%
中部	24.4%	18.5%	26.2%	14.4%	18.6%	17.5%	19.8%	10.6%	17.0%	12.3%	10.8%	12.2%
北陸	16.4%	30.9%	22.0%	13.6%	9.5%	8.1%	30.5%	14.3%	3.9%	1.3%	2.1%	20.6%
関西	22.4%	18.4%	17.3%	8.8%	13.5%	17.4%	7.4%	10.4%	11.9%	12.3%	12.0%	21.3%
中国	35.4%	49.4%	49.1%	41.6%	38.9%	33.1%	34.1%	20.7%	22.5%	27.9%	20.7%	19.9%
四国	35.8%	43.7%	56.3%	43.1%	46.2%	46.7%	55.9%	37.0%	22.5%	38.3%	40.5%	65.4%
九州	39.8%	35.2%	29.8%	21.3%	24.1%	35.5%	48.8%	28.6%	19.1%	16.3%	20.6%	26.1%
中西6社計	27.8%	27.2%	28.3%	18.7%	21.4%	23.5%	25.6%	16.7%	16.1%	15.7%	15.2%	21.7%
9社合計	22.7%	21.7%	22.8%	15.4%	17.4%	23.3%	24.6%	15.3%	15.8%	15.3%	15.1%	22.2%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%
10社合計	22.9%	22.0%	22.9%	15.5%	17.5%	23.3%	24.8%	15.6%	16.2%	15.6%	15.4%	22.7%

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

8%未満

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

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	23.4%	46.4%	50.8%	24.0%	25.3%	36.4%	27.1%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.4%
東北	16.4%	16.0%	21.3%	18.2%	24.1%	36.4%	25.2%	28.2%	20.3%	15.4%	16.0%	24.1%
東京	16.4%	12.0%	12.3%	8.7%	9.7%	18.9%	22.0%	8.5%	15.0%	15.3%	15.0%	21.1%
中部	26.8%	24.8%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.1%
北陸	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
関西	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
中国	26.8%	27.5%	28.1%	18.7%	20.8%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
四国	26.8%	27.5%	28.1%	18.9%	22.4%	22.0%	22.0%	14.8%	15.3%	15.3%	15.0%	39.4%
九州	33.0%	30.2%	28.1%	18.7%	20.8%	29.9%	44.7%	23.3%	15.3%	15.3%	15.0%	21.7%
沖縄	42.6%	42.6%	27.7%	30.5%	26.9%	22.1%	41.5%	44.4%	72.6%	61.9%	60.4%	81.3%

□ : 8%以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表（別） 1－6 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

[万kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	107	130	156	158	161	160	138	118	101	109	103	98
供給力	156	190	199	208	205	203	199	175	176	177	167	180
供給予備力	49	60	44	50	44	43	61	57	75	69	64	82
供給予備率	46.2%	45.9%	28.0%	31.5%	27.2%	27.0%	44.0%	48.2%	74.7%	63.2%	61.8%	84.1%

○ 2024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	398	356	357	410	417	388	391	445	482	499	496	454
東北	1,081	1,009	1,080	1,308	1,334	1,177	1,031	1,158	1,302	1,366	1,362	1,226
東京	3,859	3,730	4,296	5,514	5,514	4,665	3,839	4,033	4,480	4,895	4,895	4,349
東3社計	5,338	5,095	5,733	7,232	7,265	6,230	5,261	5,636	6,264	6,760	6,753	6,029
中部	1,809	1,818	2,031	2,470	2,470	2,221	1,890	1,913	2,172	2,356	2,356	2,062
北陸	385	350	403	493	493	436	373	410	476	518	518	452
関西	1,832	1,862	2,157	2,751	2,751	2,358	1,926	1,950	2,394	2,527	2,527	2,154
中国	757	747	835	1,043	1,043	931	770	836	1,013	1,037	1,037	902
四国	333	342	385	495	495	424	368	369	456	456	456	394
九州	1,002	1,051	1,206	1,541	1,541	1,323	1,112	1,155	1,397	1,458	1,458	1,226
中西6社計	6,117	6,170	7,016	8,793	8,793	7,693	6,439	6,633	7,907	8,352	8,352	7,190
9社合計	11,455	11,265	12,749	16,025	16,058	13,923	11,700	12,269	14,171	15,112	15,105	13,219
沖縄	108	131	155	158	159	161	139	119	101	109	104	99
10社合計	11,563	11,396	12,904	16,183	16,217	14,083	11,838	12,387	14,272	15,221	15,209	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	510	542	521	512	584	555	537	583	631	615	622	574
東北	1,425	1,451	1,437	1,701	1,736	1,513	1,369	1,430	1,618	1,662	1,649	1,549
東京	4,603	4,423	4,773	6,217	6,233	5,906	4,452	4,383	5,787	5,905	5,922	5,619
東3社計	6,538	6,416	6,731	8,431	8,553	7,974	6,358	6,395	8,037	8,182	8,193	7,742
中部	2,227	2,359	2,688	2,997	3,016	2,659	2,338	2,321	2,618	2,684	2,705	2,442
北陸	528	452	463	591	573	527	463	489	528	542	542	545
関西	2,411	2,451	2,699	3,162	3,232	3,038	2,499	2,549	2,959	2,878	2,909	2,596
中国	1,001	1,040	1,126	1,396	1,482	1,307	1,148	1,115	1,255	1,362	1,318	1,277
四国	593	616	694	697	690	613	599	611	656	677	674	630
九州	1,370	1,393	1,573	1,776	1,796	1,628	1,476	1,424	1,691	1,730	1,709	1,560
中西6社計	8,129	8,312	9,242	10,619	10,789	9,772	8,522	8,507	9,708	9,873	9,857	9,051
9社合計	14,667	14,728	15,973	19,050	19,342	17,747	14,880	14,902	17,745	18,055	18,050	16,793
沖縄	178	196	213	211	216	209	209	186	178	168	170	161
10社合計	14,844	14,924	16,187	19,261	19,558	17,956	15,089	15,089	17,923	18,223	18,220	16,954

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	112	186	164	102	167	167	146	138	149	116	126	120
東北	344	442	357	393	402	336	338	272	316	296	287	323
東京	744	693	477	703	719	1,241	613	350	1,307	1,010	1,027	1,270
東3社計	1,200	1,321	998	1,199	1,288	1,744	1,097	759	1,773	1,422	1,440	1,713
中部	418	541	657	527	546	438	448	408	446	328	349	380
北陸	143	102	60	98	80	91	90	79	52	24	24	93
関西	580	589	542	411	481	680	573	599	565	351	382	442
中国	244	293	291	353	439	376	378	279	242	325	281	375
四国	260	274	309	202	195	189	231	242	200	221	218	236
九州	368	342	367	235	255	305	364	269	294	272	251	334
中西6社計	2,012	2,141	2,226	1,826	1,996	2,080	2,084	1,875	1,801	1,521	1,505	1,861
9社合計	3,212	3,462	3,224	3,025	3,284	3,824	3,181	2,634	3,574	2,943	2,945	3,574
沖縄	70	65	59	53	56	48	70	68	77	59	66	63
10社合計	3,281	3,527	3,283	3,078	3,341	3,873	3,251	2,701	3,651	3,002	3,011	3,636

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	28.1%	52.4%	46.0%	25.0%	40.2%	43.1%	37.4%	30.9%	31.0%	23.2%	25.5%	26.5%
東北	31.9%	43.8%	33.0%	30.1%	30.1%	28.6%	32.8%	23.5%	24.3%	21.7%	21.0%	26.3%
東京	19.3%	18.6%	11.1%	12.8%	13.0%	26.6%	16.0%	8.7%	29.2%	20.6%	21.0%	29.2%
東3社計	22.5%	25.9%	17.4%	16.6%	17.7%	28.0%	20.9%	13.5%	28.3%	21.0%	21.3%	28.4%
中部	23.1%	29.8%	32.4%	21.3%	22.1%	19.7%	23.7%	21.3%	20.5%	13.9%	14.8%	18.4%
北陸	37.3%	29.1%	15.0%	20.0%	16.2%	20.8%	24.2%	19.2%	11.0%	4.7%	4.6%	20.6%
関西	31.7%	31.6%	25.1%	14.9%	17.5%	28.9%	29.7%	30.7%	23.6%	13.9%	15.1%	20.5%
中国	32.2%	39.3%	34.9%	33.8%	42.1%	40.4%	49.1%	33.4%	23.9%	31.3%	27.1%	41.6%
四国	77.9%	80.1%	80.2%	40.8%	39.4%	44.6%	62.7%	65.6%	44.0%	48.4%	47.7%	60.0%
九州	36.7%	32.6%	30.4%	15.2%	16.6%	23.1%	32.8%	23.3%	21.1%	18.6%	17.2%	27.3%
中西6社計	32.9%	34.7%	31.7%	20.8%	22.7%	27.0%	32.4%	28.3%	22.8%	18.2%	18.0%	25.9%
9社合計	28.0%	30.7%	25.3%	18.9%	20.5%	27.5%	27.2%	21.5%	25.2%	19.5%	19.5%	27.0%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%
10社合計	28.4%	30.9%	25.4%	19.0%	20.6%	27.5%	27.5%	21.8%	25.6%	19.7%	19.8%	27.3%

※沖縄エリアは、最小予備率断面を記載

8%未満

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

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	34.8%	38.1%	22.7%	37.8%	41.0%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東北	22.9%	34.3%	28.0%	21.0%	16.7%	26.5%	26.9%	18.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
東京	22.9%	23.6%	13.5%	15.4%	16.7%	26.5%	18.6%	11.5%	25.3%	18.9%	19.0%	26.5%
中部	25.5%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
北陸	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	26.5%	31.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
関西	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
中国	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
四国	49.1%	52.2%	55.4%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	55.6%	35.0%	39.4%	35.2%	46.0%
九州	34.3%	33.2%	30.0%	20.6%	22.5%	28.1%	32.7%	26.6%	24.5%	18.9%	19.0%	26.5%
沖縄	65.0%	49.4%	37.8%	33.7%	35.4%	30.2%	50.7%	57.1%	76.2%	53.7%	63.7%	63.5%

：8%以上に改善したエリア

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表(別) 1-12 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	108	131	157	159	162	161	139	119	101	109	104	99
供給力	182	200	216	214	220	217	213	191	180	169	171	164
供給予備力	74	69	59	55	58	56	74	73	79	60	68	65
供給予備率	68.7%	52.7%	37.9%	34.5%	35.5%	35.1%	53.2%	61.1%	78.3%	55.1%	65.2%	66.3%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2023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】

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	416	417	417	417	417	417	417	417	417	417
東北	1,338	1,334	1,330	1,325	1,320	1,315	1,311	1,306	1,301	1,296
東京	5,499	5,514	5,509	5,503	5,496	5,490	5,483	5,475	5,467	5,459
東3社計	7,253	7,265	7,256	7,245	7,233	7,222	7,211	7,198	7,185	7,172
中部	2,455	2,470	2,461	2,452	2,443	2,434	2,424	2,414	2,405	2,395
北陸	495	493	492	491	489	488	487	486	484	483
関西	2,741	2,751	2,745	2,735	2,726	2,718	2,710	2,701	2,691	2,683
中国	1,043	1,043	1,042	1,041	1,039	1,038	1,037	1,036	1,034	1,033
四国	497	495	493	490	487	485	482	480	477	474
九州	1,537	1,541	1,538	1,535	1,531	1,527	1,523	1,518	1,513	1,508
中西6社計	8,768	8,793	8,771	8,744	8,715	8,690	8,663	8,635	8,604	8,576
9社合計	16,021	16,058	16,027	15,989	15,948	15,912	15,874	15,833	15,789	15,748
沖縄	158	159	163	164	165	166	167	168	169	170
10社合計	16,179	16,217	16,190	16,152	16,113	16,078	16,041	16,000	15,958	15,918

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

【万kW】

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	548	584	539	611	589	606	611	617	612	612
東北	1,764	1,736	1,622	1,659	1,660	1,670	1,686	1,695	1,718	1,746
東京	5,853	6,233	6,002	5,776	5,926	5,953	5,962	5,974	5,976	5,936
東3社計	8,165	8,553	8,163	8,046	8,175	8,229	8,259	8,286	8,306	8,293
中部	2,912	3,016	2,755	2,705	2,774	2,773	2,775	2,777	2,646	2,650
北陸	542	573	576	586	575	579	585	585	589	592
関西	3,111	3,232	2,906	2,908	2,912	2,901	2,905	2,905	2,908	2,821
中国	1,449	1,482	1,384	1,329	1,324	1,320	1,324	1,324	1,329	1,323
四国	727	690	668	675	676	674	675	681	681	683
九州	1,907	1,796	1,640	1,703	1,664	1,661	1,666	1,714	1,718	1,726
中西6社計	10,648	10,789	9,928	9,906	9,925	9,907	9,929	9,986	9,871	9,794
9社合計	18,813	19,342	18,091	17,952	18,100	18,136	18,188	18,272	18,177	18,087
沖縄	201	216	221	211	226	226	226	214	226	226
10社合計	19,014	19,558	18,312	18,163	18,326	18,363	18,414	18,487	18,404	18,313

※沖縄エリアの2023年度及び2024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】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	498	499	499	499	499	499	499	499	499	499
東北	1,369	1,366	1,361	1,356	1,351	1,346	1,342	1,336	1,331	1,327
北陸	518	518	518	518	517	517	517	517	517	516

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月18時）

	【万kW】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
北海道	602	615	632	617	599	614	617	622	618	618
東北	1,687	1,662	1,707	1,708	1,706	1,720	1,735	1,747	1,770	1,799
北陸	524	542	589	597	586	590	594	596	599	602

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】									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
需要電力	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170
供給力	205	220	221	211	226	226	226	214	226	226
供給予備力	44	58	58	47	61	61	59	47	57	57
供給予備率	27.2%	35.5%	35.4%	28.8%	37.3%	36.6%	35.6%	27.8%	34.0%	33.3%