# 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
OCCTO

＜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認めるときは、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限

| | | |
|---|---|---|
| ① | 電気事業者（一般送配電事業者・配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限 | ３月１日<br>（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<br>（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<br>（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<br>実績<br>（気象補正後） | ２０２３年度<br>見通し | ２０２４年度<br>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<br>（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

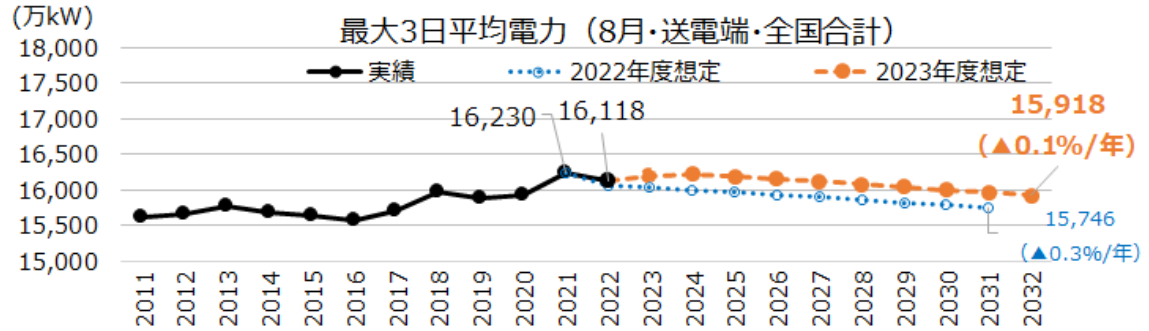



図１－１　最大３日平均電力の実績と今後の見通し

[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（０．０４８ｋＷｈ／ｋＷ・年、沖縄エリアは０．４９８ｋＷｈ／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基準を満たせているかを確認するとともに、補完的に各エリア・各月の予備率についても確認することとなった[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０．０４８ｋＷｈ／ｋＷ・年より小さい値となっていれば、年間を通じて従来と同じレベルの供給信頼度があると言える。

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

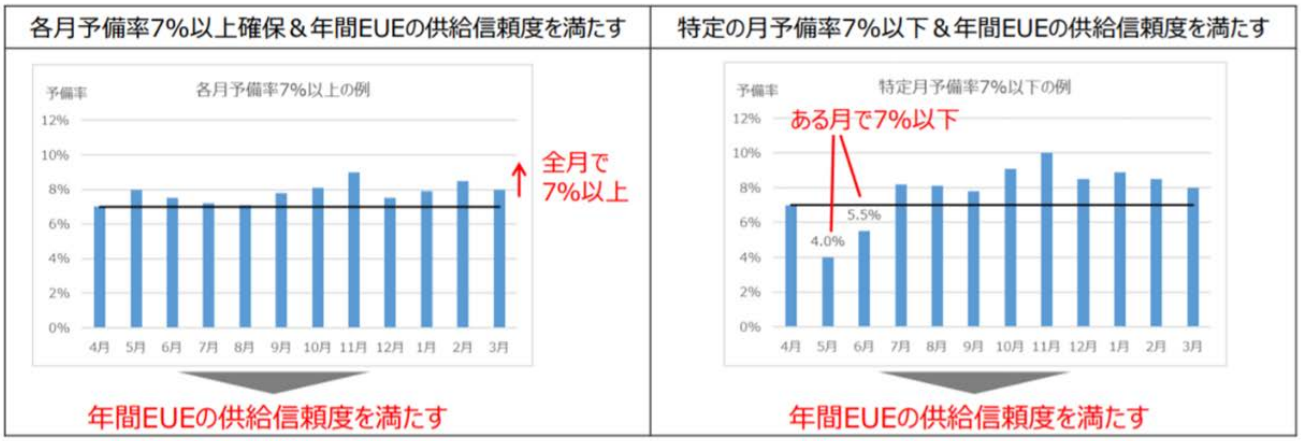



図２－１　年間ＥＵＥの特性

[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（０.０４８ｋＷh/ｋＷ・年、沖縄エリアは０.４９８ｋＷh/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]のうちの大きな方を除く供給力が最大３日平均電力を上回ることを基準として確認を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス確認の概要を、図２－２に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力[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。

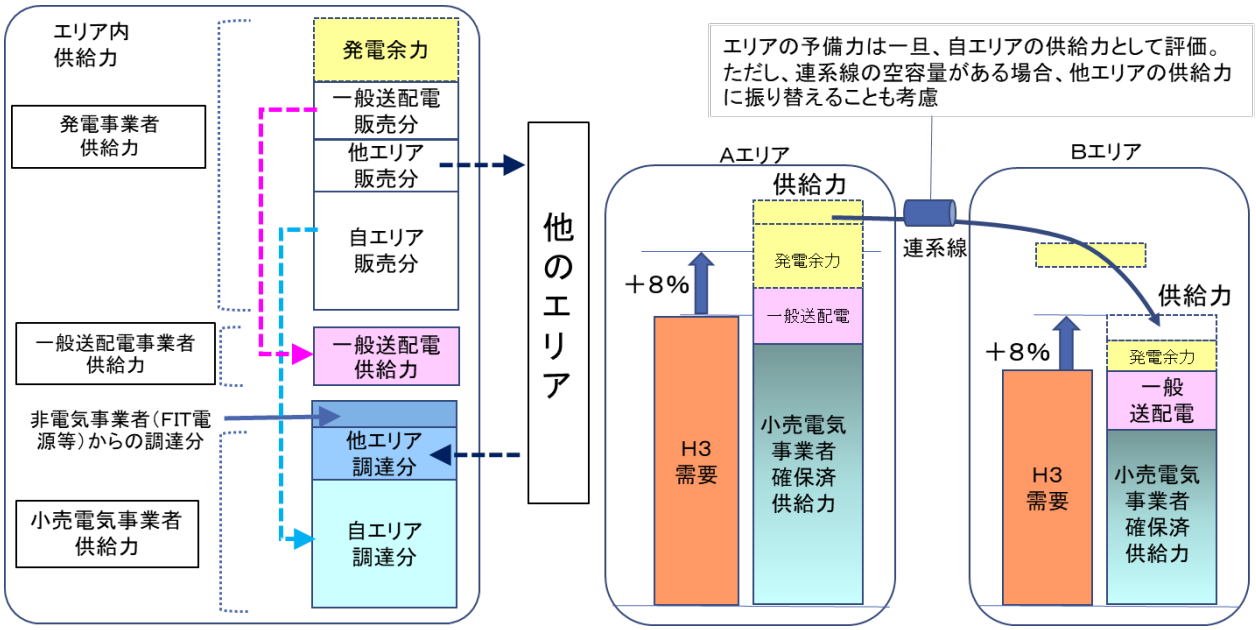



図２－２　需給バランス確認の概要

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

[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。

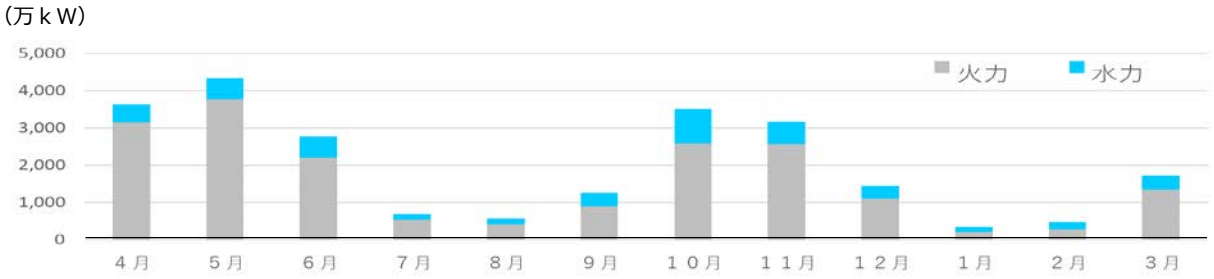



図２－３　２０２３年度供給計画（第１年度）の各月補修量

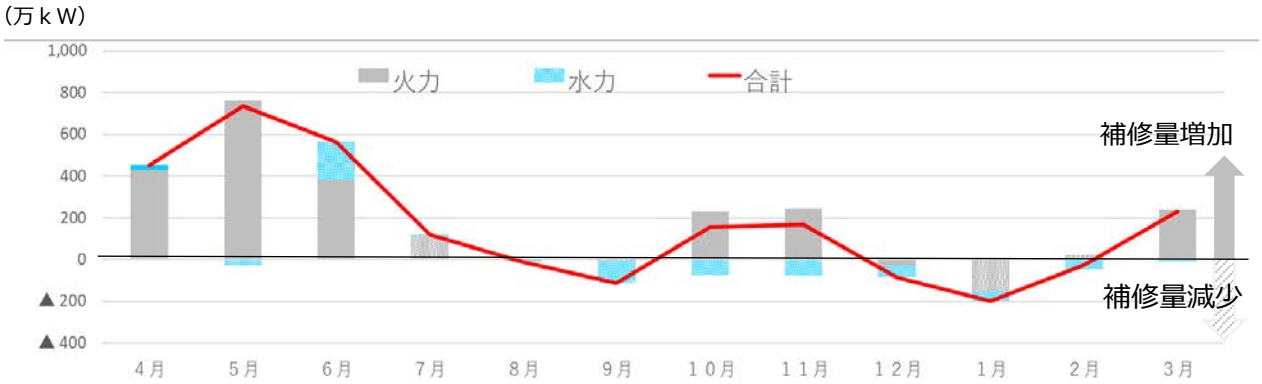



図２－４　２０２３年度供給計画（第１年度）と２０２２年度供給計画（第２年度）の各月補修量の増減

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。

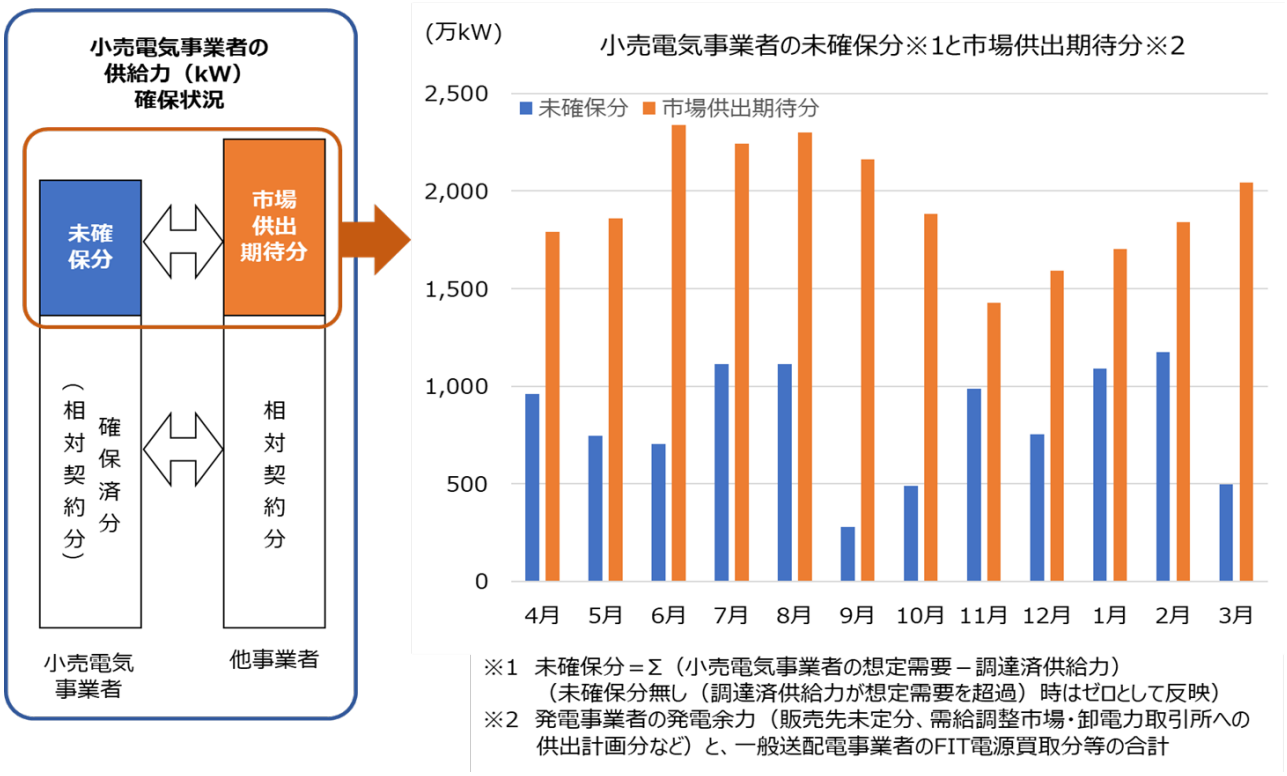



図２－５　小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分（供給力（ｋＷ））

[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１～１１億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。

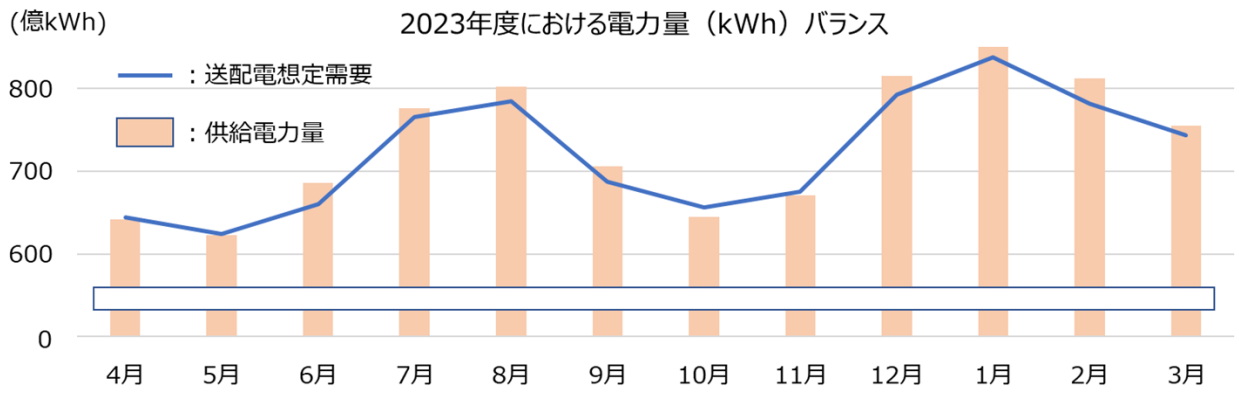



図２－６　第１年度（２０２３年度）における電力量（ｋＷｈ）バランス

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。

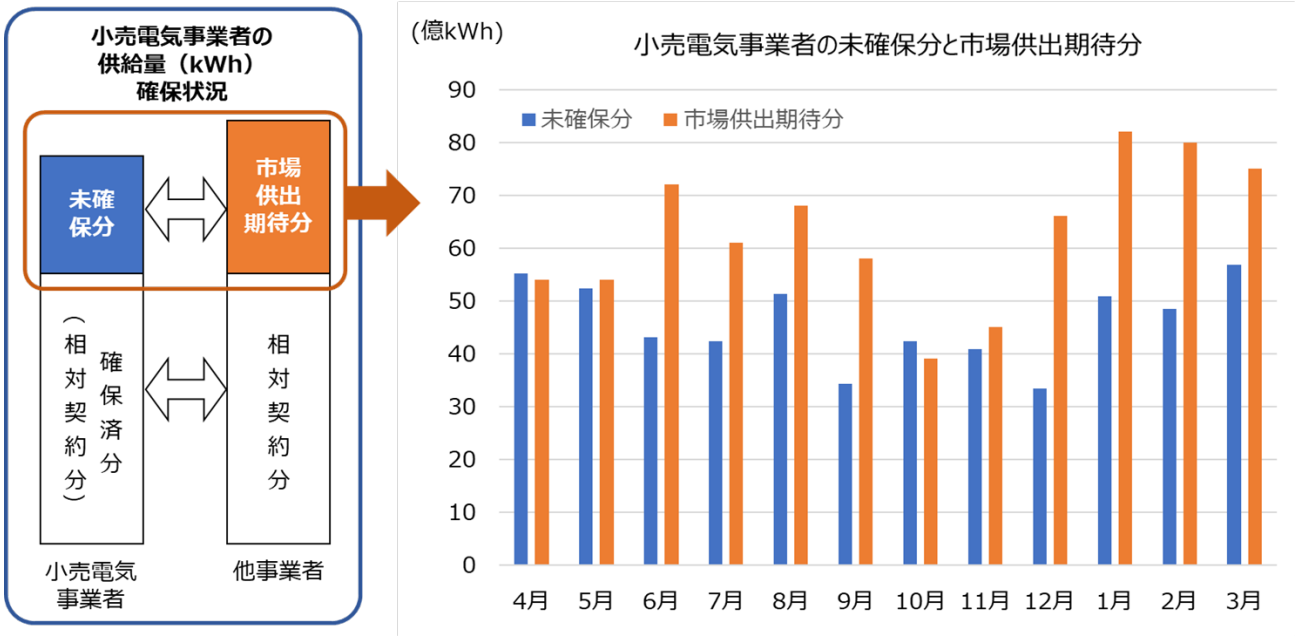



図２－７　小売電気事業者の未確保分と市場供出期待分（電力量（ｋＷｈ））

（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）とも、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、１～１１億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。

○ 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増設の計画等により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。

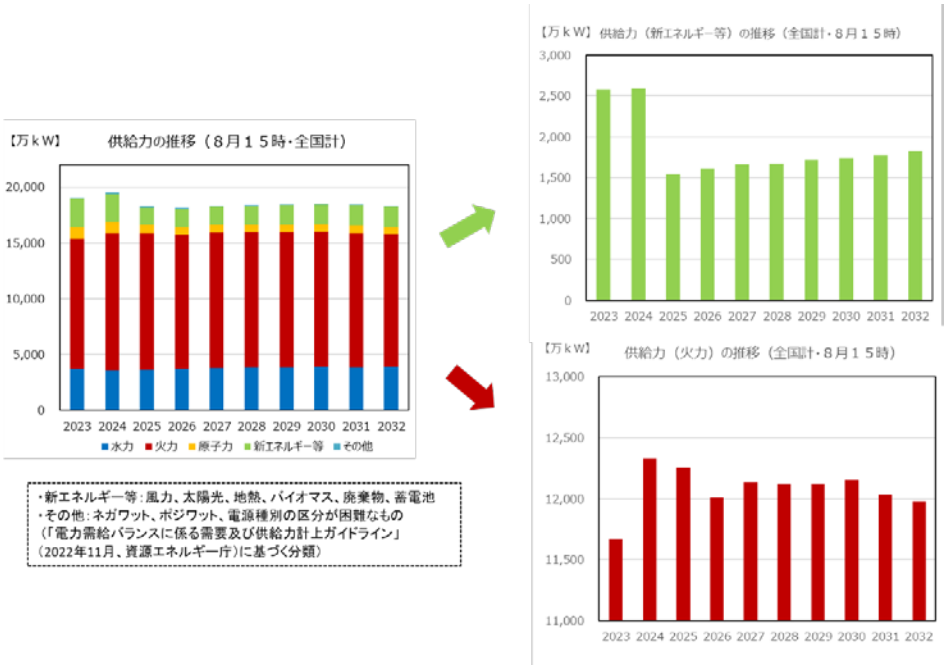



図２－８　電源別供給力の推移

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。

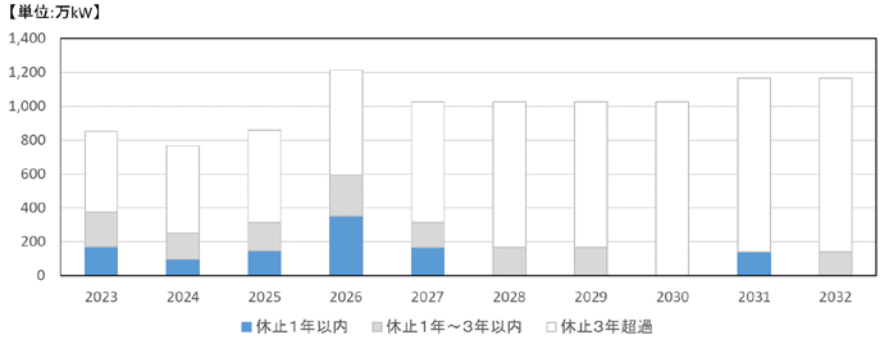



図２－９　休止電源の状況

[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】

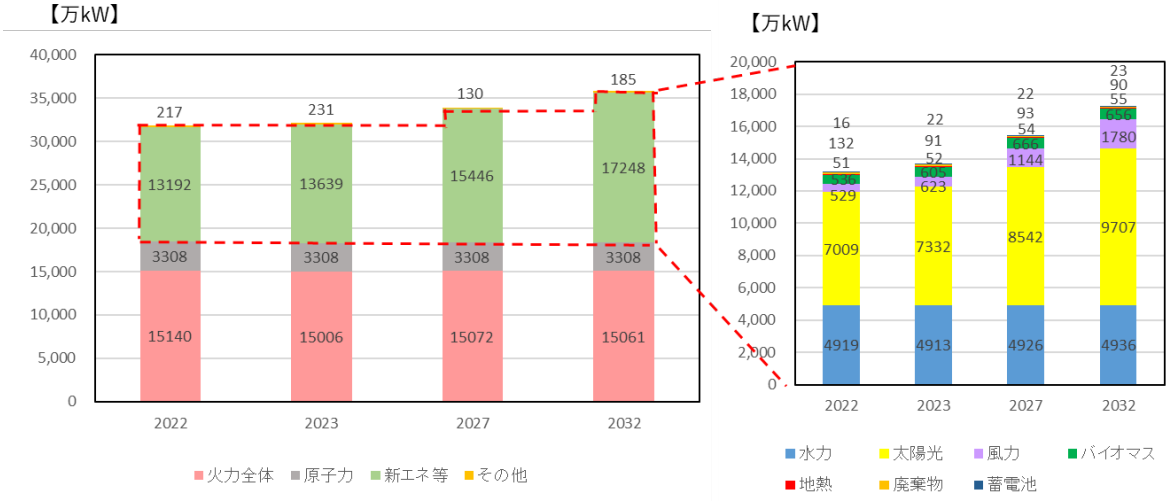
| 種類 | 2022 | 2023 | 2027 | 2032 |
|---|---|---|---|---|
| 火力※1 | 15, 140 | 15, 006 | 15, 072 | 15, 061 |
| 石炭 | 5, 065 | 5, 185 | 5, 104 | 5, 094 |
| ＬＮＧ | 7, 912 | 7, 970 | 8, 202 | 8, 199 |
| 石油他 [31] | 2, 162 | 1, 851 | 1, 766 | 1, 767 |
| 原子力※2 | 3, 308 | 3, 308 | 3, 308 | 3, 308 |
| 新エネルギー等 | 13, 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



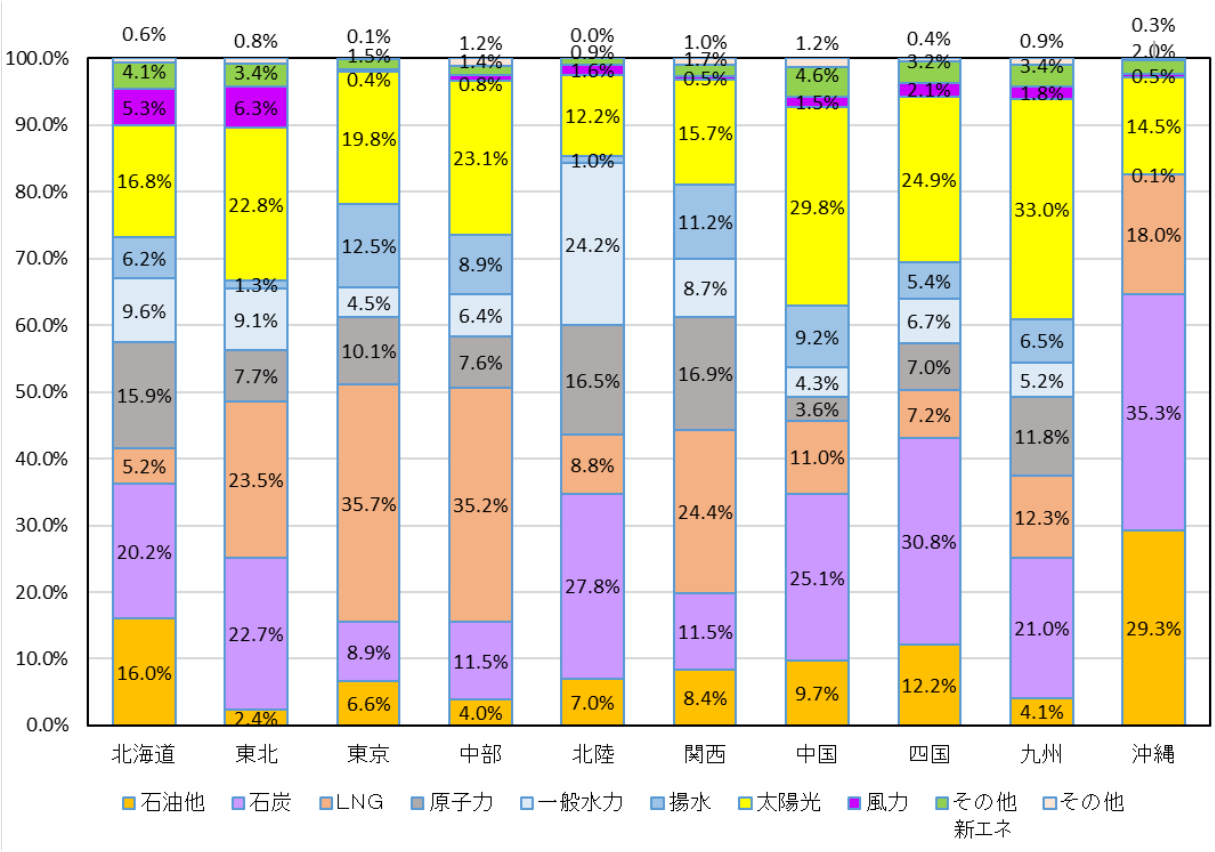

※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

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。

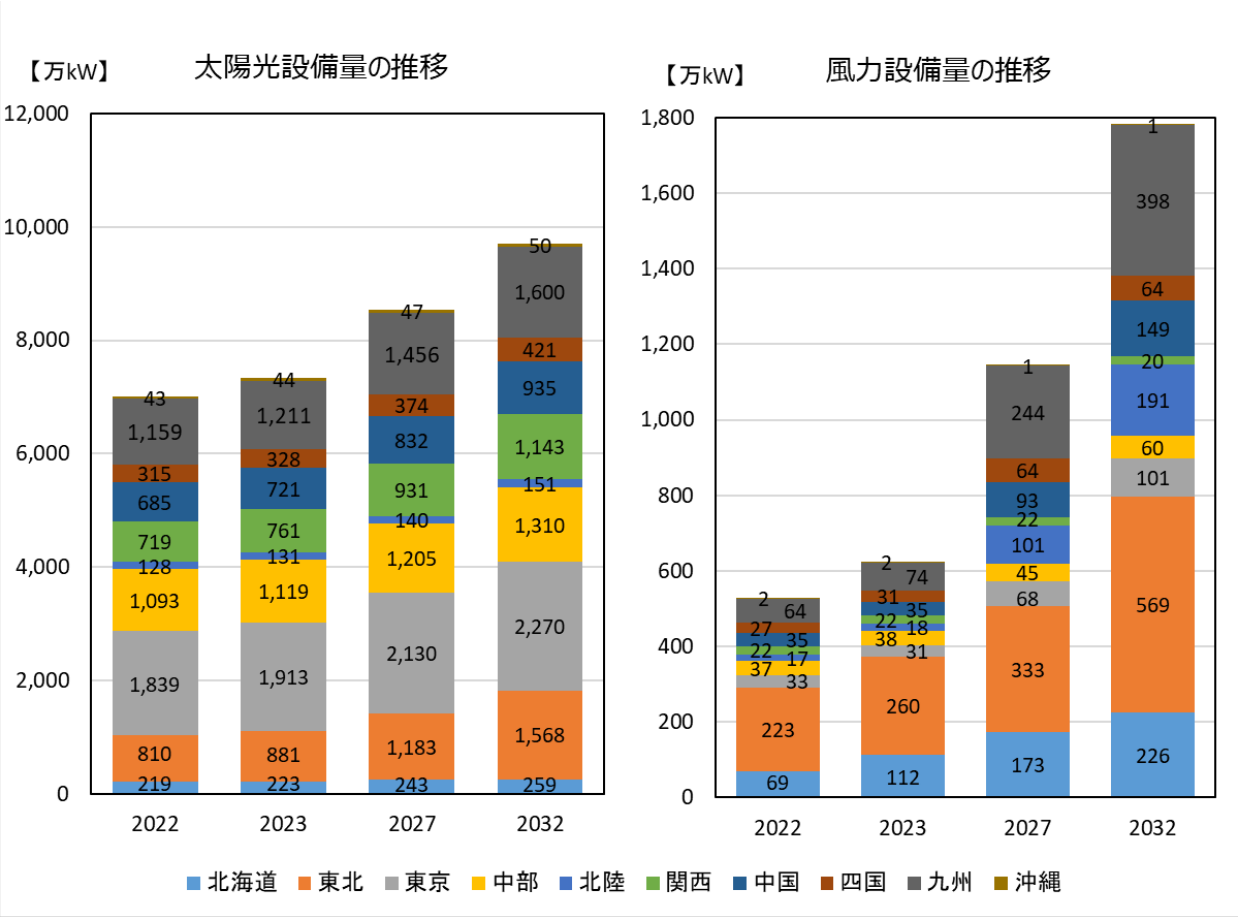



図３－３　エリア別太陽光・風力設備容量の推移

[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。

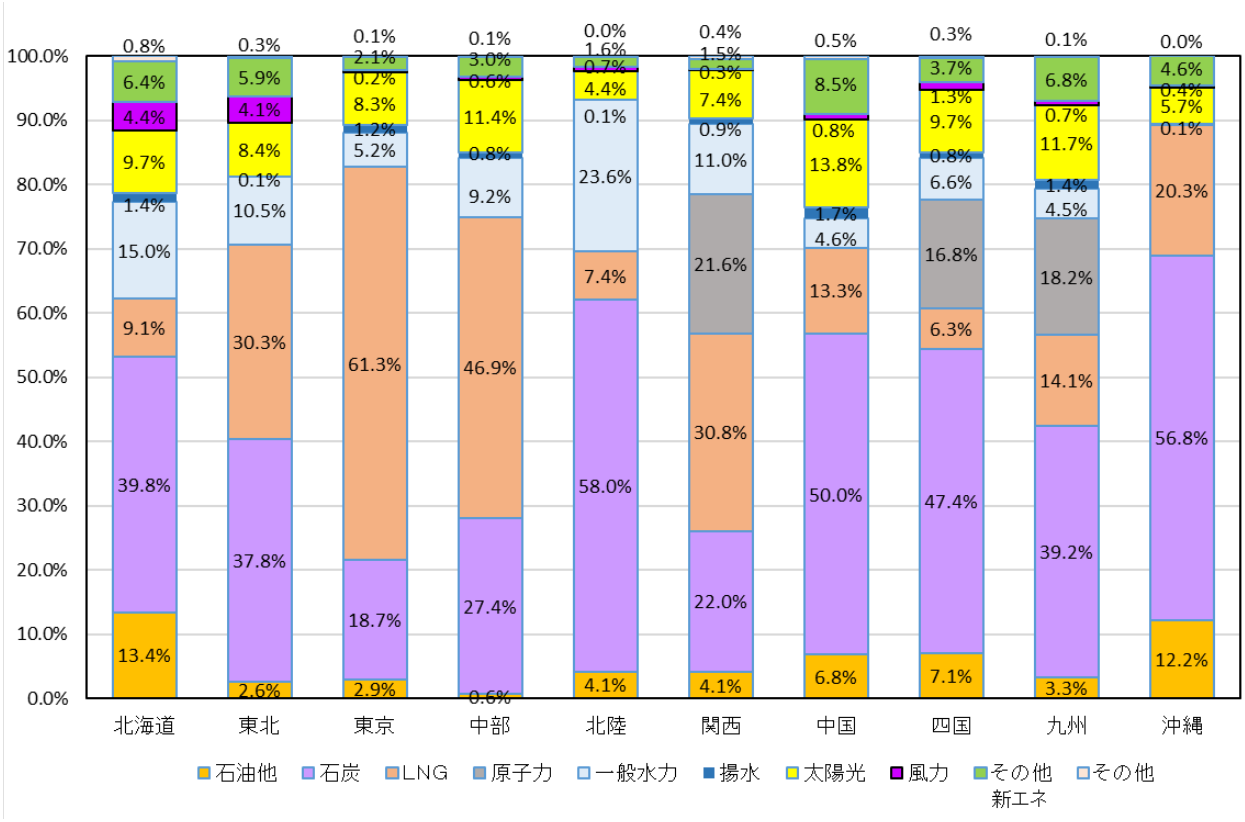



図３－４　２０２２年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

（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。

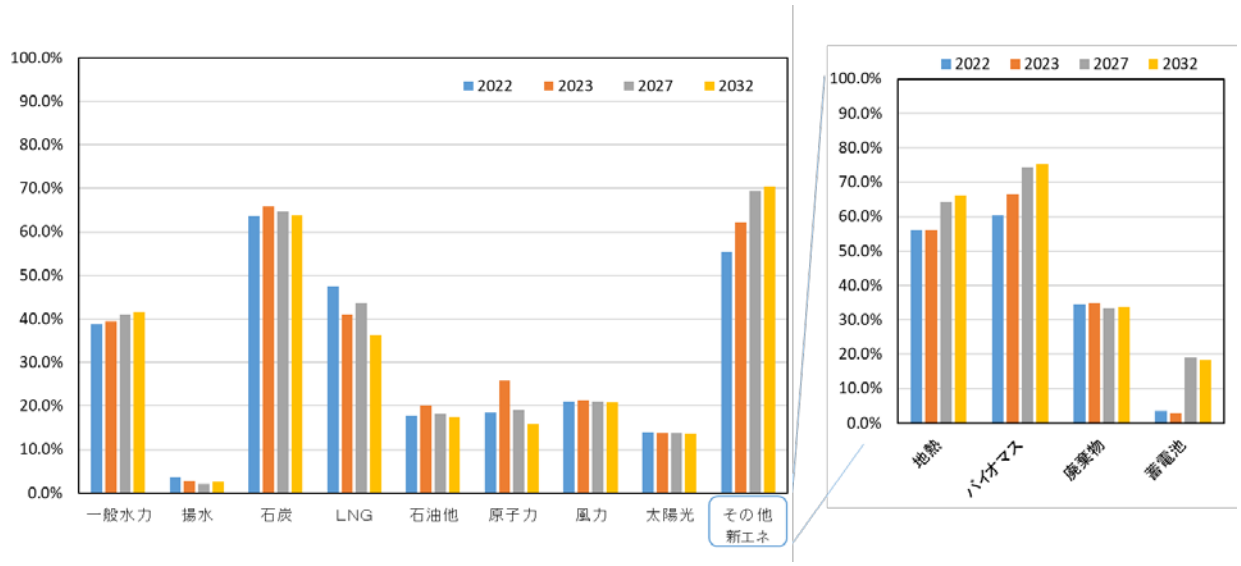



図３－５　設備利用率の推移（全国合計）

## 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<br>・今別変換所:300MW→600MW |
| 直流送電線<br>275kV 送電線 | ・北斗今別直流幹線:122km<br>・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っては１３２ｋＶのもののみ）が届出対象となっている。
なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

[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 | ・宮城丸森幹線:79km<br>・丸森いわき幹線:64km<br>・相馬双葉幹線接続変更:16km<br>・新地アクセス線宮城丸森開閉所引込:1km<br>・常磐幹線宮城丸森開閉所 Dπ引込:1km<br>・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 | ・新佐久間周波数変換所:300MW<br>・東清水変電所:300MW→900MW |
| 275kV 送電線 | ・東清水線:19km<br>・佐久間東幹線 FC 分岐線:3km<br>・佐久間東栄線 FC 分岐線:1km<br>・新豊根東栄線:1km<br>・佐久間東栄線:11km,2km<br>・佐久間東幹線:123km |
| 500kV 変圧器 | ・新富士変電所:　750MVA×1<br>・静岡変電所　:1,000MVA×1<br>・東栄変電所　:　800MVA×1 → 1,500MVA×2 |
| 275kV 変圧器 | ・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 | ・関ケ原北近江線:2km<br>・三岐幹線関ケ原(開)π引込:1km<br>・北近江線北近江(開)π引込:0.5km |
| 開閉所 | ・関ケ原開閉所:6 回線<br>・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。

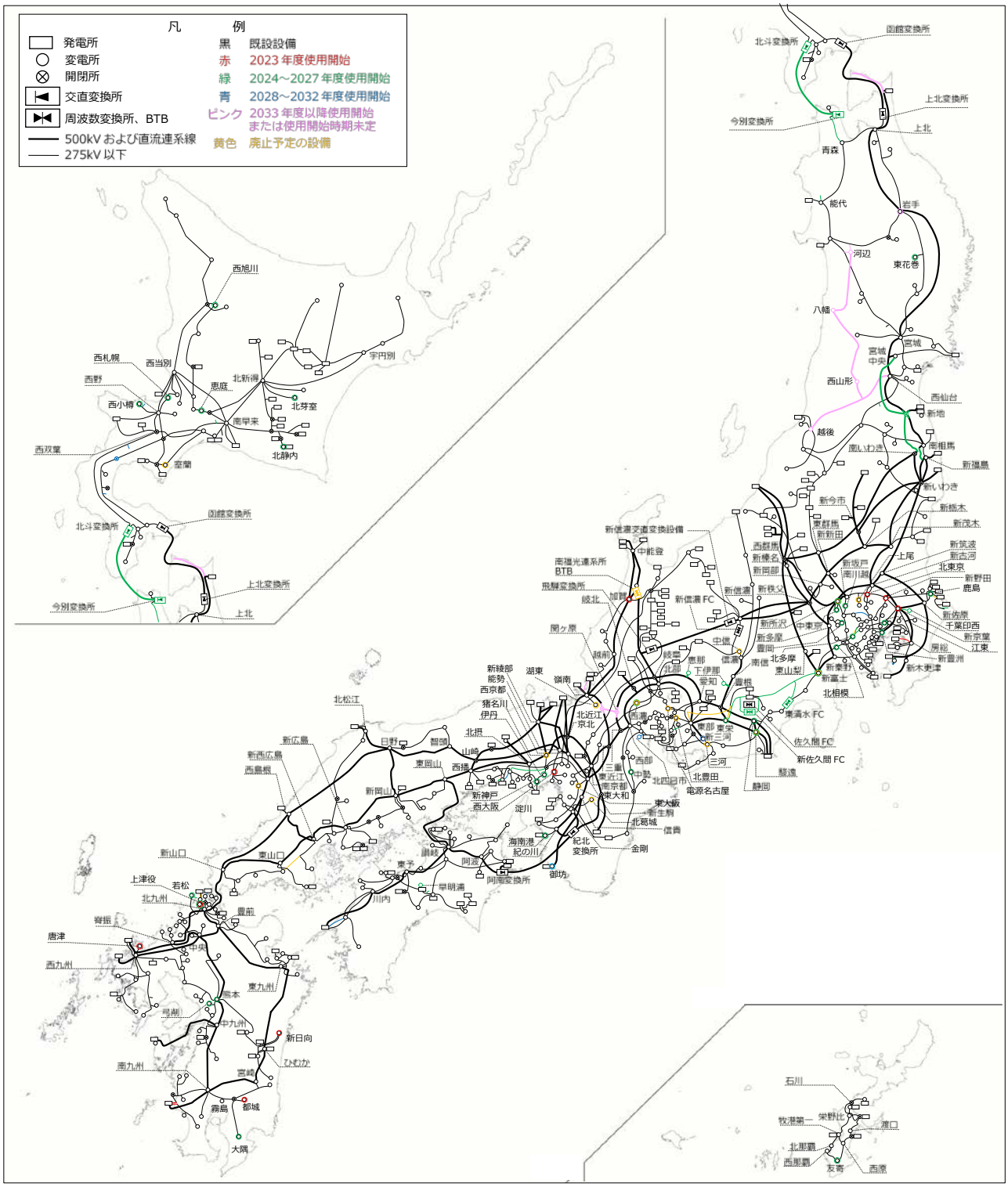

凡　例
発電所
変電所
開閉所
交直変換所
周波数変換所、BTB
500kV および直流連系線
275kV 以下
黒　既設設備
赤　2023 年度使用開始
緑　2024～2027 年度使用開始
青　2028～2032 年度使用開始
ピンク　2033 年度以降使用開始
または使用開始時期未定
黄色　廃止予定の設備
北斗変換所
函館変換所
今別変換所
上北変換所
上北
青森
能代
岩手
東花巻
河辺
八幡
宮城
宮城中央
西山形
西仙台
新地
越後
南相馬
新いわき
新今市
新栃木
新茂木
新筑波
新古河
北東京
新野田
鹿島
上尾
東群馬
新新田
西群馬
新榛名
新岡部
新鉄山
新信濃 FC
新信濃変電設備
中能登
南福光連系所
BTB
飛騨変換所
加賀
越北
関ヶ原
越前
新所沢
中東京
新多摩
豊岡
北多摩
東山梨
新富士
北相模
新秦野
新佐原
千葉田西
新京葉
江東
新豊洲
新木更津
東清水 FC
佐久間 FC
新佐久間 FC
静岡
藤枝
豊根
愛知
下伊那
北部
豊那
信濃
南信
中部
岐阜
北近江
京北
西濃
三重
東近江
南京都
東大和
北四日市
電源名古屋
北豊田
豊部
東栄
新三河
三河
西部
中部
新綾部
能勢
西京都
猪名川
伊丹
湖東
嶺南
北松江
新広島
新西広島
西島根
日野
智頭
北栂
山崎
東岡山
西播
新岡山
新神戸
西大阪
淀川
東大阪
新生駒
北葛城
信貴
金剛
紀北
変換所
海南港
紀の川
御坊
新山口
東山口
上津役
若松
北九州
豊前
唐津
脊振
中央
西九州
東九州
熊本
中九州
新日向
ひむか
南九州
宮崎
霧島
都城
大隅
石川
牧港第一
栄野比
瀬口
北那覇
西那覇
友寄
西原

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<br>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<br>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<br>(2026年6月) | 電源対応<br>安定供給対策※4 |
| 東京電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社 | 新宿線引替 | 275kV | 22.1km→<br>21.2km<br>(1番線)※2※3<br>19.9km→<br>21.2km<br>(2番線)※2※3<br>19.8km→<br>21.2km<br>(3番線)※2※3 | 3 | 2019年9月 | 2030年8月<br>(1番線)<br>2032年11月<br>(2番線)<br>2027年12月<br>(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<br>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 |
| 中部電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社 | 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<br>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<br>高経年化対策 |
| | 姫路アクセス東線 | 275kV | 18.1km→<br>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<br>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<br>川内電源(発)<br>π引込※１ | 220kV | 2km→<br>4km※3 | 1→2 | 2020 年 8 月 | 2023 年 12 月 | 系統対策 |
| | 新小倉線 | 220kV | 15km→<br>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→<br>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<br>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ＨＳ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<br>安定供給対策※4 |
| | 新地アクセス線<br>宮城丸森開閉所<br>引込※1 | 500kV | 1km | 2 | 2024 年 9 月 | 2026 年 6 月 | 電源対応<br>安定供給対策※4 |
| | 常磐幹線<br>宮城丸森開閉所<br>Ｄπ引込 | 500kV | 1km | 2 | 2024 年 6 月 | 2026 年 7 月 | 電源対応<br>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→<br>500kV | 139km→<br>138km | 2 | 2027 年度以降 | 2030 年度以降 | 電源対応 |
| | 南山形幹線昇圧 | 275kV→<br>500kV | 23km→<br>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→<br>500kV | 53km→<br>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<br>安定供給対策<br>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<br>ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ<br>株式会社 | 東新宿線引替 | 275kV | 23.4km→<br>5.0km(2 番線)<br>※2※3<br>23.4km→<br>5.3km(3 番線)<br>※2※3 | 2 | 2026 年度 | 2032 年 11 月<br>(2 番線)<br>2027 年 12 月<br>(3 番線) | 高経年化対策 |
| | MS18GHZ051500<br>アクセス線（仮称） | 275kV | 0.1km | 2 | 2024 年 11 月 | 2025 年 6 月 | 電源対応 |
| | G5100026<br>アクセス線（仮称） | 500kV | 0.7km※2 | 2 | 2024 年 4 月 | 2028 年 12 月 | 電源対応 |
| | 新袖ケ浦線 | 500kV | 0.1km | 2 | 2026 年 10 月 | 2027 年 3 月<br>(1 号線)<br>2028 年 2 月<br>(2 号線) | 電源対応<br>安定供給対策 |
| | 福島幹線山線<br>接続変更 | 500kV | 1.1km | 2 | 2024 年 6 月 | 2025 年 1 月<br>(1 号線)<br>2025 年 4 月<br>(2 号線) | 電源対応<br>安定供給対策※4 |
| | 鹿島海浜線<br>接続変更 | 275kV | 0.2km→<br>0.3km※2 | 2 | 2023 年 10 月 | 2025 年 4 月<br>(1 番線)<br>2024 年 11 月<br>(2 番線) | 系統対策 |
| | 千葉印西線 | 275kV | 10.5km | 2 | 2024 年 4 月 | 2027 年 2 月<br>(3 番線)<br>2025 年 11 月<br>(4 番線) | 需要対策 |
| 中部電力<br>ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ<br>株式会社 | 北四日市分岐線 | 275kV | 6km※2<br>0.2km | 2 | 2024 年 12 月 | 2029 年 1 月(1L)<br>2029 年 8 月(2L) | 需要対策<br>系統対策 |
| | 関ケ原北近江線 | 500kV | 2km | 2 | 未定 | 未定 | 電源対応※4※5 |
| | 関ケ原開閉所 | 500kV | - | 6 | 未定 | 未定 | 電源対応※4※5 |
| | 三岐幹線<br>関ケ原（開）<br>π引込 | 500kV | 1km | 2 | 未定 | 未定 | 電源対応※4※5 |
| 関西電力<br>送配電<br>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<br>北近江(開)<br>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→<br>9.3km※3 | 2 | 未定 | 未定 | 高経年化対策 |
| 四国電力<br>送配電<br>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<br>送配電<br>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<br>送変電<br>ﾈｯﾄﾜｰｸ<br>株式会社 | 佐久間東幹線<br>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<br>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<br>送変電<br>ﾈｯﾄﾜｰｸ<br>株式会社 | 佐久間東栄線 | 275kV | 11km→<br>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<br>嶺北国見山分岐線<br>（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<br>ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ<br>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<br>ﾈｯﾄﾜｰｸ<br>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<br>送配電<br>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<br>送変電<br>ﾈｯﾄﾜｰｸ<br>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 |
| 東京電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社 | 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 |
| 中部電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社 | 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)<br>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<br>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<br>(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<br>(2030年度以降) | 電源対応 |
| 東京電力ﾊﾟﾜｰｸﾞﾘｯﾄﾞ株式会社 | 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<br>(7B)<br>2027年2月<br>(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<br>(1B)<br>2025年6月<br>(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<br>(2B)<br>2027年6月<br>(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<br>(4B)<br>2027年2月<br>(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<br>(4B)<br>2027年6月<br>(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] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 中部電力パワーグリッド株式会社 | 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<br>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,<br>300MVA×1→<br>300MVA×2,<br>450MVA×1 | 4→3 | 2023年9月 | 2024年3月<br>(6B)<br>2024年度<br>(2B)<br>2025年度<br>(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<br>需要対応 |
| 東京電力パワーグリッド株式会社 | 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 |
| 中部電力パワーグリッド株式会社 | 北豊田変電所 | 275/154kV | 450MVA | 1 | 2023年12月 | 高経年化対策 |
| | 三河変電所 | 275/154kV | 450MVA | 1 | 2025年4月 | 高経年化対策 |
| | 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） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 新増設 | 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、新増設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表４－８においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

[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 |
|---|---|---|---|
| 新増設 | 500kV | 21<br>[11] | 21,600MVA<br>[10,750MVA] |
| | 275kV | 13<br>[5] | 6,388MVA<br>[1,950MVA] |
| | 220kV | 5<br>[0] | 1,370MVA<br>[0MVA] |
| | 187kV | 3<br>[1] | 620MVA<br>[25MVA] |
| | 154kV | 1<br>[1] | 170MVA<br>[170MVA] |
| | 132kV | 0<br>[0] | 75MVA<br>[0MVA] |
| | 110kV | △ 1<br>[0] | △ 60MVA<br>[0MVA] |
| | 新増設計 | 42<br>[18] | 30,163MVA<br>[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、新増設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

[50] 変圧器の一次側電圧により分類した。

表４－１１　主要な交直変換所の整備計画

| 区分 | 地点数 | 容量[51] |
|---|---|---|
| 新増設 | 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。

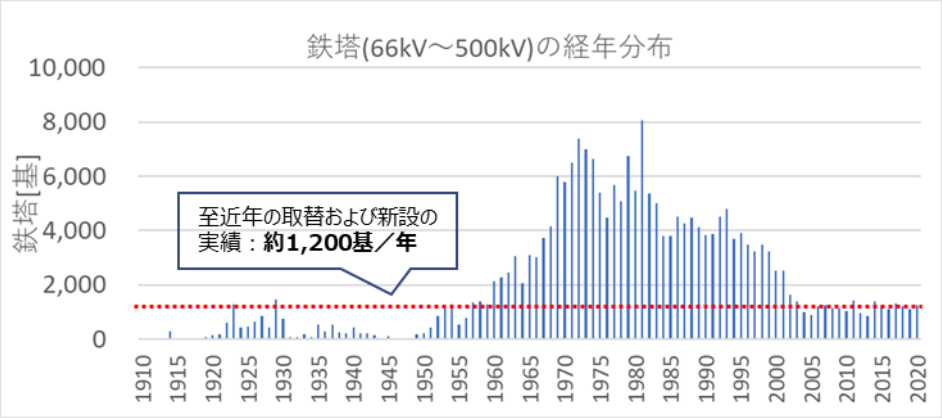



図４－２　鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

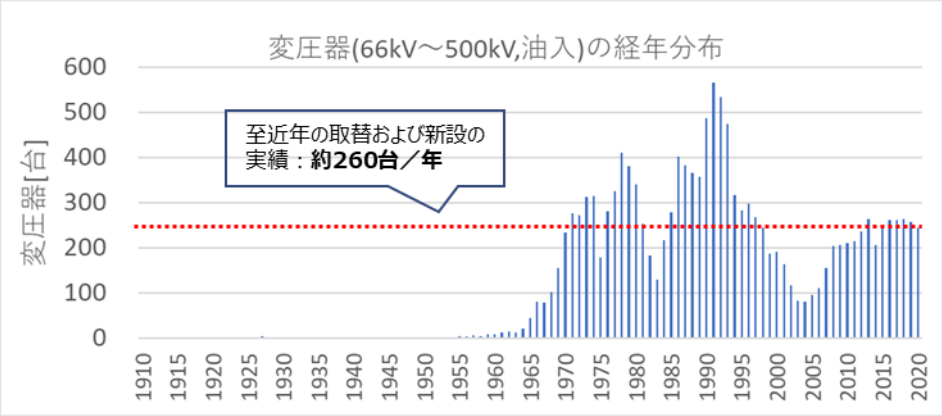



図４－３　変圧器の経年分布（66kV～500kV 油入）

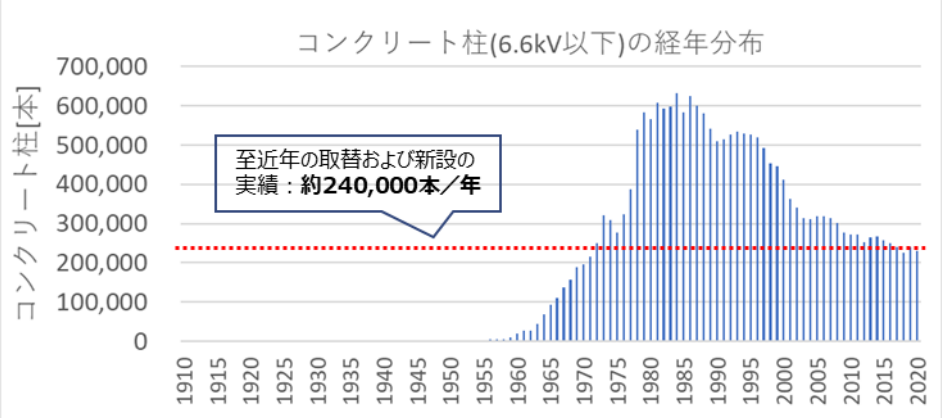



図４－４　コンクリート柱の経年分布（6.6kV 以下）

## 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。

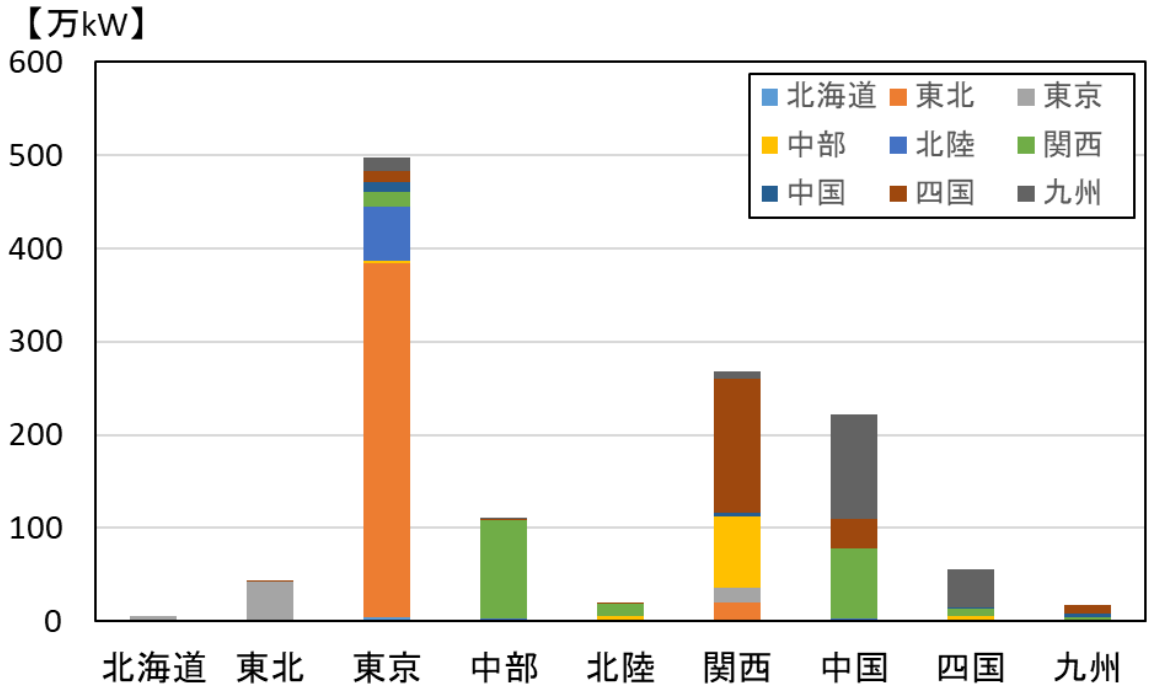



図５－１　エリア外調達電力

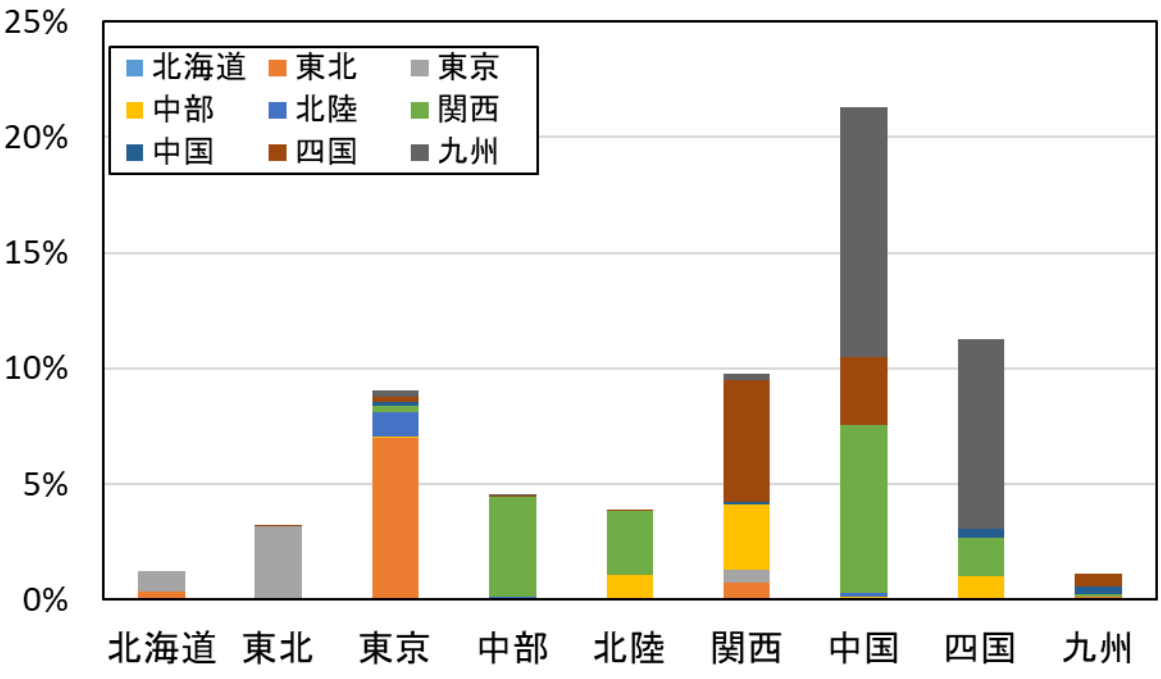



図５－２　エリア外調達電力比率

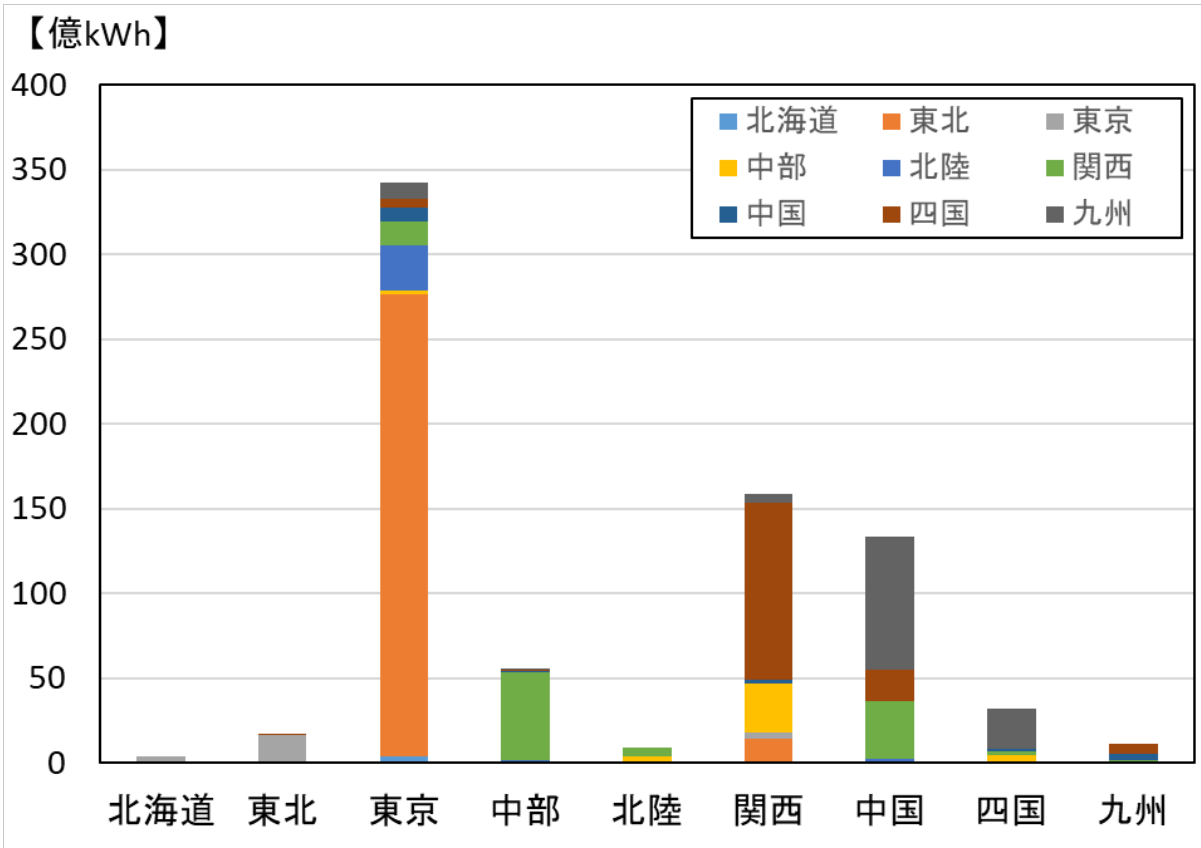



図５－３　エリア外調達電力量

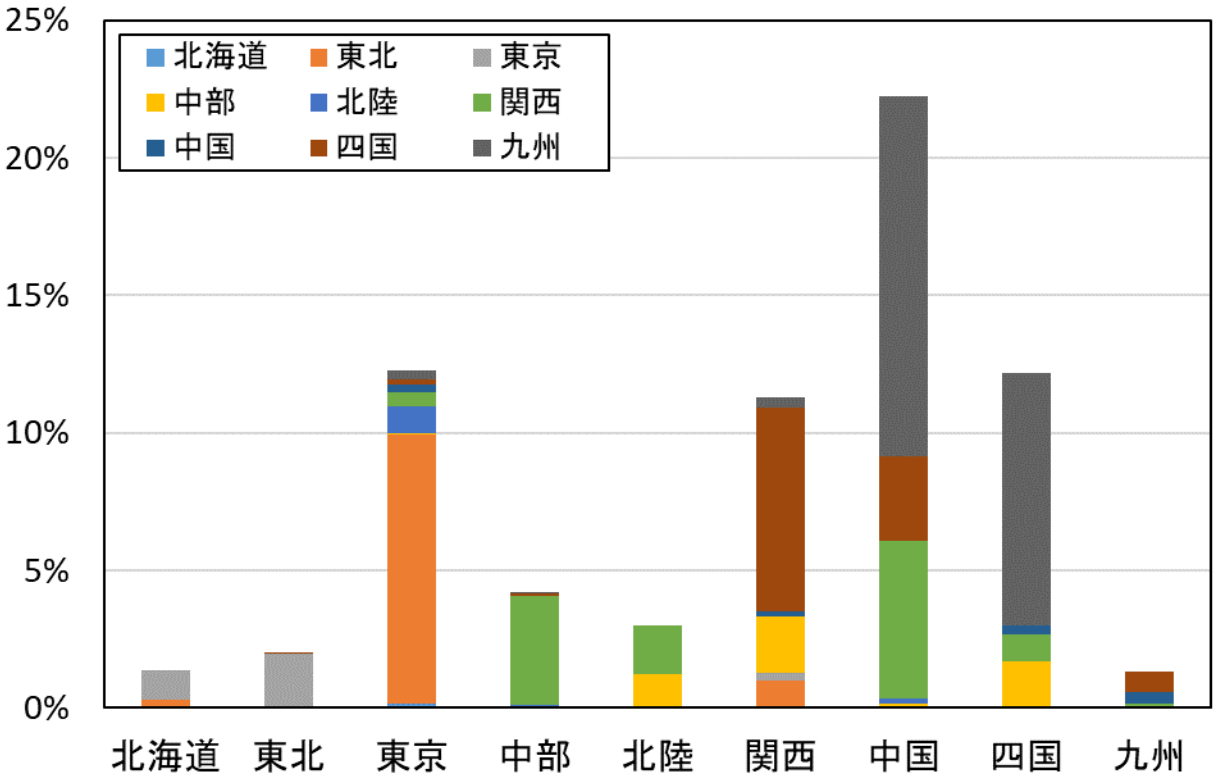



図５－４　エリア外調達電力量比率

## 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。

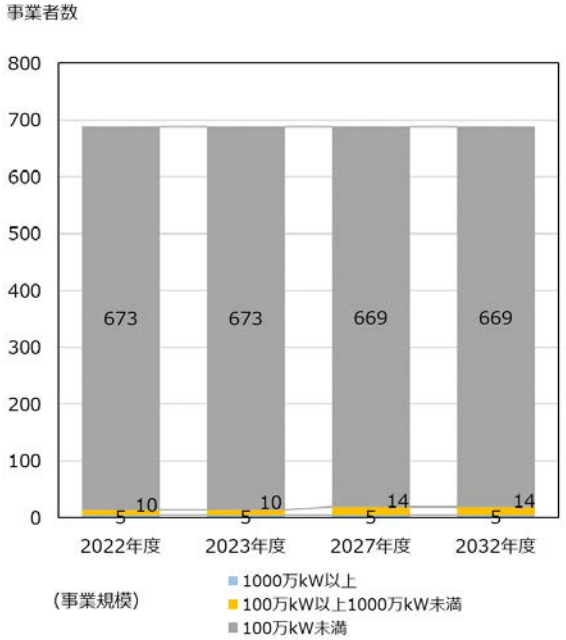



図６－１　事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

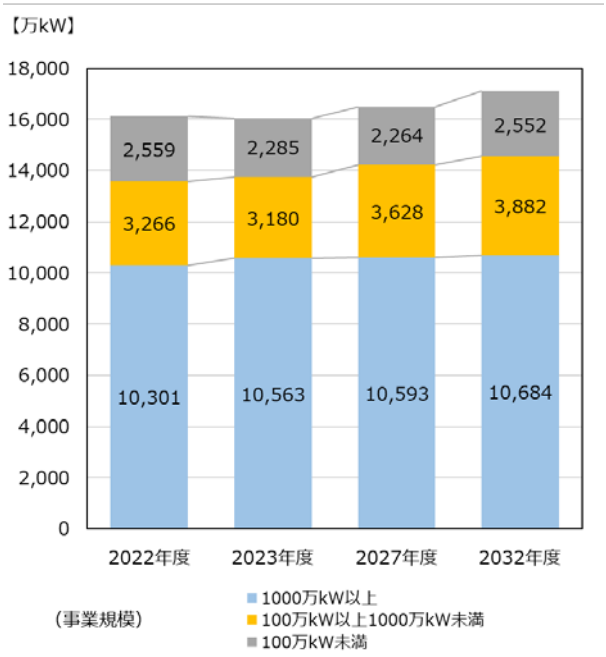



図６－２　事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

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。

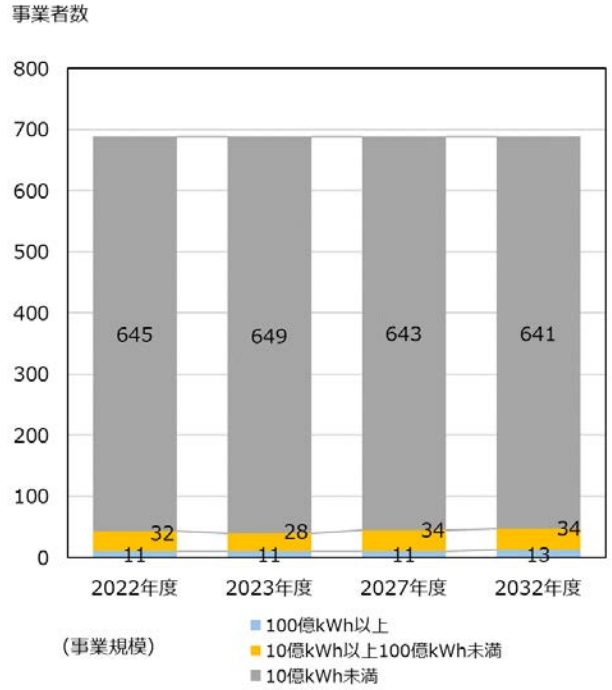



図６－３　事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

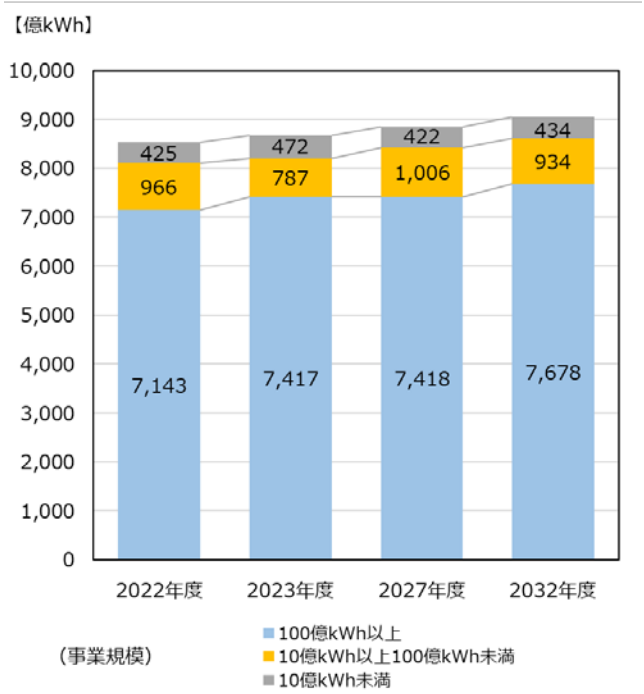



図６－４　事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

（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。

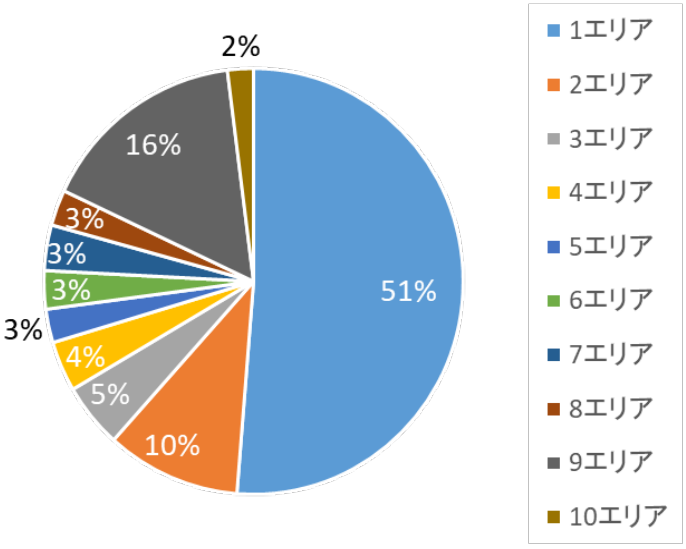



図６－５　事業エリア数毎の小売電気事業者比率

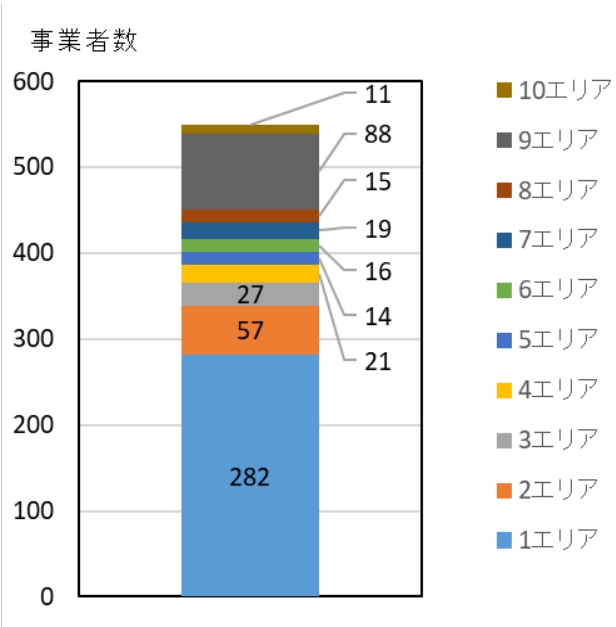
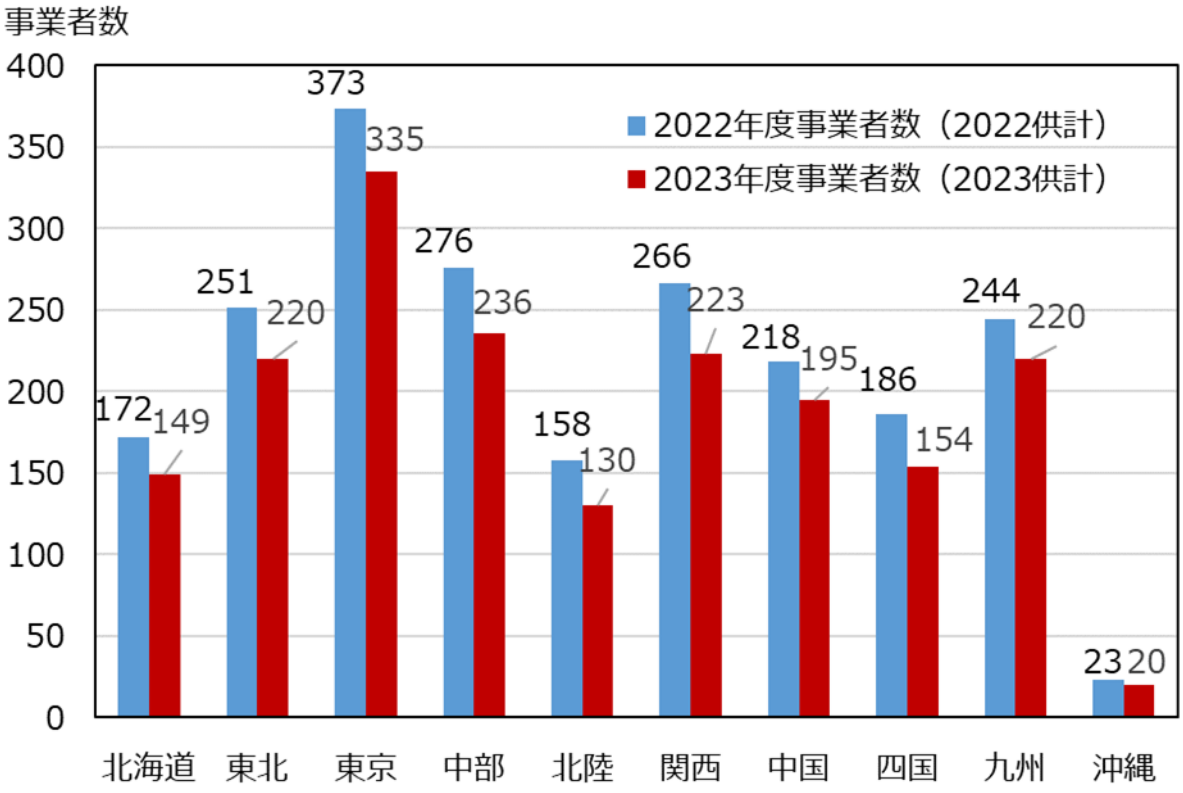



図６－６　事業エリア数毎の小売電気事業者数

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。




【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。

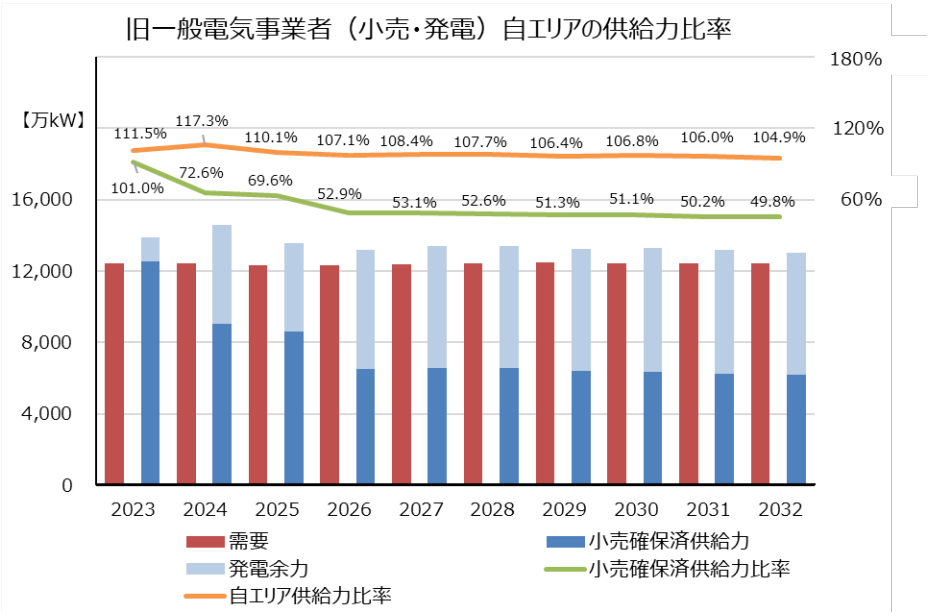



図６－８　旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力[53]比率（８月１５時、送電端）

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。

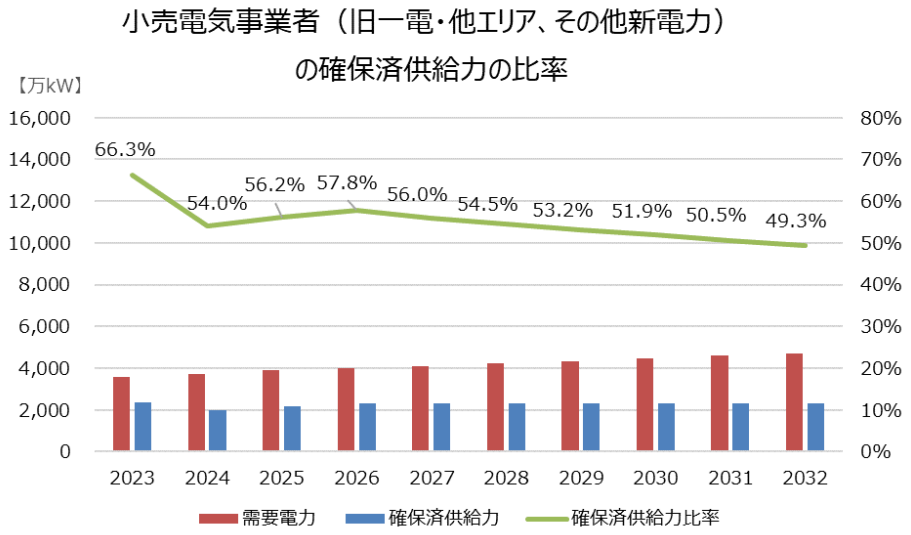



図６－９　小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（８月１５時、送電端）

[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。

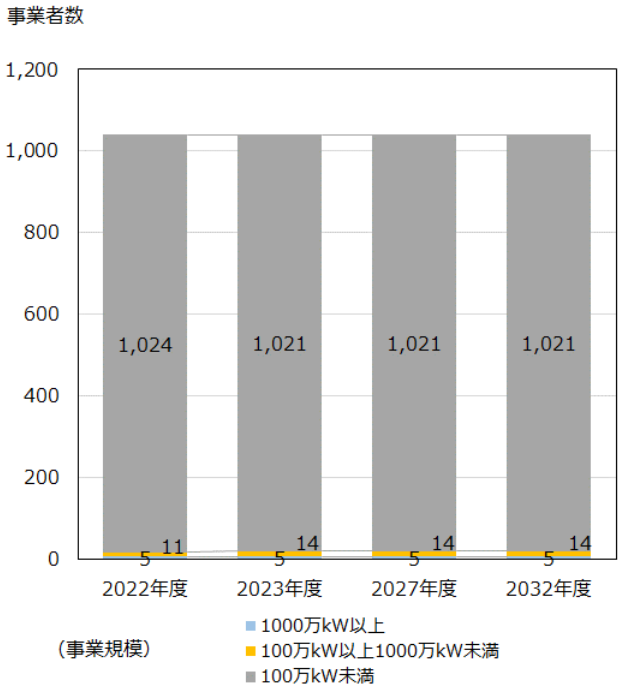



図６－１０　事業規模（供給電力）別の発電事業者数

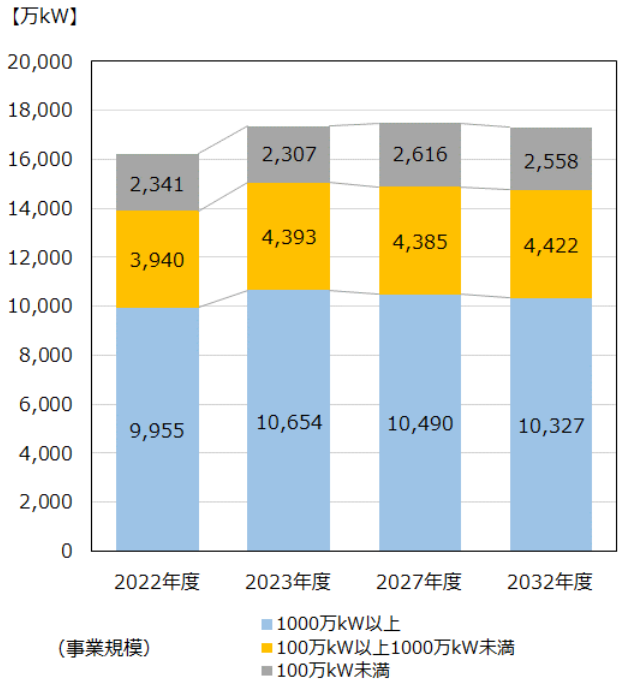



図６－１１　事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

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。

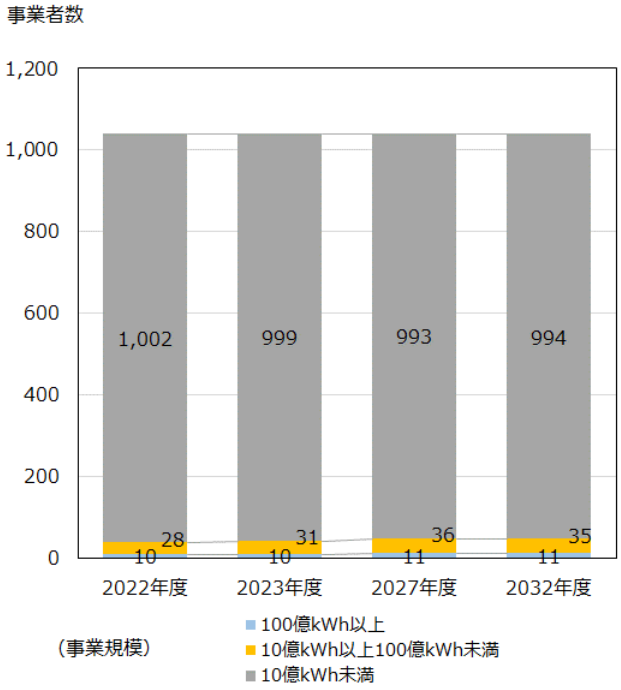



図６－１２　事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

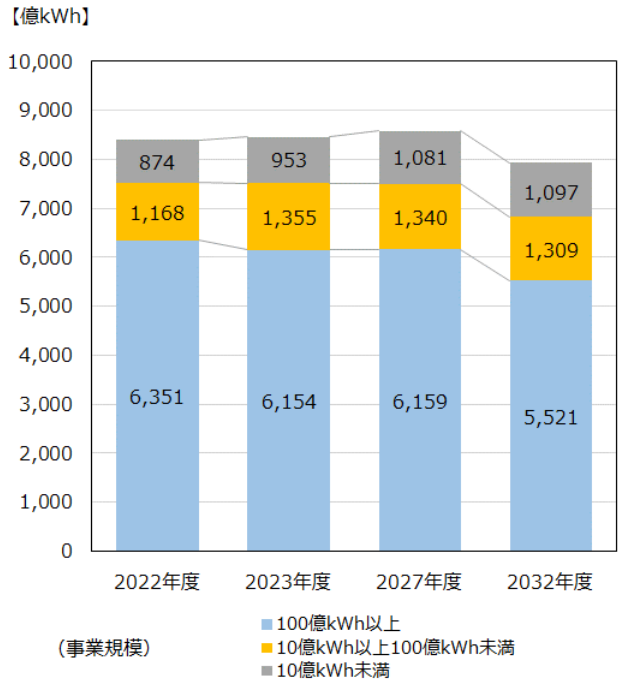
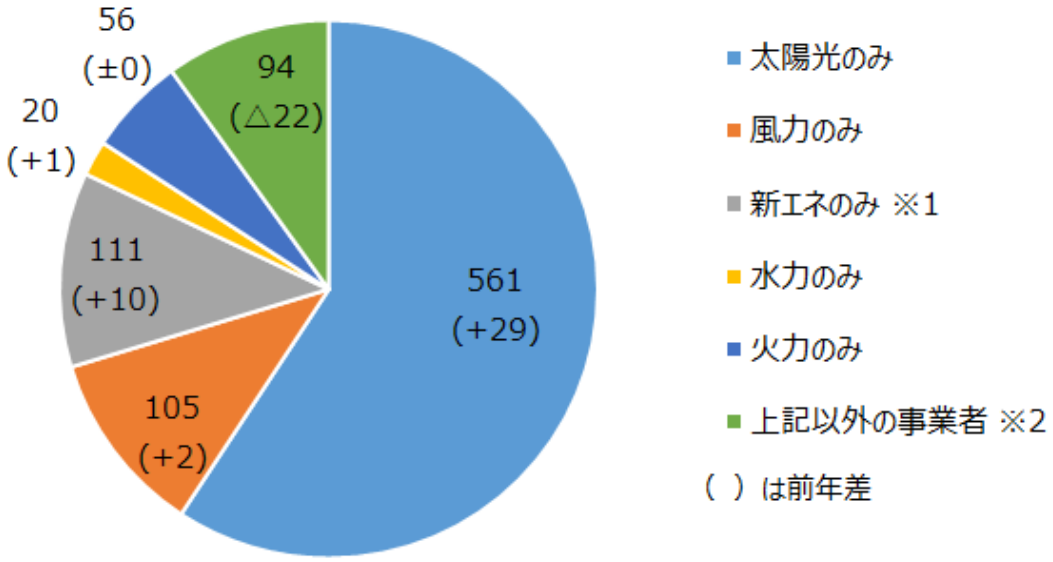



図６－１３　事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

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。

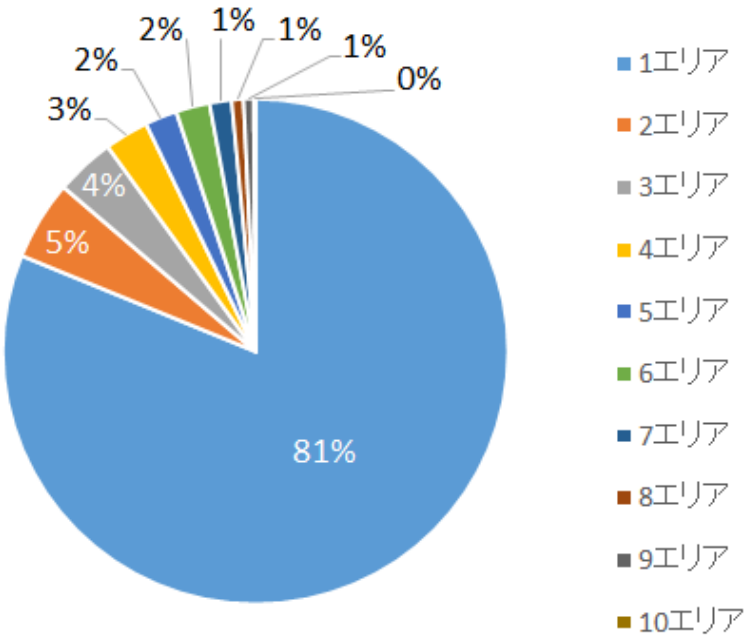



図６－１５　事業エリア数毎の発電事業者比率

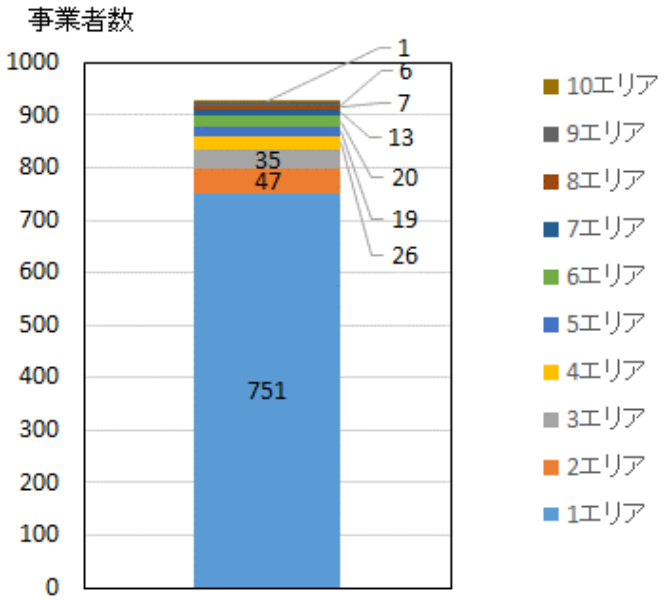
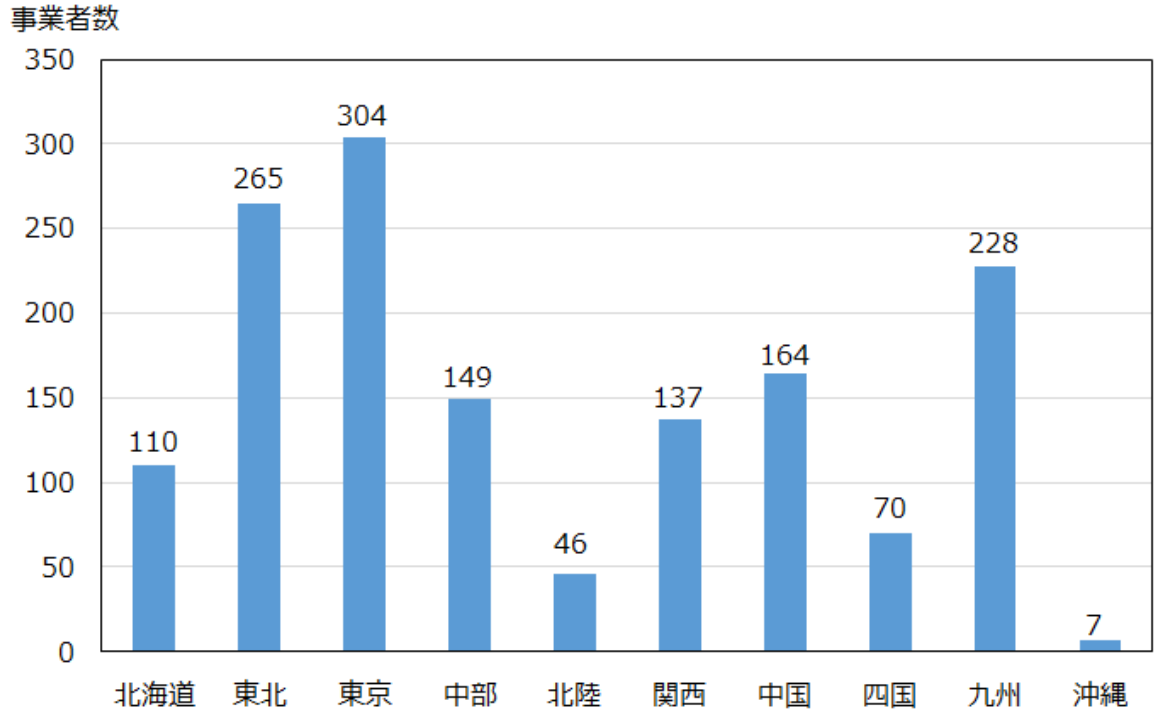



図６－１６　事業エリア数毎の発電事業者数

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。




供給力（万ｋW）

| 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 沖縄 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 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。

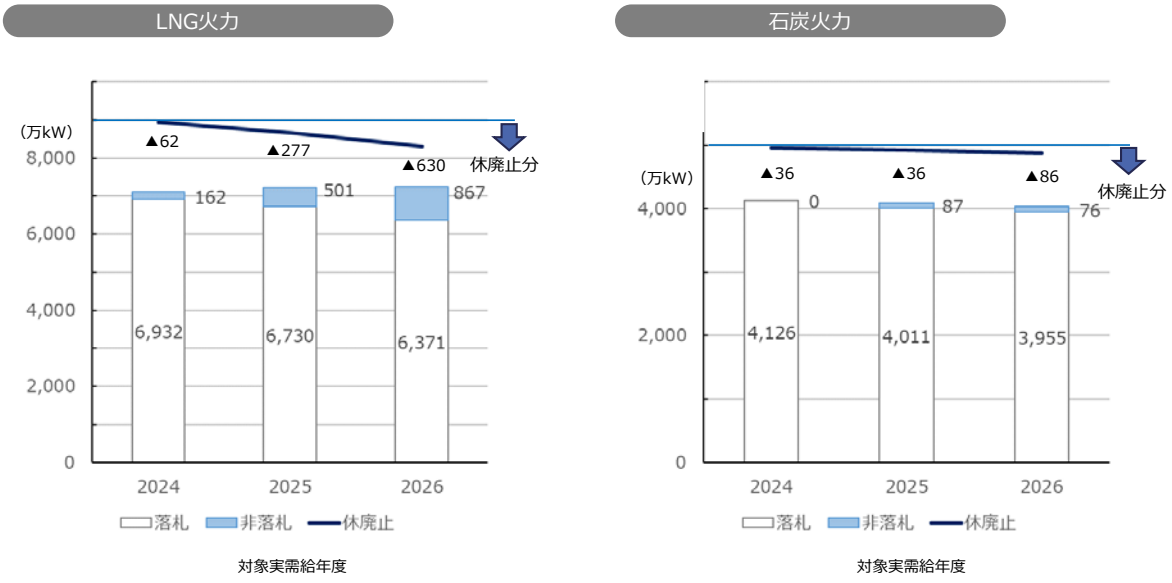



図７－１ 容量市場メインオークションにおけるＬＮＧ火力と石炭火力の落札量・非落札量及び２０２３年度供給計画に基づく休廃止の設備量（２０２４年度からの累計値）

## ○ 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

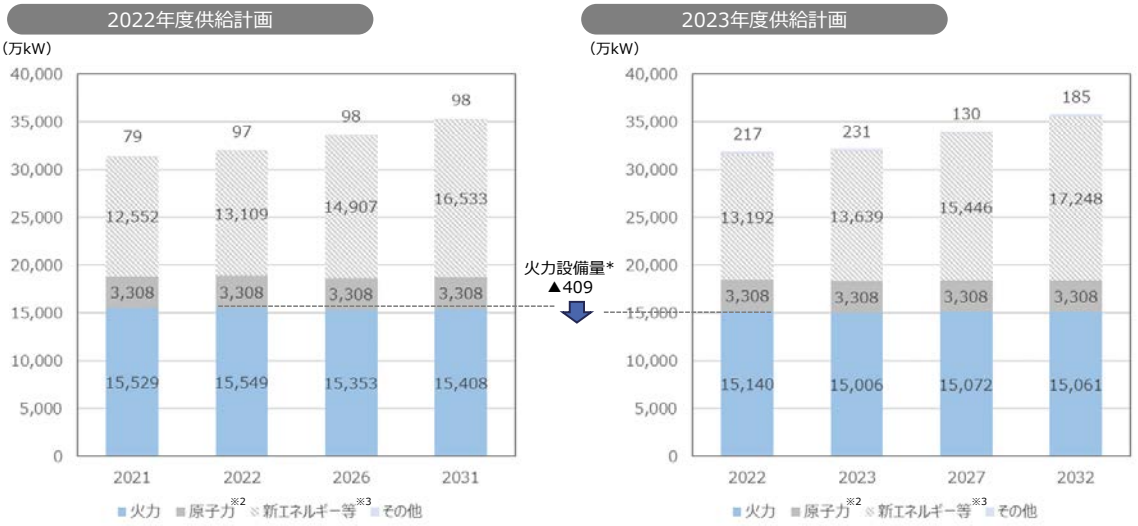
毎年の供給計画の取りまとめにおいては、電源構成の変化に関する分析を行っており、２０２２年度供給計画と今回を比較すると、図７－２のとおり、原子力電源に変化はなく、新エネルギー等電源は増加している。一方で、火力電源に着目し、長期の電源開発及び休廃止計画の動向を踏まえると、減少していく傾向である。

１０年先までの「新増設」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「新増設」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、火力電源の新増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通し検討への貢献や、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、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通しを立てて計上

図７－２　設備容量※1（全国合計）

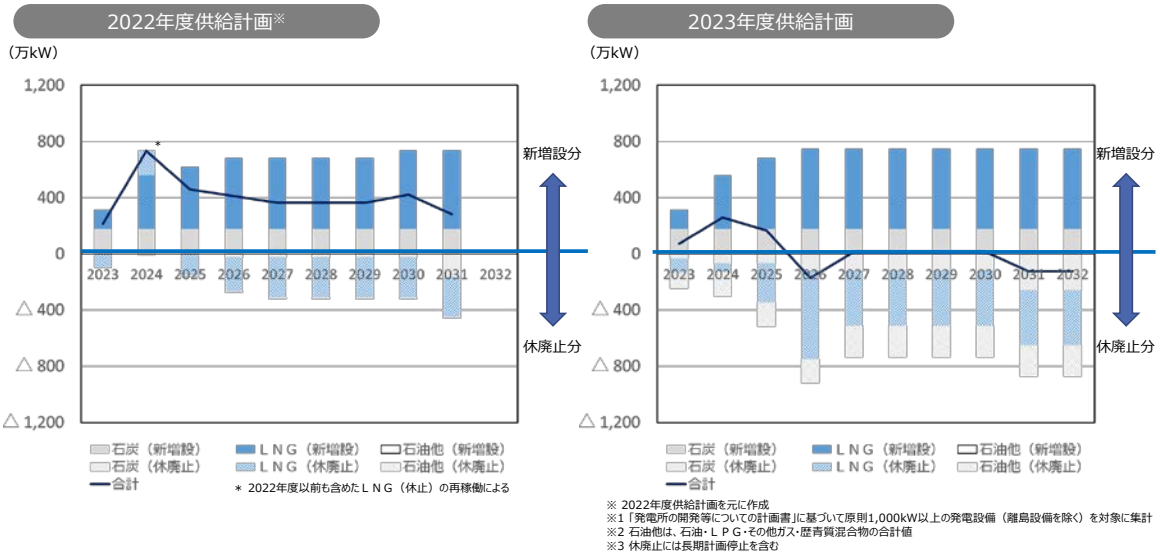



図７－３　長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、２０２３年度からの累計値）

**○ 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」の各電気事業者に確認する事項や、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、発電設備の新増設や休廃止の動向、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% |