

2024年度供給計画の取りまとめについて  
(第1号議案説明資料)

2024年3月26日

電力広域的運営推進機関

- 供給計画の取りまとめにおける本機関の役割
- 2023年度供給計画の振り返り
- 2024年度供給計画の取りまとめについて

- 供給計画とは、電気事業法第29条の規定に基づき、全ての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の開発等についての計画である。
- 本機関は、供給計画の取りまとめにあたり、短期・長期的な視点で国内における電力需給の見通しのほか、電源や送電線の開発計画等について確認し、その結果を公表する。
- その際、本機関として安定供給の観点で必要と考える場合、本機関は国や一般送配電事業者と連携して必要な対策（供給力の追加調達等）を検討し、対策を実現することで、安定供給の確保を図る。
- 取りまとめた結果は、毎年、当該年度の開始前に、本機関から国に送付する。その際、取りまとめを通じて抽出された課題について意見を付すことにより、安定供給の確保や必要な制度的措置の検討につなげている。

## ■ 2024年度供給計画の取りまとめ事業者数

事業ライセンス	2024年度供給計画	参考：2023年度供給計画
発電事業者	1,108	1,040
小売電気事業者	680	688
特定卸供給事業者	60	39
登録特定送配電事業者	33	29
特定送配電事業者	8	7
送電事業者	3	3
一般送配電事業者	10	10
配電事業者	0	0
合計	1,902	1,816

### 供給計画の提出期限

① 電気事業者（一般送配電・配電事業者を除く）から本機関への提出	3月1日 (2月9日)
② 一般送配電・配電事業者から本機関への提出	3月25日 (3月8日)
③ 本機関から国への送付	3月末日

( ) 内は本機関への供給計画（案）の提出期限

## 2023年度供給計画の振り返り

- 2023年度の東京エリアの年間EUEが供給信頼度基準を超過したが、補完的確認では予備率8%を下回った月はないことから、年間EUEだけではなく、夏季・冬季の厳気象H1需要に対する需給見通しを踏まえて需給対策の要否を検討することとした。
- 長期断面（2025年度以降）では、供給信頼度基準を満たせていないエリア・断面があるが、中長期的な電源開発動向等を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとした。

### 3. (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

19

- 年間EUEで評価した結果、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（3. (2)の通り）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。
- また長期断面でも、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。

(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

1年間における停電時間に換算すると、約3分（2023年度）に相当

※ 2023年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

### 3. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2023年度・予備率)

21

- 第1年度（2023年度）の予備率は、全てのエリア・月で8%を上回った。

#### ● 2023年度 各エリアの月々の予備率（連系線活用後&工事計画書提出電源加算後）

	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。

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。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。ベースロード市場取引等において送受が異なる場合には補正した。

- 空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン) - ③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)
- ①: 「2023～2032年度の連系線の運用容量 (年間・長期) (2023年3月1日:本機関)」による。
- ②: 「2023・2024年度の連系線のマージン (年間)、マージン設定の考え方及び確保理由 (2023年3月1日:本機関)」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) 第1年度」等に基づき算定した計画潮流値。

- 2023年度供給計画の取りまとめにおいて課題を3点抽出し、課題を踏まえた本機関としての対応と、国に求める対応とを合わせ、経済産業大臣へ意見として提出した。
- その課題に対し、2023年度において本機関として以下の取組を進めた。

### （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

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、事業者がその結果をもって「供給力として不要」と見立て、供給計画にて「休廃止」とする傾向。

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、いたずらな電源退出が多発しないよう、その未然防止等の環境整備や、万一の不測の状況に対する備えについて検討を進める。

容量市場について、過去のオークション結果を踏まえた制度設計の点検や関連する他の制度改定等との整合を踏まえた募集要綱等を策定する等、継続的な改善に取り組んだ。

大規模災害等の不測の状況に対する備えとして国の審議会で議論されている予備電源制度について、本機関が調達等のプロセスの実施主体と整理されたことから、国と連携して制度導入に向けた制度詳細設計及び業務運用設計に係る検討を実施した。

## （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

火力電源の新増設は2025年度以降計画されておらず、主にLNG火力の休止が増加する一方で、石炭火力の休廃止がほとんどない状況。将来的にカーボンニュートラル実現に向けて非効率石炭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。

カーボンニュートラル実現と電源投資に関連して、10年超の長期電力需給の見直し検討や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。

長期脱炭素電源オークション等の円滑な実施や計画的に電源開発を進める上での参考とすることを目的に、「将来の電力需給シナリオに関する検討会」を設置し、検討を開始した。

脱炭素化の中での安定供給の実現に向けて、脱炭素電源への新規投資を一層促進するべく、長期脱炭素電源オークションに係る業務設計等を検討し、募集要綱等を策定し、2024年1月に初回オークションを実施した。

## （3）2024年度以降の供給計画の在り方

2024年度以降の容量市場の実需給開始及び需給調整市場のすべての商品の取引開始等を踏まえ、発電・小売事業に対する対応を検討。発電事業については、個別の発電設備毎の供給力や調整力等の把握に努めるとともに、中長期的な調整力確保等に向け、国や関係事業者とも連携しながら、必要な対策の検討を進める。

2024年度以降の容量市場の実需給開始及び需給調整市場のすべての商品の取引開始等を踏まえ、供給計画の様式の改正等を行った。発電事業においては、個別の発電設備毎の供給力や調整力に関する計画等を詳細に把握できるよう様式を改定した。小売電気事業においては、契約済取引計画の一括記載の条件等を緩和した。

## 2024年度供給計画の取りまとめについて



- 電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に従い、供給計画の取りまとめを実施した。

電気事業法施行規則（供給計画の取りまとめ送付書）	概要
1. 電力需要想定	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し（短期）	全国大及び各エリアの前年度の実績及び第一,二年度の電力需要の見通し
(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・課題等

- 電気事業法施行規則の改正（2023年11月1日施行）により、供給計画の提出様式に調整力に関する計画書が追加された。また、発電所発電・補修計画明細書が変更となり、ユニット毎の月別供給力や新エネ等の補修計画が追加された。

## 【参考】供給計画様式改正内容

- 2024年度供給計画届出より改正した内容は以下のとおり。（電気事業法施行規則2023年11月1日改正）

### ①「発動指令電源供給力」を追加

「発動指令電源」について、その特徴を踏まえて、他の供給力とは分けて、EUE計算で活用している。供給力計上ガイドラインに基づき、安定的に発電が見込まれ、供給電力に含まれる発動指令電源を把握するため。

### ②補修計画明細表に「新エネ等」を追加

10万kW以上のバイオマス発電が増えてきており、その補修計画等を把握し、きめ細やかに供給力を確認するため。

### ③「調整力に関する計画書」を追加

2024年度から調整力については、調整力公募に代わり、需給調整市場により全量調達となることから、電源等における調整能力を把握するため ※沖縄エリアについては2024年度以降も調整力公募が継続

### ④ユニット毎の月別供給力を追加

きめ細やかな需給管理を行う上で、事業者単位よりもさらに細かいユニット毎の供給力を把握するため。

### ⑤「蓄電用の電気工作物の蓄電電力量」を追加

足元では系統用蓄電池の導入が進みつつある中で、その蓄電電力量を把握するため。

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 第94回・第95回の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委員会。2024/1/24・2/20）の通り、供給信頼度評価の精度向上のため、偶発的需給変動・厳気象対応を毎年最新データを用いて見直すことや厳気象対応の必要量の算定方法の見直しが整理された。
- 本取りまとめにおいては、2024年度供給計画の諸元に基づく「容量市場・供給計画における目標停電量」によりEUE評価を行う。
- なお各月の供給力が偏らないようにすることは重要と考えられることから、第1・2年度は補完的に月別の予備率を確認する。（供給計画の予備率評価に用いる供給力には、最大需要時に安定的に見込めない厳気象対応や稀頻度リスク対応が含まれないため、基本的に偶発的需給変動対応と持続的需要変動対応の合計により比較を行う。）

＜2024年度供給計画とりまとめ時の諸元を用いた「容量市場・供給計画における目標停電量」＞

想定年度	全国需要電力 (離島除き) ※ [万kW]	偶発的需給 変動対応 [%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク 対応 [%]	容量市場・供給計画に おける目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需要 変動対応 [%]
			夏季・冬季	春季・秋季			
2024年度	15,799	6.7	3.4	3.0	1	0.033	2
2025年度	15,882	6.7	3.4	3.0		0.033	
2026年度	15,937	6.6	3.6	3.1		0.028	
2027年度	16,007	6.5	3.6	3.2		0.027	
2028年度	16,058	5.9	4.2	3.6		0.016	
2029年度	16,110	5.8	4.2	3.7		0.016	
2030年度	16,120	5.8	4.3	3.7		0.015	
2031年度	16,121	5.8	4.3	3.7		0.015	
2032年度	16,114	5.8	4.3	3.7		0.015	
2033年度	16,098	5.8	4.3	3.7		0.015	

※ 北海道、東北、北陸はエリア1月断面、その他エリアは8月断面の値を合計

(参考) 第94回本委員会の方向性について

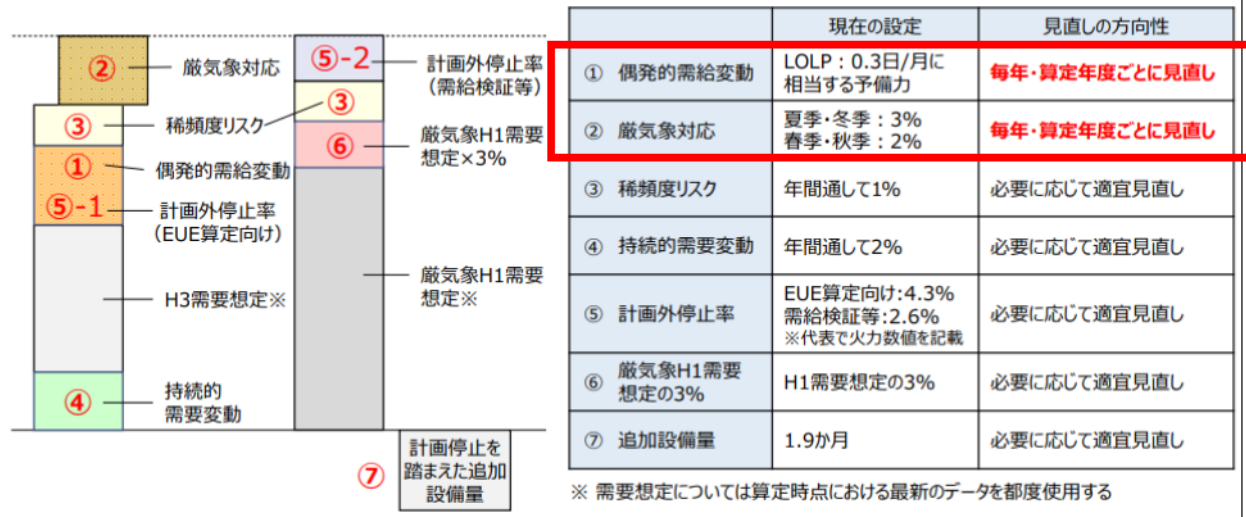
3

- 必要供給予備力想定を精度向上を図るためには、毎年・算定年度ごとに見直しが必要な要素（偶発的需給変動・厳気象対応）を最新データを用いて見直したうえで目標停電量（EUE）を定めることについて整理した。

論点 2：供給信頼度評価の精度向上のため諸元を適宜見直すべき要素について

45

- 必要供給予備力を構成する各要素について、毎年・算定年度ごとに見直しが必要なものと、今後の状況変化などを踏まえて必要に応じて適宜見直すべきものに分類した。
- **必要供給予備力想定を精度向上を図るため、今後は①偶発的需給変動対応、②厳気象対応について、毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定していくこととどうか。**
- なお、それ以外の項目についても、必要に応じて適宜見直していくこととする。



【出典】 第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024.1.24）資料1

## まとめ

30

- 第94回の本委員会（2024年1月24日）の整理に基づき、2023年度供給計画とりまとめ時の諸元を用いて、偶発的需給変動と厳気象対応の必要量および容量市場・供給計画における目標停電量について試算した。
- また厳気象対応の必要量については、以下の通り、算定方法を見直すことでどうか。
  - <論点①：夏季・冬季>
    - ✓ 現状の厳気象対応の算定手法が複雑化しているため、シンプルに、夏季・冬季のそれぞれに厳気象H1需要に対応する必要供給力とH3需要に対応する必要供給力の差を求めたうえで、その両方を満たす量にすることでどうか。
  - <論点②：春季・秋季>
    - ✓ 現状の厳気象H1需要想定方法に課題があると考えられるため、一般送配電事業者とも連携しながら需要想定方法の見直しを今後検討する
    - ✓ 暫定的な対応として、6月の厳気象対応は2022年6月の実績は反映せずに算定する
- なお、本結果は2023年度供給計画諸元を用いた試算結果であるため、今後の容量市場のオークションや供給計画に用いる具体的な値は都度確認を行うこととし、また、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認する。

- 供給計画の予備率評価に用いる供給力は、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等に基づき、最大需要発生時に安定的に見込めるものが計上され、純揚水等のブラックスタート機能として確保する容量や火力増出力等、厳気象・稀頻度リスクのみに対応するものは計上されない。

### 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

#### 第3. 供給計画における需給バランスの算定方法

##### 1. 基本事項

- ・最大電力需給バランスにおいては、最大需要電力と最大需要電力発生時に安定的に見込める供給能力を記載するとともに、供給能力から最大需要電力を差し引いた供給予備力を用いて算出する需給の均衡度合（供給予備率）を示す。

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（2023年12月）

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/2023-12\\_jukyujuyou\\_keijogaidorain.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/2023-12_jukyujuyou_keijogaidorain.pdf)

### 2024年度供給計画届出書の記載要領

#### 様式第32 第1表（年度別の最大電力供給計画表）

##### （記載要領）

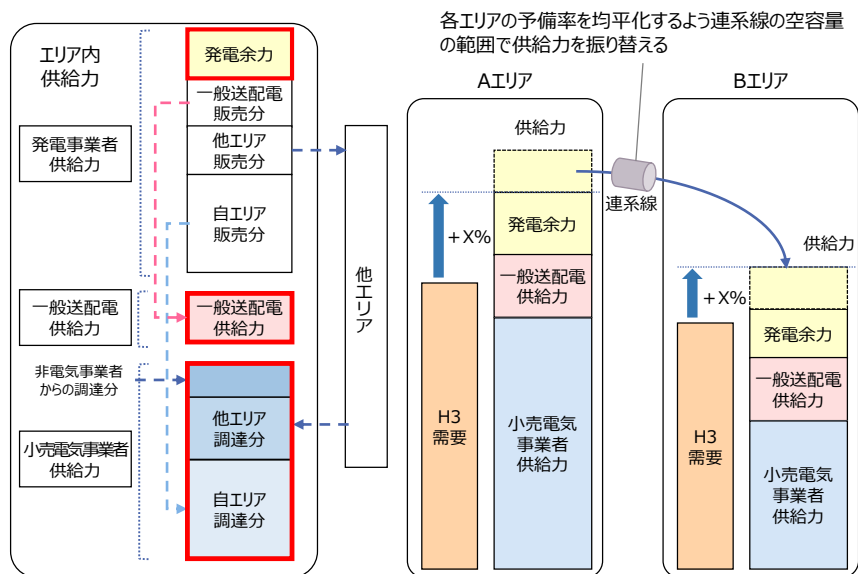
- 供給電力からは、一般送配電事業者と電源Ⅰ'契約した当該契約分、ブラックスタート機能契約し、機能提供に必要な電力量の確保による減少分を除く。
- 保有電源の欄には、自らが保有する発電等用電気工作物の発電能力から補修等による減少を除いた分を記載すること。この場合、「発電能力」とは、当該年度において安定的に発電又は放電可能な出力とする。
- 調達分の欄には、安定的に供給電力として見込める調達分について、事業者種別毎に分類して記載すること。なお、自ら調達した電気あるいは保有する発電等用電気工作物より他の事業者に対し電気の供給を行う場合は、受電分から送電分を差し引いた値を記載すること。

2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月）

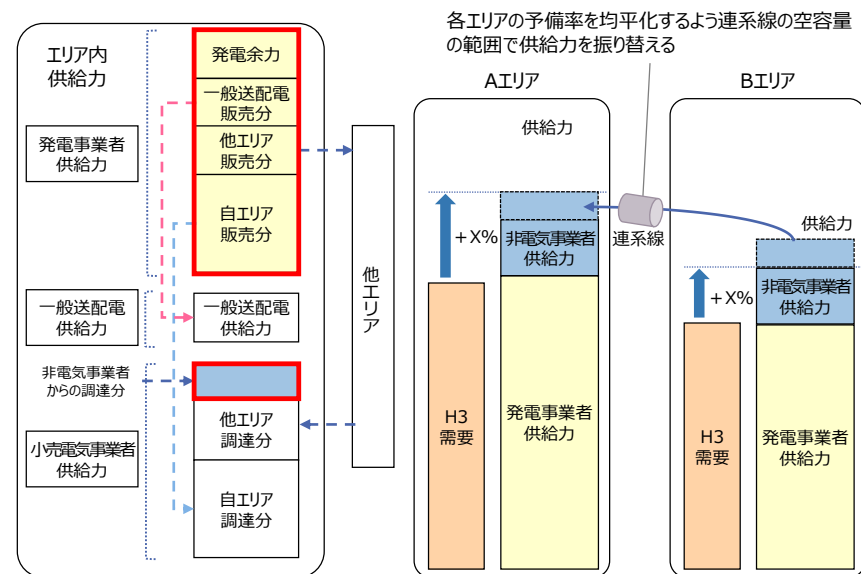
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/2023-12\\_kyoukei\\_kisaiyouryou.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/2023-12_kyoukei_kisaiyouryou.pdf)

- 供給計画等の需給バランス評価の基礎として、小売電気事業者が確保する供給力等から発電事業者が保有する供給力等へ変更した。
- これまでの需給バランス評価においては、小売電気事業者が確保する供給力等を基礎としていたが、容量市場の実需給開始後は小売電気事業者の供給能力確保義務の位置付けが変更されることを踏まえ、発電事業者等の供給力を基礎として評価する。
- 卸取引量の増加により年間計画では未契約の供給力が増えるとともに、事業者数や小規模取引の増加、ベースロード市場の拡大等により、取引内容を確認できなくなっている。
- 発電事業者等が保有する供給力は、容量市場との整合や電源トラブル等の反映の容易さ等、需給管理に利点がある。

## 小売電気事業者が確保する供給力等



## 発電事業者が保有する供給力等





1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 2023年度の夏季の最大需要電力は、テレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響等により、前年度を下回った。
- 2024年度以降については、人口減少や節電・省エネ影響等の減少影響よりも、経済成長及びデータセンター・半導体工場の新増設に伴う増加影響が大きくなると考えられることから、2033年度まで増加傾向が続くものと想定した。

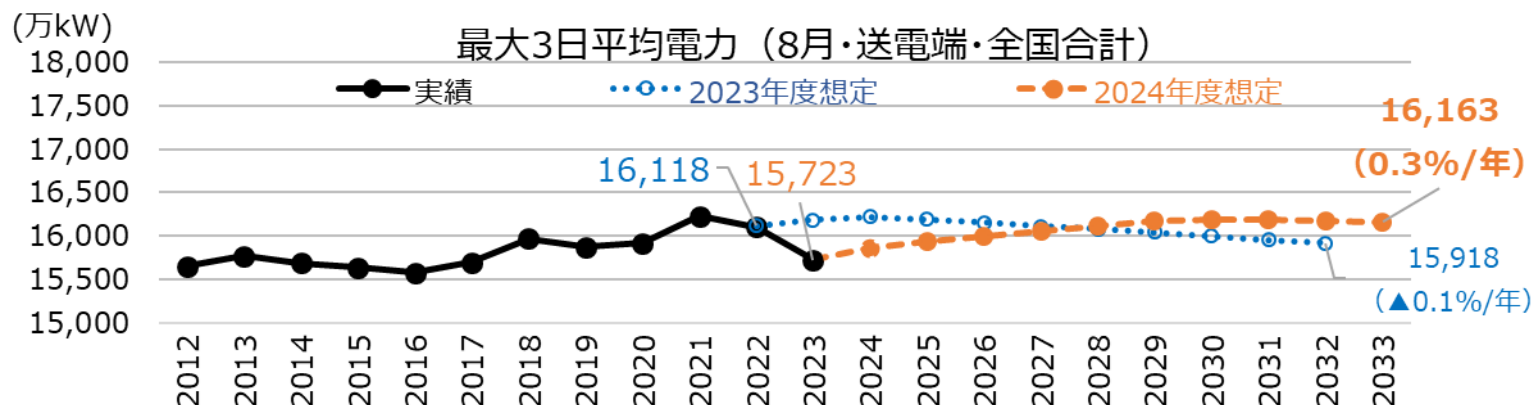
### ● 需要想定的前提となる全国の経済見通し

	2023年度	2033年度
国内総生産 GDP 2015暦年価格	556.9兆円	598.6兆円 [+0.7%]
鉱工業生産指数 IIP 2020暦年=100	104.3	111.3 [+0.7%]
人口	1.24億人	1.18億人 [▲0.5%]

### ● 需要想定（全国合計、送電端）

	2023年度 実績	2024年度 見通し	2033年度 見通し
最大需要電力 (万kW)	15,723	15,857	16,163 [+0.3%]
年間需要電力量 (億kWh)	8,413	8,461	8,754 [+0.4%]
年負荷率	60.9%	60.9%	61.8%

- ・2023年度実績は気象補正後。
- ・2023年度の年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。
- ・[ ]内は2023年度実績に対する年平均増減率



※データセンター・半導体工場の新増設に関して、2023年度の需要想定以降に具体化されたため、各社への申込状況等を踏まえ、各エリアで個別織り込みすることになったが、その影響は大きく、今後の動向に留意が必要である。その他、EV・蓄電池、水素製造等の需要構造の変化によっても本想定と異なる水準となる可能性も考えられることに留意が必要である。

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (2) 電力量 (kWh) の見通し
  - (3) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 年間EUEで評価した結果、短期断面（第1・2年度目）では、電源の休廃止や補修停止等により2025年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。
- 長期断面でも、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア（2026～2029年度）、東北エリア（2026、2028、2029年度）、九州エリア（2026～2033年度）、沖縄エリア（2026、2028年度）で目標停電量を超過している。

(kWh/kW・年)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354

<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2024年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 第1年度 (2024年度) の予備率は、全ての月・エリアで13%を上回った。

●2024年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源等加算後)

	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	25.1%	33.8%	26.2%	20.9%	28.0%	27.0%	24.2%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	24.5%
東北	25.1%	33.8%	25.8%	20.9%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
東京	25.1%	24.6%	17.6%	18.4%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
中部	27.6%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	30.3%	23.5%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
北陸	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	18.5%	30.2%
関西	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
中国	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
四国	29.9%	36.4%	32.2%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
九州	32.3%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
沖縄	67.8%	42.7%	31.7%	36.6%	39.3%	32.9%	49.6%	65.8%	96.9%	65.6%	71.3%	78.4%

※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

(注) 本評価は地域間連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用

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等を踏まえた追加供給力を適用

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2024~2033年度の連系線の運用容量 (年間・長期) (2024年3月1日:本機関)」による

②:「2024・2025年度の連系線のマージン (年間)、マージン設定の考え方及び確保理由 (2024年3月1日:本機関)」を考慮のうえ算出した値

■ 第2年度 (2025年度) の予備率は、全ての月・エリアで10%を上回った。

●2025年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源等加算後)

	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	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

※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

(注) 本評価は地域間連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用

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等を踏まえた追加供給力を適用

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2024~2033年度の連系線の運用容量 (年間・長期) (2024年3月1日:本機関) 」による

②:「2024・2025年度の連系線のマージン (年間)、マージン設定の考え方及び確保理由 (2024年3月1日:本機関) 」を考慮のうえ算出した値

■ 沖縄エリアについては、予備率が最小となる断面において、34.2万kW※を引いた供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準とし、全ての期間において本基準を満たすことを確認した。

※ 実運用を踏まえた必要予備力 (第85回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2023年4月19日) 資料1)

- 2024年度 沖縄エリアの供給力 (kW) の補完的確認における予備率の見通し (予備率最小断面における供給力から34.2万kWを差し引いて評価)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	34.4%	16.1%	8.5%	14.6%	17.2%	10.4%	24.1%	35.2%	61.3%	32.9%	35.6%	41.9%

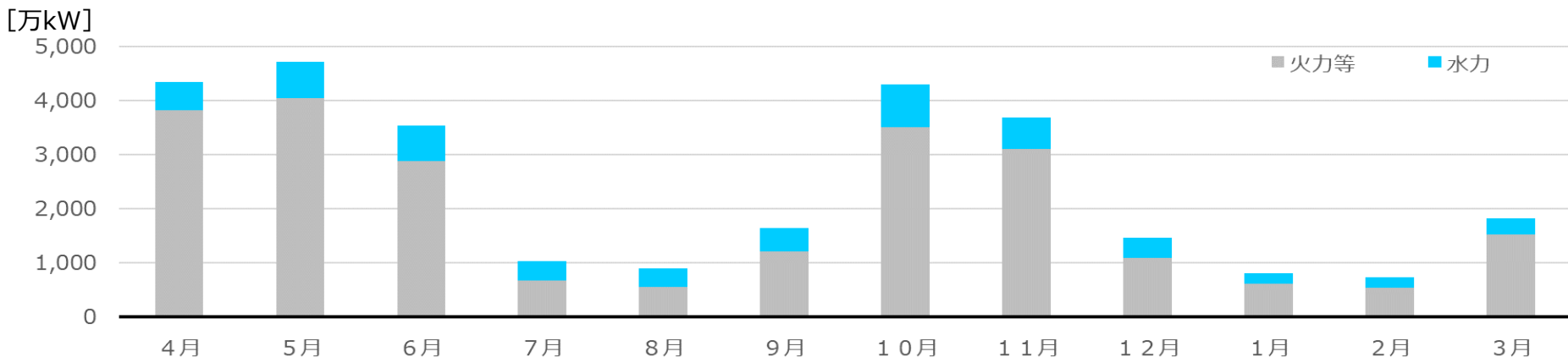
- 2025年度 沖縄エリアの供給力 (kW) の補完的確認における予備率の見通し (予備率最小断面における供給力から34.2万kWを差し引いて評価)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	26.8%	14.3%	15.7%	8.0%	17.7%	12.4%	17.0%	26.9%	30.8%	27.9%	38.7%	47.5%

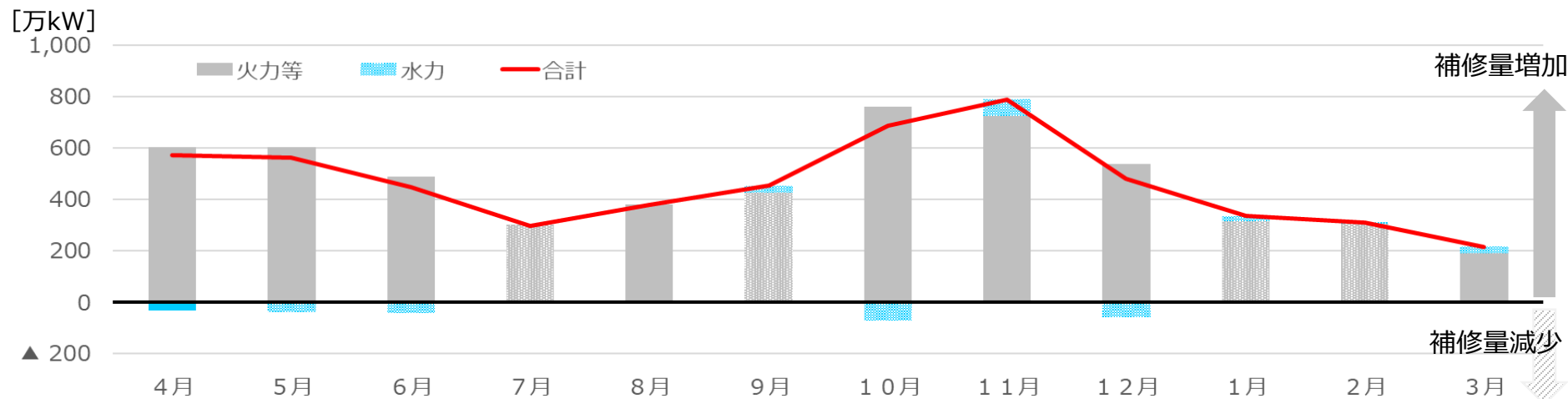


■ 需給バランスが相対的に厳しい期間における補修計画の変更ならびに新規補修計画の回避について、本機関から全発電事業者へ協力を要請したものの、大型電源のトラブル等（届出時点で復旧未定）があり、2023年度供給計画と比較して補修量が増加。

● 2024年度供給計画（2024年度）の各月補修量



● 2024年度供給計画（第1年度）と2023年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減



※ 「水力発電所・火力発電所・新エネルギー等発電所等 発電・補修計画明細書」に基づき、原則10万kW以上の発電設備を対象に集計  
火力等にはバイオマス・地熱・蓄電池を含む

- 2024年度中に休廃止となる火力電源は215万kW。
- このうち、従来から休廃止が計画されていたものが193万kW、2024年度供給計画で新規計上されたものが22万kWである。

● 2024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	62	62
石油他	0	95	95
石炭	22	36	58
<b>合計</b>	<b>22</b>	<b>193</b>	<b>215</b>

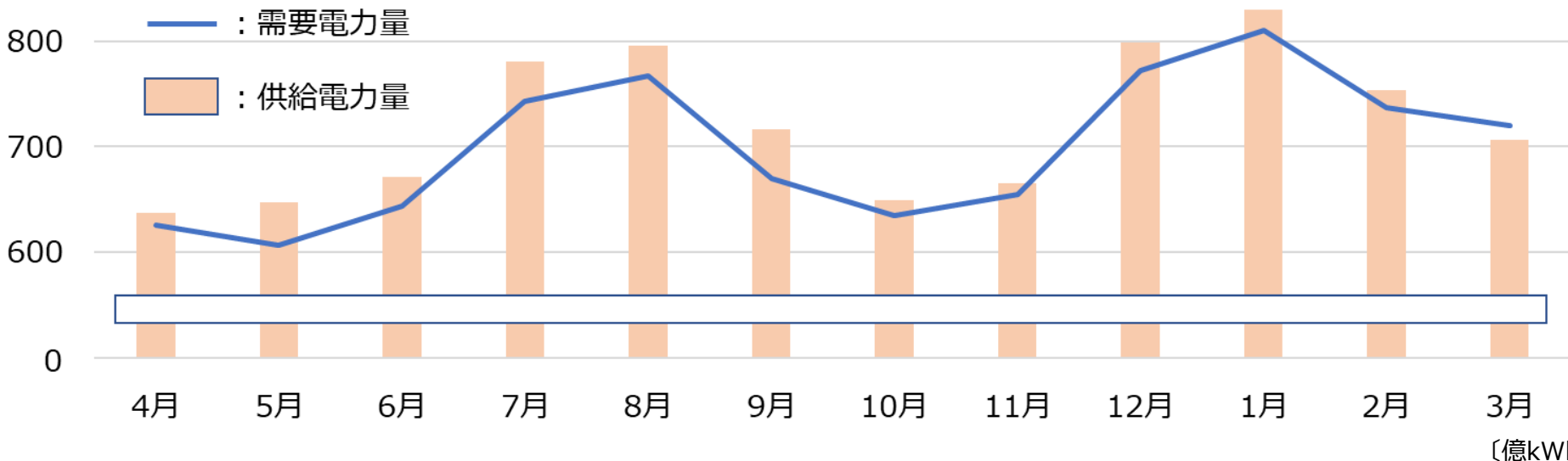
※ 「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 供給計画の第1年度（2024年度）における電力量（kWh）バランス（9エリア合計）を月別に確認すると、一般送配電事業者が想定する需要電力量に対して、供給電力量※が13億kWh/月程度（需要比1.8%程度）下回る断面がある。
- 今後、実需給段階に向け、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モニタリング等を実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

※ 電気事業者が保有する電源等の発電電力量と非電気事業者との取引電力量の合計から登録特定送配電事業者との取引電力量を除いたもの

(億kWh)



〔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
需要電力量	626	606	643	743	767	669	634	654	772	810	737	719	8,381
供給電力量と需要電力量の差分量	11	41	28	37	29	47	15	11	27	20	16	-13	268
供給電力量と需要電力量の差分率	1.8%	6.8%	4.4%	5.0%	3.8%	7.0%	2.4%	1.7%	3.5%	2.5%	2.2%	-1.8%	3.2%

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
- 3. 需給バランス**
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ**
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

**■ 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)**

- ・年間 EUE で評価した結果、2024 年度は全てのエリアで目標停電量以内となった。2025 年度は、電源の休廃止や補修停止等により北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過。
- ・長期断面でも電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア (2026～2029 年度)、東北エリア (2026、2028、2029 年度)、九州エリア (2026～2033 年度)、沖縄エリア (2026、2028 年度) で目標停電量を超過。

**■ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)**

- ・第 1・2 年度とも全てのエリア・月で予備率は 10% を上回る。

**■ 電力量 (kWh) の見通し (第 1 年度の月別)**

- ・需要電力量に対して、供給電力量が 13 億 kWh/月程度 (需要比 1.8% 程度) 下回る断面が見受けられる。

- 2025年度について、容量停止計画の調整※<sup>1</sup>後にも関わらず北海道エリア・東京エリア・九州エリアの年間EUEが容量市場・供給計画における目標停電量を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。
  - 今回の供給計画は、供給信頼度評価の精度向上や厳気象対応の必要量の算定方法の見直し等※<sup>2</sup>により、容量停止計画の調整時点よりも厳しい評価を行っている。
  - 供給力の一部（需要電力の2%）を追加オークションで調達することを前提として、容量停止計画の調整を行っている。
- そのため、2025年度は、今後、国の審議会等で議論される追加オークションの要否やその実施時の結果によっては、電源の補修時期の調整等の需給対策が必要となるため、国や関係する事業者と連携する。
- また、2026年度以降についても、実需給の2年度前に実施する容量停止計画の調整の結果等を確認し、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、中長期的な電源動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

※1 容量停止計画の調整

容量市場のメインオークションにおいて落札した安定電源等のリクワイアメントの一つとして、実需給の2年度前に各エリア・各月の供給信頼度を確保することを目的として、定期補修や中間補修等の容量停止計画を調整している

※2 第95回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024.2.20）資料1等

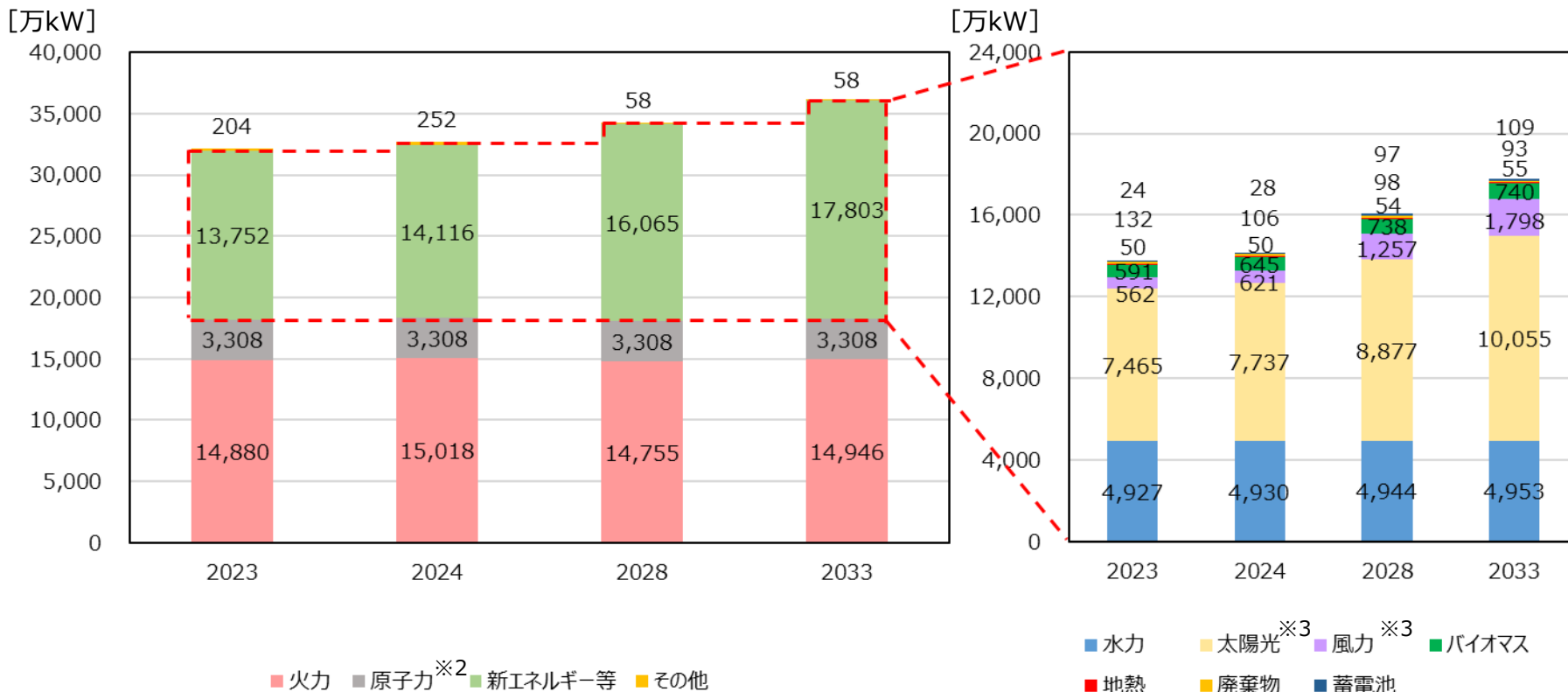
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei\\_95\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_95_01.pdf)

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他



■ 事業者の計画に基づき合計した年度末時点で保有する設備等の容量（kW）※1について太陽光・風力等の新エネルギー等が増加する傾向である。

設備容量（全国合計）※1



※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）

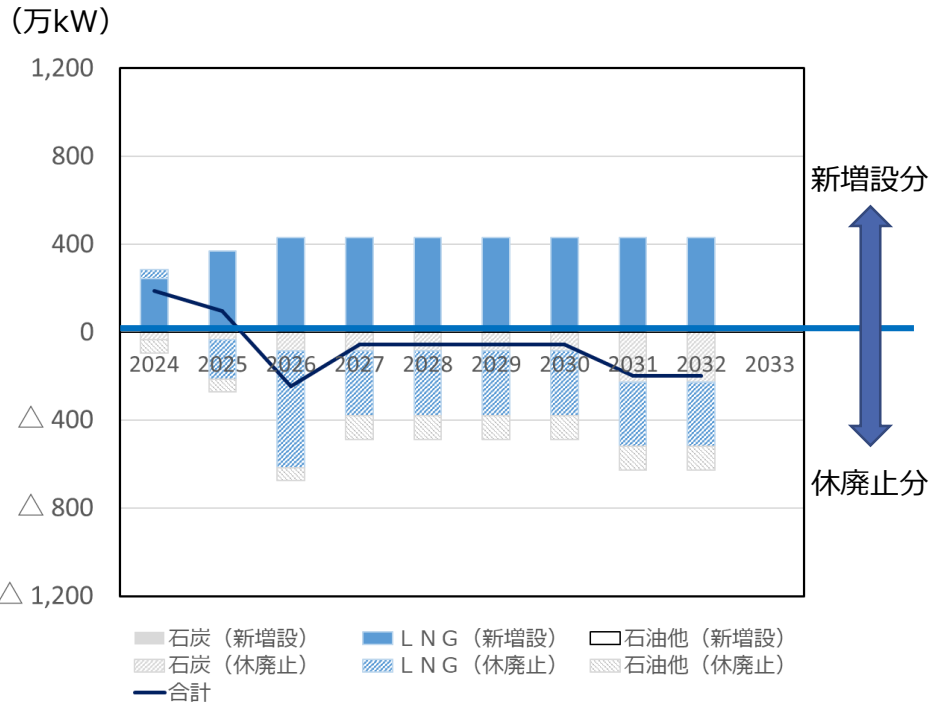
※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上

# 4. 電源構成の変化に関する分析：火力発電の新增設及び休廃止計画の推移 33

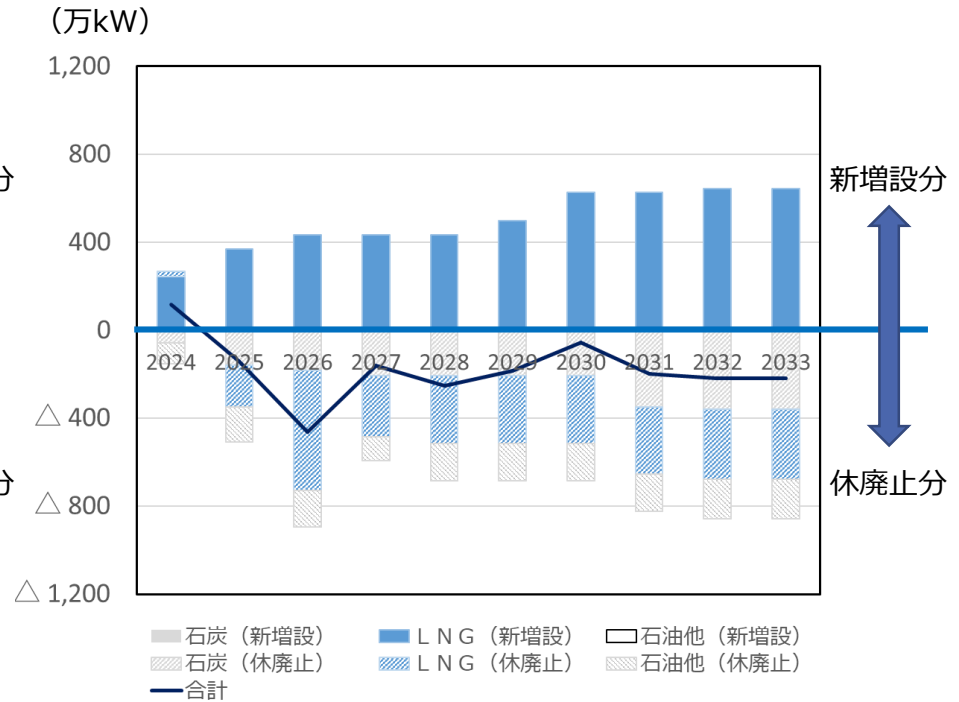
- 2024年度は新增設が増加することから、休廃止を差し引いた設備量は増加。
- 2025年度以降、休廃止が増加し、新增設を差し引いた設備量は減少。2027年度には再稼働により休廃止が減少するものの、休廃止が新增設を上回った状態で横ばい傾向となる。

## ● 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2024年度からの累計値）

2023年度供給計画※



2024年度供給計画



※ 2023年度供給計画を元に作成

※1 「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

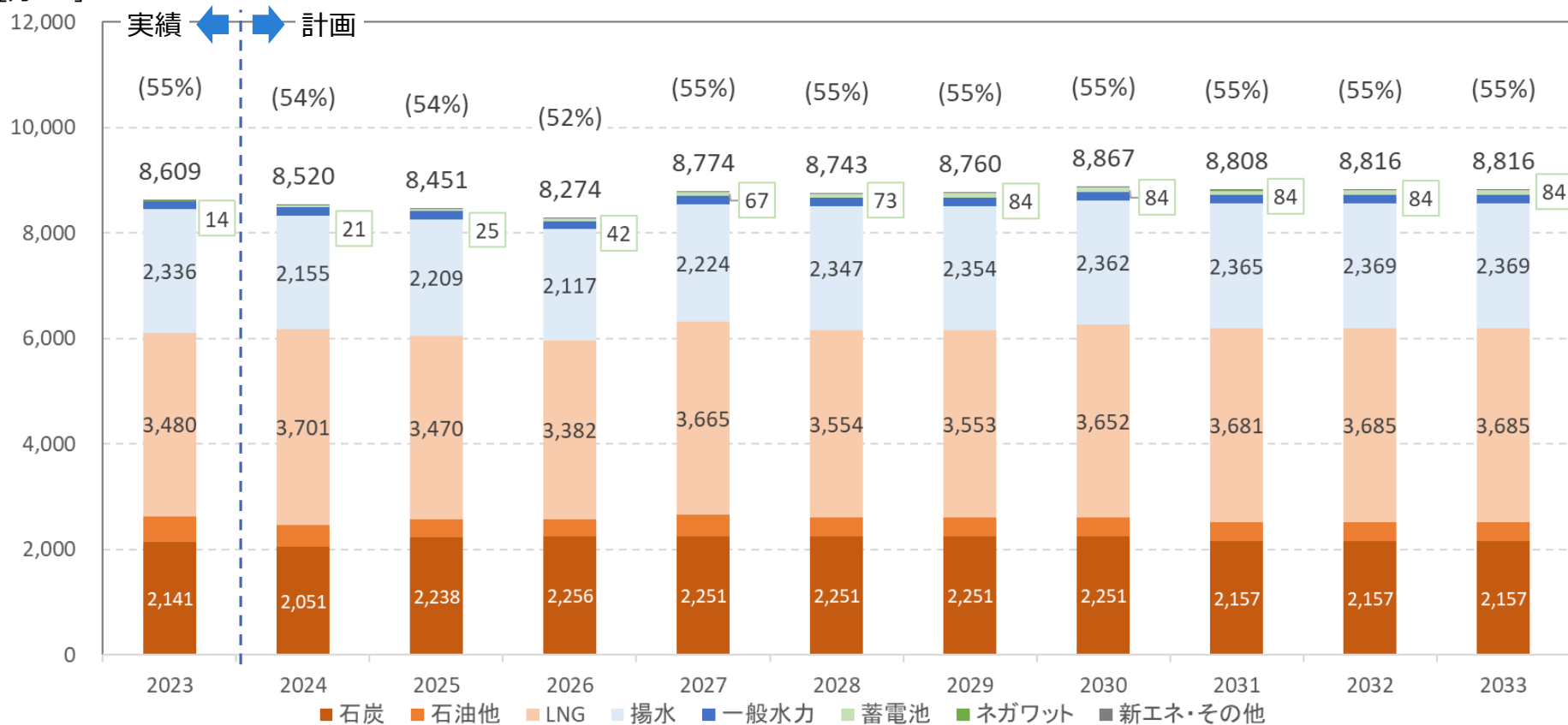
※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

※3 休廃止には長期計画停止を含み、休止・長期計画停止からの再稼働による減少分を含む

- 先行き10年間の調整能力に関して、電源等の休廃止・新增設に応じて、年度毎に増減はあるが、2023年度実績と同水準を維持する見通し。
- 石炭火力・LNG火力・揚水が大部分を占めており、その構成は先行きも同水準となる。蓄電池が徐々に増加。

## ● 調整能力（9エリア計・8月断面）

[万kW]



※ 発電事業者・小売電気事業者・特定卸供給事業者から提出された「調整能力に関する計画書」を対象に集計  
括弧内は需要電力（9エリア計、離島除き）に対する比率

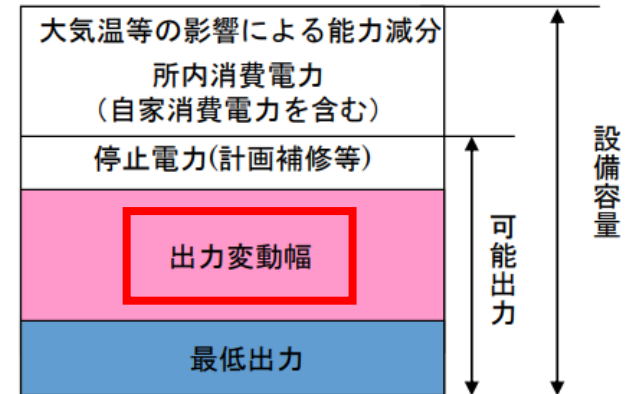
■ 今年度から、調整機能を有する発電事業者等に対して、調整能力（出力変動幅）の提出を求めている。

## 調整力に関する計画書

様式第33の3 第1表（年度別の調整力に関する計画書）  
(10<sup>3</sup>kW)

	発電所等名 (号機)	種類	調整力	前年度 (参考)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	送	配	小	発	卸
保有 電源															○	○	○	○	○
	小計														○	○	○	○	○
調 達 分															○	○	○	○	○
	小計														○	○	○	○	○
【㊦7】小売電気事業者（合計）															○	○	○		
【㊦7】発電事業者（合計）															○	○		○	
【㊦7】特定卸供給事業者（合計）															○	○			○
合計															○	○	○	○	○

## 出力変動幅等



一般送配電事業者からのオンライン制御が可能な設備

2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月）  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electricity\\_measures/001/pdf/2023-12\\_kyoukei\\_kisaiyouryou.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/2023-12_kyoukei_kisaiyouryou.pdf)

2024年度供給計画届出書記載についての参考資料（2023年12月）  
[https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024\\_kyoukei\\_sankoushiryou\\_rev0.pdf](https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024_kyoukei_sankoushiryou_rev0.pdf)

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

## 増強計画

### ■ 送電線網の整備計画

再生可能エネルギーを含む新規電源や新規需要の連系に伴う送電線の整備が東北・北海道エリアを中心に計画されている。

### ■ 地域間連系線の整備計画

広域的運営に必要と判断した地域間連系線の整備が計画されている。

## 更新計画

### ■ 1960年～1970年代以降に建設された送変電設備の高経年化

更新工事の物量が増加傾向にあることから、施工力を考慮しつつ、更新の必要性・優先度に応じて適切に更新していく必要があるため、広域機関は2021年12月に高経年化設備更新ガイドラインを策定した。これを踏まえて各一般送配電事業者にて設備のリスク量や更新工事物量が算定され、適切かつ合理的な設備更新計画が策定されている。

- 送電線路の新增設整備計画は、火力アクセス線が運開した一方、地中線の新規計上等により、昨年度の計画に比べ若干増加している。変電設備の新增設整備計画は昨年度の計画と同程度。
- 地域間連系線は新北海道本州間連系設備、丸森いわき幹線、東清水変電所、新佐久間周波数変換所、関ヶ原北近江線及び南福光連系所等の計画が計上されている。

### ○ 主要な送電線路の整備計画（こう長）

### ○ 主要な変電設備の整備計画

区分	架空(km)	地中(km)	合計(km)
新增設	356 (381)	87 (58)	443 (439)
廃止	△94 (△95)	0 (△9)	△94 (△104)
合計	262 (286)	87 (49)	349 (335)

区分	変電所(MVA)	変圧器台数(台)	変換所(MW)
新增設	30,648 (30,163)	46 (42)	1,200 (1,200)
廃止	△6,300 (△5,600)	△20 (△17)	△300 (△300)
合計	24,348 (24,563)	26 (25)	900 (900)

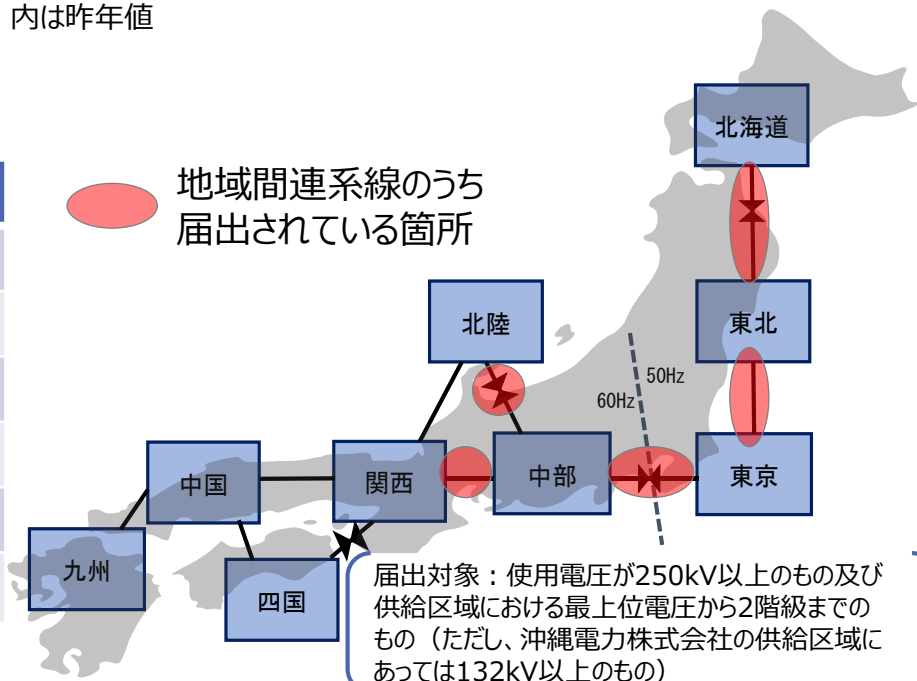
※（）内は昨年値  
 ※使用開始年月が未定の場合はカウントしていない  
 ※合計値が合わないのは四捨五入の関係による

※（）内は昨年値

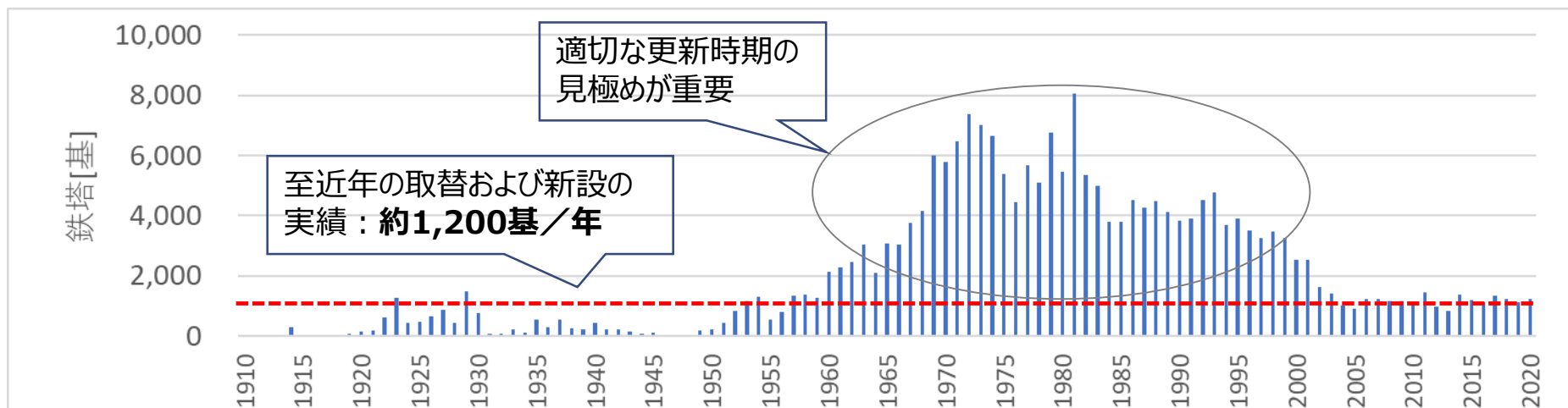
### ○ 地域間連系線の整備計画

連系エリア	名称	容量	使用開始
北海道～東北	新北海道本州間連系設備	300MW	2028年3月
東北～東京	丸森いわき幹線	—	2027年11月
東京～中部	東清水変電所	600MW	2028年3月
	新佐久間周波数変換所	300MW	2027年度
中部～関西	関ヶ原北近江線※1	2km	未定
中部～北陸	南福光連系設備※2	300MW	2026年4月 (廃止予定)

※1：計画策定プロセスにて検討



- 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つつあり、将来にわたって安定供給を確保していくためには、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえつつ、施工力を考慮のうえ適切に更新時期を見極めていくことが必要。



例：鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

出典元：2023年3月 広域系統長期方針

- 日本国内における広域連系系統の設備量に対し、今回の新たな新增設及び廃止を踏まえると、各設備量ともに数%増加することになる。

設備	日本国内における 広域連系系統	今回計画			設備量の変化
		新增設	廃止	計	
架空線こう長	約22,000km	356km	△94km	262km	数%増加
地中線こう長	約800km	87km	△0km	87km	
変圧器	約1,400台	46台	△20台	26台	



- 広域機関は、一般送配電事業者 10 社共通の標準的な設備リスク評価方法を示した「高経年化設備更新ガイドライン」を策定。
- 各一般送配電事業者は、高経年化設備更新ガイドラインを用いることで、各設備のリスク量（設備の故障確率×故障影響度）を評価した上で、そのリスク量や施工力等を踏まえて工事物量を算定し、設備更新計画に反映する。

<設備保全から設備更新計画策定までの流れ>

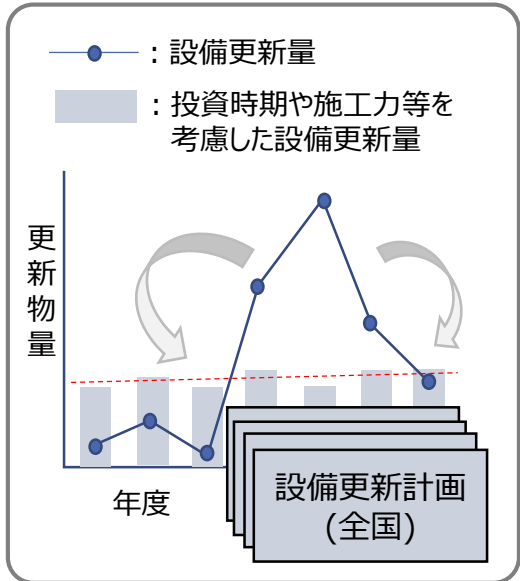
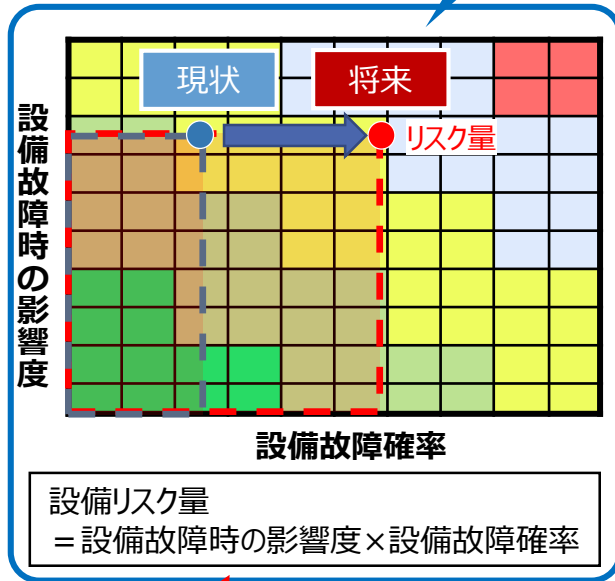
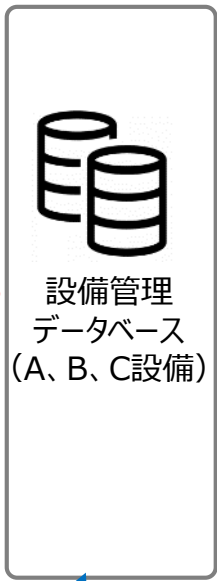
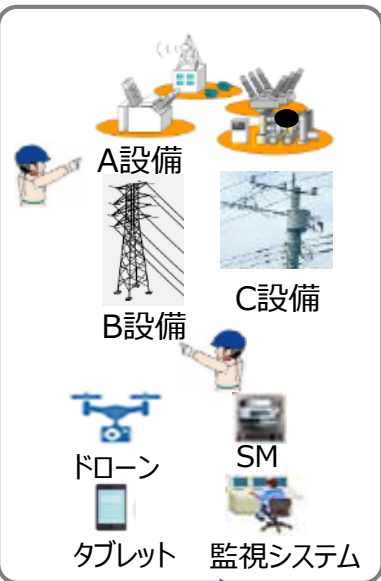
高経年化設備更新ガイドラインを策定

送配電設備の巡視・点検

データ蓄積

リスク評価（定量評価方法）

設備更新計画の策定



一般送配電事業者が巡視・点検を実施し、データベース化

広域機関が標準的な定量評価方法を整理

一般送配電事業者が設備更新計画を策定

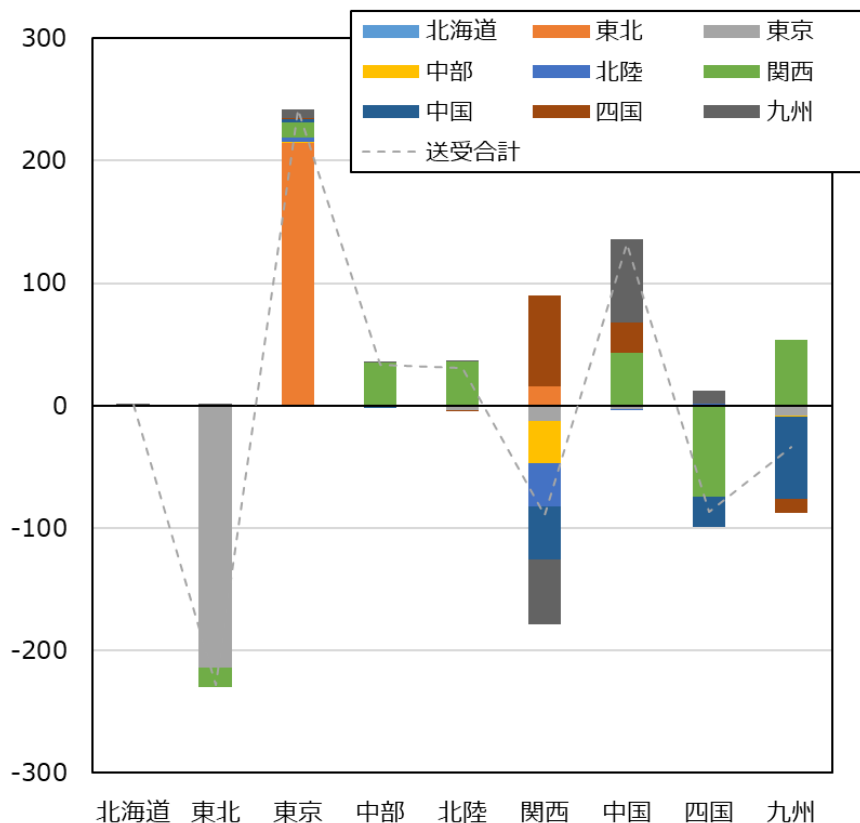
ネットワーク全体で計画的な更新を達成

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 2024年度の契約済の取引計画において、主に東京・中国エリアでエリア外からの受電量が多く、東北・関西・四国エリアでエリア外への送電量が多い。

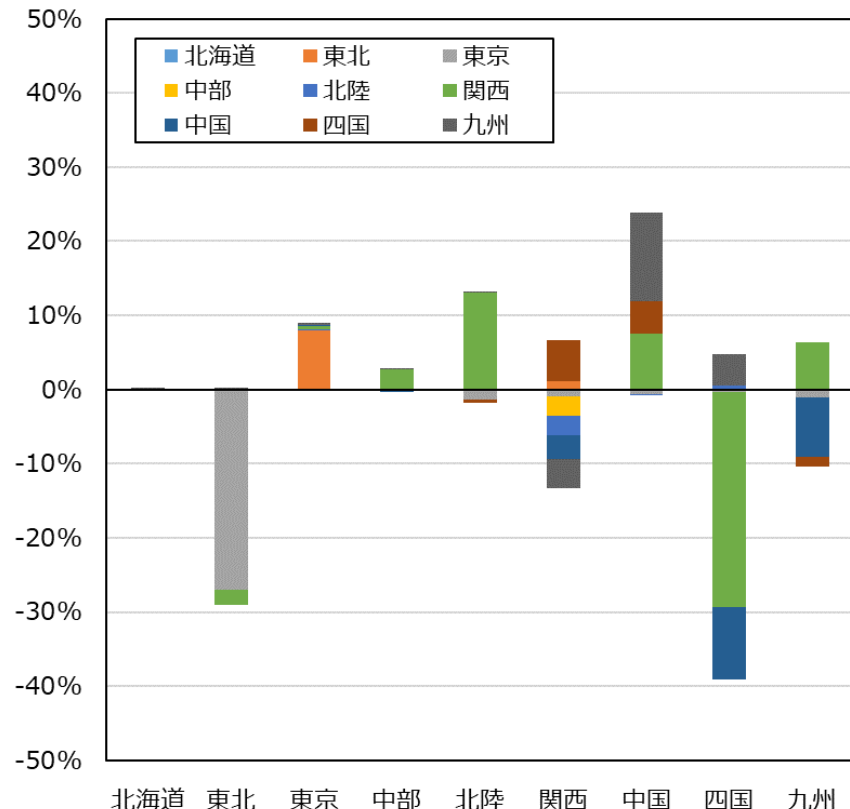
### エリア外との取引電力量

[億kWh]



### エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

↑ 受電  
↓ 送電

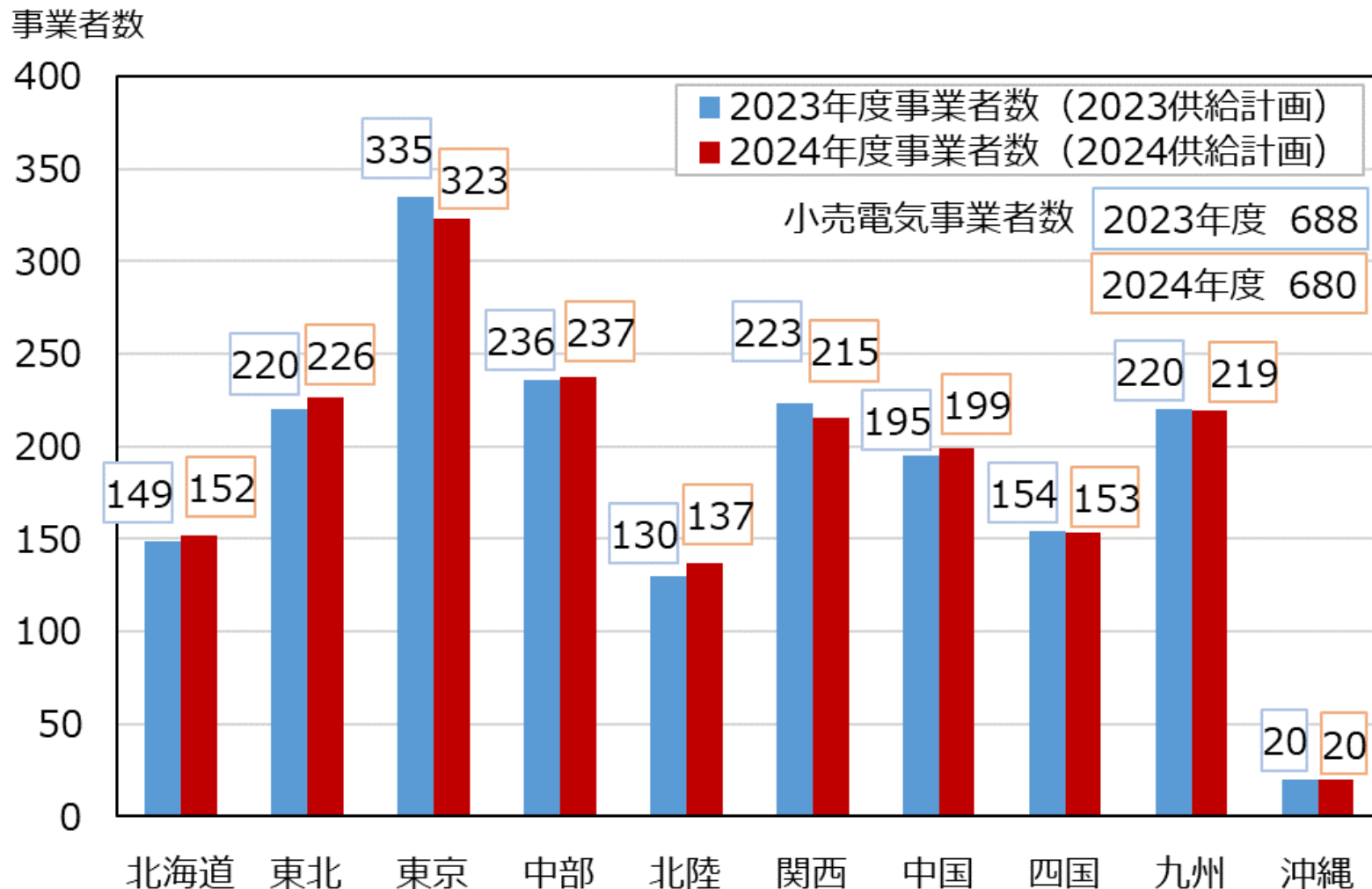


※ エリア外との取引について、相手エリア毎に調達（受電）と販売（送電）を相殺して算定

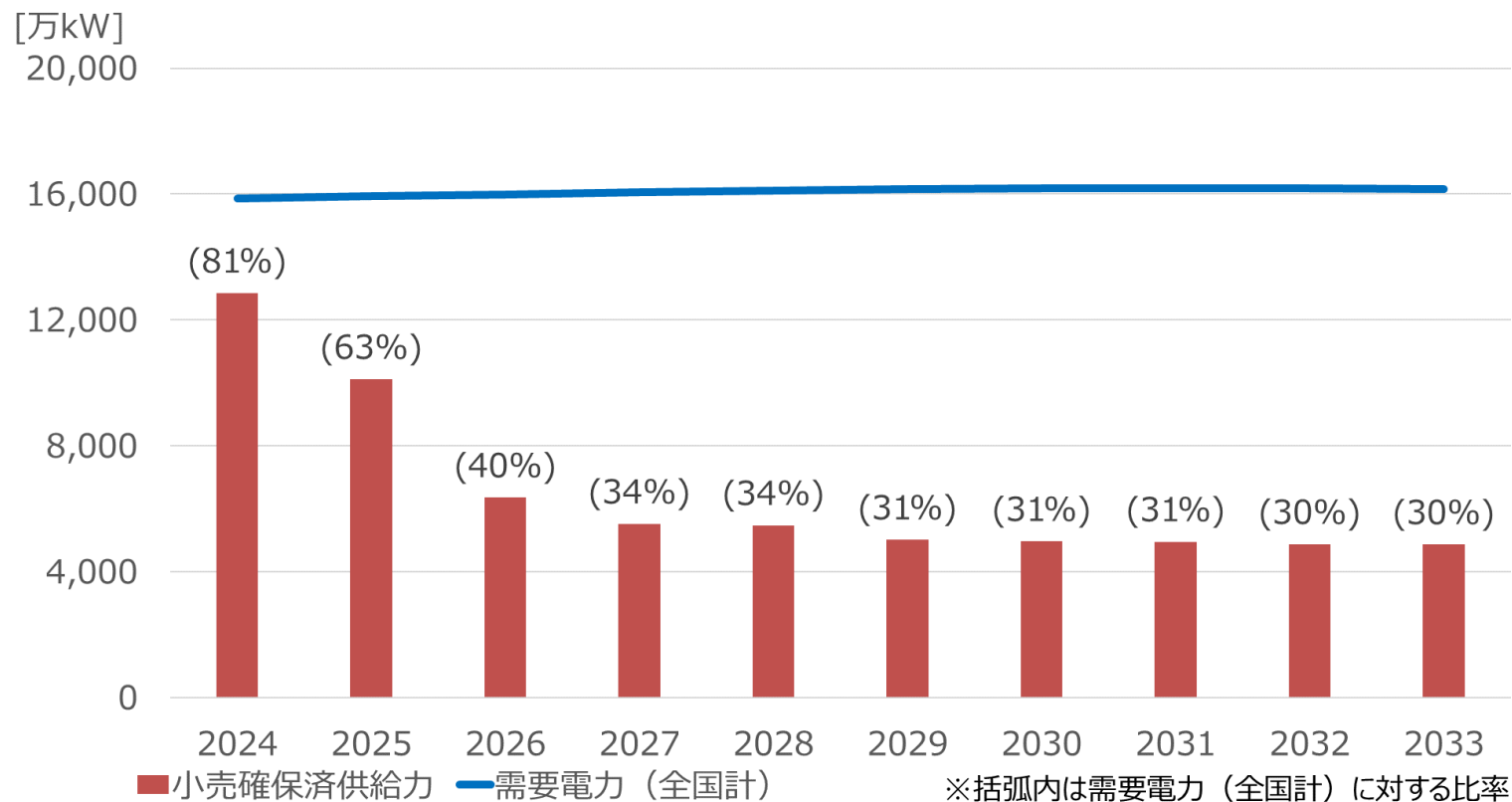
1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
  - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
  - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
  - (3) 電力量 (kWh) の見通し
  - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 小売電気事業者数は2023年度から減少しているところ、エリア毎の増減に違いがある。

● 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数

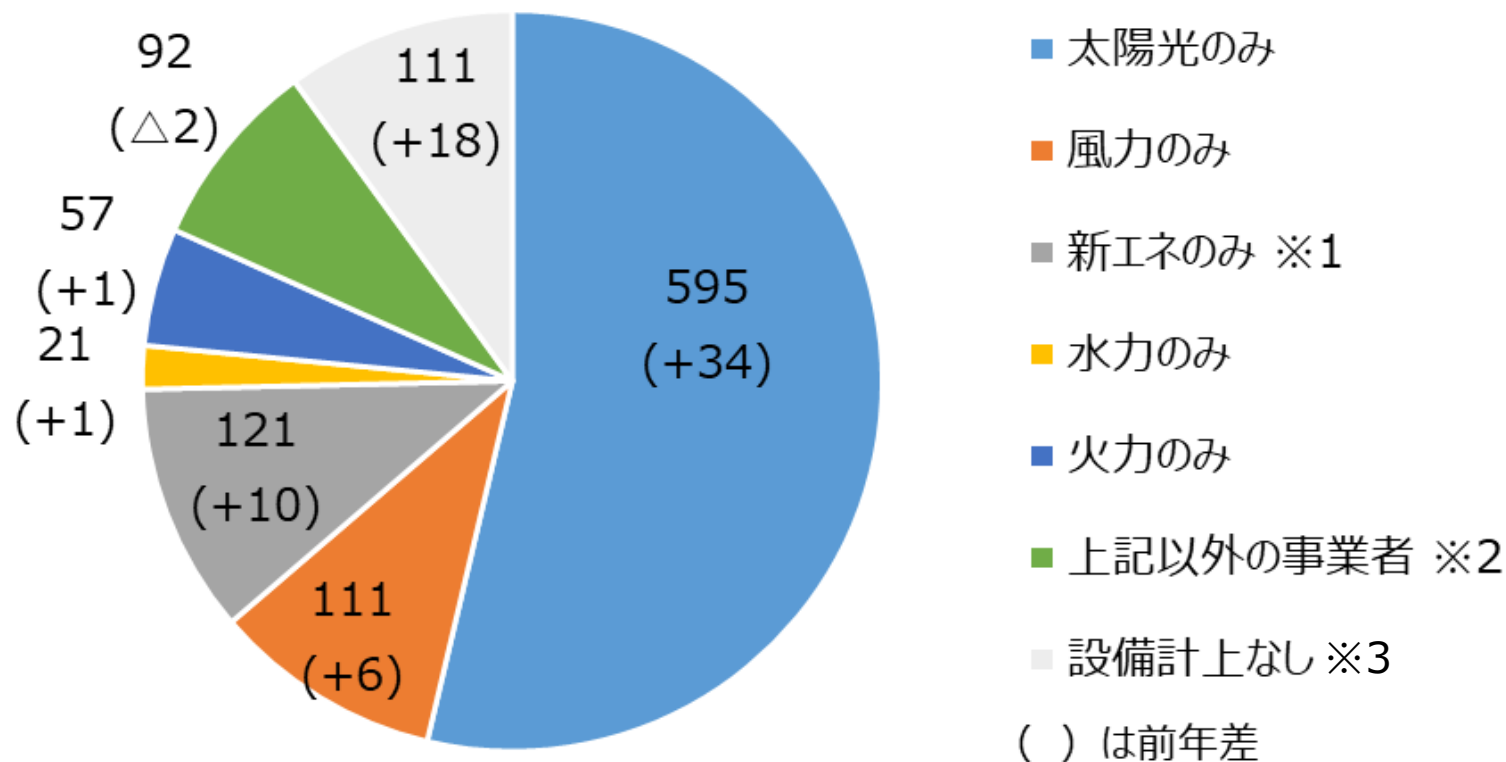


- 小売電気事業者の確保済供給力（相対契約）について、2024年度は一定程度契約されているが、2025年度以降その契約量が減少する傾向にある。
- 旧一般電気事業者の発電部門は1～5年程度の標準メニューに基づき卸販売を行っており、同グループの小売部門では先行きの契約が確定していない等の理由により、確保済供給力が減少していく。



■ 2024年度末時点に保有する発電等設備の種別による分類では、太陽光のみの事業形態の事業者数が最も多く、かつ新規参入者数も多くなっている。

● 保有電源等（2024年度末時点）の種別に応じた事業者数



※1 太陽光・風力以外の新エネ（地熱・バイオマス・廃棄物・蓄電池）のみを保有する、または太陽光・風力を含む新エネのみを保有する事業者が対象

※2 バイオマスを混焼する火力等、単一の設備を複数の種別に計上している事業者も含む

※3 2025年度以降に発電事業を開始し、2024年度に発電等設備を保有していない事業者

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題



- 2024年供給計画の取りまとめにおいて抽出した課題は以下のとおり。課題を踏まえた広域機関としての対応と、国に求める対応とを合わせ、大臣意見として取りまとめる。

### （1）中長期的な供給力・調整力の確保の在り方

- 小売電気事業者における供給能力確保義務の位置づけの変化、旧一般電気事業者の発電部門における内外無差別の徹底により、長期的な相対契約が減少傾向である。
- 容量市場メインオークションにおいて落札されなかった電源の多くがLNG火力であり、火力電源について休廃止が新增設を上回り、設備量が減少していくこと等から、中長期の需給バランスについて、いくつかのエリアや年度で厳しい状況が見受けられる。
- 発電事業者からは事業の予見性が低下しているとの声があるが、このような事業環境の変化を見据えて、自ら主体的に事業計画を立案し、事業展開していくことが期待される。
- そのため、本機関は事業者の計画的な電源開発等の推進に資する「将来の電力需給シナリオ」の検討や、投資の予見性に資する長期脱炭素電源オークションの実施に取り組む。
- また、中長期的な調整力の不足を見据え、グリッドコードによる要件化や、容量市場の仕組みを活用した調整力の調達枠の設定等の具体策を検討していく。
- さらに、将来の再エネの最大限の導入により、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、持続可能な需給運用・市場システムを目指し、供給力・調整力を同時に約定させる等の仕組みである「同時市場」の検討を進めていく。
- 国においては、カーボンニュートラルと安定供給確保の実現に向け、「将来の電力需給シナリオ」の検討等と連携した具体的な施策の検討や、将来の「同時市場」導入に向けた制度面からの検討をお願いする。

## （2）需給構造の変化と系統混雑への対応

- デジタル化（DX）によるデータセンター等の新增設の需要増があり、今後は脱炭素化（GX）の進展に伴いEVや水素製造等により需要構造が変化する可能性がある。
- 既存の送変電設備を有効活用する日本版コネクト&マネージの取組から、再エネ電源の系統連系が増加している。今後は非効率石炭火力等から脱炭素電源への転換が想定される。
- これら需給の両面の変化により電力潮流が変化していく。さらに、変動電源の増加に対する調整力電源の稼働に伴い、電力潮流がより複雑化し、域内の送変電設備の容量制約により系統混雑が発生、拡大する可能性がある。
- そのため本機関は、各一般送配電事業者と連携して、系統状況の把握等に加え、混雑管理に取り組み、再給電方式等による混雑解消に万全を期す。あわせて、将来の市場主導型の混雑管理についても検討していく。
- また、電力量だけではなく、市場取引される供給力（容量市場）や調整力（需給調整市場）についても、その系統混雑の影響評価に取り組むとともに、その対策としての価格シグナルの発信に向けた仕組み等を検討していく。
- 国においては、市場主導型による電源と需要を誘導する制度や、電源と需要の組合せにより電力システム全体の最適化につながるエネルギー政策や制度の整備を期待する。

### （3）補修調整後の需給バランス変化への対応

- 今回の供給計画における電源設備の補修量が、前年度の供給計画の取りまとめ時点と比較して大きく増加している。
- その中には、電源トラブル等の影響もあるが、容量市場の仕組みの中で実需給の2年度前に実施した「容量停止計画の調整」後、事業者都合で補修量が増加した電源もある。
- 昨今、端境期（春季・秋季）は、需要期（夏季・冬季）と比較して、需要の減少よりも補修停止の増加等供給力減少の影響が大きく、需給バランスが厳しくなる傾向がある。
- その一方で、事業者からは補修作業の施工力確保等の観点から、前述の「容量停止計画の調整」以降、実需給に近くなつてからの補修調整が難しくなつているとの声がある。
- そのため、本機関としては、「容量停止計画の調整」や追加オークション以降の需給状況の把握すべく、従来の電力需給検証やkWモニタリングに加え、特に端境期について、きめ細かな情報発信の在り方を検討していくので、事業者においても、ひつ迫時に取るべき準備や行動を期待する。
- また、実需給に近いタイミングにおける大規模災害や電源の脱落等の備えとして検討されている予備電源制度については、本機関が調達等のプロセスの実施主体となると整理されていることから、国と連携して制度導入に向けた検討を進めていく。
- 国においては、予備電源制度の導入に向けた検討に合わせ、同電源の短期立ち上げプロセス等の制度についての検討をお願いします。

(以 上)