

2022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)

2022年3月29日

電力広域的運営推進機関



訂正箇所（2022年5月25日）

P27 3. 電源構成の変化に関する分析： 設備容量（kW）（全国合計）	設備容量の一部
P28 3. 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	2023年度の休廃止分

- 供給計画の取りまとめにおける本機関の役割
- 2021年度供給計画の振返り
- 2022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、すべ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、本機関から国に届け出る。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。

■ 2022年度供給計画取りまとめ事業者数

供給計画の提出期限		事業者ライセンス	2022年度 供給計画	(参考) 2021年度 供給計画
①電気事業者（一般送配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)	発電事業者	1007	935
		小売電気事業者	712	660
		登録特定送配電事業者	30	31
		特定送配電事業者	6	3
		送電事業者	3	3
		一般送配電事業者	10	10
②一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)	合 計	1,768	1,642
③本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日			

() 内は本機関への供給計画（案）の提出期限

2021年度供給計画の振返り

- 2021年度供給計画の取りまとめでは、短期断面（2021・2022年度）において、年間EUE基準を満たしていても、予備率が8%を下回る断面があることを確認した。
- このため、まずは補修・長期計画停止時期に調整可能な計画がないか事業者を確認し、追加供給力として計上できるか調整実施。また小売及び発電事業者へ、冬の需給が厳しい断面に十分な備えができていないか改めて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めることとした。
- なおも需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断」を、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断することとした。

2. (2) 供給力 (kW) の見通し (2021～2030年度)

19

- 年間EUEで評価した結果、**短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。**
（最も大きい値は2022年度の東京エリアで、停電予測量は0.046kWh/kW・年）
- 長期断面は、**2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。**これは2026年度から九州エリアの一部大型電源の供給力が現時点では見通せなくなることによるもの。
- 現時点では供給信頼度基準を満たしていない断面があるが、中長期的な電源開発動向を注視しつつ、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。

(単位: kWh/kW・年)

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

1年間における停電時間に換算すると、約2分（2025年度）から約35分（2026年度）程度に相当

2. (3) 供給力 (kW) の補完的確認【2021年度・予備率】

21

- 第1年度（2021年度）は、以下の月・エリアで予備率が8%を下回った。
 - 7月・1月の東京エリア
 - 2月の東京以西**（最も需給が厳しい断面は2月の東京～九州エリアで5.8%）**

● 2021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加算後）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

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

(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。空き容量の算出は以下の式を使用した。

○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:「2021～2030年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2021年3月1日:本機関）」による。

②:「2021・2022年度の連系線のマージン（年間計画）（2021年3月1日:本機関）」の考え方を基に算出した値。

③:2021年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書（様式第36表）第1年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

【出典】2020年度第5回評議員会（2021年3月26日）第1号議案説明資料

https://www.occto.or.jp/soukaihoka/hyougiinkai/2020/files/2020_5_1r.pdf

- 2021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た。

(1) 需要期における供給力 (kW) 不足の懸念

2022年2月は東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が5.8%。

要因は2月に1,300万kW程度の補修停止が計上されていること。小売事業者が自らの需要減少を見込むことで、卸供給元となる発電事業者に新たに余力が生じたかのようになったことが補修停止増加の要因。

夏季7月の需給バランスも予備力3.0%を確保しただけであり、予断を許さない状況。

(2) 2020年度冬季の電力需給ひっ迫 (kWh) を踏まえた対策

2021年度の電力量 (kWh) の需給バランスは、年間を通じて不足している状況。

本機関は、電力量の需給バランスを燃料調達の状況も含めて電力需給検証において評価するとともに、冬の高需要期までの継続的なモニタリングを実施し情報を発信。

(3) 2030年度エネルギーミックス達成に向けた対策

今回の取りまとめにおいて、2030年度の送電端電力量 (kWh) では、エネルギーミックスで示された構成比に比べて乖離。

達成に向けては、例えば規制的措置や誘導的措置の適切な実施など、各電源のおかれた環境に応じた取り組みを積み重ねていく必要がある。

- 2021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。課題に対し、本機関として以下のとおり取り組んだ。

(1) 需要期における供給力(kW)不足の懸念

2021年度においては、東京エリアで供給力が需要を下回るなど、冬季の大幅な供給力不足を確認。このため、発電機の補修時期変更を調整することで、4月までに東北～九州エリアの2022年1・2月の供給力を126～289万kW追加確保。

上記の対策を取ってもなお東京エリアの2022年1・2月では供給力不足が見込まれたことから、補修時期変更に係る調整継続による110～101万kWの確保と、東京電力PG殿による公募調達63万kWにより、最低限必要な予備率3%を確保

(2) 2020年度冬季の電力需給ひっ迫(kWh)を踏まえた対策

冬季の高需要期に先立つ需給検証において、kWhバランスの見通しとkWhバランス変動時のリスク対応力（燃料確保状況等）を確認し報告。

また、2ヵ月前～2週間前まで、需給検証報告後の状況変化（例えば、燃料市況や気象予測変動等による電力需給変化）等についてモニタリングを実施し情報発信。

(3) 2030年度エネルギーミックス達成に向けた対策

マスタープラン中間整理をとりまとめ、早期に整備計画として進めていくべき系統増強案や需要側対策の必要性等といったネットワーク側からの示唆を行い、国の政策議論に繋げた。また、第6次エネルギー基本計画を踏まえて、将来の不確実性を考慮した2050年の電力系統のあるべき姿としてのマスタープランの策定を進めた。

2022年度供給計画の取りまとめについて

- 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した。
- なお、福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響については、各事業者で復旧見通しを検討している段階にあり、事業者から提出された供給計画へは反映されていない。

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

1. 電力需要想定
2. 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
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

- 2021年度の夏季においては、生産水準の回復や、新型コロナ感染者数がピークとなり在宅率が高まったことなどにより、前年度を上回った。
- 2022年度以降については、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きく、緩やかな減少傾向になると想定した。

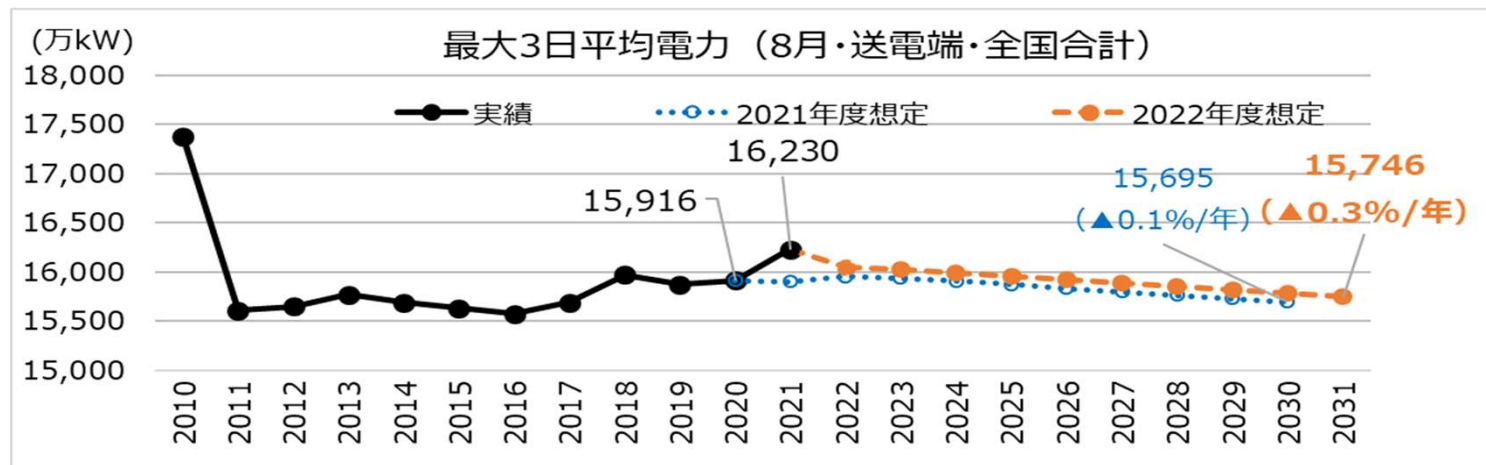
●需要想定の前提となる全国の経済見通し

	2021年度	2031年度
国内総生産 (GDP)2011暦年価格	541.4兆円	596.1兆円 [+ 1.0%]
鉱工業生産指数 (IIP)2015暦年=100	96.4	104.2 [+ 0.8%]
人 口	1億2,574万人	1億1,923万人 [▲0.5%]

●需要想定（全国合計、送電端）

	2021年度 実績	2022年度 見通し	2031年度 見通し
最大需要 電力	16,230万kW	16,051万kW	15,746万kW [▲0.3%]
年間需要 電力量	8,693億kWh	8,775億kWh	8,634億kWh [▲0.1%]
年負荷率	61.1%	62.4%	62.4%

- ・2021年度実績欄は気象補正後の値。
- ・2021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2021年度実績に対する年平均増減率



※なお、新型コロナの影響については、ワクチンや経口治療薬の普及が見込まれる一方、新たな変異株の拡大など不確定要素も残っており、その動向によっては、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. 電力需要想定
2. 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
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

2. (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

13

- 年間EUEで評価した結果、短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048 kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498 kWh/kW・年）以内となっている。
- 長期断面では、九州エリアの2024～2029年度で一部大型電源の供給力が現時点で見通せないこと、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で電源の補修見通しの反映により、基準値を超過している。
- 現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

(単位 : kWh/kW・年)

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



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

1年間における停電時間に換算すると、約12分（2024年度）に相当

1. 電力需要想定
2. 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
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

2. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2022年度・予備率)

15

■ 第1年度 (2022年度) の予備率は、全てのエリア・月で8%を上回った。

● 2022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	29.6%	48.7%	55.5%	41.5%	27.6%	31.9%	34.2%	21.1%	16.1%	15.4%	15.6%	20.2%
東北	18.3%	20.3%	13.3%	15.3%	20.1%	16.8%	23.1%	14.6%	11.9%	15.4%	15.6%	19.9%
東京	14.7%	20.3%	13.3%	10.3%	10.2%	16.8%	17.0%	8.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中部	14.7%	20.3%	20.2%	10.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
北陸	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
関西	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
中国	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	17.0%	11.3%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
四国	18.0%	20.3%	21.9%	11.3%	10.5%	16.8%	24.2%	11.9%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
九州	18.0%	20.3%	20.2%	11.3%	10.5%	16.8%	27.1%	23.1%	11.9%	10.7%	10.6%	18.4%
沖縄	62.5%	35.8%	28.0%	35.0%	40.1%	30.8%	53.3%	60.3%	73.5%	57.1%	60.5%	86.2%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

(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。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。

○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:「2022～2031年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2022年2月10日:本機関)」による。

②:「2022・2023年度の連系線のマージン (年間計画) (2022年2月10日:本機関)」の考え方及びエリア外期待分 (系統容量3%相当) を考慮のうえ算出した値。

③:2022年度供給計画届出書の「電気取引に関する計画書 (様式第36表) 第1年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

2. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2023年度・予備率)

16

■ 第2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 各エリアの月毎の予備率 (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	30.0%	45.3%	47.6%	29.2%	30.9%	29.7%	26.1%	20.6%	23.7%	18.1%	20.8%	25.1%
東北	30.0%	29.9%	21.1%	19.7%	22.0%	29.7%	26.1%	20.6%	16.5%	15.4%	16.4%	25.1%
東京	11.4%	22.1%	21.1%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.4%	15.1%	14.6%	15.7%	19.6%
中部	28.9%	22.1%	22.5%	13.6%	14.1%	15.8%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	19.6%
北陸	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	18.0%	10.6%	15.1%	14.6%	15.0%	20.0%
関西	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
中国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	30.3%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
四国	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	30.9%	25.2%	33.7%	28.6%	15.6%	22.0%	21.3%	41.5%
九州	28.9%	35.4%	34.4%	20.9%	20.0%	24.4%	31.0%	28.6%	15.6%	14.6%	15.0%	20.0%
沖縄	65.1%	59.2%	39.7%	38.7%	36.8%	31.4%	36.6%	52.6%	63.7%	63.2%	68.4%	78.5%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

(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。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。

○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:「2022～2031年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2022年2月10日:本機関)」による。

②:「2022・2023年度の連系線のマージン (年間計画) (2022年2月10日:本機関)」の考え方及びエリア外期待分 (系統容量3%相当) を考慮のうえ算出した値。

③:2022年度供給計画届出書の「電気取引に関する計画書 (様式第36表) 第1年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

- 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、30.1万kW※を引いた供給力がH3需要を上回ることを基準とし、すべての期間において本基準を満たすことを確認した。

※最大電源ユニット：24.4万kW + 電源 I -a：5.7万kW

● 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 (2022年度)

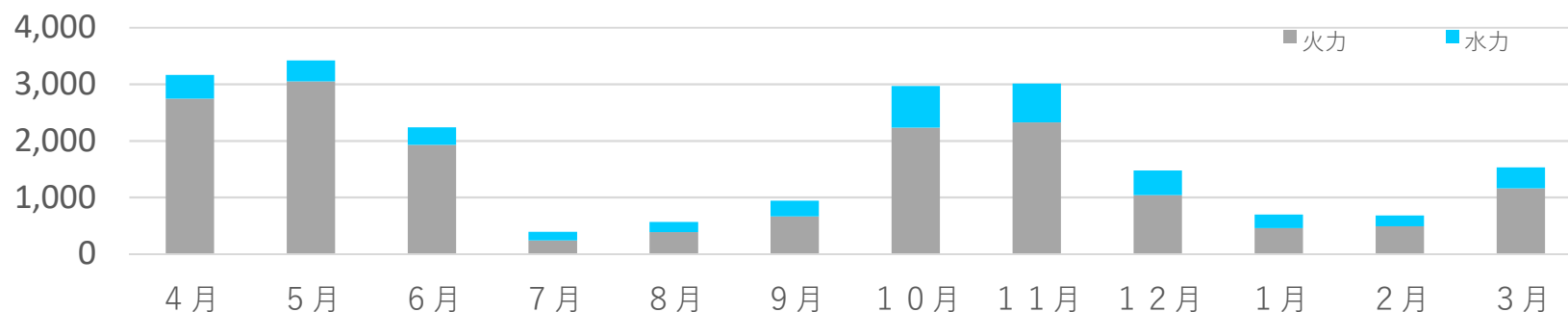
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	33.3%	11.2%	7.4%	14.5%	19.6%	11.0%	30.5%	33.9%	43.0%	27.6%	30.6%	54.2%

● 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 (2023年度)

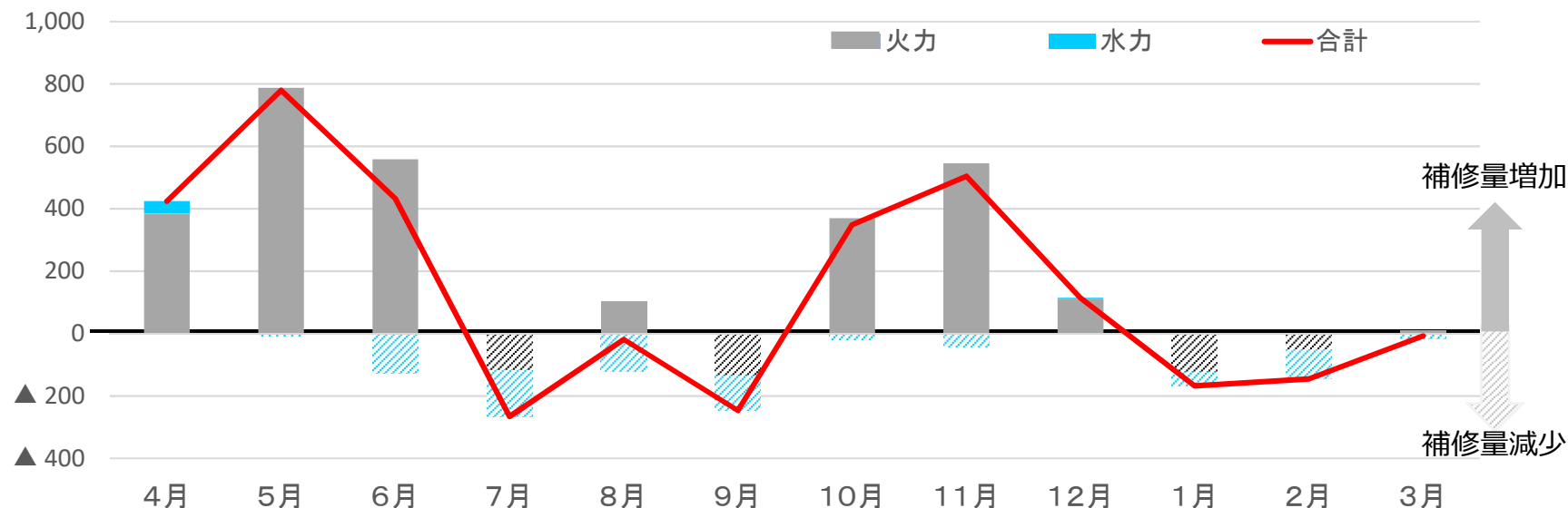
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	36.3%	34.9%	19.6%	18.5%	16.7%	11.8%	14.1%	26.5%	33.6%	34.1%	39.0%	46.9%

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

[万kW] [2022供計 (第1年度) の各月補修量]



[万kW] [2022供計 (第1年度) と2021供計 (第2年度) の各月補修量の増減]



※「火力 水力発電所 発電・補修計画明細書」に基づいて原則10万kW以上の発電設備を対象に集計

2. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2022年度分析・火力休廃止) 19

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

■ 2022年度中に休廃止となる火力電源

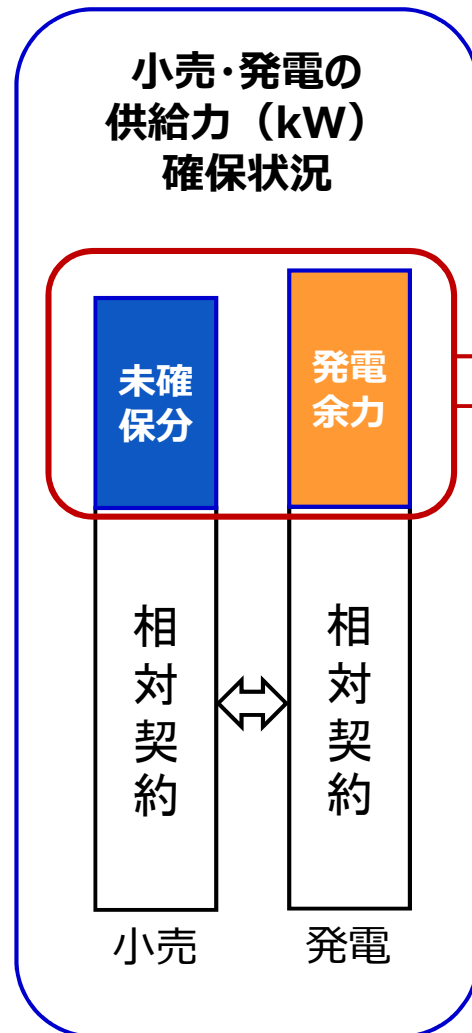
(単位：万kW)

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

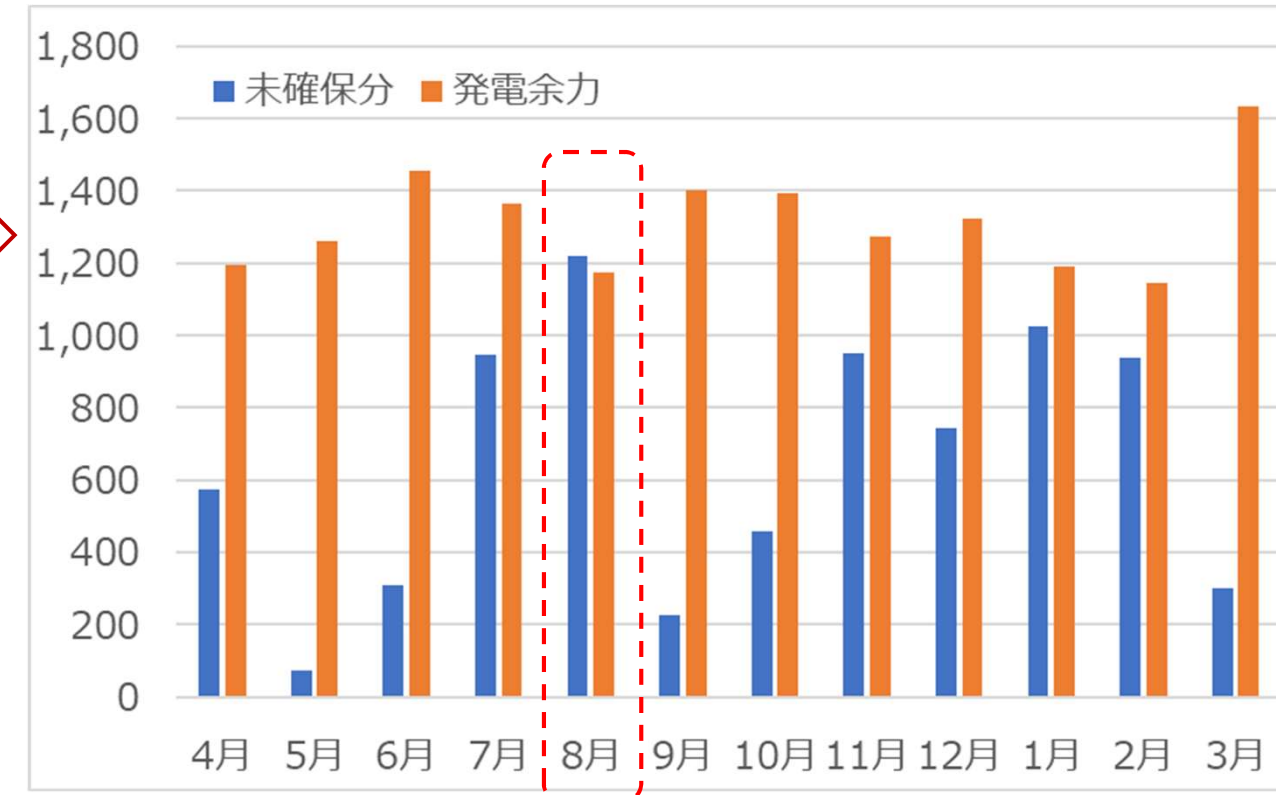
※ 供給計画の【発電所の開発等についての計画書】に基づいて原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

2. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2022年度分析・未確保分と発電余力) 20

- 小売電気事業者の想定需要に対する未確保分※1と発電事業者の発電余力を比較すると、夏季の8月において未確保分が発電余力を上回っている状況。



＜小売事業者の未確保分※1と発電事業者の発電余力＞



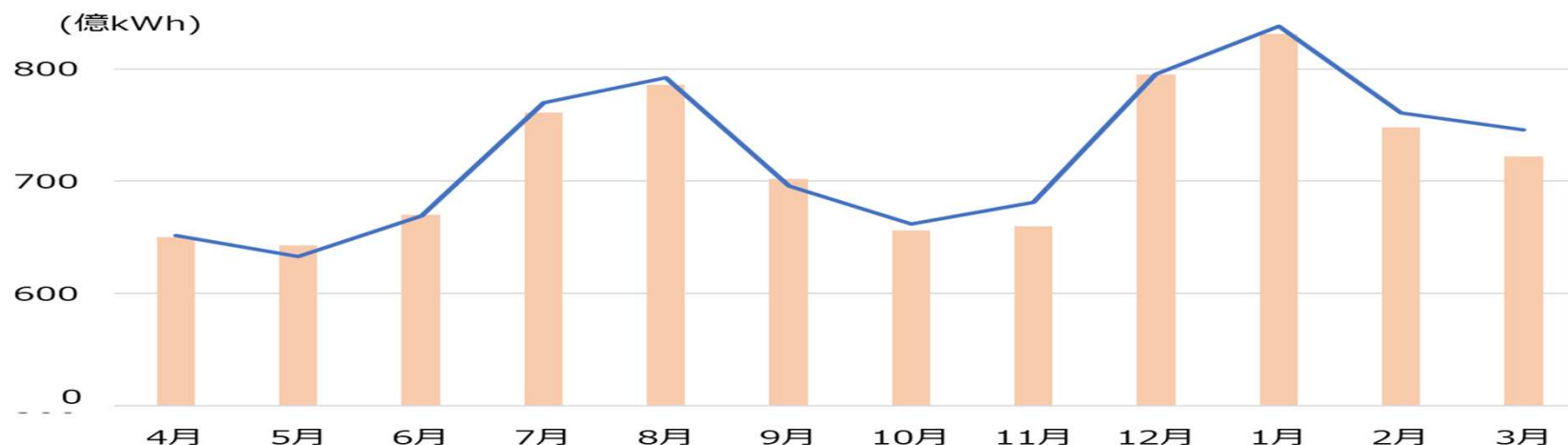
※1 未確保分 = Σ (小売事業者の想定需要 - 調達済供給力)

1. 電力需要想定
2. 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
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

- 供給計画の第1年度（2022年度）における電力量（kWh）バランス（9エリア合計）を月別に確認すると、送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量※は2～24億kWh/月程度（想定需要に対して0.3%～3.2%程度）下回る断面がある。
- 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、高需要期にあたりkWhモニタリングなどを実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

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

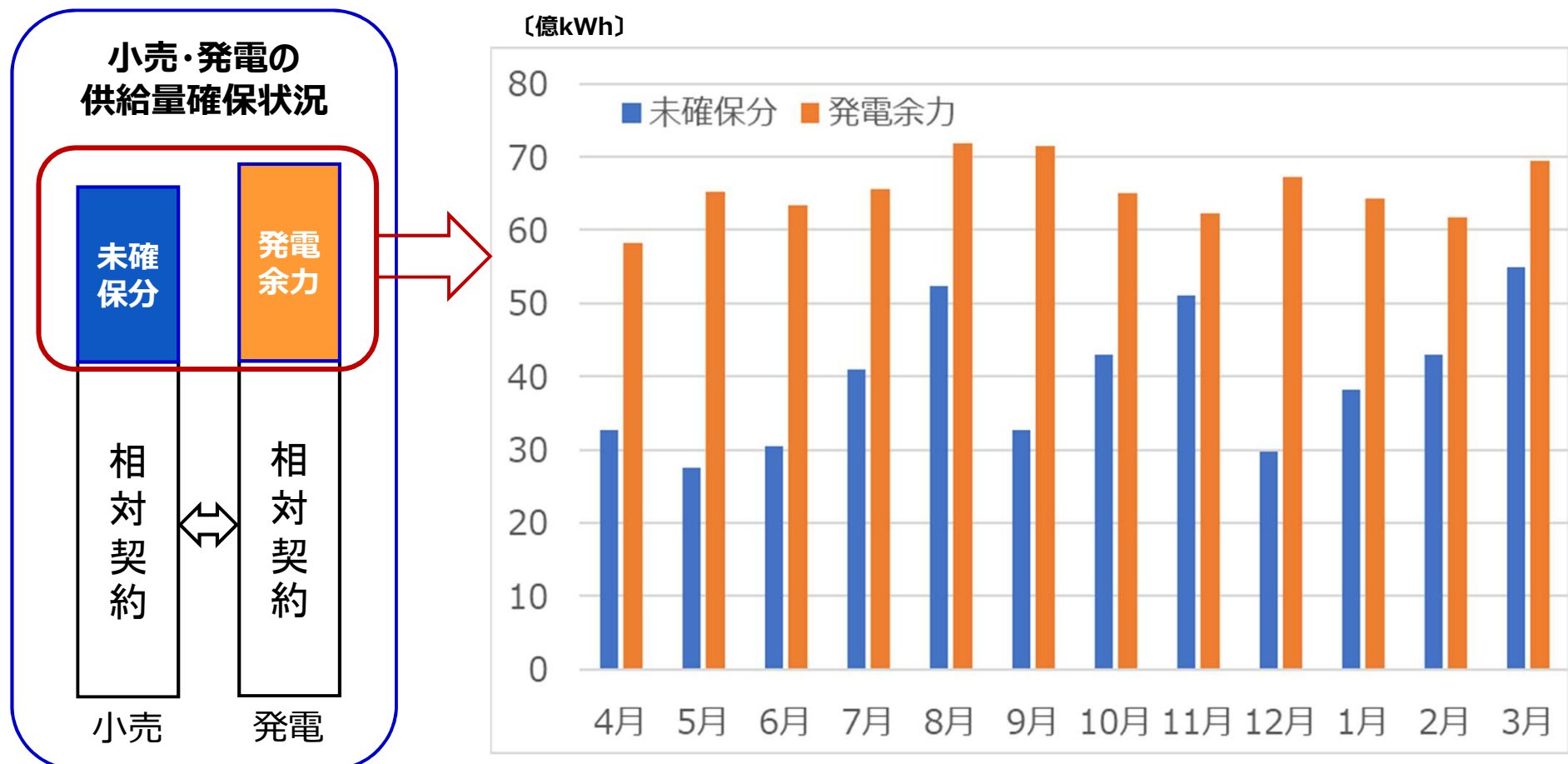
2022年度における電力量（kWh）バランス



〔億kWh〕

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

- ①小売電気事業者が市場調達として想定していると量と、②発電事業者が市場へ供出することが期待される発電余力を比較すると、すべての月において発電余力の方が多くなっている。
※2021年度供給計画の第1年度においては、複数月にわたり発電余力の方が少ない状況であった。
- これは、小売電気事業者の相対取引による調達や、発電事業者による供給電力量の追加が進んだことによるものである。



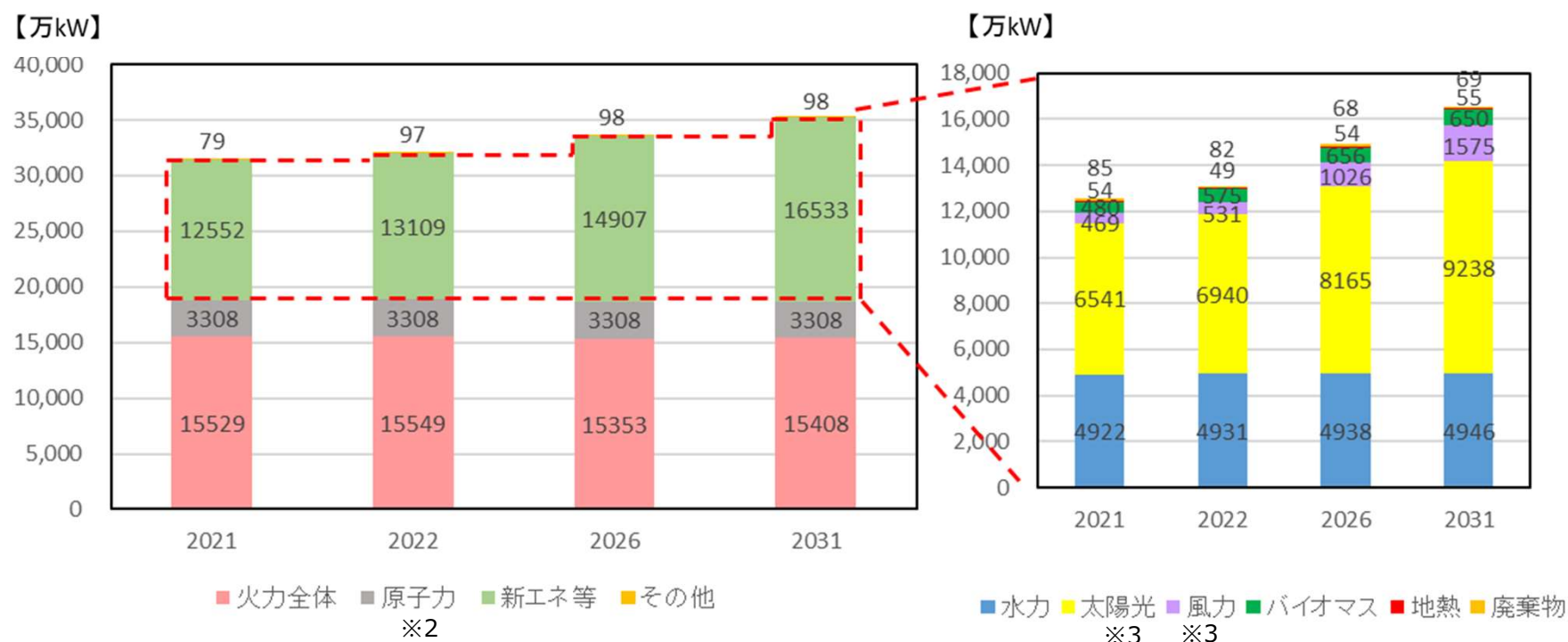
1. 電力需要想定
2. 需給バランス
 - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
 - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
 - (3) 電力量 (kWh) の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

- 供給力 (kW) の見通し (年間EUE基準に基づく確認結果)
 - ・短期断面 (第1・2年度目) では、すべてのエリア・年度で基準値以内。
 - ・長期断面では、九州エリアの2024～2029年度、沖縄エリアの2025～2027・2029年度で基準値を超過。
- 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
 - ・第1年度 (2022年度)、第2年度 (2023年度) とともに、すべてのエリア・月で、予備率は8%を上回る。
- 電力量 (kWh) の見通し
 - ・第1年度 (2022年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、需要電力量に対して、発電側の供給電力量は2～24億kWh/月程度 (需要の0.3%～3.2%程度) 下回る断面が見受けられる。
- 長期断面 (2024年度以降) では、供給信頼度基準を満たせていないエリア・断面があるが、中長期的な電源開発動向などを注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

1. 電力需要想定
2. 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
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

- 事業者から提出された年度末設備容量（最大出力kW）を積み上げたところ、太陽光・風力等の新エネルギー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）

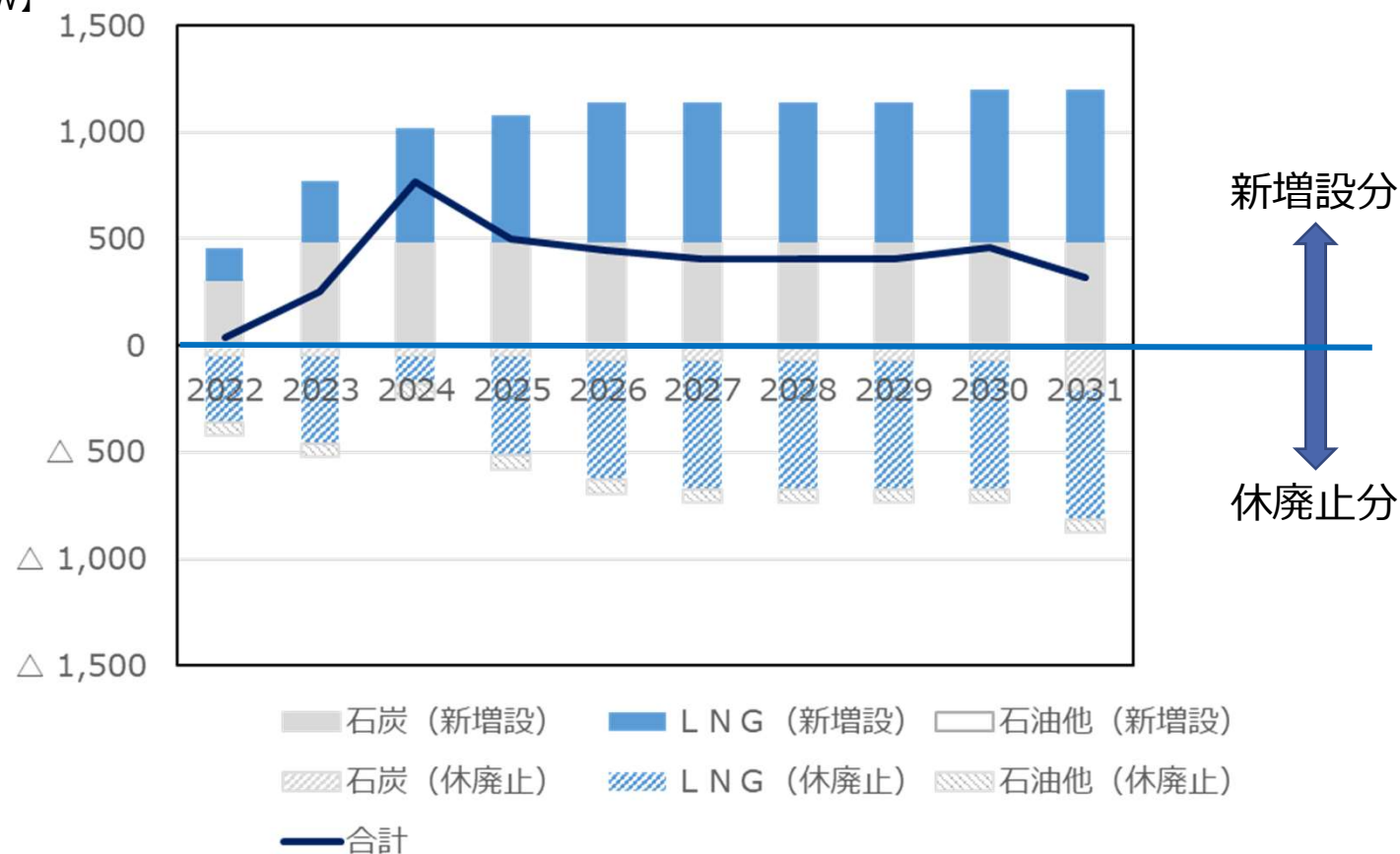
※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上

3. 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 28

- 2024年度まで新增設分（再稼働含む）が増加することから、休廃止を差し引いた設備量は増加傾向。
- 2025年度の休廃止増加により設備量は減少し、2026年度以降は横ばい傾向。

長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2022年度からの累計値）

【万kW】



※1 供給計画の【発電所の開発等についての計画書】に基づいて原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計※3 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値

1. 電力需要想定
2. 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
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

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の連系に伴う送電線の整備が多数計画されている。

■ 地域間連系線の整備計画

新たに北海道本州間連系設備の整備が計画され、広域的運営に必要な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、再生可能エネルギーを含む新規電源の連系計画により、昨年度の計画に比べ増加している。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、（仮）広域連系南幹線、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の6件が計画されている。

○主要な送電線路の整備計画（こう長）

区分	架空(km)	地中(km)	合計(km)
新增設	616 (597)	56 (39)	672 (635)
廃止	△101 (△61)	0 (0)	△101 (△61)
合計	515 (536)	56 (39)	571 (575)

※（ ）内は昨年度値

※使用開始年月が未定の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

○主要な変電設備の整備計画

区分	変電所(MVA)	変圧器台数(台)	変換所(MW)
新增設	28,578 (29,235)	40 (41)	1,200 (900)
廃止	△4,550 (△4,300)	△16 (△15)	△300 (0)
合計	24,028 (24,935)	24 (26)	900 (900)

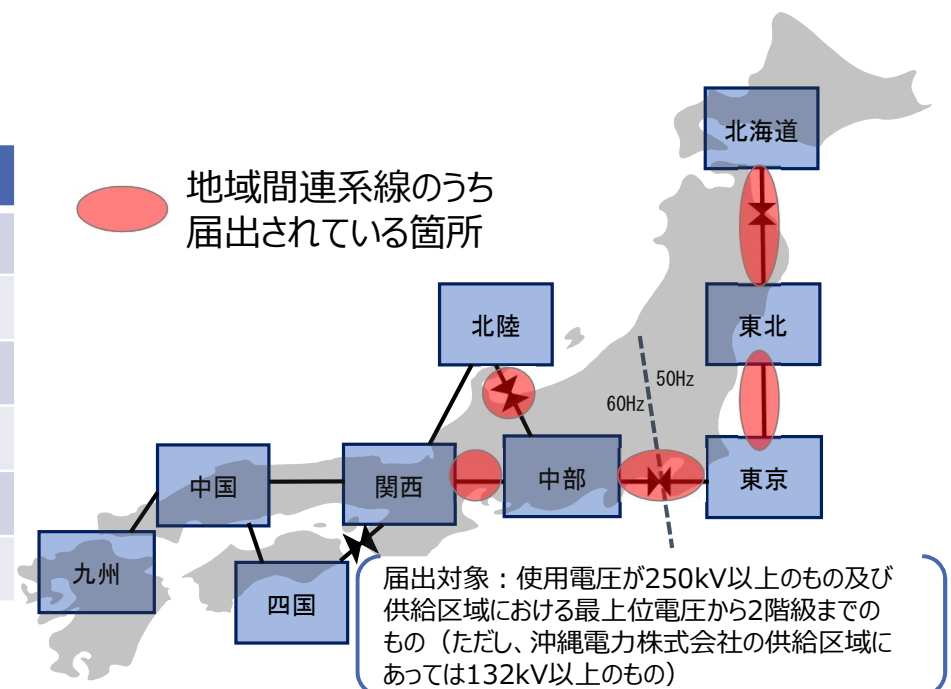
※（ ）内は昨年度値

○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	（仮）広域連系南幹線	—	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～北陸	南福光連系所※1	—	未定
中部～関西	関ヶ原北近江線※2	—	未定

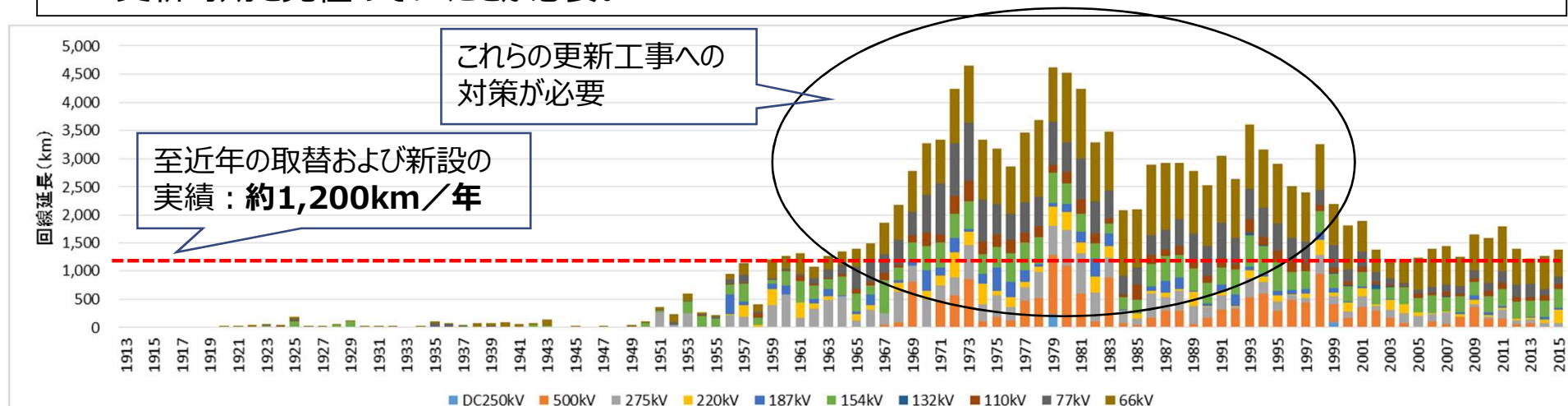
※1：マスタープランにおいて増強計画の一環として検討

※2：マスタープランにて検討



<参考> 送配電設備の建設年度毎の物量分布及び今回計画による設備量の変化32

- 1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設した設備の高経年化により対策工事量が増加し、将来に亘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、適切に更新時期を見極めていくことが必要。



例：建設年度毎の物量分布（架空線回線延長：66kV～500kV）

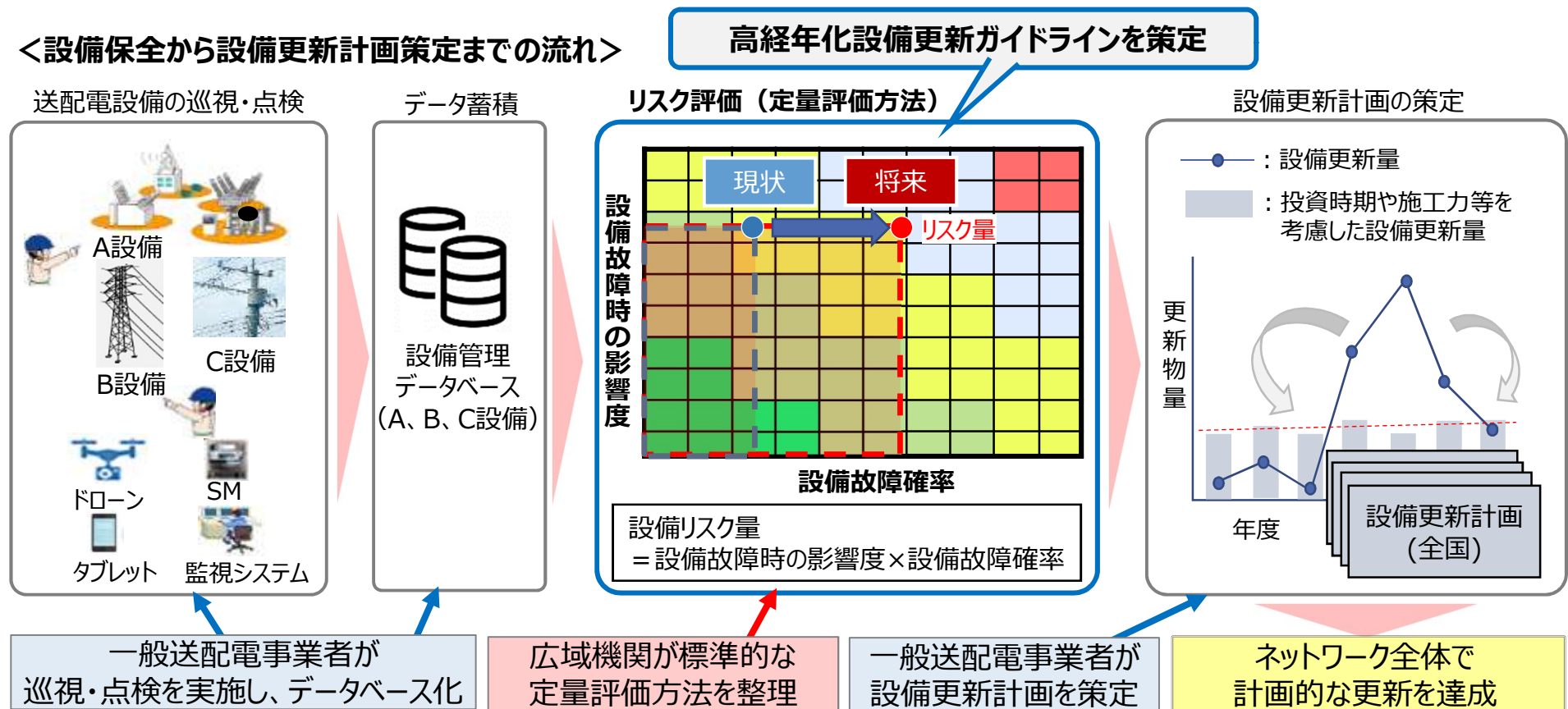
出典元：2017年3月 広域系統長期方針

- 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	616km	△101km	515km	数%増加
地中線こう長	約800km	56km	なし	56km	数%増加
変圧器	約1,400台	40台	△16台	24台	数%増加

- 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。

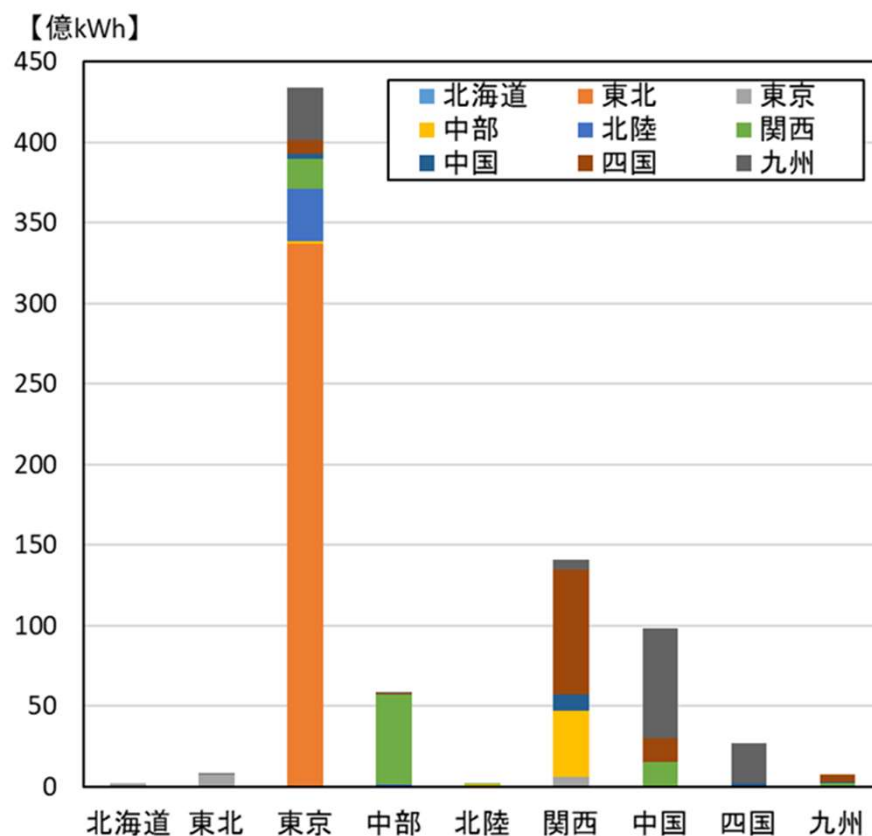
<設備保全から設備更新計画策定までの流れ>



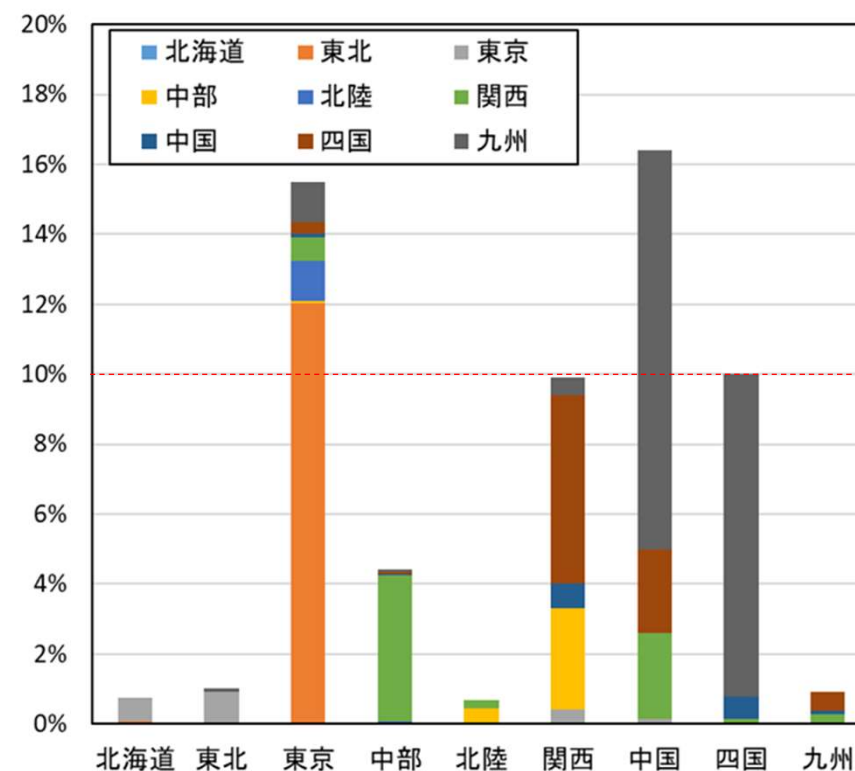
1. 電力需要想定
2. 需給バランス
 - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
 - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
 - (3) 電力量 (kWh) の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

- 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される電力量は東北、中部、四国、九州エリアが多く、昨年度と同様の傾向となった。

エリア外調達電力量



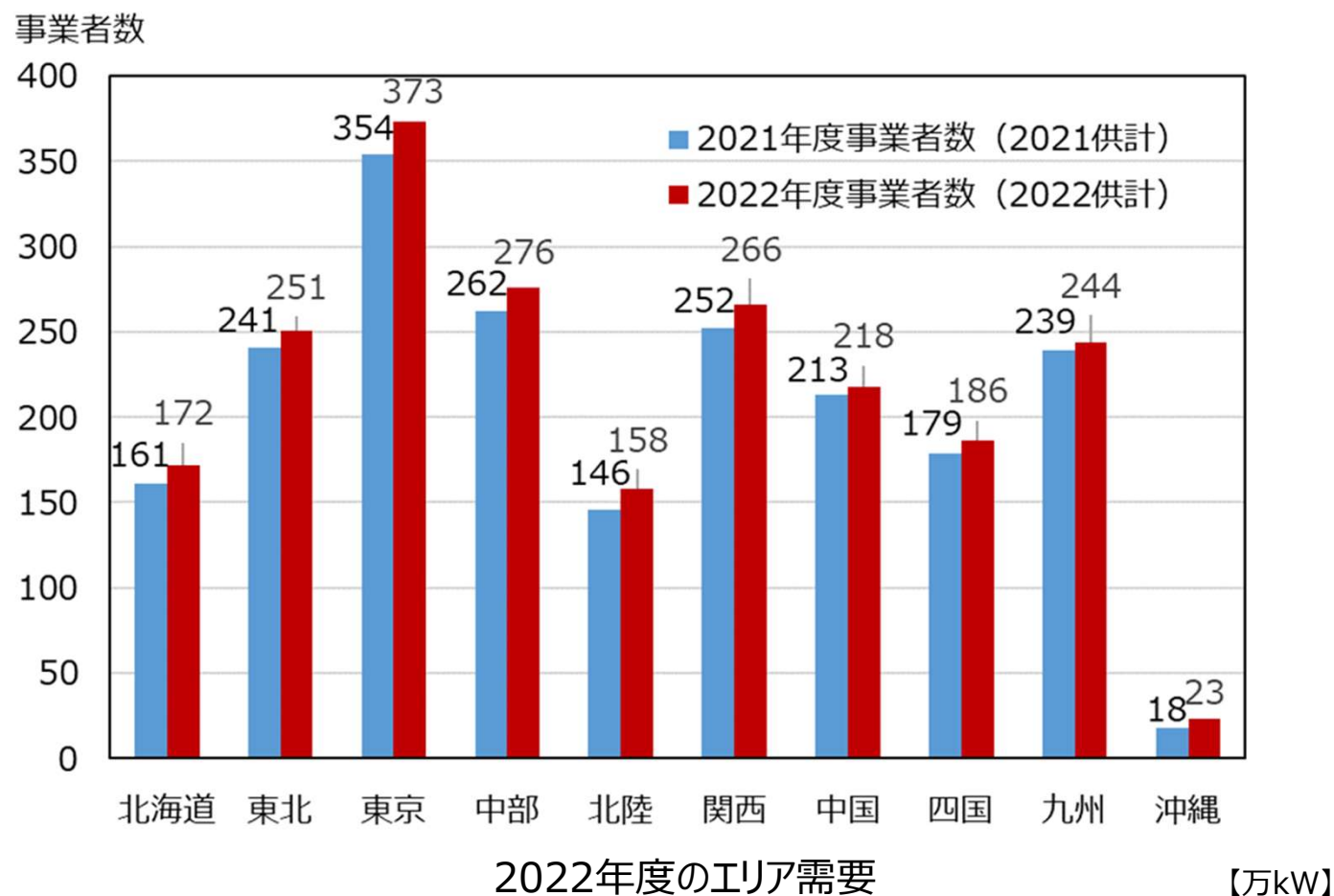
エリア外調達電力量の比率※



※各エリア需要電力量に対するエリア外調達量の比率

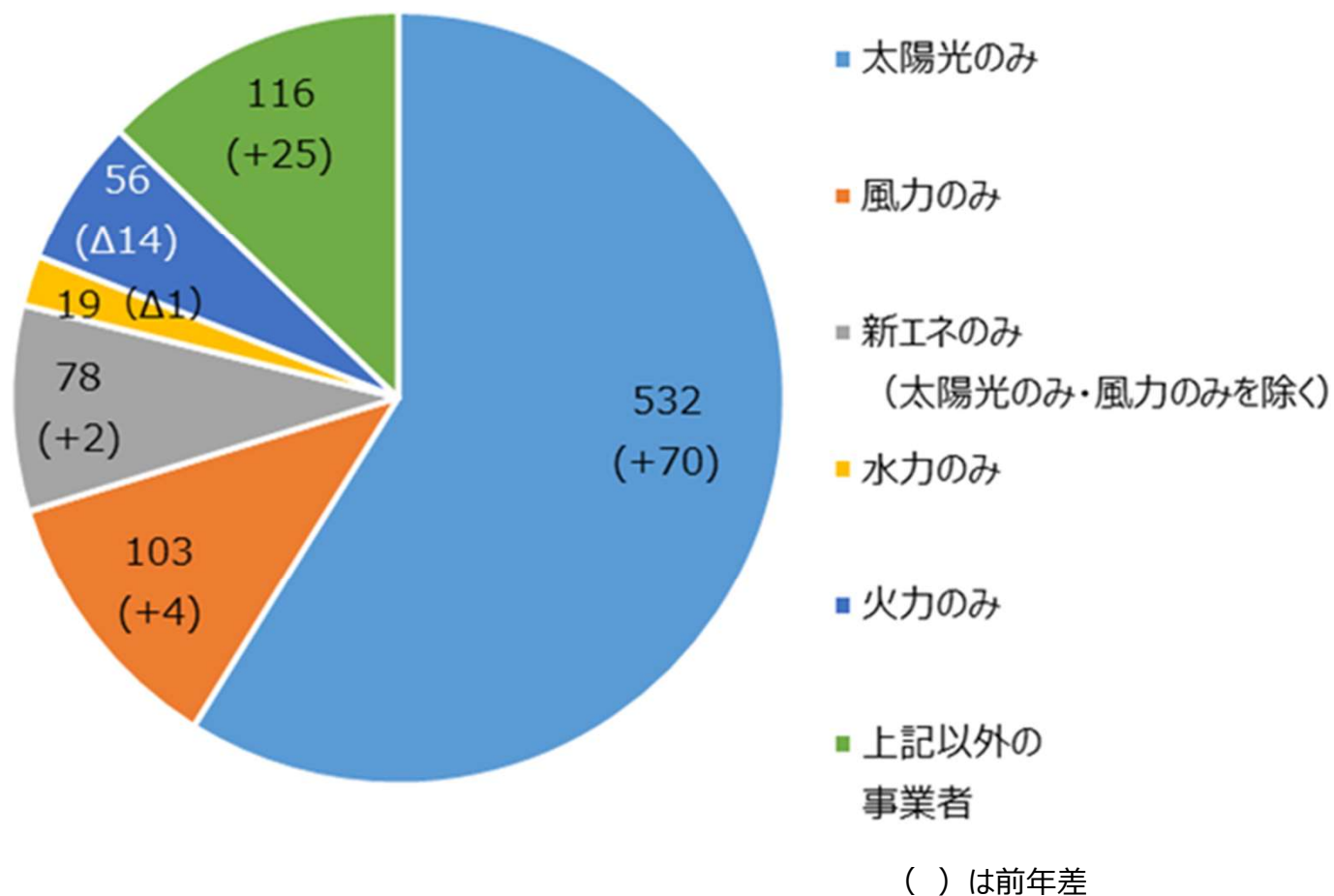
1. 電力需要想定
2. 需給バランス
 - (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)
 - (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)
 - (3) 電力量 (kWh) の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

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

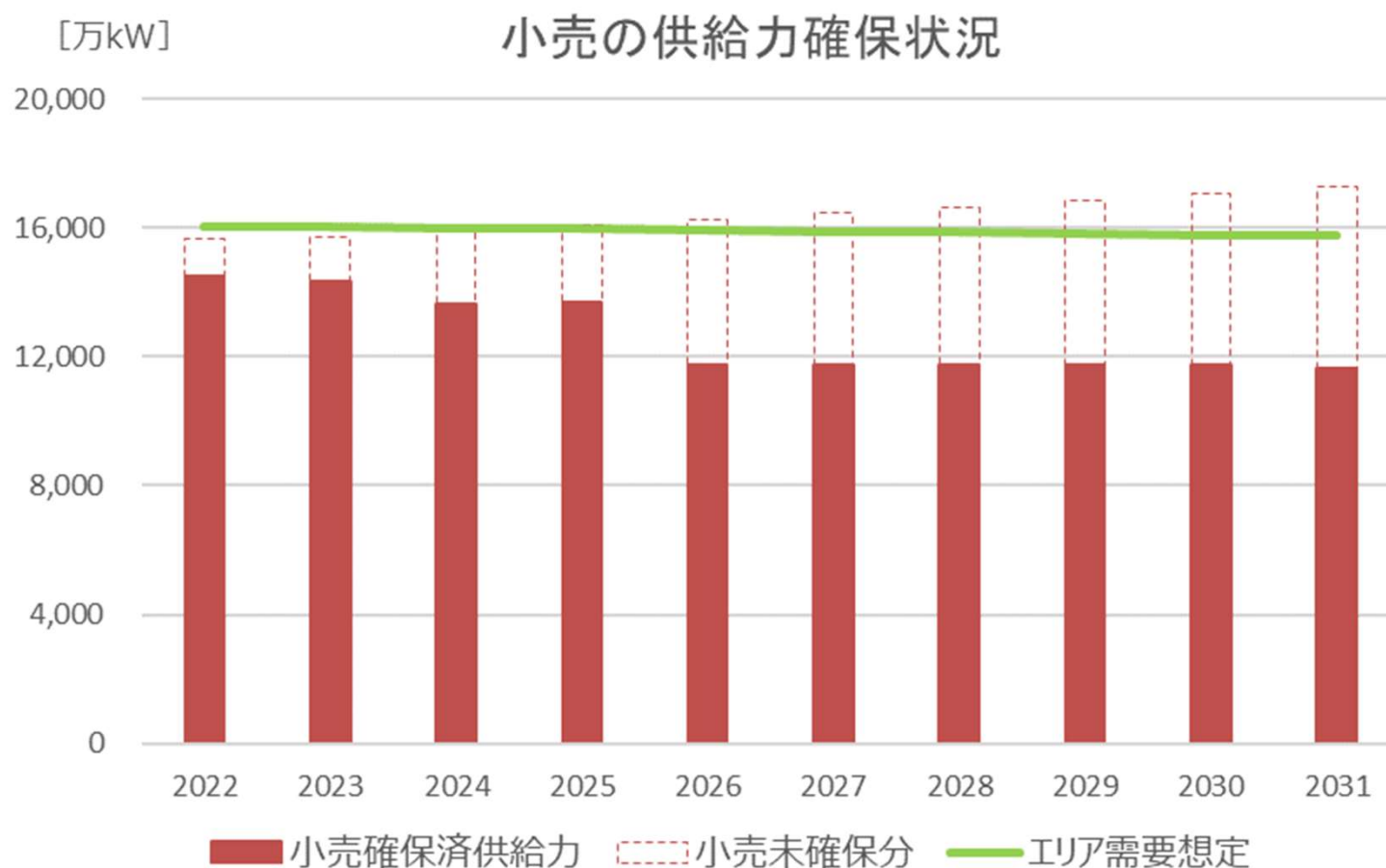


北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
417	1,306	5,379	2,485	495	2,739	1,047	494	1,535	154

- 2022年度末時点で保有する発電種別による分類では、太陽光のみの事業形態が、事業者数、新規参入者数ともに最も多くなっている。



- 小売電気事業者による供給力については、2022年度では一定程度確保が進んでいるが、2024年度以降は、その確保量も減少する傾向にある。
- 2024年度より容量市場の実需給期間が開始されるところであり、小売電気事業者の供給力確保義務の考え方の見直し議論も行われている中、小売電気事業者による中長期における確保の在り方の変化や、それに伴う電源の休廃止の動向についても、引き続き注視する。



供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

- 2022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）需給状況の管理をめぐる構造的な課題への対処

- 2020・21年度冬季の需給ひっ迫の発生状況などから、至近の供給力の減少傾向や厳気象による需要増などによる厳しい電力需給の背景には、構造的な課題を内包している可能性。
- より細やかに需給状況の管理していくことが求められ、本機関としては、これまでの手法の見直しの必要性も含め、今後、国や関係事業者とも連携して検討を進め、需給状況の評価・管理について万全を期す。
- また、本機関としては、レジリエンスの向上にも資する送電網の整備計画を着実に推進するとともに、供給力や調整力の確保と、これらの需給運用が今般の事象に照らして適切な仕組みとなっているか国とも連携して検討していく。

（2）至近の供給力不足の懸念

- 今回のとりまとめ作業に先立ち、昨年9月には需給バランスの見通しを公表し、関係事業者が発電設備や送変電設備の補修停止等の調整などを広く呼びかけ、需給バランスの改善に取り組んだが、こうした調整が恒常的に続くことは健全な状況とは言い難い。
- 至近2年の補修停止調整が適切な時期に確実に行われることが重要。2022年度からは、容量市場での実需給年度（2024年度）も容量停止計画調整の対象期間となることから、確実に取り組んでいく。
- また、今冬（2021年12月～2022年2月）には、供給力（kW）及び電力量（kWh）の需給状況についてモニタリングを行い、その結果を情報発信した。2022年度も引き続き本取組みを継続実施していく。
- なお、2022年度の需給見通しとしては、現時点では、本年3月16日に発生した福島沖の地震による影響が見通せないことや、厳冬期の東京エリアでの降雪影響も踏まえ厳気象H1需要を見直したことで、東京エリアの冬季に適正予備率（3%）を下回ることから、国とも連携し具体的な供給力対策の検討を進め万全を期す。

（3）長期的な電源確保に係る課題

- 中長期的な供給力の動向としては、新規や既設リプレイス、原子力の再稼働など増加傾向も見える一方、高経年火力電源の休廃止が増加する傾向も見受けられる。
- 発電事業者の電源計画を立案するにあたり、容量市場のオークションにおける落札・非落札の結果だけでなく、その約定価格の水準なども判断材料となり得るもの。
- 単年度で実施される同市場のオークション結果に応じて、電源の休廃止計画が変更される傾向にあり、2025年度向けオークション結果でも、一部にその傾向は見受けられた。
- 供給計画の取りまとめでは、同市場のオークションの結果も踏まえつつ中長期的な観点からの電源の新增設、休廃止の推移や、事業者の動向分析を行うとともに、必要な対応策について、国とも連携して検討していく。

（4）中長期的な調整力等の確保に係る課題

- 2024年度以降には一般送配電事業者による調整力（電源Ⅰ、電源Ⅱ）公募を終了し、需給調整市場での調整力調達となる予定である。
- 容量市場において必要な供給力が確保され、需給調整市場で取引される必要な調整力を有する供給力が含まれていることは安定供給の確保のため重要であり、両市場の連携を図っていく必要がある。
- 一方で、発電事業者からのヒアリングの中では、調整力公募がなくなり両市場から得られるkW価値・ΔkW価値の収入になると、火力や揚水式水力など調整力等を提供する電源を維持できないのではないかと危惧する声も一部にあった。
- 本機関としては、両市場が有機的に連携することで、必要な供給力が容量市場を介して維持され、また必要な調整力が需給調整市場で調達できる状況を実現すべく、関係事業者とも鋭意連携して対応していく。

以 上