

今後の供給力確保について

2026年5月13日

資源エネルギー庁

本日まで議論いただきたい内容

- 電力需給の見通しについて、電気事業者が提出する供給計画によって今後10年間の動向を確認しており、本年3月に取りまとめられた2026年度供給計画では、複数のエリアで信頼度基準を超過する厳しい状況が示された。また、事業者から提出される供給計画には、十分に織り込まれていない不確実性が存在する。
- 本日のWGでは、そのような不確実性についてお示しするとともに、容量市場や長期脱炭素電源オークションといった供給力確保に向けたこれまでの対応について振り返り、今後の対応の方向性についてご議論いただきたい。

1. 今後の電力需給の見通し①

- 第3回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会（昨年10月31日）では、「これから当分の間、我が国は、電源移行の過渡期を迎えると考えer必要」があり、「2030年代初頭にかけて、特に夏冬の高需要期における電力需給は予断を許さない厳しい状況が続く可能性がある」との問題意識と対応の必要性が共有された。
- 国及び電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という）は、電気事業法に基づいて、毎年度、電気事業者から提出される供給計画によって、今後10年間の電力需給の動向を把握している。本年3月末に取りまとめられた2026年度供給計画でも、2026年～2035年の10年間の電力需給の見通しについて、EUE（確率論的必要供給予備力）を指標に供給信頼度を確認した結果、複数のエリアで信頼度基準を超過する厳しい状況が示されている。
- これは、今後、想定される電力需要の増加や、カーボンニュートラルに向けた電源移行の過渡期を迎える中で生じていると考えられる。こうした状況に対応するため、既存の仕組みの振り返りも含めて、必要な供給力確保策について検討することとしてはどうか。その際、供給力確保策は、余剰の発電設備を社会的なコストをかけて維持することにもつながるおそれがあることを考えると、議論の前提となる将来の電力需給の見通しを共有した上で、議論を行っていくこととしてはどうか。
- 前述のとおり、今後の電力需給の状況は、供給計画によって把握しているが、各電気事業者の供給計画では、基本的には、相当程度、事業確度が高い将来計画しか把握できず、将来の不確実性が十分に織り込まれていないという課題があるため、その点も加味した上で、今後の政策議論に向けて、広域機関において、専門的な見地から検討し、一定の不確実性を踏まえた今後10年程度の電力需給の見通しをお示しすることとしてはどうか。

2026年度以降に向けた取組

- 今後、設備の老朽化を背景として非効率な石炭火力を中心に、将来的なリプレースを見据えた長期休止や電源廃止に向けた検討などが進むことが見込まれる。一方で、長期脱炭素電源オークションを活用し、LNG火力等の新設・リプレースが進むが、それらの電源は、2029年以降順次稼働する見通し。
- こうした状況を踏まえ、これから当分の間、我が国は、電源移行の過渡期を迎えると考える必要があるのではないか。その結果、今後、2030年代初頭にかけて、特に夏冬の高需要期における電力需給は予断を許さない厳しい状況が続く可能性がある。
- これまで、電力広域的運営推進機関を中心に、容量市場におけるオークションを通じて必要な供給力（kW）を中期的に確保するとともに、高需要期の前には需給検証を行い、電源の補修点検時期の調整などの短期的な対応を行うことで、安定供給に必要な供給力を確保してきた。
- こうした取組に加え、今後本格化する電源移行の過渡期においても、引き続き安定供給に必要な水準の供給力を確保できるよう、電力広域的運営推進機関とも連携しつつ、容量市場におけるオークションや、予備電源制度といった既存の仕組みの見直し、短期の追加供給力調達の在り方を含め、必要な供給力確保に向けた新たな方策について検討を行う必要があるのではないかと。

(参考) 「2026年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について」 抜粋

1. 中長期的な供給力確保の懸念

本年度の供給計画の取りまとめにおいて、発電事業者から提出された休廃止計画、新增設計画を確認した結果、2030年度直前の期間で火力設備量の減少傾向が大幅に加速し、2030年度以降に増加傾向に転じ、2026年度の水準で推移する見込みとなった。この結果、2028年度以降の需給バランスは、複数のエリアで信頼度基準を超過する厳しい状況となった。

これは、国の2050年カーボンニュートラルの実現に向けた非効率な石炭火力のフェードアウトの促進方針を踏まえ、発電事業者は電源の脱炭素化に向けて、非効率な石炭火力を中心とした休廃止や、長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレイス（同一地点でのスクラップ&ビルド）等を進めている影響によるものである。そして、発電事業者がそれぞれの立場で電源投資や撤退の判断を行い、計画を進めていることに起因していると考えられる。

中長期の電源確保に関して、発電事業者は個別ユニットの収益性に基づき電源投資を判断するが、需要想定について、主にデータセンターの運開時期の後ろ倒し等により、蓋然性の高い需要を見極めることがより困難となっている。加えて、供給力についても火力・原子力等の設備量や再エネ・蓄電池の導入量の将来に向けての不確実性が増している状況がうかがえる。こうした状況において、発電事業者は、既存設備を維持・活用したとしても、座礁資産リスクを意識するあまり、積極的な新設・リプレイス等の電源投資に踏み込むことが容易ではない状況にある。このため、長期脱炭素電源オークションの現行の対象・条件ではインセンティブとして不十分である等の理由から、指標価格等の見直しを含め容量市場の仕組みの中での改善を含む更なる政策措置が必要との意見が事業者とのヒアリングの中で多く聞かれた。

また、将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書（2025年7月）においても、供給計画の取りまとめの期間より先の2040年において経年火力を全てリプレイスしてもなお供給力不足が発生するシナリオが示された。加えて、主に顕在化しているデータセンターによる需要増加以外にも、EVや電炉化の進展、水素製造・DAC等主にGX関連の需要増が今後顕在化する可能性についても報告されている。このため、2030年度以前においては、国際情勢に起因するリスクにも留意しつつ、事業者に対する予見可能性や計画的な脱炭素移行に配慮しながら、安定供給と両立する非効率な石炭火力のフェードアウトの進め方について実態を注視しつつ検討を深めることが重要となる。

また、容量市場のメインオークションや長期脱炭素電源オークションの落札状況と需給見通しを踏まえ、LNG火力のリプレイス時期等の把握・調整の在り方を検討しつつ、各エリアの状況にも留意して、必要なエリアにおける短期の追加供給力対策、既存ユニット廃止時期や運開時期の調整等について国と本機関で連携して必要な対応を検討していく。また、2035年度以降を含めては、全国で中長期的に経年電源の休廃止が進む中、各エリアで電源の新増設・休廃止の動向にばらつきが想定される。このため、本機関は、将来の電力需給シナリオに関する検討会において、定期観測を通じて各エリアの電源動向のシナリオ別検討を行い、発電事業者の長期電源開発計画等に有益な情報提供・発信等を実施していく。また、需要動向、火力・原子力等の設備量や再エネ・蓄電池の導入量等に不確実性が増していることを前提に、長期脱炭素電源オークションの改良、容量市場の包括検証も踏まえた新設・リプレイスを含む電源投資促進の更なる追求、電源・系統への投資に対する新たなファイナンス支援等事業者のニーズを適切に取り込みながら、新設・リプレイスを一層促す仕組み等について国と本機関で連携して必要な対応を検討していく。

- 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**2026年度の東京エリアにおいて、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、**東北エリア（2028、2029年度）、東京エリア（2028～2031年度）、中部～四国エリア（2028～2030年度）、九州エリア（2028～2035年度）、沖縄エリア（2034、2035年度）で目標停電量を超過**している。

<年間EUEの算定結果>

(kWh/kW・年)

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
北海道	0.010	0.017	0.021	0.009	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.001	0.000	0.092	0.039	0.015	0.006	0.003	0.002	0.003	0.003
東京	0.059	0.009	0.189	0.137	0.115	0.053	0.029	0.031	0.026	0.028
中部	0.004	0.012	0.068	0.076	0.053	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
北陸	0.002	0.011	0.064	0.062	0.053	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
関西	0.002	0.012	0.065	0.063	0.053	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
中国	0.002	0.011	0.061	0.061	0.052	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
四国	0.002	0.010	0.060	0.057	0.044	0.017	0.005	0.005	0.004	0.003
九州	0.016	0.011	0.776	0.739	0.870	0.492	0.407	0.429	0.425	0.397
9エリア計	0.024	0.010	0.179	0.153	0.149	0.076	0.055	0.058	0.054	0.052
沖縄	0.440	0.322	1.893	1.786	1.820	1.892	1.978	1.972	4.821	4.998

<容量市場・供給計画における目標停電量>

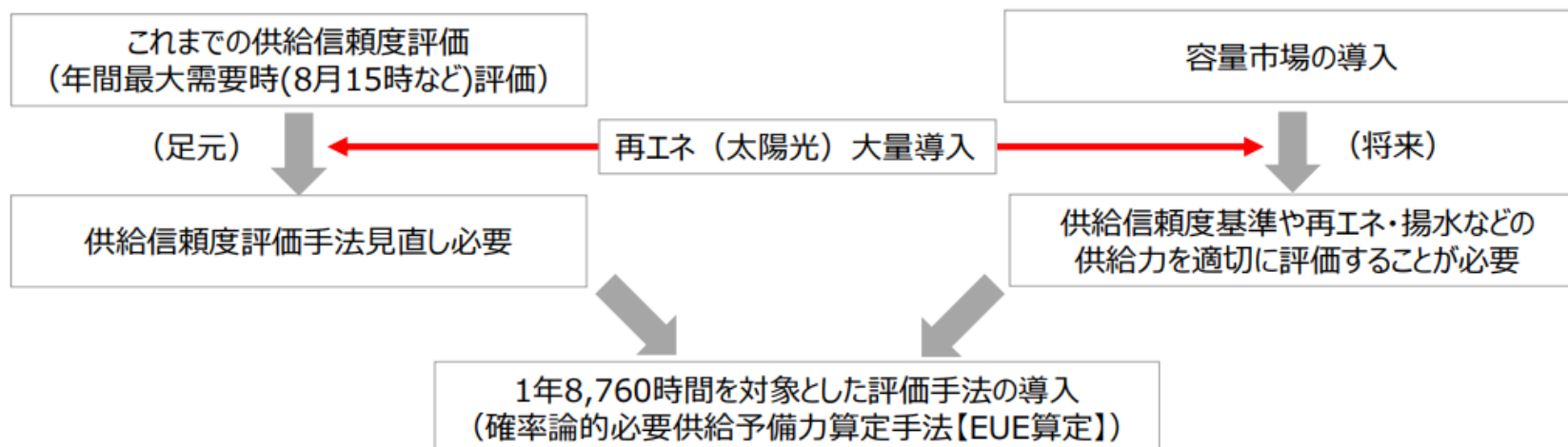
9エリア	0.058	0.059	0.054	0.038	0.038	0.041	0.041	0.041	0.040	0.039
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2026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. 今後の電力需給の見通し②

- 供給計画のとりまとめの際、十分に織り込まれていない将来の不確実性としては、例えば以下のものが想定される。
 - 発電事業者は、電源の休廃止について、地元調整や経営判断を行った上で供給計画に反映するものと想定されるため、今後、休廃止の意思決定が行われる蓋然性が高い電源であっても、意思決定前の段階で動向を把握することが困難。特に、安定供給の確保の観点からは、電力供給の太宗を担い、ほかの電源に比べて、今後、相対的に休廃止が進む可能性が高い火力発電の動向を可能な限り踏まえることが必要。
※10年間の供給計画の提出を求めているものの、休廃止計画が前年度に初めて計上される例も多く、例えば、2026年度供給計画取りまとめにおいて、2026年度中に休廃止となる火力電源（371万kW）のうち126万kWが、26年度供給計画で初めて計上された。
 - また、2030年度ころから長期脱炭素電源オークションによるリプレイス電源の立ち上がりが見込まれる一方、オークション結果等の新設計画を反映する供給計画のとりまとめは随時ではないという課題がある。
- 電力需給見通しの評価手法には、EUEによる確率論的評価と、予備率による確定論的評価があるが、多くのステークホルダーの理解を得るという観点、実需給断面における予備率管理の考え方との接続性を踏まえ、これまでの取組に加え、確定論的評価により、厳気象H1想定需要に対する供給力の過不足を評価することを検討してはどうか。

- 供給信頼度評価としては、これまで（再エネ大量導入前まで）は、年間最大需要時（8月15時など）に必要供給力（H3需要の108%など）が確保されていることを評価していた。
- 再エネ、特に太陽光発電の大量導入に伴い、太陽光発電が高出力となる昼間帯（8月15時など）よりも太陽光発電出力が低出力（またはゼロ）となる夏季点灯帯や冬季最大需要時などに供給予備力が小さくなる傾向が見受けられた。
- このことから、これまでの年間最大需要時の供給力確保状況の評価するという供給信頼度評価手法を見直すことが必要となった。
- 一方で、容量市場の導入により、そのオークションにあたっては、供給信頼度基準から目標調達量（需要曲線）を設定することが必要となり、さらに、火力などの供給力に対して、再エネや揚水などの供給力を適切に評価し、容量市場の落札量や支払対価などを決定することが必要となった。
- これらを一定の手法にて評価するにあたり、1年8,760時間を対象にした確率論的必要供給予備力算定手法（EUE算定）を導入し、その検討条件等の整備を進めている。



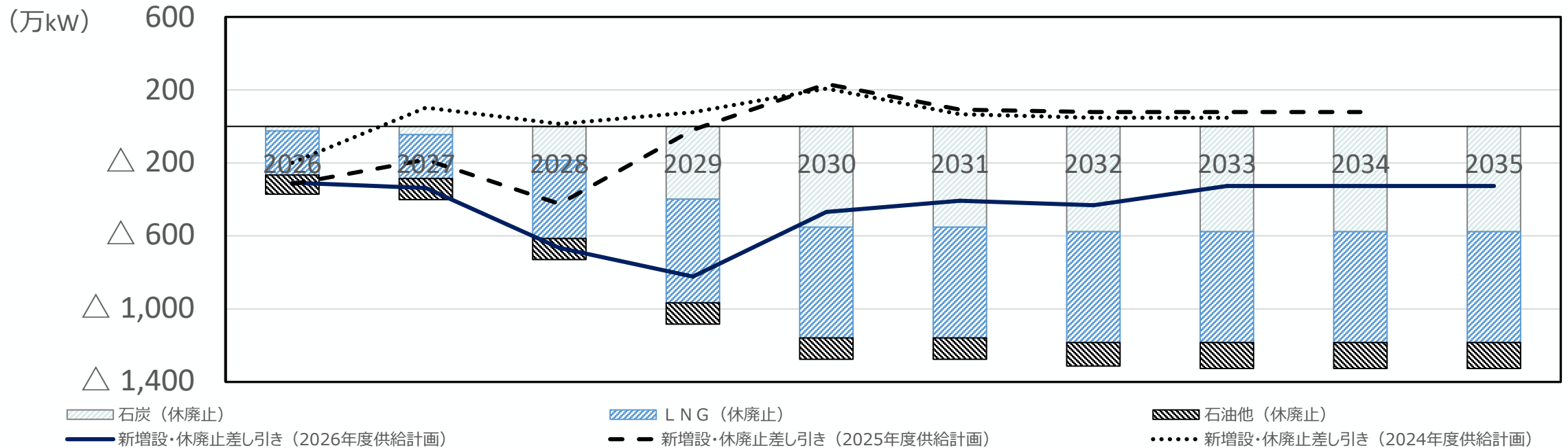
(参考) 火力発電所の休廃止の推移①

- 2026年度供給計画によれば、火力発電所の**休廃止は、新增設を上回る規模で推移**し※1、2030年までには、2025年度と比べて1300万kWの休廃止が計画されている※2。

※1：一方で、実際の需給状況を評価する際には、原子力の再稼働や、再エネや蓄電池の新設といった火力以外の電源の動向も踏まえる必要がある点に留意。

※2：これらの計画は、既に休廃止の意思決定が行われているもののみが計上されており、今後より多くの休廃止が行われる可能性がある点に留意。

- また、**現時点で供給計画に休廃止が計上されていないものの、2035年度時点で営業運転開始から50年超となる火力発電が、約1,300万kW存在**。加えて、**非効率石炭火力がフェードアウトすると、更に休廃止が増加する可能性**。（実際に、2024年度と2025年度の供給計画を比較すると、追加的に休廃止電源が計上されている。）



※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・その他火力の合計値

※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

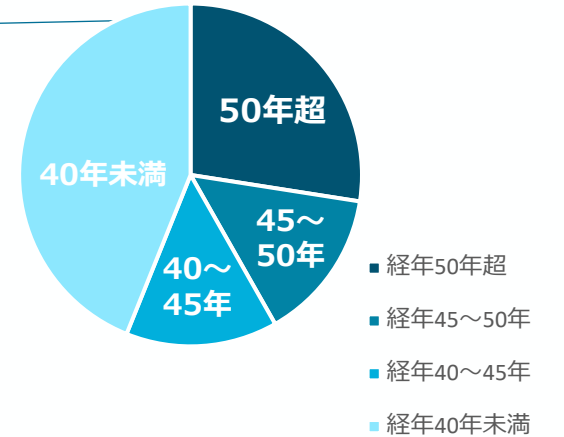
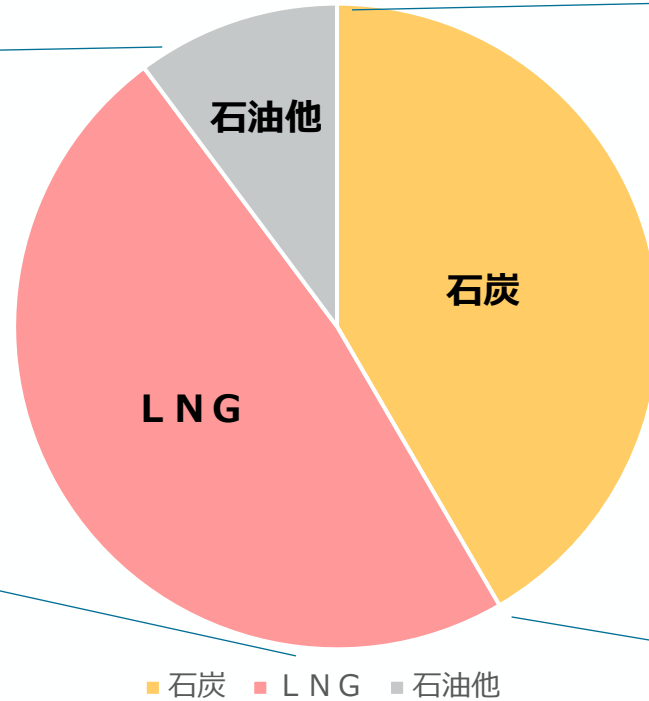
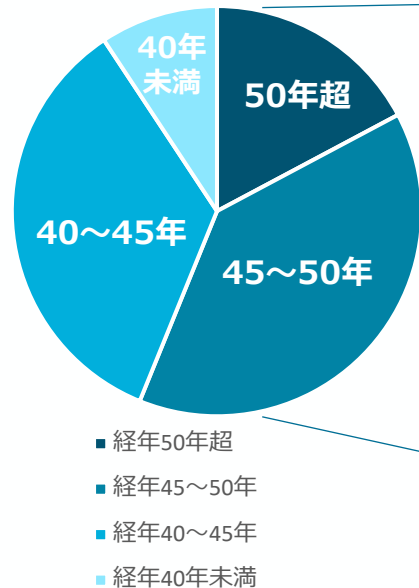
(参考) 火力発電所の休廃止の推移②

- 2026年度供給計画によれば、2035年度までに休廃止が予定されている火力発電は、主にLNG火力と石炭火力であり、いずれも経年火力が多いが、稼働年数の浅い電源の休廃止も含まれている。 石炭火力は、非効率石炭を中心に、2050年カーボンニュートラルを見据えた対応として休廃止が計画されていると考えられる。

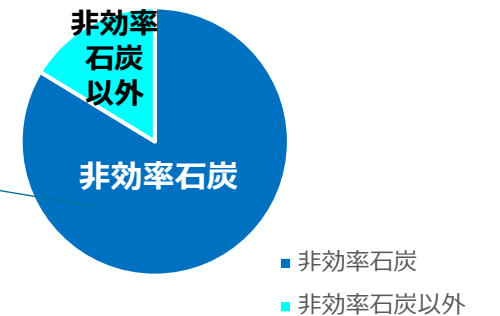
2035年度までに休廃止が予定されている火力

石炭火力の経年分析

LNG火力の経年分析



非効率石炭の占める割合

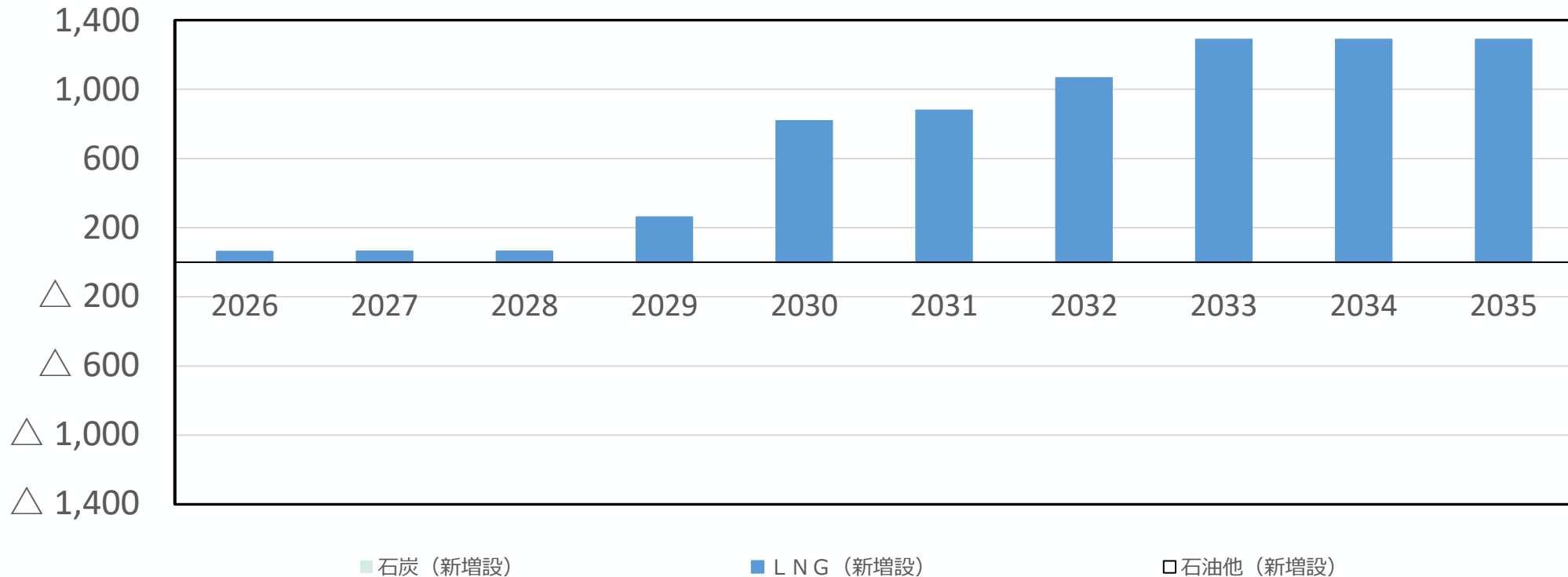


※ 集計はkWベースでの割合
 ※ 経年は2026年4月1日時点の値
 ※ 「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計
 ※ 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値
 ※ 2026年度以降新たに休廃止が計画されているもののうち、2035年度までに長期計画停止からの再稼働が予定されている電源分を除く
 ※ 容量市場において、設計効率42%未満で、稼働抑制の対象とされている石炭火力電源を「非効率石炭」として計上

(参考) 火力発電所の新增設の推移

- 火力発電の新增設は、2030年度以降、長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレースを中心に増加し、2035年度には、2025年度と比較して1,000万kW超が見込まれる。
- なお、新增設の規模は、今後の長期脱炭素電源オークションの募集量等により変動し得る。

(万kW)



※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・その他火力の合計値
※3 供給計画に計上前の発電設備を含む

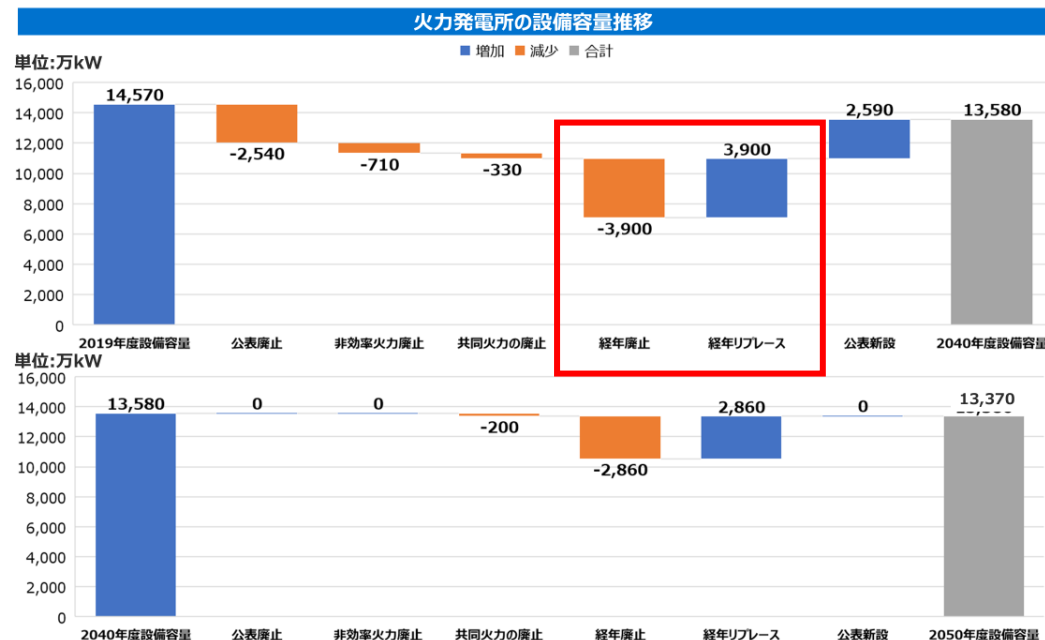
(参考) 将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書①

- 2040年において需要が11,000億kWhとなるケースでは、経年火力3,900万kWを全てリプレースしてもなお、供給力が1,300万kW不足する結果となった。
- なお、本検討会における火力モデルケースでは、既に公表されている電源の新設・廃止などを考慮した上で、経年火力については、過去実績を踏まえて経年45年で廃止と設定され、大ケースではそれらがリプレースされるものとして設定されている。

火力発電所の設備容量推移 | 大ケース

278

- 経年に伴うリプレースをする火力大ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年：13,580万kW、2050年：13,370万kWと、設備容量は横ばいで推移する。



2040④ 11,000億kWh | 火力すべて経年リプレース

432

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

供給力	設備容量	2040 夏季	
		夜間ケース	夏季
太陽光 (需要地併設型除く)	8,500	0%	0
風力	3,500	10%	350
一般水力	2,500	44%	1,100
バイオマス	900	80%	720
地熱	100	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000
蓄電池	1,000	81%	810
石炭 (CCS)	3,020	82%	2,480
石炭 (CCS以外)	750	90%	680
LNG (CCS)	1,500	74%	1,110
LNG (CCS以外)	2,930	82%	2,400
LNG (専焼)	4,330	82%	3,550
石油 (CCS)	0	83%	0
石油 (専焼)	830	91%	760
共同火力 (CCS)	0	82%	0
共同火力 (CCSなし)	220	90%	200
需要		点灯	17,600
予備率			6.6%
予備率13.9%との差分(万kW)			▲ 1,300
同上 (火力で補完する場合の設備容量)			1,600

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

供給力	2040	
	設備容量	kWhバランス
太陽光 (需要地併設型含む)	15,500	17%
風力	3,500	30%
一般水力	2,500	54%
バイオマス	900	73%
地熱	100	73%
原子力	3,300	76%
火力	15,180	33%
需要	-	-
供給力	41,000	-
火力	-	11,000

※端数処理の影響で合計値が合わない場合がある

(参考) 将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書②

- 将来の電力需給シナリオに関する検討会では、需要及び供給力それぞれ一定の幅を持ったモデルケースを設定した上で、その組み合わせによる需給バランスを複数のモデルシナリオとして提示。
- **2040年において需要が11,000億kWh（2019年比1.2倍）となるシナリオでは、GX/DXの進展に伴う需要増加と連動して再エネも2019年比2.5倍まで増加、また 原子力についてはkWh比率20%と設定。**

需要モデルケースの定性的説明 2040年11,000億kWhモデル

131

- 民生部門では人口減少が緩やかになることに加え、データセンター・半導体製造などDX関連産業の活性化、自動車の電動化などにより、DX・GXに起因する需要増加分が総需要の20%に迫るほど拡大し、電力需要は11,000億kWhとなる。

需要要素	モデル概要	需要(億kWh)	
全体	---	11,000	
2019年度実績	---	8,800	
民生部門	• 社人研の人口高位ケース（出生高位、死亡低位ケース）と同様のペースで人口減少に歯止めがかかることに加えて（2019年▲2%）、家庭部門での給湯を中心として電化が進展（給湯電化世帯数が2019年比で3.8倍まで拡大し、給湯電化で+220億kWh。また暖房の電化により+70億kWh）し、更には経済活動の活性化により業務用床面積も1.14倍となり、需要減少は限定的となる。	▲200	
産業部門	• 技術革新などにより高温帯での電化率が12%となるまで電化が進むことに加え、国内の経済活動が活性化するため（IIPは2019年比+14%）、需要は大きく増加する	+500	
需要	DX関連	デジタル・半導体産業	+1,000
	自動車産業	• 2040年には、電気自動車ストック比率が乗用車58%、その他車種32%と、過去のトレンドを上回る勢いで電気自動車の導入が進み、需要も大幅に増加する	+500
	GX関連	鉄鋼業	+100
		自家発・水素製造・DAC他	+300

再エネモデルケースの定性的説明 2040年2.25億kWケース

248

- ほぼすべての新築戸建住宅で太陽光が導入され、事業用太陽光も適地減少の中でも足元実績相当での増加ペースが維持される。
- 加えて、陸上風力も過去の導入ペース以上に開発が加速し、洋上風力についても計画されている区域での開発が順調に進捗するなど、再エネの伸びは2019年度比で2.5倍まで拡大する。

供給力要素	モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)	
全体	---	22,500 (+13,800)	
再エネ	太陽光	併設型	7,000 (+5,800)
		事業用	8,500 (+4,100)
	風力	陸上	1,300 (+900)
		洋上	2,200 (+2,200)
	水力	• 大規模水力に比べ適地の多い3万kW未満の中小水力の開発が進み、2023年度導入実績の1.3倍程度で推移し、2040年頃までに+13万kW/年で導入される。さらに、大水力含む既設発電所の30%でリハウリングが実施され、設備導入量は増加する。	2,500 (+300)
	バイオマス	• 中小規模バイオマスは2023年度導入実績と同程度で今後も推移し、2040年までに180万kW（年平均約11万kW）が導入され、既設大規模バイオマスについても事業環境が好転し撤退は10万kW程度と限定的なものに留まりつつ、経年プラントについても95%がリプレースされる。	900 (+450)
	地熱	• 足元で開発が進んでいるプロジェクトが順調に進捗するなど、+50万kWに相当する複数のプラントが運轉する。	100 (+50)

2. 供給力確保に向けたこれまでの対応①

- 現在の電力システムでは、小売電気事業者が、需要家に電気を供給するために必要な供給力を確保する責任を持つ（小売の供給力確保義務）という基本的な発想の下で制度が設計されてきた。一般送配電事業者にも、託送供給義務や周波数維持義務、最終保障供給の担い手としての責任があり、そうした観点から、供給力の確保について役割を求めてきた。
- 電力システム改革直後、発電事業者は、卸市場や相対取引による収入を得て、電源を維持・確保することが想定されていたが、世界的にも電力システムにおけるミッシング・マネーが課題となる中、我が国でも卸市場等における電力取引とは別に、発電容量（kW）に着目し、小売電気事業者等の負担の下で、発電容量を一定の期間確保する対価を支払う容量市場が創設された。容量市場では、2020年度に募集が始まり、2024年度から容量確保金の支払が始まった。
- この仕組みにより供給力の確保が図られたが、その後、中長期的な投資資金回収の予見性がなければ、電源投資が進まないとの議論が行われ、容量市場を補完する枠組みとして、2023年度に長期脱炭素電源オークションが創設された。
- また、大規模災害等による電源脱落や需要の急増といった非常事態に備えるための発電容量（準供給力）の確保の必要性が議論され、これに対応するため、一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持するための予備電源制度が2024年度に導入された。

2. 供給力確保に向けたこれまでの対応②

- このように、我が国では、容量市場、長期脱炭素電源オークション、予備電源の三つの制度を組み合わせ、発電事業者に電源の維持・確保に必要なインセンティブを付与することで、経済効率性を追求しつつ、電力の安定供給を確保する枠組みを整備してきた。容量市場では、これまで6回のオークションが行われ、2025年度メインオークションでは、16,608万kWの供給力が確保され、長期脱炭素電源オークションでは、過去3回の入札で合計約2,300万kWの電源への投資案件が落札した。また、予備電源制度においては、過去2回の入札で、合計約136万kWの電源が落札した。
- 他方、電力需要の増加や、カーボンニュートラルに向けた電源移行の過渡期を迎える中、電力需給は予断を許さない厳しい状況が続く可能性があることを踏まえ、これまでの制度見直しの取組も踏まえつつ、既存の枠組みを俯瞰し、将来の電力需給見通しを踏まえた更なる対応の必要性について、改めて検討することが重要ではないか。

(参考) 供給力確保に向けた各制度・市場の概要

<各制度・市場の概要>

容量市場

- 中長期の供給力の確保、投資コスト回収の予見性を高めるため、実需給の4年前にメインオークション、1年前に追加オークションを実施。電源の維持費用(固定費)に相当する金額を支援。

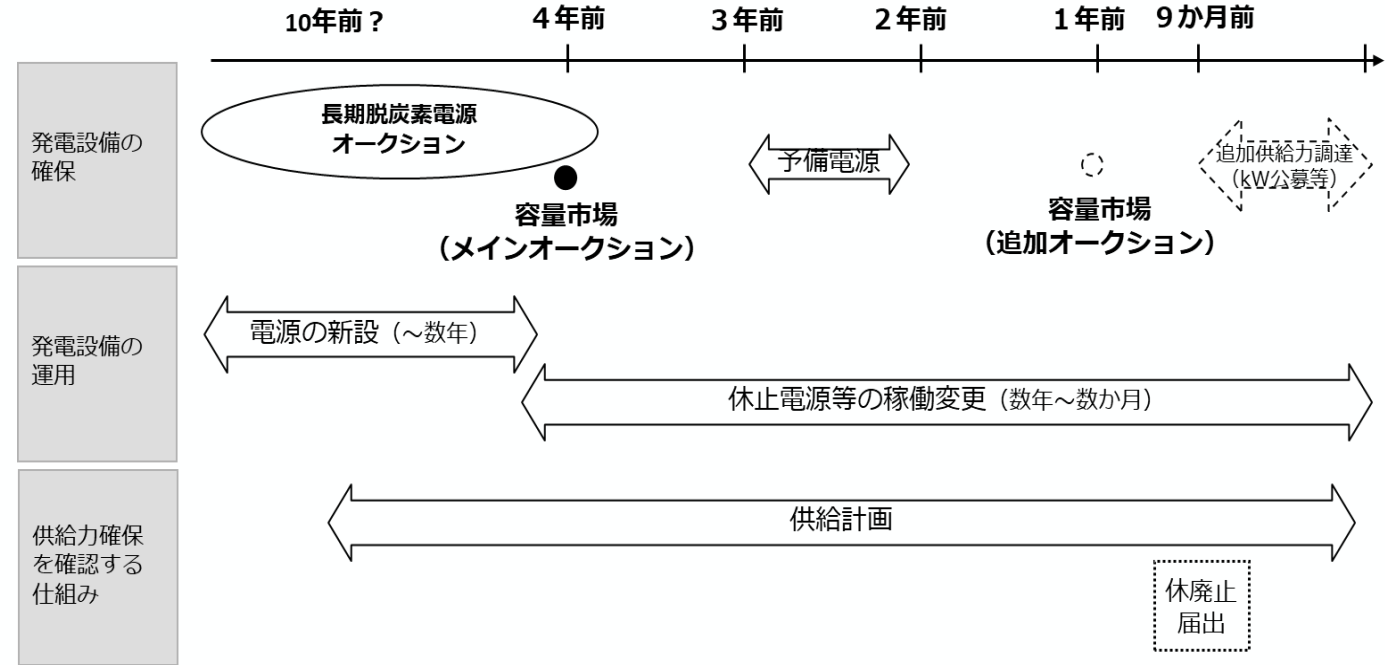
長期脱炭素電源オークション

- 脱炭素電源への新規投資を対象とした制度。原則20年間にわたり、固定費水準の収入を支援することにより、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与

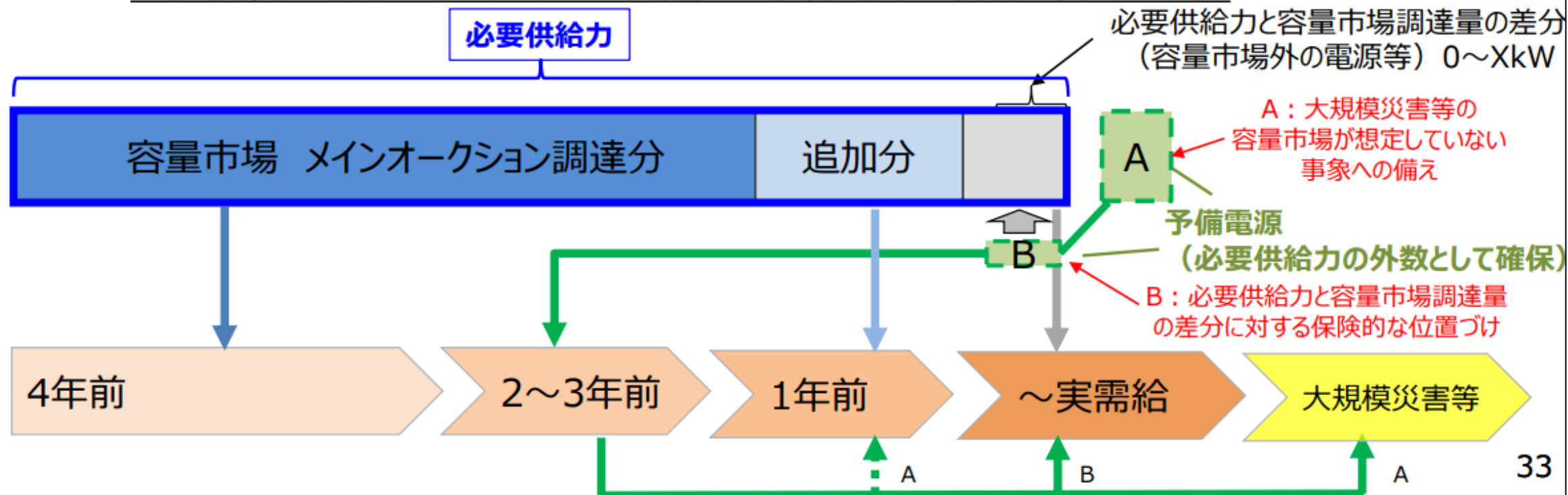
予備電源

- 大規模災害等による電源脱落や需要の急増時に、休止中の予備電源を稼働させて供給力不足を防ぐ制度(準供給力の確保)。容量市場で不落札が続いた10万kW以上の火力電源を対象に、休止中の維持・修繕費を支援する。

<各制度・市場の関係整理>



必要供給力と容量市場における調達量、予備電源の関係 (イメージ)



2. 供給力確保に向けたこれまでの対応③

- 個別の制度・市場には、供給力の確保の観点で、次のような課題があると考えられるが、他にどのような課題があるか。

① 容量市場：

- 上限価格を設定しており、約定処理を終えても供給信頼度を満たさない（EUE基準を超過する）エリアがある※1
- 供給信頼度や厳気象、稀頻度等を用いて、将来の需給の不確実性を一定程度織り込んでいるが、どの程度kW価値を確保しておくことで、電力全体の様々な不確実性に対応するか、判断は難しい
- 容量市場で確保した供給力が、事後的に容量市場から退出することで剥落する場合がある※2

※1：過去のオークションでは、次の実需給年度／エリアにおいて、全国の供給信頼度（需要曲線と供給曲線の交点）を満たしていない

- ・既に追加オークションを終えた2026年度実需給までのメインオークション、追加オークションの結果

2024年度実需給…メインオークション：九州エリア

2025年度実需給…追加オークション：東京、九州エリア

2026年度実需給…メインオークション：北海道エリア、追加オークション：北海道、東北、東京、中部、九州エリア

- ・これから追加オークションが開催される（開催判断がされる）2027年度実需給以降のメインオークションの結果

2027年度実需給：北海道、九州エリア、2028年度実需給：北海道、東北、東京、九州エリア、2029年度実需給：東北、東京エリア

※2：落札した電源のうち実需給までに退出した安定電源及び変動電源の容量は、毎年度の約1億8千万kWの目標調達量のうち2024年度実需給：357万kW、2025年度実需給：485万kW、2026年度実需給：419万kW

② 長期脱炭素電源オークション：制度における投資インセンティブ（WACCの水準、他市場収益の9割還付、リクワイアメント等）と発電事業者のハードルレートとのミスマッチや、発電事業者による投資判断のスピードと供給力が必要となるタイミングとのミスマッチなどにより、落札量が募集量に達しないケースがある。※3

※3：脱炭素電源は、第3回入札では、落札量が募集量に74万kW不足した。LNG専焼では、第2回入札では、落札量が募集量に92万kW不足した。

③ 予備電源：容量市場で供給信頼度を満たさないエリアがある状況では、容量市場の上限価格以下の電源は、容量市場での落札が見込まれるため、休止維持を求められる予備電源を選択する経済的メリットに乏しく、逆に上限価格を超える電源も、予備電源の目安価格は容量市場の上限価格と同水準であり、採算が見込めず応札インセンティブが弱い。※4

※4：第1回募集では応札がなく、目安価格等を見直した第2回募集でも、東エリアでは応札がなかった。東エリアについては、第2回募集前に実施された容量市場メインオークション（実需給年度：2028年度）において、追加処理後も北海道・東北・東京エリアが不足エリアとなり、これらのエリアでは上限価格以下の電源が全て約定した。

3. 対応の方向性

- 今後の対応を議論するに当たり、容量市場のメインオークションが既に終了している（制度対応についての議論を終えている2030年度実需給も含む）2030年度実需給までについては、既存の容量市場の枠組みを前提としつつ、予備電源や短期供給力確保策等を中心に、必要な供給力確保に向けた対応策を検討することとしてはどうか。他方、今後、容量市場のメインオークションを行う2031年度以降については、容量市場の在り方も含め、既存の制度・市場の在り方を見直す方向で議論することとしてはどうか。

【2030年度実需給までの対応】

- 第7次エネルギー基本計画（令和7年2月閣議決定）では、「火力全体で安定供給に必要な発電容量（kW）を維持・確保」するとの方針が掲げられている。今後の電力需給の見通しを精査した上で改めて議論する必要はあるが、電源の高経年化や非効率石炭火力のフェードアウトの可能性を見据えると、安定供給の確保に向けて、既存の電源を最大限活用していくことが必要となる場合があるのではないか。その場合には、予備電源、短期供給力確保策の募集量や要件を工夫することなどにより、必要な供給力確保に向けた取組を進めていくことが必要となるのではないか。

【2031年度実需給以降の対応】

- 2031年度以降については、電源間の競争により、新陳代謝を図りつつ、供給力を確保するという発想の下で創設された容量市場（そのため、容量市場には上限価格が設定されている）について、小売電気事業者への配慮とのバランスも踏まえ、指標価格の水準などを始めとして、制度の在り方・見直しの方向性を検討することとしてはどうか。
- また、電源の新陳代謝を図るため、主として長期脱炭素電源オークションの仕組みを上手く活用して、必要な電源投資を確保できるよう、制度の見直しも含めて、電源の新設を積極的に進めていくことが重要ではないか。
- 他方、電源新設には一定のリードタイムが必要となることを考えると、現在の制度の下では維持が困難となり、休廃止の検討が進む電源の活用も含め、必要な供給力を確保する方策を検討する必要がある。その際、休廃止が検討される電源について、経年、経済性、環境政策などが与える影響等、燃料種ごとの特性を踏まえつつ、その最大限の活用を可能とするための方策を検討することが重要ではないか。