

容量市場について

2026年3月4日

資源エネルギー庁

本日のご議論

1. 電源新設を促進する施策についての整理

- 電源新設の促進に向けた施策の考え方を改めて整理する。

2. 指標価格(Net CONE※)および上限価格の見直し

- これまでの本作業部会および、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）による容量市場の在り方等に関する検討会（以下、在り方検討会）における討議を踏まえ、指標価格等の見直しにおける影響緩和措置についてご議論いただきたい。

3. 目標調達量に係る諸元の見直し（調整力等委より）

- 2026年1月28日に開催された第115回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）において各種諸元が算定されたため、今後の目標調達量の考え方につきご確認いただきたい。
 - ① EUE算定における月の細分化
 - ② 計画外停止率の見直し
 - ③ 年間計画停止可能量等の見直し

4. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方

- 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置に関し、今後の誘導措置の在り方についてご議論いただきたい。

※ : CONE : Cost of New Entry

1. 電源新設を促進する施策についての整理

2. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し

3. 目標調達量に係る諸元の見直し（調整力等委より）

検討事項①：EUE算定における月の細分化

検討事項②：計画外停止率の見直し

検討事項③：年間計画停止可能量等の見直し

4. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方

電源新設を促進する施策についての整理

- 容量市場における電源新設を促進する施策の考え方については、前回の本作業部会（2026年1月23日）にて、Net CONEおよび上限価格を引き上げるといった現在の仕組みに基づく対応策のみではなく、本質的な議論の必要性を御指摘いただいた。
- そのため、我が国における電源新設を促進する施策の位置づけを改めて整理・検討したい。その際には、電源新設における容量市場の課題を解決することを目的として創設された長期脱炭素電源オークション（以下「長期オークション」）との関係を踏まえることとしたい。
- 容量市場は、自由化による卸電力市場の取引量拡大や再エネ拡大による市場価格の低下により、発電所の維持・建設投資全体が過少となり、供給力・調整力が不足する懸念への対応措置として創設された。
- しかし、容量市場では、4年後の1年間に提供される供給力に対価を支払う制度であるため、それ単独では電源投資のために必要な長期的な予見可能性を付与することが困難である。こうした課題を踏まえ、原則20年間の制度適用期間にわたって固定費を支援することで、長期的な予見可能性を確保する長期オークションが創設された。
- こうした経緯を踏まえ、電源新設は基本的には長期オークションを通じて進めてきている。その上で、電源の新設をどのように進めていくかについては、容量市場を改良していく方向性と、長期オークションを改良していく方向性が考えられ、前回、本作業部会の議論の中で、容量市場についても見直しを行うべきとの御意見があった。
- この点については、長期オークションでは、LNG専焼火力の継続的募集や、事業者がより創意工夫しながら収益の確保を模索できる仕組みの構築（例えば、昨年6月に提案したセーフティネットの仕組み）などにより、事業者のニーズを取り込みながら新設電源への投資を促す機能を強化していく方針であることから、引き続き長期オークションを拡充・改良していくこととしたい。
- 上記を基本的な方向性としながらも、長期オークションでは基本的に10万kW以上の大型電源の新設を対象としている。また、長期オークションには他市場収益の9割還付という仕組みがある。そのため、長期オークションを選択せずに、容量市場からの収入と他市場収益の組み合わせで電源新設を試みる選択も考え得る。これらを勘案すると、引き続き容量市場を活用しての新設電源投資の可能性を追求することも重要ではないか。

【参考】容量市場導入の意義と背景

2020年12月 第1回再生可能エネルギー等に関する規制等の
総点検タスクフォース 会議資料 参考資料1

2020年12月 第1回再生可能エネルギー等に関する規制等の
総点検タスクフォース 会議資料 参考資料1

容量市場の必要性と意義

自由化前

地域独占と規制料金により投資回収を保証された電力会社が、供給義務を果たすために必要となる発電設備を計画的に建設・維持し、すべての需要家に電力を供給。

自由化後

①小売事業者

自らの**需要（販売）に見合った供給力を確保する必要がある**が、多くの事業者は発電設備を保有せず。

②発電事業者

卸電力市場の取引量の拡大や、市場価格の低下により、**発電設備の維持費等の回収の見通しが不透明に**。

需要に必要な電力供給容量を確保するため、**容量市場を創設**
(自由化が先行した**欧米各国における導入制度を参考**)

①小売事業者

→**将来の供給力を確実に確保**

②発電事業者

→**費用を適切に回収し、発電設備を維持**

- 小売事業者間の**公正な競争を促進しつつ、電力の安定供給を確保**
- 再エネの調整力として必要な火力電源の確保により、**再エネの主力電源化にも寄与**

2

(参考) 容量市場の検討経緯 (1 / 3)

● 電力システム改革専門委員会報告書 (2013年2月)

電力システム改革専門委員会報告書 (一部抜粋)

4. 中長期の供給力確保策

(1) 中長期の供給力確保に必要な機能
(略) 今回の改革により小売事業者は供給力確保義務を課されることとなるため、**小売事業者が将来の供給力を早い段階から市場で確保することを可能とする機能が重要**となる。また、発電事業者が電源投資を計画するに当たっては、**将来の需給についての市場参加者の見方を反映した価格指標を形成する機能が望まれる**。さらに、長期の電源投資のリスクを低減することで電源投資を促すという観点からは、**実需給より手前の段階で投資コストの一部の回収を可能とする機能も必要**である。(略)。

(2) 容量市場の創設

(略) 早い段階で将来の供給力を市場で確保することを可能とする機能、価格指標の形成機能、実需給より手前で投資コストの回収を可能とする機能が必要となるが、これらを実現するための仕組みとして、**将来発電することのできる能力を系統運用者、小売事業者等が取引する市場（容量市場）を創設することが適当**である。

容量市場では、将来の発電能力について価格形成がなされるため、これをシグナルとして発電設備への投資が行われることが期待されるとともに、**各事業者が必要とする将来の発電能力の量を市場を通じて柔軟に調整することが可能**となる。なお、容量市場の設計に当たっては、需要家が供給を受ける小売事業者を乗り換える可能性や、経済状況の変化など、変動要素が多くあることを前提としなければならないことに加え、電源建設にリードタイムがあることにも留意が必要である。

開催実績

2012年2月2日～2013年2月8日 計12回

電力システム改革専門委員会 委員一覧

委員長 伊藤 元重 東京大学大学院経済学研究科教授
委員長代理 安念 潤司 中央大学法科大学院教授

委員

伊藤 敏憲 (株)伊藤リサーチ・アド・アドバイザー代表取締役兼アナリスト
大田 弘子 政策研究大学院大学教授
小笠原潤一 (財)日本エネルギー経済研究所電力グループマネージャー・研究主幹
柏木 孝夫 東京工業大学特命教授
高橋 洋 (株)富士通総研経済研究所主任研究員
辰巳 菊子 公益社団法人日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会常任顧問
八田 達夫 学習院大学特別客員教授
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所教授
横山 明彦 東京大学大学院新領域創成科学研究科教授

2012年2月時点の
委員・オブザーバー

3

【参考】 容量市場導入の意義と背景

2020年12月 第1回再生可能エネルギー等に関する規制等の
総点検タスクフォース 会議資料 参考資料1

(参考) 容量市場の検討経緯 (3 / 3)

- 第5次エネルギー基本計画 (2018年7月)

第5次エネルギー基本計画 (一部抜粋)

7. エネルギーシステム改革の推進

(1) 電力システム改革の推進

(略) また、小売及び発電市場が全面自由化された結果、短期的なコスト競争力が追求される傾向が強まるとともに、諸外国と同様、再生可能エネルギーの大量導入に伴う市場価格の下落等の影響により、**発電所の維持・建設投資全体が過少となり、供給力・調整力が不足する懸念**がある。加えて、広域的な需給調整の実現による効率化といった課題も存在する。

こうした状況を踏まえ、今後、**中長期的に適切な供給力・調整力を確保する容量市場**や、電源の環境価値の取引を可能とする非化石価値取引市場といった電源・インフラ投資が維持・促進される仕組みの創設や、調整力を広域的に調達・運用することで需給調整の効率化を図る需給調整市場の創設に取り組む。

【参考】長期脱炭素電源オークション設立時の議論①

(参考) 第6次エネルギー基本計画

第13回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2021.12.3) 資料3

- 2021年10月22日に閣議決定された第6次エネルギー基本計画では、電源投資の確保について、「詳細の検討を加速化」していく事が明記された。

第6次エネルギー基本計画（抜粋）

5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応

(11) エネルギーシステム改革の更なる推進

①脱炭素化の中での安定供給の実現に向けた電力システムの構築に向けた取組

電源への新設投資が停滞する中、当面は、供給力や調整力を火力発電で賄う必要があるものの、将来的には、水素・アンモニア・CCUS/カーボンサイクル・蓄電池といった脱炭素電源等により、供給力や調整力を確保する必要があり、電源のリードタイムも踏まえると、足下から新設投資を促していくことが重要である。そのため、2050年カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に資する新規投資について、**複数年間の容量収入を確保することで、初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法について、詳細の検討を加速化していく。**

5

(参考) 電源への新規投資の確保に向けた制度措置の今後の検討について

第42回電力・ガス基本政策小委員会
(2021/12/14) 資料5

- 電源への新規投資の確保に向けた制度措置については、**これまで、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会（以下「構築小委員会」という。）において検討されてきたところ。**
- 12月3日の構築小委員会では、**制度措置の詳細については、**現行容量市場と密接な関係を有することから、**本小委員会の下部組織**であり、現行容量市場の在り方について検討してきた「**制度検討作業部会**」において、**2023年度の導入を目処として、検討していくことが提案され、委員からは賛同の意見があった。**
- これを踏まえ、電源への新規投資の確保に向けた制度措置の詳細については、**本小委員会の下部組織である「制度検討作業部会」において、検討していくこととしてはどうか。**

第13回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2021年12月3日) 資料3

本日御議論いただきたい事項

- 本日は、**本制度の対象の基本的な考え方**について、御議論いただきたい。
- その上で、**具体的な対象や、制度の詳細**については、現行容量市場と密接な関係を有することから、「電力・ガス基本政策小委員会」の下部組織であり、現行容量市場の在り方について検討してきた「**制度検討作業部会**」において、**具体的な検討を進めることとしてはどうか。**
- なお、検討に当たっては、一定の制度検討期間を考慮する必要があるが、早期に本制度を開始できるよう、**例えば2023年度の導入を目処として、検討していくこととしてはどうか。**

4

【参考】長期脱炭素電源オークション設立時の議論②

考えられる新たな制度措置の例

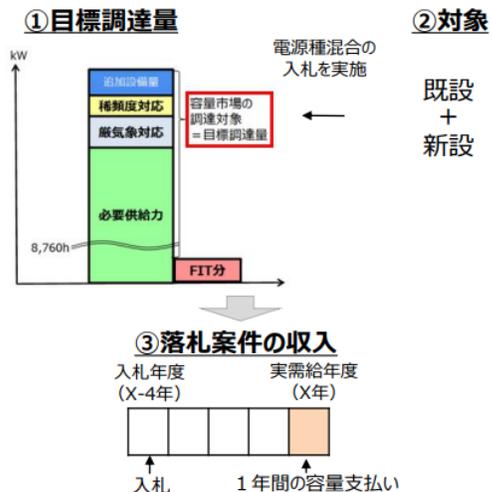
第9回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2021年3月17日) 資料2より一部修正

- 容量市場の価格を長期固定化する方法としては、例えば、以下のように、**現行の容量市場の入札とは別に、入札対象を新規投資に限定した入札を行い、容量収入を得られる期間を「1年間」ではなく「複数年間」とすることで、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する方法**が考えられるのではないかと。

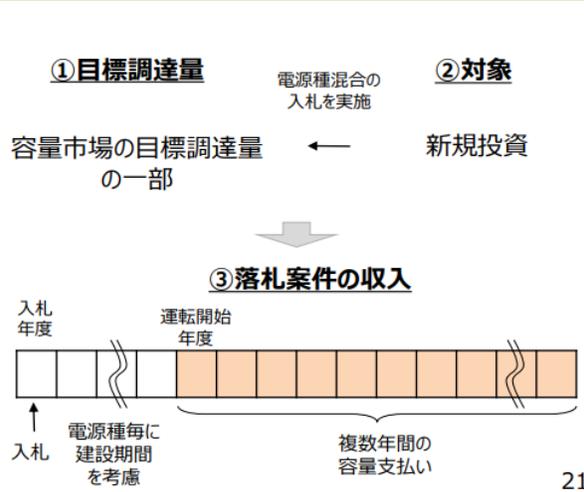
【第7回会合で頂いたコメント（再掲）】

- 例えば容量市場でも新設や必要量に限った上で、**4年後の1年間ではなく、長期間固定収入を得られるようにする方法も一案ではないか。**

現行の容量市場



考えられる新たな制度措置の例



21

制度設計時における留意点（容量市場との整合性）

第9回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2021年3月17日) 資料2

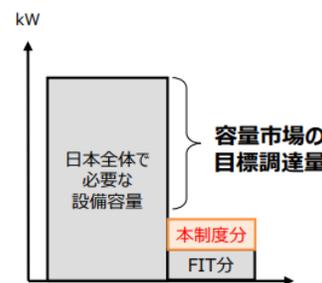
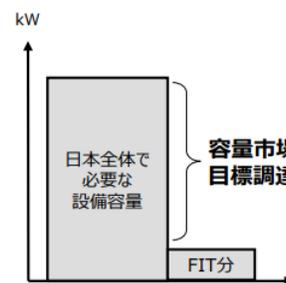
- **現行の容量市場は、落札電源の大半が既設電源**となっており、4年後の1年間の供給力を評価する市場であるため、容量市場はそれ単独では、電源投資を行う者に対して、**長期的な予見可能性を付与することは困難**である。
- したがって、**現行の容量市場により中期的な安定供給に必要な供給力を確保しつつ、前頁のような新たな制度措置**（以下「本制度」という。）**によって新規投資を進め**、国民負担を最大限抑制しながら、**電源の新陳代謝を促していく**こととしてはどうか。
- そのため、**本制度の適用を受けた電源の容量分を、現行の容量市場の募集量から控除**する仕組みとしてはどうか。

課題

容量市場との整合性をどのように考慮すべきか。

方向性

● 本制度の適用を受けた電源の容量分を、現行の容量市場の募集量から控除することで、電源の新陳代謝を促す設計としてはどうか。



29

1. 電源新設を促進する施策についての整理
2. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し
3. 目標調達量に係る諸元の見直し（調整力等委より）
 - 検討事項①：EUE算定における月の細分化
 - 検討事項②：計画外停止率の見直し
 - 検討事項③：年間計画停止可能量等の見直し
4. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方

本日のご議論

- 前回の本作業部会（2026年1月23日実施）では、Net CONE 及び上限価格の見直しに向けた検討を実施し、指標価格としてのNet CONEの考え方（モデルプラント等）を確認した。
- その中で、Net CONEについては指標性を維持することの重要性の観点から、Net CONEの諸元を最新の発電コスト検証WGの結果に変更することについて、賛同する御意見を多数いただいた。
- 一方、Net CONEは、最新の発電コスト検証WG値をそのまま用いると、2.05万円/kW（上限価格：3.1万円/kW）となる見込みであるため、委員・オブザーバーの方々からは、指標価格を見直すと同時に小売電気事業者に対する容量拠出金負担水準の影響緩和措置などの必要性についても、ご意見をいただいた。
- 影響緩和措置としては、Net CONEを段階的に引き上げる方法や、シングルプライス領域に上限を設ける方法等を例示。その後、在り方検討会（2026年1月30日）にて、影響緩和措置の詳細案が示され、議論が行われた。
- 本日は、これまでの検討内容も踏まえ、影響緩和措置案の内容をご議論いただいた上で、適用時期等についてもご確認いただきたい。

【参考】小売電気事業者に対する影響緩和措置の例

概要

①	Net CONEを段階的に上げる	<ul style="list-style-type: none">• Net CONEを一度に引き上げる場合、小売負担が大きく変動することも考えられる。• 複数年かけて段階的に引き上げることで、変動幅を緩和する。
②	シングルプライス領域に上限を設定	<ul style="list-style-type: none">• 容量市場は、原則シングルプライスで価格が決定し、エリアプライスを決定した価格が当該エリアの全ての電源に適用される。• シングルプライスで約定する領域を制限し、それ以上の価格で応札した電源については、マルチプライス等での約定とすることで、約定総額の変動幅を緩和する。• なお、シングルプライスで約定する領域の制限は、「価格」や「調達量」で設定する方法が考えられる。 <p>〔 ・ 価格 : Net CONE、約定点、25年度オークションの上限価格 等 ・ 調達量 : 厳気象および稀頻度リスクを除いた容量 等 〕</p>

第110回制度検討作業部会
(2026年1月)

【参考】 前回の議論（ご発言内容の要旨①）

- 第110回本作業部会では、指標価格(Net CONE)を見直す必要性について、多くの委員・オブザーバーの方々より、足元の急激なインフレ影響等を加味し、実態に即した指標価格に見直すことが望ましい、との趣旨のコメントをいただいた。

分類

委員・オブザーバーコメント（第110回制度検討作業部会より）

指標価格を
見直す必要性

- 供給力の適切な確保に向けて、**維持・管理費用等の諸元変更に伴って見直すことは必要**。4年後の供給力が確保されていること、価格シグナルが適切に発せられることが重要であり、**需要曲線を実態に即したものに見直すことが望ましい**。
- 容量市場で設備費用を稼いでリターンを得てもらう必要があり、適正な新陳代謝が続いていく必要がある。現状既設電源が多いが、価格指標が安定・適正化すれば、新設インセンティブにつながる。**適正な価格で継続的に市場を運営することは、事業者が電源新設を考えるシグナルとなるため重要である**。事務局提案のNet CONE引上げについては、どの水準でどの程度引き上げるかの精査は必要だが、方向性は賛同。
- Net CONE超や不落札電源が増加している状況から、物価高騰や老朽化で維持管理コスト上昇していることと考えられる。新設投資だけでなく既設維持も大事。**2015年の指標を使い続けると、関係者に誤ったメッセージを伝えることになる**。足元では、Net CONE以上で応札する電源、非落札電源増加していることが示された。**物価や人件費の高騰、電源老朽化の影響が年々顕在化しているものと理解**。
- 電源の新陳代謝を促すシグナルとしての指標性は非常に重要であり、**足元の急激なインフレ影響等を加味した最新のデータを反映した適切なベンチマークに見直すことについても喫緊な課題と認識**。
- 足下の状況に照らして検討するのは賛同。

【参考】 前回の議論（ご発言内容の要旨②）

- 約定総額における影響緩和措置案に対しては、シングルプライスで約定する領域を制限する案を支持するご意見を多数いただいた。

分類

委員・オブザーバーコメント（第110回制度検討作業部会より）

影響緩和措置

- 今後の対応策として、足元の供給力確保の観点からの上限価格の見直しと、新設電源へのシグナルの妥当性、Net CONE水準の見直しについて総合的に進めるべきと考える。一方で需要家負担の抑制も重要。シングルプライスである容量市場の特性上、供給信頼を維持しつつ需要家負担を勘案することには困難性があるものの、**影響緩和措置の検討をセットで具体化して欲しい。シングルプライスで約定する領域を制限し、それを超える部分の扱いを工夫する方法は、上記のトレードオフを緩和しうる合理的な選択肢になりうる**のではないかと。
- 上限価格を上げることは、昨今の需給を踏まえるとやむを得ないが、**小売電気事業者への影響もあるため、マルチプライスの併用など検討いただければ。**
- 指標価格見直しは物価高騰を適切に反映すべきだが、どの諸元をどの程度反映するかは検討が必要。**提案のとおりシングルプライス領域に上限をかけることも必要で、マルチプライスでの約定であれば老朽化力の退出抑制にも資する。**
- **シングルプライスで全部とってしまうと、コスト負担が大きくなる**ので、シングルとマルチを組み合わせた手法が良いのではないかと。
- 上限価格が指標価格の1.5倍であることや**マルチプライスによる約定処理を含め**、当初の設計にこだわりすぎずに、**国民負担の過度な増加にならない範囲で良いバランス見つけられれば。**
- 小売負担の増大について示されているが、**結果として小売電気事業の予見性確保にも資することもあると思うので、負担も踏まえつつ実態に即したものになれば。**
- シングルプライスではない約定方法とする際、**減価償却費を応札価格に織り込めない現行の入札ガイドラインとの関係も整理が必要。**

その他

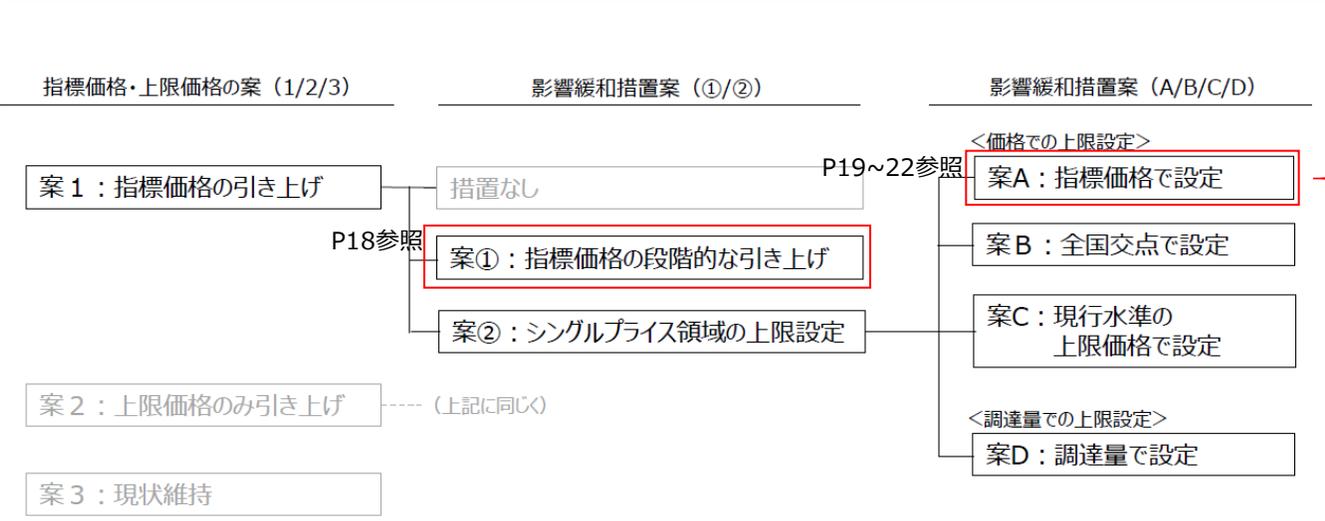
- 小売負担増について懸念事項として示していただいているが、**需要家の理解をどのように促進していくかが重要。**
- 見直しの影響は小売事業者を通じ最終的に需要家負担が増加するものであり、**需要家への説明が必要。**
- 本質議論を後回しにして**Net CONEと上限価格にのみに着目した議論は違和感。**
- 電力システム全体の中で、**容量市場の位置づけの在り方を抜本的に見直す議論も必要。**

在り方検討会での検討結果（影響緩和措置案について）

- 広域機関による在り方検討会（2026年1月30日）では、前回の本作業部会（2026年1月23日）での議論を踏まえ、「案①：Net CONEを段階的に引き上げる案」と「案②：シングルプライス領域に上限を設定する案」の具体的なイメージが示された。
- 「案②：シングルプライス領域に上限を設定」に関しては、上限設定方法の違いにより案A～案Dが示され、委員・オブザーバーの方々からは、容量拋出金負担水準の影響緩和への効果の観点から、案Aの「指標価格で設定」が支持された。
- その上で、指標価格以上の応札電源に対して、「マルチプライスとする案」と「2段階目のシングルプライス領域を設定する案」が紹介された。
- こうした議論を踏まえ、本作業部会では以下の3案につき検討を深めていく。
 - 案①. 指標価格の**段階的な引き上げ**
 - 案A-1. 指標価格でシングルプライス領域の上限設定：指標価格以上を**マルチプライス化**
 - 案A-2. 指標価格でシングルプライス領域の上限設定：指標価格以上を**2段階目のシングルプライス**

- 国の審議会では、指標価格・上限価格の見直し案における案1（指標価格の引き上げ）について、小売電気事業者に対する影響緩和措置案が示された。
- 影響緩和措置案については、指標価格（Net CONE）を段階的に上げる案①と、シングルプライス領域に上限を設定する案②が示され、案②については価格での上限設定とした具体案（案A/案B/案C）と、調達量での上限設定とした具体案（案D）が示された。
- 指標価格を引き上げる案1の需要曲線をもとに、影響緩和措置案に対する具体的なイメージを示す。

第71回容量市場の在り方等に関する検討会
(2026年1月)
一部加工



指標価格以上の処理方法として、以下の2案が提示された。
 ・案A-1：マルチプライス
 ・案A-2：2段階のシングルプライス領域を設定

【参考】在り方検討会における検討内容の紹介

- 第71回（2026年1月30日）の在り方検討会においては、指標価格（上限価格含む）の見直しによる影響、容量拋出金負担水準の影響緩和措置等について、事務局から示された具体的なイメージや特徴を踏まえて議論が実施された。
- 各案に対するコメントの中では、次頁以降に示す「案①：指標価格の段階的引き上げ」と「案A：指標価格でシングルプライス領域の上限設定」を支持するものがあり、これらの検討内容を踏まえて本作業部会において議論することとなった。

分類	委員・オブザーバーコメント（第71回在り方検討会より）
各案に対するコメント	<ul style="list-style-type: none"> ● 案1（指標価格の引き上げ）については、市場の価格指標性も確保可能。案2（上限価格のみ引き上げ）については、シングルプライスの上限が設定され約定ルールが変更となるため、慎重な検討が必要。複雑な制度にしない方が良い。案A～Dの比較でいうと、案A（指標価格で上限設定）が妥当な選択肢ではないか。 ● 指標価格を見直すことは結論的に納得する一方で、足元の建設費高騰を考慮し、安い電源についてもシングルプライスで決定することはtoo muchではないか。したがって、上限価格に歯止めをかけることが合理的。 ● 影響緩和措置の案①（指標価格の段階的引き上げ）は理解できるが、需要家負担の軽減の観点では案①だけでは不十分。案②（シングルプライス領域の上限設定）との組み合わせが必要。 ● Net CONEを設定した上で一定量を超えたところはマルチプライスで取る、といった案もあり得る。 ● 発電・小売の双方を考慮し、実態に即した見直しを。 ● 足元の物価高騰や供給力不足においては、何らかの見直しは必要だが、今回の措置は暫定的なものになりうる。
その他	<ul style="list-style-type: none"> ● 容量拋出金負担が年々増加する上では小売事業者の影響大きい。諸外国の需要家への価格転嫁状況も参照し、制度の理解・納得性を高める手段が必要。 ● 長期と短期を切り分け、案の是非を議論すべき。短期的な手段としては良いが、長期的な視点では、容量市場のそもそもの議論が必要。

案①：指標価格（Net CONE）の段階的な引き上げ

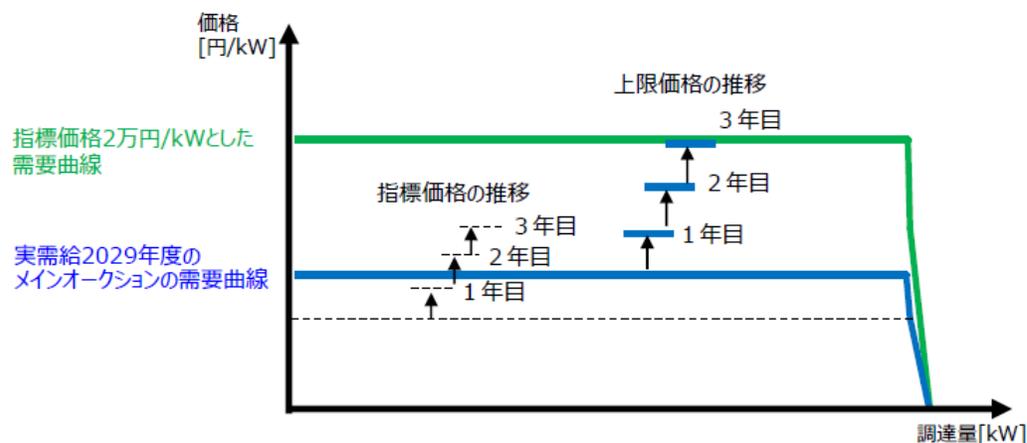
- 案①は、指標価格を段階的に引き上げるものであり、在り方検討会では上限価格を毎年0.5万円/kWずつ3年かけて段階的に引き上げる案が例示された。

■ 影響緩和措置案として示された、指標価格（Net CONE）を段階的に引き上げる方法（案①）の具体的なイメージを以下に示す。

- 数年後に最新のコスト諸元を用いた指標価格での需要曲線となるよう、移行期間中は現行の指標価格（上限価格）に毎年定額を加算する形で段階的に引き上げていくイメージとなる。
- 今後も定期的に発電コスト検証WGの試算結果が公表される可能性を踏まえると、2～3年かけた段階的な引き上げであれば、毎年定額に近い形での引き上げが可能と想定。

第71回容量市場の在り方等
に関する検討会
(2026年1月)

3年かけて引き上げた場合のイメージ



上限価格の推移

- (参考) 現行：1.5万円/kW
- 1年目：2.0万円/kW
 - 2年目：2.5万円/kW
 - 3年目以降：3.0万円/kW

案A-1：指標価格（Net CONE）以上はマルチプライス方式を適用

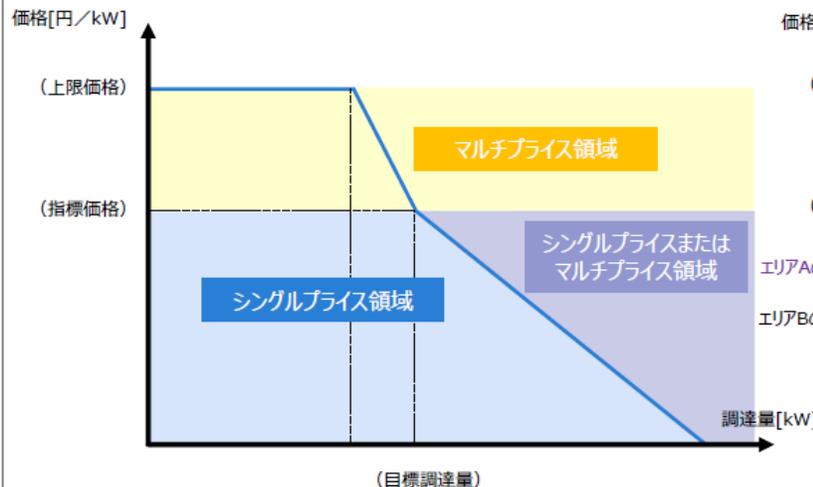
- 案A-1として、指標価格までは現状通り原則シングルプライスで価格を決定し、指標価格以上の応札についてはマルチプライスで約定価格を決定する案が示された。

- 影響緩和措置案の案A（Net CONE以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
- 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 追加処理する電源等の応札価格が隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超える場合以外に、応札価格が指標価格以上の電源は全てマルチプライス方式が適用される。
 - 全国交点が指標価格以上となる場合、全エリア*のエリアプライスが指標価格となる。

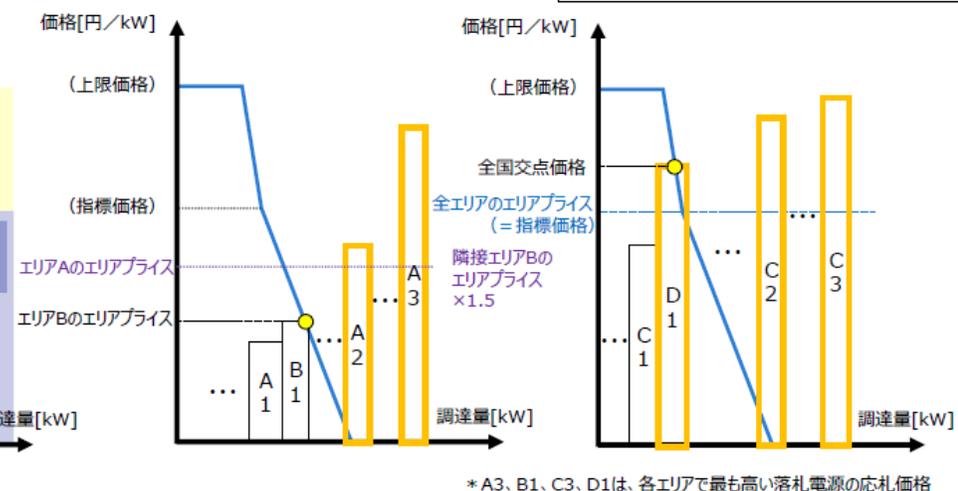
※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札価格が指標価格以下となる場合を除く。

第71回容量市場の在り方等に関する検討会(2026年1月)

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例

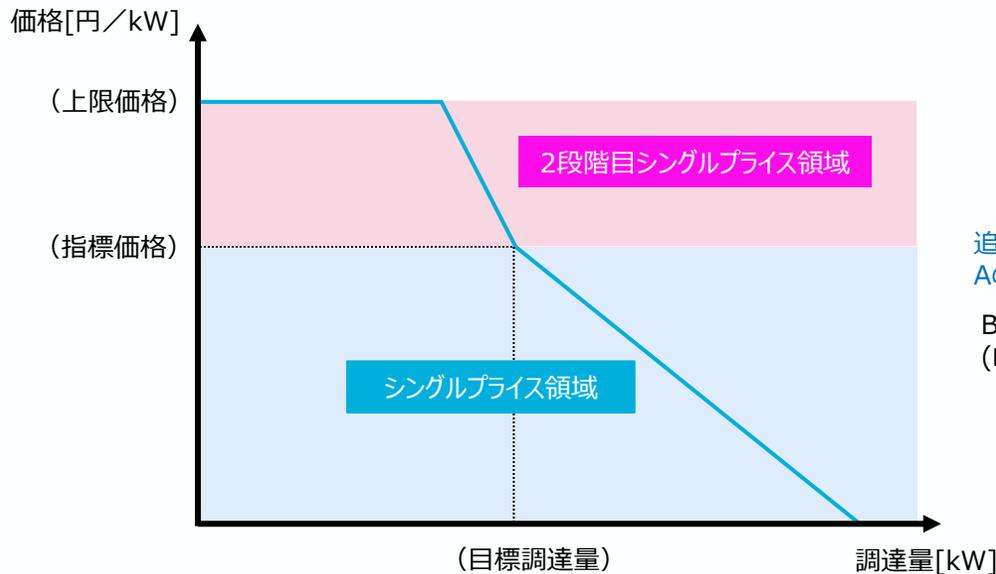


* A3、B1、C3、D1は、各エリアで最も高い落札電源の応札価格

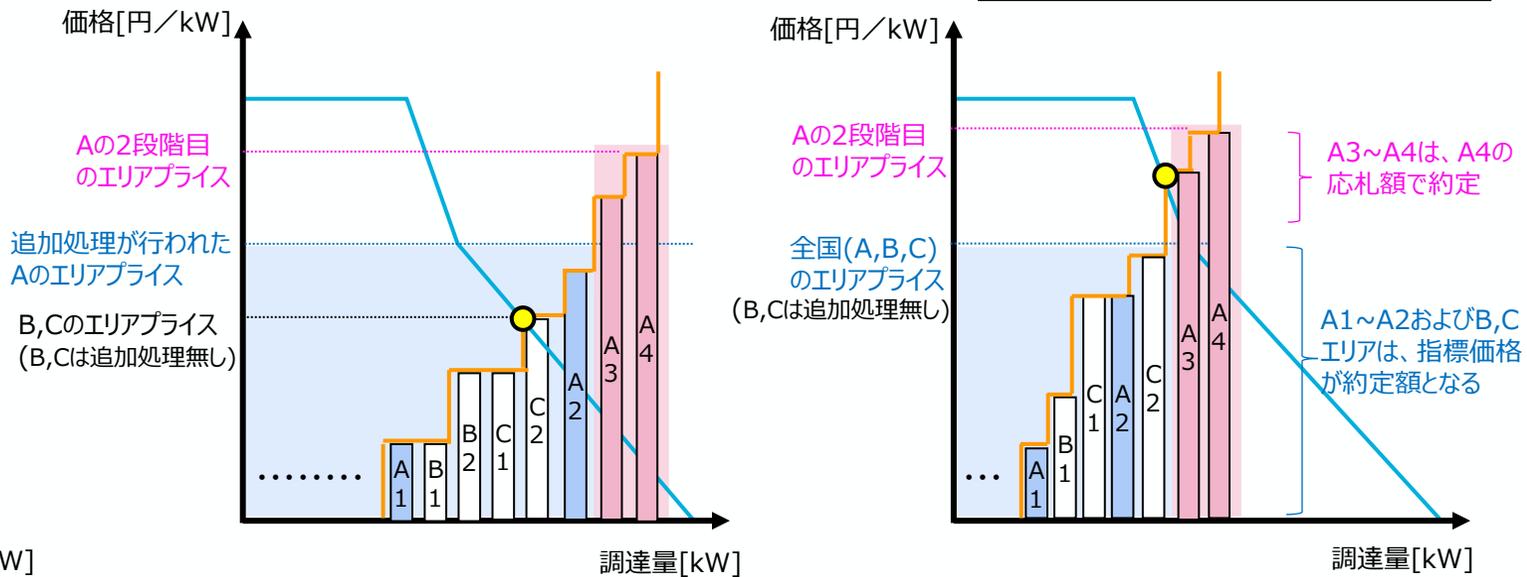
案A-2：シングルプライス約定の2段階化（案A-1への適用イメージ）

- 案A-2として、シングルプライス上限を超える応札価格の電源等に対しても2段階目のシングルプライス方式を適用し、指標価格と上限価格の間（2段階目シングルプライス領域）に位置する電源については、当該範囲内の最も高い電源の約定額を当該範囲内の他の電源にも適用する案が示された。

約定候補電源の領域別約定ルール



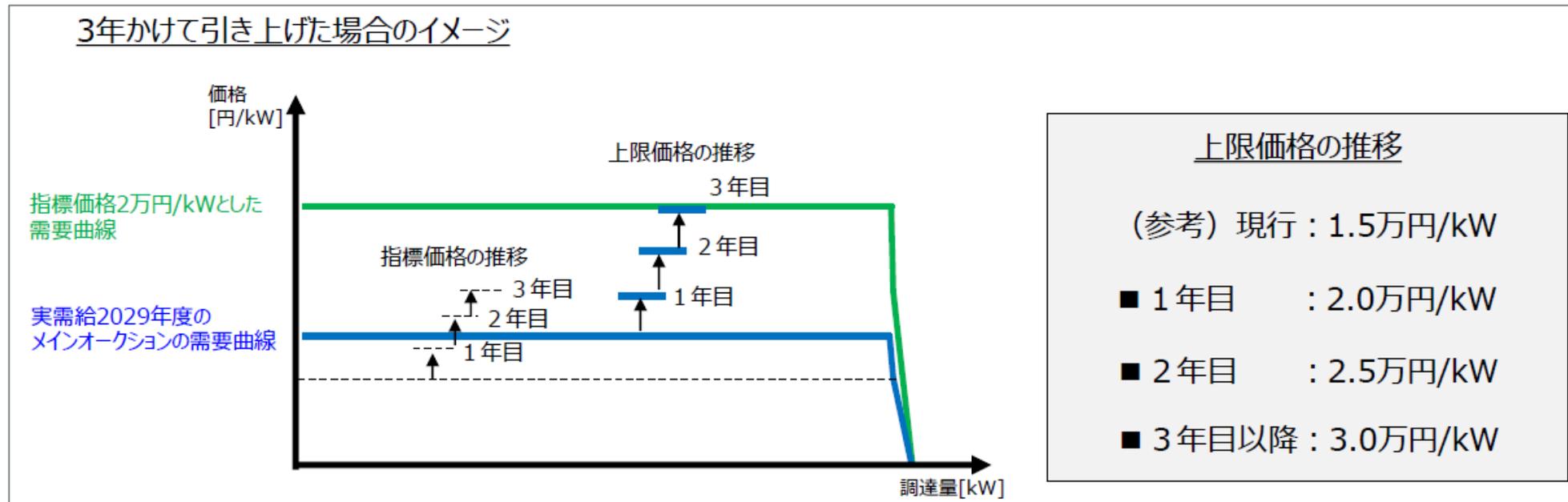
約定電源の約定価格例



影響緩和措置の候補（案①の評価）

- 案①は、在り方検討会の委員・オブザーバーの方々より一定の支持が得られたものの、段階的に指標価格を引き上げるため、指標価格が実態に見合う水準に達するまでに数年のタイムラグが生じる。
- 加えて、上限価格も同様に段階的に引き上がるため、直近年度においては、供給力確保量が限定的（例えば、1年目は2.0万円/kW以上の応札を確保できない）となることも考えられることから、指標性および供給力確保の観点においては、効果が限定的ではないか。

第71回容量市場の在り方等
に関する検討会
(2026年1月)



影響緩和措置の候補（案A-1と案A-2の評価）

- 「指標価格以上をマルチプライスとする案（案A-1）」と「シングルプライス領域を2段階に設定する案（案A-2）」を比較すると、どちらも以下のメリットが考えられる
 - 上限価格は約3万円/kWまで上昇するため、これまで上限で非落札になっていた電源を取り込むことができる
 - シングルプライス領域を制限することで、約定総額を抑制できる
- 一方、案A-1においては、マルチプライス領域の電源が利益（生産者余剰）を得られず、電源維持のインセンティブが低下するおそれが生じる。
- 供給力の確保という容量市場の目的と、小売事業者の容量拠出金負担の影響緩和とのバランスを取るにはどちらの案が望ましいかが論点となるが、足下の供給力確保の必要性を踏まえると、案A-2を採用することが望ましいのではないかと考えられる。

		メリット	懸念事項	その他
案A-1	【P.16参照】 指標価格 (Net CONE)以上は マルチプライス方式 を適用	<ul style="list-style-type: none"> • 上限価格は約3万円/kWまで上昇するため、これまで上限で非落札になっていた電源を取り込むことができる。 • 最新のコスト検証WGを反映しつつ、シングルプライス領域を制限することで、約定総額を抑制できる。 	<ul style="list-style-type: none"> • マルチプライス領域の電源は、利益（生産者余剰）を得られず、電源維持のインセンティブが低下するおそれ。 • 約定処理が変わるため、広域機関における約定処理システムの改修が伴う。 ⇒4月までに決定できれば、26年度メインオークションからの採用が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> • Net CONE以上で応札予定の電源に対する事前監視は、現状維持の方針。（応札状況により、見直しの可能性あり）
案A-2	【P.17参照】 シングルプライス 領域を2段階に設定	<ul style="list-style-type: none"> • 上限価格は約3万円/kWまで上昇するため、これまで上限で非落札になっていた電源を取り込むことができる。 • 最新のコスト検証WGを反映しつつ、シングルプライス領域を制限することで、約定総額を抑制できる。 • 維持するためのコストが高価格帯の電源に対しても、シングルプライスを適用することができるため、電源を維持するためのインセンティブを残すことが期待される。 	<ul style="list-style-type: none"> • 約定処理が変わるため、広域機関における約定処理システムの改修が伴う。 ⇒4月までに決定できれば、26年度メインオークションからの採用が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> • Net CONE以上で応札予定の電源に対する事前監視は、現状維持の方針。（応札状況により、見直しの可能性あり）

指標価格（Net CONE）見直しに伴う影響緩和措置の適用期間について

（適用時期について）

- 最新のNet CONEを反映した指標価格への見直しおよび影響緩和措置の実施は、広域機関の約定処理の準備が整い次第、2026年度メインオークションから採用することとしたい。

（適用期間について）

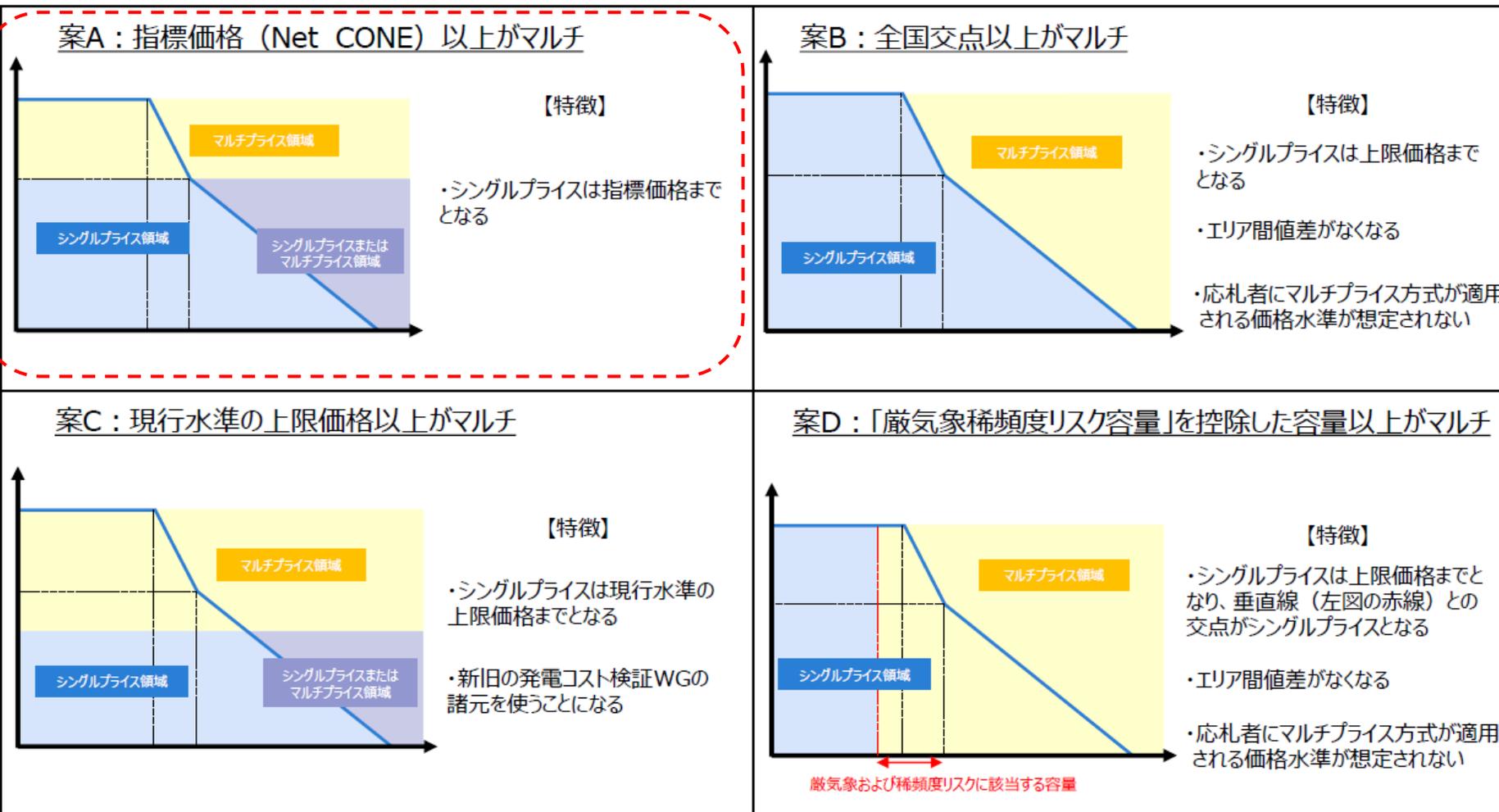
- 今回、上限価格が約1.5万円/kWから約3.0万円/kWに引き上がることで、発電事業者の応札行動如何によっては、約定総額が急激に変化する可能性も考えられる。
- そのため、本措置をどの程度の期間継続するかは、2026年度メインオークションの結果を踏まえ、応札行動の変化などを確認した上で、約定総額や容量確保などの観点を総合的に考慮の上、改めて国の審議会等にて判断することとしてはどうか。

【参考】 シングルプライス領域の上限設定における案A～Dのまとめ

- 広域機関による在り方検討会（2026年1月30日）において、シングルプライス領域の上限設定については、案A～Dが例示されイメージや特徴が整理された。なお4案の中では、案Aが支持される結果となった。

第71回容量市場の在り方等に関する検討会(2026年1月)

■ シングルプライス領域の上限設定（案②）における案A～Dのイメージや特徴について、以下にまとめた。



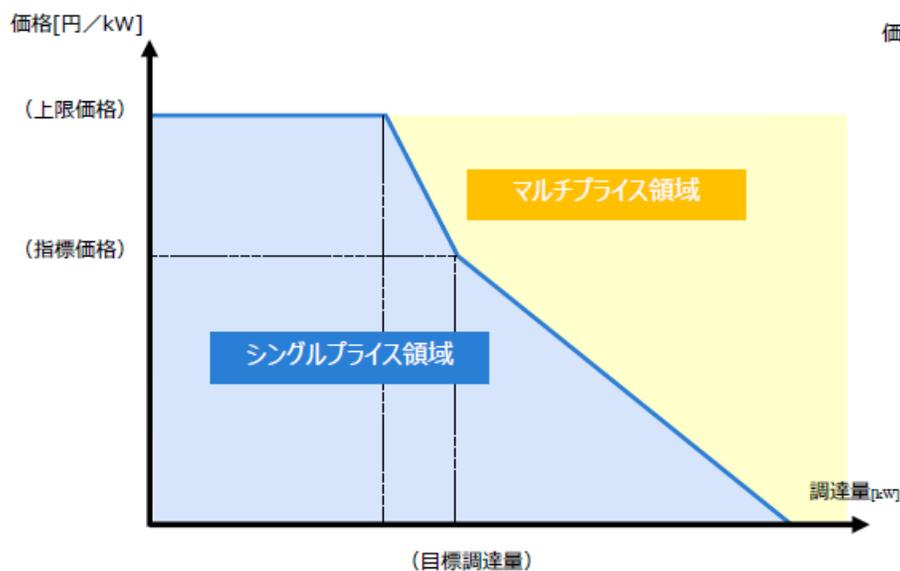
【参考】案B：全国の需要曲線と供給曲線の交点以上はマルチプライス方式を適用

第71回容量市場の在り方等に関する検討会(2026年1月)

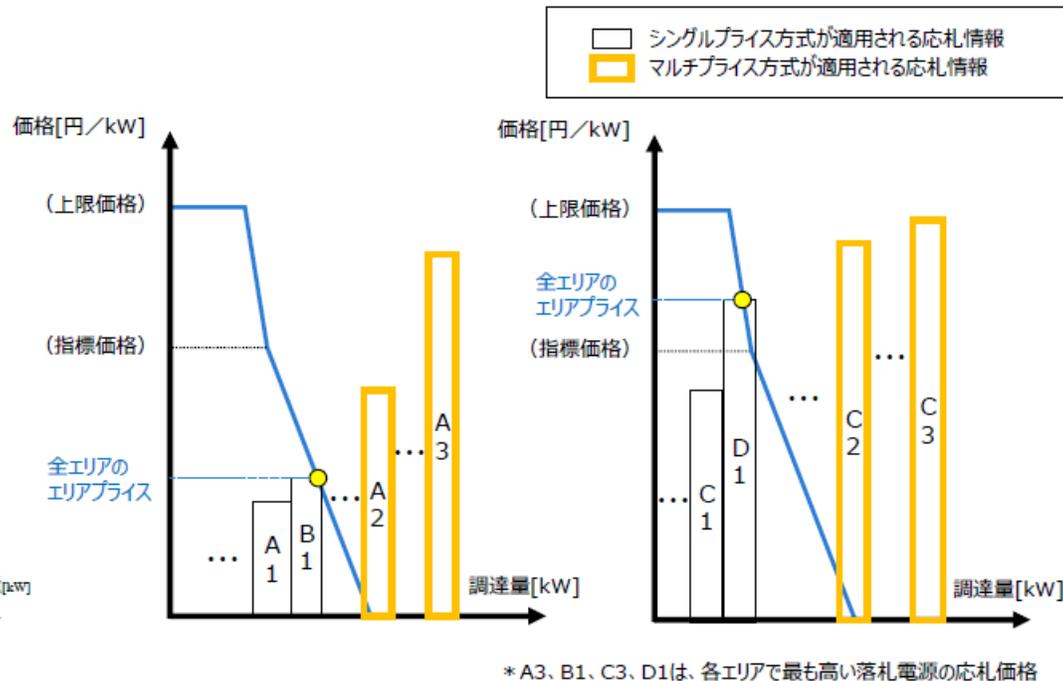
- 影響緩和措置案の案B（全国交点以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
- 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 追加処理される電源等の約定価格は、全てマルチプライス方式が適用される。
 - 全エリア※のエリアプライスが全国交点での価格となる。

※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札価格が全国交点以下となる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例

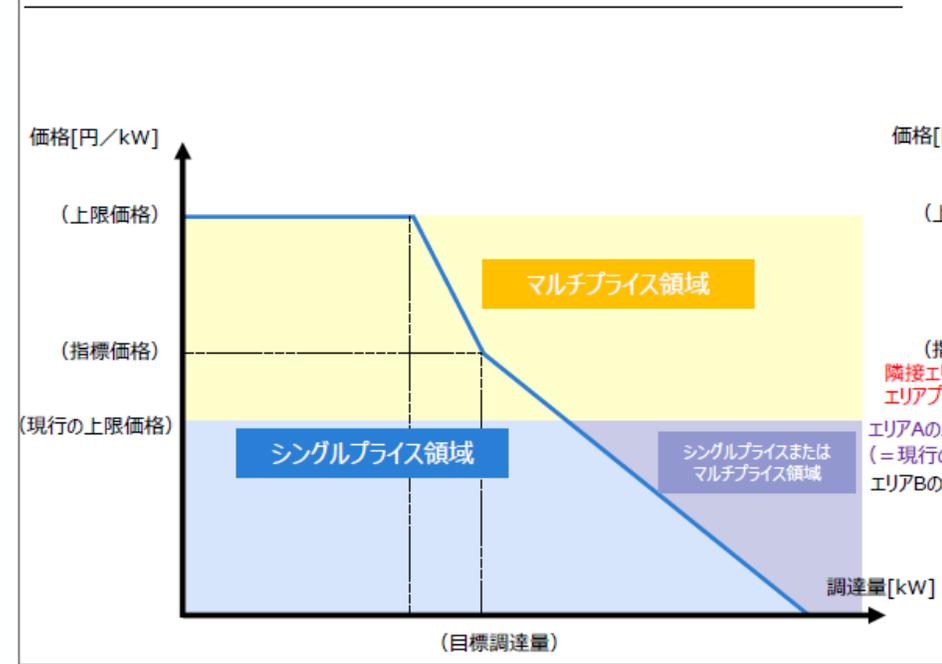


【参考】 案C：現行水準の上限価格(約1.5万円/kW)以上はマルチプライス方式を適用

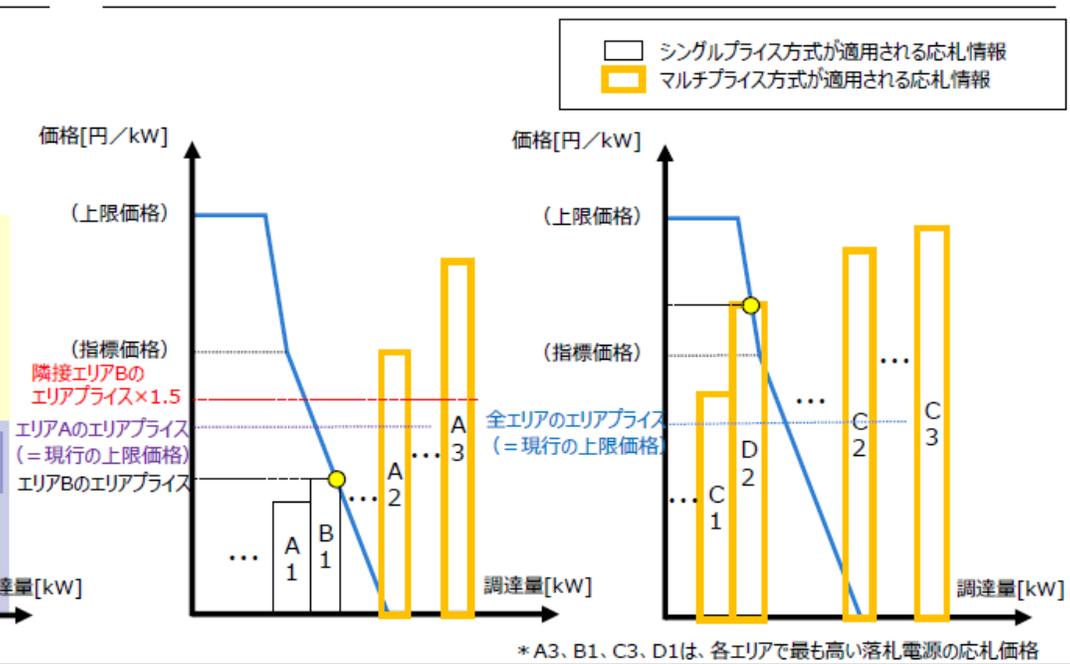
第71回容量市場の在り方等に関する検討会(2026年1月)

- 影響緩和措置案の案C（現行水準の上限価格（約1.5万円/kW）以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
 - 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 追加処理する電源等の入札価格が隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超える場合以外に、応札価格が現行の上限価格以上の電源は全てマルチプライス方式が適用される。
 - 全国交点が現行の上限価格以上となる場合、全エリア※のエリアプライスが現行の上限価格となる。
- ※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札価格が現行の上限価格以下となる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



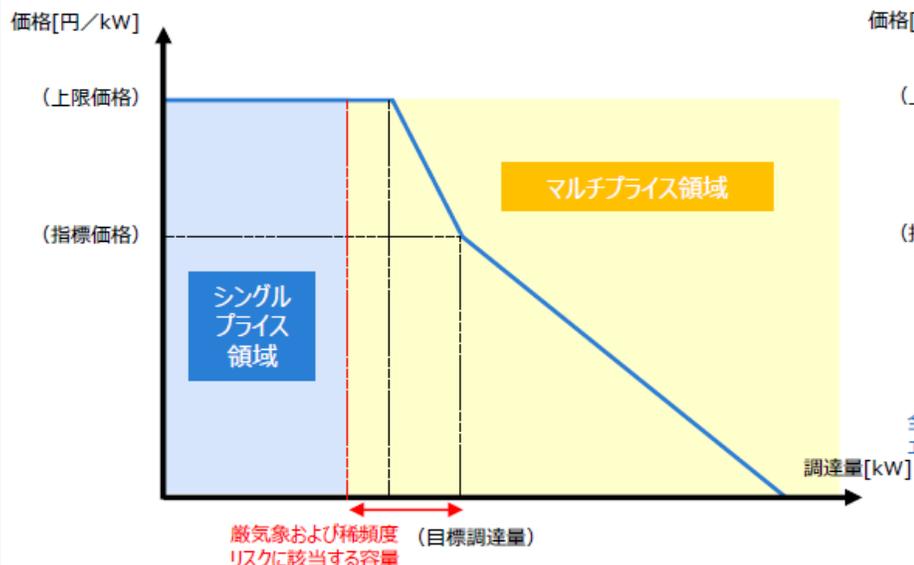
【参考】案D：目標調達量の内、厳気象および稀頻度リスク分はマルチプライス方式を適用

第71回容量市場の在り方等に関する検討会(2026年1月)

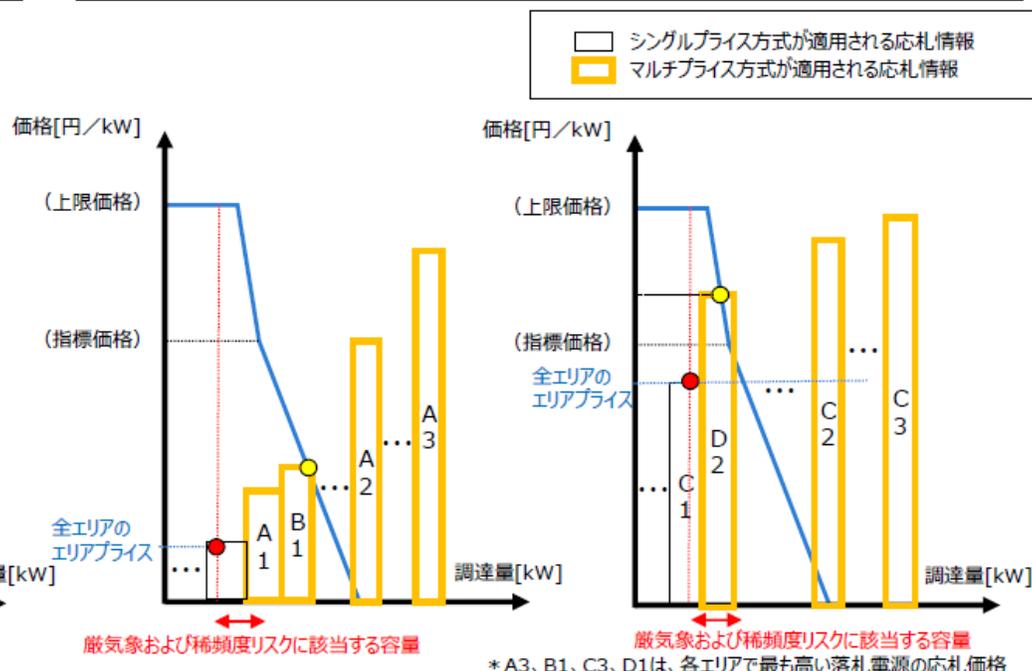
- 影響緩和措置案の案D（目標調達量から「厳気象および稀頻度リスクに該当する容量」を控除した容量以上をマルチプライス）の具体的なイメージを示す。
- 現行の約定処理の手順からの主な変更点や、約定結果に対する影響は以下が想定される。
 - 目標調達量から「厳気象および稀頻度リスクに該当する容量」を控除した位置にある応札情報の価格が全エリア※のエリアプライスとなり、それ以降の応札情報には全てマルチプライス方式が適用される。

※減少処理があり、減少処理のあったエリアの減少処理後の最も高い落札電源の応札情報が全国のエリアプライスを決めた入札情報の入札価格よりも低くなる場合を除く。

約定候補電源の領域別約定ルール



約定電源の約定価格例



1. 電源新設を促進する施策についての整理
2. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し
- 3. 目標調達量に係る諸元の見直し（調整力等委より）**

検討事項①：EUE算定における月の細分化

検討事項②：計画外停止率の見直し

検討事項③：年間計画停止可能量の見直し

4. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方

調整力等委における算定結果等の要旨

- 2026年1月28日に実施された第115回調整力等委において、目標調達量に関連する各種諸元の算定が行われたためご確認いただきたい。
- なお、本事項は、第113回調整力等委（2025年11月26日）にて課題提起された供給信頼度評価に関する課題の内、検討事項①～③について、至近の実績等にもとづき算定されたものである。
 - ✓ 検討事項①：春季・秋季厳気象対応分につき、月を前半・後半等に細分化することで、より合理的な評価を実施
 - ✓ 検討事項②：3年周期で見直すこととしているEUE算定向け計画外停止率を、2022年度～2024年度実績に更新
 - ✓ 検討事項③：年間停止可能量及び追加設備量の見直し
 （年間停止可能量を1.9ヶ月から2.4ヶ月へ見直すこととし、年間停止可能量の見直しに伴い追加設備量を更新）

検討事項		見直し結果	第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2025年1月28日)
①	<ul style="list-style-type: none"> ● EUEによる需給バランス評価について、月を前半・後半等に細分化することで、より合理的な評価を行うことができるのではないか。 	<今回議題1-1にて審議> <ul style="list-style-type: none"> ● ツール改修までは、春季・秋季厳気象対応分について、6月に適用した簡易的手法を春季・秋季各月に適用し、24断面を考慮した12断面評価を行う。 ● ツール改修後は、全12か月を前後半に細分化した、24断面で需給バランス評価を行う。 	
②	<ul style="list-style-type: none"> ● 至近3カ年平均の実績から算定し、3年周期で見直すこととしているEUE算定向け計画外停止率について、2022年度～2024年度の実績による見直しが必要。 	<今回審議事項> <ul style="list-style-type: none"> ● 2022年度～2024年度の実績から算定したEUE算定向け計画外停止率を適用（P14の通り） 	
③	<ul style="list-style-type: none"> ● 今般の需給ひっ迫等で補修停止計画の調整が発生している状況ならびに2025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の内容を踏まえ、年間計画停止可能量及び追加設備量の考え方を改めて整理する必要があるのではないか。 	<今回審議事項> <ul style="list-style-type: none"> ● 年間計画停止可能量2.4か月を確保するための追加設備量を算定する 	
④	<ul style="list-style-type: none"> ● 地内システムの混雑を考慮した供給信頼度評価の考え方の整理が必要ではないか。 	<検討中>	
⑤	<ul style="list-style-type: none"> ● 予備率とEUEの関係性の整理が必要ではないか。 	<検討中>	

検討事項①：春季・秋季における厳気象対応分の算出方法見直しについて

- EUEによる需給バランス評価について、現行のEUEツールは月単位（12断面）で評価を行う仕様であるものの、**月の前半・後半で需要傾向に違いがあることを踏まえると、算定断面を月の前半・後半に細分化することでより精緻な評価になると考え、制度面・ツール面での検討を進めてきた。**
- 直近の試算結果では、春季・秋季の必要量が夏季・冬季と同程度の値まで増加している傾向にあることに加え、算定断面毎の値のばらつきが当時より拡大している。
- そのため、**春季・秋季の厳気象対応分については、以下の対応を行うことが整理された。**
なお、夏季・冬季の厳気象対応分については、厳気象H1需要の最大1断面に対応する値であるため、細分化によって算出結果は変化しない。
 - (1) 春季・秋季の厳気象対応分の算出方法
 - ▶ **春季・秋季の厳気象対応分について、これまで各月で算出した値の平均値を採用してきたが、今後は各月前後半で算出した値をそれぞれ採用する。**
 - (2) 算出の対象年度
 - ▶ これまで、2017,2018年度実績を元に算出した値を使ってきたが、**今後は2015-2024年度の実績を元に、上記(1)にあわせて各月前後半で算出した値をそれぞれ採用し、必要に応じて見直す。**
- 前後半の需要を考慮した結果、今回の試算では、従来手法と比べ、春季・秋季の厳気象対応分の減少に伴い、追加設備量が減少することが主要因となり目標調達量は、265万kW減少した。
- なお、本算定結果は、ツール改修前の簡易的評価により2026年度追加オークションより適用可能であることも示された。

【参考】 検討事項①：見直し後における必要供給力イメージ

(参考) 簡易的手法を4月に適用した場合のイメージ

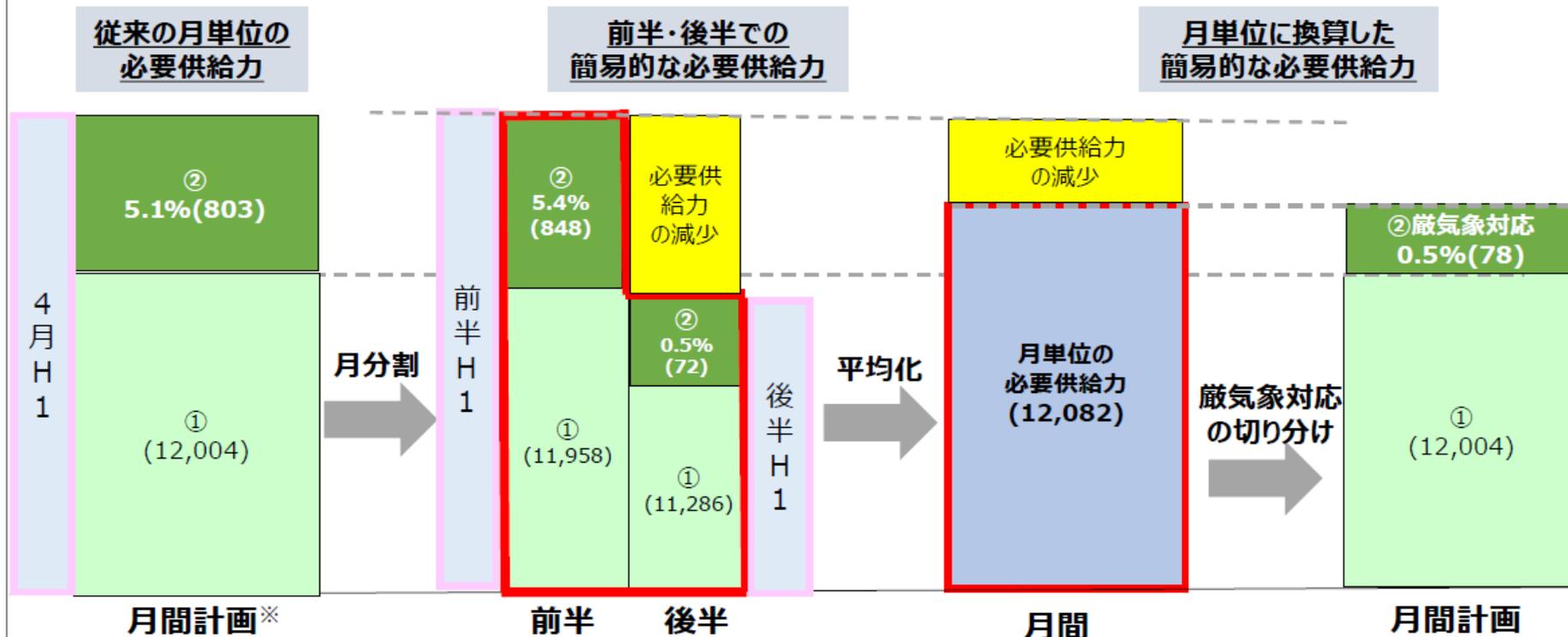
23

第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

- 簡易的手法では、月の前後半の需要を考慮して前後半でそれぞれ厳気象対応分を求め、月単位の必要供給力を算出してから、厳気象対応分の必要量を求める。
- 従来手法では、2026年度4月は5.1%となるが、簡易的手法の適用により、0.5%となる。

<2026年度4月における試算結果>

① 確率論的
必要供給力
② 厳気象
対応分
※%は8月H3需要で割った値
()内は万kW



※月間計画の算定期間に基づく値。月間値・前半値・後半値のいずれかとなる (2026年度供給計画における算定期間は28スライド参照)

【参考】 検討事項①：見直し後における目標調達量の試算結果

見直し時の目標停電量・目標調達量の試算結果

25

第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

- 前後半の需要を考慮した簡易的手法を適用した場合、目標停電量は増加し、目標調達量は減少した。
- 今回試算では従来手法と比べ、春季・秋季の厳気象対応分の減少に伴い、追加設備量が減少することが主要因となり、目標調達量は265万kW減少した。

<今回試算結果(2026年度)*1>

()内は従来手法との差分

	全国H3需要 [万kW]	偶発的需給 変動対応分 [%]	厳気象対応分 [%]		稀頻度リスク 対応分 [%]	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 変動対応分 [%]	追加設備量 [%*2]	目標調達量 [万kW]
			夏冬	春秋					
従来手法	15,905	6.9	4.0	3.9	1.0	0.022	2.0	3.5	18,676
今回試算結果			3.8	各月の値 下表参照		0.050		2.0	18,411 (▲265)

<今回試算時の厳気象対応分>

夏季	冬季	4月		5月		6月		10月		11月		3月	
2.7	3.8	0.5		▲0.9		4.9		1.1		1.2		1.2	
		5.4	0.5	1.7	1.8	3.9	13.4	5.7	3.0	3.5	5.0	4.4	4.8

*1:2026年度調整係数算定時の諸元をベースに計算、条件が変わることで数値が変わることに注意
*2:春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

検討事項②③：EUE算定向け計画外停止率および年間計画停止可能量の見直し

(計画外停止率)

- 現在、供給信頼度評価に用いているEUE算定向け計画外停止率は、2019年度～2021年度の実績から算出した結果を適用しており、これは3年周期で見直すこととしている。
 そのため、2022年度～2024年度の実績を集約・分析が行われた。
- 計画外停止率は、大規模な設備故障があると停止率は増加する一方、需給影響などにより作業繰り延べ等が発生すると減少するため、年度毎のバラツキがあるものの3ヶ年平均としては、火力・揚水は増加、水力は減少する結果となった。
- 計画外停止率の見直しにより、結果的に目標調達量は、87万kW減少する試算結果となった。
 なお、本検討結果は、2026年度追加オークションから適用可能であることが示された。

(年間計画停止可能量)

- 年間計画停止可能量の月換算1.9カ月については、2019年度供給計画における計画停止量から整理されている。今回、年間計画停止可能量（1.9カ月）に対する計画停止量の確認は、第78回本委員会と同様の方法を採用し、至近3カ年（2023～2025年度）の供給計画諸元にて、新たな基準の試算を行った。
- その結果、3カ年平均で2.4カ月程度の基準となった。年間の計画停止量は増加傾向であり、また計画停止可能量は余裕分を織り込む必要があることも踏まえ、今後は年間計画停止可能量2.4カ月を確保するための追加設備量を適用するものと整理された。
- 計画外停止率および年間計画停止可能量の両方を反映して試算した結果、容量市場の目標調達量は+850万kW増加する結果となった。（検討事項②および③の合計）
 なお、本算定結果も、2026年度追加オークションより適用可能であることが示された。

【参考】 検討事項②：計画外停止率の分析結果

14

第115回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

EUE算定向け計画外停止率の分析結果まとめ

- EUE算定向け計画外停止率の分析結果をまとめると下表のとおり。
- 大規模な設備故障があると停止率は著しく増加する一方、需給影響などにより作業繰り延べ等が多く発生すると停止率は減少するため、**年度による数値のばらつきがあり、今後も複数年のデータを抽出することが重要。**
- EUE算定向け計画外停止率については、**引き続き3年周期でデータを集約・分析すること**でどうか。
- なお、**本数値は供給計画時点からの停止・抑制の変化量であり、純粹なトラブル停止率ではないことから、あくまでEUE算定に用いる数値であり、他の用途で用いる場合には注意が必要。**

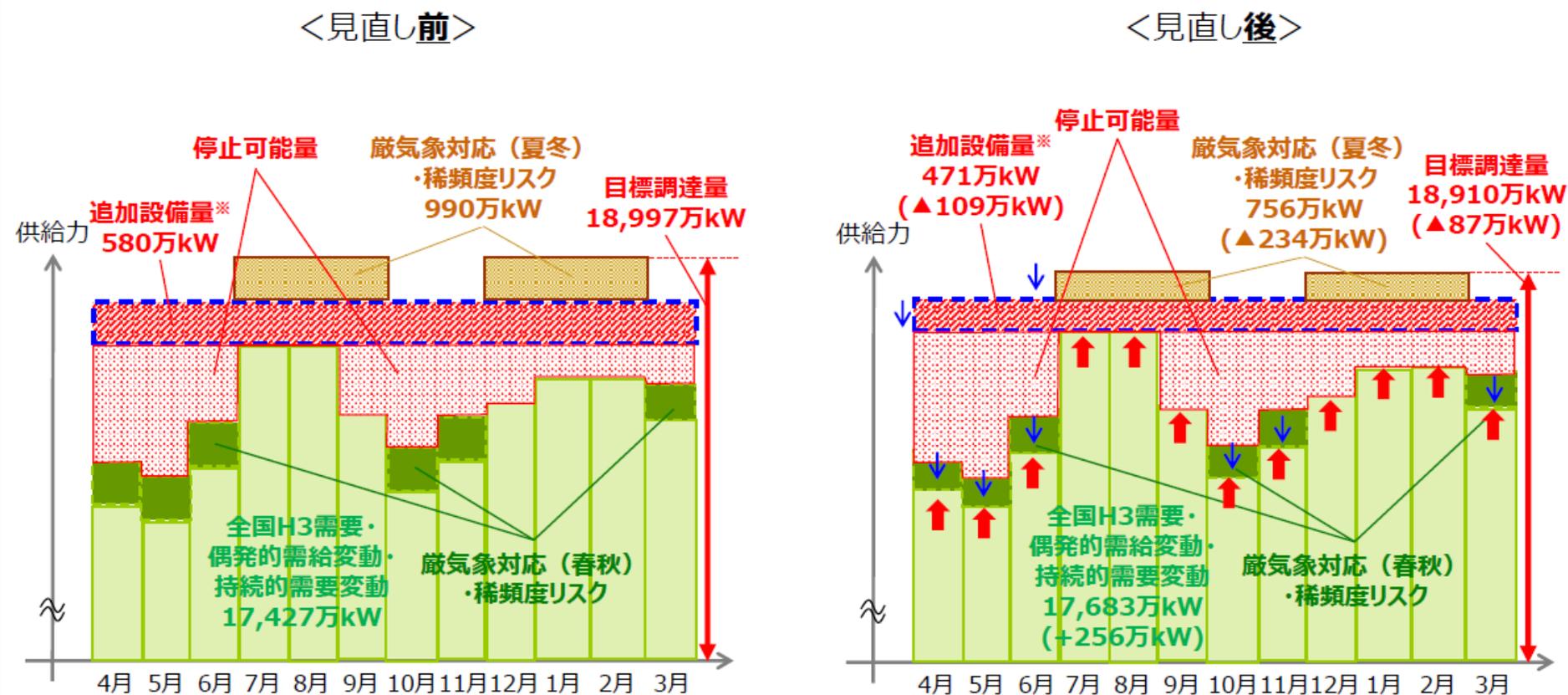
EUE算定向け 計画外停止率		前回調査結果 (2019～2021)	今回調査結果 (2022～2024)	備考
火力		4.3%	5.6%	事業者データによる分析結果より
水力	揚水	1.2%	2.5%	
	自流・調整池式	4.3%	3.4%	
	貯水式	2.1%	1.7%	
原子力		4.3%	5.6%	火力の計画外停止率を準用
再エネ	太陽光	—	—	EUE算定時の出力比率に 計画外停止等 が考慮されているため、 計画外停止は設定しない。
	風力	—	—	
	地熱・バイオマス		4.3%	5.6%

【参考】 検討事項②： 計画外停止率の見直しにおける目標調達量の試算結果

(参考) EUE算定向け計画外停止率を見直した場合の目標調達量の試算結果

36

第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2025年1月28日)



※ 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

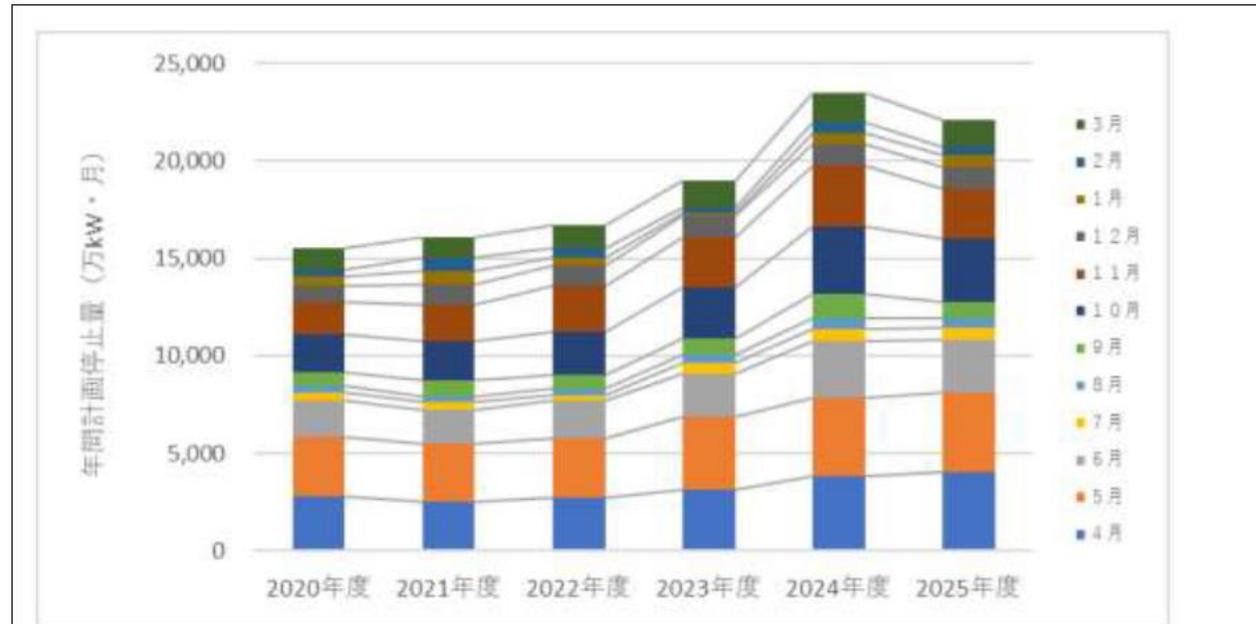
【参考】 検討事項③： 2020年度以降の年間計画停止量の推移

(参考) 2025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

17

第115回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

- 2025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おいて、2020年度以降、年間計画停止量が増加傾向であることが示されており、端境期の需給ひっ迫と補修量の増加傾向を踏まえ、年間の計画停止可能量の見直し検討を実施する必要があるとの意見を行っている。



添付図 7-2 年間計画停止量の推移 (全国合計)

※過去の供給計画取りまとめにおける第一年度の補修量より作成

※2024年度は能登半島地震(2024年1月1日発生)による電源トラブルを含む



出所) 2025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 (2025年3月28日)
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/250328_kyoukei_iken.pdf

【参考】 検討事項③：年間停止可能量および追加設備量の試算結果

各年度供給計画における確認結果

27

第115回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

- 至近3カ年の供給計画諸元において、計画停止量の確認及び、見直す場合の新たな基準の試算を行った結果、**年間を通しての計画停止量も1.9カ月を超えており、見直しを行う場合は、3カ年平均で2.4カ月程度の基準**となった。
- 年間の計画停止量は増加傾向であり、また計画停止可能量は余裕分を織り込む必要があることも踏まえ、**今後は年間計画停止可能量2.4カ月を確保するための追加設備量を算定**することでどうか。
- なお、EUE算定断面細分化により、スタッキングレシオ確保のために必要な年間計画停止可能量が増加することも考えられるため、今後の実績等を踏まえ、改めて見直しを検討する。

<各年度供給計画における確認結果>

	項目	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
実態確認	計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965	26,874	31,619	31,014
	計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56	1.72	2.02	2.02
	計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	-	293	361	289	491	810	900
	超過月(最大)	-	12月	2月	2月	12月	11月	1月
見直し後	計画停止可能量 [月換算]	1.90	2.08	2.13	2.09	2.21	2.40	2.46
	(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月	12月	11月	1月
	追加設備量 [万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)	808 (+491)	1,032 (+810)	1,174 (+900)
	年間計画停止可能量 [万kW・月]※追加設備量考慮後	29,922	33,344 (+3,505)	33,934 (+4,331)	32,734 (+3,469)	35,549 (+5,887)	39,520 (+9,725)	40,038 (+10,802)

()は、各年度において、1.9カ月基準で算定した場合との差分

* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

【参考】 検討事項②③：計画外停止率および計画停止可能量の見直しによる目標調達量の試算結果

(2) EUE算定向け計画外停止率及び計画停止可能量（追加設備量）見直しの影響
 目標調達量・目標停電量の試算結果について<2029年度>

37

第115回調整力及び需給バランス
 評価等に関する委員会
 (2025年1月28日)

- EUE算定向け計画外停止率見直しを行い、さらに、年間計画停止可能量・追加設備量の見直しを反映して、容量市場の目標調達量を試算した結果は下表の通り。

<2025年度容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の諸元を用いた試算結果※1>

	全国H3需要 (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 [%]	追加設備量 [%]※2	目標調達量 [万kW]
			夏季・冬季	春季・秋季					
今回試算 (2029年度)	16,179	7.3	3.7	3.2	1.0	0.023	2.0	(1.9ヵ月) 2.9	18,910 (▲87)
								(2.4ヵ月) 8.7	19,847 (+850)
【参考】 2025年度 メインオークション (対象2029年度)	16,179	5.7	5.1	4.4	1.0	0.009	2.0	(1.9ヵ月) 3.6	18,997

※1 本結果は、2025年度容量市場メインオークション時の諸元を用いた試算であり、今後、諸元の更新等により数値が変わりうることに留意
 また、厳気象対応については、現行の算出方法により算出
 ※2 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

【参考】 検討事項③：追加設備量の見直しによる効果

- 至近3年（2023～2025年度）の計画停止量を確認した結果、いずれの年も年間を通して計画停止可能量である1.9カ月に収まっておらず、必要供給力を満たせない状況であった。今回、年間停止可能量を1.9ヶ月から2.4ヶ月へ見直すことで、より実態に即した調達量に改善することができる。

年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認

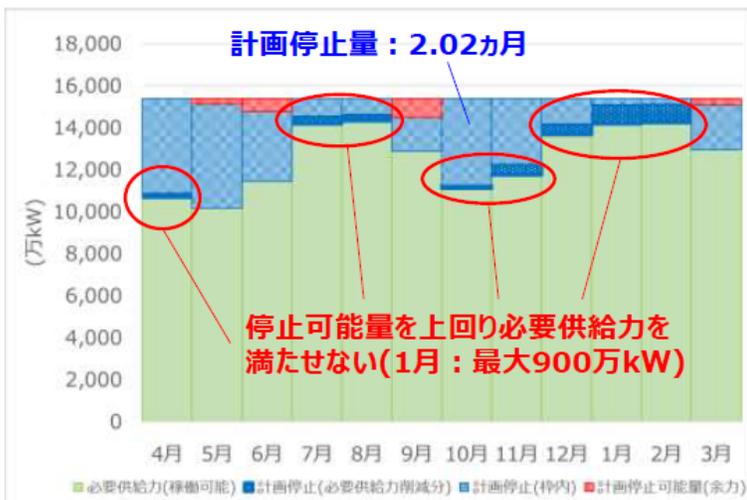
2025供給計画諸元における計画停止量の確認及び新たな基準の試算

21

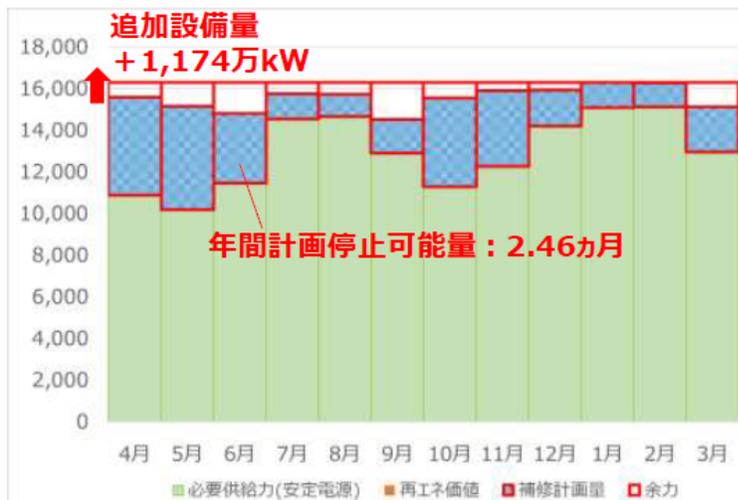
第115回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

- 2025年度供給計画諸元での確認の結果、**年間を通しての計画停止量が1.9カ月に収まっておらず、各月においても、計画停止可能量を超える計画停止量が計上(最大900万kW)**されており、必要供給力を満たせない状況であった。
- この結果を踏まえて、**年間の計画停止可能量の基準を見直す場合、基準は2.46ヵ月となり、追加設備量は+1,174万kW増加**する。

<2025年度供給計画(2025年度)の確認結果>



<年間計画停止可能量見直し場合の試算>



検討事項①②③：目標調達量の試算結果

- 第115回調整力等委における検討事項①②③の算定結果をもとに試算すると、目標調達量は2025年度メインオークション基準で、18,997万kWから19,581万kWへ、+584万kWの増加となった。

第115回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

<2025年度容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の諸元を用いた試算結果※1>

	全国H3需要 (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 [%]	追加設備量 [%]※2	目標調達量 [万kW]
			夏季・冬季	春季・秋季					
今回試算 (2029年度)	16,179	7.3	3.5	1.9 (平均値)	1.0	0.059	2.0	(2.4ヵ月) 7.2	19,581 (+584)
【参考】 2025年度 メインオークション (対象2029年度)	16,179	5.7	5.1	4.4	1.0	0.009	2.0	(1.9ヵ月) 3.6	18,997

※1 本結果は、2025年度容量市場メインオークション時の諸元を用いた試算であり、今後、諸元の更新等により数値が変わりうることに留意

※2 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

検討事項①②③：容量市場への適用時期

- 今回の算定結果を今後の供給信頼度評価へ適用するにあたり、技術的に可能な時期も示された。
- 以上の見直しを行った際に、直近で影響を受けるものは以下の通りである。
 - ・ 2026年度実施（2027年度実需給）の追加オークション
 - ・ 2026年度実施（2030年度実需給）のメインオークション

第115回調整力等委では、本技術的な検討に対して賛同が得られたことから、**直近の2026年度実施（2027年度実需給）の追加オークションから、見直し結果を反映させてはどうか。**

検討事項①：春季・秋季厳気象対応分における月を前半・後半等への細分化

(2) 供給計画・容量市場への適用時期について	34
<ul style="list-style-type: none"> ■ まず前提として、2026年度以降の供給計画では、短期断面の補完的確認のためのH3予備率評価について、各月を前後半に細分化した24断面での評価を行い、長期断面についてはこれまで通り12断面評価を行うこととしている。 ■ EUE評価については、EUEツール・容量市場システムの改修が必要であることから、改修完了後の2027年度に実施する計算から24断面評価を適用し、それまでの間は簡易的評価を適用することでどうか。 ■ ただし、容量停止計画調整はメインAXの結果を調整することから、それぞれの評価方法を適用したメインAX対象年度に対する調整を実施する年度から適用することでどうか。 ■ 以上の内容をまとめると下表のとおり。 ■ なお、容量市場における具体的対応は、国や容量市場検討会と連携して進めていく。 	

		ツール改修前 簡易的評価	ツール改修後 24断面評価
供給計画	短期断面 (第1,2年度)	2026年度供給計画取りまとめ	2028年度供給計画取りまとめ
	長期断面 (第3年度以降)		簡易的評価を継続する
容量市場	メインオークション	2026年度（実需給:2030年度）	2027年度（実需給:2031年度）
	追加オークション	2026年度（実需給:2027年度）	2027年度（実需給:2028年度）
	容量停止計画調整	2028年度（実需給:2030年度）	2029年度（実需給:2031年度）

検討事項②：計画外停止率の見直し

検討事項③：年間停止可能量及び追加設備量の見直し

第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2025年1月28日)

まとめ
<ul style="list-style-type: none"> ■ 供給信頼度評価におけるEUE算定向け計画外停止率および年間計画停止可能量（追加設備量）の取扱いについて、以下のように整理した。 <p><検討事項②：EUE算定向け計画外停止率の見直し></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 2022年度～2024年度の実績から算定したEUE算定向け計画外停止率を適用する（P14の通り）。 <p><検討事項③：年間計画停止可能量（追加設備量）の見直し></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 至近の実績を踏まえ、年間計画停止可能量2.4ヵ月を確保するための追加設備量を算定する。 ➢ なお、EUE算定断面細分化により、スタッキングレシオ確保のために必要な年間計画停止可能量が増加することも考えられるため、今後の実績等を踏まえ、改めて見直しを検討する。 <ul style="list-style-type: none"> ■ これらは、今後の供給信頼度評価への速やかな適用を目指すこととし、具体的な開始時期は下表の通りとするものの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。

対応方針のまとめ

分類		適用項目	開始時期
容量市場	メインオークション	②EUE算定向け計画外停止率見直し ③年間計画停止可能量（追加設備量）見直し	2026年度（実需給年度2030年度）
	追加オークション		2026年度（実需給年度2027年度）
供給計画			2026年度供給計画取りまとめ

1. 電源新設を促進する施策についての整理
2. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し
3. 目標調達量に係る諸元の見直し（調整力等委より）

検討事項①：EUE算定における月の細分化

検討事項②：計画外停止率の見直し

検討事項③：年間計画停止可能量等の見直し

4. **非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置の在り方**

前回のご議論

- 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について、安定供給の確保と脱炭素の双方が求められる中、**発電事業者としては供給力確保を大前提に脱炭素化の要請とのバランスをとった対応をとる必要があること**や、**非効率石炭のフェードアウトについて一定の方向性を確認しておくことが必要**といった御意見をいただいた。
- 本日は、今後の誘導措置の在り方についてご議論いただきたい。

第110回 制度検討作業部会
(2026年1月23日)

非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置

- 火力発電は、電力需給を満たす供給力、再エネ等による出力変動等を補う調整力として引き続き重要な役割を担っている。第7次エネ基では、**火力全体で安定供給に必要な発電容量 (kW) を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量 (kWh) を減らしていく方針。**
- 容量市場においては、2025年度から非効率石炭火力の高需要期のみ稼働への誘導措置を開始しているところ。具体的には、**設計効率が42%未満**の石炭火力を対象電源とし、**設備利用率50%超**の電源の**容量確保契約金額の減額率を20%**として、設備利用率の高低によって傾斜をつけていく仕組みとしている。
- 今後の誘導措置の在り方については、安定供給の確保を大前提としつつ、GX-ETS等の他制度の影響も考慮しながら、現行措置の設計時に検討された、以下の要素の変更要否も含めて、詳細検討を進めることとしたい。

現行措置の考え方（第48回の本部会での議論）

要素	基準	考え方
①設計効率（対象電源）	42%未満	超々臨界(usc)並みの発電効率未満として設定
②設備利用率	50%超	春秋は停止しつつも夏冬はフル稼働することを想定した設備利用率として設定
③減額率	20%	足下の平均設備利用率67%から減額の閾値50%まで稼働抑制する場合、約20%分の稼働抑制(収入減少)が発生することから設定

非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について

- 第7次エネ基では、「2030年に向け、非効率な石炭火力について、省エネ法や容量市場等の制度的枠組みを活用し、引き続き、事業者の自主的な取組によるフェードアウトを促進していく」とした。2050年CNの実現に向けて、電力の安定供給を確保しつつ着実にフェードアウトを進めていくという観点からは、非効率な石炭火力発電を中心に、必要なkWは維持しつつkWhを減らしていくことが重要。
- 容量市場の稼働抑制措置の対象や強度について、これまで、設計効率が超々臨界（USC）並みの発電効率という考えで対象電源の基準を設定し、春秋は抑制しつつも夏冬の高需要期を念頭においた稼働に対して想定される収入減少相当という考えで設備利用率と減額率を設定した。
- 足下、電力需要が増加する見通しがある一方、供給力不足に対する懸念は一層高まる中、特に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おそれ。さらに、排出量取引制度や化石燃料賦課金（＝カーボンプライシング）の導入・進展等により、LNG火力に比べて（非効率石炭に限らず）石炭火力の経済優位性が劣後し、退出が加速化する可能性。
- また、稼働抑制措置は、対象実需給年度が2025年度のメインオークションから開始したところ、「必要なkWを維持しつつkWhを減らしていく」という観点で強度が必要十分かどうかについて、実需給年度を終わっていない現時点で明確に評価をすることは困難であり、次回のメインオークション（実需給年度：2030年度）においては、現在の措置を維持するという結論が適切ではないか。
- なお、稼働抑制措置開始後の稼働状況やカーボンプライシングの進展、電力需給の状況等を踏まえ、次々回以降のメインオークションに際しては、改めて稼働抑制措置の在り方を検討することとしてはどうか。

【参考】第7次エネルギー基本計画における石炭火力関連の記載

V. 3. (4) 火力発電とその脱炭素化 ①総論

火力発電は、温室効果ガスを排出するという課題がある一方、**足下で電源構成の7割を占めるなど電力需要を満たす供給力、再生可能エネルギー等による出力変動や周波数変動を補う調整力、システムの安定性を保つ慣性力・同期化力等として重要な役割を担っている。**(中略) 変動性再生可能エネルギーの発電量が少ない状態が長く続きやすい冬の悪天候時などを念頭に置くと、**再生可能エネルギー及び蓄電池によって火力を完全に代替することは難しい**と考えられる。また、**データセンターや半導体工場の新増設等による将来の電力需要の増加も見据える必要**もある。(中略)

このため、**火力全体で安定供給に必要な発電容量(kW)を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量(kWh)を減らしていく。**具体的には、トランジション手段としてのLNG火力の確保を燃料の確保と併せて進めるとともに、**水素・アンモニア、CCUS等を活用した火力の脱炭素化**について、技術開発やコストなどを踏まえて時間軸や排出量にも留意し、事業者の予見可能性を確保しながら進めていく。加えて、**非効率な石炭火力のフェードアウトを促進**する。

その際、今後の電力需要の高まりの可能性に備え、一層導入が拡大する変動性再生可能エネルギーとの共存の中で高需要期の供給力としての貢献を期待できるよう、発電設備、燃料サプライチェーンの維持等に留意しつつ、低稼働電源のkW維持に必要な制度的措置や、緊急時に備えた予備電源制度について、不断の検討を行う。加えて、共同火力発電事業者や自家発電事業者の非効率火力においても、脱炭素化に向けた取組が進められることが重要である。

V. 3. (4) 火力発電とその脱炭素化 ③石炭火力発電

石炭火力は現在、電源構成の約3割を占めているが、LNG火力等に比べて温室効果ガスの排出量が多いため、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、電力の安定供給の確保を大前提としつつ、非効率な石炭火力のフェードアウトを着実に推進していくことが喫緊の課題である。まずは、2030年に向け、非効率な石炭火力について、省エネ法や容量市場等の制度的枠組みを活用し、引き続き、**事業者の自主的な取組によるフェードアウトを促進**していく。

足下では、供給力不足の顕在化等により、非効率な石炭火力のフェードアウトは必ずしも十分に進んでいないところ、GX促進の観点から2026年度に本格化される排出量取引制度や、2028年度から新たに導入される見通しである化石燃料賦課金等によりLNG火力と比べた石炭火力の経済優位性が失われ、フェードアウトが進展していく可能性がある。今後、電力需要増加の可能性もあり、供給力不足に対する懸念は一層高まる中、**電力需要の増加の見通しや、脱炭素電源を始めとした供給力の状況も見ながら、非効率な石炭火力のフェードアウトをより一層促進するため、制度的な措置の強化を検討**する。

また、アンモニアやCCUS等を活用した脱炭素化を、長期脱炭素電源オークション等を通じて促進する。アンモニアを活用した発電について、燃烧器の技術開発や発電実証をグリーンイノベーション基金も活用しながら進めており、国内外の市場獲得も睨みながら社会実装を目指していく。加えて、既存火力への追設等を念頭に、脱炭素化を見据え、石炭ガス化複合発電(IGCC)等の次世代の高効率火力発電技術の開発を推進する。

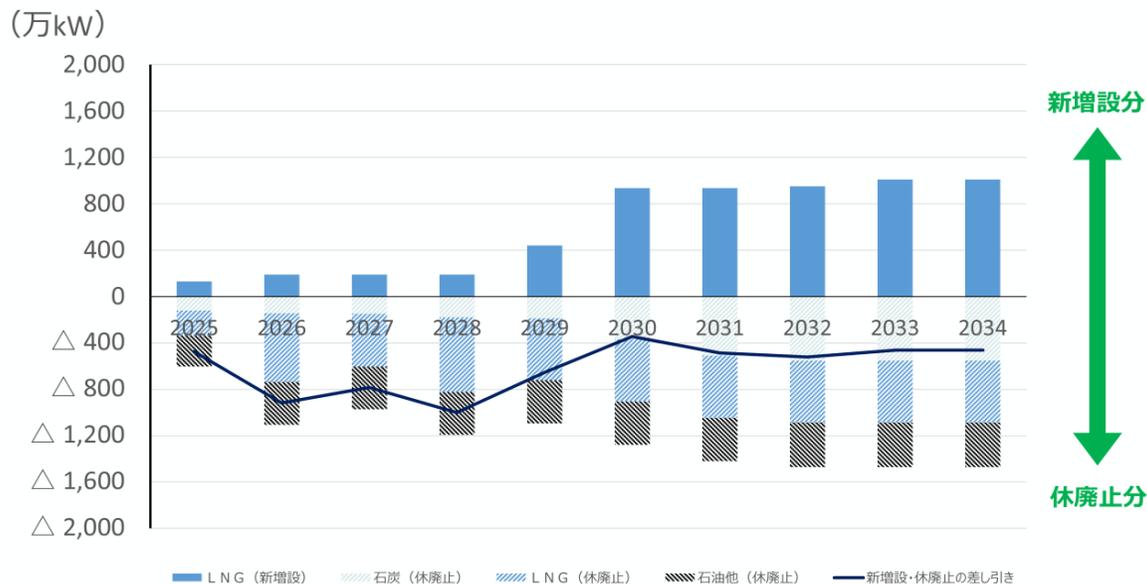
【参考】当面の供給力の状況

- 火力の休廃止が増加する一方で、長期脱炭素電源オークションを活用したLNG火力等の新設・リブレース電源は2029年以降順次稼働する見通し。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。
- 足下、火力発電所の稼働率は低下傾向。今後、GX-ETSや化石燃料賦課金等の導入により、石炭火力の経済優位性はさらに低下する見込み。

第6回 制度設計WG
(2025年11月11日)

【参考】火力発電所休廃止推移

- 2025年度以降は火力の休廃止が増加し、新增設を上回る状態が続く見込み。



提供: 電力広域的運営推進機関

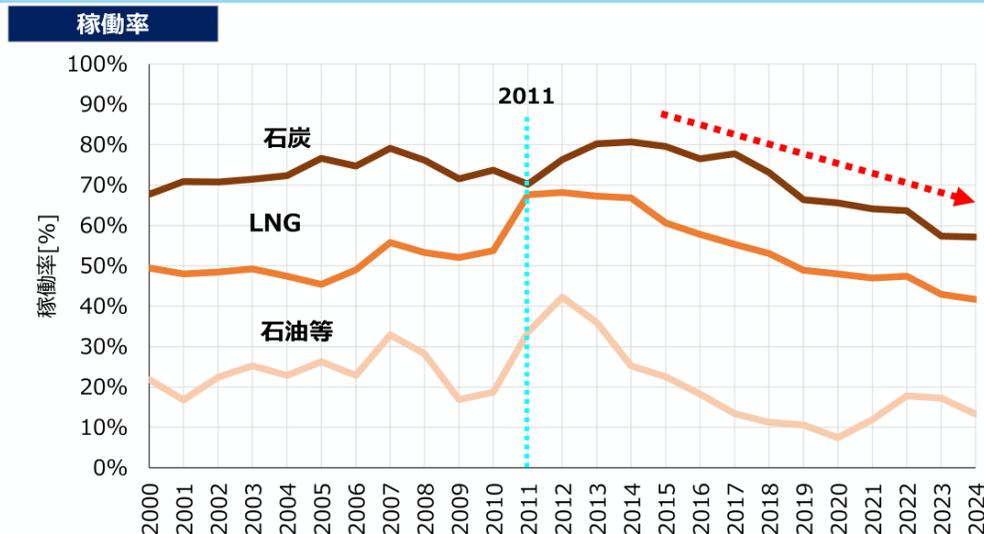
注: 上記のグラフは2025年度供給計画(2024年度提出分)における2025年4月1日の供給力を起点に、供給計画の変更情報などを根拠に年度毎の数値を積み上げたもの。

第59回 基本政策文科会
(2024年7月23日)を編集

【参考】火力の稼働率の推移

足元における火力の稼働率は、震災後、特にLNG・石油火力を中心に増加したものの、足元においては燃料種を問わず低下傾向。

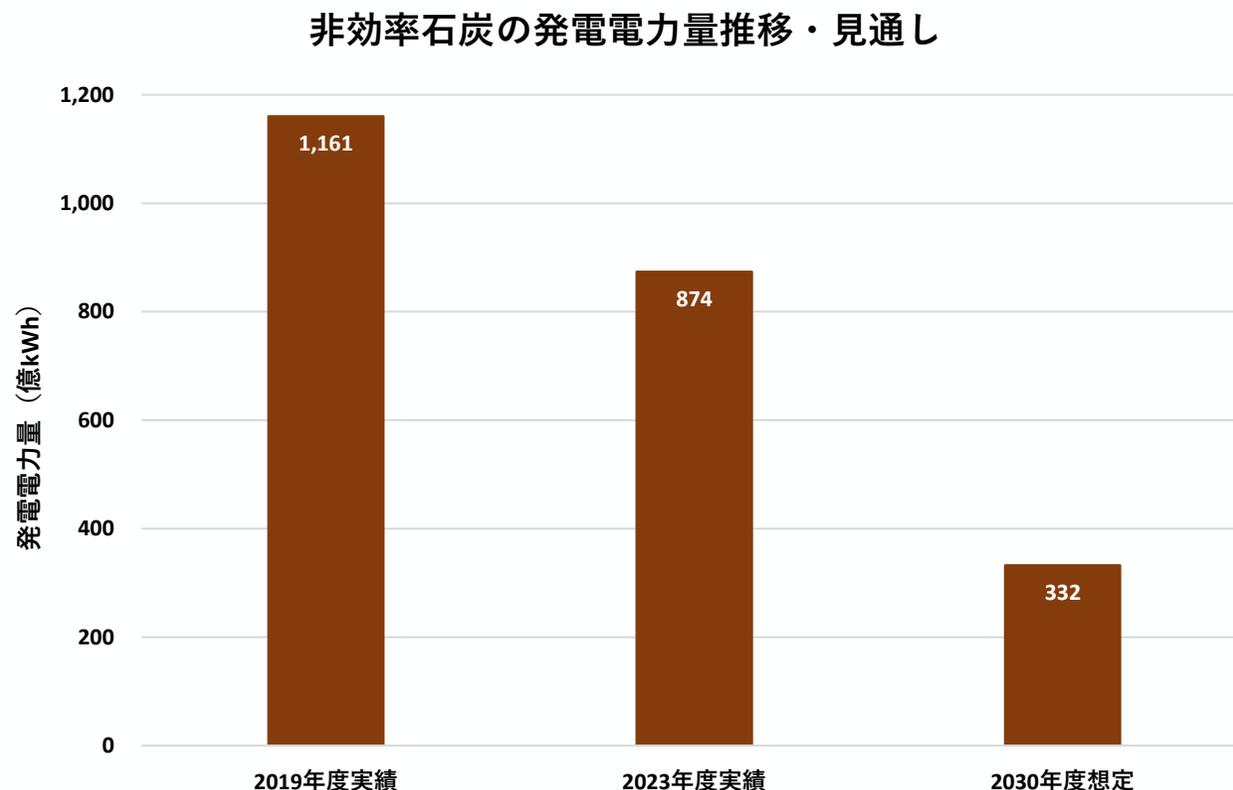
一方、2021~22年にかけては、電力需給の厳しさや、LNG・石炭の価格高騰によるメリットオーダーの逆転等により、石油火力の稼働率が増加傾向に転じた。



(出典) 2000~2015年度: 電源開発の概要(資源エネルギー庁)、2016年度以降: 供給計画とりまとめ(電力広域的運営推進機関)から作成

【参考】火力脱炭素化計画における非効率石炭火力の発電電力量の推移

- 火力脱炭素化計画によると、大手石炭火力発電事業者が保有するSC（超臨界圧）以下の発電電力量は、計画作成初年度である2019年度から2023年度にかけての4年間で280億kWh以上減少している。
- さらに、2030年度に向けては、更に540億kWh以上減少する見通しとなっている。



(出典) 火力脱炭素化計画から資源エネルギー庁作成

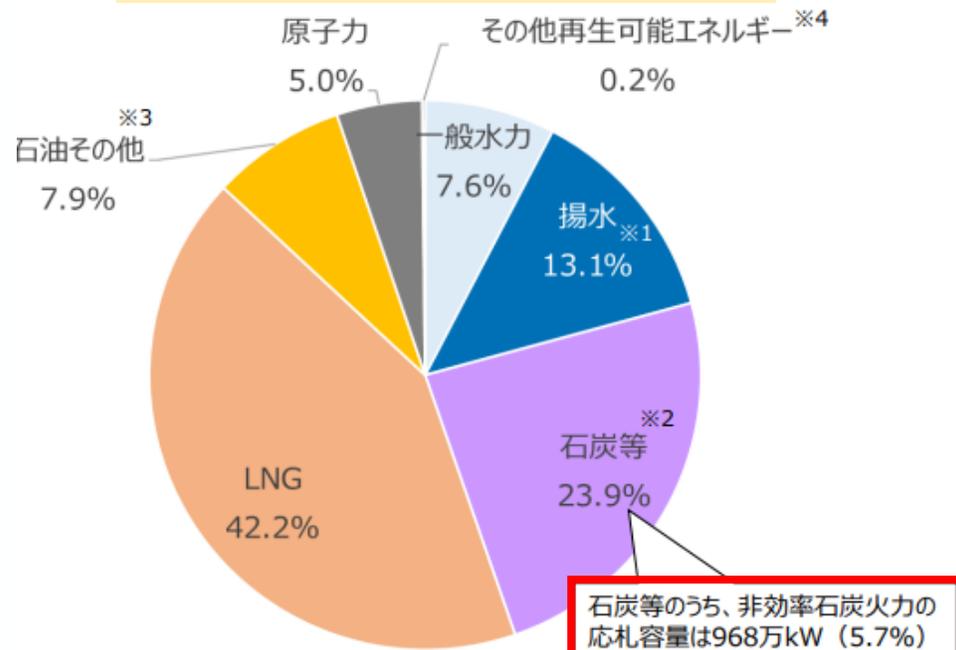
(注)火力脱炭素化計画の作成対象である大手発電事業者（旧一般電気事業者、JERA、電源開発、日本製鉄、神戸製鋼）のみの発電電力量を積み上げたもの。集計対象はSC・Sub-C・PFBC。

【参考】稼働抑制対象の電源の応札量

- 稼働抑制の対象となる石炭火力の応札容量は、2025年度メインオークションと比較すると、**量及び全体に占める割合は低下**している（968万kW→527万kW）。

2025年度MAの結果

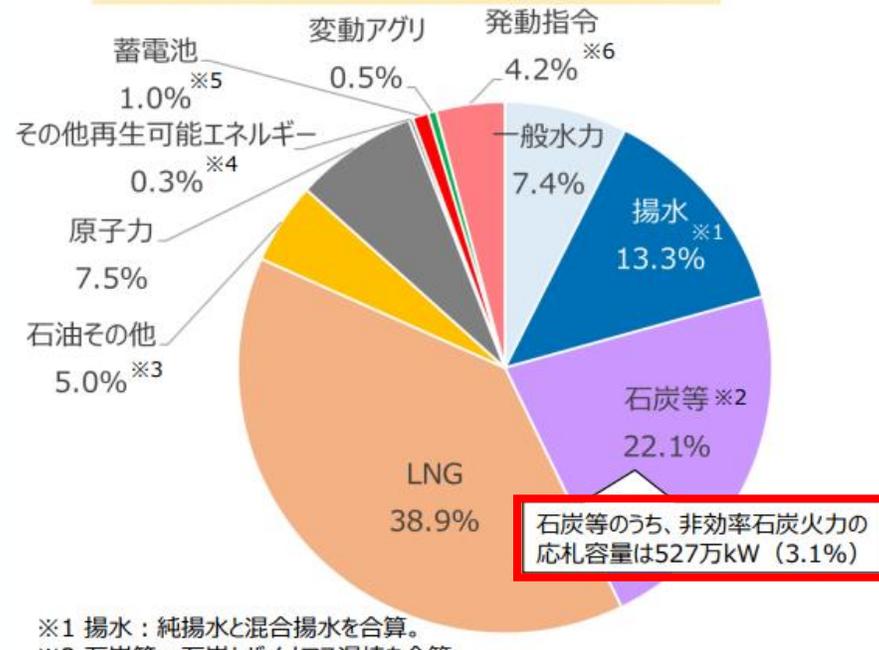
発電方式別の応札容量比率（全国）



※1 揚水：純揚水と混合揚水を合算
 ※2 石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算
 ※3 石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算
 ※4 その他再生可能エネルギー：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算

2029年度MAの結果

発電方式別の応札容量比率（全国）



※1 揚水：純揚水と混合揚水を合算。
 ※2 石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算。
 ※3 石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算。
 ※4 その他再生可能エネルギー：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算。
 ※5 蓄電池：安定電源で蓄電池と登録されたものを集計。
 ※6 発動指令電源の応札容量は調整係数反映後の容量で集計。