

容量市場について

2026年4月3日

資源エネルギー庁

本日のご議論

1. 指標価格(Net CONE※)および上限価格の見直し等

- 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、更なるご議論をいただきたい。

2. 追加オークションの開催判断について

- 2027年度実需給向け追加オークションの開催判断に向けて、容量市場の在り方等に関する検討会において、目標調達量や供給力の確保状況等の情報が整理されたため、開催の要否についてご議論をいただきたい。

3. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について

- 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について、2026年度の対応に関しご確認いただきたい。

※ : CONE : Cost of New Entry

- 1. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し**
2. 追加オークションの開催判断について
3. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について

前回の議論のまとめと本日の論点

- 前回の本作業部会（2026年3月4日実施）では、Net CONE 及び上限価格の見直しについて議論が行われ、Net CONEについては指標性を維持することの重要性の観点を踏まえ、また、足下の供給力確保の必要性も考慮し、最新のコスト検証を元に、Net CONEの水準を見直すことについて一定のコンセンサスが得られた。
- 他方で、Net CONEの見直しについては、①負担増の影響を受ける小売電気事業者への配慮や、②（長期脱炭素電源オークションといった新たな電源新設を支援するための枠組みが整備されたことを踏まえ）事実上、容量市場が、主に既設電源の維持のための仕組みとして機能している実態を踏まえ、従来のNet CONEの設定方法自体をより実態を踏まえたものへと見直すべきとのご意見もいただいた。
- ①については、前回、容量市場在り方検討会での議論も踏まえ、Net CONE見直しの影響緩和策として、大きく3案について検討を行った。具体的には、案1：段階的にNet CONEの引き上げを行う案、案2：Net CONEを一つのベンチマークとして、シングルプライスオークションとマルチプライスオークションを併用する約定方式を導入する案、そして案3：Net CONEを一つのベンチマークとして、二段階でシングルプライスオークションを行う案について検討を行った。
- 委員の皆様からは、案1については、供給力の確保の観点について課題があるのであれば、案2及び案3のいずれかを採用することが適当であるとのご意見をいただいた。一方、案2及び案3については、例えば、両案の費用対効果を示すデータなど、両案を比較するための材料が必要であるとのご意見があった。
- また、案3については、Net CONEをベンチマークとして、二段階のシングルプライスオークションを行うことによって、事業者の応札行動をゆがめ、適正にオークションが行われないおそれがあるのではないかとのご意見もいただいた。
- 本日の議論では、Net CONEの見直しに際して、影響緩和策として案2及び案3のいずれがふさわしいかについて再度ご議論いただきたい。
- また、上記②のご意見についても、改めて検討を行い、対応の方向性をご議論いただきたい。

案2及び案3の比較検討①

- 第72回 容量市場の在り方等に関する検討会（2026年3月27日）において、案2及び案3について、Net CONE及び上限価格の引き上げだけが行われ、需要曲線の考え方や供給曲線の形については、2025年度に行われたメインオークションから考え方を変更しないとの仮定の下で、**小売事業者の容量拠出金負担及び供給力確保の効果について比較検討を行った**（P7.参照）。
- その結果を確認すると、**上述の仮定の下では、両案には、ほぼ違いが見られなかった。**
- しかしながら、現行の応札価格規律では、事業報酬や減価償却費を応札価格に織り込むことは不可としている上、他市場収益の控除も求めている。そのため、**実際には、案2と案3では、供給力の確保という観点から、効果が異なる可能性がある**ことを考慮する必要があるのではないか。
- 一方、小売電気事業者に対する容量拠出金負担水準への影響緩和策の効果については、供給曲線の形が大きく変わるようなことがあれば、**案2の方が、より容量拠出金負担を抑制できる可能性がある**。また、こうした観点から、前回の議論では、**案2をベースとしつつ、発電事業者に落札額に一定額を上乗せして支払い、電源維持に必要な収入を得られるように制度を考える**ことができな~~い~~**か、とのご意見もいただいた。**
- 容量市場の在り方等に関する検討会においては、この提案についても検討が行われたが、**どの様に事業者の上乗せ額を定めるか**という点については、**慎重な検討が必要**との議論が行われた。
- 以上の検討を踏まえると、**確実な供給力確保に対応していくという観点からは、案3を採用することが望ましいのではないか。**

案2及び案3の比較検討②

- 他方で、案3に対しては、前回の議論において、応札行動の歪み（Net CONEをベンチマークとして二段階でシングルプライスオークションを行うことで、Net CONE 近傍の電源については、Net CONE を超える価格で応札するインセンティブが生じ得る）を生じさせる可能性がある点について懸念を示すご意見もあった。
- この点については、容量市場の場合には、入札ガイドラインを設定しており、電力・ガス取引監視等委員会により必要な監視が行われていることを考えると、約定方法に変化があったとしても、同一の電源について、過去の水準と大きく異なる水準で応札を行うことは、現実的には難しいと考えられるのではないか。
- また、この懸念に対応するためには、ベンチマークとなる価格をNet CONEではなく、一定の考え方の下で、応札事業者に分からないよう設定するという方法があり得る。
- しかし、Net CONEをベンチマークとして制度を設計する方法については、ベンチマーク水準が予め分かっていることで、二段階目のシングルプライス領域での競争を促す効果（高値応札による不落札リスク等を含む）や、今回のNet CONEの見直しによる影響緩和の程度についての予見可能性が高まるといった効果があることを考えると、適切に監視が行われるとの前提の下で、予めベンチマークとなる価格を示さないといった方法を採用する必要まではないのではないか。

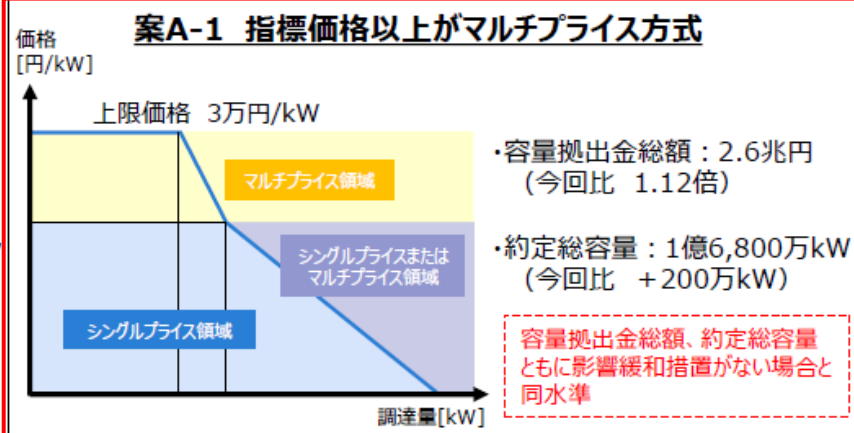
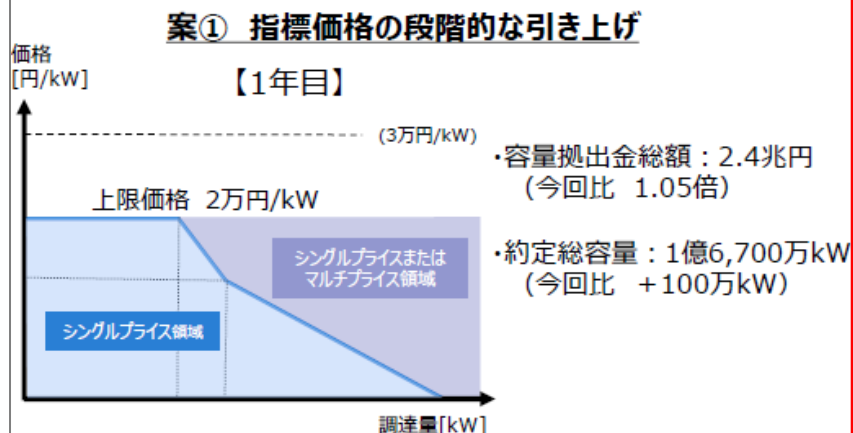
【参考】影響緩和措置の定量的な効果について

- 第72回 広域機関による在り方検討会（2026年3月27日）では、各影響緩和措置案についての定量分析結果が示された。

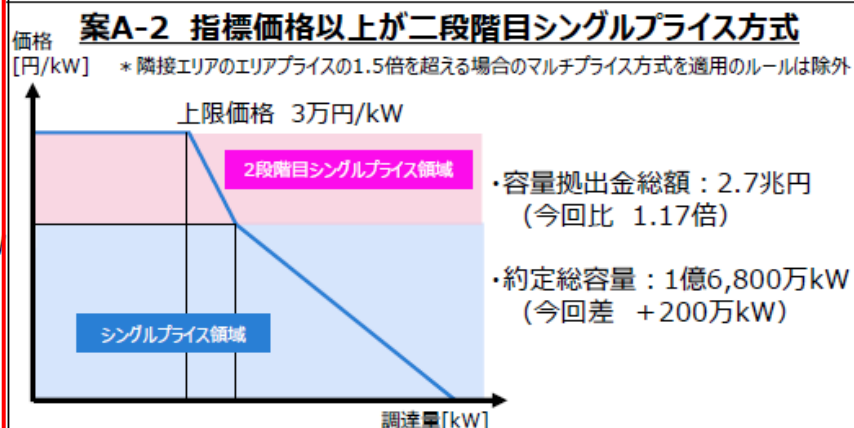
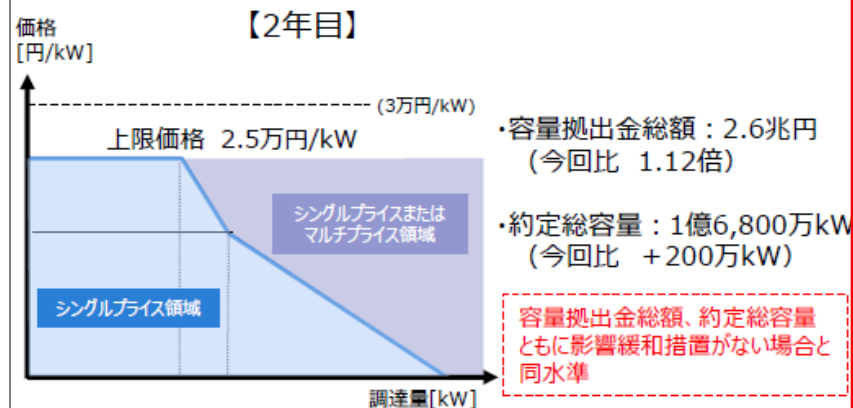
4. 影響緩和措置を考慮した容量拠出金等の試算について 容量拠出金の試算結果（影響緩和措置あり）

第72回容量市場の在り方
検討会(2026年3月)

- 影響緩和措置案を考慮した場合の試算結果として、今回メインオークションの約定結果（経過措置考慮なし）との比較を以下に示す。



案 2



案 3

【参考】案2：指標価格（Net CONE）以上はマルチプライス方式を適用

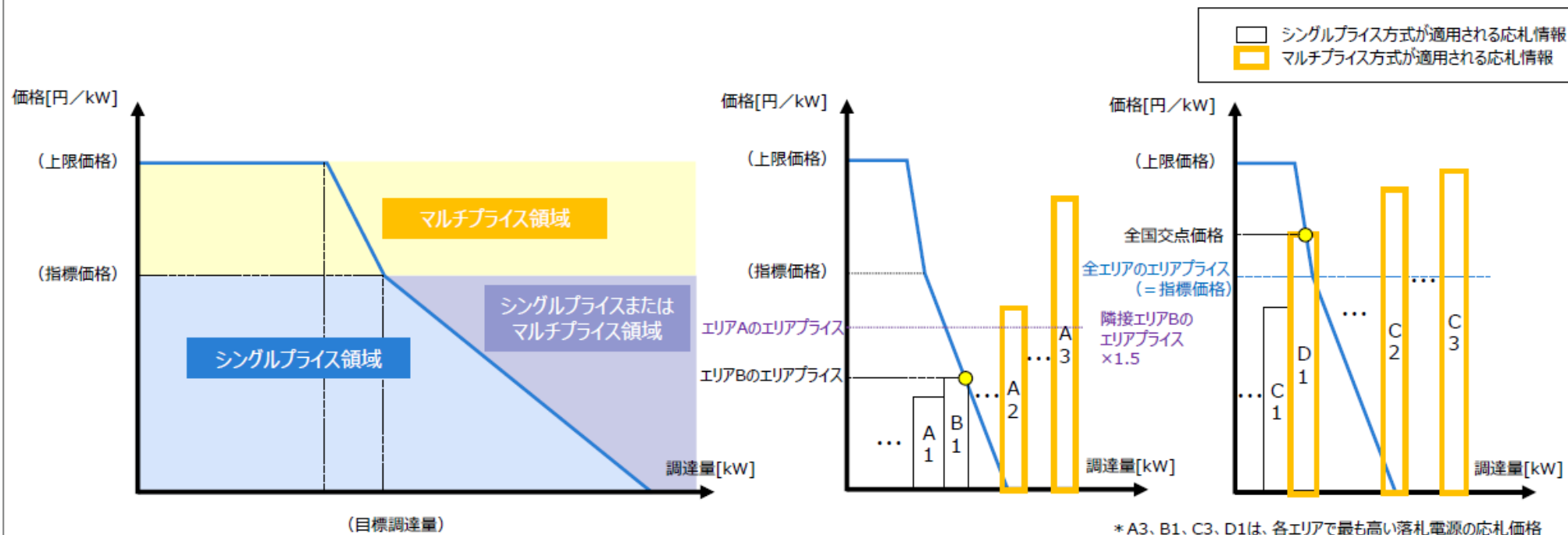
第112回制度検討作業部会
(2026年3月)

- 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。

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



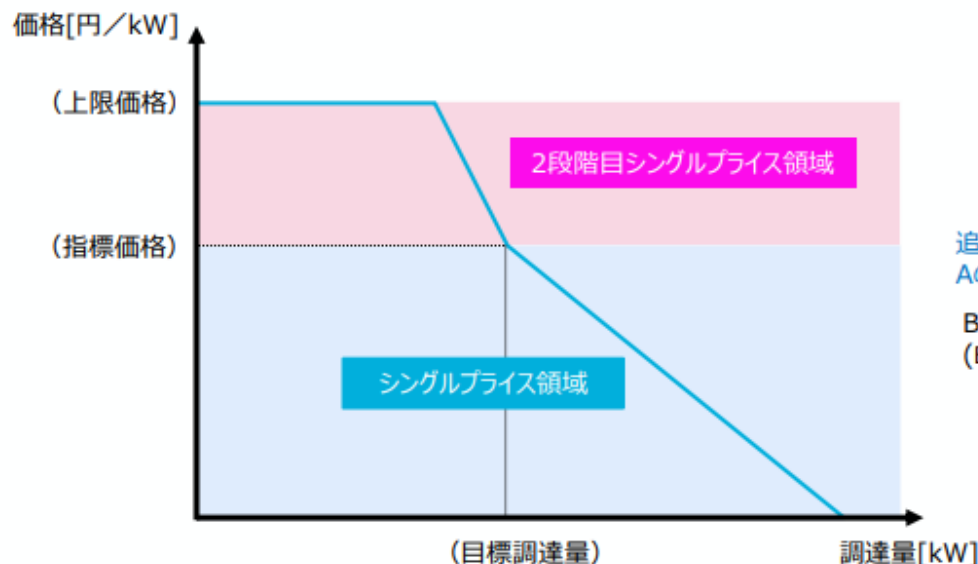
【参考】案3：指標価格（Net CONE）以上もシングルプライス方式を適用

第112回制度検討作業部会
(2026年3月)

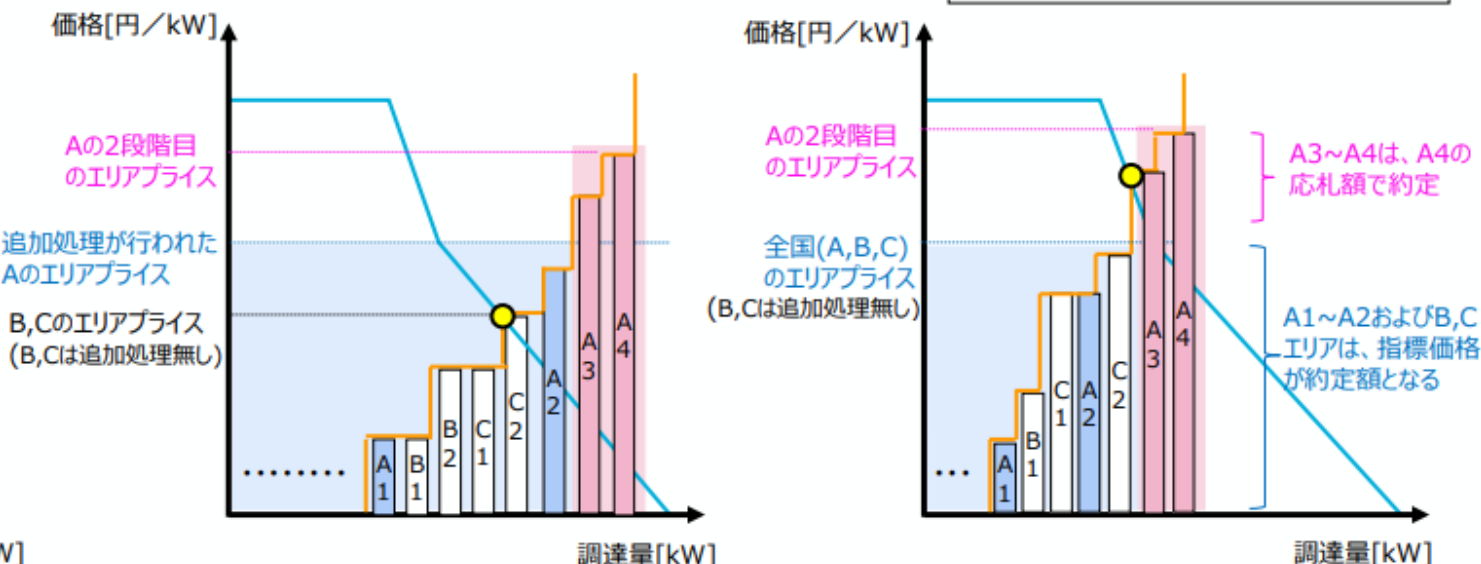
案A-2：シングルプライス約定の2段階化（案A-1への適用イメージ）

- 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

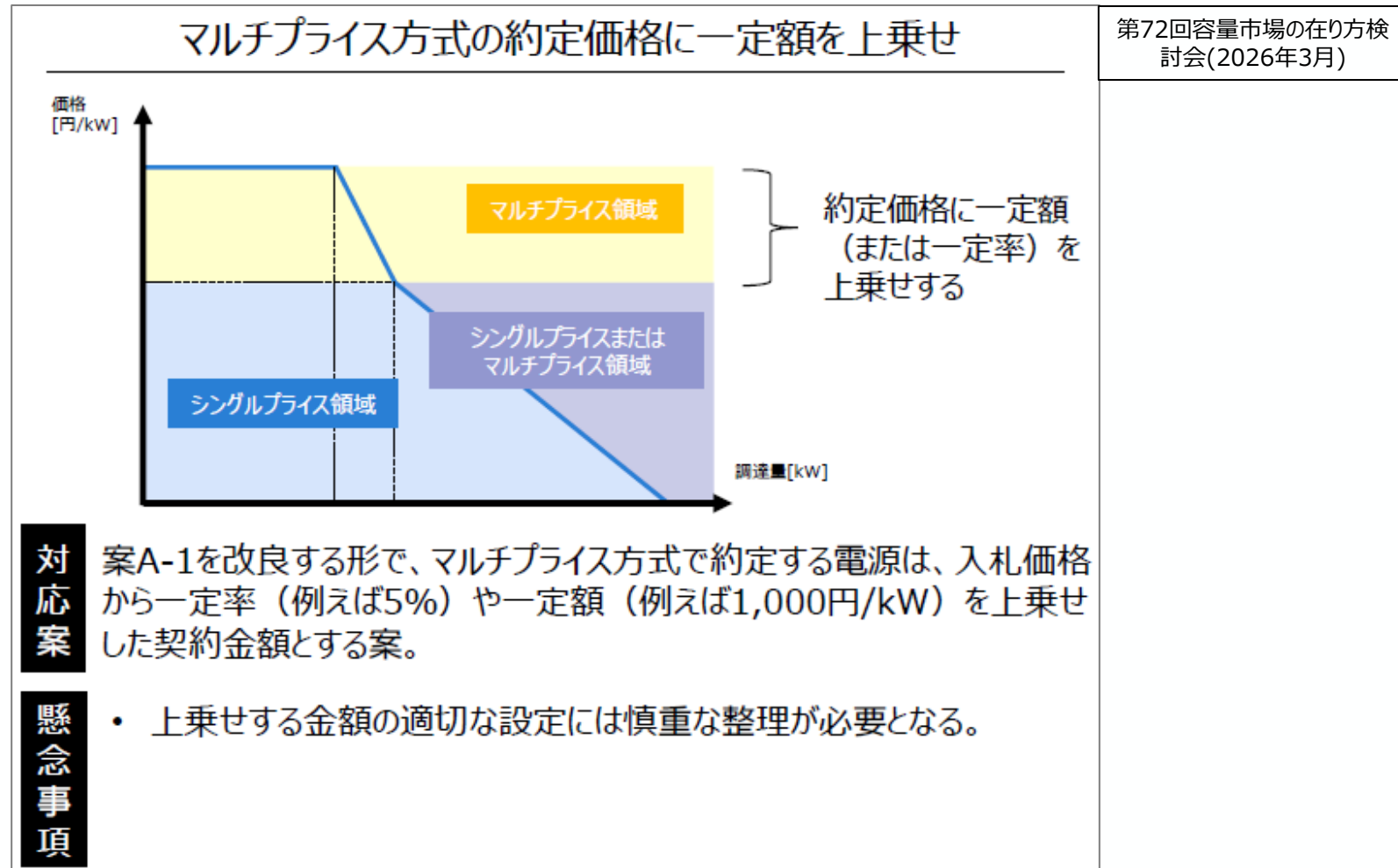


約定電源の約定価格例



【参考】 案2'：マルチプライス方式の約定価格に一定額を上乗せ

- 前回の本作業部会において「マルチプライスでは電源維持のインセンティブがないということであれば、案2を改良し、マルチプライスに必要な金額を足して各電源に一定額を上乗せすることが合理的ではないか」といったご意見を頂戴した。



市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法（適用の解除について）

（現行制度の整理）

- 容量市場は、全国単一市場として、全国大で供給信頼度を満たすように容量を確保するが、連系線制約を考慮すると、各エリアの供給信頼度が確保できないことがあり、その場合には市場分断する。**市場分断したエリアは、供給信頼度を満たすまでそのエリアの応札価格の安い順に約定し、約定した電源のうち一番高い応札価格を約定価格**としている。
- 他方、**市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアにおいては、コストが非常に高い電源も含め、ほぼすべての電源が約定する可能性が考えられる**。その場合、エリアプライスについてもコストが非常に高い電源に連動して高くなる。その**影響緩和策として、市場競争が限定的なエリア（隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超えたエリア）においては、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライス**とし、応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源については、応札価格を約定価格（マルチプライス）としている。

（見直し案）

- 上述のように、本制度措置は、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策である。
- 本日、ご議論いただいた影響緩和措置を適用した場合、**同じ目的である措置が重複**することとなる。また、**確実な供給力確保に対応するという観点から、二段階でシングルプライスオークションを行うことが望ましいのではないかと考えている**。（P5参照）
- 今回、**Net CONE（上限価格含む）の見直しに伴う影響緩和措置を新たに設けることとなれば、約定総額に対する影響緩和は講じられる**ことから、本影響緩和措置の実施を前提に、**これまで実施してきた隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を超える場合にマルチプライス方式を適用する措置は、解除**することとしてはどうか※。

※市場分断したエリアに関して、当該エリアにおいて応札価格の安い順に、供給信頼度を満たすまで追加で供給力を確保する処理は維持する。

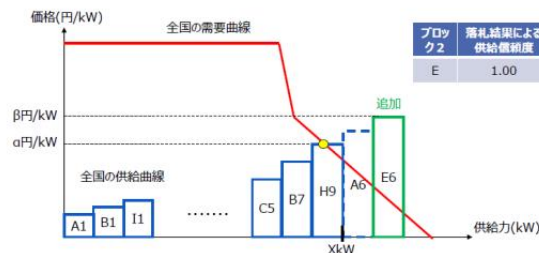
【参考】市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法

第34回制度検討作業部会
(2019年9月)

第35回制度検討作業部会
(2019年10月)

市場競争が限定的なエリアについて

- 容量市場については、全国単一市場のシングルプライスオークションにて実施することとしている。
- 全国単一市場として、全国大で供給信頼度を満たすように容量を確保するが、連系線制約を考慮すると、各エリアの供給信頼度が確保できないことがあり、その場合には、市場分断する。
- 市場分断したエリアは、供給信頼度を満たすまでそのエリアの応札価格の安い順に約定し、約定した電源のうち一番高い応札価格を約定価格としている。
- 他方、市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアにおいては、適正な価格で入札されなかったり、全体の支払額が増加する可能性も考えられる。具体的には、当該エリアにおける供給力の量によっては、コストが非常に高い電源も含めほぼすべての電源が約定する可能性が考えられる。その場合、エリアプライスについてもコストが非常に高い電源に連動して高くなる。その対応として、こうした際の約定方法について整理が必要であると考えられる。



ブロック	落札結果による供給信頼度	追加約定後	価格
E	1.00	0.03	β

第15回容量市場の在り方等に関する検討会資料より抜粋

市場競争が限定的なエリアについての対応(案)について

- 第34回制度検討作業部会(9/13)及び、第21回容量市場検討会(9/30)における事業者意見の結果を踏まえ、容量市場の初回オークションでは、「X倍」は「1.5倍」とする以下の案でスタートすることとし、オークション結果を検証しながら必要に応じて見直しを行うこととしてはどうか。

- 市場競争が限定的なエリアについての対応(案)

市場分断が発生した結果、入札された電源が全て落札されたエリア、または落札しなかった電源を応札した事業者が1者の独占状態となっているエリアについては、市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアとして、以下のとおり約定価格を決定する。

- ① 市場分断が発生した後に供給信頼度基準を満たすまで追加で供給力を確保する。
- ② 当該エリアのエリアプライスは、約定した電源のうち当該エリアの最も高い応札価格とする。ただし、隣接エリアのエリアプライスのX倍を超えた場合、隣接エリアのエリアプライスの**1.5倍**を当該エリアのエリアプライスとする。
- ③ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを下回る電源については、当該エリアのエリアプライスを約定価格とする。
- ④ 応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源については、応札価格を約定価格とする。

今後の容量市場の在り方に係る論点と2026年度メインオークションの取扱い

- 次に、事実上、容量市場が、既設電源の維持のための仕組みとして機能している実態を踏まえると、従来のNet CONEの設定方法自体をより実態を踏まえたものへと見直すべき（P4における②）とのご意見についてどの様に考えるべきか。
- ②のご意見の背景には、新設電源を念頭においた水準で指標価格及び上限価格を定めることで、電源維持に必要なコストを超えて、生産者余剰が発生するのではないかとの問題意識があると考えられる。他方で、足下の供給力不足に対応するためには、既存電源、中でもその維持コストが他の電源に比べ相対的に高い老朽電源にも頼らざるを得ないという現実を踏まえると、指標価格及び上限価格の水準を抑えすぎた場合には、必要な供給力を確保できない可能性があることも考慮する必要がある。
- 容量市場の制度設計当初は、様々な電源があることを前提にしつつも、一方で、電源間の競争を促進することにより、新陳代謝を図りつつ、必要な容量を確保する観点から、電源間に区別を設けず、シングルプライスオークションによる約定方式を採用し、Net CONEについても、GTCCの新設電源のコストをベースに設定を行った。
- 電源間の競争により、新陳代謝を図りつつ、必要な供給力を確保するというコンセプトは、現時点においても引き続き維持することが望ましいと考えられるが、徐々に容量市場に基づく容量拠出金総額が大きくなる中、そのコスト負担の規模が本当に適切なものなのか、必要な供給力を確保しつつも、多様な市場参加者の納得感が高いより良い制度設計がないかといった点については、不断の検討が必要があるのではないか。
- 例えば、電源の性質や電源の維持コストが大きく異なるということであれば、その差異に着目し、きめ細かな制度設計を行うことで、市場参加者にとって、より納得感の高い制度設計を行う可能性があると考えられる。他方で、そうした対応と、電源間の競争や新陳代謝の促進といった容量市場のコンセプトをどのように両立させることができるのか、といったことについても合わせて議論を深めていく必要があるのではないか。
- そのため、こうした今後の容量市場の在り方に係る論点については、引き続き検討を継続することとしてはどうか。その検討の中で、P4②のご意見についても更なる検討を加えていく。
- 他方で、2026年度のメインオークションについては、市場のルールを変更する場合には、約定処理の要件定義やシステム改修に一定の時間が必要となる。そのため、可能な限り早期に、約定処理のルールを定める必要がある。そのため、Net CONE見直しの影響緩和策を含む2026年度のルールについては、従来の容量市場の大枠の考え方を踏襲しつつ、これまで議論してきた結果を踏まえ、Net CONEの見直しやその影響緩和策を定めることとしてはどうか（次ページ参照）。

【参考】 2026年度メインオークションの取扱い（まとめ）

- 2026年度メインオークションにおけるNet CONEおよび上限価格、影響緩和措置については、これまでの議論を踏まえ、以下のとおり整理することとする。
- 加えて、目標調達量については、2026年1月28日に実施された第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における関連する各種諸元の見直しを反映する。（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の増加となることが試算された）

2026年度メインオークションの取扱い

更新項目		更新内容
①	Net CONEの算定諸元	➤ 数値は2025年2月の発電コスト検証ワーキンググループの公表値を採用
②	Net CONE（万円/kW）	➤ 2.05万円/kW （電力広域的運営推進機関による仮試算より）
③	上限価格（万円/kW）	➤ 3.075万円/kW （従来同様に、指標価格の1.5倍を上限価格として設定）
④	影響緩和措置	➤ 本日の議論を踏まえて決定
⑤	市場競争が限定的なエリアでの約定価格の決定方法	➤ ④の措置を講じることを前提に、隣接エリアのエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライスとし、応札価格が当該エリアのエリアプライスを上回る電源は応札価格を約定価格（マルチプライス）とする制度については、適用しない
⑤	目標調達量	➤ 19,581万kW （2025年度メインオークションの目標調達量を基準とした仮試算。584万kW増）

1. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し
2. **追加オークションの開催判断について**
3. 非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について

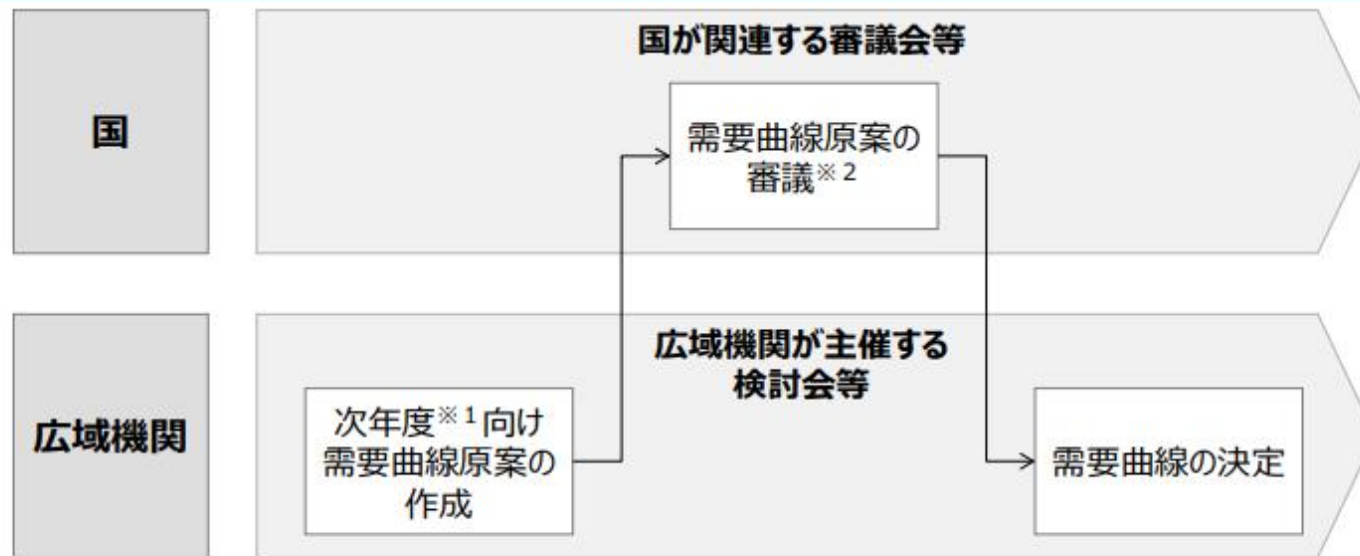
2027年度実需給向け追加オークションの開催判断

- 2026年3月27日に開催された第72回容量市場の在り方等に関する検討会において、2027年度実需給向け追加オークションの需要曲線原案が示された。
- 広域機関が策定した**需要曲線原案については、国が関連する審議会等で審議のうえ、広域機関において決定することとされているため、ご確認いただきたい。**
 - **全国における目標調達量は、**需要想定や厳気象対応、追加設備量等による影響で、2023年度メインオークション（1億8,447万kW）に対し、2026年度追加オークション（1億9,398万kW）と、**全体で5.2%（951万kW）の増加。**
 - 最新の経済指標等の諸元をもとに算定された2026年度追加オークションの**指標価格（Net CONE）は、10,343円/kW。**また、需要曲線における**上限価格（Net CONEの1.5倍）は、15,514.5円/kW**であった。
- 全国で確保された供給力と目標調達量の関係についても示された。
 - 現時点で、**全国で確保された供給力**（1億8,880万kW）は、**目標調達量**（1億9,398万kW）と比べて、**518万kW不足**する位置となった。
- 以上より、**確保された供給力確保量は、目標調達量よりも少ない位置にあるため、追加オークションを実施することとしてはどうか。**
- なお、追加オークションを開催する場合、2026年6月3日から応札受付が開始され、約定結果の公表は2026年7月末頃と、予定されている。

【参考】 需要曲線の審議について

- 容量市場で使用する需要曲線は、目標調達量や価格に影響を与えるため、①広域機関が需要曲線原案を作成し、②国の審議会等で広域機関作成の案を審議、③広域機関において需要曲線を決定することとしている。

- 容量オークションで使用する需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。
- 具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、①広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成し、②国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議、③広域機関において需要曲線を決定することとしてはどうか。



(※1) 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要

(※2) 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要

第12回 制度検討作業部会
資料3
(2017年10月6日)

【参考】 2026年度実需給追加オークションにおける需要曲線および供給力

- 最新の供給計画や経済指標等に基づき策定された需要曲線、及び約定処理において加算する供給力は以下のとおり。

4. 2026年度追加オークションの開催判断に係る情報について

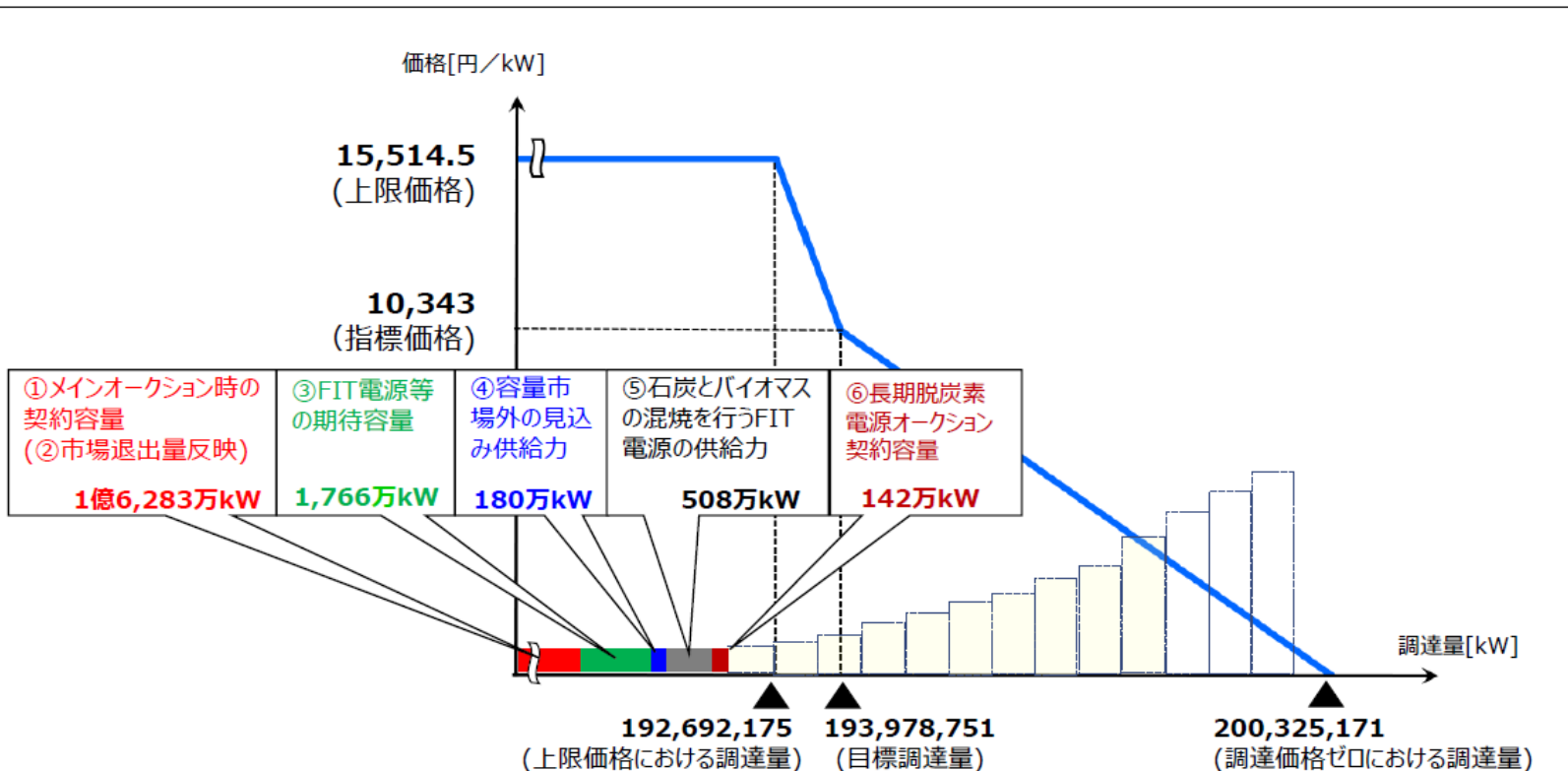
27

第72回 容量市場の在り方
等に関する検討会
(2026年3月27日)

③調達オークションにおける需要曲線および供給力

■ 調達オークションにおける需要曲線の原案と確保されている供給力の関係は下図のとおり。

- 目標調達量 : 1億9,398万kW
- 確保されている供給力 : 1億8,880万kW (① + ② + ③ + ④ + ⑤ + ⑥)



【参考】 需要曲線と確保されている供給力の関係

- 確保されている供給力は、目標調達量よりも少なく、需給曲線の内側（目標調達量より△518万kW）に位置する。

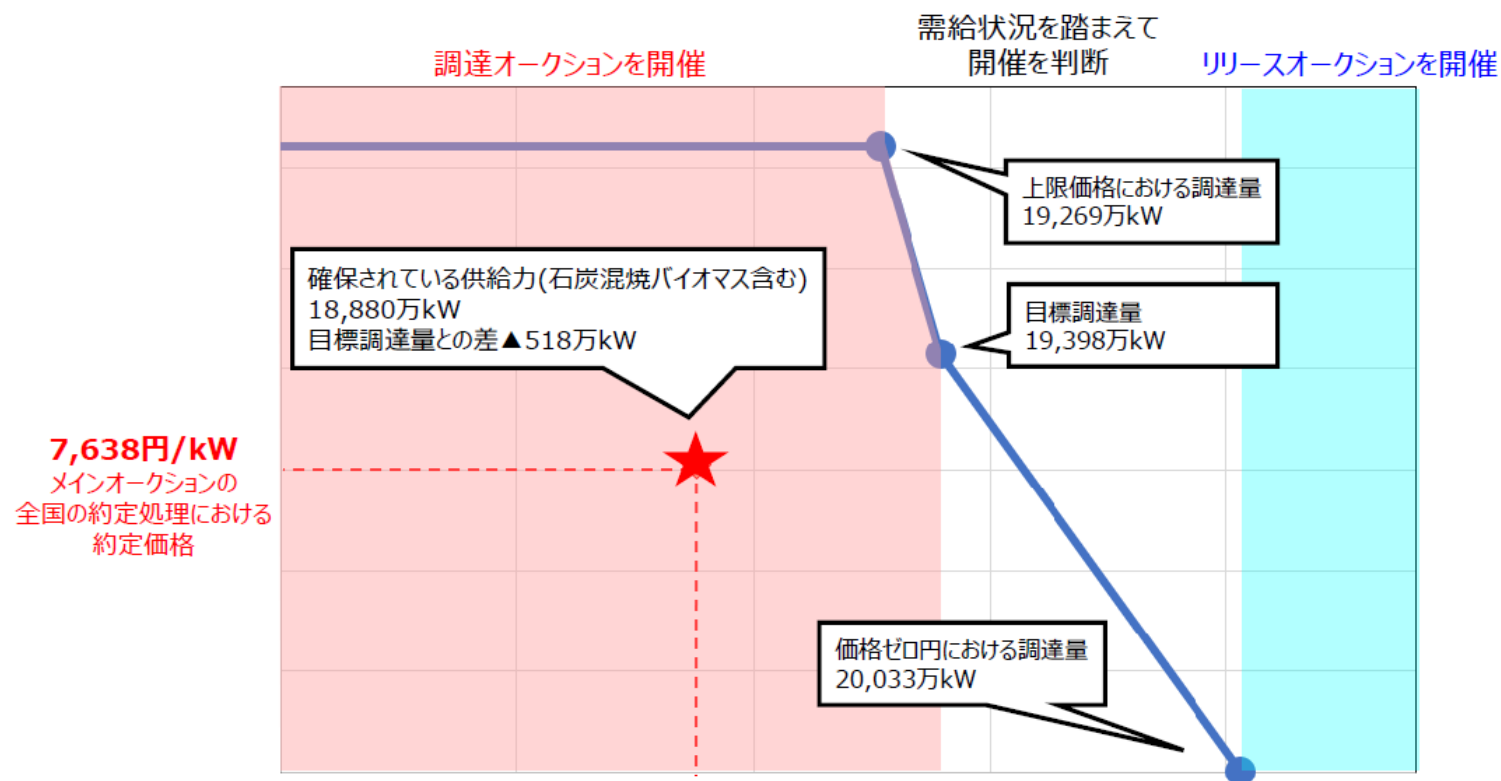
4. 2026年度追加オークションの開催判断に係る情報について

25

第72回 容量市場の在り方
等に関する検討会
(2026年3月27日)

② 需要曲線と確保されている供給力の関係

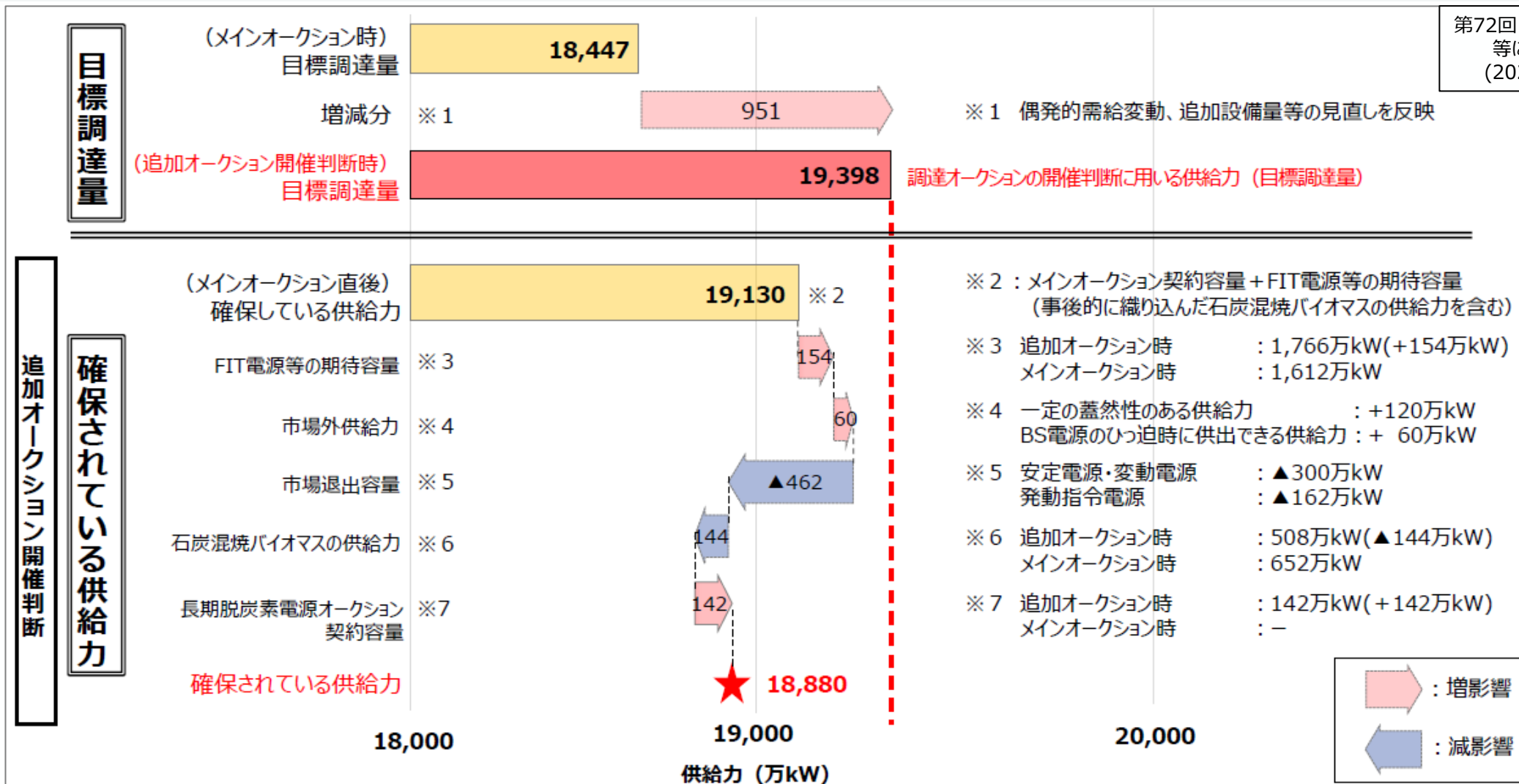
- 追加オークションの需要曲線の原案にもとづいて、確保されている供給力の関係を確認した。
- **確保されている供給力は、需要曲線の内側で、目標調達量より▲518万kWの位置**となる。



【参考】メインオークションからの目標調達量及び確保供給力の増減

- 全国オークションの開催判断の諸元として、目標調達量および確保されている供給力について、メインオークション時からの増減の確認を行ったところ、確保されている供給力（1億8,880万kW）は、目標調達量（1億9,398万kW）と比べて、518万kW程度少ない位置にあった。

第72回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2026年3月27日)



【参考】目標調達量の算定結果

- 2027年度実需給向け追加オークションにおける目標調達量は約1億9,398万kWと算定された。
- これは、2023年度メインオークション時点と比較して、厳気象対応や追加設備量、持続的需要変動分等の各設定項目がそれぞれ増加したことが主要因であり、メインオークション時点比で5.2%の増加となっている。

(単位：万kW)

設定項目	2026年度 追加オークション	2023年度 メインオークション	(差)	備考	
目標調達量※1	19,397.9	18,447.4	(+950.5)	①+②+③+④	寄与度*+5.2%
①全国H3需要	15,960.7	16,059.8	(▲99.1)	—	寄与度*▲0.54%
②偶発的需給変動分	1,910.7	1,684.3	(+226.4)	目標EUE0.059 (追加) 基準EUE0.044 (メイン)	*：2023年度メイン オークションの 目標調達量比 寄与度*+1.2%
a.必要予備率	1,377.9	1,041.9	(+336.0)	LOLP0.3日/月に相当する EUE0.407kWh/kW・年で算定 計画外停止率見直しによる増加	
b.厳気象対応	373.2	481.8	(▲108.6)	夏冬：H3需要×2.3%(追加) 夏冬：H3需要×3.0%(メイン)	
c.稀頻度リスク	159.6	160.6	(▲1.0)	通年：H3需要×1.0%(追加) 夏冬：H3需要×1.0%(メイン)	
③追加設備量	1,207.3※2	382.1	(+825.2)	年間停止可能量2.4ヵ月 H3需要の7.6% 年間停止可能量見直しによる増加	寄与度*+4.5%
④持続的需要変動分	319.2	321.2	(▲2.0)	H3需要の2.0%(追加) H3需要の2.0%(メイン)	寄与度*+0.01%

第72回 容量市場の在り方
等に関する検討会
(2026年3月27日)

※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

※2 第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において整理された年間停止可能量の見直しを反映

【参考】直近の供給計画にもとづく需要想定

- 直近の2026年度供給計画に基づく2027年度全国H3需要※は1億5,961万kWであり、2023年度メインオークション時点と比較して、約99万kWの減少となった。

※離島は除く

第72回 容量市場の在り方
等に関する検討会
(2026年3月27日)

2026年度追加オークション時のH3需要<2026年度供給計画（2027年度断面）>

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計※2
H3需要※1	509	1,345	5,527	2,370	490	2,693	1,002	464	1,591	15,991
H3需要※1 (離島除き)	508	1,340	5,524	2,370	490	2,693	1,000	464	1,571	15,961

<参考> 2023年度メインオークション時のH3需要<2023年度供給計画（2027年度断面）>

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計※2
H3需要※1	499	1,351	5,496	2,443	517	2,726	1,039	487	1,531	16,089
H3需要※1 (離島除き)	498	1,347	5,493	2,443	517	2,726	1,037	487	1,512	16,060

※1 北海道、東北、北陸エリアは1月断面、その他エリアは8月断面

※2 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

【参考】 目標調達量の算定（補足）

第72回 容量市場の在り方
等に関する検討会
(2026年3月27日)

2. 2026年度追加オークションの需要曲線の前案について ②目標調達量の算定について（1/2）

- 最新諸元を用いて算定した2026年度追加オークションにおける**目標停電量は0.059kWh/kW・年**となり、**目標調達量は1億9,398万kW**であった。
- 目標調達量は2023年度メインオークション(対象実需給年度：2027年度)時点の目標調達量と比較すると、**変化した容量は+951万kW**であった。

<2026年度追加オークションの目標調達量算定結果>

	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					
2026年度 追加オークション (対象2027年度)	15,961	8.6	2.3	2.1 ^{※1} (平均値)	1.0	0.059	2.0	7.6	19,398
【参考】 2023年度 メインオークション (対象2027年度)	16,060	6.5	3.0	2.0	1.0	0.044	2.0	2.4	18,447

※1 第115回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において整理された春季・秋季における厳気象対応の考え方を反映

※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】確保されている2027年度供給力

3. 確保されている2027年度供給力について

14

第72回 容量市場の在り方
等に関する検討会
(2026年3月27日)

■ 追加オークションの開催判断にあたり**確保されている供給力**については、以下①～⑥をもとに算定し、**1億8,880万kW***であった。

①メインオークションの契約容量、②市場退出（発動指令電源の実効性テスト内容を含む）の反映、③FIT電源等の期待容量、④容量市場外の見込み供給力、⑤石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力、⑥長期脱炭素電源オークション契約容量

*メインオークション時点の供給力に対して250万kWの減少

項目	追加オークション 開催判断時	2023年度 メインオークション (実需給年度:2027年度)	追加オークション開催判断時の算定諸元
確保されている 供給力	18,880万kW	19,130万kW	① + ② + ③ + ④ + ⑤ + ⑥
①メインオークション時の 契約容量	16,745万kW	—	—
②市場退出量	▲462万kW	—	安定電源・変動電源（単独・アグリ） : ▲300万kW 発動指令電源 : ▲162万kW
③FIT電源等の期待容量	1,766万kW	1,612万kW	導入量 : 2026年2月末時点の想定 調整係数: 2026年度供給計画（2027年度断面）
④容量市場外の見込み 供給力	180万kW	120万kW	一定の蓋然性のある供給力 : 120万kW ブラックスタート電源のひっ迫時に活用できる供給力 : 60万kW
⑤石炭とバイオマスの混焼を 行うFIT電源の供給力	508万kW	652万kW	導入量 : 2026年2月末時点の想定 供計ベースで織り込み
⑥長期脱炭素電源オークション 契約容量	142万kW	—	長期脱炭素電源オークションの契約容量のうち実需給年度2027年度 に稼働予定の供給力 (2023年度メインオークション開催時点では長期オークションは未開催)

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある) (メインオークションにおいて織り込んだ追加オークションで調達を予定している供給力 (321万kW) を除く)

1. 指標価格(Net CONE)および上限価格の見直し
2. 追加オークションの開催判断について
3. **非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について**

非効率石炭火力における稼働抑制誘導措置について

- 第5回次世代電力・ガス事業基盤構築小員会で示したとおり、**非効率石炭火力の稼働抑制措置を、緊急的な対応として、2026年度においては適用しない***こととする。

中東情勢を踏まえた火力発電の政策的対応

- **中東情勢が長期化・深刻化した場合でも電力の安定供給に万全を期すため、火力発電について以下の対応を行っていく。**

石油：

一般的に、石油火力は（燃料費が高いため）高需要期を中心に稼働が想定される。離島の電力供給の主力として活用されているケースもある。こうした稼働実態を踏まえつつ、必要な時期に稼働が可能になるよう、**燃料（C重油等）の在庫水準を継続的に確認**しつつ、必要に応じて、**燃料確保について官民で連携した対応**を行う。

LNG：

現在、電力・ガス会社は、ホルムズ海峡経由のLNG輸入量1年分に相当する400万トン程度の在庫を有している。代替調達の実態などにより、**短期的な供給に支障を生じる状況にはないものの**、官民で危機感・緊張感をもって対応していくため、**官民連絡会議を開催し、官民での情報共有の強化、安定供給に向けた取組などを確認**した。**燃料在庫・調達状況の定期的なモニタリングを継続**するとともに、事業者による取組を行ってもなお対応できない場合は、必要に応じて、**電力・ガス会社間のLNG融通の仲介**を行う。

石炭：

現下の中東情勢を踏まえると、今後のLNG調達について不確実性が高まっていることから、石炭火力の稼働を高めることでLNG燃料等を節約し、安定供給に万全を期す。このため、**容量市場における非効率石炭火力の稼働抑制措置（注1）を、緊急的な対応として、2026年度においては適用しない**こととする。一定の仮定（注2）で試算すると、これによるLNG節約効果は約50万トン（ホルムズ海峡を経由するLNG年間輸入量400万トンの1割強に相当）。

（注1）設計効率42%未満の非効率石炭火力について、年間の設備利用率を50%以下に抑えなければ、容量市場からの収入を20%減額する、という稼働抑制措置。

（注2）容量市場メインオークション（実需給年度：2026年度）で応札した非効率石炭火力のうち稼働が見込まれるものについて、石炭火力の平均的な稼働率で発電すると仮定。

第5回次世代電力・ガス事業
基盤構築小委員会
(2026年3月27日) 資料7

【参考】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の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。

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