

電源投資の確保について

2022年5月25日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- **前回の会合**では、電源の新規投資の促進のため、新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組み（以下「本制度措置」という。）について、今後検討を深めるべき論点のうち、「**④入札価格の在り方**」、「**⑤調達方式**」、「**⑥制度適用期間**」等の論点について御議論いただいたが、その中で**以下の御意見をいただいた。**
 - (a) **本制度措置の基本的方向性**に関するご意見
 - (b) 「他市場収益の取り扱い」等の個別の論点を1個ずつ整理していくのではなく、入札価格に関する**全体像を俯瞰して議論すべき**とのご意見（入札価格に関する制度の全体像）
- また、本年3月の東日本における電力需給ひっ迫を受けて、本部会の親組織である電力・ガス基本政策小委員会において、電力需給ひっ迫に係る検証と対策についての議論が行われており、その中の対策の一つとして、本制度措置について議論されたところ。
- 本日は、その電力・ガス基本政策小委員会の議論の紹介をさせていただいた上で、上記の(a)と(b)について、過去の会合でお示した検討の視点の例を踏まえ、御議論いただきたい。

（参考）第62回制度検討作業部会（2022年2月17日）で頂いた御意見

(a)に対する御意見

- ・この制度の検討を始めるときに念頭に置いていたのは、遙かにシンプルな制度であった。容量市場価格は毎年大きく変動しており、今後も大きく変動することが想定されている中で、長期間固定して予見可能性を高める程度の市場と想っていた。例えば、第1回の容量市場価格を上限価格として、それと同じ又は低い価格で20年程度固定し、容量市場価格の変動を軽減することによって新設投資を促す設計を想定していた。少なくとも、こうしたシンプルな設計に比べて、今回の提案の方が優れていることを国民に示して議論をしないともずいぶんではないか。少なくとも代替案としてシンプルな設計があるのに、それよりも劣っているものを安直にいれるべきではない。
- ・脱炭素に資する電源をどのように投資促進するかという視点が必要であり、今の制度が十分でないという認識から本制度の検討が開始されている。脱炭素電源は十分まだ実証されていないものもあり、投資リスクが大きいもののチャレンジが必要。チャレンジの結果、大きなリターンが得られることを事業者に示す必要。投資リスクの高さに見合った投資リターンを見込めるようにすべき。電気料金に反映されることを踏まえ、過剰なインセンティブを与えるべきではない。
- ・単年度の容量市場では、容量収入の予見性が低く、新設電源が入りにくい点を補完して容量市場収入のリスクをヘッジすることがまず第一の目的であった。その目的がまず最上位にあって、それに何か付け加えるものがあるとすると、それは最低限議論をするというのが本来あるべき姿なのではないか。

(b)に対する御意見

- ・全体の論点が全て示される訳ではなく、複雑なご提案であるため、判断付かない。全体像を俯瞰して議論していきたい。
- ・各論点を1個ずつ整理していくことの必要性は理解するが、各論点が複雑に相互影響する可能性が高く、個別項目を整理して積み上げていくことが合理的かについて、検討が必要。全体俯瞰してこの制度を活用されるか適宜検証を行って頂きたい。
- ・他市場収益だけを取り上げるのではなく、上限価格の設定と合わせて議論していく点は合理的。

(参考) 本制度措置の概要

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

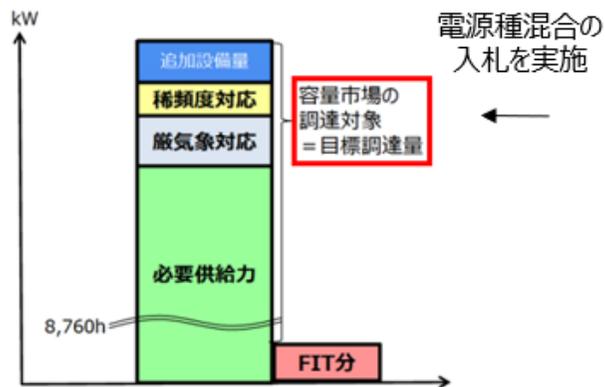
- 本年8月の第二次中間取りまとめでは、「カーボンニュートラルと安定供給の両立に資する新規投資に限り、電源種混合での入札を実施し、落札案件の容量収入を得られる期間を複数年間とすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する方法が考えられる。今後、この案を基礎に、制度の詳細を検討していく」こととされた。

持続可能な電力システム構築小委員会
第二次中間取りまとめ (2021年8月) より一部修正

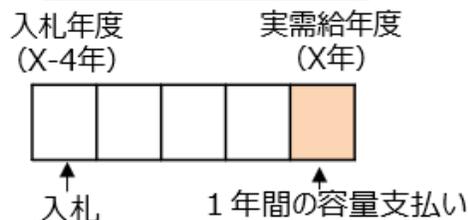
現行の容量市場

① 目標調達量

② 対象



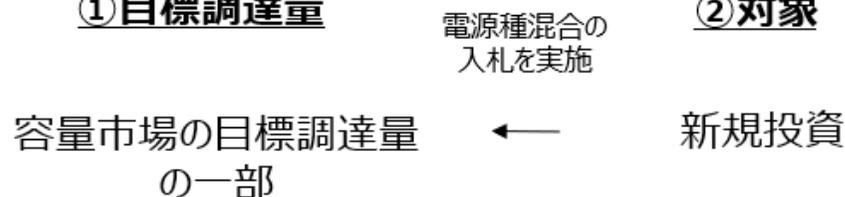
③ 落札案件の収入



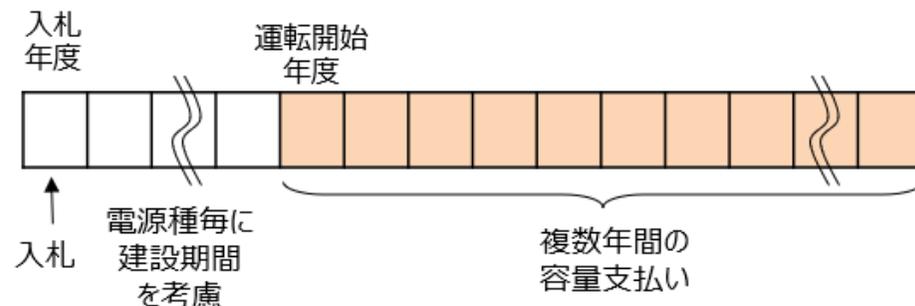
新たな制度措置案

① 目標調達量

② 対象



③ 落札案件の収入



(参考) 今後検討を深めるべき論点

持続可能な電力システム構築小委員会
第二次中間とりまとめ（2021年8月）より抜粋

論点	検討すべき内容
①対象	<ul style="list-style-type: none">・具体的な対象・CO2を排出する供給力や調整力の取扱い
②募集量	<ul style="list-style-type: none">・募集量の設定方法
③リードタイムの考慮	<ul style="list-style-type: none">・運転開始までのリードタイムの考慮方法
④入札価格の在り方	<ul style="list-style-type: none">・初期投資額の取扱い・制度期間中に発生する運転維持費や大規模修繕の取扱い・長期間に渡る他市場収益をどのように考慮すべきか
⑤調達方式	<ul style="list-style-type: none">・どのような方法で調達する供給力や調整力を決定するか
⑥制度適用期間	<ul style="list-style-type: none">・設備の耐用年数と制度適用期間の関係の考え方
⑦上限価格	<ul style="list-style-type: none">・上限価格の設定方法
⑧調整係数	<ul style="list-style-type: none">・長期間にわたる調整係数の設定方法
⑨拠出金の負担者	<ul style="list-style-type: none">・負担者と負担計算方法の考え方
⑩リクワイアメント・ペナルティ	<ul style="list-style-type: none">・参入障壁とのバランスの考慮
⑪現行容量市場との関係	<ul style="list-style-type: none">・現行容量市場と制度措置案の統合的な設計の在り方

- 前頁の各論点を検討するに当たり、例えば、以下の視点について、どのように考えるか。

(供給力確保・脱炭素化と経済性)

- ✓ 供給力の確保・脱炭素化と経済性の両立をどのように図るか。例えば、短期的により多くの電源を調達したり、脱炭素化の基準をより厳しくしたりすると、電源間の競争圧力が低下し、結果的に全体の経済性が低下する可能性について、どのように考えるか。

(供給力確保と脱炭素化)

- ✓ 供給力の確保と脱炭素化の両立をどのように図るか。例えば、短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しない一方、2050年のカーボンニュートラルを目指す中で、中長期的な供給力確保に欠かせない既設電源の脱炭素化投資について、どのように考えるか。

(投資の予見性確保と経済性)

- ✓ 投資の予見性を確保するためには、将来的なリスク要因を最大限排除することが望ましい一方、リスクゼロの仕組みを目指すことが経済性の低下につながる可能性があることについて、どのように考えるか。また、長期に及ぶ電源投資・回収期間中のあらゆるリスク要因をあらかじめ排除することは現実的でない中、制度運用に一定の柔軟性を持たせることについて、どのように考えるか。

(制度全体の効率性)

- ✓ 運用面を含めた制度全体の効率性向上のためには、できる限り個別ルールを排除したシンプルな制度とすることが望ましい一方、異なる特性を有する電源間の競争促進により効率性を高める観点から、各電源の特性に応じた個別ルールを設定することについて、どのように考えるか。

- 1. 電力・ガス基本政策小委員会での議論**
2. 本制度措置の基本的方向性
3. 入札価格に関する制度の全体像

電力・ガス基本政策小委員会での議論

- 本年3月の東日本における電力需給ひっ迫を受けて、本部会の親組織である電力・ガス基本政策小委員会において、電力需給ひっ迫に係る検証が行われており、本制度措置に関しても、以下の2点が議論された。
 - 電源の老朽化が進む中で、新規電源投資の促進は喫緊の課題であり、現在進められている新たな制度措置の検討を加速化し、できる限り早期に第1回オークションを行えるよう、制度措置の具体化を急ぐこととしてはどうか。
 - あわせて、今回の需給ひっ迫を踏まえ、対象電源の範囲の拡大を検討することとしてはどうか。具体的には、例えば、2050年までに脱炭素化することを大前提に、一定期間内に限り、脱炭素化されていない電源の一部を対象とすることのメリットとデメリットを総合的に検討することとしてはどうか。
- このため、本制度措置の具体化を急ぐとともに、一定期間内に限って脱炭素化されていない電源の一部を対象とすることについて、次回以降の会合において議論いただきたい。

対象について

- これまで本制度措置について議論してきた「持続可能な電力システム構築小委員会（以下「構築小委」という。）」では、**本制度措置で対象とする「新規投資」の基本的な考え方**としては、電源への新規投資が停滞し、供給力の低下に伴う安定供給へのリスクが顕在化する中で、2050年のカーボンニュートラルと安定供給の両立に資するものとするため、脱炭素化された電源の拡大を図る観点から、**「発電・供給時にCO2を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資」とし、対象の詳細**については、**引き続き検討すべき**とされたところ。
- 「発電・供給時にCO2を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資」とは、**CO2の排出防止対策が講じられていない火力発電所（石炭・LNG・石油）を除く、あらゆる発電所・蓄電池の新設案件やリプレース案件への新規投資（※1）**が想定される。
 - ※1 リプレース案件の対象範囲や規模要件等詳細な要件は他の制度との関係を踏まえ、別途要検討
- 一方で、過去の会合で御意見をいただいたように、**以下の新規投資を対象とするかは論点**であるため、次頁以降で検討を行う。
 - 【論点①】：アンモニア・水素混焼のための新規投資（※2）
 - 【論点②】：グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資
 - 【論点③】：バイオマス（混焼、既設の改修）のための新規投資（※2）
 - ※2 これらの専焼のための新設・リプレース案件への新規投資は、本制度措置の対象となるが、論点①に関して、グレーアンモニア・水素を燃焼させる場合が対象となるかについては、論点②を参照。また、論点③に関して、対象となるバイオマス燃料の要件については、FIT・FIP制度において求められている要件を踏まえて検討することが必要。

論点④ 新規電源投資の促進

- 安定的な電力需給を中長期的に実現していくためには、既存電源の最大限の活用のみでは不十分であり、電源の新陳代謝を進めるためにも、**新規電源投資を促進していくことが不可欠**である。
- このため、容量収入を得られる期間を複数年間とする新たな制度措置の検討が進められている。
- 電源の老朽化が進む中で、新規電源投資の促進は喫緊の課題であり、現在進められている新たな制度措置の検討を加速化し、できる限り早期に第1回オークションを行えるよう、制度措置の具体化を急ぐこととしてはどうか。
- あわせて、今回の需給ひっ迫を踏まえ、対象電源の範囲の拡大を検討することとしてはどうか。具体的には、例えば、**2050年までに脱炭素化することを大前提に、一定期間内に限り、脱炭素化されていない電源の一部を対象とすることのメリットとデメリットを総合的に検討**することとしてはどうか。

1. 電力・ガス基本政策小委員会での議論
- 2. 本制度措置の基本的方向性**
3. 入札価格に関する制度の全体像

本制度措置の目的

- 本制度措置は、電源の設備年齢が高経年化する中、**安定供給を持続的なものにしていくためには**、中長期的に電源への新規投資を促していくことが必要であるとの問題意識から検討を開始したもの。
- その後、2020年10月の菅首相による2050年カーボンニュートラル宣言を受けて定められた第6次エネルギー基本計画を踏まえ、本制度措置で対象とする「新規投資」は、**脱炭素電源への新規投資とすることとされた。**
- また、足下では、老朽火力を中心とした電源の退出が進展し、供給力が低下する中で、2020年度冬期・2021年度冬期には、電力需給がひっ迫し、スポット市場価格が高騰する事態が生じており、**需要家は安定供給上のリスクや大幅な価格高騰リスクに晒される状況**となっている。
- このため、本制度措置によって発電事業者に投資の予見可能性を確保することで脱炭素電源への投資を着実に促すことにより、2050年カーボンニュートラルを実現し、需要家に対して、脱炭素電力の価値を提供すると共に、中長期的な観点から安定供給上のリスクや価格高騰リスクを抑制する、こうした、**発電事業者の予見性確保と需要家の利益を同時に実現することが、本制度措置を検討する目的**である。

持続可能な電力システム構築小委員会 中間取りまとめ (2020年2月)

(3) 設備の老朽化や再エネ大量導入も踏まえた電源投資の確保の在り方

2018年の北海道胆振東部地震によって、北海道では全域にわたる大規模停電（ブラックアウト）が発生した。その復旧段階においては、火力発電所のみならず、道内各所の水力、バイオマス、地熱発電といった発電量の変動が少なく安定的に発電が可能な再生可能エネルギーが、発災直後から安定的な供給力として貢献していた。また、老朽火力発電所も復旧段階で供給力の積み増しに役割を果たしており、様々な特徴・役割を有する発電設備が存在することが安定供給にとって有用であることが確認された。一方で、設備年齢が高経年化する中で、こうした老朽電源に依存し続けることは困難である。再生可能エネルギーの大量導入の中で安定供給を持続的なものとしていくためには、中長期的に適切な供給力・調整力のための投資を確保し、最新の電源の導入や多様化・分散化を促進していくことが必要である。

持続可能な電力システム構築小委員会 第二次中間取りまとめ (2021年8月)

(6) 電源投資の確保 (a) 背景・目的

この間、2020年10月には、菅内閣総理大臣より2050年のカーボンニュートラル実現を目指すことが宣言され、それを受けて、2021年1月に、梶山経済産業大臣から、カーボンニュートラル目標と安定供給の両立に向けた電源投資促進のための電力市場の整備を始めとしたテーマについての検討指示がなされた。

また、2020年12月から2021年1月にかけては、電力需給が逼迫し、スポット市場価格が高騰する事態が生じたが、日頃稼働していない老朽火力も含め、あらゆる発電所をフル稼働させて安定供給の確保に取り組んだ。その後、電力・ガス基本政策小委員会において行われた検証の議論の中では、2050年カーボンニュートラル実現と安定供給の両立に向けて、中長期的には、CO₂を排出する化石火力への依存度を低減させつつ、CO₂を排出する化石火力が担ってきた供給力や調整力を確保する必要があり、新規投資を足下から促していくことが重要であることとされており、前回の中間取りまとめにおける新規投資の必要性が再認識される形となった。

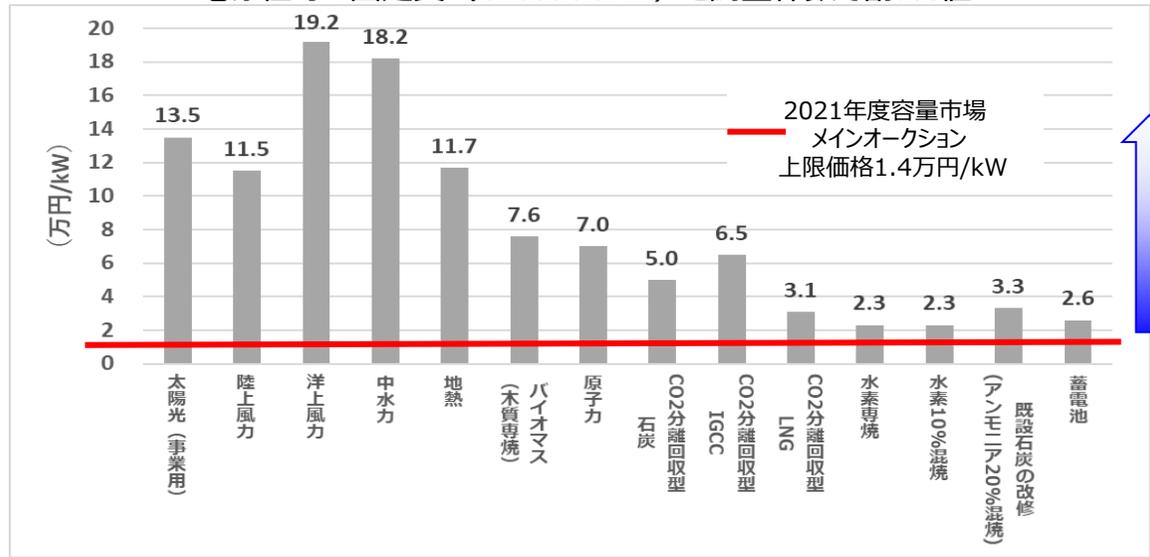
持続可能な電力システム構築小委員会 第三次中間取りまとめ (2022年1月)

第6次エネルギー基本計画を踏まえ、本制度で対象とする「新規投資」の基本的な考え方については、発電・供給時にCO₂を排出しない電源（脱炭素電源）への新規投資を対象とする。

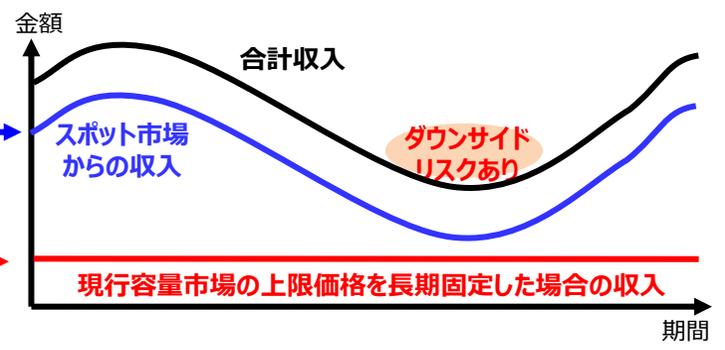
本制度措置の基本的方向性

- 本制度措置の目的を達成するためには、将来収入のダウンサイドリスクへの対応により、**初期投資額を含む固定費の回収の予見可能性を確保することが重要**。また、本制度措置は、**脱炭素電源への新規投資を対象**としており、エネルギーのベストミックスの観点から、**多様な脱炭素電源の導入の促進を図ることが重要**。
- 仮に、**現行容量市場の上限価格以下の価格を長期固定した場合**、左下の図のとおり、脱炭素電源の**固定費回収の予見可能性確保**には一定程度資するものの、多くの脱炭素電源にとって**一部に留まり、固定費回収の大部分は本制度措置以外からの収益（他市場収益）に依存**することとなる。それにより、将来収入のダウンサイドリスクが残り、必要な脱炭素電源への投資が進まない場合、中長期的な観点から需要家に対する安定供給上のリスクや価格高騰リスクが生じることになり、本制度措置の目的を達成できないこととなる。

電源種毎の固定費（GrossCONE）を調整係数で割った値



＜現行容量市場の上限価格を長期固定した場合における
スポット市場・合計収入のイメージ＞

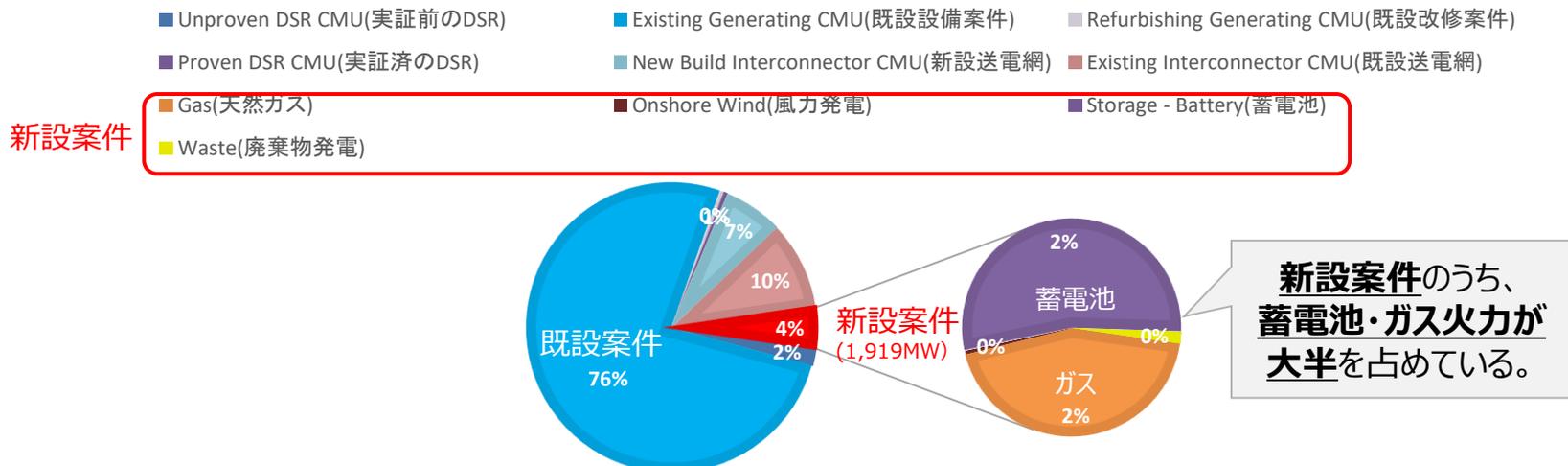


※ 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告(令和3年9月)等を基に、蓄電池は令和3年度補正 再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業にて採択された案件の申請情報を基に、資源エネルギー庁試算
 現行容量市場の上限価格を算出する際のNetCONEの計算では、発電コスト検証の諸元を基に、系統接続費・大規模改修費・租税・発電側課金・インフレーション率・期待インフレ率を加味し、割引率を3%から5%に修正しているため、上記の電源種別の固定費にもこれらを全て反映。ただし、大規模改修費は、全電源種がLNG火力と同程度と仮定して試算。
 発電コスト検証の諸元数値は2030年の数値より試算。なお、諸元数値に幅がある場合は、最も高い水準より試算。
 発電コスト検証では稼働年数は電源種毎に異なるが、本制度での制度適用期間は20年を基本としているため、資本費を20年で回収する前提で固定費を試算。
 なお、自然変動電源は、落札価格にエリア別の調整係数をかけた値が容量収入となるため、その電源種の固定費（GrossCONE）を2031年度の調整係数（全エリアの最高値、51頁のとおり調整係数は入札時点から9年後を利用する前提）で割った値として記載。
 既設石炭の改修（アンモニア20%混焼）は、追加の設備投資額250億円（第3回発電コスト検証ワーキンググループ資料1より）を資本費とし、設備容量のうちアンモニア混焼比率部分だけを本制度の対象と仮定して、「固定費÷（設備容量×20%）」の計算により試算。

本制度措置の基本的方向性

- また、英国の容量市場では、既設と新設が同じ上限価格の下で競争しており、新設は落札価格の収入を長期間得ることができるが、直近のオークション結果における新設案件の内訳はガス火力や蓄電池など固定費の小さい電源種が大半を占めている。
- これらの点を踏まえると、多様な脱炭素電源の拡大を図る観点からは、現行容量市場の上限価格以下の価格を長期固定する措置では十分な措置とは言い難く、別途、脱炭素電源の固定費全体の回収の予見可能性を向上させる措置の検討が必要ではないか。
- なお、発電事業者にとっては、長期的に安定的な収入を確保することが重要であるところ、発電事業者と需要家の利益を同時に実現するという本制度措置の目的からすれば、発電事業者による将来収入のアップサイドに対しては、電源の稼働インセンティブにも配慮することを前提として、一定の制限を設け、国民負担を軽減させる方向で検討を進めることが必要ではないか。

英国容量市場オークション結果(2021年度 T-4 DELIVERY YEAR 2025/26)



新設案件のうち、蓄電池・ガス火力が大半を占めている。

出典 : national grid HP
 ※新設案件の制度適用期間は、1年～15年（事業者が入札前に選択）であり、落札案件のうち93%超が15年を選択。

(参考) 2030年の発電コスト検証に関する報告 (令和3年9月)

2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

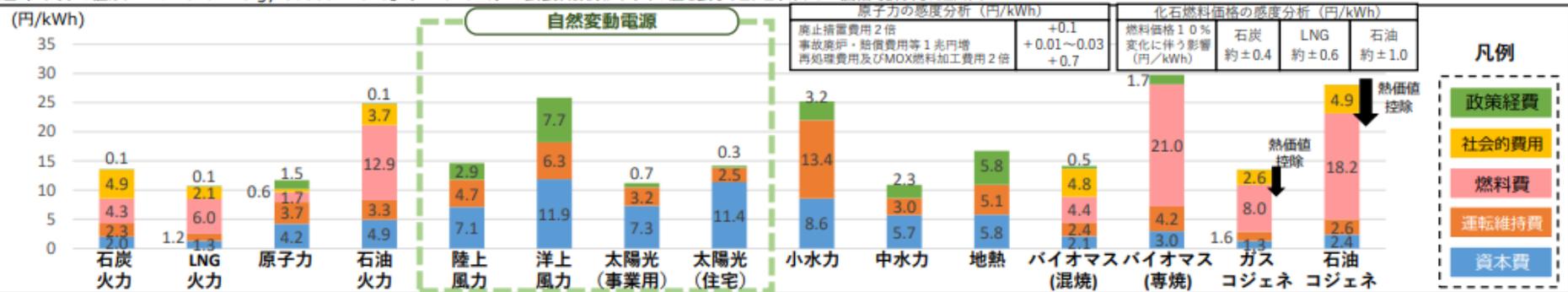
均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2030年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる。**
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。
- 太陽光・風力(自然変動電源)の大量導入により、火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まるため、これも考慮する必要がある。**
この費用について、今回は、**系統制約等を考慮しない機械的な試算(参考①)に加え、系統制約等を考慮したモデルによる分析も実施し、参考として整理(参考②)。**

電源	石炭 火力	LNG 火力	原子力	石油 火力	陸上 風力	洋上 風力	太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス (混焼、5%)	バイオマス (専焼)	ガス コージェネ	石油 コージェネ
発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。

(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表政策シナリオの値を表示。コージェネは、CIF価格で計算したコスト。



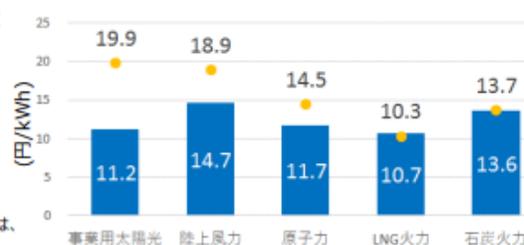
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算 (2015年の手法を踏襲)

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもおこる追加費用(火力効率低下や揚水活用等の費用)追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh (15%)程度	年間8,470億円
1850億kWh (20%)程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh (25%)程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算 (委員による分析※2)



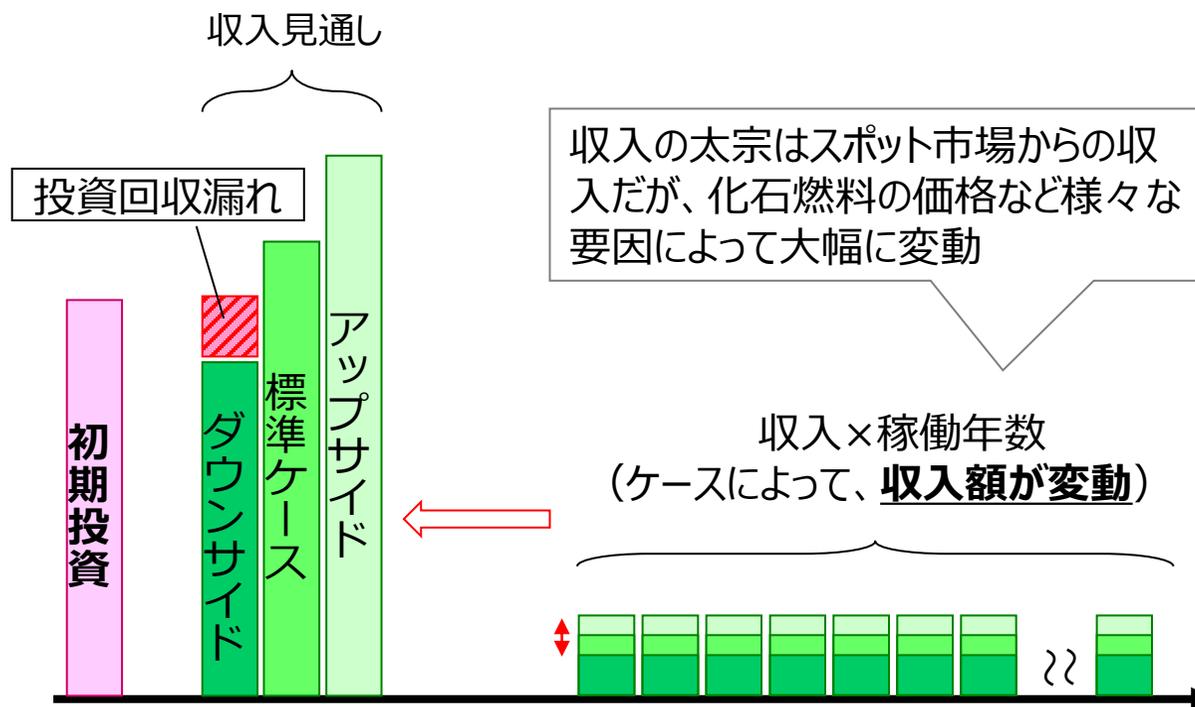
●2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を減少追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト(統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称))を算出。

●どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要。

青棒: 発電コスト(上の積上げ棒グラフの値と同じ)
黄色ドット: 統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)

※2 第8回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

- 民間事業者の投資意思決定においては、「標準ケース」、「アップサイドケース」、「ダウンサイドケース」といった各ケースの発生確率を分析した上で、リスクに見合うだけの収入見通しがあれば、投資が行われるのが一般的。
- 発電事業は初期に多額の投資を伴うことや、前頁の発電事業者の収入構造を踏まえれば、**スポット市場**からの将来収入の**ダウンサイドリスク**が大きい場合には、**投資が十分に進まない可能性**がある。
- 電源投資を安定的に確保する観点からは、**将来収入のダウンサイドリスクへの対応が課題**として挙げられるのではないかと。



(参考) 発電事業の収入構造

第7回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2020年10月16日) 資料3

- 容量市場等の開始後も、kWh価値による収入が過半を占め、新規の電源投資の観点からは、スポット市場の価格の影響を強く受ける構造が存続している。

	スポット市場	容量市場
取引する価値	kWh価値	kW価値
価格決定方式	シングルプライス	シングルプライス
価格に影響を与える要素	化石燃料の価格・需要動向など	火力発電所の運転維持費など
収入額	発電量 (kWh) に比例 (変動的収入)	容量 (kW) に比例 (固定的収入)
価格水準	7.9円/kWh ※ 2019年度単純平均価格	平均2円弱/kWh ※ 2020年容量オークションの総平均価格9,534円/kW (約定価格は14,137円/kW) を、設備利用率70%と仮定して換算。

※ 非化石電源であれば、上記に加えて、非化石価値取引市場からの収入を得られるが、FIT電気由来の非化石価値取引価格 (1.3円/kWh程度) を基準に考えれば、総収入の1割程度となり、収入構造の大宗には影響しない。

※ 容量市場において、全ての固定費を回収する訳ではなく、スポット市場からも固定費の一部を回収。

- 容量市場における入札ガイドラインに従えば、発電事業者の入札行動は、「**運転維持費**」から「**他市場収益**」を控除して応札するものと考えられ、「**スポット市場の価格**」と「**事業者の容量市場への応札価格**」は**基本的に逆相関**の関係にある。
- 一方で、**容量市場には上限価格**が設けられており、一定額以上に上昇することは無い。
- したがって、**スポット市場の価格の大幅な低下**に対しては、引き続き**ダウンサイドリスク**がある。

<容量市場における入札ガイドライン>

4. 容量市場の活性化
(3) 監視対象行為
(イ) 価格つり上げ

市場支配的事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、**価格のつり上げ**に該当すると考えられる。

この点、市場支配的事業者が、**電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額(維持管理コスト)で応札をしている場合には、経済合理的な行動**と考えられることから、**価格のつり上げには該当しないもの**とみなされる。

<容量市場の上限価格>

$$\text{上限価格} = \text{NetCONE} \times 1.5$$

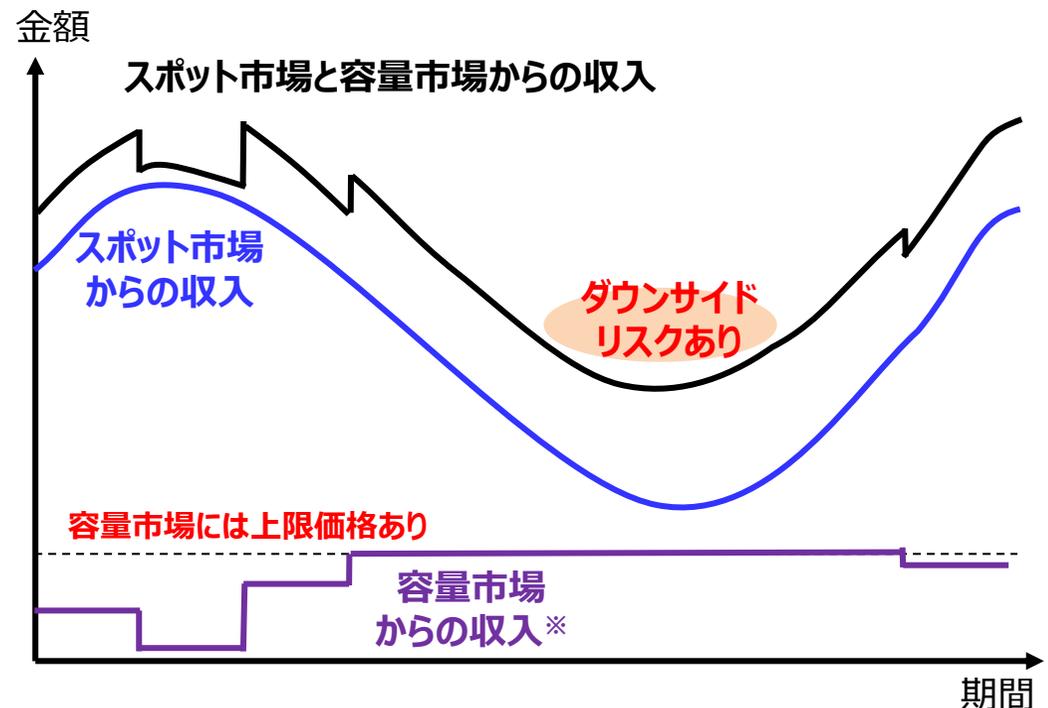
$$\text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{他市場収益}$$

(注) Gross CONE : 新設電源 (CCGT) の固定費

※2020年オークションでは14,225円/kW

他市場収益 : スポット市場を含む他市場からの収益

<スポット市場と容量市場の関係 (イメージ) >

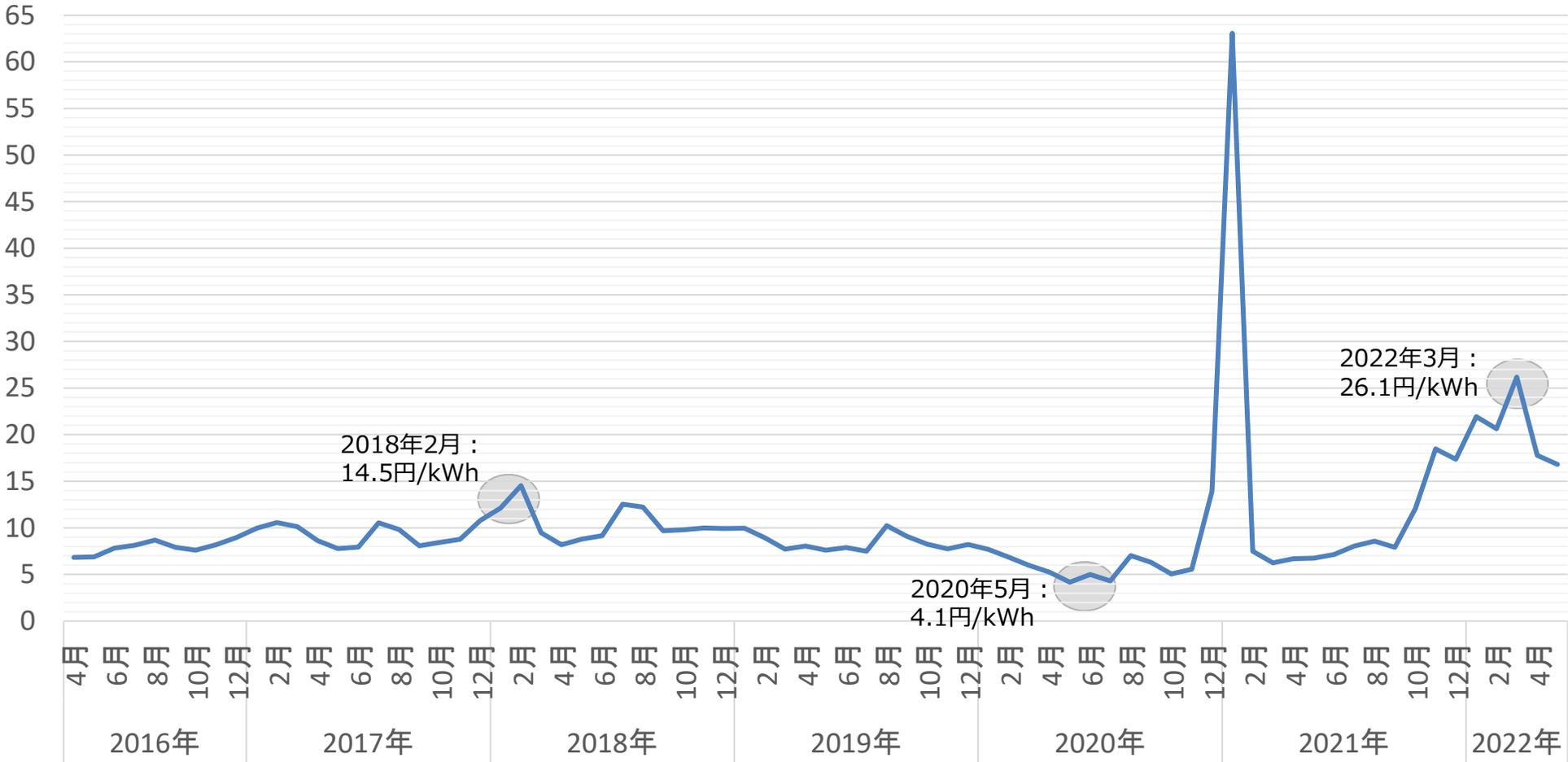


※実際の容量市場の価格は、発電事業者の入札行動とは別に、供給力の多寡等によっても決まるため、必ずしも上記のような形になるとは限らない。

(参考) 電力市場価格の推移

● スポット価格は、燃料価格や需給の状況等により、大きく変動している状況。

電力自由化以降の月別平均スポット価格の推移



出典：JEPXデータより資源エネルギー庁集計
※ 2022年数値は5月24日分までを集計

(参考) 現行容量市場のNet CONEに含まれるコスト①

2021年度メインオークション 需要曲線作成要領
(2021.7.1) より抜粋

3. 指標価格 (Net CONE)

Net CONE は、Gross CONE の算定値から容量市場以外の収益を差し引いて算定する。Gross CONE は、経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 長期エネルギー需給見通し小委員会 発電コスト検証ワーキンググループ（以下、「発電コスト検証WG」という。）で示された諸元および容量市場の在り方等に関する検討会（以下、「容量市場検討会」という。）等において整理された項目に経済情勢を反映し、算定する。

なお、モデルプラントはコンバインドサイクル・ガスタービン発電 (CCGT) とする。

項目		詳細	
発電コスト 検証 WG	資本費	建設費	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施（リプレースの場合も含まれる）。
		廃棄費	OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition” (2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
	運転維持費	人件費	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
		修繕費	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を、稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
		諸費	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
		業務分担費	事業の全般的な管理業務に要する費用（本社などの人件費、修繕費、諸費）を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値。
容量市場 検討会等	系統接続費	系統接続にかかる工事費負担金等の費用。	
	大規模改修費	大型の設備更新等にかかる費用。	
	租税	事業税。	
	発電側基本料金	送配電関連設備の費用（送電費及び受電用変電費）において、発電側が負担する費用。	
	容量市場以外からの収益	kWh 価値。	

(参考) 現行容量市場のNet CONEに含まれるコスト②

2021年度メインオークション 需要曲線作成要領
(2021.7.1) より抜粋

(2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標^{※1}等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等	備考
インフレーション率	3.13%	発電コスト検証 WG のコスト算定年（基準年）から Net CONE 算定年までの物価上昇率の実績値。 インフレーション率 = $\frac{2020\text{年(暦年)の総固定資本形成}}{2014\text{年(暦年)の総固定資本形成}} - 1$ 基準年（2014年）：99.1%、2019年：102.2%	内閣府 国民経済計算（GDP 統計） 暦年デフレーター（暦年）の総固定資本形成
期待インフレ率 ^{※2}	0.34%	将来の物価上昇率の予測値における過去10年の平均値。 期待インフレ率 = 0.4 × 前年度のコア CPI 変化率 + 0.6 × 前年度の期待インフレ率	総務省統計局 消費者物価指数（コア CPI） 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 統計表：app1-1 参照
割引率（税引前 WACC）	5%	割引率（税引前 WACC） = $\frac{\text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト}}{1 - \text{実効税率}} + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト}$	
自己資本比率	42.9%	2018年度の資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値。	経済産業省（経済産業省企業活動基本調査） 統計表：3-1 参照
自己資本コスト	6.7%	国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。	経済産業省 持続的成長への競争力とインセンティブ～ 企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト 伊藤レポート（本文）P44 参照
他人資本比率	57.1%	1 - 自己資本比率	
他人資本コスト	0.86%	日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）における過去10年の平均値。	日本銀行（金融経済統計月報） 公表データ：金融1 参照
実行税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%	

※1 2020年度末時点の最新の経済指標。

※2 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム（著者：山口勝業、東洋経済社）」を参考に設定。

1. 電力・ガス基本政策小委員会での議論
2. 本制度措置の基本的方向性
3. **入札価格に関する制度の全体像**

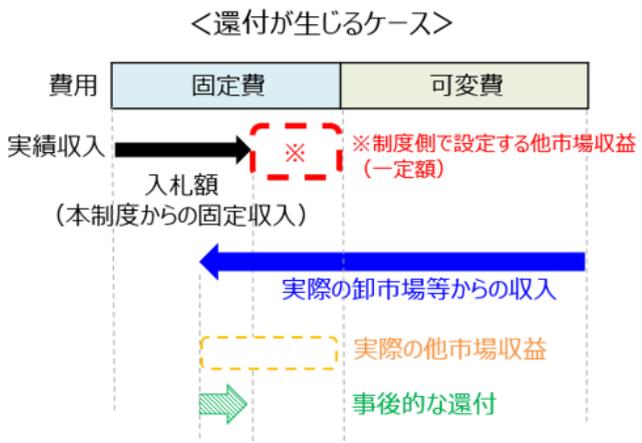
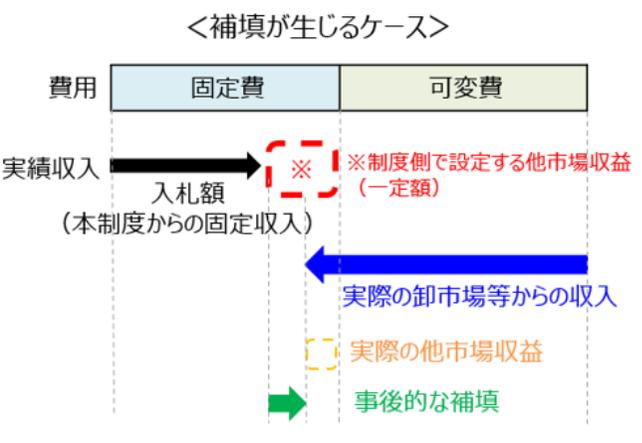
入札価格に関する制度の全体像について

- 入札価格に関する制度の全体像の検討のため、以下の論点について一体的に検討していく。
 - 【論点①】 入札価格に織り込むことが適切なコスト（下図の **■** 関係）
 - 【論点②】 入札時の他市場収益の設定方法（下図の **□** 関係）
 - 【論点③】 還付・補填時の実際の他市場収益の考え方（下図の **□** 関係）
 - 【論点④】 還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合（下図の **▨** 関係）
 - 【論点⑤】 調整係数（下図の **■** 関係）
 - 【論点⑥】 入札価格に対する規律（下図の **■** 関係）

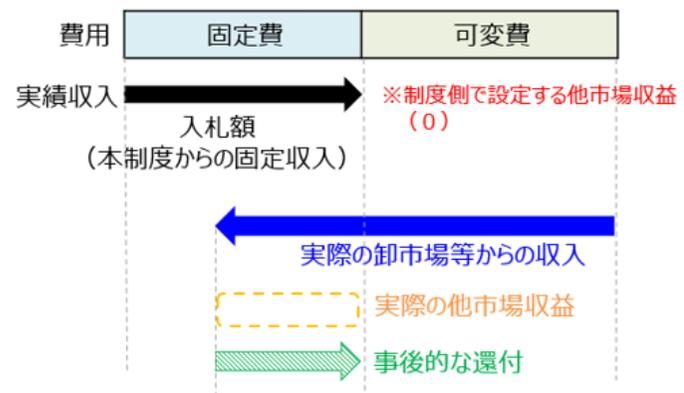
入札時の他市場収益の設定方法

第62回制度検討作業部会
(2022年2月17日) 資料4より抜粋

<設定方法①>



<設定方法②>



【論点①】入札価格に織り込むことが適切なコスト

- 本年1月の本作業部会の事務局資料のとおり、「上限価格の設定」や「入札価格の監視」等の入札価格に対する規律※を設けるにあたっては、入札価格に織り込むことが適切なコストについて、検討することが必要。
※ 入札価格に対する規律については、論点⑥を参照。
- 本制度措置は、初期投資額を含む「固定費」の回収の予見可能性を確保するものであることから、入札価格には、前々回の事務局資料でお示した下の表のコストを織り込むことが想定されるため、それぞれのコストの各論点について次頁以降にて検討を行う。
- その他、留意すべき点や追加で検討すべき論点はあるか。

入札価格に織り込むことが想定されるコスト	論点
(1)建設費、系統接続費、廃棄費用	①対象範囲 ②共通設備の取扱い
(2)運転維持費	①対象範囲 ②経年改修費の対象範囲
(3)事業報酬（資本コスト）	①入札価格に織り込める水準
(4)その他	①水素・アンモニア等における固定費的な性質の費用の扱い

入札価格に関する規律の必要性について

- 現行容量市場では、市場支配力を有する事業者が価格つり上げを行うことを防止するため、入札ガイドラインにおいて、支配的事業者が価格つり上げに該当しない応札価格の考え方が示されている。
- 本制度措置では、脱炭素電源への新規投資を対象に入札を実施するため、(既設電源を多く保有する市場支配力のある事業者が存在する現行容量市場とは異なり、) 基本的に市場支配力を有する事業者は存在しないことから、市場支配力を有する事業者を念頭においた入札価格に関する規律は必要ではないと考えられる。
- 一方で、本制度措置は入札によって落札電源を決定する仕組みであることから、入札を通じて国民負担の最小化を図ることとなるが、かかる目的を達成する観点から、全ての事業者を対象に「上限価格の設定」や「入札価格の監視」等の入札価格に対する一定の規律を設けることが必要ではないか。
- なお、これらの規律を設けるにあたっては、入札価格に織り込むことが適切なコストについて整理することが必要。
- 本制度措置における入札価格に織り込むことが適切なコストについては、本制度措置の趣旨・目的を踏まえて、例えば以下のような項目それぞれの取扱いに関する検討を今後具体的に進めていくこととしてはどうか。
 - 建設費、廃棄費用
 - 制度適用期間中に発生する運転維持費
 - 系統接続費、事業税、発電側課金
 - 事業報酬 (資本コスト)
 - 他市場収益

(1)建設費、系統接続費、廃棄費用

<①対象範囲>

- まず、電源建設に必要な費用としては、「建設費」や「系統接続費」が考えられる。また、電源を建設する以上、最終的には廃棄することが必要となるため、「廃棄費用」も入札価格に織り込むことを認めてはどうか。
- なお、「建設費」の具体的な対象の例としては、発電設備・燃料受入設備・燃料保管設備・燃料供給設備などの新たな脱炭素電源の稼働に資する設備が考えられるのではないか。
- また、IEAなどが2020年に公表した「Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition」では、電源種別の発電コストを示す均等化発電原価（LCOE。Levelized Cost Of Electricity）には、建設費に5～15%の予備費（不測の事態や予期しない技術上・規制上起因するコスト増）が含まれている。このように、電源投資を行う際には、コスト増リスクへの一定の対応が必要となることから、本制度措置においても初期投資額（建設費）に対して一定の予備費（例えば10%を上限）を織り込むことを認めてはどうか。

<②共通設備の取扱い>

- 電源投資を行う際には、同一発電所内に複数のプラントを建設することがコスト削減につながることもあり、こうした場合には、配管やタンク等の共通設備を設置する場合がある。
- こうした共通設備の建設費を入札価格にどのように織り込むかについては、(a)プラント毎に別々の入札を行い、プラントのkW比率で按分して入札価格に織り込む方法と、(b)複数のプラントで1つの入札を行い、その入札価格に共通設備の建設費も織り込む方法、が考えられる。
- この点については、発電事業者の選択肢を広く確保する観点から、(a)(b)は事業者の選択制としてはどうか。

(参考) Projected Costs of Generating Electricity 2020 Editionにおける予備費の織りこみ

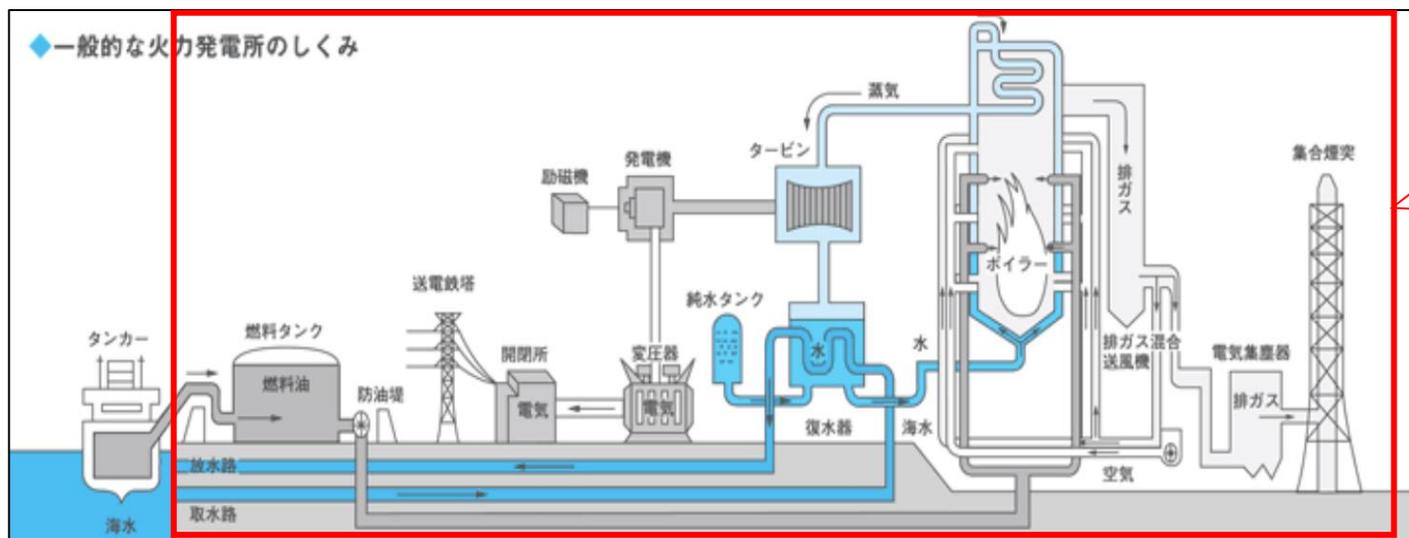
Contingency payments

Contingencies, increased costs resulting from unforeseen technical or regulatory events, are included in the overnight costs. The following conventions have been adopted by the EGC Expert Group if national data was not available:

Nuclear energy (except LTO):	15% of overnight costs
All other technologies:	5% of overnight costs

出所 : <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>

(参考) 一般的な火力発電所しくみと本制度措置の対象範囲の関係



本制度措置で対象とすべき初期投資額は、新たな脱炭素電源の稼働に直接的に資する設備への投資額とすべき。

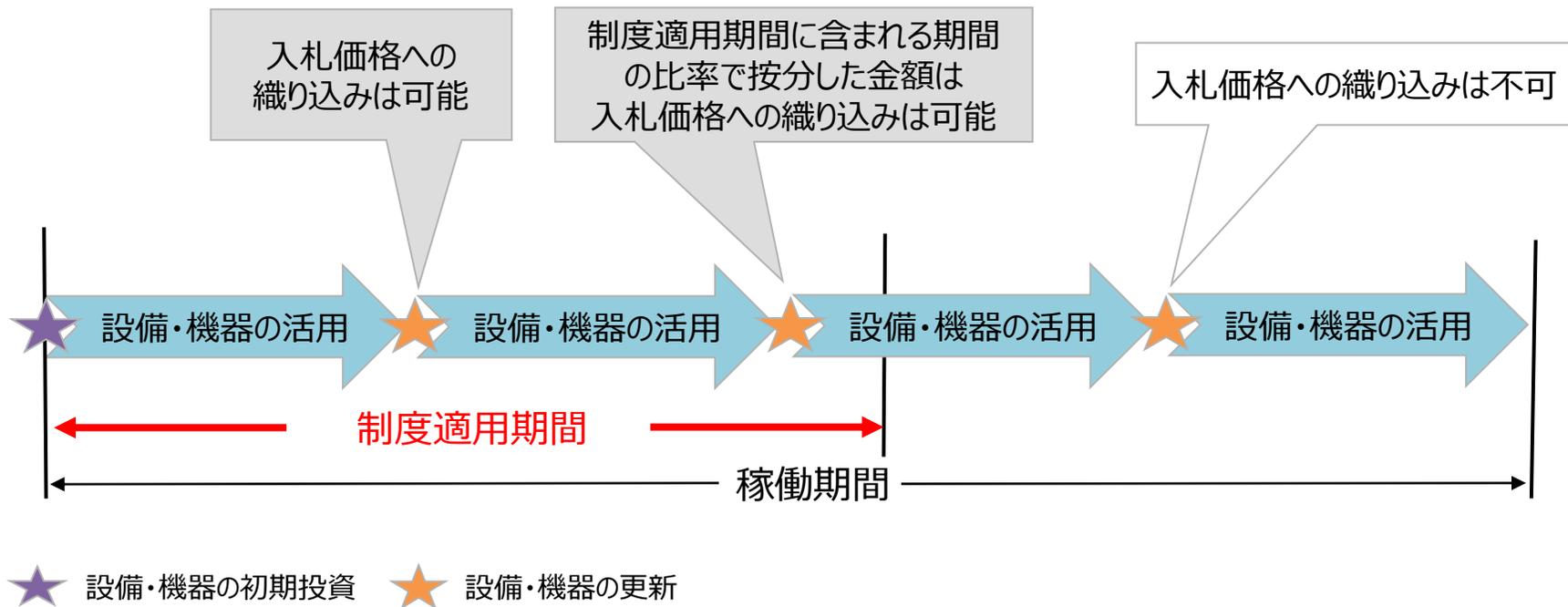
(2) 運転維持費

<①対象範囲>

- 現行容量市場と同様、制度適用期間に発生する「固定資産税」、「人件費」、「修繕費」、「経年改修費」、「発電側課金」、「事業税」、「その他のコスト（委託費・消耗品費等）」は、入札価格に織り込むことを認めてはどうか。

<②経年改修費の対象範囲について>

- ①のうちの「経年改修費」は、**制度適用期間の稼働に必要となる設備・機器の更新のための「経年改修費」の範囲**で、入札価格への織り込むことができるようにすべき。
- **その設備・機器の想定使用期間が制度適用期間を跨ぐ場合は、制度適用期間に含まれる期間の比率で按分した金額のみに限定すべき**ではないか。



(参考) 容量市場における入札ガイドライン (抜粋)

(3) 監視対象行為

(イ) 価格つり上げ

市場支配的事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。

この点、市場支配的事業者が、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額 (維持管理コスト)で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる。

① 電源を維持することで支払うコスト

電源を維持することで支払うコストには、例えば、以下のような項目が含まれると考えられる。

固定資産税	当該電源を保有することによって発生する固定資産税額
人件費	当該電源の維持に関連して必要となる人員に対する給料手当等
修繕費	当該電源の維持に関連して必要となる修繕費
経年改修費	当該電源の維持に関連して必要となる設備投資のうち資本的支出の額
発電側課金	当該電源に係る発電側課金のうち kW 課金部分
事業税 (収入割)	当該電源の維持によって得られる収入に対して発生する事業税の額 (電源を維持することで支払うコスト×税率/(1-税率))

制度適用期間について（具体的期間）

- 以上の基礎的な考え方を前提として、制度適用期間を検討するにあたっては、更に、**全電源種共通とするか否か**といった論点を検討することが必要。
- この点については、以下の評価を踏まえ、「**全電源種共通**」とすることとし、その**期間**は、FIT・FIPでも多くの電源種の制度適用期間となっている**20年を基本**とすることとしてはどうか。
- なお、その上で、**20年よりも長期又は短期の適用期間を希望する事業者が存在する場合**、以下の観点を踏まえ、**事業者の任意に委ねることについて、どのように考えるべきか**。
 - 落札した脱炭素電源の長期稼働を促す観点
 - 国民負担の平準化の観点
 - 資金調達の柔軟性の観点

※上記は新設・リプレース案件の制度適用期間であり、既設改修案件の取り扱いについては、別途検討予定。

	全電源種共通	電源種別
考え方	全電源種共通の期間を一律に適用	電源種別の期間（主要設備の法定耐用年数）を一律に適用
評価	○全電源種共通であり、制度設計がシンプルとなる	△「想定稼働年数が長く、法定耐用年数が短い電源種」の制度適用期間が短くなり、「想定稼働年数が短く、法定耐用年数が長い電源種」の制度適用期間が長くなり、公平性に課題

(3)事業報酬 (資本コスト)

< ①入札価格に織り込める水準 >

- 現行容量市場のNet CONEを算出する際の割引率（税引前WACC）の5%と同様に、全電源種一律に**税引前WACC5%を上限として、入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。**

現行容量市場のNet CONEに含まれるコスト

2021年度メインオークション 需要曲線作成要領 (2021.7.1) に赤字追加

(2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標※1等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等	備考
インフレーション率	3.13%	発電コスト検証WGのコスト算定年(基準年)からNet CONE算定年までの物価上昇率の実績値。 インフレーション率 = $\frac{2020年(暦年)の総固定資本形成}{2014年(暦年)の総固定資本形成} - 1$ 基準年(2014年): 99.1%、2019年: 102.2%	内閣府 国民経済計算(GDP統計) 暦年デフレーター(暦年)の総固定資本形成
期待インフレ率※2	0.34%	将来の物価上昇率の予測値における過去10年の平均値。 期待インフレ率 = $0.4 \times \text{前年度のコアCPI変化率} + 0.6 \times \text{前年度の期待インフレ率}$	総務省統計局 消費者物価指数(コアCPI) 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 統計表: appl-1 参照
割引率(税引前WACC)	5%	割引率(税引前WACC) = $\frac{\text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト}}{1 - \text{実効税率}} + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト}$	
自己資本比率	42.9%	2018年度の資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値。	経済産業省(経済産業省企業活動基本調査) 統計表: 3-1 参照
自己資本コスト	6.7%	国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。	経済産業省 持続的成長への競争力とインセンティブ～企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト 伊藤レポート(本文) P44 参照
他人資本比率	57.1%	1 - 自己資本比率	
他人資本コスト	0.86%	日本銀行の貸出約定平均金利(新規・長期)における過去10年の平均値。	日本銀行(金融経済統計月報) 公表データ: 金融1 参照
実行税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) + 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%	

※1 2020年度末時点の最新の経済指標。

※2 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム(著者: 山口勝業、東洋経済社)」を参考に設定。

2. 前回のご意見と考え方の整理 (2) 割引率についてのご意見

6

- 割引率としてWACCを用いた点について、実際にそのプラントに対して投資をしようと思った時には色々なリスク、失敗するリスクがある。そういったものを含めた時に、コスト評価年数40年において、諸外国と比べて低い約5%とする割引率を用いた場合、実際に投資が行われるのか。
- 諸外国との差異は、自己資本コストと他人資本コストによるところである。
- 前回の試算は、大手発電事業者によるコーポレートファイナンスを想定し、大手発電事業者の税引前WACCをもとに割引率を設定することとして、割引率を5%としてNet CONEを算定している。
- なお、割引率5%の場合のベータ値は、税引前WACC 4.5% (ベータ値 = 1.0) から試算すると約1.14となる。
- そのため、PJMが設定している割引率 (約8%) をもとに求めたベータ値 (約1.5) より小さいものの、発電事業に求められるリスクは一定程度考慮していると考えられるのではないか。
- 容量市場導入に向けて、発電事業のリスク分析等の検討を引き続き進め、必要に応じて織り込むことも検討していく。

(参考) 現行容量市場のNet CONEを算出する際の割引率が5%とされた時の議論

第17回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2018年12月17日) 資料3

2. 前回のご意見と考え方の整理 (参考) 割引率についてのご意見

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

第16回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

(税引前WACC)

- 税引前WACCの算定のため、公租公課（法人税、地方法人税、法人住民税）を考慮する。

$$\begin{aligned} \text{実効税率} &= \text{法人税} \times (1 + \text{地方法人税} + \text{法人住民税}) \\ &= 23.2\% \times (1 + 10.3\% + 7.0\%) = 27.2\% \end{aligned}$$

※ 税率は、2019年10月以降に予定されている標準税率を用いた。

- 税引前WACCは、以下の式で算定すると、5%程度となる。

$$\begin{aligned} \text{税引前WACC} &= \text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト} / (1 - \text{実効税率}) \\ &\quad + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト} \\ &= 41.6\% \times 6.7\% / (1 - 27.2\%) + 58.4\% \times 1.1\% \\ &= 4.5\% \end{aligned}$$

※ (参考) 旧一般電気事業者のWACCは3%程度 (税引後WACC、託送含む、一般担保有)

(論点3) Net CONE算定における割引率は、大手発電事業者のコーポレートファイナンスによる資金調達を前提として、税引前WACCとしてはどうか。具体的には下記を基に算定してはどうか。

- ✓ 大手発電事業者は、資本金1億円以上の我が国の企業としてはどうか。
- ✓ 自己資本と他人資本の割合は、経済産業省企業活動基本調査の最新の値を採用してはどうか
- ✓ 自己資本コストは、国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値としてはどうか。
- ✓ 他人資本コストは、至近9年間の貸出約定平均金利（長期）の平均値を採用することとしてはどうか。

(参考) 現行容量市場のNet CONEを算出する際の割引率が5%とされた時の議論

第17回 容量市場の在り方等に関する検討会
(2018年12月17日) 資料3

2. 前回のご意見と考え方の整理 (参考) 割引率についてのご意見

第16回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

3. 指標価格 (Net CONE) の設定 (2) コスト評価年数および割引率 (割引率)

- PJMの割引率は税引後WACCで8.2%であり、税引前に換算すると11.6%となる。
- 我が国と諸元を比較すると、自己資本比率は約40%と同等であるが、自己資本コストと他人資本コストは差異がある。
- PJMにおいて、CAPMで自己資本コストを設定し、ベータ値を求めると、1.5となる。(ベータ値が1を超えるため、投資家は発電事業をその他の事業よりも高リスクと受け止めている想定と考えられる)
(参考) CAPMによる自己資本コストの算定
リスクフリーレート (2.65%) + ベータ値 × 市場リスクプレミアム (6.9%) = 13.0%
- 我が国においても、容量市場導入に向けて、発電事業のリスク分析等の検討を引き続き進め、必要に応じて織り込むことも考えられるのではないかと。

	①自己資本比率	②自己資本コスト	③他人資本コスト	④実効税率	⑤税引後WACC	⑥税引前WACC
PJM (2018改定案※)	45%	13.0%	6.0%	29.5%	8.2%	11.6%
我が国の試算時の諸元	42%	6.7%	1.1%	27.4%	3.3%	4.5%

⑤ = ① * ② + ③ * (1 - ①) * (1 - ④) ※ 改定案はFERC (Federal Energy Regulatory Commission) にて審議中である。

⑥ = ① * ② / (1 - ④) + ③ * (1 - ①)

("August 21 Supplement"). As shown by Mr. Pfiefferberger and Dr. Zhou, Brattle's August 2018 ATWACC estimate was 8.0%, including **debt and % equity ratios of 55% and 45%**, respectively, a cost of BB-rated debt of 5.5%, and **a cost of equity of 13.0%**. As explained by Mr. Helm, PJM has further updated this analysis with the latest debt costs. He finds that "a merchant generator of the type that would sponsor a new entry plant would likely have a credit rating somewhere between B and BB, rather than being rated BB alone." This reflects the credit ratings of the merchant generators Brattle analyzed from when they were stand-alone companies and "those credit ratings are still a reasonable representation of the credit ratings of entities that may finance new power plants." With credit ratings reflecting a mix of B and BB ratings, **"a 6% cost of debt is appropriate."** Incorporating that debt cost in the ATWACC formula, **the resulting ATWACC is 8.2%**.
(2018/10/12 PJM Docket No. ER19-105-000 Periodic Review of Variable Resource Requirement Curve Shape and Key Parameters p19より)

(4) その他の論点①

<①水素・アンモニア等における固定的な性質の費用の扱い>

- 過去の会合では、以下のような御意見を頂いたところ。
 - 水素・アンモニアは、燃料のサプライチェーンが未整備であり、サプライチェーン構築のための投資や、固定的な燃料調達契約が必要なため、こうした費用も含めて予見性を高めていく必要
 - こうした燃料関連の費用は、固定的な性質となるが、本制度措置の中での「固定費」とすべきか、「可変費」とすべきか、整理が必要
 - CCSが具体化した場合にも、同様の問題がある
- 発電所の外で生じるこうした燃料関連の費用は、一般的には燃料費として「可変費」として整理されているところ、水素・アンモニアの燃料調達の課題については、別の審議会（次頁参照）において検討していくこととされている。このため、同審議会の検討状況を必要に応じて本部会でも御報告すると共に、同審議会の検討状況も踏まえつつ、発電所の外で生じるこうした燃料関連の費用の本制度措置における取り扱いを検討していくこととしてはどうか。
- また、水素・アンモニアに限らず、CCS等の他の電源種においても、電源特性に応じて、固定的な性質の費用が発生する場合には、本制度措置における取り扱いなどを検討していくこととしてはどうか。

(参考) 過去の会合で頂いた御意見

第61回制度検討作業部会（2022年1月21日）

・また、特に水素・アンモニア等につきましては、コストに占める変動費の割合というのは相当高くなると思いますので、固定費の回収は、この市場でできるということは非常に良いと思いますが、一方で、民間事業者からしますと、変動費の回収のところまで含めて、どういふふうに事業性を、予見性を高めていくかということも大事だと思いますので、本件につきましてはこの市場で検討する必要はないかもしれませんが、常にパッケージで見えないと、なかなか現実的な投資の促進ができないのではないかと考えた次第でございます。

・この制度だけで、トランジションを後押しするのではなく、様々なやり方があり、脱炭素化された長期的な供給力に投資してもらうという目的がずれたものを本制度でどれだけ入れるのかについては、他の制度でも後押しできるのであれば、脱炭素化だけの理由でこの制度に入れる正当な理由にはならず、他の制度での支援も検討すべきである。

第62回制度検討作業部会（2022年2月17日）

・本制度で対象となる電源の固定費・可変費がどのような性質のコストで、どのように整理すべきか、そもそも固定費なのか、可変費なのか整理がつかないコストがある。水素・アンモニアは、技術的に成熟しておらず、サプライチェーンが未整備であり、サプライチェーンの上中下流への投資が必要。当該投資を仮に可変費とすべきか一定固定費とすべきか論点がある。仮にサプライチェーンの投資がなかったとしても、相当程度の期間・量を開発者にオフテイクする必要があり、その燃料調達はTake or payとならざるを得ないことを踏まえると、固定費的な性質となる。その場合、他市場収益を見ながら機動的な稼働を選択するというようなことは出来なくなる。これは、水素・アンモニアの上中下流への投資に加えて、CCSが具体化した場合にも同様の問題がある。

(参考) 水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた検討

総合資源エネルギー調査会 第1回 省エネルギー・新エネルギー分
科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素
燃料政策小委員会 合同会議 (2022年3月29日) 資料3

大規模サプライチェーン構築に向けた課題と政策の方向性

供給者（エネルギー会社）の事業安定性確保の必要性

- サプライチェーンの立ち上げには、足下での多額の初期投資と、将来に渡る多額の運営費が必要
- プロジェクトファイナンスで資金調達を行う場合、一定程度の安定収入が見通せる必要



需要家による大規模・安定調達の躊躇

- 市場が未成熟な中で、事業を安定させるには需要家の大規模・安定調達が不可欠
- しかし、発展途上のエネルギー源・技術であるため、大半の既存燃料と比して当面高い
- さらに、各企業が個別にインフラ整備を検討する場合、需要の集積が生まれず、サプライチェーンも最適化が図られない。結果的に、価格低下が進みにくい



政策の方向性と期待される政策効果

- GI基金などに加え、需要家による水素・アンモニアの大規模・安定調達を促し、サプライチェーン構築のための大規模投資を行うのに必要不可欠な、事業安定性を確保する仕組みを、海外の先行検討事例にも学びつつ、早期に整備していく必要があるのではないか。
- また、大規模な需要の創出が期待される潜在的な需要地において、共通インフラの整備等を通じ、最適なサプライチェーンの構築を図ることが必要ではないか。
- 初期のサプライチェーンの構築・需要創出を政府が支援し、中長期的な市場拡大に向けた方策の提示を行うことで、事業者による予見可能性が高まり、その結果、水素等の市場が形成されるとともに、更なる技術革新によるコスト削減効果を通じて、最終的には民間企業を中心とした自立的な投資促進と需要拡大への移行が期待されるのではないか。

※他の政策措置と組み合わせることが重要 ;2

(参考) 水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた検討

総合資源エネルギー調査会 第2回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議（2022年4月18日）資料1に赤枠追加

論点⑥：他政策との関係

- 水素は製造源も用途も非常に広範に渡るため、複数の政策を組み合わせることは、**サプライチェーンの構築と需要の創出を一体的に行うには重要**。他方で、各取組の間で適切な棲み分けが図られない場合、事業者への過剰な支援・負担となる等の結果、**政策全体が複雑化・非効率化する恐れがある**。
- そのため、各政策の関係性（重複・補完）を理解した上で、重複支援とならないよう整理しつつ、**適切な政策の組み合わせを事業者が出来るような政策体系とすべきではないか**。

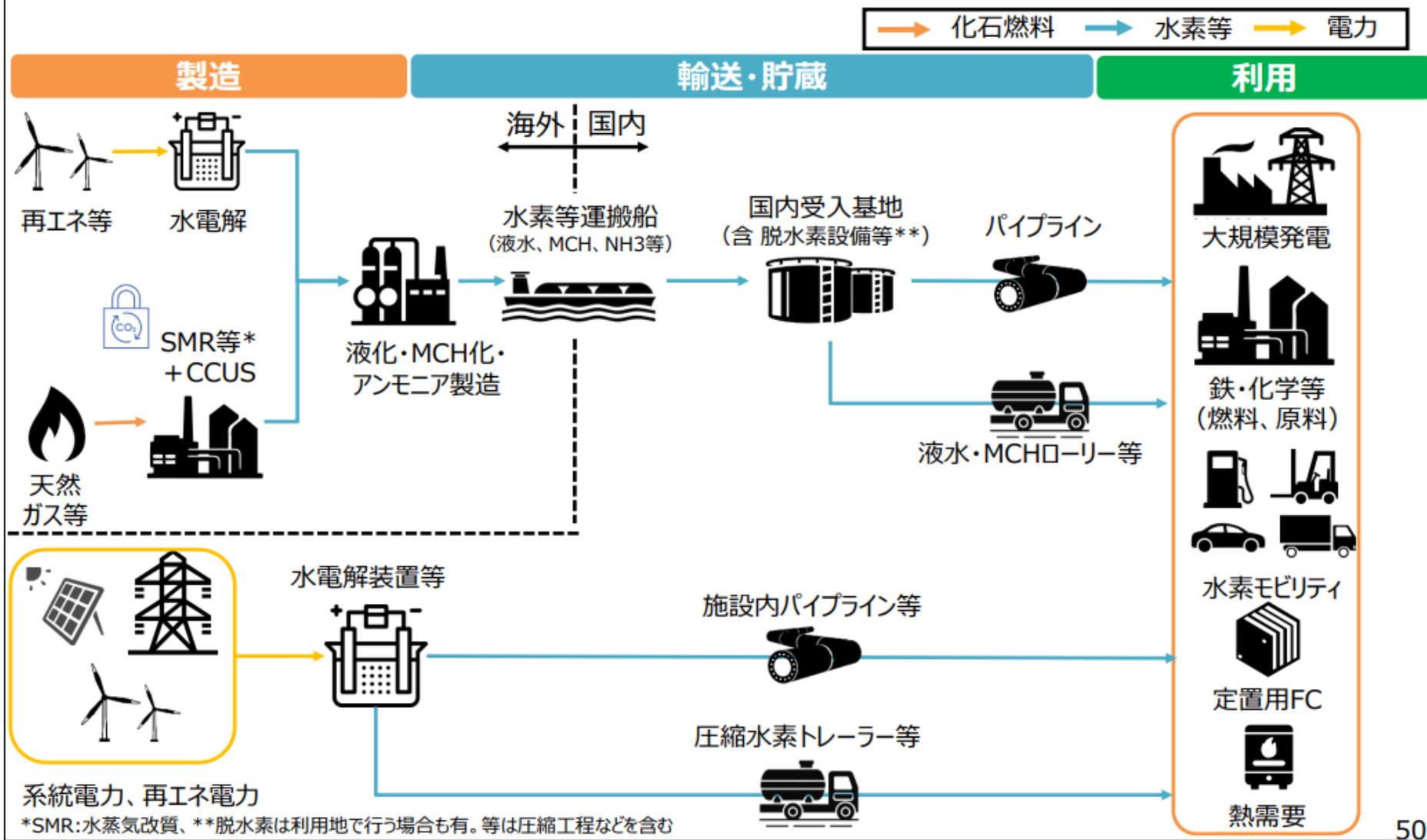
他の政策例(含 検討中)	政策概要等
グリーンイノベーション (GI) 基金	<ul style="list-style-type: none"> □ 水素等サプライチェーン等のコスト低減に向けた技術の検証・確立し、技術リスクの低減を支援 □ 基金で導入された設備が商用化時にも使われる見込み
拠点整備支援	<ul style="list-style-type: none"> □ 水素・アンモニア等の供給・受入に資する設備の支援 □ 本方策と対象設備に重複が無いよう、整理が必要
脱炭素電源投資促進制度	<ul style="list-style-type: none"> □ 脱炭素電源等の巨額の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策 □ 需要側設備である発電所は棲み分けが図られるものの、受入設備等、一部設備については支援が重複する可能性有。
改正JOGMEC法案 (出資・債務保証等)	<ul style="list-style-type: none"> □ 水素・アンモニアのサプライチェーン構築の際に、事業者が負う投資リスクを低減（事業採算性の向上には寄与しない）
GXリーグ	<ul style="list-style-type: none"> □ 脱炭素にいち早く移行するための挑戦を行い、国際ビジネスで勝てる企業群を生み出すための産官学の仕組み。 □ 参加企業の自主的な取組により水素等の調達インセンティブが増大することが期待。⁴³

(参考) 水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた検討

総合資源エネルギー調査会 第2回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議 (2022年4月18日) 資料1

(参考) 水素等のバリューチェーンの全体像

- 各取組でどの設備を対象として支援するかは整理が必要



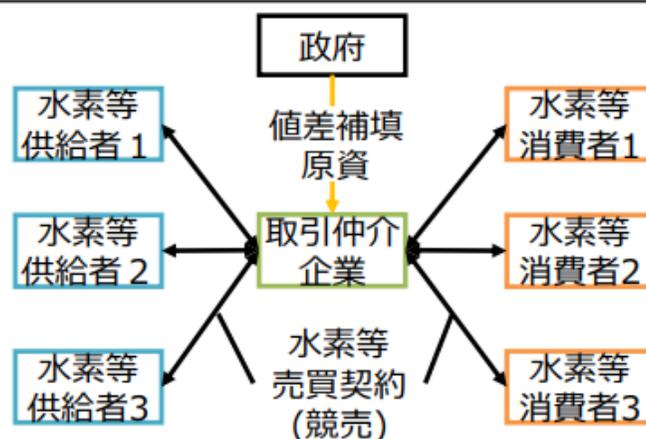
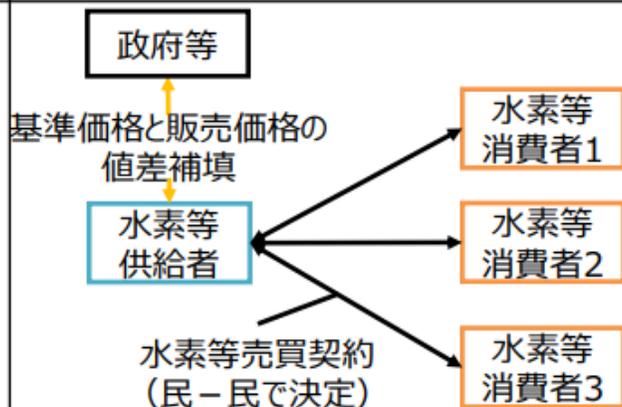
(参考) 水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた検討

総合資源エネルギー調査会 第2回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議 (2022年4月18日) 資料1

(参考) 海外先行検討事例での検討の方向性

	英国案 Low Carbon Hydrogen Business Model	ドイツ案 H2 Global
①政策的位置づけ・役割	<ul style="list-style-type: none"> 水素戦略で2030年の目標として掲げた、低炭素水素製造能力を5GW確保 将来的な柔軟な制度変更を示唆、市場が十分成熟したタイミングで終了 	<ul style="list-style-type: none"> 経済対策予算(9億€、約1200億円)の範囲内で100~150MWの供給能力のプロジェクトを4,5つ選定 2034年までの時限措置
②支援対象の水素等	<ul style="list-style-type: none"> 国内低炭素水素 CO2閾値を設定し、低炭素水素を定義 	<ul style="list-style-type: none"> 海外再エネ由来水素等。当初は再エネ由来水素で製造したアンモニア等の輸入を想定
③支援方法	<ul style="list-style-type: none"> 水素取引(多様な分野での水素利用を想定) 	
④考慮すべきリスク	<ul style="list-style-type: none"> 事業者の価格、量的リスクの低減を志向 (具体的な手法は異なり、下図参照) 	
⑤供給コストの低減	<ul style="list-style-type: none"> 基準価格の決定に際して、競売と個別査定、両者の組合せも含め検討中。補填上限有 	<ul style="list-style-type: none"> 売り手・買い手の値段決定をそれぞれで競売実施予定
⑥他政策との関係	<ul style="list-style-type: none"> 効率的かつ効果的に他政策と組み合わせたバリューチェーンの構築を志向 	<ul style="list-style-type: none"> 特段言及無し (ただし、国内再エネ由来水素など、支援対象外の場合は別途支援)
⑦開始時期	<ul style="list-style-type: none"> 2022年中に検討完了、23年1Qから契約締結 	<ul style="list-style-type: none"> 2022年に契約開始、24年供給開始

支援スキーム図
(イメージ)



(参考) 水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた検討

総合資源エネルギー調査会 第1回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議 (2022年3月29日) 資料3

(参考) 英国 Low Carbon Hydrogen Business Modelの検討状況

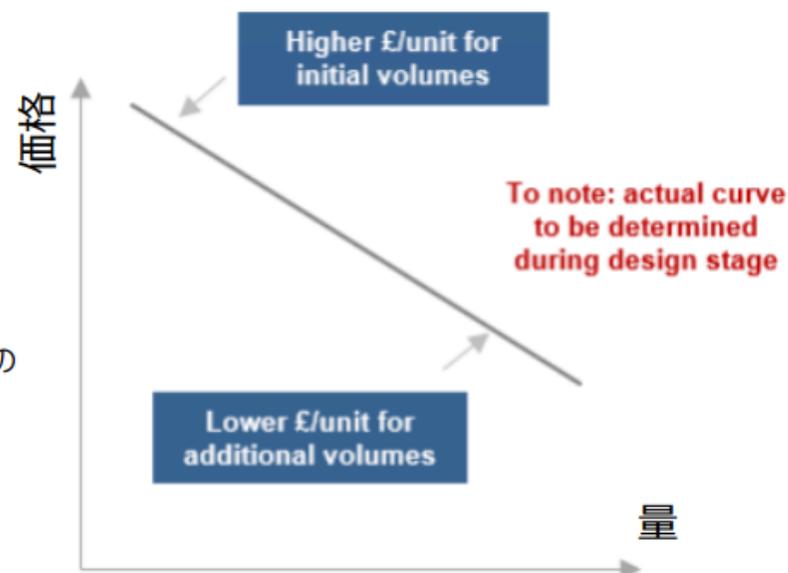
- 英国は、国内の低炭素水素の供給能力を2030年までに5GWに高める目標を達成すべく、国内の天然ガス+CCUS、再エネ由来水素等の低炭素水素の供給事業者に対して、**基準価格と参照価格との値差を補填する制度 (Business Model)** を検討中。
- 2022年中に制度設計を完了し、**2023年の第一四半期に供給事業者との契約を開始**することを旨す。

価格リスク緩和のための価格補填策 (政府案)

- 補填額 = 基準価格 - 参照価格
- ※ 基準価格はガス価格などをIndex化する可能性有

量的リスクの緩和策 (政府案)

- 買い上げはせず、支援価格に傾斜をかけることで、販売意欲を減じることなく、固定費回収を支援



【出典】Consultation on a business model for low carbon hydrogenより資源エネルギー庁作成

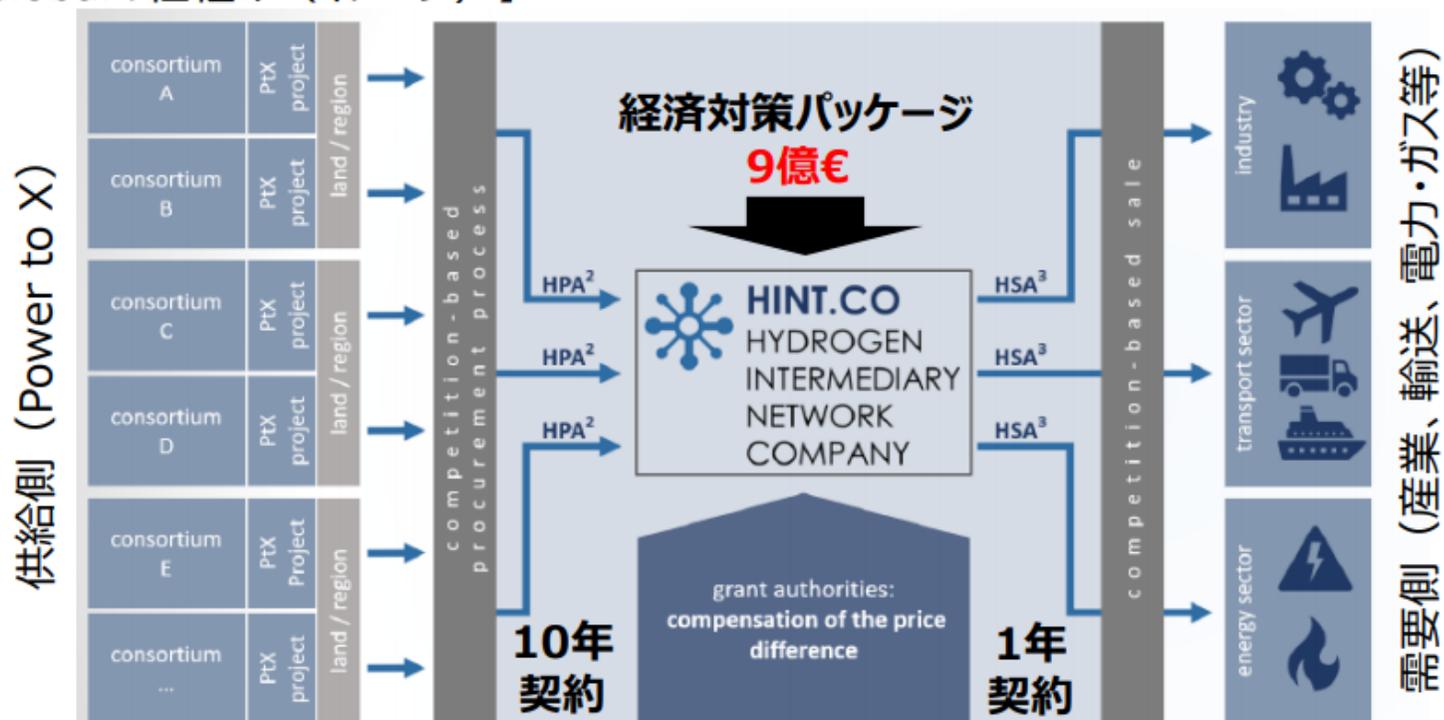
(参考) 水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた検討

総合資源エネルギー調査会 第1回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議 (2022年3月29日) 資料3

(参考) ドイツ H2 Globalの検討状況

- ドイツは2020年6月、競争入札を勝ち抜いた、グリーン水素等（アンモニア等を含むP-to-X製品）を海外で生産し、輸入する供給者に対して、10年間固定価格で買い取る契約を提示。同時に、競争入札を経て決まった水素購入者には1年間の販売契約を締結し、その差額を補填する仕組みを設立。
- 原資は経済対策の9億€（約1,200億円）で100~150MW級の水電解装置のプロジェクトを4,5つ採択予定。この施策により、国内の脱炭素化だけでなく、再エネや水電解装置の海外展開の促進も期待される。2024年からドイツへの輸入が開始される見込み。

【H2 Globalの仕組み（イメージ）】



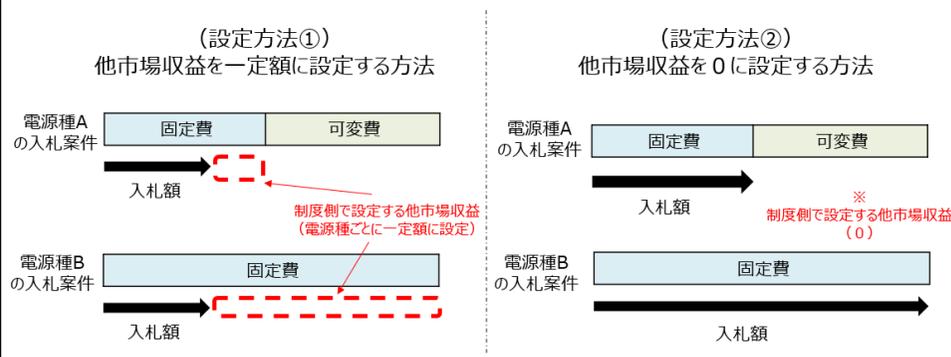
【論点②】入札時の他市場収益の設定方法

- 前回の会合では、**入札時の他市場収益の設定主体**については、事業者ではなく**制度側で設定することが適切**ではないかとの事務局の提案について、概ねご賛同いただいたところ。
- **具体的な入札時の他市場収益の設定方法**については、前回、「設定方法①：他市場収益を電源種毎に一定額に設定する方法」と、「設定方法②：他市場収益を全電源種一律に0に設定する方法」それぞれの評価をお示したところ、シンプルな設計とする観点や委員からは設定方法②が望ましいとのご意見が多かったことを踏まえ、**設定方法②を採用**することとしてはどうか。

第62回制度検討作業部会
(2022年2月17日) 資料4

他市場収益の取り扱いについて（設定方法の選択肢）

- 他市場収益を制度側で設定する場合、大別して「**設定方法①：他市場収益を電源種毎に一定額に設定する方法**」と「**設定方法②：他市場収益を全電源種一律に0に設定する方法**」が考えられるのではないかと。



(参考) 過去の会合で頂いた御意見
 ・長期的な電源投資におきましては、調整力市場など、他市場収益に対する予見性というは決して高くはないのかなと考えますと、入札価格の設定において他市場収益を反映するといった、そういった方法だけでは、将来的にキロワットやメガワットを有するようそういった電源の確保というのは保証できないのではないかと、そういった懸念を持ちました。
 ・長期的な将来の他市場収益を一定の確度で見込むことは相当ハードルが高く、ある程度確度高く見込めない場合は投資に繋がらないため、今後慎重な議論が必要。

他市場収益の設定方法①・②の評価

- 設定方法①・②の評価は以下の通り。その他、各設定方法に関して、考えられる評価や留意すべき点はあるか。

	設定方法①：他市場収益を一定額に設定	設定方法②：他市場収益を0と設定
内容	<ul style="list-style-type: none"> ● 入札時は、制度側で設定した他市場収益を控除して、応札を行う。 ● 入札時に制度側で設定した他市場収益 (A) と、実際の他市場収益 (B) について、「A>B」の場合は差額分を補填し、「A<B」の場合は稼働インセンティブに配慮しつつ、差額分の一部を還付させる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 入札時は、他市場収益を0として、応札を行う。 ● 運転開始後、稼働インセンティブに配慮しつつ、実際の他市場収益の一部を還付させる。
評価	<ul style="list-style-type: none"> ○ 合理的な他市場収益の設定を行うことが出来れば、固定費の大小に依らない競争となるため、公平な競争となりやすい △ 制度側で設定する他市場収益の設定が複雑となり、その設定に当たっての前提条件の設定が困難（他市場の予想価格を過去実績とした場合、入札のタイミング次第で、制度側で設定する他市場収益が大きく変動しうる。一部の電源種は可変費の設定が困難。等） △ 補填を行わないケース（合理的な発電行動を行わないことで実際の他市場収益が小さくなった場合）の判断が困難 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 入札時の他市場収益の見積りが不要で、シンプルな設計となる △ 固定費が小さく可変費が大きい電源が有利となる

14

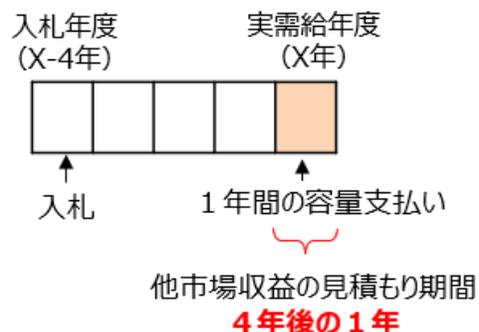
(参考) 前回の会合（第62回制度検討作業部会（2022年2月17日））で頂いた御意見

- ・他市場収益の設定方法は、いずれも採用しうる。前提条件として、将来かつ長期間における他市場での価格の予測値・燃料価格の予測値の設定が難しい。起動停止特性、負荷追従特性、需給の状況などの技術的な特性によってはスポット価格が低下しても運転停止を行わざるを得ない状況もあり得るため、合理的な想定が難しい。事後的な補填方法もワークし得るか課題であり、**相対的には他市場収益を0とする方法が望ましい。**
- ・他市場収益の設定方法②の方が**シンプルかつ適切。**
- ・他市場収益は、将来かつ長期間の見積りはハードルが高いため、制度側で設定すること、また、設定方法①②のいずれかについては**深掘りが重要**と思うが、**設定方法②の方が良い**。41

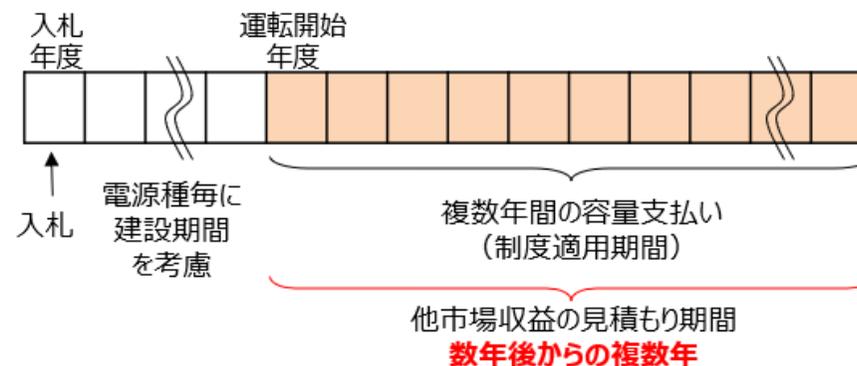
他市場収益の取り扱いについて (設定主体)

- 現行の容量市場では、入札を行う事業者自身が、4年後の1年間の市場価格を予想し、他市場収益を見積もることとされている。
- 一方で、本制度措置は、入札後、電源の建設期間を経て、運転開始後、複数年間の容量支払いを受けることとなるため、こうした将来かつ長期間における市場価格の予想や精度の高い他市場収益の見積もりは、極めて困難である。
- 本制度措置は新規投資案件のみを対象としており、落札できなければ投資を行わない判断が可能である。このため、仮に、現行の容量市場と同様に事業者自身が他市場収益を見積もる場合、入札を行う事業者は、現行容量市場よりも保守的な入札 (他市場収益を低く見積もった入札) を行う可能性が高く、ひいては国民負担の増大につながるおそれがある。
- このため、他市場収益は事業者が見積もるのではなく、制度側で設定することが適切ではないか。

現行の容量市場

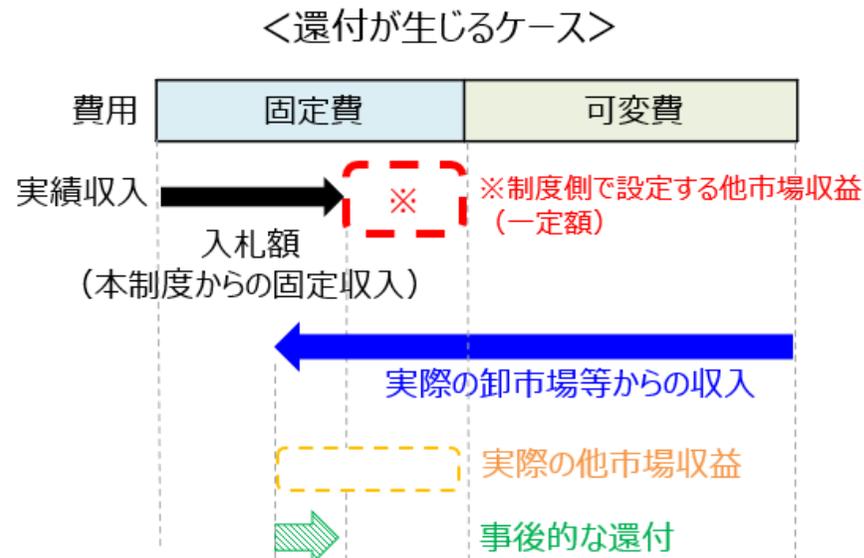
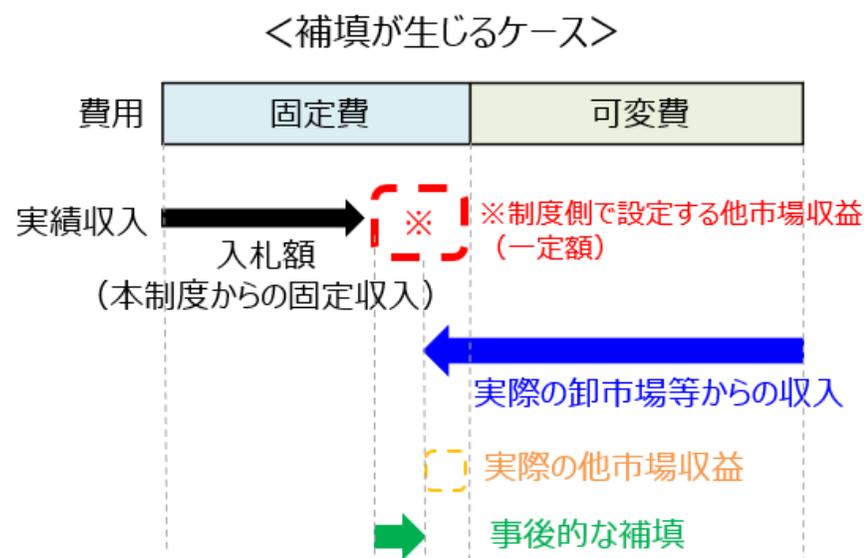


本制度措置



他市場収益の取り扱いについて（設定方法①の具体的内容）

- 設定方法①については、具体的には、次スライド（参考）のような設定方法が考えられるところ。
- また、仮に次スライドのように制度側で他市場収益を設定し、それに基づいて事業者が入札を行う場合、**実際の他市場収益が小さくなる可能性があるが、これを事業者自身のリスクとすると投資回収の予見性確保につながらない**ため、収入の長期的な予見性を付与する観点から、その差分（制度側で設定した他市場収益－実際の他市場収益）は**制度で補填**する必要があるのではないかと。
※ただし、合理的な発電行動を行わないことで実際の他市場収益が小さくなる場合には、**補填を行わない**こととすべきではないかと。
- 逆に、**実際の他市場収益が大きくなった場合**は、稼働インセンティブに配慮しつつ、一定の**還付**が必要ではないかと。



(参考) 設定方法①の具体的内容

- 設定方法①の場合、発電する**(1)容量市場以外の他市場の予想価格**と、**(2)電源毎の変費**の設定が必要。
- **(1)他市場の予想価格**は、将来の10年超もの価格水準を合理的に見込むことは極めて困難であるため、**過去数年間の実績**を参照する方法が考えられるのではないかと。
 - 具体的には、例えば、**kWh市場は、直近3年間の30分コマ別のスポット市場価格を、非化石価値取引市場や需給調整市場は、直近3年間の加重平均価格**を参照することが考えられるのではないかと。
 - ただし、足下2年間はスポット市場価格が高騰している中で、**入札のタイミング次第で、制度側で設定する他市場収益が大きく変動しうる**といった課題が存在するのではないかと。
- **(2)変費**は、**入札電源の変費**を用いることが自然だが、再エネ（バイオマスを除く）の変費は0である一方で、変費のある電源については、その燃料価格の予測が困難であることから、**発電コスト検証における変費**を参照する方法が考えられるのではないかと。
 - ただし、**揚水の変費**はポンプをくみ上げるために活用する電力の価格に相当し、**蓄電池の変費**は系統側から吸い込む電力の価格に相当するが、その価格は**一意に設定することが困難**であるため、こうした電源種については**変費の設定についてどのように考えるか**。
- その上で、**「(1)のスポット市場価格 > (2)の変費」となるコマを稼働とみなして、当該コマに非化石価値収入を加算して、機械的に他市場収益を設定**する方法が考えられるのではないかと。
 - ただし、変費が小さい電源は、過大な設備利用率となってしまうため、**発電コスト検証における設備利用率を超えてしまう電源種は、発電コスト検証における設備利用率に換算する必要があるのでないか**。
 - また、kWhをスポット市場で取引するか、需給調整市場で取引するかは、実際には電源毎に判断されるため、**需給調整市場からの収益を制度側で設定する他市場収益に反映することは困難である点についてどのように考えるか**。

(参考) 設定方法①による他市場収益の設定イメージ

↑直近3年間↓

日付	時間	コマ	① 収入 販売単価 (円/kWh)	② 費用 可変費 (円/kWh)	③ 差し引き ①-② (円/kWh)
4月1日	0:00~0:30	1	10	8	2
	0:30~1:00	2	7	8	-1
	1:00~1:30	3	11	8	3
...
	9月30日	17:00~17:30	34	8	7
	17:30~18:00	35	16	8	8
...
	3月31日	23:30~24:00	48	8	-3

④ 計算上の設備利用率：X%
※ X = ③が0以上のコマ合計 ÷ 全期間の全てのコマ合計

⑤ 入札時の他市場収益 (円/kWh)
= Σ(a※1+非化石価値価格) × 1/2※2 × 1/3※3 × b※4

※1 「③>0」となるコマの③の値
※2 30分コマ毎の計算のため
※3 直近3年間のコマ毎の計算のため
※4 可変費が小さい電源は、Xが過大な設備利用率となるため、発電コスト検証における設備利用率 (Y%) に換算するべく、以下のbを乗じる
X ≥ Yの場合：b = Y/X
X < Yの場合：b = 1

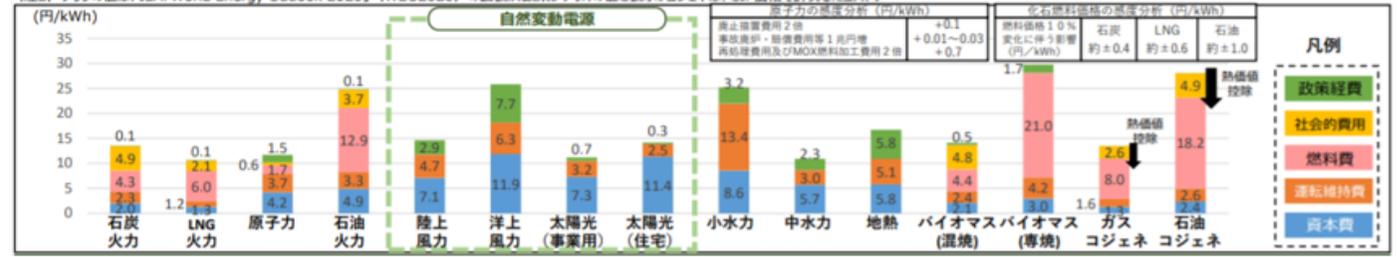
①直近3年間のコマ別スポット価格

②発電コスト検証における可変費

(参考) 2030年の電源別発電コスト試算 (令和3年9月発電コスト検証より)

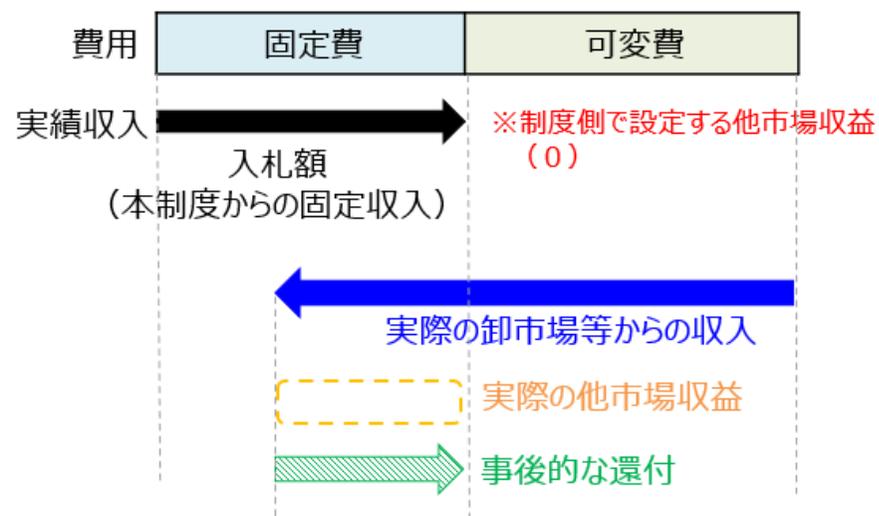
電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼, 5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (10.9)	16.7	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。
(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表済政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



他市場収益の取り扱いについて（設定方法②の具体的内容）

- 設定方法②の場合、入札を行う事業者は、固定費ベースでの入札を行うこととなる。
- この場合、運転開始後、実際の他市場収益を事業者の利益としてしまうと、事業者は、収入のダウンサイドリスクの手当がされる一方で、収入のアップサイドは制限なく享受することが可能となり不適切であるため、稼働インセンティブに配慮しつつ、一定の還付が必要ではないか。



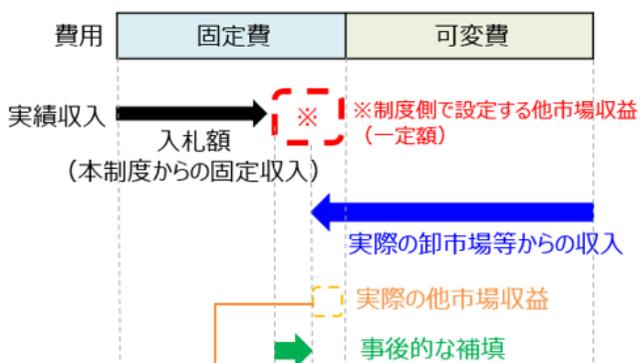
【論点③】還付・補填時の実際の他市場収益の考え方

- 論点②で、入札時の他市場収益の設定方法を①と②のいずれとする場合であっても、事後的に、「入札時の他市場収益」と「実際の他市場収益」との差額について、還付又は補填を行う必要があるため、「実際の他市場収益」の算定方法を決めておく必要がある。
- 「実際の他市場収益」は、「(1)実際の卸市場等からの収入」から「(2)可変費」を控除して算出される。
- (1)と(2)にどのような数値を用いて算出するかについて、次ページ以降で検討を行う。

入札時の他市場収益の設定方法

<設定方法①>

<補填が生じるケース>



<還付が生じるケース>



<設定方法②>



実際の
他市場収益

=

実際の
卸市場等からの収入

-

可変費

【論点③】還付・補填時の実際の他市場収益の考え方

<(1)実際の卸市場等からの収入>

- 本制度措置の落札電源のkWh価値・ Δ kW価値・非化石価値は、現行容量市場の落札電源と同様に、相対契約や各種市場（卸取引市場・需給調整市場・非化石価値取引市場）において取引を行うことが想定される。
- 「実際の他市場収益」の計算に利用する「(1)実際の卸市場等からの収入」は、以下の2パターンが考えられるのではないか。
 - 案①：落札事業者から領収書等の証憑を提出してもらい、**実際に相対契約や各種市場から得た収入額**とする方法
 - 案②：簡便性の観点から、（仮に相対契約からの収入がある場合でも、その収入に関係なく、）**実際に発電したkWhに、スポット市場と非化石価値取引市場の価格の合計額を乗じて算出した額**とする方法
- このうち、案②は、簡便性の観点からはメリットがあるものの、実態と乖離する可能性があり、電源投資の予見可能性を確保する観点からは、課題が残る。
- このため、実態に即した金額で事後的な還付や補填が行われる、**案①を採用することが適切**ではないか。
- ただし、相対契約に基づく収入を「実際の卸市場等からの収入」とする場合、意図的に他市場収益を0とすることを防止する観点から、当該相対契約に基づく収入に対して一定の規律（例えば、スポット市場価格や非化石価値取引市場価格の水準との関係で、一定の規律を設ける等）が必要ではないか（※）。

（※）電力・ガス取引監視等委員会に対する卸取引に関する内外無差別のコミットメントをしている事業者にとっては、内外無差別な卸取引の確保も必要

【論点③】還付・補填時の実際の他市場収益の考え方

<(2)可変費>

- 「実際の他市場収益」の計算に利用する「可変費」は、以下2パターンが考えられるのではないかと。
 - 案①：落札事業者から契約書等の証憑を提出してもらい、実際に支払った燃料費等の可変費とする方法
 - 案②：簡便性の観点から、貿易統計等を基に制度側で算定した標準的な可変費とする方法
- 以下の評価を踏まえれば、コスト削減インセンティブは相対的に低いものの、よりコスト削減が国民負担の軽減につながりやすく、発電事業者の予見可能性の確保に資する案①を採用することが適切ではないか。

案①

- 実際に支払う可変費を削減した場合は、その分「実際の他市場収益」が大きくなり、論点④で検討する稼働インセンティブの工夫次第で、コスト削減分の一部が発電事業者の利益となるため、コスト削減インセンティブが生じる。（コスト削減インセンティブは、案②より低い。）
- かかるコスト削減の効果は、本制度措置に基づき発電業者に支払われる金額（国民負担）が減額される形で反映される。

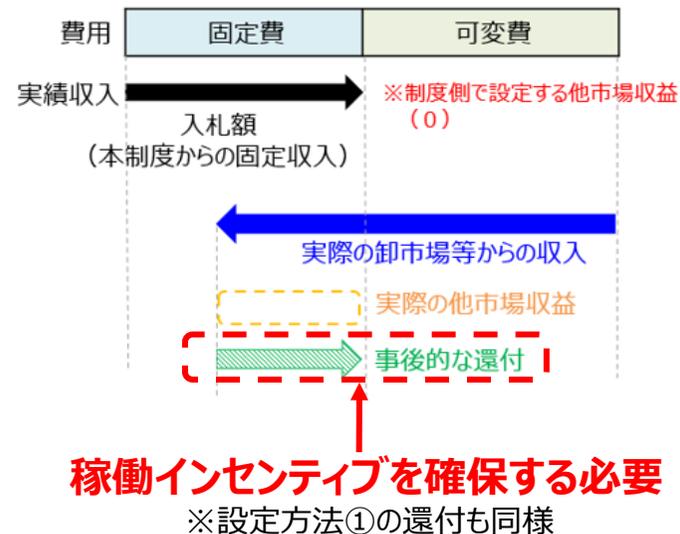
案②

- 標準的な可変費よりもコスト削減した場合は、コスト削減分が発電事業者の利益となるため、コスト削減インセンティブが生じる。
- △ かかるコスト削減の効果は、本制度措置に基づき支払われる金額（国民負担）には影響しない。
- △ 例えば、燃料調達には長期契約で行うことも考えられるが、契約時期によっては、事業者が値下げ交渉を適切に行ったとしても、足下の市場価格よりも高い契約となることも考えられ、こうした場合には、実際の利益に照らして過大な還付が必要となるおそれがある。

【論点④】還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合

- 入札時の他市場収益の設定方法を①と②のいずれにした場合でも、「入札時に設定する他市場収益」よりも「実際の他市場収益」の方が大きくなり、還付が生じるケースでは、全ての利益を還付させてしまうと稼働インセンティブが低下するため、利益の一定割合について還付することとし、その残りの利益は事業者が稼働インセンティブとして留保できることとしてはどうか。
- ただし、落札事業者は、論点①で整理した事業報酬（税引前WACC 5%）を入札価格に算入しうることから、これに加えて還付時に過大な事業報酬を与えることは不適切ではないか。
- このため、右下の表（還付割合が事業報酬率に与える影響）の試算結果を踏まえれば、還付割合は90%をベースとし、残りは事業者が留保できることとしてはどうか。
- なお、より市場価格が高いときに運転を行ったり、より安い価格で燃料調達を行うような合理的・効率的なオペレーションを促すため、利益の90%を一律に還付するのではなく、還付率に段差を設ける等、より効率化インセンティブの働くような還付方法について、今後検討を進めることとしてはどうか。

入札時の他市場収益の設定方法②の場合

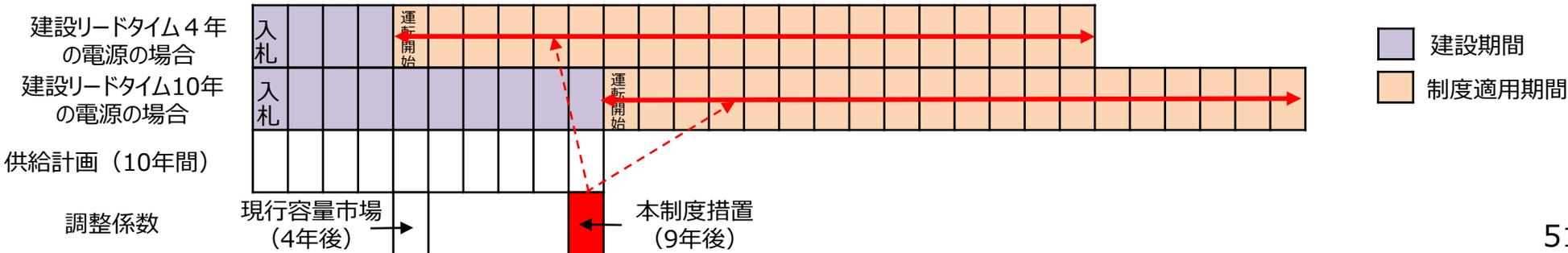


還付割合が事業報酬率に与える影響 (単位: %)

還付割合	95%	90%	85%	80%
太陽光 (事業用)	+0.7	+1.4	+2.1	+2.8
陸上風力	+0.5	+1.1	+1.6	+2.2
洋上風力	+0.4	+0.8	+1.3	+1.7
中水力	+0.4	+0.9	+1.3	+1.7
地熱	+0.6	+1.2	+1.8	+2.4
バイオマス (木質専焼)	+0.2	+0.4	+0.6	+0.8
原子力	+0.8	+1.5	+2.3	+3.0
CO2分離回収型石炭	+0.6	+1.3	+1.9	+2.5
CO2分離回収型IGCC	+0.6	+1.1	+1.7	+2.3
CO2分離回収型LNG	+0.9	+1.9	+2.8	+3.6
水素専焼	+1.1	+2.2	+3.2	+4.2
水素10%混焼	+0.6	+1.2	+1.8	+2.4
既設石炭の改修 (アンモニア20%混焼)	+0.9	+1.7	+2.5	+3.3

【論点⑤】調整係数

- 現行容量市場では、一部の電源種（太陽光・風力・一般水力（自流式）・揚水）については、「調整係数（※）」を設定しており、**落札した電源は、落札価格（円/kW）に調整係数を乗じた分の容量収入が得られる。**
- ※ 落札電源に対する対価を支払うにあたって、電源種毎の供給信頼度に関する特徴に配慮してkW価値を評価するために設定されるもの。
- 本制度措置においても、現行容量市場と同様に、一部の電源種は**調整係数を設定し、落札した電源は、落札価格に調整係数を乗じた分の容量収入を得られることとしてはどうか。**
- この場合、本制度措置によって長期的な収入の予見可能性を付与するためには、入札時点で、将来得られる容量収入の額が予見できることが重要であり、そのためには、**入札時点で予め制度適用期間における調整係数を設定しておく必要がある**のではないかと。
- 調整係数の設定方法については、現行容量市場では、4年後の1年間の調整係数が設定されているのに対して、本制度措置における調整係数は、建設リードタイムを経た後の**運転開始から基本的に20年間という長期間の制度適用期間における調整係数を設定する必要がある。**
- しかし、調整係数の算定の前提となる供給計画は、当該年度以降10年間の計画しかないことから、入札時点において、**制度適用期間の全期間における調整係数を設定することは困難**であるため、次善の策として、最も長期的な需給状況を反映した「**入札時点から9年後の調整係数**」を、**制度適用期間の全期間において適用し、容量収入を算出**することとしてはどうか。



(参考) 調整係数

現行容量市場における2025年度メインオークション用調整係数

<変動電源：太陽光>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
年間	3.7%	11.3%	9.5%	12.3%	16.2%	12.7%	12.4%	15.1%	5.8%

<変動電源：風力>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
年間	22.4%	32.1%	23.7%	27.5%	20.6%	23.9%	20.1%	34.0%	19.2%

<変動電源：一般水力（自流式）>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
年間	44.0%	55.1%	58.7%	47.8%	54.6%	52.0%	40.5%	48.0%	36.7%

※上記のほか、揚水は、放電可能時間に応じて、エリア毎・月毎に調整係数が設定されている。

出所：広域機関公表の「2025年度向け 容量市場メインオークション用調整係数」より抜粋

2022年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数

エリア:北海道

太陽光 調整係数(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	(参考)年間
2022年度	1.9	4.5	6.9	8.7	7.8	5.9	0.8	0.8	0.3	1.2	1.5	1.1	
2023年度	1.8	4.1	6.8	8.1	7.7	6.1	1.0	0.5	0.8	1.3	1.3	1.1	
2024年度					4.1					4.1			4.1
2025年度					3.9					3.9			3.9
2026年度					3.8					3.8			3.8
2027年度					3.9					3.9			3.9
2028年度					3.5					3.5			3.5
2029年度					3.4					3.4			3.4
2030年度					3.4					3.4			3.4
2031年度					3.4					3.4			3.4

※上記のほか、風力・自流式水力・揚水式水力についても、エリア別に調整係数が設定されている。

【論点⑥】入札価格に対する規律について

<入札価格の算定方法>

- 本年1月の本作業部会の事務局資料では、国民負担の最小化を図るため、全ての事業者を対象に、「上限価格の設定」や「入札価格の監視」等の入札価格に対する一定の規律を設けることが必要ではないかと御提案していたところ。
- このため、後述(58頁)のとおり、本制度措置における入札価格は監視を行うこととしているが、その監視を行うに当たっては、入札者による入札価格の算定方法に一定のルールを設けることが必要。
- 具体的な**入札価格の算定方法**は、**事業者の想定コストをベース**として、「論点①入札価格に織り込むべきコスト」・「論点②入札時の他市場収益の設定方法」・「論点⑤調整係数」を踏まえ、**以下の式を満たすことを求めるものとし、かかる式に基づき算定された年間あたり単価（円/kW/年）で入札を求める**こととしてはどうか。

$$\text{入札価格} \leq \frac{\text{Net CONE}}{\text{調整係数}} \quad (\text{単位：円/kW/年})$$

論点⑤で決めた調整係数

$$\left[\text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{入札時の他市場収益} \right]$$

事業者の想定コストをベースとして「論点①入札価格に織り込むべきコスト」を踏まえて算定

論点②で決めた制度側で設定する入札時の他市場収益

入札価格に関する規律の必要性について

- 現行容量市場では、市場支配力を有する事業者が価格つり上げを行うことを防止するため、入札ガイドラインにおいて、支配的事業者が価格つり上げに該当しない応札価格の考え方が示されている。
- 本制度措置では、脱炭素電源への新規投資を対象に入札を実施するため、(既設電源を多く保有する市場支配力のある事業者が存在する現行容量市場とは異なり、) 基本的に市場支配力を有する事業者は存在しないことから、市場支配力を有する事業者を念頭においた入札価格に関する規律は必要ではないと考えられる。
- 一方で、本制度措置は入札によって落札電源を決定する仕組みであることから、入札を通じて国民負担の最小化を図ることとなるが、かかる目的を達成する観点から、全ての事業者を対象に「上限価格の設定」や「入札価格の監視」等の入札価格に対する一定の規律を設けることが必要ではないか。
- なお、これらの規律を設けるにあたっては、入札価格に織り込むことが適切なコストについて整理することが必要。
- 本制度措置における入札価格に織り込むことが適切なコストについては、本制度措置の趣旨・目的を踏まえて、例えば以下のような項目それぞれの取扱いに関する検討を今後具体的に進めていくこととしてはどうか。
 - 建設費、廃棄費用
 - 制度適用期間中に発生する運転維持費
 - 系統接続費、事業税、発電側課金
 - 事業報酬 (資本コスト)
 - 他市場収益

【論点⑥】入札価格に対する規律について

<上限価格の設定及び算定方法>

- 本年1月の本作業部会の事務局資料のとおり、国民負担の最小化を図るため、**上限価格を設定**することとしてはどうか。
- また、その算定方法は、（現行容量市場の上限価格と同様に）**発電コスト検証の数値をベース**として、「論点①入札価格に織り込むことが適切なコスト」・「論点②入札時の他市場収益の設定方法」・「論点⑤調整係数」を踏まえ、算定することとしてはどうか。
- **現行容量市場の上限価格**は、諸外国の容量市場における上限価格の設定方法を参考にしつつ、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から、**Net CONE×1.5倍**として設定している。**本制度措置における上限価格も、同様の考え方により、以下の算式によって設定**することとしてはどうか。

$$\text{上限価格} = \frac{\text{Net CONE}}{\text{調整係数}} \times 1.5 \quad (\text{単位：円/kW/年})$$

論点⑤で決めた調整係数

$$\left[\text{Net CONE} = \text{Gross CONE} - \text{入札時の他市場収益} \right]$$

発電コスト検証の数値をベースとして「論点①入札価格に織り込むべきコスト」を踏まえて算定

論点②で決めた制度側で設定する入札時の他市場収益

【論点⑥】入札価格に対する規律について

- 論点②の入札時の他市場収益の設定方法①と②のそれぞれで、電源種毎の上限価格を試算した結果は下の表のとおり。なお、設定方法①と②で、電源種毎の上限価格には差が生じるが、事後的な還付又は補填を考慮すれば、基本的に（※）国民負担は変わらない。 ※設定方法①で、事後的な補填が一部に留まる場合には、差は生じ得る。
- 電源種によって数万円～数十万円とばらつきがあることから、現行容量市場のように、モデルプラントとなる電源種を設定して、その電源種のNetCONEを基に全電源一律の上限価格を設定するのではなく、**電源種毎に上限価格を設定してはどうか**。（上限価格は実際の入札時に改めて計算予定。）
- ただし、論点②において入札時の他市場収益の設定方法を、事務局提案のとおり設定方法②とする場合には、競争力のある電源同士の競争を確保し、過度な国民負担の発生を防止するため、**上限価格に閾値を設けることとしてはどうか**。閾値の水準は、上記趣旨を踏まえ、競争力のある電源の上限価格の水準や、電源投資促進の観点、他の関連制度との整合も踏まえた水準として、例えば**10万円/kW/年**を一つの目安としてはどうか。

単位：万円/kW/年	設定方法①		設定方法②		FIT/FIPの対象電源
	NetCONE÷調整係数	上限価格	NetCONE÷調整係数	上限価格	
太陽光（事業用）	2.4～10.5	3.6～15.8	13.5～58.3	20.2～87.5	}
陸上風力	4.5～8.7	6.7～13.1	11.5～22.4	17.3～33.6	
洋上風力	10.0～19.5	15.0～29.2	19.2～37.3	28.8～56.0	
中水力	8.0～12.8	12.1～19.3	18.2～29.0	27.3～43.5	
地熱	3.9	5.8	11.7	17.6	
バイオマス（木質専焼）	6.2	9.4	7.6	11.4	
原子力	1.3	1.9	7.0	10.6	
CO2分離回収型石炭	1.9	2.9	5.0	7.6	
CO2分離回収型IGCC	2.9	4.4	6.5	9.7	
CO2分離回収型LNG	0.1	0.2	3.1	4.6	
水素専焼	0.9	1.3	2.3	3.4	
水素10%混焼	▲0.1	▲0.1	2.3	3.4	
既設石炭の改修（アンモニア20%混焼）	1.3	1.9	3.3	5.0	
蓄電池	-	-	2.6	3.9	

※ 上記の試算は発電コスト検証のデータを基に算出したものであり、詳細については今後検討していく。
 設定方法①は、45頁の計算方法を基に、2018年～2020年のスポット価格より試算。
 蓄電池は、可変費（充電時の電力価格）の仮定が困難なため、設定方法①の試算は省略。また、蓄電池・揚水は、放電可能時間によって固定費・入札価格が大きく増減するため、公平な競争の在り方・入札価格の在り方・上限価格の設定方法を別途要検討。

(参考) 現行容量市場における上限価格の設定方法

第16回容量市場の在り方等に関する検討会
(2018.7.20) 資料4に赤枠追加

4. 上限価格と上限価格に至る調達量

34

(1) 上限価格について

- 諸外国は、上限価格を以下のように設定している。
(National Grid) Net CONE × 1.5
(PJM) Net CONE × 1.5 または、Gross CONE のいずれか高い方の価格
- PJMは上限価格におけるNet CONEの倍率の設定について、容量市場導入時において、Net CONE × 2.0の案を提案したものの、ステークホルダーの議論（消費者保護の観点）の結果として、Net CONE × 1.5と決定した模様である。
- また、PJMでは、需要曲線シミュレーションでも評価しているが、Net CONE × 1.5においても、十分に供給信頼度を確保できるとの確認をしている（シミュレーションは上限価格が高い方が供給信頼度は高くなる）。
- なお、上記以外の諸外国においても、結果的に、Net CONE × 1.5倍程度と設定されている。
- そのため、我が国においても、上限価格はNet CONE × 1.5倍とすることが、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から適切と考えられるのではないかと。
- また、これまでの検討会等において、約定結果が目標調達量に未達の場合は電源入札となるのであれば、電源入札で調達が想定される緊急設置電源のコストが上限価格となるのでは、との意見もあった。
- 緊急設置電源（OCGT等）のコストは、一般的に、CCGTと比較して、固定費は安価で燃料費は高価、運転期間は短い（10年未満で廃止することもありうる）と考えられる。
- そのため、緊急設置電源のGross CONE（Net CONE）は運転期間の設定によって幅が考えられるため、CCGTにおけるNet CONE × 1.5倍程度も、幅の中に含まれると考えられる。

【論点⑥】入札価格に対する規律について

<入札価格の監視>

- 本制度措置は、（前回の事務局資料のとおり）マルチプライス・オークションによる調達の方角で検討している一方、上限価格は新設投資を促す観点から、Net CONEの1.5倍としている。本制度措置は、巨額の電源投資を対象としており、国民負担の最小化を図ることが必要であることを踏まえれば、電力・ガス取引監視等委員会における監視を行うこととしてはどうか。
- 具体的には、例えば以下のような文書を確認し、発電コスト検証の数値との比較を行い、必要に応じて入札事業者に対してヒアリングをすることとしてはどうか。また、現行容量市場と同様に、監視の具体的な方法についても本作業部会で議論のうえ、今後、本制度措置においても、入札ガイドラインを作成することとしてはどうか。
 - ①契約（工事契約・委託契約など）締結済みのものの場合、契約書
 - ②契約（工事契約・委託契約など）締結済みではない場合、見積書
 - ③①や②が無い場合、事業計画数値又は過去同様の案件における実績数値のデータ
- このうち、①・②は、客観性を担保するために、相見積であることが望ましく、相見積を取っている場合は、原則当該数値を適切な金額と認めることとしてはどうか。他方、特命発注を行っている場合は、当該理由をヒアリングなどにより確認することとしてはどうか。
- 上記の監視を通じて、発電コスト検証の数値や同じ電源種・同規模の過去実績などに比べて、個別の費用項目について、合理的な理由なく高額な水準であることが判明した際には、一定の入札価格の引き下げを行い、引き下げ後の金額を約定価格としてはどうか。（ただし、引き下げ後の金額であれば投資できないという判断もあり得るため、監視結果を踏まえ、事業者が入札の取り下げをするという判断もあり得る。）

入札価格に関する制度の全体像

- 論点②の入札時の他市場収益の設定方法①と②のそれぞれの場合において、各論点の全体像は以下のとおり。

論点	設定方法①：他市場収益を一定額に設定	設定方法②：他市場収益を0に設定
【論点①】入札価格に織り込むことが可能なコスト	<ul style="list-style-type: none"> ・建設費（予備費10%を上限）、系統接続費、廃棄費用、運転維持費、事業報酬（税引前WACC5%） 	
【論点②】入札時の他市場収益の設定方法	<ul style="list-style-type: none"> ・制度側で設定 ・電源種別に、過去数年間の市場価格と、発電コスト検証のコストを基に設定 ・実際の他市場収益との差額を、補填又は還付（還付時には稼働インセンティブに配慮） 	<ul style="list-style-type: none"> ・全電源種共通で、0と設定 ・稼働インセンティブに配慮しつつ、実際の他市場収益の一部を還付
【論点③】還付・補填時の実際の他市場収益の考え方	「実際に相対契約や各種市場から得た収入」から「実際に支払った燃料費等の可変費」を控除して算出	
【論点④】還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合	他市場収益の10%程度は稼働インセンティブとして発電事業者が得られることとし、 90%をベースとして還付	
【論点⑤】調整係数	・ 入札時点から9年後の調整係数 を、制度適用期間の全期間において適用	
【論点⑥】入札価格に対する規律	入札価格	・事業者の想定コストをベースとして、 年間あたり単価（円/kW/年）で入札
	上限価格	<ul style="list-style-type: none"> ・「NetCONE/調整係数×1.5」により電源種毎に設定し、これに加えて、上限価格に閾値（10万円/kW/年を一つの目安）を設ける ※NetCONE = 「発電コスト検証の数値をベースとして算出」 - 「入札時の他市場収益」 ※設定方法①と②で、電源種毎の上限価格には差が生じるが、事後的な還付又は補填を考慮すれば、基本的に国民負担は変わらない。
	監視	<ul style="list-style-type: none"> ・電力・ガス取引監視等委員会による監視を行う ・契約書等の文書を確認や発電コスト検証の数値や同じ電源種・同規模の過去実績などとの比較を実施し、合理的な理由なく高額な水準である場合には、入札価格を引き下げ

入札価格に関する制度の全体イメージ

- 論点②の入札時の他市場収益の設定方法を②とした場合、全体イメージは以下のとおり。

