経済産業省

資料５

長期脱炭素電源オークション

2025年12月12日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- **現行制度上、洋上風力も長期脱炭素電源オークションへの参加が可能**だが、**再エネ海域利用法に基づく公募案件を含むFIT/FIP案件**については、**固定費の二重回収を防止**する観点から、**参加が認められていない**。

- 一方、第39回洋上風力促進ワーキンググループ（2025年11月19日開催）では、**過去（第2・第3ラウンド）に選定された再エネ海域利用法の公募案件のうち、ゼロプレミアム案件**※に対し、**バランシングコスト相当分のFIP交付金を受領しないことを条件**として、**長期脱炭素電源オークションへの参加を認めることについて、関係審議会で議論していくこととしてはどうか**、との方向性が示されている。

  ※プレミアム発生の可能性を完全に排除するため、公募占用計画における供給価格を0円/kWhに変更した案件。

- これを踏まえ、本日は、**過去に選定された再エネ海域利用法の公募案件のうち、ゼロプレミアム案件の長期脱炭素電源オークションにおける扱い**について、ご議論いただきたい。

- 加えて、現在、長期脱炭素電源オークションの第3回入札に向けた事前手続が進められているが、**一部の事業者から相談があった「試運転燃料費の応札価格への算入」**について、ご議論いただきたい。

（参考）過去に選定された再エネ海域利用法の公募案件

区域名		万kW※1		供給価格※2 (円/kWh)	運開年月	選定事業者構成員
促進区域	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7		36	2026.1	戸田建設、ERE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	41.5	第1ラウンド公募	撤退 13.26	2028.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	③秋田県由利本荘市沖	73.0		撤退 11.99	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウェンティ ジャパン
	④千葉県銚子市沖	37.0		撤退 16.49	2028.9	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	⑤秋田県八峰町・能代市沖	37.5	第2ラウンド公募 事業者選定済 約180万kW	3	2029.6	ERE、イベルドローラ・リニューアブルズ・ジャパン、東北電力
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5		3	2028.6	JERA、電源開発、伊藤忠商事、東北電力
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4		3	2029.6	三井物産、RWE Offshore Wind Japan 村上胎内、大阪瓦斯
	⑧長崎県西海市江島沖	42.0		22.18	2029.8	住友商事、東京電力リニューアブルパワー
	⑨青森県沖日本海（南側）	61.5	第3ラウンド公募 事業者選定済 約110万kW	3	2030.6	JERA、グリーンパワーインベストメント、東北電力
	⑩山形県遊佐町沖	45.0		3	2030.6	丸紅、関西電力、BP Iota Holdings Limited、東京瓦斯、丸高

今回の検討対象

<導入目標> 【】内は全電源の電源構成における比率

現状：風力全体4.5GW【0.9%】
（うち洋上0.01GW）

2030年：風力全体23.6GW 【5%】
（うち洋上5.7GW【1.8%】）

<洋上風力案件形成目標>

2030年 10GW／2040年 30-45GW
（うち浮体 2040年 15GW以上）

<洋上風力国内調達比率目標（産業界目標）>

2040年 65%

【凡例】
●促進区域 ●有望区域 ●準備区域
●GI基金実証海域（浮体式洋上風力）

※1 容量の記載について、事業者選定済の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。
それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

※2 ①はFIT制度適用のため調達価格。
⑤～⑩はFIP制度適用のため基準価格。

（参考）洋上風力WGの議論内容

第39回
（2025年11月19日）資料２

Ⅰ.再エネ海域利用法に基づく洋上風力案件の長期脱炭素電源オークションへの参加に係る考え方（案）

- 現行制度上、洋上風力も長期脱炭素電源オークションへの参加が可能であるが、**FIT/FIP案件については、固定費の二重回収を防止する観点から、FIT/FIP制度の適用期間中は、参加が認められていない**。
- 他方で、再エネ海域利用法の公募案件（海域の占用許可を取得する上でFIP制度の適用が前提となる）であっても、**ゼロプレミアム案件は、FIP制度の適用期間中に長期脱炭素電源オークションへの参加を認めたとしても、バランシングコスト相当分のFIP交付金を除き、固定費の二重回収の問題は生じない**。
- 選定後に実施される政策措置の適用に係る考え方に照らすと、ゼロプレミアム案件の長期脱炭素電源オークションへの参加を認める措置について、以下のとおり評価することができる。

① 政策措置の適用の必要性・合理性

→当該措置による長期固定収入の確保によって**洋上風力発電の電源投資の完遂が促進されることは、エネルギー安定供給と脱炭素の両立に資する**とともに、**洋上風力の将来的なコスト低減に不可欠な国内サプライチェーン等の構築の後押し**となる点で、国民全体の利益に繋がる。

また、長期脱炭素電源オークションは、脱炭素化に向けた新設・リプレース等の巨額の電源投資に対して長期的な収入予見性を確保し、電源投資を促進するものとして、電源横断的に活用されている。

② 公募における競争の要素に与える影響

→ゼロプレミアム案件が、長期脱炭素電源オークションから経済的な便益を受ける場合は、国民負担の大きさを勘案した**当時の評価の前提に影響する**。

③ 政策措置の適用前後における公募占用計画の一体性に与える影響

→ゼロプレミアム案件が、長期脱炭素電源オークションから経済的な便益を受ける場合、**資金収支計画の安定性は改善**する。また、**最終投資決定が当該オークションの落札後になる場合、事業スケジュールに影響する可能性**はあるが、**発電容量、施工方法等の事業計画には直接影響しない**。

3

（参考）洋上風力WGの議論内容

第39回
（2025年11月19日）資料２

Ⅰ.再エネ海域利用法に基づく洋上風力案件の長期脱炭素電源オークションへの参加に係る考え方（案）

- 前回の合同会議において確認された方針に基づき、前頁の①～③を総合的に勘案すれば、黎明期の洋上風力の事業の完遂の確度を高めるためには、**長期脱炭素電源オークションの活用を可能とすることが必要**である。
- このため、バランシングコスト相当分のFIP交付金を受領しないことを条件とする、**再エネ海域利用法の公募案件のうちゼロプレミアム案件※による長期脱炭素電源オークションへの参加に向けて、関係審議会で議論**されることが望ましい。

  ※プレミアム発生の可能性を完全に排除するため、公募占用計画における供給価格を０円/kWhに変更することを要することとする。また、事業者選定時の公募占用計画における供給価格がゼロプレミアム水準でなかった事業が、事後的に当該変更を行った場合も含むこととする。
- また、今後の洋上風力に係る公募の供給上限価格や最低限満たすべき合理的な設備利用率の水準等を踏まえ、長期脱炭素電源オークションの要件（上限価格や設備利用率リクワイアメント、募集規模等）が検討されることが望ましい。
- 一方で、次回以降の公募の予見性の観点から、**今回の措置は黎明期にある第２・第３ラウンド事業のみに適用**することとし、**次回以降の公募においては長期脱炭素電源オークションへの参加は想定しない**こととする。

（参考）水素・アンモニア・CCS付火力の上限価格の引上げについて

第102回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（2025/4/23）資料４より抜粋

＜水素・アンモニア・CCS＞論点①　上限価格・可変費の支援範囲

- 水素・アンモニア、更には第3回入札から対象に追加するCCS付火力は、未だ黎明期のエネルギーであり、費用回収を認める費用の範囲や上限価格について特段の配慮を行わなければ導入が困難な面があることから、投資を促進するため、以下の①②の措置を講じてはどうか。
  - ① 水素・アンモニア・CCS付火力の**上限価格は、（前述の）閾値20万円/kW/年に関わらず、（後述の）導入が可能となる水準まで引き上げる。**
  - ② **燃料費等の可変費も、固定的な負担部分に限定せず、応札価格に算入可能とする。**
- ただし、需要家負担にも配慮し、上記①②の措置は以下の③④を前提としてはどうか。
  - ③ ②の応札価格に算入可能とする水素・アンモニア・CCS付火力の可変費は、（水素・アンモニアの価格差支援制度を参考として）**LNG・石炭の燃料代との価格差部分※に限定**し、かつ、以下の点を考慮して**発電所の設備利用率４割分まで**とする。 ※CCS付火力の可変費は、CCSを行うことで追加的に発生する部分。
    - 足下の火力発電所の平均的な設備利用率は、石炭火力が6割弱、LNG火力が4割強（次頁参照）だが、将来CP（炭素税）が一定の金額になれば、石炭火力とLNG火力の可変費（メリットオーダー）が逆転する可能性。
    - 設備利用率5割分の可変費を支援対象とした場合、実際の設備利用率が5割を切れば過剰支援となる。
    - 設備利用率3割分の可変費を支援対象とした場合、燃料の上流案件としての規模が小さくなり、案件形成が困難となるリスク。
  - ④ 水素・アンモニア・CCS付火力の**募集上限を設け、第2回入札の既設火力の100万kWの募集上限よりも量を絞る。** ※具体的な量は後日議論。代わりに、**既設火力の募集上限は撤廃。**

4

論点① 洋上風力の過去選定案件の長期脱炭素電源オークションへの参加について

- 過去に選定された再エネ海域利用法の公募案件のうち、**ゼロプレミアム案件**※については、バランシングコスト相当分（8･9頁参照）を除き、**FIP交付金の交付は想定されない**。そのため、**ゼロプレミアム案件が長期脱炭素電源オークションへ参加することを認めたとしても、固定費の二重回収の問題は生じない**。

  ※プレミアム発生の可能性を完全に排除するため、公募占用計画における供給価格を0円/kWhに変更した案件。

- したがって、本年2月に御議論いただいた、容量市場メインオークションにおける取り扱いと同様に、**第2・第3ラウンドで選定された再エネ海域利用法の公募案件のうち、ゼロプレミアム案件に限っては**、**バランシングコスト相当分のFIP交付金を放棄することを前提**として、**長期脱炭素電源オークション（第4回入札以降）への参加を認めることとしてはどうか**。

- なお、洋上風力促進WGで整理されたとおり、次回以降の再エネ海域利用法の公募の予見性の観点から、**今回の措置は黎明期にある第２・３ラウンド事業のみに適用**することとし、**次回以降の公募においては長期脱炭素電源オークションへの参加は想定しない**こととする。

- また、上限価格等の制度の詳細については、次回以降の本会合において御議論いただくこととしたい。

（参考）洋上風力ゼロプレミアム案件の容量市場（メインオークション）への参加について議論した際の資料

第100回制度検討作業部会
（2025年2月26日）資料5

背景

- 現行制度上、洋上風力も容量市場への参加が可能であるが、**再エネ海域利用法に基づく公募案件を含むFIT/FIP案件については、固定費の二重回収を防止する観点から、FIT/FIP制度の適用を受ける期間（調達期間/交付期間）中は、参加が認められていない。**
- 一方、第68回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年9月11日開催）では、大規模な再エネ電源投資を確実に完遂するための制度のあり方が検討され、洋上風力発電への電源投資が確実に完遂されるようにするため、収入・費用の変動に対して強靭な事業組成を促進することを通じて、事業実施の確実性を高めていく方向性が示されている。
- 再エネ海域利用法に基づく公募では、これまでに6海域中5海域でゼロプレミアム水準の入札者が落札している。こうした事業では、**FIP制度に基づく国民負担による支援は想定されず、固定費の二重回収の問題は生じない。**こうした点を踏まえ、**容量市場（メインオークション）への参加を認めることを検討**したい。

洋上風力ゼロプレミアム案件の容量市場への参加について

- 再エネ海域利用法に基づく公募案件（選定済みのラウンドを含む）のうち、**ゼロプレミアム案件については、次頁のバランシングコスト相当分を除き、FIP交付金の交付は想定されない。そのため、ゼロプレミアム案件が容量市場（メインオークション）へ参加することを認めたとしても、固定費の二重回収の問題は生じない。**
- そこで、**ゼロプレミアム案件に限っては、FIP制度の適用を受ける期間（交付期間）中においても、容量市場への参加を認めることとしてはどうか。**
  ただしその際、容量市場（メインオークション）への参加を認める条件として、次頁のとおり、バランシングコスト相当分のFIP交付金を放棄することを前提とする。

（参考）洋上風力ゼロプレミアム案件の容量市場（メインオークション）への参加について議論した際の資料

第100回制度検討作業部会
（2025年2月26日）資料5

バランシングコスト相当分の取り扱い

- FIP制度の下では、再エネ発電事業者は、**通常の発電事業者と同様に、供給する電気の計画値と実績値を一致させることが求められ**（計画値同時同量）、**計画値と実績値の差分が発生した場合には、その差分調整にかかる費用の負担（インバランス負担）をする。**
- FIP認定事業者には、上記を勘案し、**プレミアムに上乗せして、一定の金額（バランシングコスト）が交付**されている。
  これは、FIP制度開始初期の現段階においては、**発電計画の作成などに技術やノウハウの蓄積が必要となる**点を踏まえた措置である。
- 制度上、**ゼロプレミアム案件においても、バランシングコスト相当分のFIP交付金は交付を受けることができる**。
- しかしながら、**ゼロプレミアム案件が容量市場（メインオークション）に参加する際に、バランシングコスト相当分のFIP交付金を受けることができるとなると、入札において公平性が阻害される。**
- そこで、**ゼロプレミアム案件が容量市場（メインオークション）への参加を希望する場合には、参加の条件として、バランシングコスト相当分のFIP交付金の受領を放棄することを前提とする。**

（参考）洋上風力ゼロプレミアム案件の容量市場（メインオークション）への参加について議論した際の資料

第100回制度検討作業部会
（2025年2月26日）資料5

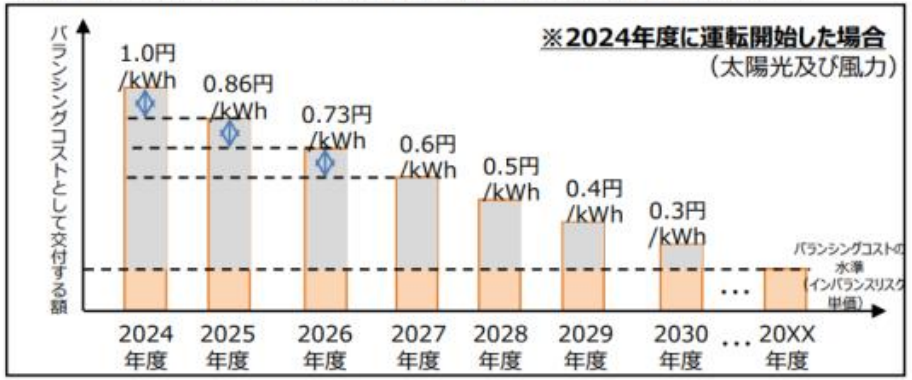
【参考】FIP制度のバランシングコスト

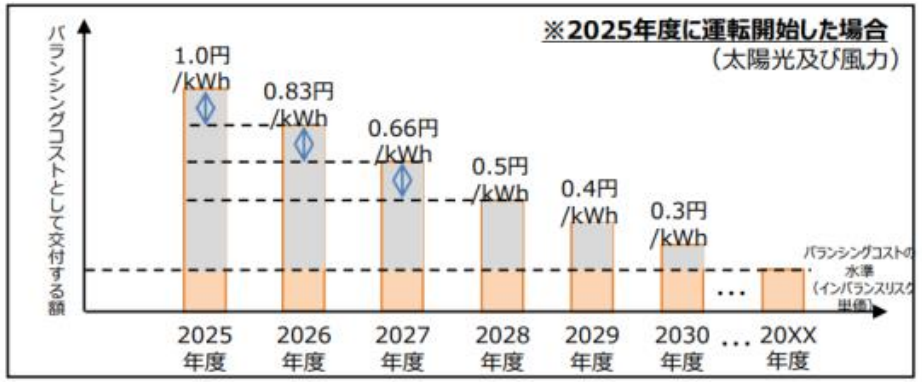
第66回　再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
資料3（2024年8月7日）を一部修正

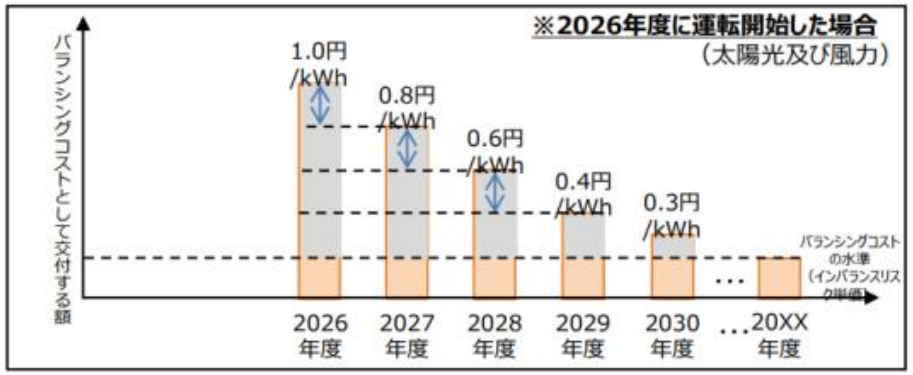
※以下の図は、委員会当時のものであり、2025年4月より改訂される予定

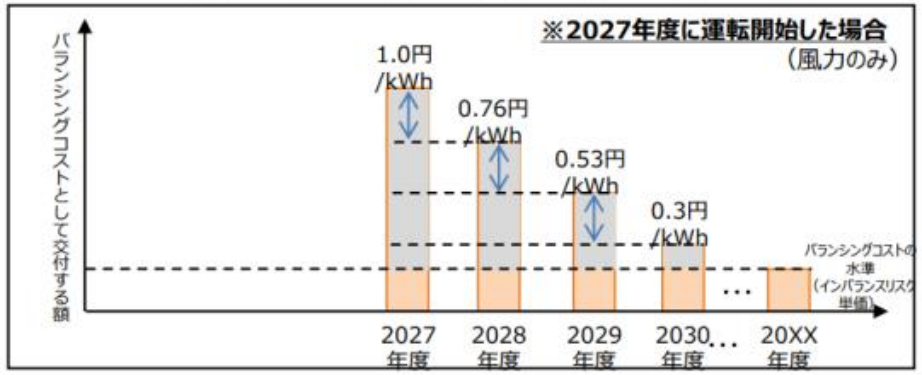
- FIP認定事業者には、プレミアムに上乗せして、**バランシングコストが交付**されている。これは、FIP制度開始初期の現段階においては、**発電計画の作成などに技術やノウハウの蓄積が必要となる**点を踏まえた措置。
- 交付するバランシングコストの額は、各電源の**運転開始年度から徐々に低減**させることとしている。

※以下の金額は委員会当時のものであり、2025年4月より改訂される予定









12

論点② 試運転燃料費の応札価格への算入

- 第3回入札から、**水素・アンモニアの燃料費の一部（LNG・石炭との価格差）やCCSの可変費**は、**運転維持費の一部**として、**応札価格に算入可**としている。

長期脱炭素電源オークションガイドライン（改定 2025年8月27日 資源エネルギー庁）
（２） 応札価格に織り込むことが認められるコスト
応札価格に織り込むことが認められるコストは、以下の①資本費、②運転維持費、③資本コストとする[34]。

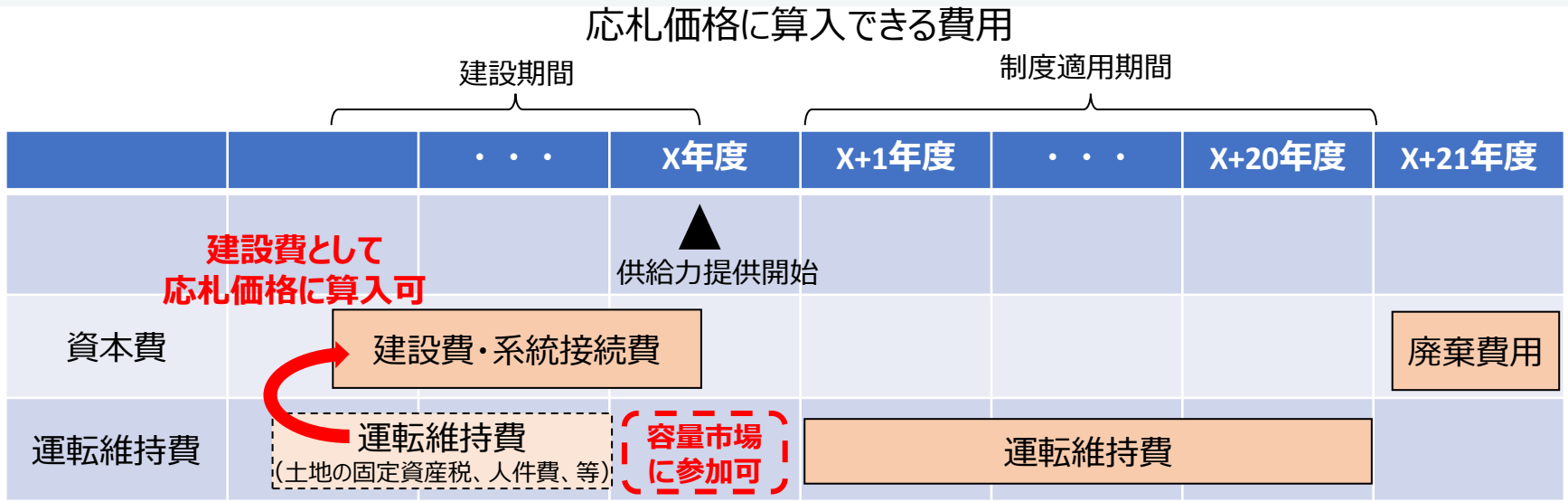
①資本費
（略）
② **運転維持費**[48]

固定資産税	（略）
（略）	
可変費	**・水素（LNGと混焼する場合又は専焼の場合に限る。） の燃料費は、当該電源の年間設備利用率40%分の水素の燃料費とLNGの燃料費（入札年度の前年の年間平均LNG財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額** **・（略）** **・アンモニア（混焼の場合に限る。）の燃料費は、当該電源の年間設備利用率40%分のアンモニアの燃料費と石炭の燃料費（入札年度の前年の年間平均石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額** **・（略）** **・CCSの可変費は、当該電源の年間設備利用率40%分のCCSに係る可変費[51]（発電のためのLNGや石炭の燃料費は含まない。）**

③資本コスト
（略）

論点② 試運転燃料費の応札価格への算入

- 一方で、従来より、本制度における応札価格には、**制度適用期間の開始前に発生する運転維持費**を建設費として**算入可**としているが、**供給力提供開始年度に支出する運転維持費**は**算入不可**としている。
- この理由は、本制度の制度適用期間は供給力提供開始年度の翌年度から開始し、供給力提供開始年度は容量市場に参加可能であることから、供給力提供開始年度に支出する運転維持費は**容量市場で回収しうる**ため。



長期脱炭素電源オークションガイドライン（改定 2025年8月27日 資源エネルギー庁）
（２） 応札価格に織り込むことが認められるコスト
① 資本費

建設費	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の建設費[35,36,37,38,39,40,41]の 110%[42]の金額[43]

37 土地の固定資産税や、発電所建設の検討に関する人件費・委託費のように、**「制度適用期間の前」に発生する運転維持費**（新たな新規投資によって追加的に発生するものに限る。）**は、建設費として応札価格に算入できる。**ただし、**供給力提供開始年度に発生する運転維持費は、メインオークションにおいて回収できる可能性があることから、建設費として応札価格に算入できない。**

論点② 試運転燃料費の応札価格への算入

- しかし、水素・アンモニア・CCSの場合、供給力提供開始前に**試運転**を行い、**試運転期間中には水素・アンモニアの燃料費やCCSの可変費が発生**することとなるが、これらの費用は**価格が高いため、容量市場（や卸市場）での費用回収は困難**と考えられる。
- このため、供給力提供開始年度（及びそれより前の年度）に**試運転※1を行うことで発生する水素・アンモニアの燃料費の一部（LNG・石炭との価格差）やCCSの可変費**は、本制度の**応札価格に建設費として※2※3算入できる**こととし、**第3回入札から適用**する※4こととしてはどうか。
- ただし、試運転のためのこれらの費用を**過剰に応札価格に算入することで不当な利益を得ることを防止**する※5ため、**応札価格の監視の中で証憑（試運転の計画等）に基づき合理的な説明ができることを前提**に、過去の試運転における燃料の使用実態を踏まえ、応札価格に算入できるのは**「6か月分※6※7（定格負荷の運転時間換算）」の費用まで**としてはどうか。

※1　供給力提供開始年度に「本運転」を行うことに伴い発生するこれらの費用は、混焼率(CO2回収率)リクワイアメントが制度適用期間前は課されないことや、不使用時に他市場収益の還付を通じた返還が行われないことから、応札価格に算入不可とする。

※2　建設費として算入することから、可変費としての海外物価や為替レート等での自動補正は適用されず、供給力提供開始時の建設工事デフレーターでの自動補正のみが適用される。

※3　試運転によりkWhが発生し、売電収入が生じるが、LNG・石炭相当の燃料費は支援の対象外、供給力提供開始年度は可変費以外の運転維持費は支援の対象外、制度適用期間の前は全電源共通で他市場収益の還付の対象外、であることを踏まえ、他市場収益の還付は不要。

※4　ガイドラインの改定は、来年の第4回入札に向けた改定時に行う予定。

※5　制度適用期間中は、水素・アンモニアの燃料費やCCSの可変費が発生しない場合は、他市場収益の還付を通じて、容量収入として得た水素・アンモニアの燃料費の一部（LNG・石炭との価格差）やCCSの可変費の大半が返還されることとなる。

（他市場収益 ＝ 実際の他市場収入 － （実際の可変費－応札価格に含めた燃料費） ＝ 実際の他市場収入－ 実際の可変費＋応札価格に含めた燃料費)

※6　発電所設備に加えて、新たに設置する燃料基地、CCS設備等の試運転期間を含む。

※7　今後、新たに設置する設備の設計条件の決定を踏まえ、第4回入札以降、必要に応じて、応札価格に算入できる試運転時間を見直し。

（参考資料）
※制度内容の明確化

参考① 既設火力の改修案件の他市場収益の計算方法

- 他市場収益の還付の計算を行う際の「他市場収入」と「可変費」の対象範囲は、**電源の最大出力で発電している場合**には、以下の図のとおりとなる。

他市場収入・可変費の適用範囲

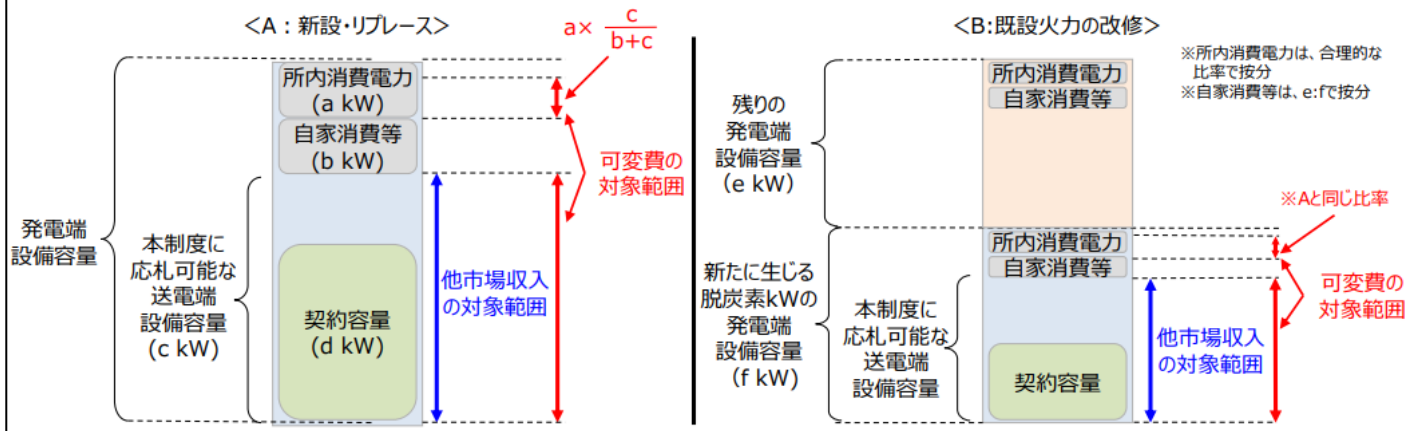
- 他市場収益を算定する際の「他市場収入」と「可変費」の対象範囲は、基本的には、**電源全体**※（既設火力の改修案件の場合は、新たに生じる脱炭素kW）から生じる他市場収入・可変費が対象となります。

※ 契約容量以上の設備容量が存在する場合でも、設備全体の建設費を応札価格に算入することが可能であるため、他市場収入・可変費の範囲も電源全体となります。

- ただし、**「自家消費等」が存在する場合**は、**その分を控除した以下の範囲**となります。

他市場収入：本制度に応札可能な送電端設備容量から生じる他市場収入。

可変費：本制度に応札可能な送電端設備容量から生じる可変費に加えて、所内消費電力の一部（比率は以下の図を参照）から生じる可変費。



※1）第11次中間とりまとめP30・図32を基に作成。
※2）「自家消費等」とは、自家消費・自己託送・特定供給・特定送配電事業者に供出される容量や、FIT/FIP に供する容量を意味する。

（出典）電力・ガス取引監視等委員会HP　よくあるご質問
https://www.egc.meti.go.jp/info/business/decarbonization/pdf/tashizyokahenhihani.pdf

参考① 既設火力の改修案件の他市場収益の計算方法

- しかし、火力電源の場合、年間を通じて最大出力で発電を継続するのではなく、**出力を増減しつつ発電を行う**こととなる。
- 「新設・リプレースの案件」の場合は、電源全体の他市場収入と可変費を元に、他市場収益の計算を行うこととなるが、**「既設火力の改修案件」の場合**は、**以下の図の赤枠のように、電源の一部（脱炭素kW比率分※）の他市場収入と可変費を元に、他市場収益の計算を行う**こととなる。

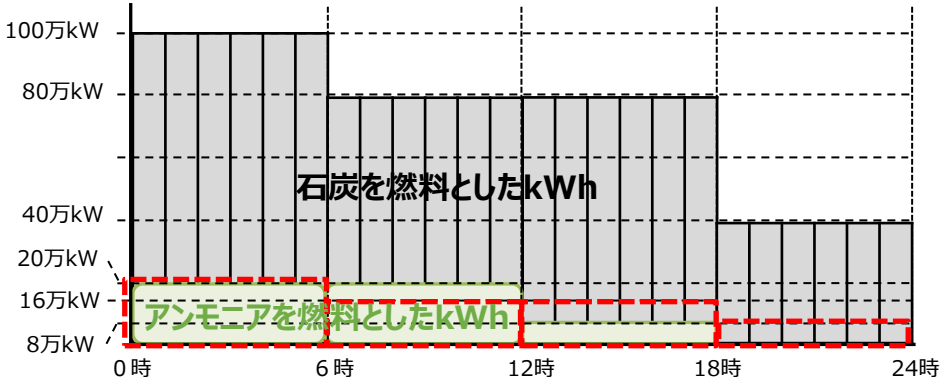
※ 本制度において脱炭素kW比率分の固定費（運転維持費、残存簿価）が支援対象となるため。実際に発電に使用した燃料（脱炭素燃料or化石燃料）や、年間設備利用率は関係しない。脱炭素kW比率＝本制度に応札可能な送電端kW（契約容量ではない）÷電源全体の送電端kW

＜アンモニア混焼の事例＞

- ✓ 既設石炭火力をアンモニア混焼にするための改修
- ✓ 電源全体の設備容量：100万kW
- ✓ アンモニア混焼率（脱炭素kW比率）：20%（＝アンモニア混焼分の設備容量（脱炭素kW）：20万kW）
- ✓ 出力・混焼率の仮想的な変動パターンとして、以下を想定

	0～6時	6～12時	12～18時	18～24時
A. 電源全体の出力	100万kW	80万kW	80万kW	40万kW
B. アンモニアkW（脱炭素kW）の出力	20万kW	20万kW	8万kW	0kW
C. 混焼率（＝B÷A）	20%	25%	10%	0%

（注）実際の契約容量や他市場収入は、所内消費電力等を控除した送電端出力に基づき算定するが、簡略化のため、設備容量（発電端）ベースで記載している。



赤枠部分が
他市場収益の対象

参考① 既設火力の改修案件の他市場収益の計算方法

- 具体的には、**「他市場収入」**は、**電源全体が得る他市場収入の「脱炭素kW比率」分**※となる。

※ ただし、脱炭素kWhと化石kWhを別の価格で販売するような場合は、その契約に基づき合理的に計算することを妨げない。

- **「可変費のうちの水素・アンモニアの燃料費」**は、左下図の0～6時のように、全体のkWhの「脱炭素kW比率」分だけ脱炭素kWhを発生させているのであれば、**「脱炭素燃料の年間の燃料費」**を用いる。
- しかし、左下図の６～12時のように脱炭素kW比率より大きい比率で混焼を行っている場合もあれば、左下図の12～18時や18～24時のように脱炭素kW比率より小さい比率で混焼又は化石燃料のみによる発電を行っている場合もあるため、右下図のように年間における**「年間の脱炭素kWh（A）」と「電源全体の年間kWh×脱炭素kW比率（B）」の大小関係によって、以下の２通りの計算**を行う。

A＞B ： **脱炭素燃料の年間の燃料費 × B/A**

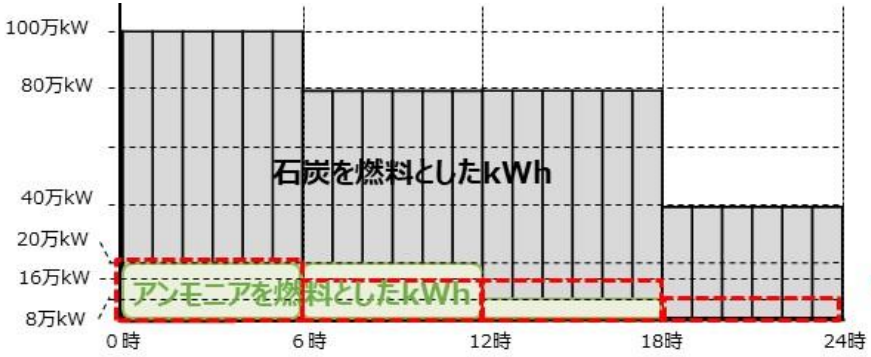
A＜B ： **脱炭素燃料の年間の燃料費 ＋ 差分のkWh分の化石燃料の燃料費**

- **「可変費のうちのCCSの可変費」**も、**「年間のCCSの可変費」を基本**とし、以下のとおり。

A＞B ： **年間のCCSの可変費 × B/A**

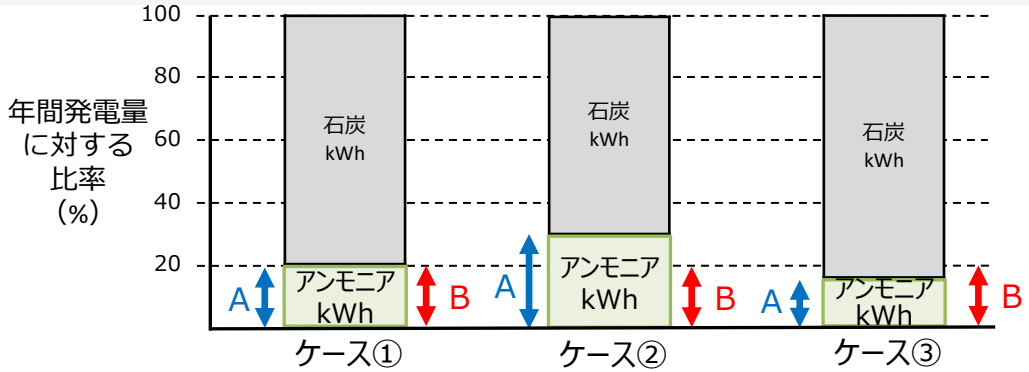
A＜B ： **年間のCCSの可変費**

※CCS付火力は、A>BとA＜Bの両ケースともに、別途、発電のための化石燃料の燃料費（年間の燃料費×脱炭素kW比率）を可変費に計上する。
※CCS付火力の「年間の脱炭素kWh（A）」は、「（電源全体の年間kWh）×（年間のCO2貯留量）÷（電気エネルギー源としての化石燃料の利用に伴って発生するCO2の量）」により算出



赤枠部分が
他市場収益の対象

年間で
判断



参考② 相対契約の規律における高度化法義務達成市場の平均価格

- 本制度の落札電源が、電気や非化石価値を**相対契約で販売する場合**には、他市場収益の還付を回避することを防止するため、**「無差別規律」と「市場価格規律」のいずれかを満たす必要**がある。
- このうち、**「市場価格規律」**により相対取引を行おうとする場合には、スポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と**高度化法義務達成市場の単純平均価格**を参照して、価格設定することとなる。

長期脱炭素電源オークションガイドライン（改定 2025年8月27日 資源エネルギー庁）

（６）実際の他市場収益の監視方法

実際の他市場収入（kWh収入および非化石価値収入）を相対契約によって得ようとする場合は、意図的に他市場収益を発生させないようにして還付を回避することを防止するため、その相対契約自体が、次の①と②のいずれかの規律を満たしているか、契約締結時（相対契約に基づく供給開始前）に監視等委の監視を受ける必要がある。こうした規律が満たされていない場合は、実際の他市場収益の計算は、「スポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額[56]」を元に行う。

① 無差別規律

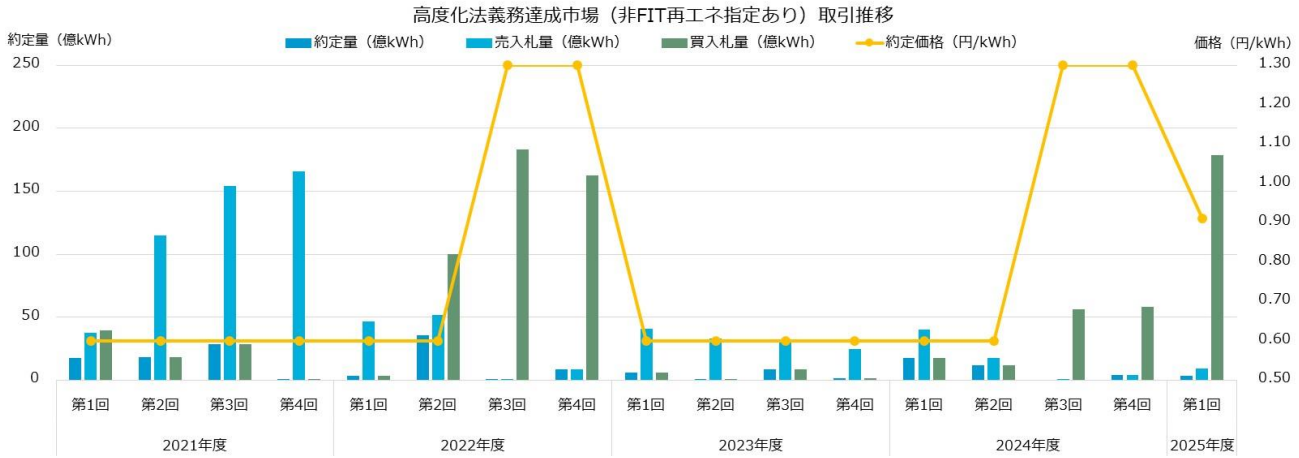
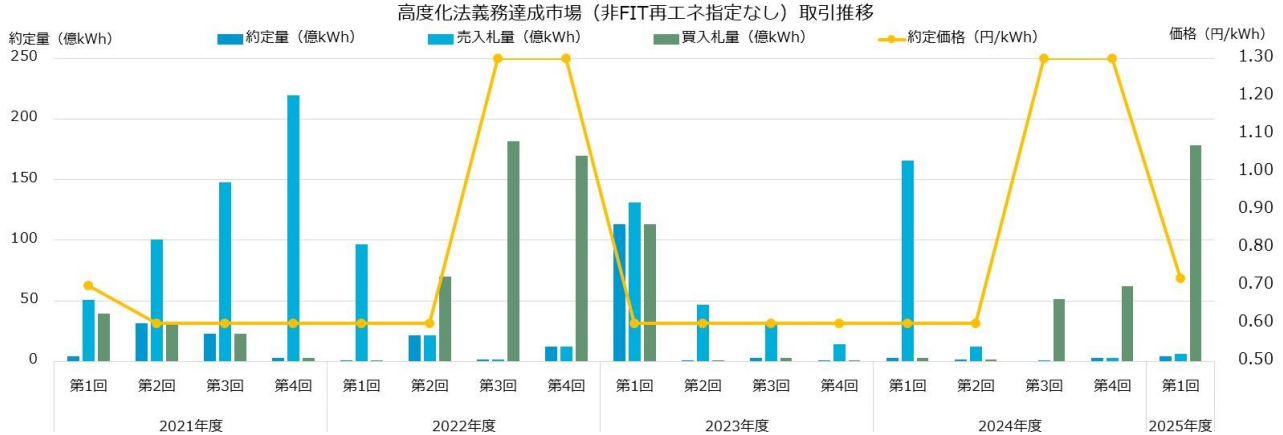
中長期的な観点を含め、相対契約において発電から得られる利潤を最大化することが本制度に基づく他市場収益の適切な還付につながることを踏まえ、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し内外無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること。また、社内・グループ内に小売部門が存在しない場合及び社内・グループ内の小売部門に販売しない場合には、社外・グループ外同士の取引条件を合理的に判断し無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること。

② 市場価格規律

相対契約の価格も市場価格に影響を受け、最終的には市場価格に収斂することを踏まえると、市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であれば、第三者へ販売するのと同等の価格で販売していることが推定されるといえることから、当該水準以上であることを基本として設定した価格57となっていること。なお、市場価格の水準に比して不当に低くない水準とは、以下のいずれかの価格とする。

- **相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格[58]の平均価格[59]**
- **相対契約の契約期間に含まれる各年度の市場価格の平均価格[60]**

59 例えば、ある時点で５年間の供給期間の相対契約を締結した場合には、その時点における過去５年間のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と**高度化法義務達成市場の単純平均価格**の合計額（揚水、蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム及び LNG 火力の案件は、当該期間のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ）。

参考② 相対契約の規律における高度化法義務達成市場の平均価格

- **「高度化法達成市場」**では、再エネの非化石価値を取引する**「非FIT再エネ指定あり」**と、再エネ以外（原子力や水素・アンモニア等）の電源種の非化石価値を取引する**「非FIT再エネ指定なし」**の**２つの商品に分けて取引を行っており、価格も別々に決まる**こととなっている。
- このため、市場価格規律における**「高度化法達成市場の単純平均価格」**とは、**その電源種が取引することができる商品の単純平均価格を指す**。