

長期脱炭素電源オークションについて

2022年12月21日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

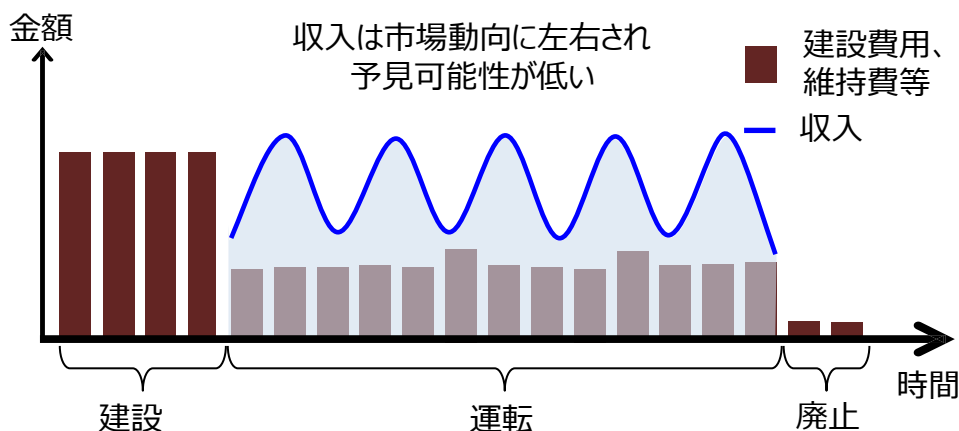
- 脱炭素電源への新規投資を確保するための「長期脱炭素電源オークション」について、本日は、以下の論点について、御議論いただきたい。
- なお、前回同様、今後の詳細設計に当たっては、本制度が容量市場の特別オークションに位置づけられること、直面する需給ひっ迫の克服に向けて本制度を2023年度に導入するために加速化していく必要があること、できるだけ制度がシンプルで参加者にとってわかりやすいルールとする必要があることを踏まえ、現行容量市場のルールをベースとすることを原則とし、本制度特有の事情により、現行容量市場のルールと異なる内容とすることが必要な部分を中心に、御議論いただくこととしたい。

論点	検討すべき内容
②募集量	・募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い
④入札価格の在り方	・水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度との関係 ・事業者の帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応
⑦上限価格	・一般水力の上限価格 ・揚水・蓄電池の上限価格 ・水素発電の上限価格 ・既設火力をアンモニア混焼にするための改修の上限価格 ・既設火力をバイオマス専焼にするための改修の上限価格

(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

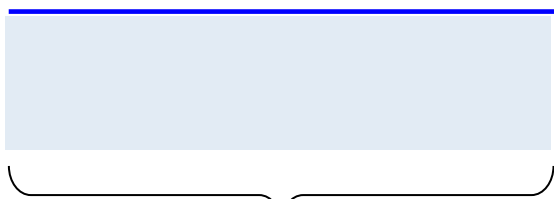
- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度の導入を目処として、検討中。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

〈電源投資の課題〉



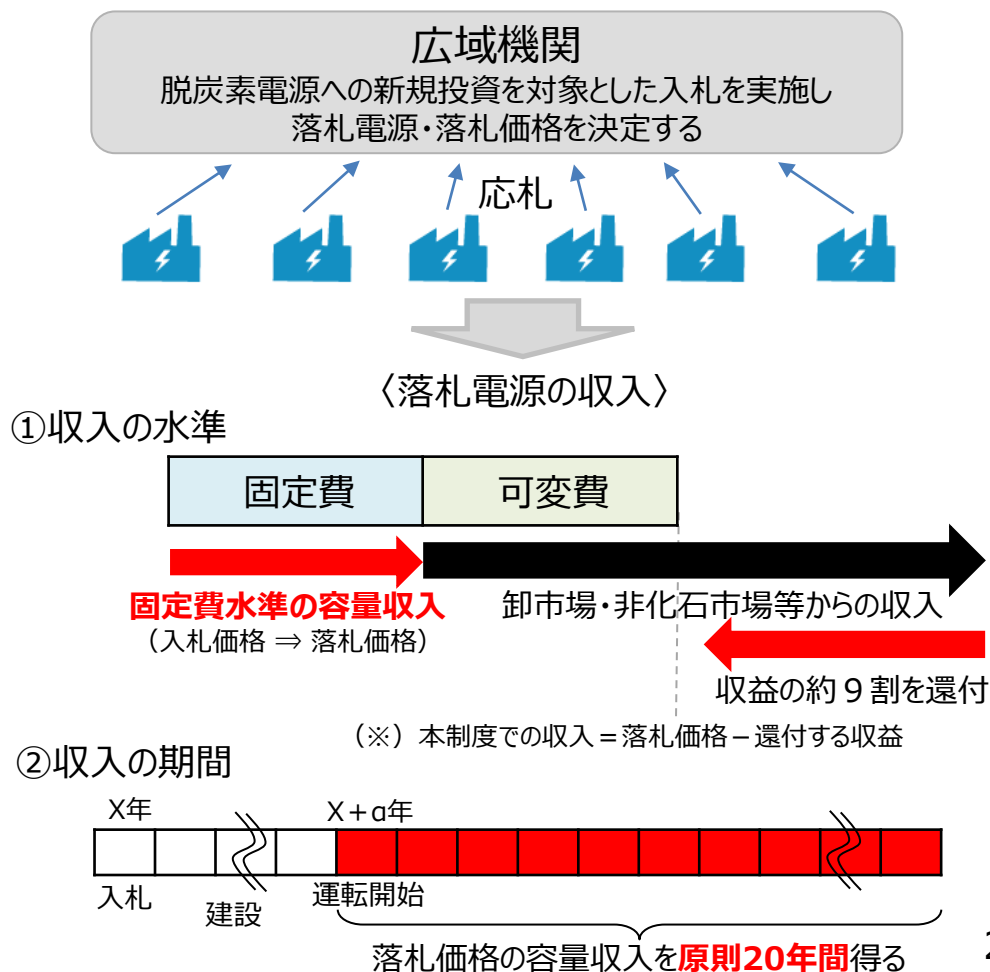
〈投資判断に必要な要素〉

①投資判断時に
収入の水準を
確定させたい



②投資判断時に
長期間の収入を
確定させたい

〈新制度のイメージ〉



- 1. 募集量**
2. 入札価格の在り方
3. 上限価格

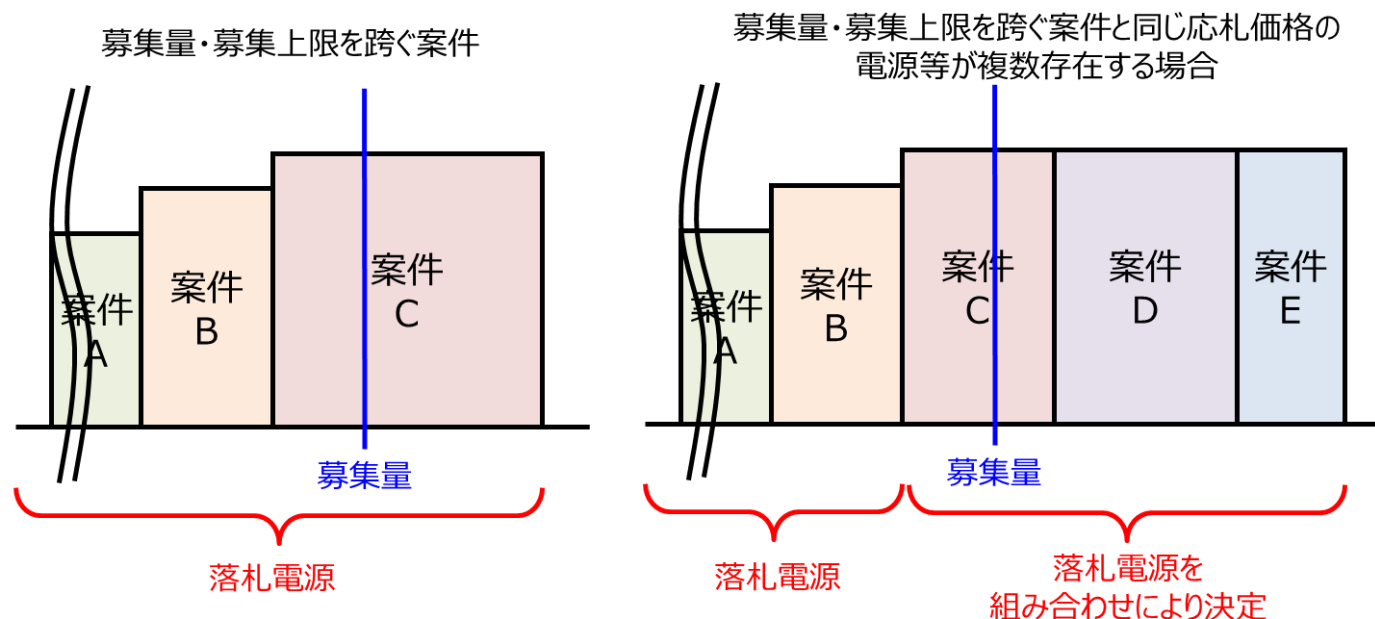
論点 1. 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い ※LNGも同様

- 前回の本部会では、募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱いについて御議論いただき、事務局より、現行容量市場と同様の整理の提案を行ったところ。

第72回制度検討作業部会
(2022年11月30日) 資料6

論点 2 - 4. 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い ※LNGも同様

- 現行容量市場では、募集量・募集上限を跨ぐ案件が存在する場合、以下の整理とされている。
 - 募集量・募集上限を跨ぐ案件は落札電源とする。
 - 募集量・募集上限を跨ぐ案件と同じ応札価格の電源等が複数存在する場合には、募集量・募集上限を超えて落札する容量が最小となる組み合わせにより、落札電源を決定する。
 - 最小となる組み合わせが複数存在する場合、当該組み合わせの中からランダムに決定する。
- また、このような取り扱いは、（募集量・募集上限を跨ぐ案件を不落札電源とする場合と比較して）脱炭素電源の促進に資することから、現行容量市場と同様の整理としてはどうか。



論点 1. 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い ※LNGも同様

- これに対して、委員・オブザーバーより以下の御意見をいただいた。
 - ① 入札価格ではなく、支払額（入札価格×容量）が安い案件から落札する方法もあるのではないか。
 - ② 募集量は厳格に決めている訳ではないので、必達目標ではないのではないか。募集量に対して、足りないのが0.1で、次の案件を取ってしまうと100超過する場合は、その案件を取らない方法もあるのではないか。（例えば、不足分に対して、次の案件を取ると超過量が10倍になるケースでは、その案件を取らない）
 - ③ 募集量を少し増やしておいて、入札価格との関係で取り方を考える方法もあるのではないか。
 - ④ 募集上限を跨ぐ案件と同じ入札価格の案件が複数ある場合に、容量が最小となる組み合わせで落札電源が決まるとすると、蓄電池と揚水では、蓄電池の方が容量が小さい案件が多いので、揚水が不利ではないか。
- いただいたご意見について、それぞれ以下のとおり、検討を行った。
- まず、①（支払額が安い案件から落札する方法）については、本制度では、「入札価格」の安い案件から落札させることを基本としているため、募集量・募集上限を跨ぐ案件に限って「入札価格」ではなく「支払額（入札価格×容量）」が安い案件を優先的に落札させることは整合的ではないのではないか。このため、原案どおり「入札価格」の安い案件から落札させることとしてはどうか。

論点 1. 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い ※LNGも同様

- ②（超過量の扱い）については、超過量が発生したとしても脱炭素電源の促進という観点からは問題とはいえないが、御意見のあったとおり、現行容量市場のように安定供給を確保する観点から設定している募集量（目標調達量）とは異なり、募集量は必達目標ではない。こういった点を踏まえれば、募集量を跨ぐ案件（以下「限界電源」という。）を不落札とした場合の「不足量」に対して、限界電源を落札とした場合の「超過量」が過度に大きくなるような場合にまで、限界電源を落札とする必要はないとも考えられる。
- このため、基本的なルールは現行容量市場と同様の整理としつつ、ご提案のとおり、限界電源を不落札とした場合の「不足量」に対して、限界電源を落札とした場合の「超過量」が、10倍を超過する場合には、限界電源は不落札としてはどうか。
 - ※ 不落札とした場合、次点の案件を繰り上げで「限界電源」として、このルールを適用する。
 - ※ この整理は「募集量」を跨ぐ案件に適用し、「募集上限」を跨ぐ案件には適用しない。
- ③（募集量を少し増やしておいて、入札価格との関係で取り方を考える方法）については、例えば、募集量を500万kWとした上で、限界電源の入札価格が低い場合（例えば、0～5万円/kW/年）は落札とし、限界電源の入札価格が高い場合（例えば、5～10万円/kW/年）は不落札とする方法が考えられる。ご指摘の考え方もありうるものの、上限価格を設定している以上、上限価格の範囲内にもかかわらず落札・不落札を決定することは電源種間の公平性の観点から議論がありうることから、現行容量市場の考え方をベースとしつつ、募集量が必達目標ではないことを踏まえた上記②の案としてはどうか。
- ④（揚水が不利）については、足下では蓄電池は数万kW以下の案件が多く、揚水は数万kW～数十万kWの案件が想定されるものの、蓄電池も将来的には規模が大きくなることも考えられることや、揚水の規模にも様々なものが存在するため、一概に揚水の方が不利ともいいきれないことから、原案どおりの整理としてはどうか。

(参考) 前回いただいた主な御意見

- ・16 ページの右側の図のケースのような場合、仮に案件Eが、今よりもほんのちょっとだけ価格が高かったようなケースを考えてみたい。この場合、案件Cでも案件Dでもかなりの分量を飛び出している。しかし案件Eだったら、価格はほんの少し高いが、量としては募集量をわずかに上回る程度。このようなケースの場合、募集量を満たしている、かつ**支払うコストが一番安いという基準だとすると、案件Eの方が高さがほんの少し高かったとしても、案件CやDじゃなくて案件Eを落札させた方がトータルでの支払いが安く済む、かつ募集量は満たす、こんなことも起こり得るのではないか。支払い価格を最小化するという観点から評価することも可能ではないか。**
- ・支払額最小化を基準として言われたが、残念ながらこの文脈で支払額最小化は間違いだと思う。ここで容量として余分に出てきたものは、容量市場で控除されることになるので、容量が大きいということ自体はそれなりに価値があるということになる。そこまで考えて、全体のコスト最小化は、ここでの支払う金額の最小化と一致しないと思うので、その基準はとるのは少し難しいのではないか。
- ・この16のやり方はちょっと賛成しかねる点がある。容量市場と同じなので、合理的といえは合理的だが、**募集量を決めるときに、例えば100と決めたのが101ではなく99ではなく100が正しいと、かなり厳格にやるのではなく、ある意味えいやでやるわけである。ここで多すぎた少なすぎたというようなことがあったとしても、最後、本当に安定供給というところでは、容量市場で確保するという建付けになっているんだと思う。つまり、この募集量はそれほど死守しなければいけないものなのか。**例えばこの左側のケースで案件Cで、**募集量が100で足りないのが0.1で、このCを取ってしまうと100オーバーするようなケースでも100と取っている。**これはさすがにスモールスタートと合わないのではないか。
- ・不足分に対して、もし仮に最後のプロジェクトを取ったとすると、その超過量が10倍になる、不足量の10倍になるようなケースでは、この案件Cは取らないでBまでにする、不足も覚悟するというようなことがあってもいいのではないか。以前、別の文脈で不足量と超過量を比べて、**不足量の方が小さければ取らないという提案をした時に、それではちょっと取らなさすぎる、というようなことで修正していただいた、全く別の調達文脈であったので、今回、1:10 っていう事を言っているわけですが、それだと取りすぎるっていうことはあるのかもしれないけれど、いずれにせよ、不足量がごくごくわずかで、超過量がすごく多いっていう時にも取ってしまうっていうことをする必要はないのではないか。**
- ・今のご提案は、いい方法ではないかと思う。一方で、募集量をもう少し余計に取っておくという手もあるかなと思う。今回の御提案だと400万kWだが、**仮に500万kWぐらいいしておいて、少し量を増やしておきながら、その価格との関係で取り方を考えるということも、全体の最適化という部分では良い可能性もあるかな**と思った。というのは、実際にどれくらい出てくるのかが、この脱炭素の市場の中で、なかなか読み切れないところがあって、せっかく新しいプロジェクト等で水素等が出てきた時に、比較的価格水準が安い中で落としてしまうことがあると、できれば早めに電源がフライして欲しいところでもあるので、容量との関係も含めて、全体どう取ればいいのか、少し検討の余地はある。
- ・蓄電池と揚水では1機あたりの容量にかなりの差がある。**揚水は1機の容量が数万～数十万kWの新設・リプレース案件が想定される一方、蓄電池は現在実証等で使われている容量を見ると、数万kW程度のものが中心。**16ページで、募集上限を跨ぐ案件において、同じ落札価格の電源が複数存在すると募集上限を超えて落札する容量が最小となる組み合わせにより落札電源を決定する提案であり、**容量の小さい蓄電池が優位になり、揚水は不利**になる。揚水は蓄電池と比べて供給可能時間が長く供給力としての価値があり、同期化力・慣性力もあるため、その重要性は増している。このような観点を含めて御再考いただく必要があるのでは。

(参考) 電力・ガス基本政策小委員会でのkWh公募に関する議論

第48回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年4月26日) 資料4 - 1

論点① 募集量

- ウクライナ情勢が悪化し、今月8日には日本もロシア産石炭の輸入の段階的削減を表明した一方、国際的な燃料価格は引き続き高い水準で推移しており、燃料調達リスクがかつてないほど高まっている。
- こうした中で、大手電力会社のLNG在庫は、4月に入り増加傾向にあるが、引き続き過去5年平均を下回る水準にとどまっている。
- このため、発電事業者が燃料ガイドラインに沿って自ら行うべき燃料調達努力を損なわないよう留意しつつ、日本全体での燃料調達リスクを軽減する観点から、昨冬の募集量(3億kWh：冬季の高需要期の電力需要10日分の約1%)の2～3倍を、各事業者が自らの判断で行う燃料調達等とは別に、一種の社会的保険として、9エリアの一般送配電事業者が共同で調達することとしてはどうか。
- その際、前回のkWh公募について、標準的なLNG船の容量(1隻7万トン＝約5億kWh相当)と整合した募集量の設定を希望する意見があったことを踏まえることとし、標準的なLNG船2隻分に相当する10億kWhを募集することとしてはどうか。
- また、燃料の追加調達は船単位で行う事業者がいる実態も踏まえ、仮に募集量を超過する入札があった場合の許容量は、船1隻分(5億kWh)までとすることではどうか。
- なお、公募調達費用については、今回のkWh調達の趣旨に鑑み、公募対象期間(7・8月)中の各エリアの電力需要割合で負担することを基本としつつ、事業者間で決めることとしてはどうか。

32

第48回電力・ガス基本政策小委員会(2022年4月26日)

○松村委員

これは一応10億kWh相当を募集するという提案で、これに対案があるわけじゃないのですが、その後の超過する入札があった場合の許容量を5億kWhまでとするというのは、私には抵抗があります。仮に船1隻分5億というのがまず落札されて、DR4.9億kWh相当が落札されて、**あと0.1足りないというときに、その部分約定不可という5億の応札が出てきて、これを落札するのが本当に合理的か**。10億というのに一定の合理性はあるとしても、絶対にこれが正しいという確信があって出てきているのではない。その10億という数字にそこまで固執すべきなのか。例えば、最後がこの船1隻分になったとすると、それ以外、その最後でないところの調達で止めて、**最後を取らなかったときの未達量と、それから最後を取ったときの超過量を比べて、超過量のほうが未達量よりも小さいというときにはその最後のものを取り、そうでないときにはもう最後のものは諦めるという整理ではいかがでしょうか**。さすがに9.9億なのにもかかわらず、絶対5億取らないといけないという理屈は、私は思い付かないので、そのような運用ではまずいでしょうか、という提案です。

(参考) 電力・ガス基本政策小委員会でのkWh公募に関する議論

第49回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年5月17日) 資料 5 - 2

追加供給対策の概要 (kW公募及びkWh公募)

- 需給両面での不確実性や燃料調達リスクの高まりを踏まえ、2022年度夏季に向けた供給対策として、**供給力 (kW) 及び電力量 (kWh) を公募予定**。
- 前回 (4/26) の本小委員会での御議論を踏まえ、**供給力は120万kW** (標準的な火力発電所2基相当)、**電力量は10億kWh** (標準的なLNG船2隻分) を募集予定。
※電力量の落札量は、前回の本小委員会 (第48回 (4月26日)) でいただいた御意見を踏まえ、最大15億kWhとしていたものを9億～最大14億kWhに収まる範囲に修正。

供給力公募 (kW)

<募集量>

120万kW ※最大140万kWまで

<対象エリア>

北海道・沖縄を除く全国 8 エリア

<対象設備>

電源及びDR ※追加性の確認あり

<スケジュール>

5月中旬 公募要綱の公表・入札募集開始

6月下旬 落札者選定・契約協議

7月1日 運用開始

電力量公募 (kWh)

<募集量>

10億kWh ※最大14億kWhまで
(最経済の組み合わせとし、各社の応札量によっては落札量が9億kWhに満たない場合がある)

<対象エリア>

沖縄を除く全国9エリア

<対象設備>

電源及びDR ※追加性の確認あり

<スケジュール>

5月中旬 公募要綱の公表・入札募集開始

6月下旬 落札者選定・契約協議

7月1日 運用開始

1. 募集量
2. 入札価格の在り方
3. 上限価格

論点 2-1. 水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度との関係

- 水素・アンモニアの大規模な商用サプライチェーン構築のためには、調達（サプライチェーン支援）から大規模利用拠点（拠点整備支援）まで支援を行うことで、投資の予見可能性を高めることが必要であることから、**サプライチェーン支援と拠点整備支援の在り方について、別の審議会※にて検討中。** ※ 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

(4) その他の論点①

第65回制度検討作業部会
(2022年5月25日) 資料5

＜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ていかないと、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お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。

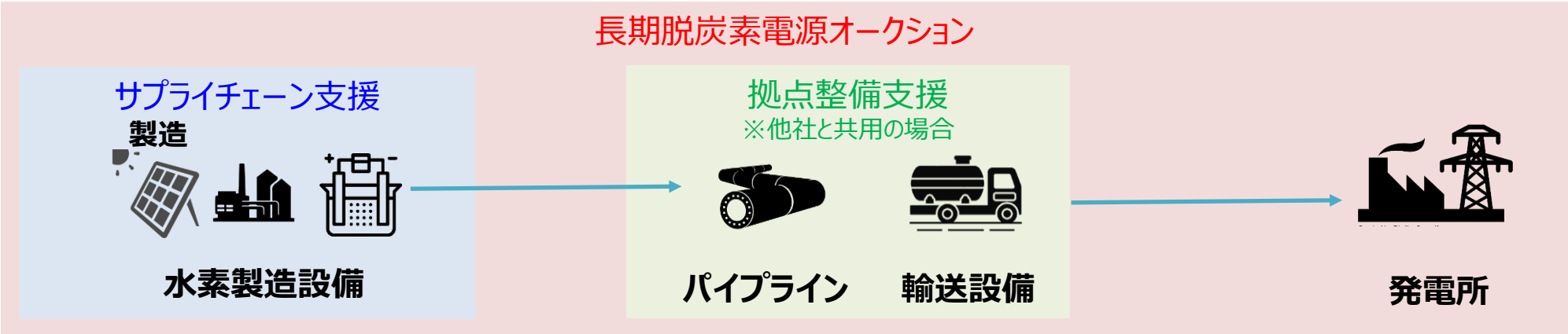
第62回制度検討作業部会（2022年2月17日）

・本制度で対象となる電源の固定費・可変費がどういう性質のコストで、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。

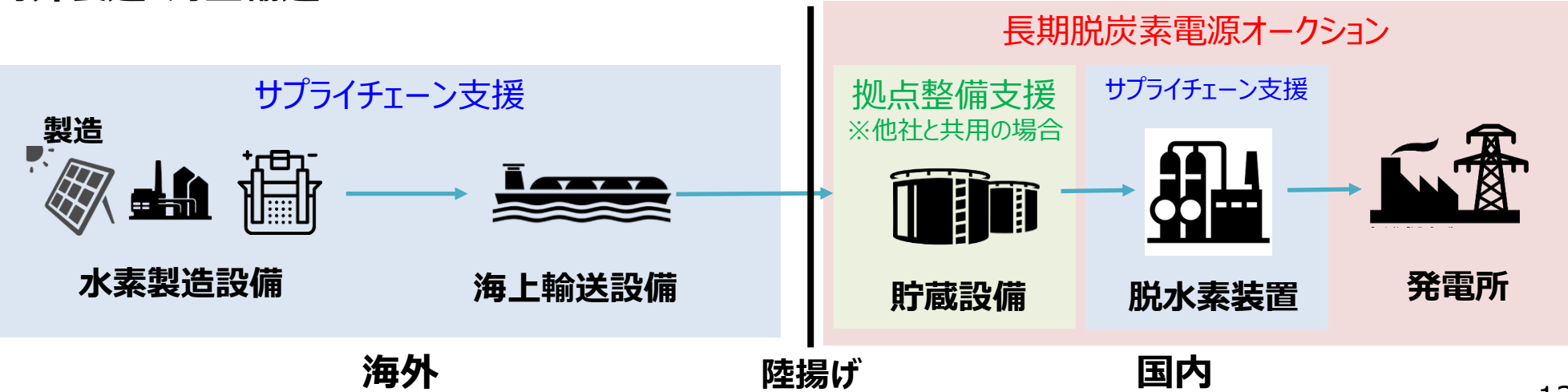
論点 2-1. 水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度との関係

- 現在検討されている「サプライチェーン支援制度」「拠点整備支援制度」と、「本制度（長期脱炭素電源オークション）」のカバーしている範囲は以下のとおりであり、重なる部分が生じることが想定される。

①国内製造



②海外製造・海上輸送



論点 2-1. 水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度との関係

- **本制度は2023年度に初回オークションを行う方向で検討中である一方で、「サプライチェーン支援制度」と「拠点整備支援制度」（以下「両支援制度」という。）は、開始時期が現時点で未定**であること、また、両支援制度の開始後であっても、異なる制度であることから、本制度へ入札をするタイミングと両支援制度に基づく支援可否の決定は、前後することが考えられる。
- 水素・アンモニア混焼への投資を行う事業者は、**両支援制度と本制度を組み合わせることで投資判断を行うことが想定される**ことから、以下の整理としてはどうか。

＜本制度への入札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっている場合＞

- 二重支援防止のため、**その支援金額※¹を控除※²して、本制度に入札**することとする。

※¹ 本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。

※² 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。

＜本制度への入札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっていない場合＞

- **両支援制度の支援予想金額※¹を控除※²して入札を行い、本制度での落札に伴う契約締結後、3年以内に両支援制度の両方若しくは希望する片方の制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合※³に、当該事由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さない。**

※¹ 本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。

※² 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。支援予想金額を控除せずに入札を行うことも可。

※³ 支援金額が支援予想金額よりも高くなった場合や、支援予想金額を控除せずに入札を行い、落札後に支援制度の適用が決定した場合には、その差分だけ本制度からの支払額を修正する。前回の事務局資料33頁における建設費の※¹の「本制度で落札した後に、補助金を受けることは禁止（判明した場合は契約解除）」は、両支援制度には適用しない。

- 本制度での落札に伴う契約締結後、**3年以内に両支援制度の両方又は希望する片方の制度の適用を受けることが決定すれば、その時点から供給力提供開始期限のカウントを開始。**

(参考) 水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度の概要

第7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12月13日) 資料 3

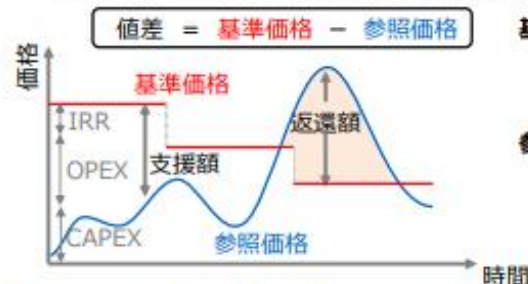
1. 強靱な大規模サプライチェーン構築に向けた支援制度

強靱な大規模サプライチェーン構築に向けた基本的な考え方

- 本制度では、現在供給コストが高価である水素・アンモニアに対し、**市場型の支援策**を講じることで、**強靱な大規模サプライチェーンの構築**を通じ、水素・アンモニアの**自立した市場の形成**を目指す。
- 第6次エネルギー基本計画において、**S+3E**を原則とした**エネルギー政策の重要性**が確認されたところ、我が国の次世代エネルギーである水素・アンモニアサプライチェーンの構築に向けた基本的な考え方もこれに則り、**安全性、安定供給、環境性、経済性を前提とした制度**とする。
- 水素・アンモニアをとりまく将来の見通しが不透明な状況においても、他の事業者^{*}に先立って自らリスクを取り投資を行い、**2030年頃までに水素・アンモニア供給を開始する予定である事業者（ファーストムーバー）**をS+3Eの観点から選定し、優先して後押ししていく。彼らの事業の**予見性を高め、大規模な投資を促す**。

支援制度イメージ

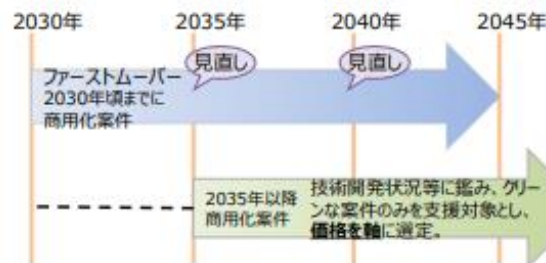
- 事業者が供給する水素に対し、**基準価格と参照価格の差額**（の一部または全部）を支援。また、一定年数経過時点ごと**基準価格を実績と見直しに合わせる見直し機会**（例：5年）を設ける。



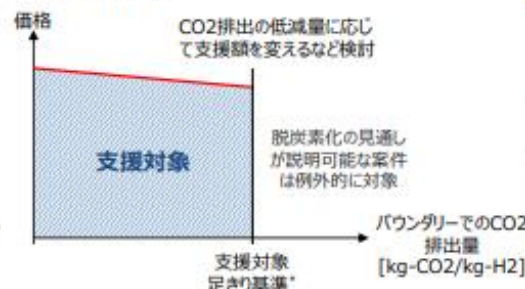
基準価格：単位販売量あたりの対価として、その水準での収入があれば事業継続に要するコストを合理的に回収でき、かつ適正な収益を得ることが期待される価格。

参照価格：既存燃料のバリエーション^{*}を基礎として設定される価格。水素はLNG価格、アンモニアは石炭価格をそれぞれ参照する。
^{*}バリエーション：水素等と比較して、同じ熱量もしくは仕事を得るのに必要な燃料の市場価格

- 選定されたファーストムーバーについて、**支援期間は15年**（状況に応じて20年）とする。



- 原則として**クリーンな水素・アンモニアが支援の対象**。



^{*}国際的に遜色のない基準を求めていく。

支援範囲

- ①国内製造、②海外製造・海上輸送に加え、国内貯蔵後の脱水素設備等での変換コストまでを支援。



案件の選定

- ファーストムーバーの選定に際しては、**中立性、透明性が担保される環境で、S+3Eを前提とした総合的な評価軸のもと、戦略的に案件の選定を行う**。

国内事業の支援

- エネルギー安全保障の観点から、国内においても大規模にサプライチェーンを構築し、価格低減が見込まれる案件については、**自治体等のコミットを要件とした上で、優先して支援することとする**。

(参考) 水素・アンモニアの拠点整備支援制度の概要

第7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12月13日) 資料3

2. 効率的な水素・アンモニア供給インフラの整備支援制度

基本的な考え方

- 水素・アンモニアの安定・安価な供給を可能にする大規模な需要創出と効率的なサプライチェーン構築を実現するため、国際競争力ある産業集積を促す拠点を整備

＜今後10年間程度で整備する拠点数＞

大規模拠点：大都市圏を中心に3か所程度

中規模拠点：地域に分散して5か所程度

大規模発電利用型

大規模なガス/石炭火力が単独で存在



碧南の例

多産業集積型

石油精製・化学、製鉄等の産業集積



川崎の例

地域再生産型

再エネから水素・アンモニア製造



山梨の例

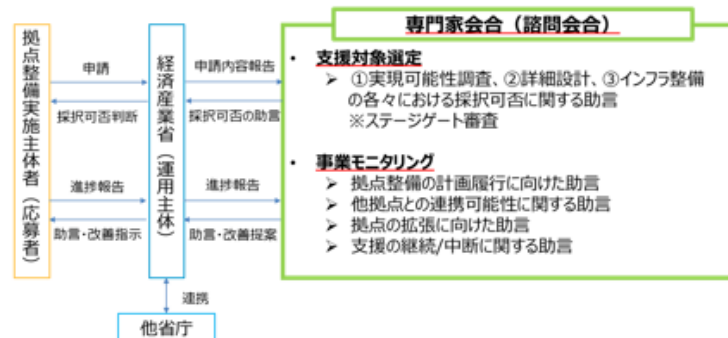
支援制度イメージ

- ①拠点整備の事業性調査 (FS) ②詳細設計 (FEED) ③インフラ整備の3段階に分けて支援。GI基金の例を参考に、ステージゲートを設け、有望な地点を重点的に支援
- 利用される技術の技術成熟度レベル (TRL) が実装段階を超えてから一定の期間内に③インフラ整備の支援を行うものとし、それ以前に①FS支援、②詳細設計支援の期間を用意



制度運用

- モニタリングや審査の際に専門性、中立性が必要となるため、政府が主体を担いつつ専門家の意見を反映させる仕組みを検討



支援範囲

- 多数の事業者の水素・アンモニア利用に資するタンク、パイプライン等の共用インフラを中心に支援

＜支援対象例＞



輸送設備

貯蔵設備

案件選定

- 拠点の採択やステージゲートの審査にあたっては、実現可能性や地域の産業構造転換・地域経済への貢献度合い、水素・アンモニア取扱量（見込み含む）、CO2削減量、イノベーション性などの項目を中心に評価

他制度との連携

- 水素・アンモニアの大規模な商用サプライチェーン構築のためには、サプライチェーン構築支援から拠点整備支援まで連携して支援を行うことが効果的。そのため拠点整備を活用する際には、サプライチェーン構築支援においても優遇するなど、制度間の連携を図る。
- 国交省で推進するカーボンニュートラルポートや、GX実行会議において検討されている製造業の燃料転換等の支援策とも連携し、水素・アンモニアのサプライチェーン構築に向け、切れ目のない支援を実現する。

論点 2 - 2. 事業者の帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応

- 本制度では、前回の本部会で御議論いただいたように、入札時からの物価変動は、事後的に落札価格に反映する方向で検討しているが、物価変動以外にも、入札価格に算入したコストが、落札後の様々な状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で増加又は減少することが考えられる。（例：金利上昇、税率変更、規制変更による追加投資、等）
- もっとも、以下ような本制度の内容を踏まえると、事業者の帰責性がない理由であっても、あらゆるコスト増加を事後的に落札価格に自動的に反映することは適切ではない。
 - ① 競争入札によって落札電源を決定する仕組みであること、
 - ② 建設費には予備費として10%を織り込むことを認めていること、
 - ③ 事業報酬として税引前WACC5%を織り込むことを認めていること、
 - ④ 他市場収益の約 1 割は留保することを認めていること等
- ただし、コストが増加した場合には、その規模によっては事業の継続が困難となり、市場退出を余儀なくされ、脱炭素化への投資が進まなくなる可能性もある。
- したがって、将来的に、何らかの状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で事業の継続が困難となるような大幅なコスト増加が発生した場合に限って、本制度外でコスト増加の影響を緩和する措置が講じられているか否かも踏まえつつ、例えば、再度本制度への入札を認めるなど、脱炭素電源への投資に係る長期予見性を確保するという観点から必要な制度的対応を検討することとしてはどうか。

1. 募集量
2. 入札価格の在り方
3. 上限価格

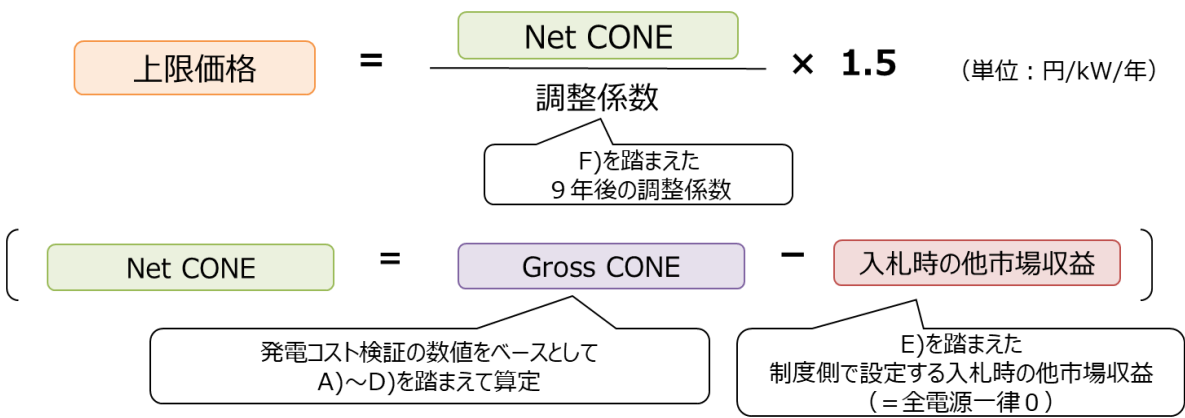
上限価格

- 第8次中間とりまとめでは、国民負担の最小化を図る観点から、**電源種毎に、発電コスト検証※の数値をベースとして、上限価格を設定**することとしている。 ※本制度では、直近の発電コスト検証の数値をベースとする。
- また、前々回の本部会において議論いただいたとおり、**FIT/FIP制度の対象となっている再エネの電源種**については、再エネのコスト低減インセンティブを削がないため、**原則FIT/FIP制度における翌年度の上限価格をベースに、本制度の当該年度の上限価格を設定**することとしている。
- 各電源種毎の上限価格については、実際の入札前に改めて計算することを予定しているが、本日は、**発電コスト検証の数値が存在しない、又は必ずしも発電コスト検証の数値をベースとすることが適切とは言えない電源種の上限価格の設定方法**について、ご議論いただきたい。

第8次中間とりまとめ
H) 上限価格の算定方法

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、**発電コスト検証の数値をベース**とした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、参考図25の算式によって設定することとした。

(参考図25) 上限価格の算定式



「E)他市場収益」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参考図26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。

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することとした**。電源種毎の上限価格の詳細については今後検討していき、実際の入札時に改めて計算する。

ただし、「E)他市場収益」では入札時の他市場収益の設定方法として設定方法②を採用しているが、この場合には、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た。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/年を一つの目安とすることとした。

(参考図26) 電源種別の上限価格の試算結果

単位：万円/kW/年	設定方法①		設定方法②		
	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	FIT/FIPの 対象電源
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、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。

論点 3 – 1 一般水力の上限価格

- 発電コスト検証における水力のコストは、「中水力（モデルプラントの出力規模5000kW）」と「小水力（モデルプラントの出力規模200kW）」のコストであり、FIT対象の3万kW未満の案件のデータを基に算出されている。
- 本制度の一般水力は、10万kW以上の案件が対象であり、発電コスト検証のモデルプラントとは規模が異なることから、発電コスト検証の数値を元に本制度の一般水力の上限価格を設定することは望ましくない。
- このため、今回事務局において調査した直近の大規模な4プラントの実績（次頁参照）を元に、平均固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の1.5倍として、下の表のとおり上限価格を設定してはどうか。

	一般水力 (10万kW以上)
新設	5.6万円/kW/年
リプレイス	2.2万円/kW/年

(参考) 一般水力の上限価格の諸元

		一般水力	
		新設	リプレイス (既設水路活用型)
モデルプラント※ (名称、定格出力、運転開始年)		中部電力(株)徳山発電所 16.4万kW 2014年 関西電力(株)音沢発電所 12.6万kW 1985年 北陸電力(株)有峰第一発電所 26.5万kW 1981年 北陸電力(株)有峰第二発電所 12.3万kW 1981年	
モデルプラントの平均出力		17.0万kW	
資本費	建設費	36.4万円/kW	12.2万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	
運転維持費	人件費	3.7億円/年	
	修繕費	0.04万円/kW/年	
	その他	0.9万円/kW/年	

※ 新設案件の建設費は、旧一般電気事業者が直近に建設した発電所4基(10万kW以上)の初号機の建設費を基に、2021年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正し、その平均金額とした。

ただし、中部電力(株)徳山発電所は、1号機(2016年)より2号機(2014年)の方が運転開始が早い一方で、2号機の出力が2.5万kWと10万kWを下回るため、10万kWを超える案件として、1号機(13.9万kW)と2号機(2.5万kW)の合計した出力16.4万kWにて、建設費を試算

リプレイス案件の建設費は、既設導水路活用型の定義（水車及び発電機、変圧器その他の電気設備の全部並びに水圧管路の全部若しくは一部のみを新設し、又は更新するもの）に該当する実績がないため、新設案件の建設費の実績を基に、リプレイスの対象設備の建設費のみ抽出し、現時点までの物価変動を考慮して試算

運転維持費は、直近3カ年の実績平均。ただし、プラント毎ではなく、発電所毎のコストしか把握できないプラントは、それを元に、直近3カ年の実績平均

論点3 - 2 揚水・蓄電池の上限価格

- 上限価格は実態のコストを踏まえて設定することとしているところ、「揚水」の新設案件は、発電コスト検証の数値は存在しないことから、今回事務局において調査した直近4プラントの実績（次頁参照）を基に、平均固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の1.5倍として、以下の表の数値のとおり設定してはどうか。
- 一方で、「揚水」のリプレースの際のコストは、新設と異なり、上池と下池の2つのダムや既設の水圧導管などのライフサイクルの長い既存案件のインフラを活用することが可能であって、新設とはコスト構造が大きく異なる。前回もご議論いただいたとおり、「揚水」と「蓄電池」は変動性再エネの調整力として同様の機能を有しており、できる限り同じ条件で競争できる環境の整備が重要であることを踏まえると、「揚水」のリプレース案件と「蓄電池」の新設・リプレース案件については、同じ上限価格としてはどうか。
- 具体的には、「揚水」のリプレースは実績が存在しないものの、蓄電池のコストは、資源エネルギー庁が実施した予算事業にて採択された1万kW以上の蓄電池の新設案件の申請情報（次頁参照）を元に算出することが可能である。このため、当該申請情報を元に算出した平均固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の1.5倍の金額を、「揚水」のリプレース案件と「蓄電池」の新設・リプレース案件の共通の上限価格として、以下の表の数値のとおり設定してはどうか。

	揚水 (1万kW以上)	蓄電池 (1万kW以上)
新設	9.3万円/kW/年	
リプレース	3.3 ÷ 各エリアの運転継続時間3時間の調整係数	

※算出の考え方は次頁参照

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
4.2	4.0	5.5	4.1	4.4	4.4	4.1	4.1	4.4

(参考) 前頁の上限価格の諸元

		揚水 (新設)	蓄電池
モデルプラント※ (名称、定格出力、 運転開始年)		北海道電力(株)京極発電所 20万kW 2014年 九州電力(株)小丸川発電所 30万kW 2007年 東京電力リニューアブルパワー(株)神流川発電所 47万kW 2005年 東京電力リニューアブルパワー(株)葛野川発電所 40万kW 1999年	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1万kW以上の蓄電池
モデルプラントの平均出力		34.2万kW(運転継続時間9.3時間)	3.1万kW (運転継続時間3.6時間)
資本費	建設費	65.0万円/kW	15.6万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	2.3億円/年	0.6万円/kW/年
	修繕費	0.04万円/kW/年	
	その他	0.2万円/kW/年	

※上記の表の注釈
「揚水」の建設費は、旧一般電気事業者が直近に建設した発電所4基の初号機の建設費を基に、2021年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正し、その平均金額とした。
九州電力(株)小丸川発電所実績は、初号機～4号機 (30万kW×4号機)を同時に建設しており、合計の建設費のみ把握できるため、それを元に試算
運転維持費は、直近3カ年の実績平均。ただし、プラント毎ではなく、発電所毎のコストしか把握できないプラントは、それを元に、直近3カ年の実績平均

※前頁の上限価格の表の詳細な考え方

- ・揚水の新設の**モデルプラントの平均運転継続時間は9.3時間**であり、**運転継続時間9時間の調整係数は、2032年度だと98.1%～99.8%とエリア毎の差異が小さい**ため、揚水の新設の上限価格の設定において、**調整係数は考慮しない**。
- ・前々回の本部会において、蓄電池は揚水と同様に「安定電源」に区分し、揚水と同じ調整係数を適用すると整理したことから、「揚水のリプレース」と「蓄電池」は、調整係数を反映して上限価格を設定。揚水の調整係数は、エリアごと・運転継続時間ごとに設定されているが、上記の予算事業において**採択された案件の平均運転継続時間は3.6時間**であるため、上限価格の設定においては、**エリア毎に3時間の調整係数で除して上限価格を設定**。
(参考)「2023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」における、揚水の2032年度の運転継続時間 3 時間の調整係数 (%) 北海道77.9、東北81.1、東京60.1、中部75.1、北陸80.0、関西73.8、中国79.4、四国80.4、九州74.0
- ・なお、発電コスト検証における水力のコストは、「中水力（モデルプラントの出力規模5000kW）」と「小水力（モデルプラントの出力規模200kW）」のコストであり、FITで導入された「流込式（ダム無し）」や「調整池式・貯水式（ダム1つ）」の案件のデータを基に算出されているため、ダムが上池と下池の2つ必要となる「揚水」とはコスト構造が異なるため、本制度の「揚水」の上限価格の諸元とすることは望ましくない。また、発電コスト検証では、蓄電池のコストは算定されていない。

論点5 地熱・水力のリプレースの定義

- 本制度では、脱炭素電源のリプレース案件への新規投資も対象としている。
- リプレースは、基本的には、「同一の場所において、同じ電源種の発電所に建て替える場合」を意味すると考えられるが、**地熱や水力**は、ライフサイクルの長い既存案件のインフラ（地熱は地下設備、水力は導水路等の土木設備や水車等）をそのまま活用し、老朽化した電気設備等を更新するケースも多い。このようなケースの中には、維持のための投資というよりは、休廃止も含め追加投資を検討をするという意味で実態としてリプレースと同様の投資判断を行うケースがあること、ライフサイクルの長い既存案件のインフラを活用することが国民負担の低減にもつながることを踏まえ、**実態としてリプレースと同様の投資判断を行うケースに限り、例外的にリプレースに該当すること**としてはどうか。具体的には、FIT制度におけるリプレースの定義や設備の更新実態等を踏まえ、**以下のとおりとしてはどうか**。
- なお、こうしたケースは、**一部の設備は使用を継続することから、使用を継続する設備の残存簿価は入札価格に織り込むことができる**こととしてはどうか。

リプレースの定義	
地熱	✓ 地上設備※、蒸気井、還元井の全部を更新するもの ✓ 地上設備※の全部を更新するものであって、かつ、蒸気井、還元井の全部又は一部を継続して使用するもの ※地上設備：蒸気タービン、発電機、復水器及び冷却塔
水力	✓ 水車及び発電機、変圧器、遮断器その他の電気設備の全部 並びに 水圧管路の全部若しくは一部のみ を新設し、又は更新するもの ※既存の導水路を活用して、水力発電設備を新設する場合も含まれる ✓ 揚水（混合揚水を含む）について、オーバーホール（水車及び発電機を全て分解し、各部品の点検、手入れ、取替えや修理）を行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器※1、制御盤※2）の全部を更新するもの ※1 発電機電圧を系統電圧まで昇圧し系統へ連系するための変圧器 ※2 運転に必要な自動制御・保護機能を持つ配電盤

論点7-1 蓄電池の区分

- 蓄電池は、今後、再エネの最大限の導入を図る観点からも、再エネが出力制御されるような供給過剰の時間帯に蓄電し、需要が高まる時間帯で放電するような行動や、需給調整市場において調整力として活躍する行動が期待されるところ。
 - こうした中で、現行容量市場と同様に、蓄電池を発動指令電源として区分する場合、発動指令電源のリクワイアメントを満たすため、年間12回の発動指令のためにスタンバイし続けるような行動を取るにより、本来期待される役割を果たされない可能性がある。
 - 今後の蓄電池に求められる行動を促す観点に加えて、本制度で対象とする蓄電池は、1万kW以上の比較的規模の大きいものであって、DRも含めた複数のリソースを束ねて参加する発動指令電源に位置づける必要性は必ずしもないことから、本制度によって導入される蓄電池については、同様の活用が期待される揚水発電所と同様に「安定電源」に区分し、揚水発電所と同じ調整係数を適用することとしてはどうか（※）。
- （※）このような整理により、本制度に参加する電源等は、「発動指令電源」に区分される電源等が存在なくなり、「安定電源」又は「変動電源」の2つの登録区分となる。
- （※）現行容量市場における蓄電池の扱いについても、実態を踏まえ別途検討が必要。

論点3 - 3 水素発電の上限価格

- 発電コスト検証における「水素発電（10%混焼）」のコストは、水素受入・貯蔵・払出設備等の燃料関連設備の費用が燃料費に整理されており、固定費は「LNG火力」と同額とされている。
- 一方で、水素は-253度（LNGは-162度）で貯蔵する必要があり、水素の燃料タンクはLNGの燃料タンクより高額であるため、発電コスト検証の数値をベースに、水素発電（10%混焼）の上限価格を設定した場合、低い上限価格となってしまう。
- このため、水素発電の上限価格は、燃料関連設備等の費用を考慮し、固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の1.5倍として、以下の表のとおり設定してはどうか。
- また、水素発電は様々な技術を用いて実施されることが考えられ、中には足下から混焼率が10%以上の案件の入札が行われる可能性もあるが、我が国において水素発電で商用化された大型の案件が現時点において無い中で、混焼率毎に細かく上限価格を設定しておくことには限界があることから、水素発電の上限価格は、混焼率10%以上の案件の共通の上限価格として設定してはどうか。

	上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
水素（10%以上） の新設	4.7	建設費：発電コスト検証におけるLNGの建設費（16.4万円/kW）※1 ＋燃料関連設備の建設費（5.9万円/kW）※2 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における水素発電の算定方法と同じ
既設火力の 水素10%以上の 混焼にするための改修	10 (右の諸元を元に計算 した結果は13.7万円 /kW/年)	建設費：燃料関連設備の建設費（59.2万円/kW）※2 ＋燃焼設備の改造費（3.3万円/kW）※3 廃棄費用：改修投資額の5% 運転維持費：発電コスト検証におけるLNG火力の算定方法と同じ※4

※1 発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2021年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正
※2 燃料関連設備の建設費は、次頁のとおり資源エネルギー庁にて試算。新設は、対象kWが発電所全体のkWであることから、次頁⑨の1/10となる。
※3 燃焼設備の改造費は、次々頁のとおり資源エネルギー庁にて試算。
※4 運転維持費の内の修繕費・諸費は、次々々頁のとおり算定。

(参考) 水素の燃料関連設備の建設費の試算

		算定根拠	
液化水素 貯蔵タンク	液化水素貯蔵タンク (5万m ³ ×5基) を含む 受入・貯蔵機能の建設費	1,597億円 (①)	「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発/関西圏の臨界エリアにおける水素供給モデルに関する調査 (https://www.nedo.go.jp/content/100950505.pdf)」7頁では、液化水素貯蔵タンク5万m ³ ×5基 (1t=14m ³ で換算すると②17,857t) を含む受入・貯蔵機能の建設費 (CAPEX) を①1,597億円と試算
	タンクの貯蔵量	47日分 (③)	SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO ₂ フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」では、石炭火力でアンモニア混焼を行う場合の想定ケースとして、タンク容量47,000t、アンモニア使用量1,000t/日とされており、③47日分のアンモニアを貯蔵することを想定。
	水素の消費量	15.8t/h (④)	②17,857t÷ (③47日×24h)
	出力換算	35.6万kW (⑤)	④15.8t/h×142MJ/kg※1×57%※1÷3.6MJ※2 ※1 発電コスト検証における水素の燃料発熱量142MJ/kg、発電効率57% ※2 1kWh=3.6MJ
	建設単価	44.8万円/kW (⑥)	①1,597億円÷⑤35.6万kW
水素ガス パイプライン	建設費	513億円 (⑦)	「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発/関西圏の臨界エリアにおける水素供給モデルに関する調査 (https://www.nedo.go.jp/content/100950505.pdf)」7頁のフェーズ2 (基地から周辺エリアまで) の水素ガスパイプライン機能の建設費 (1049億円) から、増設額536億円を控除し、フェーズ1 (基地から発電所まで) の水素ガスパイプライン機能の建設費を513億円と試算
	建設単価	14.4万円/kW (⑧)	⑦513億円÷⑤35.6万kW
燃料関連設備の建設単価		59.2万円/kW (⑨)	⑥44.9万円/kW + ⑧14.4万円/kW

(参考) 水素の燃焼設備の改造費の試算

- 水素の燃焼設備の改造費は、参考となる見積金額が無いことから、既設石炭火力をアンモニア20%混焼にするための燃焼設備の改造費用と同等として試算。
- 具体的には、SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」における、アンモニア混焼バーナー・アンモニア供給系統・制御装置等の概算額**40億円**を、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である**12万kW**で除して、**3.3万円/kW**と試算。

3-2-7. 発電コスト評価

国内石炭火力発電所でアンモニア混焼するには、液体アンモニア船からアンモニアを受入・貯蔵・払出するための設備の新設と、既設ボイラーの微粉炭バーナーの改造が必要になる。

本検討においては、**アンモニア 20cal.%混焼**を安定的に行うこと、設備の初期投資を最小限に抑えることを前提とした。尚、保全設備および防災設備は対象外とした。アンモニアの受入から混焼までの設備コストを表 11.に示す。

表 11. 設備コスト

設備項目	概 要	概算額
受入・貯蔵・払出設備	ローディングアーム、受入配管、貯蔵タンク、ブリージングタンク、アンモニア払出ポンプ、気化器、BOG処理設備、アンモニア除害設備、ユーティリティ設備、電気計装設備等	210 億円
混焼設備	アンモニア混焼バーナー、アンモニア供給系統、制御装置等	40 億円
合 計		250 億円

発電コストの試算は、経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループの「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（平成 27 年 5 月）」^[5]での計算方法、諸元に基づき算出した。

発電コスト試算にあたっては、発電コスト検証ワーキンググループでの試算諸元をベースとし、今回の**モデルプラント (600MW、設備利用率 70%)**の場合に変更が必要となる項目のみを見直して、石炭専焼、石炭専焼+国内 CCS との発電コスト比較を行った。発電コスト試算の前提条件を表 12.に示す。

(出典) SIP 電源開発株式会社
「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニア
サプライチェーンの技術検討」

(参考) 既設火力の改修の場合の修繕費・諸費の計算方法

- 発電コスト検証における修繕費・諸費は、「建設費における比率」として計算される。
- 運転維持費は、改修投資によって新設した設備に加え、既存設備に対しても必要となることから、修繕費・諸費を算定する際の「建設費」は、発電コスト検証におけるLNGの新設時の建設費（16.4万円/kW※）に、改修投資額（62.6万円/kW）を加算した金額（79.0万円/kW）を元に、以下のとおり計算。

$$\text{修繕費} = 79.0 \text{万円/kW} \times 2.4\% / \text{年} = 1.89 \text{万円/kW/年}$$

$$\text{諸費} = 79.0 \text{万円/kW} \times 1.1\% / \text{年} = 0.86 \text{万円/kW/年}$$

※ 発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2021年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正

7. LNG火力

諸元のベース		直近3年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称、定格出力、運用年) 北海道電力(株)石狩湾新港1号系列 57 万 kW 2019 年、北陸電力(株)富山新港 422 万 kW 2018 年、(株)JERA 西名古屋火力発電所1号 119 万 kW 2019 年、(株)JERA 西名古屋火力発電所2号 119 万 kW 2018 年	
モデルプラントの規模(出力)		85 万 kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	16.1 万円/kW	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)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特設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	6.2 億円/年	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	2.4%/年 (建設費における比率)	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	1.1%/年 (建設費における比率)	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(一般管理費)	12.0%/年 (直接費における比率)	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

論点 3 - 4 既設火力をアンモニア混焼にするための改修の上限価格

- 発電コスト検証における「アンモニア20%混焼発電」のコストは、新設の「アンモニア（石炭混焼）」のコストであり、既設火力をアンモニア混焼にするための改修のコストは示されていない。
- このため、既設火力をアンモニア混焼にするための改修案件の上限価格は、過去の調査結果を踏まえ、固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の1.5倍として、以下の表のとおり設定してはどうか。
- また、水素発電の上限価格と同様に、アンモニアも将来的に混焼率が20%以上の案件の入札が行われる可能性があることを踏まえ、混焼率20%以上の案件の共通の上限価格として設定することとしてはどうか。

	上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
既設火力の アンモニア20%以上の混 焼にするための改修	7.0	建設費：燃料関連設備の建設費・燃焼設備の改造費（21.3万円/kW）※1 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における石炭火力の算定方法と同じ※2

※1 SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討（前々頁参照）」における、アンモニア20%混焼のために必要な設備コスト250億円を基に、調査報告書公表時（2019年）から2021年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正し、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である12万kWで除して、試算。

※2 運転維持費の内の修繕費・諸費は、前頁と同様に、発電コスト検証における石炭の新設時の建設費を2021年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正した金額（24.9万円/kW）に、改修の建設費（21.3万円/kW）を加算した金額（46.2万円/kW）を元に、以下のとおり計算。

修繕費 = 46.2万円/kW × 2.4%/年 = 1.1万円/kW/年

諸費 = 46.2万円/kW × 2.2%/年 = 1.0万円/kW/年

（参考）発電コスト検証における石炭火力の諸元

建設費	24.4万円/kW
人件費	4.4億円/年
修繕費	2.4%/年(建設費における比率)
諸費	2.2%/年(建設費における比率)
業務分担費	12.2%/年(直接費における比率)

論点 3 – 5 既設火力をバイオマス専焼にするための改修の上限価格

- 発電コスト検証におけるバイオマスのコストは、新設の「バイオマス（木質専焼）」と「バイオマス（石炭混焼）」のコストであり、既設火力をバイオマス専焼にするための改修のコストは示されていない。
- このため、既設火力をバイオマス専焼にするための改修の上限価格は、改修投資額の見積り額について事業者ヒアリングした結果を踏まえ、平均固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の1.5倍として、設定することとしてはどうか。
- なお、既設火力をバイオマス専焼にするための改修を行う場合、改修前の発電所の状態（石炭専焼、石炭・バイオマス混焼）等は様々であり、それによって改修投資額も異なるものと考えられる。（例えば、改修前でも石炭・バイオマス混焼である場合は、バイオマスの燃料関連設備が存在するため、改修投資額も比較的少なく済むものと考えられる。）
- しかし、改修前の発電所の状態や出力規模毎に、細かく上限価格を設定しておくことには限界があることから、上限価格は、石炭専焼の発電所をバイオマス専焼にする場合の改修投資額を前提に設定することとしてはどうか。

	上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
既設火力の バイオマス専焼にする ための改修	7.9	建設費※：ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費（17.5万円/kW） 廃棄費用：建設費の5％ 運転維持費：発電コスト検証におけるバイオマス(木質専焼)の運転維持費と同じ

※11万kWクラスの既設石炭火力を改造する場合の、ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費について、資源エネルギー庁から事業者(三菱重工(株)、(株)IHI、住友重機械工業(株))にヒアリングした結果、平均金額が193億円であり、11万kWで除して算定

(参考) 上限価格一覧

- 現時点での試算結果は以下のとおり（実際の入札前に改めて計算予定）。

<新設・リプレイス>

(万円/kW/年)

	新設の上限価格	リプレイスの上限価格
太陽光	10	
陸上風力	10	
洋上風力	10	
一般水力	5.6	2.2
揚水	9.3	4.0～5.5
蓄電池	4.0～5.5	
地熱	10	全設備更新型：9.7 地下設備流用型：5.8
バイオマス	10	
原子力	10	
水素（10%以上）	4.7	
LNG	3.5	

<既設火力の改修>

(万円/kW/年)

	上限価格
水素10%以上の混焼にするための改修	10
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	7.0
バイオマス専焼にするための改修	7.9

※次頁の諸元を元に算定。閾値の10万円/kW/年を超える場合は10万円/kW/年。

※合成メタンは、水素の中に含まれる。

※CCSは、固定費・可変費の整理など、プロジェクトのコスト構造が未定であるため、今後、明確化した段階で設定（よってそれまでの間入札はできず、CCSプロジェクトの状況を見つつ、今後必要な議論をする）。

※実際は、1円未満を切り捨てて設定（内訳も1円未満は切り捨てて算出）。

(参考) 上限価格の諸元

		新設・リプレース									既設火力の改修							
		太陽光、 陸上風力	地熱	洋上 風力	一般水力	揚水の 新設	揚水のリ プレース、 蓄電池	バイオ マス	原子力	LNG	水素 (10% 以上)	水素 (10% 以上)	アンモニア (20%以 上)	バイオマス 専焼				
諸元		FIP制度		再エネ海 域利用法	資源エネルギー庁による調査		予算事業 採択案件	発電コスト検証			建設費：資源エネルギー庁による調査 その他：発電コスト検証							
出力（万kW）		－			17	34.2	3.1	0.57	120	85	85	8.5	12	11				
資本費	建設費 (万円 /kW)	翌年度の 上限価格	翌年度の 基準価格	直近の 公募の 上限価格	36.4 ※新設	65.0	15.6	40.6	40.8+ 1,397億 円※追加安 全対策費用	16.4	22.3	62.6	21.3	17.5				
			12.2 ※リプレース															
	系統接続費	※前頁は 2023年度 の太陽光	※前頁は 2023年度 の基準価格 (新設)、		1,560円/kW									－				
	廃棄費用	26円/kWh	20円/kWh		建設費の 5 %									765億円		建設費の 5 %		
運転維持費	固定資産税	50kW以 上入札対 象未満)の 調達価格・ 基準価格 9.5円			※前頁は秋 田県能代 市等にお ける上限価格 29円/kWh を設備利用 率33.2% で円/kW/ 年に換算	1.4%												
	発電側課金	事業税				900円/kW/年												
			収入割：1.05%、資本割：0.15%、付加価値割：0.37%															
	人件費	/kWhを設 備利用率 17.7%で 円/kW/年 に換算、陸 上風力15 円/kWhを 設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算				3.7 億円/年	2.3 億円/年	0.6万円 /kW/年	2.7 万円 /kW/年	22.6 億円/年	6.3 億円/年	6.3億円/ 年×混焼 比率10%	4.4億円/ 年×混焼 比率20%	2.7 万円 /kW/年				
	修繕費					0.04万円 /kW/年	0.04万円 /kW/年			1.9%/年 (建設費 比率)	2.4%/年 (建設費比率)		2.4%/年 (建設費 比率)					
	諸費					0.9万円 /kW/年	0.2万円 /kW/年			96.0 億円/年	1.1%/年 (建設費比率)		2.2%/年 (建設費比 率)					
	業務分担費 (一般管理費)						12.8%/ 年(直接 費比率)			12.0%/年 (直接費比率)		12.2%/ 年(直接 費比率)						
	事業報酬		税引前WACC5%（0年目に建設費を全て支出し、1～20年目に運転維持費が発生する前提で計算）															
上限価格		上記合計の1.5倍																

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2021年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーター（2.05%）により補正した後の数字。一般水力及び揚水の新設の建設費はモデルプラントの運転開始時期、アンモニアの建設費は2019年を基に、物価変動を同指標の変動率により補正した後の数字。蓄電池、水素の建設費（LNG建設費16.1万円を除く）、バイオマス専焼の建設費、一般水力及び揚水の新設の運転維持費は、直近のデータであり、物価変動の補正は行わない。

※ 系統接続費は、現行の容量市場の上限価格の算定と同額（第38回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料4）。

※ 事業税（収入割）から生じる事業報酬5%分は、上限価格に含めていない。また、事業税（付加価値割）を算定する際の事業報酬に、事業税（収入割/付加価値割）から生じる事業報酬5%分は織り込んでいない。

※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。

※ 既設火力の改修における「建設費比率」の「建設費」は、発電コスト検証における新設時（水素はLNG、アンモニアは石炭）の建設費に、改修の建設費を加算した金額。

(参考) 入札価格の監視における 2 倍の水準の諸元

● 前回御議論いただいた入札価格の監視における、建設費等の監視の「発電コスト検証の諸元等の 2 倍の水準」は、以下の諸元の 2 倍の水準となる。

		新設・リプレイス											既設火力の改修		
		太陽光	陸上風力	地熱	洋上風力	一般水力	揚水の新設	揚水のリプレイス、蓄電池	バイオマス	原子力	LNG	水素（10%以上）	水素（10%以上）	アンモニア（20%以上）	バイオマス専焼
諸元		FIP制度			再エネ海域利用法	資源エネルギー庁による調査		補正予算事業の採択案件	発電コスト検証			建設費：資源エネルギー庁による調査 その他：発電コスト検証			
資本費	建設費（万円/kW）	13.5	27.5	79 ※新設、全設備更新型 48 ※地下設備流用型	51.2	36.4 ※新設 12.2 ※リプレイス	65.0	15.6	40.6	40.8 + 追加安全対策費用 1,397 億円	16.4	22.3	62.6	21.3	17.5
	人件費					3.7 億円/年	2.3 億円/年			22.6 億円/年	6.3 億円/年	6.3 億円/年× 対象kW 比率	4.4 億円/年× 対象kW 比率		
運転維持費	修繕費	0.5 万円 /kW/年	0.9 万円 /kW/年	3.3 万円 /kW/年	1.8 万円 /kW/年	0.04万円 /kW/年	0.04万円 /kW/年	0.6万円 /kW/年	2.7万円 /kW/年	1.9%/年 (建設費比率)	2.4%/年 (建設費比率)	2.4%/年 (建設費比率)	2.2%/年 (建設費比率)	2.7 万円 /kW/年	
	諸費									96.0 億円/年	1.1%/年 (建設費比率)				
	業務分担費 (一般管理費)					0.9万円 /kW/年	0.2万円 /kW/年			12.8%/年 (直接費比率)	12.0%/年 (直接費比率)	12.2%/年 (直接費比率)			

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2020年時点)等を基に、現時点までの物価変動を総固定資本形成デフレーター（2.05%）により補正した後の数字。

※ 太陽光・陸上風力は、「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」で示されている2023年度のFIP基準価格の内訳、洋上風力は、再エネ海域利用法に基づく公募
占用指針に関する供給価格上限額の内訳（対象促進区域：秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖、秋田県由利本荘市沖（北側）、秋田県由利本荘市沖（南
側）並びに千葉県銚子市沖）。

※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。

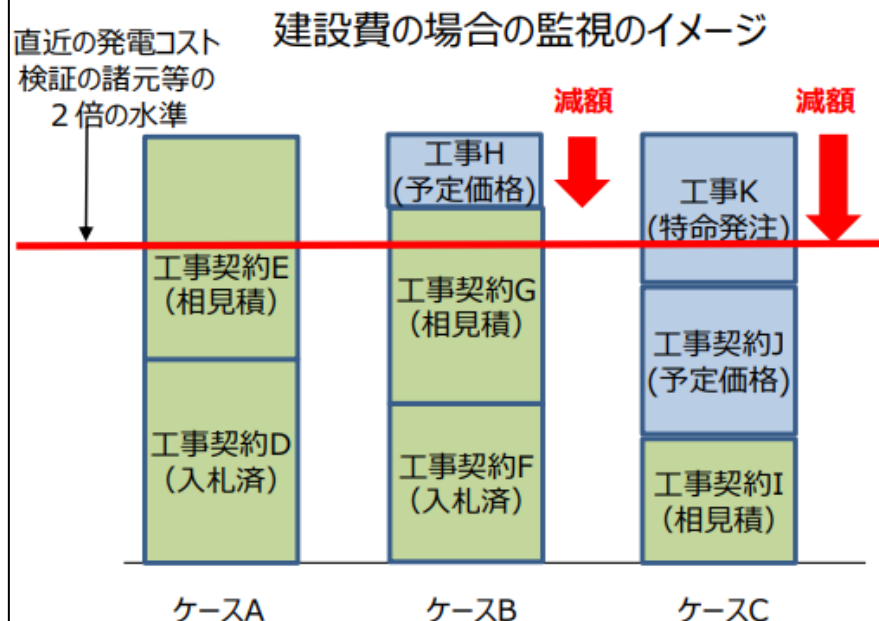
※ 既設火力の改修における「建設費比率」の「建設費」は、発電コスト検証における新設時（水素はLNG、アンモニアは石炭）の建設費に、改修の建設費を加算した金額。

(参考) 前回の事務局資料

論点3－6．入札価格の監視の方法

- 具体的な監視ルールとして、**建設費、人件費、修繕費、経年改修費、その他の委託費や消耗品費等**については、代表印が押された信頼できる証憑等の必要書類が揃っていることを前提として、以下のとおり監視を行うこととしてはどうか※。
- **競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。**
- **競争を伴う入札や相見積もりが未実施の場合**（予定価格のみ存在）や**特命発注を行う場合**（特命発注とした理由をヒアリングなどにより確認）は、**不当に高額な金額となっていないことを確認し、不当に高額な金額となっている場合は、その金額を適切な金額と認めない。**具体的には、「**直近の発電コスト検証の諸元等**の**上限価格の算定にあたって用いた諸元の2倍の水準**」を超える**予定価格・特命発注部分は、合理的な理由があると認められた場合を除き、減額する。**「**2倍の水準**」を超えない**予定価格・特命発注部分についても、他の案件の金額に比して明らかに高額となっている等の特異な金額となっている場合には監視を行い、合理的な理由があると認められた場合を除き、特異な金額部分を減額する。**

（※）本ルールの見直しが必要であることが明らかになった場合は、本ルールの見直しを検討



本制度における入札価格の内訳

資本費	建設費
	系統接続費用
	廃棄費用
	固定資産税
運転維持費	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)
事業報酬	事業報酬

発電コスト検証の諸元

7. LNG火力		
諸元のベース	直近3年間に稼働し ※サンプルプラント(北海道電力(株)石狩 年、(株)JERA 西名1 119万kW 2018年	
モデルプラントの規模(出力)	85万kW	
資本費	建設費	16.1万円/kW
	設備の廃棄費用	建設費の5%
運転維持費	人件費	6.2億円/年
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率)
	業務分担費(一般管理費)	12.0%/年 (直接費における比率)

※原子力の追加的安全対策費36
用は、建設費に含む