

長期脱炭素電源オークションについて

2022年11月30日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

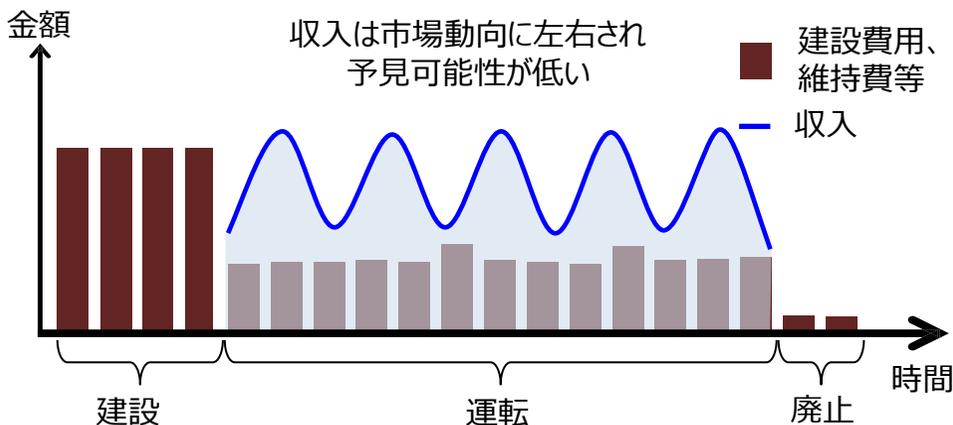
- 脱炭素電源への新規投資を確保するための「長期脱炭素電源オークション」について、本日は、以下の論点について、御議論いただきたい。
- なお、前回同様、今後の詳細設計に当たっては、本制度が容量市場の特別オークションに位置づけられること、直面する需給ひっ迫の克服に向けて本制度を2023年度に導入するために加速化していく必要があること、できるだけ制度がシンプルで参加者にとってわかりやすいルールとする必要があることを踏まえ、現行容量市場のルールをベースとすることを原則とし、本制度特有の事情により、現行容量市場のルールと異なる内容とすることが必要な部分を中心に、御議論いただくこととしたい。

論点	検討すべき内容
①対象	・最低入札容量（揚水）
②募集量	・脱炭素電源の募集量 ・既設火力・蓄電池の募集上限 ・LNGの募集量 ・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	・系統接続費 ・廃棄費用 ・事業税 ・事業報酬 ・入札価格の算定方法 ・入札価格の監視の方法 ・入札価格の監視の対象 ・他市場収益の還付の監視 ・複数プラントで1つの入札を行う方法 ・同時落札条件付き入札と供給力提供開始期限の関係 ・同時落札条件付き入札と募集量・募集上限を跨ぐ案件の取り扱い ・最低入札容量 ・異なる場所の複数の発電所のプラントの共用設備の扱い
⑩リクワイアメント・ペナルティ	・調整機能の具備

(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

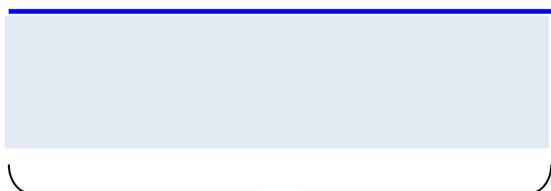
- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度の導入を目処として、検討中。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

〈電源投資の課題〉



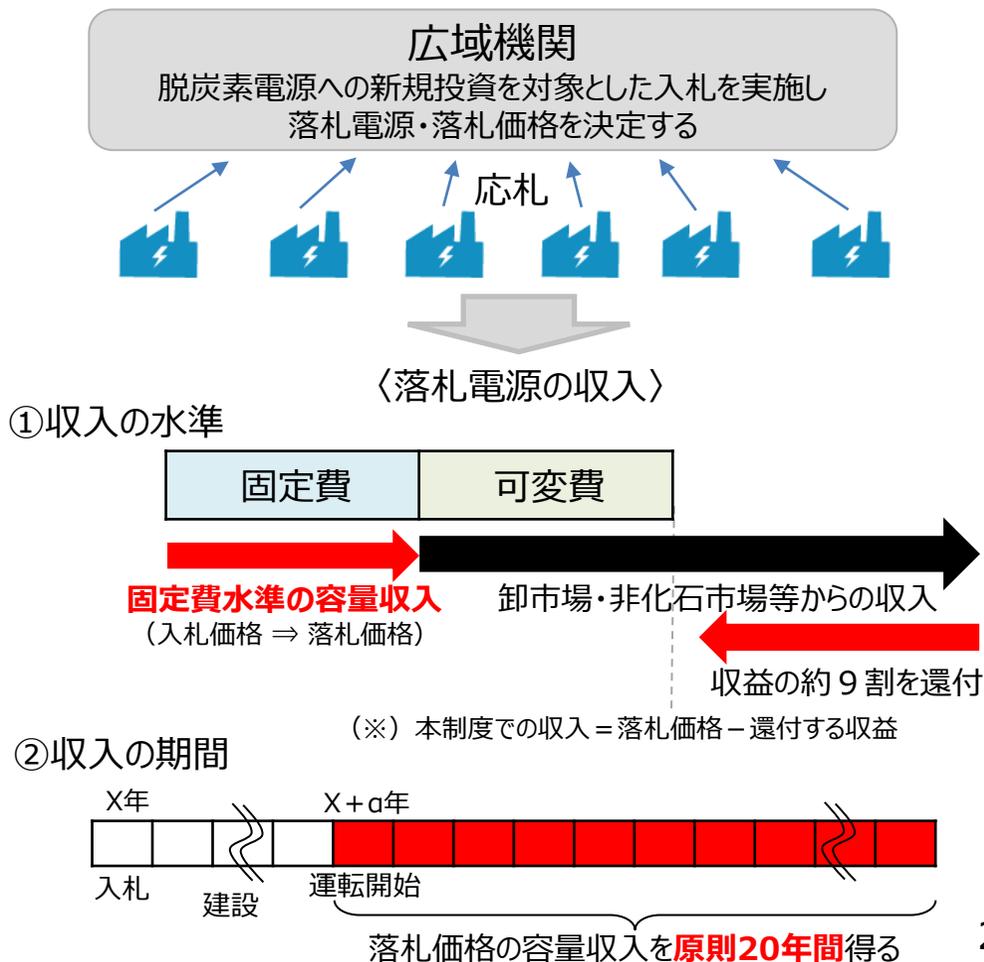
〈投資判断に必要な要素〉

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. 対象**
2. 募集量
3. 入札価格の在り方
4. リクワイアメント・ペナルティ

論点 1 最低入札容量（揚水）

- 第8次中間とりまとめでは、**揚水の新設・リプレース案件**の最低入札容量は**10万kW**とする一方で、**蓄電池**の最低入札容量は**1万kW**とされている。
- 一方で、前々回の本検討部会では、**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、重要性が増しているため、できる限り同じ土俵で競争し、費用対効果の高いものが選択される形にすべき**、との御意見をいただいた。

第8次中間とりまとめ（2022年10月）
 （参考図12） 本制度措置における最低入札容量の方向性

対象	現行容量市場	本制度措置
蓄電池以外の 新設・リプレース案件	1,000kW（期待容量ベース）	10万kW（送電端設備容量ベース） ※全設備容量
既設火力のバイオマス専焼に するための改修案件		5万kW（送電端設備容量ベース） ※混焼kW相当
既設火力のアンモニア・水素 混焼にするための改修案件		
蓄電池		1万kW（送電端設備容量ベース） ※全設備容量

第70回制度検討作業部会（2022年10月3日）にいただいた御意見

- ・蓄電池と揚水発電の競合もある。**蓄電池は1万kW、揚水発電は10万kWの最低入札容量**であるが、同じ変動性再エネを調整していくという中で揚水発電の重要性ということも増していると思うので、**できる限り同じ土俵で競争し、費用対効果の高いものが選択されるという形にしていきたい。**
- ・16ページ論点5の揚水のリプレースについて、国の需給検証でも取りまとめられているように、今後、太陽光等の変動再エネの導入拡大が一層進み、供給力の変動が大きくなる中で、蓄電調整の機能を有する揚水は非常に重要になる。また、揚水のリプレースは場合によっては、その蓄電池よりも安価に行うことができるケースがあると考えており、この整理には賛成する。ただ、今回の整理では、**揚水は水力に分類されているので、10万kW以上が最低入札容量になるが、その蓄電調整の点で同様の機能を有する蓄電池は1万kWが最低入札容量となっている。**今後の変動再エネの導入拡大を見据えると、比較的小規模の揚水発電所を活用するという観点も重要であるので、**揚水の最低入札容量については、今後見直しを御検討頂ければと思う。**

論点 1 最低入札容量（揚水）

- また、11月24日の電力・ガス基本政策小委員会でも、長期脱炭素電源オークションにおける最低入札容量や募集量など、揚水と蓄電池ができるだけ同じ条件で競争できる環境の整備が重要との議論があったところ。
- このため、本制度における**揚水の最低入札容量**は、蓄電池と同様に**1万kW（送電端設備容量ベース、発電可能時間3時間以上）**とすることとしてはどうか。

第56回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年11月24日) 資料 4 - 2

論点：長期脱炭素電源オークション制度における検討

- 現在、揚水及び蓄電池については、変動性再エネの調整力として同様の機能を有しており、重要性の向上が見込まれるとともに、脱炭素型の調整力としても重要である。
- 前回の議論では、**揚水及び蓄電池の維持・強化の必要性**が示されるとともに、**多様な技術が競争できる環境整備の重要性**についても御意見をいただいた。
- こうした観点から、現在検討を進めている**長期脱炭素電源オークション**では、**最低入札容量や募集量など、揚水と蓄電池ができるだけ同じ条件で競争できる環境を整備**することとしてはどうか。

長期脱炭素電源オークションにおける最低入札容量

対象	現行容量市場	本制度措置
蓄電池以外の 新設・リプレース案件	1,000kW（期待容量ベース）	10万kW（送電端設備容量ベース） ※全設備容量
既設火力のバイオマス専焼に するための改修案件		5万kW（送電端設備容量ベース） ※混焼kW相当
既設火力のアンモニア・水素 混焼にするための改修案件		
蓄電池		1万kW（送電端設備容量ベース） ※全設備容量

← 揚水

← 蓄電池

(出典) 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第8次中間とりまとめ (2022年10月) から抜粋し、一部加工

1. 対象
2. **募集量**
3. 入札価格の在り方
4. リクワイアメント・ペナルティ

募集量

- 第8次中間とりまとめでは、本制度の募集量に関し、以下のとおり整理されている。
 - **脱炭素電源**：足下の1.2億kWの化石電源を全て脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で600万kW程度の導入が必要となるが、今後のイノベーションにより効率的に導入することが可能となる可能性もあること等を踏まえ、**本制度の初期段階における募集量は、スモールスタートとしていく。**
 - **蓄電池**：供給力としての価値が限定的であるため、**募集量に上限を設ける。**
 - **既設火力の改修**：必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないため、**例えば、募集量の1/4程度までとする等、募集上限を設ける。**その際、**2030年断面の水素・アンモニア1%というエネルギーミックスの目標との整合性に配慮すべき。**
 - **LNG火力**：今冬の需給ひっ迫を踏まえた対応として、一定期間内に限って新設・リプレースのLNG火力を対象とし、**脱炭素電源とは別途募集量を設ける。**
- これを踏まえ、以下の点について御議論いただきたい。
 - **脱炭素電源の募集量**
 - 脱炭素電源の募集量のうち、**「蓄電池」と「既設火力の改修」の募集上限**
 - **LNG火力の募集量**
 - ※ LNG火力の新設・リプレース案件（LNG専焼）が対象。LNG火力の新設案件（水素10%混焼）や既設火力の改修案件（水素10%混焼）等は脱炭素電源としての募集となる
 - 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い

(参考) 第8次中間とりまとめ (2022年10月) 抜粋

②募集量

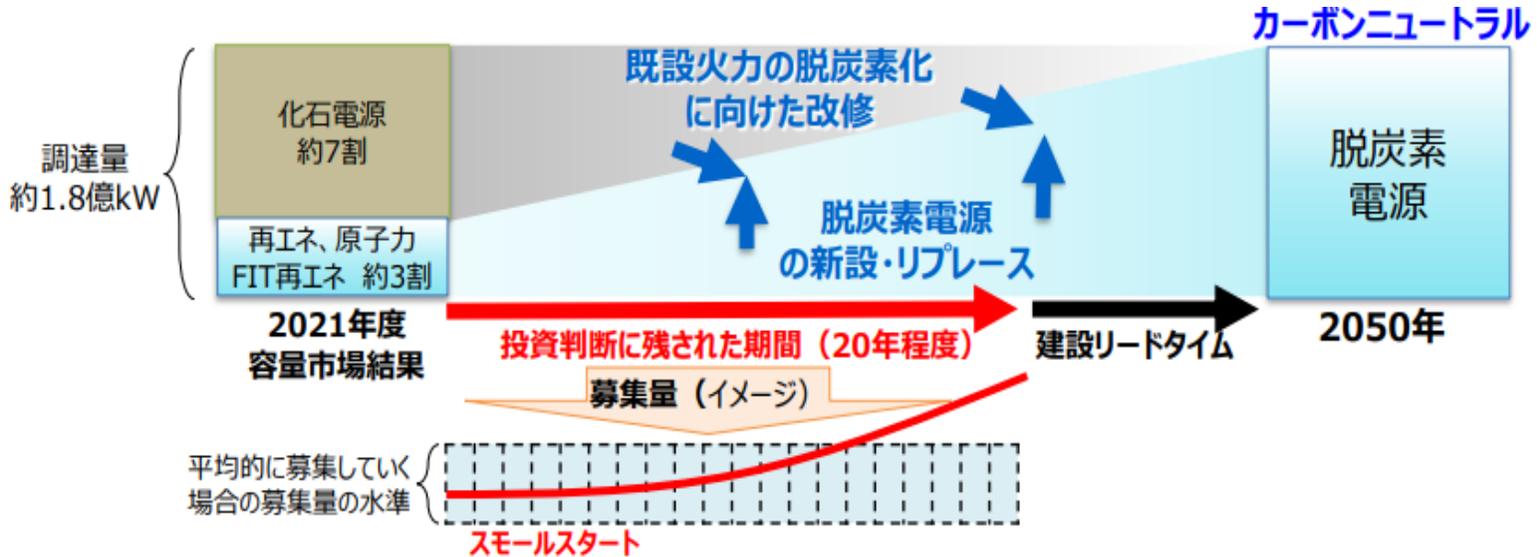
2021年度の容量市場の結果では、調達量の約7割（約1.2億kW）を化石電源が占めている。

2050年カーボンニュートラルを達成するためには、今後の省エネや電化の結果次第ではあるが、約7割の化石電源を脱炭素電源に置き換えていくことや、現状存在する脱炭素電源のリプレース等を進めていく必要がある。

電源建設には一定のリードタイムが必要であることから、投資判断に残された期間は、残り20年程度となるため、仮に約1.2億kWの化石電源の全てを脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で約600万kW程度の導入が必要となる。一方で、足下ではFIT再エネが期待容量ベースで年間150万kW程度増加している。

こうした中で、必ずしも本制度措置のみで脱炭素電源の導入を行っていく訳ではないこと、今後の様々なイノベーションにより、より効率的に脱炭素電源を導入することが可能となる可能性もあり、制度開始当初から平均的な導入量を募集すると競争圧力が働かずに結果的に国民負担が増加する可能性があることを踏まえ、**本制度措置の初期段階における募集量は、スモールスタートを基本とすることとし、具体的な募集量は、今後検討することとした。**なお、蓄電池については、供給力としての価値が限定的であり、それにより大部分を占める結果にならないか、との意見があった。このため、**蓄電池については、募集量に上限を設けることとし、今後詳細を検討することとした。**

(参考図14) 本制度措置における募集量のイメージ



(参考) 第8次中間とりまとめ (2022年10月) 抜粋

(【論点①】アンモニア・水素混焼のための新規投資)

(略)

これらの点を踏まえれば、(b)の既設火力の改修案件は、短期的な供給力の増加には寄与しないものの、中長期的にみて供給力の確保に繋がる投資といえるため、本制度措置の対象とすることとした⁴。

脚注4 既設火力の改修案件は必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないため、例えば、募集量の1/4程度までとする等、募集上限を設けることとし、その詳細は今後検討を進めることとした。募集上限を設けるに当たっては、2030年断面の水素・アンモニア1%というエネルギーミックスの目標との整合性に配慮すべき、との意見があった。

(【論点③】バイオマス (混焼、既設の改修) のための新規投資)

一方で、「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」は、本制度措置の対象とすることとした。(略) また、**既設の改修案件は、短期的な供給力の増加には必ずしも寄与しないことから、募集量において、既設の改修案件についての上限量を設ける等の対応を今後検討することとした。**

(【論点④】今冬の需給ひっ迫を踏まえた対象電源の検討について)

本年3月の東日本における電力需給ひっ迫の背景として、火力発電所の休廃止が増加していることが挙げられる。こうした中で、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくためには、追加供給力公募を通じて既設の火力発電所を維持すること等の対策とともに、比較的短期に建設が可能な火力電源の建設を促進していくことが必要である。

この際、単に火力電源の新設案件を対象に追加した場合、①全くの新規案件まで対象とすると、建設リードタイムが長くなり、短期的に供給力に貢献することが期待できなくなる、②CO₂排出量の多い石炭火力や石油火力も対象となる、といった課題が生じる。

このため、①への対応として、後述する運転開始期限を短く設定することにより、早期に運転開始ができる新設・リプレース案件のみを、**一定期間内に限り、対象とすることとした。**

また、②への対応として、CO₂排出量の多い石炭火力・石油火力は対象外とし、比較的CO₂排出量が少なく、調整力としても期待できる**LNG火力のみを対象とすることとした。**

なお、LNG火力の新設・リプレース案件を対象とするに当たっては、2050年カーボンニュートラルとの関係を考慮する必要があるため、入札時点及び落札後の適時において、一定期間経過後における論点①(アンモニア・水素混焼のための新規投資の取り扱い)の専焼化への道筋を同様に求めると共に、**脱炭素電源とは別途募集量を設けることを今後検討することとした。**

論点2-1. 脱炭素電源の募集量

- 本制度で確保される脱炭素電源は、中長期的な供給力・調整力として期待されるだけでなく、2030年のエネルギーミックスの達成や、2050年カーボンニュートラル実現のための電源となることが期待されることから、脱炭素電源の募集量は、こうした観点を踏まえて設定することが必要ではないか。
- 一方で、第8次中間とりまとめで整理されているように、足下の1.2億kWの化石電源を全て脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で600万kW程度の導入が必要となるが、今後のイノベーションにより効率的に導入することが可能となる可能性もあること等を踏まえ、本制度の初期段階における脱炭素電源の募集量は、スモールスタートとしていくこととされている。
- また、11月24日の電力・ガス基本政策小委員会では、初回オークションにおける脱炭素電源の募集量について議論が行われ、300万kW以上600万kW未満とすることを基本とすることとされた。
- これらを踏まえ、2023年度の初回オークションにおける脱炭素電源の募集量は、「400万kW（応札容量ベース）」とし、翌年度以降の募集量は、落札電源の状況や今後のイノベーションの動向を踏まえて検討することとしてはどうか。
- なお、上記の募集量は、供給力と調整力の区別無く設定するが、今後の調整力の確保状況に応じて、調整力を別枠で募集することも含め、将来検討することとしてはどうか。

対応の方向性② 計画的な脱炭素電源投資支援

- 長期脱炭素電源オークションを通じた脱炭素電源への投資支援は、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、長期にわたり継続的に進めていくものである。
- 新規の電源の開発には長期間を要する中で、できる限り早期に脱炭素化を進める観点からは、2023年度に実施する初回オークションから、競争によるコスト抑制が期待できる範囲において、募集量を多めに設定することが望ましい。
- 一方で、今後のイノベーションにより脱炭素電源のコストが低下し、将来的に、より効率的に脱炭素電源を導入できるようになることが期待される。また、脱炭素電源の導入は、必ずしも本制度のみで進めていくものではない。
- このため、初回オークションにおける脱炭素電源の募集量は、スモールスタートを基本とすることとしている。
- こうした中で、容量市場で確保されている足下の1.2億kWの化石電源を、電源建設のリードタイムを踏まえつつ、2050年までにすべて脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で600万kW程度の脱炭素電源の導入が必要となる。
- したがって、初回オークションの募集量は、年平均導入必要量の600万kW未満としつつ、計画的に脱炭素化を進めていく観点から、必要量の半分に相当する300万kWを上回ることを基本としてはどうか。
- その上で、具体的な募集量については、長期脱炭素電源オークションの詳細設計を検討している、本小委員会の下に制度検討作業部会において定めることとしてはどうか。

論点 2 - 2. 既設火力・蓄電池の募集上限

- **既設火力の改修案件（アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼）**は、第6次エネルギー基本計画において、2030年度の電源構成において、水素・アンモニアで1%程度（93.4億kWh程度）を賄うことを想定しており、この電力量を仮に設備利用率70%で発電するためには水素・アンモニアが152万kW程度必要である。これを参考に、建設工事の期間等も考慮し、2年程度の入札で達成しうる水準として、初回オークションにおける**募集上限は100万kW（応札容量ベース。全体の1/4）**としてはどうか。
- **蓄電池**は、論点1と同様に、**揚水とできる限り同じ土俵で競争できる環境を整備すべき**であることから、**蓄電池と揚水の合計の募集上限を設定**してはどうか。募集量は、蓄電池と揚水は放電・発電のためには蓄電・ポンプアップが必要であり、供給力としての価値が限定的であるため、初回オークションにおける**募集上限は100万kW（応札容量ベース。全体の1/4）**としてはどうか。
※参考：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」で採択された案件が約20万kW
- なお、上記のいずれかの案件に偏ることのないよう、**上記の募集上限はそれぞれ独立して設定**することとしてはどうか。



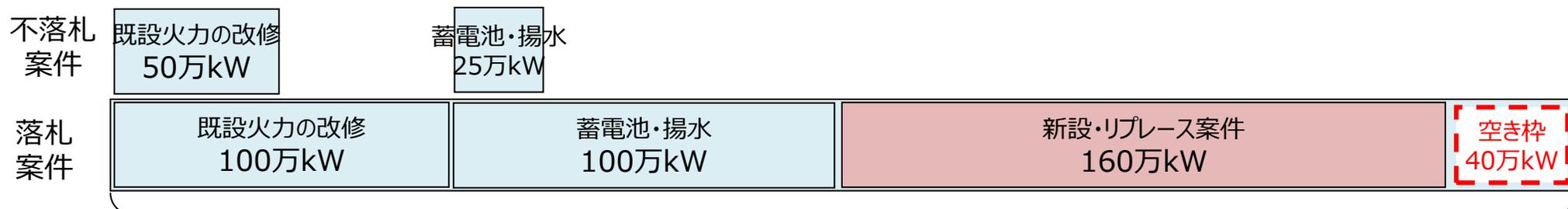
第67回制度検討作業部会（2022年6月22日）にいただいた御意見

・既設火力の改修に募集上限を設けるといところが一番最後にあるんですけども、こちらに異論はないんですけども、募集量の4分の1程度が適切か否かにつきましては、全体の募集量の規模感が見えにくい現状では、判断が難しいなと考えています。エネルギー基本計画に織り込まれた2030年断面の水素・アンモニア比率1%、これを達成するには既設混焼の取り組みが非常に重要だと思っておりますので、この計画との整合性が担保されるよう配慮した検討も必要ではないかと考えております。

論点 2 - 2. 蓄電池・既設火力の募集上限

- ただし、蓄電池・揚水・既設火力の応札量が前頁の枠を超過しているものの、脱炭素電源の新設・リプレースの落札案件が少なく、**落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に達しない場合は**、新設・リプレース案件の落札案件を優先（そのまま落札案件とする）しつつ、**例外的に、蓄電池・揚水・既設火力の案件は、脱炭素電源の募集量に達するまで、落札することができる**こととしてはどうか。

＜脱炭素電源の新設・リプレースの落札案件が少なく、落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に達しない場合＞



脱炭素電源の募集量：400万kW

蓄電池・揚水・既設火力の案件が
応札価格の低い順に
追加的に40万kW落札



脱炭素電源の募集量：400万kW

論点2-3. LNGの募集量

- LNG火力を対象にした緊急の電源投資支援の募集量は、11月24日の電力・ガス基本政策小委において、初回オークションから3年間で合計300～900万kWとすることを基本とするとされた。
- また、最終的な募集量の決定に際しては、安定供給に必要な十分な供給力を確保できるようにしつつ、脱炭素化に逆行しないよう必要最小限とすることとされている。
- 安定供給に必要な今後の供給力については、需要の動向や再エネ及び原子力の状況更には火力の休廃止など、不確定な要素が多い。そうした中で、供給力としてのみならず、再エネの導入に不可欠な調整力としても期待される火力発電の供給力は、今後、2030年までに900万kW程度※減少する可能性がある。

※大手発電事業者が提出した「フェードアウト計画」において休廃止見込みの火力（休止中を除く）と、2023年度以降新設予定の火力の設備容量の差

- 一方で、2030年に向けては、足下で7割強を占める火力の比率を約4割に引き下げることとしている。このため、非化石電源の導入拡大を前提としつつ、安定供給に万全を期す観点から、初回オークションから3年間で合計600万kW※募集することとしてはどうか。

※2030年までに減少する可能性のある火力発電の供給力約900万kWの2/3であり、最大需要発生時の予備率3%強に相当。

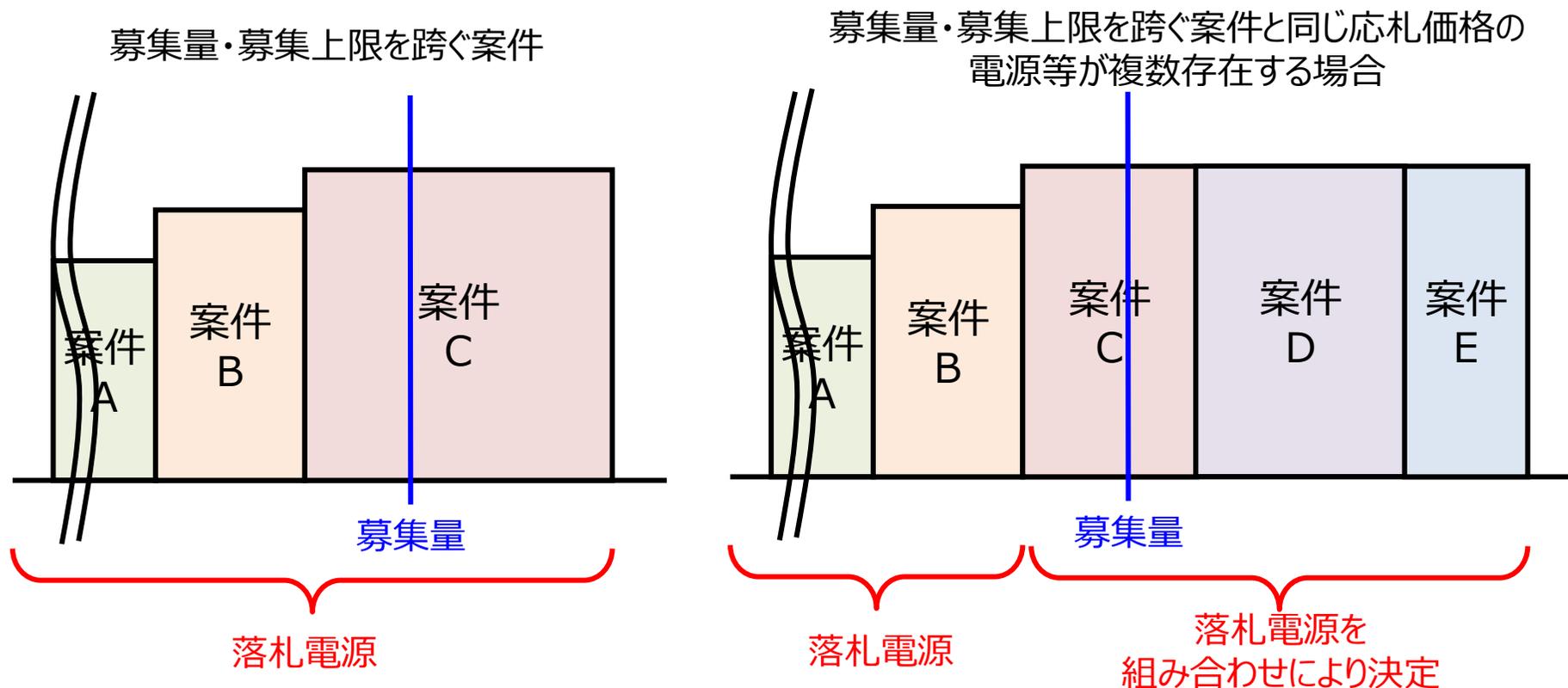
- なお、今回対象とするLNG火力は、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、2050年までに脱炭素化することが大前提である。また、その導入は非効率な火力の退出につながると見込まれることから、中長期的に脱炭素化を後押しするものとなる。

(参考) 対応の方向性① 緊急の電源投資支援

- **電力の安定供給に万全を期すために行う緊急の電源投資支援**は、比較的短期に建設が可能であり、他の火力に比べてCO2排出量が少なく、再エネの大量導入に欠かせない調整力としても期待できる**LNG火力を対象に、時限的に実施**することとしている。
- その際、支援対象となるLNG火力は、早期に運転開始が可能であり、また、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、**2050年までに脱炭素化することが大前提**となる。このため、**募集期間**については、一般的なLNG火力の建設のリードタイム（数年間）を踏まえつつ、2030年度までの運転開始を念頭に、**3年間に限ることとしてはどうか**。
- その上で、募集量については、**安定供給確保に必要な十分な供給力を確保**できるようにしつつ、**脱炭素化に逆行しないよう必要最小限とする**べく、以下の点を踏まえながら決定していくこととしてはどうか。
 - ✓ LNG火力の設備容量は2030年頃までに900万kW程度減少する可能性
 - ✓ 2020年度から2022年度にかけて2024年度の想定需要は約200万kW増加
 - ✓ 再エネの供給力は毎年100～150万kW増加
 - ✓ 現在、設置変更許可済みだが再稼働していない原子力は約700万kW ※現状、供給力の外数
 - ✓ 昨冬以来、夏冬の高需要期に最大80～360万kWの追加の供給力公募を実施
- 具体的には、**募集量は初回オークションから3年間で合計300～900万kWとすることを基本**としつつ、**具体的な募集量**については、長期脱炭素電源オークションの詳細設計を検討している、本小委員会の下**の制度検討作業部会において定めることとしてはどうか**。

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。



(参考) 容量市場における落札電源の決定方法

容量市場 メインオークション募集要綱 (対象実需給年度：2026年度)

1. 落札電源の決定方法

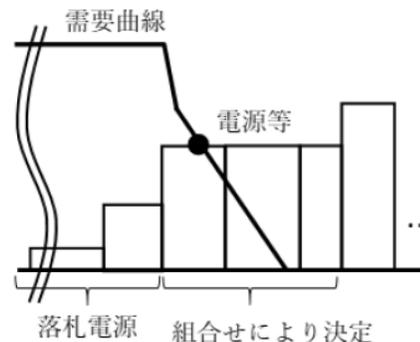
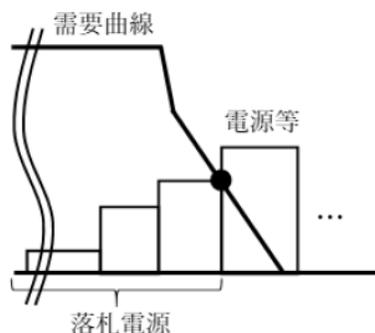
(1) 以下の手順にて落札電源を決定します。

ア 全国の需要曲線 (詳細は本章の「3. 需要曲線の概要」を参照) を作成し、応札価格が低い順に電源等を並べ、全国の供給曲線を作成します。

イ 全国の需要曲線と全国の供給曲線の交点から、落札電源を決定します。具体的には、需要曲線と交差する電源等の応札価格以下で応札されている電源等を落札電源とします (1 応札単位の電源等が部分約定されることはありません)。ただし、①電源等の境界で交差する場合は、それらのうち最も低い応札価格以下で応札されている電源等を落札電源とします。また、②**同じ応札価格の電源等が複数存在し交差する場合は、交差する点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します。**それでもなお、最小となる組み合わせが複数存在する場合は、下記ウのシミュレーション結果により組み合わせを決定します。(シミュレーション結果による**最適な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します。**)

①電源等の境界で交差する場合

②同じ価格の電源等が複数存在し交差する場合



なお、需要曲線と電源等が交差しない場合は、応札価格が最も高い電源等の応札価格以下で応札されている電源等を落札電源とします。

ウ 各エリアの落札量 (※1) から、各エリアの停電の発生頻度、継続時間、発生範囲によって表現される電力供給の信頼性 (以下「供給信頼度」) をシミュレーションにより確認します。需要曲線と供給曲線の交点における供給力をもとに設定した供給信頼度 (以下「全国の供給信頼度」) に対して供給力が不足しているエリア (ブロック※2) がある場合には、当該エリア (ブロック) の市場が分断され、別途約定処理を行います。(詳細は以下 (2) を参照)

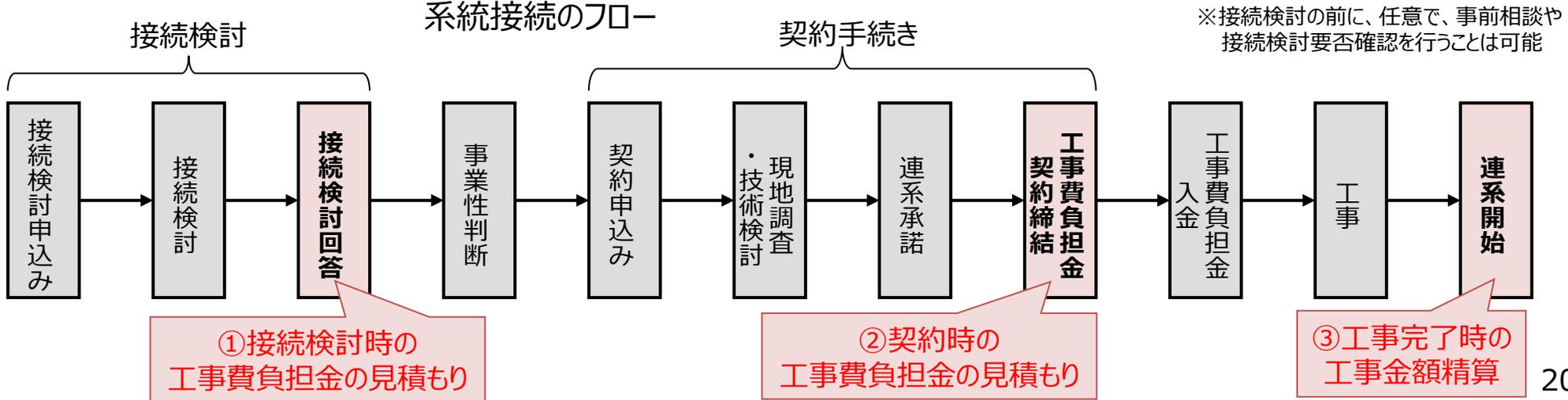
※1 FIT電源の期待容量、追加オークションで調達を予定している供給力 (H3需要比で各エリアへ分配) および本機関の業務規程第33条の規定に基づく電源入札制度を活用した電源等の期待容量を含む

※2 市場が分断していない複数のエリアの総称

1. 対象
2. 募集量
- 3. 入札価格の在り方**
4. リクワイアメント・ペナルティ

論点3 - 1. 系統接続費

- 電源の建設に当たっては、下のフローを経て系統に連系することとなるが、系統接続工事に伴い事業者が支払う費用（**工事費負担金**）は、**接続検討回答時（下の①）と契約時（下の②）に見積額が提示され、工事完了時（下の③）に精算される。**
- 過去の調査では、例えば、①の見積額に対する②の見積額は全体的に±10%以内となるなど、**最終的な精算までの間で、上振れと下振れの可能性が存在する。**（次頁・次々頁参照）
- 本制度に応札する事業者は、①～③の間で応札することが想定されることから、**最新の見積額の110%の金額**を系統接続費として入札価格に織り込むことができることとし、入札価格に織り込んだ系統接続費よりも**精算額が低くなった場合は、その差分だけ本制度からの支払額を修正する**※こととしてはどうか。 ※ 支払額の個別の修正は、系統接続費のみの限定的な対応であり、これ以外の費用では行わない。
- また、**入札価格に織り込むことが認められる金額よりも実際の工事費負担金が高くなった場合には、経済性が悪化し、投資判断を断念せざるを得ないことも想定され、このような工事費負担金の増減は、発電事業者が左右することができない事由といえる。**このため、当該事由により市場退出をする場合は、**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こととしてはどうか。**



接続検討時と契約時の比較（乖離率）

- 乖離率で比較した場合も、全体的に±10%の範囲内にある。ただし、±50%以上の乖離率もみられる。

※乖離率 = (契約時の工事負担金 - 接続検討時の工事費負担金) ÷ 接続検討時の工事費負担金

乖離率	件数										割合									
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
100%以上	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	—
100%未満50%以上	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	14%	—
50%未満30%以上	0	2	0	1	0	0	2	0	1	0	0%	6%	0%	8%	0%	0%	17%	0%	7%	—
30%未満10%以上	2	3	1	1	0	2	1	0	1	0	22%	8%	5%	8%	0%	25%	8%	0%	7%	—
10%未満0%以上	2	14	3	4	0	2	4	2	5	0	22%	39%	14%	31%	0%	25%	33%	67%	36%	—
0%以上▲10%未満	0	7	4	5	3	1	1	1	2	0	0%	19%	19%	38%	75%	13%	8%	33%	14%	—
▲10%以上▲30%未満	2	1	5	1	0	0	1	0	0	0	22%	3%	24%	8%	0%	0%	8%	0%	0%	—
▲30%以上▲50%未満	2	2	2	0	1	1	0	0	0	0	22%	6%	10%	0%	25%	13%	0%	0%	0%	—
▲50%以上	0	5	6	1	0	2	3	0	2	0	0%	14%	29%	8%	0%	25%	25%	0%	14%	—
小計	9	36	21	13	4	8	12	3	14	0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	—
検討無し	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	※グレー文字は20%未満									
未清算	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
合計	9	39	21	13	4	8	12	3	15	0										

※平成29年度の66・77kVの工事費負担金工事のうち電源線工事を対象に集計
(出所)各社提供資料を基に事務局作成

契約時と精算時の比較（乖離率）

- 乖離率で比較した場合も、総じて精算時には全体的に0%～▲30%下振れる傾向がみられる。一方で、乖離率が±50%以上となる場合もある。

※乖離率 = (精算時の工事負担金 - 契約時の工事費負担金) ÷ 契約時の工事費負担金

乖離率	件数										割合									
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
100%以上	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0%	3%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
100%未満50%以上	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0%	0%	5%	10%	0%	0%	9%	0%	0%	—
50%未満30%以上	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	—
30%未満10%以上	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	—
10%未満0%以上	2	3	5	1	0	0	2	1	2	0	22%	10%	24%	10%	0%	0%	18%	33%	14%	—
0%以上▲10%未満	1	4	2	2	2	1	1	0	4	0	11%	13%	10%	20%	50%	14%	9%	0%	29%	—
▲10%以上▲30%未満	5	8	5	4	2	3	4	2	4	0	56%	26%	24%	40%	50%	43%	36%	67%	29%	—
▲30%以上▲50%未満	1	12	4	2	0	1	1	0	0	0	11%	39%	19%	20%	0%	14%	9%	0%	0%	—
▲50%以上	0	2	1	0	0	2	2	0	3	0	0%	6%	5%	0%	0%	29%	18%	0%	21%	—
小計	9	31	21	10	4	7	11	3	14	0	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	—
検討無し	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	※グレー文字は20%未満									
未清算	0	8	0	3	0	1	1	0	1	0										
合計	9	39	21	13	4	8	12	3	15	0										

※平成29年度の66・77kVの工事費負担金工事のうち電源線工事を対象に集計
(出所)各社提供資料を基に事務局作成

論点3 - 2. 廃棄費用

- 廃棄費用は、運転終了後に発生するコストであるため、入札時点で**正確な見積もりが困難**。このため、**発電コスト検証における廃棄費用の見積もり方法を参考**として、**電源種毎に下の表の金額を廃棄費用として織り込むことができる**こととしてはどうか。
- また、これまでの議論において、**地熱・水力（揚水含む）のリプレース案件**は「**投資額＋使用を継続する設備の残存簿価**」を、**既設火力の改修案件**は「**改修投資額＋本制度対象kW分の残存簿価**」を入札価格に織り込むことができることとしていることを踏まえ、**これらの金額の5%**を、廃棄費用として織り込むことができることとしてはどうか。

※ FIT認定を受けているバイオマス混焼設備について、石炭部分をアンモニア・水素混焼又はバイオマス専焼にするために改修する場合は、過去のFIT収入によって残存簿価に係る廃棄費用の回収が図られてきた可能性があることを踏まえ、「改修投資額のみ」とする。

※ 今後、発電コスト検証の見直し等が行われた場合には、必要に応じて見直す。

電源種	(参考) 発電コスト検証の諸元における廃棄費用	本制度で織り込むことができる廃棄費用
太陽光（事業用）	1万円/kW	1万円/kW
風力、水力、地熱、バイオマス、LNG火力、水素混焼	建設費の5%	建設費の5%
蓄電池	—	
原子力	750億円	建設費の12% ※原子力の発電コスト検証の廃棄費用（750億円）は、建設費用（4,800億円）と追加的安全対策費用（1,369億円）の合計額（6,169億円）の12%であるため
地熱・水力のリプレース	—	「投資額＋使用を継続する設備の残存簿価」の5%
既設火力の改修 （アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼）	—	「改修投資額＋本制度対象kW分の残存簿価」の5% ※FIT認定を受けている石炭部分の場合、改修投資額の5%

(参考) 発電コスト検証の諸元における廃棄費用

	太陽光 (事業用)	陸上風力	洋上風力	中水力	地熱	バイオマス (木質専焼)	LNG火力	水素発電 (混焼・専焼)	アンモニア 混焼	原子力	
出力	250kW	3万kW	35万 kW	5,000kW	3万kW	5,700kW	85万kW	85万kW	70万kW	120万kW	
資本費	建設費	20.8 万円/kW	34.7 万円/kW	51.5 万円/kW	33~90 万円/kW	79 万円/kW	39.8 万円/kW	16.1 万円/kW	16.1 万円/kW	24.4 万円/kW	40.0 万円/kW + 追加安全対 策費用 1,369億円
	廃棄費用	1万円/kW	建設費の 5%	建設費の 5%	建設費の 5%	建設費の 5%	建設費の 5%	建設費の 5%	建設費の 5%	建設費の 5%	750億円
運転維持費	人件費						6.2 億円/年	6.2 億円/年	4.4 億円/年	22.2 億円/年	
	修繕費						2.4%/年 (建設費比 率)	2.4%/年 (建設費比 率)	2.4%/年 (建設費比 率)	1.9%/年 (建設費比 率)	
	諸費	0.48 万円/kW/年	1.04 万円/kW/年	2.25 万円/kW/年	1.0~2.1 万円/kW/年	3.3 万円/kW/年	2.7 万円/kW/年	1.1%/年 (建設費比 率)	1.1%/年 (建設費比 率)	2.2%/年 (建設費比 率)	94.1 億円/年
	業務分担費 (一般管理費)							12.0%/年 (直接費比 率)	12.0%/年 (直接費比 率)	12.2%/年 (直接費比 率)	12.8%/年 (直接費比 率)

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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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 부품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①】アンモニア・水素混焼のための新規投資の取り扱い（対象とするkWの範囲）

- 既設火力のアンモニア・水素混焼に向けた改修案件については、**案①**（発電所の設備容量**全体**のkWを本制度措置の対象とする案）と、**案②**（新たに生じる混焼割合のkWを本制度措置の対象とする案）の2通りの考え方があるものと考えられる。
- 本制度措置は、脱炭素電源の新規投資の促進が目的であるところ、既に投資を行っている既設の部分については、現行容量市場に別途参加可能であって、本制度措置の対象に含める必要性は低いことからすれば、**案②**のとおり新たに生じる混焼割合のkWを本制度措置の対象としてはどうか。
- なお、混焼割合部分の残存簿価が回収できないとすると、比較的新しい発電所の改修投資が困難となる恐れがあることから、既存設備の残存簿価のうち混焼割合分に限っては、入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。

	案①	案②
本制度の対象	全体のkW	新たに生じる混焼割合のkW
入札価格に織り込むことができるコスト ※事業報酬は別途織込可	-	案②-1 改修投資額+ (残存簿価+維持費) ×混焼割合
既設石炭火力でアンモニア20%混焼に向けた改修を行う場合の残存簿価の回収手段	-	案②-2 改修投資額+ 維持費×混焼割合
既設石炭火力でアンモニア20%混焼に向けた改修を行う場合の残存簿価の回収手段 ■ : 本制度 ■ : 現行容量市場+卸市場等 ■ : 回収漏れ		
評価	△ CO2排出部分のkWまで、本制度措置で支援することとなる	○ 投資回収の予見可能性が高い ○ CO2排出部分のkWは、本制度措置で支援しない
		× 混焼割合分の残存簿価が回収できなくなるため、改修投資が困難となるおそれ ○ CO2排出部分のkWは、本制度措置で支援しない

論点3-3. 事業税

- 現行容量市場では、入札価格に織り込むことができる維持管理コストは、電源を維持することで支払うコストに限られているため、「事業税（収入割）」は入札価格に織り込むことができるが、資本金等を課税標準とする「事業税（資本割）」や、付加価値額を課税標準とする「事業税（付加価値割）」は、入札価格へ織り込むことはできない。
- 一方で、本制度では、電源の新設に必要なコストは入札価格に織り込めるようにすることが適切であることから、「事業税（収入割）」だけでなく、「事業税（資本割）」や「事業税（付加価値割）」も入札価格に織り込むことができることとしてはどうか。
- 具体的な算出方法は、以下のとおりとしてはどうか。

区分	税の性質	現行容量市場	本制度	算出方法
収入割	各事業年度の収入金額に課税されるもの	入札価格に織り込み可 ※電源を維持することで発生する収入に対して課税されるものであるため	入札価格に織り込み可	事業税（収入割）を除く当該電源の総コスト※の総額×税率/(1-税率) ※資本費・運転維持費・事業報酬の合計額（円/kW/年）
資本割	法人の資本金等の額に課税されるもの	入札価格に織り込み不可 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないため	入札価格に織り込み可 ※電源を新設するために資金調達が必要となり、自己資本による資金調達分には資本割が課税されるため	建設費×自己資本比率※×税率 ※当該事業者の現行容量市場のNetCONEの算定で用いている自己資本比率43%
付加価値割	各事業年度の付加価値額※に課税されるもの ※収益配分額(報酬給与額+純支払利子+純支払賃借料)+単年度損益	入札価格に織り込み不可 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないとも考えられるため	入札価格に織り込み可 ※電源の新設によって新たに付加価値が増加するため	(事業報酬※+当該電源の人件費+当該電源の支払賃借料)×税率 ※純支払利子と単年度損益の合計を、事業報酬に置換

②事業報酬、事業税、法人税の計上について

- 監視等委員会による監視の結果、「事業報酬、事業税・資本割、法人税を維持管理コストに計上している事例がみられたが、それぞれ維持管理コストに含めないことがより合理的とも考えられる」、という指摘を踏まえ、事務局において検討を行った。
- ガイドライン上、**事業報酬、事業税（資本割）、法人税を維持管理コストに含めない**ことについて、明確にしてはどうか。
- 事業税の付加価値割についても、電源を維持することで支払う性質のコストではないとも考えられる。維持管理コストの算定方法を統一する観点からも、**事業税の付加価値割を維持管理コストに含めない**ことを明確にしてはどうか。

- 「容量市場における入札ガイドライン」の修正（赤字：修正箇所）
(3) (イ) ①「電源を維持することで支払うコスト」を明確化する

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。^{10, 11}

¹¹維持管理コストの考え方に従い、以下の項目を含めることは合理的ではないと考えられる。

- 事業報酬
- 事業税（資本割・付加価値割）
- 法人税

(参考) 現行容量市場のNet CONEの算定に使用される経済指標

2022年度メインオークション 需要曲線作成要領
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	5.25%	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。 $\text{インフレーション率} = \frac{2021\text{年(暦年)の総固定資本形成}}{2014\text{年(暦年)の総固定資本形成}} - 1$ 基準年(2014年): 99.1%、2021年: 104.3%	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	0.39%	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	43.0%	2019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へ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	57.0%	1 - 自己資本比率	
他人資本コスト	0.88%	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%	

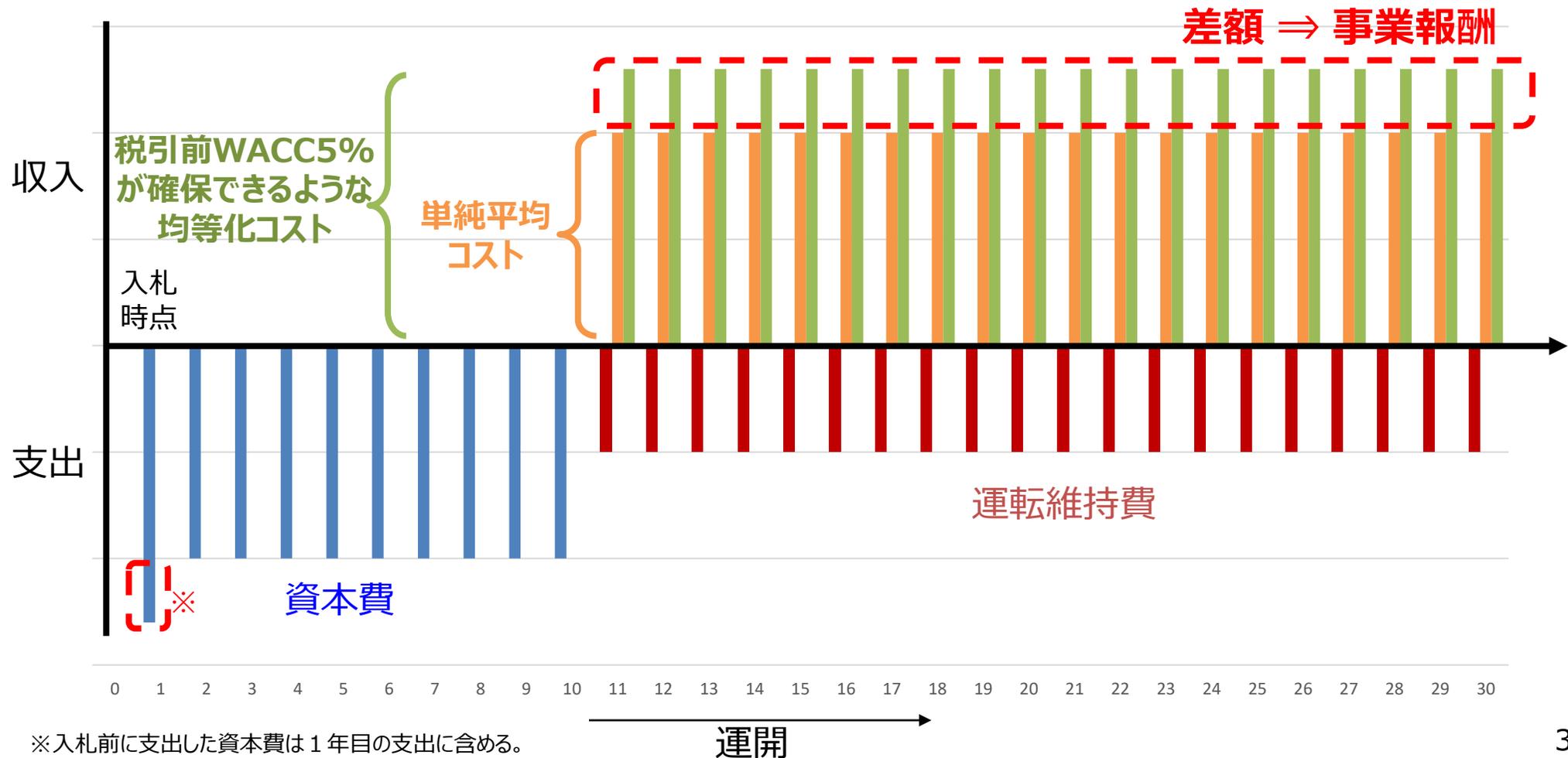
※1 2021年度末時点の最新の経済指標。

※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。

論点3 - 4. 事業報酬

- 入札時点において、将来の本制度対象費用のキャッシュフローベースの支出計画を作成し、税引前WACC5%が確保できるような均等化コスト（円/kW/年）と単純平均コスト（円/kW/年）の差額を、事業報酬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。

将来の収入・支出のイメージ



論点3-5. 入札価格の算定方法

- **現行容量市場**では、調整係数を用いて算出された期待容量を上限として事業者が設定する容量（**応札容量**）で、**入札価格を算定**することとなっている。
- **本制度**では、第8次中間とりまとめでは、**入札価格は「入札時点から9年後の調整係数」を用いて算出**することとされているが、現行容量市場に倣い、**より具体的には、「入札時点から9年後の調整係数を用いて算出された期待容量を上限として、事業者が設定する容量（応札容量）」**で入札価格を算定することとしてはどうか。

<現行容量市場における市場支配的事業者の入札価格の算定方法>

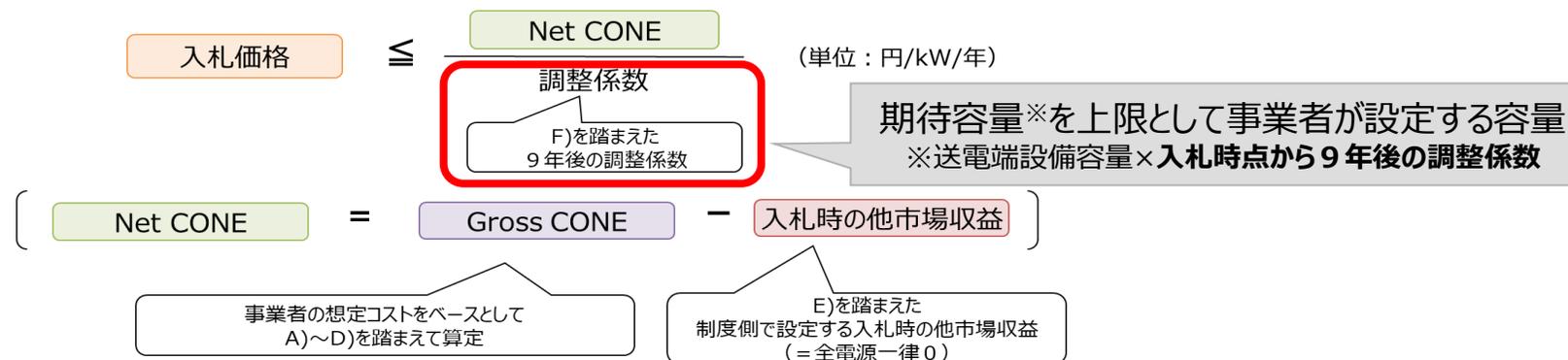
$$\text{入札価格} \leq (\text{4年後の1年度間の維持費} - \text{他市場収益}) \div \text{応札容量}$$

期待容量※を上限として事業者が設定する容量
※送電端設備容量×調整係数

例：4年後の1年度間の維持費100、他市場収益30、送電端設備容量100、調整係数0.9（期待容量90）、事業者が設定した応札容量80

$$\text{入札価格} \leq (100 - 30) \div 80 = 0.875$$

<第8次中間とりまとめで整理した本制度における入札価格の算定方法>



例：GrossCONE(年度当たり総固定費)200、送電端設備容量100、調整係数0.9（期待容量90）、事業者が設定した応札容量80

$$\text{入札価格} \leq 200 \div 80 = 2.5$$

論点3-5. 入札価格の算定方法

- 本制度は、入札価格に関して、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いる。このため、以下のように**入札価格の内訳（算定根拠を含む）の提出を求める**こととしてはどうか。

入札のイメージ

入札価格 (a+b+c)			● 円/kW/年
内訳	資本費 (a)	建設費	● 円/kW/年
		系統接続費用	● 円/kW/年
		廃棄費用	● 円/kW/年
			● 円/kW/年
	運転維持費 (b)	固定資産税	● 円/kW/年
		人件費	● 円/kW/年
		修繕費	● 円/kW/年
		経年改修費	● 円/kW/年
		発電側課金	● 円/kW/年
		事業税（収入割・資本割・付加価値割）	● 円/kW/年
		その他のコスト（委託費・消耗品費等）	● 円/kW/年
	事業報酬 (c)	● 円/kW/年	
	※上記の単価を算出する際に用いた応札容量		

論点3 - 5. 入札価格の算定方法

- 各費用項目の算出ルールは、上記の整理を踏まえ、以下のとおりとはどうか。

		算出ルール
資本費	建設費	建設費(※1)の1.1倍の金額(※2) ※1 国や県・市町村から、入札対象の発電設備・蓄電池の初期投資に対して補助金を受けている場合は、その金額を控除。逆に、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) ※2 地熱・水力のリプレース案件は「使用を継続する設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)」を、既設の改修案件は、「当該発電設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)×本制度対象kW割合」を算入可
	系統接続費用	最新の工事費負担金の見積額の110%の金額
	廃棄費用	太陽光：1万円/kW その他：建設費(※1)の5%(※2)の金額 ※1 地熱・水力のリプレース案件と既設火力の改修案件は、入札価格に算入した残存簿価を含む。 ※2 原子力は12%
内訳 運転維持費	固定資産税	制度適用期間において生じる見込みの固定資産税の総額
	人件費	制度適用期間において生じる見込みの人件費の総額
	修繕費	制度適用期間において生じる見込みの修繕費の総額
	経年改修費	制度適用期間において生じる見込みの経年改修費の総額 ※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に限定
	発電側課金	「kW課金部分の目安単価(900円/kW/年)×送電端設備容量÷応札容量」を超えない金額
	事業税 (収入割・資本割・付加価値割)	「収入割(※1)+資本割(※2)+付加価値割(※3)」を超えない金額 ※1 事業税(収入割)を除く当該電源の資本費・運転維持費・事業報酬の総額(円/kW/年)×税率/(1-税率) ※2 建設費×自己資本比率43%×税率 ※3 (当該電源の事業報酬+当該電源の人件費+当該電源の支払賃借料)×税率
	その他のコスト (委託費・消耗品費等)	制度適用期間において生じる見込みのその他のコスト(※)の総額を応札容量と制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額 ※事業税(所得割)や法人税のような、入札価格に含めることが不適切な項目は除く。
事業報酬	入札時点において、将来の上記の費用の支出計画を作成し、税引前WACC5%が確保できるような均等化コスト(円/kW/年)と、単純平均コスト(円/kW/年)の差額を超えない金額	

を応札容量と制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額

(別紙1) ガイドライン上で整理されている維持管理コストの考え方①

- ガイドラインにおいては「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）で応札している場合は、経済合理的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」とされている。
- この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)）

※：当該例示項目に関わらず、維持管理コストの考え方に従い、その他のコストが発生する場合には、以下の項目を除き、当該コストを応札価格に織り込むことは価格つり上げに該当しないと考えられる。

- ・ 事業報酬
- ・ 事業税（資本割・付加価値割）
- ・ 法人税
- ・ 減価償却費

入札価格の監視

- 第8次中間とりまとめでは、入札価格の監視について、「**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**」こととしつつ、「**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、「**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する**」こととされている。

第8次中間とりまとめ

I) 入札価格の監視

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、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た。

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た。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た。

- 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
- ③ ①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た。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た。

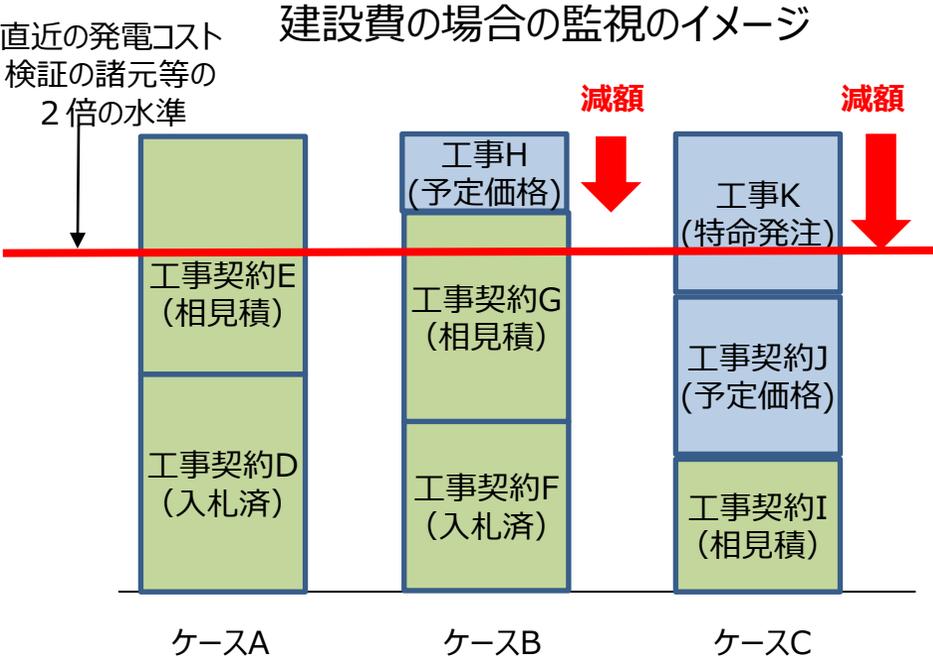
上記の監視を通じて、発電コスト検証の数値や同じ電源種・同規模の過去実績などに比べて、**個別の費用項目について、合理的な理由なく高額な水準であることが判明した際には、一定の入札価格の引き下げを行い、引き下げ後の金額を約定価格とすることとした。**

（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。）

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
	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	

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) 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%
	人件費 6.2億円/年
運転維持費	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

(参考) 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倍の水準の計算イメージ

	発電コスト検証 のLNG火力の諸元	あるLNG火力の案件 の2倍の水準
出力	モデルプラントの定格出力 85万kW	あるLNG火力の案件の 定格出力 100万kW 送電端設備容量 95万kW
建設費	16.1万円/kW	16.1万円/kW×100万kW×2倍
人件費	6.2億円/年	6.2億円/年×2倍
修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	16.1万円/kW×100万kW×2.4%/年×2倍
諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	16.1万円/kW×100万kW×1.1%/年×2倍
業務分担費	12.0%/年 (直接費における比率)	(6.2億円/年 + 16.1万円/kW×100万kW×2.4%/年 + 16.1万円/kW×100万kW×1.1%/年) ×12.0%/年×2倍

※発電コスト検証の諸元で表記されている単位（「円」、「円/kW」、「円/年」、「円/kW/年」、「%/年」）に基づき計算。

論点3 - 6. 入札価格の監視の方法

● **系統接続費・廃棄費用・固定資産税・発電側課金・事業税・事業報酬**は、前述の入札価格の算定方法において定められた**算出ルール**に則って算出されているか、監視を行うこととしてはどうか。

		算出ルール	
資本費	建設費	建設費(※1)の1.1倍の金額(※2) ※1 国や県・市町村から、入札対象の発電設備・蓄電池の初期投資に対して補助金を受けている場合は、その金額を控除。逆に、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) ※2 地熱・水力のリプレース案件は「使用を継続する設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)」を、既設の改修案件は、「当該発電設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高) × 本制度対象kW割合」を算入可	を応札容量と制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額
	系統接続費用	最新の工事費負担金の見積額の110%の金額	
	廃棄費用	太陽光：1万円/kW その他：建設費(※1)の5%(※2)の金額 ※1 地熱・水力のリプレース案件と既設火力の改修案件は、入札価格に算入した残存簿価を含む。 ※2 原子力は12%	
内訳	固定資産税	制度適用期間において生じる見込みの固定資産税の総額	
	人件費	制度適用期間において生じる見込みの人件費の総額	
	修繕費	制度適用期間において生じる見込みの修繕費の総額	
	経年改修費	制度適用期間において生じる見込みの経年改修費の総額 ※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に限定	
	発電側課金	「kW課金部分の目安単価(900円/kW/年) × 送電端設備容量 ÷ 応札容量」を超えない金額	
運転維持費	事業税 (収入割・資本割・付加価値割)	「収入割(※1) + 資本割(※2) + 付加価値割(※3)」を超えない金額 ※1 事業税(収入割)を除く当該電源の資本費・運転維持費・事業報酬の総額(円/kW/年) × 税率 / (1 - 税率) ※2 建設費 × 自己資本比率43% × 税率 ※3 (当該電源の事業報酬 + 当該電源の人件費 + 当該電源の支払賃借料) × 税率	
	その他のコスト (委託費・消耗品費等)	制度適用期間において生じる見込みのその他のコスト(※)の総額を応札容量と制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額 ※事業税(所得割)や法人税のような、入札価格に含めることが不適切な項目は除く。	
	事業報酬	入札時点において、将来の上記の費用の支出計画を作成し、税引前WACC5%が確保できるような均等化コスト(円/kW/年)と、単純平均コスト(円/kW/年)の差額を超えない金額	

論点3-7. 入札価格の監視対象

- 本制度はマルチプライスオークションであることを踏まえ、落札候補となる応札案件全件の応札価格について、入札後に監視することとしてはどうか。
- このため、約定結果の公表時期も一定の監視期間を考慮することが必要であり、約定結果公表時期は、入札期間終了時点から3ヶ月後を目途としてはどうか。
- また、監視の結果を踏まえ、落札案件名・容量を含めた約定結果を公表することとしてはどうか。

監視のイメージ

<前提>

・募集容量：100万kW（仮）

入札後に
監視

	応札価格	容量
1	4万円/kW/年	50万kW
2	6万円/kW/年	30万kW
3	7万円/kW/年	20万kW
4	8万円/kW/年	20万kW
5	9万円/kW/年	30万kW
6	10万円/kW/年	20万kW

監視により、
No3案件が
6万円/kWに
引き下げ

	応札価格	容量
1	4万円/kW/年	50万kW
2	6万円/kW/年	30万kW
3	7 6万円/kW/年	20万kW
4	8万円/kW/年	20万kW
5	9万円/kW/年	30万kW
6	10万円/kW/年	20万kW

落札案件

⇒入札の取り下げ

※あくまで応札時点の応札価格の順位を優先。

例えば、上記のNo3の応札価格が監視後も7万円/kW/年となり（監視の結果、適正価格として評価）、No4の案件が監視によって6.5万円/kW/年に引き下げられた場合（応札事業者も了解・取り下げ無し）であっても、No3の案件が落札。

論点3 - 8. 他市場収益の還付の監視

- 落札電源は、実際[※]の他市場収益の約9割をベースとして設定された割合について、広域機関に対して還付することとなる（具体的には次ページ参照）。
- このため、落札事業者は、年度毎の実際[※]の他市場収益の金額（実際[※]の他市場収入－実際[※]の可変費）を広域機関に報告し、この報告内容を基に、還付金の支払いを行うこととなる。
- こうした**実際[※]の他市場収益の金額**については、**正しく報告されているかを確認することが必要**であることから、以下のとおり、電力・ガス取引監視等委員会において**監視を行うこととしてはどうか**。

$$\text{実際[※]の他市場収益の金額} = \text{実際[※]の他市場収入} - \text{実際[※]の可変費}$$

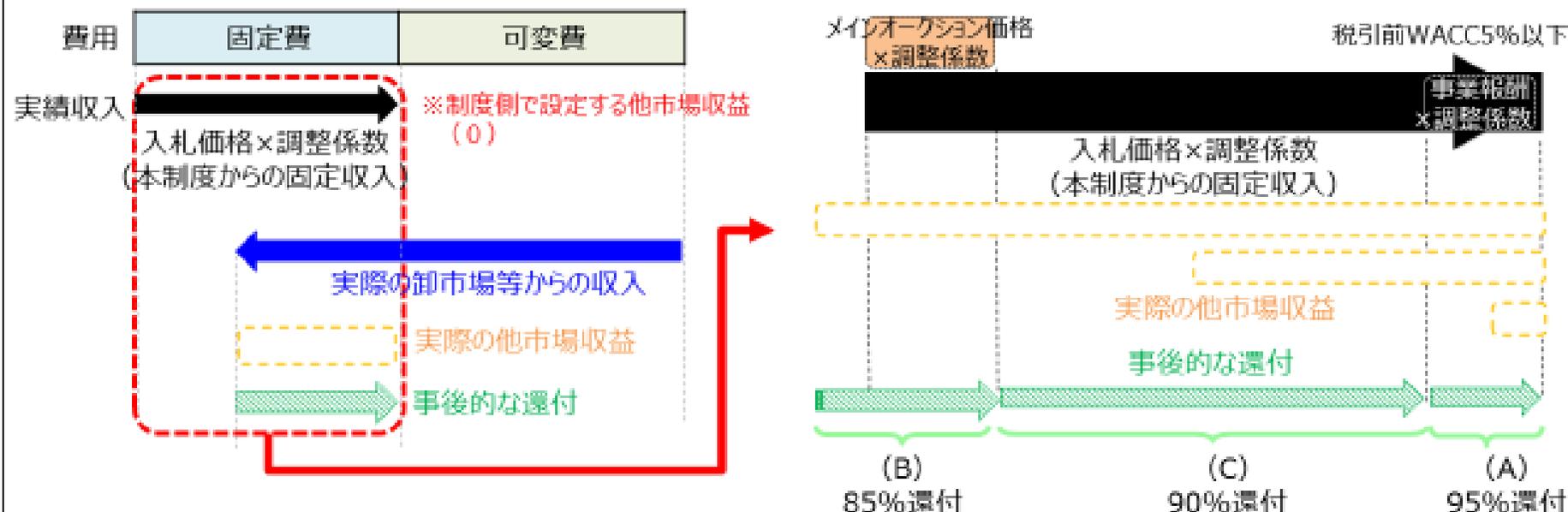
	監視の対象	監視のイメージ
実際 [※] の他市場収入	<ul style="list-style-type: none"> ● kWh収入 ※需給調整市場からの収入を含む ● 非化石価値収入 	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場でkWh価値・非化石価値を売却している場合は、その収入金額を証憑とともに確認。 ● 相対契約の場合は、その相対契約自体が、前回の本作業部会において議論いただいた「一定の規律」を満たしているか、契約締結時（相対契約に基づく供給開始前）に確認し、事後的にもその契約に基づいて収入を得ているか確認。
実際 [※] の可変費	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料費 ● 廃棄物の処理・処分費 ● 消耗品費 ● 発電側課金（kWh課金部分） ● 事業税（収入割※） ※kWhと非化石価値に係る部分 <p style="text-align: right;">等</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 実際に要した可変費が正しく報告されているか確認。 ● 左記の費用が、入札時の入札価格の整理に照らして、正しく報告されているか確認。 <p>※経過措置規制料金では、事業者ルールにより、例えば、消耗品費は、固定費と可変費に1：1の割合で配分することとなっている。</p>

※現行容量市場では、他市場収益の金額の監視は、入札価格の監視の中で行われている。

論点2-2 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

- 還付割合は、次のように年間の他市場収益の多寡に応じて、3段階に分けることとしてはどうか。
 - (A) 入札価格に織り込まれている事業報酬 (事業者が入札時に申告) ×調整係数までの他市場収益は、**95%還付**
 - (B) 「入札価格×調整係数」と供給力提供年度における「容量市場のメインオークション価格 (対象電源が立地するエリアプライス) ×調整係数」の差額を超える部分の他市場収益は、現行容量市場よりも国民負担が小さくなることを踏まえ、**85%還付**
 - (C) (A)と(B)の間の他市場収益は、**90%還付**

※調整係数はいずれも入札時点で決められた数値



第65回制度検討作業部会 (2022年5月25日) にいただいた御意見

- リニアに単純に9割取り上げて1割残すのはインセンティブとして過少ではないかという問題と、事業者支払いすぎという問題が同時に生じるため、十分検討頂きたい。例えば、ノンリニアにするのもある。例えば固定で支払った額の一定割合は、他市場収益で稼いで当然と考えて、そこに到達するまでは全額取り上げる、それを越えた部分はインセンティブをつけるという設計も検討頂きたい。そのときに、下限が、固定支払額に含まれている事業報酬率5%は少なすぎると思うが、これより低い部分にはインセンティブ払わないことも考えて欲しい。(中略) 上限は、実際に容量市場に出ていると得られているであろう金額と支払った金額の差額に到達するまでは全部取り上げる制度設計も検討されるべき。

論点2-1 相対契約に対する一定の規律

- 意図的に他市場収益を0とし、還付を回避する場合として、典型的には、自社又は自社グループなどに意図的に他市場収益を発生させない価格で販売するケースが想定される。
- このようなケースを防止するためには、自社又は自社グループ以外の**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求められるのではないか。**
- 具体的には、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であること**を求めてはどうか。
- または、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であることを求めること**としてはどうか*。

※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行っている事業者は、当該規律は適用されない。

- 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してはどうか。**
 - **相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格^{※1}の平均価格^{※2}**

※1 スポット市場は、小売全面自由化が開始した2016年度以降に限定。高度化法義務達成市場は、同市場ができた2021年度以降に限定。

※2 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（LNGは当該年度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）

- **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**

※年度毎に、年度終了後に、当該年度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（LNGは当該年度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）で精算することを想定

- **こうした規律が守られていない場合は、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^{*}」を元に行うこと**としてはどうか。

※LNGは当該年度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) 経過措置規制料金における固定費・可変費の配分

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第23号）

第八条 事業者は、前条の規定により整理された送配電非関連費（需要家費及び一般販売費を除く。以下この項において同じ。）を、基礎原価等項目及び購入販売電源項目ごとに、次の各号に掲げる基準により、販売電力量にかかわらず必要な送配電非関連費（以下「送配電非関連固定費」という。）及び販売電力量によって変動する送配電非関連費（以下「送配電非関連可変費」という。）に配分することにより整理し、様式第五により送配電非関連費明細表を作成しなければならない。ただし、火力発電費であって、大気汚染防止法（昭和四十三年法律第九十七号）第二条第三項に規定するばい煙処理施設に係る送配電非関連費（以下「環境対策費」という。）については、送配電非関連可変費に配分することにより整理しなければならない。

一 役員給与、退職給与金、厚生費、水利使用料、補償費、賃借料、損害保険料、原子力損害賠償資金補助法一般負担金、原賠・廃炉等支援機構一般負担金、普及開発関係費、研究費、固定資産税、雑税、減価償却費、固定資産除却費、原子力発電施設解体費、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、開発費、開発費償却、株式交付費、株式交付費償却、社債発行費、社債発行費償却、法人税等及び電気事業報酬にあつては、送配電非関連固定費

二 給料手当、給料手当振替額（貸方）、雑給、消耗品費、修繕費、委託費、養成費、諸費、他社購入電源費、建設分担関連費振替額（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）及び他社販売電源料にあつては、送配電非関連**固定費又は送配電非関連可変費**

三 燃料費、使用済燃料再処理等拠出金発電費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費（特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律（平成十二年法律第百十七号。以下「特定放射性廃棄物法」という。）第十一条第一項及び第二項の規定による拠出金（特定放射性廃棄物法第二条第八項第二号に掲げるものに係るものを除く。）に限る。）及び非化石証書購入費にあつては、送配電非関連可変費

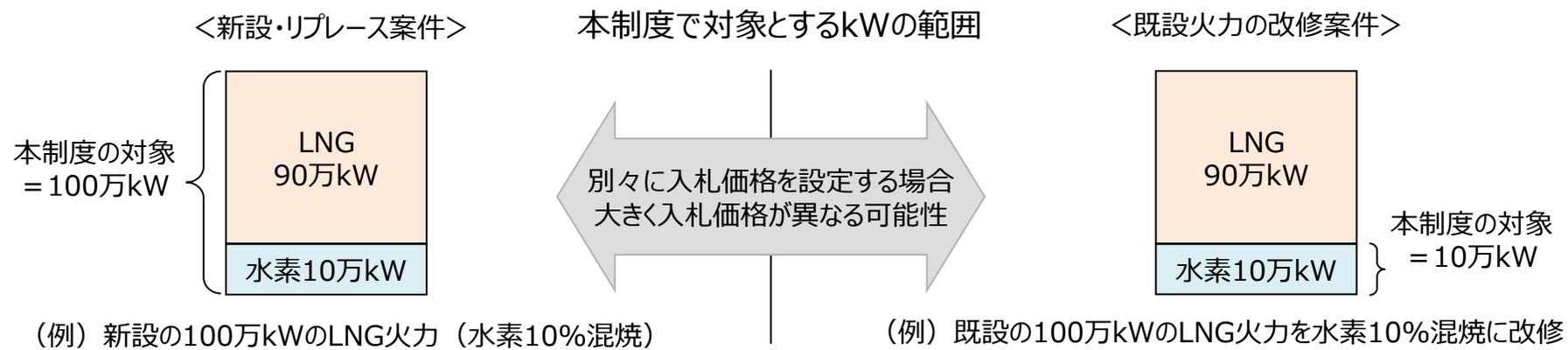
2 事業者は、**前項第二号に掲げる基準**について、**当該事業者の実情に応じた基準を定め、当該基準を、あらかじめ、経済産業大臣に届け出なければならない**。この場合においては、経済産業大臣は、当該基準を公表しなければならない。

固定費・可変費配分に関する事業者ルール

	配分基準
給料手当	送配電非関連固定費に整理する。
消耗品費	送配電非関連 固定費 と送配電非関連 可変費 の割合が 1対1 となるように整理する。
...	...

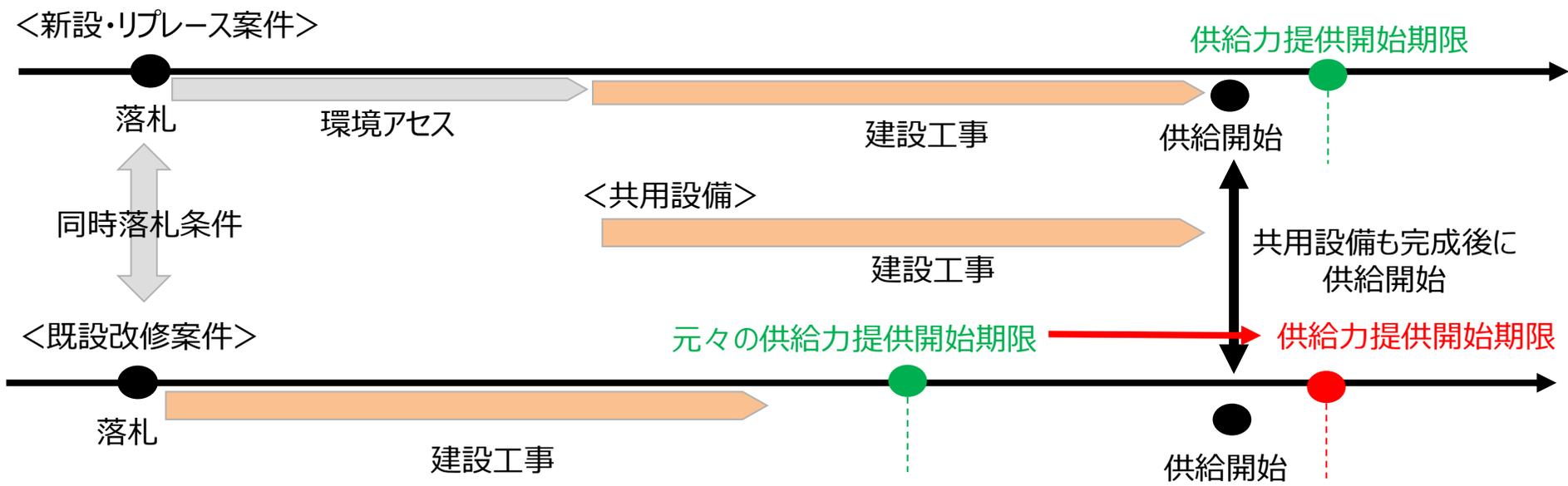
論点3-9 複数プラントで1つの入札を行う方法

- 本制度では、「共用設備の建設費」や「最低入札容量」との関係で、同一場所の発電所における複数プラントで1つの入札を行うことを認めている。また、前回の会合では、落札後はプラント毎に単独の落札電源として扱い、プラント毎に各リクワイアメント・ペナルティ・制度適用期間を適用することと整理し、ご議論いただいたところ。
- しかし、複数のプラントで1つの入札を行う場合、複数のプラントが「新設・リプレース案件のみ」や「既設改修案件のみ」だけでなく、「新設・リプレース案件と既設改修案件の混合」も考えられる。この場合、落札価格を複数のプラント共通の落札価格とすれば、新設・リプレース案件と既設改修案件は、対象となるkWが異なるため、プラント毎の収支の乖離が大きくなる可能性がある。
- 従って、プラント毎の収支を適正化するため、同一場所の発電所における複数プラントで1つの入札を行うことを認めるのではなく、共通設備の建設費は、事業者が定める適切な比率で按分して入札価格に織り込むことを前提として、個別プラント毎に入札価格を決めて、個別プラント毎に別々の入札を行うことを求めつつ※、「同年度のオークションに入札した特定の別のプラントが不落札となった場合は、自動的に不落札となる。」といった条件（同時落札条件）を付けることを認めることとしてはどうか。 ※計量器も、プラント毎に1つの特定計量器を設置することを求める。



論点3 - 10 同時落札条件付き入札と供給力提供開始期限の関係

- この場合、例えば、環境アセスが必要な「新設・リプレース案件」と環境アセスが不要な「既設改修案件」のように、**供給力提供開始期限が異なる案件が共用設備を有する理由で同時落札条件付きの入札を行い、落札した場合**、環境アセスが必要な「新設・リプレース案件」は環境アセスを行った上で建設工程に進む一方で、環境アセスが不要な「既設改修案件」は即座に建設工事を開始することが可能となる。
- この場合、共用設備の建設は、「新設・リプレース案件」が環境アセスを終えた後に開始せざるを得ないことも考えられることから、**「既設改修案件」の供給力の提供開始が供給力提供開始期限を超えざるを得ない可能性**がある。
- このため、供給力提供開始期限が異なる案件が共用設備を有する理由で同時落札条件付きの入札を行う場合は、**長い方の供給力提供開始期限を共通の期限**としてはどうか。



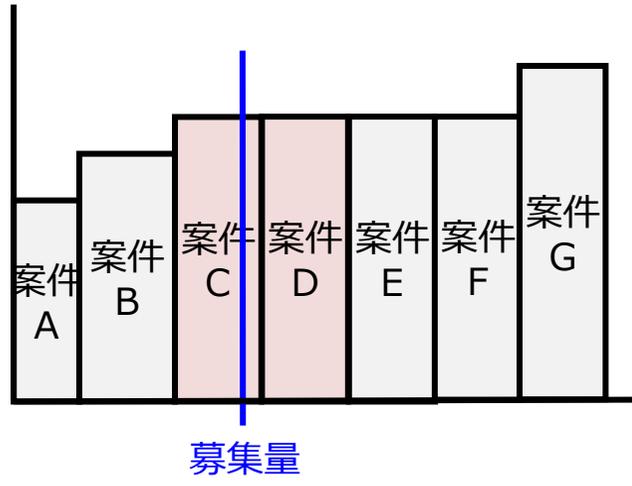
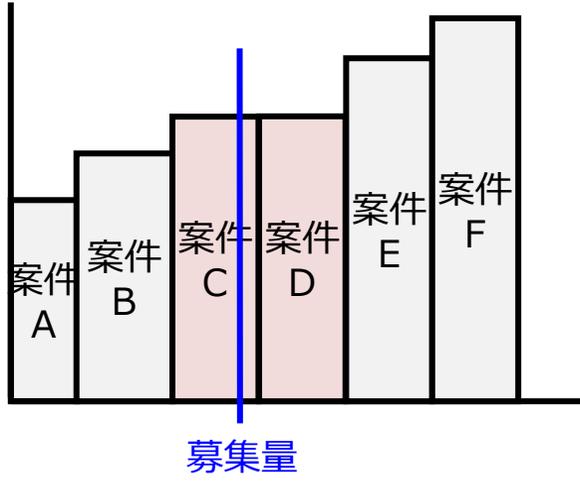
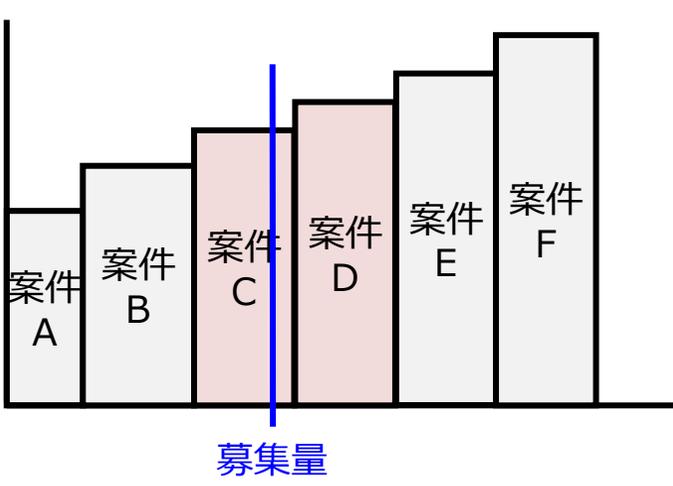
論点3 - 11 同時落札条件付き入札と募集量・募集上限を跨ぐ案件の取り扱い

- 同時落札条件付きの入札を行った案件が、募集量・募集上限を跨ぐ場合は、価格が異なる案件は個別に判断し、価格が同じ案件は1つの案件と見做して判断することとしてはどうか。
- 同時落札条件付き入札の案件が不落札となった場合には、次点の案件が落札することとしてはどうか。

<案件CとDが同時落札条件付き入札を行ったケース>

※CとDの応札価格が同じ

※CとDとEとFの応札価格が同じ



Dが不落札となるので
Cも不落札
⇒Eが繰り上がりで落札



CとDは応札価格が同じなので
1つの案件と見做して
落札



CとDを1つの案件と見做し
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

論点11 制度適用期間 (同一場所の発電所における複数プラントで1つの入札を行う場合の扱い)

- 本制度では、第8次中間とりまとめにおける「共通設備の建設費」や「最低入札容量」に関する記述にもあるとおり、複数プラントで1つの入札を行うことも想定される。
- この場合、複数プラントの運転開始年度が異なることも想定され、(前頁で案③を採用する場合) 全てのプラントが運転開始した年度の翌年度から制度適用期間が開始することとなれば、先行して運転開始したプラントの費用が発生する中で本制度からの収入が得られないこととなる。
- このため、**複数プラントで1つの入札を行う場合、落札後はプラント毎に単独の落札電源として扱い、プラント毎に各リクワイアメント・ペナルティを適用することとし、各プラントの運転開始年度の翌年度から各プラントにおける制度適用期間が開始することとしてはどうか。**

	0年度	...	X年度	X+1年度	...	Y年度	Y+1年度	...
A発電所 B号機	1つの入札 B・C号機で	建設工事		● 運転開始	制度適用期間			
A発電所 C号機		建設工事					● 運転開始	制度適用期間

第8次中間とりまとめ

④入札価格の在り方

A) 建設費、系統接続費、廃棄費用

(略)

電源投資を行う際は、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することとした。

(【論点⑤】最低入札容量)

(略)

こういった点を踏まえ、最低入札容量は、**10万kW (送電端設備容量ベース。同一場所の発電所における複数プラントで1つの入札を行うことで、合計で10万kWを超える場合も可)**とすることとした。

論点15-1 供給力提供開始期限の詳細（具体的な期限日）

- 容量市場は、年度毎の供給力の管理を行っていることに鑑み、シンプルな制度とするべく、供給力提供開始期限は、「X年後の日」ではなく、「X年後の日が属する年度の末日（3月31日）」としてはどうか。

電源種	供給力提供開始期限（案）
太陽光	落札に伴う契約締結日から5年（法・条例アセス済の場合：3年）後の日 が属する年度の末日
風力、地熱	落札に伴う契約締結日から8年（法・条例アセス済の場合：4年）後の日 が属する年度の末日
水力	落札に伴う契約締結日から12年（法・条例アセス済の場合：8年）後の日 が属する年度の末日 <small>（多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを考慮）</small>
水素・アンモニア（専焼）、バイオマス、 水素・アンモニア混焼のLNG、CCS火力、 既設火力の改修 <small>（水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼）</small>	落札に伴う契約締結日から11年（法・条例アセス済・不要の場合：7年）後の日 が属する年度の末日
原子力	落札に伴う契約締結日から17年（法・条例アセス済の場合：12年）後の日 が属する年度の末日
蓄電池	落札に伴う契約締結日から4年後の日 が属する年度の末日
LNG（時限的に対象）	落札に伴う契約締結日から6年後の日 が属する年度の末日

論点3 - 12 最低入札容量

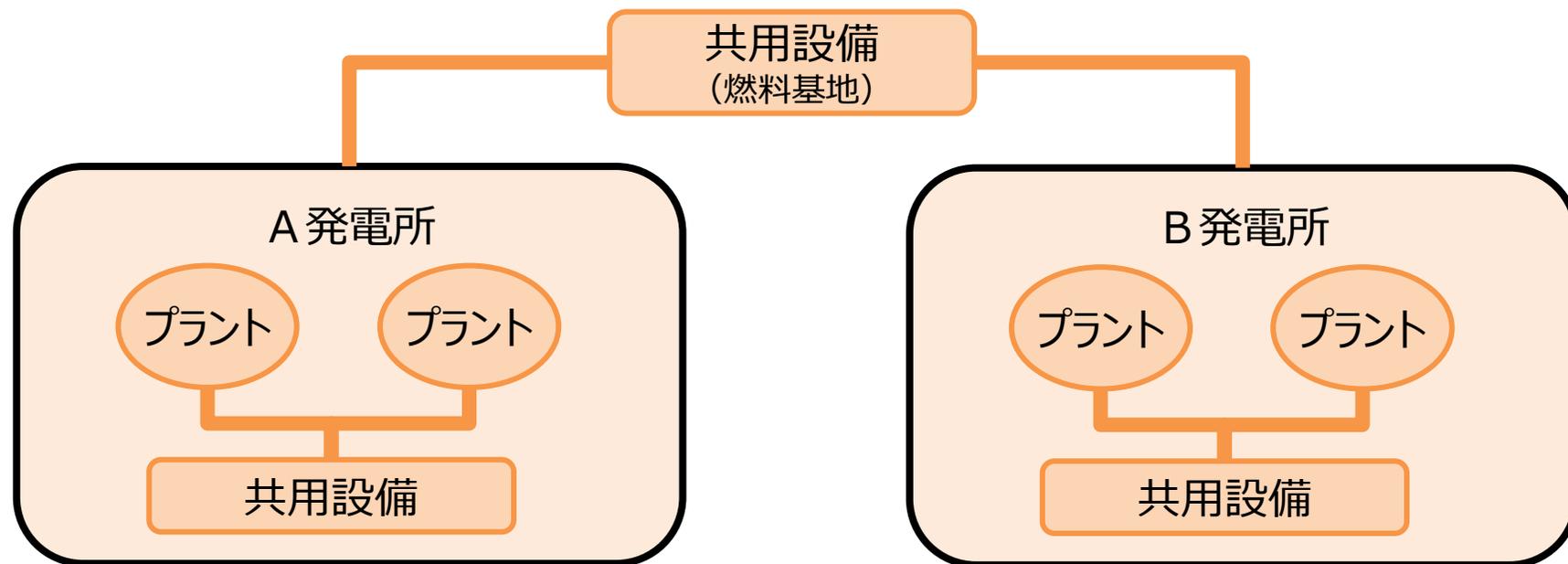
- 最低入札容量は、論点3 - 9の整理を踏まえ、以下のとおり、**同時落札条件が付された入札案件の合計※の容量で判断**することとしてはどうか。

※「新設・リプレース案件」と「既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件」と「既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件」の、それぞれの合計

	これまでの整理	変更後の整理
新設・リプレース案件、 既設火力のバイオマス専焼 にするための改修案件	10万kW (送電端設備容量ベース。同一 場所の発電所における複数プラ ントで 1つの入札 を行うことで、合計 で10万kWを超える場合も可)	10万kW (送電端設備容量ベース。同一 場所の発電所における複数プラ ントで 同時落札条件付の入札 を行 うことで、合計で10万kWを超える 場合も可)
既設火力のアンモニア・水素混焼 にするための改修案件	5万kW (送電端設備容量ベース。同一 場所の発電所における複数プラ ントで 1つの入札 を行うことで、合計 で5万kWを超える場合も可)	5万kW (送電端設備容量ベース。同一 場所の発電所における複数プラ ントで 同時落札条件付の入札 を行 うことで、合計で5万kWを超える 場合も可)

論点3 - 13 異なる場所の複数の発電所のプラントの共用設備の扱い

- 同一場所の発電所の中で複数のプラントと共用設備を新設する場合に、本制度の入札において同時に落札できなければ投資判断ができないときは、論点3 - 9のとおり、同時落札条件付の入札を行うこととなる。
- 一方で、同一場所の発電所でなくとも、「近隣の自社の発電所や、近隣の他社の発電所との間で、1つの燃料基地を活用する計画を立てていることから、**近隣の複数の発電所のプラントで同時落札条件付の入札を行いたい**（いずれかのプラントが不落札となった場合、投資判断が困難）」といったニーズが存在する。
- このため、**主要な共用設備（燃料基地に限定。他の設備候補がある場合は別途検討）がある場合に限り、異なる場所の複数の発電所のプラントで同時落札条件付の入札を行うことは認めることとしてはどうか。**



1. 対象
2. 募集量
3. 入札価格の在り方
4. **リクワイアメント・ペナルティ**

論点4 調整機能の具備

- 現行容量市場では、調整機能の有無について、入札時に申告し、調整機能が具備されている電源については、余力活用契約の締結が求められるが、調整機能自体を具備することは求められていない。
- 本制度は、容量市場の特別オークションという位置づけであり、脱炭素化された容量（kW）を確保する制度であるものの、脱炭素電源の新規投資を促進する枠組みであり、調整機能の具備に必要な費用は固定費として本制度の入札価格に織り込めることからすれば、本来求めるべきスペックについては、具備することを求めるべきではないか。
- このため、本来調整力として活躍することが期待される電源、具体的には、火力（水素・アンモニア混焼を含む）・揚水・蓄電池については、調整機能の具備を求めることとしてはどうか。

※火力は、各TSOの系統連系技術要件において、調整機能の具備が求められているため、この問題は、現状個別協議とされている揚水・蓄電池のみ。

※どのようなスペックの調整機能を求めるかは、別途要検討。

(参考) 東京電力パワーグリッド 系統連系技術要件 (抜粋)

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備については、個別に協議させていただきます。

(略)

また、周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令）を受信する機能及び、必要な送信信号（現在出力、可能最大発電出力[GT及びGTCCのみ。]、EDC・LFC使用/除外、周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。