

長期脱炭素電源オークションについて

2024年6月28日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

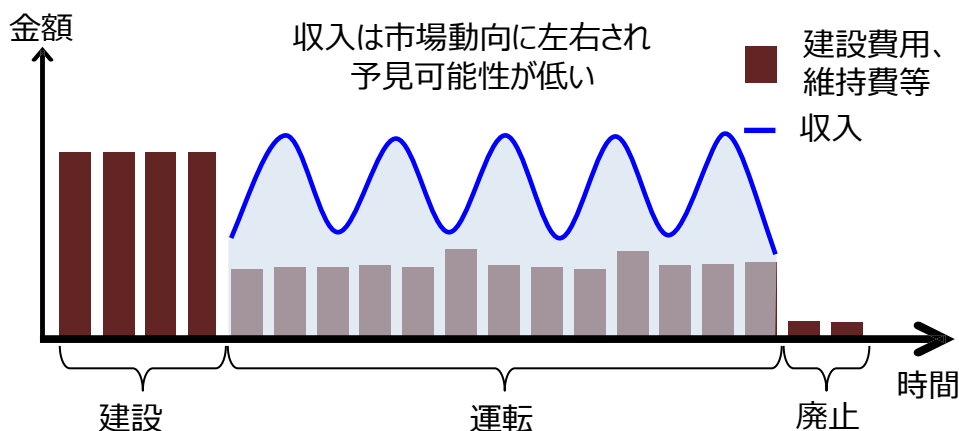
- 長期脱炭素電源オークションの第2回以降の入札に向けた検討については、昨年から複数回にわたって御議論をいただいたところだが、**第2回入札は、（初回入札と同様に、）事前の各種登録を本年10月頃から開始し、応札を来年1月に予定することとし、そのための準備を進めていくこと**したい。
- 本日は、**第2回入札を実施するにあたって整理が必要となる以下の論点**について御議論いただきたい。

項目	論点
募集量・募集上限	① 第2回入札の脱炭素電源の募集量 ② 第2回入札の募集上限 ③ 第2回入札のLNG専焼火力の募集量
上限価格	④ LNG専焼火力の上限価格 ⑤ 第2回入札の各電源種毎の上限価格

(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

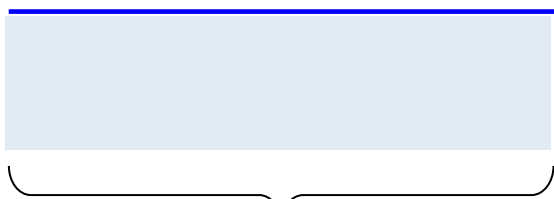
- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

〈電源投資の課題〉



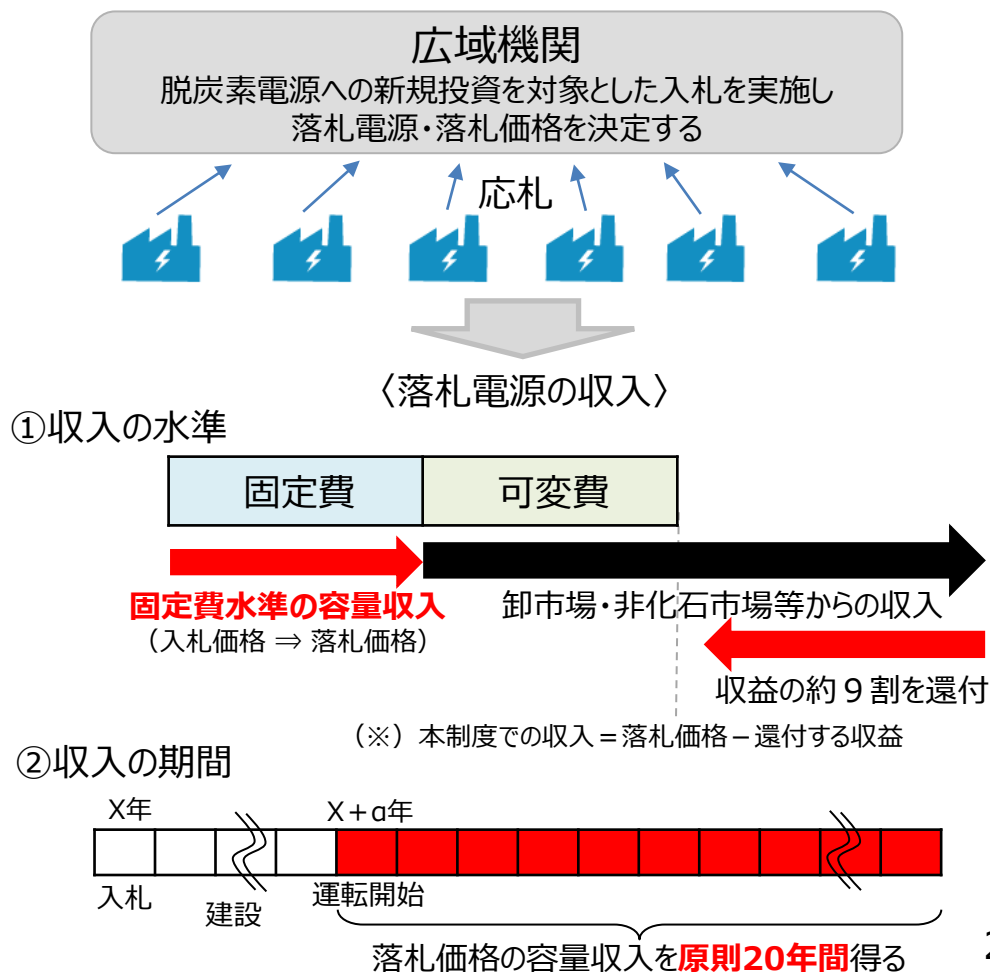
〈投資判断に必要な要素〉

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〉



(参考) 前回いただいた御意見

- 脱炭素電源の募集量について、御提案いただいた募集量を引き上げる方向性に賛同。
- 自然変動電源の比率が拡大する中で長周期変動への調整力のニーズが大きくなるため、蓄電池に関し、運転継続時間の3時間以上6時間未満と6時間以上の枠に分けて、設定することに賛同。
- 蓄電池・揚水の募集上限について、3から6時間と6時間以上とで2つに分けるが、本来であればkWとkWhの価値の両方あって、今回がkWしか見ていなかったのが、kWhの価値を見ることだとすると、本来は重み付けをして、どこかの閾値で切るのではなく、線形的・連続的に価値、よりkWhの時間が長いものに関して、より評価を高くする重み付けをすることが妥当。ただ、評価の簡略化のために、2つに分けることは理解。本来は連続的にした方が望ましいことを理解した上で、2つの枠をどう募集するのか引き続き詰めていただく必要がある。
- 既設原発の安全投資に関し、一定の募集上限を設けることにも賛同。
- 第2回入札のLNG専焼火力の募集量について、今回お示し頂いた募集量増加、供給力提供開始期限の延長の方向性に賛同。
- 初回オークション結果により想定される応札電源の運転開始時期の集中化による機材や、マンパワーの弊害影響といった課題への対応策として、事務局の供給力提供開始期限の延長案にも賛同。もしくは、年次を区切って募集するなどの分散化スキームも一案ではないか。
- 蓄電池・揚水の最低入札容量について、事務局提案の3万kWよりももう少し高いところで設定してもいいのでは。規模の大きい方が効率性が高いことなど、少し厳しめの基準を設けた方が技術進歩の後押しになる点、また、規模が多い蓄電池を設置できる事業者の方が体力面などで信頼度が高いのではないかとといった多面的な観点から、基準を少し上げてみたらどうか。
- 電池に関して、最低規模を大きくするのは、合理的なやり方だが、大きければ大きいほど効率的だというのは十分あり得ると思うが、それって単なる思い込みの可能性もある。だから効率性を追求するために最低量を大きくしていくことを、これ以上やることが本当に合理的なのか、若干疑問。むしろ、それならば、より効率的なところを入れるようにすることを強化する方が、よっぽど筋がいいのではないか。
- 蓄電池・揚水の最低入札容量について、3万kWまで引き上げることは、あまり細かいものが多数出すぎると、全体の手続き費用や、全体の事業規律などあり、今回の案は賛成。基本的には費用効率的に戦ってもらうことは重要であり、あまりにここを引き上げすぎるとは賛成しないので、今回は賛成だが、小さくてもコスト競合的であれば、いいので、むやみに引き上げ過ぎないほうがいい。
- 系統蓄電池の最低入札容量の引上げについては、系統用蓄電池の利点（系統余力や、土地の面積が限定的な地点でもスポット的に設置できる、また系統運用に貢献できる）が生きる候補地が相当量あるため、現時点で最低容量を引き上げるのではなく、黎明期をクリアしてから、徐々に引き上げる考え方でよいのではないか。

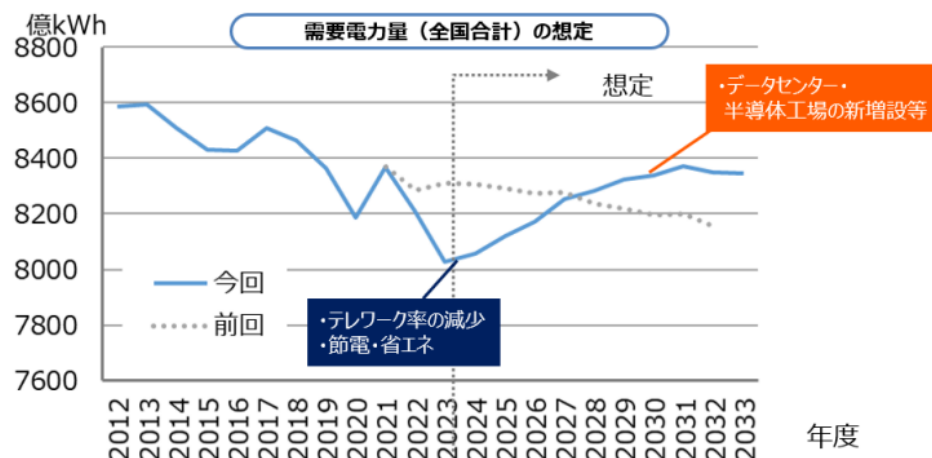
論点① 第2回入札の脱炭素電源の募集量

- 第2回入札の脱炭素電源の募集量は、前回の本会合では、**初回入札の募集量400万kWを超える水準**とする方向で事務局よりご提案させていただき、概ね賛同の御意見をいただいたところ。
- これを踏まえ、**第2回入札の脱炭素電源の募集量は、500万kW（応札容量ベース）**としてはどうか。 ※募集量・募集上限を跨ぐ案件の扱いは、LNG専焼火力も含めて、初回と同様（次頁参照）

<全電源> 論点① 第2回入札の脱炭素電源の募集量

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料3

- **初回入札の応札容量**は、募集量の2倍弱となる**780万kW**となり、募集量を大幅に超えた。
- **第2回入札から、「既設原発の安全対策投資」や「3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件」が新たに本制度の対象に追加**された場合、**応札容量は数百万kWレベルで大幅に増加する可能性**がある。
- また、本年1月に広域機関が公表した**今後10年間の電力需要の想定**は、データセンターや半導体工場の新増設等により**大幅増**となり、人口減少や節電・省エネ等により減少傾向を見込んでいた昨年までの見通しから一変した。このため、**電源投資の必要性は従来以上に高まっている**。
- これらの点を踏まえ、**第2回入札の募集量**は、**初回入札の募集量400万kWを超える水準**に設定してはどうか。



(出典) 電力広域的運営推進機関HP 2024年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について

(参考) 募集量を跨ぐ案件の取扱い

第73回制度検討作業部会
(2022年12月21日) 資料8

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て「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。

論点② 第2回入札の募集上限

- 各電源種毎の募集上限は、前回の御議論を踏まえ、以下のとおり設定してはどうか。

第2回入札の募集量：500万kW

既設火力の改修 募集上限：100万kW	蓄電池・揚水 (3時間以上6時間未満) 募集上限：75万kW	蓄電池・揚水 (6時間以上) 募集上限：75万kW	既設原発の安全対策投資 募集上限：200万kW	
------------------------	--------------------------------------	---------------------------------	----------------------------	--

<全電源> 論点② 第2回入札の募集上限

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料3

- 「既設火力の改修案件」は、初回入札の応募容量・落札容量が82万kWと、募集上限の100万kWに届かなかったが、引き続き水素・アンモニア等への投資を促進するため、初回入札と同じ水準の募集上限としてはどうか。
- 「蓄電池・揚水」は、初回入札では、応募容量が539万kWと、募集上限100万kWを大きく超える応募・落札があったことを踏まえ、後述のとおり事業規律の確保を求めると共に募集上限を増加させてはどうか。ただし、本制度はkW当たりの価格で競争する仕組みであるため、長時間の運転継続ができる蓄電池より、短時間の運転継続しかできない蓄電池の方が価格面で有利となるが、再エネの出力制御量の抑制に活用することを考慮すれば、長周期変動にも対応しやすい長時間の運転継続ができる蓄電池の導入を促進していくことが必要ではないか。このため、蓄電池・揚水の募集上限は、運転継続時間が3時間以上6時間未満の案件の募集上限と、運転継続時間が6時間以上の案件の募集上限に分けて設定してはどうか。
- また、第2回入札から対象に追加する「既設原発の安全対策投資」は、新設・リプレース案件と同様に、投資によって発電所全体のkWが新たに供給力として活用できるようになるものの、既に、最初の運転開始から一定期間経過している点が新設・リプレース案件と異なる。既設原発の再稼働を加速しつつ、脱炭素電源の新設・リプレースを着実に進める観点から、既設原発の安全対策投資については、一定の募集上限を設定してはどうか。

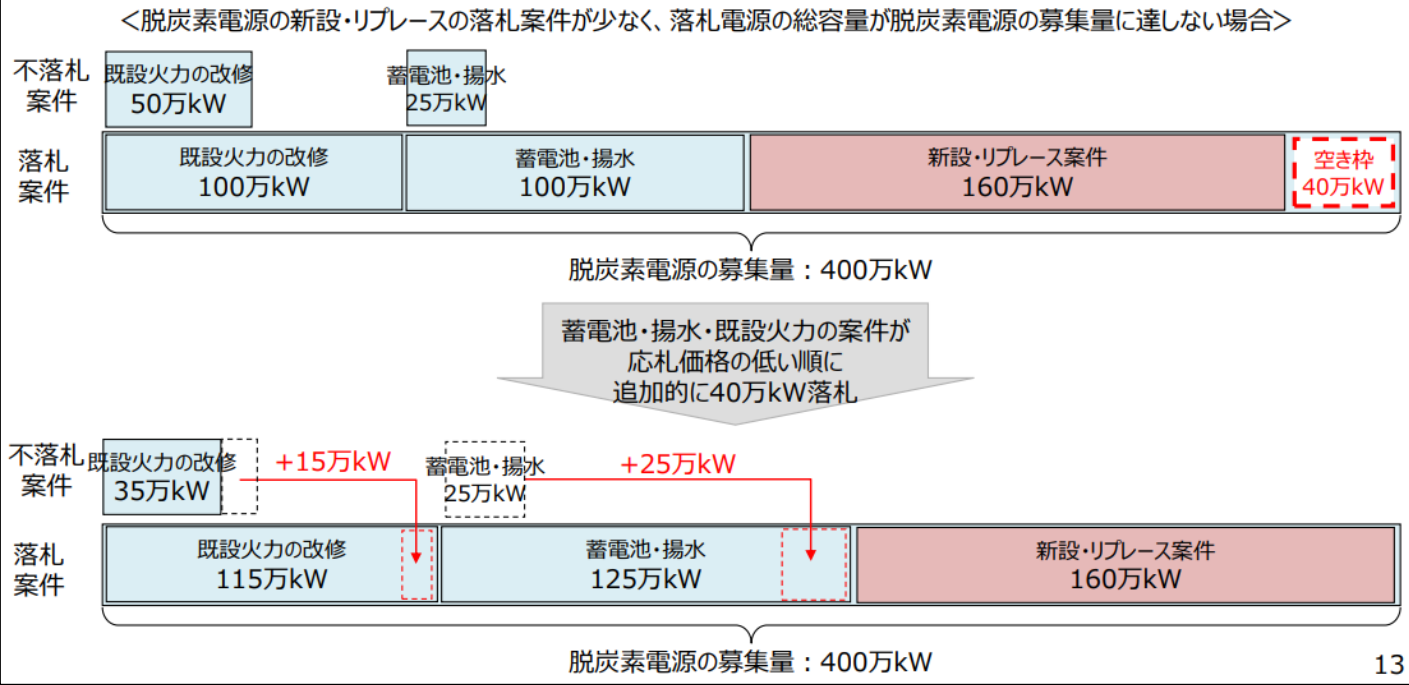
論点② 第2回入札の募集上限

- 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の扱いについては、初回入札と同様に、募集上限を超えて落札することとしてはどうか。 ※新たに募集上限を設ける「既設原発の安全対策投資」も同様。
- ただし、その場合でも、蓄電池・揚水については、「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」という募集上限を設定している理由を踏まえ、募集上限を超えて落札するのは最大でもそれぞれの募集上限の2倍まで(跨ぐ案件を含む)としてはどうか。

論点 2 - 2. 蓄電池・既設火力の募集上限

第72回制度検討作業部会
(2022年11月30日) 資料6

- ただし、蓄電池・揚水・既設火力の応募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。



論点③ 第2回入札のLNG専焼火力の募集量

- LNG専焼火力の募集量については、初回オークションの結果や、前回の募集量設定時からの状況変化として電力需要が増加見通しとなったこと等を踏まえ、5月27日の制度検討作業部会において、募集量を増加させる方向で検討を進めることとなった。
- 電力需要については、1月24日に電力広域的運営推進機関が公表した需要想定において、データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要増加により、全体として電力需要は増加傾向となる見通しが示された。
- 具体的には、足元2023年度から2030年度にかけて、年間の最大需要電力が461万kW増加すると見込んでおり、これに対応するための追加供給力を確保する必要があると考えられる。
- これに加え、太陽光の発電量が減少し予備率が低下する点灯帯における供給力は火力が中心であることを踏まえ、非化石電源の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、400万kWを追加募集することとしてはどうか。
- なお、募集方法については、応札案件間の価格競争を促す観点から、2024年度・2025年度のオークションで200万kWずつ追加募集することとしてはどうか。また、23年度の残余分約24万kWについても、24年度オークションであわせて募集することとしてはどうか(合計募集量約224万kW)。
- また、供給力提供開始期限についても、延長する方向で検討を進めることとなった。
- LNG専焼火力への支援は、電力安定供給に万全を期すための緊急的な支援であることを踏まえ、短期での供給力提供を求めることが基本。他方、電力需要の見通しが増加に転じたことなどを踏まえると、安定的な供給力を中長期的に確保することの重要性も増している。
- また、発電事業者へのヒアリング等において、本オークションの結果等によるプラントメーカーのリソースのひっ迫に対する懸念の声が聞かれている。こうした情勢変化を踏まえ、引き続き応札案件を安定的に確保するため、供給力提供開始期限を2年延長し、8年と設定してはどうか。

論点④ LNG専焼火力の上限価格

- 本年1月の本部会では、水素・アンモニアの燃料費のうち、（応札電源の）固定費と認められる部分については、本制度の応札価格に算入することを認めると整理した。また、これは水素・アンモニアに限らず、全電源共通の整理とした。
- しかし、LNGはスポットマーケットが整備されており、需給の状況に応じて転売も想定されるため、特定の発電設備の固定費として認められる（特定の発電設備に完全に紐付く）ことは基本的には想定されない。
- 一方で、LNGの長期契約の確保は重要であるため、本制度におけるLNGの燃料費の扱いについては、今後、燃料政策の在り方の議論の際に検討することとし、第2回入札においては、LNGの燃料費は応札価格に算入できないこととし、上限価格にも上流固定費を加算しないこととしてはどうか。

＜水素・アンモニア＞ 論点① 上流側のコストのうち、固定費に当たる部分の扱い

- 水素やアンモニアの調達に当たっては、黎明期はスポットマーケットがないため、長期契約によって調達する必要があるが、この場合、LNGと同様の「take or pay条項」であったり、更には、本制度において上流固定費を応札価格に算入できることと整理した場合には、その分を基本料金として切り出し、2部料金制（基本料金＋従量料金）の燃料調達契約とすることも考えられる。
- したがって、燃料費として支払う費用のうち、「take or pay条項」の対象引取量分の燃料費や、2部料金制における基本料金など、固定費と認められる合理的な説明があった部分については、本制度の応札価格（運転維持費のその他コスト）に算入することを認めることとしてはどうか。

※ こうして応札価格に算入することとした固定費分の燃料費については、他市場収益の還付の計算における可変費に計上することは認められない。

（実際の燃料費から、応札価格に含めた固定費を引いた金額を、他市場収益の還付の計算における可変費に計上することとする。）

- なお、2部料金制における基本料金には、必ずしも上流固定費だけが含まれるとは限らず、上流の可変費（原料となる化石燃料の燃料費、運搬の燃料費等）が含まれることも考えられる。これについては、次の点を踏まえると、必ずしも問題とならないのではないかと。
 - 本制度における応札価格が高くなり、不落札リスクが高くなること
 - 応札価格に固定費として算入した金額の分だけ、他市場収益の還付の計算における可変費が小さくなり、還付金額が大きくなる可能性があること
- また、上記の整理は、水素・アンモニアの上流固定費に限った特別な整理ではなく、電源種・上流・下流、国内・海外問わず、他社との共用設備の費用負担の在り方に共通する整理と考えられることから、全ての電源種共通の整理としてはどうか。

（例：国内の共用水素タンクの費用負担も、完全従量料金とする方法や、2部料金制とする方法もあり、いずれにせよ、固定費と認められる部分については、本制度の応札価格に算入できる。）

第88回制度検討作業部会
(2024年1月31日) 資料 5

論点⑤ 第2回入札の各電源種毎の上限価格

● 初回入札の上限価格の数値から、物価補正等の更新を行い、改めて計算を行った結果、第2回入札の上限価格は以下のとおり。

＜新設・リプレイス等※1の大規模投資＞ (円/kW/年)

	新設の上限価格	リプレイス等の上限価格
太陽光	100,000	
陸上風力	100,000	
洋上風力	100,000	
一般水力	100,000	50,884
揚水	100,000	6時間未満：56,545～77,509
蓄電池		6時間以上：87,683～93,883
地熱	100,000	全設備更新型：97,104 地下設備流用型：58,262
バイオマス	100,000	
原子力 (既設原発の安全対策投資を含む)	100,000	
水素（10%以上）	100,000 (50,062※2)	
LNG	38,014	

＜既設火力の改修＞ (円/kW/年)

	上限価格
水素10%以上の混焼にするための改修	100,000
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	100,000 (76,653※2)
バイオマス専焼にするための改修	100,000 (84,008※2)

※1「等」には、「既設揚水の大規模改修案件（オーバーホール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、制御盤）の全部を更新するもの）」と「既設原発の安全対策投資」の2つが含まれる。（前者は、これまではリプレイスの定義に便宜上含めていたが、第2回入札から変更。）

※2「水素の燃料費のうちの固定費部分（当該部分の事業報酬を含む）」を除いた部分

※ 12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。

※ CCS付火力やアンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレイス、合成メタンを燃料とする発電所は、応札が想定されないことや、上限価格を設定することが困難（CCS付火力は、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。アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレイスは、発電コスト検証では石炭と混焼する場合のコストデータしか示されていない。）であること、合成メタンに必要な必要コスト（投資金額等）、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等の検討が改めて必要であることを踏まえ、オークションの対象外。

2. 2023年度オークションの上限価格

- 初回オークションの上限価格は、実際の入札前に改めて計算予定としていたところ。
- 昨年12月に御議論いただいた上限価格の数値から、物価補正等の更新を行い、改めて計算を行った結果、2023年度初回オークションの上限価格は以下のとおり。

<新設・リブレース>

(円/kW/年)

	新設の上限価格	リブレースの上限価格
太陽光	100,000	
陸上風力	100,000	
洋上風力	100,000	
一般水力	72,916	37,319
揚水	100,000	55,308～74,690
蓄電池	55,308～74,690	
地熱	100,000	全設備更新型：97,104 地下設備流用型：58,262
バイオマス	100,000	
原子力	100,000	
水素（10%以上）	48,662	
LNG	36,945	

<既設火力の改修>

(円/kW/年)

	上限価格
水素10%以上の混焼にするための改修	100,000
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	74,446
バイオマス専焼にするための改修	81,637

※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。

※アンモニアの新設・リブレースは、発電コスト検証において石炭火力と混焼する場合のコストデータしか示されていないこと、及び、LNGとの混焼による新設・リブレース案件の応札が想定されないことから、今後、必要に応じて設定。（よってそれまでの間は入札できない。）

※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）。

(参考) 上限価格の諸元

		新設・リブレース・大規模投資									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（新設 以外）、 蓄電池	原子力	LNG	バイオ マス	水素(10% 以上)	水素 (10%以上)	アンモニア (20%以上)	バイオマス					
諸元		FIT/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		発電コスト検証および資源エネルギー庁による調査									
出力（万kW）		－			7.7	34.2	2.1	120	85	0.57	85	8.5	12	11					
所内率		－			0.1%	0.5%	6.2%	4.0%	2.3%	16%	2.3%	2.3%	5.5%	16%					
資本費	建設費 (万円/kW)	翌年度の上 限価格 ※前項は 2025年度 の太陽光 (地上設置 50kW以上 入札対象範 囲外)の調 達価格・基 準価格8.9 円/kWhを 設備利用率 18.3%で円 /kW/年に 換算、 2025年度 の陸上風力 13円/kWh を設備利用 率29.1%で 円/kW/年 に換算	翌年度の 基準価格 ※前項は 2025年度 の基準価格 26円/kWh (新設)、 20円/kWh (全設備更 新型)、12 円/kWh (地下設備 流用型)を 設備利用率 73.9%で円 /kW/年に 換算し、FIP 期間15年を 本制度の原 則的な制度 適用期間 20年に換算	直近の 公募の 上限価格 ※前頁は青 森県沖日本 海（南 側）・山形 県遊佐町沖 における上 限価格18 円/kWhを 設備利用率 39.3%で円 /kW/年に 換算	53.8 ※新設	70.1	25.7 ※6時間未満	44.0+ 1,508億円 ※追加安全 対策費用	17.7	56.7	73.0 (23.8)	556	419 (22.9)	30.9 (18.0)					
	12.7 ※リブレース				51.4 ※6時間以上														
	系統接続費 廃棄費用				1,560円/kW								－						
	固定資産税 発電側課金 事業税				建設費の 5 %								826億円		建設費の 5 %				
運転維持費		1.4%																	
		900円/kW/年																	
		収入割：1.05%、資本割：0.15%、付加価値割：0.37%																	
	人件費				1.3 億円/年	2.3 億円/年		24.4 億円/年	6.8 億円/年	3.7 万円/kW/ 年	18.6 (6.8) 億円/年	6.8億円/年 ×混焼比率 20%+7.1 億円/年 (4.8億円/ 年×混焼比 率20%)	3.7 (2.9) 万円/kW/ 年						
	修繕費											10% +11.7億 円/年							
	諸費										2.4%/年 (建設費比率)	2.4%/年 (建設費比率)							
	業務分担費 (一般管理費)										1.1%/年 (建設費比率)	2.2%/年 (建設費比率)							
	事業報酬 上限価格	12.0%/年 (直接費比率)													12.2%/年 (直接費比率)				
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)等を基に、2023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後の数字。
※ 水素（10%以上）の新設、アンモニア（20%以上）およびバイオマスにおける既設火力の改修は、（）において上流コストを除いた部分の諸元を記載。
※ 上限価格は所内率を考慮し算定している。 ※ 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）。
※ 一般水力のリブレース案件の系統接続費は計上しない。 ※ 廃棄費用は、21年目に支出する前提で計算。
※ 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

- 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、既設の大規模投資										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（新設以外）、蓄電池	原子力	LNG	バイオマス	水素（10%以上）	水素（10%以上）	アンモニア（20%以上）	バイオマス
諸元		FIT/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		発電コスト検証および資源エネルギー庁による調査				
資本費	建設費（万円/kW）	13.5	27.1	79 ※新設、全設備更新型 48 ※地下設備流用型	38.8	53.8 ※新設 12.7 ※リプレイス	70.1	25.7 ※6時間未満 51.4 ※6時間以上	44.0+追加安全対策費用 1,508億円	17.7	43.8	23.8	64.6	22.9	18.0
	人件費					1.3 億円/年	2.3 億円/年		24.4 億円/年	6.8 億円/年		6.8 億円/年	6.8 億円/年×対象kW比率	4.8 億円/年×対象kW比率	
運転維持費	修繕費					0.1万円/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）		2.4%/年（建設費比率）	
	諸費	0.5万円/kW/年	0.8万円/kW/年	3.3万円/kW/年	1.3万円/kW/年			0.5万円/kW/年	103.6億円/年	1.1%/年（建設費比率）	3.7万円/kW/年+12.8万円/kW（2.9万円/kW/年）	1.1%/年（建設費比率）		2.2%/年（建設費比率）	3.7万円/kW/年+12.8万円/kW（2.9万円/kW/年）
	業務分担費（一般管理費）					1.8万円/kW/年	0.2万円/kW/年		12.8%/年（直接費比率）	12.0%/年（直接費比率）		12.0%/年（直接費比率）+49.1万円/kW+11.7億円/年（12.0%/年）	12.0%/年（直接費比率）+491万円/kW+11.7億円/年（12.0%/年）	12.2%/年（直接費比率）+396万円/kW+7.1億円/年（12.2%/年）	

- ※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2020年時点)等を基に、2023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後の数字。
- ※ バイオマス、水素、アンモニアは、（ ）において上流コストを除いた部分の2倍の水準の諸元を記載。
- ※ 太陽光・陸上風力は、「令和6年度以降の調達価格等に関する意見」で示されている2025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：青森県沖日本海（南側）・山形県遊佐町沖）。
- ※ 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。

<水素> 論点② 上限価格

- 初回入札における水素発電の上限価格は、LNG火力の発電コスト検証の固定費をベースとして、「国内の燃料関連設備等※」のコストを加算して設定した。
※ 液化水素貯蔵タンク、水素ガスパイプライン、既設改修の場合は燃焼設備の改造費
- 第2回入札における水素発電の上限価格は、上記に加え、公表されている「海外の上流設備※」のコストを加算して設定してはどうか。
※ 水素液化設備、積地貯蔵設備、グレー・ブルーは褐炭ガス化設備、グリーンは水電解装置・再エネ設備
- なお、海外の上流設備は、グレー・ブルー・グリーンといった水素の製造方法によって異なるため、上限価格を別々に設定することも考えられる。しかし、ブルー水素とグリーン水素を混合で調達することが考えられることを踏まえると、第2回入札では、グリーン水素の諸元（次頁参照）をベースとして、下表のとおり、新設案件と既設火力の改修案件でそれぞれ1つの上限価格を設定してはどうか。
- ただし、新設案件の上限価格（初回入札では4.8万円/kW/年）を10万円/kW/年とした場合、第2回入札の時点では、水素・アンモニアについては別途「価格差に着目した支援制度」が存在し、上流コストの全部又は一部は当該制度から支援を受けることができることから、当該支援を受ける案件に対してまで、本制度の上限価格を10万円/kW/年とするのは過剰とも考えられる。
- したがって、新設案件の上限価格は、上流コストを除いたコスト部分（その部分の事業報酬含む）の上限価格を5.0万円/kW/年※とし、上流コストを含む水素発電全体としての上限価格は10万円/kW/年としてどうか。

※ 初回入札の上限価格（4.8万円/kW/年）の諸元に、2023年（暦年）までの物価変動（総固定資本形成デフレーター）を反映して算定

	初回入札の上限価格	第2回入札の上限価格
水素（10%以上）の新設	4.8万円/kW/年	10万円/kW/年 (上流コストを除いた部分の上限価格は5.0万円/kW/年)
既設火力を水素10%以上の混焼にするための改修	10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果は13.7万円/kW/年)	10万円/kW/年