次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
電力安定供給ワーキンググループ
長期脱炭素電源オークションの第4回募集に向けて
（改定案）

令和 8 年 11 月

総合資源エネルギー調査会　電力・ガス事業分科会

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会

電力安定供給ワーキンググループ

目　次

1. はじめに 4
2. 各議題の検討内容（各論） 5
2.1 長期脱炭素電源オークション 5
（1）背景 5
（2）第4回入札に向けた制度の見直し 6
①対象 6
(a)洋上風力 6
(b)バイオマス 7
②募集量 8
(a)LNG 専焼火力 8
(b)脱炭素電源 9
(c)募集上限 10
③入札価格の在り方 13
(a)試運転燃料費の応札価格への算入 13
(b)水素・アンモニア・CCS の価格競争の在り方 14
(c)制度適用期間の上限の設定 16
(d)再エネの制度適用期間 17
(e)風力発電設備に対する廃棄等費用の積立て 18
(f)洋上風力の廃棄費用 18
(g)LNG 専焼と LDES の資本コスト 19
(h)全電源の資本コスト 19
④上限価格 22
(a)LNG 専焼 22
(b)脱炭素電源の上限価格 24
(c)洋上風力の上限価格 27
(d)バイオマスの上限価格 29
(e)第 4 回入札の上限価格 30
⑤リクワイアメント・ペナルティ等 32
(a)既設火力の改修案件の他市場収益の計算方法 32
(b)CCS の CO2 回収率の定義の見直し 35
(c)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 36

(d)蓄電池の要件の強化 37
(e)水素・アンモニアの事前審査の要件 38
(f)電取委における建議 39
(g)水素・アンモニアの CI 値の混焼率リクワイアメントへの反映 40
(h)脱炭素化ロードマップにおける燃料の扱い 40
(i)水素・アンモニア・CCS の落札後の市場退出 41
(j)LNG 専焼の供給力提供開始期限 41
(k)LDES の供給力提供開始期限 42
(l)落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律 42
(m)設備利用率リクワイアメント 49
(n)LNG 専焼の還付における新たな仕組み 49
(o)応札価格に含まれる設備等を利用して生じる収入・費用の扱い 59
(p)排出量取引制度の取扱い 60
(q)制度適用期間外に他市場収益の還付を求める場合 62
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会電力安定供給ワーキンググループ開催状況 63
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 電力安定供給ワーキンググループ委員等名簿 64

1. はじめに

総合資源エネルギー調査会　電力・ガス基本政策小委員会では、電力システム改革の包括的な検証を行い、令和7年3月末に「電力システム改革の検証結果と今後の方向性～安定供給と脱炭素を両立する持続可能な電力システムの構築に向けて～」をとりまとめ、次世代の電力システム構築に向けた検討の方向性を示した。

これを受け、同年6月には、同調査会　次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会の下に設置された「電力システム改革の検証を踏まえた制度設計 WG」（制度設計 WG）において、次世代の電力システム構築に向けた具体的な検討が進められてきた。また、同小委員会の下にある「制度検討作業部会」においても、容量市場や長期脱炭素電源オークションを含め、各種電力市場・制度の運用を通じて確認された課題に対応すべく制度見直しが累次実施されてきた。

制度設計 WG では令和8年3月にとりまとめが行われ、継続検討事項については、それぞれ適切な場で議論を進めていくこととされた。このうち、電力安定供給を担保するための短期及び中長期の供給力の確保については、大規模電源の休廃止に係る一般送配電事業者との事前協議の仕組みの構築、供給力の確保に向けた容量市場等の見直し、新規電源投資の促進のための長期脱炭素電源オークション制度の見直しなどについて、今後も継続的に審議を行う必要があると整理された。

これらの検討により、電力の安定供給の確保を実現していくことが重要である。その際には、2050 年カーボンニュートラルの方針も踏まえた電源の脱炭素化の観点も含めた総合的な検討を行うことが望ましい。このため、これまで制度検討作業部会において審議されてきた各種市場・制度も含め、電力の安定供給の強化に向けた短期及び中長期の供給力の確保と脱炭素化の両立に関する議題を取り扱う場として、同小委員会の下に、「電力安定供給ワーキンググループ」（本 WG）を設置することとした。

本 WG での討議内容については、定期的に取りまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表することとしている。

長期脱炭素電源オークションについては、第4回入札に向けた制度の検討を行った。（なお、第3回募集結果公表後に制度検討作業部会で議論された内容も一部含まれる）。

エネルギーを取り巻く情勢が大きく揺れ動く中、我が国の国民生活や経済活動を支える電気の安定供給をいかにして実現できるか、改めてその公益的課題に正面から向き合うことが求められている。本 WG は、引き続き、電力の安定供給の強化に向けた短期及び中長期の供給力の確保と脱炭素化の両立に向け、不断の検討を行っていく。

2. 各議題の検討内容（各論）

2.1 長期脱炭素電源オークション

（1）背景

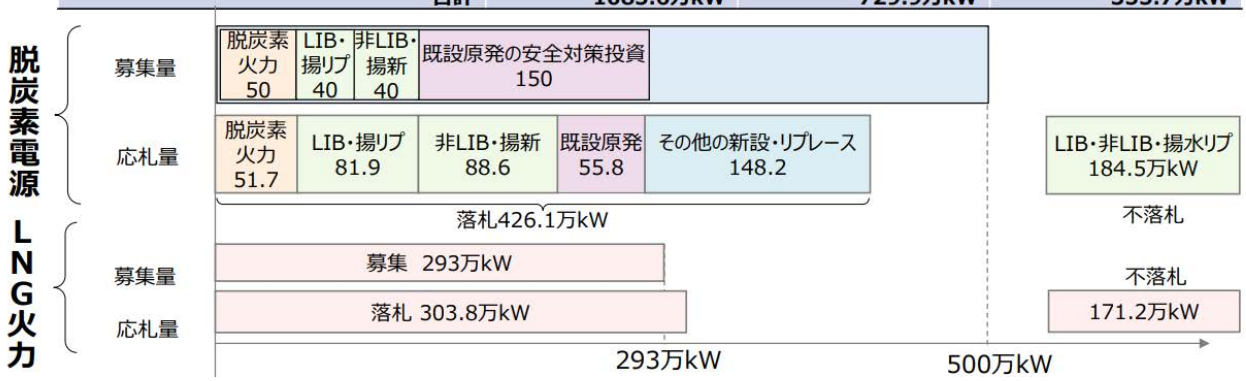
長期脱炭素電源オークション（以下「本制度」という。）は、発電事業者の投資回収の予見性を確保することで脱炭素電源への投資を着実に促すことにより、2050 年カーボンニュートラルを実現し、需要家に対して、脱炭素電力の価値を提供するとともに、中長期的な観点から安定供給上のリスクや価格高騰リスクを抑制する。すなわち、発電事業者の予見可能性確保と需要家の利益保護を同時に達成することを目的として、2023 年度より開始された。

第3回入札は 2026 年 1 月に実施され、2026 年 5 月には、第3回入札の結果が以下のとおり公表された。

こうした第3回入札の結果も踏まえ、第4回入札に向けた検討として、制度の在り方の検討を行った。

（参考図 1）第3回入札の募集量と落札容量と約定結果

電源種		応札	落札	不落札
脱炭素火力		51.7万kW	51.7万kW	–
リチウムイオン蓄電池	LIB	152.5万kW	55.1万kW	97.4万kW
・揚水リプレース等	揚水リプレース等	63.2万kW	26.8万kW	36.4万kW
リチウムイオン以外の蓄電池	非LIB	120.6万kW	70万kW	50.6万kW
・揚水新	揚水新設	18.6万kW	18.6万kW	–
既設原発		55.8万kW	55.8万kW	–
原発		138.1万kW	138.1万kW	–
バイオマス		10.1万kW	10.1万kW	–
脱炭素電源の合計		**610.6万kW**	**426.1万kW**	**184.5万kW**
LNG		475万kW	303.8万kW	171.2万kW
合計		**1085.6万kW**	**729.9万kW**	**355.7万kW**



＜脱炭素電源＞

		第1回	第2回	第3回
募集量（万kW）		400	500	**500**
約定総容量（万kW）		401	503	**426.1**
約定総額（億円/年）		2,336	3,464	**4,748**
還付※控除後の約定総額（億円/年）	過去3年平均	706	945	**3,420**
	過去5年の各年度	△43～1,560	△176～1,624	**2,098 ～ 3,503**

＜LNG専焼＞

		第1回	第2回	第3回
募集量（万kW）		600	224	**293**
約定総容量（万kW）		575.6	131.5	**303.8**
約定総額（億円/年）		1,766	456	**1,444**
還付※控除後の約定総額（億円/年）	過去3年平均	△1,343	△52	**810**
	過去5年の各年度	△3,163～1,062	△495～195	**△754～870**

※過去3～5年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
卸市場価格（平均）	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29	11.06

（2）第4回入札に向けた制度の見直し

①対象

(a)洋上風力

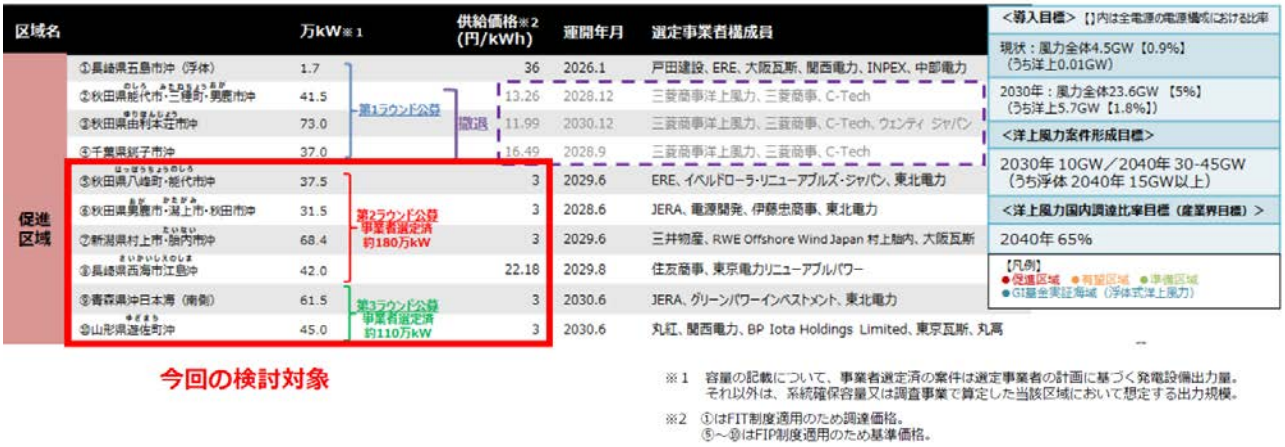
現行制度上、洋上風力も長期脱炭素電源オークションへの参加が可能だが、海洋再エネ整備法（再エネ海域利用法から名称変更）に基づく公募案件を含む FIT/FIP 案件については、固定費の二重回収を防止する観点から、参加が認められていない。

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）に選定された海洋再エネ整備法の公募案件のうち、ゼロプレミアム案件 [1]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た。

これを踏まえ、過去に選定された海洋再エネ整備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検討することとした。

[1] 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。

（参考図2）過去に選定された海洋再エネ整備法の公募案件



過去に選定された海洋再エネ整備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。

したがって、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海洋再エネ整備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た。

なお、洋上風力促進 WG で整理されたとおり、次回以降の海洋再エネ整備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した。

(b)バイオマス

バイオマスは、第 1 回入札から対象電源に含まれているが、一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）は、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外となることを踏まえ、制度検討作業部会第 22 次中間取りまとめ（2025 年 8 月）では、本制度の第 4 回入札から、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料、バイオマス液体燃料によるバイオマス発電は、支援対象から除外する方針を示していた[2]。

---

[2] 第二十二次中間とりまとめ（令和 7 年 8 月 制度検討作業部会）
「33 本制度で支援対象とするバイオマスの燃料種は、FIT/FIP 制度で対象となっているバイオマス種と同様としている（第 11 次中間とりまとめ）。これは、将来の自立化が期待され、本制度においても支援する合理性がある燃料種についてのみ支援するためである。一方で、2026 年 2 月の調達価格等算定委員会が公表した「令和 7 年度以降の調達価格等に関する意見」では、同委員会における事業者団体ヒアリングにおいては、事業者団体から、一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）については、国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいとの説明もあったことや、2022 年度以降、FIT/FIP 制度における入札件数が 0 件である状況が続いていること等を踏まえ、一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）は、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外とすることとされている。これを踏まえ、本制度においても、将来の自立化が期待され、脱炭素電源としての持続可能性が認められるバイオマス種に限って支援を行うべく、第 4 回入札から、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス

一方で、関連の審議会において、（一般木質等のバイオマス発電について）FIT/FIP 制度から外れても、長期脱炭素電源オークションに参加し、電源間で価格競争の上で支援対象になるかどうか決まることにすればよいのではないか、という趣旨の意見があったところ[3]。

こうした意見を踏まえ、改めて検討し、需要増に対応して脱炭素電源を少しでも多く確保していく必要がある中で、バイオマスの一般木質等について、類型そのものを本制度の支援対象から除外するのではなく、他の脱炭素電源との価格競争に劣後しないのであれば支援対象としていくことが適切である。

このため、第 4 回入札では、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料、バイオマス液体燃料は、引き続き対象とすることとした。

②募集量

(a)LNG 専焼火力

LNG 専焼火力については、制度開始当初は、短期的な需給逼迫への対応として、3 年間限定で募集を行うこととしていた。しかし、将来の需給バランスや脱炭素技術の進展の不確実性を踏まえ、第 4 回（2026 年度）以降も当面の間は募集を継続する方針とした。

電力広域的運営推進機関が 2025 年 7 月に公表した将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書では、2040 年において需要が 11,000 億 kWh へ拡大するシナリオ[4]では、厳気象などを考慮した一定の予備率確保を前提とすると、経年火力を全て経年リプレース（3,900 万 kW）してもなお、必要な供給力が（火力で補完すると仮定すれば）1,600 万 kW 不足する結果となっている。

2040 年において需要が 11,000 億 kWh まで増大した場合でも安定供給を担保する観点から、2040 年までに 3,900～5,500 万 kW 程度の LNG 専焼火力の新設・リプレースを目指すこととした。

その上で、火力発電の一般的な建設期間が 7 年程度であることを踏まえると、2050 年カーボンニュートラルに向けた脱炭素化を見据え、2040 年までに運転開始するためには 2033 年度頃までに建設を開始する必要がある。このため、第 4 回入札（2026 年度）からの 7 年間で合計 3,900～5,500 万 kW の確保を目指すこととし、年間 550 万～800 万 kW/年程度の募集枠を設けることとした。

足もとでは、世界的なガスタービンへの需要の高まりから、メーカーのリソースがひっ迫し、ガスタービンの製造や発電所の建設が長期化する傾向にある。2040 年度までに必要な新設・リプレースを実現するためには、なるべく早期の投資決定や事業着手が重要となっており、これまでの応札量の最大量が 575 万

固体燃料、バイオマス液体燃料は、支援対象となるバイオマス燃料から除外する。これについて、供給力不足リスクがある中で、脱炭素と供給力確保という本制度の趣旨を踏まえた議論が必要ではないか、との意見があった。」

[3] 第 106 回調達価格算定委員会（令和 7 年 10 月 31 日）
「途中で、長期脱炭素オークションにバイオマスが入れないのが問題だという話があったが、確かにイコールフッティングをした上で適切なもの、そうでないもの、長期脱炭素オークションで選ばれるかどうかが決まるということも手段として考えられるので、このあたりニュートラルに検討が必要。」
第 113 回制度検討作業部会（令和 8 年 4 月 6 日）
「調達価格算定委でバイオマス業界からヒアリングした際、大規模なバイオマス発電は FIT から外れていて、長期脱炭素電源オークションに参加できないのはおかしいのではという意見があり、それは合理的でもっともな意見で、委員の中でもそういう意見が複数あった。そこについてどういう手当をしていくか。検討する余地はあるのか。」

[4] 資源エネルギー庁が提示している見通しでは、2040 年度の電力需要は 0.9～1.1 兆 kWh 程度とされている。

kW（第 1 回入札）であったことも踏まえ、第4回入札（2026 年度）では、600 万 kW を募集することとした。その上で、第 5 回以降は、550 万～800 万 kW/年程度の幅の中で、第 4 回の応札状況や今後の電力需要の見通しの変化などを見極めつつ、随時判断することとした。

(b)脱炭素電源

脱炭素電源の募集量は、足下の容量市場で確保されている約 1.2 億 kW の化石電源の全てを、20 年程度で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 程度の脱炭素電源の導入が必要、との考え方を基本としている。

その上で、制度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し、第 1 回は 400 万 kW、第 2 回・第 3 回は 500 万 kW としていた。

（参考図3）制度検討作業部会　第 8 次中間とりまとめ（2022 年 10 月）

②募集量

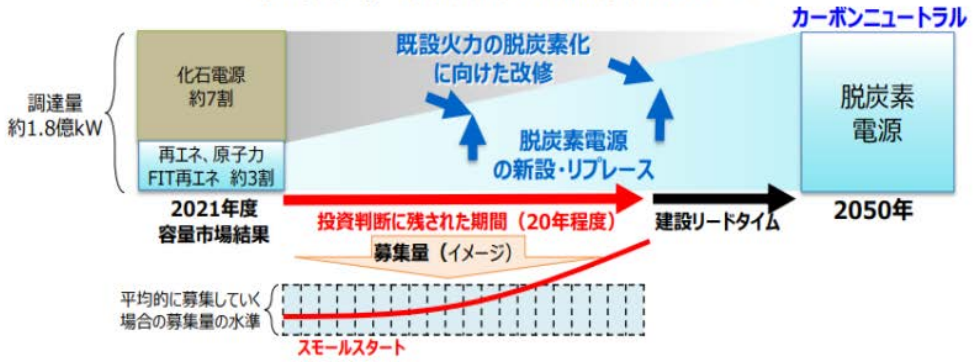
2021年度の容量市場の結果では、調達量の約7割（約1.2億kW）を化石電源が占めている。

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



第 3 回入札の落札容量は 426 万 kW となり、募集量 500 万 kW を下回る結果となった。

一方で、2026 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、電力需要が増加していく傾向となっており、新陳代謝を図りつつ供給力を確保することが必要になっている。

また、第 4 回入札には、洋上風力の過去に選定された海洋再エネ整備法の公募案件（調整係数考慮後の期待容量ベースで、6案件合計 70 万 kW 程度）が本制度に参加してくる可能性がある。

以上を総合的に勘案し、第 4 回入札の募集量は、第 3 回入札と同様に 500 万 kW とした。

（参考図4）最大需要電力全国合計（夏季：送電端）



出典：電力広域的運営推進機関説明資料　「全国及び供給区域ごとの需要想定（2026年度）」（2026年１月21日）

(c)募集上限

第 3 回入札では、「脱炭素火力」「蓄電池・揚水・LDES（長期エネルギー貯蔵システム）」「既設原発の安全対策投資」については、募集上限（電源種毎の落札量の上限）を設定しつつ、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に、それぞれ以下の扱いとしている。

- 既設原発の安全対策投資：募集上限を超えて落札させる。
- 蓄電池・揚水・LDES：募集上限を超えて落札させるが、供給力としての価値が限定的であるため、最大で募集上限の2倍までとする。
- 脱炭素火力：上限価格を閾値（20 万円/kW/年）を超える水準で設定しているため、需要家負担に配慮し、追加で落札させない。

（参考図5）第 103 回制度検討作業部会（2025 年 5 月 28 日）資料 3-3



※揚水（リプレース）・リチウムイオン蓄電池の募集上限40万kW
揚水（新設）・リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池・LDESの募集上限40万kW
いずれも、6時間以上の案件に限る。

（注）
・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（募集量を跨ぐ案件は10倍ルール。募集上限は制約なし。）
・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は、以下のとおり。
脱炭素火力は募集上限（跨ぐ案件を含む）まで。
蓄電池・揚水・LDESは、第2回と同様に、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）。
既設原発の安全対策投資は、第2回と同様 に、募集上限を超えて落札する。
・脱炭素火力の新設案件は、脱炭素部分のkWでカウント。

＜蓄電池・揚水・LDES＞

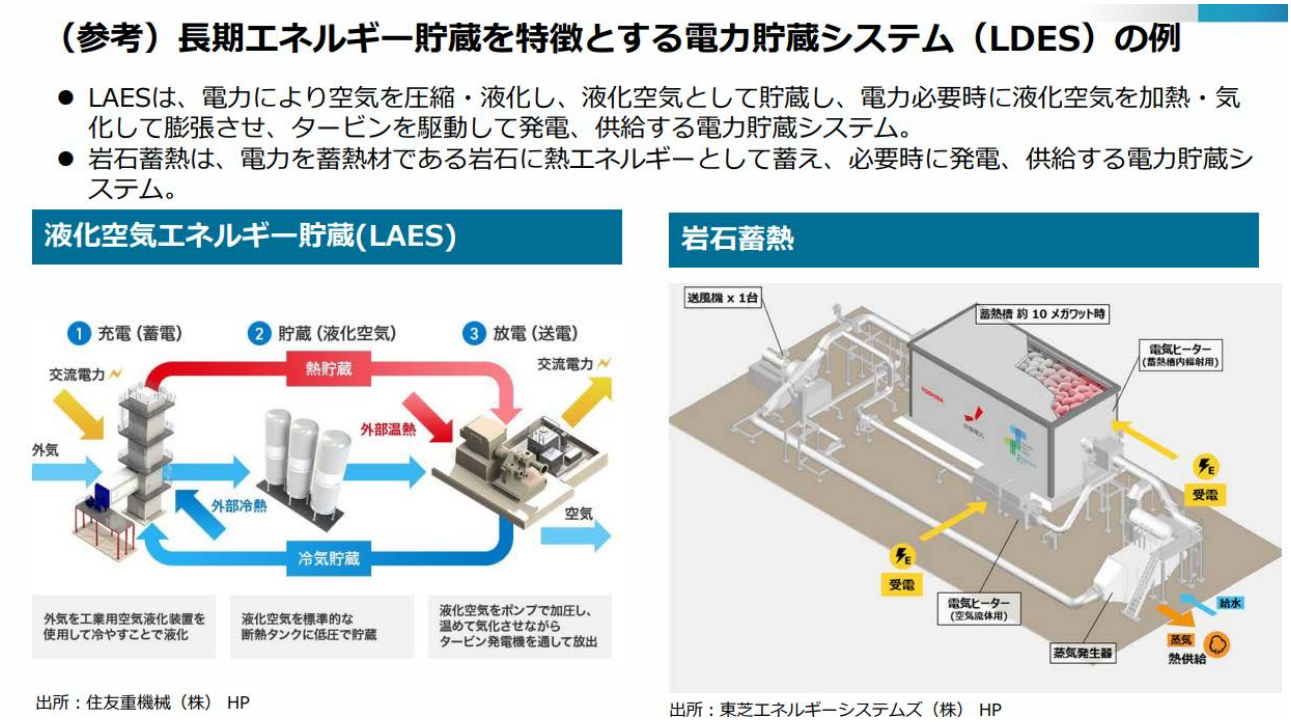
第 3 回入札では、蓄電池・揚水・LDES は、放電・発電のためには蓄電・ポンプアップが必要であり、供給力としての価値が限定的であるため、①募集上限を設けることとし、②落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に達しない場合は、募集上限を超えて最大2倍までに限り落札させることとしていた。

また、募集上限は、「a 揚水のリプレース案件とリチウムイオン蓄電池の案件」と「b 揚水の新設案件とリチウムイオン蓄電池以外の蓄電池と LDES の案件」を別々に設定していた。これは、調整力がリチウムイオン蓄電池に過度に偏ることを回避することが目的であった。

募集上限は、第 1 回 100 万 kW、第 2 回 150 万 kW としていたが、いずれも募集上限を上回る落札容量となった（第 1 回 166.9 万 kW。第 2 回 173.1 万 kW）ことを踏まえ、第 3 回では落札容量のペースを調整するため、募集上限を 80 万 kW（a・b ともに 40 万 kW ずつ）に減少させたが、上記②のルールを適用した結果、落札容量は 170 万 kW となり、第 1 回・第 2 回と同水準となった。

第 4 回では、系統接続の申込みが大幅に増加している蓄電池の落札容量のペースを引き続き調整する一方で、慣性力やブラックスタート機能等のメリットを有する揚水発電を一定程度確保する観点から、「a リチウムイオン蓄電池の案件」「b リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池の案件」「c 揚水の新設・リプレース等案件と LDES の案件」という区分に分けた上で、それぞれ募集上限を 40 万 kW ずつ（募集上限を超えた追加の落札はさせない）とした。

（参考図6）第 100 回制度検討作業部会（2025 年 2 月 26 日）資料 4



＜脱炭素火力＞

脱炭素火力は、第 3 回入札において、上限価格を閾値 20 万円/kW/年より高い水準（13～79 万円/kW/年）としたため、需要家負担にも配慮し、50 万 kW の募集上限を設けた。

その結果、第 3 回入札の落札容量は 51 万 kW であり、不落札電源はなかった。

第 4 回入札の上限価格は引き続き閾値 20 万円/kW/年より高い水準（11～73 万円/kW/年）としている

ため、第 4 回も引き続き 50 万 kW とした。

＜既設原発の安全対策投資＞

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、募集上限を設定している。

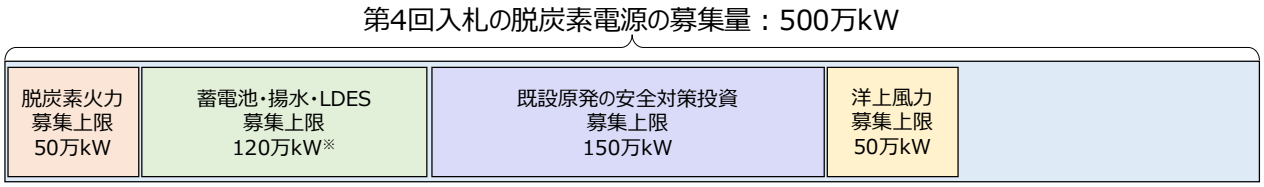
第 3 回の募集上限は 150 万 kW とした結果、落札容量は 55 万 kW となり、募集上限を大幅に下回ったが、第 2 回入札では 434 万 kW と多くの応札があったことから、第 4 回も引き続き 150 万 kW とした。

＜洋上風力＞

第 4 回入札には、洋上風力の過去に選定された海洋再エネ整備法の公募案件（調整係数考慮後の期待容量ベースで6案件合計 70 万 kW 程度）が本制度に参加してくる可能性がある。

洋上風力の上限価格は、論点①のとおり、閾値の 20 万円/kW/年より高い水準（34～70 万円/kW/年）としていることから、脱炭素火力と同様に、需要家負担にも配慮し、募集上限を 50 万 kW とした。

（参考図7）第 4 回入札の募集量・募集上限

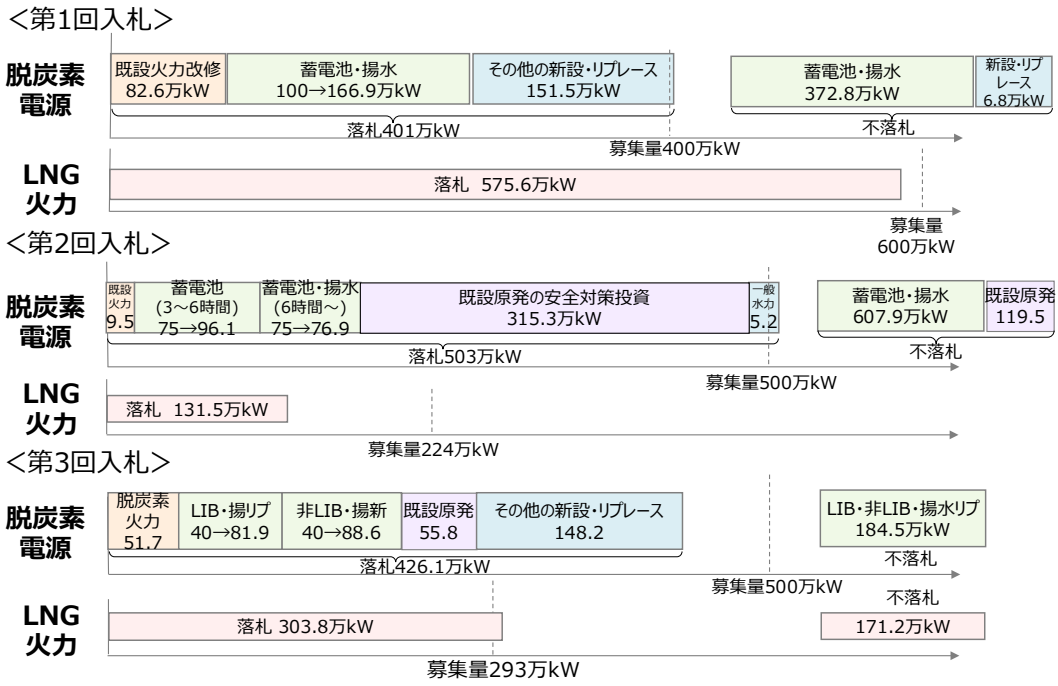


※リチウムイオン蓄電池の募集上限40万kW
リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池の募集上限40万kW
揚水（新設、リプレース等）・LDESの募集上限40万kW
いずれも、運転継続時間が6時間以上の案件に限る。

（注）
・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、第3回と同様（募集量を跨ぐ案件は10倍ルール。募集上限は制約なし。）
・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は、以下のとおり。
「脱炭素火力」、「リチウムイオン蓄電池」、「リチウムイオン蓄電池以外の蓄電池」、「揚水（新設・リプレース等）・LDES」、「洋上風力」は、募集上限（跨ぐ案件を含む）まで。
「既設原発の安全対策投資」は、募集上限を超えて落札する。
・脱炭素火力の新設案件は、脱炭素部分のkWでカウント。

（参考図8）過去 3 回の落札結果

●これまで 3 回の入札を実施し、脱炭素電源は合計1330万kW、LNG火力は合計1010万kWが落札。



③入札価格の在り方

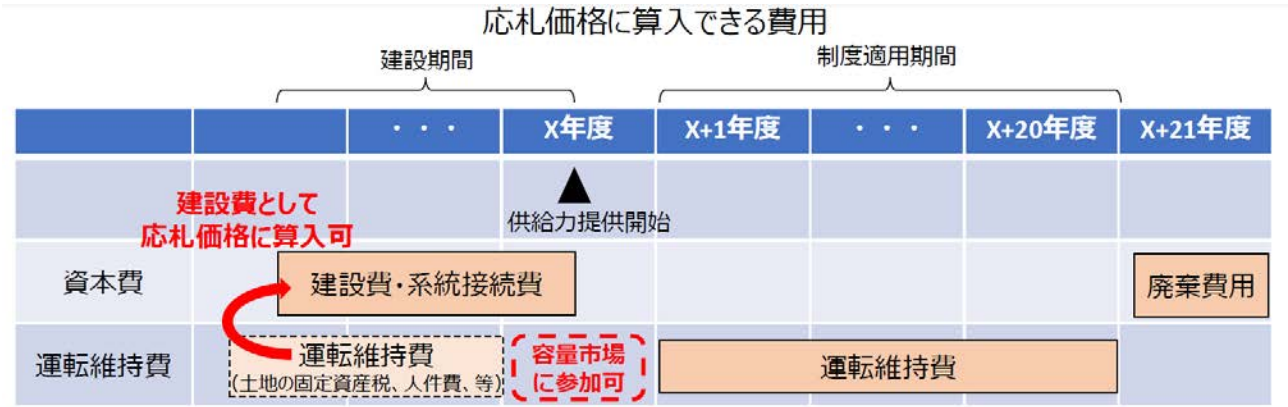
(a)試運転燃料費の応札価格への算入

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。

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。

（参考図9）応札価格に算入できる費用



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[5]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[6][7]算入できることとし、第 3 回入札から適用することとした。

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[8]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[9][10]（定格負荷の運転時間換算）」の費用までとした。

(b)水素・アンモニア・CCS の価格競争の在り方

本制度では、水素・アンモニア・CCS の案件は、可変費（水素・アンモニアの燃料費、CCS の可変費）の一部も支援対象としており、応札価格に算入できることとしている。また、応札価格に算入した可変費は、物価や為替等の客観的な指標によって、制度適用期間中における各年度、自動補正することができることとしている。

具体的には、水素・アンモニアの案件は、原料代/電気代、製造・輸送費などに区分し、それぞれ適切な指標で自動補正することとしている。特に、製造・輸送費のうち、「OPEX」等の部分については、調達国の消費者物価指数の変化率で制度適用期間にわたって自動補正を行い続けることとしている。

水素・アンモニアの調達国として想定される国の消費者物価指数（CPI）は、参考図 10 のとおり、右肩上がりで上昇し続けている国が多い。

---

5 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。

6 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。

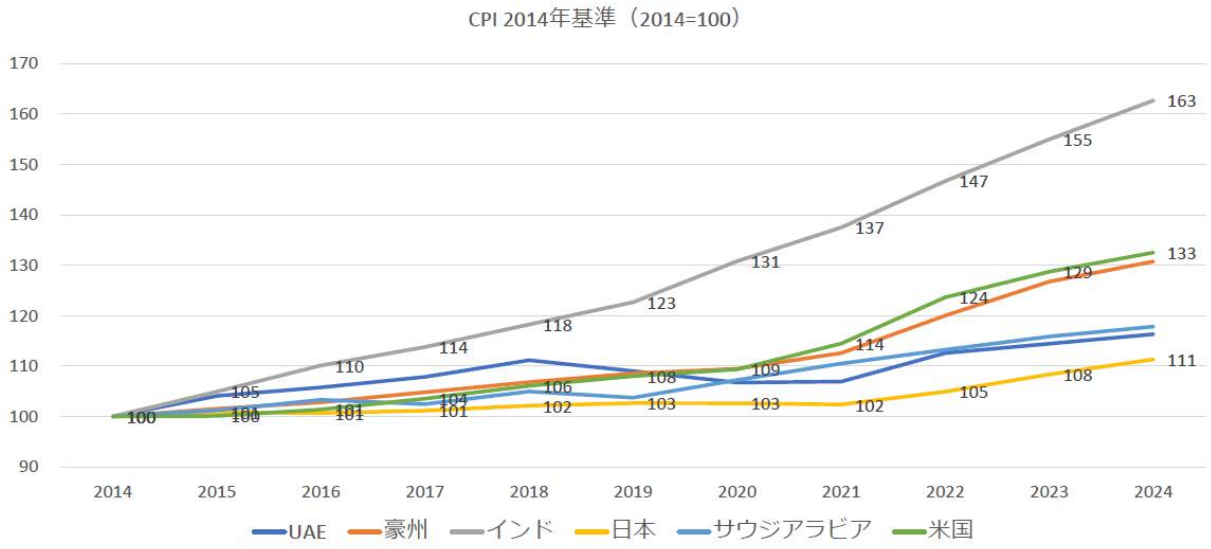
7 試運転により kWh が発生し、売電収入が生じるが、LNG・石炭相当の燃料費は支援の対象外、供給力提供開始年度は可変費以外の運転維持費は支援の対象外、制度適用期間の前は全電源共通で他市場収益の還付の対象外、であることを踏まえ、他市場収益の還付は不要。

8 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)

9 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。

10 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。

（参考図 10）水素・アンモニアの調達国として想定される国の消費者物価指数（CPI）

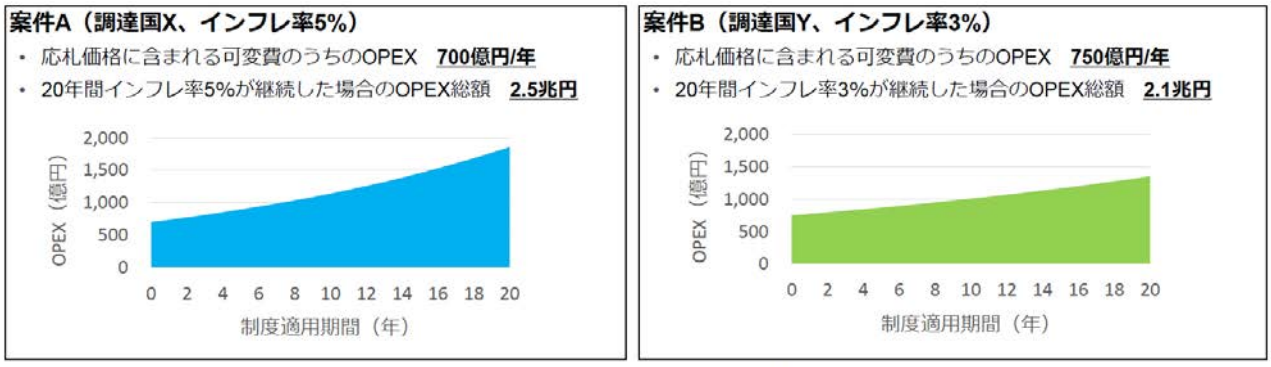


出典：世界銀行データページ（https://data.worldbank.org/indicator/FP.CPI.TOTL）を元に2014年を基準とした指数に補正

現行の「入札時の応札価格」による価格競争では、応札後のインフレ（CPI の上昇）による可変費の増加が考慮されないため、案件 A と案件 B で比較した際に「制度適用期間全体で支払われる可変費の総額」が A＞B の場合でも、「入札時の応札価格」が A＜B であれば、A が価格競争で勝つこととなる。

より国民負担を抑える観点からは、こうした価格競争ルールを改め、単に「入札時の応札価格」で価格競争するのではなく、インフレ継続の場合の影響試算額を入札時の価格競争に取り入れた方が適切である[11]。

（参考図 11）案件の比較



⇒ 応札時は「A＜B」でも、インフレ率を考慮して試算した総額は「A＞B」

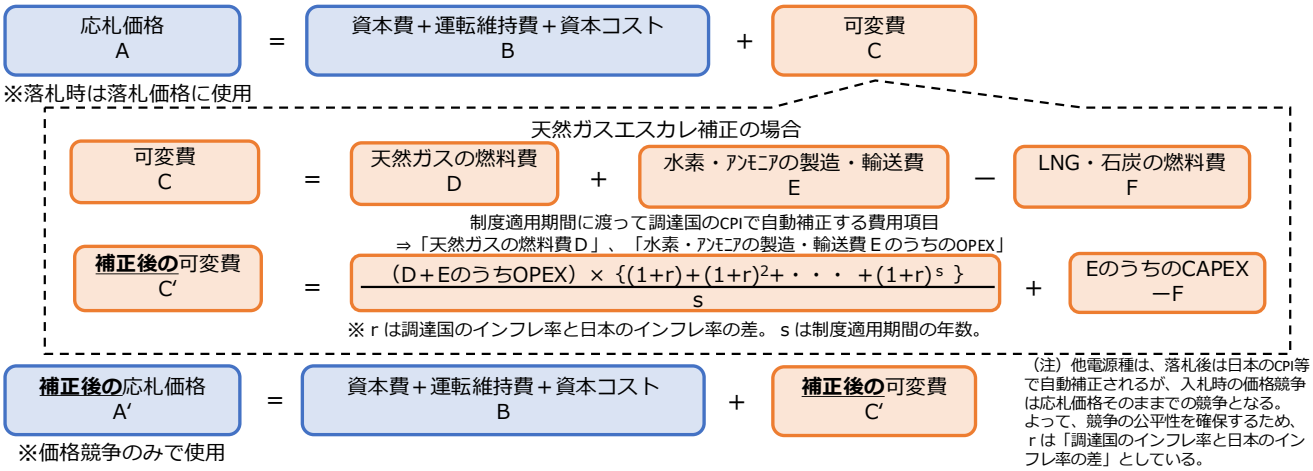
このため、水素・アンモニア・CCS の案件の応札価格については、応札価格に含まれる可変費のうち、制度適用期間に渡って調達国の CPI で自動補正する費用項目[12]について、制度適用期間に渡って過去

11 単に「入札時の応札価格」での価格競争とした場合、水素・アンモニアの製造・輸送費の内、OPEX 比率を意図的に高くし、不当利益を受けるおそれもある。

12 CCS は、海外貯留の「輸送費用のうちの OPEX」と「貯留費用のうちの OPEX」（いずれも燃料費・電気代を除いた費用に限る）。

のインフレ率（過去 10 年平均 CPI[13]）が継続したと仮定して算出した補正値を用いて、入札時の価格競争を行う[14]こととした。

（参考図 12）

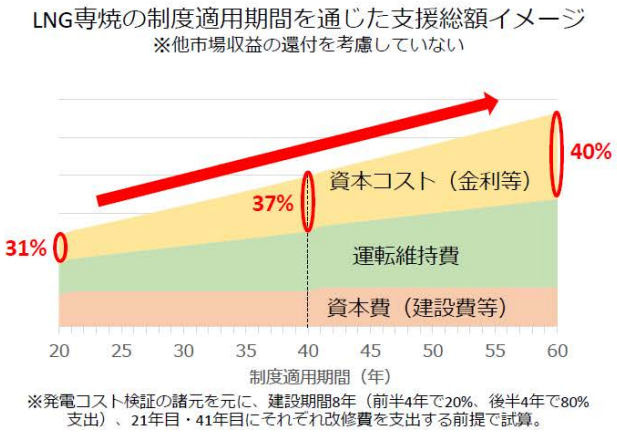


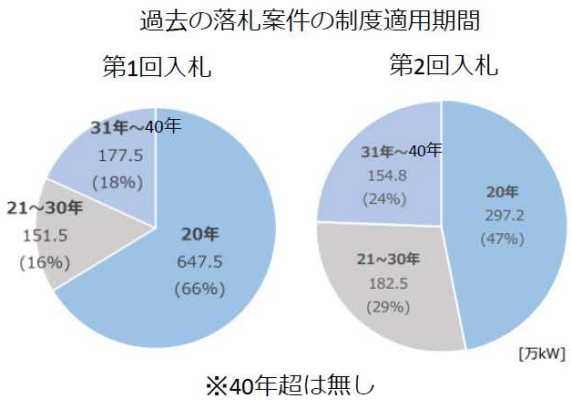
(c)制度適用期間の上限の設定

本制度の制度適用期間は、20 年を基本としつつ、20 年より長期とするのは可能としている。一方で、制度適用期間を長くすればするほど、1 年当たりの建設費の回収金額が小さくなり、金利等の資本コストが増加するため、支援総額に対する資本コストの割合が大きくなっていく。

本制度の制度趣旨は「巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与する」ことであるため、支援総額に占める資本コストの割合が過度に高まることは望ましくなく、制度適用期間の長さに上限を設ける必要がある。具体的な上限は、実態として第 1 回と第 2 回の入札では 40 年を超える案件は存在しないことを踏まえ、40 年を上限とした。

（参考図 13）LNG 専焼の制度適用期間を通じた支援総額イメージ、過去の落札案件の制度適用期間





13 IMF 等の将来予測値を用いる方法も考えられるが、恣意性排除の観点から、過去の実績値を採用。CCS は、米国生産者物価指数と貯留対象国の企業物価指数。

14 「脱炭素火力の募集上限内の価格競争」及び「脱炭素火力以外の電源との価格競争」において実施。

こうした中で、一部の電源種の上限価格を諸元の 1.5 倍（現行）から 2 倍に引き上げることや、LNG 専焼は、基地の整備ありの上限価格の設定や、供給力提供開始期限の延長に伴う資本コストの 1%引上げ等により、上限価格を 5.5 万円/kW/年から最大 9.2 万円/kW/年（基地整備あり）に引き上げることとしている。

上限価格は、元々、投資インセンティブと国民負担のバランスの観点から、諸元の 1.5 倍として設定することとしていたが、今般、投資インセンティブを向上させる観点から、諸元の 2 倍等に引き上げることとしているため、支援額の総額が増えないようにする観点から、一般水力・揚水（新設）・原子力と LNG 専焼については、制度適用期間の上限 40 年を 30 年に短縮することとした [15][16]。

(d)再エネの制度適用期間

再エネは、FIT/FIP 制度において、制度適用期間を 20 年（地熱は 15 年）に設定している一方、本制度では、現状 20 年以上の制度適用期間を選択することも可能となっている。

再エネは、FIT/FIP 制度において、徐々に価格を低減させながら導入を進めており、本制度でも上限価格は FIT/FIP 制度を参照していることから、全体のバランスを勘案すれば、制度適用期間も FIT/FIP 制度に合わせることが適切と考えられる。

このため、FIT/FIP 制度と本制度の制度適用期間の年数を揃え、本制度の再エネ（太陽光・風力・地熱・バイオマス）の制度適用期間を 20 年に限定することとした [17][18]。

なお、第 4 回入札に向けて、これまで制度適用期間についていくつかの変更を議論した結果、本制度において、制度適用期間の上限が 20 年、30 年、40 年の電源種が混在することとなる。一般的に、発電事業者は早期の投資回収のインセンティブがあるため、過去の落札案件では制度適用期間を 20 年とする案件が一番多いこと、投資回収期間が長期化すれば資金調達が困難になるデメリットがあることを踏まえれば、制度適用期間が短い案件が一概に不利とも言えないと考えられるが、いずれにしても、第 4 回入札の結果を踏まえ、制度適用期間が異なることによる競争への影響については、今後検証していくこととした。

---

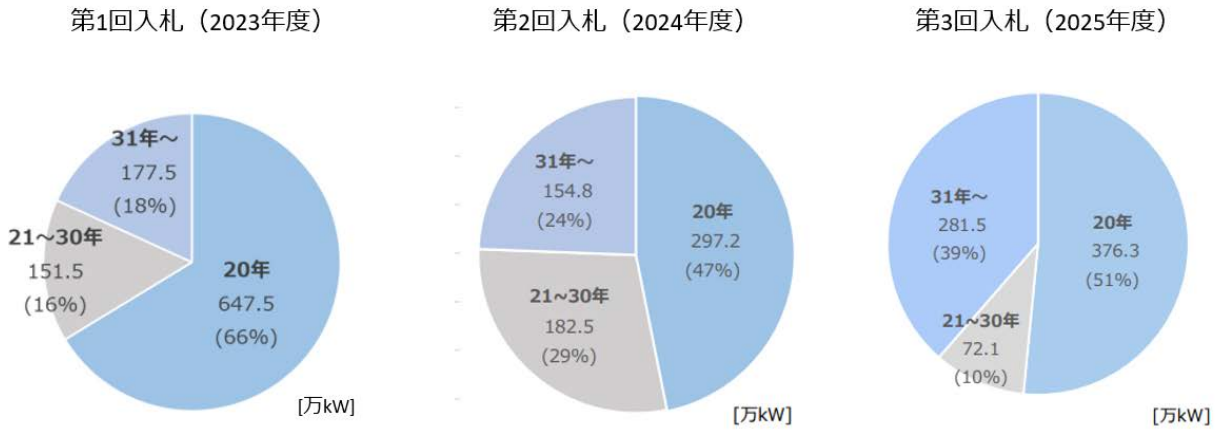
15 LNG 専焼は、基地整備ありの案件と無しの案件の競争上の公平性の観点から、一律 30 年とする。

16 LDES も、揚水（新設）と同様に上限価格を引き上げることから、制度適用期間の上限も同様に 30 年に短縮する。

17 地熱は、FIT/FIP 制度では制度適用期間が 15 年であるため、本制度の地熱の上限価格は、FIT/FIP の上限価格を 20 年に換算して設定している。このため、本制度における地熱の制度適用期間も 20 年とする。

18 太陽光は 2027 年度以降、バイオマスのうち一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）は 2026 年度以降、FIT/FIP の対象から外れるが、他の太陽光やバイオマスとのバランスを勘案し、制度適用期間を 20 年に限定する。

（参考図 14）過去の落札電源の制度適用期間



(e)風力発電設備に対する廃棄等費用の積立て

本制度で導入される太陽光発電については、FIT/FIP 制度と同様に、制度適用期間の最後 10 年間で廃棄等費用を広域機関に積み立てることを義務づけている。

FIT/FIP 制度では、風力発電についても、2027 年度から廃棄等費用積立制度による積立が開始するため、本制度（長期脱炭素電源オークション）で導入する風力発電についても、廃棄等費用を広域機関に積み立てることを義務づけることとした。

ただし、海洋再エネ整備法に基づく公募案件は、廃棄等費用の確保に関して、公募占用指針に基づき、具体的な金額や方法まで含めて厳格な確認が実施されることから、FIT/FIP 制度では廃棄等費用積立制度の対象外とされている。本制度で落札した海洋再エネ整備法に基づく公募案件についても、この扱いと整合性を図り、廃棄等費用の積立て義務の対象外とした。

(f)洋上風力の廃棄費用

本制度において洋上風力の案件が応札価格に含むことができる廃棄費用の金額は、これまで、発電コスト検証において、洋上風力の廃棄費用が「建設費の 5%」とされていたことを踏まえ、「（海洋設備と陸上設備の）建設費の 5%」としていた。

しかし、海洋設備の撤去には陸上設備の撤去より高額の廃棄費用が必要となるため、第 4 回入札への参加が想定される「洋上風力の過去に選定された海洋再エネ整備法の公募案件」が適用を受ける海洋再エネ整備法の公募占用指針では、海洋設備の廃棄費用を確保するため、運転開始時点で、「海洋における施工費の 70%」を、金融機関による保証状の提出か、倒産隔離された口座への積立てによって確保することが求められている。

発電事業者へのヒアリングによれば、「海洋における施工費の 70%」は「海洋設備の建設費の 5%」の2倍程度の金額となり、大幅な金額の乖離がある。

これを踏まえ、本制度に参加する洋上風力の案件が応札価格に算入できる廃棄費用は、「海洋における施工費の 70%[19]と陸上設備の建設費の 5%の合計金額」とした。

19 金融機関による保証状の提出の方法を採る場合は、保証料を加算可能。

（参考図 15）応札価格に算入できる廃棄費用

	海洋設備	陸上設備
従来	建設費の5%	建設費の5%
第4回入札	**海洋における施工費の70%**	建設費の5%

（参考図 16）海洋再エネ整備法の公募占用指針

「青森県沖日本海（南側）」、「山形県遊佐町沖」海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域公募占用指針（令和７年９月改訂 経済産業省 国土交通省）

ⅲ）撤去に当たっては、占用許可期間の終了後又は公募占用計画の提出者が経営破綻した場合に備え、次の①②を踏まえた撤去費用の確保等に関する方法を 公募占用計画に示すこと。

① 撤去費用の金額

撤去費用のうち、公募段階における海洋に設置した設備の**撤去費用は、一律 に、海洋における施工費**（海洋における基礎、風車、ケーブル、洋上変電所の 施工費及びその他施工費。なお、基礎・風車・ケーブル、洋上変電所等の資材 購入費は含まない。また、陸上に設置する変電施設や送電線の施工費や施工に要する資材購入費は含まない。）**の70%とする**。

ただし、事業者選定後、選定事業者は撤去方法及び撤去費用の詳細な検討を 行い、経済産業省、国土交通省及び環境省に相談の上、海洋における建設工事 着手日までに撤去費用の額を精査の上、原則として公募占用計画を変更すること。

なお、今後、長期的には撤去に関しても技術開発等が進むことも想定される ことから、技術の進展に伴い撤去方法及び撤去費用を見直すことは可能である。

② 撤去費用の確保方法

選定事業者は、発電事業の開始から撤去の完了までの全期間において、①で 算出した撤去費用の金額の全額について、以下のア）又はイ）の方法により撤 去費用を確保するための措置を講じること。

（略）

ア）撤去費用を担保するための保証状の提出

海洋再生可能エネルギー発電設備により市場取引等により再生可能エネル ギー電気の供給を開始する日（以下「運転開始日」という。）までに政府宛 の金融機関保証状（デコミッショニング LC に限らず、保証状の形式でも可） を国土交通省の担当部局に差し入れること。なお、当該保証状の条件として、 不可抗力等の事由の如何を問わず当該撤去費用に関する保証履行を担保する 旨が記載されていること。

イ）撤去費用の積立てを証する書類の提出

倒産時にも隔離可能であり、また、撤去以外の目的での預金の利用を制限 する口座を開設し（例えば、信託銀行の国内支店に、国土交通大臣を受益者、 選定事業者を委託者兼受益者とするエスクロー口座等を開設するなど）、運 転開始日までに必要な金額を当該口座に入金すること。当該口座に信託等し た金銭は、経済産業大臣及び国土交通大臣の承認なく引き出してはならない。 また、選定事業者は、当該口座への信託等を開始した時点から、毎年、国の会計年度の終了の日（当該日が土曜日、日曜日、祝日に当たるときは、その 直前の平日（土曜日を除く。））までに当該口座の残高証明書を国土交通省 に提出することとする。

(g)LNG 専焼と LDES の資本コスト

本制度の応札価格に算入できる資本コストは、電源種毎の供給力提供開始期限の長さによって、電源種毎に4%～6%に設定している。これは、一般的には、建設リードタイムが長い電源種の方が、事業リスクは高くなるため。

LNG の供給力提供開始期限を 11 年（アセス済・不要は 7 年）に変更するため、LNG 専焼の資本コストは 6%（アセス済・不要は 5%）に変更することとした。

また、LDES の供給力提供開始期限を 7 年に変更するため、LDES の資本コストは 5%に変更することとした。

（参考図 17）LNG 専焼と LDES の資本コスト

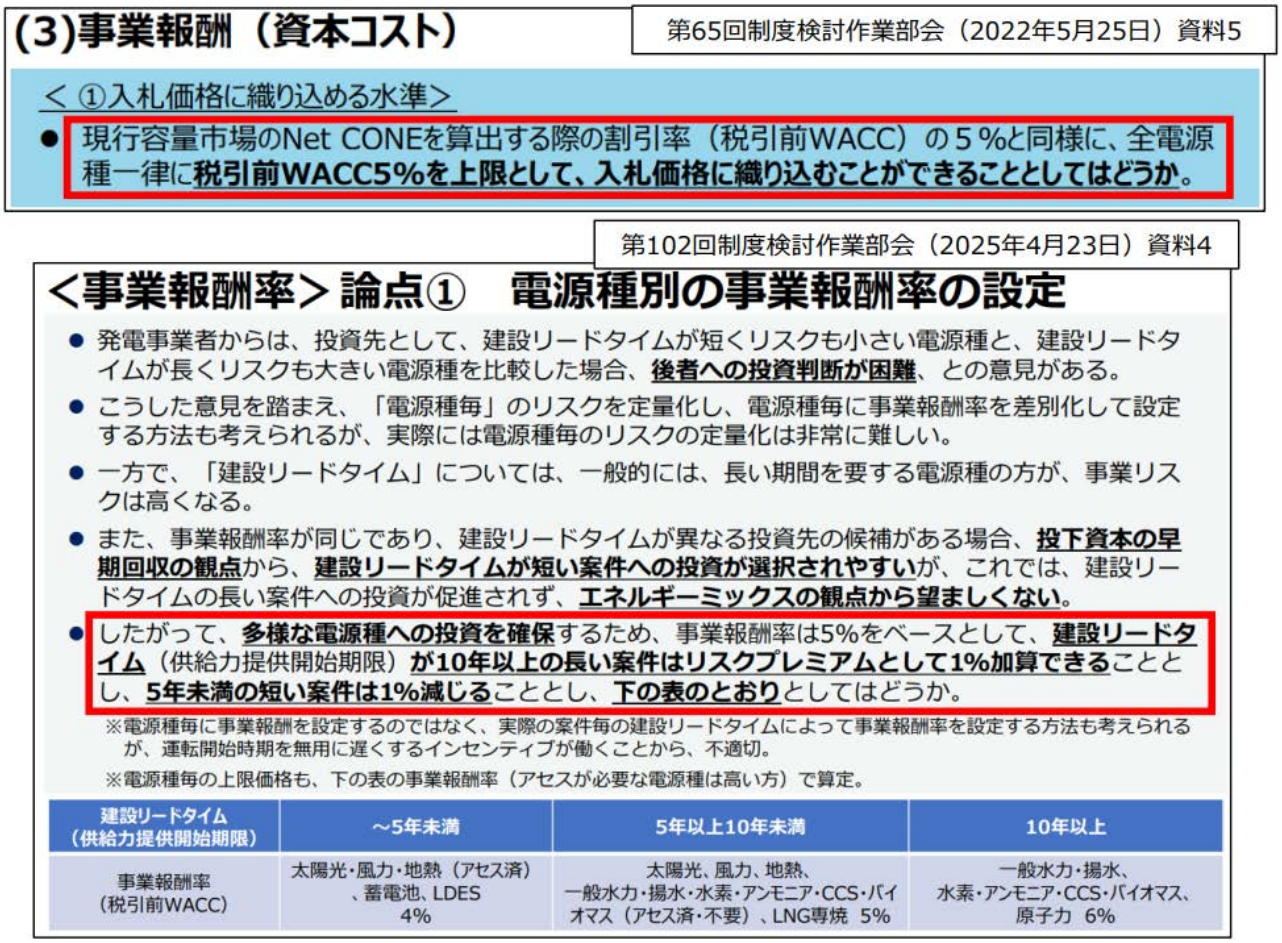
建設リードタイム（供給力提供開始期限）	～5年未満	5年以上10年未満	10年以上
資本コスト（税引前WACC）	太陽光・風力・地熱（アセス済）、蓄電池~~・LDES~~ 4%	太陽光、風力、地熱、一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・バイオマス・LNG専焼（アセス済・不要）、~~LNG専焼~~LDES 5%	一般水力・揚水、水素・アンモニア・CCS・バイオマス・LNG専焼、原子力 6%

(h)全電源の資本コスト

本制度の応札価格に算入できる「資本コスト」の上限は、5%をベースとし、電源種の建設リードタイ ムに応じて 4%～6%としている。

この「5%のベース」は、容量市場メインオークションの Net CONE を算定する際の割引率（税引前 WACC）の 5%を用いており、これを最初に算定した際の他人資本コストは 0.98%であった。

（参考図 18）資本コストの設定



(3)事業報酬（資本コスト）

第65回制度検討作業部会（2022年5月25日）資料5

＜①入札価格に織り込める水準＞

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

第102回制度検討作業部会（2025年4月23日）資料4

＜事業報酬率＞論点①　電源種別の事業報酬率の設定

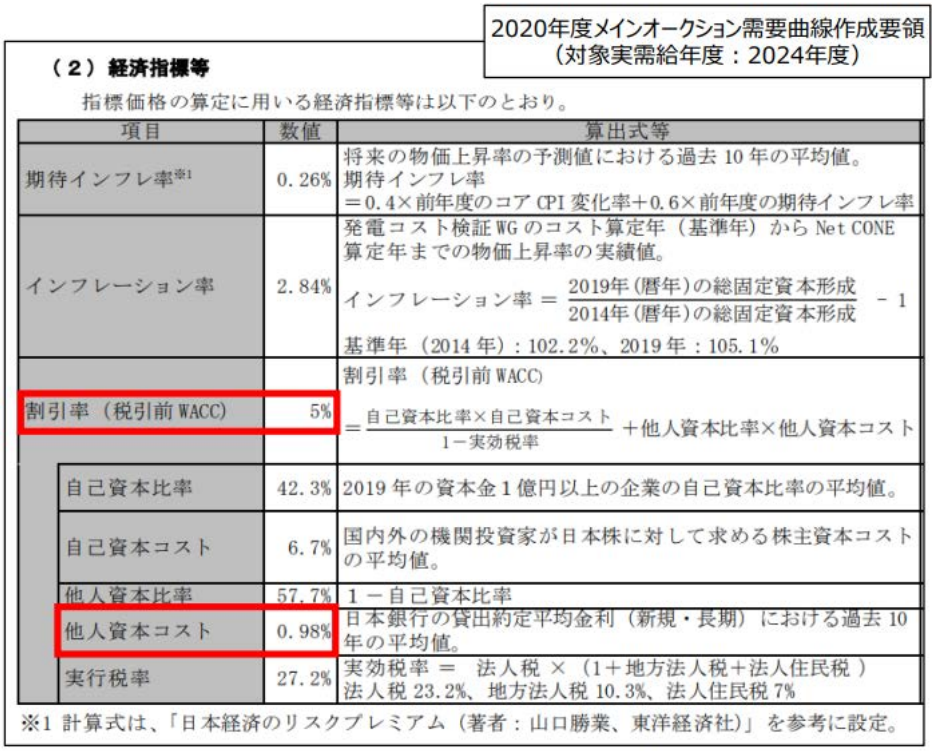
- 発電事業者からは、投資先として、建設リードタイムが短くリスクも小さい電源種と、建設リードタイムが長くリスクも大きい電源種を比較した場合、**後者への投資判断が困難**、との意見がある。
- こうした意見を踏まえ、「電源種毎」のリスクを定量化し、電源種毎に事業報酬率を差別化して設定する方法も考えられるが、実際には電源種毎のリスクの定量化は非常に難しい。
- 一方で、「建設リードタイム」については、一般的には、長い期間を要する電源種の方が、事業リスクは高くなる。
- また、事業報酬率が同じであり、建設リードタイムが異なる投資先の候補がある場合、**投下資本の早期回収の観点**から、**建設リードタイムが短い案件への投資が選択されやすい**が、これでは、建設リードタイムの長い案件への投資が促進されず、**エネルギーミックスの観点から望ましくない**。
- したがって、**多様な電源種への投資を確保**するため、事業報酬率は5%をベースとして、**建設リードタイム**（供給力提供開始期限）**が10年以上の長い案件はリスクプレミアムとして1%加算できる**こととし、**5年未満の短い案件は1%減じる**こととし、**下の表のとおり**としてはどうか。

※電源種毎に事業報酬を設定するのではなく、実際の案件毎の建設リードタイムによって事業報酬率を設定する方法も考えられるが、運転開始時期を無用に遅くするインセンティブが働くことから、不適切。

※電源種毎の上限価格も、下の表の事業報酬率（アセスが必要な電源種は高い方）で算定。

建設リードタイム（供給力提供開始期限）	～5年未満	5年以上10年未満	10年以上
事業報酬率（税引前WACC）	太陽光・風力・地熱（アセス済）、蓄電池、LDES 4%	太陽光、風力、地熱、一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・バイオマス（アセス済・不要）、LNG専焼 5%	一般水力・揚水、水素・アンモニア・CCS・バイオマス、原子力 6%

（参考図 19）Net CONE 算定時の割引率



2020年度メインオークション需要曲線作成要領
（対象実需給年度：2024年度）

（２）経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等
期待インフレ率※1	0.26%	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
インフレーション率	2.84%	発電コスト検証 WG のコスト算定年（基準年）から Net CONE 算定年までの物価上昇率の実績値。 インフレーション率 ＝ 2019年(暦年)の総固定資本形成 / 2014年(暦年)の総固定資本形成 － 1 基準年（2014 年）：102.2%、2019 年：105.1%
割引率（税引前 WACC）	5%	割引率（税引前 WACC） ＝ 自己資本比率×自己資本コスト / 1－実効税率 ＋他人資本比率×他人資本コスト
自己資本比率	42.3%	2019 年の資本金 1 億円以上の企業の自己資本比率の平均値。
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。
他人資本比率	57.7%	1－自己資本比率
他人資本コスト	0.98%	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。
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 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。

足下では金利が上昇局面に入っており、2025 年度の金利（日銀の貸出約定平均金利）は 1.51%まで上昇しており、税引前 WACC を 5%と算定した際の他人資本コスト 0.98%[20]に比して約 0.5%上昇している。こうした中で、応札価格に算入できる資本コストのベースを 5%のままで維持した場合には、応札事業者にとっては実質的な収益性が低下し、応札が困難となるおそれがある。

落札事業者が適正水準の資本コストを確保できるようにするため、第 4 回入札における資本コストのベースは、5%に足下の金利上昇幅の 0.5%を加算して 5.5%[21]とし、電源種毎に 4.5%～6.5%とした[22]。また、第 5 回入札以降も、毎年の金利変動を反映して、資本コストを設定することとした。

なお、他人資本コストの算定に当たって参照している「日銀の貸出約定平均金利」は、月単位の金利水準は上下していることから、特定の月の数値を参照するのではなく、一定期間（ここでは一年）の平均値を用いることとした。また、落札価格に含めた資本コストは、毎年の金利状況に応じて毎年度補正していくことから、今後の金利上昇にも対応できるものと考えられる。

---

20 0.98%は、2020 年当時の過去 10 年間の金利の平均値。今般の資本コストの見直しにおいて、足下の金利を過去 10 年間の平
均金利とすると、足下の金利上昇を反映できないため、2025 年の 1 年間の金利 1.41%との差分で算出している。

21 小数点第 2 位を四捨五入。

22 WG においては、当初、2025 年の金利が 1.41%まで上昇していることを踏まえ、0.4%を加算する案を議論したが、これに関して、複数の委員から、足下の金利は更に上昇しているため、もう少し手前の金利を使った方がよいのではないか、との意見があった。
これを踏まえ、「2025 年」の平均金利（1.41%）ではなく、より手前の「2025 年度」の平均金利（1.51%）を引用し、資本コストのベースの 5%は、0.5%を加算して 5.5%とした。

（参考図 20）金利の推移、第 4 回入札の資本コスト



		金利
25年	1月	1.258
	2月	1.224
	3月	1.348
	4月	1.428
	5月	1.357
	6月	1.359
	7月	1.492
	8月	1.378
	9月	1.536
	10月	1.554
	11月	1.425
	12月	1.53
26年	1月	1.564
	2月	1.614
	3月	1.885

第4回入札の資本コスト

建設リードタイム（供給力提供開始期限）	～5年未満	5年以上10年未満	10年以上
資本コスト（税引前WACC）	太陽光・風力・地熱（アセス済）、蓄電池 ~~4%~~4.5%	太陽光、風力、地熱、一般水力・揚水・水素・アンモニア・CCS・バイオマス・LNG専焼（アセス済・不要）、LDES ~~5%~~5.5%	一般水力・揚水、水素・アンモニア・CCS・バイオマス・LNG専焼、原子力 ~~6%~~6.5%

上記の見直しに伴い、落札価格の自動補正における「金利補正」の式は、第 4 回入札では参考図 21 のとおりとなる。

（参考図 21）落札価格の自動補正（個別補正）の式

<落札価格の自動補正（個別補正）の式>

X年度の容量確保契約金額 ＝
（建設費＋廃棄費用＋系統接続費）× 供給力提供開始年度の前年度※1の建設工事デフレーター ／ 入札年度の前年度の建設工事デフレーター
＋ 運転維持費 × X-1年の企業物価指数 ／ 入札年度の前年の企業物価指数
＋ 事業報酬 × 供給力提供開始年度の前年度※1の建設工事デフレーター ／ 入札年度の前年度の建設工事デフレーター × 5%＋（X-1年の金利－入札年度の前年の金利）※2 ／ ベースのWACC（5%）
＋ 可変費（水素・アンモニアの燃料費、CCSの輸送・貯留費用）の補正

※1 補正は１回のみ

<第4回入札の金利補正の式>

5.5%＋（X-1年の金利－入札年度の前年の金利） ／ ベースのWACC（5.5%）

※2 小数点第三位を四捨五入。株式の期待収益率は「リスクフリーレート＋β×リスクプレミアム」となり、ベースにリスクフリーレート（10年国債利回り）が内包されているため、金利変動分は他人資本比率分のみならず、自己資本比率分も含めた事業報酬全体を補正する。

④上限価格

(a)LNG 専焼

LNG 専焼の第 3 回入札の上限価格は、2025 年 2 月の発電コスト検証の諸元を基に算定し、5.5 万円/kW/年としていたが、諸元として採用されている一部のモデルプラントでは、LNG 基地が既に存在してい

たため、建設費に「LNG 基地[23]のコスト」が含まれていない。

今後、LNG 基地の整備が必要な新規地点での新設案件（石炭から LNG へのリプレースを含む）にとっては、第 3 回の上限価格の水準では建設が困難とも考えられる。

今後、LNG 専焼の募集を当面継続的に行っていく中では、新たに LNG 基地の整備が必要な新規地点での新設案件も含めて、投資を促進していく必要がある。このため、参考図 22 のとおり、LNG 専焼の上限価格については、①LNG 基地の整備が必要な案件と、②LNG 基地の整備が不要な案件と、別々に設定することとした。LNG 基地を整備する場合の上限価格は、発電コスト検証のモデルプラントの「LNG 基地のコストを除いた建設費」に、過去 20 年以内に稼働開始した LNG 基地の平均の建設費を加算し、算定した。なお、LNG 専焼の上限価格は、上記のとおり2つ設定するが、価格競争によって国民負担が少ない案件から落札させていくため、同じ募集量の下で競争させることとした。

（参考図 22）LNG 専焼の上限価格

LNG基地の整備	第3回 上限価格 （万円/kW/年）	第4回 上限価格 （万円/kW/年）	主な諸元
有り※1	5.5	9.2	・建設費：発電コスト検証のモデルプラントの「LNG基地のコストを除いた建設費」＋公表資料から算定した「LNG基地のコスト※2」＝1,367億円＋1,116億円＝2,484億円 ・資本コスト6.5%
無し		6.5	・建設費：発電コスト検証のモデルプラントのまま。1,736億円（26.8万円/kW×60万kW×建設工事費デフレーター（電力）による補正）を採用。 ・資本コスト6.5% ※第3回の上限価格から第4回の上限価格が上昇するのは、資本コストが5%から6.5%に上昇することと、物価補正の指標を総資本形成デフレーターから建設工事費デフレーター（電力）に変更するため。

※1　LNGタンク、桟橋、ローディングアームの全てを含むLNG基地を新たに整備する案件に限る。
※2　LNG基地のコストは、第11回ガスシステム改革小委員会（2014年7月17日）資料3の図表4-4に記載のあるLNG基地費用のうち、比較的最近（過去20年以内）に稼働開始した案件の費用（建設工事費デフレーター（電力）で2025年まで補正）の平均。

[23] LNG タンクや桟橋やローディングアーム等の LNG 基地設備。

（参考図 23）LNG 基地の設備投資額の水準

【図表４－４】ＬＮＧ基地建設に係る第一期設備投資額と工期の例

所有者	基地名（稼働開始年月・工期）	設備投資額	設備容量(KI)	備考
北海道ガス	石狩LNG基地（平成24年12月・約4年5月）	約400億円	180，000×1	・敷地面積 約96，902㎡ ・LNG気化器 40t／h×1基 80t／h×2基 ・貯蔵形式 地上
仙台市	仙台LNG基地（平成9年6月）	約369億円	80，000×1	・敷地面積 96，459㎡ ・LNG気化器 30t／h×3基 ・貯蔵形式 地下
東京電力	富津LNG基地（昭和61年11月）	約1，145億円	90，000×4	・敷地面積 210，000㎡（一期工事範囲） ・LNG気化器 170t／h×3基、60t／h×1基 ・貯蔵形式 地下
東京ガス	扇島工場（平成10年10月）	約1，700億円	200，000×1	・敷地面積 312，000㎡ ・LNG気化器 150t／h×2基 ・貯蔵形式 地下
国際石油開発帝石	直江津LNG基地（平成25年12月・約4年5月）	約1，000億円（土地取得費用等を含む）	180，000×2	・敷地面積 約250，000㎡ ・LNG気化器 80t／h×3基 130t／h×1基 ・貯蔵形式 地上
清水エル・エヌ・ジー	袖師基地 第1号：平成 8年7月 第2号：平成13年1月	約500億円	82，900×1 94，300×1	・敷地面積 89，000㎡ ・LNG気化器 22t／h×5基 ・貯蔵形式 地下
知多エル・エヌ・ジー	知多LNG事業所（昭和58～59年）	約915億円	80，000×6	・敷地面積 319，540㎡ ・LNG気化器 130t／h×5基 ・貯蔵形式 地上
東邦ガス	四日市工場（平成3年10月）	約290億円	80，000×1	・敷地面積 86，959㎡ ・LNG気化器 20t／h×2基 ・貯蔵形式 地上
中部電力	四日市LNGセンター（昭和62年）	約780億円	80，000×4	・敷地面積 151，000㎡ ・LNG気化器 125t／h×4基、60t／h×1基 ・貯蔵形式 地上
大阪ガス	姫路製造所（昭和59年3月）	約700億円	80，000×4	・敷地面積 465，000㎡ ・LNG気化器 60t／h×2基 ・貯蔵形式 地上
関西電力	姫路LNG管理所（昭和54年6月）	約625億円	80，000×3 40，000×1	・敷地面積 190，000㎡ ・LNG気化器 120t／h×5基 ・貯蔵形式 地上
広島ガス	廿日市工場（平成8年3月）	約240億円	85，000×1	・敷地面積 34，808㎡ ・LNG気化器 4t／h×2基、17t／h×2基 ・貯蔵形式 PL
中国電力	柳井LNG基地（平成2年11月）	約660億円	80，000×3	・敷地面積 500，000㎡（発電所含む） ・LNG気化器 55t／h×2基 ・貯蔵形式 地上
西部ガス	福北LNG基地（平成5年10月）	約230億円	35，000×1	・敷地面積 64，000㎡ ・LNG気化器 20t／h×2基 ・貯蔵形式 地下
大分エル・エヌ・ジー	大分LNG基地（平成2年5月）	約820億円	80，000×3	・敷地面積 296，000㎡ ・LNG気化器 95t／h×4基 ・貯蔵形式 地上
日本ガス	鹿児島LNG工場（平成8年3月）	約130億円	36，000×1	・敷地面積 約67，000㎡ ・LNG気化器 7．5t／h×2基 ・貯蔵形式 地上
《建設中の基地》				
東京ガス	日立LNG基地（平成27年度・約3年）	約1，200億円（茨城～栃木幹線を含む）	230，000×1	・敷地面積 － ・LNG気化器 3基 ・貯蔵形式 地上
ひびきエル・エヌ・ジー（西部ガス・九州電力）	ひびきLNG基地（平成26年11月・約4年）	約700億円	180，000×2	・敷地面積 約325，000㎡ ・LNG気化器 55t／h×3基 50t／h×2基 ・貯蔵形式 地上
《増設中の基地》				
東邦ガス	知多緑浜工場 3号基（平成28年8月）	約212億円	200，000×1	・敷地面積 － ・LNG気化器 － ・貯蔵形式 地下

（出典）「今後のガス市場整備の基本的な政策のあり方について～グランドデザイン～」（平成 14 年 4 月ガス市場基本問題研究会）及び事業者資料から資源エネルギー庁作成

第11回 ガスシステム改革小委員会（2014年7月17日）資料3

赤枠が、過去20年以内に稼働開始した案件

(b)脱炭素電源の上限価格

脱炭素電源のうち、以下の電源種の上限価格については、諸元が一定程度最新の状況を反映しているものと考えられる。

- FIT/FIP・海洋再エネ整備法の上限価格を引用している電源種（太陽光、風力、地熱）：最新の運転開始案件のデータ等を踏まえて、上限価格が設定されている。
- 蓄電池：最新の補助金事業の採択案件のデータを踏まえて、本制度の上限価格を設定。
- 水素・アンモニア・CCS：GI 基金事業の最近の検討状況などを引用して、本制度の上限価格を設定。

一方で、一般水力や揚水（新設）や原子力は、直近に運転開始したプラントが少なく、主に 1990 年代から 2000 年代の比較的古いプラントのデータを基に本制度の上限価格を算定している（参考図 24 参照）。こうした古いプラントのデータは、建設工事費デフレーターで物価補正しているものの、発電事業者からは、建設費の見積もりが、建設工事費デフレーター以上の上昇幅となっているとの指摘が多い。

実際に、参考図 25 のとおり、建設資材価格等の各種指標が建設工事費デフレーター以上の上昇幅となっていることから、こうした物価上昇を上限価格に反映しなければ、応札が困難となる可能性がある。

これまで、本制度の上限価格は、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、諸元のコストの 1.5 倍に設定していたが、現下の物価上昇の状況を踏まえ、プラントの参照データが古い

一般水力・揚水（新設）・原子力の上限価格は、諸元のコストの 2 倍に引き上げることとした [24][25]。

（参考図 24）一般水力、揚水・原子力の上限価格の諸元

第90回制度検討作業部会
（2024年3月22日）資料5

<一般水力> 論点② 上限価格

- 初回入札の一般水力の上限価格は、直近の10万kW以上の開発案件の実績を元に、算定していた。
- 前回の本部会で御議論いただいたとおり、一般水力（自流式・貯水式）は3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件を対象に追加するため、第2回入札の一般水力の上限価格は、**3万kW以上の一般水力を対象として事務局において調査した４プラントの実績を元に、**平均固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の1.5倍として、**上限価格を設定**してはどうか。

		新設	リプレース(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 北海道電力(株)滝里発電所 5.7万kW 1997年 関西電力 (株)新柳河原発電所 4.1万kW 1993年 電源開発 (株)秋葉第三発電所 4.6万kW 1991年	
モデルプラントの平均出力		7.7万kW	
資本費	建設費	53.8万円/kW	12.7万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	
運転維持費	人件費	1.3億円/年	
	修繕費	0.1万円/kW/年	
	その他	1.8万円/kW/年	

	初回入札の上限価格	第2回入札の上限価格
新設	7.2万円/kW/年	10万円/kW/年 （諸元を元に計算した結果は10.8万円/kW/年）
リプレース	3.7万円/kW/年	5.0万円/kW/年

※ 新設案件の建設費は、旧一般電気事業者と電源開発(株)が直近に建設した発電所4基(3万kW以上)の初号機の建設費を基に、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、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3万kWを下回るため、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。また、関西電力(株)の新柳河原発電所は、柳河原発電所の建て直しした発電所であるため、建設費の中にダムや導水路等の一部土木設備の建設費用は含まれず、電源開発(株)の秋葉第三発電所は、既存のダムを活用して新設した発電所であるため、建設費の中にダムの建設費用は含まれていない。
※ リプレース案件の建設費は、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、リプレー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、中部電力は2019－2021年度の3カ年実績平均。それ以外のプラントは、2020－2022年度の3カ年実績平均。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、3カ年の実績平均。中部電力の運転維持費は2022年（暦年）から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。

23

[24] 揚水（新設）は、上限価格を引き上げた結果、閾値（20 万円/kW/年）を超えるため、20 万円/kW/年が上限価格となる。
[25] LDES は、参照できる価格のデータがないため、同じ募集上限の中での競争相手となる揚水（新設）と同じ上限価格としているが、今回、揚水（新設）の上限価格を引き上げるため、LDES の上限価格も同様に引き上げる。

第93回制度検討作業部会
（2024年5月27日）資料3

＜蓄電池・揚水＞　論点②　上限価格

		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4年度補正 「再生可能エネルギー導入拡大に資する分散型エネルギーリソース導入支援事業費補助金」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)	2.1万kW（運転継続時間3.0時間）
資本費	建設費	70.1万円/kW	6時間未満：25.7万円/kW 6時間以上：51.4万円/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	0.5万円/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、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、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、2019－2021年度の3カ年実績平均。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、2019－2021年度の3カ年実績平均。また、2022年（暦年）から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。
・蓄電池は、令和5年度当初の予算事業で採択された案件のうち、1万kW以上の出力要件を満たす案件が1件であったことから、初回オークションの諸元（令和4年度補正の予算事業の採択案件）を引き続き上限価格として設定。また、2022年（暦年）から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。

※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、2033年度だと98.9%～100%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**。
・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ていることから、「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3.0時間であるため、6時間未満の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**。また、6時間以上の上限価格の設定においては、**エリア毎に6時間の調整係数で除して上限価格を設定**。
・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

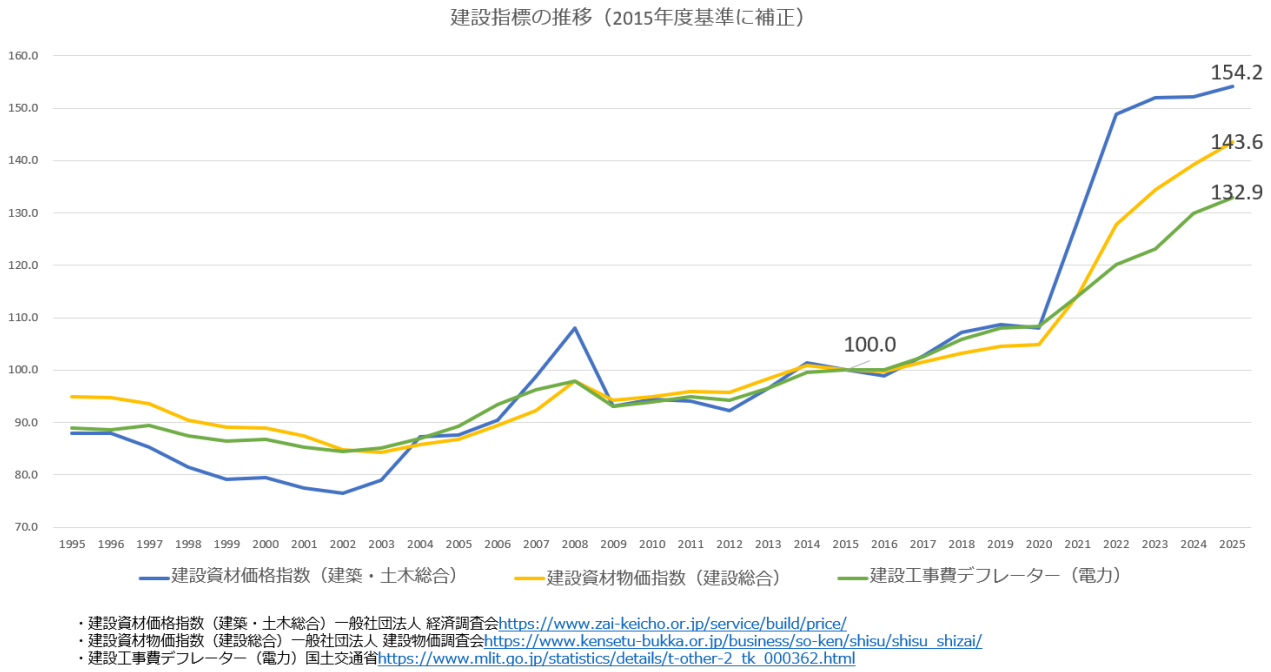
26

１５．原子力

諸元のベース	直近、運転開始した発電所（サンプルプラント、４基）の最新のデータ、関連事業者へのヒアリング ※サンプルプラント（名称,定格出力,運開年） 東北電力(株)東通1号　110 万 kW 2005 年 中部電力(株)浜岡5号　138 万 kW 2005 年 北陸電力(株)志賀2号　135.8 万 kW 2006 年 北海道電力(株)泊3号　91.2 万 kW 2009 年

発電コスト検証ワーキンググループ
令和7年2月　報告書
資料2　各電源の諸元一覧

（参考図 25）物価の推移



・建設資材価格指数（建築・土木総合）一般社団法人 経済調査会https://www.zai-keicho.or.jp/service/build/price/
・建設資材物価指数（建設総合）一般社団法人 建設物価調査会https://www.kensetu-bukka.or.jp/business/so-ken/shisu/shisu_shizai/
・建設工事費デフレーター（電力）国土交通省https://www.mlit.go.jp/statistics/details/t-other-2_tk_000362.html

(c)洋上風力の上限価格

FIT/FIP 制度の対象となっている再エネの電源種は、原則、FIT/FIP 制度における、翌年度又は（翌年度の数値がない場合は）当該年度の上限価格をベースに、 本制度の上限価格を設定しており、洋上風力の場合は、海洋再エネ整備法に基づく直近の公募の上限価格をベースに、本制度の上限価格を設定することとしている。

本制度の第 3 回入札では、海洋再エネ整備法に基づく直近の公募の上限価格が、第 3 ラウンド（2024 年に入札実施）の 18 円/kWh であったため、これを以下のように本制度の上限価格の単位である「円/kW/年」に換算して、洋上風力の上限価格を設定していた。

18 円/kWh × 8760 時間 × 設備利用率 39.3%[26]÷調整係数 [27] ＝6.1 万円/kW/年÷調整係数

現時点でも、海洋再エネ整備法に基づく直近の公募の上限価格は、第 3 ラウンドの 18 円/kWh のままだが、昨今のインフレや金利上昇等の影響を考慮すると、本制度の第 4 回入札における洋上風力の上限価格を、18 円/kWh をベースに設定すると、応札が見込まれない懸念がある。

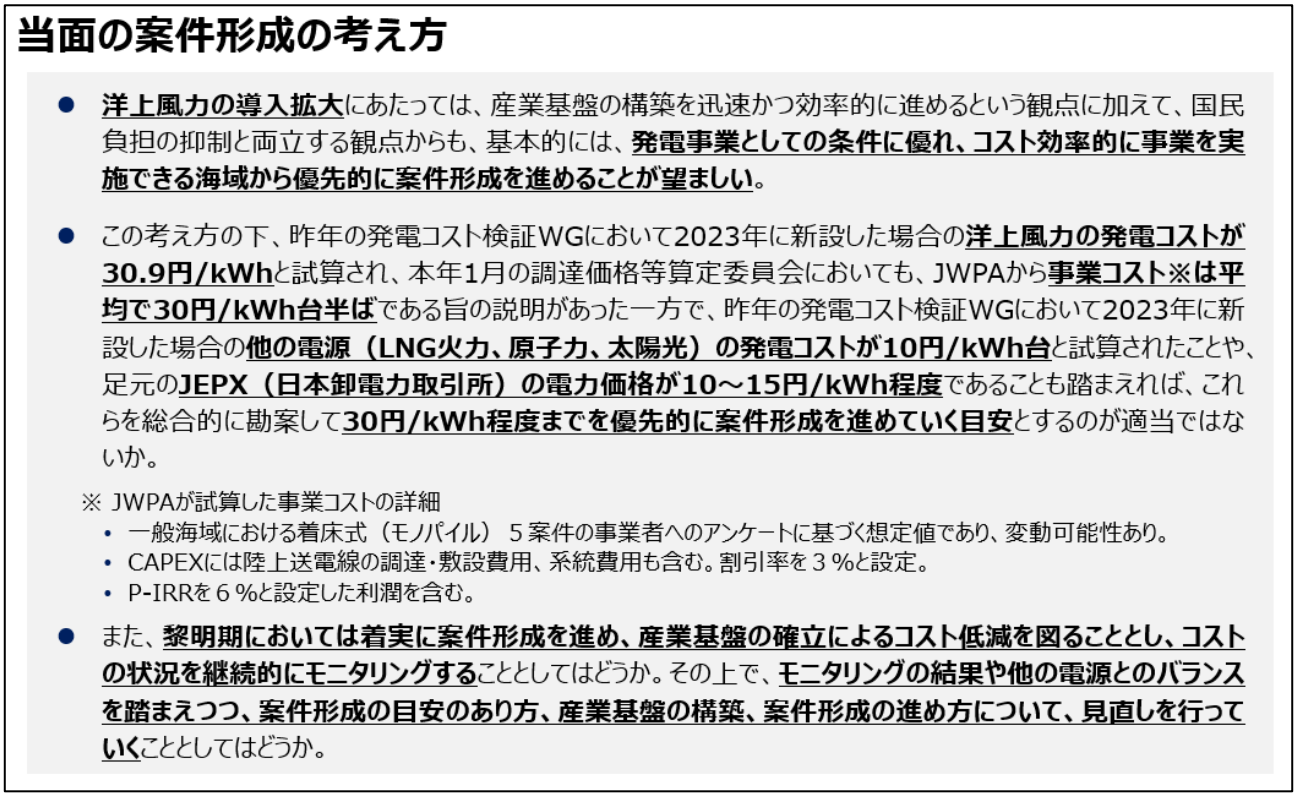
[26] 洋上風力の第 3 ラウンド公募の上限価格 18 円/kWh の諸元の想定設備利用率
[27] 変動電源は、気象条件によって出力が大きく変動するため、ピーク時（電力需要の最大時）にどれだけ確実に出力を出せるかを反映した係数（調整係数）が、電源種毎・エリア毎に設定されている。上限価格を設定する際には、海洋再エネ整備法に基づく直近の公募の上限価格をこの調整係数で割って算出するため、エリア毎に上限価格が設定されることとなる。落札事業者は、落札価格（固定費÷応札容量）に応札容量（kW×調整係数）を掛けた金額を、容量収入として得る。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
第3回入札の洋上風力の上限価格（円/kW/年）	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	180,655	200,000
風力の調整係数（%）	23.0	28.0	23.7	27.1	19.2	29.0	20.0	34.3	15.5

（注）全電源種の上限価格の閾値が 20 万円/kW/年であるため、四国以外のエリアでは、上限価格が閾値の 20 万円/kW/年となっていた。

こうした状況を踏まえ、7 月 14 日に開催された「総合資源エネルギー調査会　洋上風力促進ワーキンググループ」では、 洋上風力の今後の進め方として、コスト効率的に事業を実施できる海域から優先的に案件形成を進めることが望ましく、発電コスト検証 WG における洋上風力の発電コストが 30.9 円/kWh であること、業界団体の想定事業コストが 30 円/kWh 台半ばであること、他の電源の発電コスト 10 円/kWh 台であること、JEPX の電力価格が 10～15 円/kWh 程度であることを総合的に勘案し、30 円/kWh 程度までを優先的に案件形成を進めていく目安とするとの方針が示された。

（参考図 26）第 44 回洋上風力促進ワーキンググループ（2026 年 7 月 14 日）資料1



当面の案件形成の考え方

- **洋上風力の導入拡大**にあたっては、産業基盤の構築を迅速かつ効率的に進めるという観点に加えて、国民負担の抑制と両立する観点からも、基本的には、**発電事業としての条件に優れ、コスト効率的に事業を実施できる海域から優先的に案件形成を進めることが望ましい**。
- この考え方の下、昨年の発電コスト検証WGにおいて2023年に新設した場合の**洋上風力の発電コストが30.9円/kWh**と試算され、本年1月の調達価格等算定委員会においても、JWPAから**事業コスト※は平均で30円/kWh台半ば**である旨の説明があった一方で、昨年の発電コスト検証WGにおいて2023年に新設した場合の**他の電源（LNG火力、原子力、太陽光）の発電コストが10円/kWh台**と試算されたことや、足元の**JEPX（日本卸電力取引所）の電力価格が10～15円/kWh程度**であることも踏まえれば、これらを総合的に勘案して**30円/kWh程度までを優先的に案件形成を進めていく目安**とするのが適当ではないか。

  ※ JWPAが試算した事業コストの詳細
  - 一般海域における着床式（モノパイル） 5 案件の事業者へのアンケートに基づく想定値であり、変動可能性あり。
  - CAPEXには陸上送電線の調達・敷設費用、系統費用も含む。割引率を３％と設定。
  - P-IRRを６％と設定した利潤を含む。
- また、**黎明期においては着実に案件形成を進め、産業基盤の確立によるコスト低減を図ることとし、コストの状況を継続的にモニタリングする**こととしてはどうか。その上で、**モニタリングの結果や他の電源とのバランスを踏まえつつ、案件形成の目安のあり方、産業基盤の構築、案件形成の進め方について、見直しを行っていく**こととしてはどうか。

こうした方針を踏まえ、本制度の第 4 回入札における洋上風力の上限価格は、優先的に案件形成を進めていく目安が 30 円/kWh 程度までとされていることや、発電コスト検証における洋上風力の発電コストが 30.9 円/kWh であることを参照しつつ、以下のとおり設定することとした。

第 4 回入札の洋上風力の上限価格（円/kW/年）
＝31.9 円/kWh[28]×8760 時間×設備利用率 39.3%[29]÷調整係数
＝11.0 万円/kW/年÷調整係数

（参考図 27）エリア毎の上限価格、調整係数

[28] 発電コスト検証の洋上風力の発電コスト 30.9 円/kWh（2023 年）のうち、予算関連政策経費 1.3 円/kWh を控除した 29.6 円/kWh に、2025 年（暦年）までの物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した後の数字。
[29] 第 3 回入札の上限価格の諸元と同じ（洋上風力の第 3 ラウンド公募の上限価格の諸元の想定設備利用率）

エリア毎の上限価格　（円/kW/年）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
洋上風力	545,569	408,857	477,137	390,657	548,446	403,179	558,286	345,220	701,172

（参考）調整係数　（2026年度供給計画で用いる調整係数の第10年度（2035年度）の「(参考)年間値」を適用）　（%）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
風力	20.2	26.9	23.1	28.2	20.1	27.3	19.7	31.9	15.7

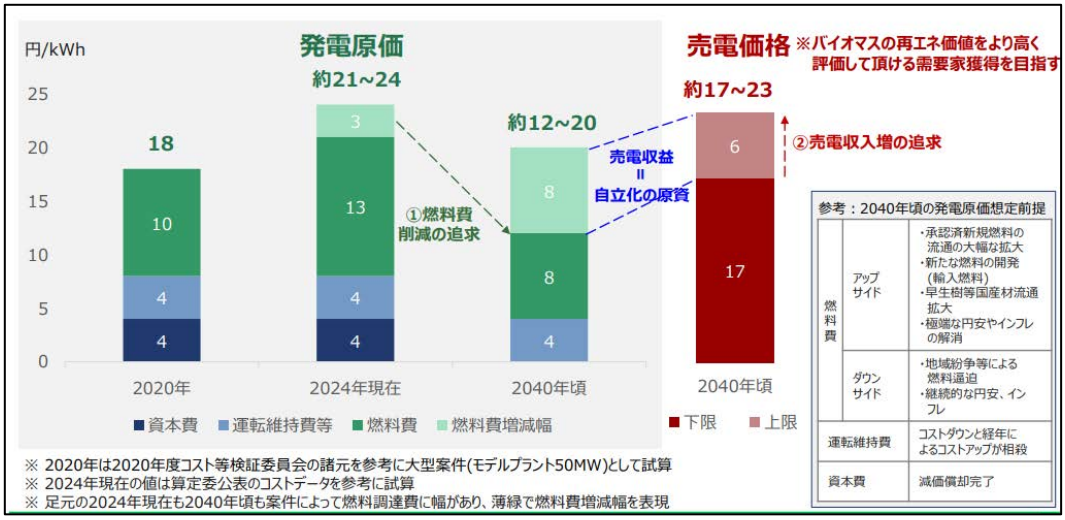
(d)バイオマスの上限価格

第 3 回入札におけるバイオマスの上限価格については、FIT/FIP 制度におけるバイオマス（一般木質等）の直近（2024 年度）の上限価格が 17.8 円/kWh であり、これを本制度の上限価格に換算すると、17.8 円/kWh×8760 時間×設備利用率 78%＝12.1 万円/kW/年となるが、これは燃料費も含んだ価格であるため、固定費に限定するため一定の燃料費を差し引くという考え方と、公平性の観点から過去（第 2 回）の上限価格よりも低い値としないという考え方から、10 万円/kW/年としていた。

第 4 回入札では、FIT/FIP 制度におけるバイオマス（一般木質等）の直近（2025 年度）の上限価格が 18.2 円/kWh であり、これを本制度の上限価格に換算すると、18.2 円/kWh×8760×78%＝12.4 万円/kW/年となるが、第 3 回入札と同様に、一定の燃料費を差し引くという考え方と、公平性の観点から第 3 回の上限価格よりも低い値としないという考え方から、引き続き 10 万円/kW/年とした。

なお、バイオマスの全体コストに占める燃料費の割合は、過去に調達価格等算定委員会において半分以上（下図参照）と分析されており、12.4 万円/kW/年に含まれる固定費は 6.2 万円/kW/年以下になると考えられるところ、昨今のインフレや金利上昇を踏まえても、10 万円/kW/年という上限価格は適切な水準と考えられる[30]。

（参考図 28）第 97 回調達価格等算定委員会（2024 年 10 月 30 日）資料 2 バイオマス発電の主力電源化・自立化に向けた取組について（一般社団法人 バイオマス発電事業者協会）



30 10 万円/kW/年の上限価格でも、過去の入札では落札案件あり（第 1 回に 2 件（19.9 万 kW）、第 3 回に 1 件（10.1 万 kW））。

(e)第 4 回入札の上限価格

第 4 回入札の上限価格は、以下のとおり。太陽光や陸上風力や地熱は、これまでの考え方に基づいて、上限価格を算定している。なお、今後の本制度における応札状況や、電源種毎のコストの実績及び見通し等を不断に確認しつつ、必要に応じて上限価格の見直しを行っていく必要がある。

（参考図 29）第 4 回入札の上限価格 [31]

（円/kW/年）

			第3回の上限価格	第4回の上限価格	備考（WACC、倍数）
新設・リプレース等※1	太陽光		93,712～200,000	101,396～200,000	—
	陸上風力		89,178～197,120	109,547～200,000	—
	洋上風力		180,655～200,000	345,220～701,172	—
	一般水力	新設	118,812	192,739	6.5%、2倍
		リプレース	54,974	83,778	6.5%、2倍
	LDES		116,393	200,000	6.5%、2倍
	揚水	新設			
		リプレース等	76,205～80,657	71,140～74,906	4.5%、1.5倍
	蓄電池				
	地熱	新設	126,236	126,236	—
		全設備更新型	97,104	97,104	—
		地下設備流用型	58,262	58,262	—
	バイオマス		100,000	100,000	—
	原子力（既設原発の安全対策投資を含む）		135,602	193,810	6.5%、2倍
	水素混焼（10%以上）		134,414	132,666	6.5%、1.5倍
	水素専焼		795,735	739,104	6.5%、1.5倍
	アンモニア専焼		303,129	289,200	6.5%、1.5倍
	LNG専焼		55,242	65,284	6.5%、1.5倍
	LNG専焼（基地新設あり）		—	92,068	6.5%、1.5倍
既設火力の改修	水素10%以上の混焼又は専焼にするための改修		762,865	703,367	6.5%、1.5倍
	アンモニア20%以上の混焼又は専焼にするための改修		378,807	353,262	6.5%、1.5倍
	既設石炭火力を20%以上のCCS付きにするための改修		343,799	324,582	6.5%、1.5倍
	既設LNG火力を20%以上のCCS付きにするための改修		137,939	114,926	6.5%、1.5倍
	バイオマス専焼にするための改修		100,000	100,000	—

※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」が含まれる。
※ 脱炭素火力（水素、アンモニア、CCS）及び洋上風力を除き、閾値の20万円/kW/年を超える場合は20万円/kW/年。
※ 水素・アンモニアは、第3回入札の上限価格は、価格差に着目した支援制度の適用を希望する案件は、可変費を除いた部分の上限価格も別途設定していた。
※ アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレース、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（アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレースは、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、第4回入札では対象外。

[31] 第 4 回入札の上限価格（第 3 回 WG、2026 年 6 月）では、揚水（リプレース等）・蓄電池 70,675～74,417 円/kW/年、既設火力の改修（水素 10%以上の混焼又は専焼にするための改修）703,352 円/kW/年、既設火力の改修（アンモニア 20%以上の混焼又は専焼にするための改修）353,563 円/kW/年としていたが、第 8 回 WG（2026 年 11 月 24 日）にて修正を行った。

（参考図 30）調整係数が考慮される電源種のエリア毎の上限価格 [32]

（円/kW/年）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光	200,000	159,073	176,615	152,376	101,396	143,307	135,139	112,320	200,000
陸上風力	173,123	129,741	151,408	123,965	174,036	127,939	177,158	109,547	200,000
洋上風力	545,569	408,857	477,137	390,657	548,446	403,179	558,286	345,220	701,172
揚水（リプレース等）・蓄電池	71,768	71,140	74,906	71,563	71,273	71,754	71,211	71,154	72,813

※太陽光について、事業用太陽光（地上設置）は、FIT/FIP制度において2027年度から新規支援の対象外となるため、2026年度のFIT/FIP制度の上限価格をベースに、本制度の上限価格を設定。来年度以降、建設工事費デフレーターで補正していく。
※蓄電池は、揚水と同じ調整係数を適用。
※揚水の調整係数は、エリア毎の運転継続時間6時間の調整係数を適用。
※上限価格の算定に利用した調整係数は、以下のとおり。（2026年度供給計画で用いる調整係数の第10年度（2035年度）の「(参考)年間値」を適用）
※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100%（2035年度）であるため、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。

上限価格算定に利用した調整係数の一覧

（%）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光	4.2	9.7	8.7	10.1	15.2	10.7	11.4	13.7	4.5
風力	20.2	26.9	23.1	28.2	20.1	27.3	19.7	31.9	15.7
揚水式水力発電所（運転継続時間6時間）	94.6	95.5	90.7	94.9	95.3	94.7	95.4	95.5	93.3

（参考図 31）上限価格の諸元

		新設・リプレース等の大規模投資												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、LDES	揚水（新設以外）、蓄電池	原子力	LNG	バイオマス	アンモニア専焼	水素（10%以上）	水素専焼	水素（10%以上）	アンモニア（20%以上）	CCS LNG	CCS 石炭	バイオマス
諸元		FIT/FIP制度		海洋再エネ整備法	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			発電コスト検証等							
出力（万kW）		－			7.7	34.2	3.1	120	60	0.63	60	60	60	6	14	12	14	11
所内率		－			0.2%	0.5%	5.1%	4.0%	2.2%	16%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	5.6%	3.0%	6.4%	16%
資本費	建設費（万円/kW）	太陽光は2027年度からFIT制度の対象外となるため、2026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9.6円/kWhを設備利用率18.3%で円/kW/年に換算。陸上風力は2027年度の陸上風力13.7円/kWhを設備利用率29.1%で円/kW/年に換算	翌年度の基準価格が公表されていないため、2026年度の基準価格※前々頁は2026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	今後の公募案件の案件形成の目安が30円/kWh程度とされていること等を踏まえ、31.9円/kWhを設備利用率39.3%で円/kW/年に換算	68.7※新設 16.2※リプレース	92.5	41.6	49.4＋1,844億円※追加安全対策費用	28.9※基地なし 41.4※基地あり	42.9	50.4	42.9	168.7	143.9	25.6	34.7	108.5	19.4
	系統接続費				1,560円/kW									－				
	廃棄費用				建設費の５％			848億円	建設費の５％									
運転維持費	固定資産税				1.4%													
	発電側課金				900円/kW/年													
	事業税				収入割：1.05%、資本割：0.15%、付加価値割：0.37%													
	人件費				1.4億円/年	2.6億円/年	0.7万円/kW/年	24.3億円/年	4.9億円/年	5.1万円/kW/年	4.9億円/年			4.9億円/年×混焼比率10%	6.2億円/年×混焼比率20%	4.9億円/年×回収率20%＋1.0億円/年	6.2億円/年×回収率20%＋2.6億円/年	5.1万円/kW/年
	修繕費				0.1万円/kW/年	0.05万円/kW/年		1.7%/年（建設費比率）	2.4%/年（建設費比率）		2.4%/年（建設費比率）				2.0%/年（建設費比率）	2.4%/年（建設費比率）	2.0%/年（建設費比率）	
	諸費				2.0万円/kW/年	0.2万円/kW/年		118億円/年	1.1%/年（建設費比率）		1.1%/年（建設費比率）				2.3%/年（建設費比率）	1.1%/年（建設費比率）	2.3%/年（建設費比率）	
	業務分担費（一般管理費）							13.1%/年（直接費比率）	14.0%/年（直接費比率）		14.0%/年（直接費比率）				12.5%/年（直接費比率）	14.0%/年(直接費比率)	12.5%/年(直接費比率)	
	可変費				－						11.4万円/kW/年	2.4万円/kW/年	24.0万円/kW/年	24.0万円/kW/年	16.6万円/kW/年	1.0万円/kW/年	2.4万円/kW/年	－
資本コスト					6.5%	6.5%	4.5%	6.5%	6.5%	6.5%								
上限価格					2倍	2倍	1.5倍	2倍	1.5倍	1.5倍								

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2025年（暦年）までの物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した後の数字。
※ 上記の表のkWは発電端ベースの数字だが、上限価格は所内率を考慮し、送電端ベースで算定している。
※ 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）。
※ 一般水力のリプ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、CCSはLNG/石炭）の建設費に、改修の建設費を加算した金額で計算している。
※ 資本コストは、税引前WACCの値。また、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。

32 調整係数が考慮される電源種のエリア毎の上限価格（第 3 回 WG、2026 年 6 月）は、揚水（リプレース等）・蓄電池の中国エリアを 71,154 円/kW/年、四国エリアを 71,621 円/kW/年としていたが、第 8 回 WG（2026 年 11 月 24 日）にて修正を行った。

（参考図 32）入札価格の監視における2倍の水準の諸元

		新設・リプレース等の大規模投資												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、LDES	揚水（新設以外）、蓄電池	原子力	LNG	バイオマス	水素（10%以上）	水素専焼	アンモニア専焼	水素（10%以上）	アンモニア（20%以上）	CCS LNG	CCS 石炭	バイオマス
諸元		FIT/FIP制度			発電コスト検証	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			発電コスト検証等							
資本費	建設費（万円/kW）	15.5	27.5	79 ※新設、全設備更新型 48 ※地下設備流用型	55.6	68.7 ※新設 16.2 ※リプレース	92.5	41.6	49.4＋1,844億円 ※追加安全対策費用	28.9 ※基地なし 41.4 ※基地あり	42.9	42.9	168.7	50.4	143.9	25.6	26.7	89.9	19.4
運転維持費	人件費	0.42万円/kW/年	1.00万円/kW/年	3.3万円/kW/年	2.4万円/kW/年	1.4億円/年	2.6億円/年	0.7万円/kW/年	24.3億円/年	4.9億円/年	5.1万円/kW/年	4.9億円/年			4.9億円/年×混焼比率10%	6.2億円/年×混焼比率20%	4.9億円/年×回収率20%	6.2億円/年×回収率20%	5.1万円/kW/年
	修繕費					0.1万円/kW/年	0.05万円/kW/年		1.7%/年（建設費比率）	2.4%/年（建設費比率）		2.4%/年（建設費比率）				2.0%/年（建設費比率）	2.4%/年（建設費比率）	2.0%/年（建設費比率）	
	諸費					2.0万円/kW/年	0.2万円/kW/年		118億円/年	1.1%/年（建設費比率）		1.1%/年（建設費比率）				2.3%/年（建設費比率）	1.1%/年（建設費比率）	2.3%/年（建設費比率）	
	業務分担費（一般管理費）								13.1%/年(直接費比率)	14.0%/年（直接費比率）		14.0%/年（直接費比率）				12.5%/年（直接費比率）	14.0%/年（直接費比率）	12.5%/年（直接費比率）	
	可変費	－										2.4万円/kW/年	24.0万円/kW/年	11.4万円/kW/年	24.0万円/kW/年	16.6万円/kW/年	※1	※2	－

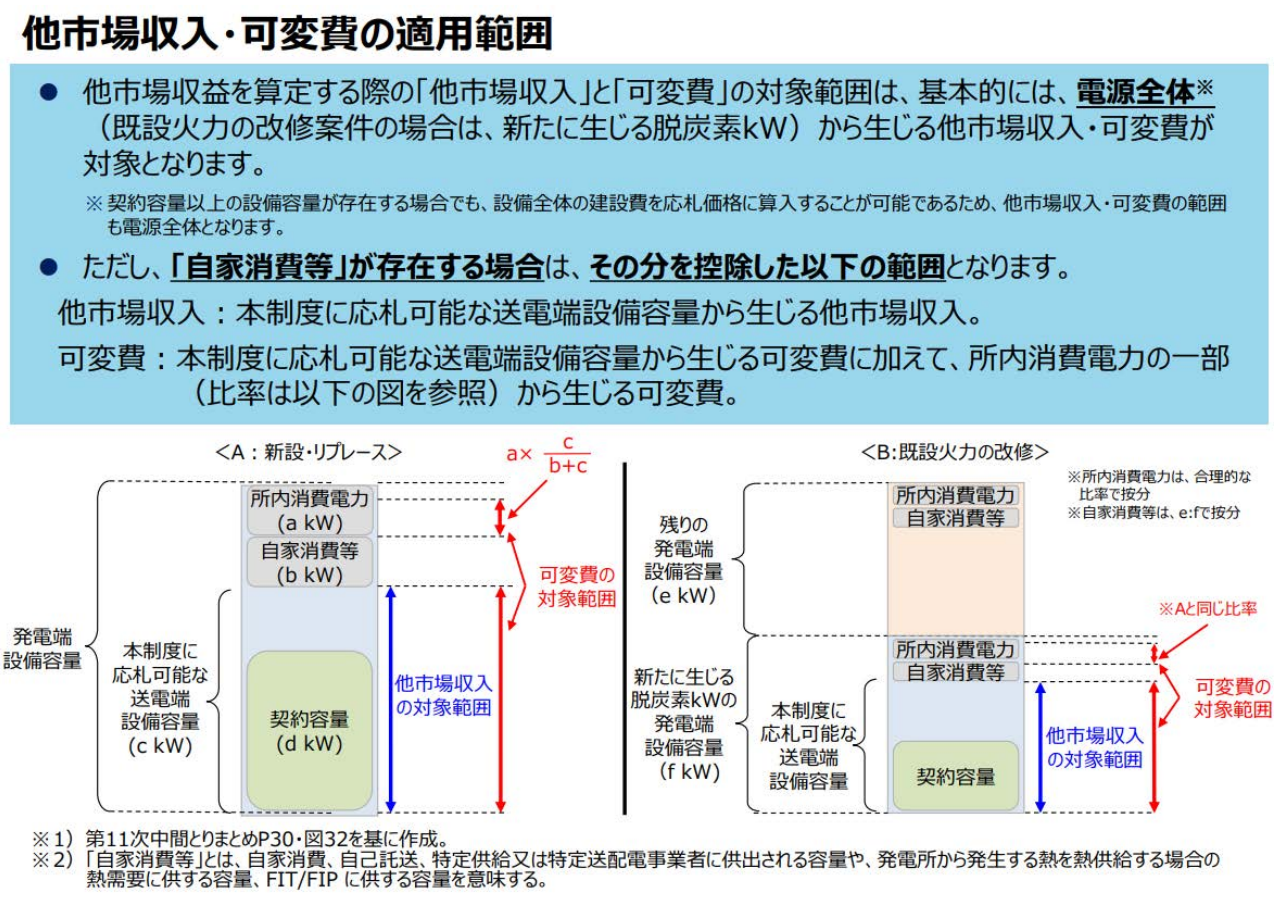
※ 上記は、発電コスト検証のデータ（2023年時点）等を基に、2025年（暦年）までの物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した後の数字。
※ 太陽光・地熱は、「令和8年度以降の調達価格等に関する意見」で示されている2026年度以降のFIP基準価格の内訳、陸上風力は、「令和8年度以降の調達価格等に関する意見」で示されている2027年度以降のFIP基準価格の内訳。
※ 洋上風力は、従来FIP上限価格の諸元を参照していたが、第4回入札では、FIP上限価格の諸元がないため、発電コスト検証のデータを基に、物価変動を建設工事費デフレーターにより補正した後の数字としている。
※ 業務分担費の「直接費比率」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、CCSはLNG/石炭）の建設費に、改修の建設費を加算した金額。
※ 水素・アンモニアを国内で製造する案件は、上記の可変費の数値の1/3（建設費と運転維持費と資本コストに大まかに３等分すると仮定）を建設費に加算し、その分を可変費から控除する。
※1 分離回収装置の燃料費0.5万円/kW/年 ＋ 輸送・貯留に係る費用（建設費8.0万円/kW＋人件費1.0億円/年＋修繕費0.2万円/kW＋諸費0.05万円/kW＋業務分担費14.0%/年（直接費率）＋ 可変費0.4万円/kW/年）
※2 分離回収装置の燃料費1.3万円/kW/年 ＋ 輸送・貯留に係る費用（建設費18.5万円/kW＋人件費2.6億円/年＋修繕費0.4万円/kW＋諸費0.1万円/kW＋業務分担費12.5%/年（直接費率）＋ 可変費1.1万円/kW/年）

⑤リクワイアメント・ペナルティ等

(a)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、参考図 33 のとおりとなる。

（参考図 33）他市場収入・可変費の適用範囲 [33]



※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、特定供給又は特定送配電事業者に供出される容量や、発電所から発生する熱を熱供給する場合の熱需要に供する容量、FIT/FIP に供する容量を意味する。

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 [34]）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。

[33] （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

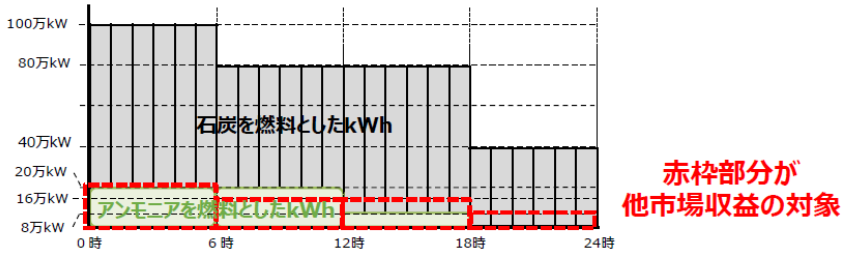
[34] 本制度において脱炭素 kW 比率分の固定費（運転維持費、残存簿価）が支援対象となるため。実際に発電に使用した燃料（脱炭素燃料 or 化石燃料）や、年間設備利用率は関係しない。脱炭素 kW 比率＝本制度に応札可能な送電端 kW（契約容量ではない）÷電源全体の送電端 kW

（参考図 34）アンモニア混焼の事例

＜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	0 kW
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。



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[35]となる。

「可変費のうちの水素・アンモニアの燃料費」は、参考図 35 左側の 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、同図左側の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、同図左側の 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、同図右側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[36][37]。

A＞B ： 年間の CCS の可変費 × B/A

A＜B ： 年間の CCS の可変費

（参考図 35）既設火力の改修案件の他市場収益の計算方法の考え方



35 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。

36 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。

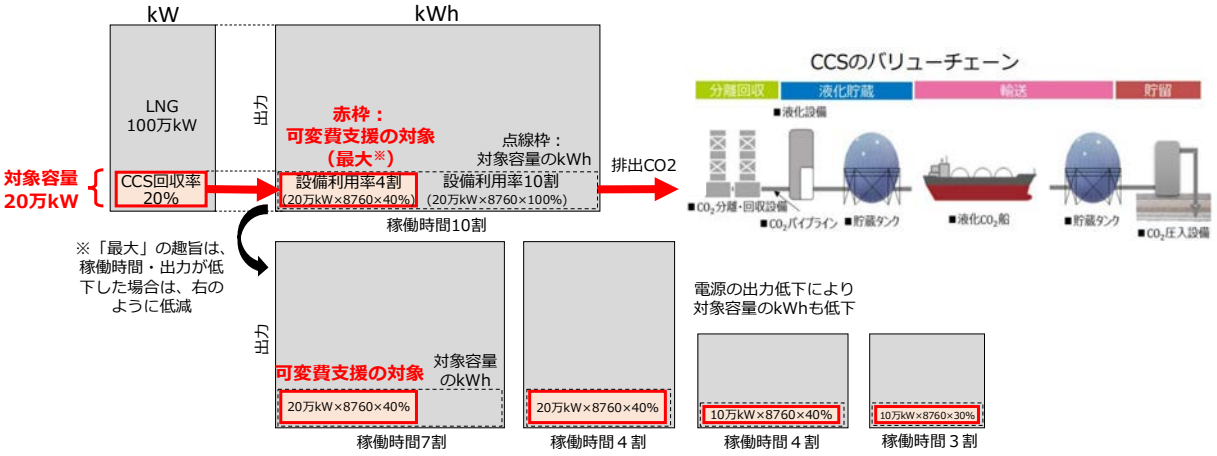
37 CCS 付火力の「年間の脱炭素 kWh（A）」は、「（電源全体の年間 kWh）×（年間の CO2 貯留量）÷（電気エネルギー源としての化石燃料の利用に伴って発生する CO2 の量）」により算出

(b)CCS の CO2 回収率の定義の見直し

本制度で対象とする「既設火力を CCS 付火力に改修する案件」の具体的な支援対象費用は以下のとおりだが、この中で、「CO2 回収率」という考え方（＝定格出力時の CO2 発生量に対する CO2 回収量の割合）を用いている。

- 固定費支援：発電事業者が設置する CCS 関連設備（CO2 分離回収設備等）の建設費・運転維持費・資本コスト、発電設備の一部（化石燃料部分の kW × CO2 回収率）の運転維持費
- 可変費支援：対象容量（化石燃料部分の kW × CO2 回収率 ）の年間設備利用率 4 割分までの kWh の発電に伴い排出した CO2 の分離回収・輸送・貯留に必要な可変費（燃料費、電気代等）

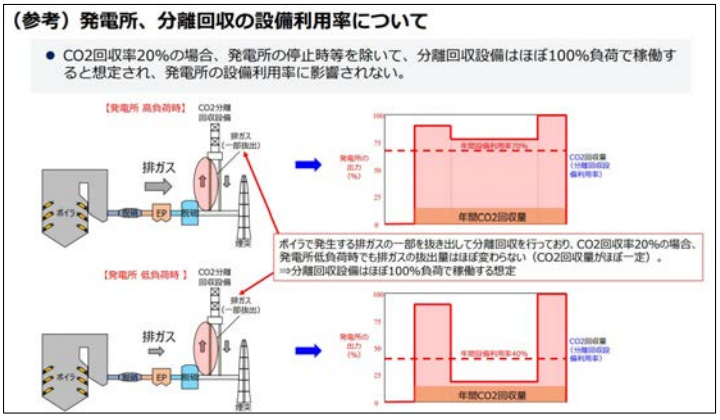
（参考図 36）CO2 回収率のイメージ



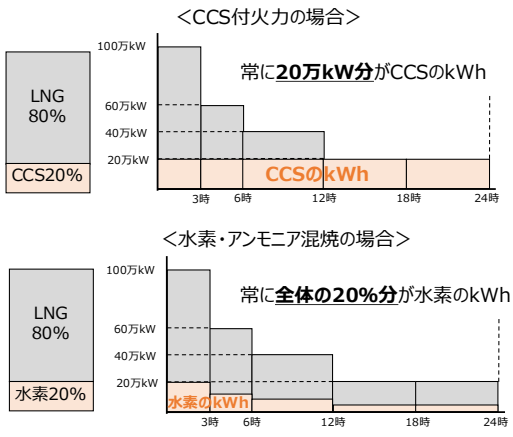
CCS 付火力は、水素・アンモニア混焼と異なり、発電設備と CO2 分離回収設備が別々に分かれて存在するため、それぞれの設備の設備利用率は連動せず、発電所の停止時等を除いて、分離回収設備はほぼ 100%負荷で稼働すると想定される。このため、発電所全体の kWh と CCS の kWh が連動しない。

一方で、水素・アンモニア混焼は、発電設備自体のバーナーを改造するため、発電所全体の kWh と水素・アンモニアの kWh が連動する。

（参考図 37）CCS 付火力と水素・アンモニア混焼の違い



（出典）第102回制度検討作業部会（2025年4月23日）資料4

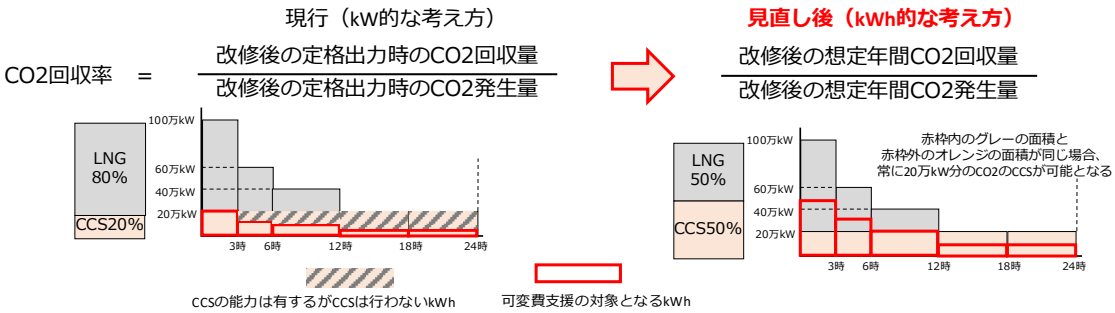


現在の制度では、定格出力から出力を低下させた場合に、CO2 の分離回収の可能量は変わらないに

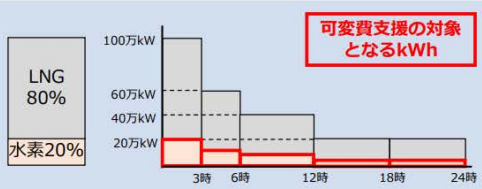
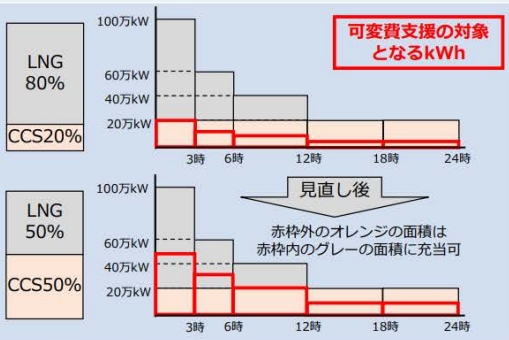
もかかわらず、制度からの可変費支援の対象となるkWh（赤枠部分）が（出力に連動して）低下していく（左下の図参照）ことになっている。そうすると、可変費支援が得られないために、実際に CCS が行われる対象も赤枠部分の CO2 に限定されることが想定される。この場合、CO2 分離回収設備の能力を十分に活かせない設備投資となってしまうことが、CCS の実際の案件の検討の中で判明してきた。

このため、CO2 分離回収設備の能力を最大限活用できるように、「CO2 回収率」の定義を、「定格出力時の CO2 発生量に対する CO2 回収量の割合」（参考図 38 左）ではなく、「想定年間 CO2 発生量に対する想定年間 CO2 回収量の割合」（同図右）に見直した。

（参考図 38）CO2 回収率の定義の見直し



（参考図 39）水素・アンモニアと CCS の比較（数字は、仮定の数字）

	水素・アンモニア	CCS
対象kW	全体のkW×混焼率 （100万kW×20%＝20万kW）	化石燃料部分kW×CO2回収率 （100万kW×20%＝20万kW） ⇒今回の見直し後：50万kW
混焼率・CO2回収率の定義	常時（20%）	定格出力時（20%） ※出力低下時（20%超） ⇒今回の見直し後：全体のCO2排出量の50%
想定される脱炭素kWh	全体のkWh×混焼率 （全体kWhの20%）	CCS部分のkW×稼働時間　※イメージの様な発電の場合 （全体kWhの50%） ⇒今回の見直し後：全体のkWhの50%
リクワイアメント ※設備利用率4割未満の場合	混焼率リクワイアメント： 対象kWで発電するkWh（赤枠）のうち、水素・アンモニアの燃料で発電したkWhが7割以上	CO2貯蔵率リクワイアメント： 対象kWからのCO2発生量（赤枠）のうち、実際のCO2貯蔵量が7割以上
イメージ		

(c)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。

「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。

(d)蓄電池の要件の強化

第 3 回入札では、蓄電池の事業規律を強化するため、サイバーセキュリティの強化や、セルの供給源の多角化の措置を講じたところ。

第 3 回入札では、セルの製造国は分散化したと見られるが、特定国のメーカーが様々な国でセルの製造工場を保有していることから、特定国メーカーのセルを採用する蓄電池が大宗を占めたと見られ、引き続きサプライチェーン途絶リスクが高い状況にある。

蓄電池の安定供給確保を図るためには、蓄電池の部素材を含めたサプライチェーン強靭化の取組を行っているメーカーが製造する蓄電池を導入していく必要がある。

経済安保推進法 [38]に基づき特定重要物資に指定されている蓄電池について、その安定供給確保を図ろうとする事業者は、同法に基づき、安定供給確保のための取組に関する計画（供給確保計画）を作成し、経済産業省が策定した「蓄電池に係る安定供給確保を図るための取組方針」に基づき蓄電池のサプライチェーン強靭化等の貢献が十分に期待できる計画が認定されているところ。

第 4 回入札では、この仕組みを活用し、蓄電池の供給確保計画について経済安保推進法の認定を受けているメーカー（当該メーカーが株式・持分 50%超の支配力を持つ国内外の子会社・孫会社を含む。）が製造するセルを使用する蓄電池の案件を優先的に約定することとした [39][40]。

優先約定のイメージ

- 募集上限の範囲内で、「リチウムイオン蓄電池の認定案件」をまず価格が低い順に（上限価格以下の範囲で）落札していく。
- それだけで募集上限が埋まらない場合に、「リチウムイオン蓄電池の非認定案件」を価格が低い順に落札していく。

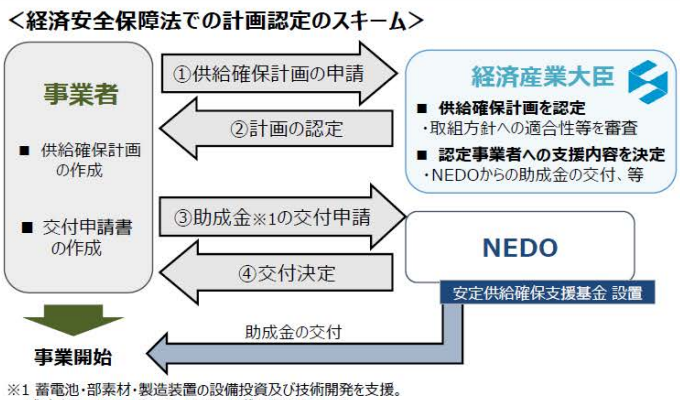
38 経済施策を一体的に講ずることによる安全保障の確保の推進に関する法律（令和４年法律第４３号）

39 取組方針ではリチウムイオン蓄電池のみを対象としているため、優先約定するのはリチウムイオン蓄電池のみとする。

40 これに伴い、第３回入札で導入したセル製造国 30%制限ルールは、リチウムイオン蓄電池については適用しない。

（参考図 40）経済安保推進法に基づく支援スキーム（蓄電池）

- 「経済安全保障推進法」及び「蓄電池に係る安定供給確保取組方針」に基づき、蓄電池の安定供給確保を図ろうとする者は、その実施しようとする**蓄電池等の安定供給確保のための取組に関する計画**（供給確保計画）を作成。
- 事業者は**供給確保計画を経済産業大臣に提出**して、その認定を受けることができた場合、支援を受けることが可能。
- 国内基盤の更なる拡充を図るべく、**2026年2月17日に第６弾の認定を実施**。**今後、第７弾の募集を実施**していく。



<計画認定の要件>
①対象品目（リチウムイオン電池及びその部素材・製造装置等）
②取組内容（設備投資・技術開発）
③先端性
④規模（車載用3GWh/年 以上、定置用300MWh/年 以上など）
⑤人材確保・育成
⑥**国内の蓄電池サプライチェーン強靭化**・国内経済への寄与
⑦脱炭素及び成長市場への対応
⑧供給安定性
⑨取組を行うべき期間・期限
⑩実施体制
⑪需給ひっ迫時の対応
⑫供給能力の維持強化のための継続投資・研究開発
⑬技術流出防止措置

※蓄電池に係る安定供給確保取組方針 第3章より

(e)水素・アンモニアの事前審査の要件

水素・アンモニアについては、政策的意義及び実現可能性の高い案件間での競争を担保するため、燃料サプライチェーンに係る事前審査を行うこととしており、具体的な事前審査の要件は、別の審議会で検討することとしている。

具体的には、2 月 18 日の水素・アンモニア政策小委員会において、以下のような議論が行われていた。

- 長期脱炭素電源オークションでも、（水素・アンモニアの「価格差に着目した支援制度」の根拠法である）水素社会推進法で計画認定される案件に匹敵する案件が選ばれる仕組みが望ましい。
- 長期脱炭素電源オークションにおける参加要件として、水素社会推進法の予備審査への適合を求め、事前審査を行う。（長期脱炭素電源オークションで落札後に、水素社会推進法の認定を行う。）
- 予備審査は、価格差に着目した支援制度の評価項目をベースにした基準とする。

また、3 月 27 日の水素小委において、主に以下の内容を含む事前審査の基準骨子案について議論が行われ、概ね合意された。

- 対象：低炭素の水素・アンモニアであること（募集量には上限がある中で、政策的意義の高い案件に絞って採択されるようにするため）
- 上流出資：日本企業の出資の見込みがあること（出資率は事業者の判断）
- 産業競争力の強化：供給事業及び利用事業それぞれで、主要設備のうち最低1つが、我が国産業の国際競争力強化に寄与すること

（参考図 41）第 16 回水素・アンモニア政策小委員会（2026 年 3 月 27 日）資料5

水素・アンモニア案件の事前審査の基準骨子（案）

- 次の基準骨子に基づき、水素・アンモニア案件の事前審査を行う。
- 基準骨子を踏まえ、今後、規程類等において可能な限り具体的な基準や運用に落とし込む。

エネルギー政策	安全性	・安全に関する法令に係る許認可等を取得する見込みがあること。
	安定供給	・**水素等製造事業に対し、我が国企業が出資する見込み**であること。 ・低炭素水素等を輸入する相手国の**地政学的リスクに対応している**こと。 ・**特定の国に依存しない、強靭で信頼性のある低炭素水素等のサプライチェーン**を構築すること。
	環境適合性	・計画において供給される水素等が低炭素水素等であること。
	経済効率性	・経済的かつ合理的な方法で脱炭素化に資する資源を活用すること。 ・**水素等製造事業に対し、我が国企業が出資する見込み**であること。
GX政策	産業競争力の強化・経済成長	・**低炭素水素等供給事業**及び**低炭素水素等利用事業**それぞれで、**主要設備のうち最低１つが、我が国産業の国際競争力強化に寄与する**こと。 ・主要設備は、供給事業においては、**水素等の製造設備**、**海外からの輸送設備（船舶）**、利用事業においては、**国内貯蔵設備**、**発電設備**とする。 ・ただし、上記について、どの程度求めるかの判断に当たっては、我が国産業の国際競争力強化に寄与する**企業の製造能力の制約等諸事項を総合的に勘案**する。
	脱炭素化	・国内での二酸化炭素の排出削減に寄与すること。
事業の実施方法・確実性		・低炭素水素等利用事業者による低炭素水素等利用事業の確実性が高いこと。
		・発電事業者と低炭素水素等供給事業者、低炭素水素等供給事業者と上流水素等製造事業体との間で拘束力のある**低炭素水素等売買契約が締結される見込み**があること。

8

こうした内容について、4 月 17 日～5 月 16 日でパブリックコメントが行われたところ。

⑹電取委における建議

「長期脱炭素電源オークションにおける他市場収益の監視の在り方に関する検討会（以下「検討会」）」及び「制度設計・監視専門会合」での整理を踏まえ、令和7年 12 月に、「長期脱炭素電源オークションガイドライン」の改定について、電取委から経済産業大臣宛てに建議された。

建議における主な改定内容は以下のとおりだが、いずれも適切と考えられることから、建議のとおりガイドラインの改定を行うこととした。

- 相対契約に対する規律における「市場価格規律」について、例外的に市場価格の水準に比して不当に低くない水準以下の価格を認めるケースとして、市場参加にかかる手数料相当（0.001 円/kWh 程度）の金額を市場価格の平均価格から割り引いて相対契約の価格を算定するといったケース等、合理性が認められる限定的な範囲で認める。
- 相対契約に対する規律における「無差別規律」について、社内・グループ内に小売部門が存在しない落札事業者、又は、社内・グループ内に小売部門が存在するものの、社外・グループ外の小売のみに販売する落札事業者について、社外・グループ外同士の無差別性の評価に当たっては、社内・グループ内に小売部門が存在するが故に設定された確認項目について除外するといった考えで、内外無差別の評価方針にある確認項目を抽出・修正し、準用する。
- 他市場収益の還付の計算における「可変費」の金額の監視については、効率的かつ効果的に監視を行う観点から、燃料費に加えて、可変費に占める割合が大きい順に合計して約9割に達するまで

の費目について、複数の指標価格や法定価格、他の落札事業者の案件における同じ可変費等を参照し、明らかに高額であるなど、特異な金額となっていないかを確認する。

- 他市場収益の監視結果の通知に係るフローや、相対契約に係る規律の監視に係るフローについて、ガイドライン上詳細に記されていなかったことから、異議申し立てに関するプロセスを含む監視フローを明確化する。

(g)水素・アンモニアの CI 値の混焼率リクワイアメントへの反映

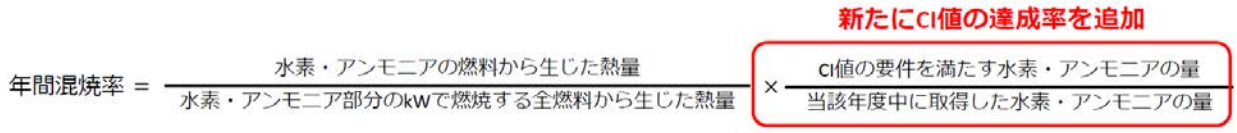
本制度では、水素・アンモニアの案件に対して、水素・アンモニア部分の kW で燃焼する燃料のうち、「年間最低混焼率リクワイアメント」(年間で7割以上は実際に水素・アンモニアを使用するとの要件)を課し、これを下回る場合は 容量確保契約金額について1・2割の減額を行うペナルティを設定している。

一方で、第 4 回入札からは「低炭素水素・アンモニア」のみが支援対象となるが、「低炭素水素・アンモニア」の要件は、水素社会推進法と同様に、水素・アンモニアの製造に伴い排出される CO2 量の指標である CI 値[41](Carbon Intensity:炭素集約度)が一定の基準値以下の燃料とすることを想定している。

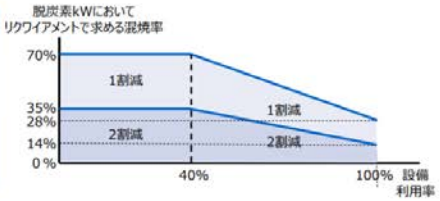
これを踏まえ、「年間最低混焼率リクワイアメント」の達成の確認を行う際には、「単に水素・アンモニアで発電した混焼率」ではなく、「低炭素水素・アンモニアとして、CI 値の要件を満たした水素・アンモニアで発電した混焼率」で確認を行うこととした。

ただし、実際に発電に用いた水素・アンモニアの CI 値を正確にトレースすることは困難であることを踏まえ、実際の確認方法としては、「水素・アンモニアで発電した混焼率」に「CI 値の達成率(当該年度中に取得した水素・アンモニアのうち、低炭素水素・アンモニアとして CI 値の要件を満たした水素・アンモニアの比率)」を掛けた値で確認を行うこととした[42]。

(参考図 42)水素・アンモニアの CI 値の混焼率リクワイアメントへの反映



減額割合	水素・アンモニアの燃料の年間混焼率(A%)
1割	35%≦A<70% ※設備利用率(B%)が40%を超える場合、 (1400/B)%≦A<(2800/B)%
2割	0%≦A<35% ※設備利用率(B%)が40%を超える場合、 0%≦A<(1400/B)%



(h)脱炭素化ロードマップにおける燃料の扱い

本制度の適用対象となる火力(水素・アンモニア・CCS・LNG 専焼)の案件については、2050 年に向けた脱炭素化ロードマップの作成を求めている。

第 4 回入札からは「低炭素水素・アンモニア」のみが対象となることから、水素・アンモニアによって 2050

41 水素・アンモニアの1キログラム当たりの製造に伴い排出されるキログラムで表した二酸化炭素の量

42 過去落札案件に遡及適用はしない。

年の脱炭素化を達成しようとする場合には、「低炭素水素・アンモニア」によって達成を求める[43]こととした。

また、過去の落札案件の脱炭素化ロードマップについても、2050 年の脱炭素化は「低炭素水素・アンモニア」によって達成を求めることとし、以下の修正を求めることとした[44]。

- 「ブルー・グリーン水素・アンモニア」を前提に落札した案件は、基本的に、「価格差に着目した支援制度」の支援を受けることを想定しており、同制度の支援対象が低炭素水素・アンモニアであることから、「低炭素水素・アンモニア」に修正すること。
- 「グレー水素・アンモニア」を前提に落札した案件は、早期に「ブルー・グリーン」の燃料に転換することを求めているが、今後は、本制度では「低炭素水素・アンモニア」のみが対象となるため、燃料を「低炭素水素・アンモニア」に転換する道筋を示すこと。
- 「LNG 専焼」の落札案件は、基本的には本制度を通じて 2050 年までに燃料の脱炭素化を進めることが想定されるが、その燃料を「低炭素水素・アンモニア」に修正すること。

(i)水素・アンモニア・CCS の落札後の市場退出

水素・アンモニア・CCS については、燃料費等の可変費が大きく、事業実施に至るためには、本制度で落札するだけでなく、水素・アンモニア供給事業や CO2 の輸送・貯蔵事業の最終投資決定(FID)が必要。

当該事業の FID のためには、燃料等の大規模需要の確保が必要となるが、本制度の落札電源の燃料需要だけでは量が少なく、他の燃料需要も確保する必要がある可能性が高い。

ここで、何らかの理由で他の燃料需要が事業中止となった場合には、燃料等の事業全体の FID ができなくなることも生じ得る。

こうした場合に、本制度の落札電源は、事業を実施することができなくなり、本制度から市場退出せざるを得なくなるが、その際、「他の事業者」の経営判断を理由として「本制度の落札事業者」に対して市場退出ペナルティ(落札価格の 10%)の支払いを求めるのは酷とも考えられる。

このため、水素・アンモニア・CCS の案件については、本制度での落札後 8 ヶ月以内[45]に、水素・アンモニア供給事業(複数上流の場合は全ての上流案件)や CO2 の輸送・貯蔵事業の FID ができなかった場合に限り、市場退出ペナルティの支払いを免除することとした。

ただし、水素・アンモニア案件は、黎明期が終わり、世界で複数の上流案件が立ち上がっている状況下では、調達先の変更がしやすくなり、上記の配慮措置(市場退出ペナルティの支払い免除)の必要性は低くなるため、黎明期が終わったと認められる回の入札(将来の時点で判断)からは、上記の配慮措置は削除することとした。

他方、CCS については、排出事業者(発電事業者等)と貯蔵事業者(貯蔵地点)の結びつきが強く、貯蔵事業者の変更がしにくいため、上記の配慮措置は黎明期に限定しないこととした。

(j)LNG 専焼の供給力提供開始期限

LNG 専焼は、制度開始当初は、早期に供給力を提供開始できる新設・リプレース案件のみを対象とするため、供給力提供開始期限を6年に設定していた。第 2 回入札では、プラントメーカーのリソースのひっ迫に対する懸念を踏まえ、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

---

43 燃料の欄には、燃料の色(グレー・ブルー・グリーン)ではなく、「低炭素水素」又は「低炭素アンモニア」との記載を求める。

44 燃料種に水素・アンモニアを記載している場合。

45 発電側の EPC 見積有効期間が最大でも 1 年程度と想定し、応札時から約 1 年＝落札から 8 ヶ月。

設定した。

こうした中で、LNG 専焼は、本日の論点①のとおり、将来の需要増に備え、中長期的に募集枠を設定していく場合、世界的なガスタービンニーズの高まりも助長して、メーカーのリソースが更にひっ迫するおそれがある。このため、中長期的に応札案件を安定的に確保するため、 LNG 専焼の供給力提供開始期限を、他の火力電源（水素・アンモニア・CCS・バイオマス）と同様の 11 年（アセス済の場合 7 年）に変更することとした。

（参考図 43）LNG の供給力提供開始期限

電源種	第4回入札の供給力提供開始期限
太陽光	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	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 （揚水式を含む）	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 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
バイオマス専焼・水素混焼のLNG・水素専焼・アンモニア専焼 ・LNG専焼の新設・リプレース、 既設火力の改修 （水素・アンモニア混焼、CCS、バイオマス専焼）	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	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、LDES	4 年後の日が属する年度の末日
~~LNG 専焼火力~~	~~8 年後の日が属する年度の末日~~

(k)LDES の供給力提供開始期限

第 3 回入札から対象に追加した LDES（長期エネルギー貯蔵システム）は、系統から電気を受電してエネルギーとして貯蔵し、必要な時にタービンを回して発電を行う技術である。

LDES の供給力提供開始期限は、蓄電池と同じ 4 年としていたが、実際の案件の検討を進めるにあたり、LDES は蓄電池と異なり、火力発電所と同等以上の敷地面積が必要となり、火力発電所と同等の建設期間が必要であることが判明してきたため、LDES の供給力提供開始期限を、現行の 4 年（蓄電池と同様）から、7 年に変更（環境アセスが無い火力と同様）することとした。

（参考図 44）LDES の供給力提供開始期限

電源種	第4回入札の供給力提供開始期限
太陽光	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	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 （揚水式を含む）	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 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
バイオマス専焼・水素混焼のLNG・水素専焼・アンモニア専焼 ・LNG専焼の新設・リプレース、 既設火力の改修 （水素・アンモニア混焼、CCS、バイオマス専焼）	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	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~~、LDES~~	4 年後の日が属する年度の末日
LDES	7 年後の日が属する年度の末日

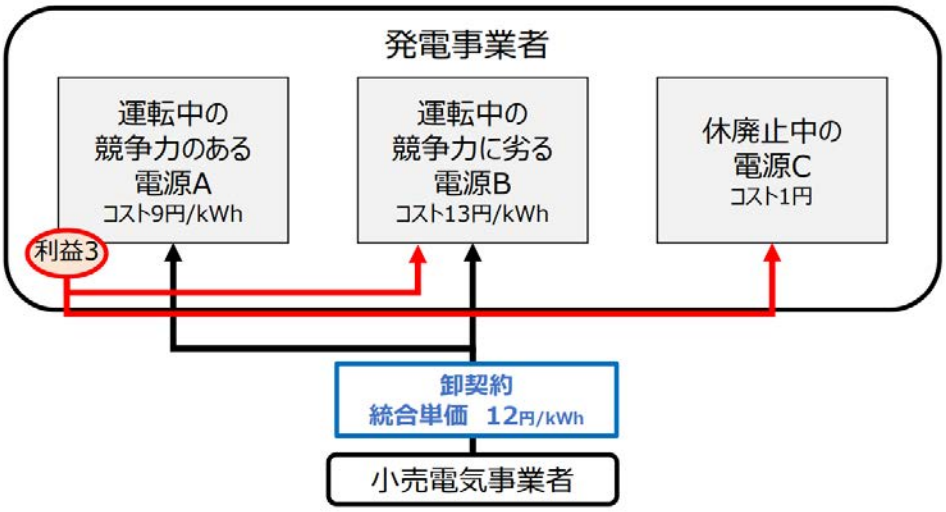
(l)落札電源と他電源のセットでの卸売りの規律

自由化されている発電事業において、発電した電気の売り方は、各発電事業者に自由がある。発電事業者は、「運転中で競争力のある電源」、「運転中で競争力に劣る電源」、「休廃止中の電源」、といった様々な状態の電源を保有する場合には、通常、「運転中で競争力のある電源」の利益で、「運転中で競争

力に劣る電源」や「休廃止中の電源」の費用の一部又は全部を回収している。

その結果、「運転中で競争力に劣る電源」や「休廃止中の電源」の費用は、当該電源の所在エリアに限られず、「運転中で競争力のある電源」の電力を購入する幅広い小売事業者が負担している。

（参考図 45）発電事業の費用回収



発電事業者が本制度を使い電源を新設した後、当該電源が発電した電気や非化石価値を、市場や相対契約で販売することが想定されるが、相対契約で販売する場合に、意図的に特定の小売事業者に低い価格で販売し、他市場収益を発生させないようにすることで、還付を逃れることは適切ではない。

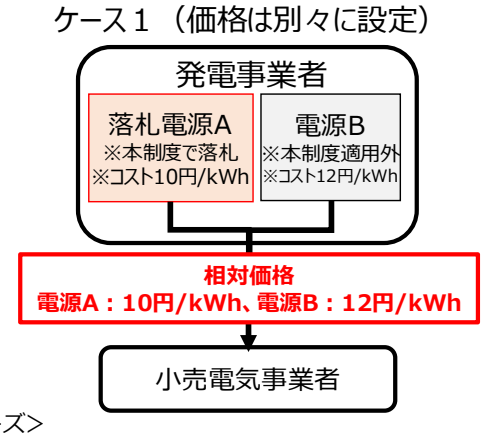
こうした還付逃れを防止するため、相対契約に対する規律として、「無差別規律」と「市場価格規律」のいずれかを満たすことをガイドラインで求めている。

こうした前提がある中で、本制度による落札電源が運転を開始し、「無差別規律」により相対契約で電気や非化石価値を販売していく場合に、ケース１のように落札電源と非落札電源をセット（価格は別々の価格 [46]）で卸売りをしたり、ケース２のように落札電源と休廃止電源の費用 [47]をセットで卸売りをすることも想定される。

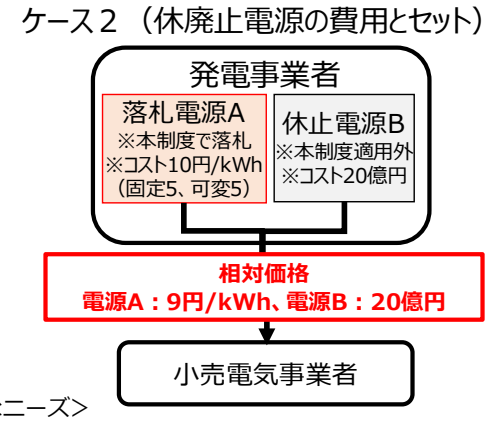
このように、落札電源を、非落札電源や休廃止電源とセットで別々の価格で卸売りをする場合、落札電源の利益を、非落札電源や休廃止電源の費用に充てることは、（当該費用の回収が可能になることで）さらなる新規投資に振り向ける原資を確保しやすくなるという発電事業の実態に沿っており、制度の趣旨にも整合的と考えられる [48]一方で、他の電源に不当に利益を付け替えて、意図的に還付逃れを行うことは防止する必要がある。

46 実際の支払額は、電源毎の稼働実績（kWh）を踏まえて精算を行う。
47 定義は後述のとおり。
48 休廃止電源の費用はサンクコストであるため、新たな投資を促す本制度の趣旨に合っているとは思わないとの意見もあった。

（参考図 46）セットでの卸売りのケース（ケース1、ケース2）



<具体的なニーズ>
非落札電源Bが落札電源Aに比べてコスト高である場合に、落札電源Aと非落札電源Bの平均単価を前々頁のように統合単価として設定すると、落札電源Aが行う他市場収益の還付との関係で、**コスト回収漏れを生じる場合があるため**。



<具体的なニーズ>
休廃止電源の費用は、通常は卸契約の対象費用に含めるのではなく、前々頁のように他電源の利益で回収しようとするが、**他電源が「本制度の落札電源」の場合**は、落札電源が行う他市場収益の還付との関係で、**休廃止電源の費用を賄うことが困難となるため**。

本制度に基づく固定費支援は 2027 年度から実際に開始され、他市場収益の還付も始まる[49]ことから、前頁のようなセットでの販売において、不当な還付逃れを防止する具体的なルールを定める必要がある。

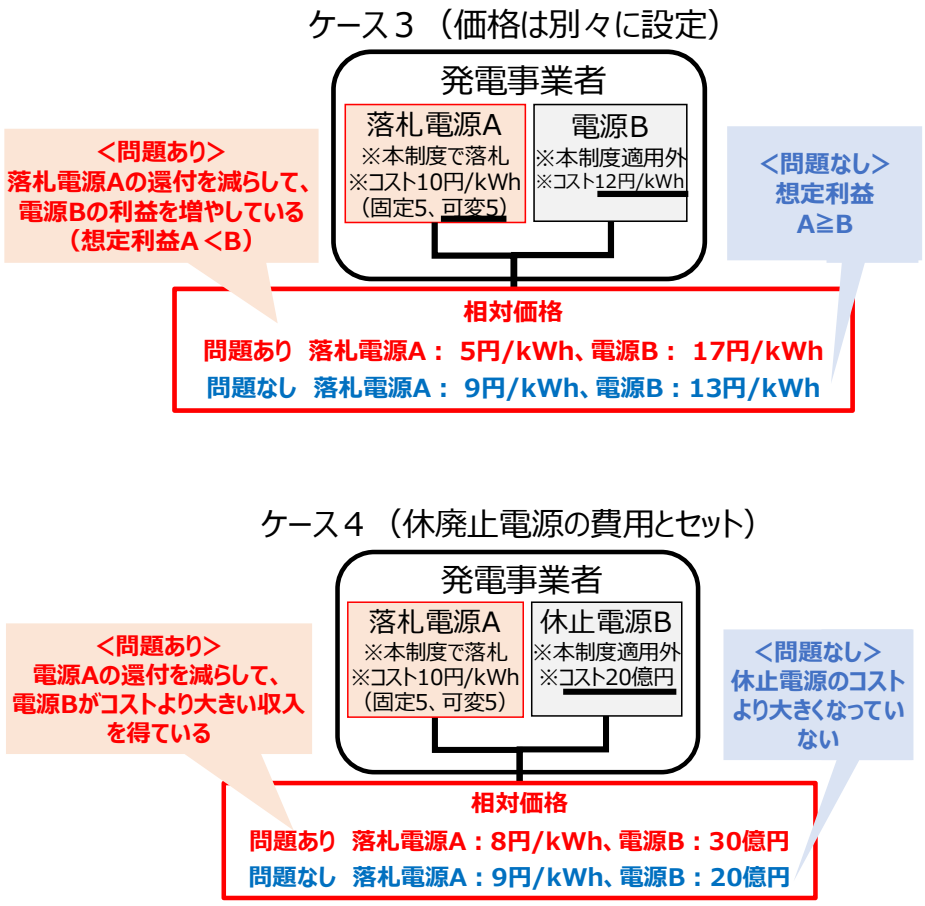
発電事業者が「無差別規律」の下で販売する際に、不当に利益の付け替えが行われると、意図的な還付逃れとして不適切であるため、ガイドラインに基づき電取委が相対契約締結前の監視を行う際に、各電源の相対価格の設定根拠を元に、以下（⇒部分）の確認を行うこととした。

- ケース3のように、落札電源 A の想定利益[50]（相対価格）を不当に下げて、電源 B の想定利益（相対価格）を不当に上げる ⇒ 落札電源全体の想定利益よりも、非落札電源全体の想定利益の方が大きくない

49 実際の還付は、対象実需給年度の翌年度に実施。
50 想定利益の定義は、以下の通り。
落札電源全体の想定利益（円/kWh※1） ： 当該卸契約による想定収入－可変費※2
※1 本制度に応札可能な送電端 kW で発電する想定 kWh
※2 固定費は本制度の容量収入で回収するため、考慮せず。可変費は本制度からの容量収入で回収する部分は除く。

➢　ケース4のように、落札電源 A の想定利益（相対価格）を下げて、休廃止電源がコストより大きい収入を得ている　⇒　休廃止電源がコストより大きい収入を得ていない

（参考図 47）セットでの卸売りのケース（ケース3[51]、ケース4）



落札事業者が他の稼働中電源 C を保有する場合、本制度がなければ、休廃止電源の費用や非経済電源[52]の非経済性は、他の稼働中電源 C も含めた発電事業全体で回収を図るものと考えられる。

一方で、本制度を利用した以下のような費用回収のやり方は、意図的な還付逃れであり不適切と考えられる。

➢　ケース6で、落札電源の想定利益（卸価格）の引下げのみにより、休廃止電源の費用を回収すること

非落札電源全体の想定利益（円/kWh※3）　：　当該卸契約による想定収入－（固定費※4＋可変費）

※3 送電端 kW で発電する想定 kWh

※4 固定費は、減価償却費、運転維持費及び金利から、容量市場（メイン・追加）の想定収入を控除した金額。

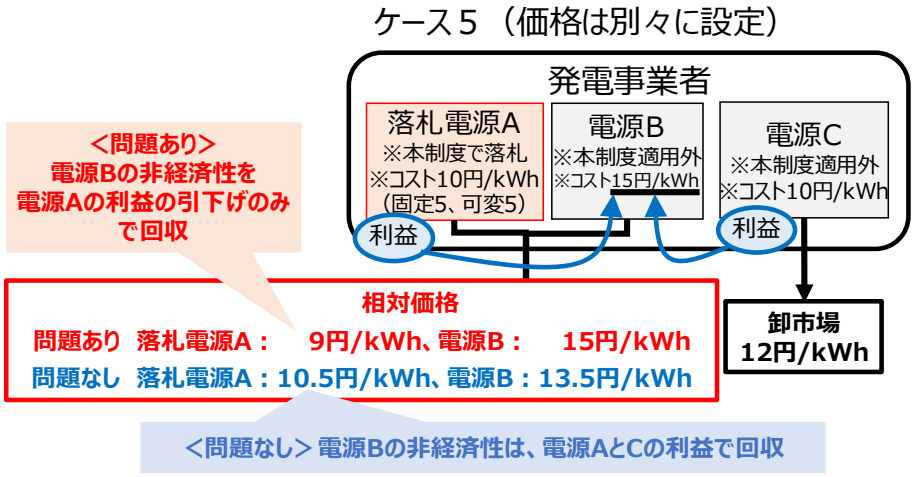
51 ケース３の問題ありケースでは、落札電源 A は、固定費は本制度の支援があるため、相対価格を可変費水準まで下げている。これにより、落札電源 A の他市場収益・還付額は 0 となるが、これ自体は、安い電源に全小売事業者がアクセス可能となり、公平性が確保されるため、意図的な還付逃れとは認められない。しかし、落札電源 A の利益を不当に下げて、電源 B の利益を不当に大きくする場合は、不当な利益の付け替えによる還付逃れとなる。

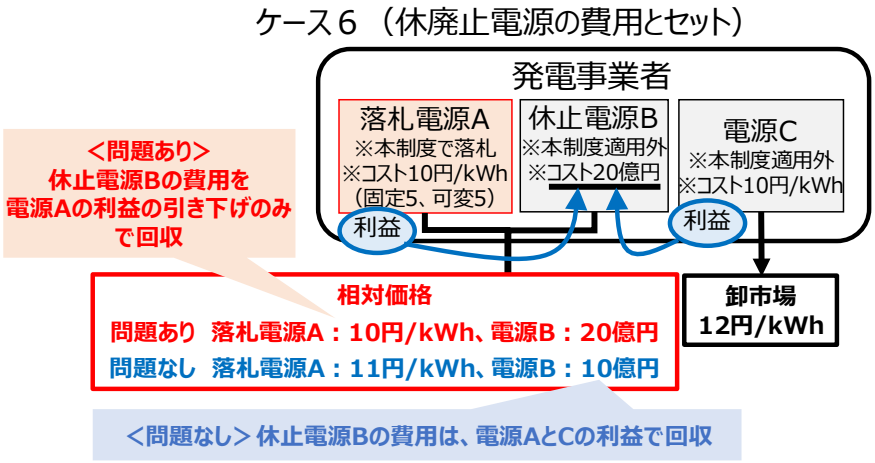
52 後述の定義で示すように、電源単体で販売した場合の想定利益がマイナスとなるコスト高の電源。

➢　ケース5で、セットで販売する非落札電源の中に非経済電源 B が存在する場合、落札電源の想定利益（卸価格）の引下げのみにより、非経済電源の費用を回収すること

このため、発電事業全体で適切に費用を回収する観点から、他の稼働中電源の利益も含めて休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性の回収を図ることを条件とした。

（参考図 48）セットでの卸売りのケース（ケース5 、ケース6）





具体的には、その卸契約で回収しようとする休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性が、「電源全体の利益」に占める「当該卸契約における電源の利益」の割合に収まるよう、以下のような限度額を超えないことを条件とした。

$$\text{限度額} = (\text{休廃止電源の費用・非経済電源の非経済性}) \times \frac{\text{落札電源を含む卸契約の対象の稼働中電源の合計年間想定利益}}{\text{落札事業者が保有する稼働中電源全体の合計年間想定利益}}$$

（定義）

- 「休廃止電源の費用」とは、落札事業者が保有し、又は他社と共同開発（落札事業者が運転開始から運転終了まで一定量の受電を行うとともに、必要な費用を支払う前提で電源を建設すること。）を行った電源のうち、電気事業法の休廃止届出を行った電源や供給計画において長期停止とされている電源や既設原発の再稼働前の電源の、年間の減価償却費・維持費・除却費・金利を指す（共同開発電源の場合は落札事業者の受電比率に応じた費用に限る）。ただし、①事故の処理費用のように、例外的な事象によって発生した費用や、②過去に本制度の落札電源であり、廃止費用として算入していた金額のように、既に本制度とは別の発電事業者を対象とした費用回収制度（小売経過措置規制料金は、小売事業としての費用回収制度であるため、含まない）により回収している費用は除く。
- 「非経済電源の非経済性」とは、電源単体で販売した場合の想定利益がマイナスとなるコスト高の電源の、年間の当該想定利益。
- 「稼働中電源」には、休廃止電源（電気事業法の休廃止届出を行った電源、供給計画において長期停止とされている電源、既設原発の再稼働前電源）や TSO 保有電源は含まない。
- 「落札事業者」には、株式・持分 50%超を保有する発電事業の届出を行っている子会社を含む。当該子会社の孫会社以下も同様。
- 「想定利益」とは、各電源単体で販売した場合の想定利益（算式は以下）。過去の卸市場価格や相対契約の価格等を元に、事業者が合理的に算出。子会社・孫会社の電源の想定利益は、株式持分比率に限定。

  落札電源の想定利益（円） ： 想定他市場収入（kWh、ΔkW、非化石）－可変費

  ※固定費は本制度からの容量収入で回収するため、ここでは考慮しない。

  ※可変費は、本制度からの容量収入で回収する部分は除く。

  非落札電源の想定利益（円） ： 想定他市場収入（kWh、ΔkW、非化石）－（固定費＋可変費）

  ※固定費は、減価償却費、運転維持費及び金利から、容量市場（メイン・追加）の想定収入を控除した金額。

  ※非経済電源の想定利益は、限度額の算定式の分母・分子には含めない。

電取委は、前頁までの内容に従い、相対契約の締結前に求められる規律の確認を行った上で、制度適用期間における他市場収益の還付額の確認の際には、契約締結前に確認を行った内容（①落札事業者が保有する稼働中電源全体の想定利益の諸元としての合計 kWh、②休廃止電源の合計費用、③非経済電源の合計非経済性）について、適切に事後監視を行うこととした。

その上で、①～③が、契約締結前の確認の際の説明と大きく乖離するような場合には、将来の相対契約の内容を見直すことを求めることとした[53]。

また、休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性が発生しなくなった場合には、自発的に契約の変更が行われるものと考えられる。他方で、仮に契約を変更せずに、落札事業者が、発生しなくなった休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性の回収を落札電源を利用して継続している場合には、発生しなくなった年度以降の当該回収分について、他市場収益の計算に加算し、還付を求めることとした。

こうした事後監視を通じて、本規律の活用の実態について確認を行なっていく。

また、意図的な還付逃れを行うことにより、不適切な国民負担がなされていないよう、本規律の在り方に

[53] 過去の実績まで否定することは、契約の安定性を阻害するため、将来分に限る。

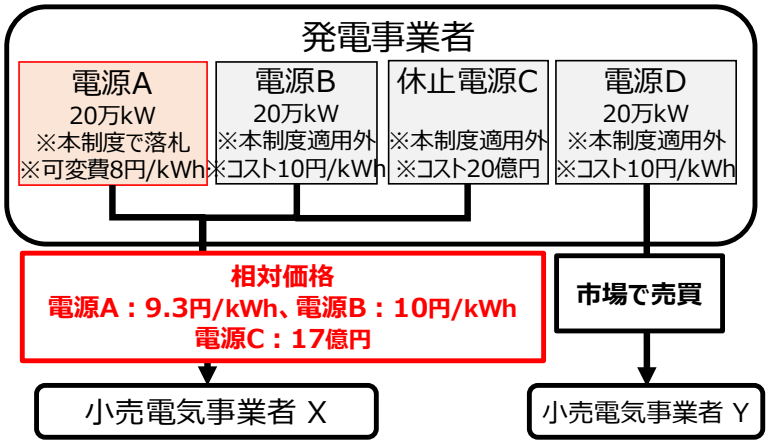
ついても、活用実態を踏まえながら確認していく。

（参考）不当な利益の付け替えに該当しない事例イメージ①

電源 A～C を含む相対契約で回収する休止電源 C の費用 17 億円は、限度額（休止電源 C のコスト 20 億円×30 億円/35 億円＝17.1 億円）を超えていない。

落札電源 A の想定利益（13 億円）よりも非落札電源 B の想定利益（0 億円）の方が大きくなっていない。

（参考図 49）不当な利益の付け替えに該当しない事例イメージ①



電源A・B・Dの想定kWhは、それぞれ10億kWh

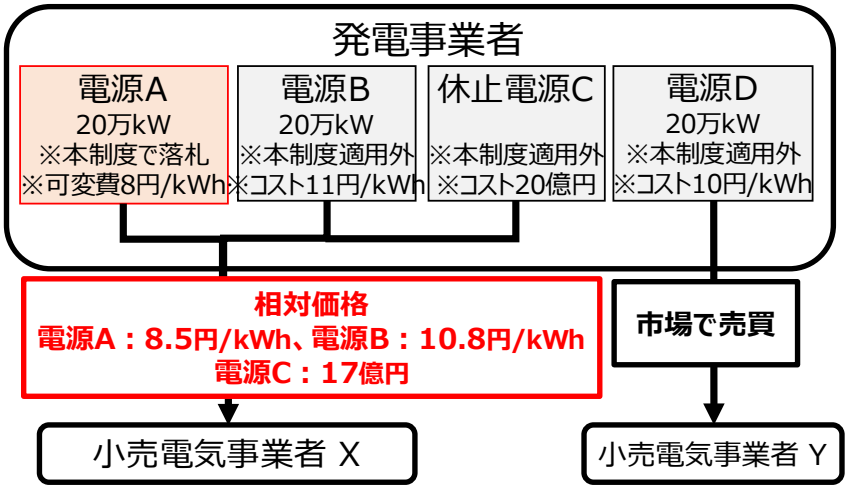
	電源A	電源B	電源D
電源単体で販売した場合の想定利益 （例：市場価格10.5円/kWhと想定） （P26関連）	25億円 （=(10.5-8)×10億kWh）	5億円 （=(10.5-10)×10億kWh）	5億円 （=(10.5-10)×10億kWh）
電源A～Cを含む卸契約による想定利益 （P24関連）	13億円 （=(9.3-8)×10億kWh） ※還付後1.3億円	0億円 （=(10-10)×10億kWh）	–

（参考）不当な利益の付け替えに該当しない事例イメージ②

電源 A～C を含む相対契約で回収する非経済電源 B の非経済性 3 億円・休止電源 C の費用 17 億円（合計 20 億円）は、限度額（非経済電源 B・休止電源 C のコスト 25 億円×25 億円/30 億円＝20.8 億円）を超えていない。

落札電源 A の想定利益（5 億円）よりも非落札電源 B の想定利益（▲2 億円）の方が大きくなっていない。

（参考図 50）不当な利益の付け替えに該当しない事例イメージ②



	電源A	電源B	電源D
電源単体で販売した場合の想定利益 （例：市場価格10.5円/kWhと想定） （P26関連）	25億円 （=(10.5-8)×10億kWh）	▲5億円 （=(10.5-11)×10億kWh） ⇒休廃止電源の費用と同様に扱う	5億円 （=(10.5-10)×10億kWh）
電源A～Cを含む卸契約による想定利益 （P24関連）	5億円 （=(8.5-8)×10億kWh） ※還付後0.5億円	▲2億円 （=(10.8-11)×10億kWh）	–

電源Bは、電源Aとのセット販売により、非経済性▲5億円のうち、3億円を回収

(m)設備利用率リクワイアメント

変動電源（太陽光・風力・流込式水力）は、立地条件が悪く設備利用率が通常よりも著しく低い案件を排除するため、最低限満たすべき年間設備利用率の達成をリクワイアメントとして求めている。

リクワイアメントとしての年間設備利用率の水準は、FIT/FIP 制度で調達価格等を設定する際の想定設備利用率（第 3 回入札では、太陽光 18.3%、陸上風力 29.1%、洋上風力 39.3%、一般水力のうち流込式水力 44.8%）を用いている。

想定設備利用率は、直近実績の平均値等で設定されているが、発電事業者からは、「最低限満たすべき年間設備利用率」として「想定設備利用率」を用いると、平均的な設備利用率を少しでも下回っただけでペナルティが課されるため厳しすぎるのではないか、という趣旨の御意見をいただいているところ [54]。

こうした御意見を踏まえ、改めて検討し、本リクワイアメントの目的である「立地条件が悪く設備利用率が通常よりも著しく低い案件を排除」するため、「過去の年間平均設備利用率の実績値の最低値 [55]」の達成を求めることとした。

(n)LNG 専焼の還付における新たな仕組み

本制度では、落札案件の「固定費全体に対して支援」する一方で、「実際の他市場収益の約9割の還付」を求めている。

LNG 専焼については、LNG 燃料の安定確保の観点から、長期契約の確保が重要だが、LNG の長期契

54 過去の落札案件には、本リクワイアメントが課される案件は存在しない。
55 過去 10 年間の調達価格等算定委員会で示されている年間平均設備利用率の最低値（太陽光 14.8%、陸上風力 24.5%、洋上風力 25.2%、一般水力のうち流込式水力 51.0%）

約を行う場合には、発電事業者は、発電所の稼働率が低下して燃料が余るリスク（余剰リスク）を抱えている。

余剰リスクが発現すれば発電事業者は大きな損失を被ることになるが、そのリスクを取って長期契約を確保しようとするかどうかは、様々なリスクヘッジ手法の効果や、他市場収益の還付後に残る収益の水準などを総合的に勘案して発電事業者は判断していると想定される。

現在の他市場収益の約 9 割の還付の仕組みでは、還付後に残る収益の水準が余剰リスクに比して少なく、発電事業者はリスク回避の観点から、燃料をスポットで調達し、卸電力市場で限界費用（スポット調達価格）入札するという行動を選択しがちになるとの声がある。

他方で、今後、本制度を通じて新設・リプレースされる LNG 専焼発電所が増加してくることが見込まれる中で、本制度において、発電事業者が長期契約の余剰リスクをなるべく取りやすい仕組みを整備することは重要である。

こうした問題意識の下、本制度を活用して LNG 専焼の新設・リプレースを行う場合に、長期契約の確保に向けた判断をより促す観点から、LNG 専焼における他市場収益の還付金額を、「他市場収益の実績」で算定する現行の仕組みに加えて、「過去の他市場収益の実績を元に設定した金額」で事前に固定化する仕組みを選択できることとし、後者を選択する場合には、事業者の創意工夫により、他市場収益の還付後に残る収益をより多くすることができ、燃料の長期契約によって生じるリスクをとりやすい環境を整備することとした。

（参考図 51）LNG の長期契約の確保に関するエネルギー基本計画の記載

エネルギー基本計画（令和７年２月閣議決定）
Ⅴ．２０４０年に向けた政策の方向性　３．脱炭素電源の拡大と系統整備（４）火力発電とその脱炭素化
②LNG火力発電
ＬＮＧ火力は、石炭・石油火力と比べて温室効果ガスの排出量が少なく、将来的な水素の活用やＣＣＵＳの導入などによる脱炭素化が可能である。経済性に劣る火力の休廃止等が進みつつも、電力需要の増加が見込まれる中、電力の安定供給のために必要な火力供給力を維持・確保し、需給両面での将来的な不確実性に備える観点からは、電源の脱炭素化に向けたトランジションの手段としてＬＮＧ火力の活用は必要である。実際、海外においても、電力の安定供給の確保のため、ＬＮＧ火力を活用する動きが進んでいる。
こうした中、我が国においても長期脱炭素電源オークションを通じて、将来的な脱炭素化を前提としたＬＮＧ専焼火力の新設・リプレースを促進している。今後も更に火力の供給力を確保する観点から、需給バランスの将来動向も見ながら、ＬＮＧ火力の将来的な脱炭素化を前提とした新設・リプレースを一層促進する。（略）
一方、**ＬＮＧは**、長期間の貯蔵が困難であることや、地政学リスクによる需給バランスの変化・価格高騰などといった燃料調達リスク等を踏まえると、ＬＮＧ火力においては、**燃料の安定確保が極めて重要**である。２０２１年のＬＮＧ需給ひっ迫以降、需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドラインの作成や、燃料在庫の定期的なモニタリング、全国・地域連携スキームの構築、戦略的余剰ＬＮＧ（ＳＢＬ）の導入等を進めてきた結果、必要な燃料を政府や関係事業者等が協調して確保する体制が構築されつつある。他方、電力自由化の進展による販売電力量の予見性低下や、それに伴う長期ＰＰＡの減少、変動性再生可能エネルギーの導入拡大に伴う燃料消費量の季節変動の拡大、ＬＮＧ火力の継続的な稼働率低下などの要因により、**発電事業者が長期契約により燃料を安定的に確保することが難しくなりつつあり**、発電事業者や需要家が燃料スポット価格の変動リスクにさらされる懸念が高まっている。
このような中、一時的な電力需要の増加等によりＬＮＧ在庫が急激に減少し、一部のＬＮＧ火力で一時的な燃料制約が生じるケースも発生している。こうした状況を踏まえ、電力需給のひっ迫や、国際情勢の急変に伴う燃料スポット価格の急騰等への備えとして、**安定的な電力供給が可能となる量のＬＮＧ長期契約の確保を促進するための措置の検討**など、平時と緊急時それぞれの**燃料の安定的な確保の対応の在り方について更に検討を進める**。

第4回 WG（2026 年7月 14 日）において、事前に固定化する場合の他市場収益の還付金額について、事務局が一定の前提の元に試算を行い、8,753 円/kW/年の約 9 割の 8,000 円/kW/年とすることについて、事務局から提案があった。これに関し、委員からは、仕組みについて賛同する意見もあったが、還付水準を 8,000 円/kW/年とすることの妥当性について判断する材料が十分ではなく、引き続き多角的に妥当性の検証が必要との意見が多く出された。このため、事前に固定化する場合の還付水準のあり方につ

いて、第7回 WG（2026 年 10 月7日）において、改めて検討を行った。

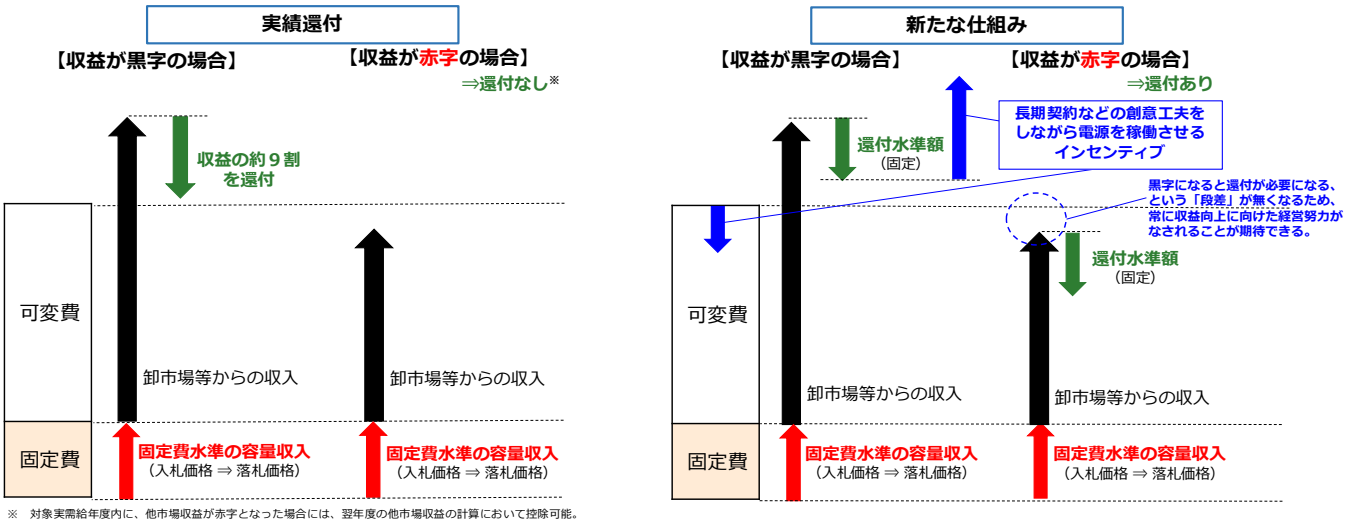
（参考図 52）第4回 WG（2026 年7月 14 日）における主な御意見

◎御賛同・評価いただいた点（方向性）	△課題・慎重な検討を求める点
● 固定額オプションの発想自体に賛成。固定収入と市場収益還付を組み合わせ収益を安定化させる点で、従来議論と論理的にほぼ同じ。 ● 燃料の長期契約を促進し、事業者の創意工夫を後押しする制度趣旨を評価。 ● 「還付逃れ」を疑われる行動のインセンティブが低減し、監視コストの削減にも資する。	● 固定額8,000円/kW/年の算定根拠・前提条件について更に検討が必要。 ➢ LNG燃料価格について、LNGの長期契約確保促進の趣旨であるならば、JKMではなくJLCを用いるべきではないか。 ➢ スポット市場での売電価格について、エリアの市場実態と乖離しないよう、全国一律のシステムプライスではなく、エリアプライスを用いるべきではないか。 ➢ 設備利用率について、今後の電力需要の増加や事業者による収益機会を高める運転を考慮すべきではないか。 ➢ 容量市場とのバランスも考慮すべきではないか。

＜新たな仕組み導入の目的＞

従来の実績還付方式では、還付後に残る収益の水準が低いため、燃料の長期契約に伴う余剰リスクを取ることが難しい。発電コストにおける可変費（燃料費）の割合が高い LNG 専焼に限定し、他市場収益の還付額をあらかじめ固定する新たな仕組みを導入し、還付後に残る収益を創意工夫により高めやすくすることにより、LNG の長期契約で調達された燃料を用いて長期脱炭素電源オークションの落札電源を積極的に稼働させることを促進する。上記の制度導入目的が同様に当てはまる過去の落札案件についても、新たな仕組みを選択可能とする。

（参考図 53）新たな仕組み導入の目的



＜還付水準額の試算条件の見直し＞

還付水準額の水準については、発電事業者の創意工夫の余地を設けつつ、過大収益とならず国民負担にも配慮した合理的な水準に設定することが必要。この観点から、以下のように、試算条件の見直しを実施した。

➢ 新たな仕組みは、LNG の長期契約の促進を導入目的とするものであることから、還付水準額についても、この仕組みが促進したい事業モデル、すなわち、LNG を長期契約で調達する LNG 専焼

の収益実態を前提に算定。一般に、LNG 燃料を長期契約で調達する場合、年間を通じて定期的に同量が届き、数量の柔軟性が低いため、市場価格が燃料費を上回る時間帯のみ発電する運用は取りにくい。発電事業者は、燃料が余るリスクを回避する観点から、できる限り早期の段階から小売電気事業者との長期相対契約の締結を目指す。こうした背景を踏まえ、還付水準額の試算は、売電を長期相対契約で行う前提で行う。

- 長期相対契約の契約期間は、現在、2、3年のことが多い一方、10 年程度のこともある [56]。小売電気事業者の量的な供給力（kWh）の確保の在り方の検討を進めており、今後、卸契約期間が長期化していく可能性がある。また、中長期取引市場の整備に向けた検討も進めているが、現時点では、小売電気事業者が長期相対契約を締結する際には、過去のスポット価格の水準等を参考にしながら、今後の電力価格を予想し、契約の内容を判断している状況。こうした長期相対契約の価格水準を踏まえ、還付水準額の試算は5年又は 10 年の相対契約を想定し、過去5年間又は 10 年間のスポット価格の年間平均 [57]を「他市場収入」として想定。なお、LNG 火力を稼働させる必要のない時間帯は運転停止をすることが想定されることを踏まえ、スポット価格が 0.01 円/kWh のコマ（年間全体の約 0～12%程度）を除いた年間平均を算定。
- 他市場収入の試算にあたっては、システムプライスとエリアプライスの両方について算定。
- LNG の燃料費は、長期契約を前提とするため、JLC の年間平均価格を用いることにし、「他市場収入－燃料費」で他市場収益を算定。
- 設備利用率は、後述する＜還付水準額の試算条件の見直し（設備利用率）＞の考え方で試算を実施。他市場収入の補正と同様に、スポット価格の年間平均算定時に控除したコマ数（上述）に応じて設備利用率を補正し、システムプライスの場合、5年契約想定は平均約 60%、10 年契約想定は平均約 52%で試算。
- 現行制度における他市場収益の想定に近づける観点から、2020 年度以降に需給ひっ迫・市場価格高騰対策やインバランス料金制度の見直しが講じられたことを踏まえ、旧制度下においてスパイラル的な価格上昇が発生した 2020 年 12 月から 2021 年 1 月までの 2 か月間を試算データから除外した。なお、2016 年度・2017 年度については前回試算と異なり除外対象としないこととした。

＜還付水準額の試算条件の見直し（設備利用率）＞

平均的な設備利用率について、以下の考え方で試算を実施。システムプライスの場合、5年契約想定は平均約 60%（エリアプライスの場合は約 56%～約 61%）、10 年契約想定は平均約 52%（エリアプライスの場合は約 50%～約 52%）で試算。

- 運転開始当初の新しい LNG 専焼は優先的に稼働することが想定される。定期補修等を考慮した上で、初年度（想定：2030 年度）の設備利用率を 70%と想定。
- 運転開始から 10 年後（2040 年頃）の設備利用率については、電力広域的運営推進機関の「将来の電力需給シナリオ（2025 年 7 月公表）」において、2040 年における火力の設備利用率を 33%

56 「現時点における旧一般電気事業者及び JERA の内外無差別な卸売の評価結果（案）等について」（第 22 回制度設計・監視専門会合事務局提出資料、2026 年 7 月 31 日）
https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_systemsurveillance/pdf/022_03_00.pdf

57 5年間の場合は、2021 年度～2025 年度のスポット価格のデータ、10 年間の場合は、2016 年度～2025 年度のスポット価格のデータを使用。

～38%と見込んでいることを参考に、35%と想定。

- このような考え方をとると、期間平均の設備利用率は、5年契約想定で約 61%、10 年契約想定で約 53%となる。一方、広域機関の「2026 年度供給計画の取りまとめ（2026 年 3 月）」では、データセンター・半導体工場の新増設等により、2035 年度の年間需要電力量は 2025 年度比で約5%の増加が見込まれるものの、発電事業者等が想定する 2035 年度の電源種別の送電端電力量の増加想定では、LNG 火力の設備利用率は 2025 年度を下回る 4 割弱にとどまると見込まれている。これを踏まえ、前述の他市場収入の補正においてスポット価格の年間平均算定時に控除したコマ数に応じてエリアごとに期間平均の設備利用率を下方補正した。

（参考図 54）2026 年度供給計画の取りまとめ（広域機関、2026 年 3 月）

年間需要電力量（全国合計、送電端）の想定（億kWh）

	2025年度	2026年度	2030年度	2035年度
全国合計	8,434	8,437	8,648	8,871

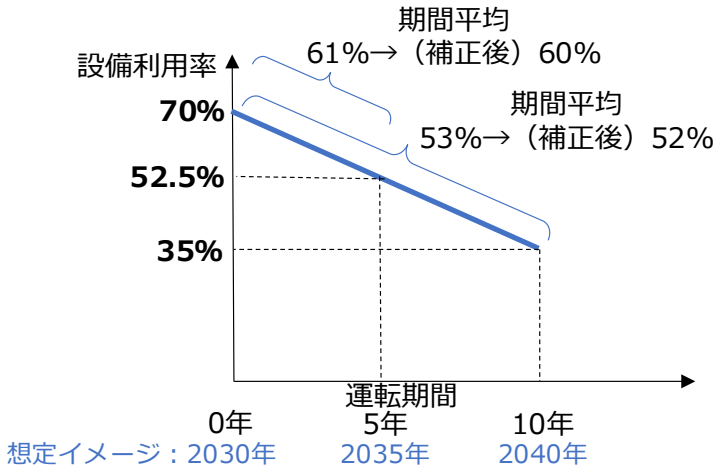
437億kWh（約５%）増加（2025年度比）

設備利用率の推移

	2025年度	2026年度	2030年度	2035年度
ＬＮＧ	41.6%	37.4%	39.8%	36.6%

出典：「2026年度供給計画の取りまとめ」（2026年3月、電力広域的運営推進機関）
https://www.occto.or.jp/assets/various/kyoukei/torimatome/260330_kyokyukeikaku_torimatome/260330_kyokei_torimatome.pdf

（参考図 55）試算における設備利用率設定の考え方



（参考図 56）将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書

（参考）将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書①

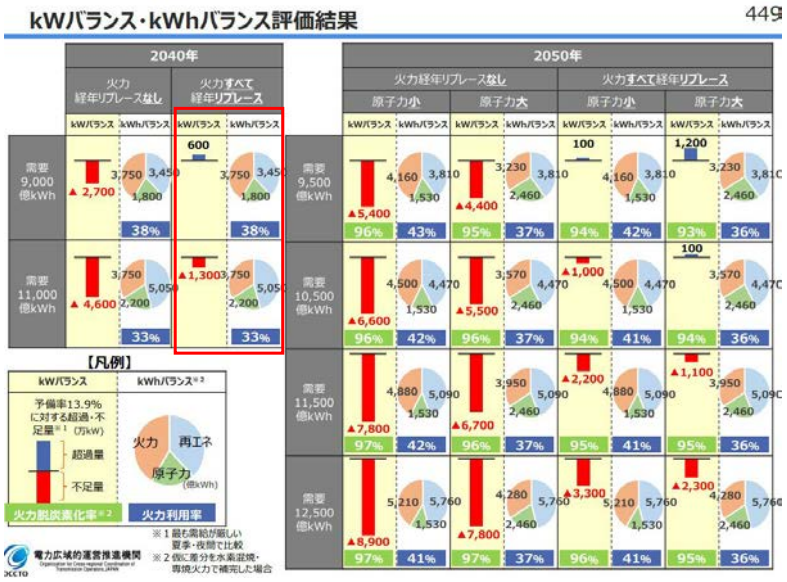
- 将来の電力需給シナリオに関する検討会では、需要及び供給力それぞれ一定の幅を持ったモデルケースを設定した上で、その組み合わせによる需給バランスを複数のモデルシナリオとして提示。





出典：将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書（2025年７月９日）
https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/shorai_jukyu/2025/files/shoraijukyu_houkokusyo_03.pdf

（参考）将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書②



出典：将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書（2025年７月９日）
https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/shorai_jukyu/2025/files/shoraijukyu_houkokusyo_03.pdf

＜還付水準額の適用期間・自動補正・再評価＞

還付水準額の適用期間について、今後５年間は今回算定する還付水準額を適用することとしつつ、毎年度、コア CPI により自動補正を行うこととした。

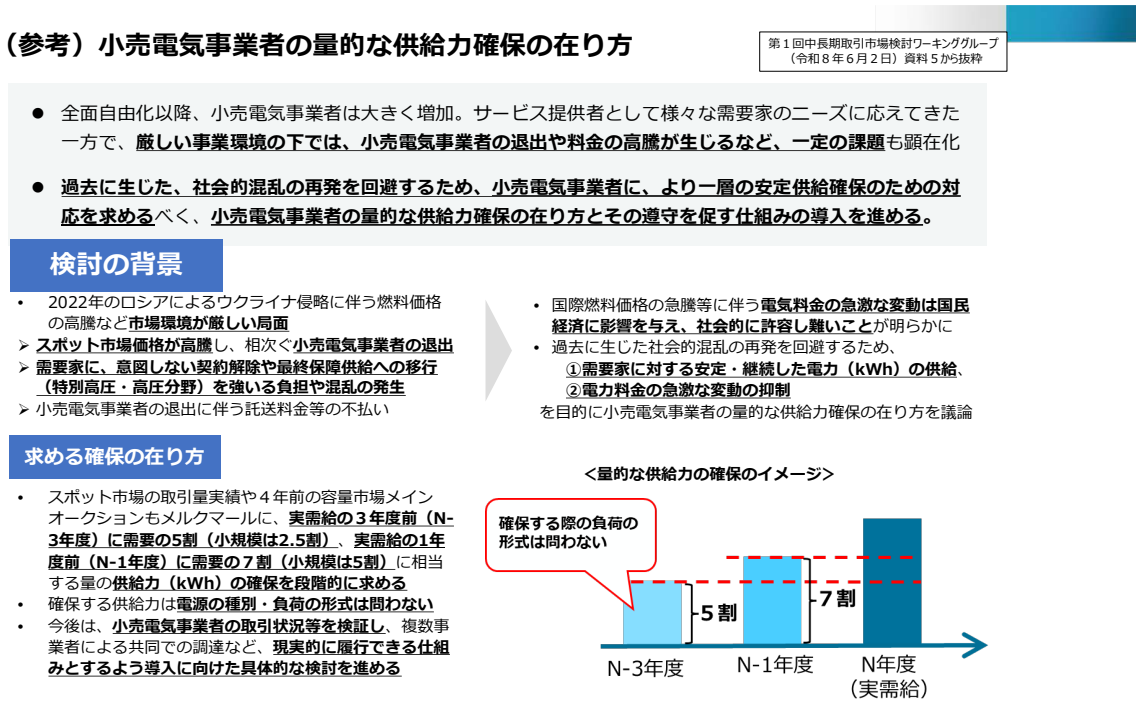
将来の市場環境や電源構成の変化等により、実際の他市場収益と還付水準額に乖離が発生する可能

性や今後中長期取引市場の整備が進められていく観点などから、5年後の 2031 年度に、長期契約の状況や還付状況も含めた他市場収益の動向、電源の運転期間、中長期取引市場の状況等を踏まえて、新たな仕組みや還付水準額の適切性を再評価し、その結果を踏まえて供給力提供開始（運転開始）及び再選択（後述）をする電源の還付水準額を算定することとした。

また、事業者の予見可能性を考慮し、還付方法選択のタイミングとなる供給力提供開始年度の4年前を目安に還付水準額を公表することとした。

このような整理とする場合、今回設定する今後5年間（2030 年度まで）適用される還付水準額は、現在から 2034 年度までに供給力提供開始する電源に適用されることとなる。

（参考図 57）小売電気事業者の量的な供給力確保の在り方



（参考図 58）中長期の電力取引を促進する市場

（参考）中長期の電力取引を促進する市場

電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループとりまとめ（2026年３月）より一部修正

【課題】

- 小売全面自由化以降、**短期のスポット市場の取引量は電源需要の約3割程度**に達しており、**小売事業者が必要な供給力を確保する手段の一つ**として、一定の流動性が確保されている。
- 他方で、スポット市場は**燃料費の変動や電力供給の影響を受けやすく、価格変動リスクが高い構造**。国際的な燃料価格の高騰等に伴う電気料金の急激な変動が国民経済に影響を与え、料金の大幅な変動は社会的に許容し難い状況にあることが明らかとなった。

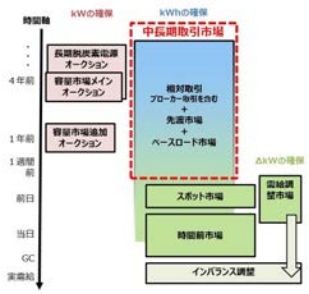
【対応の方向性】

- これらの経緯を踏まえ、小売電気事業者が、**今後も需要家に安定的な価格水準の下での電力供給を実現する**とともに、**電源の調達手段や調達する電源を多様化**することができるよう、**中長期取引を行う市場整備や、ブローカー取引の活性化等を行う**。これらは、**客観的な電力価格指標の形成**にも資することが期待される。

● **電力システム改革の検証結果と今後の方向性**
（６（２）② 量・価格両面で安定的な調達を可能とする中長期取引市場）

（略）電力システム改革が進められる中で 、卸電力取引所のうち、スポット市場での取引は大きく拡大している一方で 、上述のとおり、スポット市場価格は変動幅が大きく、客観性の高い電力価格指標として用いることは難しい 。また、**ベースロード市場・先渡市場での取引や相対取引を含め 、中長期の電力取引を活性化させていく必要がある** 。旧一般電気事業者において内外無差別卸売も進められているが 、各社の卸売条件を見比べることが困難であるなど、小売電気事業者にとって調達しにくいとの指摘もある。
こうした現状を踏まえ 、今般の検証を踏まえた対応として 、「小売電気事業者が供給力の調達手段や電源調達のポートフォリオをより多様化することができるよう、事業者間の公平性にも留意しつつ 、**現物の長期取引を含めた相対取引やブローカー経由の取引等の活用 、先物市場・先渡市場・ベースロード市場等の市場を含む取引制度の拡充・再整備に取り組む**」

将来の中長期取引市場（案）



＜還付水準額の試算条件の見直し（他市場収入）＞

見直し後の試算条件に基づく還付水準額（システムプライス／エリアプライス）については、参考図 59 のとおり。双方メリット／デメリットがあるが、全国共通の標準的な指標であり制度の複雑化が回避できる点、長期的な観点や需給がタイトなエリアに LNG 火力の導入を促していく観点などから、また、本制度が選択制であることに鑑み、システムプライスを採用することとした。この場合、還付水準額は５年固定で 9,900 円/kW/年、10 年固定で 8,300 円/kW/年となる。

（参考図 59）還付水準額の試算結果（円/kW/年）

他市場収入の想定	エリア	直近５年の試算			直近10年の試算		
		設備利用率	他市場収益	9割還付の水準※	設備利用率	他市場収益	9割還付の水準※
システムプライス	ー	59.6%	11,043	約9,900	51.7%	9,273	約8,300
				５年固定の場合の還付水準			10年固定の場合の還付水準
エリアプライス	北海道	59.5%	14,743	約13,300	51.7%	17,895	約16,100
	東北	59.2%	14,843	約13,400	51.6%	12,618	約11,400
	東京	60.6%	18,754	約16,900	52.2%	14,386	約12,900
	中部	59.6%	13,820	約12,400	51.6%	9,704	約8,700
	北陸	59.2%	9,516	約8,600	51.4%	7,848	約7,100
	関西	59.1%	9,044	約8,100	51.4%	7,648	約6,900
	中国	59.0%	8,172	約7,400	51.3%	7,261	約6,500
	四国	58.3%	5,939	約5,300	51.0%	6,278	約5,700
	九州	55.8%	1,656	約1,500	49.7%	3,838	約3,500

※　他市場収益の９割の金額を100円単位で四捨五入。

（参考図 60）システムプライス・エリアプライスのメリット／デメリット

システムプライス

- システムプライスが全国大でみた電力の価値を示すものであることから、**全国共通の標準的な他市場収益を算定可能**。
- **制度の更なる複雑化を回避可能**。
- 連系線の強化等によりエリア間の価格差が縮小する可能性も踏まえると、**今後の長期相対契約の価格水準に近い可能性**。
- 連系線等の制約がある中で、**タイトな需給**等によりスポット市場価格の高い**エリアに電源を立地させるインセンティブが働く**。
- 短期的には実際のスポット市場収入と乖離しやすい。
- スポット市場価格の低いエリアは新たな仕組みを選択しづらい。こうしたエリアで高経年化した既設火力のリプレースが進みにくくなる可能性。

エリアプライス

- エリアプライスが各エリアにおける実際の需給状況を反映するものであることから、実際のスポット市場収入と一致しやすい。実績還付の場合の他市場収益の監視においても、エリアプライスを基準とする予定。
- どのエリアでも新たな仕組みを選択しやすい。
- **制度がより複雑化**。
- エリアにより固定還付額水準が大きく異なる。
- 価格変動が大きく、**期間の取り方などに左右されやすい**。

＜新たな還付の仕組みの選択ルール＞

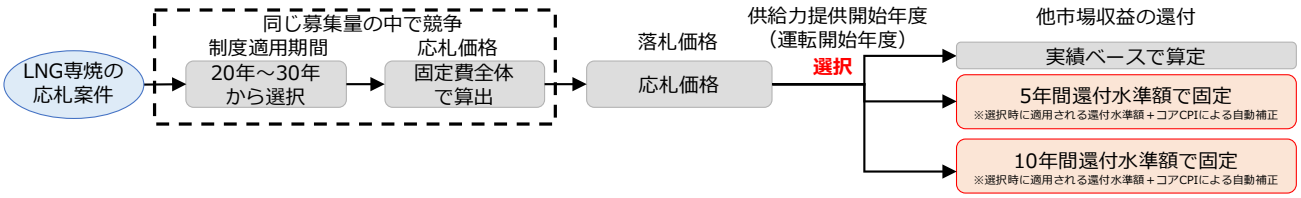
還付の方式を2つ作ることになること、発電事業者により締結を目指す長期相対契約の契約期間が異なることが想定されるため、LNG 専焼[58]における新たな還付の仕組みの入札・選択ルールは、以下のとおりとすることとした。

- 応札価格は、現行制度と同様に「固定費全体」で算定し、「現行制度を選択する案件」と同じ募集量の中で競争。落札した場合、応札価格を落札価格とする。落札価格は、現行制度と同様に、毎年度、自動補正を行う。
- 現行制度との選択制とし、落札後、供給力提供開始年度（運転開始年度）に、他市場収益の還付を「現行制度（実績ベース）」か「新たな仕組み（還付水準額に固定）」のいずれかを選択。新たな仕組みを選択した場合は、さらに新たな仕組みを選択する期間（5年又は 10 年）を選択。
- 不当な還付逃れを防止するための規律である相対契約の規律は、新たな仕組みでは固定の還付水準額の還付が必要となり、不当な還付逃れが想定されないため、適用しない。

実際の他市場収益と還付水準額に乖離が発生する可能性に備え、新たな仕組みを選択した期間（5年又は 10 年）を経過した案件については、以下のとおりとすることとした。

- 再選択後の還付水準額は、再選択時点で適用される還付水準額に更新するものとする。
- 供給力提供開始年度（運転開始年度）に固定還付を選択した事業者は、固定還付を選択することができる期間は特に限定せず、5年又は 10 年経過ごとに、再度、還付方法（実績又は固定（5年又は 10 年））を選択できることを想定[59]。

（参考図 61）新たな還付の仕組みの選択ルール



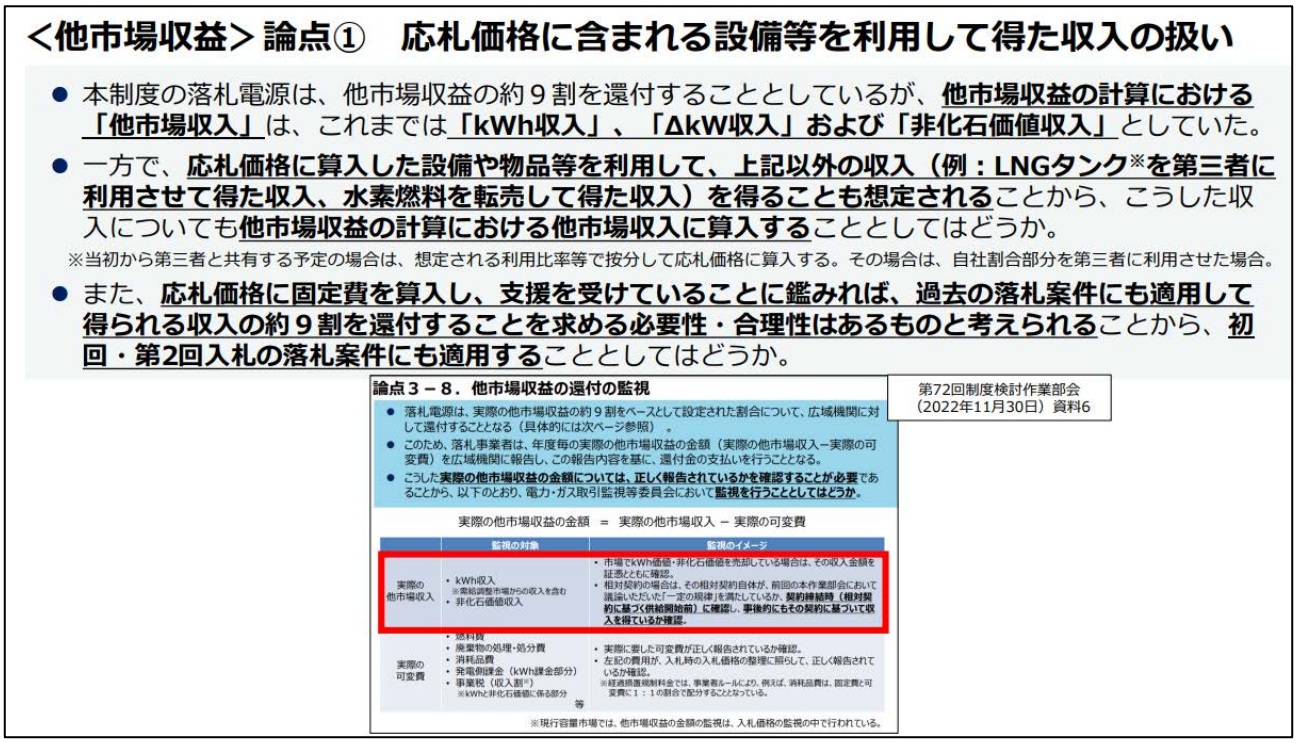
＜新たな仕組みを選択した LNG 専焼がその他収入を得る場合＞

本制度の応札価格に算入した設備や物品等を利用して、「kWh 収入」、「ΔkW 収入」、「非化石価値収入」以外の「その他の収入」を得た場合は、本制度で支援した設備等から生じる収入であるため、他市場収益の計算における「他市場収入」に算入し、還付に繋げることとしている。

58　新たな仕組みを選択した LNG 専焼が本制度により脱炭素化のための改修（水素混焼等）を追加で行う場合、LNG 専焼でない改修部分の還付は「実際の他市場収益の約９割の金額」で行う。

59　一度実績還付を選択した LNG 専焼が固定還付を選択することは想定しない。

（参考図 62）第 104 回制度設計専門会合（2025 年 6 月 23 日）資料 3



新たな仕組みを選択した LNG 専焼についても、LNG 基地を第三者に利用させて得た収入などの「その他収入」を得る場合があり得る [60]。

当初から第三者との共有を計画する場合とのバランスや、還付水準額が LNG の長期契約で調達された燃料を用いて電源を稼働させることによる収入を想定して算定されていることを踏まえ、新たな仕組みを選択した LNG 専焼が得た「その他収入」については、還付水準額に加えて、実績還付を求めることとした。

(o)応札価格に含まれる設備等を利用して生じる収入・費用の扱い

本制度の応札価格に算入した設備や物品等を利用して、「kWh 収入」、「ΔkW 収入」、「非化石価値収入」以外の「その他の収入（例：LNG 基地を第三者に利用させて得た収入）」を得た場合は、本制度で支援した設備等から生じる収入であるため、他市場収益の計算における「他市場収入」に算入し、還付に繋げることとしている。

こうした「その他の収入」を得ることに関して、本制度による支援を受けて建設された設備等を、落札電源以外の用途に使用する場合は、設備使用に対する適正な対価を得て、還付に繋げることを求める必要がある。

また、「その他の収入」を得るために、「可変費」が生じることも想定される。

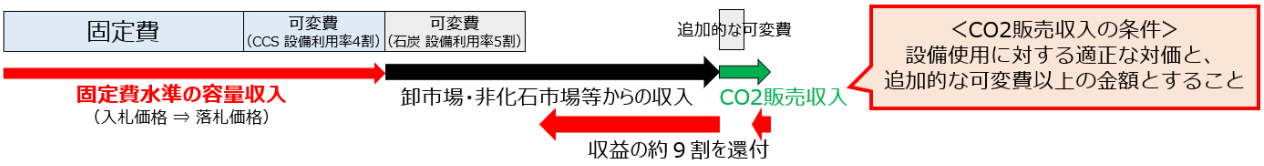
例えば、本制度に「既設火力を CCS 付きにするための改修」の案件として参加し、本制度の支援を受けて CO2 分離回収設備等の CCS 関連設備を建設し、求められる CCS のリクワイアメント（年間 CO2 貯蔵率リクワイアメント）を満たした上で、追加で CO2 を分離回収して CO2 の販売を行う場合には、CO2 の分離回収に必要な蒸気の発生のために燃料費の「可変費」が生じることとなる。

この際、CO2 を販売して得た他市場収益の還付額が、CO2 の販売を行わない場合の他市場収益の還

60 当初から第三者と共有する予定の場合は、想定される利用比率等で按分して応札価格に算入する。

付額より減少するのは適切ではないため、「その他の収入」を得るために「追加的な可変費」が生じる場合には、CO2 の販売価格を「設備使用に対する適正な対価」と「追加的な可変費」の合計金額以上とすることを求めた上で、他市場収益の還付の際の監視において確認を行うこととする[61][62][63]。

（参考図 63）CCS の落札電源において、制度で支援して設置した CO2 分離回収設備を使って CO2 を販売する場合



（p）排出量取引制度の取扱い

長期脱炭素電源オークションにおいては、落札電源が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一方、年度ごとの実際の他市場収益の金額を「実際の他市場収入－実際の可変費」で算出し、その約9割を広域機関に対して還付することとなっている。

排出量取引制度においては、無償枠を排出枠取引市場等を通じて売却することが可能であり、その売却により収益が生じ得る。一方で、当該収益については、我が国の排出量取引制度が成長志向型カーボンプライシング構想の一環として設けられ、制度対象者の更なる脱炭素化投資を重視しているという背景を踏まえると、落札電源の運転・維持のための費用に充てるべきものではない。このため、長期脱炭素電源オークションにおける「実際の他市場収入」の算出においても、卸市場及び容量市場における収益の取扱いを参考に、発電事業者が排出量取引制度によって得た収入を将来の義務履行や脱炭素投資のために活用することをコミットすることにより[64]、当該収入を他市場収入へ反映しないことと整理した。

また、「実際の可変費」の算出においては、卸市場及び容量市場における費用の取扱いを参考に、排出量取引制度への対応によって生じる費用[65]は、発電量により変動する可変費として捉えて整理し、費用発生の要因となっている電源（ユニット）に按分[66]し、可変費として反映・加算することを基本的な考え方とした（参考図 65）。

なお、本整理は、過去の落札案件についても必要なものであるため、同様に適用するものとする。

---

61 仮にこれが満たされない場合、他市場収益の計算において、「その他の収入」を、「設備使用に対する適正な対価」と「追加的な可変費」の合計金額とみなすこととする。「適正な対価」は、他の同等の案件の対価等を参考に、事業者に合理的な説明を求める。

62 その他の収入を得るために可変費が発生するケースは、現時点では上記の CO2 の販売のケース以外には想定されないが、他に同様のケースが生じた場合にも適用される。

63 以上の整理は、参考図 62 の整理と同様に、応札価格に固定費を算入し、支援を受けていることに鑑みれば、過去の落札案件にも適用する必要性・合理性はあるものと考えられることから、過去の落札案件にも適用する。

64 コミットメントの遵守状況については、他市場とあわせて、資源エネルギー庁が排出量取引制度に係る収益のモニタリングを実施する。

65 2026～32 年度において、排出量に比して無償枠の排出枠が不足する場合に、排出枠を調達するために要した費用の実績額。2033 年度は、段階的に有償オークションが導入される予定。

66 各事業年度終了後に、排出量がベンチマーク水準×基準活動量（発電量）を上回っているユニットに差分に応じて当該年度に発生した費用を按分。

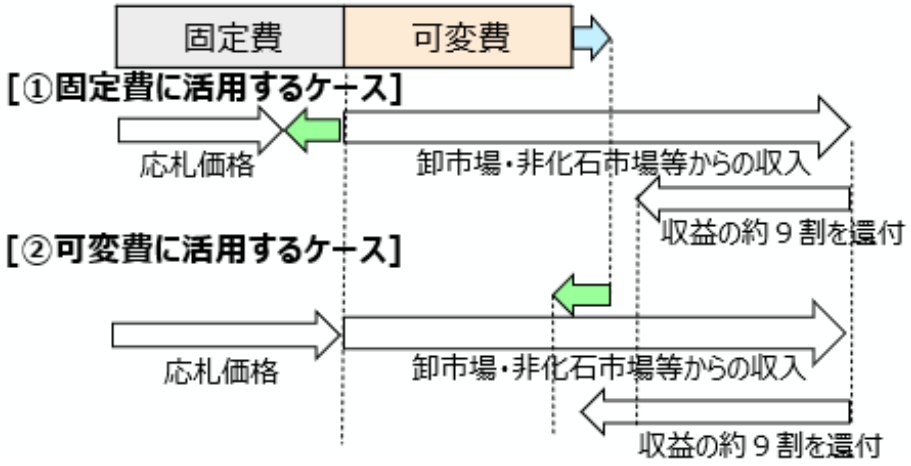
長期脱炭素電源オークションは、脱炭素電源を対象とするため、排出量取引制度によって得た収益の活用先が長期脱炭素電源オークションの応札電源となることも考えられる。

収益の活用先が応札電源の固定費（建設費など応札価格に算入することができるコスト）の場合、活用予定額を応札価格に反映し、控除することとする（参考図 64①）。応札価格の金額や諸元については、従来通り、監視等委による監視を受ける必要があり、この監視の際に、発電事業者に対して反映状況について説明を求めることとなる。

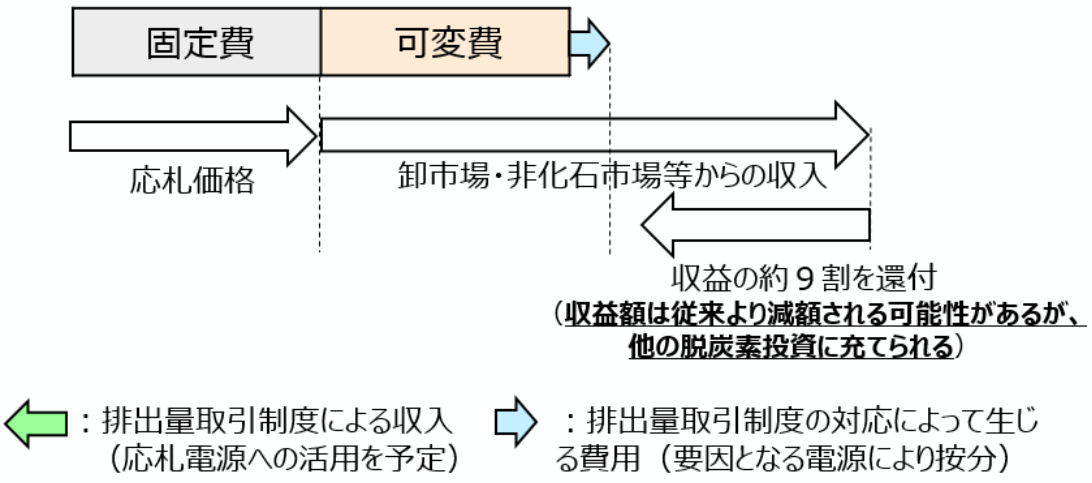
一方、収益の活用先が応札電源の可変費（応札価格に算入していない脱炭素燃料の調達費用など）の場合も考えられる。その場合、「実際の他市場収益」の算出の際の「実際の可変費」から活用実績額を控除することとする（参考図 64②）。他市場収益の金額や諸元についても、従来通り、監視等委による監視を受ける必要があり、この監視の際に、発電事業者に対して反映状況についての説明を求めることとなる。

なお、排出量取引制度が開始されたのは 2026 年度であることから、応札価格の取扱いについては、第4回入札より適用[67]することとし、他市場収益の取扱いについては、過去の落札案件についても適用するものとする。

（参考図 64）応札電源が排出量取引制度による収益の活用先の場合



（参考図 65）応札電源が排出量取引制度による収益の活用先でない場合



[67] 排出量取引制度によって得た収益を第１回～第３回入札での既落札電源の固定費に充てることは想定しておらず、資源エネルギー庁が排出量取引制度に係る収益のモニタリングを通じて確認する。

(q) 制度適用期間外に他市場収益の還付を求める場合

長期脱炭素電源オークションでは、落札電源が固定費水準の容量収入を制度適用期間の間（原則 20 年間）得られることとする一方、制度適用期間の間に発生した他市場収益の約9割を広域機関に対して還付することとなっている。

利益補填型保険を付保した場合など、収入発生の事象から実績額が確定し収入を得るタイミングまでに時差があるケースも想定されるが、収入を得たタイミングではなく、収入の性質を確認する。収入を得たタイミングが制度適用期間内の場合でも制度適用期間前の他市場収益と考えることが適切である場合は、還付を求めないこととする一方、制度適用期間内の他市場収益と考えることが適切である場合は、制度適用期間終了後であっても、還付を求めることとする。

監視等委における他市場収益の監視において、特に後者のケースが生じる場合には、監視等委にその旨報告を求める。

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会電力安定供給ワーキンググループ開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 1 回	令和 8 年 5 月 13 日	(1)今後の供給力確保について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)需給調整市場について (5)非化石価値取引について
第 2 回	令和 8 年 6 月 5 日	(1)今後の供給力確保について (2)長期脱炭素電源オークションについて (3)容量市場について (4)需給調整市場について
第 3 回	令和 8 年 6 月 23 日	(1)長期脱炭素電源オークションについて
第 4 回	令和 8 年 7 月 14 日	(1)中長期供給力確保について (2)長期脱炭素電源オークションについて (3)容量市場について (4)需給調整市場について
第 5 回	令和 8 年 7 月 29 日	(1)今後の供給力確保について (2)容量市場について
第 6 回	令和 8 年 8 月 31 日	(1)容量市場について (2)今後の供給力確保について (3)大規模電源の休廃止に係る一般送配電事業者への事前協議について
第 7 回	令和 8 年 10 月 7 日	(1)長期脱炭素電源オークションについて (2)予備電源について (3)今後の供給力確保について (4)非化石証書について
第 8 回	令和 8 年 11 月 24 日	(1)今後の火力政策について (2)長期脱炭素電源オークションについて (3)容量市場について (4)需給調整市場について

※網掛け回は本取りまとめに関する議論を実施

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
電力安定供給ワーキンググループ委員等名簿

※五十音順、敬称略　◎は座長、〇は座長代理

（令和 8 年 11 月現在）

（委員）

〇	秋元　圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G グループリーダー
◎	大橋　弘	東京大学大学院経済学研究科　教授
	河辺　賢一	東京科学大学　工学院　准教授
	小宮山　涼一	東京大学大学院工学系研究科　教授
	島　美穂子	森・濱田松本法律事務所　パートナー　弁護士
	辻　隆男	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門　教授
	土井　通子	PwC Japan有限責任監査法人　シニアマネージャー　公認会計士
	又吉　由香	SMBC 日興証券株式会社　産業・サステナビリティ戦略部 マネジング・ディレクター
	松村　敏弘	東京大学社会科学研究所　教授
	宮川　暁世	日本政策投資銀行　調査・研究本部　産業調査部長

（オブザーバー）

寺本　正英	電力広域的運営推進機関　企画部長
片山　修	全国電力関連産業労働組合総連合　会長代理
木村　昭彦	電気事業連合会　理事・事務局長
國松　亮一	一般社団法人日本卸電力取引所　企画業務部長
斎藤　祐樹	株式会社エネット　取締役　経営企画部長
鍋島　学	電力・ガス取引監視等委員会事務局　総務課長
福元　直行	一般社団法人電力需給調整力取引所　代表理事・事務局長
山本　竜太郎	一般社団法人送配電網協議会　専務理事・事務局長
渡邊　崇範	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー　電力事業部長

（関係省庁）

環境省