長期脱炭素電源オークションガイドライン（改定案）

策定　２０２３年７月１１日
改定　２０２４年８月１４日
改定　２０２５年８月２７日
改定　２０２６年８月３１日
改定　２０２６年●月●日
資 源 エ ネ ル ギ ー 庁

目次

１．本文書の位置づけ 2
２．容量市場との関係 3
３．長期脱炭素電源オークション 3
（１）参加登録の対象 3
（２）参加対象となる電源 4
①脱炭素電源 4
②LNG 火力 7
（３）約定価格の決定方法 7
（４）約定結果の公表 7
（５）容量確保契約の締結 7
（６）リクワイアメント 8
４．監視 9
（１）監視の必要性 9
（２）応札価格に織り込むことが認められるコスト 11
①資本費 12
②運転維持費 13
③資本コスト 15
（３）応札価格の監視方法 15
（４）応札価格の監視結果 16
（５）事後的な費用増加の監視方法 16
（６）実際の他市場収益の監視方法 17
（７）実際の他市場収益の監視結果 22
５．カーボンニュートラルとの整合性 24
（１）火力の案件に対する 2050 年の脱炭素化に向けた誘導措置 24

１．本文書の位置づけ

小売全面自由化前は、総括原価方式による料金規制の下、安定的に料金の回収が可能であったため、巨額の電源投資を行うに足りるだけの長期的な投資回収予見性が確保されていた。

その後、自由化の進展が、競争活性化による電力料金の抑制等、様々な恩恵をもたらしている一方で、原則的に、短期的な電力取引市場ベースでの料金設定となっていくため、市場価格の変動が想定されることも踏まえると、発電事業者にとっては長期的な投資回収予見性が低下し、多額の資金が必要な電源への新規投資が停滞している。

このため、一定の投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムを追加的に講ずることで、中長期的に必要な供給力等を効率的に確保するため、2020 年度から新たに容量市場制度が創設された。

一方で、現行の容量市場は、落札電源の大部分が既設電源となっており、４年後の１年間の供給力を評価する市場であるため、それ単独では、電源投資を行う者に対して、長期的な予見可能性を付与することは困難である。

こうしたことから、電源への新規投資を促進するべく、現行の容量市場の入札とは別に、新規投資を対象とした入札を行い、容量収入を得られる期間を「１年間」ではなく「複数年間」とする方法により、巨額の初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する入札制度が、2023 年度から新たに創設されることとなった。

また、2020 年 10 月に菅内閣総理大臣が 2050 年カーボンニュートラル実現を目指すことを宣言したことを受けて定められた第６次エネルギー基本計画を踏まえ、本制度の対象となる新規投資を脱炭素電源[1]への新規投資とし、制度名称を「長期脱炭素電源オークション」とした。

なお、火力発電所の休廃止の増加を背景として発生した 2022 年３月の東日本における電力需給ひっ迫を踏まえ、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくため、比較的短期に建設が可能な LNG 火力の新設・リプレース案件を、一定期間内に限り、追加的に新規投資の対象とすることとした[2]。その後、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、当面の間は募集を継続することとした。

このように、発電事業者の投資回収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

---

[1] 発電・供給時に CO2 を排出しない電源

[2] 2050 年カーボンニュートラルとの関係を考慮し、運転開始から 10 年後には脱炭素化に向けた対応（改修のための本制度への応札等）を求めることとした。

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が、長期脱炭素電源オークションの目的である。

本文書は、長期脱炭素電源オークションの基本的な考え方を示すことで、長期脱炭素電源オークションの適切な運営を目指すものである。

２．容量市場との関係

長期脱炭素電源オークションは、容量収入を得られる期間を「１年間」ではなく「複数年間」とする方法により、巨額の初期投資に対し、長期的な収入の予見可能性を付与するものであり、容量市場の一部として位置づけられる。

また、市場管理者としては電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)が担うこととなる。

３．長期脱炭素電源オークション

長期脱炭素電源オークションにおいて応札するために必要な内容の詳細は、広域機関において作成する「長期脱炭素電源オークション募集要綱」が参考となる。

（１）参加登録の対象

参加登録の対象は、国内法人[3]であって、電源を自ら維持・運用しようとする者[4]であり、オークションに応札する意思がある者とする。

[3] 落札後に速やかに国内法人を設立する前提でのコンソーシアム（事業計画に記載した議決権保有割合の構成員を中心に構成されるものに限る）を含む。

[4] 必ずしもその設備を所有することは必要とされておらず、電気工作物の維持・運用業務について一義的な責任及び権限を有していれば該当する。

（2）参加対象となる電源

参加対象となる電源は、今後、設備投資が必要であり、応札時点で運転開始前[5]の安定電源・変動電源である。ただし、既に容量市場で落札されている電源[6]及びFIT・FIPの認定を受けている電源[7]は、参加できない。

応札容量の最大値はそれぞれの電源情報に登録済の期待容量とする。ただし、複数の案件の合計で送電端設備容量の最小値を満たそうとする場合の1案件あたりの送電端設備容量の最小値は、3万キロワットとする。

①脱炭素電源

容量を提供する電源の区分	電源要件
安定電源	次の（A）～（D）いずれかに該当するもの （A）次の（ア）から（エ）までのいずれかの新設・リプレース[8]案件又は既設の原子力電源の安全対策投資案件[9]に該当し、送電端設備容量が10万キロワット以上[10]の安定的な供給力を提供するもの。 （ア）火力電源（LNGに高位発熱量ベースで水素[11]を10%以上混焼させる火力電源又は水素専焼

5 既設の原子力電源の安全対策投資案件の場合は、2013年7月の新規制基準施行後初めて再稼働する前。既設火力の改修案件の場合は、改修後の運転再開前。

6 既設の火力電源について、脱炭素化のための改修を前提とせずに、容量市場メインオークションにおいて落札し、容量確保契約を締結した後に、脱炭素化のための改修をしようとする電源は除く。

7 FITの買取対象以外の部分がある電源並びに海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に関する法律（以下「海洋再エネ整備法」という。）に基づく洋上風力発電事業における第2ラウンド及び第3ラウンドの電源のうち、プレミアム発生の可能性を完全に排除するために、公募占用計画における供給価格を0円/kWhに変更し、本制度の参加登録までに、FIP制度の全支援期間にわたりバランシングコスト相当分のFIP交付金の受領を放棄した電源は除く。

8 地熱電源は、「地上設備、蒸気井、還元井の全部を更新するもの」や「地上設備の全部を更新するものであって、かつ、蒸気井、還元井の全部又は一部を継続して使用するもの」が該当。

9 「2013年7月に施行された新規制基準に対応するための投資案件」が該当。

10 同一場所（託送供給約款で定める1発電場所をいう。以下同じ。）の発電所における別の（A）から（C）まで又は（E）の案件と同時落札条件（同年度のオークションに応札した特定の別の案件が不落札となった場合は、自動的に不落札となる条件。以下同じ。）を付けた応札を行うことで、合計で10万キロワット以上となる場合も可。（B）と（E）の「10万キロワット以上」も、これと同じ。

11 CI値(Carbon Intensity：炭素集約度。以下同じ。)が3.4kg-CO2e/kg-H2以下となる低炭素水素に限る。以下３．及び４．において同じ。

	[12]若しくはアンモニア[13]専焼[14]の火力電源に限る[15]。） （イ）原子力電源 （ウ）地熱電源 （エ）バイオマス電源 （B）既設の火力電源をバイオマス専焼にするための改修案件[16]に該当し、改修によって新たに生じるバイオマス部分の送電端設備容量が 10 万キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの[17] （C）既設の火力電源をアンモニア混焼（高位発熱量ベースでアンモニアを 20%以上混焼させる場合に限る。）若しくはアンモニア専焼、水素混焼（高位発熱量ベースで水素を 10%以上混焼させる場合に限る。）若しくは水素専焼又は CCS 付き[18]（LNG 又は石炭による発電端設備容量から発電した電気のエネルギー源としての化石燃料の利用に伴って年間に発生する CO2 の回収率が、20%以上、かつ、当該電源で最大限 CO2 を回収し、及び貯蔵する前提の回収率となる場合に限る。）にするための改修案件[19]

12 定格出力で 90%以上を水素燃料で発電できる案件を含む。以下の「水素専焼」も同じ。
13 CI 値が 0.87kg-CO2e/kg-NH3 以下となる低炭素アンモニアに限る。以下３．及び４．において同じ。
14 定格出力で 90%以上をアンモニア燃料で発電できる案件を含む。以下の「アンモニア専焼」も同じ。
15 「CCS 付火力の新設・リプレース」や「既設のバイオマス電源を CCS 付火力にするための改修」、「アンモニア混焼を前提とした LNG 火力の新設・リプレース案件」、「合成メタンを燃料とする発電所」は、本制度の対象だが、現時点では応札案件が想定されないことと、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（上限価格、混焼率等）の検討が改めて必要であることを踏まえ、2026 年度のオークションでは対象外とする。
16 同一プラントの一部の設備容量が別の脱炭素技術（アンモニア等）による設備容量である場合を含む。既に別の脱炭素技術による設備容量である部分をバイオマスによる設備容量に改修することは認めない。
17 同一プラントの一部をアンモニア混焼、水素混焼又は CCS 付きにするための改修案件を同時に応札する場合は、同時落札条件を付けた応札とする必要あり。
18 電気の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 を回収し、及び貯蔵する措置を導入した電源をいう。
19 既に別の脱炭素技術による設備容量である部分をアンモニア、水素又は CCS による設備容量に改修することは認めない。

	に該当し、改修によって新たに生じるアンモニア、水素又は CCS の部分の送電端設備容量が５万キロワット以上[20]の安定的な供給力を提供するもの （D）水力電源（調整池式、貯水池式若しくは揚水式に限る。）、蓄電池若しくは長期エネルギー貯蔵システム[21]の新設・リプレース[22,23,24]案件又は既設の水力電源（揚水式に限る。）の大規模改修[25]案件に該当し、送電端設備容量が３万キロワット以上（揚水式の水力電源、蓄電池又は長期エネルギー貯蔵システムについては、送電端設備容量で１日１回以上連続６時間以上の運転継続が可能なものに限る。）の安定的な供給力を提供するもの
変動電源	次の（E）・（F）いずれかに該当するもの （E）次の（ア）から（ウ）までのいずれかの新設・リプレース案件に該当し、送電端設備容量が 10 万キロワット以上の供給力を提供するもの。 （ア）太陽光電源 （イ）陸上風力電源 （ウ）洋上風力電源

20 同一場所の発電所における別の（C）の案件と同時落札条件を付けた応札を行うことで、合計で５万キロワット以上となる場合も可。既設の火力電源を改修し、水素混焼のガスタービン発電設備を追設する場合は、追設するガスタービン発電設備（その排熱由来の蒸気を用いて蒸気タービン・発電機で発電する部分も含む）の送電端設備容量が 10 万キロワット以上必要。同一場所の発電所における別の（A）から（C）までの案件又は（E）と同時落札条件を付けた応札を行うことで、合計で 10 万キロワット以上となる場合も可。

21 系統から電気を受電してエネルギーとして貯蔵し、再度、系統に電気を逆潮する電源。蓄電池及び揚水式の水力電源を除く。以下同じ。

22 水力電源（調整池式、貯水池式又は揚水式に限る。）は、「既設導水路活用型（既に設置している導水路を活用して、水車及び発電機、変圧器、遮断器その他の電気設備の全部並びに水圧管路の全部若しくは一部のみを新設し、又は更新するものをいう。以下同じ。）」が該当。

23 調整池式、貯水池式又は流込式の水力電源を揚水式へと改修する案件及び流込式の水力電源を調整池式又は貯水池式へと改修する案件については、期待容量が改修前と比較して３万 kW 以上大きくなる場合のみ、新設案件に該当。

24 「蓄電池」と「蓄電池以外の電源種」、「揚水」と「揚水以外の電源種」、「長期エネルギー貯蔵システム」と「長期エネルギー貯蔵システム以外の電源種」を同一場所に併設する場合には、いずれも本制度の対象外。

25 「オーバーホール（水車及び発電機を全て分解し、各部品の点検、手入れ、取替えや修理）を行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新するもの」が該当。

	（F）水力電源（安定的に供給力を提供できるものを除く。）の新設・リプレース案件[26]に該当し、送電端設備容量が３万キロワット以上の供給力を提供するもの。

②LNG 火力

容量を提供する電源の区分	電源要件
安定電源	LNG のみを燃料とする火力電源の新設・リプレース案件に該当し、送電端設備容量が 10 万キロワット以上[27]の安定的な供給力を提供するもの。

（３）約定価格の決定方法

脱炭素電源と LNG 火力は、別々に募集量[28]を設定し、別々に入札を行う。

応札を行う事業者は、投資回収に資する価格で応札し、落札された電源の応札価格が約定価格となるマルチプライス方式で決定される。

オークション開催にあたり、広域機関は、国の審議会による審議を踏まえ、脱炭素電源の募集量及び LNG 火力の募集量並びに電源種ごとの上限価格を公表する。

オークションの応札後、原則、応札価格の低い順に電源が落札されることとなる。

（４）約定結果の公表

広域機関による約定結果の公表時期は、一定の監視期間を考慮し、応札の受付期間終了時点から３か月後を目途とし、落札案件名・容量を含めた約定結果を公表する。

（５）容量確保契約の締結

電源を落札した事業者は、広域機関との間で容量確保契約を締結する。年間当たりの容量確保契約金額は以下のとおり。

---

26 「既設導水路活用型」が該当。

27 同一場所の発電所における別の「LNG のみを燃料とする火力電源の新設・リプレース案件」と同時落札条件を付けた応札を行うことで、合計で 10 万キロワット以上となる場合も可。

28 脱炭素電源のうち、火力電源、洋上風力電源、水力電源（揚水式のものに限る。）、蓄電池及び長期エネルギー貯蔵システムの案件並びに既設の原子力電源の安全対策投資案件は、それぞれ募集上限を設定する。

容量確保契約金額(円)= 契約単価（円/kW）[29]×容量確保契約容量(kW)

また、容量確保契約に基づき、電源を落札した事業者は、実際の他市場収益の約９割の金額[30]を広域機関に還付する。ただし、LNG 火力の場合は、還付する金額を「実際の他市場収益の約９割の金額」と「還付水準~~固定額~~[31][32][33]」とを選択することができる。

（６）リクワイアメント

落札された電源は、制度適用期間[34]前及び制度適用期間に含まれる各実需給年度において、容量を提供する電源区分・電源種ごとに課される供給力を提供

---

29 約定単価から、系統接続費、価格差に着目した支援制度及び拠点整備支援制度の事後精算による修正が生じる。また、毎年度、物価・金利変動等による補正により修正が生じる。

30 還付割合については、年間の実際の他市場収益を次の３段階に区分し、それぞれ異なる割合で還付する。ただし、（A）と（B）が重複する部分は、（B）の 85%還付を優先する。

（A）実際の他市場収益のうち、監視後の応札価格に織り込まれている「資本コスト（円/年)」（事後的な費用増加により契約単価を変更している場合、変更前の契約単価における資本コストの比率に、変更後の契約単価と契約容量を乗じて算出したもの）までの部分は、その 95%を還付

(B)実際の他市場収益が、「契約単価×契約容量」と供給力提供年度における「容量市場のメインオークション価格（当該電源が立地するエリアプライス）　×契約容量」の差額を超える場合は、現行容量市場よりも国民負担が小さくなることがあることを踏まえ、その超過額分について 85%を還付

(C)　(A)と(B)の間の実際の他市場収益は、その 90%を還付

31 供給力提供開始年度に、「実際の他市場収益の約９割の金額」による還付又は「還付水準額」による還付のいずれかを選択する。還付水準額による還付を選択する場合は、その適用期間を５年又は 10 年から選ぶ。当該期間の経過ごとに、改めて還付方法を選択することができる。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とする。ただし、「実際の他市場収益の約９割の金額」を選択した案件は、その後に「還付水準額」を選択することはできない。~~事前に固定化する場合の還付水準及び水準の設定方法については、審議会での検討を継続することとし、その結果を、本ガイドラインに反映する。~~

32 還付水準額は、５年固定の場合は 9,900 円/kW/年、10 年固定の場合は 8,300 円/kW/年とし、毎年度、消費者物価指数（コア CPI、年平均値）により自動補正を行う。当該還付水準額は、2034 年度までに供給力提供開始する案件に適用する。2031 年度に固定還付の仕組みと還付水準額の適切性を再評価し、その結果を踏まえ、2035 年度以降に供給力提供開始又は再選択をする案件の還付水準額を算定する。

33 還付水準額による還付を選択した案件について、その他収入分の還付、及び本制度により脱炭素化のための改修（水素混焼等）を追加で行う場合の 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。

34 供給力の提供開始の属する年度の翌年度から 20 年を基本として事業者が設定する期間。地熱電源、バイオマス電源、太陽光電源、陸上風力電源及び洋上風力電源は 20 年に限る。20 年よりも長期の適用期間を希望する事業者が存在する場合には 40 年（原子力電源、水力電源（揚水式を除く）、揚水式の水力電源（新設に限る）、長期エネルギー貯蔵シ

するための義務（リクワイアメント）を達成することが求められる。また、広域機関はアセスメント結果を容量提供事業者へ通知し、リクワイアメント未達成の場合には、容量確保契約に基づいて算定される経済的ペナルティが科される。

４．監視

（１）監視の必要性

①応札価格の監視

長期脱炭素電源オークションは、巨額の電源投資を対象としており、国民負担の最小化を図ることが必要であることを踏まえ、応札は事業者の想定コストをベースとして行うこととし、応札価格について、電力・ガス取引監視等委員会（以下「監視等委」という。）において、応札後に、（２）から（４）までの内容を監視することが期待される。

監視対象は、長期脱炭素電源オークションがマルチプライス方式であることを踏まえ、落札候補となる応札案件全件[35]の応札価格とする。

②事後的な費用増加の監視

長期かつ大規模となる大型電源の新設・リプレース投資については、法令対応等の他律的に発生する費用増加のリスクが大きいものと考えられることから、事業者からの申請に基づき、当該リスクに対応するための仕組みを設ける。

この申請内容が適正なものとなっているかを確認するため、監視等委においては、（５）の内容を監視することが期待される。

③実際の他市場収益の監視

ステム、及び LNG のみを燃料とする火力電源は 30 年）以内に限り認めるが、20 年よりも短期の適用期間は認めない。

[35] 応札価格が最も低い案件から募集量を満たす案件までに加え、監視後の応札の取り下げに備え、必要に応じて若干監視対象の案件を追加する。

容量提供事業者は、実際の他市場収益の約９割を広域機関に対して還付するため、年度ごとの実際の他市場収益の金額（実際の他市場収入[36][37]－実際の可変費[38][39][40]）[41]を監視等委に報告し、監視等委は監視後に広域機関に報告し、広域機関はこの報告内容を基に、還付の手続きを行う。

---

[36] kWh 収入（スポット市場収入、時間前市場収入、需給調整市場収入、相対収入、保険金収入（利益補填型）、ヘッジ差損益及びインバランス損益をいう。なお、卸収入における基本料金や最低料金等の固定的な収入を含む。）、ΔkW 収入（需給調整市場収入をいう。）、非化石価値収入（非化石価値取引市場収入及び相対収入をいう。）及びその他収入（応札価格に算入した設備や物品等を利用して得た収入（LNG タンクを第三者に利用させて得た収入、水素燃料を転売して得た収入など）をいう。以下同じ。）をいう。

[37] 脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律（令和５年法律第３２号）に基づく排出量取引制度（以下「排出量取引制度」という。）に係る収入は、容量提供事業者が将来における排出枠の保有義務の履行や更なる脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に資する投資その他の事業活動のために活用することをコミットすることにより、当該収入を実際の他市場収入に含めないことができる。

[38]電源全体（既設火力の改修案件の場合は、改修によって新たに生じる脱炭素化部分の送電端設備容量）の kWh を生み出すため又は生み出したことによって発生する費用及び kWh や非化石価値の販売によって発生する費用をいう。例えば、kWh を生み出すため又は生み出したことによって発生する費用として、燃料費、購入電力料、燃料及び燃料廃棄物の処理・処分費、消耗品費、発電側課金（kWh 課金部分）、アグリゲーションフィー（アグリゲーターに支払う委託報酬）、LNG 委託加工費（従量料金部分）、可変費に係る資本コスト（応札価格に含めた分は除く。）などが、kWh や非化石価値を販売することによって発生する費用として、ヘッジ差損益、インバランス損益、事業税（収入割、所得割、付加価値割）、下げ調整電力量料金、需給調整市場ペナルティ、市場取引手数料、利益保険料（他市場収益に紐づく利益に対応する部分）などが認められる。

[39] 応札価格に燃料費の一部（第 2 回入札は固定費部分。第 3 回入札及び第 4 回入札は価格差部分。）を算入した場合、実際の燃料費から、応札価格に含めた燃料費（物価等による補正後。最終年度の容量確保契約金額に加算する、X-1 年と X 年の差分補正分は含まない。）を引いた金額（負の数となる場合もある。）を、実際の可変費に計上する。価格差に着目した支援制度の支援を受けた場合は、その支援金額を可変費から控除する。

応札価格に CCS に係る可変費を算入した場合、実際の CCS に係る可変費から、応札価格に含めた CCS に係る可変費（物価等による補正後。最終年度の容量確保契約金額に加算する、X-1 年と X 年の差分補正分は含まない。）を引いた金額（負の数となる場合もある。）を、実際の可変費に計上する。CCS コスト差支援措置の支援を受けた場合は、その支援金額を可変費から控除する。

なお、「X-1 年と X 年の差分補正分」とは、制度適用期間の最後の 10 年度間のうち、前の 9 年度間の可変費の自動補正における各指標の差分（対象実需給年度の前年と対象実需給年度の期首が属する年の指標の差分）のみの累積損益（各年度の累積損益がプラスの場合は 0 とする）がマイナスの場合の、その絶対値の 9 割の金額をいう。

[40] 排出量取引制度に係る費用は、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し、加算する。排出量取引制度に係る収益の活用先である発電設備・蓄電池の場合、収益の活用実績額を控除する。

[41] 制度適用期間内に、他市場収益が赤字となった場合には、翌年度の他市場収益の計算において控除できることとする。

この報告内容が適正なものとなっているかを確認するため、監視等委においては、（６）及び（７）の内容を監視することが期待される。

（２）応札価格に織り込むことが認められるコスト

応札価格に織り込むことが認められるコストは、以下の①資本費、②運転維持費、③資本コストとする[42][43][44]。

---

[42] 他市場収益は、将来かつ長期間における市場価格の予想は極めて困難であることから、0 とし、３．（５）のとおり、実際の他市場収益の約９割を還付する仕組みを設ける。
自家消費、自己託送、特定供給、特定送配電事業者、発電所から発生する熱を熱供給する場合の熱需要又は FIT/FIP に供する割合分のコスト（所内電力の当該割合分のコストを含む。）は、対象外。

[43] 国や都道府県・市町村から、応札対象の発電設備・蓄電池の費用に対して補助金（申請を伴う減税・免税措置を含む。以下同じ。）を受ける場合は、その金額を控除。本制度の落札後に、新たな補助金を申請して受けることは禁止（判明した場合は契約解除。水素・アンモニアの価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度、CCS コスト差支援措置は除く。）。

水素・アンモニアの価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度については、本制度への応札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっている場合は、二重支援防止のため、その支援金額（本制度と両支援制度の支援が重複する部分に限る。）を控除する。一方で、本制度への応札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっていない場合は、両支援制度の支援予想金額（本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。）を控除することができる。

[44] 第 4 回入札以降、排出量取引制度に係る収益の活用先が応札対象の発電設備・蓄電池の応札価格に織り込むことが認められるコストの場合、収益の活用予定額を応札価格に反映し、控除する。

①資本費

建設費	発電設備・燃料受入設備・燃料保管設備・燃料供給設備などの新たな脱炭素電源の稼働に資する設備の建設費[45,46,47,48,49,50]の 110%[51]の金額[52]
系統接続費	最新の工事費負担金の見積額を参考に、事業者が算出した任意の金額[53]

45 土地の取得費用を含む。
46 配管やタンク等の共用設備は、自社の当該応札案件の負担部分に限る。
47 土地の固定資産税や、発電所建設の検討に関する人件費・委託費のように、「制度適用期間の前」に発生する運転維持費（新たな新規投資によって追加的に発生するものに限る。可変費は、定格負荷の運転時間換算で 6 か月分の費用に限る。）は、建設費として応札価格に算入できる。ただし、供給力提供開始年度に発生する運転維持費（可変費を除く。）は、メインオークションにおいて回収できる可能性があることから、建設費として応札価格に算入できない。
48 制度適用期間内の脱炭素化に伴う改造により、応札容量の一部の容量を市場退出せざるをえない場合には、退出に伴い減少する容量収入分（以下「特定容量収入分」という。）は、脱炭素化の追加投資案件を本制度に入札する際に、建設費に算入可。
49 1 の発電場所内に、複数の電源が存在する場合は、本制度に参加しない別電源に新たに設置する特定計量器のコスト（設置費、制度適用期間内に発生する検定料、等）も入札価格に算入可。複数の案件が本制度に入札する場合は、どの案件の入札価格に算入するかは、事業者の任意。ただし、二重で算入することは不可。
50 経年改修費（当該電源を制度適用期間において維持することによって必要となる設備投資のうち資本的支出の額）は、建設費として応札価格に算入する。なお、その設備・機器の想定使用期間が制度適用期間を跨ぐ場合は、制度適用期間に含まれる期間の比率で按分した金額に限定。
51 建設費の増加リスクへの対応として、予備費として建設費の 10%を織り込むことを認める。ただし、「応札時点で既に支出した資本費（検収が済んでいる部分に限る。）」、「特定容量収入分」及び「残存簿価分」については、予備費 10%を織り込むことは認めない。
52 新設・リプレース案件、既設の水力電源（揚水式に限る。）の大規模改修案件及び既設の原子力電源の安全対策投資案件は、合理的な説明が可能な範囲内で、「使用を継続する設備（土地を除く。）の残存簿価（制度適用期間の想定開始年度の期首残高）」を、既設の火力電源の改修案件は、「当該発電設備（土地を除く。）の残存簿価（制度適用期間の想定開始年度の期首残高）×本制度対象 kW 割合」を、それぞれ算入可。ただし、制度適用期間の全部又は一部の期間において FIT 制度の支援を受ける予定のバイオマス混焼設備の石炭部分について、アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼又は CCS 付きにするための改修案件については、石炭部分の残存簿価を算入することは認めない。当該残存簿価を算入する場合は、応札時に設定した制度適用期間の開始時点までの間に、バイオマス部分について FIT 制度による支援から外れる必要がある。
53 応札価格に織り込んだ系統接続費よりも精算額が低くなった場合は、その差分だけ本制度からの支払額を修正する。

廃棄費用[54]	太陽光は、1 万円/kW。洋上風力は、海洋における施工費[55]の 70%の金額[56]と陸上設備の建設費[57]の 5%の金額の合計金額。原子力は、建設費[58]の 11%の金額。その他の電源種は、建設費[59]の 5%の金額。

②運転維持費[60]

固定資産税	当該電源を制度適用期間において保有することによって発生する固定資産税額
人件費	当該電源を制度適用期間において維持することによって必要となる人員に対する給料手当等
修繕費	当該電源を制度適用期間において維持することによって必要となる修繕費
発電側課金	当該電源を制度適用期間において保有することによって発生する発電側課金のうち、kW 課金部分の金額
事業税（収入割・資本割・付加価値割）	当該電源を制度適用期間において維持することによって発生する次の事業税の額 ・収入割：事業税（収入割）を除く当該電源の資本費・運転維持費・資本コストの総額（円/kW/年）×税率/(1-税率) ・資本割：建設費×自己資本比率 43%×税率 ・付加価値割：（当該電源の資本コスト＋当該電源の人件費＋当該電源の支払賃借料)×税率

54 太陽光発電設備及び風力発電設備（海洋再エネ整備法に基づく公募案件は除く。）については、廃棄費用を広域機関に外部積立する必要がある。
55 資材購入費や陸上の施工費は含まない。
56 撤去費用を担保するために金融機関保証状を政府宛に提出する場合、その保証料を加算することができる。
57 ここでの建設費は、この表に則って算定した建設費の金額（10%の予備費の考慮後)。
58 ここでの建設費は、この表に則って算定した建設費の金額（10%の予備費の考慮後）であり、応札価格に算入した残存簿価を含む。
59 ここでの建設費は、この表に則って算定した建設費の金額（10%の予備費の考慮後）であり、「特定容量収入分」は含まないが、応札価格に算入した残存簿価を含む。
60 既設火力の改修案件が応札価格に織り込むことができる運転維持費（可変費を除く。）は、「改修前の運転維持費」に「新たに生じる混焼割合」を乗じて得た金額に「改修に伴って増加する運転維持費」を加えて得た金額とする。

その他のコスト（委託費・消耗品費等）	当該電源を制度適用期間において維持することによって必要となるその他のコスト[61]
可変費	・水素（LNG と混焼する場合又は専焼の場合に限る。）の燃料費は、応札容量の年間設備利用率 40%分の水素の燃料費と LNG の燃料費（入札年度の前年の年間平均 LNG 財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額 ・水素（石炭と混焼する場合に限る。）の燃料費は、応札容量の年間設備利用率 40%分の水素の燃料費と石炭の燃料費（入札年度の前年の年間平均石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額 ・アンモニア（混焼の場合に限る。）の燃料費は、応札容量の年間設備利用率 40%分のアンモニアの燃料費と石炭の燃料費（入札年度の前年の年間平均石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額 ・アンモニア（専焼の場合に限る。）の燃料費は、応札容量の年間設備利用率 40%分のアンモニアの燃料費と LNG の燃料費（入札年度の前年の年間平均 LNG 財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額 ・応札事業者が国内で水素・アンモニアを製造する場合は、応札容量の年間設備利用率 40%分の水素・アンモニアの製造のために発生する可変費（電気代等。ブルー水素・アンモニアを国内製造する場合の CCS の可変費を含む。）と、化石燃料（混焼の場合は、混焼する化石燃料。専焼の場合は LNG。）の燃料費（入札年度の前年の年間平均 LNG 又は石炭財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額[62]。 ・CCS の可変費は、応札容量の年間設備利用率 40%分の CCS に係る可変費[63]（発電のための LNG や石炭の燃料費は含まない。）

61 事業税（所得割）や法人税のような、応札価格に含めることが不適切な項目は除く。
62 当該差額の金額が負の数となる場合は、その負の数を応札価格に折り込む必要がある。
63 CO2 分離回収に要する燃料費等や輸送・貯留に係る費用（send or pay のように固定的に負担する費用を含む）をいう。~~CO2 分離回収のための蒸気を発生させるための化石燃料の使用に伴う排出権取引（GX-ETS）の費用は、応札価格には含めず、他市場収益の還付計算における可変費に計上する。~~

③資本コスト

応札時点において、将来の上記の費用（①資本費、②運転維持費）の支出計画を作成し、以下の電源種ごとの税引前 WACC が確保できるような均等化コスト（円/kW/年）と、単純平均コスト（円/kW/年）の差額。

電源種	税引前 WACC
・蓄電池 ・太陽光電源、風力電源又は地熱電源のうち、アセス済みの電源	4.5%
・太陽光電源、風力電源、地熱電源のうち、アセスが済んでいない電源 ・水力電源、火力電源又はバイオマス電源のうち、アセス済み又は不要の電源 ・長期エネルギー貯蔵システム	5.5%
・水力電源、火力電源又はバイオマス電源のうち、アセスが済んでいない電源 ・原子力電源	6.5%

（３）応札価格の監視方法

応札の受付期間終了後に、落札候補案件について、応札価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。事業者はこれに速やかに応じ、資料の提出を行う。

また、費用項目に応じて、以下の監視を行う。

① 建設費、人件費、修繕費、その他のコスト（委託費、消耗品費等）、可変費

代表印が押された信頼できる証憑等の必要書類が揃っていることを前提として、以下のとおり監視を行う。

競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。

競争を伴う入札や相見積もりが未実施（予定価格のみ存在）の場合や特命発注を行う場合（特命発注とした理由をヒアリングなどにより確認）は、不当に高額な金額となっていないことを確認する。具体的には、「直近の発電コスト検証の諸元等の上限価格の算定にあたって用いた諸元の２倍の水準」を超える予定価格・特命発注部分は、合理的な理由があると認められた場合を除き、応札価格に含めることは認めない。上述の「２倍の水

準」を超えない予定価格・特命発注部分についても、他の案件の金額に比して明らかに高額となっている等の特異な金額となっている場合には監視を行い、合理的な理由があると認められた場合を除き、特異な金額部分は応札価格に含めることは認めない。

② 系統接続費、廃棄費用、固定資産税、発電側課金、事業税、資本コスト

上述の応札価格に織り込むことが認められるコストにおいて定められた算出ルールに則って算出されているか、監視を行う[64]。

（４）応札価格の監視結果

監視等委において、監視の結果、個別の費用項目について応札価格に含めることが認められない金額が生じた場合には、事業者及び広域機関に対してその旨を通知する。事業者はこれを反映した応札価格を再度算定[65]し、監視等委の確認を経た上で、その金額を応札価格とし、通知のあった日から 14 日以内に、広域機関に応札価格の修正を申し出る。

ただし、一部の費用が応札価格に含めることが認められないことにより、投資回収が困難と事業者が判断した場合には、事業者は応札価格に含めることが認められない金額の通知が監視等委からあった日から 14 日以内に、応札の取り下げをすることができ、広域機関に応札の取下げを申し出る。

監視等委は、応札の取り下げによって追加的に監視が必要となった場合には、新たに落札候補となった案件について監視を行う。

（５）事後的な費用増加の監視方法

本制度で落札した後に、法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、あらかじめ見積もることが困難であった費用が入札後に大幅に増加し[66]、事業者から申請があった場合は、資源エネルギー庁及び広域機関において要件に該当するか否かの確認を行い、監視等委において増加金額の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。事業者はこれに速やかに応じ、資料の提出を行う。

なお、監視方法は、基本的に（３）と同様に行うが、競争を伴う入札や相見積もりが未実施の場合や特命発注を行う場合は、上述の「２倍の水準」を超え

64 系統接続費は、事業者に算出額の合理性について説明を求める。
65 資本コストや事業税（収入割・資本割・付加価値割）も再度計算を行い、反映する。
66 建設費・制度適用期間に発生する運転維持費について、予備費として応札価格に算入できる「建設費の 10%（運転開始後は建設工事デフレーターによる補正後）」を超える増加が生じた場合（複数事象により累積して超過した場合を含む）。

ない予定価格・特命発注部分と同様の監視を行う。また、監視結果についても、（４）と同様に行う。

（６）実際の他市場収益の監視方法

監視等委において、以下の①及び②の内容について監視を行う。

①相対契約に係る規律の監視

実際の他市場収入（kWh 収入及び非化石価値収入）を相対契約によって得ようとする場合は、意図的に他市場収益を発生させないようにして還付を回避することを防止するため、その相対契約自体が、以下の（ア）と（イ）のいずれかの規律を満たしているか、契約締結時（相対契約に基づく供給開始前）に監視等委の監視を受ける必要がある[67][68]。監視等委の監視に先立ち、落札事業者は、相対契約を締結した場合には、速やかに契約書等の証憑を監視等委に提出する。

こうした規律が満たされていない場合は、実際の他市場収益の計算は、「スポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額[69]」を元に行う。

（ア）無差別規律

中長期的な観点を含め、相対契約において発電から得られる利潤を最大化することが本制度に基づく他市場収益の適切な還付につながることを踏まえ、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し内外無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること[70]。また、社内・グループ内に小売部門が存在しない場合及び社内・グループ内の小売部門に販売しない場合には、社外・グループ外同士の取引条件を合理的に判断し無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること[71]。

---

67 本制度で落札した電源は、落札事業者の発電部門がその電源を保有するものとみなして、相対契約に対する規律を適用する。したがって、例えば、小売電気事業も行う発電事業者が本制度を活用して自社電源を建設する場合でも、自社の発電部門から小売部門への社内取引に対して、相対契約に対する規律が適用される。

68 LNG 火力の場合であって、還付する金額として「還付水準額」を選択している期間については、本規律を適用しない。

69 揚水、蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム及び LNG 火力の案件は、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ。

70 社内・グループ内に小売部門が存在する落札事業者が、当該小売部門を含めて販売する場合は、当該契約内容について、「内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方」を基に判断する。

71 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対する社

（イ）市場価格規律

相対契約の価格も市場価格に影響を受け、最終的には市場価格に収斂することを踏まえると、市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であれば、第三者へ販売するのと同等の価格で販売していることが推定されるといえることから、当該水準以上であることを基本として設定した価格[7273]となっていること。

なお、市場価格の水準に比して不当に低くない水準とは、以下のいずれかの価格とする。

・相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格[74]の平均価格[75]

・相対契約の契約期間に含まれる各年度の市場価格の平均価格[76]

外・グループ外同士の無差別性の評価に当たっては、各電源の相対契約締結時点で最新の「内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方」を準用した評価方針を使用する。なお、準用に当たっては、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、「内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方」にある確認項目を抽出・修正する。

72 監視等委に対する卸取引に関する内外無差別のコミットメントを行っている事業者は、当該事業者の小売部門又はグループ内の事業者を対象に含めて交渉・契約締結する場合は、当該規律は適用されない。ただし、監視等委にて内外無差別な卸売の対象外と整理された電源については、当該規律も適用可。

73 市場価格の平均価格より割り引いた低い価格で、特定の小売電気事業者に販売しようとする場合には、監視等委は、落札事業者に対して、その金額の合理性の説明を求める。その際、長期脱炭素電源オークションの原資となる容量拠出金は全小売電気事業者等によって負担されることに鑑みて、公平性を確保するため、例えば、市場参加にかかる手数料相当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。仮に合理性が認められない場合には、市場価格の平均価格で販売すること又は無差別規律に則り公募等により広く販売することが求められる。

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

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

76 年度ごとに、年度終了後に、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額（揚水、蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム及び LNG 火力の案件は、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ）で精算することを想定。

なお、相対契約の価格を、市場価格規律を満たす価格で設定する場合には、その価格の外で、本制度で回収できない固定費[77]や可変費を相対契約に基づき小売電気事業者等が負担することは問題となるものではなく、かつ、その部分の収入は、他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれない整理として問題ない。

一方で、無差別規律の場合、形式上、他市場収益の還付の対象となる相対契約の価格と本制度で回収できない固定費の負担部分とを分けたとしても、例えば、相対卸入札において、買い手となる小売電気事業者は、固定費の一部負担を所与として、相対卸入札における応札価格を決めることが可能となる。この場合、応札価格自体が固定費の負担の分低い価格となる可能性があり、買い手となる小売電気事業者の総負担額は、固定費を負担しない場合と変わらない状態となる可能性があるため、これは、相対の小売電気事業者が「追加的な負担」を行っているとは言えない。こうした中で、発電事業者は、上記の固定費の一部負担を所与とした無差別な電力販売が、本制度への応札前に行われれば、本制度への応札価格を下げることが可能となるため、本制度の他の案件との固定費競争において不公平となる可能性があることから、適切とは言えない。また、本制度への応札後に、固定費の一部負担を所与とした無差別な電力販売が行われれば、実質的に事後的に本制度の落札価格を上方修正することになるため、適切とは言えない。そのため、無差別規律の場合においては、相対契約の価格が、併せて市場価格規律を満たしている場合や、小売電気事業者が固定費の一部負担を所与とせず相対価格を設定し（例：「事後的に固定費の増加が生じた場合は、別途協議の上、小売電気事業者に追加で負担を求めることがある。」といった条項を設定しておく）、相対契約締結後に固定費の増加が生じて相対価格（還付対象の収入額）を変更せずに相対の小売電気事業者が追加的に固定費の一部負担を行うこととなった場合など、上記の懸念（固定費競争における不公平や、実質的に事後的に落札価格を上方修正すること）が生じないことが明らかな場合に限って、小売電気事業者等による固定費の一部負担について、他市場収益の算出に当たっての収入額に含まれないと整理することを認める。

77 本制度で回収できない固定費は、「資本費＋運転維持費＋資本コスト－本制度から得られる容量収入（可変費を除く。）」を基本として合理的に計算した金額とする。資本費及び資本コストのうち建設費及び系統接続費は実績額を反映し、予備費は反映しないものとする。以下同じ。

また、発電事業者が無差別規律の下で電気や非化石価値を販売する場合に、落札電源と非落札電源をセットで別々の価格で販売したり、落札電源と休廃止電源の費用[78]をセットで別々の価格で販売することも想定される。

こうした際に、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、相対契約の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、次の確認を行う。

・落札電源の想定利益（相対価格）を不当に下げて、非落札電源の想定利益（相対価格）を不当に上げることを防止するため、落札電源全体の想定利益[79]よりも、非落札電源全体の想定利益[80]の方が大きくないことを確認。
・落札電源の想定利益（相対価格）を下げて、休廃止電源が発生する費用より大きい収入を得ることを防止するため、休廃止電源が発生する費用より大きい収入を得ていないことを確認。

落札事業者[81]がその相対契約では対象としない別の稼働中の電源[82]を保有している場合は、その相対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[83]が、電源全体の利益に占める当該相対契約における電源の利益の割合に収まるよう、以下の限度額を超えないことを条件とする。

限度額＝（休廃止電源の費用＋非経済電源の非経済性）×（落札電源を含

---

78 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の原子力発電所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、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、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（小売の経過措置規制料金は、小売電気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。

79 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設備容量で発電する想定電力量

※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。

80 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ー（固定費※4＋可変費）

※3 送電端設備容量で発電する想定電力量

※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（メインオークション、追加オークション）の想定収入を控除した金額。

81 株式又は持分の 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とする。

82 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）や一般送配電事業者が保有する電源は含まない。

83 電源単体で販売した場合の想定利益が負の数となるコスト高の電源の、年間の当該想定利益。

む相対契約の対象の稼働中の電源の合計年間想定利益[84]÷落札事業者が保有する稼働中の電源全体の合計年間想定利益）

監視等委は、相対契約の締結前にこうした規律の確認を行った上で、制度適用期間における実際の他市場収益の金額及び算定に係る監視の際には、契約締結前に確認を行った内容（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、休廃止電源の合計費用、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。

その上で、当該内容が、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。

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が、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。

②実際の他市場収益の金額及び算定に係る監視

監視等委は、各事業年度終了後に、落札事業者に対して、実際の他市場収入と実際の可変費について、それぞれの算定方法及び算定根拠の説明を求める。落札事業者はこれに応じて、実際の他市場収益の金額及び算定根拠となる証憑を、監視等委に報告・提出する。監視等委は、落札事業者から提出された実際の他市場収益の金額及び算定根拠となる証憑を確認した上で、実際の他市場収入と実際の可変費が適正なものとなっているかを確認する。

なお、可変費についても、不当に高い可変費を計上することにより、他市場収益を低くすることが考えられる。

---

84 想定利益とは、各電源単体で販売した場合の想定利益であり、算式は以下のとおり。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する。子会社や孫会社の電源の想定利益は、株式比率又は持分比率に限定する。

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（メインオークション、追加オークション）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。

典型的には、応札事業者が自社グループ会社から購入する際の燃料費を、当該自社グループ会社が独立した外部の第三者から購入した際の燃料費に比して、事実上、還付を回避することを意図して不当に高い金額とすることにより、可変費を不当に高くすることが考えられる。

このような燃料費を用いた意図的な他市場収益の還付逃れを防止する観点から、トーリングに準ずる形の卸契約の場合に限らず、全ての案件について、以下のとおり燃料費の価格を監視する。

・電力・ガス取引監視等委員会において、燃料費が、過去の当該案件の燃料費、財務省貿易統計価格、燃料市況価格、直近のコスト検証の諸元となっている燃料費又は他の案件の燃料費に比して明らかに高額となっているなど、特異な金額となっていないことを確認する。
・特異な金額となっている場合には、合理的な理由があると認められる場合を除き、特異な金額を控除した額を、他市場収益の計算に用いる燃料費とする。

また、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に比して、明らかに高額となっているなど、特異な金額となっていないことを確認する。特異な金額となっている場合には、上記と同様の扱いとする。

これら以外の可変費やその他収入[85]についても、他の案件の同じ可変費やその他収入に比して明らかに高額又は低額となっているなど、特異な金額となっている場合には、上記と同様の扱いとする。

（７）実際の他市場収益の監視結果

（６）の①及び②の監視結果について、以下のとおり確定・通知する。

①相対契約に係る規律の監視

監視等委は、落札事業者の相対契約の内容が規律を満たしているかについて監視し、当該落札事業者に対して監視結果を通知する。その後、異議申立プロセスを経て、監視結果を確定する。

②実際の他市場収益の金額及び算定に係る監視

85 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る必要がある。また、その他収入を得るために追加的な可変費が生じる場合には、その他収入の条件として、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る。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。

監視等委による監視後、広域機関に報告する前のタイミングで、監視等委から落札事業者に監視結果を通知する。その後、異議申立プロセスを経て、監視結果を確定する。

5．カーボンニュートラルとの整合性

（1）火力の案件に対する 2050 年の脱炭素化に向けた誘導措置

本制度で導入されるアンモニア混焼・アンモニア専焼・水素混焼・水素専焼・CCS 付火力・LNG 火力の案件[86]及び既設の火力電源をバイオマス専焼にするための改修案件については、2050 年カーボンニュートラル実現のために、以下の「誘導措置」を通じて、脱炭素化に向けた取組を求めていく。

① 脱炭素化に向けた取組の内容

本制度で導入されるアンモニア混焼・アンモニア専焼・水素混焼・水素専焼・CCS 付火力・LNG 火力の案件は、2050 年までに電源全体を脱炭素化（CO2 を出さない電源にすること。）していくことが求められる[87,88]。この方法は必ずしもアンモニア・水素による専焼化又は 100%の CCS に限定されるものではなく、今後の技術開発の状況を踏まえ、バイオマス等の脱炭素技術によって、電源全体を脱炭素化していくことが求められる。仮に、現状の既設の火力電源をアンモニア専焼化・水素専焼化によって脱炭素化するためには、基本的にはリプレースが必要となる。このため、原則として、リプレースを含めた当該プラントでの脱炭素化に向けた取組を求めていく。ただし、近隣発電所での新設・リプレースによる専焼化など、当該プラントでの脱炭素化ではなく、他のプラントでの脱炭素化を図ることに合理的な理由がある場合は、これを認める。

また、既設の火力電源をバイオマス専焼にするための改修案件については、バイオマス燃料も当初から専焼とすることは困難な面もあることから、バイオマス燃料の混焼率は当面は最低年間 70%（高位発熱量ベース）を求めることとし[89]、2050 年までにバイオマス燃料を専焼化していくことを求めていく。

---

86 火力電源（LNG に高位発熱量ベースで水素を 10%以上混焼させる火力電源に限る。）の新設・リプレース案件、水素専焼火力又はアンモニア専焼火力の新設・リプレース案件（第 1 回から第 3 回までの入札の落札案件であって、グレー水素又はグレーアンモニアを燃料とする場合に限る。）、既設の火力電源を水素専焼又はアンモニア専焼にするための改修案件（第 1 回から第 3 回までの入札の落札案件であって、グレー水素又はグレーアンモニアを燃料とする場合に限る。）、既設の火力電源をアンモニア混焼又は水素混焼にするための改修案件、既設の火力電源を CCS 付きにするための改修案件及び LNG 火力の新設・リプレース案件が該当。以下同じ。

87 第 1 回から第 3 回までの入札においてグレーアンモニア・水素を前提として落札した案件は、早期に低炭素のアンモニア・水素に燃料を転換していくことが求められる。

88 LNG 火力の新設・リプレース案件に対して脱炭素化に向けた対応を求めるのは、初期投資の回収が一定程度進んだ時点として、運転開始から 10 年後とする。

89 バイオマス専焼の新設・リプレース案件については、当初からバイオマス燃料の専焼とする必要がある。

② 脱炭素化ロードマップの作成

アンモニア混焼・アンモニア専焼・水素混焼・水素専焼・CCS 付火力・LNG 火力の案件及び既設の火力電源をバイオマス専焼にするための改修案件の応札事業者に対し、応札時に、対象電源の 2050 年に向けた脱炭素化へのロードマップ（以下「脱炭素化ロードマップ[90]」という。）の提出を求め、資源エネルギー庁においてそれを確認し[91]、約定結果の公表から３か月後を目途に、広域機関のホームページにおいて公表する。

その後も、適時の段階において最新版の脱炭素化ロードマップの提出を求め、必要に応じて資源エネルギー庁の審議会等の場で説明を求める。

その上で、合理的な理由なく脱炭素化に向けた取組を行っていない場合[92]には、重大な違反行為に該当するとして、広域機関は容量確保契約を解除することができる。

---

90 記載が必要な項目として、「建設工事の期間」、「各脱炭素比率での運転期間」、「脱炭素比率を向上させる改修投資を行う場合の本制度での落札の時期」、「使用する脱炭素燃料（第１回入札から第３回入札までの案件はグレー、低炭素水素、低炭素アンモニアの種別を含む。第４回入札以降の案件は低炭素水素、低炭素アンモニアの種別を含む。）」、「前提条件」とする。

91 例えば、2050 年までの脱炭素化の道筋が示されているか、技術開発動向に比べて脱炭素化の取り組みが遅くないか、将来の脱炭素化の比率は現行の技術水準に比べて一定の技術進展を織り込んでいるか、トランジション期の脱炭素技術と 2050 年のカーボンニュートラル達成時の脱炭素技術に齟齬がないか、といった観点で確認を行い、必要に応じて修正の指示を行う。

92 例えば以下のような場合が考えられる。

・技術開発が進み、混焼比率を向上させるための改修工事が技術的に可能となっており、燃料調達環境の確保も含めた事業性確保の見通しが得られていることから、脱炭素化ロードマップの改訂を促したにもかかわらず、合理的な理由なく改訂を行わない場合。
・技術開発が進み、混焼比率を向上させるための改修工事が技術的に可能となっており、燃料調達環境の確保も含めた事業性確保の見通しが得られているにも関わらず、脱炭素化ロードマップにしたがって本制度に応札を行っていない場合（本制度を適用せず、自発的に投資を行っている場合を除く。）
・本制度への応札は行っているが、不落札となることを狙って、不当に高い価格で応札して、不落札となっている場合

一方で、「合理的な理由がある」と認められる場合は、例えば以下の場合が考えられる。

・環境アセスメントや規制強化等により経済性が見込めず、事業性確保の見通しが得られない場合
・専焼化のための建て替えに当たって、技術開発状況を踏まえた専焼プラントの容量規模や需給状況等を踏まえ、出力を減少させる場合（例えば、100 万 kW のアンモニア 50%混焼の発電所を、50 万 kW のアンモニア専焼の発電所に建て替える場合）