

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第九次中間とりまとめ(案)

令和5年1月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

目次

1. はじめに	3
2. 市場整備の方向性(各論)	4
2.1. 需給調整市場	4
2.2. 容量市場	17
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	42
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	48

1. はじめに

東日本大震災を契機に、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められる中、更なる競争の活性化を進めるとともに、環境適合、再生可能エネルギーの導入拡大、安定供給等の公益的課題に対応するための方策について、電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下「貫徹小委員会」という。）において、議論がなされてきた。貫徹小委員会において創設が提言された 5 つの市場（ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場）等の詳細制度設計については、制度検討作業部会¹（以下「本作業部会」という。）において検討が進められ、各市場における取引が開始されている。また、想定外需給変動に対応する供給力を維持する必要性から予備電源、脱炭素に資する電源の新設に対してより長期的な資金回収の見通しを立てる観点から長期脱炭素電源オークションの議論も進められている。

これまで、本作業部会においては、各市場の運用開始に向けて制度設計を進めるとともに、運用を通して顕在化した課題や電気事業を巡る環境変化を踏まえ、適時制度の見直しを行ってきた。本作業部会での討議内容については、定期的に取りまとめの上、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 9 回目の中間とりまとめとなる。

需給調整市場においては、毎日実施されている三次調整力②の取引について合理的な入札方法に変更するため、機会費用や逸失利益の計上、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱い等「需給調整市場ガイドライン」の改定に係る内容について議論を行った。また、容量市場においては、追加オークションの開催に当たって、これまで見直された項目の追加オークションにおける扱い、監視の方法、リリースオークションの価格形成など、「容量市場における入札ガイドライン」の改定に伴う内容について議論を行った。

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力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。本作業部会は、引き続き、国内の社会・経済動向、国際情勢の変化に機敏に対応し、各市場制度について不断の見直しを行っていかねばならない。

¹ 本作業部会は、2017 年 3 月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（以下「基本政策小委員会」という。）の下に設置されたものである。

2. 市場整備の方向性(各論)

2.1. 需給調整市場

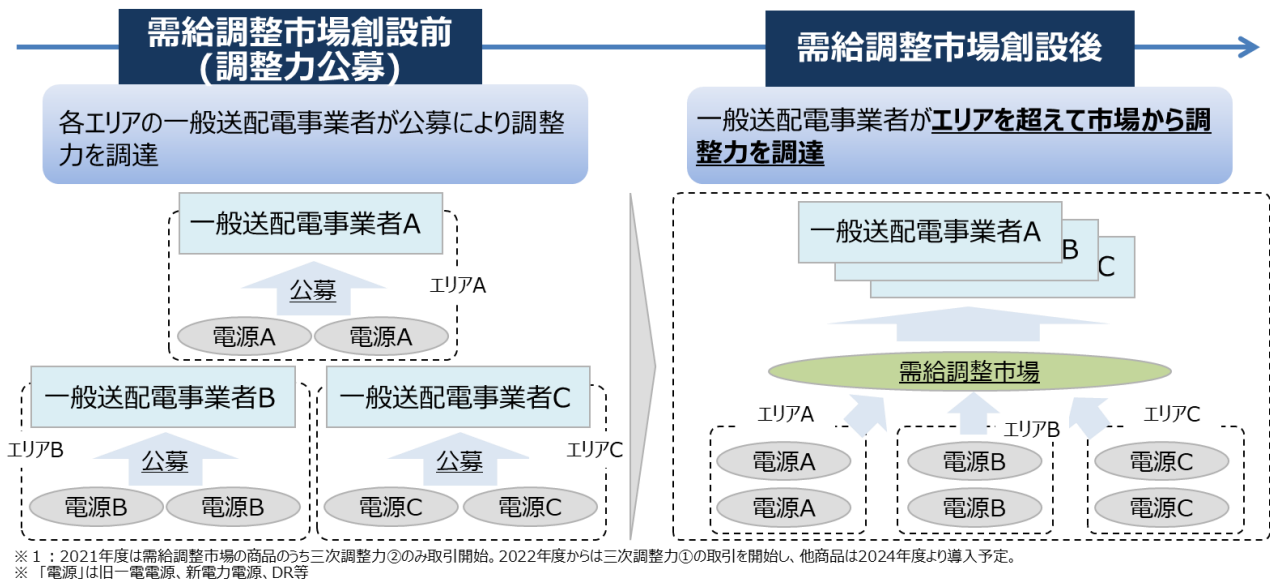
(1) 背景

我が国において、再生可能エネルギーの導入が進む中で、調整力を効率的に確保していくことは重要な課題である。周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきた。

また、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し、2021年4月より取引を開始した。

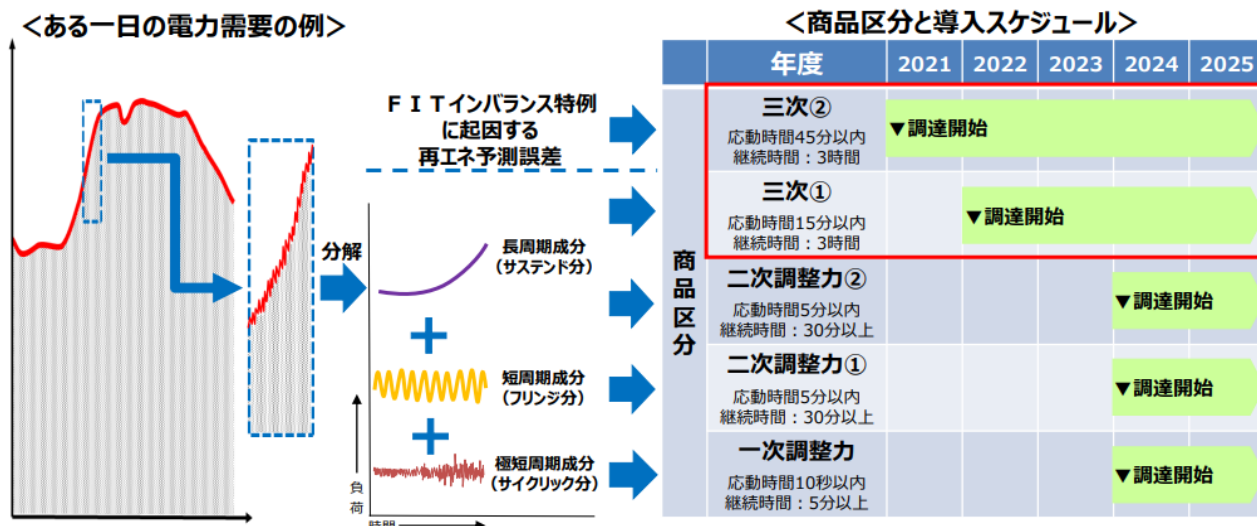
需給調整市場の詳細検討に当たっては、需給調整の実運用と密接に関わるため、慎重な検討が求められる。本作業部会においては、日々の需給調整に支障を生じさせないことの重要性だけでなく、広域化等による需給調整の効率化や、調整力確保に係る市場メカニズムの採用による透明性の向上、DR事業者や新電力等の新規事業者を含めた形での調整力の確保といった諸課題に対応することは、電力システムにとって必須の課題であるという認識のもと、需給調整市場の詳細制度設計を進めてきた。

(参考図1-1) 調整力の調達の在り方



電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれ変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、応動時間や継続時間に応じて、一次調整力から三次調整力②までの5つの商品を取り扱うこととした。第三次中間とりまとめにおいて、需給調整市場の市場開設に向けた準備として、2021年度に取引を開始する三次調整力②を対象とした取引規程(入札、約定、アセスメント、ペナルティ等に係るルールを規定)を策定し、2021年度から三次調整力②の運用が開始され、2022年度から三次調整力①の運用が始まった。

(参考図1-2) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

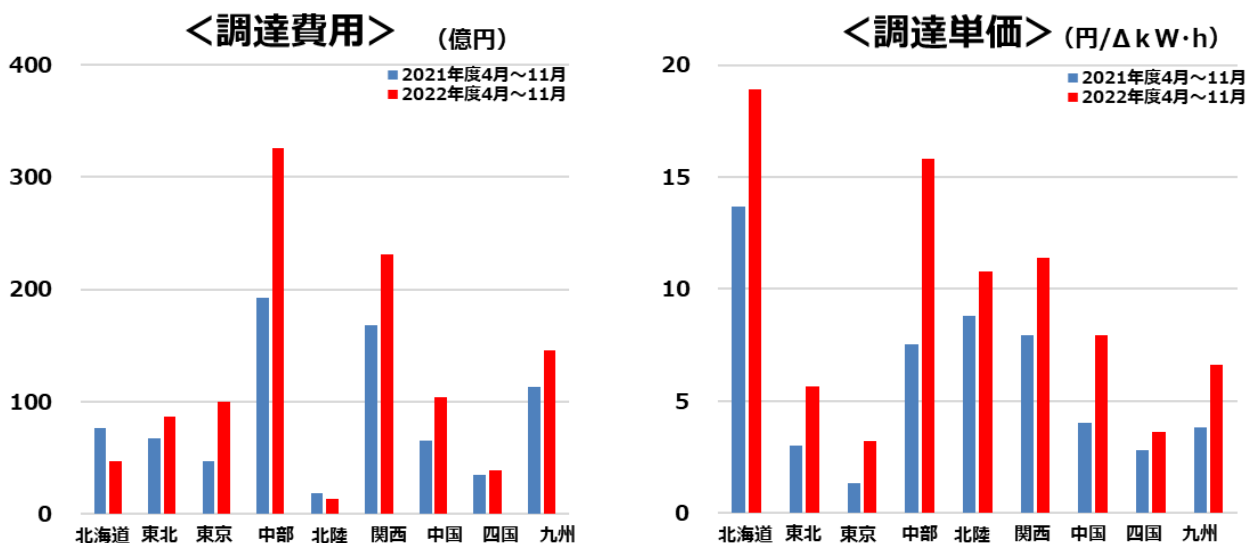


(2) 三次調整力②の取引状況と課題について

2021年度より取引が開始された、再エネ予測誤差に対応する調整力である三次②については、社会コスト低減や再エネ導入拡大の観点より、安定供給を維持しつつ、調達量の低減や合理化が求められているところ。

これまでも、複数気象モデルの活用等、必要量削減に向けた取組を進めてきており、2022年度からはエリア間の共同調達等、さらなる募集量低減の取組を行っている。2022年度の取引状況について、前年同月と比較した場合、三次②の募集量が増加しているエリアもあるが、減少しているエリアも多く、募集量削減にむけた取組の効果も一因となっていると考えられる。他方、足下の燃料価格高騰等の影響を受け調達単価は全国的に上昇しており、前年度に続き調達不足も発生しているなか、調達費用は前年同月対比で増加しているエリアもみられる。

(参考図 1-3) 三次調整力②取引実績(2022年4月～9月)



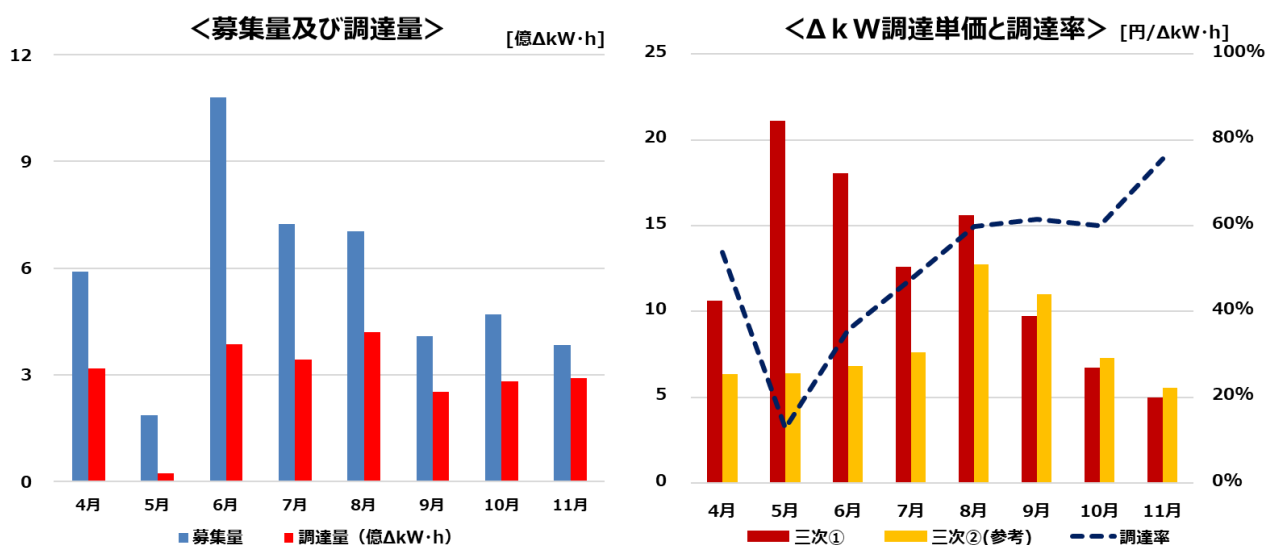
(3)三次調整力①の取引状況と課題について

2022年度から三次調整力①の取引も開始された。ゲートクローズから実需給までの調整は一次調整力から三次調整力①の組み合わせで対応することとなるが、そのうち、三次調整力①は電源脱落も考慮した長周期成分の調整力である。

取引開始以降、三次①は調整力公募も継続するなか、募集量を削減し調達を行っているが、募集量に対し応札量が不十分である状況が継続しており、応札量全量が約定するブロックも多い状況。三次①の調達率が低調な時期は、三次②と比較しても、調達単価が高水準で推移していることが多い。

三次調整力①をはじめとする調整力の応札不足が継続した場合、市場における競争不足による価格の高騰や、調整力の調達不足による安定供給への支障が懸念される。現在は調整力公募による調整電源が活用できるため、日々の需給に支障は生じていない。また、2024年度以降は新たに余力活用に関する契約が開始され、安定供給の観点ではセーフティネットとなり得ると考えられる。一方で、それだけでは十分ではなく、需給調整市場に本来期待されていた、調整力調達コストの低減や、運用コストの低減といった効率化を実現するためにも、三次①が応札不足である状況には対策を講じていく必要がある。

(参考図 1-4) 三次調整力①取引実績(2022年4月～11月)



(4)三次調整力②の価格規律について

2022年夏季において、三次調整力②の約定価格が上昇、347.8円/kW・30分となり、過去最高となった。こうした価格高騰を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会において、報告徴収等が行われ、合理的な行動となる価格で入札を行っているかなど確認・分析が行われた。

その結果、機会費用と逸失利益の計上に関する考え方について事業者毎に解釈が異なることが判明した。また、電源の起動並列において、調整力として使用しない最低出力を維持するために必要な電力分を、他のユニットの出力を下げることにより調整し、出力を下げたことにより余力分が生じたユニット(以下「持ち下げ供出機」という。)を需給調整市場に入札している事業者が複数確認された。その際、起動供出機の起動費相当分を機会費用として計上している事業者がいることが確認された。さらに、約定したユニットを必ず起動しなければならないという整理はないものの、三次調整力②に応札し、約定したが、実需

給時に起動していないユニットが存在することが判明し、その場合の起動費の扱いも事業者毎に異なることが確認された。

第79回制度設計専門会合において、分析結果を踏まえ、それらの入札行動に関する整理が行われた。また、機会費用や逸失利益については引き続き検討することとした上で、第400回電力・ガス取引監視等委員会において、需給調整市場ガイドラインを改定することの建議が行われた。

電力・ガス取引監視等委員会の建議を踏まえ、需給調整市場ガイドラインの改定内容について審議を行ったところ、本改定案は、電源側の費用を必要な範囲で回収しつつ、その適正化を図るものであり、より合理的な入札行動に資すると考えられることから、建議のとおり需給調整市場ガイドラインを改定することとした。

(参考)「需給調整市場ガイドライン」の改定に関する建議について(令和4年12月13日)

需給調整市場ガイドライン 改定事項

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する旨、記載する。また、揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力 kWh市場における記載を参照する旨、記載する。
- 卸電力市場価格(予想)は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する旨、記載する。なお、受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格(予想)はスポット市場価格の想定価格とし、受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格(予想)は時間前市場価格の想定価格とする旨、記載する。また、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する旨、記載する。
- ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益(機会費用) + 一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする旨、記載する。
- 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないこととし、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する旨、記載する。

(5)ノンファーム電源の取り扱いについて

基幹系統の混雑については、2021年1月よりノンファーム接続の受付を開始しており、ローカル系統の混雑についても、2023年4月1日よりノンファーム接続の受付開始を予定している。第58回広域系統整備委員会(2022年1月26日)における基幹系統の混雑見通しを踏まえ、2026年度までは混雑はほぼ発生しないことから、当面の間、ノンファーム接続が適用された電源については、需給調整市場へ参加できることとしていた。以降、新規接続申込の増加等の状況変化はあるが、2026年度までの系統混雑に関する再評価を踏まえても、混雑発生初期はその影響は小さく、安定供給に支障はないと考えられることから、その整理に変更はない。

また、受付開始を予定しているローカル系統起因のノンファーム電源についても、そのような状況を踏まえ、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度

以降から当面(2026年度程度まで)は認めることとした。

(6)今後の検討の方向性について

三次調整力②は、調達費用が再エネ賦課金から供出されていること等を踏まえると、再エネ予測誤差削減に向けた取組み等は不断に取り組むべきものである。また、分散型リソース、脱炭素調整力、ネガポジ電源の市場参入といった応札量の増加に係る議論や、実需給が近づき余剰となることが明らかとなった三次調整力②の時間前市場への供出などの検討も進めている。

一方で、三次調整力①についても、調達不足が懸念となっており、調達のタイミングや事業者の応札行動の見直し等について、関係各所と連携して検討を進める。

三次調整力②、三次調整力①においては、取引開始後にそれぞれ調達量の未達や調達費用の大規模な上昇といった問題が生じている。これらの問題は、2024年度に取引が開始される他の商品においても共通の課題となりうることから、2024年度に調達を始める前に、調整力の調達が効率的なものになっているか、改めて関係各所と連携の上、検討を進めていく。

また、ノンファーム電源については、当面の間は問題なく市場に参加可能としたところ、今後発動制限される Δ kWをどのような考え方で負担するか、発動制限された Δ kWの代替の実施主体及び責任主体については、事業者の応札インセンティブ等も踏まえながら早急に整理を進める。また、2027年度以降の対応については混雑見通し等を踏まえつつ別途検討を行う予定である。

需給調整市場ガイドライン（案）

策定 2021年3月30日

改定 2023年●月●日

経 済 産 業 省

I. 本文書の位置づけ

2021年度から開設される需給調整市場において、その適正な取引を確保するための措置については、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の事後的な措置に加えて、上乘せ措置として、市場支配力を有する蓋然性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることとされた。

この事前的措置の考え方については、大きな市場支配力を有する事業者（地域間連系線の分断等が生じた場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む。）に対して、競争的な市場において取るであろう行動を常に取り求めることが適当とされ、また、このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事業者においても望ましいものであるとされた。

以上を踏まえ、「適正な電力取引についての指針（以下「適取ガイドライン」という。）」において、需給調整市場における「望ましい行為」として、上記の考え方を規定し、その詳細について、本文書を策定し参考とすることとされた。

本文書は、需給調整市場における事前的措置の考え方の詳細を示すことで、需給調整市場の適切な運営を目指すものである。

【図表1】需給調整市場における措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乘せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」があった場合には、業務改善命令等で是正（事後的措置）	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）
それ以外の事業者		

II. 需給調整市場の概要

需給調整市場には、

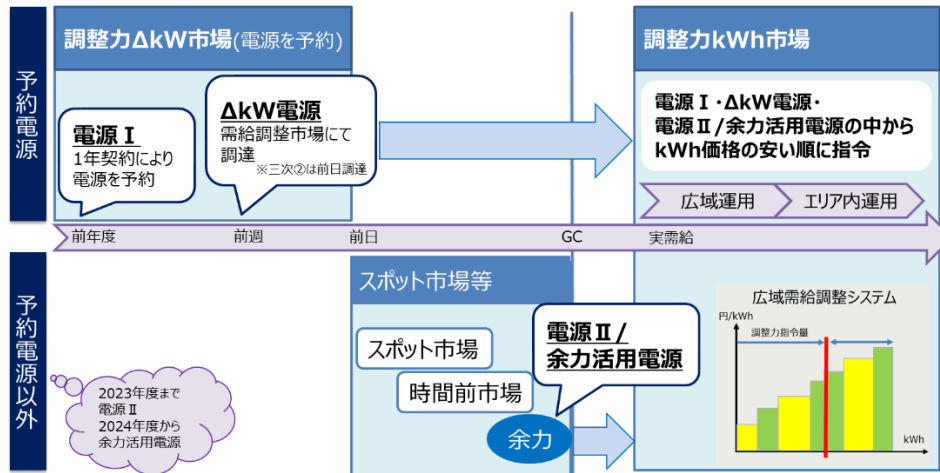
調整力 Δ kW 市場：発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場（なお、当面は、調整力公募による電源 I の調達も併存）

調整力 kWh 市場：実需給断面において、予約確保した電源等（以下「予約電源」とい

う)に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用電源(当面は電源Ⅱ)も含めた中から、一般送配電事業者が kWh 価格の安い順に稼働指令を行う市場

の2つの市場が存在するため、需給調整市場における「望ましい行為」の詳細については、調整力 ΔkW 市場(調達)と調整力 kWh 市場(運用)のそれぞれについて整理する。

【図表2】調整力 ΔkW 市場と調整力 kWh 市場の全体像



Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

1. 調整力 kWh 市場

(1) 予約電源以外

調整力 kWh 市場の予約電源以外における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\text{上げ調整の kWh 価格} \leq \text{当該電源等の限界費用} + \text{一定額}$$

$$\text{下げ調整の kWh 価格} \geq \text{当該電源等の限界費用} - \text{一定額}$$

ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としないこととみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の kWh 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下のとおりである。

① 「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DR による生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

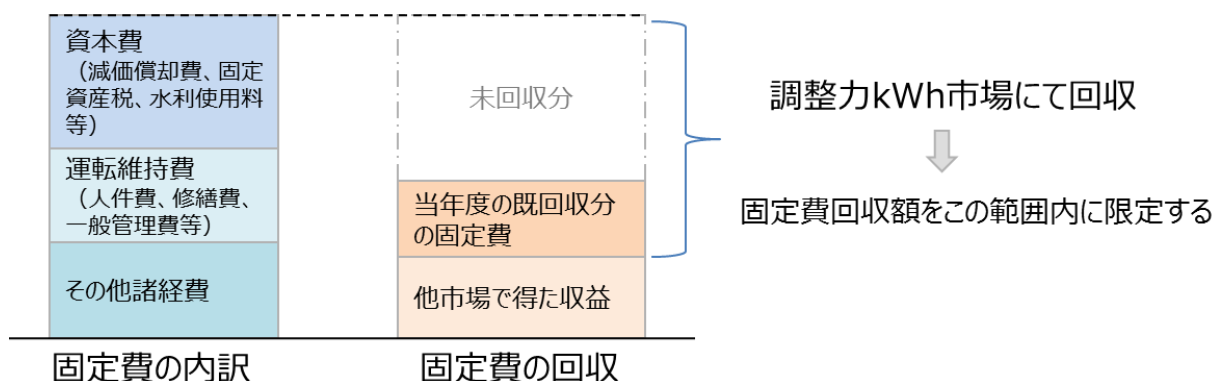
※上記において、貯水制約のある揚水発電及び一般水力並びに燃料制約のある火力発電の限界費用を逸失利益とする場合、この逸失利益には固定費回収額が含まれている場合があることから、これに一定額を加算すると固定費回収額を二重に計上することとなる。したがって、この場合の kWh 価格の登録については、「代替電源等の限界費用＋一定額」又は「逸失利益」のいずれか高い方を上限とするのが適切と考えられる（代替電源等の限界費用とは、貯水減少又は燃料減少による代替電源の限界費用、揚水運転のために使用した電源の限界費用が考えられる。）。

② 「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額は、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益を差し引いた額から算出するものとする。

$$\begin{aligned} & \text{固定費回収のための合理的な額 (円/kWh)} \\ & = \{ \text{①電源等の固定費 (円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益 (円/kW・年)} \} \\ & \quad \div \text{③想定年間稼働時間 (h)} \end{aligned}$$

【図表 3】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



③ 「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 kWh 市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh)×10%程度」の一定額を上乗せした範囲内で kWh 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

(2) 予約電源

予約電源については、事前に調整力 ΔkW 市場を通じて調達され、既に ΔkW の収入を得ているものであることなどから、当面は、上述(1)にかかわらず、全ての事業者について、その登録 kWh 価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当であり、ΔkW の契約においてそれを明確化することとする。

なお、予約電源の登録 kWh 価格に引用する市場価格については、電気の価値を反映するという観点では、実需給に近い時間前市場の価格を引用するのが適当であるが、取引価格のぶれや価格操作を抑制できる方が望ましいことや、需給調整市場の取引参加者にとって参照が容易であることなどを踏まえ、「時間前市場の約定価格の平均値」を参照して、市場価格の登録を行う。

2. 調整力 ΔkW 市場

(1) ΔkW 電源

調整力 ΔkW 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の ΔkW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\Delta \text{kWh 価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益 (機会費用)} + \text{一定額等}$$

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額 (当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合) とし、等は売買手数料とする。

上式に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の ΔkW 価格で登録することを要請する。

なお、この式において、「逸失利益（機会費用）」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下のとおりとする。

①「逸失利益（機会費用）」について

ΔkW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されることが考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする。

（逸失利益（機会費用）の考え方）

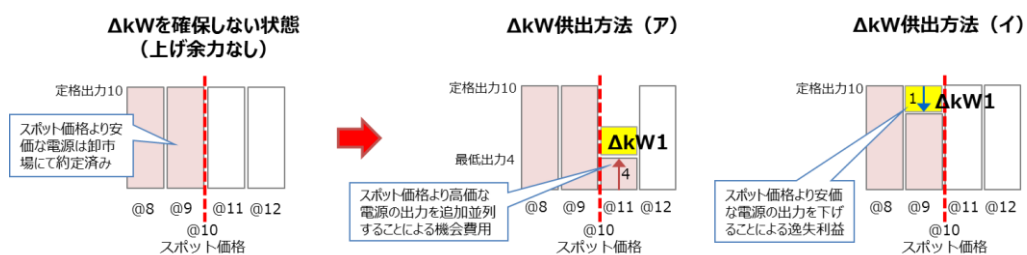
（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

【図表4】調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



なお、限界費用及び卸電力市場価格（予想）については、以下のとおりとする。

（限界費用の考え方）

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。

- 揚水発電等の限界費用については、調整力 kWh 市場における限界費用の記載を参照して算定する。

(卸電力市場価格(予想)の考え方)

- 卸電力市場価格(予想)は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。
- 受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格(予想)はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格(予想)は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

また、適切に起動費等を計上するため、以下の考え方にしたがって入札することとする。

(適切な起動費等の計上・入札の在り方)

- 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を電力・ガス取引監視等委員会事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

②「固定費回収のための合理的な額」について

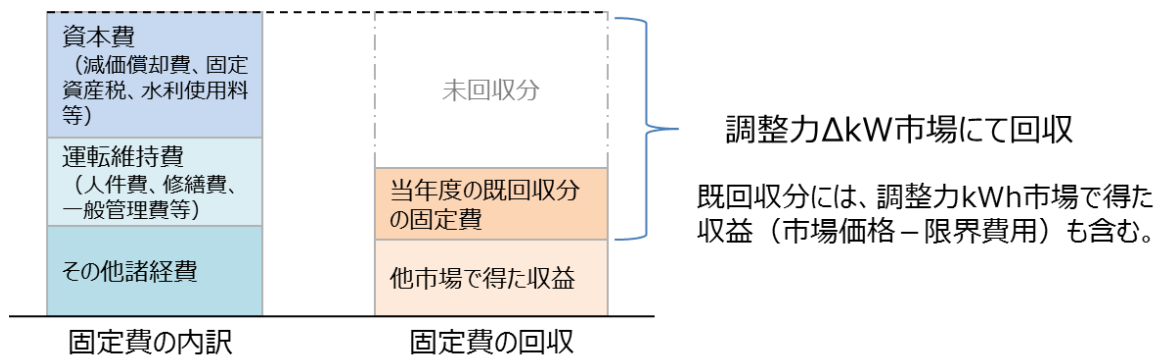
固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力 kWh 市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分も含む）を差し引いた分とする。

$$\begin{aligned} & \text{固定費回収のための合理的な額(円/ΔkW)} \\ & = \{ \text{①電源等の固定費(円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW・年)} \} \\ & \quad \div \text{③想定年間約定ブロック数} \end{aligned}$$

$$\text{想定年間約定ブロック数} = \text{想定年間予約時間} \div 3 \text{ 時間}$$

また、予約電源が、調整力 kWh 市場において、kWh 価格を市場価格で登録することにより、「市場価格－限界費用」分の収益が発生した場合は、当該収益についても当年度分の固定費の既回収分とする。

【図表 5】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



③ 「一定割合」について

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 ΔkW 市場に供出するインセンティブの確保等を考慮し、逸失利益(機会費用)に、予約電源の想定稼働率を踏まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内で ΔkW 価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、調整力 kWh 市場と同様に市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

$$\text{一定額(円/ΔkW)} = \text{限界費用(円/kWh)} \times 10\% \times \Delta\text{kW 約定量} \times \text{電源 I の平均稼働率(5\%)} \times \text{約定ブロック(3時間)}$$

※限界費用が市場価格より高く、ΔkW 価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動費等に一定額を上乗せする。限界費用が市場価格より低く、ΔkW 価格を卸電力市場との逸失利益で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか高い方を上限とする。

(2) 電源 I

2021 年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電(発電・小売)以外の参加者は限定的と考えられることから、2021 年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費+事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定するよう要請する。

3. 事前的措置の対象とする事業者の範囲について

(1) 調整力 kWh 市場

① 地理的範囲の画定

事前的措置の対象とする事業者については、調整力 kWh 市場において、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定し、それを対象とすることが適当である。そこで、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価するためには、まず第一に、市場(地理的範囲)の画定が必要となる。

調整力 kWh 市場では、調整力の運用時点で地域間連系線の空容量がゼロの場合には、調整力の広域運用ができなくなるため、市場が分断される。したがって、市場（地理的範囲）の画定は、広域需給調整システムの運用時点における市場分断の実績を踏まえて判断することが適当である。その上で、市場分断の状況は、コマごと、日ごと、季節ごとに変化することから、どのような期間ごとに市場（地理的範囲）の画定を行うかが論点となる。事前的措置はあくまで上乘せ措置であること及びその実務的な負担を考慮すると、当面は月単位で市場（地理的範囲）の画定を行うことが合理的と考えられる。

②事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する基準

市場（地理的範囲）を画定すると、当該市場に基づき、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価することとなるが、どのような評価指標を用いるかが論点となる。具体的には、市場シェア、HHI (Herfindahl Hirschman Index)、PSI

(Pivotal Supplier Index) 等の指標を用いた分析があり得るが、需給ひっ迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者であっても市場支配力が行使可能となることがあり得ることから、PSI を用いる方法の方が精緻な分析が可能とも考えられるが、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要となる。

評価指標を確定すると、当該評価指標に基づき分析することとなるが、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価する基準値をどのように設定するかが論点となる。これについても、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に検討を行うことが必要である。

(2) 調整力 Δ kW 市場

調整力 Δ kW 市場に参加する事業者と調整力 kWh 市場に参加する事業者は、ほぼ同じと考えられることから、それぞれの市場の競争状態はほぼ同じと考えられる。また、調整力 Δ kW 市場と調整力 kWh 市場の事前的措置の対象とする事業者が同じである方が、運用上も分かりやすい。

こうしたことを踏まえ、調整力 Δ kW 市場における事前的措置の対象とする事業者は、前述した調整力 kWh 市場の事前的措置の対象と同一とすることが適当である。

IV. 本文書の見直しについて

需給調整市場開始後、電力・ガス取引監視等委員会においては、需給調整市場において適正な取引を確実に確保するため、市場開始後の取引の状況をモニタリングし、本措置が適切に機能していない等の状況が見られた場合等においては、制度設計専門会合で議論の上、適時適切に見直しを行うこととする。

以上

2.2.容量市場

(1)背景

容量市場では、メインオークション以降に生じた「想定需要の変化」や「電源等の故障等による落札された供給力の変化」等により、必要供給力に対しメインオークションで調達した供給力に不足又は余剰が認められた場合に、追加オークションの実施を検討することとしており、実需給 2024 年度の追加オークションについては、来春にその要否を検討することとなっている。そのため、第 1 回メインオークション以降に見直された項目の追加オークションにおける扱いや、追加オークションのうちの調達オークションにおける監視の方法及びリリースオークションの価格形成への対応について議論が行われた。

また、ノンファーム電源の容量市場における取扱いについて、系統混雑の影響を踏まえた検討が必要となっていたところ、電力広域的運営推進機関の関連会議体で行われた分析等を踏まえて、容量市場メインオークション(実需給 2027 年度)におけるノンファーム電源の扱いについて議論が行われた。

(2)追加オークション(実需給 2024 年度)について

(第1回メインオークション以降に見直された項目の扱い)

● 発動指令電源の調達量の扱い

2020 年度に行ったメインオークション(実需給 2024 年度)においては、発動指令電源は H3 需要の 3% を調達上限容量と設定して募集を行った²(追加オークションの募集枠の設定なし)。その後、発動指令電源の調達上限は、実需給 2025 年度に向けては 4%(2021 年度メインオークションで 3%、追加オークションで 1%³)、実需給 2026 年度に向けては 5%(2022 年度メインオークションで 4%、追加オークションで 1%³)として実施する見直しを行った。実施する見直しを行った。

今後、再生可能エネルギーが更に増加し、発動指令電源として期待される DR を含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すことが望ましいという観点から、追加オークション(実需給 2024 年度)についても、H3 需要の 1%を上限に発動指令電源を調達(北海道エリアを除く⁴)することとする。

● 供給曲線に事後的に織り込む供給力の扱い(石炭混焼バイオマス)

2020 年度メインオークション(実需給 2024 年度)において、石炭とバイオマスの混焼を行う FIT 電源については、事後的に織り込む供給力として供給曲線に織り込まれていなかったものの、2021 年度メインオークション(実需給 2025 年度)以降については、石炭とバイオマスの混焼を行う FIT 電源について、FIT 制度の適用を想定して応札しなかった場合、又は応札した結果非落札となった場合に、原則として当該設備の FIT 及び非 FIT の供給力を FIT 電源等の期待容量に織り込むこととした。また、追加オークション(調達オークション)を全国市場で行う場合、メインオークションと同様の方法で約定処理を行うことと整理されている。

以上を踏まえ、追加オークション(実需給 2024 年度)についても、石炭混焼バイオマスについて供給曲

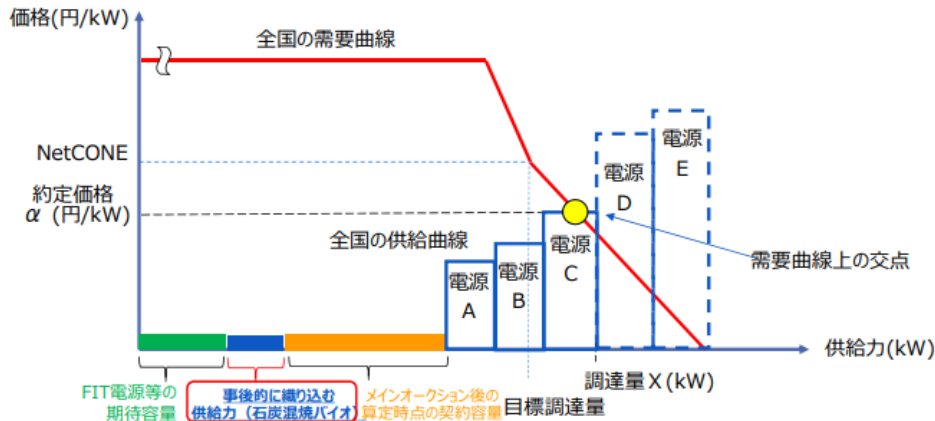
² メインオークションにおいて H3 需要比 2.6%が約定(調達上限容量 473 万 kW に対し、415 万 kW の約定)。

³ 調達上限を 3%から引き上げた場合、調整係数が 100%未満となるエリアがあるため、実需給 2025 年度は調整係数 100%の範囲で調達し、実需給 2026 年度から調整係数を事後的に算定し反映。

⁴ 北海道エリアは 4%導入した場合、供給力が 100%見込めず調整係数をかける必要が生じる算定結果となったため。

線に織り込むこととする。

(参考図 3-1)供給曲線への事後的な供給力の織り込み(石炭混焼バイオマス)



● 経過措置の扱い

経過措置の扱いについては、2020 年度メインオークション(実需給 2024 年度)以降の見直しを踏まえて以下のように整理する。

1. 「①電源等の経過年数に応じた控除率」と「②入札内容に応じた控除率」に基づく減額

2020 年度メインオークション(実需給 2024 年度)後に経過措置及び逆数入札の在り方について改めて検討が行われたことを踏まえており、追加オークション(実需給 2024 年度)においても、見直し後の考え方に基づき経過措置を適用することとする。

この適用に当たり、見直し検討時には作成されていない 2024 年度の控除率を設定することとなるため、2025 年度以降の控除率変化傾向を踏まえ、以下のとおり設定する。

なお、リリースオークションでは、発電事業者等が自身の契約している容量を売却する仕組みであるため、2020 年度のメインオークション時の経過措置の仕組みを適用することとなる。

(参考図 3-2)メインオークション(実需給 2025 年度以降)における経過措置

	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
①電源等の経過年数に応じた減額	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%
②入札価格に応じた減額	18.0%	14.4%	10.8%	7.2%	3.6%

<容量確保契約金額の控除の算定方法(2025年度の場合)>
 約定価格 × (①の対象は1-7.5%) × (②の対象は1-18.0%)

(参考図 3-3)追加オークション(実需給 2024 年度)における経過措置
(調達オークションの場合)

	2024年度	備考
1. 電源等の経過年数に応じた控除	9.0%	控除率変化傾向△1.5%/年より、2025年度の7.5%に+1.5%で設定
2. 入札内容に応じた控除	21.6%	控除率変化傾向△3.6%/年より、2025年度の18.0%に+3.6%で設定
【計算式】 経過措置の控除額 = 約定価格×約定容量× { 1 - (1 - 電源等の経過年数に応じた控除率) × (1 - 入札内容に応じた控除率) }	↑0.09	↑0.216

(リリースオークションの場合)

【計算式】 経過措置控除額 = 契約単価×[契約容量× { 1 - (1 - 控除率) }]	↑0.42
--	-------

2. 約定価格に応じた経過措置の適用の扱い

2021 年度メインオークション(実需給 2025 年度)結果を踏まえ、約定価格と NetCONE の関係ごとの扱いについては、小売事業環境の激変緩和の観点と発電事業者の予見性の観点とのバランスを考慮し、約定価格が NetCONE の半分以下の場合は経過措置を適用せず、約定価格が NetCONE の半分を超え、経過措置を適用した場合の受取額が NetCONE の半分での受取額以下となる場合は NetCONE の半分での受取額とする形へ見直しが行われた。追加オークション(2024 年度実需給)においても同様に見直し後の考え方を適用することとする。

(参考図 3-4)約定価格による経過措置適用のイメージ

【受取額のイメージ】

経過措置には、以下の二つがあり、①のみ適用される場合、②のみ適用される場合、①②の両方が適用される場合があるため、図はそのうちの一つのイメージを示したものである。

①電源等の経過年数に応じた減額

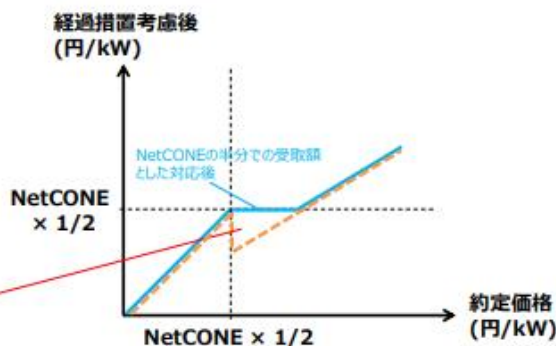
(実需給2026年度向け：6%)

②入札内容に応じた減額

(実需給2026年度向け：14.4%)

例えば、①②の両方が適用される場合については、約定価格が約4,700円/kWから約5,800円/kW*の間で受取額が逆転する。

* NetCONEを9,372円/kW (2025年度向けメインオークションの値)とした場合の試算



※ エリアプライスがNetCONEの半分以下の場合には、そのエリアで約定した電源等は経過措置を適用しない対象となるが、約定価格がマルチプライスの場合には、その約定価格に応じて適用するか判断される。

※ NetCONEの50%の価格に端数が生じる場合は円未満を切り捨てる。

● 非効率石炭火力の誘導措置によるインセンティブ設計の扱い

2021 年度メインオークション(実需給 2025 年度)において、非効率石炭火力を対象とした誘導措置によるインセンティブ設計の見直しが行われた。

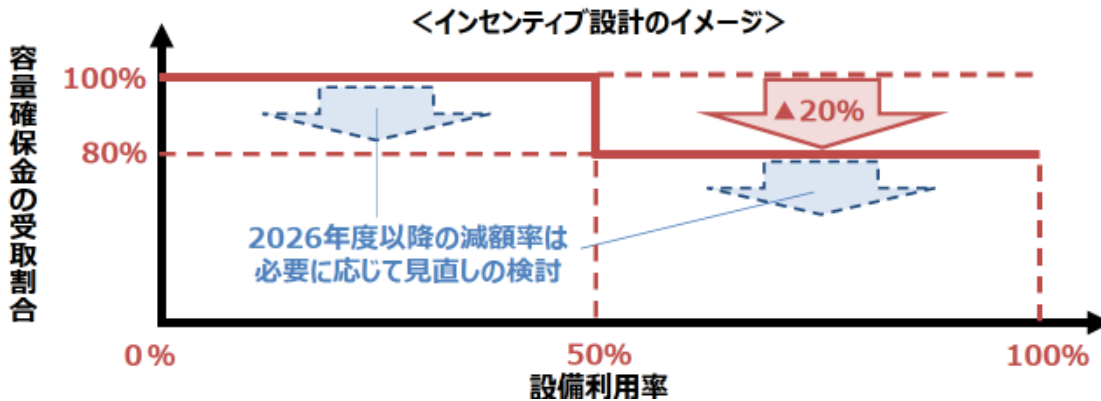
対象 : 設計効率 42%未満の石炭火力

減額率: 設備利用率 50%超の電源の減額率を 20%とする

本見直しはカーボンニュートラルとの整合性を踏まえたものであることから、追加オークション(2024 年度

実需給)においても同様に見直し後の考え方を適用することとする。

(参考図 3-5)非効率石炭火力のインセンティブ設計のイメージ



(調達オークションの監視)

追加オークションでは、メインオークションと比較して小さな市場規模が予想されるため、メインオークションよりも規模の小さい発電設備を持つ事業者であっても価格形成の影響力が高まることが考えられる。また、追加オークションは、実需給期間に近づいてから開催を行う仕組みにより、参加登録から、開催判断、応札までのリードタイムが、メインオークションよりも非常に短くせざるを得ない特徴がある。

こうした点を踏まえ、追加(調達)オークションにおいても、監視方法に関してはメインオークションに沿って行う一方、メインオークションと追加(調達)オークションの各々の仕組みに合わせた監視を行っていくこととする。

(参考図 3-6)メインオークション・追加オークションの特徴

【メイン・追加各オークションの特徴】

	メインオークション	追加オークション
市場支配力を有す(有しうる)事業者	<ul style="list-style-type: none"> ● 500万kW以上の発電規模を有する事業者 (2022年度メインオークションでの定義) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 追加オークションに応札する全事業者
応札受付までのリードタイム	<ul style="list-style-type: none"> ● 約3か月 <募集要綱及び入札ガイドラインより> ✓ 事業者情報登録・審査: 8/4-8/15 ✓ 電源等情報登録・審査: 8/17-9/13 ✓ 事前監視電源の情報提出期日: 9/1 ✓ 期待容量登録・審査: 9/20-10/18 ✓ 応札受付開始: 11/1 	<ul style="list-style-type: none"> ● 約2か月(暫定) <「第40回容量市場の在り方等に関する検討会 資料3」及び入札ガイドラインより> ✓ 事業者情報登録・審査: 3月上旬 ✓ 電源等情報登録・審査: 3月中下旬 ✓ 事前監視電源の情報提出期日: 4月上旬(暫定) ✓ 期待容量登録・審査: 4月前半 ✓ 応札受付開始: 5月初旬

メインオークションでは、オークションの応札前後において、市場支配力を有する事業者による「売り惜しみ」や「価格つり上げ」によって問題となる行為を取り締まるべく、「事前監視」及び「事後監視」を実施することとしている。

追加(調達)オークションにおいても、正当な理由が無い場合は追加オークションへ参加することが望ましい。市場支配力を有しうる全事業者に対して事前に開催決定から応札までの限られた時間にすべての売り惜しみを監視することは困難であるが、一定規模の売り惜しみを防止するため、監視対象

となる発電規模をメインオークションと同様の基準とする。

また、価格つり上げについては、追加（調達）オークションでは応札する全事業者が市場支配力を有することや、短い期間で参加登録から開催判断、応札まで行う特徴を踏まえて、事後監視により応札価格の妥当性を確認することとする。

（参考図 3-7）追加（調達）オークションの監視方法

【市場支配力を有しうる事業者の定義】

- 追加オークションに応札する全事業者

【追加オークション（調達の場合）における監視方法】

監視対象行為	監視対象事業者	<応札の受付期間開始前> 事前監視	<応札の受付期間終了後> 事後監視
売り惜しみ	500万kW以上の発電規模を有する事業者	● 応札しない電源のリスト及び理由の説明、根拠資料の提示（ただし、「売り惜しみ」の正当な理由①～④*1に該当する場合は対象外）	● 応札しなかった電源のリスト及び理由の説明、根拠資料の提示（ただし、事前監視での対象電源は対象外） ● 応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある場合において稼働実績、理由の説明、根拠資料提示
価格つり上げ	応札する全事業者（市場支配力を有しうる事業者）	● 実施しない（ただし「維持管理コスト」以下で応札している場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格つり上げには該当しない）	● 下記電源の応札価格算定方法及び根拠の説明 ① 約定価格を決定した電源、その上下2電源 ② 事業者毎に最も高い価格で応札した電源から3電源 ③ その他、監視主体が価格つり上げの可能性があると判断するケース

*1:「売り惜しみ」の正当な理由

- ①追加オークション応札受付時点ですでに1年以上休止しており、かつ実需給年度においても休止予定である場合
- ②実需給年度において、休止以外の理由（補修工事等）によって、リクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
- ③追加オークション応札受付開始時点より1年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
- ④実需給年度においてFIT認定を予定しているなど、入札対象外電源となる見込みがある場合
- ⑤上記のほか、容量市場オークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合

（参考図 3-8）メインオークションの監視方法

【市場支配力を有する事業者の定義】

- 前年度のメインオークションにおいて、容量市場の目標調達量を満たすために、ある事業者の保有する電源が不可欠となる場合における当該事業者（2022年度の場合、500万kW以上の発電規模を有する事業者。ただし、前年度のメインオークションの結果等をもとに市場支配力を有する事業と判断される場合あり）

【メインオークションにおける監視方法】

監視対象行為	監視対象事業者	<応札の受付期間開始前> 事前監視	<応札の受付期間終了後> 事後監視
売り惜しみ	市場支配力を有する事業者（主判断基準：500万kW以上の発電規模）	● 応札しない電源のリスト及び理由の説明、根拠資料の提示（ただし、「売り惜しみ」の正当な理由*1 ①～④に該当する場合は対象外）	● 応札しなかった電源のリスト及び理由の説明、根拠資料の提示（ただし、事前監視での対象電源は対象外） ● 応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある場合において稼働実績、理由の説明、根拠資料提示
価格つり上げ	市場支配力を有する事業者（主判断基準：500万kW以上の発電規模）	● 基準価格（前年度メインオークションにおける指標価格*2）以上の応札価格になる見込みの電源について、当該価格の算定方法及び根拠の説明	● 下記電源の応札価格算定方法及び根拠の説明 ① 約定価格を決定した電源、その上下2電源 ② 事業者毎に最も高い価格で応札した電源から3電源 ③ その他、監視主体が価格つり上げの可能性があると判断するケース

*1:「売り惜しみ」の正当な理由

- ①メインオークション応札受付時点ですでに1年以上休止しており、かつ実需給年度においても休止予定である場合
- ②実需給年度において、休止以外の理由（補修工事等）によって、リクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
- ③メインオークション応札受付開始時点より1年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
- ④実需給年度においてFIT認定を予定しているなど、入札対象外電源となる見込みがある場合
- ⑤上記のほか、容量市場オークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合

*2: Net CONE; 新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価機関で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたもの

（出典）容量市場における入札ガイドライン（令和4年7月）より資源エネルギー庁作成

（リリースオークションにおける価格形成への対応）

リリースオークションは、メインオークションで調達した供給力に一定以上の余剰が認められる場合に行われる追加オークションであり、当該容量確保契約をリリースする容量提供事業者を募集するもので、容

量拠出金を低減させる仕組みである。メインオークションで約定した電源等がリリースオークションの対象となり、応札するかどうかは既に約定した電源を持つ事業者が任意に判断する。約定価格はシングルプライスオークションにより決定される。

リリースオークションの応札者は、実需給断面における供給力の提供が不可能な見込みの事業者、リリースオークションの約定結果により供給力の提供を判断する事業者、予定どおり供給が可能な事業者に類別できる。予定どおり供給が可能な事業者が、できるだけ低価格での買戻しを狙って応札を行うケースも想定され、その札が約定価格を決定し、低価格で約定した場合は、結果的にほぼ予定収入を維持したままリクワイアメント・ペナルティを回避できるケースが存在する。

そのため、容量拠出金が低減しないにもかかわらず容量市場のリクワイアメントの対象外となるといったリリース意義の小さな約定結果が生じる可能性も懸念されることから、一定水準の最低価格を設定することとする。

(参考図 3-9)リリースオークション応札目的の類別

メインオークション約定後 実需給断面における 供給力提供見込み	動機	想定される応札行動
不可能	<ul style="list-style-type: none"> 市場退出によりペナルティを支払うケースよりも損失を低減 	<ul style="list-style-type: none"> 約定価格110%以下であれば約定するように買い入札
リリースオークション 約定により判断	<ul style="list-style-type: none"> リリースオークションの約定結果により供給力を提供するかどうかを判断(DR実施や設備改修の実施判断) 	<ul style="list-style-type: none"> 買い戻し約定による確定損益が供給力を提供・増強しないことによる機会損失よりも大きくなる価格で買い入札
可能	<ul style="list-style-type: none"> 予定通りメインオークションでの約定に基づく供給力を提供 	<ul style="list-style-type: none"> 買い入札をしない
	<ul style="list-style-type: none"> できるだけ低価格での買い戻し 	<ul style="list-style-type: none"> できるだけ低い価格(最も低いケースで0円/kW)で買い入札

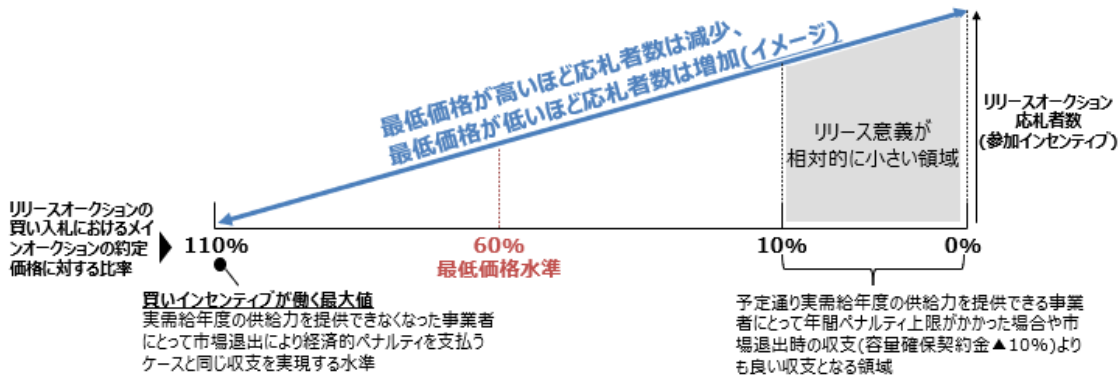
リリースオークションの応札価格は、市場退出による経済的ペナルティ等を考慮すれば、容量確保契約金の0%~110%が応札者にとって合理的となる。安い価格での応札が可能であれば応札者は集まるが、特に応札者にとって条件の良い価格帯(10%以下)で約定してしまうと、供給力はリリースされる一方、容量拠出金の低減の効果は限定的となる。

そのため、容量拠出金低減の実効性とオークションへの参加インセンティブをできるだけ両立するため、最低価格の水準をメインオークション約定価格⁵⁾の60%⁶⁾とする。また、リリースオークションの約定結果を踏まえ、今後、必要に応じて調整することとする。

⁵⁾ 各事業者に適用する基準にはエリアプライスを考慮する一方、設定基準の煩雑化を防ぐ観点から経過措置やマルチプライスでの約定価格は考慮しない価格とする。

⁶⁾ 例えば、最低入札価格が約定価格となった場合、落札者は、メインオークションの約定価格の40%の交付金を受け取り、実需給期間中の容量市場のリクワイアメントは課されないこととなる(経過措置対象外電源の場合)。最低価格の算出に当たり1円未満の端数は切り捨てとし、応札者は最低価格以上で入札するものとする。

(参考図 3-10)リリースオークション最低価格設定のイメージ



(参考図 3-11) リリースオークション最低価格設定に関するメリット・デメリット

	メリット	デメリット
最低価格を設定しない	<ul style="list-style-type: none"> ■ 参加ハードルが低い できるだけ低価格での約定を狙うために、多くの参加者が集まる可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ リリース意義が小さい(容量拠出金が低減しない、且つリクワイアメント対象外の事業者が増加) 高価格でも買戻したい参加者が少数、且つ低価格での買戻しを狙う参加者が多数の場合、0円/kWで約定し、容量拠出金が全く減らずにリクワイアメントの対象外となるリスクがある。
最低価格を設定する	<ul style="list-style-type: none"> ■ 参加ハードルが低い できるだけ低価格での約定を狙うために、多くの参加者が集まる可能性がある。 ■ リリース意義を担保する(容量拠出金が低減される) 供給力を提供できなくなった場合のように買戻すインセンティブの強い事業者が参加することから約定の可能性の高い価格で応札する可能性が高く、一定の容量拠出金の低減を見込むことができる。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ リリース意義が小さい(容量拠出金がほとんど低減しない、且つリクワイアメント対象外の事業者が増加) 高価格でも買戻したい参加者が少数、且つ低価格での買戻しを狙う参加者が多数の場合、メインオークション約定価格の10%未満の価格帯で約定し、容量拠出金がほとんど減らずにリクワイアメントの対象外となるリスクがある。 ■ 容量拠出金負担を減らす機会を逸する価格帯がある 1円/kW以上からメインオークション約定価格のX%未満の価格帯では約定による容量拠出金の低減機会が無い。 ■ 参加ハードルが高い 供給力を提供できなくなった場合のように限定されたケースでのみ事業者は買入札に参加する。

*1:リリースオークション約定価格がメインオークション約定価格の10%未満の場合、メインオークション約定価格の90%以上に相当する収益が残るため(結果としてリリースしなかった場合を基準とした場合の収支は0%から▲10%未満の間となる)、年間ペナルティ上限額がかかった場合(容量確保契約金額(円)×110%)や市場退出時の収支下限である容量確保契約金額の▲10%よりも良い条件でリクワイアメント対象外となる。

また、リリースオークションへの参加は任意であり、最低価格を設定した場合はリリースオークション約定時に容量拠出金の低減という機能を果たせることから、リリースオークションの監視については不要とする。

(3) 容量市場メインオークション(実需給 2027 年度)におけるノンファーム電源の扱い

基幹系統の混雑に対しては、2021 年 1 月よりノンファーム型接続の受付を開始しており、ローカル系統の混雑に対しても、2023 年 4 月 1 日よりノンファーム型接続の受付の開始を予定している。ノンファーム型接続適用電源(ノンファーム電源)を含めた系統混雑の想定を踏まえた供給力の扱い(供給計画、需給検証、容量市場など)について、今後も検討を継続していくこととする。

第 63 回 広域系統整備委員会(2022 年 9 月 21 日)においては、2027 年度における系統混雑想定結果の取りまとめが示され、ピーク需要断面で混雑が見込まれる設備は基幹系統で 2 箇所、ローカル系統で 3 箇所であった。第 79 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022 年 11 月 22 日)においても基幹系統の混雑想定の結果をベースとした供給信頼度への影響について分析を行い、H3 需要に対して

0.06%程度、九州エリアで0.49%程度となった。

一方で、現在手法では時間断面毎の混雑量を精緻に算定できないといった課題も示され、また系統混雑を考慮して供給力を追加で確保する場合、供給力立地の地域選定の必要性やその調達方法等の継続的な検討が必要となるといった課題が示された。

ノンファーム型接続が適用される電源を容量市場メインオークション(実需給 2027 年度)で参加可能とするかどうかについて、現時点の必要供給力想定の検討状況を鑑みると参加を制限するものではないと考えられる。また、目的に応じた系統混雑の評価方法や対応の課題については、引き続き検討を進めることとする。

容量市場における入札ガイドライン (案)

策定 2020年5月29日

改定 2021年6月25日

改定 2022年3月31日

改定 2022年7月21日

改定 2023年●月●●日

資源エネルギー庁

1. 本文書の位置づけ

かつての総括原価方式の枠組みの下では、発電投資は規制料金を通じて安定的に投資回収がなされてきた。総括原価方式と規制料金の枠組みによる投資回収の枠組みがない中では、原則として、発電投資は市場取引を通じて、又はまたは市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていく仕組みに移行していくと考えられる。このため、固定価格買取制度の対象となる再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）電源等を除けば、発電投資の投資回収予見性は、従来の総括原価方式下の状況と比較して、低下すると考えられる。

また、固定価格買取制度等を通じて、再エネ電源比率が高まるにつれ、再エネ以外の電源の稼働率が低下するとともに、再エネ電源が稼働する時間帯における市場価格の低下により売電収入も低下すると考えられる。

これらの結果、電源の将来収入見通しの予見性が低下し、事業者の適切なタイミングにおける発電投資意欲を減退させる可能性がある。今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電源の新設やリプレース等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。そのような状況が中長期的に続くと供給力不足の問題が顕在化し、①需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられ、また、電源開発には一定のリードタイムを要することから、これらの問題が長期化してしまうことが考えられる。

こうしたことから、単に卸電力市場（kWh 価値の取引）等に供給力の確保・調整機能を委ねるのではなく、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で講じ、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力を確保できるようにすることが求められた。

検討を進めた結果、①あらかじめ必要な供給力を確実に確保することができること、②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること、③再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響していること、などを踏まえた上で、最も効率的に中長期的に必要な供給力等を確保するための手段として、2020年度から新たに容量市場制度が創設されることとなった。

将来の供給力の見通しについては、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が毎年度取りまとめる供給計画において確認しているが、近年、経年火力の休廃止等を通じて供給力が急速に減少していることが指摘されている。背景には、市場価格の下落傾向が続く中で競争環境が厳しくなっていること、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低い小売電気事業者が増加していることなどが要因としてあり、電源の将来収入見通しの予見性はより一層低下している。

発電事業者を取り巻くこうした環境の変化を踏まえつつ、2021年度の第二回オークションを実施するに当たっては、必要な容量を確保するために要するコストを最適化するとともに、制度の透明性をさらに担保し、2050年カーボンニュートラルの実現に整合的な制度とする観点から、制度を全面的に見直した。本文書は、容量市場における入札に係る基本的な考え方を示すことで、容量市場制度の適切な運営を目指すものである。

2. 容量市場制度

容量市場制度は、いくつかのオークションからなり、開催時期とその目的によって以下のように分類される。また、いずれのオークションにおいても、市場管理者としては広域機関が担うこととなる。

（1）容量オークション

将来の一定期間（実需給年度）における需要に対して必要な供給力をオークションで募集する仕組みであって、下記に掲げるものをいう。

（ア）メインオークション

メインオークション募集要綱で定める供給力を調達するため、実需給年度の4年前に実施する。2025年度分以降のオークションにおいては、H3需要の2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達を判断する。

（イ）追加オークション

メインオークション実施後の想定需要、メインオークションで調達した供給力及びその増減等を考慮し、必要に応じて、実需給年度の1年前に調達オークション又はリリースオークションを実施する。

オークションの参加登録の対象は、電気供給事業者（電気事業法第22条の3に規定する電気供給事業者をいう。）であり、自ら又は他者が所有する電源等を用いてオークションに応札する意思がある者は、参加登録や電源登録、期待容量¹登録を行い、広域機関の審査を受けた上で応札を行い、落札された電源等を実需給年度における供給力として確保

¹ 期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」を指す。

する対価として、容量確保契約金額を広域機関から受け取る²。また、小売電気事業者は、供給能力確保義務を達成するための対価として、容量拠出金を広域機関へ支払う³。

(2) 特別オークション

容量オークションにおける調達不足の場合又は事前に決まっていなかった政策的な対応が必要となった場合等に実施するオークションをいう。

3. 容量市場メインオークション

容量市場メイン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「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

(1) 参加対象となる電源等

参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源である⁴。

応札容量の最小値は1,000キロワットとし、応札容量の最大値はそれぞれの電源等情報に登録済の期待容量とする。

容量を提供する電源等の区分		電源等要件
安定電源		<p>次の(ア)から(エ)までのいずれかに該当し、期待容量が1,000キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの。</p> <p>(ア) 水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。）</p> <p>(イ) 火力電源</p> <p>(ウ) 原子力電源</p> <p>(エ) 再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。）</p>
変動電源	変動電源（単独）	<p>次の(ア)又は(イ)のいずれかに該当し、期待容量が1,000キロワット以上の供給力を提供するもの。</p> <p>(ア) 水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。）</p>

² ペナルティとして、容量確保契約金額を減額することや、容量確保契約金額に対して、追加的な金銭の支払を求める場合に支払額がマイナスになることも含む。

³ なお、一般送配電事業者・配電事業者においても、周波数調整に必要な調整力を確保する必要があり、託送料金に算入されている相当額の費用を支払う。

⁴ 「安定電源」と「発動指令電源」の組合せにおいて、1地点複数応札が可能（実需給2025年度向け追加オークション、実需給2026年度向けメインオークションから適用）。安定電源においては、応札容量まで供給力を提供してもなお、需給ひっ迫時に当該応札容量を超えて発動指令電源として供給力を提供できる場合は、1計量単位にて安定電源に加えて、発動指令電源としても登録可能とする。

	<p>変動電源 (アグリゲート)</p>	<p>(イ) 再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。）</p> <p>次の（ア）又は（イ）のいずれかに該当する電源（ただし、同一供給区域に属しているものに限る。）を組み合わせることにより、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力を提供するもの。</p> <p>(ア) 期待容量が 1,000 キロワット未満の水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。）</p> <p>(イ) 期待容量が 1,000 キロワット未満の再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。）</p>
<p>発動指令電源⁵</p>		<p>次の（ア）から（ウ）までのいずれかに該当する電源又は特定抑制依頼（電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 8 号に規定する特定制御依頼をいう。）等により、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力（同一供給区域に属する複数の電源等を組み合わせる場合を含む。）を提供するもの。ただし、変動電源及び変動電源のみを組み合わせたものを除く。</p> <p>(ア) 安定的に電気を供給することが困難な事業用電気工作物</p> <p>(イ) 特定抑制依頼</p> <p>(ウ) 期待容量が 1,000 キロワット未満の発電設備等</p>

(2) 約定価格の決定方法

原則として、落札された電源のうち最も高い応札価格を約定価格とし、当該応札価格が単一の約定価格となるシングルプライス方式で決定される。

オークション開催に当たり、広域機関は目標調達量及び指標価格⁶を算定し、当該数値を基準に需要曲線の原案作成を行う。その後、国の審議会による需要曲線に関する審議を踏まえ、広域機関は需要曲線を公表する⁷。

オークションの応札後、広域機関は、応札情報を基に応札価格の低い順に並び替えて供給曲線を作成する。

⁵ 実需給 2026 年度向けオークションにおける発動指令電源の想定導入量上限は 5 %（メインオークション 4 % + 追加オークション 1 %）

⁶ NetCONE を指標価格とする。NetCONE とは新規発電設備の固定費用から電力量取引等による利益を差し引いた正味の固定費用である。

⁷ 全国の需要曲線を作成する。目標調達量は FIT 電源等の期待容量等も含めた調達量とする。

全国の需要曲線と全国の供給曲線の交点を約定点とし、市場分断等が無い場合は⁸、約定点の価格以下で応札した電源が落札されることとなる。

(3) 容量確保契約書の締結

電源を落札した事業者は、容量確保契約締結のため、広域機関との間で容量確保契約を締結する。容量確保契約に基づき、容量確保契約金額は実需給年度のアセスメント後に、広域機関から支払われる。

容量確保契約金額(円)=契約単価(円/kW)×容量確保契約容量(kW)-容量確保契約金額の算出に関する経過措置における控除額^{9,10,11}-調整不調電源に科される経済的ペナルティ(円)

(4) リクワイアメント

落札された電源等は、実需給年度において、容量を提供する電源区分毎に課される供給力を提供するための義務（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課される。

4. 容量市場追加オークション

(1) 調達オークション

(ア) 参加対象となる電源等

参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源であり、メインオークションの状況に応じて参加できる容量が異なる。

<u>メインオークションの状況</u>	<u>調達オークションへ参加する容量</u>
<u>非落札の電源</u>	(ア) <u>非落札の容量</u> (イ) <u>新增設による供給力増加分</u> (ウ) <u>自家発余剰の供給力増加分</u>

⁸ ただし、市場が分断した場合等においては、約定価格の決定方法が異なる。市場が分断した場合等における約定価格の決定方法は、「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

⁹ 経過措置として、応札価格に応じた減額が行われる。約定価格を基準として、一定の割合以下の応札をした電源は、その一定の割合の価格で約定することとなる。なお、一定の割合については、その後段階的に増加し2030年度以降は経過措置を撤廃する。

¹⁰ 経過措置として、2010年度末までに建設された安定電源および変動電源（単独）については、経過年数に応じた減額が行われる。2025年度実需給分の経過措置の割合から、段階的に減少し2030年度以降は経過措置を撤廃する。

¹¹ 対象実需給年度が2026年度以降は、約定価格が、NetCONEの半分以下になった場合には、経過措置を適用しない（約定価格がNetCONEの半分以上を超え、経過措置を適用した場合の受取額がNetCONEの半分以下となる場合には、NetCONEの半分での受取額とする）。

	(エ) <u>その他メインオークション時に未確定の供給力¹²</u>
未応札の電源	(ア) <u>新增設による供給力増加分</u> (イ) <u>自家発余剰の増加分</u> (ウ) <u>その他メインオークション時に未確定の供給力¹²</u> <u>(以下は、売り惜しみの事実がなく、やむを得ない合理的な理由が確認できる場合にのみ可)</u> (エ) <u>メインオークション時の期待容量と応札容量の差分¹²</u> (オ) <u>期待容量を登録後、応札しなかった容量</u> (カ) <u>供給計画に計上しているが、応札しなかった供給力</u> (キ) <u>FIT 電源から非 FIT 電源になろうとする供給力(石炭混焼バイオ、ごみ発電施設等)</u> (ク) <u>その他メインオークション時に供給力として存在していたが、応札しなかった供給力</u>

(イ) 約定価格の決定方法

原則として、容量市場メインオークションと同様の方法で決定される。

(ウ) 容量確保契約書の締結

原則として、容量市場メインオークションと同様に取り扱う。

(エ) リクワイアメント

原則として、容量市場メインオークションと同様に取り扱う。

(2) リリースオークション

(ア) 対象となる電源等

メインオークションで落札した電源等の容量確保契約で決められた容量が対象となる¹³

(イ) 約定価格の決定方法

オークション開催に当たり、広域機関はリリースオークションの供給曲線を、調達オークションの需要曲線を反転することにより作成する。

¹² 発動指令電源は実効性テストにより期待容量の評価を行い、確認した期待容量が 1,000kW を上回る場合に追加オークションへ参加可能となる。

¹³ リリースオークションにより契約変更後の容量が 1,000kW 未満となる場合、当該電源の全量が市場退出となる。

需要曲線と供給曲線の交点からリリースを行わない電源を決定し、交点の電源等の次に応札価格の高い電源等の価格がシングルプライス方式で決定される。

(ウ) 変更契約書又は解約合意書の締結

リリースオークションで落札した事業者は、リリース対象容量を除いた容量について容量確保契約書の変更契約書の締結、又は解約合意書の締結を行う。メインオークションとリリースオークションの約定結果にもとづき、広域機関からの交付又は請求が行われる。

(エ) リクワイアメント

リリースオークションで落札された電源等は、リリース対象容量についてメインオークションでの落札時に達成が求められることになった義務（リクワイアメント）の履行が不要となる。

5. 4. 容量市場の活性化

(1) 市場支配力を有する事業者の監視¹⁴

容量市場において市場支配力を有する事業者が、正当な理由なく、電源を応札しないこと（売り惜しみ）又は電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札すること（価格つり上げ）によって、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額が増加し、ひいては電気の利用者の利益を阻害するおそれがあるなど、容量市場の趣旨に反すると考えられる。

こうした観点から、電力・ガス取引監視等委員会においては、~~メインオークションの実施年度において~~以下の内容を監視することが期待される。

(2) 市場支配力を有する事業者の定義

(ア) メインオークションにおける定義

~~メインオークションでは~~、前年度のメインオークションにおいて、容量市場の目標調達量を満たすために、ある事業者の保有する電源が不可欠となる場合に、当該事業者は市場支配力を有する事業者¹⁴に該当する。また、市場分断が生じた場合には分断した市場エリアごとに市場支配力を有する事業者の判定を行う。

なお、市場支配力を有する事業者の判定結果については、当該年度のメインオークションの前までに公表することとし、原則として、500万kW以上の発電規模を有する事業

¹⁴ メインオークション及び調達オークションの場合における監視を指す。リリースオークションの場合は任意参加であるため、調達における「売り惜しみ」に相当する「買い惜しみ」のような監視対象行為が存在しないこと、且つ最低価格の設定により約定時の容量拠出金低減という機能が果たせることからリリースオークションにおける監視は実施しない。

者とする。ただし、500万kW未満の発電規模の事業者であっても、前年度のメインオークションの結果等をもとに市場支配力を有する事業者と判断される場合がある。

原則として、事業者それぞれの供給力を単独で評価するが、協調行動のおそれが見つかった場合には、追加的な措置を行う。

(イ) 追加オークション（調達オークション）における定義

メインオークションと比較して小さな市場規模が予想されるため、相対的に規模の小さな容量の事業者であっても価格形成の影響力が高まることが考えられるため、追加オークションに応札する全事業者が市場支配力を有しうるとみなす。

(3) 監視対象行為

(ア) 売り惜しみ

市場支配力を有する事業者が、正当な理由なく、電源を応札しない又は期待容量を下回る容量で応札することで、本来形成されるべき約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、売り惜しみに該当すると考えられる。

容量市場のリクワイアメントを満たすことが難しいなどの特段の事情がある電源以外は、容量市場へ参加することが経済合理的な選択であることから、参加しない理由に正当性が認められる場合は限定的であると考えられる。たとえば、以下のいずれかを満たす場合は、容量市場に参加しない正当な理由があると考えられる。

- ① メインオークション応札受付開始時点ですでに1年以上休止しており、かつ実需給年度においても休廃止予定である場合
- ② 実需給年度において、休廃止以外の理由（補修工事等）によって、リクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
- ③ メインオークション応札受付開始時点より1年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
- ④ 実需給年度においてFIT認定を予定しているなど、入札対象外電源となる見込みがある場合
- ⑤ 上記のほか、容量市場オークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合

(イ) 価格つり上げ

市場支配力を有する事業者が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。

この点、市場支配力を有する事業者が、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額（維持管理コスト）で

応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる^{15,16}。

① 電源を維持することで支払うコスト

電源を維持することで支払うコストには、例えば、以下のような項目が含まれると考えられる^{17,18}。なお、定期検査等、実需給年度までに要する複数年度分の費用については、単年度に一括計上するのではなく、平準化した単年度分の費用のみ計上することが合理的と考えられる。また、供給計画上、実需給年度までに休廃止を予定している電源を稼働するための工事に係るコスト（修繕費・経年改修費）については、電源を維持することで支払うコストに含めて算定することが考えられる。

固定資産税	当該電源を保有することによって発生する固定資産税額
人件費	当該電源の維持に関連して必要となる人員に対する給料手当等
修繕費	当該電源の維持に関連して必要となる修繕費
経年改修費	当該電源の維持に関連して必要となる設備投資のうち資本的支出の額
発電側課金	当該電源に係る発電側課金のうち kW 課金部分
事業税 (収入割)	当該電源の維持によって得られる収入に対して発生する事業税の額（電源を維持することで支払うコスト×税率 / (1-税率)）

この際、実需給年度に発生するコストを見積るに当たっては、合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。ただし、実需給年度のコストを適切に見積ることが困難な場合には、直近複数年度の実績平均値を用いる方法等が考えられる。

また、上記の項目のうち、複数の電源にまたがって発生するコストについては、客観的に合理性が認められる一定の配賦基準を用いて各電源に配賦することに留意する。

¹⁵ 新設電源について、オークション時点では投資判断を決定しておらず、約定した場合にのみ当該電源等の建設・稼働を決定するような場合においては、各事業者の投資判断に資する価格で応札することは、価格つり上げに該当しないと考えられる。また、新設電源とは、新たに建設、又は主要な電気設備の全てを更新する等のリプレースを行う電源であり、オークション時点では稼働していないものの、実需給年度での稼働を予定しており、はじめてオークションで落札される電源をいう。

¹⁶ 経過年数に応じた減額が適用される電源に対して、算定された維持管理コストに各年度の経過措置の割合の逆数を乗じた価格で応札することは、価格つり上げに該当すると考えられる。

¹⁷ 例示項目に関わらず、維持管理コストの考え方に従い、その他のコストが発生する場合には、当該コストを応札価格に織り込むことは価格つり上げに該当しないと考えられる。

¹⁸ 維持管理コストの考え方に従い、以下の項目を含めることは合理的ではないと考えられる。

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

② 他市場収益

容量市場以外の市場（相対契約を含む）から収益が得られる場合には、これらの他市場から得られる収益から対応する限界費用（燃料費等）を差し引いた額によって他市場収益を算定することが適当である。他市場収益を見積るに当たって一律に算定方法を定めることは困難であるが、容量市場の趣旨に鑑み、市場支配力を有する事業者は合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。例えば以下の項目を含めて算定することも考えられる。

（2020年度メインオークションの実績を参考とした一例）

kWh 価値	将来予測や過去実績を用いた市場価格と限界費用の差分（利益分）を基に算定
ΔkW 価値	過去の調整力公募実績を基に算定
非化石価値	非化石価値取引市場の過去約定価格に、供給計画ベースの発電量 <u>又はまたは</u> 過去の発電量実績平均を基に算定
相対取引	過去実績を基に、単価と発電量を想定し算定

（4） 監視方法

① メインオークションにおける監視方法

（ア） 売り惜しみ（事前監視）

応札の受付期間開始までに、市場支配力を有する事業者を対象として、容量市場に応札しない電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

ただし、事前監視では、【5-4（3）監視対象行為（ア）「売り惜しみ」】の正当な理由①～④のいずれかに該当する場合は、当監視の対象外とする。

（イ） 売り惜しみ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配力を有する事業者を対象として、容量市場に応札しなかった電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める（事前監視において対象となった電源を除く。）。

また、容量市場に応札した電源について、応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある電源については、過去の稼働実績（3カ年分）の提示のほか、その理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

（ウ） 価格つり上げ（事前監視）

応札の受付期間開始までに、市場支配力を有する事業者を対象として、基準価格¹⁹以上の応札価格になる見込みの電源については、当該価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。

¹⁹ 前年度のメインオークションにおける指標価格とする。

なお、当該監視で確認された価格を超える価格で応札した場合や、当該監視を受けず基準価格以上で応札した場合は²⁰、必要な手続きを踏まえた上で当該応札を取り消すこととする。

(エ) 価格つり上げ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配力を有する事業者を対象として、以下の電源については、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²¹。

1. 約定価格を決定した電源と、その上下2電源ずつ
ただし、市場分断が起きた場合は、分断されたエリア毎に該当する電源を抽出する。
2. 市場支配力を有する事業者毎に、最も高い価格で応札した電源から3電源ずつ
ただし、約定価格以上で応札された電源に限る。
3. その他、監視主体が任意に抽出した電源
ただし、監視主体が価格のつり上げを行っている可能性があるとして判断した場合に限る。

(オ) 監視スケジュール

監視スケジュールは、以下のとおり。

概要	スケジュール
1. ①事前監視対象電源の情報提出期日	「X-2月●日」
2. ②事前監視対象電源の応札価格上限の修正期日 ²²	「 <u>3</u> ③の数週間前」
3. ③応札の受付開始日	「X月●日」
4. ④応札の受付終了日	「X月●日」
5. ⑤事後監視の実施期間	「 <u>4</u> ④～ <u>6</u> ⑥の期間」 ²³
6. ⑥約定結果の公表日	「Y月●日」

② 追加オークション（調達オークション）における監視方法

(ア) 売り惜しみ（事前監視）

²⁰ 電力・ガス取引監視等委員会は、事前監視で確認した価格を事業者へ通知し、応札の受付開始後、実際の応札データとの整合性を確認する。

²¹ 市場支配力を有していない事業者の応札電源は原則として監視対象としないが、極めて限定的な状況(分断されたエリア毎の市場支配力を有する事業者の応札電源が全て約定価格未満である場合等)では、約定価格を決定した電源について監視対象となりうる。

²² ただし、特段の事情がある電源を除き、「1」①以降における、応札価格上限の修正は認めないこととする。

²³ なお、市場が分断した場合等の状況に応じて、「5」⑤及び「6」⑥の順序については変動する。

応札の受付期間開始までに【5（2）市場支配力を有する事業者の定義（ア）メインオークションにおける定義】のメインオークションにおける市場支配力を有する事業者として定義される事業者を対象として、容量市場に応札しない電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

ただし、事前監視では、【5（3）監視対象行為（ア）「売り惜しみ」】の正当な理由①～④（「メインオークション」の記載は「追加オークション」に読み替える）のいずれかに該当する場合は、当監視の対象外とする。

（イ）売り惜しみ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、【5（2）市場支配力を有する事業者の定義（ア）メインオークションにおける定義】のメインオークションにおける市場支配力を有する事業者として定義される事業者を対象として、容量市場に応札しなかった電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める（事前監視において対象となった電源を除く。）。

また、容量市場に応札した電源について、応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある電源については、過去の稼働実績（3カ年分）の提示のほか、その理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

（ウ）価格つり上げ（事後監視）²⁴

応札の受付期間終了後に、応札した全事業者（市場支配力を有しうる事業者）の以下の電源については、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。²⁵

1. 約定価格を決定した電源と、その上下2電源ずつ
ただし、市場分断が起きた場合は、分断されたエリア毎に該当する電源を抽出する。
2. 事業者毎に、最も高い価格で応札した電源から3電源ずつ
ただし、約定価格以上で応札された電源に限る。
3. その他、監視主体が任意に抽出した電源
ただし、監視主体が価格のつり上げを行っている可能性があるとして判断した場合に限る。

（エ）監視スケジュール

監視スケジュールは、以下のとおり。

概要	スケジュール
----	--------

²⁴ 追加オークション（調達オークション）では「価格つり上げ」に関する事前監視は実施しない。

²⁵ 維持管理コスト以下で応札している場合は経済合理的な行動と判断し、価格つり上げには該当しないものとする。

1. <u>事前監視対象電源の情報提出期日</u>	<u>「X-1月●日」</u>
2. <u>応札の受付開始日</u>	<u>「X月●日」</u>
3. <u>応札の受付終了日</u>	<u>「X月●日」</u>
4. <u>事後監視の実施期間</u>	<u>「3～5の期間」²⁶</u>
5. <u>約定結果の公表日</u>	<u>「Y月●日」</u>

(5) 監視結果

電力・ガス取引監視等委員会において、監視の結果、事業者から客観的かつ合理的な説明が得られない場合には、注意喚起を行う。また、売り惜しみや価格のつり上げが判明した場合には、必要な手続きを踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する。

さらに、特に公正を害する応札行為を防止するため、市場管理者たる広域機関は、募集要綱等に盛り込むペナルティについて検討を行う。例えば、一定期間の容量オークションへの参加制限、期待容量の評価引き下げ等が考えられ、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と協議の上、適切な措置の検討を行う。

なお、監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等の情報が、当該供出事業者等の競争情報に当たる場合には、非公開とすることが適切である。

6. リリースオークションにおける最低価格

(1) 最低価格設定の意義

リリースオークションにおいて応札価格に最低価格を設定しない場合、参加事業者ができるだけ低い応札価格でのリリースを目的として応札する可能性があり、容量拠出金が低減しないにもかかわらず容量市場のリクワイアメント対象外の電源等が発生する可能性がある。リリースオークションの開催意義のひとつである容量拠出金の低減を担保するために、一定水準以上の最低価格を設定する。

(2) 最低価格と応札時の取扱い

最低価格未満の価格で応札された場合、約定処理においてその応札を取り消すこととする。

最低価格(円/kW) = 容量市場メインオークション約定価格(円/kW)²⁷ × 60%

7.5-カーボンニュートラルとの整合性

(1) 非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置

²⁶ なお、市場が分断した場合等の状況に応じて、「4」及び「5」の順序については変動する。

²⁷ 設定基準の煩雑化を防ぐ観点から経過措置やマルチプライスでの約定価格は考慮しない。また、メインオークションにおいて市場が分断された場合は、その容量を提供する電源等が属するエリアプライス(円/kW)とする。

脱炭素化という世界的な潮流の中、資源の乏しい我が国において、エネルギー安定供給に万全を期しながら、2050年カーボンニュートラル社会をいかに実現していくかという、大きな課題に取り組んでいく必要がある。

このような趣旨を踏まえ、容量市場において、非効率石炭火力フェードアウトに向けた「誘導措置」を講じることとなった。この誘導措置の具体的な仕組みについては、下記のとおりである。

(ア) 対象電源の基準

設計効率が42%未満の石炭火力を、容量確保契約金額が減額される対象電源とする。

このとき、設計効率は建設時の計画値であり、毎年変動する混焼率や熱利用分は設計効率の算定外となる。

また、石炭火力とは、主燃料が石炭である発電所を表しており、例えば複数の燃料種を混焼している発電所において、石炭の割合が最も高い場合、石炭火力に該当することとなる。

(イ) インセンティブ設計

誘導措置の対象電源については稼働抑制に対するインセンティブを付与するため、対象電源の一律の減額ではなく、実需給年度の設備利用率が50%以下の電源については減額無し、設備利用率50%超の電源の減額率を20%として、設備利用率の高低によって傾斜をつけていく仕組みとする。

このとき、設備利用率は、需給逼迫時のリクワイアメントに応じて稼働や市場応札等を行った場合も考慮して、「年間設備利用率[%] = (メーター値(送電端) [kWh] - メーター値(需給逼迫時の送電端発電量) [kWh]) / (契約容量 [kW] × 8,760[h])」で算出される。

(2) 誘導措置の対象電源の確認方法

減額の対象電源の特定のため、発電事業者は電源情報等登録時に、減額対象ではない電源(設計効率42%以上)の設計効率と証憑書類を広域機関に提出し、減額対象ではないことを証明する必要がある。

このとき、設計効率の定義としては、「設計効率(建設時の計画値) = タービン効率 × ボイラー効率 × (1 - プラント損失率)」で算出される数値とする。

また、証憑書類の要件としては、以下のとおりである。

- ① 発電事業者以外が設計効率の数値を担保していること
- ② 発電事業者が提出する設計効率と同じ数値が書類中に記載されていること
- ③ 当該設計効率がどの発電所のものであるか、特定されていること

(ア) 設計効率を示す証憑書類が存在する場合

上記の証憑書類を保有する発電事業者は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、広域機関に書類等を提出する。証憑書類は機微情報を含むため、証憑書類の要件以上の情報については黒塗りとすることも可能である。

(イ) 設計効率を示す証憑書類の提出が困難な場合

タービンとボイラーを別メーカーから購入しており、性能試験結果報告書が機器別に発行されている場合、各機器効率の証憑書類は存在するものの、プラント全体の設計効率を示す証憑書類の提出は困難となる。こうした場合には、広域機関による「容量市場メインオークション募集要綱」の公表後、電源等情報登録までに、資源エネルギー庁が事業者からの相談を受けて、設計効率の計算過程等の妥当性を確認する。相談を要する事業者は資源エネルギー庁の窓口（電力・ガス事業部電力基盤整備課）に連絡を取ることで、資源エネルギー庁による確認プロセスが開始される。確認プロセスに係る事項は以下のとおりである。

① 妥当性の確認方法

上記（２）のとおり、設計効率は、「設計効率（建設時の計画値）＝タービン効率×ボイラー効率×（１－プラント損失率）」で定義されるが、発電事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

- ・タービン効率（計画値）やボイラー効率（計画値）については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。
※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。
- ・プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類を提出。
- ・上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類を提出。

特にプラント損失率については技術的な内容を含むため、資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明を求めることとする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

① 妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、その設計効率を確認した旨を当該事業者に通知す

る。また、当該事業者は、本通知を証憑書類として、電源等情報登録時の添付書類として広域機関に提出する。

(ウ) 実需給年度までに設計効率に変更がある場合

応札年度以降にタービンの設備改造を実施する等の理由で、将来的に設計効率が変わる計画を持っており、設備改造等による効率向上で誘導措置の対象電源から外れる（設計効率42%以上となる）場合は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、電源情報等登録時に事前申請を行う。

※この時の設計効率の算出方法は、下記（ウ）①を参照。

この場合においては、設備改造等後の設計効率の妥当性の確認が必要となるため、タービン或いはボイラーの設備改造等を完了した時点で、発電事業者は、すみやかに資源エネルギー庁に連絡を取ることにする。

その後、資源エネルギー庁は当該事業者の相談を受けて妥当性の確認を完了し、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出することとする。確認プロセスに係る事項は、以下のとおり。

① 妥当性の確認方法

上記（2）のとおり、設計効率は、「設計効率（建設時の計画値）＝タービン効率×ボイラー効率×（1－プラント損失率）」で定義されるが、発電事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

- ・タービン効率（計画値）やボイラー効率（計画値）については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。ただし、設備改造の場合、改造した設備は改造後の機器効率（計画値）を使用し、改造していない設備は建設時の機器効率（計画値：前項（イ）①と同様の数値）を使用。
※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。
- ・プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類の提出
- ・上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類の提出

資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明の機会を設定することとする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

② 妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、設計効率を確認した旨を当該事業者に通知する。また、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出する。

8.6. 発電事業に要する費用の適切な情報開示

特に大規模な発電事業者（保有する発電設備の容量が合計 200 万 kW を超える発電事業者）は、電気事業会計規則第三条の二の規定及び同規則別表第三に基づき、発電事業営業費用明細表等の作成が求められるとともに、「地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針」（以下「リスクマネジメントガイドライン」という。）では、この概要を、競争上不利益にならない範囲において、決算報告後、速やかに公表を行うことが望ましいとされている。

容量市場は、小売電気事業者等から支払われる容量拠出金を原資として、広域機関が必要な供給力をオークションを通じて調達し、発電事業者に対して容量確保契約金額の支払いが行われる制度であることを踏まえれば、特に大規模な発電事業者においては、容量確保契約金額についての適切な情報開示が重要であると考えられる。

このため、リスクマネジメントガイドラインに基づく発電事業営業費用明細表等の概要の公表に当たっては、2024 年度以降のその明細表において、容量確保契約金額を注記として付記することにより、発電事業に要する費用の額と当該収入金額を比較可能な形で公表することが望ましい。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第1回	平成29年3月6日	(1) 今後の市場整備の方向性について (2) 詳細設計を行う上での留意事項について (3) 今後の進め方について
第2回	平成29年3月28日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第3回	平成29年4月10日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成28年度(2016年度)中間取りまとめについて
第4回	平成29年4月20日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第5回	平成29年5月15日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について (3) その他
第6回	平成29年5月22日	(1) 海外有識者ヒアリングについて (2) 事業者ヒアリングについて (3) その他
第7回	平成29年6月6日	(1) 需給調整市場について (2) インバランス制度について
第8回	平成29年6月30日	(1) ベースロード電源市場について (2) その他
第9回	平成29年7月26日	(1) インバランスの当面の見直しについて (2) 間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3) 既存契約見直し指針について (4) 中間論点整理(案)
第10回	平成29年9月6日	容量市場について
第11回	平成29年9月19日	需給調整市場について
第12回	平成29年10月6日	容量市場について
第13回	平成29年10月30日	(1) 間接送電権について (2) ベースロード電源市場について
第14回	平成29年11月10日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について
第15回	平成29年11月28日	(1) 需給調整市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) その他
第16回	平成29年12月12日	(1) 容量市場について

		(2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日	(1) 中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2) 各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日	(1) 事業者・団体ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について (3) その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日	(1) 間接送電権について (2) 容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日	(1) 間接送電権について (2) 容量市場に関する既存契約見直し指針について (3) ベースロード電源市場について (4) その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日	(1) 容量市場について (2) 中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日	(1) 中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2) 需給調整市場について (3) その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1) 容量市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) 需給調整市場について
第 29 回	平成 31 年 2 月 28 日	(1) 容量市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) ベースロード市場について (4) 東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱いの明確化について
第 30 回	平成 31 年 3 月 19 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 容量市場について (3) ベースロード市場について

第 31 回	平成 31 年 4 月 22 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 容量市場について (3) その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 第二次中間とりまとめについて (3) その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 第二次中間とりまとめについて (3) その他
第 33 回	令和元年 7 月 25 日	(1) 第二次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2) ベースロード市場について (3) 非化石価値取引市場について (4) 事業者ヒアリングについて
第 34 回	令和元年 9 月 13 日	(1) 容量市場について (2) その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) ベースロード市場について (3) 容量市場について
第 36 回	令和元年 12 月 6 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) 間接送電権について (3) 容量市場について
第 37 回	令和元年 12 月 24 日	(1) 非化石価値取引市場について (2) ベースロード市場について
第 38 回	令和 2 年 1 月 31 日	(1) 容量市場について (2) 非化石価値取引市場について (3) 需給調整市場について
第 39 回	令和 2 年 4 月 7 日	(1) 容量市場について (2) ベースロード市場について
第 40 回	令和 2 年 5 月 29 日	(1) 容量市場について (1) 第三次中間とりまとめ(案)について
第 41 回	令和 2 年 7 月 31 日	(1) 第三次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2) 非化石価値取引市場について (3) 非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第 42 回	令和 2 年 9 月 17 日	(1) 容量市場について (2) 非化石価値取引市場について
第 43 回	令和 2 年 10 月 13 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について
第 44 回	令和 2 年 11 月 27 日	(1) 非化石価値取引市場について

		(2)容量市場について
第45回	令和2年12月24日	容量市場について
第47回	令和3年3月1日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第48回	令和3年3月26日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について
第49回	令和3年4月15日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第50回	令和3年4月26日	(1)第四次中間とりまとめ(案)について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第51回	令和3年5月26日	(1)非化石価値取引市場について (2)2021年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第52回	令和3年6月14日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)第四次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第53回	令和3年7月5日	第5次中間とりまとめ(案)について
第54回	令和3年7月16日	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第55回	令和3年7月16日	(1)ベースロード市場について (2)非化石価値取引市場について
第56回	令和3年8月27日	(1)非化石価値取引市場について (2)2022年度の需給見通し・供給力確保策について (3)第5次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第57回	令和3年9月24日	(1)非化石価値取引市場について (2)2020年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第58回	令和3年10月12日	第6次中間とりまとめ(案)について
第59回	令和3年11月29日	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第60回	令和3年12月22日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について

		(3) 電源投資の確保について
第 61 回	令和 4 年 1 月 21 日	(1) 容量市場について (2) 電源投資の確保について (3) 非化石価値取引市場について
第 62 回	令和 4 年 2 月 17 日	(1) 容量市場について (2) 電源投資の確保について (3) 非化石価値取引市場について
第 63 回	令和 4 年 3 月 16 日	(1) 容量市場について (2) ベースロード市場について (3) 非化石価値取引市場について
第 64 回	令和 4 年 3 月 16 日	(1) 容量市場について (2) ベースロード市場について (3) 需給調整市場について
第 65 回	令和 4 年 5 月 25 日	(1) ベースロード市場について (2) 容量市場について (3) 電源投資の確保について
第 66 回	令和 4 年 6 月 8 日	第 7 次中間とりまとめ(案)について
第 67 回	令和 4 年 6 月 22 日	(1) ベースロード市場について (2) 容量市場について (3) 電源投資の確保について (4) 非化石価値取引について
第 68 回	令和 4 年 7 月 14 日	(1) 電源投資の確保について (2) 第 8 次中間とりまとめ(案)について (3) 高度化法の間目標について (4) 需給調整市場 三次調整力について (5) 容量市場について (6) 第 7 次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 69 回	令和 4 年 8 月 26 日	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 高度化法の間目標について
第 70 回	令和 4 年 10 月 3 日	(1) ベースロード市場について (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) 第 8 次中間取りまとめに関するパブリックコメントについて (5) 高度化法の間目標について
第 71 回	令和 4 年 10 月 31 日	(1) ベースロード市場について (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) 高度化法の間目標について
第 72 回	令和 4 年 11 月 30 日	(1) ベースロード市場について (2) 予備電源について (3) 容量市場について (4) 長期脱炭素電源オークションについて (5) 再エネ価値取引市場について (6) 高度化法の間目標について
第 73 回	令和 4 年 12 月 21 日	(1) ベースロード市場について (2) 需給調整市場について (3) 予備電源について (4) 容量市場について (5) 長期脱炭素電源オークションについて (6) 非化石価値取引について

※網掛け回は第九次中間とりまとめに関する議論を実施

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(令和4年12月現在)

- 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
- 安藤 至大 日本大学経済学部 教授
- ◎大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授
- 男澤 江利子 有限責任監査法人トーマツ 公認会計士
- 河辺 賢一 東京工業大学 工学院 助教
- 小宮山 涼一 東京大学大学院工学系研究科 教授
- 曾我 美紀子 西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
- 武田 邦宣 大阪大学大学院法学研究科 教授
- 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 准教授
- 廣瀬 和貞 株式会社アジアエネルギー研究所 代表
- 又吉 由香 三井住友信託銀行株式会社 ESG ソリューション企画推進部 主管
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略(令和4年12月現在)

石坂 匡史	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
小川 博志	関西電力株式会社 執行役常務
加藤 英彰	電源開発株式会社 常務執行役員 経営企画部長
菊池 健	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小鶴 慎吾	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
小林 総一	出光興産株式会社 常務執行役員
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社 経営企画部副部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
花井 浩一	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
山次 北斗	電力広域的運営推進機関 企画部長

(関係省庁)

環境省