電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

第十五次中間とりまとめ（案）

令和６年２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

目次

1. はじめに 3
2. 市場整備の方向性（各論） 4
2.1. 容量市場 4
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況 34
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿 41

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。

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うえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 15 回目の中間とりまとめとなる。

容量市場については、2024 年度の実需給を対象としたメインオークションが 2020 年度に初めて開催されて以来、毎年度メインオークション開催の実績が積み重ねられており、2023 年度には第 4 回目となる 2027 年度を実需給の対象としたメインオークションが開催された。また、2024 年度は容量市場で確保された供給力に基づく実需給の初年度となる。小売電気事業者等への容量拠出金の請求、発電事業者等への容量確保契約金額の支払いといった請求・支払の運用や、容量提供事業者に求められるリクワイアメントを満たしているかどうかのアセスメントといった対応も始まる。引き続き、今後のオークション開催や制度の運用にあたって必要な見直しを進める。

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うとともに、新たな制度の検討についても取り組んでいく。

---

[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. 容量市場

(1) 背景

容量市場は、予め必要な供給力を確実に確保すること、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等を目的として創設された。

容量市場における供給力の確保量と費用負担については、2027 年度実需給向けメインオークション以降の開催に向けて見直しが行われたが、メインオークションが開催済みで且つ追加オークションが開催される可能性のある 2025 年度・2026 年度実需給分の取扱いを明確にするための議論を行った。

周辺制度との関係を整理する観点では、発動指令電源が需給調整市場に応札した場合の対応や、ブラックスタート機能の必要量の取扱い、ノンファーム電源の取扱いといった内容の議論も行われた。

また、2024 年 1 月には 2027 年度実需給向けメインオークションの約定結果や監視結果が公表された。これを受け、今後の検討の視点の提示や当該オークションの監視過程で検知された誤入札への対応、「容量市場における入札ガイドライン」における「売り惜しみ」の定義に関して議論を行った。

なお、2027 年度実需給向けメインオークションの開催前のタイミングで電力広域的運営推進機関が準備する小規模変動電源リストの算定式に不備が見つかったため、過去に開催されたオークションへの影響も踏まえた対応についても議論が行われた。

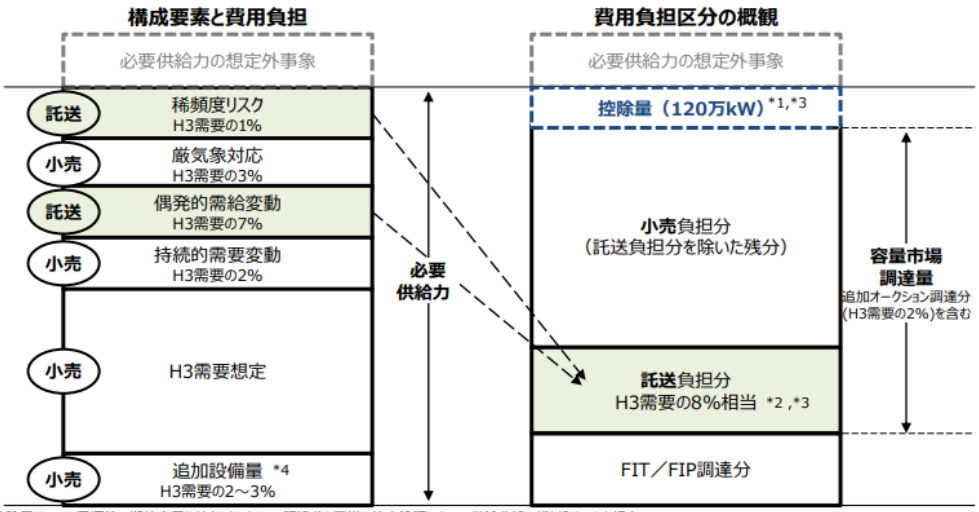
(2) 2025 年度・2026 年度実需給分の容量市場における供給力調達の在り方と費用負担の取扱い

2023 年 6 月 21 日に開催された本作業部会においては、容量市場における供給力の調達の在り方や費用負担の 2027 年度実需給向けのメインオークション以降に関する整理が行われた。

容量市場における供給力の調達は、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の議論において整理された必要供給力の見直しの内容を反映した上で、容量市場外における供給力が一定程度存在するという前提に基づく控除量を考慮して実施することと整理された(参考図 2.1-1)。

また、容量拠出金の費用負担は、小売電気事業者、一般送配電事業者・配電事業者が行うことになる（小売事業者の負担を「小売負担」、一般送配電事業者・配電事業者の負担を「託送負担」という。）。従来、託送負担については、偶発的需給変動対応分として H3 需要の 7%と整理されていたが、従来小売負担とされていた稀頻度リスク対応分(H3 需要の 1%)を加えた H3 需要の 8%と整理した。

（参考図 2.1-1）必要供給力と費用負担の全体像（2027 年度実需給から）
※電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会　第十三次中間とりまとめからの再掲



*1：必要供給力からの控除量は、FIT電源等の期待容量や追加オークション調達分と同様に約定処理において供給曲線に織り込むことを想定。
*2：エリアの約定価格×エリアのH3需要に8%を乗じた金額について、エリア毎の一般送配電事業者・配電事業者の負担総額が算定される（マルチプライスが生じた場合は、エリアの約定価格に加味される）。
*3：控除量の裏付けとなる供給力は、容量市場外であっても小売事業者の負担により固定費を回収していると考えられる。また、託送負担分はH3需要に対する割合として整理されている。そのため、控除量の費用負担は小売負担分の減少として整理することを想定。
*4：計画停止可能量を確保するために必要な供給力である「追加設備量」の一部には、必要供給力の見直しに伴う春秋の厳気象対応分と稀頻度リスク対応分が含まれる。

2025 年度及び 2026 年度実需給向けについては、既にメインオークションが開催されており、実需給 1 年前に追加オークションの開催判断が行われる予定である。これら二つの年度（「メインオークション開催済み年度」という。）についても、供給力調達の在り方と費用負担の扱いを整理した。

まず、メインオークション開催済み年度における容量市場での供給力調達の在り方は、2027 年度以降と同様に最新の議論を通じて整理された必要供給力の見直しと、容量市場外の供給力に基づく控除量を踏まえたものとすることとした。

次に、費用負担について、稀頻度リスク対応分（H3 需要の 1%）は小売電気事業者の予見可能性がなく、最終的に需要家が均等に負担することになる託送負担が馴染むという考え方は、2027 年度以降と同様に、メインオークション開催済み年度にも当てはまると考えられる。

メインオークション開催時点の条件変更を避けるという観点からは、メインオークション開催済み年度の託送負担の割合を変更しない（偶発的需給変動対応分として H3 需要の 7%分のみ）ことも対応のひとつである。しかし、稀頻度リスク対応分を託送負担と整理する考え方は、供給力調達の在り方の検討を通じた小売負担と託送負担のバランスを鑑みながら整理されてきたと考えることができる。そのため、メインオークション開催済み年度の費用負担に関しても、容量市場での供給力調達の在り方を見直すことに伴い、託送負担を H3 需要の 8%と整理することとした[2]。

(3) 周辺制度との関係整理
（発動指令電源が需給調整市場に応札した場合の対応）

[2] 2024 年度実需給については、容量市場での供給力調達の在り方を見直す前の前提を用いて、追加オークションの開催判断を行っていることから、今回の費用負担の整理の対象外であり、託送費用負担は H3 需要の 6%となる。

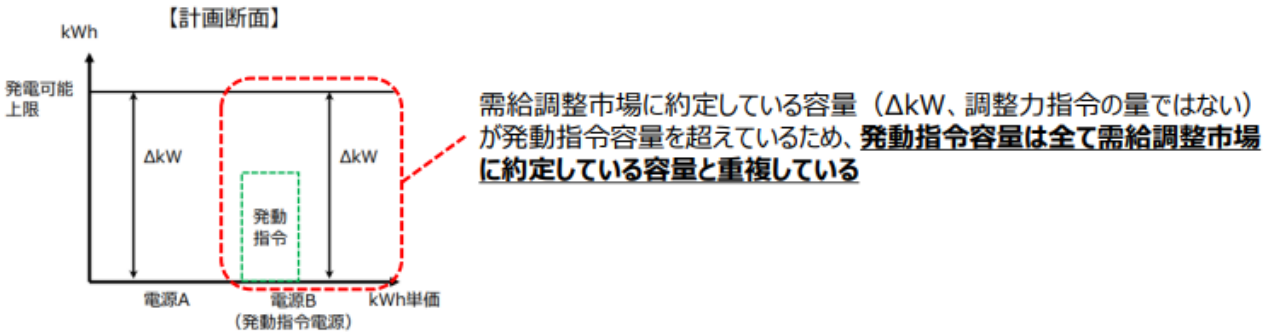
2019 年 9 月 13 日に開催された第 34 回制度検討作業部会において、容量市場において落札された発動指令電源は容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提に、調整力としても活用が可能と整理された。また、2023 年 6 月 1 日に開催された第 39 回需給調整市場検討小委員会（以下、「需給調整市場検討小委」という。）において、発動指令電源が需給調整市場に基づく調整力指令と発動指令を同時に受けた場合の対応について、議論が行われた。

需給ひっ迫等により発動指令電源に発動指令が行われたとしても、需給バランスを考慮した調整力指令では、実需給断面での需給バランスとして発動指令の全量発動が不要となる場合がある。このような場合、発動指令電源は、調整力コストを最小とする観点から、発動指令電源は需給調整市場に基づく調整力指令に応じることが望ましいにもかかわらず、リクワイアメントを満たせない時のペナルティ金額が大きいと想定される発動指令に応じることが示唆された。

発動指令電源が調整力指令に応じやすい環境を整備するため、発動指令があり、発動指令の時間帯において需給調整市場に約定している容量と発動指令容量に重複がある容量分(参考図 2.1-2)に限り、容量市場のリクワイアメントを満たしているものとみなす[3]方向性が提案された。

当該提案内容は、系統全体のメリットオーダー（調整力コスト最小）を達成するために必要なものと考えられることから、容量市場における発動指令電源のペナルティの扱いについて、容量市場で落札された発電設備に基づく実需給が始まる 2024 年度に向けて、基本的な考え方として需給調整市場検討小委が整理した方向性を反映することとし、具体的なアセスメントの方法は別途容量市場の在り方等に関する検討会で検討を進めていくこととした。

（参考図 2.1-2） 需給調整市場に約定している容量と発動指令容量が重複している状態に関する補足



（ブラックスタート機能の必要容量の取扱い）

ブラックスタート機能（以下、BS 機能）公募については、2023 年 5 月 29 日に開催された第 86 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の中で、BS 機能に必要な kW･kWh（以下「BS 必要 kW･kWh」）が明確化され、一般送配電事業者は落札事業者へ BS 必要 kW･kWh を通知することとされた。

また、2023 年 6 月 27 日に開催された第 86 回制度設計専門会合において、実需給 2024～2027 年度向けの BS 機能公募に基づく既契約により、一般送配電事業者が BS 必要 kW･kWh を事後的に決定し、通知することに伴って、BS 機能電源が容量市場で契約済みのリクワイアメントを果たせず、ペナルティを科される可能性もあることについて指摘があった。このため、2023 年 7 月 28 日に開催された第

[3] 故意に応動しない場合はこの限りではない。

87 回制度設計専門会合の中で、BS 機能の確保と需給ひっ迫対応を含めた容量市場における供給力確保に関し、論点整理を行う必要があるとして議論された。

なお、2028 年度以降の引き渡し分については、BS 機能公募において BS 必要 kW・kWh を明確化すること、及び純揚水において BS 機能に必要な kWh を控除して容量市場における期待容量を算定することが第 86 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において整理されている。また、2027 年度の引き渡し分についても、2023 年度に開催された容量市場メインオークション募集要綱において、BS 機能に必要な kWh を控除したうえで期待容量の算定を求めることが明記された。

実需給 2024～2026 年度の BS 機能公募の落札電源（純揚水等[4]）の中に、BS 機能の必要容量を容量市場分と重複して契約しているケースが存在することが分かっている。これらの事業者に対しては、BS 機能と容量市場の供給力としてのそれぞれの容量の重複を防ぐ必要がある。

容量市場において安定電源は、①小売電気事業者等との相対契約以外の余力を卸電力市場等に入札すること、②需給ひっ迫のおそれがある場合に一般送配電事業者からの供給指示に応じてゲートクローズ以降の余力を提供することが求められる。

①における余力については、低予備率の時間帯に提供しないことはペナルティの対象となることから、事業者は容量市場のペナルティを回避する動機から余力の入札を優先的に行う可能性があり、この結果、BS 機能で必要とされる容量が不足し、BS 機能を提供可能な状態を維持できない可能性がある。

BS 機能の必要容量は予め控除して運用されることがあるべき姿と整理されていることを踏まえ、供給力を適切に管理するために、契約済みの 2024～2026 年度分についても BS 機能に必要な容量は、容量市場において確保した供給力から控除されることが適切である。

そのため、実需給 2024～2026 年度における BS 公募の落札電源（純揚水等）については、容量市場との重複を回避するため、容量市場から BS 機能に必要な kWh 相当分の容量を部分退出[5]することとした[6]。

現状の容量確保契約においては、 市場退出する電源の容量や退出時期に応じた経済的ペナルティを容量提供事業者に科すこととなっている。前述のように、BS 機能公募の落札電源（純揚水等）が容量市場から部分退出する場合、現行の契約では BS 機能に必要な kWh 相当分の容量に応じた経済的ペナルティが科されることとなる。

一方、本件は BS 機能の必要容量を明確化したことに伴い、事後的に対応を要することとなったものである。また、第 86 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会では、需給ひっ迫対応の観点では、追加供給力対策を実施していく中で、BS 機能として確保する容量の一部を緊急時の一般送配電事業者の運用として使用すると整理されている。

---

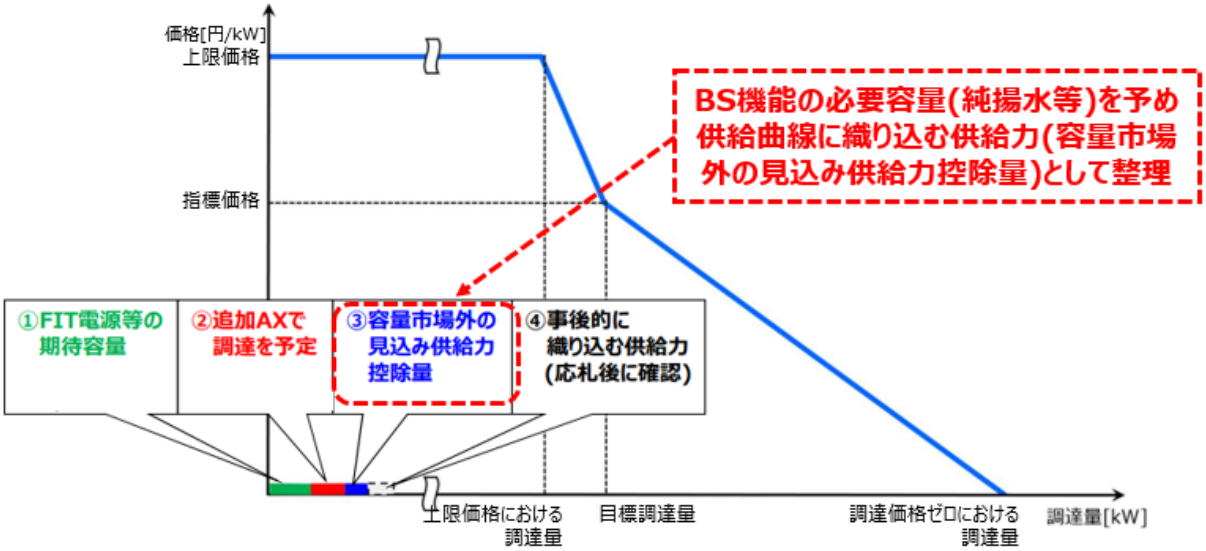
[4] 純揚水以外に、自流による貯水容量では BS 機能に必要な kWh を確保できない揚水発電所を含む。
[5] 部分退出の量は容量市場における応札単位ごとに算定される。応札単位の中には、BS 機能公募の落札電源（純揚水等）の他に、同じ上池を活用している BS 機能を持たない電源が存在する場合がある。
[6] 第 85 回の本作業部会では、BS 機能に必要な kWh 相当分の容量が容量市場から部分退出することにより、2024～2026 年度 BS 機能公募の既契約事業者の 2024～2026 年度における容量市場収入が減少する可能性があるところ、事後的な制度変更により電源の費用回収に過不足が生じることがないよう検討を求める旨の意見があった。BS 機能の既契約額に影響が出る場合には、必要に応じて制度設計専門会合で検討することとされた。

以上のように、遡及的な対応であるという点への配慮、及び容量市場で確保した供給力以上の容量を供出できるという観点も考慮し、BS 公募の落札電源(純揚水等)については、2024～2026 年度分の BS 機能に必要な kWh 相当分の容量の退出[5]に限り、市場退出に伴うペナルティを科さないこととした。

BS 機能の必要容量(純揚水等)は、容量市場において確保する供給力ではないと考えられる一方、(例えば予備率が3%を下回るなどの)需給ひっ迫を事前に予見できる場合には活用可能な供給力である。そのため、需給検証や供給計画[7]において供給力として考慮することが合理的である。また、2024 年度以降、BS 機能に必要な kW・kWh は BS 公募を通じて明確化されることから、BS 容量(純揚水等)は容量市場外の供給力として扱う[8]こととした(参考図 2.1-3)。

なお、需給ひっ迫を予見した場合、ブラックアウトのリスクも勘案のうえ、一般送配電事業者、電力広域的運営推進機関、資源エネルギー庁の三者が協議のうえ、BS 機能の必要容量(純揚水等)を需給ひっ迫解消のために活用する[9]こととする。

(参考図 2.1-3) 容量市場外の見込み供給力控除量と BS 機能の必要容量(純陽水等)



(ノンファーム電源の取扱い(2028 年度実需給向け))

2023 年 9 月 22 日に開催された第 70 回広域系統整備委員会において、2028 年度の系統混雑の想定結果が取りまとめられた。2028 年度のピーク需要断面において発生する系統全体の混雑想定量は、2027 年度を対象としたものよりも減少する結果となった(昼間ピーク断面と点灯ピーク断面のうち、基幹系統とローカル系統の合計混雑量の大きいいずれかの断面において、2028 年度:226MW [点灯ピーク断面]、2027 年度:438MW [点灯ピーク断面])(参考図 2.1-4、2.1-5)。

---

7 予備率が 3%を下回るような需給ひっ迫時に活用される供給力は、供給計画において厳気象対応分、稀頻度リスク対応分を含んだ EUE 評価により考慮される。

8 メインオークションについては 2028 年度実需給向け以降、追加オークションについては 2025 年度実需給向け以降に、約定処理において加算する供給力として考慮する。

9 BS 容量(純揚水等)を追加供給力対策として実施する判断の基準は引き続き検討を要する。また、実運用においては、BS 容量(純揚水等)をどの程度供給力として扱うかを本協議で決定したうえで予備率に考慮する。

（参考図 2.1-4）系統混雑想定結果　対象 2028 年度/試算時点：2023 年 9 月
※第 70 回広域系統整備委員会　資料 3 からの再掲

<基幹系統>

合計：２１６　　合計：２２６

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）
東北	275/154	A変電所	354／285	69	風力の連系増加	317／285	32	風力の連系増加

<ローカル系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）
東京	154	C線	343／328	15	風力の連系増加	343／328	15	風力の連系増加
		D線	258／247	11	太陽光の連系増加	－	－	－
東北	154	A線	853／732	121	風力の連系増加	915／732	179	風力の連系増加

（参考図 2.1-5）系統混雑想定結果　対象 2027 年度/試算時点：2022 年 9 月
※第 63 回広域系統整備委員会　資料 2 からの再掲

<基幹系統>

合計：２２　　合計：４３８

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）
九州	220	C線	—	—	－	1081／703	378	火力、風力の連系増加
		D線	—	—	－	754／703	51	風力の連系増加

※これらの系統混雑により必要設備量がどの程度増加するかの判定は、供給信頼度の評価手法である確率論的必要供給予備力算定（EUE算定）を踏まえる必要がある。（この混雑見通しを前提としたEUE評価における影響量については「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」にて示す予定。）

<ローカル系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）	想定潮流／運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因（現在との差分）
北海道	66	I線	42／33	9	風力の連系増加	42／33	9	風力の連系増加
		J線	62／58	4	太陽光の連系増加	—	—	－
東京	66	K線	56／47	9	太陽光の連系増加	—	—	－

※ローカル系統で混雑が予想される3設備の潮流増加要因（今後連系予定の電源）は、全て再エネ（風力・太陽光）電源北海道エリアでは最大13MW、東京エリアでは最大9MWの混雑が見込まれるが、これは年間最大需要に対してそれぞれ0.26%,0.017%に相当する。

2027 年度実需給向けメインオークションにおけるノンファーム型接続が適用される電源の取扱いは、2027 年度における系統混雑想定結果に基づき、参加を制限するものではないと整理されている。2028 年度の混雑想定量が 2027 年度よりも減少していることを踏まえ、2028 年度実需給向けメインオークションにおいても、引き続きノンファーム型接続が適用される電源の参加を制限するものではないと整理することとした。なお、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力の取扱いについては、引き続き電力広域的運営推進機関や関連の委員会等と連携し、検討を行うものとする。

(4) 2027 年度実需給向けメインオークションの開催と結果を踏まえた対応等

(メインオークション(実需給年度:2027 年度)約定結果)

2023 年 10 月 13 日～10 月 25 日においてメインオークションが開催され、その約定結果が広域機関より公表された。

＜2027 年度実需給向けメインオークション(第 4 回メインオークション)の約定結果＞

約定総容量		約 1 億 6,745 万 kW
エリアプライス	北海道	13,287 円/kW
	東北	9,044 円/kW
	東京	9,555 円/kW
	中部	7,823 円/kW
	北陸/関西/中国/四国	7,638 円/kW
	九州	11,457 円/kW
経過措置等を踏まえた約定総額(*)		約 1 兆 3,140 億円
経過措置考慮後の総平均単価		約 7,847 円/kW

*経過措置考慮後の総平均単価は「経過措置等を踏まえた約定総額÷約定総容量」にて算出

(参考図 2.1-6) 容量市場メインオークション結果概要(第1回～第4回)

		第1回	第2回	第3回	第4回
実施年度		2020	2021	2022	2023
実需給年度		2024	2025	2026	2027
約定総容量（万kW）		16,769	16,534	16,271	16,745
エリアプライス（円/kW）	北海道	14,137	5,242	8,749	13,287
	東北		3,495	5,833	9,044
	東京			5,834	9,555
	中部			5,832	7,823
	北陸				7,638
	関西				
	中国				
	四国				
	九州		5,242	8,748	11,457
約定総額（経過措置控除後）（億円）		15,987	5,140	8,504	13,140
総平均単価（経過措置控除後）（円/kW）		9,534	3,109	5,226	7,847

（出典）約定総容量、エリアプライス、約定総額（経過措置控除後）については、電力広域的運営推進機関が公表している各オークションの約定結果
総平均単価（経過措置控除後）については「約定総額（経過措置控除後）÷約定総容量」にて算出

今回の 2027 年度実需給向けメインオークションの約定価格は、過去 2 回(2025 年度実需給及び 2026 年度実需給分)に比べて高い水準となった。なお、北海道、九州エリアは指標価格以上、その他のエリアは指標価格未満の水準であった。応札価格の上昇に加え、2027 年度実需給向けメインオークシ

ョンの開催にあたり、2022 年 3 月の東日本における電力需給ひっ迫等を受けた必要供給力の見直しや容量市場外の見込み供給力の考慮が措置された中、前者による目標調達量の増加が影響したことが考えられる[10]。

過去 2 回のメインオークションと同様に約定処理における市場分断が起こった。特に北海道と九州については市場分断が続いており、これらのエリアでは、約定処理において上限価格以下の電源が全て追加されている。

落札率（応札容量に占める落札容量の比率）は 97.6%となり、過去のメインオークションに比べて高い水準となっている [2024 年度分：97.4%、2025 年度分：93.3%、2026 年度分：92.4%][11]。

発動指令電源の応札容量は 621 万 kW となり、2026 年度実需給向けメインオークションに引き続き、応札上限容量（642 万 kW）内の値であった [2026 年度 上限容量：636 万 kW 応札容量：600 万 kW]。

（今後のオークションに向けた検討の視点）

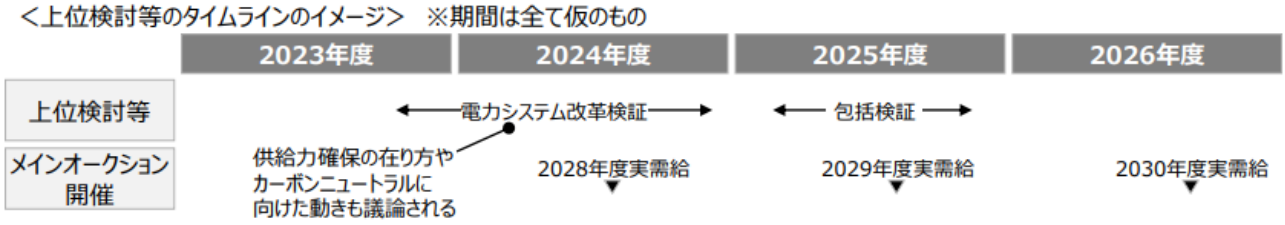
本作業部会では今後のオークションに向けた視点を提示した。

供給力確保と脱炭素化の関係	脱炭素電源の投資促進が長期脱炭素電源オークションにおいて進められようとしている一方、既存の火力発電等の維持や退出を管理するうえで容量市場（メインオークション・追加オークション）では、どのような役割が求められるか。
指標価格や需要曲線の在り方	容量市場（メインオークション・追加オークション）において固定費の回収をしようとする電源は既設電源が中心となっていく可能性がある。一方、長期脱炭素電源オークションを活用しない新設電源も引き続き存在しうる中、容量市場（メインオークション・追加オークション）の適切な指標価格と需要曲線の在り方についてどのように考えるか。
エリア毎の供給力確保	エリアによっては供給信頼度が相対的に低下し、約定価格も上昇している傾向が見受けられるが、供給力の新設促進に価格シグナルとして一定の役割を果たしていると言えるか。退出抑制の観点で何らかの措置を検討することも考えられるか。

[10] 第 88 回の本作業部会において、安定供給を担保することは重要である一方、容量拠出金の負担が最終的には需要家や事業者に影響を及ぼすことを踏まえ、必要供給力や目標調達量の設定が過剰とならないような十分な精査を求める旨の意見があった。

[11] :2024 年度分の落札率は、電力広域的運営推進機関が公表する約定結果に掲載された全国約定総容量 16,769 万 kW 及び非落札の容量 433 万 kW から算出。2025,2026,2027 年度分の落札率は、電力広域的運営推進機関が公表する約定結果から引用。

（参考図 2.1-7）上位検討等のタイムラインのイメージ



（誤入札への対応方針）

2027 年度実需給向けメインオークションの事前監視において、電力・ガス取引監視等委員会から誤入札に関する報告があった。2027 年度実需給向けメインオークションの応札価格は是正された一方、過去に開催済みの 2026 年度実需給向けメインオークションの応札価格にも影響があった。今回の誤入札は、 2026 年度実需給向けメインオークションでは、本来の価格よりも高い価格で応札され、マルチプライス方式により価格決定された容量に関するものであった。

なお、約定結果が公表された後に誤入札を検知した場合の取扱いについては、電力広域的運営推進機関、電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁の三者で対応を協議して定めることが整理されている。

誤入札への対応方針は、約定結果の公表タイミングとの関係や、当初の応札価格と本来応札するはずだった価格の関係を踏まえて整理する必要がある。2026 年度実需給向けメインオークションの事後監視結果では、約定結果の公表前において、小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額を増加させ、電気の使用者の利益を阻害するおそれのある事象が見つかった。この際は、誤入札を行った事業者に応札の是正を求め、広域機関には正しい応札での約定処理を求めることとしていた。

今回の誤入札も、本来の応札価格よりも高い価格で応札されたものであり、容量拠出金総額の価格決定に直接的に関与しない小売事業者等に不利益となり、ひいては電気の使用者の利益を阻害するおそれがある事象であるため、一定程度の配慮が求められる。一方、今回は約定結果の公表後に発見された誤入札であるため、これを是正し、過去に確定した約定結果を修正することは、誤入札の当事者以外の容量提供事業者の収支等に自らの責に起因しない不利益が発生する可能性があることも配慮されることが適切である。

そのため、電力広域的運営推進機関と誤入札を行った容量提供事業者が締結する容量確保契約について、契約当初の応札価格と本来応札するはずだった価格の差分を契約価格から減少することで容量確保契約金額を減額することとする。

また、本来あるべき価格が応札価格よりも減少するだけでなく、上昇するような誤入札も考えられる。容量オークションの公正さを保つためには「応札の受付期間終了後は、応札情報の変更・取消はできない」という募集要綱の定めに従った対応が適切である。その上で、本来あるべき価格が減少するケースにおける対応は、あくまでも容量拠出金総額の価格決定に直接的に関与しない小売事業者等、ひい

ては電気の使用者の利益を阻害しないように必要な配慮と整理することが適切である(参考図 2.1-8)。

(参考図 2.1-8) 誤入札への対応方針の全体像

【前提】
応札の受付期間終了後は、応札情報の変更・取消はできない

小売事業者等、ひいては電気の使用者の利益を阻害しないよう配慮が必要なケース

#	ケース		対応		備考
	応札の修正予定内容	約定結果公表前後	誤入札是正／約定処理	容量確保契約	
1	修正により**応札価格が減少する**方向（本来の価格より高く札を入れていた）	**公表前**	・**誤入札を行った事業者に応札の是正を求め、広域機関には正しい応札での約定処理を求める。**	・契約締結前のため、対応なし	・2026年度実需給向けメインオークションの事後監視結果を受け、第75回の本作業部会において整理
2		**公表後**	・対応なし	・**応札価格の減額分に応じて容量確保契約金額を減額**する。	・2027年度実需給向けメインオークションの事前監視結果を受け、第88回の本作業部会において整理
3	修正により**応札価格が上昇する**方向（本来の価格より低く札を入れていた）	**公表前**	・**誤入札の是正を認めない**。	・契約締結前のため、対応なし	-
4		**公表後**	・対応なし	・**容量確保契約の見直しを認めない**。	-

(売り惜しみの定義等(容量市場における入札ガイドライン))

2027 年度実需給向けメインオークションの事前監視において、電力・ガス取引監視等委員会より、脱炭素化を進める目的で休廃止を行う電源について、「容量市場における入札ガイドライン」(以下、「ガイドライン」という。)における売り惜しみに該当しない理由「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」に該当すると整理された。

一方、脱炭素化という世界的な潮流の中で、今後も非効率石炭火力のフェードアウトが進んでいくことが考えられ、今回のように脱炭素化に向けた対策などに取り組むため一時的に休廃止する電源については、例えば、将来の運転再開を予定していることを条件に「売り惜しみ」には当たらない判断ができるようなガイドラインの変更について提言があった。

現行のガイドラインでは、休廃止が明示的に売り惜しみにあたらないケースは、「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」[12]のみである。一方、現行のガイドラインでは「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」として、大規模な補修工事等は、売り惜しみに該当しないと整理されている。

脱炭素化を進める目的の休止[13]も、将来の運転再開を予定しているという前提において、大規模な補修工事等と意味付けに差はないと考えることから、「②実需給年度において、休廃止以外の理由(補修工事等)や将来的な運転再開を予定する脱炭素化を目的とした工事等を伴う休止によって、リクワイア

12 容量市場における入札ガイドラインでは、追加オークション（調達オークションに限る。）における監視では「メインオークション」の記載を「追加オークション」に読み替えることを定めている。
13 廃止の場合は、同一の発電所として運転が再開されるわけではなく、休止の場合と運転再開までのリードタイムの長さや再開の蓋然性が異なるため、同一の整理としていない。

メントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合」[14]と変更することとする。

上記のほかに、売り惜しみの観点を含む事前監視の結果を事業者に通知する旨、また、価格情報の監視結果を事業者に通知する際は、必要に応じて価格情報自体の掲載を行う旨をガイドラインに記載する(参考図 2.1-9)。

(参考図 2.1-9) その他のガイドライン変更箇所(売り惜しみに該当しない正当な理由以外)[15]

変更箇所	変更前	変更後	変更理由
5. 容量市場の活性化 （4）監視方法 （5）監視結果	（4） 監視方法 ① メインオークションにおける監視方法 （以降、省略） （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。 （以降、省略）	（4） 監視方法 メインオークション及び追加オークション（調達オークション）における売り惜しみ、価格つり上げは以下の方法で監視する。 ① メインオークションにおける監視方法 （以降、省略） （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。なお、事前監視については、事業者がその結果を踏まえて応札内容を判断する必要があるため、事業者に対し、監視の結果を通知する。 （以降、省略）	・電力・ガス取引監視等委員会が、事前監視における監視結果の内容を事業者に通知することを明確化するため。
5. 容量市場の活性化 （4）監視方法	（注釈22） 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に通知し、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	（注釈22） 電力・ガス取引監視等委員会は、必要に応じて事前監視で確認した価格を事業者に通知し、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	・電力・ガス取引監視等委員会が、事前監視において事業者から情報提供を受けた価格と、電力・ガス取引監視等委員会が確認した価格が同じ場合、機微情報である価格情報の情報授受を行う必要が無いため。

(5) 小規模変動電源リストの算定式不備への対応

2023 年 9 月 11 日に開催された第 50 回容量市場の在り方等に関する検討会において、小規模変動電源リストにおける設備容量の合計値の算定式に誤りがあったことが報告された。実需給 2027 年度向けメインオークションの開催にあたっては、算定式の修正が行われた一方、実需給年度 2024 年度から 2026 年度向けメインオークションにおける期待容量に影響があった容量提供事業者への対応については、後日報告することとされていた。

小規模変動電源リストの算定式の修正に伴う影響については、電力広域的運営推進機関より以下のとおり報告を受けている(参考図 2.1-10)。

(2024 年度)増加ケース合計:33kW、減少ケース合計:-19kW

[14] 第 88 回の本作業部会では、売り惜しみに該当しない正当な理由の変更案を②「実需給年度において、休廃止以外の理由（補修工事等）や、将来的な運転再開を予定する休止によって、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」として提示した。しかし、脱炭素化を目的とした工事を特に伴わずに休止するケースへの懸念が挙がったため、それを踏まえて、売り惜しみに該当しない休止のケースは、脱炭素化を目的とした工事等を伴う場合に限定する。

[15] 文章の適正化等の観点から、第 88 回の本作業部会において提示したガイドライン変更予定内容と実際のガイドライン変更内容とは異なる場合がある。

（2025 年度）増加ケース合計：40kW、減少ケース合計：−35kW
（2026 年度）増加ケース合計：43kW、減少ケース合計：−167kW

（参考図 2.1-10）小規模変動電源リストの算定式不備による期待容量への影響の概要

年度	増加			減少		
	電源件数	kW範囲	合計容量(kW)	電源件数	kW範囲	合計容量(kW)
2024	10	1～11	33	3	-2～-12	-19
2025	11	1～9	40	1	-35	-35
2026	13	1～10	43	3	-1～-98	-167

小規模変動電源リストの算定式の修正に伴い契約容量に影響があった容量提供事業者の中には、修正後の期待容量が増加するケース、減少するケースがあるため、それぞれについて公正な取り扱いを整理する必要がある。

修正後の期待容量が増加するケースでは、応札容量よりも本来応札できる容量が大きいため、電力広域的運営推進機関が契約容量を増加するかどうかの意向を事業者へ確認し、増加する意向が示されれば、契約容量の変更に応じることが適切である。

修正後の期待容量が減少するケースでは、本来存在しない容量についても容量対価の支払いが発生する。容量確保契約自体は締結済みであることから、電力広域的運営推進機関が当該契約に基づき対価を提供することも考えられる。しかし、本来存在しない容量に対する容量拠出金負担の発生は避けるべきという観点では、修正後の期待容量まで契約容量を減少する対応が適切といえる。

以上のような考え方を基本的な姿勢として、電力広域的運営推進機関は契約容量の取り扱いについて容量提供事業者との間で誠実に協議を行うこととした。

容量市場における入札ガイドライン

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３月３日

改定　２０２３年７月１１日

改定　２０２３年８月２２日

改定　２０２４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 年度の第二回メイン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。また、電源への新規投資を促進するべく、2023 年度から新たに、容量市場の一部として、長期脱炭素電源オークションが創設されることとなった。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。

2023 年度の第四回メインオークションを実施するに当たり、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、社会コストの徒な増加を抑止する観点から、必要供給力から一定量を控除して容量市場で調達する考え方を適用することとした。この控除量の値は、供給計画と容量市場において確保された供給力の比較を行う等の手段により、継続的に検証する。

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。

（ウ）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募集要綱で定める供給力を調達するために実施する。

（ア）と（イ）の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[3,4]。

（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い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[5]。

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。

---

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。

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 （ウ）のオークションの参加登録の対象など、長期脱炭素電源オークションの詳細については、別途「長期脱炭素電源オークションガイドライン」にて定める。

5 「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。

<table>
<tr><th colspan="2">容量を提供する電源等の区分</th><th>電源等要件</th></tr>
<tr><td colspan="2">安定電源</td><td>次の（ア）から（オ）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。
（ア）水力電源（調整式、貯水式、発電可能時間が 3 時間以上の揚水式に限る。）
（イ）火力電源
（ウ）原子力電源
（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。）
（オ）蓄電池（ただし、放電可能時間 3 時間以上に限る。）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">変動電源</td><td>変動電源
（単独）</td><td>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。
（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。）
（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。）</td></tr>
<tr><td>変動電源
（アグリゲート）</td><td>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。
（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。）
（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。）</td></tr>
<tr><td colspan="2">発動指令電源[6]</td><td>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~~ 7 号に規定する特定~~制御~~抑制依頼をいう。）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。
（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
（イ）特定抑制依頼</td></tr>
</table>

[6] 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％）

	（ウ）期待容量が 1,000 キロワット未満の発電設備等

（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[7]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[8]。

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[9]を作成する。

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[10]、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[11,12,13]-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

---

7 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。

8 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。

9 FIT 電源等の期待容量、容量市場外の供給力として見込まれる控除量、オークションで落札していない石炭とバイオマスの混焼を行う FIT 電源等の供給力及びメインオークションにおいては追加オークションにおける調達量を含める。

10 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。

11 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。

12 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。

13 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）。

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。

メインオークションの状況	調達オークションへ参加する容量
非落札の電源	（ア）非落札の容量 （イ）新増設による供給力増加分 （ウ）自家発余剰の供給力増加分 （エ）その他メインオークション時に未確定の供給力[14]
未応札の電源	（ア）新増設による供給力増加分 （イ）自家発余剰の増加分 （ウ）その他メインオークション時に未確定の供給力[14] （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） （エ）メインオークション時の期待容量と応札容量の差分[14] （オ）期待容量を登録後、応札しなかった容量 （カ）供給計画に計上しているが、応札しなかった供給力 （キ）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） （ク）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

（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。

[14] 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。

(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[15]

(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。

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. 容量市場の活性化

（1） 市場支配力を有する事業者の監視[16]

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

15 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。

16 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。

いては電気の使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、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

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は、原則として、500 万 kW 以上の発電規模を有する事業者とする。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限る。）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）や将来的な運転再開を予定する脱炭素化を目的とした工事等を伴う休止によって、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[17,18]。

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[19,20]。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

17 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。

18 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。

19 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。

20 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

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。

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又は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

メインオークション及び追加オークション（調達オークションに限る。）における売り惜しみ及び価格つり上げは以下の方法で監視する。

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（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[21]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。

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[22]、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[23]。

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判断した場合に限る。

---

21 前年度のメインオークションにおける指標価格とする。

22 電力・ガス取引監視等委員会は、必要に応じて事前監視で確認した価格を事業者に通知し、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。

23 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。

（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. 事前監視対象電源の情報提出期日	「X－２月●日」
2. 事前監視対象電源の応札価格上限の修正期日[24]	「3 の数週間前」
3. 応札の受付開始日	「X 月●日」
4. 応札の受付終了日	「X 月●日」
5. 事後監視の実施期間	「4～6 の期間」[25]
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限る。）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【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）[26]

---

24 ただし、特段の事情がある電源を除き、「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。

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

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

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。[27]

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
1. 事前監視対象電源の情報提出期日	「X－１月●日」
2. 応札の受付開始日	「X 月●日」
3. 応札の受付終了日	「X 月●日」
4. 事後監視の実施期間	「3～5 の期間」[28]
5. 約定結果の公表日	「Y 月●日」

（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。なお、事前監視については、事業者がその結果を踏まえて応札の要否や応札内容を判断する必要があるため、事業者に対し、監視の結果を通知する。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。

監視の過程等においては、応札の受付終了日より後に、本来の水準よりも高い約定価格を形成してしまう事象を確認する場合が考えられる。仮に、応札の受付終了日後から約定結果公表前にこのような事象が確認された場合、電力・ガス取引監視等委員会は資源エネルギー庁に対して情報の共有を行う。そして、当該事象を発生させた事業者に対して応札の是正を、広域機関に対して是正された応札情報に基づく約定処理を求める。また、仮に、約定結果公表後にこのような事象が確認された場合、市場管理者たる広域機関と電

[27] 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。

[28] 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。

力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁は協議を行い、その影響の大きさも考慮しながら対応を定めることとする[29]。

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)[30]×60%

7. 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

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。

---

[29] 約定結果公表後に、本来の水準よりも高い約定価格を形成してしまう事象が確認された場合の対応としては、容量市場の運営に重大な問題を引き起こす行為があったとして容量確保契約を解約するケースが考えられる。ただし、容量確保契約の解除対象が非常に大きい場合など、容量確保契約の解約という手段が、必要な供給力を確保する観点から適切な対応とは言えない場合が想定される。

[30] 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。

（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。

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、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とする。

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. 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)高度化法の中間目標について (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)高度化法の中間目標について
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)第八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)高度化法の中間目標について
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)高度化法の中間目標について
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)高度化法の中間目標について
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
第 74 回	令和 5 年 1 月 13 日	第九次中間とりまとめ(案)について
第 75 回	令和 5 年 1 月 27 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
第 76 回	令和 5 年 2 月 27 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について (4)第九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 77 回	令和 5 年 4 月 5 日	(1)長期脱炭素電源オークションについて (2)高度化法義務達成市場について (3)予備電源について (4)容量市場について (5)ベースロード市場について (6)第十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 (7)第十一次中間とりまとめ(案)について
第 78 回	令和 5 年 4 月 26 日	(1)高度化法義務達成市場について (2)容量市場について (3)予備電源について (4)ベースロード市場について
第 79 回	令和 5 年 5 月 25 日	(1)容量市場について (2)予備電源について (3)ベースロード市場について

		(4)高度化法義務達成市場について
第 80 回	令和 5 年 6 月 6 日	第十二次中間とりまとめ(案)について
第 81 回	令和 5 年 6 月 21 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について (4)第十一次中間とりまとめ等に関するパブリックコメントについて (5)長期脱炭素電源オークションについて
第 82 回	令和 5 年 7 月 7 日	第十三次中間とりまとめ(案)について
第 83 回	令和 5 年 7 月 31 日	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)予備電源について (4)ベースロード市場について
第 84 回	令和 5 年 9 月 11 日	(1)高度化法第一フェーズ中間達成状況の評価について (2)非化石価値取引について (3)予備電源について (4)需給調整市場について (5)ベースロード市場について
第 85 回	令和 5 年 10 月 13 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)非化石価値取引市場 2022 年度監視結果の報告 (4)高度化法義務達成市場について
第 86 回	令和 5 年 11 月 29 日	(1)予備電源について (2)非化石価値取引について (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)ベースロード市場について
第 87 回	令和 5 年 12 月 25 日	(1)予備電源について (2)非化石価値取引について (3)ベースロード市場について
第 88 回	令和 6 年 1 月 31 日	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)長期脱炭素電源オークションについて

※網掛け回は第十五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、〇は座長代理

（令和 6 年 2 月現在）

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
	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
	曽我　美紀子	西村あさひ法律事務所・外国法共同事業 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　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	SMBC 日興証券株式会社　サステナブル・ソリューション部 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

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 6 年 2 月現在）

石坂　匡史	東京ガス株式会社　執行役員 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
加藤　英彰	電源開発株式会社　常務執行役員
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
小林　総一	出光興産株式会社　常務執行役員
齊藤　公治	関西電力株式会社　理事 エネルギー・環境企画室長
斎藤　祐樹	株式会社エネット　取締役経営企画部長
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社　小売統括部長
新川　達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
中谷　竜二	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