

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
制度検討作業部会
第二十次中間とりまとめ

令和7年6月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
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
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会開催状況	43
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会委員名簿	51

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 20 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、2024 年度には第 5 回目となる 2028 年度実需給を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 2025 年度実需給を対象とした追加オークションが開催されたほか、容量市場で確保された供給力に基づく実需給の初年度でもある。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進められてきた。これまでの本作業部会における整理をとりまとめると同時に、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ていく。

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。

2024年度は、初の追加オークション(北海道・東京・九州の3エリアを対象として供給力の調達オークション)が実施され、7月には約定結果が公表された。また、2025年1月には、第5回メインオークションの約定結果が公表された。約定総額は、過去4回と比べ最も高額(約定総額1兆8,506億円)となり、容量市場の応札対象電源において、維持・管理費用がこれまでより割高になってきていると想定される。

また、2025年2月17日には、第106回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(以降、「調整力等委」という。)での議論を受け、特異な傾向が確認されていた6月の厳気象対応について整理を行った。6月の厳気象対応については、月前半・後半で顕著な需要傾向の違いがあることから、この違いを考慮した暫定的な手法を導入することとした。

容量市場2025年度メインオークションからは、洋上風力ゼロプレミアム案件の参加を認めることとし、実施に向けて、実務的な詳細検討を開始することとした。

(2) 容量市場における今後の論点

容量市場の制度設計については、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が進められてきたが、2024年4月22日に開催された第91回本作業部会では、改めて必要供給力の定義や調整力の確保、脱炭素化、DR活用、価格水準といった各観点における論点を提示し議論を行った。今後、電力システム改革検証との整合や長期脱炭素電源オークションの約定状況等の供給力確保見通しの分析を踏まえつつ、適宜本論点を確認しながら検討を進めていくこととした。(参考図 2.1-1)

(参考図 2.1-1) 容量市場における論点一覧

観点	項目	現状
必要供給力定義	目標調達量算定における厳気象対応分の考慮方法	<ul style="list-style-type: none">目標調達量の算定諸元のうち厳気象対応分や偶発的需給変動対応分を毎年度見直すにあたり、春季・秋季の厳気象分の算定における異例な高需要の扱いについて暫定対応が整理された。これまでの春季・秋季の需要想定方法は気温変動の影響が無い前提であるため、改善に向けた検討が行われる予定である。
調整力確保	調整力確保への貢献	<ul style="list-style-type: none">容量市場のリクワイアメントにおいて調整機能がある安定電源は余力活用契約締結が求められ、需給調整市場の応札(スポット市場や時間前市場との任意選択)が求められる。容量市場において確保された電源の調整力を需給調整市場の区分により把握する取組を、2028年度実需給向けメインオークションから開始予定。
参加電源	ノンファーム電源の扱い	<ul style="list-style-type: none">ノンファーム電源の容量市場への参加可否については、将来の混雑想定を確認しながら、単年度ごとに判断されている。2028年度実需給向けメインオークションでは、ノンファーム電源の市場参加は可能なものと整理されている。

観点	項目	現状
脱炭素化	非効率石炭火力の稼働抑制誘導措置	<ul style="list-style-type: none"> 設計効率が42%未満の石炭火力が設備利用率50%を超えた場合に容量収入を20%減額する措置が2025年度実需給分から導入された。 火力政策の在り方との整合や長期脱炭素電源オークション等の新規供給力の確保見込みに関する分析を鑑みた検討が望ましい状況にある。
DR活用	発動指令電源の応札上限	<ul style="list-style-type: none"> 直近のオークションでは発動指令電源の応札量は上限を超えていない。上限の存在は、供給力評価に関わる調整係数に一定の見通しを与える。 一方、上限の存在は、低い価格で応札した事業者が、約定後にDRリソースを集められないケースを生んでいる可能性がある。事業者意見のヒアリングを含む検証が進められている。
DR活用	実効性テストの手法と結果活用	<ul style="list-style-type: none"> 実需給2年前の夏季・冬季に実効性テストが実施され、1年前の追加オークション開催判断までに結果が整理されている。テスト手法については期間短縮や作業効率化の観点からも改善の可能性がある。 これまでの市場退出の状況を踏まえ、約定処理において同じ応札価格の事業者の落札優先順位に実効性テストの成績を考慮する案も挙げられている。
価格水準	指標価格	<ul style="list-style-type: none"> 新設ガス火力のNet CONEを指標価格として採用している。一方、今後の一定規模以上の脱炭素電源の新設分については長期脱炭素電源オークションへ参加する可能性が高い。 指標価格や上限価格の設定等は、需要曲線の形状に関わる要素であり、価格水準を変化させ、落札電源が供給信頼度を充足させるかどうかの蓋然性に影響を与える。
価格水準	約定方式	<ul style="list-style-type: none"> シングルプライスオークションとマルチプライスオークションの比較において、事業者による応札価格の低減インセンティブが相対的に働きやすいとされるシングルプライスオークションが選択されている。 また、例えば、約定上限が設定されている発動指令電源について、事業者の応札行動を鑑みるとマルチプライスオークションの方が適している可能性も挙げられている。
価格水準	他市場収益の見積もり方と実績の扱い	<ul style="list-style-type: none"> 応札において維持管理コストから差し引く他市場収益は、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）を差し引いて算定することが適当な旨が示されている。 実績の他市場収益との乖離が存在するため、電源等のコスト回収状況を踏まえた検証を行うことが望ましい状況にある。

(3) 供給力提供通知と市場応札リクワイアメント

安定電源の市場応札リクワイアメントにおけるペナルティの強度は、2019年8月27日に開催された第42回調整力等委において整理された。このペナルティの強度は、実需給年度の全契約容量を対象に市場応札リクワイアメントのペナルティが課される時間ごとに容量提供事業者が受け取る容量確保契約金額が同額減少し、一定の合計時間(以降、「ペナルティレート」という。)に到達したとき、容量確保契約金額がゼロになるという考え方にに基づき設定されている。

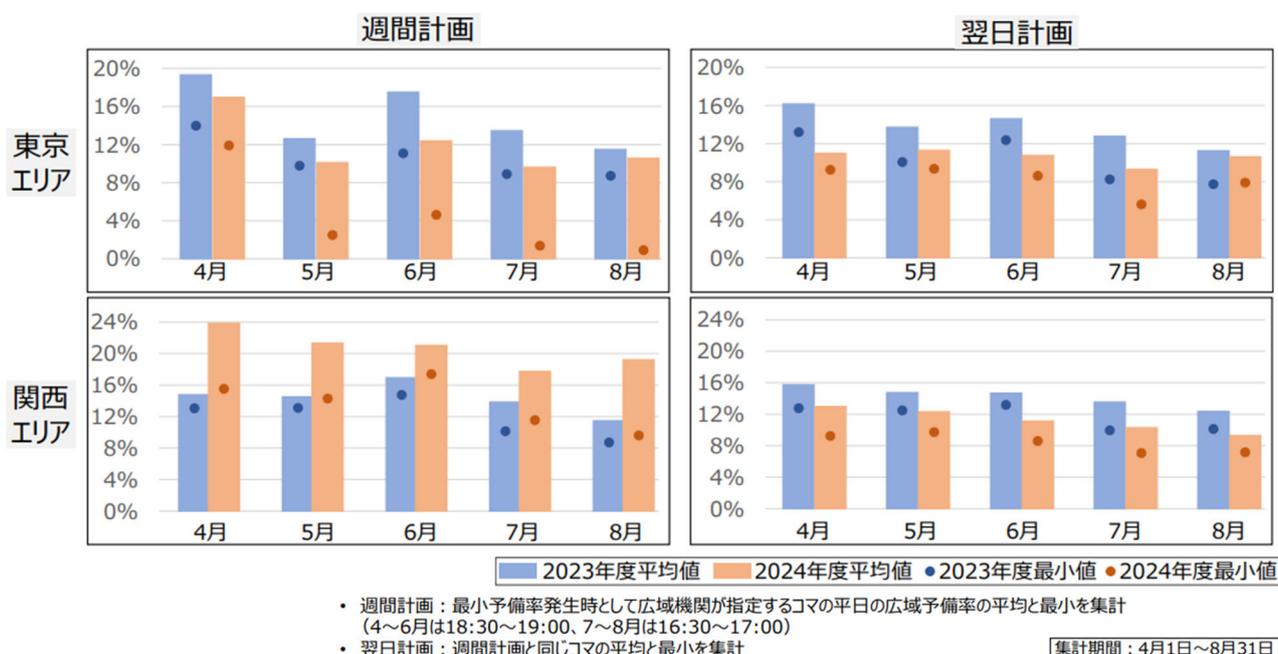
当該調整力等委において、ペナルティレートは過去の予備率実績を参考に30時間に設定された。具体的には「需給ひっ迫のおそれ」の判定基準である予備率8%に加え、バランス停止機を起動させることで見込まれる1%の予備率改善を考慮した予備率9%以下であったコマ数が参考にされた。

2024年度、容量市場が実需給年度を迎えた中で、広域予備率の見通しに応じて「広域予備率低下に伴う供給力提供準備通知」や「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」が発出されることとなった。このうち、実需給の前日18時以降に、広域予備率が8%を下回る実需給当日のコマを対象として発出される

「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」(以降、「提供通知」という。)の対象コマは「低予備率アセスメント時間帯」と呼ばれ、この時間帯に市場応札リクワイアメントを満たすことができなかった電力量はペナルティの対象となる。2024年9月3日に開催された第100回調整力等委で示されたとおり、翌日計画における2024年度の広域予備率は2023年度よりも低い傾向があるため、提供通知の発出頻度も2024年度の全期間を見通すとペナルティレートである30時間を超過する見通しは否定できず、ペナルティの増加に繋がる可能性が生じた。(参考図 2.1-2)

そのため、容量市場の市場応札リクワイアメントにおけるペナルティについて、今後の調整力等委の整理等を踏まえて実績の検証や今後の在り方の整理を行うこととした。

(参考図 2.1-2) 2023年度と2024年度の広域予備率の比較



(4) 追加オークションの実施判断までに行われた市場退出ペナルティの取扱い

現状の整理においては、追加オークションの実施判断前に設けられた確認期限日までに行われた市場退出は、調達オークションが開催されない場合や調達オークションの約定価格がメインオークションの約定価格と比べて一定程度低いエリアでは市場退出ペナルティが減免されることになっている。この取扱いは、市場退出分の供給力を除いても十分な供給力が相対的に小さい調達コストで確保され、供給力の過剰調達に繋がらない場合にはペナルティを課す必要が無いという前提に基づいたものである。

一方、2025年度実需給向け調達オークションのように、調達オークション開催後であっても供給信頼度基準を満たすことができているケースが発生する可能性がある。そのため、今後は、市場退出が調達オークションの実施判断前に設けられた確認期限日までに行われた場合であっても、調達オークション開催後に供給信頼度基準を満たしていないエリアでは市場退出ペナルティの減免は行わないことと整理した。

適用時期の決定にあたっては、メインオークション開催済の場合は、当時の入札条件で入札した事業者への配慮が重要である一方、市場退出ペナルティ減免の前提が供給信頼度の充足にあるという制

度趣旨を適時に反映することも重要である。また、容量確保契約約款には制度趣旨の明確化等の理由により変更されることがある旨が規定されている。これらを踏まえ、できるだけ早く本措置を適用することにより、安易な市場退出の防止などの対応を行っていくことが必要とされた。

一方、既にオークションが開催された年度のうち、実需給 2025 年度までは調達オークションの不開催や約定価格の低さにより、市場退出ペナルティの減免金額まで確定している。また、実需給 2026 年度以降で既に市場退出が行われた供給力は、本措置の後に市場退出を撤回するといった意思決定の変更ができない。これらのケースについては、本措置を適用した場合における容量提供事業者の不利益であり、配慮することが望ましいと考えられることから、本措置を速やかに行う観点、及び事業者の不利益を抑止する観点の双方を踏まえ、本措置の適用は実需給 2026 年度以降を対象としつつ、今後最も早い時期に行う容量確保契約約款の改訂までに市場退出を行った供給力については本措置を適用しないことと整理した。

(5) 石炭混焼バイオマスの市場退出ペナルティ

FIT 制度では、2018 年度以前に認定を受けた石炭混焼バイオマス電源が容量オークションで落札され、容量確保契約金額の支払いを受けた場合には、FIT・FIP の支援の対象から外れ、仮にその後に容量確保契約金額の支払いを受けない実需給年度があったとしても、FIT/FIP 制度による支援の対象外となる。

今回市場退出を申請した事業者は、FIT 認定の取得後、2024 年度及び 2025 年度の実需給を対象としたメインオークションに落札した。これにより、市場退出を行わなければ 2024 年度以降に FIT 制度の支援を受けられない状況となっていた。容量市場から市場退出を行う場合、一部の例外（長期脱炭素オークションへの落札やリリースオークションによる退出）を除き、市場退出ペナルティの対象となり、FIT/FIP 制度の支援を受ける目的により退出する場合も同様であるが、今回の石炭混焼バイオマスの市場退出については、以下の事情が認められることを踏まえ、市場退出ペナルティを低減することとした。

- ① 容量市場メインオークション募集要綱では、「FIT 電源（FIT 制度による買取期間が実需給年度と重なる電源）」は応札できないとされており、また、容量市場における入札ガイドラインでは、「実需給年度において FIT 認定を予定している等、入札対象外電源となる見込みがある場合」は応札をしなくても売り惜しみに当たらない旨の記載があるものの、いずれにおいても、容量確保契約金額の支払いを受けた後の FIT/FIP 制度における取扱いは明示されていない。
- ② 本事例における石炭混焼バイオマス電源は、容量市場においてリクワイアメントを求められるような契約状態ではなくなるものの、市場退出後も石炭混焼バイオマスとして供給力の提供を見込むことができる。

市場退出ペナルティは、「市場退出容量 × 契約単価 × ペナルティ率」で計算され、市場退出が追加オークションの実施判断までかどうかによりペナルティ率が異なり、その確認期限日（以降「確認期限日」という。）までは 5%、それよりも後であれば 10%となる。本事例による実需給 2024 年度を対象とした市場退出は確認期限日より後のものであったが、前述の理由を踏まえ、本来であれば 10%のペナルティ率であるところ、5%へ低減することとした。なお、石炭混焼バイオマスが確認期限日以前に市場退出を行った場合のペナルティの扱いについても一定の配慮が行われることが考えられ、必要に応じて電力広域的運営推進機関、資源エネルギー庁が協議し、対応を検討することと整理された。

(5) ノンファーム電源の取扱い

2024年9月10日に開催された広域系統整備委員会における2029年度の系統混雑に関する中長期見通しの報告を踏まえ、容量市場における2029年度のノンファーム電源の取扱いについて整理した。

容量市場におけるノンファーム電源の参加可否については、これまで、広域系統整備委員会における中長期の混雑想定に基づいて決定してきており、2028年度実需給向けオークションまでは、昼間ピーク需要及び点灯ピーク需要の混雑想定結果を確認しながら、ノンファーム電源の容量市場への参加を妨げるものではないと整理してきた。

こうした中で、2024年9月10日に開催された広域系統整備委員会にて、2029年度断面の混雑想定結果が公表された。2028年度までの混雑想定結果に比べると、昼間ピーク需要断面の合計では大きな混雑量が見込まれ、点灯ピーク需要断面の合計では小さな混雑量が見込まれている(参考図 2.1-3)。

(参考図 2.1-3) 最近の混雑想定結果(対象 2027 年度以降)

(単位: 万kW)

対象年度	公表時期 (広域系統整備委員会)	昼間ピーク需要断面			点灯ピーク需要断面		
		合計	基幹	ローカル	合計	基幹	ローカル
最新 2029年度	2024/9/10	以前より大きい 56.9	56.6	0.3	以前より小さい 20.4	0.0	20.4
2028年度	2023/9/22	21.6	6.9	14.7	22.6	3.2	19.4
2027年度	2022/9/21	2.2	0.0	2.2	43.8	42.9	0.9

今後の系統混雑への対策としては、混雑状況を考慮した供給信頼度評価の導入や継続的な系統増強の取り組み、既存の措置を含む制度設計全体の中での立地誘導インセンティブの検討が挙げられる。

- ① 現状の供給信頼度評価では混雑状況を考慮できていないが、中長期的には混雑影響も考慮した供給信頼度評価を行うことも考えられる。そうすれば、例えば容量市場で確保済みの供給力のような特定の供給力のラインナップを前提に供給信頼度基準を満たすために必要な、特定地点での追加調達必要量を把握できる可能性がある。
- ② また、追加調達時に適切な場所で供給力が調達できるとは限らないことも踏まえると、費用便益が見込まれる場合における継続的な系統増強の取り組みは重要と考えられる。
- ③ これまでの制度設計のなかでも、発電側課金等の仕組みのように混雑解消に資する立地誘導インセンティブが働いているケースもある。立地誘導インセンティブの手段については、全体的な制度設計の中で引き続き検討を進めていくことも想定される。

以上より、2029年度を対象とした混雑想定結果は2028年度よりも増加している断面もあるものの、これらの系統混雑への対策が将来的に進む可能性を踏まえ、2029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について現行の条件による参加を制限するものではないと整理することとした。

また、系統混雑への対策を進める方向性は今後も変わらないことが想定されるため、2029年度に限らず今後の容量市場オークションについても現行の条件による参加を制限しないこととした。ただし、系統混雑想定はこれまで通り継続的に確認し、全体的な制度設計の中で必要に応じて対策を検討する。

(6) 2025 年度実需給向け追加オークション

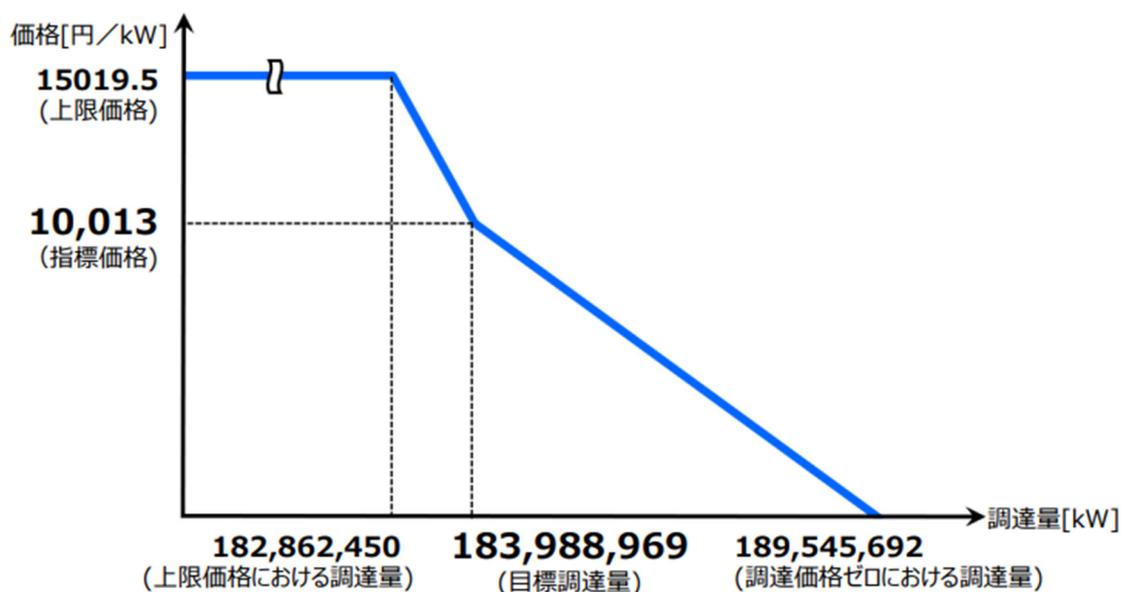
(2025 年度実需給向け追加オークションの開催判断)

2024 年 3 月 28 日に開催された容量市場の在り方等に関する検討会では、2025 年度実需給向けの追加オークションに向けた需要曲線の原案(参考図 2.1-4)と、容量市場において確保されている供給力の関係が提示された(参考図 2.1-5)。

2025 年度実需給向けメインオークションの約定処理後と比べ、確保済みの供給力はほぼ同量となった一方(FIT 電源等の期待容量の増加分が 209 万 kW、容量市場外の見込み供給力が 186 万 kW、石炭とバイオマスの混焼を行う FIT 電源の供給力の増加分が 121 万 kW あるのに対し、電源退出分が▲523 万 kW。)(参考図 2.1-5)、近年の全国的な需要増加や厳気象対応を反映した需要増加分等の影響により目標調達量が 699.8 万 kW 増加した(参考図 2.1-6、2.1-7)。

これらを踏まえて、需要曲線における目標調達量は約 18,399 万 kW、容量市場において確保されている供給力は約 18,418 万 kW となり、目標調達量との差は、+19 万 kW となった(参考図 2.1-7)。

(参考図 2.1-4) 2025 年度実需給向け追加オークションの需要曲線の原案



(参考図 2.1-5) 容量市場で確保されている 2025 年度の供給力

項目	追加オークション 開催判断時	2021年度 メインオークション (実需給年度:2025年度)	追加オークション開催判断時の算定諸元
確保されている 供給力	18,418万kW	18,423万kW*	① + ② + ③ + ④ + ⑤
①メインオークション時の 契約容量	16,534万kW		-
②市場退出量	▲523万kW	-	安定電源・変動電源 (単独・アグリ) : ▲343万kW 発動指令電源 : ▲179万kW
③FIT電源等の期待容量	1,545万kW	1,336万kW	導入量 : 2024年1月末時点の実績 調整係数: 2024年度供給計画 (2025年度断面)
④容量市場外の見込み 供給力	186万kW	-	一定の蓋然性のある供給力 : 120万kW BS電源のひっ迫時に活用できる供給力 : 66万kW
⑤石炭とバイオマスの混焼を 行うFIT電源の供給力	674万kW	553万kW	導入量 : 2024年1月末時点の実績 供計ベースで織り込み。

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある) (メインオークションにおいて織り込んだ追加オークションで調達を予定している供給力 (317万kW) を除く)

(参考図 2.1-6) 2025 年度実需給向け追加オークションにおける目標調達量

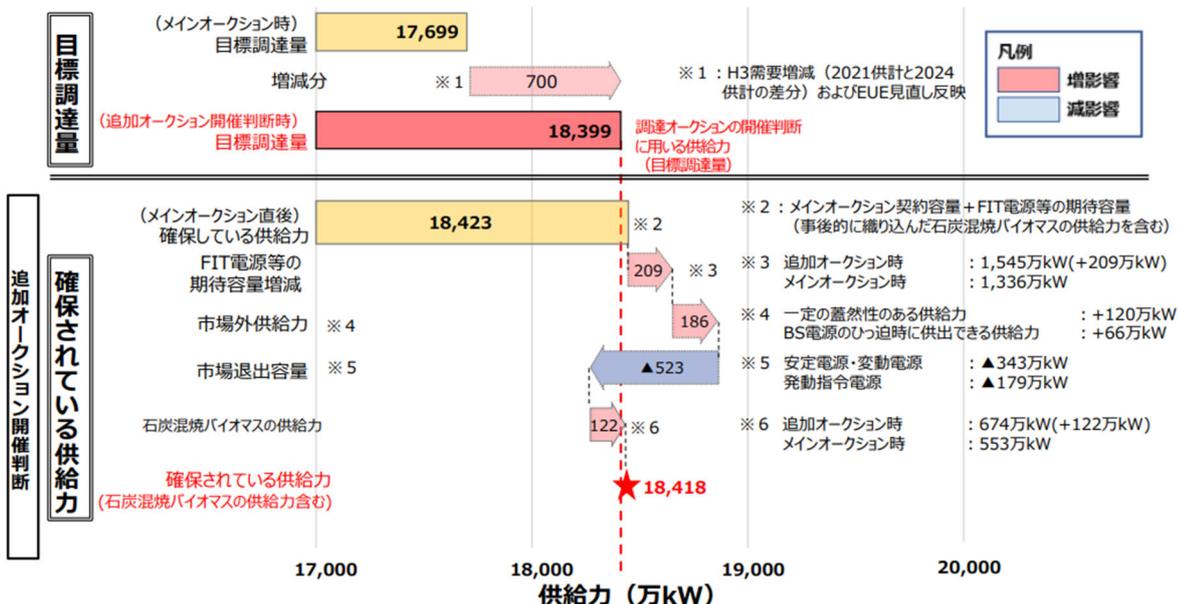
(単位: 万kW)

設定項目	2024年度 追加AX	2021年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量※1	18,398.9	17,699.1	(+699.8)	①+②+③+④	寄与度*+4.0%
①全国H3需要	15,882.4	15,836.3	(+46.1)	-	寄与度*+0.3%
②偶発的需給変動分	1,770.0	1,476.5	(+293.5)	目標EUE0.033 (追加) 基準EUE0.048 (メイン)	【 * : 2021年度メインAX の目標調達量比 】 寄与度*+1.7%
a.必要予備率	1,071.2	1,001.4	(+69.8)	LOLP0.3日/月に相当する EUE0.407kWh/kW・年で算定	
b.厳気象対応	540.0	316.7	(+223.3)	夏冬: H3需要×3.4%(追加) 夏冬: H3需要×2.0%(メイン)	
c.稀頻度リスク	158.8	158.4	(+0.4)	通年: H3需要×1.0%(追加) 夏冬: H3需要×1.0%(メイン)	
③追加設備量	428.8※2	228.0	(+200.8)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の2.7%	寄与度*+1.1%
④持続的需要変動分	317.6	158.4	(+159.2)	H3需要の2.0%(追加) H3需要の1.0%(メイン)	寄与度*+0.9%

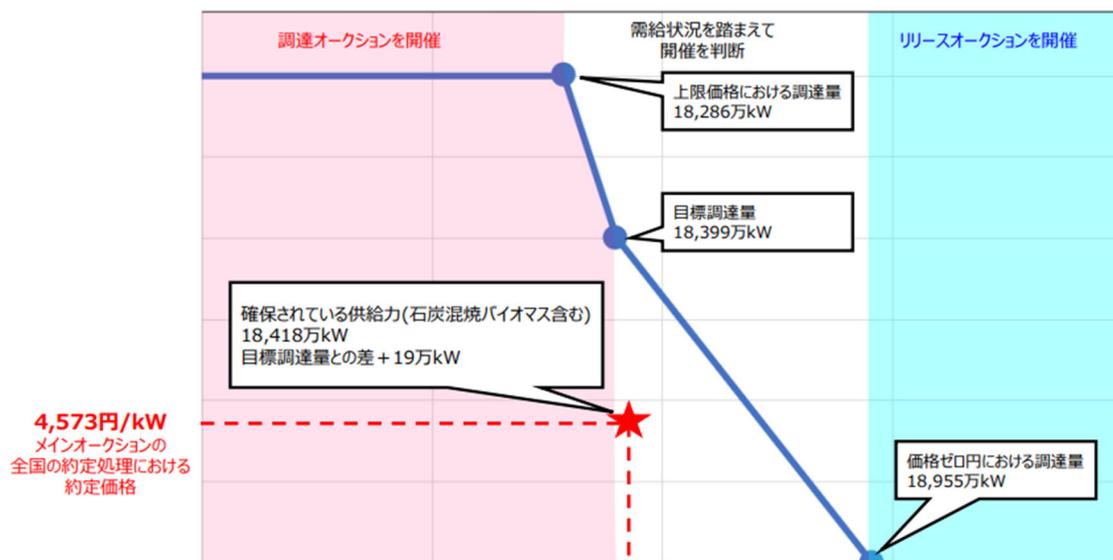
※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

※2 春秋分の厳気象対応、稀頻度リスクは安定電源の補修調整(追加設備量) で対応を行った場合に試算
(厳気象対応、稀頻度リスクは夏冬の供給力分を加算)

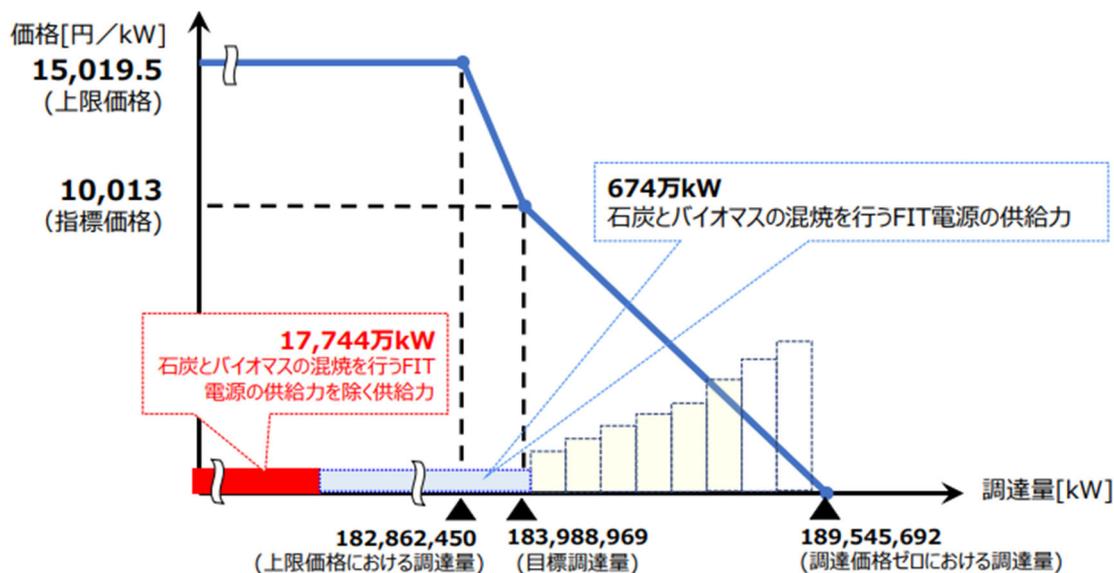
(参考図 2.1-7) メインオークションからの目標調達量及び確保供給力の増減



(参考図 2.1-8) 需要曲線と確保されている供給力の関係



(参考図 2.1-9) 調達オークション(全国)が開催された場合の需要曲線と供給力のイメージ



追加オークションのエリア別の開催判断に当たっては、エリア別・月別の供給信頼度を確認することとなっている。2024年3月28日に開催された容量市場の在り方等に関する検討会では、FIT電源等の期待容量、バイオマス混焼石炭火力の供給力及び容量市場外の見込み供給力等を含めた場合でも、北海道エリア、東京エリア及び九州エリアにおいて供給信頼度が不足することが示されたが、全国では確保された供給力が目標調達量を上回っているという状況を踏まえ、全国での追加オークションは開催しないこととした(参考図 2.1-10)。

(参考図 2.1-10) エリア別の供給力追加後の供給信頼度と充足までの容量

単位： kWh/kW・月(各月)、 kWh/kW・年(年間)

	年間	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
充足まで +40~50万kW	北海道	0.328	0.001	0.000	0.000	0.010	0.041	0.065	0.025	0.049	0.001	0.005	0.004	0.127
	東北	0.022	0.004	0.000	0.003	0.002	0.005	0.000	0.001	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
充足まで +120~150万kW	東京	0.091	0.006	0.000	0.019	0.004	0.008	0.000	0.044	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
	中部	0.015	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.013	0.000	0.000
	北陸	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	関西	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	中国	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
充足まで +110~140万kW	四国	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	九州	0.395	0.017	0.127	0.001	0.006	0.031	0.001	0.000	0.000	0.010	0.089	0.106	0.007
	全国	0.084	0.004	0.012	0.007	0.002	0.008	0.002	0.016	0.006	0.001	0.011	0.010	0.005

(四捨五入の関係で合計が合わないことがある)

赤着色月：目標調達量における供給信頼度（目標停電量）を超過
青着色月：調達価格ゼロの調達量における供給信頼度を充足

一方、供給信頼度が基準に達していないエリア(不足エリア)は相対的に停電リスクが高いことを示している。例えば、北海道や九州は国土の端に位置するため他エリアからの供給可能量が相対的に小さく、再エネの変動等に脆弱な側面があると考えられ、これらのエリアでは、今後変動再エネの導入拡大や大規模な需要立地も想定され、中長期的な電力需給の状況を把握していくことが必要。このように予備率が十分でも需給状況がリスク方向に振れる場合への対応が求められるほか、退出抑止や発動指令電源等と呼び込む効果も考えられることから、不足エリアに限った調達オークションを開催することとした。また、供給信頼度が基準に達しているエリア(充足エリア)でのリリースオークションは不足エリアの供給信頼度を悪化させるため、充足エリアでのリリースオークションは開催しないこととした。

(2025 年度実需給向け追加オークションの結果)

2024 年度の容量市場追加オークション(対象実需給年度:2025 年度)は、2024 年 2 月から参加登録受付を開始し、4 月に追加オークションの実施を決定。その後、5 月に追加オークションの応札受付を行った。(全国ではなく北海道、東京、九州というエリア限定で実施。)

約定の総容量 133 万kWに対して、各エリアプライスは、北海道で1万 3,761 円、東京 3,495 円、九州 5,029 円。経過措置を踏まえた約定総額は、105 億円。東京と九州エリアにおいては、目標とする供給信頼度を充足しなかった。また、発動指令電源に関しては、調達上限容量には達しなかった(参考図 2.1-11)。

(参考図 2.1-11)実需給年度:2025 年度向け追加オークション約定結果

約定総容量		約 133 万 kW
エリアプライス	北海道	13,761 円/kW
	東京	3,495 円/kW
	九州	5,029 円/kW
経過措置等を踏まえた約定総額(*1)		約 105 億円*1
経過措置考慮後の総平均単価(*2)		約 7,880 円/kW

*1:追加オークションの結果を反映した容量拠出金の試算値に対する割合は約 2%

*2:「経過措置等を踏まえた約定総額÷約定総容量」にて算出

今回の追加オークションでは、電力・ガス取引監視等委員会の事後監視により、発動指令電源として参加した事業者の応札価格については是正の指示が行われた。容量市場における入札ガイドラインでは、電源を維持することで支払うコストから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ため、価格のつり上げに該当しないとみなされる旨が整理されている。そして、今回、事後監視の中で、容量市場で取引される kW 価値は、電力を提供する能力に対する価値であるため、発動指令電源においては待機するだけでアグリゲーターとして必要になる運用コストを電源を維持することで支払うコストとみなすことが合理的であるとされた。

一方、発動指令電源として参加する電源には DR(デマンド・レスポンス)のような一般的な発電設備ではないリソースが含まれている点も踏まえ、今回の監視結果を受け、維持管理コストの考え方を容量市場における入札ガイドラインへ補足することとした。

(7) 2028 年度実需給向けメインオークション

(2028 年度実需給向けメインオークションにおける需要曲線)

2024 年 6 月 27 日に開催された容量市場の在り方等に関する検討会において、電力広域的運営推進機関が策定した 2028 年度実需給向けメインオークションの需要曲線原案について報告が行われた。広域機関が策定した需要曲線原案については、国が関連する審議会等で審議のうえ、広域機関において決定することとされている。

目標調達量について最新諸元を用いて算定を行った結果、容量市場・供給計画の算定に用いる目標停電量は 0.016kWh/kW・年、2024 年度メインオークションにおける目標調達量は 1 億 8,616 万 kW となり、昨年度の 2023 年度メインオークション(対象実需給年度:2027 年度)と比較すると、変化した容量は +169 万 kW であった(参考図 2.1-12、2.1-13)。

(参考図 2.1-12) 2024 年度メインオークションの目標調達量(1)

	全国H3需要 (離島除き) [万kW]	偶発的 需給変動 対応 [%]	厳気象対応 [%]※		稀頻度リスク 対応 [%]※	容量市場・供給計画に おける目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需要 変動対応 [%]	追加設備量 [%]※	目標調達量 [万kW]
			夏季・冬季	春季・秋季					
2024年度 メインオークション (対象2028年度)	16,058	5.9	4.2	3.6	1.0	0.016	2.0	2.8	18,616
【参考】 2023年度 メインオークション (対象2027年度)	16,060	6.5	3.0	2.0	1.0	0.044	2.0	2.4	18,447

※ 春季・秋季の厳気象対応・稀頻度リスク対応を安定電源の補修調整で対応する場合の試算値

(参考図 2.1-13) 2024 年度メインオークションの目標調達量(2)

<2024年度メインオークションの目標調達量> 単位：万kW

設定項目	2024年度 メインAX	2023年度 メインAX	(差)	備考	
目標調達量	18,615.9	18,447.4	(+168.5)	①+②+③+④	寄与度*+0.9%
①全国H3需要	16,057.7	16,059.8	(▲2.1)	—	寄与度*±0.0%
②偶発的需給変動分	1,780.4	1,684.3	(+96.1)	EUE基準0.016 (2024年度) EUE基準0.044 (2023年度)	* : 2023年度メインAX の目標調達量比 寄与度*+0.5%
a.必要予備率	945.4	1,041.9	(▲96.5)	LOLP:0.3日/月に相当する予備力 EUE :0.407より算出した供給力	
b.厳気象対応	674.4	481.8	(+192.6)	夏冬 : H3需要×4.2%(2024) 夏冬 : H3需要×3.0%(2023)	
c.稀頻度リスク	160.6	160.6	(±0.0)	通年 : H3需要×1.0%(2024) 夏冬 : H3需要×1.0%(2023)	
③追加設備量	456.6* ¹	382.1* ¹	(+74.5)	年間停止可能量1.9ヵ月 H3需要の2.8%(2024)	寄与度*+0.4%
④持続的需要変動分	321.2	321.2	(±0.0)	H3需要の2.0%(2024) H3需要の2.0%(2023)	寄与度*±0.0%

※1 厳気象対応・稀頻度リスク(春秋)の供給力は、安定電源の補修調整で対応 四捨五入の関係で合計が合わないことがある

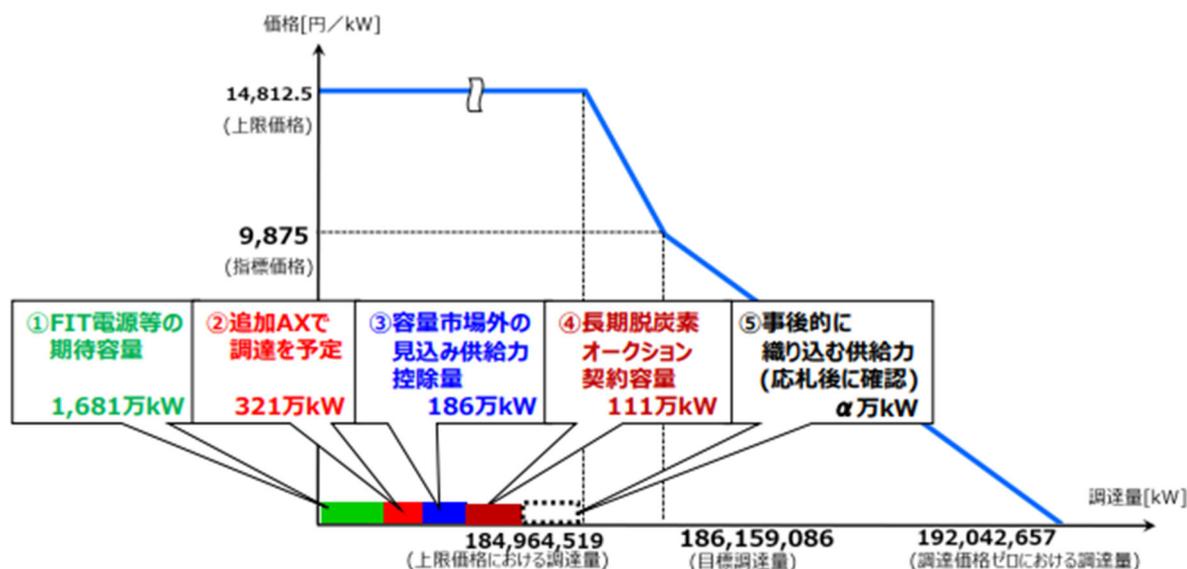
2028 年度の実需給向けのメインオークションのNet CONE(指標価格)は、最新の経済指標を用いて GrossCONE を算定し、他市場収益についてもインフレ率を考慮した上で、NetCONE の算定を行ったところ、NetCONE は 9,875 円/kW、上限価格(NetCONE の 1.5 倍) は 14,812.5 円/kW であった。(参考図 2.1-14)

以上の結果、2024 年度メインオークション(対象実需給年度:2028 年度)の需要曲線の前案は、(参考図 2.1-15)となった。

(参考図 2.1-14) 2024 年度メインオークションの目標調達量の算定

項目	2024年度 メインオークション 実需給年度:2028年度	2023年度 メインオークション 実需給年度:2027年度	諸元 赤枠は今回更新箇所	
モデルプラント	CCGT	CCGT	経済産業省 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証WG 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告 「(参考資料2) 各電源の諸元一覧」の「LNG火力」	
コスト評価年数	40年	40年	—	
インフレーション率	13.62%	10.29%	内閣府 国民経済計算 (GDP統計) GDPデフレーター (暦年: 1-12月) 総固定資本形成 基準年 (2014年) : 99.1%、2023年 : 112.6%	
なる40年運転に必要となるコストの加味	評価期間の期待インフレ率	0.70%	総務省統計局 消費者物価指数 (コアCPI) 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 期待インフレ率 = 0.4×前年度のコアCPIの変化率+0.6×前年度の期待インフレ率	
	系統接続費	1.56千円/kW	1.56千円/kW	接続契約に基づく実績値 (工事費負担金の実績の平均値から設定)
	経年に伴う修繕費等の増分費用	3万円/kW程度	3万円/kW程度	発電コスト検証WGに基づくヒアリング結果 (30,861円/kW)
評価期間の割引率 (税引前WACC)	5%	5%	税引前WACC = 自己資本比率 × 自己資本コスト / (1 - 実効税率) + 他人資本比率 × 他人資本コスト	
容量市場以外からの収益	5,087円/kW	5,033円/kW	第47回容量市場の在り方等に関する検討会 容量市場以外からの収益 = GrossCONEの34%(14,961円/kW×34%)	

(参考図 2.1-15) 2024 年度メインオークションの目標調達量の算定



(メインオークション(実需給年度: 2028 年度)約定結果)

2024 年 10 月 15 日～10 月 25 日において 2028 年度実需給向け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。今回のメインオークションの約定総額は、過去 4 回(2024 年度～2027 年度実需給分)に比べて高い水準となった。なお、北海道/東北/東京/中部/九州の 5 エリアで指標価格以上の水準であった。これは、容量市場の応札対象電源において、電源の維持・管理費用がこれまでより割高になってきていることや、経過措置における控除率の減少等によるものと考えられる(参考図 2.1-16)。

<2028 年度実需給向けメインオークション(第 5 回メインオークション)の約定結果>

約定総容量	約 1 億 6,621 万 kW	
エリアプライス	北海道/東北/東京	14,812 円/kW
	中部	10,280 円/kW
	北陸/関西/中国/四国	8,785 円/kW
	九州	13,177 円/kW
経過措置等を踏まえた約定総額(*)	約 1 兆 8,506 億円	
経過措置考慮後の総平均単価	約 11,134 円/kW	

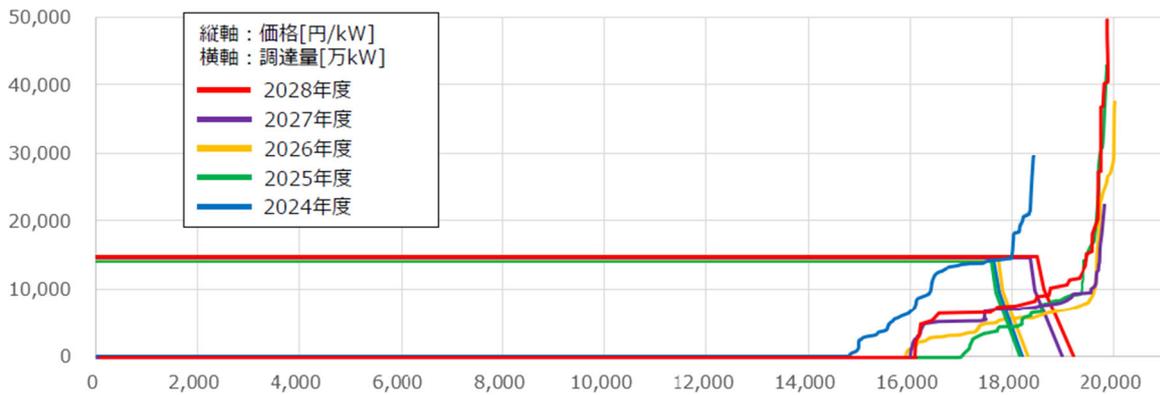
*経過措置考慮後の総平均単価は「経過措置等を踏まえた約定総額÷約定総容量」にて算出

(参考図 2.1-16) 容量市場メインオークション結果概要(第1回～第5回)

		第1回	第2回	第3回	第4回	第5回	
実施年度		2020	2021	2022	2023	2024	
実需給年度		2024	2025	2026	2027	2028	
約定総容量 (万kW)		16,769	16,534	16,271	16,745	16,621	
指標価格 (円/kW)		9,425	9,372	9,557	9,769	9,875	
エリアプライス (円/kW)	北海道	14,137	5,242	8,749	13,287	14,812	
	東北		3,495	5,833	9,044		
	東京			5,834	9,555		
	中部		5,832	7,823	10,280		
	北陸			7,638	8,785		
	関西						
	中国		5,242	8,748	11,457		13,177
	四国						
九州							
約定総額 (経過措置控除後) (億円)		15,987	5,140	8,504	13,140	18,506	
総平均単価 (経過措置控除後) (円/kW)		9,534	3,109	5,226	7,847	11,134	

(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

(参考図 2.1-17) 容量市場メインオークションの供給曲線(スムージング処理後)と各諸元



※【2025年度】発動指令電源の応札容量については、メインオークションにおける調達上限容量を超過した非落札電源の容量は除外している。
【2026年度～】発動指令電源の応札容量については、調整係数反映後の容量とし、1,000kW未満となる電源等は除外している。

対象 実需給年度	NetCONE [円/kW]	目標調達量 [kW]	FIT電源等の期待容量 [kW]	追加オークションで調達を 予定している供給力[kW]	容量市場外の 見込み供給力控除量 [kW]	長期脱炭素電源オークション 契約容量 [kW]
2024年度	9,425	177,468,513	11,789,258	-	-	-
2025年度	9,372	176,991,335	18,889,612	3,167,258	-	-
2026年度	9,557	178,295,201	21,087,676	3,180,694	-	-
2027年度	9,769	184,473,695	22,645,643	3,211,958	1,200,000	-
2028年度	9,875	186,159,086	20,831,811	3,211,542	1,860,000	1,113,819

また、過去3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発生した。前回の北海道と九州に加え、今回新たに東北と東京が最終的に不足となり、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(参考図 2.1-18)。

落札率(応札容量に占める落札容量の比率)は96.6%となり、前回のメインオークションと同様に高い水準となっている(参考図 2.1-19)²。

² :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。2025,2026,2027,2028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。

発動指令電源の応札容量は 651 万 kW となり、応札上限容量(642 万 kW)を超過。しかし、調整係数反映後の応札容量は上限を超過しなかったため、条件に達していない電源³を除き全てが落札した。

(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。

約定価格の傾向	<ul style="list-style-type: none"> 今回は全エリアにおいて約定価格が第 2 回以降で最も高くなった。0 円以上応札の供給曲線は前回までと比べて高めに位置した。容量市場の応札対象電源において、維持・管理費用がこれまでより割高になってきていると想定されるが、この状況をどう捉えるか(参考図 2.1-20)。 今回は北海道、東北、東京、九州で供給信頼度が不足する結果となったことをどう捉えるか(参考図 2.1-18)。 英国や米国 PJM の容量オークションでは、直近で約定価格が高騰している。このような各国を巡る状況を踏まえて我が国の容量市場の状況をどのように考えるか(参考図 2.1-21、2.1-22)。
落札率	<ul style="list-style-type: none"> 前回オークションと同様に今回も落札率が高い傾向が続いている。長期脱炭素電源オークション等を通じた電源の新設・リプレースがある一方、データセンターや半導体工場等の需要が高まる見通しも示されている。こうした状況の下、供給力確保の状況についてどのように考えるか(参考図 2.1-19)。
カーボンニュートラルに向けた対応	<ul style="list-style-type: none"> 2025 年度実需給から、非効率石炭火力の稼働抑制リクワイアメントがスタートする。今後の実需給断面の状況に対して、この制度措置がどのようにワークしていくか(参考図 2.1-23)。

(参考図 2.1-18) 約定処理上の市場分断

2024年度結果

✓ 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.012 kWh/kW・年

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後	追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度
北海道	1.605	+101	0.017
東北	0.245		0.018
東京	0.246	+338	0.018
中部	0.029		0.005
北陸	0.002		0.000
関西	0.002		0.000
中国	0.002		0.000
四国	0.001		0.000
九州	1.350	+194	0.043

2023年度結果

✓ 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.029 kWh/kW・年

単位：追加量[万kW]、供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	全国約定処理後	追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度
北海道	20.371	+97	0.463
東北	0.445	+116	0.002
東京	0.928	+489	0.027
中部	0.043		0.006
北陸	0.006		0.002
関西	0.004		0.000
中国	0.004		0.000
四国	0.003		0.000
九州	2.860	+126	0.359

※不足エリアについては赤、充足エリアについては青で着色
※中間処理は、省略

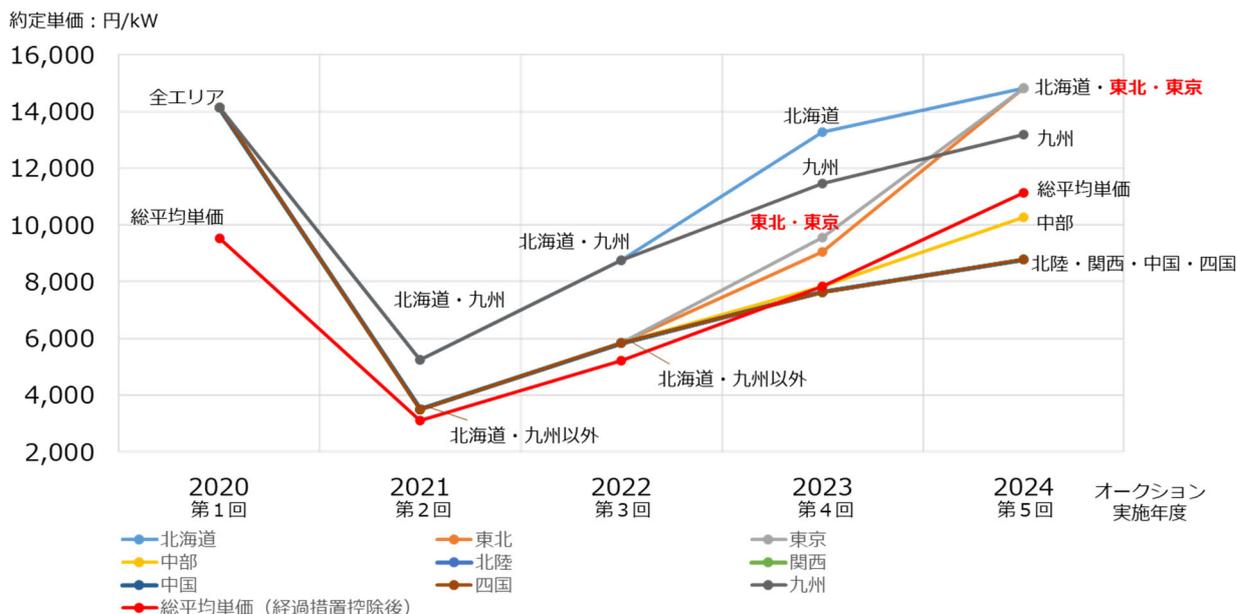
³ : 応札容量に調整係数を反映した容量が 1,000kW 未満となる場合は非落札となる。

(参考図 2.1-19) 全体の応札容量および落札率の推移

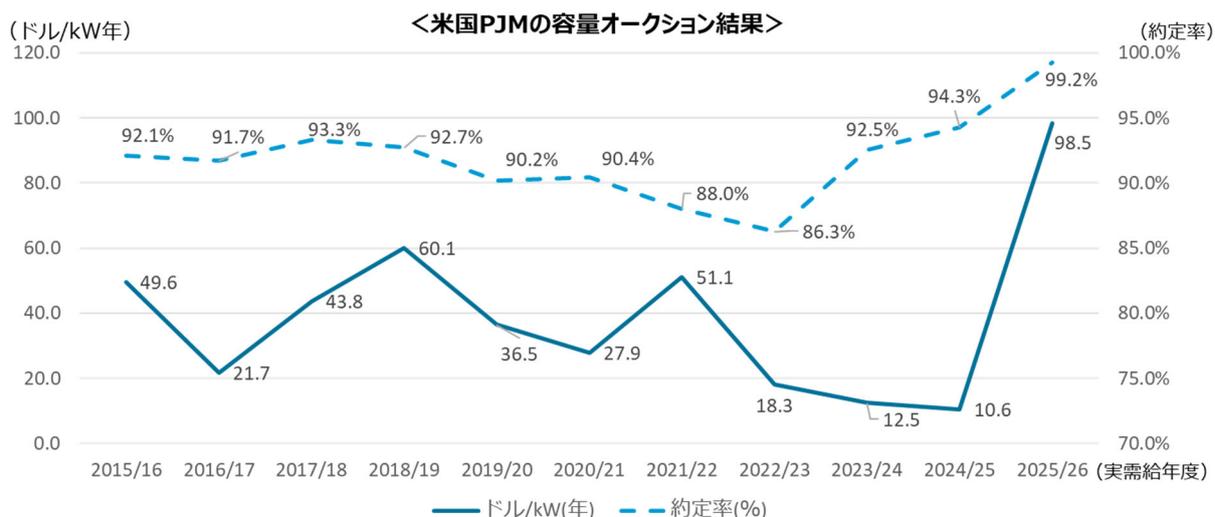
※発動指令電源の応札容量は調整係数反映後の容量で集計

	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回
実施年度	2020	2021	2022	2023	2024
実需給年度	2024	2025	2026	2027	2028
応札容量 (万kW)	17,202	17,725	17,618	17,162	17,205
約定総容量 (万kW)	16,769	16,534	16,271	16,745	16,621
落札率	97.5%	93.3%	92.4%	97.6%	96.6%

(参考図 2.1-20) 第1回～第5回におけるエリアプライスの推移

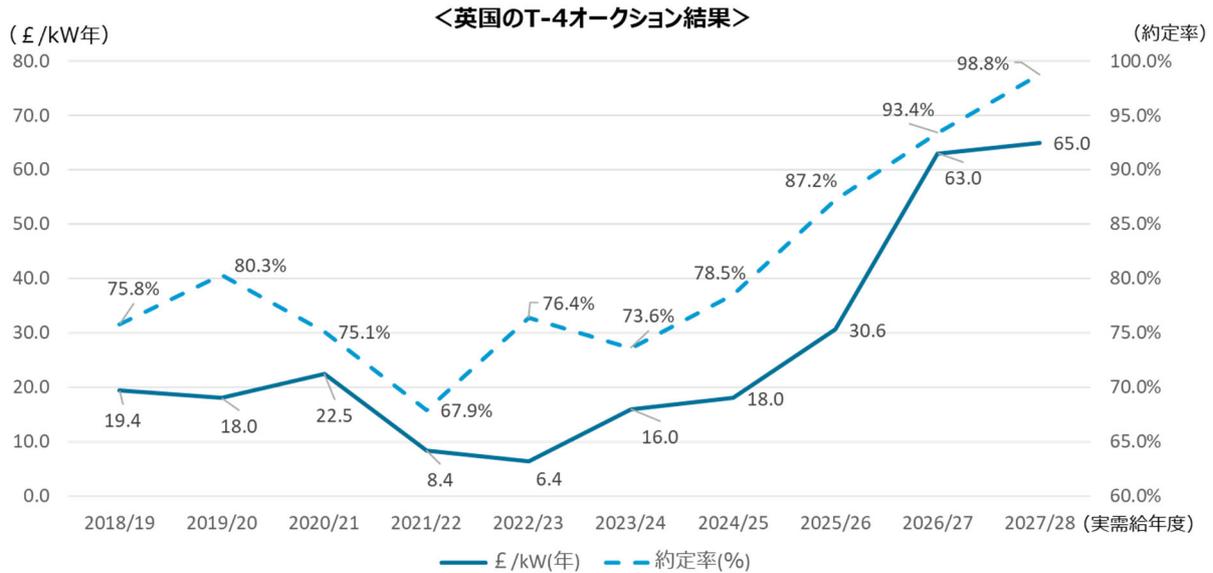


(参考図 2.1-21) 米国 PJM の容量オークションの価格の変動⁴

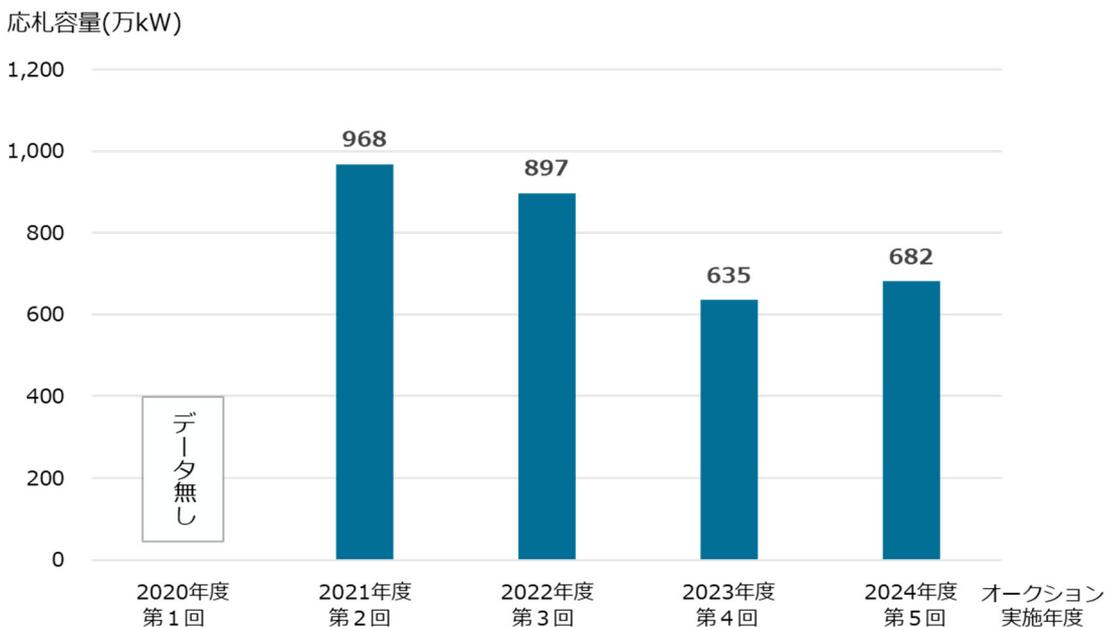


⁴ : PJM の HP より作成 : <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2025-2026/2025-2026-base-residual-auction-report.ashx>

(参考図 2.1-22) 英国の容量オークションの価格の変動⁵



(参考図 2.1-23) 非効率石炭火力の応札容量推移

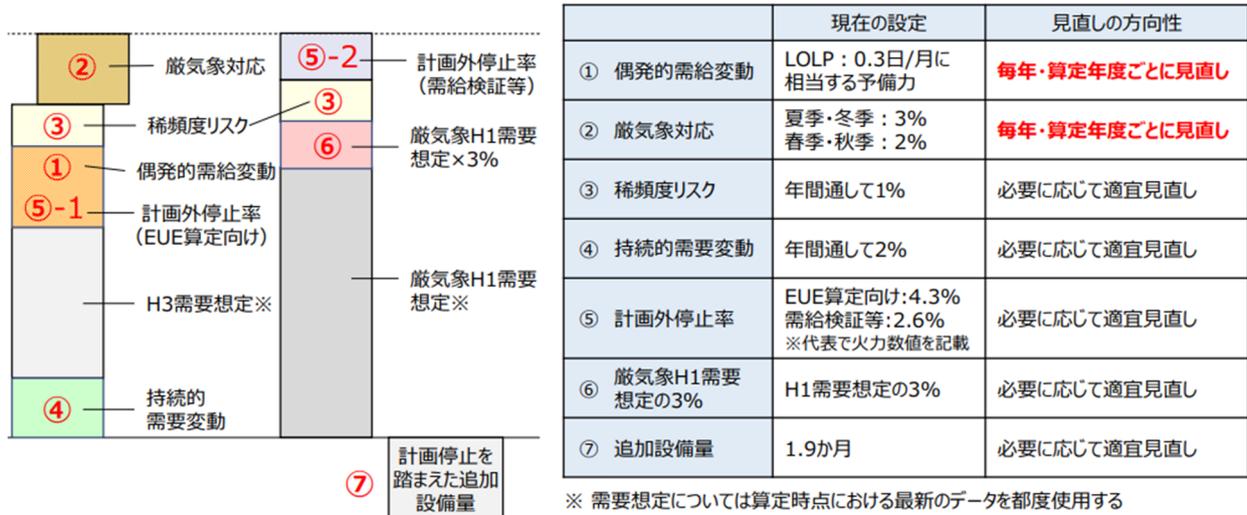


(7) 厳気象対応における必要量の取扱い

2024年1月24日に開催された第94回調整力等委では、必要供給予備力想定の精度向上を図るため、偶発的需給変動対応、厳気象対応に関して毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定することが整理された(参考図 2.1-24)。

⁵ : National Grid ESO の HP より作成 : <https://www.emrdeliverybody.com/CM/Capacity%20Auction%20Information.aspx>

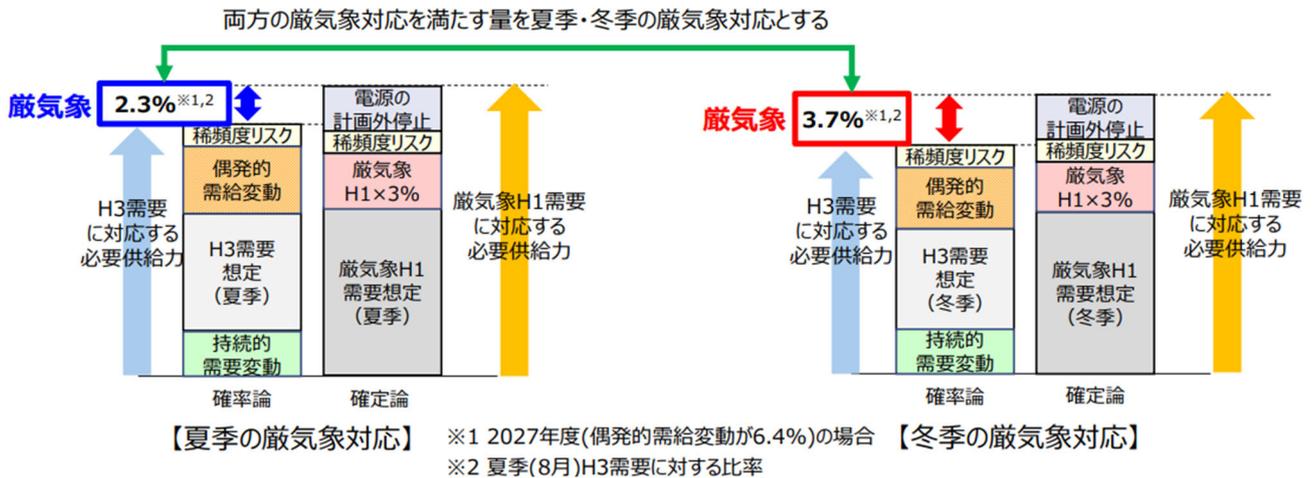
(参考図 2.1-24) 供給信頼度評価の制度向上のため諸元を適宜見直すべき要素



2024年2月20日に開催された第95回調整力等委では、現在の最新データを利用した具体的な試算を行うと同時に、厳気象対応の必要量の取扱いに関する提案が行われた。

夏季・冬季の厳気象対応について、従来手法では、冬季のH3需要想定を使用せずに夏季必要供給力を基準に冬季の供給力を算出していたが、厳気象対応の必要量を算定する別の考え方として、シンプルに夏季・冬季それぞれにおいて、厳気象H1需要に対応する必要供給量力とH3需要に対応する必要供給力の差を求めた上で、その両方を満たすように厳気象対応を定めることができる。このような簡素に合理的な厳気象対応の比率を導く手法が提案され、最新データを用いた試算結果(3.7%)は、従来の算定手法(4.3%)と同程度の規模感となったことから、算定手法を見直すこととした。(参考図 2.1-25)。

(参考図 2.1-25) 今後の夏季・冬季の厳気象対応の考え方



なお、春季・秋季の厳気象対応については、更なる合理的な厳気象H1需要想定の見直しを検討を行っていくこととし、それまでの間の暫定的な取扱いとして、6月の厳気象対応の必要量は、2022年6月^{6,7}の実績

6: 第95回調整力等委の整理において、春季・秋季の厳気象対応については更なる合理的な想定方法を今後検討することとしている。
7: この暫定的な算定上の扱いにより、6月厳気象対応分の試算結果は1.4%低下(当初試算値: 4.7% → 2022年6月の影響除外後: 3.3%)

は、反映せずに必要量を算定することと整理した。

また、2024年1月22日に開催された電力・ガス基本政策小委員会において、調達すべき供給力の変化の兆候を見逃さないように必要供給力の評価の算定諸元を随時見直す方向性が提示されたが、第94回及び第95回の調整力等委の整理は当該方向性に沿ったものとなっている。

(6月の厳気象対応の扱い)

2025年2月17日調整力等委では、6月の厳気象H1需要想定手法について改めて検討が行われ、現状の月単位での供給信頼度評価のもとでは、6月の厳気象対応が13.1% 目標調達量: +162万kWと、大幅に増加。目標調達量の大幅な増加につながる結果となった(参考図2.1-26)。

これは、安定供給確保のために必要な目標調達量の増加である一方で、比較的大きな目標調達量の変化とも考えられる。そこで、安定供給確保と社会コストの抑制の両面の観点から、更なる検討を行った。

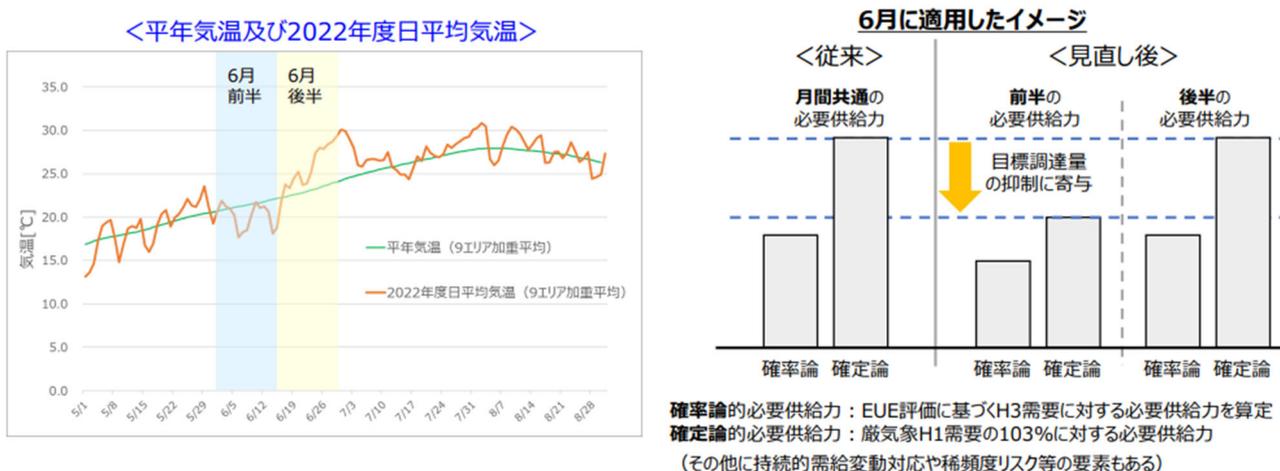
(参考図2.1-26)2028年度における端境期の厳気象対応必要量の試算結果^{※1}(検討途中案)

	厳気象対応(春秋)							目標調達量	目標停電量
	4月	5月	6月	10月	11月	3月	平均		
従来	4.8%	1.8%	3.6%	5.0%	4.1%	2.8%	3.6%	18,616万kW	0.016 kWh/kW・年
見直し案	4.8%	1.8%	13.2%	5.0%	4.1%	2.8%	5.3%	18,778万kW (+162万kW)	0.011 kWh/kW・年

※1 本結果は、2024年度供給計画とりまとめ時の諸元をベースにした試算であり、条件が変わることで数値が変わりうることに留意
また厳気象対応は夏季(8月)H3需要に対する比率

6月の需要傾向としては、気温が高くなる後半に高需要になりやすく、特に2022年6月後半は顕著な猛暑(7・8月と同等の水準)であったことから例外的な高需要となった。このように、月の前半と後半で顕著な需要傾向の違いが生じることから、安定供給のために必要な供給力の水準を月の前半と後半で分けることとした(参考図2.1-27)。

(参考図2.1-27)6月前半と後半の気温差およびそれを踏まえた対応の方向性



上記の対応を踏まえた厳気象対応および目標調達量は、厳気象対応:5.2% 目標調達量: +32 万と算定された(参考図 2.1-28)。今回検討した対応を導入することで、安定供給確保の観点を確保しつつ、目標調達量を過度に大きくしないと考えられることから、6月の厳気象対応の必要量は、本対応を取り入れ2025年度の追加オークションから適用する。なお、本対応は、暫定対応とし、今後 EUE ツールの改修等、恒久的な対応方法についても引き続き検討を進めていくとした。

(参考図 2.1-28)2028 年度における暫定対応に基づく試算結果

	厳気象対応 (春秋)							目標調達量	目標停電量	
	4月	5月	6月		10月	11月	3月			平均
			前半	後半						
従来	4.8%	1.8%	3.6%		5.0%	4.1%	2.8%	3.6%	18,616万kW	0.016 kWh/kW・年
当初見直し案	4.8%	1.8%	13.2%		5.0%	4.1%	2.8%	5.3%	18,778万kW (+162万kW)	0.011 kWh/kW・年
暫定対応	4.8%	1.8%	5.2% ^{※2}		5.0%	4.1%	2.8%	3.9%	18,648万kW (+32万kW)	0.014 kWh/kW・年
			(3.4% ^{※2})	(14.0% ^{※2})						

※1 本結果は、2024年度供給計画とりまとめ時の諸元をベースにした試算であり、条件が変わることで数値が変わりうることに留意
また厳気象対応は夏季(8月)H3需要に対する比率
※2 簡易的な手法で算定

(8) 洋上風力ゼロプレミアム案件の容量市場(メインオークション)への参加

2024年9月11日の再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会では、大規模な再エネ電源投資を確実に完遂するための制度のあり方が検討され、洋上風力発電への電源投資が確実に完遂されるようにするため、収入・費用の変動に対して強靱な事業組成を促進することを通じて、事業実施の確実性を高めていく方向性が示された。

現行制度上、洋上風力も容量市場への参加が可能であるが、再エネ海域利用法に基づく公募案件を含む FIT/FIP 案件については、固定費の二重回収を防止する観点から、FIT/FIP 制度の適用を受ける期間(調達期間/交付期間)中は、容量市場への参加が認められていない。

一方、再エネ海域利用法に基づく公募では、これまでに5海域でゼロプレミアム水準の入札者が落札しているが、こうした事業では、FIP 制度に基づく国民負担による支援は想定されず、バランスコスト相当分を除き、FIP 交付金の交付は想定されない。そのため、ゼロプレミアム案件が容量市場へ参加することを認めたとしても、固定費の二重回収の問題は生じない(参考図 2.1-29)。

また、FIP 制度の下では、再エネ発電事業者は、通常の発電事業者と同様に供給する電気の計画値と実績値を一致させることが求められ(計画値同時同量)、計画値と実績値の差分が発生した場合には、その差分調整にかかる費用の負担(インバランス負担)をする。FIP 制度開始初期の現段階においては、発電計画の作成などに技術やノウハウの蓄積が必要となる点を勘案し、FIP 認定事業者には、プレミアムに上乗せして、一定の金額(バランスコスト)が交付されており、制度上、ゼロプレミアム案件においても、バランスコスト相当分の FIP 交付金は交付を受けることができる。

しかしながら、ゼロプレミアム案件が容量市場に参加する際に、バランスコスト相当分の FIP 交付金を受けられるとなると、入札において公平性が阻害される恐れがある。

そこで、バランスコスト相当分の FIP 交付金の受領を放棄することを前提に、洋上風力ゼロプレミアム案件の容量市場への参加を認める方針とし、詳細検討を進めることとした。

(参考図 2.1-29) 再エネ海域利用法における第2ラウンド及び第3ラウンド公募結果

区域 (確保済み系統容量)	事業者名	風車機種 (出力)	運転開始 時期	供給価格
秋田県八峰町・能代市沖 (35.6万kW)	ジャパン・リニューアブル・エナジー /イベルトロラ(スペイン)/東北電力	Vestas V236 (15MW)	2029/6/30	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
	JERA/電源開発/伊藤忠商事	Vestas V236 (15MW)	2030/12/31	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
	東京電力リニューアブルパワー/住友商事/加藤建設 /成田建設	Vestas V236 (15MW)	2030/6/30	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
秋田県男鹿市・潟上市・秋 田市沖 (33.6万kW)	JERA/電源開発/東北電力/伊藤忠商事	Vestas V236 (15MW)	2028/6/30	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
	コスモエコパワー/三菱商事洋上風力/シーテック/ウエン ティ・ジャパン/清水建設/石油資源開発/三菱商事	Vestas V236 (15MW)	2030/12/1	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
	丸紅/BP/東京ガス	GE Haliade-X (17MW)	2030/6/30	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
新潟県村上市・胎内市沖 (70万kW)	三井物産/大阪ガス/RWE(ドイツ)	GE Haliade-X (18MW)	2029/6/30	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
	東京電力リニューアブルパワー/住友商事/本間組リニュー アブルパワー/コスモエコパワー/大成グリーンエネルギー/ 三井不動産/石油資源開発	Vestas V236 (15MW)	2030/6/30	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
	JERA/東北電力/トタルエナジーズ/東急	Vestas V236 (15MW)	2029/6/30	3円/kWh (ゼロプレミアム水準)
	インベナジー・ウインド合同会社	Vestas V236 (15MW)	2031/3/31	18.75円/kWh
長崎県西海市江島沖 (42.4万kW)	住友商事/東京電力リニューアブルパワー	Vestas V236 (15MW)	2029/8/31	22.18円/kWh
	ジャパン・リニューアブル・エナジー/Skyborn	Vestas V236 (15MW)	2030/8/31	29円/kWh

1. 青森県沖日本海(南側)の評価結果

事業者名	事業計画概要				評価点 [補正後合計点は、小数点第2位まで表記(第3位を四捨五入)]					
	運転開始 予定時期	発電設備 出力 (万kW)	風車メーカー 風車型式 (出力)	基数 (基)	総合点 (A+B)	価格点 [120点満点] (A) 選定事業者のみ 供給価格公表	事業実現性評価点 [120点満点]			
							補正後 合計点 (B) 注1	補正前 合計点 (C=D+E)	事業の実施能力 [80点満点] (D)	地域との調整等 [40点満点] (E)
つがるオフショアエナ ジー共同体注2	2030/6/30	61.5	SGRE SG DD-236 (15MW)	41	240	120 (3円/kWh)	120	110.625	70.625	40

2. 山形県遊佐町沖の評価結果

事業者名	事業計画概要				評価点 [補正後合計点は、小数点第2位まで表記(第3位を四捨五入)]					
	運転開始 予定時期	発電設備 出力 (万kW)	風車メーカー 風車型式 (出力)	基数 (基)	総合点 (A+B)	価格点 [120点満点] (A) 選定事業者のみ 供給価格公表	事業実現性評価点 [120点満点]			
							補正後 合計点 (B) 注1	補正前 合計点 (C=D+E)	事業の実施能力 [80点満点] (D)	地域との調整等 [40点満点] (E)
山形遊佐洋上風力 合同会社注2	2030/6/30	45.0	SGRE SG DD-236 (15MW)	30	240	120 (3円/kWh)	120	104.375	66.875	37.5

(1) 供給曲線における取扱い

既存の整理では、FIP 洋上風力は FIT 等期待容量として、需要曲線の算定時点で見込めるものを供給力に織り込むこととしており、ゼロプレミアム案件も同様の整理とする。そして、当該ゼロプレミアム案件が応札された場合は、FIT 等期待容量から控除する整理とした。

(2) 洋上風力の調整係数

初年度は、現行の運用通り供給計画における分類「風力発電」としての調整係数を用いる⁸。調整係数を算定するためには稼働実績データが必要なため、2年目以降、調整係数算定に資する実績が得られたタイミングで、調整力等委にて整理する方針とした⁹。

(3) 参加適用時期

容量市場 2025 年度入札(2029 年度実需給)から応札可能とすることを目指し、実務面の詳細検討を進めることとした。

⁸：調整係数は、供給計画の数値そのものではなく、都度、容量市場向けに算定している。

⁹：調整係数の算定には、エリア別に実績を要する。

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4月15日
改定	2025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。その後も、メインオークションや追加オークションの開催を見据え、必要に応じて部分的な制度の見直しを実施している。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るため、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。

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（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。</p> <p>（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。）</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> <p>（オ）蓄電池（ただし、放電可能時間 3 時間以上に限る。）</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> <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>
	変動電源 （アグリゲート）	<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>
発動指令電源 ⁶		<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 7 号に規定する特定抑制依頼をいう。）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。</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>

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%）

(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)

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 **(洋上風力ゼロプレミアム案件を含む)** 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。 **(洋上風力ゼロプレミアム案件が応札された場合には、FIT 電源等の期待容量から控除する。)**

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）。

(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。

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) 新增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) 新增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。

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。

(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

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抛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。

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、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, 21}。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²²。

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

21 発動指令電源については、もし対象の実需給期間中に発動指令が無かったとしても、発動指令に応じることができる状態で待機するために支払うコストが該当すると考えられる。

22 予備電源制度（大規模災害等、容量市場が想定していない、発生を予測することが非常に難しい事象へ備えるため、一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持する枠組み）において支払われることが見込まれる費用を、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は適切でないと考えられる。

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。

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²³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²⁴、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 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。

²³ 前年度のメインオークションにおける指標価格とする。

²⁴ 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。

²⁵ 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。

- 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は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. 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 ²⁶	「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」 ²⁷
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

²⁶ 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。

²⁷ 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。

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)²⁸

応札の受付期間終了後に、応札した全事業者(市場支配力を有する事業者)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。²⁹

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
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」 ³⁰
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は考えられる。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

²⁸ 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。

²⁹ 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。

³⁰ 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。

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、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、当初の応札価格から本来許容される応札価格の上限を差し引いた価格を契約単価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。なお、このような場合は、必要に応じて市場管理者たる広域機関と電力・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³¹。

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) ³² × 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

³¹ 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。また、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。

³² 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。

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. 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。

次世代電力・ガス事業基盤構築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
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
第 89 回	令和 6 年 2 月 28 日	(1) 予備電源について (2) 非化石価値取引について (3) 需給調整市場について (4) 容量市場について (5) ベースロード市場について (6) 第十五次中間とりまとめ(案)について
第 90 回	令和 6 年 3 月 22 日	(1) 非化石価値取引について (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) ベースロード市場について (5) 第十六次中間とりまとめ(案)について
第 91 回	令和 6 年 4 月 22 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について (3) 第十七次中間とりまとめ(案)について
第 92 回	令和 6 年 5 月 10 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて (2) 需給調整市場について
第 93 回	令和 6 年 5 月 27 日	(1) 長期脱炭素電源オークションについて

		(2) 需給調整市場について (3) 予備電源について
第 94 回	令和 6 年 6 月 28 日	(1) 需給調整市場について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) ベースロード市場について (4) 第十八次中間とりまとめ(案)について
第 95 回	令和 6 年 7 月 23 日	(1) 容量市場について (2) 需給調整市場について
第 96 回	令和 6 年 9 月 27 日	(1) 需給調整市場について (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 (4) 容量市場について
第 97 回	令和 6 年 10 月 30 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) 需給調整市場について
第 98 回	令和 6 年 12 月 24 日	(1) 需給調整市場について (2) 予備電源について (3) ベースロード市場について (4) 非化石価値取引について (5) 第十九次中間とりまとめ(案)について
第 99 回	令和 7 年 2 月 5 日	(1) 容量市場について (2) 予備電源について
第 100 回	令和 7 年 2 月 26 日	(1) 高度化法における CCS の非化石価値の算定方法について (2) 長期脱炭素電源オークションについて (3) 容量市場について (4) 予備電源について (5) ベースロード市場について

※網掛け回は第二十次中間とりまとめに関する議論を実施

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会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7年4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 東京科学大学 工学院 准教授
- 小宮山 涼一 東京大学大学院工学系研究科 教授
- 曾我 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 大阪大学理事・副学長
- 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
- 又吉 由香 SMBC 日興証券株式会社 産業・サステナビリティ戦略部
マネジング・ディレクター
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

次世代電力・ガス事業基盤構築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7年4月現在)

今井 敬	電力広域的運営推進機関 企画部長
加藤 英彰	電源開発株式会社 取締役常務執行役員
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 専務執行役員
齊藤 公治	関西電力株式会社 執行役員 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
佐藤 英樹	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
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
渡邊 崇範	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長

(関係省庁)

環境省