

# 容量市場について

2025年9月3日

資源エネルギー庁

# 本日の御議論

- 2025年6月に応札が行われた容量市場追加オークション（実需給年度：2026年度）について、電力広域的運営推進機関から約定結果、電力・ガス取引監視等委員会（以下「電取委」という。）から監視結果、がそれぞれ公表された。公表結果に対する総括を実施すると同時に、今後のオークションに向けて検討が必要な視点について、ご議論をいただきたい。
- また、GXリーグにおける排出量取引制度（GX-ETS）の第2フェーズ（2026年度から開始予定）に基づく排出権購入費用や排出枠売却益等について、2025年度メインオークションにおける考え方をご確認いただきたい。

- 1. 追加オークション(実需給年度：2026年度)約定結果**
2. 約定結果の振り返りと、今後のオークションに向けた検討の視点
3. 2025年度メインオークションにおける「GX-ETS」の取扱い

# 追加オークション（実需給年度：2026年度）の約定結果

- 2025年6月4日～6月16日において追加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。
- 約定総容量は、約830万kW（8,297,383kW）
  - エリアプライスは、以下のとおり。
    - 北海道/東北/東京/中部 : 8,749円/kW
    - 北陸/関西/中国/四国 : 8,213円/kW
    - 九州 : 8,591円/kW
  - 経過措置等を踏まえた約定総額は、約582億円（58,224,982,042円）
  - 経過措置考慮後の総平均単価<sup>(※1)</sup>は、約7,017円/kW

※1:「経過措置等を踏まえた約定総額÷約定総容量」にて算出

# 今回の応札状況や約定結果の特徴

## (約定価格)

- 今回の2026年度実需給向け追加オークションの総平均単価は、約7,017円/kWと、2022年度メインオークションにおける総平均単価（約5,226円/kW）と比較すると、約1,791円/kW増加となった。

## (エリア毎の市場分断)

- 全国の供給信頼度をもとに約定処理上の市場分断の判断を行った結果、北海道/東北/東京/中部/九州が不足エリアとなった。追加処理後においても、上記エリアが最終的に不足。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。

## (応札容量)

- 落札率（応札容量に占める落札容量の比率）は、84.0%であった。  
[2022年度メインオークション：92.4%]
- 発動指令電源の応札容量は42万kWとなり、応札上限容量（363万kW）を321万kWほど下回った。  
[2022年度メインオークション 上限容量：636万kW、応札容量：600万kW]

## (維持管理コストの算定（監視結果）)

- 電取委による事後監視において、1社1電源について、ガイドラインに則った維持管理コストの算定を行わないまま応札価格を決定していたことが確認されたため、ガイドラインに則った維持管理コストの算定を行うよう求めた。結果、維持管理コスト以下の応札価格となっていたことから、問題は確認されなかった。（本年7月28日付のプレスリリースにおいても言及。）

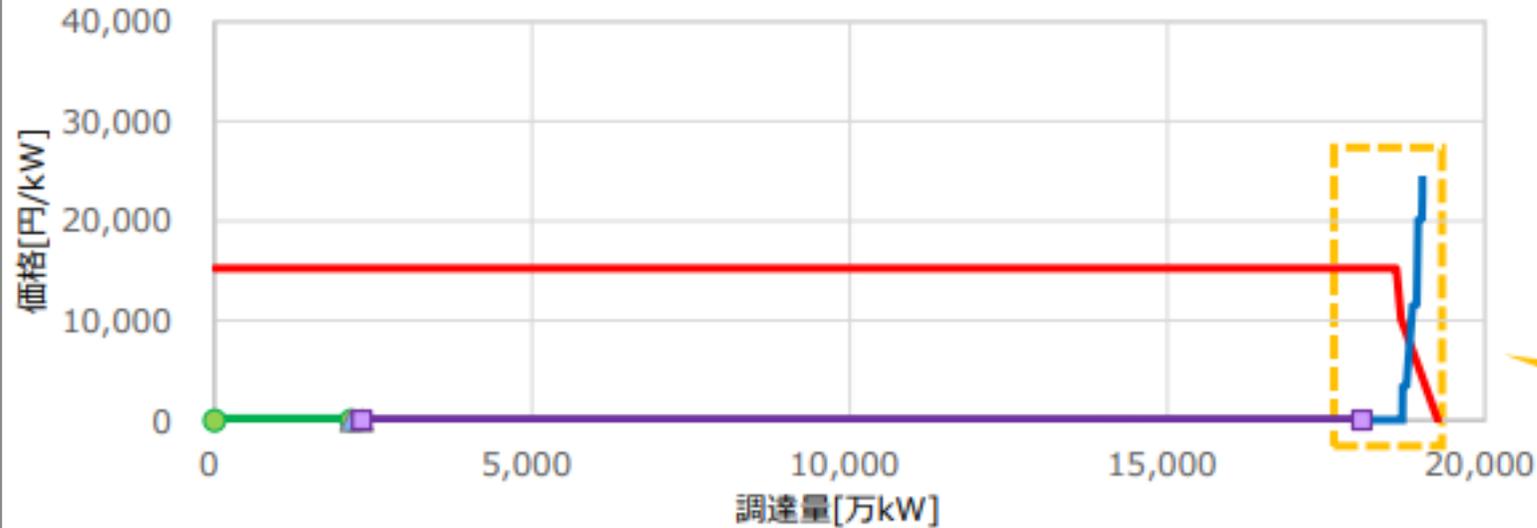
# 本オークションにおける需要曲線と供給曲線

容量市場追加オークション約定結果  
(対象実需給年度：2026年度) (2025年7月28日)

■ 需要曲線に対する応札状況（供給曲線※1）は、下記のとおり。

※1 供給曲線を公表するに際して、個社情報を特定できないようにするため、スムージング処理を行った。なお、米国PJMを含め、諸外国における供給曲線の公表も、スムージング処理後の供給曲線を公表している。

<2025年度実施 容量市場追加オークションの供給曲線（スムージング処理後）>



- 需要曲線
- 供給曲線※2
- FIT電源等の期待容量※3、※4
- ▲—▲— 容量市場外の見込み供給力控除量※4
- 契約容量（2025年3月末時点）

※2 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ている。  
※3 応札後に織込む石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力を含む。  
※4 供給曲線に織込む各容量については「<参考>追加オークション実施判断時に確保している供給力について（p.18）」を参照。

(約定価格付近の拡大図)



1. 追加オークション(実需給年度：2026年度)約定結果
2. **約定結果の振り返りと、今後のオークションに向けた検討の視点**
3. 2025年度メインオークションにおける「GX-ETS」の取扱い

# 今後のオークションに向けた検討の視点

(追加オークションを経て確保された供給力)

- **目標調達量1億8,679万kWに対し、今回の追加オークションを経て確保している供給力は1億8,892万kWと、全国的に見ると目標を達成。一方、今回は北海道、東北、東京、中部、九州で供給信頼度が不足し※、中部エリアにおいては、初めて不足となる結果となった。**

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。

※供給信頼度基準を満たさないエリアについては、実需給年度において直ちに供給力が不足するものではないが、需給状況を注視し、必要に応じて供給力対策を検討する。

(約定価格の傾向)

- **今回の追加オークションの総平均単価は、約7,017円/kWと、2022年度メインオークション時点の総平均単価（約5,226円/kW）から、約1,791円/kW増加となった。**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等が想定されるが、この状況をどう捉えるか。

2025年度追加オークションと2022年度メインオークション比較（2026年度実需給）

(円/kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸/関西/ 中国/四国	九州	総平均単価
<b>2025年度追加オークション結果</b>	<b>8,749</b>	<b>8,749</b>	<b>8,749</b>	<b>8,749</b>	<b>8,213</b>	<b>8,591</b>	<b>7,017</b>
2022年度メインオークション結果	8,749	5,833	5,834	5,832	5,832	8,748	5,226
<b>差（2025年度 - 2022年度）</b>	<b>± 0</b>	<b>+ 2,916</b>	<b>+ 2,915</b>	<b>+ 2,917</b>	<b>+ 2,381</b>	<b>- 157</b>	<b>+ 1,791</b>

# 【参考】 約定処理上の市場分断について

- 今回は、追加処理後においても、北海道/東北/東京/中部/九州の5エリアで供給信頼度が未達成（不足エリア）となった。

## 2025年度追加オークション結果

- ✓ 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0.007 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	0.041	+0.1	0.041
東北	0.126		0.126
東京	1.101		1.101
中部	0.007		0.007
北陸	0.000		0.000
関西	0.000		0.000
中国	0.000		0.000
四国	0.000		0.000
九州	0.013	+4	0.012

## 【参考】2022年度メインオークション結果

- ✓ 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0.022 kWh/kW・年

単位：供給信頼度[kWh/kW・年]

エリア	供給信頼度※	追加量 [万kW]	供給信頼度※
北海道	17.108	+134	<u>0.037</u>
東北	0.044	-	0.004
東京	0.063	+192	0.009
中部	0.004		0.001
北陸	0.002		0.000
関西	0.002	-	0.000
中国	0.002		0.000
四国	0.000		0.000
九州	12.248	+344	<u>0.017</u>

※不足エリアは赤字、充足エリアは青字で記載  
 ※中間処理は、省略

# 【参考】 供給力確保に向けた事業者への働きかけ

(参考) 事業者に対する働きかけ (前年度の実施例)

8

- 前年度と同様に2026年度供給計画の取りまとめに向けて、事業者へ働きかけを行う予定。

参考：2025年度供給計画に向けた事業者への依頼文書 (2024年10月)

## 2025年度のさらなる供給力確保について

日頃より供給計画の取りまとめをはじめ、本機関の取り組みにご理解、ご協力いただき誠にありがとうございます。

本機関は、電気事業法第29条に基づき電気事業者が国に届け出る供給計画について、同条及び業務規程第28条に基づきこれを取りまとめています。

2025年度について一定の仮定をおいた需給バランスの試算では、第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2024年9月30日)で示した通り、目標とする供給信頼度が一部のエリアで確保できない見通しです。また、端境期(春季・秋季)は、夏季・冬季に比べて多くの補修停止が計画されているため、夏季・冬季並の気象条件となった場合の需要増加や電源トラブル等があれば、需給が厳しくなる可能性があります。具体的には、東京エリアの10月・11月で、供給信頼度が相対的に低くなっており、供給力確保策を実施していく必要があると考えております。

このような需給状況に加えて、2025年度供給計画に向けて需要や供給力が更新されること等により、需給が厳しくなる可能性があります。

以上のことから、各事業者におかれましては、2025年度供給計画に向けた補修停止計画を策定するにあたり、夏季・冬季の供給力に極力影響を与えない範囲で、以下の事項にご協力をお願いいたします。

(後略)

出所) 2025年度のさらなる供給力確保について (2024.10.1)  
[https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/241001\\_2025kyoukyuryokukakuho.html](https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/241001_2025kyoukyuryokukakuho.html)

# 【参考】需給における今後の変化要素と時期

今後の需給両面における変化要素とその判明時期

9

- 年度末の取りまとめに向け、事業者間の調整等を踏まえ、需要や供給力の変化が判明してくる。
- **今後の供給計画取りまとめのステップの中で、需給状況を注視し、必要に応じて供給力対策を検討する。**

## 今後の変化要素とその判明時期

	変化要素	判明時期	備考
供給力	休廃止計画や補修計画の追加・変更	2月中旬 〔供給計画案〕 取りまとめ	<現時点の計上方法> ・現時点で判明している計画変更等以外は2025年度供給計画に基づき計上  <今後の可能性> ・電源の稼働状況等を踏まえて補修計画が追加・変更となる可能性 ・休廃止計画が新規計上される可能性 ・販売計画等を踏まえて休止計画が変更となる可能性
	再エネ供給力の変化 (補修計画・設備量・調整係数の更新)		
	非電気事業者からの調達量の変化		
	電力卸販売や情報掲示板等による計画変更		
	電源トラブル等	-	・突発的に発生する可能性
需要	経済見通しの更新 今夏実績の分析等	1月中旬 (需要想定公表)	<現時点の計上方法> ・現時点でH3需要は2025年度供給計画取りまとめを横置き <今後の可能性> ・経済見通しや実績を踏まえて想定が更新される可能性

## 【参考】 今後の対応方針まとめ

### 今後の対応の方向性

10

- 2026年度の需給見通しは、2025年度供給計画取りまとめ時点（2025年3月）において、一部エリアで年間EUEの基準値を超過していた。
- 今回は、容量市場の追加オークションの約定結果等の環境変化を踏まえ、現時点で把握可能な最新データを用いて再度供給信頼度の評価を実施した。
- その結果、東京エリアにおいて目標停電量を超過したことから、供給信頼度が相対的に低い6・7・8月を中心に補修調整を行い、必要に応じて対象期間以外も個別に調整を実施する。また、その他の需給対策等についても検討する。
- 今後は、供給計画の取りまとめやその後の需給検証に向け、需給両面での変化を踏まえて需給バランスを見直し、需給状況を引き続き注視していく。

# 【参考】過去の容量市場メインオークション結果概要

第99回 制度検討作業部会 資料3-3  
(2025年2月5日)

		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								
	四国								
九州	5,242	8,748				11,457		13,177	
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

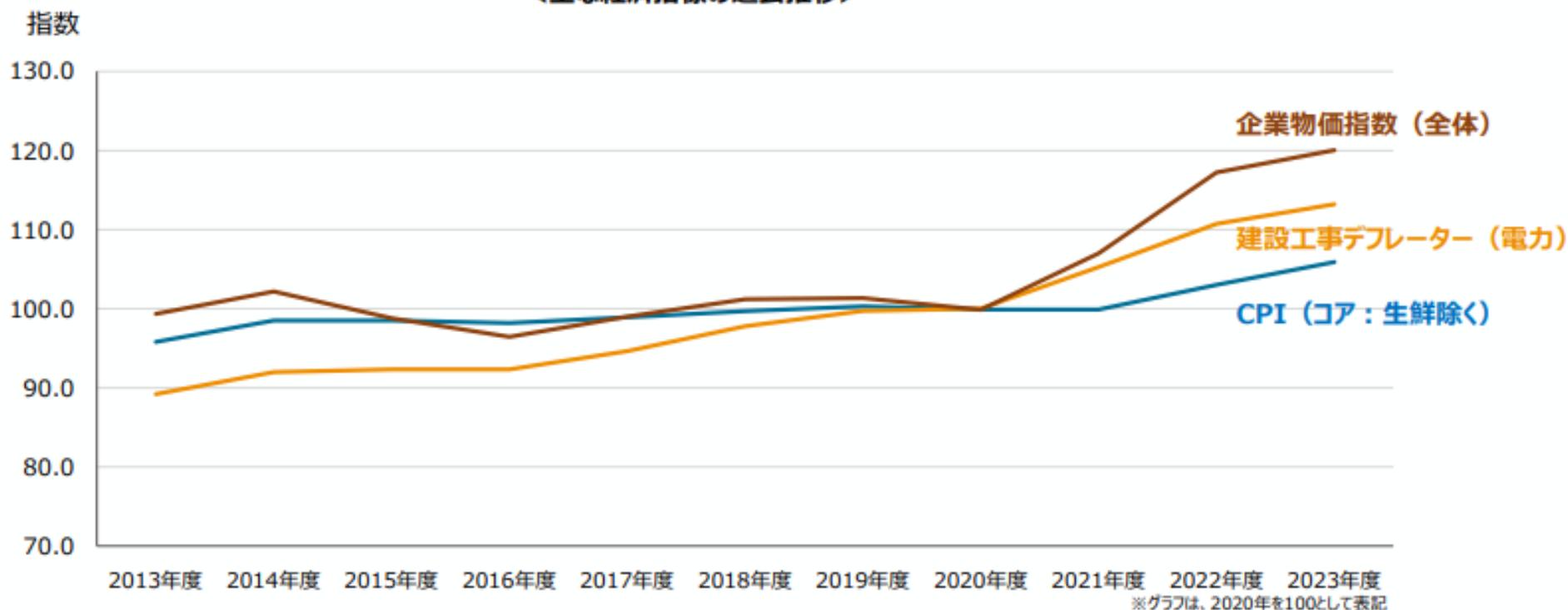
(出典) 約定総容量、エリアプライス、約定総額 (経過措置控除後) については、電力広域的運営推進機関が公表している各オークションの約定結果  
総平均単価 (経過措置控除後) については「約定総額 (経過措置控除後) ÷ 約定総容量」にて算出

# 【参考】 主な経済指標の推移

## 【参考】 主な経済指標と約定価格上昇の関連性

- 経済指標毎に上昇率のバラツキはあるものの、2020年以降の指数は上昇傾向にある。
- こうした状況を踏まえ、各社は応札価格算定時に修繕費等の維持管理コストについて、エスカレーションを織り込んでいることも想定される。

＜主な経済指標の過去推移＞



(出所) ・企業物価指数：日本銀行の公表値より作成 [https://www.stat-search.boj.or.jp/ssi/cgi-bin/famecgi2?cgi=\\$nme\\_a000&lstSelection=PR01](https://www.stat-search.boj.or.jp/ssi/cgi-bin/famecgi2?cgi=$nme_a000&lstSelection=PR01)  
・建設工事デフレーター：国交省の公表値より作成 [https://www.mlit.go.jp/sogoseisaku/jouhouka/sosei\\_jouhouka\\_tk4\\_000112.html](https://www.mlit.go.jp/sogoseisaku/jouhouka/sosei_jouhouka_tk4_000112.html)  
・CPI：総務省統計局の公表値より作成 <https://www.e-stat.go.jp/stat-search/files?page=1&toukei=00200573>

1. 追加オークション(実需給年度：2026年度)約定結果
2. 約定結果の振り返りと、今後のオークションに向けた検討の視点
3. **2025年度メインオークションにおける「GX-ETS」の取扱い**

# 2025年度メインオークションにおけるGX-ETSの取扱い

- 2026年度からGXリーグにおける排出量取引制度の第2フェーズが開始される。現在、本格導入に向けて、ベンチマーク水準等の制度設計が行われており、当該内容を加味して、**同制度に基づく排出権購入費用や排出枠売却益といったGX-ETS関連の費用又は控除項目**（以下「GX-ETSコスト等」という。）の卸電力市場における入札価格の反映等について、整理がなされる予定である。
- この**GX-ETSコスト等は、容量市場においては、他市場収益等に影響**することが考えられる※1。  
なお、容量市場のガイドラインでは、**他市場収益等の算定について、「合理的に見積もり可能な範囲で算定することが適当」とある。**
- しかしながら、**2025年度メインオークションの入札時点においては、上記ベンチマーク水準等が未定**であることから、GX-ETSコスト等の**合理的な見積もりが困難**であると考えられる。
- そこで2025年度メインオークションにおいては、**GX-ETSコスト等を応札価格に織り込むことは困難**※2、**と整理してはどうか。**
- また、**来年度の容量市場オークションの実施に向けては、2026年度の排出量取引制度（第2フェーズ）の本格導入に向けた検討結果を踏まえ、本作業部会において必要な検討を実施することとしてはどうか。**

※1：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、他市場収益を算定し、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）で応札する。

※2：なお、GX-ETSコスト等を含まない従来方法における算定価格を下回る価格にて応札することを妨げるものではない。

## (参考) 2025年度BL市場におけるGX-ETSの取扱い

- ベースロード市場（以下、BL市場という。）においては、大規模発電事業者が保有するベースロード電源（石炭火力・原子力・大型水力・地熱）の電気の供出を制度的に求めている（以下、制度的供出という。）。また、**供出価格には発電平均コスト\*から供出上限価格が設定**され、電取委においても、供出上限価格について適切に算定されているか監視されている。
- 容量市場におけるメインオークションと同様、現時点ではGX-ETSコスト等の合理的な見積もりが困難であることを踏まえると、BL市場においても**発電平均コストにGX-ETSコスト等を織り込むことの合理性の確認は困難**である。
- また電取委事務局は、制度的供出を義務づけている各社に対して、**BL市場2025年度オークションにおいては、GX-ETSコスト等をBL市場の供出上限価格に織り込むことは困難**である、という通知を发出している。
- 今後、**BL市場2026年度オークションに向けて、発電平均コストの算定時における、GX-ETSコスト等の織り込みの合理性について、本作業部会において必要な検討を実施することとしてはどうか。**

※ 発電平均コストは「みなし小売 電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第23号）」に準じて算定される。なお、算定作業においては、小売料金改定と同様の作業を想定しているものではなく、ベースロード電源に係る費用を合理的に算定することが重要と考えており、現実的に対応可能な範囲であって、かつ、受渡し年度の翌年度において、実績と想定との乖離に係る合理性を確認可能な範囲での作業を想定している。