

2026年1月20日公表
2026年1月23日訂正

容量市場メインオークション約定結果 (対象実需給年度 : 2029年度)

2026年1月20日
2026年1月23日訂正
電力広域的運営推進機関

1. はじめに

- (1) 容量市場の概要
- (2) 約定結果の公表
- (3) 本資料における用語説明

2. 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果

- (1) 概要
- (2) 約定総容量、約定価格、約定総額
- (3) 一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金（試算）
- (4) 需要曲線と供給曲線
- (5) 発動指令電源の調整係数
- (6) 発動指令電源の約定処理

3. オークション結果の集計・公表

- (1) 供給信頼度
- (2) 電源等の応札容量
- (3) 応札容量と落札容量（落札率）
- (4) 発電方式別の応札容量
- (5) 落札されなかった電源の応札容量
- (6) 一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金（試算）
- (7) 応札価格の加重平均
- (8) 応札価格の分布
- (9) 応札価格一定額以上の応札容量
- (10) 期待容量と応札容量の関係
- (11) 単FIT電源の期待容量と変動電源（アグリゲート）の応札容量について
- (12) 調整機能あり電源の容量について

4. オークション結果の推移

- (1) 需要曲線と供給曲線
- (2) 応札容量
- (3) 調整機能あり電源の契約容量

参考：各種資料等参照先

1. はじめに

(1) 容量市場の概要

■ 容量市場とは

- 容量市場とは、電力量 (kWh) ではなく、将来の供給力 (kW) を取引する市場。
- 将来にわたる我が国全体の供給力を効率的に確保する仕組みとして、発電所等の供給力を金銭価値化し、多様な発電事業者等が市場に参加していただき供給力を確保する仕組み。

■ 容量市場導入の目的

- 発電事業者等に支払われる容量確保契約金額によって電源投資が適切なタイミングで行われ、予め必要な供給力が確実に確保されるようにすること。
- 卸電力市場価格の安定化を実現することで、小売電気事業者等の安定した事業運営を可能とともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットをもたらすこと。

(※概要説明ページ)

- 【かいせつ容量市場スペシャルサイト】<https://www.occto.or.jp/capacity-market/index.html>
- 【容量市場説明会資料・動画】https://www.occto.or.jp/market-board/market/youryou_setsumeikai.html

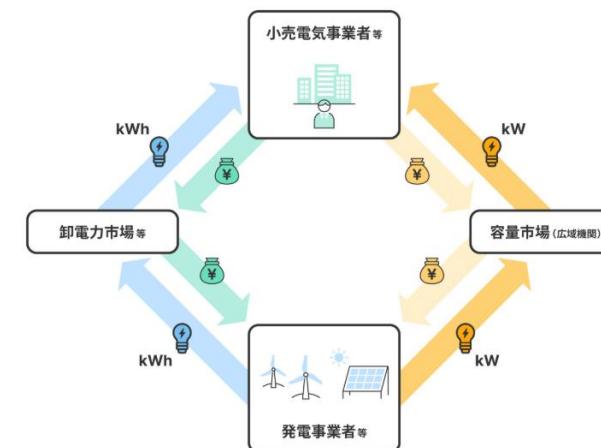
【各市場の役割】



* 上図は電源を想定して記載しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。また、一つの市場において、複数の価値を取り扱う場合も考えられる。

** 環境価値は非化石価値を加えて、それに付随する様々な価値を包含した価値を指す。

出典：第69回 電力・ガス基本政策小委員会（2024年1月22日）資料3より



(2) 約定結果の公表

- 電力広域的運営推進機関では、2025年度の容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）について、2025年8月から参加登録受付を開始し、10月にメインオークションの応札受付を行ったところ。
- この度、業務規程および募集要綱に定めるところにより、約定結果を公表する。
- 公表にあたっては、容量市場の在り方等に関する検討会において、市場競争の状況の検証のため、事業者の経営情報（個別電源の応札価格など）の扱いや個社情報が特定されないようにすること（※）等に留意した集計方法をとりつつ、オークション結果の集計・公表を行うこととされている。
※ 個社情報の特定に至らないよう、原則として3者以上のデータで構成されるよう集計する。
- なお、本資料の集計において、端数処理の関係で合計が合わないことがある。

<電力広域的運営推進機関 業務規程>

(メインオークションの約定結果の公表)

第32条の18 本機関は、メインオークション募集要綱に基づき、次の各号に掲げる事項を本機関のウェブサイトへの掲載等の方法によって公表する。

- 一 約定総容量
- 二 約定価格
- 三 約定総額
- 四 その他公表すべき事項

<容量市場メインオークション募集要綱>
(対象実需給年度：2029年度)

第6章 落札電源および約定価格の決定方法

4. 約定結果の公表

本オークションの約定結果が判明した後、本機関は以下の情報を公表します。公表時期は、「第3章 募集概要 1. 募集スケジュール」を参照ください。

- エリアごとの約定総容量、約定価格及び約定総額（マルチプライスでの約定分を除く。）
- エリアごとのマルチプライスでの約定総容量及び約定総額
- 落札電源ごとの、当該電源の容量提供事業者名、電源ID（応札単位の附番（※））、落札容量
※応札した電源等に対して、容量オークションごとに設定

(3) 本資料における用語説明 [1/3]

用語	説明
電源等の区分	オークション参加対象となる電源等の区分であり、以下の4つ
安定電源	期待容量が1,000kW以上の安定的な供給力を提供するもの 例：火力、原子力、水力（ただし、調整式または貯水式に限る）、水力（ただし、揚水式で発電可能時間3時間以上に限る）、蓄電池（ただし、放電可能時間3時間以上に限る）、地熱、バイオマス、廃棄物
変動電源（単独）	期待容量が1,000kW以上の供給力を提供する自然変動電源 例：水力（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く）、風力、太陽光
変動電源（アグリゲート）	単体の期待容量が1,000kW未満の自然変動電源を組み合わせることにより、期待容量1,000kW以上の供給力を提供するもの 例：水力（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く）、風力、太陽光
発動指令電源	ディマンド・レスポンス（DR）、安定的に供給力を提供できない期待容量が1,000kW以上の電源、および単体の期待容量が1,000kW未満の電源を組み合わせることにより、期待容量1,000kW以上の供給力を提供するもの
応札容量	容量オークションに参加する事業者が応札時に提示する、供給力として提供を希望する容量（単位 kW）
期待容量	設備容量のうち、供給区域の供給力として期待できる容量の最大値で、設備容量から補機等の構内需要電力や外気温による出力低下分等を差し引いたもの
調整係数	再エネや一般水力、揚水、蓄電池、発動指令電源の供給力評価を表す指標で、供給信頼度の評価において各電源の導入により安定電源の必要量と同等に評価できる供給力を安定電源代替価値として反映したもの 容量市場において調整係数が設定される電源の調達量（kW価値、期待容量）については、導入量に調整係数を乗じた容量とする

1. はじめに

(3) 本資料における用語説明 [2/3]

用語	説明
約定処理	全国市場の約定処理において、全国の需要曲線および供給曲線の交点における電源を確認し、需要曲線上の交点における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う。 約定処理上の市場分断と判断された場合については、約定処理上の市場分断処理を行い、落札電源および約定価格を決定する。
約定処理上の市場分断	全国の需要曲線および供給曲線の交点における供給力をもとに算定した供給信頼度から各エリアの不足ブロック（エリア）・充足ブロック（エリア）について確認を行い、異なるブロック（エリア）が生じた場合については、約定処理上の市場分断と判断する。
約定処理上の市場分断処理	全国市場の約定処理において、不足ブロック（エリア）と判断されたブロック（エリア）では追加処理、充足ブロック（エリア）と判断されたブロック（エリア）では減少処理を行う。 追加処理では、供給曲線上の交点の電源後で当該ブロック（エリア）における応札価格が最も安価な電源を1つ追加し、約定処理上の市場分断の判断、ブロック再構成、エリアプライスの更新を繰り返し行う。追加処理は、不足ブロック（エリア）が解消されるもしくは追加可能な電源がなくなった時点で処理を終了する。 減少処理では、供給曲線上の交点の電源以前で当該ブロック（エリア）における応札価格が最も高価な電源を1つ減少し、約定処理上の市場分断の判断、ブロック再構成、エリアプライスの更新を繰り返し行う。減少処理は、追加処理により増加した供給力と同量を減少した場合もしくは減少により供給信頼度が確保できなくなった時点で処理を終了する。
供給信頼度	電力供給の信頼性を表す指標で、需要1kWあたりの年間供給力不足電力量（単位kWh/kW・年）の期待値（EUE）を指標とする。
エリア	一般送配電事業者が託送供給等約款により定める供給区域
不足エリア・ 充足エリア	全国の供給信頼度に対して供給信頼度が確保できていないエリアを不足エリアと呼ぶ。また、全国の供給信頼度に対して供給信頼度が確保されているエリアを充足エリアと呼ぶ。
ブロック	約定処理上の市場分断の結果、連系線で直接接続された複数エリアが「不足エリア」もしくは「充足エリア」となった場合にその複数のエリアを1つのブロックと呼ぶ。

(3) 本資料における用語説明 [3/3]

用語	説明
エリアプライス	オークション方式は、シングルプライスオークションにより約定価格を決定する。 不足ブロック（エリア）は、マルチプライスが適用される場合を除き、当該ブロック（エリア）が充足ブロックとなる際に追加した電源の応札価格もしくは追加処理において最後に追加した電源の応札価格をエリアプライスとし、充足ブロック（エリア）は、当該ブロック（エリア）から減少した電源の次に当該ブロック（エリア）内で高価な電源の応札価格をエリアプライスとする。
マルチプライス	市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアにおいて、当該エリアのエリアプライスが隣接するエリアのエリアプライスの1.5倍を超えた場合、隣接するエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライスと設定し、それを上回る価格で応札されている電源等については、それぞれの電源等の応札価格をもって約定価格とする。
経過措置	電源等の区分が安定電源および変動電源（単独）を対象に、容量確保契約金額に対して、「電源等の経過年数に応じた控除」と「入札内容に応じた控除」により、支払額を減額するもの <ul style="list-style-type: none"> 「電源等の経過年数に応じた控除」は、2010年度末以前に建設された電源の容量確保契約金額に対して、一定の控除率（対象実需給年度：2029年度では1.5%）を設定して、支払額を減額する。 「入札内容に応じた控除」は、メインオークション応札時の応札価格が、約定価格に一定の係数（対象実需給年度：2029年度では96.4%）を乗じた価格以下だった電源の容量確保契約金額に対して、支払額を減額する。 ただし、メインオークションの個々の電源の約定価格が、同指標価格の50%（※）以下となった場合は、「電源等の経過年数に応じた控除」と「入札内容に応じた控除」を行わない。※同指標価格の50%の値にて円未満を切り捨て また、メインオークションの個々の電源の約定価格が、同指標価格の50%を超えており、かつ「電源等の経過年数に応じた控除」と「入札内容に応じた控除」の経過措置を適用した際に、同指標価格の50%以下となる場合は、当該電源の経過措置適用後の価格が同指標価格の50%の価格となるように、経過措置による控除額を調整する。
Net CONE (指標価格)	新規発電設備の固定費用から電力量取引やアンシリラリーサービスによる収益を差し引いた正味固定費用（CONE=Cost of New Entry）

2. 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果 (1) 概要

9

- 2025年度 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）は、以下の結果となった。

- 約定総容量^{※1} : 1億6,608万kW (166,079,863kW)
- エリアプライス
 - 北海道 : 14,972 円/kW
 - 東北/東京 : 15,111 円/kW
 - 中部/北陸/関西/中国/四国 : 12,388 円/kW
 - 九州 : 15,112 円/kW
- 経過措置を踏まえた約定総額 : 2兆2,094億円 (2,209,359,548,463円)

特記事項

- ✓ 約定処理の過程^{※2}で北海道、東北/東京、九州、その他のブロック（エリア）となつた。
- ✓ 発動指令電源の調整係数^{※3}反映後の応札容量は、メインオークションにおける応札上限容量^{※4}を超
過し、かつ当該応札上限容量を超える点において、同一価格の応札が複数存在したため、事前の整理
^{※5}に基づき、実効性達成率により落札・非落札電源を決定し、加えて、一部の超過エリアにおいて、実
効性達成率が同じ応札が複数存在したため、ランダムに落札・非落札電源を決定した。
- 落札電源一覧（応札事業者名、電源ID^{※6}、落札容量[kW]）については別紙に示すとおり。

※1 FIT電源等の期待容量等（全国計で3,069万kW）を含む調達量は1億9,677万kW。

※2 約定処理においては、全国市場における全国の供給信頼度および各エリアの供給信頼度にもとづき約定処理上の市場分断を行う。
約定処理上の市場分断については「<参考> 約定処理上の市場分断について（p.17）」を参照。

※3 発動指令電源の調整係数については「（5）発動指令電源の調整係数（p.13）」を参照。

※4 メインオークションにおける応札上限容量（＝想定導入量上限）は、全国H3需要の4%。

※5 発動指令電源の約定処理については「（6）発動指令電源の約定処理（p.14）」を参照。

※6 応札した電源等に対して、容量オークションごとに設定する。

2. 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果
 (2) 約定総容量、約定価格、約定総額

10

<約定結果>

	約定総容量	約定総額（経過措置控除後）
全国	166,079,863 kW	2,209,359,548,463 円

<約定結果（エリア）>

エリア	エリアプライス	エリア毎の約定容量	エリア毎の約定総額（経過措置控除後）
北海道	14,972 円/kW	5,461,594 kW	78,300,945,070 円
東北	15,111 円/kW	16,812,309 kW	242,590,517,856 円
東京	15,111 円/kW	52,376,601 kW	759,039,397,128 円
中部	12,388 円/kW	23,902,096 kW	283,147,919,420 円
北陸	12,388 円/kW	4,388,972 kW	51,818,238,080 円
関西	12,388 円/kW	27,409,123 kW	324,188,435,683 円
中国	12,388 円/kW	9,845,137 kW	116,388,261,626 円
四国	12,388 円/kW	7,520,510 kW	88,804,487,973 円
九州	15,112 円/kW	18,363,521 kW	265,081,345,627 円

2. 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果 (3) 一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金（試算）

11

■ メインオークション（対象実需給年度：2029年度）と長期脱炭素電源オークション（応札年度：2023～2024年度）の約定結果に基づく、実需給2029年度におけるエリア別の容量拠出金（試算）は、下記のとおり。

※「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」（令和5年8月）に基づき、メインオークションにおける送配電事業者の負担をH3需要の8%相当分とし、小売電気事業者の負担を一般送配電事業者負担分と経過措置控除分を差し引いたものとして試算^{※1}。

※長期脱炭素電源オークション分は、他市場収益の推定還付額を控除した約定総額のうち2029年度の容量拠出金を試算。

エリア	容量拠出金（試算）				(参考) H3需要想定 ^{※2}	
	一般送配電事業者		小売電気事業者			
	メイン	長期	メイン	長期		
北海道	63.3 億円	1.5 億円	714.1 億円	18.3 億円	528.1 万kW	
東北	165.4 億円	4.0 億円	1,847.3 億円	47.4 億円	1,367.8 万kW	
東京	689.4 億円	16.9 億円	7,701.9 億円	197.7 億円	5,702.8 万kW	
中部	227.8 億円	6.7 億円	2,567.3 億円	79.7 億円	2,298.3 万kW	
北陸	48.6 億円	1.4 億円	547.4 億円	17.0 億円	490.0 万kW	
関西	267.1 億円	7.9 億円	3,010.6 億円	93.5 億円	2,695.1 万kW	
中国	104.0 億円	3.1 億円	1,172.8 億円	36.4 億円	1,049.9 万kW	
四国	45.5 億円	1.3 億円	512.7 億円	15.9 億円	459.0 万kW	
九州	191.9 億円	4.6 億円	2,216.6 億円	55.2 億円	1,587.6 万kW	
小計	1,802.9 億円	47.5 億円	20,290.7 億円	561.2 億円	16,178.6 万kW	
合計	1,850.4 億円		20,851.9 億円			

※1 算定方法については「<参考>容量拠出金の算定方法（p.18～19）」を参照。

※2 メインオークション開催前に公表される最新の供給計画における実需給年度（第5年度）のH3需要（離島除き）。

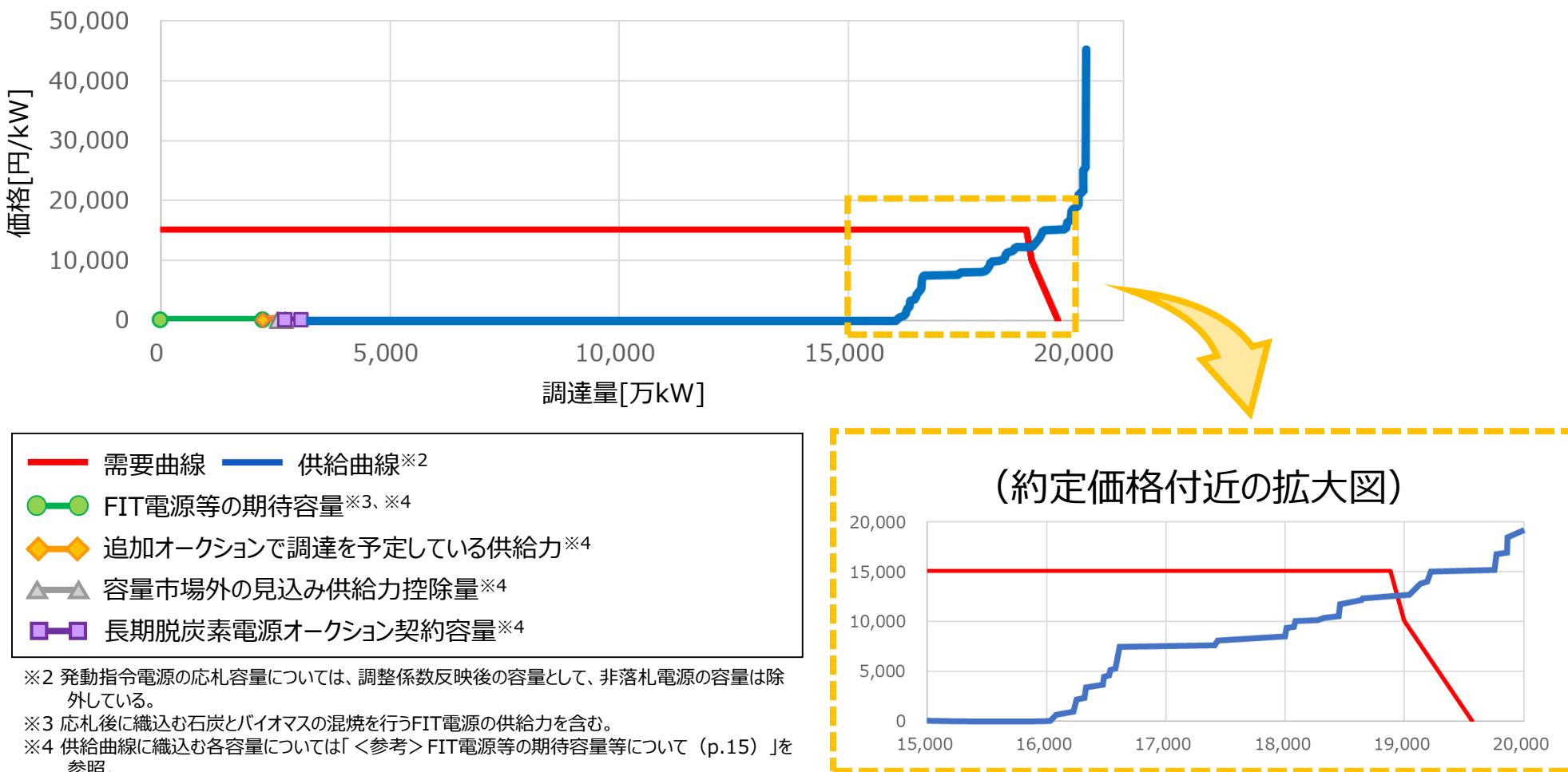
2. 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果 (4) 需要曲線と供給曲線

12

- 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に、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 容量市場メインオークションの供給曲線（スムージング処理後）>



2. 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果 (5) 発動指令電源の調整係数

13

- 応札の結果から事後的に算定した発動指令電源の調整係数、および応札容量の調整係数反映前後の容量は下記のとおり。
- 発動指令電源については、応札容量に調整係数を反映した容量にて約定処理を行った。なお、応札容量に調整係数を反映した容量が1,000kW未満となる発動指令電源はなかった。

※発動指令電源の調整係数については、「<参考>発動指令電源の調整係数について (p.20~21)」を参照。

エリア	発動指令電源の調整係数[%]		発動指令電源の応札容量[kW]	
	事後的に算定 ^{※1}	(参考) 事前公表時 ^{※2}	調整係数反映前	調整係数反映後 (約定処理に使用)
北海道	90.8811956029209		299,455	272,139
東北	100		515,302	3.77
東京	100		1,847,497	3.24
中部	100		1,134,424	4.94
北陸	100		155,278	3.17
関西	100		1,035,872	3.84
中国	100		834,235	7.95
四国	100		276,815	6.03
九州	100		1,083,432	6.82
		100	(計)	7,182,310
				4.44
				7,154,994

※1 約定処理において約定候補となる各エリアの調整係数反映前の容量に、追加オークションで調達する容量（H3需要の1%）を加えた容量を基に調整係数を算定

(計)

※2 発動指令電源がH3需要の5%導入された場合の参考値（2025年7月31日公表）。

同左

2. 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果 (6) 発動指令電源の約定処理

14

- 発動指令電源の調整係数^{※1}反映後の応札容量が、メインオークションにおける応札上限容量^{※2}を超過し、かつ当該応札上限容量を超える点において、同一価格の応札が複数存在したため、事前の整理^{※3}に基づき、以下のとおり約定処理を行った。
 - 約定処理の対象となる応札において、メインオークションでの発動指令電源の「応札上限容量（H3需要の4%）」に落札可能な容量を分配した後の容量に対する、「調整係数反映後の応札容量」の超過の有無は以下となった。
 - 北海道、東北、東京、北陸、関西：超過なし
 - 中部、中国、四国、九州：超過あり
 - 「超過なし」の「北海道、東北、東京、北陸、関西」の各エリアでは、約定処理の対象となる全電源を落札電源とした。
 - 「超過あり」の「中部、中国、四国、九州」の各エリアでは、応札上限容量を超過する点において、同一価格の応札が複数存在したため、実効性達成率により落札・非落札電源を決定し、加えて、一部のエリアにおいては、実効性達成率が同じ応札が複数存在したため、ランダムに落札・非落札電源を決定した。

※1 発動指令電源の調整係数については「(5) 発動指令電源の調整係数 (p.13)」を参照。

※2 メインオークションにおける応札上限容量（＝想定導入量上限）は、全国H3需要の4%。

※3 発動指令電源の約定処理については「<参考> 発動指令電源の約定処理について (p.22)」を参照。

<参考> FIT電源等の期待容量等について

15

- FIT電源の期待容量および追加オーケションで調達を予定している供給力については、需要曲線作成要領において公表している。
- 石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源については、FIT制度の適用を想定して応札しなかった電源、および応札した結果で非落札となった電源について、応札後にFIT電源等の期待容量に織り込む。
- 容量市場外の供給力として見込まれる状況を考慮して、必要供給力から一定量を控除して容量市場で調達する。
- 長期脱炭素電源オーケションの契約容量のうち実需給年度2029年度が制度適用期間に含まれる供給力についても、FIT電源等の期待容量等に織り込む。

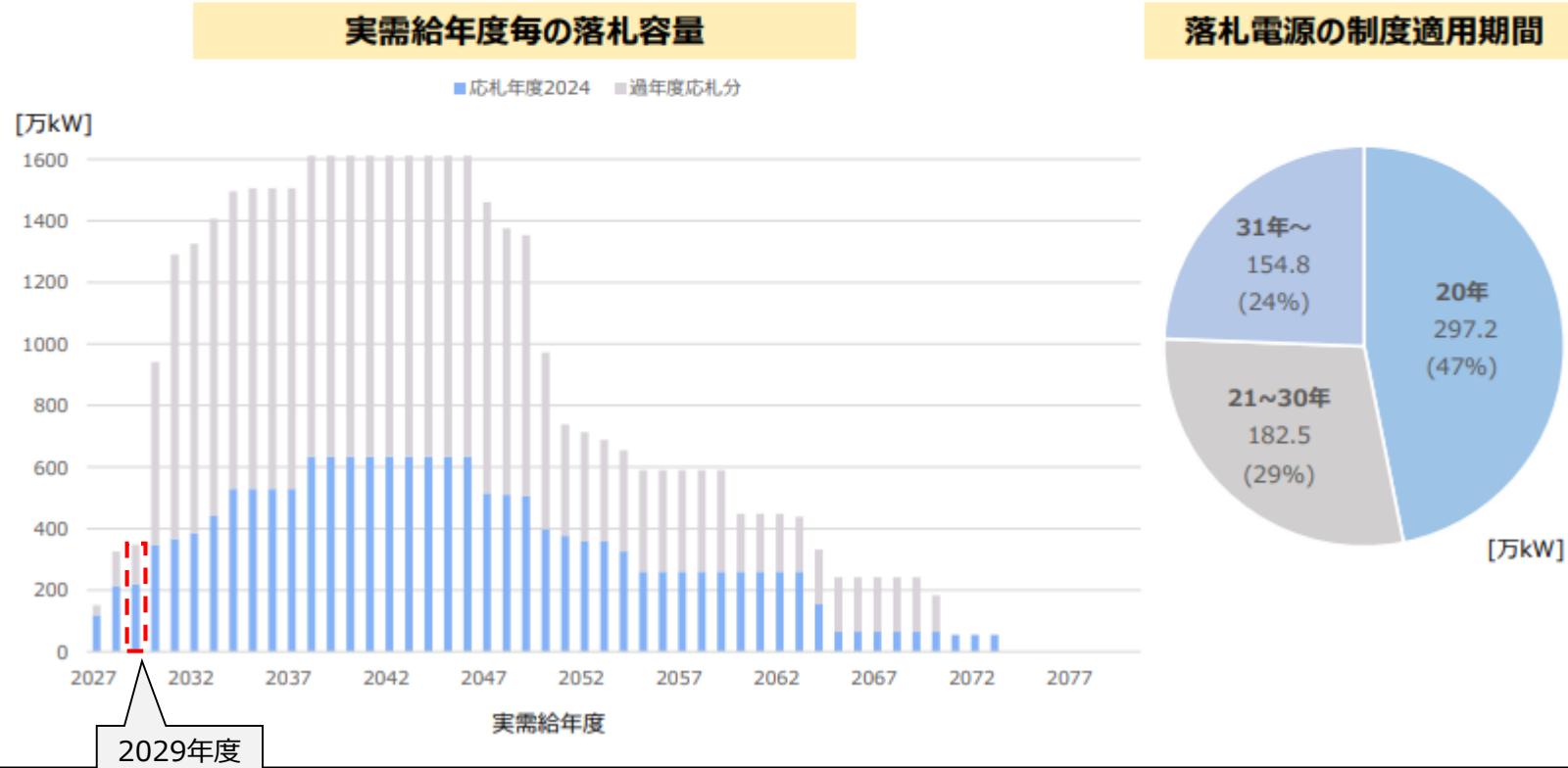
	期待容量／供給力
FIT電源の期待容量	太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス 1,755万kW
追加オーケションで調達を予定している供給力	石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力 (応札後に織込む) 471万kW
容量市場外の見込み供給力控除量	－ 324万kW
長期脱炭素電源オーケション契約容量	一定の蓋然性のある供給力：120万kW BS電源のひつ迫時に活用できる供給力：57万kW 177万kW
	長期脱炭素電源オーケションの契約容量のうち 実需給年度2029年度が制度適用期間に含まれる供給力 343万kW

- 長期脱炭素電源オーケションにおける実需給年度毎の落札容量は以下のとおり。

2. 長期脱炭素電源オーケション（応札年度：2024年度）の約定結果 (4) 実需給年度毎の落札容量

容量市場長期脱炭素電源
オーケション約定結果
(応札年度：2024年度)

- 実需給年度毎の落札容量は、下記のとおり。
- 落札電源毎に供給力提供開始時期や制度適用期間が異なる。



<参考> 約定処理上の市場分断について

- 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0.013kWh/kW・年となった。
- 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い、全国市場の約定処理後に**中部・北陸・関西・中国・四国が充足ブロック、その他が不足ブロック（エリア）**となった。
- 不足ブロック（エリア）で、全国の供給信頼度を満たすまで電源の追加処理を行い、追加量は合計688万kW（内訳：北海道91万kW、東京432万kW、九州165万kW）となった。
- 東北・東京が不足ブロックのまま追加できる電源がなくなったため、減少処理は行わなかった。

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①後		追加処理②後		追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量
北海道	0.087	+91	0.004		0.000		0.000	
東北	0.683		0.661		0.049		0.049	
東京	0.692		0.670	+432	0.050		0.049	
中部	0.010		0.009		0.002		0.002	
北陸	0.001		0.001		0.000		0.000	
関西	0.001		0.001		0.000		0.000	
中国	0.001		0.000		0.000		0.000	
四国	0.001		0.000		0.000		0.000	
九州	0.115	+120	0.014		0.014	+45	0.006	

※ 表の背景を、**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。

※ 供給信頼度は四捨五入による表記上、零になる場合があるが、実際には停電量[kWh/年]が発生している。

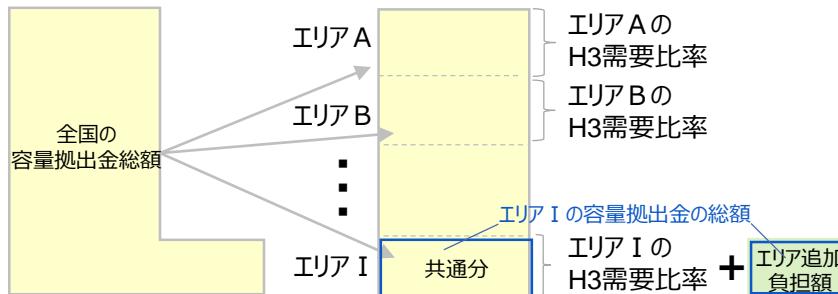
<参考>容量拠出金の算定方法（容量市場説明会資料より）

18

- メインオークション・追加オークションにおいて、市場が分断される場合における容量拠出金の請求額は、以下の手順で算定を行う。

①エリア別の容量拠出金総額の算定

全国の容量拠出金の総額をエリア別のH3需要比率に応じて、各エリアに配分する。



②一般送配電事業者の負担額と請求額の算定

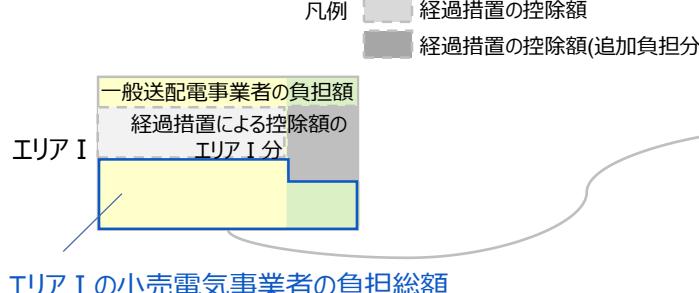
エリアの約定価格×エリアのH3需要に8%を乗じることで、エリア毎に一般送配電事業者の容量拠出金の負担額および毎月の請求額を算定する。

エリア I の一般送配電事業者の負担額



③小売電気事業者の負担総額の算定

当該エリアの容量拠出金の総額から一般送配電事業者の負担額と経過措置による控除額を減算することで、エリア毎の小売電気事業者の負担総額を算定する。



④各小売電気事業者への請求額の算定

エリア毎の小売電気事業者の容量拠出金の負担総額を12等分し、小売各社の配分比率(実需給年の毎月のシェア変動を加味したもの)に応じて毎月の請求額を算定する。

エリア I に小売電気事業者がa・b・cの3社が存在し、小売各社の配分比率を25%、35%、40%とした場合

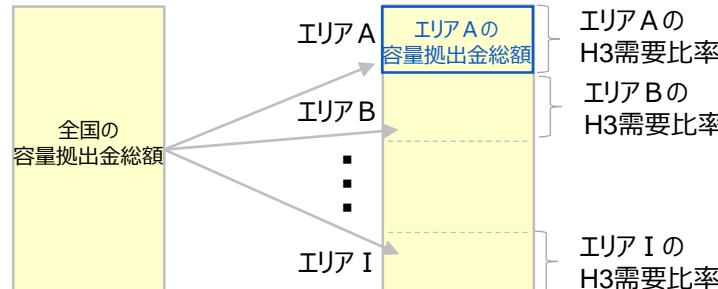


<参考> 容量拠出金の算定方法 (長期脱炭素電源オークション 制度詳細説明会資料より) 19

- 長期脱炭素電源オークションにおいて、市場が分断される場合における容量拠出金の請求額は、以下の手順で算定を行う。

①エリア別の容量拠出金総額の算定

全国の容量拠出金の総額※1をエリア別のH3需要※2比率に応じて、各エリアに配分します。



※1 当該実需給年度に本制度の適用が開始している電源等の落札価格、落札容量を基に算定

※2 当該実需給年度の4年前に行われる当該実需給年度向けのメインオークションで用いるH3需要

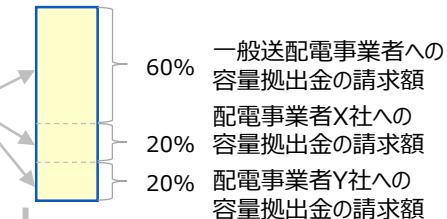
②一般送配電事業者・配電事業者の負担総額と請求額の算定

エリアに配分された容量拠出金に、メインオークションにおける当該年度の送配電事業者の負担割合※3を乗じることで、エリア毎の送配電事業者の負担総額を算定し、負担総額を12等分し、各送配電事業者の配分比率※4に応じて毎月の請求額を算定します。

(例) エリアAに一般送配電事業者及び配電事業者X,Yが存在し、配分比率を60%、20%、20%とした場合

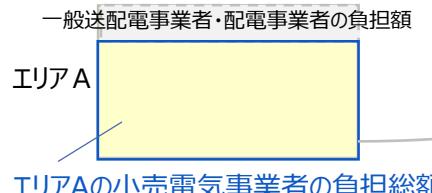
エリアAの一般送配電事業者
・配電事業者の負担総額

$$\text{エリアAの約定価格} \times \text{エリアAのH3需要}$$



③小売電気事業者の負担総額の算定

当該エリアの拠出金の総額から送配電事業者の負担総額を減算することで、エリア毎の小売電気事業者の負担総額を算定します。



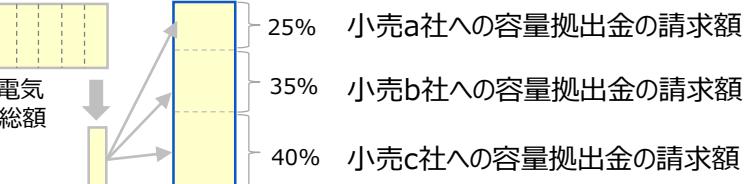
④各小売電気事業者への請求額の算定

✓エリア毎の小売電気事業者の容量拠出金の負担総額を12等分し、小売各社の配分比率に応じて毎月の請求額を算定します。

✓但し、配分比率は、前年度の年間（夏季/冬季）のピーク時の電力（kW）の構成比を基礎とし、当該年度の各月の小売電気事業者のシェア変動を加味（年間ピークの託送契約電力からの変化率に基づいて補正）します。

エリアAに小売電気事業者がa・b・cの3社が存在し、小売各社の配分比率を25%、35%、40%とした場合

$$\text{エリアAの小売電気事業者の負担総額}$$



※3 メインオークションのエリアの送配電事業者の負担総額×5÷メインオークションのエリアの負担総額。

※4 当該年度の4年前に行われる当該実需給年度年度向けのメインオークションで用いるH3需要に占める事業者毎の比率。

※5 エリアのメインオークションの約定価格×メインオークションで用いるH3需要×8%（2025年度以降の負担比率）。

<参考>発動指令電源の調整係数について [1/2]

- 発動指令電源が一定の導入量を超える場合には、供給信頼度を確保する観点から調整係数の設定が必要であり、発動指令電源の調整係数は、応札上限容量を設定※1した上で実際のメインオークションにおける応札容量に、追加オークションで調達を予定している供給力を反映した容量をもとに調整係数を事後的に算定し、調整係数反映後の応札容量※2にて約定処理を行い落札電源を決定する。

※1 対象実需給年度2029年度の応札上限容量はメインオークション4%、追加オークション1%に設定。

※2 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、当該電源等は非落札。

第64回 制度検討 作業部会資料より

発動指令電源の募集量等について（募集量等の設定）

- 発動指令電源について、第2回メインオークションでは、566万kW（H3需要想定の3.6%）の応札があったことから、想定導入量上限の全体は以下の案が考えられる。
 - 案1：4%（633万kW程度）
メインオークション3%+追加オークション1%
 - 案2：5%（792万kW程度）
メインオークション4%+追加オークション1%
 - 案3：上限を設定しない
メインオークションX%+追加オークション1%
- 発動指令電源の調達量を増加させる場合、安定電源の調達量が減少するため、全体の調達量が増加しない点には留意が必要である。また、導入量増加に伴い調達量は増加していくものの、導入量が一定量を超過すると調達量が飽和して増加しなくなることを踏まえると、発動指令電源に応札する事業者にとっても徒に上限を増加させることは望ましくないと考えられる。
- 一方で、DRの市場参入を促進する観点から、第2回メインオークションの応札量を踏まえ、案2とすることとしてはどうか。

第38回 容量市場の在り方等 に関する検討会資料より

3. メインオークション募集要綱（案）と約款（案）の主なポイント ②発動指令電源の募集量等（1／4）

10

2022年度オークションに向けた検討

■発動指令電源の募集量等

- 募集量等の設定については、現行の4%から全体として5%に拡充する。
(メインオークション4%+追加オークション1%)
- 発動指令電源は、応札容量に調整係数を乗じた容量により約定処理を実施する。
- 調整係数の設定方法については、事後的に算定することとする。

募集要綱・約款への反映内容

- メインオークションにおける発動指令電源の応札上限容量、約定方法の表記を変更【募集要綱】
- 調整係数の公表時期について、メインオークションの約定結果公表日に公表することを記載【募集要綱】

<参考> 発動指令電源の調整係数について [2/2]

- 調整係数が適用される電源の調達量（kW価値、期待容量）は、導入量に調整係数を反映した容量となる。
 - 約定した発動指令電源については、**調整係数反映後の応札容量が契約容量**となるが、発動指令に対応する場合に、**調整係数反映前の応札容量（導入量）を提供※する必要**がある。
- ※ 発動指令電源では、調整係数反映前の容量を供給力として3時間継続して提供することがリクワイアメントとなる。

第37回 容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

4. 発動指令電源の信頼度評価について

③想定導入量と調達量の関係について

14

- 容量市場で調達する供給力において、**調達量（kW価値、期待容量）**は、調整係数が設定される電源については、**導入量に調整係数を乗じた値**となる。
- 想定導入量を増加させた場合、調整係数が100%未満となることで導入量と調達量（kW価値、期待容量）が等価とならないことがある。

<調達量（kW価値、期待容量）>

$$\text{調達量} = \text{導入量} \times \text{調整係数}$$

<想定導入量と調達上限容量のイメージ>

$$\text{想定導入量 } 4\% \times 100\% \times \text{調整係数} = \text{調達上限容量 } 4\%$$

第33回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

$$\text{想定導入量 } 5\% \times 90\% \times \text{調整係数} = \text{調達上限容量 } 4.5\%$$

※調整係数はイメージ

第37回 容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

4. 発動指令電源の信頼度評価について

①供給信頼度の算定方法について

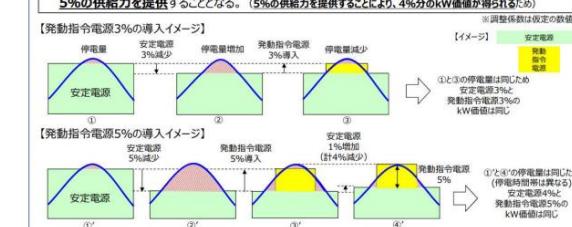
9

- 供給信頼度評価における**再エネや一般水力、発動指令電源の評価方法**は、国の審議会や調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で整理され、**安定電源代替価値として評価**が行われている。
- また、容量市場に用いられる年間調整係数においても、従来の再エネの供給信頼度評価と同様に、**追加設備量の減少に寄与できる量を調整係数に反映**させることとしている。
- なお、発動指令電源に調整係数が用いられた場合は、**発動時において、約定した契約量ではなく導入量を提供**することとなる。

4. 発動指令電源の信頼度評価について

5

- 信頼度評価の結果を以下のイメージ図で説明すると、発動指令電源3%の導入イメージでは、安定電源を3%減少させることができないため、**調整係数は80%と評価**される。
次に、**発動指令電源5%の導入イメージ**では、**安定電源を4%しか減少させることができないため、調整係数は80%と評価**される。（ $4.5 \times 100 = 80$ ）
※調整係数は、安定電源を発動指令電源の導入量と置き換えた際、停電量が同じになるそれぞれの容量から算定



第33回容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

(対象実需給年度：2029年度)
容量市場 メインオークション制度説明会資料

第4章 メインオークション 発動指令電源の扱いについて

58

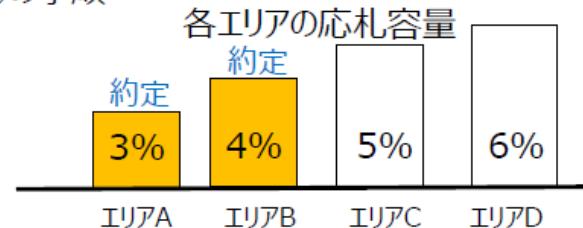
- 2025年度メインオークション（対象実需給年度：2029年度）において、発動指令電源の応札容量の合計がメインオークションにおける応札上限容量を超過し、かつ当該応札上限容量を超える点において、同一価格の応札が複数存在する場合は以下の手順で同一価格の応札の約定処理を行います。
 - ① エリア需要の4%を超過していないエリアは全て落札電源とします。
 - ② エリア需要の4%を超過しているエリアは、超過率が等しくなるように当該エリアへ落札可能な容量を分配します。
 - ③ 当該エリア内の落札、非落札は実効性達成率の高い順に落札電源とします。なお、実効性達成率※1は以下の式で算定します。
 - 対象実需給年度2026年向け実効性テストに参加した事業者の実効性達成率（%）

$$= \sum (\text{当該事業者の対象実需給年度2026年向け実効性テスト後のアセスメント対象容量}) \times 2 \times 3 \div \sum (\text{当該事業者の対象実需給年度2026年向けメインオークション契約時点のアセスメント対象容量}) \times 3 \times 100$$
 - 対象実需給年度2026年向け実効性テストに参加していない事業者の実効性達成率（%）

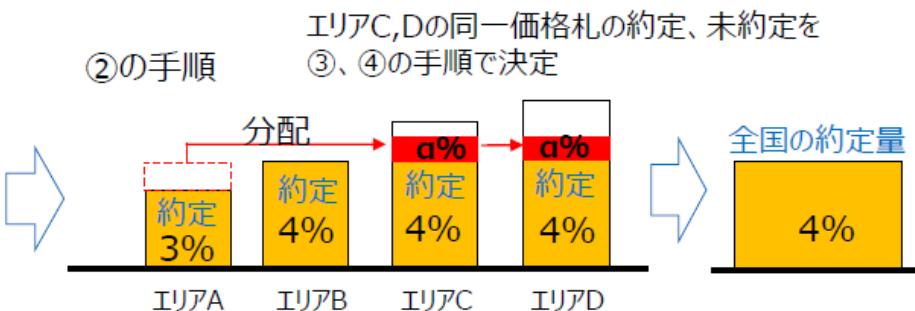
$$= \sum (\text{全事業者の対象実需給年度2026年向け実効性テスト後のアセスメント対象容量}) \times 2 \times 3 \div \sum (\text{全事業者の対象実需給年度2026年向けメインオークション契約時点のアセスメント対象容量}) \times 3 \times 100$$
 - ④ ③において同一条件の札がある場合の約定、未約定はランダムに決定します。

<約定のイメージ> 調達上限容量が4%の場合

①の手順



②の手順



エリアC,Dの同一価格札の約定、未約定を
③、④の手順で決定



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※1：エリアごとではなく、全エリアの電源にて実効性達成率を算定します。

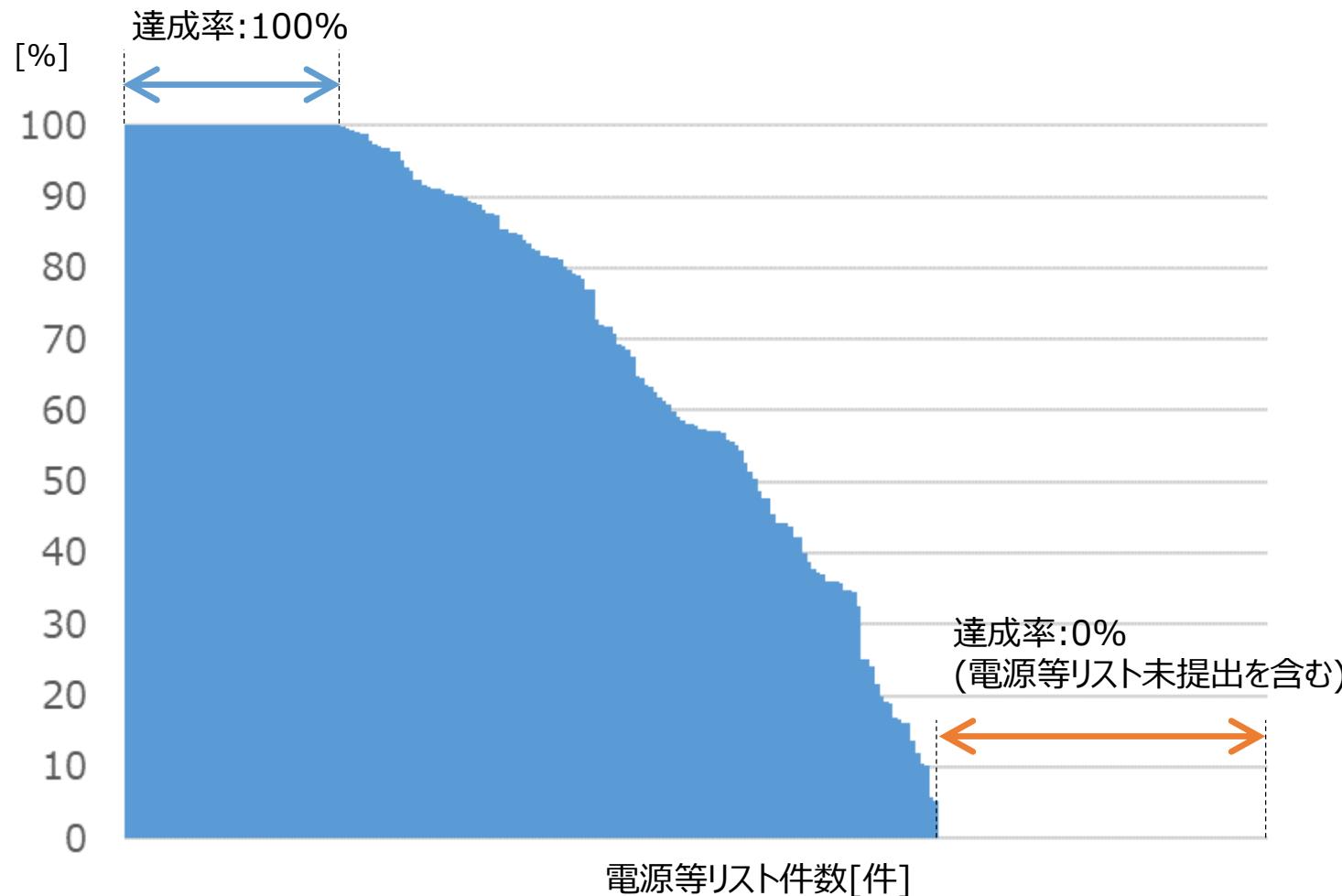
※2：実効性テストにおける発動実績が実効性テスト実施時のアセスメント対象容量を超える場合は、アセスメント対象容量をテスト結果とします。

※3：発動指令電源のアセスメント対象容量は調整係数反映前の容量とします。

<参考> 電源等リスト単位での実効性テスト達成率

23

- 2026年度の実需給に向けた実効性テストの結果、電源等リスト単位では2割程度のリストが契約容量を100%達成する結果となった。
- 1,000kWを満たせず、全量が市場退出となる電源等リストもあった。

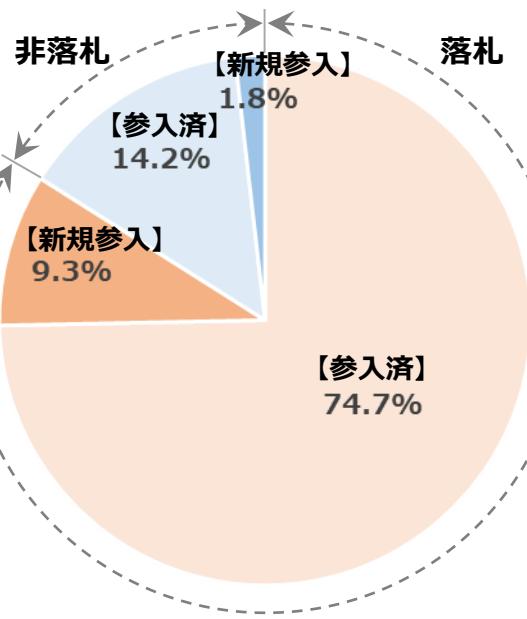


<参考> 実効性達成率の適用による変化

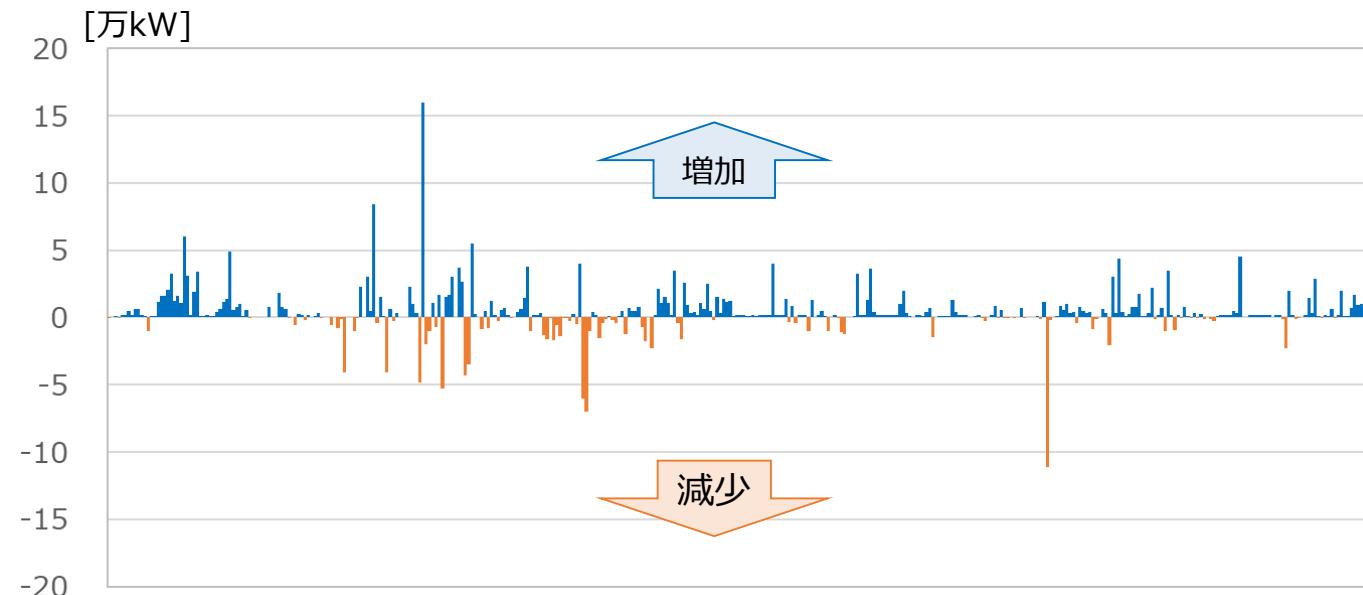
24

- 2026年度の実需給に向けた実効性テストに参加した【参入済】と、参加していない【新規参入】の発動指令電源において、応札件数に対する非落札の割合はほぼ同じであった。
- 同一の発動指令電源において、今回（2029年度向け）と前回（2028年度向け）の応札容量を比較すると、増加・減少の両方の傾向が見られるものの、全体としては増加の方が多いなった。

<応札件数の比率>



<応札容量の変化>



非落札の割合

【参入済】	16.0%
【新規参入】	16.3%

- 同一電源等リストにおける2028年度向けと2029年度向けでの応札容量の増減量。
- 2028年度が未応札の場合は、応札容量=0として集計。
- 応札容量は調整係数反映前の容量で集計。

- 2025年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2029年度）の約定結果について、現時点の集計結果に基づき、以下の項目の公表を行う。

- (1) 供給信頼度
- (2) 電源等の応札容量
- (3) 応札容量と落札容量（落札率）
- (4) 発電方式別の応札容量
- (5) 落札されなかった電源の応札容量
- (6) 一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金（試算）
- (7) 応札価格の加重平均
- (8) 応札価格の分布
- (9) 応札価格一定額以上の応札容量
- (10) 期待容量と応札容量の関係
- (11) 卒FIT電源の期待容量と変動電源（アグリゲート）の応札容量について
- (12) 調整機能あり電源の容量について

3. オークション結果の集計・公表

26

(1) 供給信頼度 [1/2]

- 約定処理の結果、全国の供給信頼度は、0.013 kWh/kW・年、オークションで確保した容量における供給信頼度とブロック構成は下記のとおりとなった。
- 以降では、エリアプライスの異なる北海道、東北・東京、九州とそれ以外のエリアで区分した集計も行う。

		供給信頼度 [kWh/kW・年]	
目標調達量において維持される全国の供給信頼度基準値		0.009	
全国の供給信頼度（需要曲線と供給曲線の交点）		0.013	
エリア	供給信頼度※1 [kWh/kW・年]	想定需要	調達量※2
北海道	0.000	528.1 万kW	797 万kW
東北	0.049	1,367.8 万kW	2,137 万kW
東京	0.049	5,702.8 万kW	5,888 万kW
中部	0.002	2,298.3 万kW	2,750 万kW
北陸	0.000	490.0 万kW	655 万kW
関西	0.000	2,695.1 万kW	2,999 万kW
中国	0.000	1,049.9 万kW	1,438 万kW
四国	0.000	459.0 万kW	867 万kW
九州	0.006	1,587.6 万kW	2,145 万kW
合計		16,178.6 万kW	19,677 万kW

※1 供給信頼度は四捨五入により表記上、零になる場合があるが、実際には停電量[kWh/年]が発生している。

※2 FIT電源等の期待容量等を含む。（全国計で3,069万kW）。

3. オークション結果の集計・公表

(1) 供給信頼度 [2/2]

再掲

27

- 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0.013kWh/kW・年となった。
- 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い、全国市場の約定処理後に中部・北陸・関西・中国・四国が充足ブロック、その他が不足ブロック（エリア）となった。
- 不足ブロック（エリア）で、全国の供給信頼度を満たすまで電源の追加処理を行い、追加量は合計688万kW（内訳：北海道91万kW、東京432万kW、九州165万kW）となった。
- 東北・東京が不足ブロックのまま追加できる電源がなくなったため、減少処理は行わなかった。

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①後		追加処理②後		追加処理(結果)	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量
北海道	0.087	+91	0.004		0.000		0.000	
東北	0.683		0.661		0.049		0.049	
東京	0.692		0.670	+432	0.050		0.049	
中部	0.010		0.009		0.002		0.002	
北陸	0.001		0.001		0.000		0.000	
関西	0.001		0.001		0.000		0.000	
中国	0.001		0.000		0.000		0.000	
四国	0.001		0.000		0.000		0.000	
九州	0.115	+120	0.014		0.014	+45	0.006	

※ 表の背景を、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。

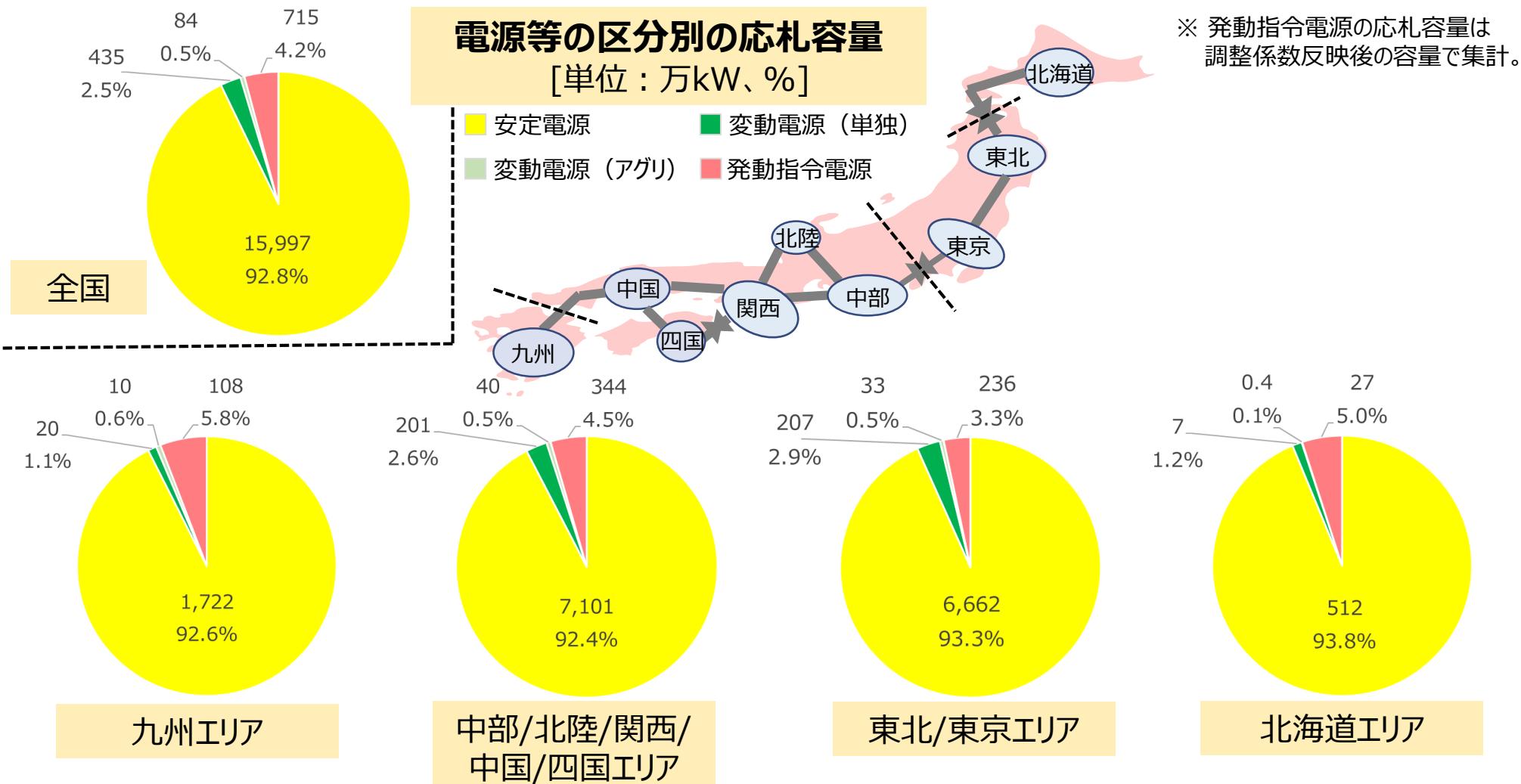
※ 供給信頼度は四捨五入による表記上、零になる場合があるが、実際には停電量[kWh/年]が発生している。

3. オークション結果の集計・公表

28

(2) 電源等の応札容量

- 全国の応札容量は合計で17,231万kW、そのうち電源等の区分別に、安定電源が 15,997万kW (92.8%)、変動電源（単独）が 435万kW (2.5%)、変動電源（アグリゲート）が 84万kW (0.5%)、発動指令電源が 715万kW (4.2%) であった。



3. オークション結果の集計・公表

29

(3) 応札容量と落札容量（落札率）

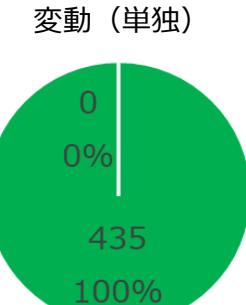
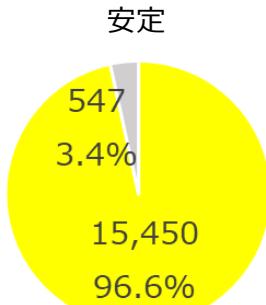
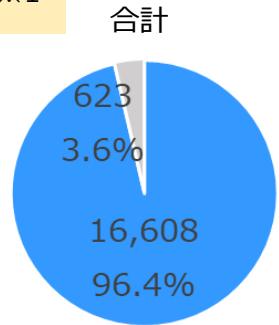
- 全国の電源等の区別の落札率は、安定電源が96.6%、変動電源（単独）・変動電源（アグリゲート）が100%、発動指令電源が89.4%であった。また、全体の落札率は96.4%だった。

※ 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。

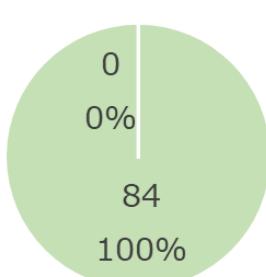
電源等の区別の落札率

[単位：万kW、%]

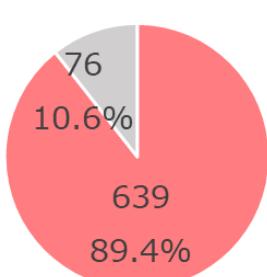
全国※1



変動（アグリ）



発動指令



電源等の区別の落札容量

[単位：万kW]

落札容量 (16,608万kW)



非落札容量 (623万kW)

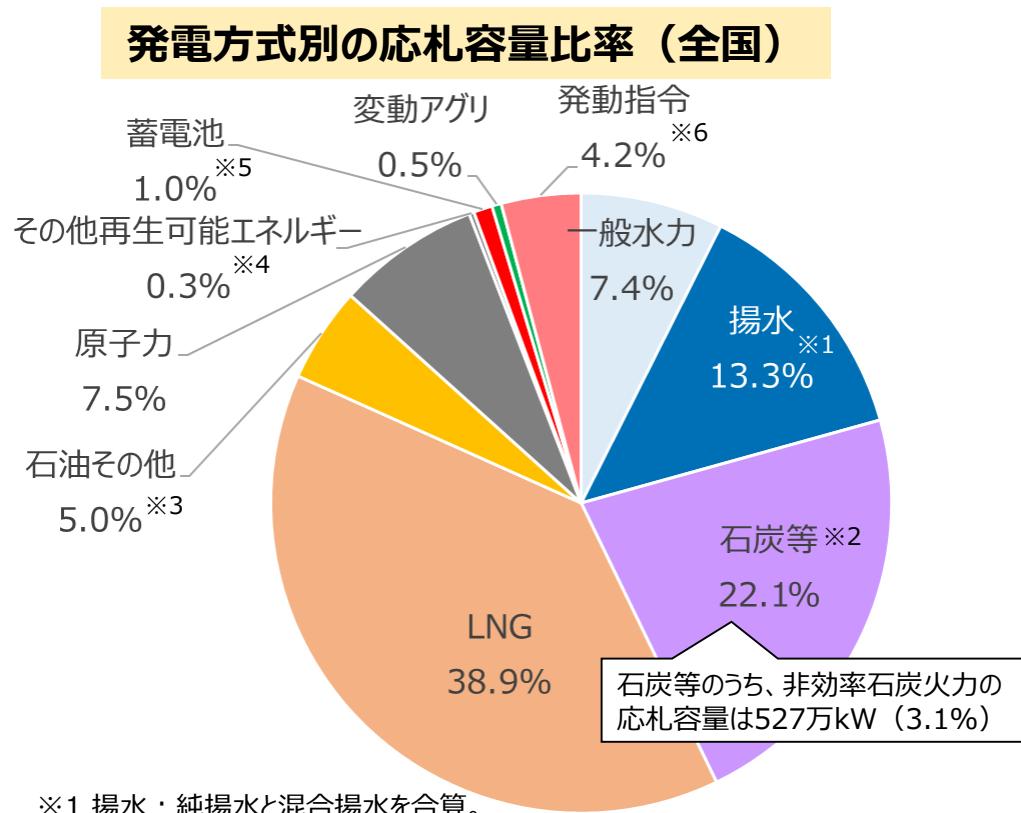
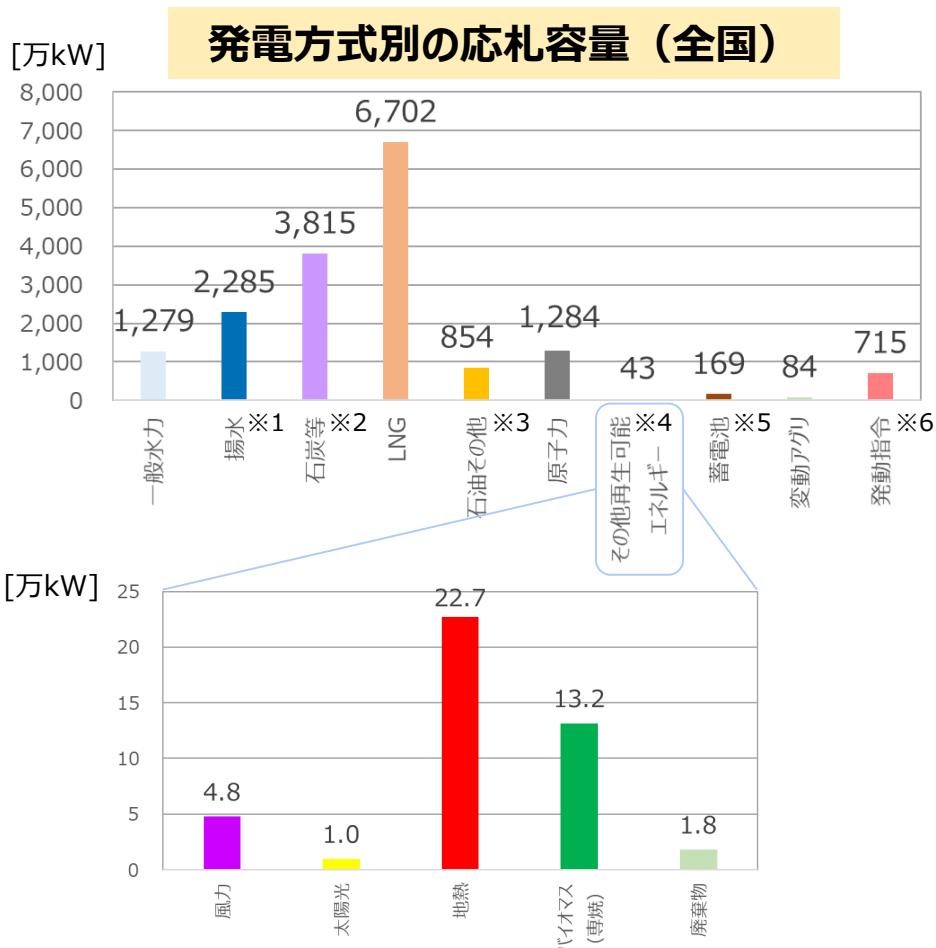


※1 エリア別の結果は、3者未満のデータとなるため記載しない。

3. オークション結果の集計・公表 (4) 発電方式別の応札容量

30

- 全国の発電方式別の応札容量とその比率は、一般水力:1,279万kW (7.4%)、揚水:2,285万kW (13.3%)、石炭等:3,815万kW (22.1%)、LNG:6,702万kW (38.9%)、石油その他:854万kW (5.0%)、原子力:1,284万kW (7.5%)、その他再生可能エネルギー:43万kW (0.3%)、蓄電池:169万kW (1.0%)、変動（アグリ）:84万kW (0.5%)、発動指令:715万kW (4.2%)であった。



※1 扬水：純揚水と混合揚水を合算。

※2 石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算。

※3 石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算。

※4 その他再生可能エネルギー：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算。

※5 蓄電池：安定電源で蓄電池と登録されたものを集計。

※6 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。

3. オークション結果の集計・公表

31

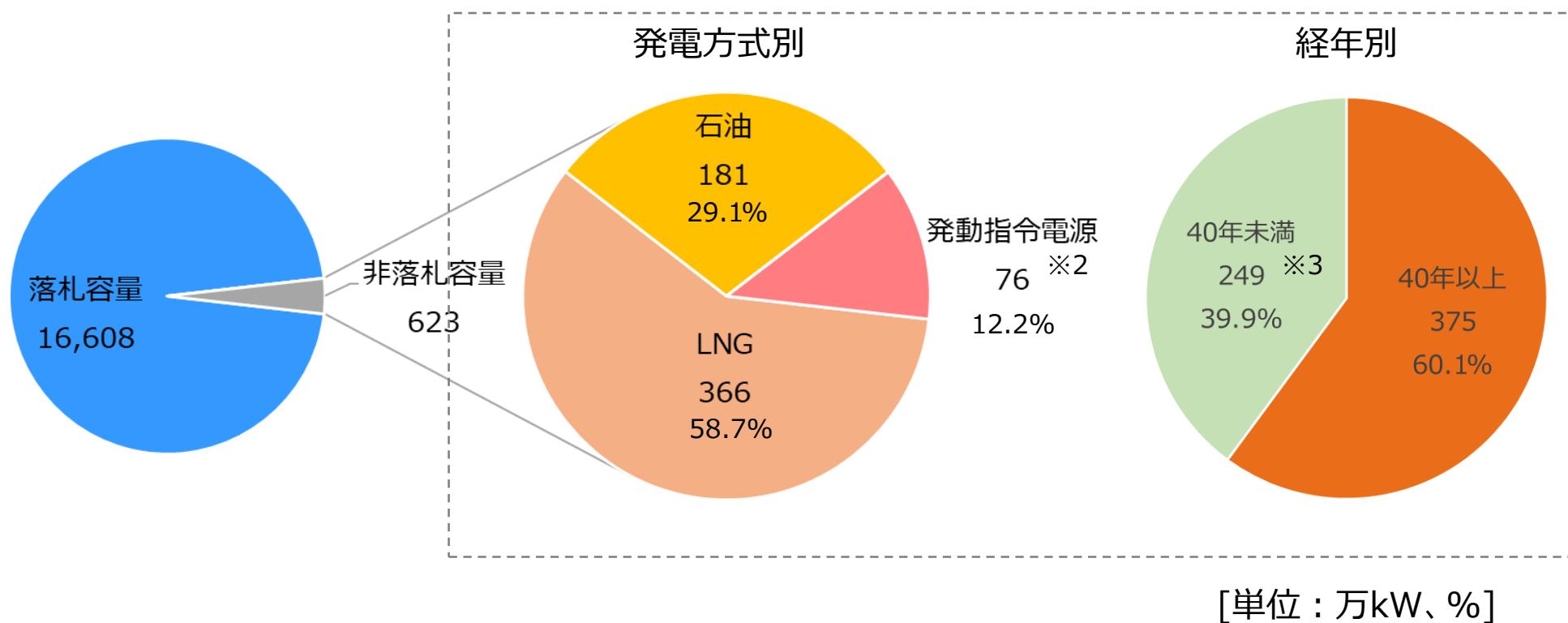
(5) 落札されなかつた電源の応札容量

- 落札されなかつた電源の応札容量は623万kWであった。発電方式別では石油・LNGが87.8%を占めた。また、経年40年※1以上の電源の割合は60.1%であった。

※1 経年は実需給年度（2029年度）を起点に算定。

※2 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。

※3 発動指令電源の経年は40年未満として集計。



3. オークション結果の集計・公表

(6) 一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金（試算）

■ メインオークション（対象実需給年度：2029年度）と長期脱炭素電源オークション（応札年度：2023～2024年度）の約定結果に基づく、実需給2029年度におけるエリア別の容量拠出金（試算）は、下記のとおり。

※「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」（令和5年8月）に基づき、メインオークションにおける送配電事業者の負担をH3需要の8%相当分とし、小売電気事業者の負担を一般送配電事業者負担分と経過措置控除分を差し引いたものとして試算^{※1}。

※長期脱炭素電源オークション分は、他市場収益の推定還付額を控除した約定総額のうち2029年度の容量拠出金を試算。

エリア	容量拠出金（試算）				(参考) H3需要想定 ^{※2}	
	一般送配電事業者		小売電気事業者			
	メイン	長期	メイン	長期		
北海道	63.3 億円	1.5 億円	714.1 億円	18.3 億円	528.1 万kW	
東北	165.4 億円	4.0 億円	1,847.3 億円	47.4 億円	1,367.8 万kW	
東京	689.4 億円	16.9 億円	7,701.9 億円	197.7 億円	5,702.8 万kW	
中部	227.8 億円	6.7 億円	2,567.3 億円	79.7 億円	2,298.3 万kW	
北陸	48.6 億円	1.4 億円	547.4 億円	17.0 億円	490.0 万kW	
関西	267.1 億円	7.9 億円	3,010.6 億円	93.5 億円	2,695.1 万kW	
中国	104.0 億円	3.1 億円	1,172.8 億円	36.4 億円	1,049.9 万kW	
四国	45.5 億円	1.3 億円	512.7 億円	15.9 億円	459.0 万kW	
九州	191.9 億円	4.6 億円	2,216.6 億円	55.2 億円	1,587.6 万kW	
小計	1,802.9 億円	47.5 億円	20,290.7 億円	561.2 億円	16,178.6 万kW	
合計	1,850.4 億円		20,851.9 億円			

※1 算定方法については「<参考>容量拠出金の算定方法 (p. 18～19)」を参照。

※2 メインオークション開催前に公表される最新の供給計画における実需給年度（第5年度）のH3需要（離島除き）。

3. オークション結果の集計・公表

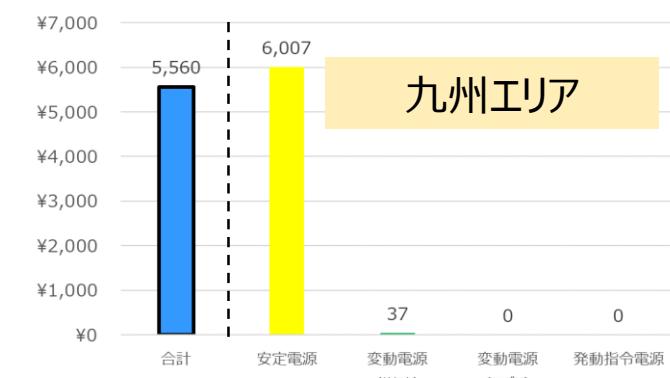
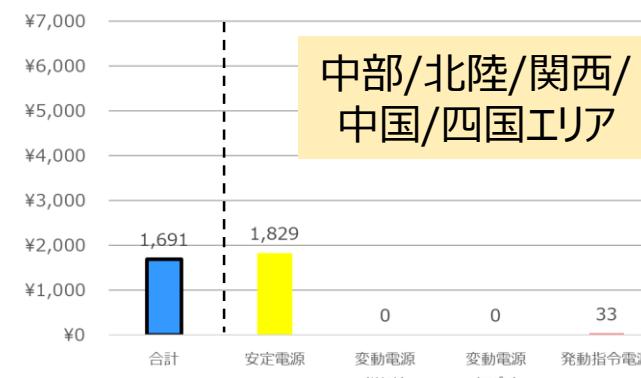
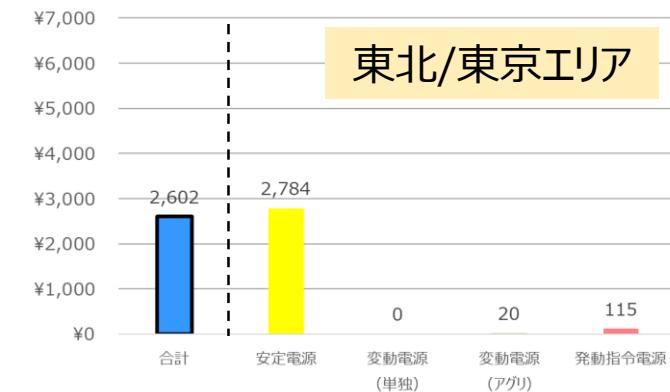
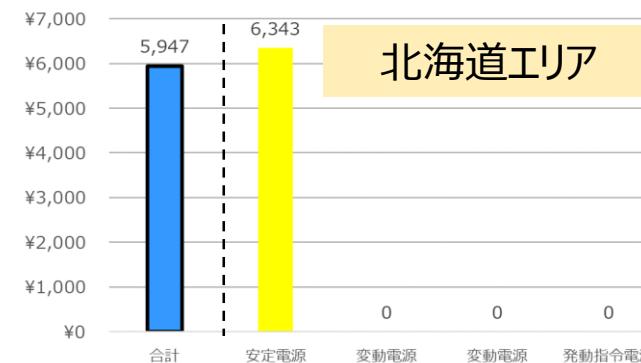
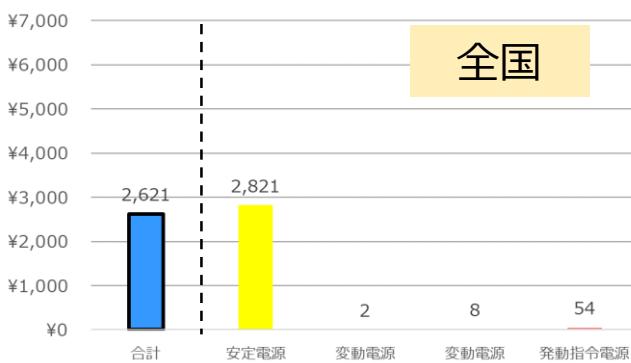
33

(7) 応札価格の加重平均

- 全国の応札価格の加重平均は2,621円/kWであった。電源等の区別では、安定電源が2,821円/kW、変動電源（単独）が2円/kW、変動電源（アグリゲート）が8円/kW、発動指令電源が54円/kWであった。
- エリア・ブロックでは、北海道エリア：5,947円/kW、東北/東京エリア：2,602円/kW、中部/北陸/関西/中国/四国エリア：1,691円/kW、九州エリア：5,560円/kWであった。

応札価格（加重平均）

[単位：円/kW]



※ 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。

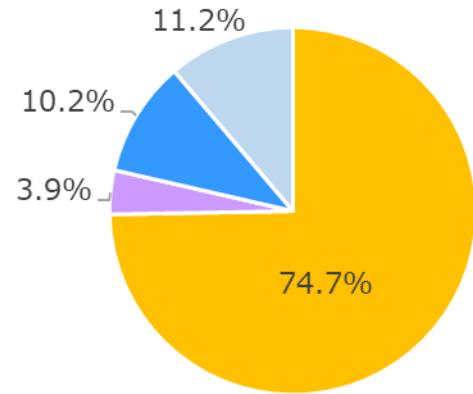
3. オークション結果の集計・公表

34

(8) 応札価格の分布

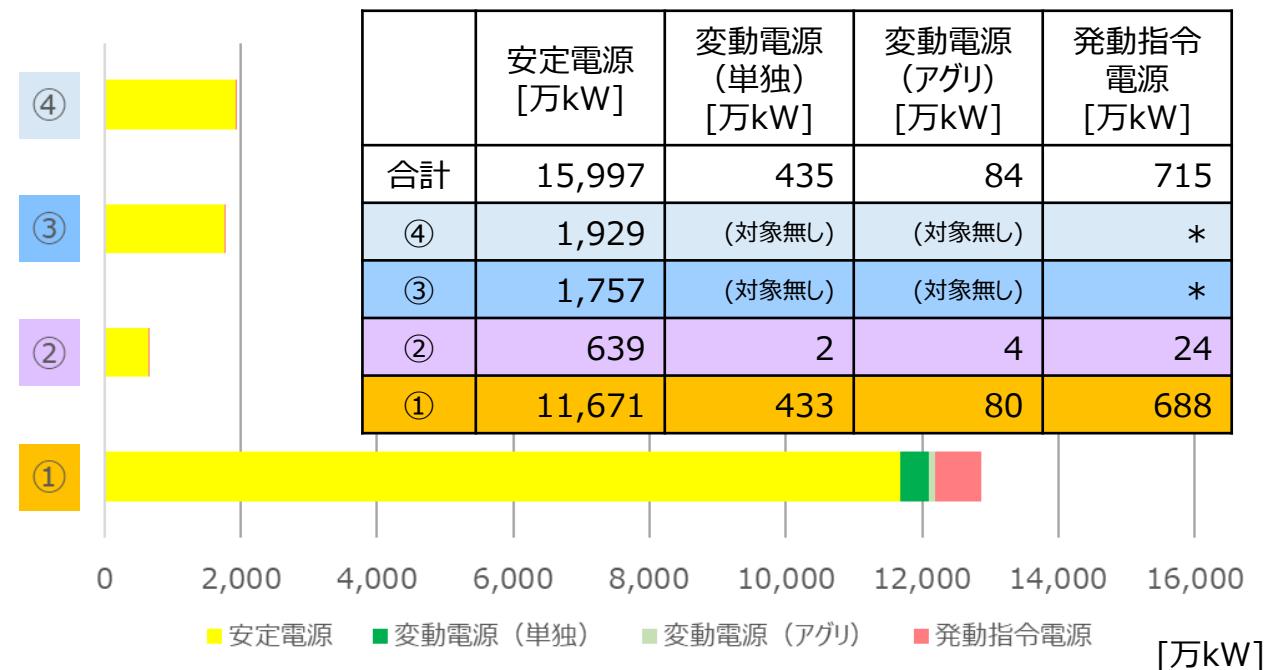
- 応札価格を「①0円」「②～Net CONEの50%以下」「③～Net CONE以下」「④Net CONE超」の4つに区分にした、応札価格の分布は下記のとおり。※Net CONE : 10,075円/kW
- 「①0円」は74.7%、「②～Net CONEの50%以下」は3.9%、「③～Net CONE以下」は10.2%、「④Net CONE超」は11.2%であった。
- なお、変動電源では99.0%以上、発動指令電源では96.2%以上の応札価格が0円/kWだった。

応札価格の分布



- ④NetCONE超
- ③NetCONE×50%超～NetCONE以下
- ②ゼロ円超～NetCONE×50%以下
- ①ゼロ円

電源等の区別の分布

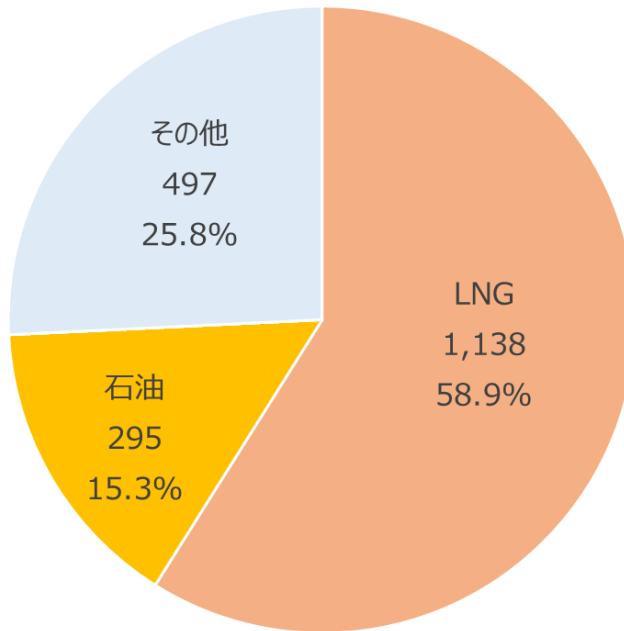


3. オークション結果の集計・公表

(9) 応札価格一定額以上の応札容量

- 応札価格が10,075円/kW（Net CONE）以上の電源等の応札容量は、下記のとおり。
- 応札価格10,075円/kW以上の応札容量は1,931万kWであった。発電方式別では、石油・LNGが74%を占めた。

応札価格一定額以上の応札容量（発電方式別）



[単位：万kW、%]

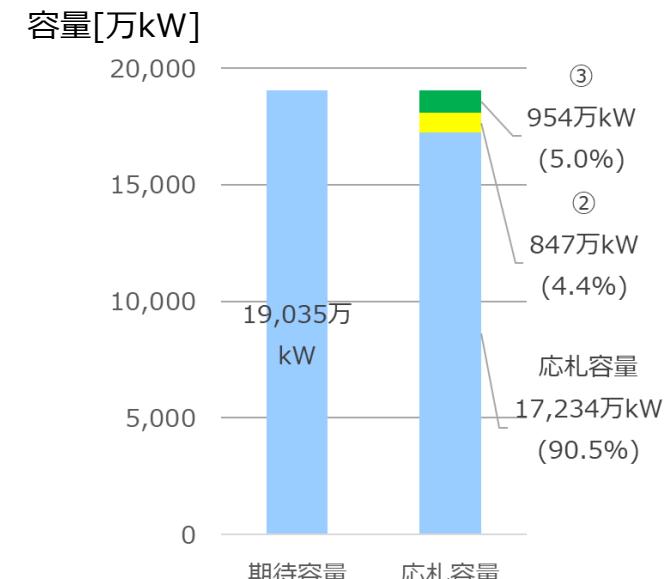
3. オークション結果の集計・公表

36

(10) 期待容量と応札容量の関係

- 容量市場では、登録した期待容量よりも小さい容量で応札することや、期待容量は登録したもの、応札しないことが認められている。そのため、期待容量が登録された各電源の応札およびその容量は以下のいずれかとなる。
 - 登録した期待容量と同じ容量で応札した場合
 - 登録した期待容量よりも小さい容量で応札した場合
 - 期待容量は登録したもの、応札しなかった場合
- 上記②・③の件数と減少量は下記のとおりであり、「アグリゲートして応札する事業者が、期待容量登録を応札容量より多く登録したケース」などが見られた。

	件数	減少量
②登録した期待容量よりも 小さい容量で応札	約490件	847万kW
③期待容量は登録したもの、 応札しなかった	約360件	954万kW



※ 発動指令電源の応札容量は調整係数反映前の容量で集計。

3. オークション結果の集計・公表

37

(11) 卒FIT電源の期待容量と変動電源（アグリゲート）の応札容量について

- FIT電源等の期待容量の算定では、FIT買取期間が終了した容量分は期待容量から控除しているところ、卒FIT（2028年度末までにFIT認定が終了する設備）の期待容量と、変動電源（アグリゲート）の応札容量は、下記のとおり。

	期待容量／応札容量
卒FIT（2028年度末までにFIT認定が終了する設備）の期待容量	98万kW
変動電源（アグリゲート）の応札容量	84万kW

第32回 容量市場
の在り方等に関する
検討会資料より

3. 具体的な約定処理のプロセス

5

STEP1: 約定処理準備（FIT電源等の期待容量について）

- FIT電源は容量市場へ参加することはできないものの、一定の期待容量を有しており、調達量に含めて供給信頼度評価を行うため、FIT電源等の期待容量を算定する必要がある。
- FIT電源の実需給年度の導入容量については、最新の供給計画（2021年度供給計画の第5年度）や2020年度末時点で確認が可能なFIT電源の導入容量をもとに算定する。
- 具体的な算定は、以下手順で実施する。
 - 太陽光、風力については、最新の供給計画の設備量想定および2020年度末時点で確認が可能なFIT電源の導入容量をもとに算定する（ただし、FIT買取期間が終了した容量分は控除する）
 - 水力、地熱、バイオマスについては、2020年度末時点で確認が可能なFIT電源の導入容量をもとに算定する（ただし、FIT買取期間が終了した容量分は控除する）

3. オークション結果の集計・公表

(12) 調整機能あり電源の容量について [1/2]

- 調整機能あり電源の約定容量は下記のとおり。
- なお、調整機能ありの非落札電源の応札容量の総量は547万kWだった。

	調整機能あり 電源の約定容量※1			(参考) 調達量※2
		(内) LNG	(内) 揚水	
全国	11,937 万kW	5,798 万kW	2,233 万kW	19,677 万kW
北海道	443 万kW	54 万kW	77 万kW	797 万kW
東北	1,144 万kW	533 万kW	46 万kW	2,137 万kW
東京	4,275 万kW	2,443 万kW	927 万kW	5,888 万kW
中部	2,122 万kW	1,256 万kW	360 万kW	2,750 万kW
北陸	324 万kW	88 万kW	0 万kW	655 万kW
関西	1,493 万kW	687 万kW	366 万kW	2,999 万kW
中国	627 万kW	243 万kW	189 万kW	1,438 万kW
四国	546 万kW	86 万kW	64 万kW	867 万kW
九州	962 万kW	408 万kW	203 万kW	2,145 万kW

※1 約定容量を号機単位の設備容量で案分した値により集計。

※2 FIT電源等の期待容量等を含む。(全国計で3,069万kW)。

3. オークション結果の集計・公表

39

(12) 調整機能あり電源の容量について [2/2]

- 安定電源のうち、発電方式が「火力、水力、再生可能エネルギー（バイオマス（専焼）、バイオマス（混焼）、地熱）、およびその他（蓄電池）」の電源を対象に、調整機能の詳細情報（調整力として供給可能な容量、潜在的な容量※1）の集計を行った。
- 落札電源における潜在的な調整力設備量の合計は2,154万kW※2、登録されている電源の設備容量に対して、二次①～三次②において0.9%～6.4%であった。

※1 発電設備自体は調整機能を有しているが、制御回線が設置されていない設備量。

※2 2024年度メインオークション（対象実需給年度：2028年度）の集計では、落札電源における潜在的な調整力設備量の合計は2,014万kW

※3 未応札電源：電源等情報の登録はあるが、応札を行っていない電源。

落札電源											未応札電源※3・非落札電源											
エリア	設備容量 [万kW]	調整力供出可能量[万kW]					仮に制御回線を設置すれば供出可能となる調整力設備量 [万kW]					設備容量 [万kW]	調整力供出可能量[万kW]					仮に制御回線を設置すれば供出可能となる調整力設備量[万kW]				
		一次	二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②	二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②	一次		二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②	二次 ①	二次 ②	三次 ①	三次 ②		
北海道	595	103	121	140	232	361	6	9	14	26	88	10	10	10	10	10	0	0	0	0		
東北	1,950	80	121	275	481	631	35	34	96	145	122	54	54	56	56	57	3	3	5	13		
東京	5,906	228	819	1,675	2,734	2,922	42	139	216	282	278	36	29	67	125	182	7	3	2	2		
中部	2,455	262	515	548	1,068	1,300	8	28	36	53	292	30	39	40	81	107	4	5	4	1		
北陸	409	28	106	106	166	223	1	6	11	11	215	16	24	24	39	84	1	1	1	0		
関西	2,255	167	325	468	818	965	21	72	161	281	205	20	13	24	59	92	5	5	5	20		
中国	872	115	218	245	377	440	8	14	13	81	5	4	3	3	3	3	2	1	1	1		
四国	710	74	101	129	197	321	8	8	8	22	45	5	10	10	22	33	0	0	0	0		
九州	1,411	125	330	437	628	732	26	36	40	157	177	46	43	43	46	3	3	3	0			
合計	16,562	1,181	2,657	4,022	6,701	7,894	156	347	594	1,058	1,428	221	226	279	438	616	25	21	22	37		
設備容量比		7.1%	16.0%	24.3%	40.5%	47.7%	0.9%	2.1%	3.6%	6.4%		1.3%	1.4%	1.7%	2.6%	3.7%	0.2%	0.1%	0.1%	0.2%		

■ 容量市場のオークション結果について、以下の項目の初回から今回までの推移を示す。

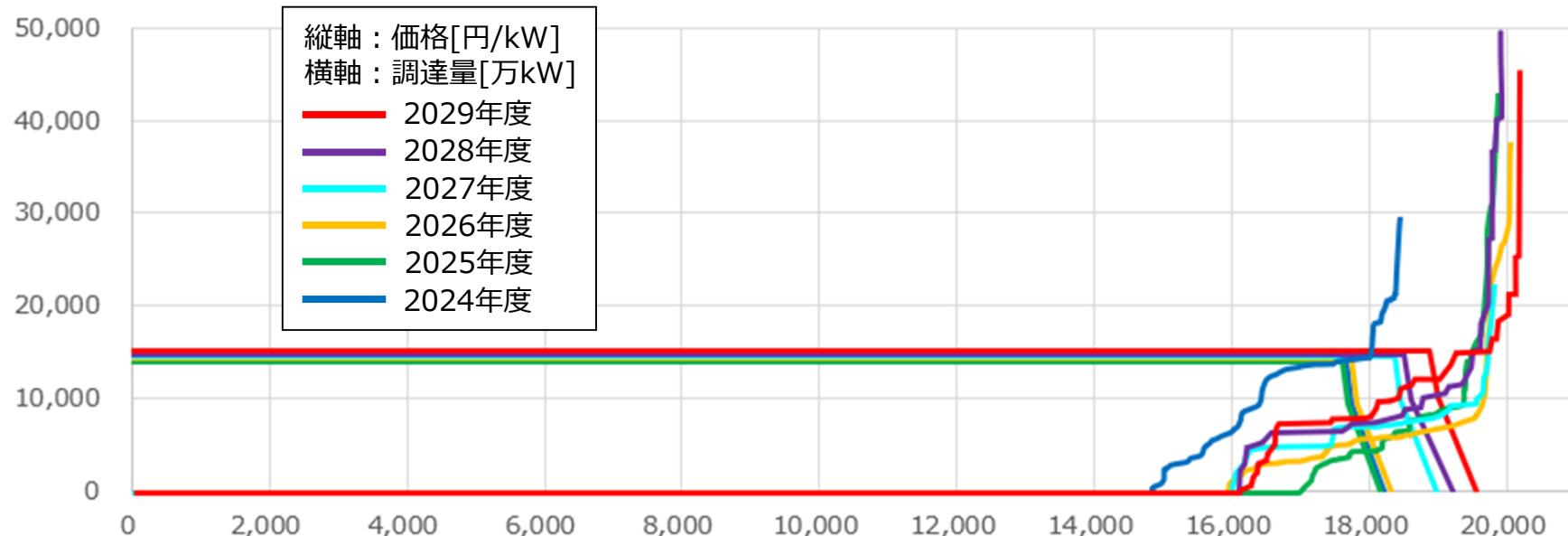
- (1) 需要曲線と供給曲線
- (2) 応札容量
- (3) 調整機能あり電源の契約容量

4. オークション結果の推移

(1) 需要曲線と供給曲線

- これまでのオークションにおける「需要曲線と供給曲線」を重ねると下記のとおり。

<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・2029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・応札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
2029年度	10,075	189,966,340	22,258,658	3,235,710	1,770,000	3,426,422

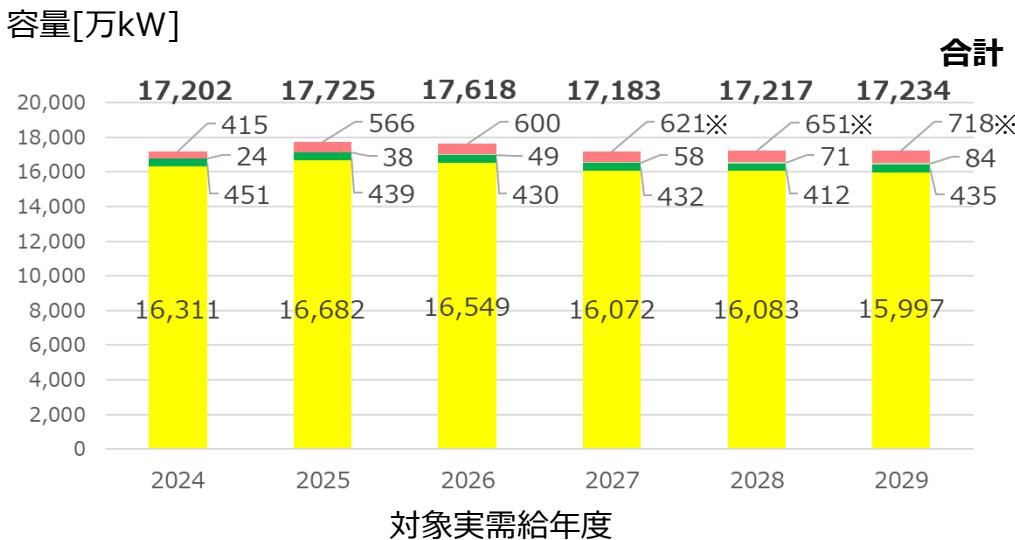
4. オークション結果の推移

42

(2) 応札容量

- これまでのオークションにおける「応札容量」の推移は下記のとおり。

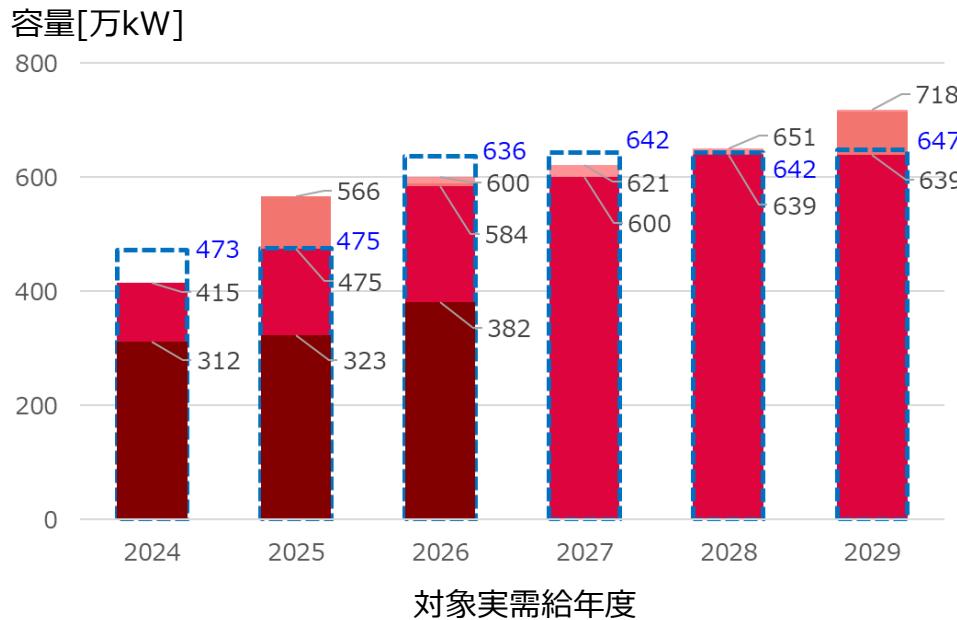
<電源等の区別別の応札容量>



■ 安定電源 ■ 变動電源（単独） ■ 变動電源（アグリ） ■ 発動指令電源

※ 発動指令電源の応札容量は調整係数反映前の容量で集計。

<発動指令電源の応札容量>



■ 応札容量（調整係数反映前）
■ 落札容量（メインオークション、調整係数反映後）
■ 契約容量（実効性テスト後/追加オークション後）
□ 調達上限容量・応札上限容量（メインオークション）

4. オークション結果の推移

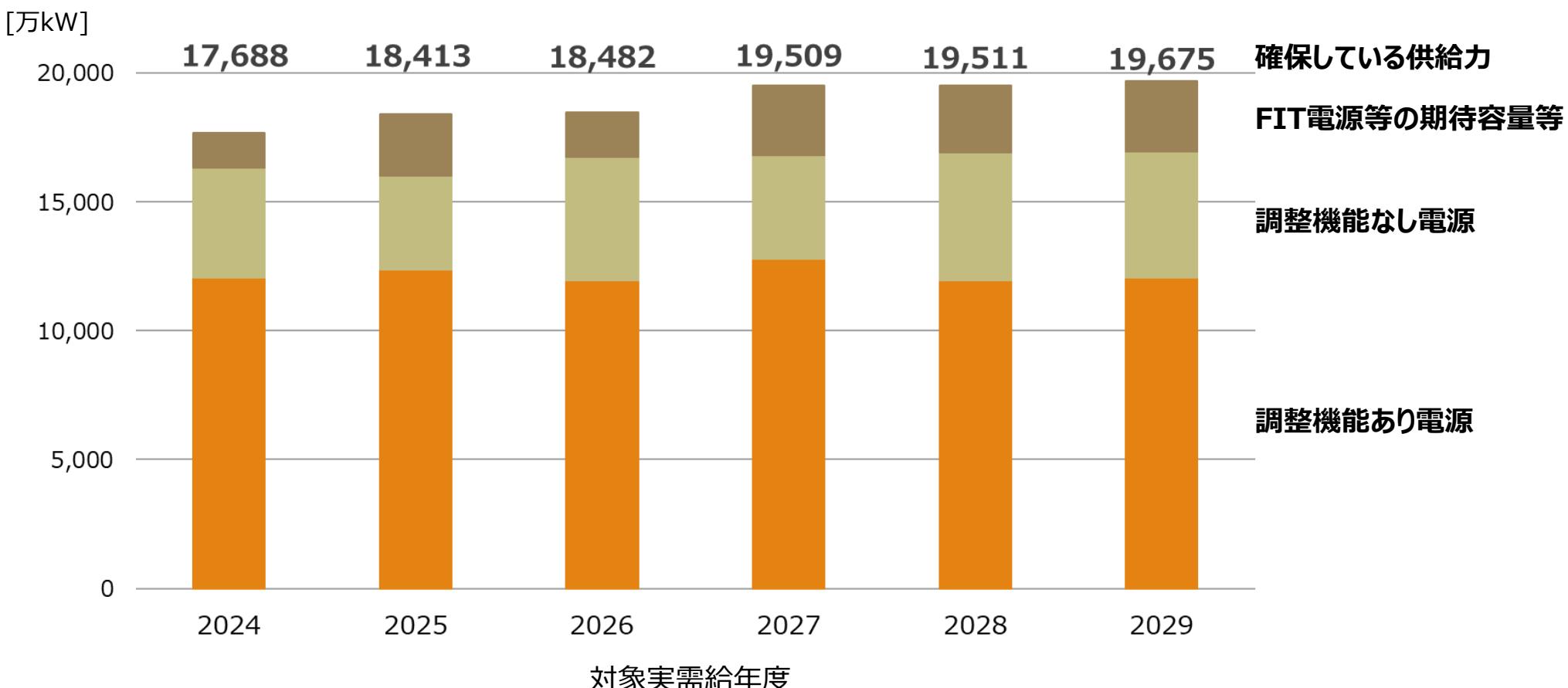
43

(3) 調整機能あり電源の契約容量

- これまでのオークションにおける「調整機能あり電源の契約容量」などの推移は下記のとおり。

※ 対象実需給年度:2024～2028年度は2025年12月時点での契約容量で集計。

※ 2027年度以降については長期脱炭素電源オークション調達分も含む。



＜各種資料等参照先＞

- ・容量市場に関するお知らせ等
<https://www.occto.or.jp/market-board/market/index.html>
 - ・かいせつ容量市場スペシャルサイト
<https://www.occto.or.jp/capacity-market/index.html>
 - ・容量市場の在り方等に関する検討会
<https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/index.html>
 - ・容量市場説明会資料・動画
https://www.occto.or.jp/market-board/market/youryou_setsumeikai.html
 - ・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（第102回まで）／次世代電力・ガス事業基盤構築小委員（第103回以降）
 制度検討作業部会
 - 中間とりまとめ（平成30年7月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20180713_01.pdf
 - 第二次中間とりまとめ（令和元年7月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20190724_01.pdf
 - 第三次中間とりまとめ（令和2年7月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20200730_01.pdf
 - 第四次中間とりまとめ（令和3年6月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20210614_1.pdf
 - 第七次中間とりまとめ（令和4年7月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20220714_1.pdf
 - 第十三次中間とりまとめ（令和5年8月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20230810_1.pdf
 - 第十五次中間とりまとめ（令和6年2月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20240403_1.pdf
 - 第二十次中間とりまとめ（令和7年6月）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/system_review/pdf/20250603_1.pdf
- ＜お問い合わせ先＞　・容量市場問合せ窓口
<https://prnb.f.msgs.jp/n/form/prnb/4HYrakKeQUy6eyWwfYvCr>

公表日	訂正内容
2026/1/23訂正	<p>p.24 (訂正前) 2028年度向けオークションでも応札のあった【参入済】と、2029年度向け新たに応札のあった【新規参入】の発動指令電源において、応札件数に対する非落札の割合はほぼ同じであった。</p> <p>(訂正後) 2026年度の実需給に向けた実効性テストに参加した【参入済】と、参加していない【新規参入】の発動指令電源において、応札件数に対する非落札の割合はほぼ同じであった。</p>