

長期脱炭素電源オークション の現状と課題

2024年9月18日

バイオマス産業社会ネットワーク第224回研究会

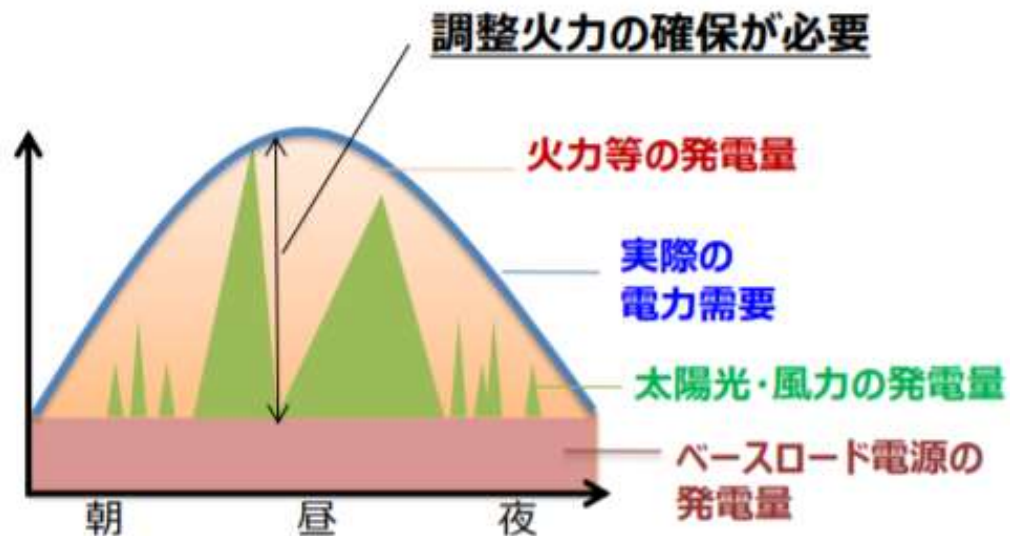
松久保 肇(原子力資料情報室)



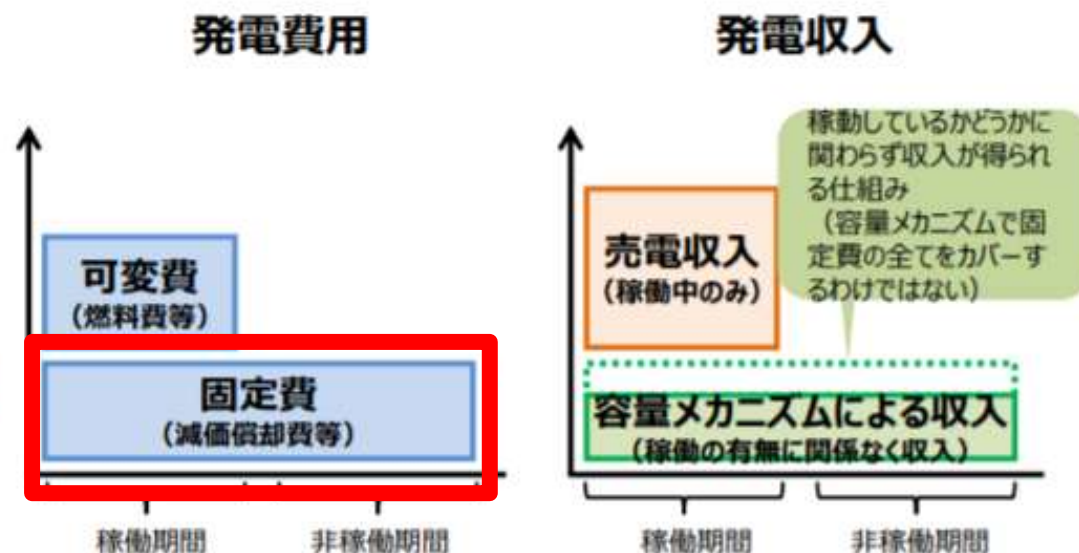
容量市場の創設

- 電力システム改革による卸電力取引の拡大にともない、電源の投資回収の予見性が低下。
- さらに、エネルギーミックスの達成に向け、太陽光・風力発電といった自然変動電源の導入のためにも、調整電源の必要性が高まっている。他方、調整力となる火力発電は再エネ拡大による稼働率低下が想定される。
- こうした中においても、事前に確保した容量（kW価値）に対して、稼働していない期間（kWh=0の期間）でも一定の支払いを行う仕組みである容量市場を導入することで、電源投資に関して、一定の投資回収の予見性を確保し、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力を確保することで、電気料金の安定化を図る。

電力需要と発電量のイメージ



容量メカニズムによる投資費用回収イメージ



【電力の価値を取引する市場および容量市場の構成】

市場	役割	主な取引主体	容量市場を構成するオークション	概要
<div style="border: 1px solid red; padding: 2px;">2020年7月開設</div> 容量市場	国全体で必要となる「将来の供給力 (kW価値)」の取引	広域機関	容量オークション ※1	メインオークション 将来の一定期間における需要に対して必要な供給力を調達するため、実際に供給力を提供する年度の4年前に実施する
卸電力市場	需要家に供給するための電力量 (kWh価値) の取引	小売電気事業者		追加オークション メインオークション実施後、必要と判断された場合に供給力を提供する年度の1年前に実施する
需給調整市場	ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力 (ΔkW価値+kWh価値) の取引	一般送配電事業者		<div style="border: 2px solid red; padding: 2px;"> 2023年度創設 長期脱炭素電源オークション </div> 新規電源投資(リプレース、改修も含む)を促進し、長期にわたって脱炭素電源による供給力を調達するために実施する
				特別オークション 安定供給の維持が困難となることが明らかになった場合等に実施する

※1 将来の一定期間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

https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/202309_youryou_syousaisetsumei_long.pdf



項目	メインオークション	長期脱炭素電源オークション
制度概要	一定の投資回収の予見性を確保し、将来の一定期間（単年度）における需要に対して必要な供給力を調達する	新規電源投資（リプレース、改修も含む）を促進し、長期にわたって脱炭素電源による供給力を調達する
参加登録資格	電気供給事業者であり、自らまたは他者が所有する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者であること	国内法人であり、自らが維持・運用する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者であること
対象電源	実需給年度（メインオークションの場合、応札の4年後）に供給力を提供できる電源など	脱炭素電源の新設・リプレースおよび改修（既設火力の脱炭素化への改修）における新規投資。 ただし、2023～2025年度はLNG専焼火力を含む
対象容量	1,000kW以上（期待容量ベース）	電源種別等に応じ 1～10万kW以上 （送電端設備容量ベース）
オークション方式	シングルプライス方式 ※地域間連系線に制約があり、各エリアの供給信頼度を経済的に確保するため、市場を分断して処理をすることがある	マルチプライス方式
供給力の提供期間	単年度	原則20年 （20年より長期の提供期間を希望することも可能）
リクワイアメント 下線：本オークションのみに係るもの	容量停止計画の調整、余力活用に関する契約の締結、供給力の維持、発電余力の市場応札、供給指示への対応	容量停止計画の調整、余力活用に関する契約の締結、 供給力提供開始時期・供給力提供開始期限の遵守 、供給力の維持、発電余力の市場応札、供給指示への対応、 脱炭素燃料の混焼率、変動電源の年間設備利用率、脱炭素化ロードマップの遵守
落札事業者の収入	容量確保契約金額	容量確保契約金額 - 事後的な還付額 ※ ※他市場収益の約9割にあたる金額
監視対象	市場支配力を有する事業者の売り惜しみ、価格つり上げ	応札価格、他市場収益



メインオーケシヨンの現状



第2章 募集概要

オークション参加対象となる電源等

- オークション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・発動指令電源です。相対契約を締結している電源等も容量市場に参加することができます。
- オークションの募集対象となるエリアは、日本全国です。ただし、沖縄地域及びその他地域の離島※1を除きます。

オークション参加対象となる電源等の概要

安定電源	変動電源		発動指令電源
	変動電源（単独）	変動電源（アグリゲート）	
計量単位の期待容量※2が1,000kW以上の安定的な供給力を提供するもの	計量単位の期待容量※2が1,000kW以上の供給力を提供するものうち、自然変動電源に該当するもの	計量単位の期待容量※2が1,000kW未満の電源のうち、自然変動電源を組み合わせ※3することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの	計量単位の期待容量※2が1,000kW未満の電源・安定的供給力を提供できない自家発・DRなどを単独または組み合わせ※3することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの
(例) <ul style="list-style-type: none"> ➢ 火力、原子力、 ➢ 大規模水力（揚水式、貯水式、一部の自流式） ➢ 地熱・バイオマス・廃棄物 ➢ 蓄電池※4 	(例) <ul style="list-style-type: none"> ➢ 水力（一部の自流式） ➢ 風力 ➢ 太陽光 	(例) <ul style="list-style-type: none"> ➢ DR ➢ 自家発 ➢ 蓄電池 ➢ その他 	

※1：離島とは電気事業法施行規則第3条の2で定める本土と系統が接続していない島を指します。

※2：期待容量とは、「電源等情報として登録した設備容量のうち、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」です。（詳細は第3章で後述）

※3：組合せは同一供給区域内の電源等の組合せに限ります。

※4：計量単位の期待容量が1,000kW以上で、供給計画に計上されている、または計上見込みとなる蓄電池は安定電源となります。



(参考)オークション参加対象となる電源等の詳細

オークション参加対象となる電源等

電源/DR	期待容量※1	電源種別	発電方式別	供計ガイドラインに基づく電源※2	供計ガイドラインに基づかない電源※2
電源	計量単位 1,000kW以上	水力	一般（調整式・貯水式）	安定電源	発動指令電源
			一般（自流式）	安定電源／変動電源（単独）※3	
			揚水※6		
		火力	—	安定電源	
		原子力	—		
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光	変動電源（単独）	
			地熱・バイオマス・廃棄物	安定電源	
	その他	蓄電池※5			
	計量単位 1,000kW未満	水力	一般（調整式・貯水式）	発動指令電源	
			一般（自流式）	発動指令電源／変動電源（アグリゲート）※4	
			揚水		
		火力	—	発動指令電源	
		原子力	—		
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光	変動電源（アグリゲート）	
地熱・バイオマス・廃棄物			発動指令電源		
その他	蓄電池				
DR	—	—	—	発動指令電源	

※1：期待容量とは、「電源等情報として登録した設備容量のうち、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」です。（詳細は第3章で後述）

※2：供給計画の届出に係るガイドラインに沿って適切に供給計画に計上することが求められるため、供給計画に計上されている、もしくは供給計画に計上する見込みがある電源等が安定電源または変動電源に登録が可能です。また、供給計画に計上されていない、もしくは供給計画に計上する見込みがない電源等は発動指令電源に登録が可能です。なお、発動指令電源として落札した事業者は、発動指令電源の供給電力の計上内訳について、供給計画の別紙に記載して提出することが求められます。

※3：ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は安定電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源（単独）となります。

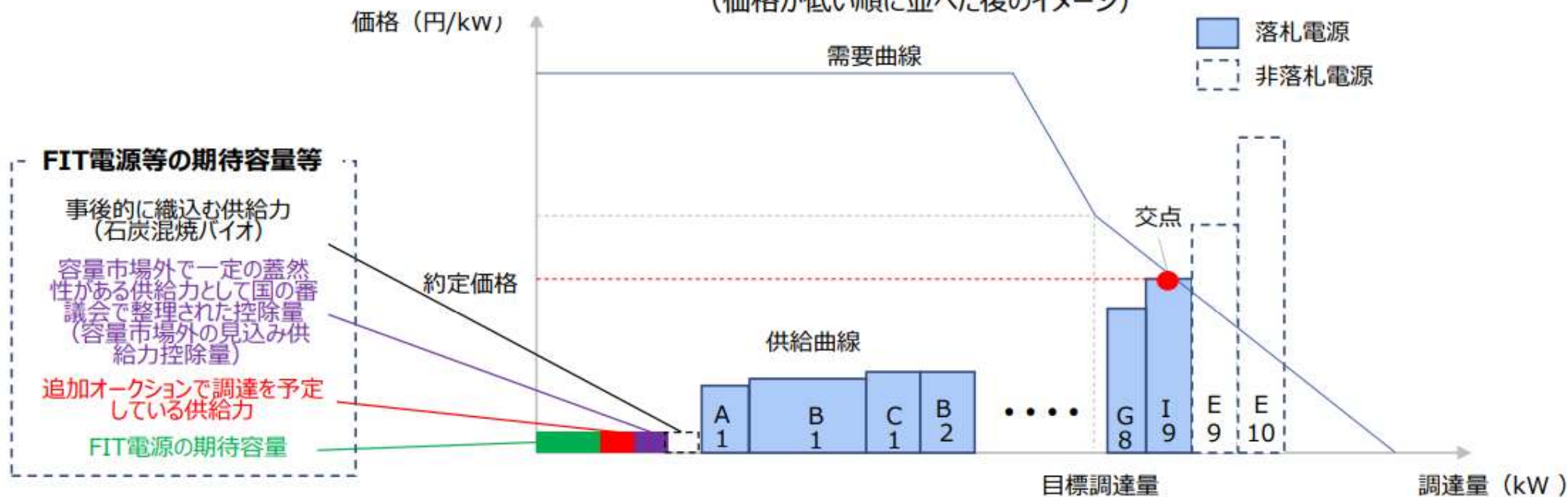
※4：供給計画においてダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は発動指令電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源（アグリゲート）となります。

※5：対象実需給年度：2027年度向けメインオークションより、計量単位で期待容量が1,000kW以上、放電可能時間が3時間以上の蓄電池は安定電源としての登録が可能です。

※6：揚水式は発電可能時間3時間以上に限ります。



シングルプライス方式における落札電源および約定価格の決定方法 (価格が低い順に並べた後のイメージ)



- ※1: 需要曲線と電源等が交差しない場合は、応札価格が最も高い電源等の応札価格以下で応札されている電源等を落札電源とします。
また需要曲線と交差する電源等が複数存在する場合は、それらのうち最も低い応札価格以下で応札されている電源等を落札電源とします。
- ※2: 約定点において同一価格の応札が複数存在した場合は、約定点の容量以上となる応札の組合せのうち、約定点に最も近い量となるよう約定処理を行います。
- ※3: 入札された電源が全て落札されたエリア、または落札しなかった電源に応じた事業者が一者の独占状態となっているエリアにおいては、適正な価格で入札されなかったり、コストが非常に高い電源も含めほぼ全ての電源が約定する可能性が考えられます。それに伴いエリアプライスがコストの非常に高い電源に連動して高くなると見込まれることから、マルチプライス方式が一部適用されます。

第5章 契約の履行 リクワイアメント・アセスメント・ペナルティの全体像

- 容量を提供する電源区分ごとに定められるリクワイアメントを達成し、容量確保契約で定められた供給力を提供してください。
- 電源区分、実需給期間の開始前後や需給状況によって達成しなければならないリクワイアメントが異なります。
- リクワイアメント毎にアセスメントおよびリクワイアメント未達成時のペナルティが存在します。

電源区分	リクワイアメント		実需給前	実需給中	
				平常時	低予備率アセスメント対象コマ※1
安定電源	① 計画停止調整	・容量停止計画の調整に応じること	✓		
	② 余力活用に関する契約の締結	・調整機能「有」と登録した電源のみ、一般送配電事業者と余力活用に関する契約を締結すること	✓		
	③ 計画停止	・維持・運営等のために必要な一定の期間を超えて、電源の停止および出力低下しないこと		✓	✓
	④ 市場応札	・発電余力を卸電力取引市場等に応札すること		✓	✓
	⑤ 供給指示への対応	・一般送配電事業者からの電気の供給指示があった場合、適切に対応すること			✓
	⑥ 稼働抑制（非効率石炭火力のみ）	・実需給期間中における年間設備利用率が50%を超えていないこと		✓	
変動電源（単独）	⑦ 計画停止調整	・容量停止計画の調整に応じること	✓		
	⑧ 計画停止	・維持・運営等のために必要な一定の期間を超えて、電源の停止および出力低下しないこと		✓	✓
変動電源（アグリゲート）	⑨ 計画停止	・維持・運営等のために必要な一定の期間を超えて、電源の停止および出力低下しないこと		✓	✓
発動指令電源	⑩ 実効性テスト	・実効性テストにおいて容量確保契約容量以上の供給力を提供すること	✓		
	⑪ 発動指令への対応	・一般送配電事業者からの発動指令があった場合、適切に対応すること			✓※

主燃料が石炭の安定電源で、設計効率が42%未満



※1：前日以降の需給バランス評価によって広域予備率低下に伴う供給力提供の周知対象となったコマ

第5章 契約の履行

容量市場概要

募集概要

参加登録

マイページ

契約の履行

容量拠出金

取引・税務

その他

75

リクワイアメント・アセスメント・ペナルティ(⑪ 発動指令への対応)

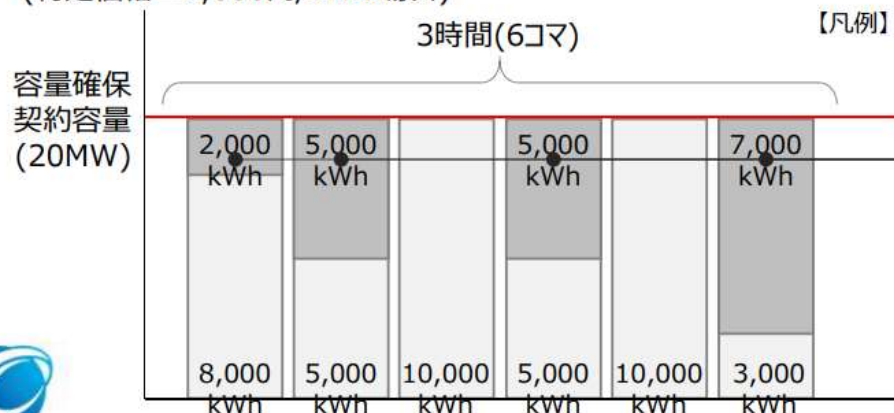
発動指令電源

- リクワイアメント：一般送配電事業者からの発動指令に応じて、容量確保契約容量以上の供給力を年間で最大12回かつ1回の発動につき3時間継続して提供すること
 - 発動指令への応動は1日1回を限度とします
 - 発動指令が発令された場合は、相対契約に基づく小売電気事業者への供給や卸電力市場等への入札を通じて適切に供給力を提供することとします
 - 上記リクワイアメントに関わらず、一般送配電事業者が発動指令を行い供給力の提供を依頼する場合があります（ペナルティの対象外）
- アセスメント：発動指令に応じ提供した供給力が容量確保契約容量に対して不足した場合、不足した容量をリクワイアメント未達成量とします
- ペナルティ：リクワイアメント未達成量に対して、経済的ペナルティが科されます

$$\text{経済的ペナルティ金額(円)} = \frac{\text{契約単価 (円/kW)} \times \text{容量確保契約容量(kW)} \times 110\% \times \text{リクワイアメント未達成量(kWh)}}{\text{容量確保契約容量(kW)} \times 12\text{回} \times 3\text{h/回}}$$

発動指令1回あたりの経済的ペナルティの算定方法

(約定価格 = 2,000円/kWの場合)



$$\begin{aligned} \text{経済的ペナルティ} &= 2,000\text{円/kW} \times 20,000\text{kW} \times 110\% \times \frac{19,000\text{kWh}}{20,000\text{kW} \times 12\text{回} \times 3\text{h/回}} \\ &\approx \mathbf{1,161\text{千円}} \end{aligned}$$

※経済的ペナルティは発動1回ごとに算定します。
 ※発動指令が12回未満の場合、未発動部分に対して経済的ペナルティはありません。



- 発電事業者の受け取りスケジュール

■ 容量確保契約金額の月次スケジュール



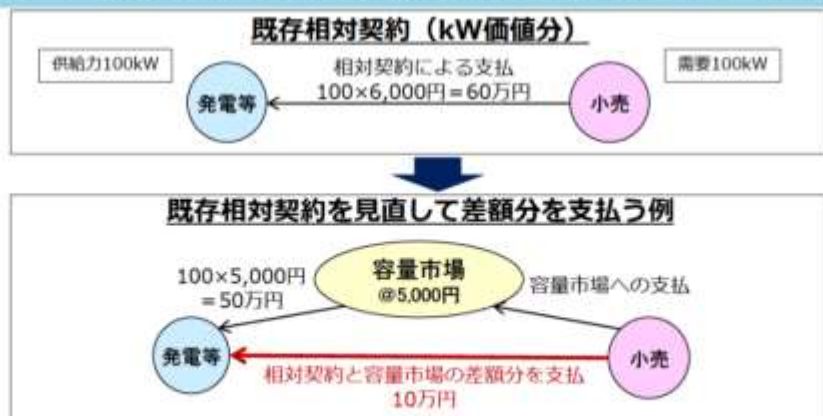
- 小売り電気事業者・送配電事業者の支払いスケジュール

■ 容量拠出金の月次スケジュール



既存の相対契約見直しの基本的な考え方

- 具体的には、容量市場創設の趣旨を踏まえ、適切な時期に以下の内容の措置を講ずることが望ましい。
 - 発電事業者等は、相対契約の対象となる全てのkW価値に対応する容量を容量市場に入札することに契約上合意する。
 - 容量市場に入札して落札された容量（kW価値）について、発電事業者等が容量市場から収入を得ており、既存相対契約においてkW価値に係る費用が支払われている場合は、既存契約を見直し、相対契約に基づく取引価格から容量市場から得られる収入額を差し引いた上で、発電事業者等が差額分を受け取る^{※1}等の精算が行われるよう、事業者間で協議の上、既存契約の見直しを行う。



※1 相対契約と電源が一對一に対応しない場合(例：一つの電源と複数の契約が結びつく、複数の電源と一つの契約が結びつく等、差し引かれる収入額について協議が必要)。

5

第6章 容量拠出金 (参考) 既存の相対契約について

90

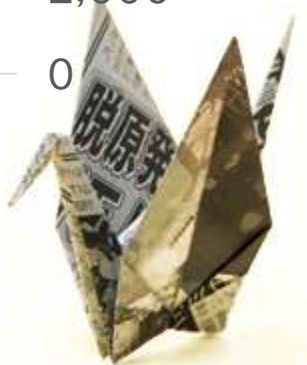
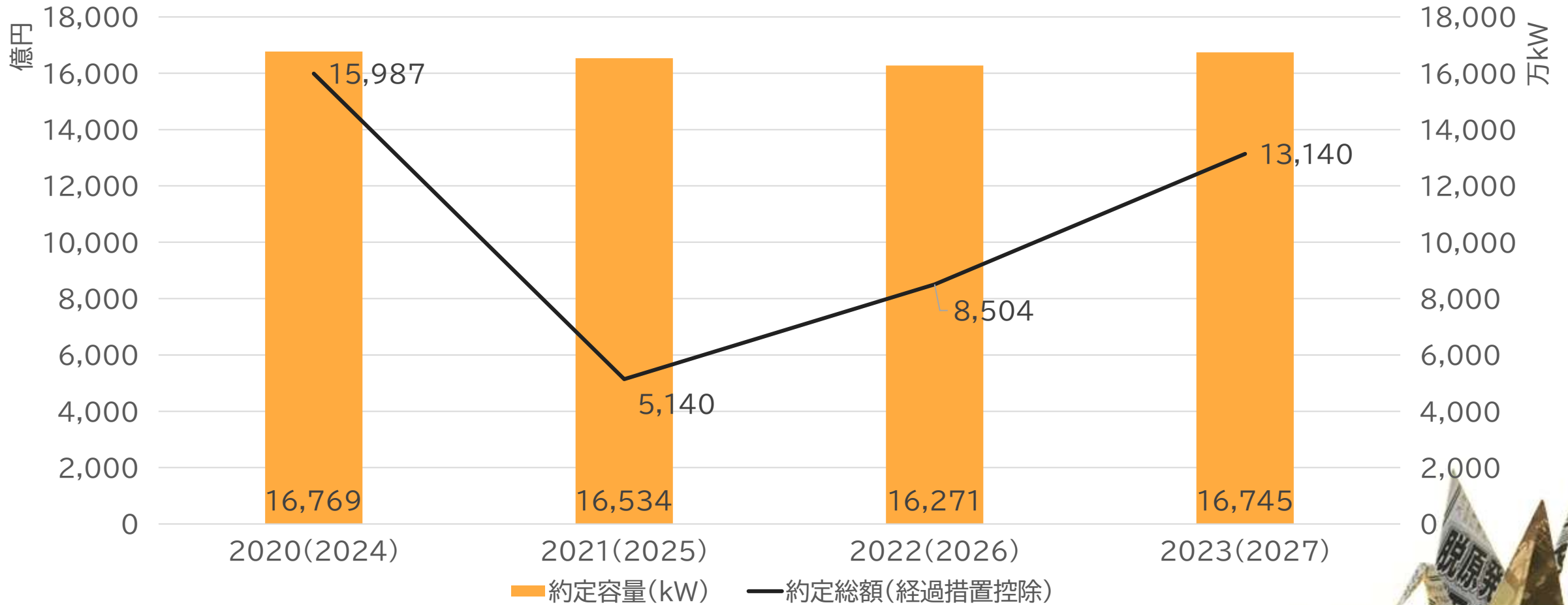
- 容量拠出金は、相対契約の有無等に関わらず、全ての小売電気事業者等に容量拠出金をお支払いいただきます。相対契約を締結している小売電気事業者は相対契約による支出に加えて、容量市場への支出が追加的に発生することとなります。
- 既存の相対契約については、容量市場の趣旨を踏まえ、実需給期間までに適切に見直される必要があると考えられます。
- 契約見直しを行う際の考え方は、経済産業省の審議会で示されている既存契約の見直し指針[※]をご参考にしてください。

※見直し協議において、契約先電源の落札状況の把握が必要な場合は以下の参考ください。
(広域機関ホームページ) 相対契約の協議を目的とした容量市場に関する情報開示
<https://www.occto.or.jp/market-board/market/jouhosukaigi.html>

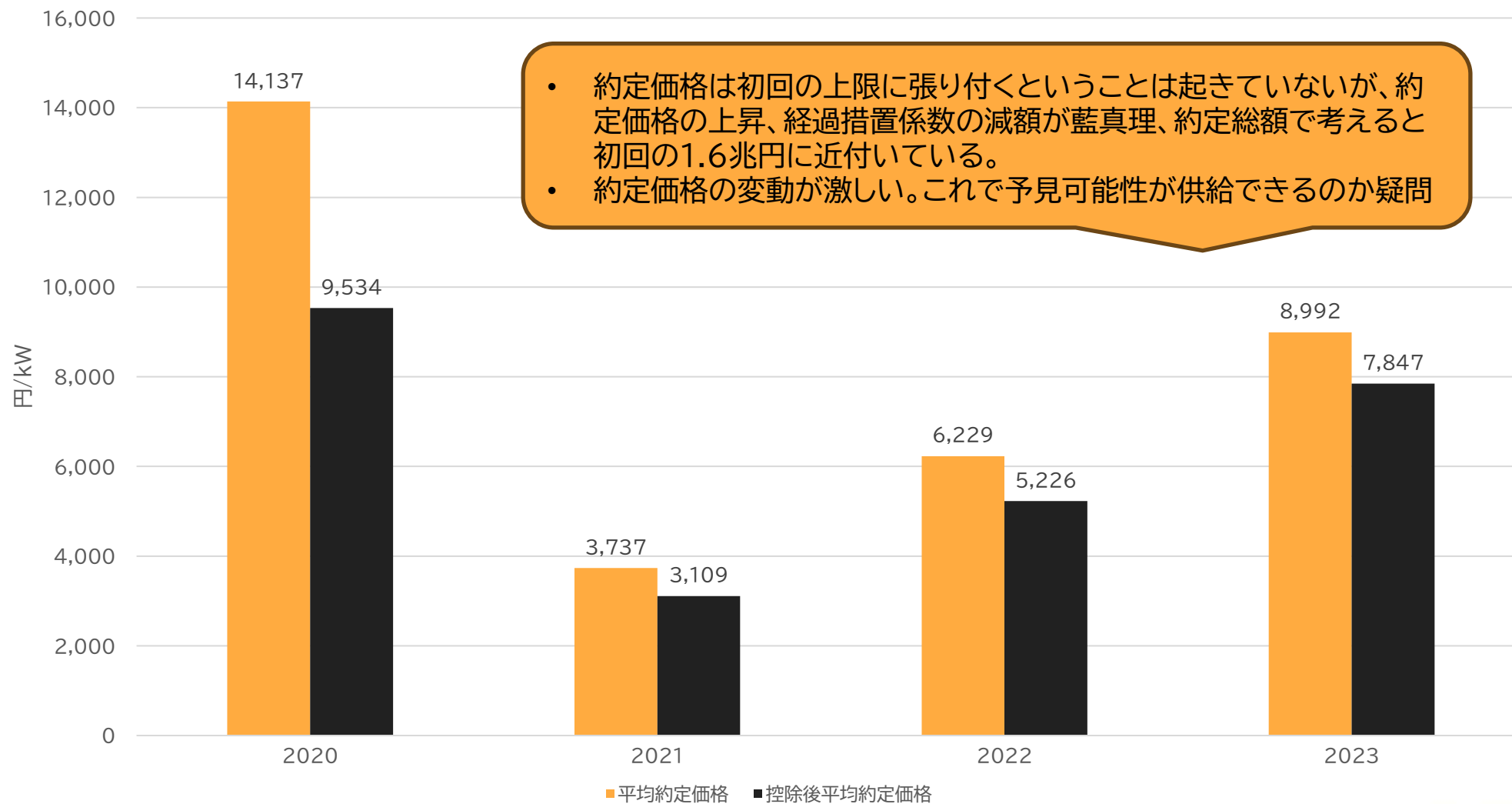
【相対契約を締結している場合の金銭の流れ】



容量市場約定総額と約定容量



約定価格と控除後約定価格

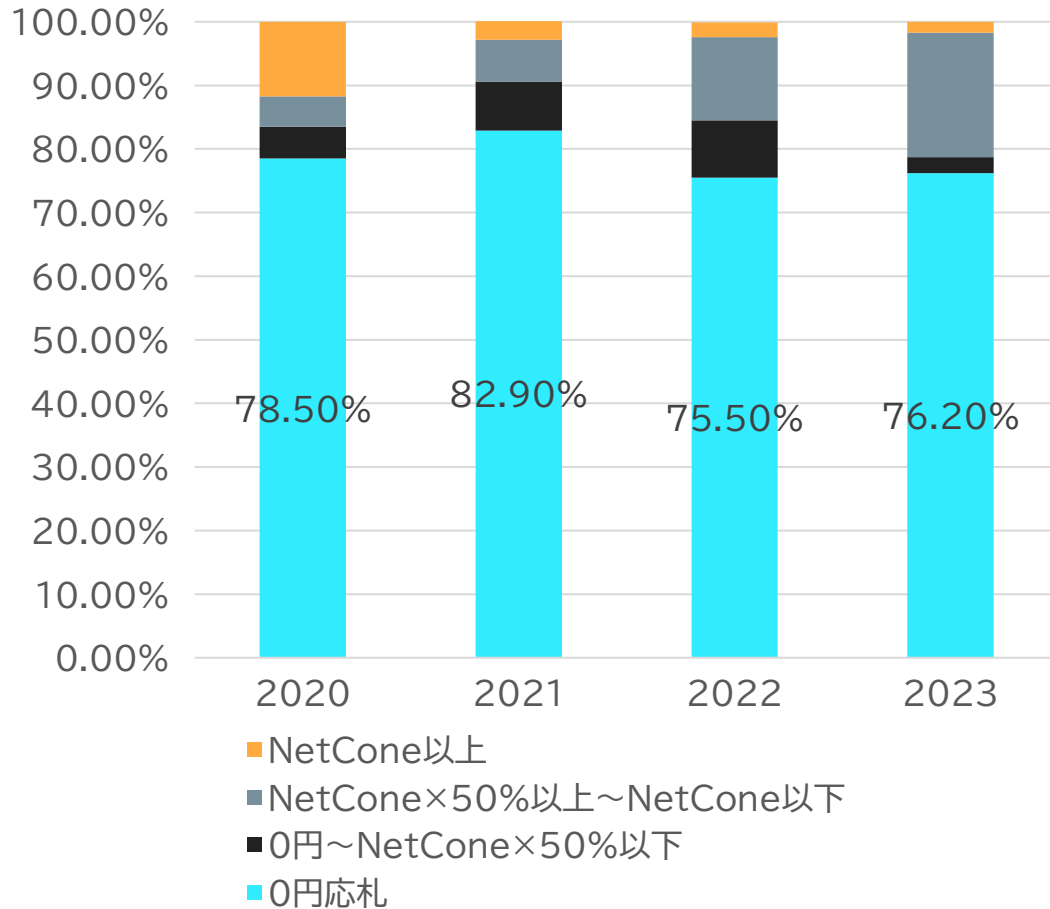


- 約定価格は初回の上限に張り付くということには起きていないが、約定価格の上昇、経過措置係数の減額が藍真理、約定総額で考えると初回の1.6兆円に近付いている。
- 約定価格の変動が激しい。これで予見可能性が供給できるのか疑問

- 約定価格から経過措置係数かけた額が実際の約定価格になる。
- 当初の経過措置係数は58%、毎年-7%されていき、2027年度オークション(実需給年度2030年度)からは経過措置なし



容量市場の応札価格分布

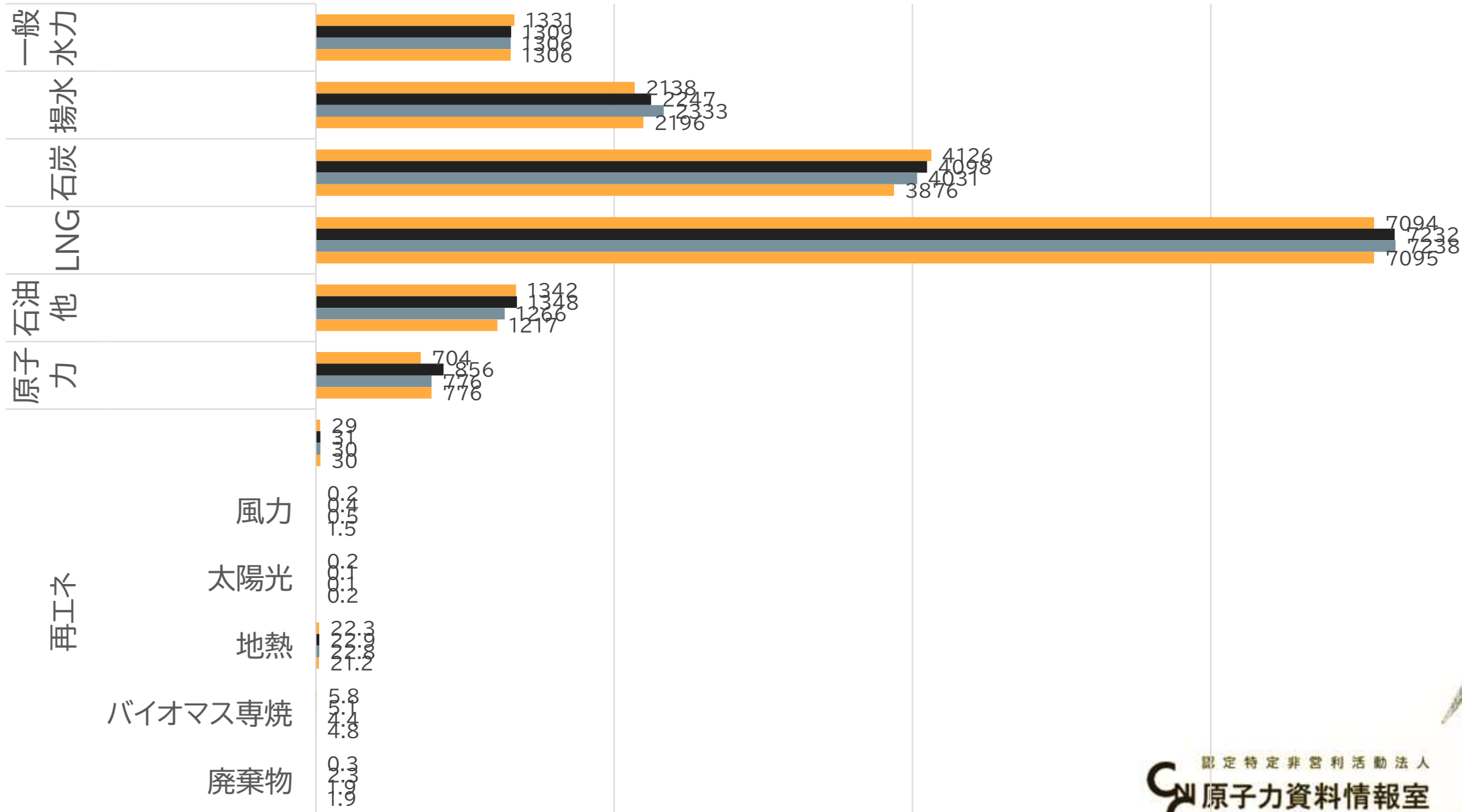


- 0円応札が75%以上を占める市場
⇒もともとベースロード運転する計画のある電源にとっては、容量市場は棚ぼた利益
- 2020年度はNetCone以上の応札が多く、約定価格が高くなった。2021年度は0円応札が増え、約定価格が低下、2022、2023年度はNetCone×50%以上、NetCone以下入札量が増加し、約定価格は上昇傾向。



入札電源

0 2000 4000 6000 8000

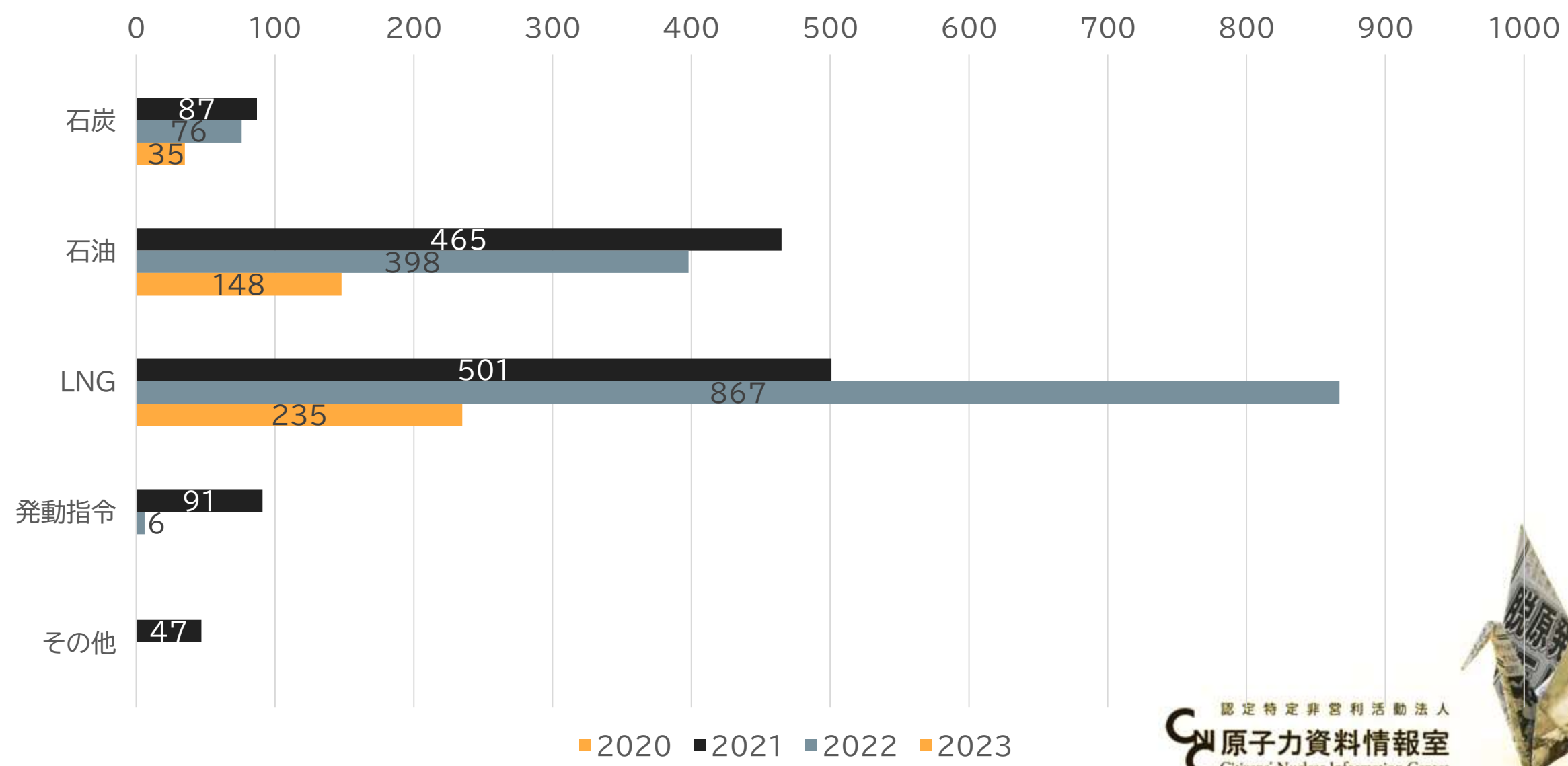


8000

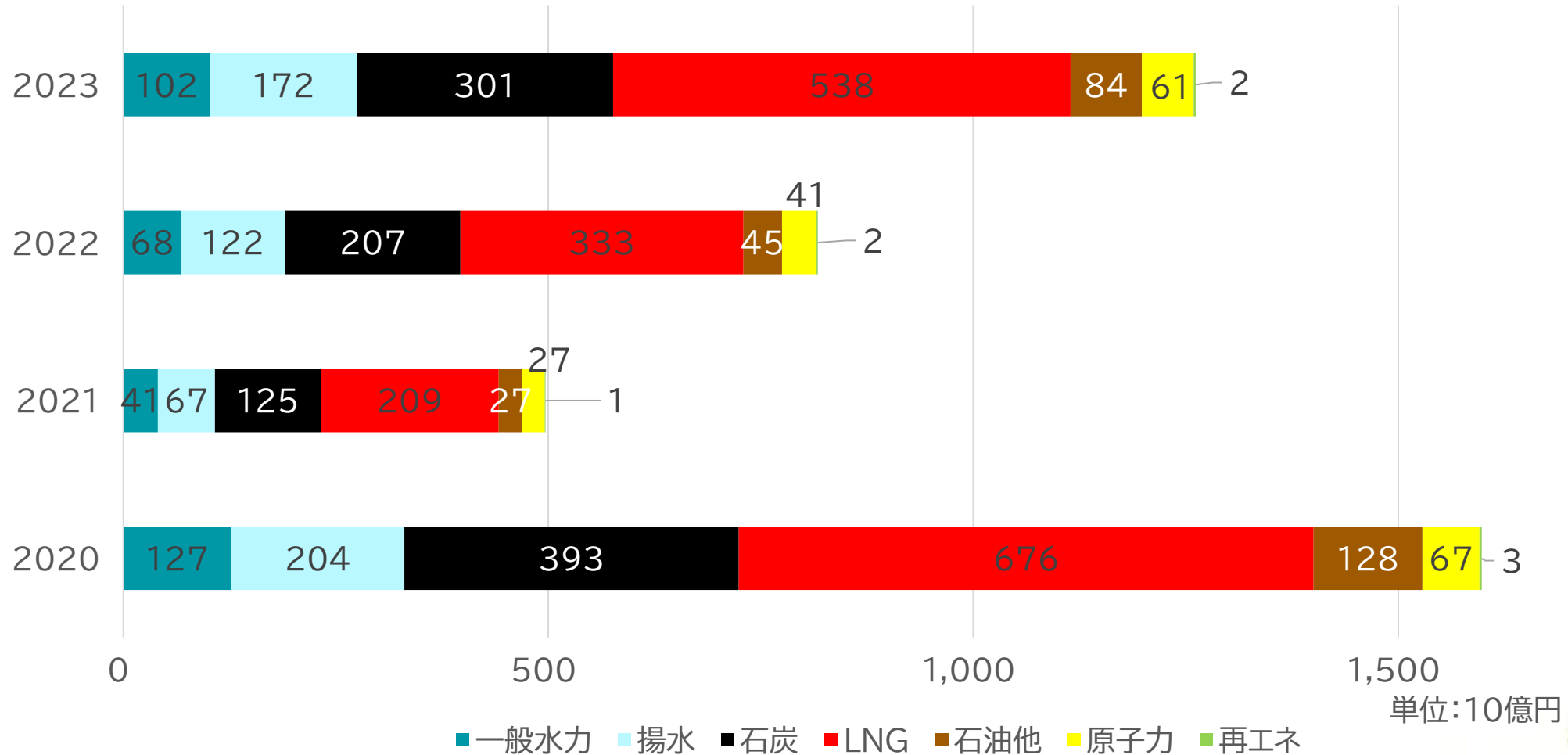
2020 2021 2022 2023



落札されなかった電源



電源種別容量市場収入(推計)



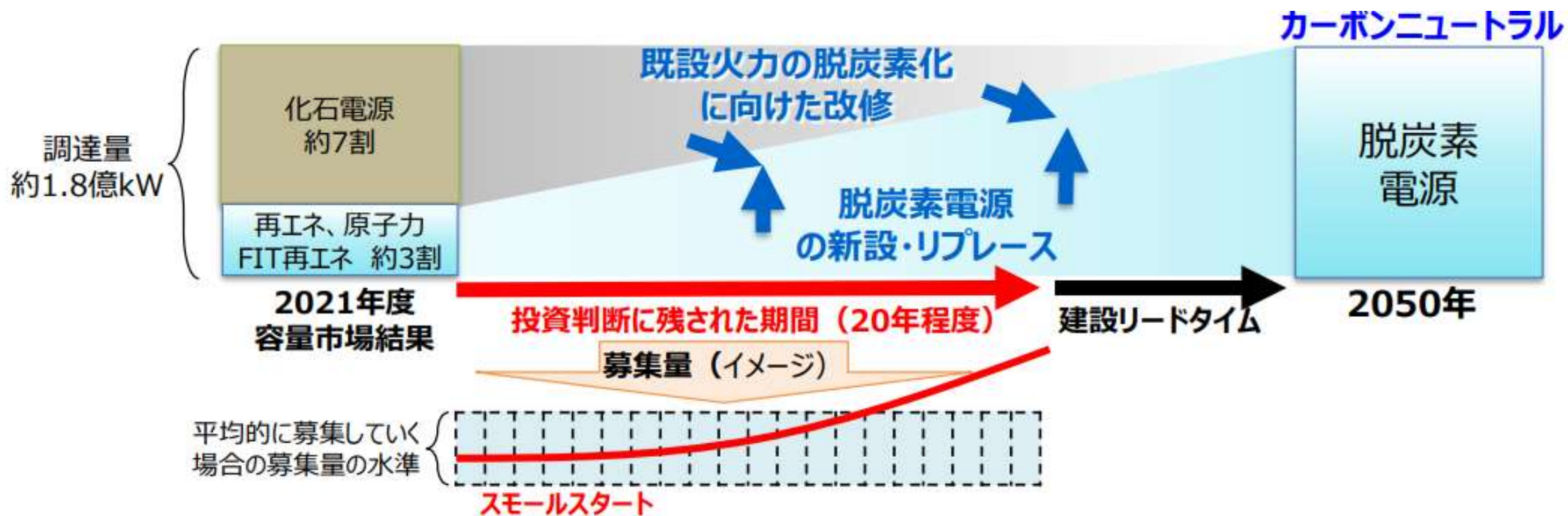
※各年度ごとの電源種別落札量と控除後約定価格をもとに計算した。ただし、落札しなかった発電指令電源はすべて揚水とみなした。また落札しなかったその他電源について差し引いていない。



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の目的



https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/061_04_00.pdf



電源種	専焼/混焼	参加可能な設備容量 (万kW)	新設・リブレース/改修	上限価格 ⁵⁾ (円/kW)	供給力提供 開始期限
太陽光	—	10	新設・リブレース	100,000	5年 (アセス済:3年)
風力 (陸上・洋上)	—	10	新設・リブレース	100,000	8年 (アセス済:4年)
蓄電池	—	1	新設・リブレース	55,308~74,690 ⁶⁾	4年
揚水	—	1	新設・リブレース	100,000	12年 (アセス済:8年)
一般水力 (貯水式・調整式・流込式)	—	10	新設・リブレース	新設:72,916 リブレース:37,319	12年 (アセス済:8年)
地熱	—	10	新設・リブレース	新設:100,000 全設備更新 型:97,104/地下設 備流用型:58,262	8年 (アセス済:4年)
原子力	—	10	新設・リブレース	100,000	17年 (アセス済:12年)

水素 火力	専焼・ 10%以上 混焼	10(新設・リブレース) 5(改修)	新設・リブレース/ 改修	新設・リブレース: 48,662 改修:100,000	11年 (アセス済/不 要:7年)
アンモニア 火力	専焼・ 20%以上 混焼	5	改修	改修:74,446	11年 (アセス済/不 要:7年)
バイオマス 火力	専焼	10	新設・リブレース/ 改修	新設・リブレース: 100,000 改修:81,637	11年 (アセス済/不 要:7年)
LNG火力	専焼	10	新設・リブレース	36,945	6年

5) 上限価格は原則NetCONE価格(新規参入費用(Cost Of New Entry)から他市場収入を差し引いたもの)の1.5倍、10万円を超えるものは10万円を上限としている

6) 上限価格は、電源が設置されたエリアによって、価格が異なる。(揚水・蓄電池共通) 北海道: 57,598円/kW/年、東北: 55,308円/kW/年、東京: 74,690円/kW/年、中部: 59,738円/kW/年、北陸: 56,101円/kW/年、関西: 60,761円/kW/年、中国: 56,477円/kW/年、四国: 55,826円/kW/年、九州: 60,595円/kW

LNGについては、供給力提供開始から10年後までの間に脱炭素化に向けた対応(改修のための本制度への応札等)を開始することや、2050年までの脱炭素化ならびに落札後6年以内の供給力提供開始を条件とする



応札価格に織り込むことが認められるコスト

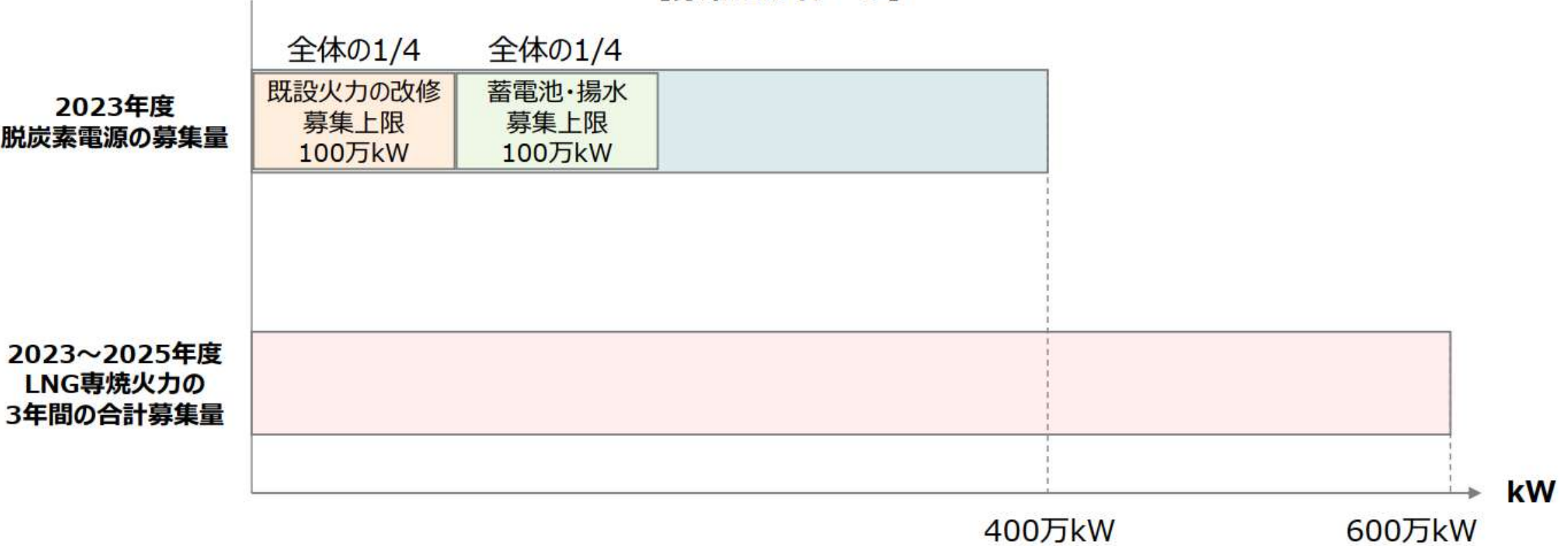
建設費の増加リスクへの対応として、予備費として建設費の10%を織り込む

① 資本費	建設費	発電設備・燃料受入設備・燃料保管設備・燃料供給設備などの新たな脱炭素電源の稼働に資する設備の建設費の 110% の金額	
	系統接続費	最新の工事費負担金の見積額を参考に、事業者が算出した任意の金額	
	廃棄費用	太陽光は、1万円/kW。原子力は、建設費の12%の金額。その他の電源種は、建設費の5%の金額。	
② 運転維持費	固定資産税	当該電源を制度適用期間において保有することによって発生する固定資産税額	
	人件費	当該電源を制度適用期間において維持することによって必要となる人員に対する給料手当等	
	修繕費	当該電源を制度適用期間において維持することによって必要となる修繕費	
	経年改修費	当該電源を制度適用期間において維持することによっ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	当該電源を制度適用期間において保有することによって発生する発電側課金のうち、kW 課金部分の金額(目安単価 900 円/kW/年)	
	事業税(収入割・資値割)		当該電源を制度適用期間において維持することによって発生する次の事業税の額
			・収入割: 事業税(収入割)を除く当該電源の資本費・運転維持費・事業報酬の総額(円/kW/年)×税率/(1-税率)
			・資本割: 建設費×自己資本比率 43%×税率
		・付加価値割: (当該電源の事業報酬+当該電源の人件費+当該電源の支払賃借料)×税率	
	その他のコスト(委託費・消耗品費等)	当該電源を制度適用期間において維持することによって必要となるその他のコスト	
③ 事業報酬(資本コスト)		応札時点において、将来の上記の費用(①資本費、②運転維持費)の支出計画を作成し、税引前 WACC5% が確保できるような均等化コスト(円/kW/年)と、単純平均コスト(円/kW/年)の差額。 ※Weighted Average Cost of Capital、加重平均資本コスト	

- 本オークション（応札年度：2023年度）における 脱炭素電源の募集量は400万kW※1になります。脱炭素電源の募集量400万kW※1のうち、既設火力の改修（アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼）は100万kW※1、蓄電池・揚水式水力は合計で100万kW※1を募集量の上限とします。
- LNG専焼火力の 新設・リプレースの募集量は2023～2025年度の3年間で600万kW※1になります。

※1 応札容量ベース

【募集量のイメージ】

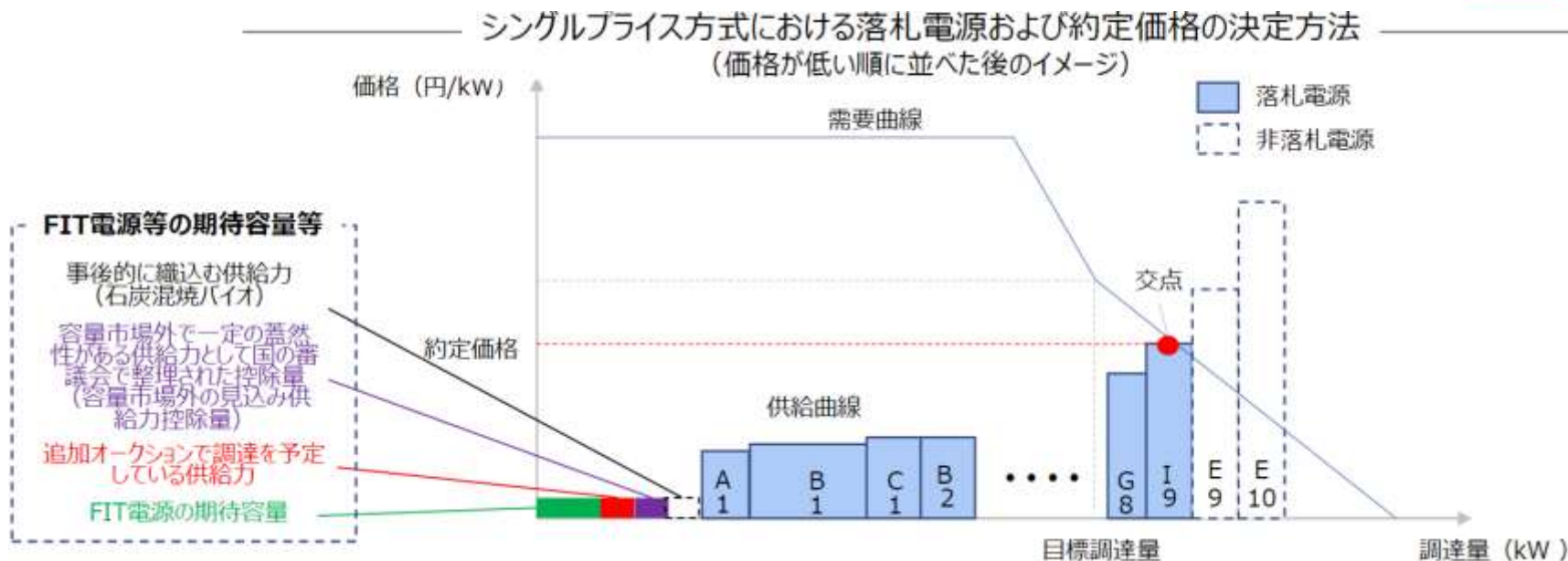


約定方法

容量市場メインオークション:

シングルプライス

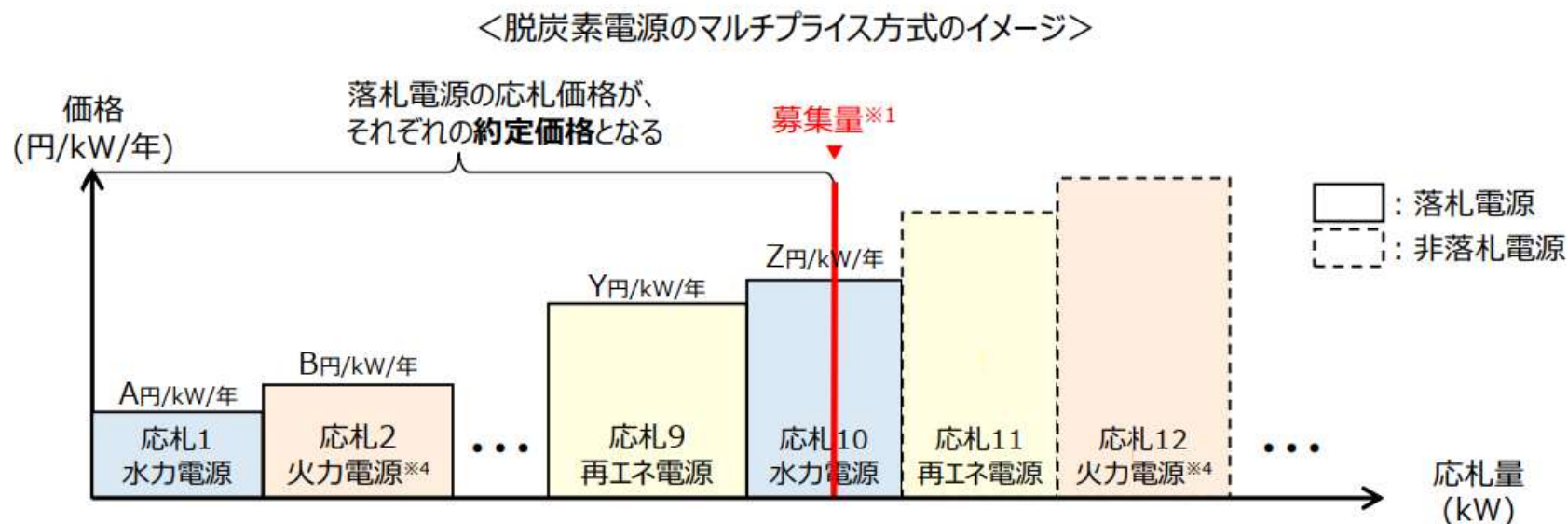
入札電源を安い順に並べて、需要曲線と交点になった電源の価格を約定価格とする



長期脱炭素電源オークション:

マルチプライス

入札電源を安い順に並べて、募集量が満たされるまで約定する。約定価格はそれぞれの応札価格





他市場収益の還付

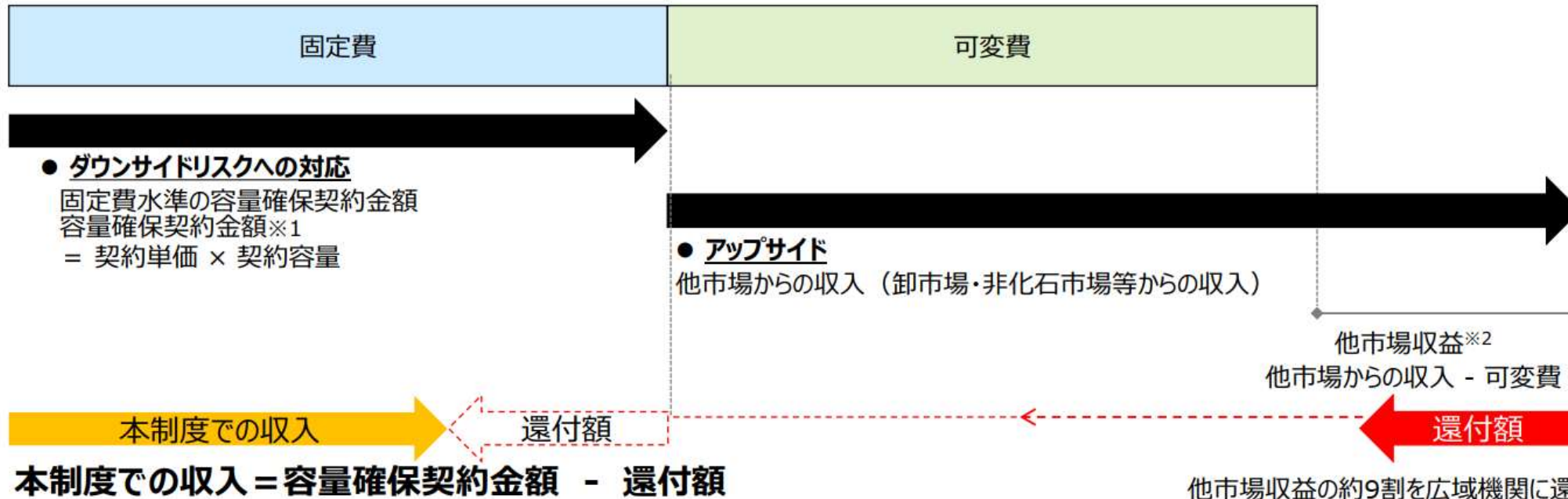
- 広域機関は、リクワイアメントの達成状況に応じて落札事業者へ容量確保契約金額を支払いますが、本制度では応札時に他市場収益を0とすることから、事後的に他市場収益の約9割の金額を広域機関に還付いただきます。
- なお、対象実需給年度における他市場収益がマイナスとなる場合、当該マイナスの金額は翌年度の他市場収益から減じ、その後の金額を翌年度の他市場収益とします。

(翌年度の他市場収益 = 他市場収入 - 可変費 - 前年度の他市場収益の赤字)のため、赤字が累積していくこともありうる

【落札事業者の収入イメージ】

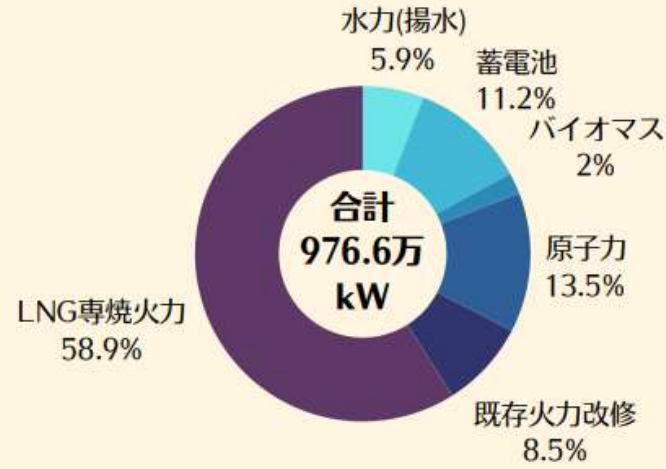
凡例

落札事業者の収入 
落札事業者の支払い 

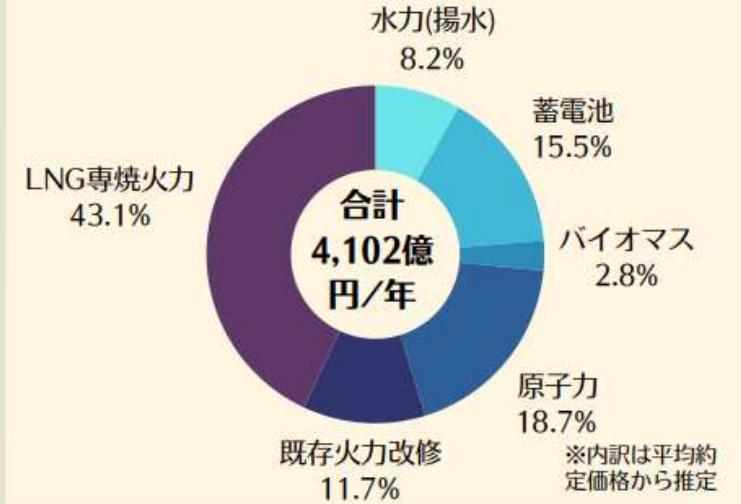


2023年度約定結果

約定量 **976.6万kW**

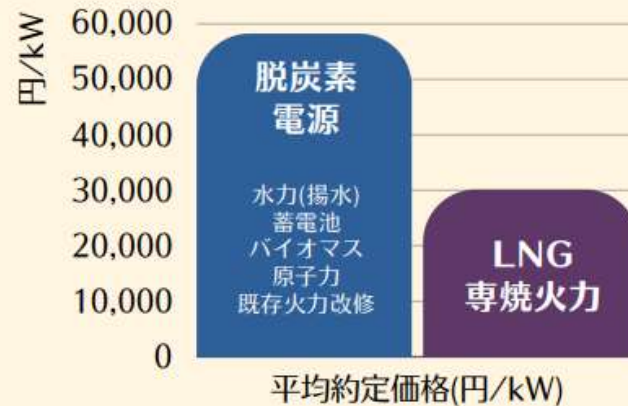


約定総額 **4,102億円**



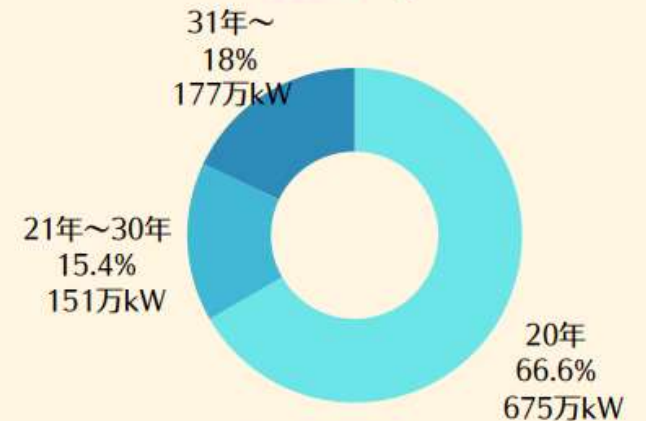
平均約定単価 (脱炭素電源)

58,254円/kW



平均制度適用期間

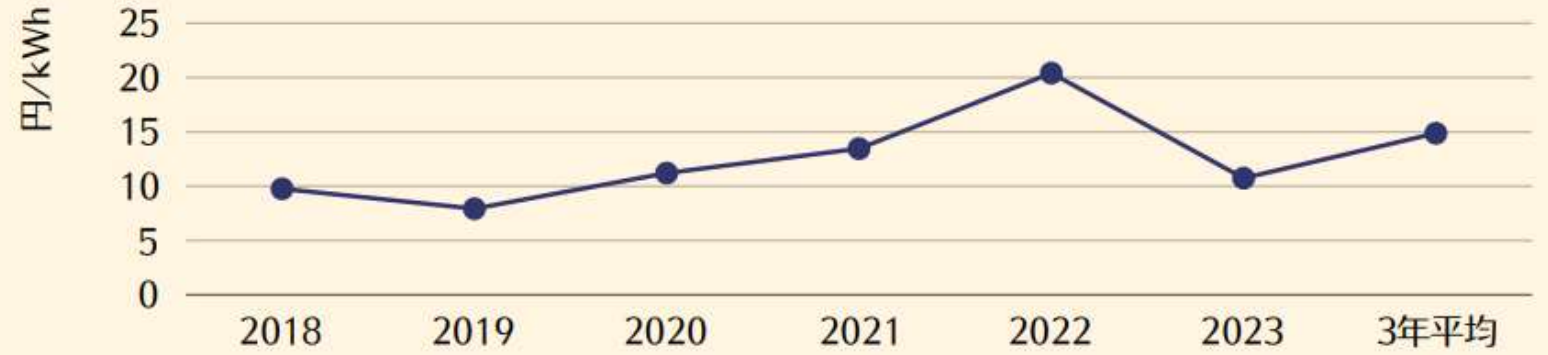
25年



※21~30年は25年、31年~は35年として平均値を算出

他市場収益の還付

電力市場価格 (年度平均)

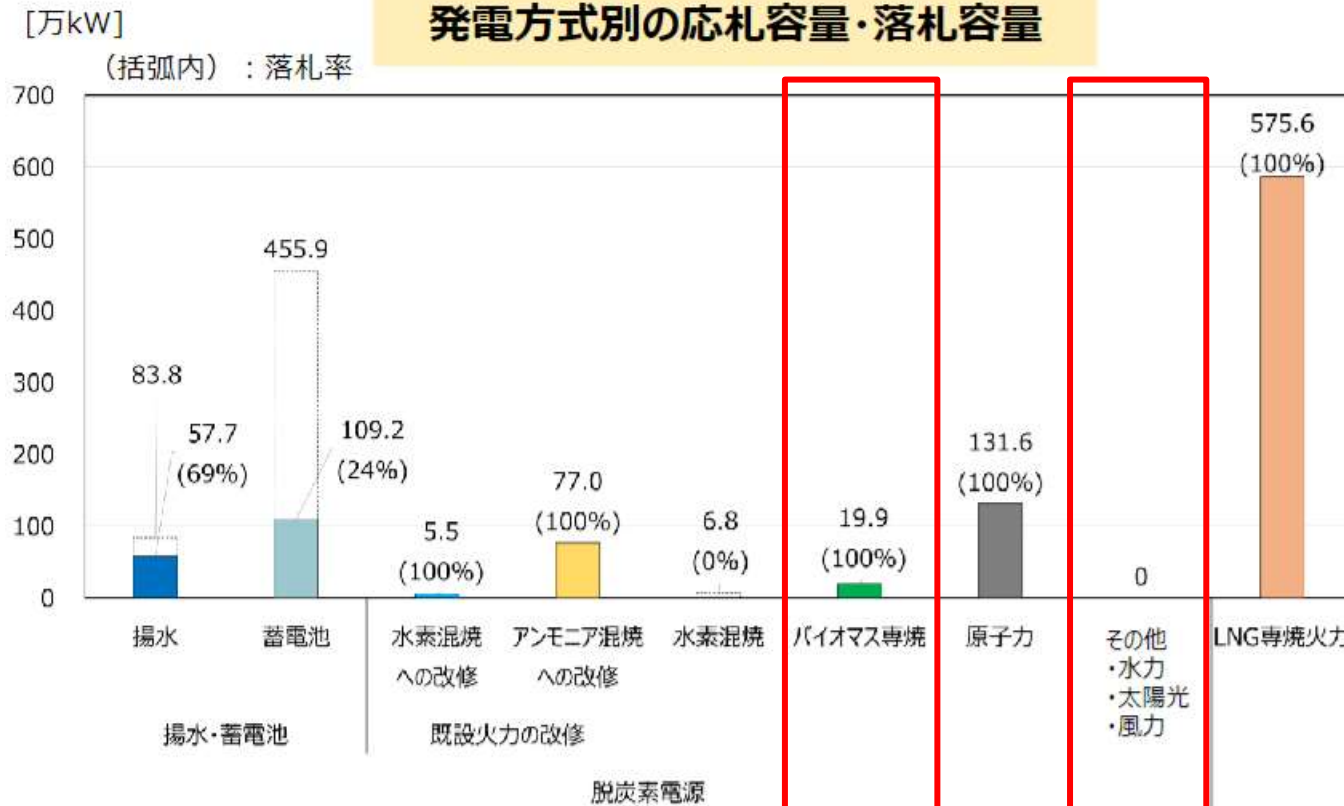


各年度の平均電力市場価格を用いて推定した還付後約定総額

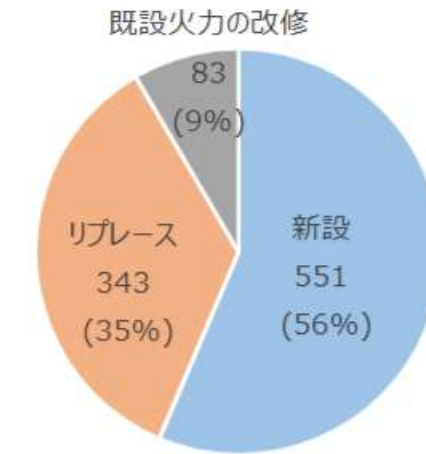


（2）発電方式別の応札容量・落札容量

- 発電方式別の応札容量・落札容量とその比率は、下記のとおり。
- 応札容量（落札率）は、揚水が83.8万kW（69%）、蓄電池が455.9万kW（24%）、水素混焼への改修が5.5万kW（100%）、アンモニア混焼への改修が77.0万kW（100%）、水素混焼（リプレース）が6.8万kW（0%）、バイオマス専焼（新設）が19.9万kW（100%）、原子力が131.6万kW（100%）、LNG専焼火力が575.6万kW（100%）であった。
- また、落札容量のうち新設・リプレースが91%であった。



落札電源における
新設・リプレース・既設火力の改修の比率



[単位：万kW]



バイオマスの落札結果

2024年5月2日 - アジア太平洋地域の再生可能エネルギーおよび廃棄物環境関連事業のリーディングカンパニーであるエクイス・デベロップメント・ピーティーイー・リミテッド(以下、「エクイス」)は、2023年度の日本の長期脱炭素容量オークションにおいて、北海道石狩市及び苫小牧市に位置する112MWクラスの2つのバイオマス発電プロジェクト(以下、あわせて「本プロジェクト」)を落札しました。

電力広域的運営推進機関
2024年4月26日

容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果 (応札年度:2023年度)

別紙：落札電源一覧

<脱炭素電源>

No.	応札事業者名	落札案件名	電源種	落札容量[kW]
17	エクイスバイオエネルギー・ジャパン株式会社	苫東バイオマスパワーステーション	バイオマス	100,000
18	石狩湾新港バイオマス発電合同会社	石狩湾新港バイオマス発電所	バイオマス	99,258

エクイス社のこれまでのバイオマス案件(燃料は輸入木質ペレットまたはPKS)

伏木万葉ふ頭バイオマス発電所	富山県	51.5MW	FIT(24円/kWh)	2022年7月	東京ガスに売却
市原八幡ふ頭バイオマス発電所	千葉県	75MW	FIT(24円/kWh)	2024年内(予定)	東京ガスに売却
新潟東港バイオマス発電所	新潟県	50MW	FIT	2024年10月(予定)	20%を東北電に売却
苫東バイオマス発電所	北海道	50MW	FIT(24円/kWh)	2025年4月(予定)	20%を北電に売却



2024年度オークションでの追加要件

アンモニアの新設案件が追加

新規追加

新規追加

既設が新規追加

中小水力発電案件が追加

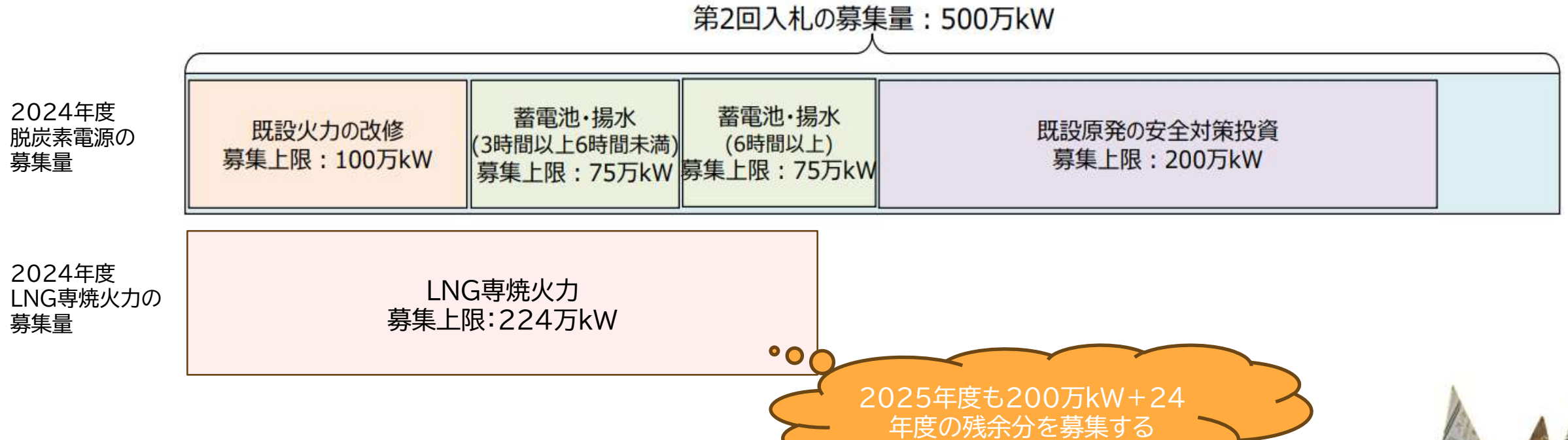
電源種	論点
水素・アンモニア (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> ① 上流側のコストのうち、固定費に当たる部分の扱い ② 上限価格 ③ 事業者間の公平性
合成メタン (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> ① 上限価格 ② リクワイアメント（設備の最低混焼率、燃料の混焼率） ③ 検討すべきタイミング
CCS付火力 (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> ① CCS事業への政府支援策と本制度との関係 ② 上限価格 ③ リクワイアメント（設備の最低CO2回収率、実際の混焼率） ④ 検討すべきタイミング
原子力 (既設)	<ul style="list-style-type: none"> ① 具体的な対象範囲 ② 上限価格 ③ 事業者間の公平性
水力 (新設/既設)	<ul style="list-style-type: none"> ① 3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件を新たに対象に追加

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/086_05_00.pdf

+蓄電池について、応札下限容量を1万kWから3万kWに引き上げ



2024年度オークション



2024年度バイオマス応札上限価格

(参考図 32) バイオマスの上限価格

	初回入札の上限価格	第2回入札の上限価格	主な諸元
バイオマス専焼 の新設	10万円/kW/年	10万円/kW/年 (諸元を元に計算した結果 は15.9万円/kW/年)	建設費：発電コスト検証におけるバイオマスの建設費 (43.8万円/kW) ※2 + 上流関連設備の建設費 (12.8万円/kW) ※3 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証におけるバイオマス (木質専焼) の算定方法 (2.9万円/kW/年) ※2 + 上流関連設備の維持管理費 (0.7万円/kW/年) ※3
既設火力を バイオマス専焼 にするための改修	8.1万円/kW/年	10万円/kW/年 (上流コストを除いた部分 の上限価格は 8.4万円/kW/年※1) (諸元を元に計算した結果 は11.8万円/kW/年)	建設費：ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費 (18.0万円/kW) ※4 + 上流関連設備の建設費 (12.8万円/kW) ※3 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証におけるバイオマス (木質専焼) の算定方法 (2.9万円/kW/年) ※2 + 上流関連設備の維持管理費 (0.7万円/kW/年) ※3

※ 赤字箇所は第2回オークションにおいて追加する上流側の固定費。

※ 「入札価格の監視における2倍の水準」は、基本的に上限価格算定の諸元により設定しているが、本制度に応札する国内の発電事業者は、上流の固定費を燃料費として負担することから、応札価格には「運転維持費のその他コスト」として算入することとしている。このため、「入札価格の監視における2倍の水準」は、上流の固定費を「運転維持費のその他コスト」に加算して設定する。

※1 初回入札の上限価格 (8.1万円/kW/年) の諸元に、2023年 (暦年) までの物価変動 (総固定資本形成デフレーター) を反映して算定

※2 発電コスト検証のデータ (2020年時点) を基に、2023年 (暦年) までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正

※3 上流側固定費の固定費は、参考図33のとおり試算。

※4 11万kWクラスの既設石炭火力を改造する場合の、ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費について、資源エネルギー庁から事業者(三菱重工(株)、(株)IHI、住友重機械工業(株))にヒアリングした結果、平均金額が193億円であり、11万kWで除して算定。ヒアリングは2022年に実施しているため、2023年 (暦年) までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。



長期脱炭素電源オークションで落札したバイオマス発電の損益試算

前提: 10万kW、設備利用率87%、可変費21円/kWh、非化石価値0.2円/kWh

単位:円/kWh

約定価格10万円/kWの場合	2018	2019	2020	2021	2022	2023
a. 長期脱炭素電源オークション収入	13.12	13.12	13.12	13.12	13.12	13.12
b. 売電収入(JEPXスポット市場価格)	10.00	8.00	11.00	13.00	20.00	11.00
c. 非化石価値収入	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
d. 可変費	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00
他市場収益(b+c-d)	-10.80	-12.80	-9.80	-7.80	-0.80	-9.80
e. 累積他市場収益赤字額	0.00	-23.60	-33.40	-41.20	-42.00	-51.80
f. 他市場収益還付額(90%、ただし赤字の際は還付なし)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
計	2.32	0.32	3.32	5.32	12.32	3.32

約定価格7万円/kWの場合	2018	2019	2020	2021	2022	2023
a. 長期脱炭素電源オークション収入	9.18	9.18	9.18	9.18	9.18	9.18
b. 売電収入(JEPXスポット市場価格)	10.00	8.00	11.00	13.00	20.00	11.00
c. 非化石価値収入	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
d. 可変費	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00
他市場収益(b+c-d)	-10.80	-12.80	-9.80	-7.80	-0.80	-9.80
e. 累積他市場収益赤字額	0.00	-23.60	-33.40	-41.20	-42.00	-51.80
f. 他市場収益還付額(90%、ただし赤字の際は還付なし)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
計	-1.62	-3.62	-0.62	1.38	8.38	-0.62

長期脱炭素電源オークションで落札した原発の損益試算

前提: 100万kW、設備利用率70%、可変費2.2円/kWh、非化石価値0.2円/kWh

単位:円/kWh

約定価格10万円/kWの場合	2018	2019	2020	2021	2022	2023
a. 長期脱炭素電源オークション収入	16.31	16.31	16.31	16.31	16.31	16.31
b. 売電収入(JEPXスポット市場価格)	10.00	8.00	11.00	13.00	20.00	11.00
c. 非化石価値収入	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
d. 可変費	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
他市場収益(b+c-d)	8.00	6.00	9.00	11.00	18.00	9.00
e. 累積他市場収益赤字額	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
f. 他市場収益還付額(90%、ただし赤字の際は還付なし)	7.20	5.40	8.10	9.90	16.20	8.10
計	17.11	16.91	17.21	17.41	18.11	17.21

約定価格7万円/kWの場合	2018	2019	2020	2021	2022	2023
a. 長期脱炭素電源オークション収入	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42
b. 売電収入(JEPXスポット市場価格)	10.00	8.00	11.00	13.00	20.00	11.00
c. 非化石価値収入	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
d. 可変費	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
他市場収益(b+c-d)	8.00	6.00	9.00	11.00	18.00	9.00
e. 累積他市場収益赤字額	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
f. 他市場収益還付額(90%、ただし赤字の際は還付なし)	7.20	5.40	8.10	9.90	16.20	8.10
計	12.22	12.02	12.32	12.52	13.22	12.32

落札した島根原発3号機の収入推計

電源ごとに約定価格が異なるので、ここでは平均価格を使った

前提 約定価格58,254円/kW・非化石価値0.2円/kWh・可変費2.2円/kWh⁸⁾

1年間の収入と制度適用期間全体での収入 (他市場収益還付除く)



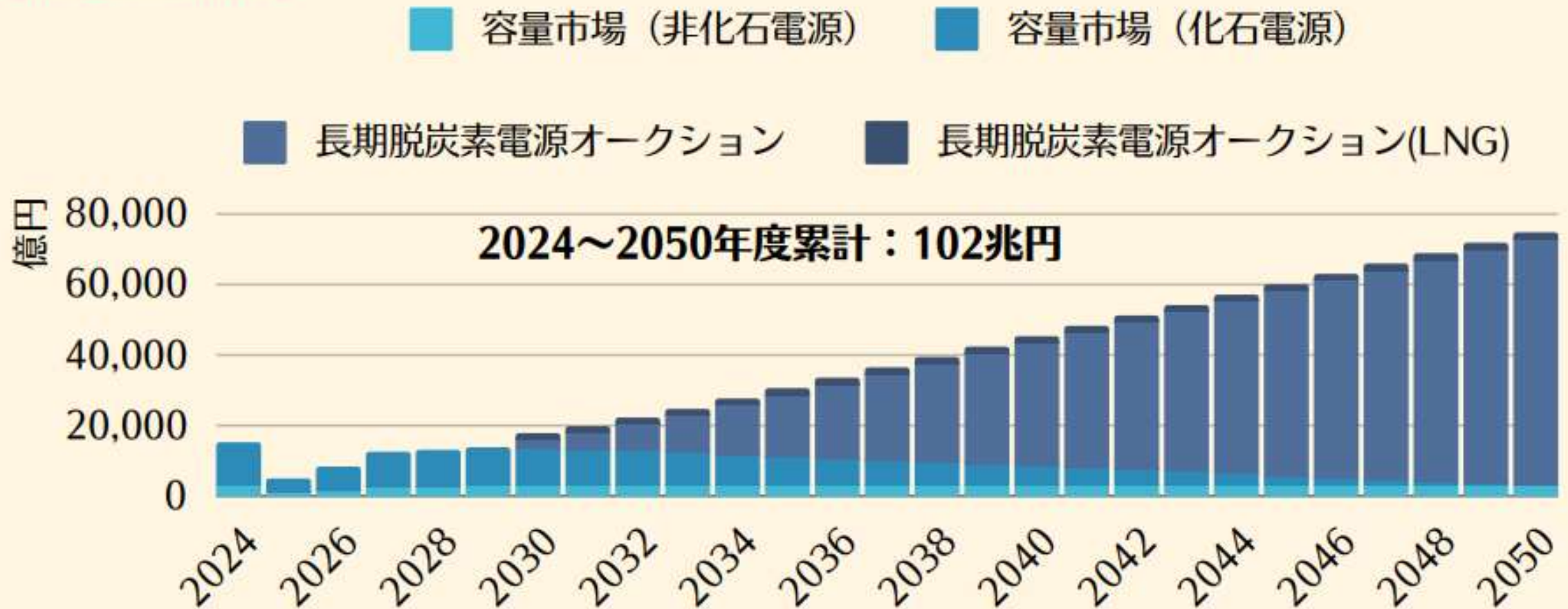
他市場収益還付後の制度適用期間 (25年と仮定) 全体での収入



電力市場価格別の他市場収益還付後の年間推定収入

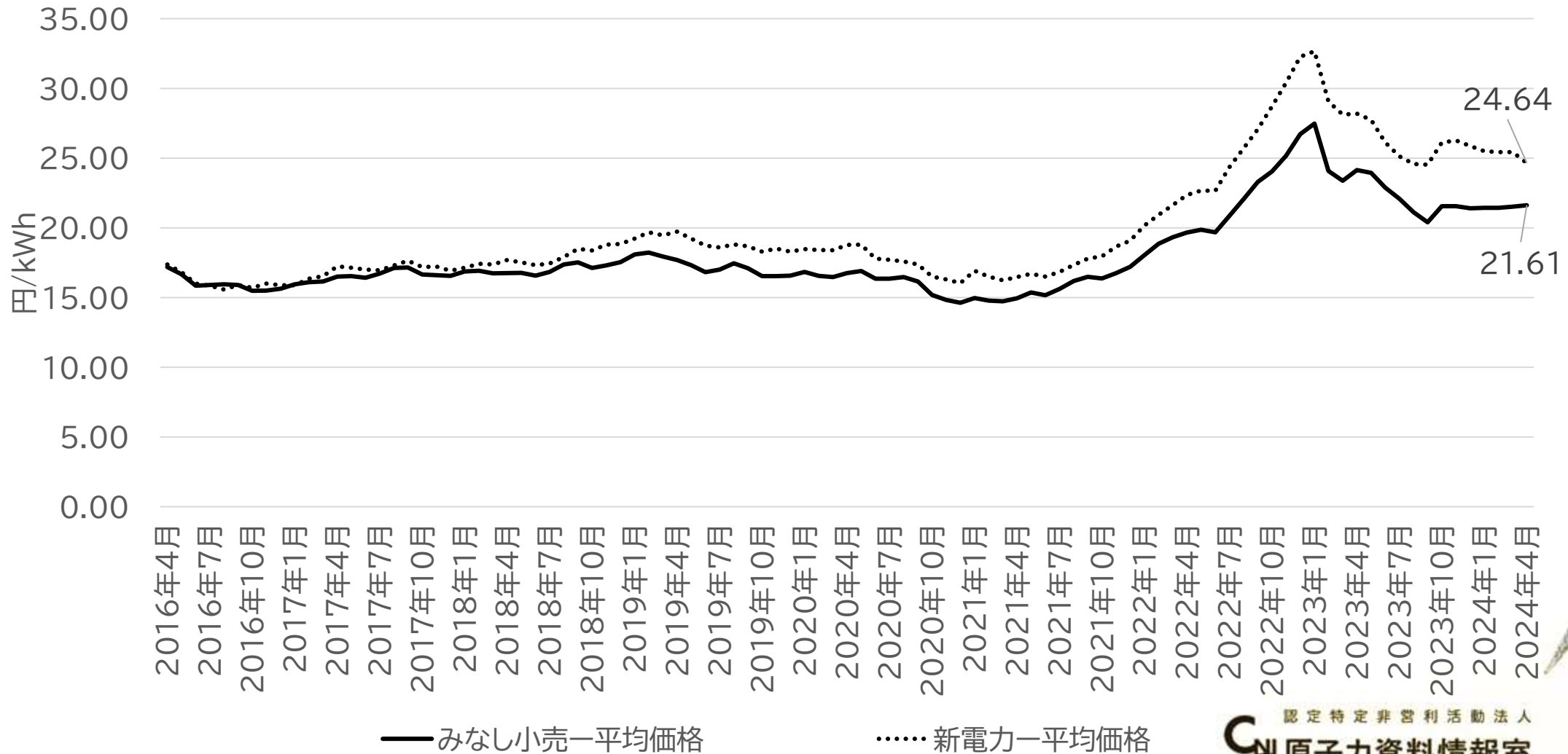


推定約定総額



※ 容量市場は2024年度以降は過去平均価格を約定価格とした。脱炭素電源オークションは2023年度平均約定価格で計算した。還付額は考慮していない

自由化当初、拮抗していた新電力と旧一電の販売価格は、2018年頃から徐々に差が広がり、現在3円/kWhまで拡大した



— みなし小売一平均価格

..... 新電力一平均価格



原子力の課題(いくつかは他電源の課題でもある)

投資・コスト回収面における今後の課題

事業期間が長期に渡ること、バックエンド事業に不確実性があることなどの事業特性に起因して、現行制度では残存リスクが相応に残っているものと考えられる

区分	項目	内容
固定費 未回収リスク	事後的な 費用の調整なし	<ul style="list-style-type: none"> 他市場収益の9割を還付するなか、予備費である建設費の10%では固定費上振れリスクへの対応として不十分となる可能性がある <固定費上振れの例> <ul style="list-style-type: none"> 予備費を超える建設費用の増加（バックフィット対応による追加投資など）、原子力の廃炉に関連する費用等の不確実性 資本コストの上昇（金利上昇等への備え）
	運転終了後に負担する 費用の回収困難性	<ul style="list-style-type: none"> 運転終了後の廃炉期間中において生じる固定費については、一定程度、入札価格に算入可能であるが、事前に総額を見積ることができず、運転期間中の回収が困難となるおそれ
可変費 未回収リスク	可変費の回収漏れ	<ul style="list-style-type: none"> 一時的に可変費が市場価格を上回る状態になっても通常は運転を継続するため、多額の損失が生じる可能性がある 可変費に事業者による制御が難しい費用(使用済燃料関係費用等)が含まれる
その他 リスク	事業者の資金負担	<ul style="list-style-type: none"> 巨額の初期投資が必要かつ、建設リードタイムが長期間となる一方で、容量収入を得るのは運転開始後以降となること、MOX燃料加工に関する拠出金の費用計上・資金回収が事後になるため、発電事業者に長期的な資金負担が生じる
	供給力提供開始期限	<ul style="list-style-type: none"> 原子力発電は、安全規制の観点で運転開始時期を正確に予測することは他の発電に比べると困難ため、供給力提供開始期限のリクワイアメント遵守の不確実性が高く、満たせない場合には、一部のコスト回収が困難となる可能性がある
	事業報酬率	<ul style="list-style-type: none"> 上記のような事業リスクが事業報酬率に反映されていない

13 原子力小委員会プレゼン

© 2024. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group

まとめ

原子力事業の環境整備にあたっては、官民での役割分担を明確にしたうえで、事業者にとって予見可能性があり、また一貫性のある政策検討が必要と考えられる

事業環境整備において検討が必要な論点の要約は以下のとおり

投資回収

- 固定費の事後的な変動への対応（運転終了後の対応を含む）
- 可変費の未回収リスクへの対応
- 長期に渡る資金負担の軽減
- 上記を勘案した適正な事業報酬水準

ファイナンス

- コスト回収の課題解決のみではファイナンスできない可能性への対処
 - 官民の役割やリスク分担、民間資金の活用
 - 原子力発電事業者の財政状態の良化
 - 建設期間中に収入を得るスキームの検討

事業環境整備の検討を進めていくに際しては、軸となる基本的な考え方が必要と考えられる、具体的には、

- 次世代革新炉の推進に際しては、エネルギー基本計画等において、2050年以降も含めた原子力産業をどのように進めていくかについての戦略を明確にする必要があるのではないか
- 原子力事業は、廃炉を含めて事業期間が長期に渡ることや、バックエンド事業においては不確実性も存在していることを踏まえると、次世代革新炉の推進や既設未稼働原子力の再稼働に向けては、官民での役割分担の基本的な考え方及びそれを実現するための仕組みについても、上記の戦略の一環として検討し、それを基軸とした予見可能性があり、また一貫性のある政策検討が求められるのではないか

24 原子力小委員会プレゼン

© 2024. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/genshiryoku/pdf/038_04_00.pdf

