

長期脱炭素電源オークション

2025年10月6日

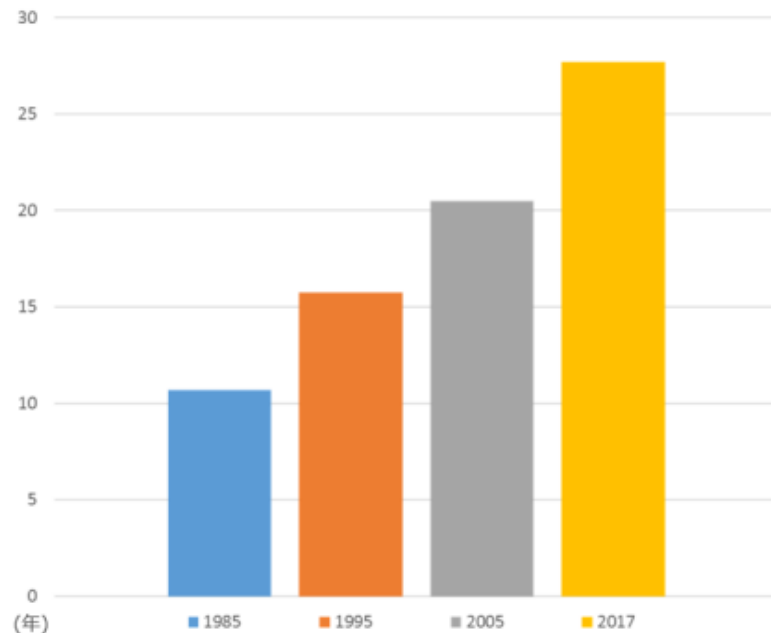
資源エネルギー庁 電力基盤整備課

発電設備の老朽化の状況

第1回 持続可能な電力システム構築小委員会
(2019年11月8日) 資料3

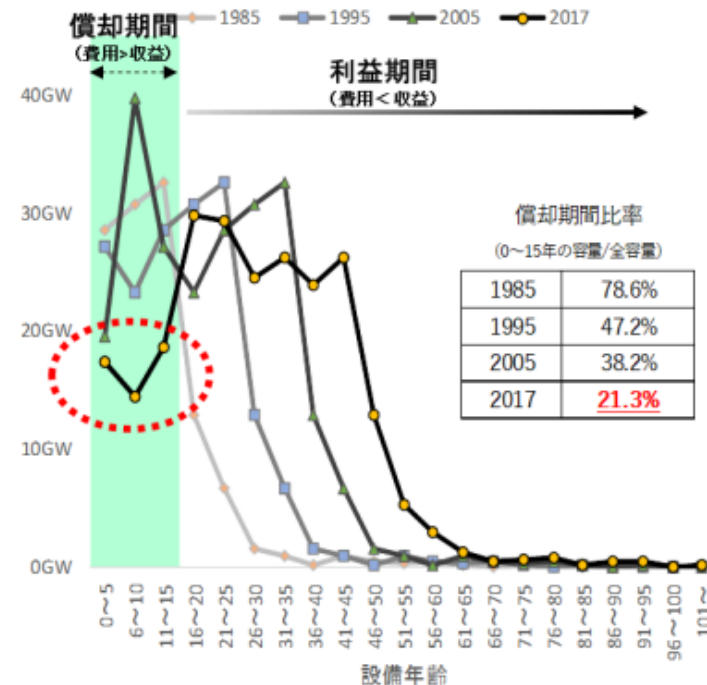
- 北海道のブラックアウトの教訓も踏まえ安定供給を支える多様な電源・供給力の確保が必要。特に、**設備年齢（ビンテージ）が高経年化する中で、再エネの大量導入に対応していくためにも、中長期的に適切な供給力・調整力のための投資を確保し、最新の電源の導入や多様化・分散化を促進していくことが必要。**
- 電力自由化による競争活性化は電力料金の抑制に貢献しているが、**償却が終わった効率性の低い老朽電源が温存され、多額の資金が必要な電源への投資が進まない可能性。**

電源設備の平均設備年齢 ※水力以外の再エネ除く



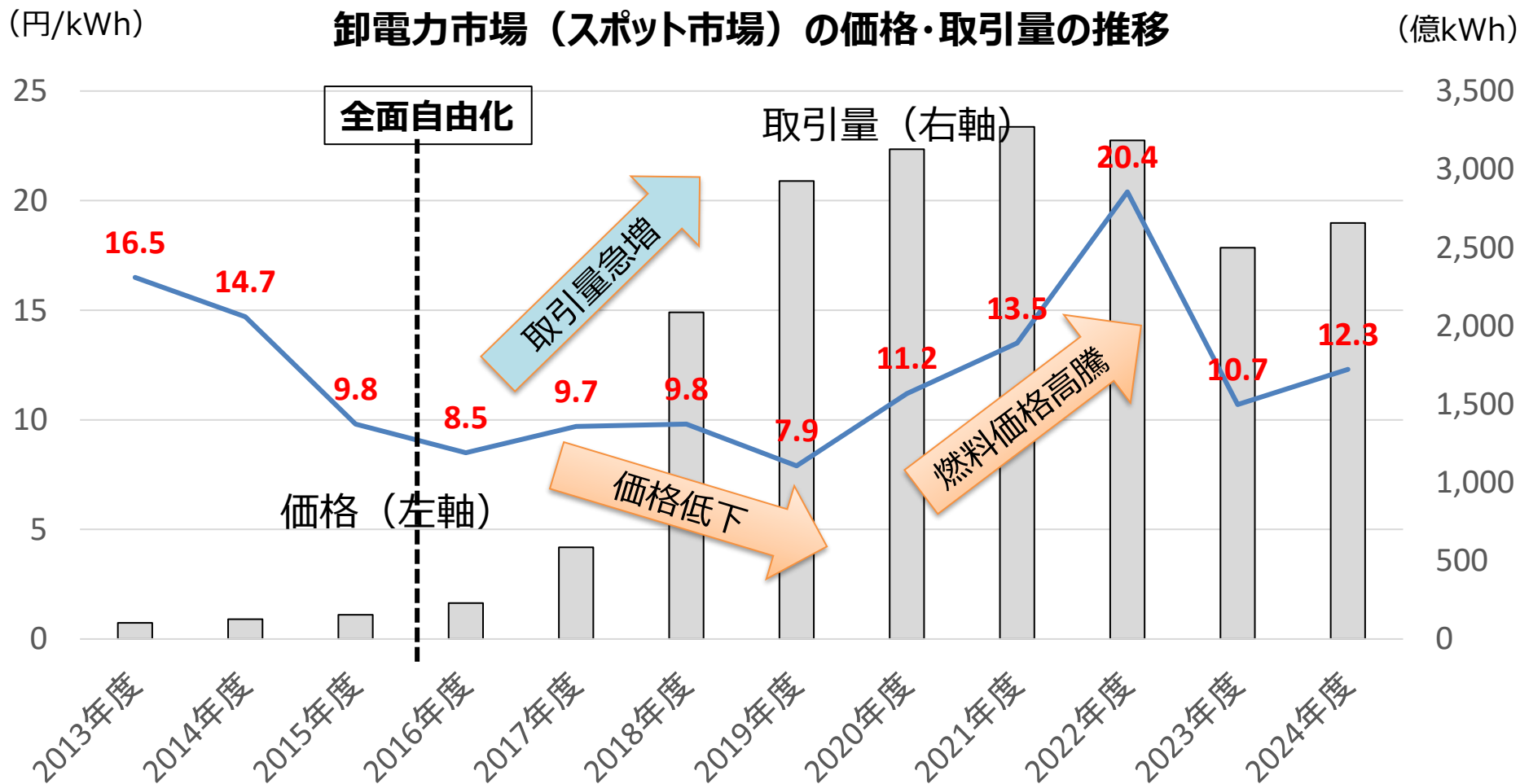
出典：電気事業便覧（全国主要発電所）より

設備年齢階層別の設備容量



導入の背景②：卸市場価格の変動性の拡大

- 電力自由化以降、スポット取引（※実需給の前日の取引）量は拡大。市場価格は緩やかに低下し、中長期的な電源投資の予見性が低下。
- また、近年は需給ひっ迫や燃料価格高騰で、市場価格の変動性も拡大。



導入の背景③：火力の稼働率の低下

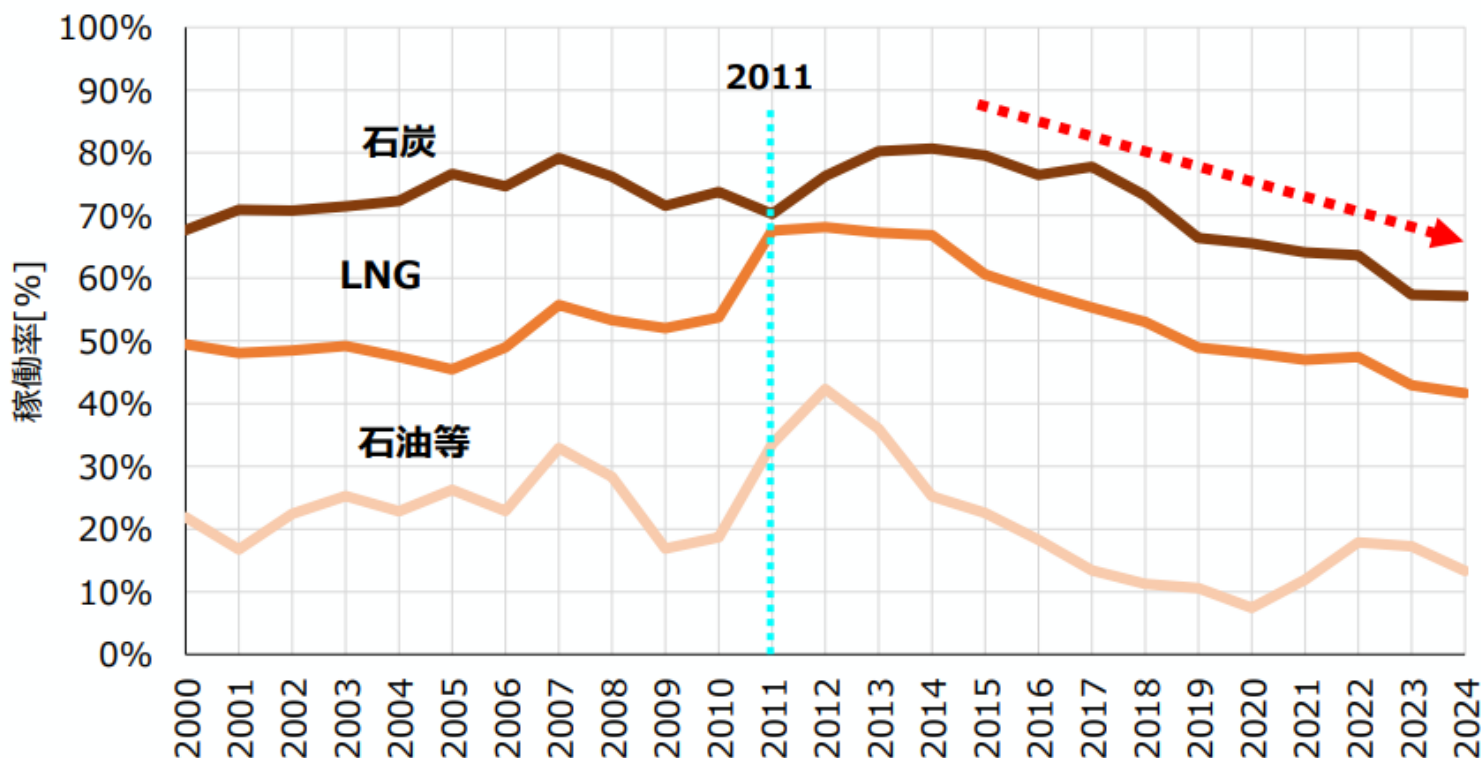
【参考】火力の稼働率の推移

第59回基本政策分科会
(2024年7月23日) 資料1を編集

足元における火力の稼働率は、震災後、特にLNG・石油火力を中心に増加したものの、足元においては燃料種を問わず低下傾向。

一方、2021～22年にかけては、電力需給の厳しさや、LNG・石炭の価格高騰によるメリットオーダーの逆転等により、石油火力の稼働率が増加傾向に転じた。

稼働率



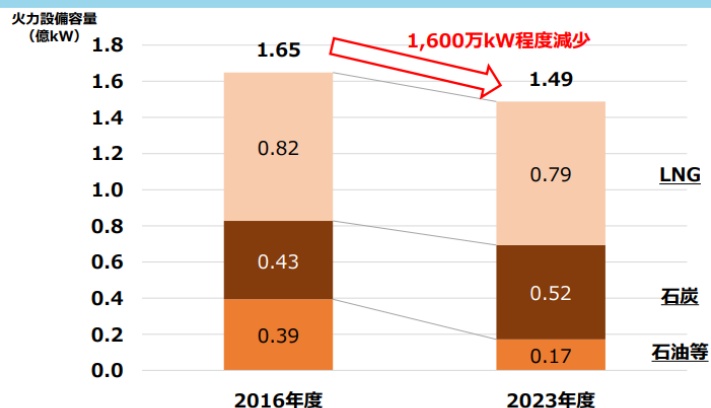
(出典) 2000～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2016年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成

導入の背景④：火力の休廃止の増加

- 2016年の小売全面自由化以降、再エネの導入拡大に伴う設備利用率の低下や卸電力市場価格の変動性の増大等を背景に、火力発電の休廃止は増加傾向。
- 今後も、火力の休廃止が、新增設を上回る規模で推移する見通し。

火力の設備容量の減少

- 小売全面自由化のタイミングである2016年度と、足元2023年度における、火力の設備容量の推移を見ると、ここ7年で1,600万kW程度減少している。
- 燃種別に見ると、石油等火力（約▲2,200万kW）・LNG火力（約▲300万kW）が減少。石炭火力は増加（約+900万kW）している。

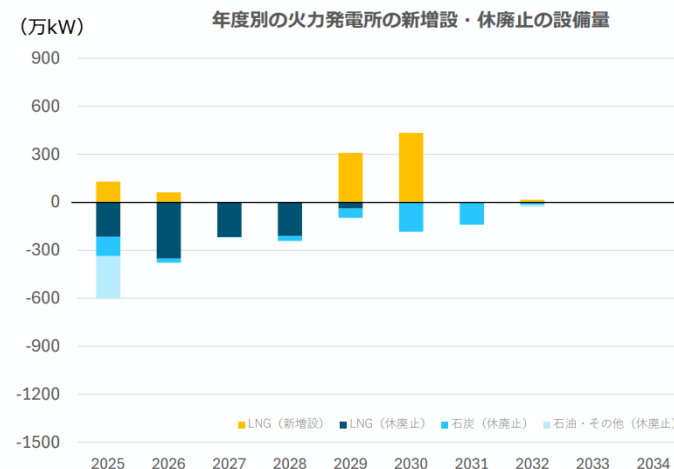


（出典）供給計画取りまとめから資源エネルギー庁作成

11

【参考】火力発電所の新増設・休廃止の推移

- 今後、火力発電は石炭やLNG電源の休廃止が、新增設を上回る規模で推移する見通し。



参考：設備量の総計*
(2025年度～2034年度)
約950万kW

約1,340万kW

【年度別の新增設・休廃止の推移】

※ 単年度等に一時的に休止する電源であっても当該年度の「休廃止」に計上している。

出典：2025年度供給計画を基に資源エネルギー庁作成

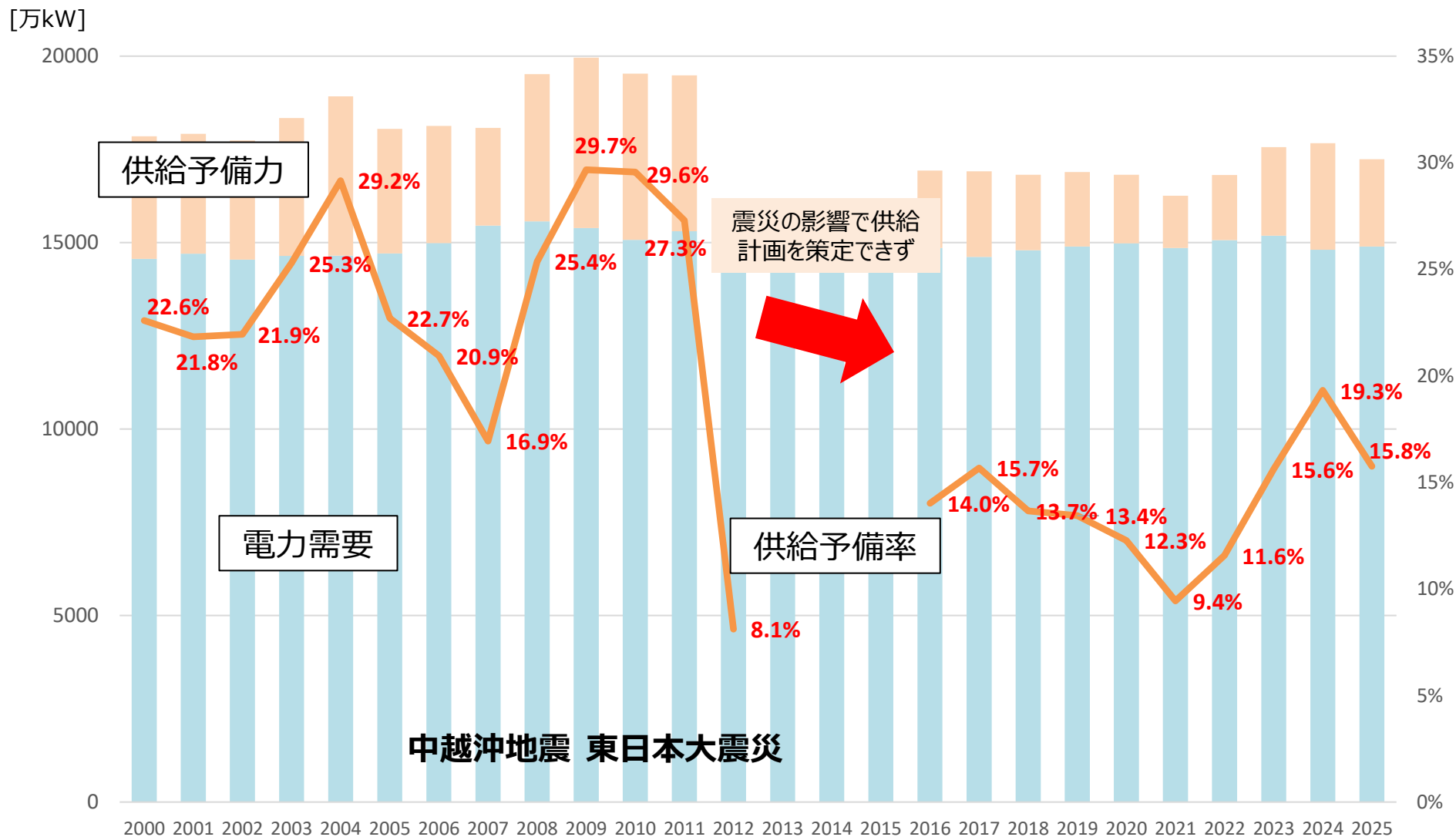
* 休廃止設備の容量（約1,340万）は、2025年度～2034年度に休止する電源のうち、2034年度末時点で稼働している電源の設備量は除いている。

第74回電力・ガス基本政策小委員会（2024年5月8日）資料10

第87回 電力・ガス基本政策小委員会（2025年3月31日）資料5

導入の背景⑤：供給力の低下

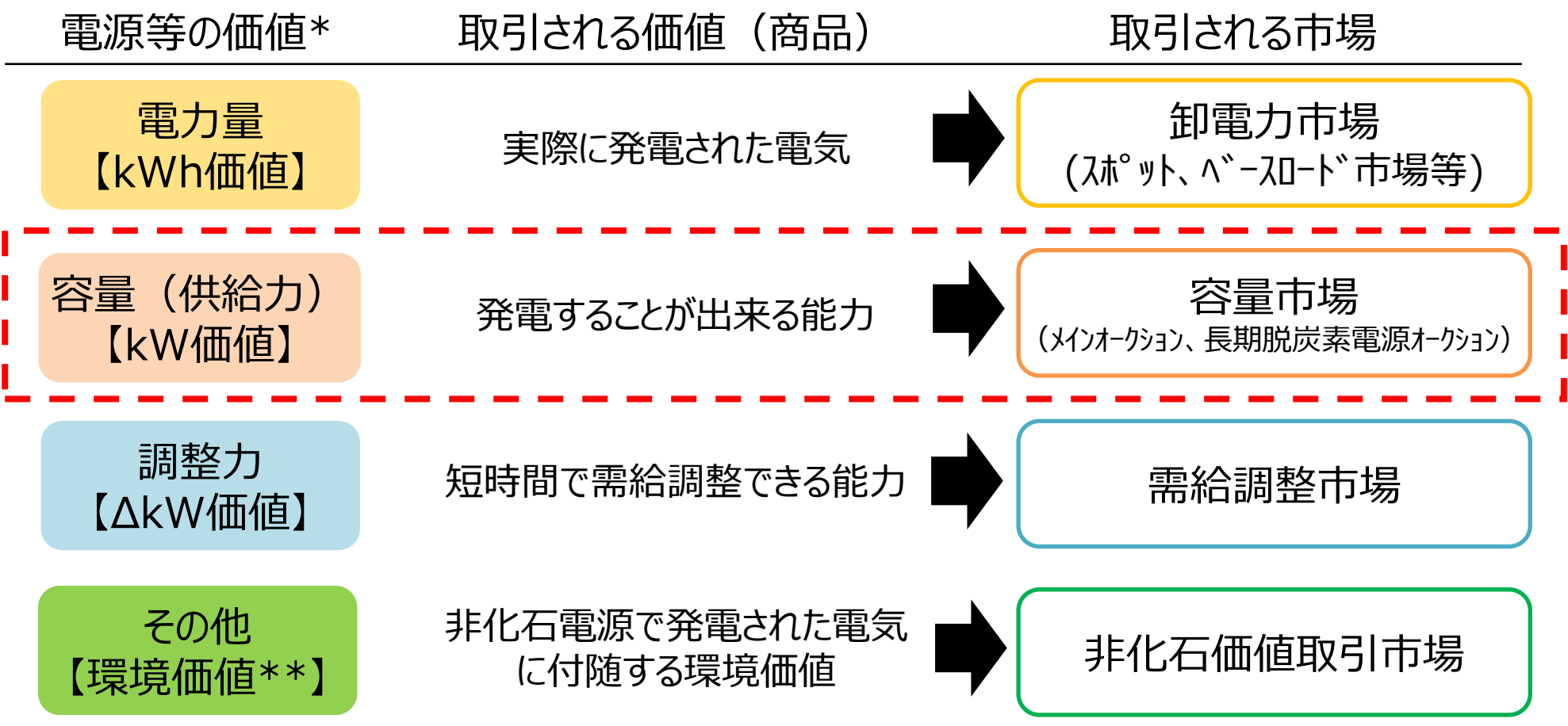
- 冬季における供給予備率は、原子力の稼働停止により供給力が低下した結果、東日本大震災の前後で20%超から10%台へと低下。



(出典) 各年度供給計画における1月計画値

日本の電力市場で取引される価値

- 電力システム改革において、日本の電力市場においては、電気の価値を以下のように細分化した上で、それぞれの価値を取引する市場が整備されている。



(*) 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に加えて、それに付随する様々な価値を包含した価値を指す。

容量市場の仕組み

- 電力広域機関は、実需給年度の4年前に、全国で必要な供給力を一括して確保するため、オークションを開催。応札があった電源等のうち入札価格が安いものから順に落札し、必要調達量に達したところで約定価格が決定。
- 発電事業者等は、約定価格に応じて決められた「容量確保契約金」を受け取る。その原資は、小売電気事業者等が支払う「容量拠出金」によって賄われる。



オークションの開催

電力広域的運営推進機関
入札価格の安い電源から落札
(シングルプライスオークション)

入札

発電事業者

4年後

容量に対する支払い

小売電気事業者

電源を確保するための費用を支払い

容量拠出金

電力広域的運営推進機関

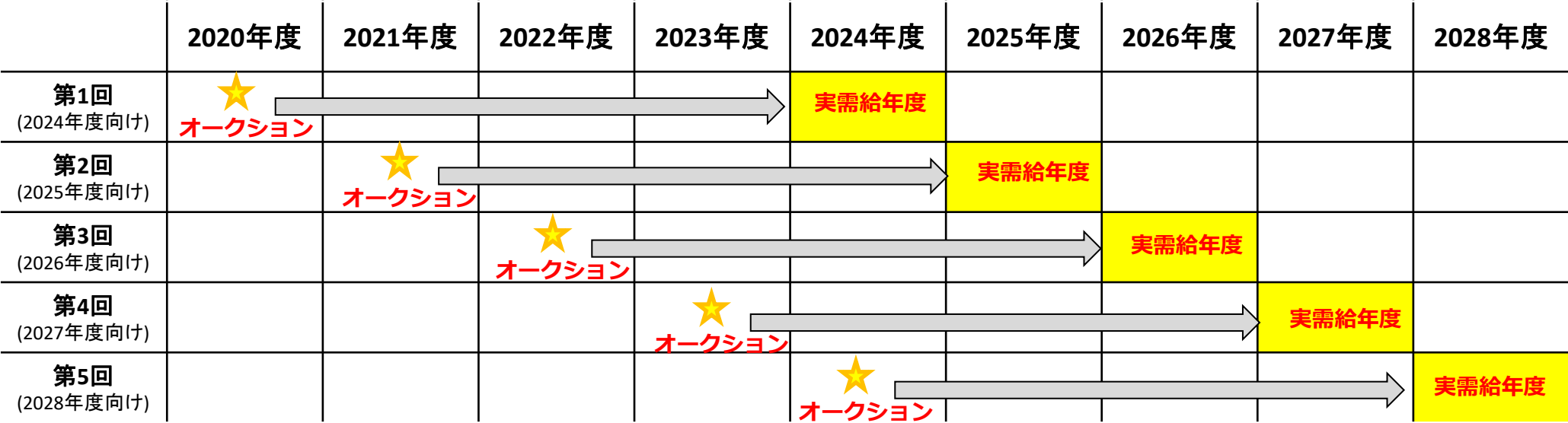
容量確保契約金

発電事業者

電力を供給可能な状態にしておく必要

容量市場のオークションの実施実績

- 実需給年度の4年前に「オークション」を開催。必要な供給力を確保。
- 2020年の初回オークション実施以降、既に計 5 回のオークションを実施。



	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回
約定価格	14,137円/kW	3,495円/kW (北海道・九州以外) 5,242円/kW (北海道・九州)	8,749円/kW(北海道) 5,833円/kW(東北) 5,834円/kW(東京) 5,832円/kW(中部・北陸・ 関西・中国・四国) 8,748円/kW(九州)	13,287円/kW(北海道) 9,044円/kW(東北) 9,555円/kW(東京) 7,823円/kW(中部) 7,638円/kW(北陸・関西・ 中国・四国) 11,457円/kW(九州)	14,812円/kW (北海道・東北・東京) 10,280円/kW(中部) 8,785円/kW (北陸・関西・中国・四国) 13,177円/kW(九州)
平均価格	9,534円/kW	3,109円/kW	5,226円/kW	7,847円/kW	11,134円/kW
約定容量	約1.70億kW	約1.65億kW	約1.63億kW	約1.67億kW	約1.66億kW
約定総額	1兆5,987億円	5,140億円	8,504億円	1兆3,140億円	1兆8,506億円 ₉

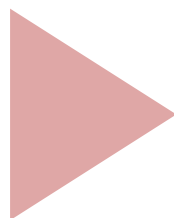
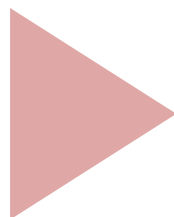
容量市場の課題と長期脱炭素電源オークション

- 電源投資の判断には、長期的な収入の予見可能性の確保が必要。
- 容量市場は、既存の電源の維持に一定の効果を有する一方、電源投資の判断に必要な長期的な収入の予見可能性の確保は困難なことから、新たに長期脱炭素電源オークションを導入。

容量市場の課題

電源に支払われる金額が
毎年変動し、
長期的な予見可能性が低い

必要となる固定費
(建設費、維持費等) が
必ずしも十分にカバーされない



長期脱炭素電源オークション

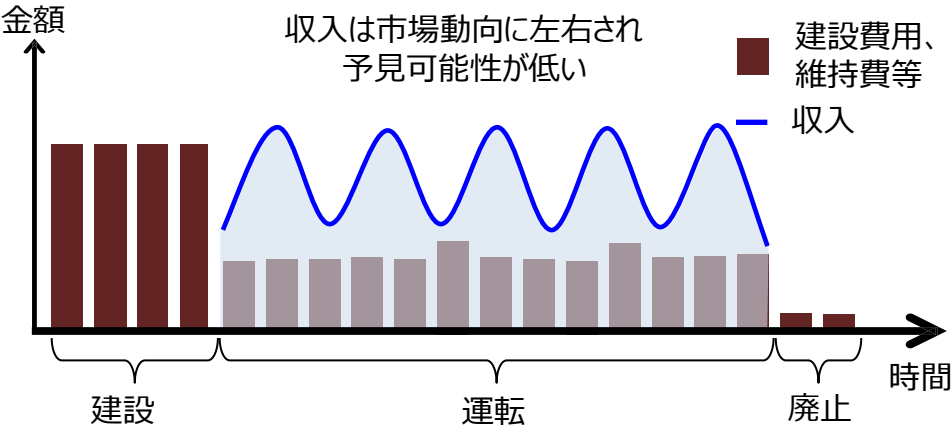
20年間、安定的に同額の
支払いを受けられる

各電源ごとに必要となる
固定費を全額カバー可能
(マルチプライスオークション)

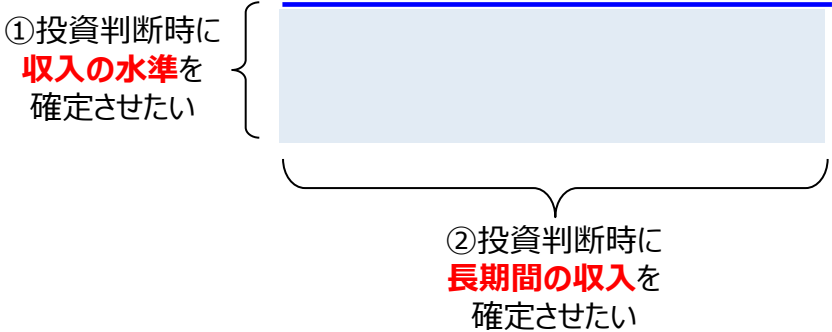
長期脱炭素電源オークションの概要

- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度から開始。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

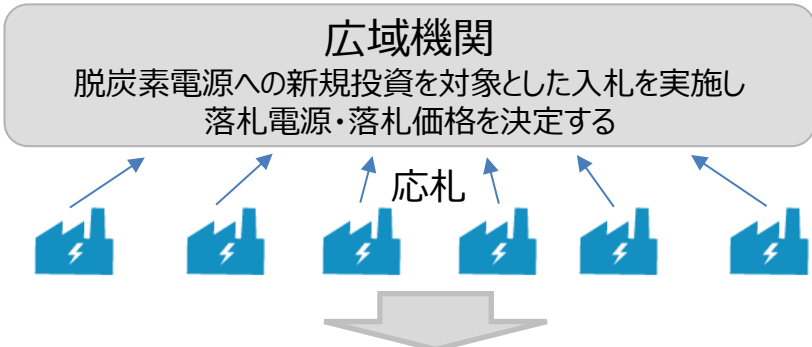
〈電源投資の課題〉



〈投資判断に必要な要素〉

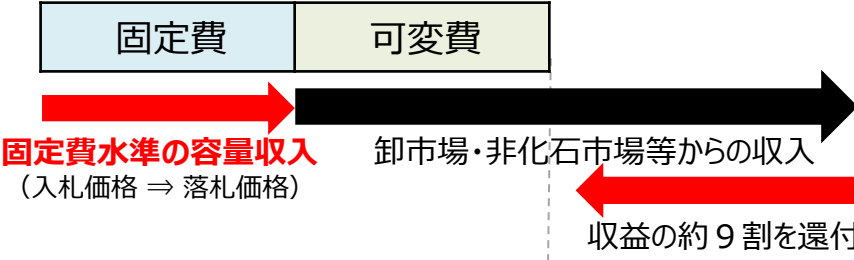


〈新制度のイメージ〉



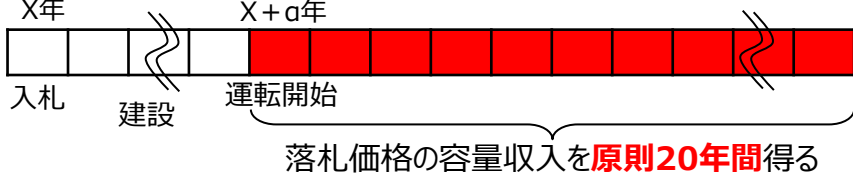
〈落札電源の収入〉

①収入の水準



(※) 本制度での収入 = 落札価格 - 還付する収益

②収入の期間



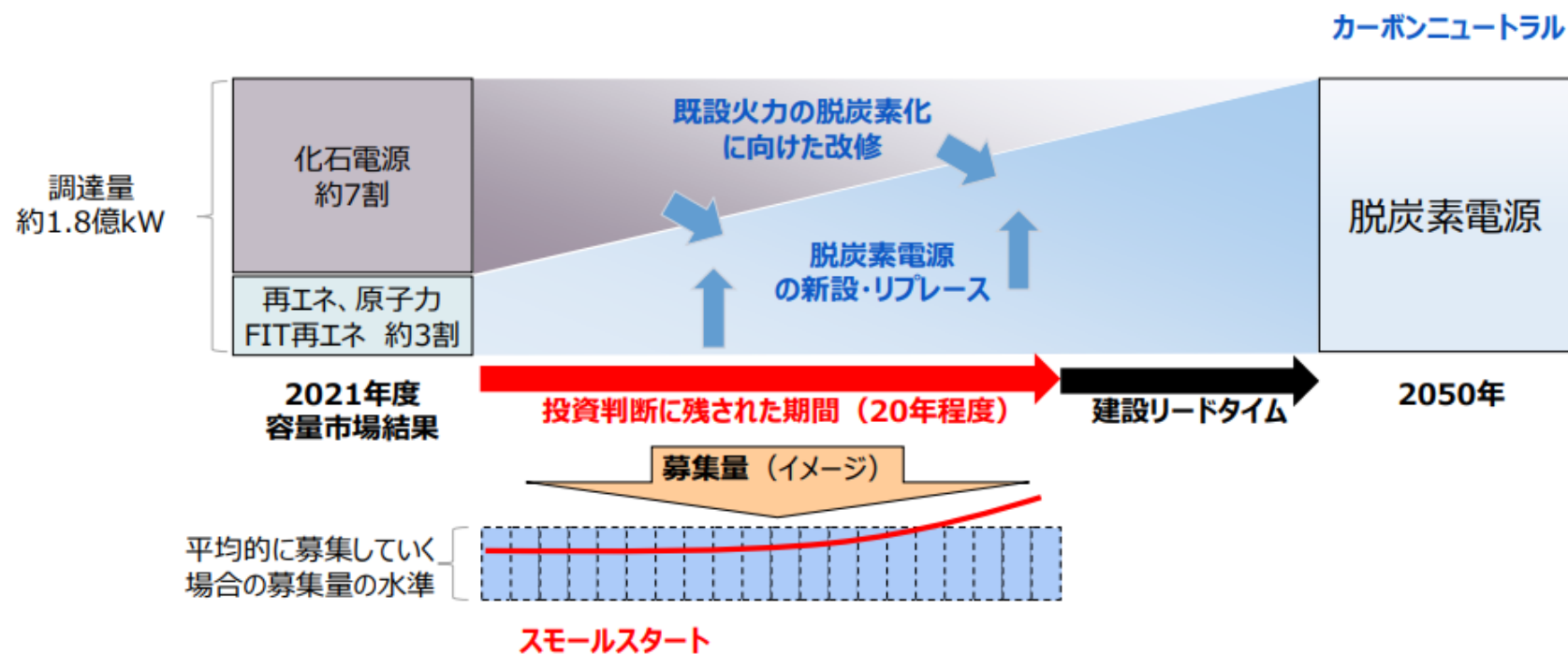
長期脱炭素電源オークションの概要

- 電力の安定供給に万全を期すとともに、計画的に脱炭素化を進めるため、2023年度より、長期脱炭素電源オークションを通じ、**計画的な脱炭素電源の投資支援**を行うとともに、短期的な需給逼迫への対応として、**緊急の電源投資支援**を行う。

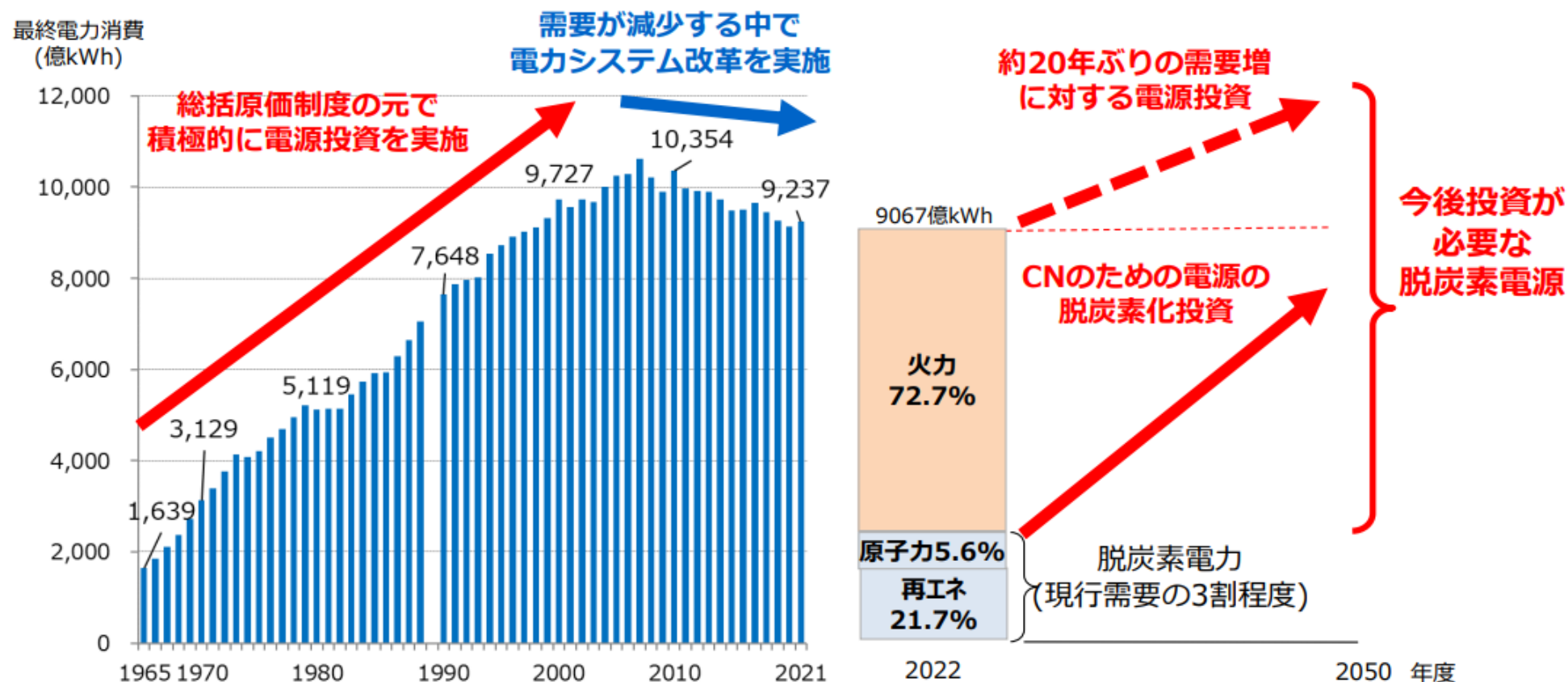
	脱炭素電源の投資支援	緊急の電源投資支援
目的	計画的な脱炭素電源投資支援による、安定供給と脱炭素化の両立	緊急の電源投資支援による、安定供給の確保
対象電源	①脱炭素電源の新設・リプレイス等の大規模投資。 （再エネ、原子力、水素、揚水、蓄電池、LDESなど） ②既設の火力発電所を脱炭素電源に改修するための投資 （水素混焼、アンモニア混焼、バイオマス専焼、CCS火力など）	LNG火力の新設・リプレイス
要件	・ 水素混焼やアンモニア混焼は、2050年までの脱炭素化が条件 ※2050年までに、水素専焼化・アンモニア専焼化・CCS化のための改修が必要 ・ 電源種毎に実態に応じ運転開始期限を設定	・ 2050年までの脱炭素化が条件 ※2050年までに、水素専焼化・CCS化のための改修が必要 ・ 落札から8年以内の運転開始を条件
実施時期	2023年度～ ※毎年度、入札を実施	2023年度～2025年度 ※2026年度以降の追加募集も今後検討
募集量	2025年度：500万kW/年	3年間で1000万kW

募集量（考え方）

- 足下の約1.2億kWの**化石電源**を全て**脱炭素電源**に置き換えていくとすると、年平均で**600万kW**程度の導入が必要ですが、今後のイノベーションにより効率的に導入する可能性があること等を踏まえ、本オークションの初期段階における募集量は、**スモールスタート**とする方針です。
- なお、一部電源種では個別に募集量や募集上限を設けます。



- 半導体工場の新規立地、データセンター需要に伴い、国内の電力需要が約20年ぶりに増加していく見通し。2050CNに向けた脱炭素化とあいまって、大規模な電源投資が必要な時代に入。これまでの電力システム改革時には必ずしも想定されていなかった状況変化が生じている。
 - 脱炭素電源の供給力を抜本的に強化しなければ、脱炭素時代における電力の安定供給の見通しは不透明に。
- ※電力広域的運営推進機関は、2024年度から29年度にかけて電力需要が年率0.6%程度で増加する見通しを公表（2024年1月）。

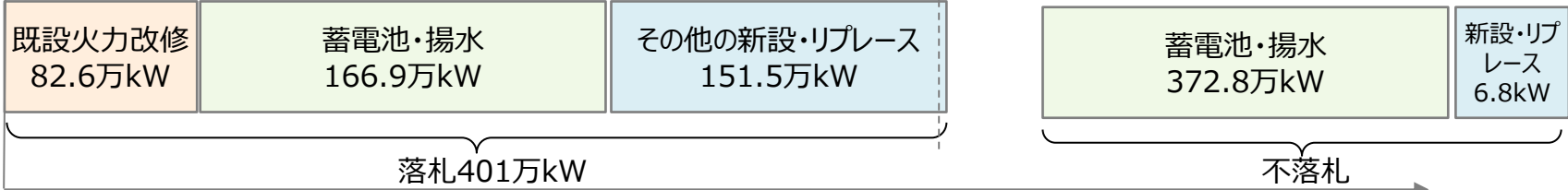


過去2回の落札結果

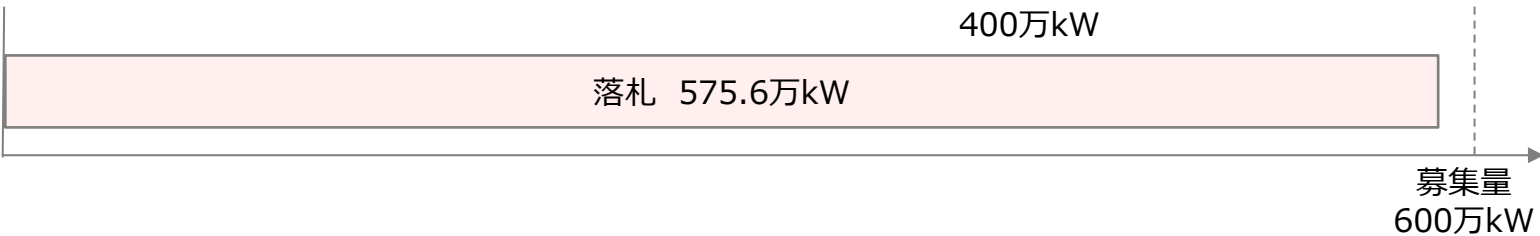
●これまで2回の入札を実施し、脱炭素電源は合計904万kW、LNG火力は合計707.1万kWが落札。

<第1回入札>

脱炭素
電源

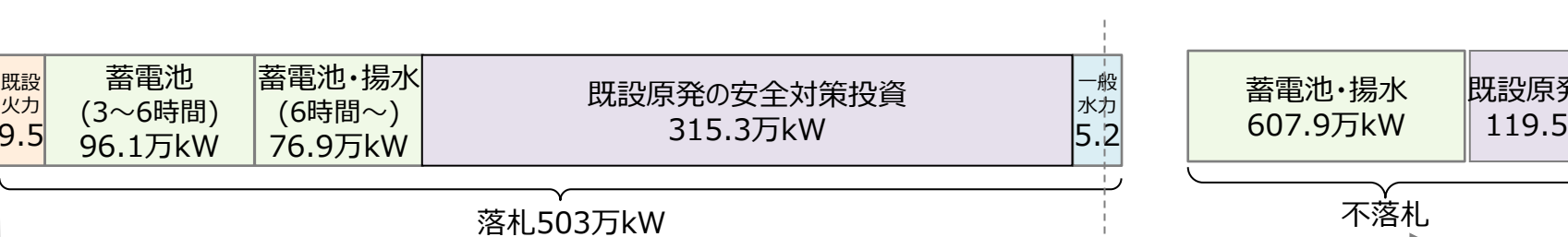


LNG
火力



<第2回入札>

脱炭素
電源



LNG
火力



過去2回の落札事業者・案件

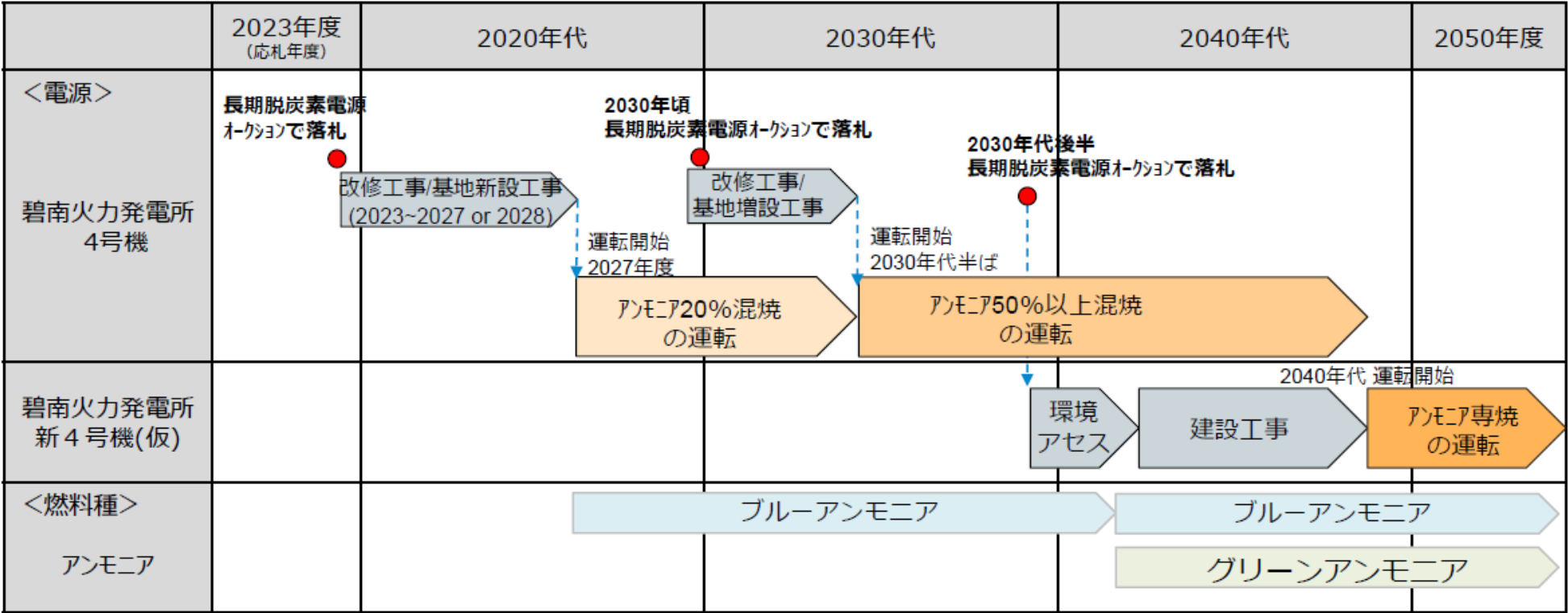
電源種	第1回	第2回
水素	CEF（三池発電所、5.5万kW）	－
アンモニア	北海道電力（苫東厚真、13.2万kW）	四国電力（西条1号、9.5万kW）
	JERA（碧南4・5号、18.7万kW×2） コベルコパワー神戸（神戸1・2号、13万kW×2）	－
揚水	関西電力（奥多々良木3・4号、25万kW×2）	関西電力（奥吉野1号・2号、36.1万kW）
	中部電力（高根第一、6.8万kW）	－
蓄電池	CHC Japan、ヘキサ・エネルギーサービス、バッテリーパーク1、のぞみエナジー、ディーダ・パワー、樋口組、城洋商事、オリックス、テス・エンジニアリング、レノバ、福島蓄電池事業1	日本蓄電、Bison energy、BSホールディングス、SRE、EDF・ジャパン、青葉電力、Risū Energy、リチャージャブルエナジー、スター1号、しろくま電力02、スター2号、スター4号、自然電力
バイオマス	石狩湾新港バイオマス（石狩湾新港、9.9万kW）	－
	エクイスバイオエネルギー・ジャパン（苫東バイオマスパワーステーション、10万kW）	
原子力	中国電力（島根3号、131.6万kW）	－
既設原子力	－	北海道電力（泊3号、90.2万kW）
		東京電力HD（柏崎刈羽6号、119.5万kW）
		日本原電（東海第二、105.6万kW）
一般水力	－	九州電力（諸塚、5.2万kW）
LNG	北海道電力（石狩湾新港、55.1万kW）	北海道電力(石狩湾新港3号、55.1万kW)
	東北電力（東新潟6号、61.5万kW）	四国電力（坂出5号、56.1万kW）
	東京ガス（袖ヶ浦、60.5万kW）	ゼロワットパワー（市原、10.0万kW）
	JERA（知多7・8号、59.0万kW×2）	東邦ガス（名称未定、10.1万kW）
	関西電力（南港1～3号、59.1万kW×3）	－
	大阪ガス（姫路3号、56.6万kW）	
	中国電力（柳井新2号、46.4万kW）	

既設火力の改修案件の脱炭素化ロードマップ

様式 3

碧南火力発電所4号機の脱炭素化ロードマップ

2023年10月
(株式会社JERA)



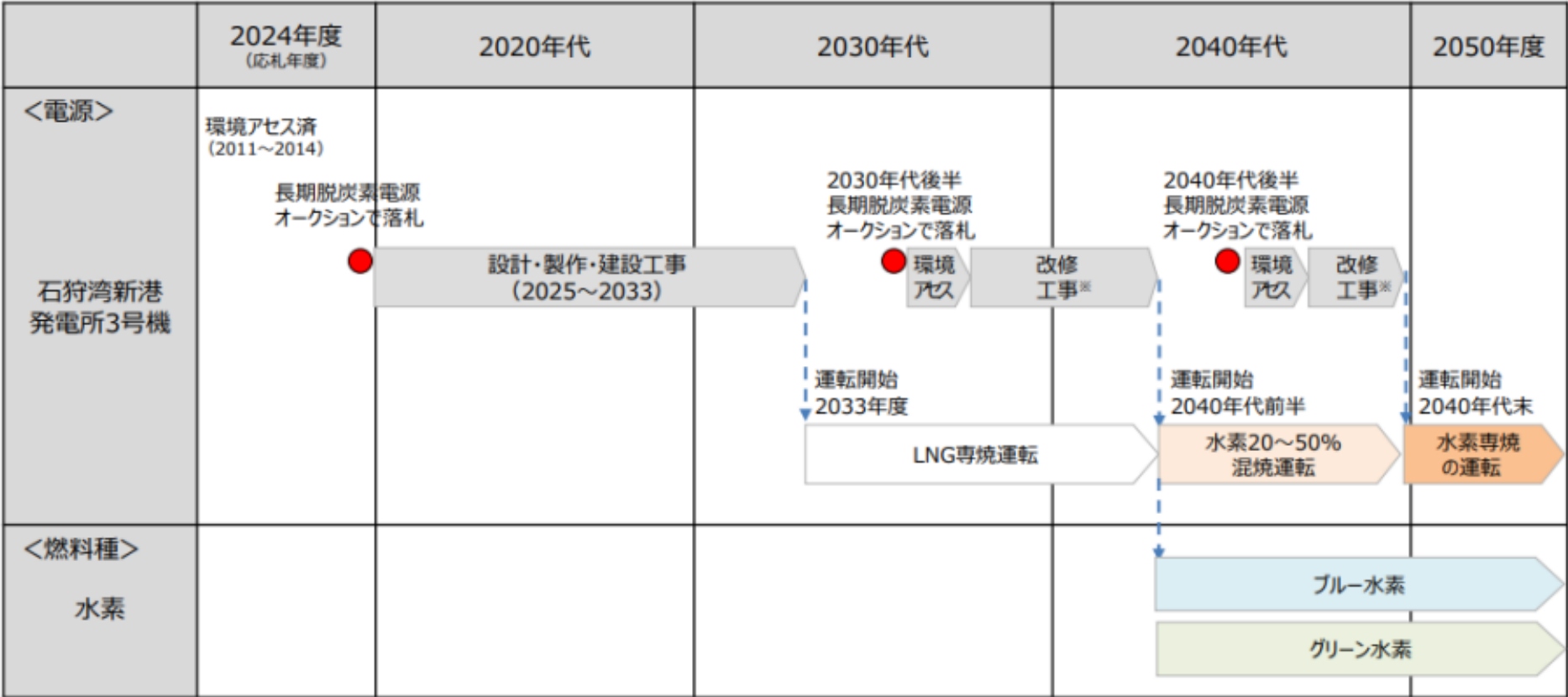
- <前提条件>**
- ✓ 長期脱炭素電源オークション、サポライフーン支援等の制度の適用を通じた、適切な投資回収及び事業性の確保
 - ✓ 混焼・専焼化のための技術開発の実現及び実証試験の成功
 - ✓ 混焼率向上・専焼化のための投資にあたり、金融機関から資金調達ができること
 - ✓ 20%混焼の運転開始時期は、サポライフーン支援等の制度適用を踏まえたアンモニア製造事業等の進捗を考慮して2027年度から変更する
 - ✓ 混焼開始時におけるブルーアンモニアの利用については、サポライフーン支援等の制度適用やCCSの開発状況を踏まえて決定
 - ✓ 2040年代のブルー/グリーンアンモニアの利用は、経済性や炭素価格等を踏まえて総合的に判断

LNG専焼の新設案件の脱炭素化ロードマップ

様式5

石狩湾新港発電所3号機の脱炭素化ロードマップ

2024年11月
北海道電力株式会社



- <前提条件>
- ✓ 長期脱炭素電源オークション落札や、燃料費回収のための制度の適用を通じた適切な投資回収の確保
 - ✓ 水素サプライチェーンが構築され、2030年代後半から国内外からの安定した水素供給の確保
 - ✓ 水素輸送・貯蔵技術や水素混焼・専焼技術の確立、用地や資機材および作業員の確保により、2030年代後半から脱炭素化に向けた工事が可能
- ※ 水素供給・貯蔵基地の整備工事を含む

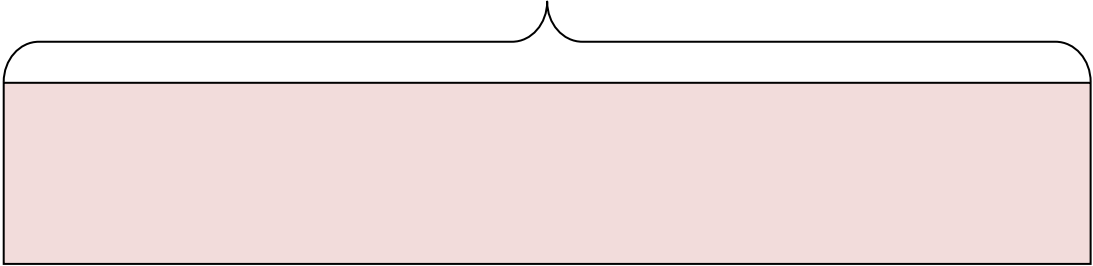
第3回入札の募集量・募集上限

脱炭素電源の募集量：500万kW



※連続運転6時間以上の案件に限る。
※蓄電池は、海外セル製造国1国30%制限あり。

LNG専焼の募集量：293万kW



第3回入札の対象

対象	電源種別	燃料又は発電方式	専焼/混焼	新設・リプレイス等/改修	本オークションに参加可能な 設備容量（送電端）[万kW以上]	電源等区分
脱炭素 電源	太陽光	—	—	新設・リプレイス	10	変動電源
	風力	陸上風力、洋上風力		新設・リプレイス	10	変動電源
	蓄電池	—	—	新設・リプレイス	3※2	安定電源
	長期エネルギー 貯蔵システム	—	—	新設・リプレイス		
	水力	揚水	—	新設・リプレイス・既設の大規模改修※1		
		一般(貯水式)	—	新設・リプレイス		
		一般(調整式)	—			
		一般(流入式)※4	—			
	地熱	—	—	新設・リプレイス	10	安定電源
	原子力	—	—	新設・リプレイス・既設の安全対策投資※3	10	安定電源
	火力	水素	専焼	新設・リプレイス/改修	10（新設・リプレイス） 5（改修）	安定電源
			混焼			
		アンモニア	専焼	新設・リプレイス/改修	5 5 10	
			混焼	改修		
		CCS	—	改修		
		バイオマス	専焼	新設・リプレイス/改修		
LNG専焼 火力	火力	LNG火力	専焼	新設・リプレイス	10	安定電源

※1 「オーバーホール（水車及び発電機を全て分解し、各部品の点検、手入れ、取替えや修理）を行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新するもの」が該当

※2 本オークションに参加可能な設備容量（送電端）で、1日1回以上連続6時間以上の運転継続が可能な能力を有しており、期待容量等算定諸元一覧の連続発電可能時間の年平均値が6時間以上のもの

※3 2013年7月に施行された新規制基準に対応するための投資を対象

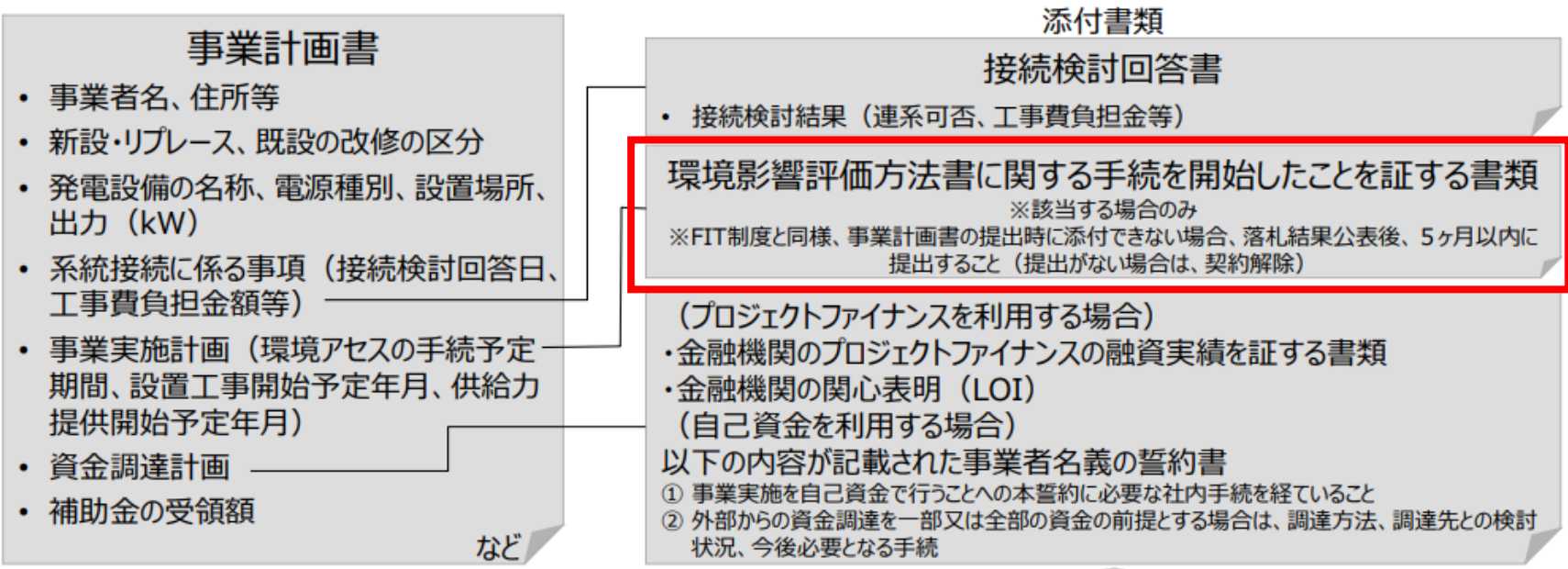
※4 貯水式・調整式においても安定的に供給力を提供できないものは、変動電源としての参加が可能

環境アセスとの関係①：応札の要件

論点3 事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

- 事業の実施能力を担保するための方策として、以下の入札参加資格を求めることとしてはどうか。
 - 入札前に事業計画（資金調達計画を含む）の提出を求め、具体的な事業計画が立てられているかどうかの確認や、事業実施のための資金的裏付けの確認を行う
 - 事業計画の添付書類として、系統への接続検討回答書、（存在する場合は）工事計画書（電気事業法第47条又は第48条に基づき提出したもの）や、（FIT制度における入札と同様に）環境アセスが必要な案件は方法書の提出を求める
 - その他、一般的な要件として、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、反社会的勢力でないこと、国内法人（日本の法律に基づいて設立され、日本国内に本店又は主たる事務所を持つ法人）※であること

※落札後に速やかに国内法人を設立する前提でのコンソーシアム（事業計画に記載した議決権保有割合の構成員を中心に構成されるものに限る）を含む。



具体的な事業計画が立てられているかどうかを確認

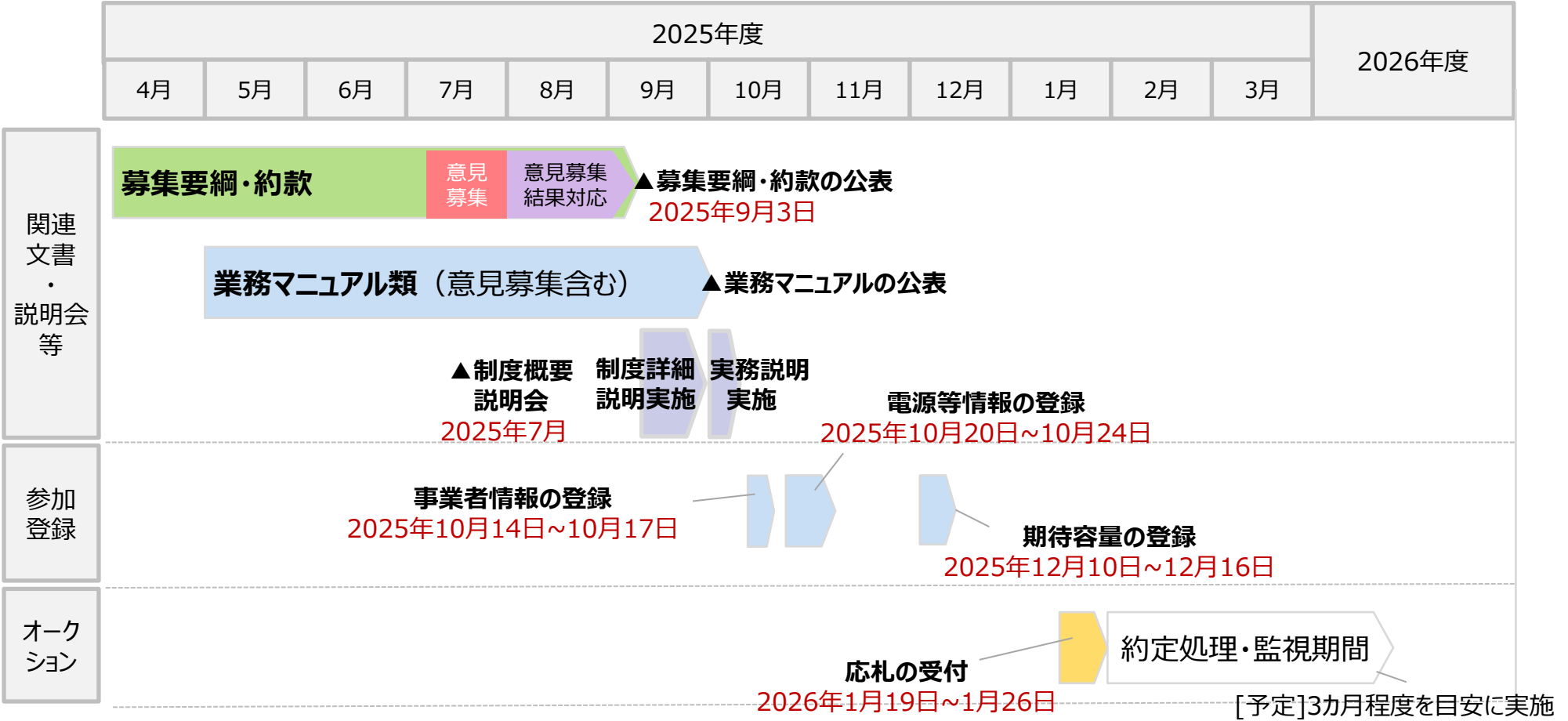
事業実施のための資金的裏付けを確認

環境アセスとの関係②：供給力提供開始期限

電源種	第3回入札の供給力提供開始期限
太陽光	5 年（法・条例アセス済の場合：3 年）後の日が属する年度の末日
風力、地熱	8 年（法・条例アセス済の場合：4 年）後の日が属する年度の末日
水力 （揚水式を含む）	12 年（法・条例アセス済の場合：8 年）後の日が属する年度の末日 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
水素混焼のLNG、 水素専焼、アンモニア専焼、 バイオマス専焼、 既設火力の改修 （水素・アンモニア混焼、 CCS付、バイオマス専焼）	11 年（法・条例アセス済・不要の場合：7 年）後の日が属する年度の末日
原子力	17 年（法・条例アセス済の場合：12 年）後の日が属する年度の末日
蓄電池	4年後の日が属する年度の末日
LNG 専焼火力	8 年後の日が属する年度の末日

第3回入札のスケジュール

■ 2025年度のオークションの開催については、参加登録を2025年10月に開始し、応札時期を2026年1月で予定。



参考資料

過去2回の約定総額

＜脱炭素電源＞

		第1回	第2回
募集量（万kW）		400	500
約定総容量（万kW）		401	503
約定総額（億円/年）		2,336	3,464
還付※控除後の 約定総額 （億円/年）	過去3年平均	706	945
	過去5年の各年度	△43～1,560	△176～1,624

＜LNG専焼＞

		第1回	第2回
募集量（万kW）		600	224
約定総容量（万kW）		575.6	131.5
約定総額（億円/年）		1,766	456
還付※控除後の 約定総額 （億円/年）	過去3年平均	△1,343	△52
	過去5年の各年度	△3,163～1,062	△495～195

※過去3～5年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
卸市場価格（平均）	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29

応札価格に算入することができるコスト

			算出ルール
内 訳	資本費	建設費	建設費の1.1倍 ※ 経年改修費、予備費10%を算入可 ※ 補助金を受けている場合は、その金額を控除。本制度で落札後、補助金を受けることは禁止 ※ 使用を継続する設備の残存簿価、既設の改修案件は対象kW部分の残存簿価を、算入可
		系統接続費用	見積額 ※運開前に実績を反映
		廃棄費用	建設費の5% ※原子力は11%、太陽光は1万円/kW
	運転維持費	固定資産税	固定資産税
		人件費	人件費
		修繕費	修繕費
		発電側課金	発電側課金のkW課金部分
		事業税 (収入割・資本割 ・付加価値割)	収入割※1 + 資本割※2 + 付加価値割※3 ※1 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) ※2 建設費×自己資本比率43%×税率 ※3 (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)	その他のコスト ※事業税（所得割）や法人税のような、入札価格に含めることが不適切な項目は除く。
		可変費	水素・アンモニアの燃料費の年間設備利用率40%分の価格差部分（化石燃料との差額部分） CCSの可変費の年間設備利用率40%分
	資本コスト		税引前WACC4～6% ※ 4%：蓄電池、LDES、等 ※ 5%：太陽光、風力、地熱、LNG専焼、等 ※ 6%：一般水力・揚水、水素・アンモニア・CCS・バイオマス、原子力

第3回入札の上限価格

(円/kW/年)

		上限価格
新設・リプレイス等※1	太陽光	93,712～200,000
	陸上風力	89,178～197,120
	洋上風力	180,655～200,000
	一般水力	新設 118,812
		リプレイス 54,974
	LDES	116,393
	揚水	新設 76,205～80,657
		リプレイス等
	蓄電池	
	地熱	新設 126,236
		全設備更新型 97,104
		地下設備流用型 58,262
	バイオマス	100,000
	原子力（既設原発の安全対策投資を含む）	135,602
	水素混焼（10%以上）	134,414（89,424※2）
	水素専焼	795,735（345,825※2）
	アンモニア専焼	303,129（102,583※2）
	LNG	55,242
既設火力の改修	水素10%以上の混焼又は専焼にするための改修	762,865（312,955※2）
	アンモニア20%以上の混焼又は専焼にするための改修	378,807（79,243※2）
	既設石炭火力を20%以上のCCS付きにするための改修	343,799
	既設LNG火力を20%以上のCCS付きにするための改修	137,939
	バイオマス専焼にするための改修	100,000

※1「等」には、「既設揚水の大規模改修案件（オーバーホールを行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新するもの）」と「既設原発の安全対策投資」が含まれる。

※2 水素・アンモニアは、価格差に着目した支援制度の適用を希望する案件は、可変費を除いた部分の上限価格も設定。

※ 脱炭素火力（水素、アンモニア、CCS）を除き、閾値の20万円/kW/年を超える場合は20万円/kW/年。

※ アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレイス、合成メタンを燃料とする発電所は、応札が想定されないことや、上限価格を設定することが困難（アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレイスは、発電コスト検証では石炭と混焼する場合のコストデータしか示されていない。）であること、合成メタンに必要なコスト（投資金額等）、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等の検討が改めて必要であることを踏まえ、第3回入札では対象外。

水素・アンモニア・CCSの可変費の扱い

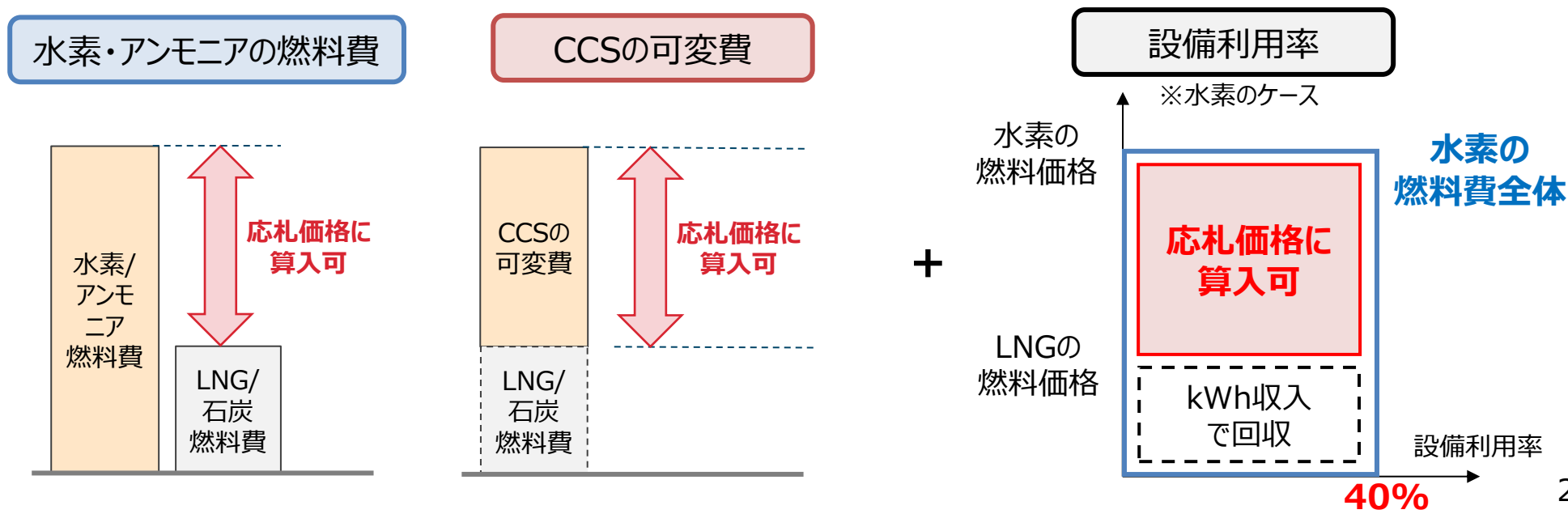
- 初回では、水素・アンモニアの可変費（燃料費）は支援の**対象外**。※別途、価格差支援制度あり。
- 第2回では、**燃料費の一部（固定的な負担部分）**を支援の対象に追加。※価格差支援の後を念頭。
- 第3回では、**燃料費の値差部分、かつ、年間設備利用率40%分**を支援対象に追加。

＜第2回入札（2025年1月実施）の対象範囲＞

制度検討作業部会 第十八次中間とりまとめ（2024年8月）

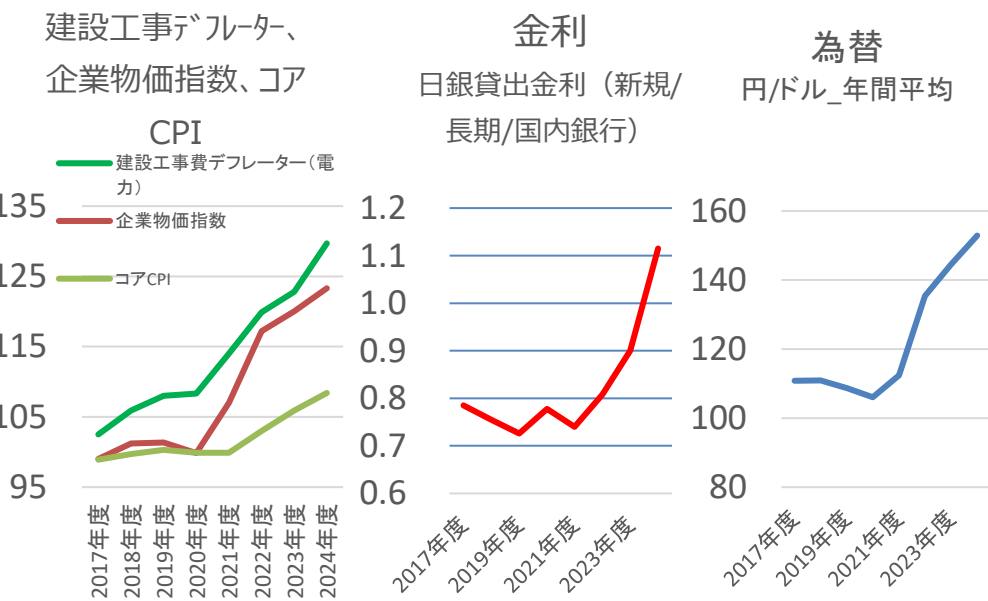
燃料費として支払う費用のうち、「take or pay 条項」の対象引取量分の燃料費や、2 部料金制における基本料金など、**固定費と認められる合理的な説明があった部分については、本制度の応札価格（運転維持費のその他コスト）に算入することを認めることとした。**

＜第3回入札（2026年1月実施予定）の対象範囲＞



インフレ、金利変動等への対応

- 初回・第2回では、落札価格は、1年毎に消費者物価指数（コアCPI）で物価補正を行うこととしていた。
- 第3回では、昨今のインフレによる建設費・金利の上昇や、為替の大幅な円安の状況を踏まえ、事後的な費用変動リスクにきめ細かく対応するため、右下表のとおり、応札価格に含まれる各費用について、各種指標で自動補正することを選択可能とする。 ※初回・第2回の落札案件にも遡及適用。



	資本費	運転維持費	可変費	資本コスト
現行制度	落札価格全体に対して <u>1年毎に消費者物価指数（コアCPI）</u> で補正			
今般の見直し後	運開時の1回に限り、 <u>建設工事デフレーター（電力）</u> で補正	1年毎に <u>企業物価指数（総平均）</u> で補正	1年毎に <u>為替レート、海外の消費者物価指数（コアCPI）等</u> で補正	・運開時の1回に限り、 <u>建設工事デフレーター（電力）</u> で補正 ・1年毎に、 <u>日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）</u> で補正

X年度の容量確保契約金額

=

資本費 × 建設工事デフレーターの変化率

+ 運転維持費 × 企業物価指数の変化率

+ 資本コスト × 建設工事デフレーターの変化率 × 金利の変化率

+ 可変費 × 為替レート・海外物価等の変化率