

石炭火力のアンモニア混焼 高額でも買い支える長期脱炭素電源オークションの更新

Long-Term Decarbonization Auction (LTDA) and Ammonia co-firing with Coal

桃井貴子（気候ネットワーク東京事務所）
Takako Momoi (Kiko Netrowk)



ここでの内容

Summary of this presentation

1. 石炭火力のアンモニア混焼支援制度の一つ 「長期脱炭素電源オークション」とは

What is the LTDA, one of the support programs for ammonia co-firing in coal-fired power plants?

2. 長期脱炭素電源オークション 第1回（2023年度）・第2回（2024年度）の結果

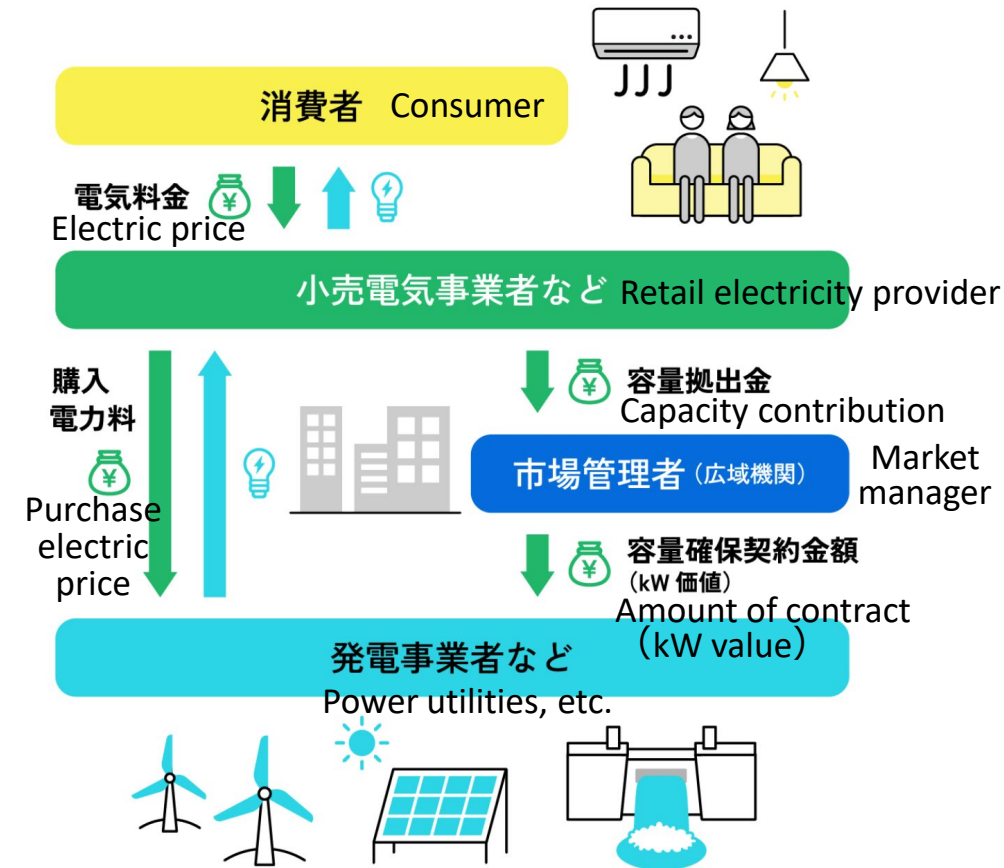
Results of the 1st (FY2023) and 2nd (FY2024) LTDA

3. 第3回（2025年度）の見直し案、アンモニア混焼3つの問題点

Three issues of LTDA for ammonia co-firing on proposed revision of the 3rd (FY2025),

1. 長期脱炭素電源オークションとは Long-Term Decarbonization Auction (LTDA)

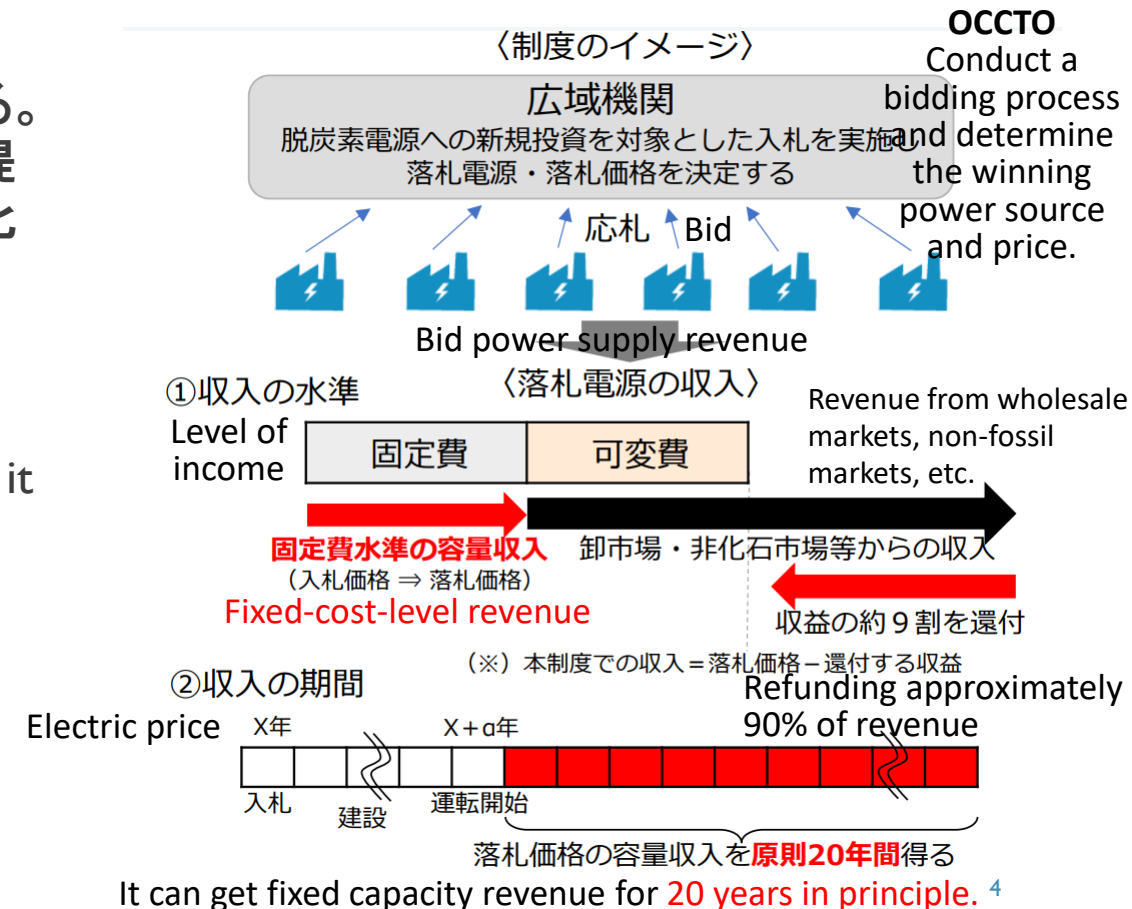
- 長期脱炭素電源オークションとは、「発電所（電源）の新たな建設を促しながら、化石燃料を用いた電源から、水素やアンモニア、再生可能エネルギーなどのカーボンニュートラル実現のための電源に切り替えていき、2050年までにカーボンニュートラルや電力の安定供給の実現を目指す制度」とされる。
- The Long-Term Decarbonization Power Source Auction or Long-Term Decarbonization Auction (LTDA) is a “new bidding system to promote the construction of new power plants (power sources) while shifting from fossil fuel to carbon-neutral such as hydrogen, ammonia, and renewable energy, with the aim of achieving carbon neutrality and stable power supply by 2050.”



落札電源は20年間容量収入を得る

The winning bidder will be able to earn capacity revenue for 20 years.

- 落札電源は、稼働時から20年間毎年約定価格が支払われる。火力については、2050年までの脱炭素化ロードマップの提出が求められているが、空手形と同じ。CO2排出の固定化につながる懸念。
- The successful participants will be paid a 20-year fixed revenue annually from the time of operation. For thermal power, it is required to submit a roadmap for decarbonization by 2050, but it is meaningless. There is concern that LTDA will lead to CO2 emissions becoming fixed.



対象電源と規模

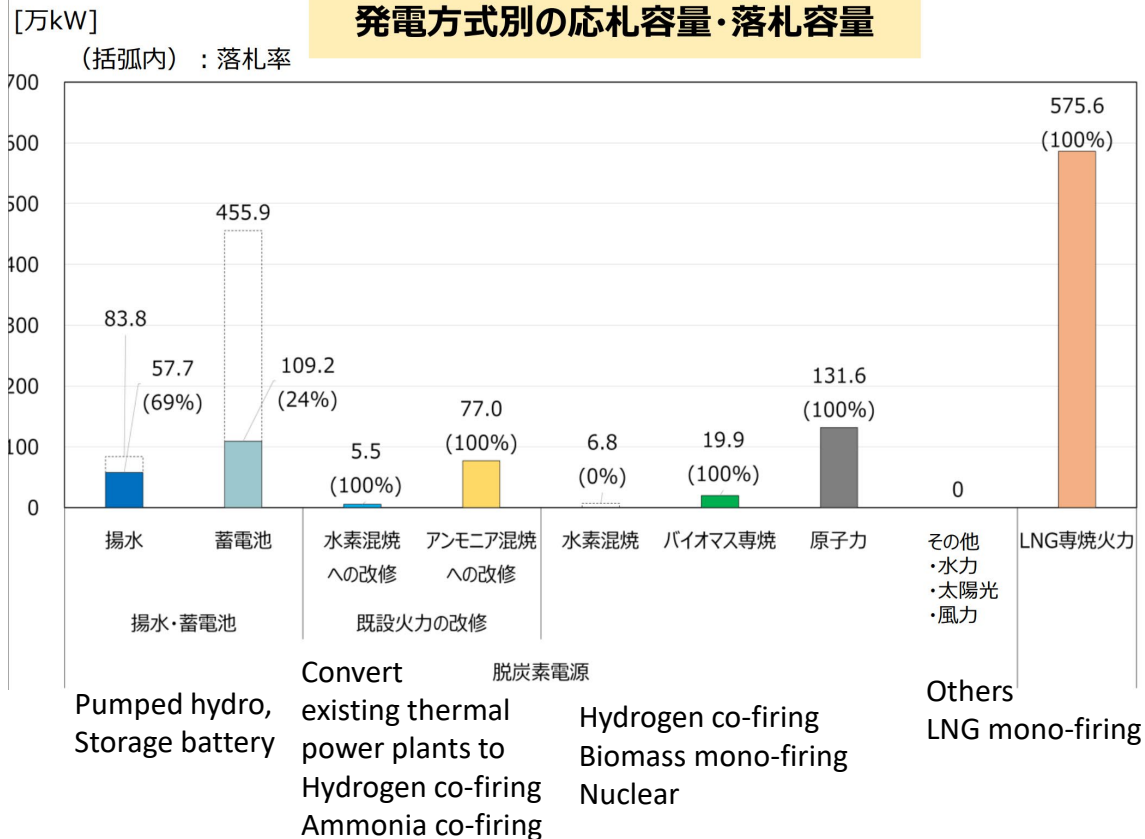
Target power supply and scale

	2023	2024
水力(貯水式・調整式) Hydropower (impoundment/diversion)	100,000kW	30,000kW
揚水 Pumped hydropower	10,000kW	30,000kW
蓄電池 Storage battery	10,000kW	30,000kW
火力(水素10%以上混焼) Thermal power (with 10% hydrogen co-firing)	100,000kW	100,000kW
原子力 Nuclear power	100,000kW	100,000kW
地熱 Geothermal	100,000kW	100,000kW
バイオマス Biomass	100,000kW	100,000kW
アンモニア混焼20% Ammonia 20% co-firing 水素混焼10% Hydrogen 10% co-firing	50,000kW	50,000kW
太陽光 Solar power	100,000kW	100,000kW
風力(陸上・洋上) Wind (on/off-shore)	100,000kW	100,000kW
水力(流込式) Hydropower (run-of-rive)	100,000kW	30,000kW
LNG専焼 Thermal power, LNG 100%	100,000kW	100,000kW

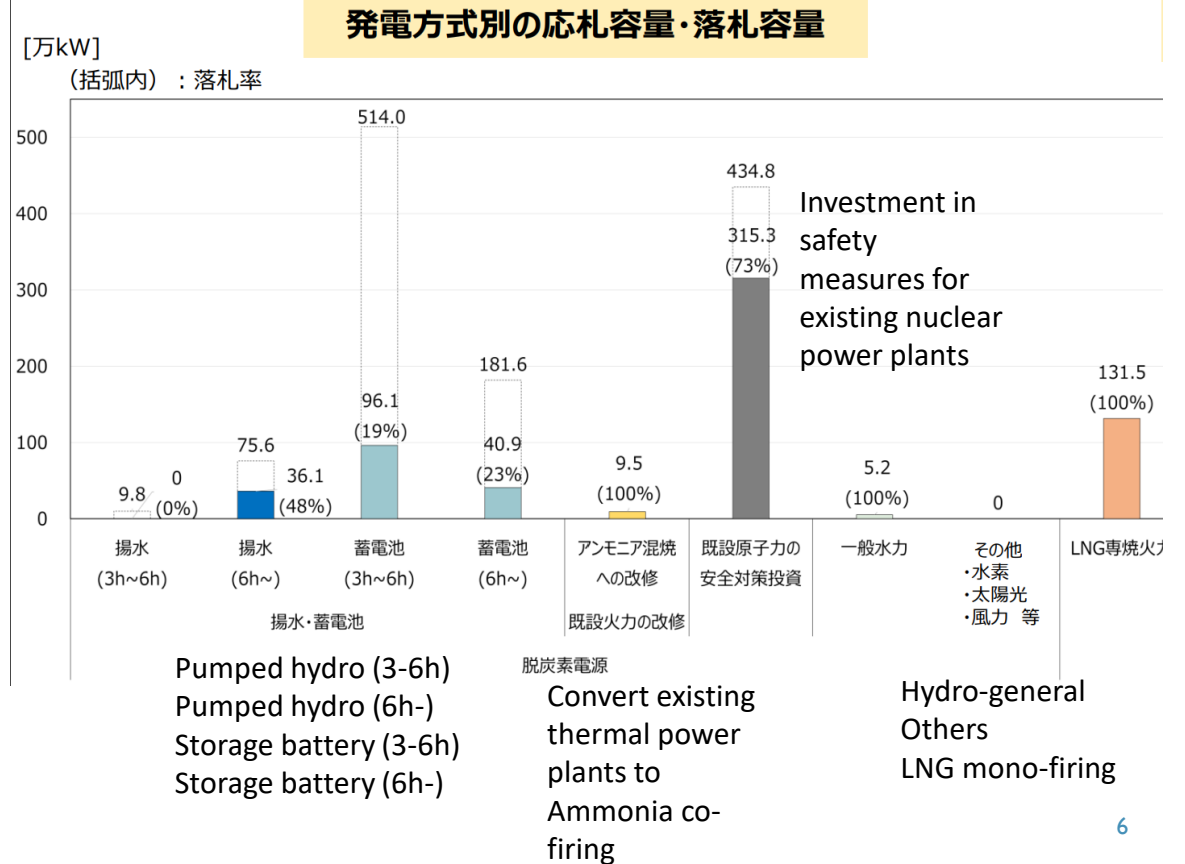
長期脱炭素電源オークションの約定結果

Settlement results of LTDA

第1回（2023年度）結果



第2回（2024年度）結果



約定結果 石炭火力のアンモニア混焼への改修

Settlement results : Conversion of coal-fired power plant to ammonia co-firing

■ 第一回オークション First Auction

苫東厚真発電所（北海道）／北海道電力 Tomatoh Atsuma Power Station (Hokkaido) / HEPCO

神戸発電所 1・2号機（兵庫）／KOBELCO Kobe Power Station Units 1 & 2 (Hyogo) / KOBELCO Power

碧南発電所 4・5号機（愛知）／JERA Hekinan Power Station Units 4 & 5 (Aichi) / JERA

■ 第二回オークション Second Auction

西条発電所（愛媛）／四国電力 Saijo Power Station (Ehime) / Shikoku Electric Power Co.

2025年のオークション見直し案の問題① 上限価格の見直し

円／キロワット／年	2023	2024	2025
水力（貯水式・調整式）新設	72,916 円	100,000 円	118,812円
水力（貯水式・調整式）リプレイス	37,319 円	50,884 円	54,974円
揚水新設	100,000 円	100,000 円	116,393円
揚水リプレイス	55,308～74,690 円	56,545～77,509 円 87,683～93,883 円	76,205～80,657円
火力（水素10%以上混焼、水素専焼）新設	48,662 円	100,000 円	
蓄電池	55,308～74,690 円	56,545～77,509 円 87,683～93,883 円	76,205～80,657円
原子力	100,000 円	100,000 円	135,602
地熱	100,000 円	100,000 円	126,236
地熱 全設備更新型	97,104 円	97,104 円	97,104
地熱 地下設備流用型	58,262 円	58,262 円	58,262
バイオマス	100,000 円	100,000 円	100,000
アンモニア混焼20%改修	74,446 円	100,000 円	378,807円（79,243円）
水素混焼10%改修	100,000 円	100,000 円	762,865円（312,955円）
石炭火力20%CCS付改修			343,799円
LNG火力20%CCS付改修			137,939円
太陽光	100,000 円	100,000 円	93,712～200,000
陸上風力	100,000 円	100,000 円	89,178～197,120
洋上風力			180,655～200,000
LNG専焼	36,945 円	38,014 円	

2025年のオークション見直し案の問題① 上限価格の見直し

2025 Auction Review Proposal : Reviewing a ceiling price

JPY/kW/year	2023	2024	2025
Hydropower (impoundment/diversion), New	¥72,916	¥100,000	¥118,812
Hydropower (impoundment/diversion), Replace	¥37,319	¥50,884	¥54,974
Pumped hydropower, New	¥100,000	¥100,000	¥116,393
Pumped hydropower, Replace	¥55,308～74,690	¥56,545～77,509 ¥87,683～93,883	¥76,205～80,657
Thermal (>10% hydrogen co-firing, 100% hydrogen), New	¥48,662	¥100,000	
Battery storage	¥55,308～74,690	¥56,545～77,509 ¥87,683～93,883	¥76,205～80,657
Nuclear power	¥100,000	¥100,000	¥135,602
Geothermal	¥100,000	¥100,000	¥126,236
Geothermal, All equipment renewal	¥97,104	¥97,104	¥97,104
Geothermal, Underground facility reuse	¥58,262	¥58,262	¥58,262
Biomass	¥100,000	¥100,000	¥100,000
Convert to 20% ammonia co-firing	¥74,446	¥100,000	¥378,807 (¥79,243)
Convert to 10% hydrogen co-firing	¥100,000	¥100,000	¥762,865 (¥312,955 *2)
Convert to 20% coal with CCS			¥343,799
Convert to 20% LNG with CCS			¥137,939
Solar power	¥100,000	¥100,000	¥93,712～200,000
Off-shore wind	¥100,000	¥100,000	¥89,178～197,120
On-shore wind			¥180,655～200,000
100% LNG	¥36,945	¥38,014	

2025年のオークション見直し案の問題① 上限価格の見直し

2025 Auction Review Proposal : Reviewing a ceiling price

- エネ庁案：「未だ黎明期のエネルギーであり、費用回収を認める費用の範囲や上限価格について特段の配慮を行わなければ導入が困難な面がある」「需要家負担にも配慮し、脱炭素火力の募集上限は 50 万 kW とする」。Suggestion of the Agency for Natural Resources and Energy : As this (ammonia co-firing) is still an emerging energy source, it is difficult to introduce this technology without giving special consideration to the scope and ceiling prices that can be listed on the auction so that costs can be covered. Taking into the account the burden on consumers, the upper limit for the solicitation of decarbonized thermal power will be set at 500,000 kW.

	Ceiling price	1 st Auction only domestic fixed cost	2 nd Auction domestic fixed cost + upstream fixed cost	3 rd Auction domestic fixed cost + fuel price gap + cost of equipment 40%
New	上限価格 (単位：万円/kW/年)	第1回 (国内固定費のみ)	第2回 (国内固定費＋上流固定費)	第3回 (国内固定費＋燃料費価格差・設備利用率40%)
>10% hydrogen co-firing				
Hydrogen mono-firing				
Ammonia mono-firing				
Conversion of existing plants	新設			
	水素10%以上混焼	4.8	10	13.4
	水素専焼	—	—	79.5
	アンモニア専焼	—	—	30.3
	既設改修			
	水素10%以上混焼	10	10	76.2
	アンモニア 20%以上混焼	7.4	10	37.8
>10% hydrogen co-firing				
>20% ammonia co-firing				
20% CCS (LNG)				
20% CCS (coal)				
募集上限		既設火力の改修 100万kW	既設火力の改修 100万kW	脱炭素火力の新設・リブレース・既設改修 50万kW
Application ceiling				

閾値 20 万円

約2倍

平均40万円/kW/年

1/2倍

2025年のオークション見直し案の問題② 可変費の追加

2025 Auction Review Proposal : Additional support “Variable Cost”

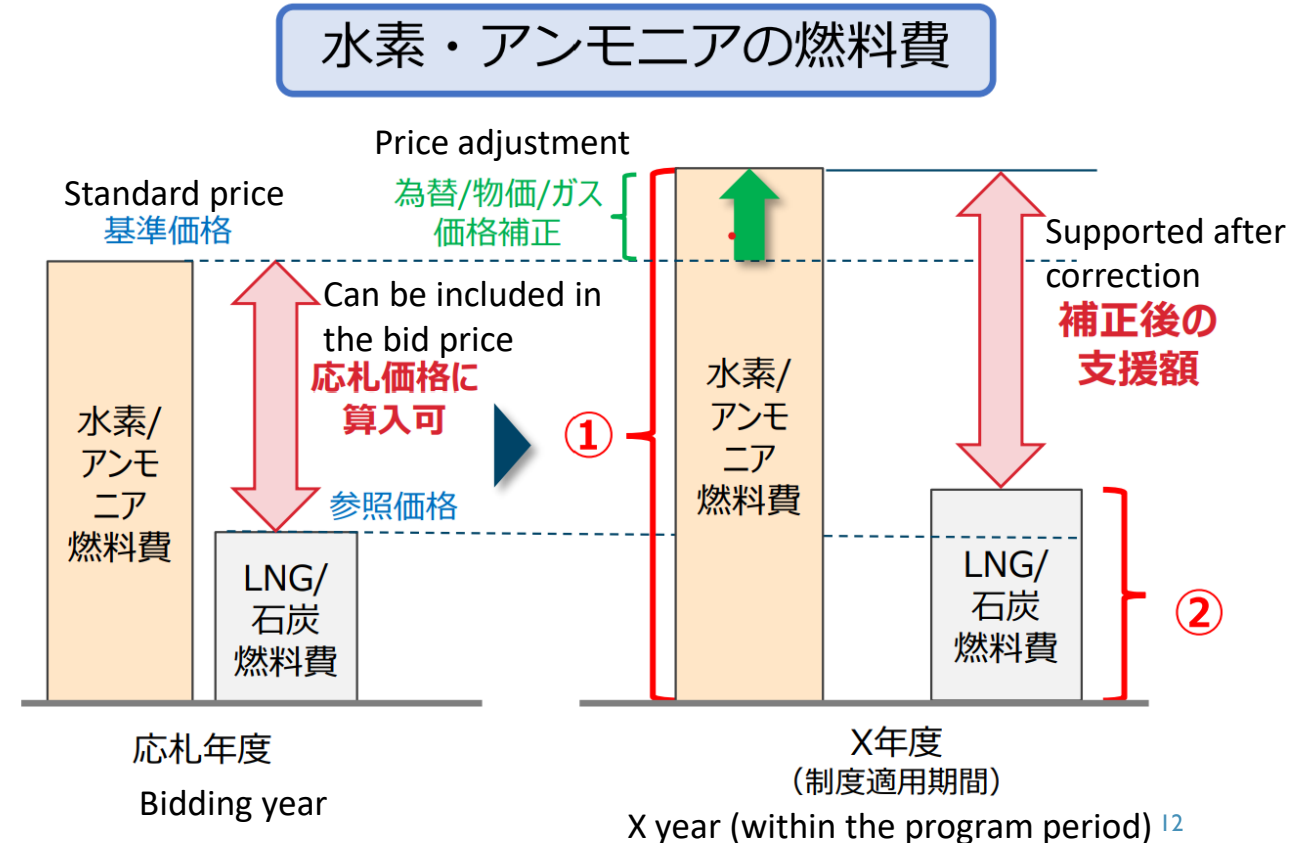
- 計上できる費用として、これまでは「固定費」のみとされていたが、水素・アンモニア・CCSに限り、固定費に加えて「可変費」を追加できることとした。
- 具体的には「アンモニア（混焼および専焼）の燃料費は、当該電源の年間設備利用率 40%分のアンモニアの燃料費と石炭の燃料費（入札年度の前年の年間平均石炭 財務省貿易統計価格を元に算定した金額）の差額を追加できる」としている。
- In previous auctions, only “fixed costs” were included in the contract amount, but in this review, “variable costs,” which are costs that fluctuate depending on power generation, such as fuel costs can be included in the bid amount only for hydrogen, ammonia, and CCS.
- Specifically, "for ammonia (co-firing and mono-firing), the difference between the fuel cost of ammonia and the fuel cost of coal (calculated based on the annual average price of coal trade statistics of the Ministry of Finance for the previous year of the bidding year) for 40% of the annual facility utilization rate of the relevant power source can be added.

2025年のオークション見直し案の問題③落札価格の補正

2025 Auction Review Proposal : adjustment of the successful bid price

- 水素・アンモニア・CCSの可変費は、応札時には応札価格を算定し、制度適用期間における各年度では為替等で期首に自動補正（上げ下げ両方）を行う

To calculate variable costs for hydrogen, ammonia, and CCS at the time of bidding, and adjust automatically (up or down) at the beginning of each fiscal year during the program period based on exchange rates and other factors.



長期脱炭素電源オークションとアンモニア混焼のまとめ

Key Points of LTDA and Ammonia co-firing

- 長期脱炭素電源として石炭火力の改修を対象にすることが、CO₂の排出固定化につながり気候変動に逆行。オークションの対象とすべきではない。
- アンモニア混焼の価格は他の電源に比べても非常に高額。それを前提に制度を更新。事業者が負うリスクはなし。
- 2025年の案は、6月25日の第105回 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「第22次とりまとめ」で案としてまとめられた、現在パブコメが行われている（締め切り7月24日）
<https://public-comment.e-gov.go.jp/pcm/detail?CLASSNAME=PCMMSTDDETAIL&id=620225011&Mode=0>
- Retrofitting coal-fired power plants to co-fire with hydrogen/ammonia as a long-term decarbonized power source leads to fix CO₂ emissions and runs counter to climate change. It should not be the subject of the LTDA.
- The price of ammonia co-firing is very high compared to other power sources. It is another problem that the system for providing support is being updated based on the assumption of high cost of ammonia.
- On June 25, 2025, “22nd Interim Summary (Draft)” was compiled at the System Review Working Group of the Subcommittee on Infrastructure Development for Next-Generation Electricity and Gas Industry of the Subcommittee on Electricity and Gas Industry of the 105th Comprehensive Energy and Resources Investigation Committee. It is currently undergoing open for public comment. (by July 24)