

長期脱炭素電源オークションについて

2026年4月3日

資源エネルギー庁

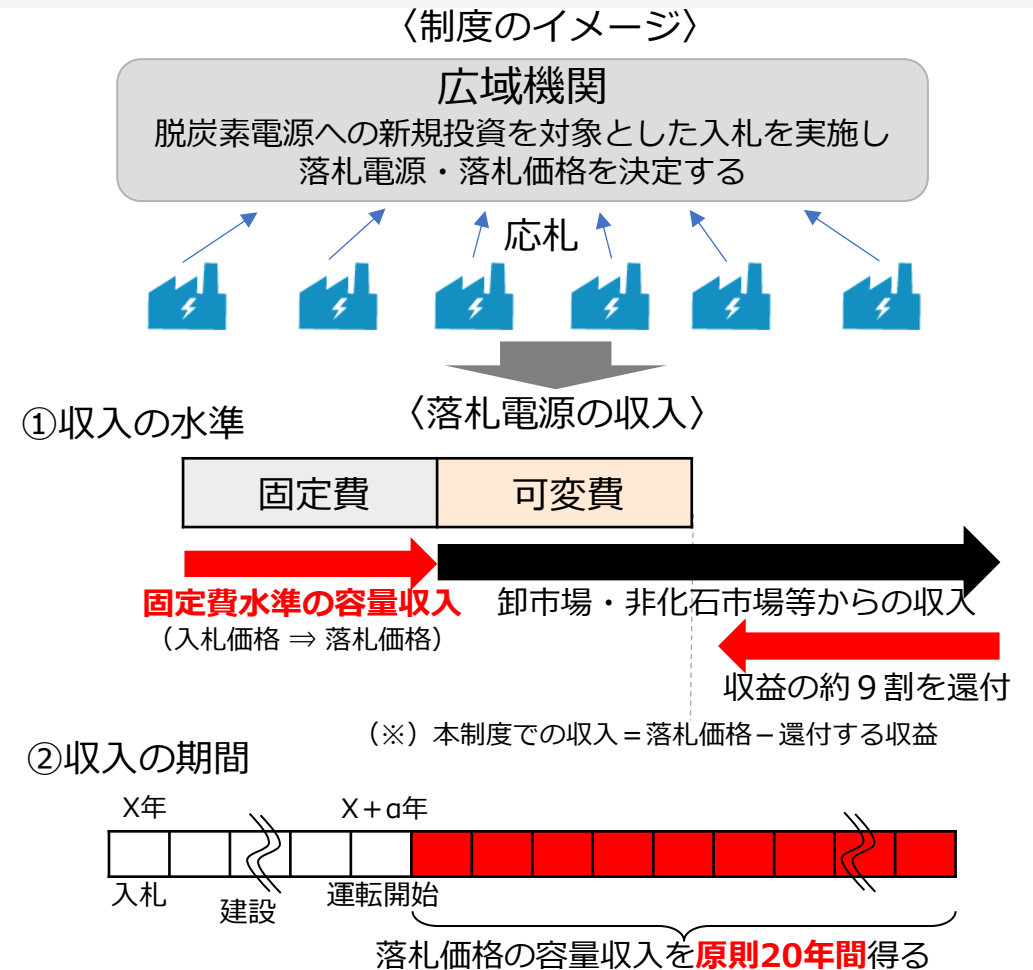
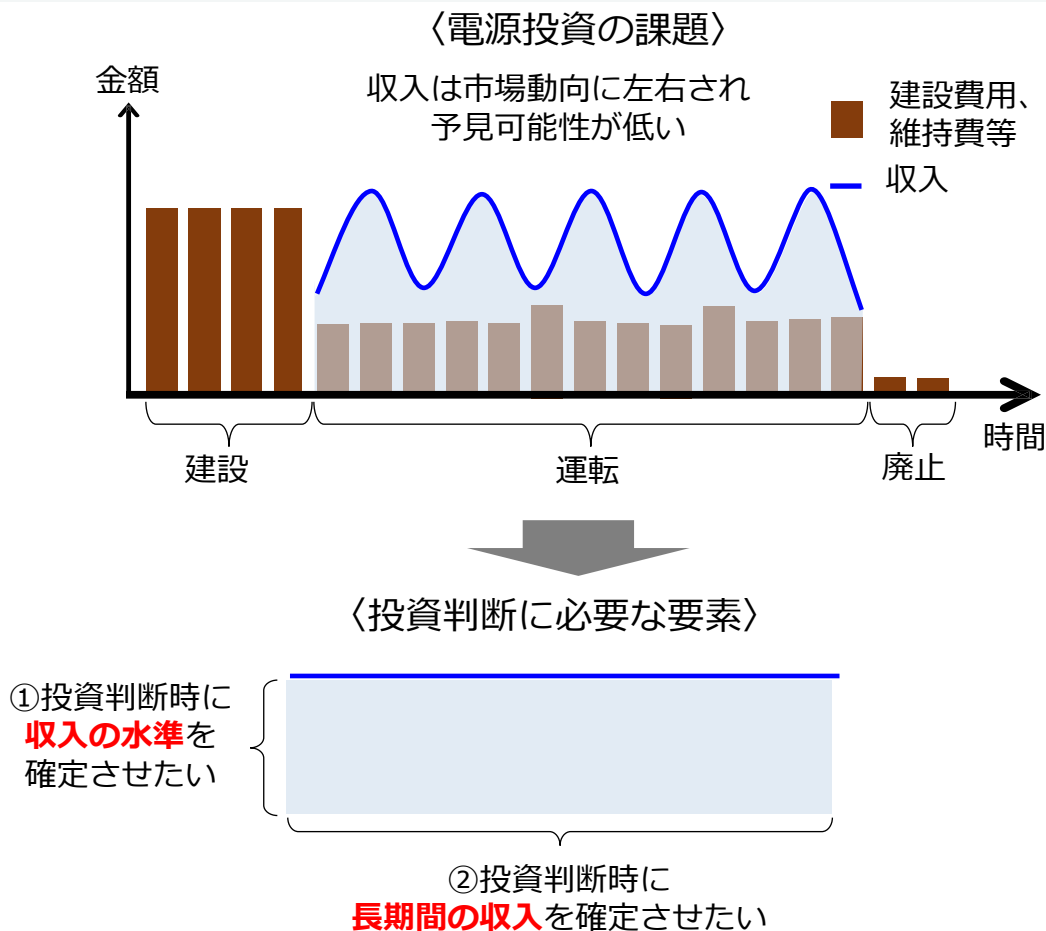
本日御議論いただきたい事項（第4回入札に向けた検討）

- 本日の会合では、前回に引き続き、第4回入札に向けた制度の見直しについて、以下の論点について御議論いただきたい。

項目	論点
水素・アンモニア・CCS	論点① 事前審査の在り方 論点② CI値の混焼率リクワイアメントへの反映 論点③ 脱炭素化ロードマップにおける燃料の扱い 論点④ 落札後の市場退出 論点⑤ 価格競争の在り方
制度適用期間	論点⑥ 上限の設定
再エネに対する規律	論点⑦ 風力発電設備に対する廃棄等費用の積立て

(参考) 長期脱炭素電源オークションの概要

- 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。



論点① 水素・アンモニアの事前審査の要件

- 前回の会合では、第4回入札から導入することとしている水素・アンモニアの事前審査の要件について、水素・アンモニア政策小委員会（以下「水素小委」）における議論状況を御報告させていただいた。
- 3月27日の水素小委において、主に以下の内容を含む事前審査の基準骨子案について議論が行われ、概ね合意されたところ。
 - 対象：低炭素の水素・アンモニアであること
 （募集量には上限がある中で、政策的意義の高い案件に絞って採択されるようにするため）
 - 上流出資：日本企業の出資の見込みがあること（出資率は事業者の判断）
 - 産業競争力の強化：供給事業及び利用事業それぞれで、主要設備のうち最低1つが、我が国産業の国際競争力強化に寄与すること
- 今後、4月中を目途にパブコメを開始し、1ヶ月程度意見募集が行われる予定。

水素・アンモニア案件の事前審査の基準骨子（案）

- 次の基準骨子に基づき、水素・アンモニア案件の事前審査を行う。
- 基準骨子を踏まえ、今後、規程類等において可能な限り具体的な基準や運用に落とし込む。

エネルギー政策	安全性	・安全に関する法令に係る許認可等を取得する見込みがあること。
	安定供給	・水素等製造事業に対し、我が国企業が出資する見込みであること。 ・低炭素水素等を輸入する相手国の地政学的リスクに対応していること。 ・特定の国に依存しない、強靱で信頼性のある低炭素水素等のサプライチェーンを構築すること。
	環境適合性	・計画において供給される水素等が低炭素水素等であること。
	経済効率性	・経済的かつ合理的な方法で脱炭素化に資する資源を活用すること。 ・水素等製造事業に対し、我が国企業が出資する見込みであること。
GX政策	産業競争力の強化・経済成長	・低炭素水素等供給事業及び低炭素水素等利用事業それぞれで、 主要設備のうち最低1つが、我が国産業の国際競争力強化に寄与すること 。 ・主要設備は、供給事業においては、水素等の製造設備、海外からの輸送設備（船舶）、利用事業においては、国内貯蔵設備、発電設備とする。 ・ただし、上記について、どの程度求めるかの判断に当たっては、我が国産業の国際競争力強化に寄与する企業の製造能力の制約等諸事項を総合的に勘案する。
	脱炭素化	・国内での二酸化炭素の排出削減に寄与すること。
事業の実施方法・確実性	・低炭素水素等利用事業者による低炭素水素等利用事業の確実性が高いこと。 ・発電事業者と低炭素水素等供給事業者、低炭素水素等供給事業者と上流水素等製造事業者との間で拘束力のある低炭素水素等売買契約が締結される見込みがあること。	

第16回水素・アンモニア政策小委員会
（2026年3月27日）資料5

論点② 水素・アンモニアのCI値の混焼率リクワイアメントへの反映

- 本制度では、水素・アンモニアの案件に対して、水素・アンモニア部分のkWで燃烧する燃料のうち、「年間最低混燃率リクワイアメント」（年間で7割以上は実際に水素・アンモニアを使用するとの要件）を課し、これを下回る場合は容量確保契約金額について1・2割の減額を行うペナルティを設定している。

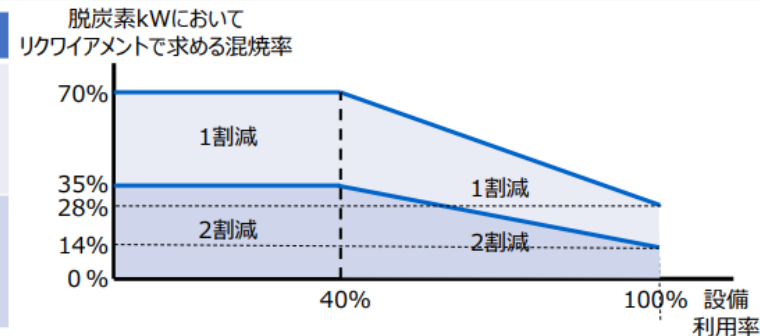
第102回制度検討作業部会
(2025年4月23日) 資料4

<水素・アンモニア・CCS> 論点② 年間混焼率リクワイアメント

- 水素・アンモニア混焼では、水素・アンモニア部分のkWで燃烧する燃料のうち、年間で7割以上は実際に水素・アンモニアを使用する「年間最低混燃率リクワイアメント」を課し、これを下回る場合は容量確保契約金額について1・2割の減額を行うペナルティを設定している。
- 前述のとおり、応札価格に算入できる水素・アンモニアの可変費を設備利用率40%分までに限定した場合、需給の状況によって実際の設備利用率が40%以上に高くなった場合には、水素・アンモニアによって発電できず、LNG・石炭で焚き増しを行わざるを得ないことも想定される。
- このように、結果的に年間最低混燃率リクワイアメントを満たせない場合に、事業者に対してペナルティを課すことは酷とも考えられる。
- このため、以下のとおり、設備利用率が40%を上回った場合には、その分、年間最低混燃率リクワイアメントの内容も緩和することとしてはどうか。

※応札価格に設備利用率4割未満の可変費しか算入しない場合も、同様のリクワイアメントを課す。
CCS付火力に対する年間CO2貯蔵率リクワイアメントも、上記と同様とする。

減額割合	水素・アンモニアの燃料の年間混焼率 (A%)
1割	$35\% \leq A < 70\%$ ※設備利用率 (B%) が40%を超える場合、 $(1400/B)\% \leq A < (2800/B)\%$
2割	$0\% \leq A < 35\%$ ※設備利用率 (B%) が40%を超える場合、 $0\% \leq A < (1400/B)\%$



論点② 水素・アンモニアのCI値の混焼率リクワイアメントへの反映

- 一方で、論点①のとおり、**第4回入札からは「低炭素水素・アンモニア」のみが支援対象となるが、「低炭素水素・アンモニア」の要件は、水素社会推進法と同様に、水素・アンモニアの製造に伴い排出されるCO2量の指標であるCI値※（Carbon Intensity：炭素集約度）が一定の基準値以下の燃料とすることを想定している。** ※水素・アンモニアの1キログラム当たりの製造に伴い排出されるキログラムで表した二酸化炭素の量

第14回水素・アンモニア政策小委員会
(2024年6月7日) 資料1

低炭素水素等の要件（①炭素集約度の基準値）

- 「低炭素水素等」は燃料によって製造プロセスやCO2排出源も異なることから、以下のように**各燃料の性質に応じた基準値をもって「低炭素水素等」の要件を設定すること**としたい。
- 燃焼時CO2を出さない水素・アンモニアについては、**欧米と同様の考え方に基づき**、以下に設定。
 - －水素は、**Well to Gateでグレー水素から約7割削減に相当する3.4kg-CO2e/kg-H2**
 - －アンモニアは、**Well to Gateでグレーアンモニアから約7割削減に相当する0.87kg-CO2e/kg-NH3**
- **カーボンリサイクル燃料は、燃焼時のCO2排出量の取扱いも含め、ISOの考え方に基づきサプライチェーン全体**を見て設定。
 - －合成燃料・合成メタンは、**水素製造部分について欧州並みの約7割削減を確保した上で、その後の合成や輸送等にかかるエネルギーも加味した基準値**とする。
 - －合成燃料：**サプライチェーン全体で39.9g-CO2e/MJ**
 - －合成メタン：**サプライチェーン全体で49.3g-CO2e/MJ**

水素等	バウンダリ	基準値設定の考え方	基準値
水素	Well to Gate	化石燃料由来グレー水素から 約7割削減	3.4kg-CO2e/kg-H2
アンモニア	Well to Gate	化石燃料由来グレーアンモニアから 約7割削減	0.87kg-CO2e/kg-NH3
合成燃料	サプライチェーン全体	水素製造部分は、化石燃料由来グレー水素から 約7割削減	39.9g-CO2e/MJ
合成メタン	サプライチェーン全体	その上で、合成や輸送等に係るエネルギーを加算	49.3g-CO2e/MJ

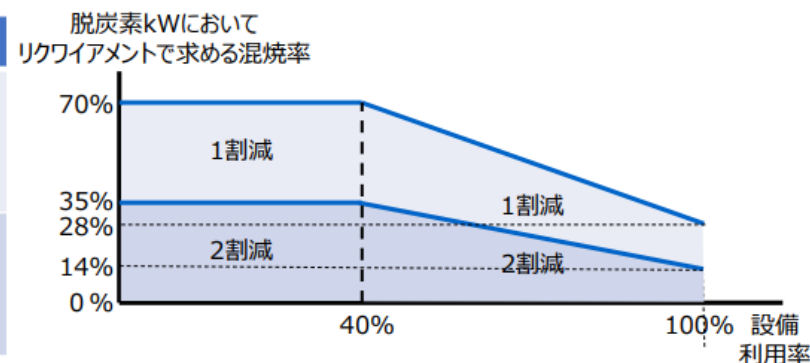
論点② 水素・アンモニアのCI値の混焼率リクワイアメントへの反映

- これを踏まえ、「年間最低混焼率リクワイアメント」の達成の確認を行う際には、「単に水素・アンモニアで発電した混焼率」ではなく、「低炭素水素・アンモニアとして、CI値の要件を満たした水素・アンモニアで発電した混焼率」で確認を行うこととしてはどうか。
- ただし、実際に発電に用いた水素・アンモニアのCI値を正確にトレースすることは困難であることを踏まえ、実際の確認方法としては、「水素・アンモニアで発電した混焼率」に「CI値の達成率（当該年度中に取得した水素・アンモニアのうち、低炭素水素・アンモニアとしてCI値の要件を満たした水素・アンモニアの比率）」を掛けた値で確認を行うこととしてはどうか。 ※過去落札案件に遡及適用はしない。

新たにCI値の達成率を追加

$$\text{年間混焼率} = \frac{\text{水素・アンモニアの燃料から生じた熱量}}{\text{水素・アンモニア部分のkWで燃焼する全燃料から生じた熱量}} \times \frac{\text{CI値の要件を満たす水素・アンモニアの量}}{\text{当該年度中に取得した水素・アンモニアの量}}$$

減額割合	水素・アンモニアの燃料の年間混焼率 (A%)
1割	35% ≤ A < 70% ※設備利用率 (B%) が40%を超える場合、 (1400/B) % ≤ A < (2800/B) %
2割	0% ≤ A < 35% ※設備利用率 (B%) が40%を超える場合、 0% ≤ A < (1400/B) %



論点③ 脱炭素化ロードマップにおける燃料の扱い

- 本制度の適用対象となる火力（水素・アンモニア・CCS・LNG専焼）の案件については、2050年に向けた**脱炭素化ロードマップの作成**を求めている。
- 論点①のとおり、**第4回入札からは「低炭素水素・アンモニア」のみが対象となる**ことから、水素・アンモニアによって2050年の脱炭素化を達成しようとする場合には、**「低炭素水素・アンモニア」によって達成を求める**※こととしてはどうか。

※燃料の欄には、燃料の色（グレー・ブルー・グリーン）ではなく、「低炭素水素」又は「低炭素アンモニア」との記載を求める。

水素・アンモニア案件の事前審査の基準骨子（案）

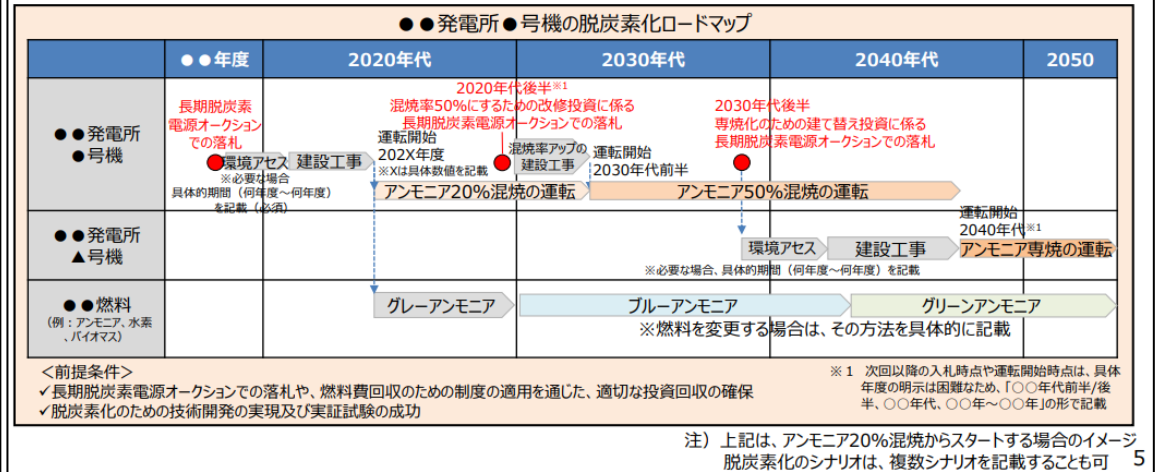
- 次の基準骨子に基づき、水素・アンモニア案件の事前審査を行う。
- 基準骨子を踏まえ、今後、規程類等において可能な限り具体的な基準や運用に落とし込む。

エネルギー政策	安全性	・安全に関する法令に係る許認可等を取得する見込みがあること。
	安定供給	・水素等製造事業に対し、我が国企業が出資する見込みであること。 ・低炭素水素等を輸入する相手国の地政学的リスクに対応していること。 ・特定の国に依存しない、強靱で信頼性のある低炭素水素等のサプライチェーンを構築すること。
	環境適合性	・計画において供給される水素等が低炭素水素等であること。
GX政策	経済効率性	・経済的かつ合理的な方法で脱炭素化に資する資源を活用すること。 ・水素等製造事業に対し、我が国企業が出資する見込みであること。
	産業競争力の強化・経済成長	・低炭素水素等供給事業及び低炭素水素等利用事業それぞれで、 主要設備のうち最低1つが、我が国産業の国際競争力強化に寄与すること。 ・主要設備は、供給事業においては、水素等の製造設備、海外からの輸送設備（船舶）、利用事業においては、国内貯蔵設備、発電設備とする。 ・ただし、上記について、どの程度求めるかの判断に当たっては、我が国産業の国際競争力強化に寄与する 企業の製造能力の制約等諸事項を総合的に勘案 する。
	脱炭素化	・国内での二酸化炭素の排出削減に寄与すること。
	事業の実施方法・確実性	・低炭素水素等利用事業者による低炭素水素等利用事業の確実性が高いこと。 ・発電事業者と低炭素水素等供給事業者、低炭素水素等供給事業者と上流水素等製造事業者との間で拘束力のある 低炭素水素等売買契約が締結される見込み があること。

論点1-1 専焼化へのロードマップ（イメージ）

- 本ロードマップで求めていくべき内容は、アンモニア・水素混焼を専焼化していく方法に限定されるものではなく、今後の技術開発の状況を踏まえ、CCSやバイオマス等の脱炭素技術によって、**電源全体を脱炭素化していくこと**。これを踏まえ、求めるべきロードマップ（脱炭素化ロードマップ）は、具体的には、**以下のイメージで作成することを求めることとしてはどうか。**
- 記載が必要な項目としては、「**建設工事の期間**」、「**各脱炭素比率での運転期間**」、「**脱炭素比率を向上させる改修投資を行う場合の長期脱炭素電源オークションでの落札の時期**」、「**使用する脱炭素燃料（グレー、ブルー、グリーンの種別を含む※）**」、「**前提条件**」としてはどうか。

（※）求める理由については、論点③参照



論点③ 脱炭素化ロードマップにおける燃料の扱い

- また、過去の落札案件の脱炭素化ロードマップについても、2050年の脱炭素化は「低炭素水素・アンモニア」によって達成を求めることとし、以下の修正を求めることとしてはどうか。
 - 「ブルー・グリーン 水素・アンモニア」を前提に落札した案件は、基本的に、「価格差に着目した支援制度」の支援を受けることを想定しており、同制度の支援対象が低炭素水素・アンモニアであることから、「低炭素水素・アンモニア」に修正すること。
 - 「グレー 水素・アンモニア」を前提に落札した案件は、早期に「ブルー・グリーン」の燃料に転換することを求めているが、今後は、本制度では「低炭素水素・アンモニア」のみが対象となるため、燃料を「低炭素水素・アンモニア」に転換する道筋を示すこと。
 - 「LNG専焼」の落札案件は、基本的には本制度を通じて2050年までに燃料の脱炭素化を進めることが想定されるが、その燃料を「低炭素水素・アンモニア」に修正すること。 ※燃料種に水素・アンモニアを記載している場合

論点3 グレーアンモニア・水素

- グレーアンモニア・水素については、燃料製造時にCO2を排出するものの、燃料のサプライチェーンの構築を進め、価格低下を促していくことが重要であることから、「当面」は本制度の対象とすることとしている。
- そのため、グレーアンモニア・水素を前提として入札し、落札した案件についても、2050年カーボンニュートラル実現のためには、早期にブルー又はグリーンアンモニア・水素に燃料を転換していくことが必要であることから、脱炭素化ロードマップの中で、燃料転換の道筋を示すことを求めることとしてはどうか。
- 燃料調達環境の確保も含めた事業性確保の見通しが得られない場合など、合理的な理由なくそうした取り組みを行っていない場合には、重大な違反行為に該当するとして、契約解除できることとしてはどうか。

(出典) 第70回制度検討作業部会 (2022年10月3日) 資料5

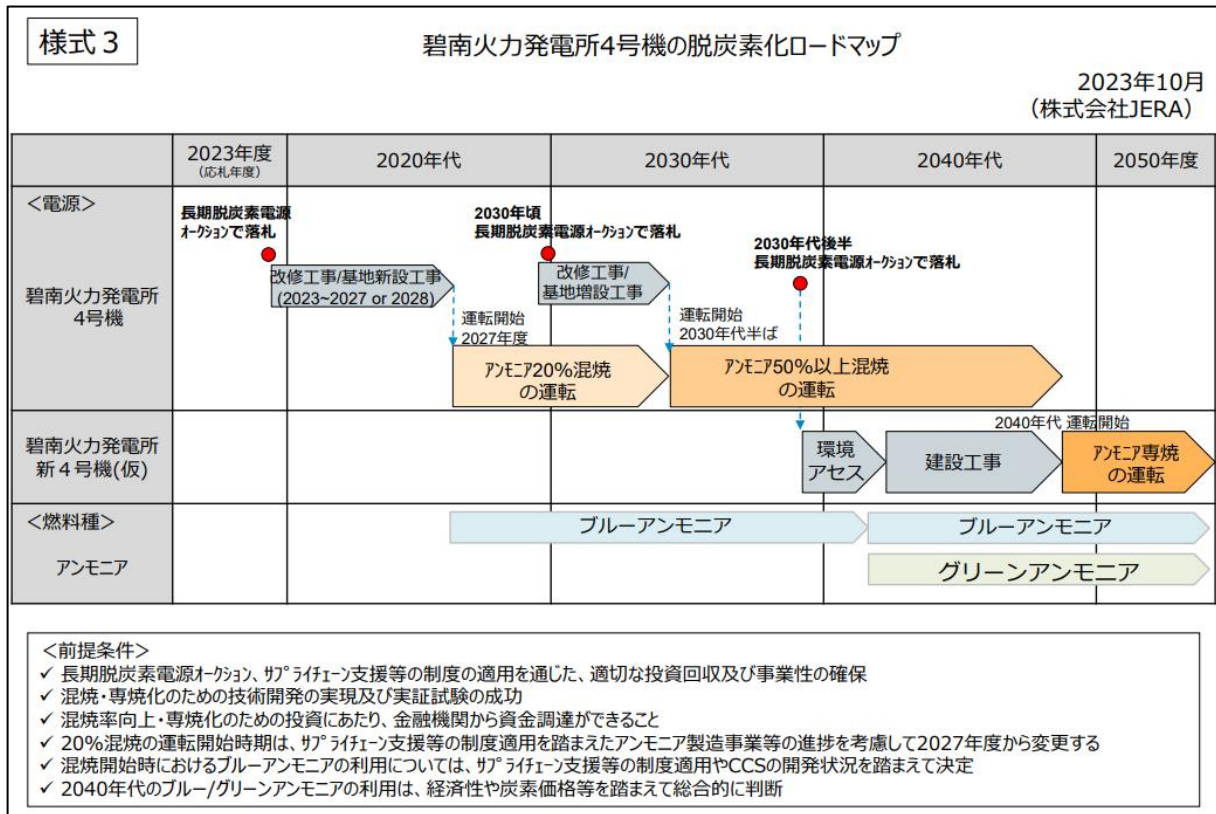
論点2 新設・リプレースのLNGに対して脱炭素化への道筋を求めるタイミング

- 今冬の需給ひっ迫を踏まえた対応として、一定期間内に限って、新設・リプレースのLNG火力を対象としているが、2050年カーボンニュートラルとの関係を考慮し、一定期間経過後において、専焼化※への道筋を求めることとしている。
※ここで求められるのは、アンモニア・水素による「専焼化への道筋」に限定されず、CCSやバイオマス等も含めた「脱炭素化への道筋」であるため、以下では「脱炭素化に向けた道筋」として記載。
- 脱炭素化への道筋について、水素・アンモニア混焼のための新規投資案件と異なり、一定期間経過後に求めるとしているのは、例えば、技術的に一定割合のアンモニア・水素混焼が可能であることを理由として、運転開始後直ちに、アンモニア・水素混焼にするための改修投資を求められることになると、更なる資金調達が必要となるなど、発電事業者にとって過度な負担となり、LNG火力の新設・リプレース案件の入札意欲の減退につながり、そもそも時限的にLNG火力の新設・リプレース案件を認めた意義が減殺されるおそれがあるためである。
- したがって、脱炭素化に向けた対応（改修のための本制度への入札等）を求めるのは、初期投資の回収が一定程度進んだ時点として、運転開始から10年後としてはどうか。

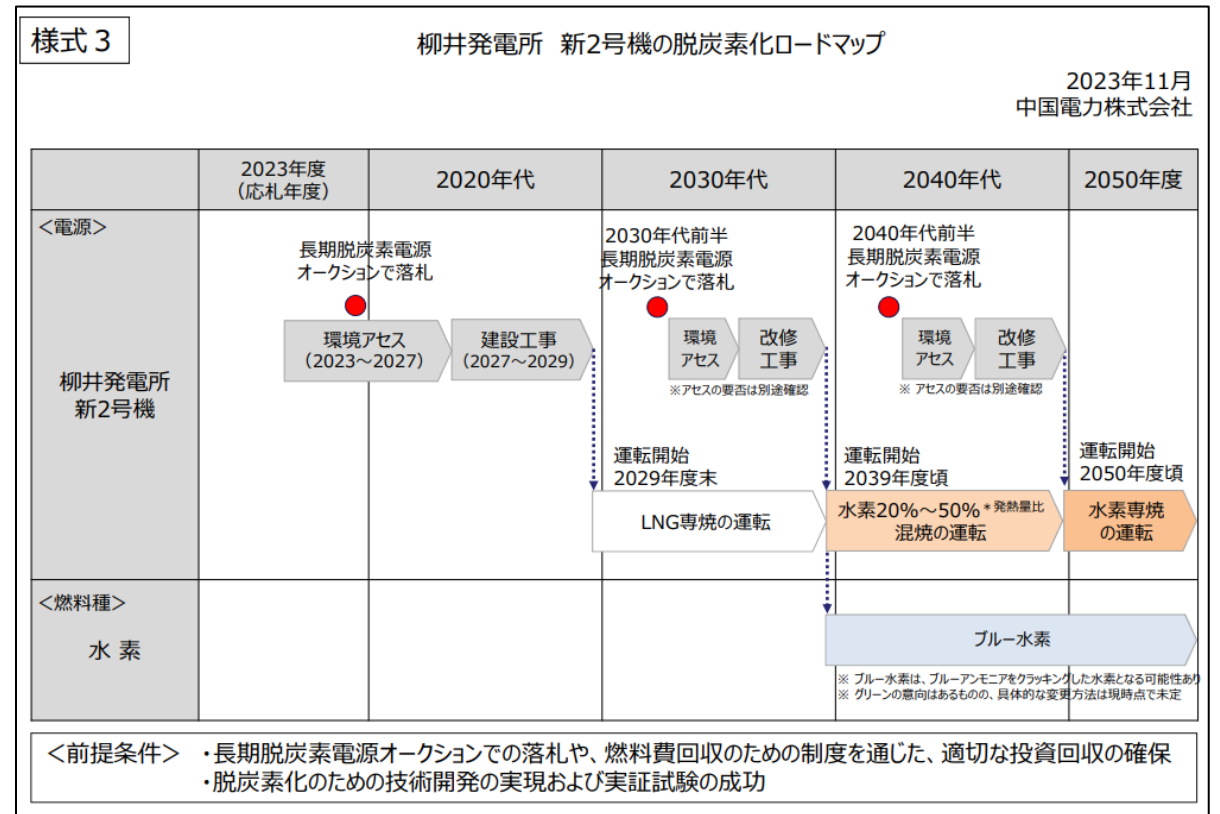
※この場合、LNG火力の新設・リプレース案件で本制度に入札する場合、入札時に脱炭素化ロードマップを提出する必要があるが、運転開始から10年後までの間に、脱炭素化に向けた対応を開始する旨を記載することを求める。

(参考) 過去の落札案件の脱炭素化ロードマップ

「ブルーアンモニア」を前提に落札した案件



「LNG専焼」の落札案件



(出典) 電力広域的運営推進機関HP

論点④ 水素・アンモニア・CCSの落札後の市場退出

- 水素・アンモニア・CCSについては、燃料費等の可変費が大きく、事業実施に至るためには、本制度で落札するだけでなく、水素・アンモニア供給事業やCO2の輸送・貯蔵事業の最終投資決定（FID）が必要。
- 当該事業のFIDのためには、燃料等の大規模需要の確保が必要となるが、本制度の落札電源の燃料需要だけでは量が少なく、他の燃料需要も確保する必要がある可能性が高い。
- ここで、何らかの理由で他の燃料需要が事業中止となった場合には、燃料等の事業全体のFIDができなくなることも生じ得る。
- こうした場合に、本制度の落札電源は、事業を実施することができなくなり、本制度から市場退出せざるを得なくなるが、その際、「他の事業者」の経営判断を理由として「本制度の落札事業者」に対して市場退出ペナルティ（落札価格の10%）の支払いを求めるのは酷とも考えられる。
- このため、水素・アンモニア・CCSの案件については、本制度での落札後8ヶ月以内※に、水素・アンモニア供給事業（複数上流の場合は全ての上流案件）やCO2の輸送・貯蔵事業のFIDができなかった場合に限り、市場退出ペナルティの支払いを免除することとしてはどうか。

※発電側のEPC見積有効期間が最大でも1年程度と想定し、応札時から約1年＝落札から8ヶ月

- ただし、水素・アンモニア案件は、黎明期が終わり、世界で複数の上流案件が立ち上がっている状況下では、調達先の変更がしやすくなり、上記の配慮措置（市場退出ペナルティの支払い免除）の必要性は低くなるため、黎明期が終わったと認められる回の入札（将来の時点で判断）からは、上記の配慮措置は削除することとしてはどうか。他方、CCSについては、排出事業者（発電事業者等）と貯蔵事業者（貯蔵地点）の結びつきが強く、貯蔵事業者の変更がしにくいため、上記の配慮措置は黎明期に限定しないこととしてはどうか。

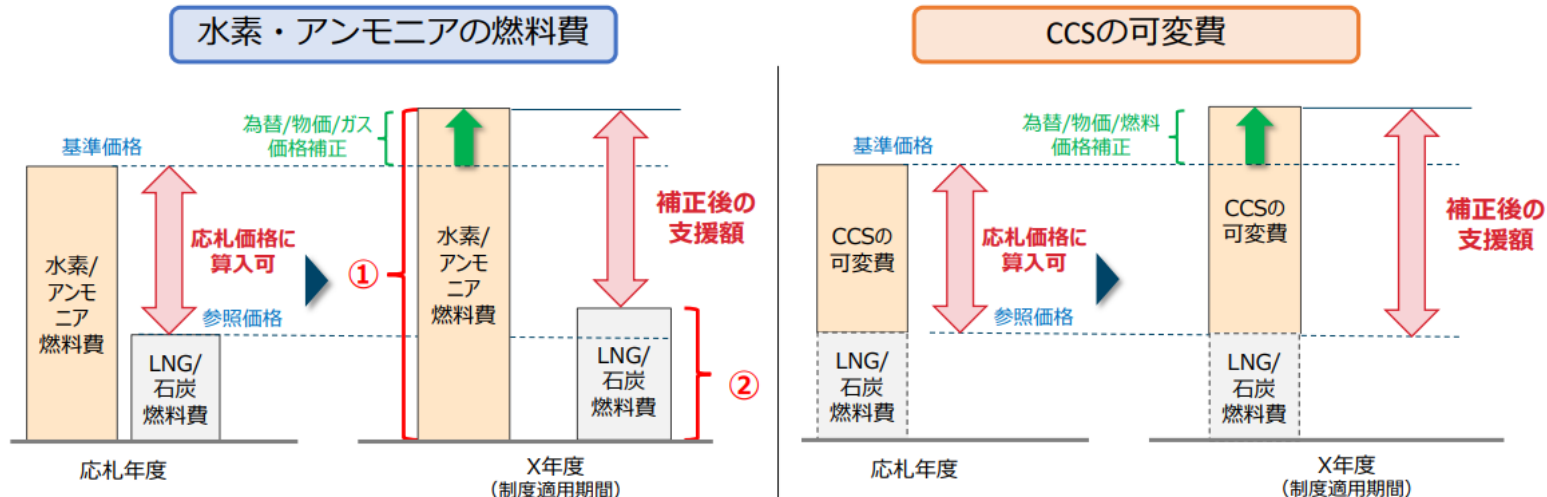
論点⑤ 水素・アンモニア・CCSの価格競争の在り方

- 本制度では、水素・アンモニア・CCSの案件は、可変費（水素・アンモニアの燃料費、CCSの可変費）の一部も支援対象としており、応札価格に算入できることとしている。
- また、応札価格に算入した可変費は、物価や為替等の客観的な指標によって、制度適用期間中における各年度、自動補正することができることとしている。

第104回制度検討作業部会
(2025年6月23日) 資料3

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

- 水素・アンモニア・CCSの可変費は、応札時には以下のとおり応札価格を算定し、制度適用期間における各年度では以下のとおり為替等で期首に自動補正（上げ下げ両方）を行うこととしてはどうか。



※LNG/石炭の燃料費は、以下の価格と年間織込数量 (t) と応札kWを用いて算定する。
 応札時：応札年度の前年の年間平均LNG/石炭の財務省貿易統計価格
 (第3回入札では2025年5月末時点、LNG:94,578円/t、石炭:23,761円/tを用いる。)
 X年度：X-1年の年間平均LNG/石炭の財務省貿易統計価格
 (X年3月の最終営業日*時点で公表されている数値を用いる。
 *営業日は長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款の定義による)
 ※LNGの通関コードは2711.11-000
 石炭の通関コードは2701.12-099、2701.19-010、2701.19-090

※CCSに使用するLNG/石炭の燃料費は、自らの見積もりの価格を用いる。

論点⑤ 水素・アンモニア・CCSの価格競争の在り方

- 具体的には、水素・アンモニアの案件は、原料代/電気代、製造・輸送費などに区分し、それぞれ適切な指標で自動補正することとしている。
- 特に、**製造・輸送費のうち、「OPEX」等の部分**については、**調達国の消費者物価指数の変化率で制度適用期間にわたって自動補正を行い続ける**こととしている。

第22次中間とりまとめ
(2025年8月)

		①水素/アンモニアの燃料費 (下記の合計)		②LNG/石炭の燃料費
		原料代/電気代	水素/アンモニアの製造・輸送費	
グレー・ブルーの水素・アンモニア	天然ガスマーケット連動	天然ガスの燃料費 ×天然ガス価格指標 (HH/プレント [原油価格連動の場合] を選択) の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	(水素/アンモニアの燃料費-天然ガスの燃料費) のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の調達国の消費者物価指数÷入札年度の前年の調達国の消費者物価指数 ×米ドル為替レートの変化率	LNG/石炭の燃料費 ×LNG/石炭貿易統計価格の変化率 ×水素/アンモニアとLNG/石炭の発熱量比率
	天然ガスエスカレ補正	天然ガスの燃料費 ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	(水素/アンモニアの燃料費-天然ガスの燃料費) のうちのOPEX ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	
グリーン水素・アンモニア	電気料金マーケット連動	電気代 ×米ドル為替レートの変化率	(水素/アンモニアの燃料費-電気代) のうちのCAPEX ×供給力提供開始年度の前年の調達国の消費者物価指数÷入札年度の前年の調達国の消費者物価指数 ×米ドル為替レートの変化率 (水素/アンモニアの燃料費-電気代) のうちのOPEX ×調達国の消費者物価指数の変化率 ×米ドル為替レートの変化率	

※CAPEXとは、建設費、運転開始前に必要となる費用 (許認可の取得等)、資金調達コスト、利益、税金を指す。OPEXとは、水素等の継続的な供給に必要な費用を指す。
 ※変化率とは、各指標の「X-1年の年間平均値/入札年度の前年の年間平均値」をいう。
 X-1年と実績 (X年度) には差分が生じ、事業者利益の方向 (為替であれば円高) の場合は他市場収益の還元要因となり、事業者損失の方向 (為替であれば円安) の場合は燃料費の回収漏れ要因となる。他市場収益の赤字は翌年度に繰り越すため、制度適用期間中に一定の変動は相殺されるが、最後の10年程度は特に差分影響が残存する可能性があるため、制度適用期間の最後の10年度間のうち、前の9年度間の各指標の差分 (X-1年とX年の指標の差分) のみの累積損益 (各年度の累積損益がプラスの場合は0とする) がマイナスの場合は、その累積損失の絶対値の9割の金額を、最終年度の期首において容量確保契約金額に加算する。
 ※赤字部分は、応札価格の算定時に見積もった費用 (円/応札kW/年) であり、応札時に申告する。
 広域機関は、その申告値を用いて、青字の指標を用いて自動補正を行う。
 ※為替レートは、売主との売買契約では米ドル建てが一般的であることから、米ドル通貨レートで補正。
 ※水素/アンモニアとLNG/石炭の発熱量比率は、発電コスト検証のLHVの数値 (水素120MJ/kg、アンモニア18.6MJ/kg、LNG49.84MJ/kg、石炭24.8MJ/kg) から算定し、水素LNG混焼・水素専焼の場合は2.41、水素石炭混焼の場合は4.84、アンモニア石炭混焼の場合は0.75、アンモニア専焼の場合は0.37を用いる。(制度適用期間で一律)。
 ※①水素・アンモニアの燃料費が下落し、②LNG・石炭の燃料費が上昇し、①と②の大小が逆転する (①-②が負の数となる) 形で容量確保契約金額に反映することも想定される。

(参考) CCSの可変費の自動補正のフォーミュラ

第22次中間とりまとめ
(2025年8月)

CCSの可変費		分離回収費用 (アミン溶液等のその他費用)	輸送・貯留費用
国内貯留		輸送・貯留費用 (CAPEXに限る) \times 供給力提供開始年度の前年の国内企業物価指数 \div 入札年度の前年の国内企業物価指数 + 分離回収費用 (その他費用) と輸送・貯留費用 (OPEXに限る) の合計 \times 国内企業物価指数の変化率	
海外貯留	CO2分離回収に要する燃料費 / (外部調達する場合の) 蒸気代 \times LNG/石炭貿易統計価格の変化率 + (外部からCO2分離回収のための電気を調達する場合) CO2分離回収に要する電気代 \times 国内スポット市場価格 (システムプライス) の変化率	分離回収費用 (その他費用) \times 国内企業物価指数の変化率	(輸送費用のうちのCAPEX) \times 供給力提供開始年度の前年の米国生産者物価指数 \div 入札年度の前年の米国生産者物価指数 + 輸送費用のうちのOPEX \times 米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用のうちのCAPEX \times 供給力提供開始年度の前年の貯留対象国の企業物価指数 \div 入札年度の前年の貯留対象国の企業物価指数 + 貯留費用のうちのOPEX \times 貯留対象国の企業物価指数の変化率) \times 米ドル為替レートの変化率

※CAPEXとは、建設費、運転開始前に必要となる費用(許認可の取得等)、資金調達コスト、利益、税金を指す。OPEXとは、継続的な輸送・貯留に必要な費用を指す。

※変化率とは、各指標の「X-1年の年間平均値/入札年度の前年の年間平均値」をいう。

X-1年と実績(X年度)には差分が生じ、事業者利益の方向(為替であれば円高)の場合は他市場収益の還付要因となり、事業者損失の方向(為替であれば円安)の場合は燃料費の回収漏れ要因となる。他市場収益の赤字は翌年度に繰り越すため、制度適用期間中に一定の変動は相殺されるが、最後の10年程度は特に差分影響が残存する可能性があるため、制度適用期間の最後の10年度間のうち、前の9年度間の各指標の差分(X-1年とX年の指標の差分)のみの累積損益(各年度の累積損益がプラスの場合は0とする)がマイナスの場合は、その累積損失の絶対値の9割の金額を、最終年度の期首において容量確保契約金額に加算する。

※赤字部分は、応札価格の算定時に見積もった費用(円/応札kW/年)であり、応札時に申告する。

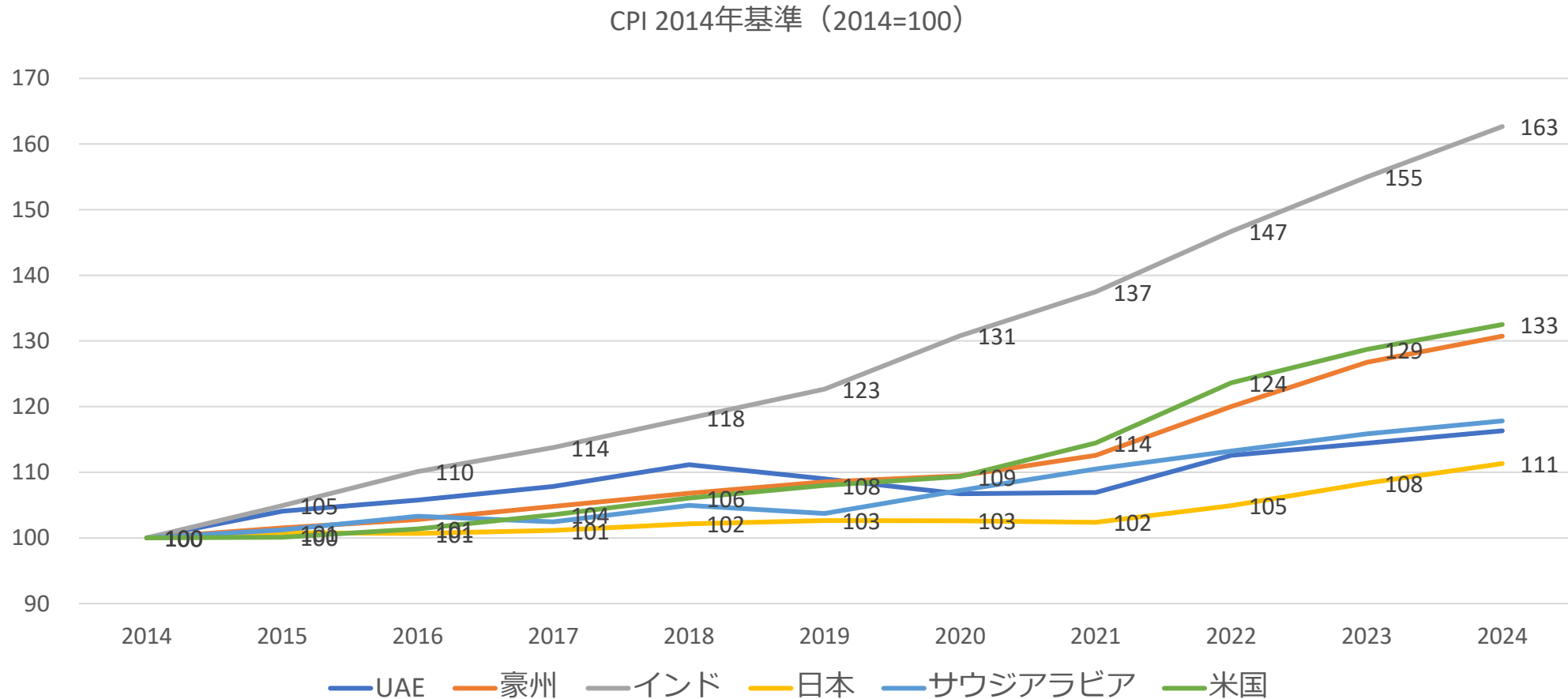
広域機関は、その申告値を用いて、青字の指標を用いて自動補正を行う。

※海外貯留の輸送貯留費用については、世界的に最も決済で用いられることが多い米ドル為替レートを用い、輸送費用のOPEXの変動要因としては入渠費用、船員費、燃料費等が考えられ、排出地域・貯留地域いずれにも拠らないグローバル要因の費用増減と考えられるため、グローバル指標の代表例として、米国生産者物価指数を用いる。

※液化設備・CO2貯蔵設備・荷役設備へ蒸気・電力を供給(外部調達含む)する場合の燃料費・電気代は、「分離回収費用(燃料費、電気代)」に含めて自動補正を行う。

論点⑤ 水素・アンモニア・CCSの価格競争の在り方

- 水素・アンモニアの調達国として想定される国の消費者物価指数（CPI）は、下のグラフのとおり、右肩上がりで上昇し続けている国が多い。



出典：世界銀行データページ (<https://data.worldbank.org/indicator/FP.CPI.TOTL>) を元に2014年を基準とした指数に補正

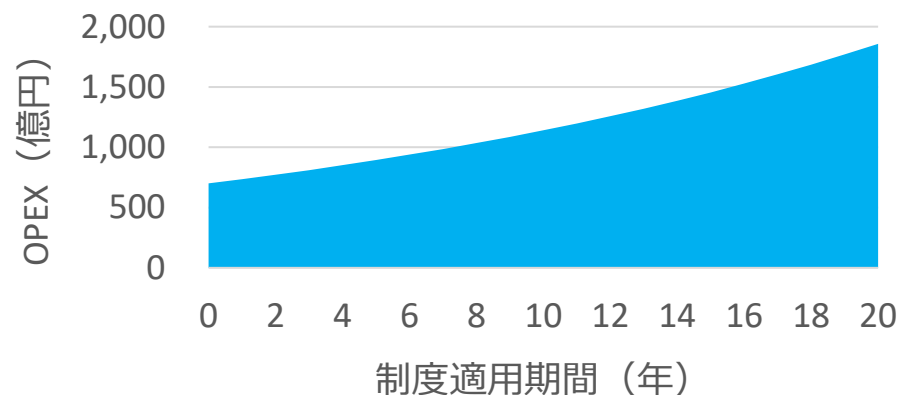
論点⑤ 水素・アンモニア・CCSの価格競争の在り方

- 現行の「入札時の応札価格」による価格競争では、応札後のインフレ（CPIの上昇）による可変費の増加が考慮されないため、**案件Aと案件Bで比較した際に「制度適用期間全体で支払われる可変費の総額」がA>Bの場合でも、「入札時の応札価格」がA<Bであれば、Aが価格競争で勝つ**こととなる。
- より国民負担を抑える観点からは、こうした価格競争ルールを改め、単に「入札時の応札価格」で価格競争するのではなく、**インフレ継続の場合の影響試算額を入札時の価格競争に取り入れた方が適切ではないか。**

※単に「入札時の応札価格」での価格競争とした場合、水素・アンモニアの製造・輸送費の内、OPEX比率を意図的に高くし、不当利益を受けるおそれもある。

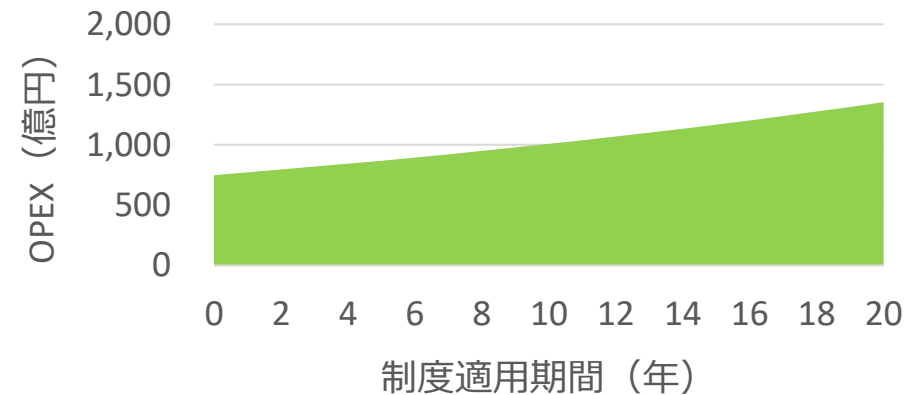
案件A（調達国X、インフレ率5%）

- 応札価格に含まれる可変費のうちのOPEX **700億円/年**
- 20年間インフレ率5%が継続した場合のOPEX総額 **2.5兆円**



案件B（調達国Y、インフレ率3%）

- 応札価格に含まれる可変費のうちのOPEX **750億円/年**
- 20年間インフレ率3%が継続した場合のOPEX総額 **2.1兆円**



⇒ 応札時は「A<B」でも、インフレ率を考慮して試算した総額は「A>B」

論点⑤ 水素・アンモニア・CCSの価格競争の在り方

- このため、水素・アンモニア・CCSの案件の応札価格については、応札価格に含まれる可変費のうち、制度適用期間に渡って調達国のCPIで自動補正する費用項目※1について、制度適用期間に渡って過去のインフレ率（過去10年平均CPI※2）が継続したと仮定して算出した補正值を用いて、入札時の価格競争を行う※3こととしてはどうか。

※1 CCSは、海外貯留の「輸送費用のうちOPEX」と「貯留費用のうちOPEX」。

※2 IMF等の将来予測値を用いる方法も考えられるが、恣意性排除の観点から、過去の実績値を採用。

CCSは、米国生産者物価指数と貯留対象国の企業物価指数。

※3 「脱炭素火力の募集上限内の価格競争」及び「脱炭素火力以外の電源との価格競争」において実施。

$$\text{応札価格 } A = \text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{資本コスト } B + \text{可変費 } C$$

※落札時は落札価格に使用

天然ガスエスカレ補正の場合

$$\text{可変費 } C = \text{天然ガスの燃料費 } D + \text{水素・アンモニアの製造・輸送費 } E - \text{LNG・石炭の燃料費 } F$$

制度適用期間に渡って調達国のCPIで自動補正する費用項目

⇒ 「天然ガスの燃料費D」、「水素・アンモニアの製造・輸送費EのうちOPEX」

$$\text{補正後の可変費 } C' = \frac{(D+E \text{のうちOPEX}) \times \{(1+r) + (1+r)^2 + \dots + (1+r)^s\}}{s} + \text{EのうちCAPEX} - F$$

※ r は調達国のインフレ率と日本のインフレ率の差。 s は制度適用期間の年数。

$$\text{補正後の応札価格 } A' = \text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{資本コスト } B + \text{補正後の可変費 } C'$$

※価格競争のみで使用

(注) 他電源種は、落札後は日本のCPI等で自動補正されるが、入札時の価格競争は応札価格そのままの競争となる。よって、競争の公平性を確保するため、rは「調達国のインフレ率と日本のインフレ率の差」としている。

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

- 自動補正は、以下の計算式に則り、原則、**各年度の期首に1回行う**こととしてはどうか。
- ただし、例えば、建設費はメーカーとの関係で固定額になっているケースや、金利は銀行との間でプロジェクトファイナンスによって固定化されているケース等、補正の必要性がなく、補正すること自体が逆にリスクとなる場合も考えられる。
- したがって、**自動補正を行う費用項目※を選択できる**こととしてはどうか。

※「建設費・廃棄費用・系統接続費」「運転維持費」「事業報酬（建設工事デフレーター）」「事業報酬（金利）」「可変費」の単位。

非選択項目は、自動補正なし。選択項目が1つもない場合は、現状通り落札価格全体にCPIで補正を行う。応札時に選択して、以降の変更は認めない。

- また、事業者間の公平性に鑑み、**第1回・第2回入札の落札案件も、選択できる**こととしてはどうか。

$$\begin{aligned} X \text{ 年度の容量確保契約金額} = & \text{(建設費 + 廃棄費用 + 系統接続費)} \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\ & + \text{運転維持費} \times \frac{\text{X-1年の企業物価指数}}{\text{入札年度の前年の企業物価指数}} \quad \ast 1 \text{ 補正は1回のみ} \\ & + \text{事業報酬} \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレーター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレーター}} \\ & \quad \times \frac{5\% + (\text{X-1年の金利} - \text{入札年度の前年の金利})^{\ast 2}}{\text{ベースのWACC (5\%)}} \\ & + \text{可変費 (水素・アンモニアの燃料費、CCSの輸送・貯留費用) の補正} \\ & \quad \ast \text{今後検討} \end{aligned}$$

※2 小数点第三位を四捨五入。株式の期待収益率は「リスクフリーレート + β × リスクプレミアム」となり、ベースにリスクフリーレート（10年国債利回り）が内包されているため、金利変動分は他人資本比率分のみならず、自己資本比率分も含めた事業報酬全体を補正する。

論点⑥ 制度適用期間の上限の設定

- 本制度の制度適用期間は、20年を基本としつつ、20年より長期とするのは可能としている。

制度適用期間（新設・リプレースの場合）

第67回制度検討作業部会
(2022年6月22日) 資料5

- 制度適用期間は、本年2月の本作業部会で「全電源種共通で20年を基本」とする方向性をお示しし、概ねご賛同のご意見を頂いた。
- その上で、「20年よりも長期又は短期の適用期間を希望する事業者が存在する場合に、事業者の任意に委ねること」については、
 - 「20年よりも長期の適用期間」とすることについては、肯定的な御意見が多かった一方で、
 - 「20年よりも短期の適用期間」とすることについては、「新設・リプレース案件で20年より短い期間とする必要性は疑問」、「長期稼働を促す観点、国民負担平準化の観点との兼ね合いも踏まえ、短期は慎重に検討すべき」等の慎重な御意見をいただいた。
- こうした御意見を踏まえ、制度適用期間は、「全電源共通で20年を基本としつつ、20年よりも長期の適用期間を希望する事業者が存在する場合には認める（20年よりも短期の適用期間は認めない）」こととしてはどうか。

（参考）第62回制度検討作業部会（2022年2月17日）で頂いた御意見

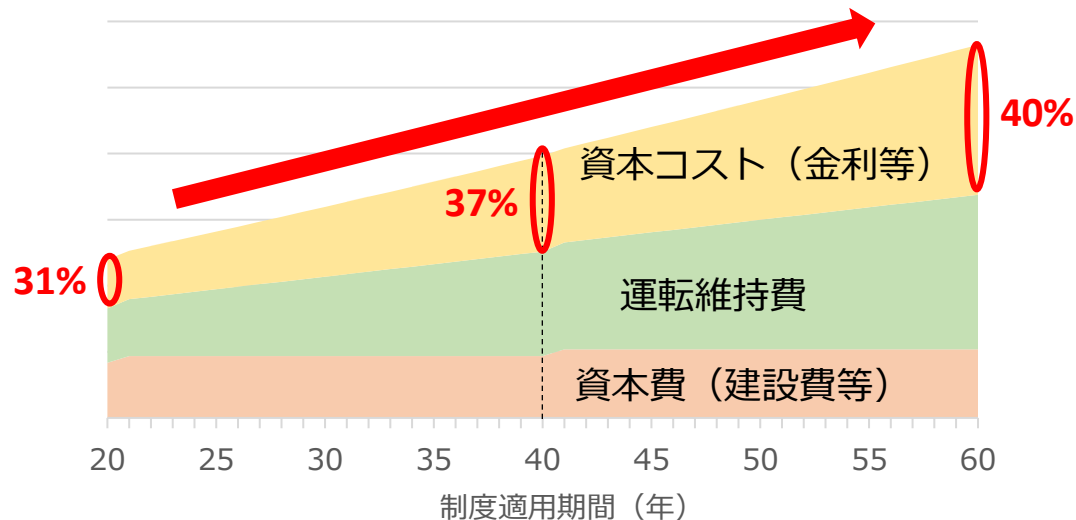
- 期間は稼働する年数にしてしまうと長期間すぎるため、20年を原則論とした上で、柔軟性を持たせる提案については賛成。
- 制度適用期間について、新設・リプレース案件で20年より短い期間とする必要性は疑問。長期稼働が前提の中で20年より短くする必要性がどこまであるのか。短期は不要と思うが、長期は判断悩ましい。
- 長期の適用期間を希望する事業者が存在する場合、任意に委ねることが適切であり、エネルギー産業と金融産業の発展を促すことになる。反対に基本よりも短期の運用期間を希望する事業者については、金融技術の発展に促す観点には合致しない。長期稼働を促す観点、国民負担平準化の観点との兼ね合いで認めるかどうか考えるべきであるが、慎重に考えるべき点を踏まえると短期は慎重にすべき。
- 制度適用期間を20年とする点は賛同したい。20年よりも長期又は短期の期間を希望する事業者が存在する場合、制度の柔軟性を図ることで事業者は事業環境を踏まえ、応れし易い環境になるため、合理的な希望があれば、事業者の希望を認めても良いと考える。
- 制度適用期間について、事業者の自主的な判断で検討すべきとする点は賛成。

49

論点⑥ 制度適用期間の上限の設定

- 一方で、制度適用期間を長くすればするほど、1年当たりの建設費の回収金額が小さくなり、金利等の資本コストが増加するため、支援総額に対する資本コストの割合が大きくなっていく。
- 本制度の制度趣旨は「巨額の初期投資の回収に対して長期的な収入の予見可能性を付与する」ことであるため、支援総額に占める資本コストの割合が過度に高まることは望ましくなく、制度適用期間の長さに上限を設ける必要があるのではないかと。
- 具体的な上限は、実態として第1回と第2回の入札では40年を超える案件は存在しないことを踏まえ、40年を上限としてはどうか。

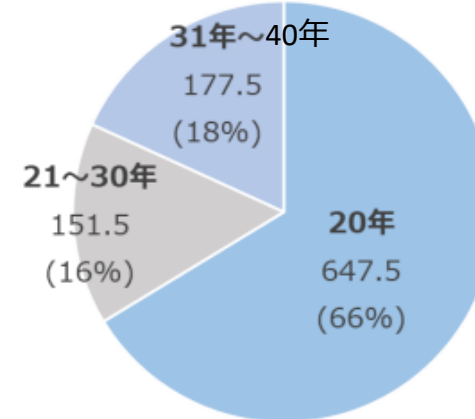
LNG専焼の制度適用期間を通じた支援総額イメージ
※他市場収益の還付を考慮していない



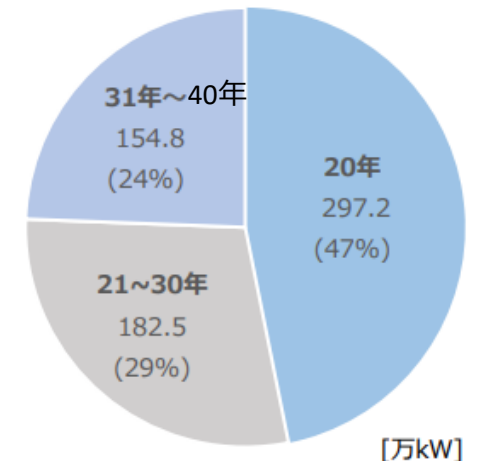
※発電コスト検証の諸元を元に、建設期間8年（前半4年で20%、後半4年で80%支出）、21年目・41年目にそれぞれ改修費を支出する前提で試算。

過去の落札案件の制度適用期間

第1回入札



第2回入札



※40年超は無し

論点⑦ 風力発電設備に対する廃棄等費用の積立て

- 本制度で導入される太陽光発電については、FIT/FIP制度と同様に、制度適用期間の最後10年間で廃棄等費用を広域機関に積み立てることを義務づけている。

第70回制度検討作業部会
(2022年10月3日) 資料5

論点16 再エネに対する規律の在り方

- FIT/FIP制度では、長期安定的な事業運営を確保する環境を構築するため、太陽光発電設備の廃棄費用の外部積立て等により、事業規律の確保を図っているところ。
- 本制度においても、落札された再エネ電源について、基本的にFIT/FIP制度で課されている規律を求め、事業規律の確保を求めることとしてはどうか。

電源	区分	FIT/FIP制度で課されている規律 (例)
全電源	遵守事項	自治体に対して計画を説明し、適用される関係法令・条例の確認を行う
		発電事業者名、保守管理責任者名、連絡先等の情報を記載した標識を掲示する
		柵塀等の設置により、第三者が構内に立ち入ることができないような措置を講じる
		保守点検及び維持管理計画を策定し、これに則り保守点検及び維持管理を実施する
	推奨事項	廃棄物処理法等の関係法令を遵守し、事業終了後、可能な限り速やかに発電設備を処分する なお、太陽光は、発電設備の廃棄等費用を外部積立て(※)する必要がある
		説明会の開催など、地域住民との適切なコミュニケーションを図る
バイオマス	遵守事項	発電設備の稼働音等が地域住民や周辺環境に影響を与えないよう、適切な措置を講ずる
		民間団体が作成したガイドラインを参考にし、保守点検及び維持管理を実施する
		FITの調達期間終了後も設備更新することで、事業を継続する
		バイオマス燃料に対する第三者認証等による持続可能性の確認

※FIT/FIP制度では、積立期間は交付期間終了の10年前から10年間とされている。
本制度における積立期間は、FIT/FIP制度と同様とし、制度適用期間終了の10年前から10年間とする。

論点⑦ 風力発電設備に対する廃棄等費用の積立て

- **FIT/FIP制度では、風力発電についても、2027年度から廃棄等費用積立制度による積立が開始するため、本制度（長期脱炭素電源オークション）で導入する風力発電についても、廃棄等費用を広域機関に積み立てることを義務づけることとしてはどうか。**
- **ただし、海洋再エネ整備法に基づく公募案件は、廃棄等費用の確保に関して、公募占用指針に基づき、具体的な金額や方法まで含めて厳格な確認が実施されることから、FIT/FIP制度では廃棄等費用積立制度の対象外とされている。本制度で落札した海洋再エネ整備法に基づく公募案件についても、この扱いと整合性を図り、廃棄等費用の積立て義務の対象外としてはどうか。**

風力発電設備の廃棄等費用積立制度の整理の全体像（案）

- 風力発電設備をFIT/FIP制度における廃棄等費用積立制度の対象とするに当たっては、既に同制度の対象である太陽光発電設備の取扱いを前提に、以下のとおりその取扱いを整理したい。

(※) 上記措置は、システムに対応にかかる期間も勘案しながら速やかに実施すべきであるところ、パブコメ等を実施した上で、関係規程等を整備し、**2027年4月を目途に施行することとする。**

主な論点	太陽光発電設備に対する措置		風力発電設備に対する措置の整理（案）
	措置内容	措置の考え方	
1. 廃棄等積立の対象範囲	10kW以上の事業用太陽光発電設備。	10kW未満は住宅用が大半で、建物の解体と同時に撤去・処分される場合が多いと想定されるため除外。	風力発電設備は基本的に事業用であることから、原則として、出力によらず全ての風力発電設備を対象とすることとする。(P.14)
2. 廃棄等積立を行う期間	調達期間/交付期間の後半10年間の積立て。	運転維持費に対して初期にかかる資本費が大きいことや、積立て時期を複数設定した場合に生じる管理運営コストの抑制及び認定事業者の混乱の防止等の観点から、一律に後半10年として設定。	風力発電設備についても同様の取扱いしつつ、制度開始時に残存期間が10年未満となっている案件についても、原則、残存期間によらず必要な廃棄等費用の全額が確保される制度とすることとする。(P.15, P.17)
3. 廃棄等積立を行う金額の水準	調達価格/基準価格の算定において想定されている廃棄等費用の水準。	2019年度までの認定案件は、調達価格の算定において資本費の5%を廃棄等費用として計上していたこと等を踏まえて設定。 2020年度以降の認定案件は、太陽光廃棄WG等でのヒアリング結果等を踏まえ、想定額を1万円/kWで固定。	風力発電設備についても、調達価格/基準価格の算定において想定している廃棄等費用の水準の積立てを求めるとを軸に、積立金額を決定することとする。(P.15, P.17)
4. 積立金の一部取戻しを認める場合	調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小のみ取戻しを認める。 調達期間/交付期間終了後については、事業終了・縮小する場合のほか、パネルを交換して事業継続する場合であって、当該パネルが一定値を超える場合には取戻しを許容。	将来的な再投資の促進及び制度運用コスト抑制等の観点から、廃棄される太陽光パネルの割合や量が一定値を超える場合に限定する形で設定。	調達期間/交付期間中は、事業終了・縮小の場合のみ取戻しを認める。 調達期間/交付期間終了後については、事業終了・縮小する場合のほか、風力発電設備を交換して事業継続する場合であって、風車単位での交換である場合には取戻しを認めることとする。(P.18)

(※) その他、源泉徴収的な外部積立の方法や内部積立の取扱い等については、太陽光発電設備に対する措置と同様とすることとする。

対象範囲の整理（案）

- FIT/FIP制度の対象設備については、本制度において適切かつ確実に廃棄等費用を確保する観点から、再エネ海域利用法^{※1}に基づく公募案件を除き、全ての風力発電設備を本制度の対象とすることとする。

	認定件数 ^{※2}	対象範囲
陸上風力	6,292件	設備出力が20kW未満の風力発電設備も含めて、全ての風力発電設備を制度の対象とする。 ○ なお、RPS制度からの移行認定案件については、残存期間が極めて短い案件も存在することから、その積立金額等については、太陽光発電設備に対する措置と同様の配慮を行うこととする。(次ページ参照)
洋上風力	5件	公募占用指針に基づき、廃棄等費用の確保に関して、具体的な金額や方法まで含めて厳格な確認が実施されることから、一律に本制度の対象外とする。
	14件	再エネ海域利用法に基づく公募案件と同様の廃棄等費用の確保はなされていないことから、一律に本制度の対象とする。

※1: 海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（平成30年法律第89号） ※2: 認定件数は、2025年3月時点の数値