

長期脱炭素電源オークション

2025年6月23日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 本日も、前回に引き続き、長期脱炭素電源オークションの第3回入札に向けて、以下の論点について御議論いただきたい。

項目	論点
上限価格	① 第3回入札の各電源種の上限価格
水素・アンモニア・CCS	① 混焼率・CO2回収率を向上させるための投資 ② 専焼の範囲
他市場収益	① 応札価格に含まれる設備等を利用して得た収入の扱い
落札価格の補正	① インフレ、金利変動等への対応 ② 事後的な費用増加への対応
投資回収の仕組み	① 事業期間中の費用・収入の変動に、セーフティネット的に対応する新たな仕組みの検討
(参考資料)	① 市場退出ペナルティの特例 ② 同時落札条件付き入札 ③ 第3回における燃料転売時の他市場収益の計算方法 ④ 原子力の廃棄費用 ⑤ 蓄電池のサイバーセキュリティの強化

第7次エネルギー基本計画

- 2月18日に閣議決定された第7次エネルギー基本計画では、脱炭素電源への投資環境整備として、以下のような記述がなされたことを踏まえ、第3回入札に向けた制度の見直しについて、本日以降の会合において御議論いただきたい。

V. 2040年に向けた政策の方向性

3. 脱炭素電源の拡大と系統整備 (1) 基本的考え方 ③ 事業環境整備・市場環境整備

電源投資を取り巻く足下の環境を踏まえると、インフレや金利上昇などの要因により、今後も電力分野の建設コストは上昇していく可能性がある。特に、大型電源については投資額が巨額となり、総事業期間も長期間となるため、収入と費用の変動リスクが大きく、電力自由化を始めとする現在の事業環境の下では、将来的な事業収入の不確実性が高い。こうした中では、長期の事業期間を見込む投資規模の大きな投資や、技術開発の動向、制度変更、インフレ等により初期投資や費用の変動が大きくなることが想定される投資については、事業者が新たな投資を躊躇する懸念がある。

そのため、これらのリスクや懸念に対応し、脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の新たな投資を促進し、電力の脱炭素化と安定供給を実現するため、**事業期間中の市場環境の変化等に伴う収入・費用の変動に対応できるような制度措置や市場環境を整備する。**

4. 次世代エネルギーの確保/供給体制 (2) 水素

電力分野については、大量の水素需要が見込めることから水素利用拡大のために引き続き重要であり、燃焼器の技術開発や発電の実機実証を着実に進めていく。また、**長期脱炭素電源オークションにおいて、第2回入札から、水素・アンモニアの燃料費のうち、固定的な支払部分を支援対象に追加したが、上限価格の引上げ等を含め、更なる制度対応の必要性も継続的に検討しつつ、着実な社会実装を進めていく。**

6. CO₂回収・有効利用・貯留 (2) CCS

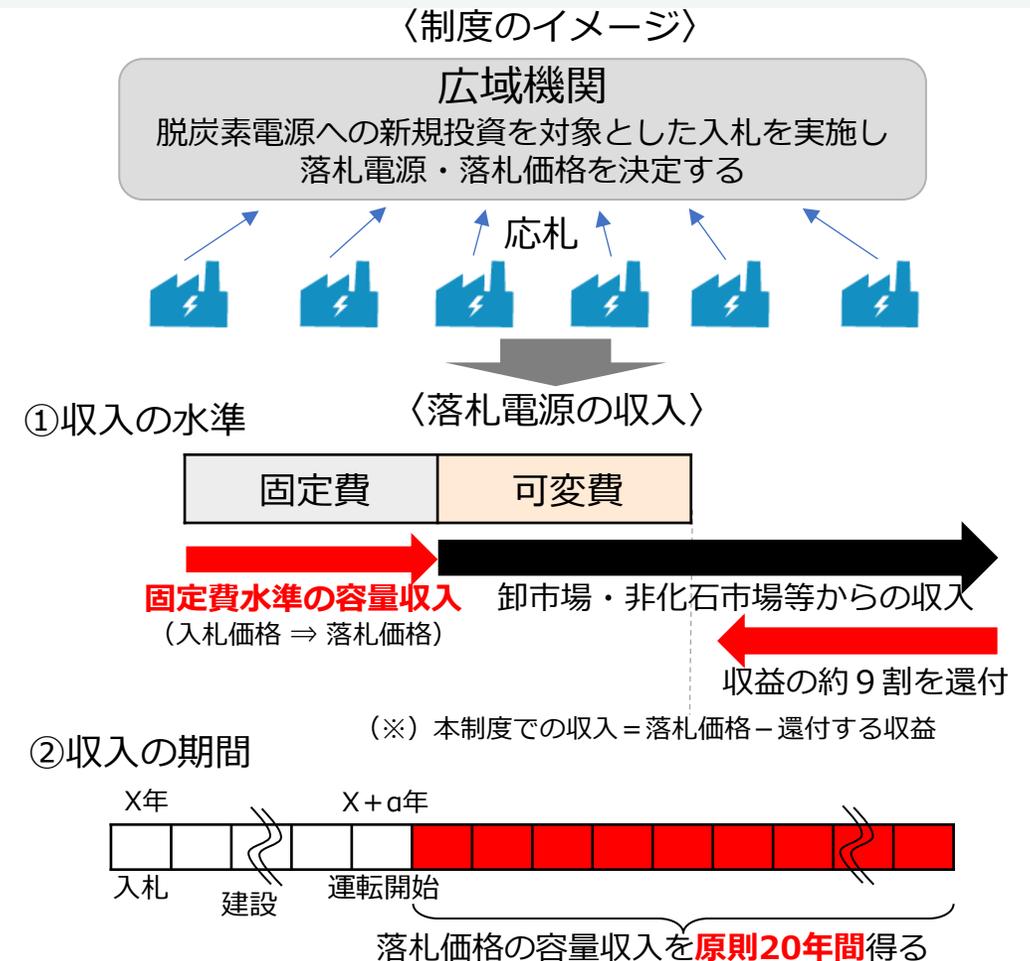
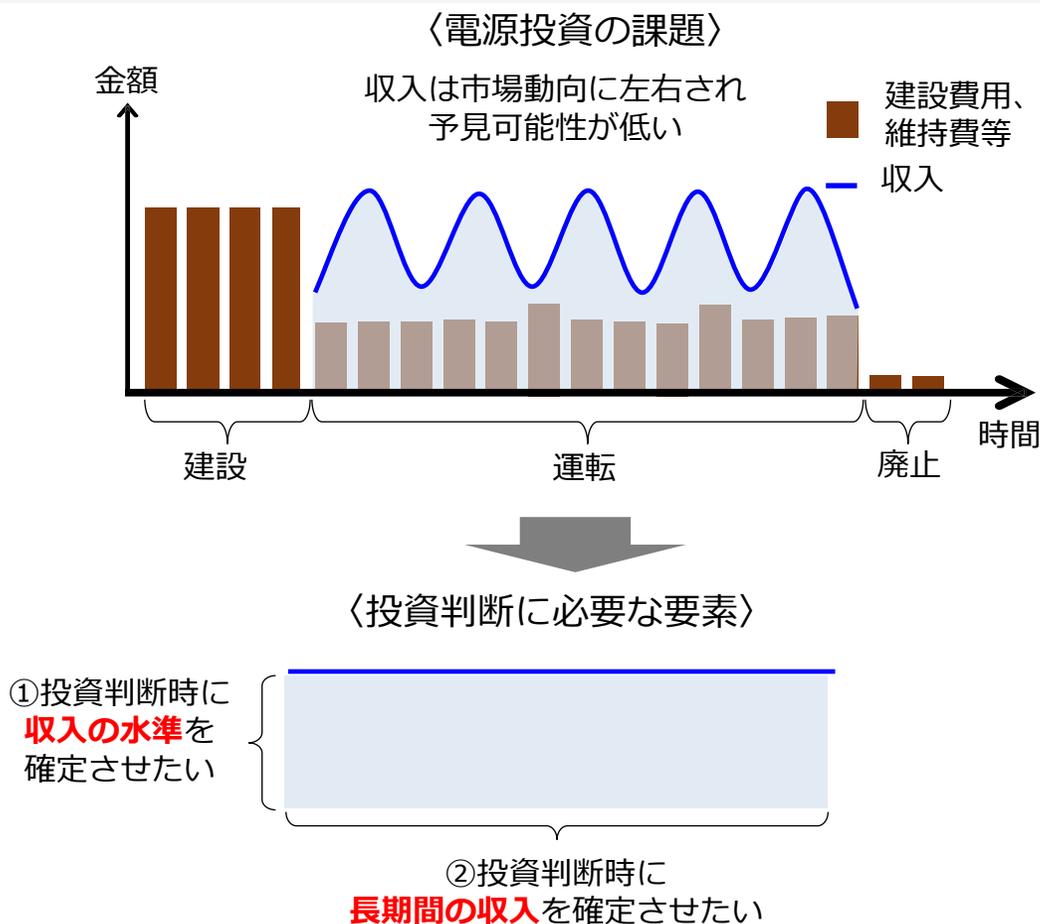
今後、諸外国の支援措置や「先進的CCS事業」を通じて得た知見等を踏まえ、我が国の地理的状況やエネルギー政策の方向性に合致する形で、継続的なコスト低減や事業者間競争を促す視点も含めて、事業者によるCCS事業への投資を促すための支援制度を検討していく。その際、CCSの分野別投資戦略を踏まえた投資促進策の検討や、GX-E-T-SやJ-クレジット、**長期脱炭素電源オークションなど他の制度との連携**、エネルギー・GX産業立地の議論との連携を考慮していく。

VI. カーボンニュートラル実現に向けたイノベーション 2. 各論 (3) 次世代電力ネットワーク(系統・調整力)

加えて、蓄電池等の蓄電技術の向上に取り組むとともに、再生可能エネルギーの普及拡大が進むにつれて必要性が高まると考えられる**長期エネルギー貯蔵を特徴とする電力貯蔵システム(LDES)の導入も目指す。**

(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。



<上限価格> 論点① 第3回入札の各電源種の上限価格

- 本年2月の発電コスト検証の数値等を用いて改めて計算を行った結果、以下のとおり。

(円/kW/年)

		上限価格	
新設・リプレース等※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
		リプレース	54,974
	LDES	116,393	
	揚水	新設	76,205～80,657
		リプレース等	
	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・リプレース、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・リプレースは、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。

<上限価格> 論点① 第3回入札の各電源種の上限価格

- 調整係数が考慮される電源種のエリア毎の上限価格は以下のとおり。

(円/kW/年)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光	200,000	148,473	155,835	129,438	93,712	129,242	119,163	101,037	200,000
陸上風力	133,240	109,334	129,124	112,962	159,556	105,301	152,755	89,178	197,120
洋上風力	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	180,655	200,000
揚水（リブレース） ・蓄電池	77,033	76,205	80,657	77,218	76,634	77,041	76,284	76,278	78,656

※LDESと蓄電池は、揚水と同じ調整係数を適用。

※揚水の調整係数は、エリア毎の運転継続時間6時間の調整係数を適用。

※上限価格の算定に利用した調整係数は、以下のとおり。（2025年度供給計画で用いる調整係数の第10年度（2034年度）の「(参考)年間値」を適用）

※揚水の新設のモデルプラントの平均運転継続時間は9.3時間であり、運転継続時間9時間の調整係数は100%（2034年度）であるため、揚水の新設の上限価格の設定において、調整係数は考慮しない。

(%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
太陽光	4.5	9.3	8.8	10.7	14.7	10.7	11.6	13.6	4.0
陸上風力・洋上風力	23.0	28.0	23.7	27.1	19.2	29.0	20.0	34.3	15.5
揚水（リブレース） ・蓄電池	94.0	95.0	89.8	93.8	94.5	94.0	94.9	94.9	92.0

(参考) CCSの上限価格

- 本年4月の会合では、CCSの上限価格について、「CCS支援制度の適用を希望する案件の上限価格は、①CCS支援制度で想定される支援対象費用を除いたコスト部分の上限価格と、②（CCS支援制度で想定される支援対象費用を含む）全体の上限価格の2段階で設定する」こととし、「①の上限価格は、CCS支援制度で想定される支援対象費用の決定後に算定する予定」としていた。
- 6月11日に開催された「CCS事業の支援措置に関するワーキンググループ」では、「支援の重複を防ぐため、**長期脱炭素電源オークションの対象となる電力分野に対しては、CCS支援措置での支援対象及び基準価格には、長期脱炭素電源オークションの支援範囲の費用を含めないこととする**」とされたことを踏まえ、**2段階の上限価格の設定は行わない（①の上限価格は設定しない）**こととする。

<CCS付火力> 論点① 上限価格

- 具体的には、発電コスト検証の諸元に加え、公表されているデータ等を基に、**以下の表のとおり、石炭とLNGで別々の上限価格を設定することとしてはどうか。**

		上限価格
既設改修	20%以上CCS (石炭)	34.3万円/kW/年
	20%以上CCS (LNG)	13.7万円/kW/年

※事業報酬率は6%。

※CO2分離回収のための蒸気を発生させるための化石燃料の使用に伴うカーボンプライシングに係る費用（化石燃料賦課金及び排出量取引制度に基づく負担）は、上限価格の諸元には含まれない。応札価格にも算入せず、他市場収益の還付計算における可変費に計上する。ただし、今後の制度検討次第では変更の可能性もある。

※CCSについては、本制度の他に、「CCS事業への投資を促すための支援制度（以下「CCS支援制度」という。）」を検討していくこととしている。

CCS支援制度で、CO2分離回収のためのコストと輸送・貯留コストの全部又は一部の支援を受ける場合には、当該支援を受ける案件に対してまで、同じ上限価格を適用するのは過剰とも考えられる。

したがって、（水素・アンモニアと同様に）**CCS支援制度の適用を希望する案件の上限価格は、①CCS支援制度で想定される支援対象費用を除いたコスト部分の上限価格と、②（CCS支援制度で想定される支援対象費用を含む）全体の上限価格の2段階で設定する。**

①の上限価格は、CCS支援制度で想定される支援対象費用の決定後に算定する予定。

※CO2分離回収のための蒸気を発生させる方法として、発電機で生じる蒸気を抽気する方法（抽気ケース）と追設ボイラを併置して当該ボイラから蒸気を供給する方法（追設ボイラケース）がある。既設改修で高いCO2回収率を実現するためには、追設ボイラケースが必要となる場合も想定されるため、CCSの上限価格の算定においては、追設ボイラケースを想定してコストの積み上げ計算を行っている。

4-8. 長期脱炭素電源オークションとの関係

- 長期脱炭素電源オークションにおけるCCS付火力の支援範囲は、分離回収・輸送・貯留の全体について、固定費及び可変費（CCSを行うことで追加的に発生する部分に限り、発電所の設備利用率4割分まで）となっている。
- **支援の重複を防ぐため、長期脱炭素電源オークションの対象となる電力分野に対しては、CCSコスト差支援措置での支援対象及び基準価格には、長期脱炭素電源オークションの支援範囲の費用を含めないこととする。**
- なお、CCSコスト差支援措置の適用を受ける電力分野の事業者には、4. CCSコスト差支援措置の方向性のうち上記の支援対象及び基準価格の点以外については、原則として非電力分野の事業者と同様のルールを適用する必要がある。

中間整理 CCS事業（パイプライン案件）の支援措置の在り方について（原案）（2025年6月11日）
CCS事業の支援措置に関するWG

(参考) 第2回入札の上限価格

第94回制度検討作業部会
(2024年6月28日) 資料4-1

論点⑤ 第2回入札の各電源種毎の上限価格

- 初回入札の上限価格の数値から、物価補正等の更新を行い、改めて計算を行った結果、第2回入札の上限価格は以下のとおり。

<新設・リプレース等※¹の大規模投資>

(円/kW/年)

	新設の上限価格	リプレース等の上限価格
太陽光		100,000
陸上風力		100,000
洋上風力		100,000
一般水力	100,000	50,884
揚水	100,000	6時間未満：56,545～77,509
蓄電池		6時間以上：87,683～93,883
地熱	100,000	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)		100,000
水素(10%以上)		100,000 (50,062※ ²)
LNG		38,014

<既設火力の改修>

(円/kW/年)

	上限価格
水素10%以上の混焼にするための改修	100,000
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	100,000 (76,653※ ²)
バイオマス専焼にするための改修	100,000 (84,008※ ²)

※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」の2つが含まれる。（前者は、これまでリプレースの定義に便宜上含めていたが、第2回入札から変更。）

※2「水素の燃料費のうちの固定費部分（当該部分の事業報酬を含む）」を除いた部分

※ 12頁の諸元を元に算定。閾値の10万円/kW/年を超える場合は10万円/kW/年。

※ CCS付火力やアンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレース、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（CCS付火力は、固定費・可変費の整理など、プロジェクトのコスト構造が未定。アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リプレースは、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、オークションの対象外。

(参考) 上限価格の諸元

	新設・リブレース等の大規模投資												既設火力の改修				
	太陽光、陸上風力	地熱	洋上風力	一般水力	揚水の新設、LDES	揚水(新設以外)、蓄電池	原子力	LNG	バイオマス	水素(10%以上)	水素専焼	アンモニア専焼	水素(10%以上)	アンモニア(20%以上)	CCS LNG	CCS 石炭	バイオマス
諸元	FIT/FIP制度		再エネ海域利用法	資源エネルギー庁による調査	予算事業採択案件	発電コスト検証						発電コスト検証等					
出力(万kW)	-			7.7	34.2	3.1	120	60	0.63	60	60	60	6	14	12	14	11
所内率	-			0.1%	0.5%	9.4%	4.0%	2.2%	16%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	5.6%	3.0%	6.4%	16%
資本費	建設費(万円/kW)	翌年度の上限価格	翌年度の基準価格	55.5 ※新設	72.4	45.1	47.3+ 1,762億円 ※追加安全対策費用	26.3	41.1	41.2	163.7	47.6	139.8	23.8	39.0	107.3	18.7
	系統接続費	※前項は	※前項は	1,560円/kW													
	廃棄費用	2026年度の太陽光	2026年度の基準価格	建設費の5%			811億円	建設費の5%									
	固定資産税	の地上設置	26円/kWh	直近の公募の上限価格	1.4%												
	発電側課金事業税	50kW以上	(新設)		900円/kW/年												
運転維持費	人件費	入札対象範囲外)の調達価格・基準価格	20円/kWh(全設備更新型)、12円/kWh(地下設備流用型)を設備利用率	※前頁は青森県沖日本海(南側)・山形県遊佐町沖における上限価格	1.3億円/年	2.4億円/年	23.2億円/年	4.7億円/年	4.7億円/年			4.7億円/年×混焼比率10%	5.9億円/年×混焼比率20%	4.7億円/年×回収率20%+1.6億円/年	5.9億円/年×回収率20%+4.5億円/年	4.9万円/kW/年	
	修繕費	/kWhを設備利用率18.3%で	73.9%で	18円/kWhを設備利用率39.3%で円/kWh/年に換算	0.1万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	1.7%/年(建設費比率)	2.4%/年(建設費比率)	4.9万円/kW/年			2.4%/年(建設費比率)	2.0%/年(建設費比率)	2.4%/年(建設費比率)	2.0%/年(建設費比率)	4.9万円/kW/年
	諸費	円/kW/年に換算	円/kW/年に換算	円/kW/年に換算	1.8万円/kW/年	0.2万円/kW/年		113.0億円/年	1.1%/年(建設費比率)				1.1%/年(建設費比率)	2.3%/年(建設費比率)	1.1%/年(建設費比率)	2.3%/年(建設費比率)	
	業務分担費(一般管理費)	の陸上風力12円/kWhを設備利用率29.1%で円/kW/年に換算	FIP期間15年を本制度の原則的な制度適用期間20年に換算					13.1%/年(直接費比率)	14.0%/年(直接費比率)				14.0%/年(直接費比率)	12.5%/年(直接費比率)	14.0%/年(直接費比率)	12.5%/年(直接費比率)	
	可変費				-						2.9万円/kW/年	29.0万円/kW/年	12.9万円/kW/年	29.0万円/kW/年	18.6万円/kW/年	2.0万円/kW/年	
	資本コスト				6%	6%	4%	6%	5%	6%							
上限価格	上記合計の1.5倍																

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2024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した後の数字。

※ 上記の表のkWは発電端ベースの数字だが、上限価格は所内率を考慮し、送電端ベースで算定している。

※ 系統接続費は、現行の容量市場の上限価格の算定と同額(第38回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料4)。

※ 一般水力のリブレース案件の系統接続費は計上しない。

※ 廃棄費用は、21年目に支出する前提で計算。

※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。

※ 既設火力の改修における「建設費比率」の「建設費」は、発電コスト検証における新設時(水素はLNG、アンモニアは石炭、CCSはLNG/石炭)の建設費に、改修の建設費を加算した金額で計算している。

※ 資本コストは、税引前WACCの値。また、0年目に建設費を全て支出し、1~20年目に運転維持費が発生する前提で計算。

(参考) 入札価格の監視における2倍の水準の諸元

- 入札価格の監視における、建設費等の監視の「発電コスト検証の諸元等の2倍の水準」は、以下の諸元の2倍の水準となる。

諸元		新設・リプレイス等の大規模投資											既設火力の改修						
		太陽光	陸上風力	地熱	洋上風力	一般水力	揚水の新設、LDES	揚水(新設以外)、蓄電池	原子力	LNG	バイオマス	水素(10%以上)	水素専焼	アンモニア専焼	水素(10%以上)	アンモニア(20%以上)	CCS LNG	CCS 石炭	バイオマス
資本費	建設費(万円/kW)	13.5	27.1	79 ※新設、全設備更新型 48 ※地下設備流用型	38.8	55.5 ※新設 13.1 ※リプレイス	72.4	45.1	47.3+ 1,762億円 ※追加安全対策費用	26.3	41.1	41.2	163.7	47.6	139.8	23.8	25.5	76.2	18.7
運転維持費	人件費					1.3 億円/年	2.4 億円/年		23.2 億円/年	4.7 億円/年			4.7 億円/年		4.7億円/年 ×混焼 比率10%	5.9億円/年 ×混焼 比率20%	4.7億円/年 ×回収率 20%	5.9億円/年 ×回収率 20%	
	修繕費	0.42 万円/kW/年	0.85 万円/kW/年	3.3 万円/kW/年	1.3 万円/kW/年	0.1万円 /kW/年	0.04万円 /kW/年	0.6万円 /kW/年	1.7%/年 (建設費比率)	2.4%/年 (建設費比率)			2.4%/年 (建設費比率)		2.0%/年 (建設費比率)	2.4%/年 (建設費比率)	2.0%/年 (建設費比率)		4.9万円 /kW/年
	諸費								113.0 億円/年	1.1%/年 (建設費比率)			1.1%/年 (建設費比率)		2.3%/年 (建設費比率)	1.1%/年 (建設費比率)	2.3%/年 (建設費比率)		
	業務分担費(一般管理費)					1.8万円 /kW/年	0.2万円 /kW/年		13.1%/年 (直接費比率)	14.0%/年 (直接費比率)			14.0%/年 (直接費比率)		12.5%/年 (直接費比率)	14.0%/年 (直接費比率)	12.5%/年 (直接費比率)		
	可変費												2.9万円 /kW/年	29.0万円 /kW/年	12.9万円 /kW/年	29.0万円 /kW/年	18.6万円 /kW/年	※1	※2

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2024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した後の数字。

※ 太陽光・陸上風力は、「令和7年度以降の調達価格等に関する意見」で示されている2026年度以降のFIP基準価格の内訳、洋上風力は、再エネ海域利用法に基づく公募占用指針に関する供給価格上限額の内訳(対象促進区域:青森県沖日本海(南側)・山形県遊佐町沖)。

※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。

※ 既設火力の改修における「建設費比率」の「建設費」は、発電コスト検証における新設時(水素はLNG、アンモニアは石炭、CCSはLNG/石炭)の建設費に、改修の建設費を加算した金額。

※ 水素・アンモニアを国内で製造する案件は、上記の可変費の数値の1/3(建設費と運転維持費と資本コストに大まかに3等分すると仮定)を建設費に加算し、その分を可変費から控除する。

※1 分離回収装置の燃料費1.2万円/kW/年 + 輸送・貯留に係る費用(建設費13.5万円/kW + 人件費1.6億円/年 + 修繕費0.4万円/kW + 諸費0.08万円/kW + 業務分担費14.0%/年(直接費率) + 可変費0.8万円/kW/年)

※2 分離回収装置の燃料費2.3万円/kW/年 + 輸送・貯留に係る費用(建設費31.1万円/kW + 人件費4.5億円/年 + 修繕費0.8万円/kW + 諸費0.2万円/kW + 業務分担費12.5%/年(直接費率) + 可変費1.9万円/kW/年)

<水素・アンモニア・CCS> 論点① 混焼率・CO2回収率を向上させるための投資

(混焼率・CO2回収率の増加率)

- 本制度等により火力発電所の一部のkWを水素・アンモニア混焼又はCCS付きにした後に、本制度に参加して、混焼率やCO2回収率を向上させるための改修投資を行う場合が想定される。
- この場合、混焼率やCO2回収率の増加率が小さい改修投資案件まで本制度に参加することを認めた場合、非効率な投資を支援する可能性があることから、最低混焼率と同様に、水素は+10%以上、アンモニア・CCSは+20%以上※1の混焼率・CO2回収率の増加を伴う改修投資案件に限り、本制度の対象とすることとしてはどうか。※1 CCSは、20%以上かつ最大限。
※ 上限価格は、既設改修案件の上限価格で共通とする。

(市場退出ペナルティの扱い)

- 初回・第2回において、「価格差に着目した支援制度」や「拠点整備支援制度」（以下「両支援制度」という。）を活用することを前提に、既設の火力発電所の一部のkWを水素・アンモニア混焼に改修する案件として落札し、第3回において（両支援制度の活用を前提とせず）上記のとおり混焼率を向上させるための投資案件として落札する場合が考えられる。
- この場合、両支援制度の両方若しくは希望する片方の制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合には、初回・第2回で落札した投資自体が困難となるだけでなく、第3回で落札した投資も困難となる場合が想定されることから、当該事由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さないこととしてはどうか。

<水素・アンモニア> 論点② 専焼の範囲

- 第3回入札では、アンモニア専焼の新設・リプレースを新たに対象に追加し、上限価格も設定している。
- 一方で、アンモニア「専焼」ではないものの、定格出力で「9割以上」をアンモニア燃料で発電できるような新設・リプレース案件※も想定される。※数%は化石燃料で混焼する。
- こうした案件は、能力的に専焼に近い段階まで到達していることや、過去の本会合でも「完全に脱炭素化することを考えると急激にコストが上がるので、少し柔軟性を持って、厳格に脱炭素と叫ぶべきではない方がよい」といった御意見があったことを踏まえれば、リクワイアメントは専焼と同じ内容を求める※ことを前提に、専焼案件として本制度に参加することを認めることとしてはどうか。

※全体のkWをアンモニアkWとして扱い、例えば、年間の混焼率リクワイアメントでは、年間の設備利用率40%までは、全kWhの7割以上をアンモニア燃料で発電する必要。

- こうした扱いは、アンモニアに限らず水素も、新設・リプレースに限らず既設改修も、同様の扱いとしてはどうか。

第102回 制度検討作業部会（2025年4月23日）

・脱炭素化ロードマップについて、事例のように記載されているが、ロードマップの考え方について、厳格に脱炭素と叫ぶべきではない方がよいのではないか。完全に脱炭素化することを考えると急激にコストがあがる。少し柔軟性をもった中で、ニアリー脱炭素等を考えなければとコストだけが上昇してしまうのではないか。

<他市場収益> 論点① 応札価格に含まれる設備等を利用して得た収入の扱い

- 本制度の落札電源は、他市場収益の約9割を還付することとしているが、他市場収益の計算における「他市場収入」は、これまでは「kWh収入」、「ΔkW収入」および「非化石価値収入」としていた。
- 一方で、応札価格に算入した設備や物品等を利用して、上記以外の収入（例：LNGタンク※を第三者に利用させて得た収入、水素燃料を転売して得た収入）を得ることも想定されることから、こうした収入についても他市場収益の計算における他市場収入に算入することとしてはどうか。

※当初から第三者と共有する予定の場合は、想定される利用比率等で按分して応札価格に算入する。その場合は、自社割合部分を第三者に利用させた場合。

- また、応札価格に固定費を算入し、支援を受けていることに鑑みれば、過去の落札案件にも適用して得られる収入の約9割を還付することを求める必要性・合理性はあるものと考えられることから、初回・第2回入札の落札案件にも適用することとしてはどうか。

論点3-8. 他市場収益の還付の監視

- 落札電源は、実際の他市場収益の約9割をベースとして設定された割合について、広域機関に対して還付することとなる（具体的には次ページ参照）。
- このため、落札事業者は、年度毎の実際の他市場収益の金額（実際の他市場収入-実際の可変費）を広域機関に報告し、この報告内容を基に、還付金の支払いを行うこととなる。
- こうした実際の他市場収益の金額については、正しく報告されているかを確認することが必要であることから、以下のとおり、電力・ガス取引監視等委員会において監視を行うこととしてはどうか。

第72回制度検討作業部会
(2022年11月30日) 資料6

$$\text{実際の他市場収益の金額} = \text{実際の他市場収入} - \text{実際の可変費}$$

	監視の対象	監視のイメージ
実際の他市場収入	<ul style="list-style-type: none"> ● kWh収入 ● ※需給調整市場からの収入を含む ● 非化石価値収入 	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場でkWh価値・非化石価値を売却している場合は、その収入金額を証憑とともに確認。 ● 相対契約の場合は、その相対契約自体が、前回の本作業部会において議論いただいた「一定の規律」を満たしているか、契約締結時（相対契約に基づく供給開始前）に確認し、事後的にもその契約に基づいて収入を得ているか確認。
実際の可変費	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料費 ● 廃棄物の処理・処分費 ● 消耗品費 ● 発電側課金（kWh課金部分） ● 事業税（収入割※） ● ※kWhと非化石価値に係る部分 ● 等 	<ul style="list-style-type: none"> ● 実際に要した可変費が正しく報告されているか確認。 ● 左記の費用が、入札時の入札価格の整理に照らして、正しく報告されているか確認。 ● ※経過措置規制料金では、事業者ルールにより、例えば、消耗品費は、固定費と可変費に1：1の割合で配分することとなっている。

※現行容量市場では、他市場収益の金額の監視は、入札価格の監視の中で行われている。

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

- 4月の会合では、インフレ、金利変動等の事後的な費用変動リスクにきめ細かく対応するため、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とした。
- このうち、可変費（水素・アンモニアの燃料費、CCSの輸送・貯留費用）は、為替レート、海外の消費者物価指数（コアCPI）等で自動補正することとし、具体的な補正方法は、今後検討としていた。

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

第102回制度検討作業部会
(2025年4月23日) 資料4

- 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。

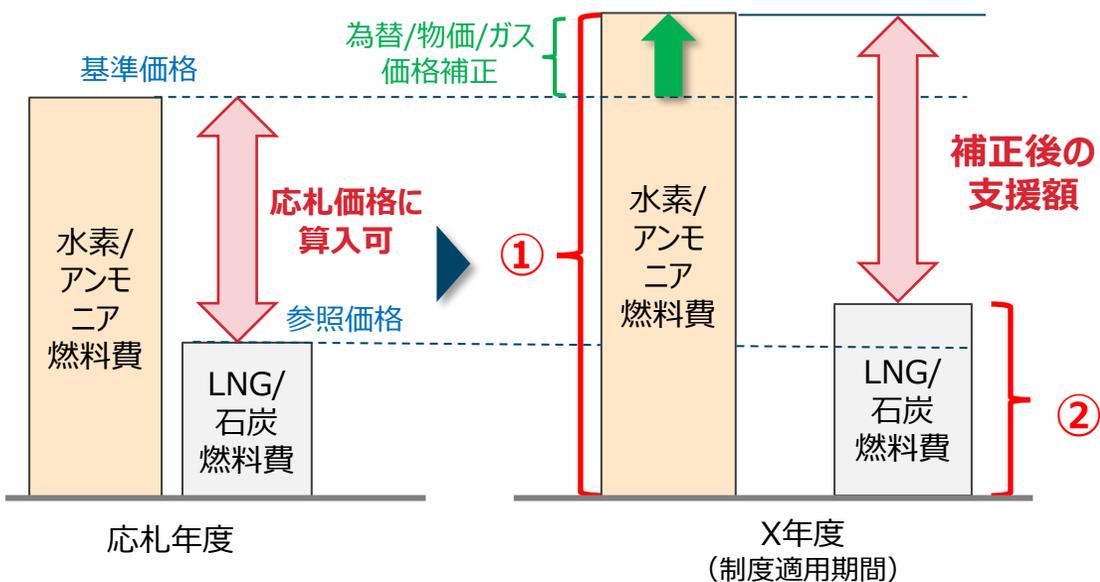
$$\begin{aligned}
 X \text{ 年度の容量確保契約金額} &= (\text{建設費} + \text{廃棄費用} + \text{系統接続費}) \times \frac{\text{供給力提供開始年度の前年度}^{\ast 1} \text{の建設工事デフレター}}{\text{入札年度の前年度の建設工事デフレター}} \\
 &+ \text{運転維持費} \times \frac{X-1 \text{ 年の企業物価指数}}{\text{入札年度の前年の企業物価指数}} \quad \ast 1 \text{ 補正は 1 回のみ} \\
 &+ \text{事業報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

※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。

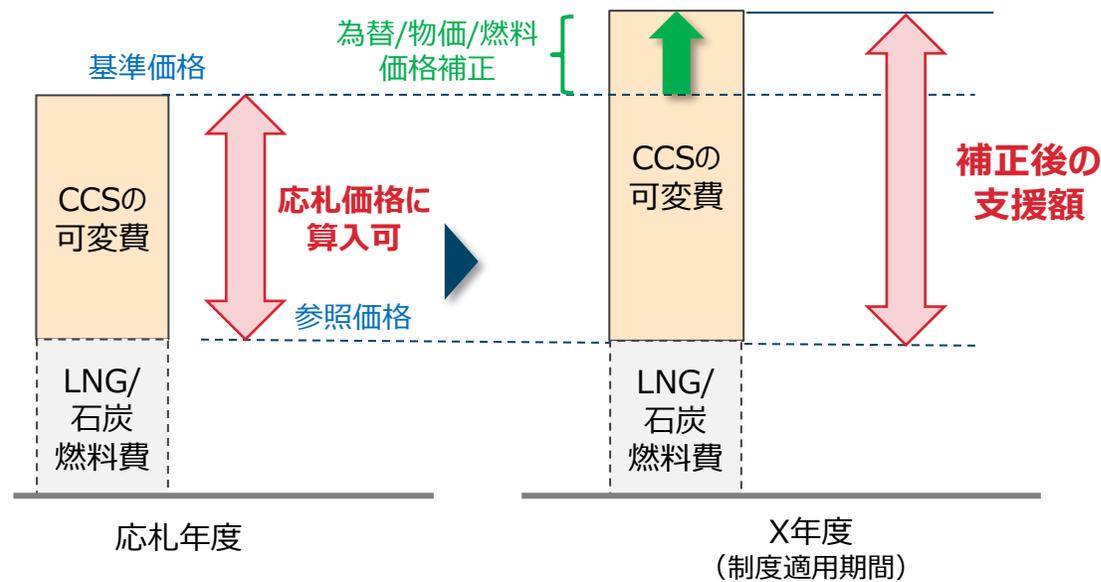
<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

- 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。

水素・アンモニアの燃料費



CCSの可変費



※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。

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

- 具体的な可変費の自動補正は、以下の計算式のいずれかを応札時に選択して行うこととしてはどうか。

※以下計算式は第3回入札に適用。今後、新燃料等の調達・契約条件の決定を踏まえ、第4回入札以降、必要に応じて計算式を追加。

水素・アンモニアの燃料費

		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/ブレント [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） ×米ドル為替レートの変化率 ×調達国の消費者物価指数の変化率	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		
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 ×調達国の卸電力取引価格指標（システムプライス）の変化率 ×調達国の通貨為替レートの変化率	（水素/アンモニアの燃料費－電気代） ×調達国の通貨為替レートの変化率 ×調達国の消費者物価指数の変化率	

※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。

※HH（ヘンリーハブ）とブレントの指標は米ドル表示であり、ガスの取引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。

<落札価格の補正> 論点① インフレ、金利変動等への対応

CCSの可変費

	分離回収費用（燃料費、電気代）	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	CO2分離回収に要する燃料費/（外部調達する場合の）蒸気代 ×石炭/LNG通関統計価格の変化率 + （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 ×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）と輸送・貯留費用の合計 ×国内企業物価指数の変化率	
海外貯留		分離回収費用（その他費用） ×国内企業物価指数の変化率	輸送費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×米国生産者物価指数の変化率 + 貯留費用 ×米ドル為替レートの変化率 ×貯留対象国の企業物価指数の変化率

※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。

<落札価格の補正> 論点② 事後的な費用増加への対応

- 事業者の帰責性がなく入札後にコスト（固定費）が増加した場合には、事業の継続が困難となるような大幅なコスト増加が発生した場合に限って、必要な制度的対応を検討することとしている。

論点 2 - 2. 事業者の帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応

第73回制度検討作業部会
(2022年12月21日) 資料8

- 本制度では、前回の本部会で御議論いただいたように、入札時からの物価変動は、事後的に落札価格に反映する方向で検討しているが、物価変動以外にも、入札価格に算入したコストが、落札後の様々な状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で増加又は減少することが考えられる。（例：金利上昇、税率変更、規制変更による追加投資、等）
- もっとも、以下ような本制度の内容を踏まえると、事業者の帰責性がない理由であっても、あらゆるコスト増加を事後的に落札価格に自動的に反映することは適切ではない。
 - ① 競争入札によって落札電源を決定する仕組みであること、
 - ② 建設費には予備費として10%を織り込むことを認めていること、
 - ③ 事業報酬として税引前WACC5%を織り込むことを認めていること、
 - ④ 他市場収益の約1割は留保することを認めていること等
- ただし、コストが増加した場合には、その規模によっては事業の継続が困難となり、市場退出を余儀なくされ、脱炭素化への投資が進まなくなる可能性もある。
- したがって、将来的に、何らかの状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で事業の継続が困難となるような大幅なコスト増加が発生した場合に限って、本制度外でコスト増加の影響を緩和する措置が講じられているか否かも踏まえつつ、例えば、再度本制度への入札を認めるなど、脱炭素電源への投資に係る長期予見性を確保するという観点から必要な制度的対応を検討することとしてはどうか。

<落札価格の補正> 論点② 事後的な費用増加への対応

- 一方で、昨年9月の再エネ大量導入小委では、**投資規模が数千億円単位になる洋上風力発電**について、**収入・費用の変動リスクに対応し、電源投資を確実なものとしていく必要性が大きい**ため、**制度的対応の要否について検討を進める**こととされ、その後、価格調整スキームの導入等の措置が講じられた。

洋上風力発電についての対応の必要性

第68回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (2024年9月11日) 資料7

- 洋上風力発電については、現在、**再エネ海域利用法による公募選定、FIT/FIP制度等**により、電源投資を支援している。こうしたスキーム等により、**これまでに5.1GWの案件が形成されたほか、有望区域や準備区域が多数存在しており、2030年目標（5.7GW）に向けた進展が見られる。**
- 他方で、洋上風力発電への電源投資は、以下の点において、**他の再エネへの電源投資と異なる特徴**を有しており、**収入・費用の変動リスクに対応し、電源投資を確実なものとしていく必要性が大きい。**
 - ① **投資規模が数千億円単位**になる点で**他の再エネ電源よりも非常に投資額が大きく、総事業期間も長期間（約40年間）**となる。
 - ② 海外（米国等）では、コロナ禍、ウクライナ戦争を受けたサプライチェーンの混乱、インフレによる開発費用の増大等により、**大規模な洋上風力プロジェクトからの撤退事例が複数生じている。**
 - ③ 洋上風力発電は、**我が国の電力供給の一定割合を占めることが見込まれる**とともに、国民負担が生じないゼロプレミアム入札が現に発生するなど、**安価なエネルギー供給に資する電源**であることから、**再エネ主力電源に向けた「切り札」**であると評価できる。

II. 価格調整スキームの詳細設計（考慮すべき物価指数）

第27回洋上WG合同会議 (10/10) 資料1より抜粋

- 仮に、第1～3ラウンド公募の自然条件をもとに、最新の**NEDO着床式洋上風力発電コストモデル**を活用して着床式洋上風力発電の**資本費の構成比**を求めると、下表のとおり。
※15MW風車を用いた、500MWのウィンドファーム（第1～3ラウンドの平均）を想定。
- **資本費に占める割合の大きい風車、施工、基礎、ケーブル費用に着目し、下表に記載するような物価指数を価格調整スキームにおいて考慮することとしてはどうか。**
※風車については、為替の変動を考慮し、円/ユーロの為替レートを物価指数に乘じる。但し、為替の影響が既に織り込まれている燃料費については、為替を考慮しない。
- なお、同試算において、**資本費と運転維持費の比率は7：3**であり、建設期間における資材価格等の変動を基準価格に連動させるため、**価格調整スキームにおいては基準価格のうち7／10を物価指数と連動させる**こととしてはどうか。
※資本費と運転維持費の比を算出するに当たっては、コスト検証WGを参考に、割引率3%で運転維持費を割引いて現在価値を算出している。

<資本費の構成>

費目	費用 [万円/kw]	割合	参照する物価指数の例	備考
風車	22.84	55%	<ul style="list-style-type: none"> ・【日銀】国内企業物価指数(鉄鋼) ・【厚労省】毎月勤労統計調査 現金給与総額 季節調整済指数及び増減率-就業形態計(5人以上)(製造業) ・【日銀】国内企業物価指数(産業用電気機器) ・【日銀】国内企業物価指数(A重油/B重油・C重油) 	<ul style="list-style-type: none"> ・風車の費用としては、材料費、労務費、その他製造にかかる費用(製造費、燃料費)に大別でき、これらのコストを1:1:1と捉える。 ・風車の素材の大半は鉄鋼であるため、材料費は鉄鋼価格の指数を、労務費は製造業の人工費の指数を、その他製造にかかる費用は製造費や輸送費であるため、産業用電気機器と船舶燃料である重油の価格指数を使用する。重油については、洋上施工等で使用する船舶の燃料には、A重油もC重油も使用されるため、【A重油】及び【B重油・C重油】の平均を使用する。
施工	13.24	32%	<ul style="list-style-type: none"> ・【国土省】建設工事費デフレーター(港湾・漁港) ・【国土省】建設工事費デフレーター(電力) 	<ul style="list-style-type: none"> ・施工の費用としては、洋上施工、陸上施工にかかる費用に大別でき、これらのコストを5:3と捉える。 ・建設工事費デフレーターの工事種類の項目として、住宅、道路、鉄道、空港、港湾・漁港、電力等があるが、洋上施工については、洋上施工費に一番近い港湾・漁港での建設工事費の指数を使用する。 ・陸上施工については、陸上施工費に一番近い電力に関する建設工事費の指数を使用する。
基礎	2.39	6%	<ul style="list-style-type: none"> ・【日銀】国内企業物価指数(鉄鋼) 	<ul style="list-style-type: none"> ・基礎の費用は鋼材価格をベースに算出されており、基礎の素材の大半は鉄鋼であるため、鉄鋼価格の指数を使用する。
アレイケーブル・エクスポートケーブル	1.97	5%	<ul style="list-style-type: none"> ・【日銀】国内企業物価指数(電力・通信用メタルケーブル) 	<ul style="list-style-type: none"> ・現状、洋上用電力ケーブルのみを参照する指数はないため、電力ケーブルを含んだ電力・通信用メタルケーブル価格の指数を使用する。
変電所	0.69	2%	-	-
港湾	0.05	0%	-	-

<落札価格の補正> 論点② 事後的な費用増加への対応

- 本制度においても、物価変動や金利変動に対応するための自動補正スキームを導入することとしているが、これに加えて、**長期（建設期間が10年超）かつ大規模（投資額が数千億円規模）となる大型電源の新設・リプレース投資**については、**法令対応等の他律的に発生する費用増のリスクも大きいもの**と考えられることから、**当該リスクに対応するための仕組み**を導入することとしてはどうか。

第102回 制度検討作業部会（2025年4月23日）

・経済指標を用いての自動補正について、異論ない。一方で、規制対応・資本費等の上振れ等の事業者側に帰責性のないリスクについても、今後検討いただきたい。

第73回 制度検討作業部会（2022年12月21日）

・リスクに関して、事業者に帰責性のない問題が起こった時の対応というのは、これは消費者にとっても、つまり価格を抑えるという面でもとても重要な点。

今現在、むやみにリスクを織り込んだ結果として、応札価格がむやみに高くなっていることが、既に他のところで起こっている。そのような口実を与えないためにも、実際にコストを下げ、消費者の利益を考えるためにも、帰責性のないものについて過大なペナルティーがかからないようにすることは、とても重要な点。

<落札価格の補正> 論点② 事後的な費用増加への対応

- 具体的な制度措置の内容は、以下のとおりとはどうか。
 - 対象：供給力提供開始期限が10年以上となり、かつ、（建設費の多くが千億円以上となる水準である）対象kWの送電端設備容量ベースで30万kW以上の大型電源の新設・リプレイス投資。
 - ※物価・為替・金利等の自動補正と同様に、第1回・第2回の落札案件にも遡及適用。
 - 発動基準：「法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、事業者にとって他律的に発生する費用であり、発電事業者があらかじめ見積もることが困難であった費用」が入札後に大幅に増加[※]し、事業者から申請があった場合
 - ※建設費・制度適用期間に発生する運転維持費について、予備費として応札価格に算入できる「建設費の10%（運開後は建設工事デフレーター補正後）を超える増加が生じた場合（複数事象により累積して超過した場合を含む）。単なる資材価格・人件費の高騰は、物価補正をするため、対象外。
 - 手続：落札事業者からの申請に基づき、資源エネルギー庁・広域機関において発動の必要性の有無の確認を行い、電力・ガス取引監視等委員会において増加金額の監視を行う。
 - ※手続・運用の簡素化の観点から、費用増加が発生した1つの事象毎に原則1回（審査のように複数年に渡る事象はまとめて1回）の申請に限る。
 - ※毎年の本制度の入札の事前手続の期間においてエネ庁・広域機関の確認を行い、毎年の本制度の入札の価格監視の期間において監視委の監視を行う。
 - 手段：監視を経て認められた増加金額（建設費は予備費として応札価格に算入した金額（運開後は建設工事デフレーター補正後）を控除後）の9割（モラルハザード防止やコスト効率化インセンティブ確保のため、1割は事業者負担）に限り、次頁の手段にて回収を認める。

	太陽光	陸上風力	洋上風力	地熱	一般水力	揚水	原子力	バイオマス	水素
建設費 [※] (万円/kW)	13.5	27.1	38.8	79	55.5	72.6	47.3万円/kW+1,762億円	41.1	41.2
10万kW	135	271	388	790	555	726	2,236	411	412
20万kW	270	542	776	1,580	1,111	1,452	2,709	822	824
30万kW	405	813	1,164	2,370	1,667	2,178	3,182	1,233	1,236
40万kW	540	1,084	1,552	3,160	2,222	2,905	3,655	1,644	1,648

※本制度の各電源種の新設案件の上限価格の諸元（発電コスト検証のデータ(2023年時点)等を基に、2024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。）

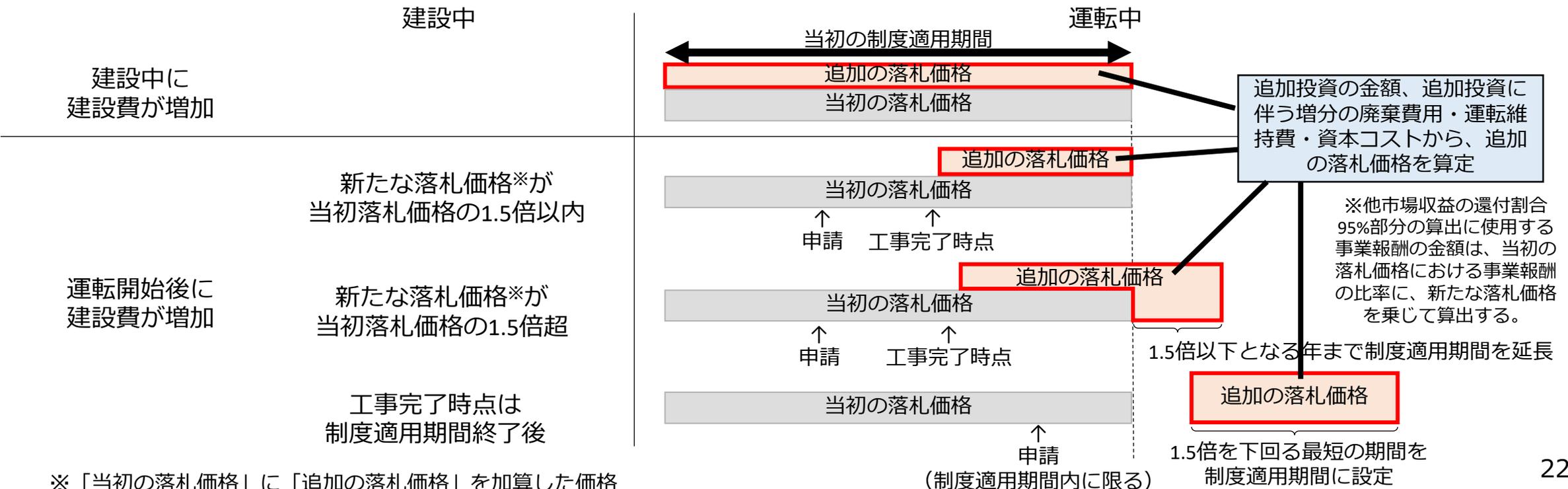
<落札価格の補正> 論点② 事後的な費用増加への対応

- **建設費が増加した場合、追加投資の金額が合理的に見積もることができた時点以降で申請を行い、下図のとおり落札価格を修正**することとしてはどうか。

※ 申請時点では資本費と運転維持費の増加金額のみ確認・監視を行う。工事完了時点で追加の落札価格を算定し（事業報酬の不必要な増加を防ぐ観点から、確認・監視を受けた建設費の増加金額は全額、工事完了時点で発生したものとして扱い、翌年度以降に追加落札価格が加算される前提で、追加の落札価格を算定。監視委が確認。）、その翌年度から新たな落札価格で支払いを開始。

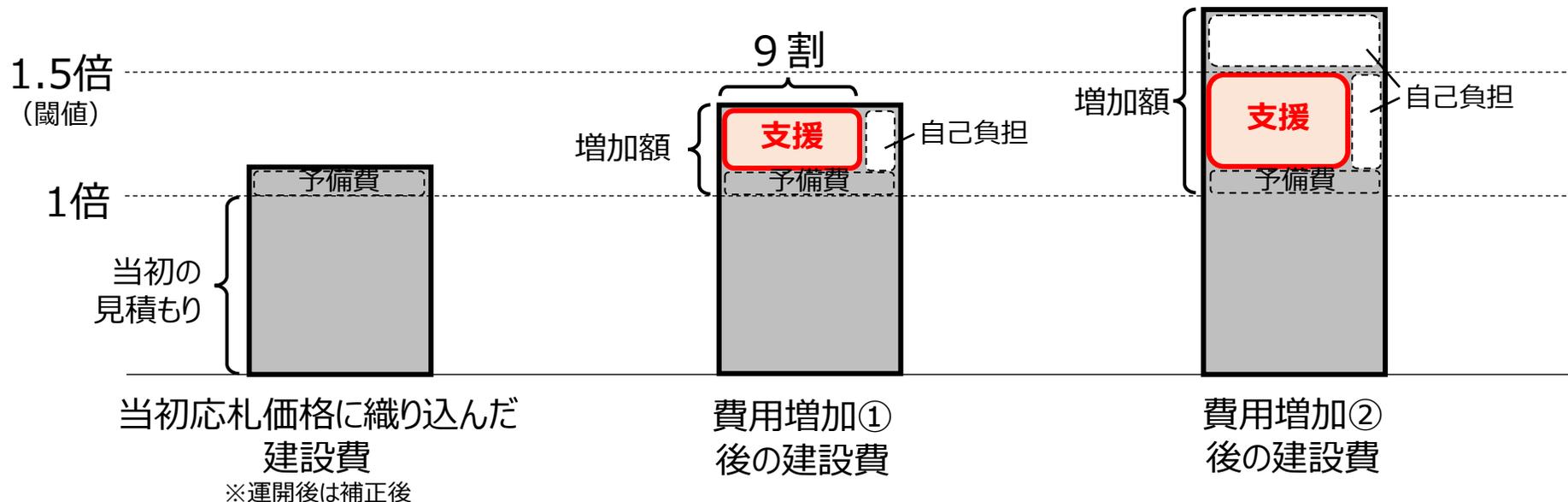
- **運転維持費のみが増加した場合、申請が認められた時点の翌年度以降の制度適用期間に渡り、当該増加金額分だけ、落札価格に反映**することとしてはどうか。（資本費、事業報酬※、制度適用期間は変更無し。）

※「**事業報酬**」は言葉の意義が明確でないため、今後は「**資本コスト**」に呼称を変更してはどうか。



<落札価格の補正> 論点② 事後的な費用増加への対応

- ただし、事後的な費用増加を際限なく落札価格に反映することは、需要家負担への影響の観点からも、望ましくない。
 - このため、事後的な費用増加の落札価格への反映は、建設費は当初応札価格に織り込んだ建設費（予備費を除く。運開後は建設工事デフレーター補正後）の1.5倍を上限とし、運転維持費は当初応札価格に織り込んだ運転維持費（申請時点の最新の自動補正後）の年間あたり費用の1.5倍を上限としてはどうか。費用増加の状況（落札価格の増加率）は、公表することとしてはどうか。
- ※こうした上限を設けるため、監視委による増加金額の監視は、「2倍の水準（次頁参照）」を超えない部分の監視と同様に行う。
- また、監視を経て認められた事後的な費用増加が生じた場合には、市場退出ペナルティ無しで市場退出できることとし、再度本制度に参加することができることとしてはどうか。

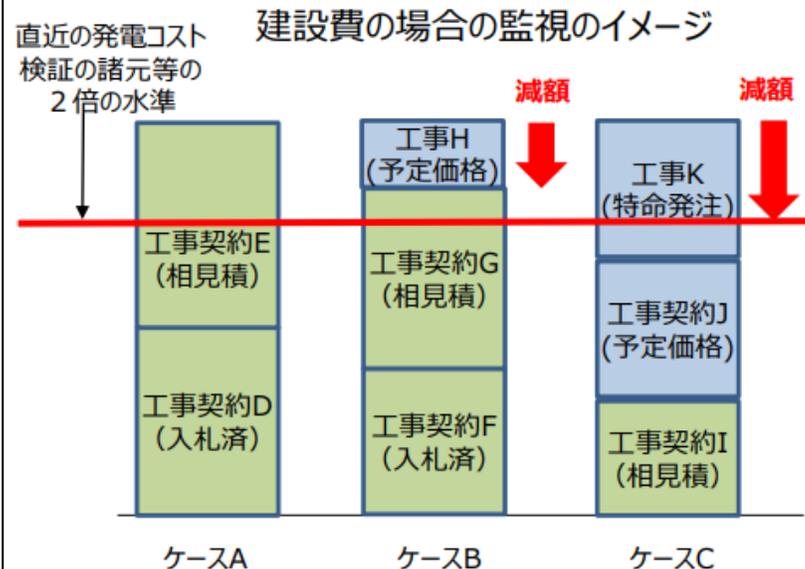


(参考) 入札価格の監視

論点3-6. 入札価格の監視の方法

- 具体的な監視ルールとして、**建設費、人件費、修繕費、経年改修費、その他の委託費や消耗品費等**については、代表印が押された信頼できる証憑等の必要書類が揃っていることを前提として、以下のとおり監視を行うこととしてはどうか*。
- **競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。**
- **競争を伴う入札や相見積もりが未実施の場合**（予定価格のみ存在）や**特命発注を行う場合**（特命発注とした理由をヒアリングなどにより確認）は、**不当に高額な金額となっていないことを確認し、不当に高額な金額となっている場合は、その金額を適切な金額と認めない。**具体的には、「**直近の発電コスト検証の諸元等の上限価格の算定にあたって用いた諸元の2倍の水準**」を超える**予定価格・特命発注部分**は、**合理的な理由があると認められた場合を除き、減額する。****「2倍の水準」を超えない予定価格・特命発注部分についても、他の案件の金額に比して明らかに高額となっている等の特異な金額となっている場合には監視を行い、合理的な理由があると認められた場合を除き、特異な金額部分を減額する。**

(※) 本ルールの見直しが必要であることが明らかになった場合は、本ルールの見直しを検討



本制度における入札価格の内訳

資本費	建設費
	系統接続費用
運転維持費	廃棄費用
	固定資産税
	人件費
	修繕費
	経年改修費
	発電側課金
	事業税
事業報酬	その他のコスト (委託費・消耗品費等)
	事業報酬

発電コスト検証の諸元

7. LNG火力		
諸元のベース	直近3年間に稼働し ※サンプルプラント(北海道電力(株)石狩年、(株)JERA 西名) 119万kW 2018年	
モデルプラントの規模(出力)	85万kW	
資本費	建設費	16.1万円/kW
	設備の廃棄費用	建設費の5%
運転維持費	人件費	6.2億円/年
	修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)
	諸費	1.1%/年 (建設費における比率)
	業務分担費(一般管理費)	12.0%/年 (直接費における比率)

※原子力の追加的安全対策費 36
用は、建設費に含む

(参考) 供給力提供開始期限

電源種	第2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
バイオマス専焼・水素混焼のLNG・水素専焼・ アンモニア専焼の新設・リプレース、 既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、 CCS、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

<投資回収の仕組み> 論点① 事業期間中の費用・収入の変動に、セーフティネット的に対応する新たな仕組みの検討

- 本制度では、落札案件の固定費全体に対して常に支援する一方で、他市場収益の大半（約9割）の還付を求めることとしている。
- こうした仕組みの元で、これまで2回の入札を行い、一定の電源投資が進みつつあるが、一方で、発電事業者からは、現行の仕組みの他に、事業者がより創意工夫しながら収益の確保を模索できる仕組みを導入してほしい、との意見がある。
- こうしたニーズに対応するため、事業者の創意工夫を活かしつつ、事業期間中の費用・収入の変動にセーフティネット的に対応する投資回収の仕組みについて、第4回入札からの導入を視野に、検討することとしてはどうか。

新たな入札方式のイメージ（案）

- 入札時は、他の脱炭素電源と同様に、想定費用を応札容量・制度適用期間で除したkW単価で入札。
- 落札後、平時は卸収入から費用を回収し、制度からの支援はメインオークションにおける容量確保契約金額相当のみとする。
- 落札事業者は、セーフティネット的な支援を受けるための負担金として、平時から一定額の支払を行う。
- 落札後に大幅な費用・収入の変動が生じた場合にも、セーフティネット的な支援として、事業の継続に支障を生じないよう、その費用・収入の変動分の一部について、広域機関・エネ庁が対応の内容・必要性、監視委が費用の適切性について確認の上、本制度から支援を行う。

(参考資料)

<水素・アンモニア・CCS> 市場退出ペナルティの特例

- 本制度では、「価格差に着目した支援制度」や「拠点整備支援制度」（以下「両支援制度」という。）と本制度を組み合わせることで投資判断することができるようにするため、両支援制度の両方又は片方の制度の適用を受けることを前提に本制度で落札した後、**3年以内に両支援制度の制度の適用を受けることが決まらない等の場合**、本制度から市場退出するときは、**市場退出ペナルティを課さないこと**としている。
- 第3回入札の応札案件については、「価格差に着目した支援制度」の申請期限は2025年3月31日まで、「拠点整備支援制度」の申請期限は2025年6月30日までであるため、**これらの期限までに申請していない案件は、上記の市場退出ペナルティの特例は適用できないこととする。**

論点2-1. 水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度との関係

- 本制度は2023年度に初回オークションを行う方向で検討中である一方で、「**サプライチェーン支援制度**」と「**拠点整備支援制度**」（以下「両支援制度」という。）は、**開始時期が現時点で未定**であること、また、両支援制度の開始後であっても、異なる制度であることから、本制度へ入札をするタイミングと両支援制度に基づく支援可否の決定は、前後することが考えられる。
- 水素・アンモニア混焼への投資を行う事業者は、**両支援制度と本制度を組み合わせることで投資判断を行うことが想定される**ことから、以下の整理としてはどうか。

<本制度への入札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっている場合>

- 二重支援防止のため、**その支援金額※1を控除※2して、本制度に入札することとする。**

※1 本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。

※2 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。

<本制度への入札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっていない場合>

- **両支援制度の支援予想金額※1を控除※2して入札を行い、本制度での落札に伴う契約締結後、3年以内に両支援制度の両方若しくは希望する片方の制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合※3に、当該事由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さない。**

※1 本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。

※2 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。支援予想金額を控除せずに入札を行うことも可。

※3 支援金額が支援予想金額よりも高くなった場合や、支援予想金額を控除せずに入札を行い、落札後に支援制度の適用が決定した場合には、その差分だけ本制度からの支払額を修正する。前回の事務局資料33頁における建設費の※1の「本制度で落札した後に、補助金を受けることは禁止(判明した場合は契約解除)」は、両支援制度には適用しない。

- 本制度での落札に伴う契約締結後、**3年以内に両支援制度の両方又は希望する片方の制度の適用を受けることが決定すれば、その時点から供給力提供開始期限のカウントを開始。**

第73回制度検討作業部会
(2022年12月21日) 資料8

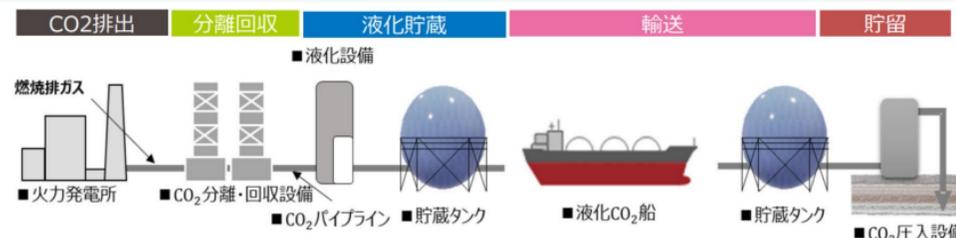
<水素・アンモニア・CCS> 市場退出ペナルティの特例

- また、本制度に参加する発電事業者は、他の事業者とパートナーを組んで、水素・アンモニア・CCSへの投資を行うことも想定されるが、**発電事業者が投資判断を行うためには、パートナー事業者が拠点整備支援制度やCCS支援制度の適用を受けることが条件となることも想定される。**
- このため、発電事業者自身が本制度の落札から3年以内に拠点整備支援制度やCCS支援制度の適用を受けることが決まらない等の場合に加えて、**パートナー事業者が同期限内に拠点整備支援制度やCCS支援制度の適用を受けることが決まらない等の場合にも、市場退出ペナルティの特例を適用できることとする。**

※国内でブルー水素を製造する案件のパートナー事業者が、CCS支援制度の適用を受けようとする場合も同様とする。

<CCS付火力> 他の支援制度との関係

- CCSについても、本制度の他に、「CCS事業への投資を促すための支援制度（以下「CCS支援制度」という。）」を検討していくこととしているが、両制度において支援が重複しないように、水素・アンモニアと同様に、以下の調整措置を講ずることとしてはどうか。
 - （CCS支援制度での支援が決定している場合）その**支援金額を控除**して応札する。
 - （CCS支援制度での支援が決定していない場合）支援予想金額を控除^{※1}して入札を行い、本制度での落札に伴う契約締結後、3年以内にCCS支援制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合^{※2}に、当該事由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、**市場退出ペナルティを課さない。**
- ※1 支援予想金額を控除せずに入札を行うことも可。
- ※2 支援金額が支援予想金額よりも高くなった場合や、支援予想金額を控除せずに入札を行い、落札後に支援制度の適用が決定した場合には、その差分だけ本制度からの支払額を修正する。
- 本制度での落札に伴う契約締結後、3年以内にCCS支援制度の適用を受けることが決定すれば、**その時点から供給力提供開始期限のカウントを開始。**



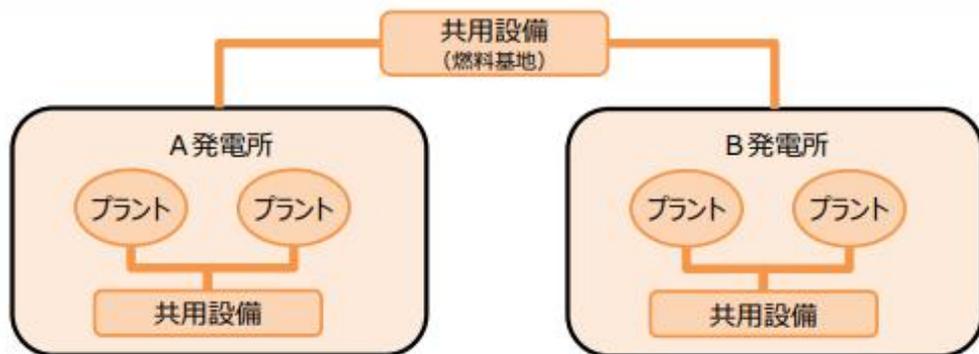
第100回制度検討作業部会
(2025年2月26日) 資料4

<CCS付火力> 同時落札条件付き入札について

- 近隣の複数のプラントにて共用設備を建設する場合、片方の電源が非落札となれば、共用設備の投資判断が困難となる可能性があるため、同時落札条件付の入札を行うことが可能とされている。
- CCS付火力においても、CO₂液化・荷役設備（コンプレッサー、貯蔵タンク、ローディングアーム他）や輸送・貯留設備については、近隣の複数プラントで共用することが考えられることから、同時落札条件付の入札を可能とする。
- また、その他の共用設備についても、今後は限定することなく、同時落札条件付の入札を可能とする。

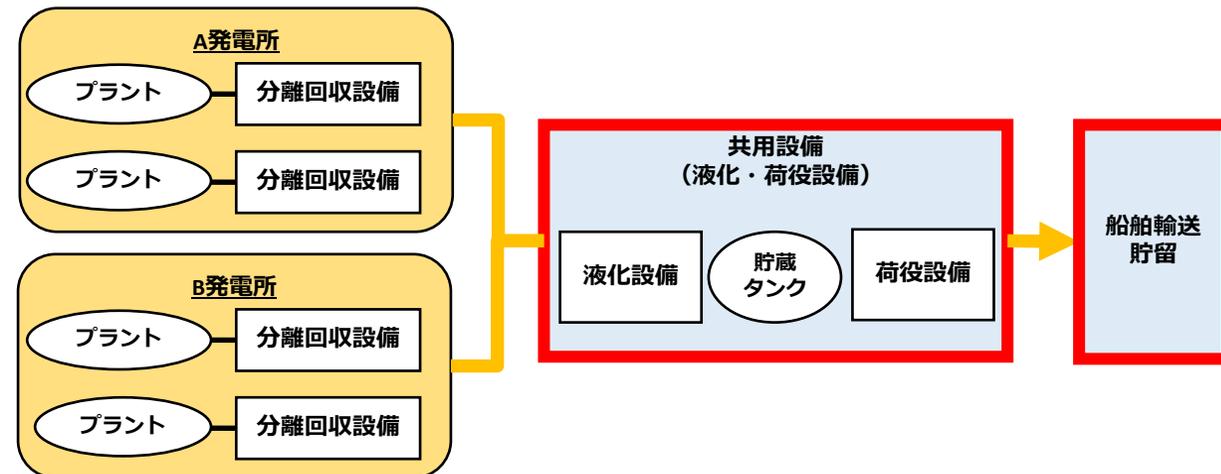
論点3-13 異なる場所の複数の発電所のプラントの共用設備の扱い

- 同一場所の発電所の中で複数のプラントと共用設備を新設する場合に、本制度の入札において同時に落札できなければ投資判断ができないときは、論点3-9のとおり、同時落札条件付の入札を行うこととなる。
- 一方で、同一場所の発電所でなくとも、「近隣の自社の発電所や、近隣の他社の発電所との間で、1つの燃料基地を活用する計画を立てていることから、近隣の複数の発電所のプラントで同時落札条件付の入札を行いたい（いずれかのプラントが不落札となった場合、投資判断が困難）」といったニーズが存在する。
- このため、主要な共用設備（燃料基地に限定。他の設備候補がある場合は別途検討）がある場合に限り、異なる場所の複数の発電所のプラントで同時落札条件付の入札を行うことは認めることとしてはどうか。

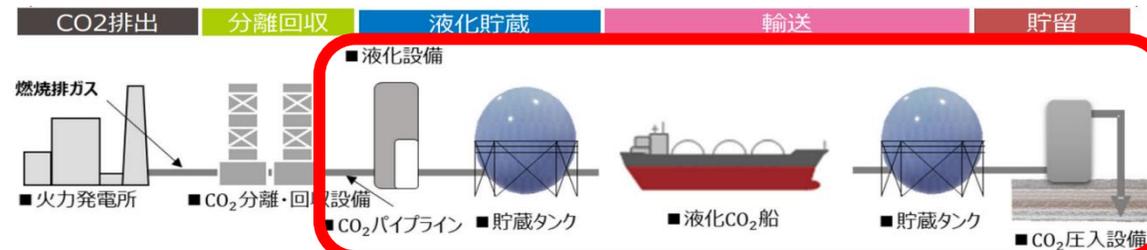


50

(出典) 第72回制度検討作業部会 (2022年11月30日) 資料6



CCS事業全体のバリューチェーン



30

<水素・アンモニア> 第3回における燃料転売時の他市場収益の計算方法

- 第3回入札において、水素・アンモニアの可変費に支援を行い、その後燃料の転売を行った場合の他市場収益の計算方法は以下のとおり。 ※調達したが消費できなかった燃料を転売することで、還付金が増加し、国民負担軽減に資することから、転売は可能。

$$\text{他市場収益} = \text{実際のお市場収入} - \text{実際のお可変費}$$

※ 応札価格に①燃料費の一部（第2回は固定費部分。第3回は価格差部分）を算入した場合、②実際の燃料費から、③応札価格に含めた燃料費（各年度の自動補正後。最終年度の容量確保契約金額に加算する、X-1年とX年の差分補正分は含まない。）を引いた金額（負の数となる場合もある。）を、実際の可変費に計上する。価格差支援を受けた場合は、その支援金額を可変費から控除する。

計算のイメージ

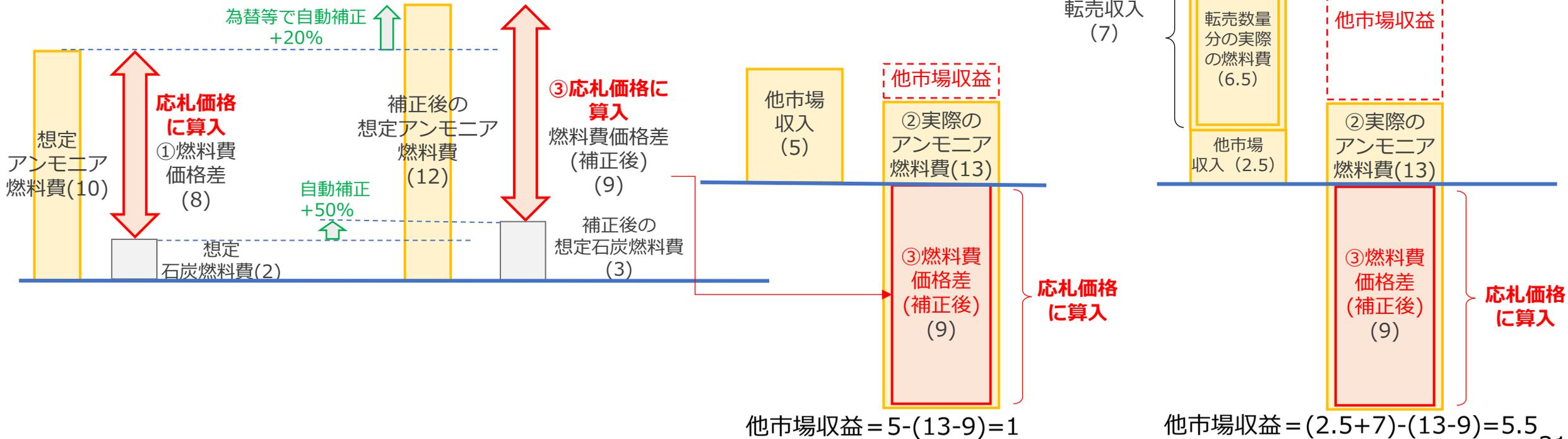
<応札時>

<X年度の容量確保金の支払時>

<X年度の還付時>

燃料の転売ありの場合

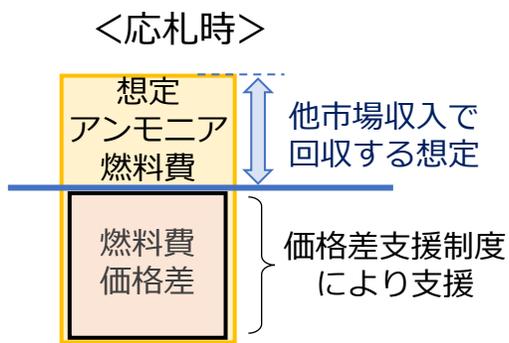
※ 半分の燃料を転売し、転売益0.5が発生した場合



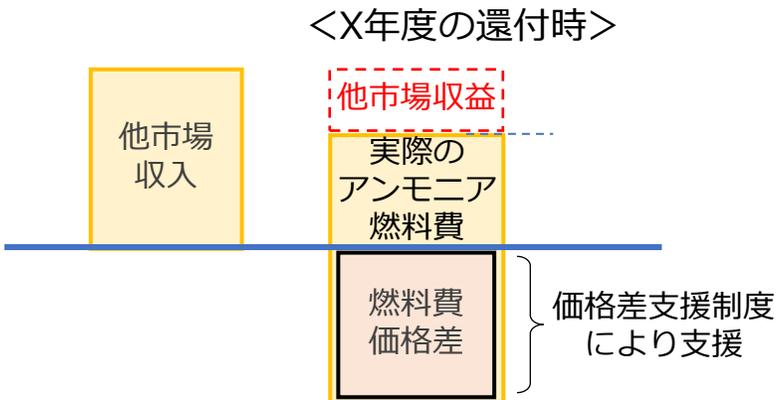
(参考) 第1回・第2回における他市場収益の計算方法

第1回

$$\text{他市場収益} = \text{実際のお市場収入} - \text{実際の変費}$$



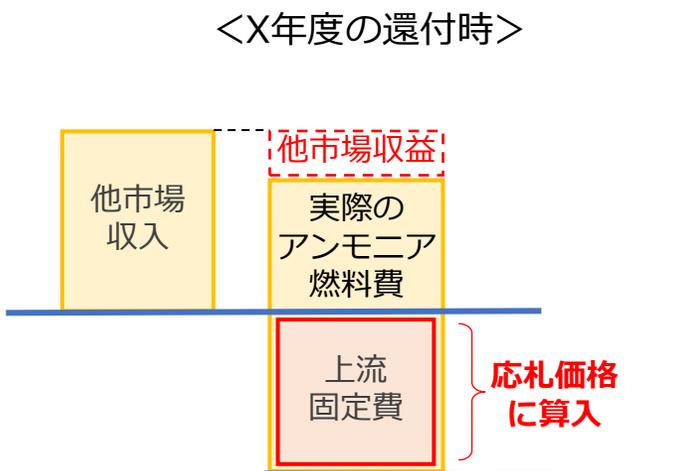
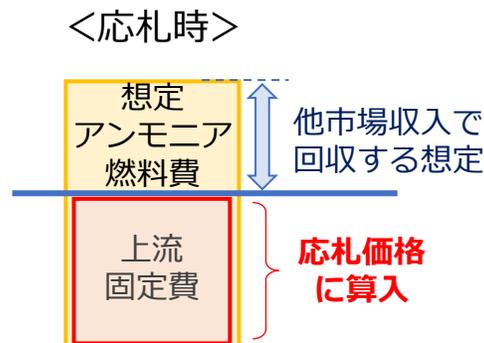
※本制度の応札価格に燃料費は織り込まない



第2回

$$\text{他市場収益} = \text{実際のお市場収入} - \text{実際の変費}$$

※応札価格に燃料費のうち固定費を算入した場合、実際の燃料費から、応札価格に含めた固定費を引いた金額（負の数となる場合もある。）を、実際の変費に計上する。



<原子力> 廃棄費用

- 応札価格に算入できる原子力の廃棄費用は、発電コスト検証の数値を元に、**建設費の12%**としていた。
- **直近の発電コスト検証の数値**を元に改めて計算すると、下図のとおり、**建設費の11%**となっている。
- このため、応札価格に算入できる原子力の廃棄費用は、応札価格に算入する**建設費の11%とする**。

論点3-2. 廃棄費用

- 廃棄費用は、運転終了後に発生するコストであるため、入札時点で**正確な見積もりが困難**。このため、**発電コスト検証における廃棄費用の見積もり方法を参考として、電源種毎に下の表の金額を廃棄費用として織り込むことができる**こととしてはどうか。
- また、これまでの議論において、**地熱・水力（揚水含む）のリプレース案件は「投資額+使用を継続する設備の残存簿価」を、既設火力の改修案件は「改修投資額+本制度対象kW分の残存簿価」**を入札価格に織り込むことができることとしていることを踏まえ、**これらの金額の5%**を、廃棄費用として織り込むことができることとしてはどうか。

※ FIT認定を受けているバイオマス混焼設備について、石炭部分をアンモニア・水素混焼又はバイオマス専焼するために改修する場合は、過去のFIT収入によって残存簿価に係る廃棄費用の回収が図られてきた可能性があることを踏まえ、「改修投資額のみ」とする。

※ 今後、発電コスト検証の見直し等が行われた場合には、必要に応じて見直す。

電源種	(参考) 発電コスト検証の諸元における廃棄費用	本制度で織り込むことができる廃棄費用
太陽光（事業用）	1万円/kW	1万円/kW
風力、水力、地熱、バイオマス、LNG火力、水素混焼	建設費の5%	建設費の5%
蓄電池	-	-
原子力	750億円	建設費の12% ※原子力の発電コスト検証の廃棄費用（750億円）は、建設費用（4,800億円）と追加的安全対策費用（1,369億円）の合計額（6,169億円）の12%であるため
地熱・水力のリプレース	-	「投資額+使用を継続する設備の残存簿価」の5%
既設火力の改修（アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼）	-	「改修投資額+本制度対象kW分の残存簿価」の5% ※FIT認定を受けている石炭部分の場合、改修投資額の5%



発電コスト検証ワーキンググループ（令和7年2月）報告書 資料2における原子力の**廃棄費用（786億円）**は、建設費用（5496億円）と追加的安全対策費用（1707億円）の**合計額（7203億円）の11%**

<蓄電池> サイバーセキュリティの強化

- 前回の会合にて、第3回長期脱炭素電源オークションの蓄電池の事業規律強化のため、サイバーセキュリティの強化の観点から、JC-STAR制度の★1の取得を要件とすることをご議論いただいたところ。
- 具体的には、次頁の通り、バックドアの設置等を含むサプライチェーンリスクを通じたサイバー攻撃等への対策が重要であることを踏まえ、**蓄電システムにおけるセキュリティに対する制御システム関連の部品であるBMS, PCS, EMS等（※）について、第3回入札においてはJC-STAR制度の★1の取得を要件とする。**

※ BMS：バッテリーマネジメントシステム、PCS：パワーコンディショナ、EMS：エネルギーマネジメントシステム等の設備・装置であり、外部と直接通信を行わない場合でも、外部との間接的な通信などを通じて、設備全体に影響を及ぼす可能性のある設備・装置を含む。

<蓄電池> 論点② 事業規律の強化

(サイバーセキュリティの強化)

- 本制度を通じて蓄電池の導入が急速に進みつつある中で、サイバーセキュリティの観点での懸念が高まりつつある。このため、一層のサイバーセキュリティの確保を図るため、情報処理推進機構（IPA）の運用する**JC-STARラベリング制度（次頁参照）の★1の取得を新たな要件**とすることとしてはどうか。
※太陽光・風力発電設備を構成するPCSに対しても同じ要件を課す。

(セルの供給源の多角化)

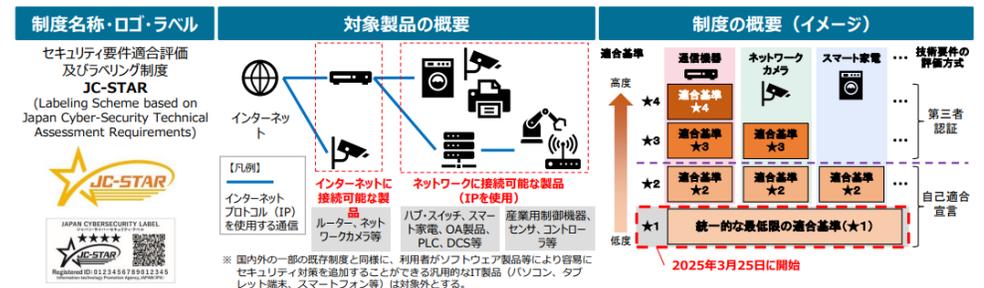
- リチウムイオン蓄電池の安定供給確保のため、サプライチェーンの途絶リスクの高いセル（日本国外で製造されたセル）を搭載したリチウムイオン蓄電池に対して、**セル製造国の1国当たりの募集上限（kWベースで30%未満※）**を設けることとしてはどうか。
※30%を跨ぐ案件は不落札とする。落札後に、審査に合格した場合は導入する蓄電池を変更することは可能だが、セルの製造国を変更することは不可。

(実現可能性の確保)

- 本制度の第1回・第2回において、多くのリチウムイオン蓄電池の案件が落札したが、蓄電池の価格が数年後に下がることに期待して、現時点では実現困難なレベルの金額で応札し、将来、蓄電池の価格が下がらなければ、ペナルティを支払って市場退出するつもりの案件が横行しているのではないか、との指摘がある。
- このため、蓄電池の応札規律に関しては、応札後の計画断念が頻繁に起きていないか、今後も引き続き確認し、**市場退出ペナルティの引き上げや保証金の設定等について、必要に応じて検討していくこと**としてはどうか。

(参考) IoTセキュリティ適合性評価制度（JC-STAR）の概要

- IoT製品の脆弱性を狙ったサイバー脅威が高まっていることを踏まえ、IPAを運用主体とし、**IoT製品のセキュリティレベルを見える化するラベリング制度（JC-STAR）**を導入。
- 2025年3月25日、**IoT製品に共通した最低限の脅威に対応するための基準（★1）**に対する申請受付を開始。



(参考) 蓄電システム等におけるサイバー攻撃の脅威

- ジョージア工科大学の研究グループによる、蓄電池システムにおける中国製部品のリスクを指摘したホワイトペーパーにおいて、制御システム関連の部品（BMS, PCS, ESMS）が中国製である場合、リスクが高いと指摘されている。
- また、国内においては、2024年5月に、小規模太陽光発電設備向け遠隔監視機器上にバックドアが設置され、その機器の脆弱性を悪用した不正アクセスによるサイバー攻撃が行われた事例が発生。

第17回 産業サイバーセキュリティ研究会 ワーキンググループ1（制度・技術・標準化） 電力サブワーキンググループ（2024年10月22日）資料4より

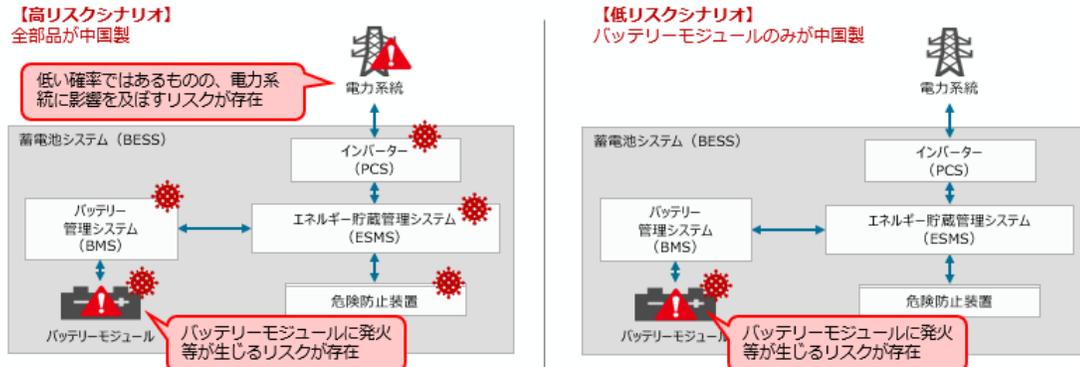
第17回 産業サイバーセキュリティ研究会 ワーキンググループ1（制度・技術・標準化） 電力サブワーキンググループ（2024年10月22日）資料5 - 1より

サプライチェーンを通じたサイバー攻撃の脅威等の事例

(2) 中国製蓄電池におけるサプライチェーン・リスクを指摘したホワイトペーパー

- 2024年6月、ジョージア工科大学の研究グループは、**蓄電池システム（BESS）における中国製部品のリスクを指摘したホワイトペーパー**を発表した。
- 全部品が中国製の場合（高リスクシナリオ）と、バッテリーモジュールのみ中国製（低リスクシナリオ）の両方について分析しており、**高リスクシナリオの場合、低い確率ではあるものの、電力システムに影響を及ぼすおそれがあると指摘**している。
- また、米国内では**中国製のバッテリーモジュールが主流であることから、低リスクシナリオを避けることは困難であるとも指摘**している。

蓄電池システム（BESS）における中国製部品のリスク



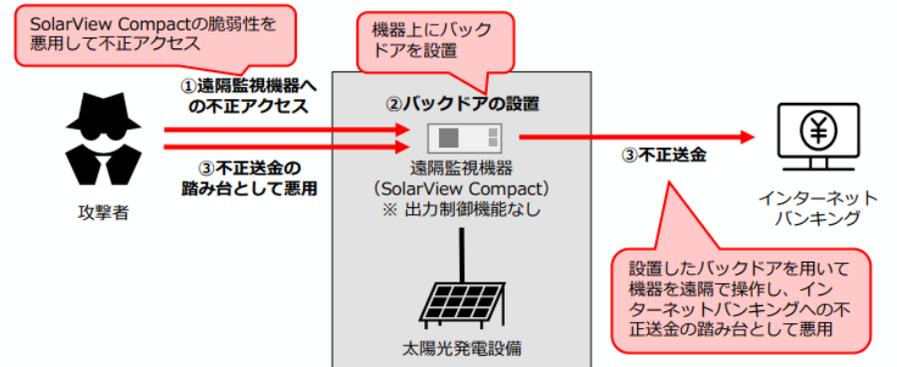
出所) School of Public Policy at Georgia Institute of Technology, Battery Energy Storage Systems from China: Being Realistic about Costs and Risks
<https://www.internetgovernance.org/research/battery-energy-storage-systems-from-china-being-realistic-about-costs-and-risks/> に基づき三菱総合研究所作成

小規模太陽光発電設備に関する脅威事例

(1) 太陽光発電施設の遠隔監視機器800台におけるサイバー攻撃による乗っ取り・悪用

- 2024年5月、**太陽光発電設備向け遠隔監視機器の約800台がサイバー攻撃を受け、インターネットバンキングの不正送金に悪用**された。
- 攻撃を受けたのはコンテック社のSolarView Compactであり、同製品の**脆弱性が攻撃に悪用**された。同社は、対象製品は出力制御機能を有さないため、**システムへの影響はない**としている。
- 同脆弱性は以前から報告されており、**複数の攻撃実証コード（PoCコード）も公開**されていた。

太陽光発電設備向け遠隔監視機器（SolarView Compact）に関する一連のサイバー攻撃のイメージ



出所) 以下の公開情報等に基づき三菱総合研究所作成
<https://www.contec.com/jp/info/2024/2024050700/> , https://www.trendmicro.com/ja_jp/jp-security/24/f/security-strategy-20240606-01.html