

長期脱炭素電源オークションについて


2026年5月13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）

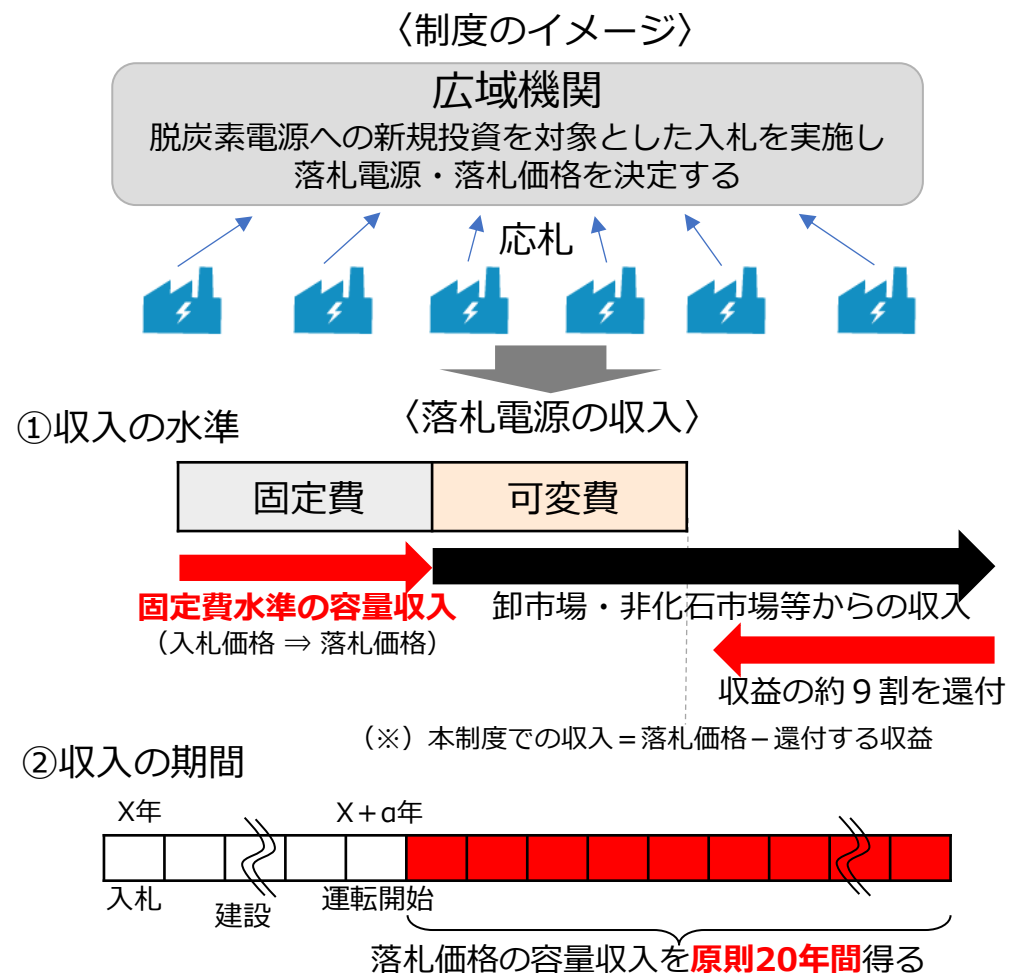
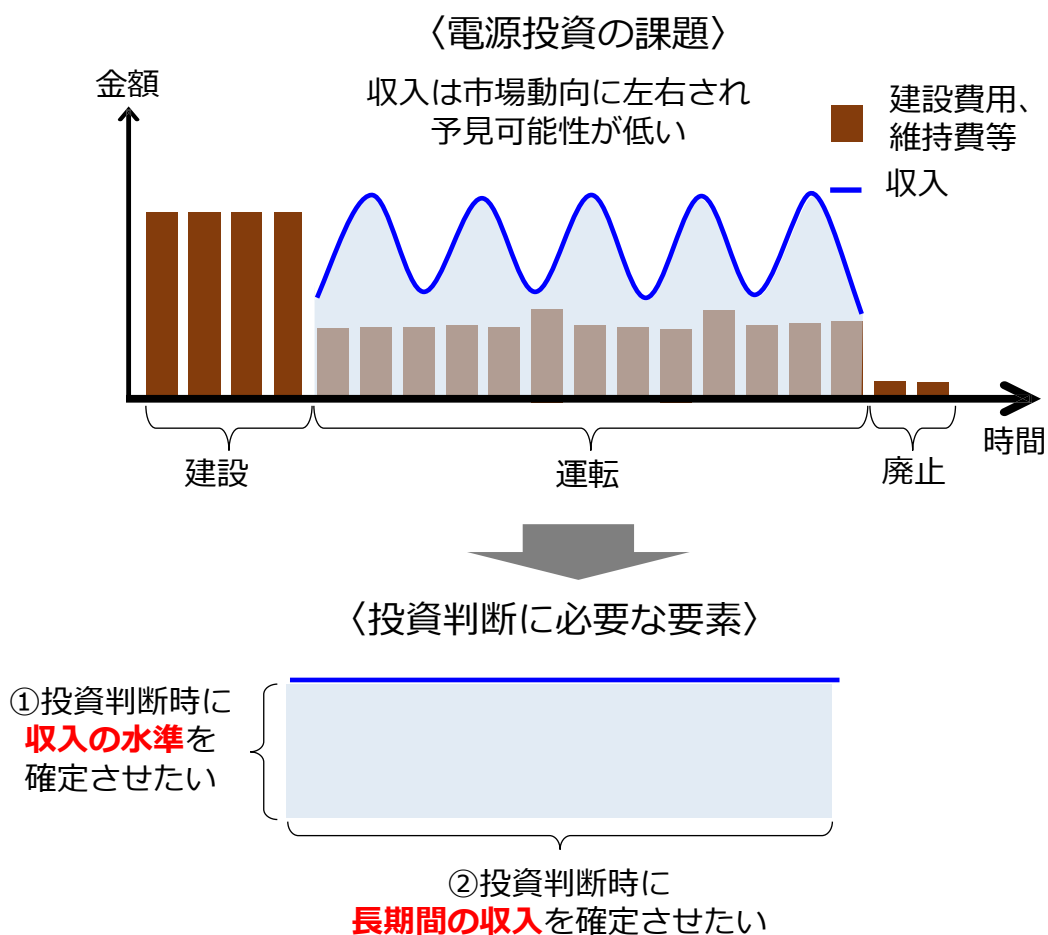
- 脱炭素電源への新規投資を促進する制度である「長期脱炭素電源オークション」は、2023年度から入札を開始しており、これまで2回の入札結果を公表していたところ。
- 本日は、本WGの初会合であるため、まずは長期脱炭素電源オークションの制度の概要や、過去の2回の入札結果を御説明させていただく。
- その上で、第3回入札が本年1月に開催され、本日、その監視結果が電力・ガス取引監視等委員会から、約定結果が電力広域的運営推進機関から公表されたことから、第3回入札の約定結果を御報告する。
- 加えて、第4回入札が来年1月に予定されており、本年3月から第4回入札に向けた制度の見直しの議論を「制度検討作業部会」にて議論していただいていたが、本日から本WGにおいて御議論いただきたく、本日は以下の論点について御議論いただきたい。
- また、次回以降、第4回入札の上限価格や募集量、その他個別電源の論点についてご議論いただく予定。

項目	論点
CCS	CO2回収率の定義の見直し

- 
- 1. 制度の概要と過去の入札結果**
 2. 第3回入札の結果
 3. 第4回入札に向けた検討

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。
- 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。



制度の目的、対象電源等

- 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**を行うこととしている。

	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 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	LNG火力の新設・リプレイス
要件 ※主なもの	<ul style="list-style-type: none"> 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 電源種毎に実態に応じ運転開始期限を設定 	<ul style="list-style-type: none"> 2050年までの脱炭素化が条件 落札から8年以内の運転開始を条件
実施時期	2023年度～	2023年度～2025年度 ※2026年度以降の追加募集も今後検討
募集量	第1回（2023年度）： 400万kW/年 第2回（2024年度）： 500万kW/年 第3回（2025年度）： 500万kW/年	3年間で1000万kW ※ 第1回（2023年度）：600万kW/年 第2回（2024年度）：224万kW/年 第3回（2025年度）：293万kW/年

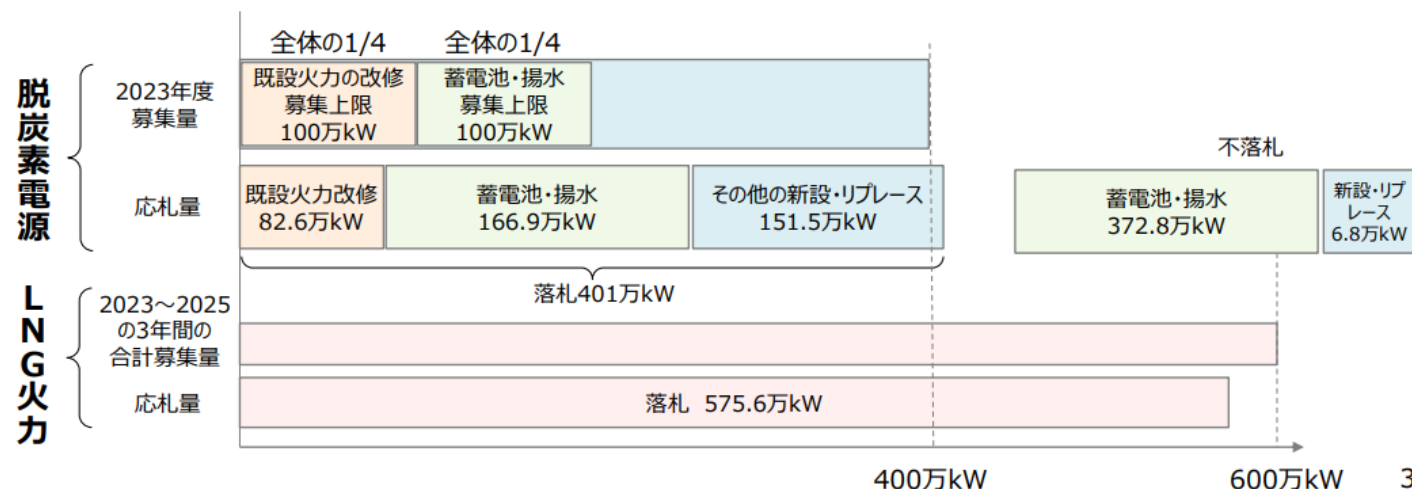
第1回入札の結果

- 2024年1月に実施された第1回入札では、脱炭素電源の募集量400万kWに対して、401万kWが落札。
- LNG火力の募集量600万kWに対して、575.6万kWが落札。

初回入札の募集量と落札容量

第92回制度検討作業部会
(2024年5月10日) 資料3-3

電源種		応札	落札	不落札
既設火力の改修	水素混焼	5.5万kW	5.5万kW	-
	アンモニア混焼	77.0万kW	77.0万kW	-
蓄電池		455.9万kW	109.2万kW	346.7万kW
揚水		83.8万kW	57.7万kW	26.1万kW
原子力		131.6万kW	131.6万kW	-
水素10%混焼LNG		6.8万kW	-	6.8万kW
バイオマス専焼		19.9万kW	19.9万kW	-
脱炭素電源の合計		780.5万kW	401.0万kW	379.6万kW
LNG		575.6万kW	575.6万kW	-
合計		1,356.2万kW	976.6万kW	379.6万kW



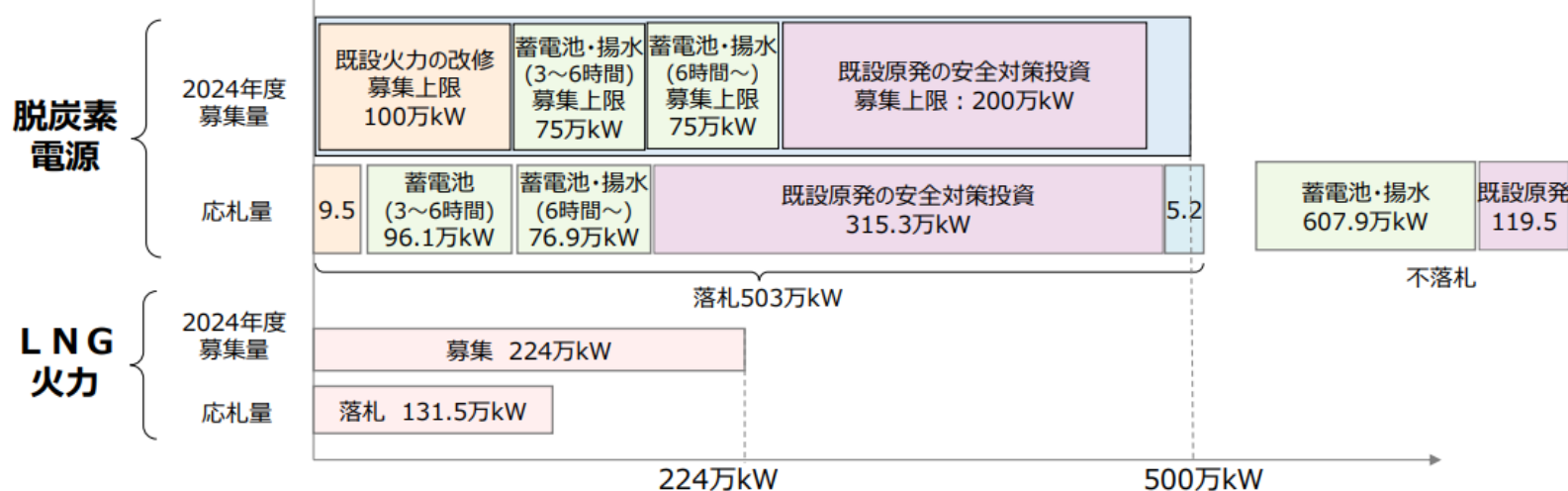
第2回入札の結果

- 2025年1月に実施された第2回入札では、脱炭素電源の募集量500万kWに対して、503万kWが落札。
- LNG火力の募集量224万kWに対して、131.5万kWが落札。

<第2回入札の結果> 募集量と落札容量

第103回制度検討作業部会
(2025年5月28日) 資料3-3

電源種		応札	落札	不落札
既設火力の改修	アンモニア混焼	9.5万kW	9.5万kW	-
蓄電池・揚水 (3～6時間)	蓄電池	514.0万kW	96.1万kW	417.9万kW
	揚水	9.8万kW	-	9.8万kW
蓄電池・揚水 (6時間～)	蓄電池	181.6万kW	40.9万kW	140.7万kW
	揚水	75.6万kW	36.1万kW	39.5万kW
既設原発の安全対策投資		434.8万kW	315.3万kW	119.5万kW
一般水力		5.2万kW	5.2万kW	-
脱炭素電源の合計		1230.4万kW	503.0万kW	727.4万kW
LNG		131.5万kW	131.5万kW	-
合計		1361.9万kW	634.5万kW	727.4万kW



約定総額

- 落札電源の個別の落札価格は経営情報のため非公表としているが、落札電源全体の落札価格（約定総額）は脱炭素電源で第1回2,336億円/年、第2回3,464億円/年。LNG火力で第1回1,766億円/年、第2回456億円/年。
- ただし、本制度では、他市場収益の約9割を還付することとしているため、過去の卸市場価格を元に還付額を試算し、還付控除後の約定総額を以下の赤字の数字のとおり公表している。

<第2回入札の結果> 約定総額

第103回制度検討作業部会
(2025年5月28日) 資料3-3

	約定総容量 (万kW)	約定総額 (億円/年)	還付※控除後の約定総額 (億円/年)
脱炭素電源 (募集量500万kW)	503.0	3,464	過去3年平均 945 (過去5年の各年度 △176~1,624)
LNG火力 (募集量224万kW)	131.5	456	過去3年平均 △52 (過去5年の各年度 △495~195)

(参考) 初回入札の約定総額

	約定総容量 (万kW)	約定総額 (億円/年)	還付※控除後の約定総額 (億円/年)
脱炭素電源 (募集量400万kW)	401.0	2,336	過去3年平均 706 (過去5年の各年度 △43~1,560)
LNG火力 (募集量600万kW)	575.6	1,766	過去3年平均 △1,343 (過去5年の各年度 △3,163~1,062)

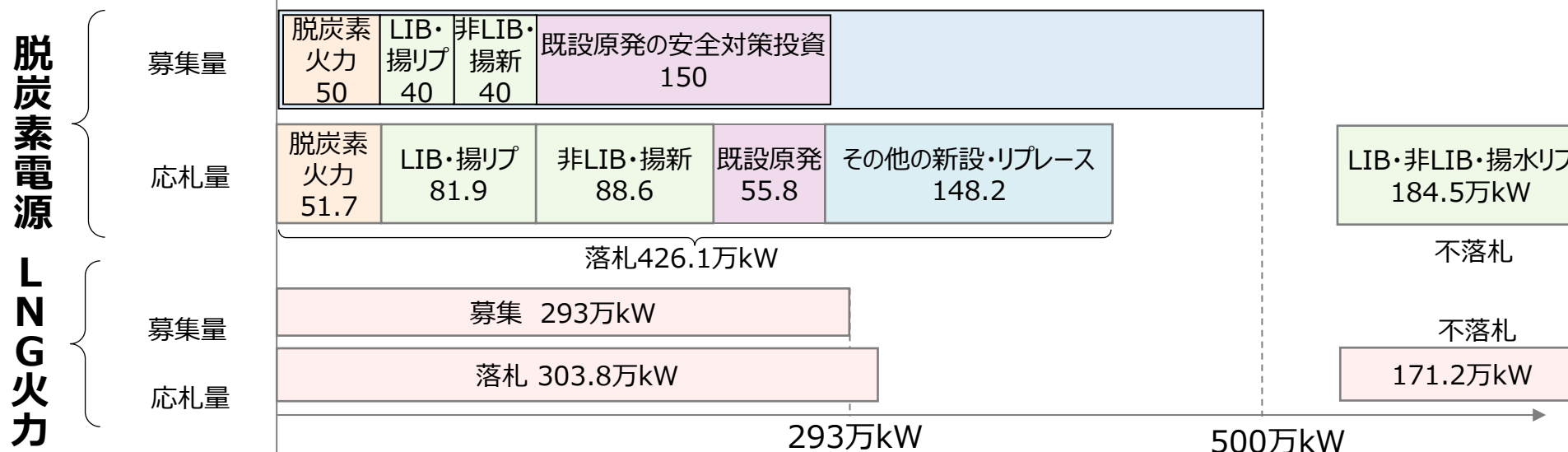
※過去3~5年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に、還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

1. 制度の概要と過去の入札結果
- 2. 第3回入札の結果**
3. 第4回入札に向けた検討

<第3回入札の結果> 募集量と落札容量

- 本年1月に実施された第3回入札では、脱炭素電源の募集量500万kWに対して、426万kWが落札。
- LNG火力の募集量293万kWに対して、303万kWが落札。

電源種		応札	落札	不落札
脱炭素火力		51.7万kW	51.7万kW	-
リチウムイオン蓄電池 ・揚水リプレース等	LIB	152.5万kW	55.1万kW	97.4万kW
	揚水リプレース等	63.2万kW	26.8万kW	36.4万kW
リチウムイオン以外の蓄電池 ・揚水新	非LIB	120.6万kW	70万kW	50.6万kW
	揚水新設	18.6万kW	18.6万kW	-
既設原発		55.8万kW	55.8万kW	-
原発		138.1万kW	138.1万kW	-
バイオマス		10.1万kW	10.1万kW	-
脱炭素電源の合計		610.6万kW	426.1万kW	184.5万kW
LNG		475万kW	303.8万kW	171.2万kW
合計		1085.6万kW	729.9万kW	355.7万kW



<第3回入札の結果> 約定総額

<脱炭素電源>

		第1回	第2回	第3回
募集量 (万kW)		400	500	500
約定総容量 (万kW)		401	503	426.1
約定総額 (億円/年)		2,336	3,464	4,748
還付※控除後の 約定総額 (億円/年)	過去3年平均	706	945	3,420
	過去5年の各年度	△43~1,560	△176~1,624	2,098 ~ 3,503

<LNG専焼>

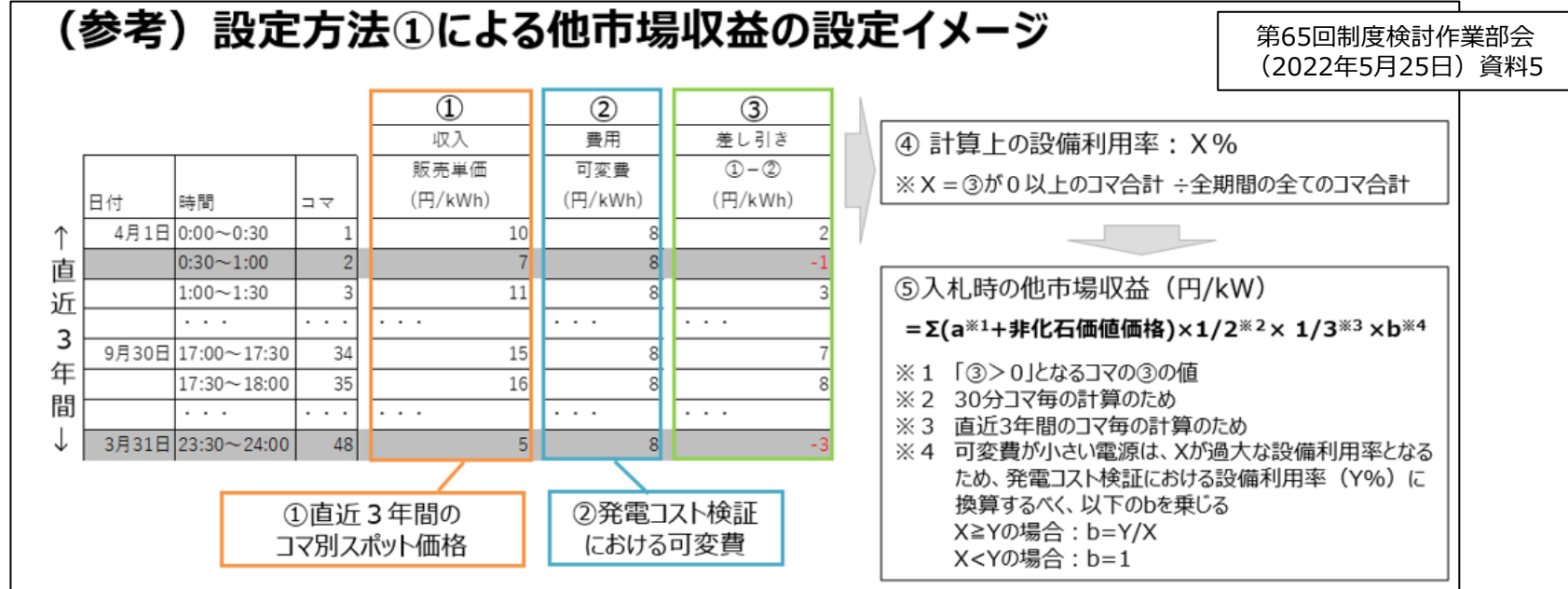
		第1回	第2回	第3回
募集量 (万kW)		600	224	293
約定総容量 (万kW)		575.6	131.5	303.8
約定総額 (億円/年)		1,766	456	1,444
還付※控除後の 約定総額 (億円/年)	過去3年平均	△1,343	△52	810
	過去5年の各年度	△3,163~ 1,062	△495~195	△ 754~870

※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	2025年度
卸市場価格 (平均)	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29	11.06

(参考) 還付額の試算方法

- 還付控除後の総額を算定するにあたって必要な還付額は、2022年5月の本部会にてお示しした「他市場収益の設定イメージ」の計算方法により算出した他市場収益の金額に、還付割合90%を乗じることにより試算する。



・上記の計算で用いる可変費・設備利用率

	太陽光	地熱	陸上風力	洋上風力	一般水力	バイオマス	原子力	LNG	水素 (10%以上)	アンモニア (20%以上)
可変費 (円/kWh)			0			21.0	1.9	9.0	9.0	6.3
設備利用率 (%)	18.3	73.9	29.1	39.3	44.8	87.0	70.0	70.0	70.0	70.0

※可変費は、直近の発電コスト検証のデータ（2023年時点）における燃料費。

バイオマスは、発電コスト検証のバイオマス（木質専焼）の燃料費。

水素・アンモニアは、別途、価格差に着目した支援制度によりLNG・石炭との値差は補填されたものと仮定し、LNG・石炭の可変費を用いる。

※太陽光、地熱、陸上風力、洋上風力の設備利用率は、上限価格算定時の諸元と同じものを用いる。一般水力は直近の調達価格等算定委員会の調達価格等に関する意見で示されている5,000kW以上30,000kW未満の中小水力発電の想定設備利用率を用いる。

その他の電源の設備利用率は、発電コスト検証と同じ値（2023年時点）。

※蓄電池・揚水は、発電コスト検証において、可変費・設備利用率が公表されていないため、還付額の試算は行わない。

<第3回入札の結果> 応札状況や約定結果の特徴


(応札・落札容量)

- **脱炭素電源の応札量は、募集量500万kWの約1.2倍の約610万kW**であり、そのうち、「**蓄電池・揚水**」の応札容量は約355万kWと、**募集上限80万kWの4倍超**となった。
- また、第2回入札から対象に追加された「**既設原発の安全対策投資**（募集上限150万kW）」は1件55.8万kWの応札があり、**落札**された。
- 一方、募集上限50万kWの「**脱炭素火力**」は、**4件51.7万kW**（水素・アンモニア）の応札があり、全件が落札された。
- **募集上限のない新設の脱炭素電源**は、**2件148.2万kW（原発、バイオマス）**の応札があり、全件が落札された。
- その結果、合計の約定量が募集量500万kWを下回ったため、あらかじめ定められたルールに基づき、応札量が募集上限を大きく上回った「**リチウムイオン蓄電池・揚水リプレイス等**」は、**募集上限（40万kW）を超える81.9万kWが落札**され、「**リチウムイオン以外の蓄電池・揚水新設**」は、**募集上限（40万kW）を超える88.6万kWが落札**された。
- それでもなお、脱炭素電源は、募集量500万kWに対して、約定量が426.1万kWとなり、**73.9万kWの未達**が生じた。
- 足元の供給力不足を踏まえ、第1回・第2回に続き緊急に募集を行った**LNG火力**については、**募集量293万kWに対して応札量は7件475万kW**となり、**4件303.8万kWが落札**された。

(約定価格・総額)

- 脱炭素電源の約定総額は4,748億円/年、LNG火力の約定総額は1,444億円/年であり、約定総量729.9万kWに対し、約定総額は6,192億円/年となった。また、一定の前提を置いた試算に基づく他市場収益の還付後の**約定総額は、脱炭素電源3,420億円/年、LNG火力810億円/年**となった。
- 加重平均約定価格は、**脱炭素電源は11.1万円/kW/年、LNG火力は4.6万円/kW/年**となり、それぞれ上限価格の約5.5割※あるいは約8割となった。

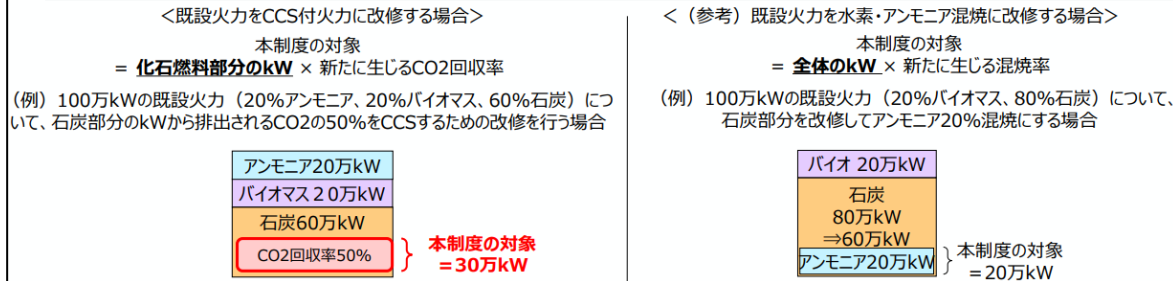
※ 脱炭素電源の上限価格は電源種毎に異なるため、上限価格の閾値である20万円/kW/年により試算

- 
1. 制度の概要と過去の入札結果
 2. 第3回入札の結果
 - 3. 第4回入札に向けた検討**

(参考) 過去の整理

<CCS付火力> 対象とするkWの範囲

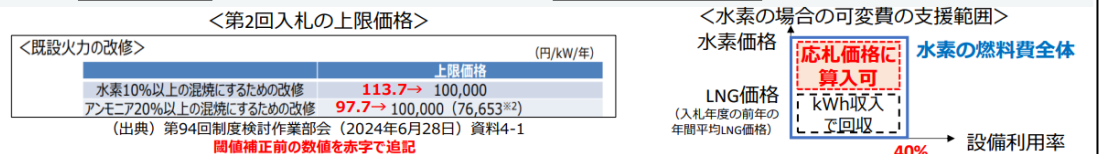
- 既設火力を水素・アンモニア混焼に改修する案件は、「**全体のkW**×新たに生じる水素・アンモニアの混焼率」を本制度の対象としている。
- 既設火力をCCS付火力に改修する案件は、以下の点を踏まえ、「**化石燃料部分のkW**×新たに生じるCO2回収率」を本制度の対象としてはどうか。
 - 改修前でも、既に一部のkWが水素・アンモニアにより脱炭素化され、**CO2を排出しないkW部分が存在する場合**がある。
 - 前述のとおり、**バイオマス部分のkWは対象外**としている。
 - **石炭とバイオマスを混焼する電源**においてCCSを行う場合は、高度化法の整理も踏まえ、石炭から発生するCO2を回収する整理とする。



(出典) 第100回制度検討作業部会 (2025年2月26日) 資料4

<水素・アンモニア・CCS> 論点① 上限価格・可変費の支援範囲

- 水素・アンモニア、更には第3回入札から対象に追加するCCS付火力は、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ことから、投資を促進するため、以下の①②の措置を講じてはどうか。
 - ① 水素・アンモニア・CCS付火力の**上限価格は、(前述の) 閾値20万円/kW/年に関わらず、(後述の) 導入が可能となる水準まで引き上げる。**
 - ② **燃料費等の可変費も、固定的な負担部分に限定せず、応札価格に算入可能とする。**
- ただし、需要家負担にも配慮し、上記①②の措置は以下の③④を前提としてはどうか。
 - ③ ②の応札価格に算入可能とする水素・アンモニア・CCS付火力の可変費は、(水素・アンモニアの価格差支援制度を参考として) **LNG・石炭の燃料代との価格差部分※に限定し**、かつ、以下の点を考慮して**発電所の設備利用率4割分までとする**。 ※CCS付火力の可変費は、CCSを行うことで追加的に発生する部分。
 - 定下の火力発電所の平均的な設備利用率は、石炭火力が6割弱、LNG火力が4割強(次頁参照)だが、将来CP(炭素税)が一定の金額になれば、石炭火力とLNG火力の可変費(メリットオーダー)が逆転する可能性。
 - 設備利用率5割分の可変費を支援対象とした場合、実際の設備利用率が5割を切れば過剰支援となる。
 - 設備利用率3割分の可変費を支援対象とした場合、燃料の上流案件としての規模が小さくなり、案件形成が困難となるリスク。
 - ④ 水素・アンモニア・CCS付火力の**募集上限を設け、第2回入札の既設火力の100万kWの募集上限よりも量を絞る**。 ※具体的な量は後日議論。代わりに、**既設火力の募集上限は撤廃**。



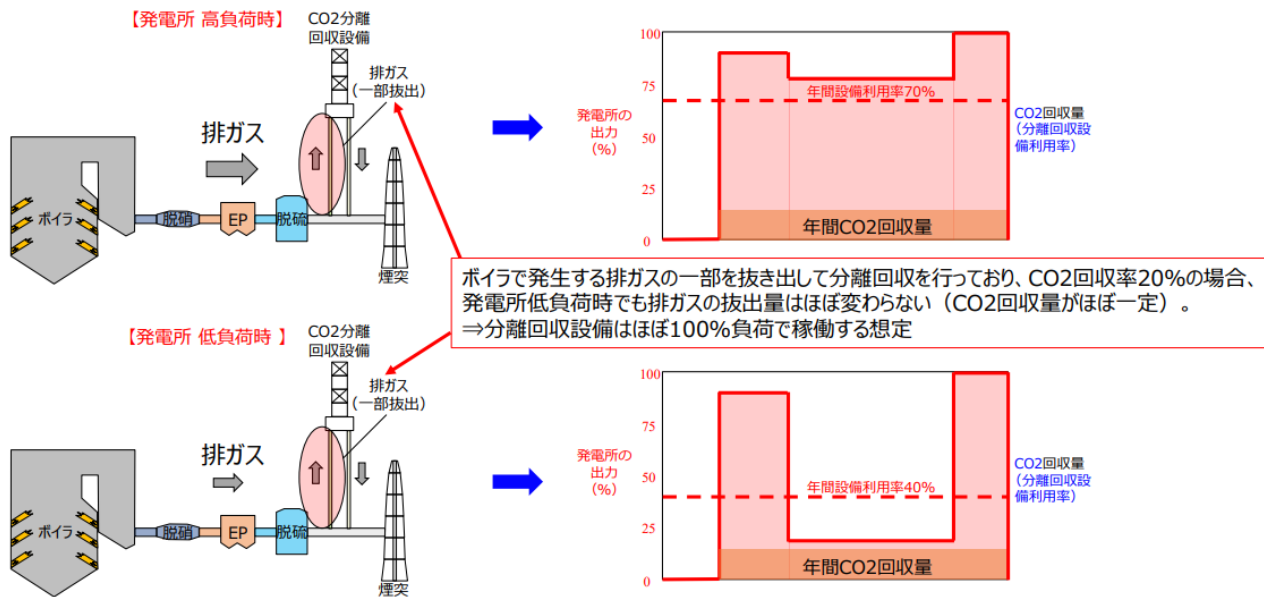
(出典) 第102回制度検討作業部会 (2025年4月23日) 資料4

CCSのCO2回収率の定義の見直し②

- CCS付火力は、水素・アンモニア混焼と異なり、**発電設備とCO2分離回収設備が別々に分かれて存在**するため、**それぞれの設備の設備利用率は連動せず**、発電所の停止時等を除いて、**分離回収設備はほぼ100%負荷で稼働する**と想定される。このため、**発電所全体のkWhとCCSのkWhが連動しない**。
- 一方で、水素・アンモニア混焼は、発電設備自体のバーナーを改造するため、**発電所全体のkWhと水素・アンモニアのkWhが連動する**。

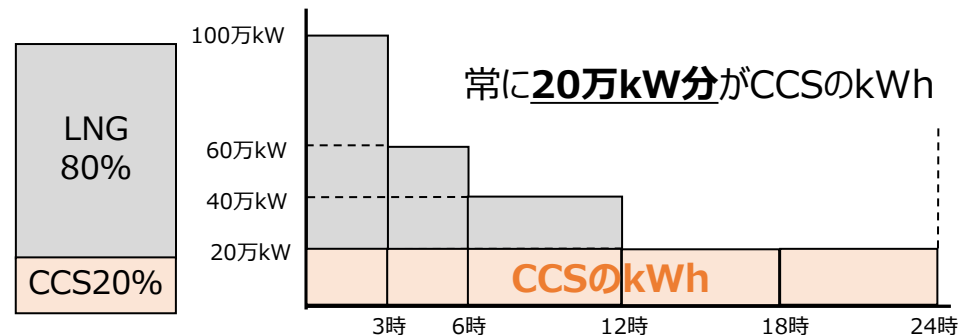
(参考) 発電所、分離回収の設備利用率について

- CO2回収率20%の場合、発電所の停止時等を除いて、分離回収設備はほぼ100%負荷で稼働すると想定され、発電所の設備利用率に影響されない。

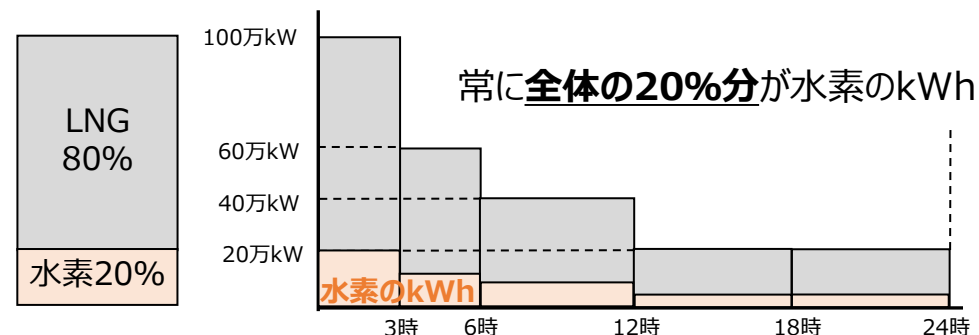


(出典) 第102回制度検討作業部会 (2025年4月23日) 資料4

<CCS付火力の場合>

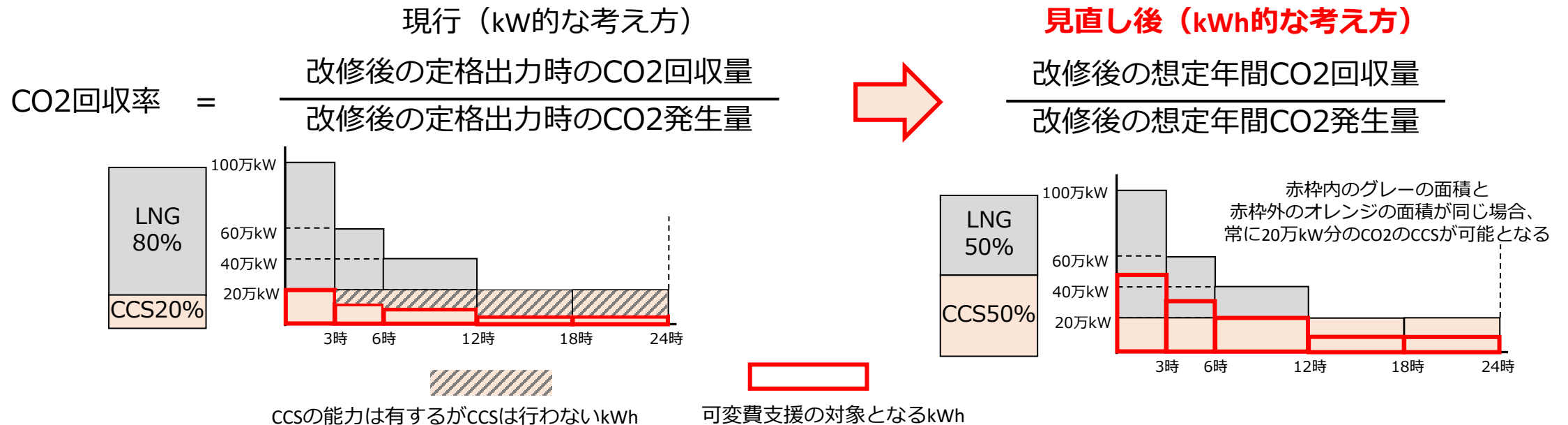


<水素・アンモニア混焼の場合>



CCSのCO2回収率の定義の見直し③

- 現在の制度では、定格出力から出力を低下させた場合に、CO2の分離回収の可能量は変わらないにもかかわらず、制度からの可変費支援の対象となるkWh（赤枠部分）が（出力に連動して）低下していく（左下の図 参照） ことになっている。そうすると、可変費支援が得られないために、実際にCCSが行われる対象も赤枠部分のCO2に限定されることが想定される。この場合、CO2分離回収設備の能力を十分に活かさない設備投資となってしまうことが、CCSの実際の案件の検討の中で判明してきた。
- このため、CO2分離回収設備の能力を最大限活用できるように、「CO2回収率」の定義を、「定格出力時のCO2発生量に対するCO2回収量の割合」（左下図）ではなく、「想定年間CO2発生量に対する想定年間CO2回収量の割合」（右下図）に見直してはどうか。



(参考) 現行のCO2回収率の定義

第100回制度検討作業部会
(2025年2月26日) 資料4

<CCS付火力> 最低CO2回収率

- 本制度では、脱炭素電源を対象としていることから、本来、脱炭素技術による専焼の発電所のみを対象とすることが望ましい。しかし、水素・アンモニアは、技術的な課題等を踏まえ、いきなり「専焼」から導入していくのではなく、まずは「混焼」から進めていくこととしている（水素は10%、アンモニアは20%）。一方で、バイオマスは、技術的な課題等が存在しないため、「専焼」のみを対象としている。
※これは、kW（設備）の整理であり、kWh（燃料）は7割を脱炭素燃料で発電するリクワイアメントを課している。
- CCS付火力は、技術的には100%に近いCO2回収率を実現することは可能だが、既設火力を改修してCCS化する場合は、敷地条件によりCCS化に必要な設備（CO2の分離回収設備や蒸気供給用のボイラー等）の設置に制約が生じる場合があること等を踏まえれば、100%のCO2回収率を求めることは適切ではないのではないかと。
- 一方で、あまりに低いCO2回収率を許容するのは、脱炭素化を促進する制度として望ましくないことから、技術的制約のある水素・アンモニアの最低混焼率（水素10%、アンモニア20%）と同程度のCO2回収率を求める観点から、20%以上、かつ、当該電源で最大限CO2を回収・貯留する前提（エネ庁が応札前に確認）である定格出力時における回収率を求めることとしてはどうか。
- その上で、他の火力電源と同様に、2050年に向けた脱炭素化ロードマップの提出を求め、その実現への取り組みを求めることとしてはどうか。

$$\text{CO2回収率} = \frac{\text{改修後の定格出力時のCO2回収量}}{\text{改修後の定格出力時のCO2発生量※}}$$

※ 電気のエネルギー源としての化石燃料の利用に伴って発生するCO2に限る。
(所内率分の発電に伴って発生するCO2を含む。CO2の分離回収に使用する蒸気を発生させるために排出するCO2は含まない。)

(参考) 水素・アンモニアとCCSの比較

※数字は、仮定の数字

	水素・アンモニア	CCS
対象kW	全体のkW×混焼率 (100万kW×20% = 20万kW)	化石燃料部分kW×CO2回収率 (100万kW×20% = 20万kW) ⇒今回の見直し後：50万kW
混焼率・CO2回収率の定義	常時 (20%)	定格出力時 (20%) ※出力低下時 (20%超) ⇒今回の見直し後：全体のCO2排出量の50%
想定される脱炭素kWh	全体のkWh×混焼率 (全体kWhの20%)	CCS部分のkW×稼働時間 ※イメージの様な発電の場合 (全体kWhの50%) ⇒今回の見直し後：全体のkWhの50%
リクワイアメント ※設備利用率4割未満の場合	混焼率リクワイアメント： 対象kWで発電するkWh (赤枠) のうち、水素・アンモニアの燃料で発電したkWhが7割以上	CO2貯蔵率リクワイアメント： 対象kWからのCO2発生量 (赤枠) のうち、実際のCO2貯蔵量が7割以上
イメージ	<p>100万kW 60万kW 40万kW 20万kW</p> <p>LNG 80% 水素20%</p> <p>3時 6時 12時 18時 24時</p> <p>可変費支援の対象となるkWh</p>	<p>100万kW 60万kW 40万kW 20万kW</p> <p>LNG 80% CCS20%</p> <p>3時 6時 12時 18時 24時</p> <p>可変費支援の対象となるkWh</p> <p>見直し後</p> <p>赤枠外のオレンジの面積は赤枠内のグレーの面積に充当可</p> <p>100万kW 60万kW 40万kW 20万kW</p> <p>LNG 50% CCS50%</p> <p>3時 6時 12時 18時 24時</p>