

長期脱炭素電源オークションについて

2024年5月27日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

- 第2回以降の入札に向けた検討として、本日は、以下の論点について御議論いただきたい。

第86回制度検討作業部会（2023年11月29日）
資料5から抜粋し一部修正

	電源種	論点		
今回追加	全電源	① 第2回入札の脱炭素電源の募集量 ② 第2回入札の募集上限 ③ 第2回入札のLNG専焼火力の募集量 ④ 他市場収益の還付割合 ⑤ 供給力提供開始期限 ※3/22に議論済 ⑥ 相対契約の規律 ※3/22に議論済		
今回追加	水素・アンモニア (新設/既設)	① 上流側のコストのうち、固定費に当たる部分の扱い ※1/31に議論済 ② 上限価格 ※3/22に議論済 ③ 事業者間の公平性 ※1/31に議論済		
			バイオマス (新設/既設)	① 上限価格 ※3/22に議論済 ② FIT認定を受けているバイオマス混焼の石炭火力の扱い
今回追加	CCS付火力 (新設/既設)	① CCS事業への政府支援策と本制度との関係 ② 上限価格 ③ リクワイアメント（設備の最低CO2回収率、実際の混焼率） ④ 検討すべきタイミング		
			原子力 (既設)	① 具体的な対象範囲 ※1/31に議論済 ② 上限価格 ※3/22に議論済 ③ 事業者間の公平性 ※1/31に議論済
今回追加	一般水力 (新設/既設)	① 3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件を新たに対象に追加 ※1/31に議論済 ② 上限価格 ※3/22に議論済		
			蓄電池・揚水	① 最低入札容量 ② 上限価格 ③ 蓄電池に対する規律の在り方

第2回入札に向けた検討

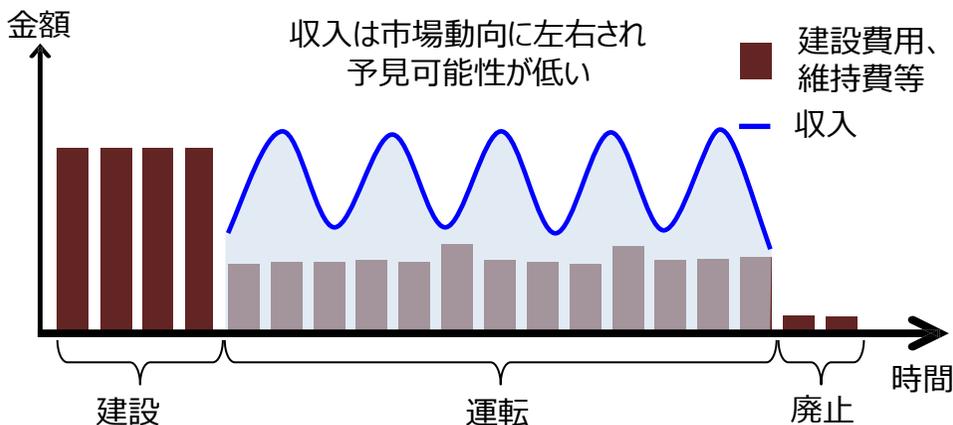
- 第2回入札に向けて、例えば以下のような検討項目についてどのように考えるか。その他に検討すべき事項はあるか。

検討事項(例)	具体的な内容
募集量・ 募集上限	<ul style="list-style-type: none">● 初回の脱炭素電源の募集量は400万kWとしたが、募集量を超える780万kWの応札があったことを踏まえ、第2回の募集量はどのように設定すべきか。● 初回の「既設火力の改修案件」の応札量は82万kWとなり、募集上限100万kWには到達せず、結果として、応札案件の全てが落札となったが、第2回の募集上限はどのように設定すべきか。● 募集上限を大きく超える応札があった「蓄電池・揚水」の第2回の募集上限はどのように設定すべきか。● LNG火力の3年間（2023～2025年度）の募集量600万kWのうち、初回で575万kWが落札したが、第2回の募集量をどのように考えるか。
エリア偏在	<ul style="list-style-type: none">● 初回の落札電源は、一定程度全国のエリアに配分されたと考えられるが、今後、偏りが生じるような場合に、どのような工夫が考えられるか。
上限価格	<ul style="list-style-type: none">● 初回の落札電源は、ある程度様々な電源種が落札することになったが、第2回の上限価格の設定において考慮すべき点はあるか。
事業報酬・ 他市場収益の 還付	<ul style="list-style-type: none">● 電源種毎に応札量のばらつきがみられたものの、募集量を大きく超える応札があったが、事業報酬率の税引前WACC5%の水準や、他市場収益の約9割の還付（事業報酬が1～2%程度増加※）について、どのように考えるか。 ※市場価格等一定の前提を踏まえた試算結果（次頁の右下を参照）
制度適用期間	<ul style="list-style-type: none">● 運転開始から原則20年間としているが、「建設期間中の支払いが無い」との指摘もある中で、どのような対策が考えられるか。
落札後の 固定費変動	<ul style="list-style-type: none">● 第2回入札から海外の上流固定費を対象にする場合、為替変動や海外の物価変動に対する制度上の仕組みがないことに対する指摘について、どのような対策が考えられるか。

(参考) 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（初回の応札を2024年1月に実施）**。
- 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〉



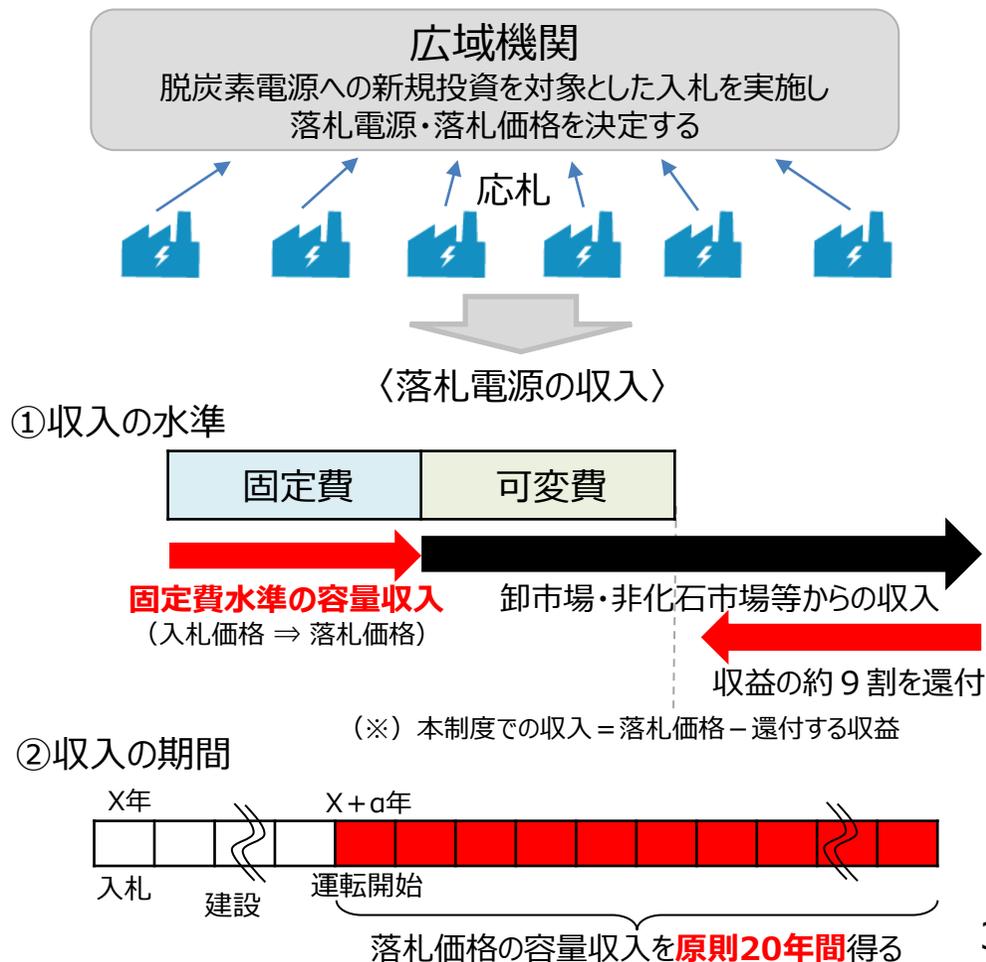
〈投資判断に必要な要素〉

①投資判断時に**収入の水準**を確定させたい



②投資判断時に**長期間の収入**を確定させたい

〈新制度のイメージ〉



見直しに向けた基本的考え方

- 初回オークションでは、全体の応札量が募集量400万kWの約2倍となったが、募集上限のある既設火力の改修は、応札量が募集上限100万kWを下回った。また、募集上限のない新設・リプレースは、応札全量が約定となった。
- 今後、本オークションを活用しつつ、脱炭素電源への新規投資を一層促進していく上では、一定の応札量を継続的に確保していくことが欠かせない。
- そのためには、事業報酬率や他市場収益の還付率、上限価格の見直しなどにより、応札インセンティブを高めることが効果的であり、本作業部会においても、これまで様々な御意見をいただいている。
- 他方、これらの見直しは、需要家負担の増加に直結するほか、事業報酬率や他市場収益の還付率の見直しは、初回オークション参加者との公平性の問題も生じ得る。
- また、既設火力の改修と同様に100万kWの募集上限が設定された揚水・蓄電池について、応札量が募集上限の5倍超となったことを踏まえると、現行のインセンティブは必ずしも不十分ではないと考えられる。
- 更に、水素・アンモニア混焼等に関する上限価格の引き上げは、3月の本作業部会でお示したとおり、現時点での建設費諸元等を前提とする限り相当の引き上げが不可欠となり、需要家の大幅な負担増につながる可能性が高い。
- この点、募集量を引き下げれば負担の増加は抑制可能であるが、スモールスタートで開始した本オークションにおいて、募集量の引下げには慎重な対応が求められる。

見直しに向けた基本的考え方

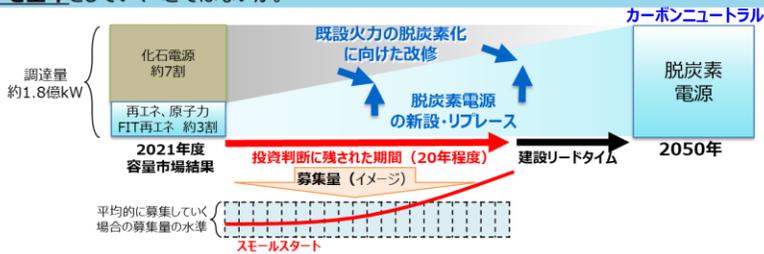
- このため、**次回オークションで直ちに応札インセンティブを高めることはせず、応札インセンティブの在り方については、引き続き今後の課題**としてはどうか。
- なお、初回オークションにおける揚水・蓄電池の多数の応札は、競争を通じて脱炭素電源への新規投資の効率化につながるものである。
- 他方、既設電源の改修等に比べて応札量が極めて多かったことからすると、例えば、最低入札容量など、相対的に応札のハードルが低かった可能性もある。また、蓄電池については、電源建設に比べて土地の確保や地元調整等の応札に向けた準備作業の負担が相対的に小さいほか、事業者によって準備状況にバラツキがあるとの指摘もある。
- このため、競争条件を可能な限り共通化する観点から、特に**蓄電池については、応札条件の見直しを検討すること**としてはどうか。
- その上で、**既設電源の改修を含めた各リソースの募集量・募集上限**については、これから本格化する新たなエネルギー基本計画策定に向けた議論を見据えつつ、**電力の安定供給及び脱炭素化の促進の観点から、最終的に判断**することとしてはどうか。

<全電源> 論点① 第2回入札の脱炭素電源の募集量

- 初回入札の脱炭素電源の募集量は、以下の点を踏まえ、**400万kW（応札容量ベース）**とした。
 - 2050年カーボンニュートラルを達成するためには、足元の容量市場で確保されている約1.2億kWの化石電源の全てを20年程度で脱炭素電源に置き換えていくとすると、**年平均で約600万kW程度の導入が必要**。
 - 一方で、今後のイノベーションにより効率的に導入することが可能となる可能性もあることから、本制度の初期段階における脱炭素電源の募集量は、**スモールスタートを基本としていくべき**。

募集量の基本的な考え方について

- 2021年度の容量市場の結果では、調達量の約7割（約1.2億kW）を化石電源が占めている。
- 2050年カーボンニュートラルを達成するためには、今後の省エネや電化の結果次第ではあるが、約7割の化石電源を脱炭素電源に置き換えていくことや、現状存在する脱炭素電源のリプレース等を進めていく必要がある。
- 電源建設には一定のリードタイムが必要であることから、投資判断に残された期間は、残り20年程度となるため、仮に約1.2億kWの化石電源の全てを脱炭素電源に置き換えていくとすると、年平均で約600万kW程度の導入が必要となる。一方で、足下ではFIT再エネが期待容量ベースで年間150万kW程度増加しているところ。
- こうした中で、必ずしも本制度措置のみで脱炭素電源の導入を行っていく訳ではないこと、今後の様々なイノベーションにより、より効率的に脱炭素電源を導入することが可能となる可能性もあり、制度開始当初から平均的な導入量を募集すると競争圧力が働かず結果的に国民負担が増加する可能性があることを踏まえれば、本制度措置の初期段階における募集量は、**スモールスタートを基本としていくべきではないか**。



(出典) 第61回制度検討作業部会 (2022年1月21日) 資料4

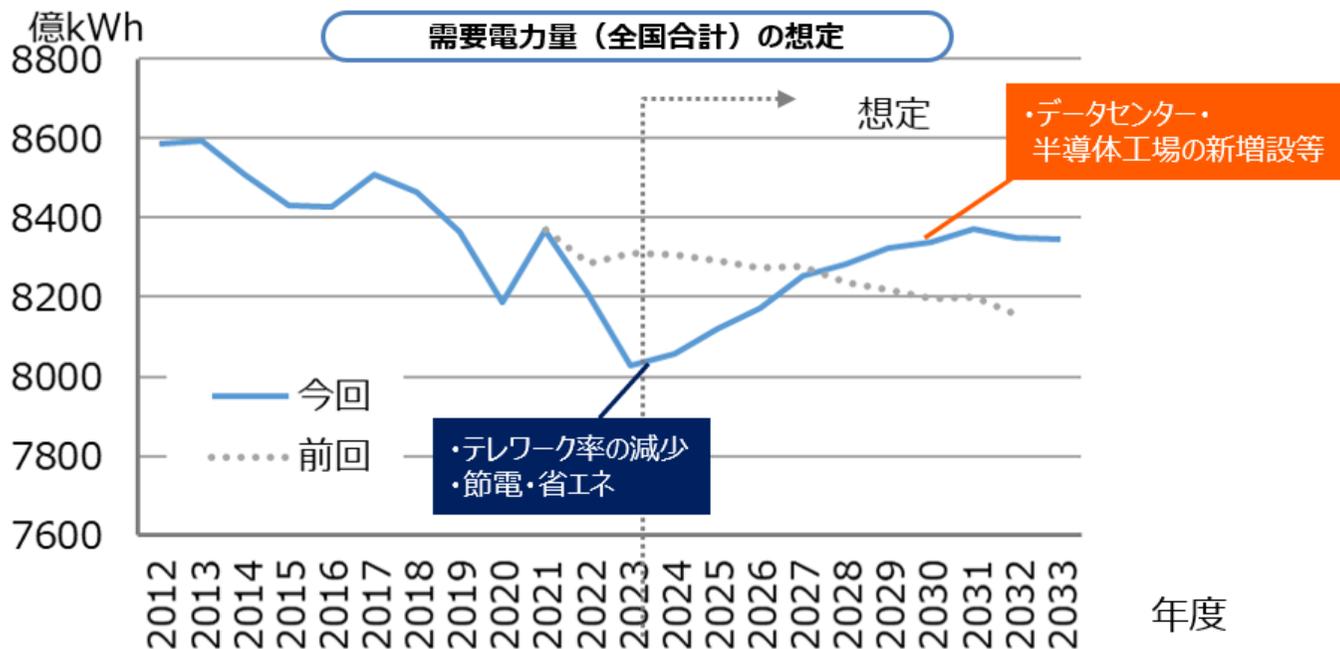
論点2-1. 脱炭素電源の募集量

- 本制度で確保される脱炭素電源は、**中長期的な供給力・調整力**として期待されるだけでなく、**2030年のエネルギーミックスの達成や、2050年カーボンニュートラル実現のための電源となることが期待される**ことから、脱炭素電源の募集量は、こうした観点を踏まえて設定することが必要ではないか。
- 一方で、第8次中間とりまとめで整理されているように、足下の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程度の導入が必要となるが、今後のイノベーションにより効率的に導入することが可能となる可能性もあること等を踏まえ、**本制度の初期段階における脱炭素電源の募集量は、スモールスタートとしていくこととされている**。
- また、11月24日の電力・ガス基本政策小委員会では、**初回オークションにおける脱炭素電源の募集量**について議論が行われ、**300万kW以上600万kW未満とすることを基本**とすることとされた。
- これらを踏まえ、2023年度の初回オークションにおける脱炭素電源の募集量は、**「400万kW（応札容量ベース）」**とし、翌年度以降の募集量は、落札電源の状況や今後のイノベーションの動向を踏まえて検討することとしてはどうか。
- なお、上記の募集量は、供給力と調整力の区別無く設定するが、今後の調整力の確保状況に応じて、調整力を別枠で募集することも含め、将来検討することとしてはどうか。

(出典) 第72回制度検討作業部会 (2022年11月30日) 資料6

<全電源> 論点① 第2回入札の脱炭素電源の募集量

- 初回入札の応札容量は、募集量の2倍弱となる**780万kW**となり、募集量を大幅に超えた。
- 第2回入札から、「既設原発の安全対策投資」や「3万kW以上10万kW未満の一般水力の新設・リプレース案件」が新たに本制度の対象に追加された場合、応札容量は数百万kWレベルで大幅に増加する可能性がある。
- また、本年1月に広域機関が公表した今後10年間の電力需要の想定は、データセンターや半導体工場の新增設等により**大幅増**となり、人口減少や節電・省エネ等により減少傾向を見込んでいた昨年までの見通しから一変した。このため、電源投資の必要性は従来以上に高まっている。
- これらの点を踏まえ、第2回入札の募集量は、初回入札の募集量400万kWを超える水準に設定してはどうか。



(出典) 電力広域的運営推進機関HP 2024年度 全国及び供給区域ごとの需要想定について

(参考) 前回いただいた脱炭素電源の募集量に関する御意見

- 今後に向けた検討項目について、募集量の脱炭素電源は400万kWであり、募集量を超える780万kWの応札があった。今後について、初回は、まずスモールスタートということで設定した認識であり、今回の結果を受けて、当時の思想を変えることではなく、**少しずつ引き上げる方向を軸に今後詳細検討**ということかと思う。
- 募集量に関して、安定供給の観点では、その将来時点での調整力や慣性力等の必要量に基づき、募集量を決めていく考え方もあるのではないか。20年、30年先の電源構成の想定は、難しい部分も多いが、供給計画が10年先までは取りまとめられているので、供給開始年度が10年よりも短い電源種に関しては、これをもとに募集量や募集要件を設定できないか、検討していくことも重要。
- 上限価格を必要があれば見直すことは当然のこと。あらゆることで見直すことは当然のことだが、一方で上限価格をもし上げる方向で、今後より入りやすくなる方向で出てくることがあったとすると今回応募してくれた人がもっと待った方が良かったのかとなる制度設計は一般論としてとてもまずい。だからといって、既に終わったオークションで、また追い銭を与えるような制度設計も良くない。**仮に上限価格を見直し、より応札者に有利な方向にするとするならば、応札量の方はそれを勘案して相当に絞らなければいけない。**そちらの量が絞られる結果として、むやみに高いコストの事業者は落札できない状況をより厳しく作ることとセットでないと、そのようなインセンティブを与えてしまう。その意味で上限価格の話と量の話はリンクし、他のあらゆる調達のところでも議論されているのと全く同じこと。安定供給上、これだけの量が必要という発想は、そもそも容量市場で、確保することを考えれば、むやみに言うべきことではない。この点については十分に考えた上で、将来の見直しをしていただければ。
- 広域機関による2024年度供給計画に基づく需要想定では、これまでの減少トレンドから増加トレンドに転じ、さらに、一般水力の適用範囲拡大や、既設原子力の対象化といった状況変化も踏まえると、**全体の募集量について、400万kWからの拡大をご検討頂きたい。**

<全電源> 論点② 第2回入札の募集上限

- 初回入札では、「既設火力の改修案件」と「蓄電池・揚水」は、必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないこと、供給力としての価値が限定的であることを踏まえ、それぞれ100万kW（応札容量ベース。全体の1/4）の募集上限を設定した。

第72回制度検討作業部会
(2022年11月30日) 資料6

論点2-2. 既設火力・蓄電池の募集上限

- 既設火力の改修案件（アンモニア・水素混焼、バイオマス専焼）は、第6次エネルギー基本計画において、2030年度の電源構成において、水素・アンモニアで1%程度（93.4億kWh程度）を賄うことを想定しており、この電力量を仮に設備利用率70%で発電するためには水素・アンモニアが152万kW程度必要である。これを参考に、建設工事の期間等も考慮し、2年程度の入札で達成しうる水準として、初回オークションにおける募集上限は100万kW（応札容量ベース。全体の1/4）としてどうか。
- 蓄電池は、論点1と同様に、揚水とできる限り同じ土俵で競争できる環境を整備すべきであることから、蓄電池と揚水の合計の募集上限を設定してはどうか。募集量は、蓄電池と揚水は放電・発電のためには蓄電・ポンプアップが必要であり、供給力としての価値が限定的であるため、初回オークションにおける募集上限は100万kW（応札容量ベース。全体の1/4）としてどうか。
※参考：令和3年度補正「再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業」で採択された案件が約20万kW
- なお、上記のいずれかの案件に偏ることのないよう、上記の募集上限はそれぞれ独立して設定することとしてどうか。



第67回制度検討作業部会（2022年6月22日）にいただいた御意見

・既設火力の改修に募集上限を設けるといふところが一番最後にあるんですけども、こちらに異論はないんですけども、募集量の4分の1程度が適切か否かにつきましては、全体の募集量の規模感が見えにくい現状では、判断が難しいかと考えています。エネルギー基本計画に織り込まれた2030年断面の水素・アンモニア比率1%、これを達成するには既設混焼の取り組みが非常に重要だと思っておりますので、この計画との整合性が担保されるよう配慮した検討も必要ではないかと考えております。

<全電源> 論点② 第2回入札の募集上限

- 「既設火力の改修案件」は、初回入札の応募容量・落札容量が82万kWと、募集上限の100万kWに届かなかったが、引き続き水素・アンモニア等への投資を促進するため、初回入札と同じ水準の募集上限としてはどうか。
- 「蓄電池・揚水」は、初回入札では、応募容量が539万kWと、募集上限100万kWを大きく超える応募・落札があったことを踏まえ、後述のとおり事業規律の確保を求めると共に募集上限を増加させてはどうか。ただし、本制度はkW当たりの価格で競争する仕組みであるため、長時間の運転継続ができる蓄電池より、短時間の運転継続しかできない蓄電池の方が価格面で有利となるが、再エネの出力制御量の抑制に活用することを考慮すれば、長周期変動にも対応しやすい長時間の運転継続ができる蓄電池の導入を促進していくことが必要ではないか。このため、蓄電池・揚水の募集上限は、運転継続時間が3時間以上6時間未満の案件の募集上限と、運転継続時間が6時間以上の案件の募集上限に分けて設定してはどうか。
- また、第2回入札から対象に追加する「既設原発の安全対策投資」は、新設・リプレース案件と同様に、投資によって発電所全体のkWが新たに供給力として活用できるようになるものの、既に、最初の運転開始から一定期間経過している点が新設・リプレース案件と異なる。既設原発の再稼働を加速しつつ、脱炭素電源の新設・リプレースを着実に進める観点から、既設原発の安全対策投資については、一定の募集上限を設定してはどうか。

蓄電池の活用に向けた更なる検討

- 系統用蓄電池の活用については、前回（10/16）の本WGにおいて、出力制御量の抑制に活用できないか、実証等を通じて、制度的な課題を含めた実務的な課題等について、検討を深めていくこととされた。
- 一方、足元では、蓄電池の導入拡大に向けた予算支援措置や、来年1月に第1回オークションが行われる長期脱炭素電源オークションを通じて、蓄電池の導入が進むことが期待されている。
- これらの蓄電池導入支援に際し、再エネの出力制御量の抑制に活用することを念頭に、十分なkW容量を確保しつつ長周期変動にも対応しやすい、長時間容量の系統用蓄電池の導入を促進していくことが有効ではないか。
※米国や豪州等、海外においても、長時間容量の系統用蓄電池の導入が進められている。
- このため、今後の系統用蓄電池の導入支援においては、再エネの出力制御量の抑制の観点から、長周期変動に対応しやすい系統用蓄電池の導入を促すことも検討してはどうか。
- また、再エネの出力制御量の抑制に向けては、家庭の電力需要のシフトに寄与する家庭用蓄電池の導入拡大も欠かせない。
- そのような観点から、低圧での蓄電池の系統連系に関し、今般閣議決定された「デフレ完全脱却のための総合経済対策」では、「認証制度等の在り方を見直す」とされており、今後、蓄電池の系統連系手続の円滑化に向けた検討を進めることとしてはどうか。
- 具体的には、例えば、一般財団法人電気安全環境研究所（JET）認証について、関係規程や運用面の見直しを検討することとしてはどうか。

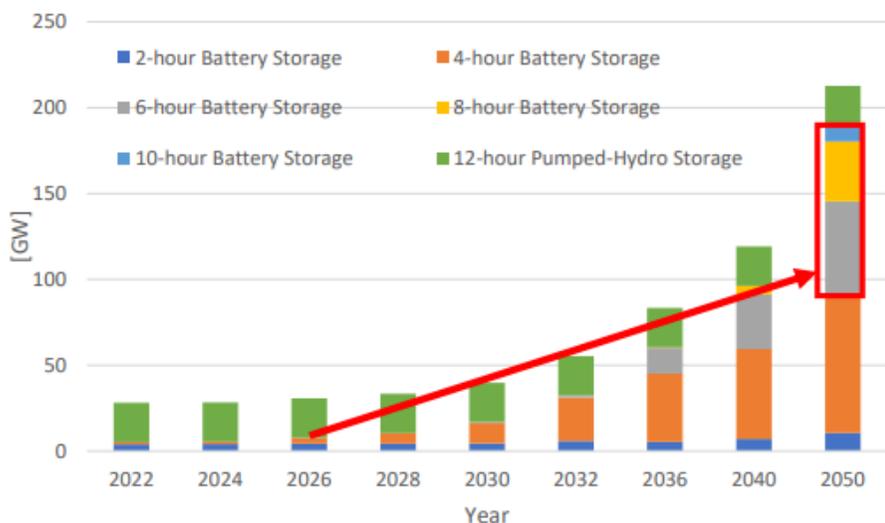
(参考) 諸外国における長時間容量蓄電池の動向

- アメリカでは、2020年代後半から6時間以上の時間容量をもつ蓄電池の導入が本格化してきており、2050年には全体の5割を占めるとの予想もある。
- 出力制御が発生する時間帯をカバーできる時間容量を持つ系統用蓄電池の導入促進に資する取組を検討することも必要ではないか。

(内閣官房) 第3回GX実現に向けた専門家WG (2023年11月8日) 配布資料より抜粋

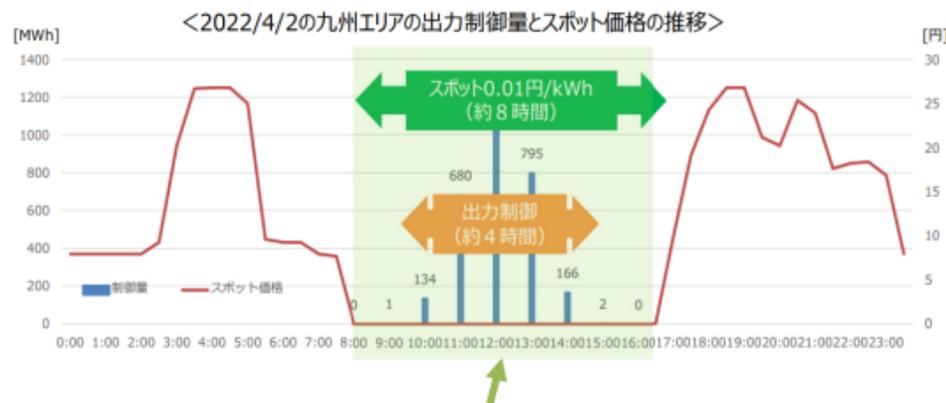
米国における導入予測 (累計)

米NRELによれば、同国内で20年代後半から**6時間以上蓄電池の導入が本格化**。2050年には全体の5割弱を占めると予想。



九州エリアの出力制御量とスポット価格の推移

九州エリアでは既に、出力制御やスポット価格が0.01円/kWhとなる時間が4時間を超える断面が発生。



再エネの有効活用や出力制御の対策に向け4時間超の長時間充放電可能な蓄電池の活用も期待

(出典) National Renewable Energy Laboratory (NREL) HP (2023年11月3日時点)
(<https://www.nrel.gov/analysis/storage-futures.html>) を基に資源エネルギー庁にて編集

<全電源> 論点③ 第2回入札のLNG専焼火力の募集量

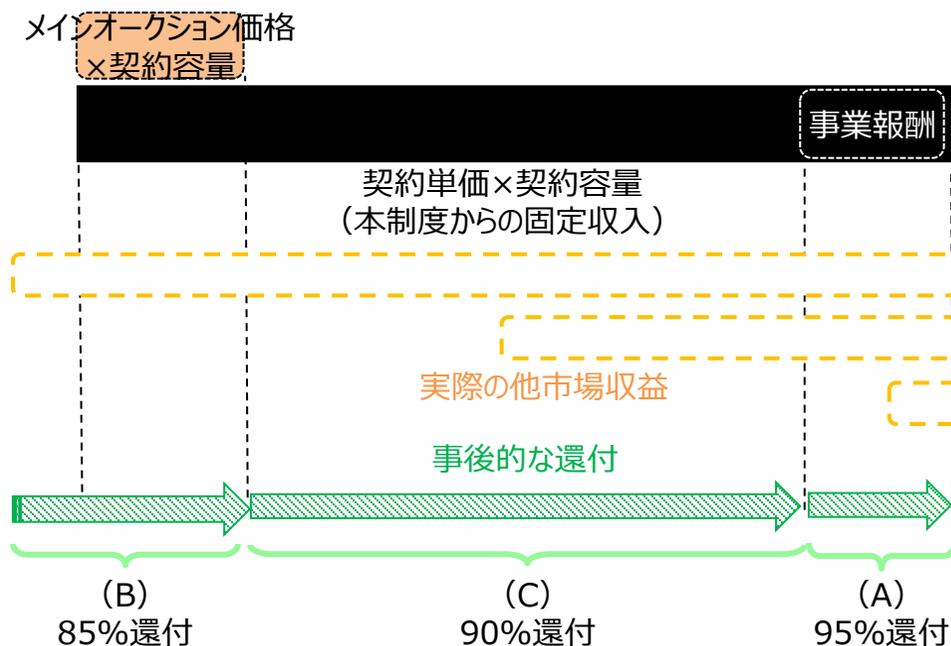
- LNG専焼火力の募集量については、火力発電の供給力が2030年までに約900万kW減少する可能性があること、2030年のエネルギーミックスでは足元で7割強を占める火力比率を約4割に引き下げることにしていること等を鑑み、**2023－2025年度の3年間で600万kWの募集**としていた。
- 初回オークションでは、募集量600万kWに対して**落札容量575万kW**と、募集量の大半を占める結果となった。
- 他方、LNG専焼火力の募集量の議論を行ったときからの**状況の変化として**、電力広域的運営推進機関が2024年1月に公表した**今後10年間の電力需要の想定**は、データセンターの新增設等により、**増加する見通し**となった。
- また、2031年以降についても、引き続き、既存の高経年の火力電源の退出が進展していくと考えられるなど、2030年やそれ以降を見据えた際の**供給力の確保については予断を許さない**。
- 以上を踏まえ、**LNG専焼火力の募集量については、増加させる方向で検討を進めてはどうか**。
- 具体的な募集量については、今後の電力需要の想定等を念頭に、**安定供給に必要十分な供給力を確保する観点や、他の脱炭素電源の導入状況等の観点も踏まえつつ、検討を進めてはどうか**。
- なお、初回オークションでは短期的な供給力の確保を目的としていたため、供給力提供開始期限は、6年と設定していたものの、今後中期的な供給力確保を行うことや、今回のオークション結果によりメーカー側の工事ひっ迫も想定され、現状の期限6年では応札案件が限定される可能性もあることなどから、**LNG専焼火力の供給力提供開始期限を延長することも検討してはどうか**。

(参考) 前回いただいたLNG専焼火力の募集量に関する御意見

- LNGについては、3年間で600万kWと考えていたところ、初回でそのほとんどが約定。早期に調達できた点は、短期的な供給力手当の観点から効果があった。加えて、今後長期的な需要の見通しが段々増加方向になり、変わってきた部分もあるので、応札の状況等を踏まえると、**LNGの枠をもう少し増やしていくことも考えてよいのか**と感じるが、今後のエネルギー基本計画との関係を踏まえながら連携して検討を進める必要。
- LNGの部分で募集容量600万のうち、ほぼ埋まったことに関し、トランジションとして見た場合の**LNGは非常に重要性が今のところは高く**、このあたりの募集量をどうするかに関して、少し議論をしていくべき、少し**拡大の方法も考えるべき**ではないか。
- LNG火力は、3年分の募集量をほぼ満たす結果となったが、電源の老朽化が進む中での供給力確保や、再エネ導入に必要な調整力の確保、さらには将来における水素混焼・専焼化やCCS等の脱炭素化のポテンシャルの観点から、今後、LNG火力を戦略的に活用していく必要があり、脱炭素化することを前提としている**LNG火力の募集量拡大についても御検討頂ければ**。
- 募集条件のLNG火力枠は1年で埋まったが、これからエネルギー基本計画の議論や、現在OCCTOで行われている将来の需給シナリオの議論があり、こういう見通しを踏まえて、改めて本当に**LNGの枠をこれで終わりにしていいのか、改めて議論いただければ**。

<全電源> 論点④ 他市場収益の還付割合について

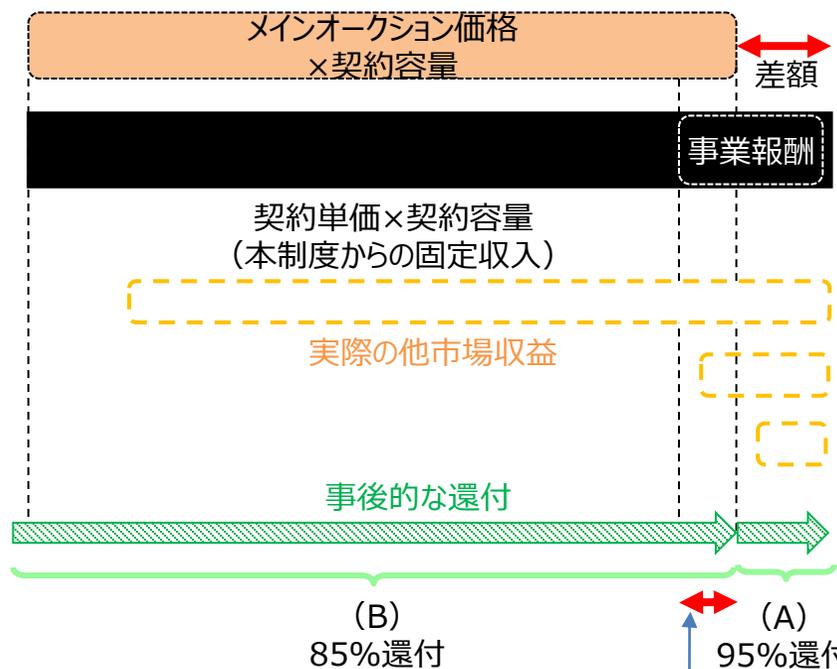
- 本制度の落札電源については、実際のお市場収益の約9割を広域機関に還付することとしているが、具体的には、次のように年間の他市場収益の多寡に応じて、還付率を3段階に分けることとしている。
 - (A) 実際のお市場収益のうち、応札価格に織り込まれている「事業報酬（円/年）」までの部分は、その95%を還付
 - (B) 実際のお市場収益が、「契約単価×契約容量」と供給力提供年度における「容量市場のメインオークション価格（当該電源が立地するエリアプライス）×契約容量」の差額を超える場合は、メインオークションよりも国民負担が小さくなることを踏まえ、その超過額分の85%を還付
 - (C) (A)と(B)の間のお市場収益は、その90%を還付
- ただし、本制度の落札価格（契約単価）が小さい場合には、(A)と(B)が重なり合う場合も想定されるため、この場合の扱いを整理しておく必要がある。



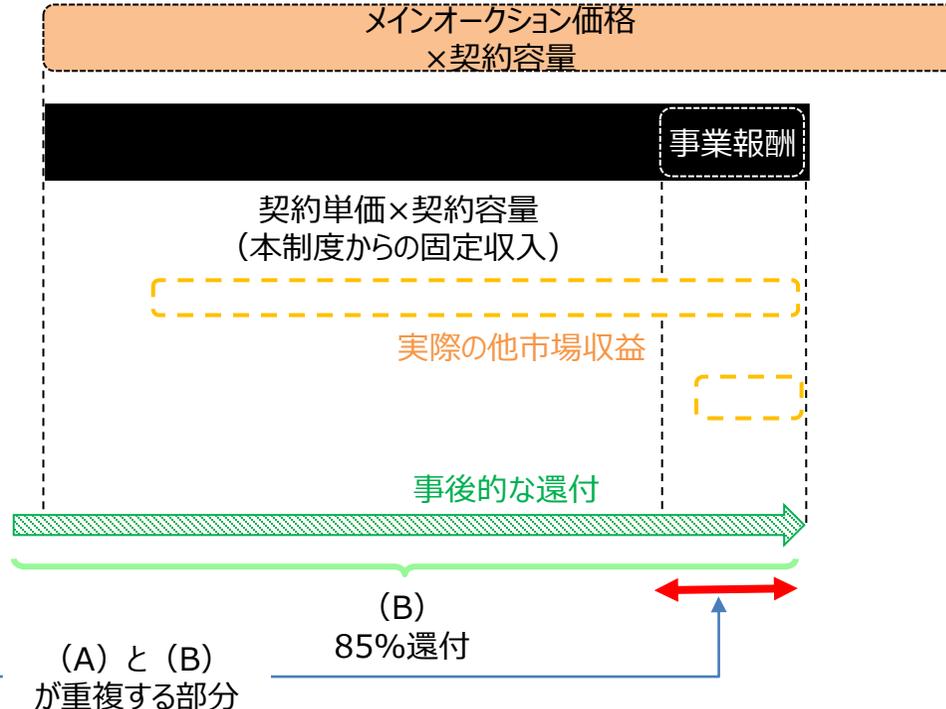
<全電源> 論点④ 他市場収益の還付割合について

- 左下の図のように、「**契約単価－メインオークション価格 < 事業報酬**」の場合は、(A)と(B)が重なり合うため、重複部分を(A)の95%還付とする方法と、(B)の85%還付とする方法の2通りが考えられる。この**重複部分**は、(B)を設定した趣旨（メインオークションよりも国民負担が小さくなること）を踏まえ、**(B)の85%還付**とすることとしてはどうか。
- 右下の図のように、「**契約単価－メインオークション価格 < 0**」の場合にも、(A)と(B)が重なり合うが、上記と同様に、**重複部分は(B)の85%還付**とすることとしてはどうか。
- この整理は、第1回入札の落札電源でも該当しうることから、**第1回入札の落札電源にも適用**することとしてはどうか。

契約単価－メインオークション価格 < 事業報酬 となるケース



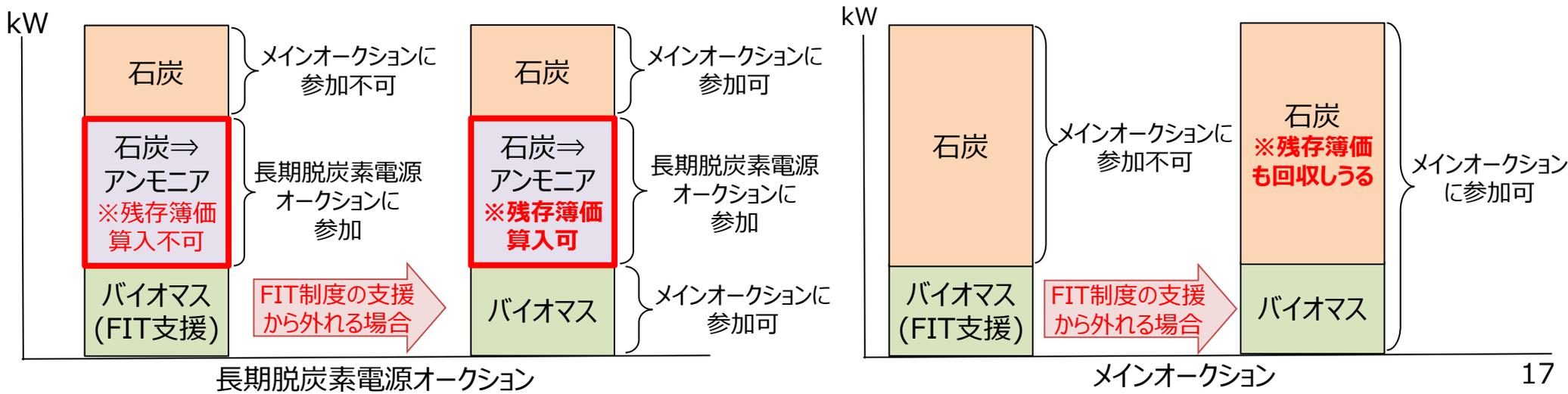
契約単価－メインオークション価格 < 0 となるケース



<バイオマス> 論点② FIT認定を受けているバイオマス混焼の石炭火力の扱い

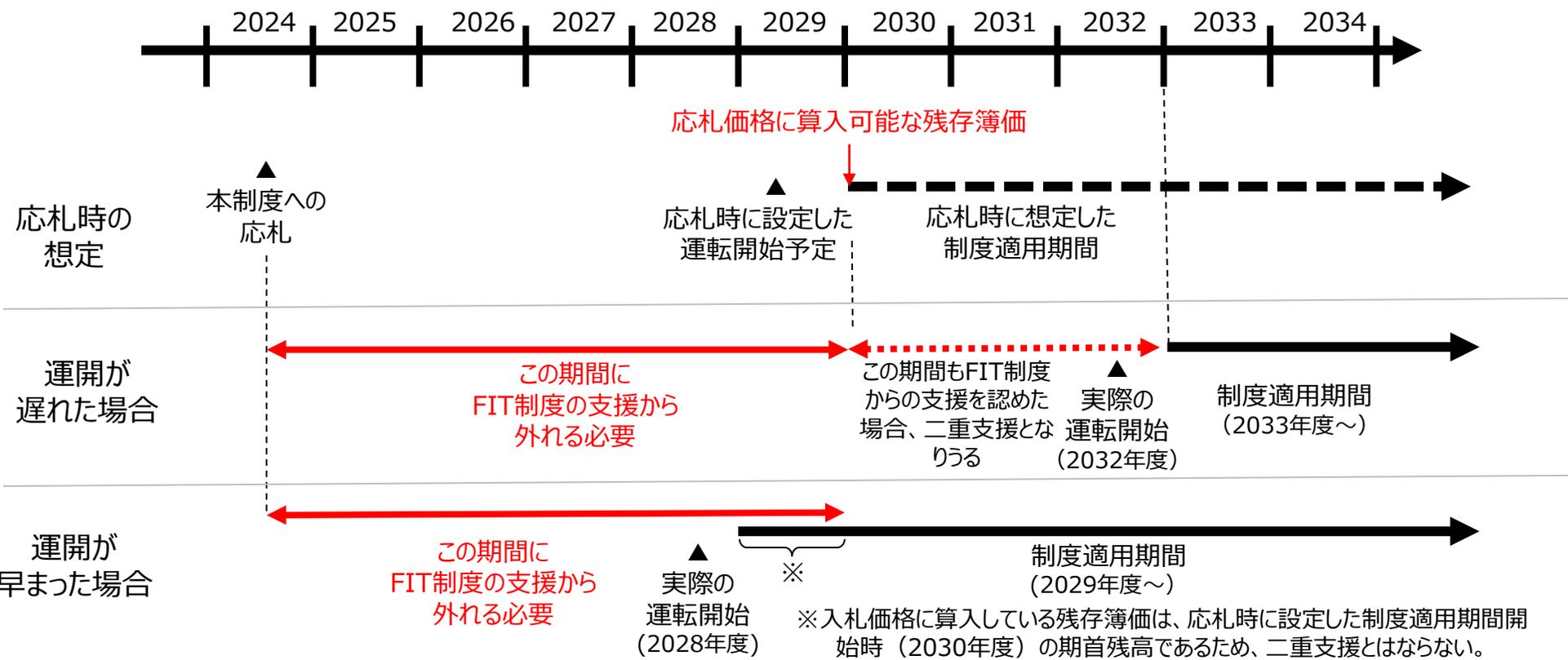
- FIT認定を受けているバイオマス混焼の石炭火力について、石炭部分のkWをアンモニア混焼等に改修する場合、(改修する石炭部分の) 残存簿価は、応札価格に算入することは認めないこととしている。これは、FIT支援を受け続けているバイオマス部分の収入により、石炭部分の残存簿価を回収できる可能性があることを踏まえたもの。
- しかし、バイオマス部分についてFIT制度による支援から外れる場合は、以下の点を踏まえ、石炭部分の残存簿価を本制度の応札価格に算入できることとしてはどうか。
 - ① FIT制度による支援から外れる場合には、バイオマス部分の収入によって石炭部分の残存簿価を回収できる可能性は低い。
 - ② 改修する石炭部分の残存簿価を本制度の価格に算入できない場合には、アンモニア混焼等に改修する上で強いディスインセンティブとなりうる。
 - ③ メインオークションにおいて、バイオマス部分についてFIT制度による支援から外れる場合※は、全量を参加可能となっており、石炭部分の残存簿価も回収しうる。

※ この場合、再度FIT制度の支援を受けることは不可となる。



<バイオマス> 論点② FIT認定を受けているバイオマス混焼の石炭火力の扱い

- メインオークションでは、バイオマス部分についてFIT制度の支援から外れる手続きは、**実需給開始前に行うこと**とされており、**実需給開始前はFIT制度の支援を受けることが可能**となっている。
- これに倣い、本制度でも、FIT制度の支援から外れる時点を、「**実際の制度適用期間の期首までの間**」とした場合、応札時点で想定していた運転開始予定時期よりも、実際の運転開始時期が遅れると、FIT制度の支援期間も延び、本制度の応札価格に算入した残存簿価を、FIT制度により回収しうることとなる。
- よって、FIT制度の支援から外れる時点は、「**応札時に設定した制度適用期間の開始時点までの間**」としてはどうか。



<合成メタン、CCS付火力> 検討すべきタイミング

- 合成メタン・CCS付火力は、本制度の対象であるが、現時点では応札案件が想定されないことや、上限価格の設定が困難（CCS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）であることを踏まえ、初回入札では対象外として整理し、今後応札が想定されるタイミングまでに、上限価格やリクワイアメント等の論点を整理することとしている。
- こうした事情は現時点においても大きな変更はないことから、**第2回入札でも対象外とし、検討を継続**することとしてはどうか。

第66回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年10月31日) 資料5

論点② 合成メタンの課題と検討の方向性

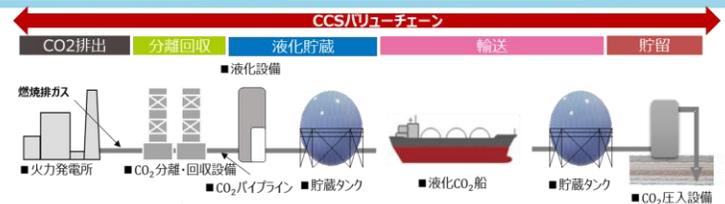
- **合成メタンは、水素利用の一形態**であることから、本年6月の制度検討作業部会第11次中間とりまとめでは、**合成メタンを水素同様の扱いとし、水素と同じ上限価格や最低混焼率（10%以下）のリクワイアメントを適用するものと整理した。**
 - しかし、広域機関が本年7月に行った長期脱炭素電源オークション募集要綱（案）の意見募集において、合成メタンは以下の課題があるため、初回オークションでは対象外とすべき、との意見があった。
 - **合成メタンと水素は発電設備構成が異なるため、同じ上限価格を適用するのは不適切。**
 - **合成メタンは技術的には専焼が可能**なため、**混焼率のリクワイアメントは水素発電とは異なる整理が必要。**
 - これを踏まえ、資源エネルギー庁において検討を行い、**合成メタンを燃料とする発電所も本制度の対象**※だが、（CCS付火力やアンモニア混焼を前提としたLNG火力と同様に、）**現時点では応札案件が想定されないこと、合成メタンに必要なコスト、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**であることから、**初回オークションでは対象外と整理した。**
- ※ 脱炭素化ロードマップでも、脱炭素化の手段として、燃料の合成メタン化を記載することは認められる。（例：LNG専焼火力で落ちた場合、将来の脱炭素化の手段として、合成メタンによる脱炭素化を図ることは考えられる。）
- 今後、合成メタンに必要なコストや、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等について、実際の応札が想定されるタイミングまでの間に、検討していく。

	水素	合成メタン
上限価格	新設 4.8万円/kW/年 既設の改修 10万円/kW/年 ※液化水素貯蔵タンクや水素ガスパイプラインの想定コストから算出	今後検討 ※合成メタンは、LNGの主成分であるメタンと同じであるため、既存の都市ガスインフラネットワークが活用可能
リクワイアメント	最低混焼率：熱量ベースで10%	今後検討 ※技術的には専焼が可能

29

論点③ CCS付火力の課題と検討の方向性

- **CCS付火力は既に本制度の対象**だが、現時点では**応札案件が想定されないこと**、CCSの固定費・可変費の整理など、プロジェクトの構造が未定であり、**上限価格を設定することが困難**であることを踏まえ、**初回オークションでは対象外**となっている。
- **CCSへの政府支援策などの事業環境整備**は、2026年度中に事業者の最終投資意思決定、2030年に事業開始ができるよう、これまでCCS長期ロードマップ検討会にて検討を行ってきたところであり、詳細については今後カーボンマネジメント小委員会等で議論を予定。
- CCSの事業化に当たっては、発電所から生じるCO2だけでなく、**電力以外の事業者から生じるCO2をまとめたCO2回収源のクラスター化や、海外でのCO2貯留も検討中。**
- また、CCS付火力は、発電所からのCO2排出から貯留に至るバリューチェーン全体が構築されなければ成立しえない。そのため、**CCSバリューチェーンにおける費用の本制度での扱いを整理することが必要。**
- よって、**CCS付火力を本制度の第2回入札（2024年度）以降の対象とするためには、CCS事業への政府支援策と本制度との関係やCCSのコスト構造を踏まえた上限価格の設定等の検討が必要。**
- また、特に既設の火力発電所を改修してCCS付火力とする場合は、立地制約等により、**100%のCO2回収が困難な場合もあることから、最低CO2回収率の検討も必要**となる。

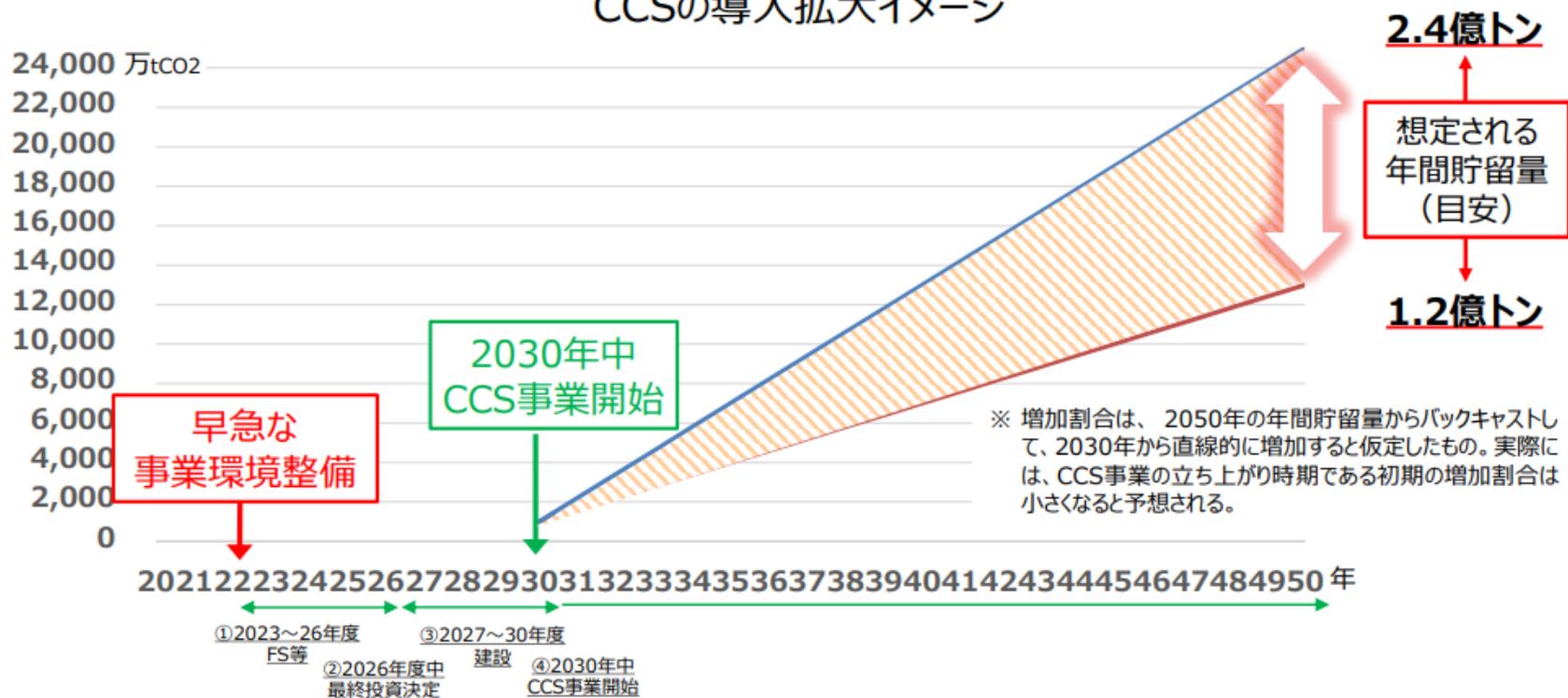


30

2030年までのCCS事業開始に向けた事業環境整備の必要性

- IEAの試算から推計すると、2050年時点のCCSの想定年間貯留量は年間約1.2～2.4億tが目安（現在の排出量の約1～2割）。2030年にCCSを導入する場合、2050年までの20年間の毎年、約600～1,200万tずつ年間貯留量を増やす必要。
- 2030年CCS導入の先送りは2050年カーボンニュートラルの実現に必要な年間貯留量の確保が困難となる懸念がある。

CCSの導入拡大イメージ



<蓄電池・揚水> 論点① 最低入札容量

- 本制度は、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ものであり、入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、制度の運用コストが一定程度必要になることを踏まえ、**最低入札容量を10万kW（送電端設備容量ベース）に設定した。**
- ただし、**蓄電池の最低入札容量は、直近の導入状況（補助金制度における採択案件の平均容量1.9万kW）に鑑み、現実的に応札案件が想定される水準として、1万kW（送電端設備容量ベース）と設定**※した。 ※揚水も、同じ競争条件とするべく、1万kWと設定

【論点⑤】最低入札容量

- **現行容量市場**では、市場の運用コスト等を考慮し、最低入札容量を設定することとしており、その具体的な規模は、電源の供給力の規模別の設備数と全体に占める供給力比率を踏まえ、最低入札容量を**1,000kW（期待容量ベース）**と設定し、最小単位（入札刻み幅）を1kWと設定している。
- **本制度措置**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ものであり、初期投資額を含む入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、**現行容量市場以上に制度の運用コストが一定程度必要**になる。このため、**最低入札容量も現行容量市場よりも大きい水準とすることとし**、具体的には、全電源種で初期投資額が100億円を超える水準となることが想定される**10万kW（送電端設備容量ベース**※。同一場所の発電所における複数プラントで**1つの入札を行うことで、合計で10万kWを超える場合も可**）としてどうか。
※現行容量市場同様に「期待容量ベース」とした場合、変動電源の最低入札容量は、送電端設備容量ベースで「10万kW÷調整係数」となり、安定電源と比較して大規模となりすぎるため、「送電端設備容量ベース」としてはどうか。
- 一方で、**蓄電池**についても最低入札容量を10万kWとした場合、直近の導入状況を踏まえれば、実質的に対象から除外されることとなる可能性があるため、**1万kW（送電端設備容量ベース、放電可能時間3時間以上）を最低入札容量**とすることとしてどうか。

第67回制度検討作業部会
(2022年6月22日) 資料5

電源種別・kW別の建設費の金額イメージ (単位: 億円)

設備容量	1万kW	5万kW	10万kW	20万kW	30万kW	40万kW	50万kW
太陽光（事業用）	17	86	172	344	516	688	860
陸上風力	31	156	312	624	936	1,248	1,560
洋上風力	51	257	515	1,030	1,545	2,060	2,575
地熱	79	395	790	1,580	2,370	3,160	3,950
中水力	90	450	900	1,800	2,700	3,600	4,500
バイオマス専焼	39	199	398	796	1,194	1,592	1,990
原子力	40	200	400	800	1,200	1,600	2,000
分離回収付石炭	31	156	313	626	939	1,252	1,565
分離回収付IGCC	36	183	366	732	1,098	1,464	1,830
分離回収付LNG	21	108	216	432	648	864	1,080
水素発電（混焼・専焼）	16	80	161	322	483	644	805
蓄電池	16	80	160	321	482	643	804

導入が進んでいる蓄電池のkW規模感

～1万kW	6件
1万～5万kW	4件
5万kW～	2件

最大値	5.7万kW
平均値	1.9万kW

※基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告(令和3年9月)における諸元数値(2030年)より、蓄電池は令和3年度補正 再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業にて採択された案件の申請情報を基に、建設費の単価(円/kW、幅がある場合は、最も高い水準)を用いて資源エネルギー庁にて試算

※蓄電池は令和3年度補正「再生可能エネルギー導入加速化に向けた系統用蓄電池等導入支援事業」にて採択された案件の申請情報を基に資源エネルギー庁試算

※放電可能時間が3時間未満の案件を放電可能時間が3時間となるようにkW値を換算した場合の最大値は3.8万kW 24

<蓄電池・揚水> 論点① 最低入札容量

- 初回入札に応札した蓄電池案件の設備容量（送電端）は、平均3.5万kWであった。
- これを踏まえ、本制度では原則10万kW以上の大規模な電源投資案件を対象としていることから、第2回入札では、蓄電池・揚水の最低入札容量を引き上げ、一般水力と同様の3万kW（送電端設備容量ベース）としてはどうか。

※ 複数の案件の「合計」で最低入札容量を満たそうとする場合、1案件の最低入札容量は、（蓄電池・揚水の最低入札容量の）1万kW（送電端設備容量ベース）としていたが、上記に伴い、3万kW（送電端設備容量ベース）に引き上げる。

初回入札に応札した案件の設備容量（送電端）

設備容量 (送電端)	蓄電池	(参考) 揚水
1～2万kW	59件	
2～3万kW	27件	
3～4万kW	23件	
4～5万kW	31件	
5～10万kW	28件	4件
10万kW～	4件	3件
(平均)	(3.5万kW)	—

初回入札の
最低入札容量
(送電端1万kW)

第2回入札の
最低入札容量
(送電端3万kW)

(参考) 第2回入札の最低入札容量

- 前頁の整理により、第2回入札の最低入札容量は、以下のとおりとなる。 ※赤字部分が変更点

対象	最低入札容量
①新設・リプレース案件 及び既設原発の 安全対策投資案件 ※④⑤を除く	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
②既設火力の化石kW 部分の全てをバイオマス化 するための改修案件	10万kW ※新たに生じるバイオマスkW部分の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
③既設火力の アンモニア・水素混焼 にするための改修案件	5万kW ※新たに生じるアンモニア・水素kW部分の送電端設備容量ベース。 ※同一場所の発電所の別の③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計5万kW以上となる場合も可 ※既設の火力電源を改修し、水素混焼のガスタービン発電設備を追設する場合は、追設するガスタービン発電設備（その排熱由来の蒸気を用いて蒸気タービン・発電機で発電する部分も含む）の送電端設備容量が10万キロワット以上必要 ※同一場所の発電所の別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
④一般水力・揚水 ・蓄電池の 新設・リプレース案件	3万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※揚水・蓄電池の新設・リプレース案件は発電可能時間3時間以上のものに限る
⑤LNG火力の 新設・リプレース案件	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の別の⑤の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可

※複数の案件の「合計」で最低入札容量を満たそうとする場合の1案件の最低入札容量は3万kW（送電端設備容量ベース） 23

(参考) 初回入札の最低入札容量

第77回制度検討作業部会
(2023年4月5日) 資料3-1

論点1-4. 最低入札容量

- このため、最低入札容量を以下のとおりとはどうか。 ※表は、赤字・二重取り消し線部分が変更点
 - 下の表の①～③の案件は、**同一場所の発電所における別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行うことで、合計で10万kW以上となる場合も可とする。**
 - 複数の案件の「合計」で最低入札容量を満たそうとする場合に、あまりに小さい容量の案件が本制度に参加することを防止するため、**1案件の最低入札容量を、揚水・蓄電池と同じ1万kWとする。**

対象	最低入札容量
①新設・リプレース案件 ※④⑤を除く	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の複数のプラントで別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
②既設火力の化石kW部分の全てをバイオマス化するための改修案件	10万kW ※新たに生じるバイオマスkW部分の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の複数のプラントで別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
③既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件	5万kW ※新たに生じるアンモニア・水素kW部分の送電端設備容量ベース。 ※同一場所の発電所の複数のプラントで別の③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計5万kW以上となる場合も可 ※既設の火力電源を改修し、水素混焼のガスタービン発電設備を追設する場合は、追設するガスタービン発電設備（その排熱由来の蒸気を用いて蒸気タービン・発電機で発電する部分も含む）の送電端設備容量が10万キロワット以上必要（同一場所の発電所の複数のプラントで同時落札条件を付けた入札を行い、合計10万キロワット以上となる場合も可） ※同一場所の発電所の別の①～③の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可
④揚水・蓄電池の新設・リプレース案件	1万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※発電可能時間3時間以上のものに限る
⑤LNG火力の新設・リプレース案件	10万kW ※設備全体の送電端設備容量ベース ※同一場所の発電所の複数のプラントで別の⑤の案件と同時落札条件付の入札を行い、合計10万kW以上となる場合も可

※複数の案件の「合計」で最低入札容量を満たそうとする場合の1案件の最低入札容量は1万kW（送電端設備容量ベース） 10

<蓄電池・揚水> 論点② 上限価格

- 初回入札では、蓄電池の新設・リプレース案件と揚水のリプレース案件の共通の上限価格は、以下の考え方により算定した。
 - 資源エネルギー庁が実施した予算事業にて採択された蓄電池の新設案件（平均運転継続時間は3時間）の申請情報（建設費、運転維持費）を元に算出した単価（円/kW/年）を、各エリアの運転継続時間3時間の調整係数で除して算定。
- 上述のとおり、蓄電池・揚水の募集上限を、運転継続時間が3時間以上6時間未満の案件と、運転継続時間が6時間以上の案件とで、別々に設定する場合、上限価格も（運転継続時間の長さによってコスト構造が異なることから）以下のとおり別々に設定してはどうか。
 - 運転継続時間が3時間以上6時間未満の案件：初回入札の上限価格と同様に算定
 - 運転継続時間が6時間以上の案件：初回入札の諸元を元に、**建設費が2倍**となる前提※で、算定

※令和4年度の予算事業において採択された蓄電池の申請情報では、運転継続時間6時間以上の案件はないため。

	揚水	蓄電池
新設	10万/kW/年	
リプレース※1	運転継続時間3時間以上6時間未満：4.6万円/kW/年÷各エリアの運転継続時間3時間の調整係数 運転継続時間6時間以上：8.1万円/kW/年÷各エリアの運転継続時間6時間の調整係数	



	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
運転継続時間が3時間以上6時間未満	5.8	5.6	7.7	5.6	6.2	6.4	5.7	5.6	6.3
運転継続時間が6時間以上	8.8	8.7	9.3	8.9	8.9	8.9	8.7	8.7	8.9

※算出の考え方は次頁参照

※1 揚水のリプレース案件は、蓄電池の新設・リプレースと同じ上限価格としているため、揚水のリプレース案件の上限価格も運転継続時間6時間未満と6時間以上の2つに区分される。

＜蓄電池・揚水＞ 論点② 上限価格

		揚水 (新設)	蓄電池
モデルプラント※ (名称、定格出力、 運転開始年)		北海道電力(株)京極発電所 20万kW 2014年 九州電力(株)小丸川発電所 30万kW 2007年 東京電力リニューアブルパワー(株)神流川発電所 47万kW 2005年 東京電力リニューアブルパワー(株)葛野川発電所 40万kW 1999年	令和4年度補正 「再生可能エネルギー導入拡大に資する 分散型エネルギーリソース導入支援事業費補助金」 にて採択された1万kW以上の蓄電池
モデルプラントの平均出力		34.2万kW(運転継続時間9.3時間)	2.1万kW (運転継続時間3.0時間)
資本費	建設費	70.1万円/kW	6時間未満：25.7万円/kW 6時間以上：51.4万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	2.3億円/年	0.5万円/kW/年
	修繕費	0.04万円/kW/年	
	その他	0.2万円/kW/年	

※上記の表の注釈

- ・「揚水」の建設費は、旧一般電気事業者が直近に建設した発電所4基の初号機の建設費を基に、2023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、その平均金額とした。
九州電力(株)小丸川発電所実績は、初号機～4号機(30万kW×4号機)を同時に建設しており、合計の建設費のみ把握できるため、それを元に試算
運転維持費は、2019～2021年度の3カ年実績平均。ただし、プラント毎ではなく、発電所毎のコストしか把握できないプラントは、それを元に、2019～2021年度の3カ年実績平均。また、2022年（暦年）から2023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。
- ・蓄電池は、令和5年度当初の予算事業で採択された案件のうち、1万kW以上の出力要件を満たす案件が1件であったことから、初回オークションの諸元（令和4年度補正の予算事業の採択案件）を引き続き上限価格として設定。また、2022年（暦年）から2023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。

※前頁の上限価格の表の詳細な考え方

- ・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、2033年度だと98.9%～100%とエリア毎の差異が小さい**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**。
- ・蓄電池は揚水と同様に「安定電源」に区分し、揚水と同じ調整係数を適用すると整理していることから、「揚水のリプレース」と「蓄電池」は、調整係数を反映して上限価格を設定。揚水の調整係数は、エリアごと・運転継続時間ごとに設定されているが、上記の予算事業において採択された案件の平均運転継続時間は3.0時間であるため、6時間未満の上限価格の設定においては、**エリア毎に3時間の調整係数で除して上限価格を設定**。また、6時間以上の上限価格の設定においては、**エリア毎に6時間の調整係数で除して上限価格を設定**。
- ・なお、発電コスト検証における水力のコストは、「中水力（モデルプラントの出力規模5000kW）」と「小水力（モデルプラントの出力規模200kW）」のコストであり、FITで導入された「流込式（ダム無し）」や「調整池式・貯水式（ダム1つ）」の案件のデータを基に算出されているため、ダムが上池と下池の2つ必要となる「揚水」とはコスト構造が異なるため、本制度の「揚水」の上限価格の諸元とすることは望ましくない。また、発電コスト検証では、蓄電池のコストは算定されていない

<蓄電池・揚水> 論点③ 蓄電池に対する規律の在り方

- 本制度で導入される再エネについては、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いる。

論点16 再エネに対する規律の在り方

第70回制度検討作業部会
(2022年10月3日) 資料5

- 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
		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
	推奨事項	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
		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	遵守事項	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。

<蓄電池・揚水> 論点③ 蓄電池に対する規律の在り方

- 本制度で導入される蓄電池についても、資源エネルギー庁が実施している蓄電池の導入支援事業（補助金）と整合性のある形で、事業規律の確保を求めることとしてはどうか。

令和5年度系統用蓄電池等導入・配電網合理化等再生可能エネルギー導入加速化事業費補助金
（系統用蓄電池等導入支援事業）公募要領（抜粋）

1-6 補助対象設備 下記1)又は2)いずれかの設備であること。

1) 蓄電システム 下記①～⑤の要件を全て満たす蓄電システムであること。

③ 蓄電池種別毎に下記要求事項を全て満たす設備であること。

「リチウムイオンのみ」 類焼に関する安全設計：耐類焼性を有していることの証明書等の提出

⑤ その他消防法等の各種法令等に準拠した設備であること。なお国内外に設置された定置用大型蓄電システムにおいて、過去に「発煙・発火」に類する事故を起こしたメーカーの蓄電池モジュールを組み込んだ蓄電システムの導入を予定している場合は、当該蓄電池モジュールメーカーより事故の原因と対策を示した資料を取得し、原則交付申請時に提出すること。

3-2 審査項目

1) 要件審査 「要件審査」において以下の項目を確認し、ひとつでも要件を満たさない場合は不採択となる。

審査項目	小項目	評価基準
5. 補助事業計画	(6) 公衆安全の確保	消防法等の適用各種法令等に準拠した計画・設備導入や、保安体制・事故検知設備の設置に加え、事故発生時の対応・体制の構築がされること
	(7) セキュリティ対策	各種ガイドライン等に基づいた適切かつ十分なセキュリティ対策等が取られる見込みであること
	(8) 事業実施の前提となる事項及び実施上問題となる事項	系統連系協議の見通し等、事業実施の前提となる事項、及び地元調整や許認可等について対策が取られる見込みであること
	(9) 設備の保守管理計画	定期的に適切な保守管理を行うとともに、異常発生時にも迅速に対応・復旧できる体制が確保できる見込みであること

2) 採点審査 「採点審査」は、設備毎の下記審査項目に基づき、総合的に審査を行う。

審査項目	評価基準	
4 その他	4-①. 廃棄物処理法上の広域認定取得	採用予定の蓄電システムの製造、加工、販売等の事業を行う者が、廃棄物処理法上の広域認定において蓄電池関連製品での認定を取得しているか
	4-②. レジリエンス	(a) 蓄電システムの早期復旧や原因解明が可能な体制が整えられている (b) 蓄電システムに異常が見つかった場合に備えて、代替する電池システムの主要部品（電池セル等）を迅速に供給できる拠点が整えられている

系統用蓄電池の導入促進に向けた今後の課題

- 系統用蓄電池については、補助金による支援の拡大や需給調整市場の本格稼働、長期脱炭素電源オークションの導入等により収益機会が拡大する一方、事業規律が十分でないなど、様々な課題を有している。
- このため、これらの諸課題について、以下の課題解決に向けた方向性に沿って、具体的な対応について検討を深めていくこととしてはどうか。

今後の課題

① 電力システムにおける系統用蓄電池の価値評価

- ✓ 市場を含むユースケース分析
- ✓ 市場参加状況や市場での競争力評価
- ✓ 蓄電池以外の電力貯蔵システムの電力系統側ニーズ

② 導入拡大に伴い顕在化する課題への対応

- ✓ 市場参画要件や制度上の課題等の整理・検討
- ✓ 価値が発揮可能な立地誘導等の手法検討

③ 持続可能な蓄電システムの導入に向けた対応

- ✓ 安全性の確保に向けた制度・規格の活用
- ✓ リユースリサイクルの在り方
- ✓ セキュリティ等の系統運用者にとって脅威となる事象

課題解決の方向性

エネルギー政策との整合性確保

支援措置相互の整合性確保

事業規律の明確化