

長期脱炭素電源オークションについて

2022年10月31日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい事項

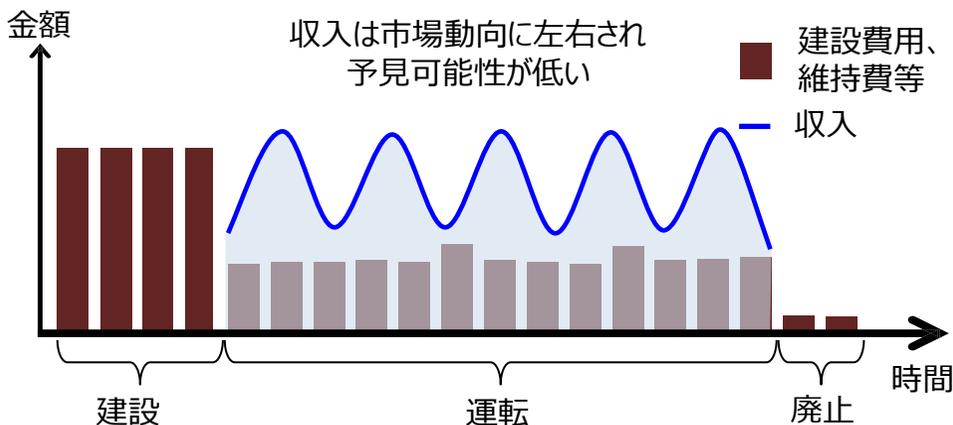
- 脱炭素電源への新規投資を確保するための「長期脱炭素電源オークション」について、本日は、**以下の論点について、御議論いただきたい。**
- なお、前回同様、今後の詳細設計に当たっては、本制度が容量市場の特別オークションに位置づけられること、直面する需給ひっ迫の克服に向けて本制度を2023年度に導入するために加速化していく必要があること、できるだけ制度がシンプルで参加者にとってわかりやすいルールとする必要があることを踏まえ、**現行容量市場のルールをベースとすることを原則とし、本制度特有の事情により、現行容量市場のルールと異なる内容とすることが必要な部分を中心に、御議論いただくこととしたい。**

論点	検討すべき内容
①対象	・容量市場の落札電源の本制度への参加（特例措置）
④入札価格の在り方	・相対契約に対する一定の規律 ・還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合 ・容量確保金の支払いと還付のタイミング ・物価変動への対応
⑤調達方法	・事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策
⑥制度適用期間	・アンモニア・水素混焼設備を専焼化するためにスクラップ&ビルドで建て替える場合の制度適用期間の特例
⑦上限価格	・再エネの上限価格
⑩リクワイアメント・ペナルティ	・蓄電池の区分 ・供給力提供開始期限の詳細（端数の扱い） ・脱炭素燃料の混焼率に係るリクワイアメント・ペナルティ ・信用悪化等により契約解除する場合のペナルティ ・重大な違反行為を行った場合のペナルティ ・2050年にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合のペナルティ
⑪現行容量市場との関係	・現行容量市場の募集量から控除開始するタイミング ・供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い（変更後の供給力提供開始予定年度におけるkW収入、経済的ペナルティ）

(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年度の導入を目処として、検討中。**
- 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〉



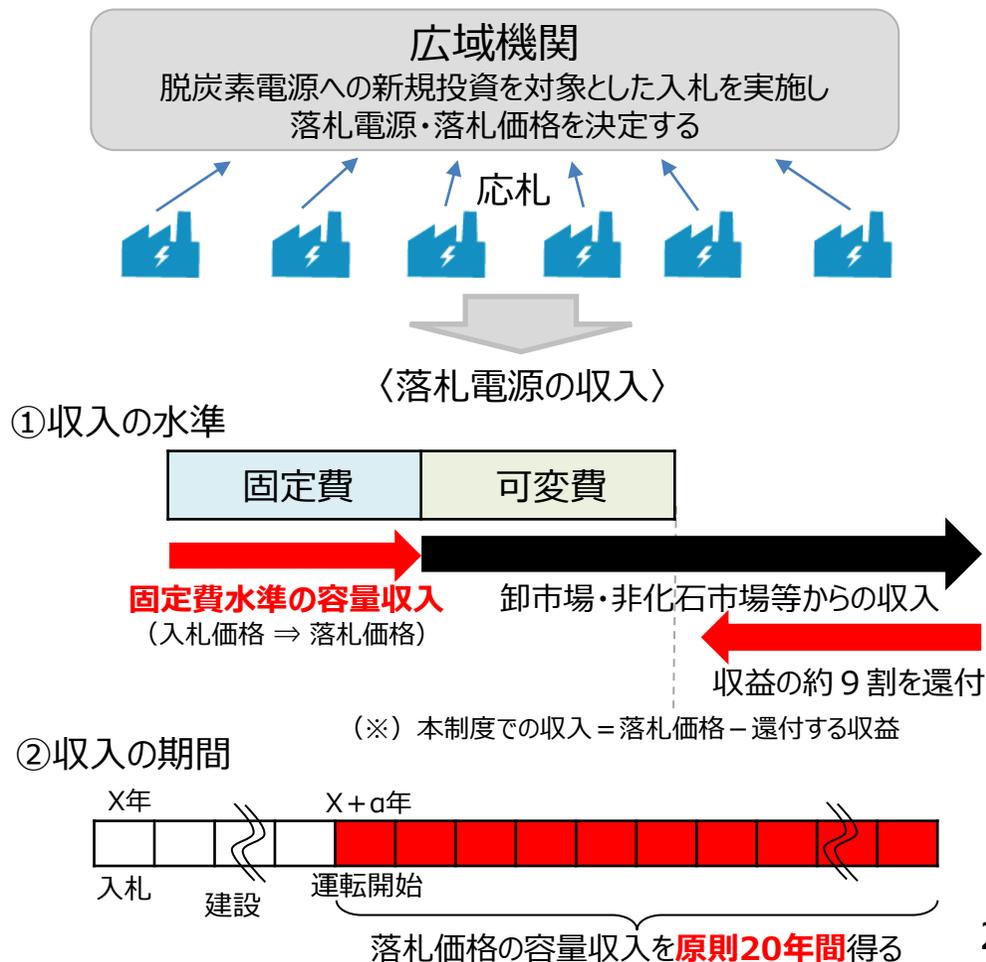
〈投資判断に必要な要素〉

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〉



- 1. 対象**
2. 入札価格の在り方
3. 調達方法
4. 制度適用期間
5. 上限価格
6. 現行容量市場との関係
7. リクワイアメント・ペナルティ

前回議論いただいた事項 容量市場の落札電源の本制度への参加（特例措置）

- 前回の本作業部会の論点9-3では、発電事業者に対して早期の供給力提供開始を促す観点から 本年11月の現行容量市場で初めて落札をした電源に限り、例外的に、来年度以降の本制度のオークションへの参加を認めることについて、特段反対のご意見はなかったところ。
- このため、本年11月の現行容量市場で初めて落札をした電源に限り、例外的に、来年度以降の本制度のオークションへの参加を認める方向で詳細の制度設計を進めることとしたい。

論点9-3 容量市場の落札電源の本制度への参加（特例措置）

第70回制度検討作業部会
(2022年10月3日) 資料5

- 本制度は、2023年度の導入を予定しており、同年度以降は、同一の年度に現行容量市場と本制度に基づくオークションが開催されることになる。
- 一方、本年度は、本年11月に現行容量市場のみオークションが行われることが予定されている。
- 仮に、本年度の現行容量市場との関係も含めて26頁の規律を適用する場合、入札者としては、本年11月の現行容量市場に入札するか、来年度の本制度の初回オークションに入札するかを選択することになる。この場合、投資の意思決定が1年遅れ、その分運転開始時期が遅れる可能性がある。
- 足元で毎年需給逼迫が生じている状況を踏まえ、時限的にLNG火力の新設を対象としているように、発電事業者に対しては、早期の運転開始を促すことが望ましいと考えられる。早期の運転開始を促す観点から 本年11月の現行容量市場で初めて落札をした電源に限り、例外的に、来年度以降の本制度のオークションへの参加を認めることも考えられるが、どのように考えるべきか。

	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
現行容量市場	●	●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	2022年度 オークションの 実需給年度	
本制度		●	● ● ● ● ●	● ● ● ● ●	供給力提供 開始 (2022年度の 現行容量市場で 落札した場合)	供給力提供 開始 (2023年度の 本制度措置で 落札した場合)

今年度入札事業者
がとらう
措置

来年度以降入札事業者
がとらう
措置

1. 対象
2. 入札価格の在り方
3. 調達方法
4. 制度適用期間
5. 上限価格
6. 現行容量市場との関係
7. リクワイアメント・ペナルティ

論点2 - 1 相対契約に対する一定の規律

- 本制度では、入札時には他市場収益を0とした上で、実際の他市場収益の約90%を還付することとし、実際の他市場収益の算出に当たっては、実際に相対契約や各種市場から得た収入額とすることとしている。
- **ただし、第8次中間とりまとめでは、意図的に他市場収益を0とし、還付を回避することを防止する観点から、相対契約に基づく収入に対して一定の規律（例えば、スポット市場価格や非化石価値取引市場価格の水準との関係で、一定の規律を設ける等）が必要であるとされている。**

第8次中間とりまとめ

（還付時の実際の他市場収益の考え方）

「実際の他市場収益」は、「(a)実際の卸市場等からの収入」から「(b)可変費」を控除して算出されるため、(a)と(b)にどのような数値を用いて算出するかについて、検討を行った。

(a)実際の卸市場等からの収入

本制度措置の落札電源のkWh価値・ΔkW価値・非化石価値は、現行容量市場の落札電源と同様に、相対契約や各種市場（卸取引市場・需給調整市場・非化石価値取引市場）において取引を行うことが想定される。

「実際の他市場収益」の計算に利用する「(a)実際の卸市場等からの収入」は、以下の2パターンが考えられる。

案①：落札事業者から領収書等の証憑を提出してもらい、実際に相対契約や各種市場から得た収入額とする方法

案②：簡便性の観点から、（仮に相対契約からの収入がある場合でも、その収入に関係なく、）実際に発電したkWhに、スポット市場と非化石価値取引市場の価格の合計額を乗じて算出した額とする方法

このうち、案②は、簡便性の観点からはメリットがあるものの、実態と乖離する可能性があり、電源投資の予見可能性を確保する観点からは、課題が残る。

このため、実態に即した金額で事後的な還付が行われる、案①を採用することとした。ただし、**相対契約に基づく収入を「実際の卸市場等からの収入」とする場合、意図的に他市場収益を0とすることを防止する観点から、当該相対契約に基づく収入に対して一定の規律（例えば、スポット市場価格や非化石価値取引市場価格の水準との関係で、一定の規律を設ける等）が必要である¹⁴。**

脚注14 電力・ガス取引監視等委員会に対する卸取引に関する内外無差別のコミットメントをしている事業者にあつては、内外無差別な卸取引の確保も必要である。

第65回制度検討作業部会（2022年5月25日）にいただいた御意見

・他市場収益を取り上げるなら、売り方に一定の制約がかかるのは当然のこと。全量スポットで売買しなければいけないのか、相対契約を認めるのかというのは議論としてあり得るし、相対契約を認める方がいいということは当然あり得ると思うが、他市場収益に関して、自社の兄弟会社・親会社にすぐ安い値段で売って、他市場収益が低かったので還付できませんということを許容すれば、この制度はめちゃくちゃになるため、透明性の高い売り先が求められる。相対契約であったとしても入札を義務づけて、誰でもアクセスできる、価格に透明性を求めることについては、少なくとも一定規模以上の電源には義務づけるといったことを考えないと、とても理解を得られない。案①は変動リスクを全部遮断してもらえるとという強力でリスクを回避する案であるということはどうも一度考える必要がある。

論点 2 - 1 相対契約に対する一定の規律

- 意図的に他市場収益を 0 とし、還付を回避する場合として、典型的には、自社又は自社グループなどに意図的に他市場収益を発生させない価格で販売するケースが想定される。
- このようなケースを防止するためには、自社又は自社グループ以外の**第三者へ販売するのと同等の価格で販売していることが求められる**のではないかと。
- 具体的には、中長期的な観点を含め、相対契約において発電から得られる利潤を最大化することが本制度に基づく他市場収益の適切な還付につながることを踏まえ、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し**内外無差別に電力販売を行い決定された価格**であることを求めてはどうか。
- または、相対契約の価格も市場価格に影響を受け、最終的には市場価格に収斂することを踏まえると、**市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上**であれば、**第三者へ販売するのと同等の価格で販売していることが推定される**といえることから、**当該水準以上であることを基本として設定した価格であることを求めること**としてはどうか※。

※電力・ガス取引監視等委員会に対する卸取引に関する内外無差別のコミットメントを行っている事業者は、当該規律は適用されない。

- なお、**市場価格の水準に比して不当に低くない水準**とは、以下のいずれかの価格としてはどうか。

➤ **相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格※1の平均価格※2**

※1 スポット市場は、小売全面自由化が開始した2016年度以降に限定。高度化法義務達成市場は、同市場ができた2021年度以降に限定。

※2 例えば、ある時点で 5 年間の供給期間の相対契約を締結した場合には、その時点における過去 5 年間のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額（LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ）

➤ **相対契約の契約期間に含まれる各年度の市場価格の平均価格**

※年度毎に、年度終了後に、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額（LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ）で精算することを想定

- **こうした規律が守られていない場合は、他市場収益の計算は「スポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額※」を元に行うこと**としてはどうか。

※LNGは当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ

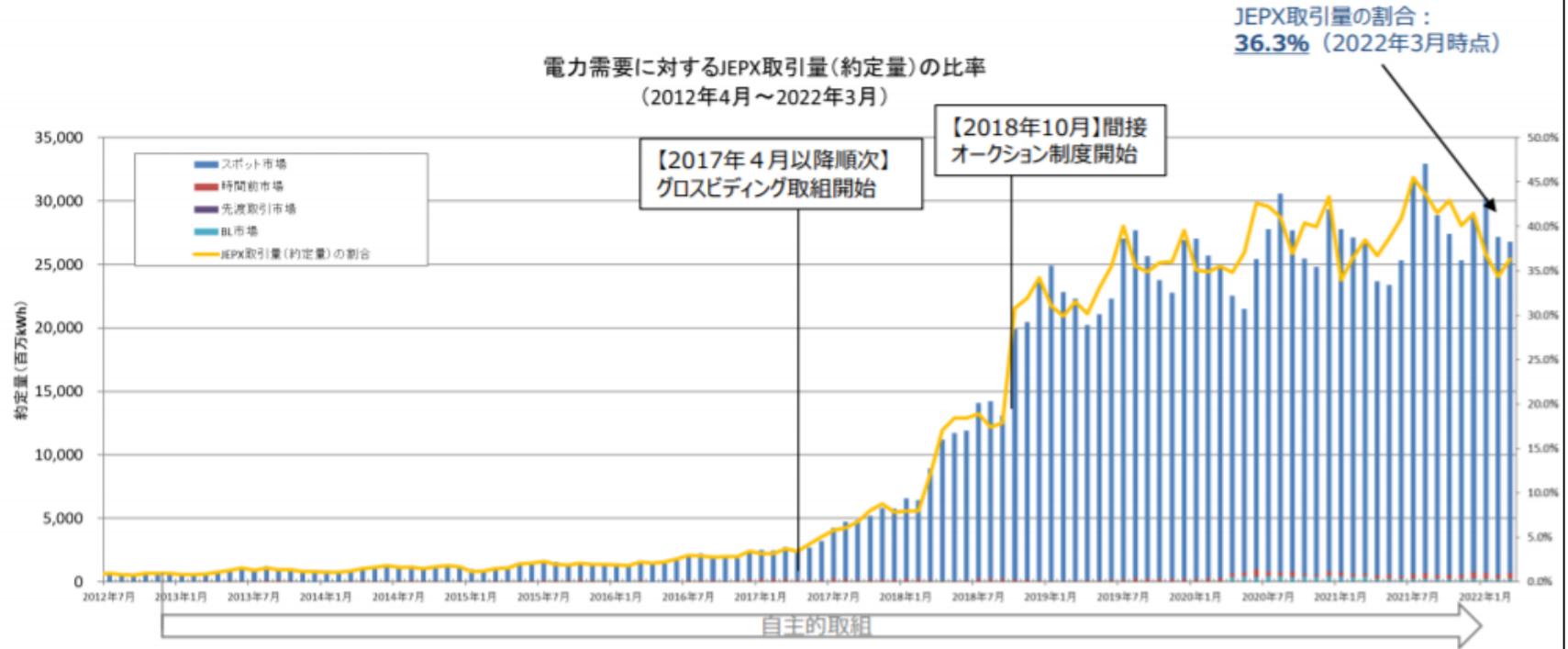
(論点2-1の参考) スポット市場の取引量の推移

第74回 制度設計専門会合
(2022年6月23日) 資料4

中長期推移

電力需要に対するJEPX取引量(約定量)の比率の推移

○ 2022年3月における、日本の電力需要に対するJEPX取引量(約定量※1)の比率は36.3%であった。



	2012年4月	2013年4月	2014年4月	2015年4月	2016年4月	2017年4月	2018年4月	2019年4月	2020年4月	2021年4月	2022年3月
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	36.7%	36.3%
(内スポット市場の割合)	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	36.0%	35.4%
(内時間前市場の割合)	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.6%
(内BL市場の割合)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6%	0.4%	0.3%

※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計(自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる)。

論点2-2 還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合

- 第8次中間とりまとめでは、入札時には他市場収益を0とした上で、実際の他市場収益の約90%をベースとして還付することとしているが、実際の他市場収益の還付に当たっては、**利益の90%を一律に還付するのではなく、還付率に段差を設ける等、より効率化インセンティブの働くような還付方法について、今後検討を進める**こととしている。

第8次中間とりまとめ

(還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合)

全ての利益を還付させてしまうと稼働インセンティブが低下するため、利益の一定割合について還付することとし、その残りの利益は事業者が稼働インセンティブとして留保できることとした。

ただし、落札事業者は、事業報酬(税引前WACC5%)を入札価格に算入しうることから、これに加えて還付時に過大な事業報酬を与えることは不適切である。

このため、参考図22の試算結果を踏まえれば、還付割合は90%をベースとし、残りは事業者が留保できることとした。

なお、より市場価格が高いときに運転を行ったり、より安い価格で燃料調達を行うような合理的・効率的なオペレーションを促すため、**利益の90%を一律に還付するのではなく、還付率に段差を設ける等、より効率化インセンティブの働くような還付方法について、今後検討を進める**こととした。

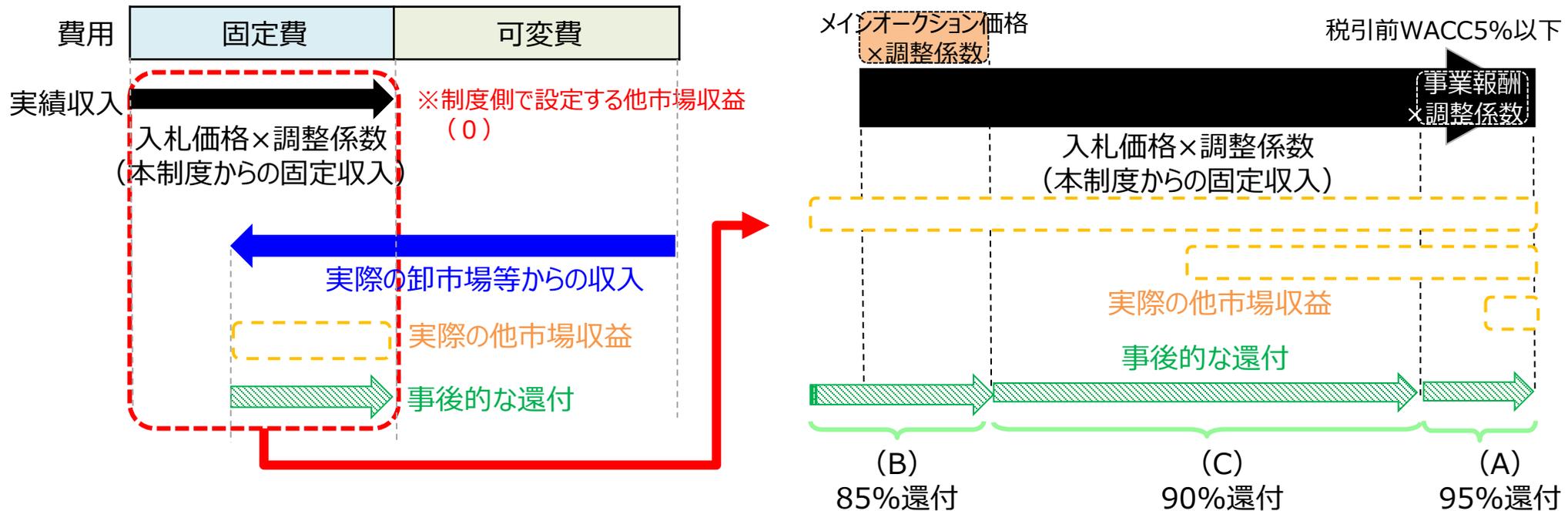
(参考図22) 還付割合が事業報酬率に与える影響 (単位: %)

還付割合	95%	90%	85%	80%
太陽光(事業用)	+0.7	+1.4	+2.1	+2.8
陸上風力	+0.5	+1.1	+1.6	+2.2
洋上風力	+0.4	+0.8	+1.3	+1.7
中水力	+0.4	+0.9	+1.3	+1.7
地熱	+0.6	+1.2	+1.8	+2.4
バイオマス(木質専焼)	+0.2	+0.4	+0.6	+0.8
原子力	+0.8	+1.5	+2.3	+3.0
CO2分離回収型石炭	+0.6	+1.3	+1.9	+2.5
CO2分離回収型IGCC	+0.6	+1.1	+1.7	+2.3
CO2分離回収型LNG	+0.9	+1.9	+2.8	+3.6
水素専焼	+1.1	+2.2	+3.2	+4.2
水素10%混焼	+0.6	+1.2	+1.8	+2.4
既設石炭の改修(アンモニア20%混焼)	+0.9	+1.7	+2.5	+3.3

論点2-2 還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合

- 還付割合は、次のように年間の他市場収益の多寡に応じて、3段階に分けることとしてはどうか。
 - (A) 入札価格に織り込まれている**事業報酬**（事業者が入札時に申告）**×調整係数**までの他市場収益は、**95%還付**
 - (B) 「**入札価格×調整係数**」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**（対象電源が立地するエリアプライス）**×調整係数**」の**差額を超える部分**の他市場収益は、現行容量市場よりも国民負担が小さくなることを踏まえ、**85%還付**
 - (C) (A)と(B)の間の他市場収益は、**90%還付**

※調整係数はいずれも入札時点で決められた数値

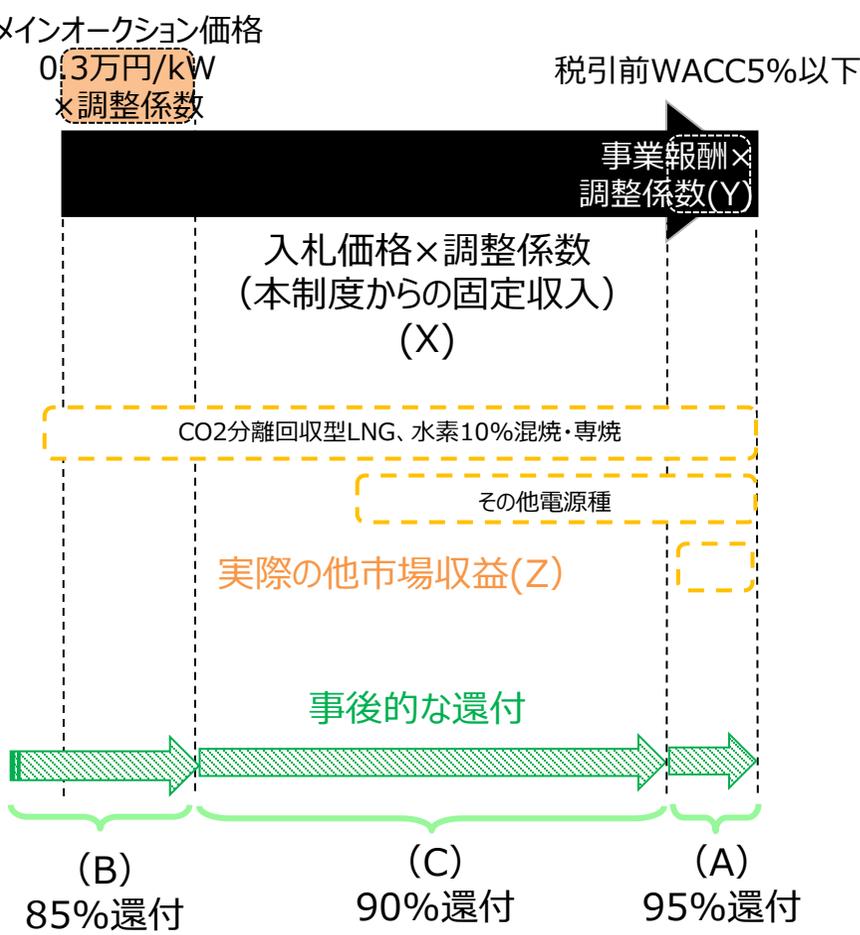


第65回制度検討作業部会（2022年5月25日）にいただいた御意見

- リニアに単純に9割取り上げて1割残すのはインセンティブとして過少ではないかという問題と、事業者に支払いすぎという問題が同時に生じるため、十分検討頂きたい。例えば、ノンリニアにするのもある。例えば固定で支払った額の一定割合は、他市場収益で稼いで当然と考えて、そこに到達するまでは全額取り上げる、それを越えた部分はインセンティブをつけるという設計も検討頂きたい。そのときに、下限が、固定支払額に含まれている事業報酬率5%は少なすぎると思うが、これより低い部分にはインセンティブ払わないことも考えて欲しい。（中略）上限は、実際に容量市場に出ていると得られていたであろう金額と支払った金額の差額に到達するまでは全部取り上げる制度設計も検討されるべき。

(論点2-2の参考) 還付のイメージ

● 前頁の還付割合の場合、コスト検証ベースの固定費・過去3年の市場価格を前提に試算を行った結果、ほとんどの電源種において「(C)」の部分まで実際の他市場収益が発生し、一部の電源種において「(B)」の部分まで実際の他市場収益が発生。



電源種別の還付イメージ (単位: 万円/kW)

	入札価格×調整係数 (X)	事業報酬 (織込分) ×調整係数 (Y)	※参考事業報酬 (X×5%)	実際のお市場収益 (Z)	還付割合
太陽光 (事業用)	1.9	0.4	0.0	1.7	CA
陸上風力	3.9	0.9	0.1	2.6	CA
洋上風力	6.5	1.5	0.3	3.4	CA
中水力	10.3	2.6	0.5	6.2	CA
地熱	11.7	2.6	0.5	8.6	CA
バイオマス (木質専焼)	7.6	1.3	0.3	1.8	CA
原子力	7.0	1.5	0.3	6.3	CA
CO2分離回収型石炭	5.0	0.9	0.2	4.1	CA
CO2分離回収型IGCC	6.5	1.2	0.3	4.5	CA
CO2分離回収型LNG	3.1	0.6	0.1	4.0	BCA
水素専焼	2.3	0.4	0.1	1.9	BCA
水素10%混焼	2.3	0.4	0.1	3.5	BCA
既設石炭の改修 (アンモニア20%混焼)	3.6	0.4	0.1	3.2	CA

※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)等を基に、電源種毎の固定費 (GrossCONE) の試算結果、過去3年度 (2019~2021) のスポット市場・非化石取引市場の価格、次頁の計算方法を基に、資源エネルギー庁試算

※水素専焼、水素10%混焼の固定費は、発電コスト検証におけるLNG火力の固定費と同額としており、水素受入・貯蔵・払出設備等の燃料関係に係る設備費用は燃料費として整理している。

※容量市場価格は、3,495円/kW (2021年度オークションの約定結果) として試算

※事業報酬の額は、X×5%を用いた場合、上表の通り、実際に入札価格に織り込んだ事業報酬と大きく乖離することとなるため、実際に織り込んだ事業報酬 (税引前WACC5%分) として試算

(論点2-2の参考) 前頁の他市場収益の試算にあたっての計算方法

第65回制度検討作業部会
(2022年5月25日) 資料5

(参考) 設定方法①による他市場収益の設定イメージ

↑直近3年間↓

日付	時間	コマ	① 収入 販売単価 (円/kWh)	② 費用 可変費 (円/kWh)	③ 差し引き ①-② (円/kWh)
4月1日	0:00~0:30	1	10	8	2
	0:30~1:00	2	7	8	-1
	1:00~1:30	3	11	8	3
...
	9月30日	17:00~17:30	34	8	7
	17:30~18:00	35	16	8	8
...
	3月31日	23:30~24:00	48	8	-3

④ 計算上の設備利用率：X%

※ X = ③が0以上のコマ合計 ÷ 全期間の全てのコマ合計

⑤ 入札時の他市場収益 (円/kWh)

$$= \Sigma(a^{*1} + \text{非化石価値価格}) \times 1/2^{*2} \times 1/3^{*3} \times b^{*4}$$

※ 1 「③ > 0」となるコマの③の値

※ 2 30分コマ毎の計算のため

※ 3 直近3年間のコマ毎の計算のため

※ 4 可変費が小さい電源は、Xが過大な設備利用率となるため、発電コスト検証における設備利用率 (Y%) に換算するべく、以下のbを乗じる

$$X \geq Y \text{ の場合: } b = Y/X$$

$$X < Y \text{ の場合: } b = 1$$

①直近3年間の
コマ別スポット価格

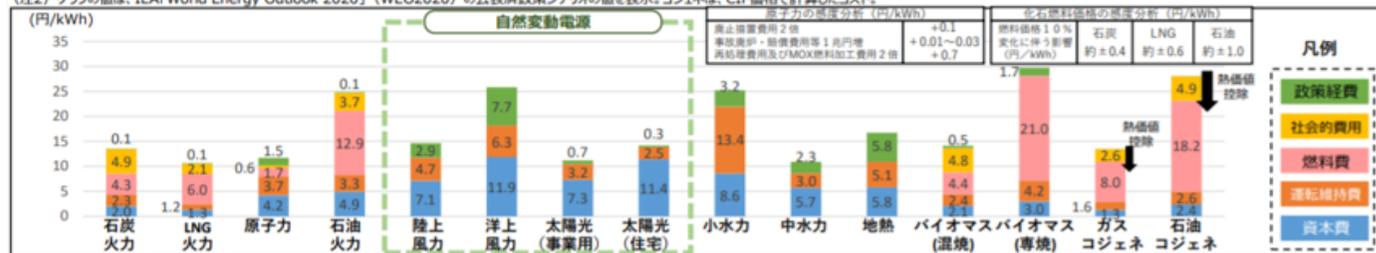
②発電コスト検証
における可変費

(参考) 2030年の電源別発電コスト試算 (令和3年9月発電コスト検証より)

電源	石炭 火力	LNG 火力	原子力	石油 火力	陸上 風力	洋上 風力	太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス (混焼、5%)	バイオマス (専焼)	ガス コージェネ	石油 コージェネ
発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (10.9)	16.7	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

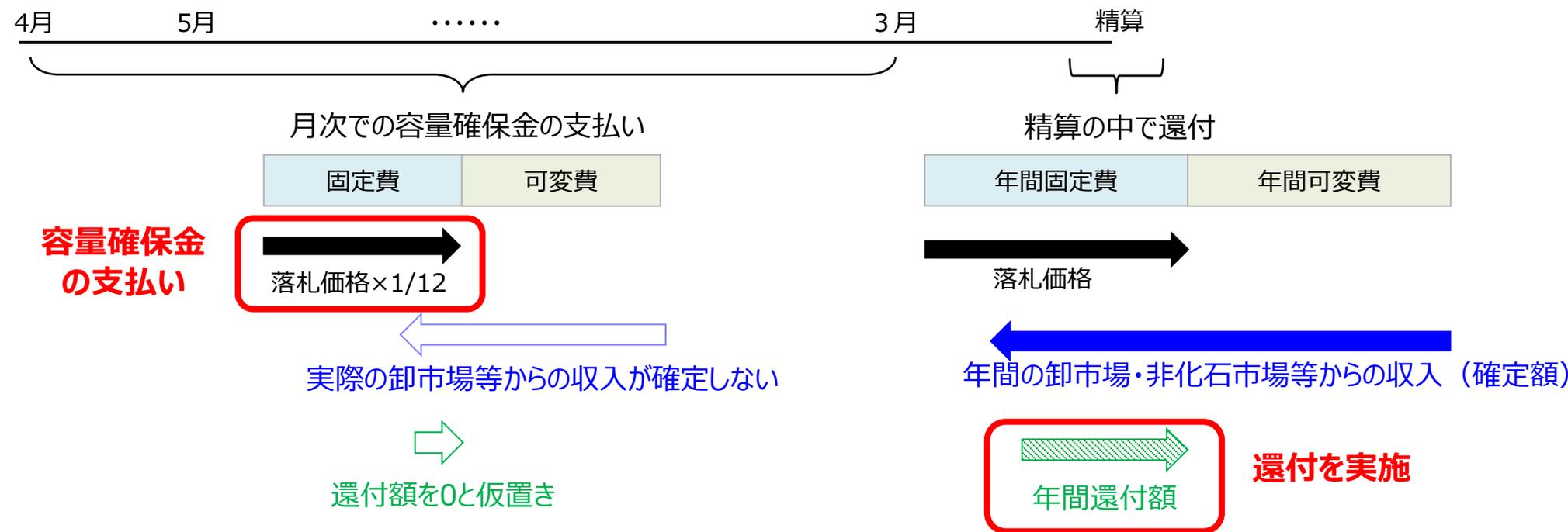
(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。

(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表済政策シナリオの値を表示。コージェネは、CIF価格で計算したコスト。



論点 2 - 3 容量確保金の支払いと還付のタイミング

- 容量確保金の支払いは、現行容量市場と同様に、月ごとに行うこととしてはどうか。
- その際には、還付額を差し引いて支払うことが考えられるが、非化石価値は年度単位で売買が可能であり、還付額の計算に必要な「非化石価値の収入」については、収入が確定するのは翌年5月頃となる。このため、月次での還付額の計算を確定額で行うことができない。
- したがって、4月～3月分の月次の容量確保金の支払いにおいては、簡便的に還付額を0として扱い、年度毎に行う精算のタイミングで、年間の他市場収益の確定額を元に還付額を算定し、落札事業者が還付を行うこととしてはどうか。
- 小売電気事業者等から徴収する月毎の容量拠出金についても、上記をベースに算出することとしてはどうか。



(論点2-3の参考) 非化石価値取引市場のオークションタイミング

第49回制度検討作業部会 (2021年4月15日)
資料4に赤枠を追加

今後の検討スケジュール (案)

- **2021年度**の中間目標値の対象に活用可能な市場のオークションが今年8月から始まること、市場を分離した上で、**需要家も参入可能な再エネ価値取引市場を2021年度後半から試行的に実施**することを踏まえ、今後の制度の見直しは以下のスケジュール感で進めることとしてはどうか。

※()内は現行制度の下での取引を実施予定



論点 2 - 4 物価変動への対応

- 本制度の制度適用期間は、「全電源種共通で20年を基本」としていることから、落札電源は、建設リードタイムを経た後に、基本的に落札価格の容量収入を供給力提供開始後20年間固定化した形で得ることとなる。このため、こうした期間の中で、**物価が大きく変動する可能性**も考えられる。
- 一方で、本制度では、入札価格に対する規律として、入札価格の監視を行うこととしており、入札価格に織り込むことが適切なコストを列挙しているが、そこには物価変動のリスクプレミアムは含まれないこととしている。このため、こうした**物価変動に伴う不確実性は、投資判断を困難にするおそれがある**。
- こうした中で、例えば英国の電源投資促進制度では、物価変動を事後的に落札価格に反映している事例も存在する。
- こうした点や、カーボンニュートラルと安定供給の両立に向けて、脱炭素電源の容量を長期にわたって確保するとの制度趣旨を踏まえ、**入札時点からの物価変動を事後的に落札価格に反映して、毎年の容量収入を算出すること**としてはどうか。



出所：政府統計より資源エネルギー庁集計

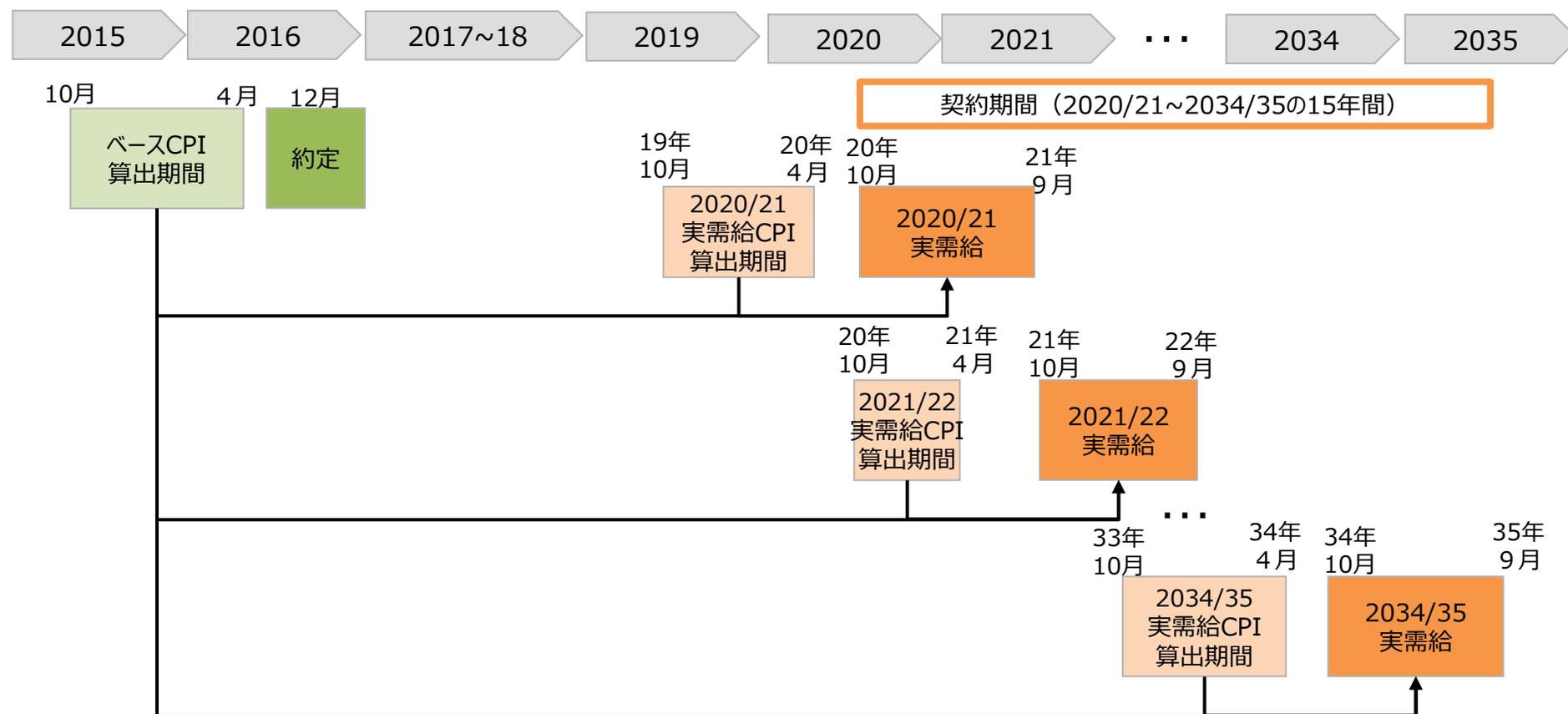
<参考：海外の電源投資促進制度における物価補正事例>

英国CfD	英国容量市場
消費者物価指数（CPI）に連動	

論点 2 - 4 物価変動への対応

- 英国容量市場では、新設電源は15年の長期契約が可能であり、各年における容量収入は、落札価格に対し、1年ごとに消費者物価指数（CPI）の補正が行われることとなっている。

英国容量市場における物価変動の反映（新設（契約期間が2020/21から15年間）の場合）



出典 : <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2014/2043/schedule/1>

論点 2 - 4 物価変動への対応

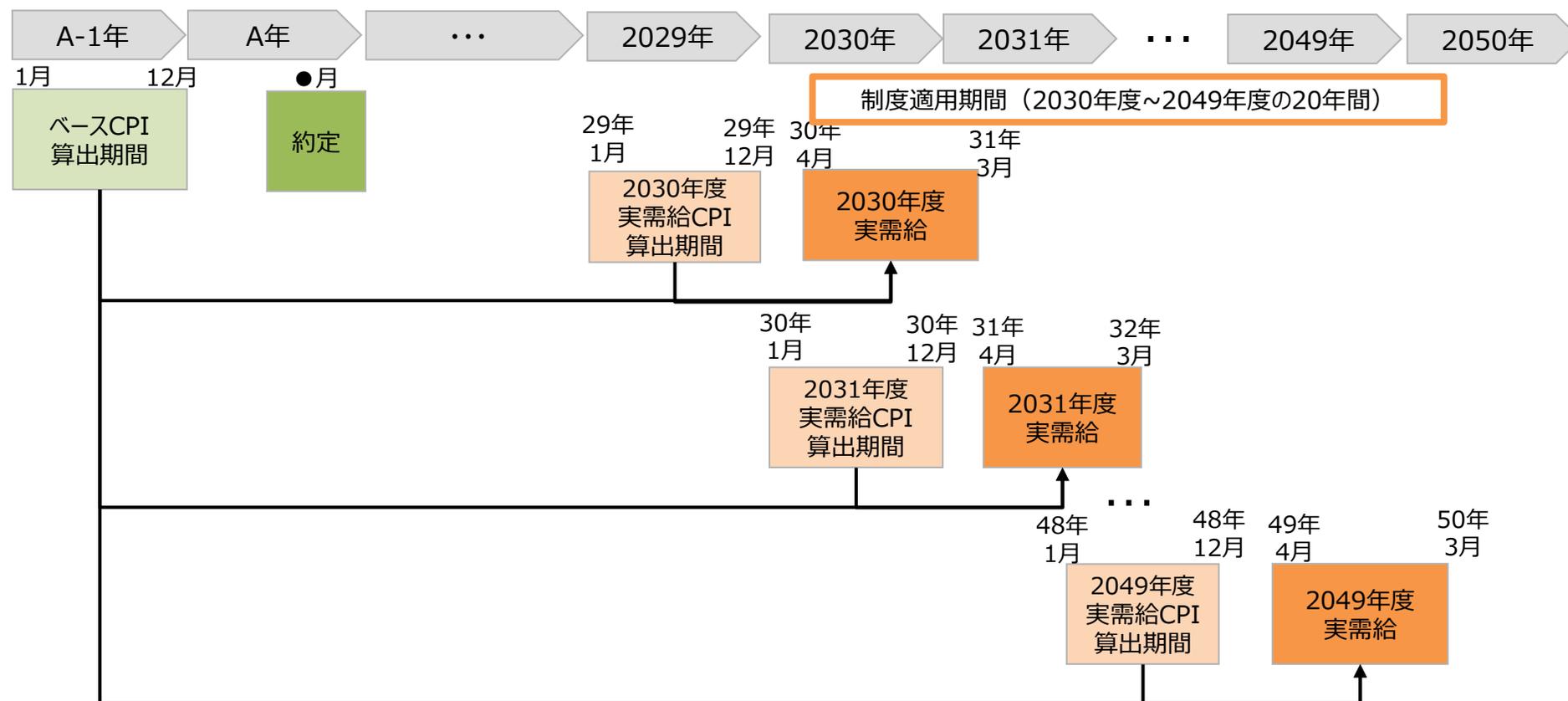
- 英国容量市場の物価補正を参考とし、本制度の各年における容量収入は、次式のとおり、落札価格に対し、1年毎に消費者物価指数（コアCPI）で物価補正を行うこととしてはどうか。

X年度の容量収入※

$$= \text{落札価格} \times (\text{X-1年の消費者物価指数} \div \text{入札年度 (A年度) の前年の消費者物価指数})$$

※後述するペナルティの算定でも、落札価格には同様の物価補正を行う。

物価変動の反映（制度適用期間が2030年度～2049年度の20年間の場合）



(論点 2 - 4 の参考) 現行容量市場のNet CONEの算定に使用される経済指標

2022年度メインオークション 需要曲線作成要領
より抜粋

(2) 経済指標等

指標価格の算定に用いる経済指標^{※1}等は以下のとおり。

項目	数値	算出式等	備考
インフレーション率	5.25%	発電コスト検証 WG のコスト算定年（基準年）から Net CONE 算定年までの物価上昇率の実績値。 $\text{インフレーション率} = \frac{2021\text{年(暦年)の総固定資本形成}}{2014\text{年(暦年)の総固定資本形成}} - 1$ 基準年（2014年）：99.1%、2021年：104.3%	内閣府 国民経済計算（GDP 統計） 暦年デフレーター（暦年）の総固定資本形成
期待インフレ率 ^{※2}	0.39%	将来の物価上昇率の予測値における過去 10 年の平均値。 期待インフレ率 $= 0.4 \times \text{前年度のコア CPI 変化率} + 0.6 \times \text{前年度の期待インフレ率}$	総務省統計局 消費者物価指数（コア CPI） 全国の生鮮食品除く総合の「消費者物価指数」 統計表：appl-1 参照
割引率（税引前 WACC）	5%	割引率（税引前 WACC） $= \frac{\text{自己資本比率} \times \text{自己資本コスト}}{1 - \text{実効税率}} + \text{他人資本比率} \times \text{他人資本コスト}$	
自己資本比率	43.0%	2019 年度の資本金 1 億円以上の企業の自己資本比率の平均値。	経済産業省（経済産業省企業活動基本調査） 統計表：3-1 参照
自己資本コスト	6.7%	国内外の機関投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。	経済産業省 持続的成長への競争力とインセンティブ～ 企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト 伊藤レポート（本文）P44 参照
他人資本比率	57.0%	1 - 自己資本比率	
他人資本コスト	0.88%	日本銀行の貸出約定平均金利（新規・長期）における過去 10 年の平均値。	日本銀行（金融経済統計月報） 公表データ：金融 1 参照
実行税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) 法人税 23.2%、地方法人税 10.3%、法人住民税 7%	

※1 2021 年度末時点の最新の経済指標。

※2 計算式は、「日本経済のリスクプレミアム（著者：山口勝業、東洋経済社）」を参考に設定。

1. 対象
2. 入札価格の在り方
- 3. 調達方法**
4. 制度適用期間
5. 上限価格
6. 現行容量市場との関係
7. リクワイアメント・ペナルティ

論点3 事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

- 第8次中間取りまとめでは、**事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するため入札資格要件や保証金の設定等の検討を行っていくことを前提**として、制度全体の効率性向上の観点から、まずは「価格競争方式」からスタートすることとしている。
- このため、**事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策**を検討する必要がある。

第8次中間とりまとめ

⑤調達方式

<調達方式>

落札電源を決定する調達方式は、「価格競争方式」や「総合評価方式（価格面のみならず性能等を含めた評価）」が考えられるが、本制度措置の目的や運用面を含めた制度全体の効率性向上の観点から、いずれの調達方式を採用すべきか検討を行った。

本制度措置は、制度適用期間を複数年とする一定程度大規模な投資を想定したものである。このような観点を踏まえれば、入札の実施にあたっては、**事業の実施能力や事業継続の確実性を担保する観点が重要**である。

こうした観点を担保する方法としては、総合評価方式や価格競争方式をベースとした上で以下のような方法も考えられる。

- **事業計画の提出を求め、一定の条件に満たないものは入札資格を与えない方法**
- **FIT制度での入札などのように、入札時に保証金を徴収し、認定取得に至らない案件は保証金を没収する方法**

したがって、以下の点を踏まえ、**事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するため入札資格要件や保証金の設定等の検討を行っていくことを前提**として¹⁹、制度全体の効率性向上の観点から、まずは「価格競争方式」からスタートすることとした。

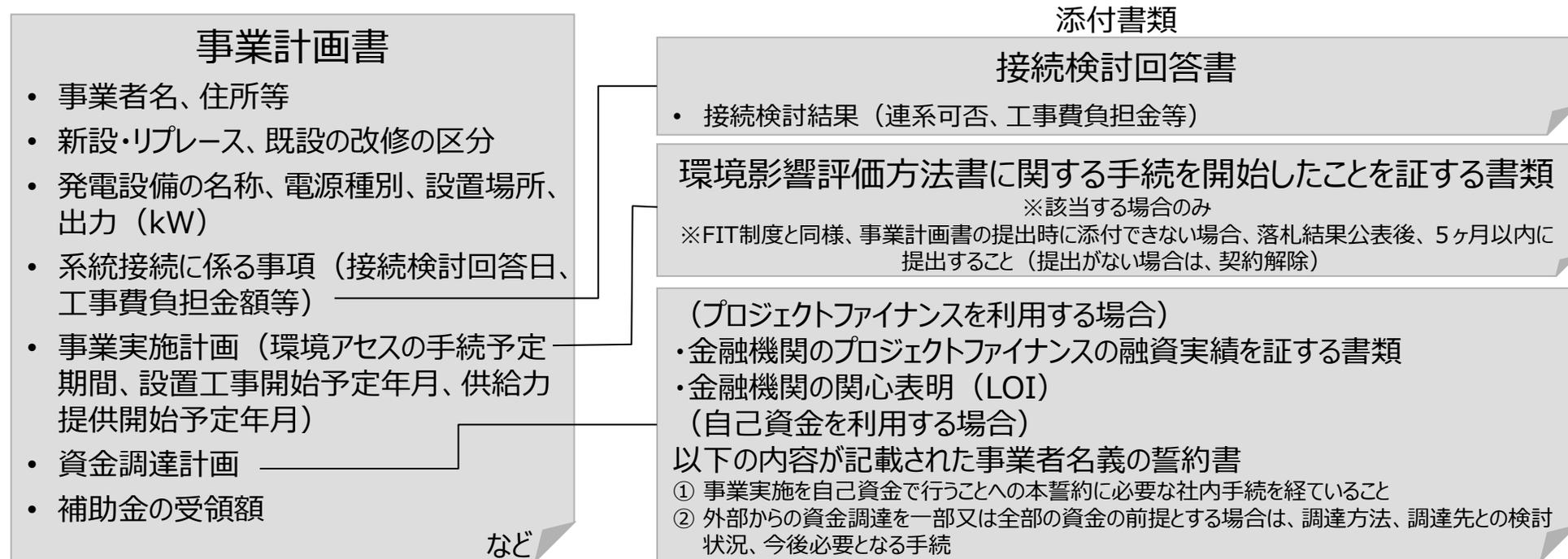
- 本制度は様々な電源種混合の競争入札制度であり、公平な評価方法を策定することは難しい面もあること
- 長期、安定的かつ効率的な発電事業の実施の多くの要素は最終的には価格に反映されること
- 現行容量市場同様にリクワイアメントを通じて電源の稼動を担保することを想定していること

脚注19 **入札資格要件や保証金の設定は、「参加者の規律を保つことが重要」という意見もあった一方で、「過度に厳格となって新規参入のハードルが高くなりすぎないようにすべき」との意見があった。**

論点3 事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

- 事業の実施能力を担保するための方策として、以下の入札参加資格を求めることとしてはどうか。
 - 入札前に**事業計画（資金調達計画を含む）の提出**を求め、**具体的な事業計画が立てられているかどうかの確認**や、**事業実施のための資金的裏付けの確認**を行う
 - 事業計画の添付書類として、**系統への接続検討回答書**、（存在する場合は）**工事計画書**（電気事業法第47条又は第48条に基づき提出したもの）や、（FIT制度における入札と同様に）**環境アセスが必要な案件は方法書の提出**を求める
 - その他、一般的な要件として、自らが維持・運用する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者、反社会的勢力でないこと、国内法人（日本の法律に基づいて設立され、日本国内に本店又は主たる事務所を持つ法人）※であること

※落札後に速やかに国内法人を設立する前提でのコンソーシアム（事業計画に記載した議決権保有割合の構成員を中心に構成されるものに限る）を含む。



具体的な事業計画が立てられているかどうかを確認

事業実施のための資金的裏付けを確認

論点3 事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

- また、事業の実施能力や事業継続の確実性を担保する方法として、事前に金銭を支払わせる方法（FIT制度の**保証金制度**）や、退出時に金銭を支払わせる方法（現行容量市場の**市場退出時の経済的ペナルティ**や英国容量市場の**解約手数料**）も考えられる。

区分	FIT制度（日本）	容量市場（日本）	容量市場（英国）																		
担保策	保証金	市場退出時の経済的ペナルティ	解約手数料																		
支払うタイミング	事前 ※入札前・落札後に保証金を支払う ※運開時に返還or退出時に没収		事後 ※市場退出時に支払う																		
金額の設定方法	容量にのみ比例 (容量×●円/kW)	落札金額に比例 (容量×調整係数×落札単価×●%)	容量にのみ比例 (容量×●円/kW)																		
金額	供給力提供開始前	<p>【追加オークションの実施判断に必要な容量確保契約の変更または解約の確認期限日まで】 容量×調整係数×落札単価×5% (155円/kW)</p> <p>【上記確認期限日の翌日以降】 容量×調整係数×落札単価×10% (310円/kW)</p> <p>※括弧内は、2021年度メインオークションの落札単価3,108円/kWに5%or10%をかけた値</p>	<p>解約事由毎に解約手数料Termination Fees (TF) を設定</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>事由</th> <th>金額※</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>TF1</td> <td>発電ユニットの譲渡、売却、処分 (2016年7月より前の落札電源)</td> <td>5 £ /kW (800円/kW)</td> </tr> <tr> <td>TF2</td> <td>系統側事由を除く系統携系契約の終了 (2016年7月より前の落札電源)</td> <td>25 £ /kW (4000円/kW)</td> </tr> <tr> <td>TF3</td> <td>発電ユニットの譲渡、売却、処分</td> <td>10 £ /kW (1600円/kW)</td> </tr> <tr> <td>TF4</td> <td>系統側事由を除く系統連携系契約の終了</td> <td>15 £ /kW (2400円/kW)</td> </tr> <tr> <td>TF5</td> <td>実需給の6か月前までに配電接続契約を締結していない</td> <td>35 £ /kW (5600円/kW)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 £ = 160円として換算</p>		事由	金額※	TF1	発電ユニットの譲渡、売却、処分 (2016年7月より前の落札電源)	5 £ /kW (800円/kW)	TF2	系統側事由を除く系統携系契約の終了 (2016年7月より前の落札電源)	25 £ /kW (4000円/kW)	TF3	発電ユニットの譲渡、売却、処分	10 £ /kW (1600円/kW)	TF4	系統側事由を除く系統連携系契約の終了	15 £ /kW (2400円/kW)	TF5	実需給の6か月前までに配電接続契約を締結していない	35 £ /kW (5600円/kW)
		事由	金額※																		
TF1	発電ユニットの譲渡、売却、処分 (2016年7月より前の落札電源)	5 £ /kW (800円/kW)																			
TF2	系統側事由を除く系統携系契約の終了 (2016年7月より前の落札電源)	25 £ /kW (4000円/kW)																			
TF3	発電ユニットの譲渡、売却、処分	10 £ /kW (1600円/kW)																			
TF4	系統側事由を除く系統連携系契約の終了	15 £ /kW (2400円/kW)																			
TF5	実需給の6か月前までに配電接続契約を締結していない	35 £ /kW (5600円/kW)																			
供給開始力後提	無し	容量×調整係数×落札単価×10%																			

出所：FIT法による入札実施要綱、容量市場容量確保契約約款、EMR Delivery Body (National Grid ESO)社のHP公表資料を参考に資源エネルギー庁にて作成
<https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F00000VIAHg>
https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsujukyukanren/files/220727_kakuhokeiyaku.pdf
<https://www.emrsettlement.co.uk/document/guidance/g11-termination-of-capacity-agreements/>

論点3 事業の実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

- 同様の議論は、現行容量市場の制度検討の際にも行われたが、その際には、「リクワイアメントをまったく果たせなかった電源等は、容量市場における対価を得ることができず、オークション約定価格の10%分、追加的な金銭の支払を求められることとなる。この約定価格を超えるペナルティの設定によって、供給力の提供が不確実な発電事業者の参入を防止できると考えられる」との考え方により、事前に支払わせる方法（保証金）は採用されず、退出時に支払わせる方法（市場退出時の経済的ペナルティ）を採用することとなった。
- 本制度は、容量市場の特別オークションであることから、原則として現行容量市場のリクワイアメント・ペナルティを適用することとしており、リクワイアメントを満たせない場合は、約定価格の10%分、追加的な金銭の支払いを求めることから、これにより、供給力の提供が不確実な発電事業者の算入を防止できると考えられるため、「保証金」ではなく、「市場退出時の経済的ペナルティ」を採用することとしてはどうか。
- また、本制度は固定費ベースの競争制度であり、同じ容量の電源間でも、落札金額は落札電源毎に決定されるため、ペナルティ金額の設定方法は、容量にのみ比例する方法（前頁の日本FIT制度や英国容量市場と同様）ではなく、容量に落札単価を乗じた落札金額に比例する方法（前頁の日本容量市場と同様）としてはどうか。
- 具体的には、現行容量市場の水準を参考に、供給力提供開始前・供給力提供開始後で一律「容量×調整係数×落札単価×10%」としてはどうか。

※本制度の上限価格は10万円/kW/年を閾値としているため、「落札単価×調整係数×10%」は最大1万円/kWとなり、前頁の他の制度のペナルティ水準に比べても、過剰又は過小とはいえないのではないかと。

論点 i 担保策	事前に支払わせる「保証金」	退出時に支払わせる「市場退出時の経済的ペナルティ」
論点 ii 金額設定方法	容量に比例	落札金額に比例 (⇒ 容量×調整係数×落札単価×10%)

(論点3の参考) 現行容量市場における落札保証金の検討経緯

第13回 容量市場の在り方等に関する検討会
(平成30年7月12日) 資料4

4. その他の論点

(2-1) 落札保証金について (これまでの検討)

- 落札保証金については、これまで、参入障壁を緩和する観点から、市場退出時のペナルティはその大部分の支払いを事後(市場退出時)に求めることとしてはどうかと提案し、金額の一部を事前に支払わせる等(落札保証金)については検討を継続するとした。

2. 経済的ペナルティについて

論点4: 落札保証金が参入障壁となることへの対応案

第7回容量市場の
在り方等に関する検
討会資料より

- 落札保証金の目的は、供給力の提供が不確実な発電事業者等の参入を抑止すること。
- 参入障壁を緩和する観点から、市場退出時に保証金の大部分を支払わせることでも本来の目的と同様の効果が得られると考えられるのではないかと。

	メリット	デメリット
事前 落札 保証金	<ul style="list-style-type: none">供給力の提供が不確実な発電事業者等の参入を事前に抑止可能。	<ul style="list-style-type: none">小規模事業者にとっての参入障壁となるおそれ。メインオークション後から精算までの間、最大で5年分のキャッシュを預かることとなり、不経済。発電事業者等からは預かり期間の運用益を含めた返金を求められる可能性も高い。
事後 金銭 ペナルティ	<ul style="list-style-type: none">小規模事業者の参入を妨げない。供給力の提供が不確実な発電事業者等の参入を抑止する効果はそれなりに期待できる。	<ul style="list-style-type: none">発電事業者等が廃業する場合には、ペナルティ未払いのまま市場退出をするおそれもある(市場管理者として追及しきれないおそれ)。

- 落札保証金は、市場退出時に大部分の支払を求める(市場退出時のペナルティ)こととしてはどうか。
 - 事後払いとする場合の金銭ペナルティ未回収リスクは、契約によりある程度縮小できると考えられる。
 - ただし、金額の一部を事前に支払わせる等についても検討を継続する。

(論点3の参考) 現行容量市場における落札保証金の検討経緯

第13回 容量市場の在り方等に関する検討会
(平成30年7月12日) 資料4

4. その他の論点

(2-3) 落札保証金についての整理

42

- 落札保証金の目的は、供給力の提供が不確実な発電事業者の参入を防止することであった。
- 今回、ペナルティの上限額をオークション約定価格の110%とする案を示しており、受渡期間において供給力を提供できずリクワイアメントを果たせなかった電源等は、容量市場における対価の支払いを全額没収されたうえ、オークション約定価格の10%分、追加的な金銭の支払を求められることとなる。この約定価格を超えるペナルティの設定によって、供給力の提供が不確実な発電事業者の参入を防止できると考えられるのではないか。
- そのため、今回、ペナルティ上限額をオークション約定価格の110%とし、約定価格を超えるペナルティの設定を行うことで、落札保証金の支払いを求めないこととしてはどうか。

1. 対象
2. 入札価格の在り方
3. 調達方法
- 4. 制度適用期間**
5. 上限価格
6. 現行容量市場との関係
7. リクワイアメント・ペナルティ

論点4 アンモニア・水素混焼設備を専焼化するためにスクラップ&ビルドで建て替える場合の制度適用期間の特例

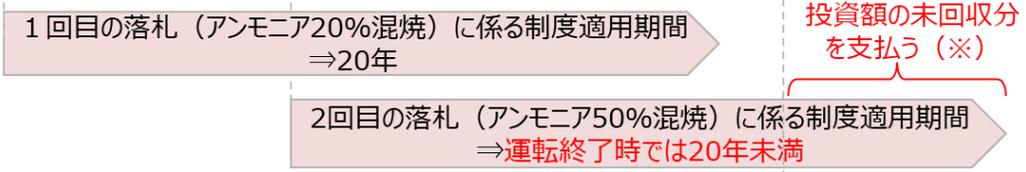
● 前回の会合では、アンモニア・水素混焼設備を専焼化するために「ビルド&スクラップ」で建て替える場合の制度適用期間の特例について御議論いただいたが、**今回は「スクラップ&ビルド」で建て替える場合の制度適用期間の特例**について御議論いただきたい。

論点12 制度適用期間 (アンモニア・水素混焼設備を専焼化するために建て替える場合の特例)

第70回制度検討作業部会 (2022年10月3日) 資料5

- 既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件が落札した場合、将来的には、専焼化を求めることとなるが、その場合、専焼化するための建て替えの投資を行う場合が考えられる。
- その際、混焼化した発電設備について、その制度適用期間が終了する前に、建替えに伴って運転終了する場合には、投資額の未回収分の扱いを決めておく必要がある。
- **当該投資額の未回収分***については、**建て替えに伴う運転終了後も、建て替え後の発電設備による供給力の提供を条件に、残りの制度適用期間にわたって、発電事業者に対して支払うこと**としてはどうか。 ※落札価格に含まれる資本費・事業報酬部分

アンモニア・水素の専焼化に向けた道筋の例



(※) C号機の運転開始に伴い、B号機を除却しなければならない場合
支払いは、C号機の供給力の提供が条件
上記はビルド&スクラップの場合だが、スクラップ&ビルドの場合の扱いは、別途検討

3回目の落札（アンモニア専焼）に係る制度適用期間 34

論点4 アンモニア・水素混焼設備を専焼化するためにスクラップ&ビルドで建て替える場合の制度適用期間の特例

- 発電所の立地制約等により、（混焼設備の除却後に専焼設備の建設工事を開始して建設する）スクラップ&ビルドによらなければ専焼設備の建設ができない場合がありうる。一方で、**スクラップ&ビルドの場合、ビルド&スクラップと異なり、混焼設備の運転停止から新設の専焼化炉の供給力提供開始までの間は、供給力の提供ができない期間が生じ、その期間は追加的に供給力を確保することが必要**となる。
- こういった点を踏まえると、アンモニア・水素混焼設備を専焼化するための投資については、**原則として、ビルド&スクラップによる対応を求めることとし、当該対応が困難な場合に、落札後追加の供給力確保に向けた配慮措置を講じることを条件として、スクラップ&ビルドによる建て替えを認めること**としてはどうか。
- スクラップ&ビルドを認める具体的な条件は、専焼化に向けた投資の**落札時点で、4年後までは既に現行容量市場の募集量から当該電源の容量を控除していること**を踏まえ、**落札後「4年後の年度末まで」の間供給力の提供を継続すること**※としてはどうか。※継続できない場合は、経済的ペナルティを科す。差替電源がある場合は、経済的ペナルティを科さない。
- その上で、混焼設備の**投資額の未回収分**は、**建て替えに伴う運転終了後も、建て替え後の発電設備による供給力の提供を条件に、残りの制度適用期間にわたって、発電事業者に対して支払うこと**としてはどうか。

アンモニア・水素の専焼化に向けた道筋の例



1. 対象
2. 入札価格の在り方
3. 調達方法
4. 制度適用期間
- 5. 上限価格**
6. 現行容量市場との関係
7. リクワイアメント・ペナルティ

上限価格

- 第8次中間とりまとめでは、国民負担の最小化を図る観点から、電源種毎に、発電コスト検証の数値をベースとして、上限価格を設定することとしている。

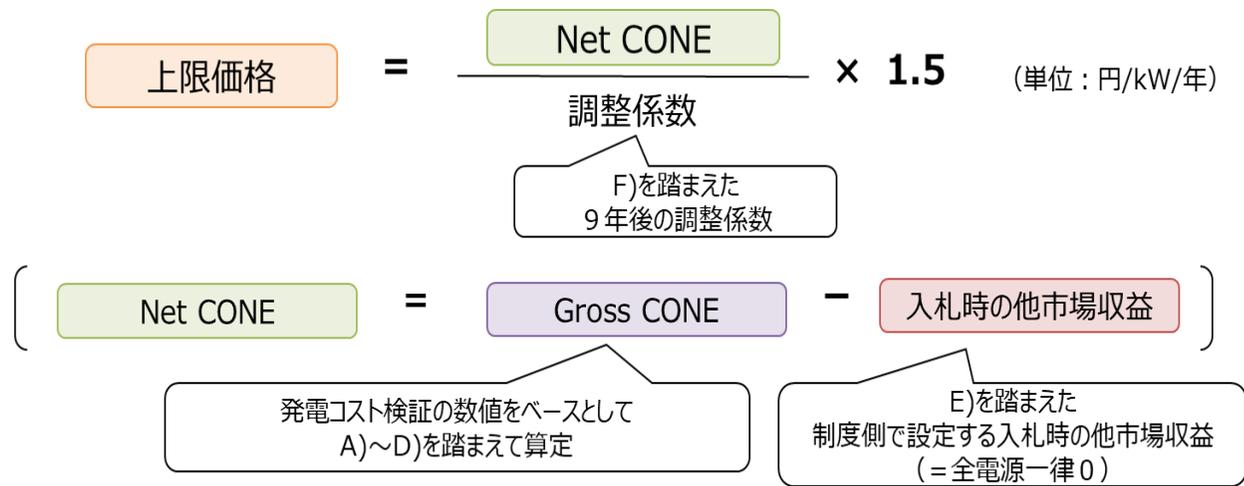
第8次中間とりまとめ

A) 上限価格の算定方法

現行容量市場の上限価格は、諸外国の容量市場における上限価格の設定方法を参考にしつつ、電源の新設インセンティブに十分な価格水準、国民負担の観点から、**発電コスト検証の数値をベース**としたNet CONE×1.5倍として設定している。

本制度措置における上限価格も、同様の考え方により、参考図25の算式によって設定することとした。

(参考図25) 上限価格の算定式



(略)

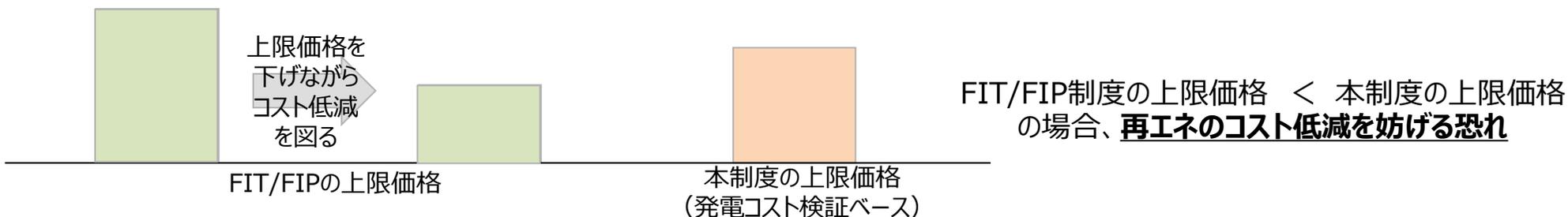
電源種によって数万円～数十万円とばらつきがあることから、現行容量市場のように、モデルプラントとなる電源種を設定して、その電源種のNetCONEを基に全電源一律の上限価格を設定するのではなく、**電源種毎に上限価格を設定することとした**。電源種毎の上限価格の詳細については今後検討していき、実際の入札時に改めて計算する。

ただし、「E)他市場収益」では入札時の他市場収益の設定方法として設定方法②を採用しているが、この場合には、競争力のある電源同士の競争を確保し、過度な国民負担の発生を防止するため、上限価格に閾値を設けることとした。

閾値の水準は、上記趣旨を踏まえ、競争力のある電源の上限価格の水準や、電源投資促進の観点、他の関連制度との整合も踏まえた水準として、例えば10万円/kW/年を一つの目安とすることとした。

論点5 FIT/FIPの対象電源種の再エネの上限価格

- 再生可能エネルギーは、再エネ特措法に基づき価格目標を設定したり、FIT/FIP制度の入札上限価格を下げながら、コスト低減を図っているところ。
- こうした中で、本制度の再エネの上限価格を、発電コスト検証の数値をベースとして設定する場合、一部のエリアでは、再エネの価格目標まで下がる前に、FIT/FIP制度の上限価格よりも、本制度の上限価格の方が大きくなってしまい、再エネのコスト低減を妨げる恐れがある。
- したがって、FIT/FIP制度の対象となっている再エネの電源種の本制度の上限価格は、再エネのコスト低減インセンティブを削がない方法で設定することとしてはどうか。



	(参考) 価格目標等 (円/kWh)		再エネの価格目標等を元に試算した上限価格※1 (万円/kW/年)								コスト検証ベースの上限価格 (万円/kW/年)	
	発電コスト	調達価格※2	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国		九州
太陽光 (事業用)	※2025年 7	8.5	38.7	11.7	13.7	8.9	10.5	10.5	11.0	8.9	26.8	20.2~87.5
陸上風力	※2030年 8~9	12.1	14.2~15.4	10.1~10.9	11.9~12.9	14.5~15.7	10.4~11.2	10.1~11.4	14.5~15.7	8.6~9.3	16.7~18.1	17.3~33.6
洋上風力	8~9	~12.9	15.4~16.8	10.9~11.9	12.9~14.0	15.7~17.2	11.2~12.2	11.4~12.4	15.7~17.2	9.3~10.1	18.1~19.7	28.8~56.0

閾値10万円/kW/年を超えないエリア (赤枠) : 当該単価
 閾値10万円/kW/年を超えるエリア : 10万円/kW/年

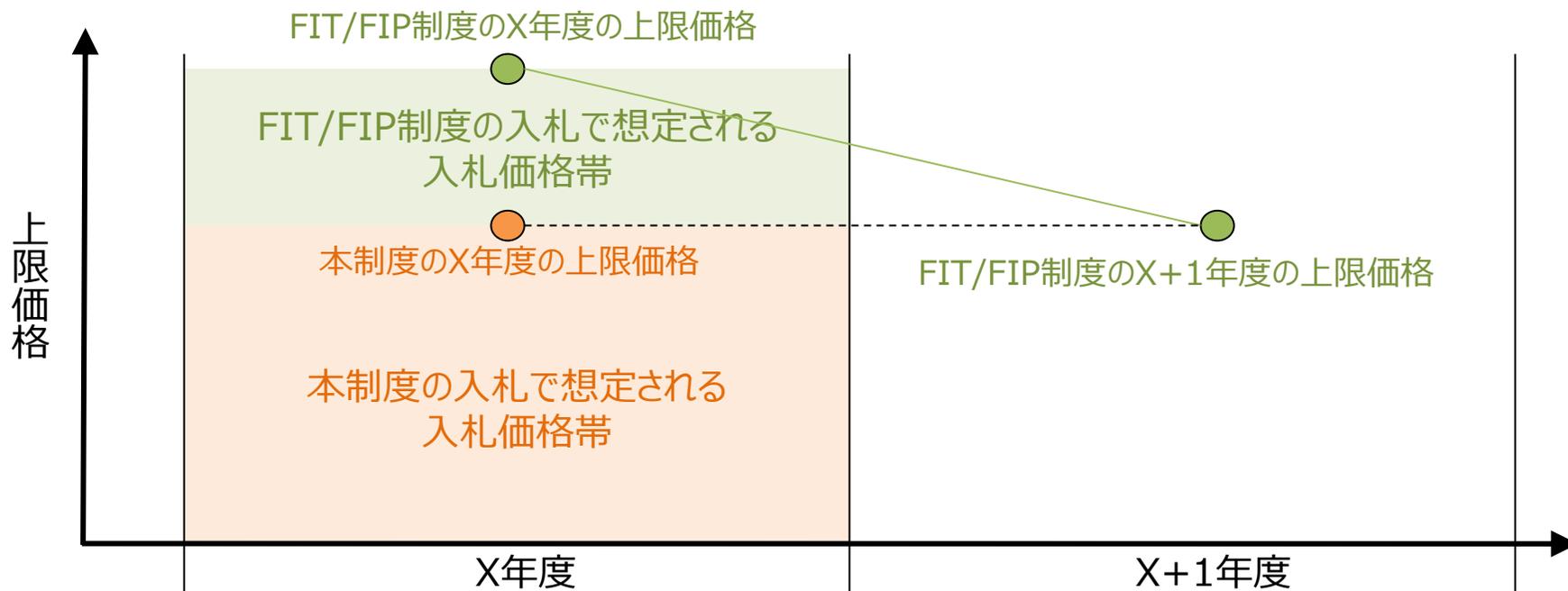
閾値10万円/kW/年
 を超えるので
 10万円/kW/年

※1 エリア毎の上限価格の試算は、設備利用率は2022年度のFIP基準価格の想定値、調整係数は2031年度のものを用いて試算
 ※2 太陽光はIRR 5%、風力はIRR 8%として調達価格に換算した額 (平成31年度以降の調達価格等に関する意見参照) であり、IRRの想定値に応じて変わる

論点5 FIT/FIPの対象となっている再エネの上限価格

- FIT/FIP制度は、「他電源と共通の環境下で競争する自立化」までの途中経過に位置づけられるものであり、本制度は様々な電源種が電源種混合で共通の環境下で競争を行っていく仕組み。
- したがって、競争的な再エネ電源が、本制度によって導入されていくように、FIT/FIP制度の適用対象の電源種の上限価格を設定してはどうか。
- 具体的には、FIT/FIP制度の入札で想定される入札価格帯（下図参照）より低い価格であれば、競争的な再エネ電源といえることから、原則FIT/FIP制度における翌年度の上限価格※をベースに、本制度の当該年度の上限価格を設定してはどうか。

※ 入札がない電源種は、調達価格・基準価格。同じ電源種で複数の上限価格・調達価格・基準価格が存在する場合は、その中の最低価格。
本制度においてリプレースの定義を別途設けた電源種は、リプレースの区分ごとの調達価格・基準価格。
洋上風力は、再エネ海域利用法に基づく直近の公募の上限価格。
バイオマスは、FIT/FIP制度の上限価格には燃料費が含まれており、燃料費を除いた固定費のみの価格の算出が困難なため、発電コスト検証の数値。



(論点5の参考) FIT/FIP制度を元に設定した上限価格

- 前頁のルールに基づき、翌年度（2023年度で試算）のFIT/FIP制度の上限価格等を元に設定した上限価格は下表のとおり。
- 地熱（全設備工新型、地下設備流用型）以外の電源は、閾値10万円/kW/年を超えるため、上限価格は10万円/kW/年となる。

単位：万円/kW/年	翌年度（ここでは2023年度で試算）のFIT/FIP制度の上限価格等を元に設定した上限価格(※1)										コスト検証ベースの上限価格
	2023年度FIT/FIP制度の上限価格等	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	
太陽光（事業用）	9.5円/kWh	43.3	13.1	15.3	10.0	11.7	11.7	12.3	10.0	30.0	20.2～87.5
陸上風力	15.0円/kWh	17.7	12.6	14.8	18.2	13.0	13.1	18.2	10.7	20.9	17.3～33.6
洋上風力	29円/kWh (現時点で直近の入札上限価格)	40.7	29.0	34.1	41.7	29.8	30.2	41.7	24.6	47.9	28.8～56.0
地熱	26.0円/kWh	12.6(※2)									17.6
地熱（全設備更新型）	20.0円/kWh	9.7(※2)									N/A
地熱（地下設備流用型）	12.0円/kWh	5.8(※2)									N/A

閾値10万円/kW/年を超えない電源：当該単価
 閾値10万円/kW/年を超える電源：10万円/kW/年

閾値10万円/kW/年を超えるので
 10万円/kW/年

※1 FIT/FIP制度の上限価格等（円/kWh）に、想定設備利用率を加味した稼働時間（h）を乗じた上で、調整係数で割った値。

※2 FIT/FIP制度では制度期間15年であるため、本制度措置の20年に換算して計算

制度設計時における留意点 (FIT・FIP制度との整理)

- **FIT制度**は、発電した再エネ電気を、**投資インセンティブが確保される固定価格 (FIT価格) で調達期間にわたって買い取られることを保証**するもの。また、**FIP制度**は、「**FIT制度**」から「**他電源と共通の環境下で競争する自立化**」までの**途中経過**に位置付けられるもの。
- FIT・FIP制度では、電源種毎にFIT・FIP価格を決定し、徐々に価格を低下させていき、いずれはFIT・FIP制度を適用せずに、他電源と共通の環境下で投資を行う「自立化」を目指す。他方、**本制度は、様々な電源種が電源種混合で共通の環境下で競争を行っていく仕組み**。
- したがって、**再エネ電源への投資を行おうとする事業者が、FIT・FIP制度の適用を選択しない場合には、本制度での競争に参加することができる**こととしてはどうか。
- なお、**FIT・FIP制度の適用を選択した場合**には、現行容量市場には参加不可となっていることと同様に、**本制度にも参加不可**としてはどうか。

課題

FIT・FIP制度との連続性をどのように考慮すべきか。



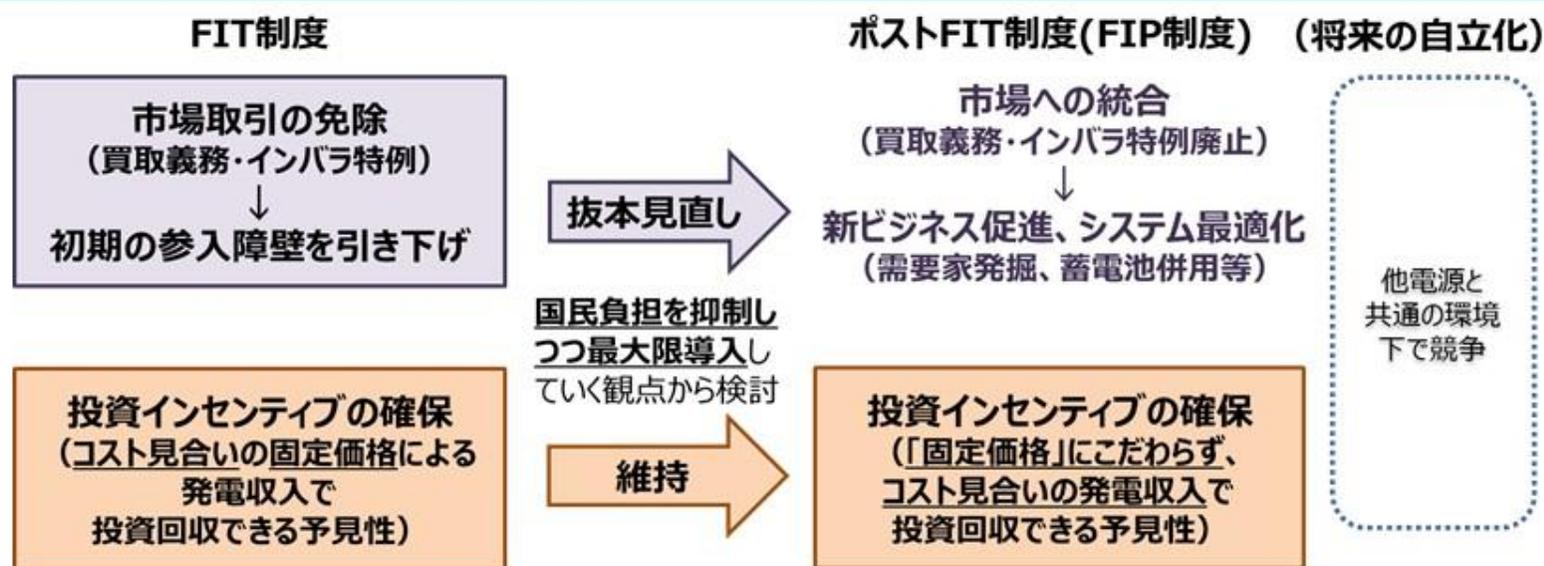
方向性

- 再エネ電源への投資を行おうとする事業者が、FIT・FIP制度の適用を選択しない場合には、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) FIP制度の詳細設計に向けた基本的な方針

第19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/第7回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議 (2020.8.31) 資料1より抜粋

- FIP制度は、再エネの自立化へのステップとして、電力市場への統合を促しながら、投資インセンティブが確保されるように支援する制度。**FIP制度が、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争する自立化までの、途中経過に位置付けられるもの**であることを踏まえれば、**FIP制度を構成する各要素について、FIT制度から他電源と共通の環境下で競争するまでの途中経過に位置付けられるよう、詳細設計すべきではないか。**
- また、再エネをFIP制度を通じて電力市場への統合を進めていく趣旨からは、詳細設計に当たっては、電力市場への統合が進むか、電力市場全体のシステムコストが低減する方向に働くか、といった観点が重要。こうした点を踏まえると、**FIP制度を取り巻く各要素が電力市場をなるべく的確に反映すべきである**。同時に、再エネ電源がまだ自立しておらず、かつ、国民負担を抑制しながら再エネを最大限導入していく観点からは、**過度に不確実性が高くないようにすることも大切**。さらに、利用しやすい制度とするためにも、**詳細設計においてはシンプルに仕上げる観点も重要**。
- FIP制度の詳細設計に当たっては、これらを基本的な方針としながら進めていくべきではないか。



【論点⑥】入札価格に対する規律について

- 論点②の入札時の他市場収益の設定方法①と②のそれぞれで、電源種毎の上限価格を試算した結果は下の表のとおり。なお、設定方法①と②で、電源種毎の上限価格には差が生じるが、事後的な還付又は補填を考慮すれば、基本的に(※)国民負担は変わらない。 ※設定方法①で、事後的な補填が一部に留まる場合には、差は生じ得る。
- 電源種によって数万円～数十万円とばらつきがあることから、現行容量市場のように、モデルプラントとなる電源種を設定して、その電源種のNetCONEを基に全電源一律の上限価格を設定するのではなく、**電源種毎に上限価格を設定してはどうか**。(上限価格は実際の入札時に改めて計算予定。)
- ただし、論点②において入札時の他市場収益の設定方法を、事務局提案のとおり設定方法②とする場合には、競争力のある電源同士の競争を確保し、過度な国民負担の発生を防止するため、**上限価格に閾値を設けることとしてはどうか**。閾値の水準は、上記趣旨を踏まえ、競争力のある電源の上限価格の水準や、電源投資促進の観点、他の関連制度との整合も踏まえた水準として、例えば**10万円/kW/年**を一つの目安としてはどうか。

単位：万円/kW/年	設定方法①		設定方法②		
	NetCONE÷調整係数	上限価格	NetCONE÷調整係数	上限価格	
太陽光(事業用)	2.4~10.5	3.6~15.8	13.5~58.3	20.2~87.5	FIT/FIPの 対象電源
陸上風力	4.5~8.7	6.7~13.1	11.5~22.4	17.3~33.6	
洋上風力	10.0~19.5	15.0~29.2	19.2~37.3	28.8~56.0	
中水力	8.0~12.8	12.1~19.3	18.2~29.0	27.3~43.5	
地熱	3.9	5.8	11.7	17.6	
バイオマス(木質専焼)	6.2	9.4	7.6	11.4	
原子力	1.3	1.9	7.0	10.6	
CO2分離回収型石炭	1.9	2.9	5.0	7.6	
CO2分離回収型IGCC	2.9	4.4	6.5	9.7	
CO2分離回収型LNG	0.1	0.2	3.1	4.6	
水素専焼	0.9	1.3	2.3	3.4	
水素10%混焼	▲0.1	▲0.1	2.3	3.4	
既設石炭の改修(アンモニア20%混焼)	1.3	1.9	3.3	5.0	
蓄電池	-	-	2.6	3.9	

※ 上記の試算は発電コスト検証のデータを基に算出したものであり、詳細については今後検討していく。

設定方法①は、45頁の計算方法を基に、2018年～2020年のスポット価格より試算。

蓄電池は、可変費(充電時の電力価格)の仮定が困難なため、設定方法①の試算は省略。また、蓄電池・揚水は、放電可能時間によって固定費・入札価格が大きく増減するため、公平な競争の在り方・入札価格の在り方・上限価格の設定方法を別途要検討。

1. 対象
2. 入札価格の在り方
3. 調達方法
4. 制度適用期間
5. 上限価格
- 6. 現行容量市場との関係**
7. リクワイアメント・ペナルティ

論点 6 - 1 現行容量市場の募集量から控除開始するタイミング

- 本制度の落札電源の制度適用期間は、前回御議論いただいたとおり、供給力提供開始の翌年度（X+1年度）から開始され、供給力提供開始年度（X年度）は現行容量市場に参加するかどうかが任意となっている。
- このため、本制度の落札電源は、本制度の制度適用期間が開始する年度（X+1年度）の4年前、すなわち、落札事業者が指定※した供給力提供開始予定年度（X年度）の3年前のメインオークション（X-3年度実施）の募集量から控除開始してはどうか。

※論点 3 - 1 で述べたとおり、入札前に提出する事業計画において、供給計画と同様のルールで、供給力提供開始予定年月を記載することを求め、その後、変更が生じた場合には、変更後の供給力提供開始予定年月の報告を求める。

...	X-4年度	X-3年度	X-2年度	X-1年度	X年度	X+1年度	...
	● 実需給X年度向け メインオークションに 参加する可能性あり	● ← 実需給X+1年度向け メインオークションの 募集量から控除開始			● 供給力提供 開始予定 現行容量市場に 参加可 (任意制)	本制度の 制度適用期間	

論点10 制度適用期間（始期をいつとするか）

- 一方で、本制度は、落札から供給力提供開始までの期限を設けて、そこまでに供給力の提供を開始することを求める制度であり、入札する以上特定の年度での供給力の提供を求められる現行の容量市場とは異なる。
- 本制度の制度適用期間の始期については、下の3案が考えられるが、上記の現行容量市場との違いや、早期の運転開始を促す観点、制度の複雑化を回避する観点から、**案③**としてはどうか

	案①	案②	案③
内容	・制度適用期間の始期は、運転開始時点	・制度適用期間の始期は、運転開始年度	・制度適用期間の始期は、運転開始年度の翌年度（運転開始年度は、現行容量市場に参加可（任意制））
評価	<ul style="list-style-type: none"> △ 年度単位で供給力を管理する容量市場の基本的な考え方と整合しない。 △ 最終年度（下図のX+20年度）は、途中から現行容量市場に参加可とすると、制度が複雑となる。 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 制度がわかりやすくシンプル △ 運転開始時点が年度の後ろになるほど、その年度の期待容量が低下し、その年度の容量収入が減少するため、運転開始を翌年度に遅らせるインセンティブあり 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 本制度の落札価格の容量収入を得る期間が確保される ○ 運転開始時期を翌年度に遅らせるインセンティブなし



供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い

- 論点6-1のとおり、本制度の落札電源の容量を、発電事業者が指定した供給力提供予定年度（X年度）の3年前のメインオークション（X-3年度）の募集量から控除する場合、当該控除された後に、本制度の落札電源が供給力提供開始時期を後ろ倒して、**供給力提供開始予定年度が翌年度以降となることも考えられる。こうした場合の以下の扱いについて、御議論いただきたい。**

- **変更後の供給力提供開始予定年度におけるkW収入**
- 追加オークション等により追加的に供給力を確保する必要がある可能性あることを踏まえた**経済的ペナルティ**

＜本制度の落札電源の供給力提供開始予定がX年度の場合＞

...	X-4年度	X-3年度	X-2年度	X-1年度	X年度	X+1年度	X+2年度	X+3年度	...
	● 実需給X年度向け メインオークションに 参加する可能性あり	● 実需給X+1年度向け メインオークションの 募集量から控除	● 実需給X+2年度向け メインオークションの 募集量から控除	● 実需給X+3年度向け メインオークションの 募集量から控除	● 供給力提供開始予定 現行容量市場に 参加可	本制度の 制度適用期間			

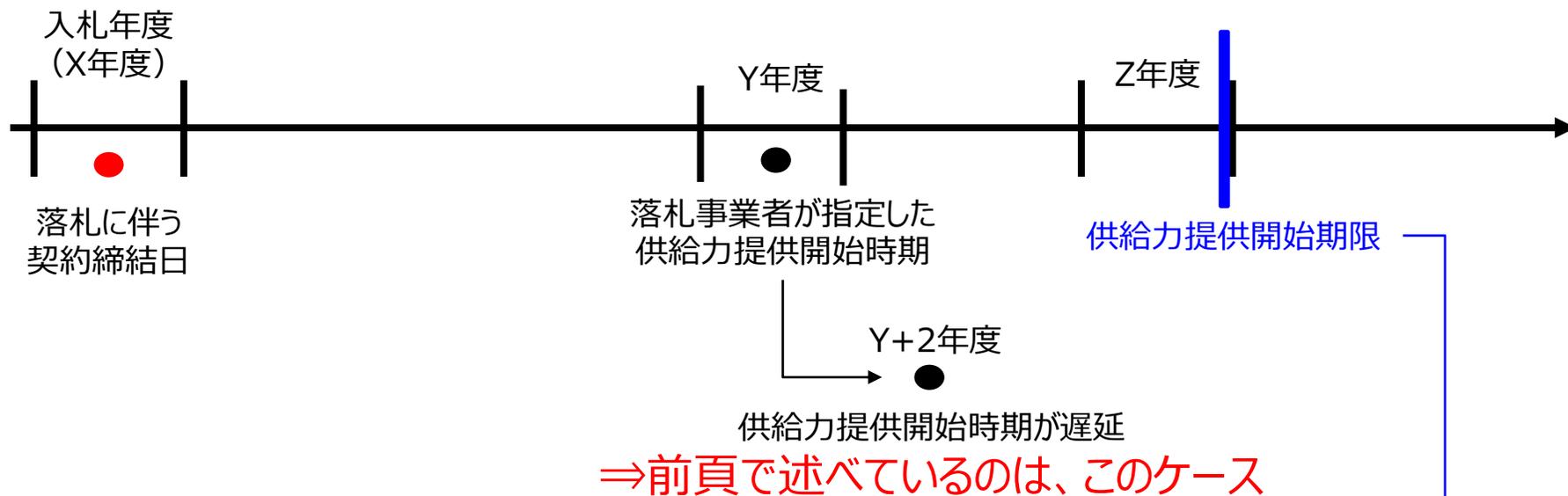
＜本制度の落札電源の供給力提供開始予定がX+2年度に遅延した場合＞

...	X-4年度	X-3年度	X-2年度	X-1年度	X年度	X+1年度	X+2年度	X+3年度	...
	● 実需給X年度向け メインオークションに 参加する可能性あり	● 実需給X+1年度向け メインオークションの 募集量から控除	● 実需給X+2年度向け メインオークションの 募集量から控除	● 実需給X+3年度向け メインオークションの 募集量から控除			● 変更後の 供給力提供開始予定	本制度の 制度適用期間	

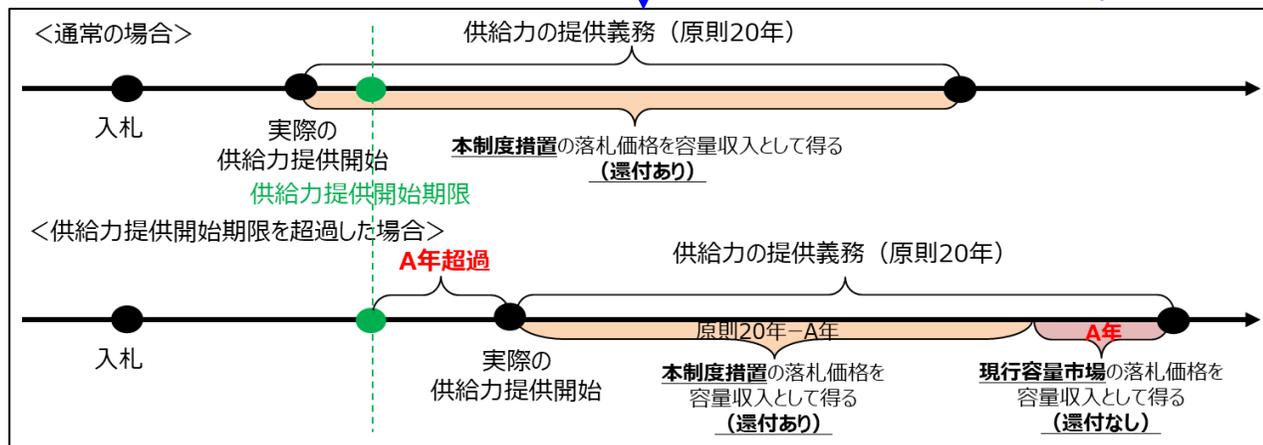
kW収入をどうするか

募集量から控除開始した後に、供給力提供開始時期が遅延した場合、この期間の供給力について、追加的に供給力を確保する可能性があることを踏まえ、**経済的ペナルティを検討する必要**

(参考) 供給力提供開始期限を超過した場合と、供給力提供開始時期が遅れた場合、の違い



供給力提供開始時期が供給力提供開始期限を超過した場合のペナルティ



論点6-2 供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い（変更後の供給力提供開始予定年度におけるkW収入）

- 下のケースのように、X-2年度に開催される実需給X+2年度向けメインオークションにおいて、本制度の落札電源の期待容量を控除した後に、当該電源が**供給力提供開始予定時期をX+2年度に変更した場合、本制度の制度適用期間はX+3年度から開始**することとなる。
- この場合、現行容量市場で管理している**X+2年度の供給力**には、**当該電源の期待容量もカウントされている**ことから、当該電源は、X+2年度は、**実需給X+2年度向けメインオークションで落札した電源と見なす***こととしてはどうか。

※X+2年4月1日から供給力提供開始する前提で、当該メインオークションの落札価格、リクワイアメント・ペナルティを適用する。

<本制度の落札電源の供給力提供開始予定がX年度の場合>

...	X-4年度	X-3年度	X-2年度	X-1年度	X年度	X+1年度	X+2年度	X+3年度	...
			● 実需給X+2年度向け メインオークションの 募集量から控除		● 供給力提供開始予定 現行容量市場に 参加可	本制度の 制度適用期間			

<本制度の落札電源の供給力提供開始予定がX+2年度に遅延した場合>

...	X-4年度	X-3年度	X-2年度	X-1年度	X年度	X+1年度	X+2年度	X+3年度	...
			● 実需給X+2年度向け メインオークションの 募集量から控除				● 変更後の 供給力提供開始予定 現行容量市場 で落札した 電源とみなす	本制度の 制度適用期間	

論点6-3 供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い（経済的ペナルティ）

- **供給力提供開始予定年度（X年度）が翌年度以降に遅延した場合、供給力としてカウントされ、容量市場のメインオークションの募集量から控除されている部分については、現行容量市場における市場退出時のペナルティを参考に、その都度、以下の経済的ペナルティを科すこととはどうか。**

<X+N年度の供給力が低下したことに対する経済的ペナルティ> ※N=1,2,3,4

- 実需給X+N年度向けメインオークションの需要曲線が決まるタイミングから、実需給X+N年度向け追加オークションの実施判断に必要な期限日までの間に、供給力提供開始日がX+N+1年度以降に変更された場合は、**実需給X+N年度向けメインオークションの落札価格の5%**（差替電源があれば、科さない。追加オークションが開催されなかった等の場合、返金可能性あり）
- 実需給X+N年度向け追加オークションの実施判断に必要な期限日以降に、供給力提供開始日がX+N+1年度以降に変更された場合は、**実需給X+N年度向けメインオークションの落札価格の10%**（差替電源があれば、科さない。）

※実需給X年度の供給力の追加的な確保の必要性の有無は、その電源がX-4年度にメインオークションに参加しているか否かによるが、参加している場合は、メインオークションの容量確保契約約款に基づき、市場退出時のペナルティが科されることとなる。

	X-4年度	X-3年度	X-2年度	X-1年度	X年度	X+1年度	X+2年度	X+3年度	X+4年度
X+1年度の供給力	0% メインオークションの需要曲線の決定	5%			10%				
X+2年度の供給力	0%	メインオークションの需要曲線の決定	5%		10%				
X+3年度の供給力	0%		メインオークションの需要曲線の決定	5%		10%			
X+4年度の供給力	0%		メインオークションの需要曲線の決定		5%		10%		

X+1年度の供給力が低下したため変更時期次第で**5% or 10%のペナルティ**

前頁のとおり、X+2年度のメインオークションの落札電源にみなされ、必要な経済的ペナルティを負担

X+3年度の供給力は低下しないためペナルティなし

X+4年度の供給力は低下しないためペナルティなし

(参考) 前頁の具体例

	X-4年度	X-3年度	X-2年度	X-1年度	X年度	X+1年度	X+2年度	X+3年度	X+4年度
X+1年度の供給力		▲ メインオークションの 需要曲線の決定	5%	▲ 追加オークション の実施判断期限	▲ 10%		(例1)		(例2)
X+2年度の供給力		▲ メインオークションの 需要曲線の決定	5%		▲ 追加オークション の実施判断期限	▲ 10%			
X+3年度の供給力			▲ メインオークションの 需要曲線の決定			▲ 追加オークション の実施判断期限	▲ 10%		
X+4年度の供給力				▲ メインオークションの 需要曲線の決定	▲ 5%		▲ 追加オークション の実施判断期限	▲ 10%	

| 元々の供給力提供開始予定 | 変更後の供給力提供開始予定 | 変更後の供給力提供開始予定

(例1) X-3年10月1日に、落札電源の供給力提供開始予定を、X年度11月から、X+2年12月に変更した場合

- X+1年度の供給力との関係で、落札価格×容量×調整係数×5%の経済的ペナルティが発生
- X+2年度以降の供給力との関係では、経済的ペナルティは発生せず

(例2) X年10月1日に、落札電源の供給力提供開始予定を、X年度11月から、X+4年12月に変更した場合

- X+1年度の供給力との関係で、落札価格×容量×調整係数×10%の経済的ペナルティが発生
- X+2年度の供給力との関係で、落札価格×容量×調整係数×5%の経済的ペナルティが発生
- X+3年度の供給力との関係で、落札価格×容量×調整係数×5%の経済的ペナルティが発生
- X+4年度の供給力との関係では、経済的ペナルティは発生せず

1. 対象
2. 入札価格の在り方
3. 調達方法
4. 制度適用期間
5. 上限価格
6. 現行容量市場との関係
7. **リクワイアメント・ペナルティ**

論点7-1 蓄電池の区分

- 本制度は、容量市場の一部であることから、本制度措置に参加する電源等は、現行容量市場と同様に「**安定電源**」・「**変動電源**」・「**発動指令電源**」の3つの登録区分で参加することとしている。
- **蓄電池**は、現行容量市場では「発動指令電源」に区分されることとなっているが、今後、蓄電池を拡大させていくに当たって、「**発動指令電源**」の区分のままで良いか。

第8次中間とりまとめ

⑩リクワイアメント・ペナルティ

「(2) 本制度措置の位置づけ」のとおり、本制度措置は容量市場の一部であることから、本制度措置に参加する電源等は、現行容量市場と同様に「**安定電源**」・「**変動電源**」・「**発動指令電源**」の3つの登録区分で参加することとした。²²

脚注22 DRは、一般的に大規模投資が想定されないため、本制度措置の対象外とした。**蓄電池は、別途検討を行うこととした。**

現行容量市場において参加可能な電源

電源/DR	期待容量*1	電源種別	発電方式別*2	供計ガイドライン*3に基づく電源	供計ガイドライン*3に基づかない電源	
電源	計量単位 1,000kW 以上	水力	一般(貯水式)	安定電源	発動指令電源	
			一般(自流式)	安定電源		変動電源(単独)*4
			揚水	安定電源		
		火力	—	安定電源		
		原子力	—	安定電源		
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光	変動電源(単独)		
	地熱・バイオマス・廃棄物		安定電源			
	計量単位 1,000kW 未満	水力	一般(貯水式)	発動指令電源		
			一般(自流式)	発動指令電源		変動電源(アグリゲート)*5
			揚水	発動指令電源		
		火力	—	発動指令電源		
		原子力	—	発動指令電源		
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光	変動電源(アグリゲート)		
地熱・バイオマス・廃棄物	発動指令電源					
DR	—	—	—	発動指令電源		

※1 期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給力として期待できる容量の最大値」です。

※2 **蓄電池は発動指令電源として参加可能です。**

※3 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」のことを指します。

※4 ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は安定電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源(単独)となります。

※5 供給計画において、ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は発動指令電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源(アグリゲート)となります。

(出典) 広域機関 容量市場かいせつスペシャルサイトより

論点7-1 蓄電池の区分

- 英国の容量市場では、蓄電池は揚水発電所と一緒に「Storage」として区分され、放電可能時間に応じた調整係数が設定されることとなっている。

英国容量市場における調整係数 (De-rating factors)

Name for Technology Class	Plant Types Included	De-rating factors T-1 & ST (%)	De-rating factors T-4 (%)	
Oil-fired steam generators	Conventional steam generators using fuel oil	95.18	95.18	
Open Cycle Gas Turbine (OCGT)	Gas turbines running in open cycle fired mode	95.18	95.18	
Reciprocating engines ¹	Gas turbines running in open cycle fired mode Reciprocating engines not used for auto generation	95.18	95.18	
Nuclear	Nuclear plants generating electricity	78.25	78.25	
Hydro (excluding tidal / waves / ocean currents / geothermal / storage)	Generating Units driven by water, other than such units:	91.13	91.13	
	(a) driven by tidal flows, waves, ocean currents or geothermal sources; or (b) which form part of a Storage Facility			
Storage	Conversion of imported electricity into a form of energy which can be stored, the storing of the energy which has been so converted and the re-conversion of the stored energy into electrical energy Includes hydro Generating Units which form part of a Storage Facility (pumped storage hydro stations).	Storage Duration: 0.5h	9.30	5.95
		Storage Duration: 1h	18.60	11.81
		Storage Duration: 1.5h	27.90	17.77
		Storage Duration: 2h	37.02	23.63
		Storage Duration: 2.5h	45.95	29.58
		Storage Duration: 3h	53.39	35.53
		Storage Duration: 3.5h	58.79	41.11
		Storage Duration: 4h	62.32	45.86
		Storage Duration: 4.5h	64.74	49.48
		Storage Duration: 5.0h	66.97	52.83
		Storage Duration: 5.5h	69.02	55.81
		Storage Duration: 6h	95.25	58.97
		Storage Duration: 6.5h	95.25	61.95
		Storage Duration: 7h	95.25	64.92
Storage Duration: 7.5h	95.25	67.99		
Storage Duration: 8h	95.25	70.88		
Storage Duration: 8.5h	95.25	73.85		
Storage Duration: 9h	95.25	76.64		
Storage Duration: 9.5h+	95.25	95.25		

揚水発電所を含む

(出典) Capacity Market Auction Guidelines
2022 one year ahead Capacity Market
Auction (T-1) Delivery year 2023/24 2022
four year ahead Capacity Market Auction (T-4)
Delivery year 2026/27

論点7-1 蓄電池の区分

- 蓄電池は、今後、再エネの最大限の導入を図る観点からも、再エネが出力制御されるような供給過剰の時間帯に蓄電し、需要が高まる時間帯で放電するような行動や、需給調整市場において調整力として活躍する行動が期待されること。
- こうした中で、現行容量市場と同様に、蓄電池を発動指令電源として区分する場合、発動指令電源のリクワイアメントを満たすため、年間12回の発動指令のためにスタンバイし続けるような行動を取ることにより、本来期待される役割を果たされない可能性がある。
- 今後の蓄電池に求められる行動を促す観点に加えて、本制度で対象とする蓄電池は、1万kW以上の比較的規模の大きいものであって、DRも含めた複数のリソースを束ねて参加する発動指令電源に位置づける必要性は必ずしもないことから、本制度によって導入される蓄電池については、同様の活用が期待される揚水発電所と同様に「安定電源」に区分し、揚水発電所と同じ調整係数を適用することとしてはどうか（※）。

（※）このような整理により、本制度に参加する電源等は、「発動指令電源」に区分される電源等が存在しなくなり、「安定電源」又は「変動電源」の2つの登録区分となる。

（※）現行容量市場における蓄電池の扱いについても、実態を踏まえ別途検討が必要。

(参考) 現行容量市場における揚水発電所の調整係数

2026年度向け 容量市場メインオークション用調整係数

<安定電源：純揚水 北海道エリア>

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
20h以上	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
19h	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
18h	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
17h	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
16h	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
15h	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
14h	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
13h	91.2%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
12h	91.0%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.7%	99.2%	100.0%	95.6%
11h	90.5%	89.0%	96.6%	100.0%	100.0%	100.0%	98.3%	95.9%	99.6%	98.9%	100.0%	95.6%
10h	89.5%	88.6%	95.9%	100.0%	100.0%	100.0%	98.2%	95.5%	98.8%	98.1%	99.3%	94.9%
9h	88.2%	87.5%	94.2%	100.0%	100.0%	100.0%	97.4%	94.4%	97.1%	96.7%	97.6%	93.3%
8h	86.5%	85.8%	91.6%	100.0%	100.0%	98.7%	95.9%	92.7%	94.7%	94.8%	95.0%	91.0%
7h	84.5%	83.5%	88.1%	97.3%	99.2%	96.2%	93.7%	90.3%	91.5%	92.2%	91.6%	87.9%
6h	82.0%	80.4%	83.6%	93.5%	96.2%	92.6%	90.7%	87.3%	87.5%	89.2%	87.4%	84.0%
5h	79.2%	76.8%	78.2%	88.4%	92.1%	88.0%	87.1%	83.7%	82.7%	85.5%	82.3%	79.3%
4h	76.1%	72.4%	71.9%	82.1%	86.9%	82.3%	82.7%	79.5%	77.2%	81.3%	76.4%	73.7%
3h	72.5%	67.4%	64.6%	74.6%	80.7%	75.7%	77.6%	74.6%	70.8%	76.5%	69.6%	67.4%

リクワイアメント・ペナルティの全体像

- 本制度は、容量市場の一部であることから、本制度措置における落札電源等には、**原則として現行容量市場におけるリクワイアメント・ペナルティ（事前の容量停止計画の調整、実需給年度中の供給力の維持等）を適用**することとした上で、**本制度特有の追加的なリクワイアメント・ペナルティ（脱炭素燃料での発電、脱炭素化ロードマップの遵守等）を設ける**こととしている。

第8次中間とりまとめ

⑩リクワイアメント・ペナルティ

「（2）本制度措置の位置づけ」のとおり、本制度措置は容量市場の一部であることから、本制度措置に参加する電源等は、現行容量市場と同様に「安定電源」・「変動電源」・「発電指令電源」の3つの登録区分で参加することとした。

また、同様の理由から、**本制度措置における落札電源等には、原則として現行容量市場におけるリクワイアメント・ペナルティ（入札時点のもの）を適用**することとした。その上で、以下のとおり、**本制度措置の趣旨を踏まえて追加的に必要なリクワイアメント・ペナルティを設ける**こととした。

現行容量市場と同等の
リクワイアメント・ペナルティ

本制度特有の追加的な
リクワイアメント・ペナルティ

	主なリクワイアメント・ペナルティ
実需給年度 開始前	<リクワイアメント> ・ 容量停止計画の調整 <ペナルティ> ・ 市場退出時の経済的ペナルティ
実需給年度 中	<リクワイアメント> ・ 供給力の維持 ・ 需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合の供給指示への対応
その他	<ペナルティ> ・ 契約解除事由が生じた場合のペナルティ ・ 重大な違反行為があった場合のペナルティ

+

	主なリクワイアメント・ペナルティ
制度適用期間 開始前	<リクワイアメント> ・ 供給力提供開始期限までの間に供給力の提供開始
制度適用期間 中	<リクワイアメント> ・ 脱炭素燃料での発電
その他	<ペナルティ> ・ 脱炭素化ロードマップの遵守

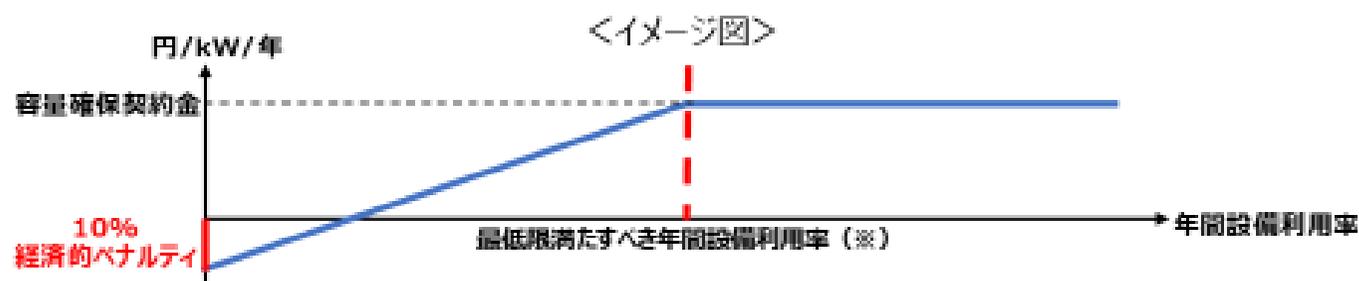
リクワイアメント・ペナルティの全体像

- 本制度の落札電源が適用されるリクワイアメント・ペナルティは、以下の表のとおり（黒字部分は現行容量市場と同じ部分）。
- 「論点」としているペナルティについて、御議論いただきたい。

	リクワイアメント	ペナルティ	
制度適用期間前	● 容量停止計画の調整	● 調整不調電源に科される経済的ペナルティ	
	● 余力活用契約の締結	● 余力活用契約を締結しない・解約した場合は、市場退出とし、市場退出時のペナルティを科す ● 市場退出時の経済的ペナルティ（ <u>上述のとおり、容量×調整係数×契約単価×10%</u> ）	
制度適用期間中	● 供給力提供開始期限までの間に供給力の提供開始	● 供給力提供開始時期が遅れた場合の経済的ペナルティ（ <u>上述のとおり、遅延のタイミングによって、メインオークションの落札価格の5%、10%を科す</u> ） ● 供給力提供開始期限を超過した場合、本制度措置の落札価格を容量収入として得られる期間を、超過期間分だけ短縮。短縮した期間の容量収入は、現行容量市場の当該年度の落札価格とする。 <u>（端数の扱いは論点）</u>	年間上限額 ：容量確保契約金額 ×110%
	● 供給力の維持	● 市場退出時の経済的ペナルティ（ <u>上述のとおり、容量×調整係数×契約単価×10%</u> ）	
	● 発電余力の卸電力取引所等への入札	● 年間停止コマ相当数に対する経済的ペナルティ	
	● 需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合の供給指示への対応	● 需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合に入札していない場合の経済的ペナルティ ● 供給指示に応じた供給をしていない場合の経済的ペナルティ	
その他	● 脱炭素燃料の一定の混焼率	● 一定の混焼率を下回る場合の経済的ペナルティ <u>（論点）</u>	
	● 変動電源に対し、年間設備利用率の達成	● 未達成合いに応じた経済的ペナルティ（最大、容量確保契約金額 × 110%）	
	● 脱炭素化ロードマップの遵守（設備、燃料の脱炭素化）	● 信用悪化等により契約解除となった場合、市場退出とし、市場退出時の経済的ペナルティを科した上で、市場退出までに交付された容量確保契約金額を上限に契約解除の経済的ペナルティを科す場合あり <u>（論点）</u> ● 重大な違反行為があった場合、参入ペナルティを科することができる <u>（論点）</u> ● 合理的な理由なく脱炭素化に向けた追加投資を行っていない場合、合理的な理由なく燃料の脱炭素化（グレーアンモニア・水素のブルー・グリーン化）に向けた取り組みを行っていない場合、契約解除できる <u>（論点）</u> ● 2050年にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合のペナルティ <u>（論点）</u>	

変動電源におけるリクワイアメント・ペナルティ

- 現行容量市場における変動電源のリクワイアメント・ペナルティは、出力が自然変動する電源の特性を踏まえ、安定電源のリクワイアメント・ペナルティよりも限定的なものとなっている。
- 特に、供給力の維持に係るリクワイアメント・ペナルティでは、変動電源・安定電源ともに、
 - 実需給年度において、アセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること
 - ただし、容量停止計画を提出する場合は、8,640コマ(180日相当)を上限に、契約電源の停止またはアセスメント対象容量以下の出力を認める
 - 年間計画停止コマ相当数に対して、経済的ペナルティを科すとのリクワイアメント・ペナルティを求めているものの、変動電源については、自然影響（日没、無風、渾水等）により出力が低下又は停止する場合については、容量停止計画の提出は不要とされており、経済的ペナルティも科されないこととなっている。
- 本制度措置は、現行容量市場とは異なり、入札価格に固定費を全額織り込むことが許容されており、仮に現行容量市場と同様のリクワイアメント・ペナルティを設定した場合、立地条件が悪く、自然影響により設備利用率が通常よりも著しく低い案件の場合でも、自然変動電源に関するリクワイアメントを満たせば、固定費を全額回収できることとなってしまう。
- このため、変動電源については、こうした立地条件が悪い案件を排除するため、最低限満たすべき年間設備利用率（※）の達成をリクワイアメントとして課し、未達度合いに応じてペナルティを徴収することとしてはどうか。
※ 例えば、FIT/FIP制度で調達価格等を設定する際に用いている最近の導入事例を踏まえた平均的な設備利用率（太陽光17.7%、陸上風力28.0%等（令和4年度以降の調達価格等に関する意見より））



論点7-2 供給力提供開始期限の詳細（端数の扱い）

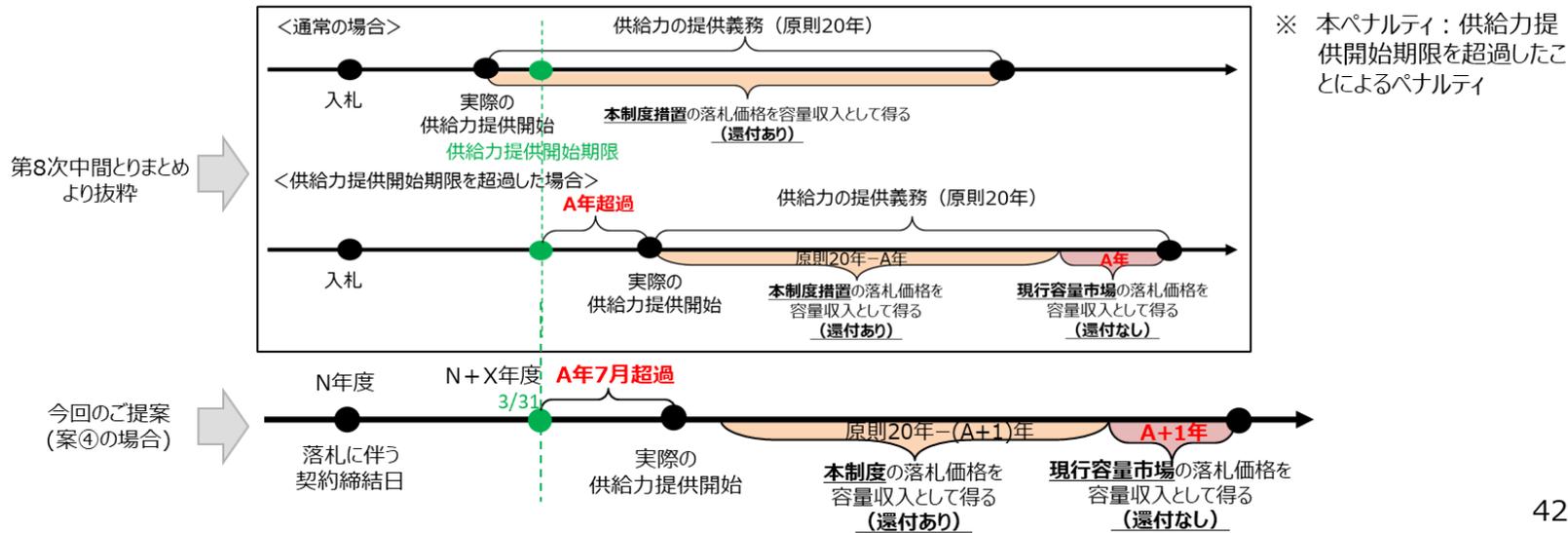
- 前回の本検討部会では、供給力提供開始期限を超過した場合の年末満の端数の扱いについて御議論いただき、様々な御意見をいただいたところ。

第67回制度検討作業部会
(2022年6月22日) 資料5

論点15-2 供給力提供開始期限の詳細（端数の取扱い）

- 供給力提供開始期限を超過した場合の年末満の端数の取扱いは、以下の4案が考えられるのではないかと。
- 制度の簡素化の観点や、論点15-1において、供給力提供開始期限を「X年後の日」ではなく「X年後の日が属する年度の末日（3月31日）」と後ろ倒しにして設定しているからすれば、案④とすることが考えられるが、案②と案④との折衷的な案としては、案③が考えられるところ。その他の案も含めどのように考えるべきか。

	案①	案②	案③	案④
内容	・端数は、日割り又は月割りで扱う	・端数は、0年として扱う（1年未満は線下）	・端数は、半年未満は0年として扱い、半年以上は1年として扱う（1年未満は四捨五入）	・端数は、1年として扱う（1年未満は線下）
評価	△ 容量市場は年単位で供給力を管理しており、管理が煩雑。 △ 年単位で供給力を管理している容量市場の基本的な考え方と整合しない	○ シンプルな制度となる △ 1年近く期限を超過しても本ペナルティが課されない	○ シンプルな制度となる △ 多少期限を超過しても本ペナルティが課されず、半年以上期限を超過すれば、本ペナルティが課される	○ シンプルな制度となる △ 少しでも期限を超過したら、本ペナルティが課されることとなる



論点7-2 供給力提供開始期限（端数の扱い）

- 供給力提供開始期限は、電源種毎の建設リードタイムの実態を踏まえて設定しているものであり、基本的に、当該期限を超過することは想定していない。また、事業者に帰責性がない不可抗力によって供給力提供開始期限を超過した場合には、ペナルティを適用しないこととしている。
- 以上の点や、（前回会合の論点である）供給力提供開始期限を「X年後の日」ではなく「X年後の日が属する年度の末日（3月31日）」と後ろ倒しにして設定している点も踏まえると、供給力提供開始期限を超過した場合の年末満の端数の扱いについて、前回の案④（端数は1年として取り扱う）としたとしても、事業者にとって厳し過ぎるものとはいえず、前回の案④（端数は1年として取り扱う）としてはどうか。

	案①	案②	案③	案④
内容	・端数は、日割り又は月割りで扱う	・端数は、0年として扱う（1年未満は繰下）	・端数は、半年未満は0年として扱い、半年以上は1年として扱う（1年未満は四捨五入）	・端数は、1年として扱う（1年未満は繰上）
評価	<ul style="list-style-type: none"> △ 容量市場は年単位で供給力を管理しており、管理が煩雑。 △ 年単位で供給力を管理している容量市場の基本的な考え方と整合しない 	<ul style="list-style-type: none"> ○ シンプルな制度となる △ 1年近く期限を超過しても本ペナルティが課されない 	<ul style="list-style-type: none"> ○ シンプルな制度となる △ 多少期限を超過しても本ペナルティが課されず、半年以上期限を超過すれば、本ペナルティが課される 	<ul style="list-style-type: none"> ○ シンプルな制度となる △ 少しでも期限を超過したら、本ペナルティが課されることとなる

第70回制度検討作業部会（2022年10月3日）にいただいた御意見

- 例えば、折衷案ではないが、原則案④とし、6月1日までに稼働した電源はそれ以降の稼働で1年と見なす等で部分的に案②を入れることも可能かと思う。3月25日稼働する電源と5月25日に稼働する電源は供給力の確保という観点から見ると、前者の方がありがたいに決まっているが、夏、冬の厳しい状況に間に合うようにやったということから考えると、その程度の柔軟性があってもいいのではないか。ただ、その程度のことではリスク軽減効果がほとんどなく、事業者の方も不要であれば、案④ですっきりやればよい。
- 事業者は投資判断時点で本制度の契約期間を基本的に20年と考え、ファイナンスを確保し、プロジェクト実施の意思決定を行う。長期にわたる電源の建設工事中には、当然予期せぬ事象が発生する可能性がある中で、標準的な工程をベースにした供給力提供開始期限から1日でも遅れた場合、本制度の契約期間を19年とするという取扱いがなされると投資回収に影響が及ぶことはもとより、制度として投資判断時点におけるファイナンスの確保に影響を生じる可能性があること懸念する。特に建設期間の長い電源においてはその影響が大きくなるのではないか。一方でそうしたリスク自体に備えて、事業者としては契約期間が短縮されるリスクを入札価格に織り込む対応を取らざるを得ない場合も考えられるので、結果的に入札価格が上昇することも懸念される。こういった懸念を踏まえると、事業者としては事業者が説明責任を果たすことを前提に、案②を採用頂きたいと思う。また、現行の容量市場も180日以上稼働停止で初めてペナルティが課されるという扱いであることも踏まえると、やはり1日をもって、端数をすべて1年とするという案④の扱いは事業者にとっては厳しい。
- 案②、案④を比較すると案④は厳しいと考えているが、40ページの供給力提供開始期限に猶予を持たせることとセットと考えられるので、仮に案④を採用する場合には、契約締結が年度末とならないよう、オークションの開始スケジュールについて御配慮頂けるよう御検討をお願いする。

論点15-1 供給力提供開始期限の詳細（具体的な期限日）

- 容量市場は、年度毎の供給力の管理を行っていることに鑑み、シンプルな制度とするべく、供給力提供開始期限は、「X年後の日」ではなく、「**X年後の日が属する年度の末日（3月31日）**」としてはどうか。

電源種	供給力提供開始期限（案）
太陽光	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から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 <small>（多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを考慮）</small>
水素・アンモニア（専焼）、バイオマス、 水素・アンモニア混焼のLNG、CCS火力、 既設火力の改修 <small>（水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼）</small>	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から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	落札に伴う契約締結日から4年後の日 が属する年度の末日
LNG（時限的に対象）	落札に伴う契約締結日から6年後の日 が属する年度の末日

論点7-3 脱炭素燃料の混焼率に係るリクワイアメント・ペナルティ

- 本制度は脱炭素電源への新規投資を促すものである以上、基本的には、本制度で落札したアンモニア・水素・バイオマスのkW部分については、燃料もアンモニア・水素・バイオマスで発電することを求めることが適切。
- ただし、**既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件**は、設備としては専焼を求める一方で、燃料は、調達環境を踏まえて、**最低年間70%（熱量ベース）の混焼率を求める**こととしている。
- また、**アンモニア・水素**は、設備はアンモニア20%・水素10%混焼を求める一方で、燃料は、以下の点を踏まえ、バイオマスと同様に**7割の混焼率※**（熱量ベースで、**最低年間、アンモニア14%・水素7%**）を求めることとしてはどうか。 ※混焼率 = 水素発電kWh ÷ 実発電kWh × 100
 - **起動停止中や出力変更時**は、アンモニア・水素を**混焼することが困難であること** ※次々頁参照
 - 黎明期は、アンモニア・水素のスポットマーケット等がなく、一定の設備利用率を想定して、長期契約によって確保する必要。一方で、今後再エネの導入が拡大するにあたって、設備利用率を見通すのが困難であるところ、**設備利用率が想定外に上昇した場合**、必要なアンモニア・水素の量も増加するが、黎明期は、**機動的に追加調達することが困難**なため、**混焼率が減少せざるを得ない場合がある**。
- こうした年間最低混焼率を達成できない場合は、以下のとおり、**年間の容量確保契約金額の支払額を減額すること**としてはどうか。 ※年間の容量確保契約金額の支払額が0以下の場合には減額しない。合理的な理由なく、継続的に混焼率が著しく低くなる場合には、重大な違反行為となり得、60頁のとおり、契約解除となり得る。

減額割合	バイオマスの混焼率	アンモニアの混焼率	水素の混焼率
1割	35% ≤ X < 70%	7% ≤ X < 14%	3.5% ≤ X < 7%
2割	0% ≤ X < 35%	0% ≤ X < 7%	0% ≤ X < 3.5%

※ 仮に設備としての混焼率がアンモニア20%・水素10%を超える案件が存在する場合、燃料は上記と同様に7割の混焼率を求め、達成できない場合は同様の減額措置とする。

論点6 バイオマスの燃料の混焼比率

- バイオマス燃料（一般木質・農作物残さ）の輸入量は、毎年増加しているものの、バイオマス発電設備におけるバイオマス混焼比率は、20%程度と2016年以降横ばいとなっている。
- こうした状況下で、発電設備は専焼化し、燃料は低い混焼率を認めた場合、結果的に、2050年時点でも燃料の確保ができない専焼可能な発電設備が生じてしまうおそれがある。
- したがって、燃料も含めた専焼化ができない設備を生まないため、バイオマス燃料についてもある程度確保できる蓋然性のある案件のみを、本制度で支援すべきではないか。
- このため、**バイオマス燃料の混焼率は当面は最低年間70%（熱量ベース）を求めることとし、2050年までにバイオマス燃料を専焼化していくことのロードマップを求めることとしてはどうか。**
※専焼化が実現しない場合のペナルティは、別のペナルティとの関係も踏まえて総合的に検討することが必要
- なお、バイオマスの燃料種については、FIT制度で対象となっているバイオマス種※と同様としてはどうか。
※メタン発酵ガス、未利用の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農業残さ（固体燃料）、バイオマス液体燃料、建設資材廃棄物



(出典) バイオマス発電容量（各年末日におけるFIT導入量）は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法情報公表用ウェブサイトより、資源エネルギー庁作成
バイオマス燃料の輸入量（年間輸入量）は、財務省貿易統計より、資源エネルギー庁集計

(参考) 起動停止中の混焼の可否

- 石炭発電設備やLNG発電設備において、アンモニア・水素を石炭・LNGと混焼させる場合、起動停止中や出力変更時は、アンモニア・水素を混焼させることが困難。また、起動停止・出力変更の回数や、定格出力の継続時間は、需給状況や再エネの発電状況等により、大きく異なる。
- このため、設備としてアンモニア20%混焼・水素10%混焼が可能の場合でも、燃料の混焼割合（アンモニア・水素発電のkWh/全体のkWh）がアンモニア20%・水素10%混焼を達成することは困難。

一定の前提にて、混焼率に与える影響を試算。

- 毎日DSS運用（1日に1回起動停止）があると仮定
- 水素混焼時間を14時間と設定（8時～22時を運用と仮定／託送約款の昼間時間帯）
- 起動停止時間を各2時間（着火から燃料切替まで／LNGのみ）、当該時間は、運用最低出力にて運転
- 運用最低出力を定格出力の50%に設定

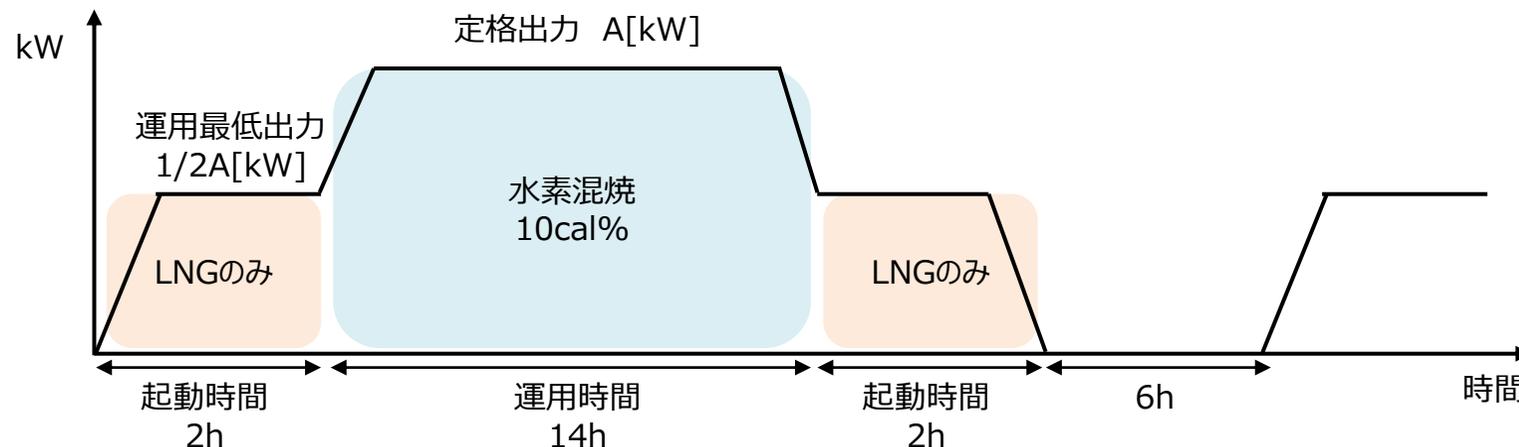
水素発電のkWh $A\text{kW} \times 14\text{時間} \times 10\% = 1.4A$

全体のkWh $A\text{kW} \times 14\text{時間} + 0.5A \times 4\text{時間} = 16A$

水素の混焼率 $1.4A \div 16A \times 100 = \mathbf{8.75\%}$

1日の起動停止回数が増えたり
定格出力時間が短くなれば
更に混焼率は低下

1日の起動停止時イメージ



論点7-4 信用悪化等により契約解除する場合のペナルティ

- 現行容量市場では、業務停止等の処分を受けたり破産等の信用悪化が生じた場合は、供給力の提供が困難となる可能性が高いことを踏まえ、契約解除事由と位置付け、市場退出時のペナルティを科した上で、**市場退出までに交付された容量確保契約金額を上限に契約解除の経済的ペナルティを科す場合がある**こととされている。
- 本制度でも、基本的な考え方は維持すべきと思われるが、契約解除時に同様の経済的ペナルティを科すこととした場合、本制度は20年を基本とした複数年契約であるため、**過去数年に渡って交付した容量確保契約金額（還付金額の控除後の金額）の総額**が、契約解除の経済的ペナルティとして科される可能性がある。
- このような巨額の経済的ペナルティを科すことは、本制度への参加を阻害する懸念があるため、「市場退出までに交付された容量確保契約金額」ではなく「**契約解除となった年度において交付された容量確保契約金額**」を上限に、**契約解除の経済的ペナルティを科す場合がある**こととしてはどうか。

	現行容量市場	本制度
信用悪化等により契約解除する場合のペナルティ	<ul style="list-style-type: none"> ・市場退出時の経済的ペナルティを科す ・市場退出までに交付された容量確保契約金額を上限に、契約解除の経済的ペナルティを科す場合あり 	<ul style="list-style-type: none"> ・市場退出時の経済的ペナルティを科す ・契約解除となった年度において交付された容量確保契約金額を上限に契約解除の経済的ペナルティを科す場合あり

容量確保契約約款（2022年7月電力広域的運営推進機関）

第27条 契約の解除

1. 本機関および容量提供事業者は、相手方が以下の各号のいずれかの事由が生じた場合には、相手方に通知することにより、本契約を解除することができるものとします。

- ① 監督官庁より業務停止等の処分を受けたとき
- ② 支払停止もしくは支払不能の状態に陥ったとき、または不渡り処分を受けたとき
- ③ 第三者より差押、仮差押、仮処分、強制執行、その他これに準ずる処分を受けたとき、ただし、信用状況が極端に悪化したと認められる場合に限る。
- ④ 信用資力に影響を及ぼす運営上の重要な変更があったとき
- ⑤ 資産状況が悪化して債務超過のおそれがあると認める相当な理由があるとき
- ⑥ 破産、民事再生、会社更生その他法的倒産手続の開始申し立てがなされたとき、

または その原因となる事由が生じたとき

- ⑦ 解散の決議をしたとき
 - ⑧ その他、前各号のいずれかに準ずることが明らかとなったとき
2. 本機関は、容量提供事業者が、市場支配力の行使その他容量市場の公正を害する行為をしたと認めた場合には、容量提供事業者に通知することにより、本契約を解除することができるものとします。
3. 前2項により**契約解除となった場合、契約容量の全ての容量を第12条に示す市場退出とし、第13条に示す市場退出時の経済的ペナルティを科した上で、市場退出までに交付された容量確保契約金額を上限に契約解除の経済的ペナルティを科す場合があります。**

論点7-5 重大な違反行為を行った場合のペナルティ

- **現行容量市場**では、容量提供事業者が、容量確保契約約款等について**重大な違反行為を行ったと広域機関が認めた場合**、当該容量提供事業者**に参入ペナルティを科すことができる**こととされている。これにより、重大な違反行為があった場合には、落札電源がそれ以降の現行容量市場に参入できず、**容量収入を得ることができなくなる**ため、**重大な違反行為の抑止力**となっている。
- **本制度**でも、重大な違反行為（※）に対して同様の参入ペナルティを科すこととした場合、**新たな新設電源等の案件**については、**それ以降の本制度のオークションには参加できなくなる**ものの、本制度は20年を基本とした複数年契約であるため、**既に本制度で落札した電源**については、**残りの契約期間に渡って容量収入を得ることができる**こととなり、**抑止力とならないおそれがある**。

※前回御議論いただいた、「合理的な理由なく脱炭素化に向けた追加投資を行っていない場合」、「合理的な理由なく燃料の脱炭素化（グレーアンモニア・水素のブルー・グリーン化）に向けた取り組みを行っていない場合」についても、重大な契約違反に該当すると整理したところ。

- このため、本制度で落札した容量提供事業者が、重大な違反行為を行ったと広域機関が認めた場合には、それ以降の容量収入を得ることができなくなるように、**契約解除できる**こととしてはどうか。
- ただし、現行容量市場における重大な違反行為を行った場合のペナルティ（参入ペナルティのみ）との関係を踏まえ、**信用悪化等により契約解除する場合の経済的ペナルティ（前頁参照）は科さない**こととしてはどうか。

	現行容量市場	本制度
重大な違反行為を行った場合のペナルティ	・ 参入ペナルティを科すことができる	・ 契約解除 できる ※信用悪化等により契約解除する場合経済的ペナルティ（市場退出時の経済的ペナルティ、契約解除となった年度において交付された容量確保契約金額を上限とした経済的ペナルティ）は科さない

容量確保契約約款（2022年7月電力広域的運営推進機関）
 第24条 参入ペナルティ
 本機関は、容量提供事業者が、送配電等業務指針、オークション募集要綱、容量市場業務マニュアル、本約款およびその他容量市場に関連する法令等について、**重大な違反行為を行ったと本機関が認めた場合、当該容量提供事業者に参入ペナルティを科すことができる**ものとします。

論点1-2 専焼化へのロードマップ（合理的な理由の有無の具体例）

- ペナルティが課される「合理的な理由なく専焼化に向けた追加投資を行っていない場合」とは、例えば以下のような場合が考えられるのではないかと。
 - 技術開発が進み、混焼比率を向上させるための改修工事が技術的に可能となっており、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ていることから、脱炭素化ロードマップの改訂を促したにもかかわらず、合理的な理由なく改訂を行わない場合
 - 技術開発が進み、混焼比率を向上させるための改修工事が技術的に可能となっており、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ているにもかかわらず、脱炭素化ロードマップにしたがって本制度に入札を行っていない場合（本制度を適用せず、自発的に投資を行っている場合を除く。）
 - 本制度への入札は行っているが、不落札となることを狙って、不当に高い価格で入札して、不落札となっている場合
- 一方で、「合理的な理由がある」と認められる場合は、例えば以下の場合が考えられるのではないかと。
 - 環境アセスや規制強化等により経済性が見込めず、事業性確保の見通しが得られない場合
 - 専焼化のための建て替えに当たって、技術開発状況を踏まえた専焼プラントの容量規模や需給状況等を踏まえ、出力を減少させる場合（例えば、100万kWのアンモニア50%混焼の発電所を、50万kWのアンモニア専焼の発電所に建て替える場合）
- なお、合理的な理由なくロードマップの実現への取組みを行わない場合は、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。

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。

第8次中間とりまとめ

(【論点②】グレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資)

2050年カーボンニュートラル実現のためには、燃料製造時にもCO₂を排出しない事が重要であるものの、足下では、アンモニア・水素は国内外において発電用燃料のサプライチェーンが未発達な状況である。また、国際エネルギー機関（以下「IEA」という。）のシナリオでは、水素はグレー、ブルー、グリーンと段階的に普及し、当面は、グレー水素が水素製造量の大半を占める見通しとなっている。これらを踏まえれば、一定の初期需要を創出しつつ、供給網の構築を進め、価格低下を促していくことが重要である。

また、2022年5月に成立した「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律」では、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（以下「高度化法」という。）を改正し、グレーアンモニア・水素を含む全てのアンモニア・水素を非化石エネルギー源として位置付け、利用を促進することとしている。

これらを踏まえ、**当面はグレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資を対象とする**こととした。

論点7 - 6 2050年にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合のペナルティ

- 既設火力のバイオマス専焼にするための改修案件については、燃料は当初は最低年間7割の混焼率を求めることとしているが、2050年までにバイオマス燃料を専焼化していく必要がある。
- この専焼化が2050年度（1年間）に実現しない場合は、**2051年度期首時点で制度適用期間が終了していなければ**、前頁と同様に、重大な契約違反に該当するとして、**契約解除できる（通常の契約解除の経済的ペナルティは科さない）** こととしてはどうか。
- 一方で、**2051年度期首時点で制度適用期間が終了しているときは**、契約解除を通じてペナルティを科すことができないことから、代替策として、**参入ペナルティを科すとともに、市場退出ペナルティと同等の経済的ペナルティ（落札価格×10%）を科すことができる** こととしてはどうか※。

※2050年4月1日より前に、落札案件の設備を廃止する場合には、廃止前の1年度間で専焼化が実現しているかどうかを確認し、実現していなければ、その時点で当該ペナルティを科す。

論点6 バイオマスの燃料の混焼比率

- バイオマス燃料（一般木質・農作物残さ）の輸入量は、毎年増加しているものの、バイオマス発電設備におけるバイオマス混焼比率は、20%程度と2016年以降横ばいとなっている。
- こうした状況下で、発電設備は専焼化し、燃料は低い混焼率を認めた場合、結果的に、2050年時点でも燃料の確保ができない専焼可能な発電設備が生じてしまうおそれがある。
- したがって、燃料も含めた専焼化ができない設備を生まないため、バイオマス燃料についてもある程度確保できる蓋然性のある案件のみを、本制度で支援すべきではないか。
- このため、**バイオマス燃料の混焼率は当面は最低年間70%（熱量ベース）を求めることとし、2050年までにバイオマス燃料を専焼化していくことのロードマップを求めることとしてはどうか。**
※専焼化が実現しない場合のペナルティは、別のペナルティとの関係も踏まえて総合的に検討することが必要
- なお、バイオマスの燃料種については、FIT制度で対象となっているバイオマス種※と同様としてはどうか。
※メタン発酵ガス、未利用の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農業残さ（固体燃料）、バイオマス液体燃料、建設資材廃棄物



(出典) バイオマス発電容量（各年末日におけるFIT導入量）は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法情報公表用ウェブサイトより、資源エネルギー庁作成
バイオマス燃料の輸入量（年間輸入量）は、財務省貿易統計より、資源エネルギー庁集計

リクワイアメント・ペナルティの全体像

- 本制度の落札電源が適用されるリクワイアメント・ペナルティは、前頁までの検討を踏まえれば、以下の表のとおり（黒字部分は現行容量市場と同じ部分）。

	リクワイアメント	ペナルティ
制度適用期間前	<ul style="list-style-type: none"> ● 容量停止計画の調整 ● 余力活用契約の締結 	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整不調電源に科される経済的ペナルティ ● 余力活用契約を締結しない・解約した場合は、市場退出とし、市場退出時のペナルティを科す ● 市場退出時の経済的ペナルティ（<u>上述のとおり、容量×調整係数×契約単価×10%</u>） ● <u>供給力提供開始時期が遅れた場合の経済的ペナルティ（遅延のタイミングによって、メインオークションの落札価格の5%、10%を科す）</u>
	<ul style="list-style-type: none"> ● 供給力提供開始期限までの間に供給力の提供開始 	<ul style="list-style-type: none"> ● 供給力提供開始期限を超過した場合、本制度措置の落札価格を容量収入として得られる期間を、超過期間分だけ短縮。短縮した期間の容量収入は、現行容量市場の当該年度の落札価格とする。
制度適用期間中	<ul style="list-style-type: none"> ● 供給力の維持 ● 発電余力の卸電力取引所等への入札 ● 需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合の供給指示への対応 	<ul style="list-style-type: none"> ● 市場退出時の経済的ペナルティ（<u>上述のとおり、容量×調整係数×契約単価×10%</u>） ● 年間停止コマ相当数に対する経済的ペナルティ ● 需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合に入札していない場合の経済的ペナルティ ● 供給指示に応じた供給をしていない場合の経済的ペナルティ
	<ul style="list-style-type: none"> ● 脱炭素燃料の一定の混焼率 	<ul style="list-style-type: none"> ● 一定の混焼率を下回る場合の経済的ペナルティ（<u>バイオマス70%・アンモニア14%・水素7%を下回った場合は、年間の容量確保契約金額の支払額を1割・2割減額する</u>）
	<ul style="list-style-type: none"> ● 変動電源に対し、年間設備利用率の達成 	<ul style="list-style-type: none"> ● 未達成合いに応じた経済的ペナルティ
その他		<ul style="list-style-type: none"> ● 信用悪化等により契約解除となった場合、市場退出とし、市場退出時の経済的ペナルティを科した上で、契約解除となった年度において交付された容量確保契約金額（還付金額の控除後の金額）を上限に契約解除の経済的ペナルティを科す場合あり ● 重大な違反行為があった場合、契約解除できる（経済的ペナルティは科さない）
	<ul style="list-style-type: none"> ● 脱炭素化ロードマップの遵守（設備、燃料の脱炭素化） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 合理的な理由なく脱炭素化に向けた追加投資を行っていない場合、合理的な理由なく燃料の脱炭素化（グレーアンモニア・水素のブルー・グリーン化）に向けた取り組みを行っていない場合、契約解除できる（経済的ペナルティは科さない） ● 2050年4月1日にバイオマス燃料の専焼化が実現しない場合、同日時点で制度適用期間が終了していなければ、契約解除できる（経済的ペナルティは科さない）。制度適用期間が終了していれば、参入ペナルティを科すとともに、市場退出ペナルティと同等の経済的ペナルティを科すことができる

※天災地変、事後的な法令改正や規制適用、裁判による判決などが原因で、ペナルティが発生する事象が発生した場合であって、事業者に帰責性がない不可抗力による場合は、例外的にペナルティを個別に確認した上で適用しない。