

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会

第十一次中間とりまとめ

～長期脱炭素電源オークションの詳細設計について～

令和5年6月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会

目次

1. はじめに	3
2. 長期脱炭素電源オークションの詳細設計	4
(1) 対象	4
① 既設火力のアンモニア・水素混焼のための改修案件	4
② 既設火力をバイオマス専焼にするための改修	4
③ 2023 年度入札における対象	5
④ 脱炭素化ロードマップ	5
⑤ 対象とする kW の範囲	8
⑥ 地熱・水力のリプレースの定義	10
⑦ FIT 認定を受けているバイオマス混焼設備の本制度への参加の可否	11
⑧ 容量市場の落札電源の本制度への参加の可否	12
⑨ 複数プラントで 1 つの入札を行う方法	13
⑩ 異なる場所の複数の発電所のプラントの共用設備の扱い	14
⑪ 特定計量器の設置	14
⑫ 最低入札容量	15
(2) 募集量	18
① 脱炭素電源の募集量	18
② 脱炭素電源の募集量のうち、「既設火力の改修案件」「蓄電池」「揚水」の募集上限	19
③ LNG 火力の募集量	20
④ 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い	21
(3) 入札価格の在り方	23
① 入札価格に織り込むことが可能なコストの詳細	23
② 入札価格を算定する際の容量	28
③ 自家消費・自己託送に供される電源	29
④ 入札価格の算定方法	30
⑤ 水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点支援制度との関係	31
⑥ 物価変動への対応	33
⑦ 事業者の帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応	34
⑧ 入札価格の監視の方法	34
⑨ 約定結果の公表	37
⑩ 相対契約に対する一定の規律	38
⑪ トーリングの場合の「相対契約の規律」「燃料費」の扱い	42
⑫ トーリングに準ずる形の卸契約の場合の「燃料費」の扱い	43
⑬ 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	44

⑭容量確保金の支払いと還付のタイミング	44
⑮他市場収益の還付の監視	45
(4)調達方法	47
①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	47
(5)制度適用期間	50
①制度適用期間の始期をいつとするか	50
②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	51
③本制度の導入直後に落札した電源の特例	53
(6)上限価格	54
①FIT/FIP の対象電源種の再エネ	54
②一般水力	56
③揚水・蓄電池	57
④水素発電	58
⑤既設火力をアンモニア混焼にするための改修	60
⑥既設火力をバイオマス専焼にするための改修	61
⑦上限価格の一覧	62
(7)拠出金の負担者	63
①拠出金の具体的な算出方法	63
②還付が大きくなり、小売負担がマイナスとなった場合の扱い	63
(8)リクワイアメント・ペナルティ等	64
①脱炭素燃料の混焼率(バイオマス、アンモニア、水素)	66
②信用悪化等により契約解除する場合のペナルティ	68
③重大な違反行為を行った場合のペナルティ	68
④2050 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	69
⑤リクワイアメント・ペナルティの全体概要	70
⑥供給力提供開始期限の詳細	71
⑦再エネに対する規律の在り方	72
⑧蓄電池の区分	73
⑨調整機能の具備	74
(9)現行容量市場との関係	75
①現行容量市場の募集量から控除開始するタイミング	75
②供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い	76
3. おわりに	79
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	80
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	87

1. はじめに

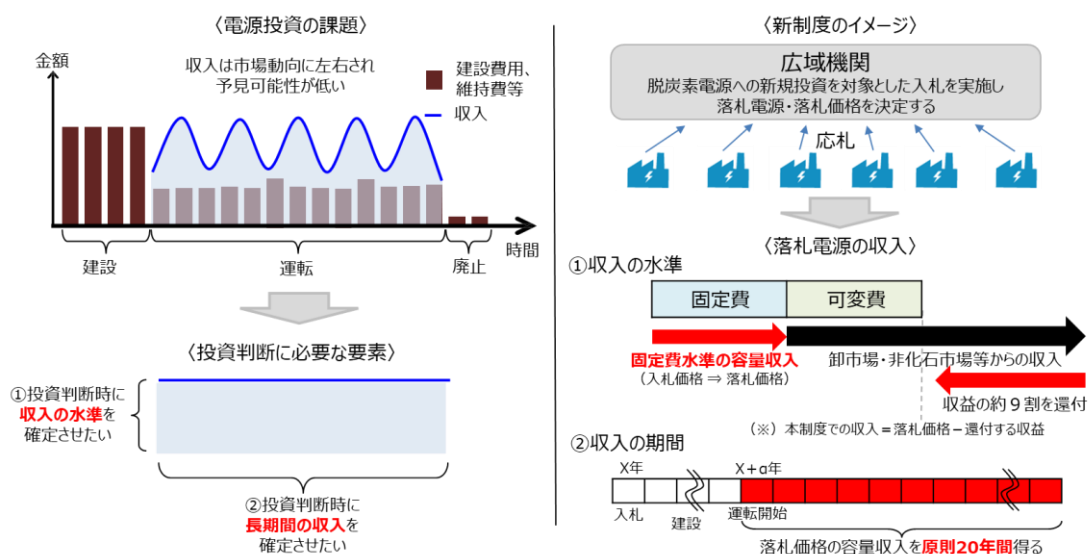
第八次中間とりまとめでは、電源投資を確保するための仕組みである「長期脱炭素電源オークション（以下「本制度」という。）」について、対象電源や募集量、入札価格のあり方など、制度の主要な論点について一定の整理を行い、2023 年度中の第 1 回オークションを目指し、より詳細な論点について検討を進めていくこととしていた。

これを踏まえ、本制度検討作業部会では、本制度のより詳細な論点について、2022 年 10 月から計5回において検討を重ねてきた。

詳細な論点の検討に当たっては、本制度が容量市場の一部に位置付けられること、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となる部分を中心に検討を行った。

本中間とりまとめは、こうした検討の結果をとりまとめたものである。

（参考図1）長期脱炭素電源オークションの仕組み



2. 長期脱炭素電源オークションの詳細設計

第八次中間とりまとめと同様に、「対象」、「募集量」、「入札価格の在り方」、「調達方式」、「制度適用期間」、「上限価格」、「拠出金の負担者」、「リクワイアメント・ペナルティ」、「現行容量市場との関係」の各論点について、次のとおり詳細な検討を行った。

（１）対象

①既設火力のアンモニア・水素混焼のための改修案件

第八次中間とりまとめでは、「既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件」を本制度の対象としているが、ここでの「既設火力」とは、既設の「石炭火力」と「LNG 火力」を念頭に置いていたものである。

一方で、既設の「石油火力」についても、アンモニア・水素混焼に改修することが考えられることから、「既設の石油火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件」も、本制度の対象とした¹。

②既設火力をバイオマス専焼にするための改修

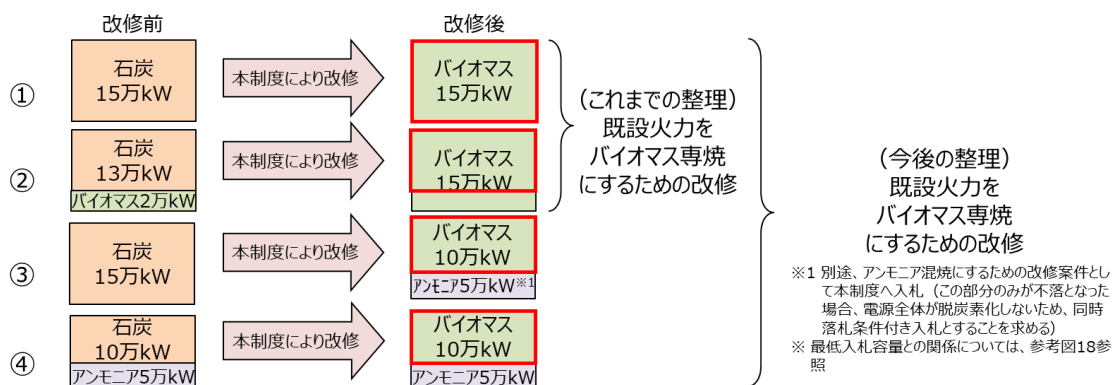
第八次中間とりまとめでは、「既設火力をバイオマス専焼にするための改修」を対象としているが、委員から「完全に専焼化するのではなく、様々な技術で全体としてオフセットした方が費用対効果が高いケースもある」などの意見があったことを踏まえると、バイオマス専焼に改修する（参考図 2 の①②）だけでなく、アンモニア・水素等とバイオマスを組み合わせて電源全体を脱炭素化する方法（参考図 2 の③④）も考えられる。

このため、本制度では、参考図 2 の①～④を含む案件として、「既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件²」を対象とすることとした。

¹ アンモニア・水素混焼を前提とした石油火力の新設案件は、石炭火力と同様に、対象外。

² 同一プラントの一部の設備容量が別の脱炭素技術（アンモニア等）による設備容量である場合を含む。以下同じ。

(参考図 2) バイオマスに改修するパターン



③2023 年度入札における対象

2023 年度の初回オークションの対象は、参考図 3 のとおり。

(参考図 3) 初回オークションの対象電源

区分	対象電源
新設・リブレース	太陽光
	陸上風力
	洋上風力
	一般水力
	揚水
	蓄電池
	地熱
	バイオマス
	原子力
	水素（10%以上）
	LNG
既設火力の改修	水素10%以上の混焼にするための改修
	アンモニア20%以上の混焼にするための改修
	バイオマス専焼にするための改修

※「アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設案件」は本制度の対象だが、現時点では応札案件が想定されないことと、上限価格を設定することが困難（発電コスト検証では石炭と混焼する場合のコストデータしか示されていない）であることを踏まえ、初回オークションでは対象外。

※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ため、今後、明確化した段階で設定。

※蓄電池・揚水は、単独で系統に接続する場合のみ、本制度に参加可能。

④脱炭素化ロードマップ

第八次中間とりまとめでは、アンモニア・水素混焼のための新規投資を本制度の対象とするに当たっては、2050 年までの専焼化への道筋をつけることが大前提であり、入札事業者に対し、入札時点において、対象電源の 2050 年に向けた専焼化へのロードマップの提出を求めることとしているが、どの程度の詳細な道筋を求めるべきか、具体的なイメージを示すべき

との意見があった。

また、その後、合理的な理由無く専焼化に向けた追加投資を行っていない場合には、容量支払いを停止する等のペナルティを設けることとしているが、合理的な理由のない場合の具体的なイメージについて丁寧な説明が必要との意見があった。

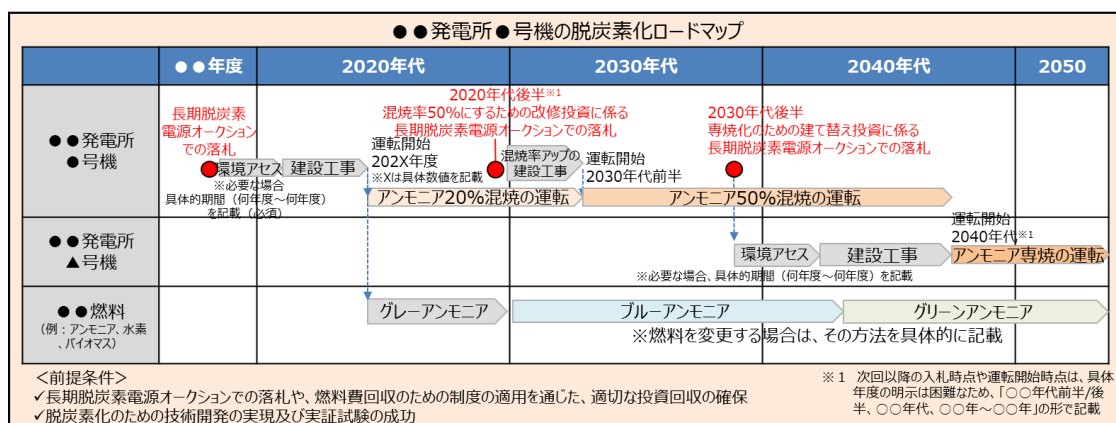
これを踏まえ、以下のとおり検討を行った。

(ア) 具体的なイメージ

ロードマップで求めていくべき内容は、アンモニア・水素混焼を専焼化していく方法に限定されるものではなく、今後の技術開発の状況を踏まえ、CCS やバイオマス等の脱炭素技術によって、電源全体を脱炭素化していくことである。これを踏まえ、求めるべきロードマップ(脱炭素化ロードマップ)は、具体的には、参考図4のイメージで作成することを求めることとした。

記載が必要な項目としては、「建設工事の期間」、「各脱炭素比率での運転期間」、「脱炭素比率を向上させる改修投資を行う場合の長期脱炭素電源オークションでの落札の時期」、「使用する脱炭素燃料(グレー、ブルー、グリーンの種別を含む)」、「前提条件」とした。

(参考図4) 脱炭素化ロードマップのイメージ



注) 上記は、アンモニア20%混焼からスタートする場合のイメージ
 脱炭素化のシナリオは、複数シナリオを記載することも可

(イ) 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/いる場合の具体例

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。

- 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関わらず、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。

- 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た³。

（ウ）新設・リプレースの LNG に対して脱炭素化への対応を求めるタイミング

第八次中間とりまとめでは、2022 年3月の需給ひっ迫を踏まえた対応として、一定期間内に限って、LNG 火力の新設・リプレース案件を対象とすることとしているが、2050 年カーボンニュートラルとの関係性を考慮し、一定期間経過後において、アンモニア・水素による専焼化⁴への道筋を求めることとしている。

水素・アンモニア混焼のための新規投資案件と異なり、「一定期間経過後」に求めるとしているのは、例えば、技術的に一定割合のアンモニア・水素混焼が可能であることを理由として、運転開始後直ちに、アンモニア・水素混焼にするための改修投資を求められることになると、更なる資金調達が必要となるなど、発電事業者にとって過度な負担となり、LNG 火力の新設・リプレース案件の入札意欲の減退につながり、そもそも時限的に LNG 火力の新設・リプレース案件を認めた意義が減殺されるおそれがあるためである。

したがって、脱炭素化に向けた対応（改修のための本制度への入札等）を求めるのは、初期投資の回収が一定程度進んだ時点として、運転開始から 10 年後とした⁵。

³ 「専焼化といった将来の技術の実装課程で予期せぬことも発生する可能性を踏まえ、審議会等の場において、理由を確認の上、契約解除を判断するといった機会を設けるなど、契約解除と判断するまでワンステップをおくなど、事業者の専焼化に向けた投資インセンティブの重しにならないような幅をもった配慮措置も必要」との意見があった。

⁴ ここで求められるのは、アンモニア・水素による「専焼化」に限定されず、CCS やバイオマス等も含めた「脱炭素化」であるため、以下では「脱炭素化」として記載。

⁵ LNG 火力の新設・リプレース案件で本制度に入札する場合、入札時に脱炭素化ロードマップを提出する必要があるが、運転開始から 10 年後までの間に、脱炭素化に向けた対応を開始する旨を記載することを求める。

(エ) グレーアンモニア・水素に対する燃料転換の道筋

第八次中間とりまとめでは、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。

グレーアンモニア・水素を前提として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のアンモニア・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た。

また、燃料の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などの合理的な理由がなくそうした取組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た。

⑤対象とする kW の範囲

第八次中間とりまとめでは、本制度の対象とする kW の範囲は、新設・リプレイス案件は「全体の kW」とし、既設火力の改修案件は「新たに生じる混焼割合の kW」としている。

こうした整理を前提として、以下のとおり検討を行った。

(ア) 既設火力を水素混焼にするための改修

既設火力を水素混焼にするための改修案件については、追加投資の対象となるのが新たに生じる混焼割合の kW の範囲に限られるケースが主に想定されるため、本制度の対象を「新たに生じる混焼割合の kW」としている。

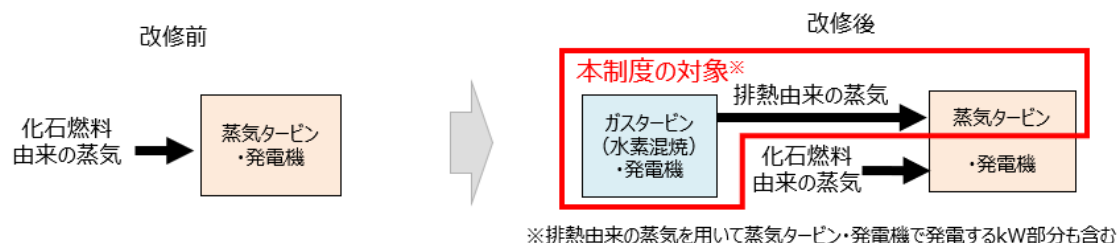
一方で、例えば、参考図 5 のケースのように、発電効率の向上を目的として、既設火力を改修し、水素混焼のガスタービン発電設備を追設する場合は、新たに生じる混焼割合だけの kW だけではなく、混焼割合以外の部分の kW も追加投資の対象となる。このようなケースにおいて、新たに生じる混焼割合の kW のみを本制度の対象とした場合、投資回収の予見可能性が投資金額の一部に留まることになってしまう。

このため、こうした案件については、追設するガスタービン発電設備の kW 全体(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 kW 部分も含む)を本制度の対象とすることとし、この部分が最低入札容量の 10 万 kW⁶以上(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同時落札条件付き入札⁷を行うことで、合計で 10 万 kW 以上となる場合も可)となることを求めることとした。

⁶ 本制度の対象を「新たに生じる混焼割合の kW」としないため、最低入札容量も 5 万 kW ではなく 10 万 kW とする。

⁷ 「⑨複数プラントで 1 つの入札を行う方法」参照

(参考図 5) 既設汽力発電設備に、新たに水素混焼ができるガスタービン発電設備を追設し、
コンバインドサイクル化するイメージ図



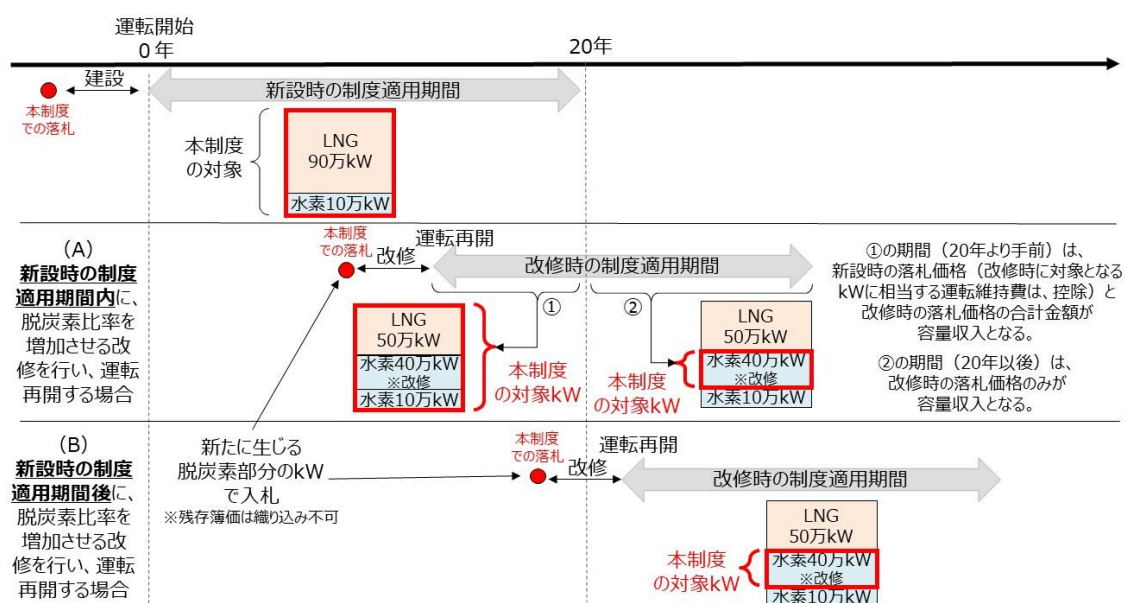
(イ) アンモニア・水素混焼の新設・リプレース案件の追加投資時の扱い⁸

アンモニア・水素混焼の新設・リプレース案件(発電所全体の kW が本制度の対象)が本制度で落札し、運転開始した後に、脱炭素比率を増加させる改修を行うために本制度に改めて入札する場合、本制度で対象となる kW と容量収入は参考図 6 のとおりとした。

なお、制度適用期間内の脱炭素化に伴う改造により、応札容量の一部の容量を市場退出せざるを得ない場合には、合理的な説明があることを前提に、不可抗力として、一部の出力の市場退出ペナルティを適用しないこととした。

また、単に応札容量の一部の容量を市場退出するだけでは、容量収入が減少し、初期投資の回収が困難となるため、退出に伴い減少する容量収入分は、脱炭素化の追加投資案件を本制度に入札する際に、応札価格における建設費に算入することができることとした。

(参考図 6) 追加投資時の本制度の対象となる kW と容量収入の関係



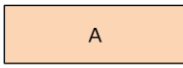
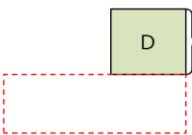
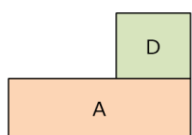
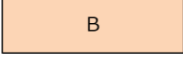
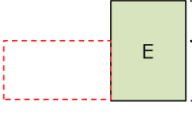
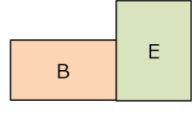
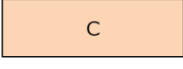
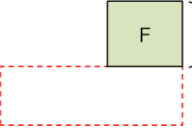
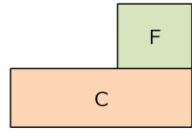
⁸ LNG の新設・リプレース案件の追加投資時の扱いも同様に扱う。

(参考図 7) 参考図 6 の①の期間の容量収入の計算方法



40万kW部分を改修
100万kW

新設時は100万kWのLNG（水素10%混焼）を建設し、
改修時に水素混焼比率を50%にした場合

	新設時の落札価格の内訳 (円/kW/年)	改修時の落札価格の内訳 (円/kW/年)	①の期間の容量収入 (下の合計額。円/年)
資本費			 $A \times 100 \text{万kW} + D \times 40 \text{万kW}$
運転維持費			 $B \times 60 \text{万kW} (*) + E \times 40 \text{万kW}$ (*) 改修時に対象となるkWに相当する運転維持費を控除
事業報酬			 $C \times 100 \text{万kW} + F \times 40 \text{万kW}$

⑥地熱・水力のリプレースの定義

本制度では、脱炭素電源のリプレース案件への新規投資も対象としている。

リプレースは、基本的には、「同一の場所において、同じ電源種の発電所に建て替える場合」を意味すると考えられるが、地熱や水力は、ライフサイクルの長い既存案件のインフラ（地熱は地下設備、水力は導水路等の土木設備や水車等）をそのまま活用し、老朽化した電気設備等を更新するケースも多い。

このようなケースの中には、維持のための投資というよりは、休廃止も含め追加投資を検討をするという意味で実態としてリプレースと同様の投資判断を行うケースがあること、ライフサイクルの長い既存案件のインフラを活用することが国民負担の低減にもつながることを踏まえ、実態としてリプレースと同様の投資判断を行うケースに限り、例外的にリプレースに該当することとした。

具体的には、FIT 制度におけるリプレースの定義や設備の更新実態等を踏まえ、参考図 8 のとおりとした。

なお、こうしたケースは、一部の設備は使用を継続することから、使用を継続する設備の残存簿価は入札価格に織り込むことができることとした⁹。

⁹ 地熱・水力のリプレース以外の新設・リプレース案件においても、例えば燃料タンクなど、使用を継続する設備があれば、合理的な説明が可能な範囲内で、当該設備の残存簿価を入札価格に織り込むことができる。

(参考図 8) 地熱・水力のリプレースの定義

リプレースの定義	
地熱	✓ 地上設備※、蒸気井、還元井の全部を更新するもの ✓ 地上設備※の全部を更新するものであって、かつ、蒸気井、還元井の全部又は一部を継続して使用するもの ※地上設備：蒸気タービン、発電機、復水器及び冷却塔
水力	✓ 水車及び発電機、変圧器、遮断器その他の電気設備の全部 並びに 水圧管路の全部若しくは一部のみ を新設し、又は更新するもの ※既存の導水路を活用して、水力発電設備を新設する場合も含まれる ✓ 揚水（混合揚水を含む）について、オーバーホール（水車及び発電機を全て分解し、各部件の点検、手入れ、取替えや修理）を行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器※1、制御盤※2）の全部を更新するもの ※1 発電機電圧を系統電圧まで昇圧し系統へ連系するための変圧器 ※2 運転に必要な自動制御・保護機能を持つ配電盤

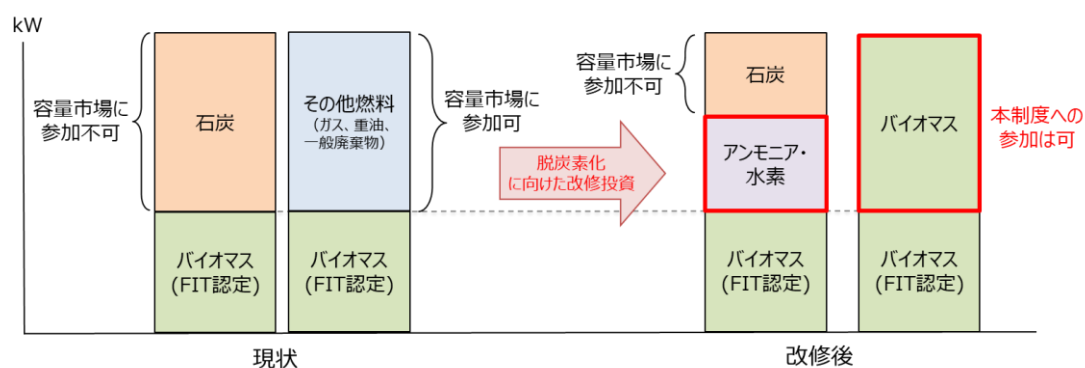
⑦FIT 認定を受けているバイオマス混焼設備の本制度への参加の可否

FIT 認定を受けているバイオマス混焼設備の非バイオ部分（FIT 認定を受けていない石炭又はその他燃料部分）について、アンモニア・水素混焼にするための改修を行うことや、既設火力をバイオマス専焼にするための改修を行うことが考えられる。

こうした改修案件については、FIT 認定を受けているバイオマス混焼設備は、石炭以外と混焼している場合、その非バイオマス部分は現行容量市場にも参加可能となっていることを踏まえ、本制度の対象とした。

ただし、石炭部分をアンモニア・水素混焼にするために改修する場合又は石炭部分の全てをバイオマス専焼化するために改修する場合は、過去の FIT 収入によって残存簿価の回収が図られてきた可能性があることを踏まえ、残存簿価を入札価格に算入することは認めないこととし、その他燃料部分を改修する場合は、認めることとした。

(参考図 9) FIT 認定を受けているバイオマス混焼設備の本制度への参加の可否



⑧容量市場の落札電源の本制度への参加の可否

(ア) 基本的な整理

第八次中間とりまとめでは、入札対象と建設プロセスの関係について、運転開始前の案件（既設火力の改修の場合は、改修工事後の運転再開前の案件）を対象とすることとしている。

これは、本制度は新規の「電源投資」を促すことを目的としているところ、運転開始前においては各段階において投資の意思決定を行っていることに着目したものである。このような点を踏まえると、容量市場で既に落札している「新設・リプレース案件」や「既設火力の改修案件」については、運転開始前であっても、既に投資の意思決定が行われているといえることから、本制度への参加を認めないこととした。

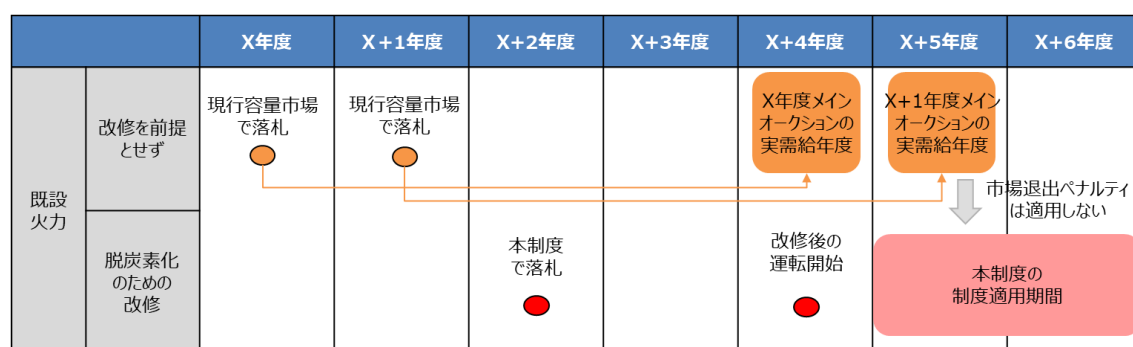
(イ) 脱炭素化のための改修を前提とせずに容量市場で落札した既設火力の扱い

既設火力については、脱炭素化のための改修¹⁰を前提とせずに、現行容量市場において落札し、将来の容量確保契約を締結した後に、脱炭素化のための改修をしようとして、本制度に入札することは想定される。

こうした場合には、本制度での入札時点では、改修投資の意思決定が行われている訳ではないことから、本制度に入札することは認めることとした。

また、こうした案件が落札後に脱炭素化のための改修工事を開始したところ、工事が短期間で済むこととなり、過去に締結した現行容量市場の容量確保契約に係る実需給年度から、本制度の制度適用期間が開始することも考えられる。こうした場合には、本制度の対象 kW 部分は現行容量市場から退出し、本制度に参加することとなるが、現行容量市場における市場退出ペナルティは適用しないこととした。

(参考図 10) 脱炭素化のための改修を前提とせずに容量市場で落札した既設火力の扱い



¹⁰ アンモニア・水素混焼やバイオマス専焼にするための改修。

(ウ) 2022 年度の容量市場で初めて落札した電源に対する特例措置

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、2022 年度は、2022 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となっている。

仮に、2022 年度の現行容量市場との関係も含めて(ア)の整理を適用する場合、入札者としては、2022 年 11 月の現行容量市場に入札するか、2023 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。

足元で毎年需給ひっ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。このため、2022 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、2023 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とした。

(参考図 11) 2022 年 11 月の容量市場で落札した電源の取扱い



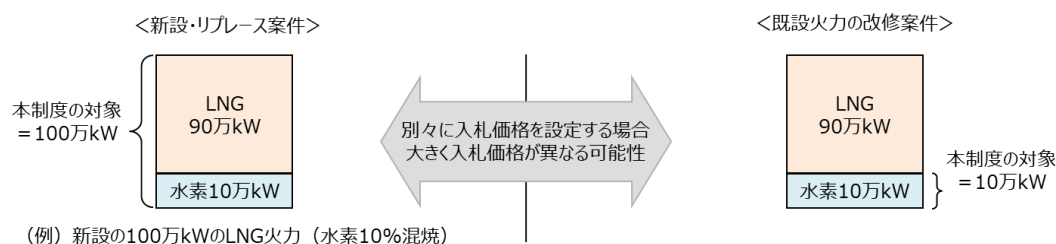
⑨複数プラントで1つの入札を行う方法

第八次中間とりまとめでは、「共用設備の建設費」や「最低入札容量」との関係で、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を認めている。

しかし、複数のプラントで1つの入札を行う場合、複数のプラントが「新設・リプレース案件のみ」や「既設改修案件のみ」だけでなく、「新設・リプレース案件と既設改修案件の混合」も考えられる。この場合、落札価格を複数のプラント共通の落札価格とすれば、新設・リプレース案件と既設改修案件は、対象となる kW が異なるため、プラントごとの収支の乖離が大きくなる可能性がある。

したがって、プラントごとの収支を適正化するため、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を認めるのではなく、共通設備の建設費は、事業者が定める適切な比率で按分して入札価格に織り込むことを前提として、個別プラントごとに入札価格を決めて、個別プラントごとに別々の入札を行うことを求めつつ、「同年度のオークションに入札した特定の別のプラントが不落札となった場合は、自動的に不落札となる。」といった条件(同時落札条件)を付けることを認めることとした。

(参考図 12) 本制度で対象とする kW の範囲



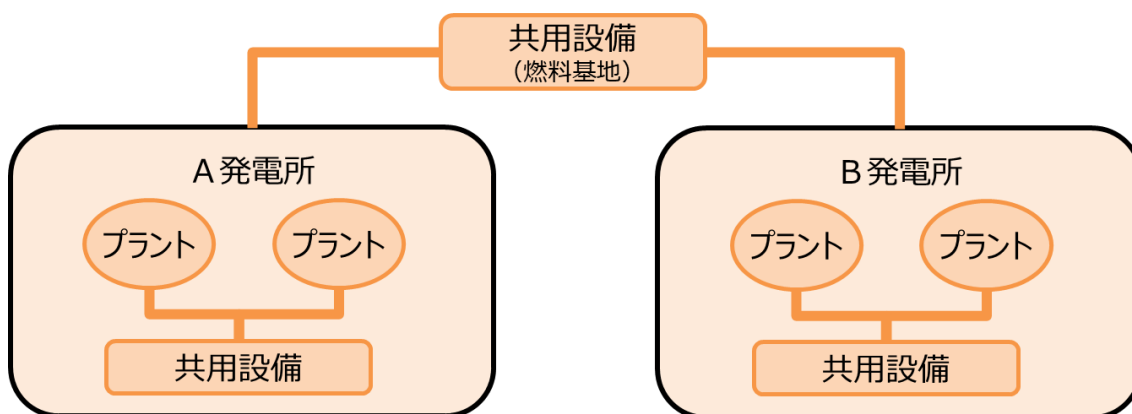
⑩異なる場所の複数の発電所のプラントの共用設備の扱い

同一場所の発電所の中で複数のプラントと共用設備を新設する場合に、本制度の入札において同時に落札できなければ投資判断ができないときは、⑨のとおり、同時落札条件付き入札を行うこととなる。

一方で、同一場所の発電所でなくとも、「近隣の自社の発電所や、近隣の他社の発電所との間で、1つの燃料基地を活用する計画を立てていることから、近隣の複数の発電所のプラントで同時落札条件付き入札を行いたい（いずれかのプラントが不落札となった場合、投資判断が困難）」といったニーズが存在する。

このため、主要な共用設備（燃料基地に限定。他の設備候補がある場合は別途検討）がある場合に限り、異なる場所の複数の発電所のプラントで同時落札条件付き入札を行うことは認めることとした。

(参考図 13) 異なる場所の複数の発電所のプラントでの設備の共用



⑪特定計量器の設置

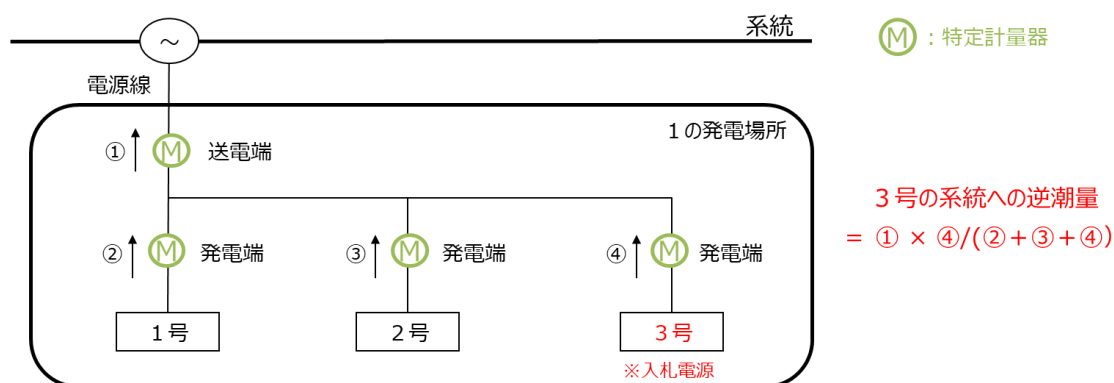
本制度では、落札電源のリクワイアメント達成状況の確認のため、1 の発電場所内の複数の電源が本制度に入札を行う場合、プラントごとに1つの特定計量器の設置を求めることとした。

また、1の発電場所内に、複数の電源が存在する場合は、入札電源で発電した電気がそ

の別の電源の所内電力に充当される可能性があることから、入札電源の発電端のみに特定計量器を設置しても、入札電源由来の電気の系統への逆潮流を把握することができないため、入札電源のリクワイアメントの達成状況が確認できない。

そのため、同じ発電場所の中で、複数の電源が存在する場合は、按分計量を行うことで入札電源由来の電気の系統への逆潮流を把握することとし、当該按分計量を行うため、入札電源だけでなく、本制度に参加しない別電源の発電端にも特定計量器の設置を求めることとした¹¹¹²。

(参考図 14) 特定計量器の設置イメージ



⑫最低入札容量

(ア) ⑨の整理を踏まえた変更

最低入札容量は、⑨の整理を踏まえ、参考図 15 のとおり、同時落札条件が付された入札案件の合計¹³の容量で判断することとした。

¹¹ 本制度に参加しない別電源に新たに設置する特定計量器のコスト（設置費、制度適用期間内に発生する検定料、等）も、入札価格に算入可。複数の案件が本制度に入札する場合は、どの案件の入札価格に算入するかは、事業者の任意。ただし、二重で算入することは不可。

按分計量を行う方法としては、応札事業者・一般送配電事業者の双方の事務負担を考慮し、電源ごとの発電端の月間計量値の割合で、30分コマごとの送電端の一般送配電事業者の特定計量器の計量値を按分計量する方法とする。

¹² 特別の事情により電源ごとに TSO が設置する特定計量器が設置されている場合など、按分計量を行わなくても落札電源のリクワイアメントの確認が可能な場合には、別途特定計量器を設置する必要はない。

¹³ 「新設・リプレース案件」と「既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件」と「既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件」の、それぞれの合計

(参考図 15)最低入札容量

	第八次中間とりまとめでの整理	変更後の整理
新設・リプレース案件、 既設火力をバイオマス専焼にする ための改修案件	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)	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 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)
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 (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5万kWを超える場合も可)	5万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 同時落札条件付の入札 を行 うことで、合計で5万kW以上とな る場合も可)

(イ) 既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件

第八次中間とりまとめでは、既設火力のアンモニア・水素混焼にするための改修案件の最低入札容量については、例外的に5万kWとすることが考えられるが、「5万kWの閾値では、周波数によって求められる混焼率に違いが生じることから、適正に補正すべき」といった意見があったことから、実態を踏まえて、引き続き検討することとしている。

参考図 16 の表のとおり、既設の LNG 火力は、東日本よりも西日本の発電所の方が、出力は小さい傾向にある。

ただし、既設火力のアンモニア・水素混焼を行う場合、燃料タンクの設置場所など追加的なスペースを確保することが必要となるところ、このような比較的立地に余裕がある発電所は、単一プラントだけではなく、複数のプラントで同一発電所を構成している場合が多いといえる。

こうした点も踏まえ、本制度においては、同一場所の発電所における複数プラントで同時落札条件付き入札を行うことで、合計5万kW以上となる場合も対象としている。

これらを踏まえ、最低入札容量は従前のとおり5万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同時落札条件付き入札を行うことで、合計で5万kW以上となる場合も可)とした。その上で、将来、技術的な課題の解決への支障の有無や投資案件の実態などを踏まえて、必要に応じて対応することとした。

(参考図 16) LNG 発電所の出力規模

燃焼温度	西日本 (60Hz)		東日本 (50Hz)	
	出力計 (万kW)	出力平均 (万kW)	出力計 (万kW)	出力平均 (万kW)
1600℃級	342.2	48.9	198.9	66.3
1500℃級	402.5	40.2	606.7	50.6

※資源エネルギー庁調べ

※旧一般電気事業者が保有するLNG発電所のうち、水素混焼に改修することが想定されるコンバインドサイクル発電設備（1つの蒸気タービンと複数のガスタービンで構成されるものは比較困難となるため除外）であって、比較的新しい1600℃級・1500℃級のものに限る。

(ウ) 揚水

第八次中間とりまとめでは、揚水の新設・リプレース案件の最低入札容量は 10 万 kW とする一方で、蓄電池の最低入札容量は 1 万 kW としている。

一方で、「揚水と蓄電池は、変動性再エネの調整力として同様の機能を有しており、重要性が増しているため、できる限り同じ土俵で競争し、費用対効果の高いものが選択される形にすべき」との意見があった。

また、2022 年 11 月 24 日の電力・ガス基本政策小委員会でも、長期脱炭素電源オークションにおける最低入札容量や募集量など、揚水と蓄電池ができるだけ同じ条件で競争できる環境の整備が重要との議論があった。

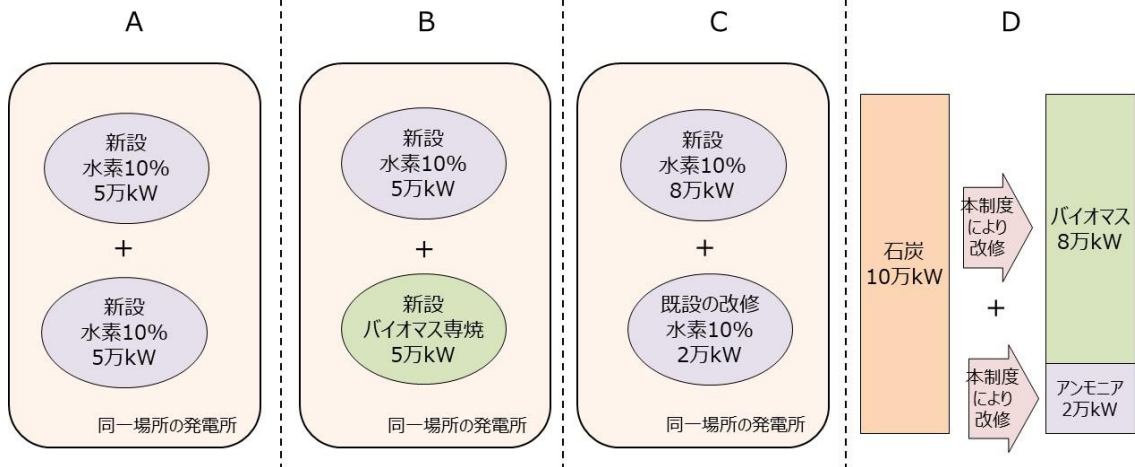
このため、本制度における揚水の最低入札容量は、蓄電池と同様に 1 万 kW（送電端設備容量ベース、発電可能時間 3 時間以上）とした。

(エ) 最低入札容量を達成する方法

最低入札容量を達成する方法としては、以下の A だけでなく、B～D 等も考えられる。

- A) 単一の電源種のプラントを複数組み合わせる達成する方法
- B) 複数の電源種のプラントを組み合わせる達成する方法
- C) 単一の電源種の新設・リプレース案件と既設改修案件を組み合わせる達成する方法
- D) 同一の既設火力のプラントで、「既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件」と「既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件」を組み合わせる達成する方法

(参考図 17) 最低入札容量を達成するパターン



このため、最低入札容量を以下のとおりとした。

- 参考図 18 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き入札を行うことで、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(送電端容量ベース)とする。

(参考図 18) 最低入札容量のまとめ

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既設火力をバイオマス専焼にするための改修	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）

(2) 募集量

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ある。

一方で、第八次中間とりまとめで整理したように、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している。

また、2022 年 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た。

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た。

②脱炭素電源の募集量のうち、「既設火力の改修案件」「蓄電池」「揚水」の募集上限

第八次中間とりまとめでは、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、「必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないため、例えば、募集量の 1/4 程度までとする等、募集上限を設ける。その際、2030 年断面の水素・アンモニア 1%というエネルギーミックスの目標との整合性に配慮すべき」としており、蓄電池は、「供給力としての価値が限定的であるため、募集量に上限を設ける」としている。

第 6 次エネルギー基本計画では、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、「既設火力の改修案件」の初回オークションにおける募集上限は、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、100 万 kW(応札容量ベース。全体の 1/4)とした。

また、蓄電池は、(1)⑫(ウ)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することとした。

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)とした。

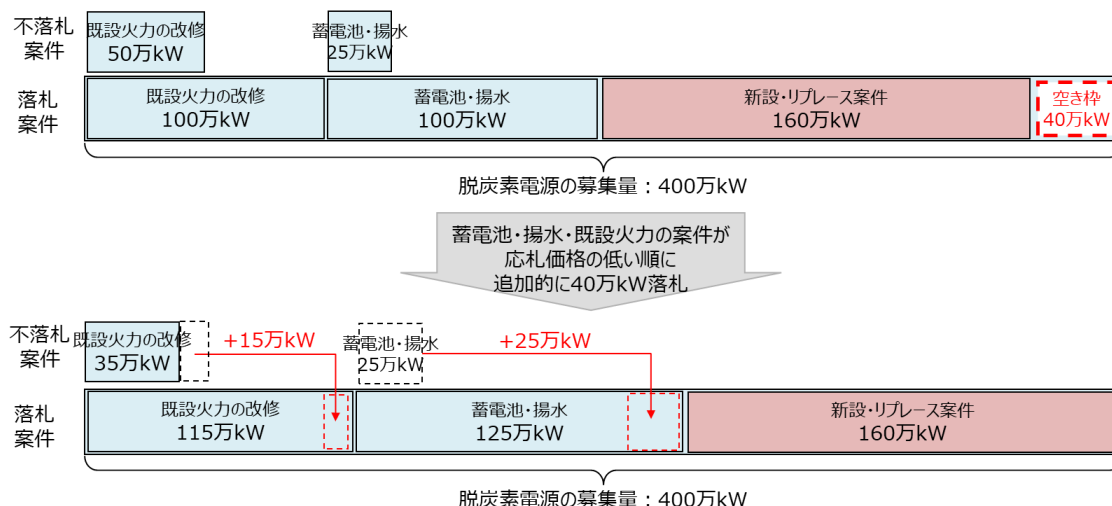
なお、「既設火力の改修案件」と「蓄電池・揚水」のいずれかの案件に偏ることのないよう、「既設火力の改修案件」と「蓄電池・揚水」の募集上限は、それぞれ独立して設定することとした。

(参考図 19) 2023 年度の脱炭素電源の募集量の全体像



ただし、「既設火力の改修案件」と「蓄電池・揚水」の応募量が上記の枠を超過しているものの、脱炭素電源の新設・リプレースの落札案件が少なく、落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に達しない場合は、新設・リプレース案件の落札案件を優先(そのまま落札案件とする)しつつ、例外的に、「既設火力の改修案件」と「蓄電池・揚水」の案件は、脱炭素電源の募集量に達するまで、落札することができることとした。

(参考図 20) 脱炭素電源の新設・リプレースの落札案件が少なく、落札電源の総容量が脱炭素電源の募集量に達しない場合の取扱い



③LNG 火力の募集量

第八次中間とりまとめでは、一定期間内に限って新設・リプレースの LNG 火力を対象とし、脱炭素電源とは別途募集量を設けることとしている。

2022 年 11 月 24 日の電力・ガス基本政策小委では、LNG 火力を対象にした緊急の電源投資支援の募集量について、初回オークションから3年間で合計 300～900 万 kW とすることを基本とし、最終的な募集量の決定に際しては、安定供給に必要な十分な供給力を確保できるようにしつつ、脱炭素化に逆行しないよう必要最小限とすることとされた。

安定供給に必要な今後の供給力については、需要の動向や再エネ及び原子力の状況更には火力の休廃止など、不確定な要素が多い。そうした中で、供給力としてのみならず、再エネの導入に不可欠な調整力としても期待される火力発電の供給力は、今後、2030 年までに

900 万 kW 程度¹⁴減少する可能性がある。

一方で、2030 年に向けては、足下で 7 割強を占める火力の比率を約 4 割に引き下げることとしている。

このため、非化石電源の導入拡大を前提としつつ、安定供給に万全を期す観点から、初回オークションから 3 年間で合計 600 万 kW¹⁵募集¹⁶することとした。

なお、今回対象とする LNG 火力は、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けて、2050 年までに脱炭素化することが大前提である。また、その導入は非効率な火力の退出につながると見込まれることから、中長期的に脱炭素化を後押しするものとなる。

④募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い

現行容量市場では、募集量・募集上限を跨ぐ案件が存在する場合、以下の整理とされている。

- 募集量・募集上限を跨ぐ案件は落札電源とする。
- 募集量・募集上限を跨ぐ案件と同じ応札価格の電源が複数存在する場合には、募集量・募集上限を超えて落札する容量が最小となる組合せにより、落札電源を決定する。
- 最小となる組合せが複数存在する場合、当該組合せの中からランダムに決定する。

このような取扱いは、(募集量・募集上限を跨ぐ案件を不落札電源とする場合と比較して)脱炭素電源の促進に資することから、現行容量市場と同様の整理とする考えもあるが、「募集量は厳格に決めている訳ではないので、必達目標ではないのではないか。募集量に対して、足りないのが 0.1 で、次の案件を取ってしまうと 100 超過する場合は、その案件を取らない方法もあるのではないか」との意見¹⁷もあった。

¹⁴ 大手発電事業者が提出した「フェードアウト計画」において休廃止見込みの火力（休止中を除く）と、2023 年度以降新設予定の火力の設備容量の差

¹⁵ 2030 年までに減少する可能性のある火力発電の供給力約 900 万 kW の 2/3 であり、最大需要発生時の予備率 3%強に相当。

¹⁶ LNG 火力の募集量は、「長期の需給見通し等を踏まえ必要に応じて見直すという対応が必要」との意見があった。

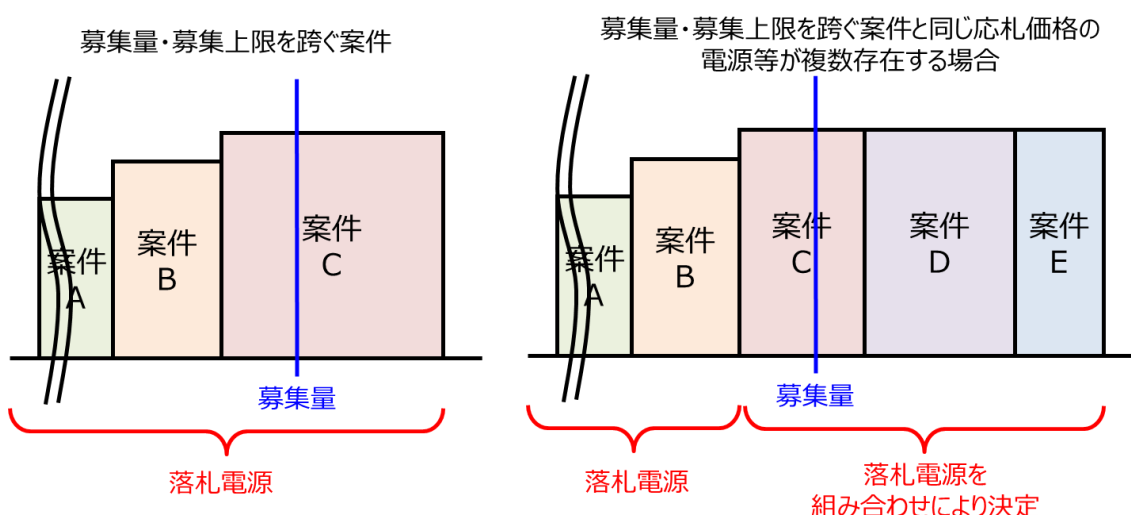
¹⁷ その他、以下の意見があったが、括弧のと通りの整理とした。

- ① 入札価格ではなく、支払額（入札価格×容量）が安い案件から落札する方法もあるのではないか。（本制度では、「入札価格」の安い案件から落札させることを基本としているため、募集量・募集上限を跨ぐ案件に限って「入札価格」ではなく「支払額（入札価格×容量）」が安い案件を優先的に落札させることは整合的ではない。）
- ② 募集量を少し増やしておいて、入札価格との関係で取り方を考える方法もあるのではないか。（上限価格を設定している以上、上限価格の範囲内にもかかわらず落札・不落札を決定することは電源種間の公平性の観点から議論がありうる。）
- ③ 募集上限を跨ぐ案件と同じ入札価格の案件が複数ある場合に、容量が最小となる組み合わせで落札電源が決まるとすると、蓄電池と揚水では、蓄電池の方が容量が小さい

この意見については、超過量が発生したとしても脱炭素電源の促進という観点からは問題とはいえないが、意見のあったとおり、現行容量市場のように安定供給を確保する観点から設定している募集量(目標調達量)とは異なり、募集量は必達目標ではない点を踏まえれば、募集量を跨ぐ案件(以下「限界電源」という。)を不落札とした場合の「不足量」に対して、限界電源を落札とした場合の「超過量」が過度に大きくなるような場合にまで、限界電源を落札原とする必要はないとも考えられる。

このため、基本的なルールは現行容量市場と同様の整理としつつ、意見のとおりに、限界電源を不落札とした場合の「不足量」に対して、限界電源を落札とした場合の「超過量」が、10倍を超過する場合には、限界電源は不落札とすることとした¹⁸¹⁹。

(参考図 21) 募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い



同時落札条件付き入札を行った案件が、募集量・募集上限を跨ぐ場合は、価格が異なる案件は個別に判断し、価格が同じ案件は1つの案件と見做して判断することとした。

また、同時落札条件付き入札の案件が不落札となった場合には、次点の案件が落札することとした。

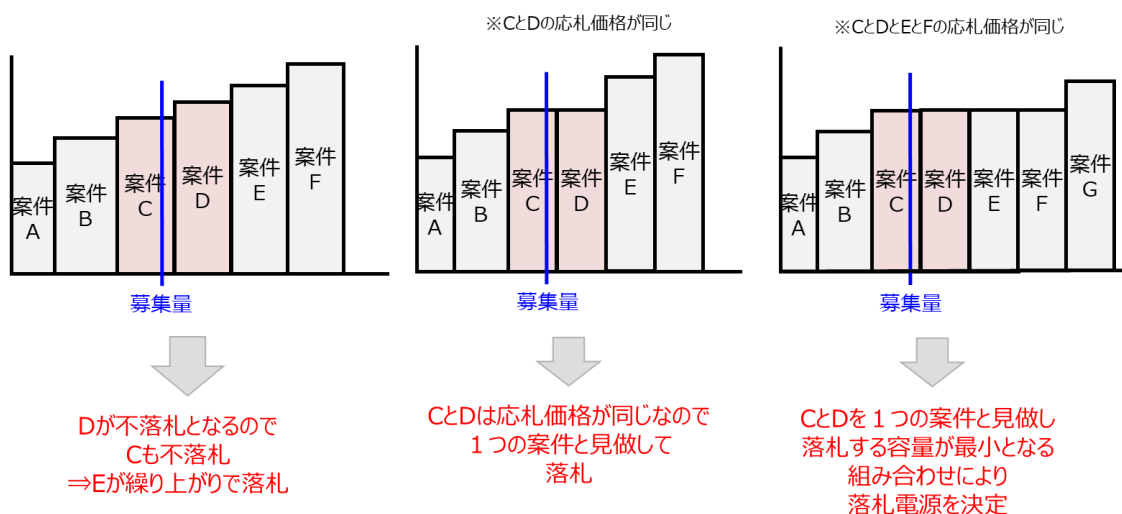
案件が多いので、揚水が不利ではないか。(足下では蓄電池は数万 kW 以下の案件が多く、揚水は数万 kW～数十万 kW の案件が想定されるものの、蓄電池も将来的には規模が大きくなることも考えられることや、揚水の規模にも様々なものが存在するため、一概に揚水の方が不利ともいいきれない。)

¹⁸ 不落札とした場合、次点の案件を繰上げで「限界電源」として、このルールを適用する。

¹⁹ この整理(10倍を超過する場合に限界電源を不落札とする)は、脱炭素電源と LNG 火力共に、「募集量」を跨ぐ案件に適用し、「募集上限」を跨ぐ案件には適用しない。「募集上限」を跨ぐ案件の取扱いは、現行容量市場と同様のルールとする。

(参考図 22) 同時落札条件付き入札を行った場合の募集量・募集上限を跨ぐ案件の取扱い

＜案件CとDが同時落札条件付き入札を行ったケース＞



(3) 入札価格の在り方

①入札価格に織り込むことが可能なコストの詳細

第八次中間とりまとめでは、入札価格に織り込むことが可能なコストは、「建設費(予備費10%上限)、系統接続費、廃棄費用、運転維持費、事業報酬(税引前 WACC5%)」としている。これに関し、以下のとおり検討を行った。

(ア) 系統接続費

電源の建設に当たっては、参考図 23 のフローを経て系統に連系することとなるが、系統接続工事に伴い事業者が支払う費用(工事費負担金)は、接続検討回答時(参考図 23 の①)と契約時(参考図 23 の②)に見積額が提示され、工事完了時(参考図 23 の③)に精算される。

過去の調査では、例えば、①の見積額に対する②の見積額は全体的に±10%以内となるなど、最終的な精算までの間で、上振れと下振れの可能性が存在する。

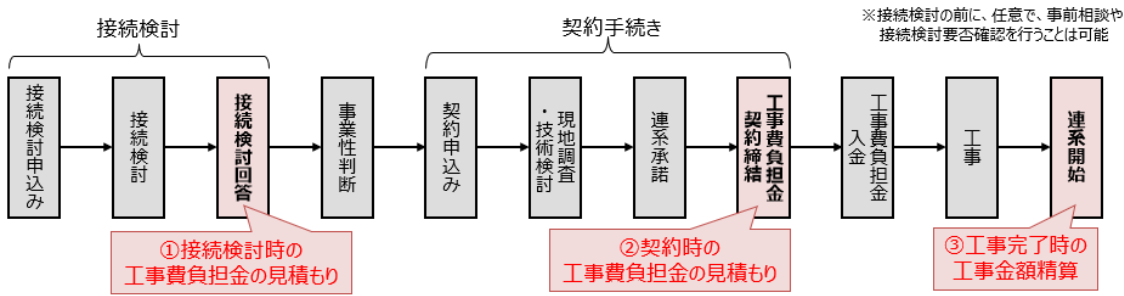
本制度に応札する事業者は、①～③の間で応札することが想定されることから、最新の見積額を参考に、事業者が算出した任意の金額を系統接続費として入札価格に織り込むことができることとし、入札価格に織り込んだ系統接続費よりも精算額が低くなった場合は、その差分だけ本制度からの支払額を修正する²⁰こととした。

また、入札価格に織り込んだ金額よりも実際の工事費負担金が高くなった場合には、経済性が悪化し、投資判断を断念せざるを得ないことも想定され、このような工事費負担金の増減は、発電事業者が左右することができない事由といえる。このため、当該事由により市場

²⁰ 支払額の個別の修正は、系統接続費のみの限定的な対応であり、これ以外の費用では行わない(後述の⑤水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点支援制度との関係は除く。)

退出をする場合は、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さないこととした。

(参考図 23) 系統接続のフロー



(イ) 廃棄費用

廃棄費用は、運転終了後に発生するコストであり、入札時点で正確な見積りが困難であるため、発電コスト検証における廃棄費用の見積り方法を参考として、電源種ごとに参考図 24 の金額を廃棄費用として織り込むことができることとした。

また、地熱・水力(揚水含む)のリプレース案件は「投資額+使用を継続する設備の残存簿価」を、既設火力の改修案件は「改修投資額+本制度対象 kW 分の残存簿価」を入札価格に織り込むことができることを踏まえ、これらの金額の 5%を廃棄費用として織り込むことができることとした²¹²²。

(参考図 24) 本制度で織り込むことができる廃棄費用

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

²¹ FIT 認定を受けているバイオマス混焼設備について、石炭部分をアンモニア・水素混焼又はバイオマス専焼にするために改修する場合は、過去の FIT 収入によって残存簿価に係る廃棄費用の回収が図られてきた可能性があることを踏まえ、「改修投資額のみ」とする。

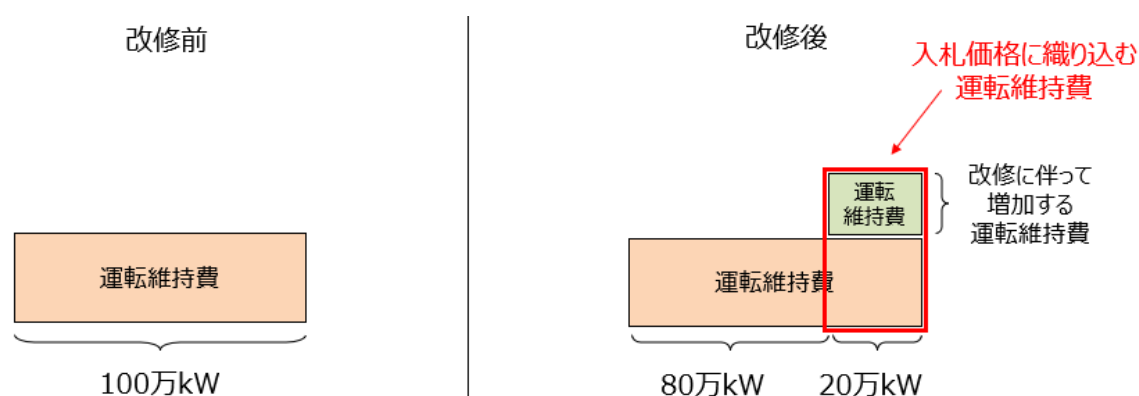
²² 今後、発電コスト検証の見直し等が行われた場合には、必要に応じて見直す。

(ウ) 既設火力の改修案件の入札価格に織り込むことができる運転維持費

第八次中間とりまとめでは、既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件は、入札価格に織り込むことができるコストを「改修投資額＋（残存簿価＋運転維持費）×混焼割合」と整理している。

この点について、参考図 25 のとおり、運転維持費については、改修に伴って増加する部分が生じることから、「運転維持費×混焼割合」ではなく、「改修前の運転維持費×混焼割合＋改修に伴って増加する運転維持費」とした²³。

(参考図 25) 石炭火力(100 万 kW)を改修し、アンモニア 20%混焼とするケース



(エ) 制度適用期間の開始前に発生する運転維持費

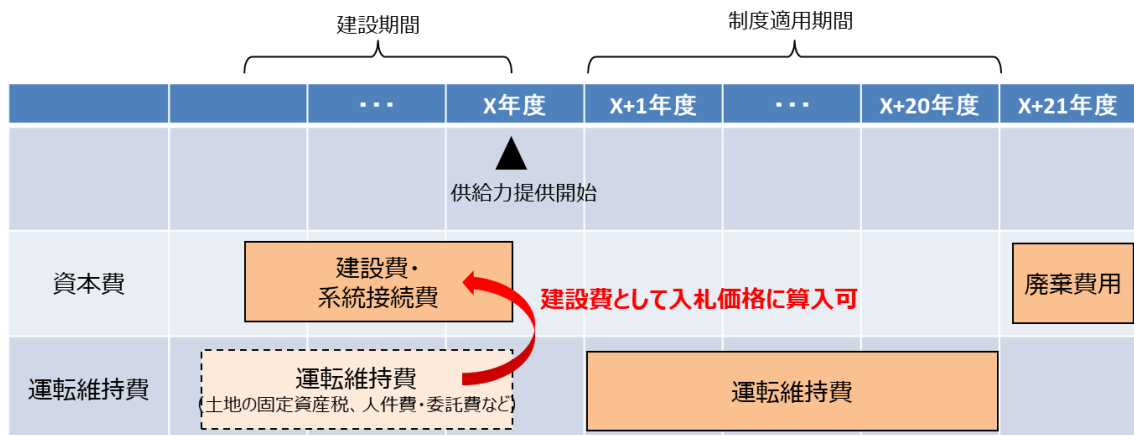
本制度の入札価格には、「制度適用期間」において生じる見込みの運転維持費を算入することができるが、土地の固定資産税や、発電所建設の検討に関する人件費・委託費のように、「制度適用期間の前」に発生する運転維持費も想定される。

こうした費用については、実質的に建設費の一部と見做すことができることから、建設費として入札価格に算入することができることとした。

ただし、リプレース案件や既設火力の改修案件の場合は、新たな新規投資によって追加的に発生するものとは言えない費用(従前から保有していた土地の固定資産税など)については、建設費に算入できないものとし、制度適用期間に発生するもののみ運転維持費に算入できることとした。

²³ 入札価格に織り込むことができるコストは、「改修投資額＋（残存簿価＋改修前の運転維持費）×混焼割合＋改修に伴って増加する運転維持費」となる。既設火力をバイオマス専焼にするための改修案件についても、同様とする。

(参考図 26) 入札価格に算入できる費用



(オ) 事業税

現行容量市場では、入札価格に織り込むことができる維持管理コストは、電源を維持することで支払うコストに限られているため、「事業税(収入割)」は入札価格に織り込むことができるが、資本金等を課税標準とする「事業税(資本割)」や、付加価値額を課税標準とする「事業税(付加価値割)」は、入札価格へ織り込むことはできない。

一方で、本制度では、電源の新設に必要なコストは入札価格に織り込めるようにすることが適切であることから、「事業税(収入割)」だけでなく、「事業税(資本割)」や「事業税(付加価値割)」も入札価格に織り込むことができるとし、具体的な算出方法は、参考図 27 のとおりとした。

(参考図 27) 本制度における事業税の算出方法

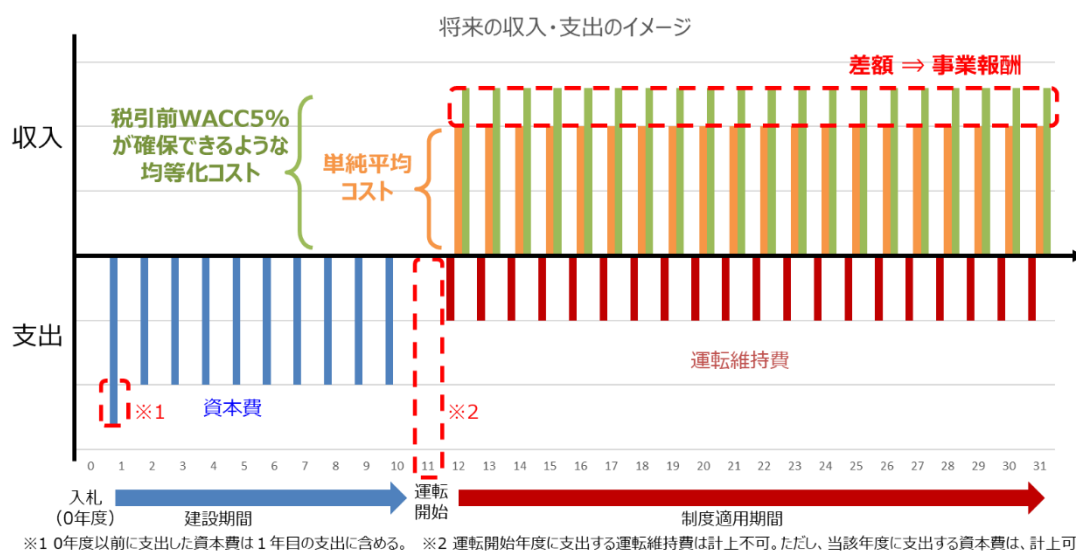
区分	税の性質	現行容量市場	本制度	算出方法
収入割	各事業年度の収入金額に課税されるもの	入札価格に 織り込み可 ※電源を維持することで発生する収入に対して課税されるものであるため	入札価格に 織り込み可	事業税(収入割)を除く当該電源の総コスト※の総額×税率/(1-税率) ※資本費・運転維持費・事業報酬の合計額(円/kW/年)
資本割	法人の資本金等の額に課税されるもの	入札価格に 織り込み不可 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないため	入札価格に 織り込み可 ※電源を新設するために資金調達が必要となり、自己資本による資金調達分には資本割が課税されるため	建設費×自己資本比率※×税率 ※現行容量市場のNetCONEの算定で用いている自己資本比率43%
付加価値割	各事業年度の付加価値額※に課税されるもの ※収益配分額(報酬給与額+純支払利子+純支払賃借料)+単年度損益	入札価格に 織り込み不可 ※電源を維持することで支払う性質のコストではないとも考えられるため	入札価格に 織り込み可 ※電源の新設によって新たに付加価値が増加するため	(事業報酬※+当該電源の人件費+当該電源の支払賃借料)×税率 ※純支払利子と単年度損益の合計を、事業報酬に置換

(カ) 事業報酬

入札時点において、将来の本制度対象費用のキャッシュフローベースの支出計画を作成し、税引前 WACC5%が確保できるような均等化コスト(円/kW/年)と単純平均コスト(円/kW/年)の差額を、事業報酬として入札価格に織り込むことができることとした。

なお、本制度の制度適用期間は、運転開始の翌年度から開始されるため、事業報酬の算定時に作成する将来の本制度対象費用のキャッシュフローベースの支出計画における運転維持費や、均等化コスト・単純平均コストは、参考図 28 のように、運転開始の翌年度²⁴から計上することとなる。

(参考図 28) 事業報酬の算出イメージ



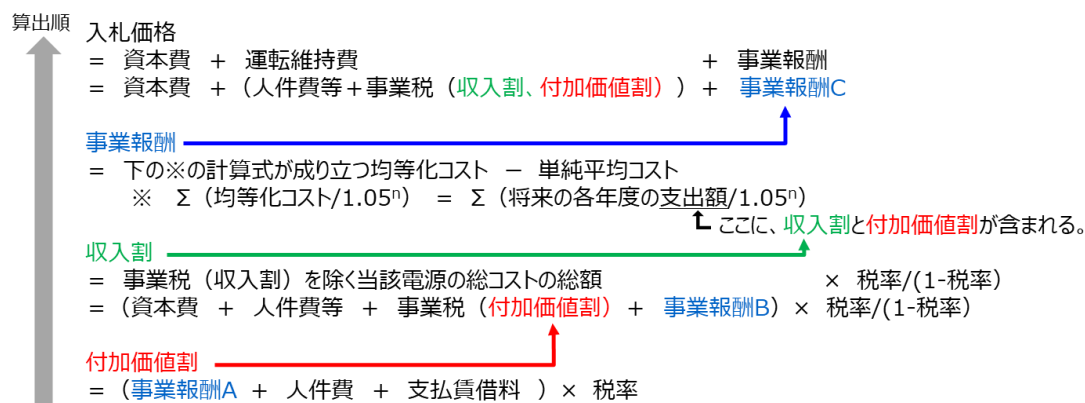
なお、本制度の入札価格に算入する事業税(収入割・付加価値割)と事業報酬の算出方法は以下のとおりとした。

- 3つの数値(収入割・付加価値割・事業報酬)の引用の少ない順に算出(付加価値割→収入割→事業報酬)²⁵
- 付加価値割・収入割を算出する際には、その直前での数値に基づき事業報酬 A・B を算出

²⁴ 本制度の導入直後に落札した電源が、2025年度以前に運転開始した場合は、2027年度。

²⁵ この順で複数回計算を繰り返すことも可。

(参考図 29) 事業税(収入割・付加価値割)と事業報酬の算出ルール



②入札価格を算定する際の容量

現行容量市場では、調整係数を用いて算出された期待容量を上限として事業者が設定する容量(応札容量)で、入札価格を算定することとなっている。

本制度では、第八次中間とりまとめにおいて、入札価格は「入札時点から9年後の調整係数」を用いて算出することとしているが、現行容量市場に倣い、より具体的には「入札時点から9年後の調整係数を用いて算出された期待容量を上限として、事業者が設定する容量(応札容量)」で入札価格を算出することとした。

(参考図 30) 入札価格の算定方法

<現行容量市場における市場支配的事業者の入札価格の算定方法>

$$\text{入札価格} \leq (\text{4年後の1年度間の維持費} - \text{他市場収益}) \div \text{応札容量}$$

期待容量※を上限として事業者が設定する容量
 ※送電端設備容量×調整係数

例：4年後の1年度間の維持費100、他市場収益30、送電端設備容量100、調整係数0.9（期待容量90）、事業者が設定した応札容量80
 入札価格 ≤ (100-30)÷80=0.875

<第8次中間とりまとめで整理した本制度における入札価格の算定方法>



例：GrossCONE(年度当たり総固定費)200、送電端設備容量100、調整係数0.9（期待容量90）、事業者が設定した応札容量80
 入札価格 ≤ 200÷80=2.5

③自家消費・自己託送に供される電源

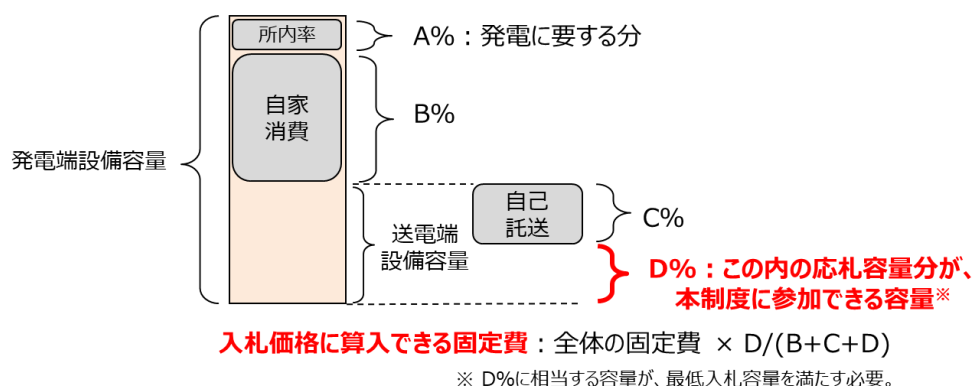
現行の容量市場では、専ら自家消費・自己託送に供される電源²⁶は参加不可としているが、自家消費・自己託送のために必要な容量を上回る容量があり、供給力が提供できる場合は、当該容量について参加可能となっている。

本制度でも、参加可否や容量については、上記と同様の整理とすべきと考えられる。

一方、本制度では、入札価格を「固定費÷応札容量」で算定することから、入札価格について、電源の固定費全額を算入できることとした場合、一部の電気が自家消費・自己託送に供されるにも関わらず、本制度から固定費全額の収入を得ることができてしまう。

このため、自家消費・自己託送に供される割合分の固定費は、本制度の入札価格に算入できないこととした。

(参考図 31) 自家消費・自己託送がある場合の本制度の扱い(新設・リプレイス案件)



また、既設火力の改修案件については、参考図 32 の左側のとおり、「改修によって新たに生じる脱炭素 kW 部分のコストと容量」を本制度の対象としている。

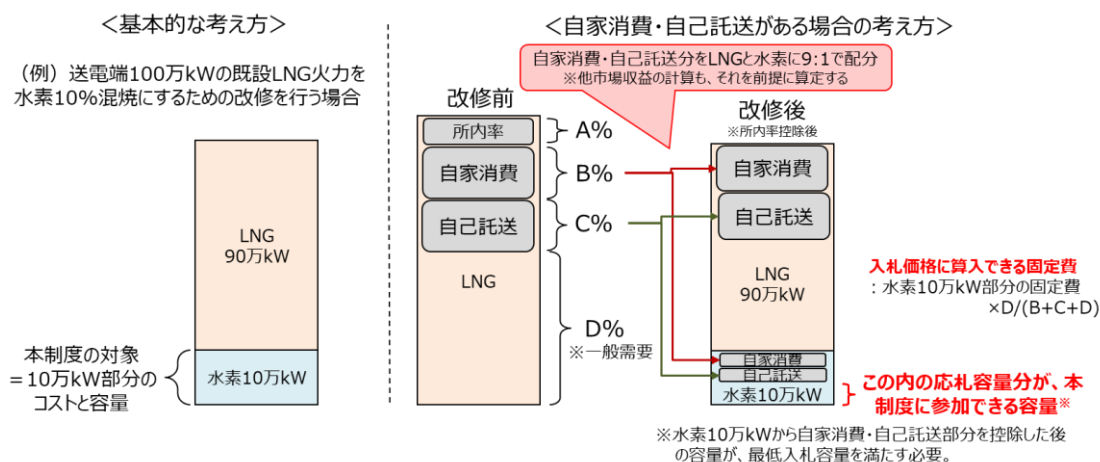
ここでも、自家消費・自己託送に供される割合がある場合は、脱炭素 kW 部分を「自家消費」「自己託送」「一般需要」のどこに充当するか事業者が指定し、「一般需要」に充当する脱炭素 kW・それに相当する固定費を本制度の対象とする方法も考えられる。しかし、実際に発電した脱炭素 kWh をどこに充当したかを事後的に確認することが必要となり、非常に複雑な仕組みとなってしまう。

したがって、制度を簡素化する観点から、自家消費と自己託送は、炭素 kW 部分と脱炭素 kW 部分から同じ割合で充当するものと整理し、本制度に参加できる容量は当該割合分を除いた容量とし、本制度の入札価格に算入できる固定費は当該割合分を除いた固定費とした。

なお、新設の水素混焼案件の場合も同様に、LNG と水素は、同じ割合で、自家消費・自己託送・一般需要に供されるものとして扱い、他市場収益の還付の計算を行うこととした。

²⁶ 専ら特定供給のみに供される電源、専ら特定送配電事業者が利用する電源も同様。

(参考図 32) 自家消費・自己託送がある場合の本制度の扱い(既設火力の改修案件)



④入札価格の算定方法

本制度は、入札に関して、電力・ガス取引監視等委員会における監視を行うこととしている。このため、参考図 33 のように入札価格の内訳(算定根拠を含む)の提出を求めることとした。

(参考図 33) 入札のイメージ

入札価格 (a+b+c)			●円/kW/年
内訳	資本費 (a)		●円/kW/年
		建設費	●円/kW/年
		系統接続費用	●円/kW/年
		廃棄費用	●円/kW/年
	運転維持費 (b)		●円/kW/年
		固定資産税	●円/kW/年
		人件費	●円/kW/年
		修繕費	●円/kW/年
		経年改修費	●円/kW/年
		発電側課金	●円/kW/年
		事業税（収入割・資本割・付加価値割）	●円/kW/年
その他のコスト（委託費・消耗品費等）		●円/kW/年	
事業報酬 (c)		●円/kW/年	
※上記の単価を算出する際に用いた応札容量			●kW

各費用項目の算出ルールは、これまでの整理を踏まえ、参考図 34 のとおりとした。

(参考図 34) 各費用項目の算出ルール

		算出ルール
内 訳	資本費	
	建設費	建設費(※1)の1.1倍の金額(※2) ※1 国や県・市町村から、入札対象の発電設備・蓄電池の初期投資に対して補助金を受けている場合は、その金額を控除。逆に、本制度で落ちた後に、補助金を受けることは禁止(判明した場合は契約解除) ※2 新設・リリース案件は、合理的な説明が可能な範囲内で、「使用を継続する設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高)」を、既設の改修案件は、「当該発電設備の残存簿価(制度適用期間の開始年度期首残高) × 本制度対象kW割合」を算入可
	系統接続費用	最新の工事費負担金の見積額を参考に、事業者が算出した任意の金額
	廃棄費用	太陽光：1万円/kW その他：建設費(※1)の5%(※2)の金額 ※1 地熱・水力のリリース案件と既設火力の改修案件は、入札価格に算入した残存簿価を含む。 ※2 原子力は12%
	固定資産税	制度適用期間において生じる見込みの固定資産税の総額
	人件費	制度適用期間において生じる見込みの人件費の総額
	修繕費	制度適用期間において生じる見込みの修繕費の総額
	経年改修費	制度適用期間において生じる見込みの経年改修費の総額 ※その設備・機器の想定使用期間が制度適用期間を跨ぐ場合は、制度適用期間に含まれる期間の比率で按分した金額に限定
	発電側課金	「kW課金部分の目安単価(900円/kW/年) × 送電端設備容量 ÷ 応札容量」を超えない金額
	事業税 (収入割・資本割・付加価値割)	「収入割(※1) + 資本割(※2) + 付加価値割(※3)」を超えない金額 ※1 事業税(収入割)を除く当該電源の資本費・運転維持費・事業報酬の総額(円/kW/年) × 税率 / (1 - 税率) ※2 建設費 × 自己資本比率43% × 税率 ※3 (当該電源の事業報酬 + 当該電源の人件費 + 当該電源の支払賃借料) × 税率
運転維持費	その他のコスト (委託費・消耗品費等)	制度適用期間において生じる見込みのその他のコスト(※)の総額を応札容量と制度適用期間の年数で割った金額を超えない金額 ※事業税(所得割)や法人税のような、入札価格に含めることが不適切な項目は除く。
	事業報酬	入札時点において、将来の上記の費用の支出計画を作成し、税引前WACC5%が確保できるような均等化コスト(円/kW/年)と、単純平均コスト(円/kW/年)の差額を超えない金額

※発電側課金の900円/kW/年、事業税の自己資本比率43%、事業報酬の税引前WACC5%は、現行容量市場のNetCONEの見直しと合わせて、必要に応じて見直す。

⑤水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度・拠点支援制度との関係

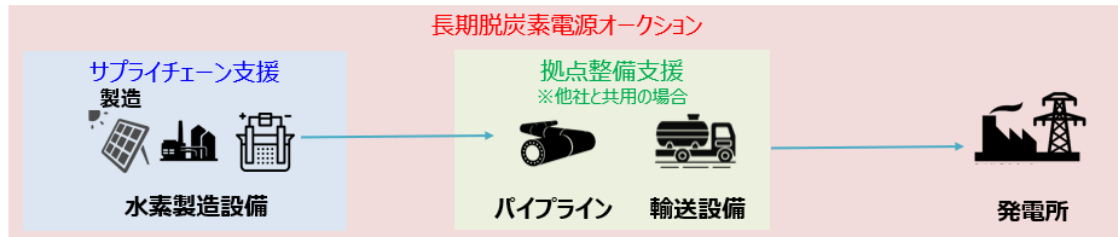
水素・アンモニアの大規模な商用サプライチェーン構築のためには、調達(サプライチェーン支援)から大規模利用拠点(拠点整備支援)まで支援を行うことで、投資の予見可能性を高めることが必要であることから、サプライチェーン支援と拠点支援の在り方について、別の審議会²⁷⁾にて検討している。

現在検討されている「サプライチェーン支援制度」「拠点整備支援制度」と、「本制度(長期脱炭素電源オークション)」のカバーしている範囲は参考図 35 のとおりであり、重なる部分が生じることが想定される。

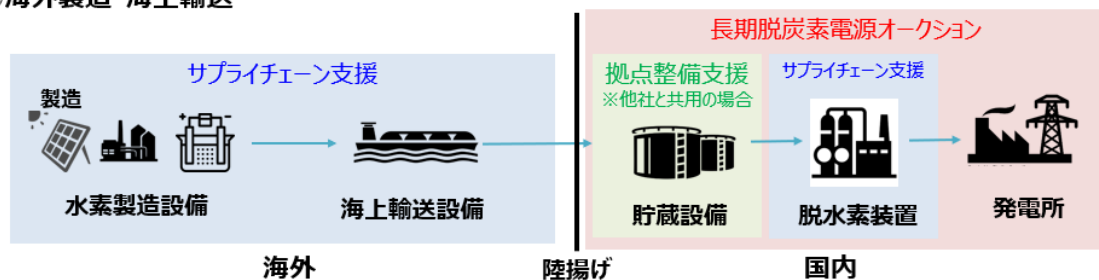
²⁷⁾ 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会/資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議

(参考図 35)「サプライチェーン支援制度」・「拠点整備支援制度」と
「本制度(長期脱炭素電源オークション)」との関係

① 国内製造



② 海外製造・海上輸送



本制度は 2023 年度に初回オークションを行う方向で検討中である一方で、「サプライチェーン支援制度」と「拠点整備支援制度」(以下「両支援制度」という。)は、開始時期が現時点で未定であること、また、両支援制度の開始後であっても、異なる制度であることから、本制度へ入札をするタイミングと両支援制度に基づく支援可否の決定は、前後することが考えられる。

水素・アンモニア混焼への投資を行う事業者は、両支援制度と本制度を組み合わせることによって投資判断を行うことが想定されることから、以下の整理とすることとした。

＜本制度への入札前に両支援制度の両方又は片方の制度適用が決まっている場合＞

- 二重支援防止のため、その支援金額²⁸を控除²⁹して、本制度に入札することとする。

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

- 両支援制度の支援予想金額³⁰を控除³¹して入札を行い、本制度での落札に伴う契約締結後、3 年以内に両支援制度の両方若しくは希望する片方の制度の適用を受けることが決まらない場合又は支援金額が支援予想金額よりも低くなった場合³²に、当該事

²⁸ 本制度と両支援制度の支援が重複する部分に限る。

²⁹ 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。

³⁰ 本制度と両支援制度の支援が重複しうる部分に限る。

³¹ 第三者との共用設備に対して支援を受ける場合、自社の入札案件の負担部分から控除。支援予想金額を控除せずに入札を行うことも可。

³² 支援金額が支援予想金額よりも高くなった場合や、支援予想金額を控除せずに入札を行

由により市場退出をするときは、不可抗力事由として取り扱い、市場退出ペナルティを課さない。

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

⑥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た。

具体的には、英国の容量市場では、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ことを参考とし、本制度の各年における容量収入は、参考図 36 のとおり、落札単価に対し、1 年ごとに消費者物価指数(コア CPI)で物価補正を行うこととした。

(参考図 36)物価補正の算定式

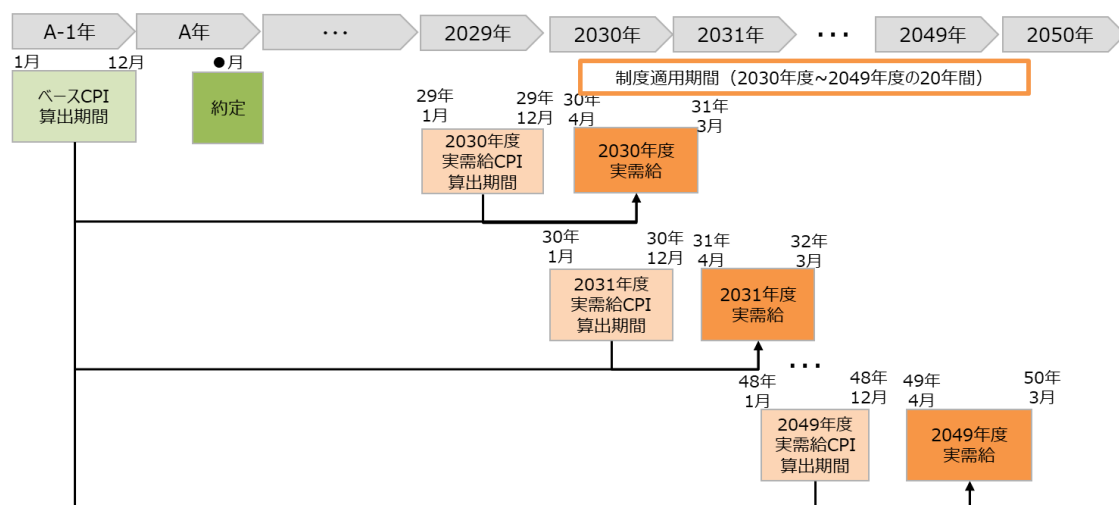
X年度の容量収入³³＝落札単価³⁴×契約容量×(X-1 年の消費者物価指数÷入札年度(A 年度)の前年の消費者物価指数)

い、落札後に支援制度の適用が決定した場合には、その差分だけ本制度からの支払額を修正する。「(参考図 34) 各費用項目の算出ルール」の「本制度で落札した後に、補助金を受けることは禁止(判明した場合は契約解除)」は、両支援制度には適用しない。

³³ ペナルティの算定でも、落札単価×契約容量には同様の物価補正を行う。

³⁴ 系統接続費及びサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度の事後修正を反映後の単価。

(参考図 37)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)



⑦事業者の帰責性がなく入札後にコストが増加した場合の対応

本制度では、⑥のとおり、入札時からの物価変動は、事後的に落札価格に反映するが、物価変動以外にも、入札価格に算入したコストが、落札後の様々な状況変化によって、事業者

に帰責性がない理由で増加又は減少することが考えられる³⁵。

しかし、以下ような本制度の内容を踏まえると、事業者に帰責性がない理由であっても、あらゆるコスト増加を事後的に落札価格に自動的に反映することは適切ではない。

- (ア) 競争入札によって落札電源を決定する仕組みであること、
- (イ) 建設費には予備費として 10%を織り込むことを認めていること、
- (ウ) 事業報酬として税引前 WACC5%を織り込むことを認めていること、
- (エ) 他市場収益の約1割は留保することを認めていること等

ただし、コストが増加した場合には、その規模によっては事業の継続が困難となり、市場退出を余儀なくされ、脱炭素化への投資が進まなくなる可能性もある。

したがって、将来的に、何らかの状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で事業の継続が困難となるような大幅なコスト増加が発生した場合に限って、本制度外でコスト増加の影響を緩和する措置が講じられているか否かも踏まえつつ、例えば、再度本制度への入札を認めるなど、脱炭素電源への投資に係る長期予見性を確保するという観点から必要な制度的対応を検討することとした。

⑧入札価格の監視の方法

第八次中間とりまとめでは、入札価格の監視について、「相見積を取っている場合は、原則当該数値を適切な金額と認める」とこととしつつ、「特命発注を行っている場合は、当該理由をヒアリングなどにより確認する」とこととし、「個別の費用項目について、合理的な理由なく高

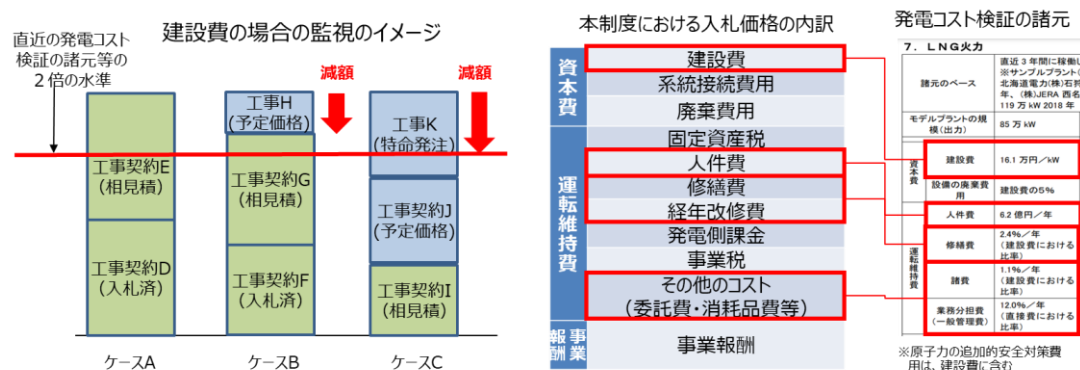
³⁵ 例えば、金利上昇、税率変更、規制変更による追加投資、等。

額な水準であることが判明した際には、一定の入札価格の引き下げを行い、引き下げ後の金額を約定価格とする」こととしている。

具体的な監視ルールとして、建設費、人件費、修繕費、経年改修費、その他のコスト(委託費や消耗品費等)については、代表印が押された信頼できる証憑等の必要書類が揃っていることを前提として、以下のとおり監視を行うこととした³⁶。

- 競争を伴う入札や相見積もりを行っている場合は、原則その金額を適切な金額と認める。
- 競争を伴う入札や相見積もりが未実施の場合(予定価格のみ存在)や特命発注を行う場合(特命発注とした理由をヒアリングなどにより確認)は、不当に高額な金額となっていないことを確認し、不当に高額な金額となっている場合は、その金額を適切な金額と認めない。具体的には、「直近の発電コスト検証の諸元等の上限価格の算定にあたって用いた諸元の2倍の水準³⁷」を超える予定価格・特命発注部分は、合理的な理由があると認められた場合を除き、減額する。「2倍の水準」を超えない予定価格・特命発注部分についても、他の案件の金額に比して明らかに高額となっている等の特異な金額となっている場合には監視を行い、合理的な理由があると認められた場合を除き、特異な金額部分を減額する。

(参考図 38) 入札価格の監視の方法



³⁶ 将来的に、本ルールの見直しが必要であることが明らかになった場合は、本ルールの見直しを検討する。

³⁷ 入札価格の内訳と、上限価格の算定にあたって用いた諸元の粒度が異なる場合は、可能な範囲の細かい粒度で比較する。例えば、LNG火力の場合は、入札価格の修繕費・経年改修費の合計額は、発電コスト検証における修繕費の2倍の金額と比較し、入札価格のその他のコストの金額は、発電コスト検証における諸費・業務分担費の合計額の2倍の金額と比較する。太陽光のように、上限価格の算定にあたって用いた諸元に運転維持費の内訳がない電源は、入札価格の内の運転維持費全体の金額を、同諸元の運転維持費の金額の2倍の金額と比較する。

(参考図 39) 入札価格の監視における 2 倍の水準の諸元

		新設・リブレース										既設火力の改修			
		太陽光	陸上風力	地熱	洋上風力	一般水力	揚水の新設	揚水のリブレース、蓄電池	バイオマス	原子力	LNG	水素(10%以上)	水素(10%以上)	アンモニア(20%以上)	バイオマス
諸元		FIT/FIP制度			再エネ海域利用法	資源エネルギー庁による調査		補正予算事業の採択案件	発電コスト検証			建設費：資源エネルギー庁による調査 その他：発電コスト検証			
資本費	建設費(万円/kW)	13.8	27.1	79 ※新設、全設備更新型 48 ※地下設備流用型	35.4	38.2 ※新設 12.8 ※リブレース	68.1	16.4	42.5	42.7 + 追加安全対策費用 1,464 億円	17.2	23.1	62.8	22.3	17.5
運転維持費	人件費					3.6 億円/年	2.3 億円/年			23.7 億円/年	6.6 億円/年	6.6 億円/年×対象kW比率	4.7 億円/年×対象kW比率	2.8 万円/kW/年	
	修繕費	0.5 万円/kW/年	0.9 万円/kW/年	3.3 万円/kW/年	1.2 万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	2.8万円/kW/年	1.9%/年(建設費比率)	2.4%/年(建設費比率)	2.4%/年(建設費比率)	2.4%/年(建設費比率)		
	諸費									100.6 億円/年	1.1%/年(建設費比率)	2.2%/年(建設費比率)	2.2%/年(建設費比率)		
	業務分担費(一般管理費)					0.9万円/kW/年	0.2万円/kW/年			12.8%/年(直接費比率)	12.0%/年(直接費比率)	12.2%/年(直接費比率)	12.2%/年(直接費比率)		

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2020年時点)等を基に、2022年(暦年)までの物価変動を総固定資本形成デフレーター(6.94%)により補正した後の数字。
 ※ 太陽光・陸上風力は、「令和5年度以降の調達価格等に関する意見」で示されている2024年度のFIP基準価格の内訳、洋上風力は、再エネ海域利用法に基づく公募
 占用指針に関する供給価格上限額の内訳(対象促進区域：秋田県八峰町・能代市沖、新潟県村上市・胎内市沖、秋田県男鹿市沖・湯上市・秋田市沖)。
 ※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。
 ※ 既設火力の改修における「建設費比率」「建設費」は、発電コスト検証における新設時(水素はLNG、アンモニアは石炭)の建設費に、改修の建設費を加算した金額。

(参考図 40) 入札価格の監視における 2 倍の水準の計算イメージ

	発電コスト検証 のLNG火力の諸元	あるLNG火力の案件 の 2 倍の水準
出力	モデルプラントの定格出力 85万kW	あるLNG火力の案件の 定格出力 100万kW 送電端設備容量 95万kW
建設費	16.1万円/kW	16.1万円/kW×100万kW×2 倍
人件費	6.2億円/年	6.2億円/年×2 倍
修繕費	2.4%/年 (建設費における比率)	16.1万円/kW×100万kW×2.4%/年×2 倍
諸費	1.1%/年 (建設費における比率)	16.1万円/kW×100万kW×1.1%/年×2 倍
業務分担費	12.0%/年 (直接費における比率)	(6.2億円/年 + 16.1万円/kW×100万kW×2.4%/年 + 16.1万円/kW×100万kW×1.1%/年) ×12.0%/年×2 倍

※ 発電コスト検証の諸元で表記されている単位(「円」、「円/kW」、「円/年」、「円/kW/年」、「%/年」)に基づき計算。

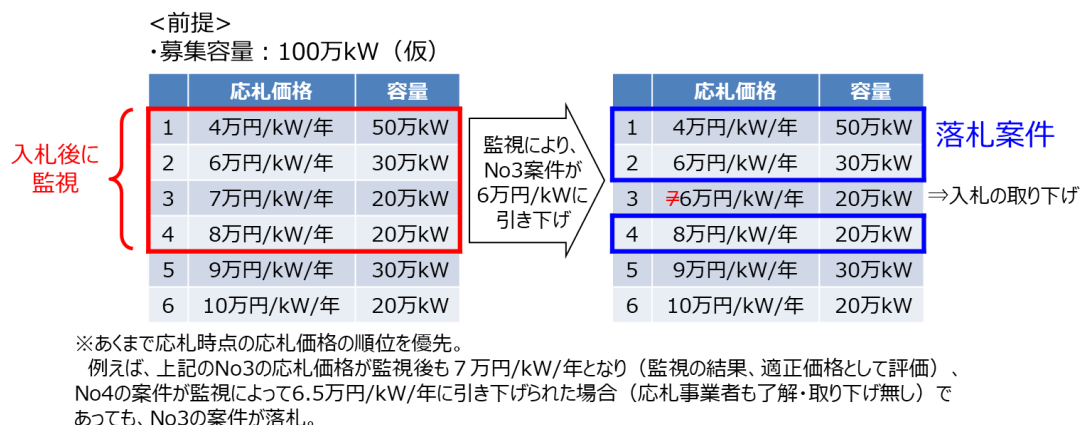
また、系統接続費・廃棄費用・固定資産税・発電側課金・事業税・事業報酬は、④において定められた算出ルールに則って算出されているか、監視を行うこととした³⁸。

³⁸ 系統接続費は、事業者には算出額の合理性について説明を求める。

本制度はマルチプライスオークションであることを踏まえ、落札候補となる応札案件全件の応札価格について、入札後に監視することとした。

このため、約定結果の公表時期も一定の監視期間を考慮することが必要であり、約定結果公表時期は、入札期間終了時点から3か月後を目処とした。

(参考図 41)監視のイメージ



⑨約定結果の公表

監視の結果を踏まえ、落札案件名・容量を含めた約定結果を公表することとした。

現行容量市場においては、事業者の経営情報（個別電源の応札価格など）の扱いに留意して公表が行われているが、本制度においても、入札の透明性を大前提として、同様の観点にも配慮することが必要と考えられる。

そのため、現行容量市場における約定結果の公表項目も踏まえつつ、本制度においては、参考図 42 のとおり、約定結果を公表することとした³⁹。

³⁹ 他市場収益の還付金額に関し、「将来、実際に動き始めた後で、結果がどうなったのかということも丁寧に開示することが必要。実際はどうなったのかということも、国民にとって重要な情報であり、この情報はきちんと出すことを今から念頭におくべき。」との意見があった。

(参考図 42) 約定結果の公表イメージ

	約定 総容量	約定 総額	還付※ 控除後
脱炭素電源	〇〇kW	〇〇 円/年	〇〇 円/年
蓄電池・揚水	〇〇kW		
既設火力の改修	〇〇kW		
LNG火力	〇〇kW		

※過去3年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に、参考図43の方法により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。

約定結果の公表イメージ

＜脱炭素電源＞

No.	応札事業者名	落札案件名	電源種	落札容量 [kW]
1	A株式会社	〇〇発電所X号機	水素10%	120,000
2	B株式会社	〇〇発電所Y号機	既設改修 (アンモニア20%)	60,000
3	C株式会社	〇〇発電所Z号機	揚水 (リブレース)	300,000
4				

＜LNG＞

No.	応札事業者名	落札案件名	落札容量 [kW]
1	D株式会社	〇〇発電所 1 号機	120,000
2			

(参考図 43) 参考図 42 の還付額の試算方法⁴⁰

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

				①	②	③		
				収入	費用	差引き		
				販売単価 (円/kWh)	可変費 (円/kWh)	①-② (円/kWh)		
日付	時間	コマ						
↑ 直 近 3 年 間 ↓	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	15	8	7		
		17:30~18:00	35	16	8	8		
		...	...	...	...	...		
	3月31日	23:30~24:00	48	5	8	-3		
				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			

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/kW)
= Σ(a^{※1}+非化石価値価格)×1/2^{※2}×1/3^{※3}×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≥Yの場合: b=Y/X
 X<Yの場合: b=1

・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	1.7	6.4	6.4	4.3
設備利用率 (%)	17.7	73.9	28.0	34.8	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 (2020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、サプライチェーン支援制度により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。一般水力は脚注80と同様。

その他の電源の設備利用率は、発電コスト検証と同じ値 (2020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。

⑩ 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、第八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

⁴⁰ 当該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、還付額を試算する。

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)が必要であるとしている。

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。

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ることとした。

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た⁴¹。

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た。

- 相対契約の供給期間と同じ長さの過去の市場価格⁴²の平均価格⁴³
- 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⁴⁴

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⁴⁵」を元に行うこととした。

なお、相対契約の価格を、市場価格の水準に比して不当に低くない水準以上であることを基本として設定した価格(以下「市場価格規律」という。)を満たす価格で設定する場合には、その価格の外で、固定費や可変費の一部を相対契約に基づき小売電気事業者等が負担することは問題となるものではなく、かつ、その部分の収入は、他市場収益の算出に当たっての収入額には含まれない整理として問題ないこととした。

⁴¹ 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。

⁴² 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。

⁴³ 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 火力は、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)

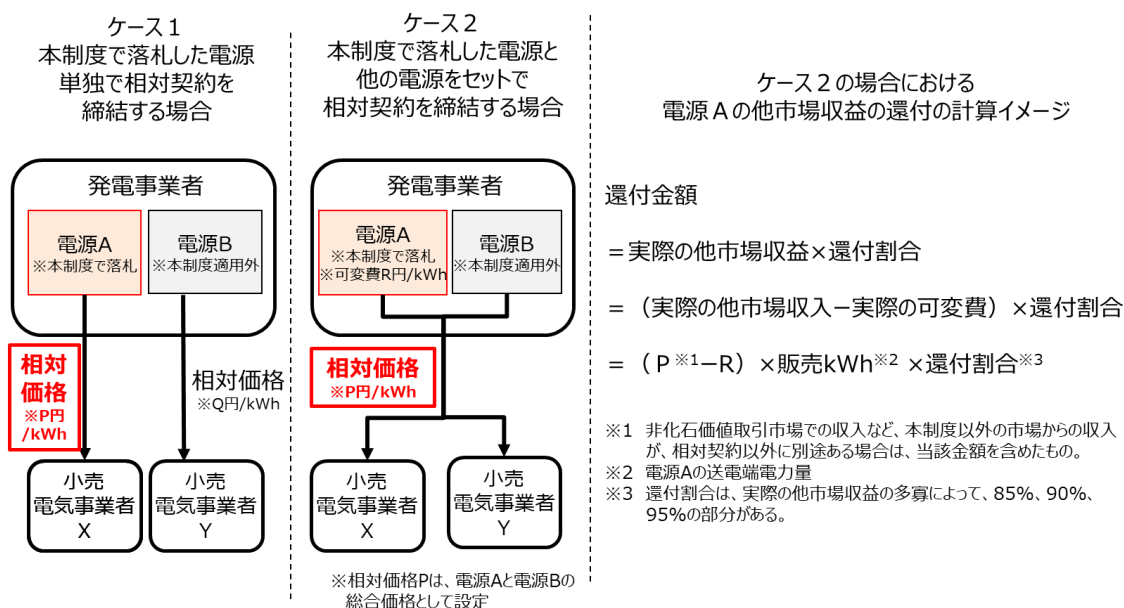
⁴⁴ 年度ごとに、年度終了後に、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額 (LNG 火力は、当該年度のスポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格のみ) で精算することを想定

⁴⁵ LNG 火力は、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

一方で、内外無差別に電力販売を行い、決定された価格を基準として相対契約の規律を満たすこととする場合（以下「内外無差別規律の場合」という。）、形式上、他市場収益の還付の対象となる相対契約の価格と固定費の一部負担部分とを分けたとしても、例えば、相対卸入札において、買い手となる小売電気事業者は、固定費の一部負担を所与として、相対卸入札における応札価格を決めることが可能となる。この場合、応札価格自体が固定費の負担の分低い価格となる可能性があり、買い手となる小売電気事業者の総負担額は、固定費を負担しない場合と変わらない状態となる可能性があるため、これは、相対の小売電気事業者が「追加的な負担」を行っているとは言えない。こうした中で、発電事業者は、上記の固定費の一部負担を所与とした内外無差別な電力販売が、本制度への応札前に行われれば、本制度への応札価格を下げる事が可能となるため、本制度の他の案件との固定費競争において不公平となる可能性があることから、適切とは言えない。また、本制度への応札後に、固定費の一部負担を所与とした内外無差別な電力販売が行われれば、実質的に事後的に本制度の落札価格を上方修正することになるため、適切とは言えない。そのため、内外無差別規律の場合においては、相対契約の価格が、併せて市場価格規律を満たしている場合や、小売電気事業者が固定費の一部負担を所与とせず相対価格を設定し（例：「事後的に固定費の増加が生じた場合は、別途協議の上、小売電気事業者に追加で負担を求めることがある。」といった条項を設定しておく）、相対契約締結後に固定費の増加が生じて相対価格（還付対象の収入額）を変更せずに相対の小売電気事業者が追加的に固定費の一部負担を行うこととなった場合など、上記の懸念（固定費競争における不公平や、実質的に事後的に落札価格を上方修正すること）が生じないことが明らかな場合に限って、小売電気事業者等による固定費の一部負担について、他市場収益の算出に当たっての収入額に含まれないと整理することを認める。

なお、相対契約により販売する形式は様々な形式が想定されるが、例えば、参考図 44 のようなケースでは、赤字部分の相対価格に対して、相対契約に対する一定の規律が課せられ、他市場収益の還付の計算における「実際の他市場収入」の計算に用いられることとなる。

(参考図 44) 相対契約に対する一定の規律の具体例

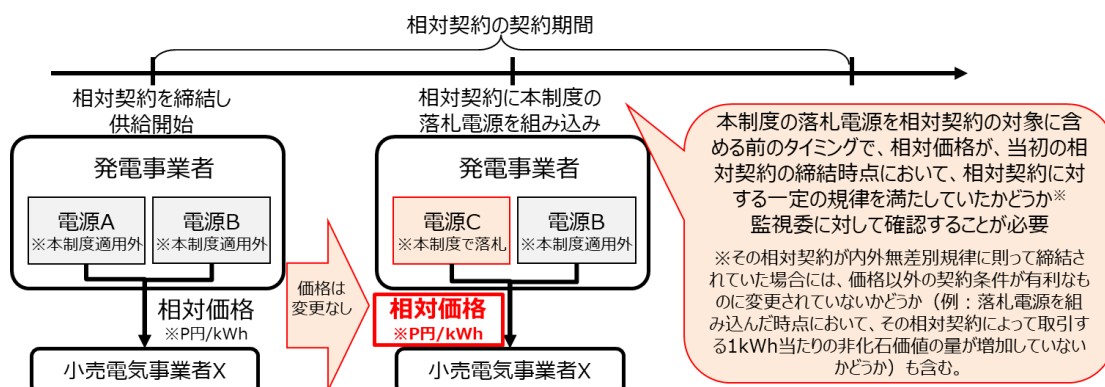


また、本制度の落札電源を含まずに、複数の電源をセットで相対契約を締結し、その後、相対契約の契約期間の途中で、本制度の落札電源を相対契約の対象に含める場合、相対契約の変更有無に応じ、以下の整理とした。

- 相対価格を変更しない場合：「相対契約に対する一定の規律」は、意図的に他市場収益を発生させない低い価格で販売することの防止が目的であるため、その趣旨に鑑みれば、相対価格が当初の相対契約の締結時点において当該規律を満たすのであれば、本制度の落札電源を相対契約の対象に途中から含めるとしても、「低い価格での販売防止」という目的は達成するものと考えられることから、その相対価格を継続することができる⁴⁶。
- 相対価格を変更する場合：新規の相対契約と同様に、その時点において、「相対契約に対する一定の規律」を満たす必要がある。

⁴⁶ ただし、本制度の落札電源を相対契約の対象に含める前のタイミングで、図 45 のとおり、電力・ガス取引監視等委員会に対する確認が必要。

(参考図 45) 相対契約に対する一定の規律の具体例



⑪ トーリングの場合の「相対契約の規律」「燃料費」の扱い

トーリング⁴⁷の場合、電気の所有権は、委託者に帰属するため、委託者と受託者（電源を保有する事業者）との間には、電気の卸契約は存在せず、委託者から受託者に支払われる委託加工料には燃料代は含まれないため、通常の卸契約における卸料金とは金額水準が全く異なる。

このため、トーリングの受託者が本制度に入札を行う場合には、相対契約の規律は、委託者と受託者の間のトーリング契約（委託加工契約）に対して適用することは不適切であることから、（発電所に対して燃料を持ち込む大元の）委託者から第三者（自社小売部門含む）に卸販売する場合の相対契約に対して適用し、当該相対契約の収入を他市場収益の計算に用いることとした。

また、トーリングの場合、燃料を委託者が受託者に持ち込むことから、受託者は燃料費を負担しないため、他市場収益の計算の際の可変費は、「（発電所に対して燃料を持ち込む大元の）委託者の燃料調達コスト＋委託者・受託者に発生する可変費」を用いることとした⁴⁸。

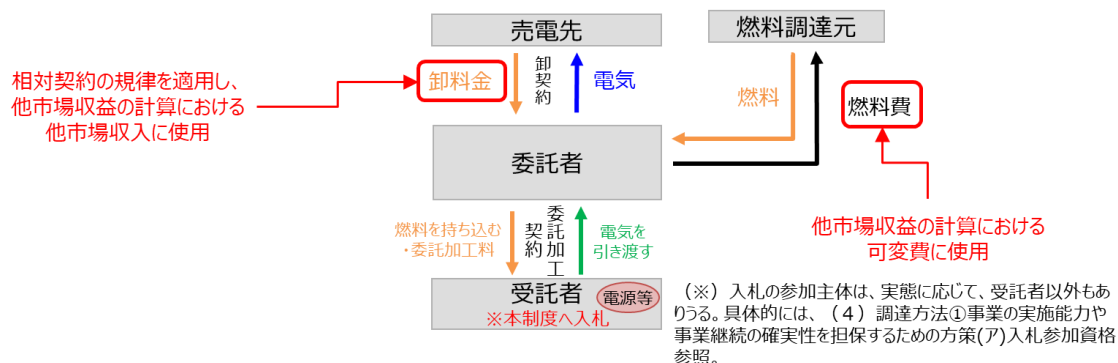
⁴⁷ 委託者が電源を保有する受託者に対して、燃料を持ち込むとともに、委託加工料を支払い、発電してできた電気を引き取る契約方式。

⁴⁸ 受託者が、委託者が売電先から受ける収入と、上記の燃料関連コストの情報を得て、広域機関や監視等委員会に提出できるようにしておく必要がある。

ただし、他市場収益の算定諸元が機微情報に該当するなど、受託者（応札事業者）以外の事業者が応札事業者に提出することが事業運営上困難な場合には、事前に、電力・ガス取引監視等委員会に相談し、了承を得たうえで、応札事業者以外の事業者からの証憑提出を認める。

なお、他市場収益の還付額の通知は、応札した代表 1 社にのみ通知される。

(参考図 46) トーリングの場合の「相対契約の規律」「燃料費」の扱い



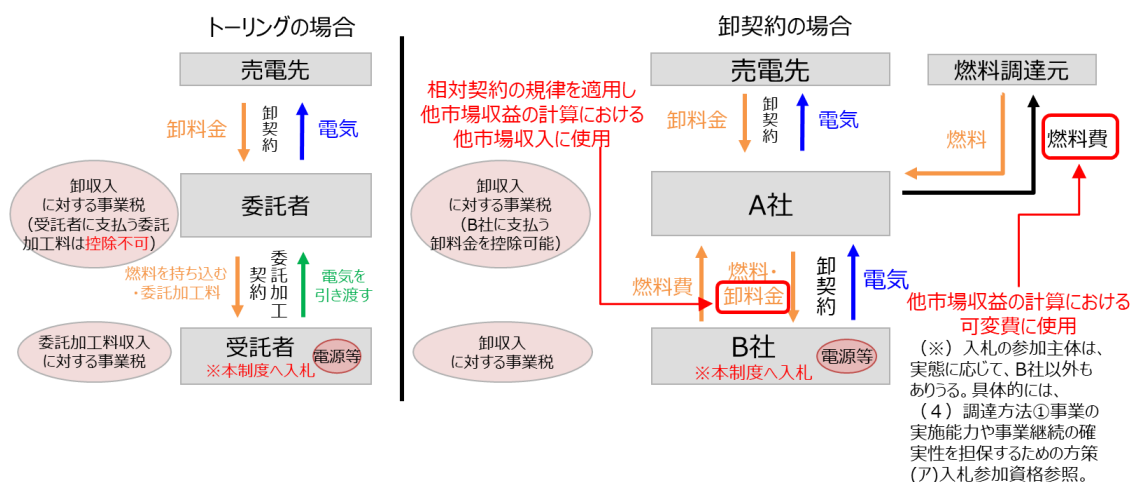
⑫ トーリングに準ずる形の卸契約の場合の「燃料費」の扱い

トーリングの場合、委託者は、受託者に支払う委託加工料を課税標準から控除できないため、トーリングと同様に、燃料をA社からB社に提供しつつ、B社からA社が卸供給を受ける形態を採ることが想定される⁴⁹。

この場合、A社からB社に燃料を提供する際の「燃料費」を、A社の燃料調達コストに比して不当に高くすることにより、他市場収益を小さくし、還付逃れを行うことも考えられる。

このため、燃料の提供を伴う卸契約の場合には、トーリングの場合と同様に、他市場収益の計算の際の可変費は、「(発電所に対して燃料を提供する大元の)A社の燃料調達コスト＋A社・B社に発生する可変費」とすることとした⁵⁰。

(参考図 47) トーリングに準ずる形の卸契約の場合の「燃料費」の扱い



⁴⁹ 卸契約の場合、A社は、B社に支払う他社購入電力料を課税標準から控除できる。

⁵⁰ 広域機関に還付を行うのはB社。

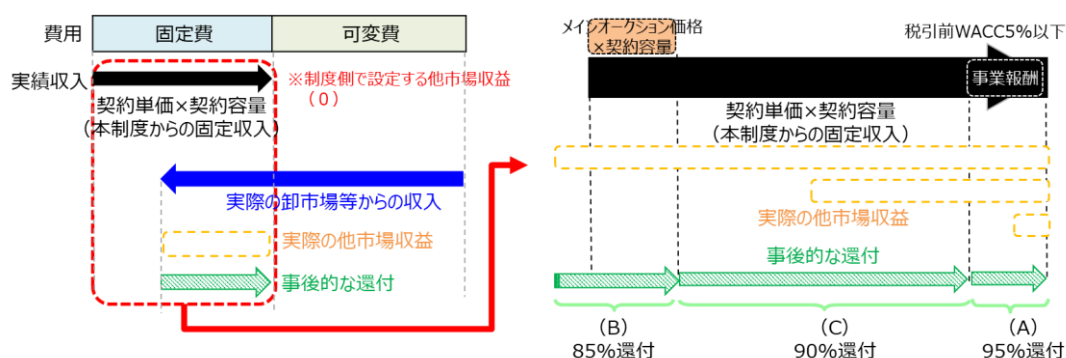
⑬還付時の(稼働インセンティブに配慮した)一定の還付割合

第八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。

これを踏まえ、委員からの意見⁵¹を参考とし、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た。

- (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。単位「円/年」。)までの他市場収益は、95%還付
- (B) 「契約単価⁵²×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(対象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

(参考図 48) 還付割合のイメージ



⑭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た。

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

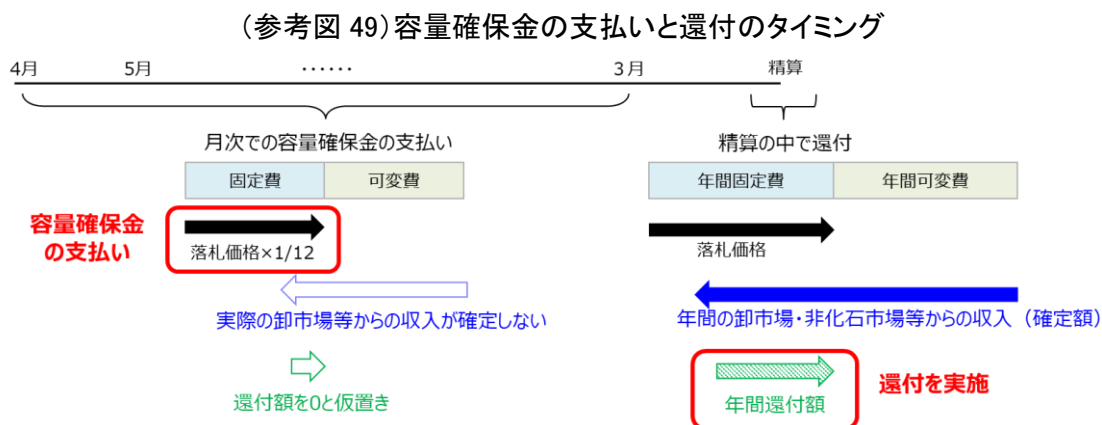
⁵¹ 「リニアに単純に 9 割取り上げて 1 割残すのはインセンティブとして過少ではないかという問題と、事業者に支払いすぎという問題が同時に生じるため、十分検討すべき。例えば固定で支払った額の一定割合は、他市場収益で稼いで当然と考えて、そこに到達するまでは全額取り上げる、それを越えた部分はインセンティブをつけるという設計も検討すべき。そのときに、下限が、固定支払額に含まれている事業報酬率 5%は少なすぎると思うが、これより低い部分にはインセンティブ払わないことも考えるべき。」「上限は、実際に容量市場に出ていたら得られていたであろう金額と支払った金額の差額に到達するまでは全部取り上げる制度設計も検討されるべき。」との意見があった。

⁵² 約定単価から、系統接続費及びサプライチェーン支援制度・拠点整備支援制度の事後修正と、毎年度の物価補正による修正が生じる。

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、年度ごと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た。

また、小売電気事業者等から徴収する月ごと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た。



⑮他市場収益の還付の監視

落札電源は、実際のお市場収益の約9割をベースとして設定された割合について、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）に対して還付することとなる。

このため、落札事業者は、年度ごとの実際のお市場収益の金額（実際のお市場収入－実際の可変費）⁵³を広域機関に報告し、この報告内容を基に、還付金の支払いを行うこととなる。

こうした実際のお市場収益の金額については、適正なものとなっているかを確認することが必要であることから、参考図50のとおり、電力・ガス取引監視等委員会において監視を行うこととした。

また、意図的に他市場収益を0として、還付を回避する観点から、相対契約に対する一定の規律を設けているが、可変費についても同様に、不当に高い可変費を計上することにより、他市場収益を0とすることが考えられる。

⁵³ 新設・リプレース案件は、その電源全体の実際のお市場収入と可変費から算出する。

既設火力の改修案件は、新たに生じる脱炭素kW部分の送電端設備容量から生じる実際のお市場収入と、当該部分の発電端設備容量から生じる実際の可変費から算出する。

ただし、一部の容量を自家消費等（自家消費・自己託送・特定供給・特定送配電の利用をいう。以下同じ。）に充てる場合は、自家消費等に充てる分を控除した後の送電端設備容量から生じる実際のお市場収入と、自家消費等に充てる分を控除した後の発電端設備容量から生じる実際の可変費から算出する。

⁵⁴ 制度適用期間内に、他市場収益が赤字となった場合には、翌年度以降のお市場収益の計算において控除できることとする。

典型的には、応札事業者が自社グループ会社から購入する際の燃料費を、当該自社グループ会社が外部の第三者から購入した際の燃料費に比して、事実上、還付を回避することを意図して不当に高い金額とすることにより、可変費を不当に高くすることが考えられる。

このような燃料費を用いた意図的な他市場収益の還付逃れを防止する観点から、以下のとおり燃料費の価格を監視することとした。

- 電力・ガス取引監視等委員会において、燃料費が、過去の当該案件の燃料費、全日本通関 CIF 価格、燃料市況価格、直近のコスト検証の諸元となっている燃料費又は他の案件の燃料費に比して明らかに高額となっているなど、特異な金額となっていないことを確認する。
- 特異な金額となっている場合には、合理的な理由があると認められる場合を除き、特異な金額を控除した額を、他市場収益の計算に用いる燃料費とする。

また、燃料費以外の可変費についても、他の案件の同じ可変費に比して明らかに高額となっているなど、特異な金額となっている場合には、上記と同様の扱いとすることとした。

(参考図 50) 他市場収益の監視のイメージ

	監視の対象	監視のイメージ
実際の 他市場収入	• kWh収入 ※需給調整市場からの収入を含む • 非化石価値収入	• 市場でkWh価値・非化石価値を売却している場合は、その収入金額を証憑とともに確認。 • 相対契約の場合は、その相対契約自体が、「一定の規律」を満たしているか、契約締結時（相対契約に基づく供給開始前）に確認し、事後的にもその契約に基づいて収入を得ているか確認。
実際の 可変費	• 燃料費 • 廃棄物の処理・処分費 • 消耗品費 • 発電側課金（kWh課金部分） • 事業税（収入割※） ※kWhと非化石価値に係る部分 等	• 実際に要した可変費が正しく報告されているか確認。 • 左記の費用が、入札時の入札価格の整理に照らして、正しく報告されているか確認。 ※経過措置規制料金では、事業者ルールにより、例えば、消耗品費は、固定費と可変費に 1：1 の割合で配分することとなっている。

なお、kWh と非化石価値の収入に関する事業税（付加価値割・所得割）については、kWh や非化石価値の販売によって発生する費用であることから、他市場収益の還付の際の「実際の可変費」として計上する合理性があるものと考えられる。したがって、これらの事業税について、参考図 51 の計算ルールに従って計算した金額を、他市場収益の還付の際の「実際の可変費」として計上することを認めることとした。

(参考図 51) 事業税(付加価値割・所得割)の計算ルール

<事業税(付加価値割)>

$$\text{当該事業者全体の事業税(付加価値割)} \times \frac{\text{落札電源の他市場収益}^{\ast 1} + \text{実際の変費に計上した賃借料}}{\text{当該事業者全体の付加価値割の課税標準}}$$

※1 事業税(付加価値割・所得割) 控除前の他市場収益

※ 上記の計算により算出された金額が、事業者全体の事業税(付加価値割)を超える場合は、事業者全体の事業税(付加価値割)とする

<事業税(所得割)>

$$\text{当該事業者全体の事業税(所得割)} \times \frac{\text{落札電源の他市場収益}^{\ast 2}}{\text{当該事業者全体の所得}}$$

※2 事業税(付加価値割・所得割) 控除前の他市場収益

※ 上記の計算により算出された金額が、事業者全体の事業税(所得割)を超える場合は、事業者全体の事業税(所得割)とする

(4) 調達方法

①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

第八次中間とりまとめでは、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した。

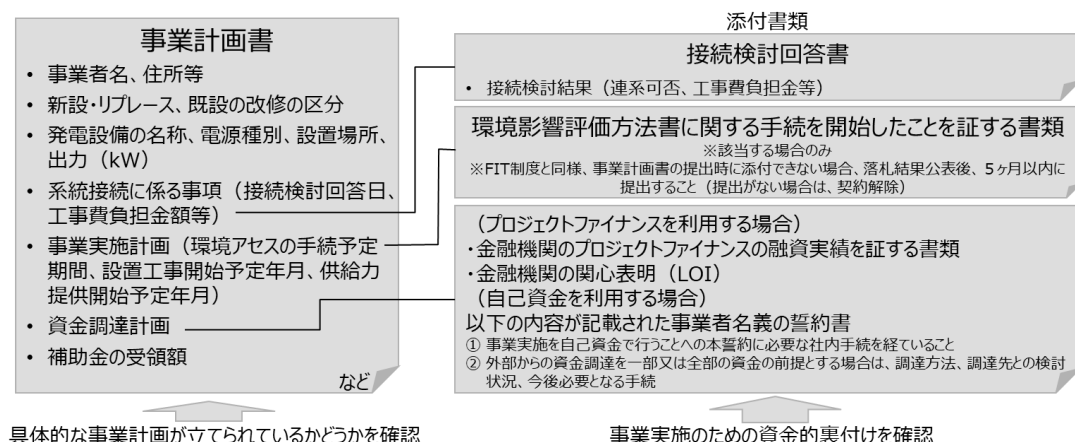
(ア) 入札参加資格

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た。

- 具体的な事業計画が立てられていること及び事業実施のための資金的裏付けがあること(入札前に事業計画(資金調達計画を含む)の提出を求める)
- 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)及び(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を提出すること(事業計画の添付書類として求める)
- 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)⁵⁵であること

⁵⁵ 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。

(参考図 52) 事業計画書の具体的内容と添付書類



なお、電気事業法の「発電事業」の定義では、「自らが維持し、及び運用する発電用の電気工作物を用いて…電気を発電する事業」と規定されており、この「自らが維持し、及び運用する」とは、必ずしもその設備を所有することは必要とされておらず、電気工作物の維持・運用業務について一義的な責任及び権限を有していれば、「自らが維持し、及び運用する」に該当すると解されている。

本制度の入札参加資格である「自らが維持・運用する電源を用いて本オークションに応札する意思がある者」における「維持・運用」の解釈は、電気事業法の発電事業における解釈と同様に、必ずしもその設備を所有することは必要とせず、電気工作物の維持・運用業務について一義的な責任及び権限を有していることとし、当該権限を有する者が本制度に入札することとした。

ただし、複数の出資会社が存在し、出資比率に応じて当該出資会社が発電計画の作成等の意思決定を行っている場合には、それぞれの出資会社が発電事業者該当するが、現行容量市場においては、出資会社の中の1社が応札することとしている。本制度においては、プラントごとの入札を求めることとしているが、通常、1プラントの中での責任分界点がないため、本制度においても、出資会社の中の1社が応札することとした⁵⁶⁵⁷。

また、トーリングやリースの場合も、これと同様の整理とすることとした。

(イ) 保証金の設定等

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。

⁵⁶ 1 プラントにおける複数の出資会社による同時落札条件付き入札は認めない。

⁵⁷ この場合、代表出資会社が、他の出資会社・子会社を含めた全体の卸収入・コストを把握して、入札や他市場収益の還付を行う必要がある。

(参考図 53) 各制度における事業実施能力や事業継続の確実性を担保するための方策

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 (契約単価×契約容量×●%)	容量にのみ比例 (容量×●円/kW)
金額	供給力提供開始前	【入札前】 500円/kW 【入札後】 5,000円/kW ※一部13,000円/kW	【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】 契約単価×契約容量×5% (155円/kW) 【上記確認期限日の翌日以降】 契約単価×契約容量×10% (310円/kW) ※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	解約事由毎に解約手数料Termination Fees (TF) を設定
	供給力提供開始後	無し	契約単価×契約容量×10%	

※1£ = 160円として換算

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=00P7F00000VIAHq>
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/>

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、容量市場の一部であることから、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た。

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ごとに決定されるため、ペナルティ金額の設定方法は、容量にのみ比例する方法(日本FIT制度や英国容量市場と同様)ではなく、契約単価に契約容量を乗じた落札金額に比例する方法(日本容量市場と同様)とした。

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「契約単価×契約容量×10%」とした。

(参考図 54)事業の実施能力や事業継続の確実性を担保する方法

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 (⇒ 契約容量×契約単価×10%)

(5) 制度適用期間

現行容量市場では、入札から 4 年後の 1 年間を制度適用期間としている。

一方で、本制度では、建設リードタイムに配慮しつつ、投資回収の予見可能性を与えるため、(入札から 4 年後ではなく)電源種ごとに供給力提供開始期限を設け、その期限内の運転開始を求めた上で、(1 年間ではなく)基本的に 20 年間の制度適用期間としている。

こうした制度適用期間に関する以下の事項について、検討を行った。

①制度適用期間の始期をいつとするか

現行容量市場では、新設電源が運転開始予定の年度において容量収入を得るために、応札を行うかどうかの判断は、以下の点等を考慮して行われることとなる。

- 運転開始のタイミングが年度の途中の場合、年度開始時点から運転開始時点までの期間は供給力にカウントされないため、期待容量が低下すること
- 建設遅延によって、結果的に供給力の提供ができず、経済的ペナルティが発生し、持ち出し(容量確保契約金額の 10%を上限)が発生するリスクがあること

すなわち、運転開始年度において、リクワイアメント・ペナルティを課せられる可能性がある中で容量収入を得るかどうかは、事業者の任意制となっている⁵⁸。

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、参考図 55 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とした。

⁵⁸ 運転開始年度の翌年度以降も同様。

(参考図 55) 制度適用期間の始期

	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	△ 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。	○ 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	○ 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

	0年度	…	X年度	X+1年度	…	α年度	…	X+20年度	X+21年度
	落札		供給力提供開始期限 (α年)						
			実際の建設期間 (X年)	運転開始					
案①								現行容量市場に参加可	現行容量市場に参加可
案②								現行容量市場に参加可	現行容量市場に参加可
案③			メインオークション (X年度実需給分) に応じ	追加オークション (X年度実需給分) に応じ				現行容量市場に参加可 (任意制)	現行容量市場に参加可

②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

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、建て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⁵⁹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た。

ただし、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得る。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。

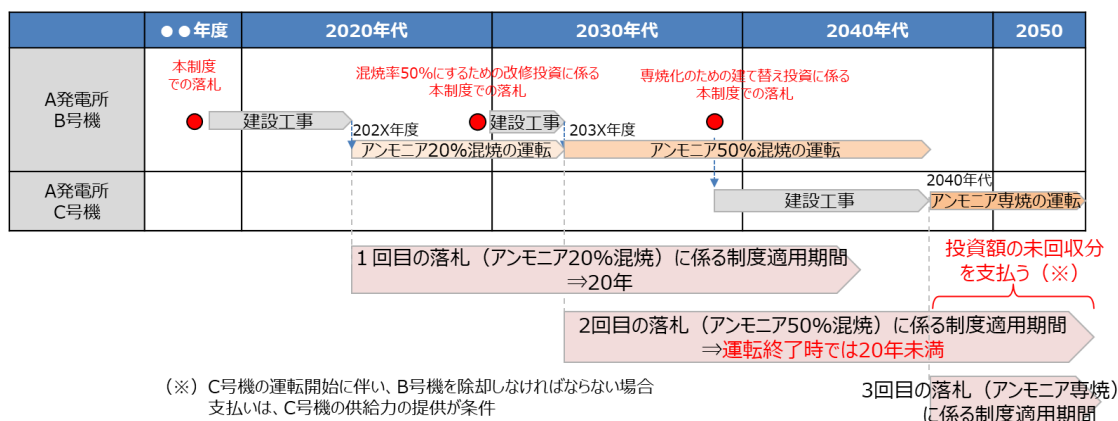
こうした点を踏まえると、アンモニア・水素混焼設備を専焼化するための投資については、原則として、ビルド＆スクラップによる対応を求めることとし、当該対応が困難な場合に、落札後追加の供給力確保に向けた配慮措置を講じることを条件として、スクラップ＆ビルドによる建て替えを認めることとした。

⁵⁹ 落札価格に含まれる資本費・事業報酬部分

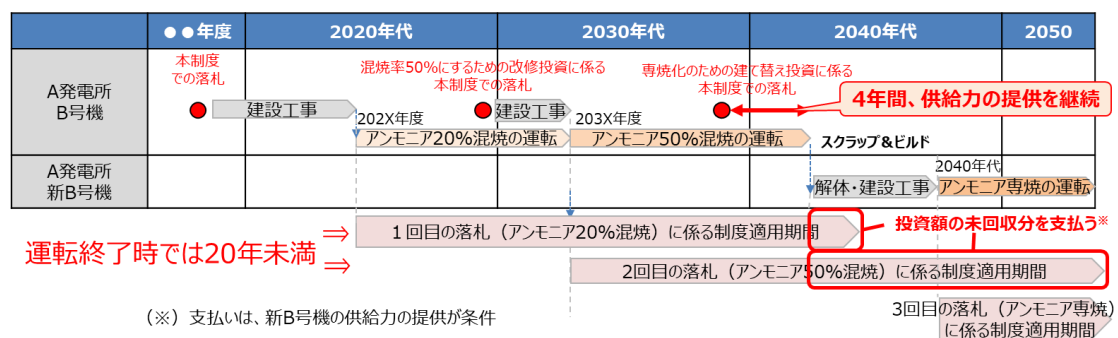
スクラップ＆ビルドを認める具体的な条件は、専焼化に向けた投資の落札時点で、4年後までは既に現行容量市場の募集量から当該電源の容量を控除していることを踏まえ、落札後「4年後の年度末まで」の間供給力の提供を継続すること⁶⁰とした。

その上で、混焼設備の投資額の未回収分⁶¹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た⁶²。

(参考図 56)ビルド＆スクラップによるアンモニア・水素の専焼化に向けた道筋の例



(参考図 57)スクラップ＆ビルドによるアンモニア・水素の専焼化に向けた道筋の例



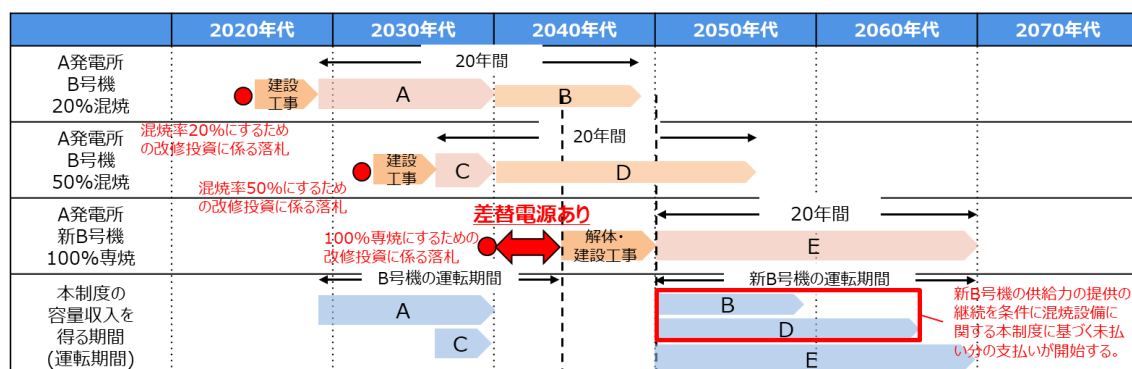
⁶⁰ 継続できない場合は、経済的ペナルティを科す。差替電源がある場合は、経済的ペナルティを科さない。

⁶¹ 落札価格に含まれる資本費・事業報酬部分

⁶² 専焼化した設備が供給力を提供することが条件となるため、混焼設備に関する本制度に基づく未払い分の支払いは、専焼化した設備が運開し、制度適用期間が開始した時点から行われ、リクワイアメントやアセスメントも専焼化した設備について判断される。なお、混焼設備に関する本制度に基づく未払い分については、当該支払いが行われる実需給年度の拠出金に考慮される。

なお、「差替電源」がある場合は、経済的ペナルティを科さないが、この「差替電源」は、需給年度単位で認めることとし、当該差替電源を当該需給年度のメインオークションでの落札電源として扱い、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こととした。また、「差替電源」が認められた期間は、制度適用期間のカウントから除外することとした⁶³。

(参考図 58) 4 年間電源の差替が認められた場合の扱い



③本制度の導入直後に落札した電源の特例

本制度は、足元の供給力低下の状況も踏まえ、2023 年度に初回オークションを開始できるよう、制度の具体化を加速化させている。

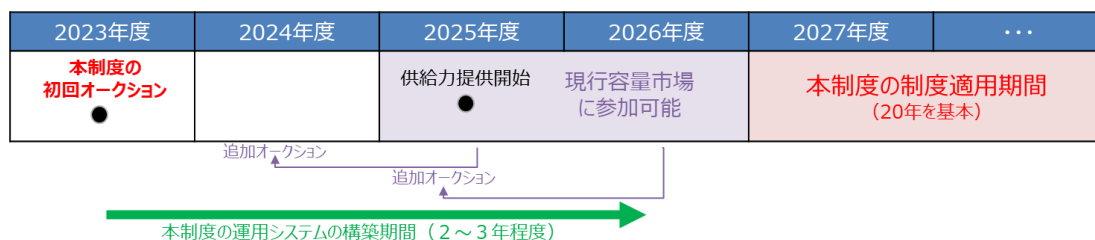
2023 年度に初回オークションを実施した場合、蓄電池などの場合は、状況によっては比較的早期に供給力の提供を開始する可能性がある。落札電源が供給力の提供を開始した場合は、①のとおり、翌年度から制度適用期間が開始し、運営主体である広域機関が、本制度の運用(小売電気事業者等からの容量拠出金の徴収・発電事業者への容量確保契約金額の支払い・他市場収益の還付など)を行うこととなるが、こうした制度運用を滞りなく行うためには、運用システムが必要である。

現行容量市場の運用システムは、4 年程度(2020～2023 年)の構築期間を要しているが、本制度の運用システムも、最低限、2～3 年程度の構築期間が必要と考えられるため、2026 年度内までは、本制度の運用を行うことは困難である。

したがって、本制度の導入直後(2023 年度～2025 年度オークション)に落札した電源の制度適用期間は、早くとも 2027 年度以降とし、それよりも早期に供給力の提供を開始する案件は、現行容量市場(追加オークション)に参加することができることとした。

⁶³ このため、部分差替は認めない。

(参考図 59) 本制度の導入直後に早期に供給力の提供を開始する案件の制度適用期間



(6) 上限価格

第八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、電源種ごとに、発電コスト検証⁶⁴の数値をベースとして、上限価格⁶⁵を設定することとしている。

各電源種ごとの上限価格については、実際の入札前に改めて計算することを予定しているが、発電コスト検証の数値が存在しない、又は必ずしも発電コスト検証の数値をベースとすることが適切とは言えない電源種の上限価格の設定方法について、以下の検討を行った。

①FIT/FIP の対象電源種の再エネ

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である。

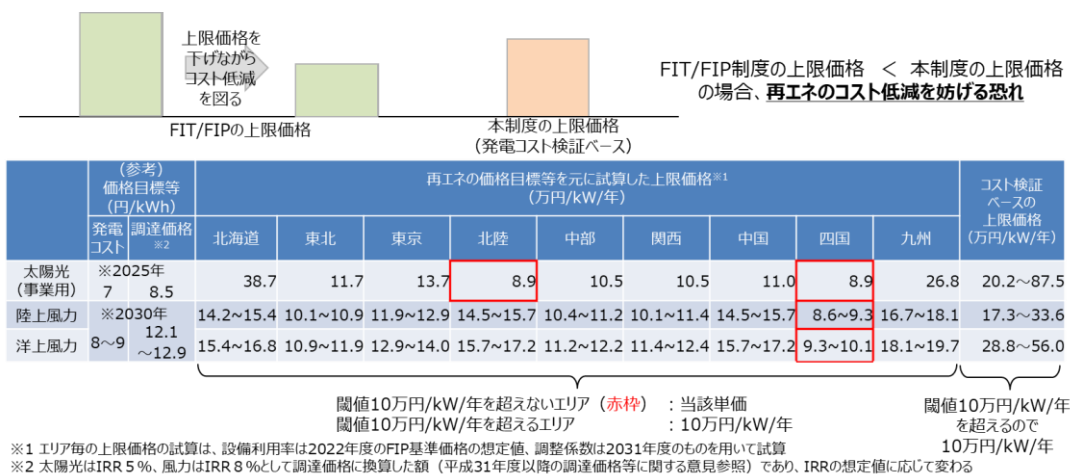
こうした中で、本制度の再エネの上限価格を、発電コスト検証の数値をベースとして設定する場合、一部のエリアでは、再エネの価格目標まで下がる前に、FIT/FIP 制度の上限価格よりも、本制度の上限価格の方が大きくなってしまい、再エネのコスト低減を妨げる恐れがある。

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が必要。

⁶⁴ 本制度では、直近の発電コスト検証の数値をベースとする。

⁶⁵ 発電コスト検証の数値が見直された場合や、新たな実績が出てきた場合など、色々な事情の変化が考えられ、そういった諸元の変動に応じて、適切な見直しを行う。

(参考図 60) FIT/FIP 制度の上限価格と本制度の上限価格の関係



また、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付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である。

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することとした。

具体的には、FIT/FIP 制度の適用対象の電源種については、FIT/FIP 制度の入札で想定される入札価格帯(参考図 61 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⁶⁶をベースに、本制度の当該年度の上限価格を設定することとした。

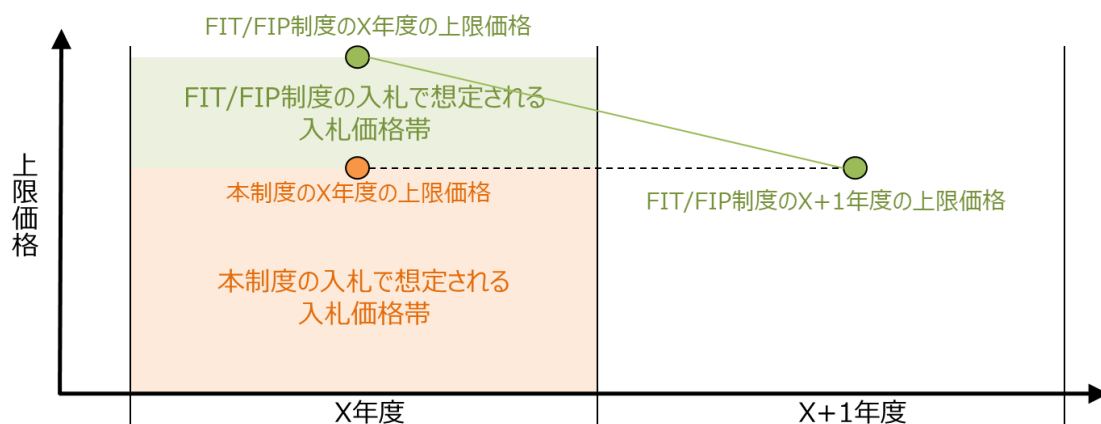
⁶⁶ 入札がない電源種は、調達価格・基準価格。同じ電源種で複数の上限価格・調達価格・基準価格が存在する場合は、その中の最低価格。

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。

(参考図 61) FIT/FIP 制度対象電源種の再エネの上限価格



②一般水力

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 対象の 3 万 kW 未満の案件のデータを基に算出されている。

本制度の一般水力は、10 万 kW 以上の案件が対象であり、発電コスト検証のモデルプラントとは規模が異なることから、発電コスト検証の数値を元に本制度の一般水力の上限価格を設定することは望ましくない。

このため、今回事務局において調査した直近の大規模な 4 プラントの実績(参考図 63 参照)を元に、平均固定費(資本費+運転維持費+事業報酬)の 1.5 倍として、参考図 62 のとおり上限価格を設定することとした。

(参考図 62) 一般水力の上限価格

	一般水力 (10万kW以上)
新設	7.2万円/kW/年
リプレイス	3.7万円/kW/年

(参考図 63)一般水力の上限価格の諸元

		一般水力	
		新設	リプレイス (既設水路活用型)
モデルプラント※ (名称、定格出力、運転開始年)		中部電力(株)徳山発電所 16.4万kW 2014年 関西電力(株)音沢発電所 12.6万kW 1985年 北陸電力(株)有峰第一発電所 26.5万kW 1981年 北陸電力(株)有峰第二発電所 12.3万kW 1981年	
モデルプラントの平均出力		16.9万kW	
資本費	建設費	38.2万円/kW	12.8万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	
運転維持費	人件費	3.6億円/年	
	修繕費	0.04万円/kW/年	
	その他	0.9万円/kW/年	

※ 新設案件の建設費は、旧一般電気事業者が直近に建設した発電所4基(10万kW以上)の初号機の建設費を基に、2022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。

ただし、中部電力(株)徳山発電所は、1号機(2016年)より2号機(2014年)の方が運転開始が早い一方で、2号機の出力が2.5万kWと10万kWを下回るため、10万kWを超える案件として、1号機(13.9万kW)と2号機(2.5万kW)の合計した出力16.4万kWにて、建設費を試算

リプレイス案件の建設費は、既設導水路活用型の定義(水車及び発電機、変圧器その他の電気設備の全部並びに水圧管路の全部若しくは一部のみを新設し、又は更新するもの)に該当する実績がないため、新設案件の建設費の実績を基に、リプレイスの対象設備の建設費のみ抽出し、現時点までの物価変動を考慮して試算

運転維持費は、直近3カ年の実績平均。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、直近3カ年の実績平均

※ 一般水力のリプレイス案件は系統接続費を計上しない。

③揚水・蓄電池

上限価格は実態のコストを踏まえて設定することとしているが、「揚水」の新設案件は、発電コスト検証の数値は存在しないことから、今回事務局において調査した直近4プラントの実績(参考図 65 参照)を基に、平均固定費(資本費+運転維持費+事業報酬)の1.5倍として、参考図 64 の表の数値のとおり設定することとした。

一方で、「揚水」のリプレイスの際のコストは、新設と異なり、上池と下池の2つのダムや既設の水圧導管などのライフサイクルの長い既存案件のインフラを活用することが可能であって、新設とはコスト構造が大きく異なる。上述のとおり、「揚水」と「蓄電池」は変動性再エネの調整力として同様の機能を有しており、できる限り同じ条件で競争できる環境の整備が重要であることを踏まえ、「揚水」のリプレイス案件と「蓄電池」の新設・リプレイス案件については、同じ上限価格とすることとした。

具体的には、「揚水」のリプレイスは実績が存在しないものの、蓄電池のコストは、資源エネルギー庁が実施した予算事業にて採択された1万kW以上の蓄電池の新設案件の申請情報(参考図 65 参照)を元に算出することが可能である。

このため、最新の予算事業にて採択された1万kW以上の蓄電池の新設案件の申請情報を元に算出した平均固定費(資本費+運転維持費+事業報酬)の1.5倍の金額を、「揚水」のリプレイス案件と「蓄電池」の新設・リプレイス案件の共通の上限価格として、以下の参考図 64 の数値のとおり設定することとした。

(参考図 64) 揚水・蓄電池の上限価格

	揚水 (1万kW以上)	蓄電池 (1万kW以上)
新設	10万円/kW/年 (参考図65の諸元を元に計算した結果は10.1万円/kW/年)	
リブレース	3.4 ÷ 各エリアの運転継続時間3時間の調整係数	

※算出の考え方は参考図65参照

北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
4.4	4.2	5.7	4.3	4.6	4.6	4.3	4.3	4.6

(参考図 65) 揚水・蓄電池の上限価格の諸元

	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)	3.1万kW (運転継続時間3.6時間)
資本費	建設費	68.1万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%
運転維持費	人件費	2.3億円/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、2022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、直近3カ年の実績平均。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、直近3カ年の実績平均

「蓄電池」の建設費および運転維持費は、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1万kW以上の蓄電池の建設費および運転維持費を基に、2022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。

※参考図64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、2032年度だと98.1%～99.8%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たことから、「揚水のリブレース」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3.6時間であるため、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。**
(参考) 「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流水水力・揚水式水力のエリア別調整係数」における、揚水の2032年度の運転継続時間 3 時間の調整係数 (%) 北海道77.9、東北81.1、東京60.1、中部75.1、北陸80.0、関西73.8、中国79.4、四国80.4、九州74.0
- ・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。

④水素発電

発電コスト検証における「水素発電(10%混焼)」のコストは、水素受入・貯蔵・払出設備等の燃料関連設備の費用が燃料費に整理されており、固定費は「LNG 火力」と同額とされている。

一方で、水素は-253 度(LNG は-162 度)で貯蔵する必要があるため、水素の燃料タンクはLNG の燃料タンクより高額であるため、発電コスト検証の数値をベースに、水素発電(10%混焼)の上限価格を設定した場合、低い上限価格となってしまう。

このため、水素発電の上限価格は、燃料関連設備等の費用を考慮し、固定費(資本費＋運転維持費＋事業報酬)の1.5倍として、以下の参考図66のとおり設定することとした。

また、水素発電は様々な技術を用いて実施されることが考えられ、中には足下から混焼率が10%以上の案件の入札が行われる可能性もあるが、我が国において水素発電で商用化された大型の案件が現時点において無い中で、混焼率ごとに細かく上限価格を設定しておくことには限界があることから、水素発電の上限価格は、混焼率10%以上の案件の共通の上限価格として設定することとした。

(参考図 66) 水素発電の上限価格

	上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
水素(10%以上) の新設	4.8	建設費：発電コスト検証におけるLNGの建設費(17.2万円/kW)※1 ＋燃料関連設備の建設費(5.9万円/kW)※2 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における水素発電の算定方法と同じ
既設火力の 水素10%以上の 混焼にするための改修	10 (右の諸元を元に計算 した結果は13.7万円 /kW/年)	建設費：燃料関連設備の建設費(59.2万円/kW)※2 ＋燃焼設備の改造費(3.5万円/kW)※3 廃棄費用：改修投資額の5% 運転維持費：発電コスト検証におけるLNG火力の算定方法と同じ※4

※1 発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2022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

※2 燃料関連設備の建設費は、参考図67のとおり資源エネルギー庁にて試算。新設は、対象kWが発電所全体のkWであることから、参考図67⑨の1/10となる。

※3 燃焼設備の改造費は、参考図68のとおり資源エネルギー庁にて試算。

※4 運転維持費の内の修繕費・諸費は、参考図69のとおり算定。

(参考図 67) 水素の燃料関連設備の建設費の試算

		算定根拠	
液化水素 貯蔵タンク	液化水素貯蔵タンク (5万m ³ ×5基) を含む 受入・貯蔵機能の建設費	1,597億円 (①)	「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発/関西圏の臨界エリアにおける水素供給モデルに関する調査 (https://www.nedo.go.jp/content/100950505.pdf)」7 頁では、液化水素貯蔵タンク5万m ³ ×5基(1t=14m ³ で換算すると② 17,857t)を含む受入・貯蔵機能の建設費(CAPEX)を①1,597 億円と試算
	タンクの貯蔵量	47日分 (③)	SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO ₂ フリーアンモニアサ プライチェーンの技術検討」では、石炭火力でアンモニア混焼を行う場合 の想定ケースとして、タンク容量47,000t、アンモニア使用量1,000t/ 日とされており、③47日分のアンモニアを貯蔵することを想定。
	水素の消費量	15.8t/h (④)	②17,857t÷(③47日×24h)
	出力換算	35.6kW (⑤)	④15.8t/h×142MJ/kg※1×57%※1÷3.6MJ※2 ※1 発電コスト検証における水素の燃料発熱量142MJ/kg、発電効 率57% ※2 1kWh=3.6MJ
	建設単価	44.8万円/kW (⑥)	①1,597億円÷⑤35.6kW
水素ガス パイプライン	建設費	513億円 (⑦)	「水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発/関西圏の臨界エリアにおける水素供給モデルに関する調査 (https://www.nedo.go.jp/content/100950505.pdf)」7 頁のフェーズ2(基地から周辺エリアまで)の水素ガスパイプライン機能 の建設費(1049億円)から、増設額536億円を控除し、フェーズ1 (基地から発電所まで)の水素ガスパイプライン機能の建設費を513 億円と試算
	建設単価	14.4万円/kW (⑧)	⑦513億円÷⑤35.6kW
燃料関連設備の建設単価		59.2万円/kW (⑨)	⑥44.9万円/kW＋⑧14.4万円/kW

(参考図 68) 水素の燃料設備の改造費の試算

- 水素の燃焼設備の改造費は、参考となる見積金額が無いことから、**既設石炭火力をアンモニア 20%混焼にするための燃焼設備の改造費用と同等**として試算。
- 具体的には、SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」における、アンモニア混焼バーナー・アンモニア供給系統・制御装置等の概算額**40億円**を、調査報告書公表時（2019年）から2022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、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である**12万kWで除して、3.5万円/kWと試算**。

(参考図 69) 既設火力の改修の場合の修繕費・諸費の計算方法

- 発電コスト検証における修繕費・諸費は、「建設費における比率」として計算される。
- 運転維持費は、改修投資によって新設した設備に加え、既存設備に対しても必要となることから、修繕費・諸費を算定する際の「建設費」は、発電コスト検証におけるLNGの新設時の建設費（17.2万円/kW※）に、改修投資額（62.8万円/kW）を加算した金額（80.0万円/kW）を元に、以下のとおり計算。

$$\text{修繕費} = 80.0 \text{万円/kW} \times 2.4\% / \text{年} = 1.92 \text{万円/kW/年}$$

$$\text{諸費} = 80.0 \text{万円/kW} \times 1.1\% / \text{年} = 0.88 \text{万円/kW/年}$$

※ 発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2022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

⑤ 既設火力をアンモニア混焼にするための改修

発電コスト検証における「アンモニア 20%混焼発電」のコストは、新設の「アンモニア(石炭混焼)」のコストであり、既設火力をアンモニア混焼にするための改修のコストは示されていない。

このため、既設火力をアンモニア混焼にするための改修案件の上限価格は、過去の調査結果を踏まえ、固定費（資本費＋運転維持費＋事業報酬）の 1.5 倍として、以下の参考図 70 のとおり設定することとした。

また、水素発電の上限価格と同様に、アンモニアも将来的に混焼率が 20%以上の案件の入札が行われる可能性があることを踏まえ、混焼率 20%以上の案件の共通の上限価格として設定することとした。

(参考図 70) 既設火力をアンモニア混焼にするための上限価格

	上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
既設火力の アンモニア20%以上の混 焼にするための改修	7.4	建設費：燃料関連設備の建設費・燃焼設備の改造費（22.3万円/kW）※1 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証における石炭火力の算定方法と同じ※2

※1 SIP 電源開発株式会社「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」における、アンモニア20%混焼のために必要な設備コスト250億円を基に、調査報告書公表時（2019年）から2022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、ユニット出力60万kWの混焼率20%分である12万kWで除して、試算。

※2 運転維持費の内の修繕費・諸費は、参考図69と同様に、発電コスト検証における石炭の新設時の建設費を2022年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正した金額（26.1万円/kW）に、改修の建設費（22.3万円/kW）を加算した金額（48.4万円/kW）を元に、以下のとおり計算。

修繕費＝48.4万円/kW×2.4%/年＝1.1万円/kW/年

諸費＝48.4万円/kW×2.2%/年＝1.0万円/kW/年

(参考) 発電コスト検証における石炭火力の諸元

建設費 24.4万円/kW

人件費 4.4億円/年

修繕費 2.4%/年(建設費における比率)

諸費 2.2%/年(建設費における比率)

業務分担費 12.2%/年(直接費における比率)

⑥既設火力をバイオマス専焼にするための改修

発電コスト検証におけるバイオマスのコストは、新設の「バイオマス(木質専焼)」と「バイオマス(石炭混焼)」のコストであり、既設火力をバイオマス専焼にするための改修のコストは示されていない。

このため、既設火力をバイオマス専焼にするための改修の上限価格は、改修投資額の見積り額について事業者ヒアリングした結果を踏まえ、平均固定費(資本費＋運転維持費＋事業報酬)の1.5倍として、以下の参考図71のとおり設定することとした。

なお、既設火力をバイオマス専焼にするための改修を行う場合、改修前の発電所の状態(石炭専焼、石炭・バイオマス混焼)等は様々であり、それによって改修投資額も異なるものと考えられる。(例えば、改修前でも石炭・バイオマス混焼である場合は、バイオマスの燃料関連設備が存在するため、改修投資額も比較的少なく済むものと考えられる。)

しかし、改修前の発電所の状態や出力規模ごとに、細かく上限価格を設定しておくことには限界があることから、上限価格は、石炭専焼の発電所をバイオマス専焼にする場合の改修投資額を前提に設定することとした。

(参考図 71) 既設火力をバイオマス専焼にするための改修の上限価格

	上限価格 (万円/kW/年)	主な諸元
既設火力をバイオマス 専焼にするための 改修	8.1	建設費※：ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費（17.5万円/kW） 廃棄費用：建設費の5% 運転維持費：発電コスト検証におけるバイオマス(木質専焼)の運転維持費と同じ

※11万kWクラスの既設石炭火力を改造する場合の、ボイラ燃焼設備と受入・投入設備の改造費について、資源エネルギー庁から事業者(三菱重工(株)、(株)IHI、住友重機械工業(株))にヒアリングした結果、平均金額が193億円であり、11万kWで除して算定

⑦上限価格の一覧

現時点での試算結果は以下のとおりであり、実際の入札前に改めて計算する予定である。
 なお、物価補正の反映等により、昨年12月に示した上限価格とは価格が異なっている。

(参考図 72) 上限価格一覧

＜新設・リブレース＞			(万円/kW/年)
	新設の上限価格	リブレースの上限価格	
太陽光		10	
陸上風力		10	
洋上風力		10	
一般水力	7.2	3.7	
揚水	10	4.2～5.7	
蓄電池		4.2～5.7	
地熱	10	全設備更新型：9.7 地下設備流用型：5.8	
バイオマス		10	
原子力		10	
水素（10%以上）		4.8	
LNG		3.6	

＜既設火力の改修＞		(万円/kW/年)
	上限価格	
水素10%以上の混焼にするための改修	10	
アンモニア20%以上の混焼にするための改修	7.4	
バイオマス専焼にするための改修	8.1	

※参考図73の諸元を元に算定。閾値の10万円/kW/年を超える場合は10万円/kW/年。
 ※合成メタンは、水素の中に含まれる。
 ※アンモニアの新設・リブレースは、発電コスト検証において石炭火力と混焼する場合のコストデータが示されていないこと、及び、LNGとの混焼による新設・リブレース案件の応札が想定されないことから、今後、必要に応じて設定。（よってそれまでの間は入札できない。）
 ※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ため、今後、明確化した段階で設定（よってそれまでの間入札はできず、CCSプロジェクトの状況を見つつ、今後必要な議論をする）。
 ※実際は、1円未満を切り捨てて設定（内訳も1円未満は切り捨てて算出）。

(参考図 73) 上限価格の諸元一覧

	新設・リブレース										既設火力の改修			
	太陽光、 陸上風力	地熱	洋上 風力	一般水力	揚水の 新設	揚水のリ ブレース、 蓄電池	バイオ マス	原子力	LNG	水素 (10% 以上)	水素 (10% 以上)	アンモニア (20%以 上)	バイオマス	
諸元	FIT/FIP制度		再エネ海 域利用法	資源エネルギー庁による調査		採択事業	発電コスト検証			建設費：資源エネルギー庁による調査 その他：発電コスト検証				
出力（万kW）	—			16.9	34.2	3.1	0.57	120	85	85	8.5	12	11	
所内率	—			0.1%	0.5%	6.0%	16%	4.0%	2.3%	2.3%	2.3%	5.5%	16%	
資本費	建設費（万円/kW）	翌年度の 上限価格	翌年度の 基準価格	38.2 ※新設 12.8 ※リブレース	68.1	16.4	42.5	42.7+ 1,464億 円※追加安全対策費用	17.2	23.1	62.8	22.3	17.5	
	系統接続費	※参考図 72は2024	※参考図 72は2024	1,560円/kW										
	廃棄費用	年度の太陽	年度の基準	建設費の5%										
	固定資産税	光(地上設	価格26円	直近の	建設費の5%									
運転維持費	発電側課金 事業税	置50kW以 上入札対 象範囲外)	/kWh（新 設）、20円 /kWh（全 部の調達 格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	公算の 上限価格	0.04万円/kW/年		0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	23.7 億円/年	6.6 億円/年	6.6億円/年× 混焼比率10%	4.7億円/年× 混焼比率20%	
	人件費	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	※前頁は秋 田県八峰 町・能代市 沖等にお ける上 限価格 19円/kWh を設備利用 率34.8% で円/kW/ 年に換算	3.6 億円/年	2.3 億円/年	0.04万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	23.7 億円/年	6.6 億円/年	6.6億円/年× 混焼比率10%	4.7億円/年× 混焼比率20%
	修繕費	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	※前頁は秋 田県八峰 町・能代市 沖等にお ける上 限価格 19円/kWh を設備利用 率34.8% で円/kW/ 年に換算	0.04万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	0.6万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	23.7 億円/年	6.6 億円/年	6.6億円/年× 混焼比率10%	4.7億円/年× 混焼比率20%
	諸費	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	※前頁は秋 田県八峰 町・能代市 沖等にお ける上 限価格 19円/kWh を設備利用 率34.8% で円/kW/ 年に換算	0.04万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	0.6万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	23.7 億円/年	6.6 億円/年	6.6億円/年× 混焼比率10%	4.7億円/年× 混焼比率20%
業務分担費 （一般管理費）	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	※前頁は秋 田県八峰 町・能代市 沖等にお ける上 限価格 19円/kWh を設備利用 率34.8% で円/kW/ 年に換算	0.04万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	0.6万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	23.7 億円/年	6.6 億円/年	6.6億円/年× 混焼比率10%	4.7億円/年× 混焼比率20%	
事業報酬 上限価格	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	格・基準 格9.2円 /kWhを設 備利用率 18.3%で 円/kW/年 に換算、 2024年度 の陸上風力 FIP期間15 年を本制度 を設備利用 率28.0% で円/kW/ 年に換算	※前頁は秋 田県八峰 町・能代市 沖等にお ける上 限価格 19円/kWh を設備利用 率34.8% で円/kW/ 年に換算	0.04万円/kW/年	0.04万円/kW/年	0.6万円/kW/年	0.6万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	2.8 万円/kW/年	23.7 億円/年	6.6 億円/年	6.6億円/年× 混焼比率10%	4.7億円/年× 混焼比率20%	
税引前WACC5%（0年目に建設費を全て支出し、1～20年目に運転維持費が発生する前提で計算） 上記合計の1.5倍														

※ 上記は、発電コスト検証のデータ(2020年時点)を基に、2022年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーター（6.94%）により補正した後の数字。一般水力及び揚水の新設の建設費はモルプラントの運転開始時期、蓄電池の建設費及び運転維持費は2021年、アンモニアの建設費は2019年を基に、物価変動を同指標の変動率により補正した後の数字。水素の建設費（LNG建設費16.1万円および燃焼設備の改造費を除く）、バイオマス専焼の建設費、一般水力及び揚水の新設の運転維持費は、直近のデータであり、物価変動の補正は行わない。
 ※ 上限価格は所内率を考慮し算定している。
 ※ 系統接続費は、現行の容量市場の上限価格の算定と同額（第38回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料4）。
 ※ 一般水力のリブレース案件の系統接続費は計上しない。
 ※ 廃棄費用は、21年目に支出する前提で計算。
 ※ 業務分担費の「直接費比率」とは、「人件費、修繕費、諸費の合計」に対する比率。
 ※ 既設火力の改修における「建設費比率」「建設費」は、発電コスト検証における新設時（水素はLNG、アンモニアは石炭）の建設費に、改修の建設費を加算した金額。

(7) 拠出金の負担者

① 拠出金の具体的な算出方法

本制度の拠出金は、現行容量市場と同様に、以下の手順により、全国の拠出金からエリアごとの拠出金を算定し、各エリアで事業者間の配分比率を用いた配分が行われる。

(ア) エリア別の容量拠出金額の算定

全国の拠出金の総額⁶⁷をエリア別の H3 需要比率⁶⁸に応じて、各エリアに配分する。

(イ) 一般送配電事業者・配電事業者(一送等)の負担総額と請求額の算定

エリアに配分された容量拠出金に、現行容量市場における当該年度の一送等の負担割合⁶⁹を乗じることで、エリアごとの一送等の負担総額を算定し、負担総額を 12 等分し、各一送等の配分比率⁷⁰に応じて毎月の請求額を算定する。

(ウ) 小売電気事業者の負担総額の算定

当該エリアの拠出金の総額から一送等の負担総額を減算することで、エリアごとの小売電気事業者の負担総額を算定する。

(エ) 各小売電気事業者への請求額の算定

エリアごとの小売電気事業者の拠出金の負担総額を 12 等分し、小売各社の配分比率(実需給年の毎月のシェア変動を加味したもの)に応じて毎月の請求額を算定する。

② 還付が大きくなり、小売負担がマイナスとなった場合の扱い

本制度の落札電源は、「実際その他市場収益」の約 9 割を還付することとなるが、市場価格が高騰する等により「実際その他市場収益」が大きくなった場合は、「本制度からの固定収入」よりも「還付額」の方が大きくなることも考えられる。

したがって、広域機関が行う「落札事業者に対する支払い」の総額よりも、「落札事業者からの還付額の支払い」の総額の方が大きくなった場合には、広域機関から小売電気事業者に対して、その差額⁷¹を精算することとした。

⁶⁷ 当該実需給年度に本制度の適用が開始している電源の落札価格、落札容量を基に算定

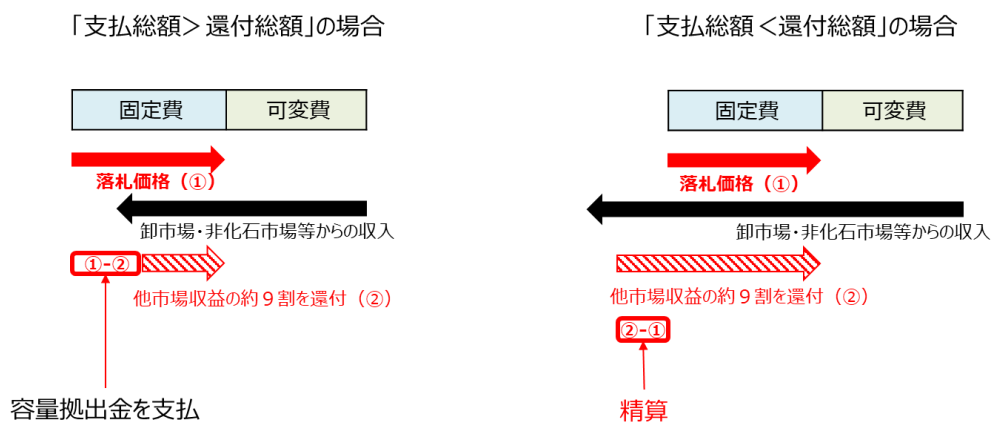
⁶⁸ 当該実需給年度の 4 年前に行われる当該実需給年度向けの現行容量市場（メイン）で用いる H3 需要

⁶⁹ 現行容量市場（メイン）のエリアの一送等の負担総額（エリアの約定価格×現行容量市場（メイン）で用いる H3 需要×7%）÷現行容量市場（メイン）のエリアの負担総額（経過措置を考慮する前。）

⁷⁰ 当該実需給年度の 4 年前に行われる当該実需給年度向けの現行容量市場（メイン）で用いる H3 需要に占める事業者ごとの比率

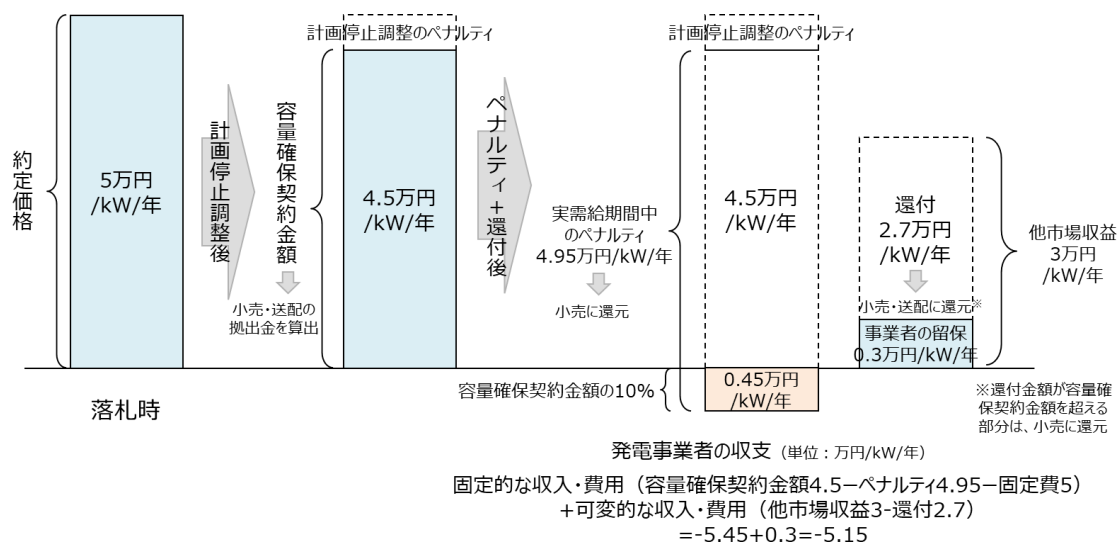
⁷¹ 実際の還付額をベースとして算出する。

(参考図 74) 還付が大きくなり、小売負担がマイナスとなった場合の取扱い



これを踏まえ、「落札事業者からの還付額の支払」の総額のうち、「容量確保契約金額」の総額までは小売電気事業者及び送配電事業者に対して還元し、それを超える部分は小売電気事業者のみに還付することとした。

(参考図 75) 仮に大きいペナルティが発生した場合の金額イメージ



(8) リクワイアメント・ペナルティ等

本制度は、容量市場の一部であることから、本制度における落札電源には、原則として現行容量市場における入札時点のリクワイアメント・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。

(参考図 76) 本制度で設けるリクワイアメント・ペナルティ

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		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	+	＜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
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		＜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＞ ・ 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		＜ペナルティ＞ ・ 脱炭素化ロードマップの遵守

本制度の落札電源が適用されるリクワイアメント・ペナルティは参考図 77 のとおり(黒字部分は現行容量市場と同じ部分)であり、論点としているペナルティについて、以下のとおり検討を行った。

(参考図 77) リクワイアメント・ペナルティの全体概要

	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 ● 余力活用契約の締結	● 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 (契約容量×契約単価×10%) ● 供給力提供開始時期が遅れた場合の経済的ペナルティ (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) ● 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。(端数の扱いは論点)	
		● 市場退出時の経済的ペナルティ (契約容量×契約単価×10%)	
制度適用期間中	● 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 ● 脱炭素燃料の一定の混焼率 ● 変動電源に対し、年間設備利用率の達成	● 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 ● 一定の混焼率を下回る場合の経済的ペナルティ (論点①) ● 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%)	年間上限額 : 容量確保契約金額 × 110%
		● 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 (論点②) ● 重大な違反行為があった場合、参入ペナルティを科すことができる (論点③) ● 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 (グリーンモニア・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 (論点③) ● 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 (論点④)	
	● 脱炭素化ロードマップの遵守 (設備、燃料の脱炭素化)		
その他			

①脱炭素燃料の混焼率(バイオマス、アンモニア、水素)

(ア) バイオマス

第八次中間とりまとめでは、バイオマスについて、既設の改修案件は、発電設備をバイオマス専焼にするための改修案件のみを本制度の対象とする一方で、燃料については、当初は混焼を認めることとし、具体的には、例えば 7～8 割以上の混焼比率を念頭におきつつ、燃料を取り巻く状況を勘案しながら、詳細については、引き続き検討していくこととしている。

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。

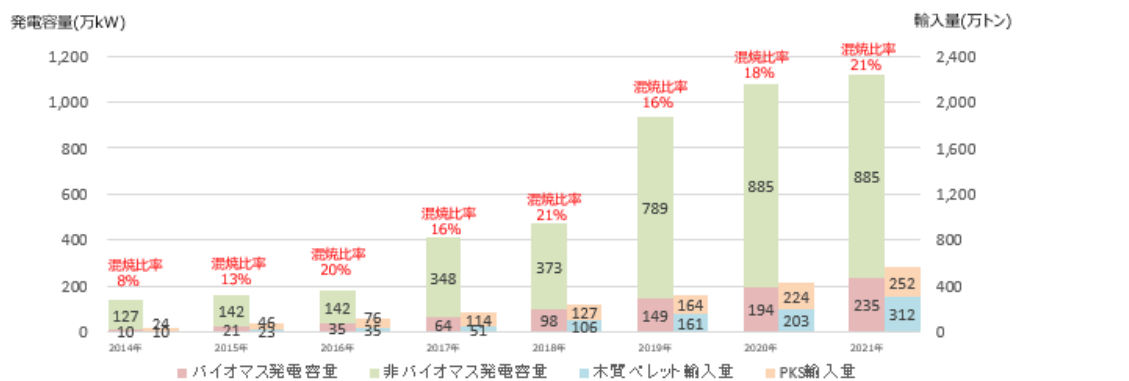
こうした状況下で、発電設備はバイオマス化し、燃料は低い混焼率を認めた場合、結果的に、2050 年時点でも燃料の確保ができないバイオマス発電設備が生じてしまうおそれがある。

したがって、燃料の確保ができないバイオマス発電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ある。

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のみで発電を行っていく(以下「バイオマス燃料を専焼化していく」という。)ことのロードマップを求めることとした⁷²。

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⁷³と同様とした。

(参考図 78) バイオマス発電容量(一般木質・農業残さ)とバイオマス燃料の輸入量の推移



(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

⁷² 専焼化が実現しない場合のペナルティは、「(8) リクワイアメント・ペナルティ等④ 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」参照

⁷³ 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、廃棄物・その他のバイオマス。

(イ) アンモニア・水素

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である。

ただし、(ア)のとおり、バイオマスについては、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。

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⁷⁴(熱量ベースで、最低年間、アンモニア 14%・水素 7%)を求めることとした。

- 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
- 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。

(参考図 79) 起動停止が混焼率に与える影響

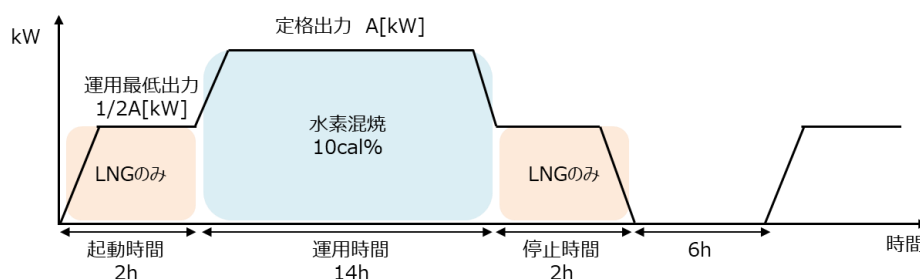
一定の前提にて、混焼率に与える影響を試算。

- ・ 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 $AkW \times 14時間 \times 10\% = 1.4A$
全体のkWh $AkW \times 14時間 + 0.5A \times 4時間 = 16A$
水素の混焼率 $1.4A \div 16A \times 100 = 8.75\%$

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



こうした年間最低混焼率を達成できない場合は、参考図 80 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た⁷⁵。

⁷⁴ 混焼率 = 水素発電 kWh ÷ 実発電 kWh × 100

⁷⁵ 年間の容量確保契約金額の支払額が 0 以下の場合は減額しない。合理的な理由なく、継

(参考図 80)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

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	$35\% \leq X < 70\%$	$7\% \leq X < 14\%$	$3.5\% \leq X < 7\%$
2 割	$0\% \leq X < 35\%$	$0\% \leq X < 7\%$	$0\% \leq X < 3.5\%$

※ 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。

②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た。

(参考図 81)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	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	・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	・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

③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加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加できず、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。

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、「③重大な違反行為を行った場合のペナルティ」のとおり、契約解除となり得る。

本制度でも、重大な違反行為⁷⁶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ってしまう、抑止力とならないおそれがある。

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た。

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(②参照)は科さないこととした。

(参考図 82) 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	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

④2050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

既設火力を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、③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)こととした。

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(契約単価×契約容量×10%)を科すことができることとした⁷⁷。

そのため、本制度において落札した電源は、2051年度期首時点で、制度適用期間が終了している場合においても、専焼化が実現したことを報告することが求められる。

⁷⁶ (1) ④(イ)(エ)における「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。

⁷⁷ 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。

なお、専焼化が実現しない場合のペナルティは、2051 年度を対象とする実需給年度に請求し、容量拠出金に考慮される⁷⁸。

⑤リクワイアメント・ペナルティの全体概要

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、上記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）。

（参考図 83）リクワイアメント・ペナルティの全体概要^{79,80,81}

	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 ● 余力活用契約の締結	● 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（契約容量×契約単価×10%） ● 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>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までの間に供給力の提供開始 ● 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	● 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 ● 脱炭素燃料の一定の混焼率 ● 変動電源に対し、年間設備利用率の達成	● 市場退出時の経済的ペナルティ（契約容量×契約単価×10%） ● 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 ● 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>） ● 未達割合に応じた経済的ペナルティ 年間上限額 ：容量確保契約金額 ×110%
その他	● 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、<u>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）</u>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、<u>契約解除できる（経済的ペナルティは科さない）</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（グリーンアンモニア・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、<u>契約解除できる（経済的ペナルティは科さない）</u> ● 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、<u>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）</u>。制度適用期間が終了していれば、<u>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</u>

※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。

⁷⁸ 2050 年 4 月 1 日より前に、落札案件の設備を廃止する場合、廃止した年度を対象とする実需給年度に請求し、当該年度の容量拠出金に考慮される。

⁷⁹ 制度適用期間前のペナルティのうち、容量停止計画の調整については、毎年度発生するため、対象となる実受給年度の拠出金に考慮される。また、市場退出時の経済的ペナルティについては、市場退出した年度の年次精算、供給力提供開始時期が遅れた場合の経済的ペナルティについては、それにより供給力が低下した年度の年次精算における拠出金に考慮される。

⁸⁰ 変動電源に対して求める具体的な年間設備利用率は、上限価格の諸元と同じ想定設備利用率とする。ただし、一般水力は、事務局で調査した直近の大規模な 4 プラントのコスト実績を元に上限価格を算定することとしており、ここでは想定設備利用率を用いていないため、一般水力のうち変動電源である流込式水力は、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とする。（現時点での数字としては、太陽光 18.3%、陸上風力 28.0%、洋上風力 34.8%、流込式水力 44.8%。募集要綱の公表時に最新の数値に変更予定。）

⁸¹ 容量停止計画の調整については、毎年度発生するため、対象となる実需給年度の拠出金に考慮される。市場退出時の経済的ペナルティについては、市場退出した年度の年次精算、供給力提供開始時期が遅れた場合の経済的ペナルティについては、それにより供給力が低下した年度の年次精算における拠出金に考慮される。

⑥供給力提供開始期限の詳細

第八次中間とりまとめのとおり、本制度では、建設リードタイムに十分配慮した制度設計とすることが必要である一方で、徒に供給力の提供開始を遅らせることは供給力確保の観点からは適切ではないことから、電源種ごとに供給力提供開始期限を設定し、それまでの間に供給力の提供を開始することをリクワイアメントとして求めることとしている。

この点に関し、以下のとおり検討を行った。

(ア) 具体的な期限日

容量市場は、年度ごと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）」とすることとした。

（参考図 84）電源種ごとの供給力提供開始期限

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 （多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを考慮）
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 （水素・アンモニア混焼、バイオマス）	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

(イ) 端数の取扱い

本制度では、供給力提供開始期限を超過した場合には、ペナルティとして本制度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することとしている。

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、参考図 85 の 4 案が考えられる。

供給力提供開始期限は、電源種ごと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、事業者に帰責性が無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、制度の簡素化の観点、(ア)のとおり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、案④(端数は1年として取り扱う)とすることとした。

(参考図 85) 供給力提供開始期限の端数の扱い

	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

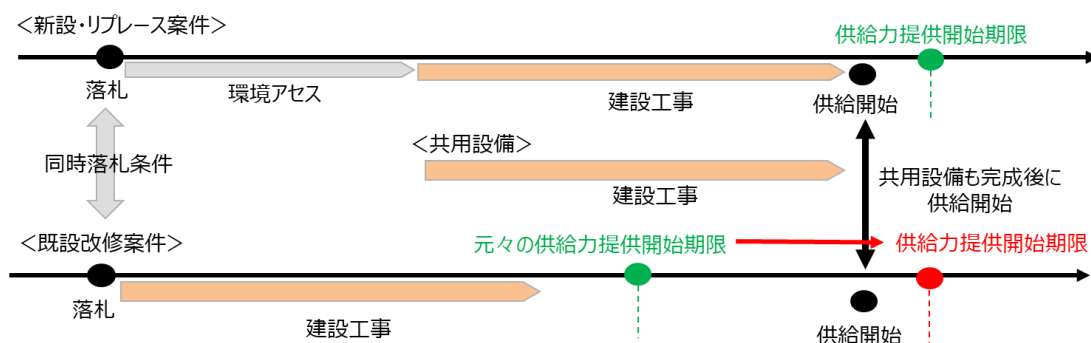
(ウ) 同時落札条件付き入札との関係

例えば、環境アセスが必要な「新設・リプレイス案件」と環境アセスが不要な「既設改修案件」のように、供給力提供開始期限が異なる案件が共用設備を有する理由で同時落札条件付き入札を行い、落札した場合、環境アセスが必要な「新設・リプレイス案件」は環境アセスを行った上で建設工程に進む一方で、環境アセスが不要な「既設改修案件」は即座に建設工事を開始することが可能となる。

この場合、共用設備の建設は、「新設・リプレイス案件」が環境アセスを終えた後に開始せざるを得ないことも考えられることから、「既設改修案件」の供給力の提供開始が供給力提供開始期限を超えざるを得ない可能性がある。

このため、供給力提供開始期限が異なる案件が共用設備を有する理由で同時落札条件付き入札を行う場合は、長い方の供給力提供開始期限を共通の期限とすることとした。

(参考図 86) 同時落札条件付き入札における供給力提供開始期限



⑦再エネに対する規律の在り方

FIT/FIP 制度では、長期安定的な事業運営を確保する環境を構築するため、太陽光発電設備の廃棄費用の外部積立て等により、事業規律の確保を図っているところである。

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た。

具体的には、FIT/FIP 制度では、事業計画策定ガイドラインにおいて、様々な事業規律の確保が求められていることを踏まえ、FIT/FIP の対象となっている電源種・規模の案件（太陽光・陸上風力・洋上風力・地熱・バイオマス）については、FIT/FIP 制度における事業計画策定ガイドラインに準拠して事業運営を求めることとした。

また、FIT/FIP 制度では、太陽光の廃棄等費用について広域機関に対する外部積立を求めており、一定の要件を満たす案件については内部積立も許容しているが、本制度で落札した太陽光については、まずは制度運営のための事務負担の軽減・制度の簡素化の観点から、全案件について広域機関に対する外部積立を求める⁸²こととし、内部積立は今後必要に応じて検討することとした。

（参考図 87）FIT/FIP 制度で課されている規律（例）

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
		柵等設置により、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で（※）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。

⑧蓄電池の区分

第八次中間とりまとめでは、本制度は容量市場の一部であることから、本制度に参加する電源は、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一方で、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。

⁸² 積立金の額は、FIT/FIP と同様の金額水準（2023 年度は、1.0 万円/kW×設備容量）。月次払い（積立金の額の 1/120 ずつ）で源泉徴収的に積立を求める。積立金に利息は付さない。

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ところである。

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で、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付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⁸³、揚水発電所と同じ調整係数を適用することとし、「安定電源」のリクワイアメント・ペナルティを課すこととした。

⑨調整機能の具備

現行容量市場では、調整機能の有無について、入札時に申告し、調整機能が具備されている電源については、余力活用契約の締結が求められるが、調整機能自体を具備することは求められていない。

本制度は、容量市場の一部という位置付けであり、脱炭素化された容量(kW)を確保する制度であるものの、脱炭素電源の新規投資を促進する枠組みであり、調整機能の具備に必要な費用は固定費として本制度の入札価格に織り込めることからすれば、本来求めるべきスペックについては、具備することを求めるべきである。

このため、本来調整力として活躍することが期待される電源、具体的には、火力(水素・アンモニア混焼を含む)・揚水・蓄電池については、調整機能の具備を求めることとした⁸⁴。

これに関し、本年 3 月 22 日の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(広域機関)」において議論が行われ、揚水・蓄電池に求めるべき具体的な調整機能のスペックについては、火力(GT 又は GTCC)のグリッドコードで求められている調整機能を参照することを基本としつつ、既存の揚水・蓄電池のスペックを確認した上で、参考図 88 のとおりとする案が提案された。

これを踏まえ、本制度に参加する蓄電池・揚水⁸⁵に対して、参考図 88 の機能を要件化することとした。

⁸³ このような整理により、本制度に参加する電源は、「発動指令電源」に区分される電源が存在しなくなり、「安定電源」又は「変動電源」の 2 つの登録区分となる。また、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。

⁸⁴ 火力は、各 TSO の系統連系技術要件において、調整機能の具備が求められているため、この問題は、現状個別協議とされている揚水・蓄電池のみ。

⁸⁵ リプレースを含む全案件

(参考図 88) 本制度における揚水発電・蓄電池に求める調整機能

【長期脱炭素電源オークションにおける揚水発電・蓄電池に求める調整機能】

	揚水発電・蓄電池	(参考) グリッドコードにおける火力の制御応答性
連系電圧	特別高圧	特別高圧
設備容量	10MW以上	100MW以上
調整機能	GF・LFC・EDC	GF・LFC・EDC
応動時間	GF:10秒以内	GF:10秒以内
不感帯	GF : ±0.01Hz以下	GF : ±0.01Hz以下
調定率	GF : 5%以下	5%以下
遅れ時間	GF : 2秒以内 LFC : 20秒以内 EDC : 20秒以内	GF : 2秒以内 (GT/GTCC) LFC : 20秒以内 (GT/GTCC) EDC : 20秒以内 (GT/GTCC)

※赤字はグリッドコードを参照しない項目

上記の表にない項目については、グリッドコード (GTまたはGTCC) の要件を参照

【長期脱炭素電源オークションにおける揚水発電・蓄電池に求める制御回線】

原則、専用線

(光ケーブル回線で施工できない10MW以上100MW未満の設備は、簡易指令システムも認め、この場合、LFC機能は必須としない)

(9) 現行容量市場との関係

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、(5)①のとおり、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⁸⁶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することとした。

(参考図 89) 現行容量市場の募集量から控除開始するタイミング

...	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	

⁸⁶ 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。

②供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い

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、検討を行った。

(参考図 90) 供給力提供開始期限が遅れた場合の扱い

＜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	

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必要性が生じる可能性あることを踏まえ、経済的ペナルティを検討する必要

(ア) 変更後の供給力提供開始予定年度における kW 収入

参考図 91 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⁸⁷こととした。

⁸⁷ 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。

(参考図 91) 供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い

<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	

(イ) 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のあることを踏まえた経済的ペナルティ

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した⁸⁸。

<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%⁸⁹
- 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%⁹⁰

⁸⁸ 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。

⁸⁹ 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。この差替電源は、需給年度単位で認める（部分差替も認める）こととし、当該差替電源を当該需給年度のメインオークションでの落札電源として扱い、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。

⁹⁰ 差替電源があれば、科さない。差替電源の扱いは、脚注 89 と同じ。

(参考図 92) 供給力提供開始時期が遅れた場合の扱い

	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%		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
X+2年度の供給力	0%		5%		10%					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		0%			5%	10%				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					5%		10%			X+4年度の供給力は低下しないためペナルティなし

(参考図 93) 参考図 92 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%		変更後の供給力提供開始予定 (例1)		変更後の供給力提供開始予定 (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	5%	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%		

- (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、メインオークションの落札価格×契約容量×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、メインオークションの落札価格×契約容量×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、メインオークションの落札価格×契約容量×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

3. おわりに

本作業部会は、長期脱炭素電源オークションの第1回オークションの実施のために議論しておくべき制度の詳細について、上記のとおり網羅的に検討を行った。

今後、本中間とりまとめの内容を踏まえ、2023 年度中の第 1 回オークションは、2023 年 10 月頃からの事前の各種登録、2024 年 1 月の応札に向けて、資源エネルギー庁、広域機関、電力・ガス取引監視等委員会といった関係機関においては、適切に連携しながら、マニュアルや募集要綱の策定、運用体制の確立・システム構築、事業者への説明会など、必要な準備を進めていくことが期待される。

また、長期脱炭素電源オークションの制度設計に関して議論すべき重要な論点が生じた場合には、本作業部会を含めて、必要に応じ然るべき検討を行っていく。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 1 回	平成 29 年 3 月 6 日 15:00～17:00	(1)今後の市場整備の方向性について (2)詳細設計を行う上での留意事項について (3)今後の進め方について
第 2 回	平成 29 年 3 月 28 日 17:00～19:00	(1)事業者ヒアリングについて (2)その他
第 3 回	平成 29 年 4 月 10 日 12:45～14:45	(1)事業者ヒアリングについて (2)地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成 28 年度(2016 年度)中間取りまとめについて
第 4 回	平成 29 年 4 月 20 日 10:00～12:00	(1)事業者ヒアリングについて (2)その他
第 5 回	平成 29 年 5 月 15 日 13:00～15:00	(1)事業者ヒアリングについて (2)意見募集の結果について (3)その他
第 6 回	平成 29 年 5 月 22 日 14:00～16:00	(1)海外有識者ヒアリングについて (2)事業者ヒアリングについて (3)その他
第 7 回	平成 29 年 6 月 6 日 10:00～12:00	(1)需給調整市場について (2)インバランス制度について
第 8 回	平成 29 年 6 月 30 日 16:00～18:00	(1)ベースロード電源市場について (2)その他
第 9 回	平成 29 年 7 月 26 日 10:00～12:00	(1)インバランスの当面の見直しについて (2)間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3)既存契約見直し指針について (4)中間論点整理(案)
第 10 回	平成 29 年 9 月 6 日 10:00～12:00	容量市場について
第 11 回	平成 29 年 9 月 19 日 8:30～10:30	需給調整市場について
第 12 回	平成 29 年 10 月 6 日 16:00～18:00	容量市場について
第 13 回	平成 29 年 10 月 30 日 10:00～12:00	(1)間接送電権について (2)ベースロード電源市場について

第 14 回	平成 29 年 11 月 10 日 16:00～18:00	(1)需給調整市場について (2)容量市場について
第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日 14:00～16:00	(1)需給調整市場について (2)非化石価値取引市場について (3)その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日 9:30～12:00	(1)容量市場について (2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日 12:00～14:00	(1)中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2)各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日 13:00～15:00	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日 9:00～11:00	(1)事業者・団体ヒアリングについて (2)意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日 10:00～12:00	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日 9:00～11:00	(1)間接送電権について (2)容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日 16:00～18:00	(1)間接送電権について (2)容量市場に関する既存契約見直し指針について (3)ベースロード電源市場について (4)その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日 16:00～18:00	(1)容量市場について (2)中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日 14:00～16:00	(1)中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)需給調整市場について (3)その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日 16:00～18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1)容量市場について

	10:00～12:00	(2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 29 回	平成 31 年 2 月 28 日 16:00～18:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について (4)東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱い の明確化について
第 30 回	平成 31 年 3 月 19 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について
第 31 回	平成 31 年 4 月 22 日 16:00～18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日 14:30～16:00	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第 33 回	令和元年 7 月 25 日 10:00～12:00	(1)第二次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について (4)事業者ヒアリングについて
第 34 回	令和元年 9 月 13 日 10:00～12:00	(1)容量市場について (2)その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について (3)容量市場について
第 36 回	令和元年 12 月 6 日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について (3)容量市場について
第 37 回	令和元年 12 月 24 日 16:00～18:00	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について
第 38 回	令和 2 年 1 月 31 日 13:00～15:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 39 回	令和 2 年 4 月 7 日 10:30～12:00	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について
第 40 回	令和 2 年 5 月 29 日	(1)容量市場について

	10:00～12:00	(1)第三次中間とりまとめ(案)について
第41回	令和2年7月31日 13:00～15:00	(1)第三次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)非化石価値取引市場について (3)非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第42回	令和2年9月17日 10:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第43回	令和2年10月13日 17:00～19:00	(1)容量市場について (2)需給調整市場について
第44回	令和2年11月27日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第45回	令和2年12月24日 16:00～18:00	容量市場について
第46回	令和3年1月25日 17:00～19:00	容量市場について
第47回	令和3年3月1日 15:00～18:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第48回	令和3年3月26日 9:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について
第49回	令和3年4月15日 9:00～12:00	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第50回	令和3年4月26日 13:00～15:30	(1)第四次中間とりまとめ(案)について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第51回	令和3年5月26日 15:00～17:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2021年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第52回	令和3年6月14日 10:00～12:00	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)第四次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第53回	令和3年7月5日	第5次中間とりまとめ(案)について
第54回	令和3年7月16日 10:00～12:00	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第55回	令和3年7月16日	(1)ベースロード市場について

	15:00－17:00	(2)非化石価値取引市場について
第 56 回	令和 3 年 8 月 27 日 17:00－19:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2022 年度の需給見通し・供給力確保策について (3)第 5 次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 57 回	令和 3 年 9 月 24 日 17:00－19:00	(1)非化石価値取引市場について (2)2020 年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021 年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第 58 回	令和 3 年 10 月 12 日 (書面審議)	(1)第6次中間取りまとめ(案)について
第 59 回	令和 3 年 11 月 29 日 9:00－11:00	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第 60 回	令和 3 年 12 月 22 日 17:00－19:30	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第 61 回	令和 4 年 1 月 21 日 15:00－17:30	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第 62 回	令和 4 年 2 月 17 日 9:00－11:30	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第 63 回	令和 4 年 3 月 16 日 16:00－18:30	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について
第 64 回	令和 4 年 4 月 25 日 16:00－18:30	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について
第 65 回	令和 4 年 5 月 25 日 9:40－12:40	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第 66 回	令和 4 年 6 月 8 日 (書面審議)	(1)第7次中間取りまとめ(案)について
第 67 回	令和 4 年 6 月 22 日	(1)ベースロード市場について

	15:00－18:00	(2)容量市場について (3)電源投資の確保について (4)非化石価値取引市場について
第 68 回	令和 4 年 7 月 14 日 13:00－16:00	(1)電源投資の確保について (2)非化石価値取引について (3)需給調整市場について (4)容量市場について (5)第七次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 69 回	令和 4 年 8 月 26 日 13:00－16:00	(1)ベースロード市場について (2)需給調整市場について (3)非化石価値取引について
第 70 回	令和 4 年 10 月 3 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)第八次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (5)非化石価値取引について
第 71 回	令和 4 年 10 月 31 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)長期脱炭素電源オークションについて (4)非化石価値取引について
第 72 回	令和 4 年 11 月 30 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)予備電源について (3)容量市場について (4)長期脱炭素電源オークションについて (5)非化石価値取引について
第 73 回	令和 4 年 12 月 21 日 12:00－15:00	(1)ベースロード市場について (2)需給調整市場について (3)予備電源について (4)容量市場について (5)長期脱炭素電源オークションについて (6)非化石価値取引について
第 74 回	令和 5 年 1 月 13 日 (書面審議)	(1)第九次中間取りまとめ(案)について
第 75 回	令和 5 年 1 月 27 日	(1)ベースロード市場について

	16:00－19:00	(2)需給調整市場について (3)予備電源について (4)容量市場について
第 76 回	令和 5 年 2 月 27 日 10:00－13:00	(1)予備電源について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について
第 77 回	令和 5 年 4 月 5 日 12:00－15:00	(1)長期脱炭素電源オークションについて (2)非化石価値取引について (3)予備電源について (4)容量市場について (5)ベースロード市場について

※網掛け回は第十一次中間とりまとめに関する議論を実施

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長

(令和5年4月現在)

秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G グループリーダー
安藤 至大	日本大学経済学部 教授
◎大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ 公認会計士
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 助教
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 教授
曾我 美紀子	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
武田 邦宣	大阪大学大学院法学研究科 教授
辻 隆男	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 准教授
廣瀬 和貞	株式会社アジアエネルギー研究所 代表
又吉 由香	三井住友信託銀行株式会社 ESG ソリューション企画推進部 主管
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略

(令和5年4月現在)

石坂 匡史	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
小川 博志	関西電力株式会社 執行役常務
加藤 英彰	電源開発株式会社 常務執行役員 経営企画部長
菊池 健	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小鶴 慎吾	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
小林 聡一	出光興産株式会社 常務執行役員
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社 経営企画部副部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
中谷 竜二	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
山次 北斗	電力広域的運営推進機関 企画部長

(関係省庁)

環境省