

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
第十八次中間とりまとめ（案）等に関するパブリックコメントについて

令和 6 年 8 月 1 6 日
経 済 産 業 省
資 源 エ ネ ル ギ ー 庁
電 力 ・ ガ ス 事 業 部
電 力 基 盤 整 備 課

令和 6 年 7 月 2 日付けで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「第十八次中間とりまとめ（案）」等に対する意見募集を行いました。

お寄せいただいた御意見の概要及び御意見に対する考え方をまとめましたので、公表いたします。

1. パブリックコメント実施期間等

(1) 意見募集期間

令和 6 年 7 月 2 日（火）～令和 6 年 7 月 3 1 日（水）

(2) 実施方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）に掲載

(3) 意見提出方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）意見提出フォーム、郵送、電子メール

2. 意見募集結果

意見提出件数：30 件

3. 結果の公示日、御意見及び御意見に対する考え方

(1) 結果の公示日

令和 6 年 8 月 1 6 日（金）

(2) 御意見及び御意見に対する考え方

次項参照

4. 本件に対するお問い合わせ先

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課
TEL：03－3501－1511（代表番号）

意見 ※	寄せられた御意見の概要	御意見に対する考え方
第十八次中間とりまとめ（案） （ベースロード市場部分）		
1	< 意見 1 > 【該当箇所】 P6 2023 年度第 3 回オークション監視結果 【意見内容】 大規模事業者が、ガイドラインに適合しない算定手法を採用していた件については、（市場間）相場操縦に該当する可能性もある。相場操縦に相当する行為に対する処罰規定を、BL 市場はもちろん他の電力市場にも設置すべきである。 【理由】 他国・他市場を見ても、相場操縦は刑事罰が適用されることもある不正行為であり、これに関する十分な処罰規定がなければ、市場は健全に機能しない。	頂いた御意見は、電力・ガス取引監視等委員会とも連携しつつ、今後の制度設計の参考とさせていただきます。
	< 意見 2 > 【該当箇所】 P13 2026 年度受渡し分以降における値差への対応について 【意見内容】 間接送電権については、発行量とともに時期についても検証し、JEPX 内だけでなく本部会においても、間接送電権市場ルールの適正化を計画すべきである。 【理由】 電力先物市場など、エリア間で値差の生じうる電力取引が活性化していることを踏まえ、類似市場である間接送電権市場についても、軌を一にした制度改正を要するため。	頂いた御意見は、間接送電権の検討を深めていくに当たっての参考とさせていただきます。
2	< 意見 1 > 【該当箇所】 2.1.ベースロード市場（1）背景 「新電力のアクセスが極めて限定的であったため、大手電力会社と比して、新電力は十分な競争力を有しない状況であった。この課題に対処するため、ベースロード市場（以下「BL 市場」という。）が創設され、旧一般電気事業者等が保有する BL 電源等により発電された電気の一部を、適正な価格で市場供出することが制度的に措置された。」 【意見内容】 当初のベースロード市場の設立目的は、新電力にベースロード需要を供給するというものだった。現状も、BL 比率（約 56%）に向けて市場が設定されている。一方、本市場の取引量は新電力の販売電力量に比べて、想定された BL 比率を大幅に下回っている。取引量が少ないままなのは、本市場での供出価格が高すぎるためだ。当初目的に照らして、制度を見直すべき。	頂いた御意見は今後の制度設計の参考とさせていただきます。
	< 意見 2 > 【該当箇所】 2.1.ベースロード市場（2）2023 年度オークション結果総括 【意見内容】 2022 年度の BL 市場約定価格は、2023 年度の JEPX 市場価格を大幅に上回っている。また 2022 年度に想定された燃料価格と 2023 年度の実際の燃料価格は大幅に異なっている。よって、この市場によって、売り手側は相当額の利益を挙げたものと想定される。BL 市場の取引は実需給の相当前に行われており、双方にとってリスクが大きい。取引を行う時期をより実需給に近くするべき。	頂いた御意見は今後の制度設計の参考とさせていただきます。 なお、取引を行う時期については、大規模発電事業者がベースロード市場の約定結果を踏まえて、次年度の発電計画や供給計画等の策定を行うことなどに配慮して定めております。
3	< 意見 1 > 【該当箇所】 （P4-11） 2.1.ベースロード市場 （1）背景 （2）2023 年度オークション結果総括 （3）内外無差別な卸売の取組が評価されたエリアにおける制度的供出量 【意見内容】 ・ ベースロード市場は本来低廉で安定的な電源へのイコールアクセスを実現するべきところ、一部エリアにおいては、結果として一番割高な電源となっている状況について、疑問や懸念を感じます。このままでは、当該エリアの内外無差別達成前に、ベースロード市場が事実上使えないものとなりかねません。 ・ 直近事例として、常時バックアップについては、多くのエリアで内外差別が残ったまま一方的に厳しい条件とされ、使えないものとなってしまいました。 ・ このような事態は制度趣旨を大いに歪めるものです。 ・ こうしたことから、当該エリアについては、内外無差別判定に加えて、厳格にプライススクイーズの検証等をお願いします。 【理由】	頂いた御意見は、電力・ガス取引監視等委員会とも連携しつつ、今後の制度設計の参考とさせていただきます。

	入を検討していると伝えられた。原子力発電に経済合理性がないために、これを存続しようとすれば無理やりに電気料金に上乗せする必要が生じるのであり、電気料金の最大限の抑制という電力システム改革の目的に反することは明らかである。 よって、長期脱炭素電源オークションの対象から原子力発電を除外するよう強く求める。 「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」p.3 の脱炭素電源の表の電源要件には、「安定的な供給力を提供するもの」とある。本年元旦に発生した能登半島地震により被災した北陸電力志賀原発は、その復旧に 2 年以上を要すると伝えられており、原子力発電が安定な電源でないという認識が改めて共有されたところである。よって、参加対象となる電源から原子力電源を外すよう強く求める。	
	[対象] ②対象（P18～26）原子力（P20～23）（b-1） 既設原子力発電所の安全対策投資の扱い（P20～23） 『原子力の新設・リブレースは、既に本制度の対象となっているが、既設原発の安全対策投資の扱いについては、これまで整理されていなかった。本制度は、投資回収の予見可能性を確保することにより、脱炭素電源への投資を通じて供給力を確保する制度であり、現状でも既設揚水の大規模改修や既設火力の脱炭素化のための改修は対象となっている。したがって、既設原発の安全対策投資についても、オークションの対象とすることで投資回収の予見可能性を確保することは、本制度の趣旨に合致する。また、本制度は、様々な脱炭素電源を対象とした電源種混合の競争入札であり、競争に勝った案件のみが支援対象になることから、オークションを通じて既設原発の安全対策投資も促していくことは、費用対効果の観点からも望ましい。このため、既設原発の安全対策投資も、長期脱炭素電源オークションの対象とする方向で、具体的な対象範囲や上限価格等の詳細を、事業者間の公平性の観点も考慮しつつ、検討することとした。』 [意見] 既設原発は、現在の「安全」レベルは、100％でない、世界水準でない、核のゴミが処分できない、というものであり、長期戦略どころか短期的に採用出来ない。依って、原発依存度は直ちにゼロとすべきである。 [理由-1]「原子力規制委員会の専門的な判断に委ね」としているが、当委員会自身が「安全を保証するものではない、稼働するかしないかは政治的に判断される」とかねて公言しており、社会的信頼を獲得出来ていないのが現状である。 [理由-2]「世界で最も厳しい水準の(新)規制基準に適合」が最終判断としているが、技術面で世界の最高レベルは日本のそれを上回っており、社会的信頼を獲得出来ていないのが現状である。 (説明-1) 新規規制基準は福島原発事故を踏まえ、それまで事業者の自主的整備に任されていた過酷事故対策が初めて規制の対象になり、代替電源設備、代替注水設備、フィルター付格納容器ベント設備、水素燃焼設備などの設置が要求されている。しかしながら、世界に目を向けると、スリーマイル(1979 年)及びチェルノブイリ(1986 年)原発の事故を踏まえ 2004 年に既に新設計が確立され、現在仏 1 基、フィンランド 1 基、中国 2 基が建設中である。その内容は①安全上重要な系統設備が独立 4 系統(日本は 2 系統)、②コアキャッチャー(圧力容器外に流出した溶融炉心を格納容器内に貯留する設備)の設置(日本要求なし)、③格納容器熱除去設備(コアキャッチャーを水で循環冷却する機能と原子炉を水棺に出来る機能を併せ持ち、溶融炉心を長期冷却する設備)の設置 (日本要求なし)、④頑健な原子炉格納容器(大型商用航空機衝突に耐えるべく、設計圧力を高めた二重構造の格納容器)の設置(日本要求なし)となっている。依って規制基準は「世界最高水準」と公言することは欺瞞・詐欺に値する。世界から安全文化のない野蛮な国と評価される最大のポイントである。ここで留意すべきは、これらの最先端技術を備えたとしても、その有効性の実証は十分になされてはならず、過酷事故による放射線災害のリスクがあることに変わりはない。 (説明-2) 日本は地震大国・津波大国であり、他国を上回る厳しい立地条件を抱えており、仮に他国並みの「世界最高水準」の規制基準であっても安全ではない。 (説明-3) そもそも福島原発事故の原因解明がまだ途上であり、新規規制基準は原因が明らかになった上で作成すべきである。 公の福島原発事故調査委員会としての国会事故調・政府事故調の「報告書」において双方共「原因調査を続けることの必要性」を勧告している。しかるに、その後両委員会は解散し、何らの専門調査機関も設立されず、東電・政府(原子力規制委員会)は「今回の事故は(想定外の)巨大津波が原因であり、地震は要因と成っていない」との強引な結論を吹聴し、新規規制基準もその線に沿って作成されている。確かに東電サイドは廃炉推進の為もあり、様々なロボット等に依り原子炉内部の様子を窺うことに努めているが、部分的にしか成功せず一向に見通しが立たない状況である。今後の客観的・科学的事故調査体制を確立すべく、公正・透明性を担保する第三者機関を設立し、事故原因解明を最優先とすべきである。新規規制基準作成及び原発再稼働審査は原因解明完了をもって検討すべき事項である。 [理由-3]「世界で最も厳しい水準の規制基準に適合」が最終判断としているが、世界的に審査対象内が多い「避難計画」が日本では審査対象外と成っており、社会的信頼を獲得出来ていないのが現状である。 (説明-1) 「避難計画」は、過酷事故対策規制の枠組み上、最終段階の「深層防護第 5 層：放射性物質の環境への大規模な放出に対する防災対策」として最も重要であり、「原発の安全性」を確保する為、審査の対象とすべきである。 原子力規制委員会(以下、委員会)は、以下の理由により防災計画(「避難計画」)作成を指導・助言し審査する責任がある。 1. 「原子力災害対策指針」	

	委員会は「原子力災害対策特別措置法(以下、原災法)」に基づき「原子力災害対策指針」を作成し、原子力事業者・市町村等が「住民の視点に立った防災計画を策定すること」と定めている当事者であり、事業者を指導する立場である自治体の長に、防災計画策定に関わる勧告・報告・改善を求める責任がある。 ２．「原災法」第３２条(立入検査) 具体的には、「原災法」第３２条(立入検査)にて「・・委員会・・は、・・・その職員に原子力事業所に立ち入り、原子力事業者の施設、帳簿、書類その他必要な物件を検査させ、又は関係者に質問させることができる。」と権限が付与されている。 ３．「原災法」第３０条(原子力防災専門官(以下原災専門官)) かつ「原災法」第３０条(原災専門官)にて「原災専門官は、・・原子力事業所について、・・原子力事業者防災業務計画の作成その他原子力事業者が実施する原子力災害予防対策に関する指導及び助言を行うほか、・・その状況の把握のため必要な情報の収集、地方公共団体が行う情報の収集及び応急措置に関する助言その他原子力災害の発生又は拡大の防止の円滑な実施に必要な業務を行うものとする。」と義務が負荷されている。 この原災専門官は委員会の事務局である原子力規制庁(全国の各原発分庁)に３０名配属されていることは周知の通りである。 ４．「原子力災害対策マニュアル」 又、委員会は、実際の原子力災害対策体制として内閣総理大臣のもと内閣府及び委員会が初動体制を作り、当該事業所及び自治体を含む関係部署との総合調整を図る本部となっていることは、「原子力災害対策マニュアル」にも明らかである。 ５． 委員会の責任 しかるに委員会は、「避難計画は地方自治体の問題であり委員会の関知せざるもの」と表明しているのは無責任かつ当事者意識に欠けると言わざるを得ない。これでは「原発の安全性」は確保できない。 (説明-2) 「避難計画」を審査対象とするのは世界基準である。 周知の通り米国の原子力規制委員会では避難計画も審査対象としており、それが世界的基準である。実際ニューヨーク州で建設された原発が、細長い半島に位置して避難が殆ど不可能として稼働不認可と成っている。 [理由-4] 現状レベルでは安全性は確保出来ていないことを認めている。 (説明) 「国民からの社会的な信頼を獲得し、安全確保を大前提」としていながら、「2050年に向けては・・・社会的信頼の回復がまず不可欠」と自認している。現状即ち「短期的」には安全性は目をつぶり、「長期的」には「安全性向上」を目指すとしているもので、少なくとも現状レベルでは安全性は確保出来ていないことを認めていることになる。 [理由-5] 100％安全な技術は有り得ないにしても、「社会的損失」が大きいものは避けなければならない。 (説明) 100％安全な技術は有り得ないのは事実であろう。問題はどんな危険・危害が有り得るかである。一般的に「社会的損失」が大きいものは避けなければならない。例えば、原発といえども、炉内レベル、建屋内レベル、百歩譲って敷地内レベルの損失であれば、代替性が無い場合はやむを得ないと言えるかも知れない。ところが、福島原発事故の経験に照らせば、或いは海外の避難区域基準に照らせば、200～300 k m の距離が安全とは言えない。 それでは原発以外の代替発電施設はどうであろう。個々の詳細は良く分からぬが、火災の延伸などで数 k m 程是最悪危害が及ぶものも有るかも知れないが、原則敷地内で終息すると考えられる。拡がりつつある小規模分散システムが適用されれば社会的レベルの損失は避けられる。 [理由-6] 使用済み核燃料を始めとする放射性廃棄物の処理・処分体制が未確立である。 (説明) 致死性が高く減少に千年万年百万年と途方もなく要する放射線量の高い使用済み核燃料を始めとする放射性廃棄物の処理・処分は国家的・世界的大問題でありその解決の見通しは絶望的とも言える現状であることは周知の事実である。当面ガラス固化体化し地下深部に埋設する「地層処分」が考えられるが、地震・火山大国の日本に適当な場所が有りやなしや疑問とされ、かつ 50 年とかの単位でいつまでも繰り返しメンテナンスが必要されるなど、人智を超える世界と言える。 従来原発の運用期間中に解決されるであろうとの希望的観測のもと原発は推進されてきたが、既に半世紀程たってもこの有様である。日本の原発では貯蔵プール等での保管余力はあと数年～１０年前後と限られており、六ヶ所村再処理施設も運転再稼働の見通しがなく現在保管余力は１年分もないし、中間・最終貯蔵施設は設置・稼働の見通しすら不透明である。この状況下再稼働を進めると当面自己貫徹型の敷地内処理体制を強いられ、長くても１０年も経たない内に満杯となる。 そもそも使用中核燃料のみならず、使用済み核燃料を大量に抱えた状態では重大事故時の対応能力に過大負荷が架かるものであり、その量は極力減らすべき筈であるが、その検討がなされていないのは重大な欠陥である。ＭＯＸ燃料の適用も考えられているが、使用済ウラン燃料なら数年で冷却が済むところ、使用済ＭＯＸ燃料は１００年近くプールで冷却管理する必要があり、危険なものの長期保管の問題のみならず、使用済核燃料の貯蔵能力がウラン燃料でも逼迫しているのに益々困窮化する問題がある。この様な非現実的な再稼働はすべきでないし、再稼働しても忽ち行き詰まることは必定である。	
	既設原発を対象にすべきではない	
5	４． 建設済みの原発を対象にすべきではない 「発電事業者の予見可能性確保と需要家の利益保護を同時に達成することを目的」としているはずの本制度で、なぜ建設済みの原発が対象になるのか合理性に欠ける。もともと原発は「価格が低廉」ということで建設に踏み切ってきたはずで、すでに投資はすべて完了しているはずである。原発は対象からはずし、第一回目で落れた島根３号の落れも見直すべきである。	本制度は、発電事業者に投資回収の予見可能性を確保することにより、脱炭素電源への投資を通じて供給力を確保する制度であり、今後、安全対策投資が必要な既設原発についても、オークションの対象とすることにより投資回収の予見可能性を確保することは、本制度の趣旨に合致するものと考えております。 また、本制度は、様々な脱炭素電源を対象とした電源種混合の競争入札であり、競争に勝った案件のみが支援対象になることから、オークションを通じて既設原発の安全対策投資も促していくことは、費用対効果の観点からも望ましいと考えられます。

	基本的に全部ダメです。企業が儲け、国民が全負担することになります。 特に、原子力は老朽対策でやったものをなぜ、国民が払わないといけないのか？ 原子力は、コストで元が取れない様なら、やめたらどうですか？ 既設原発ですでに投資済み案件については公平性の観点からも消費者負担の低減の観点からも本制度に盛り込むべきではない。 2.「電源への新規投資を促進する」としながら既設原発（島根原発 3 号）を含めることに反対です。 4.「電源への新規投資を促進する」と言いながら既設原発の改修（過去の安全対策投資）も対象にするのも整合性がなく、反対です。 3. 既設原発の安全対策投資を対象とすべきではない（p.20～23） 既存原発の安全対策投資については、事業者の責任において行われるべきである。今回、既設原発の安全対策費を対象とする提案が行われた背景には、安全対策費用の増加がある。日本の原発はすでに大半が 30 年を超えており、今後も安全対策費用はさらに上振れする恐れがある。経年劣化による機器トラブルや事故のリスクも増加する。また、既設原発の安全対策投資についても、オークション上限価格は新設と同じ 10 万円/kW である。そのような原発を対象とし、消費者・国民負担を増加させることは許されない。	
6	該当箇所 （b） 原子力 （b-1） 既設原子力発電所の安全対策投資の扱い 第 2 回入札の対象に追加するのは「2013 年 7 月に施行された新規制基準に対応するための投資案件」とし、今後、新たなバックフィットが行われた際や、巨額の自主的安全性向上投資が行われる際に、必要に応じて、本制度への対象の追加の必要性を検討することとした。 意見 本制度は「投資回収の予見可能性を確保することにより、脱炭素電源への投資を通じて供給力を確保する制度」である。本制度導入前にすでに投資が行われているものを入札対象に含めることは、こうした事業者への棚ばた利益となる。 本制度は「投資回収の予見可能性を確保することにより、脱炭素電源への投資を通じて供給力を確保する制度」であることから、すくなくとも、既設原発にすでに行われている安全対策投資に関して、本制度に盛り込むことは、本制度の趣旨に反する。なぜなら、投資回収の予見性有無にかかわらず事業者がすでに投資を行っており、この制度でこうした電源の応札を認めることは、原子力事業者への棚ばた利益となり、消費者の利益に大幅に反する。	発電事業者は、「事前調査・設計」、「環境アセス」、「許認可」、「建設工事」等の各段階に進む毎に、投資の意思決定を行っており、「建設工事」の途中でも、様々な外的要因が発生する毎に、必要に応じて投資の意思決定を行っています。これを踏まえ、本制度では、「運転開始前の案件（既設火力の改修の場合は、改修工事後の運転開始前の案件）」を対象とし、応札時点における過去の投資金額も含めて、応札価格に含めることができることとしております。 このため、既設原子力発電所の安全対策投資についても、再稼働前の案件を対象とし、過去の投資金額も含めて、応札価格に含めることが適切と考えております。
7	該当箇所 （b） 原子力 （b-2） 事業者間の公平性 （b-1）の整理とした場合、既に再稼働した既設原発は本制度に参加不可となり、まだ再稼働していない既設原発は参加可能となるが、こうした事業者間の公平性については、以下の 2 点を考慮すれば、一定の公平性は確保されと考えられる。 > 本制度では固定費に対して支援を受けることでローリスクとなる代わりに、他市場収益の約 9 割の還付を求めることでローリターンとなることから、必ずしも収益性が改善する訳でもない。 > これまでに再稼働した既設原発も、今後、新たな知見が得られ、バックフィットとして規制基準に反映され、その追加された基準に対応するための投資案件が本制度の対象に追加された場合には、本制度に参加可能となる。 意見 1 点目については、収益性が本制度によって改善するかどうかの問題ではなく、制度の公平性の問題であり、この主張は失当である。2 点目については、制度上当然のことをいっているにすぎず、すでに行った投資の回収についての公平性については何ら改善するものではなく、この点もまた失当である。 また新規制基準に対応するために追加投資を行いながら、本制度の対象となる電源とならない電源があることは事業者間に不公平を生むことにもなる。	公平性の観点は、本制度に限らず、あらゆる制度について、制度導入のタイミングなどを踏まえば、全ての案件にとって完全に公平性が確保されることはないものと考えますが、御記載の該当箇所の引用文書の観点をふまれば、一定の公平性は確保されるものと考えております。
	既設原子力発電所の安全対策投資の上限価格について	
8	該当箇所 （d） 既設原子力発電の安全対策投資 既設原発の安全対策投資は、原子力の新設案件と同じ上限価格の下で競争し、経済合理性のある案件が本制度の支援対象となり得ることとした。 意見 仮に電気出力が 100 万 kW であったとして、2000 億円の安全対策工事を行った場合、投資回収を 20 年、金利 2%を想定したとしても、全体の費用は 2500 億円程度、年 1.25 万	記載されている計算方法は、運転維持費が含まれていない等、本制度の上限価格の設定方法と異なる計算方法となっています。また、既設原発の安全対策投資は、原子力の新設案件と同じ上限価格の下で競争し、経済合理性のある案件が本制度の支援対象となり得ることとするべく、上限価格を新設案件と同様の 10 万円/kW/年としています。

	円/kW であり、上限にしたとしても 2 万円/kW に満たない。新設よりも安全対策工事の方が高くなるような経済性を考慮しない非合理的な投資が行われているのであれば、そうした投資を本制度で支援することは消費者利益を大幅に損ねる。よって、上限価格は 10 万円にするべきではなく、実際の投資額をもとに設定するべきである。	
	既設原発の再稼働の検討状況について基準を設けるべき	
9	■該当箇所 P20 既設原発安全対策費の扱い ■意見内容 入札参加条件に、再稼働の検討状況について基準を設けるべきである。 ■理由 各原発が、想定 of 制度適用期間に再稼働するかどうか、不確実性が高い。供給力確保の不確実性を低減する規律が必要。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。
	既設原発の募集上限について	
10	■該当箇所 P27 募集上限（既設原発） ■意見内容 既設原発については、募集上限を廃止し、全体での競争とすべきである。またユニットの入札回数 of 上限も設定すべきである。 ■理由 原発事業者は限られており、事業者間での入札調整が容易であるため、過少な募集上限を設定では、各年度での入札の順番を事業者で調整するインセンティブとなってしまう。そして競争実現のための環境設定として、入札回数にも制限を設けることが有効と考えられる。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。
	LNG 専焼火力を対象にすべきではない、LNG 専焼火力の募集量を増やすべきではない	
11	5. LNG 火力を対象とすべきではない、また追加募集は行うべきでない（p.28～29） そもそも、LNG は化石燃料であり、CO2 を大量に排出する。2023 年の COP28 では、LNG も含めた化石燃料からの脱却を合意している。その LNG 火力の新設を支援することは、脱炭素化・カーボンニュートラルとも逆行する。 また、第 1 回入札において、LNG 火力は、2023～2025 年度の想定容量 600 万 kW に近い 575 万 kW の応札があり、今回 2024 年度、2025 年度にそれぞれ 200 万 kW の追加募集が提案されている。しかし上記趣旨に鑑み、追加募集は行うべきでない。 1. 大量に C O 2 を排出する LNG 火力は「脱炭素電源」ではない そもそも何の対策もなく CO2 を大量に排出する LNG 専焼火力を「脱炭素電源」として位置づけるべきではない。2023 年の気候変動枠組条約締約国会議でも「化石燃料からの脱却」が合意されており、石炭だけではなく、天然ガスも含めて廃止することが不可欠とする方針に逆行する。将来的に水素専焼にするなどという約束が実現できる補償は何もなく、空手形である。 2. LNG 火力の募集枠をさらに 400 万 kW 追加すべきでない LNG 火力は 3 年間で 600 万 kW の募集の予定で実施され、1 年目でその枠をほぼ埋める 575.6 万 kW が落札する結果となった。今回の電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 of のとりまとめでは、今後 10 年間にデータセンター of の新増設等により電力需要が増加するとの見通しから、LNG 専焼火力を 400 万 kW を追加募集するとして、2024 年度・2025 年のオークションで 200 万 kW ずつ追加するとあるが、大量 of の CO2 を発生する LNG 火力をさらに 400 万 kW も追加すべきではない。電力分野 of の脱炭素化は再エネ 100% で実現するような制度設計にすべきである。 該当箇所 (c) LNG 専焼火力 of の募集量 非化石電源 of の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、400 万 kW を追加募集することとした。 意見 LNG 専焼火力 of の将来的な脱炭素化は現状義務化はされておらず、一方で、電源 of の寿命は非常に長期にわたる。急激な脱炭素化が求められている今、LNG 専焼火力 of の建設に予見可能性を与えることは異様なことであり、認められない。	2022 年 3 月 of の東日本における電力需給ひっ迫の背景として、火力発電所 of の休廃止が増加していることが挙げられます。こうした中で、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくためには、比較的短期に運転開始が可能な火力電源 of の建設を促進していくことが必要と考えております。このため、短期的な需給逼迫への対応として、2023 年度から 2025 年度までの 3 年間に限り、2050 年までの脱炭素化を条件として、LNG 専焼火力を対象とすることとしています。 また、LNG 専焼火力 of の募集量 of の議論を行ったときからの状況の変化として、電力広域的運営推進機関が 2024 年 1 月に公表した今後 10 年間の電力需要 of の想定は、データセンター of の新増設等により、増加する見通しとなりました。具体的には、足元 2023 年度から 2030 年度にかけて、年間の最大需要電力が 461 万 kW 増加すると見込んでおり、これに対応するための追加供給力を確保する必要があると考えられます。これに加え、太陽光 of の発電量が減少し、予備率が低下する点灯帯における供給力は火力が中心であることを踏まえ、非化石電源 of の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、LNG 専焼火力を 400 万 kW を追加募集する必要があると考えております。
	火力電源を対象とすべきではない	
12	資金を供給する脱炭素電源には、火力発電を含めてはなりません。アンモニアや水素を混焼しようと結局、脱炭素にならないからです。化石燃料由来 of のアンモニアや水素を使っているからです。	太陽光や風力といった変動再エネ of の導入の進展に伴い、その出力変動を吸収し、需給バランスを調整する機能を持つ火力電源 of の存在が必要です。このため、発電時に CO2 を出さないアンモニアや水素を燃焼させる発電設備への新規投資も対象とする必要があると考えております。
	既設火力 of の水素・アンモニア混焼への改修は対象とすべきではない	
13	2. 既設火力 of の水素・アンモニア混焼への改修は対象とすべきではない（p.18～20） 既設 LNG 火力 of の水素混焼、既設 LNG 火力 of のアンモニア混焼が対象となっている。水素・アンモニアは脱炭素燃料とされているが、現状では、発電への混焼は海外で化石燃料から作られた水素・アンモニア of の輸入が想定 of の大部分である。 また、混焼割合も 2030 年度に 20%、2040 年度頃に 50%、専焼は 2040 年代と、早期 of の脱炭素化にはまったく貢献しない。このような混焼への改修を支援することは、本来もっと加速させるべき省エネ・再エネ、産業構造転換を遅らせる恐れがある。	第 6 次エネルギー基本計画にもありますとおり、2050 年カーボンニュートラル実現に向けては、火力発電から大気に排出される CO2 排出を実質ゼロにしていくという、火力政策 of の野心的かつ抜本的な転換を進めることが必要です。一方で、火力発電は東日本大震災以降 of の電力 of の安定供給や電力レジリエンスを支えてきた重要な供給力であるとともに、現時点 of の技術を前提とすれば、再生可能エネルギー of の変動性を補う調整力として重要な機能を保持していることを踏まえ、安定供給を確保しつつ、その機能をいかにして脱炭素電源に置き換えていくかが鍵となります。このため、火力発電 of の脱炭素化に向けては、燃料そのものを水素・アンモニアに転換させることや、排出される CO2 を回収・貯留・再利用することで脱炭素化を図

	また今回、海外製造・海上輸送の場合の上流側の固定費、すなわち製造設備、海上輸送船、CCS 設備等を算入できるようにすることが提案されている。これらは、消費者・国民負担の増加につながるものであり、行うべきではない。	ることが求められております。こうした点を踏まえ、本制度では、2050 年カーボンニュートラルに向けた専焼化ロードマップの提出が可能な事業者に限り、既設の石炭火力や LNG 火力をアンモニア・水素混焼にするための改修案件を対象とすることとしております。ただし、既設火力の改修案件は必ずしも短期的な供給力の増加には寄与しないことも踏まえ、募集上限を設けることとしております。
	水素・アンモニアは対象外とするか、募集量を引き下げるべき	
14	該当箇所 （b）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」「既設原子力の安全対策投資」の募集上限 意見 水素・アンモニア等は将来的に専焼化が求められていながら、混焼度の向上や専焼化はまだ研究開発段階である。そのため本制度により提供される予見可能性はそもそも不十分である。よって、本制度の対象から除外する、少なくとも実態に合わせて募集容量を引き下げるべき。	水素・アンモニアといった脱炭素化技術は、発展途上の技術ではあるものの、足下から着実に脱炭素化を進めることは重要であると考えております。
	水素・アンモニアの上限価格について	
15	< 意見内容 > 水素新設の上限価格について、国内・海外の区分をなくして、全体で 10 万円/kW/年として頂きたい。 < 理由 > 今回、水素専焼の場合でも、上流コストを含めてよいこととなったが、実際の上流コストには、海外の上流コストだけでなく、国内の上流コスト（価格差支援等、他制度でカバーされない範囲）も含まれる。よって、海外の上流コストを除く、国内部分の上限価格は、5 万円/kW/年では全てをカバーされないため、全体の上限金額は 10 万円/kW/年としつつ、国内部分については制限を設けない形としていただけないでしょうか？	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
16	・該当箇所 対象：電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第十八次中間とりまとめ（案） P33～P38：水素発電・アンモニア発電の上限価格 ・意見内容 水素・アンモニア発電における上流側固定費を含めた上限価格について、10 万円/kW からの引き上げをご検討いただきたい。 ・理由 本制度において、燃料の上流側コストのうち固定費にあたる部分については、燃料アンモニア・水素のパイロット案件への支援である「価格差に着目した支援制度」に続く後続サプライチェーンの持続的な水素・アンモニア導入促進を目的として、支援の対象として再整理されたと理解。上流側コストの固定費を加算した場合の上限価格が 10 万円/kW と設定されたが、応札価格は 10 万円/kW を大幅に超える水準が想定されている。 国のエネルギー基本計画における 2030 年の電源構成で示された水素・アンモニア 1%程度の達成および水素 300 万トン・アンモニア 300 万トンの導入に向け、上限価格の引き上げを検討いただきたい。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	アンモニアの上限価格・監視の 2 倍の水準について	
17	・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 対象：電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第十八次中間とりまとめ（案） P43：上限価格の諸元一覧 ・意見内容 「上限価格の諸元」および「監視の 2 倍の水準の諸元」の人件費については、燃料アンモニア基地の運営に係る人件費も踏まえた価格が望ましいのではないかと。 ・理由 上流固定費を除いた既設火力改修のアンモニア（20％以上）の人件費について、諸元としている発電コスト検証のデータには、燃料アンモニア基地の運営に係る人件費が織り込まれていないと推察されるため。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	グレーの水素・アンモニアはグリーン・ブルーと区別して扱うべき	
18	〔意見〕 ・該当箇所 3 3 ページ（a）水素発電 3 4 ページの参考図 2 3 等 ・意見内容 水素・アンモニア利用発電においては、グリーン、ブルー、グレーの区分があることを認識しながらも、ブルーとグレーがまったく区別されずに扱われているが、グレーはまったく脱炭素ではないため、グリーン、ブルーと区別して扱うべきではないかと。 LNG 専焼火力が別の入札枠となっているように、グレー水素・アンモニア利用については、上限価格はもちろん、入札枠も別にすべき。 3 3 ページにはグレーとブルーが混合している場合があるから同一視するとされているが、混合するなら、悪い方、すなわちグレーと判断すべき。 グレーについては、将来脱炭素化を目指すことにはなっているが、グレーであっても初期投資が大きくなることから、簡単には脱炭素化が行われぬ恐れがある。そもそも簡単に（短期に）	2050 年カーボンニュートラル実現のためには、燃料製造時やライフサイクル全体で CO2 を排出しない事が重要であるものの、足下では、アンモニア・水素は国内外において発電用燃料のサプライチェーンが未発達な状況です。また、国際エネルギー機関（以下「IEA」という。）のシナリオでは、水素はグレー、ブルー、グリーンと段階的に普及し、当面は、グレー水素が水素製造量の大半を占める見通しとなっています。これらを踏まえれば、一定の初期需要を創出しつつ、供給網の構築を進め、価格低下を促していくことが重要です。 また、2022 年 5 月に成立した「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律」では、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律を改正し、グレーアンモニア・水素を含む全てのアンモニア・水素を非化石エネルギー源として位置付け、利用を促進することとしています。 これらを踏まえ、当面はグレーアンモニア・水素を燃焼させる発電設備への新規投資も含め、「発電・供給時に CO2 を排出しない電源への新規投資」を対象とすべきと考えております。

	脱炭素化できるのであれば、「長期」を対象としたオークションでは、初めからグリーン、ブルー化を目指せるはずである。そもそもグレーを長期脱炭素電源に組み入れることが論理的におかしい。	
	グリーンアンモニアの上限価格と募集上限について	
19	[該当箇所] 第十八次中間とりまとめ（案） p42 参考図 38, p28 及び p37 参考図 29 [意見] 参考図 38 に記載のグリーンアンモニア混焼について上限価格設定値を 10 万円以上とし、p28 に記載の「既存火力の回収案件」の募集上限の内数としてグリーンアンモニア混焼枠を設定いただきたい。 [理由] p37 参考図 29 に記載のとおりアンモニア混焼の上限価格は上流固定費を含めて 10 万円 /kW であるが、 グリーンアンモニアに関しては上流固定費が上限額を大きく上回っており、 制度としての導入インセンティブを上げるため。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	応札価格に含められる燃料費について	
20	・該当箇所 (1)電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第十八次中間とりまとめ(案)：P19 脚注 7 「第 2 回入札においては、LNG の燃料費は応札価格に算入できないこととし、」 (2)長期脱炭素電源オークションガイドライン(案)：P11 脚注 47 「LNG 以外の燃料費のうち、応札対象電源に係る固定費と認められる合理的な説明があった部分を含む。」 ・意見内容 入札価格に含めない LNG 燃料費というのは、LNG 専焼火力発電設備や水素混焼発電設備に利用する LNG 燃料に関する費用という理解で良いか。 ・理由 原案の記載では、LNG を直接発電燃料として利用する場合だけでなく、ブルー水素・ブルーアンモニア製造のための原料となる化石燃料が LNG となる場合においても、その LNG の金額も応札価格へ算入不可になると読み取れ得るため記載意図を確認するもの。	ご理解のとおりです。
	変動費割合が大きい電源の還付ルールの見直しについて	
21	・該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。） 対象：電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第十八次中間とりまとめ（案） P30：他市場収益の還付 ・意見内容 変動費割合が大きい電源については、9 割還付のルールの見直しをご検討いただきたい。 ・理由 本制度では固定費の回収は保証されるが、燃料費を含む変動費の回収は事業者リスクがある。特に LNG 専焼については、「数量の変動リスクが大きい長期契約」と「価格変動のリスクが大きいスポット調達」を組み合わせる LNG を調達するが、9 割還付のルールがあるため、利益の 1 割でこの燃料の数量変動リスクに対応する必要があり、リターン水準と見合わない制度設計であると考えられる。したがって、変動費割合が大きい電源については、リスク・リターンに見合うよう 9 割還付のルールを見直していただきたい。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	既設火力の改修の最低応札容量について	
22	【意見 2】 ・該当箇所 電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第一八次中間とりまとめ（案） P26.（参考図 16）最低入札容量のまとめ 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 最低入札容量 5 万キロワット ・意見内容 既設火力 GX 改修案件の対象容量を送電端設備容量 5 万 kW から段階的に引き下げるべきである。 電源公平性の観点から、既設水力の大規模改修対象と同じ、3 万 kW 以上として、将来的には更なる引き下げを検討いただきたい。 また、既設火力の GX 改修案件について、早期実装促進されるよう、制度面で支援いただきたい。 ・理由 既設火力に対する GX 推進加速のため、また対象容量 5 万 kW 以上が障壁となり、対象外の既設火力の GX 改修が鈍化し、CO2 排出量の削減が進まないことを避けるため。	本制度では原則 10 万 kW 以上の大規模な電源投資案件を対象としておりますが、今後の制度検討の参考とさせていただきます。
	脱炭素電源ではない電源を支援すべきではない	
23	2. 原子力と水素・アンモニア混焼火力が脱炭素電源扱いになっているのは納得できません。 3. 原子力を脱炭素電源扱いにするのは、原発からの核廃棄物の処理方法について、国民に説得力ある方針が公言できるようになってからにすべきです。	本制度では、「発電・供給時に CO2 を排出しない電源」を「脱炭素電源」として、制度の対象としており、特定の電源を対象から除外することは想定しておりません。

	4. CCS 付火力は長期脱炭素電源オークションの対象とすべきではない（p.26） 現時点では案件の見通しがないことから対象に入っていないが、今後検討することとされている。CCS 付火力については、日本国内での実現が見通しにくく、コスト増は確実である。火力発電の延命となるため対象とすべきではない。火力発電自体からの脱却こそ行うべきであり、CCS 付火力を長期脱炭素電源オークションの対象とすべきではない。	
	対象全般について	
24	脱炭素でない電源への資金投入はすべきではありません。 LNG 専焼火力、石炭火力（アンモニア混焼/水素混焼への改修）への依存を減らすべきです。 脱炭素社会へ逆行する火力・原子力への投資は止めるべきです。	第 6 次エネルギー基本計画にもありますとおり、現時点で安定的かつ効率的なエネルギー需給構造を一手に支えられるような単独の完璧なエネルギー源は存在しないことに鑑みれば、一つのエネルギー源に頼ることはリスクが高く、危機時であっても安定供給が確保される需給構造を実現するためには、エネルギー源ごとの強みが最大限に発揮され、弱みが他のエネルギー源によって適切に補完されるような組み合わせを持つ、多層的な供給構造を実現することが必要です。 このため、再生可能エネルギーの最大限の導入を促すと共に、エネルギーのベストミックスの観点から、多様な脱炭素電源の導入の促進を図ることが重要と考えております。 また、2022 年 3 月の東日本における電力需給ひっ迫の背景として、火力発電所の休廃止が増加していることが挙げられます。こうした中で、短期的な電力需給ひっ迫を防止していくためには、比較的短期に運転開始が可能な火力電源の建設を促進していくことが必要と考えております。このため、短期的な需給逼迫への対応として、2023 年度から 2025 年度までの 3 年間に限り、2050 年までの脱炭素化を条件として、LNG 専焼火力を対象とすることとしています。
	安定電源に火力発電がありますが、火力発電は脱炭素電源ではありません。 2030 年の期限付きにしてください。安定電源の LNG の応募容量が多すぎます。（LNG 設備の作りすぎはダメです。） まずは、太陽光（と蓄電池＋水素）で安定電源を考えてください。 ただし、自然を壊すようなメガソーラーはダメなので、 まず、工場や家の屋根に太陽光パネルの普及を後押しする政策を考えて下さい。 屋根には十分なポテンシャルがあります。	
	1. 「長期脱炭素」電源オークションと銘打つならば、電源を自然エネルギー・再生エネルギーに限定すべきです。それが世界の趨勢です。 4. いまの経産省は、エネルギー産業の既得権益を守るためだけに存在していると思います。その後ろ向きの姿勢が、いまの日本を「三等国」（私は「三等国」でよいと思いますが）にしてしまったのだという、深刻な反省を求めます。	
	1.「長期脱炭素電源」と言いながら、脱炭素でない LNG 火力、既設火力の改修も電源に含めることに反対です。今回の火力を増やす変更案も脱炭素という点からして論外です。 再エネの余剰電力を蓄電して有効利用すれば、電気代も下がり、電力の安定供給にも役立ちます。 再エネ普及に資金を投入すれば本来下げられるはずの電気料金が、逆に火力や原子力を支えるために上昇し続けることになり、脱炭素が遠のくことが明らかな、経済合理性無視、火力や原子力の環境リスクも無視した長期脱炭素電源オークションはやめるべきであり、続けるのであれば、火力と原子力は電源から除くべきです。	
	1. 脱炭素化および再エネ促進とは逆行するため、長期脱炭素電源オークションは廃止すべき（p.15～44） 火力発電を延命する水素・アンモニア混焼や LNG 火力等も対象となっており、これらの電源を固定化することは脱炭素化に逆行している。 また、原子力や石炭火力など、大型で柔軟性の低い電源の固定化は、変動性再エネの大量導入の方向とは逆行し、再エネへの大きな転換を妨げる。 また容量市場の類型であることから、新電力およびその消費者への負担増となる。 こうした観点から、制度自体を廃止し、再エネ電源の促進を軸として再検討を行うべきである。	
	蓄電池の最低応札容量・募集上限について	
25	脱炭素電源のために蓄電池は当然必要ですから、対象から蓄電池を制限してはなりません。最低入札容量を三万キロワット制限することは、小規模蓄電池の普及を阻むものです。再生可能エネルギーの拡大に不可欠な蓄電池、特に小規模蓄電池を制限してはなりません。	本制度では、初期投資額を含む入札価格の監視や、運転開始後の他市場収益の還付手続きなど、制度の運用コストが一定程度必要になること等を踏まえ、原則 10 万 kW 以上の大規模な電源投資案件を対象としています。 一方で、蓄電池に関しては、直近の導入状況を踏まえ現実的に応札案件が想定される水準として、初回入札において最低入札容量を 1 万 kW（送電端設備容量ベース）と設定していました。その結果、初回入札に応札した蓄電池案件の設備容量（送電端）は、平均 3.5 万 kW であったことを踏まえ、上記のとおり、本制度では原則 10 万 kW 以上の大規模な電源投資案件を対象としていることに鑑み、第 2 回入札では、「蓄電池・揚水」の最低入札容量を引き上げ、3 万 kW とすべきと考えております。 一方で、「蓄電池・揚水」は、初回入札では、応札容量が 539 万 kW と、募集上限 100 万 kW を大きく超える応札・落札があったことを踏まえ、募集上限を初回入札における 100 万 kW から、150 万 kW（運転継続時間が 3 時間以上 6 時間未満の案件の募集上限 75 万 kW、運転継続時間が 6 時間以上の案件の募集上限 75 万 kW）に募集上限を拡大しております。
	3.脱炭素のためには蓄電池・揚水の普及こそ促進すべきであり、小規模な蓄電池を排除する最低入札容量 1 万 kW 以上から 3 万 kW 以上への引き上げは脱炭素の目的に逆行しており、反対です。	
	3. 蓄電池は裾切りすべきではない 再エネの大量導入に対して、その柔軟性を高めるためにも蓄電池を分散型で大量に導入することが欠かせない。第一回目のオークションで募集枠を大幅に超える募集があったことはそのポテンシャルのあらわれである。しかし、脱炭素ではない LNG 火力は募集枠を追加しておきながら、蓄電池は規模の裾切りをするという方針は言語道断である。蓄電池は設備が小さくても様々な地域に導入することで、電力の安定確保・再エネ促進・価格の安定化につながるため、裾切りをすべきではない。むしろ募集枠を広げるべきである。	
	[意見] 揚水・蓄電池の最低入札容量を 1 万 kW 以上から 3 万 kW 以上に引き上げることにについて、慎重に検討いただきたい。また引き上げるにあたっては、その理由を明確にいただきたい。 [理由] 最低入札容量の引き上げは、一般的に揚水発電所に比べて容量の小さい蓄電池により大きな影響を及ぼし、その結果、蓄電池の広範な普及が難しくなる可能性があるため。また第 1 回オークションの入札要領を元に 3 万 kW に満たない規模での入札を検討している事業者にも影響が出ると考えられる。第一回オークションの蓄電池落札案件 30 件のうち、3 万 kW 未満の案件数は 13 件であり、半数程度が対象外となる影響は大きい。	

	蓄電池案件はまだ本邦では創成期であることから、小規模案件も引き続き対象としておくべき。 4) 蓄電池は小規模なものが入札できるようにすべき 同じように蓄電池の入札要件は送電端設備容量で 30MW 以上、3 時間以上の運転継続が可能なものとなっている。90MWh 以上の巨大な蓄電池であることが求められている。蓄電池は急速に普及しつつあるが、この規模のものはまだほとんどない。10kWh の家庭用を 1000 件束ねても 10MWh で、3.3MWh で 3 時間の運転継続しかできない。入札要件をせめて 3 MW で 3 時間とすれば、このような街なか蓄電池が可能になる。(5 ページ) ●意見内容 - 蓄電池の最低入札容量の引き上げに対し、慎重なスタンスとあわせ、効率的な案件が入れるよう強化すべき、という趣旨の委員のご発言に賛同します。 ●理由 - 蓄電池の最低入札容量の引き上げ（1 万→3 万 kW）については、委員のご発言趣旨のとおり、容量の引き上げが合理的なのか検討をお願いします。 - あわせて、3 万 kW 未満でも効率的な案件がある可能性があることから、参入強化の観点も含め、検討をお願いします。 (参考：第 93 回制度検討作業部会 議事録（抜粋）) (松村委員) 次に電池に関してですが、これに関しては、最低落札規模というのを大きくするというのは合理的なやり方だとは思いますが、大きければ大きいほど効率的だというのは十分あり得ると思いますが、それって単なる思い込みという可能性もあるわけですね。だから、効率性を追求するために、最低量というのを大きくしていくというのをこれ以上やるのが本当に合理的なのかというのは、私は若干疑問に思っています。むしろ、それならば、より効率的なところを入れるようにすることを強化するというほうが、よっぽど筋がいいのではないかと思います。	
26	[意見] 揚水・蓄電池において運転継続時間が 6 時間以上の枠を設定する点および募集上限を設定する点に関し、慎重に検討いただきたい。 [理由] 6 時間以上の枠については、対象となる蓄電池としては限定した技術に対応したものに限られてしまい、競争力のある電源募集という趣旨に沿わないのではないかと考える。 また 6 時間以上の枠を設定するとしても、揚水・蓄電池において運転継続時間が 6 時間という長時間になると、相当の規模となり、蓄電池に比べ揚水の方が、価格優位性を出しやすくなるものと想定される。6 時間以上を対象とする募集容量の大部分が揚水で確保される懸念がある。蓄電池は、揚水に比して供給力提供開始期限が短く、より早く系統安定化への寄与が期待できる上、新設設備による調整力であり蓄電池の普及促進につながるよう、揚水と蓄電池とを別カテゴリにするなどの配慮をする必要がある。	中間とりまとめに記載のとおり、本制度は kW 当たりの価格で競争する仕組みであるため、長時間の運転継続ができる蓄電池より、短時間の運転継続しかできない蓄電池の方が価格面で有利となりますが、再エネの出力制御量の抑制に活用することを考慮すれば、長周期変動にも対応しやすい長時間の運転継続ができる蓄電池の導入を促進していくことが必要です。 このため、蓄電池・揚水の募集上限は、運転継続時間が 3 時間以上 6 時間未満の案件の募集上限と、運転継続時間が 6 時間以上の案件の募集上限に分けて設定することとしております。
	蓄電池の充電原資・募集方法について	
27	・該当箇所 27 ページ (b) 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」「既設原子力の安全対策投資」の募集上限 ・意見内容 蓄電池は、変動再エネ拡大時の調整力として重要性を増しているが、使用にあたってあらかじめ充電が必要であり他の安定電源とは特性が異なる。 蓄電池を「脱炭素電源」と位置付けるのであれば、充電原資は再エネなど非化石電源由来であるべきだが、再エネ余剰により出力制御されている電力量は現状全体の 1 %未満であり、蓄電池の充電原資の大半は火力発電由来となっている。 将来的に非化石電源からの供給が潤沢となることを前提にしているとも考えられるが、現状その道筋は不透明であり、今回時期尚早として対象外とされている C C S 付火力と何ら変わりはない。 このまま蓄電池を「脱炭素電源」に位置付けるのであれば、事業者に充電原資のトレーサビリティに関し責任を負わせるべきではないか。 一方、調整力として蓄電池の拡大を図るのであれば、長期脱炭素電源オークションとは別の仕組みとするのが適切であると考える。 今回の取りまとめにおいても、蓄電池・揚水については供給力としての価値が限定的であるとして他の電源との差別化が図られており、少なくとも、他の電源の落札量が未達であったとしても当初の募集上限を超えた落札をすべきではない。	蓄電池も、発電・供給時に CO2 を排出しない電源であることから、本制度において「脱炭素電源」の一つとして、支援対象にすることとしております。 御意見いただきましたとおり、将来的に非化石電源が増えてくると、充電原資も非化石電源由来の電気となることから、充電原資のトレーサビリティの責任を負わせる必要はないものと考えております。
	蓄電池の調整係数について	
28	[該当箇所] 中間とりまとめ 2.2. (2) 全般 [意見] より電源の特性に即した制度となるよう、蓄電池の調整係数を属地エリアによらない一定の数値にするといった、調整係数のルールの改良を検討いただきたい。 [理由] 揚水と蓄電池とでは属地エリアや月の影響が異なり、蓄電池についてはその特性に応じた調整係数が適用された方がより望ましいと考えられる。	御指摘のように、蓄電池の調整係数を全国平均の調整係数に統一することとした場合、本来は同じ設備容量 1 kW の蓄電池であっても、エリアごとにその 1kW の価値は異なるべきであるところ、全エリアで同一の 1kW の価値となってしまうことから、供給力の評価として適切ではないものと考えております。
	揚水・蓄電池の募集上限について	
29	[意見] 揚水・蓄電池の募集区分に新設・改修の別による募集枠区分を設定していただきたい。 [理由] 再エネの出力抑制が増加する中、揚水・蓄電池による供給力のタイムシフト効果の必要性が高まっている。再エネ発電の増加に見合った新設設備が必要であり、設備容量の	新設案件も改修案件も、その投資が行われることで新たな容量が産み出される（改修の場合も、改修が行われなければ休廃止となってしまうことを踏まえれば、新たな容量が産み出される）ため、募集や募集上限を分けることは適切ではないと考えております。

	増加を図る必要がある。	
30	[意見] 揚水・蓄電池の募集上限について、合計で 150 万 kW となっているが、大幅な引き上げを検討いただきたい。 [理由] 揚水・蓄電池の募集上限は引き上げとなったが、直近 3 月の九州電力管内実績において 1 日に最大 44 百万 kWh 超の出力抑制が発生しており、出力抑制の低減には募集容量が不足している。調整電源の普及は系統安定化に貢献し、再生可能エネルギーの普及促進に資するものであること、第 1 回オークションでの応札容量が 500 万 kW を超えていたこと、太陽光発電電力のタイムシフトにより火力発電を中心とした他電源種の設備利用率向上を図れることから、さらなる募集上限の引き上げを行う必要がある。	「蓄電池・揚水」は、初回入札において、応札容量が 539 万 kW と、募集上限 100 万 kW を超える応札・落札があったことを踏まえ、第 2 回入札においては募集上限を増加させることとしております。 今後も入札結果に応じて、募集上限の引き上げ・引き下げを検討させていただきます。
	蓄電池の同期化力等を評価すべき	
31	【意見 1】 ・該当箇所 電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第一八次中間とりまとめ（案） 2. 2. 長期脱炭素電源オークション（2）第 2 回入札に向けた制度の見直し P25. 2. 対象（d）揚水・蓄電池 ・意見内容 蓄電池（あるいは類似の蓄電設備）において、同期発電機等の手段を具備し同期化力・慣性力を有するものについて、何らかのインセンティブないし優遇を設けていただきたい。 ・理由 蓄電池において、同期化力・慣性力の機能を有するものについては、既存同期発電機の代替として、変動再エネ増加時の電力系統安定に寄与できるものとするため。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。
	蓄電池の規律について	
32	意見 2 [該当箇所] 中間とりまとめ p.44 [意見] 蓄電池の事業規律のうち、廃棄物処理法上の広域認定の取得については、例えば廃棄物処理業者との協業による廃棄物処理体制の構築等をもって代替可能とするなど、広域認定以外の対応も許容いただきたい。 [理由] 適切な廃棄物処理を担保する対応として、広域認定取得以外にも選択肢があると考えられる。	広域認定制度は、拡大生産者責任に則り、製造事業者等自身が自社の製品の再生又は処理の行程に関与することで、効率的な再生利用等を推進するとともに、再生又は処理しやすい製品設計への反映を進め、ひいては廃棄物の適正な処理を確保することを目的としています。 したがって、単に廃棄物処理体制を構築するだけでは、上記の目的を十分に達成することができないことから、不十分であると考えております。
33	意見 7 [該当箇所] 中間とりまとめ 2-2（2）6 リクワイアメント・ペナルティ等(b)蓄電池に対する規律の在り方 [意見] 蓄電池について、事業規律の確保を求めるとのことであるが、入札条件の設定については慎重に検討いただくとともに、設定された場合においても、明確な選定基準を定めるような制度設計としていただきたい。 [理由] 本来、kW あたりの入札単価にて、取組選定がされるものと認識している一方で、事業規律の確保も重要な観点であることは理解するところであるが、取組を過度に限定する懸念もあるため。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
34	電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第十八次中間とりまとめ（案）P44 について、「資源エネルギー庁が実施している蓄電池の導入支援事業（補助金）と整合性のある形で、事業規律の確保を求めるとした」とあるが、先日公表された長期脱炭素電源オークションの要綱を拝見すると、「事業計画の要件を満たしていれば、あとは価格勝負のみ」と読み取れました。少なくとも事業規律確保の観点から、事業計画の審査・採点もすべきと考えます。	本制度は電源種混合の価格競争制度であることから、事業計画の審査・採点という要素を織り込むことは困難であると考えております。
35	■該当箇所 P44 蓄電池に対する規律の在り方 ■意見内容 計算の前提となる想定事業年数やサイクル数などを事業計画の一部として提出させ、オークションの価格比較のスケール調整に利用する。 ■理由 入札案件のイコールフットイングを図るため、蓄電池寿命とメンテナンス頻度が、適切に検討されていることを確認する	頂いた御意見は今後の制度検討の参考とさせていただきます。
	供給力提供開始期限を落札条件で考慮すべき	
36	意見 5 [該当箇所] 中間とりまとめ 2-2(2)6 リクワイアメント・ペナルティ等(a)供給力提供開始期限 [意見] 急速な電力需要の増加に対応するという観点より、供給力提供開始期限が短い電源について、落札条件に考慮することを検討いただきたい。 [理由] 今後、データセンター等による電力需要の急増が想定されている。また、太陽光の普及による昼間の出力抑制頻度も増加しているところ、早期の設備稼働の必要性が高まって	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。

	いる。電源種によって供給力提供開始期限に大幅な差異があるところ、一律に扱う事は電力需給状況を踏まえたものではなく、供給力提供開始期限を考慮した制度設計とすべきである。	
	オークション結果の公表について	
37	長期脱炭素電源オークションについて、第一回目のオークションの結果では、約定価格などが電源ごとに公開されていないが、落札された電源については、すべて情報を公開すべきである。	メインオークションでは、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ますが、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であるため、個別電源における落札価格や制度適用期間は公表しないこととしております。
	長期脱炭素電源オークション 2023 年度約定結果の発表では、単年度の約定総額のみが示されている。だが、このオークションでは、20 年以上支払いが続くため、総額でどの程度の費用が発生するのか不明確だ。消費者負担で電源投資を促す以上、約定結果の発表の際、落札電源それぞれの約定価格と制度適用期間を発表するべきだ。最低でも当該オークションで将来的に発生する負担総額を示すべきだ。	
	6. 長期脱炭素電源オークション結果の情報公開（p.15～44） 第一回長期脱炭素電源オークション約定結果の公表にあたっては、事業者名、案件名、電源種、落札容量が公表されたが、それぞれの落札価格は非公表である。マルチプライスオークションでそれぞれの落札価格が異なるため、落札価格も含めて公表すべきである。	
	5. 国民の電気料金が原資である以上、kw 当たりいくら投じるのか費用を公開すべきです。長期脱炭素電源オークションは実質、国民負担の電気料金で火力や原子力を補助する仕組みであり、2 回目の変更案はよりその傾向が強まって、電源の脱炭素化が遠のく内容となっています。	
38	意見 8 [該当箇所] 中間とりまとめ p.16 初回入札の約定結果 [意見] 電源種別の約定総額を公表いただきたい。公表しないのであれば、その理由を明示していただきたい。 [理由] 第一回長期脱炭素電源オークションでは、電源種別の約定総額が公表されず、脱炭素電源と LNG 火力の別のみ約定総額が公表された。電源種別の結果を公表し、コスト比較が行えるよう情報公開すべきである。本制度に要する費用は、最終的に電気料金として国民負担となることから、電源種別のコストが公開され、国民に選択の機会が提供される必要がある。また、敢えて電源種別の約定総額を公表しないとするのであれば、その理由を明示する必要がある。	約定結果の公表にあたっては、容量市場の在り方等に関する検討会において、市場競争の状況の検証のため、事業者の経営情報（個別電源の応札価格など）の扱いや個社情報が特定されないようにすること等に留意した集計方法をとりつつ、オークション結果の集計・公表を行うこととされております。
	電源別・エリア別の募集上限について	
39	■該当箇所 P16 参考図 7 検討事項（エリア偏在） ■意見内容 各エリアの長期需給見通しに基づき、電源別・エリア別の募集上限の設定を、早急に検討すべきである。 ■理由 供給力の適正な分散化は、小売の競争環境確保の観点から重要である。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）		
	既設の火力電源をバイオマス専焼に改修する際の本制度の対象容量について	
40	意見 6 [該当箇所] 長期脱炭素電源オークションガイドライン 3. 長期脱炭素電源オークション （2）参加対象となる電源 1. 脱炭素電源「（B）既設の火力電源をバイオマス専焼にするための改修案件に該当し、改修によって新たに生じるバイオマス部分の送電端設備容量が 10 万キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの」 [意見] バイオマス混焼発電所のバイオマス専焼化については、FIT 制度の支援から外れる場合を条件に新たに生じる送電端設備容量に限定せず、「改修によって新たに生じる」を削除し、「バイオマス部分の送電端設備容量が 10 万キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの」を長期脱炭素電源オークションの対象としていただきたい。 [理由] 以下理由から対象要件の見直しが必要である。 1. バイオマス混焼発電所をバイオマス専焼化するには多額の改修費用が必要であり、5 万キロワットの改修でも 100 億円以上の投資が必要となることが想定される。 2. FIT 支援から外れる場合、既にバイオマス燃料を使用していた容量についてメインオークションへの参加が可能となるが、燃料費の高いバイオマス発電の投資回収は困難である。 3. これまで FIT を利用した石炭バイオマス混焼は、石炭部分の容量市場参加が不可とされており、その根拠として第 43 回調達価格等算定委員会における報告を踏まえ、第 30 回制度検討作業部会において石炭混焼は資本費・運転費が低コストであり、採算性が高いことが根拠とされている。調達価格算定委では 20 万 kW 以上、バイオマス比率 10 % 以下の設備を前提に試算が行われており、バイオマス比率が大幅に高い設備の収支実態が反映さ	既に脱炭素化された容量部分まで本制度の対象とすることは適切ではないと考えております。

	れていない。バイオマス比率が高い設備においては、採算性が相対的に低く、調達価格算定委での試算は当てはまらない。よって、バイオマス比率が高い設備については、既にバイオマス燃料を使用していた容量についても長期脱炭素電源オークションの対象とする検討が必要である。	
41	[該当箇所] 長期脱炭素電源オークションガイドライン　p4 欄外注記 11 [意見] 「アンモニア混焼を前提とした LNG 火力の新設・リプレース案件」について、専焼を追加し「アンモニア混焼・専焼を前提とした LNG 火力の新設・リプレース案件」としていただきたい。 [理由] GI 基金事業でガスタービンでのアンモニア専焼は達成、現在、長期実証中であり、かつ、大型専焼ガスタービンの開発も進行中であることを考えると、現時点で対象案件とならないまでも、アンモニア専焼ガスタービンを選択肢の候補として扱うことは合理的と考えられるため。	ご指摘を踏まえ、ガイドラインを修正いたしました。アンモニア専焼の火力は、LNG 火力ではないことから、従来の「アンモニア混焼を前提とした LNG 火力の新設・リプレース案件」に加えて、「アンモニア専焼火力の新設・リプレース案件」の記載を追加しました。
42	[御意見] ・該当箇所 今回は長期脱炭素電源オークションガイドラインについてコメントする。 ・意見内容 長期脱炭素電源オークションは、多くの欠陥があり、早急に手直しが必要と考える。 ・理由 １）　　長期炭素電源オークションである 長期脱炭素電源オークションは、容量市場の欠陥を補完する目的で、急遽、十分な検討も審議も行われなまま制度化されたもので、その名前とは裏腹な「長期炭素電源オークション」ではないかと思われる内容もある。水素やアンモニア混焼の火力、再稼働のための安全対策費をまるまる入札費用に組み入れた原子力発電などが、入札参加を認められ、FIT・FIP 制度適用の再生可能エネルギーは参加を認められない。これは現時点での大部分の再生可能エネルギーの参加が認められないことを意味する。（全体構成） ２）　　非 FIT 再エネの参加要件は縮小すべきである。 今回のガイドラインではさらに、複数案件での入札要件が 1 万 kW（10MW）から 3 万 kW（30MW）へと規模拡大された。かろうじて入札対象とされている非 FIT 再生可能エネルギーも 30MW 以上束ねなければ入札できないことになった。そもそも分散型電源である太陽光発電は小規模で屋根上や畑上などに設置できることがメリットである。大規模にすれば、森林破壊や土砂災害などにつながる。風力発電の場合も 30MW では、1 箇所に数十機以上を並べるウィンドファームとなり、生態系や周辺住民への健康被害なども懸念される。なぜあえて、そのような被害を呼び起こすようなガイドラインに変更するのか疑問である。（3 ページ） ３）　　バイオマス発電は入札対象から削除すべき 30MW 規定が、とりわけ「害をなす」可能性が高いのはバイオマス電源である。大規模バイオマス発電は、国産の森林間伐材では資源的に間に合わないことが明確になっている。大規模バイオマスはほぼ 100%、海外の森林からのチップ、ヤシ殻など、輸出国での環境破壊を伴うものである。そのため FIT 制度でも規制が厳しくなり、要件を満たせなくなったバイオマス発電所が、この長期脱炭素電源オークションに入札することで固定費を確保することになれば、せっかくの帰省も水の泡で、悪質なバイオマス発電が息を吹き返すことになる。バイオマス発電を入れるのであれば、小規模な 1 MW 以下のような設定とすべきである。（4 ページ）	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
	５）　　調整電源に入札を認めるべきでない 入札し落札された発電所はリクワイアメントに答えて発電する義務がある。それが果たせないとペナルティを取られる。揚水発電も流れ込み式水力発電も全て入札が認められているが、これらは本来、需給逼迫時に緊急に立ち上げる調整電源の機能を持つ電源である。しかしリクワイアメントを要求されれば、需給逼迫時ではない時間帯に発電を終え、本当に必要な時間帯には使えないということが発生するのではないかと懸念する。大規模な蓄電池も同様である。それとも調整電源としての役割を持つ電源に対しては、リクワイアメントも緊急時のみの運用になるのか。そのあたりが明確にされていない。（5 ページ）	本制度では、送配電事業者等が必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みを構築することを目的に、本来調整力として活躍することが期待される電源に関しては、調整機能の具備を求めることとしています。調整機能を有した電源については、平常時や需給ひっ迫時に関わらず、刻一刻と変化する需給バランスを調整するために活用されることになります。リクワイアメントにおいては、平常時と需給ひっ迫時で異なる対応を求めている、それぞれの場面に応じて、適切に供給力を提供することとしています。
	６）　　還付金に固定費と可変費も含めるべきである 電源の発電コストは固定費＋可変費＋運転費である。固定費は電気の販売で回収するのが当然であるが、この長期脱炭素電源オークションは、固定費や可変費まで入札価格として認めている制度である。ところが 13 ページには「相対契約の価格を、市場価格規律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あたっての収入額には含まれないと整理して問題ない。」と書かれている。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（大手電力）が負担すると、その相対契約の電気は運転費のみで売り渡されたことになる。全部で 10 円/kWh で、固定費と可変費分が 8 円/kWh とすれば 2 円/kWh ということだ。この数字を元に計算すると、大手電力の発電所が「還付」するのは 2 円の 9 割、1.8 円/kWh となる。 巷では、入札価格の 9 割が還付されるから、発電所が電気を販売している限り「大部分が還付される」という説明が行われている。10 円に対し 1.8 円が大部分なのだろうか？このトリックは、この制度が固定費や可変費を助成するものであるにもかかわらず、相対契約の単価から固定費や可変費を除外するというガイドラインになっているからである。 設計段階に気が付かなかったことによる欠陥なのか、それとも意図的に忍ばせた作為的なものか不明であるが、このまま実施することは許されない。（13 ページ）	御意見のあったケースについては、「2 円」が市場価格規律を満たす価格であれば御記載のとおりですが、そうでない場合は正しくありません。相対契約の小売電気事業者が、固定費や可変費の一部を相対契約に基づき負担する場合は、その負担とは別途、小売電気事業者は、市場価格規律を満たす価格の負担をする必要があり、その価格の収入を元に、発電事業者は還付を行う必要があります。
43	■意見 4 ●該当箇所 ・電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会第十八次中間とりまとめ（案）（P32）	他市場収益の対象となる市場について、ご理解のとおりです。 後段の、還付回避となっていないかなどについては、電力・ガス取引監視等委員会とも連携しつつ、今後の制度検討の参考にさせていただきます。

	2. 市場整備の方向性（各論）_ 2.2 長期脱炭素電源オークション （2）第2回 入札 に向けた 制度の 見直し ④入札 価格の在り方_（c） 相対契約の規律 ・長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）（P12～13） 4.監視_（5） 実際の他市場収益の監視方法 実際の他市場収入（kWh 収入 50、非化石価値収入） を相対契約によって得ようとする場合は、意図的に他市場収益を発生させないようにして還付を回避することを防止するため、その相対契約自体が、次の①と②のいずれか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）に監視等委の監視を受ける必要がある 51。こうした規律が満たされていない場合は、実際の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 52」を元に行う。 _①内外無差別規律 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となっていること。また、社内・グループ内に小売部門が存在しない場合及び社内・グループ内の小売部門に販売しない場合には、社外・グループ外同士の取引条件を合理的に判断し無差別に電力販売を行い決定された価格となっていること。 50 需給調整市場からの収入を含む。 ●意見内容 ・ 他市場収益の記述について、今回の改正により、需給調整市場及び非化石価値取引市場を含め、すべての市場が対象となるのか、改めて確認をさせてください。 ・ 引き続き監視の趣旨に沿い、還付回避となっていないかなど、検証をお願いします。 ●理由 ・ 今回の改正により、他市場収益の監視の対象は、すべての市場とされるものと認識しています。 ・ 長期脱炭素電源オークションの参加対象電源は、未だ取引開始から間もないことや参加要件の基準から、特に LNG 火力を中心に大手電力の実績が多くみられます。これら大手電力については、グループ内に各エリアで支配的地位を占める小売部門を有しています。 ・ こうしたことから、他市場収益の適切な還付がされているかなど、引き続き監視・検証のほどをお願いします。	
その他		
44	・該当箇所 長期脱炭素電源オークションの第2回入札に向けた制度の見直しに関しての意見となります。 ・意見内容及び理由 次世代型バイオマス固形燃料であるブラックペレット(以下 BP と称す) と通称されるバイオマスを加熱して半炭化したペレット状の固形燃料を、石炭の有効な脱炭素化燃料と考える石炭ユーザーを中心として設立された BP 研究会の事務局を代表して投稿させていただきます。当研究会は 2022 年 2 月に設立された研究会であり、会員各社の総石炭消費量は我が国の一般炭消費の約半分を占める規模となっています。既に 10 回の全体会議を行い、BP による石炭の燃料転換の事例やその取り扱いにつき検討を重ねてまいりました。昨年 3 月には研究会有志で BP 利用についての提言書を政府関係機関に提出させていただきました。BP は石炭火力発電設備を始めるとすると既設の石炭利用設備において、石炭との低比率での混焼では改造なく、高混焼比率や専焼時には軽微な改造で利用可能な脱炭素燃料であり、既に、国内外の企業によるデモ機でのテスト生産品が国内の 30 近い商業運転中の石炭火力や石炭燃焼炉でトライアルされており、短期間ながら石炭専焼時と同様のパフォーマンスを得られることが実証されています。 今後は長期試験や混焼比率を上げた試験、更には専焼化の試験に移行する必要があり、各社ともその意向がありますが、民間だけの資金では十分な供給力を確保できず実行が滞っている状況にあります。 BP は、水素やアンモニアとは異なり、既存の石炭インフラを活用できるという大きな利点もあり、その生産能力を整備することで、既存インフラを活用したデリバリーが可能で、既設石炭火力発電所だけでなく、産業用石炭ボイラなどの産業用熱源を比較的短期間でカーボニュートラル化できるという大きなメリットがあることから、我が国の NDC 達成の切り札とも言える次世代バイオマス固形燃料であると我々は考えています。 来年からの長期脱炭素電源オークションでは、発電事業用の既設石炭火力の脱炭素化に対し、供給側の設備投資も含めて固定費回収を支援する制度を設ける方向で検討いただいており、それを実現いただければ、供給側の設備投資の回収の予見性も高まり、BP のサプライチェーン整備が加速するものと捉えさせていただいています。 当研究会の有志では、BP による石炭火力の脱炭素化がより進むよう、バイオマス燃料を活用した本制度の参加要件緩和をお願いする嘆願書を所管部門に提出させていただいていますのでご一読いただければ幸いです。 【嘆願書での要望事項】 ・長期脱炭素電源オークションの最低容量制限を 100MW から 50MW への低減。 ・オークションでの事業期間 20 年を 7～10 年に短縮できる選択肢か、7－10 年後に事業継続の判断ができる選択肢の提供。 ・水素、アンモニア同様、高効率の大型石炭火力の脱炭素化に限り、20%混焼からの脱炭素化か、既存制度の中での段階的な専焼化プロセスの容認。また、アンモニア混焼火力の	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。

	完全脱炭素化のロードマップの中で、次世代バイオマス固形燃料であるB Pを活用した段階的な100%脱炭素化についても、本制度を活用できるような制度設計。 尚、BPは、石炭自家発電設備や石炭ボイラ、石炭燃焼炉などの産業用熱源の脱炭素化にも有効ですので、現在検討されているエネルギー基本政策において、水素やアンモニア同様、石炭の脱炭素化を実現する有望な脱炭素燃料として整理し、位置付けていただき、基本政策のなかでその利用を推奨いただくとともに、供給力の整備や利用面でのご支援をいただければ幸いです。 日本政府が、B Pを石炭の脱炭素化に有効な次世代型バイオマス燃料であると位置づけていただくことにより、国内外のサプライヤーによるサプライチェーン整備が進んでいくことも期待できます。 化石燃料のフェードアウトには多くの選択肢が必要であり、一つに絞ることなくあらゆる可能性を追求しそれらの総合力で達成していく必要があると我々は考えています。 BPには、従来型の木質ペレットにはない以下のような特徴があり、石炭との混合利用や発電所の複数ある石炭粉碎ミルの一台ずつの段階的な専焼転換など、軽微な改造で簡便に石炭からの燃料転換が実施できることから、アンモニア混焼を始める既設石炭火力の完全脱炭素化の早期化や転換コストの低減の面でも貢献可能な次世代型バイオマス燃料と言えます。 BPは、既設石炭利用設備で最小限の改造で短期間に石炭を代替できるというメリットの他に、 1. バイオマス発電所における発火の原因となっている発酵による発熱が極めて低く、粉塵爆発の原因となるダストの発生を散水により防止でき、安全性に優れる。 2. 農林業残渣など未利用の多様なバイオマスを利用した大量供給が期待でき持続可能性にも優れる。 3. 既設石炭ヤード活用による大量・長期貯蔵が可能。 4. 今後の製造設備の高度化と省エネ化を通じたコスト低減とライフサイクル GHG 低減の余地が大きい など、S+3Eに優れた特長があり、水素、アンモニアや従来型のバイオマス燃料を補完しうる新燃料になりうると考えていますので、政府のご支援を是非お願いしたい。	
45	システム改革検証ヒアリングでも指摘が多かった、事業報酬率や他市場収益の還付率の見直し、初回入札参加者との公平性の問題も生じ得るとしてしているが、もし本当にそうなら、今後見直し機運が高まることを見越して、第2回応札を控えるインセンティブを与えかねない。遡及的な見直しについても検討を深めるべきではないか。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。
46	・原子力を「長期脱炭素電源」としないでください。 ・「長期脱炭素電源オークション」、「オークション」名前にあると、その原資は私達が払う電気料金なのに、お金を持っている企業・人が勝手にやっていることで一般の人とは関係ないと誤解してしまいます（実際に興味がない人が多数です）。 名前を変えて、正々堂々と説明してください。	頂いた御意見は今後の制度検討の参考にさせていただきます。

※本数字は、お寄せいただいた御意見をカテゴリに分けた数字であるため、2. 意見募集結果の意見提出件数とは一致しません。

意見募集を実施した際の案からの変更点

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「第十八次中間とりまとめ（案）」等に対する意見募集を実施した際の「第十八次中間とりまとめ（案）」および「長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）」からの変更点は以下のとおりです。

<第十八次中間とりまとめ（案）>

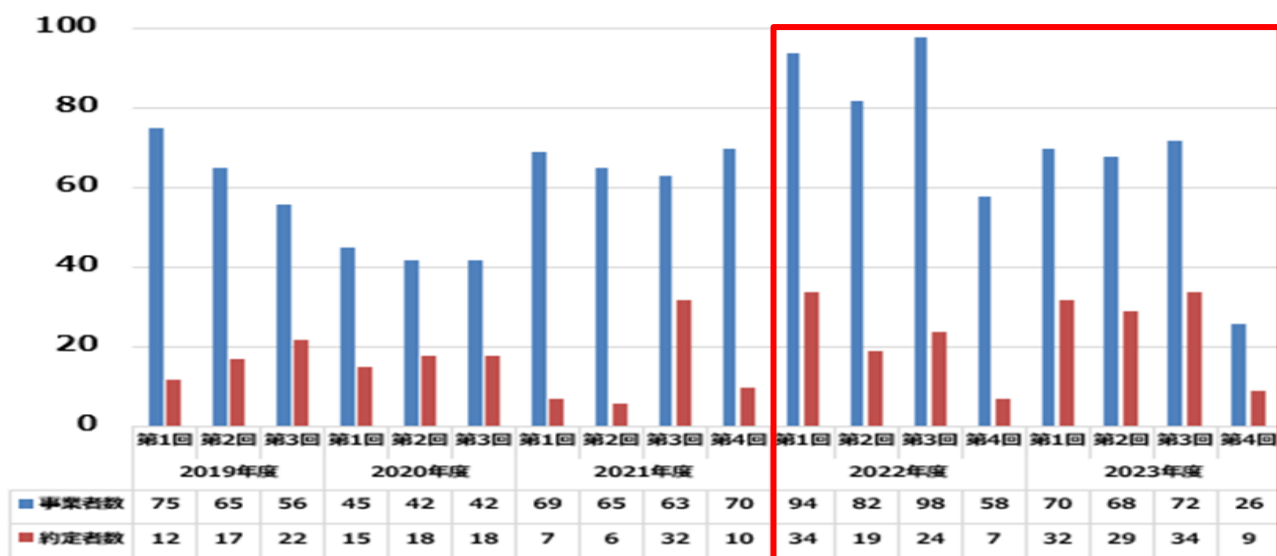
変更箇所	変更内容（赤字）	備考
2. 1 (1)	（略） 取引状況については、取引開始以降 2021 年度までは新電力シェアの拡大により供出量は増加傾向にあった。一方で、2022 年度以降は適格相対契約控除量及び常時バックアップ控除の増加、各種制度見直し等により、制度的供出量が減少傾向にある。こうしたことから、足下売応札量は減少傾向にあり、買い札量も 2022 年度をピークとして 2023 年度は大きく下落している。その中でも、約定率は従前と比較して高く推移している状況にある。これは、2023 年度オークションから従来の 1 年商品・固定価格取引に加え、1 年商品・事後調整付取引、2 年商品・事後調整付取引の 2 種も新たに取扱いを開始し、買い手に対して選択肢を与えた買手・売手の応札価格の目線が合ってきていることも一つの要因として挙げられる。今後も、内外無差別な卸売に向けた取組の進展に伴い適格相対契約の増加及びそれによる制度的供出量の控除量の増加等の可能性があり、翌年度以降も引き続き応札状況には注視が必要である。 また、スポット市場はボラティリティが高く、燃料価格変動リスクを伴う市場であるため、価格変動リスクに備える手段として、相対契約・B L 市場・先渡市場・先物市場の活用による適切なリスク管理の重要性も増していると考えられる。この点、電力・ガス取引監視等委員会が 2023 年度オークションを監視する中では、固定価格取引の供出上限価格の大宗を占める燃料費（石炭価格）の算定において、価格変動リスクを相当程度大きく見込む大規模発電事業者も確認された。価格変動リスクの算定については、事業者の裁量の余地が大きくなると、各社の算定次第では実質的な売り惜しみに繋がる可能性もあることから、B L 市場が価格変動リスク	技術的修正

	に備える手段として機能するよう、引き続き注視が必要であると考えられる。なお、2024 年度のオークションにおいては、固定価格取引の供出上限価格に織り込む燃料費単価について、原則として燃料先物価格に基づく燃料価格を合理的な価格と考え、監視を行うこととされた。 内外無差別な卸売の進展やエリア間値差の拡大をはじめとして市場設計時点と状況は変化しており、こうした変化に対応した取引環境を整備することが重要である。本とりまとめにおいては、2023 年度のオークション結果を振り返るとともに、内外無差別の卸売の取組が担保されていると評価されたエリアにおける制度的供出量や、エリア間値差への対応に係る検討など、足下の状況変化を踏まえた今後のB L市場の方針について総括する。	
2. 1 (2)	(略) 2022 年度オークションでは、西日本エリアにて全エリア年間総約定量の 95%を占める約定となる等、市場範囲によって約定量に大きく差が生じたものの、2023 年度オークションにおいては、関西西日本エリア（2023 年度より市場分断された九州エリアを除く）における年間総約定量は 59.1 億 kWh と、全エリア年間総約定量の約 66%にとどまった。残りの 33%は東日本エリア（30.0 億 kWh。2023 年度より統合された北海道エリア含む。）、1%は 2023 年度より新しく市場分断された九州エリア（0.8 億 kWh）での約定となった。 (略)	技術的修正

2. 1 (2)

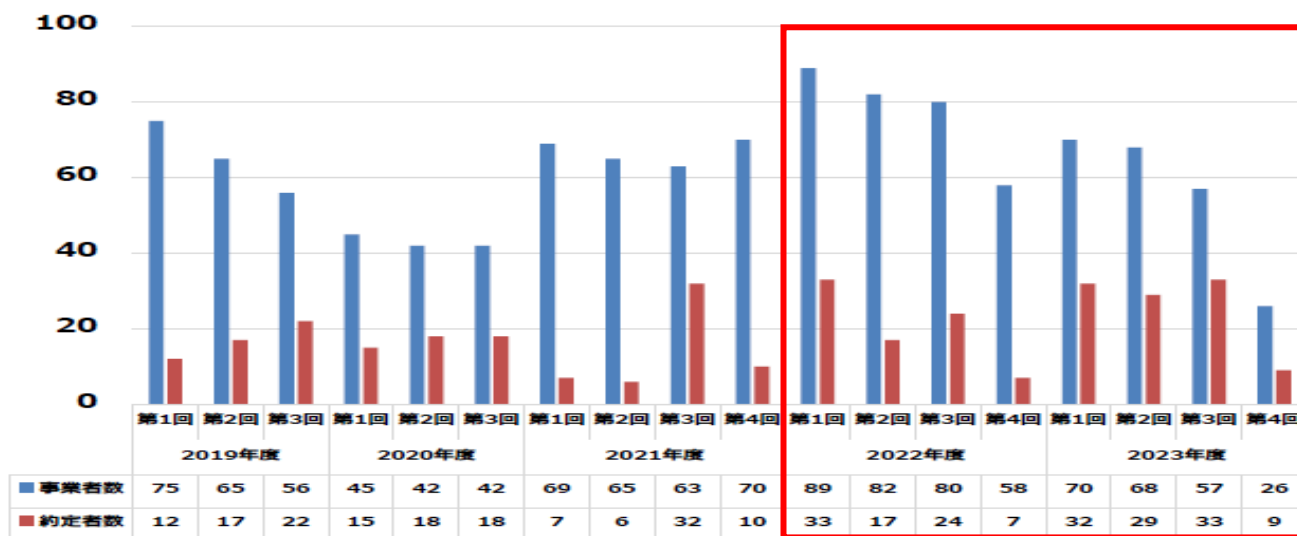
参考図 2-5

(変更前)



技術の修正

(変更後)



2. 1 (3)	(3) 内外無差別な卸売の取組が評価担保されたと評価されたエリアにおける制度的供出量 (略) また、第 86 回制度設計専門会合では、2023 年度受渡しの相対卸契約について、エリア毎に旧一般電気事業者各社の内外無差別な卸売の取組の進捗評価が行われ、一部は内外無差別な卸売を行っていないが担保されていると評価された。 こうした B L 市場を取り巻く環境変化等を踏まえ、内外無差別な卸売の取組が担保されていると評価されたエリアにおける制度的供出量について改めて検討を行った。 (内外無差別が担保された後の制度的供出量の考え方) 内外無差別な卸売の取組が担保されていると評価されたエリアにおいては、新電力が旧一般電気事業者の小売部門と同様に、B L 電源を利用できる環境へと改善している可能性があると考えられる。 (略) こうしたことから、B L 市場での調達・売買実績が多い新電力及び旧一般電気事業者（グループ会社を含む）を対象に、内外無差別の達成が担保された後に制度的措置の緩和・撤廃を想定するうえで、B L 市場へ求めるニーズ等について、ヒアリング・アンケートを実施した。 その結果、多くの新電力からは、電源へのアクセス環境が改善することから、内外無差別の卸売の取組が達成担保されていると評価された場合、B L 市場への制度的供出量が減少することに違和感はないと回答があった。その一方で、小規模新電力が参入できるアクセス性の容易性や、相対卸契約への急激な移行への懸念から、制度的措置の緩和・撤廃には、移行期間や制度的措置の残存を希望する意見が多かった。また、内外無差別の卸売の取組が達成担保されていると評価されたとしても、小売の価格競争や、与信の困難さから、電源へのアクセスができないのではないかという懸念から、引き続き B L 市場からの調達を望む回答があった。 一方、旧一般電気事業者からは、内外無差別の卸売が担保されていると評価された場合は、即時制度的措置の撤廃を希望し、B L 市場に供出していた分の電力については、自社の相対卸契約に移行したいといった回答のほか、制度的措置がなくなった後も、販路の一つとして B L	技術的修正
----------	--	-------

	市場を活用する可能性があるとの回答があった。 (略) これらを踏まえると、内外無差別の卸売の取組が担保されていると評価されたエリアにおいては、制度的措置を緩和していくことは妥当である一方で、ＢＬ市場での取引を一定量確保する必要もある。 そこで、ＢＬ市場のアクセスを確実に担保したうえで、より取引を柔軟にできるように、内外無差別の卸売の取組が担保されていると評価されたエリアに限り、現状の適格相対契約控除の上限値を緩和することとした。 (内外無差別が担保された後の適格相対契約控除量) (略) 制度的供出量が 20%程度になるよう控除量上限値を求めたところ、上限値 70%であれば、制度的供出量（控除前）全体の約 21%程度が 1 年商品・固定価格取引に供出されることとなり、こうしたことから、内外無差別の卸売の取組が担保されていると評価されたエリアにおける適格相対契約量の控除上限は 70%とされた。また、控除上限については引き続き、取引状況の検証を行い、全量控除の可能性を目指し検討していくこととされた。 (略) なお、内外無差別な卸売が達成された担保されていると評価されたエリアについては、常時バックアップは廃止されるものの、過年度において常時バックアップに供出していた分は相対契約控除へ移行すると考えられる。このため、常時バックアップが廃止されたとしても、適格相対控除枠が 70%まで拡大することで不利になることはないと考えられる。	
2. 1 (7)	(略) 今回は、内外無差別の進展状況等を踏まえ、内外無差別な卸売の取組が担保されていると評価されたエリアにおける制度的供出量について議論を行ったほか、エリア間値差の発生状況等を分析し、2024 年度オークションにおける市場範囲等について検討を行った。 (略)	技術的修正

御意見を踏
まえた修正

2. 2 (2)

⑤上限価格

(g) 上限価格の一覧

(参考図 38) 上限価格一覧

(変更前)

<新設・リブレース等※1の大規模投資>

(円/kW/年)

	新設の上限価格	リブレース等の上限価格
太陽光		100,000
陸上風力		100,000
洋上風力		100,000
一般水力	100,000	50,884
揚水	100,000	6時間未満：56,545～77,509 6時間以上：87,683～93,883
蓄電池		全設備更新型：97,104 地下設備流用型：58,262
地熱	100,000	
バイオマス		100,000
原子力 (既設原発の安全対策投資を含む)		100,000
水素 (10%以上)	100,000	(50,062※2)
LNG		38,014

<既設火力の改修>

(円/kW/年)

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

※1「等」には、「既設揚水の大規模改修案件（オーバーホールを行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新するもの）」と「既設原発の安全対策投資」の2つが含まれる。（前者は、これまではリブレースの定義に便宜上含めていたが、第2回入札から変更。）

※2 応札価格から、応札価格に含めた「水素等の燃料費のうちの固定費部分（当該部分の事業報酬を含む）」を除いた部分の上限価格

※ 参考図39の諸元を元に算定。開値の10万円/kW/年を超える場合は10万円/kW/年

※ CCS付火力やアンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リブレース、合成メタンを燃料とする発電所は、応札が想定されないことや、上限価格を設定することが困難（CCS付火力は、固定費・可変費の整理など、プロジェクトのコスト構造が未定。アンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リブレースは、発電コスト検証では石炭と混焼する場合のコストデータしか示されていない。）であること、合成メタンに必要なコスト（投資金額等）、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等の検討が改めて必要であることを踏まえ、オークションの対象外。

(変更後)

<新設・リブレース等※1の大規模投資>

(円/kW/年)

	新設の上限価格	リブレース等の上限価格
太陽光		100,000
陸上風力		100,000
洋上風力		100,000
一般水力	100,000	50,884
揚水	100,000	6時間未満：56,545～77,509 6時間以上：87,683～93,883
蓄電池		全設備更新型：97,104 地下設備流用型：58,262
地熱	100,000	
バイオマス		100,000
原子力 (既設原発の安全対策投資を含む)		100,000
水素 (10%以上)	100,000	(50,062※2)
LNG		38,014

<既設火力の改修>

(円/kW/年)

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

※1「等」には、「既設揚水の大規模改修案件（オーバーホールを行う場合であって、主要な設備（発電機（固定子）、主要変圧器、制御盤）の全部を更新するもの）」と「既設原発の安全対策投資」の2つが含まれる。（前者は、これまではリブレースの定義に便宜上含めていたが、第2回入札から変更。）

※2 応札価格から、応札価格に含めた「水素等の燃料費のうちの固定費部分（当該部分の事業報酬を含む）」を除いた部分の上限価格

※ 参考図39の諸元を元に算定。開値の10万円/kW/年を超える場合は10万円/kW/年

※ CCS付火力やアンモニア混焼を前提としたLNG火力の新設・リブレース、アンモニア専焼火力の新設・リブレース、合成メタンを燃料とする発電所は、応札が想定されないことや、上限価格を設定することが困難（CCS付火力は、固定費・可変費の整理など、プロジェクトのコスト構造が未定。アンモニアは、発電コスト検証では石炭と混焼する場合のコストデータしか示されていない。）であること、合成メタンに必要なコスト（投資金額等）、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等の検討が改めて必要であることを踏まえ、オークションの対象外。

<長期脱炭素電源オークションガイドライン（案）>

変更箇所	変更内容（赤字）	備考
P4 脚注 11	「CCS 付火力」や「アンモニア混焼を前提とした LNG 火力の新設・リプレイス案件」、「アンモニア専焼火力の新設・リプレイス案件」、「合成メタンを燃料とする発電所」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（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。アンモニアは、発電コスト検証では石炭と混焼する場合のコストデータしか示されていない。）であること、合成メタンに必要なコスト（投資金額等）、合成メタンの特性を踏まえた応札条件等（上限価格、混焼率等）の検討が改めて必要であることを踏まえ、2024 年度のオークションでは対象外とする。	御意見を踏まえた修正