総合資源エネルギー調査会　電力・ガス事業分科会 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
制度検討作業部会第二十三次中間とりまとめ（案）に対する意見募集の結果について

令和 8 年 3 月 13 日
資源エネルギー庁
電力・ガス事業部
電力基盤整備課

標記の中間とりまとめについて、以下のとおり意見募集を実施いたしました。
いただいた御意見の概要及びそれに対する考え方をまとめましたので公表いたします。

1. 実施期間等
（1）意見募集期間
令和８年１月２７日（火）～ 令和８年２月２５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」、郵送、電子メール

2. 意見募集結果
（1）意見提出件数
９０件
（2）いただいた御意見の概要及び御意見に対する考え方
別紙参照

問い合わせ先
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
電話 ０３－３５０１－１７４９（直通）
ホームページ https://www.meti.go.jp/

（別紙）

いただいた御意見及び御意見に対する考え方

<table>
<tr><th></th><th>いただいた御意見の概要</th><th>御意見に対する考え方</th></tr>
<tr><td></td><td>調整力の調達について</td><td></td></tr>
<tr><td>1</td><td>市場メカニズムの否定
本案では、募集量削減による量的制約および上限価格の引下げという明確な規制措置を講じた上で、「市場価格が低下した」ことをもって制度の妥当性を説明している。しかし、これは価格形成に対して行政が直接的に介入した結果であり、当該価格が真に市場参加者の限界費用や機会費用、リスクを反映した価格であるとは言えない。
募集量削減および価格上限制約の下で形成された価格をもって、調整力のコストが低下したと評価することは、市場メカニズムの観点から極めて慎重であるべきである。
また、本案においては「価格が高止まりしている」「調達コストが高い」という評価が繰り返し示されているが、そもそも何を基準として「高い」と評価しているのか、その理論的・経済的根拠が明確に示されていない。
市場価格の高低は、本来、需給関係と参入条件、運用制約、投資リスク等を反映して市場により形成されるものであり、行政があらかじめ適正水準を想定し、それとの乖離をもって高い・低いと評価すること自体が、市場制度の考え方と整合しない。
さらに、需給調整力の相当部分を、市場外である余力活用電源や随意契約により調達している実態が示されているが、仮に市場外調達によって調達量の過半を賄っている状況であるならば、それは需給調整「市場」が本来果たすべき機能が十分に機能していないこと、すなわち市場制度そのものの失敗を示していると考えるべきである。</td><td rowspan="3">需給調整市場は、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図ることを目的として開設されました。
しかしながら、2024 年度の全商品取引開始以降、一部商品において応札未達により市場における競争が行われず、高単価での約定も可能となっていたことから、調整力コストの高騰が見られました。
2026 年度（2026 年 3 月 13 日取引、14 日受渡分）からは、一次調整力～三次調整力①の取引を前日取引化、30 分化することとして運用改善を図るものの、発電事業者へのアンケートの結果、特に一次調整力・二次調整力①については、依然として応札不足が解消されない懸念が示されました。
一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは、取引状況を予断することができないため、第 110 回制度検討作業部会において、募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じることとしました。その上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととし、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には募集量を増加させることされました。
さらに、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととされました。
いただいた御意見については、今後の制度設計の参考とさせていただきます。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>・該当箇所
2.1.(3) 需給調整市場の募集量に関する措置、(4) 今後の需給調整市場に関する検討について

・意見内容
需給調整市場の現状を評価する際、市場が現在どの局面（サイクル）に位置しているかという視点が欠落している。本来、応札不足が顕在化している現状は、経済学的には供給不足を示す価格高騰が起こるべき局面である。しかし、本案による募集量の削減や上限価格の引き下げ、市場外調達の恒常的併用は、この需給シグナルを人為的に遮断している。これは「火災警報器が鳴っているのに、騒音を理由にスイッチを切る」行為に等しい。警報（価格高騰）を消しても火元（供給力不足）は解消されず、むしろ将来の大規模停電のリスクを増大させる。行政の役割は、一時的な価格高騰を投資シグナルとして許容し、リソースの拡充を促すことで「安定供給」という公共財を維持することにある。現在の近視眼的な介入は、市場を「供給不足かつ価格低」という、新規投資が全く行われない最悪の不全状態へと固定化させるリスクがある。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>需給調整市場の本来の目的に反する制度変更が頻発しています。競争活性化によるコスト低減という当初の目的に立ち返り、安易な市場介入を控えるべきです。

【意見】
需給調整市場の本来の目的は、「エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減」です。
しかしながら、近年の制度検討作業部会では、足元の調達コスト高騰や一部の約定価格を過度に問題視し、募集量削減や上限価格の引き下げといった人為的な市場介入を繰り返しています。
市場の競争状況が未成熟な段階で、超短期的なコスト低減のみを目的とした度重なる制度変更を行うことは、市場の信頼性を著しく低下させます。

結果として、事業者の調整力提供意欲を減退させるだけでなく、投資家や金融機関からの投資・融資の減退（資本コストの増加）を招き、中長期的な調整力不足を誘発する恐れがあります。
競争活性化によるコスト低減という当初の目的に立ち返り、安易な市場介入を控えるべきです。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>上限価格引下げによる価格低下の論理的矛盾

上限価格を引き下げた結果として約定価格が低下したことをもって「コストが下がった」と評価することは、論理的に整合しない。
価格上限によって市場から退出を余儀なくされた電源が存在するのであれば、当該価格は真の限界費用を反映していない。</td><td></td></tr>
</table>

	上限価格は価格形成の外生的制約であり、当該制約の下で観測された価格水準をもって市場競争の成果と評価することは適切ではない。 それは単に、より高い限界費用を有する電源を市場から排除した結果であり、供給可能性を犠牲にして見かけ上の価格を低下させているに過ぎない。	
5	市場サイクルを歪めている 需給調整市場を評価するにあたっては、個別の募集量や上限価格の妥当性だけでなく、市場が現在どの局面（サイクル）に位置しているのかという全体像の整理が不可欠である。一般に市場の状態は、「供給力（応札余力）」と「価格水準」の二軸によって四つの象限に整理できる。すなわち、(1) 供給不足かつ価格が高い局面（逼迫局面）、(2) 供給過多であるにもかかわらず価格が高止まりしている局面（制度・設計上の歪みが疑われる局面）、(3) 供給過多かつ価格が低い局面（投資回収が困難となり新規投資が減少する局面）、(4) 供給不足であるにもかかわらず価格が低く抑えられている局面（投資シグナルが機能しない最もリスクの高い局面）である。現在の需給調整市場は応札不足が顕在化していることから、本来は (1)「供給不足×価格高」の局面に近い状態にあると考えられる。しかしながら、募集量の削減、上限価格の引下げ、市場外調達の恒常的併用といった制度対応により、供給不足という構造問題が価格に反映されにくい設計となっており、市場は事実上 (4)「供給不足×価格低」の局面に押し込められている。これは短期的な調達コスト抑制には寄与し得る一方で、本来市場が果たすべき投資誘導機能を弱め、調整力への新規参入や設備投資を抑制する結果となり、中長期的には調整力の供給基盤を脆弱化させるおそれがある。制度設計においては、現在の市場がどの象限に位置し、将来どの象限へ移行させることを目指すのかという視点を明確にした上で、価格規律や募集量調整を位置付ける必要がある。	
6	価格と量を行政が調整する市場は政府調達 価格上限・募集量・市場外調達比率を行政が実質的に調整し、その結果として価格水準が決定されるのであれば、それは市場取引というよりも、政府が条件を定めた上で供給を確保する「政府調達」に近い構造である。 市場と称する以上、価格は需給関係によって形成されるべきであり、行政が事前に価格帯を設定し、その範囲内でのみ約定を許容する仕組みは、純粋な市場とは性質を異にする。 仮に政策目的上、政府調達的手法を採用するのであれば、その性質を明確に説明し、「市場」という用語による誤認を避けるべきである。	
7	P11 の記載について、足元の安定供給に資する調整力確保のため、短期的に、当面は余力活用電源や揚水等随意契約も活用することについては理解できるところであるが、制度設計・監視専門会合での各一般送配電事業者からのプレゼンを見ると、余力活用電源や揚水等随意契約が、あたかも「所与」の要件として、今後ともずっと、当然あるべきものとして捉えられているように受け止められ、非常に違和感を覚えた。資源エネルギー庁として、余力活用電源や揚水等随意契約と需給調整市場との関係について、中長期的な視点でどう考えられているのか。例えば、将来的には、基本は需給調整市場から全量調達に、余力活用電源はいわゆる保険的な立場に、揚水等随意契約は市場外にという明確な区分を示すことによっても、事業者の予見性は高まると考えれるため、検討願いたい。	需給調整市場は、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図ることを目的として開設されました。 しかしながら、2024 年度の全商品取引開始以降、一部商品において応札未達により市場における競争が行われず、高単価での約定も可能となっていたことから、調整力コストの高騰が見られました。 第 103 回制度検討作業部会では、2026 年度からの前日取引化・30 分化を前提とした上で、2026 年度以降も、経済効率性を追求しつつ市場での調達割合を増やしていく方向性は合理的である一方、調整力調達コストの最小化のためには、当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことと整理されました。 2026 年度以降も市場への応札量を増加させる施策について検討を行ってまいりますが、市場において十分に競争が行われるまでの間、余力での低廉な調整力調達は調整力調達コスト低減のために合理的な施策と考えられます。また、余力活用契約による調整力確保にあたり、その調整力供出に係る費用の精算は、余力の運用規程に基づき行われていることから、公平性についても損なわれていないものと考えております。 また、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約による調達にあたっては、電力・ガス取引監視等委員会において、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点から、契約容量及び契約価格等について入念に事前確認を行うとともに、需給調整
8	・該当箇所 P11　2026 年度以降の調整力調達の方向性について ・意見内容 2026 年度以降の調整力調達の方向性について、本中間取りまとめ（案）に記載のとおり、市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）の併用が必要、つまり需給調整市場から 100％調達しないと整理するということであれば、これまで導入することを前提に議論されていた同時市場の導入の検討が本当に必要なのかについても改めて立ち止まって議論、整理する必要があるのではないでしょうか。	
9	・該当箇所 2.1.(3) 需給調整市場の募集量に関する措置（市場外調整力の募集量控除について）p.10 同(4) 今後の需給調整市場に関する検討について （2026 年度以降の調整力調達の方向性について）p.11 　・・・（前略）調整力調達コストの最小化のためには、当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことが必要であると整理された。 （2026 年度以降の複合市場の対応方針について） 　＜2026 年度以降の複合市場の対応方針＞p.13 　具体的には、2026 年度以降、一次調整力・二次調整力①の募集量を、3σ相当量から 1σ相当量まで削減すること、・・・（以下略）	

	＜複合市場における募集量＞p.16 2025 年度時点では、市場のほかに余力活用電源・揚水等随意契約を組み合わせて調整力を確保しており、複合市場において、市場外調整力の控除（控除期間は 2026 年 3 月）と、複数のエリアで揚水の随意契約による募集量の削減を行っている。（中略）・・・市場で十分集まりきらずとも、上記方針の下、ほかの手段から調整力を調達することで安定供給への支障は出ておらず・・・（以下略） ・意見内容 調整力の確保について、これまでは需給調整市場から調達する方針であったと理解している。今回、需給調整市場以外も含めて調整力を確保する前提にするのであれば、調整力確保のやり方において方針を転換したと言える。従い、調整力の確保をどのような仕組みで行うかを論点とした議論を深めた上で、結論を得るべきである。 その上で、調整力を需給調整市場以外から確保することを前提にするのであれば、今後、容量市場が制度変更した場合や、揚水発電の随意契約の内容如何によって、需給調整市場における募集量が左右されることが想定される。すなわち、容量市場の制度変更や揚水発電の随意契約の内容が変更される度に、需給調整市場での募集量の議論を行う必要があると言える。なお、需給調整市場以外で調整力を調達するのであれば、その調達方法はできる限り競争的な方法を用い、効率的かつ透明性のある調達を追求すべきであり、例えば、かつての電源Ⅰ公募や、OCCTO で議論された時間前市場からの調達も含めた議論を行うべきである。 ・理由 調整力の調達は、「需給調整市場創設以降は、基本的にすべての時間において時間帯毎に必要となる量を市場から調達」すること、「必要量の算定においては、他制度の検討状況を踏まえつつ余力の考え方も考慮して検討していく。」とされていた（2017 年 12 月 26 日第 9 回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 資料 2 p.11 参照）。その上で、余力活用における議論では、「電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場でΔkW を調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある」ことから、「必要なΔkW は需給調整市場で確保することを前提」（2019 年 4 月 25 日第 11 回需給調整市場検討小委員会　資料 2 スライド番号 36 参照）とするとして、需給調整市場での調達以外の調達を限定的に運用する方針が示されてきた。 しかしながら、容量市場の導入に伴って調整電源については余力活用契約が義務化された。同時に、需給調整市場において生じた課題（一部商品の応札量不足の継続、市場からの調達費用の増加）に対応するためとして、2024 年以降、調整力の調達先が、追加起動を含む余力の活用や、揚水発電の随意契約の活用へと広がっている。エリアによって違いがあるものの、この状況は需給調整市場の創設によって目指した調整力調達の方針とは大きく異なる状況となっている。加えて、こうした状況が当面（数年程度）の対応なのか、継続されるのかは明確とは言えない。 今回、第二十三次中間とりまとめにおいて、「当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことが必要であると整理された」とあるが、とりわけ揚水等随意契約分は、需給調整市場において調達する予定の 1σ相当量から差し引かれ、実際は、（1σ相当量-揚水等随意契約）分が需給調整市場において募集されることになる。また、当面の間、とあるのも、実際にどの程度の期間なのか（1，2 年なのか、5-10 年なのか）さえ明確ではない。 需給調整市場を、多様な事業者や電源が参加する競争的な市場とするには、市場制度・ルールの予見性が重要であるが、元々想定された調整力の確保に関する方針と、現在の状況において相違が生じていることは、市場参加者に対して予見性の低減につながる。その意味でも、まずは、調整力確保のための基本方針を確認すると共に、とりわけ影響の大きいと考えられる容量市場や揚水等随意契約の影響については、それらの制度変更を行うたびに、委員会等で制度の整合性を議論、確認すべきである。 なお、需給調整市場外での調達が本当に競争的であるか否かの評価については、需給調整市場がマルチプライスオークションのため、その約定単価平均値と市場外調達の価格間の比較等では不十分な可能性がある。したがって、そもそも何をもって競争的であると判断するのかも含め、効率的かつ透明性のある調達ができる仕組みを追求すべきである。例えば、揚水発電の随意契約については、かつての電源Ⅰのような公募調達を再検討することも一案である。また、2023 年に OCCTO において、三次調整力②の追加調達を時間前市場から行うことの課題整理が行われたと認識しており、調整力が 30 分単位となる 2026 年度以降において、あらためて調整力の時間前市場からの調達も含めた議論を再開してはどうかと考える（OCCTO 第 43 回需給調整市場検討小委員会第 54 回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業	市場の募集量への影響等も踏まえ、必要に応じて契約内容の見直しを要請するなど、慎重に対応しているものと承知しています。 調整力調達の在り方については、いただいた御意見も今後の制度設計の参考とさせていただきます。

	会　資料２参照)。	
10	「原則、全量市場調達」の方針を転換し、揚水随意契約や余力活用を恒久化する「ポートフォリオ調達」への移行は、レベニューキャップ制度下の送配電事業者が抱える「短期的な経済性（コスト削減)」の要請を優先するあまり、日本の電力システムに必要な「中長期的な投資予見性」を著しく損なうものだと考える。減価償却済の揚水電源を随契で保護しつつ、市場の募集量を意図的に絞り込めば、市場の流動性は枯渇・空洞化するリスクが大きく、結果として、これから巨額の投資回収が必要となる新規リソースのみが、極めて勝算の低い市場競争に晒されることになってしまい、イコールフッティングの観点からも著しく不公平だと考える。この方針転換は、新規リソースの市場参入を阻害し、結果的に将来の安定供給を毀損する方向になると考えるため、本案には強く反対する。	
11	需給調整市場の募集量削減および市場外調達の恒久化について （該当箇所：P.13 2.1(4) 今後の需給調整市場に関する検討について 等） ■ 意見の概要 2026 年度以降の複合市場における募集量を「3 シグマ相当」から「1 シグマ相当」へ削減すること、および市場外の「余力活用契約」等を併用する方針に対し、強く反対する。市場メカニズムの瑕疵を認め、抜本的な制度再設計を行うべきである。 ■ 理由 本とりまとめ案では、応札不足への対応として、本来必要とされる調整力募集量（一次・二次 1 の 3 シグマ相当）を 1 シグマ相当まで引き下げ、不足分を市場外の余力活用契約や揚水随意契約で補う方針が示されている。 これは以下の点において、当初の市場設計および公募からの移管プロセスにおける瑕疵を糊塗するものであり、市場の健全な育成を阻害している。 市場メカニズムの形骸化 募集量を人為的に引き下げて「見かけ上の約定率」を高めることは、市場の実態を隠蔽するものである。市場で必要量が集まらない根本原因（参入障壁、予見性の低さ、不適切な価格シグナル）を解決せず、市場外調達（余力活用契約等）との併用（ダブルスタンダード）を恒久化させることは、市場創設の目的である「透明性・公平性」を損なう。 新規参入の阻害 市場外での安易な調達（余力活用等）は、DR（デマンドレスポンス）や蓄電池などの新規プレイヤーが参入するインセンティブを削ぐ。これは、プレイヤー増加によるリスク分散と電力レジリエンスの強化という本来の目的に逆行する。 ■ 提案 安易な募集量削減や市場外措置の併用を行うのではなく、TSO（一般送配電事業者）が安定供給に必要な総括原価（コスト）を適切に回収・支払える仕組みを再確認し、市場価格が適正に高騰することを許容することで、新規リソースの参入を促す「真の市場活性化」を目指すべきである。	調整力の調達について、第 103 回制度検討作業部会では、2026 年度からの前日取引化・30 分化を前提とした上で、2026 年度以降も、経済効率性を追求しつつ市場での調達割合を増やしていく方向性は合理的である一方、調整力調達コストの最小化のためには、当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことと整理されました。 2026 年度（2026 年 3 月 13 日取引、14 日受渡分）から、一次調整力～三次調整力①の取引を前日取引化、30 分化して運用改善を図るものの、発電事業者へのアンケートの結果、依然として応札不足が解消されない懸念が示されました。 一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは、取引状況を予断することができないため、第 110 回制度検討作業部会において、募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じることとしました。その上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととし、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には募集量を増加させることされました。 さらに、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととされました。 また、応札を増加させるための措置については、いただいた御意見も今後の制度設計の参考とさせていただきます。
12	・該当箇所 P.13 2. 市場整備の方向性 2.1. 需給調整市場 （4）今後の需給調整市場に関する検討について 2026 年度以降の対応方針として示されている以下の点について意見を述べる。 ・一次調整力・二次調整力①の募集量削減（3σ 相当量→1σ 相当量） ・上限価格の引き下げ（19.51 円/ΔkW・30 分 → 15 円 → 10 円 → 7.21 円 等） ・「市場における競争状況に改善が見られない場合は段階的に上限価格を引き下げる」との記載 ・意見内容 需給調整市場における調整力コスト上昇の根本的な要因は、需要に対して供給（応札）が不足している点にある。したがって、本来優先して議論すべきは、応札を増やすための市場メカニズムの強化であり、市場外取引への依存ではない。 しかしながら、今回示された募集量削減や上限価格引き下げの方針は、揚水随契や余力活用といった市場外調達を前提とし、結果として市場規模そのものを縮小させる方向性である。この	2026 年度（2026 年 3 月 13 日取引、14 日受渡分）から、一次調整力～三次調整力①の取引を前日取引化、30 分化することとして運用改善を図るものの、発電事業者へのアンケートの結果、依然として応札不足が解消されない懸念が示されました。 一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは、取引状況を予断することができないため、第 110 回制度検討作業部会において、募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じることとしました。その上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととし、市場において十分な競争が働いていることが確認で

	ような対応は、短期的なコスト抑制を目的とした対症療法にとどまり、長期的には市場の健全な発展を阻害し、新規リソースの参入意欲を低下させ、将来の調整力確保を一層困難にするおそれがある。 政策の基本は、市場取引を拡大・活性化させ、競争を通じて効率的な調整力を確保することに置かれるべきである。市場を縮小させる方向での議論ではなく、いかにして市場機能を強化し、応札を増やすかという本質的な論点を優先的に検討することを強く求める。 その上で、仮に今回の方針を一時的な措置として採用する場合であっても、新規リソース、特に系統用蓄電池等の投資予見性を著しく低下させる以下の問題点が存在する。最低限の予見可能性を確保する観点から、国として下記の対応を明確にすべきである。 1. 募集量および上限価格に関するルールの固定化 少なくとも 3 年間程度の一定期間については、募集量および上限価格に関する基本ルールを固定し、当該期間内においては原則として変更を行わない運用とすること。 2. 制度変更判断における定量的基準の明確化 「市場における競争状況の改善」の判断にあたっては、募集量に対する応札倍率、約定率等の客観的かつ定量的な指標を用いるとともに、その具体的な判断基準（閾値）を事前に明示すること。 ・理由 （1）市場の役割と政策の方向性について 調整力コスト高騰の背景には、応札率が 100％に達している状況が示すとおり、需要に対して供給が不足しているという市場構造上の問題が存在する。この問題を解決するためには、より多くの調整力リソースが市場に参入し、競争が促進されることが不可欠である。 しかし、募集量削減や上限価格引き下げは、市場からの調達量を減少させ、不足分を市場外の相対契約等で補完することを容認するものであり、市場メカニズムの活用を基本とする電力システム改革の理念に逆行する。市場を縮小させる政策は、新規参入者にとっての市場の魅力を低下させ、結果として調整力の担い手を先細りさせることで、中長期的な安定供給およびコスト効率性の双方を損なうリスクを内包している。 したがって、政策の優先順位は、市場外取引への依存を強めることではなく、応札インセンティブを高め、市場取引を拡大するための施策に置かれるべきである。 （2）ルールの安定性について 系統用蓄電池をはじめとする新規リソースは、投資判断から運用開始までに 3～4 年以上のリードタイムを要する。需給調整市場からの収益は、容量市場や卸電力市場と並ぶ重要な収益源であり、金融機関においても、複数市場を通じた中長期的なキャッシュフローの安定性が融資判断の前提となっている。 このような投資特性を踏まえると、市場設計の根幹である募集量や上限価格が年度ごと、あるいは短期間で見直される運用は、事業者が将来の収益見通しを立てることを著しく困難にする。これは投資判断の見送りや規模縮小に直結するだけでなく、頻繁な制度変更が制度リスクとして認識され、金融機関の融資判断を困難にすることで、ファイナンス面からも新規投資を阻害する要因となる。 （3）判断基準の明確化について 上限価格引き下げの条件として示されている「市場における競争状況に改善が見られない場合」という表現は、その具体的な状態が不明確である。 このような定性的かつ曖昧な基準のもとでは、事業者は将来の制度変更のタイミングや価格下落リスクを事業計画に織り込むことができない。 したがって、応札倍率、応札価格分布、約定率、エリア別未達率といった客観的・定量的な指標と、それらを評価するための具体的な閾値を事前に示すことが、制度の透明性および予見可能性を確保する上で不可欠である。 以上を踏まえ、需給調整市場において新規リソースの参入を継続的に促し、調整力の厚みを確保するためには、「募集量・上限価格に関するルールの安定的な運用」および「制度変更判断における定量的基準の明確化」を通じて、事業者および金融機関双方にとっての予見可能性を高める制度設計が強く求められる。	きた場合には募集量を増加させることとされました。 さらに、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととされました。 市場における競争状況については、前日取引開始後、1 か月、2 か月、3 か月、6 か月などの一定の期間における実績（例えば、募集量に対する応札量の状況、応札価格の分布、余力の価格水準）を確認し、その検証結果を踏まえて判断することとしております。 いただいた御意見について今後の制度設計の参考とさせていただきます。
13	P13 の記載について、募集量を増加させるための「十分な競争」、上限価格引き下げを止める「競争状況の改善」について、各々の基準の具体的な事例もあわせて表記してはどうか。 また、特に上限価格については、前日取引開始後の検証は、ぜひ一定期間の実績をもとに実施していただきたい。その評価期間は 1 か月、2 か月、3 か月、6 か月と例示されているとおり最低でも需要期を含む半年間に、可能であれば、夏季、冬季と季節感の異なる需要期を含む 1 年間とすることが望ましいと思慮。	
14	＜更なる上限価格引き下げについて＞ P11 に「第 103 回制度検討作業部会では、市場での調達割合を増やすという方向性は合理的である」とあり、P13 では「市場で取引される調整力の	

	厚みが増すためには、継続的に調整力を供出するリソースが参入しやすい市場を形成する必要がある」という記載があり、その点に異存ない。また、応札不足が懸念される状況下で調整力調達コスト高騰を防ぐ必要から、上限価格を引き下げたと理解している。今後、2026 年度中に更なる上限価格の引き下げを示唆しているが、その前に実施すべき施策があると考える。 「市場において十分な競争が働いている・いない」とは、どの状態を指すのか基準を明確にしてほしい。各エリアで募集量、揚水随契、応札量など競争環境が異なる中、少しでもエリアの未達が生じれば、十分な競争が働いていないと評価するのは時期尚早。新規リソースの参入意欲を減退させる。2023 年度以降、4 か年度は事務局の主観的な判断が多く、反対意見が出ても、「まずこれで試しに実施したい。追って注視してまた検討したい」と主観的な事務局案を強硬する審議姿勢が散見された。 「市場において十分な競争が働いている」を作り出す為の施策を先に講じるべきである。揚水随契シェアの制限、市場応札の一定の義務化（制度的措置、火力・揚水）などを経ても尚、未達がすべてのエリアで生じ続けている場合は十分な競争が働かないといえるが、市場外調達（揚水随契・余力活用）の推進による市場応札量の削減、上限価格引き下げによる新規リソース参入意欲の減退だと、「市場において十分な競争を働かせる施策」とは呼べない。新規リソースの参入意欲を維持・拡大するには、市場規模を人為的に調整せず、市場メカニズムに委ねることではないか。	
15	新規電源投資の抑制と停電リスク増大の懸念 本案における需給調整市場の議論は、調達コストの短期的抑制に過度に焦点が当てられており、その結果として、 1)募集量削減による市場規模の縮小 2)上限価格の引下げによる収益上限の固定化 3)市場外調達への構造的依存 が同時に進められている。 これらの措置は、既存電源、とりわけ既に設備投資を回収済みの電源にとっては相対的に有利である一方で、新規電源や新規調整力リソース（蓄電池、柔軟性電源、DR 等）にとっては、将来収益の不確実性を大きく高める制度設計となっている。 結果として、本審議会の議論は、既存電源の維持を前提とした制度構造を温存し、新規投資の参入障壁を引き上げていると評価せざるを得ない。 調整力投資および柔軟性電源への新規投資が停滞すれば、中長期的には電力システム全体の調整余力が低下し、需給逼迫時の対応力が弱体化することは明白であり、わが国の停電リスクを高める方向に制度が作用していることを、審議会として強く自覚すべきである。 調整力市場の設計は、短期的なコスト極小化ではなく、中長期的な供給信頼度の確保を最優先に位置付けて再構築されるべきである。	需給調整市場は、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図ることを目的として開設されました。 しかしながら、2024 年度の全商品取引開始以降、一部商品において応札未達により市場における競争が行われず、高単価での約定も可能となっていたことから、調整力コストの高騰が見られました。 第 103 回制度検討作業部会では、2026 年度からの前日取引化・30 分化を前提とした上で、2026 年度以降も、調整力調達コストの最小化のために、当面の間市場以外での調整力調達手段（余力活用契約・揚水等随意契約）を併用していくことと整理されました。 2026 年度以降も市場への応札量を増加させる施策について検討を行ってまいりますが、市場において十分に競争が行われるまでの間、余力での低廉な調整力調達は調整力調達コスト低減のために合理的な施策と考えられます。また、余力活用契約による調整力確保にあたり、その調整力供出に係る費用の精算は、余力の運用規程に基づき行われていることから、公平性についても損なわれていないものと考えております。 また、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約による調達にあたっては、電力・ガス取引監視等委員会において、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点から、契約容量及び契約価格等について入念に事前確認を行うとともに、需給調整市場の募集量への影響等も踏まえ、必要に応じて契約内容の見直しを要請するなど、慎重に対応しているものと承知しています。 需給調整市場の約定状況を踏まえ、必要な調整力が市場で確保できていない場合には、一般送配電事業者が余力活用契約に基づいて、発電事業者に対して電源の追加起動等を指示することで、調整力を調達しています。これにより、最終的には余力活用契約に基づき安定電源の稼働を指示することで必要な調整力を確保することが可能な見立てとなっております。現在も一次調整力・ 二次調整力①の市場調達の未達は多く見られるものの、市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）も併用する

		という方針の下、市場で十分集まりきらずとも、ほかの手段から調整力を調達することで安定供給への支障は出ていません。したがって、市場での募集量を 3σ相当（調整力が必要となる事象のうち約 99.87%をカバーする量）から 1σ相当（同約 84.14%をカバーする量）とした場合でも直ちに安定供給上の懸念が生じるものではないものと考えております。 一方で、電力の安定供給は重要な課題であり、中長期的な調整力の安定的な確保については、いただいた御意見を踏まえ、引き続き検討します。
16	複合市場における募集　P.16～17 （意見）各市場での募集量を 1σ相当量とすることで、実需給断面における調整力が今までより少なからずタイトになることを考えると、基準周波数±0.2Hz を逸脱する頻度が今より増加することが見込まれる。短期的に「市場への応札不足が懸念される現在の状況下」において「募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰」を防ぐ観点で募集量を削減することは一定理解できるものの、競争環境が整備され「市場への応札不足が懸念される状況」が解消されれば速やかに募集量を回復することが望ましいと考える。特に一次調整力に関しては、余力活用契約において V1、V2 単価による精算が行われずインバランス単価による精算であることを考慮すると、電源保有者に余力活用契約を通じて一次調整力を提供するインセンティブがあるとは言えない（蓄電池については余力活用契約に基づいて一次調整力相当の調整力を提供した場合、充放電の損失分だけ経済的損失が発生）ことも踏まえて需給調整市場における募集量の早期回復をご検討頂きたい。	需給調整市場の約定状況を踏まえ、必要な調整力が市場で確保できていない場合には、一般送配電事業者が余力活用契約に基づいて、発電事業者に対して電源の追加起動等を指示することで、調整力を調達しています。これにより、最終的には余力活用契約に基づき安定電源の稼働を指示することで必要な調整力を確保することが可能な見立てとなっております。現在も、一次調整力・ 二次調整力①の市場調達の未達は多く見られるものの、市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）も併用するという方針の下、市場で十分集まりきらずとも、ほかの手段から調整力を調達することで安定供給への支障は出ていません。したがって、市場での募集量を 3σ相当（調整力が必要となる事象のうち約 99.87%をカバーする量）から 1σ相当（同約 84.14%をカバーする量）とした場合でも直ちに安定供給上の懸念が生じるものではないものと考えております。 一方で、電力の安定供給は重要な課題であり、中長期的な調整力の安定的な確保については、いただいた御意見を踏まえ、引き続き検討します。
17	・該当箇所 (4) 2026 年度以降の複合市場の対応方針（上限価格の水準） ・意見内容 本案の上限価格設定は、需給が極めて厳しい「有事」のリスクを過小評価している。需給逼迫時には余力活用電源そのものが存在しない可能性が高く、募集量の削減は致命的な調整力不足を招く恐れがある。過去の応札実績の平均値等を基準に上限価格を下げることは、市場から特定のリソースを構造的に排除し、供給力の真のコストを隠蔽するものである。これは表面的なコスト低下と引き換えに、日本の供給信頼度という生命線を犠牲にしている。募集量を削減したいがために 3σを 1σ相当に低下させているが、それは問題ないか？余力活用電源は、調達したいスペックの商品を提供できるのか？それらの検討が十分に行われていることが読み取れない。 行政は、自らの介入が停電リスクを高めているという「負の側面」を直視し、経済学的根拠に基づいた上限価格の妥当性について、国民への明確な説明責任を果たすべきである。	
18	需給調整市場の募集量を 3σ相当から 1σ相当に引き下げる案については、統計学的に言えば「供給信頼度を 99.7%から 68.3%へと実質的に引き下げる」ことと同義ではないでしょうか。国策としてデータセンターや半導体工場など、極めて高い電力品質（ジャパン・クオリティ）を要求するデジタル産業の誘致を進めている中で、産業界と十分な合意形成がなされているのか、非常に心配です。足元では調整力リソースに余裕があるため表面化しないかもしれませんが、この措置は「減価償却を終えた既存リソースの延命」にしか寄与せず、新たなリソースの参入意欲を遠ざけてしまうことになるかと思います。中長期的な日本の安定供給基盤と国際競争力を天秤にかけたとき、あまりに拙速で安易なコストカット策になっているように思いますので、この案には強く懸念し反対します。	
19	余力活用（事前非確保）への過度な依存は安定供給リスクをもたらします。市場において「事前に確実な調整力」を確保できるよう、魅力的な市場環境（適切な価格シグナルと信頼性）を整備することが急務です。 市場応札の不足分について、事前に確保していない「余力活用電源（自然体余力など）」で補完し続ける運用は、確実な供給力確保の観点から極めて脆弱です。 資料では、「市場で十分集まりきらずとも…ほかの手段から調整力を調達することで安定供給への支障は出ておらず」と現状を評価しています。しかし、市場外調整力（余力）は日々頼りの綱にして良い確実なリソースではなく、これに依存し続けることは停電リスクを高め、国民生活に重大な危機を及ぼしかねません。 国民生活と経済活動を支える電力の安定供給を担保するためには、不確実な余力依存（無策の補完）から脱却し、市場において「事前に確実な調整力」を確保できるよう、魅力的な市場環	

	境（適切な価格シグナルと信頼性）を整備することが急務です。	
20	需給ひっ迫時を前提とした制度設計の欠如 本案では、募集量を１σ相当まで削減することや、余力活用電源による調達を前提とする制度設計が示されているが、需給がひっ迫する局面においては、そもそも余力そのものが存在しないことが想定される。 需給ひっ迫時には、平常時に成立していた余力活用を前提とした調達構造が機能しなくなる可能性が高く、調整力の確保は市場および制度上の予備力に依存せざるを得ない。 そのような局面において、募集量を１σ相当まで引き下げることや、余力活用への依存を制度的に組み込むことは、需給ひっ迫時のリスクを過小評価していると言わざるを得ない。 需給ひっ迫時の調整力確保の実効性について、本案は十分な想定と検証を欠いており、結果として停電リスクを軽視した制度設計となっている点を、強く懸念する。	
21	本案における上限価格の設定、および段階的な引き下げ方針は、長期的な投資回収の予見性を損なう不当な介入であり、即時撤廃すべきである。 価格が上限に張り付くことは市場における希少価値の反映であり、これによって得られる利益こそが新規リソースの参入を促す原動力である。資料では長期間の稼働を前提に蓄電池の採算が合うとしているが、これは募集量を 1 シグマ相当まで恣意的に削減し、約定機会そのものを奪っている現状と明らかに矛盾している。量を絞り、かつ単価も抑えるという二重の規制は、実質的に新規参入者の締め出しに他ならない。 本案のように価格と量を当局がコントロールし、旧一般電気事業者の償却済み資産（随契）を保護する「官製価格」を維持し続けることは、日本における電力システム改革の趣旨に真っ向から反するものである。 当局は「競争状況の改善」まで規制を継続するとしているが、投資信号を遮断した状態でどのように競争が生まれるというのか。これは新規参入を恣意的に阻害する行為でしかない。自己矛盾した循環論法を排し、すべての調整力を同一の市場の土俵で競わせることを強く求める。	蓄電池等の新規リソースについても、補助金による導入支援に加え、長期脱炭素電源オークション、容量市場、スポット市場、需給調整市場等、複数の収入獲得機会があり、需給調整市場のみが電源の収入獲得機会ではないと承知しております。 一方で、市場環境の予見性の観点から市場運営の方向性を示すべきとの御意見も踏まえ、第 110 回制度検討作業部会では、一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を１σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じることとしました。その上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととし、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には募集量を増加させることされました。さらに、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととされました 。電力の安定供給は重要な課題であり、中長期的な供給力・調整力の確保については、いただいた御意見も今後の制度設計の参考とさせていただきます。
22	・該当箇所 2.1. 需給調整市場 （4）今後の需給調整市場に関する検討について（調整力調達の方向性） ・意見内容 短期的な調整力調達コストの低減を優先し、市場調達割合を絞って安価な既存電源（余力・揚水）を積極的に位置づけていく現在の方針は、短期的なコスト低減と引き換えに、①市場の信頼性、②投資予見性、③競争と透明性を損なうリスクが増大します。既存資源を安く使うことには成功しても、産業政策的に新しい資源を育てていく仕組みが不足しているように見受けられます。 もちろん、新規リソース育成は、需給調整市場だけの手段で実現すべきものではないのも事実です。しかし、各種支援策だけでなく、取引収入、なかでも需給調整市場での収益機会も念頭に様々な投資判断がなされていることについては直視する必要があろうかとおもいます。現実・実態を顧みることのない政策判断は、市場のデス・スパイラルを招くこととなり、投資マインドが冷え込み、中長期的な安定供給基盤を崩すことにつながりかねません。一度退出した者の再参入は極めて困難です。このような事態を回避すべく、政策判断の再検討を求めます。 なお、検討に当たって、コスト効率性の評価軸に、将来の供給力不足リスクや、新規投資停滞による中長期的かつ動学的非効率性の評価を組み込み、長期的視点に立ったコスト評価がなされるべきです。 ・理由 政策立案において、部分最適により全体最適を損なわないようにすることが最もケアされるべきことだと思料します。一般送配電事業者が短期的なキャッシュフロー上の課題を抱えていることは承知しておりますが、現行のコスト削減ロジックは、近視眼的な側面が強いように受け止められます。 １．短期的効率性の追求による副作用の考慮 多くの既存の償却済み資産（旧一電の火力・揚水など）を市場外で活用し、見かけ上の調達コストを下げることは、短期の静学的効率性の追求にとどまっているのではないかと受け止めています。しかし、これにより市場価格が低迷し、イノベーターたる新規参入者が排除・疎外されることになれば、将来の技術革新やコストダウンをもたらす動学的効率性は失われます。再エネが主力電源となり今までにも増して調整力調達ニーズが上がっていく中で、多様なプレイヤーによる新規投資促進、新規リソースの育成を軽視する政策判断は、将来、老朽電源が	

	一斉に退出した際に代替手段がなくなり、高コストな緊急対策や停電被害を招く「ツケ」を将来世代に残すことになる、きわめて危険な対応策と言わざるを得ません。 ２．再エネ主力電源化時代のリスク管理 再エネ導入拡大、再エネ主力電源化の時代において、一般送配電事業者に求められるのは、増大する調整ニーズに対応した、多様なリソースを活用した確実かつ持続的な対応です。市場を通じたリソース確保（予約）をコストとみなして削減し、直前の「余力」や「運用」で乗り切ろうとされている考え方は、再エネ主力電源化に伴い不確実性が高まることが予想される中で、さらに電力システムのロバスト性を損なっていくことになります。目先のコスト削減のみに拘泥して、リスク管理を軽視することになれば、稀頻度ではあっても極限的な事象が発生した際、余力が枯渇し、制御不能に陥るリスクを一般送配電事業者自身が抱え込むことは、不確実性の高まる時代における安定供給、社会全体のレジリエンスの低下につながりかねないとの懸念を持ちます。	
23	行政が市場に介入する主たる根拠は、市場が無視しがちな「将来の安定供給（外部性）」を管理することにある。本案のように、足元の精算コスト低減のみを目的化して「動的効率性（将来にわたる社会的厚生の最大化）」を犠牲にすることは、専門家集団としての行政の役割を放棄し、単なる事後的な数値最適化を行うアルゴリズムに成り下がったと言わざるを得ない。 「今は痛みを伴うが、10 年後の安定供給のために市場原理を維持する」と社会を説得することこそが行政の本分である。目先の政治的便宜のためにパッチワーク的な介入を重ねる「恥の上塗り」を止め、中長期的な投資インセンティブを確保するための制度設計に立ち返るべきである。このままでは「市場の失敗」ではなく、「市場が失敗」である。行政本来の役割を今一度再確認してほしい	
24	日本のエネルギー自給率を高めグローバルな脱炭素目標に資する再生可能エネルギーの導入を加速させるためには、発電量に自然変動性のある再生可能エネルギーの導入と同時に調整力が十分に確保されて行くことが必要である。諸外国に比較して導入比率が低い日本において今後加速的に再エネ及び調整力を増大させて行くためには、民間投資意欲を正しく喚起し促進する公平・公正な市場設計、且つ、公益的な財として長期・安定的な事業継続が求められる電力インフラ投資に適した安定的で信頼性の高い市場設計が望まれる。今回のように民間投資を促す重要なシグナルとなる市場価格上限を下げる変更は、短期的な民間投資意欲を減退させるのみならず、今後も同様に重大な市場設計変更が高い頻度と確率で行われるのではないかという中長期的な不安心理を誘導してしまい、中長期目線での民間インフラ投資判断を極めて難しくさせてしまう恐れが大変懸念される。「市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減」という市場開設の本来目的に反する変更と思われる。	
25	（該当箇所：P.13 2.1(4) 今後の需給調整市場に関する検討について） 上限価格の引き下げと投資予見性について ■ 意見の概要 複合市場の上限価格を 19.51 円/デルタ kW・30 分から 15 円、あるいはそれ以下へ段階的に引き下げる方針について反対する。部分的な価格（点）の抑制ではなく、将来のインフラ維持・更新コストを含めた全体（面）でのコスト議論を行うべきである。 ■ 理由 とりまとめ案では、調整力調達コストの高騰抑制を理由に、上限価格の引き下げ（19.51 円から 15 円、状況により 10 円・7.21 円）を提案している。また、蓄電池事業の収益性について特定のモデルケースを用いて「事業継続に大きな悪影響はない」と結論づけている。 しかし、この議論は以下の点で近視眼的である。 投資意欲の減退 スポット的な価格抑制（グロスコストの議論の欠如）は、将来に向けたインフラ投資の予見性を奪う。特に、再エネ主力化に向けた「調整レジリエンス」を確保するためには、一時的なコスト増を許容してでも、設備投資を促す価格シグナルが必要である。 実態との乖離 提示されたモデルケース（IRR 試算等）は、実際の建設費高騰や運用リスクを十分に織り込んでいない可能性がある。上限価格の引き下げは、結果として将来的な供給力不足（停電リスク）を招き、社会的コストを増大させる。	
26	１．上限価格の段階的引き下げによる投資意欲の阻害 2026 年度以降、一次・二次（１）や複合商品の上限価格を 19.51 円から 15 円、さらに状況に応じて 10 円、7.21 円と段階的に引き下げる方針が示されています 。このような人為的な価格統制は、需給逼迫のシグナルを歪め、蓄電池や DR 等の新規リソースへの投資意欲を削ぐため反対します。 ２．募集量の意図的な削減による市場の縮小 一次調整力・二次調整力（１）の募集量を 30 相当量から 10 相当量まで削減する方針は 、コ	

	スト抑制を目的とした意図的な市場規模の縮小です。これは、市場原理による競争活性化という需給調整市場創設の本来の目的　に逆行する過度な介入と言わざるを得ません。 ３．ガイドライン改定による過度な「価格規律」と裁量の制限 不適切なシステム設定による影響も含めて「問題となる行為」と厳格化し 、限界費用や逸失利益の算定方法まで国が細かく規定すること　は、事業者の経営判断の裁量を奪うものです。過大なコンプライアンスリスクは市場参加の萎縮を招き、「官製市場」化を推し進める懸念があります。 【結論】 行政の役割は、価格や量の直接統制ではなく、参入障壁を取り除き市場の流動性を高めることです。過度な市場介入を見直し、市場メカニズムに委ねる方針への転換を強く要望いたします。	
27	＜上限価格の妥当性＞ 元々、19.5 円／delta kW・30 分は応動が難しい高速商品（1 次・2 次-1）の応札促進の為、中速・低速商品（2 次-2・3 次-1）である 7.21 円／delta kW・30 分より高く設定した背景がある。かつ、それぞれの価格は 2023 年度までの需給調整市場の 3 次-2 を中心とした火力等の電源の「平均価格」である。従って、2024 年度以降に参入した新規リソースは既に「火力等の平均価格以下」での応札を強いられている状況。今後も応札が乏しい高速商品の応動の難しさ（10 秒以内に起動）を評価する価格設定にすべき。寧ろ、60 分前の指令で放電をするだけの商品である 3 次-2 は比較的に容易な商品である。全商品で上限価格を撤廃するか、少なくとも高速商品こそ上限価格を撤廃すべきでは無いか。応動の難しさこそ、市場が調達する価値であり、価格シグナル（需給動向）を注視すべき商品である。 更に P18 ではスポット市場約定単価 20 円/kWh (97.1%)と複合商品応札単価 10 円／delta kW・30 分を比較しているが、スポット単価は燃料費等の限界コスト中心の kWh 価格且つ電力供給の市場であり、需給調整市場は当年固定費等を含めた delta kW 価格ゆえ、そもそもこの比較自体が妥当なのか疑問を禁じえない。仮に妥当だとしても、順次上限価格を引き下げることで、固定費以下での落札を強いられる電源が増え、益々競争が促進されないことを懸念する。 更に、次の Page19 では「Capex 単価が 6 万円/kWh の電源が、10 円／delta kW・30 分で 10 年間継続的に約定した場合の IRR は 10.3%と試算した」とある。この点、そもそも需給調整市場は Take or Pay 型のマルチプライスの市場であり、落札できる保証がない。従って、「10 年間継続的に約定した」という前提には無理がある。2028 年から 2030 年には需給調整市場をシングルプライス型の同時市場に統合する方針と理解しており、2026 年度さえも募集削減、上限価格引き下げ、前日商品化での応札増量で収益が見通せない中、「10 年」の市場収入を見通すのは不可であり、この算定根拠をもって、「10 円／delta kW・30 分」でも投資採算として問題ないとするのは無理があると考える。	
28	＜2026 年度以降の複合市場の対応方針＞について 複合市場の上限価格を 19.51 円/kWh から 15 円/kWh（またはそれ以下）へ引き下げる方針について、強い懸念を表明します。 既に減価償却を終えた電源を持つ事業者にとっては許容範囲であっても、多額の初期投資を伴い、現在進行形で投資回収を行っている新規事業者にとっては、著しい収益性の悪化を招く設定です。また、価格のみならず募集量への削減係数導入など、短期間で頻繁な制度変更が行われている点は、事業者の予見可能性を著しく低下させています。 このような環境下では、事業者が長期的な投資判断を下すことは困難であり、結果として次世代の調整力リソース確保の遅延を招く恐れがあります。本施策は、意図せずとも（または意図してか）新規参入を阻害し、既存事業者（旧一電）の市場支配力を固定化させるものと見受けられます。 公平かつ透明な競争環境を維持し、将来的な供給力を確保する制度および制度の安定性・継続性の担保を強く求めます。	
29	価格規律の見直し案における「上限価格の引き下げ（19.51 円から 15 円等）」は、昨今の物価上昇、金利の上昇、人件費の高騰といったマクロ経済の実態と逆行する方針だと感じます。募集量の削減方針と併せて実行されるとなると、新規リソースのプロジェクトファイナンスにおいても投資回収ラインを割り込む恐れが大きくなるものと思われます。他方で、政府は現在	

	「デフレからの完全脱却」や「GX 実現に向けた大規模投資（責任ある投資）」の呼び込みを国家の最重要課題として掲げていると認識しています。これらを併せて考えた場合、今回の方針は、名目上「コスト適正化」とされていますが、実態としては民間投資を冷え込ませる「投資抑制策」として機能するリスクが高く、政府全体の経済・エネルギー政策との整合性が欠如しているように思います。そのため、今回の上限価格引き下げ方針には明確に反対を表明します。	
30	上限価格の引き下げにより市場シグナルを毀損し投資減退リスクが上昇しています。制度設計者は市場価格の高い・安いを評価できないということを理解し、上限価格の非論理的な操作をやめるべきです。 複合市場において、一次調整力・二次調整力①及び複合商品の上限価格を「19.51 円/ΔkW・30 分から 15 円/ΔkW・30 分に引き下げ」、状況により 10 円、7.21 円へと段階的に引き下げる方針は、適切な価格形成を妨げ、市場シグナルを毀損する行為です。 資料ではモデルケースの試算により、「10 円/ΔkW・30 分で 10 年間継続的に約定した場合の IRR は 10.3%と試算され、事業者の投資目線である IRR 5～10%を下回る水準にはならない」ため事業継続に大きな悪影響はないとしています。 しかし、この試算は、制度が頻繁に変更されるという「制度変更リスク（カントリーリスク）」に対する金融市場の厳しい評価（リスクプレミアムの要求水準上昇）を過小評価しています。上限価格の引き下げは、調整力リソースへの投資インセンティブを削ぎ落とし、当初目的である「新規事業者を含めた形での調整力の確保」を物理的に困難にするものです。	
31	本中間とりまとめ（案）では、需給調整市場における調達コスト抑制の観点から、一次調整力・二次調整力１を中心に募集量の削減および上限価格の段階的引下げが示されている。一方で、本制度設計が中長期的な調整力供給力の形成、特に新設電源（蓄電池・DR 等）への投資インセンティブに与える影響については、十分に考慮されていないのではないかという強い懸念がある。 まずマクロ環境として、AI・データセンター等の普及による電力需要の増加および負荷変動の拡大が見込まれる一方、原子力発電の再稼働が進むことで、系統全体としては出力追従性に乏しい電源構成へとシフトしている。また、これまで調整力の中核を担ってきた老朽火力については、物理的・経済的制約から維持が困難となり、今後は調整力供給能力が構造的に減少していく可能性が高い。 このような環境下では、起動時間が短く柔軟性の高い蓄電池や DR の新規導入を促進することが不可欠である。しかしながら、本中間とりまとめ（案）に示された制度は、１．募集量が行政判断により意図的に抑制されること、２．上限価格が段階的に引き下げられること、３．落札や稼働が単年度・不確実であること、という三点が重なり、新設調整力にとって投資回収の確実性を著しく低下させる設計となっている。 インフラ投資の意思決定において本質的に重要なのは、名目価格水準ではなく、長期的に見た回収確率（落札確率、稼働率、制度変更リスクを含む）である。募集量が縮小され、価格上限が設けられ、かつ落札保証も存在しない市場においては、競争が進むほど投資家の期待収益分布は下方に歪み、新規参入が抑制される結果となる。これは短期的な調達費用抑制と引き換えに、中長期的な供給力不足リスクを制度的に高めるものである。 海外事例と比較しても、この点は顕著である。例えば米国 PJM では、容量市場への強制参加や落札電源に対するエナジー市場への応札義務を通じて供給責任を明確化する一方、需給逼迫時には価格シグナルが十分に機能する設計となっており、価格規律は市場支配力を有する事業者に対するコストベースの義務付けに限定されている。これにより、投資家に対しては回収機会の確実性が制度的に担保されている。 一方、日本の需給調整市場は、参加が原則任意であるにもかかわらず、価格と数量の双方を一律に抑制する設計となっており、供給責任と回収機会の対応関係が不明確である。このままでは、調整力供給の基盤が細る中で、新設投資が進まず、供給力不足が顕在化した段階で初めて緊急的・場当たり的な措置を講じるという事態に陥りかねない。 調達コストの抑制自体を否定するものではないが、それを行うのであれば同時に、中長期的な調整力供給を確保するための投資回収確度を制度的に補完する措置（例えば、一定期間の安定的な調達枠、募集量の自動復元条件の明確化、新設リソース向けの参入初期リスク低減策等）を併せて検討すべきである。 短期の価格抑制と中長期の供給確保はトレードオフではなく、制度設計次第で両立可能である。本中間とりまとめ（案）においては、新設調整力投資の視点から、回収の確実性というインフラ投資の原点に立ち返った再検討を強く要望する。	
32	国民負担の増大の懸念 本案は、調整力調達コストの短期的な抑制を強調しているが、その実態は、老朽電源を中心と	

	する既存電源の供給構造を温存する一方で、新規の高効率電源や柔軟性電源の参入障壁を引き上げているに過ぎない。 募集量削減、上限価格の引下げ、市場外調達への構造的依存は、いずれも新規投資にとって将来収益の不確実性を高める措置であり、電力需給の逼迫が見通されている状況下において、必要な新規電源・新規調整力への投資を促進する制度設計とは言い難い。 結果として、本案は、短期的なコスト低下を装いながら、実際には中長期的な供給力不足リスクを放置し、ひいては将来の国民負担を拡大させる制度構造を固定化していると評価せざるを得ない。	
33	第 32 回需給調整市場検討小委員会（2022 年 9 月 26 日開催）で、TSO が需給調整市場でΔkW を調達せずに調整力を調達すると、市場に期待していた透明かつ効率的な調達が果たせなくなる可能性があると指摘されているとおり、余力活用は、GC 後の発電事業者等の余力を TSO が活用できるというあくまで保険的な仕組みと位置付けであることを踏まえると、P11 に記載されているように、調整力調達手段としてはじめから余力活用契約をアテにするという考え方は適切ではない。 　仮に、TSO が余力活用契約ではΔkW の対価を支払う必要がないことを利用して、V1 単価しか払わないというなら、各既存リソースは、以下のような行動をとり得るものと想定され、余力活用契約の活用をアテにした調整力確保は短期のコスト削減の観点からは有効かもしれないが、中長期にはサステナブルではないことを認識する必要があると考える。 （1）そもそも調整機能がない既存リソース・・・・需給調整市場のΔkW の収益が期待できないため、お金をかけて調整機能を具備することはない （2）調整機能はあるが、調整機能「無」で登録している既存リソース・・・・敢えて調整機能「有」で登録して余力活用契約を締結しようとはしない （3）既に余力活用契約を締結中の既存リソース・・・・需給調整市場でのΔkW の収益が期待できないため、締結中の余力活用契約の解約を検討する	
34	上限価格水準の妥当性の懸念 本案において設定されている上限価格は、過去の応札実績に基づき決定されているとされているが、少なくとも過去の制度設計においては、応札価格の分布や平均水準を参照して上限価格が設定されてきた経緯がある。 仮に、応札価格の平均水準を基礎として上限価格を設定しているのであれば、その時点で、当該上限価格では応札できない、すなわち市場から排除される電源が構造的に存在していることを意味する。 平均値を事実上の上限として用い、その結果として約定価格が低下したことをもって「コストが下がった」と評価することは、市場から排除された供給力の存在を無視した評価であり、調整力の真の供給コストを反映しているとは言えない。 真に必要な調整力を供給可能な電源が価格規制によって市場から退出しているのであれば、それは表面的なコスト低下と引き換えに、将来の供給余力と信頼度を犠牲にしていることに他ならない。 このように真のコスト構造を覆い隠したまま制度運営を行うことは、結果として停電リスクを高めるものであり、需給調整市場を所管する政策当局の制度設計の在り方そのものに、重大な疑義がある。	
35	・該当箇所 2.1.（4）今後の需給調整市場に関する検討について_ P19_（参考図６－８）蓄電池事業の収益性に関する検討） ・意見内容 蓄電池事業の収益性分析におけるインフレリスク等の考慮について ･蓄電池の収益性分析（IRR 試算）において、将来のインフレリスクや部材コストの変動を考慮した感度分析を行うとともに、継続的に収益性の追跡調査（モニタリング）を実施願いたい。 ・理由 ･外部要因により前提条件は容易に変化することから、試算には実態に即した最新のコストを適切に反映すべきであり、その結果を踏まえ、事業継続性への影響を継続的に確認いただきたいため。	第 109 回制度検討作業部会において、新規リソースの事業性と上限価格の水準の関係性について具体的なイメージをお持ちいただくために、蓄電池事業の収益性に関するモデルケースをお示ししましたが、上限価格の設定を通じて蓄電池事業者の事業採算性を担保することを目的としたものではありません。 蓄電池等の新規リソースについても、補助金による導入支援に加え、長期脱炭素電源オークション、容量市場、スポット市場、需給調整市場等、複数の収入獲得機会があり、需給調整市場のみが電源の収入獲得機会ではないと承知しております。 第 110 回制度検討作業部会では、一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じることとしました。その上で、市場への応札状況等をモニタリン
36	複合市場における上限価格水準について　P.19 （意見）上限価格を適用した場合の蓄電池事業者の収支への影響検証において、稼働年数 10 年・15 年、約定量 2 ブロック/日とするモデルケースだけではなく、他モデルケースにおいても検証を実施して、適切な上限価格設定の検討を引き続き進めて頂きたい。理由として、長期脱炭素電源オークションでは事業期間 20 年以上が要件であるものの、蓄電池の応札は活発に	

	行われている状況であることからも、稼働年数は 20 年を基準としたケースも検証すべきではないか。また、一次調整力に関しては周波数調整の特性上充放電を交互に行うことから時間制約のある蓄電池でも長時間の供出が可能であり、上限価格張り付きのブロックが終日継続しているエリアも存在することから、実際にそのような運用がなされている前提をもって検証されるべきと考える。その意味では、一次調整力に関して、2 ブロック/日は実態と乖離している可能性があり、今回上限価格 15 円/ΔkW/30 分としたケースの IRR は 13.2%となる水準を提示されているが、実際には、この水準を上回る（2-3 年程度の短期間での投資回収が可能な）水準であることは指摘したい。 上記を踏まえると、「市場への応札不足が懸念される現在の状況下」において、「募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰を防ぐ」という趣旨に鑑みて、現実的なモデルケースにおける検証を進めて頂き、適切な上限価格（例えば 15%（リスクプレミアムを考慮した資本コスト）程度の投資回収が可能な水準）について、引き続き検討を頂きたい。	グし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととし、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には募集量を増加させることされました。さらに、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととされました 。
37	今回のとりまとめ案に示された募集量の削減および上限価格の引き下げは、新規参入事業者（新電力等）にとって事業継続を脅かす重大な変更であり、以下の 3 点において再考、または詳細な説明を求めます。 1. 政策決定における根拠（エビデンス）の提示不足について 今回の変更案は、電力小売市場における競争環境を根本から変える可能性があるにもかかわらず、その判断に至る定量的根拠や市場シミュレーションの結果が十分に示されていません。制度の大きな転換には、市場参加者が納得しうる透明性の高いデータ開示と、合理的な説明が不可欠です。まずは本改訂が検討された具体的背景と、その妥当性を示す根拠を明確にされたい。 2. 事業の予見可能性および投資意欲への影響について 募集量の削減と価格上限の同時設定は、電源調達コストの不確実性を高め、新規参入事業者の事業計画策定に甚大な支障をきたします。このような急激な制度変更は、電力システム改革の基本理念である「競争の促進」に逆行し、中長期的な投資意欲を減退させる懸念があります。短期・中長期それぞれにおける市場流動性への影響評価を改めて実施すべきです。 3. 段階的な制度移行の検討について 募集量削減と上限価格引き下げを同時に実施することは、事業者へのマイナスのインパクトが過大です。市場への衝撃を緩和し、副作用を検証するためにも、まずはどちらか一方の施策を限定的に導入、あるいは段階的に実施する等、市場の反応を見極めながら進める「激変緩和措置」を検討していただきたい。	2026 年度（2026 年 3 月 13 日取引、14 日受渡分）から、一次調整力～三次調整力①の取引を前日取引化、30 分化することとして運用改善を図るものの、発電事業者へのアンケートの結果、特に一次調整力・二次調整力①については、依然として応札不足が解消されない懸念が示されました。 一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは、取引状況を予断することができないため、第 110 回制度検討作業部会において、募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じることとしました。その上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととし、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には募集量を増加させることされました。さらに、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととされました。 蓄電池等の新規リソースについても、補助金による導入支援に加え、長期脱炭素電源オークション、容量市場、スポット市場、需給調整市場等、複数の収入獲得機会があり、需給調整市場のみが電源の収入獲得機会ではないと承知しております。
38	諸外国における系統用蓄電池の長期インフラ投資においては、導入期は価値の高いアンシラリーサービス市場へ参加できるインセンティブによって先行的プレイヤーの投資が促進されるが、複数プレイヤーの参入によって一定量の導入が達成されると同市場価格が落ち着いて来るので、いわゆるエナジー市場でのアービトラージ収入による投資回収に運用を移行、その後、更に系統用蓄電池の投資が進み十分な量が導入された市場成熟の時期には電力市場価格のボラティリティが落ち着きアービトラージ収入自体が一定程度に収れんし、予見される収入が新規投資を判断させるレベルと均衡するため新規投資が止まるという、中長期的な市場成熟サイクルとそれに合わせた民間投資の進捗が予見される。その意味において、導入期の需給調整市場の上限価格が十分に高いことは、市場原理による中長期的な調整力導入を促進し調整力コスト低減に繋げて行くことに反したものではなく、先行的プレイヤーの参入を促進するものに繋がるため、上限価格の低減変更は行われるべきではないと考える。また、上述の通り、導入期においては新規参入プレイヤーが限定な状態から市場が始まり競争環境が形成されて成熟して行くものであり、黎明期・導入期の市場を活性化させ市場の成熟化に貢献し、調整力を増大させて行こうという意思や志と意欲がある先行参入プレイヤーが、プレイヤーが少ないということを持って市場支配力を有すると見なされないようにしなければならない。導入期の限定的な数の先行参入プレイヤーが市場支配力を有すると見なされてしまうと、多くのプレイヤーが参入するまで誰も市場参加することが無くなり、市場は立ち上がらない。	現在、一次調整力～三次調整力①のうち一次調整力・二次調整力①については応札不足により高単価での約定が可能となり、その結果、調整力調達コストが高くなっているという問題がありました。このような背景も踏まえ、調整力が供出可能な電源に対し、市場供出を促すことも重要であると考えています。 2026 年度（2026 年 3 月 13 日取引、14 日受渡分）以降、一次調整力～三次調整力①の前日取引化・30 分化により発電事業者の応札ハードルが下がることが期待されますが、発電事業者へのアンケートの結果、特に一次調整力・二次調整力①については、依然として応札不足が解消されない懸念が示されました。 一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは、取引状況を予断することができないため、第 110 回制度検討作業部会において、募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じた上で、市場へ
39	市場設計・運営体制の抜本的見直しについて 本案に見られるように、需給調整市場を含む電力市場制度は、年々複雑化し、その設計思想も	

	一貫性を失いつつある。 これは、エネルギー政策の枠組みの中で市場制度を設計・運営してきた体制が、必ずしも市場設計や市場監督を専門とする行政分野の知見を十分に取り込めていないことに起因している可能性がある。 電力市場は、もはや単なるエネルギー政策の一部ではなく、価格形成、リスク配分、投資誘導、情報開示、競争政策などを包括的に設計すべき高度な市場制度である。 その観点からは、例えば金融庁など、金融・証券市場において市場設計、取引監視、ルール運営を専門としてきた行政分野の知見を本格的に導入する、あるいは市場監督・市場設計機能を独立性の高い組織へ移管・再編することも、選択肢として真剣に検討されるべきである。 少なくとも、現行の体制の下で、制度を積み増す形で複雑化を続けるのではなく、市場設計・運営・監督の在り方そのものを抜本的に見直すことを強く求める。	の応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととされました。 2026 年度以降も応札増加の取組について継続的に検討を行ってまいります。
40	自由化の否定および制度運営の透明性の欠如 本案では、市場価格による資源配分を前提とする自由化市場の考え方とは整合しない形で、募集量削減や価格上限制約が繰り返し導入されている。 さらに、余力活用電源や随意契約といった市場外調達が恒常的に用いられ、その価格形成プロセスや契約条件が市場参加者および需要家に対して十分に開示されていない。 このように、市場価格による調達を縮小し、市場外取引によって調整力の大宗を調達する構造が常態化すれば、実質的には、調整力分野において競争市場を通じた価格形成を放棄し、制度的に閉じた調達構造へと回帰していると評価せざるを得ない。 これは、発送配電分離後に構築されてきた市場型制度と逆行するものであり、調整力分野において、事実上の新たな垂直的統合構造を制度的に作り出していることに等しい。 仮に、需給調整市場が本質的に機能し得ないのであれば、まずその市場の失敗を公に認め、その上で国民に対して制度転換の必要性を説明すべきである。 市場を前提とした制度設計を維持するのか、それとも規制型調達へ移行するのかという根本方針を曖昧にしたまま、場当たり的に市場介入を重ねることは、制度の正当性と透明性を著しく損なう。 少なくとも、本審議会は、需給調整市場を今後も市場として維持するのか否かという根本方針について、明確な整理と説明責任を果たすべきである。	
41	ガイダンスの信頼性および制度の正当性について 私は、電力システムの安定性および長期投資の確実性の観点からは、総括原価方式に基づく規制的枠組みの方が合理的であるとの私見を有している。 一方で、本案は、「市場」を前提とする制度設計を掲げる審議会において検討されているにもかかわらず、実際には、市場原理とは整合しない募集量削減、価格上限制約、市場外調達の恒常化といった措置を積み重ねる内容となっている。 このような制度運営の下で、「市場を通じた競争により効率的に調整力を確保する」という従来の政策メッセージを維持し続けることは、新規参入を検討する事業者に対して、制度の実態を正確に伝えていない点で、極めてミスリーディングである。 また、需要家・国民に対しても、自由化市場としての需給調整市場が実際にはどの程度機能しているのか、市場外調達への依存がどの水準に達しているのかといった重要な情報が、十分に分かりやすく開示されているとは言い難い。 仮に、需給調整分野において市場原理による資源配分がもはや実務上成立しないのであれば、その事実を正面から認めた上で、自由化の評価と限界について公正かつ透明に検証し、その後に、規制的枠組みへの移行も含めた新たな制度設計を、別の枠組みの会議体において改めて議論すべきである。 市場を掲げながら実質的に市場を用いない制度運営を継続することは、事業者に対しても、国民に対しても、制度の正当性と信頼性を著しく損なうものである。	
42	真の課題と解決の方向性の懸念 そもそも需給調整市場を巡る最大の問題は、一般送配電事業者（TSO）が負担する調整力調達コストによる赤字構造が出発点であったと認識している。 この問題は、需給調整力の調達コストを、市場価格を用いて時価ベースで精算・回収する仕組みを導入することにより、制度的に解消可能であるはずである。 にもかかわらず、本案では、調達主体である TSO 側のコスト構造や精算制度の見直しには踏み込まず、市場側に対して募集量削減や価格上限の引下げといった統制的手法を重ねることにより、問題の解決を図ろうとしている。 このように、市場制度の側を歪めることで問題を覆い隠した対応を繰り返すことは、結果として市場メカニズムを弱体化させ、将来にわたって制度的な歪みを拡大させるリスクが高い。 現在の審議の進め方は、市場原理を前提とした制度設計から乖離しつつあり、結果として、審	

	議会自体が市場の失敗を再生産する構造になりつつあることを強く懸念する。 需給調整市場において応札不足が継続し、十分な競争が働いていないことを理由として、募集量の削減および価格上限の引下げを行うという本案の方向性が示されているが、真に問うべき課題は、十分な余力が確認されているにもかかわらず、なぜ当該余力が需給調整市場に応札されていないのかという点である。 本来、需給調整市場の機能不全が疑われる場合には、価格や数量を行政的に制御する前に、「供給可能なリソースが、なぜ市場に参加できないのか、あるいは参加しないのか」という根本原因を特定し、その障壁を除去する制度改善を優先すべきである。 十分な余力が存在するにもかかわらず市場に現れないという状況は、需給調整市場における価格水準の問題ではなく、市場設計そのものの問題であり、本案においてはこの本質的な論点に対する分析と対応が著しく不足している。	
43	・該当箇所 2.1.(3) 市場外調整力の募集量控除、(5) 揚水発電に関する対応について、11. 需給調整市場の価格規律の見直し ・意見内容 「余力活用」や「随意契約」といった市場外調達への構造的依存は、発送電分離後の市場化という電力システム改革の大原則を否定するものである。透明なオークションを縮小し、特定の大規模事業者との不透明な相対取引を拡大させることは、事実上の「再垂直統合」への回帰であり、制度の「場当たり的」なパッチワークと言わざるを得ない。特に市場支配力を有する事業者との内部取引に近い構造を助長することは、独占禁止法や競争政策の観点からも極めて不適切である。諸外国では kWh とΔkW を一括最適化する「同時市場」により透明な価格形成を実現しているが、本案はこれに逆行している。市場の不備を規制的手法で覆い隠すのではなく、まずは失敗を認め、そこから学び、透明な市場調達を維持・拡大することこそが行政の果たすべき本来の職務である。	需給調整市場は、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図ることを目的として開設されました。 しかしながら、2024 年度の全商品取引開始以降、一部商品において応札未達により市場における競争が行われず、高単価での約定も可能となっていたことから、調整力コストの高騰が見られました。 第 103 回制度検討作業部会では、2026 年度からの前日取引化・30 分化を前提とした上で、2026 年度以降も、調整力調達コストの最小化のために、当面の間市場以外での調整力調達手段（余力活用契約・揚水等随意契約）を併用していくことと整理されました。 2026 年度以降も市場への応札量を増加させる施策について検討を行ってまいりますが、市場において十分に競争が行われるまでの間、余力での低廉な調整力調達は調整力調達コスト低減のために合理的な施策と考えられます。また、余力活用契約による調整力確保にあたり、その調整力供出に係る費用の精算については、余力の運用規程に基づき行われていることから、公平性についても損なわれていないものと考えております。 また、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約による調達にあたっては、電力・ガス取引監視等委員会において、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点から、契約容量及び契約価格等について入念に事前確認を行うとともに、需給調整市場の募集量への影響等も踏まえ、必要に応じて契約内容の見直しを要請するなど、慎重に対応しているものと承知しています。
44	【結論】 揚水等随意契約など、市場外の調達手段の併用を無条件に容認する方向性に反対し、中長期的な市場への統合を前提とした方針へと見直すことを強く求めます。 【理由】 蓄電池事業者の立場として、現在の市場外調達を前提とする方向性には以下の大きな問題があると考えます。 ・市場外の超法規的な仕組みによる投資予見性の低下と新規投資の阻害 調整力調達において、募集量の削減や揚水等随意契約といった市場外の仕組みが常態化することは、制度変更の頻度や影響を大きくし、事業者としての投資回収の予見性を著しく低下させます。この予見性の欠如は、事業者のみならずファイナンス組成における金融機関の判断にも重大な悪影響を与え、結果として、今後の電力システムに不可欠な蓄電池等の新規電源への投資停滞を招きます。 ・市場創設の本来の目的からの逸脱 一般送配電事業者（TSO）の短期的なコスト抑制の観点から随意契約が用いられていると理解していますが、単に足元の費用を抑制するだけであれば、わざわざ市場を創設する必要はなく、従来の公募調達で安価な順に取得する仕組みのままでよかったはずです。 ・需給調整市場が存在する本来の理由 私たちが市場メカニズムを導入した本来の理由は、旧一般電気事業者だけでなく、新電力や蓄電池、DR といった多様な新規リソースを含めた形で、同一の土俵で透明性高く調整力を確保するためです。化石燃料に過度に依存せず、クリーンなリソースを育成・活用していくことは、再エネの導入拡大とカーボンニュートラルの実現という公益的課題に対応するための必須要件です。市場外調達の多用は、このイノベーションの芽を摘む行為に他なりません。 【影響】 短期的なコスト抑制のしわ寄せとして、市場外の不透明な枠組みが維持され続ければ、市場参加者からの信頼は損なわれます。蓄電池事業者が投資機会と参加機会を失えば、中長期的な調整力不足が現実のものとなり、我が国の電力安定供給および再エネ拡大政策そのものが頓挫する致命的なリスクを孕んでいることを強く懸念します。	

45	2026 年度以降の調整力調達・運用および市場見直しの対応方針について 今般提示された市場見直し方針は、安定供給とコスト抑制を名目としながらも、その実態は新規参入者の予見可能性を奪い、既存の旧一電事業者の優位性を不当に固定化させる「競争阻害的」な懸念が極めて強いと考えます。具体的には以下の 3 点について、制度設計の妥当性を厳格に検証すべきです。 市場調達量の恣意的な制限： 募集量を「3σ」から「1σ」相当へ大幅に削減し、不足分を市場外調達（既存電源の余力活用等）に依存する方針は、市場メカニズムを形骸化させるものです。 非対称な価格抑制： 新規投資回収が必要なリソースの経済性を無視し、償却済み電源を基準とした上限価格の段階的引き下げ（19.51 円→15 円、さらにはそれ以下）を行うことは、実質的な参入障壁の構築に他なりません。 既存リソースへの不当な優遇措置： 揚水発電に対するアセスメント違反や計画不一致リスクの肩代わり等、特定リソースへのリスク補填措置の継続は、リソース間の公平な競争条件を著しく損なうものです。 以上の施策は、エネルギー自由化の根幹である「公平な競争環境」を歪める恐れがあります。本件については、エネルギー政策の枠組み内での検討に留まらず、独占禁止法の観点から公正取引委員会等の第三者機関による厳正な監視と検証を導入し、市場の公正性を担保すべきであると考えます。	
46	余力活用に係る随意契約の相手方および競争政策上の懸念 本案において活用が拡大されている「余力活用電源」等による随意契約は、その性質上、当該エリアにおいて既に大規模な電源ポートフォリオおよび運用体制を有する事業者が主たる相手方となることが想定される。 現行の市場構造を踏まえれば、その多くは、いわゆる旧一般電気事業者に偏在する可能性が高く、結果として、同一事業グループ内又は極めて限定された事業者との取引が構造的に拡大する懸念がある。 本案のように、市場調達を縮小し、随意契約による余力活用を制度的に推進することは、調整力分野において内部取引に近い構造を助長し、市場を通じた競争を形骸化させるおそれがある。 さらに、このような随意契約への依存が恒常化した場合、調整力市場における供給構造が一部の大規模事業者に集中し、市場の寡占化・独占化が進行する可能性が否定できない。 寡占化又は独占化が進行した市場においては、将来的に優越的地位の濫用等の競争制限的行為が生じるリスクが高まることは、競争政策の観点からも広く指摘されているところである。 本案では、余力活用に係る随意契約の相手方の構成、取引集中度、及び競争環境への影響について、定量的な分析および競争政策当局との整理が示されておらず、独占禁止法との関係も含め、極めて不十分であると言わざるを得ない。	
47	本審議は本来「制度・市場設計」の議論なのか 本案において繰り返し議論されている、一般送配電事業者（TSO）が、同一企業グループに属する発電事業者等から、余力活用等により市場外で調整力を調達する取引は、実質的には内部取引に近い性格を有している。 このような個別事業者間の取引の妥当性や価格の合理性については、本来、制度設計を担う審議会の場で詳細に議論すべき論点というよりも、電力・ガス取引監視等委員会による事後的な監視・検証の枠組みに委ねるべき事項であると考える。 にもかかわらず、本審議会において、個別の余力活用取引の在り方や運用対応を詳細に議論し、事実上その正当性を制度側から担保するかのような整理がなされていることは、本審議会の役割と機能の範囲を逸脱しているのではないか。 本審議会が本来担うべきは、TSO 個社の調達実務の是非ではなく、調整力は原則として市場を通じて調達するのか、例外的に市場外調達を認めるとすれば、その要件・範囲・透明性をどのように制度として設計するのか といった、制度レベルの整理である。 個別の内部取引に近い調達行為の合理性を、公開の審議会において議論すること自体が、本来の「制度設計の場」としての役割と整合しているのか、改めて検証されるべきである。 少なくとも、余力活用を制度的に位置付けるのであれば、その監督主体、監視手法、情報開示の範囲を明確に切り分けた上で、制度設計と個別監視の役割分担を整理すべきである。	

48	＜調整力調達の在り方＞ Page4 に記載の通り、需給調整市場の目的は「市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図る」「調整力確保に係る市場メカニズムの採用による透明性の向上」「DR 事業者や新電力等の新規事業者を含めた形での調整力の確保」であることに異存ない。一方、様々な課題に対処する為とはいえ、2025 年度における募集量削減（自然体余力・揚水随契）、更に 2026 年度に向けて採択された施策（募集量削減 1 シグマ化、上限価格引き下げ、又更なる引き下げを継続審査、揚水随契の延長案）は、まったく市場設計当初の目的に沿っていないと考える。 まず「揚水随契」については、令和 8 年 1 月 30 日付の制度設計・専門会合（第 17 回）で 2025 年度実績を各一般送配電事業者が報告し、その中で以下の事実が公表された。 中部エリア：調整力調達の内、揚水随契が 42%。余力活用が 44%。市場調達が 14%。 東北エリア：調整力調達の内、揚水随契が 8.3%。余力活用が 31.2%。市場調達が 60.5%。 関西エリア：調整力調達の内、揚水随契+余力活用で 68%。市場調達が 32%。 北海道エリア：調整力調達の内、揚水随契が 51.9%。余力活用が 22.7%。市場調達が 25.4%。 東京エリア：調整力調達の内、揚水随契+余力活用で 63.1%。市場調達が 36.9%。 ※他エリアは揚水随契を実施していない為、不明。 上記が事実とする場合、以下の問題点があるのではないか。 1） 需給調整市場ガイドラインでは、市場シェア 20%以上の事業者が大きな市場支配力を有する事業者であり、事前的措置の対象者と理解している。その基準と比べて、特定の揚水事業者が一般送配電事業者の調整力調達の過半数を超えるシェアを取った事実は、法的に独占・寡占を促進した疑義に当たらないのか。 2） 揚水随契の相対価格について、需給調整市場の全電源の落札価格と比較しているが、需給調整市場の「揚水電源」の価格と比べるべきである。一方、上記審議会では「揚水随契では、発電側（BG）の揚水の市場応札価格の半分程度で調達した」「発電側（BG）の揚水余力を聴取し、余力を相対調達した」という発言があった。これらが事実とすると、発電側（BG）は自社電源の余力 kW を一般送配電事業者に伝えた上で、市場で得られる想定利益の半値で一般送配電事業者と契約したと想像される。これが事実だとすると、発送分離という制度において、発電側が一般送配電側に対して、市場価格より低い価格で合意し、発電側の利益を押し下げたとも考えられるが、問題行為にならないのか。昨今、kWh の内外価格差問題、小売のカルテル、一般送配電の情報漏洩など日本の電力会社が抱える様々な問題を目の当たりにする中、揚水随契のプロセスが本当に民主的なのか検証して頂きたい。内外価格差では市場価格より不当に安く発電側がグループ小売側に供出してはならない。長期脱炭素オークションでも、発電側は国庫返還を減らす為に市場より安く相対契約に供してはならないと規定している中、揚水随契はなぜ市場価格より安く調整力を調達し得るのか。また、それを許容し得るのか。 上記の問題点を検証するにあたって、方向性を提言させて頂きたい。 止む無く一定の揚水随契を許容する場合、市場シェアの 20%未満の制約を課すべきではないか。さもなくば、市場に参入し、競争できる揚水が市場参入せず、市場競争は活性化されず、市場競争が活性化していない・未達があるという理由で更に上限価格を下げるなど、間違った方向に進んでいく。 揚水随契の評価プロセスには、公正取引委員会も深く関与すべきである。なぜ市場応札価格の半値で調達することが可能なのか。調達容量は、一般送配電事業者の調整力必要量に対してシェアは妥当なのか。 制度検討作業部会委員名簿に記載のメンバーは、上記評価プロセスからは外れるべきと考える。制度検討作業部会は、調整力調達において揚水随契、余力活用、市場調達をバランスよく調達し、コスト削減するという方針と理解している。一方、揚水随契という手法が独占・寡占という視点で問題ないのか、監視の役割を担っている電力・ガス取引監視等委員会に同じ審議メンバーが入っていることに違和感を禁じえない。揚水随契を推進する会議体で賛同を表明しつつ、揚水随契のプロセス・評価を監視する会議体で同様の意見を述べる体制は、電力業界の適正なガバナンスとして国民の利益に資するのか。提案側と評価側が同じメンバーである。本当に制度検討作業部会委員と制度設計・監視専門会合の委員を兼務しても問題ないのか、審議会で国民にわかる形で評価・ご議論頂けないか。 また、「余力活用」についても 4 年前に実施された容量市場で「安定電源」として落札された電源が対象であり、毎日の相対契約から卸電力市場、需給調整市場の契約・落札容量を控除し	

	た余力待機容量を登録しているにすぎず、毎日変動する容量と理解している。予備率がひっ迫した際にまず供給力として起動される電源あり、調整力の予備電源として、一般送配電事業者が確実に確保し得ると言えるのか、疑問である。また、制度設計作業部会では余力活用の調整力コストと市場の調整力コストを比較しているが、前者は V1・V2 価格（上げ・下げ価格）であり、kWh 単価。後者は当年固定費なども含めた費用であり、比較対象として妥当なのか疑問である。少なくとも余力活用の調整力コストは、容量市場を落札した電源ゆえ、既に当該年の LCOE・固定費をカバー済の電源のコストであり、当該年の固定費を回収中の電源も多く参入している需給調整市場の調整力コストと比較するのは、ミスリードと思う。比較する場合、余力活用、揚水随契、需給調整市場の電源の全ての相対、他市場収入を比較・開示しないと、特定の電源に総額いくらの国民負担が生じているか正確に把握するのは難しい。当年固定費回収済の揚水や余力活用の電源と需給調整市場の電源を比較して、後者が高いと評価するのは、国民をミスリードする説明と感じる。	
49	（該当箇所：P.20 2.1(5) 揚水発電に関する対応について） 揚水発電に対する特別措置と公平性について ■ 意見の概要 揚水発電に対して継続されるアセスメント違反回避等のための特別措置、および一般送配電事業者との随意契約の活用について、公平な競争環境の確保および国際的な調達ルール（WTO 協定等）との整合性の観点から再考を求める。 ■ 理由 とりまとめ案では、揚水発電の特性（最低出力維持等）を考慮し、アセスメント違反や計画不一致リスクを緩和する措置（TSO による代替デルタ kW 用意や、最低出力分の系統並列・持替先の用意等）を 2026 年度以降も継続するとしている。しかし、特定の電源種に対してのみ、TSO がリスクを肩代わりする仕組みや、市場を通さない随意契約（揚水随契）を維持することは、以下の問題がある。 公平性の欠如 蓄電池などの他リソースとのイコールフッティングを阻害し、特定既存事業者（旧一電等）の優遇につながる恐れがある。 不透明な調達 市場外での大規模な随意契約は、コストの透明性を欠き、WTO 政府調達協定の精神（開放性・透明性）とも抵触する懸念がある。 ■ 提案 揚水発電も例外なく市場競争に参加させるべきであり、そのために必要なシステム改修や運用変更は事業者の責任において行われるべきである。	
50	価格上限を都度見直すという運用の問題 価格上限を市場状況に応じて都度見直すとする方針は、一見柔軟性を確保する措置のように見えるが、市場制度における価格規律は、本来、予見可能性と一貫性を備えるべきものである。価格規律が行政判断によって機動的に変更され得るという前提の下では、市場参加者は将来収益を合理的に予測することが困難となり、投資判断の前提が不安定化する。 市場制度において必要なのは「柔軟性」ではなく「予見可能性」である。頻繁な価格上限の見直しは、市場規律そのものの信頼性を損なう。	複数の事業者との意見交換を行った結果、需給調整市場への中長期的な参加のためには、安定した約定機会が確保され、一定の予見性が確保されている市場の形成が望ましいという意見をいただきました。一方で、引き続き市場への応札不足が懸念される現在の状況下では、募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰を防ぐ必要があり、第 110 回制度検討作業部会では一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととされました。
51	・該当箇所 2.1.(4) 今後の需給調整市場に関する検討について_（2026 年度以降の複合市場の対応方針について）_P13 _＜2026 年度以降の複合市場の対応方針＞（下記記述） 「その上で、市場で取引される調整力の厚みが増すためには、継続的に調整力を供出するリソースが参入しやすい市場を形成する必要があり、適切な競争環境と十分な約定機会を確保する観点から、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には、募集量を増加させることとした。上限価格についても、市場における競争状況に改善が見られる場合には、それ以上の引き下げは行わないこととした。」 ・意見内容 上限価格等の今後の取扱いについて ･上限価格についても募集量と同様に、十分な競争状況が確認された後には引き上げるべきと考える。 ･また、「市場において十分な競争が働いている」、「市場における改善状況が見られる」という判断基準について、募集量に対する応札倍率、約定量、エリア別の未達率等の客観的・定量的	上限価格は、調整力調達コストの高騰を抑制する対応策として導入されました。第 67 回電力・ガス基本政策小委員会において必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、上限価格の水準については不断に見直すこととされましたが、第 96 回制度検討作業部会において、三次調整力②の応札価格や約定価格が安定しない状況を踏まえ、一次調整力～三次調整力①ついては当面の間現行の上限価格水準を維持することとしました。 一次調整力～三次調整力①の前日取引化のタイミングでは、取引状況を予断することができないため、第 110 回制度検討作業部会において、募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、

	な定義等にて明確にしていただきたい（上限価格の引き上げを含む）。加えて、応札量の増加、上限価格の引き上げに至る具体的なロードマップを示していただきたい。 ･なお、異常高騰時の市場混乱を防ぐための「安全弁」としての上限価格設定は適切と考えうるが、本来の需給状況の価格への反映を妨げない仕組みであるべきと考える。 ・理由 ･十分な競争状況が確認された市場では、外部要因等による異常高騰に対する「安全弁」を除き、需給状況に応じた価格変動を許容することが、効率的な電源投資を促し、中長期的には市場メカニズムによる新規事業者（DR 事業者、新電力等）を含めた調整力の確保といった諸課題への対応がされ、市場の健全な発展につながると考えるため。 ･また、上限価格の「引き下げ」の方向性のみが強調されている本中間取りまとめ案は、市場参加事業者の収益機会が抑制される懸念を惹起しかねず、新規電源の参入意欲を削ぐ。 ･こうしたことから、目指すべき市場の状況（定義含む）、そこに至るまでの道筋が不透明なままでは、中長期のリードタイムを要する事業において、長期的予見性を持った投資判断が困難であるため。	段階的に引き下げること）を講じることとしました。その上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととされました。市場が十分に競争的な環境になり、上限価格を設定しなくとも調整力調達コストが抑制されると判断される場合には、上限価格の引上げ又は廃止について、議論の対象とすることを否定するものではありません。
52	複合市場における上限価格設定について P.17～18 （意見）価格上限の設定は「市場への応札不足が懸念される現在の状況下」に限定した時限措置であるべきと考える。充分な競争環境を前提とすると「募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰」は平常時には生じ得ず、高騰が生じた場合それは適切な市場シグナルであると見做すべきである。上限価格を設けることは需給ひっ迫等の緊急時において逆に予期せぬ市場の機能不全を招きかねず電力システムの安定性の観点からも望ましくないものと考える。	
53	現在の電力市場制度は、容量市場、卸電力市場（JEPX）、需給調整市場、相対取引等が並存する多層構造となっている。しかしながら、それぞれの制度設計および運用が個別最適の議論に終始し、市場全体としての整合性や相互補完関係が十分に検証されているとは言い難い。 例えば、 容量市場で固定費回収を議論しながら、 エナジー市場では価格上限や抑制措置が導入され、 需給調整市場では募集量および価格が行政裁量で調整される、 といった制度設計が併存している。 これらは理論的には一体的に設計されるべき市場機能（供給責任、価格形成、投資回収）であるにもかかわらず、制度横断的な整合性の検証が十分に行われているようには見受けられない。 さらに、日本の電力市場においては、依然として旧一般電気事業者グループ内の相対取引が大きな割合を占めていると推察されるが、当該相対取引を含めた市場全体の実効的な価格形成メカニズムやリスク配分構造について、審議会で体系的に議論された形跡は限定的である。 市場設計とは、本来、 誰が供給責任を負うのか、 誰が価格変動リスクを負うのか、 誰が投資回収リスクを負うのか、 という根本的なリスク配分の設計である。 しかしながら、近年の制度改定は、調達費用の抑制や価格高騰回避といった短期的課題への対応が中心となり、市場全体の理論的構造や中長期的均衡の観点からの議論が十分に行われていないように思われる。 海外に目を向ければ、米国 PJM や欧州各国市場は、制度導入時の設計思想、実際に発生した問題、制度改修の過程、さらには失敗事例に至るまで、継続的かつ体系的な検証を経て現在の形に至っている。日本においても、これらの事例の比較分析を踏まえた上で、制度設計の前提や思想そのものを再確認する議論が必要である。 審議会は単なる個別制度の技術的修正の場ではなく、市場全体の整合性を担保する中枢的役割を担うべき存在である。そのためには、 各市場を横断した統合的な制度レビューの実施、 海外市場との比較分析を踏まえた理論的整理、 相対取引を含む実態ベースでの市場構造の透明化、 を制度的に位置付けることが望ましい。 今後の制度改定においては、短期的なパッチワーク的修正ではなく、電力市場全体の一貫性と長期的安定性を重視した審議体制の高度化を強く要望する。	電力需給や電力取引の在り方について、関係する審議会での議論も含め、いただいた御意見も今後の参考とさせていただきます。
54	本案は、市場制度を掲げる審議会において、市場原理とは必ずしも整合しない措置（募集量削減、価格上限制約、市場外調達の恒常化等）を体系的に導入するという、極めて珍妙で特徴的な政策判断を含んでいる。	本案に御賛同いただきありがとうございます。 制度検討作業部会における議論の内容については、HP 上に資料を掲載しているほか、インターネットで

	その意味において、本案は、自由化政策の展開過程における一つの転換点として、歴史的記録価値を有する文書であると考える。 市場と規制の境界がどのように再定義され、行政介入がどの程度許容され得るのかという論点は、将来の制度評価や学術的検証の対象となり得るものであり、本案はその素材として一定の意義を持つ。 本案に賛成する立場からも、今後の制度運営および市場実態の推移については、可能な限り透明性を確保し、将来的に検証可能な形で記録を残すことを強く求める。 本案が、後世において、市場設計の進化あるいは反省の材料として参照されるに足る文書となることを期待する。	の中継や議事録の公開を行っております。 また、需給調整市場における取引情報について、一般社団法人電力需給調整力取引所と連携し、適正な情報公開に努めてまいります。
55	三次調整力 2 において「募集量削減が約定単価の抑制に寄与した」との記載がありますが、募集量を削減した具体的な理由や、削減分を補填する代替手段の詳細が示されていません。 単価抑制のみを目的として募集量を操作することは、市場機能の歪曲を招く懸念があります。仮に削減分が市場外での随意契約等で補填されているのであれば、それは市場原理に基づいた透明な取引とは言えません。 今回の制度変更が、既存の一般送配電事業者や旧一般電気事業者の利益保護を優先し、電力市場を縮小・閉鎖的な方向に誘導するものと感じられ、エネルギー自由化の理念に逆行するのではないかと危惧しております。市場を縮小させ、旧来の電源構成に依存し続けた場合、将来的に既存設備が退役した際の供給力確保や価格安定性にどのような影響を及ぼすと想定されているのか、見解を伺いたく存じます。	三次調整力②の調達については、2024 年 4 月以降、市場での応札未達の状況下、それ以前の市場価格と乖離した高単価での応札が多数約定したことから、第 96 回及び第 97 回制度検討作業部会において、募集量削減係数（余力調達コスト・市場調達コストの大小が逆転する点において募集量を削減するという考え方）を用いて募集量を算出することと整理されました。 募集量の削減により生じた必要量との差分については、余力活用契約により調達していますが、市場において十分に競争が行われるまでの間、余力での低廉な調整力調達は調整力調達コスト低減のために合理的な施策と考えられます。また、余力活用契約による調整力確保にあたり、その調整力供出に係る費用の精算については、余力の運用規程に基づき行われていることから、公平性についても損なわれていないものと考えております。 電源構成の在り方については、いただいた御意見も今後の制度設計の参考とさせていただきます。
56	本案では一次調整力・二次調整力（一）の募集量を「1 シグマ相当」へ削減し、差分の「2 シグマ相当」を市場外で調達するとしているが、この市場外の実態が旧一般電気事業者（以下、旧一電）グループ内の揚水発電等の随意契約（以下、随契）である点において、著しく透明性を欠いている 。 募集量を 1 シグマに絞り込む根拠として「市場外調達の方が安価である」と主張するならば、その随契単価の算定根拠をすべて公開すべきである 。 グループ内電源である随契揚水は償却が完了し、固定費の掛からない電源である 。これと投資回収が必要な新規電源を並べれば、新規電源の価格が高くなるのは自明であり、恣意性を持った比較による不当な参入障壁といえる 。 「市場外の方が安い」のは、随契において旧一電発電部門が自社グループの送配電部門に対し、資本関係を背景とした非競争的な価格を提示しているからではないか。もし随契単価が市場価格よりも著しく低いのであれば、それは「適正な電力取引についての指針」が禁じる不当な取引に該当する疑いがある 。これに対し、当局はどのような法的根拠をもって「随契は市場原理よりも優先される」と結論づけたのか明確な回答を求める 。 統計上必要な 3 シグマのうち、2 シグマ相当を削減し、それを市場外調達とするということは、恣意的に約 30 パーセント程度の市場を縮小し、新規電源事業者を狙い撃ちにして約定機会を奪い、不利益を生じさせる行為に等しい 。需給調整市場と呼ばれているのに、価格と量の双方を当局が制限する実態は、まさに「官製価格」といっても過言ではない 。公正な市場を標榜するのであれば、随契揚水も等しく市場へ供出し、応札すべきである 。	いただいた御意見については、今後の参考とさせていただきます。 なお、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約による調達にあたっては、電力・ガス取引監視等委員会において、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点から、契約容量及び契約価格等について入念に事前確認を行うとともに、需給調整市場の募集量への影響等も踏まえ、必要に応じて契約内容の見直しを要請するなど、慎重に対応しているものと承知しています。
57	揚水随意契約（随契）の容認により透明性・競争を阻害しています。随意契約への依存から脱却し、市場内での公平・透明な調達に一元化していくべきです。 今後の調整力調達の方向性として、「当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していく」、「必要に応じて揚水随意契約で確保する」との方針が示されています。 しかし、旧一（揚水発電）と TSO との随意契約を認めることは、市場の「透明化」や「競争	

	活性化」という大原則に逆行する措置です。 特定の事業者との随意契約による調達は、DR 事業者や蓄電池事業者などの新規参入者との公平な競争環境を阻害し、市場の透明性を著しく損ないます。 また、広域的な調整力の調達による調整力コスト低減とも逆行します。 広域調達・競争活性化による効率化を目指すのであれば、随意契約への依存から脱却し、市場内での公平・透明な調達に一元化していくべきです。	
58	【1. 該当箇所の特定】 ”次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会 第二十三次中間とりまとめ(案)” 11 ページ「(2026 年度以降の調整力調達の方向性について)」における、「当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことが必要であると整理された」との記載箇所。 【2. 結論】 揚水等随意契約の継続を容認する記載について、条件付きの表現へ修正することを強く求めます。具体的には、随意契約の価格設定において「市場価格（機会費用）の反映を必須とする」旨の追記を求めます。現在の、不当に廉価な価格水準を前提とした随意契約の無条件な継続には断固反対します。 【3. 理由と客観的根拠（不当である 3 つの根拠)】 揚水発電事業者の立場として、現在の随意契約の運用が不当である根拠は以下の 3 点です。 根拠 1：機会費用の不当な剥奪と事業者へのコスト転嫁 現在の随意契約においては、「スポット市場等で得られるはずの逸失利益（機会費用)」が十分に反映されていません。実態として、TSO（一般送配電事業者）が自らの調整力調達コスト（レベニューキャップ枠内）を抑制する目的で、需給調整市場の価格水準から大きく乖離した廉価な単価で揚水発電を囲い込んでいるのが現状です。これは市場メカニズムを無視し、コスト負担を発電事業者に一方的に転嫁する不当な調達と言わざるを得ません。同案のガイドライン内では「機会費用を含めた限界費用」という考え方が示されているにもかかわらず、実運用において TSO への廉価な提供が常態化していることは、事業者の資産価値を著しく毀損する行為です。 根拠 2：公平な競争環境と市場形成機能の歪曲 TSO が安価な揚水発電を随意契約で囲い込むことは、需給調整市場から優良なリソースを奪うことを意味します。結果として市場の取引規模が縮小し、価格のボラティリティが上昇するなど、市場の健全な価格形成が阻害されています。他の調整力リソース（蓄電池等）と同一の土俵で、透明性のある市場メカニズムを通じて評価されるのが本来の電力システム改革の姿です。 根拠 3：巨額の固定費回収の阻害と事業継続の危機 揚水発電所の維持には、設備投資や定期的な大規模修繕など巨額の固定費が必要です。市場価格と乖離した不当な価格での供出を強いられ続ければ、適切な設備維持やリプレースのための「固定費回収」が困難となります。コスト抑制の名の下に事業者へ一方的に負担を強いる現状の枠組みは、極めて不合理です。 【4. 具体的な対案・修正案】 当該箇所の記載を、以下の通り修正することを提案します。 （修正案） 「当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことが必要である。ただし、揚水等随意契約を締結・継続する場合、その調達単価はスポット市場等における機会費用および中長期的な固定費回収を適切に反映した公正な水準とすることを必須とする。あわせて、原則として需給調整市場における競争的な調達へと段階的に移行する計画を策定する。」 【5. 影響や懸念事項】 現状の「不当に廉価な随意契約」がこのまま国によって無条件に追認されれば、揚水発電事業者は事業を継続するインセンティブを完全に失い、最悪の場合、設備の休廃止が前倒しされる恐れがあります。日本の調整力の要である揚水発電の喪失は、将来的な電力の安定供給リスクを増大させ、ひいては再生可能エネルギーの導入拡大そのものを停滞させる致命的な事態を	

	招くことになります。	
59	・P11 に、2025 年 5 月 28 日に開催された、第 103 回制度検討作業部会【資料 4】需給調整市場についての P14（以下、作業部会 P14）で「当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことが必要である」と記載されてはいるが、作業部会 P14 の見出しはあくまで「これからの」調整力調達の方向性についてであって、P11 の見出しにある「2026 年度以降の」とはどこにも書いていない。 ・そもそも、各 TSO が 2025 年度に締結していた揚水随意契約は 2026 年 3 月末までが期限とされており、2026 年度以降の前日取引化により揚水が需給調整市場に応札しやすくなる環境が調うことが期待されていたことを踏まえると、作業部会 P14 の「当面の間」とは、「2025 年度中」を指すと解釈するのが自然であり、「2026 年度以降」も含むと解釈するのは相当に無理があるのではないか。 ・そうした中、2026 年 1 月 30 日に開催された、電取委の第 17 回制度設計・監視専門会合では、各 TSO がヒアリングで、2026 年度以降も揚水随意契約を延長することを要望したが、事務局資料の【資料 4】2025 年度における揚水随契の運用状況等について P2 では、「※なお、資源エネルギー庁制度検討作業部会（2025 年 10 月）では、2026 年度以降も、調整力コストの抑制のために、市場外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）の併用が必要と整理されている」と記載されている。 ・資源エネルギー庁制度検討作業部会（2025 年 10 月）とは、2025 年 10 月 29 日に開催された、第 108 回制度検討作業部会【資料 4】需給調整市場について P18 を指していると思われるが、このスライドは、あくまで、26 年度以降の募集量の削減や上限価格の引下げを検討するための前置きの記載（しかも太字で書いていない）であり、少なくともこの記載が、26 年度も引き続き揚水随意契約など市場以外の手段とを併用するという事務局提案と受け止めた委員・オブザーバーは誰 1 人いなかったと思われる。 ・こうした一連の資料の流れを踏まえると、「これからの」が「2026 年度以降の」という記載に大きく化けたのは、調整力コストの抑制の観点で利害関係が一致するエネ庁、電取委、ＴＳＯの 3 者が、2026 年度以降も揚水随意契約をなし崩し的に継続するために巧妙にデザインしたとしか考えられず、こうした対応は、事業者だけではなく作業部会の有識者委員への一種の「騙し討ち」であり、極めて不誠実な対応で看過できない。 ・以上のことから、P11 の「2026 年度以降の調整力調達の方向性について」という見出しは、少なくとも、作業部会 P14 の記載に合わせて「これからの調整力調達の方向性について」と修正した上で、揚水随意契約を 26 年度以降も継続するか否かについては、電取委の制度設計・監視専門会合で議論中であることを注釈記入することを強く要望する。（この修正案を拒否するのであれば、拒否する理由を合理的に説明していただきたい）	2024 年度に、余力活用契約による調達に加えて、揚水随意契約による調整力の調達が開始され、2025 年度においても、複数のエリアにおいて、揚水随意契約による調整力の調達が行われました。第 103 回制度検討作業部会では、2026 年度からの前日取引化・30 分化を前提とした上で、2026 年度以降も、調整力調達コストの最小化のために当面の間市場外での調整力調達を併用していくことと整理されました。 その上で、個別の揚水随意契約を認めるか否かは電力・ガス取引監視等委員会の制度設計・監視専門会合において議論されるものであり、御指摘のとおり、第 17 回及び第 18 回制度設計・監視専門会合において 2026 年度の揚水随意契約の取扱いについて議論されております。
	需給調整市場の運営主体の位置づけについて	
60	・該当箇所 2.1. (6) 需給調整市場の運営主体の位置づけについて _P21 ・意見内容 意見 4：EPRX の組織運営における中立性の担保について ・需給調整市場の運営主体である EPRX について、法的な位置づけ（指定法人のあり方等）の検討にとどまらず、運営の「実効的な中立性」を担保するための具体的な措置として、情報ファイアウォールの構築など、実務的に有効な内部統制体制を構築していただきたい。 ・理由 ·EPRX は全市場参加者の機密性の高い応札データやリソース情報を一元的に扱う唯一の運営主体であり、その情報の取扱いにおける中立性は、市場の公平性を実務面から担保する根拠となる。 ·また、法的位置づけによってガバナンスの基本的枠組みが規定されるが、日々の実務における詳細な情報管理や意思決定のプロセスといった「運用の実効性」までは、網羅的に担保しきれない面がある。 ·したがって、実務レベルでの内部統制を整備することが、市場参加者にとっての信頼性を高め、安定的な調整力供出を促す健全な市場発展の不可欠な基盤となるため。	運営の健全性の担保の在り方について、いただいた御意見も、今後の参考とさせていただきます。
61	・該当箇所 2.1.(6) 需給調整市場の運営主体の位置づけについて ・意見内容 市場運営の健全性が担保されるよう、法制度上の措置も含めた検討を行うとの整理に賛成する。	

	・理由 需給調整市場は、これまで調整力を担ってきた大規模電源のみならず多様なプレーヤーが参加する競争的な市場となることで、調整力の効率的な確保が期待される。また、需給調整市場の価格はインバランス価格に反映され、ひいては卸電力価格に影響を与えるもので、価格形成の適正化の要請は高い。市場参加者の多様化や適正な価格形成の必要性は、卸電力取引所が電気事業法改正により指定法人化された際と同様の状況にあるといえる（参考：2015 年 7 月 28 日第 14 回 制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料 ～卸電力取引所の指定法人化について～）。 需給調整市場の運営主体である一般社団法人電力需給調整力取引所での検討も重要であるが、国としての検討も進めるべきである。電気事業法に卸電力取引所と同様の規定を設け、調整力の取引所の規律のあり方等に法的根拠を与えることが重要と考える。	
	需給調整市場の売買手数料について	
62	＜需給調整市場の売買手数料＞ P21 の記載について、2025 年度（0.01 円／delta kW・30 分から 0.03 円／delta kW・30 分）に続いて、2026 年度も手数料を値上げ。特に 2026 年度は 0.03 円／delta kW・30 分から 0.06 円／delta kW・30 分に 2 倍にあげる、2 年前から 6 倍に上げる認識である。理由としては、募集量削減・前日商品化によるシステム改修費、募集量削減による落札量減少による手数料収入の減少と理解している。これが理由ならば、募集量削減をやめるだけで、EPRX 側の不必要なシステム改修費用が減り、落札増加による手数料収入が増加するのではないか。また、2024 年度まで 0.01 円／delta kW・30 分、2 年で 6 倍に上げるのはインフレもあると想像するが、そうならば、インフレ環境下で市場上限価格だけ下げるのはナンセンスでは無いか。	一般社団法人電力需給調整力取引所（以下、EPRX）における取引手数料は、市場参加者及び取引を通じた需要家の便益に通じる諸対応費用を市場参加者の皆様に御負担いただくものであり、2025 年 12 月には EPRX において意見募集を行った上で、EPRX 内の適切な手続を経て決定されたものと承知しております。 詳細は EPRX にお問い合わせください。
63	制度複雑化と市場運営組織の肥大化リスクについて 本案では、社会コストの極小化および国民負担の抑制が強調されている一方で、事前・事後監視、募集量削減、上限価格の段階的設定、市場外調達の併用、前日取引化・30 分化への対応、価格規律の詳細化など、制度は年々複雑化している。 このような複雑な制度設計は、市場参加者の事務負担およびシステム対応コストを増大させるのみならず、市場運営主体においても、運用管理、監視、制度調整のための恒常的な人的・組織的リソースを必要とする構造を生み出している。 実際に、本案では、需給調整市場の市場運営主体である EPRX の売買手数料を、2026 年度から 0.03 円／ΔkW・30 分から 0.06 円／ΔkW・30 分へと引き上げる方針が示されている。 制度の複雑化が市場運営組織の恒常的な業務拡大とコスト増加を招き、その結果が手数料として市場参加者および最終需要家に転嫁される構造となっているのであれば、社会コストの極小化という政策目標と明確に矛盾する。 さらに、制度が過度に複雑化し、特定の専門組織に運営・監視機能が集中する構造は、結果として、行政・市場運営主体・関連組織間の人的回転や再就職慣行を温存し、組織の自己目的化や肥大化を招くリスクを内包している。 国民負担の抑制を最優先とするのであれば、制度の積み増しによる対応ではなく、制度全体の簡素化、役割分担の明確化、および市場運営コストの構造的な削減にこそ、正面から取り組むべきである。	
64	市場管理組織の分散と統合の必要性について 本案に示されている需給調整市場の市場運営主体である EPRX の手数料引上げには反対する。 そもそも、資源エネルギー庁は、将来的に同時市場の導入を進めるとしているにもかかわらず、市場管理・制度運営の主体が、卸電力取引市場、需給調整市場、広域運用、制度調整の各領域において、JEPX、OCCTO、EPRX など複数組織に分散したままとなっている。 このような多頭的な組織構造の下で、kWh 市場とΔkW 市場を統合的に設計・運用する同時市場を円滑に管理できるとは考え難い。 実際、本案でも、各市場・各制度の接続関係や運用調整の複雑化が顕在化しており、制度改定のたびに市場参加者の実務負担とシステム対応が増大している。 今後、同時市場を本格的に導入するのであれば、まず先に、市場運営・ルール管理・システム運用の責任主体を一元化すること、および、市場管理組織の統合を含めたガバナンス体制を整理すること、が不可欠である。 市場制度の統合を議論する前に、まず市場運営組織そのものの統合・再編を行わなければ、今後も制度の混乱とルールの複雑化は解消されないと考える。	
65	EPRX の売買手数料引上げに反対する 本案において示されている、需給調整市場の市場運営主体である EPRX の売買手数料を、現行の 0.03 円／ΔkW・30 分から 0.06 円／ΔkW・30 分へと引き上げる方針には反対する。	

	本案では、国民負担の抑制を目的として、調整力市場における募集量削減や上限価格の引下げを通じ、調整力提供事業者に対して収益機会の縮小を強いる内容となっている。 その一方で、市場運営主体である EPRX については、売買手数料を実質的に倍増させるという対応は、政策メッセージとして明らかに整合していない。 募集量を削減しなければ、約定量はより安定し、市場運営に必要な固定費の回収も平準化され、結果として売買手数料を引き上げる必要性は小さくなるはずである。 制度設計の帰結として市場運営コストを押し上げ、そのコストを市場参加者、ひいては需要家に転嫁することは、国民負担の抑制という政策目的と明確に矛盾している。 以上より、EPRX の売買手数料の引上げは認めるべきではなく、まずは募集量削減を前提とした制度設計そのものを見直すべきである。	
66	P22 の記載について、手数料引き上げは、EPRX の運営健全性を高める措置でありやむを得ない側面はあると理解しているが、運営の健全性確保のためには、取引手数料を上げることと合わせて、EPRX で取引される商品やその数量を高めることも重要な要素の一つであると思われる。一方で、その商品や数量は、EPRX の母体の一般送配電事業者自らが志向する調整力のポートフォリオ調達により、当該市場の取引量は減少する構図になっている。答えを安易に手数料値上げを求めるのではなく、EPRX 自身でも運営健全性の強化策の策定と実行を検討いただきたいし、資源エネルギー庁からも市場活性化の後押しを検討いただきたい。	
67	こうした状況も踏まえ、第 108 回制度検討作業部会において、2025 年度現在、取引規程上、年度ごとに更新されることになっている EPRX の売買手数料について、機動的な対応が必要になる可能性にも鑑み、今後は年度途中に必要な見直しを認めることとした。 と記載がありますが、売買手数料について、年度途中の見直しが行われる場合は調整力提供者の応札単価は手数料分だけ変動することになります。 別途議論されている上限価格は、売買手数料を含まない金額とすべきではないか。 取引規程の意見募集にも同様の意見があり、それに対する回答は、 「ΔkW 上限価格についてのご意見はすでに関係機関に連携しております。今後、上限価格については、関係機関にて議論されていくものと認識しております。」 とあり、議論されるべき内容と認識しています。	一般社団法人電力需給調整力取引所（以下、EPRX）における取引手数料は、市場参加者及び取引を通じた需要家の便益に通じる諸対応費用を市場参加者の皆様に御負担いただくものです。 需給調整市場の売買手数料については、需給調整市場ガイドラインにおいて ΔkW 応札価格への織り込みが認められているものであり、そのことを前提に、制度検討作業部会において、上限価格の議論が行われました。
	需給調整市場ガイドラインについて	
68	＜需給調整市場ガイドライン＞ 容量市場が 2.2 兆円の市場になり、容量拠出金を通じて多くが国民転嫁されていると理解している。少なくとも一般送配電事業者の負担も 0.2 兆円である。需給調整市場の規模は 0.1 兆円規模から縮小方向と理解している。この状況中で、需給調整市場のみガイドラインやヒアリングで引き締めや監視を強化していくことが妥当なのか。 容量市場は落札された電源の多くが当年固定費を回収出来ているが、需給調整市場は「事業報酬」を「0」とされていることも理解に苦しむ。現代の日本社会において、「報酬 0」の市場が他に存在するのか。 Pivotal Supplier の選定基準の内、未達のブロックの全ての落札事業者に支配力がある認定するという考え方は理解に苦しむ。市場シェア 20％以上の事業者以外に小規模のアグリゲーター・電源の事業者を Pivotal Supplier 認定し、当年固定費を議論することはお互いに時間・労力の無駄が生じていると懸念する。また、2026 年度のガイドラインから「想定応札量」で当年固定費を割って入札価格を計算すると変更されたが、その入札価格で縛られる場合、応札率 100％でないと、当年固定費を回収できない計算になる。その上で更に上限価格がある状況。 また、仮に上限価格の無い 3 次-2 以外の商品で支配力のある事業者となり、入札価格を事前に確認される場合、3 次-2 にも適用することは、「支配力のない商品」にも価格規律が働くことになるのでは無いか。	いただいた御意見については、今後の参考とさせていただきます。今後も需給調整市場の実態を踏まえ、適切な監視と価格規律の在り方について検討してまいります。
69	需給調整市場ガイドラインについては、新規電源の市場参入を阻害しているだけではなく、事業者に過度な負担を与え、かつ事業者の自己負担を促進し、市場参入意欲を減退させている。理由は以下の通り。 1）すべての事業者は事業報酬「0」とするガイドラインである。 2）事前的措置の事業者は、電取の徴収フォームに即して、当年度固定費等を提出する義務があり、その中で行政側にコストの大小について質問され、自主的に自己負担を増やすように圧力を加えられる。市場から回収して良い金額を減らすよう、民間の事業に圧力を加えている。 3）更に電取側に納得がいかない場合、事業者に自主的に 0.33 円など最低価格での応札を促す対応があると仄聞している。 4）そもそも、一定額（事業報酬見合い）0.33 円の根拠が分からず、その点は全く更新されていない。調整力公募時代に得ていた旧一電の電源収入から直近の容量市場収入を控除した金額と記載があるが、それは旧一電の火力・揚水など大型電源を念頭に置いて計算根拠であり、	

	新規電源や DR への適用は不合理である。特に昨今、大型電源は容量市場収入で固定費を確保しており、需給調整市場で固定費をカバーする必要がある電源の収入構成とは大きく異なる。 5）それにも関わらず、揚水随契については一般送配電事業者の需要の 50～80％をグループ内の発電事業者側が占める結果を許容しており、独占・寡占を監視する委員会として審議委員を含めて、機能しているのか疑問である。 6）需給調整市場ガイドラインには、揚水随契の市場シェア 20％以下、事業報酬の設定、事業者から提出する固定費の尊重を反映すべきである。執拗に事業者に市場回収可能額を減らすよう促す施策は、民間を委縮させ、かつそもそも電事法の行政権限を越えて、民業を圧迫しかねない言動であることを肝に銘じてほしい。	
70	本ガイドラインには賛同しかねる。理由は主に 3 つである。 一つ目に本施策の目的は、一般送配電事業者のレベニューキャップ制度に基づく調整力コストが当初予算を上回っている為に託送料を通じて国民転嫁される懸念があり、国民生活への影響を軽減させることが大義名分と理解している。一方、その理屈は論理的ではなく、国民に不都合な事実を開示しないまま決定がなされている。例えば、需給調整市場は全国 9 エリアで 0.1 兆円の市場規模であるが、容量市場は 2.2 兆円である。一般送配電事業者は 0.2 兆円、小売電気事業者は 2.0 兆円を容量拠出金として事業者負担しており、各社が託送料や小売料金で国民に転嫁している。従い、国民負担を軽減する大義名分なら、まず着手すべきは「膨張する予備力・供給力の調達軽減」ではないか。容量市場が膨張する背景には、4 年前のオークションで老朽火力や原発に固定費回収を約束し、温存したい狙いがあることは否定できない。 二つ目に一般送配電事業者の超過した調整力費用の太宗はグループ内の電源に支払われているのではないか。実際、行政が公表した資料の市場シェア率や揚水随契の調達率をみれば明らかである。国民転嫁が止む無い費用があるとすれば、グループ内への支払い総額を除いた、グループ外への支払い総額が、レベニューキャップ制度の当初予算額を超過した分であり、それが各エリアでいくらあるのか、明らかにした上で託送料への転嫁という議論をすべきである。それが成されないまま、募集削減・上限価格引き下げ、ガイドラインによる市場回収可能額の制限など、市場調達費用を抑える施策を実行している。仮に発送分離の視点で、グループの発電側と送配電側は別会計と主張するならば、会計分離だけではなく、経営分離をして一般送配電事業者を完全な独立会社化させるべきである。同じ持株会社で資本市場から資金調達するにも関わらず、グループ内の取引は連結決算ではなく、事業会社の単体決算で見るため、事業会社単体で増加した費用を国民に転嫁可能とするのは、都合が良い理屈ではないか。持分会社で一括調達した資金や発電側からの配当を一般送配電側の経営コストに予算化すれば、国民負担軽減に繋がるはずである。 三つ目にレベニューキャップ制度では、当初取り決めた一般送配電事業者の費用や事業報酬を数年変更できないゆえに一般送配電事業者の経営を圧迫する。ゆえに市場調達費用を抑えたいという説明がなされているが、2025 年度には調整力調達費用の増額を理由に北海道と東北で託送料金が上がった。レベニューキャップ制度による制限や経営圧迫が必ずしも全エリアで当てはまらず、一般送配電事業者はレベニューキャップ制度の柔軟な変更を求めているに過ぎないのではないか。それに対して、応札者側に目を向けて、市場募集量を削減し、上限価格を継続的に引き下げる、ガイドラインにより市場からの回収可能額を制限するといった過度な負担を強いる施策は、目先の短期的なコスト削減にすぎず、将来の国民への調整力確保を犠牲にしし、調整力確保という系統安定、停電回避、国民生活の安定を軽視していないか。 一般送配電事業者が求めているのは、レベニューキャップ制度の柔軟な変更、揚水随契など自社運用可能な調整力電源の確保である（但し、市場シェア 20%以下にすべき）。	
71	・該当箇所 2.1（8） 価格規律の見直しについて（適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドラインの改定）_P22_下記記述 「市場支配力を有する蓋然性の高い事業者（事前的措置の対象事業者）には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置（望ましい行為の規定。これを遵守している限りにおいて業務改善命令等の対象とはならない、いわゆるセーフハーバーとなる位置づけ）を講じている。」 ・意見内容 事前的措置のセーフハーバーと個別算定の許容について ･事前的措置対象事業者のセーフハーバーとしての位置づけが明確化されたことについて、感謝するものである 。 ･本ガイドラインで網羅されていない個別具体的な考え方の適用については、引き続き相談に応じていただきたい 。 ･個別相談において、事業者が合理的な根拠を簡潔に提示できる場合には、「想定応札量＝応札回数×約定確率」も認めていただきたい 。	いただいた御意見については、今後の参考とさせていただきます。 また、市場参加者にとって需給調整市場ガイドラインがわかりやすいものとなるよう、引き続き適切な見直しを検討してまいります。

	・理由 ·「望ましい行為」の遵守がセーフハーバーとして機能することが明文化されたことで、事業者の予見性が高まり、健全な市場参加が促されるものと考えるためである 。 ·需給調整市場における応札価格の妥当性は、リソースの特性や市場環境、運用コストによって多様であり、すべての合理的行動を網羅することは困難であるためである 。 ·事業者努力や個別事情による合理的根拠が確認できる場合には、約定確率を用いた想定応札量をセーフハーバーと同等のものとして認めていただきたいためである 。	
72	・該当箇所 2.1（8） 価格規律の見直しについて（適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドラインの改定）_P22_下記記述 「適取ガイドラインに従前のように『問題となる行為』の詳細を記載する対応では、想定外の問題となり得る入札行動が五月雨式に発生した際の柔軟性や、事業者への問題となる行為の周知に支障があると考えられる。したがって、……具体的な処分対象行為については、需給調整市場ガイドラインに全部委任する旨を記載することとし、……」 ・意見内容 個別算定における柔軟な相談体制の維持について ・新たに示された「望ましい行為の詳細」を個別案件の価格算定に適用する際、引き続き事業者からの個別相談を柔軟に受け付けていただきたい 。 ・理由 ・需給調整市場における応札価格の妥当性は多様であり、実態としての合理性を排除することは、結果として事業者の創意工夫を阻害し、特に新規リソースの事業性維持に大きく影響を与えるためである 。	
73	・該当箇所 2.1（8） 価格規律の見直しについて（適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドラインの改定）_P23_下記記述 「需給調整市場ガイドラインに具体例と共に以下を『問題となる行為』として追記することとされた。 ・調整力市場における入札価格若しくは入札量又は調整力 市場における登録価格の不合理な設定により、不当に収益を得る行為 ・不適切なシステム設定により、……需給調整市場やインバランス料金の精算に関して、他の複数の事業者に影響を与える行為」 ・意見内容 「その他の問題となる行為」の明示と厳正な対処について ·「その他の問題となる行為」として具体的な処分対象行為が明示されたことについて、市場の透明性を高めるものとして賛同する 。 ·あわせて、十分な頻度の監視活動により問題となる行為の早期発見に努め、違反が確認された場合には、厳正な対応が迅速に行われることを望む 。 ・理由 ·事前的措置を遵守する事業者に対しセーフハーバーが提供される一方で、そこから外れる不当な取引行為（市場価格の意図的な吊り上げ等）が看過されれば、真摯に応札する事業者が不利益を被る「事前と事後との格差」が生じかねないため 。	引き続き、電力・ガス取引監視等委員会において、適時適切に需給調整市場の監視を行っていくものと承知しております。
74	2026 年度上限価格設定下における費用精査の目的と必要性について 2026 年度より上限価格が 15 円/kWh に引き下げられ、入札価格はこの範囲内に制限されております。この上限価格設定下においては、当年の固定費（人件費・委託費等）を完全に回収できる蓋然性は極めて低く、過大な利益を享受する余地は構造的に排除されていると認識しております。 このような状況下で、年度当初に「一定の粒度で想定費用(当年度固定費)」の精査を行い、場合によっては、その引き下げを求めることは、以下の観点から行政手続として不合理ではないでしょうか。 実効性の欠如： 15 円というキャップにより、既に「不当な高値」は物理的に抑制されています。その上で更なる費用精査を行うことが、市場監視においてどのような追加的な公益をもたらすのでしょうか。	上限価格以下であることをもって、不合理な入札価格（登録価格）ではないとは言えません。なお、第 14 回制度設計・監視専門会合（2025 年 10 月 29 日）において、「不合理な入札価格（登録価格）又は入札量の設定により、不当に収益を得る行為」は問題となる行為として電気事業法に基づく業務改善命令等の対象となり得ると整理されております。このため、電力・ガス取引監視等委員会において、各応札事業者のΔkW 価格については、適時適切に監視を行っていくものと承知しております。 【参考：第 14 回制度設計・監視専門会合 資料 3】 https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_system

	想定費用の立証不可： 監視委が求めているのは「想定費用」ですが、これはあくまで予測値であり、年度当初にその正当性を「証明」することは論理的に不可能です。確定していない予測値に基づき、行政が民間の応札行動を制約することは、行政指導の限界を超えていると考えられます。 そもそも募集量や上限価格制度はエネ庁基盤課が担当し、入札価格や市場取引ガイドラインは電取が担当することもに行政機能が細分化され、応札者や国民にとって非効率、不利益ではないでしょうか。例えば、揚水随契を実施して良いかどうかは電取の会議体で評価・決定するにも関わらず、実施されると、基盤課が検討する募集量削減に直結する施策になります。上限価格も基盤課が継続的な引き下げを検討しているのと並行して、応札者にとってインセンティブや利益がない厳しいガイドラインを制定し、応札者の当年固定費の細部を聴取する電取の動きは、二重に市場に規制を設定しており、市場メカニズムや自由化を尊重しない、二重行政の典型事例として後世に語り継がれるでしょう。	surveillance/pdf/014_03_00.pdf
75	・該当箇所 2.1（8） 価格規律の見直しについて（B 種電源協議の廃止） _P23_下記記述 「2026 年度からは、B 種電源協議を廃止することとする一方、一定の粒度の事前確認を維持する観点から、……次年度の取引開始前……に各電源等の入札価格の考え方について、価格規律の認識に齟齬がないことの確認を行い、四半期ごとに期中の固定費回収状況について報告を求めることと整理された。」 ・意見内容 容量市場収益の「みなし控除」の取扱いについて ・「みなし収益」を計上不要とする事例以外にも、合理的な理由により容量市場に応札していない電源等に対し、一律に「みなし収益」を控除させるルールは、実態のない収益を前提とした価格設定を強いることになるため、容認し難い 。 ・事業者が容量市場に応札していない合理的理由が提示できる場合も同様に、容量確保契約金（容量市場収入）を控除しない応札価格算出を認めていただきたい 。 ・理由 ・各事業者にとって他市場収益確保の蓋然性がなければ、適正な応札判断ができないためである 。 ・一律に「みなし収益」を計上させることは、原価割れ応札や収益悪化を招き、供給力確保という本来の目的を阻害する懸念があるためである 。	他市場収益の考え方における容量市場収入の取扱いについては、第 15 回制度設計・監視専門会合（2025 年 11 月 21 日）において、以下の考え方から、「②発電設備の老朽化により容量市場のリクワイアメントへの対応に懸念がある」、「③中長期的な事業継続が見通せない」といった理由により、容量市場に応札がない電源等については、当面の間、容量市場への応札有無にかかわらず、容量市場収入が得られる前提で他市場収益として控除することと整理されております。 ・②・③については、容量市場への応札機会はあったにも関わらず、事業者の判断において応札を見送ったものといえる。また、こうした電源等は老朽電源であることが多く、減価償却が進んでいても修繕費が大きい傾向にあり、さらに修繕費を含む当年度分の固定費を、基本的に需給調整市場のみで回収することを前提としているため、一定額が上昇する傾向にある。 ・本来、このような電源等は、平常時に加え、需給ひっ迫時において供給力・調整力としての機能が発揮されることが期待されるため、容量市場に応札することが望ましい。 なお、いただいた御意見については今後の参考とさせていただきます。また、市場参加者にとって需給調整市場ガイドラインがわかりやすいものとなるよう、引き続き適切な見直しを検討して参ります。 【参考：第 15 回制度設計・監視専門会合　資料 7 】 https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_system surveillance/pdf/015_07_00.pdf
76	・該当箇所 2.1.(2)需給調整市場の取引状況について （3）需給調整市場の募集量に関する措置 （4） 今後の需給調整市場に関する検討について （5） 揚水発電に関する対応について ・意見内容 応札拡大に向けた本質的な施策の優先実施について ・需給調整市場の本質的な課題は「応札不足」である。一時的措置として募集量削減等の措置は止むを得ないが、応札不足を解消する施策の更なる検討が必要と考える（既に幾つかの措置が講じられ、制度的措置など検討継続中の措置に加えての意）。 特に、需給調整市場の外（余力活用契約や揚水随契）で調達されている調整力を、市場を介して調達すべく、市場の仕組みを工夫すべきと考える。 ・例えば、市場への供出インセンティブ向上のため、低コストである A 種電源の価格規律（0.33 円／ΔkW・30 分）を、コストの実態を反映した余力活用単価水準へ引き上げてはどうか。 市場外での調達が市場内での調達に転換されることにより、市場内取引の厚みが増して競争状況が改善し、既存参加者にとっても新規参加者（新規リソース提供者など）にとっても市場	まず、ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益をΔkW 価格（＝逸失利益（機会費用）＋一定額等）に計上できることとされています。そのうえで、一定額は需給調整市場に応札するためのマージンに相当するものです。当該マージンの水準として、御提案の余力活用単価水準が適切かどうかという点については、今後の制度設計の参考とさせていただきます。

	の予見性が向上し、市場への供出・参入が増加する好循環が期待できる。また、調整力調達の総コストにも影響を与えない。是非とも検討願いたい。 ・理由 ・2024 年度初頭以降の需給調整市場の価格高騰を巡る諸課題の根源には、価格その他の要因による応札不足がある（市場設計時に想定していなかったもの）。また、前日取引化/30 分化による応札拡大効果だけでは力不足と考える。 ・更なる応札拡大策を講じることが、需給調整市場の競争活性化と健全な発展の実現、ひいては調整力調達コストの抑制と調整力への新規投資の両立につながると考える。 ・一次調整力（不足率約 60%）や二次調整力①（同約 40%）などの応札不足が継続している状況を鑑み、A 種電源の対価を適正化し、市場への供出を促す施策を一例として掲げたものである。	
77	ガイドライン（P.33）における固定費回収後の応札制限と停電リスク ガイドライン P.33 に示されている、当年度想定固定費を回収後は 0.33 円/kW での応札のみを認め、四半期ごとに固定費回収状況をチェックするという枠組みは、需給が逼迫しやすい需要ピーク期（1 月～3 月）において、応札インセンティブを著しく低下させる可能性がある。特に、翌年度における回収見通しが不透明な状況下で、当年度分のみの固定費回収を容認し、それ以降の収益機会を実質的に制限することは、長期投資の観点から合理性を欠く。 調整力は年度単位ではなく、複数年の投資回収構造に基づいて供給されるものである。単年度回収のみを基準とする規律は、需要ピーク期における供給意欲を政策的に低下させ、結果として停電リスクを高める可能性がある。	需給調整市場の入札価格の構成要素は、需給調整市場ガイドライン上、「逸失利益（又は機会費用）＋一定額」とされており、当年度分の固定費回収後に一定額が 0.33 円/ΔkW・30 分になったとしても、需給ひっ迫時に卸電力市場価格が上昇すれば、当該価格に連動する逸失利益も上昇するため、必ずしも応札インセンティブが著しく低下するとは言えない面もあるかと考えますが、今後も需給調整市場の実態を踏まえ、適切な監視と価格規律のあり方について検討して参ります。
78	P23 の B 主電源協議廃止について、B 種電源協議を廃止する理由のひとつに、事業者、監視等委の双方に事務コストが発生したことと整理されており、それを踏まえての 2026 年度から新たな報告手続きと受け止めている。ここで従来の B 種協議と同じ轍を踏まないよう、事務手続きを可能な限り簡素化、軽量化した運用を期待している。	電力・ガス取引監視等委員会の第 14 回制度設計・監視専門会合において、事前的措置の対象事業者に対する B 種電源協議については、上限価格の設定等により協議額では約定し得ない状況となっていることや、B 種電源申請事業者と電力・ガス取引監視等委員会事務局との双方に多大な協議コストが生じていることも踏まえ、2026 年度以降、一定の粒度の事前確認を維持しながら事後監視に注力するという対応を前提に、 B 種電源協議については廃止することとなりました。 今後も需給調整市場の実態を踏まえ、適切な監視と価格規律のあり方について検討して参ります。
79	需給調整市場の事前的措置適用事業者の選定について、不透明である。卸市場同様、市場シェア 20％以上はわかるものの、未達の商品があるときに落札した応札者が全員支配力があるという Pivotal Supplier 認定は、制度として欠陥がある。小さい電源も支配力を持っていることになる。そもそも上限価格があるので、市場相場の操縦ができる訳もない。単純に小さな電源を含めて、当年固定費を事前審査するのは、事業者・電取にとって、無駄な労力だし、行政側が行き過ぎた権利行使をすることで、小規模事業者や新規参入者を威圧し、委縮させて、市場活性化に繋がらない。基盤課、電取は市場規制ばかり考えているが、市場活性化施策は考えているのだろうか。自由化や市場の失敗と宣言して、旧一電に回帰するなら、それを中間とりまとめに反映してはどうか。	
80	(事後的措置を規定する枠組みの見直し)に対する意見 制度検討作業部会や、制度設計・監視専門会合において、高値応札に関する課題は議論されているものの、特に電力・ガス取引監視等委員会殿による「適正価格」や、「公正な競争阻害」に対する監視も必要ではないかと考えております。特に、旧一般電気事業者は他事業者と比較して圧倒的な電源・リソース容量を保有している状況で、それらが最安値応札もしくはこれに近い価格で応札し、募集量の大部分を約定・占有していることは、他の新規市場参入者が市場からキックアウトされる蓋然性が高いことと同義だと考えております。この最安値もしくはこれに近い価格での応札が実現できるのは、分社化しているとはいえ、調達元となる一般送配電事業者とは同一ホールディングスであるという理由により、利益や採算を度外視した内部取引に類似する事象として処理が可能、ということだと想像しており、他の新規参入事業者からすると非適正価格、つまり「不当廉売」に相当し、適取ガイドラインにおける「問題となる行為」に該当する行為とも解釈できるのではないでしょうか。市場の活性化また透明性の確保に向け、上限価格に対する検討だけでなく、適正価格や公正競争に対する監視にも強く期待いたします。	適正な電力取引についての指針に規定されている需給調整市場における問題となる行為には、廉価販売に関する規定はありませんが、需給調整市場の監視は、電力・ガス取引監視等委員会においてしっかりと行って参ります。
81	・該当箇所 P22（8） 価格規律の見直しについて（適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドラインの改定） ・意見内容 需給調整市場ガイドラインの改定は電取委の審議会のみで議論されましたが、制度検討作業部会では実質的に何も議論されておらず追認しているだけであり、このように制度検討作業部会での審議が実質セレモニー化しているのは決定プロセスとして課題があると感じます。 今回の改定はやむを得ないものの、今後需給調整市場ガイドラインの改定にあたっては、電取委専門会合と制度検討作業部会との合同会議を開催することも含め、制度検討作業部会での	需給調整市場の制度設計に当たり、第 11 回制度検討作業部会において、資源エネルギー庁が具体的な市場設計、運営主体・ルールの検討や安定供給と低廉化の両立といった全体制度設計を行い、電力・ガス取引監視等委員会が需給調整市場への参入要件・ペナルティや市場監視の在り方を検討し、電力広域的運営推進機関が広域調達・運用についての技術的な事項の詳細検討を行うこととされました。 今回の需給調整市場ガイドラインの改定に当たり、電力・ガス取引監視等委員会が、制度設計・監視専

	審議をより充実するなど、需給調整市場ガイドラインの改定プロセスを見直す必要があると考えます。	門会合での議論を踏まえた需給調整市場ガイドラインの改定について、経済産業大臣への建議を行い、これを踏まえて、第 109 回制度検討作業部会において、市場の趣旨や安定供給と低廉化の両立の観点から御議論いただきました。その結果を踏まえ、経済産業省において適正に需給調整市場ガイドラインの策定を行ってまいります。
	その他	
82	■意見 本パブリックコメント（意見公募）期間中において、本案の議論と不可分である需給調整市場の「デルタ kW 上限価格」および「売買手数料単価」が、意見募集の結果を待たずに決定・公表されたことは、行政手続における透明性および公正性を著しく損なうものであり、強く抗議します。 これら 2026 年度向けの価格決定プロセスを一旦停止し、本パブリックコメントで寄せられた意見を十分に検証・反映させた上で、再設定を行うことを求めます。 ■理由 本「第二十三次中間とりまとめ（案）」は、需給調整市場を含む将来の市場制度のあり方を議論し、国民や事業者に問うものです。しかし、本案に対する意見募集期間（1 月 27 日～2 月 25 日）の最中であるにもかかわらず、以下の重要な市場パラメータが決定されました。 2 月 5 日公表「需給調整市場のΔkW 上限価格の更新について」 2 月 13 日公表「2026 年度需給調整市場の売買手数料単価の決定について」 これら「上限価格」および「手数料」は、事業者が市場へ参加する際の採算性や事業継続性を判断するための根幹となる数値です。 本とりまとめ案で示された制度設計（ルール）が妥当であるかは、これらの数値（コストと収益の上限）とセットでなければ評価できません。ルールへの意見を募っている最中に、そのルール運用の核心部分である価格だけを先に決定してしまうことは、以下の問題があります。 予断の排除に反する： 国民からの意見提出を待たずに運用を開始しようとする姿勢は、パブリックコメント制度を形骸化させるものです。 評価の分断： コスト負担（手数料）と収益機会（上限価格）が既定路線として固定化された状態では、本とりまとめ案に対する建設的な修正意見を出す余地が狭められてしまいます。 したがって、これら既成事実化された価格決定を見直し、本とりまとめ案の確定プロセスと整合性を取った上で、適正な順序で決定すべきです。 ご参考 一般社団法人 電力卸供給取引所（EPRX）「需給調整市場のΔkW 上限価格の更新について」（2026 年 2 月 5 日） 一般社団法人 電力卸供給取引所（EPRX）「2026 年度需給調整市場の売買手数料単価の決定について」（2026 年 2 月 13 日）	需給調整市場の運用については、第 108 回、第 109 回制度検討作業部会の議論を踏まえ、一次調整力～三次調整力①が前日取引化するタイミングでは、取引状況を予断することができないため、第 110 回制度検討作業部会において、募集量・上限価格について一定の措置（一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σ相当、上限価格を 15 円/ΔkW・30 分とし、市場における競争状況に改善が見られない場合、段階的に引き下げること）を講じました。その上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととし、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には募集量を増加させること、また、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととされました。 市場の運営については、制度検討作業部会において御議論いただいた内容を基本としつつ、意見募集の内容も参考とさせていただくものと考えておりますが、2026 年度（2026 年 3 月 13 日取引、14 日受渡分）からの制度変更に向けて、制度検討作業部会における議論の内容を明確化し、市場参加者の方々にあらかじめ御準備いただく観点から、一般社団法人電力需給調整力取引所（以下、EPRX）において上限価格の更新について告知されたものと認識しております。 また、需給調整市場における取引手数料の水準については、EPRX において必要な手続が取られるもので、本来、制度設計作業部会で決定されるものではありませんが、市場取引への影響の可能性や、最終的な需要家負担への影響も鑑み、EPRX における検討結果を制度検討作業部会に報告いたしました。今回の手数料改定に当たり、2025 年 12 月、EPRX において意見募集が行われ、その後、EPRX 内での適切な手続を経て決定されたものと承知しております。
83	ガバナンスおよび費用算定の透明性ならびに市場信頼性に関する意見 本パブリックコメント期間中に、需給調整市場における上限価格の引下げおよび 2026 年度売買手数料単価の決定が公表された点について、手続的公正性および制度運営上のガバナンスの観点から重大な懸念を表明する。 上限価格の引下げおよび売買手数料単価の倍増は、市場参加者の経済的前提条件に直接的かつ重大な影響を及ぼす変更である。これらは、実質的に市場参加条件の重大変更（いわゆる Material Adverse Change に相当する性質）と評価し得るものであり、本来であれば十分な審議および意見聴取を経たうえで最終決定されるべき事項である。 パブリックコメント制度は、こうした市場の根幹的パラメータに関する変更について、透明性および予見可能性を確保するために実施されるものである。しかしながら、意見募集期間中に当該変更が実行される場合、意見提出の前提条件が事後的に変動することとなり、制度決定プロセスの実効性に疑念を生じさせかねない。	

	さらに、提示された資料によれば、2026 年度のシステム関連費用は前年度比約 2.5 倍に増加している一方、ΔkW 約定量はほぼ横ばいである。約定量が大きく増加していない状況下でシステム関連費用のみが急増している点について、その内訳、単年度的費用か恒常的費用かの区分、費用増加の合理性および複数年見通しに関する説明は十分とは言い難い。市場参加者に追加的な負担を求める以上、費用算定の透明性および妥当性に関する詳細な情報開示が不可欠である。 海外の電力市場制度においても、価格上限や市場参加コストといった市場の根幹的要素の変更は、審議および公的プロセスを経て確定されるのが通常であり、意見募集期間中に実質的変更が実行される事例は極めて限定的であると理解している。本件は単なる価格水準の問題ではなく、市場制度の信頼性およびガバナンスの問題である。 電力市場は価格メカニズムのみならず、制度の一貫性、予見可能性、手続的公正性への信頼によって成立している。パブリックコメント期間中に根幹的パラメータの変更および参加コストの増加が同時に実行される運用は、市場参加者に対し制度の安定性に関する疑念を生じさせ、市場全体の信頼度を低下させる可能性がある。 今後は、重要な経済条件の変更について、審議終了後に最終決定すること、また変更内容が意見募集に実質的影響を及ぼす場合には再度意見表明の機会を確保することなど、制度的ガバナンスの強化を強く求める。	
84	P11 の記載について、EPRX の HP に 2026 年 2 月 5 日付けで「需給調整市場のΔkW 上限価格について」として上限価格を 19.5 円から 15.0 円/ΔkW・30 分として掲載されている。この上限価格の金額そのものも当パブコメにお諮りされているものと認識しており、EPRX の HP 掲載は勇み足ではなかろうか。 監視等委による審議では、別件ではあるがガイドライン提出〆を理由に、審議会で各委員から様々な角度からの意見があったものの、議事進行を優先させたように見受けられたのも記憶に新しいところ、意思決定の進め方についても丁寧な対応をお願いしたい。	
85	本案に関し、意見募集期間中であるにもかかわらず、既に上限価格の設定や手数料の増額が「決定事項」として公表・周知されている現状に対し、強く異議を唱えます。 行政手続法第 42 条では、「提出された意見を十分に考慮しなければならない」と明記されています。募集期間終了前に結論を固定し、外部へ発表する行為は、国民の意見を反映させる余地を否定するものであり、同法の趣旨を著しく形骸化させるものです。 仮に、内容ではなく「とりまとめ案」という書類に対する意見を求めているのであれば、それにはいったい何の意味があるのでしょうか？ 本パブリック・コメントが、単なる形式的な「アリバイ作り」ではなく、提出された意見によって案の修正や撤回を含めた真摯な検討が行われるものであることを、強く求めます。	
86	2026 年 2 月 5 日に、電力需給調整力取引所(EPRX)が「需給調整市場のΔkW 上限価格の更新について」とプレスリリースをしている。内容は「第 110 回制度検討作業部会における審議結果にもとづき、一部商品区分の単価を更新することが決定いたしました」とあり、2026 年 3 月 13 日以降、二次(1)以上の商品に関する上限価格を 19.51 円/ΔkW・30 分から 15.0 円/ΔkW・30 分に変更するとある。これは、本パブコメでの審議を経て決定するものであると認識しているが、どう解釈すれば良いのか、確認させていただきたい。	
87	パブリックコメント期間中に、市場の根幹的パラメータである上限価格が更新されたようだが、意見募集の前提条件が変動することとなる。このような運用は、意見提出者から見た手続的公正性や予見可能性を損なう可能性がある。重要な制度要素を変更する場合には、その変更内容を明示し、必要に応じて再度意見提出の機会を確保することが望ましい。	
88	パブコメを経ない EPRX による上限価格引下げアナウンスについて EPRX がパブコメが終了する前に 2/13 付にて価格上限引下げをウェブサイトにて公表したが、当該措置が実質的に市場参加者の権利義務および収益機会に重大な影響を与えるにもかかわらず、十分な意見公募手続を経ずにアナウンスされたのであれば、手続の透明性および公正性に重大な疑義がある。 形式的に意見募集を実施しているとしても、政策決定が事実上既定路線として公表された後に意見募集を行うのであれば、それは実質的な政策形成プロセスとは言い難い。 市場制度の正当性は、透明かつ実効性ある意見反映プロセスによって担保されるべきであり、本件はその軽視を示唆するものである。	

89	再生可能エネルギーとの整合性に対する配慮不足について 需給調整市場は、今後ますます再生可能エネルギーの導入拡大と不可分な関係にあるにもかかわらず、本案では再生可能エネルギー事業の特性への配慮が十分とは言えない。 具体的には、 発電量の変動性 長期的な投資回収を前提とした事業構造 非 FIT・FIP を含む多様な事業スキーム といった点が、制度上の前提条件として必ずしも明確に整理されていない。 結果として、需給調整市場が「柔軟性の高いリソースのみが参加可能な市場」となり、再生可能エネルギーの主力電源化を支える制度として機能しにくくなる懸念がある。	調整力については、系統の周波数維持の観点から技術要件が定められております。 需給調整市場の参入要件として、技術要件を満たす限りにおいて電源種を特定するものではありません。 いただ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。
90	容量市場との政策整合性の欠如 近年の電力需給逼迫見通しを背景として、容量市場は過去最高水準の約定価格を記録している。一方で、需給調整市場については一貫して「価格が高い」「コスト抑制が必要」との問題認識が示されている。 同じ需給見通し、同じ電源ポートフォリオ、同じ制度設計を所管する体制の下で検討されているにもかかわらず、容量市場では高価格が容認され、需給調整市場では高価格が問題視されるという姿勢は、政策として整合しているとは言い難い。 また、容量市場における過去最高水準の価格による便益の受け取り手の多くは、既存電源、かつ既に償却を終えた電源であると考えられる。シングルプライス方式の下で、当該電源が大きな超過利潤を得る構造となっている一方で、新規の高効率電源や柔軟性電源の新規参入が顕著に進んでいる状況は見受けられない。 むしろ、今後は既存電源の老朽化の進行に伴い、容量市場における供給余力は構造的に減少し、容量価格は中長期的に上昇し続ける可能性が高い。 その結果として、既存電源に有利な構造が固定化され、新規投資を十分に誘発しないまま、国民負担のみが拡大していく制度構造となっている点は、極めて重大な問題である。 本案における需給調整市場の議論は、こうした容量市場の構造問題との関係をほとんど整理しておらず、基盤整備政策としての一体的な制度設計がなされているとは言い難い。 短期的な調達コストの抑制のみを重視した結果として、中長期的な供給力・調整力投資を阻害し、最終的に国民負担を増大させている点を、より正面から評価すべきである。	需給調整市場については、実際に稼働可能な市場外の調整力が十分に存在する点で、容量市場とは状況が異なるものとの認識です。 将来的な供給力・調整力の確保について、いただいた御意見についても今後の制度設計の参考とさせていただきます。
91	・該当箇所 (4) 今後の需給調整市場に関する検討について（2026 年度以降の調整力調達の方向性について） ・意見内容 本案は、電力システム全体における政策の整合性を著しく欠いている。容量市場では「将来の投資誘導のために高価格を容認する」としながら、需給調整市場では「コスト抑制のために価格を抑圧する」という二重基準を用いている。調整力を提供するリソースの多くは容量市場の対象電源と同一であり、行政が事後的にルールを変更して収益予見性を剥奪することは、政策の「時間的整合性」を自ら破棄するものである。これは国内外の投資家にとって重大なカントリーリスクとなり、日本のエネルギー市場の信頼性を根底から揺るがす。一時的な国民負担の抑制を優先して市場原理を歪めることは、結果として新規参入を阻害し、将来世代により高額な負担を強いる「負の外部性」を生み出すことにつながる。これに対して十分な審議がなされているとは到底言えないと認識している	
92	・該当箇所 (4) 今後の需給調整市場に関する検討について（2026 年度以降の調整力調達の方向性について） ・意見内容 現在の場当たり的な価格統制を廃止し、抜本的な制度改善として「同時市場」の早期導入と全リソースへの参加義務化を提案する。米国 PJM 等の先進事例に倣い、機会費用に基づいた透明な価格形成へ移行することで、恣意的な上限価格の設定は不要となる。一定規模以上の電源に対し、技術的特性に応じた市場供出を義務付ける一方、IT システム対応等が困難な既存電源に対しては適切な経過措置（激変緩和措置）を設けることで、市場の流動性とスムーズな移行を両立できる。中長期的な投資予見性を確保しつつ、真に希少な時間帯に適切な価格がつく仕組みこそが、カーボンニュートラル達成と安定供給を両立させる唯一の解決策である。 「コストがかかるから」「混乱をまねくから」と、おもんぱかって先延ばしにしている方が、市場の混乱を招き、「カントリーリスク」を高めることになる。パッチワーク的に政策を導入していることによって、先進国にもかかわらず「カントリーリスク」と認識されていることを重くとらえ、強力なリーダーシップのもとに推進してほしい	同時市場については、同時市場の在り方等に関する検討会において、昨年 10 月に「第二次中間とりまとめ」が公表され、検討中の同時市場の全体像が提示されました。今後、導入に向けた詳細検討を進めてまいります。 いただいた御意見は今後の参考とさせていただきます。

93	・該当箇所 P10（4）今後の需給調整市場に関する検討について ・意見内容 ・2026 年 2 月 20 日に開催の第 18 回制度設計・監視専門会合での蓄電池事業者のヒアリングで、「TSO がレベニューキャップの承認単価（概ね 1 円台）を下回るよう募集量を削減し、安価な揚水随契と余力活用に置き換えるポートフォリオ調達を志向している」との指摘がありましたが、同業他社としても全く同じ認識です。 ・短期のコスト抑制と中長期の調整力の新陳代謝の両立が必要という意見も非常に重要であり、レベニューキャップの第 2 規制期間の調整力コストの検討の際には、エネ庁と電取委が緊密に連携し、こうした視点を十分踏まえた上で検討頂くことを強く期待いたします。	レベニューキャップ制度については、一般送配電事業者の事業の効率化のために重要な制度ではありますが、第二規制期間の調整力調達コストの検討の際には、いただいた御意見も制度設計の参考とさせていただきます。 また、将来的な供給力・調整力の確保についても、いただいた御意見を今後の制度設計の参考とさせていただきます。
94	第 18 回制度設計・監視専門会合(2026/2/20)における大阪ガス(株)のプレゼンにあった、「レベニューキャップ(RC)承認単価を下回るように募集量を削減し、揚水随契と余力活用に置き換えるポートフォリオ調達」を TSO が志向しているという指摘について、制度上の違和感を言語化されたことに対して感謝するとともに、強く共感した。短期のコスト抑制だけではなく、中長期の安定供給に向けたリソース確保(新陳代謝)の両立が重要といった内容もそのとおりで、RC 第 2 期間に向けた検討では、資源エネルギー庁と電力広域機関は当然のこと、電力・ガス取引監視等委員会それぞれがしっかりと情報共有・連携して、今回の貴重なプレゼン意見による視点も十分に熟慮し、検討されることを要望する。	
95	審議会メンバーの正当性および審議体のガバナンスの欠如 本案で示されている一連の制度対応は、募集量削減や上限価格の設定、市場外調達の恒常的併用など、市場メカニズムを前提とする制度設計とは明らかに乖離した内容が中心となっている。 本来、市場制度を所管する審議会においては、価格形成、投資インセンティブ、参入障壁、リスク分担といった経済原則に基づく検証が中核に置かれるべきであるが、本案からはそうした検証プロセスが十分に読み取れない。 結果として、本審議会において、自由化市場を前提とした制度設計を担うに足る専門性・視点が十分に担保されているのか、審議体の構成および運営の妥当性について、制度面から重大な疑義を抱かざるを得ない。 少なくとも、どのような経済理論・市場設計原則に基づいて現在の制度判断がなされているのかを、審議会として明確に説明すべきである。	制度検討作業部会では、電力システムを始め、法律、経済、電気工学、金融等の各分野に専門性を有する委員に、実務的な観点も踏まえて御議論いただいており、議論の内容についても、インターネットでの中継や議事録の公開を行っております。 いただいた御意見は今後の政策検討に関する議論の参考とさせていただきます。
96	審議会メンバー各位の責任 本案において示されている一連の制度対応は、市場における価格形成機能や投資インセンティブを制度的に制約する内容が中心であり、経済原理および市場設計の基本的考え方と整合しているとは言い難い。 にもかかわらず、その政策判断の前提となる理論的根拠、代替案との比較、及び中長期的な市場構造や投資行動への影響について、審議会として十分な説明がなされていない点は、極めて重大である。 本審議会の構成員は、単なる意見表明者ではなく、わが国の電力市場制度の方向性を実質的に決定する立場にある有識者であり、その判断は将来にわたり記録として残り、後年に検証される性質のものである。 短期的なコスト抑制のみを重視し、市場メカニズムを歪める制度変更を積み重ねることが、将来の投資縮小、供給力低下、ひいては停電リスクや国民負担の増大につながる可能性について、各委員がどのような認識と責任感をもって賛同しているのか、個々の立場から説明されるべきである。 本案に示された方向性が、経済原則および市場制度の長期的健全性と整合するものであると考えるのであれば、その根拠を、審議会としてではなく、構成員一人ひとりの責任において、国民に対して明確に説明することを強く求める。	
97	審議会メンバーの責任と名誉リスクについて 本案において示されている一連の制度対応は、市場による資源配分や価格形成を重視する自由化政策の基本理念と整合しない内容を多く含んでいる。 本審議会の構成員は、学識経験者として高い専門性と社会的評価を有する立場にあり、その発言や意思決定は、将来にわたって公的記録として残り、後年に検証される性質のものである。 にもかかわらず、市場原理と整合しない制度変更が積み重ねられる中で、各委員がどのような問題意識と責任認識をもって本案に賛同しているのかが、外部からは十分に読み取れない。 本案に賛同するのであれば、各委員は、短期的なコスト抑制と引き換えに生じ得る中長期的な投資抑制、供給力低下、停電リスクおよび国民負担への影響について、自らの専門的見地に基	

	づき、より明確な説明責任を果たすべきである。	
98	電力システム・電力市場の施策に関わるガバナンス不全について申し述べたい。需給調整市場だけをとっても、2024 年 4 月の全商品開設を前+に 2023 年度下期に会議体で急に上限価格が設定。2024 年 5 月に募集量削減、ガイドラインにより市場シェアに関係なく、小規模事業者を事前監視対象に設定して、当年固定費を事前提出し、それを回収したら 0.33 円の最低応札にする、回収不可でも翌年繰り越し不可などの施策が推進された。2025 年度は事前監視の固定費協議の長期化が市場応札者による最低価格入札の長期化を引き起こし、並行して、揚水随契という独占寡占施策、自然体余力という計算根拠不明な募集量削減を継続。更にこの度の上限価格引き下げ、募集量の継続削減、揚水随契の積極的活用を国民に示している。応札者の事業に過度な負担を強いる市場制度・ガイドラインが繰り返され、応札者側の団体や事業者は、審議会での公開での直接的な意見主張がないままである。一般送配電事業者の意見主張は公開プレゼン機会があるが、市場応札者の意見や影響評価は行政側が取りまとめて代弁しており、直接的に公開されない。今後は、制度設計作業部会や制度監視専門会合で、行政提案に対する市場応札者側の直接的な意見主張を期待する。審議会メンバーも多くが、事業者・応札者への影響評価を質問し、賛同表明の材料としている。 これまでの市場やガイドライン施策は、2019 年以降、行政側と特定の同一審議メンバーによって議論されてきたものであり、市場設計の瑕疵や責任という意味では、過去 5 年以上にわたり、継続して審議したメンバーは行政側と共同責任を担っている立場では無いか。そのメンバーを制度設計作業部会、制度設計専門会合に同時に起用し、前者での電力基盤・市場の整備、後者の自由化による健全な競争や独占監視を議論させる体制で良いのか。結果として、旧一般電気事業者の電源を温存し、行政側が旧一電の立場を代弁するような施策が繰り返されており、自由化と逆行している。自由化が間違った施策と考えるならば、まずその評価を国民に示すべきである。 例えば、上場企業のガバナンスにおいても、取締役・監査役は経営者をけん制・監督する機能を有し、長期で起用されることはその役割を果たし得るのか、株主への説明責任に堪えない。行政側は 5 年以上の長期にわたり、同一メンバーを複数の審議会で起用し続けることについて、国民の代弁者として行政施策をけん制・監視する役割を担えると思っているのか。電力システム・電力市場のガバナンスに関しては、公正取引委員会を含めて、法律による行政権の負託を受けた政府機関、官公庁全体でいま一度、あり方を検討すべき時期と思う。5 年超にわたる同一審議メンバーの選定不可、電力における独占寡占施策を公取がダブルチェックし、会議体に書面提出して評価を国民に示す体制などを検討してほしい。	
99	次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会の検討体制および意思決定プロセスの透明性・客観性の確保について 市場見直しを含む日本のエネルギー政策の策定プロセスにおいて、検討を担う各委員会・作業部会の委員構成が極めて限定的な範囲に留まっている点に強い疑義を呈します。 「審議会等の運営に関する指針」では、委員の兼務制限や再任期間の原則が示されていると解承しております。しかしながら、電力・ガス基本政策小委員会、制度検討作業部会、需給調整市場検討小委員会、さらには電気・ガス取引監視等委員会に至るまで、主要な意思決定の場において、特定の有識者が重複して選任される状態が常態化しています。 エネルギー市場が大きな変革期にあり、既存電源から新規リソースへの移行が急務とされる中で、一部の固定化された視点のみに基づいた政策立案は、現状の市場の実態や新規参入者の課題を十分に反映できず、結果として旧来の体制を維持する方向へとバイアスがかかるリスクを孕んでいます。 客観的かつ多角的な検証が行える体制へと刷新することを強く求めます。	
100	審議会運営および意思決定プロセスについて （該当箇所：全体を通じて） ■ 意見の概要 本中間とりまとめに至る審議プロセスにおいて、事務局提案の追認に終始せず、委員による規律（ディシプリン）ある議論がなされたか疑問が残る。市場設計の根幹に関わる修正については、より批判的かつ多角的な検証を求める。 ■ 理由 本とりまとめ案は、市場の「応札不足」という結果に対し、募集量を減らす、上限価格を下げる、市場外調達を続けるといった対症療法的な措置の列挙に留まっている。 「なぜ当初設計通りに市場が機能しなかったのか」「公募からの移管プロセスにどのような設計ミスがあったのか」という根本課題への反省と総括が不十分である。 審議会は、事務局案を追認するだけの場（御用機関）ではなく、国民負担と安定供給のバランスを厳しく問う場として機	

	能すべきである。特に、将来の停電リスク対応や最適な調達構造の実現に向け、TSO の総括原価方式の是非も含めた、タブーなき議論を要請する。	
101	現在の、電力・ガス取引監視等委員会(電取委)が制度設計に関与することは、ガバナンスの基本原則から著しく逸脱しているため、資源エネルギー庁(エネ庁)、電力広域的運営推進機関(OCCTO)と合わせて、役割の分担を再定義すべきではないでしょうか。 現在の電取委は、自らも需給調整市場や容量市場のルールの細部に関与していますが、価格高騰等の想定外事象が発生した際に、自らの制度設計にミスがあった、間違っていたと認めることは困難ではないか、と思うのです。 その結果として、今回のパブコメのように「ガイドライン改定による事後的な規制強化」を実施する方向となっており、これは制度の欠陥の有無に関わらず、高い価格での約定を「不当に収益を得る行為」と後出しジャンケン的に取り締まる、ルールメイクとアンパイアが組織一体となっているが故の「自己防衛・正当化」の典型的な例に見えてしまいます。 理想的な三権分立のモデルとしては、 エネ庁が制度設計、ポリシーメイクを担当し、マクロ経済政策やエネルギー基本計画に則り、どのような市場が必要なのか、あるべき姿はどんな形か、といった大きな方針、いわば立法機能に専念し、 OCCTO はエネ庁の方針を受け、この方針で安定供給を維持できるのか、連系線や調整リソースの運用はどうあるべきか、といった物理・工学的な妥当性検証およびシステム運用などの実務、いわゆる行政機能に徹し、 電取委は、制度設計からは完全に手を引いた上で、事業者がルールを順守しているか、相場操縦等の不正行為をしていないか、等の監視だけでなく、「エネ庁や OCCTO の定めるルール・運用が公正な競争を阻害していないか」といった、監査(司法としての機能)に特化する といったことで、より透明性が高く、公平・平等な市場・制度が構築されるのではないか、と考えます。	行政機関等の政策運営上の役割について、いただいた御意見は今後の参考とさせていただきます。 なお、需給調整市場の制度設計に当たり、第 11 回制度検討作業部会において、資源エネルギー庁が具体的な市場設計、運営主体・ルールの検討や安定供給と低廉化の両立といった全体制度設計を行い、電力・ガス取引監視等委員会が需給調整市場への参入要件・ペナルティや市場監視の在り方を検討し、電力広域的運営推進機関が広域調達・運用についての技術的な事項の詳細検討を行うこととされました。
102	中間とりまとめ（案）を支持しますが、次世代電力・ガス事業基盤を構築するなら、通信と同じく公共料金化を進めるべきです。 電力・ガスは生活必需品です。大手寡占による料金高止まりが弱者（高齢者・低所得層）の負担を増やしています。自由化を進めるなら、複数の事業を 1 つの大企業がまとめて扱う寡占状態を是正し、本当の競争を促進させるべきです。それができないのであれば、プライスキャップを設けて国民の生活を守るべきだと思います。基本プランを月 3,000 円以下に上限設定し、シンプルプラン限定にすれば、家計負担 10-20%軽減が可能。段階制禁止と低価格プラン義務化で、高齢者の生活を支え、地方格差を解消します。中間とりまとめ（案）に公共料金化の視点を強く反映を求めます。	電力システムについては、安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大の観点から、2016 年に全面自由化が実施され、現在では多様な小売電気事業者が参入し、料金メニューやサービス内容を各社が自主的に設定する仕組みとなっています。
103	化石燃料脱却で 電力需要が伸び続ける中、 「何が何でも 需要に合わせて供給能力を持たなければいけない」という考え方は、苦しいのではないか。 (政府がきちんと 再生可能エネルギー網を　拡充させれば、問題は無いが。) 電力逼迫時に 一部企業に節電を呼び掛ける様に、電気機器・電子機器にも 電力不足の時は動作を停止したり、低電力に移行したりする「スマート受電」が有っても いいのではないか。 (その購入に 補助金を出すなど)	DR（ディマンド・リスポンス）等の電力システムのフレキシビリティ確保に向けた取組や、DR リソースの拡大に向けたヒートポンプ給湯機等の DRready 要件の検討等については、国の審議会等で議論されるものと承知しております。 いただ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。
104	１、投資回収の予見性と国民負担のバランスが悪い 原子力は建設期間（リードタイム）が極めて長く、数十年単位での投資回収が必要です。よって課題としては： 長期脱炭素電源オークションにおける「資本費の回収」の仕組みが検討されていますが、建設コストの膨張（数千億から数兆円規模）が起きた際、それをどこまで電気料金（賦課金）を通じて消費者が負担するのかという基準が不透明です。 2、既存炉の再稼働にあたり維持コストがかかり過ぎる 課題としては、未稼働の原子力発電所を維持するための「維持費」の扱いです。再稼働が遅れている間も膨大な安全対策費がかかっていますが、これが容量市場などの制度を通じて間接的に電気料金に転嫁されている実態があり、透明性がありません。再稼働の目途が立たないままコストだけが回収される「塩漬け状態」をどう解消するかの具体策が不十分です。 3、リプレース・新増設の具体的インセンティブがない 政府は GX（グリーントランスフォーメーション）方針でリプレースを掲げていますが、現行制度では充分であるファクトがありません。 「事業報酬率（WACC)」の加算などが議論されていますが、事業者が巨額投資を決断するのに足る十分な収益性が確保されるのか疑問です。	第 7 次エネルギー基本計画では、事業期間が長く、投資規模が大きい脱炭素電源への投資促進に向け、事業環境等を整備していくこととしています。脱炭素電源投資が進むよう、事業環境や資金調達環境の整備などについて、国の審議会等の場でさらに具体化を進めていくこととしています。

	懸念として 制度が複雑化しすぎており、国民に説明するにあたり不親切です。 ４、バックエンド問題（核燃料サイクル・最終処分）との連動について 発電側の制度（オークション等）を整備しても、出口である「核燃料サイクルの停滞」や「高レベル放射性廃棄物の最終処分場」の問題が解決しない限り、原子力の持続性は確保できません。 本とりまとめ案はあくまで「電力市場・事業基盤」の議論に終始しており、バックエンドの不確実性がもたらす財務リスクが電力システムの安定に与える影響については、踏み込みが甘いです。以上。	

※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 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 制度検討作業部会第二十三次中間とりまとめ（案）に対する意見募集を実施した際の「第二十三次中間とりまとめ（案）」からの変更点は以下のとおりです。

<第二十三次中間とりまとめ（案）>

変更箇所	変更内容（赤字）	備考
2．1．(3) <2026 年度以降の複合市場の対応方針>	市場で取引される調整力の厚みが増すためには、継続的に調整力を供出するリソースが参入しやすい市場を形成する必要がある一方、引き続き市場への応札不足が懸念される現在の状況下では、募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰を防ぐ必要がある。 第 108 回制度検討作業部会では、二次調整力②・三次調整力①の募集量については引き続き市場による調達量を最大 1σ相当とし、前日 12 時の広域予備率が閾値を下回り必要量が 3σ相当となった場合でも差分は余力にて調達することとされた。	制度検討作業部会で整理した内容について、明確化のために追記
2．1．(8) 価格規律の見直しについて（適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドラインの改定）	~~なお、「適正な電力取引についての指針（改定案）」及び「需給調整市場ガイドライン（改定案）」については、別途、2025 年 12 月 26 日から 2026 年 1 月 29 まで意見募集期間とするパブリックコメント手続[15]に付している。~~ ~~[15]「適正な電力取引についての指針（改定案）」及び「需給調整市場ガイドライン（改定案）」に対する意見募集について（https://public-comment.e-gov.go.jp/servelet/Public?CLASSNAME=PCMMSTDETAIL&id=620125018&Mode=0）~~	意見募集の手続が終了しているため、明確化のために削除