

# 「一次調整力～二次調整力②、複合商品、三次②のルール見直し等に関する市場設計案」に対する意見募集 (募集期間：2021年11月10日～2021年12月10日) に寄せられたご意見及び本機関回答

通し 番号	ページ 番号	寄せられたご意見			回答
		ご意見	具体的提案	理由	
1	10	・DSRにおいても短周期での調整ポテンシャルを有していることから、DSRの特性をふまえた基準値を設定していただきたい。		・DSR等における基準値について「直前計測型」「事前予測型」を選択できることとしているが、DSRの場合、調整時間中の需要変動が起こることから、落札ブロック前に事前予測値を算出することは難しい。 ・一方で、直前計測型は落札ブロック前の5分間平均値としており、落札時間が長時間にわたる場合、同一基準値が採用され続けることから、実態に即さない。	DSR等における基準値の設定方法については、「直前計測型」を基本としつつ、これまでの事業者からの要望を踏まえて「事前予測型」も事業者が選択できることとしております。このため、基準値の設定方法については現行案のとおりといたします。
2	17	・DSR・DERの潜在価値を発揮できる商品設計をご検討いただきたい。		・一次調整力は安定供給に欠かせないelementであり、それはオンライン・オフライン双方が拳拳服膺する概念。 ・同時に、2050年カーボンニュートラルを目指していくなかで、2030年の46%削減と言った方向性の為には、DSRといった環境負荷の小さいリソースや、蓄電池などの新しいリソースを調整力として活用していくことが一層重要になると考える。 ・こうしたリソースをどのように育てていくか、ある意味では産業育成の観点で重要だと思考するが、懸念するのは「短期的には既存電源の競争力がより強いことから、長期的にDSRが導入されることが経済合理的であるにも関わらず、将来の新たなリソースであるDSRの事業機会が足下で失われる可能性がある」こと。 ・例えば、現在グリーン水素に注目しているが、その際のカギとなる電解槽は一次調整力の貴重なリソースとして活用し得る。 ・既に実証を始めるべく現地調査を開始している。	需給調整市場検討小委員会では、一般送配電事業者が周波数調整等を実施するために必要となる調整力の能力を踏まえ、取り扱う商品を設定し、それぞれの要件等を検討しております。将来に向けた新たなリソースの産業育成については、国による検討事項となるため、頂いたご意見は国に申し伝えます。
3	17	一次調整力の約定ロジックや価格決定に、環境負荷や更に早い周波数への応動性についても評価されるようにしてほしい(火力発電とその他の調整電源の差別化)	・蓄電池等応動性の早いリソース専用の優先枠と従来の火力発電の参入枠で市場を分割する。 ・応動性の早いリソースの価格に一定のゲタをはかせることで、約定の可能性を高める。 ・シグナル応答性能のパフォーマンススコアを設定し、収入や約定されやすさに反映させる。	2050年のカーボンニュートラルに向け蓄電池のような環境負荷の低い調整電源が増えていくような仕組みとするべきだと考えられるため	商品要件・技術要件は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているものです。 将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には、改めて検討することとし、現状は応動性能等のリソースの能力に応じたインセンティブは設けないことといたします。
4	67	一次～二次の調達スケジュールは週間前ではなく、卸売市場のように前日or1時間前までの入札に基づき調達してほしい	卸売市場と同様の1日前市場、1時間前市場での調達	調整電源を保有する事業者は経済合理性の元に調整電源の運用を行うため、実需給予測が近いタイミングでなければ精度よく需給を予測できない。需給計画の確度が低い段階で調整電源の運用を決定しなければならず参加者にとって負担となるため。	一次～三次①の調達タイミングは、高速な調整力が周波数調整等において重要な商品であることを踏まえ、確実に調達することを目的に、実需給の前週に設定されたものです。 また、実需給の前週の需給調整市場にて約定した電源等についても、提供期間1コマ目の60までリソースの差替を可能と整理しております。 このため、市場の調達スケジュールについては現行案のとおりといたします。
5	21	二次調整力においては、上げ方向、下げ方向の一方にシグナルが偏ると、蓄電池にとって不利になるため、運用側でシグナルが偏らないようなディスパッチを考慮していただきたい(エナジーニュートラル)	・累積上げ/下げkwhが一定以内に収まるような制御シグナルとする。	・本来、二次において、多数のリソースがある中で、すべてのリソースが長時間にわたって上げまたは下げの一方に偏るケースは考えにくく、各リソースに対するシグナルの出し方をコントロールすれば、こうした要件を満たすことは可能と考えられ、蓄電池の参入をより促すことができると考えるため。	二次①は、各エリアにおいて時々刻々と変動する需給ギャップに対応するための調整力であり、各エリアの一般送配電事業者の中央給電指令所からLFC信号として指令されますが、このLFC信号を上げ/下げkwhが一定範囲に収まるような制御をすることはできません。また、特定のリソースのみにこのような指令を行った場合、他のリソースが調整する量の増加にもつながりうるため、ご指摘のような運用はできません。
6		ノンファーム接続となった場合においても需給調整市場への参画を認めてほしい	ノンファーム接続電源も需給調整市場への参画を認める	電力ネットワークの次世代化について資源エネルギー庁で検討されており、2022年4月以降に受け付ける接続検討については全てノンファーム接続適用となる方向となっていると認識している。現状、ノンファーム接続電源は容量市場や需給調整市場への参画ができないルールとなっている一方、今後新設される電源がノンファーム接続適用になれば、市場に新規の電源が参入できないこととなると考えるため	基幹系統のノンファーム型接続適用電源(以下、ノンファーム電源)は、第46回広域系統整備委員会において、混雑発生時に出力制限値以上に出力を上げられないため、ΔkWを確保したとしても一般送配電事業者からの指令に従いそのΔkWから調整力を供出できないことから、需給調整市場には参加できないと整理されてきました。その後、第58回広域系統整備委員会において、基幹系統での系統混雑に対する再給電方式が開始されることにより、ノンファーム電源に対しては計画値変更を行わず、原則ファーム・ノンファームという扱いに関わらずメリットオーダーに基づき混雑処理が実施されることから、基幹系統の混雑見通しを踏まえた評価をもとに、市場参加に必要な要件を満たしていることを前提に、ノンファーム電源は、過去の接続案件も含め、需給調整市場に参加できると整理されたため、2022年末に予定されている再給電方式導入以降、ノンファーム電源であっても、ファーム電源と同様に、需給調整市場への参加が可能となります。  ※資料2を参照
7	4	技術要件項目である計測誤差について、現状の自社既存設備のスペックでは満足出来ない場合、参加するためには設備改造が必要となるのか。	既存設備については、要件緩和を条件を付記して欲しい。	対象機が絞られてしまうため。	技術要件は、現行の調整力公募において周波数調整を担っている既存電源の設定値、海外事例、および汎用的な周波数計測器の標準規格などを踏まえて、現状の需給調整の品質が維持されるよう設定しており、要件の変更は行いません。 また、事前審査において本要件が満たされていることを確認し、本要件を満たすリソースが実取引に参加できるようになります。
8	4	技術要件項目について 【項目全般】 計器単体での値なのか、制御装置含めたシステム全体での値なのか、定義が不明瞭であるため、具体的な設定値確認方法を明示すべきではないか。  【各項目概念図】 図示されているものと項目定義が合っていないと史料する。	【項目全般】 計測間隔・計測誤差・遅れ時間について、定義を明確に記載してほしい。  【各項目概念図】 計測誤差：周波数真値と計測値の差 ※現状は基準周波数との差 遅れ時間：出力応動遅れ ※●から出力変化までの時間となっている	事業者による解釈が曖昧にならないようにすべきと考えているため。	技術要件のうち、周波数計測誤差と周波数計測間隔については周波数計測器に関する要件となります。また、遅れ時間については周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器制御の遅れ等で構成され、周波数変化からリソースが出力変化を開始するまでに要する時間となります。 ご指摘を踏まえ、各項目の定義が明確となるよう資料を修正いたします。

		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
9	4	【異常時応動】 「異常時：応動時間（10秒）内に落札量を供出」とあるが、落札量とは周波数に応じた理論量（規定量）との理解で良いか？ 応動時間（10秒）内に既定量（周波数に応じた数値）を供出とあるが、10秒以内に出力変動させるには限度がある。例えば石炭プラントなどは、出力変化率が2%/分（一部1%/分）という中で設備上不可能である。 調定率5%の場合 ・0.2Hzで8%負荷変化が必要 ・8%LD/10秒⇒48%LD/分 ・タービン側はロードリミッタ分 5%分は理論的に供出できるが、ボイラ側が追従不可能 応答性の速いガスタービンプラントにおいても、急激な周波数変化に対しては既定量を供出しようとすると設備保護（排ガス温度制限）が働く場合がある。 以上より、応動時間10秒というのは現実的ではないのではないのか。	落札量と周波数偏差に基づく理論値が混同されている。周波数偏差に基づく理論値に統一すべき。  応動時間については、プラント特性（負荷変化率等）を加味して定義する必要があり、調定率とは別に議論すべきだと思います。	応動時間については、プラント特性に左右されることから一律設定は不可能。	商品要件における応動時間は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断回避のために必要となる要件として設定しております。このため、現行案のとおり応動時間は10秒とし、プラント特性に応じた設定はいたしません。
10	4	現状設備で本技術要件を満足できない設備があった場合、対象設備の取り扱い及び本技術要件の変更有無について確認したい。	確認のため、具体的提案はなし。	対象機が絞られてしまうため。	技術要件は、現行の調整力公募において周波数調整を担っている既存電源の設定値、海外事例、および汎用的な周波数計測器の標準規格などを踏まえて、現状の需給調整の品質が維持されるよう設定しており、要件の変更は行いません。 また、事前審査において本要件が満たされていることを確認し、本要件を満たすリソースが実取引に参加できることとなります。
11	4	系統と一体化しており、常に負荷と周波数は変動しているため、起点とその応動のポイントが判別できず、「遅れ時間」をどのように判断すればいいかわからないため、判断方法を記載いただけないか。（実運用上の負荷・周波数の読み値から見る起点と動作点の判別）	「遅れ時間」の判断方法を明記。	判断方法の明確化。	遅れ時間は、周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器の制御遅れ等で構成され、基準周波数（50Hz or 60Hz）からの偏差に応じてリソースが応動するまでの時間となります。 技術要件の詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等に定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
12	5	アセスメントⅠの対象と示されている「発電計画」は、（1分計画ではなく）発電契約者がOCCTO殿に提出している発電販売計画のことを指しているのか？すなわち、各30分値の6コマ分が対象と考えればよいのか？	確認のため、具体的提案はなし。	7,8頁のアセスメントⅡで記載の「発電計画」は、1分単位の計画値が基準になると認識するが、5頁はそれらと異なる位置づけでよいのか、急のため確認したいため。	アセスメントⅠに用いる発電計画は、既存商品と同様、電力広域的運営推進機関に提出いただく発電販売計画の値を用います。 なお、別途、アセスメントⅡのために、約定した商品に対応した評価間隔の発電計画電力計画（発電販売計画の値と整合したもの）が必要となりますが、これは需給調整市場システムを用いてご提出いただくこととなります。詳細につきましては、一般送配電事業者により定められる取引規程等をご参照いただけますようお願いいたします。
13	6	発電可能上限値の定義を資料中に記載いただきたい。	発電可能上限値の定義を明記する。	事業者による解釈が曖昧にならないようにすべき	発電可能上限は、発電販売計画における系統コード単位かつ30分ごとの発電可能な最大量を2倍にした値（キロワット）となります。ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正いたします。
14	7	【一次アセスメントⅡ評価方法（平常時）】 周波数偏差と出力変化量の関係は、遅れが生じる恐れがあり、近似線の傾きに影響する恐れがある。 評価方法として調定率傾きと同方向であればよいとのことであるが、閾値はないとの理解で良いか？	周波数偏差と出力変化量は同期しておらず、少なからず遅れが生じ、評価間隔：1秒では周波数偏差と出力変化量が符号にずれが生じる恐れがある。 近似線の傾きが調定率の傾きと同方向では無い状況も起こりえると思うので、指定する期間については、周波数変動が顕著な部分で実施する。  閾値については明記する。	評価方法の明確化。	一次のアセスメントⅡの実施にあたり、当面においては調定率に関する閾値は設けず、応動実績に基づく近似線の傾きが調定率の傾きと同方向となることを確認いたします。
15	7	評価間隔（8頁も同様）については各発電所に解析可否を確認する必要あり。 管理用計算機の周期は2秒が最短なので、制御装置の保守ツール等のサンプルタイム（トレンド設定）が1秒未満である必要がある。 1秒周期で評価できないシステムがある場合はシステム改修が必要になり、費用が発生する。	全システムの対応時間の確認には時間がかかり、何秒なら対応可能なのかという提案は現時点では不可。	現状の自社システム環境として対応が困難であることをお伝えするため。	一次にオフラインで参加する場合にはアセスメントⅡの評価間隔は1秒となり、専用線オンラインで参加する場合には、一般送配電事業者へタイムスタンプ無しで送信しているデータを用いてアセスメントⅡを実施することを整理していることから、専用線オンラインで参加する場合のアセスメントⅡの評価間隔は各エリアの中給システムのデータ取得周期となります。ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正いたします。
16	7,8	アセスメントの実施評価方法について具体的な記載をして欲しい。 ※1：事業者が事前に申告した遅れ時間に基づきデータを補正して評価する。とはどのデータに補正をして出力変化量を求めるのか。	具体的な例で計算方法を明示して欲しい。	自社設備が対象になれる設備なのか判断が難しいため。	アセスメントの詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等に定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
17	8	【アセスメントⅡ評価方法（異常時）】 一律応動時間10秒は設備上無理があるため、設備に応じた設定とすべきではないか。	応動時間については、プラント特性（負荷変化率等）を加味して定義する必要があり、調定率とは別に議論すべきだと思います。	評価方法の修正提案。	商品要件における応動時間は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断回避のために必要となる要件として設定しております。このため、現行案のとおり応動時間は10秒とし、プラント特性に応じた設定はいたしません。
18	8	アセスメントの実施評価方法について（異常時） 電源脱落時点から5分間継続して出力していることをどのように実施するのか？	シミュレーションなのか、実施での確認なのか具体的な実施方法を記載して欲しい。	自社設備が対象になれる設備なのか判断が難しいため。	アセスメントの詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等に定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。 なお、アセスメントⅡは、シミュレーションではなく応動実績データを用いてリソースの応動が商品要件・技術要件を満たしていたかを確認するものです。
19	8	電源脱落の発生時刻を起点としているが、発電ユニット側では電源脱落の発生時刻は把握しておらず、基準周波数からの逸脱または中給からのEPC指令に基づき動作する。そのため応動時間や継続時間の起点の定め方が困難である。  そもそも電源脱落試験（実動作、模擬）をどのように実施・評価するのでしょうか。	確認のため、具体的提案はなし。	実施方法が不明確であるため。	電源脱落時点は、一般送配電事業者が把握し、その後の周波数実績を踏まえて応動評価を行うこととなります。一次調整力の提供事業者は、電源脱落を検知して応動する必要はなく、周波数の低下を検知して応動することとなります。 アセスメントの詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等に定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
20	8	基準周波数からの逸脱またはEPC指令による増出力を全火力機で応動すると周波数は回復していくため、継続時間をどのように評価するのでしょうか。	確認のため、具体的提案はなし。	実施方法が不明確であるため。	一般送配電配電事業者が異常時であることを把握し、その後の周波数実績を踏まえて応動評価を行うこととなります。 アセスメントの詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等に定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
21	8	イメージ図での落札ΔkWの”+10%”、”-10%”の関係性がよくわからないため、解説願います。	確認のため、具体的提案はなし。	記載内容確認のため。	一次における異常時のアセスメントⅡの許容範囲を「電源脱落時刻から10秒後の周波数偏差にもとづく理論値ー落札したΔkWの10%以上」としております。ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正いたします。

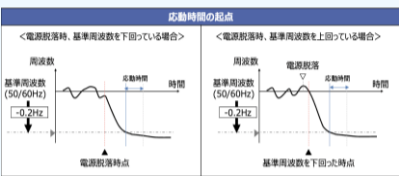
		寄せられたご意見			回答
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	
22	9	オフラインのリソースは応動実績データを事後に提出することになるため、評価を行う期間をランダムに指定する等記載があるが、誰がデータを提出するのか、不明確である。	該当する電力量計を指定しそのデータ授受方法を補足する。実施要領等の作成を希望する。	実施方法が不明確であるため。	アセスメントⅡは、応動実績データを用いてリソースの応動が商品要件・技術要件を満たしていたかを確認するものです。このため、応動実績データは調整力提供者から一般送配電事業者へ提出いただく必要があります。 アセスメントにおけるデータの提出の詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
23	10	「1分単位の計画値」は、これまでの各30分値の発電販売計画と併せてOCCTO殿に連携するのか、それともMMSに都度登録するのか等、どのようなイメージになるのか？	確認のため、具体的提案はなし。	2024年度以降の社内での業務フローの整理およびシステムの準備に先立ち、把握したいため。	アセスメントⅡの基準として、約定した商品に対応した評価間隔の発電計画電力計画（発電販売計画の値と整合したもの）が必要となりますが、これは需給調整市場システムを用いてご提出いただくこととなります。詳細につきましては、一般送配電事業者により定められる取引規程等をご参照いただきますようお願いいたします。
24	11	異常時判定する基準などの設定について  系統周波数が周波数計測の設定値を超過したことをその判断基準とすることとし、その設定値は、現行の周波数調整目標値である 0.2Hz とする。なお、北海道エリアにおいては現行の周波数調整目標値を 0.3Hz としていることから、設定値は 0.3Hz とする。  上記の系統周波数調整目標値の0.2Hzに関して、中給側or現場側どちらの設定値のことでしょうか？現場側の周波数バイアス不感帯設定を指しているのであれば、中部エリアは±0.3Hz設定です。  現状設備で本技術要件を満足できない設備があった場合、どうなるのか？	目標値の定義を明確にして頂きたい。	対象機が絞られてしまうため。	異常時判定は、一般送配電事業者の中給システムで計測した値が基準となります。なお、系統周波数調整目標値は、現場側の周波数バイアス不感帯ではありません。
25	12	【一次における事前審査】 模擬信号による事前審査とあるが、タイミングはいつ実施するのか？ タイミングによっては全てシミュレーションで実施することになると思料。 実機による実動作で審査を行う場合、模擬によるプラントへの影響を考慮する必要があると考えらる。	事前審査のタイミングを明記し、確認条件を明確化する。（シミュレーションor実機による実動作）  系統連系後に実機による実動作で審査を行う場合には、設備によりプラントへの影響を考慮しなければいけない。公平性の観点から、評価条件はしっかりと明記しておくべき。	実施方法が不明確なため。	事前審査の詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
26	12	【事前審査で確認する項目】 ③遅れ時間の定義について、周波数変化から出力応動開始までと明記すべき。 ⑥継続時間の定義について、最低5分以上継続とあるが、周波数基準超過状態は5分以上継続することが前提であることを明記するべきではないか	審査項目の定義についてははっきり明記する。	記載内容の明確化のため。	遅れ時間については周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器制御の遅れ等で構成され、周波数変化からリソースが出力変化を開始するまでに要する時間となります。 継続時間は、電源脱落等により周波数が基準周波数（50Hz or 60Hz）から0.2Hz（北海道エリアは0.3Hz）を下回る状態が5分以上継続する状態において、落札したΔkWの最大量を継続して供出し続ける時間となります。 各項目の定義については、意見募集資料4ページ「一次における技術要件について」にて明確化するよう修正いたします。
27	12	事前審査をどうするか？どのように確認するのか具体的に実施要領は無いのか？	模擬信号を与えて実機で動作確認をするのであれば、内容を記載して欲しい。	自社設備が対象になれる設備なのか判断が難しいため。	事前審査の詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
28	15	kWh精算を「託送契約におけるインバランスに包含して精算する」との記載について、定義・内容を明確化していただきたい。	例えば、以下記載例の趣旨としてはどうか。（但し、ここでの前提は5頁の※に基づき、上げ調整力による応動のみをkWh精算とするものと仮定） 【文案】 「託送供給契約における不足インバランス単価の確報値を用いて精算する」	「インバランスに包含」という文言について、意図を分かりやすくさせるため。	自端制御である一次については、メリットオーダーとは無関係に応動するため、一次を単一商品として落札した場合には需給調整市場に関する契約によるkWh精算は行わず、託送契約におけるインバランスで精算すると整理しております。 ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正いたします。
29	23	【二次①アセスメントⅡ】 LFC評価を実施する際、どうしてもガバナフリーとの棲み分けが難しいと思うが、ガバナフリーを含んだ出力変化変化量で評価するのか？ 許容範囲にそこを含んでいるという解釈であれば、その旨を記載してもらいたい。 ※実運用内で評価する場合、LFC指令上げ下げが頻繁に入ってくるので、許容範囲上下限を変化速度および遅れ時間（120秒）から算出するのは非常に困難であると思料。	LFC単独で評価を実施する際には、一次調整力（ガバナフリー）機能をロックした状態で評価する。機能を活かした状態では複合商品におけるアセスメントⅡ評価に準ずることを明記する。  ※実運用内で評価する場合には、上げ下げが頻繁に入っている状態では許容範囲を設定することが困難であるため、上げ方向、下げ方向一方向に連続して指令が入っているタイミングで評価を実施する	評価方法の明確化。	二次①を単一商品として約定し、LFC信号のみに基づく応動をする場合は、二次①単一商品としてのアセスメントⅡを実施いたします。 なお、二次①単一商品として約定し、余力活用により他の機能を使用している場合、現時点ではその応動実績を切り分けて評価することができないため、まずは複合商品としてアセスメントを実施し、アセスメント不適合となった場合について、リソースの応動が二次①の要件を満たしていない場合に限り金銭ペナルティおよび要件不適合回数計上の対象といたします。 アセスメントの詳細は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。  ※資料2を参照
30	24	【アセスメント評価間隔】 各エリアのシステム取得間隔が、エリアによって違っていることによる有利・不利が発生するのは？ 極力評価間隔は合わせられないか？	評価間隔については、事業者間の公平性を担保するため、5秒（あるいは6秒）とする。  ※最小公倍数（2秒、3秒を加味して6秒も許容）とする	評価の公平性	二次①は時々刻々と変化する需給ギャップに細かく対応する商品であるため、評価間隔はなるべく短い方が望ましいところ、現行の中給システムにおいて、エリア間の評価間隔を統一すると、評価間隔は長く設定されてしまうため、アセスメントⅡの評価間隔は現行案のとおりといたします。 なお、一般送配電事業者において中給システムの抜本改修を予定しており、抜本改修以降はデータ取得周期がエリア間で統一される見込みです。
31	24	テキストボックス内の1ポツの対象について、二次②→「二次①」に修正いただきたい。	二次②→「二次①」に修正。	誤字修正のため。	ご指摘を踏まえ、資料を修正いたします。
32	27	【二次①における事前審査】 模擬信号による事前審査とあるが、タイミングはいつ実施するのか？ タイミングによっては全てシミュレーションで実施することになると思料。	事前審査のタイミングを明記し、確認条件を明確化する（シミュレーションor実機による実動作）	評価方法の明確化。	事前審査の詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
33	62	30分コマの商品への変更にあたってのブロック入札の導入は未確定であると認識しているが、今後その導入の是非自体も含めて検討されるのか、あるいは、現状は導入がない前提にあるのか、不明確な記載となっている。 この点、ブロック入札の導入は、事業者にとって入札ロジックの大きな変更になるため、少なくとも本件が2025年度の適用開始ありきで、制度設計が進むことがないよう、注釈などで留保いただきたい。	例えば、以下記載例の趣旨としてはどうか。 【文案】 「現時点で、複数時間指定入札（ブロック入札）の導入は含まないものとする」	11/2需給調整市場検討小委員会（資料4,12頁）において、ブロック入札の導入は含まない旨の記載になっており、その議論状況との整合性を保つため。	複数時間指定入札（スポット市場におけるブロック入札）は、バランス停止電源の売り入札増加や制御対象リソースの入れ替わり低減のメリットがある一方、複数時間の1コマでも約定しないと、当該商品全量が不落となり、約定量の低下や約定価格の上昇といったデメリットが想定されるため、入札単位を30分に変更したうえで、市場における約定実態等を踏まえ、検討を進めていきます。なお、複数時間指定入札を導入する場合は、調整力提供事業者のシステム対応に要する時間の確保等に留意して検討を進めることといたします。
34	63	「下げ代不足対応」のうち、2023年度に適用開始予定となるのは、暫定対策としての方法1だけなのか、両方の導入を同時に目指す予定なのか等、二つの方法の位置づけを明確化していただきたい。	（少なくとも2023年度末までにおいて）方法1と方法2の取捨判断については、事業者による自由な選択の余地があるものとしてはどうか。	両案の詳細な運用に向けて、今後、OCCTO殿や市場運営者との協議や、事業者としてのリスク負担・コスト負担などの検討が必要であり、現時点で必ずしも二つの方法を実現できる確証がないため。	下げ代不足対応の方法1・2ともに2023年度の適用開始とするものです。この点が明確となるよう資料を修正いたします。 なお、詳細については市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。

寄せられたご意見				回答	
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	
35	63	方法1のうち、落札したユニットをBGバランスに反映しない点について、この仕組みを用いたときの起動過程で発生する電力量（持替も含む）の扱いも併せて整理したい。	下げ代不足時のBGバランスの発電計画に反映しない対象について、落札したユニットの約定ブロック自身だけでなく、その手前の起動過程や持替分も含めていくことでどうか。 (バーチャルな仕組みではあるものの、現状の資料との一貫性がとれ、実効性も高まると思料)	起動過程で発生する上げ調整のkWh（予約電源以外のVI）がすべからず発生する整理でよいか、検討の前提を理解したいため。	下げ代不足対応の方法1は、BGバランスに下げ代が不足する状況において、停止予定のリソースが落札した場合に、当該リソースをBGバランスに計上しないことのみが現行の応札方法と異なる点であり、応札行為に関しては現状と異なることを求めているものではありません。
36	63	方法1のうち、落札したユニットをBGバランスに反映しない点について、この仕組みを用いたときのアセスメントIのイメージを整理したい。	方法1により落札したユニットは、落札量相当の上げ代を確保できていることは自明であり、アセスメントIを例外的に免責とすることでどうか。	現状、バランス停止ならば発電上限値が「0」になってしまいが、外形上はアセスメントIに向けた上げ代を示せないため。 (この仕組みでの落札時に限定させた形で、ツール改修が必要となる可能性※)  ※例：発電上限値は落札量相当の上乗せで反映するが、その量によっては設備上の最低出力未満で示すことも許容する、等	アセスメントIは、ΔkW約定量の供出が可能な状態を維持していることを評価するものであり、下げ代不足対応の方法1においても、通常落札と同様のアセスメントIを実施いたします。但し、下げ代不足により発電可能上限を0と申告される場合には、適切なアセスメントIが行われるよう一般送配電事業者側で定格出力値に置き換える等の対応を行うことといたします。詳細については市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者者に申し伝えます。
37	65	63頁の記載に照らすと、2023年度に適用開始予定の「下げ代不足対応」は方法1と2の両方を指しているのか？	確認のため、具体的提案はなし。	2023年度まで、あるいは、2024年度以降の社内での業務フローの整理およびシステムの準備に先立ち、把握したいため。	下げ代不足対応の方法1・2ともに2023年度の適用開始とするものです。この点が明確となるよう資料を修正いたします。なお、詳細については市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者者に申し伝えます。
38	8	アセスメントIIのイメージが誤解を与える可能性がある。	周波数が基準周波数を下回る場合は、応動の起点（赤い丸）の位置が、発電機等の出力値は基準よりも大きく、DSR等の需要量は基準よりも小さい、という認識でよいか。	上の図にて、応動の起点の時間に、周波数が偶然、基準周波数であるため、真ん中と下の図において、応動時間の起点（赤い丸）が基準線上にある。しかしながら、周波数が基準周波数を下回り、既に出力変化量を多く出している場合には、応動すべき量が減るものと認識している。 (逆に周波数が基準周波数を上回る場合は、応動の起点が基準周波数を最初に下回った時点となるため、応動時間の起点（赤い丸）が基準線上になると認識している。)	ご認識のとおり、周波数が基準周波数(50Hz or 60Hz)を下回る場合は、応動の起点での発電機等の出力値は基準よりも大きな値となり、DSR等の需要量は基準よりも小さくなります。系統周波数が基準周波数となる場合に、リソースの応動が発電計画もしくは基準値となる点が明確となるよう資料を修正いたします。
39	10,25	簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択した発電リソースのみが、1分発電計画電力計画の提出が必要であると認識しているが、全ての事業者の提出が必要と読める記載となっている。	1分単位の計画値の提出が必要なのは、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択した発電リソースのみであるという認識でよいか。	取引規程別冊（三次調整力①）第34条（1）にて以下の記述があり、1分発電計画電力計画の提出が必要なのは、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択した発電リソースのみである。  「約定したリソースが発電リソースの場合、約定結果にもとづいた発電販売計画を電力広域的運営推進機関に提出し、簡易指令システムで接続し、出力変化量指令を選択した場合は、1分発電計画電力計画を、商品ブロックの開始時刻の1時間前までに需給調整市場システムに登録する。」	一次は、自端制御となり中給システムから指令が行われることがないため、全てのリソースにおいて基準（発電リソースの場合は発電計画、DSR等の場合は基準値）が必要となります。二次①は、一般送配電事業者からの指令が出力変化量指令となるため、全てのリソースにおいて基準（発電リソースの場合は発電計画、DSR等の場合は基準値）が必要となります。二次②は、出力変化量指令を選択した場合において基準（発電リソースの場合は発電計画、DSR等の場合は基準値）が必要となります。詳細については一般送配電事業者が定める取引規程等をご確認いただけますようお願いいたします。
40	16	一次オフライン枠の対象リソースについて、見直して頂きたい。	容量市場における発動指令電源の参加要件と平仄を合わせる形で、一次オフライン枠の対象リソースは、供計ガイドラインに基づかない電源も含める。	第26回需給調整市場小委 資料2 p.11において、「参加対象リソースが容量市場における発動指令電源と同等である」と記載されており、調整力調達先の拡大に資することから、発動指令電源の参加要件と平仄を合わせて、供計ガイドラインに基づかない電源も認めてはどうか。 なお、オフライン枠による需給調整への懸念として、エリア需要値の把握精度が低下することとされているが、供計ガイドラインに基づかない電源は、エリア需要値の算定に直接的な関与がないと考えられる。	需給調整市場で落札し、一般送配電事業者が行う周波数調整等の用に供されるリソースとしては、市場の商品要件や技術要件を満たしていることが条件であることから、一次のオフライン枠の参加対象リソースについては、DSR、蓄電池、および現状において逆潮流アグリゲーションの対象としている発電容量が1,000kW未満の発電機（アグリにより最低入札量を満たす場合）であれば、供計ガイドラインに基づかない場合であっても、需給調整市場の要件を満たしていれば、参加対象といたします。 この点が明確となるよう、資料を修正いたします。  ※資料2を参照
41	17	「約定イメージ」の図中に、「（落札量上限：後述）」とあるが、一次オフライン枠の落札量上限について記載がない。	一次オフライン枠の落札量上限について、記載し、落札量上限は「設定しないことが原則であり、将来に向けて上限量を拡大すること」を記載する。	一次オフライン枠の落札量上限は、約定方法に関わる内容なので、記載すべき。 第22回需給調整市場小委 資料2 p.11にて、「オフライン枠に調達上限量を設ける必要はない」と記載されており、委員から、上限値は大きくなっていくというメッセージの必要性についても意見があった。	オフラインリソースについては使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響が想定できない点もあることから、まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引用し、調達上限量を設けることといたしました。市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参加対象リソースの範囲拡大や上限量のあり方等についても検討していきます。
42	48	複合商品のアセスメントIIが正しく行えない要因の特定を早急に進めて頂きたい。合わせて、複合商品におけるアセスメントIIの実施における当面の考慮事項について、単一商品も当面は同様の扱いとするべき。	複合商品のアセスメントIIが正しく行えない要因の特定を早急に進める。合わせて、複合商品と単一商品の公平性の確保のために、複合商品での当面の考慮事項である「明らかにリソース側の応動に不備が確認された場合に限り、ペナルティ対象とする」こと、「不適合データの確認に際しては、サンプルチェックとすることを許容する」ことを、単一商品にも当面は適用する。	調整力が安定供給に重要な役割を担っているため、複合商品がアセスメントIIを行えない状況は早急に解消すべきである。 また、第22回需給調整市場小委 資料2 p.13にて、複合約定ロジックを導入することに伴う留意事項として、単一商品が複合商品に比べて相対的に約定されにくい可能性が記載されている。 約定に加え、ペナルティ面でも、複合商品を単一商品よりも優遇することは、公平性を欠き、ひいては、単一商品での参入を希望する新しいリソースの活用にとってもマイナスである。	電源IおよびIIにおいて調整力として活用している発電機の一部を対象としたシミュレーションにおいて、複数信号の指令を受けたリソースの応動が許容範囲から逸脱する状況が確認されており、現時点ではその要因を特定できておりません。 この点については、2024年度の取引開始に向けて、一般送配電事業者にて要因の特定を進め、適切にアセスメントIIを実施できるよう検討を進めます。
43	62	三次②のブロック時間を30分に短縮した際にも、詳細な要件について、短縮前と整合的にできるように整理頂きたい。	例えば、アセスメントII不適合の回数は、提供期間単位（3時間）で最大1回とされているが、30分に短縮した際は、最大1/6回とするなど、変更前と整合するように詳細は整理頂きたい。	変更前後での制度の連続性を確保すべきである。	現行の三次②アセスメントIIの要件不適合回数は、ブロック時間（3時間）毎に最大1回とし、月3回以上で事前審査を再実施することとしております。 これは、海外の先行事例において契約単位（30分コマ単位）で月3回以上の要件不適合が生じた場合に契約解除のルールが設けられている点を参考に、日本においては、当初の契約単位であるブロック時間（3時間）毎に1回とカウントするものとしたしました。 ブロック時間の見直しに伴い、契約単位も3時間から30分に変更するものの、市場退出ペナルティは契約単位を基にしていることを踏まえ、要件不適合回数は新たな契約単位である30分コマ単位で1回とカウントし、月3回以上で事前審査を再実施することといたします。 なお、30分コマ単位でのカウントに変更することにより要件不適合となる事例は2件（リソース）であり、過度な参入障壁にも当たらないと考えております。  ※資料2を参照
44	63	方法IIについて、このスキームにより三次②に落札したユニットが電源IIを活用して運転した場合、起動費や最低出力に要する費用が二重取りにならないように注意が必要である。	第25回需給調整市場小委 資料2 p.22に記載のように、「電源II契約による起動費等の支払いを行わないための事務処理」について、具体的な運用手法を確立頂き、適切に運用されているか確認する。	ΔkW価格に、起動費や最低出力に要する費用が織り込まれているが、電源IIの精算により、出力増や起動に対する対価が支払われてしまうと、二重で対価が支払われてしまうことになる。 第25回需給調整市場小委 資料2 p.22では、BGとTSO間の連携による対応を記載しているが、運用方法を具体的に検討頂き、適切に運用しているか、確認が必要である。	方法Iを選択する場合には、電源II契約による起動費等の支払いを行わないための事務処理が必要となるため、BGバランスに織り込まないユニットを一般送配電事業者へ漏れなく通知する等の連携や電源II契約の内容変更が必要としております。 これを含め、方法Iを実施するために必要となる電源IIの契約内容変更等について、一般送配電事業者において検討することといたします。

		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
45		一次調整力のオフライン電源の調達上限枠を撤廃および大幅に増加はどうか	一次調整力のオフラインの調達上限枠が、容量市場の発動指令電源の4%制限と同じ設定している提案もありますが、このような厳し上限を撤廃および明確な企画で大幅に増加させるべき。	1次調整力は大型系統用蓄電池の実現に際して、重要な調整力サービスであると共に、重要な収入源である。上限4%のような厳しい制限を加えることで、市場の規模（138.7MW）を大幅に減少させ、そのことが開発事業者の大型系統用蓄電池への事業意欲を減退させる。加えて、複雑な蓄電池への落札制限は既存発電事業との公平な競争を阻害し、期待するより落札価格が下がらないことに繋がる。系統用蓄電池を活用している先進国では複雑に厳しい制限はない。例えば、特に蓄電池の導入が進んでいる英国・PJM(米国中東部)。	オフラインリソースについては使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響が想定できない点もあることから、まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引用し、調達上限量を設けることといたしました。市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参入対象リソースの範囲拡大や上限量のあり方等についても検討していきます。
46		一次調整力にパフォーマンス（追従性・応動性）ペイメントを導入すべきではないか。	一次調整力への対価をパフォーマンスによって差別化して、高いパフォーマンスの調整力に高い対価を支払う仕組みを調査、検討すべきではないか。	一次調整力は大変重要な調整力であり、高いパフォーマンス（追従性・応動性）が系統安定に必要である為、例えば正確な追従性と応動性がある系統用蓄電池のような資産は高いパフォーマンス対価を得ることで促進させるべきである。例えば、米国のPJMはこのような市場メカニズムを導入しており、系統用蓄電池のような大型で高い調整力を発揮する資産の市場参入を促進している。	商品要件・技術要件は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているものです。将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には、改めて検討することとし、現状は応動性能等のリソースの能力に応じたインセンティブは設けないことといたします。
47		一次調整力における単独系統用蓄電池への充電コストを明確にして頂きたい	系統の周波数が高い状態が長期間続いてしまうケースの時に、下げ指令(周波数下げ、蓄電指令)を頻繁に出すことで充放電の結果、ネットで充電量が多くなるケースが想定される。このネットでの充電は調整力サービスの為に指令に応じた充電行為であり、電力使用とは異なる為、これらのコストは系統用蓄電池事業者は負担すべきではない。一方、蓄電ロス分については充電コストを払うべきと理解している。	単独系統用蓄電池の充電コスト課題を解決しないと系統用蓄電池事業者のコントロールできないコスト・リスクが増す。	一次を単一商品として落札したリソースについては、上げ・下げにかかわらず、その応動によって生じた電力量は、託送契約におけるインバランスで精算することとしております。
48		単独系統用蓄電池へのインバラコスト・再エネサーチャージ、託送料ほかのコスト負担を明確にして頂きたい	単独系統用蓄電池の場合、送配電から指令に従って充電した場合にインバラコスト・再エネサーチャージ、託送料は負担を課されるべきではない。単独系統用蓄電池は電力を消費している訳ではない、周波数を修正するために充電しています。一方、蓄電ロス分については託送料と再エネサーチャージが賦課されることを理解している。	単独系統用蓄電池の託送料と再エネサーチャージ賦課課題を解決しないと系統用蓄電池事業者のコントロールできないコスト・リスクが増す。	系統用蓄電池における託送制度に係わる料金精算については、託送供給等約款に基づいて、一般送配電事業者との間で行っていただきます。詳細は託送供給等約款をご参照ください。
49		10秒より応動性が早い新商品を設計してはどうか	従来の再エネ拡大と系統の調整力ニーズを踏まえれば、10秒の応動性より早い1~2秒の応動性がある商品設計すべきではないか。対応可能な発電設備で検討すべきと思う。	再エネ導入率が高い島国の英国では1次調整力は1秒、豪州・アイルランドでは2秒の応動性が求められる商品である。日本へも将来の再エネ導入率は高くなり、Reduced Inertiaの懸念もあるので、今から10秒より応動性が早い商品設計を検討して頂きたい。	現行の応動時間は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているものです。将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には改めて検討することとし、現状の商品要件のとおり応動時間は10秒といたします。
50		出力抑制の前に供給過多のエネルギーを系統用蓄電池に充電できる商品を新たに設計してはどうか。	今後増加するであろう出力抑制での余剰電力を考えると、系統用蓄電池は余剰電力を吸収できる。出力抑制や余剰電力を蓄電する新しい商品設計をすべきではないか。	例として余剰電力を廃棄する代わりに、大型系統用蓄電池に充電するおよび需要側の消費増加サービスは英国にある。"Demand tunn up"と呼ばれている。	平常時についてはBG計画の中で自然体で下げΔkWは確保されることとなることから下げ調整力を市場で調達する必要性はなく、また異常時においても優先給電ルールに基づき抑制することができるため下げ調整力をあらかじめ市場で調達しなくても下げ調整を行うことは可能であることから、下げΔkWについては当面市場調達しないこととしております。
51		出力抑制時の優先給電ルール上の蓄電池の位置づけを明確にすべき。	ファーム系統への接続である場合に(ノンファーム系統への接続ではない場合に)、蓄電池が無制限・無補償の出力抑制を受ける位置づけではないことを優先給電ルールで明らかにすべき。	現在の処、優先給電ルール上の系統用蓄電池の位置づけが明確ではない。この為、送配電事業者が新規の系統用蓄電池の事業者に対して、ファームエリアの申請あっても、無制限無補償の出力抑制を求められることができると解釈されている。これは開発事業者の収入を不安定にして、事業参入を阻害するし、安価で良質な調整力の提供にも阻害となる。	優先給電ルールにおける蓄電池の扱いについては、送配電等業務指針の第174条で規定されております。(送配電等業務指針の第174条より一部抜粋) 一 一般送配電事業者からオンラインで調整できない次のアからウまでに掲げる方法(第3号から第5号まで及び第7号に掲げる方法を除く。) ア 火力電源等(出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源は除く。以下同じ。)の発電機の出力抑制 イ 揚水式発電機の揚水運転 ウ 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電
52		系統用蓄電池に対して、出力抑制を指示しているときに発動指示をしないように明確にすべき。	ファーム系統で接続される系統用蓄電池において、送配電から出力抑制の指示を受ける場合、同時に調整力や容量の市場運営者となる送配電が市場で契約した"応動"を求めないように明確にすべき。事業者は同じ送配電からの出力抑制 OR 応動のどちらの指示に従うべきか分からないし、罰則を科せられる。	調整力市場においてどういう時に応動を求められ、どういう時に送配電の指示が制限されるかを明確にすることで、事業者の不測のリスクを管理できる。	需給調整市場で約定されたリソースが、一般送配電事業者から出力抑制の指令を受けている場合においても、系統周波数を維持するために時間内変動等の対応は必要であることから、需給調整市場で約定した商品に係る応動を求めることがあります。
53	9	アセスメントIIについて「一般送配電事業者が任意に指定する期間のデータを確認する」とあるが、どの程度の頻度で提出を求められるものと考えておいたら良いか。	平常時の目安となる提出頻度を明示いただきたい。	アグリゲーター側の作業量を把握したいため(頻度が高いのであれば、アグリゲーター側のシステム開発等についての検討も必要となるため)。	需給調整市場では毎月、実績評価および精算を行うため、アセスメントIIに必要な実績データについても毎月提出を行っていただきます。なお、アセスメントの詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
54	16	「一次のオフラインによる参入対象リソースは、新規参入を促す観点や、複数のリソースを束ねて市場参入する必要のある発電機等への専用線構築の費用負担等を考慮し、まずはDSR、蓄電池、および現状において逆潮流アグリゲーションの対象としている発電容量が1,000kW未満の発電機(アグリゲーションにより最低入札量を満たす場合)を参入対象リソースとする」とあるが、単独で1,000kW以上の蓄電池はオフラインの参入対象リソースという認識で良いか。	一次のオフラインの対象となる蓄電池の容量を明記頂きたい。	単独で1,000kW以上の系統用蓄電池をオフラインで運用することを想定しており、P16に記載されている蓄電池には、1,000kW以上のものも含まれていることを念のため確認したいもの。	一次のオフライン枠の参入対象リソースについては、取り組み開始段階においては、まずはDSR、蓄電池、および現状において逆潮流アグリゲーションの対象としている発電容量が1,000kW未満の発電機(アグリにより最低入札量を満たす場合)を参入対象リソースとしており、蓄電池については、容量の上限は設けておりません。
55	16	一次のオフラインによる参入対象リソースに蓄電池が含まれてるが、オフライン枠の調達上限量が4%とかなり低位に抑えられているため、特に大規模な系統用蓄電池についてはオフラインでの参入が困難である。	オフライン枠の調達上限量を拡大すべき。	系統用蓄電池については、2050年カーボンニュートラルを実現するため、再エネをバックアップする調整力・供給力として今後重要な役割を果たすものとして、普及拡大に向けた環境整備がなされるものと認識している。系統用蓄電池の普及拡大を後押しするためには特に初期コストを抑えることが重要と考えるが、専用線構築にかかる費用負担は系統用蓄電池の採算性に相応の影響があるため、一次にオフラインで参入できるか否かが事業性に大きな影響を与えるものと認識している。そのような状況下、現時点で検討されているオフライン枠上限量は数MW~数十MWであり、特に数十MWのような大規模蓄電池を検討している事業にとっては、大きな参入障壁になるのは危惧している。今後必要な役割を担う蓄電池が市場参入しやすいよう、できる限りオフライン枠の拡大をお願いしたい。	オフラインリソースについては使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響が想定できない点もあることから、まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引用し、調達上限量を設けることといたしました。市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参入対象リソースの範囲拡大や上限量のあり方等についても検討していきます。

		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
56	20	「現状で120秒より早く応動しているリソースがスベックを下げることを容認するものではない。」とあるが応動が遅くなることに問題があるのであれば、応動の速さを評価する仕組みを設けるべきである。	応動の速度に応じて、入札額のメリットオーダーの評価に補正係数をかける。	早く動けるものは早く動かなければならないというルールは公平性を欠く。 高速な応動は発電効率の低下や機器への負担増、設備構築コスト増等につながるなど可能性があることから、新規参入リソースは最低スベックで建設されることが想定され、将来的に必要な応動速度が維持できない虞がある。	二次①は複合約定の対象となる商品でもあり、複合約定の仕組みにおいて、二次①のみに補正係数等を設けることは相当複雑なロジックとなることから、現状ではそのような仕組みを導入する予定はありません。 なお、新設リソースに対しては、グリッドコードにおいて必要な要件が規定されることとなります。
57	38	「落札ブロック期間内における充電は原則許容しない」とあるが、蓄電池はネガポジリソースであるため、当該ブロックの需要計画として充電している場合はその範囲で充電することは許容されることが読み取れる記載とするべきではないか。	「落札ブロック期間内において基準計画（調達計画）および下げ指令の応動範囲を超える充電は原則許容しない」と変更する。	蓄電池は発電計画0kW、あるいは基準値が調達計画（充電中）となり、ネガポジで応動する運用が考えられる。よって、0指令時の応動として計画値に基づく充電をしたり、下げ指令を受けた応動として充電することが適切な場面が想定されることから、「落札ブロック期間内における充電は原則許容しない」という表現は誤解を招く虞がある。	需給調整市場検討小委員会においては、基準値以上の充電は認められない旨を整理していましたが、蓄電池等のように充放電が可能なリソースにおいて、基準値をネガワット側に設定する場合には、基準値までの充電は許容されます。このため、この点が明確になるよう資料を修正いたします。
58	57, 58	現行の「専用線」は送配電による回線構築を指していると思うが、キャリア回線の賃貸でも良いという理解でよいのか。	キャリア回線の賃貸を可とする。  <参考> ・ キャリア回線（キャリア網） <a href="https://jpn.nec.com/kotohajime/meet04.html">https://jpn.nec.com/kotohajime/meet04.html</a>	「従来方式もしくは光ケーブル方式（電柱方式）」に対して信頼性を損なわずに、比較的安価に回線構築でき得るため。	一般送配電事業者の中給システムは電力の安定供給上、情報セキュリティ要件等を厳格に定めております。定格容量10万kW以上かつ上位2電圧系統のリソースはこのセキュリティ要件等に基づき専用線を用いることを要求しており、キャリア回線の賃貸は不可となります。 なお、オンライン指令の要件緩和の要請を受け、専用線接続によらない「簡易指令システム」を構築しており、簡易指令装置と事業者側ACシステムとの間は汎用通信回線をご使用いただくことが可能です。
59	57, 58	上記が可の場合、「専用線」の商品区分として認められるのはどのようなものか。イーサ専用線、IP-VPNも含まれるのか。	イーサ専用線、IP-VPNを可とする。  <参考> ・ イーサ専用線のイメージ <a href="https://optage.co.jp/business/service/network/private/ether/">https://optage.co.jp/business/service/network/private/ether/</a> ・ IP-VPNのイメージ <a href="https://optage.co.jp/business/service/network/vpn/ipvpn/">https://optage.co.jp/business/service/network/vpn/ipvpn/</a>	「従来方式もしくは光ケーブル方式（電柱方式）」に対して信頼性を損なわずに、比較的安価に回線構築でき得るため。 また、途中区間の障害発生時にも回線振替を柔軟にできるなど、利便性の面からも有意義である。	一般送配電事業者の中給システムは電力の安定供給上、情報セキュリティ要件等を厳格に定めております。定格容量10万kW以上かつ上位2電圧系統のリソースはこのセキュリティ要件等に基づき専用線を用いることを要求しており、イーサ専用線、IP-VPNは不可です。
60	57, 58	専用線の構築区間は、中給～ACサーバ間か、中給～リソース間のいずれか。後者である場合、アグリゲートされたリソースはどのように回線構築すれば良いか。	中給～ACサーバ間を可とする。	アグリゲートされたリソースが、中給～リソース間でどのように回線構築されるのか不明のため。	専用線の構築区間は、中給システム～ACサーバ間となります。また、ACサーバ～リソース間はERABに関するサイバーセキュリティガイドラインの要件を満たす回線を事業者にて構築していただきます。
61	57, 58	ACサーバをクラウド上に構築する場合、中給～ACサーバ間の専用線は、クラウド上のサーバに接続するためのルータなどまででよいのか。	ACサーバがクラウドの場合、中給～ACサーバ間の専用線は、クラウド上のサーバに接続するためのルータなどまでとする。	ACサーバがクラウド上に構築される場合の扱いが不明のため。	専用線を用いて中給システムと接続する場合、電力制御システムセキュリティガイドラインを遵守いただくため、電力制御用ネットワークと外部ネットワークとは分離することが必要です。接続方法等の詳細はエリアごとに回線終端装置の仕様も異なる場合があるため、各エリアの一般送配電事業者にご相談ください。
62	60	「DSR等が一次～これまで整理を行った三次①、②と同様の考え方を基本とし」とあるが、取引規程において、リストパターン型のリソースは三次①と②に同時入札ができないことになっているため、同一のリソースでその拠出可能量の範囲内において複数商品に入札できることを認めることを明記すべき。	「基本とするが、入札商品すべてのリクワイアメントを満足できるリソースはその拠出可能量の範囲において複数の商品に入札できることとする。詳細は～」と修正する。	複合約定が制限されると、参入できる範囲が事実上制限されることとなり、系統蓄電池等、応動可能であるが便宜上リストパターン型に分類されるリソースの参入障壁となる。	アグリゲーションリソースに限らず、同一リソースの拠出可能量の範囲内において週間商品である一次～三次①の複数に同時に入札することは認めないと整理しており、同一リソースの拠出可能量の範囲内において複数の商品を入札する場合は、複合商品として入札していただきます。 また、アグリゲーションリソースにおいては、週間商品の三次①と前日調達である三次②を同時に約定した場合に、そのリソースの応動が二重計上され、期待した応動が得られない可能性があることからリソースの重複は不可としており、これは同じ週間商品の一次～二次②においても同様となります。
63	66	一次～三次①の入札単位の30分単位は2025年度以降とあるが、DRなどのリソースを広く活用するためには30分単位であることが好ましく、調整力に関わる費用を低減するためには2024年度からの反映が必要だと考える。また、事業者側のシステム構築を考慮すると、市場運開1年後にシステム改修が必要となる（もしくは1年間のために不要な仕様を導入する必要がある）ため、2024年度からの反映として頂きたい。	一次から三次①の入札単位も2024年度から30分単位とする。	DRなどのリソースを活用し、調整力に関わる費用を低減するため。また、事業者側のシステムに関わる負担を低減するため。	三次①は、GC以降の予測誤差（需要、再エネ）に対応する商品であり、FIT特例①・③の前日からGCまでの予測誤差に対応する三次②と同様の性質を持っていると考えられるため、現在顕在化している三次②調達不足と同様のリスクが潜在化していると考えられます。また、週間商品である一次～三次①は複合約定することを踏まえると、この一次～三次①の入札時間単位を3時間で据え置くと、三次②と同様に応給量が十分に市場供出されず、一次～三次①すべてについて調達不足が顕在化する可能性もあります。これらのことから、一次～三次①のブロック時間も3時間から30分に見直すことといたします。 なお見直し時期については、30分単位に伴い需給調整市場システムの改修が必要となりますが、現在検討を進めている三次②の30分単位のシステム改修ボリュームを把握できた後に、見直し時期を検討・周知することといたします。  ※資料2を参照
64		3次②の事前審査において、「実働試験対象時間において、応動実績が許容範囲内であることを5分ごとに確認し、全てが許容範囲内である場合に要件に適合していると判断します。」とあるが、実需給のアセスメントIIにおいては、30分ごとに要件適合・不適合を確認される。3次②における募集量未達の状況に鑑み、調整力を十分に確保するという観点からも、需要リソースの参入ハードルを下げる方向で検討いただきたい。	実働試験時の評価方法を、実需給のアセスメントIIと同様に「応動実績が許容範囲内であることを30分ごとに確認する」に変更する、もしくは「応動実績が許容範囲内であることを5分ごとに確認し、9割（27/30ポイント）以上が許容範囲内である場合には要件適合とみなす」等に変更された。	アグリゲーターとして、3次②リソースの獲得に向けた積極的に提案活動を行っているもの、市場参入要件が厳しいことにより参入が困難な状況であるため。	三次②の事前審査を、アセスメントIIと同様の30分出力平均値で確認するとした場合、実需給において30分以内における三次②の指令値への追従の担保が無くなり、その結果、指令値と実出力値の誤差が生じた場合に、それを他の調整力で補うことで、コスト増加に繋がるため、事前審査をアセスメントIIに合わせることは不可と整理しております。このため、事前審査の方法は現行のとおりといたします。
65	4	商品要件の見直し・追加	より高速な商品の検討が必要ではないか	再エネ等の非同期電源増加によって慣性力の低下の問題が顕在化している欧州では、英国等で商品の細分化および、より高速な商品の開発が進められているが、こうした点について、日本も同様に、より高速な商品の検討が必要ではないか。	現行の応動時間は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているもの。将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には改めて検討することとし、現状の商品要件のとおり応動時間は10秒といたします。
66	7	計量地点の検討（機器個別計量の許容）	ΔkWの応動実績を確認する計量器は、受電点の計量器とは異なる計量器にて計量することを許容すべきではないか。	蓄電池を設置する場合、何らかの需要と混在した形で設置するケースもあるため、ΔkWの応動について正確なアセスメントを実施できないのではないかと。上記点およびkWhの精算（インバランス精算のため不正の可能性無し）が不要なことを踏まえ、アセスメントについて機器点での実施について検討いただくとともに、弊社内で事業化の計画があるため、現在の議論の状況（対応可能時期等）についてもお示しいただきたい。	需給調整市場における機器個別計測については、電気計量制度の合理化の詳細設計、および託送制度等の他の関連諸制度など、ベースとなる前提条件の整理を踏まえて、調整力の評価方法や、不正行為防止策等を検討する必要があります。一次においては、需給調整市場の契約においてkWh精算を行わないと整理したことから、kWh計量に係わる課題は無いものの、調整力の評価方法や、不正行為防止策等の検討が必要であるため、他の商品における機器個別と同様に、引き続き検討を行ってまいります。
67	7	アセスメントIIの評価頻度	「評価頻度」について、「一般送配電事業者が任意に指定する期間を抜き打ちで確認」とされているが、広域機関が実施すべきではないか。	中立的な観点を担保すべきと考えるため。	需給調整市場では毎月、実績評価および精算を行うため、アセスメントIIに必要な実績データについても毎月提出を行っていただきます。 提出する実績データの対象期間は、広域機関でも確認を行います。なお、アセスメントIIの詳細につきましては、一般送配電事業者により定められる取引規程等をご参照いただけますようお願いいたします。


		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
68	8	継続時間の確認	(質問) 継続時間5分の定義は「最低5分間ΔkW落札量全量分のkWhを供出する」ということでよいか。	異常時には最低5分間ΔkW落札量全量分のkWhを供出することでよいかを確認させていただいた上で、蓄電池の場合、容量全量を供出後、充電についてはブロック時間内においては不可、ブロック時間終了直後からは充電可という整理でよいか。その場合、三次②の調達不調にある状況等を踏まえ、ブロック時間の短縮を検討いただけないか。	一次における継続時間は、電源脱落等による周波数低下時において、落札したΔkWの最大量を継続的に供出し続ける時間となります。なお、蓄電池の充電についてはご認識のとおり、落札ブロック時間内における充電は不可となります。
69	11	アセスメントⅡの起点整理	アセスメントⅡの「起点」が「電源脱落の発生時刻※4」となっておりますが、自端制御側で電源の脱落を検知することは出来ない。周波数の低下に対し、速度調停率に応じた出力を行うものの、全量出力はあくまで0.2Hzを下回ったときに動作する。上記の状況であることから、基準周波数-0.2(49.8/59.8Hz)を下回った時点を起点とすべきではないか。	例えば、電源脱落の動乱に伴い、0.2Hz未満の低下を10秒以上継続した後0.2Hz以上周波数が低下した場合、蓄電池は瞬時に全出力を放電しますが、起点が電源脱落時なので電源脱落後10秒以上後に動作したことになります。上記の例は起こり難い事象とは思いますが、単純に0.2Hz低下時を起点としても、それまでに速度調停率に則った動作をしていなければ問題無いように思う。	調整力提供事業者は、系統周波数に応じて調定率で定められた出力偏差を系統に供出することが求められるものであり、電源脱落を検知して出力供出を要求しているものではありません。なお、電源脱落等により基準周波数(50Hz or 60Hz)から0.2Hz(北海道は0.3Hz)を下回る場合を異常時とし、異常発生時点(電源脱落等発生時、または電源脱落等発生時に基準周波数以上であれば基準周波数を下回った時点)から応動時間以内に落札ΔkWを全量供出していることをアセスメントⅡで確認いたします。
70	16,17	オフライン枠の拡大	一次のオフライン枠について、現状の周波数品質を担保することを前提に拡大いただけないか。	現在、大容量蓄電池(ただし10万kW未満)を活用した市場参入を検討しており、事業化の目的が立っているものの、オフライン枠の制約が参入障壁になっているため。新規リソース参入促進および競争促進によって社会コストの低減につながることを、また、三次②の調達量が未達である現状を踏まえ、オフライン枠の拡大を検討いただきたい。	オフラインリソースについては使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響が想定できない点もあることから、まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引出し、調達上限量を設けることといたしました。市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参入対象リソースの範囲拡大や上限量のあり方等についても検討していきます。
71	17	オフライン枠の落札方法変更	産業育成の観点から市場開設当初はオフライン枠内のメリットオーダーの判定を検討いただけないか。	複合約定ロジックを前提とすると、単独商品しか発動できないリソースの落札は劣後することが考えられる。オフライン枠はDSRや蓄電池等の新たなリソースの参入が想定されるが、こうしたリソースは主に単独商品での供出が見込まれていることから、産業育成の観点から、オフライン枠上限までは、オフライン枠内でメリットオーダーの判定をしていただけないか。	オフラインでの参入リソースに限定してオフライン枠内の約定とした場合、全量をメリットオーダーで約定する場合と比べて総調達コストが高くなる可能性が考えられます。需給調整市場小委員会では、一般送配電事業者が周波数調整等を実施するために必要となる調整力の能力を踏まえ、取り扱う商品を設定し、それぞれの要件等を検討しております。将来に向けた新たなリソースの産業育成については、国による検討事項となるため、頂いたご意見は国に申し伝えます。
72	50	複合商品のアセスⅡについて	(質問) 複合商品の事前審査およびアセスメントⅡに関して、改めて詳細が示されるということによいか。また、取引規程の意見募集は実施するということがよいか。	複合約定ロジックの導入にあたり、当初単一商品による市場参加を想定していたが、約定不調の場合、複合商品の参入も考慮しているが、今後、事前審査、アセスメント等の詳細(例:自端制御および指令に応じた応動が混在する場合の事前審査等の詳細)について明らかにしていただけないか。また、発電機のみならず蓄電池、DSR等、リソースの特性も考慮した手法についても検討していただきたい(例:充電時期等)。	事前審査およびアセスメントの詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等に定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
73	48	複合商品のアセスⅡに関する考慮事項	複合商品を供出可能かつ既設リソースについてのみ例外規定を設けることは、市場開設の目的(取引の透明化等)に沿わない状況となるのではないか。	不適合事象については市場開設時点までに明らかにすべきかつ解決すべき事項であり、こうした点は取引の透明性を担保するという市場開設の目的に合致するのではないか。特に市場参入を検討しているリソースで複合約定した場合に生じる固有の問題が存在する場合についてもこうした事例と同様に許容するということがか。	電源ⅠおよびⅡにおいて調整力として活用している発電機の一部を対象としたシミュレーションにおいて、複数信号の指令を受けたリソースの応動が許容範囲から逸脱する状況が確認されており、現時点ではその要因を特定できておりません。この点については、2024年度の取引開始に向けて、一般送配電事業者にて要因の特定を進め、適切にアセスメントⅡを実施できるよう検討を進めます。
74	57	通信線の敷設コストについて	(質問) 専用線の要件等についてはTS0が所管していると認識しているが、それぞれの方式のコストについて明らかにしていただきたい。	弊社では事業化の検討に向けて、専用線の敷設も検討しているが、各方式のコストについてご教示いただきたい(概算でも可 開示不可の場合、今後の対応方法等(時期、金額提示の仕方、関連業者の紹介等)について示していただきたい。	専用線の敷設コストは施設環境や距離などにより異なるため、属地の一般送配電事業者へご確認下さい。
75	62	三次②のブロック時間見直しについて	(質問) 三次②以外のブロック時間の見直しについても、順次市場開設後に必要に応じて見直すということによいか。	新たなリソース、例えば蓄電池の充電時間を考慮に入れる等、ブロック時間の再検討によって市場の活性化が期待できると考えていることから、こうした点については今後検討いただきたい。	三次①は、GC以降の予測誤差(需要、再エネ)に対応する商品であり、FIT特例①・③の前日からGCまでの予測誤差に対応する三次②と同様の性質を持っていると考えられるため、現在顕在化している三次②調達不足と同様のリスクが潜在化していると考えられます。また、週間商品である一次～三次①は複合約定することを踏まえると、この一次～三次①の入札時間単位を3時間で据え置くと、三次②と同様に応札量が十分に市場供出されず、一次～三次①すべてについて調達不足が顕在化する可能性があります。これらのことから、一次～三次①のブロック時間も3時間から30分に見直すことといたします。なお見直し時期については、30分化に伴い需給調整市場システムの改修が必要となりますが、現在検討を進めている三次②の30分化のシステム改修ボリュームを把握できた後に、見直し時期を検討・周知することといたします。 ※資料2を参照
76	60	当該設計には中長期の産業政策的な視点が必要と 思料。育成の観点も含め、様々なリソースが応札 可能となるべく、商品設計をお願いしたい。	DSRやDERの潜在価値を如何なく発揮することが可能な商品設計を検討頂きたい。	短期的には、確実な調整力の確保の観点やコスト面での比較により、既存電源の競争力が強いものと考えられる。一方、長期的にDSRが導入されることが経済合理的であることも十分に考えられるため、将来の経済的なリソースであるDSRの事業機会を奪うことは望ましくない。2030年のCO246%削減・2050年のカーボンニュートラルと国際競争力確保の両立に向け、環境負荷の小さいDSRや再エネを最大限活用するための蓄電池などのリソースを調整力として活用することが肝要であるものと考えられる。	需給調整市場検討小委員会では、一般送配電事業者が周波数調整等を実施するために必要となる調整力の能力を踏まえ、取り扱う商品を設定し、それぞれの要件等を検討しております。将来に向けた新たなリソースの産業育成については、国による検討事項となるため、頂いたご意見は国に申し伝えます。
77	4	一次調整力の計測/評価は、調整力を供出する機器 毎に設置された計測器(機器の内蔵計器含む)でも 行える事を明記してもらいたい。	一次調整力における技術要件の評価並びにΔkWの計測は、計測機器の仕様を事前に提出する等を条件に、受送端または調整力を供出する機器毎に行う事で可とする。	・受電点に周波数計測装置を設置すること以外にも当該機器で測定する選択肢としてとりえることが、事業者の事業性を増し、それが取引会員の増加につながり、健全な競争環境になると考えられる。 ・一次調整力については計測対象が検定量器と全く異なるため、新たな計測器の規定が必要になるが、受電点と調整力を供出する当該機器での計測ではシステム設計が根本的に異なる為、早期に要件の定義をお願いしたい。	需給調整市場における機器個別計測については、電気計量制度の合理化の詳細設計、および託送制度等の他の関連諸制度など、ベースとなる前提条件の整理を踏まえて、調整力の評価方法や、不正行為防止策等を検討する必要があります。一次においては、需給調整市場の契約においてkWh精算を行わないと整理したことから、kWh計量に係わる課題は無いものの、調整力の評価方法や、不正行為防止策等の検討が必要であるため、他の商品における機器個別と同様に、引き続き検討を行ってまいります。

		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
78	66	調整力の調達を効率的なものとするため、全ての商品において、商品ブロック単位（3時間/ブロック）で取引される。を、最低30分からの取引を認めてはどうか。	全ての商品の最小ブロックを30分とする。	・三次②市場ルール見直し時期等について（第26回 需給調整市場検討小委員会 配布資料）で長時間のブロック設定は調整力の効率的な調達に支障を来す事が明らかとなった。 ・同様の課題は全ての商品カテゴリーで発生する可能性が高い。 ・ブロック時間を短縮する事で、TSOの効率的な調整力調達と市場活性化による調達コスト低減が期待できる。	三次①は、G0以降の予測誤差（需要、再エネ）に対応する商品であり、FIT特例①・③の前日からG0までの予測誤差に対応する三次②と同様の性質を持っていると考えられるため、現在顕在化している三次②調達不足と同様のリスクが潜在化していると考えられます。また、週間商品である一次～三次①は複合約定することを踏まえ、この一次～三次①の入札時間単位を3時間で据え置くと、三次②と同様に応札量が十分に市場供出されず、一次～三次①すべてについて調達不足が顕在化する可能性もあります。これらのことから、一次～三次①のブロック時間も3時間から30分に見直すことといたします。 なお見直し時期については、30分化に伴い需給調整市場システムの改修が必要となりますが、現在検討を進めている三次②の30分化のシステム改修ボリュームを把握できた後に、見直し時期を検討・周知することといたします。  ※資料2を参照
79	4	一次調整力に、不感帯有無による商品カテゴリーを設定してはどうか。	一次調整力に不感帯有無の2商品を設定する。 ＜参考＞：ENTSO Eのパイロット仕様＞ FCR N：不感帯なし FCR D：不感帯（アクティブーションバンド）±0.1Hz ・指標価格をFCR N>FCR Dとする。 ・供出上限を設定する事で、トータルでリニアな一次調整力とする。 参考： <a href="https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/fcp-pilot-2021/vedlegg-2---draft-2021---technical-requirements-for-fcr-in-the-nordic-synchronous-area---pilot.pdf">https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/fcp-pilot-2021/vedlegg-2---draft-2021---technical-requirements-for-fcr-in-the-nordic-synchronous-area---pilot.pdf</a>	・画一的かつ回転機を基準とした要件設定は静止型機器や小型分散電源に対する参入障壁となる可能性が高い。 ・特性の異なるリソースに対して市場設計を行う事で市場が活性化し、TSOの調整力調達効率化が図られると共に、調達コストの低減が期待される。	一次調整力の不感帯は設定することを可としているものであり、設定することを必須としているものではありません。技術要件ごとに商品カテゴリーを設定すると、商品設計やシステム構築が複雑になるため、技術要件ごとの商品カテゴリーは設定しないことといたします。
80	11	応動時間の起点を周波数変動が異常の際の設定値（※）の閾値を超えた時点として頂きたい。  （※）-0.2Hz、北海道エリアは-0.3Hz		一般送配電事業者の中央給電司令所以外では周波数変動に影響を及ぼす電源の解列タイミングを知る事ができない為、公平な制度と言えない。	調整力提供事業者は、系統周波数に応じて調定率で定められた出力偏差を系統に供出することが求められるものであり、電源脱落を検知して出力供出を要求しているものではありません。なお、電源脱落等により基準周波数（50Hz or 60Hz）から0.2Hz（北海道は0.3Hz）を下回る場合を異常時とし、異常発生時点（電源脱落等発生時、または電源脱落等発生時に基準周波数以上であれば基準周波数を下回った時点）から応動時間以内に落札ΔkWを全量供出していることをアセスメントⅡで確認いたします。
81	7	評価頻度を一般送配電事業者任せにせず、OCCTOとしての目安を示してもらいたい。	評価頻度：一般送配電事業者が、半期（4月～9月又は10月～3月）の内で任意の期間を指定して抜き打ちで確認	データ保存期間は事業性に影響する為、あらかじめ期間を指定する事で事業予見性を高めてもらいたい。	需給調整市場では毎月、実績評価および精算を行うため、アセスメントⅡに必要な実績データについても毎月提出を行っていただきます。提出する実績データの対象期間は、広域機関でも確認を行います。
82	66	3次②における応動、継続時間等2025年度以降見直しされるとの事だが、変更時期確定の時期に遅れる可能性もあると記載されているが、確定時期を明記するようしてほしい。	見直し時期について適用開始時期を明確に確定してほしい。	事業者によって本変更による市場参入を検討するにあたり、時期が確定していないと具体的な検討を図る事が難しい為。	三次②の応動時間・継続時間の見直しは、基本的に2025年度適用開始を予定しております。なお、システム改修の遅延などにより適用開始時期の変更が必要な場合には、別途周知いたします。
83	4	一次調整力の機器個別計測を認めるべきである	一次調整力のアセスメントにおいて、機器個別計測を可能とする	受電点での計測では、需要地内の制御対象外の負荷変動が含まれるため、DR制御可能な機器でこれらの負荷変動を吸収したうえで、周波数変動に反応する必要があり、入札可能量が大きく減少する。 p15に記載の通り、一次調整力ではkWhでの清算がなく、機器個別計測での課題と上げられた計量法の電力量計は不要であり、適用可能と考えられる。	需給調整市場における機器個別計測については、電気計量制度の合理化の詳細設計、および託送制度等の他の関連諸制度など、ベースとなる前提条件の整理を踏まえて、調整力の評価方法や、不正行為防止策等を検討する必要があります。一次においては、需給調整市場の契約においてkWh精算を行わないと整理したことから、kWh計量に係わる課題は無いものの、調整力の評価方法や、不正行為防止策等の検討が必要であるため、他の商品における機器個別と同様に、引き続き検討を行ってまいります。
84	10	DSR等における基準値の直前計測型では、周波数変動も考慮すべきである。	直前計測型では、落札ブロック開始前の5分間の実績の平均ではなく、開始前の5分間の実績を定格周波数に補正したものを基準とすることも選択可能とする。	落札ブロック開始前から、一次調整力の機能を有効にしているケースも考えられる。この場合、開始前5分間において、系統周波数の変動に追従して制御されている。開始前5分間の系統周波数が49.8Hzだったとすると、すでに需要を削減している。実績値をそのまま50Hzにおける基準値とすると、アセスメントにおいて不合格となる可能性がある。	直前計測型による基準値の設定においては、落札ブロック開始前5分の平均値を採用することとしており、落札ブロック開始前の周波数偏差による出力の変動も平準化されると考えられます。また、直前計測型による基準値の設定が困難な場合には事前予測型の基準値設定方法も認めております。このため、現行のとりの基準値の設定方法といたします。
85	4	グリッドコード検討会で検討している周波数変化の抑制対策と一次調整力の整合をとる必要がある。	周波数変化の抑制対策と一次調整力の違いを明確化するべきである。	グリッドコード検討会で検討中の周波数変化の抑制対策と一次調整力は、周波数変化に応じて出力を変化させる点で同じ機能である。グリッドコードは原則として、系統に接続する電源の必須要件であり、対価は無い。一方で、需給調整市場の要件は、応札するための要件であり、適合し応札することで対価を得られるという性質の違うものであり、違いを明確にしなければ、電源間で不公平となる可能性がある。	グリッドコード検討会にて議論された周波数変化の抑制対策（周波数低下側）は、系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合に周波数調定率制御機能を活用し、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に増出力するよう対策を行うものとなります。需給調整市場における一次調整力では、こうした状況を異常時に相当する事象として、周波数低下を抑制するようリソースの応動を定めていることに加え、平常時においても、時々刻々と変動する需要と供給の差の調整を行うことを要件としており、平常時、異常時を問わず周波数偏差に応じて調定率に基づいた応動を行っていただく必要があります。
86	12	周波数変動の模擬信号を入力できない場合があり、模擬信号以外の方法も検討するべきである。	模擬信号以外での確認方法についても検討すべきである。例えば、メーカーによる試験成績書や仕様書による審査や、事前審査として、一定期間系統に接続し実績値を計測し、アセスメントⅡと同じ方法にて審査するといった方法が考えられる。	パワーコンディショナーの場合、電圧センサにより計測した電圧からソフトウェア上で周波数を推定している。そのため、周波数の模擬信号が入力できない可能性が高い。また、同期発電機であっても、系統の周波数ではなく、回転数の変化に反応するようになっている場合もあり、この場合も周波数の模擬信号による応動確認はできない。	事前審査の詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等に定められることとなるため、一般送配電事業者にも効率的な試験方法となるよう申し伝えます。
87	66	三次②の入札単位を3時間から30分に短縮するのであれば、ほかの商品も同様に短縮すべきではないか。	一次～三次①の入札単位は30分に変更する。	三次②では、入札単位が3時間ブロックであることにより、調達不足が発生しており、30分コマに見直された。三次②以外の商品でも同じ事が起こる可能性が高く、現段階で商品要件を30分コマに見直すことを検討すべきではないか。	三次①は、G0以降の予測誤差（需要、再エネ）に対応する商品であり、FIT特例①・③の前日からG0までの予測誤差に対応する三次②と同様の性質を持っていると考えられるため、現在顕在化している三次②調達不足と同様のリスクが潜在化していると考えられます。また、週間商品である一次～三次①は複合約定することを踏まえ、この一次～三次①の入札時間単位を3時間で据え置くと、三次②と同様に応札量が十分に市場供出されず、一次～三次①すべてについて調達不足が顕在化する可能性もあります。これらのことから、一次～三次①のブロック時間も3時間から30分に見直すことといたします。 なお見直し時期については、30分化に伴い需給調整市場システムの改修が必要となりますが、現在検討を進めている三次②の30分化のシステム改修ボリュームを把握できた後に、見直し時期を検討・周知することといたします。  ※資料2を参照



		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
88	20, 32	二次調整力の機器個別計測を認めるべきである	二次調整力のアセスメントにおいて、機器個別計測を可能とする	受電点での計測では、需要地内の制御対象外の負荷変動が含まれるため、DR制御可能な機器でこれらの負荷変動を吸収したうえで、周波数変動に反応する必要がある、入札可能量が大きく減少する。計量法に準拠した電力量計を取り付けることを前提として認めるべきである。	需給調整市場における機器個別計測については、電気計量制度の合理化の詳細設計、および託送制度等の他の関連諸制度など、ベースとなる前提条件の整理を踏まえて、調整力の評価方法や、不正行為防止策等について国と連携して検討を行っていきます。
89	62	ブロックを細分化することにより、ブロックあたりの機会費用が増加することが想定される。調達費用を抑制するためには、ブロックの細分化と同じタイミングで、スポット市場のブロック入札のようなスキームの導入が必要だと認識しているが、導入予定をご教示いただきたい。	ブロックの細分化と同じタイミングで、スポット市場のブロック入札のようなスキームを導入していただきたい。	ブロックを細分化することにより、ブロックあたりの機会費用が増加することが想定され、一般送配電事業者の調達費用が増加する虞があるため。	複数時間指定入札（スポット市場におけるブロック入札）は、バランス停止電源の売り入札増加や制御対象リソースの入れ替わり低減のメリットがある一方、複数時間の一コマでも約定しないと、当該商品全量が不落となり、約定量の低下や約定価格の上昇といったデメリットが想定されるため、入札単位を30分に変更したうえで、市場における約定実態等を踏まえ、検討を進めていきます。なお、複数時間指定入札を導入する場合は、調整力提供事業者のシステム対応に要する時間の確保等に留意して検討を進めることといたします。
90	63	方法2の「エリアの上げ代が十分に存在していることを条件に」とあるが、BGはエリアの需給状況は分からず、上げ代が十分かどうかは判断できないが、どのように判断するのか。	「エリアの上げ代が十分に存在していることを条件に」を削除。もしくは、BGが応札時点でエリアの上げ代が十分かどうかを認識するための基準を明確にしていきたい。	下げ代不足の状況下であることを踏まえると、上げ代が相応に存在することは自明であり、また、BGはエリアの上げ代が十分かどうかの判断はできないため。	下げ代不足対応の方法2では、実需給当日において、調整力提供事業者が余剰インバランスになると見込まれる場合には、調整力提供事業者が一般送配電事業者にΔkW約定電源の解列が可能か確認をしていただいたうえで、一般送配電事業者が自エリアの上げ代が十分に存在していることを条件に、当該ΔkW約定電源の解列を許可することになります。詳細につきましては、一般送配電事業者により定められる取引規程等をご参照いただきますようお願いいたします。
91	63	三次②の応札にあたっては、応札電源が3時間以内に起動できない場合は、並列するBG計画を作成のうえ、3時間以内に起動可能な調整力を応札することが原則と認識。方法1は、BG計画において下げ代不足時に、上記原則によらず、BG計画に、並列しない電源の応札を可能とする方策と理解。BG計画において下げ代不足となるコマが断続的に生じる場合、下げ代不足とならないコマには並列させることをBG計画の要件とすると、現実的な計画策定が困難なため、応札量増加は限定的となると史料。	1日の中で下げ代不足が生じるコマがある場合は、終日、応札電源の並列をBG計画に織り込むことなしに、下げ代不足が生じるコマについて三次②へ応札可能としていただきたい。	方策1を実効性のある仕組みとするため。	BGが策定した需給バランスの計画において、下げ代不足に起因し、リソースが解列されている時間帯に限り、解列されているリソースを、下げ代不足対応の方法1として応札可能となります。下げ代があり、リソースが並列可能な時間帯は、通常の応札をしていただきます。
92	66	三次調整力②の商品要件の見直しに合わせて、専用線の最低入札量（5MW）を簡易指令システムの最低入札量（1MW）まで引き下げてほしい（その他の商品についても同様）。	専用線の最低入札量（5MW）を簡易指令システムの最低入札量（1MW）まで引き下げてほしい（その他の商品についても同様）。	合計費用が最小となるよう約定処理がされることから、募集量が5MW未満のブロックでは、簡易指令システムの入札が有利であり、専用線は約定機会を逸しており、不公平。	専用線接続の最低入札量については、専用線の敷設及び中給システムへの接続対応による一般送配電事業者のコストを考慮し、調整力公募と同様の水準として最低入札量を5MWとしておりました。他方、最低入札量を引き下げることで新規参入により調整力調達コストの低減が期待されること、現状において専用線接続口数は逼迫していないことから、最低入札量を5MWから1MWに変更することといたします。なお、最低入札量の引き下げに伴い需給調整市場システムの改修が必要となるため、引き下げ時期は需給調整市場システム改修後とし、別途周知することといたします。また、現行中給システムの接続口数が上限に達する見通しが生じた場合は、新規参入が増加したことによる調整力調達コストの低減と現行中給システムの接続口数の増設コストに係る評価や、将来予定されている中給抜本改修の時期等を踏まえ、現行中給システムの接続口数の増設要否を、都度、エリア毎に検討することといたします。 ※資料2を参照
93	4	2021年7月14日第16回ERAB検討会資料3では、「需給調整市場における機器個別計量については、引き続き課題の整理を進める」との記載があるものの、今回の市場設計案では、機器個別計量の採用可否が不明である。今回の市場設計案では、機器個別計量は採用されているのか、採用されているのであればどのような取り扱いとなるのかを知りたい。また、採用されていないのであれば、今後の採用見込みの時期や、採用に際して課題があるのであればその内容を知りたい。	需給調整市場で活用するリソースに対しては、安定供給、公平性に留意しつつ、計量仕様を早期策定し、機器個別計量を認めることとする。	安定供給、公平性に留意しつつ、受電点の計量だけでなく機器個別計量を認めることで、さまざまなリソースが需給調整市場で活用できることとなり、リソース間の競争が起こり、最終的には調整力の調達価格低減に繋がるものと考えられるため。	需給調整市場における機器個別計測については、電気計量制度の合理化の詳細設計、および託送制度等の他の関連諸制度など、ベースとなる前提条件の整理を踏まえて、調整力の評価方法や、不正行為防止策等を検討する必要があります。一次においては、需給調整市場の契約においてkWh精算を行わないと整理したことから、kWh計量に係わる課題は無いものの、調整力の評価方法や、不正行為防止策等の検討が必要であるため、他の商品における機器個別と同様に、引き続き検討を行っていきます。
94	66	蓄電池は、今後、家庭用、産業用問わず大幅な増加が見込まれるリソースであることから、需給調整市場の調達価格低減を図るべく、需給調整市場で蓄電池を積極的に活用してはどうか。	蓄電池をより活用するための具体策として、蓄電池専用商品を新たに導入することを提案したい。蓄電池専用商品では、①素早い応答、例えば数秒毎の放電、充電指示に基づく応答を評価するとともに、②上げ調整（放電）だけでなく下げ調整（充電）についても調整力として評価することとする。なお、下げ調整については、検討した結果、現時点では採用されない結論になったと理解しているが、蓄電池を調整力のリソースとしてフルに活用するには下げ調整の活用が必要不可欠と考えるため、将来的に制度変更を行う際には改めて下げ調整の導入可否をご検討頂きたい。	蓄電池は、①応答速度が早く、②上げ調整に活用できる放電と下げ調整に活用できる充電とをバランスよく行うことで長時間調整力を提供可能であることから、調整力を提供する有望なリソースであると考えられる。一方、今回の市場設計案では、通常の発電機での運用を想定しており「下げ調整」を活用しないことから、蓄電池の「充電・放電をバランスよく行えば長時間調整力を提供可能」という特徴を生かし切れない。そこで、安定供給、公平性に留意しつつ、蓄電池専用商品を新たに導入することで、調整力を提供するリソースとして有望な蓄電池をフルに活用することができる。今後大幅増加が見込まれる蓄電池をリソースとして需給調整市場で活用できることとなり、リソース間の競争が起こり、最終的には調整力の調達価格低減に繋がるものと考えられる。	現行の応動時間は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているものです。将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には改めて検討することとし、現状の商品要件のとおり応動時間は10秒といたします。
95	57, 58	専用線に用いる通信方式については、マイクロ波無線方式または光ケーブル回線方式に現状限られている。これらの方式は回線工事にかかるコストが高く、規模の大きな発電所など一定規模以上の容量がないと採算上成立することが難しいと考えられる。小規模リソースの活用も前提となるVPPなどでは、市場参入における初期段階から大規模な容量を確保することは難しいと想定され、専用線接続のコストが参入上のハードルになると考えられる。そこで、多様なリソースを束ねるVPPに限っては安価なコストで接続できる方式の採用を検討頂きたい。	専用回線にIP-VPN方式を認めて頂きたい。	IP-VPN方式でもセキュリティや通信品質は十分担保されるものと考えられるため。	一般送配電事業者の中給システムは電力の安定供給上、情報セキュリティ要件等を厳格に定めております。定格容量10kW以上かつ上位2電圧系統のリソースはこのセキュリティ要件等に基づき専用線を用いることを要求しており、IP-VPNは不可です。なお、10kW未満、かつ上位2電圧以外のリソースを対象に、専用線のなかでも比較的安価なものとして、電柱に光ケーブルを敷設した方式の適用を既に導入しております。

		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
96	62, 66	9/17第25回需給調整市場検討小委で議論されている通り、ブロック入札導入は必須と考えます。しかし現在の議論の動向では、ブロック入札が導入されるか見通しが不明となっていますので、同一入札制度の導入検討をお願いします。  また、ブロック入札の導入が市場開始から遅れる、または導入見送りとなった場合には、歯抜け約定した場合でも応動できるように、1ブロックの時間を延長した応動時間（45分→60分）へ見直し検討をお願いします。	募集量に応じて任意でブロック時間の設定が行えるよう検討をお願いします。  また、ブロック入札が導入されない場合においては、1ブロックの時間を延長した応動時間（60分）と一致させる検討をお願いします。	商品の細分化により、調達不足への効果は得られないものの、歯抜け約定回避による起動費または最低出力で待機する機会費用を織込む影響で価格上昇が懸念されることからブロック入札の導入は必須と考えます。 （9月17日需給調整市場検討小委員会 資料2 P17【検討項目①】入札単位短縮の影響についてに記載の通り  また、ブロック入札の必要性について議論はされているものの導入に向けての議論は進んでおらず、11/2第26回需給調整市場検討小委員会ですされたシステム改修スケジュール（資料2 P12）にはシステム改修スケジュールにも「ブロック入札は含まない」と明記されていることから、導入されなかった場合の歯抜け約定の対応としてブロック時間と応動時間の統一が必要と考えています。 （商品単位が30分となると、隣接する3コマで歯抜け約定となった場合、3コマ目では60分以内に出力変化可能な供出量を供出できないと考えます。）	複数時間指定入札（スポット市場におけるブロック入札）は、バランス停止電源の売入増加や制御対象リソースの入れ替わり低減のメリットがある一方、複数時間の1コマでも約定しないと、当該商品全量が不発となり、約定量の低下や約定価格の上昇といったデメリットが想定されるため、入札単位を30分に変更したうえで、市場における約定実態等を踏まえ、検討を進めていきます。なお、複数時間指定入札を導入する場合は、調整力提供事業者のシステム対応に要する時間の確保等に留意して検討を進めることといたします。
97	62	商品の細分化に伴う応札業務の煩雑化が懸念されることから入札スケジュールの見直しをお願いします。	募集量公示及び入札締切時間の見直しをお願いします。	細分化による商品の増加に伴い、応札業務の煩雑化により実務負担が懸念されることからスケジュールの見直しをお願いします。	三次②取引スケジュールは、スポット市場の開場時間や翌日計画策定の締め切りを踏まえて設定しております。このため、現行のスケジュールのとおりといたします。
98	62	三次①については現行のブロック単位での入札になるの理解ですが、コマ単位への見直しが行われるのでしょうか。また、行われるとしたらいつ頃を想定されているのでしょうか。	三次①については次年度より取引が開始され、既にシステム開発に着手していることから、現行のブロック単位での運用と理解しております。そのため、見直しが行われるのであれば一次、二次調整力の導入タイミングに合わせるなどの調整をお願いします。	システム改修には膨大な費用と長期間の作業時間を要するため、一定のスケジュールの節目に合わせて対応したいと考えます。	三次①は、60以降の予測誤差（需要、再エネ）に対応する商品であり、FIT特例①・③の前日から60までの予測誤差に対応する三次②と同様の性質を持っていると考えられるため、現在顕在化している三次②調達不足と同様のリスクが潜在化していると考えられます。また、週間商品である一次～三次①は複合約定することを踏まえると、この一次～三次①の入札時間単位を3時間で据え置くと、三次②と同様に応札量が十分に市場供出されず、一次～三次①すべてについて調達不足が顕在化する可能性もあります。これらのことから、一次～三次①のブロック時間も3時間から30分に見直すことといたします。  なお見直し時期については、30分化に伴い需給調整市場システムの改修が必要となりますが、現在検討を進めている三次②の30分化のシステム改修ボリュームを把握できた後に、見直し時期を検討・周知することといたします。  ※資料2を参照
99	65	今後予定されている需給調整市場の開設については期間に余裕をもってシステム仕様を公表して頂きたいです。	最低でも開設より半年前にはシステム仕様を公表していただきたいです。	2021年4月の需給調整市場三次②開始時はMMSシステム開発及び仕様の公表が遅れ、BSP側のシステム開発及び入札シミュレーションがタイトとなったことから、次回は余裕をもってシステム仕様を公表して頂きたいと考えます。	現在、市場運営者である一般送配電事業者にて2024年度に取引開始する商品に関するシステム仕様等の検討を進めております。頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
100		一次調整力は、他のメニューとは異なり、自端制御であり、また、オフライン枠も認められている。低圧リソースを一次調整力に限定して対象化としてはどうか。	一次調整力に限定し、低圧リソースを対象とする。	・日本では一次調整力に対応可能な、応動特性の良い家庭用蓄電池システムが海外よりも多く普及（エネ庁定置用蓄電池システム普及拡大検討会にて提示）しており、エコシステムとして既存リソースを活用することが肝要。 ・一次調整力は、自端動作のため、リソースが周波数の変動を検知し、自律的に、周波数調整を行うことが可能。一次調整力以外のメニューは中給（簡易指令システム含む）との接続が必要となり、それを監視する中給のシステム改修もコストがかかる。その点、一次はオフライン枠なので、中給システムの改修コストは抑えられると想定。 ・イギリスやドイツ等では家庭用蓄電池を活用した一次調整力の調達が行われているため、活用可能なことは証明済みである。 ・今後、普及が大きく見込まれる定置用蓄電池、車載用蓄電池の活用も含め、対象とすることは今後の再エネ大量導入時代において多様な調整力を得られるものとする。	低圧アグリは、需要家リストの提出方法や、これに関連する機器個別計測やネガワット調整金等の国で検討している制度面の検討事項も多いことから対象外としております。このため、需給調整市場における低圧アグリ等の検討の進め方は、機器個別計測の課題が解決された後に、これらのリソースを活用したビジネスモデルも踏まえた検討を行うことといたします。
101	4	一次調整力の周波数計測は、受電点以外に調整力を供出する機器毎に設置された測定器、もしくは機器に内蔵された計測器でも行える事を明記してもらいたい。	一次調整力における周波数計測に関する技術要件の評価は、受送電端または調整力を供出する機器毎に行う。	・受電点に周波数計測装置を設置すること以外にも当該機器で測定する選択肢となること、新規参入事業者の事業機会の確保と、健全な競争環境になると考えられる。	需給調整市場における機器個別計測については、電気計測制度の合理化の詳細設計、および託送制度等の他の関連諸制度など、ベースとなる前提条件の整理を踏まえて、調整力の評価方法や、不正行為防止策等を検討する必要があります。一次においては、需給調整市場の契約においてkWh精算を行わないと整理することから、kWh計量に係わる課題は無いものの、調整力の評価方法や、不正行為防止策等の検討が必要であるため、他の商品における機器個別と同様に、引き続き検討を行ってまいります。
102	15, 30, 41, 53	送配電系統が停電している状況（一般送配電事業者起因で供給義務を果たせない状態）場合は、落札した事業者の報酬の扱いはどうなるのか。規程していないのであれば、待機報酬を支払うようにして頂きたい。	報酬支払い条項に、電源が接続されている送配電系統が停電している場合についても、待機報酬を支払う旨、記載する。	事業者は落札した調整力を供出する準備の為に相応のコストを負担している以上、一般送配電事業者の供給義務不履行による不利益は正当に補償されるべきである。	意見募集対象資料の14・29・40・52ページに記載のとおり、調整力提供事業者および一般送配電事業者の双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、調整力提供事業者から申し出があれば、ペナルティ料金Ⅰおよびペナルティ料金Ⅱの算定時におけるペナルティ倍率を1.0倍としております。なお、一般送配電事業者の責に帰する場合は、取引会員に支払われる報酬が減額されることはありません。
103	7	2019年3月需給調整市場小委では、当面下げΔkWの調整力の調達をしないと整理され、現在もその認識。そのため、Δfが基準周波数よりもプラス側に変動した場合（下げの調整力）はアセスメントⅡの対象外と明記してはどうか。	・一次へ参入を予定するリソースにおける事前審査では、Δfが基準周波数よりプラス側、マイナス側に変動した場合、調停率に応じてΔkWが正確に供出されているかを審査する。 ・その一方で、事前審査に合格したリソースが落札した場合のアセスメントⅡでは、Δfが基準周波数よりもマイナス側に変動した場合のみ評価する。その場合のデータ提出を発電機・蓄電池等は第2象限のみ（DSR等は第3象限のみ）とする。	・事業者にとって、実運用上、データ保存量が1/2になり、データの保管コストの低減が図られることで事業性が確保される。 ・その結果、参加事業者が増え、健全な競争環境となるほか、一般送配電事業者にとっても多様な調整力を得ることが可能となるのではないかと。	意見募集対象資料の7ページの注釈に記載のとおり、下げ調整の応動が原因となり、アセスメントが不適合となる場合、下げ調整による応動を評価対象から除く等によりアセスメントⅡを実施することとしております。
104	6~12, 16~18	計量地点でのアセスメントではなく、発電端計測でのアセスメントが適当	アセスメントⅠ：発電計画と発電上限ではなく、機器端での出力および定格出力によるΔkWをアセスメント項目とする アセスメントⅡ：アセスメントデータの提出も、機器端での発電出力計測データとする  その他：JET認証のように一定性能が認められた発電リソースについては、当該機能がONとなっていることでアセスメントⅡを省略できる	一次調整力、GF機能は発電機に自端制御として具備されるものであるため、送電端ではなく発電端でアセスメントすることが適当だと考えられるため  同様に、アセスメントの業務負担を省略するためには、一定程度の性能を認証することとし、当該機能がONであったことを証明することは全体業務のスムーズ化に繋がるものと思料	需給調整市場で落札したリソースの計量点は託送供給等約款で定められており、原則として受電点での計量となります。ただし、技術上、経済上やむを得ない場合で、受電電圧と異なる電圧で計量を行う場合は、属地エリアの一般送配電事業者と計量値の補正方法を協議すると定められております。  一次～二次②につきましても同様の扱いとなりますので、詳細につきましては属地エリアの一般送配電事業者にご確認ください。
105	57~58	拡充開始当初としては賛成だが、将来の適用範囲拡大についても言及いただきたい	今後事例が増え、通信途絶に対する安全性等が確認された際に適用範囲を拡大する	通信敷設コストの低減が調整電源の普及拡大に繋がりが、結果として市場の活性化・調整費用の低減に繋がるため、適用範囲が拡大される可能性があることが適当と考えられるため	意見募集対象資料の58ページに記載のとおり、定格容量10kW以上かつ上位2電圧系統に接続されるリソースに対する専用線の扱いや、一般送配電事業者毎に仕様異なる点などについては、今後、一般送配電事業者とともに検討を行うとしております。

		寄せられたご意見			回答
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	
106	65	第25回の需給調整市場検討小委で触れられた「複数時間指定入札(ブロック商品)」の導入を進めるべき	ブロック時間の短縮により、歯抜け約定を防止するため、「複数時間指定入札(ブロック商品)」の導入も同時に実施する	歯抜け約定が防止できること、バランス停止電源の売り入札が期待できることや、制御対象リソースの入れ替わり低減など、事業者側・TSO側双方にメリットがあるため、ブロック時間の短縮と同時にリリースされることが望ましいと考えられるため	複数時間指定入札(スポット市場におけるブロック入札)は、バランス停止電源の売り入札増加や制御対象リソースの入れ替わり低減のメリットがある一方、複数時間のコマでも約定しないと、当該商品全量が不落となり、約定量の低下や約定価格の上昇といったデメリットが想定されるため、入札単位を30分に変更したうえで、市場における約定実態等を踏まえ、検討を進めていきます。なお、複数時間指定入札を導入する場合は、調整力提供事業者のシステム対応に要する時間の確保等に留意して検討を進めることといたします。
107	65	ルール見直しに関する優先順位の見直し	下げ代不足への対応より、ブロック時間や応動時間の見直しに対するシステム開発を先に実施する	現在、常時ではないものの、応札・調達量の不足が課題となっており、ブロック時間の見直しは本課題に対する改善効果が見込まれているところ 他方、下げ代不足への対応についても課題が多いが、優先給電ルールや電源Ⅰ・Ⅱ運用によりご対応いただいている認識で、安定供給の観点から、この下げ代不足よりも、応札・調達量不足への対応を早くすべきだと考えられ、また「需給調整市場システムは30分単位までの拡張性を有している」(花井オブザーバ)こともあり、工事可能時期の見直し等、優先順位の再精査が必要だと考える	三次②ルール見直しに係るシステム改修時期については、一次～二次②の市場取引および複合約定ロジック構築等のシステム開発と並行して進める必要があり、それらを考慮して設定したスケジュールとしているため、現行案のとおりといたします。
108	7	＜一次のアセスメントⅡの実施方法＞ 近似線の傾きの符号だけでは評価方法・許容範囲が緩すぎる。	一次の場合、近似線の傾きと調定率の傾きとの合致度合いに応じて報酬を上乗せするなど、性能差を評価する方法に改める。 二次①についても追従性を評価する指標やマイレージを導入する。	傾きが符号が同じであることは最低限の性能であり、より性能の高い調整力リソースにとって参入していくインセンティブがない。	一次のアセスメントⅡは、周波数偏差と調定率に基づく出力変化量の関係を正確に捉えた値にならない可能性があることを踏まえ、事前審査にて技術要件を満たすことを精緻に確認することを前提に、当面は、出力変化量実績の近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあることを確認することとしております。このため、アセスメントⅡの方法については現行案のとおりとし、より精緻なアセスメント方法は引き続き検討することといたします。
109	15	＜一次における精算＞ アセスメントⅡによるペナルティだけでなく、性能の良いリソースにインセンティブを与える精算方法にできないか？	平常時アセスメントⅡにおいて、調停率に従って出力していることを評価する指標(近似線の決定率など)および調停率を評価し、(例えば)決定率が高く調停率が低いリソースにインセンティブを与える。 また、異常時アセスメントⅡにおいて、応動時間が短いリソースにインセンティブを与える。	海外ではpay per performanceの考えに基づいて性能に差があるリソースを公平に扱いつつ、優良なリソースを市場に呼び込む仕組みが実装されている。 米国ではFERC(連邦委員会)がOrder 755にて同考え方を市場に実装することを義務付けている。	商品要件・技術要件は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているものです。 将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には、改めて検討することとし、現状は応動性能等のリソースの能力に応じたインセンティブは設けないことといたします。
110	7	＜一次アセスメントⅡ＞ 30分の近似曲線で良いか？	商品ブロック(3時間)単位で評価する。	正当な評価をするため。	一次の平常時のアセスメントⅡは、現状の商品と同様、30分コマ単位で実施することが基本となります。 アセスメントの詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
111	7	＜一次アセスメントⅡ＞ エリアによって評価方法(特に頻度)を変えないで欲しい。	エリア共通の評価方法を定める。	地域によってリソースの評価が異なるのは公正とは言えないため。	意見募集対象資料の9ページに記載のとおり、エリア間によるアセスメントⅡの取り扱いに差が生じることがないように、評価対象とする期間はエリア間で同一とすることを整理しております。
112	11	＜異常時判定する基準＞ 異常時判定の基準が周波数低下のみとなっているので、周波数上昇の場合も明示して欲しい。	周波数上昇時の異常時判定基準も明らかにする。	周波数上昇時の判定基準が不明確なため。	周波数が増加した場合は下げ調整となりますが、現状、需給調整市場では下げ調整力の取扱いはしておりません。 このため、周波数上昇時の判定基準については設定しておりません。
113	12	＜一次の事前審査＞ 事前審査の基準を全エリアで統一できないか。	エリア共通の審査基準を定める。	地域によってリソースの評価が異なるのは公正とは言えないため。	技術要件等に基づき、事前審査の詳細および確認方法は全エリアで統一いたします。 なお、事前審査の詳細および確認方法は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程等にて定められることとなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者へ申し伝えます。
114	17-18	＜オフライン時の実績データの提出について＞ 簡易指令システムによる応動実績データの提出をできるようにして欲しい。	簡易指令システムでの実績データ提出方法を定義する。	実績値を漏れなく速やかに報告するため。	一次のオフライン接続の場合、応動実績データは1秒間隔のデータを提出いただけます。簡易指令システムは、データ処理能力の制約から、1分未満の応動実績データ等の情報を中給システムに伝送することが困難であることを確認しております。このため、簡易指令システムによる応動実績データの提出はできません。
115	20	＜二次①の技術要件＞ 二次①の商品区分を平常時と非常時で分けられないか？	二次①の商品区分を平常時と非常時で分ける。	平常時と非常時で分けて必要量を計算しているため、分けた方が適正量の確保につながるため。	二次①については、一般送配電事業者が各エリアの時々刻々の需給ギャップから算出したLFC信号に追従することを求める商品であり、その信号を平常時と非常時で分けて指令として発信することはできません。このため、二次①の商品区分については現行案のとおりといたします。
116	23	＜二次①アセスメントⅡ＞ アセスメントⅡのイメージが発電機上げ方向しか示されていないので他のパターンも示して欲しい。	上げ下げが連続した場合のイメージも明確にする。	上げ下げが連続する平常時のアセスメント内容が不明確なため。	本資料はあくまで考え方を示すためのイメージ図であり、アセスメントの詳細については一般送配電事業者が定める取引規程等をご確認いただけますようお願いいたします。
117	27	＜二次①事前審査＞ パルス指令の場合示されていないのでパルス以外の例(連続指令)も示して欲しい。	パルス以外の例も示す。	パルス以外の指令値への追従イメージが不明確なため。	一般送配電事業者から発信される指令が数値指令の場合は、出力変化量が指令され、その指令に沿って応動いただくこととなります。 ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正いたします。
118	35, 38	＜二次②のアセスメントⅡ＞ 平常時と異常時に分けたアセスメントとできないか？ 更に、性能の良いリソースにインセンティブを与える精算方法にできないか？	平常時のアセスメントⅡにおいて、例えば米国PJMのようなPerformance Scoreを導入する。	右図の商品区分のイメージに示される二次②の応答(平常時)の性能についても公平に評価する必要があります。 	二次②については、一般送配電事業者が将来の需給ギャップ想定を基に算出したEDC信号に追従することを求める商品であり、その信号は平常時と異常時で分けて発信されるものではありません。このため、アセスメントⅡについても、現行案のとおり、平常時と異常時に分けて実施することといたします。 なお、現状、性能に応じた精算を行う予定はありません。
119	46	＜複合商品のアセスメントⅡの実施方法＞ 例えば一次の応答が他の商品の許容範囲内だった場合、評価されないことになるのかわからない。	一次の応答が他の商品の許容範囲内だった場合の評価方法を定める。	一次リソースとして適正な動作をしない複合約定リソースにペナルティを与えないのは不公平なため。	複合商品のアセスメントⅡにおける許容範囲は、複数の指令を一体とみなした指令に対し許容範囲を合成することは困難なため、単一商品の許容範囲を足し合わせたものとしており、当面は現行案のとおりといたします。 なお、一次単一商品においては、調定率による傾きの確認としている一方、複合商品においては許容範囲として設定している違いについての指摘も踏まえ、アセスメントⅡの方法について、一般送配電事業者とともに引き続き検討することといたします。
120	47	＜複合商品のアセスメントⅡの許容範囲＞ 複合商品のアセスメントが個別商品のアセスメントより緩くなるのはおかしいのではないか？	個別商品と同等のアセスメントとする。	個別商品のリソースがアセスメントⅡで不利になる。	複合商品のアセスメントⅡにおける許容範囲は、複数の指令を一体とみなした指令に対し許容範囲を合成することは困難なため、単一商品の許容範囲を足し合わせたものとしており、当面は現行案のとおりといたします。
121	53	＜複合商品におけるΔkWの精算について＞ 約定量を超えた場合の精算方法を明確にして欲しい。	約定量を超えた場合の精算方法を明確にする。	約定量を超えた場合の精算方法が不明確である。	複合商品のΔkWおよびkWhの精算については、三次②、①同様、ΔkWは落札ブロックを対象に精算することとし、kWhは落札ブロック内については全て調整力として精算し、アセスメント対象外となる落札ブロック前後についてはインバランスとして精算することになります。ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正いたします。

		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
122	62	<三次②のブロック時間の見直し> 入札ブロック単位の30分化に合わせて、事前審査の要件（継続時間）も緩和できないか？	事前審査で30分の連続供出時間が確認できた場合に、30分のみ入札を許可する。	3時間供出することのハードルが高いため、事前審査の通過が難しい。緩和することにより参加数の拡大が期待できる。他のリソースとのアグリゲートが前提となっているリソースが単独で入札できるケースも期待できる。	意見募集対象資料66ページに記載のとおり、ブロック時間の見直しに伴い商品要件に求める継続時間も30分に変更されます。
123	62	<三次②のブロック時間の見直し> 複数ブロックを纏めて入札した場合、希望に応じて連続して約定できるようにしてほしい。	複数ブロックを連続して入札した場合、途中のブロックを歯抜けで約定しない希望に応じたオプションを設定する。	歯抜け約定に対応できないリソースも市場参加できるようにするため。（特に、商品ブロックの30分化によって、歯抜け約定の可能性が高まるため。）	複数時間指定入札（スポット市場におけるブロック入札）は、バランス停止電源の売り入札増加や制御対象リソースの入れ替わり低減のメリットがある一方、複数時間のコマでも約定しないと、当該商品全量が不落となり、約定量の低下や約定価格の上昇といったデメリットが想定されるため、入札単位を30分に変更したうえで、市場における約定実態等を踏まえ、検討を進めていきます。なお、複数時間指定入札を導入する場合は、調整力提供事業者のシステム対応に要する時間の確保等に留意して検討を進めることといたします。
124	15	<一次のΔkWとkWhの精算について> インバランスの計算方法が不明確。	発電機・蓄電池・DSRそれぞれ異なるインバランス量の計算方法を決定する。	発電機、蓄電池、DSRはそれぞれ特性が異なる。発電機とDSRは片方向、蓄電池は上げ下げ両方向であるため。	インバランスは託送供給等約款に基づき精算されます。なお、インバランスの精算はリソースの種類によって精算方法を変えるものではありません。
125	5	<一次のアセスメントの対象について> p.5記載の「需給調整市場では上げ調整力を調達することになっている」という現状は、系統直付け蓄電池に対しては適切な調達方法ではない。	系統直付け蓄電池を活用するための適切な技術要件等について検討し、追加していただきたい。	系統直付け蓄電池は、出力ゼロを中心に上げと下げの調整力を提供する。発電機およびDSRとは異なる特性であるため、区分を別に設けるべき。	平常時についてはBG計画の中で自然体で下げΔkWは確保されることとなることから下げ調整力を市場で調達する必要はなく、また異常時においても優先給電ルールに基づき抑制することができるため下げ調整力をあらかじめ市場で調達しなくても下げ調整を行うことは可能であることから、下げΔkWについては当面市場調達しないこととしております。
126	7	<一次のアセスメントⅡの実施方法> 計測時の基準の考え方は、発電機と蓄電池とを同列に扱うべきではない。	発電機と蓄電池は分けて記載すべき。	系統直付け蓄電池は、出力ゼロを中心に上げと下げの調整力を提供する。発電機およびDSRとは異なる特性であるため、区分を別に設けるべき。	蓄電池を系統直付けのボジワットとして使用し、出力0を中心に応動するのであれば、基準として0を提出していただき、それに基づいてアセスメントⅡを実施いたします。
127	8	<一次のアセスメントⅡ> 出力0を中心に上げ下げの調整力を提供する蓄電池は、非常時のΔkWが片側のみとなる。そのアセスメント方法を明確にして欲しい。	例えば、上げ下げそれぞれ10MWの蓄電池を20MWのリソースとして約定した場合、非常時は片側10MWを基準にしてアセスメントを実施する。	蓄電池の特性に対応するため。	需給調整市場では、現状、上げ調整力のみを調達となっております。そのため、異常時においては、上げ調整力として落札されたΔkWの最大量を応動時間内に供出することを求めています。アセスメントⅡの詳細につきましては、一般送配電事業者により定められる取引規程等をご参照いただきますようお願いいたします。
128	10	<一次の基準の設定> 蓄電池のSOC管理のために、基準となる計画値を緩められないか。	蓄電池については、落札ブロック内におけるSOC補正（指令値の偏りや内部ロスによるSOCズレを補正する充放電）を基準値として認める。例えば、計画値から±5%のズレを許容する。	指令値の偏りや内部ロスによるSOCズレを事前に計画することが難しいため。	計画値に幅を持たせた場合、周波数偏差に応じた正確な出力応動とならないおそれがあります。また、平常時のアセスメントⅡにおいては応動実績に基づく近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあること、異常時においては許容範囲を設定しており、これらの範囲内で応動すればアセスメントⅡの不適合にはなりません。このため、現行のとおり計画値の設定方法といたします。
129	23	<二次①のアセスメントⅡについて> 異常時に放電しきってしまい、商品ブロック時間中に充電が必要となった場合、充電時間をアセスメントの対象から外して欲しい。	アセスメントⅡを行う商品ブロック時間（3時間）において、異常時に放電しきった蓄電池は平常時に戻るまで休止時間とする。また、平常時の性能を発揮するための準備時間（例えば蓄電池の充電時間）を設け、その期間はアセスメントの対象期間から外す。	放電しきった蓄電池が平常時の指令値に追従するために、SOCを50%に戻す充電が必要であるため。	落札ブロック中において、蓄電池の充電により、二次①の指令値に基づく許容範囲から逸脱した場合は、アセスメントⅡにおけるペナルティ対象となります。
130		一次のオフラインの調達上限枠の引上げをご検討頂きたい。	一次のオフラインの調達上限枠が、容量市場の発動指令電源の調達上限の比率を引用することで一次の必要量の4%とすると言う案が出ているが、容量枠の引上げを検討頂きたい。	オフライン全体で上限量が138.7MWとなっているが、参入対象リソースがDSR、蓄電池、逆潮流アグリと拡大が見込まれるものであるため、今後、適宜上限量を見直ししていただきたい。	オフラインリソースについては使用状態をリアルタイムに確認することが困難であり、需給調整に与える影響が想定できない点もあることから、まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引用し、調達上限量を設定することといたしました。市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参入対象リソースの範囲拡大や上限量のあり方等についても検討していきます。
131	55	通信構築費用低減の更なる検討を頂きたい。	簡易指令システムの適用拡充をはじめ、更なるコスト低減に向けた通信方式の検討を行っていただきたい。	市場参入にあたり、通信構築費用が参入障壁となっている。必要性については、厳正に検討の上、参入者の負担を極力抑制する検討を行っていただきたい。	簡易指令システムの性能上、二次①への適用は困難であることを確認しております。このため、簡易指令システムの適用対象は現行案のとおり、二次②、三次①、三次②といたします。なお、10万kW未満、かつ上位2電圧以外のリソースを対象に、専用線の一方式として、電柱に添架した光ケーブル回線を活用した方式（電柱方式）が既に適用開始されており、地中方式や鉄塔方式より安価に参入可能となっております。
132		分散型リソースを対象とした短時間応動商品の検討を行っていただきたい。	現状の一次調整力では応動時間が10秒以内であるが、海外では1秒以内のものも出ており、より短期の応動時間の商品の検討を今後行っていただきたい。	再エネの導入拡大に伴い、より短期での周波数調整の必要性が増して行くと考えられる。現状の一次調整力では応動時間が10秒以内であるが、海外では1秒以内のものも出ており、より短期の応動時間の商品の検討を今後行っていただきたい。	現行の応動時間は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているものです。将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には改めて検討することとし、現状の商品要件のとおり応動時間は10秒といたします。
133		ノンファーム電源についても市場参加を容認頂きたい。	ノンファーム電源についても市場参加を容認頂きたい。	OCCTOの「第46回広域系統整備委員会」（2020年1月24日）の資料1 p.48にあるとおり、「ノンファーム電源は発電計画値以上に出力を上げることができない」ため、「ノンファーム電源は需給調整市場のリクワイアメントを満たせないことから、需給調整市場に参加することはできない」と記載されている。一方、OCCTOの「第5回広域連携系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」（2020年12月17日）の資料1 p.24によれば、「TSOは混雑系統を把握しているため、その系統内の上げ調整力に対して増出力指令を発信することは現実的には無い。このため、増出力指令に反することは無く、需給調整市場におけるリクワイアメント違反を問われることは無いと言える」との記載があり、従い今後系統混雑が発生しても、火力等のファーム電源の需給調整市場への参加は可能と整理されている。しかしそもそもこのロジックはノンファーム電源にも当てはまるのではないか（ノンファーム・ファームに関係なく、混雑系統で増出力指令を出さない点は共通）。特に、2023年度中を目途に再給電方式による系統混雑管理に移行予定であり、これにより火力等のファーム接続電源とノンファーム電源との区別が実質的に無くなることも踏まえれば、ノンファーム電源も需給調整市場に参加可能と整理すべきではないか。	基幹系統のノンファーム型接続適用電源（以下、ノンファーム電源）は、第46回広域系統整備委員会において、混雑発生時に出力制限値以上に出力を上げられないため、ΔkWを確保したとしても一般送配電事業者からの指令に従いそのΔkWから調整力を供出できないことから、需給調整市場には参加できないと整理されてきました。その後、第58回広域系統整備委員会において、基幹系統での系統混雑に対する再給電方式が開始されることにより、ノンファーム電源に対しては計画値変更を行わず、原則ファーム・ノンファームという扱いに関わらずメトリットオーダーに基づき混雑処理が実施されることから、基幹系統の混雑見通しを踏まえた評価をもとに、市場参加に必要な要件を満たしていることを前提に、ノンファーム電源は、過去の接続案件も含め、需給調整市場に参加できると整理されたため、2022年末に予定されている再給電方式導入以降、ノンファーム電源であっても、ファーム電源と同様に、需給調整市場への参加が可能となります。 ※資料2を参照
134		市場商品の更なる拡充を図って頂きたい	三次調整力②では応動時間と継続時間の見直しが行われることになった。今後も適宜見直しを行い、より多くの参加者が見込め、市場に厚みが出て来る様にしていただきたい。	再エネ電源、蓄電池リソース等の分散型リソースの普及を踏まえ、普及を踏まえた商品の多様化や条件の見直しを行う事でより効率的な電源活用が可能となる。	引き続き、取引状況や調整力の運用状況を確認しつつ、必要に応じて、市場活性化に向けた対応等を検討していきます。

		寄せられたご意見			
通し番号	ページ番号	ご意見	具体的提案	理由	回答
135		容量市場への参加を前提とした需給調整市場商品を設定頂きたい。	容量市場への参加を前提としたリクワイアメントを設定した商品を設定頂きたい。	今後、新設の系統用蓄電池等のリソースが需給調整において重要な役割を果たすことが期待される現状制度では容量市場（発動指令電源）と需給調整市場の双方に参加した場合、発動のタイミングによっていずれかのリクワイアメントを満たせない状況になることが想定され、容量市場と需給調整市場双方へ参加が可能となる商品設計が必要である。	国の審議会において、「容量市場において落れされた発動指令電源は、容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提とした上で、さらに、調整力としても活用が可能」と整理されており、発動指令電源として落れしたリソースが需給調整市場に充てられる場合、双方のリクワイアメントを遵守いただく必要がありますが、容量市場における発動指令と需給調整市場における指令が重複する断片は年間を通じても限定的と考えられるため、現行のルールを変更することはいたしません。
136	13, 29	応動失敗時に課せられる市場退出も含めたペナルティの見直し。	応動失敗時に市場退出を課すのではなく、金銭的負担に留める事として頂きたい。	万一、市場退出のペナルティが課された場合、事業者は設備投資の回収機会を喪失する事となる。このリスクにより新規参入が進まず、十分なリソースの確保に繋がらないものと考えられる。	調整力が安定供給に重要な役割を担っていることを踏まえ、許容範囲外の応動が繰り返される等、商品要件・技術要件を満たさないリソースについては、一旦、市場退出いただいたうえで、再度、技術要件等について事前審査を行うことが妥当と考えます。また、事前審査において商品要件や技術要件を満たせば、再度市場参加が可能となります。このため、契約不履行ペナルティは現行案のとおりといたします。
137		一次調整力にパフォーマンス（追従性・応動性）ペイメントを導入すべきではないか。	一次調整力への対価をパフォーマンスによって差別化して、高いパフォーマンスの調整力に高い対価を支払う仕組みを調査、検討すべきではないか。	一次調整力は大変重要な調整力であり、高いパフォーマンス（追従性・応動性）が系統安定に必要であるため、例えば正確な追従性と応動性がある系統用蓄電池のような資産は高いパフォーマンス対価を得ることで促進させるべきである。例えば、米国のPJMはこのような市場メカニズムを導入しており、系統用蓄電池のような大型で高い調整力を発揮する資産の市場参入を促進している。	商品要件・技術要件は、電源脱落等の異常時において周波数低下による負荷遮断を回避すること等、現状における電気の品質を維持することを目的に設定しているものです。将来的に、再エネ比率が増大する等により、電気の品質を維持するために、現状より高速の応動性能が必要な状況が顕在化する等した場合には、改めて検討することとし、現状は応動性能等のリソースの能力に応じたインセンティブは設けないことといたします。
138		系統用蓄電池に対して、出力抑制を指示しているときに発動指示をしないように明確にすべき。	ファーム系統で接続される系統用蓄電池において、送配電から出力抑制の指示を受ける場合、同時に調整力や容量の市場運営者となる送配電が市場で契約した“応動”を求めないように明確にすべき。事業者は同じ送配電からの出力抑制 OR 応動のどちらの指示に従うべきか分からないし、罰則を科せられる。	調整力市場においてどのような時に応動を求められ、どのような時に送配電の指示が制限されるかを明確にすることで、事業者の不測のリスクを管理できる。	需給調整市場で約定されたリソースが、一般送配電事業者から出力抑制の指令を受けている場合においても、系統周波数を維持するために時間内変動等の対応は必要であることから、需給調整市場で約定した商品に係る応動を求めることがあります。
139	8	異常時における5分の継続時間での供出は、3時間内に1回までの対応で良いか。	2回以上の対応が合っても良いが、アセスメント対象からは除外をお願いしたい。	何回対応が必要かにより、例えば蓄電池の場合、3時間ブロックに対して確保すべき残量が多く必要となり、入札・供出可能な調整力が減少してしまうため。	電源脱落等の異常発生時において、周波数低下を抑制するための応動は、負荷遮断の回避など、一次に要求される応動の中でも重要なものとなります。このため、落れブロック内で複数回の異常が発生した場合であっても、商品要件や技術要件で定められた応動をしていただく必要があり、異常発生時の都度、アセスメントIIを実施いたします。
140	4	一次調整力の評価は、機器点計量を認めていただきたい。	受電点計量および機器点計量のいずれかを選択可能とする。	kWh精算もなく、高速な調整力であり他リソースを使った不正行為等も困難。かつkWhの供出が少ないことから不正行為を行うメリットも存在しないため、機器点計量を認めていただくことで需給調整に貢献した実績をより正確に評価できる。	需給調整市場における機器個別計測については、電気計量制度の合理化の詳細設計、および託送制度等の他の関連諸制度など、ベースとなる前提条件の整理を踏まえて、調整力の評価方法や、不正行為防止策等を検討する必要があります。一次においては、需給調整市場の契約においてkWh精算を行わないことと整理することから、kWh計量に係る課題は無いものの、調整力の評価方法や、不正行為防止策等の検討が必要であるため、他の商品における機器個別と同様に、引き続き検討を行ってまいります。
141	4	出力の計測誤差については、規定されないか。	機器点計量を低コストに活用できるよう、一般的な市販のPCSでの計測精度まで許容する。	kWh精算もなく、また一般的な市販のPCSは系統連系規定を満たす計測精度を有している。追加のメータ設置を不要にできることで、低コストに分散電源リソースを活用でき、電力コスト低減に貢献できる。	出力の計測誤差は、技術要件としては定めておりません。なお、アセスメントIIでは、その誤差も含めて評価を実施することになります。
142	4	周波数計測間隔 0.1秒以下 とは、90%tile値が0.1秒以下という理解で良いか。	周波数計測間隔は90%tile値が0.1秒以下、とする。	機器の能力により計測間隔にゆらぎが生じる可能性もあるため、第24回 需給調整市場検討小委での資料より、90%tile値で規程いただけると対応しやすい。	既存電源における設定値の90%tile値や諸外国の設定値を基に、一次における技術要件の値を設定したものであり、技術要件で求めているものは90%tile値ではありません。
143	4	周波数計測誤差が±0.02Hz以下であるため、不感帯も±0.02Hz以下の方が良いのではないか。	不感帯は±0.02Hz以下、とする。	周波数計測誤差が±0.02Hz以下で不感帯が±0.01Hz以下だと、真の周波数偏差に対して、周波数計測誤差により逆の調整力が働く可能性がある。	周波数計測誤差は、新規参入事業者において、過度な参入障壁とならないよう、市販のトランスデューサーの使用も考慮して、諸外国における設定値より広い範囲としております。不感帯については、設定することを可としたうえで、周波数調整およびリソース間の公平性の観点では極力小さい値が望ましいものであり、現行の調整力公募において周波数調整を担っている既存電源の設定値、海外事例などを踏まえて、現状の需給調整の品質が維持されるよう設定しており、要件の変更は行いません。
144	9	遅れ時間には、周波数計測遅れも含める、という理解で良いか。	遅れ時間は、①周波数計測遅れ、②制御ロジックの演算遅れ、③実機器制御の遅れ、の合計であることを明記する。	図をみると、周波数検知のタイミングに補正されているが、周波数検知までの遅れ時間も存在している（第24回 需給調整市場検討小委 資料2 P.14の①周波数計測遅れ）。	遅れ時間については周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器制御の遅れ等で構成され、周波数変化からリソースが出力変化を開始するまでに要する時間となります。定義については、意見募集資料4ページ「一次における技術要件について」にて明確化するよう修正いたします。
145	12	模擬信号をどのように入れる想定か。低圧リソースの場合、実現が難しい可能性がある。	同一の認証機種の場合は、試験環境で代表試験を行い、適合が認められたらその機種については追加の事前審査を免除にする。	数が多い低圧リソースにおいて、事前審査の負担を軽減することで、低コストに分散電源リソースを活用でき、電力コスト低減に貢献できる。	低圧アグリは、需要家リストの提出方法や、これに関連する機器個別計測やネガワット調整金等の国で検討している制度面の検討事項も多いことから対象外としております。このため、需給調整市場における低圧アグリを検討の進め方は、機器個別計測の課題が解決された後に、これらのリソースを活用したビジネスモデルも踏まえた検討を行うことといたします。
146	15	kWh精算も無いことから、ネガワット調整金も不要としていただきたい。	ネガワット調整金も不要であることを、明記する。	kWhは小さいので、ネガワット調整金を不要とすることで、事業者負担が軽減され参入促進につながり、電力コスト低減に貢献できる。	ネガワット調整金の扱いは、国の審議会でも検討されているため、頂いたご意見は国に申し伝えます。
147	16	低圧リソースも、アグリゲーションにより最低入札量を満たす場合は、参入対象リソースに含めていただきたい。	低圧リソースも、アグリゲーションにより最低入札量を満たす場合は、参入対象リソースに含まれることを、明記する。	kWh精算が無いことで、送配電システム側の改修コストも小さいと予想する。低圧リソースで蓄電池や燃料電池の普及が進みつつあり、貴重なそれら分散電源を活用することで、低炭素化・脱炭素化、電力コスト低減に貢献できる。	低圧アグリは、需要家リストの提出方法や、これに関連する機器個別計測やネガワット調整金等の国で検討している制度面の検討事項も多いことから対象外としております。このため、需給調整市場における低圧アグリを検討の進め方は、機器個別計測の課題が解決された後に、これらのリソースを活用したビジネスモデルも踏まえた検討を行うことといたします。