

**「三次調整力①の事前審査・アセスメント等に関する市場設計案」に対する意見募集  
(意見募集期間：2020年3月26日(木)～2020年4月15日(水))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	4	TSO計画の提出期限を「木曜日17時」ではなく、「木曜日中」としていただきたい。	TSO計画提出期限を前倒しせず、現在の送配電等業務指針と同じく「木曜日中」としていただきたい。	BG計画の提出期限が火曜日中から水曜日9時に見直されることでTSO計画の作成開始時期が後倒しされることに加え、TSO計画の提出期限も木曜日中から木曜日17時に見直された場合、TSO計画の作成期間が十分に確保できず計画の作成精度が落ちる可能性がある。また、トラブル等により計画提出そのものが滞ってしまう場合も考えられるため、TSO計画提出の木曜日17時は提出目途としていただき、送配電等業務指針上の提出期限は現行と同じく木曜日中のみとしていただきたい。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
2	4	TSO計画提出期限を17時に前倒しせず、「木曜日」としていただきたい。	TSO計画提出期限を、第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理ならびに現在の送配電等業務指針と同じく「木曜日」としていただきたい。	BG計画の提出期限が現在の「火曜日」から「水曜日9時」へ後ろ倒しされるため、非調整電源などのTSO計画への反映開始が遅くなる。加えて、2022年度から、BGの週間計画は不等時性を考慮した最大最小時刻となる方向で検討中であることから、TSO計画においてもBG計画を反映して作成する必要がある。本格的な需給バランスの作成はBG計画を受領してからとなる。以上により、TSO計画の提出期限が、現在の「木曜日」から「木曜日17時」に短縮された場合、検討・確認時間が不足し、提出計画の精度が低下する可能性がある。 ただし、可能な限り一般的な営業時間間に合うよう努力するが、場合によっては遅れてしまうこともあることをご配慮いただきたい。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
3	4	TSO計画提出期限は、可能な限り、一般的な営業時間（17時）に間に合うよう努力するが、場合によっては提出が遅れてしまうことがあるため、現状通り「木曜日」としていただきたい。 また、BG計画の提出期限についても、火曜9時程度とし、可能な限りTSOの作業時間を確保していただきたい。	同左	2022年度から、週間のBG計画は不等時性を考慮した最大最小時刻となる方向で検討中であることから、TSO計画においてもBG計画を反映して作成する必要がある。本格的な需給バランスの作成はBG計画を受領してからとなるため。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
4	4	三次①市場開設後におけるTSO週間計画の提出期限が、現在の木曜日中から木曜日17時に変更されておりますが、現行の送配電等業務指針の内容と同じく「木曜日中」としていただきたい。	三次①市場開設後におけるTSO週間計画の提出期限は、現行の期限と同じ「木曜日中」のみとしていただきたい。	提出期限が木曜日の17時になると、従来48時間確保されていた作成期間が32時間に短縮されることに加え、現状と比較して、需給調整市場の週間約定結果も踏まえたTSO週間計画の作成となり、提出期限に対応できないケースがありうるものと懸念しております。また、作業時間を短縮することで、計画の精度を低下させることになるのではないかと懸念しております。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
5	4	TSO計画提出を、木曜日17時ではなく、現行の送配電等業務指針と同様、木曜日中としていただきたい。	TSO計画提出を、木曜日17時ではなく、現行の送配電等業務指針と同様、木曜日中としていただきたい。	TSO計画作成では、BG計画から非調整電源の発電計画を取り込み後、地内の潮流制約有無を確認している。BG計画提出が現行の火曜日中から水曜日9時へ後ろ倒しされ、加えてTSO計画提出期限が17時に前倒しされることで、TSO計画作成に要する検討・確認時間が短縮される。 TSO計画作成業務の効率化を図り、17時の計画提出に努めるものの、電源トラブル発生等の状況によっては、17時に必ずしも対応出来るとは限らないため、TSO計画提出期限は現行と同じく木曜日中としていただけないか。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
6	4	取引スケジュールについて、第6回 需給調整市場検討小委員会の資料3スライド33から、内容の一部が変更されているが、どのような検討が行われ本案とされたかを確認させていただきたい。	第6回 需給調整市場検討小委員会の資料3スライド33で提示したスケジュールでは、対応することが困難な理由について明示いただきたい。	スケジュールについて、BG側の需給調整市場約定結果反映から計画提出までの時間が、本パブコメ案について短縮されているため。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
7	4	BG計画提出期限が当日の始業時刻と重なってしまうと、計画提出にあたっての確認フロー等のリードタイムを確保できないことが懸念されるため、提出期限を水曜日10時とするようご配慮を頂きたい。	BG計画提出期限を水曜日10時とする。	BG計画提出期限が当日の始業時刻と重なってしまうと、計画提出にあたっての確認フロー等のリードタイムを確保できないことが懸念されるため。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
8	4	BGが作成する週間計画の提出が、前週水曜日の9時となっているが、可能な限り後ろ倒し出来るよう検討していただきたい。	前週水曜日の12時×切としてほしい	週間計画の作成時間が、業務時間内だと、約定以降に十分な時間を確保できないため。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
9	4	BGによる週間計画の修正時間を広げていただきたい。	約定処理の前倒しまたは、BGによる週間計画の修正期限を延長いただきたい（12時）	BGによる週間計画の修正が15時～翌9時までではなく、作業時間が限られるため。翌日計画と同様に12時までの受付としていただきたい。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。

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	
10	4	・BG週間計画提出が水曜9時と提示されているが、当スケジュールでは実務的に対応が困難であり、再考いただきたい。	・BG週間計画提出を水曜12時とする。	・小売事業者が需給調整市場に入札する場合、まず、小売事業者側で入札結果を踏まえた最終計画を策定後、発電事業者側へ再通告する業務フローとなるため、実働時間として6時間は必要である。したがって、日勤者が勤務時間内に当対応を行う（時間外をしない）前提であれば、BG週間計画提出が水曜9時では対応が困難。 ・一方、応札側としては入札作成に十分な時間をかける必要があるため、入札締切の火曜14時を前倒すのは現在の週間計画策定時間よりも短縮されているところをさらに前倒すことになり、対応不可。 ・従って、BG週間計画提出を後ろ倒すべきであり、具体的には、約定処理完了（火曜15時）から、業務時間が6時間経過する水曜12時が計画提出として適切と考える。	需給調整市場に関する入札および約定処理等に要する時間、各事業者の作業時間が前週に追加されたことおよび金曜日に週間予報を出す必要があることから、各事業者の従来の週間計画策定に要する時間をそれぞれ一定程度削減する必要があります。そのため、BGの提出締切を「水曜日9時」、TSOの提出締切を「木曜日17時」としておりました。今回、複数社のTSO、BGから提出期限の緩和に関する要望があったことから、それぞれ前後の作業時間等の制約を踏まえ、BGの週間計画提出期限については「水曜日10時」に、TSO週間計画提出期限については定時を基本としつつ「前週木曜日中」と見直しいたします。
11	4	入札受付開始が前週火曜7時となっているが、もっと早めることができないか。	入札受付開始を、前々週火曜～前週月曜の中で可能な限り早い断面に変更する。	現状のスケジュールでは前週火曜でしか入札することができず、祝日が重なった場合に休日対応が必要となってしまうため、入札規模についてはTSOでの算定等が必要となることから、前週火曜の公表となることは理解できるが、入札受付のみ早めることは問題ないと思われる。  <参考>他市場の入札受付開始 スポット市場：取引日の10日前	需給調整市場(三次②)においては、入札開始後に新たに生じた系統起因による抑制はペナルティ対象外としています。これは三次①でも同様であり、入札開始前に抑制通知を市場参加者に通知することとなりますが、この抑制通知の時期は実態と合うよう可能な限り実運用に近い時間とする必要があります。これらの考え方および頂いたご意見を総合的に検討した結果、「系統起因による出力抑制等」の通知を前週月曜14時まで一旦通知するとともに、これを踏まえた入札を行っていただけるよう入札受付開始時刻を前週月曜14時に変更すること、また、これに合わせて入札規模の公表についても前週月曜14時に変更することとした、と一般送配電事業者から聞いております。
12	4	入札受付開始を早めていただきたい。	入札規模公表前からでも入札できるようにしたい。具体的には一週間以上前から入札できると有難い。	現状のタイムスケジュールでは火曜の7時～14時の間にしか入札ができず、不便である。入札規模に関わらず入札することを想定しているため、事前入札を行いたい。	需給調整市場(三次②)においては、入札開始後に新たに生じた系統起因による抑制はペナルティ対象外としています。これは三次①でも同様であり、入札開始前に抑制通知を市場参加者に通知することとなりますが、この抑制通知の時期は実態と合うよう可能な限り実運用に近い時間とする必要があります。これらの考え方および頂いたご意見を総合的に検討した結果、「系統起因による出力抑制等」の通知を前週月曜14時まで一旦通知するとともに、これを踏まえた入札を行っていただけるよう入札受付開始時刻を前週月曜14時に変更すること、また、これに合わせて入札規模の公表についても前週月曜14時に変更することとした、と一般送配電事業者から聞いております。
13	4	三次調整力①市場の入札受付開始は7時となっているが、ペナルティ緩和の「系統起因による出力抑制等」の通知タイミングが入札受付開始時点と同時刻の7時であった場合、出力制約等を踏まえた市場への供出量および価格等を検討するための作業リードタイムを確保することができないため、ペナルティ緩和の「系統起因による出力抑制等」の通知タイミングについては、現状の運用を踏まえ、前々週のなるべく早めに設定していただきたい。	三次調整力①のペナルティ緩和の「系統起因による出力抑制等」の通知タイミングについては、前々週のなるべく早めに設定する。	三次調整力①市場の入札受付開始は7時となっているが、ペナルティ緩和の「系統起因による出力抑制等」の通知タイミングが入札受付開始時点と同時刻の7時であった場合、出力制約等を踏まえた市場への供出量および価格等を検討するための作業リードタイムを確保することができないため。	需給調整市場(三次②)においては、入札開始後に新たに生じた系統起因による抑制はペナルティ対象外としています。これは三次①でも同様であり、入札開始前に抑制通知を市場参加者に通知することとなりますが、この抑制通知の時期は実態と合うよう可能な限り実運用に近い時間とする必要があります。これらの考え方および頂いたご意見を総合的に検討した結果、「系統起因による出力抑制等」の通知を前週月曜14時まで一旦通知するとともに、これを踏まえた入札を行っていただけるよう入札受付開始時刻を前週月曜14時に変更すること、また、これに合わせて入札規模の公表についても前週月曜14時に変更することとした、と一般送配電事業者から聞いております。
14	14	(確認) 事前審査において、複数の指令信号(GFやLFC)に対してそれぞれの応動の詳細について確認するとあるが、合否判定は三次①の要件であるEDC信号に反応することが評価されるという認識でよいでしょうか。GFやLFCの応動確認は、確認するのみで合否判定には関係しないという認識でよいでしょうか。		商品要件以外の応動機能を確認する理由と判定基準が何であるかを明確にしたい。	需給調整市場(三次①)の事前審査においては、EDCの指令に対して三次①の商品要件を満たした応動がどうかを確認します。一方、GFやLFCについては、電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づき、これらの指令を発信していることから、電源Ⅰおよび電源Ⅱ契約(電源Ⅱ契約は将来的には余力活用契約)に基づく事前審査を行います。
15	16	パターン変更の都度、事前審査が必要となる。とあるが、パターン変更の度に、すでに事前審査を通過しているリソース、あるいは実発動にも耐えているリソースも再度事前審査に掛けられることとなり、実質的にパターン分けが硬直化してしまうのではないかと懸念。ペナルティの考え方と相俟って入札事業者にとって、参入障壁となる可能性がある。また、事前審査にかかる期間が長くなるため、一般送配電事業者サイドの負担増も考えられる。	パターンに関する事前審査は、一旦合格したパターン内からの減少であれば、審査なしで確認の上、合格としてはどうか。ただし、パターン全体としての、適合性が疑われるという視点から考え、パターン全体容量の●%以上の減量の場合は、事前審査が必要などといった基準を決めてはどうか。もしくは、既存の合格したパターン内のリソースにおける組み換えのパターンである場合は、すでに実施した事前審査のリソース毎のデータを用いて、新パターンに当てはめた場合合格となるかで判断する形式を採用してはどうか。	用意するパターンが多いほうが、より柔軟に市場の要求に対応でき、成功率も高まると考えられるため。また、事前審査がたびたび発生した場合、参入リソース及び入札事業者に対するコスト面におけるハードルが高くなり、需給調整市場の低迷につながる恐れがあるため。	リソースをアグリゲートして需給調整市場へ参入する場合、様々な電源種のリソースを複数アグリゲートして参入することが想定されます。また、アグリゲーターは多様な能力を持つリソースを組み合わせること、そのリソースをパラレル、シリーズで制御することにより、商品の要件に適合した調整力を総合的に生み出すビジネスモデルです。そのため、リソース単位ではなく、ポートフォリオ単位で評価する必要があり、パターンによる評価の仕組みを設けております。 一方、三次②の整理では、過去に実施した同様の試験等により、既に必要な要件を満たしていることが確認できている場合は、過去の試験データに基づく審査も認められることとしております。ご指摘のケースはこうした方法によって効率的な対応が可能であると考えております。三次②の取引規程にも、審査に合格した需要リソースを組み合わせる需要家リスト・パターンについては、応動実績の内訳がわかることから、実働試験を省略することが可能である旨が記載されており、この点につきましては、三次①も三次②と変わるものではないと考えております。三次①の事前審査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。
16	6	イメージ図に記載のとおり、余力活用の有無は、実出力ではなく、指令信号がΔkW約定量の範囲内かどうかで判断するとの認識でよいでしょうか。	余力活用有無の判断基準の確認	同左	意見募集資料P6内の図表のとおり、余力活用によりアセスメントⅡの対象外となるか否かは、指令信号がΔkW約定量の範囲内かどうかで判断されます。この点が明確となるよう資料に反映いたします。
17	8	三次調整力①と三次調整力②を同時リソースで同時約定した場合、ΔkWの安い順にアセスメントを実施するとあるが、2020年4月1日実施の取引規定(需給調整市場)第39条では、ΔkW約定単価の高い約定分のΔkW約定量を先取りする計算式となっており、ΔkW約定単価の高い順にアセスメントを実施すると読めるため、アセスメント順の考え方を確認させていただきたい。	三次調整力①と三次調整力②のアセスメント順の考え方を確認させていただきたい。	三次調整力①と三次調整力②を同時リソースで同時約定した場合、ΔkWの安い順にアセスメントを実施するとあるが、2020年4月1日実施の取引規定(需給調整市場)第39条では、ΔkW約定単価の高い約定分のΔkW約定量を先取りする計算式となっており、ΔkW約定単価の高い順にアセスメントを実施すると読めるため。	応札時は機会損失等を考慮した上でΔkWを応札することが想定され、仮に機会損失の大きな入札に対し安いペナルティが課せられた場合、ペナルティを課されることを前提に意図的に卸市場等に供出することが考えられ、需給調整市場で本来必要な調整力が供出されない可能性があります。このため、ΔkW単価の安い順にアセスメントⅠを実施する(ペナルティはΔkW単価の高い順に課す)必要があると考えております。この考え方は、商品が異なる場合であっても同じ商品であっても変わるものではない、と考えております。
18	8, 11	同一リソースで三次①と三次②を同時約定した場合のアセスメントは三次①から順に実施すべき。	アセスメントはΔkWの安い順に実施するのではなく、まず三次①に対するアセスメントを実施した後、三次②のアセスメントを実施する。	・アセスメントⅡにおいて、同時約定が行われた場合の評価は三次①の指令に基づきアセスメントすることとなっている。従って、アセスメントⅠも同様に三次①の評価を先に行い、まず三次①を優先的に確保するという考え方にすべきではないか。 ・リクワイアメントとアセスメント、それに対する対価は1対1で紐づくべきという観点からも、まずは三次①に対するアセスメントを行い、その後三次②のアセスメントを行うべきだと考える。	応札時は機会損失等を考慮した上でΔkWを応札することが想定され、仮に機会損失の大きな入札に対し安いペナルティが課せられた場合、ペナルティを課されることを前提に意図的に卸市場等に供出することが考えられ、需給調整市場で本来必要な調整力が供出されない可能性があります。このため、ΔkW単価の安い順にアセスメントⅠを実施する(ペナルティはΔkW単価の高い順に課す)必要があると考えております。この考え方は、商品が異なる場合であっても同じ商品であっても変わるものではない、と考えております。
19	8	三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合、ΔkW単価の安い順にアセスメントを実施する(ペナルティはΔkW単価の高い順に課す)こととし、同一の商品であっても単価の異なる複数の約定があった場合は同様とする。とあるが、単価の高い商品は必要度が高いものである可能性があり、落札しやすさに加えてペナルティリスク回避の二重の価格低減効果が出てしまい入札事業者にとって機会損失となる可能性がある。	ペナルティ対象は単価の安い順に発生する、もしくは約定分の複数商品で案分するなど、ペナルティの厳格化にこだわらない価値の高い商品にこだわらない対応が必要。	ペナルティリスクを恐れ入札自体の件数が減少し、需給調整市場としての活性化の妨げとなる可能性がある。	応札時は機会損失等を考慮した上でΔkWを応札することが想定され、仮に機会損失の大きな入札に対し安いペナルティが課せられた場合、ペナルティを課されることを前提に意図的に卸市場等に供出することが考えられ、需給調整市場で本来必要な調整力が供出されない可能性があります。このため、ΔkW単価の安い順にアセスメントⅠを実施する(ペナルティはΔkW単価の高い順に課す)必要があると考えております。この考え方は、商品が異なる場合であっても同じ商品であっても変わるものではない、と考えております。

		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	
20	8	現在の取引規程の第39条（アセスメント）にて、「同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合は、 $\Delta$ kW約定単価が高い順にアセスメントⅠをそれぞれ実施する。」となっているが、P8では安い順となっているため、取引規程に合わせていただきたい。			応札時は機会損失等を考慮した上で $\Delta$ kWを応札することが想定され、仮に機会損失の大きな入札に対し安いペナルティが課せられた場合、ペナルティを課されることを前提に意図的に卸市場等に供出することが考えられ、需給調整市場で本来必要な調整力が供出されない可能性があります。このため、 $\Delta$ kW単価の安い順にアセスメントⅠを実施する（ペナルティは $\Delta$ kW単価の高い順に課す）必要があると考えております。この考え方は、商品が異なる場合であっても同じ商品であっても変わるものではない、と考えております。
21	9	ガイドラインに記載はないが、三次調整力②では規定されている精度（ $\pm 10\%$ ）は織り込まず、オーバーデリバリーを許容するようにして頂きたい。	左記の通り。	厳格な精度要件は、生産工程の調整により調整力を供出するデマンドレスポンス参加者にとって技術的な参入の障壁となり得ると考える。	需給ひっ迫時に需給を改善させるための供給力として発動される電源Ⅰでは、需給ひっ迫を改善させることから過剰制御が認められていますが、最終的に需要と供給を一致させ周波数を維持することを目的とした調整力である三次①では、過剰制御は周波数を乱す要因となるため、その時点で必要と考えられる量に対して正確に応動していただく必要があります。このため過剰制御が許容されるものではありません。参入を検討される際は、各商品の目的を理解いただいた上で、自らのリソースの特性と照らし、適切な商品の選択をお願いいたします。
22	12	当面は複数の指令信号に対して応動した場合、アセスメントⅡの対象外とするが、複数の指令信号に対して応動可能なかどうかモニタリングし、必要に応じて指令の受信状況や使用/ロック状況をご提示いただく場合がある旨を記載いただきたい。	12スライドにおいて、「当面は複数の指令信号に対して応動した場合、アセスメントⅡの対象外とする」の補足として、「複数の指令信号に対して応動したかどうかモニタリングし、必要に応じて指令の受信状況や使用/ロック状況をご提示いただく場合がある」と記載いただけないか。	複数の指令信号を受ける場合、指令信号毎に応動実績を切り分けることはできないためアセスメントⅡの対象外とするが、明らかに三次①（EDC）の指令に対して応動していないと見受けられる等、三次①（EDC）の指令に追従可能な状況であったか必要に応じ確認すべき状況となることも考えられる。	発電機などのリソースにはEDCやLFC、GFなど複数の機能の指令信号が同時に発信される場合があります。このため指令信号毎にアセスメントⅡを行うためには、応動実績を指令信号毎に切り分ける必要がありますが、現時点ではこうした手法が確立されていないため、アセスメントⅡの対象外とせざるを得ないと考えております。今後、海外では、応動実績をそれぞれの指令信号に対する動作量に分解した上で応動評価をしている事例もあるため、こうした事例を参考に複数の指令信号を受けた場合でも実績を分離する評価手法を検討し、こうした手法が確立した場合は指令信号毎にアセスメントⅡを行うことを検討いたします。なお、当面は運用時にLFC機能が不要の場合は機能ロックし、その間についてはアセスメントⅡを実施するとともに、GF使用時にその影響を取り除いた上で三次①のアセスメントⅡを実施する方法についても早期に検討いたします。また、GFやLFCについては電源Ⅰ・Ⅱ契約に基づき、これらの指令を発信していることから、電源Ⅰおよび電源Ⅱ契約（電源Ⅱ契約は将来的には余力活用契約）に基づく事前審査および応動評価を実施するとともに、事前に確認した能力通りに応動していない場合については、該当する事業者に対して、その点を指摘することといたします。これらの点について今後の資料に反映して参ります。
23	9	アセスメントⅡのイメージ図の中で、応動時間における許容範囲が簡易指令システムを用いる場合と、専用線を用いる場合とそれぞれ異なっているが、同一商品でアセスメントにおける許容範囲が異なることは不平等であるため、専用線も簡易指令システムと同様の許容範囲としていただきたい。			現在、専用線を用いたEDCの指令は3分または5分間隔で発信しており、発信方法を変更することはできません。本来はこれらの信号に合致した商品の要件を設定し、アセスメントⅡを実施するものでありますが、より多くのリソースが参入することで調整力の調達・運用コストを低減させることを目的として、スペックを下げた商品も設けたものであり、現状、専用線で応動いただいているリソースに対しスペックを下げた運用を実施する制度設計としているものではありません。アセスメントⅡは信号と対をなすものであることから、専用線を用いて指令を発信する場合についてはその指令に応じたアセスメントⅡを行い、簡易指令システムを用いたスペックの限られたリソースについてはこれに応じたアセスメントⅡを実施することとしております。なお、専用線の信号は二次②に対しても同じ信号であり、複数の機能を併せ持つリソースは、今後複合約定の仕組みの中で複数の機能を持つことを評価された約定となることから、こうした点も一つのインセンティブとなると考えております。
24	10	専用線を用いて指令を発信した場合における応動時間は、簡易指令システムを用いて指令を発信した場合の応動時間と同様に、商品要件である15分とすべきではないか。原案では、EDC演算周期の3～5分での応動をアセスメントされており、二次②相当のアセスメントをされていることになるのではないか。	専用線オンラインであってもアセスメントⅡの評価は、商品要件である15分とすべき。	同左 三次調整力②で同じ商品であるのに、専用線オンラインと簡易指令システムで評価が異なるのは不平等と考えます。	現在、専用線を用いたEDCの指令は3分または5分間隔で発信しており、発信方法を変更することはできません。本来はこれらの信号に合致した商品の要件を設定し、アセスメントⅡを実施するものでありますが、より多くのリソースが参入することで調整力の調達・運用コストを低減させることを目的として、スペックを下げた商品も設けたものであり、現状、専用線で応動いただいているリソースに対しスペックを下げた運用を実施する制度設計としているものではありません。アセスメントⅡは信号と対をなすものであることから、専用線を用いて指令を発信する場合についてはその指令に応じたアセスメントⅡを行い、簡易指令システムを用いたスペックの限られたリソースについてはこれに応じたアセスメントⅡを実施することとしております。なお、専用線の信号は二次②に対しても同じ信号であり、複数の機能を併せ持つリソースは、今後複合約定の仕組みの中で複数の機能を持つことを評価された約定となることから、こうした点も一つのインセンティブとなると考えております。
25	10	三次①の商品要件では応動時間が15分であり、9頁の簡易指令システムを用いて指令を発信する場合も応動時間が15分である。一方で、中給システムから専用線を用いて指令を発信する場合において、応動時間の許容範囲が周期（3～5分）毎に変わっている。15分の許容範囲を認めるべきではないか。	応動時間の許容範囲を9頁と同じにする。或いは、表欄外※2に下記記載を追加する。「応動時間の許容範囲について15分一律とするか今後、検討する。」	三次①応動時間が15分以内であることや中間点を設定無しとすることに照らし、一考の余地があると考えられるため。	現在、専用線を用いたEDCの指令は3分または5分間隔で発信しており、発信方法を変更することはできません。本来はこれらの信号に合致した商品の要件を設定し、アセスメントⅡを実施するものでありますが、より多くのリソースが参入することで調整力の調達・運用コストを低減させることを目的として、スペックを下げた商品も設けたものであり、現状、専用線で応動いただいているリソースに対しスペックを下げた運用を実施する制度設計としているものではありません。アセスメントⅡは信号と対をなすものであることから、専用線を用いて指令を発信する場合についてはその指令に応じたアセスメントⅡを行い、簡易指令システムを用いたスペックの限られたリソースについてはこれに応じたアセスメントⅡを実施することとしております。なお、専用線の信号は二次②に対しても同じ信号であり、複数の機能を併せ持つリソースは、今後複合約定の仕組みの中で複数の機能を持つことを評価された約定となることから、こうした点も一つのインセンティブとなると考えております。
26	10	「※1：指令が実出力値で出る場合は実出力で評価」とは具体的にどういう意味でしょうか。	指令が実出力値の場合の評価方法の詳細確認	同左	簡易指令システムを用いる場合は、発電計画若しくは基準値から変化してほしい「出力変化量」が指令されますが、中給システムから専用線を用いる場合、その指令値は変化した後には達してほしい発電機などの「実際の出力値」が指令されます。その場合、許容範囲が「指令された実出力値から落ちた $\Delta$ kWの $\pm 10\%$ 」となることを示しております。
27	11	・リソースが、3次②単独で約定した場合と、3次②と①が同時に約定した場合で、リソースに求められるアセスメントの要件が異なることは平等でないため、同時に約定した場合、3次②約定分のアセスメントを行うとしても、ペナルティの対象外とすべきではないか。 ・もし、3次①と同時に約定したリソースに3次①の基準でアセスメントを行い、ペナルティも課すというのであれば、インセンティブの付与を検討していただきたい。			現在の中給システムでは、三次①と三次②のEDC信号を分けて発信することができないため、三次①と三次②を切り分けてその応動を確認および評価することができません。また、三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合は三次①の指令に応動する能力をもっていることが前提であり、アセスメントⅡを実施しない、もしくは緩和するなど特定のインセンティブ等を設けた場合、三次①に落ち後、意図的に最小量の三次②を落札することで指令に従わない、という不正も考えられ、この場合、期待した調整力としての応動が失われる懸念があります。これらを踏まえ、事業者は三次①（週間調達）の落札後に三次②（前日調達）に応札することになるため、三次②の応札時の条件として、三次①に落札されたリソースは三次②に落札された $\Delta$ kWであっても三次①の指令（指令間隔、タイミング）に基づきアセスメントⅡが実施されることを予め取り決め、三次②の応札時に事業者が判断できるようにした上で入札できることとし、三次①の指令に基づきアセスメントⅡを実施することとします。
28	11	三次①と三次②を同一リソースで同時に約定した場合、三次②で落札された $\Delta$ kWは三次①の指令に基づきアセスメントとあるが、三次②は三次①より要件が緩いため、何か補正評価はあるのでしょうか。	三次①と三次②を同一リソースで同時に約定した場合のアセスメントⅡ評価の詳細確認	同左	現在の中給システムでは、三次①と三次②のEDC信号を分けて発信することができないため、三次①と三次②を切り分けてその応動を確認および評価することができません。また、三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合は三次①の指令に応動する能力をもっていることが前提であり、アセスメントⅡを実施しない、もしくは緩和するなど特定のインセンティブ等を設けた場合、三次①に落ち後、意図的に最小量の三次②を落札することで指令に従わない、という不正も考えられ、この場合、期待した調整力としての応動が失われる懸念があります。これらを踏まえ、事業者は三次①（週間調達）の落札後に三次②（前日調達）に応札することになるため、三次②の応札時の条件として、三次①に落札されたリソースは三次②に落札された $\Delta$ kWであっても三次①の指令（指令間隔、タイミング）に基づきアセスメントⅡが実施されることを予め取り決め、三次②の応札時に事業者が判断できるようにした上で入札できることとし、三次①の指令に基づきアセスメントⅡを実施することとします。

		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	
29	11	(確認) 同時約定時には、以下のような扱いとなるのか。  例：15分で100MW、45分で300MW応動可能な電源において、三次①へ100MW入札、三次②へ(300-100)=200MW入札し、全量約定した場合。 同時約定時の指令信号は、三次①の間隔・タイミングで送信されることとなり、15分で(100+200)=300MWの増出力信号が送信されることと認識しているが、実際には15分で100MWの増出力しかできず、アセスメントIIにおいて200MWの未達と判断されてしまうのか。		複数商品が同時約定した場合、アセスメントにおいてペナルティなどのデメリットが生じてしまう可能性があるため、複数商品に入札・落札した場合のアセスメント内容を具体例を用いて、明確化していただきたい。	現在の中給システムでは、三次①と三次②のEDC信号を分けて発信することができないため、三次①と三次②を切り分けてその応動を確認および評価することができません。また、三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合は、そのリソース(パターン)は三次①の指令に反応する能力を持っていることが前提となります。EDC信号においては、そのリソースの変化速度を考慮して指令を出しますので、15分で応動できない量を指令することはないと、一般送配電事業者を確認しております。詳細は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程にて定めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
30	10, 11	同一リソースで三次①と三次②を同時約定した場合のアセスメントIIの「許容範囲」の対象ΔkWの考え方を明確化してほしい。	許容範囲は、「三次①として約定したΔkWの±10%」なのか、「(三次①約定ΔkW+三次②約定ΔkW)の±10%」なのか、資料では不明確。	アセスメントの要件は明確化すべき。	アセスメントIIの許容範囲における「落札したΔkW」は、三次①の落札量と三次②の落札量を合計した値となります。
31	9	許容範囲の「指令値から落札されたΔkWの±10%」の部分および、評価方法の「93%(28/30点)以上が許容範囲以内となっていること」の部分について  許容範囲および滞在率を緩和していただきたい。	許容範囲を2段階で設定し、それぞれの許容範囲における滞在率を設定(具体的には以下のとおり)  ①許容範囲：指令値から落札されたΔkWの±10% ①評価方法：80%(24/30点)以上が許容範囲以内となっていること  ②許容範囲：指令値から落札されたΔkWの±20% ②評価方法：90%(27/30点)以上が許容範囲以内となっていること	DSRIについては、基準値と実需要の誤差や、多数の地点をアグリゲートしての制御など、滞在率向上の技術的難易度が高く、現状要件では参入可能なリソースは少ない。市場参画の促進、市場活性化のためにも、滞在率の緩和が必要。  特に開設当初の参加促進の観点から、市場開設当初(例えば3年間)のみ要件を緩和するなど、柔軟な方法もあり、将来の市場の活性化にもつながる。	アセスメントII、ペナルティ強度の緩和の検討にあたっては、滞在率、許容範囲を変更することでその応動が応動時間や指令値から乖離できることとなるため、この点が周波数維持に影響があると考えております。頂いたご意見について、仮に、滞在率を93%から80%に変更した場合、20%の誤差が許されるため、30分の中で6分の遅延が許されることとなり、これは三次①の応動時間である15分が21分(4割増)まで許容することと同義となり、これは応動時間などで商品を細分化した中、三次①の応動をしているとは言いがたいと考えております。また、ペナルティ強度については、需給調整市場が開設されていない現時点においては、強度と効果の関係について知見がありません。こうした点を踏まえ、広く事業者の参入を促進する観点および周波数維持への影響の双方を考慮し、許容範囲の滞在率について90%まで緩和することとし、ペナルティ強度等については市場開設後の実態に即して、適宜見直しを検討することといたします。
32	10	・現状想定される対象電源を本許容範囲・評価方法に基づき評価した場合、健全な設備状況であっても、ペナルティに該当する場合がありますと思われる。 具体的には、許容範囲が落札されたΔkWの±10%以内というのはLFC量の影響やプラントの出力調整を考慮すると厳しい基準ではないか。	・対象電源の設備実態を踏まえ許容範囲の拡大も検討する。	・現状想定される対象電源が、健全な設備状況においてもアセスメントIIを満たさない実態がある場合、ペナルティの懸念から入札できないという事が想定され、市場の活性化を妨げる虞があるため。	アセスメントII、ペナルティ強度の緩和の検討にあたっては、滞在率、許容範囲を変更することでその応動が応動時間や指令値から乖離できることとなるため、この点が周波数維持に影響があると考えております。頂いたご意見について、仮に、滞在率を93%から80%に変更した場合、20%の誤差が許されるため、30分の中で6分の遅延が許されることとなり、これは三次①の応動時間である15分が21分(4割増)まで許容することと同義となり、これは応動時間などで商品を細分化した中、三次①の応動をしているとは言いがたいと考えております。また、ペナルティ強度については、需給調整市場が開設されていない現時点においては、強度と効果の関係について知見がありません。こうした点を踏まえ、広く事業者の参入を促進する観点および周波数維持への影響の双方を考慮し、許容範囲の滞在率について90%まで緩和することとし、ペナルティ強度等については市場開設後の実態に即して、適宜見直しを検討することといたします。
33	9, 10	評価方法の1分毎の全計測点を30分コマ単位で評価し、93%(28/30)以上が許容範囲内の出力となっている→90%(27/30)以上として頂きたい。	許容範囲内の出力93%→90%	指令値からの落札されたΔkWの±10%(90%~110%)が許容範囲となるが、制度上簡潔に90%で揃えてもいいのではないか。	アセスメントII、ペナルティ強度の緩和の検討にあたっては、滞在率、許容範囲を変更することでその応動が応動時間や指令値から乖離できることとなるため、この点が周波数維持に影響があると考えております。頂いたご意見について、仮に、滞在率を93%から80%に変更した場合、20%の誤差が許されるため、30分の中で6分の遅延が許されることとなり、これは三次①の応動時間である15分が21分(4割増)まで許容することと同義となり、これは応動時間などで商品を細分化した中、三次①の応動をしているとは言いがたいと考えております。また、ペナルティ強度については、需給調整市場が開設されていない現時点においては、強度と効果の関係について知見がありません。こうした点を踏まえ、広く事業者の参入を促進する観点および周波数維持への影響の双方を考慮し、許容範囲の滞在率について90%まで緩和することとし、ペナルティ強度等については市場開設後の実態に即して、適宜見直しを検討することといたします。
34	9, 10	応動時間における許容範囲の設定方法について、3次調整力②と同様の設定方法であると思われるが、その旨を記載いただきたい。	3次調整力②と同様である、と記載する。	資料内には応動時間における許容範囲の具体的な設定方法が記載されておらず、混乱を招く可能性が考えられるため。	意見募集資料P9および10の図のとおり、応動時間における許容範囲は「変更前の指令量±落札したΔkWの10%」と「変更後の指令量±落札したΔkWの10%」の間に収まる範囲となります。
35-1 (同一事業者からの類似意見)	12	複数の信号を受けた場合のアセスメントIIの免除については、1日の中で複数信号を受けた時なのか、3時間の中で複数の信号を受けた時なのか明確にするべきではないか？ また、短い時間区分(1分)とかで単独の指令信号しか受けていない場合は、その単独の指令信号でのアセスメントをするべきだと考える。	1分間等で1つの指令信号しか受けていない場合は、1分単位でアセスメントを実施する。	複数の指令信号を受けた全ての場合において、全く応動しなくてもノンペナルティになるのはおかしいと考えるため。	複数の指令信号に対応できる指令・制御装置であるだけではアセスメントIIの対象外とはならず、実際に出力変化を求める指令が重畳したコマのみ、アセスメントIIの対象外となります。上記の内容が明確となるよう資料を修正して参ります。
35-2 (同一事業者からの類似意見)	12	複数の信号を受けた場合でも、合算した指令に対して、応動していることを何らかの形でアセスメントするべきではないか？	合算した指令に対して、プラスマイナス10%の成功範囲から逸脱した場合は、許容範囲外1カウントとする。	複数の指令信号を受けた全ての場合において、全く応動しなくてもノンペナルティになるのはおかしいと考えるため。	発電機などのリソースにはEDCやLFC、GFなど複数の機能の指令信号が同時に発信される場合があります。このため指令信号毎にアセスメントIIを行うためには、応動実績を指令信号毎に切り分ける必要がありますが、現時点ではこうした手法が確立されていないため、アセスメントIIの対象外とせざるを得ないと考えております。今後、海外では、応動実績をそれぞれの指令信号に対する動作量に分解した上で応動評価をしている事例もあるため、こうした事例を参考に複数の指令信号を受けた場合でも実績を分離する評価手法を検討し、こうした手法が確立した場合は指令信号毎にアセスメントIIを行うことを検討いたします。なお、当面は運用時にLFC機能が不要の場合は機能ロックし、その間についてはアセスメントIIを実施するとともに、GF使用時にその影響を取り除いた上で三次①のアセスメントIIを実施する方法についても早期に検討いたします。 また、GFやLFCについては電源I・II契約に基づき、これらの指令を発信していることから、電源Iおよび電源II契約(電源II契約は将来的には余力活用契約)に基づく事前審査および応動評価を実施するとともに、事前に確認した能力通りに応動していない場合については、該当する事業者に対して、その点を指摘することといたします。これらの点について今後の資料に反映して参ります。
35-3 (同一事業者からの類似意見)	12	需給調整市場のメインプレイヤーとなる旧一般電気事業者の電源は、現在複数の指令信号を受けて制御されていると思われる。よって、複数の指令信号は発生した場合、アセスメントIIを無効にするということは、多くの電源のアセスメントを省略することに繋がると考えられる。	複数の指令信号の切り分けを早期に実現すべく、手法確立に向けたスケジュールを明示頂きたい。	既に電源I-a, bに参入している旧一般電気事業者の電源と、新規に参入する旧一般電気事業者以外の電源について、それぞれの評価に不公平性が生まれることを極力避けて頂きたい。	発電機などのリソースにはEDCやLFC、GFなど複数の機能の指令信号が同時に発信される場合があります。このため指令信号毎にアセスメントIIを行うためには、応動実績を指令信号毎に切り分ける必要がありますが、現時点ではこうした手法が確立されていないため、アセスメントIIの対象外とせざるを得ないと考えております。今後、海外では、応動実績をそれぞれの指令信号に対する動作量に分解した上で応動評価をしている事例もあるため、こうした事例を参考に複数の指令信号を受けた場合でも実績を分離する評価手法を検討し、こうした手法が確立した場合は指令信号毎にアセスメントIIを行うことを検討いたします。なお、当面は運用時にLFC機能が不要の場合は機能ロックし、その間についてはアセスメントIIを実施するとともに、GF使用時にその影響を取り除いた上で三次①のアセスメントIIを実施する方法についても早期に検討いたします。 また、GFやLFCについては電源I・II契約に基づき、これらの指令を発信していることから、電源Iおよび電源II契約(電源II契約は将来的には余力活用契約)に基づく事前審査および応動評価を実施するとともに、事前に確認した能力通りに応動していない場合については、該当する事業者に対して、その点を指摘することといたします。これらの点について今後の資料に反映して参ります。
36	12	「複数の指令信号に対して応動した場合、アセスメントIIの対象外とする」との記載がありますが、複数の指令信号に対応できる指令・制御装置であれば対象外になるのか、それとも各時刻の指令信号の内容により対象外を判断するのか、いずれでしょうか。	アセスメントIIの対象外となる「複数の指令信号に対して応動」の内容確認	同左	複数の指令信号に対応できる指令・制御装置であるだけではアセスメントIIの対象外とはならず、実際に出力変化を求める指令が重畳したコマのみ、アセスメントIIの対象外となる方針です。上記の内容が明確となるよう資料を修正して参ります。

		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	
37	13	これまでVPP実証で検討されてきた事前予測型は「一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことを前提に選択できることとし」と、と選択の幅が狭くなるような条件が記載されている。直前予測型のみではDSRの市場参入へのハードルとなる可能性があるため、その点を留意いただき制度設計頂きたい。	特になし。 (「市場開設後の運用状況を踏まえて必要に応じて見直しを行うこととする。」という記載は、DSRの市場参入への影響を検討されると理解。)	「直前予測型」とは1ブロック3時間の間、一定値で基準値を設定するものと理解。DSRにおいて、「直前予測型」で基準値を設定した場合、予測可能な需要変動(例: 朝昼夕の立ち上がり立ち下がり)を基準値に加味できず、指令に伴う出力変化量とは別に、大きく出力変化をさせる必要があり、大きな参入ハードルとなる可能性があるため。	三次①は需給の不一致を解消し周波数を一致させるための調整力であり、誤差の解消のために期待していた変化量を得るためには、現在時点における需給状況からどれだけ変化できたか、ということが重要となります。そのため、基準値は、指令時点の実需要に近い値であることが必要となり、指令直前の実需要の値を用いる「直前予測型」はこの考え方に合致していることから、基本的な算出方法は「直前予測型」であると考えております。海外でも多くの国において三次①に相当する調整力にはこの考え方が採用されております。一方で、「事前予測型」という選択肢を増やすことで参入機会の拡大につながる可能性もあり、今回、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことが確認できたため、このことを前提に「事前予測型」も選択できることとしております。
38	13	一般送配電事業者のコストが大幅に増加しない場合が不明確なため、「事前予測型」を確実に選択できる要件を明示いただきたい。	例えば市場参加者がp.13下表の右下の要件(①市場参加者が1分毎の予測値を需給調整市場システムを用いて提出し、その値を基準値とする②落札ブロックの最初のコマの1時間前までに提出)を満たした場合など、「事前予測型」を選択できる要件を明確化していただきたい。	制御可能な機器と制御不可能な需要が組み合わされたDSRは通常各需要家の需要予測に基づいた稼働をしているため、各需要家リスト・パターンのなかりせば需要に適した基準値を設定できることになることで、細かい応答の要求に対応しやすくなる。  例えば、「直前予測型」を選択した場合、1ブロック全体で1つの値しか設定されず、そのブロック内の需要変動に対応できない。一方で、「事前予測型」にすると、1ブロックの基準値は3時間で1分毎に180の値を設定できるようになり、3時間内の需要変動予測を180点に反映できるようになるので、「事前予測型」が望ましい。  なお、機器個別計測が認められれば、制御不可能な需要の影響がなくなるため、上記課題が解決されると考えられる。	三次①は需給の不一致を解消し周波数を一致させるための調整力であり、誤差の解消のために期待していた変化量を得るためには、現在時点における需給状況からどれだけ変化できたか、ということが重要となります。そのため、基準値は、指令時点の実需要に近い値であることが必要となり、指令直前の実需要の値を用いる「直前予測型」はこの考え方に合致していることから、基本的な算出方法は「直前予測型」であると考えております。海外でも多くの国において三次①に相当する調整力にはこの考え方が採用されております。一方で、「事前予測型」という選択肢を増やすことで参入機会の拡大につながる可能性もあり、今回、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことが確認できたため、このことを前提に「事前予測型」も選択できることとしております。
39	13	基準値の設定方法について、「基本的には「直前予測型」をその算出方法とする」とあり、ただし書きで「一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことを前提に「事前予測型」も選択できることとする」とあるが、ある程度一般送配電事業者のコストが増加したとしても事前予測型は選択できるようにすべきである。	一般送配電事業者のコストが増えたとしても、「事前予測型」は選択できるようにする。	DSRで調整力を供出する場合、直前予測型で基準値を横引きとした場合、供出するリソースで3次調整力①の応答をしたとしても、受電点においては他のアセットの影響で、その応答が正しく評価できない可能性がある。こういったリソースの応答を正しく評価するためにも、事前予測型は必要であると考えられるため。	三次①は需給の不一致を解消し周波数を一致させるための調整力であり、誤差の解消のために期待していた変化量を得るためには、現在時点における需給状況からどれだけ変化できたか、ということが重要となります。そのため、基準値は、指令時点の実需要に近い値であることが必要となり、指令直前の実需要の値を用いる「直前予測型」はこの考え方に合致していることから、基本的な算出方法は「直前予測型」であると考えております。海外でも多くの国において三次①に相当する調整力にはこの考え方が採用されております。一方で、「事前予測型」という選択肢を増やすことで参入機会の拡大につながる可能性もあり、今回、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことが確認できたため、このことを前提に「事前予測型」も選択できることとしております。
40	13	基準値の設定は、現在検討いただいているように「直前予測型」のほか、「事前予測型」等選択できることとして頂きたい。	基本的には「直前予測型」を基準値の算出方法とするが、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことを前提に各アグリゲーターのオペレーションシステムによっては「事前予測型」も選択できることとする。	各アグリゲーターのオペレーションシステムには特性があり、対応できるオペレーションを限定しないようにする必要があると考える。	三次①は需給の不一致を解消し周波数を一致させるための調整力であり、誤差の解消のために期待していた変化量を得るためには、現在時点における需給状況からどれだけ変化できたか、ということが重要となります。そのため、基準値は、指令時点の実需要に近い値であることが必要となり、指令直前の実需要の値を用いる「直前予測型」はこの考え方に合致していることから、基本的な算出方法は「直前予測型」であると考えております。海外でも多くの国において三次①に相当する調整力にはこの考え方が採用されております。一方で、「事前予測型」という選択肢を増やすことで参入機会の拡大につながる可能性もあり、今回、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことが確認できたため、このことを前提に「事前予測型」も選択できることとしております。
41	13	「直前予測型」と「事前予測型」の2つの基準値の設定方法が示されているが、選択のタイミングや、リソースごとか、需要家リスト・パターンごとに同一となるのか、選択の方法について、今後ご検討頂きたい。	一般送配電事業者が定める取引規程にて定める事項の場合、特になし。	需要家リスト・パターンの事前審査を行う時点で確定するのか、その後、入札のタイミングで選択できるのか不明瞭なため。またリソースによって直前予測型を選択したり、事前予測型を選択したりと異なることが考えられるため、需要家リスト・パターン単位などの制約が必要となるのか、DSRの市場参入にあたっての大きな障壁となるおそれがあり、検討いただきたいもの。	基準値の設定につきましては、「直前予測型」か「事前予測型」のどちらを選択いただく事も可能です。基準値設定の具体的な手続きなど詳細は、今後市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程にて決めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
42	13	p.13下表の「直前予測型」について、「概要」では「指令直前の実績需要の値」と記載がある一方、「基準値の設定における主な要件」では「落札ブロック開始前5点」と記載されている。  「指令直前の実績需要の値」であることを明確化していただきたい。	「落札ブロック開始前」の5点の平均ではなく、「指令直前の実績需要」の5点の平均を基準値として用いることを明確化していただきたい。	評価方法の93%以上を達成するためには、落札ブロック開始前から指令の追従を開始すると考えられる。よって、既に追従が実施されていると想定される「落札ブロック開始前」の5点の平均よりも、追従の影響を受けない「指令直前の実績需要」の5点の平均を基準値として用いた方が、実態と合致していると考えられる。	三次①の指令信号は落札ブロック内で発信されますので、落札ブロックの15分前から発信されることはありません(意見募集資料P.6をご参照下さい)。指令値ゼロの場合もアセスメントⅡを実施しますので、基準値を直前予測型で設定する場合は、最初の指令信号を発信する落札ブロック開始時点の前5点の平均値を基準値とすることとなります。
43	13	直前予測型の設定における主な要件として、「落札ブロック開始前5点」とあるが、R2年度VPP構築実証事業の実証要件では「制御対象時間の5分前に1分間隔で取得している5点(9時から制御開始なら8時55分~59分)と規定され、この実証要件では応答時間中に応答ができなくなる。また本頁の概要には「指令直前の実需要の値」という記載もあり、これを踏まえると三次①の指令が来る”落札ブロック開始の15分より前の実需要”が使われるものと思慮。 <参考:実証要件> <a href="https://sii.or.jp/vpp02/uploads/R2VPP_kyoutujishoushiyou.pdf">https://sii.or.jp/vpp02/uploads/R2VPP_kyoutujishoushiyou.pdf</a>	落札ブロック開始前15分(応答時間)より前5点を採用すればよいのではないかと。	実証事業の実証要件では落札ブロック直前の応答時間中に応答できず、ブロック当初の30分コマでアセスメントⅡをクリアできない可能性が高く、DSRの市場参入の障壁となりえるため。	三次①の指令信号は落札ブロック内で発信されますので、落札ブロックの15分前から発信されることはありません(意見募集資料P.6をご参照下さい)。指令値ゼロの場合もアセスメントⅡを実施しますので、基準値を直前予測型で設定する場合は、最初の指令信号を発信する落札ブロック開始時点の前5点の平均値を基準値とすることとなります。
44	15	複数のリソースをアグリゲートして市場参入する場合、需要家リスト・パターンの提出を求めることになっているが、需要家リスト・パターンの提出は行わず、供出可能なΔkWの提出のみとして頂きたい。	アグリゲーターは供出可能なΔkWを事前にTSOへ申請を行い、応答確認テストで供出が可能であることが確認できれば、需要家リスト・パターンの提供は不要とする。	需要家リスト・パターンの作成ならびに提出は、需要家に対して生産工程調整に制約を与える等、市場参加を通じてエネルギーコスト低減を希望する需要家に対する市場参入障壁となり得る。TSOが契約通りの調整力を調達する事ができれば所与の目的を達成できるはずであり、契約条件を達成する為の負荷側リソース調達はアグリゲーターの責務で実施すべき事項であるとする。	リソースをアグリゲートして需給調整市場へ参入する場合、様々な電源種のリソースを複数アグリゲートして参入されることが想定されます。また、アグリゲーターは多様な能力を持つリソースを組み合わせること、そのリソースをバラレル、シリーズで制御することにより、商品の要件に適合した調整力を総合的に生み出すビジネスモデルが考えられます。そのため、リソース単位ではなく、ポートフォリオ単位で評価する必要があります。他方、系統運用上、重要な役割を担っている調整力として、その能力の審査等を行う際にアグリゲートされたリソースに関する詳細情報について、一般送配電事業者があらかじめ把握しておく必要があります。以上を踏まえて、需要家リストおよびリソースのポートフォリオの登録を目的としたパターンの登録は必要であると考えております。
45	15-19	需要家リストの組み合わせパターンの提出について、事前に組み合わせパターンを登録するのではなく、直前(例えばゲートクローズ)まで、需要家リストの範囲内で自由に組み合わせパターンを設定できるようにしていただきたい。	複数のリソースをアグリゲートして市場参入する場合は、事前に需要家リストを提出するうえ、ゲートクローズまでに需要家リストの範囲内で、組み合わせパターンを提出する	余力の状況は常に変動することから、直前まで供出可能量を見極めたうえでパターンを組み合わせることが可能になれば、より正確な制御が可能になるなど、DSRの活用可能性の拡大が期待される。	リソースをアグリゲートして需給調整市場へ参入する場合、様々な電源種のリソースを複数アグリゲートして参入されることが想定されます。また、アグリゲーターは多様な能力を持つリソースを組み合わせること、そのリソースをバラレル、シリーズで制御することにより、商品の要件に適合した調整力を総合的に生み出すビジネスモデルが考えられます。そのため、リソース単位ではなく、ポートフォリオ単位で評価する必要があります。他方、系統運用上、重要な役割を担っている調整力として、その能力の審査等を行う際にアグリゲートされたリソースに関する詳細情報について、一般送配電事業者があらかじめ把握しておく必要があります。以上を踏まえて、需要家リストおよびリソースのポートフォリオの登録を目的としたパターンの登録は必要であると考えております。

		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	
46	15	需要家リストの組み合わせパターンの提出について、 事前に組み合わせパターンを登録するのではなく、直前（例えばゲートクローズ）まで、需要家リストの範囲内で自由に組み合わせパターンを設定できるようにしていただきたい。  （すでに三次②で要件が確定しているものの、市場活性化の観点から、システム改修時期等を見据えて、検討を進めていただきたい。）	複数のリソースをアグリゲートして市場参加する場合は、事前に需要家リストを提出するうえ、ゲートクローズまでに需要家リストの範囲内で、組み合わせパターンを提出する	DSRは余力活用が主であり、余力の状況は常に変動することから、直前まで供出可能量を見極めたいという考えでパターンを組み合わせることが可能になれば、より正確な制御が可能になるなど、DSRの活用可能性の拡大が期待される。  特に受電点計測においては、需要や再エネの変動により、基準値と実績値の誤差を商品ブロックの3時間を通してゼロとすることは技術的に不可能であり、供出可能量の少ない地点を対象外とすることで、より正確な制御が可能になる。	リソースをアグリゲートして需給調整市場へ参加する場合、様々な電源種のリソースを複数アグリゲートして参加されることが想定されます。また、アグリゲーターは多様な能力を持つリソースを組み合わせること、そのリソースをパラレル、シリアルで制御することにより、商品の要件に合わせた調整力を総合的に生み出すビジネスモデルが考えられます。そのため、リソース単位ではなく、ポートフォリオ単位で評価する必要があることから、パターンによる評価の仕組みを設けております。他方、系統運用上、重要な役割を担っている調整力として、その能力の審査等を行う際にアグリゲートされたリソースに関する詳細情報について、一般送配電事業者があらかじめ把握しておく必要があります。以上を踏まえて、需要家リストおよびリソースのポートフォリオの登録を目的としたパターンの登録は必要であると考えております。
47	19	「三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターンが三次①に落札されなかった場合、三次②に入札することを許容することとする」とあるが、三次①・三次②に拠出可能なスペックがあるリソースについて、三次①に入札しない場合、三次②に入札できないということではないという理解で良いか。	三次①に入札をしていないリソースであっても、三次②に入札できるようにしたい。	例えば何らかの理由で三次①のGCに間に合わずとも三次②に間に合うケースも想定されるため。	「三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターン」については、三次①に入札しない場合であっても三次②に入札することは可能と考えております。ご指摘のとおり、資料には「三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターンが三次①に落札されなかった場合、三次②に入札することを許容」と記載しておりましたので、「三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターンが三次①に入札もしくは落札されなかった場合、三次②に入札することを許容」と資料を修正いたします。
48	19	三次①のリストに登録しているリストで、三次①に入札していても、三次②に入札できないようにすべき。（「落札されなかった場合」の記載が、三次①に入札しないケースも含まれるなら明確化するべき。）	入札しないことも含めて、三次①に落札されなかった場合に、三次②に入札できる旨を明記する。	三次①での入札を必須とする理由はないため。	「三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターン」については、三次①に入札しない場合であっても三次②に入札することは可能と考えております。ご指摘のとおり、資料には「三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターンが三次①に落札されなかった場合、三次②に入札することを許容」と記載しておりましたので、「三次②のパターンを兼ねることができる三次①のパターンが三次①に入札もしくは落札されなかった場合、三次②に入札することを許容」と資料を修正いたします。
49	19	「※三次①のパターンと三次②のパターンにおいて、相互でリソース（需要家）の重複は不可とする。」の記載を修正頂きたい。	「※三次①のパターンと三次②のパターンにおいて、相互でリソース（需要家）が重複する場合、同一時間帯で双方を約定させることを不可とする。」	この記載の意図は、DSRの市場参加において、三次①と三次②のそれぞれの需要家リスト・パターンでリソース（需要家）の重複があるものの、同一時間帯での両メニューでの約定を防止するものと理解している。同一のリソース（需要家）を三次①と三次②のそれぞれの需要家リスト・パターンに入れることは考えられるため、記載を修正すべきと考えるもの。	三次①のパターンと三次②のパターンにおいて相互でリソース（需要家）が重複していると、同一時間帯で双方約定となった場合に、その需要家の応動が二重計上され、期待した応動が得られないことを避けるため、本記載を設けました。三次①パターンに三次②パターンとリソースの重複を認めると約定処理時に需要家の重複を管理した約定が困難であること、三次①のパターンは三次②のパターンを兼ねることができるため、リソースの重複を認めなかったとしても使えないリソースが生まれるものではないことから、リソースの重複を認めないこととさせていただきます。
50	21	「三次②の運用実態等に応じて適宜見直しを行うこととする」とあるが、 ・三次②ではなく、三次①ではないのか ・また、適宜見直しとは、具体的にどのようなケースを想定し、どのように見直しを行うのかご教示いただきたい。			ペナルティ強度については、2021年度に市場が開設される三次②において、現行の調整力公募における電源Iのペナルティ強度(1.5倍)を参考に設定しており、三次①についてもこれを踏まえて設定しているものです。また、ペナルティ強度の見直しについては、三次②の市場開設以降、不正行為の発生状況等をモニタリングした上でこれらの実態に即して見直すこととしており、三次①についても三次②の実態にあわせて見直ししていくこととなります。
51	21	ペナルティ強度の「ΔkW落札価格の1.5倍」について、  許容範囲からの逸脱の程度に応じたペナルティ強度としていただきたい。	商品ブロック内における指令値と実績値の誤差(kW)の平均値と、落札されたΔkWの比率に応じてペナルティ強度を以下のように設定する  10%以内：1.0倍 20%以内：1.2倍 30%以内：1.3倍 40%以内：1.4倍 40%超：1.5倍	例えば3地点をアグリゲートして供出していたものが、1地点のトラブルによりペナルティ対象となった場合、残り2地点は正常に制御が可能であるにも関わらず、すべてが同様のペナルティ対象となってしまう。  制御可能な地点で可能な限り指令に応じることで、ペナルティが緩和されるのであれば、市場参加者のリスクが適切に抑えられるとともに、最後まで制御に従うインセンティブが維持される。	アセスメントII、ペナルティ強度の緩和の検討にあたっては、潜在率、許容範囲を変更することでその応動が応動時間や指令値から乖離することとなるため、この点が周波数維持に影響があると考えております。頂いたご意見について、仮に、潜在率を93%から80%に変更した場合、20%の誤差が許されるため、30分の中で6分の遅延が許されることとなり、これは三次①の応動時間である15分が21分(4割増)まで許容することと同義となり、これは応動時間などで商品細分化した中、三次①の応動をしようとは言いがたいと考えております。また、ペナルティ強度については、需給調整市場が開設されていない現時点においては、強度と効果の関係について知見がありません。こうした点を踏まえ、広く事業者の参加を促進する観点および周波数維持への影響の双方を考慮し、許容範囲の潜在率について90%まで緩和することとし、ペナルティ強度等については市場開設後の実態に即して、適宜見直しを検討することといたします。
52	22	アセスメントIは金銭的なペナルティも事業者単位で課せられるのか。ここでいう事業者単位とは、ライセンス単位であり、同一事業者であっても、発電ライセンス分とネガワット事業者ライセンス分で切り分けられるのか。	発電ライセンス分とネガワット事業者分を区別して判断頂きたい。		発電とDRでは計画の作成・提出方法が異なること、およびアセスメントIの評価方法が異なることから、入札停止措置の対象を同一事業者であっても発電とDRで区別することが可能となるようにすると、一般送配電事業者より聞いております。ご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
53	23	「一般送配電事業者と協議し、妥当と判断された場合においては不適合回数を1回とすることについて配慮を行う」とあるが、系統故障に起因して供出が不可となった場合の扱いはどのようなものか。	系統故障により供出不可となった場合の扱いを明記いただきたい。	適切な対応を実施するため。	三次②では、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、かつ事業者の申出があった場合にはアセスメントIおよびIIのペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行時のペナルティについてもカウントの対象外としており、三次①でも同様の扱いであると考えております。詳細は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程にて定めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
54	23	不適合回数が複数連続とそのユニットや需要家が入札不可となるのかその基準や入札不可期間や復帰に要する要件等を明確にするべきではないか。	●回以上の不適合が続いた場合、入札不可とし、▲週間入札不可期間とする。ただし、再度事前審査を実施し、合格した場合は合格時点より、入札可能な最短の期間より入札可能とする。など	復旧日までに対応が完了すれば問題ない部分ではあるが、そのユニットもしくはリソースの供出が不安定な状況で入札し約定となると2度手間となるのではないかと。	アセスメントIIの契約不履行に対するペナルティは入札単位(発電機またはパターン単位)に判定されることとなり、事前審査に合格するまでは当該入札単位の応れはできません。このため、入札不可期間等の設定はなく、また、事前審査は臨時の対応となりますので、入札復帰までの期間等の詳細については、都度、属地TSOと協議いただくこととなります。なお、需給ひっ迫時等、業務の状況によっては試験が実施できない日があること、他の事業者の試験や日々の運用業務等もあることから試験実施時期については協議事項となります。詳細は取引規程で定められるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。 なお、調整力は、最終的に需要と供給を一致させ周波数を維持するものであり、その時点で必要と考えられる量に対して正確に応動していただく必要があります。アセスメントIIにおいてペナルティ対象とならないよう精度の高い応動を期待しています。
55	23	想定外の事故やシステムトラブル等により連続して不適合となった場合に、不適合回数を1回とすることについて、妥当と判断される基準を統一的に運用いただきたい。	一般送配電事業者が、不適合回数を1回とすることについて妥当と判断した事例、妥当でないとして判断した事例を、情報公開いただきたい。 また、異なる発電事業者等の中で、判断基準が統一的に運用されているか、監視をいただきたい。	公平性・透明性を確保するために、一般送配電事業者が、判断基準を恣意的に運用していないか確認が必要であると考えます。例えば、一般送配電事業者が、グループ会社の発電事業者等とその他の発電事業者の間で判断基準に差を設けて、グループ会社の発電事業者等を優遇する恐れがある。	想定外の事故やシステムトラブルに関する虚偽報告を行った場合や代替リソースの供出努力を怠った場合などが考えられますが、協議事項をあらかじめ全て取り決めることが困難です。ただし、事例によって不公平な取り扱いがないよう、エリア間・事例間で差がない運用やその確保策について検討するよう、市場運営者である一般送配電事業者に申し伝えます。
56	23	「一般送配電事業者と協議し、妥当と判断された場合においては不適合回数を1回とすることについて配慮を行う」とあるが、妥当と判断されない場合はどのような事を想定しているのか。	「妥当と判断されない場合」について具体的に例示いただきたい。	適切な対応を実施するため。	想定外の事故やシステムトラブルに関する虚偽報告を行った場合や代替リソースの供出努力を怠った場合などが考えられますが、協議事項をあらかじめ全て取り決めることが困難です。ただし、事例によって不公平な取り扱いがないよう、エリア間・事例間で差がない運用やその確保策について検討するよう、市場運営者である一般送配電事業者に申し伝えます。
57	23	(確認) P23では、電源差替の措置を行った場合でもペナルティ対象となるように読み取れますが、実際には差替後の電源がアセスメントの対象となり、それを達成できない場合にペナルティの対象となることではないでしょうか？		差替後の電源がアセスメントを満たせば、ペナルティの対象とはならないものと認識しており、その確認になります。	ご認識の通り、事前審査に合格した電源に電源差替を行った場合は、差し替後の電源でアセスメントIIを実施することとなり、これに基づきペナルティが判断されます。
58	23	現在、三次②を対象とした取引規程が公表されているが、三次①の事前審査やアセスメント等の基本的な考え方は現行の取引規程を参照してよいのか。 三次①の市場設計に伴い規程の見直しを検討している箇所があれば、具体的に提示していただきたい。	・例えば、取引規程37条に記載とおり、GCまでに代替リソースを供出できた場合、不適合回数の積算対象外となるのか。 ・例えば、取引規程40条2に記載の通り、予見性のない系統起因による出力抑制等が行われた場合も、不適合としてカウントしないという理解で良いか。		今回、三次①の市場設計において、独自に本小委員会において取り決める必要がある事項について整理しており、それ以外の事項については、基本的に三次②と共通であると考えております。そのため、今回整理した以外の事項については、市場運営者である一般送配電事業者にて制定する三次①に関する取引規程において取り決められることとなります。

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	
59	23	連続した不適合が月を跨ぐ場合の扱いを明示いただきたい	月を跨いだ場合、翌月は不適合回数にカウントしない	三次①の調達期間は週間であるが、ペナルティ回数の集計は月単位である。事業者がペナルティ回数を把握しておくために、週の途中で月が分かった場合、連続した不適合がどう取り扱われるかを正確に把握しておきたい。	三次調整力①は週間調達になることから、単一の事故等により調達期間内で連続して不適合となる場合においては、電源差替の措置や速やかな復旧措置をとる等の復旧努力を行った上で停止事由等を申告し、一般送配電事業者との協議によって妥当と判断された場合においては、不適合回数を1回とする場合があるとしておりますが、月またぎの取り扱いなど判定方法等の詳細は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程にて定めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者者に申し伝えます。
60	23	複数のDSRをアグリゲートして3次調整力①を供出する場合、ある単一のリソースの事故等によりアグリゲータ全体として連続して不適合となるケースが想定される。こういった場合でも、不適合回数を1回とする配慮を行っていただきたい。	DSRにおいてはリソースの事故等によりアグリゲータ全体で連続して不適合となる場合においても、不適合回数を1回とするに於いての配慮を行う、と記載する。	複数のDSRをアグリゲートして3次調整力①を供出するアグリゲータにとっては、事故が発生した際の復旧努力をリソースに委ねることとなるが、このように対応が妥当であり、不適合回数を1回としなければ、多くのアグリゲータが市場退場をせざるを得ない状況となりうる考えられるため。	アグリゲーターは複数のリソースをアグリゲートして市場に参入することとなります。DRの場合も発電機の場合と同様、同一の応札期間において単一の発電機または需要家の同一事故で連続して不適合となる場合においては不適合回数を1回としてカウントとします。一方で、単一の発電機または需要家でも異なる事象で事故が発生した場合および異なる発電機または需要家で事故が発生した場合、これにより不適合が複数回生じた際は、不適合回数を複数回としてカウントいたします。
61	10	アセスメントⅡは、専用線での指令が発電端出力で出る場合は、発電端出力で評価される一方で、アセスメントⅠは発電計画（送端値）を基に実施されるという理解で良いのかご教示いただきたい。			これまでの整理通り、基本はすべて送電端にて行われるものと考えておりますが、専用線での指令および監視のみ発電端となると一般送配電事業者から聞いております。詳細は市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程にて定めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者者に申し伝えます。
62	18	三次調整力①のみが対象となる論点ではないが、kWh単価の変更新規の検討に当たっては、市場支配力を有する事業者が市場支配力を行使し、適正な範囲を超えた利益を得ることがないようにご検討をいただきたい。	市場支配力を有する事業者が有する、事前にΔkWとして確保された調整力については、kWh単価は限界費用として投入すべきである。よって、この場合には、kWh単価の変更については、期限内であっても変更が認められるケースは、電源等の差し替えが行われた場合等に限定すべきである。例えば、ΔkW応札時点で、事業者が予測していた卸電力市場価格に対して、実需給断面の卸電力市場価格が高騰した場合に、合わせてkWh単価を釣り上げるような行為を認めるべきではない。	市場支配力を有する事業者は、提出するkWh単価を釣り上げることによって適正な範囲を超えた利益を享受しやすい状況にあるため、合理的な入札を実現する仕組みが必要と考えられる。事前にΔkWとして確保された調整力については、落札された時点で、利益確定がされるとともに、一般送配電事業者への引き渡しが完了している（一般送配電事業者が専用電源としてコストベースにて運用できる）と解釈することが適当と考えられる。（事前にΔkWとして確保された調整力は、卸電力市場の予測値を基にした機会費用を考慮し、ΔkWの対価を得ることが想定される。この時点で、実需給断面の卸電力市場価格が予測値から変動することにより、利益が下振れするリスクはなくなっていることから、利益が上振れするリスク（リターン）も享受するべきではない。）	価格規律の在り方については、現在、電力・ガス監視等委員会において検討されております。頂いたご意見は国に申し伝えます。
63	25	kWhは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とのことだが、落札ブロック前の指令に追従する分は調整力として精算すべきではないか。	落札ブロック前に指令が出された場合は、その時間帯のkWhを調整力として精算する。	p25の図に示されるように、落札ブロック直前も調整力を供出できるように指令への追従が必要と想定され、この追従している時間も調整に必要な応動時間と考えられる。	アセスメントⅡを実施していない時間帯を調整力のkWhとして精算した場合、ペナルティがないことから、意図的に指令値以上の応動を行うことで過大な利益を得るといった不正が生じる可能性があり、kWh精算とアセスメントⅡの対象時間は一致する必要があると考えております。このことから、アセスメントⅡの対象である落札ブロック内については、調整力としてのkWh精算の対象（インバランスの対象外）とし、アセスメントⅡの対象外である落札ブロック外については、調整力としてのkWh精算の対象外（インバランスの対象）といたします。
64	25	落札ブロック前後も応動時間が含まれる30分コマについては、調整力として清算すべき	落札ブロック前後も応動時間が含まれる30分コマについては、調整力として清算する。	kWh単価が高い需要家リストで参入している場合、インバランス清算されると損失が発生し、ΔkW対価以上の損失となる可能性があり、実質的に参入できなくなる可能性があるため。（仮にインバランス単価10円/kWh、調整力単価30円/kWhの場合、インバランスが1kWhでると20円/kWhの損失となり、ΔkWの対価を上回る可能性があるのではないか？）また、インバランス価格に応じて、早めに応動する・ゆっくり応動するといったインバランスを恣意的にコントロールすることができることを避ける必要があるのではないかと。	アセスメントⅡを実施していない時間帯を調整力のkWhとして精算した場合、ペナルティがないことから、意図的に指令値以上の応動を行うことで過大な利益を得るといった不正が生じる可能性があり、kWh精算とアセスメントⅡの対象時間は一致する必要があると考えております。このことから、アセスメントⅡの対象である落札ブロック内については、調整力としてのkWh精算の対象（インバランスの対象外）とし、アセスメントⅡの対象外である落札ブロック外については、調整力としてのkWh精算の対象外（インバランスの対象）といたします。
65	28	「kWhについては商品区分によらずユニット単位（計量単位）毎に同一単価で登録する」とあるが、下表においては、同一発電機のkWh単価が商品区分によって同一となっていない。	リード文と資料の整合を取る。kWh単価を同一単価とするのであれば、資料のkWh単価の部分の表現を改めるべきである。	現状では、リード文と資料で異なる内容が記載されており、正しい情報がどちらかわからないため。	同一のリソース・パターン内において、出力帯に応じて異なったkWh単価の登録は問題ありません。複数商品に同時に応札する際に、商品毎に同じ出力帯に対して異なるkWh単価を登録されると精算できませんので、商品区分によらず出力帯毎に同一単価で登録していただきます。これは計量法の制約上、複数の信号を受けた際に、応動実績を商品ごとに切り分けてkWh精算を実施することができないためです。なお、ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正して参ります。
66	28	・P28の2ボツ目に「kWhについては商品区分によらずユニット単位（計量単位）毎に同一単価で登録すること」とあるが、取引規程の整理では、出力帯ごとに最大20通りに区分したV1単価およびV2単価を登録する（三次調整力②取引規程第18条7項）とされているため、商品毎にkWhを登録しないものと思料。よって、図の表のイメージは取引規程の内容と異なるのではないかと。	・図の表のkWh単価の列はグレーアウトとする。	・同一単価とは、取引規程に従い「出力帯ごとに最大20通りに区分したV1単価およびV2単価を登録すること」と認識しており、運用断面的kWhとして登録する単価はある出力帯に対して元々一つしかなく、さらに約定した商品ごとに使用した出力帯を切り分けることはないため。	同一のリソース・パターン内において、出力帯に応じて異なったkWh単価の登録は問題ありません。複数商品に同時に応札する際に、商品毎に同じ出力帯に対して異なるkWh単価を登録されると精算できませんので、商品区分によらず出力帯毎に同一単価で登録していただきます。これは計量法の制約上、複数の信号を受けた際に、応動実績を商品ごとに切り分けてkWh精算を実施することができないためです。なお、ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正して参ります。
67	28	複数商品のkWh単価を計量単位で同一で登録するとのことだが、もし単価が異なる場合は最も高い単価で設定して良いか。	比率が分からない以上、最も高い単価で設定する。	商品区分でkWh単価が異なる場合、損失が発生する可能性があるため。	同一のリソース・パターン内において、出力帯に応じて異なったkWh単価の登録は問題ありません。複数商品に同時に応札する際に、商品毎に同じ出力帯に対して異なるkWh単価を登録されると精算できませんので、商品区分によらず出力帯毎に同一単価で登録していただきます。これは計量法の制約上、複数の信号を受けた際に、応動実績を商品ごとに切り分けてkWh精算を実施することができないためです。なお、ご指摘を踏まえ、この点が明確となるよう資料を修正して参ります。
68	28	商品を切り分けて計量・精算できないとあるが優先順位付けやプロラタによって対応頂けないか。	プロラタまたは優先順位付けによる対応を希望する。		同一のリソース・パターンに複数の機能の指令信号が同時に出力された場合、商品ごとにアセスメントⅡを行うためには、応動実績を指令信号ごとに切り分ける必要がありますが、現時点ではこうした手法が確立されておられません。つまり、複数の信号を受けた際に、応動実績を商品ごとに切り分けてkWh精算を実施することができません。仮になんらかの手法で切り分けができたとしても、kWh計量・精算は計量法に基づき実施する必要があるため、ご提案いただいたような商品や機能に優先順位付けをすることは計量法上の制約があります。一方で、複数の指令信号を受けた場合の評価手法については、今後の検討課題である認識しており、こうした評価手法が確立した際には、商品毎に精算する方法についても再度検討する必要があると考えております。
69	28	複数商品に同一単価で登録する場合のkWh単価について、ユニット単位ごとに同一単価で登録するとのことだが、現在、制度専門会合の議論の中で、ΔkWで落札された場合のkWhと、余力活用契約にて使用されるkWhの価格は異なる単価とすべきという議論がなされているため、kWhの単価が異なる場合の登録のイメージについて、具体的な例を挙げてご教示いただきたい。			同一のリソース・パターン内において、出力帯に応じて異なったkWh単価の登録は問題ありません。複数商品に同時に応札する際に、商品毎に同じ出力帯に対して異なるkWh単価を登録されると精算できませんので、商品区分によらず出力帯毎に同一単価で登録していただきます。これは計量法の制約上、複数の信号を受けた際に、応動実績を商品ごとに切り分けてkWh精算を実施することができないためです。なお、こうした余力活用を含むkWh単価の価格規律の在り方、および同一ユニットにおいて余力活用とΔkWの約定が混在した場合における価格規律の扱いは、国での検討事項であることから、頂いたご意見は国に申し伝えます。

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	
70	25, 26	ΔkW及びkWhまたはインバランスやネガワット調整金の精算は同時期の精算となるのか。また、エリアごとに対応フローがバラバラとならないように、明確に定義すべきではないか。	ΔkW報酬+kWh報酬は一括で済ませた方がいいのではないか。 ネガワット調整金とインバランスについてはどちらも小売と精算する必要があるためできる限り同時期での精算とした方がいいのではないか。	経路上スケジュールが複雑となるため。また、事業者によっては、キャッシュフローの問題が発生しうるため。	三次②におけるΔkW、kWhの精算およびインバランス精算は同時期に実施することとされており、三次①に関してもこれと同様とすることが望ましいと考えております。こうした精算時期の詳細は市場運営者となる一般送配電事業者が制定する取引規程にて定められることとなるため、ご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。 他方、小売電気事業者とのネガワット調整金の取り扱いにつきましては、国での整理事項となるため、ご意見は国に申し伝えます。
71	22	アセスメント1、2を含め、料金明細は入札単位で作成いただきたい。	料金明細を入札単位で分けて頂きたい。	社内整理を行う上で、入札単位で区別されていることが最も望ましいため。	精算時の料金明細等の詳細は市場運営者となる一般送配電事業者が定めることとなり、精算額の通知書に同梱されるデータに入札単位の明細も含まれると聞いております。詳細は今後市場運営者である一般送配電事業者が検討し取引規程にて定めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
72	9, 34	・3次①の商品要件に簡易指令システムを追加した経緯と理由をご教示いただきたい。(P34) ・また、3次①において、簡易指令システムを用いて指令を発信するリソースは、具体的にどのようなものを対象となるのかご教示いただきたい。(P9)			三次①への簡易指令システムの採用は、事業者からの要望意見をもとに検討してきたものです。簡易指令システムは規模の小さなDRなどに通信コストを下げて参入を促すことを目的して作られてきたものであるため、大型の発電機やこれらをアグリゲーションしたものを想定しておりません。規模が大きいリソースに簡易指令システムを適用した場合、通信トラブルや簡易指令システムのトラブル時に安定供給への影響が大きくなる懸念がありますので、簡易指令システムの適用対象となるリソースには、一定の制約が必要であるとと考えております。簡易指令システムへの接続に関する要件等の詳細は、市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程にて定めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
73	34	簡易指令システムが三次①にも適用される場合、10万kW以上の発電機にも適用していただきたい。	全国大で調整力として活用可能な発電所のポテンシャルを最大限活用する観点から、10万kW以上の発電機に対しても簡易指令システムでの市場参加を可能していただきたい。	・すでに詳細が決められている三次②において、10万kW以上の発電機は専用線オンラインでの指令に限られている。しかし、非オンラインの発電機に対する専用線オンライン化は、大規模な工事を伴う可能性があり、市場参入に向けて費用面、時間面での制約が大きい。 ・仮に、応答スペックとして三次①の要件を満たしている10万kW以上の発電機に簡易指令システムでの参入が認められれば、参入障壁が下がり、市場活性化が望めるため。 ・また、三次②についても、10万kW以上の発電機の簡易指令システムでの参入を認めることを併せて検討いただきたい。	三次①への簡易指令システムの採用は、事業者からの要望意見をもとに検討してきたものです。簡易指令システムは規模の小さなDRなどに通信コストを下げて参入を促すことを目的して作られてきたものであるため、大型の発電機やこれらをアグリゲーションしたものを想定しておりません。規模が大きいリソースに簡易指令システムを適用した場合、通信トラブルや簡易指令システムのトラブル時に安定供給への影響が大きくなる懸念がありますので、簡易指令システムの適用対象となるリソースには、一定の制約が必要であるとと考えております。簡易指令システムへの接続に関する要件等の詳細は、市場運営者である一般送配電事業者が検討し、取引規程にて定めていくこととなるため、頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
74	9, 10	「※指令無しの場合、指令値ゼロとみなす」と記載があるが、指令ゼロでも指令を発信して頂きたい。それができない場合、その理由と今後の変更の可能性を本記載に追記いただきたい。また本記載そのものを残すのであれば右記のとおり記載を修正頂きたい。	下記の記載とする。 「※約定ブロック開始時点において指令無しの場合、指令値ゼロとみなす」	DSRを活用する場合の指令を受ける側のシステム仕様を考えると指令値ゼロでも指令を0と出していた方がいい。また今の記載では、約定ブロック内で指令値ゼロに指令が変更される場合においても、指令が無いと読めるため。	簡易指令システムの中給システムへの接続可否、その時期については、国で行われている実証等を通じて、一般送配電事業者にて検討されている状況です。なお、頂きました点につきまして、中給システムへの接続後は、簡易指令システムによるゼロ指令にも指令値ゼロが発信されると一般送配電事業者にて確認しております。これらを踏まえて資料を修正いたします。
75	34	応動時間について、電源Ⅰ´や三次調整力②においては、中給からの指令を受信してからの応動時間となっており、中給指令の伝送遅れ時間は含まれていない。 三次調整力①以降の高速商品は、電源Ⅰ´や三次調整力②と違い、調整力型の商品であるため、中給から指令を出した時間からの応動時間（中給指令の伝送遅れ時間も含む）とすることでどうか。	同左	調整力型の商品は中給からの指令値にしたがって随時出力を変化させるものであり、時々刻々と変動する周波数変動に対応していくことが求められる。中給からの指令に迅速に追従していく必要があるため。	現在の需給調整市場検討小委員会用語集では、応動時間は「中央給電指令所からの指令を受信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間」と定義しております。一方で、三次②の制度設計においては、毎時15分・45分に中給時間である45分のコマに対して中給から指令を出し当該コマには指令に達していることをアセスメントⅡで確認することとしており、これは「応動時間は中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間」となっております。これら定義が混在しており、混乱を招いたことについて深くお詫び申し上げます。 三次①以降、応動時間がより短い調整力となるにつれて、伝送遅延が応動時間の外数にある場合、制御遅延につながりその影響が大きくなること、また、これらは市場参入者が伝送遅延を短縮する動機づけにつながることから、応動時間には伝送に要する時間も含める必要があります。このため、今後、応動時間は三次②の指令方法およびアセスメントⅡに関する考え方と同様、「中央給電指令所から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間」に統一いたします。
76	9	簡易指令システムを用いて指令を発信する場合において、指令値の変更がない場合にも、一定間隔で指令を発信するという仕様にしないう方がよいのではないか。	中給システムから簡易指令システムに一定間隔で発信される指令のうち、指令値の変化があるもののみを、簡易指令システムから下位システムに指令するという対応も含め、指令の出し方は社会コストを比較して検討されてはどうか。	右上イメージ図より指令値の変更がない時間帯においても一定間隔（資料P34より5分もしくは15分ごと）で指令が来るものと理解。 一方、需給調整市場三次②においては初回と指令値の変化があった場合のみ指令値が発信されており、実証事業の三次①においても同様であるため、それを前提に下位システムは設計されていると考えられる。この処理「一定間隔で発信される指令のうち、指令値の変化があるもののみを下位システムに指令すること」を、広く三次①参入事業者のシステムに新規実装するよりも、簡易指令システム一つに実装する方が社会コストが抑えられる可能性があるため。	中給システムへの接続後においても従来通り、ブロック開始時の最初の指令と、指令が変更された場合のみ指令が発信されると一般送配電事業者にて確認しております。これらを踏まえて資料を修正いたします。 なお、簡易指令システムの中給システムへの接続可否、時期およびその詳細は、国で行われている実証等を通じて一般送配電事業者が検討している状況です。頂いたご意見は国および一般送配電事業者に申し伝えます。
77	33, 34	簡易指令システムと中給システムの接続について、接続された場合の商品要件見直しについて検討されているが、実現に向け是非検討を進めていただきたい。	簡易指令システムと中給システムの接続、商品要件の見直しを実現していただきたい。	既に簡易指令システムと接続している電源Ⅰ´や三次②向けのDSRIにとって、新たな専用線設置によって二重投資となることを避けるよう、追加要件が少ない条件で三次①に参入可能として頂きたい。結果として、参加者の増加にもつながり、調整力の調達コスト低減にも資すると思慮する。	簡易指令システムの中給システムへの接続可否、時期および詳細については、国で行われている実証等を通じて、一般送配電事業者が検討している状況です。頂いたご意見は国および一般送配電事業者に申し伝えます。
78	10	専用線と簡易指令で応動時間の許容範囲が異なる。より条件の厳しい専用線に対しては、インセンティブを設けられないか	・専用線の応動時間報酬を増額 ・専用線の応動時間も許容範囲を広げる	簡易指令に対して、専用線は3～5分ごとの指令値に対して許容範囲が設けられている。公平感がないためインセンティブを設けてほしい。	現在、専用線を用いたEDCの指令については3分または5分で発信しており、発信方法を変更することはできません。本来はこうしたEDC信号に合致した商品の要件を設定し、アセスメントⅡを実施するものでありますが、より多くのリソースが参入することで調整力の調達・運用コストを低減させることを目的として、スペックを下げた商品も設けたものであり、現状、専用線で応動いただいているリソースに対しスペックを下げた運用をしていただくことを期待した制度設計をしているものではありません。アセスメントⅡは信号と対をなすものであることから、専用線を用いて指令を発信する場合にはその指令に応じたアセスメントⅡを行い、簡易指令システムを用いたスペックの限られたリソースについてはこれに応じたアセスメントⅡを実施することといたしました。 なお、専用線の信号は二次②に対しても同じ信号であり、複数の機能を併せ持つリソースは、今後複合約定の仕組みの中で複数の機能を持つことを評価された約定となることから、こうした点も一つのインセンティブとなると考えております。
79	34	3次①において、同一商品に関わらず、指令システムの違いにより指令間隔が異なっているが、専用線の方が細かい指令に対して追従が期待できるため、調整力としての価値が高いことから、専用線へのインセンティブの付与を検討していただきたい。			現在、専用線を用いたEDCの指令については3分または5分で発信しており、発信方法を変更することはできません。本来はこうしたEDC信号に合致した商品の要件を設定し、アセスメントⅡを実施するものでありますが、より多くのリソースが参入することで調整力の調達・運用コストを低減させることを目的として、スペックを下げた商品も設けたものであり、現状、専用線で応動いただいているリソースに対しスペックを下げた運用をしていただくことを期待した制度設計をしているものではありません。アセスメントⅡは信号と対をなすものであることから、専用線を用いて指令を発信する場合にはその指令に応じたアセスメントⅡを行い、簡易指令システムを用いたスペックの限られたリソースについてはこれに応じたアセスメントⅡを実施することといたしました。 なお、専用線の信号は二次②に対しても同じ信号であり、複数の機能を併せ持つリソースは、今後複合約定の仕組みの中で複数の機能を持つことを評価された約定となることから、こうした点も一つのインセンティブとなると考えております。

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	
80	34	三次①において、簡易指令システムと専用線を比較すると、専用線のほうが要件が厳しいものとなっている認識。	専用線の要件（指令間隔、監視間隔、最低入札量）を簡易指令システムと同様の要件に変更	専用線を構築するインセンティブがないため。	現在、専用線を用いたEDCの指令については3分または5分で発信しており、発信方法を変更することはできません。本来はこうしたEDC信号に合致した商品の要件を設定し、アセスメントⅡを実施するものでありますが、より多くのリソースが参入することで調整力の調達・運用コストを低減させることを目的として、スペックを下げた商品を設けたものであり、現状、専用線で応動いただいているリソースに対しスペックを下げた運用をしていただくことを期待した制度設計をしているものではありません。アセスメントⅡは信号と対をなすものであることから、専用線を用いて指令を発信する場合にはその指令に応じたアセスメントⅡを行い、簡易指令システムを用いたスペックの限られたリソースについてはこれに応じたアセスメントⅡを実施することといたしました。なお、専用線の信号は二次②に対しても同じ信号であり、複数の機能を併せ持つリソースは、今後複合約定の仕組みの中で複数の機能を持つことを評価された約定となることから、こうした点も一つのインセンティブとなると考えております。
81	34	専用線の指令間隔・監視間隔について、これまで1～数分であったものが、数秒～数分に修正されている。事業者が参入判断を行うに辺り、当仕様の変更は大きな影響力があるため、仕様を確定し明示頂きたい。	仕様を確定し早期に明示頂きたい。		一般送配電事業者ごとに中給システムの仕様が異なることから、中給システムから専用線を用いて発信される指令信号の演算周期および制御周期がそれぞれ異なります。具体的には、指令の発信方法は、EDC信号のみを発信する場合とLFC信号を重畳させて発信する場合の2つに大別されます。後者についてはEDCよりさらに間隔の短いLFCの制御周期で指令を行っており、その場合のEDCの指令値はEDCの演算周期より細かく分けた値を発信しております。三次①の専用線のアセスメントⅡに関する方法を検討する中で各社の指令周期について、改めて一般送配電事業者を確認したところ、LFCの制御周期でEDCの指令を出しているエリアが確認されたため、実態にあわせて見直しを行ったものです。
82	34	2次②及び3次①において、専用線の指令間隔の最小値が、1分から数秒へ変更された理由をご教示いただきたい。			一般送配電事業者ごとに中給システムの仕様が異なることから、中給システムから専用線を用いて発信される指令信号の演算周期および制御周期がそれぞれ異なります。具体的には、指令の発信方法は、EDC信号のみを発信する場合とLFC信号を重畳させて発信する場合の2つに大別されます。後者についてはEDCよりさらに間隔の短いLFCの制御周期で指令を行っており、その場合のEDCの指令値はEDCの演算周期より細かく分けた値を発信しております。三次①の専用線のアセスメントⅡに関する方法を検討する中で各社の指令周期について、改めて一般送配電事業者を確認したところ、LFCの制御周期でEDCの指令を出しているエリアが確認されたため、実態にあわせて見直しを行ったものです。
83	34	三次①の、簡易指令システムにおける監視間隔について、1分ごとの実績データを、いつまでに送信すればよいかを明確にしていきたい。	監視：オンライン 監視間隔：簡易指令システムは1分 監視データ送信時間：10分以内	システム開発・構築にあたり、仕様を明確にしたい。	三次①は需給を一致させるための調整力であり、正確な応動を求めているため1分値でのアセスメントⅡを行います。そのため、1分値データはその時点終了後、すみやかに送信いただくものと考えます。スマートメーターのブルーrootは計量器が30分kWhの計量を目的としており、1分値の計測や、これらのデータを用いた1分単位でのフィードバック制御に必ずしも適しているとは言えないことから、より精緻なリアルタイムのデータ収集方法や精緻な制御について、事業者を検討いただきたいと考えております。なお、簡易指令システムを用いて発信される指令に関して、実績データの送信方法等の詳細は、市場運営者である一般送配電事業者が定める取引規程に記載されることとなります。頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
84	34	ΔkW精算（ペナルティ判定）に必要なとなる1分毎の応動実績データについて、データ欠測時の補正（前値保持など）を許容していただきたい。	データ欠測等については、前値保持等の自動補正処理を実施したうえで、10分以内にデータ送信すること	システム開発・構築にあたり、仕様を明確にしたい。 また、許容範囲以内の滞在率が、高い確率が求められることから、データ欠測等の補正処理がなければ、実際には正しく応動していたものがペナルティ対象と判定されてしまう恐れがある。	三次①は需給を一致させるための調整力であり、正確な応動を求めているため1分値でのアセスメントⅡを行います。そのため、1分値データはその時点終了後、すみやかに送信いただくものと考えます。スマートメーターのブルーrootは計量器が30分kWhの計量を目的としており、1分値の計測や、これらのデータを用いた1分単位でのフィードバック制御に必ずしも適しているとは言えないことから、より精緻なリアルタイムのデータ収集方法や精緻な制御について、事業者を検討いただきたいと考えております。なお、簡易指令システムを用いて発信される指令に関して、実績データの送信方法等の詳細は、市場運営者である一般送配電事業者が定める取引規程に記載されることとなります。頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
85	9, 10	評価間隔の”オンライン”という記載について、その意図とそれを踏まえた具体的な評価方法について補記いただきたい。	左記のとおり。	現状、ブルーroot等で1分値をリアルタイム（オンライン）で取得する場合、欠測が生じることがあり、欠測時の取り扱いを想定する上で、評価方法を明確にしていきたいため。	三次①は需給を一致させるための調整力であり、正確な応動を求めているため1分値でのアセスメントⅡを行います。三次①はオンラインで制御されており、加えてアグリゲーターもリソースの制御を行うためにオンラインで監視を行っていることから、事業者側の通信インフラについても一定程度整備されていることが想定されます。このことから、応動実績はオンラインでアグリゲーターから受領することとしました。そのため、1分値データはその時点終了後、すみやかに送信いただくものと考えます。スマートメーターのブルーrootは計量器が30分kWhの計量を目的としており、1分値の計測や、これらのデータを用いた1分単位でのフィードバック制御に必ずしも適しているとは言えないことから、より精緻なリアルタイムのデータ収集方法や精緻な制御について、事業者を検討いただきたいと考えております。なお、簡易指令システムを用いて発信される指令に関して、実績データの送信方法等の詳細は、市場運営者である一般送配電事業者が定める取引規程に記載されることとなります。頂いたご意見は一般送配電事業者に申し伝えます。
86	15	複数リソースをアグリゲートして入札する場合、「供給地点登録番号」の要件が必要であることから、発電分（ポジワット）のアグリゲーションは認められておらずDR（ネガワット）のみを扱っているように見受けられる。	発電分（ポジワット）も含めたアグリゲーションを許容頂きたい。	ネガワットもポジワットも本来の需給調整市場の要件を満たすものであれば、同等の貢献をすることが出来る。現在、容量市場・調整力公募が進められる検討と同じ解釈で、当需給調整市場においても取り扱い頂きたい。	ポジワットの取り扱いについては、現在、国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」において、調整力である電源Ⅰの募集単位は、「原則としてユニットを特定した上で、容量単位による応れを受け付ける」とされており、ポジワットのアグリゲーションは認められておりません。他方、国の審議会において、まずは電源Ⅰにおける高圧以上のポジワットの活用に向けて検討を進める方向性が提示されております。需給調整市場におけるポジワットに関する課題は、電源Ⅰにおけるポジワットに関する課題と共通の課題も多いと考えられます。そのため、需給調整市場に関する検討においては、手戻りのないよう、国で行われている電源Ⅰに関する議論の検討状況を注視し、電源Ⅰにおけるポジワットの検討が全て完了し参入が可能と整理された段階で、需給調整市場への適用範囲の拡大に向けた追加検討を実施してまいります。こうした課題については、国の審議会においても論点とされていることから、国と検討してまいります。頂いたご意見は国に申し伝えます。
87	9, 10	アセスメントⅡの評価方法について、機器個別計測を認めていただきたい。	評価する計測値として、受電点における計測だけでなく、機器個別計測を認めてはどうか。	評価方法の93%以上の達成は評価指標として厳しく、制御可能な機器と制御不可能な需要が組み合わされたDSRを活用する事業者にとっては高い参入障壁になると考えられるため、実態に即した評価となるよう機器個別計測の導入が望ましいと思慮する。	需給調整市場開設時点では、調整力のΔkW評価およびkWh精算の計測点は受電点と整理されております。機器個別計測の許容にあたっては、裁定取引の防止を前提とすると、ΔkW評価およびkWh精算の計測点を一致させる必要があります。現行の計算法に基づく特定計量器を各機器点に使用すれば計算法上の問題はありますが、その場合、アグリゲーター等の事業性に影響がある可能性があることから、電気計量制度の合理化等が必要となります。また機器個別計測が導入された場合、需要家内のリソースの制御により受電点の需要を制御しこれを取引するデマンドリスポンスから、需要家内の発電機等のリソースを直接制御しこの出力を直接取引するビジネスに変わっていくものと考えられ、一つの需要家内において複数の事業者が電力量や調整力等の売買をリソース毎に行うこととなります。この場合、各リソースと総需要で取引の精算や管理主体が分かれていくこととなることから、供給力確保にかかる各事業者の責任範囲の整理や、系統利用負担および同時同量といった他の関連諸制度との関係の整理等もあわせて検討が必要となるのではないかと考えております。以上のことから、需給調整市場における機器個別計測の検討については、国において現在検討されている電気計量制度の合理化の詳細設計、および他の関連諸制度との関係等、こうした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、想定される不正行為およびその防止策等について検討を開始していくことといたします。なお、こうした電気計量制度の合理化の詳細設計や他の関連諸制度との関係等については、国の審議会での論点とされていることから、ご意見は国に申し伝えます。

		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	
88	31	計測地点（受電点計測）について個別計測の課題の洗い出しを早期に行ったほうが良いのではないかと。	個別計測を需給調整市場前から施行し、課題の洗い出しを行ってはどうか。（例：現在運用されている調整力公募電源 <sup>1</sup> での個別計測の許容）	将来発生しうる課題の洗い出しを早期に行うことにより、需給調整市場開設時の混乱を最小化することができると考えられるため。	需給調整市場開設時点では、調整力のΔkW評価およびkWh精算の計測点は受電点と整理されており、機器個別計測の許容にあたっては、裁定取引の防止を前提とすると、ΔkW評価およびkWh精算の計測点を一致させる必要があります。現行の計算法に基づく特定計量器を各機器点に使用すれば計算法上の問題はありますが、その場合、アグリゲーター等の事業性に影響がある可能性があることから、電気計量制度の合理化等が必要となります。また機器個別計測が導入された場合、需要家内のリソースの制御により受電点の需要を制御しこれを取引するディマンドレスポンスから、需要家内の発電機等のリソースを直接制御しこの出力を直接取引するビジネスに変わっていくものと考えられ、一つの需要家内において複数の事業者が電力量や調整力等の売買をリソース毎に行うこととなります。この場合、各リソースと総需要で取引の精算や管理主体が分かれていくこととなることから、供給力確保にかかる各事業者の責任範囲の整理や、系統利用負担および同時同量といった他の関連諸制度との関係の整理等もあわせて検討が必要となるのではないかと考えております。以上のことから、需給調整市場における機器個別計測の検討については、国において現在検討されている電気計量制度の合理化の詳細設計、および他の関連諸制度との関係等、こうした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、想定される不正行為およびその防止策等について検討を開始していくことといたします。なお、こうした電気計量制度の合理化の詳細設計や他の関連諸制度との関係等については、国の審議会での論点とされていることから、ご意見は国に申し伝えます。
89	9, 10	三次調整力 <sup>①</sup> について指令値変更が頻繁に起きる為DSR等における基準値に関して、標準ベースライン及びその他ベースライン（いわゆるHigh4of5）ではなく、計測機器による直前計測型で可能なことを明確に許容して頂きたい。	基準値がベースラインだけではなく計測機器による直前計測型でも明確に可能とし、適宜選択可能とする。	頻繁に起こりうる指令値変更に適応するため。	三次 <sup>①</sup> の基準値は指令時点の実需要に近い値であることが必要であると整理しており、指令直前の実需要の値を用いる「直前計測型」はこの考え方に合致していることから、三次 <sup>①</sup> における基準値の基本的な算出方法は、「high 4 of 5」ではなく、受電点における「直前計測型」を基本としております。なお、「事前予測型」を選択いただく事が可能です。
90	9	（現状家庭用リソースは参加対象外となっているが、）家庭用リソースの検討においては、許容範囲レベルの緩和の検討をいただきたい。	家庭用リソースが含まれている場合は、家庭用リソースの実力を踏まえた許容範囲を設定する。	家庭用リソースで参加する場合、需要家宅のインターネット環境を使用して制御する可能性が高く、ネット回線が不通になり、システム側から見えなくなった場合は、スムーズに除外できないと正確な制御が難しい。また、家庭用機器は規模が小さく、仮にきちんと動かなかった場合でも影響は小さいため、特別扱いしても問題ないのではないかと考える。（±10%の成功範囲は、海外事例等を参考に設定していると考えているが、家庭用リソースでの成功範囲ではないと想像するため）	需給調整市場開設時点においては、アグリゲーターは大口需要家のリソースを活用して参加することを想定して市場設計されており、低圧リソースのアグリゲーター（数万以上の規模）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、国で検討している制度面の検討事項も多いことから、対象外と整理しております。低圧アグリについては、低圧需要家における家庭用蓄電池やEV等の低圧リソースの活用が考えられますが、生活行動によって需要は時々刻々と変化する可能性があります。また、太陽光発電を設置している場合、自然変動によって時々刻々と変動する逆潮流が発生している時間も長いと考えられ、ポジアグリおよび機器個別計測の課題が解決されることが前提となるのではないかと考えております。以上のことから、需給調整市場における低圧アグリへの検討の進め方は、ポジアグリおよび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なります。なお、低圧アグリへの検討にあたっては、低圧リソースの参加により、調整力の調達にかかるコスト削減が期待できる一方、一般送配電事業者においては、システム改修等の費用が生じます。社会コストの増加を防ぐ観点からは、調達コストの削減金額が一般送配電事業者における投資コストを上回る必要があります。低圧リソースは一軒一軒の規模が小さいことから、数万以上の規模が必要と想定されますが、一般送配電事業者が投資をしたものの低圧リソースの参加がほとんど無いといったことを避けるため、投資時期やその規模に留意する必要があります。これらのことから、各事業者様におかれましても、そのビジネスモデルの中でどのように事前審査、アセスメントを実施できるのかといった点について、引き続きご提案いただきたいと思いますと考えております。
91	22	（現状家庭用リソースは参加対象外となっているが、）アセスメントⅡ要件不適合時のペナルティとして、1ヶ月内で3回不適合となった場合に新規の取引を停止するとあるが、家庭用リソースの検討においては、条件緩和を検討いただきたい。	家庭用リソースが含まれている場合は、家庭用リソースの実力を踏まえた不適合回数基準を設定する。	家庭用リソースで参加する場合、需要家宅のインターネット環境を使用して制御する可能性が高く、ネット回線が不通になるケースも考えられる。また、追加計量コスト回避の観点から受電点DR+受電点ポジワット（逆潮）での参加が考えられる。家庭用機器は規模が小さく、仮にきちんと動かなかった場合でも影響は小さいこと、および、受電点DR+受電点ポジワット（逆潮）においては、対象需要家の需要変動を自ら調整していることにもなりうる点も踏まえて（本来、対象リソース以外の需要変動は送配電事業者が調達した調整力で調整する性格のもの）、特別扱いしても問題ないのではないかと考える。	需給調整市場開設時点においては、アグリゲーターは大口需要家のリソースを活用して参加することを想定して市場設計されており、低圧リソースのアグリゲーター（数万以上の規模）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、国で検討している制度面の検討事項も多いことから、対象外と整理しております。低圧アグリについては、低圧需要家における家庭用蓄電池やEV等の低圧リソースの活用が考えられますが、生活行動によって需要は時々刻々と変化する可能性があります。また、太陽光発電を設置している場合、自然変動によって時々刻々と変動する逆潮流が発生している時間も長いと考えられ、ポジアグリおよび機器個別計測の課題が解決されることが前提となるのではないかと考えております。以上のことから、需給調整市場における低圧アグリへの検討の進め方は、ポジアグリおよび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なります。なお、低圧アグリへの検討にあたっては、低圧リソースの参加により、調整力の調達にかかるコスト削減が期待できる一方、一般送配電事業者においては、システム改修等の費用が生じます。社会コストの増加を防ぐ観点からは、調達コストの削減金額が一般送配電事業者における投資コストを上回る必要があります。低圧リソースは一軒一軒の規模が小さいことから、数万以上の規模が必要と想定されますが、一般送配電事業者が投資をしたものの低圧リソースの参加がほとんど無いといったことを避けるため、投資時期やその規模に留意する必要があります。これらのことから、各事業者様におかれましても、そのビジネスモデルの中でどのように事前審査、アセスメントを実施できるのかといった点について、引き続きご提案いただきたいと思いますと考えております。
92	16	（現状家庭用リソースは参加対象外となっているが、）家庭用リソースの参加を検討する際には、需要家リストパターンの変更は短期間で変更できるようにしていただきたい。	家庭用リソース部分の需要家リストの変更は申請だけで認め、当該アグリゲーターの仕組みで一定以上の件数で性能確認ができれば、1件当たりOKWの調整力が提供できるとみなし、入札可能容量は、OKW×リストの件数とする。	家庭用リソースは、機器販売時にサービスに加入いただくケース等が想定され、頻繁に需要家リストが変更になる可能性があることと想定している。また、需要家宅のインターネット環境を使用して制御する可能性が高く、ネット回線が不通になり、システム側から見えなくなった場合は、スムーズに除外できないと正確な制御が難しい。変更が3か月以上もかかっている場合は円滑なサービスは難しいと想定される。また、家庭用機器は規模が小さく、仮にきちんと動かなかった場合でも影響は小さいため、特別扱いしても問題ないのではないかと考える。	需給調整市場開設時点においては、アグリゲーターは大口需要家のリソースを活用して参加することを想定して市場設計されており、低圧リソースのアグリゲーター（数万以上の規模）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、国で検討している制度面の検討事項も多いことから、対象外と整理しております。低圧アグリについては、低圧需要家における家庭用蓄電池やEV等の低圧リソースの活用が考えられますが、生活行動によって需要は時々刻々と変化する可能性があります。また、太陽光発電を設置している場合、自然変動によって時々刻々と変動する逆潮流が発生している時間も長いと考えられ、ポジアグリおよび機器個別計測の課題が解決されることが前提となるのではないかと考えております。以上のことから、需給調整市場における低圧アグリへの検討の進め方は、ポジアグリおよび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なります。なお、低圧アグリへの検討にあたっては、低圧リソースの参加により、調整力の調達にかかるコスト削減が期待できる一方、一般送配電事業者においては、システム改修等の費用が生じます。社会コストの増加を防ぐ観点からは、調達コストの削減金額が一般送配電事業者における投資コストを上回る必要があります。低圧リソースは一軒一軒の規模が小さいことから、数万以上の規模が必要と想定されますが、一般送配電事業者が投資をしたものの低圧リソースの参加がほとんど無いといったことを避けるため、投資時期やその規模に留意する必要があります。これらのことから、各事業者様におかれましても、そのビジネスモデルの中でどのように事前審査、アセスメントを実施できるのかといった点について、引き続きご提案いただきたいと思いますと考えております。
93	10	落札ブロック前（アセスメント対象外）に余力活用で出力を抑制/増加されて、落札ブロック開始時点の運転点が発電計画以下/以上だった場合、発電計画を基準にしたアセスメントでは達成できない虞があるが、何か補正評価はあるのでしょうか。	落札ブロック前での余力活用時のアセスメントⅡ評価方法の詳細確認	同左	落札ブロック時間内に、落札したΔkWの範囲内で指令を受けた場合はアセスメントⅡの対象となり、その範囲外の指令が出た場合はアセスメントⅡの対象外となります。
94	6	（確認）余力活用とあるが、三次 <sup>①</sup> が導入される2022年時点では電源Ⅱ契約を締結している電源との認識でよいか。		余力活用契約が締結されるのは、容量市場が導入される2024年以降であり、2022年時点では調整力公募における電源Ⅱが相当するものと考えられるため。	意見募集対象資料P6に「余力活用契約」との記載がありますが、容量市場の仕組みに変わるまでの期間は、電源Ⅱ契約を締結している電源と読み替えていただいて問題ありません。ご指摘を踏まえ、容量市場後を前提とした記載となっていたため、この点が明確となるよう資料を修正して参ります。

通し 番号	寄せられたご意見			回答	
	ページ 番号	ご意見	具体的提案		
95	7	容量市場の発動指令電源で落札している場合、発動指令電源のkW分を控除して、 $\Delta kW$ 落札量が供出可能なのかを確認するのか。それとも、 $\Delta kW$ 落札量の中に発動指令電源のkWが含まれてもいいのか。容量市場(kW)と需給調整市場( $\Delta kW+kWh$ )の観点からは、「 $\Delta kW$ 落札量の中に発動指令電源のkWが含まれていても可」とすべきだと考えている。	「 $\Delta kW$ 落札量の中に発動指令電源のkWが含まれていても可」と具体的に記載いただきたい。	容量市場の発動指令電源と需給調整市場にダブルで入札できるようにすべきだと考えるため(容量市場(kW)と需給調整市場( $\Delta kW+kWh$ )のすみ分けが基本的考え方のため)	国の審議会において、「容量市場において落札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にした上で、さらに、調整力としても活用が可能」と整理されております。このことから、同一のリソース、パターンで発動指令電源および需給調整市場に応札する場合、両方の発動指令に対応できたことを確認されることとなり、需給調整市場においては、需給調整市場の要件に基づきアセスメントⅡを行うこととなります。アセスメントⅠでは、電源Ⅰ・Ⅰ'については、一般送配電事業者が年初に容量を確保している契約の義務期間は電源Ⅰ・Ⅰ'を除いた部分で $\Delta kW$ を確保できているかを確認いたします。ただし、発動指令電源については、小売電気事業者が活用する場合もあることからこの限りではありません。
96	26	ネガワット調整金の支払いのフローにおいて、アグリゲータ(以下、「A」とする)から小売業者に契約している需要家の情報を開示する必要がある。こういった場合において、小売事業者がアグリゲータを兼ねている場合(以下、「B」とする)、AからBへ営業情報を開示することと同義となり、情報の不均一が発生する。こういった情報の不均一を回避する必要があると考える。	中立な機関からネガワット調整金を支払う仕組みを構築し、情報の均一化を行う。	AとBの間に中立な機関(例えば電力広域的運営推進機関や属地TSO)が入ることで、AとBとの情報の不均一をなくすることができると思われるため。	ネガワット調整金の扱いの中で整理されるべき事項と考えます。頂いたご意見は国に申し伝えます。
97	全体	新型コロナの影響を勘案し、三次②も含めた需給調整市場の開始時期の変更等はあるのか。	市場開始時期の変更等があれば、早い段階で周知いただきたい。	需給調整市場に参入するにあたり、BGとしても入札システムの構築等を進めていく必要があるが、緊急事態宣言も出される中、メーカーの手配などに大きな支障があると想定。結果、各事業者が十分な準備をできない状態で市場が開始されるおそれがあるため。	現時点においては当初のスケジュール通り、市場開設に向けた準備を進めております。なお、昨今の新型コロナウイルス感染症の情勢に伴い、市場開始時期に遅延が発生する場合には、国の審議会等において事業者の皆様へご報告されることとなります。