

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">取引規程（需給調整市場） および取引規程別冊（二次調整力①）</p> <p>取引規程別冊（二次調整力①）は、取引規程（需給調整市場）にもとづき、二次調整力①の取引に関する事前審査（第3章）、取引の実施（第4章）、入札（第5章）、約定処理（第6章）、調整の実施（第7章）およびアセスメント（第8章）について定めるものである。</p> <p>なお、章数および条数は、取引規程（需給調整市場）の章数および条数にそれぞれ対応する。</p> <p style="text-align: center;">2026年7月1日 実施</p> <p style="text-align: center;">一般社団法人電力需給調整力取引所</p>	<p style="text-align: center;">取引規程別冊（一次調整力）</p> <p>取引規程別冊（一次調整力）は、取引規程（需給調整市場）にもとづき、一次調整力の取引に関する事前審査（第3章）、取引の実施（第4章）、入札（第5章）、約定処理（第6章）、調整の実施（第7章）およびアセスメント（第8章）について定めるものである。</p> <p>なお、章数および条数は、取引規程（需給調整市場）の章数および条数にそれぞれ対応する。</p>	<p style="text-align: center;">取引規程別冊（複合約定）</p> <p>取引規程別冊（複合約定）は、取引規程（需給調整市場）にもとづき、複合商品の取引に関する事前審査（第3章）、取引の実施（第4章）、入札（第5章）、約定処理（第6章）、調整の実施（第7章）およびアセスメント（第8章）について定めるものである。</p> <p>なお、章数および条数は、取引規程（需給調整市場）の章数および条数にそれぞれ対応する。</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">目 次</p> <p>第1章 総則</p> <p>第1条（目的）…………… 5</p> <p>第2条（定義）…………… 5</p> <p>第3条（休業日・営業日および営業時間）…………… 22</p> <p>第2章 取引共通</p> <p>第4条（取引会員資格）…………… 23</p> <p>第5条（資産上の要件）…………… 23</p> <p>第6条（欠格事由）…………… 23</p> <p>第7条（加入手続）…………… 23</p> <p>第8条（審査手続および取引会員資格の取得）…………… 24</p> <p>第9条（任意脱退）…………… 24</p> <p>第10条（当然脱退）…………… 24</p> <p>第11条（脱退の効果）…………… 24</p> <p>第12条（取引資格）…………… 25</p> <p>第13条（リソース等が満たすべき要件）…………… 25</p> <p>第14条（電力制御セキュリティの確認）…………… 38</p> <p>第15条（システム売買方式による取引等）…………… 38</p> <p>第16条（禁止行為）…………… 39</p> <p>第17条（需給調整市場システムへのデータ登録）…………… 40</p> <p>第18条（調整電力量料金に適用する単価の登録）…………… 40</p> <p>第19条（各リスト・パターン等の登録）…………… 41</p> <p>第20条（規程類の遵守）…………… 44</p> <p>第3章 事前審査</p> <p>第21条（性能確認等）…………… 45</p> <p>第22条（確認項目）…………… 47</p> <p>第23条（性能データ等に関する提出資料）…………… 49</p> <p>第24条（実働試験の実施方法）…………… 52</p> <p>第4章 取引の実施</p> <p>第25条（取引）…………… 62</p> <p>第26条（取引対象のΔkW）…………… 62</p> <p>第27条（取引の実施方法）…………… 63</p> <p>第28条（実施日）…………… 63</p> <p>第29条（ΔkWの入札単位）…………… 63</p> <p>第30条（入札受付時間）…………… 63</p> <p>第5章 入札</p>	<p style="text-align: center;">目 次</p> <p>第3章 事前審査</p> <p>第21条（性能確認等）…………… 45</p> <p>第22条（確認項目）…………… 47</p> <p>第23条（性能データ等に関する提出資料）…………… 49</p> <p>第24条（実働試験の実施方法）…………… 52</p> <p>第4章 取引の実施</p> <p>第25条（取引）…………… 62</p> <p>第26条（取引対象のΔkW）…………… 62</p> <p>第27条（取引の実施方法）…………… 63</p> <p>第28条（実施日）…………… 63</p> <p>第29条（ΔkWの入札単位）…………… 63</p> <p>第30条（入札受付時間）…………… 63</p> <p>第5章 入札</p>	<p style="text-align: center;">目 次</p> <p>第3章 事前審査</p> <p>第21条（性能確認等）…………… 45</p> <p>第22条（確認項目）…………… 47</p> <p>第23条（性能データ等に関する提出資料）…………… 49</p> <p>第24条（実働試験の実施方法）…………… 52</p> <p>第4章 取引の実施</p> <p>第25条（取引）…………… 62</p> <p>第26条（取引対象のΔkW）…………… 62</p> <p>第27条（取引の実施方法）…………… 63</p> <p>第28条（実施日）…………… 63</p> <p>第29条（ΔkWの入札単位）…………… 63</p> <p>第30条（入札受付時間）…………… 63</p> <p>第5章 入札</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
第31条（入札方法等）……………64	第31条（入札方法等）……………64	第31条（入札方法等）……………64	
第6章 約定処理	第6章 約定処理	第6章 約定処理	
第32条（約定）……………66	第32条（約定）……………66	第32条（約定）……………66	
第33条（約定の通知）……………67	第33条（約定の通知）……………67	第33条（約定の通知）……………67	
第34条（計画等の提出）……………67	第34条（計画等の提出）……………67	第34条（計画等の提出）……………67	
第7章 調整の実施	第7章 調整の実施	第7章 調整の実施	
第35条（調整の実施の原則）……………81	第35条（調整の実施の原則）……………81	第35条（調整の実施の原則）……………81	
第36条（約定した単独発電機または各リスト・ パターンの差替え）……………82	第36条（約定した単独発電機または各リスト・ パターンの差替え）……………82	第36条（約定した単独発電機または各リスト・ パターンの差替え）……………82	
第37条（単独発電機または各リスト・パターン におけるトラブル対応）……………83	第37条（単独発電機または各リスト・パターン におけるトラブル対応）……………83	第37条（単独発電機または各リスト・パターン におけるトラブル対応）……………83	
第38条（ΔkWの供出協力）……………84	第38条（ΔkWの供出協力）……………84	第38条（ΔkWの供出協力）……………84	
第8章 アセスメント	第8章 アセスメント	第8章 アセスメント	
第39条（アセスメント）……………86	第39条（アセスメント）……………86	第39条（アセスメント）……………86	
第9章 ペナルティ	第9章 ペナルティ	第9章 ペナルティ	
第40条（ペナルティ）……………108	第40条（ペナルティ）……………108	第40条（ペナルティ）……………108	
第41条（アセスメント要件不適合時の対応）……………109	第41条（アセスメント要件不適合時の対応）……………109	第41条（アセスメント要件不適合時の対応）……………109	
第10章 精算	第10章 精算	第10章 精算	
第42条（電力量の計量）……………113	第42条（電力量の計量）……………113	第42条（電力量の計量）……………113	
第43条（調整電力量の算定）……………114	第43条（調整電力量の算定）……………114	第43条（調整電力量の算定）……………114	
第44条（返還情報の登録）……………120	第44条（返還情報の登録）……………120	第44条（返還情報の登録）……………120	
第45条（料金の算定期間）……………121	第45条（料金の算定期間）……………121	第45条（料金の算定期間）……………121	
第46条（決済の対象）……………121	第46条（決済の対象）……………121	第46条（決済の対象）……………121	
第47条（支払義務の発生）……………123	第47条（支払義務の発生）……………123	第47条（支払義務の発生）……………123	
第48条（事業税相当額）……………123	第48条（事業税相当額）……………123	第48条（事業税相当額）……………123	
第49条（消費税等相当額）……………123	第49条（消費税等相当額）……………123	第49条（消費税等相当額）……………123	
第50条（単位および端数処理）……………124	第50条（単位および端数処理）……………124	第50条（単位および端数処理）……………124	
第51条（料金等の授受）……………124	第51条（料金等の授受）……………124	第51条（料金等の授受）……………124	
第11章 違約処理	第11章 違約処理	第11章 違約処理	
第52条（違約処理）……………127	第52条（違約処理）……………127	第52条（違約処理）……………127	
第53条（取引停止）……………127	第53条（取引停止）……………127	第53条（取引停止）……………127	
第54条（違約者の入札の扱い）……………127	第54条（違約者の入札の扱い）……………127	第54条（違約者の入札の扱い）……………127	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>第12章 雑則</p> <p>第55条 (知的財産権の取扱い) 128</p> <p>第56条 (取引情報の機密保持) 128</p> <p>第57条 (揭示事項) 128</p> <p>第58条 (市況の報告) 128</p> <p>第59条 (システム障害の特例措置) 128</p> <p>第60条 (市場運営者の免責) 129</p> <p>第61条 (臨機応変の処置) 129</p> <p>第62条 (細目的事項) 129</p> <p>第63条 (言語) 130</p> <p>第64条 (改定) 130</p> <p>第65条 (反社会的勢力の排除) 131</p> <p>第13章 売買手数料</p> <p>第66条 (売買手数料) 132</p> <p>別表 133</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第1章 総則</p> <p>(定義)</p> <p>第2条 次の用語は、本規程においてそれぞれ次の意味で使用する。</p> <p>(1) 市場運営者 本市場を運営する一般社団法人電力需給調整力取引所。なお、北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、および九州電力送配電株式会社は、市場運営者からの委託のもとつき、属地エリアの一般送配電事業者として、本市場の運営に係る業務を行うことがある。</p> <p>(2) 取引会員 市場運営者が第8条（審査手続および取引会員資格の取得）第4項により資格を付与した者</p> <p>(3) リソース 調整に用いる発電機等（発電リソース）および需要家等（需要リソース）（需要抑制により電力量を供出する場合に限る）</p> <p>(4) 受電点 受電地点または供給地点</p> <p>(5) 特例計量器 「電気事業法」の特定計量制度のもとついで計量を行うために設置する計量器</p> <p>(6) 特例計量器等 特例計量器と「計量法」の規定を満たす特定計量器（電力量計等）を総称したもの</p> <p>(7) 機器点 受電点より負荷側に位置し、特例計量器等が設置されている計量点</p> <p>(8) 低圧機器点 受電点の電圧が低圧の機器点</p> <p>(9) 高圧機器点 受電点の電圧が高圧の機器点</p> <p>(10) 機器点計量器等 属地エリアの一般送配電事業者が設置する計量器へ情報を発信するため必要となる特例計量器等、無線端末および付属機器等</p> <p>(11) 受電点参入 受電点で計量するリソースの発電または需要抑制により、受電点で調整力を供出するリソースで本市場に参入すること</p> <p>(12) 機器点参入 機器点で計量するリソースの発電または需要抑制により、機器点で調整力を供出するリソースで本市場に参入すること</p> <p>(13) 群リソース 受電点の電圧が低圧で、調整に用いる複数のリソースを一括して一つの</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>リソースとみなすもの</p> <p>(14) 単独発電機 受電点参入する場合で、契約受電電力が1,000キロワット以上の発電リソースをアグリゲートせず、取引会員が取引に用いる入札の単位</p> <p>(15) 発電機リスト・パターン 発電リソースのみをアグリゲートして入札に用いる場合に、取引会員が取引に用いる入札の単位。ただし、受電点参入する場合には、契約受電電力が原則として1,000キロワット未満、機器点参入する場合は、供出できる電力の最大値が1,000キロワット未満の発電リソースをアグリゲートして入札に用いる場合に限る。</p> <p>(16) 需要家リスト・パターン 需要リソースのみを用いる場合に、取引会員が取引に用いる入札の単位</p> <p>(17) ネガボジリスト・パターン イ 受電点参入の場合 契約受電電力が原則として1,000キロワット未満の発電リソースおよび需要リソースをアグリゲートして入札に用いる場合、または受電地点と供給地点が一致する発電リソースおよび需要リソースを併せて入札に用いる場合、もしくはこれらの供出可能量が原則として1,000キロワット未満で他の地点のリソースとアグリゲートして入札に用いる場合に、取引会員が取引に用いる入札の単位。 ロ 機器点参入の場合 供出できる電力の最大値が1,000キロワット未満の発電リソースおよび需要リソースをアグリゲートして入札に用いる場合、または同一機器点において発電リソースと需要リソースを併せて入札に用いる場合、もしくはこれらの供出可能量が1,000キロワット未満で他の地点のリソースとアグリゲートして入札に用いる場合に、取引会員が取引に用いる入札の単位。</p> <p>(18) マスタパターン 同一系統コードを有する発電機リスト・パターン、需要家リスト・パターンまたはネガボジリスト・パターンに属する（いずれも予定を含む）すべてのリソースに関する基礎情報をいれ、パターン番号を500とし、かつ供出可能量がゼロキロワットとして登録されるもの</p> <p>(19) 各リスト・パターン 発電機リスト・パターン、需要家リスト・パターンまたはネガボジリスト・パターンを総称したもの。なお、マスタパターンは除く。</p> <p>(20) リスト・パターン申請情報 パターン番号、供出可能量およびリソースに関する情報（参入点、参入点の供出方法、地点名称、場所（住所）、電圧区分〔受電点〕、群コード、供給地点特定番号、契約電力〔キロワット〕、所属小売電気事業者コード、所属小売電気事業者名称、所属需要抑制BGコード、所属需要抑制BG名称、受電地点特定番号、契約受電電力〔キロワット〕、電源種別、発電方式、火力燃料種別、系統コード、所属発電事業者コード、所属発電事業者名称、所属発電BGコード、所属発電BG名称、機器点特定番号、再エネ対</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>象電源の有無、揚水等特措の適用有無、相数1、一次電圧1、二次電圧1、容量1、変圧器ロス1、相数2、一次電圧2、二次電圧2、容量2、変圧器ロス2、変圧器容量、変圧器結線パターン）等</p> <p>(21) 基準パターン 各リスト・パターンのうち、至近の事前審査において各取引規程別冊第21条（性能確認等）第1項(1)に定める性能確認を実施し、かつ各取引規程別冊第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合したパターン番号、または、第19条（各リスト・パターン等の登録）第3項に該当し、至近の事前審査において各取引規程別冊第21条（性能確認等）第1項(2)に定める性能確認によって各取引規程別冊第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合するとみなされ、かつ至近のアセスメント実績（暦月単位）が全件アセスメント適合となったパターン番号</p> <p>(22) 派生パターン 基準パターンを除く各リスト・パターンのうち、マスタパターン内のリソースを用いて、基準パターンの供出可能量の±10%以内で構成されたパターン番号</p> <p>(23) 属地エリア 取引に用いられるリソースが電送供給等に関する契約の対象となる一般送配電事業者のエリア（沖縄電力株式会社の供給区域を除く）</p> <p>(24) ΔkW 落札時間において、必要な能力をもった調整電源を調達した量で調整できる状態で確保し、必要ときに指令できる権利</p> <p>(25) 調整電力量 属地エリアの一般送配電事業者の指令にもとづく発電または需要抑制により供出した送電端における電力量（キロワット時）</p> <p>(26) 供出可能量 属地エリアの一般送配電事業者の指令または自端制御による周波数偏差にもとづく発電または需要抑制により供出が可能な送電端における電力（キロワット）。一次調整力において、属地エリアの一般送配電事業者の中給システムと専用線オンラインで接続（以下、単に「専用線オンラインで接続」という）する場合は、基準周波数から0.6ヘルツの周波数低下継続時に供出が可能な送電端における電力（キロワット）または、基準周波数から1.0ヘルツの周波数低下で10秒以内に供出可能な送電端における電力（キロワット）の小さい方の値を供出可能量とする。</p> <p>(27) 供出電力（30分） 属地エリアの一般送配電事業者の指令にもとづく発電または需要抑制により供出した30分ごとの平均電力（キロワット）</p> <p>(28) 供出電力（1分） 属地エリアの一般送配電事業者の指令にもとづく発電または需要抑制により供出した1分ごとの平均電力（キロワット）</p> <p>(29) 供出電力（属地周期） 属地エリアの一般送配電事業者の指令または自端制御による周波数偏差にもとづく発電または需要抑制により供出した属地エリアの一般送配電事</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>業者と調整した送信周期ごとの平均電力（キロワット）</p> <p>(30) 供出電力（1秒） 自端制御による周波数偏差にもとづく発電または需要抑制により供出した1秒ごとの平均電力（キロワット）</p> <p>(31) 応答時間 三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②および二次調整力①の場合は、属地エリアの一般送配電事業者が指令を送信してから供出可能量まで出力を変化するために要する時間。一次調整力において、専用線オンラインで接続する場合は、基準周波数から1.0ヘルツの周波数低下が継続した場合に供出可能量まで出力を変化するために要する時間。監視方法がオフラインの場合は、基準周波数から0.2ヘルツ（北海道電力ネットワーク株式会社の属地エリアにおいては0.3ヘルツ）の周波数低下が継続した場合に供出可能量まで出力を変化するために要する時間</p> <p>(32) 継続時間 供出可能量または属地エリアの一般送配電事業者から指令された値（以下、「指令値」という）にこぶじた量を継続して供出し続けることが可能な時間</p> <p>(33) 遅れ時間 属地エリアの一般送配電事業者の指令を受信または自端で周波数偏差を検知してからリソースが出力変化を開始するまでに要する時間（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）</p> <p>(34) 上り伝送遅延時間 専用線オンラインで接続するリソースにおいて、取引会員が要求供出電力を属地エリアの一般送配電事業者へ送信した時刻から、属地エリアの一般送配電事業者が受信する時刻までの通信設備の伝送に要する時間</p> <p>(35) 調定率 周波数偏差とリソースの出力変化量の関係性における傾きを示すもの</p> <p>(36) 周波数計測間隔 連続的に変動する周波数に対して、周波数偏差を検知する時間の粒度</p> <p>(37) 周波数計測誤差 ある時刻においてリソースが自端で検出した周波数と、系統における周波数の乖離</p> <p>(38) 不感帯 周波数偏差が発生している場合でもリソースの出力変化を不要とする範囲</p> <p>(39) 基準値 需要リソースが調整を行わない場合に想定される30分ごとの需要電力量を属地エリアの「送供給等率」で定める損失率で修正した計画（キロワット時）を総称したもの</p> <p>(40) 発電基準値 発電リソースが調整を行わない場合に想定される30分ごとの発電電力量の計画（キロワット時）を総称したもの</p> <p>(41) 基準値計画</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>需要リソースを用いて受電点参入する場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る基準値（キロワット時）。</p> <p>なお、直前直後型または逐次計測型の場合、約定した商品ブロックの開始時刻から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る基準値（キロワット時）。</p> <p>(42) 高圧受電点基準値</p> <p>受電電圧が高圧または特別高圧の受電点において需要リソースを用いて受電点参入する場合の当該需要リソースが調整を行わない場合に想定される所属小売電気事業者コード単位かつ30分ごとの需要電力量を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット時）</p> <p>(43) 低圧受電点基準値</p> <p>受電電圧が低圧の受電点において需要リソースを用いて受電点参入する場合の当該需要リソース（需要リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には当該群リソース）が調整を行わない場合に想定される所属小売電気事業者コード単位（当該需要リソースが属する受電点において発電量調整供給等約款を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位）かつ30分ごとの需要電力量を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット時）</p> <p>(44) 機器点計画</p> <p>需要リソースを用いて機器点参入する場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る基準値（キロワット時）または発電リソースを用いて機器点参入する場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る発電基準値（キロワット時）</p> <p>(45) 高圧機器点基準値（アセス用）</p> <p>受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において需要リソースを用いて機器点参入する場合の当該需要リソースが調整を行わない場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの需要電力量を変圧器のロス率および属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット時）</p> <p>(46) 高圧機器点基準値電力（アセス用）</p> <p>高圧機器点基準値（アセス用）を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(47) 高圧機器点基準値（調整電力量用・機器端）</p> <p>受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において需要リソースを用いて機器点参入する場合の当該需要リソースが調整を行わない場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの需要電力量の計画（キロワット時）</p> <p>(48) 高圧機器点発電基準値（アセス用）</p> <p>受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソースが調整を行わない</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの発電電力量を変圧器のロス率で修正した計画（キロワット時）</p> <p>(49) 高圧機器点発電基準値電力（アセス用） 高圧機器点発電基準値（アセス用）を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(50) 高圧機器点発電基準値（調整電力量用・機器端） 受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソースが調整を行わない場合に想定される機器点単位かつ30分ごとの発電電力量の計画（キロワット時）</p> <p>(51) 低圧機器点基準値 受電電圧が低圧の受電点に属する機器点において需要リソースを用いて機器点参入する場合の当該需要リソース（需要リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には当該群リソース）が調整を行わない場合に想定される所属小売電気事業者コード単位（当該需要リソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位）かつ30分ごとの需要電力量の計画（キロワット時）（計画時点の受電点での潮流が潮流制約の場合は、属地エリアの「送供給等条項」で定める損失率も考慮する）</p> <p>(52) 低圧機器点基準値電力 低圧機器点基準値を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(53) 低圧機器点発電基準値 受電電圧が低圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソース（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には当該群リソース）が調整を行わない場合に想定される所属小売電気事業者コード単位（当該発電リソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位）かつ30分ごとの発電電力量の計画（キロワット時）（計画時点の受電点での潮流が潮流制約の場合は、属地エリアの「送供給等条項」で定める損失率も考慮する）</p> <p>(54) 低圧機器点発電基準値電力 低圧機器点発電基準値を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(55) 受電点需要計画 受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において機器点参入するリソースが調整を行わない場合に想定される受電点の需要計画（キロワット時）。ただし、当面の間、当該計画の提出は不要とする。</p> <p>(56) 合計基準値 基準値計画を30分ごとに需要家リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位で合計した値（キロワット時）</p> <p>(57) 合計基準値電力 合計基準値を2倍して電力に換算した値。なお、直前計測型の場合は1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）または1秒基準値電力（直前計測型）（キロワット）とし、逐次計測型の場合は属地</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>周期基準値電力（逐次計測型）または1秒基準値電力（逐次計測型）（キロワット）。</p> <p>(58) 実働試験基準値電力 実働試験対象時間（試験実施直前の60分と当該実働試験の実施時間（以下、「試験時間」という）を合わせた時間をいう。以下同様とする）における需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位（リソース単位での試験を希望する場合は、リソース単位）かつ5分ごとの需要リソースが調整を行わない場合の需要想定値を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した値（キロワット）</p> <p>(59) 事前予測型 あらかじめ予測した需要電力量を用いて基準値等を設定する方法</p> <p>(60) 直前計測型 約定した商品ブロック直前の需要の実績（属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した値とする）（以下、「需要実績」という）を用いて基準値等を設定する方法</p> <p>(61) 逐次計測型 一次調整力において約定した商品ブロックを5分ごとに区切り、基準値等を設定する方法。各基準値等は当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間の需要実績を用いて設定する。</p> <p>(62) 1分基準値電力（事前予測型） 合計基準値電力に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位かつ1分ごとの需要想定値を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット）</p> <p>(63) 機器点1分基準値電力（事前予測型） 高圧機器点基準値（アセス用）に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位の機器点単位かつ1分ごとの需要想定値を変圧器のロス率および属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画の合計値（キロワット）ならびに低圧機器点基準値に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位の機器点単位（需要リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース単位）かつ1分ごとの需要想定値の計画の合計値（キロワット）（計画時点の受電点での潮流が逆流の場合は、属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率も考慮する）を合算した値</p> <p>(64) 機器点1分基準値電力計画（事前予測型） 需要リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る機器点1分基準値電力（事前予測型）（キロワット）</p> <p>(65) 属地周期基準値電力（事前予測型） 合計基準値電力に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要想定値を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット）</p> <p>(66) 機器点属地周期基準値電力（事前予測型）</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>高圧機器点基準値（アセス用）に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位の機器点単位かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要想定値を変圧器のロス率および属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画の合計値（キロワット）ならびに低圧機器点基準値に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位の機器点単位（需要リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース単位）かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要想定値の計画の合計値（キロワット）（計画時点の受電点での潮流が逆流潮流の場合は、属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率も考慮する）を合算した値</p> <p>(67) 機器点属地周期基準値電力計画（事前予測型）</p> <p>需要リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る機器点属地周期基準値電力（事前予測型）（キロワット）</p> <p>(68) 1秒基準値電力（事前予測型）</p> <p>合計基準値電力に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位かつ1秒ごとの需要想定値を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画（キロワット）</p> <p>(69) 機器点1秒基準値電力（事前予測型）</p> <p>高圧機器点基準値（アセス用）に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位の機器点単位かつ1秒ごとの需要想定値を変圧器のロス率および属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した計画の合計値（キロワット）ならびに低圧機器点基準値に整合する需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位の機器点単位（需要リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース単位）かつ1秒ごとの需要想定値の計画の合計値（キロワット）（計画時点の受電点での潮流が逆流潮流の場合は、属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率も考慮する）を合算した値</p> <p>(70) 機器点1秒基準値電力計画（事前予測型）</p> <p>需要リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る機器点1秒基準値電力（事前予測型）（キロワット）</p> <p>(71) 1分基準値電力（直前予測型）</p> <p>簡易指令システムを用いたオンラインで接続（以下、単に「簡易指令システムで接続」という）する場合は、需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位かつ1分ごとの需要実績の商品ブロック開始前5点平均値（キロワット）。専用線オンラインで接続する場合は、需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績の商品ブロック開始前5分間の平均値（キロワット）。</p> <p>(72) 属地周期基準値電力（直前予測型）</p> <p>需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位かつ</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>属地エリアの一般送電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績の商品ブロック開始前5分間の平均値（キロワット）</p> <p>(73) 1秒基準値電力（直前計測型） 需要家リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位かつ1秒ごとの需要実績の商品ブロック開始前5分間の平均値（キロワット）</p> <p>(74) 属地周期基準値電力（逐次計測型） 需要家リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位かつ属地エリアの一般送電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績の5分間の平均値（キロワット）。なお、5分間の平均値に用いる需要実績は、商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間とする。</p> <p>(75) 1秒基準値電力（逐次計測型） 需要家リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位かつ1秒ごとの需要実績の5分間の平均値（キロワット）。なお、5分間の平均値に用いる需要実績は、商品ブロックを5分ごとに区切った場合の、当該5分ごとの区切りの開始時刻の直前5分間とする。</p> <p>(76) 1分基準値電力計画（事前予測型） 需要リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る1分基準値電力（事前予測型）（キロワット）</p> <p>(77) 属地周期基準値電力計画（事前予測型） 需要リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る属地周期基準値電力（事前予測型）（キロワット）</p> <p>(78) 1秒基準値電力計画（事前予測型） 需要リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの1時間前から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る1秒基準値電力（事前予測型）（キロワット）</p> <p>(79) 1分基準値電力計画（直前計測型） 約定した商品ブロックの開始時刻から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る1分基準値電力（直前計測型）（キロワット）</p> <p>(80) 属地周期基準値電力計画（直前計測型） 約定した商品ブロックの開始時刻から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る属地周期基準値電力（直前計測型）（キロワット）</p> <p>(81) 1秒基準値電力計画（直前計測型） 約定した商品ブロックの開始時刻から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る1秒基準値電力（直前計測型）（キロワット）</p> <p>(82) 直前計測型基準値内訳実績 直前計測型または逐次計測型を選択する場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの開始時刻から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る基準値相当の需要実績（1分基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）、1秒基準値電力（直前計測型）および1秒基準値電力（逐次計測型））をキロワット時ご換算した値における所属小</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>売電気事業者コード単位（受電電圧が低圧の受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位）かつ30分ごとの内訳</p> <p>(83) 属地周期基準値電力計画（逐次計測型）</p> <p>約定した商品ブロックの開始時刻から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る属地周期基準値電力（逐次計測型）（キロワット）</p> <p>(84) 1秒基準値電力計画（逐次計測型）</p> <p>約定した商品ブロックの開始時刻から当該約定した商品ブロックの終了時刻に亘る1秒基準値電力（逐次計測型）（キロワット）</p> <p>(85) 発電販売計画</p> <p>発電契約者が電力広域的運営推進機関に提出する30分ごとの発電リソースの稼働計画（属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」にもとづき修正された場合は修正後の値）（キロワット時）</p> <p>(86) 発電計画</p> <p>発電販売計画における系統コード単位かつ30分ごとの稼働計画（キロワット時）</p> <p>(87) 合計発電計画</p> <p>発電計画および発電計画合計（kWh）（MMS）を30分ごとに発電機リスト・パターンおよびネガボジリスト・パターン単位に合計した値（キロワット時）</p> <p>(88) 需要調査計画</p> <p>小売電気事業者が電力広域的運営推進機関に提出する30分ごとの需要リソースの計画（属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」にもとづき修正された場合は修正後の値）（キロワット時）</p> <p>(89) 発電計画電力</p> <p>発電計画を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(90) 合計発電計画電力</p> <p>合計発電計画を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(91) 発電計画合計（kWh）（MMS）</p> <p>受電電圧が低圧の受電点において発電リソースを用いて受電点参入する場合の当該発電リソース（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース）が調整を行わない場合に想定される所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位かつ30分ごとの発電電力量の計画（キロワット時）</p> <p>(92) 発電上限合計（kWh）（MMS）</p> <p>受電電圧が低圧の受電点において発電リソースを用いて受電点参入する場合の当該発電リソース（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース）における所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位かつ30分ごとの発電上限値（キロワット時）</p> <p>(93) 1分発電計画電力</p> <p>単独発電機の場合は、発電計画電力に整合する系統コード単位かつ1分ごとの稼働計画（キロワット）。発電機リスト・パターンおよびネガボジリスト・パターンの場合は、合計発電計画電力に整合する発電機リスト・パ</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>ターン単位およびネガポジリスト・パターン単位かつ1分ごとの稼働計画（キロワット）</p> <p>(94) 機器点1分発電計画電力</p> <p>高圧機器点発電基準値（アセス用）に整合する発電機リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位の機器点単位かつ1分ごとの稼働計画を変圧器のロス率で修正した計画の合計値（キロワット）ならびに低圧機器点発電基準値に整合する発電機リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位の機器点単位（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース単位）かつ1分ごとの稼働計画の合計値（キロワット）（計画時点の受電点での潮流が逆潮流の場合は、属地エリアの「送供給等約款」で定める損失率も考慮する）を合算した値</p> <p>(95) 機器点1分発電計画電力計画</p> <p>発電リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの時間帯における機器点1分発電計画電力（キロワット）</p> <p>(96) 属地周期発電計画電力</p> <p>単独発電機の場合は、発電計画電力に整合する系統コード単位かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの稼働計画（キロワット）。発電機リスト・パターンおよびネガポジリスト・パターンの場合は、合計発電計画電力に整合する発電機リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの稼働計画（キロワット）。</p> <p>(97) 機器点属地周期発電計画電力</p> <p>高圧機器点発電基準値（アセス用）に整合する発電機リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位の機器点単位かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの稼働計画を変圧器のロス率で修正した計画の合計値（キロワット）ならびに低圧機器点発電基準値に整合する発電機リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位の機器点単位（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース単位）かつ属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの稼働計画の合計値（キロワット）（計画時点の受電点での潮流が逆潮流の場合は、属地エリアの「送供給等約款」で定める損失率も考慮する）を合算した値</p> <p>(98) 機器点属地周期発電計画電力計画</p> <p>発電リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの時間帯における機器点属地周期発電計画電力（キロワット）</p> <p>(99) 1秒発電計画電力</p> <p>合計発電計画電力に整合する発電機リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位かつ1秒ごとの稼働計画（キロワット）</p> <p>(100) 機器点1秒発電計画電力</p> <p>高圧機器点発電基準値（アセス用）に整合する発電機リスト・パターン単位およびネガポジリスト・パターン単位の機器点単位かつ1秒ごとの稼働計画を変圧器のロス率で修正した計画の合計値（キロワット）ならびに</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>低圧機器点発電基準値に整合する機器点単位（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース単位）かつ1秒ごとの稼働計画の合計値（キロワット）（計画時点の受電点での潮流が逆潮流の場合は、属地エリアの「送供給等約款」で定める損失率も考慮する）を合算した値</p> <p>(101) 機器点1秒発電計画電力計画 発電リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの時間帯における機器点1秒発電計画電力（キロワット）</p> <p>(102) 1分発電計画電力計画 発電リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの時間帯における1分発電計画電力（キロワット）</p> <p>(103) 属地周期発電計画電力計画 発電リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの時間帯における属地周期発電計画電力（キロワット）</p> <p>(104) 1秒発電計画電力計画 発電リソースを用いる場合に、取引会員が本市場に提出する約定した商品ブロックの時間帯における1秒発電計画電力（キロワット）</p> <p>(105) 発電上限 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（キロワット時）</p> <p>(106) 高圧機器点発電上限 受電電圧が高圧または特別高圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の発電上限を変圧器のロス率で修正した機器点単位かつ30分ごとの発電可能な最大量（キロワット時）</p> <p>(107) 高圧機器点発電上限電力 高圧機器点発電上限を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(108) 低圧機器点発電上限 受電電圧が低圧の受電点に属する機器点において発電リソースを用いて機器点参入する場合の当該発電リソース（発電リソースを束ねて群リソースとして調整力を供出する場合には群リソース）の発電上限を変圧器のロス率で修正した所属小売電気事業者コード単位（当該発電リソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合には所属小売電気事業者コードおよび所属発電BGコード単位）かつ30分ごとの発電可能な最大量（キロワット時）（計画時点の受電点での潮流が逆潮流の場合は、属地エリアの「送供給等約款」で定める損失率も考慮する）</p> <p>(109) 低圧機器点発電上限電力 低圧機器点発電上限を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(110) 合計発電上限 発電上限を30分ごとに発電機リスト・パターンおよびネガボジリスト・パターン単位に合計した値（キロワット時）</p> <p>(111) 発電上限電力 発電上限を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(112) 合計発電上限電力</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>合計発電上限を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(113) 発電計画合計電力（MMS） 発電計画合計（kWh）（MMS）を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(114) 発電上限合計電力（MMS） 発電上限合計（kWh）（MMS）を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(115) 需要抑制計画 需要抑制契約者が電力広域的運営推進機関に提出する需要リソースの30分ごとの抑制計画（属地エリアの一般送配電事業者が定める「送供給等約款」にもとづき修正された場合は修正後の値）（キロワット時）</p> <p>(116) 合計需要抑制計画 需要抑制計画を30分ごとに需要家リスト・パターン単位およびネガボジリスト・パターン単位に合計した値（キロワット時）</p> <p>(117) 合計需要抑制計画電力 合計需要抑制計画を2倍して電力に換算した値（キロワット）</p> <p>(118) 需給調整市場に関する契約 需給調整市場での取引を希望する事業者が、調整の実施、実需時点の調整電力量の受け渡し、対価の授受およびその他取引の実施に関する事項について属地エリアの一般送配電事業者と締結する契約</p> <p>(119) 電源II契約等 電源II周波数調整力契約、電源II需給バランス調整力契約および電源II 〃 低速需給バランス調整力契約</p> <p>(120) 余力活用に関する契約 本市場における商品の要件を満たす機能を有する電源について、ゲートクローズ後の余力を活用するため、調整力提供者と属地エリアの一般送配電事業者の間で締結する契約</p> <p>(121) 地内系統混雑 基幹系統およびローカル系統において、送電設備および変電設備における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過する、または超過するおそれがあり、発電設備等を出力抑制する必要がある状態</p> <p>(122) 需給調整市場システム 本市場においてΔkWを取引するためのシステム</p> <p>(123) 専用線オンライン 属地エリアの一般送配電事業者が周波数制御または需給バランス調整を行うため、属地エリアの一般送配電事業者の中央給電指令所システム（以下、「中給システム」という）から専用線を用いた通信伝送レートを通じて運転指令を行うシステム</p> <p>(124) 簡易指令システム 専用線オンラインで接続していないリソースに対して、取引会員の通信設備を介して需給バランス調整等の指令を行うシステム</p> <p>(125) Bルート</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>スマートメーターで計測したデータを利用者のEMS（Energy Management System）機器を介して送信するルート</p> <p>(126) I o Tルート 特例計量器等からスマートメーターへデータを伝送する通信ルートで、特定計量（I o Tルート）運用ガイドライン等ことづくもの</p> <p>(127) 商品区分 本市場において取引する商品の仕分けをい、三次調整力②、三次調整力①、二次調整力②、二次調整力①、一次調整力および複合商品に区分 なお、複合商品とは、三次調整力①、二次調整力②、二次調整力①、一次調整力のうち、複数商品を組み合わせた商品のことをいう。</p> <p>(128) 複合市場商品 三次調整力①、二次調整力②、二次調整力①、一次調整力または複合商品のこと</p> <p>(129) 複合市場商品約定単位 複合市場商品に入札する場合の入札ごとの約定単位のことをい、以下の種類に分類される。 イ 三次調整力①のみ ロ 二次調整力②のみ ハ 二次調整力①のみ ニ 一次調整力のみ ホ 三次調整力①および二次調整力② へ 三次調整力①および二次調整力① ト 三次調整力①および一次調整力 チ 二次調整力②および二次調整力① リ 二次調整力②および一次調整力 ス 二次調整力①および一次調整力 ル 三次調整力①、二次調整力②および二次調整力① ヲ 三次調整力①、二次調整力②および一次調整力 ワ 三次調整力①、二次調整力①および一次調整力 カ 二次調整力②、二次調整力①および一次調整力 ヨ 三次調整力①、二次調整力②、二次調整力①および一次調整力</p> <p>(130) 複合入札対象商品 複合商品に入札する場合に、当該リソースが入札可能なそれぞれの単独の商品区分のこと</p> <p>(131) 複合商品入札内数 複合商品に入札する場合に、当該リソースが入札したそれぞれの単独の商品区分のこと</p> <p>(132) 複合約定対象商品 複合商品に約定した場合の当該リソースの約定したそれぞれの単独の商品区分のこと</p> <p>(133) 起動/吐出機 入札時点で、ΔkWを供出するために実需給において起動することを計画していた単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>場合に限る)</p> <p>(134) 持ち下げ供出機 入札時点で、起動供出機の最低出力を維持するために実需給において出力を下げることを計画していた単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）</p> <p>(135) 持ち下げ単価分 持ち下げ供出機のΔkWの入札単価のうち、持ち下げ供出機の入札単価を起動供出機の入札単価よりも高値とし、約定順位を起動供出機よりも劣後させることを目的として、関係規程において望ましいとされる入札価格から算出される入札単価に加算した30分あたりの単価（単価は、銭単位まで登録する）（円/キロワット）</p> <p>(136) 起動費単価分 提供期間のΔkWの入札単価のうち、単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）の当該提供期間にΔkWを提供するために当該リソースの起動に係る費用の30分あたりの単価（単価は、銭単位まで登録する）または、各取引規程別冊 第36条（約定した単独発電機または各リスト・パターンの差替え）第3項にもとづき、約定した単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）を差替えたことに伴いΔkW約定単価を変更した場合の、当該変更後のΔkW約定単価のうち、当該提供期間にΔkWを提供するために当該リソースの起動に係る費用の30分あたりの単価（単価は、銭単位まで登録する）（円/キロワット） なお、この場合における「当該リソースの起動に係る費用」とは、需給調整市場システムに登録するV3単価（当該リソースごとの、1回あたりの起動費）に該当する費用をいう。</p> <p>(137) 持ち下げ返還区分 持ち下げ単価分を含んだ単価で持ち下げ供出機が約定した商品ブロックについて取引会員が需給調整市場システムに登録する、持ち下げ単価分の返還対象要否の区分</p> <p>(138) 起動費返還区分 起動費単価分を含んだ単価で単独発電機または各リスト・パターン（発電リソースを用いる場合に限る）が約定した場合（各取引規程別冊 第36条（約定した単独発電機または各リスト・パターンの差替え）第3項にもとづき、約定した単独発電機または各リスト・パターンを差替えたことに伴い起動費単価分を含むΔkW約定単価を変更した場合を含む）において、提供期間にΔkWを供出するために起動しなかった場合の約定した商品ブロックについて取引会員が需給調整市場システムに登録する、起動費単価分の返還対象要否の区分</p> <p>(139) 返還分控除後単価 ΔkW約定単価から持ち下げ単価分および起動費単価分を差し引くことにより算出される30分あたりの単価（円/キロワット）</p> <p>(140) EDC 経済負荷配分制御。電力系統の安定かつ合理的運用を目的に、各電源等</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>に最も経済的になるよう負荷配分を行う制御（Economic load Dispatching Control の略）</p> <p>(141) LFC</p> <p>負荷周波数制御。定常時における電力系統の周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、地域要求量を検出し、電源等の出力を自動制御することをいう。（Load Frequency Control の略）</p> <p>(142) 地域要求量（AR）</p> <p>属地エリアの一般送配電事業者の負荷周波数制御に用いる調整力の必要量をいい、周波数偏差と連系線潮流偏差から算出される制御必要量を指す。（Area Requirement の略）</p> <p>(143) EDC演算周期</p> <p>各電源等に経済負荷配分を行う演算周期</p> <p>(144) EDC指令周期</p> <p>経済負荷配分により算定された値を含む指令値を各電源等に送言する間隔。EDC信号とLFC信号を一括して送言する場合は、LFC信号の送信間隔で指令を行うため、EDC演算周期とは一致しない。</p> <p>なお、中部電力パワーグリッド株式会社および四国電力送配電株式会社においては、地域要求量が一定の閾値以上になるとき等、5秒ご切り替える場合がある。</p> <p>(145) EDC目標時刻</p> <p>経済負荷配分により算定された指令値に、各電源等が出力を変化させることを求める時刻をいい、属地エリアの一般送配電事業者が指令を送信した時刻から起算する。</p> <p>なお、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社、九州電力送配電株式会社においては、EDC演算周期ごとに算定された各電源等の負荷配分量をEDC指令周期に合わせて繰返し補間したうえで送言するため、EDC演算周期よりも短い時間となる。</p> <p>また、北海道電力ネットワーク株式会社においては、将来時刻に対するEDC演算を行っていないため、定めのないものとする。</p> <p>(146) LFC演算周期</p> <p>ARを検出し、各電源等の出力を自動制御する演算周期</p> <p>(147) LFC制御周期</p> <p>ARにより算定された値を含む指令値を各電源等に送言する間隔</p> <p>なお、中部電力パワーグリッド株式会社および四国電力送配電株式会社においては、ARの閾値や指定により5秒ご切り替える場合がある。</p> <p>また、関西電力送配電株式会社においては、ARが一定条件となった場合に制御を行う。</p> <p>(148) 基準周波数</p> <p>電力系統の運転の基準となる周波数。北海道電力ネットワーク株式会社、東北電力ネットワーク株式会社および東京電力パワーグリッド株式会社管内は50ヘルツ、中部電力パワーグリッド株式会社、北陸電力送配電株式会社、関西電力送配電株式会社、中国電力ネットワーク株式会社、四国電力送配電株式会社および九州電力送配電株式会社管内は60ヘルツ</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(149) GF（ガバナフリー）運転</p> <p>発電機の回転速度を負荷の変動の如何にかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である調速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に直随して出力を増減させる運転（Governor Free の略）</p> <p>(150) 線形補間</p> <p>二次調整力①または一次調整力（複合約定対象商品に二次調整力①または一次調整力を含む場合および約定したリソースが二次調整力①または一次調整力の余力活用に関する契約を締結している場合を含む）において、1分発電計画電力計画、機器点1分発電計画電力計画、1分基準値電力計画（事前予測型）または機器点1分基準値電力計画（事前予測型）を提出する場合、各1分発電計画電力または1分基準値電力（事前予測型）の当該1分間の各値を中央値（各30秒ごとの値）として、中央値から次の中央値で線形に補間すること。</p> <p>また、提出する値の直前の値または直後の値がない場合は、直近の線形補間の傾きで線形に補間する。</p> <p>2 第1項に定めのない用語については、別途本規程において定義する場合を除き、「電気事業法」および「電気事業法施行規則」、公正取引委員会および経済産業省が定める「適正な電力取引についての指針」、経済産業省が定める「需給調整市場ガイドライン」、「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」、「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン」、「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン」、「特定計量（IoTルート）運用ガイドライン」および「特定計量制度に係るガイドライン」、電力広域的運営推進機関が定める「送配電等業務指針」、「業務規程」および「容量確保契約約款」、一般送配電事業者が定める「余力の運用規程」、「送配供給等約款」および「外部接続基準・ガイドライン」、市場運営者が公表するルールその他の定め等（以下、「関係規程類」という）に準ずる。</p>			<p>発動指令電源の扱いについての修正</p>

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第2章 取引共通</p> <p>(リソース等が満たすべき要件)</p> <p>第13条 第2条（取引資格）に規定する取引資格のうち、リソース等が満たすべき要件は次の各号のとおりとする。</p> <p>(1) 運用に関する要件</p> <p>イ 約定した商品ブロックごとの時間帯（以下、「提供期間」という）において、リソースを、本市場で約定したΔkW（以下、「ΔkW約定量」という）が供出可能な状態に維持すること。</p> <p>なお、複合商品の場合、複合市場商品約定単位ごとに、複合約定対象商品ごとのΔkW約定量のうち、最大となるΔkW約定量（以下、「複合ΔkW約定量」という）が供出可能な状態に維持すること。</p> <p>ロ 取引会員の責任において、取引会員または小売電気事業者が、あらかじめ、需要者または発電者に対して、属地エリアの一般送配電事業者および当該取引会員または小売電気事業者が、指示数または実績電力量およびその必要な需要者または発電者の情報を、需給調整市場における利用の目的で、共同で利用することを明示すること。（機器点参入に用いるリソースの場合、属地エリアの一般送配電事業者の指示に従い、ス（ハ）の承諾を得ることとするときは、この限りでない。）</p> <p>ハ 受電点参入に用いる発電リソースの場合、受電点において属地エリアの一般送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結していること。</p> <p>ニ 受電点参入に用いる需要リソースの場合、受電点において属地エリアの一般送配電事業者との間で接続供給契約を締結していること。</p> <p>ホ 機器点参入に用いる発電リソースの場合、その機器点が属する受電点において属地エリアの一般送配電事業者との間で接続供給契約を締結していること。なお、当該発電リソースが、属地エリアの一般送配電事業者が維持および運用する供給設備に逆潮流できる場合は、発電量調整供給契約を締結していること。</p> <p>ヘ 機器点参入に用いる需要リソースの場合、その機器点が属する受電点において属地エリアの一般送配電事業者との間で接続供給契約を締結していること。</p> <p>ト 以下に該当する場合でないこと。</p> <p>(I) 余力活用に関する契約を締結または締結を予定している系統コードのマスターターンに機器点参入するリソースまたは受電電圧が低圧で受電点参入に用いるリソースを含めた場合</p> <p>(II) 需要抑制量調整供給契約を締結または締結を予定している受電点に属する機器点参入に用いるリソースの場合</p> <p>(III) 再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量を用いる場合および再生可能エネルギーの固定価格買取制度で取引する電力量と調整電力量の切り分けができない電線の場合</p> <p>(ニ) 原則として、受電電圧が低圧で機器点参入に用いるリソースが属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合であって、当該受電点の接続供給契約において、属地エリアの一般送配電事業者</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>が定める「送供給等約款」における代表契約者を選任または選任を予定しているとき</p> <p>チ 同一の受電点において、受電点参入および機器点参入の両方を用いるものではないこと。</p> <p>リ 受電電圧が低圧で機器点参入している機器点が属する受電点において発電量調整供給契約を締結している場合は、当該受電点の小売電気事業者と発電契約者は同一事業者であること。</p> <p>ヌ 機器点参入に用いるリソースの場合、取引会員の責任において、取引会員または小売電気事業者が、当該機器点が属する受電点の需要者または発電者から、以下の承諾を得ること。</p> <p>(イ) 属地エリアの一般送配電事業者が定める「外部接続基準・ガイドライン」を遵守すること</p> <p>(ロ) 属地エリアの一般送配電事業者が受電点計量器の取り替え等を行う際、需要場所または発電場所へ立ち入り、業務を実施すること</p> <p>(ハ) 属地エリアの一般送配電事業者が当該取引会員または小売電気事業者に対して必要な需要者または発電者の情報を提供すること、ならびに当該取引会員または小売電気事業者が、属地エリアの一般送配電事業者へ指示数または実績電力量およびその他の必要な需要者または発電者の情報を提供すること</p> <p>ル 機器点参入に用いるリソースの場合、以下の手順により、取引会員の責任において、小売電気事業者が、属地エリアの一般送配電事業者へ機器点ごとに機器点計量の申込み等を行うこと。</p> <p>(イ) 機器点計量の申込み</p> <p>機器点計量を開始する場合、取引会員の責任において、小売電気事業者は、特例計量器等の設置後に所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者へ申込みこととする。ただし、小売電気事業者は申込みを行った後、機器点計量が開始される前に申込みの取下げを希望する場合は、属地エリアの一般送配電事業者へ速やかに連絡する。</p> <p>属地エリアの一般送配電事業者が当該申込みを承諾したとき、属地エリアの一般送配電事業者と協議のうえ、計量開始日が定められ、必要な手続きを経た後に、機器点計量が開始されるものとする。ただし、計量開始日が定められた後に、属地エリアの一般送配電事業者および取引会員は、やむを得ない理由によって、当該日付に計量を開始できないことが明らかになった場合には、その理由について小売電気事業者を介して相手方に通知し、あらかじめ協議のうえ、属地エリアの一般送配電事業者により計量開始日が定められることとする。なお、以下のいずれかの事由に該当する場合、本頁に規定する申込みの全部または一部は承諾されないことがある。</p> <p>a 同一の機器点において、既に他の小売電気事業者での機器点計量に係る申込みがある場合</p> <p>b 機器点計量を行う地点において、通信環境の理由等で属地エリアの一般送配電事業者が設置する計量器の通信ネットワークへ接続することができない場合</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>c 属地エリアの一般送配電事業者がI o Tルートへ接続するために必要な機器を設置できない場合</p> <p>d 本市場に参入する要件を満たしていない場合</p> <p>e その他、属地エリアの一般送配電事業者が必要と判断した場合</p> <p>また、特例計量器等は取引会員の責任において設置する。その際、1受電点において、設置できる特例計量器等は4台までとし、1受電点に2台目以降の特例計量器等を設置する場合、他の機器点参入に用いるリソースの計量との重複を避けるため、他のすべての特例計量器等と並列接続となるように計量器を設置する。当該計量器が特例計量器である場合、関係規程類にもとづき、特定計量開始の30日前までに、経済産業大臣に届け出を行うこととし、取引会員は属地エリアの一般送配電事業者に対し、所定の様式の提出等により、使用期間等について説明を行う。</p> <p>なお、通信不達等の理由により機器点計量器等に取り替え等が発生した際は、取引会員の責任において対応するものとする。</p> <p>(p) 機器点計量の変更の扱い</p> <p>機器点計量の開始後、機器点計量器等の取り替え、潮流方向の追加、変更および一部潮流方向の廃止がある場合、取引会員の責任において小売電気事業者は属地エリアの一般送配電事業者が定める様式にて属地エリアの一般送配電事業者へ申込みこととする。</p> <p>(r) 機器点計量の終了およびI o Tルート閉塞時の扱い</p> <p>a 機器点計量の終了時の扱い</p> <p>機器点計量を終了する場合、取引会員の責任において、当該機器点が所属する需要場所の小売供給をする小売電気事業者（以下「当該機器点が所属する小売電気事業者」という）は、属地エリアの一般送配電事業者が定める様式にて属地エリアの一般送配電事業者へ機器点計量の廃止を申込みこととする。</p> <p>b 機器点計量のI o Tルート閉塞時の扱い</p> <p>リソースの全部または一部を他のリソースに切り替えること（以下「リソースのスイッチング」という）やリソースのトラブルに伴い機器点計量のI o Tルートが閉塞した後に再開を希望する場合、新たに当該機器点に所属する小売電気事業者は、属地エリアの一般送配電事業者が定める様式にて属地エリアの一般送配電事業者へ申込みこととする。</p> <p>ワ 機器点参入に用いるリソースの場合、以下に該当するときに、属地エリアの一般送配電事業者が、第1項(1)ル(r) aの申込みの有無にかかわらず特例計量器等のI o Tルートを閉塞する場合があることを承諾すること。</p> <p>なお、I o Tルート閉塞時は、属地エリアの一般送配電事業者から小売電気事業者にその旨を通知することがある。</p> <p>(イ) 「需給調整市場に関する契約」の終了、マスタパターンおよび各リスト・パターンからの削除およびその他事由により属地エリアの一般送配電事業者が不適切と判断する場合</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(n) 属地エリアの一般送配電事業者との間で締結している接続供給契約または発電量調整供給契約が廃止となる場合（リソースのスイッチングを含む）</p> <p>(o) 小売電気事業者が承諾事項や関係規程等に違反した場合</p> <p>フ 機器点参入に用いるリソースの場合、小売電気事業者からの申込みの有無にかかわらず、属地エリアの一般送配電事業者が機器点特定番号を変更する場合があることを承諾すること。</p> <p>なお、機器点特定番号変更時は、属地エリアの一般送配電事業者から小売電気事業者にその旨を通知する。</p> <p>カ 機器点計量器等に係る設定、機器点特定番号・ベアリングIDの共有、I o Tルートへの接続確認および通信不具合発生時の対応は、特定計量（I o Tルート）運用ガイドライン等にもとづき取引会員の責任において、自らまたは小売電気事業者が実施すること。</p> <p>ヨ 提供期間における発電計画にΔkW約定量（複合商品の場合は、複合ΔkW約定量）を適切に反映させること。</p> <p>タ 発電上限値、燃料計画、発電機の作業等に伴う出力制約および一般送配電事業者による系統作業等に伴う出力制約等を適切に反映させること。</p> <p>レ 提供期間において、ΔkW約定量の範囲内で属地エリアの一般送配電事業者からの指令に従い調整を行うこと。</p> <p>なお、提供期間終了時に属地エリアの一般送配電事業者から復帰指令は行わない。</p> <p>ただし、一次調整力については、提供期間において、周波数偏差を検知し、調定料にもとづき調整を行うこと。</p> <p>ソ 機器点参入に用いるリソースの場合、提供期間において、属地エリアの一般送配電事業者から発動指令電源の発動指令を受けたとき（ただし、ソに定める実効性テストにおける実施指令を受けた場合を除く。）は、当該発動指令を優先すること。</p> <p>ツ 提供期間において、属地エリアの一般送配電事業者による発動指令電源の実効性テストにおける実施指令を受けた場合は、当該実施指令を優先すること。</p> <p>(2) 設備に関する要件</p> <p>イ 対象リソースに関する要件</p> <p>(i) 属地エリアの系統に連系するリソース（連系線を經由して属地エリアの一般送配電事業者の系統に接続するものを除く）で、属地エリアの一般送配電事業者から、オンライン（簡易指令システムを含む）で出力増減が可能であること。</p> <p>ただし、一次調整力の場合を除く。</p> <p>(ii) 各取引規程別冊 第26条（取引対象のΔkW）に規定する応動時間以内に、属地エリアの一般送配電事業者の指令に応じた出力増減が実施できること。</p> <p>ただし、一次調整力においては、属地エリアの周波数偏差を検知して調定料にもとづいた出力増減が実施できること。</p>			<p>発動指令電源の扱いについての修正</p>

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>なお、次の場合においては、リソースの試運転や必要な対応工事・試験が完了した後、各取引規程別冊 第21条（性能確認等）に規定する性能確認を実施する。</p> <p>a 入札にあたり営業運転を開始していない場合</p> <p>b 属地エリアの一般送配電事業者とオンライン信号（簡易指令システムを含む）の送受信を開始していない場合（ただし、一次調整力において監視方法がオフラインの場合を除く）</p> <p>c 性能確認に必要な計量器の取り付け・取り替え等の工事が必要な場合</p> <p>(v) 契約受電電力が1,000キロワット以上の発電リソースの場合は商品区分ごとに原則としてユニット単位で入札を行うこと。</p> <p>ただし、取引会員が計量単位での入札を希望するときは、属地エリアの一般送配電事業者との個別協議により入札可否を決定する。</p> <p>なお、受電地点と供給地点が一致する発電リソースおよび需要リソースを用いて、供出可能量が1,000キロワット以上となる場合に限り、ネガボジリスト・パターンを用いて入札を行う。</p> <p>(vi) 契約受電電力が1,000キロワット未満の発電リソースを用いる場合、商品区分ごとに発電機リスト・パターン単位またはネガボジリスト・パターン単位で入札を行うこと。</p> <p>ただし、契約受電電力が1,000キロワット以上の発電リソースで、リソースごとの供出可能量が年間の一部期間でも1,000キロワット未満であることを属地エリアの一般送配電事業者が認めたときは、発電機リスト・パターン単位またはネガボジリスト・パターン単位で入札を行うことができる。</p> <p>なお、受電地点と供給地点が一致する発電リソースおよび需要リソースの供出可能量が原則として1,000キロワット未満で他の地点のリソースとアグリゲートして入札に用いる場合に限り、ネガボジリスト・パターン単位で入札を行う。</p> <p>(vii) 需要リソースの場合は商品区分ごとに需要家リスト・パターン単位またはネガボジリスト・パターン単位で入札を行うこと。</p> <p>(viii) 需要家リスト・パターンまたはネガボジリスト・パターンに含まれる需要リソースごとの供出電力が、供給地点に設置した計量器で計量できること。</p> <p>(ix) 機器点参入する場合、発電機リスト・パターン単位、需要家リスト・パターン単位またはネガボジリスト・パターン単位に含まれるリソースごとの供出電力が、機器点に設置した特例計量器等で計量できること。</p> <p>(x) 二次調整力①または一次調整力に入札するリソースについては、それぞれ以下の要件を満たすこと。なお、二次調整力①は昼間時間のみを対象とする。</p> <p>a 遅れ時間</p> <p>(a) 二次調整力①の場合</p> <p>調整実施指令信号を受信してから、応動開始するまでにかかる</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>時間は120秒以内とする。</p> <p>ただし、2023年4月以降に系統連系申込を行うリソース（2023年4月以降にリブレース等の系統連系申込を行うリソースを含む。以下、「新設発電機」という）の場合、調整実施指令信号を受信してから、応動開始するまでに要する時間は30秒以内とする。</p> <p>(b) 一次調整力の場合</p> <p>自端で周波数偏差を検知してから、応動開始するまでに要する時間は2秒以内とする。</p> <p>b 周波数計測間隔</p> <p>0.1秒以下とする。</p> <p>c 周波数計測誤差</p> <p>±0.02ヘルツ以内とする。</p> <p>d 不感帯</p> <p>基調周波数が50ヘルツの場合、±0.01ヘルツ以内とし、基調周波数が60ヘルツの場合、±0.012ヘルツ以内とする。</p> <p>e 調定率</p> <p>5%以下とする。</p> <p>ただし、周波数変動幅によらず一定とする。なお、設備の特性上等の理由により、属地エリアの一般送電事業者が認める場合は、この限りではない。</p> <p>(l) 一次調整力において、監視方法がオフラインの場合、各リスト・パターンを用いて入札すること。</p> <p>(x) 一次調整力において、監視方法がオフラインの場合で需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースを用いる場合に限り）を用いるときは、当該リスト・パターンに含まれるすべての自家発電における電源種別および燃料・発電方式等がaからhのいずれかに該当すること。</p> <p>a 火力（水素、アンモニア、合成メタン、バイオマス（専焼のみ）、LNG（アンモニア混焼を前提としたLNG火力のみ）</p> <p>b CCS（Carbon dioxide Capture and Storage）付火力</p> <p>c 水力（揚水、一般（貯水式、自流式）</p> <p>d 蓄電池</p> <p>e 地熱</p> <p>f 原子力</p> <p>g 太陽光</p> <p>h 風力</p> <p>(y) 機器点参入する場合、機器点以下のリソースが構内等の別系統に切り替えまたは別系統から切り替えできないこと。</p> <p>ロ 通信設備に関する要件</p> <p>通信設備は、需給調整機能に必要となる、次の各号に定める送受信機能を具備すること。</p> <p>ただし、一次調整力において監視方法がオフラインの場合を除く。</p> <p>また、複合商品の場合は、複合入札対象商品に応じた送信機能を具備</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>すること。</p> <p>なお、取引会員は、専用線オンラインで接続するか、簡易指令システムで接続するかを選択する（二次調整力①または一次調整力の場合、専用線オンラインで接続することを選択するものとする）。</p> <p>ただし、単独発電機を用いる場合で、1発電機の容量が10万キロワット以上の場合は、専用線オンラインで接続する。</p> <p>また、各リスト・パターンを用いる場合で、簡易指令システムで接続するときは、同一の伝送媒体および送受信装置に接続するリソースから供出される電力の合計が100万キロワット以下になるように複数の伝送媒体および送受信装置に分割を行う。</p> <p>(f) 専用線オンラインで接続する場合</p> <p>送受信機能は以下のとおりとする。</p> <p>なお、当該機能については、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠する。また、属地エリアの一般送配電事業者が定めるセキュリティ要件に従う。</p> <p>a 受信信号（調整実施指令信号）</p> <p>(a) 単独発電機の場合</p> <p>提供期間においては、属地エリアの一般送配電事業者が発信するリソースの出力増減指令（接点信号）または出力調整指令（数値指令）を受信する。</p> <p>ただし、二次調整力①の場合は、属地エリアの一般送配電事業者と協議のうえ、受信機能の要件を決定する。</p> <p>(b) 各リスト・パターンの場合</p> <p>提供期間においては、属地エリアの一般送配電事業者が発信するリソースの出力変化量指令を受信する。</p> <p>b 送信信号（給電情報）</p> <p>ハ(イ) aに定める時間ごとのハ(ロ)に定める瞬時供出電力を属地エリアの一般送配電事業者が原則として、当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に通知する。</p> <p>なお、システムトラブル等により補正計測電力が欠測した場合には、データ補完したうえで属地エリアの一般送配電事業者へ通知する。</p> <p>ただし、システムトラブル等により当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に通知できなかった場合で、属地エリアの一般送配電事業者から求めがあったときは、求めがあった日の翌営業日まで通知を行うものとする。</p> <p>また、本項に規定する営業日は、属地エリアの一般送配電事業者の営業日とし、第3条（休業日・営業日および営業時間）第3項に定める平日とする。</p> <p>(h) 簡易指令システムで接続する場合</p> <p>送受信機能は以下のとおりとする。</p> <p>なお、当該機能については、「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン」のセキ</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>ユリティ要件に準拠するものとし、取引会員のアグリゲーションコーディネータシステムと簡易指令システム間のインターフェースの通信仕様については、OpenADR2.0bに準拠する。</p> <p>a 受信信号（調整実施指令信号）</p> <p>(a) 単独発電機の場合</p> <p>i 調整実施指令信号 属地エリアの一般送配電事業者から、リソースの出力調整指令（数値指令）または出力変化量指令を受信する。</p> <p>ii 調整実施指令変更信号 属地エリアの一般送配電事業者から、リソースの出力調整指令（数値指令）または出力変化量指令の変更を受信する。</p> <p>iii 調整実施取消信号 属地エリアの一般送配電事業者から、リソースの出力調整指令（数値指令）または出力変化量指令の取消を受信する。 なお、余力活用に関する契約を締結する場合、取引会員は、iからiiiにかかわらず、出力調整指令（数値指令）に限り受信する。</p> <p>(b) 各リスト・パターンの場合</p> <p>i 調整実施指令信号 属地エリアの一般送配電事業者から、リソースの出力変化量指令を受信する。</p> <p>ii 調整実施指令変更信号 属地エリアの一般送配電事業者から、リソースの出力変化量指令の変更を受信する。</p> <p>iii 調整実施取消信号 属地エリアの一般送配電事業者から、リソースの出力変化量指令の取消を受信する。</p> <p>b 送信信号</p> <p>(a) 調整実施信号 属地エリアの一般送配電事業者からの調整実施指令信号に対する応答として、調整実施信号を通知する。</p> <p>(b) 瞬時供出電力 ハ(イ) bに定める時間ごとのハ(ロ)に定める瞬時供出電力を属地エリアの一般送配電事業者に原則として、次の30分コマの終了時刻まで通知する。 なお、システムトラブル等により補正計測電力が欠測した場合には、データ補完したうえで属地エリアの一般送配電事業者に通知する。 ただし、システムトラブル等により次の30分コマの終了時刻まで通知できなかった場合で、属地エリアの一般送配電事業者から求めがあったときは、求めがあった日の翌営業日まで所定の様式により通知を行うものとする。 また、本頁に規定する営業日は、属地エリアの一般送配電事業</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>者の営業日とし、第3条（休業日・営業日および営業時間）第3項に定める平日とする。</p> <p>(n) 通信設備の施設に係る費用</p> <p>(i) および(n) の場合における通信設備の施設に係る費用は、取引会員の負担とする。</p> <p>ハ 計量設備に関する要件</p> <p>各取引規程別冊 第39条（アセスメント）に必要な計量器、その他付属装置（計量器箱、変成器、変成器の2次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいう）については、以下のとおりとする。</p> <p>(i) 計量器の設置位置</p> <p>計量器の設置位置は以下のとおりとする。</p> <p>a 発電リソースの場合、原則としてユニット単位で受電地点に計量器を設置する。</p> <p>なお、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ときは、受電電圧と同位にするために、属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」にもとづき計量値の補正方法を協議する。</p> <p>また、機器点参入に用いる発電リソースの場合、機器点で特例計量器等を設置する。</p> <p>b 需要リソースの場合、需要家単位で原則として供給地点に計量器を設置する。</p> <p>なお、技術上、経済上やむを得ない場合で、供給電圧と異なる電圧で計量を行うときは、供給電圧と同位にするために、属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」にもとづき計量値の補正方法を協議する。</p> <p>また、機器点参入に用いる需要リソースの場合、機器点で特例計量器等を設置する。</p> <p>(ii) 計量器およびその他付属装置の設置</p> <p>(i) における設置位置に、「託送供給等約款」にもとづき属地エリアの一般送配電事業者により託送供給の用に供する計量器が設置されている場合は、同計量器を利用できるものとする。</p> <p>ただし、約定対象商品の供出電力が当該計量器から取得できる場合に限る。</p> <p>上記以外の場合、市場運営者が指定する計量器または「計量法」にもとづく特定計量器とする。</p> <p>各計量器は、以下のとおりとする。</p> <p>a 託送供給の用に供する計量器</p> <p>託送供給の用に供する計量器を利用する場合、属地エリアの一般送配電事業者へ当該リソースの対象となるサービス（ハルス提供サービスまたはブルーサービス）を申込みのうえ、計量値を取得できるようハルス受信装置またはEMS等を設置する。</p> <p>b 市場運営者が指定する計量器</p> <p>(a) 市場運営者が指定する計量器は、「日本産業規格 J I S C 1</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考																				
<p>111（交流入力トランスデューサ）に準じて、原則としてユニットごとの発電機の定格出力または需要家ごとの接続供給契約における契約電力に応じた階級指数を適用する。</p> <p>なお、市場運営者が指定する計量器の階級指数よりも指数の低い、高精度な計量器を適用することもできるものとする。</p> <table border="1" data-bbox="244 284 640 483"> <thead> <tr> <th>発電機の定格出力または接続供給契約における契約電力</th> <th>階級指数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>500 キロワット未満</td> <td>2.0 級</td> </tr> <tr> <td>500 キロワット以上</td> <td>1.0 級</td> </tr> <tr> <td>10,000 キロワット以上</td> <td>0.5 級</td> </tr> </tbody> </table> <p>(b) 市場運営者が指定する計量器の性能・精度の確信度以下のとおり、定期的な試験を実施し、(a)の階級指数に合った器差であることを確認する。</p> <p>なお、試験結果については、属地エリアの一般送配電事業者の求めに応じて提出する。</p> <table border="1" data-bbox="244 644 640 745"> <thead> <tr> <th>試験内容</th> <th>試験頻度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>器差試験</td> <td>1回/7年以内</td> </tr> </tbody> </table> <p>(c) 取り付けるその他付属装置のうち、変成器は「日本産業規格 JIS C 1731-1 および JIS C 1731-2」または「電気学会電気規格調査会標準規格 JEC1201」に準じて、精度階級は、1.0 級を適用すること。</p> <p>なお、変成器の精度階級は、市場運営者が指定する精度階級よりも高い、高精度な変成器を適用することもできるものとする。</p> <p>(d) 取り付けるその他付属装置のうち、変成器および変成器の2次配線の健全性を確認するため、以下の定期的な試験を実施すること。</p> <p>なお、試験結果については、属地エリアの一般送配電事業者の求めに応じて提出する。</p> <table border="1" data-bbox="244 1099 640 1398"> <thead> <tr> <th>試験内容</th> <th>試験頻度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外観点検</td> <td rowspan="5">1回/21年以内 ※2次回路構成を変更の都度測定結果を記録することとし、変更後の負担が誤差保証範囲を超えた場合は試験を行うこと。</td> </tr> <tr> <td>ブッシング点検</td> </tr> <tr> <td>2次回路絶縁抵抗測定</td> </tr> <tr> <td>2次回路抵抗測定</td> </tr> <tr> <td>2次回路負担測定※</td> </tr> </tbody> </table> <p>c 「計量法」にもとづく特定計量器</p> <p>(a) 取り付ける計量器（特定計量器）およびその他付属装置は、「計量法」の定めに応じたものを適用する。</p>	発電機の定格出力または接続供給契約における契約電力	階級指数	500 キロワット未満	2.0 級	500 キロワット以上	1.0 級	10,000 キロワット以上	0.5 級	試験内容	試験頻度	器差試験	1回/7年以内	試験内容	試験頻度	外観点検	1回/21年以内 ※2次回路構成を変更の都度測定結果を記録することとし、変更後の負担が誤差保証範囲を超えた場合は試験を行うこと。	ブッシング点検	2次回路絶縁抵抗測定	2次回路抵抗測定	2次回路負担測定※			
発電機の定格出力または接続供給契約における契約電力	階級指数																						
500 キロワット未満	2.0 級																						
500 キロワット以上	1.0 級																						
10,000 キロワット以上	0.5 級																						
試験内容	試験頻度																						
器差試験	1回/7年以内																						
試験内容	試験頻度																						
外観点検	1回/21年以内 ※2次回路構成を変更の都度測定結果を記録することとし、変更後の負担が誤差保証範囲を超えた場合は試験を行うこと。																						
ブッシング点検																							
2次回路絶縁抵抗測定																							
2次回路抵抗測定																							
2次回路負担測定※																							

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>また、機器点参入する場合、特定計量器およびその他付属装置は、「特定計量（I o Tルート）運用ガイドライン」ならびに属地エリアの一般送配電事業者の「外部接続基準・ガイドライン」に準拠した計量器を設置するものとする。</p> <p>(b) 受電点に計量機能に加え通信機能を備えた計送供給の用に供する計量器が設置されていることとする。</p> <p>d 特例計量器</p> <p>(a) 機器点参入する場合、特例計量器およびその他付属装置は、「特定計量制度に係るガイドライン」、「特定計量（I o Tルート）運用ガイドライン」ならびに属地エリアの一般送配電事業者の「外部接続基準・ガイドライン」に準拠した計量器を設置するものとする。</p> <p>また、特例計量器の階級指数は、「特定計量制度に係るガイドライン」における一般送配電事業者の送電網を介した取引の範囲で示された階級を適用できるものとする。</p> <p>(b) 受電点に計量機能に加え通信機能を備えた計送供給の用に供する計量器が設置されていることとする。</p> <p>(r) 設置する計量器の個数</p> <p>原則として、取引に用いる計量器は1つとする。</p> <p>ただし、取引会員が複数の計量器による取引を希望する場合は、属地エリアの一般送配電事業者と協議する。</p> <p>(s) 計量器の設置に係る費用</p> <p>本市場の取引における計量設備等の施設に係る費用は、全て取引会員の負担とする。</p> <p>(t) 一般送配電事業者がアセスメントを行うために必要なデータを送信する設備</p> <p>取引会員は、属地エリアの一般送配電事業者がアセスメントを行うために必要なデータ（以下、「瞬時供出電力」という）を次の各号により算出し、(v)で定める周期で送信する機能を具備すること。</p> <p>なお、一次調整力において監視方法がオフラインの場合、提供期間が属する月の翌月に、属地エリアの一般送配電事業者が通知した日の翌営業日までに属地エリアの一般送配電事業者が指定する期間の瞬時供出電力を所定の様式で提出する。本項に規定する営業日は、属地エリアの一般送配電事業者の営業日とし、第3条（休業日・営業日および営業時間）第3項に定める平日とする。</p> <p>a リソースごとの補正計測電力の算出</p> <p>(a) 専用線オンラインで接続する場合</p> <p>補正計測電力は、送電端において、以下のとおり測定された値とする。</p> <p>なお、機器点の補正計測電力は、機器点補正計測電力という。</p> <p>i 発電リソースの場合</p> <p>(e) で設置した計量器から、送信周期に合わせて取得した計量値</p> <p>((e) によって変成器が設置されている場合は、(e) で設置した</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする）にもとづき算出した値（キロワット）</p> <p>なお、機器点参入する場合、(a)で設置した計量器から、送信周期に合わせ取得した計量値((a)によって変成器が設置されている場合は、(a)で設置した計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする)を受電地点に換算した当該周期における平均電力（キロワット）</p> <p>ii 需要ソースの場合</p> <p>(a)で設置した計量器から、送信周期に合わせ取得した計量値((a)によって変成器が設置されている場合は、(a)で設置した計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする)を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した値にもとづき算出した値（キロワット）</p> <p>なお、機器点参入する場合、(a)で設置した計量器から、送信周期に合わせ取得した計量値((a)によって変成器が設置されている場合は、(a)で設置した計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする)を供給地点に換算した当該周期における平均電力（キロワット）</p> <p>(b) 簡易指令システムで接続する場合</p> <p>補正計測電力は、送電端において、以下のとおり測定された値とする。</p> <p>i 発電リソースの場合</p> <p>(a)で設置した計量器から、送信周期に合わせ取得した計量値((a)によって変成器が設置されている場合は、(a)で設置した計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする)にもとづき算出した当該周期における平均電力（キロワット）</p> <p>なお、機器点参入する場合、(a)で設置した計量器から、送信周期に合わせ取得した計量値((a)によって変成器が設置されている場合は、(a)で設置した計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする)を受電地点に換算した当該周期における平均電力（キロワット）</p> <p>ii 需要ソースの場合</p> <p>(a)で設置した計量器から、送信周期に合わせ取得した計量値((a)によって変成器が設置されている場合は、(a)で設置した計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする)を属地エリアの「託送供給等約款」で定める損失率で修正した値にもとづき算出した当該周期における平均電力（キロワット）</p> <p>なお、機器点参入する場合、(a)で設置した計量器から、送信周期に合わせ取得した計量値((a)によって変成器が設置されて</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>いる場合は、(n)で設置した計量器における変成器の合成変成比〔合成変成比＝変圧比×変流比〕を乗じるものとする)を供給地点に換算した当該周期における平均電力（キロワット）</p> <p>b 合計補正計測電力および合計機器点補正計測電力の算出</p> <p>(a) 発電機リスト・パターンの場合</p> <p>合計補正計測電力は、a (a) i または a (b) i で算出した発電リソース単位の補正計測電力を発電機リスト・パターン単位の合計した値とする。また、合計機器点補正計測電力は、a (a) i または a (b) i で算出した発電リソース単位の機器点補正計測電力を発電機リスト・パターン単位の合計した値とする。</p> <p>(b) 需要家リスト・パターンの場合</p> <p>合計補正計測電力は、a (a) ii または a (b) ii で算出した需要リソース単位の補正計測電力を需要家リスト・パターン単位の合計した値とする。また、合計機器点補正計測電力は、a (a) ii または a (b) ii で算出した需要リソース単位の機器点補正計測電力を需要家リスト・パターン単位の合計した値とする。</p> <p>(c) ネガボジリスト・パターンの場合</p> <p>i 発電リソースにおける合計補正計測電力は、a (a) i または a (b) i で算出した発電リソース単位の補正計測電力をネガボジリスト・パターン単位の合計した値とする。また、合計機器点補正計測電力は、a (a) i または a (b) i で算出した発電リソース単位の機器点補正計測電力を発電機リスト・パターン単位の合計した値とする。</p> <p>ii 需要リソースにおける合計補正計測電力は、a (a) ii または a (b) ii で算出した需要リソース単位の補正計測電力をネガボジリスト・パターン単位の合計した値とする。また、合計機器点補正計測電力は、a (a) ii または a (b) ii で算出した需要リソース単位の機器点補正計測電力を需要家リスト・パターン単位の合計した値とする。</p> <p>c 瞬時供出電力の算出</p> <p>瞬時供出電力は、別表1のとおりとする。</p> <p>(v) 送信周期</p> <p>(a) で算出した瞬時供出電力を属地エリアの一般送配電事業者へ送信する周期は次のとおりとする。</p> <p>a 専用線オンラインで接続する場合</p> <p>属地エリアの一般送配電事業者が定めた通信プロトコルにおける送信周期</p> <p>b 簡易指令システムで接続する場合</p> <p>三次調整力②のみのときは、30分の約数である1分、2分、3分、5分、6分、10分、15分、30分のいずれかの内、事前に簡易指令システムに登録した送信周期とする。三次調整力①、二次調整力②に簡易指令システムを用いて参入するとき、送信周期は1分とする。</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(禁止行為)</p> <p>第16条 取引会員は、次の各号に掲げる行為を行ってはならない。</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) 仮想の取引または取引会員以外の他人による取引 (2) 単独または他人との共同により相場を変動させる取引 (3) 相場が自己や他人の操作によって変動する旨の流布 (4) 本市場の価格を参照する他の料金等を変動させることを目的とした取引 (5) 本市場以外の電力に関連した取引において利益を得る目的で、本市場の相場を変動させるような取引 (6) 本市場の価格形成に影響を及ぼすインサイダー情報をもとづく取引 (7) 市場支配力の行使などによる市場における需給関係では正当化できない水準と認められる価格での入札 (8) ΔkW約定量をもとづく調整電力量料金に適用する単価が、一般的な発電原価または卸電力取引市場価格から合理的な説明がつかないほどか、離れた水準と認められる価格形成 (9) 属地エリアの一般送配電事業者が求める提出物等における虚偽の報告・提出（需給調整市場システムへの登録情報を含む） (10) 各取引規程別冊 第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合しない単独発電機または各リスト・パターンへの差替え行為 (11) ΔkW約定単価の変更によるペナルティ料金の回避を目的とした差替え行為 (12) 第三者の権利を侵害する行為 (13) 故意または重過失により供出可能量を超過して入札する行為 (14) 発動指令に対し、故意または重過失により応動しない等、ΔkW約定量にもとづく調整を行わない行為（取引会員が故意または重過失により各取引規程別冊 第37条（単独発電機または各リスト・パターンにおけるトラブル対応）第1項(2)に定める代替不可申請を行っていないと市場運営者が判断した場合を含む） (15) 各取引規程別冊 第34条（計画等の提出）に定める計画等の提出をするとき、故意または重過失により実態と異なる値で提出する行為 (16) 提供期間において属地エリアの一般送配電事業者の調整の実施を妨げる行為 (17) 市場運営者の運営および需給調整市場システムの安定稼働を妨げる行為 (18) 取引停止の通告を受けた取引会員、単独発電機または各リスト・パターンによる入札 (19) 属地エリアの一般送配電事業者が取引会員のリソース等の応動を正確に把握することを妨げる行為 (20) 特例計量器等から収集される検針データを故意または重過失により欠測もしくは実態と異なる値に改ざんする行為。また、第42条（電力量の計量）(2)ロに定める欠測を補完するデータを故意または重過失により実態と異なる値で申告する行為。 (21) 属地エリアの一般送配電事業者の通信設備、電気設備およびシステムの利用や運用に支障をきたす行為 			<p>発動指令電源の扱いについての修正</p>

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(22) 特例計量器等により計量された電気を用いた本市場の取引を通じて知り得た情報（ベアリングID等）を第三者に対して合理的理由なく漏洩する行為</p> <p>(23) 特例計量器等により計量された電気を用いた本市場の取引への利用意思が無いにもかかわらず、小売電気事業者から属地エリアの一般送配電事業者へ機器点計量の申込みを行わせる行為</p> <p>2 第1項に掲げる行為を行った場合、市場運営者は取引会員に対し、除名することができる。</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第3章 事前審査</p> <p>(性能データ等に関する提出資料)</p> <p>第23条 第21条（性能確認等）第1項(1)の確認のために取引会員が提出する性能データに関する提出資料は以下のとおりとする。</p> <p>また、第21条（性能確認等）第1項(2)の確認のために取引会員が提出する性能データに関する提出資料および第21条（性能確認等）第2項の確認のために取引会員が提出するマスタパターンデータに関する提出資料は以下の(6)および(8)とする。</p> <p>(1) 指令・指令間隔</p> <p>属地エリアの一般送配電事業者からオンライン指令に応じることが可能であることが確認できるもの。</p> <p>なお、属地エリアの一般送配電事業者が出力増減指令（表点信号）による指令を行う場合、協議により定めた目標値の指令に応じることが可能であることが確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>(2) 監視・監視間隔</p> <p>属地エリアの一般送配電事業者がオンラインで監視できること、監視間隔および発電実績として収集保存されたデータが確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>(3) 通信回線</p> <p>「電力制御システムセキュリティガイドライン」および「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン」に準拠していることが確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>(4) 応動時間・供出可能量</p> <p>以下のイまたはロ</p> <p>イ 単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度が確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>ロ 単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）で</p>	<p style="text-align: center;">第3章 事前審査</p> <p>(性能データ等に関する提出資料)</p> <p>第23条 第21条（性能確認等）第1項(1)の確認のために取引会員が提出する性能データに関する提出資料は以下のとおりとする。</p> <p>また、第21条（性能確認等）第1項(2)の確認のために取引会員が提出する性能データに関する提出資料および第21条（性能確認等）第2項の確認のために取引会員が提出するマスタパターンデータに関する提出資料は以下の(6)および(12)とする。</p> <p>(1) 制御・制御間隔</p> <p>周波数偏差に応じて自端制御による調整が可能であることが確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>(2) 監視・監視間隔</p> <p>取引会員が収集する発電実績の監視間隔および発電実績として収集保存されたデータが確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>(3) 通信回線</p> <p>専用線オンラインで接続する場合、「電力制御システムセキュリティガイドライン」および「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン」に準拠していることが確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>(4) 応動時間・供出可能量</p> <p>以下のイまたはロ</p> <p>イ 単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度、GF幅が確認できるもの。</p> <p>なお、発電リソースにおいて、定格出力を超えて応動可能な場合、GF幅（定格出力外）が確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>ロ 以下の(イ)または(ロ)の稼働実績データ</p> <p>(イ) 専用線オンラインで接続する場合</p>	<p style="text-align: center;">第3章 事前審査</p> <p>(性能データ等に関する提出資料)</p> <p>第23条 第21条（性能確認等）第1項(1)の確認のために取引会員が提出する性能データに関する提出資料は以下のとおりとする。</p> <p>また、第21条（性能確認等）第1項(2)の確認のために取引会員が提出する性能データに関する提出資料および第21条（性能確認等）第2項の確認のために取引会員が提出するマスタパターンデータに関する提出資料は以下の(1)とする。</p> <p>(1) 複合約定を希望する商品に係る各商品の要件に関する資料</p> <p>イ 複合約定を希望する商品に一次調整力を含む場合、取引規程別冊（一次調整力）第23条（性能データ等に関する提出資料）のとおりとする。</p> <p>ロ 複合約定を希望する商品に二次調整力①を含む場合、取引規程別冊（二次調整力①）第23条（性能データ等に関する提出資料）のとおりとする。</p> <p>ハ 複合約定を希望する商品に二次調整力②を含む場合、取引規程別冊（二次調整力②）第23条（性能データ等に関する提出資料）のとおりとする。</p> <p>ニ 複合約定を希望する商品に三次調整力①を含む場合、取引規程別冊（三次調整力①）第23条（性能データ等に関する提出資料）のとおりとする。</p> <p>(2) 複合商品に係る合成した指令信号への追従に関する資料</p> <p>以下のイまたはロ</p> <p>イ 単独発電機においては、定格出力、最低出力、出力変化速度が確認できるもの。</p> <p>ただし、電原Ⅱ周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し複合約定を希望するすべての商品相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>ロ 単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の稼働実績（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、第1項(1)に定める稼働データ。</p> <p>ただし、出力変化曲線や実績データのサンプリング周期は、応札予定の複合商品に係る各商品のうち、最短のサンプリング周期となる商品と同一の周期ごとの全計測点を30分コマ単位で評価して、第26条（取引対象のΔkW）(2)で定める指令間隔ごとの指令に追従できる確認に対して90%以上が第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>あって、以下の内容が確認できる稼働データ。</p> <p>ただし、出力変化曲線や実績データのサンプリング周期は属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期以内とし、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの全計測点を30分コマ単位で評価して、以下の応動に対して90%以上が第24条（実験試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。</p> <p>(イ) 登録した供出可能量を出力するまでの時間が5分以内であること。</p> <p>また、供出可能量および、遅れ時間から設定される中間線を上回る応動が可能であること。</p> <p>(ロ) 第26条（取引対象のΔkW）(2)で定める指令間隔ごとの指令に追従できること。</p> <p>(ハ) 指令量をゼロとする指令が行われた場合は発電計画電力、合計発電計画電力またはベースラインにもとづいた運転を30分以上行うこととする。</p> <p>(ニ) 供出可能量の30%から70%の範囲内の任意の出力で、応動時間を含め少なくとも1コマ（30分）の出力継続が確認できること。</p> <p>なお、イまたはロにおける最低出力が、取引規程（需給調整市場）第18条（調整電力量料金に適用する単価の登録）第8項の最低出力として用いることが不適当な場合、代替する値を証明できる資料</p> <p>(5) 継続時間</p> <p>以下のイまたはロ</p> <p>イ 単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。</p> <p>ただし、電源II周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し二次調整力①相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。</p> <p>ロ 単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。</p> <p>その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。</p> <p>ただし、出力変化曲線や実績データはサンプリング周期を属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期以内として、30分コマ単位の内90%以上が第24条（実験試験の実施方法）に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。</p> <p>(イ) 単独発電機の場合は、定格出力で30分以上の運転を継続していること。</p> <p>ただし、(4)の応動時間・供出可能量も合わせて確認できる稼働データを提供する場合、応動時間を含めた30分間継続を確認する。</p> <p>その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内</p>	<p>単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、登録した供出可能量まで応動時間以内に到達することが確認できるもの。</p> <p>(ロ) 監視方法がオフラインの場合</p> <p>実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、登録した供出可能量まで応動時間以内に到達することが確認できるもの。</p> <p>なお、イまたはロにおける最低出力が、取引規程（需給調整市場）第18条（調整電力量料金に適用する単価の登録）第8項の最低出力として用いることが不適当な場合、代替する値を証明できる資料</p> <p>(5) 継続時間</p> <p>以下のイまたはロ。ただし、監視方法がオフラインの場合は提出を要しない。</p> <p>イ 単独発電機においては、定格出力の継続時間が確認できるもの。</p> <p>ただし、電源II周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>その他、市場運営者が他の資料に拠ることを認めた場合は、当該提出資料をもってこれに代えることができる。</p> <p>ロ 単独発電機の場合は出力変化曲線、各リスト・パターンの場合は実証事業等の実績データ（データ取得日、時間、出力が記載されたもの）であって、以下の内容が確認できる稼働データ。</p> <p>その他、市場運営者が他の稼働データに拠ることを認めた場合は、当該稼働データをもってこれに代えることができる。</p> <p>ただし、出力変化曲線や実績データはサンプリング周期を属地エリアの一般送配電事業者と調整した値（監視方法がオフラインの場合は、1秒以内とする）として、30分コマ単位の内のすべての計測点が第24条（実験試験の実施方法）第1項(1)ロ(イ) b、(2)ロ(イ) b または(2)ロ(ロ) b に定める許容範囲内で応動していることが確認できるもの。</p> <p>(イ) 単独発電機の場合は、定格出力以上で5分以上の運転を継続していること。</p> <p>その他、市場運営者が他の内容に拠ることを認めた場合は、当該内</p>		

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>容をもってこれに代えることができる。</p> <p>(n) 各リスト・パターンの場合は、登録された供出可能量で30分以上の応動を継続していること。</p> <p>(6) 各リスト・パターンまたはマスタパターン リスト・パターン申請情報</p> <p>なお、需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースを用いる場合に限り）を用いてオフライン枠へ参入を希望し、自家発が含まれる場合、すべての自家発における電源種別および燃料・発電方式等が取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ)に規定する電源種別および燃料・発電方式等のいずれかに該当することが確認できるもの。</p> <p>(7) 遅れ時間 取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ) a (a)に規定する時間以内に応動開始することが確認できるもの。</p> <p>(8) 構内単線結線図および敷地平面図 入札単位がユニット単位または計量単位であることを確認できるもの。 なお、機器点参入する場合には、すべての発電リソースまたは需要リソースの構内単線結線図とする。</p> <p>2 第1項(4)および(5)において、稼働データを活用する場合は、所定の様式に以下の項目について属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの値（キロワット）を記入したものを提出する。</p> <p>(1) 単独発電機の場合は、発電計画電力、発電実績、応動実績 (2) 各リスト・パターンの場合は、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースライン、実績データおよび応動実績</p>	<p>容をもってこれに代えることができる。</p> <p>(n) 各リスト・パターンの場合は、登録された供出可能量で5分以上の応動を継続していること。</p> <p>(6) 各リスト・パターンまたはマスタパターン リスト・パターン申請情報</p> <p>なお、需要家リスト・パターンまたはネガポジリスト・パターン（需要リソースを用いる場合に限り）を用いてオフライン枠へ参入を希望し、自家発が含まれる場合、すべての自家発における電源種別および燃料・発電方式等が取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ)に規定する電源種別および燃料・発電方式等のいずれかに該当することが確認できるもの。</p> <p>(7) 遅れ時間 取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ) a (b)に規定する時間以内に応動開始することが確認できるもの。</p> <p>(8) 周波数計測（計測間隔） 取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ) bに規定する間隔で周波数計測データの収集が可能であること。</p> <p>(9) 周波数計測（計測誤差） 取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ) cに規定する時間以内に応動開始することが確認できるもの。</p> <p>(10) 不感帯 不感帯がある場合は、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ) dに規定する範囲内の不感帯であることを確認できるもの。</p> <p>(11) 調定率 取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)イ(ⅱ) eに規定する調定率もつぎ応動することが確認できるもの。周波数変動補償機能が具備されている場合には、当該機能の具備が確認できるもの。 ただし電源II周波数調整力契約または余力活用に関する契約を締結し一次調整力相当の機能を有する場合はその契約書の写しをもってこれに代えることができる。</p> <p>(12) 構内単線結線図および敷地平面図 入札単位がユニット単位または計量単位であることを確認できるもの。 なお、機器点参入する場合には、すべての発電リソースまたは需要リソースの構内単線結線図とする。</p> <p>2 第1項(4)および(5)において、稼働データを活用する場合は、所定の様式に以下の項目について、専用線オンラインで特送する場合は属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの値（キロワット）、監視方法がオフラインの場合は1秒ごとの値（キロワット）を記入したものを提出する。</p> <p>(1) 単独発電機の場合は、発電計画電力、発電実績、応動実績 (2) 各リスト・パターンの場合は、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースライン、実績データおよび応動実績</p>	<p>取引規程別冊（複合約定）</p> <p>2 第1項(2)において、稼働データを活用する場合は、所定の様式に以下の項目について応札予定の複合商品に係る各商品のうち最短のサンプリング周期ごとの値（キロワット）を記入したものを提出する。</p> <p>(1) 単独発電機の場合は、発電計画電力、発電実績、応動実績 (2) 各リスト・パターンの場合は、発電計画電力、合計発電計画電力またはベースライン、実績データおよび応動実績</p>	<p>事前審査における提出データについての修正</p>

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(2) 各リスト・パターンを用いる場合</p> <p>イ 実働試験は各リスト・パターンごと、商品区分ごとに以下の手順で行う。</p> <p>(4) 取引会員は、試験候補日時を選定し、属地エリアの一般送配電事業者へ通知する。</p> <p>なお、原則として、試験候補日は1日選定し、試験時間（30分間を4コマ）は試験候補日に、入札を予定している30分コマを4つ選定する。</p> <p>(n) 属地エリアの一般送配電事業者は、エリアの系統状況等を勘案し、選定された試験候補日時で実働試験が可能であれば、試験日時を決定する。</p> <p>なお、試験候補日時で試験が実施できない場合は、取引会員と協議のうえ、試験日時を再設定する。</p> <p>(r) 属地エリアの一般送配電事業者は、第23条（性能データ等に関する提出資料）第1項(4)、(5)および(7)を確認するため、以下の4つの試験を行う。</p> <p>a 指令量を供出可能量としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験</p> <p>b 指令量を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験</p> <p>c 指令量を供出可能量の一部としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験</p> <p>d 指令量がゼロの場合の応動を確認する試験</p> <p>(-) 取引会員は、事前予視型を選択している場合、設定した試験開始時刻の60分前まで、所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者に属地周期基準値電力（事前予視型）または機器点属地周期基準値電力（事前予視型）を提出する。</p> <p>直前計測型を選択している場合で、専用線オンラインで接続する場合は、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績を、当該期間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地エリアの一般送配電事業者へ送信する。</p> <p>なお、発電リソースを含む場合、設定した試験開始時刻の60分前まで、所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者へ属地周期発電</p>	<p>(2) 各リスト・パターンを用いる場合</p> <p>イ 実働試験は各リスト・パターンごと、商品区分ごとに以下の手順で行う。</p> <p>(4) 取引会員は、試験候補日時を選定し、属地エリアの一般送配電事業者へ通知する。</p> <p>なお、原則として、試験候補日は1日選定し、試験時間（30分間を2コマ）は試験候補日に対して、入札を予定している30分コマを2つ選定する。</p> <p>(n) 属地エリアの一般送配電事業者は、エリアの系統状況等を勘案し、選定された試験候補日時で実働試験が可能であれば、試験日時を決定する。</p> <p>なお、試験候補日時で試験が実施できない場合は、取引会員と協議のうえ、試験日時を再設定する。</p> <p>(r) 属地エリアの一般送配電事業者は、第23条（性能データ等に関する提出資料）第1項(4)、(5)、(7)、(10)および(11)を確認するため、以下の2つの試験を行う。</p> <p>a 周波数偏差を模擬した信号に対して調定率もとづく目標値を供出可能量としたときの応動時間、継続時間および遅れ時間を確認する試験。ただし、監視方法がオフラインの場合は、応動時間および遅れ時間を確認する試験。</p> <p>b 周波数偏差を模擬した信号を繰り返し変化させたときの、不感帯の範囲外について調定率もとづく応動をしていることを確認する試験</p> <p>(-) 取引会員は、事前予視型を選択している場合で、専用線オンラインで接続するときは、実働試験対象期間において、設定した試験開始時刻の60分前まで、所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者に属地周期基準値電力（事前予視型）または機器点属地周期基準値電力（事前予視型）を提出する。</p> <p>監視方法がオフラインのときは、実働試験対象期間において、設定した試験開始時刻の60分前まで、所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者に1秒基準値電力（事前予視型）または機器点1秒基準値電力計画（事前予視型）を提出する。</p> <p>直前計測型または逐次計測型を選択している場合で、専用線オンラインで接続するときは、試験開始時刻の5分前から、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績を、当該期間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に専用線オンラインを通じて属地エリアの一般送配電事業者へ送信する。</p> <p>監視方法がオフラインのときは、試験開始時刻の5分前から、1秒ごとの需要実績を試験日の翌営業日以内に所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者へ提出する。</p> <p>なお、発電リソースを含む場合で、専用線オンラインで接続するときは、実働試験対象期間において、設定した試験開始時刻の60分前ま</p>	<p>ロ 各リスト・パターンを用いる場合</p> <p>(4) 実働試験は各リスト・パターンごとに以下の手順で行う。</p> <p>なお、試験日時の選定方法は取引規程別冊（三次調整力①）第24条（実働試験の実施方法）、取引規程別冊（二次調整力②）第24条（実働試験の実施方法）、取引規程別冊（二次調整力①）第24条（実働試験の実施方法）、取引規程別冊（一次調整力）第24条（実働試験の実施方法）に準ずる。</p> <p>また、実働試験の評価に用いる計画および実績データの提出については、複合約定を希望する商品のうち、最短のサンプリング周期の計画および複合約定を希望する商品のうち最短のサンプリング周期ごとの実績データを当該商品の取引規程別冊第24条（実働試験の実施方法）に準じて提出する。</p> <p>a 属地エリアの一般送配電事業者は、第23条（性能データ等に関する提出資料）第1項(2)を確認するため、複合約定を希望する商品に係る合成した指令信号を繰り返し変化させたときの応動を確認する試験を行う</p> <p>b 属地エリアの一般送配電事業者は、指令時刻等を取引会員と調整する。</p> <p>(e) 実働試験結果の評価は属地エリアの一般送配電事業者にて以下の手順で行う。</p> <p>a 実働試験対象期間において、(2)ロ(4)により提出された複合約定を希望する商品のうち最短のサンプリング周期の計画および複合約定を希望する商品のうち最短のサンプリング周期ごとの実績データを用いて評価する。</p> <p>b 実働試験対象期間において、応動実績が許容範囲内であることを複合約定を希望する商品のうち最短のサンプリング周期ごとに確認する。なお、評価は30分コマ単位で行い、計測点のうち90%以上が許容範囲内である場合に第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合していると判断する。</p> <p>また、実働試験における実績データの許容範囲は、以下の(a)から(e)の許容範囲を組み合わせて算定する。</p> <p>(a) 複合約定を希望する商品に三次調整力①および二次調整力②を含む場合、三次調整力①および二次調整力②の許容範囲は、取引規程別冊（二次調整力②）第24条（実働試験の実施方法）に定める許容範囲とする。</p> <p>なお、この場合の許容範囲の算定に用いる供出可能量は、三次調整力①の供出可能量と二次調整力②の供出可能量を比較し、大きい方の供出可能量を用いる。</p> <p>(b) 複合約定を希望する商品に三次調整力①を含み、二次調整力②を含まない場合の三次調整力①の許容範囲は、取引規程別冊（三次調整力①）第24条（実働試験の実施方法）の許容範囲とする。</p> <p>(c) 複合約定を希望する商品に二次調整力②を含み、三次調整力①</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>計画電力を提出する。</p> <p>(b) 属地エリアの一般送配電事業者は、原則として別表2で定めるLFC制御周期ごとに指令を行う。</p> <p>指令がない場合は、原則として対象の時刻の直前の時間に対する指令値に従った運転を継続する。</p> <p>上記応動を求めない場合、属地エリアの一般送配電事業者は詳細については取引会員と調整する。</p> <p>(c) 取引会員は、事前予測型を選択している場合、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地周期発電計画電力および属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの実績データを所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>また、試験時間において、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>直前予測型を選択している場合、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの属地周期発電計画電力および試験開始時刻5分前から試験開始時刻までにおける属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績、試験時間における属地周期基準値電力（直前予測型）ならびに、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績および応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p>	<p>で、所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者に属地周期発電計画電力を提出する。</p> <p>監視方法がオフラインのときは、実働試験対象時間において、設定した試験開始時刻の60分前までに、所定の様式にて属地エリアの一般送配電事業者に1秒発電計画電力または機器点1秒発電計画電力を提出する。</p> <p>(b) 取引会員は、選択した基準値の設定方法に応じて、以下のとおり所定の様式を提出する。</p> <p>a 事前予測型を選択している場合</p> <p>専用線オンラインで接続するときは、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの、属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力を属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの実績データを所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>また、試験時間において、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>監視方法がオフラインのときは、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの、1秒基準値電力（事前予測型）、機器点1秒基準値電力（事前予測型）、1秒発電計画電力、機器点1秒発電計画電力、および、1秒ごとの実績データを所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>また、試験時間において、1秒ごとの応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>b 直前予測型を選択している場合</p> <p>専用線オンラインで接続するときは、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力および試験開始時刻5分前から試験開始時刻までにおける属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績、試験時間における属地周期基準値電力（直前予測型）ならびに、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績および応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>監視方法がオフラインのときは、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの1秒発電計画電力、機器点1秒発電計画電力および試験開始時刻5分前から試験開始時刻までの1秒ごとの需要実績、試験時間における1秒基準値電力（直前予測型）ならびに、1秒ごとの需要実績および応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>c 逐次計測型を選択している場合</p> <p>専用線オンラインで接続するときは、実働試験対象時間における</p>	<p>を含まない場合の二次調整力②の許容範囲は、取引規程別冊（二次調整力②）第24条（実働試験の実施方法）の許容範囲とする。</p> <p>(d) 複合約定を希望する商品に二次調整力①を含む場合の二次調整力①の許容範囲は、取引規程別冊（二次調整力①）第24条（実働試験の実施方法）の許容範囲とする。</p> <p>(e) 複合約定を希望する商品に一次調整力を含む場合、複合約定に含まれる一次調整力の供出可能量を許容範囲とする。</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>また、発電リソースのみの場合、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの属地周期発電計画電力および属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの実績データならびに、試験時間における属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>なお、実働試験対象時間において、リソース単位での属地周期基準値電力（事前予測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）、属地周期発電計画電力、実績データおよび応動実績（リソース単位に配分した指令値を含む）を提出する場合、各リスト・パターンごとの試験を省略することができる。</p> <p>また、実働試験の評価に用いる属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの実績データおよび応動実績は、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(6)に準じて計量器等にて取引会員が取得する。</p> <p>ロ 実働試験結果の評価は属地エリアの一般送配電事業者にて以下の手順で行う。</p> <p>(イ) 実働試験対象時間において、イ(ハ)により提出された属地周期基準値電力（事前予測型）または属地周期基準値電力（直前計測型）、属地周期発電計画電力、実績データおよび応動実績を用いて評価する。</p>	<p>試験対象の各リスト・パターンの属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力および試験開始時刻5分前から試験開始時刻までにおける属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績ならびに、試験時間における属地周期基準値電力（逐次計測型）、属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの需要実績および応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>監視方法がオフラインのときは、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの1秒発電計画電力、機器点1秒発電計画電力および試験開始時刻5分前から試験開始時刻までにおける1秒ごとの需要実績ならびに、試験時間における1秒基準値電力（逐次計測型）、1秒ごとの需要実績および応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>また、発電リソースのみの場合で、専用線オンラインで接続するときは、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力および属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの実績データならびに試験時間における属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>監視方法がオフラインのときは、実働試験対象時間における試験対象の各リスト・パターンの1秒発電計画電力、機器点1秒発電計画電力および1秒ごとの実績データならびに、試験時間における1秒ごとの応動実績を所定の様式にて、属地エリアの一般送配電事業者に提出する。</p> <p>なお、実働試験対象時間において、リソース単位での属地周期基準値電力（事前予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地周期基準値電力（直前計測型）、属地周期基準値電力（逐次計測型）、1秒基準値電力（事前予測型）、機器点1秒基準値電力（事前予測型）、1秒基準値電力（直前計測型）、1秒基準値電力（逐次計測型）、属地周期発電計画電力、機器点属地周期発電計画電力、1秒発電計画電力、機器点1秒発電計画電力、実績データおよび応動実績を提出する場合、各リスト・パターンごとの試験を省略することができる。</p> <p>また、実働試験の評価に用いる属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごと、または1秒ごとの需要実績および応動実績は、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(6)に準じて計量器等にて取引会員が取得する。</p> <p>ロ 実働試験結果の評価は属地エリアの一般送配電事業者にて以下の手順で行う。</p> <p>(イ) 専用線オンラインで接続する場合 実働試験対象時間において、イ(6)により提出された属地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとの属地周期基準値電力（事前</p>		

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(n) 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属 地エリアの一般送配電事業者と調整した送信周期ごとに確認する。</p> <p>なお、評価は30分コマ単位で行い、計測点のうち90%以上が許容範 囲内である場合に第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合し ていると判断する。</p> <p>なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース 等が満たすべき要件）(2)ハ(6) cで定める瞬時供出電力を指す。</p> <p>また、実働試験における応動実績の許容範囲は、指令値変更に伴い 応動している時間を除く時間、変更前指令値から増加する変更指令が あった場合、変更前指令値から減少する変更指令があった場合のそれ ぞれについて以下のとおり算定する（算定された許容範囲の時間が重 複する場合は、それぞれ算定された属地周期ごとの許容範囲のうち、 上限値の最大値および下限値の最小値を用いるものとする）。</p> <p>なお、許容範囲の算定に用いる「応動時間」は5分とする。また、 「遅れ時間」は120秒（新設発電機の場合は30秒）とし、「上り伝送 遅延時間」は取引会員と属地エリアの一般送配電事業者の間で協議の うえ定めた値とする。</p> <p>a 指令量変更に伴い応動している時間を除く時間 下限値「指令量－供出可能量×10%」から上限値「指令量＋供出 可能量×10%」</p> <p>b 変更前指令量から増加する変更指令があった場合 (a) 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間 が経過するまで 下限値「変更前指令量－供出可能量×10%」から上限値「変更 後指令量＋供出可能量×10%」</p> <p>(b) 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間 の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまで 下限値「変更前指令量＋供出可能量／（応動時間－遅れ時間） ×（変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間） －供出可能量×10%」または「変更後指令量－供出可能 量×10%」のいずれか小さい方から上限値「変更後指令量＋供出可 能量×10%」</p> <p>ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送 遅延時間が経過するまで次の指令があった場合、上記算定式の 「変更後指令量－供出可能量×10%」の許容範囲は変更後指令が 送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次 の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が 経過するまでとする。</p> <p>c 変更前指令量から減少する変更指令があった場合 (a) 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間 が経過するまで 上限値「変更前指令量＋供出可能量×10%」から下限値「変更 後指令量－供出可能量×10%」</p>	<p>予測型）、機器点属地周期基準値電力（事前予測型）、属地周期基準値 電力（直前予測型）または属地周期基準値電力（逐次予測型）、需要実 績および応動実績を用いて評価する。</p> <p>実働試験対象時間において、周波数偏差を模擬した信号に対し、調 定率にもとづく調整を実施していることを確認し、平常時を模擬した 試験および異常時を模擬した試験の各々で評価を行うこととする。</p> <p>各々の試験に対し、応動実績が許容範囲内であることを属地エリア の一般送配電事業者と調整した送信周期ごとに確認する。</p> <p>なお、評価は30分コマ単位で行い、平常時を模擬した試験において は計測点のうち90%以上、異常時を模擬した試験においてはすべての計 測点が許容範囲内である場合に第26条（取引対象のΔkW）に定める 要件に適合していると判断する。</p> <p>また、不感帯が設定されている場合、設定した不感帯の範囲内の模 擬信号については、評価の対象外とする。</p> <p>実働試験における応動実績の許容範囲は、以下のとおり算定する。</p> <p>a 平常時を模擬した試験 繰り返し変化される模擬信号に対し、模擬信号入力後から10秒後 以降の応動実績について、以下の許容範囲内であることを30分コマ 単位で評価する。 調定率から算出される理論値±供出可能量×10%</p> <p>b 異常時を模擬した試験 周波数偏差が1.0ヘルツを上回る模擬信号に対し、模擬信号入力 後から10秒後以降の応動実績について、以下の許容範囲以上で5分 以上継続していることを評価する。 「供出可能量－供出可能量×10%」以上</p> <p>なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース 等が満たすべき要件）(2)ハ(6) cで定める瞬時供出電力を指し、平常 時を模擬した試験においては、遅れ時間（2秒）および取引会員と属 地エリアの一般送配電事業者の間で協議のうえ定めた上り伝送遅延時 間の補正を行ったうえで評価し、異常時を模擬した試験においては、 取引会員と属地エリアの一般送配電事業者の間で協議のうえ定めた上 り伝送遅延時間の補正を行ったうえで評価することとする。</p> <p>(n) 監視方法がオフラインの場合 実働試験対象時間において、イ(6)により提出された1秒周期ごとの 1秒基準値電力（事前予測型）、機器点1秒基準値電力（事前予測 型）、1秒基準値電力（直前予測型）または1秒基準値電力（逐次予測 型）、需要実績および応動実績を用いて評価する。</p> <p>試験時間において、周波数偏差を模擬した信号に対し、調定率にも とづく調整を実施していることを確認し、平常時を模擬した試験およ び異常時を模擬した試験の各々で評価を行うこととする。</p> <p>各々の試験に対し、応動実績が許容範囲内であることを属地エリア の一般送配電事業者と調整した送信周期ごとに確認する。なお、評価 は30分コマ単位で行い、計測点のうち90%以上が許容範囲内である場</p>		

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(b) 変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまで</p> <p>上限値「変更前指令量－供出可能量／（応動時間－遅れ時間）×（変更後指令からの経過時間－遅れ時間－上り伝送遅延時間）＋供出可能量×10%」または「変更後指令量＋供出可能量×10%」のいずれか大きい方から下限値「変更後指令量－供出可能量×10%」</p> <p>ただし、変更後指令が送信されてから応動時間および上り伝送遅延時間が経過するまでこの指令があった場合、上記算定式の「変更後指令量＋供出可能量×10%」の許容範囲は変更後指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間の経過以降、次の変更指令が送信されてから遅れ時間および上り伝送遅延時間が経過するまでとする。</p> <p>上式の指令量とは、属地エリアの一般送配電事業者が指令した指令値をいう。</p> <p>なお、「指令値変更に伴い応動している時間」として扱う対象は、属地エリアの一般送配電事業者が指令を送信してから5分間とする。</p> <p>また、指令の送信方法および以下のとおりとする。</p> <p>LFC制御を行った場合（手動の指令値等でLFCを模擬する場合を含む）は、別表2に定めるLFC演算周期において算定される指令値に対して、需給調整市場システムへデータ登録されたLFC変化速度で指令値まで到達することとし、LFC演算周期において算定される指令値が変更されるごとに許容範囲の算定を行うこととする。</p> <p>(v) (v)に定める許容範囲の算定における指令量について、試験時間内の初回の指令値に対する変更前指令量はゼロとする。</p>	<p>合に第26条（取引対象のΔkW）に定める要件に適合していると判断する。</p> <p>また、不感帯が設定されている場合、設定した不感帯の範囲内の模擬信号については、評価の対象外とする。</p> <p>実働試験における応動実績の許容範囲は、以下のとおり算定する。</p> <p>a 平常時を模擬した試験</p> <p>繰り返し変化される模擬信号に対し、模擬信号入力後から30秒以内の応動実績について、以下の許容範囲内であることを30分コマ単位に評価する。</p> <p>調定率から算出される理論値±供出可能量×10%</p> <p>b 異常時を模擬した試験</p> <p>周波数偏差が0.2ヘルツを上回る（なお、属地エリアが北海道電力ネットワーク株式会社の場合、0.2ヘルツではなく0.3ヘルツを上回る）模擬信号に対し、模擬信号入力後から30秒以内の応動実績について、以下の許容範囲以上となることを評価する。</p> <p>「供出可能量－供出可能量×10%」以上</p> <p>なお、応動実績とは、取引規程（需給調整市場）第13条（リソース等が満たすべき要件）(2)ハ(イ) cで定める瞬時供出電力を指し、平常時を模擬した試験においては、遅れ時間（2秒）の補正を行ったうえで評価することとする。</p>		

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第4章 取引の実施</p>	<p style="text-align: center;">第4章 取引の実施</p>	<p style="text-align: center;">第4章 取引の実施</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第5章 入札</p>	<p style="text-align: center;">第5章 入札</p>	<p style="text-align: center;">第5章 入札</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第6章 約定処理</p>	<p style="text-align: center;">第6章 約定処理</p>	<p style="text-align: center;">第6章 約定処理</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第7章 調整の実施</p>	<p style="text-align: center;">第7章 調整の実施</p>	<p style="text-align: center;">第7章 調整の実施</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第8章 アセスメント</p>	<p style="text-align: center;">第8章 アセスメント</p>	<p style="text-align: center;">第8章 アセスメント</p>	

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第9章 ペナルティ</p> <p>(ペナルティ)</p> <p>第40条 各取引規程別冊 第39条（アセスメント）のアセスメントにおいて第26条（取引対象のΔkW）に定める要件の不適合が判明した場合、ペナルティ料金Ⅰおよびペナルティ料金Ⅱを、30分コマごとに次のとおり算定する。</p> <p>(1) アセスメントⅠにおける不適合時</p> <p>ペナルティ料金Ⅰ＝ΔkW料金×未達率×倍率（1.5）</p> <p>未達率＝（ΔkW約定量－供出可能量）／ΔkW約定量</p> <p>ΔkW料金＝ΔkW約定単価×ΔkW約定量</p> <p>なお、上式におけるΔkW約定量は、複合商品に約定している場合は複合ΔkW約定量とし、供出可能量は、各取引規程別冊 第39条（アセスメント）(1)で算出されたアセスメントⅠにおける供出可能量とし、未達率はゼロを下限とし、上式におけるΔkW約定量は、各取引規程別冊 第37条（単独発電機または各リスト・パターンにおけるトラブル対応）における代替不可申請量を減じた値とする。</p> <p>また、各取引規程別冊 第37条（単独発電機または各リスト・パターンにおけるトラブル対応）において代替不可申請を行った場合、別途、代替不可申請によるペナルティ料金Ⅰを次のとおり算定する。</p> <p>代替不可申請によるペナルティ料金Ⅰ＝</p> <p>ΔkW約定単価×代替不可申請量×倍率（1.5）</p> <p>ただし、属地エリアの一般送配電事業者から実効性テストにおける実施指令を受けたことに伴い、各取引規程別冊 第37条（単独発電機または各リスト・パターンにおけるトラブル対応）において代替不可申請を行った場合、別途、代替不可申請によるペナルティ料金Ⅰを次のとおり算定する。</p> <p>代替不可申請によるペナルティ料金Ⅰ＝</p> <p>ΔkW約定単価×代替不可申請量×倍率（1.0）</p> <p>(2) アセスメントⅡにおける不適合時</p> <p>ペナルティ料金Ⅱ＝ΔkW料金×倍率（1.0）</p> <p>ΔkW料金＝ΔkW約定単価×ΔkW約定量</p> <p>ただし、(1)に該当する場合は以下のとおりとする。</p> <p>ペナルティ料金Ⅱ＝</p> <p>ΔkW料金×（ΔkW約定量－ΔkW約定量×(1)の未達率）／ΔkW約定量×倍率（1.0）</p> <p>なお、上式におけるΔkW約定量は、複合商品に約定している場合は複合ΔkW約定量とし、未達率はゼロを下限とする。</p> <p>2 各取引規程別冊 第39条（アセスメント）のアセスメントにより判明した各取引規程別冊 第26条（取引対象のΔkW）に定める要件の不適合の原因が、取引会員および属地エリアの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削減等が判明されたものである場合で、属地エリアの一般送配電事業者が取引会員から所定の様式により申し出を受け付けたときは、以下の各号のすべてが認められる場合に限り、当該30分コマのペナルティ料金</p>			<p style="text-align: center; color: red;">発動指令電源の扱いについての修正</p>

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>Iの算定上、倍率を1.0倍とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第1項における処分および第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外とする。</p> <p>ただし、地内系統混雑を起因する出力抑制が行われた場合を除く。</p> <p>(1) 出力抑制等の発生タイミングに関係なく、取引会員が実需給日に対応する入札受付開始時点の段階で、系統起因による出力抑制等が属地エリアの一般送配電事業者からリソースへ通知されていない場合</p> <p>(2) 取引会員が対象日、対象時間、影響のあったリソース名およびリソースの供給地点特定番号または受電地点特定番号を属地エリアの一般送配電事業者へ提出し、属地エリアの一般送配電事業者が、当該不適合の原因が系統起因による出力抑制等と判定した場合</p> <p>3 各取引規程別冊 第39条（アセスメント）のアセスメントにより判明した各取引規程別冊 第26条（取引対象のΔkW）に定める要件の不適合の原因が、地内系統混雑を起因する場合、当該30分コマのペナルティ料金Iの算定上、倍率を1.0倍とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第1項における処分および第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第4項の確認の対象外とする。</p> <p>4 当面の間、各取引規程別冊 第39条（アセスメント）に定めるアセスメントIIにおいて、不適合が判明し、取引会員からの申し出等により、取引会員と属地エリアの一般送配電事業者は協議を行い、アセスメントIIの不適合が属地エリアの一般送配電事業者起因であることを属地エリアの一般送配電事業者が認めた場合は、アセスメントIIの不適合が生じた30分コマをペナルティ料金IIの対象外とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外とする。</p> <p>5 余力活用に関する契約を締結しているリソースが、本市場にて約定し、同一提供期間に約定している商品区分相当の機能と異なる機能を提供することが余力活用に関する契約の内容となっている場合において、取引規程別冊（複合約定）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントIIにおける不適合が判明し、取引会員からの申し出等により、取引会員と属地エリアの一般送配電事業者は協議を行い、約定した商品の要件を満たしていることが明らかであることを属地エリアの一般送配電事業者が認めた場合は、アセスメントIIの不適合が生じた30分コマをペナルティ料金IIの対象外とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外とする。</p> <p>6 取引規程別冊（一次調整力）第39条（アセスメント）に定めるアセスメントIIにおいて、不適合が判明し、取引会員からの申し出等により、取引会員と属地エリアの一般送配電事業者は協議を行い、アセスメントIIの不適合が周波数低下の状況によって約定した商品の要件を満たせなかったことを属地エリアの一般送配電事業者が認めた場合は、アセスメントIIの不適合が生じた30分コマをペナルティ料金IIの対象外とし、第41条（アセスメント要件不適合時の対応）第2項(1)における不適合回数の積算の対象外とする。</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第10章 精算</p> <p>（調整電力量の算定）</p> <p>第43条 調整電力量は、30分コマごとに以下のとおり算定する。</p> <p>(1) 単独発電機を用いる場合 発電リソースごとに第42条（電力量の計量）(1)イで規定する実績電力量から発電計画を減算した値とする。</p> <p>(2) 各リスト・パターンを用いる場合 以下により算定された値を系統コードごとに合計した値とする。</p> <p>イ 受電点の電圧が高圧または特別高圧の場合</p> <p>(i) 受電点参入に用いるリソース</p> <p>a 発電機リスト・パターンの場合 第42条（電力量の計量）(1)イで規定する発電リソースの実績電力量から発電計画を減算した値</p> <p>b 需要家リスト・パターンの場合 高圧受電点基準値から、(a)および(b)で算出する値を減算した値</p> <p>(a) 第42条（電力量の計量）(1)ロで規定する需要リソースごとの実績電力量を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」における損失率を減算した値で除算し、当該値を所属小売電気事業者コード単位で合計した値</p> <p>(b) 需要抑削計画を所属小売電気事業者コード単位で合計した値</p> <p>c ネガボジリスト・パターンの場合</p> <p>(a)および(b)で算出する値を合計した値</p> <p>(a) 発電リソース 第42条（電力量の計量）(1)イで規定する発電リソースの実績電力量から発電計画を減算した値</p> <p>(b) 需要リソース 高圧受電点基準値から、i および ii で算出した値を合計した値を減算した値</p> <p>i 第42条（電力量の計量）(1)ロで規定する需要リソースごとの実績電力量を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」における損失率を減算した値で除算し、所属小売電気事業者コード単位で合計した値</p> <p>ii 需要抑削計画を所属小売電気事業者コード単位で合計した値</p> <p>(ii) 機器点参入に用いるリソース 同一の受電地点に属するリソース単位（以下、「地点単位」という）</p> <p>でc (a)およびc (b)を合計した値</p> <p>ただし、同一の受電地点に属する複数の取引会員の機器点参入に用いるリソースが複数存在する場合は、dで取引会員ごとに算定した値</p> <p>a 機器点端での算定</p> <p>(a) 発電機リスト・パターンの場合 機器点ごとに第42条（電力量の計量）(2)で規定する発電リソースの実績電力量から高圧機器点発電基準値（調整電力量用・機</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>器端)を減算した値に1から変圧器ロス2を減算した値を乗算した値</p> <p>(b) 需要家リスト・パターンの場合 機器点ごとに高圧機器点基準値(調整電力量用・機器端)から第42条(電力量の計量)(2)で規定する需要リソースの実績電力量を減算した値を1から変圧器ロス2を減算した値で除算した値</p> <p>(c) ネガボジリスト・パターンの場合</p> <p>i 発電リソースの場合 (a)の値</p> <p>ii 需要リソースの場合 (b)の値</p> <p>b 機器点端で算定した値の合計および発電と需要の値への仕訳</p> <p>(a) 第42条(電力量の計量)(1)イで規定する受電点の当該30分コマの逆潮流の実績電力量の値がゼロより大きく、かつ、第42条(電力量の計量)(1)ロで規定する受電点の当該30分コマの順潮流の実績電力量の値がゼロの場合</p> <p>i 発電の値への仕訳 a(a), a(b)およびa(c)で算定した値を地点単位で合計した値と第42条(電力量の計量)(1)イで規定する受電点の当該30分コマの逆潮流の実績電力量の値を1から変圧器ロス1を減算した値で除算した値を比較し、小さい方の値</p> <p>ii 需要の値への仕訳 a(a), a(b)およびa(c)で算定した値を地点単位で合計した値からiの値を減算した値</p> <p>(b) 第42条(電力量の計量)(1)イで規定する受電点の当該30分コマの逆潮流の実績電力量の値がゼロ、かつ、第42条(電力量の計量)(1)ロで規定する受電点の当該30分コマの順潮流の実績電力量の値がゼロより大きい場合</p> <p>i 発電の値への仕訳 a(a), a(b)およびa(c)で算定した値を地点単位で合計した値からiiの値を減算した値</p> <p>ii 需要の値への仕訳 a(a), a(b)およびa(c)で算定した値を地点単位で合計した値とゼロから第42条(電力量の計量)(1)ロで規定する受電点の当該30分コマの順潮流の実績電力量を減算した値に1から変圧器ロス1を減算した値を乗算した値を比較し、大きい方の値。 ただし、リソースを供出する機器点が属する受電点で発電量調整供給契約を締結していない場合、a(a), a(b)およびa(c)で算定した値。</p> <p>(c) (a)および(b)以外の場合</p> <p>i 発電リソースの仕訳 (i) 発電の値への仕訳</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>a (a)およびa (c) i で算定した値を地点単位で合計した値と第42条（電力量の計量）(I)イで規定する受電点の当該30分コマの逆潮流の実績電力量を1から変圧器ロス1を減算した値で除算した値を比較し、小さい方の値</p> <p>(ii) 需要の値への仕訳</p> <p>a (a)およびa (c) i で算定した値を地点単位で合計した値からi (i)の値を減算した値</p> <p>ii 需要リソースの仕訳</p> <p>(i) 発電の値への仕訳</p> <p>a (b)およびa (c) iiで算定した値を地点単位で合計した値からii (ii)の値を減算した値</p> <p>(ii) 需要の値への仕訳</p> <p>a (b)およびa (c) iiで算定した値を地点単位で合計した値とゼロから第42条（電力量の計量）(I)ロで規定する受電点の当該30分コマの逆潮流の実績電力量を減算した値に1から変圧器ロス1を減算した値を乗算した値を比較し、大きい方の値。</p> <p>ただし、リソースを供出する機器点が属する受電点で発電量調整供給契約を締結していない場合、a (a)、a (b)およびa (c)で算定した値。</p> <p>c 送電端への変換</p> <p>(a) bにより発電の値として仕訳された値</p> <p>b (a) i またはb (b) i で算出した値に1から変圧器ロス1を減算した値を乗算し、当該値を小数点以下第1位で四捨五入した値</p> <p>(b) bにより需要の値として仕訳された値</p> <p>b (a) ii またはb (b) ii で算出した値を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」における損失率を減算した値および1から変圧器ロス1を減算した値で除算し、当該値を小数点以下第1位で四捨五入した値</p> <p>d 同一の受電地点に属する複数の取引会員の機器点参入に用いるリソースが存在する場合</p> <p>地点単位でc (a)およびc (b)を合計した値を地点単位で a (a)、a (b)およびa (c)を合計した値のうち、それぞれの取引会員ごとにa (a)、a (b)およびa (c)を合計した値の比率で按分した値を小数点以下第1位で四捨五入し、当該値を同一の受電地点に属するリソースで最も小さい機器点特定番号以外の取引会員の値とする。（ただし、地点単位でa (a)、a (b)およびa (c)を合計した値がゼロとなる場合は、比率按分の算定をせず地点単位で取引会員ごと、機器点ごとにa (a)またはa (c) i で算定した値に1から変圧器ロス1を減算した値を乗算した値とa (b)またはa (c) iiで算定した値に1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」における損失率を減算した値および1から変圧器ロス1を減算した値で除算した値を合計し、当該値を小数点以下第1位で四捨五入した値を</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>地点単位に合計した値。</p> <p>また、同一の受電地点に属するリソースで最も小さい機器点特定番号の取引会員の値は、地点単位でc(a)およびc(b)を合計した値から同一の受電地点に属するリソースの他の取引会員の値を減算した値。</p> <p>ロ 受電点の電圧が低圧の場合</p> <p>(f) 受電点参入に用いるリソース</p> <p>a 所属小売電気事業者コード単位の合計</p> <p>(a) および (b) を小売電気事業者ごとに合計した値</p> <p>(a) 発電リソース</p> <p>発電バランシンググループごとにb(a)およびb(c) iを合計した値から発電計画合計(kWh)(MMS)を減算した値</p> <p>(b) 需要リソース</p> <p>小売電気事業者ごとに低圧受電点基準値からb(b) iとb(c) ii(i)を合計した値とb(b)の需要抑制計画とb(c) iiの需要抑制計画を合計した値を減算した値</p> <p>b 電力量の算定</p> <p>(a) 発電機リスト・パターンの場合</p> <p>第42条(電力量の計量)(1)イで規定する発電リソースの実績電力量の値</p> <p>(b) 需要家リスト・パターンの場合</p> <p>第42条(電力量の計量)(1)ロで規定する需要リソースごとの実績電力量を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等条款」における損失率を減算した値で除算した値</p> <p>(c) ネガボジリスト・パターンの場合</p> <p>i 発電リソース</p> <p>第42条(電力量の計量)(1)イで規定する発電リソースの実績電力量の値</p> <p>ii 需要リソース</p> <p>(i) 第42条(電力量の計量)(1)ロで規定する需要リソースごとの実績電力量に1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等条款」における損失率を減算した値を除算した値</p> <p>(ii) 需要抑制計画</p> <p>(g) 機器点参入に用いるリソース</p> <p>当該リソースを供出する機器点が属する受電点において発電量調整供給契約の締結の有無により所属小売電気事業者コード単位に合計した値</p> <p>a 所属小売電気事業者コード単位の合計</p> <p>(a) および (b) を小売電気事業者ごとに合計した値</p> <p>(a) 発電リソース</p> <p>発電バランシンググループごとにb(a) iおよびb(a) iii(i)またはb(b) iおよびb(b) iii(i)を合計した値から低圧機器点発電基準</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>値を減算した値</p> <p>(b) 需要リソース</p> <p>低圧機器点基準値から小売電気事業者ごとにb(a) iiおよびb(a) iii(ii)またはb(b) iiおよびb(b) iii(ii)を合計した値を減算した値</p> <p>b 発電量調整供給契約の締結の有無およびリソースごとの電力量の算定</p> <p>(a) 当該リソースを供出する機器点が属する受電点で発電量調整供給契約を締結している場合</p> <p>i 発電機リスト・パターンの場合</p> <p>(i) 第42条（電力量の計量）(1)イで規定する実績電力量の値がゼロの場合</p> <p>第42条（電力量の計量）(2)で規定する発電リソースの実績電力量を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「送供給等約款」における損失率を減算した値で除算した値</p> <p>(ii) (i)以外の場合</p> <p>第42条（電力量の計量）(2)で規定する発電リソースの実績電力量の値</p> <p>ii 需要家リスト・パターンの場合</p> <p>(i) 第42条（電力量の計量）(1)イで規定する実績電力量の値がゼロの場合</p> <p>第42条（電力量の計量）(2)で規定する需要リソースの実績電力量を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「送供給等約款」における損失率を減算した値で除算した値</p> <p>(ii) (i)以外の場合</p> <p>第42条（電力量の計量）(2)で規定する需要リソースの実績電力量の値</p> <p>iii ネガボジリスト・パターンの場合</p> <p>(i) 発電リソース</p> <p>(i-1) 第42条（電力量の計量）(1)イで規定する実績電力量の値がゼロの場合</p> <p>第42条（電力量の計量）(2)で規定する発電リソースの実績電力量を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「送供給等約款」における損失率を減算した値で除算した値</p> <p>(i-2) (i-1)以外の場合</p> <p>第42条（電力量の計量）(2)で規定する発電リソースの実績電力量の値</p> <p>(ii) 需要リソース</p> <p>(ii-1) 第42条（電力量の計量）(1)イで規定する実績電力量の値がゼロの場合</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>第42条（電力量の計量）②で規定する需要リソースの実績電力量を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「送供給等約款」における損失率を減算した値で除算した値</p> <p>(ii-ii) (ii-i)以外の場合</p> <p>第42条（電力量の計量）②で規定する需要リソースの実績電力量の値</p> <p>(b) (a)に該当しない場合</p> <p>i, ii, iii(i)およびiii(ii)のそれぞれの値を1から属地エリアの一般送配電事業者が定める「送供給等約款」における損失率を減算した値で除算した値</p> <p>i 発電機リスト・パターンの場合</p> <p>第42条（電力量の計量）②で規定する発電リソースの実績電力量の値</p> <p>ii 需要家リスト・パターンの場合</p> <p>第42条（電力量の計量）②で規定する需要リソースの実績電力量の値</p> <p>iii ネガボジリスト・パターンの場合</p> <p>(i) 発電リソース</p> <p>第42条（電力量の計量）②で規定する発電リソースの実績電力量の値</p> <p>(ii) 需要リソース</p> <p>第42条（電力量の計量）②で規定する需要リソースの実績電力量の値</p> <p>2 第1項より算定された調整電力量は、30分コマごとに以下のとおり区分するものとする。</p> <p>(1) 上げ調整電力量</p> <p>調整電力量が正の場合の電力量</p> <p>(2) 下げ調整電力量</p> <p>調整電力量が負の場合の電力量</p> <p>3 提供期間の各30分コマにおいて、各リソースは属地エリアの一般送配電事業者が定める「送供給等約款」における調整電源または調整負荷として扱い、調整電力量の算定対象とする。</p> <p>ただし、以下の各号のいずれかに該当するリソースについては、この限りでない。</p> <p>(1) 各取引規程別冊 第39条（アセスメント）(1)で算出されたアセスメントIにおける供出可能性がゼロ以下となった場合（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、全ての約定において供出可能性がゼロ以下のとき）。</p> <p>ただし、余力活用に関する契約を締結し下げ余力がある場合において余力の運用規程における第8条（調整力）第1項各号のいずれにも該当しない場合を除く。</p> <p>(2) 単独発電機および各リスト・パターンにおける故障・トラブル等により</p>			<p>余力の運用規程改定に伴う修正</p>

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>調整ができない場合。</p> <p>(3) 属地エリアの一般送配電事業者が調整できないと判断した場合。</p> <p>(4) 一次調整力のみで約定した場合。</p> <p>ただし、余力活用に関する契約を締結している場合において余力の運用規程における第8条（調整力）第1項各号のいずれにも該当しない場合を除く。</p> <p>(5) 発動指令電源の実効性テストにおける供給力の提供期間と重複した場合。</p>			<p>発動指令電源の扱いについての修正</p>

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第11章 違約処理</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第12章 雑則</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p style="text-align: center;">第13章 売買手数料</p>			

取引規程本則および別冊（二次調整力①）	取引規程別冊（一次調整力）	取引規程別冊（複合約定）	備 考
<p>(改廃履歴)</p> <p>2020年 1月 9日 制定 2020年 4月 1日 改定 2020年 8月 1日 改定 2020年11月30日 改定 2021年 4月 1日 改定 2021年10月 1日 改定 2022年 4月 1日 改定 2023年 4月 1日 改定 2023年 5月 1日 改定 2023年 8月 1日 改定 2023年12月 1日 改定 2024年 4月 1日 改定 2024年10月 1日 改定 2025年 3月14日 改定 2025年 4月 1日 改定 2026年 3月14日 改定 2026年 4月 1日 改定 2026年 7月 1日 改定</p>			