

需給調整市場（三次調整力②）の 運用状況を踏まえた制度の改善について

令和 4 年11月25日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の議論

- 需給調整市場における三次調整力②の取引について、今夏、約定価格が上昇。8月には、最高約定価格が347.8円/kW・30分となり、過去最高となった。
- こうした価格高騰を踏まえ、関係事業者に対して、本年8月の三次調整力②の入札価格等のデータに関して報告徴収を行うとともに、合理的な行動となる価格で入札を行っているかなどを確認するため、ヒアリング等を行った。
- 前回の制度設計専門会合（10月25日）で、その分析結果を報告し、今後、持ち下げ供出や起動費の扱い等について整理することとした。
- 今回は、前回会合を踏まえ、検討事項に関する整理（案）等について御議論いただく。

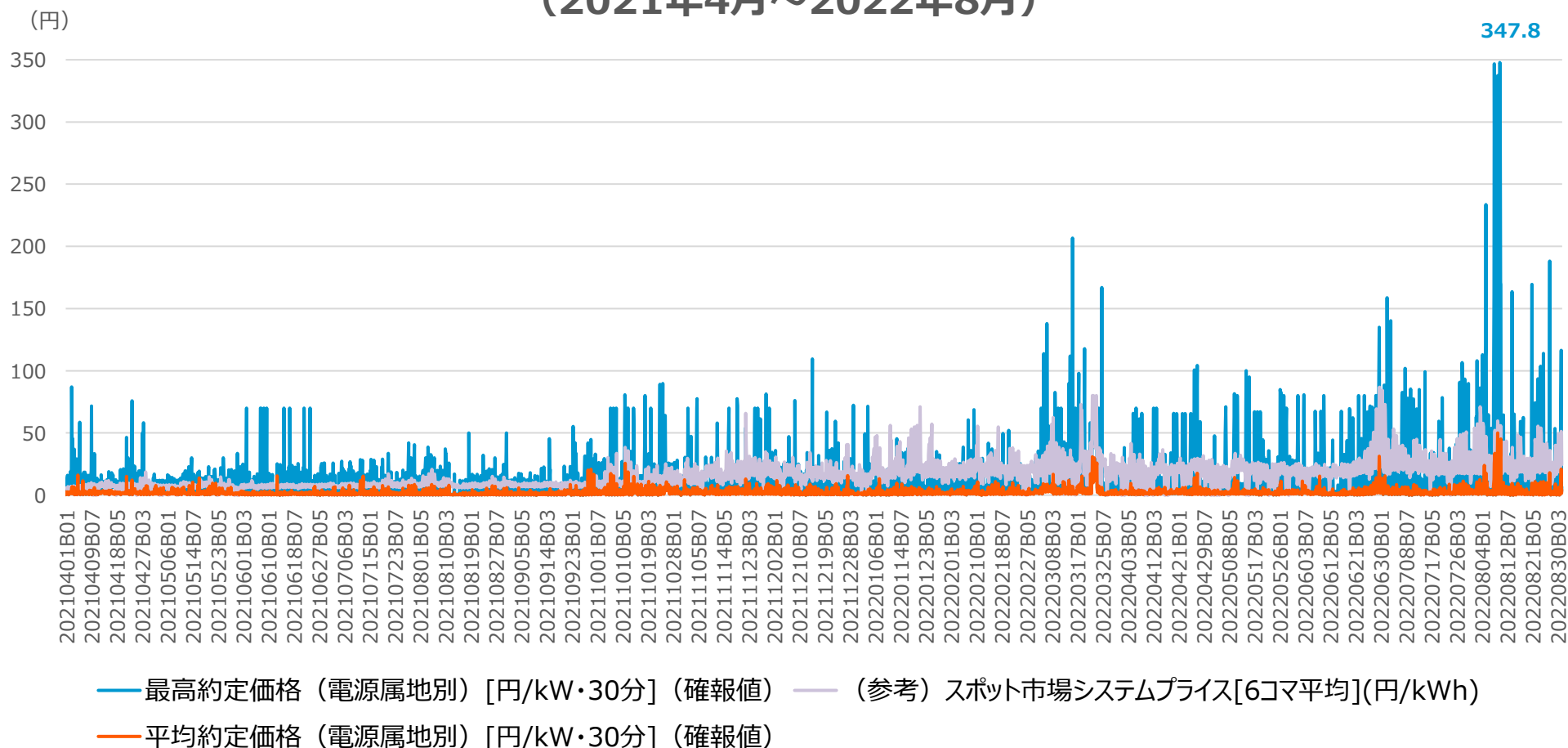
三次調整力②の約定価格の推移

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 三次調整力②の約定価格は、本年8月に高い価格となった（最高約定価格は347.8円/kW・30分）。
- なお、スポット市場のシステムプライスが上昇する際には、三次調整力②も上昇する傾向にある。

三次調整力②の約定価格とスポット市場システムプライスの推移 (2021年4月～2022年8月)

(2022年8月10日4ブロック目)



- 「適正な電力取引についての指針」（適取ガイドライン）において、**各事業者は、調整力の応札価格及び調整電力量料金に適用する単価の登録においては、競争的な市場において合理的な行動となる価格で入札（登録）を行うことが望ましい**とされている。また、その**詳細については、需給調整市場ガイドラインを参考とすること**とされている。

需給調整市場ガイドライン（2021年3月）
（抜粋・一部強調）

2021年度から開設される需給調整市場において、その適正な取引を確保するための措置については、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の事後的な措置に加えて、上乗せ措置として、**市場支配力を有する蓋然性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることとされた。**

この**事前的措置の考え方については、大きな市場支配力を有する事業者**（地域間連系線の分断等が生じた場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む。）**に対して、競争的な市場において取るであろう行動を常に取り求めることが適当**とされ、また、**このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事業者においても望ましい**ものであるとされた。

以上を踏まえ、「適正な電力取引についての指針（以下「適取ガイドライン」という。）」において、需給調整市場における「望ましい行為」として、上記の考え方を規定し、その詳細について、本文書を策定し参考とすることとされた。

本文書は、需給調整市場における事前的措置の考え方の詳細を示すことで、需給調整市場の適切な運営を目指すものである。

(参考) 事前的措置の対象とする事業者

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 2022年度の需給調整市場における事前的措置の対象とする事業者の範囲については、下表の赤枠のとおり。

第72回制度設計専門会合（2022年4月）
資料6（抜粋）

2022年度の調整力kWh市場及び調整力ΔkW市場における事前的措置の対象とする事業者の範囲（地理的範囲別）

- a. 北海道
- b. 東京・東北
- c. 中部・北陸・関西・中国・四国
- d. 九州



		調整力kWh市場		調整力ΔkW市場	
	事業者	市場シェア	PSIの算出結果（全20コマ中） （2021年9月～2022年1月）	市場シェア	PSIの算出結果（全18BL中） （2021年8月～2022年1月）
a	北海道電力	100%	全コマでピボタル	100%	全BLでピボタル
b	J E R A	51.9%	4コマでピボタル	66.4%	8 BLでピボタル
	東北電力	26.5%	ピボタルなコマなし	18.3%	10BLでピボタル
	東京電力 E P / R P	21.7%	7コマでピボタル	15.2%	全BLでピボタル
	その他	—	—	0.0%	8 BLでピボタル
c	J E R A	34.1%	5コマでピボタル	38.8%	10BLでピボタル
	関西電力	30.0%	5コマでピボタル	29.2%	17BLでピボタル
	中国電力	14.1%	1コマでピボタル	14.5%	11BLでピボタル
	北陸電力	8.5%	ピボタルなコマなし	8.2%	5 BLでピボタル
	四国電力	6.4%	1コマでピボタル	6.6%	10BLでピボタル
	中部ミライズ	5.8%	ピボタルなコマなし	2.7%	6 BLでピボタル
	その他	1.2%	ピボタルなコマなし	0.0%	5 BLでピボタル
d	九州電力	100%	全コマでピボタル	100%	全BLでピボタル

①機会費用と逸失利益の計上に関する扱い

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 需給調整市場ガイドラインでは、機会費用は卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列して ΔkW を確保する場合に発生するものであり、逸失利益は卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて ΔkW を確保する場合に発生するものという整理になっている。
- 一方、入札価格に機会費用と逸失利益の双方を計上して入札する事業者が存在した（下記、参照）。

事業者A

- 入札手数料を機会費用として計上するとともに、逸失利益を計上。

事業者B

- 機会費用に需給変動リスクを見込んだ費用等を計上し、逸失利益を計上。

事業者C

- 最低出力分までの限界費用を機会費用、それ以降の限界費用を逸失利益に計上。

事業者D

- 「振替損失」(*)や入札手数料を機会費用に計上するとともに、逸失利益を計上。なお、追加起動に伴う持ち下げ供出機については、機会費用に追加起動機の最低出力までの起動費相当額を計上して応札。

※ 追加起動した効率の悪い電源の最低出力分の出力相当量について、本来発電する予定であった効率の良い電源を焚き絞る運用になるため、追加起動したユニットと焚き絞ったユニットの増分単価の値差を計上。

（注）需給調整市場ガイドライン上、卸電力市場価格（予想）に関する定義は存在しない。

機会費用と逸失利益の計上に関する整理（案）

- 機会費用と逸失利益の計上に関する考え方について、事業者によって解釈が異なるため、以下の整理としてはどうか。

限界費用について

- 火力発電の限界費用については、事業者によって限界費用の設定数が異なるため、以下のとおり整理する。
- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh市場における記載を参照する。

卸電力市場価格（予想）について

- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

売買手数料について

- 売買手数料は、需給調整市場の手数料を指し、機会費用ではなく、以下の整理とする。
- ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする。

（参考） ΔkW 価格の登録

- 調整力 ΔkW 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の ΔkW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\Delta kW \text{価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

- $\text{一定額} = \text{当該電源等の固定費回収のための合理的な額}$
（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）
- $\text{固定費回収のための合理的な額(円/}\Delta kW) =$
 $\frac{\{ \text{①電源等の固定費(円/kW}\cdot\text{年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW}\cdot\text{年)} \}}{\text{③想定年間約定ブロック数}}$
※想定年間約定ブロック数＝想定年間予約時間÷3時間

(参考) 機会費用・逸失利益について

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 機会費用・逸失利益については、需給調整市場ガイドラインにおいて、以下のように定められている。

第68回制度設計専門会合（2021年12月）
資料4（抜粋）

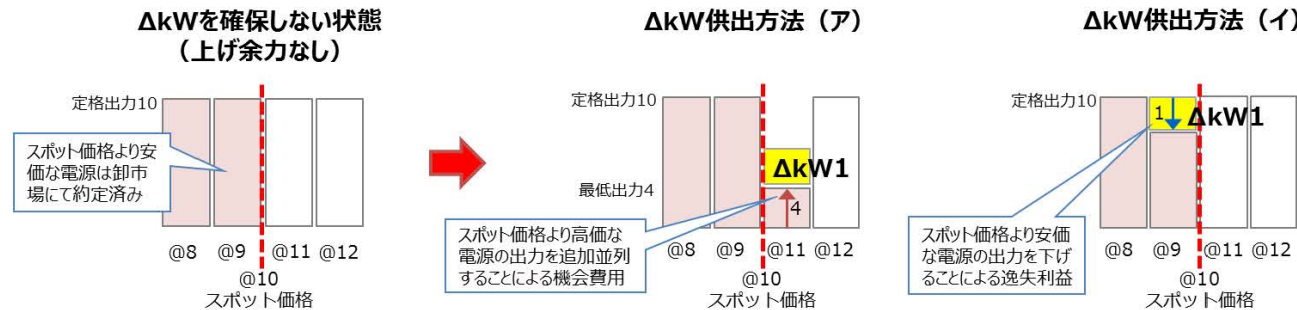
【調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保：逸失利益（機会費用）の考え方】

(ア)卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

(イ)卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生



(参考) 限界費用について

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 限界費用については、需給調整市場ガイドラインにおいて、以下の記載がある。

需給調整市場ガイドライン（2021年3月）
（抜粋・一部強調）

Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

1. 調整力kWh市場

（1）予約電源以外

調整力kWh市場の予約電源以外における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等のkWh価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整のkWh価格 ≤ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整のkWh価格 ≥ 当該電源等の限界費用 - 一定額

（途中略）

なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りである。

①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

（揚水発電、一般水力、DR等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録kWh価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※ 上記において、貯水制約のある揚水発電及び一般水力並びに燃料制約のある火力発電の限界費用を逸失利益とする場合、この逸失利益には固定費回収額が含まれている場合があることから、これに一定額を加算すると固定費回収額を二重に計上することとなる。したがって、この場合のkWh価格の登録については、「代替電源等の限界費用 + 一定額」or「逸失利益」のいずれか高い方を上限とするのが適切と考えられる（代替電源等の限界費用とは、貯水減少又は燃料減少による代替電源の限界費用、揚水運転のために使用した電源の限界費用が考えられる）。

(参考) 売買手数料

- 売買手数料に関しては、取引規程に以下の記載がある。

取引規程（需給調整市場）
（抜粋）

（決済の対象）

第45条 本市場における取引に係る決済の対象は、以下のとおりとする。

（4）売買手数料

売買手数料は、単独発電機または各リスト・パターンごと、30分コマごとに、別途定める売買手数料の単価を2で除した値に Δ kW約定量を乗じた金額を料金算定期間に亘って合計した金額とする。

（売買手数料）

第65条 市場運営者は、第50条（料金等の授受）にもとづく請求および支払いにあわせて、取引会員から別途定める売買手数料を徴収する。

2 売買手数料は、取引の状況、本市場の市場開設業務に要する費用等を参照のうえ、本市場において、実需給日が属する年度毎に定め、毎年度3月末までに翌年度の売買手数料を公開する。

3 売買手数料は、 Δ kW約定量に応じた従量制とする。

4 第3項の売買手数料に賦課される消費税等相当額は、取引会員が支払う。

5 第4項の計算にあたっては、売買手数料を課税標準とし、税率は実需給日のものとして算出した金額とする。

※ 「別途定める売買手数料」は、送配電網協議会ホームページで掲載されている。

②持ち下げ供出の扱い

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- ΔkWを需給調整市場に供出するにあたり、電源の起動並列において、調整力として使用しない最低出力を維持するための電力分を他のユニットの出力を下げることにより調整している事業者が確認されたが、そのうち、出力を下げたことにより余力分が生じたユニット（以下「持ち下げ供出機」という）を需給調整市場へ入札している事業者が複数確認された。
- 上記余力分を入札する際の事業者の考え方は以下のとおり。なお、事業者Aについては、この際の入札価格は需給調整市場ガイドラインの機会費用の考え方に基づかない価格設定であることを事業者は認識していた。

事業者A

- 持ち下げ供出機は、起動供出機の起動（約定）が前提であるため、約定順を「起動供出機→持ち下げ供出機」とする必要がある。そのため、起動供出機の起動費単価を機会費用として計上し、入札価格が「持ち下げ供出機 > 起動供出機」となるようにしている。

事業者B

- 起動供出機が起動するブロックでは、持ち下げのみ行い需給調整市場に供出をしない。起動したブロック以降において、持ち下げ供出機の供出も行う。その際の持ち下げ供出機の入札価格は、起動供出機の価格としている。

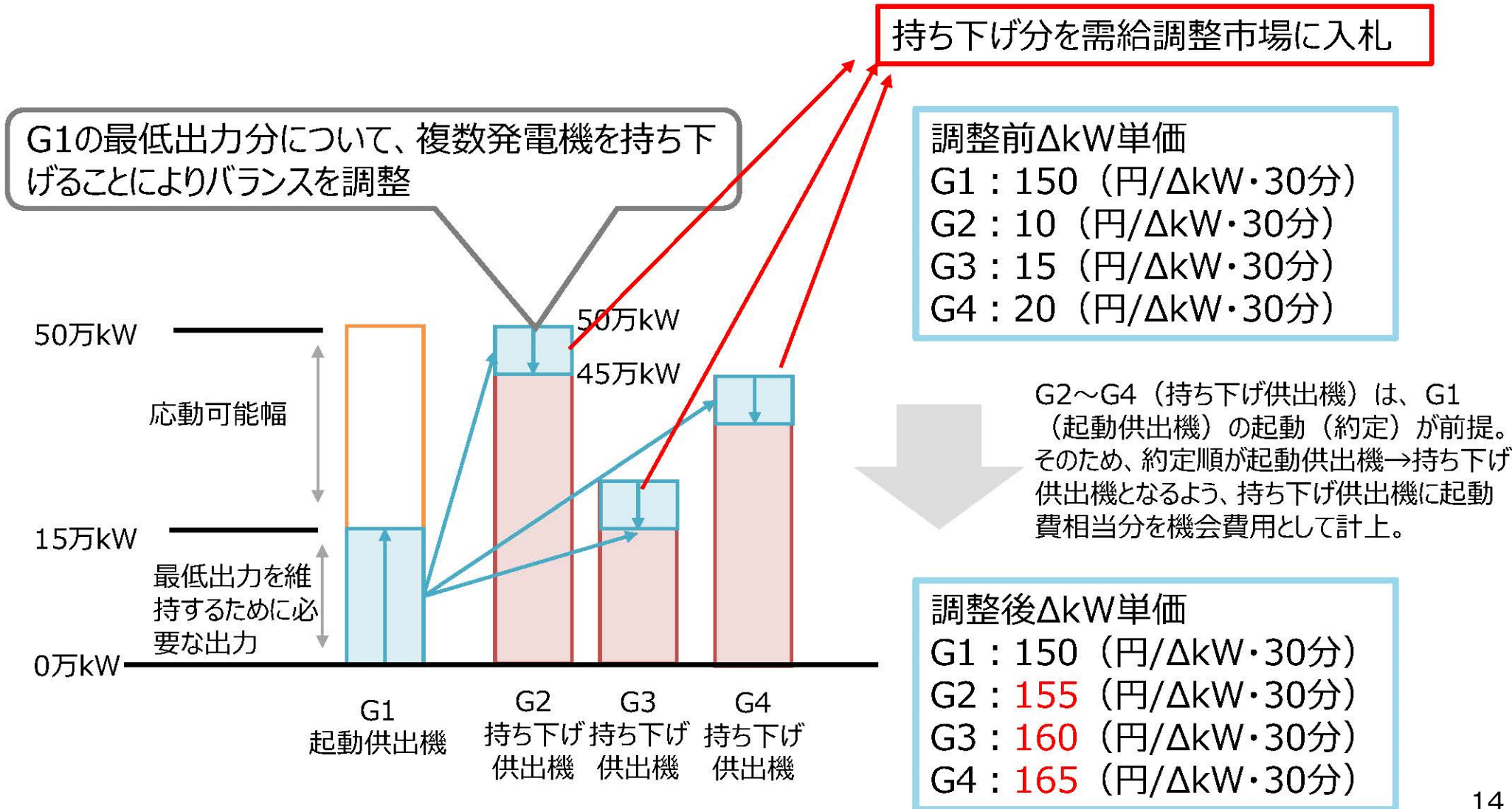
持ち下げ供出の扱いに関する整理（案）

- 需給調整市場に対して起動供出機を供出し、同時に持ち下げ供出機も供出する場合、持ち下げ供出機の入札価格の考え方を整理する必要がある。
- 持ち下げ供出の扱いに関しては、以下の整理としてはどうか。
- なお、需給調整市場ガイドラインは、需給調整市場における考え方を示すものであることから、 Δ kW単価の具体的な清算方法等については、取引規程（需給調整市場）もしくは事業者間での契約書等に記載することが望ましいのではないか。

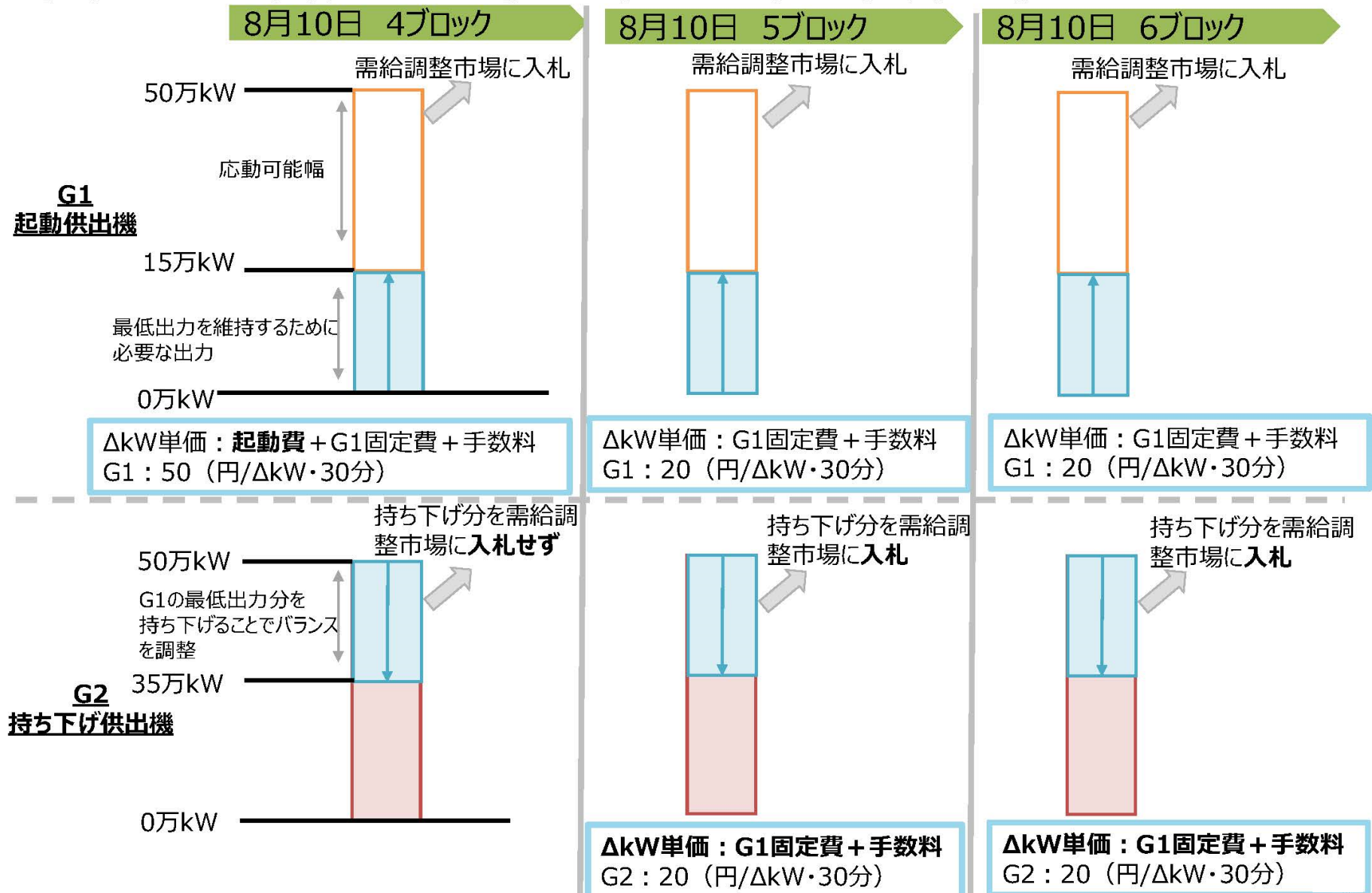
持ち下げ供出機の入札価格について

- 持ち下げ供出機の約定のためには、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機のコストを反映した Δ kW単価になるよう、当事者間で適切な費用を清算する。
- 持ち下げ供出機のコストを反映した単価は、逸失利益（機会費用）、一定額等（等は売買手数料）から算定し、起動供出機のコストを含めないものとする。

(参考) 事業者Aにおける追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出のイメージ



（参考）事業者Bにおける追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出のイメージ



③起動費等の扱い（実需給時に起動していないユニット）

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 需給調整市場ガイドライン上、約定したユニットを必ず起動しなければならないなどの整理は存在しないが、三次調整力②に応札し、約定したものの、実需給時に起動していないユニットが存在した。なお、三次調整力②として約定し、供出するユニットは、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は45分以内とされている。
- 起動しなかった理由として、当該ユニットが揚水発電であり、起動指令後すぐに対応可能であるとの回答や、一般送配電事業者からの停止指令等によるとの回答が発電事業者からあったが、この点についてはより精査を進める予定。

揚水発電

- 揚水発電に関しては、起動指令後すぐに稼働することが可能であり、火力発電などが最低出力まで実需給時以前に起動して焚いている状況とは異なる。

一般送配電事業者による指令

- 天候を踏まえ、一般送配電事業者が当日断面で不要と判断した場合、一般送配電事業者が停止指令を出すことにより、実需給時に起動していないユニットが存在した可能性がある。

③起動費等の扱い（起動費の返還）

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 需給調整市場（三次調整力②）に応札するために起動する場合、起動費に係る費用を入札価格に織り込むことが認められている。実需給時において一般送配電事業者からの指令で起動しなかった場合、一部の発電事業者は調整力公募（電源Ⅱ）の契約に基づき、計上した起動費を一般送配電事業者に返還していると回答したが、実際に起動費がどのように返還されたかについては、より精査を進める予定。

※なお、上記のような電源Ⅱの契約に基づく方法以外に、起動にするかどうかに関わらず、一般に、約定した電源を発電事業者が差替えた場合、三次調整力②の取引規程に基づき、差替え後にΔkW約定単価を変更することが可能。

事業者Aの調整力公募（電源Ⅱ）の募集要項
（抜粋・一部強調）

3. 起動費の設定方法と精算方法の具体例

（1）発電機を停止状態から、系統並列させる（以下、「起動」といいます。）場合に必要となる、起動に係る費用を支払うものといたします。

（2）契約者は、当社の指令に応じる起動費（V3）を、あらかじめ当社へ提示するものといたします。なお、価格設定にあたっては、コストを踏まえた設定としてください。

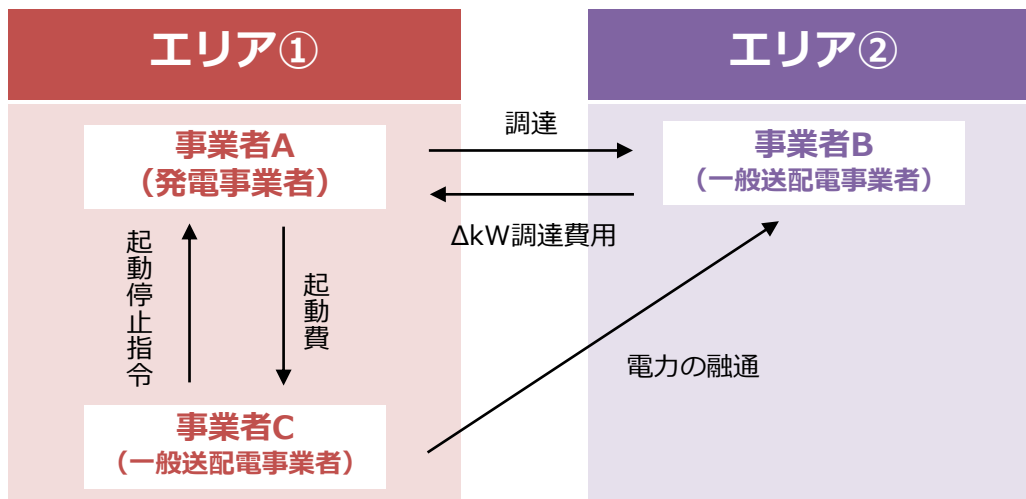
精算時は、ゲートクローズ時点の計画値による起動回数をモードごとのV3で積算した金額と、当社指令に従い実際に起動した回数をモードごとのV3で積算した金額の差分金額を、費用として契約者と当社の間で精算いたします。

V3：停止から起動までの停止時間の長さに応じて設定するモードごとの起動単価（円/回・機）

（3）契約単位（計量単位）が発電機単位でない場合の起動回数の算定方法は、別途協議により決定いたします。

起動及び起動費の返還に関する状況

- 本年8月の三次調整力②に関する報告徴収の結果として、約定した入札のユニットに関して、実需給時に起動していないユニットが多くみられる事業者が存在した。
- 事業者Aについては、約定した入札のユニットの多くを実需給時まで差替えており、残りは一般送配電事業者による停止指令を受けていた。差替えた電源に関しては、代替電源で三次調整力②に供出しており、結果的に起動費用を利益として得ていた。
- 事業者Bについては、起動指令後の迅速な対応が可能である揚水発電所であったことや、一般送配電事業者からの停止指令等により実需給時に起動していないユニットが存在した。
- 起動費の返還に関しては、一般送配電事業者による停止指令が出た際、調整力公募（電源Ⅱ）の契約に基づいて起動費の返還がなされている事業者が存在した。ただし、約定した入札のユニットを所有する発電事業者と、その電源を調達した一般送配電事業者が異なるエリアである場合、一般送配電事業者からの停止指令後の電源Ⅱに基づく起動費の返還は、発電事業者と同じエリアの一般送配電事業者に対してなされていた。こうした電源Ⅱに基づく起動費の返還はFIT交付金の額に反映されていない。



起動費等の扱いに関する整理（案）

- 起動費等の扱いに関して、以下の整理としてはどうか。
- なお、需給調整市場ガイドラインは、需給調整市場における考え方を示すものであることから、発電事業者から一般送配電事業者に費用を返還する際の詳細な方法等については、取引規程（需給調整市場）もしくは事業者間での契約書等に記載することが望ましいのではないか。
- 加えて、第69回制度設計専門会合（本年1月）において整理した、原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないこととし、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する点について、需給調整市場ガイドラインに明記してはどうか。

実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還について

- 需給調整市場に起動費を計上して入札・約定（※）し、一般送配電事業者からの停止指令により実需給時まで起動しなかった場合には、一般送配電事業者との間で起動費を清算する。また、他エリアの一般送配電事業者が調達をした場合には、一般送配電事業者間で別途清算を行う。

※約定後に電源差替えした場合は当該差替え電源が対象。

電源差替え時の価格について

- 電源を差替える場合、 Δ kW約定単価に関しては、差替え後のユニットに合わせた Δ kW約定単価に変更する。ただし、差替え後の Δ kW約定単価は、差替え前の Δ kW約定単価以下の値とする。

※ 電源差替え時の価格の変更については、取引会員においてシステム改修が必要な場合があるとのことであり、システム改修までは、事後清算を可とする。

- 電源の差替えに関しては、取引規程別冊（三次調整力②）において、以下の記載がある。

取引規程別冊（三次調整力②）
（抜粋・一部強調）

第36条 取引会員が、約定した単独発電機または各リスト・パターンの差替えを希望する場合、当該取引会員は、提供期間の開始時刻の1時間前までに差替え後の単独発電機または各リスト・パターンの情報を需給調整市場システムに再登録し、再登録後直ちに、第34条（計画等の提出）に準じて再登録後の計画等を提出または登録する。この場合、差替え後の単独発電機を複数とすることは可能とする。

（途中略）

2 第1項により差替えを希望する場合は、差替え後の単独発電機または各リスト・パターンは、連系線の運用容量に影響を与えないよう、差替え前の単独発電機または各リスト・パターンと同一の属地エリアから選定する。

3 第1項により差替えた場合、取引会員は、 ΔkW 約定単価を差替え前の単独発電機または各リスト・パターンの ΔkW 約定単価以下の値へ変更することができるものとする。

(参考) 連続するブロックへの入札における起動費の重複計上

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 需給調整市場ガイドライン上の整理はないものの、**第69回制度設計専門会合（本年1月）において、原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないこととし、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫することと整理した。**
- 連続するブロックへの入札における起動費の計上を実施している事業者が存在した。当該事業者は、システム改修しなければ連続するブロックへの入札における起動費の重複計上は回避できないとのこと。システム改修を進めており、来月からは重複計上をとりやめるとのこと。

第69回制度設計専門会合（2022年1月）
資料4（抜粋）

【適切な起動費等の計上・入札の在り方】

- ✓ 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- ✓ 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を監視委事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

※上記の在り方により計上された起動費等を含め、適切に計上されていると考えられる三次調整力②の調達費用については、FIT交付金の手当を検討していくべきではないか。

今後の進め方

- 三次調整力②の約定価格が高騰する中、合理的な行動となる価格で入札を行うことが望ましく、持ち下げ供出や起動費の扱い等について整理（案）を提示した。今後の進め方としては、以下のとおり進めることとしてはどうか。
 - 需給調整市場ガイドラインに関しては、本制度設計専門会合の審議を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会に報告し、改定作業を進める。
 - 需給調整市場に係る取引規程等に関しては、本制度設計専門会合の審議を踏まえ、電力需給調整力取引所において検討・対応を進めるよう求める。

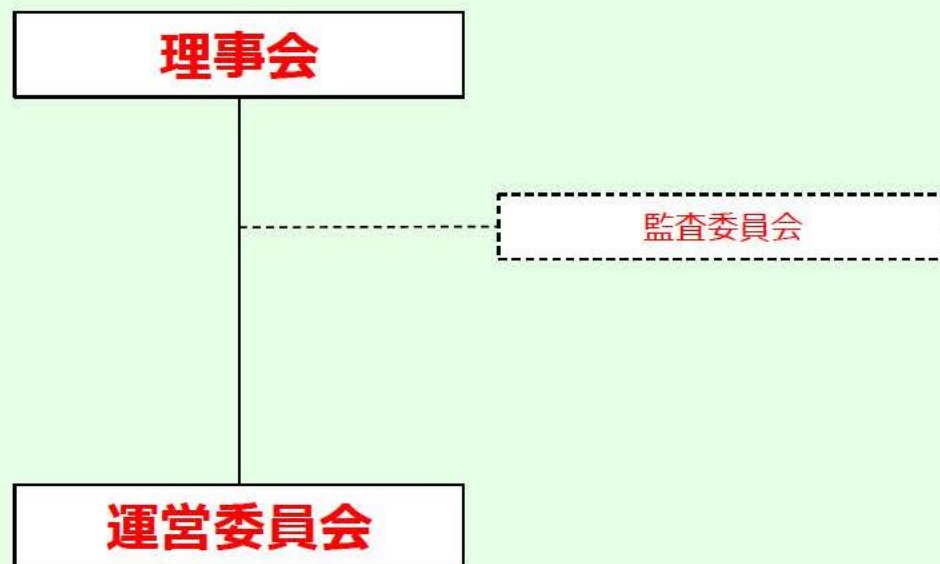
(参考) 電力需給調整力取引所について

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 需給調整市場を運用する「電力需給調整力取引所」が、沖縄を除く全国9エリアの一般送配電事業者によって設立され、同市場の運営に当たっている。

第50回 制度検討作業部会（2021年4月）
資料5（抜粋）

電力需給調整力取引所 (EPRX: Electric Power Reserve Exchange)



業務委託



送配電網協議会

需給調整 市場運営部

・問い合わせ対応
・情報公表 等

(参考) 需給調整市場で取引される商品

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 2021年4月に需給調整市場が開設。2021年度から三次調整力②、2022年度から三次調整力①の取引が開始されており、2024年度には商品が拡大する予定。

第21回需給調整市場検討小委員会（2021年1月）
資料3（抜粋・一部強調）

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	数秒～数分※4	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

(参考) 三次調整力②の概要・取引スケジュール

第78回制度設計専門会合（2022年10月）
資料3（抜粋）

- 三次調整力②は、2021年4月から需給調整市場において取引が開始された、再生可能エネルギーの予測誤差に対応するための調整力。
- 三次調整力②は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～14時に入札が行われ、同日14時～15時の間に約定処理が行われる。

第68回制度設計専門会合（2021年12月）
資料4（抜粋）



(参考) 三次調整力①の取引スケジュール

- 三次調整力①の取引は、取引実施日の次の土曜日からその次の金曜日に調整を行うことができるΔkWの売買を行う。
- 入札受付期間は月曜日の14時から火曜日の14時までとし、約定処理は毎週火曜15時までに終わる。

第17回需給調整市場検討小委員会（2020年6月）
資料 2 - 3（抜粋）

