

# ベースロード市場に関する検討について

2024年3月28日（木）

第95回 制度設計専門会合

事務局提出資料



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

# 本日御確認・御審議いただきたいこと

## (御報告事項)

- 本日は、2024年1月31日に開催された2023年度第4回オークション（2024年度受渡）の入札状況・約定結果を御報告させていただきます。

※第4回オークションについては、大規模発電事業者に対しては市場への供出を制度的に求めず、各社の判断による任意参加となっている。

## (御審議事項)

- 前回会合（第94回制度設計専門会合）において、本年度第1～3回オークションを振り返り、依然として固定商品の供出上限価格の算定に織り込まれる燃料費の価格変動リスクが大きい事業者も存在していることを踏まえ、**今後の監視において燃料価格の変動リスクをどのように供出上限価格に織り込むことが合理的か**、御議論いただいたところ。
- 本日は、前回いただいた御意見を踏まえて、引き続き、**燃料価格変動リスクの算定方法について御議論いただきたい**。

# (参考) 2023年度オークションにおける取扱い商品とスケジュール

- BL市場における2023年度オークションの取扱い商品とスケジュールは以下のとおり。

第79回制度検討作業部会  
(2023年5月25日) 資料5より赤枠追加

## <各オークションにおいて取り扱う商品>

|                             | 第1回                      | 第2回                      | 第3回                                                         | 第4回                      |
|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------|
| <b>1年商品</b><br>(制度的供出量割合※1) | <b>固定価格取引<br/>(85%)</b>  | <b>固定価格取引<br/>(85%)</b>  | <b>固定価格取引<br/>(42.5%)</b><br><b>事後調整付取引<br/>(42.5%+α※3)</b> | <b>固定価格取引<br/>(任意供出)</b> |
| <b>長期商品</b><br>(制度的供出量割合※2) | <b>事後調整付取引<br/>(15%)</b> | <b>事後調整付取引<br/>(15%)</b> | <b>事後調整付取引<br/>(15%)</b>                                    | —                        |

※1：同年度オークションの約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

※2：前年度及び同年度オークションの長期商品約定量及び適格相対契約控除量等を除く。

※3：第3回オークションの固定価格取引において約定しなかった売札量α

## <BL市場の取引スケジュール>

|                               | 6月 | 7月                                   | 8月             | 9月             | 10月            | 11月            | 12月            | 1月                        | 2月 | 3月 |
|-------------------------------|----|--------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------------|----|----|
| 従来の取引<br>スケジュール               |    | ●<br>第1回オークション<br>★<br>容量市場 追加オークション | ←約2か月→         | ●<br>第2回オークション | ←約2か月→         | ●<br>第3回オークション |                | ●<br>第4回オークション<br>(供出は任意) |    |    |
| <b>2023年度以降の<br/>取引スケジュール</b> |    | ★<br>容量市場 追加オークション                   | ●<br>第1回オークション | ←約1.5か月→       | ●<br>第2回オークション | ←約1.5か月→       | ●<br>第3回オークション | ●<br>第4回オークション<br>(供出は任意) |    |    |

- 1. 2023年度第4回オークションの結果概要**
2. 燃料費の価格変動リスクに関する今後の検討課題

# 第4回オークション結果の概要

- 約定量は、前年度（2022年度）の第4回オークションと比べて、全エリア合計で9.1MW減少。
- 約定価格は、前回のオークション（2023年度第3回）と比べて下落（東日本：12.20円/kWh（▲3.20円）、西日本：9.56円/kWh（▲2.44円））。 主な要因は、燃料価格や電力先物価格の下落を背景に、売札平均入札価格が下落したこと。約定価格は、電力先物価格に比べて、東日本はやや高く、西日本はやや低くなった。

| エリア<br>*1 | (前年) 2022年度<br>第4回オークション |                | (前回) 2023年度<br>第3回オークション*4 |                | (今回) 2023年度<br>第4回オークション   |                | 今回－前年<br>差引<br><br>約定量<br>(約定価格) | 今回－前回<br>差引<br><br>約定量<br>(約定価格) | 売札平均<br>入札価格<br>*2 | 買札平均<br>入札価格<br>*2 | TOCOM<br>先物<br>価格<br>*3<br><br>(括弧内は<br>2023年度<br>第3回時点) |
|-----------|--------------------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------------------------------|
|           | 約定量<br>(括弧内は<br>年間換算量)   | 約定価格           | 約定量<br>(括弧内は<br>年間換算量)     | 約定価格           | 約定量<br>(括弧内は<br>年間換算<br>量) | 約定価格           |                                  |                                  |                    |                    |                                                          |
| 東日本       | 0.6MW<br>(0.05億<br>kWh)  | 25.30円<br>/kWh | 36.2MW<br>(3.17億<br>kWh)   | 15.40円<br>/kWh | 6.5MW<br>(0.57億<br>kWh)    | 12.20円<br>/kWh | +6.5MW<br>(▲13.10円<br>/kWh)      | ▲29.7MW<br>(▲3.20円<br>/kWh)      | －                  | －                  | 11.63円<br>/kWh<br>(15.86円<br>/kWh)                       |
| 西日本       | 30.9MW<br>(2.71億<br>kWh) | 20.00円<br>/kWh | 81.5MW<br>(7.14億<br>kWh)   | 12.00円<br>/kWh | 15.9MW<br>(1.39億<br>kWh)   | 9.56円<br>/kWh  | ▲15.0MW<br>(▲10.44円<br>/kWh)     | ▲65.6MW<br>(▲2.44円<br>/kWh)      | －                  | －                  | 9.98円<br>/kWh<br>(12.64円<br>/kWh)                        |
| 九州        | ※西日本エリア<br>に包含           |                | 6.5MW<br>(0.57億<br>kWh)    | 11.76円<br>/kWh | －                          | －              | －                                | ▲6.5MW<br>(-)                    | －                  | －                  |                                                          |
| 合計        | 31.5MW<br>(2.76億<br>kWh) | －              | 124.2MW<br>(10.88億<br>kWh) | －              | 22.4MW<br>(1.96億<br>kWh)   | －              | ▲9.1MW                           | ▲101.8MW                         | 12.87円<br>/kWh     | 9.98円<br>/kWh      |                                                          |

\*1：22年度以前は北海道、東日本、西日本、23年度は東日本、西日本、九州。なお、22年度第4回の北海道は約定無し。\*2：事務局にてBLオークション約定結果を基に各エリアの売り札及び買い札の加重平均価格を算出。

\*3：オークション当日（1/31）におけるTOCOM電力先物・ベースロード 2024年4月～2025年3月までの平均値。\*4：固定価格取引（1年）の約定量・約定価格を記載。

# (参考) 2023年度BL市場(2024年度受渡分) 結果まとめ

(約定量) 上段 : 2023年度 下段 : 直近2年

約定量 : [MW]

| 商品<br>エリア*1 | 2023年度取引     |              |              |               |             |                |
|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------|-------------|----------------|
|             | 第1回          | 第2回          | 第3回          | 小計            | 第4回<br>(任意) | 合計             |
| 東日本         | 215.6        | 11.7         | 108.9        | 336.2         | 6.5         | 342.7          |
| 西日本         | 421.0        | 92.0         | 146.2        | 659.2         | 15.9        | 675.1          |
| 九州          | 3.1          | 約定無し         | 6.5          | 9.6           | 約定無し        | 9.6            |
| <b>合計</b>   | <b>639.7</b> | <b>103.7</b> | <b>261.6</b> | <b>1005.0</b> | <b>22.4</b> | <b>1,027.4</b> |

| 商品<br>エリア*1 | 2021年度取引    |             |              |              |             |              | 2022年度取引     |              |              |                |             |                |
|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|-------------|----------------|
|             | 第1回         | 第2回         | 第3回          | 小計           | 第4回<br>(任意) | 合計           | 第1回          | 第2回          | 第3回          | 小計             | 第4回<br>(任意) | 合計             |
| 北海道         | 22.7        | 5.0         | 4.0          | <b>31.7</b>  | 約定無し        | <b>31.7</b>  | 0.1          | 約定無し         | 0.3          | <b>0.4</b>     | 約定無し        | <b>0.4</b>     |
| 東日本         | 6.6         | 5.0         | 146.7        | <b>158.3</b> | 8.0         | <b>166.3</b> | 2.4          | 3.1          | 40.0         | <b>45.5</b>    | 0.6         | <b>46.1</b>    |
| 西日本         | 9.4         | 81.4        | 409.3        | <b>500.1</b> | 50.0        | <b>550.1</b> | 711.3        | 207.0        | 80.5         | <b>998.8</b>   | 30.9        | <b>1,029.7</b> |
| <b>合計</b>   | <b>38.7</b> | <b>91.4</b> | <b>560.0</b> | <b>690.1</b> | <b>58.0</b> | <b>748.1</b> | <b>713.8</b> | <b>210.1</b> | <b>120.8</b> | <b>1,044.7</b> | <b>31.5</b> | <b>1,076.2</b> |

(約定価格) 上段 : 2023年度 下段 : 直近2年

約定価格 : [円/kWh]

| 商品<br>エリア*1 | 2023年度取引 |       |       |      |       |        |       |       |
|-------------|----------|-------|-------|------|-------|--------|-------|-------|
|             | 第1回      |       | 第2回   |      | 第3回   |        |       | 第4回   |
|             | 1年固定     | 長期    | 1年固定  | 長期   | 1年固定  | 1年事後調整 | 長期    | 1年    |
| 東日本         | 16.99    | 19.22 | 16.95 | 約定なし | 15.40 | 15.15  | 17.07 | 12.20 |
| 西日本         | 11.05    | 14.21 | 11.62 | 約定なし | 12.00 | 11.80  | 約定なし  | 9.56  |
| 九州          | 13.03    | 14.35 | 約定なし  | 約定なし | 11.76 | 約定なし   | 約定なし  | 約定なし  |

| 商品<br>エリア*1 | 2021年度取引 |       |       |             | 2022年度取引 |       |       |             |
|-------------|----------|-------|-------|-------------|----------|-------|-------|-------------|
|             | 第1回      | 第2回   | 第3回   | 第4回<br>(任意) | 第1回      | 第2回   | 第3回   | 第4回<br>(任意) |
| 北海道         | 11.53    | 12.30 | 15.69 | 約定なし        | 29.90    | 約定なし  | 29.95 | 約定なし        |
| 東日本         | 10.92    | 12.16 | 13.42 | 14.87       | 33.06    | 37.67 | 31.00 | 25.30       |
| 西日本         | 9.47     | 10.23 | 10.63 | 14.50       | 20.00    | 25.11 | 23.50 | 20.00       |

※1: 22年度以前は北海道、東日本、西日本、23年度は東日本、西日本、九州。

1. 2023年度第4回オークションの結果概要
2. **燃料費の価格変動リスクに関する今後の検討課題**

# 前回会合における御議論

- 前回会合において、ガイドラインの記載や大手発電事業者のヘッジの実態等を踏まえれば、すべての大手発電事業者に石炭先物価格に基づく燃料価格を用いることを求めることが考えられる一方で、石炭先物によるヘッジを行っていない大手発電事業者も存在することや、ヘッジを行う場合にも必ずしも全量をヘッジできるわけではないとの指摘を踏まえ、今後の監視において、燃料価格の変動リスクをどのように供出上限価格に織り込むことを合理的と考えるべきか、御議論頂いた。
- 前回会合における御議論では、実際にどのようにヘッジを行うかは各社の経営判断に委ねられるべきとの御指摘があった※一方で、供出上限価格の算出において将来時点における燃料価格を見積もる際には先物価格を用いることが合理的、各社によるシミュレーション価格の方が確からしいと考えることは難しい、これまでの監視は不十分、といった御指摘があった。

※実際にどのようにヘッジを行うかは各社の経営判断としつつも、リスクヘッジを行うマインドセットを持つことが重要、先物市場の流動性が限定的なのであれば約定時期が集中しないように工夫することも可能、といった御指摘もあった。

## 【参考】ベースロード市場ガイドライン（抜粋）

(3) ベースロード市場への供出価格

a) 費用の算定

「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」第3条第2項各号に定める方式に従い、各営業費項目の額の合計額を算定する。

(i) 固定的な価格による取引における算定

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則第3条第2項第2号に定める燃料費に関してベースロード取引は受渡し期間を通じて固定価格で電気の受け渡しを行うものであるため、供給計画等を基に算定した数量に乗じる単価としては、価格変動リスクを勘案した価格（燃料先物価格等に基づき客観的に合理性が認められる手法で算定した価格）を用いる。



# 今後の監視における燃料費の価格変動リスクの考え方（案）

- これまでの監視においても、燃料費の価格変動リスクの見積り手法がガイドラインに照らして合理的とは認められない場合には算定方法を改めるよう当委員会から随時行政指導を行ってきた一方で、現物価格に基づくシミュレーションによる価格など先物価格に基づく燃料価格ではない場合にも、直ちに合理的ではないとまではせず、算定方法の変更を求めている事例があることも事実。
- また、今年度のオークションにおいては、事後調整付取引を導入することで、固定価格取引の価格設定を見直す動機が強まることも期待された一方、依然として燃料費の価格変動リスクに関する課題が残っている。
- このように、これまでの検討・取組の経緯や、それでも依然として価格変動リスクに関する課題が残る現状、前回会合における御議論を踏まえれば、今後は、固定価格取引の供出上限価格に織り込む燃料費単価について、**原則として燃料先物価格に基づく燃料価格※を合理的な価格と考え、監視を行うこととしてはどうか。**
  - ※必ずしも燃料先物価格のみを織り込むことが合理的であるということではなく、燃料先物価格に一定額（先物取引に伴う取引コスト、フレート、燃料に係る税額等）を加えた金額を織り込むことには一定の合理性があると考えられる。
- なお、前回会合においては、複数の算定方法に基づく燃料価格を用いる場合の加重平均の合理性についても御議論いただいたが、これは全量を先物価格に基づく燃料価格で算定することはできないことを前提とした論点であり、上記のように全量を先物価格に基づく燃料価格で算定することが合理的と整理されるのであれば、論点とはならないと考えられる。

## 【参考】第94回制度設計専門会合における御意見の概要（1/2）

- 石炭先物のリスクヘッジをしていないことの認識はこれから改めて頂いた方が良くはないか。主として石炭価格の上昇による電気料金の値上げがあったことは記憶に新しいが、リスクヘッジの必要性を再認識していただければ幸い。原油先物や電力先物といった形でのリスクヘッジをしっかりと研究して頂くことが有意義。流動性を向上させるプレイヤーになっていただく、そういう意識をもってプレイヤーとしての行動を決めていただくことが今後は重要。そういうマインドセットを求めたい。（草薙委員）
- 加重平均で1つの上限価格を算定することの合理性について、色々な先物の価格を組み合わせることで考えていくこと自体はそれなりの合理性はあるのではないかと。複数の上限価格の設定はものすごく煩雑になるかと思う。一方で、加重平均する、指標で見る価格については、将来受渡す電気を表す価格として適切なものを参照すべき。現物価格はどうして先物市場の価格よりも信憑性が高いとか、将来の価格を予測するのに現物価格よりも過去のデータを用いるのはどのくらい適切なのか、先物市場がある中でどうしてなのかというのは、よく分からない。現物価格を将来の価格に使うというのは、先物市場がある中で説明はとても厳しいのではないかと。先物市場の流動性が低い、ということも一定内理由にはなると思うが、電力先物価格とあまり違うのであれば、説明が必要なのではないかと。（山口委員）
- 山口委員の御指摘は全くもつとも、シミュレーションをした価格が先物価格よりはるかに高く、それで織り込むのは問題外。多少ならともかく、著しく先物価格よりも高く、それでオーケーであったとするならば、そもそも監視したとか精査したとかという体をなしていない。今回は監視等委員会の見方がすごく甘かったのではないかと、とても懸念している。今回問題の提起は、これからの織り込み方だが、私はその前の段階で大きな疑念がある。スライド8のところ、昨年度に比べれば縮小はしているのだけれども、合理的とは言えない事業者、売り惜しみの懸念が払拭できない事業者、そんな生易しいものなのか。相当にひどいケースがあるのではないかと。こんな甘い評価をしていて本当に精査したと言えるかは、とても疑問。さらに、一定程度機能したという評価に関しても、昨年度よりはマシになったと思うが、確認がずさん過ぎるのではないかと。本当にベースロード電源市場というのがちゃんと機能したかどうかは、もう少しちゃんと見なければいけないのではないかと。例えば、大きく制度が変わったところは、九州電力のエリアというのを西日本から切り離れた。これは市場分断がしょっちゅう起こっていて、これを同一市場と考えるのはかなり無理があるということで分けた。一般論として、A市場とB市場があって、A市場ではいつも市場分断が起こって、B市場よりも価格が恒常的に低い場合、A市場のほうが価格が低くなるのは非常に自然な姿だと思うが、実際にそうなっているのか。少なくとも事前の予想とはかなり大きく乖離した結果が今回出ているのではないかと懸念。このようなことが起こっているのにもかかわらず、この評価、分析は甘過ぎるのではないかと。今後もこんな甘いチェックで、一定程度機能したなんて能天気なことを言っていてはいけません。今回アジェンダとして設定された先物の織り込みに関しては、どのようなヘッジをするのかというのは事業者の経営判断だと思うが、自分たちが市場に基づかないでシミュレーションしたものが市場の価格よりも著しく高いなどというのは問題外だと思う。まずその点が、織り込み方の整理という前の段階できちんと考えなければいけないことなのではないかと。（松村委員）
- 固定商品については、やや過大とも思われるリスクの織り込みが続いていることは残念。事業におけるリスクの取り方や見積もり方は各社経営判断なので一律、画一的に強制することはできないが、他方でベースロード市場を機能させるためには過大なリスクの見積もりは看過すべきでない。相対契約と比較は難しいと思うが、内外無差別な卸売という観点からも、そのような高値での売りは正当化できるのか。そのような観点からも光をあてて分析してもらおうとよいかもしれない。また、今後の固定商品の動き次第ではあるが、市場参加者の意見も聞いて、さらに事後調整付き商品の量を増やすなどの工夫もあってもよいかもしれない。（松田委員）

## 【参考】第94回制度設計専門会合における御意見の概要（2/2）

- 先物があるにもかかわらず、+200%というのはさすがにもう見過ごすことできない。現状を踏まえると、先物で算定する方向で統一したらよいのではないかと。事業者からの指摘もあるように、流動性に問題もあると思うが、約定が集中しなければ良い。それでも流動性が薄いかもしれないが、先物が指標として使うには一番適切なのだろう。先物を使うか使わないか、どこまでのリスクヘッジをするかは各社の経営判断なので、各社に委ねればよい。その結果、利益が出たとしてもそれは享受頂ければよい。そこは各社の判断。指標としては先物を使うことで統一すればよいのではないかと。（圓尾委員）
- 先物を1つの指標とするのが客観的だしリーズナブル。全量ヘッジできないリスクがあるといったコメントをされている事業者がいるが、そもそもリスクのないビジネスはあるのだろうか。リスクがなくて利益が確保できる仕組みというのは、全く事業者さんの工夫もなくなってしまし、競争が全く促進されないということで、ちょっと残念なコメント。独自のシミュレーションを否定するわけではないが、その場合はかなりの程度の説明責任が問われる。一番過去の高いものを持ってくるのは、残念としか言いようがない。独自の指標を用いたり、その時々によって参考する指標が変わってしまったら、結局は自分に都合のいいものを参照することになる。そうならないように、ある程度透明性のある指標で合理的な理由をきちっと求めることが当たり前ではないか。（中野オブ）
- 燃料価格の織り込み方については、時間をかけて議論してきたが、依然として先物価格の2倍以上で見積もっている事業者がいることは非常に残念。BL市場の約定価格は、翌年度の相対価格の価格交渉にも直接的に影響する非常に重要な指標となるが、過剰なリスクプレミアムがほかの価格交渉にも影響していることを考えると、大変深刻な問題。現物価格と先物価格を加重平均する場合、各社の裁量が大きくて、その妥当性を評価するのは非常に難しいのではないかと。このような状態が続くと25年度以降の相対契約交渉にも影響が懸念される。例えば、石炭先物によるヘッジを行っていない事業者や、価格変動リスクを過剰に見込んでいる事業者については、固定価格商品への供出に固執せず、ヘッジできていない分の全てを事後調整付商品として供出することも一案ではないか。エネ庁との連携も必要かもしれないが、課題解決に向けて検討してほしい。（小鶴オブ）
- 石炭火力の保有量が、大きく約定するかしないかに効いている。現在、石炭火力の発電原価というものは、決してイメージの価格ほど安くはない。下手をすれば、LNG火力よりも高い状態になる部分がある。石炭火力を持っている割合が低いと上限価格が低くなり、石炭価格を持っている人は、リスク入れる、入れないにかかわらず高めになるという傾向はあろうかと思う。ベースロードの中に石炭火力を含めるか否か、もう一度考えてみるのも一つではないか。内外無差別によって控除量を70%まで引き上げていくという中で、残り30%になるが、そうすると全ての大型水力、原子力、石炭をベースロードとしてくる必要性はないのかもしれない。またベースロード市場をつくる時の経緯からすると、原子力に絞って考えても、機能するのではないかと。（国松オブ）

- こうした現状を踏まえて、今後の監視において、燃料価格の変動リスクをどのように供出上限価格に織り込むことを合理的と考えるべきか。
- ガイドラインにおける記載（「燃料先物価格等に基づき客観的に合理性が認められる手法で算定した価格」）、大宗の大手発電事業者が石炭先物によるヘッジを行っている実態やその多くが石炭先物価格に基づく燃料価格※を織り込んでいる実態等を踏まえれば、すべての大手発電事業者が石炭先物価格に基づく燃料価格を用いることを求めることが考えられる。  
※必ずしも石炭先物価格のみを織り込むということではなく、石炭先物価格に一定額（先物取引に伴う取引コスト、フレート、燃料に係る税額等）を加えた金額を織り込むことには一定の合理性があると考えられる。
- 一方で、石炭先物によるヘッジを行っていない大手発電事業者も一部に存在することや、石炭先物によるヘッジを行っている大手発電事業者においても必ずしも全量を先物価格に基づいてヘッジができるわけではないとの指摘が一部にあることについて、どのように考えるべきか。

- また、仮に全量を先物価格に基づいてヘッジができないことを前提として、複数の算定方法に基づく燃料価格（例えば、①先物価格に基づく燃料価格と、②現物価格のシミュレーションに基づく燃料価格など）を用いて上限供出価格を算定する場合、それらを**加重平均して1つの供出上限価格を算定することの合理性について、どのように考えるか。**

※現行のベースロード市場ガイドラインは、複数の異なる算定方法があることを想定した記載ぶりにはなっていないため、複数の供出上限価格を算定することを求める場合には、ガイドラインの改正が必要となる可能性がある。

## 【参考】ベースロード市場ガイドライン（抜粋）

（3）ベースロード市場への供出価格  
（略）

大規模発電事業者におけるベースロード電源の発電平均コストは、「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成28年経済産業省令第23号）」に準じて（注）算定される、当該大規模発電事業者の**ベースロード電源に係る受渡し期間における水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー等発電等費の合計をベースロード電源の想定発電電力量で除したものとすることが適当である。**

（略）

# 前回会合における御指摘（事後調整付取引の拡大）

- また、前回会合においては、価格変動リスクへの対応策として、事後調整付取引を増やす工夫があってもよいのではないか、との御指摘があった。
- 2023年度第3回オークションにおいて、1年商品・事後調整付取引（11月30日開催）には、1年商品・固定価格取引（11月28日開催）の未約定分も供出され、売札量は多かったものの、買札量は固定価格取引の4割弱であり、買手のニーズは固定価格取引の方が高いことが伺える。このため、引き続き、買手のニーズを注視しつつ、検討していくべきではないか。

## 2023年度第3回オークションの約定結果（1年商品・事後調整付）

- 2023年11月30日に、1年商品・事後調整付取引（応札期間11月20日～30日）の約定処理が初めて行われた。結果、東日本、西日本エリアで約定し、九州エリアは約定しなかった。
- 1年商品・事後調整付取引の制度的供出量については、1年商品・固定価格取引と、半量ずつ振り分けることに加え、約定率を高めるために、第3回の1年商品・固定価格取引の未約定分の売札を全量再投入することとしている。
- 未約定売札の全量再投入により、売応札量は約283.8億kWhとなり、1年商品・固定価格取引の売応札量（約160.5億kWh）の約1.8倍となった。中には新電力からの売応札もあった。
- 買応札量は約19.4億kWhとなり、1年商品・固定価格取引の買応札量（約53.8億kWh）の約0.4倍となった。
- 約定量については約9.9億kWh、約定率については約51.2%となった。1年商品・固定価格取引と比べ、約定量は低い一方で、約定率は高い結果となった。

第87回制度検討作業部会  
(2023年12月25日) 資料5より抜粋

<第3回 1年商品・事後調整付取引 約定結果>

| エリア | 売応札<br>【億kWh】 | 買応札<br>【億kWh】 | 約定量<br>【億kWh】 | 約定率<br>【%】 |
|-----|---------------|---------------|---------------|------------|
| 東日本 | 127.3         | 6.5           | 4.3           | 66.0       |
| 西日本 | 124.5         | 12.3          | 5.7           | 46.0       |
| 九州  | 32.0          | 0.6           | 0.0           | 0          |
| 合計  | 283.8         | 19.4          | 9.9           | 51.2       |

<第3回 1年商品・固定価格取引 約定結果>

| エリア | 売応札<br>【億kWh】 | 買応札<br>【億kWh】 | 約定量<br>【億kWh】 | 約定率<br>【%】 |
|-----|---------------|---------------|---------------|------------|
| 東日本 | 72.5          | 27.2          | 3.2           | 11.8       |
| 西日本 | 70.8          | 23.1          | 7.1           | 30.7       |
| 九州  | 17.2          | 3.5           | 0.6           | 17.1       |
| 合計  | 160.5         | 53.8          | 10.9          | 20.2       |

※ 値は四捨五入の関係から少数点以下に差異がある