

# ベースロード市場に関する検討について

2024年2月29日（木）

第94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

# 本日御議論いただきたい点

- ベースロード市場については、昨年度の第1回及び第2回オークションの監視の結果、大手発電事業者の供出上限価格の大宗を占める燃料費（石炭価格）の算定において、**価格変動リスクを非常に大きく見積り供出価格が大幅に上昇している事例がある**こと等が確認され、2022年11月以降、第79回、第80回、第82回の本専門会合において、今後のベースロード市場のあり方について御議論いただいた。
- 第82回専門会合（2023年2月）においては、燃料費を事後清算するスキームの詳細について御議論いただいた上で、制度の見直しに際しては資源エネルギー庁による「ベースロード市場ガイドライン」の改定が必要となることから、燃料費を事後清算するスキームを導入することについて、資源エネルギー庁における検討を求めることとされたところ。
- その後、資源エネルギー庁における検討を経て、2023年7月に上記ガイドラインの改定が行われ、新たに、①受渡し期間1年の取引に燃料費を事後的に調整する取引を導入する（第3回オークションのみ）、②受渡し期間2年の取引を導入する、等の制度の見直しが行われた。
- 本日は、このような制度変更を踏まえて、2023年度第1回～第3回オークションの取引結果をあらためて振り返り、**燃料費の織り込み方や約定結果がどのように変化したか、御確認いただく**とともに、**今後の検討課題について御議論いただきたい**。

- 1. 2023年度第1～3回オークションの結果概要  
(約定量/約定価格/燃料費見積り)**
2. 燃料費の価格変動リスクに関する今後の検討課題

# 結果概要（約定量）

- 第1～3回オークションの総約定量は**1,005MW（88.0億kWh）**となり、**前年度と同程度**。なお、前年度に比べ適格相対控除量が増加し、供出義務量が約3/4にまで減少したため、約定割合は増加。
- エリア別にみると、**東日本エリアの約定量は過去最大**※となった。西日本エリアの約定量は、前年度より減少したものの、3エリアのうちで最大となった。九州エリアの約定量は限定的であった。

※エリア区分が昨年度から変更され、東日本エリアは東北・東京エリアとなったため、昨年度以前の東北・東京エリアの約定量との比較を行ったもの。

## ■今年度第3回オークションまでの結果

約定量：[MW]

商品エリア	2023年度取引			
	第1回	第2回	第3回	小計
	約定量	約定量	約定量	約定量
東日本	215.6	11.7	108.9	336.2
西日本	421.0	92.0	146.2	659.2
九州	3.1	約定無し	6.5	9.6
合計	639.7	103.7	261.6	1005.0

## ■前年度のオークションの結果

約定量：[MW]

商品エリア	2022年度取引					
	第1回	第2回	第3回	小計	第4回 (任意)	合計
	約定量	約定量	約定量	約定量	約定量	約定量
北海道	0.1	約定なし	0.3	0.4	約定なし	0.4
東日本	2.4	3.1	40.0	45.5	0.6	46.1
西日本	711.3	207.0	80.5	998.8	30.9	1,029.7
合計	713.8	210.1	120.8	1,044.7	31.5	1,076.2

# (参考) 新電力の総需要に占める約定量

- 新電力の総需要(1,538億kWh※<sup>1</sup>)に占める約定量※<sup>2</sup>(88.0億kWh)は5.7%。

※1: 電力取引報に基づく、2022年4月～2023年3月における新電力の販売電力量実績（沖縄エリアを除く）。

※2: 第3回オークションまでの約定量であり、第4回オークション分は未反映。

- 前年度と比べると、特に東日本エリアで改善傾向にある。

## ■今年度

単位：億kWh

商品エリア※ <sup>3</sup>	東日本エリア	西日本エリア	九州エリア	合計
①新電力による販売電力量※ <sup>1</sup> (2022年度実績)	911.8	537.1	88.7	1,537.6
②BL市場における約定量※ <sup>2</sup> (2023年度第1～3回実績)	29.5	57.7	0.8	88.0
新電力需要に占めるBL約定量割合 (②／①)	3.2%	10.7%	0.9%	5.7%

## (参考) 前年度

単位：億kWh

商品エリア※ <sup>3</sup>	北海道エリア	東日本エリア	西日本エリア	合計
①新電力による販売電力量 (2021年度実績)	64.6	929.8	783.8	1,778.3
②BL市場における約定量 (2022年度第1～3回実績)	0.04	4.0	87.7	91.8
新電力需要に占めるBL約定量割合 (②／①)	0.05%	0.4%	11.2%	5.2%

※3: 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。

# 結果概要（約定価格）

- 固定価格商品の約定価格は、燃料価格の下落を背景に前年度と比較して大幅に下落。特に東日本エリアでは、前年度はいずれも約定価格が電力先物価格を上回る結果となったが、今年度は電力先物価格と同等あるいは下回る約定価格となった。
- 事後調整付商品（1年）の約定価格は、固定価格商品の約定価格と同水準となった一方、事後調整付商品（2年）の約定価格は、固定価格商品（1年）の約定価格を上回る傾向にあった。  
※事後調整の結果、実際の受渡し価格は変動する点に留意。

■ 今年度オークションの結果（※括弧内は各オークション時点のTOCOM電力先物価格（24年4月限～25年3月限の平均））約定価格：[円/kWh]

商品エリア	2023年度取引						
	第1回		第2回		第3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
東日本	16.99 (16.31)	19.22	16.95 (16.98)	約定なし	15.40 (15.86)	15.15 (15.25)	17.07
西日本	11.05 (13.12)	14.21	11.62 (13.15)	約定なし	12.00 (12.64)	11.80 (12.12)	約定なし
九州	13.03 (13.12)	14.35	約定なし	約定なし	11.76 (12.64)	約定なし	約定なし

■ 前年度オークションの結果（※括弧内は各オークション時点のTOCOM電力先物価格（23年4月限～24年3月限の平均））約定価格：[円/kWh]

商品エリア	2022年度取引			
	第1回	第2回	第3回	第4回(任意)
北海道	29.90 (30.00)	約定なし	29.95 (30.48)	約定なし
東日本	33.06 (30.00)	37.67 (35.41)	31.00 (30.48)	25.30 (23.25)
西日本	20.00 (26.50)	25.11 (28.20)	23.50 (23.84)	20.00 (19.93)

※約定価格がオークション時点のTOCOM電力先物価格を上回った回を赤字で表記。

# 石炭燃料費の価格変動リスクの織り込み

- 各社が供出上限価格の算定に織り込んだ石炭燃料費の見積り単価と石炭先物価格との乖離率を確認したところ、下表のとおり。
- 石炭先物価格との乖離率は、一部の事業者が算定方法を変更したこともあって、前年度と比較して全体的には縮小傾向にある。
- 一方で、乖離率が最も大きい事業者においては、先物価格より200%以上高い水準となるなど、事業者によっては依然として価格変動リスクを相当程度大きく見込む状況が続いている。

■ 石炭燃料費見積り単価と貿易統計との比較

単位：円/t	応札時点の 石炭先物価格	石炭燃料費見積り単価※			応札時点の 石炭先物価格との乖離		
		最小	平均	最大	最小	平均	最大
2022年第1回 (2022年7月時点)	40,152	44,278	76,728	121,479	+4,126 (+10%)	+36,576 (+91%)	<b>+81,327 (+203%)</b>
2022年第2回 (2022年9月時点)	45,401	57,896	94,580	124,852	+12,495 (+28%)	+49,179 (+108%)	<b>+79,451 (+175%)</b>
2022年第3回 (2022年11月時点)	46,979	49,704	83,545	131,248	+2,725 (+6%)	+36,566 (+78%)	<b>+84,269 (+179%)</b>
2023年第1回 (2023年8月時点)	24,522	27,724	38,025	62,208	+3,202 (+13%)	+13,503 (+55%)	<b>+37,686 (+154%)</b>
2023年第2回 (2023年10月時点)	23,462	26,685	38,772	60,318	+3,223 (+14%)	+15,310 (+65%)	<b>+36,856 (+157%)</b>
2023年第3回 (2023年11月時点)	19,787	25,225	36,181	60,275	+5,438 (+27%)	+16,394 (+83%)	<b>+40,488 (+205%)</b>

※石炭燃料費見積り単価には、リスクプレミアム・フレート代等も含む。石炭先物価格は、オークション時点のICE Newcastle Coal Futuresの単純平均を当日の為替レートに乗じて算出。  
(2022年度：2023年4月限～2024年3月限、2023年度：2024年4月限～2025年3月限)  
(出所) Barchart HP及びみずほ銀行HPを基に事務局にて作成。

# 2023年度第1～3回オークションの評価

- 2023年度第1～3回オークションの合計約定量は88.0億kWhであり、新電力需要の約5.7%相当となった。適格相対取引の増加等によりBL市場の売り・買いともに減少した中で一定の約定量があったこと、特に昨年度まで約定量が限定的であった東日本エリアで過去最大の約定量（29.5億kWh）となったこと、約定価格は電力先物価格と同等あるいはそれを下回る水準であったこと等を踏まえると、BL市場は、BL電源へのアクセスの確保という趣旨に照らして、一定程度その機能を果たしていると考えられる。
- 今年度から新たに導入された事後調整付商品（1年・2年）についても、それぞれ一定の約定量があったこと、固定商品に係る燃料費の価格変動リスクの算定にどの程度影響を与えたかを評価することは難しいものの結果として価格変動リスクの織り込みは縮小傾向にあること等を踏まえると、少なくとも直ちに改善すべき問題があるとは考えられない。
- 大手発電事業者の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については、石炭燃料費見積り単価（平均）の石炭先物価格との乖離率は昨年度に比べて縮小しており、状況は改善傾向にあると考えられる。一方で、個々にみれば、供出上限価格の算定に織り込まれる価格変動リスクの算定方法が合理的とは言えない事業者や、実質的な売り惜しみの懸念が払拭できない事業者も存在し、課題は依然として残っている。



1.2023年度第1～3回オークションの結果概要  
(約定量/約定価格/燃料費見積り)

**2. 燃料費の価格変動リスクに関する今後の検討課題**

# 石炭先物価格の織り込みについて

- 現行のガイドラインにおいては、固定価格取引（1年商品）の供出上限価格の算出に用いる燃料費単価として、「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）」と定められている一方、実際には、現物価格に基づくシミュレーションを行って価格変動リスクを算出する事業者もいるなど、各社の裁量の余地が大きい。
- そもそも各社が石炭先物によるヘッジを行うのであれば、供出上限価格の算定において石炭先物価格に基づく燃料価格を織り込むことが、上記ガイドラインにも整合的であり、透明性も高いこと等から、合理的と考えられる。
- このため、そもそも各社が石炭先物によるヘッジを行っているのか、どのような考え方でヘッジを行っているのか等、燃料先物の活用の実態を把握するため、大規模発電事業者にアンケート調査を実施し、全10社から回答を得た。その概要は、次スライドのとおり。

## 【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。

# 石炭先物の活用状況（アンケート結果概要）

- 供出義務がある大規模発電事業者のうち、2023年12月末時点で、石炭先物取引の実績がある事業者は**10社中8社**であった。
- 「実績あり」と回答した事業者においては、**ベースロード市場等、固定価格での電力販売が約定した際に、石炭先物によるヘッジを行っている**との回答が多かった。

どのような考え方にに基づき、石炭先物によるヘッジを行っている／行っていないか。

## 【行っている事業者】

- ・**BLならびに年間ものを固定価格で相対販売**した際に、石炭ヘッジで取引可能な数量に応じた電力量になった際には石炭先物で買いヘッジを実施する場合がある。
- ・**BL市場における1年商品（固定価格取引）**は、燃料費調整制度が適用されず、約定量相当の燃料費（石炭）に係る**価格変動リスクがある**ことから、そのヘッジを目的とした石炭先物取引を実行。具体的には、約定量相当の石炭所要数量を上限として、石炭指標価格による固定化を行っている。
- ・①**燃料費調整制度での費用回収不能相当分をヘッジ**。②BL市場等、**固定価格での販売時**に、当該販売量に見合う量をヘッジ。
- ・**石炭現物の調達費用や石炭価格を指標とした電力購入費用**の価格ヘッジを目的として石炭先物取引を行っている。
- ・BL市場取引において**固定価格商品が売り約定した場合**、「市場連動契約の石炭調達分」を対象として、ヘッジ取引を実施。
- ・**固定価格や通関統計連動など、電力の販売価格と自社調達炭との間の価格変動リスクをヘッジするために**、必要な量の石炭価格の固定化を行う。
- ・収支安定化に資することを目的に、他社の価格交渉動向等を踏まえ**調達量の一部数量について価格固定化を実施**。

## 【行っていない事業者】

- ・ベースロード市場における固定価格商品約定分については、別途**電カスワップ取引を行うことでヘッジを実施**。
- ・電力売買契約は**燃料費調整条項が定められた契約が大宗を占める**ことから、石炭先物取引を利用した**ヘッジニーズが小さい**ため。

# アンケート調査から得られる示唆

- アンケートの結果、**多くの大手発電事業者が**、ベースロード市場における約定量を含め、固定価格で販売した電力量に応じて、**石炭先物によるヘッジに取り組んでいる**ことが確認された。
- このため、まず少なくともこれらの大手発電事業者においては、石炭先物価格に基づく燃料価格を用いて供出上限価格を算定することが合理的と考えられる。  
※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、これらの大手発電事業者の実際の算定方法を確認すると、必ずしも上記のような石炭先物価格に基づく価格を用いて供出上限価格が算定されているわけではない。
- 具体的には、一部の大手発電事業者においては、「**石炭先物市場は流動性が低く、短期間で膨大な取引が難しい**という実態があり、当社の**ヘッジ取引をBL約定直後に集中させた場合、価格高騰を引き起こす懸念がある**」との理由から石炭先物価格に基づく燃料価格を用いず、シミュレーションに基づく燃料価格を用いて供出上限価格を算定していた。
- また、一部の大手発電事業者においては、**ベースロード市場における約定量に関わらず石炭調達量の一定割合を石炭先物で固定化するという考え方を採用している**ため、供出上限価格の算定に際して、一定割合は石炭先物価格に基づく価格を用いる一方、残りはシミュレーションに基づく異なる価格を用いており、これらを**加重平均して供出上限価格を算出するため、石炭先物価格から大きく乖離した価格となっていた**。

## アンケート調査から得られる示唆（つづき）

- アンケートによれば、石炭先物によるヘッジに取り組んでいない大手発電事業者について、ヘッジが出来ない理由は確認されなかった。
- そうした中、そうした大手発電事業者の一部においては、現物価格（全日本CIF平均価格）が最も高騰した時期の価格を用いて供出上限価格の算定を行っており、石炭先物価格から大きく乖離した価格となっていた。

## 今後の検討課題（1/2）

- 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。

## 今後の検討課題（2/2）

- 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）