

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
第七次中間とりまとめ

令和4年7月

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

目 次

1. はじめに	3
2. 市場整備の方向性（各論）	5
2. 1. 非化石価値取引市場	5
2. 2. ベースロード市場	32
2. 3. 容量市場	59
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況	89
電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿	94

1. はじめに

東日本大震災を契機に、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を目的とする電力システム改革が進められる中、更なる競争の活性化を進めるとともに、環境適合、再生可能エネルギーの導入拡大、安定供給等の公益的課題に対応するための方策について、電力システム改革貫徹のための政策小委員会（以下、「貫徹小委員会」という。）において、議論がなされてきた。貫徹小委員会において創設が提言された 5 つの市場（ベースロード市場、間接オークション・間接送電権市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場）等の詳細制度設計については、制度検討作業部会¹（以下、「本作業部会」という。）において検討が進められ、各市場における取引が開始されている。

これまで、本作業部会においては、各市場の運用開始に向けて制度設計を進めるとともに、運用を通して顕在化した課題や電気事業を巡る環境変化を踏まえ、適時制度の見直しを行ってきた。本作業部会での討議内容については、定期的に取りまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 7 回目の中間とりまとめとなる。

容量市場においては、2020 年 7 月に実施した第 1 回オークションにおいて約定価格が入札上限となったことから、オークションの 2 段階化や小売事業者の激変緩和など価格決定手法の抜本的な見直しが行われた。2021 年 10 月に実施された第 2 回オークションでは、約定価格は大きく低下したものの、市場の分断によりエリアプライスに差が付く、発動指令電源が募集量を超えた入札が行われるなど、約定価格以外においても、第 1 回とは大きく異なる結果となった。そのため、第 3 回オークションに向け、第 2 回オークションの制度見直しが入札行動や入札結果に与えた影響について分析するとともに、発動指令電源の募集量、経過措置の扱い、競争が限定的なエリアの取り扱いをはじめとした各論点を中心に、投資予見性の確保を通じた安定供給と小売事業者の費用負担のバランスなどの視点から、容量市場に期待される機能・役割に立ち返り、改めて制度全体の検討を行った。

ベースロード市場においては、昨年度、新電力が支払う預託金の引き下げや、1 月下旬に第 4 回オークションを追加開催することとするなど、事業者の利便性向上を通じた市場の活性化に向けた見直しが行われた。昨年度は、第 3 回オークションで約定量が過去最大となり、約定価格も全エリアで上昇傾向となったが、一方で、エリア間の分断率の上昇に伴い、足下では特定のエリア間の市場間値差が拡大するといった新たな課題も生じた。ベースロード市場の清算価格が約定価格から大きく乖離することで、売手事業者としては費用を適切に回収できないリスクが、買手事業者としては BL 市場約定価格での購入ができないリスクが生じている。ベースロード市場は本来固定的な価格での受け渡しが望ましい。あるべき制度につい

¹ 本作業部会は、2017 年 3 月に総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会（以下「基本政策小委員会」という。）の下に設置されたものである。

ては継続的に議論を行うこととしつつ、まずは応急的な値差リスク軽減の手法について検討を行った。

非化石価値取引市場においては、世界的な脱炭素という潮流の加速化や、2050 年カーボンニュートラル宣言などにより、需要家のカーボンフリー電気の調達ニーズが高まっていることを踏まえ、小売電気事業者の高度化法上の義務の達成ための高度化法義務達成市場を 2021 年 8 月に創設するとともに、需要家も市場取引に参加可能とする再エネ価値取引市場を 2021 年 11 月に創設した。今回、市場の創設に伴い、2022 年度の中間目標や需要家が調達した証書等について検討を行った。

今回の審議期間においては、3 月に、福島県沖地震等による発電所の停止、真冬並みの寒さによる電力需要の大幅な増大、また悪天候による太陽光の出力の大幅な減少等に起因する電力需給ひっ迫が発生した。また、ロシアによるウクライナ侵略などの影響により、世界規模でエネルギー安定供給の不確実性はかつてない程に高まっている。エネルギーを取り巻く情勢が大きく揺れ動く中、我が国の国民生活や経済活動を支える電力の安定供給をいかにして実現できるか、改めてその公益的課題に正面から向き合うことが求められている。本作業部会は、引き続き、国内の社会・経済動向、国際情勢の変化に機敏に対応し、各市場制度について不断の見直しを行っていかねばならない。

2. 市場整備の方向性（各論）

2. 1. 非化石価値取引市場

(1) 2022 年度の間目標値について

2021 年度における非化石価値取引制度の見直しに伴い、同年度の間目標値については、非 FIT 非化石証書（以下、「非 FIT 証書」という。）における外部（市場又は相対）の調達比率を定めることにより、新たな目標値を設定した。2022 年度の間目標値を検討するにあたって、同様の考え方を踏襲することを前提に当該年度の証書の需給の検証を行い、具体的な外部調達比率を議論した。

今回の利用したデータや前提に基づいて証書の供給量を試算すると²、市場や相対に供出される証書量は約 775 億 kWh と考えられた。また、証書の供給量と需要量のバランスを行った結果としては、証書供給量約 775 億 kWh に対し、外部調達比率を 6%–9%と仮定すると、2022 年度における証書の需給バランス（比率）は大凡 1～1.5 程度となった。

(参考図 1-1) 2022 年度の間目標値の設定における非 FIT 証書の需給検証結果①

証書供給量 (推計)				単位：億kWh
証書供給想定量※1 (A)	Aより内部取引量 (推計) 反映後 (B)※2	FIT想定量 (C)※3	証書供出量 (D = B - C)	
約2,500	約1,885	約1,110	約775	

※1 直近の2021年度供給計画取りまとめを利用。

※2 内部取引量の考え方については前掲を参照。

※3 2021年度の4-6月買取実績と20年度の同期間の買取実績の増減率を基に、21年度の年間買取実績を推計。

2022年度の需要想定量と外部購入率					単位：億kWh
2021供計の 2022年度需要想定量※1	外部調達比率に応じた購入必要量				
	9.0%	8.0%	7.0%	6.0%	
約8,700	783	696	609	522	

² なお、今回の検証における前提は以下のとおり。

● 基本データ

直近の 2021 年度供給計画とりまとめにおける、2022 年度の全国大での非化石電源からの想定供給電力量および需要想定量を利用。

● 証書の供出量

上記の供給計画の水力、原子力、太陽光、風力、地熱、バイオマス、廃棄物の供給電力量から、各社の内部取引量および FIT 発電量相当を控除した量を供出量とした。

● 内部取引量

第 51 回の本作業部会でも紹介のとおり、グランドファザリング(GF)設定基準年(2018 年度)における全国平均の非化石電源比率または各報告対象事業者の非化石電源比率を用いて、内部取引量を算定した。

● FIT 発電量相当

2021 年度の年間買取実績を推計(2021 年度の第一四半期の買取実績を基に推計)。

(参考図 1-2) 2022 年度の中間目標値の設定における非 FIT 証書の需給検証結果②

証書の需給バランス検証			単位：億kWh
			証書供給量
			775
外部調達 購入率 (%)	9.0%	783	0.99
	8.0%	696	1.11
	7.0%	609	1.27
	6.0%	522	1.48

(補足) 証書供給量（供給）と外部調達購入率（需要）によるマトリクス表。表内の数値は供給量÷需要量。
1を超えている場合は供給＞需要となる。

(アンケート結果について)

証書の調達側は、目標の達成に対する評価が3カ年の平均であることから、対象事業者毎に目標に対する達成の取り組み状況は異なると考えられる。

この点を踏まえ、当該年度の外部調達比率の検討を深めるために、2021 年度の中間目標の対象事業者 56 者における足下の証書の調達状況や、今後の調達見込みを含めた取引の実態などを把握するためのアンケートを実施した³。

その上で、2022 年度の目標における外部調達比率を検討するにあたっては、2021 年度と
の需要の平準化を図る観点から、これまでの未調達分は最大限 2021 年度に調達されること
を基本として、2022 年度の需要を想定することとした。

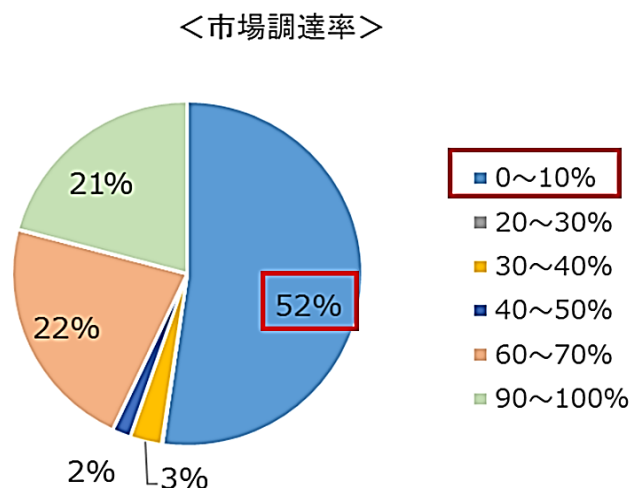
(参考図 1-3) 非 FIT 証書の調達状況に関するアンケート

1. 会社名
2. 2021年度4月～2021年度の送電端販売電力量見込み
3. 2021年4月～11月の非FIT非化石証書購入量（2021年5月の市場調達分は含まない）
○市場調達： ○相対取引：
4. 2021年12月～2022年3月までの非FIT非化石証書購入予定量（2022年5月の市場調達予
定量は含む）
○市場調達： ○相対取引：
5. 11月における相対取引の価格帯（おおよそ）
☐0.3円台 ☐0.4円台 ☐0.5円台 ☐0.6円台 ☐0.7円台 ☐0.8円台 ☐0.9円台
☐1.0円～ ☐相対取引なし
6. 2021年度の相対取引における「再エネ指定あり」証書の割合（調達見込み分も含む）
☐～30% ☐30～50% ☐50～80% ☐80% ☐相対取引なし
7. 2021年度の非FIT証書の活用率（見込含）（電力メニューとして需要家に訴求する割合）
☐～10% ☐10～20% ☐20～30% ☐30～40% ☐40～50%
☐50～80% ☐80%～
8. 昨年度比での再エネメニュー販売量の変化（自由記述）

³ 次頁からの回答結果は、特段の指定がない限り各社の販売電力量に応じて加重平均を行ったものである。

非 FIT 証書の調達方法は、全体の約 4 割が市場調達になっていた。市場調達比率が 10% 未満の事業者が半数を占める一方、同比率が 60%以上の事業者も全体の 4 割程度を占めた。

(参考図 1-4) 非 FIT 証書の調達状況①



相対取引においては、8 割以上を「再エネ指定あり」で調達している事業者が 7 割を越えており、5 月の調査時点(約5割)よりも「再エネ指定あり」の需要が高まっていた。

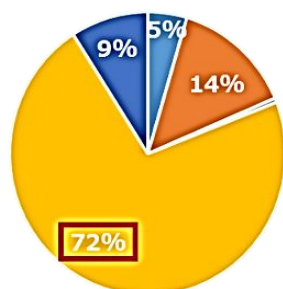
相対取引の価格帯についてはかなりのバラツキがあるが、0.5 円台以下が全体の約 4 割となっていた。他方、1.0 円以上の取引も約 2 割ほど見られた。

※ただし、相対取引の価格帯については、電気とセットで価格付けを行い、非化石証書の取引価格を明確にしていない者もある点には留意が必要。

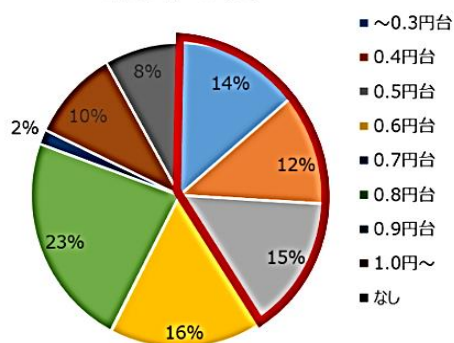
(参考図 1-5) 非 FIT 証書の調達状況②

＜2021年11月時点＞
相対取引における再エネ指定の割合

■ ~30% ■ 30~50% ■ 50~80% ■ 80%~ ■ 相対取引なし



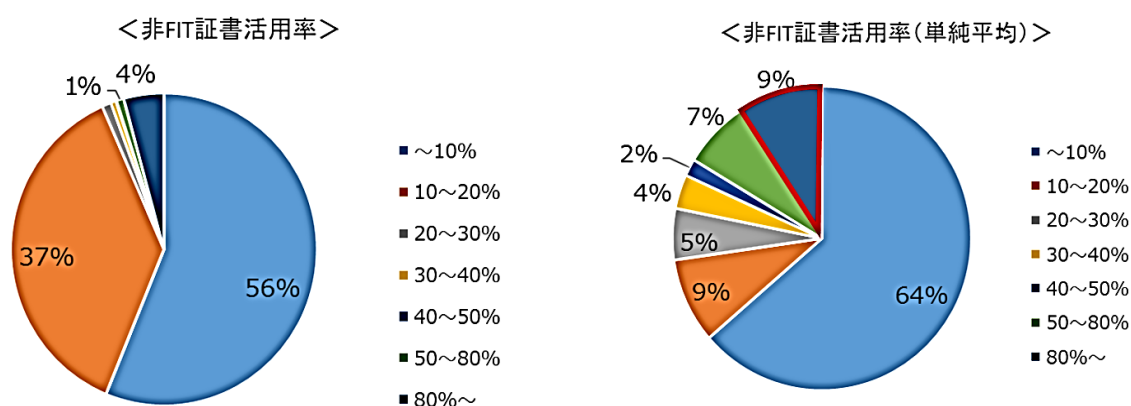
＜相対取引の価格帯＞



非 FIT 証書の活用率(購入した非化石証書を電力メニューとして需要家に訴求している割合)は、20%以下が 9 割以上となり、引き続き小売電気事業者は高度化法の義務達成のために証書を購入している状況であった。

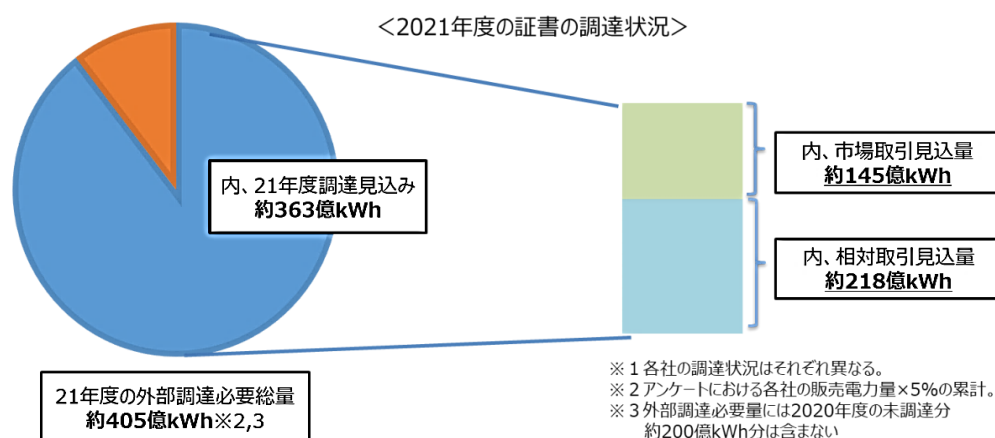
非 FIT 証書の活用率を、単純平均(事業者数ベース)で示した場合、10%未満の事業者が約 6 割を占める一方、80%以上活用している事業者も 1 割ほど見られた。2020 年 10 月のカーボンニュートラル宣言や RE100 等、需要家における再エネへの関心の高まりにより、前年度と比べ、再エネメニューやカーボンフリーメニューへのニーズが高まっている、との声が多かった。また、実際の販売量も大きく増加する見込みとの意見が多かった。

(参考図 1-6) 非 FIT 証書の調達状況③



また、アンケートに基づくと、2021 年度の間目標値の対象である小売電気事業者の 2021 年度の外部調達量見込みは、計約 363 億 kWh であり、そのうち 2021 年 4 月～11 月までの市場・相対取引の実績量は約 212 億 kWh だった。(内、市場取引量:約 71 億 kWh、相対取引量:約 141 億 kWh)。2021 年度の各社の証書調達見込み総量は、外部調達必要総量の約 90%を占めた。

(参考図 1-7) 非 FIT 証書の調達状況④



- アンケートに基づき、2021 年度の事業者全体の外部調達比率に対する達成度合いを推計すると、約 90%であったこと
- これまでの未調達分は最大限 2021 年度に調達されることを基本として、2022 年度の需要を想定することが求められること
- 2021 年度の目標値の見直しにあたっては、市場の最高価格の引き下げ(4.0 円/kWh ⇒ 1.3 円/kWh)による価格面での抑制措置や、証書供給側における著しい減少(電源の稼働率の減少や停止等)に伴う速やかな目標値の再検討について、既に整理されていること

上記の観点を踏まえ、2022 年度の外部調達比率を検討するにあたっては、2021 年度の未調達分は反映せず、22 年度単年での需給に基づき判断することにした。

具体的には、小売電気事業者における義務の調達環境の整備の観点から、前年度(需給バランス 1.18)と同程度の裕度を持たせることとし、2022 年度の外部調達比率は 7.5%(需給バランス 1.19)とした。

(参考図 1-8)2022 年度の間目標値における数値イメージ(試算)

中間目標値の算定諸元	22年度の 目標値	(参考) 21年度の 目標値
A. 中間目標対象年度の想定非化石電源の供給量からFIT発電量相当を控除し、需要電力量で割った比率	16.00%	16.54%
B. 各社毎のGF量(例：GFが0%の場合)	0%	0%
C. 全中間目標値設定対象事業者のGF量の平均値	6.14%	5.94%
D. 激変緩和量 (外部調達比率に応じた調整項目)	0.80%	3.36%
E. 2022年度の間目標値(A－B＋C－D)	21.34%	19.11%
(参考) 証書の外部調達必要量	7.5%	5%

なお、審議においては 2022 年度の外部調達比率を決定する際には、20 年度での証書の未調達分が 22 年度の証書の供給不足など調達環境に与える影響などについてご意見をいただいた。

これを受け、アンケート対象事業者の内、20 年度と 21 年度の目標達成率平均が 50%未満の事業者⁴に対し、回答された 21 年度調達見込み量の考え方と、未調達分の調達予定についてヒアリングを行った。

⁴ これらの事業者の 20 年・21 年度の累積未調達量は約 200 億 kWh。

その結果、21 年度調達予定量については、以下のような回答が得られたため、実際の 21 年度の調達量は、アンケート結果として示した約 363 億 kWh よりも増加することが見込まれた。

- ✓ あくまで回答時点での最低購入予定量を回答
- ✓ 後期の購入予定量が未定のため、前期の実績のみ回答

そのため、22 年度の外部調達比率を検討するにあたっては、21 年度との需要の平準化を図る観点からも、20 年度・21 年度の未調達分は反映しないこととした。なお、万が一 22 年度に証書需給がひっ迫した際には、必要に応じて適切な救済措置が講じられるよう、予め検討する。

なお、外部調達比率については主に以下のようなご意見を頂いた。

- アンケートの結果、調達状況が 405 億 kWh のうち 363 億 kWh ということだが、20 年度の未調達分の 200 億 kWh は入っていないということだが、200 億 kWh の見通しはどうかアンケートで聞いていれば教えていただきたい。22 年度単年での需給バランスで判断することに賛成。200 億 kWh を吸収するという意味も含めて、昨年度と同じ程度の需給バランスで 7.5%ということの良いと思う。
- 外部調達比率 7.5%については賛成。高度化法で 2030 年非化石電源比率 44%以上が決まっている中、その過程で中間評価を行って非化石電源の利用促進につなげていくということになっていると思うので、小売事業者としては高度化法の趣旨に則って中間目標の達成に取り組んでいくと同時に、調達した証書を有効に活用して需要家の脱炭素化ニーズにお応えしていくソリューションを提案していくことが重要と考える。再エネやカーボンフリーメニューのニーズは着実に増加しているという手応えを感じている。
- 昨年度の持ち越し分 200 億 kWh はもちろん、今年度も心配。10 月頃から JEPX 価格が上昇しており小売事業者が厳しくて買いたくても買えない事業者が結構いるのでは。こうした懸念がある状況下で来年度の目標をどうするかという議論が必要なのではないか。
- 22 年度の外部調達比率については大きな意見はないが、20 年度の未調達分も含めて蓋を開けてみないと分からないので、万が一売り切れがあった場合の救済措置については事前に検討しておくべき。

(2) 第 1 フェーズの評価における評価方法について

2020 年度より導入が開始されている第 1 フェーズ(2020 年度～2022 年度)の中間目標については、これまで 3 力年の平均による実績と目標値を比較し評価する点は整理されているが、その評価の具体的な方法については検討課題であった。

第 1 フェーズの中間目標の具体的な評価を検討するにあたっては、まず現行の高度化法関連における内容を整理した。

(現行の高度化法での内容について)

現行の高度化法においては、経産大臣は、特定エネルギー供給事業者(以下、報告対象事業者)による非化石エネルギー源の利用の適切かつ有効な実施を図るため、判断の基準となるべき事項を定め(以下、判断基準)、非化石エネルギー源の利用の適確な実施を確保するため必要があると認めるときは、指導および助言を行うことができるとしている。(判断基準において中間目標の記載あり。)

また、報告対象事業者において、非化石エネルギー源の利用の状況が判断基準に照らし著しく不十分であると認めるときは、経産大臣は当該報告対象事業者に対し、判断の根拠を示し、非化石エネルギー源の利用に関し必要な措置をとるべき旨の勧告をすることができる、としている。

さらに、そうした勧告を受けた報告対象事業者が、正当な理由なくその勧告に係る措置をとらなかったときは、総合資源エネルギー調査会の意見を聴取し、当該報告対象事業者に対し、その勧告に係る措置をとるべきことを命ずることができる。なお、命令に違反した場合には百万円以下の罰金に処するとしている。

(第1フェーズでの具体的評価方法)

これまでの本作業部会における制度設計の議論においては、本作業部会第二次中間とりまとめにも記載のとおり、第1フェーズの中間評価では、中間目標の対象事業者の3カ年の非化石電源比率の実績値の平均が、目標値の平均を上回っている場合においては、指導勧告の対象とならない、と整理している⁵。

この点を踏まえれば、評価方法における内容を検討すべき事象は、対象事業者の3カ年における実績値の平均が、目標値の平均よりも下回っている場合と考えられる。他方で、中間目標の評価に対しては、目標未達成の場合であっても、未達成の程度や背景は個社毎に異なると思われるため、そうした背景・状況なども踏まえたうえで、適切な対応(指導や助言、命令等)が求められると考えられる⁶。

また、中間評価における評価の結果は、各社に目標への取組を求めていることからすれば、適切にその状況を公表することも必要と考えられる。

従い、具体的には、対象事業者について、その目標達成事業者と未達成事業者に分けて社名を公表し、目標未達成の事業者については、その未達の程度についても併せて公表することにした。

⁵ なお、今回の第1フェーズにおける3カ年平均の評価については、その具体的な平均の手法について事業者より問い合わせが複数あった。平均値の算定においては、その算定方法の簡潔さ、明確さの観点から3カ年の目標値(%)の単純平均とした。

⁶ 2021年度以降で報告対象となった事業者については、その対象となった年度からの評価とした。(2021年度から対象となれば2年間、2022年度から対象の場合は単年度での評価。)

また上記の目標未達成の事業者に対しては、その背景や状況などを考慮しながら、必要に応じて指導や助言等を行うことにした。

なお、第1フェーズの評価方法については、主に以下のようなご意見を頂いた。

- 中間目標の評価について、レピュテーションリスクを取る覚悟さえあれば100万円払う方が合理的と考え、もしこれを破る企業が複数出るようであれば、法改正して罰金を見直すべき。
- 評価方法及び措置については、達成した事業者としなかった事業者の公平感を損なわない観点が重要。未達の場合は、例えば第2フェーズの化石電源グランドファザリング量を減らす等、目標達成のインセンティブを与えることも考えられるのではないか。
- 公表の仕方について、未達の金額感が想像できるように、販売電力量を記すなどして、もう少し厳しい内容にした方が良いと思う。
- 高度化法の役割を適切に機能させるためにも、各事業者の努力の度合が見える化されることは意義があると思う。

(第1フェーズの評価における配慮措置について)

なお、本作業部会では、第1フェーズの評価方法について21年度までの目標未達分の解消への懸念から、それまで目標達成に真摯に取り組んできた事業者が、来年度に証書不足で目標が未達になった場合の措置の必要性について、意見を頂いた。

こうした点も踏まえ、万が一、22年度に証書の需給がひっ迫し、目標達成が困難になる事業者が生じた場合は、公表の際に「未達成」に分類した上で、(証書供給量が不足する等)需給バランスが著しく悪化したためやむを得ず未達になった旨を注記するとともに、指導・助言の対象外とした。

なお、当該措置は、23年5月の最終オークションにおいて買入札したものの、売り切れが発生し購入できなかった場合に適用が検討されることとした。その際、20・21年度の調達状況や、著しく低い価格での入札の有無、相対取引による購入努力等を、ヒアリングにより精査した上で、適用の可否を判断することにした。

ただし、当該措置は、あくまで緊急措置としての位置づけである。制度の見直しに伴い、目標値は証書の需給に基づいた外部調達比率により設定されることとなったため、基本的にはこれまでの未調達分は極力21年度に調達されることが望ましい。

(参考図 1-9) 公表イメージ例

目標達成事業者	目標未達成事業者	未達率	備考
A社、B社、C社、 D社…	V社※	5%未満	※22年度は証書の不足により、やむを得ず未達成
	W社	5%以上20%未満	
	X社	20%以上	

(3) 2022 年度の中間目標に向けた調達状況

資源エネルギー庁では、中間目標の対象事業者に対する証書の調達状況についてのアンケートを 2022 年 3 月に再度行った。

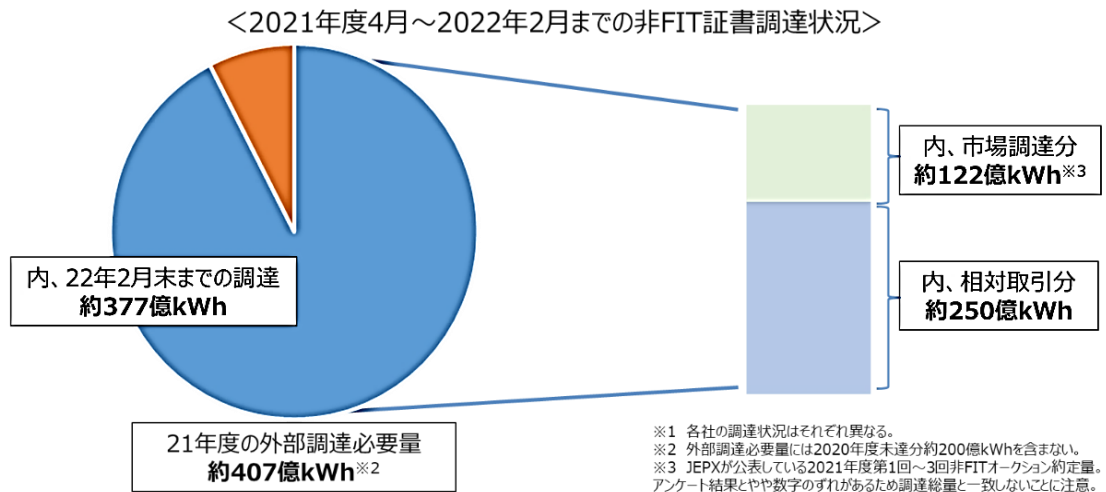
(参考図 1-10) アンケート内容

1. 会社名
2. 2021年度の販売電力量見込み
3. 2021年4月～2022年2月までの非FIT非化石証書購入量（2021年度対象分である1～12月発電分、2021年5月の市場調達分は含まない）
4. 2021年度対象分（1～12月発電分）における相対取引の価格帯（非FIT非化石証書）
5. 2022年度の証書購入量見込み（2021年度比）
FIT証書： ☐減少 ☐0-2割増 ☐3-5割増 ☐6割以上増
非FIT証書： ☐減少 ☐0-2割増 ☐3-5割増 ☐6割以上増
6. FIT証書の購入理由（複数選択可）
☐再エネメニュー用として、高度化法義務達成のために購入した非FIT証書では足りない分を補うため
☐再エネメニュー用として調達するにあたり、非FIT証書より価格が安い
☐RE100対応のトラッキング付メニューを販売するにあたり、マルチプライスオークションである再エネ価値取引市場の方が、確実にトラッキング付非化石証書を購入できるため
☐RE100対応のトラッキング付メニューを販売するにあたり、地産地消を売りにしたメニュー等のために特定地域のFIT電源による環境価値が必要なため
7. 再エネメニューについて

アンケート調査によると、2021 年度の中間目標値の対象である小売電気事業者の 2021 年度の外部調達量実績は、計約 377 億 kWh であった。2022 年 2 月末時点で、各社の証書調達量実績は、外部調達必要量の約 93%を占めていた^{※1}。また証書の調達方法は、全体の約 3 割が市場調達であった。⁷

⁷ なお、2022 年 5 月時点で 2021 年度における証書の需給状況を確認した際には、2020

(参考図 1-11)2021 年度の非 FIT 証書の調達状況①

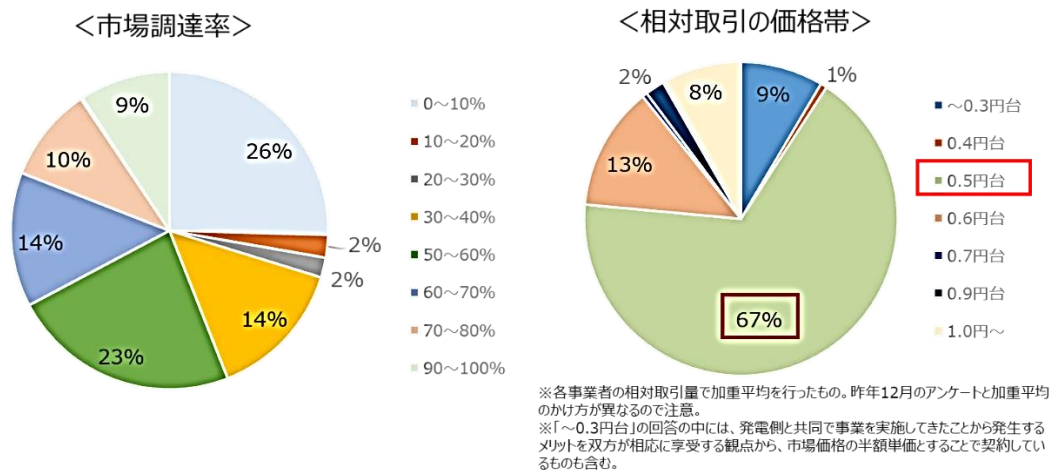


2021 年 12 月に行ったアンケート結果に比べ、21 年度外部調達量における市場調達比率と相対調達比率の偏りが平準化。市場調達比率が 10%未満の事業者が減少する一方、90%以上の事業者も減少した。

(※昨年 12 月のアンケート結果:「0～10%」…52%、「90～100%」…21%)

相対取引の価格帯については、市場最低価格よりも低い 0.5 円台以下での取引が全体の約 8 割を占めていた。

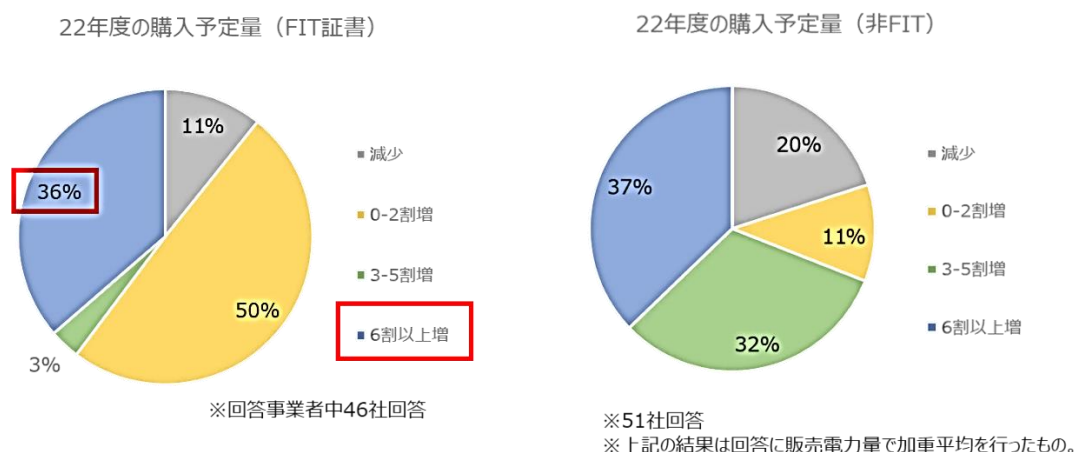
(参考図 1-12)2021 年度の非 FIT 証書の調達状況②



年度未調達分約 200 億 kWh を含めた場合、2021 年度の非化石証書の外部調達必要量は約 633 億 kWh と推計されたのに対し、市場・相対取引の実績量は約 425 億 kWh であった。

21 年度の中間目標値の対象事業者に対し、22 年度の証書購入予定量を尋ねたところ、21 年度の購入量に比べ、FIT 証書は、5 割が 0-2 割増加、約 4 割が 6 割以上増加すると回答した。非 FIT 証書については、約 2 割が減少、約 7 割が 3 割以上増加すると回答した。
 ※22 年度の外部調達比率は 7.5%で 21 年度比 5 割増。(21 年度の外部調達比率は 5%)
 回答事業者数でも、FIT 証書については約 5 割の事業者が 0-2 割増、非 FIT 証書については約 3 割の事業者が 0-2 割増と回答した。

(参考図 1-13)2022 年度の証書の調達購入予定



21 年度中間目標値の対象事業者は、一定の非 FIT 証書の調達为目标として求められているが、FIT 証書を使用して再エネメニューを販売してる事業者も多い。回答事業者（52 社）中、43 社が 145 の再エネメニューを販売しており、そのうち約半数が FIT 証書を用いたメニューである。

非 FIT 証書に加え FIT 証書を購入する理由としては、「RE100 対応のトラッキング付メニューを販売するにあたり、地産地消を売りにしたメニュー等のために特定地域の FIT 電源による環境価値が必要なため」との回答が最も多かった。

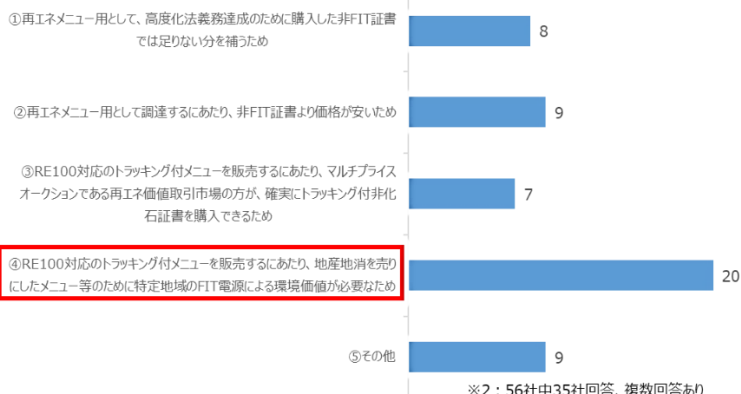
(参考図 1-14)小売電気事業者による FIT 証書の活用状況

＜対象事業者の再エネメニュー数＞

再エネメニュー※1がある	43社
再エネメニュー数	145
FIT証書を使用したメニューを販売	32社
FIT証書を使用したメニュー数	76
FIT証書のみを使用したメニューを販売	18社
FIT証書のみを使用したメニュー	40

※1：実質再エネメニューも含む。

＜FIT証書の購入理由※2＞



(4) 中間目標の第1フェーズにおける共同の達成について

これまでの本作業部会においては、中間目標においてグループによる達成のあり方などについて検討を求めのご意見をいただいていた。

前述のとおり、第1フェーズ最終年度の目標値を検討するに際し、高度化法にも記載のある共同による達成について、その取組の範囲や達成方法の内容について検討を行った。

(参考図 1-15)これまでのご意見

第44回 制度検討作業部会(2020年11月27日)におけるご意見の一部を抜粋

グループで達成可能という説明になっていたと思うんですが、その意味合いがどうということなのか。極端な話でいいますと、複数の小売電気事業者を抱えている会社が、代表1社1年で3年分の非化石証書を大量に調達するというようなことが許されるのかどうか。こういうことをなるべく早い段階で整理が必要なのかなというふうに考えております。

第51回 制度検討作業部会(2021年5月26日)におけるご意見の一部を抜粋

中間目標値の議論において、3カ年の評価方法の詳細、例えば平均の取り方とかグループ達成の在り方とか、こういったものもこれを考えていく上の議論の基本になると思いますので、こちらをぜひ早期に詳細を詰めていただければありがたいです。

2015年11月の電力基本政策小委では、高度化法の見直しにおける議論の中で、非化石電源比率の目標達成に関して、事業者の共同での達成についても認めることとしている。また、2016年2月の電力基本政策小委においては、高度化法の告示である基本方針および判断基準の内容を再整理しており、共同達成についても議論している。

共同達成の方法については、事業者の取組状況等を勘案し、必要に応じて指針に盛り込むことを検討していく、とされており、目標達成に向けた共同の達成について評価に反映することを希望する場合、その取り組みについて書類で提出することを想定していた。

(参考図 1-16)これまでの議論①

エネルギー供給構造高度化法の見直しの方向性

第2回 電力基本政策小委員会
(2015年11月18日) 資料6より抜粋

- 高度化法の基本方針の見直しに当たっては、エネルギー基本計画の改定を踏まえた改訂を行うこととし、また、小売電気事業者（エネルギー供給事業者）の判断基準における非化石電源比率の目標については、長期エネルギー需給見通しを踏まえ「2030年における非化石電源比率を原則44%以上」※3とすることとしてはどうか。
- ※別途、省エネ法※4に基づき、発電段階において、エネルギーミックスと整合的な火力発電全体の発電効率を達成することができた場合に、結果として、2030年時点での排出係数が0.37kg-CO₂/kWh相当となる。
- ただし、非化石電源比率の現状を踏まえれば、エネルギーミックスの目標はかなり野心的なものであり、目標の達成が単独では困難な事業者も存在する。また、本目標は個社ではなく電力事業全体で達成すれば良いものであるため、共同での目標達成も認めることとしてはどうか（なお、電力枠組みでも共同達成が想定されている【参考】）。
- 本目標の達成を容易にするにはFIT電源やネガワット取引等の市場制度設計が必要。非化石電源目標の達成に資するよう、国として行うべき環境整備（原子力に係る事業環境整備のほか、技術開発や、卸電力取引の活性化など）についても検討すべきではないか。

※3 （再生可能エネルギー：22%～24%）+（原子力：22～20%）＝44%

※4 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 火力発電に係る判断基準ワーキンググループにて検討。P6参照。

【参考】「電気事業における低炭素社会実行計画」について

- 平成27年7月、電気事業連合会10社、電源開発（株）、日本原子力発電（株）、特定規模電気事業者有志23社により、「電気事業における低炭素社会実行計画」（電力の自主枠組み）が発表された。
- 本枠組みでは、2030年時点で排出係数0.37kg-CO₂/kWh程度を目指すこととなり、エネルギーミックスと整合的なものである。また、販売電力量ベースで99%超をカバーしており、「目標は電気事業全体で目指すものであり、地球温暖化対策の実施状況を毎年フォローアップし、結果等を翌年度以降の取り組みに反映すること（PDCAサイクルの推進）により、目標達成の確度を高めていく。」とされている。
- 現在、枠組み達成の確度を高めるための具体的な仕組みやルール作りが行われている。

4

(参考図 1-17)これまでの議論②

判断基準の規定内容 ①

第4回 電力基本政策小委員会
(2016年2月9日) 資料5より抜粋

非化石エネルギー源の利用の目標

- 小売電気事業者等は、平成42年度において、非化石電源の比率を44%以上とすることを目標とする。目標の達成に当たっては、共同による達成を妨げない。
- 既に44%の目標を達成した事業者であっても、非化石電源の比率のさらなる向上への努力を求める。
- 合理的な理由がある場合を除き、目標達成に向けた取り組みが進んでいない場合は、国全体としての目標の到達の程度を勘案しつつ、事業者に対する指導や助言を行う。

その他

第4回 電力基本政策小委員会
(2016年2月9日) 資料5より抜粋

共同達成について

- 共同達成の方法は、電気事業者の自主性を尊重する観点から、当面、国として具体的な類型は示さないが、今後の事業者の取組状況等を勘案し、必要に応じて指針に盛り込むことを検討していく。
- 各事業者の取組状況の評価に関して、目標達成に向けた取組を共同で行っていることを評価に反映することを希望する事業者は、当該取組を行っていることを示す書類を提出することを想定。

(共同の達成を検討する際の視点)

共同の達成を検討する上では、高度化法の対象事業者は各社毎に中間目標が定められ、目標の達成にむけ各自が取り組むことが求められている中であり、その趣旨を著しく妨げることがないようにすることが大前提。

例えば、共同の達成の行為や範囲をいわずらに広く認めることで、事業者自身が自社の目標の達成に取り組む努力を避ける事態を引き起こしかねないおそれが考えられる。

従い、上記の前提を踏まえたうえで第1フェーズ(2020年～2022年)の中間目標における共同の達成を導入する場合、以下のような観点を検討した。

- 共同達成の範囲
共同の達成の取り組む範囲をどこまで許容するか
- 共同達成の具体的な方法
共同達成の方法をどのようにすべきか

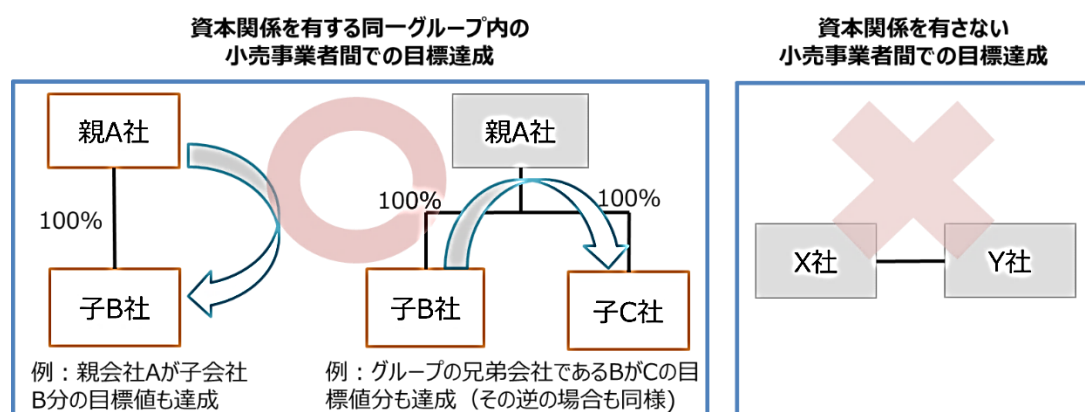
(共同の達成の範囲および方法)

目標値の共同達成の範囲については、取り組まれるケースとして以下が考えられる。

1. 資本関係を有する同一グループ内の報告対象事業者間での取り組み
2. 資本関係を有さない報告対象事業者間での取り組み

前頁に記載のとおり、中間目標の趣旨を妨げない点を踏まえれば、少なくとも資本関係を有する事業者間の取り組みに限定し、さらにその資本関係についても、親会社が100%出資をする事業者であることを条件とした。

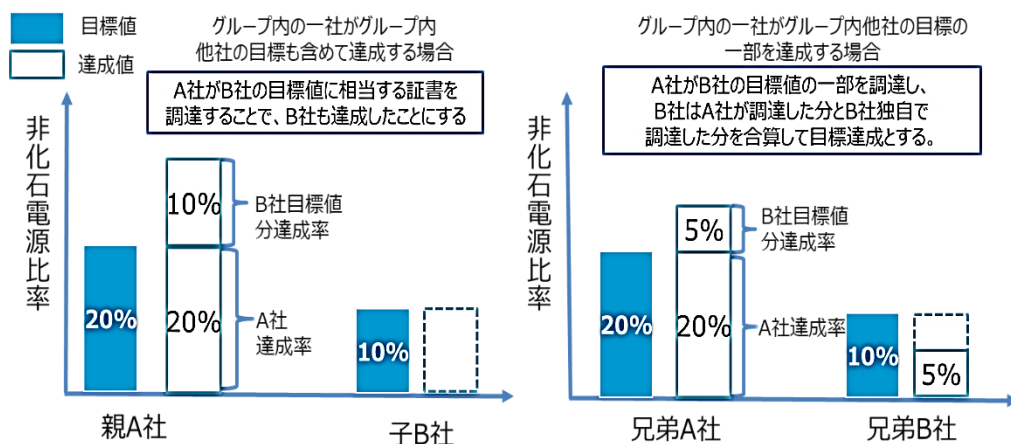
(参考図 1-18) 共同の達成の範囲



具体的な共同の達成の方法については、親会社が100%出資する事業者間での取り組みの場合、各社の目標値に対する証書の調達量を、一方(3社以上の場合は1社)が、グループ内他社分の目標値相当の証書量を調達することで、共同の達成がなされたとすることにした。なお、他社分の目標値相当の証書を調達する量は、その他社の販売電力量に応じた調達量となる。

また、共同の達成の際、一つの事業者が超過達成しても、グループ全体で見た場合未達であった際は、当該取り組みを行う事業者全体の共同責任とすることにした。なお、3カ年の各社の目標値に対する実績値の評価である点は変わらない。

(参考図 1-19) 共同の達成の方法



共同達成の取り組みを行っている場合、達成計画の報告時に合わせてその取り組みの内容の根拠となる資料の提出を求めることとする。

(5)トラッキング実証の振り返りおよび今後について

2019年2月より実証事業としてトラッキングスキームを開始した(FIT 証書より開始)。これにより購入された FIT 証書の由来となる電源種や発電所所在地等の属性情報を明らかにすることが可能となった。

当該証書は国際的な再エネ導入拡大を進めるイニシアチブである RE100 に活用することが可能であり、非 FIT 証書についても、2021年8月に開催された 21 年度初回オークションから実証を開始している。

(参考図 1-20)トラッキング実証の概要

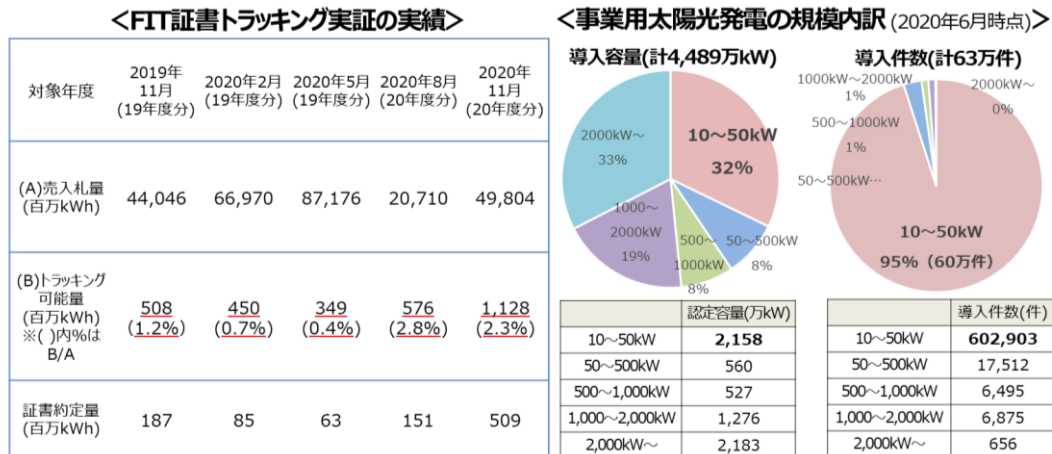
<トラッキング実証の内容>

FIT証書	非FIT証書
□ 期間：2019年2月～ □ 取得情報：FIT電源の設備ID、電源種、発電設備名、設置者名、発電所所在地、発電出力、認定日、運転開始日又は予定日 □ 参加企業※2：発電199者、小売等133者※3 □ トラッキング付与証書量※2：約18億kWh	□ 期間：2021年8月～ □ 取得情報：非FIT電源由来の設備ID、電源種、発電設備名、設置者名、発電所所在地、発電出力、認定日、運転開始日又は予定日 □ 参加企業※2：発電約9者、小売36者 □ トラッキング付与証書量※2：約10億kWh

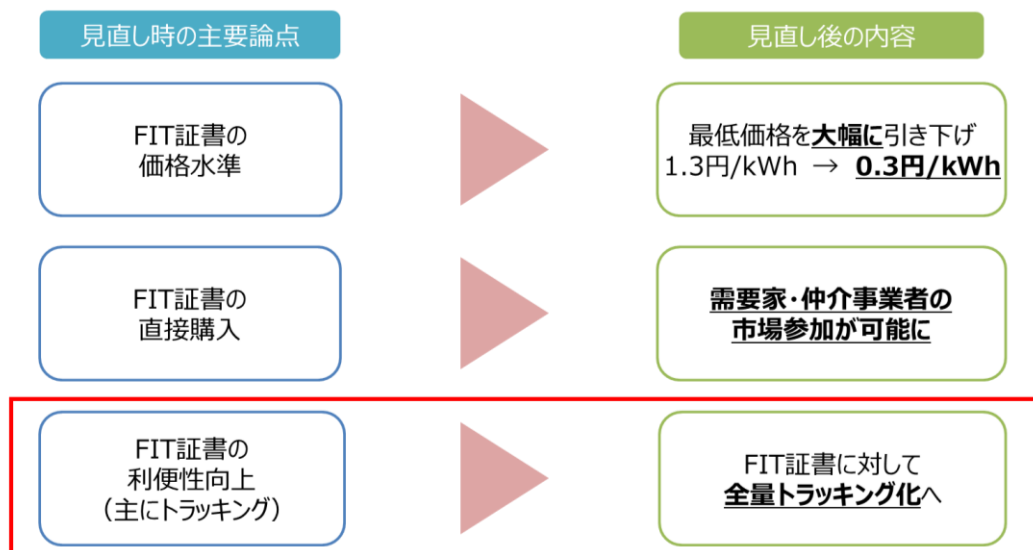
※1 現状、非FIT証書については、相対契約に基づき、非FIT再エネ価値と電気をセットで調達し、販売する小売供給形態についてもRE100へ活用が可能。
 ※2 2021年11月オークション分の結果 ※3 仲介事業者、需要家も含む。

(参考図 1-21)トラッキング拡大に向けての克服すべき課題

- 発電者の個人情報を含む電源の属性情報を、市場参加者や購入需要家に開示・表示するには、**発電者の同意**が必要。
- 現状では、既に**全てのFIT再エネ証書がシステム的にはトラッキング可能**である一方、実際に同意を得て**トラッキング証書として利用できるものは、全体の1～2%程度**に留まっている。
- FIT発電事業者の大半が**小規模**である中で、トラッキング付証書の拡大に向けて、**円滑な同意取得を進めるための制度整備が必要**であり、**夏頃までに取りまとめ**を行う。



(参考図 1-22)再エネ価値取引市場の創設に伴うトラッキングの拡充



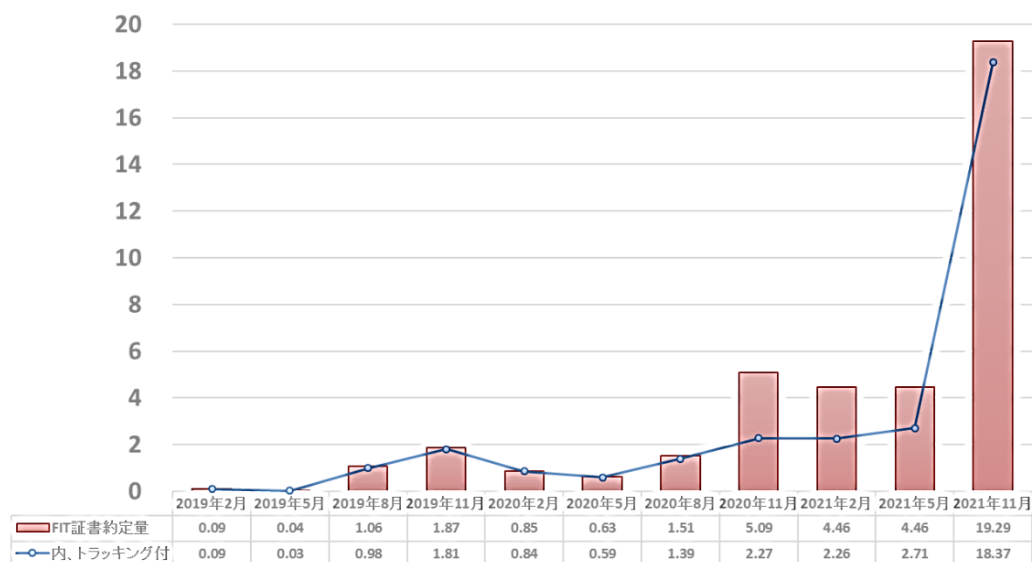
(トラッキングの実績)

FIT 証書のこれまでのトラッキング需要量は、概ね増加基調であり、21 年 11 月のオークションでは過去最高のトラッキングの付与量となった。一方、トラッキングの供給量については 21 年 11 月より対象を全 FIT 電源にしたことにより、大幅に増加した。事業者の推移についても増加基調。

(参考図 1-23) FITトラッキング需要量推移

単位：億kWh

FITトラッキング需要推移

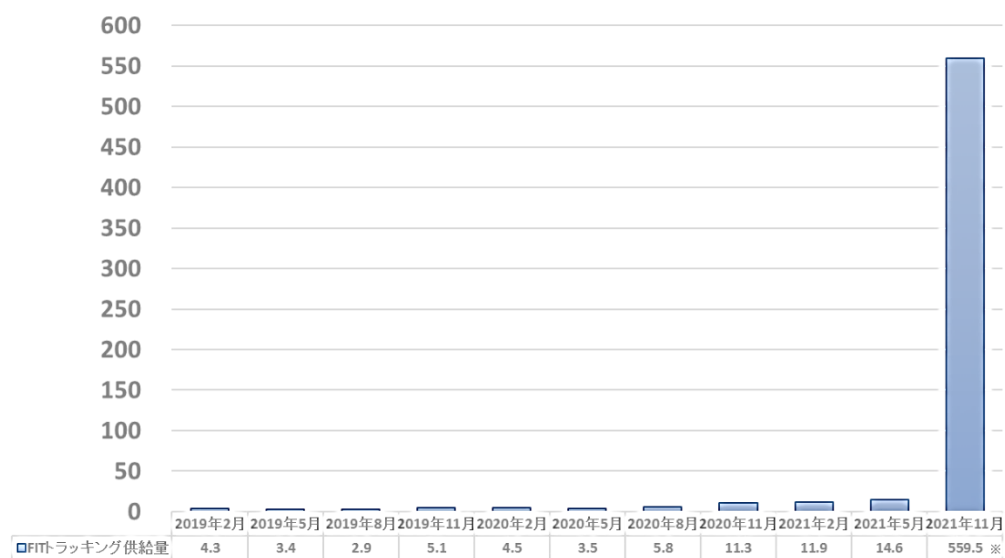


※2021年度8月オークションは開催されていないため、11月オークションは6ヶ月分の証書が対象。

(参考図 1-24) FITトラッキング供給量推移

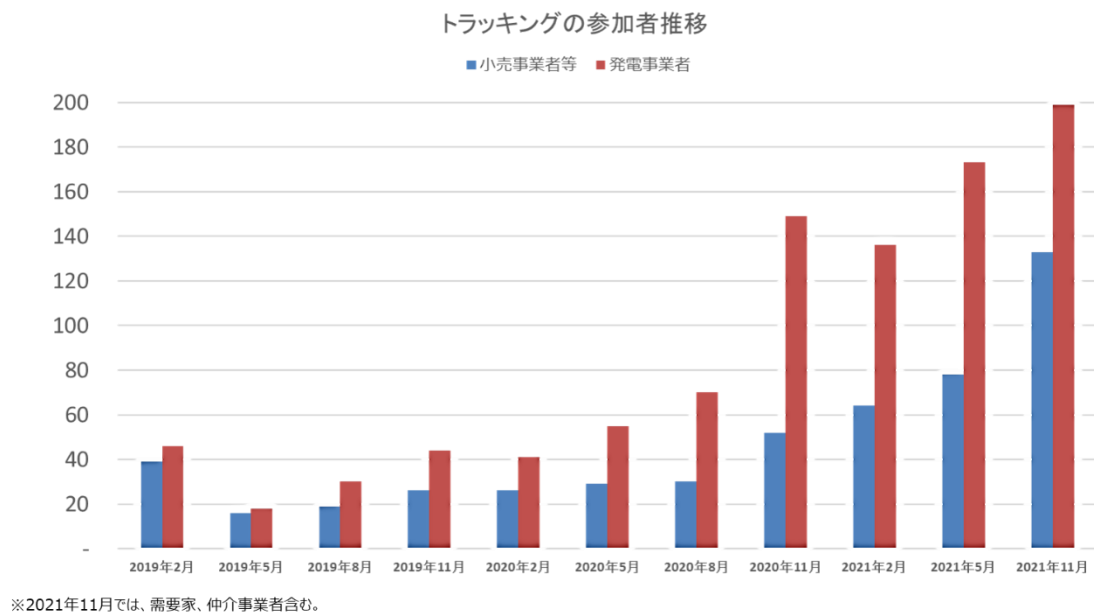
単位：億kWh

FITトラッキング供給推移



※2021年度8月オークションは開催されていないため、11月オークションは6ヶ月分の証書が対象。

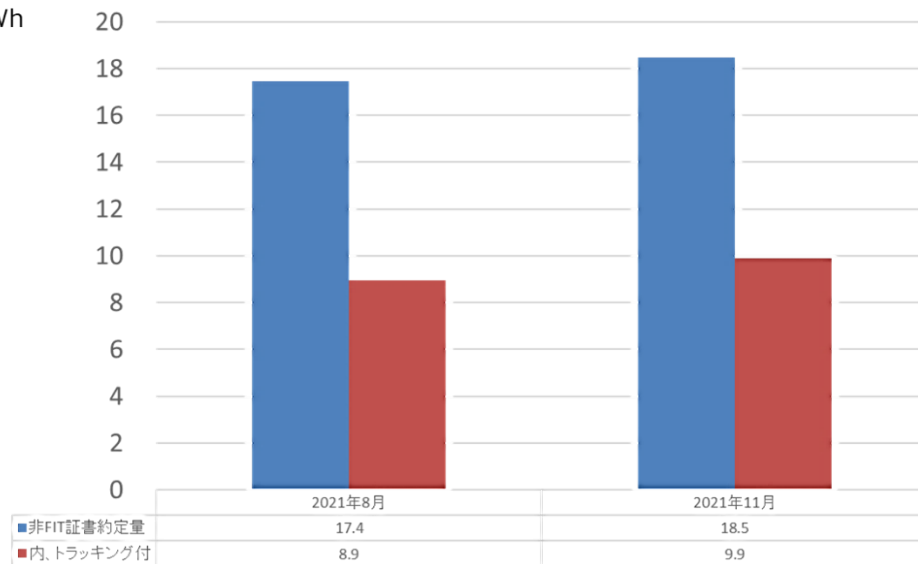
(参考図 1-25) FITトラッキング参加者数推移



8月より開始した非FITオークションについても、一定の割合に対するトラッキングの要望はある。

(参考図 1-26) 非FITトラッキング実績および参加者数推移

単位：億kWh



参加者数	2021年8月	2021年11月
発電事業者	6	9
小売電気事業者	42	36

(総括)

2019 年 2 月より実証を開始したトラッキングに対する需要は、足下に至るまで概ね増加基調にある。特に、需要家や仲介事業者の市場参加も可能となった 21 年 11 月の再エネ価値取引市場の初回オークションでは、従前対比で大幅な増加となった。

こうした需要の増加は、世界的な脱炭素化への取組が需要家にも加速的に求められつつある状況の中、需要家の調達電力の再エネ化への取組が行われてきていることを如実に示しているものと考えられる。

実際、トラッキングにより電源情報が付与された証書は、従来の小売電気事業者による RE100 対応のメニューでの活用のほか、商業ビルや商業施設全体における電力の再エネ化や、一定の地域全体における再エネ電力の提供を進めるプロジェクトにおいてなど、その活用領域は広がりをみせている。

約 3 年弱の実証では、周辺環境の変化も相まって、その活用事例が多様化しており、本取組に対する需要も着実に高まってきていることから、小売を通じてや需要家が自ら行う電力の再エネ化に対して一定の成果をあげられているのではないかと考えられる。

今後我が国におけるカーボンニュートラル社会の実現に向けては、こうした取組に対するニーズは着実に高まっていくものと思われる。

(今後の方向性について)

これまで、トラッキングの利便性向上のため、全 FIT 電源を対象にしたトラッキングを可能とし、非 FIT 再エネ電源にも対象を拡大してきた(21 年 8 月より)。

こうした利便性の向上に向けた課題への対応は今後も必要である一方、現行の国の実証事業では費用や体制面で一定の限度が生じるゆえ、今後更なるトラッキングの利便性の改善に向けては、国による実証事業から、他機関での独立採算事業として移管を行うこととした。国から移管されるトラッキング事業の主体となる者は、証書の制度そのものに対する理解や証書の管理・運営手法に対する基本的な知見などを有していることが大前提であり、トラッキング付の証書は小売事業者が需要家向けに電力メニューなどで活用することも考えられるため、電気の利用者側の利益を保護する観点からも、経産大臣の監督下において適切に運営される必要がある。さらに、円滑な移管による利用者側の混乱を回避する点も踏まえ、現在非化石価値取引市場の運営を担う、日本卸電力取引所(以下、JEPX)に移管することとした。具体的には、2022 年度の初回オークション開始からとする(実際のトラッキング業務については JEPX が適切に委託等を行い進める)。

なお、トラッキングについては、現行の証書のように約定後に電源情報を付与する形態を継続予定だが、証書における将来的な電源証明型への移行のタイミングにより、その手法が改められるものと思われる。

トラッキングについて、今後は以下のような点について検討を進めることとする。

- 非 FIT 証書の相対取引におけるトラッキング
- トラッキングの付与された証書の見える化(証書化)
証書の実物化により需要家が求める証書付メニューに対する対価性が見えやすくする。
- トラッキング付証書の早期のデジタル化による需要家等への訴求環境の改善
証書を電子媒体を通じて需要家へ提供できるようデジタル化を進める。
- トラッキングに伴う有償化
国の実証事業によって賄われているトラッキング費用について、当該トラッキングの利用に伴う手数料化を行っていく。
- 電源証明化を見据えたトラッキングのあり方

また、現在 FIT 証書については、全量トラッキングを開始している一方、非 FIT 電源については、発電事業者の任意・協力による電源の属性情報の供出によって行われている。そのため、オークションにおいて供出されるトラッキング量がそれを希望する需要量より少なくなる可能性がある。よって、全量トラッキングが担保されていない非 FIT 分を適切にトラッキングするため、発電事業者による電源の属性等の情報提供を担保する制度を導入することとした。

(トラッキング有償化の方向性について)

前述の検討課題の一つであるトラッキングの有償化における方向性については、海外制度も参照にしつつ検討を行った。

海外の証書制度におけるトラッキングでは、一定の料金構成に基づき利用者に対する課金を行っている。各制度によって多少の相違はあるものの、概ね基本的には利用における年度を通じた一定の基本料金(口座維持や電源の登録料)と、証書の利用毎に発生する従量料金(証書の口座移転費、償却費、発行費等)を中心に構成されている。

JEPX においても、現在既に証書の取引における年会費(12 万円/年)や市場での取引手数料(0.01 円/kWh)は設定しているところ、トラッキング事業の利用に焦点をあてた費用の考え方(方向性)についても検討が必要⁸。

海外事例も踏まえ、今後 JEPX が主体となりトラッキング事業を運営していく上では、以下のような論点について更なる検討を深めることとした。

<具体的な論点>

- トラッキングに対する費用負担者
トラッキングを利用するのは証書を購入する側(小売電気事業者や需要家)である方向性でよい。
- 費用のかけ方

⁸ トラッキング費用を 2 億円と仮定し(足下の実証事業は年間約 8,000 万円)、年間取引量が 250 億 kWh(今年度の現在までの市場約定量(FIT と非 FIT 再エネ)は約 95 億 kWh)と仮定すると、約 0.008 円/kWh。

単価を設定した上でトラッキング利用量に応じたかけ方とするか、または一定の利用範囲内毎に分けた階層的なかけ方でおこなうか。

- 有償化の開始時期

これまでの実証事業から JEPX の独立採算制による運営開始となることを鑑みると、十分な周知期間(例えば JEPX による運営から1年間等)を経たうえで開始とする。

なお、議論では主に以下のご意見をいただいた。

- JEPX が主体となることに異論ない。電源証明に移行していこうという時に、電源種別ごとに分けるかという点は議論が複雑になると思うので、早期に検討を開始していただきたい。
- JEPX に移管で良いと思う。非化石価値の提供にあたってトラッキングに求めたいのは、非化石価値の正しい証明や保証であり、信頼性のある仕組みを求める。信頼性とは、価値の移転や償却といった証書の管理も含む。利便性の追求もそうだが、欲しいのは必要なデータの抽出機能。データをどう活用し、どう見せるかはまさに事業者の腕の見せ所なので、必要以上の機能で高コストになることは避けたい。
- 今後 JEPX に移管する点に賛成。トラッキングの費用については当然導入されることになると思うが、不公平感のない費用の在り方を検討いただきたい。
- 証書を利用する需要家からすると、国内のみならず海外のステイクホルダーに自社の取組として示していく上でトラッキングは重要なので、移管後も国内外の法律や海外のイニシアチブ等もしっかり確認していただきたいので、そこについては国が一定の関与を継続していく必要があるのかなと思う。
- 資料で上げられていることをしっかり実行しながらスムーズな移管をしていきたい。また、利用される皆様の声をよく聞きながら更なるトラッキングの発展に寄与していきたい。その中では色々なプロトコルへの適合していくような形を国と協力しながらやっていきたい。そういった中でかかる費用についてはご相談しながら入れていきたいと思っている。

(参考図 1-27) 米国トラッキングでの費用負担例

	PJM-GATS	WREGIS
電源トラッキングの対象地域	デラウェア州、インディアナ州、イリノイ州、ケンタッキー州、メリーランド州、ミシガン州、ニュージャージー州、ノースカロライナ州、オハイオ州、ペンシルベニア州、テネシー州、バージニア州、ウェストバージニア州、ワシントンD.C.	アルバータ州（カナダ）、アリゾナ州、ブリティッシュ・コロンビア州（カナダ）、カリフォルニア州、コロラド州、アイダホ州、モンタナ州、ネブラスカ州、ネバダ州、ニューメキシコ州、オレゴン州、テキサス州、ユタ州、ワシントン州、ワイオミング州
トラッキング対象電源	全電源	再エネのみ
料金負担対象	トラッキング利用者 (LSE、非LSE（小規模トレーダー等）)	トラッキング利用者 (発電事業者やLSE、リテールメーカー、アグリ等)
課金内容	口座維持費(Subscription Fee) ● 負荷供給事業者(LSE):年間 1,500 ドル ● 非LSE: 年間1,000ドル ※PJM市場に参加する非LSE、発電機ブローカー、大口取引業者および再生可能エネルギー発電機は、年間1,000ドル。 ● 小規模トレーダー（年間受付トレード数が5,000件未満）の場合：年間500ドル	口座維持費 (Annual Fee) 発電設備の規模毎に設定。 ● 30KW以下：年間50ドル ● 30KW～1MW：年間75ドル ● 1MW～10MW：年間100ドル ● 10MW超*：年間125ドル *10MW超については、発電やLSE、リテラー等が対象。
	証書の利用料(Volumetric Fee) 1MWhあたりの1証書として従量課金。 LSEの純負荷に応じて毎月課金。単価は州で異なる。 例：PA、NJ、MDIAPP、DE、DCは0.004ドル/MWh	証書の利用料 (Volumetric Fee) 1MWhあたり1証書として従量課金。 証書の発行に伴う費用や、口座間における移転、償却、発行などで課金。これらは、 10MW超のみで1証書あたり0.004ドルで課金。 (10MW未満は課金されない)
	償却料(Certificate Fee) 証書の償却時にリザーブアカウントに移転されたものに対し証書料を支払う。償却用途により単価が異なる。	その他 (Reports and Other Service Fees) 当局によるレポート等のその他サービスにおいて単価が設定。利用する場合には課金。

PJM-EIS(<https://www.pjm-eis.com/>)およびWECC(<https://www.wecc.org/WREGIS/Pages/Default.aspx>)のHP等を基に作成。

(参考図 1-28)I-REC の費用負担例

□ 概要 ● 非営利組織であるThe I-REC Standard Foundationが提供する電源トラッキングシステムにより認証、発行された再エネ電力証書。CDPやRE100などで活用されている。 ● 米国や欧州以外で、再エネ電力証書制度が存在しない国や地域において、信頼性や透明性を高めたトラッキングシステムの標準規格を提供し、証書発行を可能としている。 ● 約50ヶ国が当該規格に準拠したシステムを採用。2021年12月時点で計約60TWh分が発行。 ● 欧州GOと同様、再エネ電源から発電された1MWh毎に、発電場所、発電方法等を証明する。 ● 発電者はI-REC発行前に当該システムに登録。発電側における設備登録と電力量認定を経た上で、各国の認証主体より証書が発行。当該証書を発電者と小売や需要家等の間で取引。証書そのものの取引価格は国によって異なる。 ● 口座管理においては、移転や償却なども同様になされている。
□ 費用負担例 I-RECのシステム利用時での費用と電源の登録時の費用の二つが存在。 1. 証書発行事業者（登録事業者）がI-RECのシステム利用時に支払う利用料 ✓ 口座開設料:500ユーロ ✓ 年間口座維持料:2,000ユーロ/年 ✓ 償却料:0.06ユーロ/MWh 2. 証書発行に伴う電源設備の登録における登録料 国によって多少異なるが、大きく分けると以下。どちらも採用している国もある。 ✓ 登録する電源設備の合計規模(KW)によって登録料を設定：UAE等 ✓ 個別電源毎に一定規模によって登録料を設定：タイ、トルコ、イスラエル等

I-RECのHP(<https://www.i-recstandard.org/#/>)などを参考に作成。

(6)アグリゲーター(特定卸供給事業)における環境価値の取扱いについて

2020年の電気事業法改正(施行2022年4月1日)により、特定卸供給事業(以下、アグリゲーター)が新たに規定された。従来アグリゲーターは、電力需給ひっ迫時に大口需要家の

需要を抑制する役割を主に担っていたが、法的な整備も行われ、今後 FIP 制度の開始などカーボンニュートラル社会の実現に向けた再エネの導入拡大において、その役割も広がりを見せつつある。

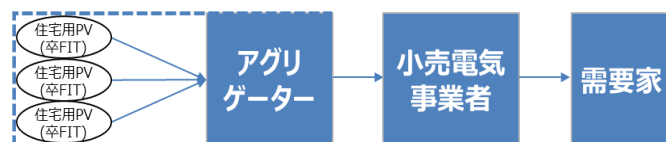
アグリゲーターによる今後の主な役割には、DR を中心とした予備力提供やより瞬時の調整力の確保のみならず、複数の再エネ電源を束ねることで、再エネ電源の発電変動を吸収し、安定した供給力として卸電力市場などへ電力の供給を行うことが挙げられる。

再エネ価値(非 FIT)を有する電力を他者へ提供するという観点では、発電事業者と同様な役割になっていると思われるため、環境価値の取引においては、第 33 回での本作業部会において整理したとおり、アグリゲーター(特定卸供給事業者)を発電事業者に準ずる者として取り扱うこととした。また、非 FIT 電源からの調達分については、アグリゲーター(特定卸供給事業者)によるオークション市場での入札を認めることとした。

なお、アグリゲーターは、非 FIT 再エネ電源から調達した環境価値(再エネ価値)について、発電事業者と同様に、その価値の認定主体である国へ申請し、認定を受ける必要がある。その際、仮にアグリゲーターが電気事業法上の発電事業者から、電気と環境価値(再エネ価値)を調達する場合は、環境価値のダブルカウントを回避する観点から、取得するアグリゲーターが環境価値のための電力量認定の申請を行う必要があると整理した。

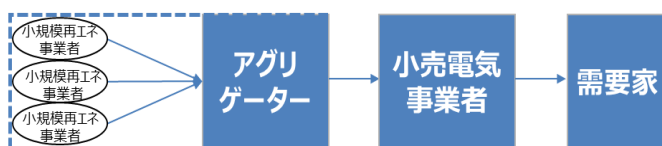
(参考図 1-29)アグリゲートされる非 FIT 再エネ電源の環境価値の取扱い例

1. 住宅用PV(卒FIT)のアグリゲーションの場合



備考
✓ これまでの整理と同様、アグリゲーターが電力量認定の申請を行い、環境価値を取り扱う。

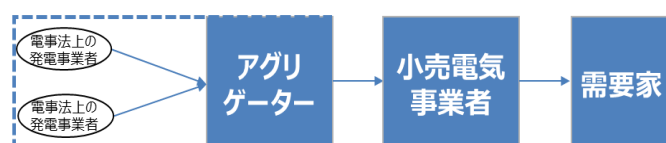
2. 小規模再エネ事業者からのアグリゲーションの場合



※小規模再エネ事業者は電気事業法上の発電事業者ではない場合。

✓ 電気事業法上の電気事業者ではない小規模な再エネ発電事業者から環境価値もアグリゲーターが調達する場合は、1のケースと同様、アグリゲーターが電力量認定の申請を行う。
✓ その調達した環境価値を小売事業者へ提供することは可能。

3. 電事法上の発電事業者からのアグリゲーションの場合



✓ 電気事業法上の発電事業者から環境価値もアグリゲートする場合、その環境価値については、アグリゲーターが、電力量認定申請を行う。

(7) 非 FIT 証書における発電側と需要家の直接取引について

昨今の世界的な脱炭素化に対する取り組みが加速化する中、わが国においてもエネルギーミックスの改定に伴い、再エネ電源の導入拡大が求められている。こうした中、再エネ電源

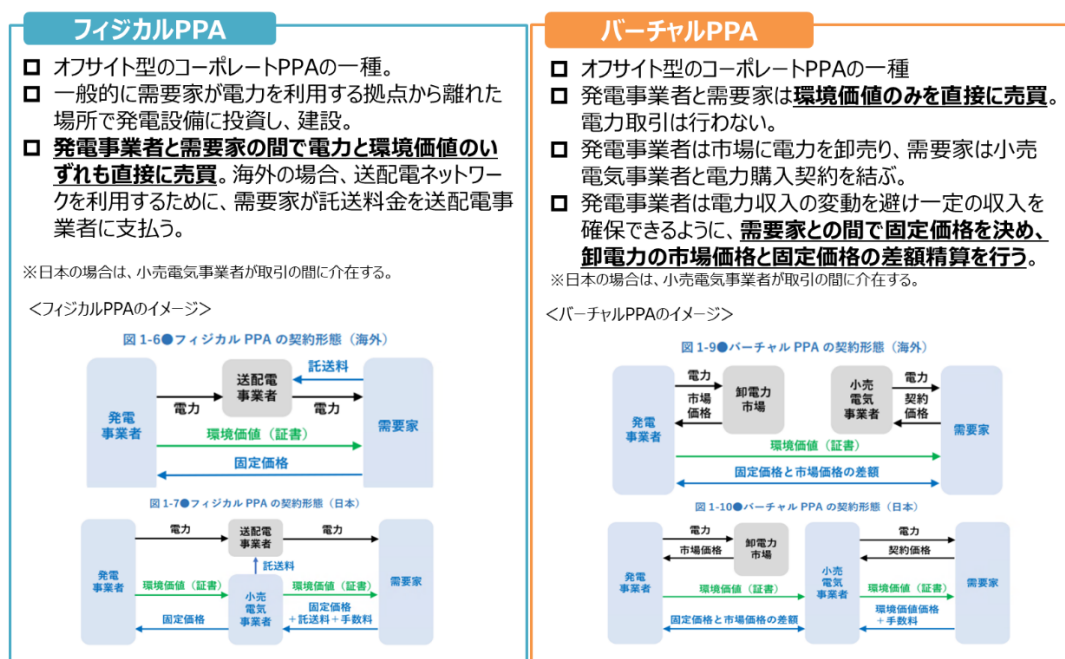
からの電力調達について、その手法も多様化している。

昨今では、特に、需要家と非 FIT の再エネ発電事業者が長期の電力購入契約を結ぶ電力調達形態(コーポレート PPA)について注目が集まりつつあり、その具体的な手法も、電力や再エネ価値の購入契約(小売を含む)を直接結ぶ方式(フィジカル PPA)や、卸電力価格と契約した固定価格との差額決済により再エネ価値を別途取引する方式(バーチャル PPA)などがある。

(参考図 1-30)フィジカル PPA とバーチャル PPA について

【参考】フィジカル PPA とバーチャル PPA について

第59回 制度検討作業部会
(2021年11月29日) 資料3-2より抜粋



自然エネルギー財団「日本のコーポレート PPA 契約形態、コスト、先進事例」を基に作成 <https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20211109.php>

米国をはじめ、世界的にコーポレート PPA の案件が増加しつつある中、国内においても小売電気事業者が参加するスキームによる取り組みが普及しつつある。さらに昨今、発電事業者や需要家において、特にバーチャル PPA のように、直接的に再エネ価値を取得できる取り組みの実現を求める声が出てきている。他方、こうした取り組みの対象となりうる非 FIT 再エネ電源由来の非 FIT 証書は、高度化法の義務の手段であり、小売電気事業者のみが調達可能となっていた。

こうした新たな再エネ調達の取り組みについては、再エネ価値取引においてもその利用をしやすいことで、今後の導入拡大を後押しするものであるとも考えられる。そのため、高度化法における小売電気事業者の目標値から上記取組の取引量分を控除することを前提に、非 FIT 再エネ電源に係るコーポレート PPA の取り組みに限り、一定の要件を満たす場合には、発電事業者と需要家における非 FIT 再エネ証書の直接取引を認めることとした。要件に

については、対象となる電源について検討をおこなった⁹。

対象電源の具体的な要件の検討にあたっては、以下の点について議論を行いつつ、様々な産業界の需要家を対象にヒアリングも行った。

- 取り組みを認める対象電源をどの範囲まで認めるか。
- 新設電源の場合、いつから新たに設置される電源を対象とするか。
- 卒 FIT 電源も対象の場合、高度化法の義務算定時における控除方法をどうするか。

(参考図 1-31) 取り組みを認める対象電源の範囲を考える際の視点

	対象電源	
	新設電源のみ	卒FIT電源も含める
メリット	・ 新設電源であるため、再エネの更なる導入の後押しという目的にも合致。 ・ 需要家の調達電力への脱炭素化の取り組みがより明確なものになりやすい。	・ FIT後においても、環境価値や取引をしやすくし、再エネ電源の維持を支える手段の一つになる（FIT後の稼働継続を促せる） ・ カーボンニュートラルに向けて再エネ電源の維持にも貢献。
デメリット	・ 電源維持のために改修などの追加投資によりリパワリングされた卒FIT再エネ電源の取り組みが認められない。	・ 再エネ電源の拡大につながらない。

その結果、対象電源に卒 FIT 電源を含めることについて賛同意見が多かった一方、一定の追加投資を要件とするなど、電源の更なる自立化のための措置を求める御意見もあった。

この点について、コーポレート PPA(バーチャル PPA)の主たる目的が再エネ電源の拡大であるとすれば、一定の追加投資が必要とも考えられるが、再エネ電源の維持も目的に含むとすれば、追加投資の有無にかかわらず、卒 FIT 電源を対象とすることが妥当であると考えられる。この点、再エネ証書を活用したバーチャル PPA は、需要家が発電事業者に対して一定の対価を支払うものであることから、その対象とするか否かは、需要家のニーズに委ねることが妥当と考えられる。したがって、卒 FIT 電源については、追加投資の有無に関係なく対象電源として認めることとした。

新設電源(非 FIT)の具体的な対象範囲については、実務上の調整は必要に応じて行いつつも、早期実現の観点から、2022 年度以降に営業運転開始となる電源とした。

なお、FIP 電源を対象にするかについては、今後の需要家ニーズ等を踏まえた上で、必要に応じて検討することとする。

(8) 需要家が証書を直接調達した場合の取扱いについて

⁹ その他、証書のダブルカウントを回避するために、非 FIT 再エネ発電事業者と需要家双方が JEPX において証書の口座を開設すること。また、証書の口座移転完了日までに、JEPX に相対取引の内容を報告し、適切に証書の口座移転を行うことも要件とした。

本作業部会第六次中間とりまとめにおいて、需要家が再エネ価値取引市場において直接購入した FIT 証書の温対法での具体的な活用方法については、別途の検討会で議論される予定である旨を報告した。その後、第 1 回温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定方法検討会(2022 年 1 月 17 日)において、電力需要家が直接非化石証書を調達した場合の温対法における取扱いは、小売電気事業者と同様、「証書の電力量×全国平均係数で算出した CO2 量を、他者から供給された電気由来する CO2 排出量から控除する」方法とすることが整理された。

(参考図 1-32) 電力需要家が調達した非化石証書の温対法における取扱い(各案の評価)

第1回温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度における算定方法検討会
(2022年1月17日) 資料5より抜粋

- 各案の評価は、以下のとおり。
- ① **証書の電力量を他者から供給された電力の使用量から控除する。**
 ⇒ GHGプロトコルの考え方に沿うものである一方で、調達する電気が何によって発電されたかにかかわらず排出量をゼロにできてしまうため、排出係数が高く安価な電力メニューの選択を助長することになりかねない。また、現在の小売電気事業者が調整後排出係数を算定する際の非化石証書の取扱い（証書の電力量×全国平均係数で算出したCO2量を減じる）と齟齬が生じる。
- ② **証書の電力量×全国平均係数で算出したCO2量を、他者から供給された電気由来するCO2排出量から控除する。**
 ⇒ 現在の小売電気事業者が調整後排出係数を算定する際の非化石証書の取扱いと同様であるため、関係者から納得感が得られやすい。
- ③ **証書の電力量×全国平均係数で算出したCO2量を、排出量全体から控除する。**
 ⇒ 非化石証書は、本来、他者から供給された電気の属性を示すものであるにもかかわらず、他者から供給された電気の発電に伴うCO2排出量を超える分まで排出量を非化石証書によって削減できることの説明が困難。GHGプロトコル等においても、再エネ電力由来の証書を自らの直接排出（スコープ1）に当てては不可となっており、「グリーンウォッシュ」との批判は免れない。
- 以上から、②を採用することとしてはどうか。

22

地球温暖化対策推進法の政省令に基づく電気の利用における CO2 排出量の算定においては、事業活動に伴い使用された「他人から供給された電気の量」に kWh 当たりの CO2 排出量を乗じることとされており、供給主体が小売電気事業者であるか否かは問われていなかった。

この点、2021 年度から新たに証書取引に参加できるようになった需要家が調達した非化石証書の活用方法は、従来から証書取引を行ってきた小売電気事業者が活用する際の計算方法と齟齬がないようにすべきであると整理されている。

小売電気事業者が非化石証書を活用する際のゼロエミ価値は、小売電気事業者による供給実績に基づき算出されており、その算定には自己託送など非小売電気事業者により供給された電気は含まれていない。また、FIT 証書のゼロエミ価値は、小売供給されている電気を通じて需要家により負担されている FIT 賦課金により支えられた電源から生み出されている。そのため、非化石証書の活用対象も、小売電気事業者から供給された電気に限ることとした。

また、地球温暖化対策推進法の政省令においても同様の扱いとすることとする。

(9) 需要家による証書の環境表示価値の活用について

2021 年 11 月より需要家も直接証書を購入可能とする再エネ価値取引市場を試行的に開始しているところ、需要家が取得した証書の再エネ価値を、どの期間の電気に活用することが可能かについて、多くの質問が寄せられたことから、整理することとした。

非化石証書については、従来より高度化法や温対法の報告において活用される場合、1 月～12 月発電分の証書を取得年度(4月～翌3月)の供給電力に対して利用され、こうした証書は上記報告の時期を迎える6月末までが活用期間となっている¹⁰。こうした点を踏まえ、需要家は21年1月～12月発電分の証書を21年4月から22年6月末までに使用した電力に対して環境表示価値を活用することを可能とする¹¹。

なお、小売電気事業者については、これまで本作業部会で報告した会計や税務上の整理に変更なく、適切に環境表示価値を需要家に訴求することとしている。

(参考図 1-33) 需要家、仲介事業者が証書を取得する際の会計・税務上の取扱について

- 今般、需要家、仲介事業者が、FIT非化石証書を、直接、再エネ価値取引市場から取得できることとなった。これを踏まえ、非化石証書の取引等に伴う会計・税務上の基本的な考え方について、複数の税理士に確認したところ、結果以下の通り。

➤ これまでの非化石証書に係る取り扱いとの関係

非化石証書は、電気とセットとなり、実質再エネ又はゼロエミ電気として評価されるためのプレミアムを提供するもの。需要家、仲介事業者が取得する場合も、基本的な性質は変わらず、これまでの整理（次ページ参照）から大きく変わるものではないのではないか。

➤ 非化石証書の取引に係る留意点

(1) 消費電力量との関係

需要家が証書を購入する場合、自らの消費電力量に見合った量を調達することが自然と考えられる。消費電力量を大きく上回って、証書を購入した場合、これを自らの事業に必要な費用という説明は難しいのではないかと。

(2) 証書の取引価格の妥当性

仲介事業者が需要家に販売する等、市場外で取引を行う場合、市場価格からあまりに乖離した価格での取引である場合は、その価格の妥当性について、税務上の懸念から説明が求められる可能性があるのではないかと。

23

¹⁰ ただし、相対取引分については、取得したタイミングから翌年6月末までが活用期間。

¹¹ ただし、相対取引分については、取得したタイミングから翌年6月末までの使用電力に対して活用可能。

2. 2. ベースロード市場

(1) 背景

2016 年の小売全面自由化後、新規参入者(新電力)と旧一般電気事業者(大手電力会社)の間で公平な競争条件を整備することが課題となっていた。とりわけ、石炭火力や大型水力、原子力等の安価なベースロード電源(以下、「BL 電源」という。)¹²については、新電力のアクセスが極めて限定的であったため、大手電力会社と比して新電力は十分な競争力を有しない状況であった。

この課題に対処するため、ベースロード市場(以下、「BL 市場」という。)が創設され、旧一般電気事業者等が保有するBL電源等により発電された電気の一部を、適正な価格で市場供出することが制度的に措置された。

また、BL 市場は別途検討されていた連系線利用ルールの見直し等、他の様々な市場・制度等とも相互に関連している。そのため、電力システム改革貫徹のための政策小委員会(以下、「貫徹小委員会」という。)の中間とりまとめ(2017 年 2 月)においては、こうした他制度との整合性を保ちつつ、2020 年度から電気の受渡しを開始できるよう、今後詳細な制度設計を行うとした。これを受け、本作業部会において、他制度・規制との関係も踏まえつつ市場の詳細設計を行うこととなった。

本作業部会においては、間接オークションとの関係踏まえ、BL市場で成立した取引もスポット市場を介してエリア間取引が行われることが適当とされた。また、スポット市場が分断した場合、BL 市場での約定価格と約定した電気の受渡し価格が異なるリスクが発生するため、各地域間連系線の月別分断発生率等を踏まえ、①北海道エリア、②東日本(東北・東京)エリア、③西日本(中部・北陸・関西・中国・四国・九州)エリアの3つの市場が設定され、エリア内で分断が頻発する等の場合には、必要に応じて見直しを行うとされた。なお、BL 市場の清算は、各々の市場の基準エリアプライスを設定し、この基準エリアプライスと事業者が属するエリアのエリアプライスの値差が生じる場合に清算をすることとされた。

取引開始以降、事業者から BL 市場の利便性向上に関する要望も寄せられた。本作業部会の第四次中間とりまとめ(2021 年 6 月)では、それらを踏まえ 2021 年度から供出任意として第 4 回オークションを開催すること、預託金水準を 3%から 1%へ引き下げることとされた。

また、足下ではエリア間の分断率も上昇する等、市場設計時点と状況が変わりつつある。それにより、売手事業者としては費用を適切に回収できないリスクが、買手事業者としては BL 市場約定価格での購入ができないリスクが生じている。そのような状況を踏まえ、2021 年度のオークション結果を振り返るとともに、エリア間値差が拡大している現状とその対応方針について、本とりまとめにおいて総括する。

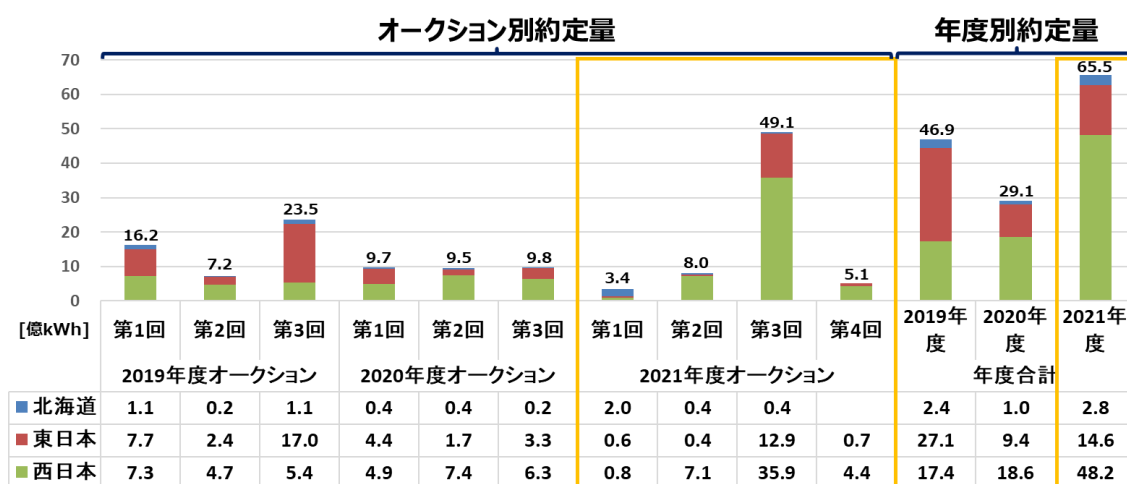
¹²発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず稼働できる電源。地熱、一般水力(流れ込み式)、原子力、石炭火力を指す。

(2) 2021 年度オークション結果総括

2021 年度第 3 回オークションは合計 49.1 億 kWh と過去最大の約定量となり、年度別約定量としても、総量 65.5 億 kWh と過去最大量となった(2019 年度約定量の 1.4 倍、2020 年度約定量の 2.3 倍)。

2021 年度は第 4 回オークションが初めて開催され、約定量は合計 5.1 億 kWh となり(2021 年度合計約定量の 7.8%)、大規模発電事業者の供出は任意であるものの 2021 年度第 1 回オークション約定量を上回った。他方、北海道エリアでは約定しなかった。

(参考図 2-1)BL市場の約定量

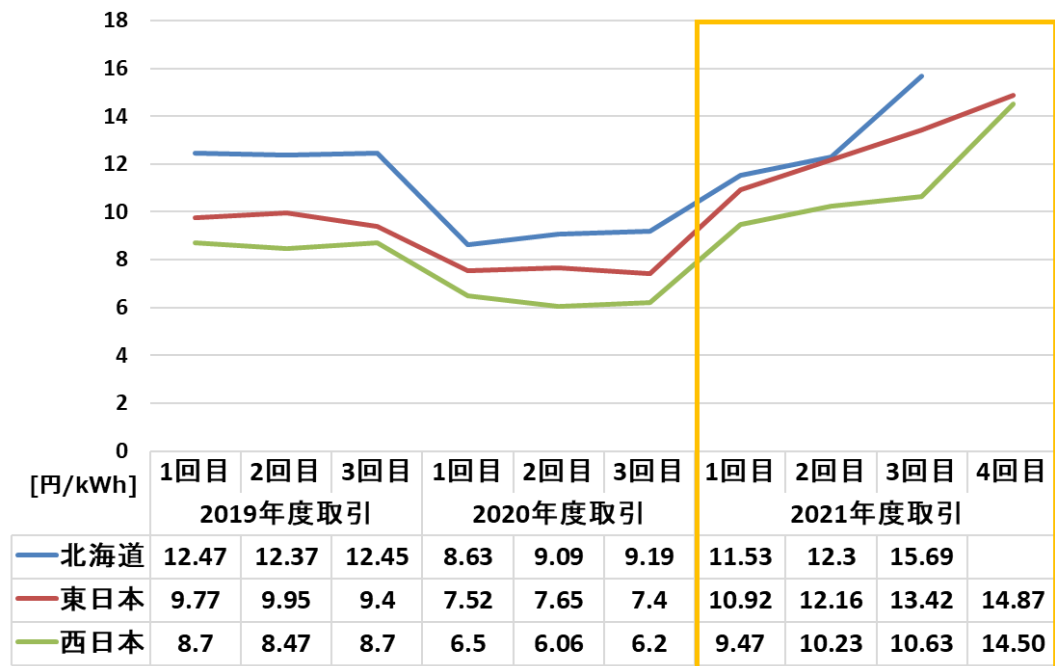


また、2021 年度オークションにおいて、約定価格は前年度と比較して全エリアにおいて上昇傾向となった。2021 年度の入札価格は、両年度ともに比較的分散した価格帯にて入札されており、回数を重ねるにつれ、売り/買いの価格水準の乖離が縮小する傾向が見られる。固定価格での受渡しであるため、燃料費増減リスクの見積もりに差が生じ第 1～2 回のオークションでは約定量増加に繋がらなかったものの、徐々に買手の価格目線が上昇し、2021 年度については第 3 回で大きく約定したと考えられる。

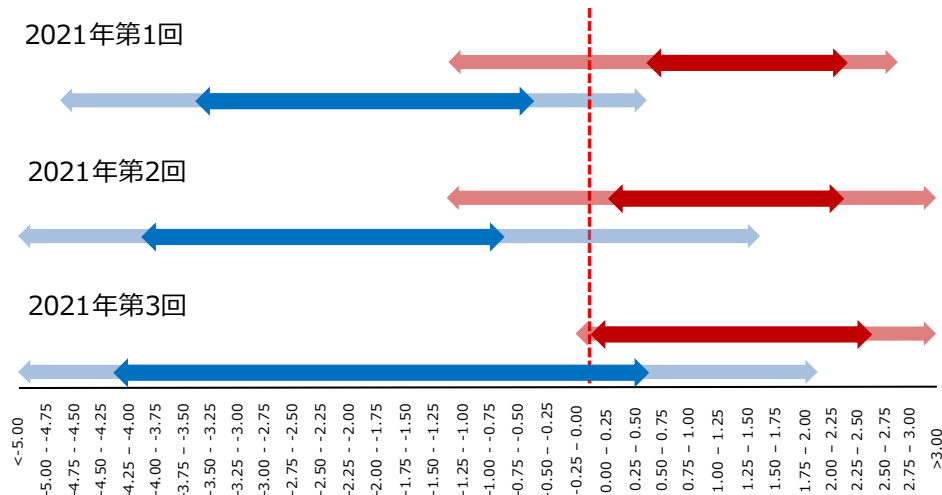
一方で、約定量は新電力の年間販売電力量の 4.2%¹³となっており、買手事業者としてはさらなる活用の余地がある。2021 年 3 月 9 日に電力・ガス取引監視等委員会より公開された 2021 年度第 4 回オークション監視結果においても、小売電気事業者は、スポット市場の価格や需要の変動リスクを定量的に評価し、そのリスク量が経営体力の範囲内に収まっていることを定常的に管理するとともに、BL市場で受渡しされる商品がリスクヘッジの一つの手段になる点に考慮した入札を行うことが望ましいとしている。

¹³ 電力取引報によれば、新電力の年間販売電力量(2020 年 4 月～2021 年 3 月)は沖縄以外で 1,530 億 kWh。

(参考図 2-2)BL 市場の約定価格の推移



(参考図 2-3)入札価格の分布イメージ



各市場の約定価格からの乖離金額に基づき、北海道・東日本・西日本の3市場における入札量を単純合算して電力・ガス取引監視等委員会が作成し、「2021年度分ベースロード取引市場（第3回オークション）に係る監視について」（2022年1月13日）に掲載したものを一部更新し事務局が作成。売札/買札ともに上位10%及び下位10%に分布する価格帯を点線で表示。但し、最安値及び最高値の入札は、売札/買札ともに異常値として除外する。

(参考図 2-4)2021 年度応札価格の平均価格

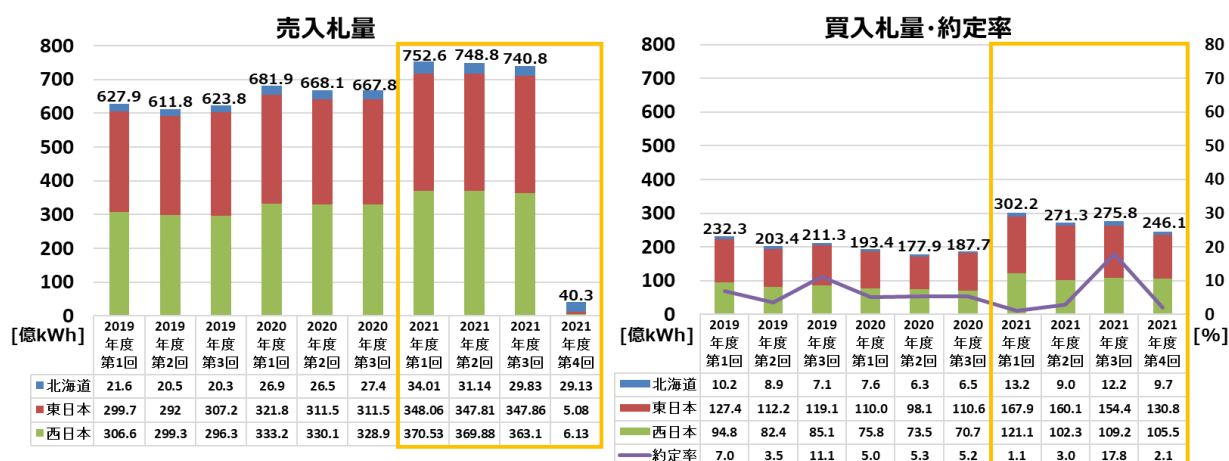
	売札平均価格	買札平均価格
2021年度 第1回オークション	11.61円/kWh	8.31円/kWh
2021年度 第2回オークション	12.73円/kWh	9.08円/kWh
2021年度 第3回オークション	13.17円/kWh	10.82円/kWh

売入札量について、第4回オークション以外は供出量を制度的に求めているため同程度で推移した。供出が任意である第4回では売入札量は大幅に減少したが、第4回オークション開催決定時に参考にした2020年度の約定量(年間合計29.1億kWh)以上の売入札量は確保することができた。

買入札量について、2021 年度は過年度と比較し全エリアにおいて入札量増加傾向であり、スポット市場の価格や燃料価格の推移等踏まえ買手側の BL 市場へのニーズが拡大していると考えられる。

2021 年度においても売入札量は買入札量の 2 倍以上となった。また、約定量は年間計 65.5 億 kWh であり 2021 年度買入札量の約 5.9%となった。

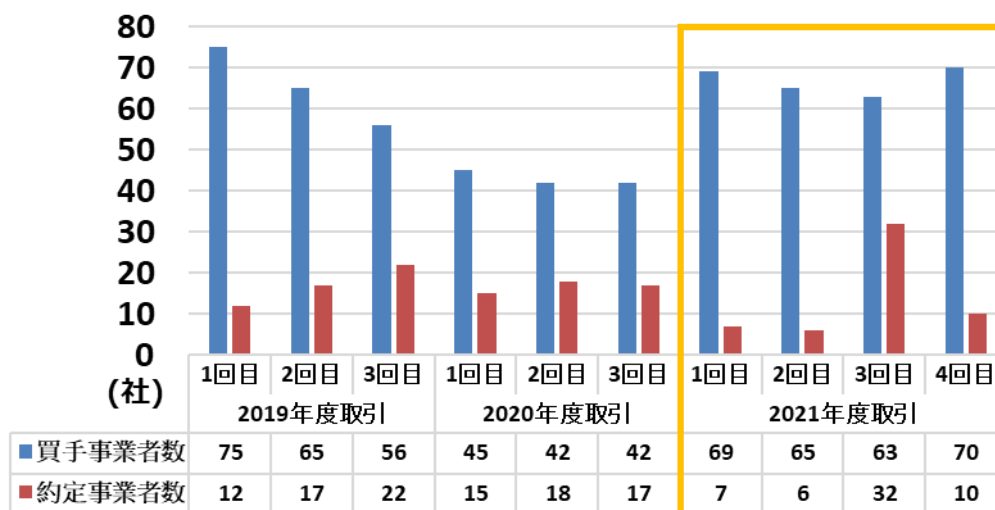
(参考図 2-5) 売入札量・買入札量・約定率の推移



2021 年度は市場に参加した買手事業者数は 2020 年度と比較し増加した。2021 年度の各回に参加した買手事業者数は 63～70 社と同水準で推移しているが、2021 年度オークションに参加した買手事業者の総数は 96 社であり、各回毎に参加事業者が入れ替わっていた。2021 年度新たに BL 市場に参入した買手事業者数は 29 社であり、2020 年度新規参入事業者が 9 社であったのに対し増加していた。また、第 4 回に参加した買手事業者のうち 13 社(約 13.5%)は第 4 回オークションから 2021 年度の BL 市場に参加しており、うち 9 社は初めての BL 市場への参加であった。

買手事業者数が増えている要因としては、2021 年度から日本卸電力取引所への預託金水準が引き下げられたこと、スポット市場の価格動向等を踏まえた新電力の BL 市場ニーズの拡大等が考えられる。また、第 4 回の買手事業者数が 70 社と 2021 年度の他回よりも多かったこと、第 4 回から参加する事業者も一定数みられたことから、第 4 回(1 月末頃)以降のオークション開催については要望とおり需要があったものと考えられる。

(参考図 2-6)買手事業者数と約定事業者数の推移



※参加事業者名にて集計しており、同一事業者の名称変更等は考慮していない。

(参考図 2-7)年度別参入買手事業者数と 2021 年度参入買手事業者数の内訳

	2019年度	2020年度	2021年度
参入買手事業者数	82社	59社	96社
2021年度の参入買手事業者数			96社
全オークションに参加			40社
1・2回目の両オークションに参加			16社
3・4回目のオークションのみ参加			9社
4回目のオークションのみ参加 (1～3回目は不参加)			13社
4回目のオークションのみ不参加 (1～3回目は参加)			9社
その他 (例: 2回目のみ参加)			9社

(3) 2022 年度以降の第 4 回オークションについて

2021 年度より年明けに第 4 回オークションを実施することとされた。また、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され、2022 年 1 月 28 日に初めての第 4 回オークションが実施された。

第 4 回オークションについて売手事業者・買手事業者にヒアリングを行った結果、開催自体については両者より肯定的な意見が得られた。他方、売入札量が他回と比較して減少した要因としては、時期の問題だけではなく、例年と比べて相対取引の引き合いが強いこと、足下の情勢踏まえると燃料価格のボラティリティへの対応という点から燃調の無い固定価格販売にリスクを感じたこと等、昨年度の開催決定時との違いも挙げられた。ヒアリング時点では 2022 年度分相対契約の締結が終了しておらず評価は難しいものの、BL 市場で約定しなかった電源の多くは相対契約等に活用されていると考えられる。

また、第4回について売手事業者からは参加任意での継続を希望する声が多数であった。また、買手事業者からは制度的な供出を求める声もあったが、相対契約等の時期を考慮し、制度的に供出を求めると相対契約等に影響が及ぶ可能性を指摘し、任意での継続を求める声もあった。

第4回オークションに対する両者のニーズがあること、2021年度足下の状況を踏まえた売札・買札の入札状況等踏まえると、引き続き市場の活性化状況を注視しつつ、第4回オークションについては、2022年度も同様に大規模発電事業者の供出量を任意として開催することとする。

(参考図 2-8)ヒアリングにより得られた第4回オークションに対するご意見の抜粋

	売手事業者	買手事業者
第4回オークションの開催について	- 販売手段が1つ増えたとして肯定的に捉えている。 - 相対取引や供給計画策定もありスケジュール上の難しさがある。	- 燃料価格を見込みやすく入札がしやすかった。 1つの価格水準にもなり、相対契約等に応用ができる。
第4回オークションの入札量について	- 予定通り供出できた。 - 第3回で多く約定したため出さなかった。 - 燃調のある相対契約を優先した。	- 予定通り入札できた。 - 常時バックアップを増やした関係で入札量が減少した。 - 相対契約の状況踏まえつつ入札できた。
売手側が任意参加であることについて	相対取引等の契約時期と被るため、任意制での継続を希望。	- 義務化を希望。 - 相対契約に影響ある可能性あり、任意制を希望。

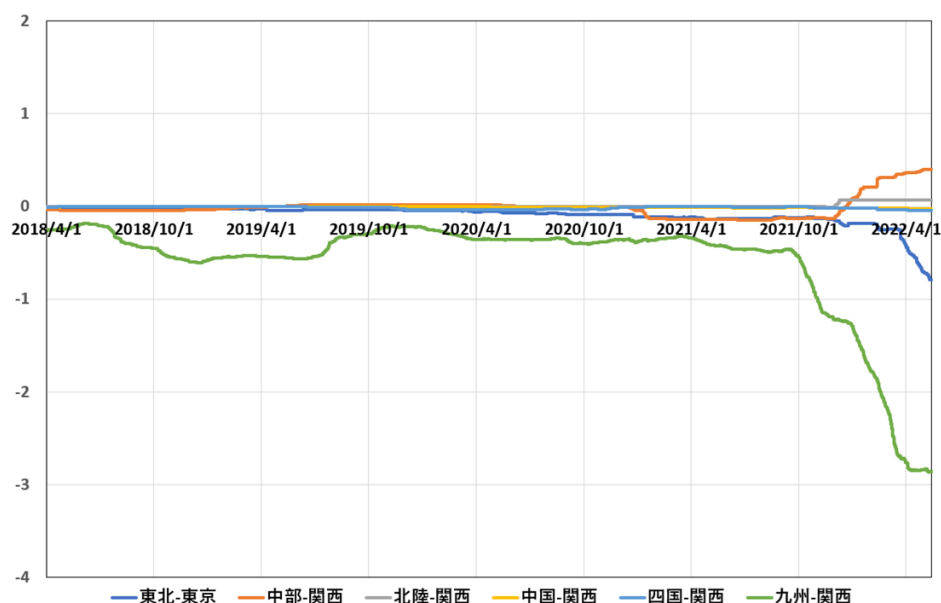
(3) 市場分断値差の状況変化について

制度設計当初と比べ、足下ではエリア間の分断率が上昇する等状況が変わりつつある。分断率が上昇し値差が生じているエリアの事業者が BL 市場にて約定した場合、約定価格での受渡し・受取が困難になってきている。値差発生状況が変化したことにより、売手事業者としては費用を適切に回収できないリスクが、買手事業者として約定価格での購入ができないリスクが生じている。取引コマ単位では、値差によるマイナスが BL 市場約定価格を上回り、BL 市場清算額がマイナスとなる事例もみられる。BL 市場約定価格での受渡しを行うためには、売手事業者・買手事業者ともに値差の損益を清算することも考えられるが、制度設計やシステム構築等を勘案すると即時の対応は難しい。他方、2022年度 BL 市場約定分の受渡しは既に行われており、日毎に値差損益が発生している。足下で売手事業者・買手事業者それぞれに影響が出ている中、事業者への影響を考慮し何らかの措置が必要であることから、2022年度以降の BL 市場の市場範囲の在り方やエリア間値差による損益について補填・清算の在り方をどのように考えるか、また清算原資はどうすべきかについて検討を行った。

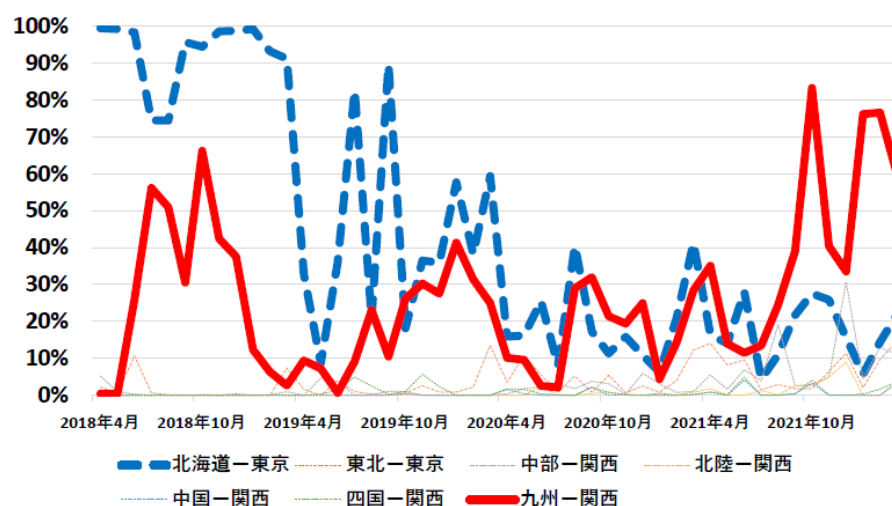
(BL 市場の市場範囲について)

2021 年度以降、九州・中国間連系統の分断率が上昇しており、2021 年 4 月～2022 年 3 月の分断値差も年平均で 2.7 円程度と、市場範囲の設定時に議論した 2017 年の北海道・東北間、東京・中部間の分断値差と同水準となった。九州・関西間の分断値差発生率は、2021 年 8 月以降、北海道・東京間での分断値差発生率を上回っている状況であった。

(参考図 2-9)【エリアプライス】—【基準エリアプライス】の直近1年の移動平均値の推移



(参考図 2-10)2018 年 4 月以降の分断値差発生率推移



※2021年4月以降、各月におけるエリア間値差(エリアプライスー基準エリアプライス)が0以外であるコマの割合を算出。
 $1 - \{ (\text{値差が0のコマ数}) \div (1ヶ月の全コマ数) \}$

BL 市場は設定したエリア内で分断が頻発する場合には、必要に応じて今後見直しを行うこととされているが、頻繁に市場範囲の見直しが行われるとなると、中長期的な市場の予見性が低下する可能性がある。

今後、再生可能エネルギーや原子力発電所の再稼働、連系線の増強状況によっては九州・関西間のように分断値差が拡大するエリアが生じ、さらに市場範囲の分割が進む可能性もある。また、2022 年度オークションより九州エリアを分割する等市場範囲を見直す場合、一般的には市場分割により市場の流動性の低下や約定価格の上昇、約定量の減少等、市場において不利益となる事象が発生する可能性がある。また、より細かく市場範囲が設定されることにより、本来は全国一律を志向していた当初の BL 市場の在り方から離れることに加え、広域調達もより困難となる。そのような観点も踏まえ、市場範囲に関する見直しは慎重に検討する必要がある。

以上の観点や BL 市場は本来1市場での取引を志向していたことも踏まえ、2022 年度は市場範囲の見直しは行わず、今後の市場活性化や市場創設時の志向、足下の分断値差等を考慮し、将来的なエリア見直しの可能性等も含め、値差清算の在り方とともに来年度以降に向け継続して検討を実施することとする。

(参考図 2-11) BL 市場の 2022 年度における市場範囲に関する案

	案①：2022年度オークションはエリア変更を行わず、 現行の市場範囲にて実施する	案②：2022年度オークションからエリア変更(九州エ リア分割)を行う
方針	・2022年度はエリア分割等見直しを行わず、今後の市場活性化や市場創設時の志向、足下の分断値差等を踏まえ、将来的なエリア見直しの可能性等も含め、値差清算の在り方とともに来年度以降に向け継続して検討を実施する。	・九州⇄本州間の分断率・値差が拡大している状況を踏まえ、2022年度オークションより九州エリアを西日本エリアから分割し1つの市場とする。
メリット	・広域調達を継続でき、市場の流動性を維持できる。 ・本来は1市場を目指すB L市場の志向と整合的。	・分断率をもとにした市場範囲の再整理であり、2023年度以降の九州の値差は解決できる。
懸念点と 検討課題	・今後も値差は発生し続けることとなり、2022年度以降に発生する値差について、B L市場や間接送電権等他制度との整合性を勘案のうえ継続的な対応を検討する必要がある。 ・2023年度以降のエリア見直しについて、さまざまな可能性を含め検討する必要がある。	・市場の流動性が低下し、約定価格の上昇や約定量の減少等が起こる可能性がある。 ・本来は1市場を目指すB L市場の志向に逆行する。 ・2022年度に発生する値差について、対応の要否を検討する必要がある。

(エリア間値差による損益の清算の在り方)

エリア間値差により約定価格での受渡しができいない状況については、2022 年度は市場範囲の見直しは行わないものの、想定以上の値差損失が生じた場合について清算を行い、事業者が抱えるリスクを軽減することが考えられる。他方で、値差清算を検討するにあたり留意すべき点が存在する。

● BL 市場と連系線利用権の関係

- BL 市場設計時、間接オークションとの整合性を図る観点から、BL 市場の取引について独立して連系線利用権を付与せず、BL 市場の取引もスポット市場を介してエリア間取引を行うことが適当とされた。BL 市場の値差を全額清算すると、結果として、スポット市場を介さず BL 市場の受渡しを行っていることと同義となるため、間

接オークションの導入目的であった連系線利用の公平性・公正性から離れてしまう可能性がある。そのため、BL 市場において値差が発生しない仕組みとする場合、上記について慎重な検討が必要と考えられる。

● 間接送電権との関係

- スポット市場の取引ではエリア間値差が避けられないことから、エリア間値差ヘッジ商品として既に間接送電権が導入されていることも留意し、検討する必要がある。
- 他方、間接送電権は隣接するエリア間の値差を基準とし、発行量は連系線運用容量の空容量を上限として設定している。そのため、間接オークションの経過措置が2026年3月まで残存する現状、一部の連系線においては間接送電権の発行量が限定されている状況である。

● 適応時期

- 他制度との整合性を踏まえた市場や値差清算の在り方について検討することになれば、議論には一定の期間必要となることから、2023年度以降のBL市場取引から適用することが考えられる。他方、2021年10月以降エリア間値差は拡大しており、2022年度足下でも想定以上の値差による損益が発生している状況。そのため、何らかの早急な対応が必要と考えられる。

上記留意点を踏まえ、他制度との整合性を保ちつつ、事業者への影響を考慮し可能な範囲で公平な環境を整えるための応急的な措置として、2022年度は一定以上の値差による損益について清算し値差リスクを軽減することとする。その上で、2023年度以降のBL市場の在り方・値差の考え方については、中長期的な視点で引き続き議論することとする。

値差リスク軽減の考え方については、清算の閾値の考え方として統計的な閾値の考え方(案①)とコストに基づく閾値の考え方(案②)がある。

統計的な閾値の考え方(案①)は、統計的な値差の発生可能性に基づき、例えば3σ相当値(約99.73%)等一定以上の確率で発生する値差については売手・買手事業者ともに清算を行うという方法等が考えられる。他方で、売手事業者については一定以内の確率で発生する値差は供出価格に織り込むことが想定され、下記懸念点が想定される。

(参考図 2-12)統計的な閾値が供出価格に与える懸念点

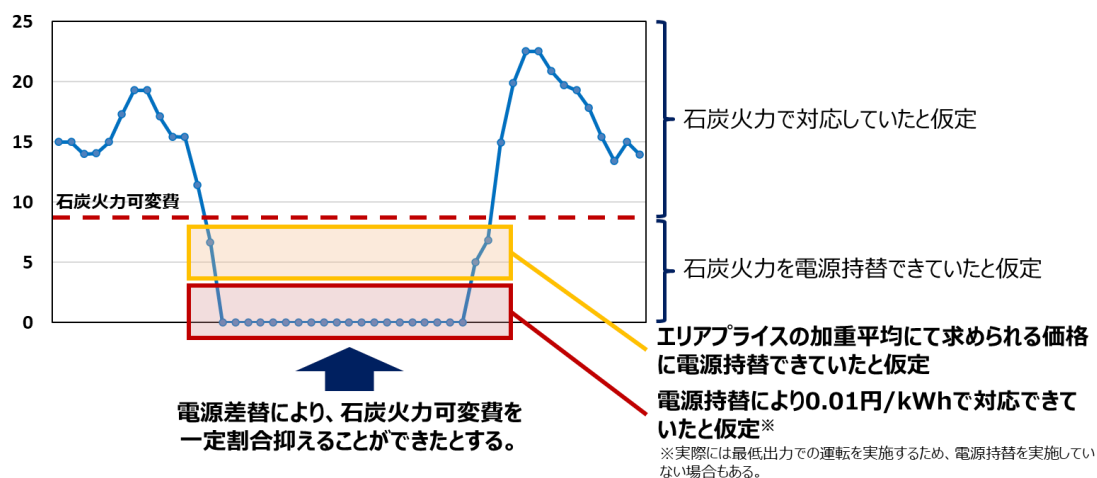
① 前年度の一定確率以内の値差を供出価格に織り込み	② 翌年度発生見込の値差想定を供出価格に織り込み
2021年度に発生した値差は、2022年度に行われるオークション時に供出価格に織り込む。2022年度オークション約定分は2023年度に受け渡されるため、 2年度ずれて値差を回収 することになる。	2022年度のオークション時、 2023年度に発生する見込みの値差を想定し、供出価格に織り込む。
↓ ・値差損失の回収まで2年かかる。 ・値差損失の回収可否は、約定量に左右される。約定量が少なければ回収することはできない。 ・値差を織り込むことにより入札価格が上昇し、約定量が減少のうえ値差回収ができないリスクがある。	↓ ・見込で値差損益を計上するため、見込と想定がずれる可能性がある。 ・天災等の影響により、過去の分断時間・値差が参考にならない可能性がある。 ・値差損益を保守的に見積もった場合、供出上限価格が不要に高くなる可能性がある。

統計的な値差の発生可能性に基づく方法の他、売手事業者の入札価格に基づいた清算も考えられる(案②)。その際、BL 市場が必ずしもコストベースでの約定ではないこと、電源持替等の取組等により想定されていた可変費どおりになるわけではないこと等踏まえ、必要コストを取り漏れるリスクを軽減できるよう値差清算の閾値を検討する必要がある。その閾値を買手事業者の損失清算にも適用すれば、売手・買手両者に対応しうる公平な議論となる。

清算の閾値を検討するに当たっては、売手事業者である大規模発電事業者については、市場への一定量の供出、供出上限価格以下での入札が制度的に求められていることにも留意する必要がある。また、売手事業者の供出価格にはBL電源の固定費や可変費等が含まれ、BL 市場にて回収するとした BL 電源の固定費を値差により取り漏れた場合、その費用を他市場で回収することは難しい。BL 電源の可変費についても、電源持替可能性は電源毎に異なっていることに加え、電源持替により低減できない可変費を値差により取り漏れた場合、その費用を他市場で回収することも難しい。以上を踏まえ、応急的な措置として行う 2022 年度の値差損益リスク軽減については、売手事業者の値差損失を基準とし、スポット市場の価格動向を踏まえた電源持替等実施することによる費用低減可能性も踏まえつつ閾値を定めることとする。また、売手・買手ともに全エリアで公平な議論とするため、各大規模発電事業者の供出上限価格をもとに個社毎の閾値を算定し、それらの数値を参考として全エリア・全事業者共通の閾値を検討することとする。

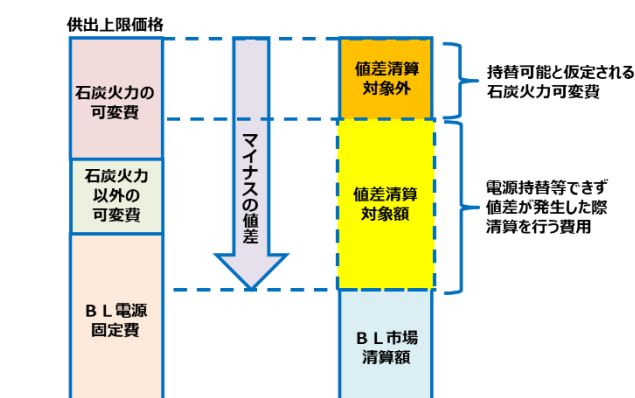
BL 電源のうち、石炭火力以外の電源については技術的に出力制御が困難とされていることから、電源持替が可能な電源種は石炭火力のみとする。また、エリアプライスが石炭火力可変費(旧一般電気事業者の前年度第 3 回オークションの供出上限価格における石炭火力可変費)を下回っている場合に電源持替が行われたと仮定し、当該コマの割合をもとに電源持替により低減できたと思われる石炭火力可変費を算出し、供出上限価格に対する割合を各社の閾値とする。

(参考図 2-13)エリアプライスと各大規模発電事業者の供出上限価格に織り込まれる石炭火力
可変費の比較イメージ



上記の方法に基づき、旧一般電気事業者各社の閾値を算定したところ 2～9%であったことから、各事業者の閾値を参考に、全エリアの売手・買手全事業者に使用できる閾値を 5%と設定した。ただし、この閾値は、供出上限価格と供出価格、約定価格が異なることから、売手事業者については供出価格に、買手事業者については約定価格に閾値を適用し、値差リスクの軽減を行うこととする。

(参考図 2-14)各事業者の供出上限価格とエリア間値差、清算対象額のイメージ

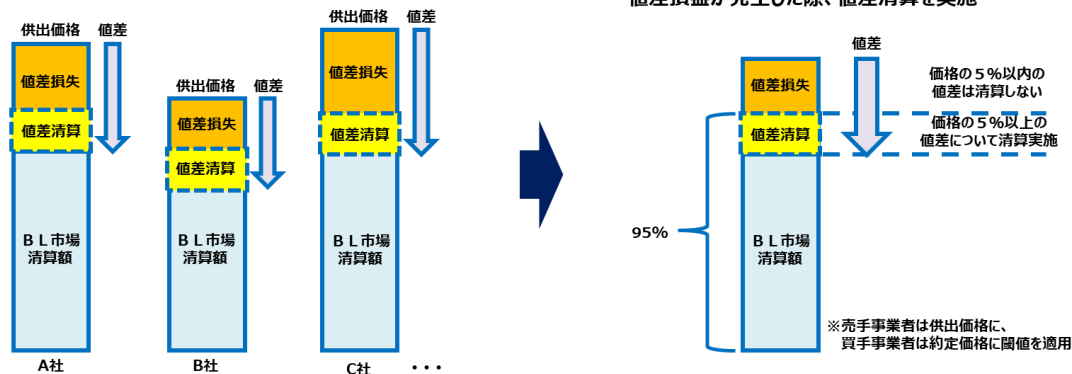


(参考図 2-15)各事業者毎の算定値より全エリア共通の閾値を設定するイメージ

各大規模発電事業者の供出上限価格の石炭火力可変費をもとに、各社の値差清算の閾値を算定

算定した閾値を参考に、全エリア共通の閾値を設定

全エリアの売手・買手ともに±5%以上
値差損益が発生した際、値差清算を実施



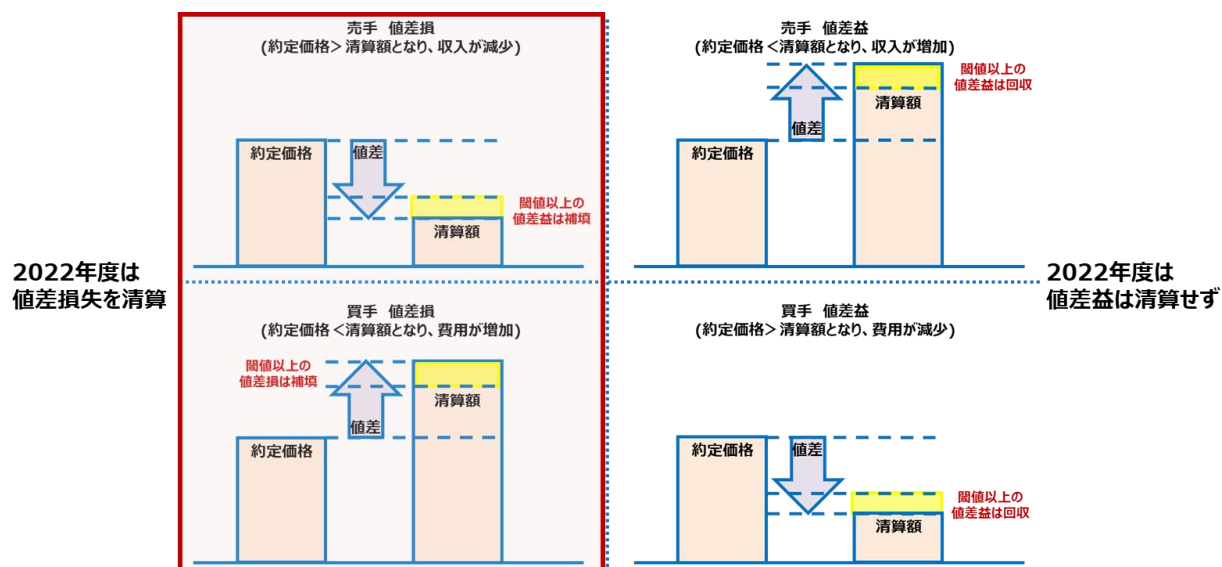
(清算間隔)

清算を行う間隔としては、日毎・月毎・年毎等が考えられる。しかし、清算間隔に応じて清算額に差が発生するため、閾値 5%で清算した場合でも、清算間隔毎に補償割合に差が生じてしまう。そのような場合、閾値以下で清算が行われなかったエリアとの間に不公平が生じることとなる。また、今回の措置は 2022 年度における応急的なものであること、清算間隔が細かいと業務に負荷がかかってしまうこと、約定価格が年間受渡しを想定したものであること等も考慮し、清算間隔は年単位とすることとする。

(2022 年値差清算対象事業者)

全エリア共通の閾値を売手・買手事業者の両者に適用することで、過大な値差による損益の一部については、値差清算することが公平な議論となる。他方、その場合売手・買手の値差益については対象となる事業者は BL 市場の清算後に追加で当該値差を支払うことになる。追加での支払いは各事業者の事業性に影響を与える可能性があること、2022 年度における応急処置として行う値差清算は事業者のリスク軽減が目的であること踏まえると、2022 年度は値差益の清算は行わず、売手・買手の値差損失リスクの軽減をすることとする。

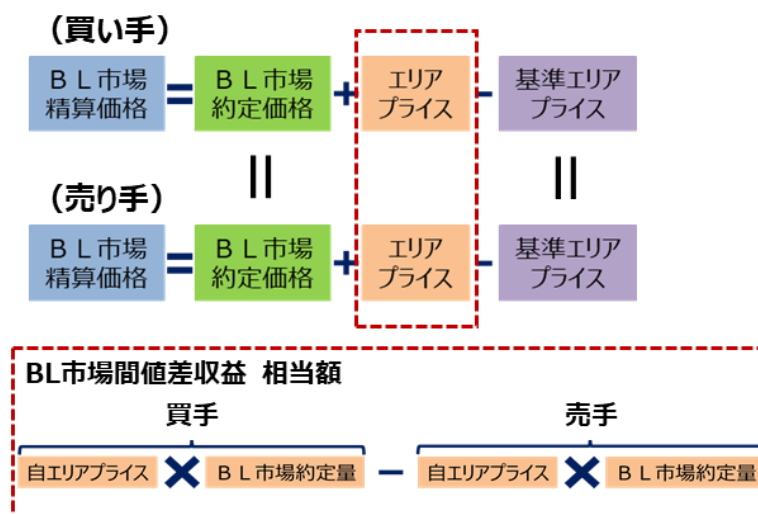
(参考図 2-16)2022 年度の値差清算対象となる事業者



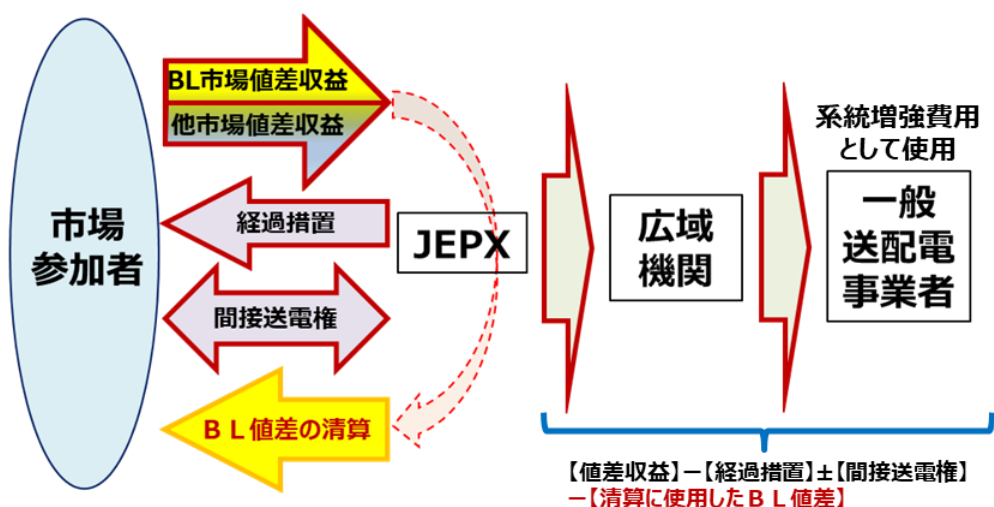
(値差リスク軽減の原資)

値差損失の軽減を行う場合、その原資については、原資の供出者や負担の在り方から考えると、BL 市場における値差収益を原資とすることが望ましい。BL 市場において発生する JEPX の値差収益は、買手事業者の清算により発生する値差と売手事業者の清算により発生する値差のバランスより想定される。そのため、原資となる市場間値差収益の BL 市場相当分については、スポット市場値差収益と同様に、エリアプライス×BL 約定量の売買の差分として算定することとする。

(参考図 2-17)値差収益における BL 市場値差収益相当額の想定方法



(参考図 2-18)卸電力市場にて発生した値差収益の流れ



日本卸電力取引所において生ずる市場間値差収益については、持続可能な電力システム構築小委員会においてを広域系統整備交付金の原資とするとされ、「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」の施行後に生じた値差収益が日本卸電力取引所から電力広域的運用推進機関へ納付される。また、同小委員会においては、法改正以前の日本卸電力取引所業務規程策定後の値差収益についても同様に電力広域的運用推進機関に納付する方向性が示されている。

電力広域的運用推進機関に渡すことになっている今後生じる市場間値差収益のうち、BL市場分を切り分けて原資とするためには、取引と値差清算の関係を整理した上で、取引規程等の整備が必要であり時間を要する。他方、2022年度においては既に4月以降値差が発生しており、対応の方向性が決まり次第直ちに措置する必要があること、今回の措置は応急的なものであることから、日本卸電力取引所が法改正以前に発生した値差を積み立てている「市場間値差積立金」を原資とすることとする。「市場間値差積立金」は、日本卸電力取引所の業務規程において2016～2020年度の間に発生した市場間値差から法人税相当額及び事務手数料等を控除した額として区分整理しているものであり、同規程においては「市場間値差積立金」は、電気事業制度の今後の制度設計の方針に従い利用することを原則としている。

(今後のBL市場の検討の方向性について)

BL市場は固定的な価格での受渡しができることが望ましいものであり、BL市場において値差が発生しない仕組みとする場合、間接オークションや間接送電権等他制度との関係について慎重な検討が必要である。2022年度については閾値を算定のうえ、年単位で一定以上の値差損失が発生した場合、値差損失リスクの軽減を行うこととした。2023年度以降のBL市場の在り方・値差の考え方については、他制度との整合性を保ちつつ、事業者への影響を考慮し中長期的な視点で引き続き議論していくこととする。

ベースロード市場ガイドライン（案）

策定 2019年3月19日

改定 令和3年6月25日

改定 令和●年●月●日

資源エネルギー庁

1. 本文書の位置づけ

石炭火力や一般水力（流れ込み式）、原子力、地熱等のいわゆるベースロード電源については、一般送配電事業者の供給区域において一般電気事業者であった発電事業者（以下、「区域において一般電気事業者であった発電事業者」という。）及び卸電気事業者であった発電事業者が多く発電所を保有する状態が続いている。

ベースロード電源は、開発拠点の制約や、初期投資に要する費用が高額となることから、新規に開発することは容易ではないと考えられる一方で、一般に、運転コストが低く、高効率な発電が可能である。ベースロード電源は、我が国の電気事業において、低廉で安定的な電気の供給を実現する上で、重要な役割を果たしている電源である。

一方で、一般送配電事業者の供給区域において一般電気事業者であった小売電気事業者（以下、「区域において一般電気事業者であった小売電気事業者」という。）は、自己又はグループ内の発電部門との内部取引に加えて、卸電気事業者であった発電事業者との長期かつ固定的な相対契約を維持している。

区域において一般電気事業者であった小売電気事業者が継続的な契約を締結し、ベースロード電源の運転・維持に要する費用を支払ってきたことによって、ベースロード電源の開発や維持が行われてきた側面がある一方で、電力自由化により新規参入した小売電気事業者は、ベースロード需要をLNG等のミドルロード電源や卸電力取引所から調達した電気によって供給する状況が生じている。

こうした中、電力自由化により新規参入した小売電気事業者が、区域において一般電気事業者であった小売電気事業者と同様の環境でベースロード電源を利用できる環境を実現することで、小売電気事業者間のベースロード電源へのアクセス環境のイコルフットィングを図り、小売競争を活性化させるため、平成31年度から新たにベースロード市場が創設されることになった。

ベースロード市場においては、一定の期間にわたり固定的な価格で電気の受け渡しが行われることとなり、小売電気事業者にとっては前日スポット市場の価格変動リスクを回避しながら安定的に電気を調達することができるようで、発電事業者にとっても安定的な電気の供給先を確保することが可能となる。

電気事業制度改革の目的である安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、

事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大を実現するためには、卸電力取引所など卸電力市場の活性化が不可欠であり、新たに創設されるベースロード市場についても、積極的に活用されることが重要である。

本文書は、ベースロード市場の基本的な考え方を示すことで、ベースロード市場の適切な運営を目指すものである。

(注) ベースロード電源とは、地熱、一般水力（流れ込み式）、原子力、石炭火力を指す。

2. 考え方

(1) ベースロード市場の概要

ベースロード市場は、卸電力取引所に開設される市場の一つであり、ベースロード市場で約定した場合、受渡期間にわたり、卸電力取引所の先渡市場と同様に、前日スポット市場を通じて、約定した量の電気が受け渡される。このとき、前日スポット市場の価格とベースロード市場の約定価格との値差については、卸電力取引所において清算が行われることになる。

また、ベースロード市場での取引は、原則として受渡年度の前年度の7月、9月、11月、1月に実施し、1月の開催回では、大規模発電事業者のベースロード市場への参加は任意とする。

(注) ベースロード市場には、複数の市場範囲が設定され、それぞれに基準エリアプライスが設定される。沖縄エリアにおいては、需要家一般に対して新たな負担を求める措置はないことも踏まえ、ベースロード市場は開設されない。

(2) 大規模発電事業者によるベースロード市場への投入電力量

大規模発電事業者がベースロード市場に投入する量は、本項の算定式に従って資源エネルギー庁が算定した量を下回らないこととする。ただし、大規模発電事業者のベースロード市場への参加が任意の開催回の場合はこの限りではない。

(注) ここでいう大規模発電事業者とは、全国で500万kW以上の発電規模を有する発電事業者、その親会社又は当該発電事業者若しくはその親会社から3分の1以上の出資を受ける発電事業者である。

(a) 電力自由化により新規参入した小売電気事業者の9供給区域におけるベースロード需要を勘案した量 (A)

(A) = (9供給区域における全小売電気事業者の総販売電力量 (e)) × (9供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による総販売電力量の9供給区域における全小売電気事業者の総販売電力量に対する比率 (p)) × (ベースロード比率 0.56) × (電力自由化により新規参入した小売電気事業者のシェアを勘案した係数 (d))

※総販売電力量等については、入札前年度の実績値を使用する。

電力自由化により新規参入した小売電気事業者のシェアを勘案した係数 (d) については、以下の算定式による

$$d = -(100/45) \times (p - 0.15) + 1$$

ただし、 $p < 0.15$ のときは $d=1$ であり、 $p > 0.3$ のときは $d=0.67$ と

する。

(b) 各供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者のベースロード需要を勘案した量 (B)

(B) = (A) × { (各供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力の 9 供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力に対する比率 (a)) × 0.25 + (各供給区域における大規模発電事業者が所有するベースロード電源の設備容量の 9 供給区域における大規模発電事業者が所有するベースロード電源の総設備容量に対する比率 (b)) × 0.25 + (各供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による販売電力量の 9 供給区域における電力自由化により新規参入した小売電気事業者による総販売電力量に対する比率 (c)) × 0.5 }

※みなし小売電気事業者が調達する供給能力は最新の供給計画における受渡年度の数値、大規模発電事業者が所有するベースロード電源の設備容量は受渡年度の前々年度の実績値、電力自由化により新規参入した小売電気事業者の販売電力量は受渡年度の前々年度の実績値を使用する。

(c) 各供給区域において各大規模発電事業者が投入する配慮が求められる取引量

(C) = (B) × (各供給区域におけるみなし小売電気事業者が調達する供給能力のうち各供給区域における各大規模発電事業者が供出する供給能力の各供給区域における大規模発電事業者が供出する総供給能力に対する比率 (f)) - (入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量 (g)) - (旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約に基づく控除量 (h)) - (電発電源の切り出しインセンティブ(i))

※みなし小売電気事業者が調達する供給能力は最新の供給計画における受渡年度の数値を使用する。

※「入札前年度の常時バックアップ契約に基づく控除量 (g)」

前年度の常時バックアップ契約に基づく契約量及び実供給量をベースロード市場における供出量等から控除することとする。ただし、初年度(2020 年度受渡し分)と 2 年度(2021 年度受渡し分)については、ベースロード市場導入直後の常時バックアップの使用量を予見すること

は困難であることから、前年度の常時バックアップの供給量の半分を控除することとする。

※「旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との相対契約に基づく控除量(h)」

旧一般電気事業者等と電力自由化により新規参入した小売電気事業者等との間で一定条件の下で結ばれた相対契約（以下「適格相対契約」という。）の取引量（以下「適格相対契約量」という。）をベースロード市場における供出量等から控除することとする。具体的な条件としては、ベースロード電源の負荷率等に鑑み、少なくとも契約期間における負荷率が70%以上、かつ、契約期間が6ヶ月以上の契約であって、価格についてもベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格と著しく乖離がない契約を対象として、一定の負荷率(95%以上)を基準とし、その基準に満たない場合は、その未達量[kWh]を減算して算定することとする。

具体的には、以下の算定式に従って算定する。

実績の負荷率=R、受給契約電力=W[kW]とした場合、

① $R \geq 95\%$

$$(h) = W \times R \times \text{該当年度の契約期間} [h]$$

② $95\% > R \geq 70\%$

$$(h) = (W \times R \times \text{該当年度の契約期間} [h]) - \{W \times (0.95 - R) \times \text{該当年度の契約期間} [h]\}$$

③ $70\% > R$

控除なし（対象外）

この際、相対契約の受電実績から控除の算定を行うため、「受渡年度－2年度」の契約を対象とし、複数年度にわたる契約については、「受渡年度－2年度」の期間分のみを控除量算定の対象とする。また、旧一般電気事業者等が、自エリアが含まれる市場範囲において自己又はグループ内の小売部門と締結した相対契約については控除対象としない。

なお、控除可能量は、当初は供出量の10%に限ることとし、その後の拡大については、状況を見ながら検討することとする。

「電発電源の切り出しインセンティブ (i)」

区域において一般電気事業者であった発電事業者が、ベースロード市場創設前に電発電源（電源開発の保有する電源をいう。）の切り出し等を行った場合、事前に切り出した総量分 [kWh] を、区域において一般電気事業者であった発電事業者の供出量から控除することとする。

※電発電源を切り出す際、ベースロード市場において取り扱う価値は電力量 [kWh] としているが、電発と区域において一般電気事業者であった小売電気事業者等との受電に係る契約は供給力 [kW] にて取引がなされているため、電発電源の切出し量を算定する際は、kWh から kW に算定し直す必要がある。

この算定の際は定期検査等を踏まえた稼働率を考慮し、火力については、以下の算定式により契約解除量を決定することとする。

$$\text{電発切出し量 [kW]} = \text{電発供出義務量 [kWh]} \div (8760 [\text{h}] \times 85\%)$$

部分供給は需要家ごとにその供給形態が異なるため、競争活性化の観点から、市場開始後当面の間は、ベースロード市場からの部分供給分を供出量から控除しないこととし、今後の状況変化に応じて、適宜見直しを行うこととする。

なお、大規模発電事業者がグループを形成している場合、グループ内の各発電事業者からの供出量については、大規模発電事業者において任意に設定することとする。

(3) ベースロード市場への供出価格

ベースロード市場の目的を踏まえると、大規模発電事業者は、ベースロード市場への供出価格が自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を供出上限価格として投入することが適当であり、この価格を超えてベースロード市場に投入する場合や、小売部門のベースロード電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合には、ベースロード市場の目的が達成されないおそれがある。

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」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発電費の合計をベース

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。

その際、大規模発電事業者のベースロード電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計は、以下の手順で算定することが適当である。なお、みなし小売電気事業者以外の大規模発電事業者については、本項の考え方を基本としつつ、ベースロード市場の目的を勘案して個別に考え方を確認するものとする。

(注) ベースロード市場への供出上限価格算定においては、小売料金改定と同様の作業を想定しているものではなく、ベースロード電源に係る費用を合理的に算定することが重要と考えており、現実的に対応可能な範囲であって、かつ、受渡年度の翌年度において、実績と想定との乖離に係る合理性を確認可能な範囲での作業を想定している。例えば、社内における予算計画の数値を用い、予算策定後の事情の変更にについては、必要に応じて、公平かつ適切に反映することが考えられる。

(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項各号の方式に従い、各営業費項目の額の合計額を算定する。ただし、同項第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。

(b) 事業報酬の算定

「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4条の方式に従い、電気事業報酬の額を算定する。ただし、事業報酬率（注）については、合理的に説明できる場合に限り、ベースロード電源を保有する自己又はグループ内の発電部門固有の事業報酬率を用いることを妨げない。

(注) 事業報酬について、自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金に含まれると考えられる事業報酬を上回らない範囲で設定することに留意する。

(c) 費用等の整理

以上の(a)及び(b)において算定された費用及び事業報酬の合計額を、「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6条第1項の方式に従い、同項各号に掲げる部門に配分することにより整理する。ただし、ベースロード電源に係る費用を特定するため、第1号「水力発電費」は「流れ込み式水力発電費」（該当する場合にはこれに加え、「貯水池式の一般水力発電費（ベース運用部分）」）及び「その他水力発電費」に、第2号「火力発電費」は「石炭火力発電費」及び「その他火力発電費」に、第4号「新エネルギー等発電費」は「地熱発電費」及び「その他新エネルギー等発電費」に、それぞれ配分することにより整理する。

また、第6条第2項の方式に従い同条第1項第9号「一般管理費等」の額を配分する際は、第1項に準じて整理した他の部門に対してそれぞれ配分する。受渡年度において大規模発電事業者が送配電事業に係る費用を負担する場合においては、同条第4項ないし第6項に従って離島供給費及びアンシラリーサービス費への配分を行うなど、送配電事業に係る費用を適切に算定し、これを発電費から控除する。

(d) 費用の集計

(c)の整理を行った上で、「流れ込み式水力発電費」（及び該当する場合には「貯水池式の一般水力発電費（ベース運用部分）」）、「石炭火力発電費」、「原子力発電費」及び「地熱発電費」に配分された金額の合計額を、大規模発電事業者のベースロード電源に係る水力発電費、火力発電費、原子力発電費及び新エネルギー発電費の合計とする。

(e) その他考慮すべき事項

容量市場からの期待収入は、受渡期間に対応する期待収入の金額が確定している場合、(d)で集計された金額から当該期待収入の額を控除することが適当である。

(注) ベースロード電源（石炭火力、流れ込み式水力、原子力、地熱）のみでは、制度的措置に基づき求められる市場供出を履行できない場合は、貯水池式の一般水力のベース運用部分のコスト等に基づき、供出上限価格を算定することも認める。

(4) 小売電気事業者によるベースロード市場の利用

ベースロード市場の目的を踏まえれば、小売電気事業者が各市場範囲における自らのベースロード需要に相当する量（以下、「ベースロード需要量」という。）を超えない範囲でベースロード市場を利用することが重要であ

り、卸電力取引所等において、小売電気事業者が以下の考え方に適合する形で取引を行うこととなるよう、所要の取引規程を定めるなどの環境整備を行うことが望まれる。

(a) 購入可能量の算定

各小売電気事業者の購入可能量は、各市場範囲における当該小売電気事業者のベースロード需要量から、適格相対契約量を控除した量とする。

小売電気事業者は、正確性を期すため一般送配電事業者からの証憑等を添付した上で、卸電力取引所にベースロード需要量を申請し、各入札における購入可能量は、卸電力取引所が小売電気事業者からの申請、過去の入札における当該小売電気事業者の約定量及び適格相対契約量を確認した上で、設定を行う。

なお、バランシンググループの代表者は、バランシンググループに参加する小売電気事業者全体でのベースロード需要量に基づきバランシンググループ全体での購入可能量を申請するとともに、バランシンググループに参加する各小売電気事業者の購入可能量の内訳も同時に提出する。

ベースロード需要量については、本項(i)～(ii)の方法によって算定する。

(i) 直近一年間の実績を有する事業者の算定方法

ベースロード需要量は、ベースロード市場の入札を行う年度の前年度の実績を用いて算定することが基本となる。

小売電気事業者のベースロード需要は、需要家の獲得・喪失がなければ年間を通じて比較的安定していると考えられる一方で、正月や8月の一時期等に工場等が稼働を停止することなどが考えられることから、小売電気事業者の一日当たりの最低需要のうち、年間18日の下位の需要を除いた需要に年間の日数を乗じたものを、当該小売電気事業者のベースロード需要量とする。ただし、需要家の獲得等によりベースロード需要が継続的に増加傾向にある場合においては、受渡年度における実際のベースロード需要により近い量を購入できるよう、入札前の利用可能な直近一年間の実績を用いてベースロード需要量を算定することも可能とすることが適当である。

(ii) 直近一年間の実績を有しない事業者の算定方法

小売電気事業者が、事業の開始後 1 年間を経過せず、直近一年間の実績を有しない場合には、小売電気事業登録における最大需要電力の見込み量の範囲内でベースロード需要量を設定することが適当である。

この場合において、当該小売電気事業者が、受渡年度における実際のベースロード需要量以上に購入を行った場合、超過量は受渡年度の翌年度の購入可能量から差し引くことが適当である。

この点に関し、当該小売電気事業者は、入札年度の 2 月末日までに受渡年度の需要見込みについて説明を行うとともに、例外的にベースロード市場からの購入量の取消や下方修正を行えることとする。

(5) ベースロード市場の透明性

ベースロード市場の目的を踏まえると、大規模発電事業者は、ベースロード市場への供出価格が自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基本とした価格を供出上限価格として投入することが適当であり、この価格を超えてベースロード市場に投入する場合や、小売部門のベースロード電源に係る調達価格が供出価格を不当に下回る場合には、ベースロード市場の目的が達成されないおそれがある。

こうした観点から、電力・ガス取引監視等委員会（以下「委員会」という。）においては、ベースロード市場の受渡年度の前年度及び翌年度において、以下の内容を監視することが期待される（注）。なお、監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等は、当該供出事業者等の競争情報に当たることから、原則として非公開とすることが適切と考えられる。

監視の具体的内容や手法の詳細については、委員会が必要に応じて検討を行う。

(a) ベースロード市場の受渡年度の前年度

オークション終了後（大規模発電事業者の参加が任意の開催回を除く。）に、供出量について、大規模発電事業者を対象として、必要に応じて適切な量を供出していることを確認する。また、供出価格については、大規模発電事業者を対象として、当該事業者に供出上限価格とその算定根拠の提示を求める。

適切な量が市場に供出されていない場合又は供出上限価格が適切に算定されていない場合は、該当事業者に対して詳細なヒアリングその

他の必要な対応を行う。

(b) ベースロード市場の受渡年度

大規模発電事業者から、ベースロード市場への供出価格とベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格との整合性の確認に必要な根拠の提出を求め、ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格が、ベースロード市場へ供出した価格を下回っていないかについて確認を行う。

ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格が、ベースロード市場へ供出した価格を不当に下回るおそれ（注）がある場合、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

（注）ベースロード電源に係る社内もしくはグループ内取引価格が、ベースロード市場へ供出した価格を下回っていた場合、通常、ヒアリング等の対応を行うこととなると考えられる。

(c) ベースロード市場の受渡年度および受渡年度の翌年度

小売市場重点モニタリングを通じて、社内もしくはグループ内取引の購入コストを適切に認識した上で小売価格が設定されているかについて確認を行う。

小売平均価格（託送除き）が社内取引を含む電力調達費用と非化石証書の外部調達費用を下回っている場合には、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

(d) ベースロード市場の受渡年度の翌年度

必要に応じて大規模発電事業者から実績発電コスト・実績発電量と想定発電コスト・想定発電量との比較に必要な根拠の提出を求め、実績と想定との乖離に係る合理性を確認する。

実績と想定との乖離に合理性が乏しいと判断される場合には、該当事業者に対して詳細なヒアリングその他の必要な対応を行う。

(6) ベースロード市場におけるエリア間値差の清算

ベースロード市場は固定的な価格で電気の受け渡しを行うものであるが、

前日スポット市場の値差が拡大し、約定価格での受け渡しが難しい状況が生じていることを踏まえ、閾値以上の値差について清算を行うこととする。

全エリア共通の閾値を5%とし、売手事業者は供出価格に、買手事業者は約定価格に閾値を適用する。約定価格に年間約定量を乗じた額と年間の取引総額に閾値以上の差が生じた場合、閾値以上の差について、年単位で清算する。

2022年度においては値差の清算は応急的な措置であることから、値差損となる事業者のみを対象とするが、売手・買手双方の損益の観点から、中長期的な視点で引き続き議論を行い、制度の見直しを行っていくこととする。

今後の市場運用に当たり、委員会による監視の結果、事業者からの説明に客観的かつ合理的な説明が確認されない場合には、事業者に対する注意喚起を行うほか、適切な量を市場に供出していない、供出上限価格を適切に算定していない、適正な価格による供出をしていないといった不適切な行動が見られる場合等には、必要な手続を踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する等の対応を行う。

なお、今後において、監視結果や市場の状況等を踏まえながら、必要に応じて制度の見直しを行う

また、卸市場が機能し、競争が十分に活性化された段階では、ベースロード市場を終了することが望ましいと考えられる。どのような段階で終了するかについては、今後の競争の進展状況等を踏まえて検討することが必要となる。

2. 3. 容量市場

(1)背景

容量市場は、予め必要な供給力を確実に確保することができること、卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリットがもたらされること等を目的として創設された。第1回オークションでは約定価格が入札上限となったことから、小売事業者の影響緩和、供給力の増加、目標調達量の見直しによる市場競争の適正化といった声を踏まえて、制度全体の見直しが行われた。また、2050 年カーボンニュートラル社会の実現との整合性確保といった新たな課題にも対応し、制度見直しにおいては、容量市場本来の目的である安定供給を損なうことがないようにしつつ、非効率石炭フェードアウトの誘導措置を容量市場に組み込んだ。

第1回オークションからの制度見直しを踏まえて行われた 2021 年度容量市場(実需給年度:2025 年度)メインオークションの約定結果は以下のとおりである。

- 約定総容量は、1 億 6,534 万 kW
- エリアプライスは、以下のとおり
 - ✓ 北海道エリア :5,242 円/kW
 - ✓ 北海道・九州エリア以外 :3,495 円/kW
 - ✓ 九州エリア :5,242 円/kW
- 経過措置考慮後の総平均単価は、3,109 円/kW
- 経過措置等を踏まえた約定総額は、5,140 億円

制度見直しを踏まえ実施された第2回のオークションでは、第1回と比べ、約定総量は大きく変わらなかったものの、約定価格は第1回と比べ低下し、市場が分断しエリアプライスに差が付くなど、第1回とは大きく異なる結果となった。そのため、次回のオークションに向けて、制度の見直しが入札行動や入札結果に与えた影響について分析するとともに、再生可能エネルギーの導入、今後の電力需要の動向、卸電力取引市場の市況等、電力事業を巡る環境が変化する中においても、発電事業者による投資回収の予見性の向上を通じた安定供給の確保、小売事業者の費用負担、脱炭素社会への対応のバランスといった容量市場に期待される機能・役割が果たされるか、という視点から、主に以下の論点について議論が行われた。

- 追加オークションについて
- 発動指令電源の募集量等
- 市場競争が限定的となっているおそれがある場合の扱い
- 経過措置の扱い
- 系統利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響について
- NetCONE について
- 監視の対象について

(2)第2回メインオークションを踏まえた検討

(追加オークションについて)

- 追加オークション(2%分)の扱い

容量市場は、将来の供給力を予め確保するという目的を踏まえ、4年前のメインオークションで必要な供給力を調達することが基本である。また、実需給1年前に開催される追加オークションについては、メインオークション実施後、実需給年度の至近までに需給状況が変動が生じることから、過不足を調整する目的として措置されている。さらに、2021年度の制度見直しにおいては、実需給断面の至近で新たな稼働の見通しが立つ電源もあることから、供給力の一部(H3需要の2%)を追加オークションで調達することを前提として、メインオークションの調達量から減少させた上でオークションが行われた。予め確実に供給力を確保するという制度趣旨に鑑みれば、メインオークション後の需給状況を考慮した上で十分な供給力が確保されている場合には、追加オークションを行う必要はないと考えられる。一方で、発動指令電源が実効性テストで契約容量に未達の場合、未達成部分については退出することとなる。こうした供給力の減少や需要の増加があり、必要な供給力が確保されていない状況となった場合は追加オークションを開催して調達することとなる。しかし、メインオークションで不落となった電源は一般的に休廃止を判断する一方、現時点での新設電源の見通しは限られていることから、追加オークションで必要量を確保できないおそれがある。将来、追加オークションを開催する時点で十分な電源が存在しないということであれば、当初より追加オークションにおいて供給力の一部を確保することを前提とするのではなく、まずはメインオークションで全量を確保することが考えられる。しかしながら、現時点では実需給期間の開始前であり、過去実施したオークションで落札した電源がどのような場合に退出するか確認していく段階である。そのため、追加オークションの位置づけを変更する合理的な理由がないことから、次回オークションについては、第2回と同様に2%分を追加オークションで調達することを前提としてメインオークションの調達量を設定することとする。なお、老朽化した電源が多数応札している中、不落となった電源が一般的に休廃止の判断をすることは安定供給の観点からは潜在的なリスクであり、いつ顕在化してもおかしくない。一定規模の電源の新設が継続して行われない状況下で、必要な供給力を確保する観点から、2%分を追加オークションで調達することを前提とする仕組みの在り方については、次年度以降も必要に応じて検討を行うこととする。また、過去実施したオークションで落札した電源が退出することなどにより、追加オークションに参加する電源等が不足しうる兆候が確認された場合には、退出ペナルティの見直し要否を含めた供給力確保の在り方や他の制度での手当を検討していくことが必要となると考えられる。

- 追加オークションの開催判断

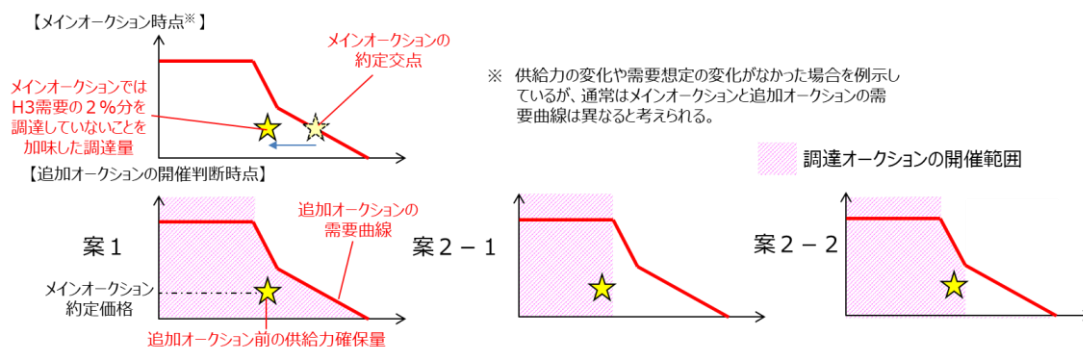
追加オークションの開催判断については、第33回容量市場の在り方等に関する検討会(2021年10月25日)において以下の案について議論が行われた。

案1)追加オークション前の供給力確保量が一定の調達量以下または需要曲線の内側の場合

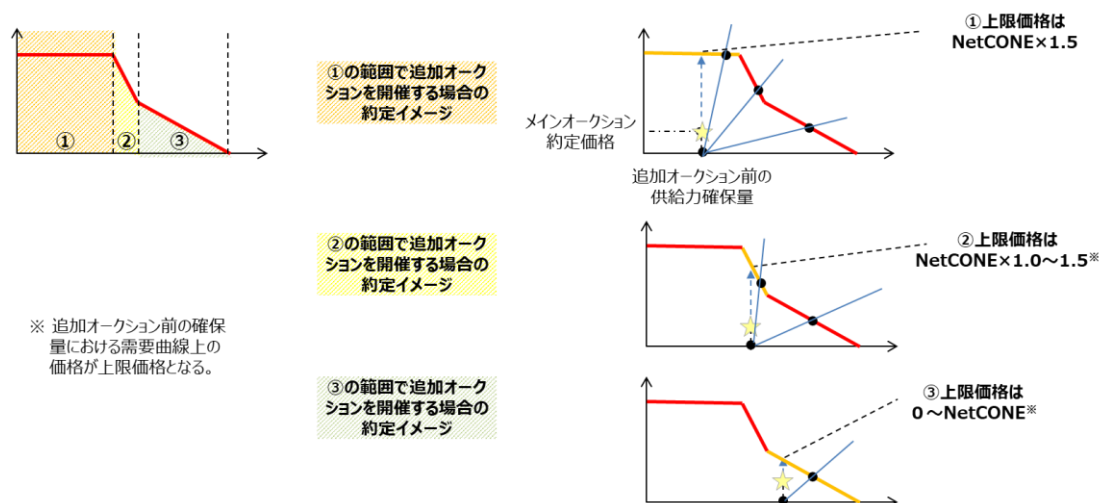
案 2-1) 追加オークション前の供給力確保量が一定の調達量以下の場合

案 2-2) 追加オークション前の供給力確保量が目標調達量以下の場合

(参考図 3-1) 追加オークションの開催範囲



(参考図 3-2) 上限価格と約定のイメージ

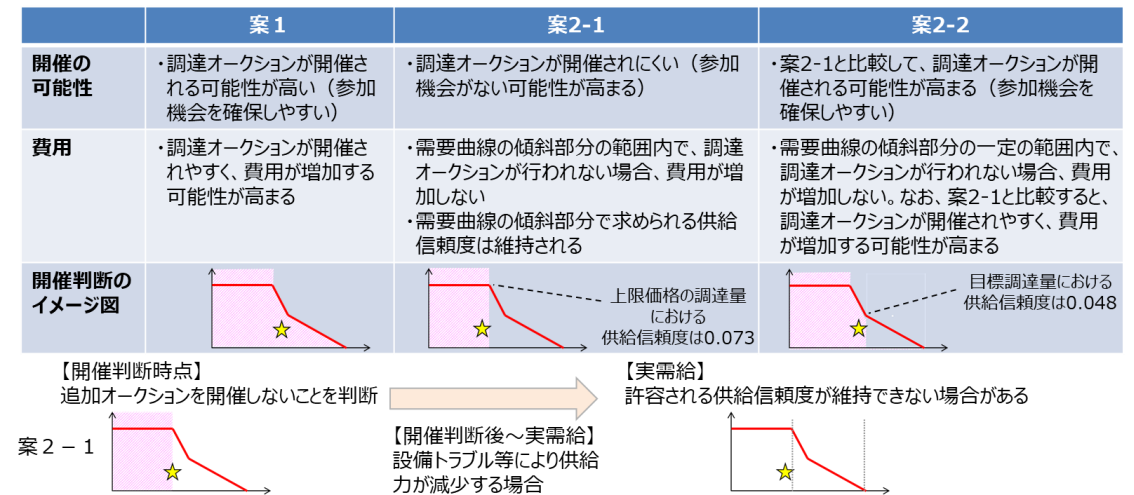


調達コストと停電コストの和が最小となるトレードオフ曲線を用いて需要曲線を作成していることを踏まえると、需要曲線の傾斜部分で求められる供給信頼度は許容されているとも考えられることから案2(案 2-1, 案 2-2)を基本として検討を進めることが整理された。なお、上限価格における調達量と目標調達量の間の供給信頼度は許容されていると考えられるため、案 2-1 が適切というご意見があった。その後、第 36 回容量市場の在り方等に関する検討会(2022 年 3 月 2 日)において、案1については、需要曲線の交点で調達量が決まることと整合するといったご意見、案 2-2 については、目標調達量に満たない場合は、安価な電源であれば追加で調達してほしいといったご意見もいただいたため、再度整理を行うこととなった。

需要曲線の傾斜部分で求められる供給信頼度は許容されているという考え方からは、案 2-1 が整合すると考えられる。一方で、発動指令電源は実需給断面に近づくほど参加の可能性が高まり、追加オークションへの参加機会を確保しやすくする観点からは、より開催の可能

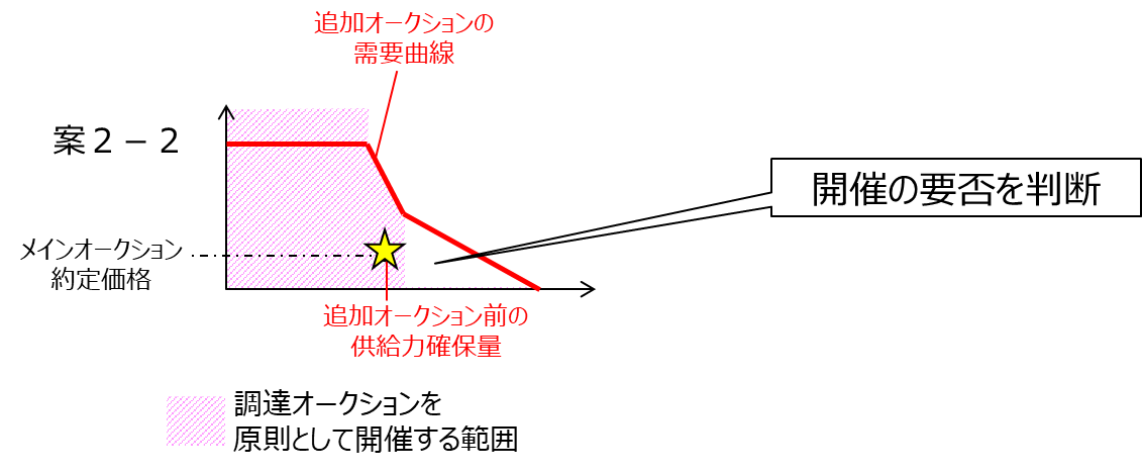
性が高い基準とすることが望ましいとも考えられる。また、案 2-1 で追加オークションの開催判断を行い、実需給までに設備トラブル等で供給力が減少した場合、許容される供給信頼度を維持できなくなることも考えられる。

(参考図 3-3)開催判断案の比較



本作業部会においては、案1、案 2-2 を支持するご意見をいただき、また、追加オークションの供給力確保量がオークションを開催しない範囲であった場合には、オークションを開催するかどうかを判断するといったご意見もいただいた。そのため、案 2-2 で示した範囲の場合には原則として追加オークションを開催することとし、それ以外の場合には、需給の状況を踏まえて、開催の可否を判断することとする。

(参考図 3-4)追加オークションの開催判断



(発動指令電源の募集量等)

- 発動指令電源の募集量・調整係数

第2回のメインオークションにおいては、ゼロ円応札した量が上限である3%の枠を超えた応札が行われたことから、メインオークションと追加オークションの配分も含め当該上限のあり方について、安定供給確保の観点も踏まえつつ、改めて検討することとした。本作業部会では、実効性テストの結果等から発動指令電源の供給力がどの程度見込めるかを把握した上で、募集量を検討する必要がある、といったご意見をいただいた。また、実効性テストの経過として、実需給 2024 年度向けの実効性テストのための電源等リストの登録が 2022 年2月末に締め切られたが、契約容量約 415 万 kW、128 契約に対して、約 11.5 万 kW、21 契約が電源等リストを未提出であることや、電源等リストを提出しているものの、契約容量までリソースを確保できていないリストも想定されることから、今後の実効性テストにより結果が判明することに留意が必要となることが確認された。発動指令電源の応札容量については、実効性テストの前であることも踏まえ、今後、行われる夏季・冬季の実効性テストで契約容量を満たしているか確認していくことも、募集量の判断においては重要である。一方で、今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待される DR を含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すことが望ましいと考えられる。

発動指令電源について、第2回メインオークションでは、566 万 kW(H3 需要想定 3.6%)の応札があったことから、想定導入量上限の全体は以下の案について議論が行われた。

案1: 4%(633 万 kW 程度)

メインオークション3%+追加オークション1%

案2: 5%(792 万 kW 程度)

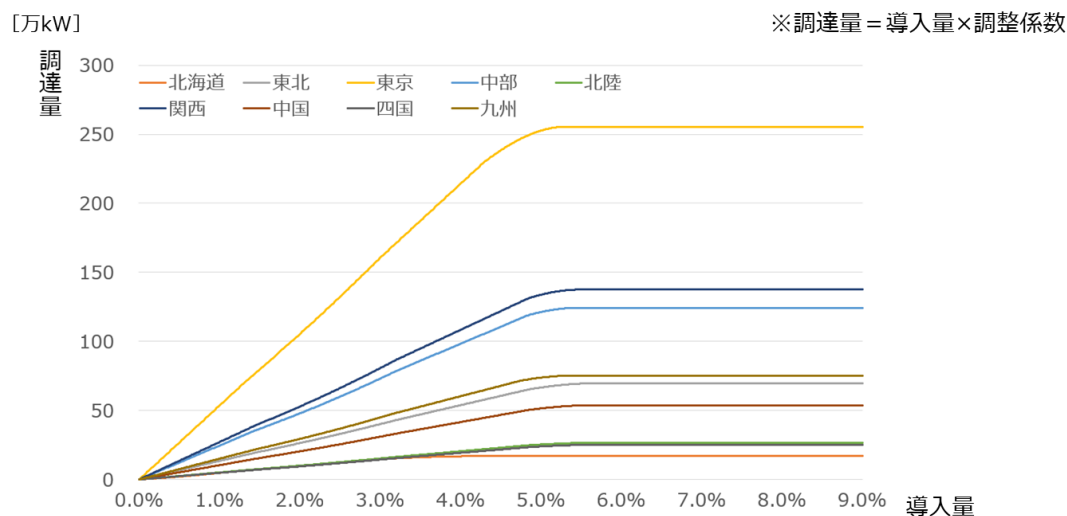
メインオークション4%+追加オークション1%

案3: 上限を設定しない

メインオークション X%+追加オークション1%

発動指令電源の調達量を増加させる場合、安定電源の調達量が減少するため、全体の調達量が増加しない点には留意が必要である。また、導入量増加に伴い調達量は増加していくものの、導入量が一定量を超過すると調達量が飽和して増加しなくなることを踏まえると、発動指令電源に応札する事業者にとっても徒に上限を増加させることは望ましくないと考えられる。一方で、DR の市場参入を促進する観点から、第2回メインオークションの応札量を踏まえ、案2とすることとする。

(参考図 3-5)調整係数の近似推計(第 37 回容量市場の在り方等に関する検討会 資料3)



現行の募集量から増加させる場合には、調整係数の設定方法についても検討が必要となるが、容量市場の在り方等に関する検討会における検討を踏まえ、以下の案について議論が行われた。

案 a: 想定導入量の上限を5%と設定¹⁴し、調整係数を事前に公表する

案 b: 想定導入量の上限を5%と設定¹⁵し、調整係数は事後的に算定する

案 c: 上限を設定せず¹⁵、調整係数は事後的に算定する

調整係数を事前に設定する場合には、想定導入量を下回る場合に過度な調整係数が設定されることも想定される。調整係数を事後的に算定する場合には、事業者が事前に調整係数を把握して応札できない等のデメリットがある一方で、適当な調整係数が設定されるというメリットがあることを踏まえ、想定導入量の上限を5%とした上で、調整係数は事後的に算定すること(案2、案 b)とする。また、調整係数を事前に把握して応札できないといった点を補完する観点から、各エリアで発動指令電源が、5%導入された場合の調整係数について、事前に参考として公表することとする。¹⁶

● 同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理

発動指令電源の同一価格の応札が複数存在した場合の約定処理については、以下の3案について、第 36 回容量市場の在り方等に関する検討会(2022 年 3 月 2 日)においてご意見をいただいた。

¹⁴ 設定方法は、メインオークションでの導入量は4%とし(上限に達しなかった場合には他の電源区分の電源を調達)、追加オークションでは1%を上限として確保する

¹⁵ 追加オークションの導入量を1%と設定した上で、メインオークションの全国市場での導入量に1%を加えた調整係数を用いる方法が考えられる。例えば、メインオークションの導入量が3.6%の場合、4.6%(3.6%+1%)の調整係数を算定する。

¹⁶ 発動指令電源の調整係数(参考値)については、他の調整係数と同様の公表時期となる。

案 1) 現行の調達方法とする案

同一価格の応札が複数存在した場合は、約定・未約定をランダムに決定する

案 2) 調達容量を按分して約定する案

同一価格の応札が複数存在した場合は、調達容量を按分して約定する

案 3) 応札前に確保しているリソースを優先的に約定する案(電源等リストの確定部分を優先)

同一価格の応札が複数存在した場合は、期待容量登録の段階でリソース登録を確定している部分を先に約定し、残りは例えば案2を用いて按分して約定する

案3については、新規参入を阻害する点から望ましくないというご意見が多かった一方、案1と案2については、発動指令電源の募集量等の設定にもよるため、ご議論いただいた時点では、判断が難しいといったご意見があった。

(参考図 3-6)約定処理案のメリット・デメリット(第 36 回容量市場の在り方等に関する検討会 資料3)

	案 1 : 現行の調達方法とする	案 2 : 調達容量を按分して約定	案 3 : 応札前に確保しているリソースを優先的に約定
メリット	- 部分的に約定するおそれなく、事業者の応札量が約定量となる - 確保時期等の差異はなく公平性が確保できる	各事業者の約定量が一律で応札量よりも削減されるものの、同一価格の約定点の応札がすべて約定される	- 供給力の確保の確実性が高まる - リソースを確保している部分は、部分的に約定するおそれが減少する
デメリット	非落札となった場合、すでにリソースを確保していたとしても、追加オークションで参加することになる	- 部分約定をされると事業が困難な場合でも、一律で削減された約定量になってしまう - 按分を前提に過大な応札を誘発	すでにリソースを確保している事業者が有利となり、新規参入を阻害するおそれがある ※「確保済み部分」や「残り部分」だけで上限を超過した場合は、案1か案2のいずれかを使う必要あり

その後、本作業部会において議論が行われ、発動指令電源については、導入量の上限を4%(約 630 万 kW)から5%(約 790 万 kW)に拡充することが整理され、上限容量を超える点において同一価格の応札が複数存在する可能性は相対的に低くなったと考えられる。約定処理の方法については、それぞれメリットもデメリットもあるが、案3については、落札した容量が調達される確度が高まるというメリットがあるものの、新規参入を阻害するおそれがある点への対応が課題であると考えられる。また、案2については、今後のリソース獲得を見込んで応札する事業者にとってはメリットがあるものの、按分を前提に過大な応札を誘発するおそれがある。安定供給の観点からは、落札した容量が確実に調達されることが求められるが、実効性テストにあたって 2022 年2月末に行われた電源等リストの提出では、リスト未提出の案件が複数あった。そのため、約定方法については、今後のオークションの結果と実効性テストの結果を踏まえながら検討していくこととし、現時点では案1とすることとする。

● 1地点1電源区分の扱い

容量市場においては、供給力の適切な評価を行い、アセスメントを確実に実施するために、託送供給等約款の計量地点単位(1地点1電源区分)で応札する整理を行っている。他方、

例えば、安定電源として供給力を提供可能な自家発が、さらに需要抑制等により供給力を提供できる場合等に、それぞれが同時に容量市場へ参加できないといった事例について、現行のアセスメントの整理では適切に評価できないものの、対応の意見や要望等を受け、容量市場への参入機会の拡大が図れる可能性があることから、容量市場の在り方等に関する検討会において、1地点複数応札について議論が行われた。1地点で複数応札した場合において、約定した電源等がそれぞれ提供した供給力をどのように確認するかが課題となるが、一定の評価が可能な組み合わせとして、まずは、安定電源と発動指令電源の組合せについて検討が行われた。安定電源と発動指令電源の組合せにおいては、それぞれ1つずつとなる2つの応札の場合、安定電源が契約容量まで供給力を提供してもなお需給ひっ迫となる場合に、発動指令電源の供給力が提供される位置づけと考えると、安定電源の契約分を先取りすることとし、発動指令電源のベースラインを安定電源の契約容量値とすることで、一定の評価を行うことができる整理が行われ、これらの議論も踏まえて、「安定電源」と「発動指令電源」の組合せにおいて、1地点複数応札を可能とすることとする。また、必要に応じて、今回の整理について検証ができるように、本件の対象となるような電源等に、詳細な情報を提出いただくこととする。

適用時期について、実需給 2024 年度、2025 年度のメインオークションについては、すでにオークションが行われており、ルールに沿った形でリソース先との協議が開始されていることから、遡及的にルールを適用することは望ましくないと考えられるため、実需給 2026 年度のメインオークションから適用することが考えられる。一方で、今後、行われる追加オークションへの参加については、実需給 2024 年度、2025 年度向けの追加オークションから適用することも考えられるが、メインオークション時点では認められていなかったルールを適用するためには、市場の公平性の観点から十分な周知期間や各参加者によるリソース先との協議期間を確保する必要があり、そのような観点も踏まえて適用時期を検討した。新たなルールの適用には、十分な周知期間が必要であり、既に該当するリソースを確保している事業者とこれからリソースを獲得することを検討する事業者の間での公平性も求められる。実需給 2026 年度向けメインオークションから新たなルールを適用する場合、事業者への周知やリソース確保に2年程度の期間を設けることが可能である。他方で、実需給 2024 年度及び 2025 年度向け追加オークションについては、既にメインオークションが終了しており、実効性テストまでの期間が限られている。こうした状況を踏まえ、以下の 3 案について、公平性の確保の観点から検討が行われた。

案1) 2024 年度向け追加オークションから適用(冬の実効性テストに適用)

案2) 2025 年度向け追加オークションから適用(夏・冬の実効性テストに適用)

案3) 2024 年度及び 25 年度向け追加オークションには適用しない(2026 年度向けメインオークションから実施)

案1について、各事業者は 2022 年2月末に実効性テストの電源等リストの提出が完了しており、既に実効性テストに向けた作業が開始している。そのため、仮に新たなルールを適用

するとしても、1地点複数応札に該当するリソースのみの電源等リストを冬の実効性テストの前までに新たに提出することが必要である。また、新規参入者や新規エリアへの参入者が実効性テストに参加するためには、一般送配電事業者との間で簡易指令システムの構築が必要となるが工事に7～8ヶ月要する。そのため、新規参入者、新規エリアへの参加者など、システム構築が完了していない場合は、実効性テストに間に合わせる事が難しい。また、システム構築済みの事業者であっても、リソース確保期間は実質数ヶ月しか確保することができない。案2については、簡易指令システムの構築が可能であり、リソース確保期間は1年弱と、2026年度向けメインオークションへの適用と比較して確保できる準備期間は短いものの、一定の期間を確保した上で、夏・冬いずれの実効性テストに参加することが可能である。以上を踏まえ、公平性を考慮した上で可能な限り早急に適用させるといった観点から、適用時期は案2とすることとする。

● 追加オークションと実効性テストの実施時期

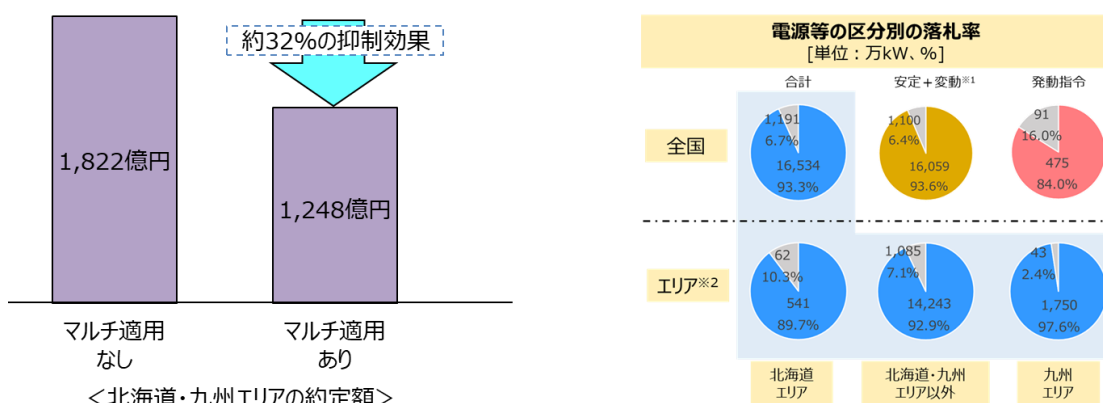
追加オークションと実効性テストの実施時期について、仮に追加オークション後に実効性テストを行い、契約容量に満たない結果となる契約が存在した場合、実需給年度の供給力が不足することになるため、追加オークションを実施したにも関わらず供給力確保の対応手段が極めて限定的となるおそれがある。他方、追加オークションの開催時期については、DR事業者からは、実需給期間に対して、より至近のタイミングで参加可能として欲しいという要望もある。一方で、安定電源のように、年間を通じた稼働を図るため、より長い準備期間を要する電源もある。そのため、今後、実効性テストの実績を積み重ねながら、必要な供給力を確実に確保することを前提としつつ、実効性テストの簡略化等を行うことで、より発動指令電源の参加を促すような見直しを行っていくことが望ましいと考えられる。なお、電源等リストの提出から実効性テストまでの期間については、事業者間のリソースの重複や電源等リストの不備の解消のための期間として、実効性テストマニュアルのパブリックコメントを踏まえながら、事業者が対応するために十分な期間を設定している。初回の実効性テストに向けて、実際に手続が行われているところであるが、その手続の状況を確認しながら、次回以降の手続期間については、短縮していく方向で広域機関において検討することとする。

(市場競争が限定的となっているおそれがある場合の扱い)

第2回メインオークションにおいて、北海道・九州エリアは、約定処理上の市場分断が行われ、市場競争が限定的となっているおそれがあるエリアであったため、隣接するエリアプライスの1.5倍を当該エリアのエリアプライスと設定し、それを上回る価格で応札されている電源等については、それぞれの電源等の応札価格をもって約定価格とされた(マルチプライス)。当該約定価格の決定方法は、電源設置インセンティブの付与と小売事業者の負担のバランスに配慮して設定されたものである。小売事業者の負担の観点からは、第2回オークションの約定結果をもとに試算した結果、マルチプライスが適用されなかった場合と比較して、約32%

の抑制効果があった。一方、落札率(容量ベース、台数ベース)は高く、容量ベースでは95.6%、台数ベースでは数機のみが非落札となっている状況であり、電源設置のインセンティブが必要な状況と考えられる。現時点では、電源設置インセンティブが不十分、または、過度な小売事業者負担が発生するなどの判断を行うための十分な回数のオークションが行われていないため、基準の倍率は1.5倍として、引き続き、今後行われるオークションの結果を確認していくこととする。

(参考図 3-7)マルチプライス適用による効果と落札率



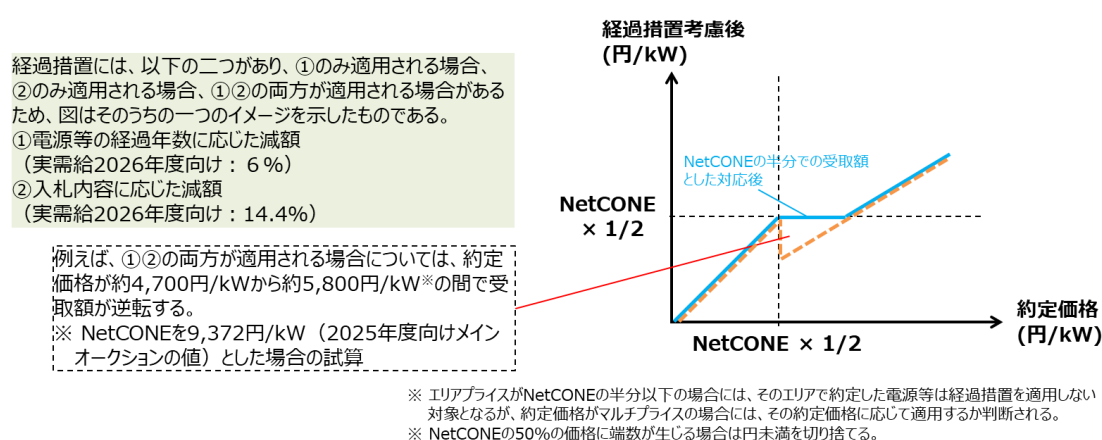
(経過措置の扱い)

経過措置については、小売事業環境の激変緩和の観点から導入された。また、第1回のメインオークションを踏まえて、経過措置の見直しが行われ、第2回のメインオークションが行われた。一方で、第2回のメインオークションにおける約定価格は、第1回のメインオークションと比較して低下しており、約定価格が低い水準となった場合にも経過措置を適用することは、過度に電源の収益を毀損するといったご意見もいただいた。第2回メインオークションにおいて、入札行動に与えた影響を考慮することは困難であるが、第1回オークションを踏まえた見直しにおいて、追加オークションへの調達量の一部先送りによって約定価格を引き下げる効果があったとも考えられる(第2回メインオークションにおいて、全国の約定処理の段階における価格は4,573円/kW。メインオークションの供給曲線に織り込まれた2%(追加オークションで調達を予定している供給力)がなかった場合の全国の約定処理の段階における価格は5,824円/kW。)。

第1回オークションを踏まえた見直しにおいては、約定価格を引き下げる効果があると考えられる見直しも踏まえた上で、減額規模の検討を行ってきた。その中で、約定価格が低い水準となった場合には、経過措置を適用しないといった対応も検討することとされていた。第2回メインオークションの結果では、調達量を2%減少させる見直しにより、価格低下の影響が21%程度あったとも考えられるが、さらに経過措置により約20%の減額が行われた。約定価格が低い水準の場合にも経過措置を適用するかどうかについては、小売事業環境の激変緩和

和の観点と発電事業者の事業の予見性の観点とのバランスを考慮すべきと考えられるが、前回の制度見直しによる価格低下、経過措置による減額効果を踏まえ、約定価格が NetCONE の半分以下になった場合には経過措置を適用しないこととする。その際、NetCONE の半分近傍では、例えば、NetCONE の半分より約定価格が高かった場合には経過措置が適用されるが、NetCONE の半分以下で約定し、経過措置が適用されない場合よりも、事業者の受取金額が小さくなるといった逆転が生ずる。そのため、約定価格が NetCONE の半分以上、経過措置を適用した場合の受取額が NetCONE の半分での受取額以下となる場合には、NetCONE の半分での受取額とすることとする。¹⁷

(参考図 3-8)受取額のイメージ



(系統利用ルールの見直しに伴う容量市場への影響について)

2022 年末頃に基幹系統で再給電方式(調整電源の活用)の開始が予定され、原則ファーム型接続・ノンファーム型接続という電源の扱いに関わらず、実需給断面で S+3E を踏まえながらメリットオーダーに基づき混雑処理が実施される。第 58 回 広域系統整備委員会(2022 年 1 月 26 日)においては、2026 年度における基幹系統の混雑見通しの評価を行った結果が示され、当面(2026 年度程度まで)の基幹系統の混雑見通しは、東京エリアの一部系統において混雑が発生する可能性があるものの、全系の予備力確保に与える影響は小さく、また、そのような場合であっても需給ひっ迫時などの非常時における供給力活用は問題ない見込みである。そのため、2022 年度メインオークション(実需給 2026 年度)においては、基幹系統でノンファーム型接続が適用される電源について、容量市場に参加できることとする。2027 年度以降の対応については、今後の基幹系統の混雑見通しを踏まえながら、影響評価や扱いについて整理を行っていく。なお、2022 年度末頃から適用開始を予定しているローカル系統のノンファーム型接続については、運用等の詳細が検討されていく見込みであり、今後、それ

¹⁷ オブザーバーから、経過措置について、応札行動に影響があるのではないか、との意見もあった。経過措置に関しては、応札行動に歪みが生じるかどうかについて、今後行われるオークションの結果を確認しながら、必要に応じて検討を行うことが考えられる。

らの検討状況を踏まえ別途整理を行う必要がある。

(NetCONE について)

「発電コスト検証 WG」において、各電源の発電コストの試算が行われ、その試算結果が 2021 年9月に報告された。需要曲線作成要領において、新規の電源建設の総コスト(Gross CONE)から容量市場以外の収益を差し引いたもの(Net CONE)を指標価格として用いることとしているが、今回、Net CONE 算定のモデルプラントのコストとしている「発電コスト検証 WG」の数値が見直されたことから、この影響を広域機関において試算を行ったところ、NetCONE は 15,765 円/kW・年となり、2021 年度メインオークションで用いた NetCONE から上昇(上昇率:68%)する試算結果となった。

発電コスト検証 WG の試算においては、サンプルプラントの実績が用いられており、選定されたプラントによって一定のばらつきがある。また、NetCONE の試算結果は第2回メインオークションで用いた NetCONE から大きく変動することとなる。NetCONE の算定は、毎年度のメインオークションにおいて、算定時点の最新の経済指標を反映することとしており、包括的な検証¹⁸等を踏まえて、必要に応じて需要曲線の見直し等の検討を進めていくことが整理されていた。一方、電源の新規投資の促進のため、新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組みについて議論が行われており、その議論も踏まえて検討が必要と考えられる。そのため、発電事業者、小売事業者双方の予見性を確保する観点から、NetCONE の見直しは包括的な検証も踏まえた上で行うこととし、現時点では発電コストの諸元の変更を行わないこととする。¹⁹

(監視の対象について)

監視の対象について、前年度の入札結果に基づく PSI 評価によって、市場支配力を有する事業者の判定を行うことと整理されていた。実需給 2024 年度、2025 年度のオークション結果において、落札しなかった電源等の期待容量は、それぞれ、433 万 kW と 1,191 万 kW であり、PSI 評価を用いると、この容量を超える電源等を保有する事業者が市場支配力を有する事業者になると考えられる。一方で、前年度の実績で判断することとした場合には、落札しなかった電源等の容量に応じて、監視の対象が大きく変動することになり、実際のオークション結果において、市場支配力を有すると判断される事業者が監視対象とならない可能性がある。そのため、一定の基準として、500 万 kW 以上の発電規模を有する事業者を監視の対象とすることとする。なお、前年度のオークション結果等を踏まえながら、500 万 kW 未満の発電規模の事業者であっても、必要に応じて、監視の対象にすることを検討することとする。

¹⁸ 十分な回数のオークションが行われ、容量受渡が行われた段階である 2025 年度を目途に行われる制度全体の検証。

¹⁹ オブザーバーから、容量市場の本来の目的は、必要な供給力の確保と電源の新陳代謝であり、最新の発電コストが明らかになっている中、それを反映すべき、との意見もあった。

(3) 今般の電力需給のひっ迫を踏まえた今後の検討の方向性

地震等による発電所の停止や真冬並みの寒さによる需要の大幅な増大などにより、3月22日は東京電力及び東北電力管内の電力需給がひっ迫した。容量市場は、電力の安定供給に必要な中長期的な供給力不足に対処するために、将来確実に稼働できる発電所を予め確保するための制度である。その実需給の運用は2024年度からであるところ、足下の需給状況は極めて厳しいことから、昨年度より高需要期の供給力の不足に対して供給力公募を実施している。しかしながら、今回の需給ひっ迫は、高需要期後の3月に発生したため、1月、2月を対象とした追加供給力対策を活用することができず、節電要請に至ることとなった。また、ロシア・ウクライナ情勢が緊迫化する中、ロシア産以外の燃料が世界中で取り合いになるなど、一層予断を許さない状況であり、エネルギーセキュリティや安定供給に対する懸念は、かつてないほどの高まりをみせている。こうした中、容量市場に対して、「容量市場が導入されれば、今回のような需給ひっ迫が防げるのか」をはじめとして、安定供給の確保の観点から制度に対して多くの声が寄せられている。今般の電力需給のひっ迫については、容量市場の前提となる議論として、例えば、需要想定 の在り方や需要最大期以外への備え、容量市場など既存の制度を補完するものとして、休止電源を維持する枠組みなど、電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられる「2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証」を踏まえつつ議論を深め、容量市場で手当てをしていくことやそれ以外の措置で手当てしていくこと等、今後の中長期的な供給力の確保について、引き続き検討を進めていく必要がある。

容量市場における入札ガイドライン (案)

策定 2020年5月29日

~~改訂 令和3年6月25日~~改定 2021年6月25日

~~改訂 令和4年3月31日~~改定 2022年3月31日

改定 2022年●月●日

資源エネルギー庁

1. 本文書の位置づけ

かつての総括原価方式の枠組みの下では、発電投資は規制料金を通じて安定的に投資回収がなされてきた。総括原価方式と規制料金の枠組みによる投資回収の枠組みがない中では、原則として、発電投資は市場取引を通じて、または市場価格を指標とした相対取引の中で投資回収されていく仕組みに移行していくと考えられる。このため、固定価格買取制度の対象となる再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）電源等を除けば、発電投資の投資回収予見性は、従来の総括原価方式下の状況と比較して、低下すると考えられる。

また、固定価格買取制度等を通じて、再エネ電源比率が高まるにつれ、再エネ以外の電源の稼働率が低下するとともに、再エネ電源が稼働する時間帯における市場価格の低下により売電収入も低下すると考えられる。

これらの結果、電源の将来収入見通しの予見性が低下し、事業者の適切なタイミングにおける発電投資意欲を減退させる可能性がある。今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電源の新設やリプレース等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。そのような状況が中長期的に続くと供給力不足の問題が顕在化し、①需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられ、また、電源開発には一定のリードタイムを要することから、これらの問題が長期化してしまうことが考えられる。

こうしたことから、単に卸電力市場（kWh 価値の取引）等に供給力の確保・調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムを追加で講じ、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力を確保できるようにすることが求められた。

検討を進めた結果、①あらかじめ必要な供給力を確実に確保することができること、②卸電力市場価格の安定化を実現することで、電気事業者の安定した事業運営を可能とするとともに、電気料金の安定化により需要家にもメリット

がもたらされること、③再エネ拡大等に伴う売電収入の低下は全電源に影響していること、などを踏まえた上で、最も効率的に中長期的に必要な供給力等を確保するための手段として、2020 年度から新たに容量市場制度が創設されることとなった。

将来の供給力の見通しについては、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）が毎年度取りまとめる供給計画において確認しているが、近年、経年火力の休廃止等を通じて供給力が急速に減少していることが指摘されている。背景には、市場価格の下落傾向が続く中で競争環境が厳しくなっていること、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低い小売電気事業者が増加していることなどが要因としてあり、電源の将来収入見通しの予見性はより一層低下している。

発電事業者を取り巻くこうした環境の変化を踏まえつつ、2021 年度の第二回オークションを実施するにあたっては、必要な容量を確保するにあたってかかるコストを最適化するとともに、制度の透明性をさらに担保し、2050 年カーボンニュートラルの実現に整合的な制度とする観点から、制度を全面的に見直した。本文書は、容量市場における入札に係る基本的な考え方を示すことで、容量市場制度の適切な運営を目指すものである。

2. 容量市場制度

容量市場制度は、いくつかのオークションからなり、開催時期とその目的によって以下のように分類される。また、いずれのオークションにおいても、市場管理者としては広域機関が担うこととなる。

（１） 容量オークション

将来の一定期間（実需給年度）における需要に対して必要な供給力をオークションで募集する仕組みであって、下記に掲げるものをいう。

（ア）メインオークション

メインオークション募集要綱で定める供給力を調達するため、実需給年度の 4 年前に実施する。2025 年度分以降のオークションにおいては、H3 需要の 2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達を判断する。

（イ）追加オークション

メインオークション実施後の想定需要、メインオークションで調達した供給力及びその増減等を考慮し、必要に応じて、実需給年度の 1 年前に実施する。2025 年度分以降のオークションにおいては、H3 需要

の 2%分をメインオークションの調達量から減少させた上で、追加オークションで調達を判断する。

オークションの参加登録の対象は、電気供給事業者（電気事業法第 22 条の 3 に規定する電気供給事業者をいう。）であり、自ら又は他者が所有する電源等を用いてオークションに応札する意思がある者は、参加登録や電源登録、期待容量²⁰登録を行い、広域機関の審査を受けた上で応札を行い、落札された電源等を実需給年度における供給力として確保する対価として、容量確保契約金額を広域機関から受け取る²¹。また、小売電気事業者は、供給能力確保義務を達成するための対価として、容量拠出金を広域機関へ支払う²²。

（２） 特別オークション

容量オークションにおける調達不足の場合又は事前に決まっていない政策的な対応が必要となった場合等に実施するオークションをいう。

3. 容量市場メインオークション

容量市場メインオークションにおいて応札するために必要な内容の詳細は、広域機関において作成する「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

（１） 参加対象となる電源等

参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源である²³。

応札容量の最小値は 1,000 キロワットとし、応札容量の最大値はそれぞれの電源等情報に登録済の期待容量とする。

容量を提供する電源等の区分	電源等要件
安定電源	次の（ア）から（エ）までのいずれかに該当

²⁰ 期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」を指す。

²¹ ペナルティとして、容量確保契約金額を減額することや、容量確保契約金額に対して、追加的な金銭の支払を求める場合に支払額がマイナスになることも含む。

²² なお、一般送配電事業者においても、周波数調整に必要な調整力を確保する必要がある、託送料金に算入されている相当額の費用を支払う。

²³ 「安定電源」と「発動指令電源」の組合せにおいて、1 地点複数応札が可能（実需給 2025 年度向け追加オークション、実需給 2026 年度向けメインオークションから適用）。安定電源においては、応札容量まで供給力を提供してもなお、需給ひっ迫時に当該応札容量を超えて発動指令電源として供給力を提供できる場合は、1 計量単位にて安定電源に加えて、発動指令電源としても登録可能とする。

		し、期待容量が 1,000 キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの。 (ア) 水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。） (イ) 火力電源 (ウ) 原子力電源 (エ) 再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。）
変動電源	変動電源 (単独)	次の (ア) 又は (イ) のいずれかに該当し、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力を提供するもの。 (ア) 水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。） (イ) 再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。）
	変動電源 (アグリゲート)	次の (ア) 又は (イ) のいずれかに該当する電源（ただし、同一供給区域に属しているものに限る。）を組み合わせることにより、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力を提供するもの。 (ア) 期待容量が 1,000 キロワット未満の水力電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。） (イ) 期待容量が 1,000 キロワット未満の再エネ電源（ただし、安定的に供給力を提供できるものを除く。）
発動指令電源 ²⁴		次の (ア) から (ウ) までのいずれかに該当する電源又は特定抑制依頼（電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 8 号に規定する特定制御依頼をいう。）等により、期待容量が 1,000 キロワット以上の供給力（同一供給区域に属する複数の電源等を組み合わせる場合を含む。）を提供するもの。ただし、変動電源及び変動電源のみを組み合わせても

²⁴ 実需給 2026 年度向けオークションにおける発動指令電源の想定導入量上限は 5 %（メインオークション 4 %＋追加オークション 1 %）

	のを除く。 (ア) 安定的に電気を供給することが困難な事業用電気工作物 (イ) 特定抑制依頼 (ウ) 期待容量が 1,000 キロワット未満の発電設備等
--	--

(2) 約定価格の決定方法

原則として、落札された電源のうち最も高い応札価格を約定価格とし、当該応札価格が単一の約定価格となるシングルプライス方式で決定される。

オークション開催にあたり、広域機関は目標調達量及び指標価格²⁵を算定し、当該数値を基準に需要曲線の原案作成を行う。その後、国の審議会による需要曲線に関する審議を踏まえ、広域機関は需要曲線を公表する²⁶。

オークションの応札後、広域機関は、応札情報を基に応札価格の低い順に並び替えて供給曲線を作成する。

全国の需要曲線と全国の供給曲線の交点を約定点とし、市場分断等が無い場合は²⁷、約定点の価格以下で応札した電源が落札されることとなる。²⁸

(3) 容量確保契約書の締結

電源を落札した事業者は、容量確保契約締結のため、広域機関との間で容量確保契約を締結する。容量確保契約に基づき、容量確保契約金額は実需給年度のアセスメント後に、広域機関から支払われる。

容量確保契約金額(円)=契約単価約定価格(円/kW) × 容量確保契約容量(kW) - 容量確保契約金額の算出に関する経過措置における控除

²⁵ NetCONE を指標価格とする。NetCONE とは新規発電設備の固定費用から電力量取引等による利益を差し引いた正味の固定費用である。

²⁶ 全国の需要曲線を作成する。目標調達量は FIT 電源等の期待容量^等も含めた調達量とする。

²⁷ ただし、市場が分断した場合等においては、約定価格の決定方法が異なる。市場が分断した場合等における約定価格の決定方法は、「容量市場メインオークション募集要綱」が参考となる。

~~額×経過措置の割合(%)^{28,29,30}~~調整不調電源に科される経済的ペナルティ(円)

(4) リクワイアメント

落札された電源等は、実需給年度において、容量を提供する電源区分毎に課される供給力を提供するための義務(リクワイアメント)を達成することが求められる。また、広域機関はアセスメント結果を容量提供事業者へ通知し、リクワイアメント未達成の場合には、容量確保契約に基づいて算定される経済的ペナルティが課される。

4. 容量市場の活性化

(1) 市場支配力を有する事業者の監視

容量市場において市場支配力を有する事業者~~(以下「市場支配的事業者」という。)~~が、正当な理由なく、電源を応札しないこと(売り惜しみ)又は電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札すること(価格釣り上げ)によって、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額が増加し、ひいては電気の利用者の利益を阻害するおそれがあるなど、容量市場の趣旨に反すると考えられる。

こうした観点から、電力・ガス取引監視等委員会においては、メインオークション実施年度において、以下の内容を監視することが期待される。

(2) 市場支配力を有する事業者市場支配的事業者の定義

メインオークションでは、前年度のメインオークションにおいて、容量市場の目標調達量を満たすために、ある事業者の保有する電源が不可欠となる場合に、当該事業者は市場支配力を有する事業者市場支配的事業者に該当する。また、市場分断が生じた場合には分断した市場エリアごとに市場支配力を有する事業者市場支配的事業者の判定を行う。

²⁸ 経過措置として、応札価格に応じた減額が行われる。約定価格を基準として、一定の割合以下の応札をした電源は、その一定の割合の価格で約定することとなる。なお、一定の割合については、その後段階的に増加し 2030 年度以降は経過措置を撤廃する。

²⁹ 経過措置として、2010 年度末までに建設された安定電源および変動電源(単独)については、経過措置として、経過年数に応じた減額が行われる。2025 年度実需給分の経過措置の割合から、段階的に減少し 2030 年度以降は経過措置を撤廃する。

³⁰ 対象実需給年度が 2026 年度以降は、約定価格が、NetCONE の半分以下になった場合には、経過措置を適用しない(約定価格が NetCONE の半分以上を超え、経過措置を適用した場合の受取額が NetCONE の半分以下となる場合には、NetCONE の半分での受取額とする)。

なお、市場支配力を有する事業者市場支配的事業者の判定結果については、当該年度のメインオークションの前までに公表することとし、原則として 2021 年度に実施される容量市場オークションでは、前年度実績及びそれを踏まえた制度変更を考慮し、500 万 kW 以上の発電規模を有する事業者とする。ただし、500 万 kW 未満の発電規模の事業者であっても、前年度のメインオークションの結果等をもとに市場支配力を有する事業者と判断される場合がある。

原則として、事業者それぞれの供給力を単独で評価するが、協調行動のおそれが見つかった場合には、追加的な措置を行う。

(3) 監視対象行為

(ア) 売り惜しみ

市場支配力を有する事業者市場支配的事業者が、正当な理由なく、電源を応札しない又は期待容量を下回る容量で応札することで、本来形成されるべき約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、売り惜しみに該当すると考えられる。

容量市場のリクワイアメントを満たすことが難しいなどの特段の事情がある電源以外は、容量市場へ参加することが経済合理的な選択であることから、参加しない理由に正当性が認められる場合は限定的であると考えられる。たとえば、~~メインオークション応札受付開始時点ですでに 1 年以上休止しており、かつ実需給年度においても休廃止予定である場合は、容量市場に参加しない場合でも、原則として売り惜しみに該当しない。また、この基準を満たさない場合でも、以下のいずれかを満たす場合は、容量市場に参加しない正当な理由があると考えられる。~~

- ① メインオークション応札受付開始時点ですでに 1 年以上休止しており、かつ実需給年度においても休廃止予定である場合
- ② ①実需給年度において、休廃止以外の理由（補修工事等）によって、リクワイアメントを達成しうる稼働見通しが不確実である場合
- ③ ②メインオークション応札受付開始時点より 1 年以上前に「実需給年度までに廃止が決定した」旨を公表している場合
- ④ ③実需給年度において FIT 認定を予定しているなど、入札対象外電源となる見込みがある場合
- ⑤ ④上記のほか、容量市場オークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合

(イ) 価格つり上げ

市場支配力を有する事業者~~市場支配的事業者~~が、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を不当に上回る価格で応札することで、本来形成される約定価格よりも高い約定価格が形成される場合には、価格のつり上げに該当すると考えられる。

この点、市場支配力を有する事業者~~市場支配的事業者~~が、電源を維持することで支払うコストから電源を稼働することで得られる他市場収益を差し引いた額（維持管理コスト）で応札をしている場合には、経済合理的な行動と考えられることから、価格のつり上げには該当しないものとみなされる。^{31 32}

³¹ 新設電源について、オークション時点では投資判断を決定しておらず、約定した場合にのみ当該電源等の建設・稼働を決定するような場合においては、各事業者の投資判断に資する価格で応札することは、価格つり上げに該当しないと考えられる。また、新設電源とは、新たに建設、または主要な電気設備の全てを更新する等のリプレースを行う電源であり、オークション時点では稼働していないものの、実需給年度での稼働を予定しており、はじめてオークションで落札される電源をいう。

³² 経過年数に応じた減額が適用される電源に対して、算定された維持管理コストに各年度の経過措置の割合の逆数を乗じた価格で応札することは、価格つり上げに該当すると考えられる。

① 電源を維持することで支払うコスト

電源を維持することで支払うコストには、例えば、以下のような項目が含まれると考えられる。³³ ³⁴ なお、定期検査等、実需給年度までに要する複数年度分の費用については、単年度に一括計上するのではなく、平準化した単年度分の費用のみ計上することが合理的と考えられる。また、供給計画上、実需給年度までに休廃止を予定している電源を稼働するための工事に係るコスト（修繕費・経年改修費）については、電源を維持することで支払うコストに含めて算定することが考えられる。

固定資産税	当該電源を保有することによって発生する固定資産税額
人件費	当該電源の維持に関連して必要となる人員に対する給料手当等
修繕費	当該電源の維持に関連して必要となる修繕費
経年改修費	当該電源の維持に関連して必要となる設備投資のうち資本的支出の額
発電側課金	当該電源に係る発電側課金のうち kW 課金部分
事業税 (収入割)	当該電源の維持によって得られる収入に対して発生する事業税の額（電源を維持することで支払うコスト×税率/(1-税率)）

この際、実需給年度に発生するコストを見積るに当たっては、合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。ただし、実需給年度のコストを適切に見積ることが困難な場合には、直近複数年度の実績平均値を用いる方法等が考えられる。

また、上記の項目のうち、複数の電源にまたがって発生するコストについては、客観的に合理性が認められる一定の配賦基準を用いて各電源に配賦することに留意する。

³³ 例示項目に関わらず、維持管理コストの考え方に従い、その他のコストが発生する場合には、当該コストを応札価格に織り込むことは価格つり上げに該当しないと考えられる。

³⁴ 維持管理コストの考え方に従い、以下の項目を含めることは合理的ではないと考えられる。

- ・ 事業報酬
- ・ 事業税（資本割・付加価値割）
- ・ 法人税
- ・ 減価償却費

② 他市場収益

容量市場以外の市場（相対契約を含む）から収益が得られる場合には、これらの他市場から得られる収益から対応する限界費用（燃料費等）を差し引いた額によって他市場収益を算定することが適当である。他市場収益を見積るに当たって一律に算定方法を定めることは困難であるが、容量市場の趣旨に鑑み、市場支配力を有する事業者市場支配的事業者は合理的に見積り可能な範囲で算定することが適当である。例えば以下の項目を含めて算定することも考えられる。

（2020 年度メインオークションの実績を参考とした一例）

kWh 価値	将来予測や過去実績を用いた市場価格と限界費用の差分（利益分）を基に算定
ΔkW 価値	過去の調整力公募実績を基に算定
非化石価値	非化石価値取引市場の過去約定価格に、供給計画ベースの発電量、または、過去の発電量実績平均を基に算定
相対取引	過去実績を基に、単価と発電量を想定し算定

（４） 監視方法

（ア） 売り惜しみ（事前監視）

応札の受付期間開始までに、市場支配力を有する事業者市場支配的事業者を対象として、容量市場に応札しない電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

ただし、事前監視では、メインオークション応札受付開始時点ですでに1年以上休止しており、かつ実需給年度においても休廃止予定である場合や【4（3）監視対象行為（ア）「売り惜しみ」】の正当な理由①～④⑤のいずれかに該当する場合は、当監視の対象外とする。

（イ） 売り惜しみ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配力を有する事業者市場支配的事業者を対象として、容量市場に応札しなかった電源のリスト及び応札しない理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。（事前監視において対象となった電源を除く）。

また、容量市場に応札した電源について、応札容量が期待容量を下回る電源のうち、売り惜しみの可能性がある電源については、過去の

稼働実績（３カ年分）の提示のほか、その理由の説明を求めるとともに、その根拠となる資料の提示を求める。

（ウ）価格つり上げ（事前監視）

応札の受付期間開始までに、市場支配力を有する事業者市場支配的事業者を対象として、基準価格³⁵以上の応札価格になる見込みの電源については、当該価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。

なお、当該監視で確認された価格を超える価格で応札した場合や、当該監視を受けず基準価格以上で応札した場合は³⁶、必要な手続きを踏まえた上で当該応札を取り消すこととする。

（エ）価格つり上げ（事後監視）

応札の受付期間終了後に、市場支配力を有する事業者市場支配的事業者を対象として、以下の電源については、応札価格の算定方法及び算定根拠についての説明を求める。³⁷

- ① 約定価格を決定した電源と、その上下２電源ずつ
ただし、市場分断が起きた場合は、分断されたエリア毎に該当する電源を抽出する。
- ② 市場支配力を有する事業者毎に、最も高い価格で応札した電源から３電源ずつ
ただし、約定価格以上で応札された電源に限る。
- ③ その他、監視主体が任意に抽出した電源
ただし、監視主体が価格のつり上げを行っている可能性がある
と判断した場合に限る。

³⁵ 前年度のメインオークションにおける指標価格とする。

³⁶ 電力・ガス取引監視等委員会は、事前監視で確認した価格を事業者に通知し、応札の受付開始後、実際の応札データとの整合性を確認する。

³⁷ 市場支配力を有していない事業者非支配的事業者の応札電源は原則として監視対象としないが、極めて限定的な状況(分断されたエリア毎の市場支配力を有する支配的事業者の応札電源が全て約定価格未満である場合等)では、約定価格を決定した電源について監視対象となりうる。

(オ) 監視スケジュール

監視スケジュールは、以下のとおり。

概要	スケジュール
① 事前監視対象電源の情報提出期日	「X－2月●日」
② 事前監視対象電源の応札価格上限の修正期日 ³⁸	「③の数週間前」
③ 応札の受付開始日	「X月●日」
④ 応札の受付終了日	「X月●日」
⑤ 事後監視の実施期間	「④～⑥の期間」 ³⁹
⑥ 約定結果の公表日	「Y月●日」

(5) 監視結果

電力・ガス取引監視等委員会において、監視の結果、事業者から客観的かつ合理的な説明が得られない場合には、注意喚起を行う。また、売り惜しみや価格のつり上げが判明した場合には、必要な手続きを踏まえた上で、事業者名及び当該行為の内容を公表する。

さらに、特に公正を害する応札行為を防止するため、市場管理者たる広域機関は、募集要綱等に盛り込むペナルティについて検討を行う。例えば、一定期間の容量オークションへの参加制限、期待容量の評価引き下げ等が考えられ、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と協議のうえ、適切な措置の検討を行う。

なお、監視のために供出事業者等から入手する算定根拠等の情報が、当該供出事業者等の競争情報に当たる場合には、非公開とすることが適切である。

5. カーボンニュートラルとの整合性

(1) 非効率石炭火力のフェードアウトに向けた誘導措置

脱炭素化という世界的な潮流の中、資源の乏しい我が国において、エネルギー安定供給に万全を期しながら、2050年カーボンニュートラル社会をいかに実現していくかという、大きな課題に取り組んでいく必要がある。そのような趣旨を踏まえ、容量市場において、非効率石炭火力フェードアウトに向けた「誘

³⁸ ただし、特段の事情がある電源を除き、①以降における、応札価格上限の修正は認めないこととする。

³⁹ なお、市場が分断した場合等の状況に応じて、⑤及び⑥の順序については変動する。

導措置」を講じることとなった。この誘導措置の具体的な仕組みについては、下記のとおりである。

(ア) 対象電源の基準

設計効率が 42%未満の石炭火力を、容量確保契約金額が減額される対象電源とする。

このとき、設計効率は建設時の計画値であり、毎年変動する混焼率や熱利用分は設計効率の算定外となる。

また、石炭火力とは、主燃料が石炭である発電所を表しており、例えば複数の燃料種を混焼している発電所において、石炭の割合が最も高い場合、石炭火力に該当することとなる。

(イ) インセンティブ設計

誘導措置の対象電源については稼働抑制に対するインセンティブを付与するため、対象電源の一律の減額ではなく、実需給年度の設備利用率が 50%以下の電源については減額無し、設備利用率 50%超の電源の減額率を 20%として、設備利用率の高低によって傾斜をつけていく仕組みとする。

このとき、設備利用率は、需給逼迫時のリクワイアメントに応じて稼働や市場応札等を行った場合も考慮して、「年間設備利用率[%] = (メーター値(送電端)[kWh] - メーター値(需給逼迫時の送電端発電量)[kWh]) / (契約容量[kW] × 8,760[h])」で算出される。

(2) 誘導措置の対象電源の確認方法

減額の対象電源の特定のため、発電事業者は電源情報等登録時に、減額対象ではない電源(設計効率 42%以上)の設計効率と証憑書類を広域機関に提出し、減額対象ではないことを証明する必要がある。

このとき、設計効率の定義としては、「設計効率(建設時の計画値) = タービン効率 × ボイラー効率 × (1 - プラント損失率)」で算出される数値とする。

また、証憑書類の要件としては、以下のとおりである。

- ① 発電事業者以外が設計効率の数値を担保していること
- ② 発電事業者が提出する設計効率と同じ数値が書類中に記載されていること
- ③ 当該設計効率がどの発電所のものであるか、特定されていること

(ア) 設計効率を示す証憑書類が存在する場合

上記の証憑書類を保有する発電事業者は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、広域機関に書類等を提出する。証憑書類は機微情報を含むため、証憑書類の要件以上の情報については黒塗りとすることも可能である。

(イ) 設計効率を示す証憑書類の提出が困難な場合

タービンとボイラーを別メーカーから購入しており、性能試験結果報告書が機器別に発行されている場合、各機器効率の証憑書類は存在するものの、プラント全体の設計効率を示す証憑書類の提出は困難となる。こうした場合には、広域機関による「容量市場メインオークション募集要綱」の公表後、電源等情報登録までに、資源エネルギー庁が事業者からの相談を受けて、設計効率の計算過程等の妥当性を確認する。相談を要する事業者は資源エネルギー庁の窓口（電力・ガス事業部電力基盤整備課）に連絡を取ることで、資源エネルギー庁による確認プロセスが開始される。確認プロセスに係る事項は以下のとおりである。

① 妥当性の確認方法

上記（２）のとおり、設計効率は、「設計効率（建設時の計画値）＝タービン効率×ボイラー効率×（１－プラント損失率）」で定義されるが、発電事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

- ・タービン効率 （計画値） やボイラー効率 （計画値） については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。
※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。
- ・プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類を提出。
- ・上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類を提出。

特にプラント損失率については技術的な内容を含むため、資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明を求める

こととする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

② 妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、その設計効率を確認した旨を当該事業者に通知する。また、当該事業者は、本通知を証憑書類として、電源等情報登録時の添付書類として広域機関に提出する。

(ウ) 実需給年度までに設計効率に変更がある場合

応札年度以降にタービンの設備改造を実施する等の理由で、将来的に設計効率が変わる計画を持っており、設備改造等による効率向上で誘導措置の対象電源から外れる（設計効率 42%以上となる）場合は、「容量市場メインオークション募集要綱」に従い、電源情報等登録時に事前申請を行う。

※この時の設計効率の算出方法は、下記（ウ）①を参照。

この場合においては、設備改造等後の設計効率の妥当性の確認が必要となるため、タービン或いはボイラーの設備改造等を完了した時点で、発電事業者は、すみやかに資源エネルギー庁に連絡を取ることとする。

その後、資源エネルギー庁は当該事業者の相談を受けて妥当性の確認を完了し、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出することとする。確認プロセスに係る事項は以下のとおりである。

① 妥当性の確認方法

上記（２）のとおり、設計効率は、「設計効率（建設時の計画値）＝タービン効率×ボイラー効率×（１－プラント損失率）」で定義されるが、発電事業者が設計効率を示す証憑書類を提出することが困難な場合においては、以下の書類の提出を求める。

- ・タービン効率 （計画値） やボイラー効率 （計画値） については、上記「証憑書類の要件」を満たす書類を提出。ただし、設備改造の場合、改造した設備は改造後の機器効率（計画値）を使用し、改造していない設備は建設時の機器効率（計画値：前項（イ）①と同様の数値）を使用。

※「証憑書類の要件」を満たす書類としては、例えば、当該事業者以外がタービン効率やボイラー効率の数値を保証している性能試験結果報告書等が考えられる。

- ・プラント損失率については、より実態に近い数値として、建設時に行う性能試験において計測された実測値を使用することとし、当該数値を確認可能な書類の提出
- ・上記、設計効率の定義に基づき算出された設計効率の数値を示す書類の提出

資源エネルギー庁は、必要に応じて発電事業者に対して説明の機会を設定することとする。このとき、当該事業者が説明を拒否する等、説明の場が調わない場合は、妥当性の確認が完了しない。

③ 妥当性の確認証明

資源エネルギー庁は、発電事業者から提出された設計効率の計算過程等の妥当性が確認できた場合、設計効率を確認した旨を当該事業者へ通知する。また、当該事業者は、実需給年度開始前までに、広域機関にその証憑書類等を提出する。

6. 発電事業に要する費用の適切な情報開示

特に大規模な発電事業者（保有する発電設備の容量が合計 200 万 kW を超える発電事業者）は、電気事業会計規則第三条の二の規定及び同規則別表第三に基づき、発電事業営業費用明細表等の作成が求められるとともに、「地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針」（以下、リスクマネジメントガイドラインという。）では、この概要を、競争上不利益にならない範囲において、決算報告後、速やかに公表を行うことが望ましいとされている。

容量市場は、小売電気事業者等から支払われる容量拠出金を原資として、広域機関が必要な供給力をオークションを通じて調達し、発電事業者に対して容量確保契約金額の支払いが行われる制度であることを踏まえれば、特に大規模な発電事業者においては、容量確保契約金額についての適切な情報開示が重要であると考えられる。

このため、リスクマネジメントガイドラインに基づく発電事業営業費用明細表等の概要の公表に当たっては、2024 年度以降のその明細表において、容量確

保契約金額を注記として付記することにより、発電事業に要する費用の額と当該収入金額を比較可能な形で公表することが望ましい。

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 1 回	平成 29 年 3 月 6 日	(1) 今後の市場整備の方向性について (2) 詳細設計を行う上での留意事項について (3) 今後の進め方について
第 2 回	平成 29 年 3 月 28 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 3 回	平成 29 年 4 月 10 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 平成 28 年度(2016 年度)中間取りまとめについて
第 4 回	平成 29 年 4 月 20 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) その他
第 5 回	平成 29 年 5 月 15 日	(1) 事業者ヒアリングについて (2) 意見募集の結果について (3) その他
第 6 回	平成 29 年 5 月 22 日	(1) 海外有識者ヒアリングについて (2) 事業者ヒアリングについて (3) その他
第 7 回	平成 29 年 6 月 6 日	(1) 需給調整市場について (2) インバランス制度について
第 8 回	平成 29 年 6 月 30 日	(1) ベースロード電源市場について (2) その他
第 9 回	平成 29 年 7 月 26 日	(1) インバランスの当面の見直しについて (2) 間接オークション導入に伴う会計上の整理について (3) 既存契約見直し指針について (4) 中間論点整理(案)
第 10 回	平成 29 年 9 月 6 日	容量市場について
第 11 回	平成 29 年 9 月 19 日	需給調整市場について
第 12 回	平成 29 年 10 月 6 日	容量市場について
第 13 回	平成 29 年 10 月 30 日	(1) 間接送電権について (2) ベースロード電源市場について
第 14 回	平成 29 年 11 月 10 日	(1) 需給調整市場について (2) 容量市場について
第 15 回	平成 29 年 11 月 28 日	(1) 需給調整市場について

		(2)非化石価値取引市場について (3)その他
第 16 回	平成 29 年 12 月 12 日	(1)容量市場について (2)ベースロード電源市場について
第 17 回	平成 29 年 12 月 26 日	(1)中間論点整理(第 2 次)(案)及び非化石価値取引市場について(案) (2)各市場等の制度設計に係る意見募集のご案内について
第 18 回	平成 30 年 1 月 30 日	事業者ヒアリングについて
第 19 回	平成 30 年 3 月 2 日	(1)事業者・団体ヒアリングについて (2)意見募集の結果について
第 20 回	平成 30 年 3 月 23 日	(1)需給調整市場について (2)容量市場について (3)その他
第 21 回	平成 30 年 4 月 10 日	(1)間接送電権について (2)容量市場について
第 22 回	平成 30 年 4 月 26 日	(1)間接送電権について (2)容量市場に関する既存契約見直し指針について (3)ベースロード電源市場について (4)その他
第 23 回	平成 30 年 5 月 18 日	(1)容量市場について (2)中間とりまとめについて
第 24 回	平成 30 年 7 月 17 日	(1)中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)需給調整市場について (3)その他
第 25 回	平成 30 年 10 月 22 日	(1)非化石価値取引市場について (2)その他
第 26 回	平成 30 年 11 月 26 日	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について
第 27 回	平成 30 年 12 月 17 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 28 回	平成 31 年 1 月 30 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 29 回	平成 31 年 2 月 28 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について

		(3)ベースロード市場について (4)東北東京間連系線に係わる特定負担者の取り扱いの明確化について
第 30 回	平成 31 年 3 月 19 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)ベースロード市場について
第 31 回	平成 31 年 4 月 22 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第 32 回	令和元年 5 月 31 日	(1)非化石価値取引市場について (2)第二次中間とりまとめについて (3)その他
第 33 回	令和元年 7 月 25 日	(1)第二次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について (4)事業者ヒアリングについて
第 34 回	令和元年 9 月 13 日	(1)容量市場について (2)その他
第 35 回	令和元年 10 月 28 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について (3)容量市場について
第 36 回	令和元年 12 月 6 日	(1)非化石価値取引市場について (2)間接送電権について (3)容量市場について
第 37 回	令和元年 12 月 24 日	(1)非化石価値取引市場について (2)ベースロード市場について
第 38 回	令和 2 年 1 月 31 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 39 回	令和 2 年 4 月 7 日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について
第 40 回	令和 2 年 5 月 29 日	(1)容量市場について (1)第三次中間とりまとめ(案)について

第 41 回	令和 2 年 7 月 31 日	(1)第三次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて (2)非化石価値取引市場について (3)非効率石炭のフェードアウトに向けた検討について
第 42 回	令和 2 年 9 月 17 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 43 回	令和 2 年 10 月 13 日	(1)容量市場について (2)需給調整市場について
第 44 回	令和 2 年 11 月 27 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について
第 45 回	令和 2 年 12 月 24 日	容量市場について
第 47 回	令和 3 年 3 月 1 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 48 回	令和 3 年 3 月 26 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について (3)ベースロード市場について
第 49 回	令和 3 年 4 月 15 日	(1)容量市場について (2)非化石価値取引市場について
第 50 回	令和 3 年 4 月 26 日	(1)第四次中間とりまとめ(案)について (2)非化石価値取引市場について (3)需給調整市場について
第 51 回	令和 3 年 5 月 26 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2021 年度夏季及び冬季の電力需給の見通しと対策について
第 52 回	令和 3 年 6 月 14 日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)第四次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第 53 回	令和 3 年 7 月 5 日	第5次中間とりまとめ(案)について
第 54 回	令和 3 年 7 月 16 日	(1)今後の供給力確保策について (2)非化石価値取引市場について
第 55 回	令和 3 年 7 月 16 日	(1)ベースロード市場について (2)非化石価値取引市場について
第 56 回	令和 3 年 8 月 27 日	(1)非化石価値取引市場について (2)2022 年度の需給見通し・供給力確保策について

		(3)第5次中間とりまとめに関するパブリックコメントについて
第57回	令和3年9月24日	(1)非化石価値取引市場について (2)2020年度の高度化法に基づく達成計画の報告について (3)2021年度冬季に向けた供給力確保策について (4)需給調整市場の取引状況
第58回	令和3年10月12日	第6次中間とりまとめ(案)について
第59回	令和3年11月29日	(1)非化石価値取引市場について (2)今冬の電力需給対策及び今後の電力システムの主な課題について
第60回	令和3年12月22日	(1)非化石価値取引市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について
第61回	令和4年1月21日	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第62回	令和4年2月17日	(1)容量市場について (2)電源投資の確保について (3)非化石価値取引市場について
第63回	令和4年3月16日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)非化石価値取引市場について
第64回	令和4年3月16日	(1)容量市場について (2)ベースロード市場について (3)需給調整市場について
第65回	令和4年5月25日	(1)ベースロード市場について (2)容量市場について (3)電源投資の確保について

※網掛け回は七次中間とりまとめに関する議論を実施

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会委員名簿

※五十音順、敬称略 ◎は座長、○は座長代理

(令和4年5月現在)

○秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構システム研究G グループリーダー
安藤 至大	日本大学経済学部 教授
◎大橋 弘	東京大学大学院経済学研究科 教授
男澤 江利子	有限責任監査法人トーマツ 公認会計士
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 助教
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 准教授
曾我 美紀子	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
武田 邦宣	大阪大学大学院法学研究科 教授
辻 隆男	横浜国立大学大学院工学研究院知的構造の創生部門 准教授
廣瀬 和貞	株式会社アジアエネルギー研究所 代表
又吉 由香	みずほ証券株式会社 上級研究員
松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授

電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会

オブザーバー名簿

※五十音順、敬称略(令和4年5月現在)

阿部 公哉	東北電力ネットワーク株式会社 電力システム部 技術担当部長
石坂 匡史	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長
小川 博志	関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
加藤 英彰	電源開発株式会社 常務執行役員 経営企画部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
小鶴 慎吾	株式会社エネット 取締役 経営企画部長
斉藤 靖	イーレックス株式会社 取締役経営企画部長
佐藤 悦緒	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
花井 浩一	中部電力株式会社 執行役員 経営戦略本部 部長
山次 北斗	電力広域的運営推進機関 企画部長
渡辺 宏	出光興産株式会社 上席執行役員

(関係省庁)

環境省