次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会

制度検討作業部会

第二十三次中間とりまとめ

令和 8 年 3 月

総合資源エネルギー調査会　電力・ガス事業分科会

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会

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） 4
2. 1. 需給調整市場 4
（1）　背景 4
（2）　需給調整市場の取引状況について 5
（3）　需給調整市場の募集量に関する措置 10
（4）　今後の需給調整市場に関する検討について 10
（5）　揚水発電に関する対応について 20
（6）　需給調整市場の運営主体の位置づけについて 21
（7）　需給調整市場の売買手数料について 21
（8）　価格規律の見直しについて（適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドラインの改定） 22
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会 41
次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会委員名簿 43

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、定期的にとりまとめのうえ、パブリックコメント手続を経て公表しており、本稿は 23 回目の中間とりまとめとなる。

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気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うとともに、新たな制度の検討についても取り組んでいく。

[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。

2. 市場整備の方向性（各論）

2. 1. 需給調整市場[2]

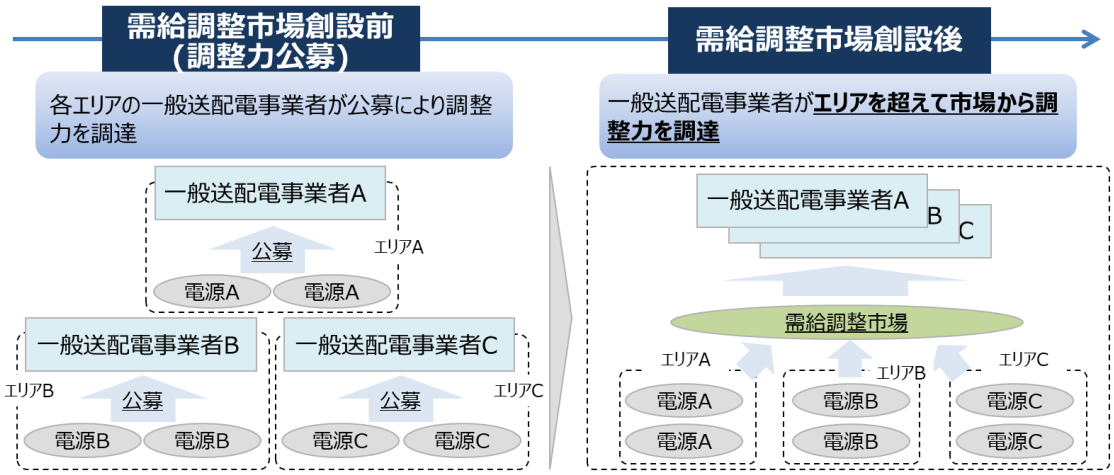
（1） 背景

我が国において、再生可能エネルギーの導入が進む中で、調整力を効率的に確保していくことは重要な課題である。周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016 年 10 月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきた。

また、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し、2021 年 4 月より取引を開始した。

需給調整市場の詳細検討に当たっては、需給調整の実運用と密接に関わるため、慎重な検討が求められる。本作業部会においては、日々の需給調整に支障を生じさせないことの重要性だけではなく、広域化等による需給調整の効率化や、調整力確保に係る市場メカニズムの採用による透明性の向上、DR 事業者や新電力等の新規事業者を含めた形での調整力の確保といった諸課題に対応することは、電力システムにとって必須の課題であるという認識のもと、需給調整市場の詳細制度設計を進めてきた。

（参考図１－１）調整力の調達の在り方



※１：2021年度は需給調整市場の商品のうち三次調整力②のみ取引開始。2022年度からは三次調整力①の取引を開始し、他商品は2024年度より導入予定。
※「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

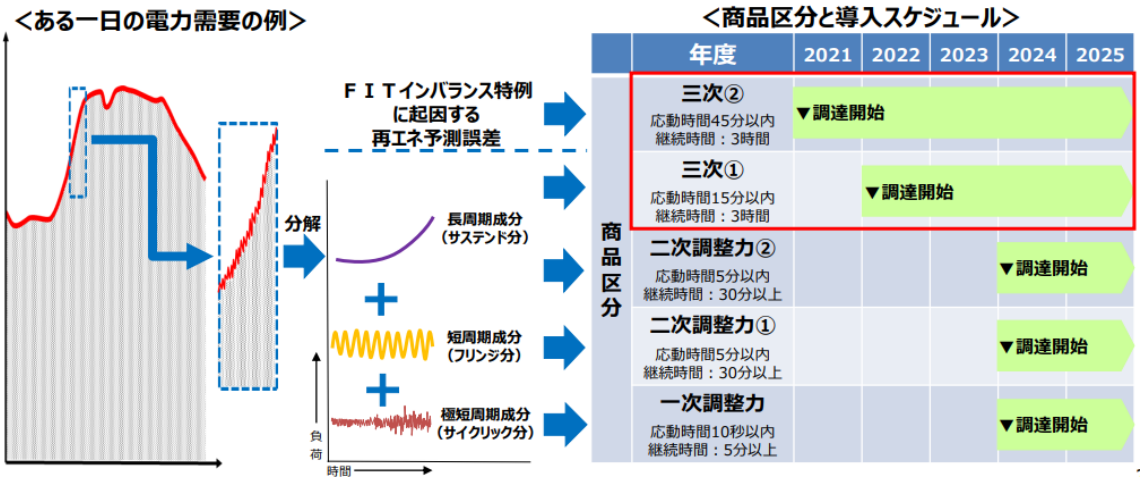
電力需要の変動は成分ごとに分解可能であり、発電機はそれぞれ変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、応動時間や継続時間に応じて、一次調整力から三次調整力②までの5つの商品を取り扱うこととした。第三次中間とりまとめにおいて、需給調整市場の市場開設に向けた準備として、

[2] 本稿で取り上げている取引状況のデータは、直近の市場取引情報の速報値を収集・分析したものであるため、今後修正・変更する可能性がある。

2021年度に取引を開始する三次調整力②を対象とした取引規程（入札、約定、アセスメント、ペナルティ等に係るルールを規定）を策定し、2021年度から三次調整力②の運用が開始され、2022年度から三次調整力①の運用、2024年度からは一次調整力から二次調整力②の運用が始まり、2025年度時点において全商品の運用が行われている。

需給調整市場における調達状況を踏まえ、制度設計に関して連続的に議論が行われてきた。本中間とりまとめでは、2025年度に議論・変更された制度を中心に取りまとめる。

（参考図１－２）需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール



（2） 需給調整市場の取引状況について

（2025 年度の需給調整市場取引状況について）

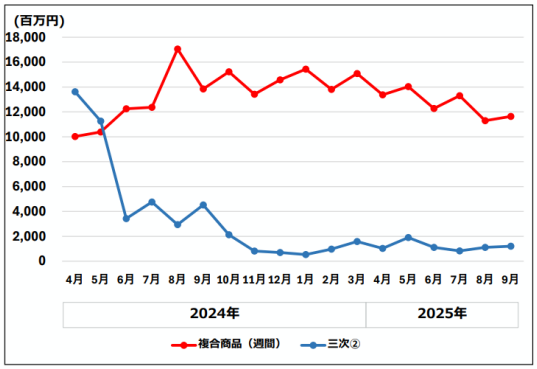
2025 年度の需給調整市場における調達費用のうち三次調整力②の調達費用は、募集量削減係数を用いた募集量削減を開始した 2024 年 6 月以降、減少傾向にある。調整力の調達総コストを低減する観点からは、市場での三次調整力②調達費用だけでなく、余力活用分を含めた調達費用総額の動向を確認することが重要であるが、余力活用費用も増加することなく調整力調達費用の総額は減少傾向であり、三次調整力②についていえば、募集量削減は余力活用を含めた調達費用総額の低減に寄与した。

他方、一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①及び複合商品[3]の調達費用は、2024 年度は年度を通じて高止まりしていたが、2025 年 6 月以降は、市場外調整力の控除が始まった結果、エリアによって差はあるものの、全体として減少傾向にある。

[3] 単一リソースで、一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①のうち複数の商品に応札を行う応札区分。

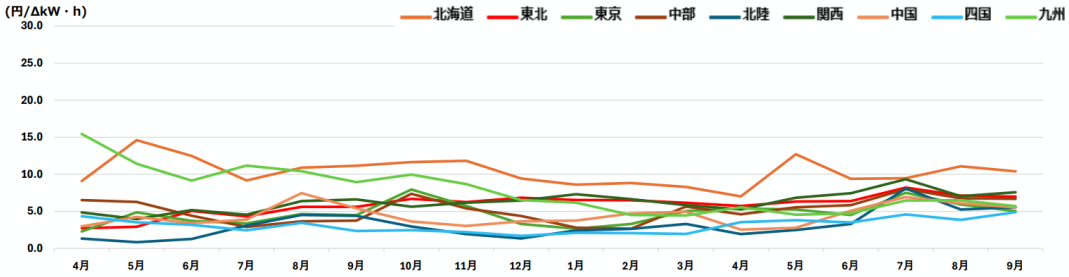
（参考図２－１）市場調達費用総額推移（2024 年 4 月～2025 年 9 月）

（百万円）	複合商品（週間）	三次②（前日）	合計
2024年4月	10,022	13,626	23,647
2024年5月	10,389	11,257	21,646
2024年6月	12,249	3,428	15,677
2024年7月	12,367	4,759	17,126
2024年8月	17,055	2,941	19,996
2024年9月	13,845	4,518	18,363
2024年10月	15,227	2,124	17,352
2024年11月	13,425	814	14,239
2024年12月	14,579	694	15,274
2025年1月	15,443	530	15,973
2025年2月	13,807	974	14,781
2025年3月	15,087	1,585	16,672
2025年4月	13,368	1,023	14,391
2025年5月	14,035	1,897	15,932
2025年6月	12,278	1,112	13,390
2025年7月	13,297	826	14,123
2025年8月	11,295	1,107	12,401
2025年9月	11,633	1,205	12,838



（参考図２－２）エリア別市場調達単価（2024 年 4 月～2025 年 9 月）

＜複合商品＞

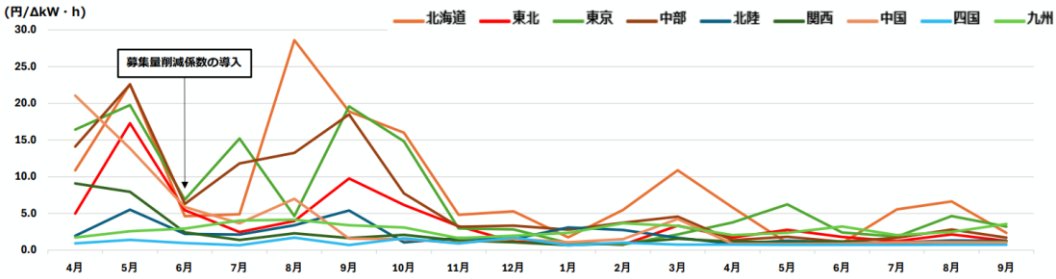


(円/ΔkW・h)	2024年4月	2024年5月	2024年6月	2024年7月	2024年8月	2024年9月	2024年10月	2024年11月	2024年12月	2025年1月	2025年2月	2025年3月	2025年4月	2025年5月	2025年6月	2025年7月	2025年8月	2025年9月
北海道	9.1	14.6	12.5	9.2	10.9	11.2	11.7	11.8	9.4	8.6	8.8	8.3	7.0	12.7	9.4	9.5	11.1	10.4
東北	2.7	2.9	5.1	4.3	5.6	5.6	6.7	6.2	6.8	6.5	6.5	6.2	5.7	6.3	6.4	8.2	7.1	7.0
東京	2.3	4.9	3.7	3.4	4.6	4.5	7.9	5.7	3.3	2.7	3.3	5.0	5.4	5.2	4.5	7.5	5.9	5.0
中部	6.5	6.3	4.4	2.9	3.7	3.7	7.4	5.4	4.4	2.8	2.6	5.6	4.6	5.5	5.8	8.0	6.8	6.7
北陸	1.3	0.8	1.3	3.1	4.5	4.4	3.0	1.9	1.3	2.4	2.6	3.3	1.9	2.5	3.3	8.1	5.2	5.5
関西	4.8	4.0	5.2	4.5	6.4	6.6	5.6	6.2	6.5	7.3	6.7	5.8	5.3	6.8	7.4	9.3	7.0	7.6
中国	3.0	4.2	3.4	3.9	7.5	5.4	3.6	3.0	3.7	3.7	4.7	4.9	2.5	2.8	5.1	6.9	6.1	5.5
四国	4.3	3.5	3.2	2.5	3.4	2.4	2.5	2.2	1.7	2.1	2.1	2.0	3.5	3.8	3.5	4.6	3.9	4.9
九州	15.4	11.4	9.2	11.2	10.4	8.9	10.0	8.7	6.5	6.2	4.5	4.4	5.5	4.5	4.7	6.5	6.5	5.7

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

(※)未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

＜三次調整力②＞

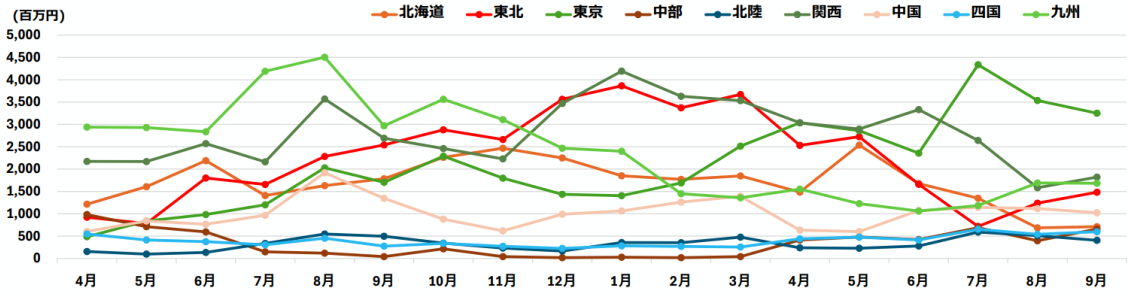


(円/ΔkW・h)	2024年4月	2024年5月	2024年6月	2024年7月	2024年8月	2024年9月	2024年10月	2024年11月	2024年12月	2025年1月	2025年2月	2025年3月	2025年4月	2025年5月	2025年6月	2025年7月	2025年8月	2025年9月
北海道	10.9	22.6	4.6	4.9	28.6	18.9	16.0	4.8	5.3	1.7	5.5	10.9	5.8	1.0	1.0	5.6	6.6	2.3
東北	5.0	17.3	5.4	2.5	4.0	9.8	6.2	3.3	1.2	1.0	0.7	3.3	1.7	2.8	1.8	1.2	2.1	1.3
東京	16.4	19.8	6.9	15.2	4.6	19.6	14.8	3.0	2.8	1.0	0.8	2.1	3.8	6.2	2.4	1.8	4.7	3.2
中部	14.1	22.6	6.3	11.8	13.3	18.5	7.7	3.2	3.3	2.8	3.7	4.6	1.4	1.8	1.1	1.7	2.8	1.7
北陸	1.9	5.5	2.2	2.1	3.4	5.4	1.1	1.6	1.5	3.1	2.7	1.7	0.9	1.3	1.0	1.0	1.3	1.3
関西	9.1	7.9	2.4	1.4	2.3	1.7	2.1	1.3	1.1	0.7	0.9	1.6	1.2	1.1	1.2	0.9	1.1	1.2
中国	21.1	13.9	5.9	3.7	7.0	1.6	1.5	1.0	1.5	1.1	1.5	4.2	0.9	0.9	0.9	1.1	1.1	1.1
四国	0.9	1.4	1.0	0.7	1.7	0.7	1.6	0.9	1.7	0.7	1.0	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
九州	1.7	2.6	2.9	4.0	4.1	3.4	3.1	1.6	2.0	2.3	3.7	3.3	2.1	2.4	3.2	2.0	2.5	3.6

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

(※)未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

（参考図２－３）エリア別複合商品調達費用総額の動向（2024 年 4 月～2025 年 9 月）



(百万円)	2024年4月	2024年5月	2024年6月	2024年7月	2024年8月	2024年9月	2024年10月	2024年11月	2024年12月	2025年1月	2025年2月	2025年3月	2025年4月	2025年5月	2025年6月	2025年7月	2025年8月	2025年9月
北海道	1,213	1,607	2,189	1,409	1,629	1,784	2,261	2,466	2,249	1,852	1,771	1,848	1,485	2,537	1,677	1,347	685	710
東北	923	782	1,799	1,655	2,284	2,540	2.881	2,661	3,564	3,863	3,371	3,671	2,530	2,726	1,659	717	1,236	1,482
東京	486	839	984	1,200	2,029	1,703	2,291	1,796	1,434	1,405	1,689	2,515	3,038	2,860	2,357	4,335	3,537	3,251
中部	981	711	595	149	118	40	215	41	18	28	17	40	413	481	424	687	398	658
北陸	155	97	136	335	549	497	344	232	164	355	353	478	240	228	280	590	509	407
関西	2,173	2,170	2,572	2,161	3,570	2,690	2,460	2,228	3,469	4,192	3,629	3,532	3,037	2,898	3,332	2,641	1,583	1,821
中国	605	839	763	965	1,919	1,346	878	619	990	1,064	1,259	1,392	633	600	1,075	1,142	1,118	1,023
四国	548	413	375	305	454	275	336	273	225	282	270	254	439	477	414	653	539	599
九州	2,938	2,931	2,835	4,188	4,504	2,971	3,561	3,109	2,467	2,401	1,448	1,357	1,552	1,229	1,060	1,185	1,690	1,682

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

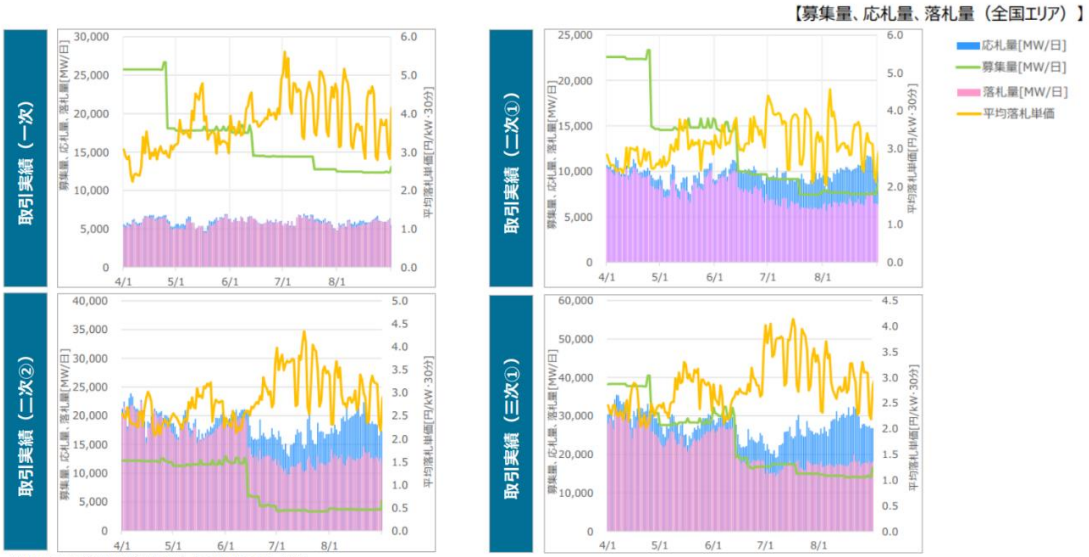
(※)未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

複合市場[4]においては、一次調整力、二次調整力①の募集量を 3σ相当量、二次調整力②、三次調整力①の募集量を 1σ相当量としているが、一次調整力、二次調整力①を中心に応札量の不足が継続しており、全国で見た場合に一次調整力では 60%程度、二次調整力①では 40%程度の不足率となっている。

（参考図２－４）一次調整力～三次調整力①への応札状況

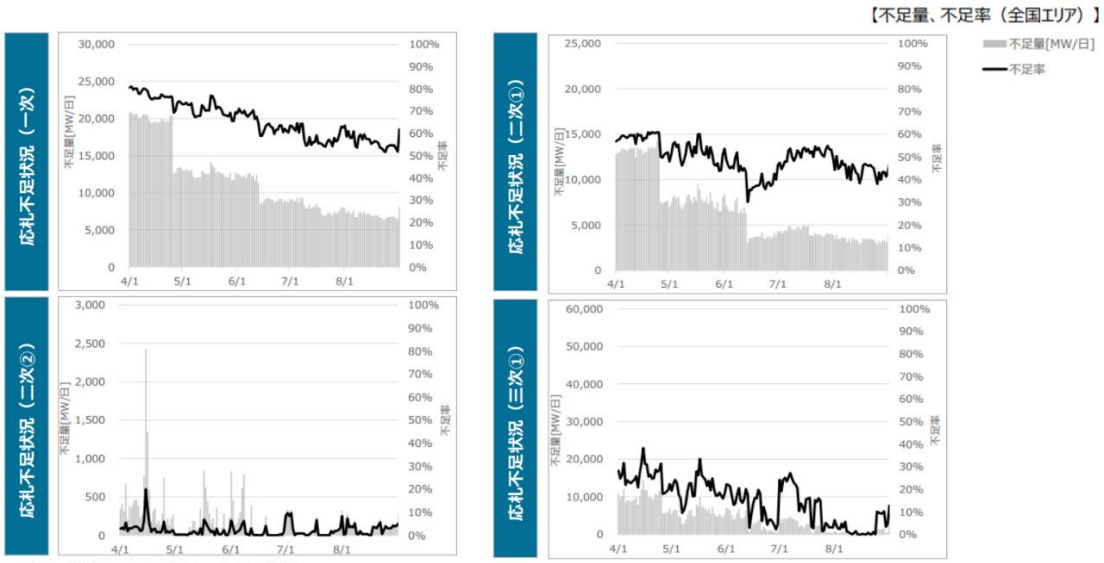
※第 57 回需給調整市場検討小委員会　資料 5 抜粋

＜募集量･応札量･落札量＞



（出所）第57回需給調整市場検討小委員会（2025年9月26日） 資料5

＜不足量･不足率＞



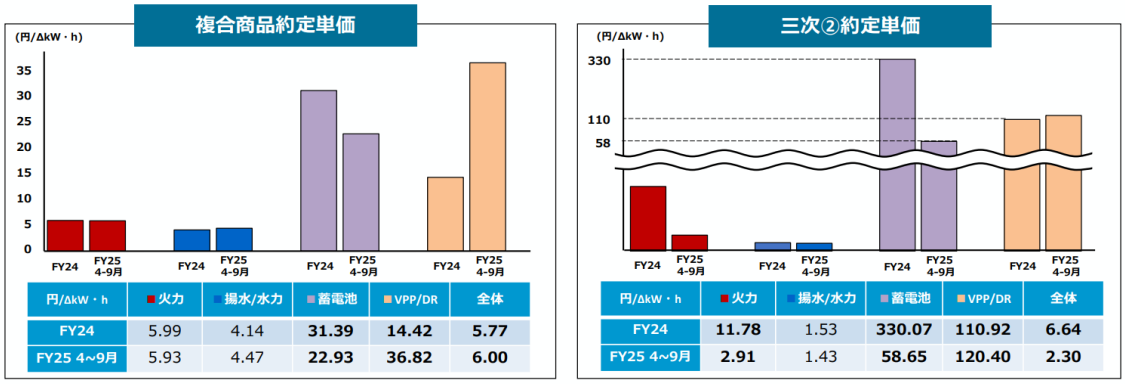
（出所）第57回需給調整市場検討小委員会（2025年9月26日） 資料5

[4] 需給調整市場のうち一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①及び複合商品の取引を行うもの。

（応札リソースの動向について）

需給調整市場における応札リソース別の約定単価について、2024 年度と 2025 年度（4 月～9 月）の約定単価を比較したところ、複合商品の約定単価において、火力・揚水/水力では大きな変化は生じていない。他方、2024 年度に募集量削減係数を導入した三次調整力②において、蓄電池・火力の高単価約定は減少しており、募集量削減が約定単価の抑制に寄与したと考えられる。

（参考図２－５）リソース別の約定単価（2024 年度、2025 年 4 月～9 月）



円/ΔkW・h	火力	揚水/水力	蓄電池	VPP/DR	全体
FY24	5.99	4.14	31.39	14.42	5.77
FY25 4~9月	5.93	4.47	22.93	36.82	6.00

円/ΔkW・h	火力	揚水/水力	蓄電池	VPP/DR	全体
FY24	11.78	1.53	330.07	110.92	6.64
FY25 4~9月	2.91	1.43	58.65	120.40	2.30

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

(3) 需給調整市場の募集量に関する措置

(市場外調整力の募集量控除について)

第 56 回需給調整市場検討小委員会(2025 年 6 月 3 日)では、各エリアで発生している自然体余力(起動済み電源の余力)の発生要因について分析し、市場募集量からの控除対象として適切な市場外調整力について整理された。また、当該控除は、2026 年 3 月までを適用時期とし、以降は取引状況に応じて再度検討することとされた。

市場外調整力の募集量控除の量は、エリアによって異なる。北海道・関西以外のエリアでは、2025 年 6 月 10 日約定(6 月 14 日～20 日受渡し)分以降について、本取組による募集量控除を行っているが、未達率の改善状況はエリアによって差があることが確認された。関西エリアでは同年 6 月 17 日約定(6 月 21 日～27 日受渡し)分より、北海道エリアでは同年 7 月 1 日約定(7 月 5 日～11 日受渡し)分より、市場外調整力の募集量控除が開始された。

(参考図3－1)市場外調整力の募集量控除前後における複合市場の状況

単位：百万ΔkW・h 未達率のみ%	6月の1日あたり週間商品募集量		6月の1日あたり応札量		6月の1日あたり約定量		6月の未達率	
	控除前	控除後	控除前	控除後	控除前	控除後	控除前	控除後
東北	12.84	8.92	14.27	10.02	11.23	6.76	17%	25%
東京	34.28	18.13	21.08	10.73	23.44	12.31	32%	32%
中部	9.82	1.00	3.92	4.08	3.30	1.95	67%	20%
北陸	3.50	2.94	3.50	2.94	3.12	2.63	11%	11%
関西	18.50	12.00	18.79	18.41	16.53	11.92	11%	5%
中国	8.77	7.06	9.76	11.72	7.61	6.58	14%	8%
四国	5.31	3.66	4.42	4.01	4.51	3.47	15%	5%
九州	13.19	8.33	9.40	7.53	9.65	5.70	27%	32%
8エリア合計	**106.20**	**62.03**	**85.14**	**69.44**	**79.39**	**51.32**	**26%**	**20%**

(注１) 上記表にて応札量が募集量を上回っていても、ある日のあるブロックで1度でも未達が発生していれば、未達率はゼロにならないことに注意。
(注２) 東北・中部エリアにおいては、揚水随意契約分の募集量削減は控除前後共に反映されている。
(注３) 控除前の計算期間は6月1日～13日（関西エリアにおいては6月1日～6月20日）、控除後の計算期間は6月14日～6月27日（関西エリアにおいては6月21日～6月27日）としている。北海道エリアは控除未開始のため本表には記載していない。
(注４) 未達率＝1日あたり未達量÷1日あたり週間商品募集量。一方、ブロックによって募集量を上回る約定が生じている場合（各応札に設定できる「最小希望約定量」のため）もあるため、未達量は「募集量と約定量の差」と必ずしも一致しない。
(注５) 募集量・約定量は各TSO別（約定エリア別）の集計、応札量は電源属地別の集計。
（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

(4) 今後の需給調整市場に関する検討について

第 103 回制度検討作業部会では、今後の需給調整市場における調整力調達の方向性等として、当面の間、市場以外での調整力調達手段を併用していくことや制度的措置(制度的な応札義務化)の導入の見送りについて整理された。

2026 年度以降[5]、複合市場の取引タイミングが前の週から前日となり(以下、「前日取引化」という。)、取引単位が従来の 3 時間ブロックから 30 分コマへ変更となる(以下、「30 分化」という。)ことも踏まえ、第 108 回～第 110 回制度検討作業部会において、制度的導入の要否を含む 2026 年度以降の調整力調達の方向性について議論を行った上で、2026 年度以降の各商品(一次調整力～三次調整力①及び複合商品、三次調整力②)の具体的な対応方針(募集量の削減、上限価格の見直しにおける具体的な水準)について整理した。

[5] 2026 年 3 月 13 日取引分(3 月 14 日受渡し分)より制度変更が適用される。以降特段の断りがなければ、「2026 年度以降」の記載は同制度変更が行われるタイミング以降の意で用いる。

（2026 年度以降の調整力調達の方向性について）

第 81 回電力・ガス基本政策小委員会（2024 年 9 月 26 日）において、市場創設の当初の目的を達成するために、誘導的措置や制度的措置、2026 年度に予定されている前日取引への全面移行等の対応を進めることで、需給調整市場の運用改善を進めるべきであるとされた。さらに、中期的には、今後の再エネ大量導入・系統混雑も見据えた上で、kWh と ΔkW の同時約定により最適化された調整力調達及び電源運用を実現するべく、同時市場の導入に向けた検討を本格的に進めることが必要とされた。

第 103 回制度検討作業部会において、発電事業者にとっての応札障壁のさらなる緩和、より安価な応札札の増加、将来的な同時市場への円滑な移行を目指すべく、まずは今後予定されている複合市場の前日取引化・30 分化の対応を着実に行うこととされた。他方、調整力調達コストの最小化のためには、当面の間は市場以外での調整力調達手段（余力活用電源・揚水等随意契約）を併用していくことが必要であると整理された。

（制度的措置の導入について）

第 50 回需給調整市場検討小委員会（2024 年 9 月 10 日）以降、同小委員会において、制度的措置に関する検討や技術的検証が行われ、第 54 回需給調整市場検討小委員会（2025 年 3 月 4 日）では、国とも連携の上、2026 年度からの制度的措置の導入要否等の検討を進めていくこととされた。

第 103 回制度検討作業部会では、市場での調達割合を増やすという方向性は合理的である一方、制度的措置の導入は市場の混乱や事業者のオペレーション対応上の負担増となると推測されることから、経済効率性と市場参加の自由度確保のバランスを保ちながら調整力調達を進めることを基本的な方向性とし、当面は余力活用電源や揚水等随意契約も活用しながら市場調達を進め、2026 年 4 月からの制度的措置の導入は見送ることとされた。

他方、今般、制度的措置の導入を見送ることで、発電事業者における市場応札のシステム整備やオペレーション対応が一切進まなくなることは望ましくない。事実上、全電源の市場応札を求める同時市場の導入に向け、部分的に同時市場の一部制度を試行することは、実務的課題をあらかじめ洗い出す観点等から有益である。事業者のシステム改修の負担等も考慮に入れつつ、今後、同時市場開始前の時点では全電源の市場応札を一定の範囲で求めていくこととされた。

（2026 年度以降の三次調整力②市場[6]の対応方針について）

第 108 回制度検討作業部会において、2026 年度以降の前日取引化以降の三次調整力②の募集量について、2025 年度現在の「1σ 相当」又は「3σ 相当に募集量削減係数をかけたもの」のうち小さい方とする対応を、継続的に適用することとされた。これは、募集量削減係数が、余力調達コスト・市場調達コストの大小が逆転する点において募集量を削減する考え方であり、これを導入した 2024 年 11 月以降、市場と余力の調達コストを合わせて、十分なコスト抑制を図ることができていたためである。また、募集量削減係数の仕組み上、仮に応札未達であったとしても、次回更新時の募集量削減係数により安値の応札量に応じて市場サイズが縮小することとなり、いたずらなコスト増大に繋がる懸念は小さいことから、引き続き三次調整力②の上限価格を設定しないこととされた。

（2026 年度以降の複合市場の対応方針について）

＜2025 年度時点における募集量・上限価格の水準＞

2025 年度時点において、一次調整力・二次調整力①は、必要量 3σ 相当を、市場調達と、必要に応じて揚水随意契約で確保する一方、二次調整力②・三次調整力①は、市場調達での確保量を最大 1σ とし、前日 12 時時点での広域予備率が 12%[7]を下回っている場合、3σ 相当まで必要分を追加調達する効率的な調達を導入しており、2025 年度時点では、追加調達分は余力活用電源より調達している。

また、上限価格については、二次調整力②・三次調整力①の単一商品は 7.21 円／ΔkW・30 分、一次調整力・二次調整力①の単一商品及び複合商品は 19.51 円／ΔkW・30 分と設定されている。一次調整力・二次調整力①及び複合商品の上限価格が高く設定されているのは、第 66 回電力・ガス基本政策小委員会（2023 年 10 月 31 日）において、「週間調達段階では不確実性があるため全体の供給量が抑制され、相対的に高い価格での応札が増える可能性もあり、できる限り市場を通じて必要な調整力を確保する観点からは、多少調達コストが上昇しても、確実に必要量を確保することが重要」であると整理されたためである。

＜2026 年度以降の複合市場の対応方針＞

第 108 回制度検討作業部会において、2026 年度に、応札未達が継続することによる市場環境の大幅な悪化が発生し、それに伴い、2024 年度の三次調整力②の募集量削減のように、様々な措置を直ちに講じることで、TSO 及び発電事業者の業務に急激な影響が生じることを防ぐため、あらかじめ 2026 年度以降の複合市場の募集量削減、合理的な上限価格の設定について検討した。

---

[6] 需給調整市場のうち三次調整力②の取引を行うもの。

[7] 12%という閾値は、第 83 回制度検討作業部会で議論された、2025 年度時点において適用されている閾値であり、第 58 回需給調整市場検討小委員会において、2026 年度以降は閾値を 10%とすることとされた。

市場で取引される調整力の厚みが増すためには、継続的に調整力を供出するリソースが参入しやすい市場を形成する必要がある一方、引き続き市場への応札不足が懸念される現在の状況下では、募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰を防ぐ必要がある。

第 108 回制度検討作業部会では、二次調整力②・三次調整力①の募集量については引き続き市場による調達量を最大 1σ相当とし、前日 12 時の広域予備率が閾値を下回り必要量が 3σ相当となった場合でも差分は余力にて調達することとされた。

第 110 回制度検討作業部会では、2026 年度以降、複合市場が前日取引化・30 分化するタイミングでは、複合市場の状況を予断することができないため、募集量・上限価格について一定の措置を講じた上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととされた。

具体的には、2026 年度以降、一次調整力・二次調整力①の募集量を、3σ相当量から 1σ相当量まで削減する[8]こと、一次調整力・二次調整力①、複合商品の上限価格を、19.51 円/ΔkW・30 分から 15 円/ΔkW・30 分に引き下げた上で、市場における競争状況の改善が見られない場合には、10 円/ΔkW・30 分、7.21 円/ΔkW・30 分（第 108 回制度検討作業部会で議論された上限価格の水準）等と段階的に引き下げることとした。

その上で、市場で取引される調整力の厚みが増すためには、継続的に調整力を供出するリソースが参入しやすい市場を形成する必要があり、適切な競争環境と十分な約定機会を確保する観点から、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には、募集量を増加させることとした。上限価格についても、市場における競争状況に改善が見られる場合には、それ以上の引下げは行わないこととした。

市場における競争状況については、前日取引開始後、1か月、2か月、3か月、6か月などの一定の期間における実績（例えば、募集量に対する応札量の状況、応札価格の分布、余力の価格水準）を確認し、その検証結果を踏まえて判断することとし、その際、エリアや商品等による市場の状況の違いにも留意することとした。

[8] 専用線の構築が不要な「一次オフライン枠」の調達上限は、2025 年度時点では、電力の安定供給の観点から、一次調整力の必要量（電力需要の変動に相当する平常時分と、電源脱落時の対応に相当する異常時分の合算）のうち平常時分の 3σ相当値とされているが、一次調整力の募集量を3σ相当値から1σ相当値に削減することに伴い、「一次オフライン枠」の調達上限も、平常時分の 1σ相当値まで引き下げる。

＜電力需給調整力取引所（以下、「EPRX」という。」取引会員向けアンケート＞

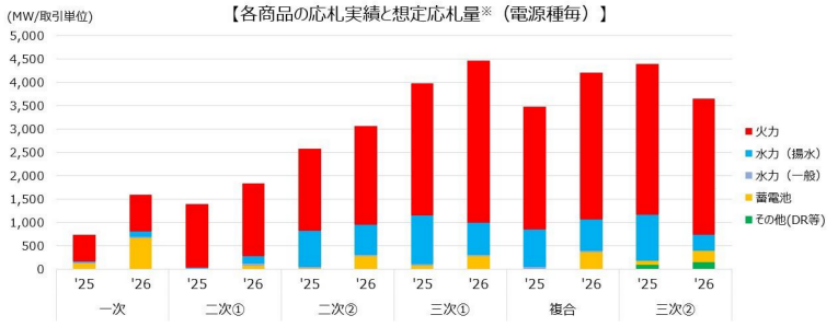
2026 年度以降の複合市場の前日取引化・30 分化に向けた準備状況等について、事業者に対して、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関、EPRX の連名で実施したアンケート[9]（以下、「EPRX 取引会員向けアンケート」という。）を行い、第 57 回需給調整市場検討小委員会（2025 年 9 月 26 日）において、その結果が公表された。

アンケートの結果、複合市場の前日取引化・30 分化により複合市場への応札を増加させると回答した事業者が一定存在する一方、一部の事業者については、適正な電力取引等に関する指針（以下、「適取ガイドライン」という。）において、スポット市場の取引タイミング（前日 10 時）で余剰電力の全量をスポット市場へ応札することが、公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為とされているため、その売れ残り札のみが、前日 14 時に行われる需給調整市場へ応札可能となる。そのため、実際の応札量について、アンケート実施時点では見通しが立たない、あるいは減少する可能性もあるという回答があった。

（参考図６－１）複合市場・三次調整力②市場への 2026 年度想定応札量（リソース別）
※第 57 回需給調整市場検討小委員会　資料 2 抜粋

２．調査結果（2026年度の想定応札量の確認）　23

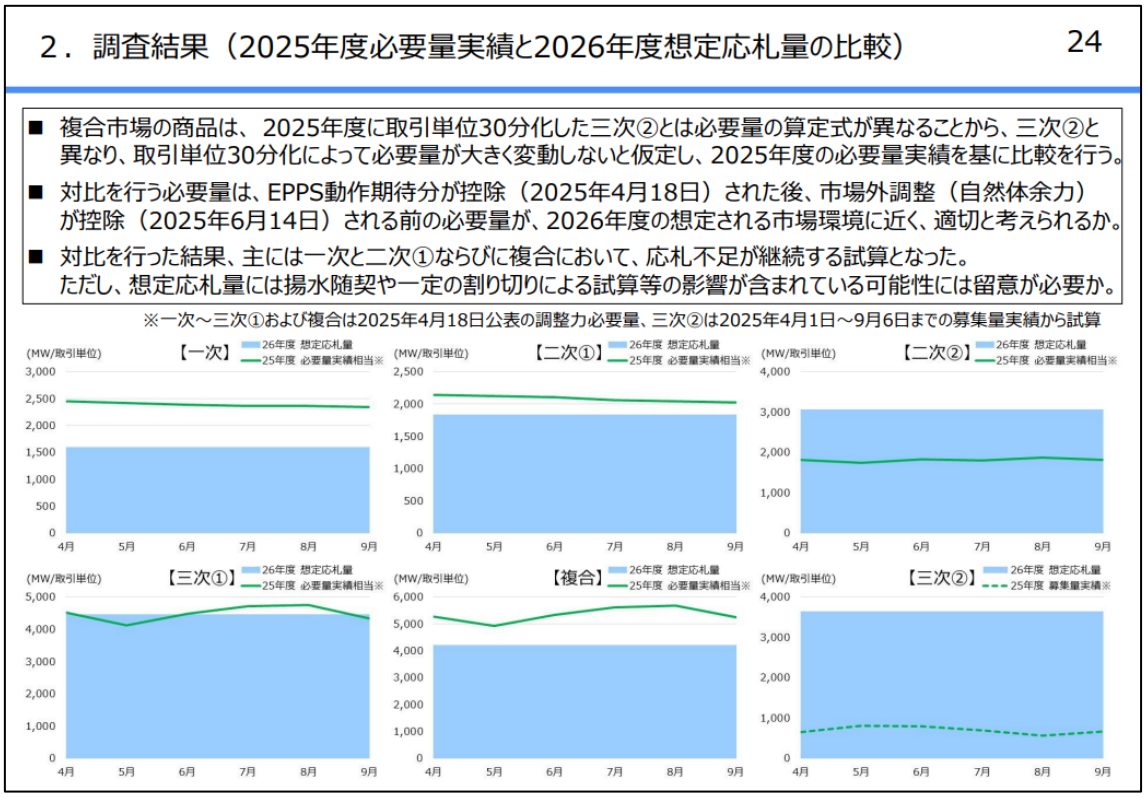
- 現時点の応札量および2026年度以降の想定応札量について、ご回答いただいた結果（商品毎）は下図のとおり。
- アンケートの結果、2026年度の複合市場の応札量は増加が見込まれる一方で、三次②市場の応札量は減少が見込まれることが分かった。これは、2025年度以前は三次②へ応札されていたリソースの一部が、複合市場の前日取引化により、複合市場へ流れることや、一部の事業者が2026年度の応札量を合理的に想定できないため、一定の割り切りのもと算定していることなどによって生じていると考えられる。
  これらの要因から、2025年度応札量実績と2026年度の想定応札量は単純比較できないことには留意が必要か。
- また、現時点の応札量では、全商品で火力による応札が最も多い一方で、2026年度の想定応札量では、一次において蓄電池が火力と同程度の応札が見込まれることがわかった。
- 揚水発電について、一般送配電事業者との随意契約は回答に含まれておらず、2026年度以降における随意契約の取り扱いは、国とも連携の上、別途方向性をお示しすることとしたい。



※　複合市場の商品については、単独での入札と、複合商品の内訳として入札する量の合算値を記載

[9] 2026 年度から開始される複合市場の前日取引化に向けた準備状況と、2025 年 6 月から実施した市場外調整力（自然体余力）控除による影響について、EPRX の全ての取引会員（106 会員）に対し、2025 年 7 月 17 日～8 月 1 日の期間で実施。

（参考図６－２）複合市場・三次調整力②市場への 2026 年度の想定応札量（必要量との比較）
※第 57 回需給調整市場検討小委員会　資料 2　抜粋



EPRX 取引会員向けアンケートを踏まえると、2026 年度の想定応札量は、複合市場では増加が見込まれる一方、複合市場への応札の流れ込みにより三次調整力②市場では減少する懸念がある。また、一次調整力・二次調整力①について、2025 年度の必要量実績を下回る水準になることが見込まれており、2026 年度以降も引き続き応札量が不足する可能性がある。

さらに、複合市場と三次調整力②市場は同一タイミングで応札・約定が行われることになるが、前日取引化開始時点において、同一札から双方への応札はできない仕組みであるため、2つの市場への振り分けについては、「経済期待値が最大化するように実施」と回答する事業者が多く、市場における各商品の募集バランスを考慮しない応札が続く可能性もあり、応札が偏る懸念が存在する。

以上を踏まえると、2026 年度以降、商品ごとの応札の偏りが必ずしも発生しないとは言い難く、全ての商品に対して、高い確度で、募集量を満たす十分な応札が入るかは不透明であるといえる。

＜複合市場における募集量＞

2025 年度時点では、市場のほかに余力活用電源・揚水等随意契約を組み合わせて調整力を確保しており、複合市場において、市場外調整力の控除（控除期限は 2026 年 3 月）と、複数のエリアで揚水の随意契約による募集量の削減を行っている。2025 年度時点では市場における一次調整力・二次調整力①の調達の未達は多く見られるものの、市場で十分集まりきらずとも、上記の方針の下、ほかの手段から調整力を調達することで安定供給への支障は出ておらず、市場外の調整力調達コストについても、いたずらな高騰は生じていない。

2026 年度以降の募集量を 1σ 相当量とした場合の 3σ 相当からの削減割合について 2025 年 8 月のデータを基に試算したところ、全体として見れば約定余地が一定程度残ることが推測される。

（参考図６－４）一次調整力・二次調整力①の募集量を 1σとした場合の試算[10]

8月 募集量1σ後の募集量削減の割合

【一次】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	72%	79%	81%	74%	61%	68%	62%	76%	62%
2BL	69%	79%	82%	73%	60%	68%	62%	73%	61%
3BL	65%	68%	76%	72%	54%	63%	61%	70%	62%
4BL	65%	66%	77%	71%	55%	58%	60%	66%	60%
5BL	70%	66%	78%	72%	55%	60%	61%	62%	59%
6BL	74%	70%	79%	72%	51%	64%	61%	66%	60%
7BL	76%	75%	76%	73%	53%	65%	62%	75%	62%
8BL	70%	76%	77%	71%	55%	65%	61%	67%	63%

【二次①】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	75%	82%	86%	80%	71%	74%	71%	82%	68%
2BL	75%	83%	87%	77%	63%	73%	67%	67%	69%
3BL	74%	71%	80%	75%	69%	75%	66%	65%	69%
4BL	70%	66%	78%	68%	61%	70%	63%	49%	60%
5BL	68%	66%	78%	71%	66%	73%	67%	54%	64%
6BL	76%	68%	84%	75%	66%	77%	67%	57%	71%
7BL	81%	82%	84%	81%	69%	76%	67%	80%	75%
8BL	73%	83%	84%	73%	71%	73%	67%	73%	70%

（再掲）8月 一次･二次① 実際の応札率（応札量/募集量）

【一次】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	96.9%	18.0%	**2.7%**	16.1%	38.0%	22.6%	90.9%	86.3%	33.6%
2BL	97.0%	21.0%	**8.9%**	24.2%	38.8%	35.8%	97.8%	87.3%	59.1%
3BL	87.2%	**9.6%**	**2.8%**	**2.1%**	30.4%	33.1%	96.7%	98.3%	**6.0%**
4BL	84.4%	10.9%	**1.2%**	**0.6%**	54.7%	29.4%	91.3%	92.5%	**9.6%**
5BL	87.1%	11.0%	**1.5%**	**0.3%**	55.8%	31.9%	92.8%	93.0%	**7.3%**
6BL	100%	19.6%	**2.3%**	**2.8%**	39.6%	34.1%	83.3%	96.9%	**8.0%**
7BL	100%	23.7%	**4.3%**	11.3%	35.0%	34.7%	100%	98.1%	64.5%
8BL	99.0%	13.5%	**3.4%**	13.8%	38.7%	32.8%	93.4%	90.0%	33.2%

【二次①】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	93.4%	22.1%	**3.4%**	55.8%	93.1%	76.5%	99.4%	91.1%	88.9%
2BL	97.8%	25.6%	13.1%	76.6%	95.6%	78.8%	100%	85.0%	97.1%
3BL	83.9%	11.1%	**3.5%**	10.2%	95.1%	72.9%	100%	89.4%	81.9%
4BL	80.4%	12.7%	**0.0%**	**0.3%**	98.7%	75.9%	100%	90.2%	94.4%
5BL	63.7%	11.5%	**0.8%**	**0.0%**	100%	77.3%	98.4%	91.7%	95.2%
6BL	96.6%	24.7%	**1.5%**	**6.6%**	100%	59.0%	98.3%	94.7%	82.2%
7BL	97.5%	33.9%	**5.2%**	41.8%	100%	66.2%	100%	98.0%	100%
8BL	97.8%	19.0%	**4.9%**	49.8%	100%	81.4%	100%	94.2%	99.0%

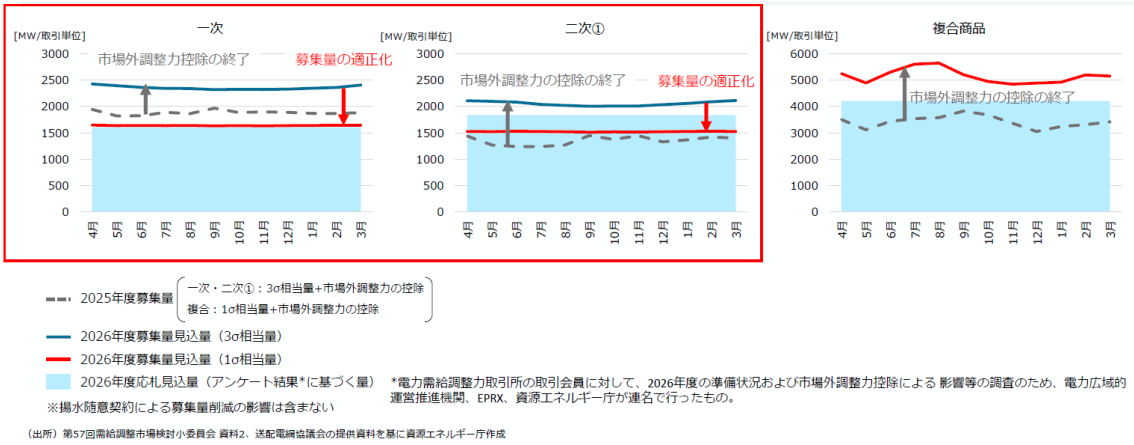
（注）一部エリアで行われている「揚水随意契約」による募集量削減は加味しておらず、揚水随意契約次第では追加の募集量削減が生じうる。
（出所）送配電網協議会の提供資料より事務局作成

青字：10%未満のエリア・ブロック

[10] 例えば、北海道の 1BL において削減の割合は 72%であるが、削減後の募集量は 72%となり、募集量の 28%が削減されることを意味する。

一次調整力、二次調整力①の募集量を 1σ相当とした際の影響について、2025 年度末に市場外調整力の控除が終了することも踏まえると、必ずしも大幅な削減にはならない。また、EPRX 取引会員向けアンケートによる 2026 年度の応札見込量と比べると、一次調整力では 2026 年度の応札見込量と同程度、二次調整力①では 2026 年度の募集量見込量を下回るものの、2025 年度の募集量と同程度以上になる。

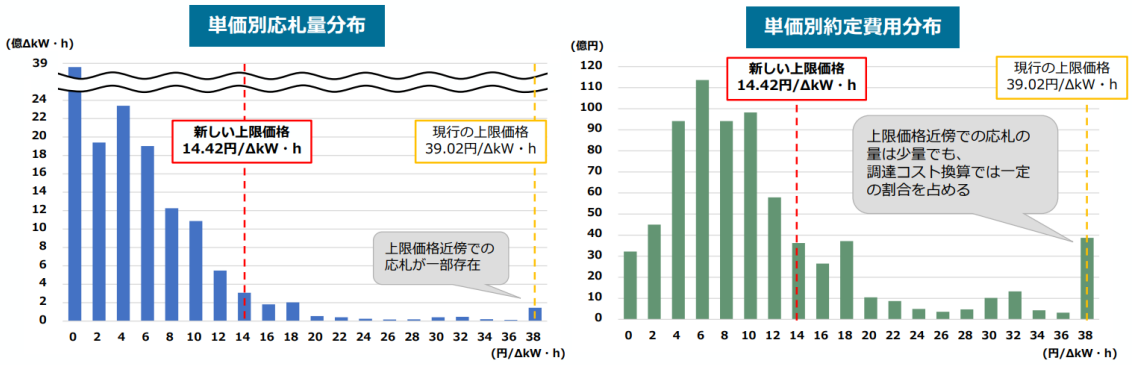
（参考図６－５）複合市場における全商品の募集量を 1σ 相当とした際の影響について



＜複合市場における上限価格＞

複合市場における単価別応札量を見ると、大半のリソースは、7.21 円／ΔkW･30 分（＝14.42 円／ΔkW･h）以下で応札しているが、2025 年度時点での上限価格 19.51 円／ΔkW･30 分（＝39.02 円／ΔkW･h）近傍での応札が一定程度存在し、上限価格近傍での約定札が、一定程度、調達費用総額にも影響を与えている。

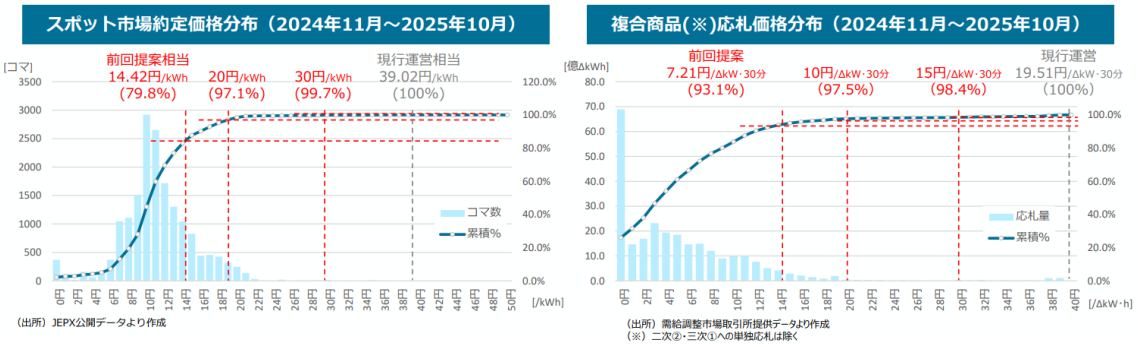
（参考図６－６）複合市場における単価別応札量・約定費用分布（2025 年 4 月～9 月）[11][12]



（出所）電力需給調整力取引所の提供資料より事務局作成

前日取引化以降、複合市場の取引タイミングがスポット市場の後になることから、スポット市場で不落札となった電源が、その後の需給調整市場に応札できるかどうかを検討するため、スポット市場の約定価格の分布と複合商品の応札価格の分布を比較した。例えば、複合市場の上限価格を 10 円/ΔkW･30 分とした場合に、現在の複合商品の応札の 97.5%（容量ベース）が収まっていることや、スポット市場の約定コマのうち 97.1%が 20 円/kWh（10 円/ΔkW･30 分に相当する水準）以下であることから、上限価格を 19.51 円/ΔkW･30 分から一定程度引き下げたとしても調整力の安定的な確保の観点で影響はないと考えられる。

（参考図６－７）スポット市場の約定価格分布と複合市場の応札価格分布
（2024 年 11 月～2025 年 10 月）



（出所）JEPX公開データより作成

（出所）需給調整市場取引所提供データより作成
（※）二次②・三次①への単独応札は除く

[11] 二次調整力②、三次調整力①の単一商品応札分を除く。
[12] 図表上の「新しい上限価格」は、第 108 回制度検討作業部会において議論された上限価格の水準であり、2026 年度以降に実際に適用される上限価格ではない。

また、蓄電池事業の収益性について、実際の応札動向や、事業者へのヒアリング内容を基に、モデルケース（稼働年数：10 年・15 年、約定量：2 ブロック/日（6 時間相当）、応札価格：5 円、7.21 円、10 円、15 円、19.51 円（/Δ kW・30 分）、時間率：4 時間率）を用いて検討した。例えば、Capex 単価が 6 万円/kWh の電源が、10 円/Δ kW・30 分で 10 年間継続的に約定した場合の IRR は 10.3%と試算され、事業者の投資目線である IRR 5～10%を下回る水準にはならないことから、上限価格を 19.51 円/Δ kW・30 分から一定程度引き下げた場合においても、事業継続の観点で、大きな悪影響はないと考えられる。

（参考図６－８）蓄電池事業の収益性に関する検討

需給調整市場での応札価格ごとに見込まれる収益性(モデルケース)

IRR(10年)	Capex[/kWh]				
応札価格	4万円	5万円	6万円	7万円	8万円
5円/ΔkW・30分	4.1%	0.0%	-3.2%	-5.7%	-7.8%
7.21円/ΔkW・30分	12.0%	7.0%	3.3%	0.4%	-2.0%
10円/ΔkW・30分	20.9%	14.7%	10.3%	6.8%	4.1%
15円/ΔkW・30分	35.2%	27.0%	21.2%	16.7%	13.2%
19.51円/ΔkW・30分	47.4%	37.2%	30.0%	24.7%	20.5%

IRR(15年)	Capex[/kWh]				
応札価格	4万円	5万円	6万円	7万円	8万円
5円/ΔkW・30分	9.3%	5.8%	3.2%	1.2%	-0.5%
7.21円/ΔkW・30分	16.0%	11.7%	8.5%	6.1%	4.1%
10円/ΔkW・30分	23.7%	18.3%	14.4%	11.5%	9.1%
15円/ΔkW・30分	36.7%	29.2%	23.9%	20.0%	16.9%
19.51円/ΔkW・30分	48.3%	38.6%	31.9%	27.1%	23.3%

(5) 揚水発電に関する対応について

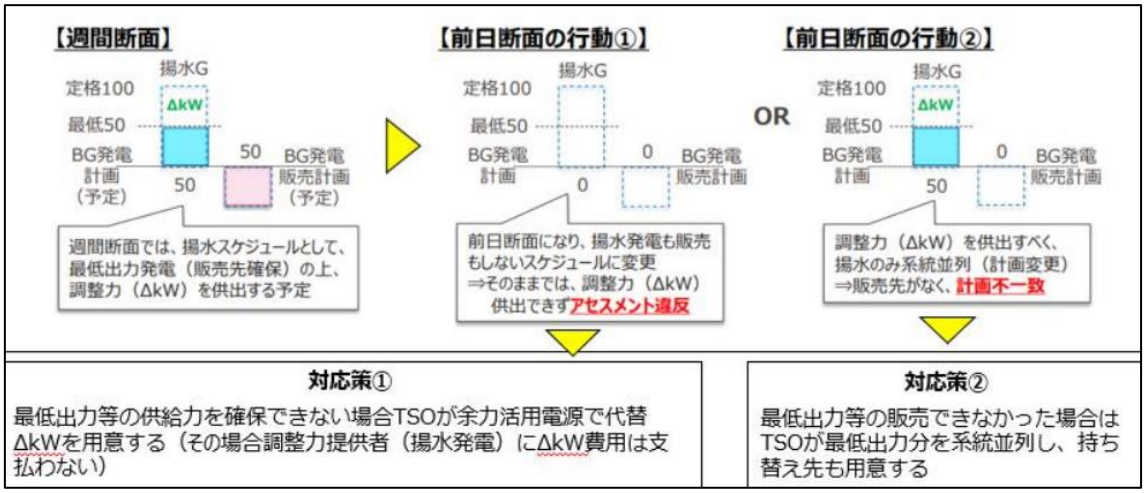
(揚水における応札拡大方針の取扱い)

第 47・48 回需給調整市場検討小委員会(2024 年 5 月 15 日・6 月 26 日)及び第 94 回制度検討作業部会(2024 年 6 月 28 日)において、発電バランシンググループ(以下、「BG」という。)内で運用されている揚水発電機について、並列必須要件が定められた一次調整力・二次調整力①への応札障壁として BG 側が抱えるアセスメント違反や計画不一致リスクを緩和すべく、対応策①(最低出力等の供給力を確保できない場合、TSO が余力活用契約で代替ΔkW を用意するもの)、対応策②(最低出力等を供給力として販売できなかった場合、TSO が最低出力分を系統並列し持替先も用意するもの)を講じることとされた。

第 108 回制度検討作業部会において、2026 年度以降もアセスメント違反・計画不一致リスクは残り得ること、具体的には、対応策①について、前日取引化された場合、約定した以降に最低出力分の水位を確保するには、実需給断面までに自社火力機の稼働や時間前市場での調達による電力からポンプアップするしかなく、引き続き最低出力などの供給力を確保できないアセスメント違反リスクは残ること、対応策②についても、実需給断面における最低出力等は、自社火力機の持ち下げで吸収するか、時間前市場で販売するしかなく、引き続き最低出力の販売先が見つからない計画不一致リスクは残ること、発電事業者に対するアンケートでは、揚水事業者からも対応策①②の継続を求める声もあったことを踏まえて、2026 年度以降もこれらの対応策を継続することと整理された。

(参考図4－1)揚水の需給調整市場への応札に関する課題への対応の方向性

※第 47 回需給調整市場検討小委員会　資料 4 抜粋



（6） 需給調整市場の運営主体の位置づけについて

2025 年度現在、需給調整市場は、EPRX[13]が私設・任意で運営しているが、第 89 回制度検討作業部会（2024 年 2 月 28 日）において、法的な位置づけについて、今後の検討課題とされていた。

変動性再生可能エネルギーの大量導入に伴い、調整力の確保がますます重要となる。また、同時市場の導入に向けた検討が進められる中で、スポット市場[14]などの kWh 市場に加えて、ΔkW 市場である需給調整市場についても、適正な競争の確保、市場運営の健全性の担保が求められており、第4回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会（2025 年 12 月 17 日）においても、需給調整市場の運用改善に向けた取組を進めていくこととされた。

需給調整市場の市場運営の健全性が担保されるよう、運営主体に対し、運営報告やガバナンスの適切性確保等が担保されるよう、法制度上の措置も含めた検討をすることと整理した。

（7） 需給調整市場の売買手数料について

ERPX は、市場運営業務に要する経費に相当する売買手数料を、需給調整市場において取引を行う調整力提供事業者、一般送配電事業者から収受しており、その手数料は 2025 年度現在、0.03 円／ΔkW・30 分となっている。

設立当時から、売買手数料は市場運営に実際に要する経費（実費）に基づいて算定する（ΔkW 約定量に応じた従量制）という考え方が整理されている。例年の算定は、その考え方を基に、EPRX にて出た利益や損失を相殺するような形で、必要に応じて翌々年度の売買手数料削減・上乗せを行う「収支相償」の考え方を基本として行われている。

2026 年度以降も市場の状況が見通せない中、手数料設定時の想定から約定量が大きく変動する可能性があり、結果として手数料収入が想定以上に変動し、EPRX に余剰な利益・損失が発生する可能性がある。実際、足下においても、調整力調達コスト抑制のための三次調整力②の募集量削減係数による募集量削減割合の変動や、期中の募集量削減方策の対応開始に加え、システム改修の対応など、収支相償を実現させることが困難な状況にある。

こうした状況も踏まえ、第 108 回制度検討作業部会において、2025 年度現在、取引規程上、年度ごとに更新されることになっている EPRX の売買手数料について、機動的な対応が必要になる可能性にも鑑み、今後は年度途中に必要な見直しを認めることとした。

第 110 回制度検討作業部会において、EPRX が 2026 年度以降の複合市場の前日取引化・30 分取引化等に伴うシステム改修のための費用、ベンダーに支払う保守費用の増加等を踏まえ、2026 年度の売買手数料単価を 0.06 円／ΔkW・30 分に引き上げる意向であることを示し

---

[13] 2021 年に任意組合の形態で設立され、2024 年に、市場運営の安定性、透明性・中立性を向上させる取組の1つとして、一般社団法人化した。

[14] スポット市場等については、電気事業法に基づき、一般社団法人日本卸電力取引所（JEPX）が、経済産業大臣の指定を受けて市場を開設している。

た。2025 年 12 月、EPRX において、2026 年度の売買手数料単価の引上げについて意見募集が実施され、市場参加者の意見を聴取・加味した上で、2026 年度の売買手数料単価を 0.06 円/ΔkW・30 分に引き上げる決定がなされる予定である。

（8） 価格規律の見直しについて（適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドラインの改定）

需給調整市場の価格規律の見直しに係る適取ガイドライン及び需給調整市場ガイドラインの改定について、2025 年 12 月 10 日付けで電力・ガス取引監視等委員会委員長より経済産業大臣宛てに建議が行われた。当該建議における適取ガイドライン及び需給調整市場ガイドラインの改定の経緯及び概要については以下のとおり。

（事後的措置を規定する枠組みの見直し）

需給調整市場における適正な取引を確保するための措置については、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な措置（問題となる行為の規定）に加えて、上乗せ措置として、市場支配力を有する蓋然性の高い事業者（事前的措置の対象事業者）には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置（望ましい行為の規定。これを遵守している限りにおいて業務改善命令等の対象とはならない、いわゆるセーフハーバーとなる位置づけ）を講じている。

適取ガイドラインには、当該事後的措置の詳細及び事前的措置の考え方を規定しており、需給調整市場ガイドラインにおいては、事前的措置の考え方の詳細を示している。

事後的措置の詳細について、電力・ガス取引監視等委員会事務局によるこれまでの監視の実績や需給調整市場の運用状況を踏まえると、需給調整市場における適正な価格形成を確保する観点からは、相場操縦のように市場相場を人為的に操作する行為だけに限らず、市場相場を変動させる目的がなかったとしても、「不合理な入札価格（登録価格）又は入札量の設定により不当に収益を得る行為」や「不適切なシステム設定により、不合理な入札価格（登録価格）又は入札量が設定され、需給調整市場やインバランス料金の精算に関して他の複数の事業者に影響を与える行為」は抑止すべきと考えられ、これらを業務改善命令等の対象となり得る行為（問題となる行為）とすることが適当と整理された。これまでの制度設計の枠組みを踏まえると、適取ガイドラインの「問題となる行為」に記載することが考えられるが、適取ガイドラインに従前のように「問題となる行為」の詳細を記載する対応では、想定外の問題となり得る入札行動が五月雨式に発生した際の柔軟性や、事業者への問題となる行為の周知に支障があると考えられる。

したがって、適取ガイドラインにおいては、需給調整市場の透明性に係る記載に関し「その他の問題となる行為」を追記することにとどめ、その具体的な処分対象行為については、需給調整市場ガイドラインに全部委任する旨を記載することとし、需給調整市場ガイドラインの

位置づけについて、適取ガイドラインの「望ましい行為」の詳細を示すものという従来の位置づけに加え、「問題となる行為」の詳細を示すものでもあるという位置づけを追加すると整理され、需給調整市場ガイドラインに具体例と共に以下を「問題となる行為」として追記することとされた。

- 調整力ΔkW 市場における入札価格若しくは入札量又は調整力 kWh 市場における登録価格の不合理な設定により、不当に収益を得る行為
- 不適切なシステム設定により、調整力ΔkW 市場における入札価格若しくは入札量又は調整力 kWh 市場における登録価格が不合理に設定され、需給調整市場やインバランス料金の精算に関して、他の複数の事業者に影響を与える行為

（B 種電源協議の廃止）

2025 年度は、2025 年度の容量市場の約定価格が前年度と比して大きく低下したことから、容量市場での固定費回収が困難な電源が増加し、B 種電源協議の件数が 2024 年度より大幅に増加した（2024 年度：5 件、2025 年度：2025 年 10 月 17 日時点で 34 件）。B 種電源協議に当たっては協議事業者および電力・ガス取引監視等委員会事務局の双方に事務コストが発生した一方、上限価格や募集量削減策が講じられた現在の需給調整市場の市況においては、協議額では約定し得ない状況であり、B 種電源協議の有用性に疑問が生じている状態であった。

2026 年度からは、B 種電源協議を廃止することとする一方、一定の粒度の事前確認を維持する観点から、大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者（事前的措置の対象事業者）に対しては、次年度の取引開始前（期中に参入又は入札価格の考え方を変更する電源等は、期中の取引開始前）に各電源等の入札価格の考え方について、価格規律の認識に齟齬がないことの確認を行い、四半期ごとに期中の固定費回収状況について報告を求めることと整理された。

（ΔkW 価格及び調整力 kWh 価格の考え方）

2025 年度に開催された第9回、第 10 回、第 14 回、第 15 回制度設計・監視専門会合においてはΔkW 入札価格に不適切な費用を計上していた事案や、B 種電源協議における固定費回収のための合理的な額の考え方に関する整理、及び 2026 年度以降の全商品前日取引化に伴う、ΔkW 価格の「逸失利益（機会費用）」の考え方や関連する費用（起動費等）の計上方法・取扱いに関する整理が行われ、ΔkW 入札価格の考え方が示された。これらのΔkW 価格および調整力 kWh 価格の考え方は需給調整市場ガイドラインに追記されることとされた。

また、需給調整市場ガイドラインの事前的措置のセーフハーバーとしての位置づけを明確化するための追記等もされることとされた。

これらの変更は、需給調整市場の価格規律透明化による市場への応札量増大、競争活性

化による調整力調達コストの抑制にも資する取組みであると判断されることから、建議のとおり、「適正な電力取引についての指針」及び「需給調整市場ガイドライン」を改定することとした。

（参考）「適正な電力取引についての指針」及び「需給調整市場ガイドライン」の改定の建議について（2025 年 12 月 10 日　一部抜粋）

適正な電力取引についての指針及び需給調整市場ガイドライン　改定事項

1　事後的措置を規定する枠組みの見直し

＜適正な電力取引についての指針＞

・需給調整市場の透明性にかかる記載に関し、「その他の問題となる行為」を追記し、その具体的な処分対象行為については、市況の変化に応じて新たな問題行為が発生した際の柔軟性を確保する観点等から、「需給調整市場ガイドライン」に全部委任する旨を記載する。

＜需給調整市場ガイドライン＞

・「需給調整市場ガイドライン」の位置づけについて、「適正な電力取引についての指針」の「望ましい行為」の詳細を示すものという従来の位置づけに加え、「問題となる行為」の詳細を示すものでもあるという位置づけを追加する。

・上記により全部委任された「その他の問題となる行為」の具体的な処分対象行為について、以下を追記する。その際、具体的な事例についても、第 14 回制度設計・監視専門会合の議論等を踏まえて記載する。

①調整力ΔkW 市場における入札価格若しくは入札量又は調整力 kWh 市場における登録価格の不合理な設定により、不当に収益を得る行為

②不適切なシステム設定により、調整力ΔkW 市場における入札価格若しくは入札量又は調整力 kWh 市場における登録価格が不合理に設定され、需給調整市場やインバランス料金の精算に関して、他の複数の事業者に影響を与える行為

2　事前的措置等の見直し
（B種電源協議の廃止、ΔkW 価格及び調整力 kWh 価格の考え方の整理）

＜需給調整市場ガイドライン＞

・調整力ΔkW 市場の「望ましい行為（需給調整市場ガイドラインのⅢ.2.）」にかかる記載について、以下の整理に従って改定する。

①B 種電源の「一定額」にかかる電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議はこれを廃止し、関連する記載は削除する。

②一定の粒度の事前確認を維持しながら事後監視に注力する観点から、大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者（事前的措置の対象事業者）に対しては、次年度の取引開始前（期中に参入又は入札価格の考え方を変更する電源等は、期中の取引開始前）に以下のｉ）について確認を行い、四半期ごとに以下のⅱ）について報告を求める旨を追記する。

ⅰ）各電源等の入札価格の考え方について、価格規律の認識に齟齬がないこと
ⅱ）期中の固定費回収状況

③ΔkW 価格の「一定額」の考え方や関連する費用の計上方法を、B 種電源の「一定額」にかかる電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議の実績等を踏まえ、以下のとおりとする。

ⅰ）一定額（円/ΔkW・30 分）は、固定費回収の上限額（当年度分の減価償却費等を含む固定費から他市場で得られる収益を差し引いた額）を想定応札量で除した額とする。

ⅱ）当年度分の固定費の考え方

a. 当年度分の減価償却費等を含む固定費には、「法人税」及び「容量拠出金」は含めない。
b. 需給調整市場の参入又は応札に必要なアグリゲーターにかかる費用（人件費、システム費用等）については、固定費を特定して算入する。
c. FIP 電源併設蓄電池については、需給調整市場が調整力を調達する市場であることを踏まえ、調整力そのものである蓄電池にかかる固定費のみを算入する。
d. DR 等については、需給調整市場の参入又は応札のために必要な費用（人件費、システム費用等）を算入する。本来、需要家が自社で使用することを目的に調達又は設置した設備にかかる費用は含めない。

ⅲ）他市場収益の考え方
容量市場収入がない場合は、容量市場収入が得られる前提で他市場収益として控除する。この場合、以下の算定式に基づき計上する。

容量市場収入＝約定価格（電力広域的運営推進機関が公表するエリアプライス）×容量市場における期待容量

ただし、以下の電源等は容量市場収入を他市場で得られる収益として計上する必要はない。
・　新規に運開したため、時間的に容量市場に応札できなかった電源等
・　容量市場に応札したが約定しなかった電源等

ⅳ）想定応札量の考え方
想定応札量は、定期検査や燃料制約等による停止期間や蓄電池の充放電制約等を考慮し、当年度に応札することが可能なΔkW を基に、応札事業者が、当該電源等の運転パターンや過去実績等を踏まえて算定する。

④2026年度以降の全商品前日取引化に伴う、ΔkW価格の「逸失利益（機会費用）」の考え方や関連する費用（起動費等）の計上方法・取扱いを以下のとおりとする。

ⅰ）逸失利益（機会費用）の考え方

2026年度以降は全商品前日取引化となるため、現在の週間商品である一次調整力～三次調整力①についても「時間前市場価格の想定価格」を用いる。

ⅱ）起動費等の計上方法

全商品前日取引化となる2026年度以降は、同一の電源等を一次調整力～三次調整力①の取引を行う市場（以下「複合市場」という。）と三次調整力②の取引を行う市場（以下「三次②市場」という。）に振り分けて入札する場合、複合市場と三次②市場に1回分の起動費等を按分して計上する。1回分の起動費等は、複合市場と三次②市場への応札量比率に応じて按分する等、合理的な方法で按分計上する。

ⅲ）起動供出が1日に複数回発生する場合の起動費等の計上方法

下げ代不足時又は系統作業時等による抑制により、応札ブロックと応札ブロックの間で発電機の停止が確実である場合に限り、複数回分の起動費等を入札価格に反映することも差し支えない。

⑤適切な事後監視を行う観点から、需給調整市場システムを利用する全ての事業者は、需給調整市場システムに1回分の起動費の登録を行う。

・調整力kWh市場の「望ましい行為（需給調整市場ガイドラインのⅢ.1.）」にかかる記載について、以下の整理に従って改定する。

①火力電源の限界費用は増分燃料費等であることを明確化する。

②応札事業者の適正な価格での登録を促す観点から、蓄電池の限界費用を算定する際の蓄電原資の考え方について、以下のとおり記載する。

ⅰ）約定ブロック・コマに向けてスポット市場等から調達した費用（＝調達の市場価格）

ⅱ）自社電源で充電した場合の充電費用（ただし、スポット市場等からの調達費用と比較して著しく高額とならないこと）

ⅲ）蓄電池に充電されている電気の費用（＝充電されている電気の加重平均価格）

なお、一般送配電事業者からのインバランス補給による充電は適当ではない。また、限界費用の算定に発電事業者等が想定するインバランス料金は用いない。

3　その他

・蓄電池事業者等との意見交換を踏まえ、需給調整市場ガイドラインの事前的措置のセーフハーバーとしての位置づけを、需給調整市場ガイドライン冒頭の「Ⅰ．本文書の位置づけ」により明確化するよう追記。

・明確化の観点等から、その他所要の見直しを行う。

以上

需給調整市場ガイドライン

策定　２０２１年3月３０日
改定　２０２３年3月１０日
改定　２０２４年3月２５日
改定　２０２５年3月２４日
改定　２０２６年3月１３日
経済産業省

Ⅰ．本文書の位置づけ

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

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

なお、望ましい行為として規定する「競争的な市場において合理的な行動」は、市場相場を変動させることを目的としていないとみなされることから、それを全て遵守している限りにおいては、確実に、業務改善命令等の対象とはならない。すなわち、セーフハーバーとなる。他方で、事前的措置を遵守しなかったことをもって直ちに業務改善命令等の対象となるものではなく、業務改善命令等の対象となり得る行為（市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと等）を踏まえ、それに該当するかどうか等を考慮した上で判断されることとなる。

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

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

需給調整市場における措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乗せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」等があった場合には、業務改善命令等で是正（事後的措置）	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）
それ以外の事業者		

Ⅱ．需給調整市場の概要

需給調整市場には、

調整力Δkw 市場：発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に予約するための市場

調整力 kWh 市場：実需給断面において、予約した電源等（以下「予約電源」という）に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用電源も含めた電源から、一般送配電事業者が kWh 価格の安い順に稼働指令を行う市場

の２つの市場が存在するため、需給調整市場における「望ましい行為」の詳細については、調整力としての電源等を予約する調整力Δkw 市場と、予約した電源等を運用する調整力 kWh 市場のそれぞれについて整理する。

Ⅲ．需給調整市場において望ましい行為の詳細

１．調整力 kWh 市場

（１）予約電源以外

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

上げ調整の kWh 価格≦当該電源等の限界費用＋一定額
下げ調整の kWh 価格≧当該電源等の限界費用－一定額
一定額＝限界費用×一定割合

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述３．で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者は、事前的措置として上記の kWh 価格で登録することが望ましい。

なお、この式において、「限界費用」及び「一定割合」については、以下のとおりである。

①「限界費用」について

限界費用の考え方については、以下のとおりとする。

なお、限界費用は、１単位追加的に発電した際に増加する費用であることを踏まえ、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させる。

(火力発電の限界費用の考え方)

- 火力発電の限界費用は増分燃料費等とする。なお、発電単価ではない点に留意する必要がある。

(揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方)

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む（※１、２）。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DR による生産額の減少等の考え方が取り得る（※３）。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する（※１、４、５）。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※１　揚水発電及び蓄電池の限界費用は、以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資＋揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量ーロス量）}}$$

※２　※１の算定式における蓄電原資の考え方の例

・約定ブロックに向けてスポット市場等から調達した費用（＝調達の市場価格）

・自社電源で充電した場合の充電費用（ただし、スポット市場等からの調達費用と比較して著しく高額とならないこと）

・蓄電池に充電されている電気の費用（＝充電されている電気の加重平均価格）

なお、一般送配電事業者からのインバランス補給による充電は適当ではない。また、限界費用の算定に発電事業者等が想定するインバランス料金は用いない。

※３　卸電力市場価格等を機会費用として上げ調整の kWh 価格に引用する場合、下げ調整の kWh 価格は、以下の算定式とする。

なお、卸電力市場価格等を機会費用として下げ調整の kWh 価格に引用する場合、以下の算定式を逆算して上げ調整の kWh 価格を登録する。

下げ調整のkWh価格＝上げ調整のkWh価格÷１．１×０．９

※４　燃料不足が懸念される場合の火力発電の稼働により発生する機会費用の例

・先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分を代替電源の稼働、スポット市場等からの調達で充当する際の費用

・先々の時間帯で発電量の制約により生じるスポット市場等での販売量減少による逸失利益

※５　機会費用算定における先々の時間帯における市場価格の考え方の例

・過去の市場価格を基に将来の市場価格を推計する。

・先渡・先物市場価格を基に将来の市場価格を推計する。

・週間予備率により先々のインバランス料金を推計する。

②「一定割合」について

調整力kWh市場に供出するインセンティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh)×10%」の一定額を上乗せした範囲内でkWh価格を登録する。

なお、当該一定額の算出に用いる限界費用には発電側課金のkWh課金分を含めない。また、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

（２）予約電源

予約電源は、事前に調整力ΔkW市場を通じて調達され、既にΔkWの収入を得ていることから、後述３．で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者であるかどうかにかかわらず、全ての事業者は、その登録kWh価格は予約電源以外の登録kWh価格と同等とすること及びΔkWの契約においてそれを明確化することが望ましい。

また、「限界費用」及び「一定割合」は、上述（１）①②を参照する。

２．調整力ΔkW市場

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

ΔkW価格≦当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等

上式に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならないものとする。

後述３．で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者は、事前的措置として上記のΔkW価格で登録することが望ましい。また、監視においては、当該事業者に対し次年度の取引開始前に、以下のｉ）について確認を行うとともに、四半期ご

とに、以下のⅱ）について報告を求める。ただし、期中に参入又は入札価格の考え方を変更する電源等は、期中の取引開始前にⅰ）の確認を行う。

ⅰ）各電源等の入札価格の考え方について、価格規律の認識に齟齬がないこと

ⅱ）期中におけるＢ種電源の固定費回収状況

後述３．で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者以外の事業者においても、上式の考え方に基づいたΔkW 価格を入札価格とすることが望ましい。

なお、この式における「逸失利益（機会費用）」及び「一定額等」については、以下のとおりである。

①「逸失利益（機会費用）」について

ΔkW を需給調整市場に供出する電源は、以下の形で確保されると考えられることから、これらを逸失利益（機会費用）の考え方とする。なお、逸失利益（機会費用）は、需給調整市場への応札に伴い発生するものをいう。

（逸失利益（機会費用）の考え方）

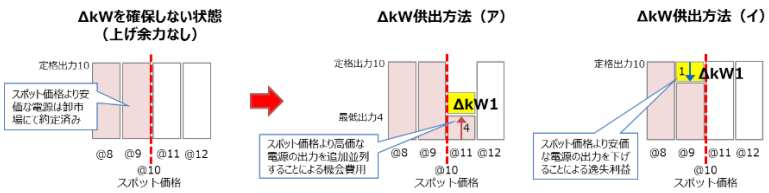
（ア）応札事業者が想定する卸電力市場価格（以下「卸電力市場価格（予想）」という。）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列しΔkW を確保する場合

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

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

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

調整力ΔkW 市場に供出する電源のΔkW 確保の考え方



なお、限界費用及び卸電力市場価格（予想）については、以下のとおりとする。

（限界費用の考え方）

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を１つ選定する。

- 揚水発電等の限界費用については、調整力kWh市場における限界費用の記載を参照して算定する。

（卸電力市場価格（予想）の考え方）

- 卸電力市場価格（予想）は、時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

また、起動費等については、以下のとおりとする。

（起動費等の計上・入札の考え方）

- 起動費等の入札価格への反映は１回分までとすること（※）。１回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- 同一の電源等を一次調整力～三次調整力①の取引を行う市場（以下「複合市場」という。）と三次調整力②の取引を行う市場（以下「三次②市場」という。）に振り分けて入札する場合は、複合市場と三次②市場に１回分の起動費等を按分して計上する。１回分の起動費等は、複合市場と三次②市場への応札量比率に応じて按分する等、合理的な方法で按分計上すること。
- 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について、一般送配電事業者と発電事業者等の間で事後精算を行っても差し支えない。
- 適切な事後監視を行う観点から、需給調整市場システムを利用する全ての事業者は、需給調整市場システムに１回分の起動費の登録を行う。

※　下げ代不足時又は系統作業時等による抑制により、応札ブロックと応札ブロックの間で発電機の停止が確実である場合に限り、複数回分の起動費等を入札価格に反映することも差し支えない。

②「一定額等」について

「一定額」については、0.33 円/ΔkW・30 分（A 種電源）又は「固定費回収のための合理的な額」の考え方に基づき算定した額（B 種電源）とし、「等」は売買手数料とする。

なお、当年度分の固定費回収後の一定額は、A 種電源とする。

B 種電源における「固定費回収のための合理的な額」は、以下のとおりとする。

（固定費回収のための合理的な額の考え方）

- 固定費回収の対象期間は適切に期間按分された固定費の当年度分とする。
- 固定費回収の上限額は、当年度分の減価償却費等を含む固定費から他市場で得られる収益を差し引いた額とする。
- 一定額（円/ΔkW・30 分）は、固定費回収の上限額を想定応札量で除した額とする。

固定費回収のための合理的な額の算定における、「当年度分の減価償却費等を含む固定費」、「他市場から得られる収益」及び「想定応札量」の考え方は、以下のとおりとする。

（当年度分の減価償却費等を含む固定費の考え方）

- 当年度分の減価償却費等を含む固定費には、例えば、以下のような項目が含まれる。
  - ・人件費、減価償却費、修繕費、委託費、発電側課金の kW 課金分
- 当年度分の減価償却費等を含む固定費には以下の項目を含めない。
  - ・法人税、容量拠出金
- 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で算入する。
- 需給調整市場への参入又は応札に必要なアグリゲーターにかかる費用（人件費、システム費用等）については、固定費を特定した上で算入する。
- FIP 電源併設蓄電池については、蓄電池にかかる固定費のみを算入する。
- DR 等については、需給調整市場の参入又は応札のために必要な費用（人件費、システム費用等）を算入する。本来、需要家が自社で使用することを目的に調達又は設置した設備にかかる費用は含めない。

（他市場で得られる収益の考え方）

- 他市場で得られる収益は、例えば、容量市場収入、卸電力市場収益及び相対収益等が含まれる。
- 容量市場収入については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たとみなす。
- 容量市場収入がない場合は、容量市場収入が得られる前提で他市場収益として控除する。この場合、以下の算定式に基づき計上する。
  容量市場収入＝約定価格（電力広域的運営推進機関が公表するエリアプライス）×容量市場における期待容量
  ただし、以下の電源等は容量市場収入を他市場で得られる収益として計上する必要はない。
  - ・新規に運開したため、時間的に容量市場に応札できなかった電源等
  - ・容量市場に応札したが約定しなかった電源等

（想定応札量の考え方）

- 想定応札量は、定期検査や燃料制約等による停止期間や蓄電池の充放電制約等を考慮し、当年度に応札することが可能なΔkW を基に、応札事業者が、当該電源等の運転パターンや過去実績等を踏まえて算定する。

３．事前的措置の対象とする事業者の範囲について

（１）調整力 kWh 市場

①地理的範囲の画定

事前的措置の対象とする事業者については、調整力 kWh 市場において、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定し、それを対象とすることが適当である。そこで、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価するためには、まず第一に、市場（地理的範囲）の画定が必要となる。

調整力 kWh 市場では、調整力の運用時点で地域間連系線の空容量がゼロの場合には、調整力の広域運用ができなくなるため、市場が分断される。したがって、市場（地理的範囲）の画定は、広域需給調整システムの運用時点における市場分断の実績を踏まえて判断することが適当である。その上で、市場分断の状況は、コマごと、日ごと、季節ごとに変化することから、どのような期間ごとに市場（地理的範囲）の画定を行うかが論点となる。事前的措置はあくまで上乗せ措置であること及びその実務的な負担を考慮すると、当面は月単位で市場（地理的範囲）の画定を行うこととする。

②事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する基準

市場（地理的範囲）を画定すると、当該市場に基づき、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価することとなるが、どのような評価指標を用いるかが論点となる。具体的には、市場シェア、HHI（Herfindahl Hirschman Index）、PSI（Pivotal Supplier Index）等の指標を用いた分析があり得るが、需給ひっ迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者であっても市場支配力が行使可能となることがあり得ることから、PSI を用いる方法の方が精緻な分析が可能とも考えられるが、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基にどのような評価手法を用いるか判断する。

評価指標を確定すると、当該評価指標に基づき分析することとなるが、大きな市場支配力を有する蓋然性の有無を評価する基準値をどのように設定するかが論点となる。これについても、需給調整市場の取引状況や広域需給調整システムの運用状況等を基に判断する。

（２）調整力ΔkW 市場

調整力ΔkW 市場に参加する事業者と調整力 kWh 市場に参加する事業者は、ほぼ同じと考えられることから、それぞれの市場の競争状態はほぼ同じと考えられる。また、調整力ΔkW 市場と調整力 kWh 市場の事前的措置の対象とする事業者が同じである方が、運用上も分かりやすい。

こうしたことを踏まえ、調整力ΔkW 市場における事前的措置の対象とする事業者は、前述した調整力 kWh 市場の事前的措置の対象と同一とする。

Ⅳ．需給調整市場において問題となる行為の詳細

適取ガイドラインの需給調整市場の透明性に係る「②　その他の問題となる行為」について、その具体的な処分対象行為は以下のとおりであり、これらの行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

１．調整力ΔkW 市場における入札価格若しくは入札量又は調整力 kWh 市場における登録価格の不合理な設定により、不当に収益を得る行為

２．不適切なシステム設定により、調整力ΔkW 市場における入札価格若しくは入札量又は調整力 kWh 市場における登録価格が不合理に設定され、需給調整市場やインバランス料金の精算に関して、他の複数の事業者に影響を与える行為

それぞれについて、具体例は以下のとおり。

（Ⅳ．１．の具体例）

- 需給要因や電源等の技術的な制約要因では説明がつかない要因により、本ガイドラインの規定を逸脱した入札価格の登録等を行う行為
- 調整力ΔkW 市場で約定した電源等を、これを稼働させることなくΔkW 収入を得るため、調整力 kWh 市場での指令確率を低める登録価格を設定する行為
- 需給要因や電源等の技術的な制約要因では説明がつかない要因により、限界費用に不合理な機会費用を含めて登録価格を設定する行為

（Ⅳ．２．の具体例）

- 調整力 kWh 価格の登録において、システム上の問題により誤って高額な価格計算が行われ、調整力として指令されたことで、インバランス料金の精算に関して他の複数の事業者に影響を与える行為

Ⅴ．本文書の見直しについて

需給調整市場開始後、電力・ガス取引監視等委員会においては、需給調整市場において適正な取引を確実に確保するため、市場開始後の取引の状況をモニタリングし、本措置が適切に機能していない等の状況が見られた場合等においては、制度設計・監視専門会合で議論の上、適時適切に見直しを行うこととする。

Ⅵ．本ガイドラインの適用について

2026 年 3 月 13 日改定後の本ガイドラインについては、2026 年 3 月 14 日以降受け渡し分からの適用とする。

以上

（参考）これまでの検討経緯

※下線部がガイドラインへの反映箇所。
※事前的措置の対象事業者（2022 年度以降）及び連系線確保量の議論、市況、揚水随契、B 種電源協議結果及び B 種電源の固定費回収状況等の報告は掲載省略。

第 24 回制度設計専門会合（2017 年 11 月 28 日）
- 需給調整市場の価格規律の導入と監視の必要性

第 41 回制度設計専門会合（2019 年９月 13 日）
- 需給調整市場の監視と価格規律のあり方に関する論点提起

第 43 回制度設計専門会合（2019 年 11 月 15 日）
- 需給調整市場における Δ kW 価格、kWh 価格を設定する際の基本的な考え方

第 45 回制度設計専門会合（2020 年２月 10 日）
- 需給調整市場における問題となる行為及びプライステイカーとしての合理的な価格設定の考え方

第 47 回制度設計専門会合（2020 年５月 18 日）
- 調整力 kWh 市場：競争が限定的となるケース、予約電源の価格登録の考え方、事前的措置及び事後監視の方向性、「一定額」の「問題となる行為」にあたらない範囲
- 調整力 Δ kW 市場：競争が限定的となるケース、電源Ｉの入札価格の考え方、事前的措置及び事後監視の方向性、「一定額」の「問題となる行為」にあたらない範囲

第 48 回制度設計専門会合（2020 年６月 30 日）
- 調整力 kWh 市場：予約電源の価格登録の扱い、予約電源以外の事前的措置と事後監視の枠組みの整理、事前的措置の対象事業者の考え方
- 調整力 Δ kW 市場：事前的措置と事後監視の枠組みの整理、事前的措置の対象事業者の考え方

第 50 回制度設計専門会合（2020 年９月８日）
- 調整力 kWh 市場
  - 予約電源：限界費用が明確でない電源等の取扱い、調整力 kWh 価格に引用する市場価格の考え方
  - 予約電源以外：固定費回収のための合理的な額の考え方、V2（下げ調整 kWh 価格）の固定費回収額計上の考え方、マージンの取扱い

第 51 回制度設計専門会合（2020 年 10 月 20 日）
- 調整力 kWh 市場：事前的措置の対象事業者（一定の基準）の考え方

・　調整力ΔkW 市場：事前的措置の対象事業者（一定の基準）の考え方、逸失利益（機会費用）の設定方法、固定費回収のための合理的な額の考え方、マージンの取扱い

第 52 回制度設計専門会合（2020 年 12 月 1 日）
・　調整力 kWh 市場：事前的措置の対象事業者（一定の基準）の考え方、事後監視における問題となる行為の考え方、事後監視における問題とならない行為の明確化
・　調整力ΔkW 市場：事前的措置の対象事業者（一定の基準）の考え方、事後監視における問題となる行為の考え方、事後監視における問題とならない行為の明確化
・　その他：中長期的な検討事項等（需給調整市場における約定方式の見直し）

第 53 回制度設計専門会合（2020 年 12 月 15 日）
・　需給調整市場において適正な取引を確保するための措置について（とりまとめ）

第 308 回電力・ガス取引監視等委員会（2021 年 1 月 22 日）
・　「適正な電力取引についての指針」の改定にかかるパブリックコメント募集について

第 316 回電力・ガス取引監視等委員会（2021 年 3 月 15 日）
・　「適正な電力取引についての指針」の改定等の建議について

第 69 回制度設計専門会合（2022 年 1 月 24 日）
・　適切な起動費等の計上・入札の在り方

第 79 回制度設計専門会合（2022 年 11 月 25 日）
・　機会費用と逸失利益の計上に関する整理：限界費用の選定方法、卸電力市場価格（予想）の選定方法、売買手数料の整理
・　持ち下げ供出機の入札価格、起動しなかったユニットの起動費の返還、電源差し替え時のΔkW 価格の取扱いを整理

第 400 回電力・ガス取引監視等委員会（2022 年 12 月 13 日）
・　「需給調整市場ガイドライン」の改定の建議について

第 84 回制度設計専門会合（2023 年 4 月 25 日）
・　予約電源と非予約電源の供出インセンティブのバランスについての検討

第 86 回制度設計専門会合（2023 年 6 月 27 日）
・　調整力 kWh 市場：予約電源、非予約電源の価格規律における一定額を「V1≦限界費用×1.1」、「V2≧限界費用×0.9」に統一
・　調整力ΔkW 市場：需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費の取扱い、起動費等の入札価格への反映方法の見直し、固定費回収のための合理的な額の検討、上限価格・需給変動リスク織り込みの検討

第 87 回制度設計専門会合（2023 年 7 月 28 日）

- 調整力ΔkW 市場の価格規律の固定費回収のための合理的な額の検討

第 88 回制度設計専門会合（2023 年 8 月 22 日）

- 調整力 kWh 市場：予約電源、非予約電源の価格規律における一定額を「V1≦限界費用×1.1」、「V2≧限界費用×0.9」に統一。機会費用の考え方の需給調整市場ガイドラインへの明確化
- 調整力ΔkW 市場：固定費回収のための合理的な額の検討、上限価格・需給変動リスク織り込みの検討
- その他：入札単価誤りへの対応について整理

第 89 回制度設計専門会合（2023 年 9 月 29 日）

- 調整力 kWh 市場：揚水機及び蓄電池の限界費用の算定式
- 調整力ΔkW 市場：価格規律の「一定額」の検討（A 種電源、B 種電源）、上限価格の検討、起動費等の入札価格への反映方法の再検討、複合商品への供出インセンティブの付与の検討

第 90 回制度設計専門会合（2023 年 10 月 31 日）

- B 種電源の一定額を協議する際の諸元等について、電源トラブルがあった場合のΔkW の高値への再登録、過去の整理（持ち下げ供出機の入札価格、電源差し替え時の価格）の明確化

第 477 回電力・ガス取引監視等委員会（2023 年 11 月 21 日）

- 「需給調整市場ガイドライン」の改定の建議について

第 96 回制度設計専門会合（2024 年 4 月 26 日）

- 需給調整市場ガイドラインの遵守主体について

第 97 回制度設計専門会合（2024 年 5 月 28 日）

- 揚水発電の公募調達の検討、起動供出に係る調整力ΔkW 市場と余力活用契約とのインセンティブ比較検討、起動費取り漏れリスクの検討

第 98 回制度設計専門会合（2024 年 6 月 25 日）

- 起動費事後精算の検討（起動費をΔkW 価格に計上しない案の検討）

第 99 回制度設計専門会合（2024 年 7 月 30 日）

- 起動費事後精算の検討（起動費をΔkW 価格に計上しない案の問題点）

第 100 回制度設計専門会合（2024 年 8 月 27 日）

・　ΔkW 価格への起動費の計上方法の見直し及び起動費事後精算

第１回制度設計・監視専門会合（2024 年９月 30 日）
・　調整力ΔkW 市場：起動費等事後精算の詳細検討、経済差替の運用見直し、B 種電源における固定費回収のための合理的な額の考え方の明確化（当年度分が対象）、マストラン運転に係る最低出力分の電力の取扱い（逸失利益（機会費用）は需給調整市場への応札に伴い発生するものに限る）
・　調整力 kWh 市場：V1V2 の登録方法の整理（同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させる、機会費用を引用する場合の V1V2 の設定方法）

第３回制度設計・監視専門会合（2024 年 11 月 15 日）
・　経済差替の運用見直しの詳細検討、持ち下げ供出時のΔkW 価格、固定費回収後のΔkW の一定額は 0.33 円/ΔkW・30 分とすることの需給調整市場ガイドラインへの明確化

第 545 回電力・ガス取引監視等委員会（2024 年 11 月 29 日）
・　「需給調整市場ガイドライン」の改定の建議について

第９回制度設計・監視専門会合（2025 年５月 23 日）
・　MMS への起動費（V3）の登録、限界費用の考え方の整理（増分燃料費）

第 10 回制度設計・監視専門会合（2025 年６月 27 日）
・　調整力ΔkW 市場：B 種電源協議における FIP 電源併設蓄電池・DR 等の取扱い
・　調整力 kWh 市場：蓄電池の調整力 kWh 価格の考え方

第 14 回制度設計・監視専門会合（2025 年 10 月 29 日）
・　B 種電源協議の廃止、事後的措置を規定する枠組みの見直し、問題となる行為の追加

第 15 回制度設計・監視専門会合（2025 年 11 月 21 日）
・　一定額における当年度分の固定費（法人税、アグリゲーターにかかる費用、容量拠出金）、他市場収益（容量市場収入の取扱い）、想定約定量（想定応札量に見直し）の考え方の整理
・　2026 年度以降の全商品前日取引化に伴う逸失利益（機会費用）（卸電力市場価格（予想）の算定方法の見直し、起動費等の計上方法の見直し、振替損の取扱い）の考え方の整理

第 591 回電力・ガス取引監視等委員会（2025 年 12 月 10 日）
・　「需給調整市場ガイドライン」の改定の建議について

次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会制度検討作業部会

直近の開催状況

開催回数	開催日時	議題
第 99 回	令和 7 年 2 月 5 日	（1）容量市場について （2）予備電源について
第 100 回	令和 7 年 2 月 26 日	（1）非化石価値取引について （2）長期脱炭素電源オークションについて （3）容量市場について （4）予備電源について （5）ベースロード市場について
第 101 回	令和 7 年 4 月 1 日	（1）非化石価値取引について （2）間接送電権について （3）ベースロード市場について （4）容量市場について （5）予備電源について
第 102 回	令和 7 年 4 月 23 日	（1）容量市場について （2）長期脱炭素電源オークションについて （3）非化石価値取引市場について
第 103 回	令和 7 年 5 月 28 日	（1）長期脱炭素電源オークションについて （2）需給調整市場について （3）予備電源制度について
第 104 回	令和 7 年 6 月 23 日	（1）長期脱炭素電源オークションについて
第 105 回	令和 7 年 6 月 25 日	（1）需給調整市場について （2）容量市場について
第 106 回	令和 7 年 7 月 22 日	（1）容量市場について
第 107 回	令和 7 年 9 月 3 日	（1）容量市場について
第 108 回	令和 7 年 10 月 29 日	（1）非化石価値取引について （2）需給調整市場について （3）ベースロード市場について

開催回数	開催日時	議題
第 109 回	令和 7 年 12 月 12 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）長期脱炭素電源オークションについて （4）需給調整市場について
第 110 回	令和 8 年 1 月 23 日	（1）容量市場について （2）需給調整市場について （3）非化石価値取引市場について （4）間接送電権について （5）ベースロード市場について

※網掛け回は第 23 次中間とりまとめに関する議論を実施

次世代電力・ガス事業基盤構築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、〇は座長代理

（令和 8 年 3 月現在）

〇秋元　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
河辺　賢一	東京科学大学　工学院　准教授
小宮山　涼一	東京大学大学院工学系研究科　教授
曽我　美紀子	西村あさひ法律事務所・外国法共同事業 パートナー　弁護士
武田　邦宣	大阪大学理事・副学長
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　教授
土井　通子	PwC Japan 有限責任監査法人 シニアマネージャー　公認会計士
又吉　由香	SMBC 日興証券株式会社 産業・サステナビリティ戦略部 マネジング・ディレクター
松村　敏弘	東京大学社会科学研究所　教授

次世代電力・ガス事業基盤構築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 8 年 3 月現在）

今井 敬	電力広域的運営推進機関　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
小林 総一	出光興産株式会社　専務執行役員
高木 宏彰	関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
斎藤 祐樹	株式会社エネット　取締役　経営企画部長
高橋 良太	イーレックス株式会社 執行役員　需給戦略室長
佐藤 英樹	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
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局長
中谷 竜二	中部電力株式会社 執行役員　経営戦略本部　部長
森 正樹	電源開発株式会社　経営企画部長
渡邊 崇範	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

（関係省庁）

環境省