

インバランス料金制度について

第2回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

令和6年10月15日（火）



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

本日の御議論

- 前回会合では、2025年度以降の補正インバランス料金C値及びD値の検討について、議論のキックオフを行った。
- 今回会合では、一般送配電事業者、発電事業者、小売電気事業者、DR事業者からプレゼンをいただき、検討の視点等についてさらに御議論いただきたい。

(参考) 前回の議論の内容

2024年9月
第1回制度設計・監視専門会合
資料9より抜粋

今後のC値及びD値の検討にあたっての視点

- 今後、2025年度以降の補正インバランス料金のC値及びD値の検討をキックオフするにあたり、どのような視点で行っていくことが適当か。例えば、以下のような検討の視点が考えられるか。
 - ▶ 計画値同時同量達成のためのインセンティブ
 - ▶ 卸電力市場の競争状況、小売事業者のリスク回避手段
 - ▶ スポット市場価格への影響
 - ▶ 電源投資・DRの促進
 - ▶ 上げ余力がない時の追加供給力確保の在り方 等
- 他に検討すべき視点はありますか。

(参考) 前回の議論の内容

2024年9月
第1回制度設計・監視専門会合
資料9より抜粋

C値についての論点

- ・C値の水準について、今後どのように検討を行っていくか。
- ・なお、過去の第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）においては、C値の考え方は、「緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格ということから、新たにDRを追加的に確保するのに必要となる価格」と整理されていた。
- ・上記を踏まえれば、C値のオプションとしては、理論上以下が考えられるか。（①～③以外にC値の考え方を反映した指標はあるか。）
 - ① C値を200円に維持
 - ② C値を600円にする（2019年の中間とりまとめにおける整理）
 - ③ 上記C値の考え方を現状に当てはめた場合の価格
 - 2024年度向けの容量市場で落札された電源の価格（年間発動回数12回、発動後継続時間3時間から算出した1時間あたりの価格）を参考にすると**390円/kWh**。
 - 追加供給力公募（kW公募）を参考にした電源等の価格 等
- ・また、長期間、C値が継続した場合の対応についてどう考えるか。

(参考) 前回の議論の内容

2024年9月
第1回制度設計・監視専門会合
資料9より抜粋

D値についての論点

- ・D値については、過去の第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）において、「確保済みの電源 I' のコストを反映する。」という考え方が整理されており、現状は2019年時点の電源 I' のkWh価格の各エリアの最高価格の全国平均を引用し45円/kWhとなっている。
- ・これについて、計画値同時同量を達成するインセンティブ等の観点から適切な水準となっているか。

1. (参考) 前回の委員・オブザーバーの意見

2. (参考) 一般送配電事業者におけるインバ
ランス収支

前回の委員・オブザーバーの意見①

(C値・D値の検討の視点について)

松田委員：小売事業者のリスク回避手段というところに関連して、もしかしたらここに含まれているのかもしれませんが、C値、D値、この値を上げることなどによって、小売事業者の財務面に実際どのようなインパクトがあるかということについても横目で見えていただくといいのではないかと考えております。また、例えば市場での買い入札行動などC値やD値を変化させることによって電気事業者の行動が具体的にどのように変わると予測されるのか。例えばC値が200円であるのと400円、600円であるのとで、同時・同量達成のためのインセンティブが異なるのか否かなどですね。事業者の行動に具体的に与える影響について、その値の変動によってどのようなプレーヤーがどのように行動を変えるのかという点について、実務的な観点から丁寧に御検討いただくとよいのではないかと思います。

二村委員：消費者の側からすると、健全な競争によって消費者に利益があるということを期待するものなので、ぜひ各プレーヤーの行動の変化、特に小売事業者の皆さんへの影響だとか、あるいは小売事業者の方々がどのように動くのかという点を慎重に見極めたい。この後のヒアリングでぜひ詳しく御報告、あるいは御提言をいただければと思っている。また、議論する際、冬場の需要が大きくなっていると思う。年間を通した需給、価格の変動について参照できるような議論を組み立てていただきたい。

岩船委員：9月頃に東京エリアでは、かなり苦労のある運用がされている。この際に供給側として、どの程度実際にお金がかかるのかというようなところの整理も必要。定期点検の更新を急に依頼したという話もあるが、これはコストのかかる対策だと思う。また、発電設備に関しても、自家発電も含めて火力の炊き増しの依頼などが広域機関から発出されたとも思う。これも事業者に対応していただくには、かなりコストがかかるやり方だと思う。これだけタイトな時にどの程度コストがかかっているのかということをしっかり調べていただき、その辺りを参照することも必要。

前回の委員・オブザーバーの意見②

(C値の水準について)

草薙委員：今回の390円というC値のオプションについては、事務局が現行のレベルと原則のレベルの間辺りを狙って、根拠ある辺りとして提案してくれたものだと思う。その点は議論の取っかかりにもなり得るものとして評価できる。この390円というのがどの程度妥当なのかということになったと思いますが、今日の御説明を聞いて、その根拠の割にやや事務局は慎重でいらっしやるのかなという印象を持った。2024年度の容量市場の価格を参照されるということだが、実績を見た場合にもっと上でもおかしくないということを示せないかということである。具体的には、392.7円/kWhということで、それもカバーできるという意味では、400円ということも検討できるのではないか。しかし、今後の精査の結果、400円に至る必要はないということであれば、390円としつつ、その上でしっかりと災害時等の長期にわたる需給逼迫時には別途救済措置をするという方向性が妥当ではないか。このように、390円というオプションに対してさらに一段踏み込んで、切りのいい400円にできないのかといった意見が今後出ると想像するのだが、これは一例にすぎず、もっといろんな意見が今後出てくるのではないか。

松村委員：今回出された390円というのは、もっといろんなコストがあるかもしれないけれども、今すぐ客観的に出せるものの水準として発動指令電源というのを念頭に置いて適切な値を出したということだと思うが、これに限った話ではない。390円と出てきたのはある程度妥当な、600円と200円の間ぐらいのものが出てきたが、容量市場の価格が下がったら下げるのかという議論をしているのかということについては考えたほうがよい。その場合、24年度向けが正しいかどうかという議論もあるが、仮にどの年度のデータを取ったとしても、その後、下がったときに本当に下げるのが正しいのかということについて考える必要がある。これはある意味で過小になっている可能性があるということ認識する必要がある。結果論ではあるが、300円台が出てくれば、結果的に刻む格好に近くなり、その意味で妥当な一つの基準というのが出てきたのではないか。ここを発動指令電源だけで精査すれば本当は更に低くあるべきだという議論が噴出すると思うのだが、本当にそれが健全な議論なのかということとは考える必要がある。

前回の委員・オブザーバーの意見③

(C値の水準について)

山口委員：390円の考え方というのは、松村委員がお示しいただいたように、一つの考え方であるけれども、ほかの考え方もあるのではないかということだと思うので、それが今後プレゼンいただく中で、そういった他の視点が明らかになるといいなと期待。

小鶴オブ：今ある課題が完全に解決したことが確認された後にどうするかについてだが、過去の状況を参照した600円の見直しというの
はないのではないか。今回、過去の考え方を参考に、現状を当てはめた価格として、2024年度の容量市場の発動指令電源の
価格に注目してC値を算出いただいたが、2024年度の価格を参照することが適切か、年度によって変わるというのもあり、
そのときと25年度のときの容量市場の制度も少し変わっていると思うので、こういった議論も含めていろんな議論があるの
ではないか。

前回の委員・オブザーバーの意見④

(上限価格が続いた場合の対応について)

松村委員：上限価格にスポット価格も含めて張りつくようなことが起こった場合、それは全く別の話。**1、2か月の間、上限価格に張りつくということであれば許容できないという議論は当然あり得るため、別途対応策を考えなければいけない**ということは以前から指摘してきた。そのことを勘案いただいたのだと思うが、これの具体的な対応策とセットでないと、三百数十円というような水準は受け入れがたいという議論は恐らく出てくる。この2つは切り離さないで、具体的に長期間継続した場合にどうするのか、異常事態が起こったときにどうするのかという議論と一緒に決着させるということになるのだと思う。将来の議論の頭出しということだが、**将来、案が出てくるときには、ばらばらにしないで、一緒に具体的な対応策が出てくることを期待。**

小鶴オブ：長期間C値が継続した場合の対応について、再エネの導入を加速して火力発電所の休止等の影響だとか、端境期における厳気象などによって需給が不安定化しており、小売事業者の努力の範疇では克服できない地政学リスクだとか、それから厳気象が増大し、さらには自然災害なども発生している。一方で、先物取引などのリスクヘッジ手段については徐々に整備されつつある状況であるが、いまだ十分な状況とは言えないと考えている。これを考えると、**長期間C値が継続した場合への措置というのは必要。**

(検討の進め方について)

小鶴オブ：広域予備率の改善に向けた検討については、広域機関の審議会で議論が開始された段階と認識しているが、C値、D値の見直しについては、まずは通年で実態に近い広域予備率が示されるようになったことが確認されて、その課題が解決されてから行わないと需要家が不利益を被ることにもつながりかねない。**本件については結論を急がず、需給調整市場の改善の状況も含めて慎重に、その影響も見極めた上で丁寧かつ慎重に進めていただきたい。**

1. (参考) 前回の委員・オブザーバーの意見
2. (参考) 一般送配電事業者におけるインバランス収支

(参考) インバランスと調整力の精算の流れ

インバランス料金制度等について
(2022年1月)

- インバランスを発生させた発電事業者又小売事業者は、インバランス分の電気について、一般送配電事業者との間で事後精算する。
- 一般送配電事業者は、調整力提供者に対し、需給調整の指令に応じて調整力を稼働させた分の対価を支払う。



➡ インバランス料金とは、一般送配電事業者が**実需給における電気の過不足を調整する単価**。すなわち、インバランス料金は、**実需給における電気の価値**を表すもの。

一般送配電事業者のインバランス収支について（2022年度）

- 2022年度における一般送配電事業者各社におけるインバランス収支は以下のとおり。
- 北海道、中部、北陸、関西、九州、沖縄において6億円～140億円程度の赤字となっており、**10社合計で144億円の赤字。**

(百万円)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
収支		-10,911	678	17,484	-662	-850	-13,516	1,165	786	-8,071	-866	-14,403
収入	不足インバ ランス料金収入	24,489	59,581	213,281	72,448	19,006	95,044	62,932	26,729	59,307	5,416	638,233
	下げ調整kWh収 入	25,517	128,639	60,289	62,552	12,498	63,381	29,299	12,469	22,749	3,222	420,615
	地帯間販売電源 料等	12,235	179,875	173,282	77,295	14,487	62,724	28,873	17,816	14,454	-	581,041
費用	余剰インバ ランス料金支出	51,203	134,556	270,623	102,310	26,273	78,742	83,160	35,269	64,633	6,154	852,923
	上げ調整kWh支 出	5,432	82,329	(※) -32,667	51,623	9,214	53,179	13,783	8,821	25,538	3,350	220,602
	地帯間購入電源 費等	16,518	150,530	191,413	59,024	11,354	102,385	22,994	12,138	14,411	-	580,767

(出典) 各社提出資料等により事務局作成。

※東京エリアの「上げ調整kWh費用」がマイナスとなっている理由は、2022年度までは先行分社化した際に、下げ調整は上げ調整と一体の取引と捉え、下げ調整収益を費用の戻し入れとして会計処理していたことによるもの（なお、2023年度第一四半期より営業収益に変更している）。

一般送配電事業者のインバランス収支について（2023年度）

- 2023年度における一般送配電事業者各社におけるインバランス収支は以下のとおり。
- 北海道、東北、東京、関西、九州、沖縄において6億円～75億円程度の赤字となっており、**10社合計で94億円の赤字。**

(百万円)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
収支		-2,517	-1,194	-1,917	101	1,066	-651	1,026	3,022	-7,443	-850	-9,360
収入	不足インバランス料金収入	16,047	32,552	85,614	48,882	7,475	35,416	29,976	12,660	34,064	5,215	308,901
	下げ調整kWh収入	8,566	49,813	69,399	18,208	7,656	25,592	11,378	9,723	18,143	1,251	219,729
	地帯間販売電源料等	8,184	70,501	83,884	31,676	6,489	33,241	14,841	5,452	11,523	-	265,791
費用	余剰インバランス料金支出	23,056	52,508	101,483	35,947	7,657	36,726	34,904	11,080	37,151	3,258	343,769
	上げ調整kWh支出	5,433	31,564	60,830	33,601	6,065	19,289	7,008	4,007	21,362	4,059	193,218
	地帯間購入電源費等	6,826	69,989	78,502	29,116	6,832	38,886	13,256	9,726	12,661	-	265,794

(出典) 各社提出資料等により事務局作成。

一般送配電事業者のインバランス収支について (2024年度第1四半期：試算値)

- 2024年度第1四半期における一般送配電事業者各社のインバランス収支は、現時点における推計については以下のとおり。
- 東北、中部、関西、中国、四国、九州、沖縄エリアにおいて1億円～16億円規模の赤字となる見込みであるが、**10社合計では収支はほぼ均衡。**

(百万円)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
収支		532	-1,552	4,022	-487	544	-336	-1,084	-263	-1,257	-120	-5
収入	不足インバランス料金収入	2,586	9,891	21,733	10,077	1,897	7,902	8,428	3,505	9,304	1,550	76,873
	下げ調整kWh収入	3,513	9,844	22,204	4,209	2,311	6,917	1,238	839	2,133	164	53,372
	地帯間販売電源料等	2,528	17,282	21,179	6,234	2,249	6,222	3,537	1,336	2,158	-	62,725
費用	余剰インバランス料金支出	6,400	9,654	23,934	6,454	2,020	6,532	6,726	2,194	7,008	555	71,476
	上げ調整kWh支出	1,031	10,095	17,870	9,152	1,661	6,275	4,877	1,631	4,906	1,280	58,779
	地帯間購入電源費等	662	18,821	19,291	5,401	2,232	8,570	2,685	2,118	2,940	-	62,720

(出典) 各社提出資料等により事務局作成。