

託送供給等に係る収入の見通しの 変更承認申請の審査について

第49回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2023年11月8日



収入の見通しの変更承認申請（期中調整）の審査について

- 各一般送配電事業者から経済産業大臣宛てに本年9月29日付けで変更承認申請（期中調整申請）が行われた第一規制期間の「収入の見通し」については、前回の専門会合において、省令や受益と負担の公平性の観点、託送料金負担の平準化等から、翌期調整よりも早く期中調整を行うことの必要性に加え、審査要領及び実績等を踏まえた申請額の妥当性について、中立的・客観的かつ専門的な観点から検証を進めていくこととされ、審査を進めるに当たっての審査項目について御議論いただいた。
- 本日の会合では、当該審査項目に従い事務局が検証した内容について報告させていただき、御審議いただきたい。

各社の期中調整の申請額（変更額のみ）内訳

● 各一般送配電事業者の収入の見通しの期中調整に係る申請額（前回承認額との差額のみ）の内訳は以下のとおり。
※事業計画についても申請額に沿って金額の変更が行われている。

第48回 料金制度専門会合 資料3（2023年10月17日） 一部修正・追記

単位：億円	査定 区分	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
追加kW・kWh公募費用	制御不能 費用	29	129	462	156	34	169	71	32	100	-	1,183
インバランス収支過不足 (追加kW・kWh公募を除く)		99	▲9	▲148	3	9	131	▲20	▲9	80	9	144
最終保障供給対応		▲26	▲32	▲404	▲109	▲8	13	▲73	▲1	▲13	-	▲654
容量抛出金 (稀頻度リスク相当 2025～27年度)		12	25	100	46	10	51	19	9	37	-	308
容量抛出金 (オークション結果反映)		▲2	▲34	▲134	▲61	▲13	▲68	▲26	▲12	▲7	-	▲356
ブラックスタート公募費用 (公募結果反映)		0	0	22	9	0	47	14	18	▲5	-	106
電源Ⅰ・Ⅰ′公募費用 (公募結果反映)	事後検証 費用	10	▲29	▲31	▲32	12	15	8	3	17	1	▲25
期中調整額の合計		122	50	▲133	13	44	358	▲7	40	209	10	707
期中調整額の合計（変更が反映される2024～ 27年度（４年間）における年平均）		30	13	▲33	3	11	90	▲2	10	52	2	177
【参考】現行の収入の見通し (５年平均、2022年12月承認)		1,988	4,789	14,736	6,319	1,472	7,154	3,153	1,560	4,975	691	46,836

（出典）各社申請様式より事務局作成、億円未満を四捨五入

【参考】審査項目 ①各費用項目共通の審査事項

第48回 料金制度専門会合
資料4 (2023年10月17日)

- 審査要領に基づき、今回申請のあった費用項目について、以下の事項を審査することとしてはどうか。

一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに係る審査要領（抜粋）

第3章 事後調整

算定省令第十二条から第十八条までに定める収入の見通しの事後調整については、その適合要件や乖離値の妥当性について、査定を行うこととする。



期中調整の必要性について

- 省令に照らして、翌期調整ではなく期中調整を実施する必要性について検証を行う。具体的には、前回の検証時点では実績が確定していなかった場合、又は前回の検証以降にエネルギー政策の変更やエネルギー情勢の著しい変化等の状況の変化が生じた場合等の事情が客観的に妥当と認められるものかどうかについて検証を行う。

申請額の妥当性について

- （金額が確定した過去実績分の申請）申請額について、各社の公表済の託送収支計算書と整合していることを確認する。
- （将来発生することが見込まれる費用の申請）申請額について、入札結果等に基づき、当初見積もった費用からの変化額を合理的に見積もっていることを確認する。

1. 期中調整の必要性（検証結果）

2. 期中調整の申請額の妥当性（検証結果）

3. 期中調整の審査結果

1. 期中調整の必要性（申請理由）について

- 電気事業法※¹においては、「エネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の変化」等を目的とした申請であって、外生的要因によって「収入の見通しの算定にあたり予見できない費用の増減が規制期間において生じ」るなど、算定省令※²及び算定指針※³に沿った申請である場合には、期中調整が認められている。

※¹ 電気事業法第17条の2第5項第1号イ及び同法施行規則第17条の5第6号

※² 一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令

※³ 一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しの適確な算定等に関する指針

- 今回の期中調整の申請理由を項目別に整理したところ、以下のとおり。

＜追加kW・kWh公募費用＞ ＜インバランス収支過不足＞ ＜最終保障供給対応＞
エネルギー情勢の変化等によるものとして、第一規制期間の収入の見通しへの算入が認められていた費用であるところ、2022年度実績費用が確定したため

＜容量拠出金（稀頻度リスク相当）＞ ＜容量拠出金（オークション結果反映）＞ ＜ブラックスタート公募費用（2026年度向け）＞

資源エネルギー庁の第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日）において、容量拠出金に係る一般送配電事業者の費用負担の在り方が整理されたものであり、また、2026年度向けの容量拠出金について、オークション等が終わり費用が確定したため

※ブラックスタート公募費用（2026年度向け）については、容量拠出金の額に応じて変動するもの

＜ブラックスタート公募費用（2023年度向け）＞ ＜電源Ⅰ・Ⅰ′公募費用＞
公募結果が確定し、想定値と実績値の乖離値が確定したため

1－1．追加kW・kWh公募費用等の期中調整について

- 「追加kW・kWh公募費用」、「インバランス収支過不足」、「最終保障供給対応」の3項目は、規制期間前の費用ではあるものの、資源エネルギー庁の審議会において、近時のエネルギー情勢の著しい変化等を踏まえて、収入の見通しへの算入を認めることになったもの。今般、2022年度の実績が確定したことから、これらの費用を「エネルギー情勢の変化」に該当するものとして期中調整を認めて差し支えないのではないか。

申請項目	これまでの経緯
追加kW・kWh公募費用	22/7～8 制度設計専門会合 22年度夏季kW・kWh公募 事後確認 22/10 電力・ガス基本政策小委員会 22年度分は可能な限り早いタイミングで期中調整を行う方向性を整理 23/3～4 制度設計専門会合 22年度冬季kW・kWh公募 事後確認
インバランス収支過不足 (追加kW・kWh公募を除く)	21/12 電力・ガス基本政策小委員会 過去累積分も引き続き収支相償の考え方の下、管理していくことを整理 22/4 料金制度専門会合 22年度分は実績値を事後調整する方法を整理
最終保障供給対応	22/6 電力・ガス基本政策小委員会 22年3月～23年3月分は託送回収を認める整理 22/12 料金制度専門会合 22年3～9月分について、期初の収入の見通しへの算入を認める

**2023/7
各事業者が
2022年度
託送収支を公表
(＝実績の確定)**

【参考】kW公募・kWh公募に係る議論（資源エネルギー庁）

kW公募とkWh公募の今後の在り方

- 2021年度冬季以降、夏季及び冬季の高需要期における一時的な追加供給力対策として、一般送配電事業者によるkW公募及びkWh公募を実施している。
- 現時点の需給見通しに基づけば、2023年度のkW公募は最大でも数十万kW※と見込まれ、補修調整が進めば不要となる可能性もある。

※ 現時点の2023年の厳気象H1需要に対する需給バランスにおいて安定供給に必要な予備率3%を確保できているが、仮に2022年度冬季と同様に、4%まで確保するとした場合の必要供給力。

- また、2024年度以降は、容量市場の運用が開始されることとなり、必要な供給力は原則として当該市場を通じて確保されることとなるため、これまで一種の社会的保険として実施してきたkW公募は、基本的には実施しないことも考えられる。
- kW公募及びkWh公募に要する費用は、一般送配電事業者が一時的に負担する仕組みとなっているところ、2022年度に実施したkW公募及びkWh公募に要した費用は、レベニューキャップ制度第二規制期間（＝6年後以降（2028年度以降））に回収されることとなるため、一般送配電事業者の収支に大きな影響が生じている状況。
- このため、公募を行う一般送配電事業者の財務健全性を確保する観点から、財務に与える影響が大きいときは、一般送配電事業者が費用を負担する他の要因等も勘案し、同制度の第二規制期間を迎える前の可能な限り早いタイミングでの費用回収を行うべく、関係法令に則って、期中調整を行う方向で検討を行う。

【参考】インバランス収支に係る議論（資源エネルギー庁）

このように、2021年1月の事象に対する小売電気事業者ごとの影響は多様であるが、

- ① 2021年1月の市場価格の高騰が発生し得ることを見通して事業活動を行っていた小売電気事業者も存在した一方、この事象は新たなインバランス制度へ推移する端境期で生じた事象であり、その後講じたセーフティネット措置から遡って考えれば、2021年1月の事象は、小売電気事業者にとって予見可能性が低い事象であったと考えられること、
- ② こうした中で、2021年1月に、余剰インバランス発生に伴う収入額より、不足インバランス発生に伴う支払額が大きかった小売電気事業者においては、当時多大な支払額が生じ、事業に影響が出た小売電気事業者や直近まで2021年1月のインバランス債務負担を負いながら事業を継続していた小売電気事業者も存在すること、
- ③ 一方で、こうした中であっても、市場価格が高騰する時間帯にも計画値同時同量の達成のため、市場調達に努めた小売電気事業者にとって不利益となることは望ましくないこと、

などに鑑み、今後とも多様な小売電気事業者間のサービス競争の中で、需要家が安定的な電力供給サービスを継続的に享受できる事業環境を支える観点から、2021年1月において、インバランス料金単価が200円/kWh及び市場価格の水準を超えた部分の負担額に応じて、バランシンググループ（以下「BG」という。）ごとに、将来の託送料金から毎月定額を差し引く形で調整を行うこととする。

なお、上記の方法で調整を行っても、2021年1月分のインバランス収支については、正または負の収支が残存することが考えられる（以下「調整後の残余収支」という。）。これらについても、収支相償の原則に従い、調整を行うことが必要である。

一方、2021年度冬期は、一般送配電事業者においては、追加供給力（kW）公募及び追加 kWh 公募による支出が見込まれており、これらも託送料金の仕組みを通じた費用回収が必要である。また、並行して2022年度以降の追加供給力確保の対応手段について議論が行われているところ、このような状況においては、毎年度、託送料金を変更するのではなく、一定程度将来を見越した運用が必要と考えられる。

この点、仮に追加供給力（kW）公募及び追加 kWh 公募を行わなかったとした場合には、需給がひっ迫し、市場での売り切れに伴う市場価格高騰が生じ、スポット市場での電力調達に期待する市場参加者において損失が発生するおそれがあることに鑑みれば、これらの措置は、こうした事業者に対しての事前の備え

としての効果も期待できる。

以上を踏まえ、「調整後の残余収支」については、今後の追加供給力（kW）及び kWh 公募の費用の回収と合わせて、最終的には、収支相償となるよう託送料金を通じた調整を行うことができるよう、

- ① 調整開始に併せ、「調整後の残余収支」は、現行の託送制度上、インバランス収支として管理するとともに、
 - ② 追加供給力（kW）及び kWh 公募の費用についてもこれと同様の管理を行い、
 - ③ これらを併せて収支相償の考え方の下、管理を行っていく、
- という取扱いを行うこととする。

また、これまでインバランス制度におけるインセンティブ定数（K、L）⁴によって副次的な効果として、一般送配電事業者全体としての収支も改善しているが、このインセンティブ定数の仕組みは2021年度をもって終了となる。インセンティブ定数による収支改善後もなお残る、2016年度から2021年度における累積の収支過不足については、2022年度からの新たなインバランス料金制度におけるインバランス収支管理へ繰り越し、引き続き収支相償の考え方の下、管理していくこととする。

【参考】最終保障供給に係る議論（資源エネルギー庁）

論点③ 費用負担に係る整理

- 2023年度から導入されるレベニューキャップ制度では、最終保障供給対応に係る調整力費用は制御不能費用と整理されており、第一規制期間においては、過去実績（2017年度～2021年度）の取引損益の実績値をもとに見積もることとしている。
- 今般の最終保障供給の対応は、最終保障供給料金が自由料金を下回るという、そもそもの制度趣旨にそぐ合わない状況によるものであり、必ずしも一般送配電事業者の責によるものではないと考えられる。
- このため、最終保障供給契約が増加した2022年3月から2023年3月までにおける、最終保障供給に係る損益については 託送料金による回収を認めることとしてはどうか。
- 具体的には、一般送配電事業者による市場調達に係る費用も含め、最終保障供給収支に分類することとした上で、最終保障供給収支の R C 制度上での詳細な取扱いについては、電力・ガス取引監視等委員会にて検討いただくこととしてはどうか。

1－2．容量拋出金等の期中調整について

- **「容量拋出金（稀頻度リスク相当）」**、**「容量拋出金（オークション結果反映）」**の2項目は、資源エネルギー庁の第62回電力・ガス基本政策小委員会において、容量市場における費用のうち**稀頻度リスク分は新たに託送負担と整理**されたことを踏まえ、**「エネルギー政策の変更」に該当するとして期中調整を認めて差し支えないのではないか**。なお、期中調整にあたっては、2026年度オークション結果を反映することが適当。
- **「ブラックスタート公募費用（2026年度分）」**は、公募結果から2026年度の容量市場収入（容量確保契約金）を控除するところ、上記のとおり容量拋出金について2026年度オークション結果を反映する場合には、併せて本件についても、2026年度オークション結果を反映するための**期中調整を認めて差し支えないのではないか**。また、その際、ブラックスタート公募（2026年度分）の結果を反映することが適当。

申請項目	これまでの経緯	
容量拋出金 (稀頻度リスク相当) (オークション結果反映)	23/1	電力広域的運営推進機関 <u>26年度容量市場メインオークション約定結果公表</u>
	23/5	電力・ガス基本政策小委員会 <u>稀頻度リスク分（1%）は託送負担と整理</u>
ブラックスタート公募費用 (2026年度公募結果反映)	22/6	制度設計専門会合 26年度ブラックスタート機能公募 結果報告
	23/1	電力広域的運営推進機関 <u>26年度容量市場メインオークション約定結果公表</u>
	23/1～3	制度設計専門会合 26年度ブラックスタート機能公募 事後確認

1－3．電源Ⅰ・Ⅰ′公募費用等の期中調整について

- **「ブラックスタート公募費用（2023年度分）」、「電源Ⅰ・Ⅰ′公募費用」の2項目は、「エネルギー政策の変更及びエネルギー情勢の著しい変化」に起因するものでは必ずしもないが、公募等の「外生的要因」により2023年度分の金額が確定したもの。**
- これら項目の金額が確定しただけでは、必ずしも期中調整を行う理由にはならないと考えられる一方で、**外生的要因により収入の見通しの算定にあたり当初予見できなかった費用の増減が発生しており、公募費用について想定値と実績値の乖離値が確定しており、7及び11スライドの項目について期中調整を行う際に、これら項目についても併せて期中調整を行うことについては、妥当な調整として認めて差し支えないのではないか。**

申請項目	これまでの経緯	
ブラックスタート公募費用 (2023年度公募結果反映)	19/1	需給調整市場検討小委員会 容量市場開設前は、電源Ⅰや電源Ⅱ等の調整力 公募を通じて調達すると整理
	～23/3	契約等による確定
電源Ⅰ・Ⅰ′公募費用 (2023年度公募結果反映)	23/1	制度設計専門会合 23年度電源Ⅰ・Ⅰ′調達結果
	23/4	制度設計専門会合 23年度電源Ⅰ′調達結果

1－4．期中調整に関するその他の観点及び検証結果について

- 項目ごとの期中調整の必要性・許容性に加えて、今回の期中調整の申請については、以下の観点についても考慮することが適当ではないか。
 - 2024年度からの発電側課金導入に伴う託送料金単価改定が行われるため、一般送配電事業者による料金改定に伴う周知や関係事業者における料金改定への対応が、期中調整の実施有無にかかわらず発生する状況であること。一般論としては規制期間中の料金は一定とすることで需要家側の予見可能性を確保する利点も認められるところ、こうした料金改定が予見される特殊な状況においては、早期に期中調整を行うことは、受益と負担の公平性や負担の平準化の観点からも望ましいこと
 - エネルギー政策の変更に伴う費用やエネルギー情勢の変化に伴う費用については、早期に期中調整を行い、一般送配電事業者のこれまでの支出・収入を一旦精算することで、今後発生する可能性のある安定供給上の政策課題について、一般送配電事業者における円滑な対応が期待されること
- 前スライドまでの項目ごとの確認結果及び上記の観点を踏まえると、今回の期中調整の必要性について、妥当と認められるのではないか。
- なお、期中調整の必要性については、申請があった場合に都度審査を行うものであり、今回の審査結果は、今後の審査方針を何ら拘束するものではない。

【参考】省令等における期中調整に関する規定

電気事業法施行規則（一部抜粋）

第十七条の四 法第十七条の二第四項の規定により収入の見通しの変更の承認を受けようとする者は、様式第十五の三の託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書に次に掲げる書類を添えて、経済産業大臣に提出しなければならない。

一 変更を必要とする理由を記載した書類

二 算定省令の規定に基づいて作成した書類

2 経済産業大臣は、法第十七条の二第四項の承認を受けようとする者に対し、前項各号に掲げる書類のほか、必要と認める書類の提出を求めることができる。

第十七条の五 法第十七条の二第五項第一号イの需要の変動その他の一般送配電事業者がその事業の遂行上予見し難い事由として経済産業省令で定めるものは、次の各号に掲げるものとする。

一 需要の変動

二 第四十五条の二十一の十第一項第一号、第二号又は第四号に規定する回収すべき賠償負担金の額等の通知又は通知した事項の変更

三 第四十五条の二十一の十三第一項第一号、第二号又は第四号に規定する回収すべき廃炉円滑化負担金の額等の通知又は通知した事項の変更

四 無電柱化推進計画（無電柱化の推進に関する法律（平成二十八年法律第百十二号）第七条第一項に規定する無電柱化推進計画をいう。）の策定又は変更

五 法第二十八条の四十八に規定する広域系統整備計画の策定又は変更

六 エネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の変化

七 前各号に掲げるもののほか、費用の変動が算定可能な場合であって、次に掲げる要件のいずれかに該当するもの

イ 当該事由による一般送配電事業に係る費用の変動の数量及び単価のいずれについても一般送配電事業者の責めに帰することができないもの

ロ 一般送配電事業を行うに当たり当該事由により生じる費用を節減することが著しく困難なもの

一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令（一部抜粋）

第十四条 一般送配電事業者は、承認を受けた収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値を規制期間における実績値が上回った場合又は上回ることが見込まれる場合の乖離値を、次の各号のいずれかに該当する場合には、承認を受けた収入の見通しに当該規制期間中に算入することができる。

一 当該収入の見通しのうち制御不能費用の想定値と、期間中における制御不能費用の実績値の累積乖離値が、当該収入の見通しに百分の五を乗じた額に達したとき

二 固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税又は法人税等の税率変更が行われたとき

三 原子力発電事業者が申請した賠償負担金及び廃炉円滑化負担金が経済産業大臣により承認された場合であって、一般送配電事業者がこれらの負担金として回収すべき額を経済産業大臣より通知されたとき

四 前三号に掲げるもののほか、一般送配電事業等を能率的かつ適正に運営するため特に必要があると認められるとき

2 一般送配電事業者は、承認を受けた収入の見通しの算定時における制御不能費用の想定値を規制期間における実績値が下回った場合又は下回ることが見込まれる場合の乖離値について、前項各号のいずれかに該当する場合には、当該乖離値を承認を受けた収入の見通しに当該規制期間中に算入しなければならない。

（エネルギー政策の変更等を踏まえた調整について）

第十五条 一般送配電事業者は、承認を受けた収入の見通しの算定時における想定値と規制期間における実績値の乖離値について、前三条に規定する場合のほかエネルギー政策の変更及びエネルギー情勢の著しい変化並びに一般送配電事業者が単独で又は他の事業者と共同して行う脱炭素化の達成に資する新たな技術の導入に向けた取組その他これらに準ずるものに起因すると認められる場合には、当該乖離値を承認を受けた収入の見通しに当該規制期間中に算入し、又は翌規制期間における収入の見通しに算入しなければならない。

【参考】算定指針における期中調整に関する規定

一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しの適確な算定等に関する指針（一部抜粋）

第五章 事後調整の方針について

1 事後調整の考え方

レベニューキャップ制度では、**外生的な要因による収入上限と規制期間における費用実績との乖離額**や効率化の達成状況、本指針において定めた目標の達成状況、需要変動による収入上限と規制期間における収入実績との乖離額に応じて、**収入上限の事後調整を行うこととする**。事後調整については、規制期間における収入上限の調整（以下「期中調整」という。）と、翌規制期間における収入上限の調整（以下「翌期調整」という。）に区分し、規制期間における事業計画の達成状況を評価する観点から、**基本的には翌期調整を行うこととし、当該調整時期は、翌規制期間の最初の年度の翌年度とする。ただし、収入の見通しの算定において予見可能性が低い事象や、送配電事業に対する影響等に鑑みて必要と認められる場合には、期中調整を行うこととする。**

2 事後調整を行うべき具体的な事項

iii. 制御不能費用

なお、**制御不能費用について、次に掲げる事情に該当するときは、期中調整を行うこととする。**

- ①収入上限のうち制御不能費用と、規制期間における制御不能費用の実績の乖離額が、収入上限に百分の五を乗じた額に達する場合
- ②固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税、法人税等の税率変更が行われた場合
- ③原子力事業者が申請した賠償負担金、廃炉円滑化負担金が経済産業大臣により承認された場合であって、一般送配電事業者がこれらの負担金として回収すべき額を経済産業大臣より通知された場合
- ④**その他、妥当であると認められる場合**

vii. その他

エネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の著しい変化等の外生的要因や、カーボンニュートラルの達成に向けたイノベーションの推進等（他事業者との連携を含む。）に伴い、**収入の見通しの算定にあたり予見できない費用の増減が規制期間において生じた場合には、妥当と認められる額について、期中調整又は翌期調整を行うこととする。**

1. 期中調整の必要性（検証結果）

2. 期中調整の申請額の妥当性（検証結果）

3. 期中調整の審査結果

【参考】審査項目 ②各費用項目個別の審査事項 1 / 2

第48回 料金制度専門会合
資料4 (2023年10月17日)

- 共通の審査事項に加えて、各費用項目の性質に応じて、以下の事項について審査することとしてはどうか。

kW公募、kWh公募費用（2022年度分）（制御不能費用）

- 今回申請額は、2022年度の調達額（還元額控除後）について各社で合意した按分比率に基づき適切に計算されていることについて検証を行う。

インバランス収支過不足（2022年度分）（制御不能費用）

- 今回申請額は、2022年度に発生したインバランス収支とその調整額（他の調整項目であるkW公募・kWh公募費用や貸倒損等）に基づき適切に計算されていることについて検証を行う。
- 10社横比較を実施し、多額の赤字が発生している場合には、その発生原因について説明を求め検証を行う。

最終保障供給対応（2022年10月～2023年3月）（制御不能費用）

- 2022年6月30日の電力・ガス基本政策小委員会の整理を受け、2022年3月から2023年3月に発生した最終保障供給の取引損益の実績値から直近承認の収入の見通しに織り込み済の金額を差し引いた値に基づき、見積もられていることについて検証を行う。

【参考】審査項目 ②各費用項目個別の審査事項 2 / 2

第48回 料金制度専門会合
資料4 (2023年10月17日)

- 共通の審査事項に加えて、各費用項目の性質に応じて、以下の事項について審査することとしてはどうか。

容量拋出金（2026年度オークション結果反映）（制御不能費用）

- 今回申請額は、2022年度に実施された容量市場メインオークション（対象年度：2026年度）の約定結果に基づき、見積もられていることについて検証を行う。

容量拋出金（稀頻度リスク相当 2025～27年度）（制御不能費用）

- 2023年5月30日の電力・ガス基本政策小委員会の整理により、2025～2027年度の容量拋出金の稀頻度リスク相当（H3需要の1%）を託送料金の負担とすることとなったことを受け、今回申請額は、直近承認時の収入の見通しへの織り込み額（H3需要の7%）をもとに見積もられていることについて検証を行う。
- なお2026年度の容量拋出金については、上記の「容量拋出金（2026年度オークション結果反映）」を考慮した数値をもとに見積もられていることについて検証を行う。

ブラックスタート公募費用（2023年度、2026年度オークション結果反映）（制御不能費用）

- 今回申請額は、2022年度に実施されたBS機能公募（対象年度：2023年度及び2026年度）の約定結果に基づき、見積もられていることについて検証を行う。
- また2026年度分については、上記に加えて、容量拋出金の約定結果を差し引いた値及び最低保証額に基づき、見積もられていることについて検証を行う。

電源 I・I' 公募費用（2023年度公募結果反映）（事後検証費用）

- 今回申請額は、2022年度に実施された電源 I・I' 公募（対象年度：2023年度）の約定結果に基づき、見積もられていることについて検証を行う。
- 事後検証費用であることから、コスト低減へ向けた効率化の取組がされていることについて検証を行う（制度設計専門会合での確認結果等を参照）。

2-1. 追加kW・kWh公募費用（費用概要、審査事項）

追加kW・kWh 公募費用

費用概要：夏季・冬季の高需要期において厳しい電力需給見通しに対応するため追加供給力の確保による費用。インバランス収支の内数として管理される。

以下の理由により、一般送配電事業者による効率化は困難なことから、「**制御不能費用**」としている。

単価：公募で決定／**量**：募集量は、供給計画・需給見通しを踏まえ資源エネルギー庁の審議会で決定

期初の見積り方法（第13回料金制度専門会合）：

2022年度に発生するインバランス収支過不足については、精緻に予測することが困難であることから、**期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行う。**

なお、資源エネルギー庁の審議会（第54回電力・ガス基本政策小委員会）において、「第二規制期間を迎える前の可能な限り早いタイミングでの費用回収を行うべく、関係法令に則って、**期中調整を行う方向で検討**を行う。」と整理。

期初の申請以降の状況変化

- **2022年度の夏季、冬季の追加kW・kWh公募費用の実績、負担割合が確定し、各一般送配電事業者は託送収支を公表。**

個別の審査事項

- 今回申請額は、2022年度の調達額（還元額控除後）について各社で合意した按分比率に基づき適切に計算されていることについて検証を行う。

2－1．追加kW・kWh公募費用（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、2022年度の追加kW・kWh公募の結果や提供期間終了後の精算結果等に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 具体的には、制度設計専門会合で報告されている事後確認の内容と一致していること、事業者間で合意されている按分比率※等に基づき計算されていることを確認した。
※各一般送配電事業者が精算に関する契約書を締結しており、夏季及び冬季の需要電力比（kW）、需要電力量比（kWh）等の適切な指標をもとに算定した比率を用いることとされている。
- また、各事業者が託送収支計算規則第3条に基づき監査法人による監査を受け公表している2022年度の託送収支（インバランス等収支計算書）における「追加供給電力量に係る費用・収益」及び「追加供給力に係る費用・収益」の合計額とも一致していることを確認した。

単位：億円	調達額 ①	還元額※ ②	負担額 ①－②		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電
①kW公募 2022年度夏季分	112	▲47	65	需要電力比等の比率で按分	－	4	31	8	2	9	3	2	5
②kW公募 2022年度冬季分	396	▲80	316		－	45	172	27	6	29	12	6	18
③kWh公募 2022年度夏季分	337	▲208	129		4	11	42	20	4	22	9	4	13
④kWh公募 2022年度冬季分	999	▲326	673		25	68	216	101	23	109	46	21	64
期中調整額 （＝①～④合計）	－	－	1,183		29	129	462	156	34	169	71	32	100

（出典）各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

※落札事業者は、発動指令等に伴い市場へ応札し得られた利益を一般送配電事業者へ還元する仕組みとなっており、その金額を差し引いた額を各社で負担する。

【参考】追加kWh公募費用（2022年度冬）の負担額が多額となった要因

2. まとめ①（事務局の評価）

第83回 制度設計専門会合
資料6（2023年3月27日）

- 今回のkWh公募の精算結果は、調達額約1,099億円に対し、還元額が約359億円、託送費で回収されるkWh費用は約740億円となった。
- 託送費で回収される費用の単価は、過去2回のkWh公募の精算結果と比して、39.9円と2倍以上であった（※）。（※）2022年度夏季 14円/kWh、2021年度冬季 15円/kWh
- これは、以下の要因によるものと考えられる。
 - kWh公募調達を決定した9月から落札者が決定された11月においては、ウクライナ情勢の見通しが不透明であり、また、LNGの先物市場の一つであるJKM価格は63～26ドル/mmbtu（※）で推移していたこと。
 - LNGの燃料単価の値動きの幅が大きい状態であり、それに基づき算定された燃料変動リスクがkWh公募の応札価格に織り込まれていたこと。
 - 一方で、1月～2月のJKMの価格は、20～14ドル/mmbtu（※）で推移しており事業者が織り込んだ11月時点の想定より燃料費が低くなったこと。電力卸市場価格が下落し、調達金額に対する還元率が低くなったこと。
- 公募要綱に従えば、kWh公募分の電力は20円/kWhで供出し約定することが望ましかったものの、提供期間中20円/kWh以上のコマは3割程度であり、kWh提供事業者にとっては、供出ができなかった際のペナルティを鑑みれば、公募要綱通りの市場供出は困難であったと考えられる。

（※）参照元：エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）HP 天然ガス・LNG関連情報/月次レポート/天然ガス・LNG価格動向

（参考）kWh公募・募集要綱抜粋（ペナルティに関する部分）

第8章 契約条件

(7) 契約電力量未達時割戻料金

イ 契約者の燃料未調達や調達不足、または契約者の設備トラブルや計画外の補修等、属地TSOの責とならない事由により、提供期間において、(略) 追加供出実績電力量が、契約電力量に満たないときには、ロにより契約電力量未達時割戻料金を算定し、(略)燃料等確保料金から差し引く、または属地TSOが支払いを受けるものといたします。

ロ 契約電力量未達時割戻料金の算定式は以下のとおりといたします。

契約電力量未達時割戻料金 = (契約電力量 - 追加供出実績電力量) ÷ 契約電力量 × 燃料等確保料金 × 1.1

2-2. インバランス収支過不足（収支概要、審査事項）

インバランス 収支過不足

収支概要：インバランス料金の収入あるいは支出と、調整力のkWh価格の過不足による収支。

以下の理由により「**制御不能費用**」としている。

インバランス料金：インバランス単価及びインバランス発生量のいずれも一般送配電事業者はコントロールが困難

調整力のkWh価格：広域運用調整力及びエリア内運用調整力のいずれも適切な市場監視がなされ、競争が一定程度働くことが見込まれることから、効率化は困難

期初の見積り方法（第13回料金制度専門会合）：

2022年度以前に発生した累積収支額のうち、2022年度に発生するインバランス収支過不足については、精緻に予測することが困難であることから、**期初においては見積り費用に算入せず、実績値を踏まえ、事後調整を行う**こととし、2016年度～2021年度に発生した累積収支額のうち2022年度に繰り越すこととされた額を見積り費用に算入する。

期初の申請以降の状況変化

- **2022年度のインバランス収支の実績が確定し、各一般送配電事業者は託送収支を公表。**

個別の審査事項

- 今回申請額は、2022年度に発生したインバランス収支とその調整額（他の調整項目であるkW公募・kWh公募費用や貸倒損等）に基づき適切に計算されていることについて検証を行う。
- 10社横比較を実施し、多額の赤字が発生している場合には、その発生原因について説明を求め検証を行う。

2-2. インバランス収支過不足（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、2022年度実績に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 具体的には、各事業者のインバランス等取引利益・損失及び不足インバランスの貸倒損等については、託送収支計算規則第3条に基づき監査法人の監査を受け公表している2022年度の託送収支計算書に含まれる「インバランス等収支計算書」により確認を行った。
- また各事業者のインバランス収支過不足について、次スライド以降で分析を行った。

単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
①インバランス等取引利益・損失	▲138	▲122	▲286	▲163	▲43	▲300	▲59	▲24	▲181	▲9	▲1,324
②追加kW・kWh公募費用	▲29	▲129	▲462	▲156	▲34	▲169	▲71	▲32	▲100	－	▲1,183
③インバランス収支過不足 追加kW・kWh公募費用控除後 (=①－②)	▲109	7	176	▲7	▲8	▲131	12	8	▲80	▲9	▲142
④調整額（貸倒損等※）	▲10	▲3	27	▲3	0	0	▲8	▲1	▲1	▲0	2
⑤インバランス収支過不足 期中調整対象（=③－④）	▲99	9	148	▲3	▲9	▲131	20	9	▲80	▲9	▲144
期中調整額（⑤の符号反転）	99	▲9	▲148	3	9	131	▲20	▲9	80	9	144

（出典）各一般送配電事業者の2022年度インバランス等収支計算書をもとに集計（いずれもマイナスは損失）

※ インバランスに係る債権の貸倒損及び貸倒損引当から貸倒損引当戻入を控除した額等

(参考) インバランス料金の仕組み

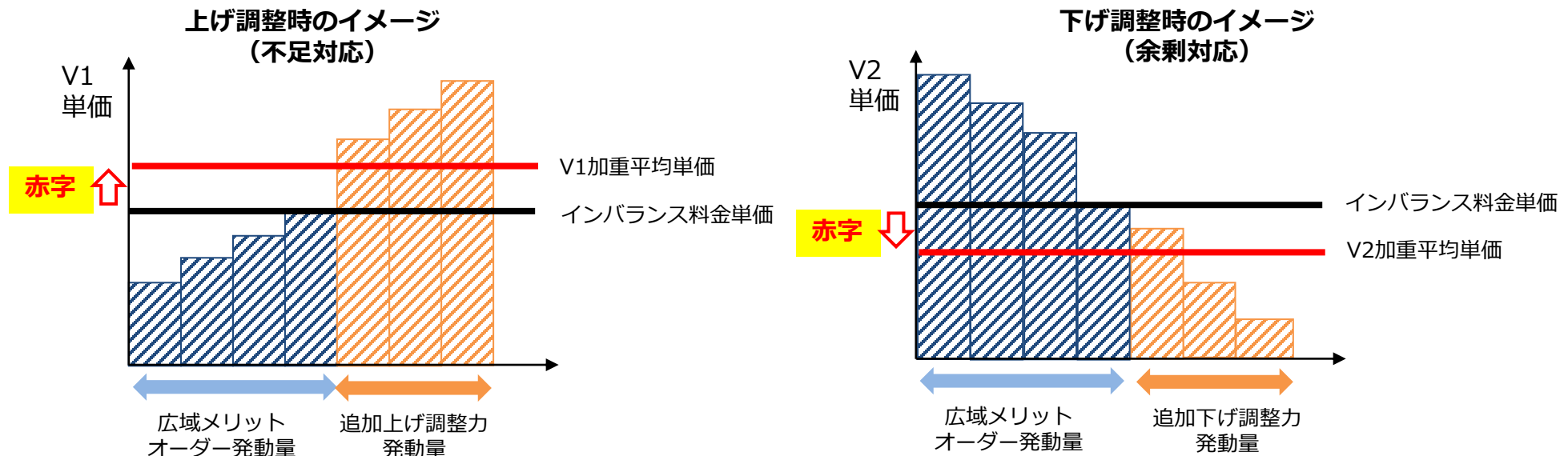
- インバランス（計画と実績の過不足）を発生させた発電事業者又は小売事業者（バランシンググループ）は、インバランス分の電気について、一般送配電事業者との間で事後精算する。
- 個々の発電事業者又は小売事業者（バランシンググループ）が発生させた不足インバランス量・余剰インバランス量は一部が相殺され、エリア全体のインバランス量が残る。これを調整するために、一般送配電事業者は、調整力を稼働させ、調整力提供者に対して対価を支払う。
- 不足インバランスのインバランス補給料金単価と、余剰インバランスのインバランス買取料金単価は同一であり、一般送配電事業者が用いる調整力のkWh単価を参照して決定される。

「インバランス料金制度等について」
(2022年1月28日)



(参考) 広域運用された調整力と自エリアで稼働した調整力の関係性

- 2021年度からの需給運用では、調整力の広域運用が実施されており、一般送配電事業者が実需給20分前までに予測した各エリアのインバランス量は、広域需給調整システムを通じて9エリア分（北海道～九州）が集計され、9エリアの調整力をkWh単価に基づきコストが最も安価となる順に運用している（広域メリットオーダー）。
- インバランス料金単価は、こうした広域運用調整力のkWh単価を参照している。
- 一方、実需給20分前までに予測できなかったインバランスに関しては、自エリアの調整力で対応することとしているほか、最終保障供給や持替（自エリアの需給運用のために一部電源の出力を直前に調整すること）などに関しても、自エリアの調整力を用いて対応する（エリアごとのメリットオーダー） こととなっている。
- この結果、インバランス料金単価（＝広域運用調整力のkWh単価）と、実需給20分前以降のインバランスに対応した調整力や、最終保障供給や持替なども含めて自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生する。
※更に、一般送配電事業者が調整力提供者に支払う単価は、上げ調整時（V1）と下げ調整時（V2）で異なり、V1、V2と広域運用調整力のkWh単価（＝インバランス料金単価）に乖離が発生する場合がある。（後述）

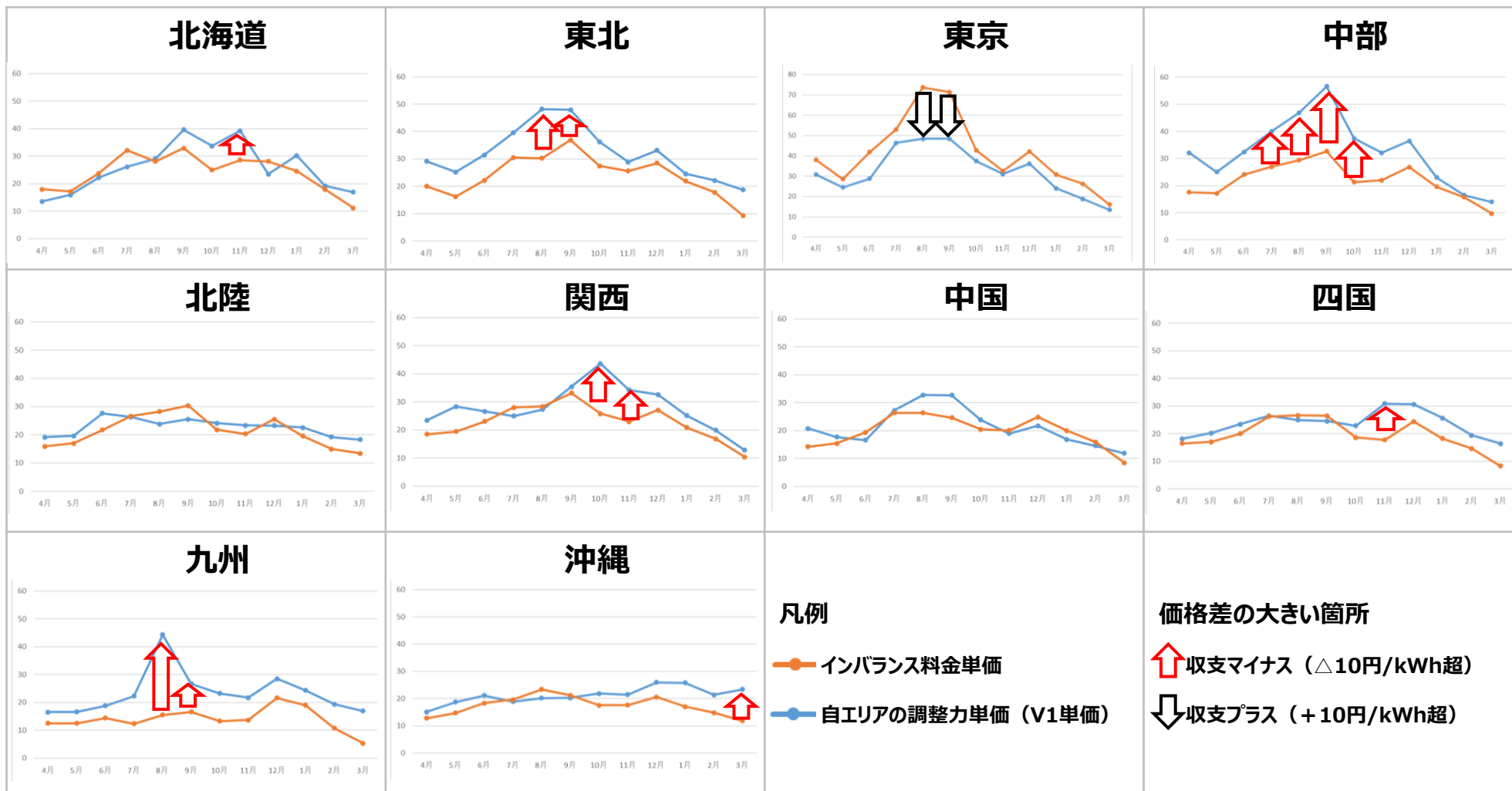


(参考) 上げ調整力単価 (V1) と下げ調整力単価 (V2) の関係

- 一般送配電事業者は、エリア全体のインバランス量について、不足の場合に上げ調整力を用い、余剰の場合に下げ調整力を用いる。その際の単価を、それぞれV1単価、V2単価といい、一般にV1単価 > V2単価の関係にある。
- 実需給20分前に下げ調整力を用いる想定であった場合、広域運用調整力はV2単価を参照することになり、インバランス単価も当該V2単価を参照することとなる。その後、実需給までに状況が変わり、上げ調整力を用いることになった場合、一般送配電事業者はV1単価を参照しつつ、エリア内の調整力提供者に対して対価を支払うことになる。
- こうした状況においては、一般送配電事業者にとっては、インバランス料金収入を上回る支出が発生し、赤字が発生することになる。

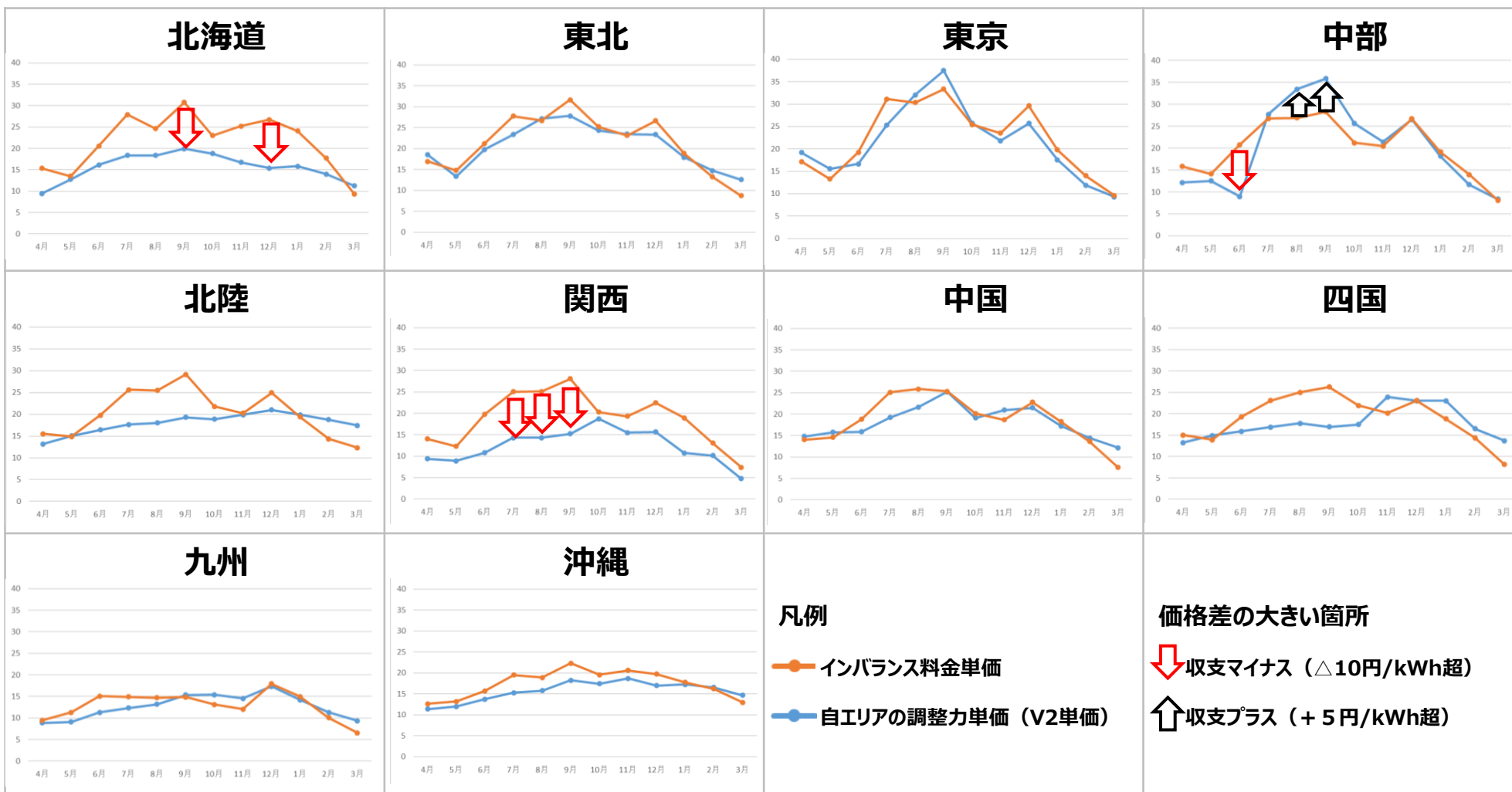
(参考) 不足インバランス時の価格推移

- 不足インバランスが発生した場合のインバランス料金単価と自エリアの調整力加重平均単価の月次推移は以下のとおり。
- インバランス料金単価（オレンジ線）よりも自エリアの調整力単価（青線）が高い場合、収支がマイナスになる。



(参考) 余剰インバランス時の価格推移

- 余剰インバランスが発生した場合のインバランス料金単価と自エリアの調整力加重平均単価の月次推移は以下のとおり。
- インバランス料金単価（オレンジ線）よりも自エリアの調整力単価（青線）が低い場合、収支がマイナスになる。



(参考) インバランス収支関連での電力量の内訳

- 各エリアにおける広域運用された調整力とエリア内調整力の稼働量に関しては、以下のとおり。

単位：GWh	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力
広域運用された調整力（実需給20分前以前）に係る電力量	391	1,966	4,457	2,807	332	1,619	877	608	1,759	-
インバランス対応（上げ調整対応）	221	455	1,954	1,672	177	713	494	252	404	-
インバランス対応（下げ調整対応）	170	1,511	2,503	1,135	155	905	383	355	1,355	-
エリア内調整力（実需給20分前以降）に係る電力量	1,519	3,021	4,313	1,845	461	1,890	1,561	549	1,260	368
インバランス対応（上げ調整対応）	10	612	119	9	85	170	277	172	834	200
インバランス対応（下げ調整対応）	1,509	2,409	4,194	1,836	376	1,720	1,283	377	425	168
（参考）インバランス対応以外のエリア内調整力に係る電力量	1,565	2,946	19,155	4,950	2,200	6,657	2,010	879	1,925	1,954
電圧調整、潮流調整、保安ポンプ（上げ調整対応）	-	-	1,990	392	-	15	-	-	-	-
振替損失調整（上げ調整対応、下げ調整対応）	39	19	60	385	9	505	57	14	22	-
一般送配電事業者にかかる電力（上げ調整対応）	26	54	222	81	5	31	25	10	27	5
最終保障供給（上げ調整対応、下げ調整対応）	387	750	3,152	1,226	220	855	857	148	850	-
電源持替（上げ調整対応、下げ調整対応）	1,114	2,124	13,732	2,867	1,965	5,250	1,071	708	1,027	1,949

※ 1 託送収支計算書に記載の諸元である、見積もり計上値を基に記載。

※ 2 「（参考）インバランス対応以外のエリア内調整力に係る電力量」では、調整力の確保や送電ロスの補填等を目的として、上げ調整と下げ調整両方の調整を行う項目（電源持替、振替損失調整等）について、上げ調整対応・下げ調整対応の電力量（絶対値）の合計を記載。

※ 3 電源持替は、調整力の発電実績からインバランス対応や最終保障供給対応等の発動実績を差し引いて算出。なお、調整力確保等を目的とした上げ調整対応と下げ調整対応を同時に行う運用であり、当該上げ調整・下げ調整対応の絶対値の合計を記載していることに留意が必要。

2-2. インバランス収支過不足（項目別エリア比較）

- 各エリアのインバランス等収支の過不足の状況は以下のとおりであった。
 - 基本的に、インバランス料金制度は、例えば系統余剰となったとき、下げ指令を受ける電源の限界的な調整力 kWh単価（最安単価）がインバランス料金単価となることとなっており、制度上は一般送配電事業者に費用負担がない形で設計されていたところ※。
 - 実需給20分前以降にインバランス料金単価が確定した後、エリア内調整が発生するため、インバランス料金単価と実際の調整単価が乖離する影響等から、10社中 6 社で収支欠損が生じた。

※ インバランス収支計算書上、一般送配電事業者がバランシンググループとの間で精算を行った余剰インバランス買取費用・不足インバランス供給収益は**相殺せずそれぞれ計上**される一方、調整力はエリア全体の不足・余剰インバランスを**相殺して運用され**、調整力提供者との間で精算し**計算書に計上**される。計算書上の記載方法はそのようになっているが、いずれにしても、系統余剰時・系統不足時の収支を相殺すれば、バランスするものとして設計されていた。

インバランス等収支詳細

		インバランス等収支詳細 (単位：億円)	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力
収益	①	地帯間販売電力収益	122	1,799	1,733	773	145	627	289	178	145	—
	②	自エリア電源等下げ調整収益	255	797	—	624	96	328	293	125	227	32
	③	BG不足インバランス供給収益	245	596	2,133	724	190	950	629	267	593	54
	④	間接オークション収益	—	489	603	2	29	306	—	—	—	—
費用	⑤	地帯間購入電力費用	165	1,505	1,914	590	114	1,024	230	121	144	—
	⑥	自エリア電源等上げ調整費用	54	323	▲931	515	63	238	138	88	255	34
	⑦	BG余剰インバランス買取費用	512	1,346	2,706	1,023	263	787	832	353	646	62
	⑧	間接オークション費用	—	500	604	1	29	294	—	—	—	—
収支	⑨	インバランス収支過不足 (追加kW・kWh公募費用を除く)	▲109	7	176	▲7	▲8	▲131	12	8	▲80	▲9

(注)

- ①⑤地帯間取引には、逼迫時の融通や、電力設備の有効利用を目的とした隣接エリアとの電力融通取引等が含まれる。
- 東京エリアの②がー、⑥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）。
- ③⑦には、社内取引（FIT 3）収益及び費用を含む。
- 他エリアの調整電源を活用した場合、購入電力量の精算はインバランス料金単価で行われていることから、他エリアからの購入電力量が多いことが直接的にインバランス等収支が赤字となる要因とは考えられない。
- 端数処理の影響等により総額が一致しない場合がある。

インバランス収支の赤字額が多いエリアの状況（主な赤字要因）

＜北海道NW＞

- エリア内の調整電源のV2単価が低く、（広域運用調整力の調達後である）実需給の20分前以降に下げ調整を行った取引において、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

＜関西送配電＞

- エリア内の調整電源のV2単価が低く、（広域運用調整力の調達後である）実需給の20分前以降に下げ調整を行った取引において、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

＜九州送配電＞

- 実需給の20分前までにエリアインバランス量を余剰と判断した後に、太陽光発電の下振れによる供給力の低下などでエリアインバランス量が不足となった場合に、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

＜北海道エリアの特徴（北海道NWの考え）＞

- 再エネ出力予測は、気象庁や気象協会から入手した最新データや再エネ設備量等の情報に基づき行っているが、北海道はエリアが広範に及ぶことや降雪影響等により、風力・太陽光発電の予測誤差量に少なからず影響を及ぼしている。
- なお、再エネ出力予測の基となる気象情報そのものの精度向上に向けて、NEDO事業による技術開発が気象会社において進められているため、それら技術の活用についても検討していく予定である。

2－3．最終保障供給対応（収支概要、審査事項）

最終保障供給対応

収支概要：最終保障供給契約を締結している需要家への電力供給に必要な支出と料金による収入の過不足による収支。

以下の理由により、一般送配電事業者による効率化は困難なことから、「**制御不能費用**」としている。

単価：公募で決定／**量**：最終保障供給契約を締結している需要家の需要量で決定

期初の見積り方法（第29回料金制度専門会合）：

2022年3月から2023年3月までの期間のうち、実績が確定している範囲（2022年3月から2022年9月）については、期初の収入の見通しに反映する。**2022年10月以降の費用は事後調整（期中調整又は翌期調整）で反映する。**

期初の申請以降の状況変化

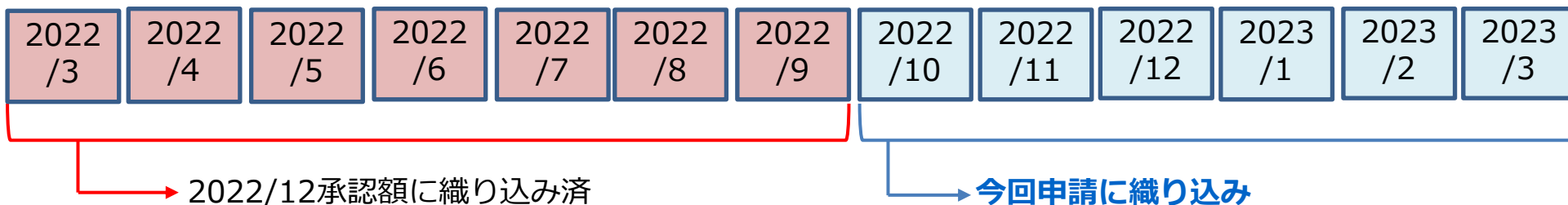
- 最終保障供給原資の確保措置として、**2022年度中からスポット市場での原資調達が可能**となったこと等により、各一般送配電事業者の調達コストが削減され、収支の改善に寄与。
- **2022年度の最終保障供給対応の実績が確定し**、各一般送配電事業者は**託送収支を公表**。

個別の審査事項

- 2022年6月30日の電力・ガス基本政策小委員会の整理を受け、2022年3月から2023年3月に発生した最終保障供給の取引損益の実績値から直近承認の収入の見通しに織り込み済の金額を差し引いた値に基づき、見積もられていることについて検証を行う。

2－3．最終保障供給対応（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、2022年3月及び2022年度の実績の合計から期初の承認額を控除して得られる額を期中調整の申請額としており、問題はないと考えられる。
- 具体的には、各事業者の2022年度の損益については、託送収支計算規則第3条に基づき監査法人の監査を受け公表している託送収支（超過利潤計算書）により確認を行った。また、当該損益が年度後半にかけて改善した要因に関して、各事業者における月次損益及びそれに係る各単価の推移を確認した。（35・36スライド参照）



単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	合計
①2022年3月+2022年度分 (損失がプラス、利益がマイナス)	▲22	41	▲112	44	7	72	▲44	4	▲10	▲20
②2022年12月承認額 (2022年3～9月分)	4	74	293	152	15	59	29	4	3	633
期中調整額 (=①－②)	▲26	▲32	▲404	▲109	▲8	13	▲73	▲1	▲13	▲654

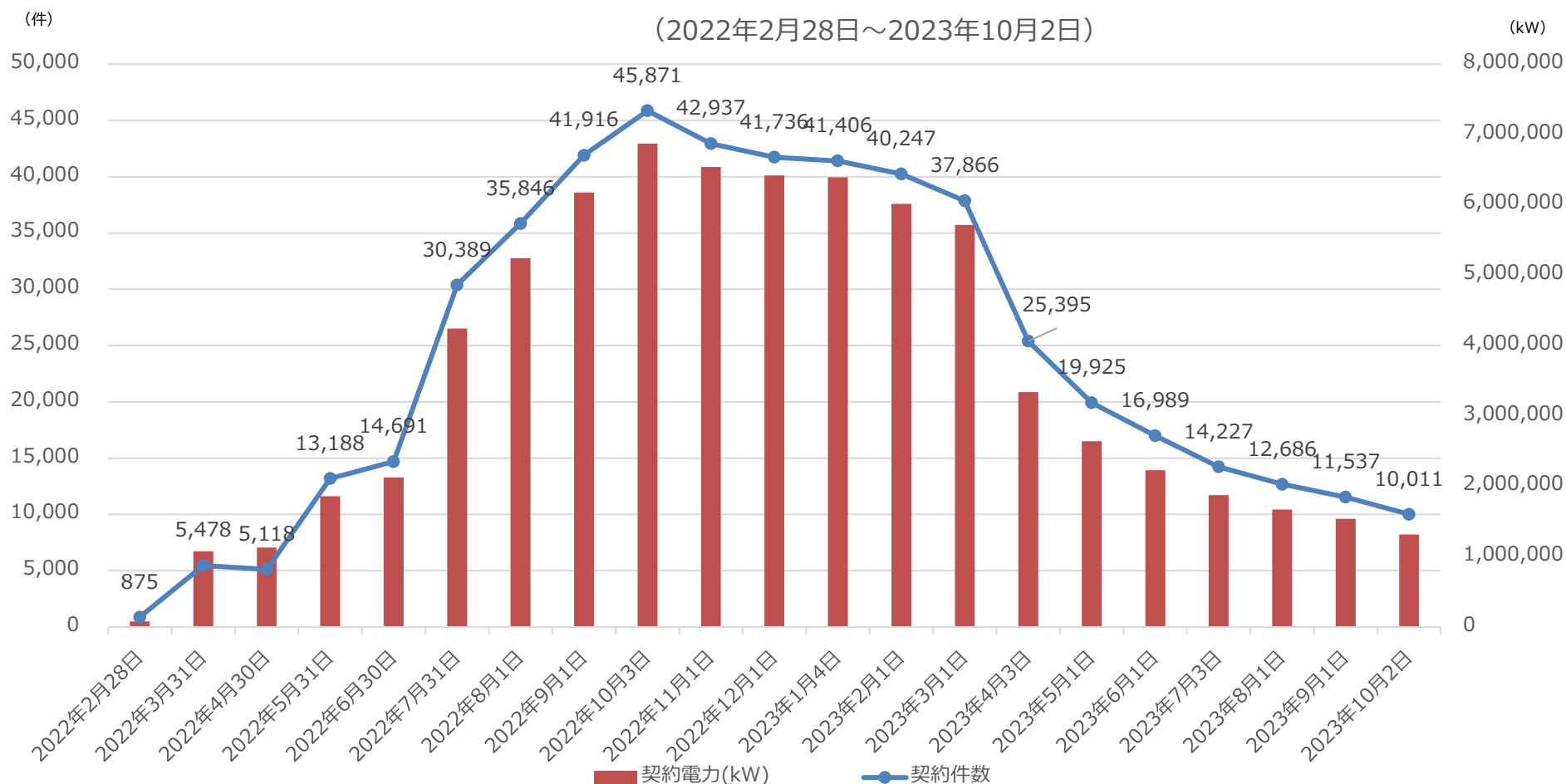
(出典) 各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

【参考】最終保障供給の契約電力及び件数の推移

- 最終保障供給の契約電力及び件数は、本年10月2日時点では昨年時点と比べて、いずれも減少。他方、急増する前の2022年3月末の水準は引き続き上回っている。

最終保障供給の契約電力及び件数

(2022年2月28日～2023年10月2日)

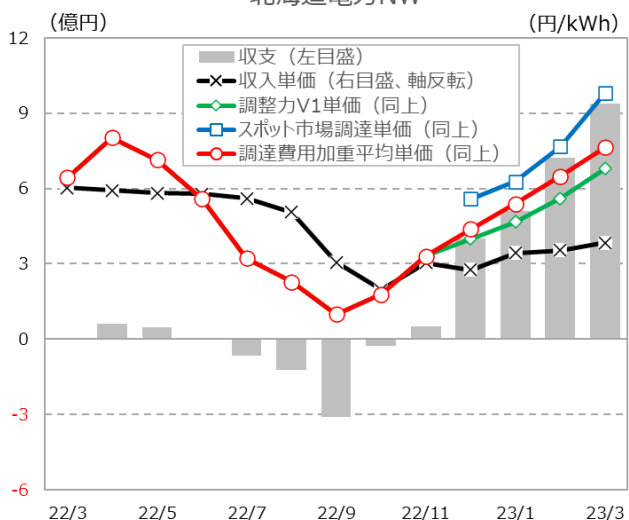


※ 2023年10月2日時点。各一般送配電事業者に聴取した契約済件数を基に電力・ガス取引監視等委員会が作成。現在契約手続き中の申込みにおける遡り契約の状況等により、変動することもありえる。

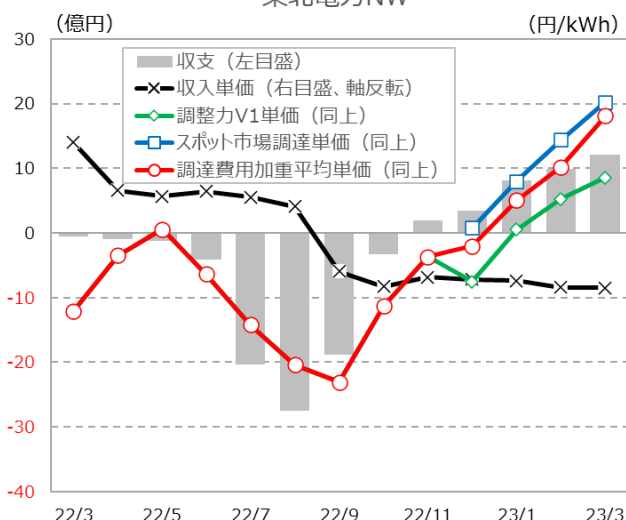
【参考】最終保障供給に係る各事業者の月次実績①

- 各事業者の月次の最終保障供給取引損益は、概ね、契約件数が大きく増加したことに伴い、調達コストも増加した**2022年7月頃に赤字幅が大幅に拡大**している。
- その後、同年9月からの最終保障供給の**料金体系見直し**や燃料費調整単価の上昇により**収入単価が上昇**した一方で、**スポット市場での安価な原資調達の開始**、エネルギー価格の高騰一服に伴う**調整力単価の低下**等により**費用が低減**し、**2022年度末にかけて各事業者の収支は概ね改善**していった。

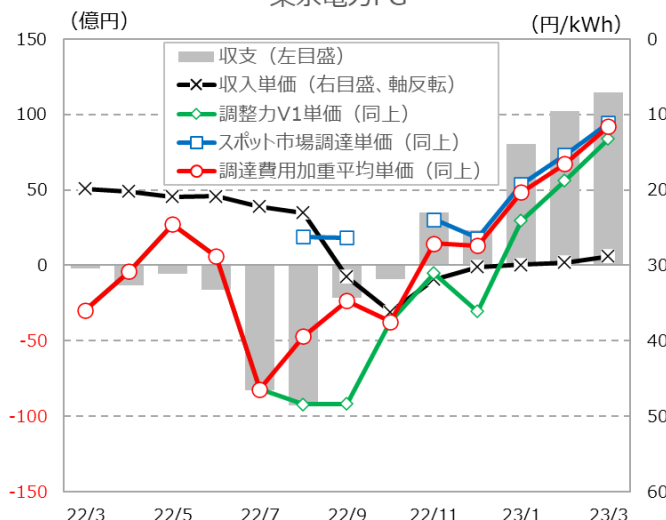
北海道電力NW



東北電力NW



東京電力PG



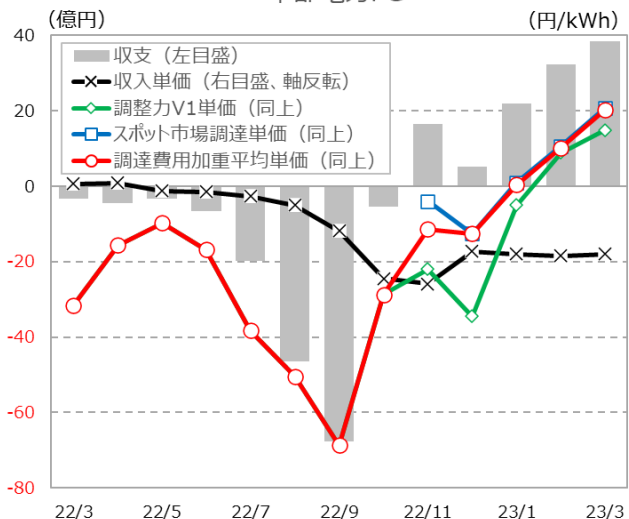
※ 1 「スポット市場調達単価」について、スポット市場調達がなかった月の単価は非表示としている。

※ 2 調整力による供給力確保について、条件に応じてV2単価が適用される場合があるが、本資料ではV2単価の推移は省略している。

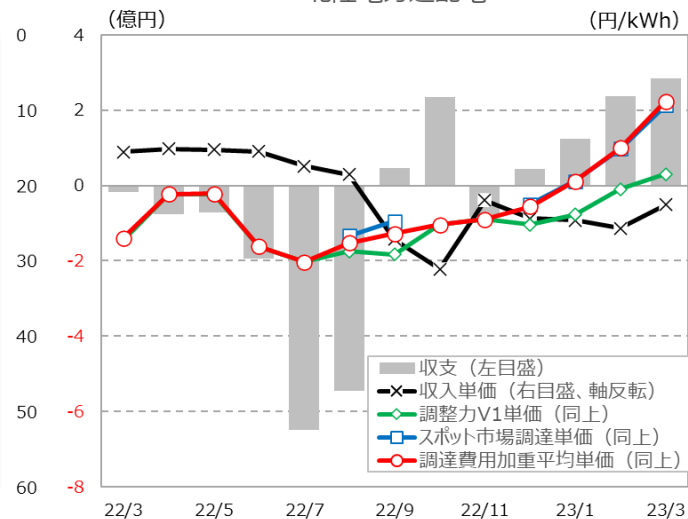
(出典) 各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

【参考】最終保障供給に係る各事業者の月次実績②

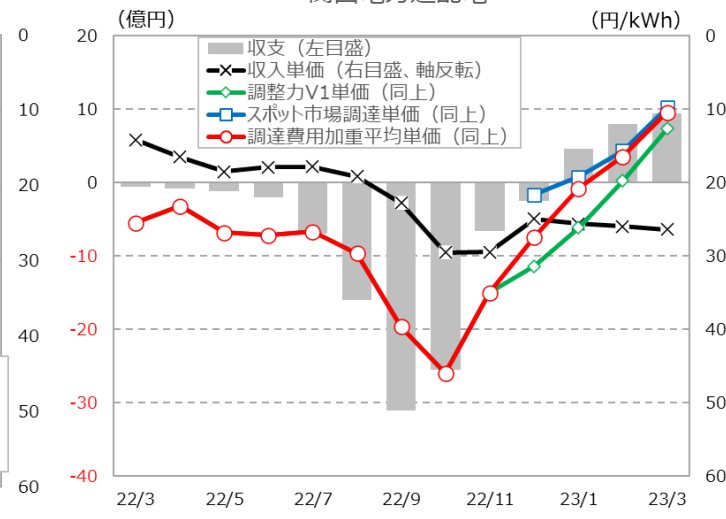
中部電力PG



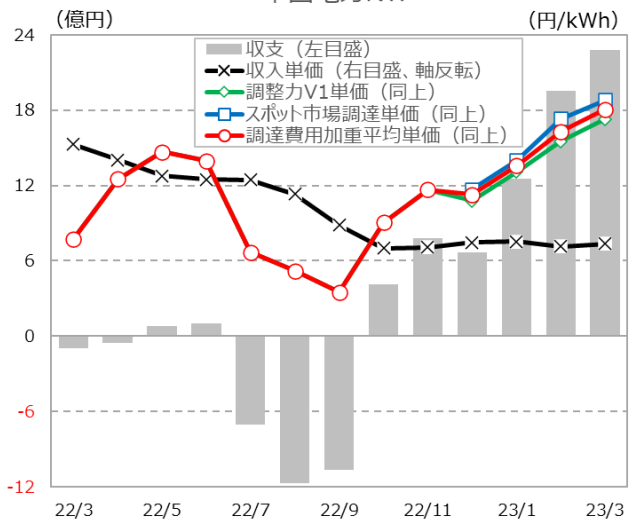
北陸電力送配電



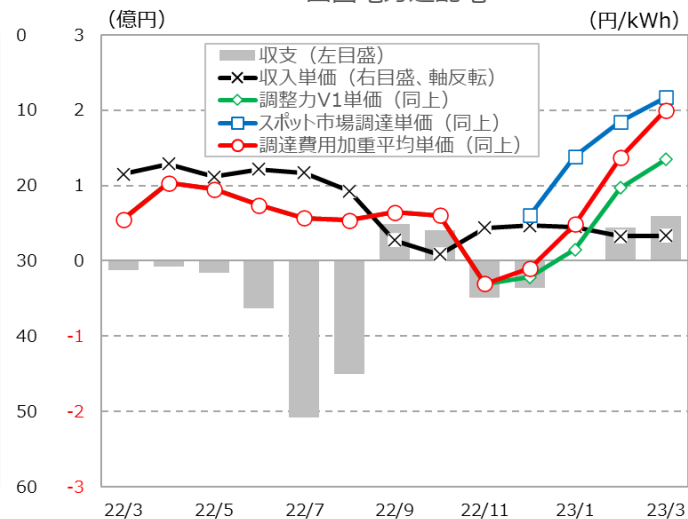
関西電力送配電



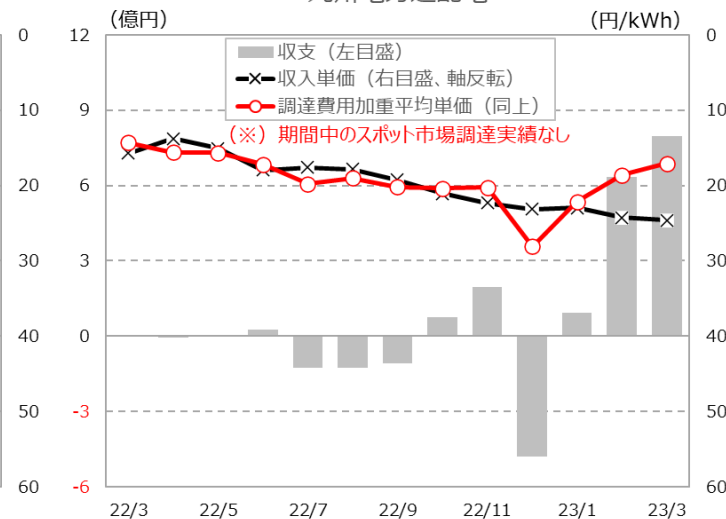
中国電力NW



四国電力送配電



九州電力送配電



※ 1 「スポット市場調達単価」について、スポット市場調達がなかった月の単価は非表示としている。

※ 2 調整力による供給力確保について、条件に応じてV2単価が適用される場合があるが、本資料ではV2単価の推移は省略している。

(出典) 各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

【参考】最終保障供給料金への卸市場価格の反映

- 最終保障供給料金への卸市場価格の反映については、制度設計専門会合及び資源エネルギー庁の審議会で議論・整理がなされた後、沖縄電力を除く一般送配電事業者9社から最終保障供給約款変更の届出があり、2022年9月1日から導入された。

卸市場価格の反映方法について

第73回 制度設計専門会合
資料7（2022年5月31日）

- 現行の最終保障供給料金の料金体系をベースに、卸市場価格（エリアプライス。ロス率、消費税込み）＋託送従量料金単価^{（注1）}と最終保障供給の従量料金単価（燃調込み）^{（注2）}との差額を補正項として反映することとしてはどうか。
- なお、基本料金は現行の最終保障供給料金の水準を維持することとしてはどうか。

<イメージ>



※従量料金は調整する一方で、基本料金については現行の最終保障供給料金の水準を維持することとすると、卸市場価格に託送料金を足したもののより割高になっているとも考えられるが、他方で、最終保障供給料金の基本料金を現状よりも安くしてしまうと、低負荷率の需要家が最終保障供給に流入してしまうおそれがある。また、実際の自由料金には卸市場価格に託送料金を足したものに加え、事務費なども加わっていることも考えると、卸市場価格に託送料金を足したもののより割高になっていること自体は不合理なものではないと考えられる。

（注1）離島ユニバーサルサービス調整を実施する一般送配電事業者については、離島ユニバーサル調整込み。以降についても同様。

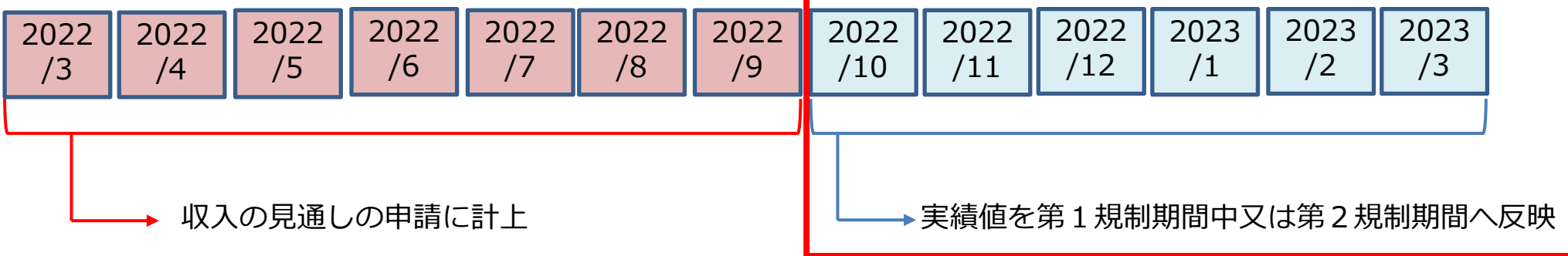
（注2）離島ユニバーサルサービス調整を実施し、かつ、離島ユニバーサルサービス調整が反映された旧一般電気事業者の標準料金メニューをもとに最終保障供給料金を設定している一般送配電事業者については、離島ユニバーサルサービス調整込み。以降についても同様。

【参考】最終保障供給の累積収支額の反映方法及び追加算入額

第29回 料金制度専門会合
資料4（2022年12月19日）

- 第21回専門会合にて整理したとおり、2022年3月から2023年3月までの期間のうち、実績が確定している範囲（2022年3月から2022年9月）については、追加で期初の収入の見通しに反映している。

【反映方法】収入の見通しの申請時に実績値を申請し、第1規制期間期初に計上する



【各社の追加算入額（規制期間合計）】

北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力PG	中部電力PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	合計
4億円	74億円	293億円	152億円	15億円	59億円	29億円	4億円	3億円	633億円

2-4. 容量拠出金（稀頻度リスク相当 2025～27年度）（費用概要、審査事項）

容量拠出金 （稀頻度リスク相当）

費用概要：容量市場において、容量提供事業者に対して広域機関が支払う容量確保契約金の原資として支払う拠出金のうち、一般送配電事業者が負担する費用。

以下の理由により、一般送配電事業者による効率化は困難なことから、「**制御不能費用**」としている。

単価：容量市場の約定価格で決定／**量**：必要量は広域機関で決定

期初の見積り方法（量）（第13回料金制度専門会合）：

2024年度は各社H3需要の6%kW、**2025年度以降は各社H3需要の7%kW**を用いて算出する。

期初の申請以降の状況変化

- 第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日）において、稀頻度リスクについて、「小売電気事業者の負担とすることの合理性に乏しく、最終的に需要家が均等に負担することで社会全体で負担することになる、**託送料金での負担**」とすると整理。
- また第83回制度検討作業部会（2023年7月31日）において、「**メインオークション開催済み年度の費用負担**」に関しても、容量市場での供給力調達の在り方を見直すことに伴い、**託送負担をH3需要の8%**とすると整理。

個別の審査事項

- 2023年5月30日の電力・ガス基本政策小委員会の整理により、2025～2027年度の容量拠出金の稀頻度リスク相当（H3需要の1%）を託送料金の負担とすることとなったことを受け、今回申請額は、直近承認時の収入の見通しへの織り込み額（H3需要の7%）をもとに見積もられていることについて検証を行う。
- なお2026年度の容量拠出金については、上記の「容量拠出金（2026年度オークション結果反映）」を考慮した数値をもとに見積もられていることについて検証を行う。

2-4. 容量抛出金（稀頻度リスク相当 2025～27年度）（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、資源エネルギー庁の審議会での整理に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 具体的には、稀頻度リスク相当分（1%）が新たに託送負担と整理され、2025～27年度分の託送負担額がH3需要の7%分から8%分に引き上げられたことを踏まえ、今後託送負担すべき額から2022年12月の承認額※を控除して得られる額を期中調整の申請額としていることを確認した。

なお、2024年度分については、容量市場での供給力調達の在り方を見直す前の前提を用いて、追加オークションの開催判断を行っていることから、今回の費用負担の整理の対象外であり、託送費用負担はH3需要の6%のまま変更なしと整理されている。

単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	合計
①H3需要の 8% 負担額 (2025～2027年度)	93	201	802	367	76	405	155	72	294	2,467
②H3需要の 7% 負担額※ (2025～2027年度)	82	176	702	321	67	355	136	63	257	2,158
期中調整額 (= ① - ②)	12	25	100	46	10	51	19	9	37	308

（出典）各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

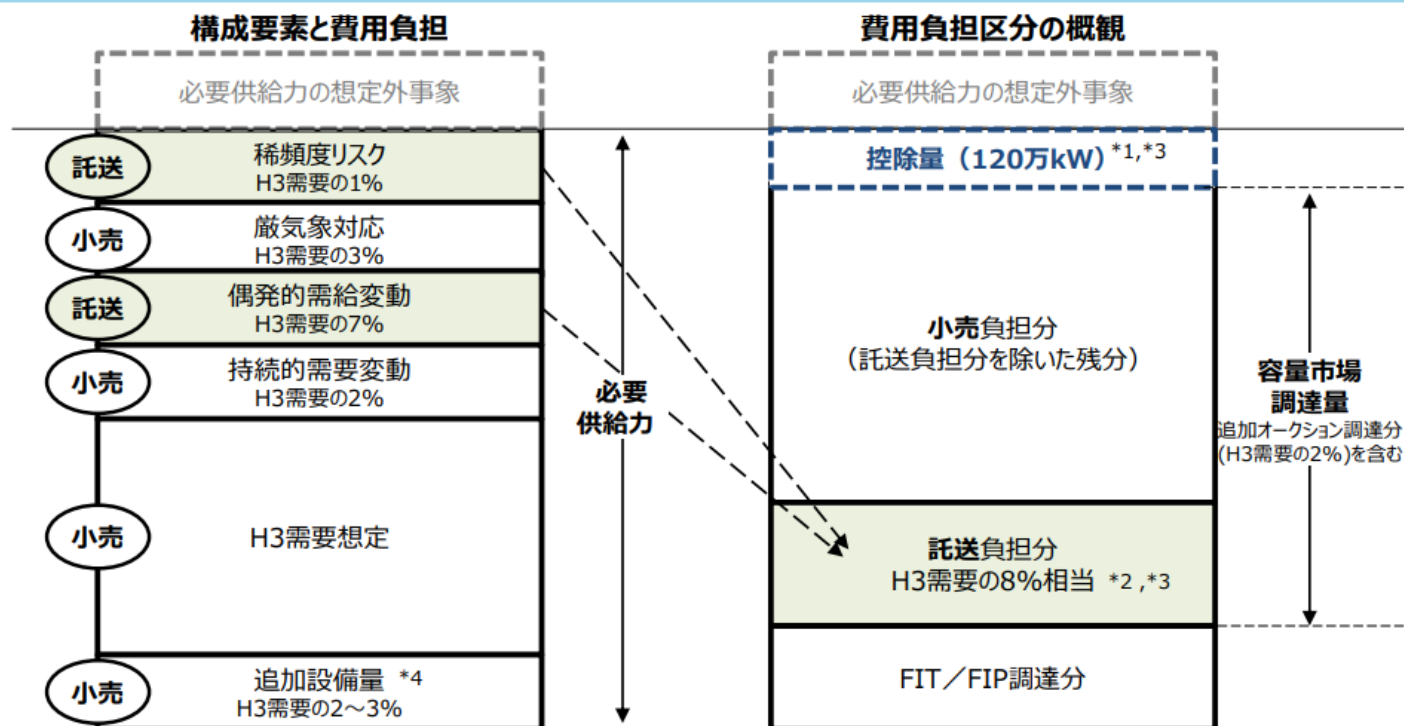
※2025年度及び2027年度は2022年12月の承認額、2026年度はオークション結果を反映した額（43スライド）を合計

【参考】容量拠出金の負担イメージ（稀頻度リスク相当）

必要供給力と費用負担の全体像

第81回電力・ガス基本政策小委員会
制度検討作業部会 資料4（2023年6月21日）

- これまでの議論を踏まえ、2027年度実需給向けの容量市場メインオークションより必要供給力から控除量(120万kW)を考慮した調達を実施され*1、費用負担についても2027年度実需給分からH3需要の8%相当が託送負担分*2となる。
- なお、2025年度及び2026年度の実需給分はメインオークションを開催済みである。これまでの議論を踏襲したうえで、今後必要に応じて具体的な取扱いを明確にすることとしてはどうか。



*1：必要供給力からの控除量は、FIT電源等の期待容量や追加オークション調達分と同様に約定処理において供給曲線に織り込むことを想定。

*2：エリアの約定価格×エリアのH3需要に8%を乗じた金額について、エリア毎の一般送配電事業者・配電事業者の負担総額が算定される（マルチプライスが生じた場合は、エリアの約定価格に加味される）。

*3：控除量の裏付けとなる供給力は、容量市場外であっても小売事業者の負担により固定費を回収していると考えられる。また、託送負担分はH3需要に対する割合として整理されている。そのため、控除量の費用負担は小売負担分の減少として整理することを想定。

*4：計画停止可能量を確保するために必要な供給力である「追加設備量」の一部には、必要供給力の見直しに伴う春秋の厳気象対応分と稀頻度リスク対応分が含まれる。

2-5. 容量拠出金（オークション結果反映）（費用概要、審査事項）

容量拠出金 (オークション結果反映)	費用概要 ：容量市場において、容量提供事業者に対して広域機関が支払う容量確保契約金の原資として支払う拠出金のうち、一般送配電事業者が負担する費用。
	以下の理由により一般送配電事業者による効率化は困難なことから、「 制御不能費用 」としている。 単価 ：容量市場の約定価格で決定／ 量 ：必要量は広域機関で決定
	期初の見積り方法（単価） （第13回料金制度専門会合）： 2024年度及び2025年度は容量市場の約定価格を引用し、 2026年度 、2027年度については、 容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円／kW、2025年度：9,372円／kW）の平均値 を引用して算出する。



期初の申請以降の状況変化

- 容量市場メインオークション（対象年度：2026年度）の約定結果が広域機関より公表。



個別の審査事項

- 今回申請額は、2022年度に実施された容量市場メインオークション（対象年度：2026年度）の約定結果に基づき、見積もられていることについて検証を行う。

2－5．容量拠出金（オークション結果反映）（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、2026年度オークション結果に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 具体的には、2023年2月に広域機関より公表された容量市場メインオークションの約定結果をもとに算出（＝約定価格×H3需要想定×7％）されていることを確認した。
- また、容量拠出金は最終的に実需給を踏まえて確定するため、容量拠出金の実際の精算額との差額については事後調整することとしてはどうか。

単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	合計
①オークション結果反映後	30	55	219	100	21	111	42	20	93	691
②2022年12月承認額	33	89	352	162	34	178	68	32	99	1,046
期中調整額（＝①－②）	▲2	▲34	▲134	▲61	▲13	▲68	▲26	▲12	▲7	▲356

（出典） 各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

※なお2027年度分は、オークション未実施のため、期初の見積り方法（容量市場の指標価格（NetCONE）（2024年度：9,425円／kW、2025年度：9,372円／kW）の平均値）のまま変更していない。

2-6. ブラックスタート公募費用（公募結果反映）（費用概要、審査事項）

ブラックスタート 機能公募費用 （公募結果反映）

費用概要：ブラックスタートに必要な電源を予め確保するために、必要な費用。

以下の理由により一般送配電事業者による効率化は困難なことから、「**制御不能費用**」としている。

単価：公募で決定／**量**：必要量は広域機関で決定

期初の見積り方法（第13回料金制度専門会合）：

- ① **2023年度**においては、調整力公募で調達する電源Ⅰ、Ⅱの中のブラックスタート（BS）機能費用であることから、電源Ⅰと同様に、**2017年度～2021年度の5年間における実績値等をもとに見積もる**。
- ② 2024年度、2025年度については、BS機能公募での約定結果から容量拠出金の約定結果を差し引いた値を引用して見積もる。
- ③ **2026年度**、2027年度については、**2024年度、2025年度の約定結果の平均値から容量拠出金**
の見積値を差し引いた値（東京PGについては、競争入札がなされた結果、複数事業者の競争と
なったため、2025年度の約定結果の値）を引用して見積もる。

期初の申請以降の状況変化

- **ブラックスタート機能公募（対象年度：2023年度、2026年度）の約定結果が確定。**
- **容量市場メインオークション（対象年度：2026年度）の約定結果が広域機関より公表。**

個別の審査事項

- 今回申請額は、2022年度に実施されたBS機能公募（対象年度：2023年度及び2026年度）の約定結果に基づき、見積もられていることについて検証を行う。
- また2026年度分については、上記に加えて、容量拠出金の約定結果を差し引いた値及び最低保証額に基づき、見積もられていることについて検証を行う。

2－6．ブラックスタート公募費用（公募結果反映、2023年度向け）（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、2023年度ブラックスタート公募費用について公募結果に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 2023年度分については、公募結果通知等を確認することにより期中調整額を確認した。
- なお、2023年度は容量市場創設前であることから、電源Ⅰや電源Ⅱ等の調整力公募を通じてブラックスタート機能を調達することとされており、当該機能の維持に必要な固定費のみを支払うこととしている。

<2023年度公募結果反映>

単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
①公募結果反映後	1	0	0	※0	1	7	0	※0	0	※2	11
②2022年12月承認額	1	0	0	0	1	7	0	0	0	2	12
期中調整額（＝①－②）	0	0	0	※－	0	▲1	▲0	※－	0	※－	▲0

※ 期中調整額が軽微だったことを踏まえて、申請対象外としている。

（出典）各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

2－6．ブラックスタート公募費用（公募結果反映、2026年度向け）（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、2026年度ブラックスタート公募費用について公募結果に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 2026年度分については、入札申込書、公募の落札結果の通知書、契約書等を確認したことに加え、控除する容量市場収入（容量確保契約金）の算定が正しくされていることを確認することにより期中調整額を確認した。
なお、2023年度まではブラックスタート機能の維持費のみを応札価格に算入し、2024年度以降は、制度変更によりブラックスタート機能維持費に加え、電源の維持にかかる費用（減価償却費・修繕費等の固定費）を応札価格に算入できるようになったことから金額が増加している。
- また、容量市場収入（容量確保契約金）は最終的に実需給を踏まえて確定するため、容量市場収入等の実際の精算額との差額については事後調整することとしてはどうか。

<2026年度公募結果反映>

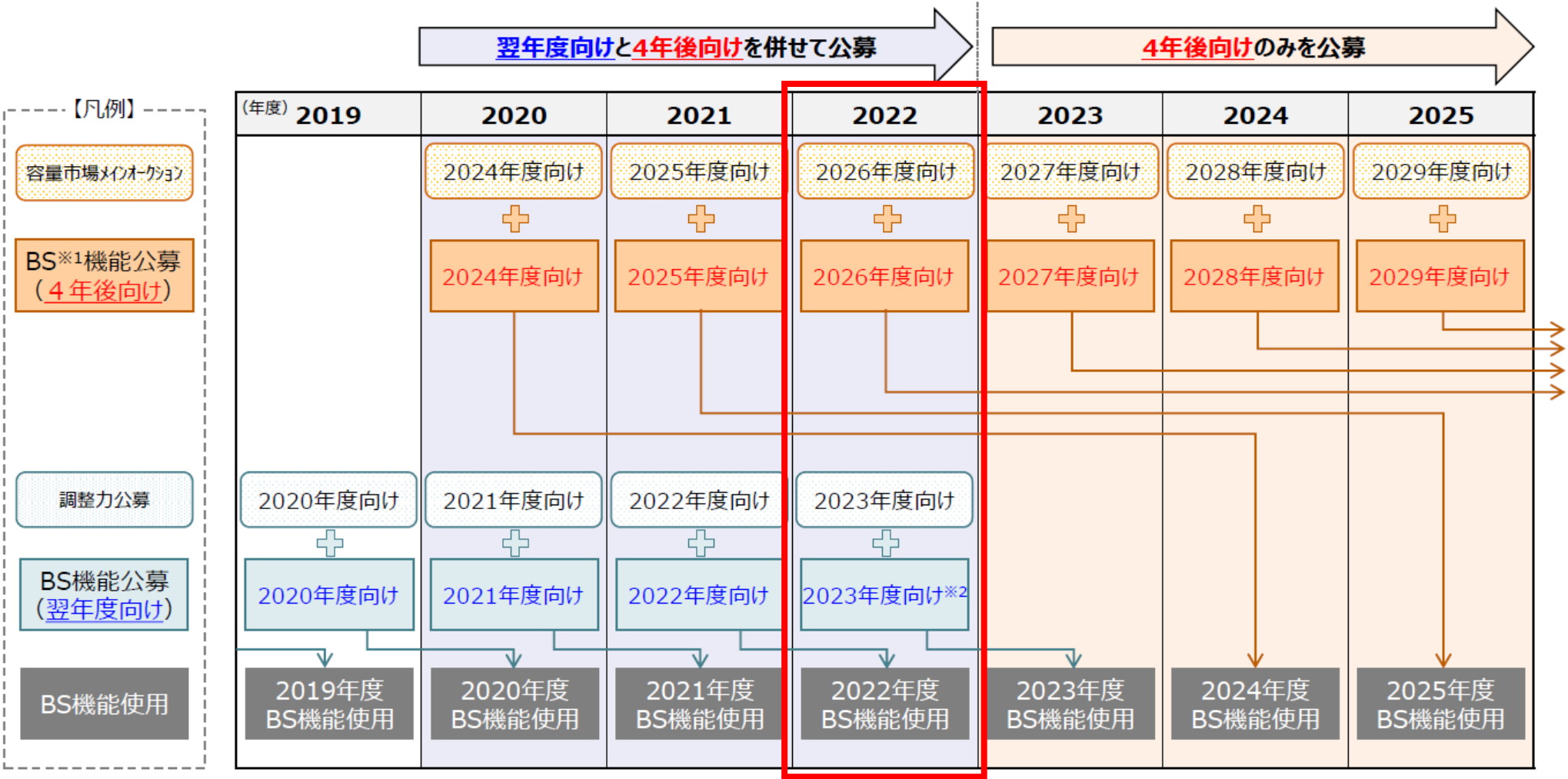
単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	合計
①公募結果反映後	0	0	255	124	1	114	73	46	91	661
②容量市場収入（容量確保契約金）	▲31	▲6	▲194	▲118	▲12	▲54	▲65	▲28	▲68	▲521
③申請額（＝①＋②）	※0	※0	※102	※16	※1	60	※15	18	22	236
④2022年12月承認額	0	0	80	8	1	13	0	0	27	130
期中調整額（＝③－④）	▲0	0	22	9	0	47	15	18	▲5	106

※ 契約電源等ごとに①＋②が最低保証額を下回る場合は、最低保証額となるため、①＋②と一致しない。

（出典）各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

【参考】ブラックスタート機能の調達対象の時期

■ 2020～2022年度は翌年度向けと4年後向けのブラックスタート機能公募を同時期に行うことになる。



※1：BSとは「ブラックスタート」を指す。
※2：国の審議会において容量市場の初回受渡を2024年度から2023年度に見直すことが議論されている。この検討結果を踏まえてBS機能公募のスケジュールを見直す可能性がある。

2-7. 電源 I・I' 公募費用（公募結果反映）（費用概要、審査事項）

電源 I・I' 公募費用 （公募結果反映）

費用概要：容量市場開設までの期間において、一般送配電事業者が確保するkWに対しての費用。

以下の外生的な要因に影響を受ける一方で、今後、**広域調達**や需給調整市場での調達に移行していき、**市場の広域化、成熟を通じて低減の余地がある**と考えられることから、「**事後検証費用**」としている。

単価：エリア内公募で決定（一部広域調達あり）

量：必要量は広域機関で決定（電源 I はH3需要の7%、電源 I' はH3需要の3%）

期初の見積り方法（第13回料金制度専門会合）：

- ① **2023年度分における電源 I** については、**2018年度～2021年度の4年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価**に、**各エリアの電源 I 想定必要量（H3需要の7%）**を用いて見積もる。
- ② **2023年度分における電源 I'** については、2020年度より全エリアで必要量が設定され、供出期間の統一や広域調達が開始されたことを踏まえ、2020年度以降の**2020年度～2021年度の2年間における実績単価及び2022年度の公募結果に基づく単価**に、**各エリアの電源 I' 想定必要量（H3需要の3%）**を用いて見積もる。



期初の申請以降の状況変化

- **電源 I・I' 公募（対象年度：2023年度）の約定結果が確定。**



個別の審査事項

- 今回申請額は、2022年度に実施された電源 I・I' 公募（対象年度：2023年度）の約定結果に基づき、見積もられていることについて検証を行う。
- 事後検証費用であることから、コスト低減へ向けた効率化の取組がされていることについて検証を行う（制度設計専門会合での確認結果等を参照）。

2-7. 電源 I・I' 公募費用（公募結果反映）（検証結果）

- 各一般送配電事業者は、2023年度の公募結果に基づき期中調整の申請額を算定しており、問題はないと考えられる。
- 具体的には、2023年度の公募結果を反映した数値について、第81回及び第84回制度設計専門会合で公表されたものと整合していることを確認した。
- なお、電源 I・I' 公募費用については、事後検証費用であることから、各一般送配電事業者のコスト低減の取組について検証する必要がある。レベニューキャップ制度の設計時には、広域調達の実施によりコスト低減を図る取組を想定していたところ、直近の広域調達の結果については、第84回制度設計専門会合において検証を実施済である（次スライド参照）。

単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
①公募結果反映後	123	91	428	133	78	192	105	50	178	36	1,413
②2022年12月承認額	113	119	459	165	65	177	97	48	161	35	1,438
期中調整額（＝①－②）	10	▲29	▲31	▲32	12	15	8	3	17	1	▲25

（出典）各一般送配電事業者より入手した情報を事務局にて整理

2-7. 効率化の取組（広域調達）

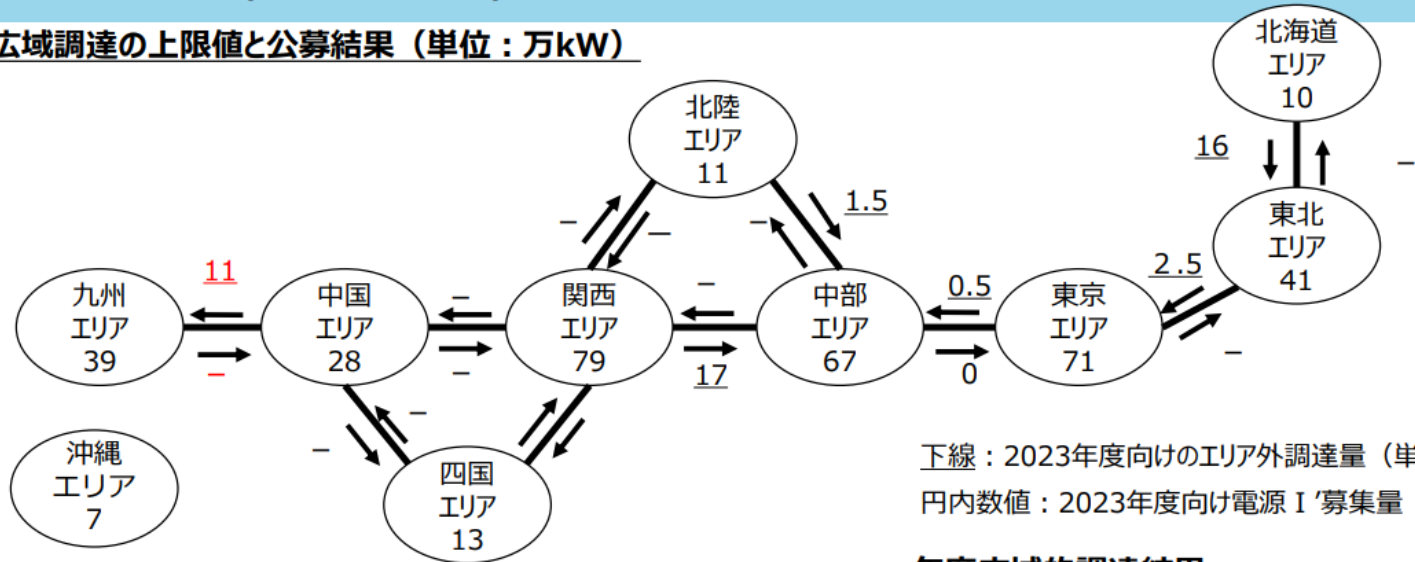
- 2023年度分の電源 I 'について広域調達が行われている。

1-2. 電源 I 'の調達結果④（広域調達の公募結果）

第84回制度設計専門会合
資料 6（2023年 4 月25日）

- 電源 I 'の広域調達は、調達量370万 kWの約13%（49万 kW）であった。
- 広域調達の応札容量及び件数は前回と比して減少した。
- 落札件数は26件(前回比+6件)、落札容量は約49万 kWであった（前回比-6.6万 kW）。

電源 I 'の広域調達の上限值と公募結果（単位：万kW）



下線：2023年度向けのエリア外調達量（単位：万kW）
円内数値：2023年度向け電源 I '募集量（単位：万kW）

電源 I 'の広域調達による調達への影響

	東北	東京	中部	九州
エリア外調達量	16万kW	2.5万kW	19万kW	11万kW
広域調達による影響	k W調達価格が広域調達なかりせばの場合より1.7億円増（※）	k W調達価格が広域調達なかりせばの場合より2百万円増（※）	広域調達なかりせば調達未達となっていた	広域調達なかりせば調達未達となっていた

※落札案件は、kW単価及びkWh上限値を参照して決定されることから、kWの調達価格が広域調達なかりせばの場合より高くなる場合があるが、発動指令後の精算費用まで含めれば、全体として費用が安価となることが期待される。

年度広域的調達結果

	2021年度	2022年度	2023年度	対前年度
応札容量	183件	266件	257件	▲9件
	260万kW	671万kW	621万kW	▲50万kW
落札容量	20件	20件	26件	6件
	48万kW	55万kW	49万kW	▲7万kW

注 1 2022年度九州エリアの相対調達分を含む
注 2 2021年度、2022年度数値について修正（青字）

【参考】調整力の広域調達に必要なシステムの開発

- 需給調整の広域化、調整コストの低減に向けて、市場メニューの拡大やルール見直しに対応するための「需給調整市場システム」等の改修を一般送配電事業者共同で進めているところ。今後も目標計画及び投資計画の期中評価において、フォローアップしていくこととしたい。

広域化

7 - (6) . 調整力の広域調達に必要なシステム開発【設備投資】 ①

取組目的
取組内容

- 2021年度の需給調整市場開設及びその後の商品拡大等に合わせ、共通プラットフォームである以下のシステムについては、一般送配電事業者を代表して当社が開発しております。

一般送配電事業者9社共同システム(代表会社開発)

需給調整市場システム(MMS)
調整力を広域調達するシステム

広域需給調整システム(KJC)
調整力を広域運用するシステム

中央算定システム
新たなインバランス料金算定及び情報公表するためのシステム

⇄
連携

自社システム
中給システム

- 第一規制期間においては、商品拡大対応や機能改善、必要な更新等のために、以下のとおりシステム改修を見込んでおります。

改修システム	第一規制期間で想定する主な改修の概要	金額（単位：億円）					
		2023	2024	2025	2026	2027	5年計
需給調整市場システム(MMS)	一次～二次②調整力・複合約定ロジック導入に向けてのソフトウェア改修等	38	4	0	0	5	47
広域需給調整システム(KJC)	連系線の段差制約・IE保守サポート終了に対応するためのソフトウェア改修等	2	6	3	7	3	21
中央算定システム	自家発電電源やオーバーパワー火力電源実績の取り込みに向けてのインフラ改修等	0	1	0	0	2	3
中給システム	上記改修に対応するための自社設備改修等	6	12	5	2	0	25
計		46	23	8	9	10	96

取組効果
(費用対便益)

対応費用
(5年計)

約96億円
〔内訳は上記参照〕

効果
便益

- ✓ エリア間のインバランスネットティングによる必要調整力の削減
- ✓ 広域メリットオーダーによる調整力費用の最適化

(出典) 中部電力PG事業計画

【参考】事後検証費用について特に留意、確認すべき事項

制御不能費用には分類しない費用（事後検証を行う費用）

託送料金制度（レベニューキャップ制度）
中間とりまとめ（2021年11月）
赤梓追記

- 以下の費用については、外生的な要因に影響を受ける一方で、一定の効率化を求める点も考えられることから、制御不能費用には分類せず、事後的に確認、検証を行った上で、必要な調整を行う。

費用（大項目）	費用（小項目）	特に留意、確認すべき事項
託送料	地域間連系設備の増強等に係る費用（9社負担分）	✓ 増強費用の金額については、国による査定に加え、工事主体の事業者に対し、その他の事業者が事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
事業者間精算費		✓ 各事業者が他社の託送原価に対し、事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
補償費		✓ 当事者同士の交渉を踏まえて、補償金額が過大となっていないか、適切な交渉が実施されているか、事後的に確認が必要。
災害復旧費用		✓ 災害の規模や頻度が事前に予想できないことや、迅速な対応を優先する観点から、費用が上昇する可能性が高い。一方で、災害時においても何らかの効率化を求める観点からは、過去の災害時における復旧費用との比較等を通じて、事後的に復旧費用の妥当性を検証することが必要。
調整力費用	調整力固定費（～2023年度） 及び調整力可変費	✓ 我が国においては、今後順次、広域調達や需給調整市場での調達に移行していく中で、市場の広域化、成熟を通じてマーケット価格については、低減の余地があると考えられることから、事後的にその状況を確認することが必要。
	需給調整市場における 1次～3次調整力①の調達費用	

1. 期中調整の必要性（検証結果）

2. 期中調整の申請額の妥当性（検証結果）

3. 期中調整の審査結果

3. 期中調整の審査結果

- 各一般送配電事業者の期中調整の申請内容について、事務局の検証の結果、問題はないことが確認されたが、当専門会合として、このとおりに審査結果をとりまとめることとしてはどうか。
- なお、期中調整の申請内容を収入の見通しに反映した結果、2022年12月に承認された収入の見通し比で平均+0.4%（年平均）となる。
- 上記の審査結果については、今後、電力・ガス取引監視等委員会に報告することとしたい。
※なお、当該申請の承認がなされた場合、各一般送配電事業者は、電気事業法第17条の2第6項に基づき、その収入の見通しを公表することとなる。
その後、各一般送配電事業者は、電気事業法第18条第1項に基づき、経済産業大臣宛てに託送供給等約款の変更認可申請を行うこととなるが、その際には、2024年度から導入される発電側課金に係る単価等の変更を含め、経済産業大臣宛てに変更認可申請がなされる見込み。

単位：億円	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
①期中調整額合計 (5年計)	122	50	▲133	13	44	358	▲7	40	209	10	707
②期中調整額合計 (変更が反映される2024～27年度 (4年間)における年平均)	30	13	▲33	3	11	90	▲2	10	52	2	177
③2022/12承認の収入の見通し (年平均)	1,988	4,789	14,736	6,319	1,472	7,154	3,153	1,560	4,975	691	46,836
④今回申請の収入の見通し (年平均) (=②+③)、(対③比)	2,018 (+1.5%)	4,801 (+0.3%)	14,703 (▲0.2%)	6,322 (+0.0%)	1,483 (+0.8%)	7,244 (+1.3%)	3,152 (▲0.1%)	1,570 (+0.6%)	5,027 (+1.1%)	693 (+0.4%)	47,013 (+0.4%)

(出典) 各社の2022/12承認時及び今回申請の申請様式より事務局作成、億円未満を四捨五入