

【6-1. 需要想定・供給力】

① 需要想定・供給力の概要

② 審査における論点

③ 需要想定に係る審査の結果

④ 供給力に係る審査の結果

供給力に係る審査の結果（まとめ）

- 各事業者の供給力（供給電力量）と「供給計画」を比較した結果、経済性を重視した電源運用への変更など、料金算定の上で必要最低限の修正を加えているのみであり、合理的でない変更は確認されなかった。
- 各事業者の供給力（供給電力量）の算定方法やその考え方を確認した結果、合理的でない考え方に基づいた供給電力量の算定は確認されなかった。また、供給電力量と需要電力量が一致していることを確認した。
- なお、直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴い、例えば以下のような変更が生じたものの、算定方法に係る考え方自体には変更が無いことを確認した。

【各事業者の「供給力」に関する変更点（例）】

- 当初申請と比較して、火力発電（自社発電分及び調整可能な他社受電分）の発電量が減少し、卸電力市場からの調達量が増加（火力発電分と卸電力市場との差替え）。
- 卸電力市場価格の変更によって、卸電力市場での売買量の変化（供給力（自社発電分及び他社受電分）と他社卸売分が変化する場合有り）。
- 火力発電（自社発電分及び調整可能な他社受電分）におけるメリットオーダーについて、例えば、卸電力市場との差替えに伴って、一部の火力発電の運転中利用率が低下するなど、局所的な変更が発生。

各事業者の「供給力」の考え方①

- 各事業者によれば、「補正後の供給力」について、「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	補正後の原価に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画から当初申請への変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	当初申請から「補正後の供給力」への変更点※2
北海道電力	295	272	269	<ul style="list-style-type: none"> なし 卸電力市場売買量の変動（販売+6億kWh、購入+14億kWh） 自社火力発電量の減少（▲8億kWh）
東北電力	910	916	902	<ul style="list-style-type: none"> 女川原発2号機の再稼働を追加織込（+38.7億kWh） 市場調達量を削減（▲38.7億kWh） 卸電力市場売買量の変動（販売▲1億kWh、購入▲6億kWh） 自社火力発電量の増加（+4億kWh）
東京電力EP	2,252	2,351	2,369	<ul style="list-style-type: none"> 柏崎刈羽原発7・6号機の再稼働を追加織込（+119億kWh） 供給計画における調達先未定分の減少（▲119億kWh） 火力の作業計画の変更（+3億kWh） 水力の作業計画の変更（▲3億kWh） 卸電力市場販売量の増加（+1億kWh） 揚水発電計画の変動（発電+1億kWh、動力+2億kWh） 火力発電量の増加（+2億kWh）
北陸電力	275	271	270	<ul style="list-style-type: none"> 志賀原発2号機の再稼働を追加織込（+9億kWh） 供給計画において余力となっている電源の市場売買及び相対卸への追加計上（▲9億kWh） 火力の変動（+1億kWh） 水力の作業計画の変更（▲1億kWh） <p>（※左記の供給電力量は、自家消費分（2億kWh）を含まない値。）</p> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動（販売▲4億kWh、購入+10億kWh） 自社火力発電量の減少（▲14億kWh）

※1 供給電力量は送電端。

※2 カッコ内は「当初申請」と「供給計画」又は「補正後の供給力」との「当初申請」との電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

北海道電力と東京電力EPの供給計画については、「2023年度供給計画の案（2023年1月時点）」による。

各事業者の「供給力」の考え方②

- 各事業者によれば、「補正後の供給力」について、「供給計画」からの変更点は、以下のとおり。

事業者	補正後の原価に係る供給電力量（億kWh）※1			供給計画から当初申請への変更点※2
	2023年度	2024年度	2025年度	当初申請から「補正後の供給力」への変更点※2
中国電力	500	495	493	<ul style="list-style-type: none"> 島根原発2号機の再稼働織込（+43.3億kWh） 上記見直しに伴う火力発電の稼働見直し等（▲43.3億kWh） <hr/> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動（販売▲7億kWh、購入+16億kWh） 火力発電量の変動（自社+0.3億kWh、他社▲0.6億kWh） 揚水発電計画の変動（発電▲0.6億kWh、動力▲0.9億kWh）
四国電力	239	236	235	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画における調達先未定分は、市場及び他社販売等に織込。 <hr/> <ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場売買量の変動（販売▲7億kWh、購入+6億kWh） 火力発電量の減少（自社▲7億kWh、他社▲6億kWh）
沖縄電力	68	69	69	<ul style="list-style-type: none"> なし <hr/> <ul style="list-style-type: none"> なし

※1 供給電力量は送電端。

※2 カッコ内は「当初申請」と「供給計画」又は「補正後の供給力」との「当初申請」との電力量の差異であり、原価算定期間（2023～25年度）の3年間平均値。

「供給計画」における供給力の算定方法

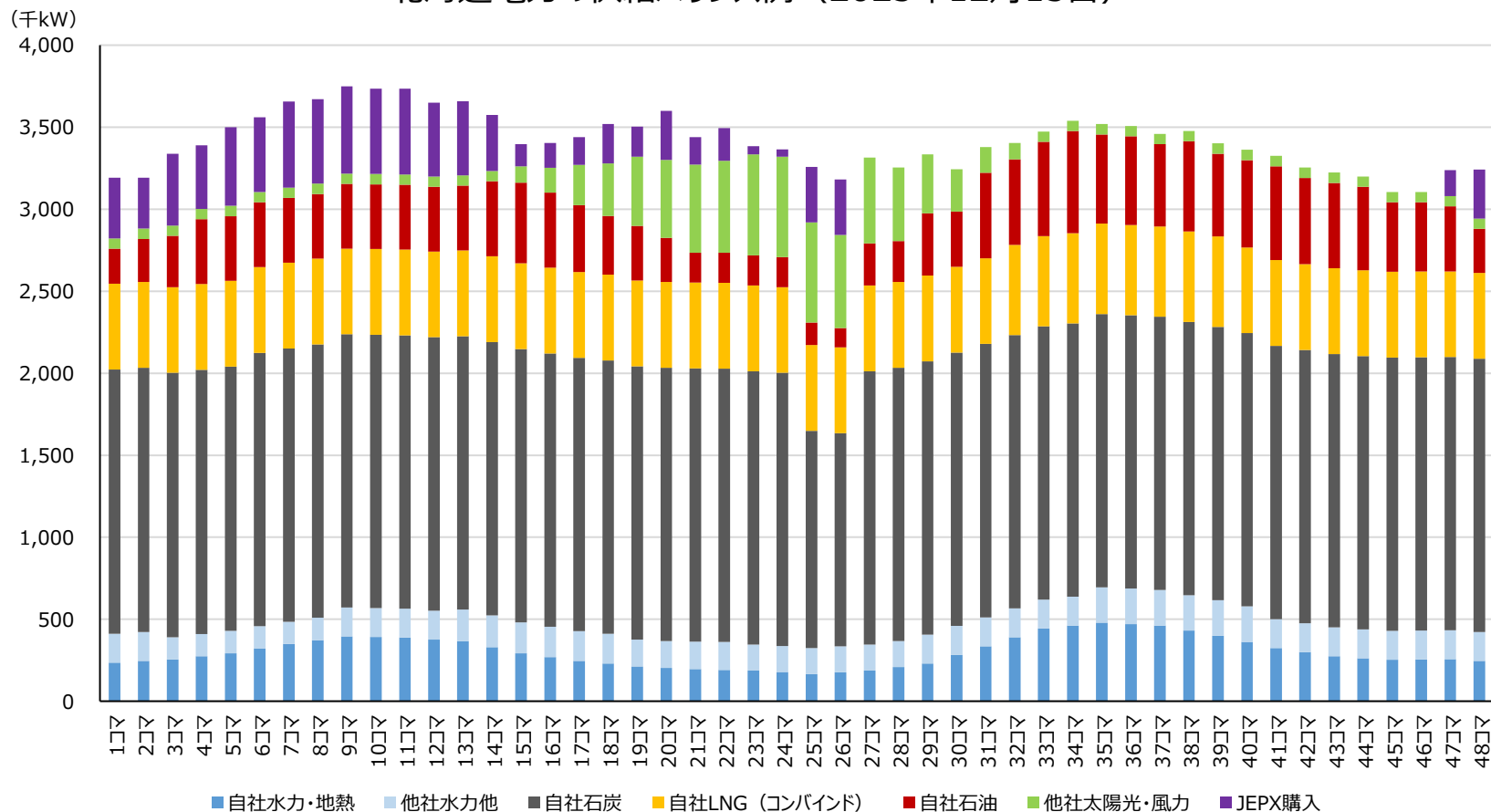
- 各事業者によれば、「供給計画」における供給力の算定方法は、以下のとおり。

事業者	供給力の算定方法	
	基本的な考え方	留意事項
北海道電力	<ul style="list-style-type: none"> 水力は過去実績等から算定。 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 他社新エネ（太陽光、風力、バイオマス、地熱）は過去実績等から算定。 国内炭、LNG、一部石油の調達契約の影響により国内炭機、LNG機、石油機は利用率が低下。
東北電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 水力は過去実績等から算定。 新エネ（地熱）は出力想定等から算定。 火力はメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 他社新エネ（太陽光、風力、廃棄物）は過去実績や契約見込から算定。
東京電力EP	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光、風力）は過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力はメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 東京電力EPは自社電源を持たず、全て他社電源又は市場調達。 水力は事業者計画等を考慮。 火力は契約や事業者補修計画等を踏まえて算定。
北陸電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力はメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者供給計画を考慮。 他社新エネ（太陽光）は事業者供給計画や過去実績から算定。 LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
中国電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネ（太陽光）は過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社水力は事業者ヒア結果等を考慮。 他社新エネ（太陽光、風力）は過去実績や設備量から算定。 他社火力は契約の範囲内で運用。 LNG調達契約の影響によりLNG機は利用率が低下。
四国電力	<ul style="list-style-type: none"> 原子力はベースロード運用。 新エネは過去実績等から算定。 水力は過去実績等から算定。 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 他社火力は契約に基づく受電利用率制約を考慮。 発電コストより市況価格が安価であれば取引所より調達、高価であれば販売。 LNGはタンク1基制約により均等配船で計画的に消費するため、年間発電量がほぼ一定。
沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> 火力は自社他社全体でメリットオーダー運用。 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネは過去実績等から算定。 他社火力は契約の範囲内で運用。 LNG機はLNG調達量に見合う利用率で運用。

各事業者における供給力の内訳（北海道電力）

- 北海道電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

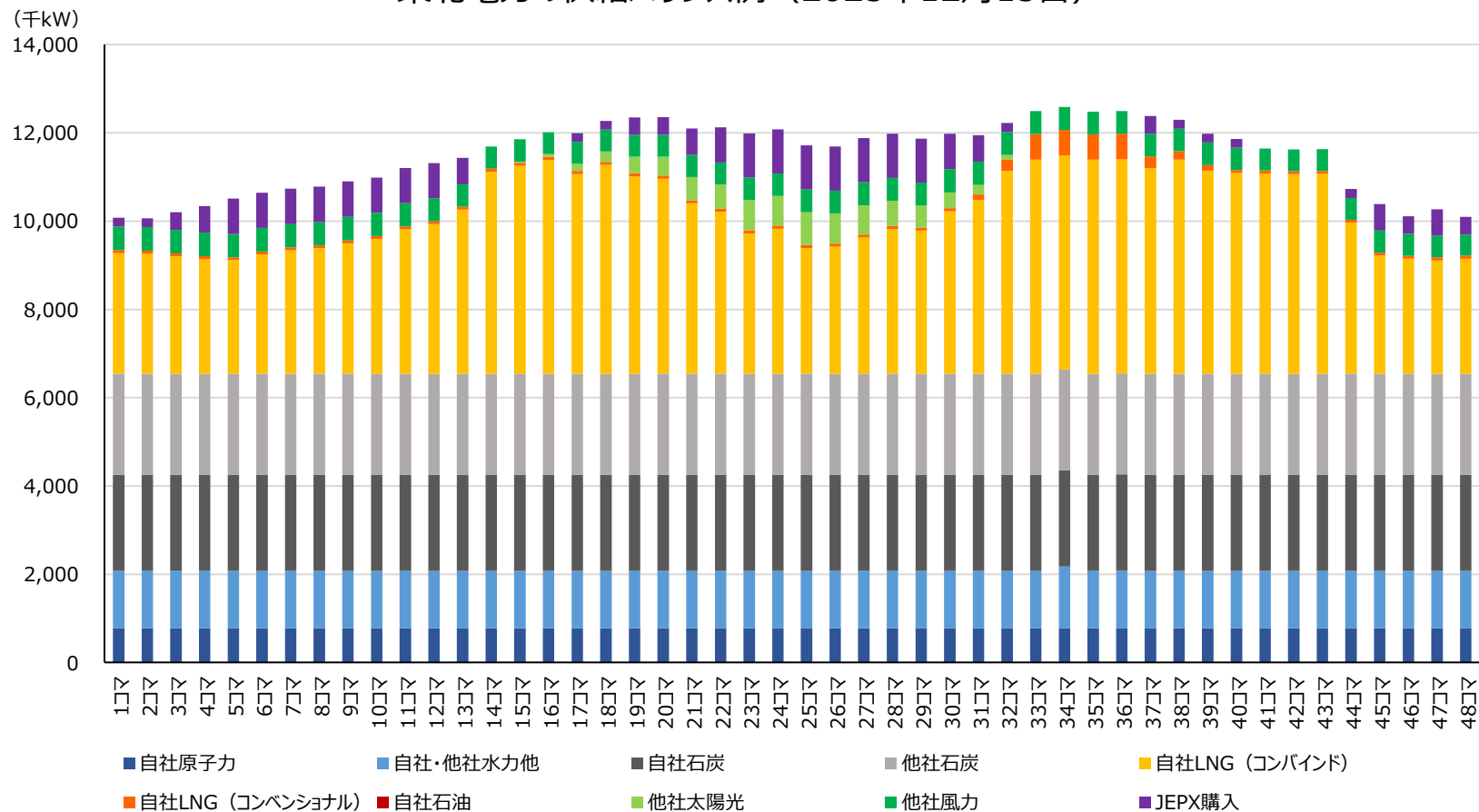
北海道電力の供給バランス例（2025年12月15日）



各事業者における供給力の内訳（東北電力）

- 東北電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

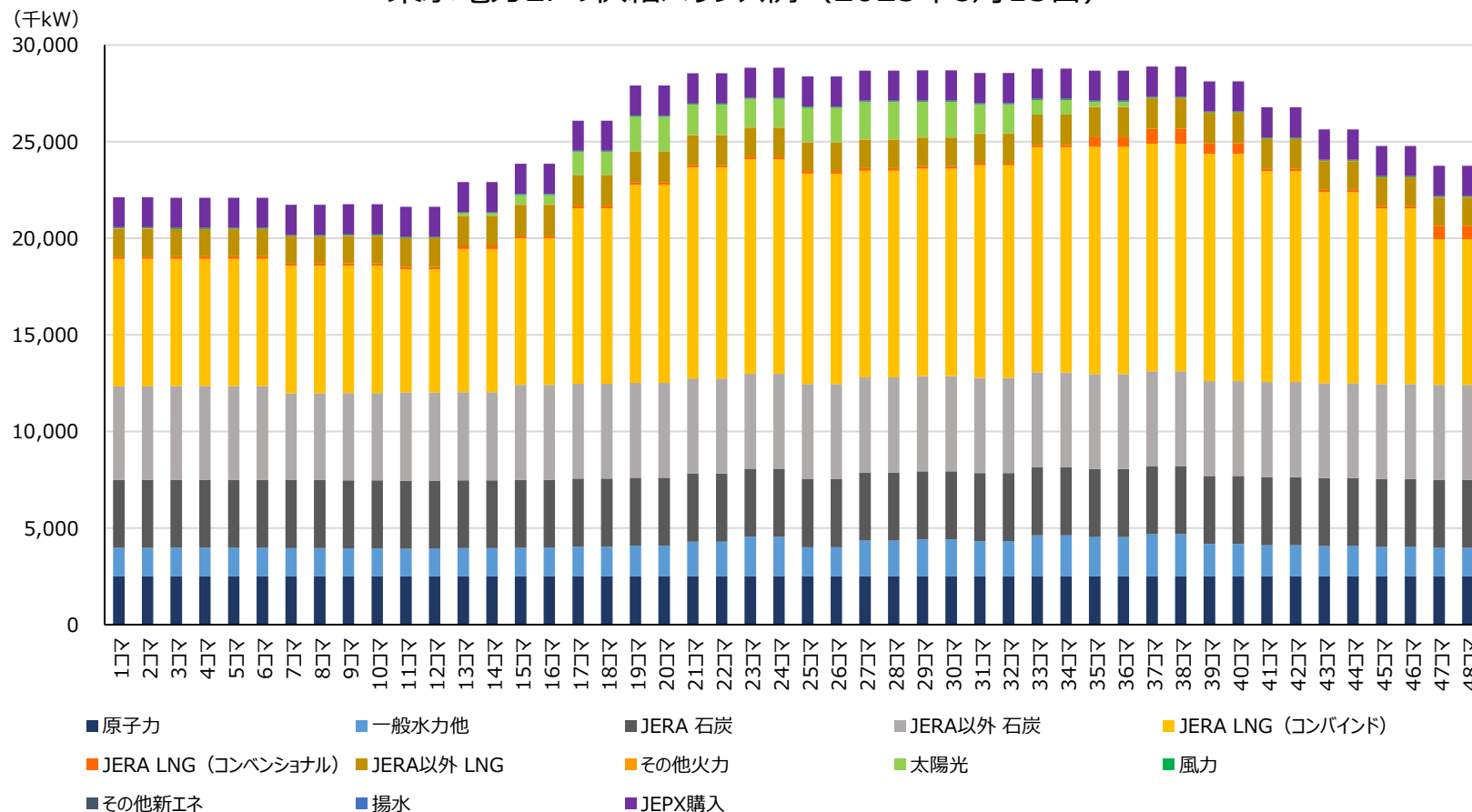
東北電力の供給バランス例（2025年12月15日）



各事業者における供給力の内訳（東京電力EP）

- 東京電力EPにおける一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

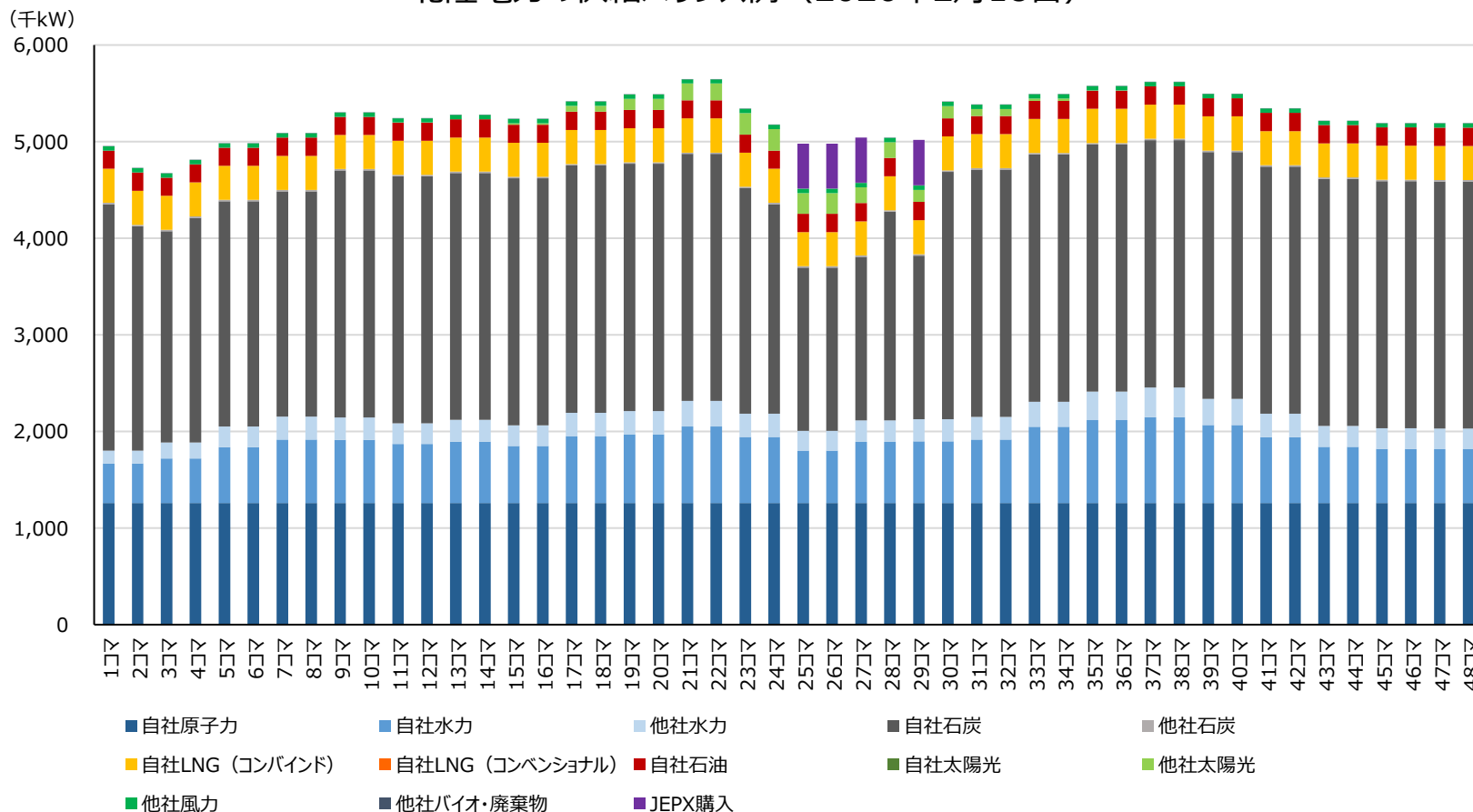
東京電力EPの供給バランス例（2025年8月15日）



各事業者における供給力の内訳（北陸電力）

- 北陸電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

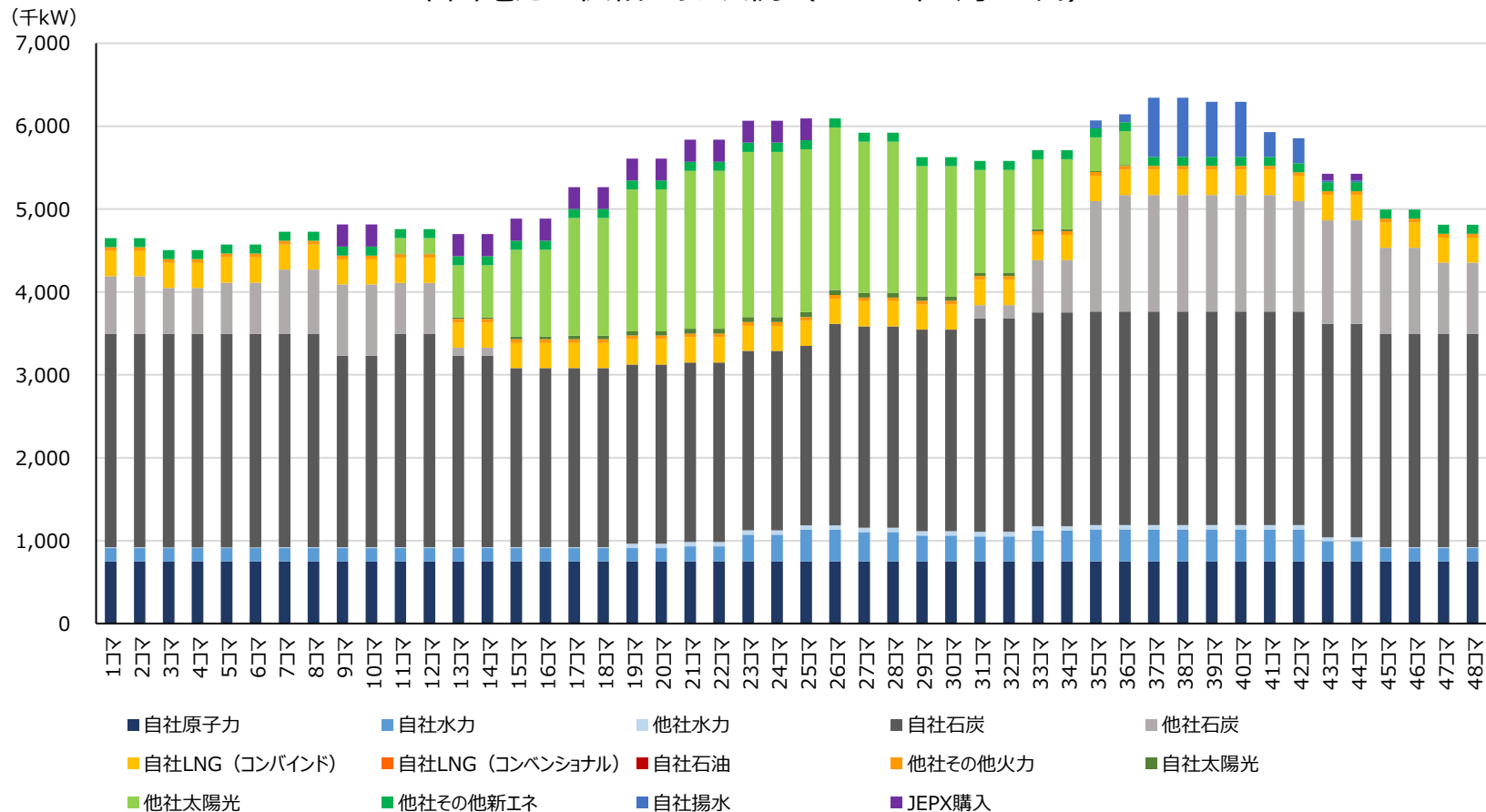
北陸電力の供給バランス例（2026年2月18日）



各事業者における供給力の内訳（中国電力）

- 中国電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

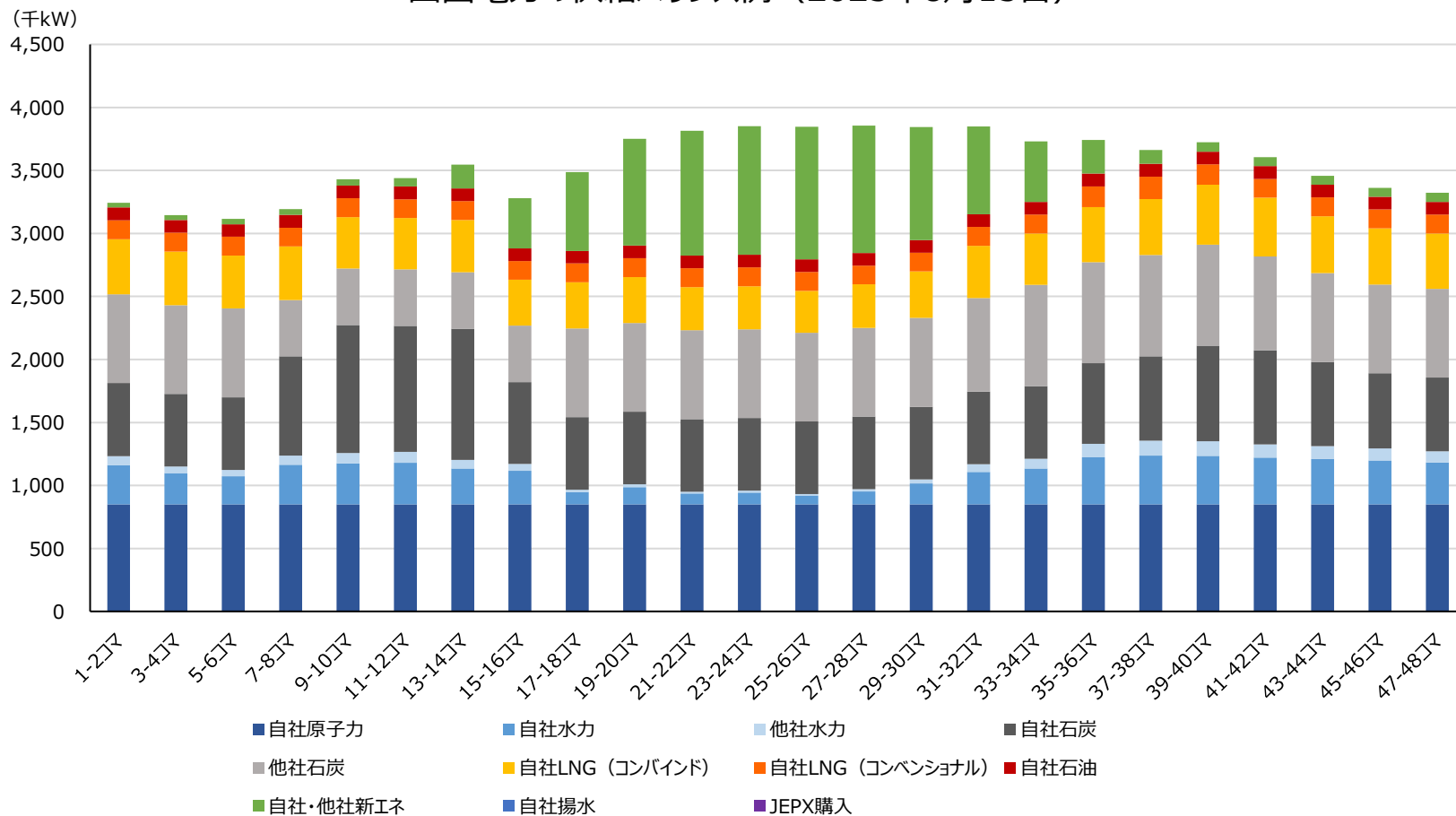
中国電力の供給バランス例（2025年8月15日）



各事業者における供給力の内訳（四国電力）

- 四国電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

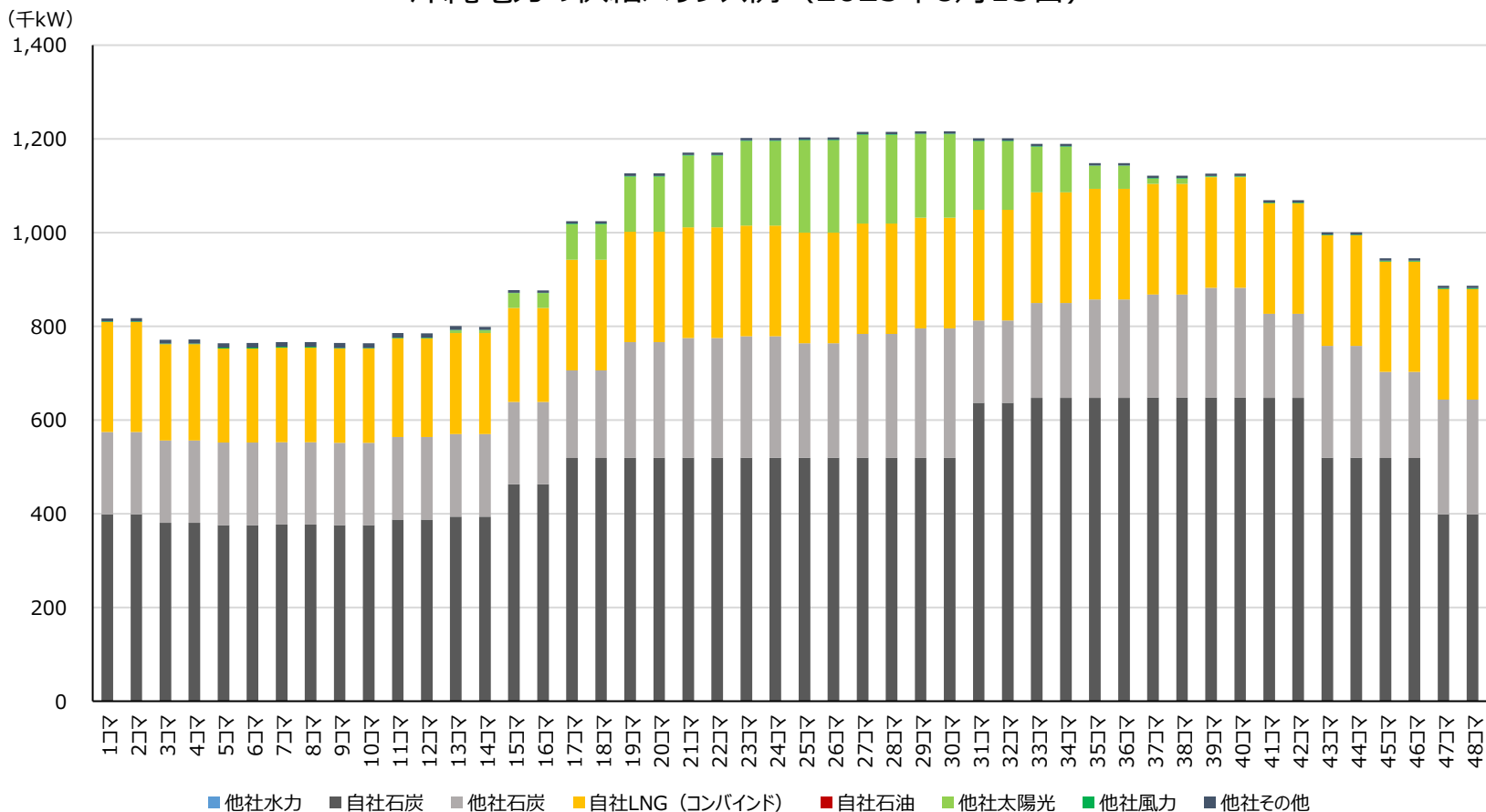
四国電力の供給バランス例（2025年8月15日）



各事業者における供給力の内訳（沖縄電力）

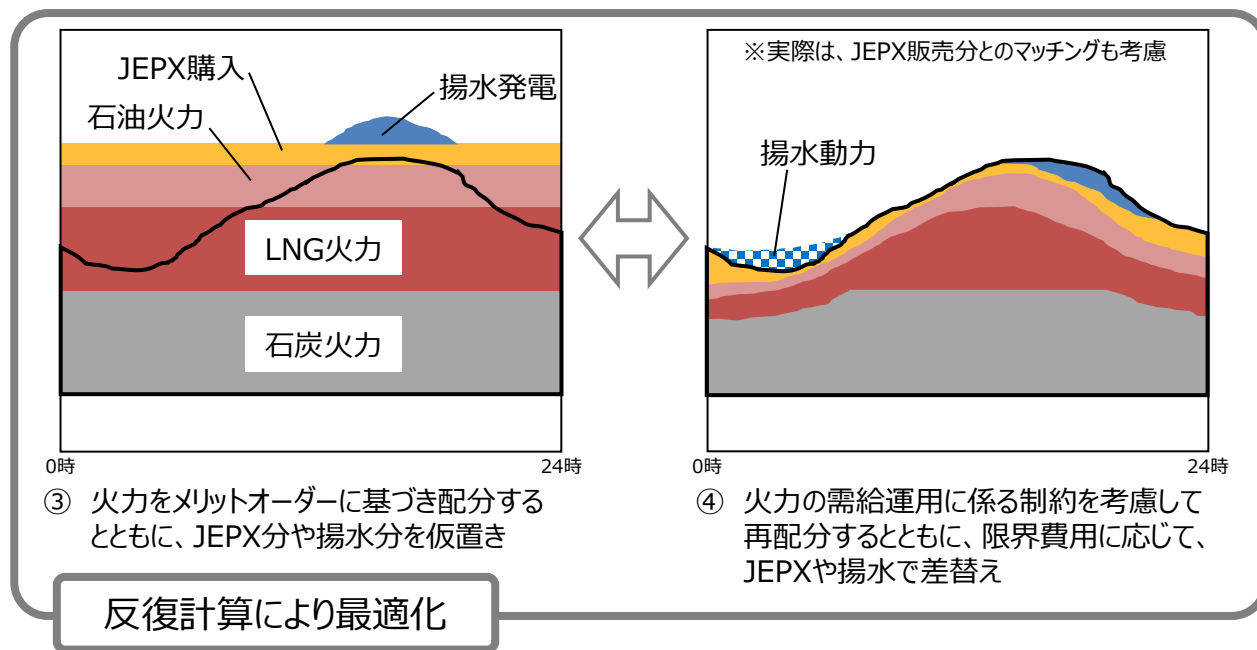
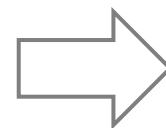
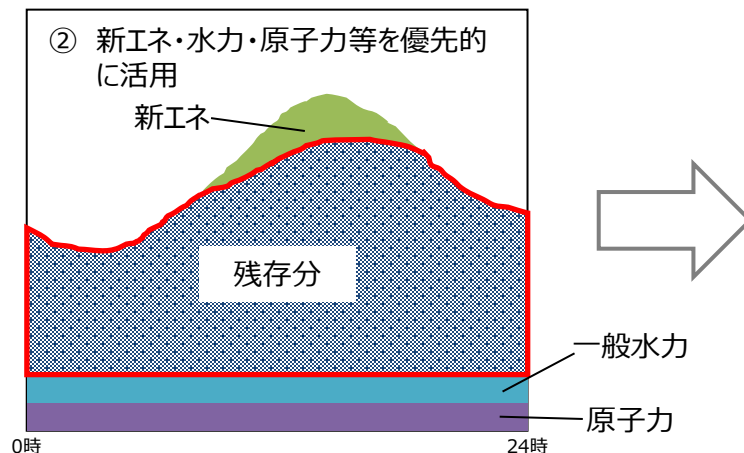
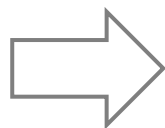
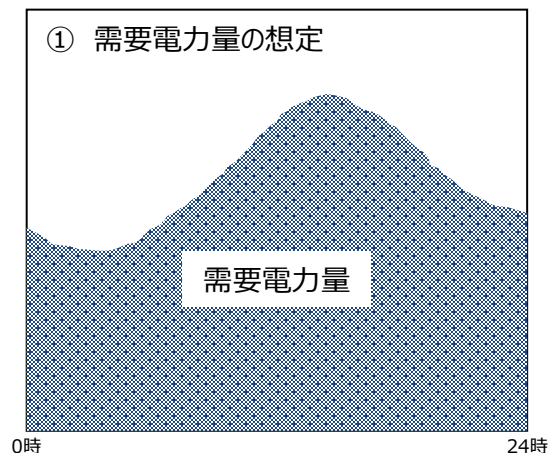
- 沖縄電力における一日の供給バランスの例は、以下のとおり。
- 2023～25年度の需給バランスについて、需要電力量と供給電力量の一致が確認され、合理的でない供給力の積上げは確認されなかった。

沖縄電力の供給バランス例（2025年8月15日）



【参考】「供給力」の積上げ方法（イメージ）

- 「供給力」の積上げは、単価の安い電源を優先して運転することを原則としつつ、需給運用に係る制約（点検計画や燃料調達など）を考慮し、最適化する。



1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針案の概要
- 6. 査定方針案の各論**
 - 6-1. 需要想定・供給力
 - 6-2. 経営効率化**
 - 6-3. 燃料費
 - 6-4. 購入・販売電力料
 - 6-5. 原子力バックエンド費用
 - 6-6. 人員計画・人件費
 - 6-7. 修繕費
 - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
 - 6-9. 事業報酬
 - 6-10. その他経費
 - 6-11. 公租公課
 - 6-12. 控除収益
 - 6-13. 費用の配賦
 - 6-14. レートメイク・約款

7. 参考資料

【6-2. 経営効率化】

① 経営効率化の概要

② これまでの効率化の取組

③ 今回申請で織り込んだ効率化の取組

④ 事業者間比較（横比較）

⑤ 効率化係数の設定

⑥ 効率化係数に関する各論

⑦ ヤードスティック査定の考え方

経営効率化の概要・関係法令における規定

- 電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則では、規制料金（特定小売供給約款料金）が「**能率的な経営の下における適正な原価**」に基づくことを認可の条件としており、各費用の性格に応じて、適切な**経営効率化を織り込んだ原価査定**を行う。

電気事業法等の一部を改正する法律（改正法）附則

（みなし小売電気事業者の特定小売供給約款）

第十八条 みなし小売電気事業者は、附則第十六条第一項の義務を負う間、特定小売供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、特定小売供給約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

2 経済産業大臣は、前項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

一 料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。

二～四 （略）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（料金審査要領）

第2章 「原価等の算定」に関する審査

第1節 基本的考え方

1・2 （略）

3. 資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。

4. 申請事業者の関係会社との取引に係る費用のうち、一般管理費等については、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を行う。

5・6 （略）

【6-2. 経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

これまでの効率化の取組①

- 各事業者によれば、これまでの効率化の実績額と主な取組は以下のとおり。
（※実績額の算定方法等は、事業者によって異なる点に留意が必要。）（次ページに続く）

事業者	2021年度実績	主な取組	前回認可※1 における織り込み
北海道電力	▲912億円※2 (効率化織込前の前回申請原価から)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 修繕工事内容、工法、実施時期の見直し (▲138億円) ・ 給料手当の削減 (▲94億円) 	▲650億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲260億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 価格交渉力強化や効果的な発注方式の適用などによる資機材調達コストの低減 (▲260億円) 	▲173億円
東北電力	▲1,752億円※2 (2013年改定から)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 市況を捉えた燃料調達等による燃料費低減の取り組み ・ 電源構成の最適化による火力発電設備の競争力強化 	▲1,139億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲733億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部有識者の知見活用、委員会設置による調達改革の取り組み 	▲181億円
東京電力EP	▲5,066億円※3 (2010年度比)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 人員削減、年収の削減等による人件費の削減 (▲2,156億円) ・ 経済性に優れた電源の活用等による購入電力料の削減 (▲668億円) 	▲2,852億円
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲2,156億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 関係会社取引における競争発注方法の拡大、工事効率の向上、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し (▲1,116億円) ・ 工事・点検の中止・実施時期の見直し (▲919億円) 	▲551億円
北陸電力	▲366億円 (2008年改定原価対比)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 経済性に優れた電源（水力・LNG火力）活用 ・ 販売活動費や研究開発費等の諸経費全般の削減 	—
	うち、資材・役務調達等の効率化：▲63億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争入札等による資材調達価格の低減 	—

※1：北海道電力は2013・14年、東北電力は2013年、東京電力EPは2012年。

※2：送配電含む。

※3：東京電力グループ全体（2021年度実績はJERA除く）。

これまでの効率化の取組②

事業者	2021年度実績	主な取組	前回認可※1 における織り込み
中国電力	▲273億円 (2021年計画値から)	<ul style="list-style-type: none"> 石炭・LNGの受入品位の拡大 設計・施工方法の合理化 	—
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲24億円	<ul style="list-style-type: none"> 競争発注の拡大等による資機材・役務調達の効率化 	—
四国電力	▲743億円※2 (効率化織込前の前回申請原価から)	<ul style="list-style-type: none"> 組織・業務運営の見直しなどによる人員の減 卸電力取引所の活用 	▲412億円
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲175億円	<ul style="list-style-type: none"> 競争発注の拡大や調達方法の工夫などによる調達価格低減 	▲111億円
沖縄電力	▲48億円※2 (2017年度から)	<ul style="list-style-type: none"> LNG・石炭機の運用効率化等による燃料費低減 定期点検内容を精査し工期短縮（修繕コスト削減） 	—
	うち、資材・役務調達等の効率化： ▲3億円	<ul style="list-style-type: none"> 設計・仕様・工法・発注方法等の見直しによる効率化 	—

※1：四国電力は2013年。

※2：送配電含む。

これまでの効率化の取組③

- 北海道電力・東北電力は、規制料金の前回認可の際、修繕費・委託費等の対象費用について効率化目標を織り込んでいた。
- 両事業者によれば、前回認可における原価算定期間内の取組実績は以下のとおり。

北海道電力における取組状況

(単位：億円)

項目	2013～15年度実績 (平均)		前回認可（2013・14年） における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		うち、認可条件分
人件費	▲149	-	▲161	-
需給関係費	▲156	▲16	▲162	▲11
設備投資 関連	▲36	▲16	▲38	▲15
修繕費	▲182	▲94	▲148	▲92
その他経費	▲140	▲70	▲141	▲55
合計	▲664	▲196	▲650	▲173

※送配電を含む。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

東北電力における取組状況

(単位：億円)

項目	2013～15年度実績 (平均)		前回認可（2013年） における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		うち、認可条件分
人件費	▲270	-	▲403	-
燃料費・ 購入電力料	▲544	▲34	▲316	▲34
設備投資 関連費用	▲39	▲29	▲95	▲17
修繕費	▲148	▲116	▲135	▲87
その他経費	▲170	▲57	▲190	▲44
合計	▲1,170	▲236	▲1,139	▲181

※送配電を含む。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

これまでの効率化の取組④

- 東京電力EP・四国電力は、規制料金の前回認可の際、修繕費・委託費等の対象費用について効率化目標を織り込んでいた。
- 両事業者によれば、前回認可における原価算定期間内の取組実績は以下のとおり。

東京電力EPにおける取組状況

(単位：億円)

項目	2012～14年度実績 (平均)		前回認可(2012年) における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		うち、認可条件分
人件費	▲1,428	-	▲1,024	-
燃料費・ 購入電力料	▲2,049	-	▲289	▲11
減価償却費	▲268	▲243	▲90	▲40
修繕費	▲1,319	▲1,319	▲336	▲336
その他経費	▲2,180	▲732	▲1,114	▲164
合計	▲7,243	▲2,295	▲2,852	▲551

※東京電力グループ全体。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

四国電力における取組状況

(単位：億円)

項目	2013～15年度実績 (平均)		前回認可(2013年) における効率化目標	
		うち、前回認可 条件分		うち、認可条件分
人件費	▲97	-	▲136	-
需給関連費 (他社販売含む)	▲90	▲18	▲52	▲7
減価償却費	▲9	▲5	▲15	▲8
修繕費	▲128	▲49	▲88	▲54
諸経費	▲113	▲27	▲122	▲42
合計	▲437	▲99	▲412	▲111

※送配電を含む。また、四捨五入のため、合計値の端数が合わない場合がある。

【6-2. 経営効率化】

①経営効率化の概要

②これまでの効率化の取組

③今回申請で織り込んだ効率化の取組

④事業者間比較（横比較）

⑤効率化係数の設定

⑥効率化係数に関する各論

⑦ヤードスティック査定の考え方

今回申請で織り込んだ効率化の取組①

- 各事業者によれば、今回の申請原価に織り込んだ効率化額と主な取組は、以下のとおり。
（※効率化額の算定方法等は、事業者によって異なる点に留意が必要。）（次ページに続く）

事業者	申請原価 (2023~25年度平均)	効率化額	主な取組
北海道電力	6,792億円	▲230億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ LNGにおける安定的な長期契約の拡大（▲62億円） ・ 他社購入電力料における調達価格低減努力（▲47億円）
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲29億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上流調達活動の推進によるさらなる資機材調達コスト低減（▲29億円）
東北電力	17,779億円	▲311億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源競争力強化の取り組みによる熱効率の向上 ・ 低品位炭の調達拡大など燃料調達の取り組み ・ 人員数の削減、退職給与金の削減
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲60億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外部有識者の知見活用、委員会設置による調達改革の取り組み
東京電力EP	53,563億円	▲2,642億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源固定費の削減や高効率火力からの調達拡大等による購入電力料の削減（▲2,444億円） ・ カスタマーセンターのオペレーション効率化やデジタル技術活用等によるコスト削減（▲98億円）
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲92億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争発注へのシフトや、発注先と協働した仕様・機能の精査等によるコスト削減（▲92億円）
北陸電力	5,737億円	▲132億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ AI技術を活用した最適な設備・需給運用 ・ 人件費（役員報酬、給料手当等）の更なる削減
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲54億円	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減

※申請原価と経営効率化額については、送配電関連費を含まない。

今回申請で織り込んだ効率化の取組②

事業者	申請原価 (2023～25年度平均)	効率化額	主な取組
中国電力	11,018億円	▲635億円	<ul style="list-style-type: none"> 三隅発電所2号機運転開始に伴う燃料費削減 安定・安価な燃料調達に資する継続的な取り組み 役員報酬の30%程度の減額、在籍人員数の削減、賃金・賞与水準の抑制
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲77億円	<ul style="list-style-type: none"> 競争発注の継続的推進等による調達コストの低減
四国電力	4,836億円	▲220億円	<ul style="list-style-type: none"> 西条発電所1号機のリプレースによる需給関連費の低減 DXの推進に向けた取り組み 労働生産性向上による従業員数の減
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲21.5億円	<ul style="list-style-type: none"> 資材調達力の強化による調達・取引価格の低減
沖縄電力	1,732億円	▲136億円	<ul style="list-style-type: none"> 吉の浦火力（LNG）運開による発電効率の向上 審査要領等を踏まえた役員給与・社員給与水準の引き下げ
		うち、資材・役務調達等の効率化 ▲27億円	<ul style="list-style-type: none"> 工法・発注方法等の見直しによる効率化

※申請原価と経営効率化額については、送配電関連費を含まない。

今回申請で織り込んだ効率化の取組③

- 各事業者によれば、資材・役務調達等に関する申請原価への効率化の織り込みなどの状況は、以下のとおり。（※効率化額の算定方法等は、事業者によって異なる点に留意が必要。）
（次ページに続く）

事業者	申請原価への効率化の織り込み	削減額・削減率の算定方法	対象費用 (削減前)	競争入札 比率 (2021年度)	子会社・関係会社への効率化の反映	
					効率化額 削減率	算定方法
北海道電力	▲3% (▲29億円※1)	これまでの調達価格削減(▲16.5%)を織り込んだうえで、カイゼンや上流調達活動のさらなる深化分として算定	1,136億円 (設備投資、修繕費、委託費等)	21%	▲11億円 (▲1%) (▲29億円の内数)	対象費用のうち、子会社・関係会社取引計画分×▲3%
東北電力	▲60億円 (▲3%)	過去の実績を踏まえて効率化額を算定	2,090億円 (設備投資、修繕費、その他経費等)	17%※2	▲22億円 (▲1.1%) (▲60億円の内数)	対象費用のうち、子会社・関係会社取引計画分×▲3%
東京電力EP	▲16% (▲92億円※3)	これまでの調達コスト削減をベースに各年度の計画値から算出	587億円 (設備投資、修繕費、委託費等)	37%	▲53億円 (▲9%) (▲92億円の内数)	対象費用のうち、子会社・関係会社取引分×▲16%
北陸電力	▲6.0% (▲54億円※4)	①上流購買の推進による資材調達価格削減率▲5.4%（※2021年度に上流購買により調達を実施した件名(28件)の平均低減実績）に、②関係会社取引に係る調達低減率▲0.2%（関係会社取引比率×出資比率×販管比率/(1+販管比率)×▲10%）を加え、四捨五入して▲6.0%と算定	1,452億円※4 (設備投資、修繕費、委託費等)	28%	▲1.8億円 (▲0.2%) (▲54億円の内数)	関係会社取引比率×出資比率×販管比率/(1+販管比率)×▲10%

※1：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から3%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に3%を乗じた額にはならない。

※2：原子力安全対策工事及び災害対応等を除く。

※3：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から16%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に16%を乗じた額にはならない。

※4：対象費用のうち設備投資に係る費用は、設備投資額から6.0%を削減後、減価償却費等を算定し原価への織り込み額に計上しているため、対象費用に6.0%を乗じた額にはならない。

今回申請で織り込んだ効率化の取組④

事業者	申請原価への効率化の織り込み	削減額・削減率の算定方法	対象費用 (削減前)	競争入札 比率 (2021年度)	子会社・関係会社への効率化の反映	
					効率化額 削減率	算定方法
中国電力	▲77億円 (▲7%)	過去の効率化実績を踏まえ、資機材・役務調達コストの低減目標を180億円と設定した上で、物価上昇影響が相当規模見込まれることから、物価上昇の影響等を考慮して算定	1,100億円 (修繕費、委託費等)	35% ^{※1}	▲24.3億円 (▲2.2%) (▲77億円の内数)	未契約の計画等×子会社・関係会社調達比率×▲7%
四国電力	▲5% (▲21.5億円)	前回の原価算定期間以降の調達価格削減率の深掘りを踏まえて算定	410億円 (修繕費、委託費等)	28%	▲1億円 (▲0.11%) (▲21.5億円の内数)	前回料金審査における査定方針に基づき、以下の通り算定 子会社等取引比率×出資比率×一般管理費率×▲5%
沖縄電力	▲27億円 (▲10.2%)	労務単価の効率化、競争発注等により調達した物品および工事に係る発注の設計値と契約値の差分等から効率化額を算出	265億円 (修繕費、減価償却費、その他経費)	24% ^{※2}	▲2.8億円 (▲2.6%) (▲27億円の内数)	修繕費設計値×労務費比率実績×子会社等取引比率×労務費低減率 委託費設計費×労務費比率実績×子会社等取引比率×労務費低減率

※1：契約金額50億円超過を除く。 ※2：発電部門に限る。

【6-2. 経営効率化】

- ①経営効率化の概要
- ②これまでの効率化の取組
- ③今回申請で織り込んだ効率化の取組
- ④事業者間比較（横比較）**
- ⑤効率化係数の設定
- ⑥効率化係数に関する各論
- ⑦ヤードスティック査定の考え方

横比較の考え方①

- 電気料金を構成する各費目は、以下のとおり、大きく3種類に分類することが出来る。
 - ①変動的な費目（例：燃料費）
 - ②固定的な費目のうち、法令・契約・外部要因等による制約を受ける費目（例：公租公課）
 - ③固定的な費目のうち、②を除いた費目（例：委託費、研究費）
- その上で、**①については**、燃料費や他社購入電源費などが該当するが、市場価格やそれを踏まえた調達状況などに大きく影響を受けるため、**他律的な要素が強い費目**である。また、**費目の定義が明確**であるため、**個別に必要性・効率性などを確認**することが可能である。
- 次に、**②については**、公租公課などが該当するが、**法令等に基づき費用計上**を行うものであるため、**他律的な要素が強い費目**である。また、**費目の定義が明確**であり、基本的に、**個別に必要性・効率性などを確認**することが可能である。
- 一方、**③については**、委託費や研究費などが該当するが、**事業者によって費目の定義が異なる場合がある**（※）とともに、一定程度、**自律的に効率化努力を織り込むことが可能**であるといった特徴がある。また、今回の料金改定申請は、燃料価格の高騰等に伴うものであるが、**③の費目は燃料価格等に直接影響を受けない**ため、各事業者における**効率化努力の推移**（外部要因を概ね除いた形で）**推定する際の尺度**として有効である。

※ 例えば、研究事業について、委託費に計上する場合と、研究費に計上する場合などが考えられる。

【参考】電気料金を構成する各費目の分類

分類①	分類②	分類③
変動的な費目	固定的な費目のうち、 法令・契約・外部要因等による制約を受ける費目	固定的な費目のうち、 分類②を除いた費目
燃料費	公租公課	人件費（給料手当など）
廃棄物処理費	補償費	消耗品費
他社購入電源費	賃借料	委託費
他社販売電源料	損害保険料	修繕費
	原子力損害賠償資金補助法一般負担金	減価償却費
	原賠・廃炉等支援機構一般負担金	普及開発関係費
	使用済燃料再処理等拠出金発電費	養成費
	特定放射性廃棄物処分費	研究費
	原子力発電施設解体費	諸費
	原子力廃止関連仮勘定償却費	固定資産除却費
	非化石証書購入費	建設分担関連費振替額（貸方）
	貸倒損	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）
	電力費振替勘定（貸方）	開発費、同償却
	共有設備費等分担額、同（貸方）	
	株式交付費、同償却	
	社債発行費、同償却	
	電気事業報酬	

横比較の考え方②

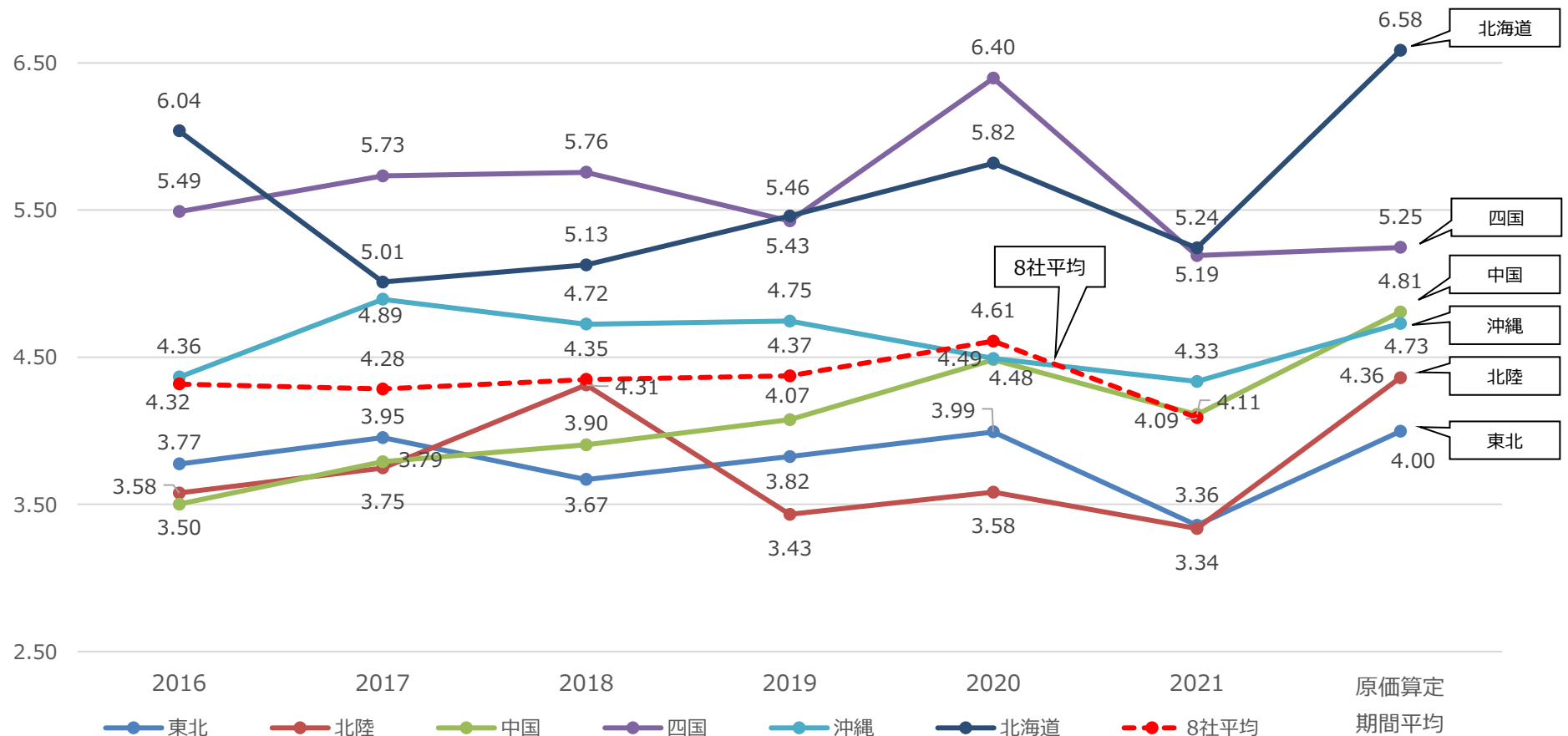
- 前述の分類③の費目について、効率性を検証するにあたり、コストドライバーが必ずしも明確でない場合（例：委託費・研究費・諸費）が存在する。さらに、費目間の関連（例：研究事業を、委託費と研究費のどちらに計上するか）もあるため、費目ごとではなく、分類③の費目の総額を用いて比較することが考えられる。
- これを踏まえ、分類③の費目の総額について、
 1. 発電部門（発電費）と販売部門（販売費）に分けた上で、
 2. 発電部門に係る費用は発電電力量で、販売部門に係る費用は販売電力量で除する、といった方法によって、横比較を行った。これにより、発販分離といった事業形態の違いに依らず、横比較が可能となる。
- また、上記の横比較にあたって、過去実績の採録期間として、2016～21年度の数値を用いた。これは、2016年度に小売全面自由化が行われ、現在と同様の競争環境になったことを踏まえ、2016年度以降を採録期間とすることで、経時的な変化を適切に分析することが可能になると考えられるためである。
- なお、事業者から、分類③の費目に、送配電部門からの受託業務に伴う費用などが含まれている場合がある旨の説明があったことから、それらの費用を除いた数値で、横比較を行った。

発電部門に関する横比較の結果

- 発電部門に係る分類③の費目のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「発電電力量当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。

(単位：円/kWh)

発電電力量当たりの費用（分類③）



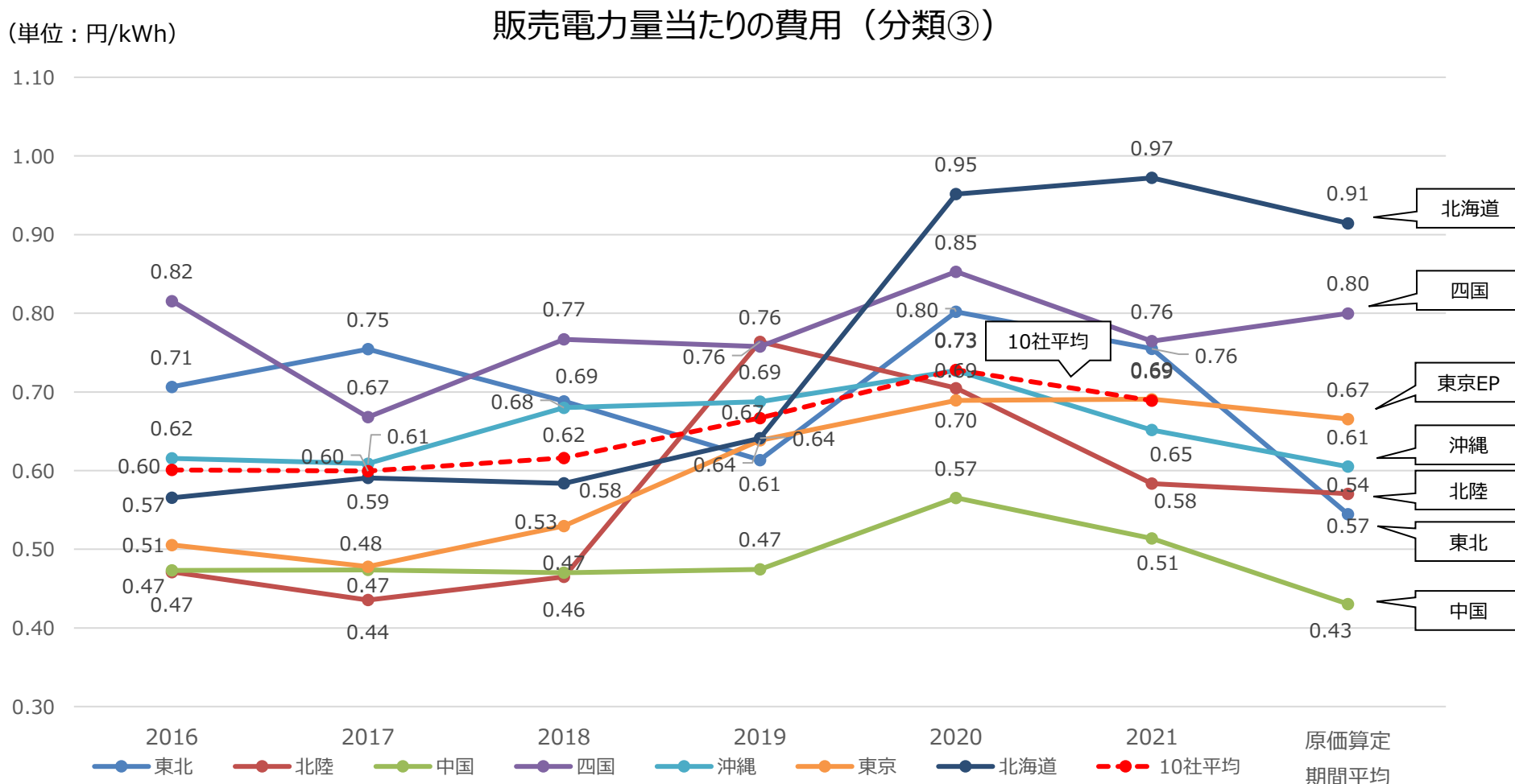
※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各事業者から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

※原価算定期間の発電電力量（自社分、送電端）は再算定後の数値。

※東京電力EP及び中部電力MZを除く8社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

販売部門に関する横比較の結果

- **販売部門に係る分類③の費目**のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「**販売電力量当たりの費用**」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各事業者から聴取り、それを踏まえて事務局で試算したもの。
 ※10社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取り、それを踏まえて事務局で試算したもの。

【参考】その他の手法に基づく横比較

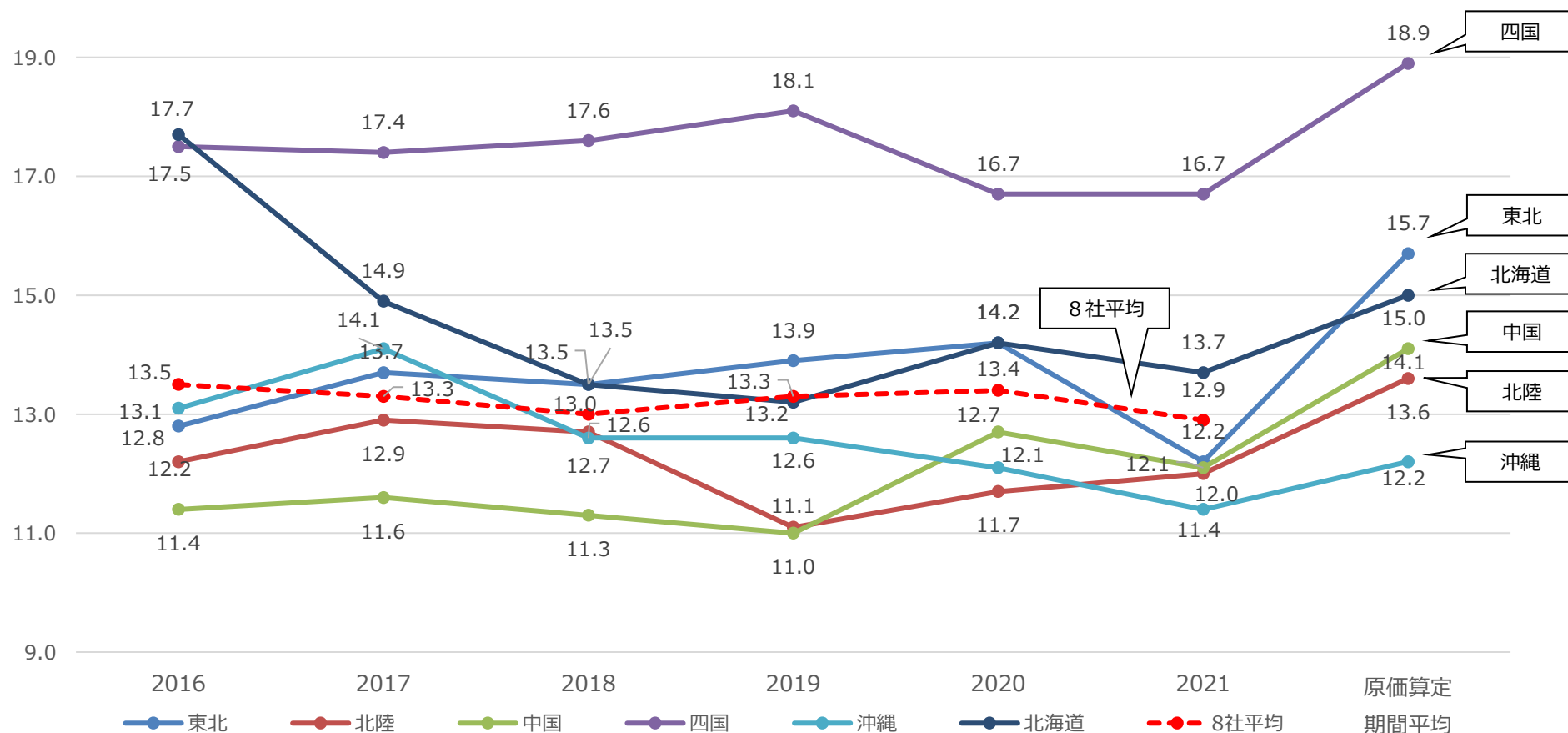
- 前述のとおり、効率化係数の算定にあたって、分類③の費目の総額を基に、発電電力量・販売電力量で除することで、横比較を行った。
- 一方、認可出力や契約口数など、他の指標を用いることや、分類①・②の費目も含めて横比較を行うことなど、その他の手法についても、事務局で検討を行った。
- 次ページ以降に、事務局における検討結果を示すが、各手法には、例えば、以下の課題があると考えられる。
 - ✓ 認可出力を基に比較した場合、認可出力が大きい事業者ほど有利になるため、発電設備の稼働率を高め、効率的に運用している事業者が不利になるというパラドックスが起きる。
 - ✓ 契約口数を基に比較した場合、事業者によって所与のものである需要家の特性（例：圧別の需要家の割合）に大きく左右されるため、公平な比較にならない可能性がある。
 - ✓ 分類②・③を合計して比較した場合、法令等の他律的な要素が強い分類②が含まれることで、事業者の効率化努力を、公平に比較できなくなる可能性がある。
 - ✓ 分類①～③を合計して比較した場合、電気料金のコスト全体を計算することとなるが、市場価格などに左右される燃料費などの占める割合が大きく（約7割）、事業者の効率化努力を、公平に比較できなくなる可能性がある。
- 上記の検討結果に基づき、今回の料金改定審査では、分類③の費目の総額を基に、発電電力量・販売電力量で除することで、横比較を行うこととした。

【参考】発電部門に関する横比較の結果（認可出力ベース）

- 発電部門に係る分類③の費目のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「認可出力当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。

(単位：千円/kW)

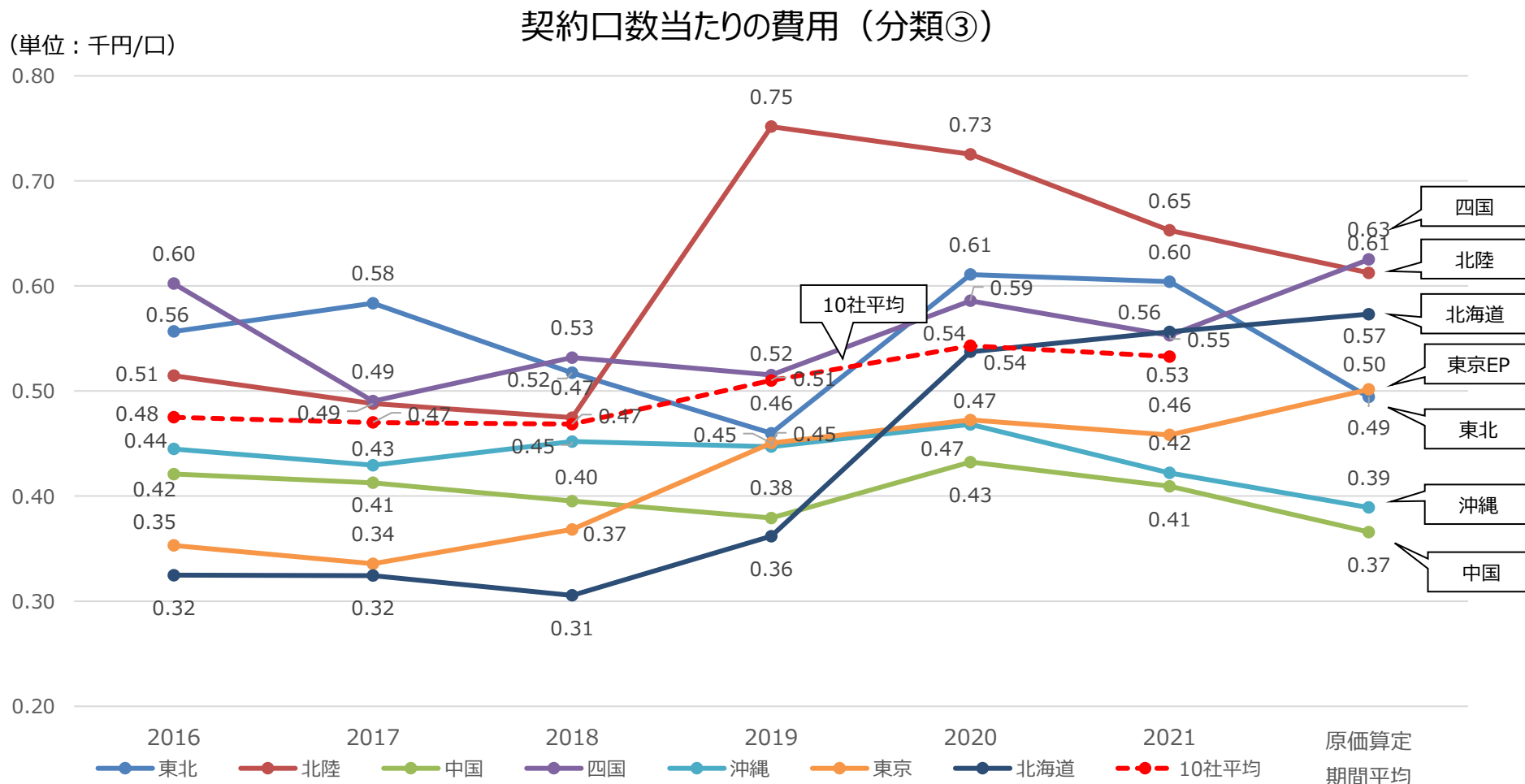
認可出力当たりの費用（分類③）



※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
 ※認可出力は、資源エネルギー庁公表の「電力調査統計」から、2016～2021年度は3月の数値、原価算定期間は2022年12月の数値を用いて試算。
 ※東京電力EP及び中部電力MZを除く8社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

【参考】販売部門に関する横比較の結果（契約口数ベース）

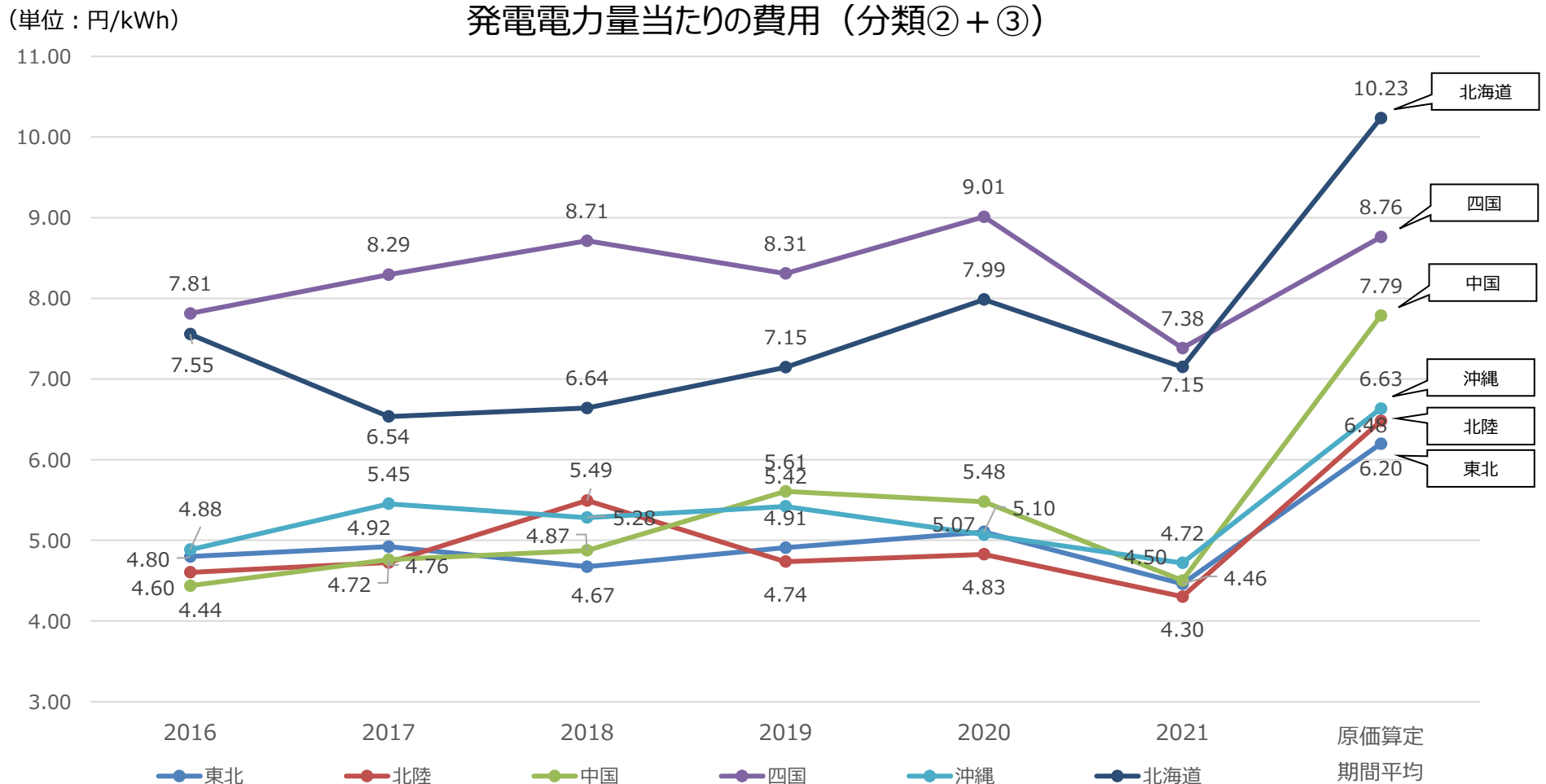
- 販売部門に係る分類③の費目のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「契約口数当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
 ※10社平均の値は、申請者以外の実績値等を事務局で聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。

【参考】発電部門に関する横比較の結果（分類② + ③）

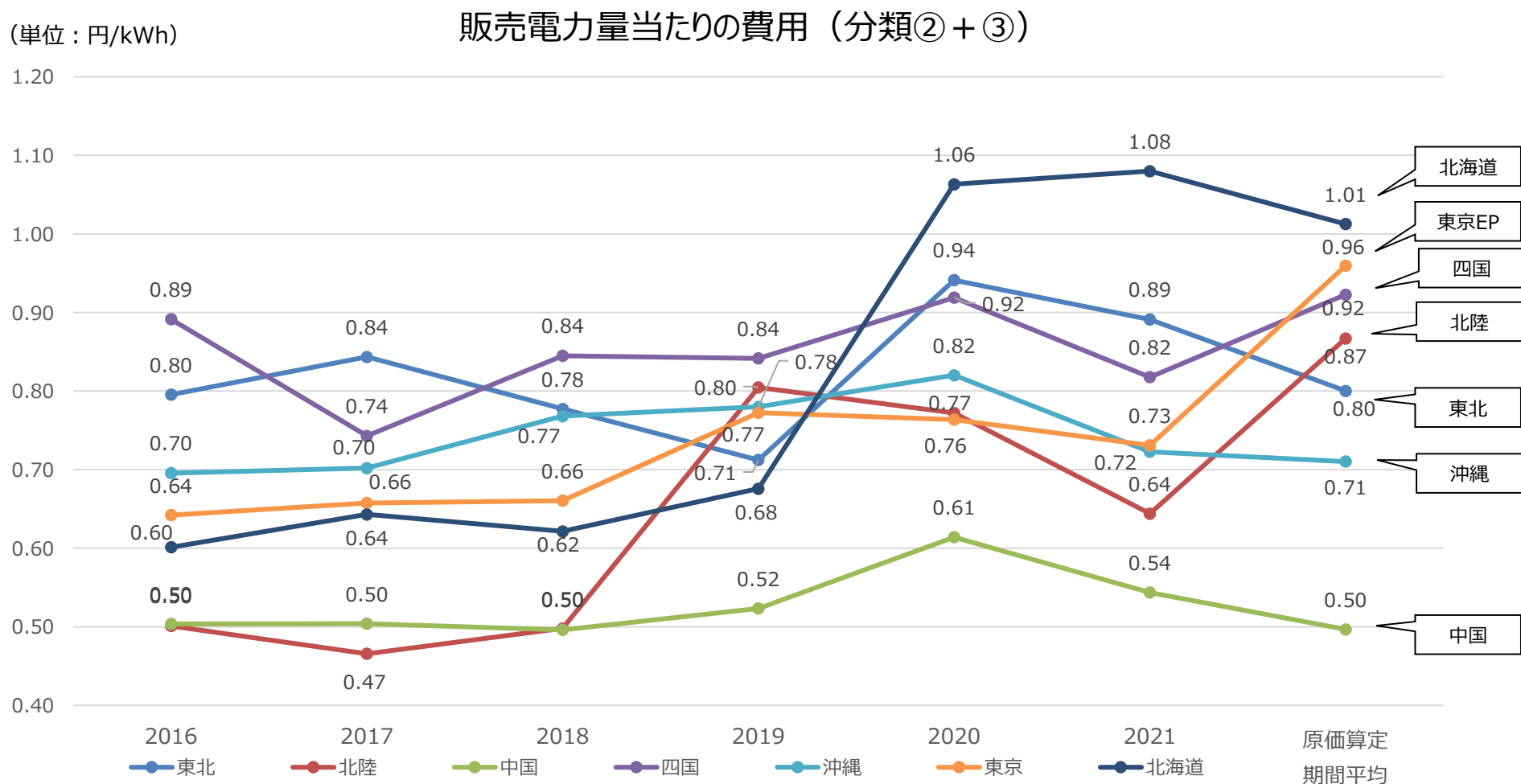
- 発電部門に係る分類②及び③の費目のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「発電電力量当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※分類③は送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したもの。
 ※原価算定期間の発電電力量（自社分、送電端）は再算定後の数値。

【参考】販売部門に関する横比較の結果（分類② + ③）

- 販売部門に係る分類②及び③の費目のうち、送配電部門からの受託業務に伴う費用を除いた上で、各事業者の「販売電力量当たりの費用」の経年変化を試算した結果は、以下のとおり。



※分類③は送配電部門からの受託業務に伴う費用（分社化後）を各社から聴取し、それを踏まえて事務局で試算したものの。

【参考】料金原価に占める分類①～③の費用の割合

- 料金原価に占める分類①～③の費用の割合は以下のとおりであり、発電部門の分類①の費用（燃料費など）が全体の約7割を占める。

部門	分類	北海道電力	東北電力	東京電力EP	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
発電部門	①	4,115億円 (65.7%)	11,778億円 (72.5%)	—	3,968億円 (68.4%)	8,118億円 (74.3%)	3,063億円 (63.5%)	1,319億円 (78.3%)
	②	698億円 (11.2%)	1,443億円 (8.9%)	—	544億円 (9.4%)	1,032億円 (9.4%)	674億円 (14.0%)	95億円 (5.6%)
	③	1,314億円 (21.0%)	2,639億円 (16.2%)	—	1,169億円 (20.1%)	1,771億円 (16.2%)	1,028億円 (21.3%)	235億円 (14.0%)
	②+③	2,013億円 (32.2%)	4,081億円 (25.1%)	—	1,713億円 (29.5%)	2,803億円 (25.7%)	1,701億円 (35.3%)	330億円 (19.6%)
	①+②+③	6,128億円 (97.9%)	15,859億円 (97.6%)	—	5,681億円 (97.9%)	10,921億円 (100.0%)	4,765億円 (98.8%)	1,649億円 (97.9%)
販売部門	②	24億円 (0.4%)	176億円 (1.1%)	559億円 (1.2%)	77億円 (1.3%)	31億円 (0.3%)	35億円 (0.7%)	6億円 (0.4%)
	③	236億円 (3.8%)	377億円 (2.3%)	1,280億円 (2.7%)	157億円 (2.7%)	254億円 (2.3%)	212億円 (4.4%)	37億円 (2.2%)
	②+③	259億円 (4.1%)	553億円 (3.4%)	1,839億円 (3.9%)	234億円 (4.0%)	286億円 (2.6%)	247億円 (5.1%)	43億円 (2.6%)
控除収益		▲127億円 (▲2.0%)	▲161億円 (▲1.0%)	▲62億円 (▲0.1%)	▲113億円 (▲1.9%)	▲282億円 (▲2.6%)	▲188億円 (▲3.9%)	▲8億円 (▲0.5%)
総原価※		6,260億円	16,252億円	46,804億円	5,802億円	10,924億円	4,823億円	1,684億円

※ 直近の燃料価格などを踏まえた補正後の数値。送配電関連費を除く。

【6-2. 経営効率化】


- ① 経営効率化の概要
- ② これまでの効率化の取組
- ③ 今回申請で織り込んだ効率化の取組
- ④ 事業者間比較（横比較）
- ⑤ 効率化係数の設定**
- ⑥ 効率化係数に関する各論
- ⑦ ヤードスティック査定の考え方


効率化係数の設定の考え方


- 前述のとおり、効率化係数は、「効率化の深掘りの余地」を推定し、査定に用いる係数である。
- 効率化係数の設定にあたっては、まず、以下の視点を踏まえることが考えられる。
 - ① 自社の過去水準と比較して、妥当な水準であるか。
 - ② コスト効率の良い他事業者（ベンチマーク）と比較して、妥当な水準であるか。
- その上で、ベンチマークに満足すること無く、継続的な効率化を促していくことも重要である。
- 上記の視点を踏まえ、以下の考え方にに基づき、発電部門・販売部門の効率化係数を算定した。
 - ① 自社の過去水準と同等の水準まで効率化を求める。
 - ② ①に加え、費用水準の上位（発電部門については上位1～4位、販売部門については上位1～5位）の平均値をベンチマークとして、激変緩和の観点（50%）も加味しつつ、効率化の深掘りを求める。
 - ③ さらに、2023年1月の経済財政諮問会議で、内閣府から提出された「中長期の経済財政に関する試算」において、成長実現ケースとして試算したシナリオで、全要素生産性（TFP）の上昇率を年1.4%としていることを参考に、継続的な効率化として年1.4%を求める。
 - ④ ①～③を基に計算した効率化について、原価算定期間（3年間）で達成する。
- なお、今回の効率化係数の算定にあたっては、事業者間で、料金原価への効率化の織り込みの考え方などが異なっているため、公平性・透明性を担保する観点から、各事業者の過去の実績値を用いることで、恣意性を排除することとした。


【参考】効率化係数の設定方法（イメージ）

パターン	①	②	③	④	⑤	⑥
費用水準	今回申請 ↓ 過去6年平均 ↓	今回申請 ↓		過去6年平均 ↓ 今回申請	過去6年平均	
		過去6年平均	今回申請 ↓ 過去6年平均		今回申請	過去6年平均 ↓ 今回申請


ベンチマーク
 発電：1～4位の平均
 販売：1～5位の平均
 継続的な効率化

 : 自社の過去水準と同等の水準まで効率化を求める。

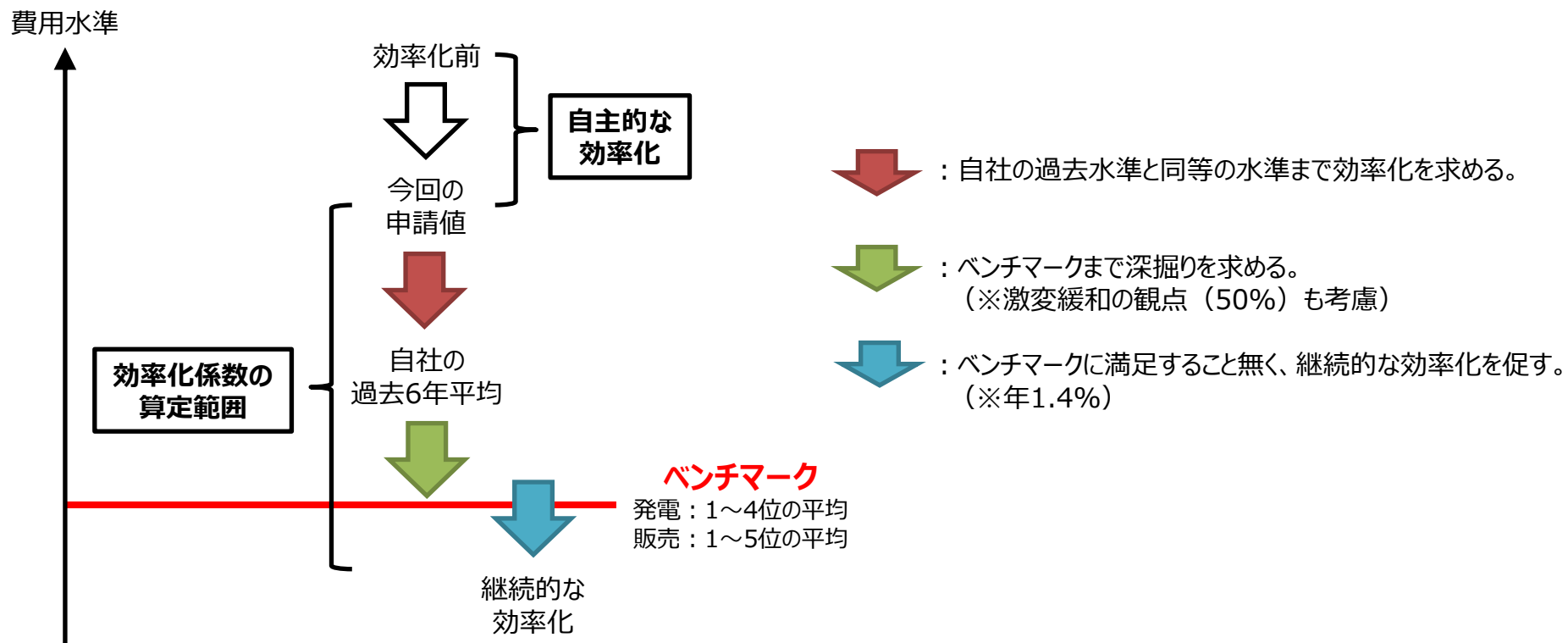
 : ベンチマークまで深掘りを求める。（※激変緩和の観点（50%）も考慮）

 : ベンチマークに満足すること無く、継続的な効率化を促す。（※年1.4%）

【参考】各事業者が申請時に織り込んだ効率化の取扱い

- 効率化係数は、下図のとおり、主に「各事業者の申請値」と「ベンチマーク」との差分に基づき設定している。そのため、申請にあたり、自主的に効率化が行われ、申請値の水準が引き下がっている場合は、効率化係数も緩和されることとなる。
- なお、自主的な効率化の取組は、効率化対象の範囲や期間などが事業者間で異なり、定量的な横比較が困難であるとともに、恣意的な織り込みとなることも想定されるところ、下図の方法であれば、そのような恣意性も排除可能である。

効率化係数の設定方法（イメージ）



効率化係数の結果（発電部門）

- 発電部門における効率化係数の算定結果は以下のとおり。
- なお、東京電力EPには発電部門が存在しないところ、例えば、相対取引での電源調達において効率化係数を用いて査定する際は、他の6事業者（北海道・東北・北陸・中国・四国・沖縄）の効率化係数の単純平均値を用いることとする。

		北海道	東北	東京	北陸	中国	四国	沖縄
今回申請【円/kWh】		6.58	4.00	－	4.36	4.81	5.25	4.73
過去6年平均【円/kWh】		5.45	3.76	－	3.66	3.98	5.67	4.59
ベンチマーク【円/kWh】 (1～4社平均)		3.72	3.72	－	3.72	3.72	3.72	3.72
効率化係数の算定	①過去水準との比較	17.2%	5.9%	－	14.7%	17.3%	－	2.9%
	②ベンチマークとの比較	26.3%	1.0%	－	－	5.3%	29.1%	18.4%
		激変緩和（50%分）	13.1%	0.5%	－	－	2.7%	14.5%
	③継続的な効率化 (年1.4% = 3年で4.2%)	4.2%	4.2%	－	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%
	④①～③の合計	34.6%	10.6%	－	18.9%	24.1%	18.7%	16.3%
効率化係数（3年平均）		23.0%	7.0%	13.7%*	12.6%	16.1%	12.5%	10.9%

*他の6事業者（北海道・東北・北陸・中国・四国・沖縄）の効率化係数の単純平均値。

効率化係数の結果（販売部門）

- 販売部門における効率化係数の算定結果は以下のとおり。

		北海道	東北	東京	北陸	中国	四国	沖縄
今回申請【円/kWh】		0.91	0.54	0.67	0.57	0.43	0.80	0.61
過去6年平均【円/kWh】		0.72	0.72	0.59	0.57	0.50	0.77	0.66
ベンチマーク【円/kWh】 (1～5社平均)		0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59
効率化係数の算定	①過去水準との比較	21.5%	－	11.6%	－	－	3.6%	－
	②ベンチマークとの比較	14.4%	－	0.4%	－	－	23.1%	3.2%
	激変緩和（50%分）	7.2%	－	0.2%	－	－	11.6%	1.6%
	③継続的な効率化 (年1.4% = 3年で4.2%)	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%
	④①～③の合計	32.9%	4.2%	15.9%	4.2%	4.2%	19.4%	5.8%
効率化係数（3年平均）		21.9%	2.8%	10.6%	2.8%	2.8%	12.9%	3.9%