

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. 査定方針の概要
- 6. 査定方針の各論**
 - 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

控除収益の概要

- 控除収益（他社販売電源料を除く）は、分社化に伴い発生する一般送配電事業者との会社間取引等の収益である電気事業雑収益など、以下の4項目が該当する。なお、今回の料金改定申請では、託送収益は織り込まれていなかった。

1. 電気事業雑収益：契約電力を超えて電気を使用することによって発生する契約超過金や、分社化に伴い発生する一般送配電事業者との会社間取引^{（注）}等による収益。
（注）会社間取引とは、自社と一般送配電事業者との間の業務サポートに係る受託契約や、事務所ビルの賃貸借契約などを言う。
2. 預金利息：預金残高に対して発生する利息による収益。
3. 賠償負担金相当収益：一般送配電事業者から払い渡される賠償負担金相当の収益。
4. 廃炉円滑化負担金相当収益：一般送配電事業者から払い渡される廃炉円滑化負担金相当の収益。

（参考）託送収益：発電所内に設置されている自社の送電線等の設備を使用されることによって発生する収益。

【参考】控除収益の位置づけ

- 規制料金の原価は、「①支出（営業費） + ②資金調達コスト（事業報酬） - ③収入（控除収益）」との計算式で表される。
- このうち、③控除収益は、電気事業雑収益や預金利息などの収益が計上されるが、料金原価上、控除収益が大きくなれば、全体の料金原価が小さくなる（圧縮される）。

関係法令における規定（控除収益） ※他社販売電源料を除く

- 控除収益については、以下に掲げる料金算定規則及び料金審査要領に従い、算定及び審査を行うこととなっている。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）（抜粋）

（控除収益の算定）

第五条 事業者は、控除収益として、（中略）託送収益（接続供給託送収益を除く。以下同じ。）、電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益（以下「控除収益項目」という。）の額の合計額を算定（中略）しなければならない。

2 （略）

【参考】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）（抜粋）

第4節 控除収益項目

算定規則第5条の規定に基づいて申請事業者が算定した控除収益項目については、契約又は法令に基づき発生する費用のうち、算定方法の定めがあるものにあつては、事実関係や算定方法を確認し、その項目ごとに、申請事業者が適切な効率化努力を行った場合における経営を前提として算定した額であるか否かにつき審査するものとする。

各事業者の申請概要（控除収益） ①

- **北海道電力**は、分社化に伴って発生する一般送配電事業者との会社間取引等の収益である電気事業雑収益の増加や、一般送配電事業者から払い渡される賠償負担金相当収益の増加などにより、**前回原価と比べて控除収益が増加**している。
- **東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力**は、分社化に伴い発生する一般送配電事業者との会社間取引等の収益である電気事業雑収益の増加や、一般送配電事業者から払い渡される賠償負担金相当収益及び廃炉円滑化負担金相当収益の増加などにより、**前回原価と比べて増加**している。
- **東京電力EP**は、前回の料金値上げ（送配電分離前）において、一般送配電事業者で発生する収益の一部（電柱に電気通信設備等を共架することによって発生する共架料等）が配分されていた一方、今回は、送配電分離に伴って当該収益が配分されないこと等により、**前回原価と比べて控除収益が減少**している。
- **沖縄電力**は、延滞利息制度の導入に伴って遅収加算料金が発生しないことにより、**前回原価と比べて減少**している。

各事業者の申請概要（控除収益） ②

- 各事業者の申請内容は以下のとおり。

(単位：百万円 (※単位未満は四捨五入))

	北海道			東北			東京			北陸		
	今回	前回	差引	今回	前回	差引	今回	前回	差引	今回	前回	差引
電気事業雑収益	11,486	4,691	6,795	10,522	8,161	2,361	6,207	38,119	▲31,912	10,434	2,749	7,684
預金利息	1	6	▲5	1	9	▲8	—	—	—	32	32	▲0
賠償負担金相当収益	1,224	—	1,224	1,953	—	1,953	—	—	—	832	—	832
廃炉円滑化負担金相当収益	—	—	—	3,583	—	3,583	—	—	—	—	—	—
その他 (※1)	—	490	▲490	—	909	▲909	—	—	—	—	321	▲321
控除収益計	12,711	5,187	7,524	16,059	9,080	6,980	6,207	38,119	▲31,912	11,297	3,102	8,195

	中国			四国			沖縄		
	今回	前回	差引	今回	前回	差引	今回	前回	差引
電気事業雑収益	25,804	7,773	18,030	10,502	2,926	7,577	797	601	196
預金利息	9	181	▲172	1	4	▲3	0	0	0
賠償負担金相当収益	1,825	—	1,825	2,540	—	2,540	—	—	—
廃炉円滑化負担金相当収益	609	—	609	5,770	—	5,770	—	—	—
その他 (※1)	—	1,283	▲1,283	—	3,463	▲3,463	—	488	▲488
控除収益計	28,247	9,238	19,010	18,814	6,393	12,421	797	1,089	▲292

※1 東北、北陸、中国、沖縄：遅収加算料金
四国：使用済燃料再処理等既発電料受取
契約締結分3,239百万円
遅収加算料金225百万円

※2 「前回」は、各社、以下の年度の平均値
(託送原価相当を除く)。

北海道・東北・四国：2013～15年度の3カ年
東京：2012～14年度の3カ年
北陸：2007年度下期～2008年度上期の1カ年
中国・沖縄：2008年度の1カ年

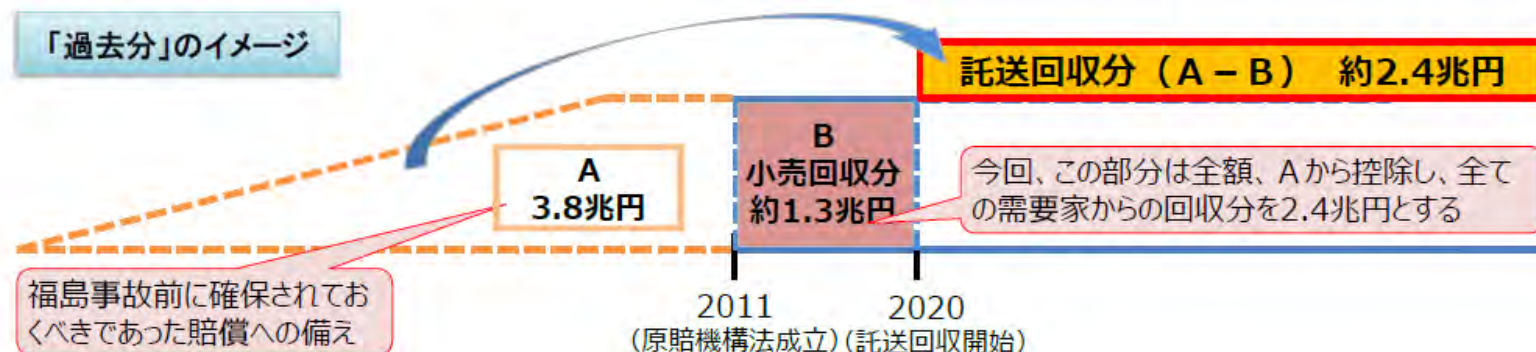
※3 「今回」は、2023～25年度の3カ年平均値。

賠償負担金（一般負担金過去分）の概要

2016年12月第6回貫徹小委員会
財務会計WG 事務局提出資料 一部加工

（参考）賠償への備えの不足分について

- 福島第一原発事故後、原子力事故への備えとして、従前から存在していた原子力損害賠償法に加えて新たに原賠機構法が制定され、現在、同法に基づき、原子力事業者が毎年一定額を原賠・廃炉機構に納付している（一般負担金）。
- 原子力損害賠償法の趣旨に鑑みれば、本来、こうした万一の際の賠償への備えは事故以前から確保しておくべきであったが、実際には何ら制度的な措置は講じられておらず、当然ながら、そうした費用が料金原価に算入されることもなかった。
- その結果、福島第一原発事故以前は、賠償への備えの費用が料金に含まれていない相対的に安価な電気を全需要家が享受していた。
- こうした中で、原賠機構法制定後、2016年4月に小売りが全面自由化され、新電力への契約切替えにより一般負担金を負担しない需要家が増加している環境下において、受益者間の公平性等の観点から、事故前に確保しておくべきであった賠償への備えの不足分を託送料金の仕組みを利用することとした。



申請概要（賠償負担金相当収益）①

- 各事業者の賠償負担金相当収益の申請内容は、次ページ以降のとおり。
- 東京電力EPは、発電事業者ではないため、経済産業大臣への賠償負担金の承認申請を行っていないことから、今回の料金改定申請では、賠償負担金相当収益を計上していない。
- 沖縄電力は、原子力発電所を所有していないため、賠償負担金相当収益を計上していない。

申請概要（賠償負担金相当収益）②

今回申請（前回は該当費目なし）

（単位：百万円（※単位未満は四捨五入））

		2023年度	2024年度	2025年度	合計	平均
北海道電力	賠償負担金相当収益	1,224	1,225	1,224	3,672	1,224
	北海道電力ネットワーク(株)	1,224	1,225	1,224	3,672	1,224
東北電力	賠償負担金相当収益	1,963	1,952	1,945	5,860	1,953
	東北電力ネットワーク(株)	1,657	1,646	1,640	4,944	1,648
	東京電力パワーグリッド(株)	306	305	305	916	305
北陸電力	賠償負担金相当収益	832	832	832	2,495	832
	東京電力パワーグリッド(株)	0	0	0	1	0
	中部電力パワーグリッド(株)	84	84	84	251	84
	関西電力送配電(株)	103	103	103	308	103
	北陸電力送配電(株)	645	645	645	1,935	645
中国電力	賠償負担金相当収益	1,825	1,825	1,825	5,475	1,825
	中国電力ネットワーク(株)	1,825	1,825	1,825	5,475	1,825
四国電力	賠償負担金相当収益	2,540	2,540	2,540	7,619	2,540
	東京電力パワーグリッド(株)	19	19	19	58	19
	中部電力パワーグリッド(株)	25	25	25	74	25
	関西電力送配電(株)	133	133	133	399	133
	四国電力送配電(株)	2,363	2,363	2,363	7,088	2,363

申請概要 (賠償負担金相当収益) ③

- 各事業者とも、経済産業大臣から一般送配電事業者に通知された回収すべき賠償負担金の額等を基に、原価算定期間に当該事業者から払い渡される賠償負担金相当収益を算定している。

(単位：百万円 (※単位未満は四捨五入))		回収すべき 賠償負担金の額※	回収期間※	2023～25年度に 回収すべき金額 (平均) C	今回申請 (平均) D	差額 C - D
		A	B			C - D
北海道電力	賠償負担金相当収益	6,254		1,251	1,224	27
	北海道電力ネットワーク(株)	6,254	5年	1,251	1,224	27
東北電力	賠償負担金相当収益	10,489		2,098	1,953	145
	東北電力ネットワーク(株)	8,765	5年	1,753	1,648	105
	東京電力パワーグリッド(株)	1,724	5年	345	305	40
北陸電力	賠償負担金相当収益	4,158		832	832	—
	東京電力パワーグリッド(株)	1	5年	0	0	—
	中部電力パワーグリッド(株)	418	5年	84	84	—
	関西電力送配電(株)	513	5年	103	103	—
	北陸電力送配電(株)	3,225	5年	645	645	—
中国電力	賠償負担金相当収益	9,125		1,825	1,825	—
	中国電力ネットワーク(株)	9,125	5年	1,825	1,825	—
四国電力	賠償負担金相当収益	12,699		2,540	2,540	—
	東京電力パワーグリッド(株)	97	5年	19	19	—
	中部電力パワーグリッド(株)	123	5年	25	25	—
	関西電力送配電(株)	666	5年	133	133	—
	四国電力送配電(株)	11,813	5年	2,363	2,363	—

※2020年7月に経済産業大臣によって承認を受けた当初5年間の回収額及び回収期間

申請概要（賠償負担金相当収益）④

- 各事業者の賠償負担金相当収益の算定方法は以下のとおり。

北海道電力

- ・ 電気事業法施行規則等に基づき、北海道電力NWと「賠償負担金に関する支払契約」を締結。
- ・ 今回申請では、上記契約により定められた「託送回収単価」に、北海道エリアにおける2023～25年度の想定需要電力量を乗じ、一般送配電事業者の回収額を算定。

東北電力

- ・ 電気事業法施行規則等に基づき、東北電力ネットワーク及び東京電力パワーグリッドと「賠償負担金に関する支払契約」をそれぞれ締結。
- ・ 今回申請は、現行託送料金に基づき申請していることから、上記契約により定められた「託送回収単価」に、2022年度の送配電事業者供給計画における2023～25年度の想定需要電力量を乗じ一般送配電事業者ごとの回収総額を算定し、当該回収総額を対象となる各事業者ごとの通知額の比率で按分することで算定。

北陸電力

- ・ 2020年7月に経済産業大臣から承認を受けた5年間で回収すべき賠償負担金の額から1年当たりの回収額を算定。

中国電力

- ・ 当初5年間で回収すべき賠償負担金の額（9,125百万円）について、回収期間（5年間）で等分に支払われることを想定。
- ・ 2023～25年度について、1,825百万円／年を計上。

四国電力

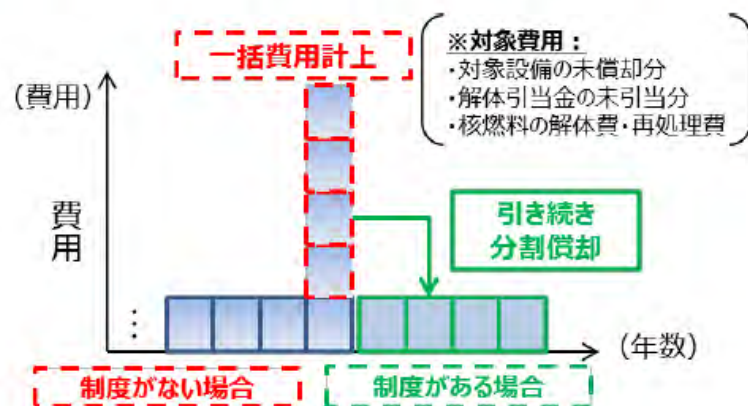
- ・ 経済産業大臣より通知を受けた、当社へ払い渡される賠償負担金の額のうち、託送回収制度が開始された2020年10月から5年間で払い渡される金額127億円について、5年間で均等案分した金額25億円／年（3カ年計：76億円）を原価算定期間に織込み。

廃炉円滑化負担金の概要

廃炉会計制度について

- 「原発依存度低減」は、エネルギー政策の基本方針。
- 福島第一原子力発電所の事故後、政府として「原子力依存度低減」を進める上で、事業者が想定していたよりも早期に廃炉する場合に、設備の残存簿価が一括減損し、一時的に多額の費用が生じることから廃炉判断を躊躇する可能性があった。
- このため、「円滑な廃炉を促す環境を整備する」観点から、2013年に「廃炉会計制度」を措置し、費用の分割計上を可能とした。（ただし、当時は小売規制料金が残り、原価算入を認めることが前提。）
- これまで、廃炉会計制度の下、原子力発電事業者7社が計15基の廃炉判断を行っている。
- 小売規制料金が原則撤廃される2020年以降、制度を安定的に継続させる観点から、2017年に、この「廃炉会計分」を分割し、託送料金の活用を可能とする制度を措置（省令改正）を行った。この制度措置は、「エネルギー基本計画」（2018年7月閣議決定）に示されている。

＜廃炉会計制度の効果イメージ＞



＜廃炉会計制度の措置後に廃炉判断が行われた7社15基＞

原子力発電事業者	プラント名
東北電力	女川1号機
東京電力	福島第二1号機、2号機、3号機、4号機
関西電力	美浜1号機、2号機
	大飯1号機、2号機
中国電力	島根1号機
四国電力	伊方1号機、2号機
九州電力	玄海1号機、2号機
日本原子力発電	敦賀1号機

【参考】託送料金の仕組みを利用した回収スキーム（概要）

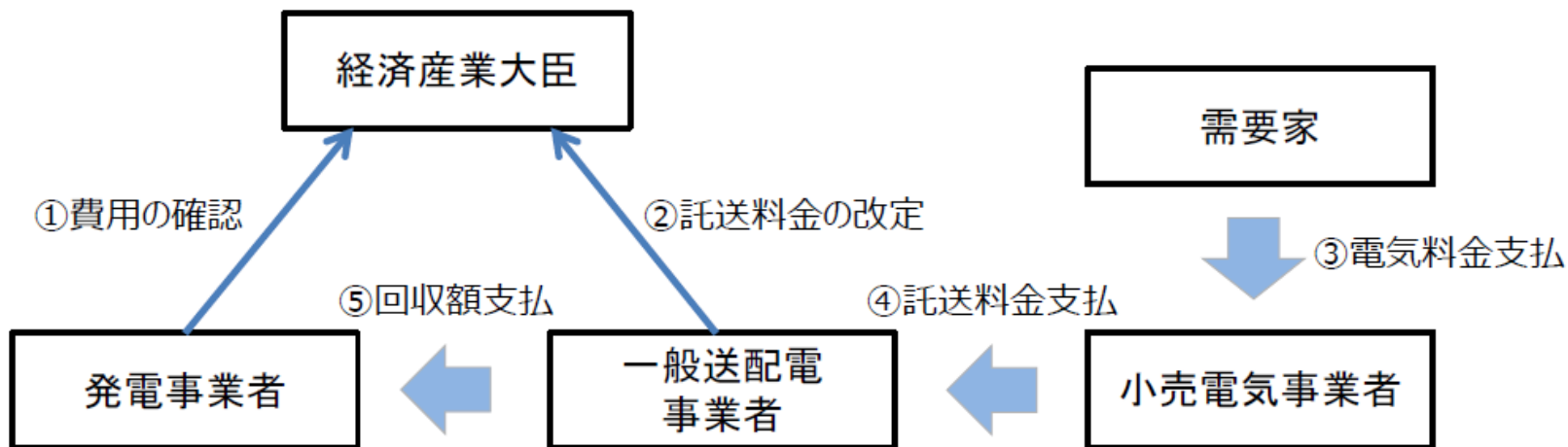
託送料金の仕組みを利用した回収スキーム（概要）

2017年7月第4回電力・ガス基本政策
小委員会 事務局提出資料 一部加工

- 原子力事故の賠償の備えの不足分及び廃炉に関する会計制度分について、託送料金の仕組みを利用して全ての需要家から回収するに際しては、まず、発電事業者において、それぞれの費用の額を明確化する必要がある。
- その上で、一般送配電事業者は、回収額を託送料金に織り込み、小売電気事業者から託送料金として電力量に応じて回収し、回収額を発電業者に支払うこととなる。

※特定の発電所において発電された電気が複数の旧一般電気事業者の管内の需要家に供給されていた場合、その発電所に関連する賠償の備えの不足分や廃炉に関する会計制度分は、複数の一般送配電事業者に配分されることとなる。

<託送料金の仕組みを利用した回収スキーム>



【参考】廃炉円滑化負担金相当収益に係る対象項目

- 発電事業者たるみなし小売電気事業者（以下「申請者」という。）は、電気事業法施行規則（以下「規則」という。）の規定により、経済産業大臣宛てに、廃炉円滑化負担金の額の承認を申請する。
- 経済産業大臣は、申請者から申請のあった廃炉円滑化負担金の額に関し、規則の規定に基づいて承認する。また、規則の規定に基づき、申請者宛てに、一般送配電事業者に通知した回収すべき廃炉円滑化負担金の額等を通知する。
- 当該通知に当たっては、通知した一般送配電事業者ごとに、以下の対象項目別に、回収すべき廃炉円滑化負担金の額及び回収期間が記載されている。
 - ①原子力特定資産簿価：原子炉格納容器などの廃止措置中も引き続き役割を果たす設備の帳簿価額 等
 - ②原子力廃止関連仮勘定簿価：廃炉した原子力発電設備等の帳簿価額 等
 - ③原子力発電施設解体引当金の要引当額

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）①

- 各事業者の廃炉円滑化負担金相当収益の申請内容は、次ページ以降のとおり。
- 北海道電力・北陸電力は、廃炉した原子力発電所がないため、経済産業大臣への廃炉円滑化負担金の承認申請を行っていないことから、今回の料金改定申請では、廃炉円滑化負担金相当収益を計上していない。
- 東京電力EPは、発電事業者ではなく、経済産業大臣への廃炉円滑化負担金の承認申請を行っていないため、今回の料金改定申請では、廃炉円滑化負担金相当収益を計上していない。
- 沖縄電力は、原子力発電所を所有していないため、廃炉円滑化負担金相当収益を計上していない。

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）②

(単位：百万円（※単位未満は四捨五入）)

今回申請（前回は該当費目なし）

		2023年度	2024年度	2025年度	合計	平均
東北電力	廃炉円滑化負担金相当収益	3,603	3,580	3,567	10,750	3,583
	東北電力ネットワーク(株)	3,603	3,580	3,567	10,750	3,583
中国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	791	518	518	1,827	609
	中国電力ネットワーク(株)	791	518	518	1,827	609
四国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	5,770	5,770	5,770	17,311	5,770
	四国電力送配電(株)	5,770	5,770	5,770	17,311	5,770

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）③

- 各事業者とも、経済産業大臣から一般送配電事業者に通知された回収すべき廃炉円滑化負担金の額等を基に、原価算定期間に当該事業者から払い渡される廃炉円滑化負担金相当収益を算定している。

(単位：百万円（※単位未満は四捨五入）)		回収すべき廃炉円滑化	回収期間※	2023～25年度に	今回申請（平均）	差引
		負担金の額※	B	回収すべき金額	D	C - D
		A		(平均) C		
東北電力	廃炉円滑化負担金相当収益	36,857		3,812	3,583	229
	東北電力ネットワーク(株)				内訳なし	
	①原子力特定資産簿価	2,638	15年	176		
	②原子力廃止関連仮勘定簿価	24,679	10年	2,468		
	③原子力発電施設解体引当金の要引当額	9,540	8年2ヶ月	1,168		
中国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	9,068		609	609	-
	中国電力ネットワーク(株)					
	①原子力特定資産簿価	7,774	15年	518	518	-
	②原子力発電施設解体引当金の要引当額	1,294	3年2ヶ月	91	91	-
四国電力	廃炉円滑化負担金相当収益	57,339		5,770	5,770	-
	四国送配電(株)					
	①原子力特定資産簿価	7,487	15年	499	499	-
	②原子力廃止関連仮勘定簿価	43,834	10年	4,383	4,383	-
	③原子力発電施設解体引当金の要引当額(伊方2号)	4,023	7年7ヶ月	531	531	-
	④原子力発電施設解体引当金の要引当額(伊方1号)	1,995	5年7ヶ月	357	357	-

※2020年7月に経済産業大臣によって承認を受けた回収額及び回収期間

申請概要（廃炉円滑化負担金相当収益）④

- 各事業者の廃炉円滑化負担金相当収益の算定方法は以下のとおり。

東北電力

- 電気事業法施行規則等に基づき、東北電力ネットワークと「廃炉円滑化負担金に関する支払契約」を締結。
- 今回申請は、現行託送料金に基づき申請していることから、上記契約により定められた「託送回収単価」に、2022年度の送配電事業者供給計画における2023～25年度の想定需要電力量を乗じ回収総額を算定し、当該回収総額を対象となる各事業者ごとの支払見込額の比率で按分することで算定。

中国電力

- 回収すべき廃炉円滑化負担金の額（①7,774百万円、②1,294百万円）に関し、回収期間（①15年、②3年2カ月）で等分に支払われることを想定。
- ①は、2023～25年度について、518百万円／年を計上。
- ②は、回収期間が2023年11月までのため、2023年度に8ヶ月分の272百万円を計上。

四国電力

- 経済産業大臣より通知を受けた、当社へ払い渡される廃炉円滑化負担金の額を、原子力特定資産・原子力廃止関連仮勘定・解体引当金の未引当額にそれぞれ定められた回収期間で均等案分した金額の合計額58億円／年（3カ年計：173億円）を原価算定期間に織込み。

審査における論点（控除収益）

- 電気事業雑収益、預金利息、賠償負担金相当収益、廃炉円滑化負担金相当収益について、
契約又は法令等に基づき、適切に算定されているか。

審査の結果（控除収益） ①

【電気事業雑収益】

<東北電力>

- ① **減電補償金**の算定において、過去実績に比べて減収を見込んでいるが、合理的な理由がないため、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ② **外貨での物品売却益**の算定において、円貨転換に係る手数料相当（1円／ドル）を考慮した為替レート（136円／ドル）に基づき算定した売却額と当該資産の簿価との差額を計上しているが、燃料費等の算定諸元と同様に、円貨転換に係る手数料相当を含めない為替レート（137／ドル）で再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ③ **雑口に係る一部**において、過去実績があるにも関わらず原価算定期間では収益が発生しないものとして計上していないが、計上しない合理的な理由がないため、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ④ **供給雑収（書面発行手数料）**の算定において、自由化部門のみで発生することから計上していないが、同様に自由化部門のみで発生する収益（契約超過金等）は控除収益に計上しており、整合性を図る観点から、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ⑤ **棚卸資産の帳簿価額の修正益**の算定において、将来に損と益のどちらに振れるか分からないため計上していないが、過去の実績で一定程度必ず発生していることから、特殊要因を除き、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益） ②

<東京電力EP>

- ① 供給雑収（請求書発行手数料・期中解約金）の算定において、過去の実績に需要想定値（伸び率）を乗じて算定しているが、直近の実績や需要想定値（伸び率）を反映して再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

<北陸電力>

- ① 供給雑収（棄損料金取立益及びその他）の算定において、販売電力量の増減に基づいて想定しているが、当該収益と販売電力量との間に相関がみられないことから、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

<中国電力>

- ① 高効率発電システムの実証実験に用いるユーティリティ供給契約の算定において、OCG実証設備の運転・停止期間に連動するため、過去の実績金額をもとに、原価算定期間における運転・停止期間を考慮して算定しているところ、直近の実績に更新して再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ② 高効率発電システムの実証実験に用いる設備利用料の算定において、将来の発生見込みの合理的な算定が難しいため計上していないが、2022年度も当該収益が発生しているため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益） ③

- ③ **共架料**の算定において、将来の発生見込みを直近の単年度実績で想定しているが、合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ④ **原子燃料契約関係**の算定において、昨年7月時点の市況価格を用いて核燃料資産の貸与の対価としての利用料を算定しているが、申請時点で参照しうる最新の市況価格を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

<四国電力>

- ① **棚卸資産の帳簿価額の修正益**の算定において、棚卸資産の修正が発生しない前提としていたが、過去実績を踏まえても一定程度発生する蓋然性が高いものであるため、過去平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ② **解約違約金**の算定において、需要想定との整合などを踏まえ、直近の発生状況が継続する前提としていたが、過去実績に比べて減収を見込む合理的な理由にはあたらないため、特殊要因を除き、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益） ④

<沖縄電力>

- ① **違約金収入**の算定において、将来を想定することは困難であるため未計上としているが、未計上とする合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ② **受託工事益**の算定において、将来を想定することは困難であるため未計上としているが、未計上とする合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ③ **広告料**の算定において、将来の発生見込みに関し、過去実績のうち一部について将来発生しないと想定しているが、発生しないことの合理的な理由はないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。
- ④ **棚卸資産の帳簿価額の修正益**の算定において、将来の発生見込みに関し、過去実績のうち一部について将来発生しないと想定しているが、発生しないことの合理的な理由はないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

審査の結果（控除収益） ⑤

【預金利息】

<北海道電力>

- ① **預金利息**の算定において、直近の単年度実績水準で想定しているが、合理的な理由がないため、過去の平均実績を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額する。

【賠償負担金相当収益】

<北海道電力>

- ① 事業者から、賠償負担金相当収益について、審査の結果、経済産業大臣から通知を受けた「5年間で回収すべき賠償負担金の額」から「1年あたりの回収額」を算定する方法で算定すべきとの方針が決定された場合、当該方針に沿って算定する旨の報告があったことから、事業者の報告のとおり、料金原価の補正を求めることとする。

<東北電力>

- ① 事業者から、賠償負担金相当収益について、現行の託送料金に基づき申請しており、新たな託送料金が認可された場合、他事業者と同様の算定を行う旨の報告があったことから、事業者の報告のとおり、料金原価に補正を求めることとする。

審査の結果（控除収益） ⑥

【廃炉円滑化負担金相当収益】

＜東北電力＞

- ①事業者から、廃炉円滑化負担金相当収益について、現行の託送料金に基づいて申請しており、新たな託送料金が認可された場合、他事業者と同様の算定を行う旨の報告があったことから、事業者の報告のとおり、料金原価に補正を求めることとする。

【その他】

- その他、審査の結果、料金原価に織り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している控除収益については、その変化分を反映する。

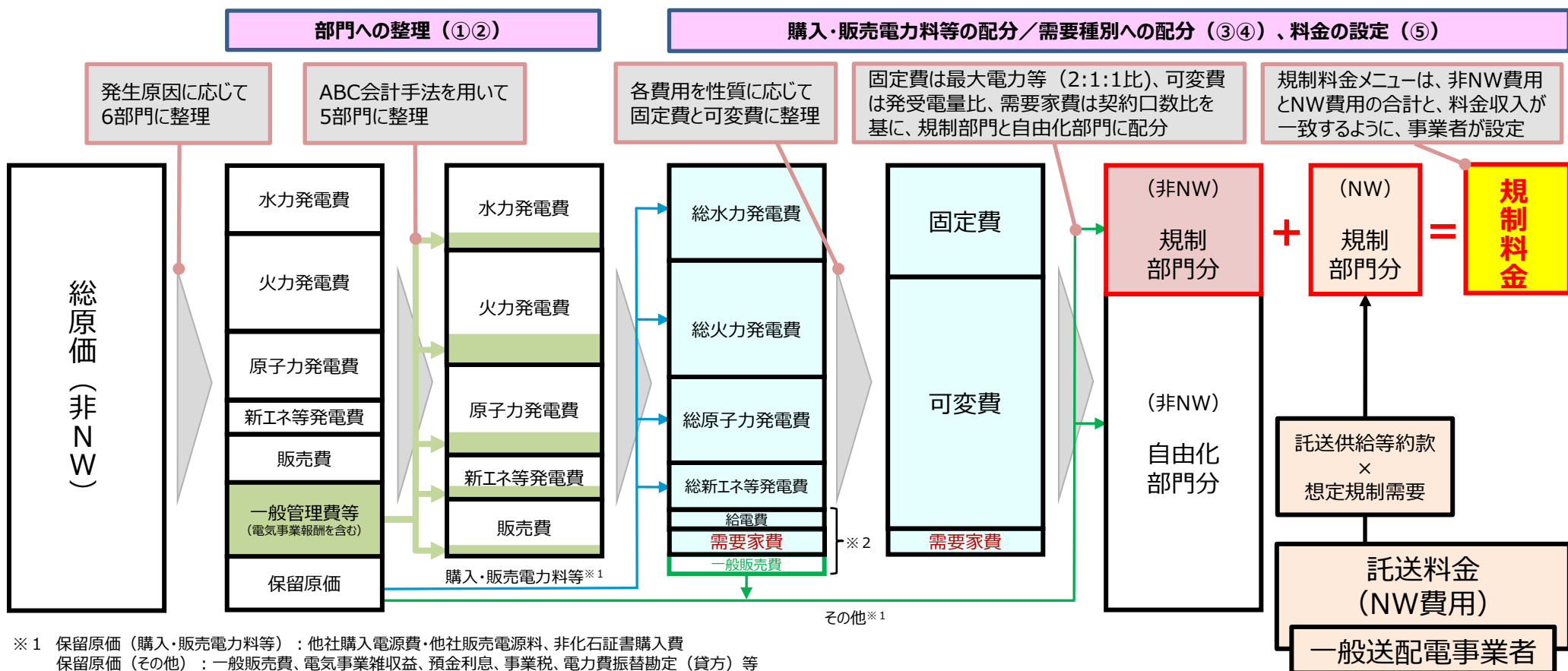
1. はじめに
2. 特定小売供給約款料金（規制料金）の位置づけ
3. 規制料金の改定申請の概要
4. 規制料金の審査の概要
5. 査定方針の概要
- 6. 査定方針の各論**
 - 6-1. 需要想定・供給力
 - 6-2. 経営効率化
 - 6-3. 燃料費
 - 6-4. 購入・販売電力料
 - 6-5. 原子力バックエンド費用
 - 6-6. 人員計画・人件費
 - 6-7. 修繕費
 - 6-8. 設備投資（減価償却費・固定資産除却費）
 - 6-9. 事業報酬
 - 6-10. その他経費
 - 6-11. 公租公課
 - 6-12. 控除収益
 - 6-13. 費用の配賦**
 -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

7. 参考資料

費用の配賦の概要

- みなし小売電気事業者（※）は、総原価（非ネットワーク（非NW）費用に限る）を**6部門へ整理（①）**した上で、**一般管理費等を他部門へ配分（②）**することで、5部門の費用に整理する。
- その上で、5部門の費用に対して、**購入・販売電力料等を配分（③）**する。さらに、各費用をその性質に応じて**固定費・可変費に整理した上で、規制部門と自由化部門の2需要種別に配分（④）**する。
- これらのプロセスを経て算定された規制部門分の非NW費用に、規制部門分のNW費用を加算した上で、電気の使用条件の差などを考慮して、**契約種別ごとの規制料金を設定（⑤）**する。

（※）沖縄電力は送配電部門との一体会社であり、NWを含む総原価から算定するなど、算定フローが一部異なることに留意。



※ 1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
 保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
 ※ 2 給電費：給電設備に係る費用
 需要家費：調定及び集金に係る費用
 一般販売費：その他販売に係る費用

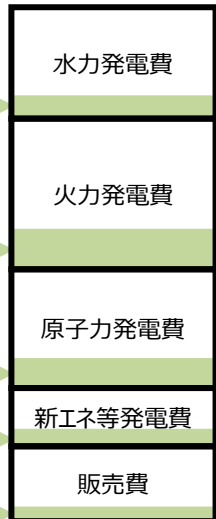
【参考】ABC会計手法 (Activity-Based Costing : 活動基準原価計算) による整理

- **ABC会計手法は**、複数の部門に関連する一般管理費等を、以下の**3段階で各部門に整理する手法**である。
 - **直課**：特定の部門に紐付けることが可能な費用について、当該部門に直接配分すること。
 - **帰属**：直課できない費用について、客観的かつ合理的な基準（コストドライバー）を設定し、それに従って各部門に配分すること。
 - **配賦**：直課や帰属では整理できない費用を、代理的な比率を用いて各部門に配分すること。
- 帰属・配賦の基準は料金算定規則に定められているが、各事業者が経済産業大臣に届け出ることによって、事業者の実情に応じた基準を設定することも可能である。

ABC会計手法による整理 (イメージ)

費用の配賦
(イメージ図より抜粋)

ABC会計手法を用いて
5部門に整理



一般管理費等

一般管理費等
...
修繕費 (20億円)
...
研究費 (20億円)
...
電気事業報酬 (450億円)
合計 (1,000億円)

料金算定規則
別表第2第2表 (抜粋)

	一般管理費等	
	活動帰属基準	配賦基準
...
修繕費	各部門業務用建物 床面積比	
...
研究費		直課された研究費比
...
電気事業報酬	-	内容ごとに各部門 設備別帳簿価額比

水力発電費への配分*

	水力発電費		
	直課	帰属	配賦
...
修繕費	-	5億円	-
...
研究費	1億円	-	1億円
...
電気事業報酬	-	-	50億円
合計	150億円		

※その他の部門（火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・販売費）への配分も同様。

【参考】固定費と可変費の整理（イメージ）

- 整理された各費用（需要家費及び一般販売費を除く）を、販売電力量に応じて変動する費用（可変費）と、販売電力量にかかわらず必要な費用（固定費）に配分して整理する。

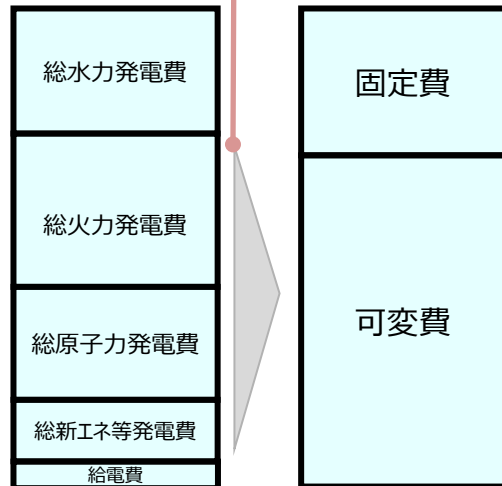
固定費と可変費の整理

費用の配賦
(イメージ図より抜粋)

固定費・可変費の具体例

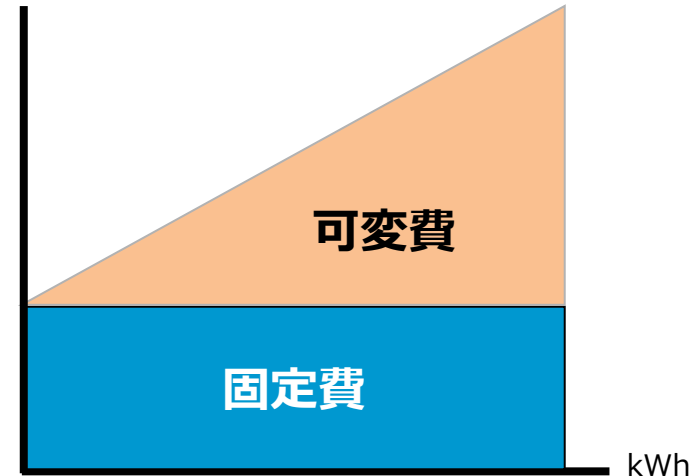
固定費・可変費のイメージ

各費用を性質に応じて
固定費と可変費に整理



可変費	販売電力量に応じて変動する費用 【具体例】 ・燃料費 ・他社購入電源費のうち、電力量料金 など
固定費	販売電力量にかかわらず必要な費用 【具体例】 ・人件費 ・減価償却費 ・他社購入電源費のうち、基本料金 など

費用



kWh

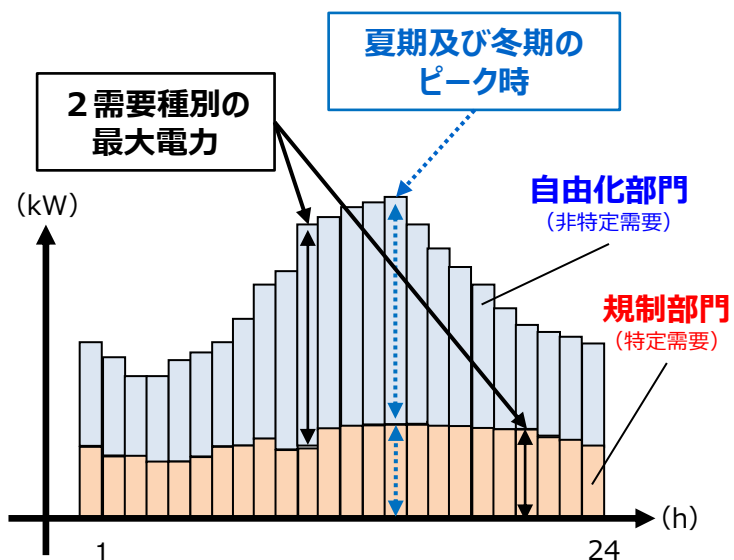
【参考】固定費の配分方法（2：1：1法）

- **固定費**（販売電力量にかかわらず必要な費用であり、概ねkWに比例する原価が対象）を**需要種別に配分**する際には、料金算定規則に基づき、以下に示す「**2：1：1法**」が用いられる。
- 「**2：1：1法**」は、以下の①～③を合成した比率を用いて、**固定費**※1を**2需要種別**※2（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由の合成）と規制部門（低圧規制））に**配分する方法**である。
 - ①各需要種別の最大電力（kW）の比率に、「2」のウェイト。
 - ②夏期及び冬期のピーク時（尖頭時）における各需要種別の需要電力（kW）の比率に、「1」（夏期：0.5、冬期：0.5）のウェイト。
 - ③各需要種別の発受電量（kWh）の比率に、「1」のウェイト。

※1：水力発電費・火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・給電費のうち、固定費に配分された費用。

※2：沖縄電力では、3需要種別（①自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成）、②高圧規制及び③低圧規制）に配分。

【イメージ図】



固定費の2需要種別への配分イメージ

	最大電力 (kW)	ピーク時の需要電力 (kW) (尖頭時責任電力)		発受電量 (kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	460 (92.0%)	445 (92.7%)	437 (93.0%)	2,800 (93.3%)
規制部門 (特定需要)	40 (①8.0%)	35 (②7.3%)	33 (③7.0%)	200 (④6.7%)
合計	500 (100.0%)	480 (100.0%)	470 (100.0%)	3,000 (100.0%)



「2：1：1法」による計算結果

規制部門（特定需要）への固定費の配分比率（%）

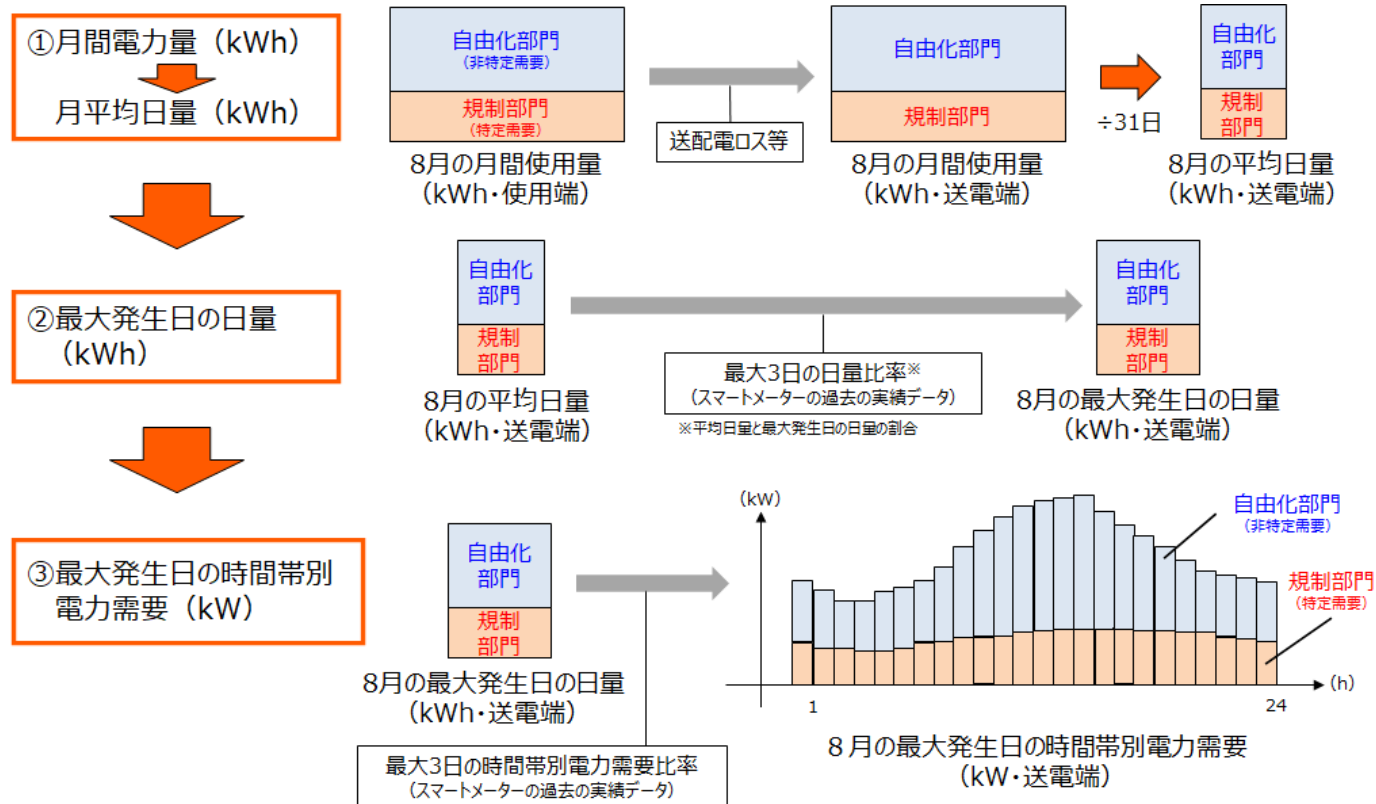
$$= (\text{①}8.0\% \times 2 + \text{②}7.3\% \times 0.5 + \text{③}7.0\% \times 0.5 + \text{④}6.7\% \times 1) \div 4 = \text{約}7.5\%$$

【参考】固定費の配分（2：1：1法）における最大電力等の算定方法

● 固定費の配分（2：1：1法）における「最大電力（kW）」と「夏期及び冬期のピーク時の総需要（尖頭時責任電力）（kW）」の算定方法は、概ね以下のとおり。

- 前提条件である需要想定等に基づき、夏期及び冬期のピーク時の2需要種別（※）（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）と規制部門（低圧規制））の合計需要を、スマートメーターの実績データ等を基に、各時間帯に展開する。（※沖縄電力は3需要種別に展開すること留意。）
- 規制部門の需要が最大となる時間の需要を、「最大電力（kW）」とする。
- 2需要種別の合計需要が最大となる時間の需要を、「夏期及び冬期のピーク時の総需要（kW）」とする。

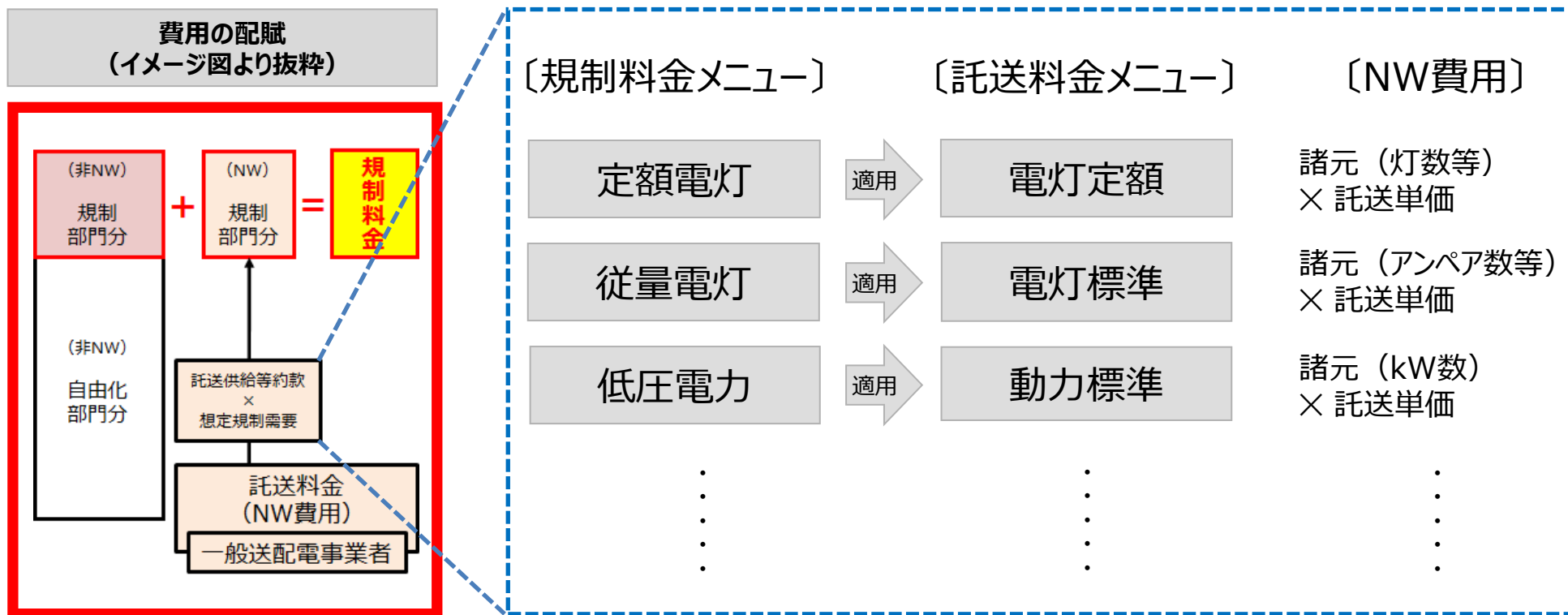
最大電力等の算定イメージ（夏期の場合）



【参考】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定方法

- 規制需要に係るNW費用は、各エリアの一般送配電事業者が定める「託送供給等約款」と想定規制需要に基づいて算定する。
- 具体的には、規制料金メニューごと（契約種別）に適用する託送料金メニューを決定し、規制料金メニューごとの諸元（アンペア、kW、kWh等）に対応した託送料金メニュー単価を乗じることなどにより、基本料金・電力量料金相当を算定する。
- なお、自社の事業用電力等（営業所等電力等）に係る費用についても、規制需要に応ずるものを特定し、規制需要に係るNW費用に含めて算定する必要がある。

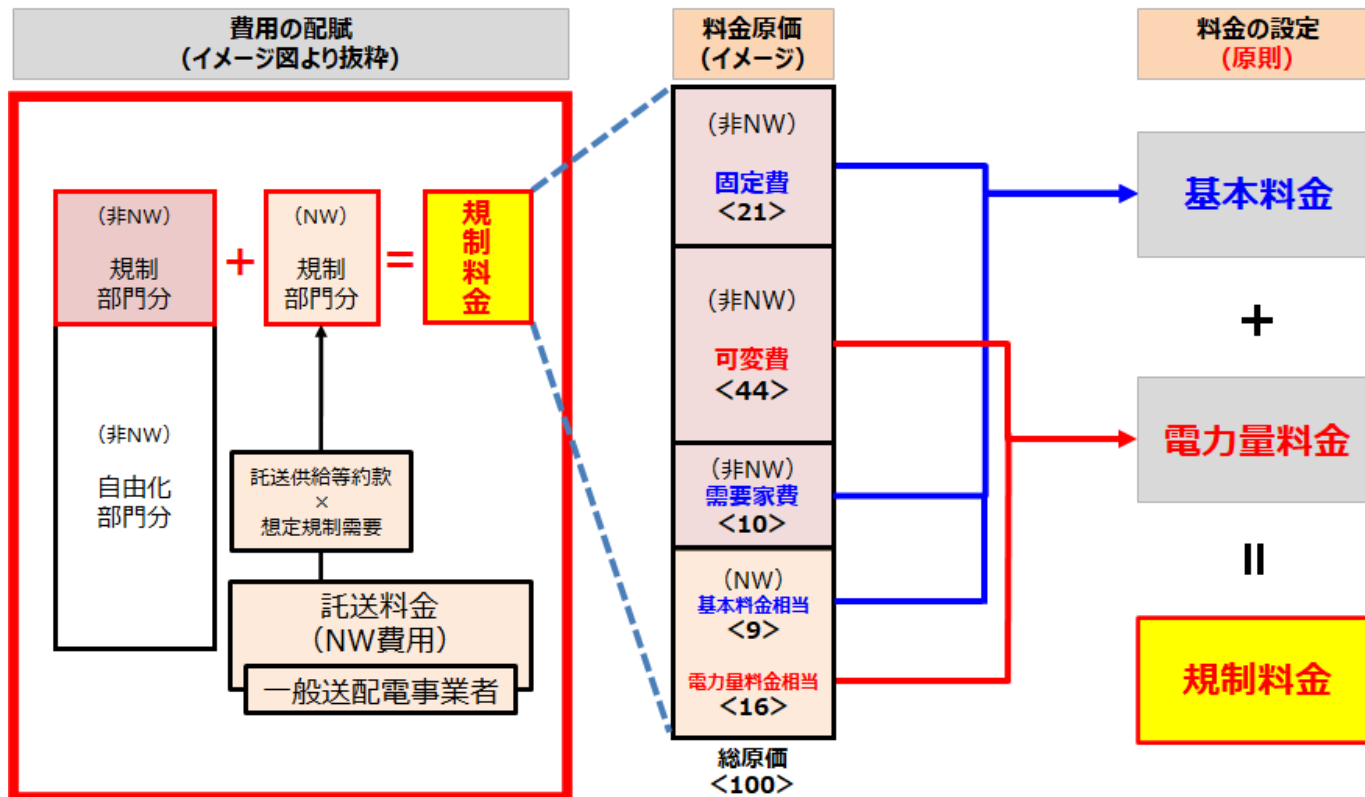
規制需要に係るNW費用の算定イメージ



【参考】料金の設定方法

- 契約種別ごとの料金を設定する際は、料金算定規則において、「販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない」とされている。
- 料金算定規則では、基本料金で回収する固定費の割合などの規定は無いため、各事業者が実情を踏まえて料金設定を行っている。その上で、固定費を基本料金で回収できていないのが現状であるところ、各事業者にその背景を確認した結果、「基本料金が高くなると、使用電力量が少ない需要家の負担感が増すこと等を踏まえ、固定費の一部を電力量料金で回収する料金設定を行ってきた」といった回答があった。

料金の設定方法（イメージ）



関係法令における規定①（費用の配賦）

- 費用の配賦については、以下に掲げる料金算定規則及び料金審査要領に従い、算定及び審査を行うこととなっている。

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（原価等の整理）

第六条 事業者（中略）は、第三条第一項に規定する**営業費項目**、第四条第一項に規定する**電気事業報酬**及び前条第一項に規定する**控除収益項目**（中略）のうち、（中略）基礎原価等項目ごとに、次の各号に掲げる部門に、**発生の主な原因を勘案して、配分することにより整理**しなければならない。

- 一 水力発電費
- 二 火力発電費（以下略）
- 三 原子力発電費
- 四 新エネルギー等発電費
- 五 販売費
- 六 一般管理費等（以下略）

2 事業者は、前項の規定により**同項第六号に掲げる部門に整理された基礎原価等項目を**、別表第二第一表及び第二表に掲げる基準により、**同項第一号から第五号までに掲げる部門にそれぞれ配分**することにより整理しなければならない。

3 事業者は、第一次整理原価として、第一項の規定により同項第一号から第五号までに掲げる部門に整理された基礎原価等項目及び前項又は第五項の規定により第一項第一号から第五号までに掲げる部門に整理された、同項第六号に整理された基礎原価等項目を合計することにより、様式第三により部門整理表を作成しなければならない。

4 事業者は、前項の規定により各部門に整理された第一次整理原価について、販売費の部門の第一次整理原価を、基礎原価等項目ごとに、（中略）給電設備に係る第一次整理原価（以下「**給電費**」という。）、調定及び集金に係る第一次整理原価（以下「**需要家費**」という。）並びにその他販売費（以下「**一般販売費**」という。）に配分することにより整理し、様式第四により販売費整理表を作成しなければならない。

5 （略）

6 事業者は、期間原価等項目のうち、**購入販売電源項目（他社購入電源費（中略）、非化石証書購入費及び他社販売電源料（中略）として、第三条又は前条の規定により算定された額を、発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及び原子力発電費に配分することにより整理し、第二次整理原価として、水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及び原子力発電費に整理される額に、それぞれ、第三項の規定により水力発電費、火力発電費、新エネルギー等発電費及びに整理された第一次整理原価を加えて得た額を、基礎原価等項目及び購入販売電源項目ごとに、総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費及び総原子力発電費に整理**しなければならない。

第七条 （略）

第八条 事業者は、前条の規定により整理された送配電非関連費（需要家費及び一般販売費を除く。（中略））を、基礎原価等項目及び購入販売電源項目ごとに、次の各号に掲げる基準により、**販売電力量にかかわらず必要な送配電非関連費（以下「送配電非関連固定費」という。）及び販売電力量によって変動する送配電非関連可変費**（以下「**送配電非関連可変費**」という。）に配分することにより整理（中略）しなければならない。（以下略）

一～三 （略）

2・3 （略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

関係法令における規定②（費用の配賦）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（需要等の算定）

第九条 事業者は、送配電非関連需要（中略）について、原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要（特定需要を除く。））を合成した需要をいう。（中略））及び特定需要ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

- 一 最重負荷日の最大需要電力の平均値（以下「最大電力」という。）
- 二 四月一日から九月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「夏期尖頭時責任電力」という。）
- 三 十月一日から翌年三月末日までの期間の最重負荷日の最大尖頭負荷時における需要電力の平均値（以下「冬期尖頭時責任電力」という。）
- 四 その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。））をいう。（中略））を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「発受電量」という。）
- 五 月ごとの契約口数を合計して得た値（以下「口数」という。）

2・3（略）

4 事業者は、送配電非関連需要について、第一項又は第二項の規定により算定された値を基に、次の各号に掲げる割合を算定しなければならない。

- 一 非特定需要及び特定需要の最大電力を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの最大電力の占める割合
- 二 非特定需要及び特定需要の夏期尖頭時責任電力を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの夏期尖頭時責任電力の占める割合
- 三 非特定需要及び特定需要の冬期尖頭時責任電力を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの冬期尖頭時責任電力の占める割合
- 四 非特定需要及び特定需要の発受電量を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの発受電量の占める割合

5 事業者は、送配電非関連需要について、前項各号の規定により算定された割合を基に、非特定需要及び特定需要ごとに、同項第一号の割合に二を、同項第二号の割合に〇、五を、同項第三号の割合に〇、五を、同項第四号の割合に一を乗じて得た値の合計の値を、四で除して得た値を算定しなければならない。

6 事業者は、送配電非関連需要について、第一項第五号又は第二項の規定により算定された値を基に、非特定需要及び特定需要の口数を合計した値のうち非特定需要及び特定需要ごとの口数の占める割合を算定しなければならない。

（需要種別への配分等）

第十条 事業者は、第七条の規定により整理された需要家費の合計額、第八条第一項又は第三項の規定により整理された送配電非関連費ごとの送配電非関連固定費の合計額及び送配電非関連可変費の合計額を、それぞれ、次項に定めるところにより、非特定需要及び特定需要ごとに、配分することにより整理しなければならない。

2 事業者は、次の表の上欄に掲げる送配電非関連費を、同表の中欄に掲げる割合及び値により算定し、同表の下欄に掲げる区分に整理しなければならない。

一 第八条第一項又は第三項の規定により整理された総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費、総原子力発電費及び給電費ごとの送配電非関連固定費のそれぞれの合計額	前条第五項の規定により算定された値	固有固定費
二 第八条第一項又は第三項の規定により整理された総水力発電費、総火力発電費、総新エネルギー等発電費、総原子力発電費及び給電費ごとの送配電非関連可変費のそれぞれの合計額	前条第四項第四号の規定により算定された割合	固有可変費
三 第七条の規定により整理された需要家費の合計額	前条第六項の規定により算定された割合	固有需要家費

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

関係法令における規定③（費用の配賦）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第十六条 事業者は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、特定需要について、様式第七により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

- 一 第十条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費 送配電非関連費
- 二 特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために当該事業者が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。（中略））として、特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額 送配電関連費
- 三 （略）

（供給区域別料金の決定等）

第十八条 料金は、特定需要の前条の規定により整理された総固定費、総可変費、総需要家費及び総送配電関連費の合計額（以下「特定需要原価等」という。）と原価算定期間における特定需要の料金収入が一致するように設定されなければならない。

2～4 （略）

5 事業者は、第二項の規定により契約種別ごとの料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に対する料金の設定の場合は、この限りでない。

6・7 （略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

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5節 送配電関連費等

算定規則第16条第2号及び第3号に基づいて申請事業者が算定した送配電関連費等については、認可の申請がされた特定小売供給約款上の契約種別と託送供給等約款上の契約種別との対応関係等を踏まえた適切な算定方法により算定した額であるか否かにつき審査するものとする。

審査における論点（費用の配賦）

- 費用の配賦の各段階で、料金算定規則に則って適切に算定されているか。費用の配賦に関する主な確認事項は以下のとおり。
 - 【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性
 - 【論点2】固定費の配分（2：1：1法）における規制需要の最大電力等の推計の適切性
 - 【論点3】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性
 - 【論点4】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性
 - 【論点5】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性
- なお、本資料では、7事業者（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）の申請内容に、①直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した非ネットワーク費用（以下「燃料補正後非NW費用」という。）及び②レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映したネットワーク費用※（以下「RC補正後NW費用」という。）を加えて再算定した総原価（以下「補正後総原価」という。）を基に、費用の配賦について、まとめてお示ししている。

（※）北海道電力は、今回の料金改定申請において、レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款に基づいたネットワーク費用を用いて算定している。

審査の結果①（費用の配賦）

【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性

- 東京電力EPを除く6事業者は、補正後総原価（固有費及び一般管理費に限る）の90%超が固有費及び直課により配分されていることを確認した。一方、東京電力EPは、補正後総原価の59%が固有費及び直課により配分されているが、配分する部門が「販売費」のみであることから、ABC会計手法の趣旨を踏まえ、一般管理費の100%を直課により配分すべきである。

【論点2】固定費の配分（2：1：1法）における規制需要の最大電力等の推計の適切性

- 算定誤りのあった沖縄電力を除く6事業者は、規制部門への固定費の配分比率が明らかに過大とは言えないと考えられる。また、沖縄電力は、料金算定規則に則って適切に算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。

【論点3】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性

- 沖縄電力を除く6事業者は、規制需要に係るNW費用について、料金算定規則に則って、規制需要に係る料金メニューと、託送料金メニュー（レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款）との対応関係を踏まえ、適切に算定していることを確認した。沖縄電力は、料金算定規則に則って、自社事業用電力等（自社で使用する営業所等電力等）に係るNW費用（高圧規制・低圧規制分）も含めて算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。
- その他、直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴って、供給力の変動による自社事業用電力等が変動する場合など、これらを基に算定しているNW費用については、その変動分を反映する。

審査の結果②（費用の配賦）

【論点4】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性

- 各事業者とも、「部門間で電気の使用形態が異なる」などの理由から料金原価に差が生じているものの、料金算定規則に則って算定されていることを確認した。

【論点5】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性

- 各事業者とも、料金算定規則に則って算定しており、規制部門と自由化部門の補正後総原価に含まれる事業報酬の割合は、概ね「規制部門で3～5%、自由化部門で3～4%程度」であった。

【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性①

- 電気料金の公正な設定にあたっては、各部門への合理的な費用配分が必要であり、特定の部門に紐付けることが可能な費用については、当該部門に直接配分することが望ましい。
- こうした観点から、過去（2012～2014年）の料金値上げの審査では、「**総原価の90%超が固有費及び直課により配分されていること**」を目安として、**各部門への配分の適正性を確認**してきた。
- 各事業者の固有費及び直課比率は以下のとおりであり、東京電力EPを除く**6事業者は、補正後総原価（固有費及び一般管理費に限る）の90%超が固有費及び直課により配分されていることを確認**した。一方、**東京電力EPは、補正後総原価の59%となっているが、配分する部門が「販売費」のみ**であることから、**ABC会計手法の趣旨を踏まえ、一般管理費の100%を直課により配分すべき**である。

＜北海道電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工法等	販売	合計
固有費	228 (64.2%)	3,826 (94.8%)	544 (68.1%)	25 (81.6%)	166 (64.5%)	4,789 (87.5%)
一般管理費	直課	73 (20.7%)	102 (2.5%)	150 (18.7%)	4 (12.3%)	5 (6.1%)
	帰属	25 (6.9%)	36 (0.9%)	50 (6.2%)	1 (2.4%)	43 (2.8%)
	配賦	29 (8.2%)	69 (1.7%)	55 (6.9%)	1 (3.7%)	43 (3.6%)
	127 (35.8%)	208 (5.2%)	255 (31.9%)	6 (18.4%)	91 (35.5%)	687 (12.5%)
合計	355 (100.0%)	4,035 (100.0%)	800 (100.0%)	30 (100.0%)	257 (100.0%)	5,476 (100.0%)

94%

＜東北電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工法等	販売	合計
固有費	382 (74.9%)	12,364 (96.7%)	1,378 (77.8%)	93 (78.1%)	257 (47.0%)	14,474 (92.0%)
一般管理費	直課	52 (10.2%)	158 (1.2%)	259 (14.6%)	5 (4.0%)	2 (0.4%)
	帰属	38 (7.5%)	119 (0.9%)	58 (3.3%)	10 (8.6%)	127 (23.3%)
	配賦	38 (7.5%)	150 (1.2%)	76 (4.3%)	11 (9.2%)	161 (29.4%)
	128 (25.1%)	427 (3.3%)	392 (22.2%)	26 (21.9%)	290 (53.0%)	1,263 (8.0%)
合計	510 (100.0%)	12,791 (100.0%)	1,770 (100.0%)	119 (100.0%)	547 (100.0%)	15,737 (100.0%)

95%

＜東京電力EP＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工法等	販売	合計
固有費	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	1,043 (57.9%)	1,043 (57.9%)
一般管理費	直課	- (-)	- (-)	- (-)	15 (0.8%)	15 (0.8%)
	帰属	- (-)	- (-)	- (-)	172 (9.5%)	172 (9.5%)
	配賦	- (-)	- (-)	- (-)	573 (31.8%)	573 (31.8%)
	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	759 (42.1%)	759 (42.1%)
合計	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	1,802 (100.0%)	1,802 (100.0%)

59%

＜北陸電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工法等	販売	合計
固有費	226 (73.9%)	4,333 (96.4%)	488 (75.6%)	3 (37.9%)	95 (40.8%)	5,145 (90.4%)
一般管理費	直課	0 (0.1%)	18 (0.4%)	45 (6.9%)	0 (0.1%)	1 (0.2%)
	帰属	33 (10.7%)	55 (1.2%)	32 (4.9%)	2 (23.9%)	45 (19.5%)
	配賦	47 (15.2%)	91 (2.0%)	81 (12.6%)	3 (38.1%)	91 (39.4%)
	80 (26.1%)	164 (3.6%)	158 (24.4%)	5 (62.1%)	137 (59.2%)	544 (9.6%)
合計	306 (100.0%)	4,497 (100.0%)	646 (100.0%)	9 (100.0%)	232 (100.0%)	5,689 (100.0%)

92%

【論点1】補正後総原価の各部門への配分の適切性②

＜中国電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工等	販売	合計
固有費	205 (68.3%)	6,306 (95.1%)	882 (65.5%)	16 (60.6%)	144 (50.9%)	7,552 (88.0%)
一般管理費	直課	33 (10.9%)	148 (2.2%)	294 (21.8%)	5 (20.9%)	21 (5.8%)
	帰属	41 (13.7%)	72 (1.1%)	82 (6.1%)	3 (9.9%)	93 (3.4%)
	配賦	21 (7.1%)	106 (1.6%)	89 (6.6%)	2 (8.6%)	24 (2.8%)
		95 (31.7%)	326 (4.9%)	465 (34.5%)	10 (39.4%)	139 (49.1%)
合計	300 (100.0%)	6,632 (100.0%)	1,346 (100.0%)	26 (100.0%)	283 (100.0%)	8,587 (100.0%)

94%

＜四国電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工等	販売	合計
固有費	126 (69.8%)	2,747 (95.8%)	744 (82.2%)	3 (58.2%)	139 (57.0%)	3,759 (89.5%)
一般管理費	直課	24 (13.3%)	64 (2.2%)	124 (13.8%)	0 (6.6%)	1 (0.5%)
	帰属	15 (8.4%)	26 (0.9%)	17 (1.9%)	1 (18.3%)	54 (21.9%)
	配賦	15 (8.5%)	30 (1.0%)	19 (2.1%)	1 (16.9%)	51 (20.7%)
		54 (30.2%)	119 (4.2%)	161 (17.8%)	2 (41.8%)	105 (43.0%)
合計	180 (100.0%)	2,867 (100.0%)	905 (100.0%)	5 (100.0%)	245 (100.0%)	4,202 (100.0%)

95%

＜沖縄電力＞

(単位：億円)

区分	水力	火力	原子力	新工等	販売	合計
固有費	0 (0.0%)	1,497 (93.7%)	0 (0.0%)	1 (61.1%)	58 (56.4%)	1,556 (91.4%)
一般管理費	直課	0 (100.0%)	58 (3.6%)	0 (0.0%)	1 (34.4%)	7 (6.5%)
	帰属	0 (0.0%)	25 (1.6%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	29 (28.4%)
	配賦	0 (0.0%)	17 (1.1%)	0 (0.0%)	0 (4.6%)	9 (8.7%)
		0 (100.0%)	101 (6.3%)	0 (0.0%)	1 (38.9%)	45 (43.6%)
合計	0 (100.0%)	1,597 (100.0%)	0 (0.0%)	2 (100.0%)	103 (100.0%)	1,702 (100.0%)

95%

【参考】過去の査定方針（H25年／東北電力・四国電力・北海道電力）

（1）個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。（中略）

総原価の90%超（東北電力：約93%、四国電力：92%、北海道電力：92%）が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

（出典）東北電力株式会社、四国電力株式会社及び北海道電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（平成25年8月経済産業省）

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性①

- **固定費の自由化部門と規制部門への配分**は、料金算定規則に則って「**2：1：1法**」で行われ、各事業者の規制部門への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。
- 仮に、規制部門への固定費の配分比率が過大になると、規制部門の需要家の負担が過大となる。そのため、事務局で、各事業者に**規制部門の需要の最大電力（kW）等の算定方法を確認**した結果、「**スマートメーターの過去の実績データに基づく推計値が用いられている**」との説明があった。
- そのため、算定誤りのあった沖縄電力（※詳細は後述）を除き、**規制部門への固定費の配分比率が明らかに過大になっているとは言えない**と考えられる。

【北海道電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	3,371 (77.306%)	2,754 (84.255%)	3,107 (78.630%)	20,434 (82.337%)
規制部門 (特定需要)	990 (①22.694%)	515(②15.745%)	844(③21.370%)	4,384(④17.663%)
合計	4,361	3,269	3,951	24,818

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①22.694\% \times 2 + ②15.745\% \times 0.5 + ③21.370\% \times 0.5 + ④17.663\% \times 1) \div 4 = \mathbf{20.402\%}$$

【東北電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	10,326 (84.632%)	9,895 (85.641%)	10,326 (86.526%)	62,920 (86.701%)
規制部門 (特定需要)	1,875 (①15.368%)	1,659 (②14.359%)	1,608 (③13.474%)	9,651 (④13.299%)
合計	12,201	11,554	11,934	72,571

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①15.368\% \times 2 + ②14.359\% \times 0.5 + ③13.474\% \times 0.5 + ④13.299\% \times 1) \div 4 = \mathbf{14.488\%}$$

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性②

【東京電力EP】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	30,657 (78.94%)	30,657 (81.99%)	27,506 (77.69%)	163,808 (82.63%)
規制部門 (特定需要)	8,177 (①21.06%)	6,732(②18.01%)	7,900(③22.31%)	34,438 (④17.37%)
合計	38,834	37,389	35,406	198,246

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①21.06\% \times 2 + ②18.01\% \times 0.5 + ③22.31\% \times 0.5 + ④17.37\% \times 1) \div 4 = \mathbf{19.91\%}$$

【北陸電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	4,393.8 (92.579%)	4,393.8 (92.771%)	4,290.8 (92.828%)	25,431.7 (93.466%)
規制部門 (特定需要)	352.2 (①7.421%)	342.4 (②7.229%)	331.5 (③7.172%)	1,778.0 (④6.534%)
合計	4,746.0	4,736.2	4,622.3	27,209.7

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①7.421\% \times 2 + ②7.229\% \times 0.5 + ③7.172\% \times 0.5 + ④6.534\% \times 1) \div 4 = \mathbf{7.144\%}$$

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性③

【中国電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	7,619.4 (88.528%)	7,619.4 (89.184%)	7,400.3 (89.291%)	45,234 (91.667%)
規制部門 (特定需要)	987.4 (①11.472%)	924.1 (②10.816%)	887.5 (③10.709%)	4,112 (④8.333%)
合計	8,606.8	8,543.5	8,287.8	49,346

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①11.472\% \times 2 + ②10.816\% \times 0.5 + ③10.709\% \times 0.5 + ④8.333\% \times 1) / 4 = \mathbf{10.510\%}$$

【四国電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	3,780 (87.017%)	3,780 (87.318%)	3,528 (88.510%)	21,211.7 (89.980%)
規制部門 (特定需要)	564 (①12.983%)	549 (②12.682%)	458 (③11.490%)	2,362.1 (④10.020%)
合計	4,344	4,329	3,986	23,573.8

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

$$= (①12.983\% \times 2 + ②12.682\% \times 0.5 + ③11.490\% \times 0.5 + ④10.020\% \times 1) / 4 = \mathbf{12.018\%}$$

【論点2】固定費の配分における規制需要の最大電力等の推計の適切性④

- 沖縄電力の規制部門（高圧規制及び低圧規制）への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。
- 固定費の3需要種別（①自由化部門、②高圧規制、③低圧規制）への配分にあたって、高圧規制と低圧規制の最大電力（kW）を算定するため、スマートメーターの過去の実績データに基づく推計値が用いられているが、自由化部門は「特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要」であるべきところ、沖縄電力は、それぞれの最大電力の値を用いて算定していることが確認された。その結果、最大電力に係る規制部門（高圧規制と低圧規制）の割合が過少に算定されていた。
- 以上を踏まえ、料金算定規則に則って適切に算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。

【沖縄電力】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	753 (56.027%)	658 (54.880%)	480 (59.926%)	4,068 (64.913%)
規制部門 (高圧規制)	219 (①16.295%)	219 (②18.265%)	98 (③12.235%)	799 (④12.751%)
規制部門 (低圧規制)	372 (⑤27.678%)	322 (⑥26.855%)	223 (⑦27.839%)	1,400 (⑧22.336%)
合計	1,344	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率 (%)

高圧規制：(① %×2 + ② %×0.5 + ③ %×0.5 + ④ %×1) / 4 = **15.148%**

低圧規制：(⑤ %×2 + ⑥ %×0.5 + ⑦ %×0.5 + ⑧ %×1) / 4 = **26.260%**

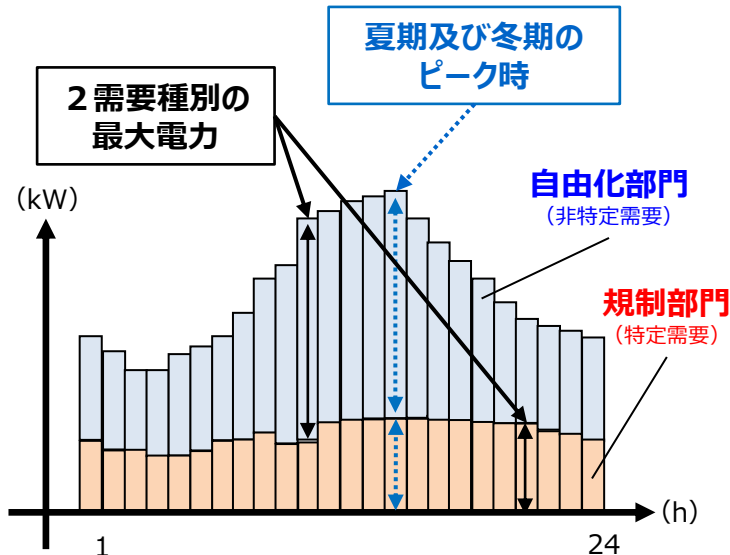
【参考】固定費の配分方法（2：1：1法） <再掲>

- **固定費**（販売電力量にかかわらず必要な費用であり、概ねkWに比例する原価が対象）を**需要種別に配分**する際には、料金算定規則に基づき、以下に示す「**2：1：1法**」が用いられる。
- 「**2：1：1法**」は、以下の①～③を合成した比率を用いて、**固定費***1を**2需要種別***2（自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由の合成）と規制部門（低圧規制））に**配分する方法**である。
 - ①各需要種別の**最大電力（kW）の比率**に、「**2**」のウェイト。
 - ②**夏期及び冬期のピーク時（尖頭時）における各需要種別の需要電力（kW）の比率**に、「**1**」（夏期：0.5、冬期：0.5）のウェイト。
 - ③各需要種別の**発受電量（kWh）の比率**に、「**1**」のウェイト。

※1：水力発電費・火力発電費・原子力発電費・新エネルギー等発電費・給電費のうち、固定費に配分された費用。

※2：沖縄電力では、3需要種別（①自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成）、②高圧規制及び③低圧規制）に配分。

【イメージ図】



固定費の2需要種別への配分イメージ

	最大電力 (kW)	ピーク時の需要電力 (kW) (尖頭時責任電力)		発受電量 (kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門 (非特定需要)	460 (92.0%)	445 (92.7%)	437 (93.0%)	2,800 (93.3%)
規制部門 (特定需要)	40 (①8.0%)	35 (②7.3%)	33 (③7.0%)	200 (④6.7%)
合計	500 (100.0%)	480 (100.0%)	470 (100.0%)	3,000 (100.0%)



「2：1：1法」による計算結果

規制部門（特定需要）への固定費の配分比率（%）

$$= (\text{①}8.0\% \times 2 + \text{②}7.3\% \times 0.5 + \text{③}7.0\% \times 0.5 + \text{④}6.7\% \times 1) \div 4 = \text{約}7.5\%$$

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計①

- 北海道電力及び東北電力の2需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

<北海道電力>

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)


時間	規制部門	自由化部門	合計
1	475	3,069	3,544
2	483	3,242	3,725
3	505	3,302	3,807
4	488	3,234	3,722
5	398	3,270	3,668
6	432	3,167	3,599
7	480	3,249	3,729
8	497	3,157	3,654
9	490	3,273	3,763
10	476	3,300	3,776
11	477	3,294	3,771
12	469	3,254	3,723
13	460	3,081	3,541
14	479	3,260	3,739
15	497	3,371	3,868
16	556	3,322	3,878
17	697	3,246	3,943
18	844	3,107	3,951
19	987	2,870	3,857
20	990	2,651	3,641
21	929	2,643	3,572
22	769	2,629	3,398
23	596	2,716	3,312
24	498	3,133	3,631
計	13,972	74,840	88,812
尖頭	844	3,107	3,951
個別	990	3,371	4,361


<東北電力>

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	1,187	8,454	9,641
2	1,108	8,847	9,955
3	1,076	9,200	10,276
4	1,091	9,376	10,467
5	1,168	9,412	10,580
6	1,366	9,454	10,820
7	1,645	9,558	11,203
8	1,674	9,427	11,101
9	1,671	10,082	11,753
10	1,608	10,326	11,934
11	1,539	10,217	11,756
12	1,511	10,069	11,580
13	1,505	9,855	11,360
14	1,478	10,058	11,536
15	1,477	9,965	11,442
16	1,516	10,064	11,580
17	1,711	9,859	11,570
18	1,847	9,892	11,739
19	1,868	9,697	11,565
20	1,875	9,575	11,450
21	1,830	9,227	11,057
22	1,727	8,868	10,595
23	1,551	8,489	10,040
24	1,374	8,684	10,058
計	36,403	228,655	265,058
尖頭	1,608	10,326	11,934
個別	1,875	10,326	12,201

 冬期尖頭時責任電力（規制部門）

 冬期尖頭時責任電力（合計）

 最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計②

- 東京電力EP及び北陸電力の2需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

<東京電力EP>

※表は2023～2025年度平均冬期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	4,850	19,105	23,955
2	4,297	19,048	23,344
3	4,018	19,142	23,160
4	3,971	19,024	22,995
5	4,211	18,888	23,100
6	4,976	19,232	24,208
7	6,197	20,938	27,135
8	6,787	23,039	29,826
9	6,601	26,072	32,673
10	6,316	27,774	34,090
11	6,016	27,815	33,831
12	5,999	27,646	33,646
13	5,998	26,599	32,597
14	6,013	27,502	33,516
15	6,090	27,576	33,666
16	6,367	27,542	33,909
17	7,037	27,897	34,934
18	7,900	27,506	35,406
19	8,167	26,548	34,715
20	8,177	25,224	33,401
21	8,105	23,944	32,049
22	7,757	22,642	30,399
23	7,067	21,667	28,734
24	6,127	21,141	27,268
計	149,045	573,511	722,557
尖頭	7,900	27,506	35,406
個別	8,177	27,897	36,074

<北陸電力>

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	208.7	2,795.7	3,004.4
2	189.0	2,737.5	2,926.6
3	175.2	2,803.7	2,978.9
4	167.6	2,888.4	3,056.0
5	166.2	2,882.0	3,048.1
6	168.7	2,837.4	3,006.0
7	200.4	2,895.6	3,095.9
8	236.0	3,186.3	3,422.3
9	271.6	3,740.7	4,012.4
10	297.4	4,141.5	4,438.9
11	312.4	4,288.8	4,601.2
12	330.6	4,382.3	4,712.9
13	342.2	4,293.5	4,635.7
14	342.7	4,385.5	4,728.2
15	342.4	4,393.8	4,736.2
16	342.1	4,337.5	4,679.5
17	344.4	4,287.7	4,632.1
18	341.9	4,062.5	4,404.4
19	342.4	3,897.9	4,240.3
20	352.2	3,706.0	4,058.2
21	333.5	3,518.5	3,852.0
22	306.7	3,349.0	3,655.7
23	271.8	3,199.2	3,471.0
24	239.1	3,029.0	3,268.1
計	6,625.0	86,040.0	92,665.0
尖頭	342.4	4,393.8	4,736.2
個別	352.2	4,393.8	4,746.0

夏期又は冬期尖頭時責任電力（規制部門）

夏期又は冬期尖頭時責任電力（合計）

最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計③

- 中国電力及び四国電力の2需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。

<中国電力>

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)


時間	規制部門	自由化部門	合計
1	422.9	4,900.2	5,323.0
2	384.4	4,690.8	5,075.2
3	367.9	4,672.8	5,040.7
4	350.4	4,862.4	5,212.8
5	340.3	4,924.7	5,264.9
6	356.6	4,911.6	5,268.1
7	425.8	4,977.5	5,403.4
8	511.3	5,336.4	5,847.6
9	614.1	6,179.0	6,793.1
10	705.1	6,765.7	7,470.8
11	772.6	6,974.2	7,746.8
12	844.2	7,143.7	7,987.9
13	882.6	7,095.8	7,978.4
14	909.0	7,556.6	8,465.6
15	924.1	7,619.4	8,543.5
16	972.5	7,489.5	8,462.0
17	987.4	7,421.0	8,408.4
18	954.3	7,029.8	7,984.1
19	914.8	6,757.7	7,672.5
20	901.7	6,466.4	7,368.1
21	807.9	6,216.6	7,024.5
22	706.5	5,956.5	6,663.1
23	621.1	5,614.0	6,235.1
24	478.4	5,426.8	5,905.2
計	16,155.7	146,989.2	163,144.9
尖頭	924.1	7,619.4	8,543.5
個別	987.4	7,619.4	8,606.8


<四国電力>

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	規制部門	自由化部門	合計
1	334	2,210	2,544
2	299	2,077	2,376
3	276	2,093	2,369
4	262	2,192	2,454
5	257	2,308	2,565
6	270	2,388	2,658
7	309	2,333	2,642
8	358	2,513	2,871
9	411	3,113	3,524
10	450	3,470	3,920
11	476	3,607	4,083
12	508	3,691	4,199
13	534	3,611	4,145
14	543	3,771	4,314
15	549	3,780	4,329
16	550	3,732	4,282
17	555	3,679	4,234
18	555	3,496	4,051
19	563	3,369	3,932
20	564	3,197	3,761
21	534	2,993	3,527
22	492	2,775	3,267
23	440	2,561	3,001
24	386	2,460	2,846
計	10,475	71,419	81,894
尖頭	549	3,780	4,329
個別	564	3,780	4,344

 夏期尖頭時責任電力（規制部門）

 夏期尖頭時責任電力（合計）

 最大電力

【参考】低圧規制需要の最大電力（kW）等の推計④


- 沖縄電力の3需要種別の時間帯需要の推計は以下のとおり。


＜沖縄電力＞

※表は2023～2025年度平均夏期最重負荷日の例示

(単位:千kW)

時間	低圧規制	高圧規制	自由化部門				合計
			低圧	高圧	特高	計	
1	267	92	228	147	170	545	904
2	244	87	217	139	166	522	853
3	227	85	247	134	164	545	857
4	215	83	254	134	162	550	848
5	212	83	239	134	161	534	829
6	219	88	221	139	165	525	832
7	231	98	202	158	177	537	866
8	256	116	190	186	178	554	926
9	274	157	188	219	190	597	1,028
10	290	195	183	254	198	635	1,120
11	299	208	182	258	202	642	1,149
12	304	211	183	258	203	644	1,159
13	308	199	188	247	201	636	1,143
14	312	207	188	252	199	639	1,158
15	313	215	189	255	200	644	1,172
16	322	219	198	262	198	658	1,199
17	326	205	212	255	195	662	1,193
18	344	182	235	239	192	666	1,192
19	359	159	268	220	187	675	1,193
20	372	144	288	204	187	679	1,195
21	363	130	286	192	182	660	1,153
22	352	120	276	181	177	634	1,106
23	330	109	267	170	171	608	1,047
24	304	103	254	160	161	575	982
計	7,043	3,495	5,383	4,797	4,386	14,566	25,104
尖頭	322	219	198	262	198	658	1,199
個別	372	219	288	262	203	753	1,344

 夏期尖頭時責任電力（規制部門）

 夏期尖頭時責任電力（合計）

 最大電力

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（1）

- 沖縄電力は、最大電力等の各需要種別の推計（2：1：1法）において、最大電力（kW）を算定する際、料金算定規則では、**自由化部門は「特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要」であるべきところ、沖縄電力は、それぞれの最大電力の値を用いて算定**していた。

（参考） 2：1：1比の算定結果



$$\text{○ 2:1:1比 (\%)} = \frac{(\text{最大電力ウエイト} \times 2 + \text{夏季尖頭時責任電力ウエイト} \times 0.5 + \text{冬季尖頭時責任電力} \times \text{ウエイト} 0.5 + \text{発受電量ウエイト} \times 1)}{4}$$

【2:1:1比の諸元イメージ】



【送配電非関連固定費の配分比率】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力(10 ³ kW)		発受電量 (10 ⁶ kWh)	口数 (千口)	固定費 配分比率
		夏季	冬季			
非特定需要	753 (56.027%)	658 (54.880%)	480 (59.926%)	4,068 (64.913%)	3,204 (34.096%)	58.592%
特定高圧需要	219 (16.295%)	219 (18.265%)	98 (12.235%)	799 (12.751%)	36 (0.383%)	15.148%
特定低圧需要	372 (27.678%)	322 (26.855%)	223 (27.839%)	1,400 (22.336%)	6,157 (65.521%)	26.260%
合計	1,344 (100%)	1,199 (100%)	801 (100%)	6,267 (100%)	9,397 (100%)	100%

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（2）

- 沖縄電力の自由化部門に係る最大電力（kW）等の算定において、料金算定規則に則って、自由化部門を特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要で再算定した場合、規制部門（高圧規制及び低圧規制）への固定費の配分比率の算定結果は以下のとおり。

【申請ベース】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門	753(56.027%)	658(54.880%)	480(59.926%)	4,068(64.913%)
高圧規制	219(①16.295%)	219(②18.265%)	98(③12.235%)	799(④12.751%)
低圧規制	372(⑤27.678%)	322(⑥26.855%)	223(⑦27.839%)	1,400(⑧22.336%)
合計	1,344	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率（%）

高圧規制：(① %×2 + ② %×0.5 + ③ %×0.5 + ④ %×1) / 4 = **15.148 %**

低圧規制：(⑤ %×2 + ⑥ %×0.5 + ⑦ %×0.5 + ⑧ %×1) / 4 = **26.260 %**

【2：1：1再算定後】

	最大電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発電電力量 (10 ⁶ kWh)
		夏期	冬期	
自由化部門	679(53.465%)	658(54.879%)	480(59.925%)	4,068(64.913%)
高圧規制	219(①17.244%)	219(②18.265%)	98(③12.235%)	799(④12.751%)
低圧規制	372(⑤29.291%)	322(⑥26.856%)	223(⑦27.840%)	1,400(⑧22.336%)
合計	1,270	1,199	801	6,267

・規制部門への固定費の配分比率（%）

高圧規制：(① %×2 + ② %×0.5 + ③ %×0.5 + ④ %×1) / 4 = **15.622 %**

低圧規制：(⑤ %×2 + ⑥ %×0.5 + ⑦ %×0.5 + ⑧ %×1) / 4 = **27.067 %**

(出典) 沖縄電力(株) 説明資料 (一部編集)

【参考】沖縄電力の2：1：1法における最大電力等の算定方法（3）

- 沖縄電力の自由化部門に係る最大電力（kW）等の算定において、料金算定規則に則って、**自由化部門を特別高圧・高圧自由・低圧自由の合成需要で再算定した場合**、規制部門（高圧規制及び低圧規制）の**燃料補正後非NW費用（送配電非関連費）の算定結果**は以下のとおり。

【送配電非関連費の比較】

（単位：百万円、百万kWh、円/kWh）

		燃料補正後非NW費用			2：1：1再算定後			差異		
		原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
自由	特高・高圧・低圧	106,341	3,943	26.97	105,857	3,943	26.84	▲484	0	▲0.13
規制	高圧	22,148	780	28.41	22,327	780	28.64	179	0	0.23
	低圧	39,868	1,319	30.22	40,173	1,319	30.45	305	0	0.23
計		168,357	6,042	27.87	168,357	6,042	27.87	0	0	0.00

（出典）沖縄電力（株）説明資料（抜粋）

【参考】関係法令における規定（費用の配賦・沖縄電力）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（需要等の算定）

第二十三条 沖縄電力は、送配電非関連需要（沖縄電力が小売供給を行う場合の需要をいう。以下同じ。）について、**原価算定期間における次の各号に掲げる値を、非特定需要（特別高圧需要、高圧需要(特定需要を除く。)及び低圧需要(特定需要を除く。))を合成した需要をいう。）、特定高圧需要（高圧需要である特定需要をいう。以下この項及び第三十条において同じ。）及び特定低圧需要（低圧需要である特定需要をいう。以下この項及び第三十条において同じ。）**（以下この款において「**三需要種別**」という。）ごとに、供給計画等を基に算定しなければならない。

- 一 最大電力
- 二 夏期尖頭時責任電力
- 三 冬期尖頭時責任電力
- 四 発受電量
- 五 口数

2・3 （略）

4 沖縄電力は、送配電非関連需要について、第一項又は第二項の規定により算定された値を基に、次の各号に掲げる割合を算定しなければならない。

- 一 三需要種別の最大電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの最大電力の占める割合
- 二 三需要種別の夏期尖頭時責任電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの夏期尖頭時責任電力の占める割合
- 三 三需要種別の冬期尖頭時責任電力を合計した値のうちに三需要種別ごとの冬期尖頭時責任電力の占める割合
- 四 三需要種別の発受電量を合計した値のうちに三需要種別ごとの発受電量の占める割合

5 沖縄電力は、送配電非関連需要について、前項各号の規定により算定された割合を基に、三需要種別ごとに、前項第一号の割合に二を、同項第二号の割合に〇・五を、同項第三号の割合に〇・五を、同項第四号の割合に一を乗じて得た値の合計の値を、四で除して得た値を算定しなければならない。

6 沖縄電力は、送配電非関連需要について、第一項第五号又は第二項の規定により算定された値を基に、三需要種別の口数を合計した値のうちに三需要種別ごとの口数の占める割合を算定しなければならない。

【論点3】規制需要に係るネットワーク（NW）費用の算定の適切性

- 沖縄電力を除く6事業者は、規制需要に係るNW費用について、料金算定規則に則って、規制需要に係る料金メニューと託送料金メニュー（レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款）との対応関係を踏まえ適切に算定していることを確認した。
- 一方、沖縄電力は、料金算定規則上、自社事業用電力等（自社で使用する営業所等電力等）に係るNW費用（高圧規制・低圧規制分）も含めて算定すべきところ、これらを含めて算定していなかった。
- このため、料金算定規則に則って、当該費用も含めて算定するよう、料金原価の補正を求めることとする。

自社事業用電力等に係るNW費用等の扱い

	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
①営業所等電力	○	○	○	○	○	○	×
②発電所の停止中所内電力	○	○	○	○	○	○	×
③揚水口スに係る電力	○	○	○	○	○	○	-
④その他（近接性評価割引の適用）	○	○	○	○	○	○	×

（注）含めている：○、含めていない：×、該当なし：-

【参考】沖縄電力の自社事業用電力に係るNW費用の算定

- 沖縄電力の自社事業用電力に係るNW費用（送配電関連費）について、料金算定規則に則って、**規制部門（高圧規制及び低圧規制）のRC補正後NW費用を再算定した結果は、以下のとおり。**

【送配電関連費の比較】

（単位：百万円、百万kWh、円/kWh）

		RC補正後NW費用			再算定後			差異		
		原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
自由	特高・高圧・低圧	29,354	3,943	7.45	29,589	3,943	7.50	235	0	0.06
規制	高圧	5,529	780	7.09	5,578	780	7.15	49	0	0.06
	低圧	16,545	1,319	12.54	16,634	1,319	12.61	88	0	0.07
計		51,428	6,042	8.51	51,801	6,042	8.57	373	0	0.06

（出典）沖縄電力（株）説明資料（抜粋）

【参考】関係法令における規定（費用の配賦・沖縄電力）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

第十六条 事業者は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、特定需要について、様式第七により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

一 第十条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費
送配電非関連費

二 特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために当該事業者が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。（中略））として、特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は特別関係事業者（一般送配電事業者であるものに限る。）が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額 送配電関連費

三 （略）

第三十条 沖縄電力は、次の各号に掲げる費用を、それぞれ当該各号に定める費用に整理し、二需要種別（特定高圧需要及び特定低圧需要をいう。以下この款において同じ。）について、様式第七の二により送配電非関連費及び送配電関連費等計算表を作成しなければならない。

一 第二十四条の規定により整理された固有固定費、固有可変費及び固有非ネットワーク需要家費並びに前条の規定により整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加非ネットワーク需要家費 送配電非関連費

二 特定需要に応ずる電気の供給に係る託送供給に要する費用に相当する額（その小売電気事業等を行うために沖縄電力が使用する電気（特定需要に応ずるものに限る。）に係る託送供給に要する費用に相当する額を含む。以下同じ。）を、沖縄電力が法第十八条第一項の認可の申請をした託送供給等約款又は沖縄電力が同項の認可を受けた託送供給等約款（同条第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があったとき、又は法第十九条第二項の規定による変更があったときは、その変更後のもの）に基づき算定した額 送配電関連費

三 （略）

【論点4】規制部門と自由化部門への原価配分の適切性

【論点5】規制部門と自由化部門への事業報酬の配分の適切性

- 非NW費用については、料金算定規則に則って、固定費は「2：1：1」法、可変費は発受電量比率、需要家費は契約口数比率等を用い、規制部門と自由化部門に原価配分することとなっている。
- 補正後総原価に係る規制部門と自由化部門の原価配分を確認したところ、各事業者とも、部門間で電気の使用形態が異なるなどの理由から料金原価に差が生じているものの、料金算定規則に則って算定されていることを確認した。
- また、補正後総原価に係る規制部門と自由化部門への事業報酬の配分も確認したところ、料金算定規則に則って算定されており、各事業者とも、規制部門と自由化部門の補正後総原価に含まれる事業報酬の割合は、概ね「規制部門で3～5%、自由化部門で3～4%程度」であった。

【北海道電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後			補正後 NW費用 (託送費用)
		非NW費用 (電源費用等)	うち電源費用	うち需要家費	
規制部門	1,672 (41.40)	1,249 (30.93)	1,117 (27.66)	132 (3.27)	423 (10.47)
自由化部門	6,148 (31.77)	5,012 (25.90)	4,939 (25.53)	72 (0.37)	1,136 (5.87)

規制部門
 最大電力：990MW
 電力量：4,037GWh
 口数：24,099千口

自由化部門
 最大電力：3,371 MW
 電力量：19,348GWh
 口数：13,214千口

【規制部門の単価が自由化部門より高い理由】

- ① ピークに合わせて形成される発電所等の設備に係る人件費・修繕費・減価償却費・事業報酬等の固定費については、電力量（kWh）だけではなく、ピーク電力（kW）等も勘案して配分。規制部門の需要家は、自由化部門の需要家よりも、需要変動が大きい（負荷率が低い）ため、規制部門に配分される割合が大きくなる。
- ② 集金や調定に係る需要家費は、契約口数比で配分されるため、これに係る人件費等は規制部門に配分される割合が大きくなる。

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分①（補正後総原価ベース）

- 北海道電力及び東北電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【北海道電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	1,672 (41.40)	1,249 (30.93)	1,117 (27.66)	132 (3.27)	423 (10.47)
自由化部門	6,148 (31.77)	5,012 (25.90)	4,939 (25.53)	72 (0.37)	1,136 (5.87)

規制部門

最大電力 : 990MW
電力量 : 4,037GWh
口数 : 24,099千口

自由化部門

最大電力 : 3,371 MW
電力量 : 19,348GWh
口数 : 13,214千口

【東北電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	3,369 (38.03)	2,332 (26.33)	2,176 (24.57)	156 (1.76)	1,036 (11.70)
自由化部門	16,947 (28.29)	13,920 (23.24)	13,856 (23.13)	64 (0.11)	3,027 (5.05)

規制部門

最大電力 : 1,875MW
電力量 : 8,858GWh
口数 : 53,775千口

自由化部門

最大電力 : 10,326 MW
電力量 : 59,904GWh
口数 : 22,010千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分②（補正後総原価ベース）

- 東京電力EP及び北陸電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【東京電力EP】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	11,865 (36.93)	8,862 (27.58)	8,209 (25.55)	653 (2.03)	3,002 (9.34)
自由化部門	44,922 (28.41)	37,941 (24.00)	37,650 (23.81)	291 (0.18)	6,981 (4.42)

規制部門

最大電力 : 8,177MW
電力量 : 32,131GWh
口数 : 174,635千口

自由化部門

最大電力 : 30,657MW
電力量 : 158,099GWh
口数 : 77,814千口

【北陸電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	611 (37.00)	442 (26.74)	382 (23.14)	59 (3.59)	169 (10.26)
自由化部門	6,535 (26.81)	5,360 (21.99)	5,308 (21.78)	52 (0.21)	1,175 (4.82)

規制部門

最大電力 : 352.2MW
電力量 : 1,652GWh
口数 : 12,896千口

自由化部門

最大電力 : 4,393.8 MW
電力量 : 24,377GWh
口数 : 11,353千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分③（補正後総原価ベース）

- 中国電力及び四国電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【中国電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用 (電源費用等)		補正後NW費用 (託送費用)	
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	1,418 (37.48)	1,014 (26.79)	962 (25.43)	51 (1.36)	404 (10.68)
自由化部門	12,042 (27.98)	9,910 (23.03)	9,852 (22.90)	58 (0.13)	2,131 (4.95)

規制部門

最大電力 : 987.4 MW
電力量 : 3,783 GWh
口数 : 26,058 千口

自由化部門

最大電力 : 7,619.4 MW
電力量 : 43,031 GWh
口数 : 29,330 千口

【四国電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後非NW費用 (電源費用等)		補正後NW費用 (託送費用)	
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門	796 (36.64)	555 (25.54)	506 (23.26)	50 (2.28)	241 (11.09)
自由化部門	5,355 (26.45)	4,268 (21.08)	4,230 (20.89)	39 (0.19)	1,087 (5.37)

規制部門

最大電力 : 564MW
電力量 : 2,173GWh
口数 : 16,142千口

自由化部門

最大電力 : 3,780 MW
電力量 : 20,247GWh
口数 : 12,540千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分④（補正後総原価ベース）

- 沖縄電力における規制部門と自由化部門の原価配分は以下のとおり。

【沖縄電力】

単位：億円、カッコ内は単価（円/kWh）

	補正後総原価	補正後 非NW費用 (電源費用等)			補正後 NW費用 (託送費用)
		うち電源費用	うち需要家費		
規制部門 (低圧規制)	564 (42.76)	399 (30.22)	387 (29.32)	12 (0.90)	165 (12.54)
規制部門 (高圧規制)	277 (35.50)	221 (28.41)	221 (28.40)	0 (0.01)	55 (7.09)
自由化部門	1,357 (34.42)	1,063 (26.97)	1,057 (26.81)	6 (0.16)	294 (7.45)

低圧規制部門

最大電力 : 372MW
電力量 : 1,319GWh
口数 : 6,157千口

高圧規制部門

最大電力 : 219MW
電力量 : 780GWh
口数 : 36千口

自由化部門

最大電力 : 753MW
電力量 : 3,943GWh
口数 : 3,204千口

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分比較①（補正後総原価ベース）

- 各事業者の規制部門と自由化部門の原価配分比較は以下のとおり。

(単位：億円、円/kWh)

北海道電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	349	8.65	768	19.01	132	3.27	423	10.47	1,672	41.40
自由部門	1,362	7.04	3,577	18.49	72	0.37	1,136	5.87	6,148	31.77
合計	1,711	7.32	4,344	18.58	204	0.87	1,559	6.67	7,819	33.44

東北電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	538	6.07	1,639	18.50	156	1.76	1,036	11.70	3,369	38.03
自由部門	3,174	5.30	10,682	17.83	64	0.11	3,027	5.05	16,947	28.29
合計	3,712	5.40	12,321	17.92	220	0.32	4,064	5.91	20,316	29.55

東京電力EP	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	1,906	5.93	6,303	19.62	653	2.03	3,002	9.34	11,865	36.93
自由部門	7,669	4.85	29,982	18.96	291	0.18	6,981	4.42	44,922	28.41
合計	9,575	5.03	36,284	19.07	945	0.50	9,983	5.25	56,787	29.85

北陸電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	123	7.47	259	15.68	59	3.59	169	10.26	611	37.00
自由部門	1,604	6.58	3,704	15.20	52	0.21	1,175	4.82	6,535	26.81
合計	1,727	6.64	3,963	15.23	112	0.43	1,344	5.17	7,147	27.46

中国電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	294	7.76	669	17.67	51	1.36	404	10.68	1,418	37.48
自由部門	2,500	5.81	7,352	17.09	58	0.13	2,131	4.95	12,042	27.98
合計	2,793	5.97	8,021	17.13	109	0.23	2,536	5.42	13,459	28.75

【参考】規制部門と自由化部門の原価配分比較②（補正後総原価ベース）

- 各事業者の規制部門と自由化部門の原価配分比較は以下のとおり。

(単位：億円、円/kWh)

四国電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	187	8.60	319	14.66	50	2.28	241	11.09	796	36.64
自由部門	1,368	6.76	2,862	14.13	39	0.19	1,087	5.37	5,355	26.45
合計	1,555	6.94	3,180	14.18	88	0.39	1,328	5.92	6,151	27.44

沖縄電力	固定費		可変費		需要家費		送配電関連費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門（低圧）	99	7.52	288	21.80	12	0.90	165	12.54	564	42.76
規制部門（高圧）	57	7.34	164	21.06	0	0.01	55	7.09	277	35.50
自由部門	221	5.61	836	21.20	6	0.16	294	7.45	1,357	34.42
合計	378	6.25	1,288	21.32	18	0.30	514	8.51	2,198	36.38

【参考】規制部門と自由化部門における事業利益率の推移等

- 各事業者の規制部門と自由化部門における事業利益率（実績）の推移と、前回の料金改定時及び今回の補正後総原価に対する事業報酬の割合（原価）は以下のとおり。

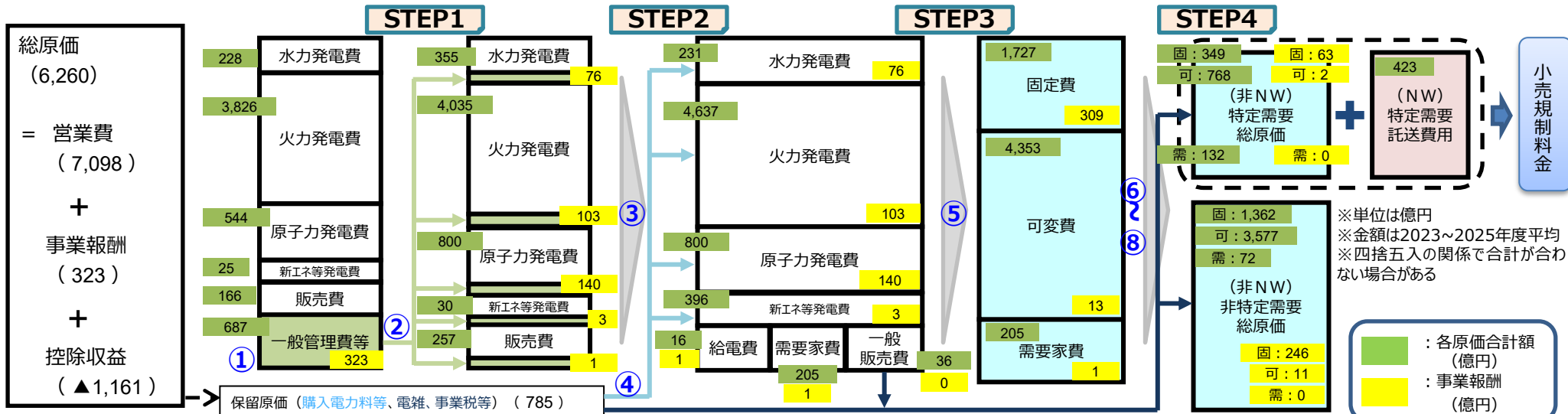
（単位：％）

		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	
		規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門
原価	前回改定時の総原価に対する事業報酬の割合※	6.1	5.2	6.4	5.2	5.6	4.1	6.8	7.2	6.6	5.5	6.2	5.4	6.1	5.0
実績	2017年度の事業利益率	0.4	4.0	2.6	6.2	2.5	2.6	0.2	▲0.8	1.4	2.9	2.6	3.5	4.8	2.5
実績	2018年度の事業利益率	1.4	6.8	2.4	4.1	2.2	1.1	▲3.9	1.6	1.4	0.4	▲1.0	3.9	0.6	2.7
実績	2019年度の事業利益率	2.5	6.6	5.7	6.4	3.0	0.2	▲2.6	5.5	2.7	4.5	▲1.3	5.6	2.8	6.5
実績	2020年度の事業利益率	11.6	7.3	8.6	▲3.5	4.9	▲2.3	3.5	▲3.6	6.6	▲3.7	0.0	▲7.7	5.8	7.4
実績	2021年度の事業利益率	7.1	1.5	2.6	▲10.8	3.0	▲4.3	▲2.8	▲9.3	1.6	▲12.1	▲0.5	▲10.1	0.1	0.1
原価	今回の補正後総原価に対する事業報酬の割合※	3.9 (5.3)	4.2 (5.1)	3.4 (5.0)	3.2 (3.9)	1.0 (1.3)	0.4 (0.5)	4.9 (6.7)	3.4 (4.2)	3.9 (5.4)	3.9 (4.8)	3.2 (4.6)	3.4 (4.3)	3.0 (4.1)	2.6 (3.4)

※総原価に対する事業報酬の割合は、前回改定時（現在の規制部門と自由化部門の範囲に組替後）又は今回の補正後における想定値（今回の補正後の括弧書きは、総原価のうち非NW費用に対する事業報酬の割合）。

各年度の事業利益率は、部門別収支計算書から、電気事業収益に対する電気事業利益の割合（実績値）を算定。

【参考】北海道電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生的主要原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

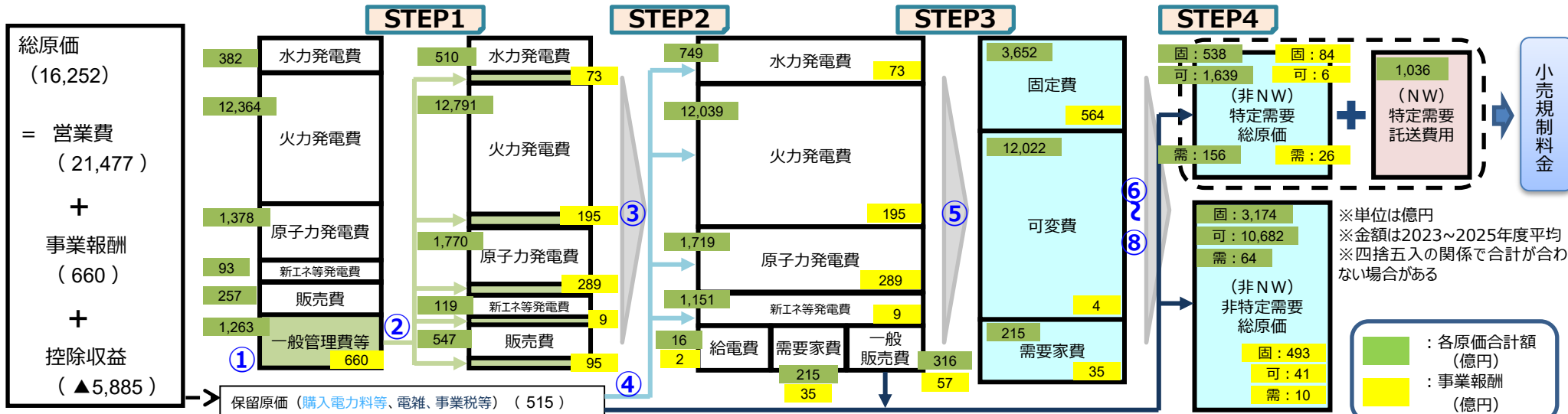
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：20.402%，非特定：79.598%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：17.663%，非特定：82.337%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：64.585%，非特定：35.415%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門 (特定需要)	63	2	0	66	3.9%
自由化部門 (非特定需要)	246	11	0	257	4.2%
合計	309	13	1	323	4.1%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】東北電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生的主要原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

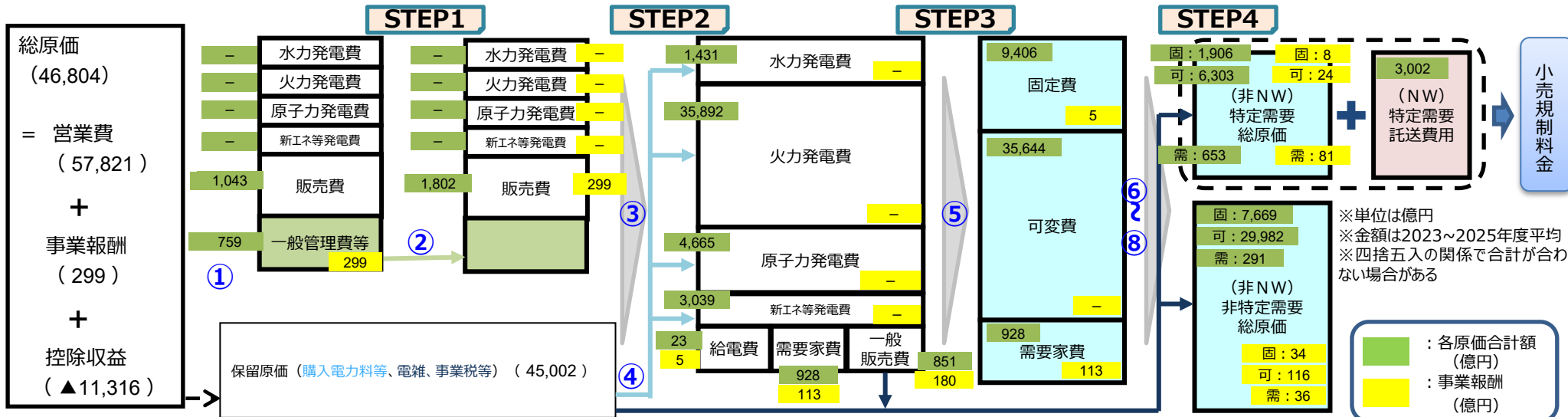
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：14.488%，非特定：85.512%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：13.299%，非特定：86.701%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：70.957%，非特定：29.043%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門 (特定需要)	84	6	26	115	3,369	3.4%
自由化部門 (非特定需要)	493	41	10	545	16,947	3.2%
合計	577	47	36	660	20,316	3.2%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】東京電力EPの事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、各部門の人員数に応じて配分（規則第6条第2項及び第5項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項及び第5項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる人員数比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

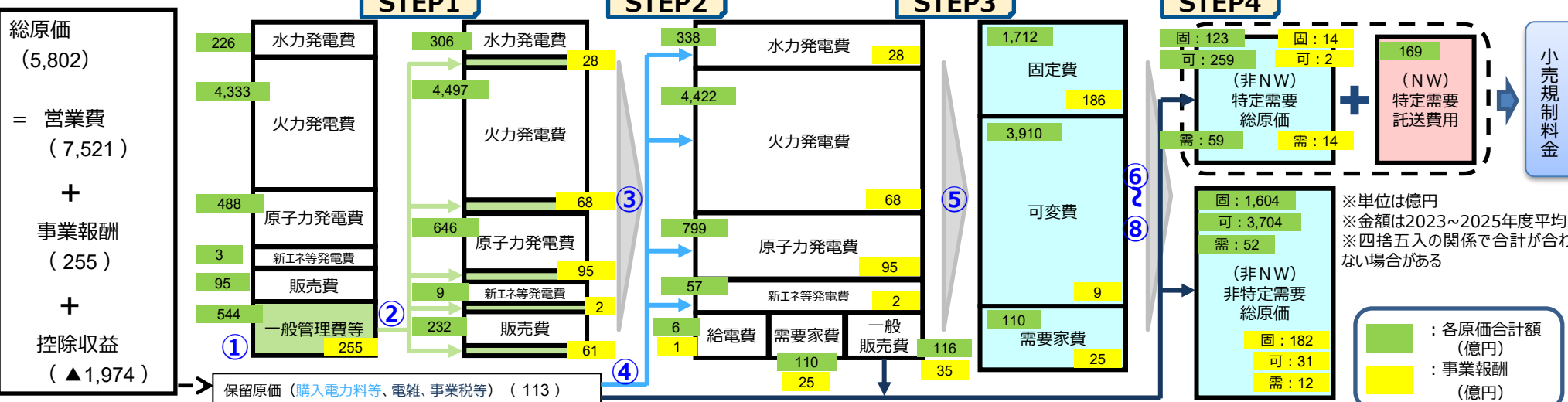
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：19.91%，非特定：80.09%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：17.37%，非特定：82.63%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：69.18%，非特定：30.82%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門 (特定需要)	8	24	81	113	11,865	1.0%
自由化部門 (非特定需要)	34	116	36	185	44,922	0.4%
合計	42	140	117	299	56,787	0.5%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】北陸電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

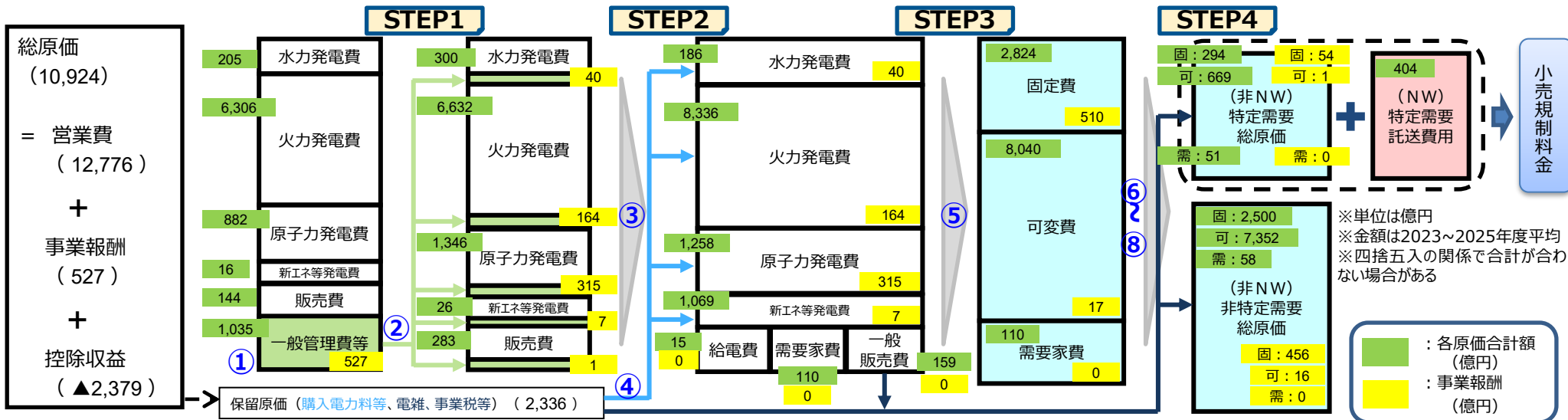
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発電電量に基づく配分比率（特定：7.144%，非特定：92.856%）により各需要に整理。可変費は、発電電量に基づく配分比率（特定：6.534%，非特定：93.466%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：53.182%，非特定：46.818%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門 (特定需要)	14	2	14	30	611	4.9%
自由化部門 (非特定需要)	182	31	12	225	6,535	3.4%
合計	196	33	26	255	7,147	3.6%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】中国電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

STEP 4 需要種別への整理

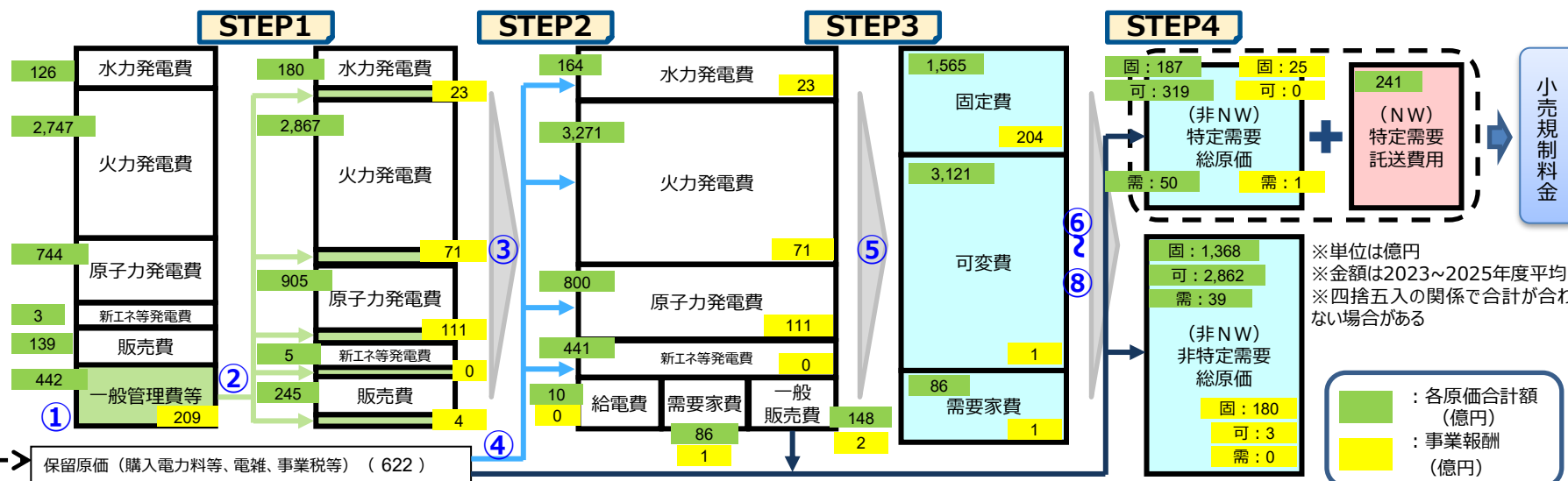
- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：10.510%，非特定：89.490%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：8.333%，非特定：91.667%等）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：47.046%，非特定：52.954%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門 (特定需要)	54	1	0	55	3.9%
自由化部門 (非特定需要)	456	16	0	472	3.9%
合計	510	17	0	527	3.9%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】四国電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）

総原価
(4,823)
= 営業費
(6,221)
+ 事業報酬
(209)
+ 控除収益
(▲1,606)



STEP 1 5部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第6条第1項第六号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分（規則第6条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 販売費の整理（規則第6条第4項）
給電、需要家（調定及び集金）、一般販売にかかる建物の床面積比等による整理
- ④ 購入販売電源項目の整理（規則第6条第6項）
発生 の 主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費及び原子力発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑤ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第8条第1項）

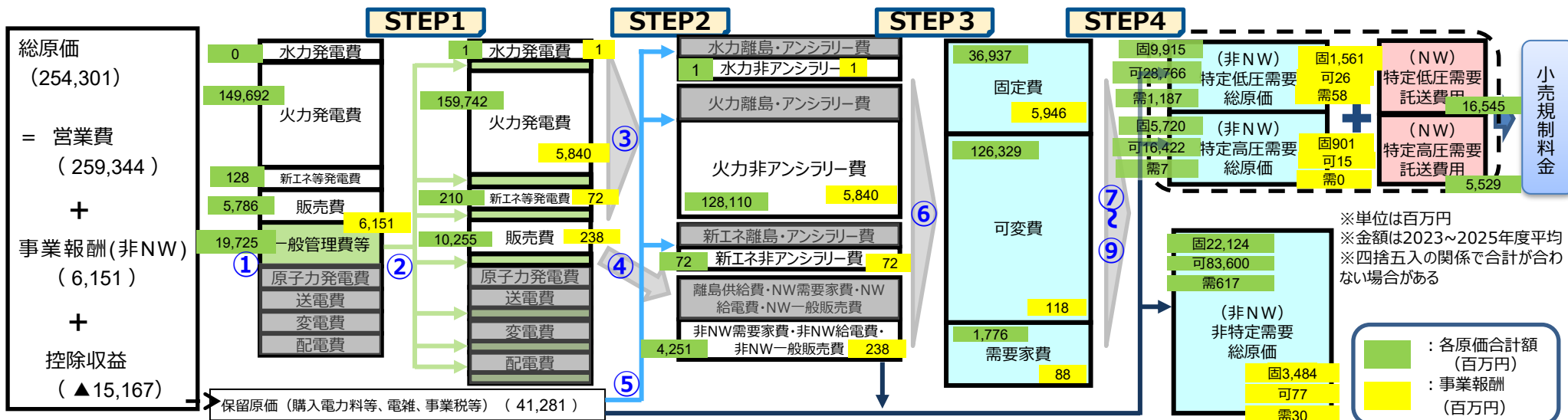
STEP 4 需要種別への整理

- ⑥ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定：12.018%，非特定：87.982%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定：10.020%，非特定：89.980%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定：56.279%，非特定：43.721%）により整理（規則第9条、第10条）。
- ⑦ 一般販売費は、上記⑥により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第12条）。
- ⑧ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑥及び⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第13条、14条）。

	事業報酬計 (億円)			補正後総原価 (億円)	補正後総原価に対する事業報酬の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
規制部門 (特定需要)	25	0	1	25	796	3.2%
自由化部門 (非特定需要)	180	3	0	183	5,355	3.4%
合計	205	3	1	209	6,151	3.4%

※2023~2025年度平均
※補正後総原価には託送費用を含む
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】沖縄電力の事業報酬に係る個別原価計算フロー（補正後総原価ベース）



STEP 1 8部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理（規則第20条第1項第九号）
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬を、水力発電、火力発電、新工ネ等発電等、各部門の資産割合等に応じて配分（規則第20条第2項）。

STEP 2 送配電非関連費の整理

- ③ 水力発電費、火力発電費、新工ネ等発電費から非離島等供給費を抽出し、非離島等供給費から非アンシラリーサービス費用を抽出（規則第20条第4項第一号）
- ④ 販売費から非離島等供給費を抽出し、非離島等供給費から非NW需要家費、非NW給電費、非NW一般販売費を抽出（規則第20条第4項第二号～第五号）
- ⑤ 購入販売電源項目の整理（規則第20条第6項）
 発生の主な原因及び発電原動力の種別を勘案して、水力発電費、火力発電費及び新工ネ等発電費に配分

STEP 3 固定費・可変費への整理

- ⑥ 送配電非関連費（需要家費・一般販売費を除く）を、販売電力量に関わらず必要な固定費及び販売電力量によって変動する可変費に配分することにより整理（規則第22条第1項）

STEP 4 需要種別への整理

- ⑦ 固定費は、最大電力、尖頭時責任電力、発受電量に基づく配分比率（特定低圧：26.260%，特定高圧：15.148%、非特定：58.592%）により各需要に整理。可変費は、発受電量に基づく配分比率（特定低圧：22.336%，特定高圧：12.751%、非特定：64.913%）により整理。需要家費は、口数に基づく配分比率（特定低圧：65.521%，特定高圧：0.383%、非特定：34.096%）により整理（規則第23条、第24条）。
- ⑧ 一般販売費は、上記⑦により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第25条）。
- ⑨ 保留原価（購入販売電源項目除く）は、上記⑦及び⑧により整理された固定費・可変費・需要家費のそれぞれの合計額に占める割合等により整理（規則第27条、28条）。

規制部門	事業報酬額計 (百万円)			補正後総原価 (百万円)	補正後総原価に対する事業報酬額の割合	
	固定費	可変費	需要家費			
高圧	901	15	0	916	27,677	3.3%
低圧	1,561	26	58	1,645	56,413	2.9%
計	2,462	41	58	2,561	84,091	3.0%
自由化部門	3,484	77	30	3,590	135,695	2.6%
合計	5,946	118	88	6,151	219,785	2.8%

※2023~2025年度平均
 ※補正後総原価には託送費用を含む
 ※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

（1）個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の95%が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

固定費の各需要種別への配分方法は「2：1：1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査（1,429件のデータを取得）に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※ 最大電力に2、夏期・冬期尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

また、規制部門、自由化部門毎の総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、規制部門が5.2%、自由化部門が4.1%となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。

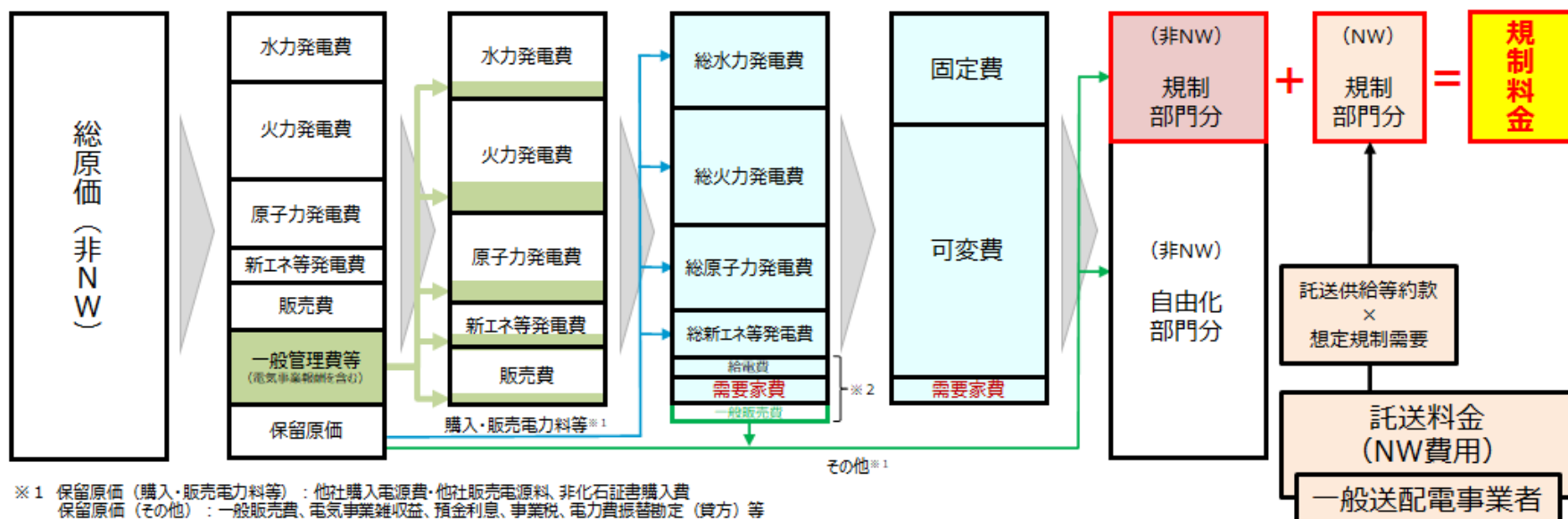
なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、料金認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者がこれに応じない場合には、料金認可申請命令の発動を検討する。

（出典）中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針（2014年4月経済産業省）

【参考 1】送配電分離会社と沖縄電力の「費用の配賦」の相違点①

- 料金算定規則上、**送配電分離会社**について、**総原価（非NW費用に限る）**を、非NW費用に係る固定費・可変費・需要家費に整理した上で、**自由化部門（特別高圧・高圧・低圧自由）と規制部門（低圧規制）の2需要種別に配分**する。その上で、規制需要に係る**非NW費用に、規制需要に係るNW費用を加算**することで、契約種別毎の**規制料金を設定**する。
- 一方、**送配電一体会社である沖縄電力**については、**総原価（非NW費用及びNW費用の合計）**を基に、非NW費用に係る固定費・可変費・需要家費を抽出・整理した上で、**自由化部門（特別高圧・高圧自由・低圧自由）と規制部門（①高圧規制・②低圧規制）の3需要種別に配分**する。その上で、規制需要に係る**非NW費用に、規制需要に係るNW費用を加算**することで、契約種別毎の**規制料金を設定**する。
- これらを踏まえると、**費用の配賦を行う総原価の対象費用や、規制部門の範囲に差はあるものの、規制需要に係る非NW費用を整理し、これに規制需要に係るNW費用を加算した上で、契約種別毎の規制料金を設定**するという手法は同じであり、**両者の「費用の配賦」に大きな違いはない**。

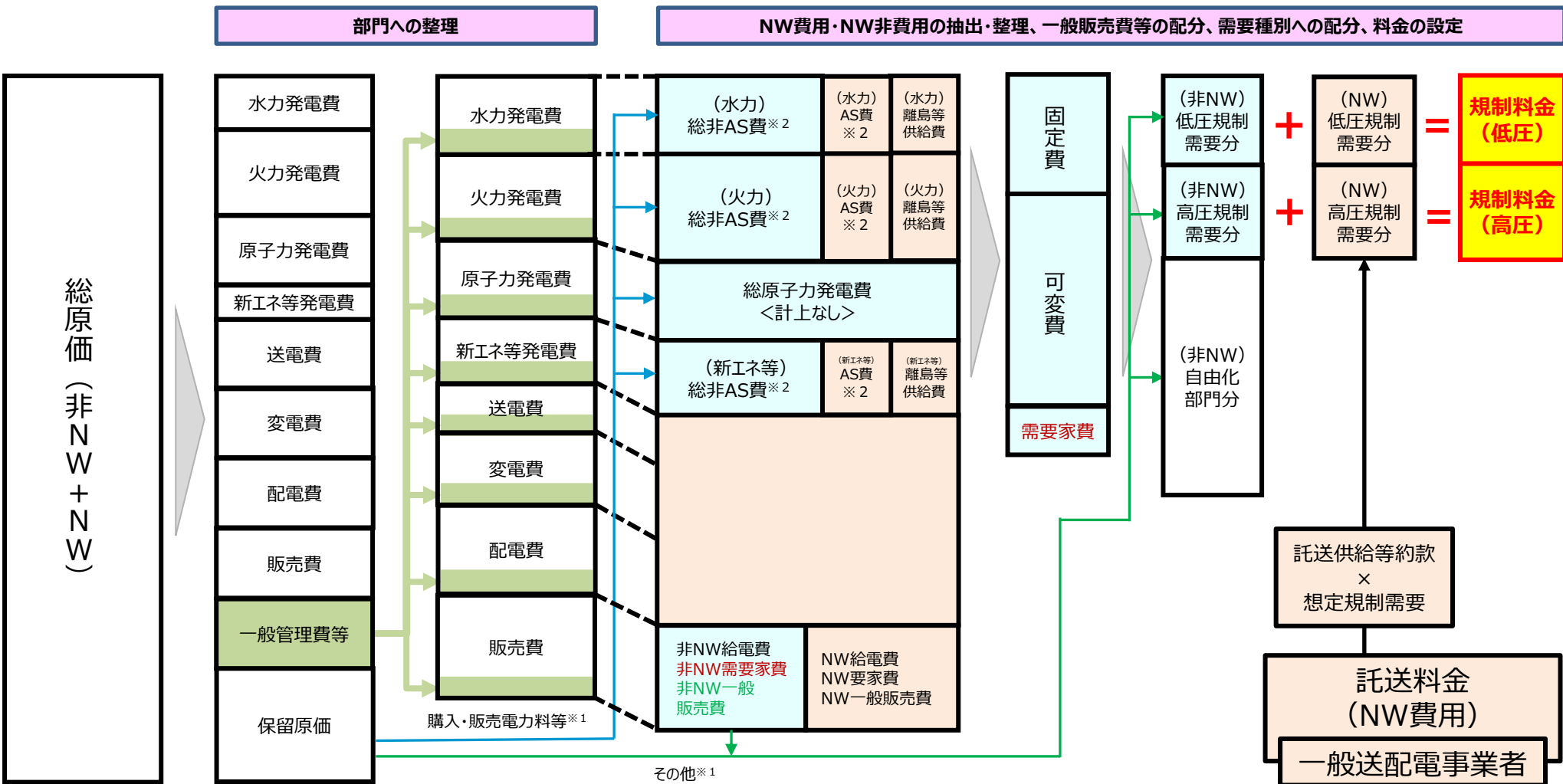
送配電分離会社の「費用の配賦」



※1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
 保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
 ※2 給電費：給電設備に係る費用
 需要家費：調定及び集金に係る費用
 一般販売費：その他販売に係る費用

【参考 1】送配電分離会社と沖縄電力の「費用の配賦」の相違点②

沖縄電力の「費用の配賦」



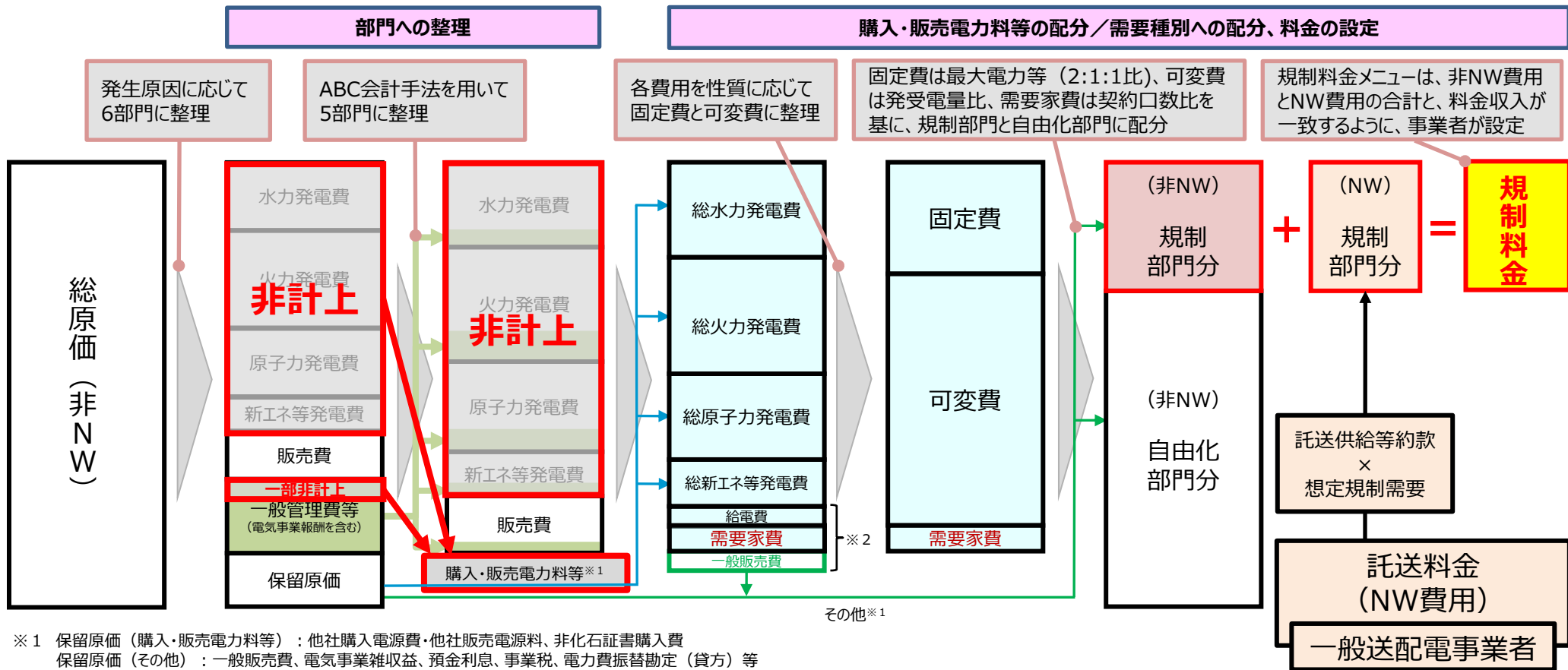
※1 保留原価 (購入・販売電力料等) : 他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
保留原価 (その他) : 非NW一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定 (貸方) 等

※2 AS費 : アンシラリーサービス費 (AS費) は、電気の周波数の値の維持、接続供給及び電力量調整供給、送配電設備の事故等が生じた場合においても電気の安定供給を確保するために行う電気の潮流の調整及び揚水式発電設備における揚水運転、電気の電圧の値の維持並びにその発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電設備の維持であって離島以外の指定旧供給区域に係るものの費用を言う。

【参考2】発販一体会社と発販分離会社の「費用の配賦」の相違点

- 発電部門が分離した東電EPに対して、費用の配賦の方法を確認した結果、「発販一体会社において自社の火力発電費等として計上される費用（燃料費等）が他社購入電源費として計上されているが、それ以外の費用の配賦の方法は同じである」との説明があった。
- 具体的には下図のとおりであり、発販一体会社と発販分離会社で、費用の配賦の方法に大きな違いはない。

発販分離会社（東電EP）の「費用の配賦」



※1 保留原価（購入・販売電力料等）：他社購入電源費・他社販売電源料、非化石証書購入費
 保留原価（その他）：一般販売費、電気事業雑収益、預金利息、事業税、電力費振替勘定（貸方）等
 ※2 給電費：給電設備に係る費用
 需要家費：調定及び集金に係る費用
 一般販売費：その他販売に係る費用

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. 査定方針の概要
- 6. 査定方針の各論**
 - 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

レートメークの概要

- 規制料金については、料金算定規則に基づき、「総固定費・総可変費・総需要家費の合計額（規制需要原価）」と「原価算定期間における規制需要の料金収入」が一致するように設定する必要がある。
- 具体的な料金設定については、電圧や負荷形態など、電気の使用実態などの違いに伴う原価の差を反映し、契約種別（使用条件が類似した需要）ごとに異なる料金率が定められる。その上で、**各契約種別の料金率**は、料金算定規則に基づき、「**販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せ**」により設定することが原則であり、**電気の使用期間**（年間使用・短期間の使用）、**使用時期**（季節・時間）、**使用規模**（1口当たりの電力量・需要電力）**などの電気の使用実態などの違いを勘案して、契約種別ごとに料金率を設定**する。

<契約種別>

● 需要区分

負荷の特性、負荷態様の差異を基準にして需要を分類したもの。電灯需要及び電力需要の2分類。


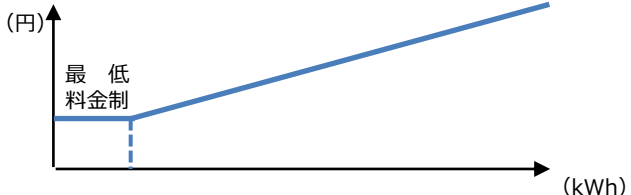
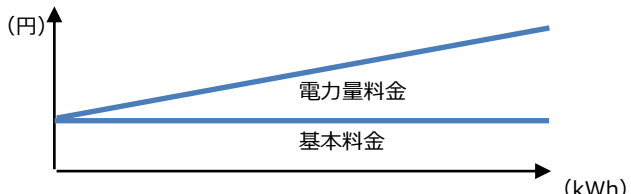
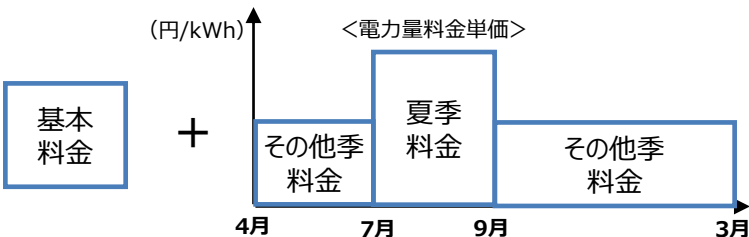
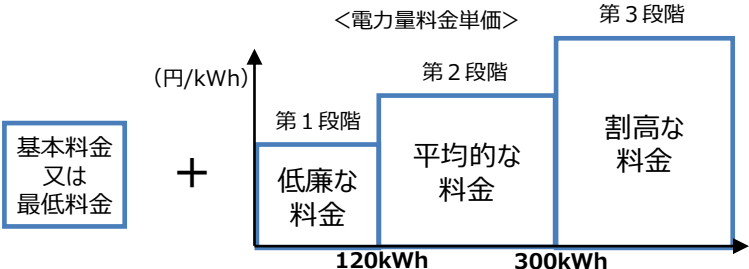
（注）沖縄電力においては、上記の2分類に加えて電灯電力併用需要の3分類。

● 契約種別

需要区分をさらに細分化して、供給電圧、計量方法及び使用期間などの差異により区分したもの。定額電灯、従量電灯、臨時電灯、公衆街路灯、低圧電力、臨時電力及び農事用電力の設定有り。

（注）沖縄電力においては、上記に加えて、業務用電力、高圧電力A・B、臨時電力（高圧）、農事用電力（高圧）、自家発補給電力A・B及び予備電力も設定有り。

【参考】主な料金制の種類

	概要	料金イメージ
<p>定額料金制</p>	<ul style="list-style-type: none"> 毎月の料金額は使用電力量 (kWh) によらず一定。 使用状態がほぼ等しく、計器をつけて計量することが経済的でない、小規模の需要家に適用。 	 <p>(円)</p> <p>(kWh)</p>
<p>最低料金制</p>	<ul style="list-style-type: none"> 使用電力量 (kWh) に電力量料金単価を乗じて料金額を決定。 使用電力量が0 kWhの場合、料金も0円となり、供給コストを賄うことができないため、使用電力量が一定以下の場合に支払う最低額を決定。 	 <p>(円)</p> <p>最低料金制</p> <p>(kWh)</p>
<p>基本料金制 (二部料金制)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 契約電流 (A)、契約容量 (kVA)、契約電力 (kW) に対応する基本料金と、使用電力量 (kWh) に対応する電力量料金を組み合わせて料金額を決定。 最も一般的。 	 <p>(円)</p> <p>電力量料金</p> <p>基本料金</p> <p>(kWh)</p>
<p>季節別料金制</p>	<ul style="list-style-type: none"> 電力量単価を夏季・その他季別に設定。 夏季需要の抑制効果を期待して、昭和54年3月の電気事業審議会料金制度部会中間報告を受けて昭和55年より導入。 	 <p>(円/kWh)</p> <p>基本料金</p> <p>+</p> <p>基本料金</p> <p>その他季料金</p> <p>夏季料金</p> <p>その他季料金</p> <p>4月 7月 9月 3月</p> <p><電力量料金単価></p>
<p>3段階料金制</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原価の上昇傾向を背景として、高福祉社会の実現・省エネルギーの観点から料金額を決定。 第1段階：比較的低廉（生活必需） 第2段階：平均的 第3段階：割高 ※1974年3月の電気事業審議会料金制度部会中間報告を受けて同年6月より導入。 	 <p>(円/kWh)</p> <p>基本料金 又は 最低料金</p> <p>+</p> <p>基本料金 又は 最低料金</p> <p>第1段階 低廉な料金</p> <p>第2段階 平均的な料金</p> <p>第3段階 割高な料金</p> <p>120kWh 300kWh</p> <p><電力量料金単価></p>

特定小売供給約款で定める事項の概要

- 特定小売供給約款については、適用区域、料金、燃料費調整制度に基づく基準平均燃料価格、換算係数及び基準調整単価のほか、電気の使用者の負担となる内容や実施期日などを定めるものとされている。

【参考】電気事業法等の一部を改正する法律の施行に伴う経過措置に関する省令

(特定小売供給約款において定めるべき事項)

第二十条 平成二十六年改正法附則第十八条第一項の特定小売供給約款は、次に掲げる事項について定めるものとする。

- 一 **適用区域**又は適用範囲
- 二 供給の種別
- 三 供給電圧及び周波数
- 四 **料金**、みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（平成二十八年経済産業省令第二十三号）第四十条第二項に規定する**基準平均燃料価格**及び**換算係数**並びに同条第四項に規定する**基準調整単価**
- 五 **電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担に関する事項**（電気の使用者の負担となるものについては、その金額又は金額の決定の方法）
- 六 **前二号に掲げるもののほか、電気の使用者の負担となるものがある場合にあつては、その内容**
- 七 契約の申込みの方法及び契約の解除に関する事項
- 八 供給電力及び供給電力量の計測方法並びに料金調定の方法
- 九 供給の停止及び中止に関する事項
- 十 送電上の責任の分界
- 十一 電気の使用方法、器具、機械その他の用品の使用等に関し制限を設ける場合にあつては、その事項
- 十二 前各号に掲げるもののほか、電気の供給条件又はみなし小売電気事業者及び電気の使用者の責任に関する事項がある場合にあつては、その内容
- 十三 有効期間を定める場合にあつては、その期間
- 十四 **実施期日**

関係法令における規定（レートメイク・約款）

- レートメイク・約款等については、以下に掲げる料金算定規則及び料金審査要領に従い、算定及び審査を行うこととなっている。

【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（供給区域別料金の決定等）

第十八条 料金は、特定需要の前条の規定により整理された総固定費、総可変費、総需要家費及び総送配電関連費の合計額（以下「特定需要原価等」という。）と原価算定期間における特定需要の料金収入が一致するように設定されなければならない。

2 事業者は、特定需要原価等を基に、契約種別ごとの電気の使用形態、電気の使用期間、電気の計量方法等による特定需要原価等の差異を勘案して設定した基準により契約種別ごとの料金を設定しなければならない。（以下略）

3・4 （略）

5 事業者は、第二項の規定により契約種別ごとの料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金の組合せにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に対する料金の設定の場合は、この限りでない。

6 事業者は、原価算定期間における特定需要の料金収入を、第二項及び前項の規定により設定する料金並びに供給計画等に基づく契約電力、販売電力量等の電気の使用に係る値の予測値により算定しなければならない。

7 （略）

（注）沖縄電力は、送配電部門との一体会社であることなどの理由により、根拠条文が異なるが、上記抜粋では省略。

【参考】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5章「料金の計算」に関する審査

第1節「定率又は定額」に関する審査

改正法附則第18条第2項第2号に定める「供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること」については、あらかじめ料金表等において明確に定められている料金率や計算式をもって、使用量に応じた料金が計算可能であるか否かにつき審査するものとする。

第2節「不当な差別的取扱い」に関する審査

同項第4号に定める「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと」については、算定規則に基づいて定められていることを前提とした上で、正当な理由に基づいて一般的に区別を行う場合を除き、全ての需要家に対して平等であるか否かにつき審査するものとする。なお、審査は、非特定需要及び特定需要ごとに整理された原価等を基とした契約種別ごとの料金率の設定について重点的に行うこととする。

審査における論点①（レートメイク・約款）

【レートメイク】

- 【論点1】レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制料金の設定方法
－4事業者（北海道・東北・四国・沖縄）が確認対象（3事業者（東京・北陸・中国）は説明済（第38回料金制度専門会合））
- 【論点2】基本料金と電力量料金の設定方法
－5事業者（北海道・東京・北陸・四国・沖縄）は、基本料金を据え置き、電力量料金を値上げ
－2事業者（東北・中国）は、基本料金及び電力量料金とも値上げ
- 【論点3】3段階料金の設定方法
－4事業者（北海道・東北・北陸・中国）は、1段階料金の値上げ幅を抑制し、3段階料金の値上げ幅を拡大
－3事業者（東京・四国・沖縄）は、一律に電力量単価を上乗せするため、1・2段階格差率及び2・3段階格差率とも縮小
- 【論点4】季節別料金の見直し方法
－北陸電力は、これまで割高に設定してきた「夏季料金」を、「その他季料金」と同一の料金単価に見直し
- なお、本資料では、7事業者（北海道・東北・東京・北陸・中国・四国・沖縄）の申請内容に、
①直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した規制部門に係る非ネットワーク費用（燃料補正後非NW費用）及び②レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制部門に係るネットワーク費用※（RC補正後NW費用）を加えて再算定した規制部門に係る総原価（以下「補正後総原価」という。）を基に、レートメイク・約款等について、まとめてお示ししている。

（※）北海道電力は、今回の料金改定申請において、レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款に基づいたネットワーク費用を算定している。

審査における論点①（レートメイク・約款）

【約款等】

- 【論点5】需要家に対する電気料金改定の周知活動
- 【論点6】需要家に対する供給条件の変更（電気料金改定以外）の周知活動

審査の結果①（レートメイク・約款）

<レートメイク>

【論点1】レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制料金の設定方法

- 各事業者とも、規制料金について、託送料金の変動分を、概ね機械的に当てはめていることを確認した。

【論点2】基本料金と電力量料金の設定方法

- 各事業者とも、今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰であることを踏まえ、基本料金は据え置くべき（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）と考える。

【論点3】3段階料金の設定方法

- 各事業者とも、3段階料金が維持されているところ、今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰であることから、3段階一律に電力量単価を上乗せすべきと考える。

【論点4】季節別料金の見直し方法

- 北陸電力は、季節別料金を導入する背景となった年負荷率が改善したことを踏まえて、季節別料金の見直しを行う方針であったが、料金制度専門会合での指摘を踏まえて検討した結果、同社から、「季節別料金の見直しは行わない」との回答があったため、北陸電力の申し出のとおり、見直しを行わないこととして整理する。

審査の結果②（レートメイク・約款）

<約款等>

【論点5】需要家に対する電気料金改定の周知活動

- 各事業者とも、自社ホームページ内に特設サイトを開設することや、問い合わせ専用ダイヤルを設けることなどにより、需要家に対する電気料金改定の周知を実施していることを確認した。
- 各事業者とも、需要家に対し、電気料金改定を申請するに至った経緯、申請内容及び電気料金影響額、経営効率化への取組などの説明を実施していることを確認した。

【論点6】需要家に対する供給条件の変更（電気料金改定以外）の周知活動

- 各事業者とも、自社ホームページ内で供給条件の説明をすることや、問い合わせ専用ダイヤルを設けることなどにより、需要家に対する供給条件の変更の周知を実施していることを確認した。

【論点1】レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した規制料金の設定方法

- レベニューキャップ制度の導入に伴う託送料金の変動について、「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会」で2022年1月に取りまとめられた第三次中間取りまとめでは、「変動した託送料金を機械的に規制料金に当てはめることを基本とすることが適当」とされている。
- 下表のとおり、確認対象の4事業者とも、規制料金について、託送料金の変動分を概ね機械的に当てはめていることを確認した。

(注) 東京電力EP、北陸電力及び中国電力は、2023年2月に、託送料金の変動に伴う特定小売供給約款の変更届出を実施済。

【参考】規制料金の単価への反映方法（※家庭用モデル料金の場合）

	家庭用モデル料金	区分	料金単価の増分（円、円/kWh）		反映方法
			託送料金（税込）	規制料金（税込）	
北海道電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	+99.00	+99.00	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.40	+0.40	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
東北電力	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	+118.80	+118.80	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.33	+0.33	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
四国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	+153.56	+153.56	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる11kWh分の電力量料金増分（5.06円）を反映
		電力量料金	+0.46	+0.46	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
沖縄電力	従量電灯 260kWh	最低料金	+86.00	+86.00	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる10kWh分の電力量料金増分（18.9円）を反映
		電力量料金	+1.89	+1.89	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映

【参考】過去の審議会報告書（2022年1月）

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会 第三次中間取りまとめ

I. 強靱な電力ネットワークの形成

(1) 送配電網の強靱化とコスト効率化を両立する託送料金改革

(h) その他

⑤託送料金の変動を小売経過措置料金に機動的に反映する仕組みについて

(前略)

託送料金については、電力・ガス取引監視等委員会により、透明なプロセスを経た上で、厳格な査定が行われることになることから、みなし小売電気事業者による小売経過措置料金の変更届出にあたっては、変動した託送料金を機械的に小売経過措置料金に当てはめることを基本とすることが適当である。

(以下略)

【参考】規制料金の変動額の試算

- 確認対象の4事業者の規制料金について、**託送料金の変動に伴う規制料金（1か月当たりの家庭用モデル料金）の変動額**の試算値は以下のとおり。

	家庭用 モデル料金	規制料金① (申請料金)	規制料金② (RC補正後料金 ^(注1))	変動額 (変動率)
北海道電力	従量電灯B 30A 230kWh	11,509円	11,700円	+191円 (+1.7%)
東北電力	従量電灯B 30A 260kWh	11,282円	11,486円	+204円 (+1.81%)
四国電力	従量電灯A 260kWh	10,120円	10,388円	+268円 (+2.65%)
沖縄電力	従量電灯 260kWh	12,320円	12,775円	+455円 (+3.70%)

(注1) 「規制料金①（申請料金）」は、各事業者の料金改定申請時点の規制料金（税込）を試算したもの。「規制料金②」は、2023年4月適用分のRC補正後料金（燃料補正影響を除く）である規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外。

(注2) いずれの規制料金も、各々の時点で適用される燃料費調整額、離島ユニバーサルサービス調整額、再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額が含まれた規制料金を試算したもの。

【参考】特定小売供給約款の変更内容

- 下表のとおり、6事業者は、特定小売供給約款料金（規制料金）について、託送料金の変動分を概ね機械的に当てはめている。

【参考】規制料金の単価への反映方法（※家庭用モデル料金の場合）

	家庭用モデル料金	区分	料金単価の増分（円、円/kWh）		反映方法
			託送料金	規制料金	
東京電力 EP	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	+27.72	+27.72	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.03 (+0.03)	+0.03 (+0.03)	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
中部電力 MZ	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	+33.00	+33.00	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.29	+0.29	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
北陸電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	+181.50	+181.50	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.38	+0.38	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
関西電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	+92.40	+92.40	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる15kWh分の電力量料金増分（0円）を反映
		電力量料金	—	—	改定なし
中国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	+205.20	+205.20	託送料金（電灯標準）の基本料金増分と、最低料金で使用できる15kWh分の電力量料金増分（10.5円）を反映
		電力量料金	+0.70	+0.70	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映
九州電力	従量電灯B 30A 250kWh	基本料金	+57.72	+57.72	託送料金（電灯標準）の基本料金増分を反映
		電力量料金	+0.74 (0.00)	+0.74 (0.00)	託送料金（電灯標準）の電力量料金増分を反映

※東京電力EP及び九州電力の電力量料金の単価増分のうち、カッコ書きの箇所は、賠償負担金等に伴う託送料金の見直し分に伴う増分。

【参考】1か月当たりの電気料金の変動額の試算（※家庭用モデル料金の場合）

- 6事業者の規制料金について、託送料金の変動等に伴う「**家庭用モデル料金の1か月当たりの変動額**」の試算値は以下のとおり。

	家庭用 モデル料金	旧料金	新料金	変動額 (変動率)
東京電力EP	従量電灯B 30A 260kWh	7,306円	7,342円	+36円 (+0.49%)
中部電力MZ	従量電灯B 30A 260kWh	7,369円	7,478円	+109円 (+1.48%)
北陸電力	従量電灯B 30A 230kWh	4,792円	5,061円	+269円 (+5.61%)
関西電力	従量電灯A 260kWh	5,677円	5,769円	+92円 (+1.62%)
中国電力	従量電灯A 260kWh	6,209円	6,586円	+377円 (+6.07%)
九州電力	従量電灯B 30A 250kWh	5,526円	5,771円	+245円 (+4.43%)

※ 2023年4月適用の燃料費調整額、2023年4月適用の離島ユニバーサルサービス調整額、消費税等相当額、再生可能エネルギー発電促進賦課金、口座振替割引額を含む。

※ 電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額を含む。

【参考】「機械的な当てはめ」について

- 託送料金メニューは、契約種別ごとに、概ね基本料金と電力量料金が存在しており、規制料金メニューと類似した構成となっている。
- ただし、契約種別の体系や契約単位は、規制料金メニューと完全には一致しないため、「機械的な当てはめ」では、例えば、以下のような換算等を行っている。

【例】北陸電力における「機械的な当てはめ」(※主な従量電灯メニューの場合)

託送料金（北陸電力送配電）				
契約種別		単位	増分（円）	
電灯標準 接続送電 サービス	基本 料金	実量契約	1kW	+71.50
		SB・主開閉器契約	1kVA	+60.50
		SB契約（5A）	1契約	+30.25
		SB契約（15A）	1契約	+90.75
	電力量料金	1kWh	+0.38	



特定小売供給約款料金（北陸電力）					
契約種別		単位	増分（円）		
従量電灯A	最低料金（～8kWh）		1契約	+33.29	
	電力量料金（8kWh超過分）		1kWh	+0.38	
従量電灯B	基本 料金	10A	1契約	+60.50	
		15A	1契約	+90.75	
		20A	1契約	+121.00	
		30A	1契約	+181.50	
		40A	1契約	+242.00	
		50A	1契約	+302.50	
		60A	1契約	+363.00	
	電 力 量 料 金	～120kWh		1kWh	+0.38
		121～300kWh		1kWh	+0.38
		300kWh超過		1kWh	+0.38

＜当てはめの考え方＞

- 基本料金は、大宗の契約がブレーカー等の容量に基づくため、「SB・主開閉器契約」を採用し、+60.50円/10Aで機械的に当てはめ。
- 電力量料金は、0.38円/kWhで機械的に当てはめ。
- 従量電灯Aの最低料金は、基本料金（5A）と電力量料金（8kWh）の合計値で当てはめ。

$$\begin{aligned} \text{単価増分} &= \text{基本料金分 (30.25円/5A)} + \\ &\quad \text{電力量料金分 (0.38円/kWh} \times 8\text{kWh} = 3.04\text{円)} \\ &= 33.29\text{円} \end{aligned}$$

【参考】補正を反映した規制料金との比較①（1/2）

- 各事業者における規制料金の1か月当たりの家庭用モデル料金（各事業者の公表使用量）について、①現行料金、②申請料金に加え、③燃料補正後料金（直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した料金）及び④RC補正後料金（③に加えてレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した料金）を試算して、比較した結果は以下のとおり。

	家庭用 モデル料金	区分	現行料金 ①	申請料金 ②	燃料補正後料金 ③	RC補正後料金 ④	差額 (③－②)	差額 (④－③)
北海道電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	1,023円	1,023円	1,023円	1,122円	－	+ 99円
		電力量料金	7,046円	9,693円	9,168円	9,260円	▲525円	+ 92円
		その他	793円	793円	793円	793円	－	－
		合計 [変動率]	8,862円	11,509円	10,984円	11,175円	▲525円 [▲4.6%]	+191円 [+1.7%]
東北電力	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	990円	1,155円	1,155円	1,274円	－	119円
		電力量料金	6,678円	9,230円	8,536円	8,622円	▲694円	86円
		その他	897円	897円	897円	897円	－	－
		合計 [変動率]	8,565円	11,282円	10,588円	10,793円	▲694円 [▲6.2%]	205円 [+1.8%]
東京電力 EP	従量電灯B 30A 260kWh	基本料金	858円	858円	858円	886円	－	+ 28円
		電力量料金	7,427円	9,982円	8,929円	8,932円	▲ 1,053円	+ 3円
		その他	842円	897円	897円	897円	－	－
		合計 [変動率]	9,126円	11,737円	10,684円	10,714円	▲ 1,053円 [▲9.0%]	+ 30円 [+0.3%]

（注1）「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。

（注2）「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。

（注3）「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。

（注4）「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、東京電力EPは「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。

（注5）「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】補正を反映した規制料金との比較① (2/2)

	家庭用 モデル料金	区分	現行料金 ①	申請料金 ②	燃料補正後料金 ③	RC補正後料金 ④	差額 (③-②)	差額 (④-③)
北陸電力	従量電灯B 30A 230kWh	基本料金	726円	726円	726円	908円	-	182円
		電力量料金	4,938円	7,579円	7,638円	7,725円	58円	87円
		その他	738円	793円	793円	793円	-	-
		合計 [変動率]	6,402円	9,098円	9,156円	9,425円	58円 [+0.6%]	269円 [+3.0%]
中国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	384円	497円	493円	698円	▲4円	+205円
		電力量料金	6,803円	9,034円	8,974円	9,146円	▲60円	+172円
		その他	842円	897円	897円	897円	-	-
		合計 [変動率]	8,029円	10,428円	10,364円	10,741円	▲64円 [▲0.6%]	+377円 [+3.6%]
四国電力	従量電灯A 260kWh	最低料金	439円	532円	525円	679円	▲7円	+154円
		電力量料金	6,634円	8,746円	8,728円	8,842円	▲18円	+114円
		その他	842円	842円	842円	842円	-	-
		合計 [変動率]	7,915円	10,120円	10,095円	10,363円	▲25円 [▲0.2%]	+268円 [+2.6%]
沖縄電力	従量電灯 260kWh	最低料金	442円	576円	567円	649円	▲9円	82円
		電力量料金	7,508円	10,847円	10,615円	10,987円	▲232円	372円
		その他	897円	897円	897円	897円	-	-
		合計 [変動率]	8,847円	12,320円	12,079円	12,533円	▲241円 [▲2.0%]	454円 [+3.7%]

(注1) 「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。

(注2) 「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。

(注3) 「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。

(注4) 「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、北陸電力及び中国電力は「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。

(注5) 「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】補正を反映した規制料金との比較②（1/2）

- 各事業者における**規制料金の1か月当たりの家庭用モデル料金（400kWh／月）**について、
①現行料金、**②申請料金**に加え、**③燃料補正後料金**（直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分を反映した料金）、**④ RC補正後料金**（③に加えてレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分を反映した料金）を**試算して、比較した結果**は以下のとおり。

	家庭用 モデル料金	区分	現行料金 ①	申請料金 ②	燃料補正後料金 ③	RC補正後料金 ④	差額 (③－②)	差額 (④－③)
北海道電力	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	1,023円	1,023円	1,023円	1,122円	－	+99円
		電力量料金	13,259円	18,052円	17,076円	17,236円	▲976円	+160円
		その他	1,380円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	15,662円	20,455円	19,479円	19,738円	▲976円 [▲4.8%]	+259円 [+1.3%]
東北電力	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	990円	1,155円	1,155円	1,274円	－	119円
		電力量料金	11,105円	15,066円	14,060円	14,192円	▲1,006円	132円
		その他	1,380円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	13,475円	17,601円	16,595円	16,846円	▲1,006円 [▲5.7%]	251円 [+1.4%]
東京電力 EP	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	858円	858円	858円	886円	－	+28円
		電力量料金	12,261円	16,193円	14,573円	14,577円	▲1,620円	+4円
		その他	1,325円	1,380円	1,380円	1,380円	－	－
		合計 [変動率]	14,444円	18,431円	16,811円	16,842円	▲1,620円 [▲8.8%]	+31円 [+0.2%]

(注1) 「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。

(注2) 「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。

(注3) 「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。

(注4) 「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、東京電力EPは「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。

(注5) 「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【参考】補正を反映した規制料金との比較② (2/2)

	家庭用 モデル料金	区分	現行料金 ①	申請料金 ②	燃料補正後料金 ③	RC補正後料金 ④	差額 (③-②)	差額 (④-③)
北陸電力	従量電灯B 30A 400kWh	基本料金	726円	726円	726円	908円	-	182円
		電力量料金	9,104円	14,052円	14,162円	14,314円	110円	152円
		その他	1,325円	1,380円	1,380円	1,380円	-	-
		合計 [変動率]	11,155円	16,158円	16,268円	16,601円	110円 [+0.7%]	333円 [+2.1%]
中国電力	従量電灯A 400kWh	最低料金	384円	497円	493円	698円	▲4円	+205円
		電力量料金	11,303円	15,082円	14,987円	15,257円	▲95円	+270円
		その他	1,325円	1,380円	1,380円	1,380円	-	-
		合計 [変動率]	13,012円	16,959円	16,860円	17,335円	▲99円 [▲0.6%]	+475円 [+2.8%]
四国電力	従量電灯A 400kWh	最低料金	439円	532円	525円	679円	▲7円	+154円
		電力量料金	11,120円	14,419円	14,392円	14,571円	▲27円	+179円
		その他	1,325円	1,325円	1,325円	1,325円	-	-
		合計 [変動率]	12,884円	16,276円	16,242円	16,575円	▲34円 [▲0.2%]	+333円 [+2.0%]
沖縄電力	従量電灯 400kWh	最低料金	442円	576円	567円	649円	▲9円	82円
		電力量料金	12,252円	17,462円	17,099円	17,680円	▲363円	581円
		その他	1,380円	1,380円	1,380円	1,380円	-	-
		合計 [変動率]	14,074円	19,418円	19,046円	19,709円	▲372円 [▲1.9%]	663円 [+3.4%]

(注1) 「現行料金①」と「申請料金②」は、各事業者の値上げ申請時点の規制料金（税込）を記載したもの。「燃料補正後料金③」と「RC補正後料金④」は、2023年4月適用分の規制料金（税込）を試算したもの。ただし、いずれの規制料金からも、電気・ガス激変緩和対策事業による値引き額は除外している。

(注2) 「申請料金②」は、各事業者ともレベニューキャップ制度の導入に伴う変動分が含まれていない規制料金を記載したもの。

(注3) 「電力量料金」は、各々の時点で適用される燃料費調整額及び離島ユニバーサルサービス調整額が含まれた規制料金を記載又は試算したもの。

(注4) 「その他」は、各々の時点で適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金及び口座振替割引額を記載又は試算したもの。ただし、北陸電力及び中国電力は「申請料金②」「燃料補正後料金③」および「RC補正後料金④」には、口座振替割引額を含まない。

(注5) 「合計」の変動率は、申請料金②に対する変動率を記載したもの。端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

【論点2】基本料金と電力量料金の設定方法①

- **5事業者**（北海道・東京・北陸・四国・沖縄）は、今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰（可変費の増加）にあることから、**基本料金を据え置き、電力量料金を値上げ**（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）することとしている。
- **2事業者**（東北・中国）は、固定費相当について、基本料金での負担部分を一定程度増やすことが安定供給につながるため、**基本料金及び電力量料金とも値上げ**（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）することとしている。
- 料金算定規則では、基本料金で回収する固定費の割合などの規定は無いため、各事業者が実情を踏まえて料金設定を行っているが、**今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰**であることから、**基本料金を据え置き、電力量料金を値上げすることは合理性がある**と考えられる。
- 一方で、自然変動電源の拡大を進めつつ**安定供給を実現していくために、これまで以上に基本料金での負担割合を増やしていくことが必要**であることなどから、**基本料金及び電力量料金とも値上げすることは合理性が無いとは言えないが、今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰であることを踏まえると、基本料金は据え置くべき**（レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の影響は除く）**と考える**。

【参考】基本料金の見直し①

- 東北電力・中国電力によれば、以下の理由により、基本料金を値上げする方向性を示している。

東北電力（主に家庭用に適用される従量電灯Bなど二部料金制の料金メニューが対象）

- 法的分離により、一般送配電事業者へ託送料金の実支払いが発生しており、小売事業者としては、託送料金支払後の電気料金から発電・販売に係るコストを賄って事業運営を行っていくため、従前以上に、固定／可変といった費用の性質に応じた電気料金の設定を意識し、費用構造（原価構造）と一定程度整合を図る必要がある。
- また、エネルギー基本計画等に基づき自然変動電源の拡大を進めつつ安定供給を実現していくためには、バックアップ電源の機能を果たす火力発電等を引き続き一定程度維持していく必要がある。このためには、稼働率が低下していく火力発電設備を中長期的に確保していくことが必要だが、販売電力量の減少傾向が継続する中では、固定費相当分については、これまで以上に基本料金でご負担いただく割合を増やしていくことが必要と考えており、これらの観点を踏まえ、今回は、電力量料金単価だけではなく、基本料金単価の値上げをお願いすることとした。

〔10Aあたりの基本料金
(従量電灯B)〕

現行単価	申請単価	差※()内は改定率	(参考)申請単価 ※RC導入影響を含む
330.00 円	385.00 円	+ 55.00 円 (+17%)	424.60円

中国電力（主に商店、事務所に適用される従量電灯Bなど二部料金制の料金メニューが対象）

- 固定費は、使用電力量の多寡にかかわらず発生する費用という性質を踏まえると、基本料金でご負担いただくことが原則と考える。
- しかしながら、現行の基本料金では固定費の6割程度しかご負担いただいていないのが実態。
- 今後、安定供給やカーボンニュートラル推進のための電源投資などに伴い固定費が増加する中、省エネ・節電の推進などにより使用電力量の減少が想定されており、今後電力量料金により、安定的に固定費を確保し続けることは難しい状況。
- そのため、今回基本料金についても値上げさせていただくこととした。

〔1kVAあたりの基本料金
(従量電灯B)〕

現行単価	申請単価	差 ※()内は改定率	(参考)申請単価 ※RC導入影響を含む
407.00 円	429.00 円	+ 22.00 円 (+5%)	453.90円

〔基本料金による固定費の回収率〕

収入(基本料金) / 原価(固定費)
58%

【参考】基本料金の見直し②

- 各事業者における「従量電灯B（アンペア制会社は従量電灯C）」及び「低圧電力」の電気料金収入合計に対する基本料金収入の割合並びに中国電力の平均的なモデル料金である「従量電灯B相当（契約容量15kVA、月間電力量1,950kWh）」及び「低圧電力（契約電力8kW、月間電力量560kWh）」に相当する料金収入に対する基本料金の割合などは、以下のとおり。

	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
電気料金収入合計 (a)	477億円	1,067億円	3,080億円	187億円	417 億円	236億円	115億円
うち基本料金収入 (b)	125億円	376億円	850億円	61億円	164 億円	105億円	44億円
割合 (b/a)	26.2%	35.2%	27.6%	32.6%	39.4 %	44.3%	38.3%
従量電灯Bモデル料金 ① (c)	88,519円/月	76,634円/月	75,744円/月	73,464円/月	76,776 円/月	69,271円/月	該当なし
うち基本料金 (d)	5,100円/月	5,790円/月	4,026円/月	4,125円/月	6,190 円/月	5,415円/月	
割合 (d/c)	5.8%	7.6%(6.6%)	5.3%	5.6%	8.1%(7.6%)	7.8%	
低圧電力モデル料金② (e)	25,240円/月	22,763円/月	21,748円/月	22,472円/月	22,317 円/月	21,455円/月	25,793円/月
うち基本料金 (f)	9,768円/月	9,391円/月	7,866円/月	8,920円/月	8,748 円/月	8,178円/月	9,620円/月
割合 (f/e)	38.7%	41.3%(39.4%)	36.2%	39.7%	39.2%(37.1%)	38.1%	37.3%

(補足) 東北電力と中国電力の割合 (d/c)及び割合 (f/e)の括弧書きは、基本料金の見直しが認められなかった場合の割合を記載したものを。

【記載注意】

- 「電気料金収入合計」は、従量電灯B（アンペア制会社は従量電灯C）及び低圧電力の電気料金収入（沖縄電力は低圧電力のみ）の3ヶ年平均をしたもの。
- 「うち基本料金収入」は、従量電灯B（アンペア制会社は従量電灯C）及び低圧電力における、基本料金収入の3ヶ年平均をしたもの。
- 「従量電灯Bモデル料金①」は、従量電灯B（アンペア制会社は従量電灯C）」の電力契約容量15kVA、月間電力量1,950kWhで試算したもの。
- 「うち基本料金」は、基本料金相当を記載したもの。
- 「低圧電力モデル料金②」は、低圧電力の契約電力8kW、月間電力量560kWh（北海道電力を除き、夏季196kWh、その他季364kWh）、力率90%（ただし、原価算定期間中に力率割引・割増を廃止する事業者は力率割引は除く）で試算したもの。
- モデル料金①②とも、消費税等相当額、再エネ賦課金及び激変緩和による値引きを含んでいない。
- 申請内容^(注)に、燃料補正後非NW費用及びRC補正後NW費用を加えて、再算定した規制部門に係る総原価を基に、レートマークをした料金メニューで試算したもの。

(注) 北海道電力は、今回の値上げ申請において、レベニューキャップ制度の導入に伴って認可された託送供給等約款に基づいてネットワーク費用を算定している。

【論点3】3段階料金の設定方法

- 3段階料金は、1974年、高福祉社会の実現や省エネルギーの推進という経済社会の基本的要請に、総括原価主義の枠内で対応を図るという観点から導入された。現行の規制料金も3段階料金となっており、月に120kWhまでの使用量については、ナショナルミニマムに基づく低廉な料金水準になっており、概ね300kWhまでの使用量については、ほぼ平均費用に対する料金となっている。
- **4事業者**（北海道・東北・北陸・中国）は、3段階一律に電力量単価を上乗せすることに比べ、**第1段料金の値上げ幅を抑制（料金が割安）し、第3段料金の値上げ幅を拡大（料金が割高）**している。**ただし、北海道電力及び東北電力は、現行料金との比較では1・2段階格差が縮小している。**
- **3事業者**（東京・四国・沖縄）は、**一律に電力量単価を上乗せしているため、1・2段階格差率及び2・3段階格差率とも縮小している。**
- 各事業者とも、**3段階料金が維持**されているところ、**今回の料金改定申請の主たる要因が燃料費の高騰**であることから、**3段階一律に電力量単価を上乗せすべきと考える。**

(円/kWh)

改定年度	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	
	現行	補正後	現行	補正後	現行	補正後	現行	補正後	現行	補正後	現行	補正後	現行	補正後
第1段	27.63	36.74	22.05	29.33	25.01	30.80	19.61	30.43	23.95	31.86	22.92	31.79	26.93	40.85
第2段	33.92	44.11	28.80	36.45	31.61	37.40	23.50	37.03	30.63	41.43	29.54	38.41	32.47	46.39
第3段	37.64	48.08	32.75	41.12	35.70	41.49	25.21	39.97	32.75	44.54	33.05	41.92	34.45	48.37
1・2段階格差	0.81	0.83	0.77	0.80	0.79	0.82	0.83	0.82	0.78	0.77	0.78	0.83	0.83	0.88
2・3段階格差	1.11	1.09	1.14	1.13	1.13	1.11	1.07	1.08	1.07	1.08	1.12	1.09	1.06	1.04

(注1) 「現行」は2023年4月適用分の電気料金で試算。「補正後」は補正後総原価を基に試算。税込み単価（再エネ賦課金は除く）

(注2) 1・2段階格差及び2・3段階格差は、第2段を「1」とした指数。

【参考】3段階料金の設定の考え方①

- 各事業者によれば、3段階料金の設定に関する考え方は以下のとおり。

北海道電力

- 値上げの主要因（需給関係費の大幅な増加）を踏まえると、電力量料金を一律で値上げする方法が考えられる一方で、昨今の燃料費高騰等により電気料金負担が急増している状況に鑑み、毎日の生活に必要不可欠な電気のご使用量に相当する第1段階料金の値上げ幅を抑制した。

東北電力

- 今回の値上げの主要因が燃料費の高騰であるため、電力量料金については一律に値上げをお願いすることが基本と考えているが、ナショナルミニマム・省エネ推進の観点から設定されている3段階料金の趣旨に鑑み、一律単価を上乗せするのではなく、一定の格差を設けて値上げ幅を設定した。
- ただし、現行の格差を維持しようとするれば、第一段階の使用量に対して燃料費の増加相当をご負担いただけない水準となることから、現行料金よりも一定程度格差は縮小した。

東京電力エフエフ

- 今回の値上げ申請は、燃料価格の高騰等を受けての見直しであることを踏まえ、3段階一律の値上げ幅とした。

北陸電力

- 第1段階料金の値上げ幅を抑制し、生活に必要不可欠な電気の使用への影響の軽減を図った。
- 節電・省エネ推進の観点から、第3段階料金の値上げ幅を大きく設定した。
- 以上の観点を踏まえ、「1・2段階格差」および「2・3段階格差」ともに現行料金と比べて拡大を図った。

中国電力

- 第2段階料金の値上げ幅と比較し、生活に必需的な電気のご使用量に相当する第1段階の値上げ幅を小さく設定し、省エネルギーの推進の観点から第3段階の値上げ幅を大きく設定した。

【参考】3段階料金の設定の考え方②

- 各事業者によれば、3段階料金の設定に関する考え方は以下のとおり。

四国電力

- 今回の料金値上げは、燃料費調整額の算定に適用する燃料価格が上限を超過し、電気料金に反映されない燃料費が大幅に増加していることが主因であり、燃料費をはじめとする可変費の増加をお客さまに公平にご負担いただく観点から、各段階とも同じ値上げ幅とした。

沖縄電力

- 今回の値上げに関しては、燃料費の上昇が主たる要因となっていることから、各段階の電力量料金単価に、同一単価を一律に上乘せしておりますが、各段階の単価差は据え置かれており、料金の性格は維持されていると考えております。

【参考】過去の料金審査における3段階料金の設定

- 3段階料金について、過去の料金審査で、申請時の2・3段階格差率を拡大した事例（査定）は以下のとおり。

（参考）2012年度以降の料金審査においては、**査定のメリットをより多くの家庭が享受できるよう**、現行料金からの2段階料金の引き上げ幅をより小さくすべきとの観点から、申請時の2・3段階格差率を拡大し、以下のとおりとした。

東京電力	(申請時) 1 : 1.15	→	(査定結果) 1 : 1.155
関西電力	(申請時) 1 : 1.13	→	(査定結果) 1 : 1.14
九州電力	(申請時) 1 : 1.12	→	(査定結果) 1 : 1.13
東北電力	(申請時) 1 : 1.13	→	(査定結果) 1 : 1.16
四国電力	(申請時) 1 : 1.12	→	(査定結果) 1 : 1.13
北海道電力	(申請時) 1 : 1.12	→	(査定結果) 1 : 1.13
中部電力	(申請時) 1 : 1.11	→	(査定結果) 1 : 1.12

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

<査定結果>

1. 今回の査定によるメリットを、より多くの家庭が享受できるよう、2段階料金の引き下げ幅をより大きくすべきである。その際、電気の低利用者の負担増に配慮し、2段階と3段階の格差率について、申請は1 : 1.11となっているところ1 : 1.12とする。

【参考】過去の審議会報告書（2019年4月）

電力・ガス取引監視等委員会 電気の経過措置料金に関する専門会合 とりまとめ

（４）三段階料金について

- 三段階料金は、1974年、高福祉社会の実現や省エネルギーの推進という経済社会の基本的要請に、総括原価主義の枠内で対応を図るという観点から導入された。現行の経過措置料金も三段階料金となっており、月に120kWhまでの使用量についてはナショナルミニマムに基づく低廉な料金水準になっており、概ね300kWhまでの使用量についてはほぼ平均費用に対する料金となっている。
- 本専門会合に出席した**みなし小売電気事業者である関西電力、東京電力及び北陸電力からはいずれも、（既存顧客は大事にしたいと考えている等の理由から）仮に経過措置規制が解除された後においても、三段階料金を当面維持するとの方針の表明があった。**したがって、経過措置料金規制に関する指定、指定解除の判断に当たっては、各供給区域において、三段階料金に関する**みなし小売電気事業者の方針を踏まえて、需要家への影響その他競争への影響を適切に考慮し、追加的な施策の要否についても適切に判断する必要がある。**
- ただし、（１）に述べたとおり、競争の進展によって、市場メカニズムによる規律が期待できる状況においては、（相当の激変緩和がとられることを前提にすれば）本来は、政策的見地に基づく料金制度の必要性・妥当性については慎重（抑制的）に検討されることが、資源配分の効率性を確保する観点から望ましい。仮に、福祉その他の政策的見地から必要な施策がある場合には、受益（又は起因）と負担との関係も踏まえつつ、電気料金の引き下げ以外のより直接的な手段で行われる選択肢も考慮されるべきである。
- 加えて、現行の三段階料金についても、所得の多寡、家族数の大小、自家発電設備保有の有無等を問わず、一定の使用量までは抑制された料金となっていることが前述の目的との関係で合理的なものか否かに疑問を指摘する意見があり、中長期的に料金体系の中で存続し続けることが真に妥当であるか将来的に検証が必要である。

【論点4】季節別料金の見直し方法

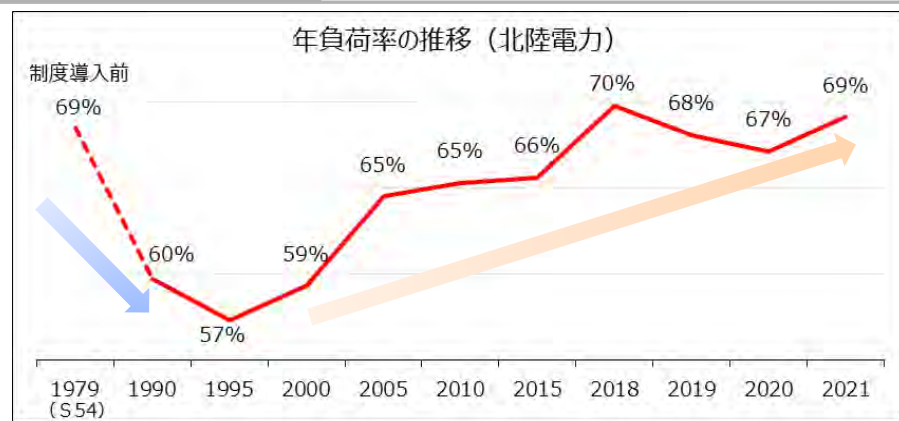
- 北陸電力によれば、季節別料金を導入する背景となった年負荷率が改善したことを理由に、これまで割高に設定してきた「夏季料金」を、「その他季料金」と同一の料金単価に見直しを行う方針であった。
- 料金制度専門会合において、委員から、北陸電力の季節別料金の見直しに関し、1979年当時は太陽光発電による春秋出力抑制が想定されていなかったところ、このタイミングで料金体系をフラットに変えることが合理的なのか、との指摘があったところ（次頁参照）。
- 当該指摘を踏まえ、北陸電力で検討を行った結果、同社から、「季節別料金の見直しは行わない」との回答があったため、北陸電力の申し出のとおり、見直しを行わないこととして整理する。

北陸電力（主に小規模な工場、商店に適用される低圧電力などの料金メニューが対象）

- 多様な電気機器や太陽光発電が普及した結果、近年では年負荷率※が季節別料金制度導入前の水準まで回復し、夏季需要の先鋭化が弱まってきております。

※年負荷率は「1年における平均電力（年間平均値）÷夏季最大電力」で算出。
（平均電力と夏季最大電力の差が縮小すると、年負荷率は上昇）

- 夏季以外の時期でも需要抑制が重要と考えていることから、デマンドレスポンスや節電・省エネ推進活動を進めていくことにより、需給状況に応じて柔軟な需要抑制を図っていきたいと考えております。



【参考】1979年3月電気事業審議会料金制度部会中間報告

Ⅲ 季節別・時間帯別料金制度の導入

（問題の所在）

<中略>

しかしながら、我が国の電力需給は、需給面における夏季ピークの先鋭化、供給面における電源立地難、公害規制の強化等の制約条件の増大により、夏季ピーク時に極めて逼迫する傾向にあり、かかる傾向は、今後なお長期的に継続・増大する可能性が強いと予測される。また、夏季ピークの先鋭化は電力供給設備の年間負荷率（稼働率）を年々低下させ、電気料金原価を上昇させる要因の一つとなっている。かかる傾向に対処するためには、実態面において電源立地の促進、省電力施策の拡充、夏季ピーク抑制策の強化等に最大の努力が払われるべきことは言うまでもないが、**料金制度面からも価格誘導効果を通じて、夏季ピークの抑制を志向する必要**があり、このため季節別・時間帯別料金制度の検討が求められている。

（結論）

(1) **夏季ピーク時の需給緩和のために料金制度の面からも対策を講じるべきである。**（以下略）

【参考】料金制度専門会合（第42回）における委員からの意見

●松村委員

論点4には異議がある。季節別料金の見直し自体は合理的だと思うが、例えば、今の料金の仕組みが考えられた時よりも夏の需給もそうだが冬の需給もより厳しくなっていることを考えれば、夏を冬より高くする必要性はなくなってきているので、これを抜本的に切り替えて「夏と冬とそれ以外の季節」に分けたいなら、前向きなより現代的な問題に対応するために、積極的にDRの発想を取り入れる、料金体系をより進化する提案だと思うが、夏を廃止して全部一律とすることは進歩ではないし、このタイミングでやるのは相当に疑問。少なくとも79年に議論されていたときは太陽光発電がこれだけ普及して春秋出力抑制が起きることは想定されていなかったと思うが、今はそれが目前に迫ってきている。春秋とそれ以外のメリハリをつける必要性は以前よりも上がってきているのではないか。そのような中、なぜフラットに変えるということはこのタイミングで積極的に行うのか疑問。もう季節ごとの需要のメリハリを考える必要がないというメッセージを監視等委も、北陸電力も共同して出すように見える見直しをなぜこのタイミングでするのかわからない。さらにこれを入れた直後、あるいは原価算定期間に春秋に出力抑制が起こり、春秋の相対的な料金を上げておきながら出力抑制が起きたら当然凄く批判が出てくるだろう。それは、北陸電力だけでなく、監視等委も負うことになるのではないか。一方で、フラットな料金体系にした方が規制料金の需要家に対する合理的なDRが現時点で用意されており、それを北陸電力がコミットメントする。そのコミットメントを見れば、たしかにフラットな料金にした方がやりやすいと納得したうえでやるならともかくとして、規制料金の需要家が対象となるような、今言ったようなかなり強力な懸念を払しょくするようなDR、需給ひっ迫時の対策、緩んでいるときの対策、相当に強いインセンティブを与えるDRを用意していることのコミットメントの説明があれば意見を変えることはあるが、これは合理的な提案とは思えない。

【論点5】需要家に対する電気料金改定の周知活動①

- 自社ホームページ内に特設サイトを開設したり、問い合わせ専用ダイヤルを設けるなどにより、需要家に対する電気料金改定の周知を実施していることを確認した。

	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
①自社ホームページ内で特設サイトを開設している。	○	○	○	○	○	○	○
②各家庭に料金改定のお知らせを文書又は電子メールで通知している。	○	○	△	○	○	○	○
③消費者団体又は自治体等への説明を実施している。	○ 消費者団体45 自治体等772	○ 消費者団体19 自治体等283	○ 消費者団体27 自治体等261	○ 消費者団体40 自治体等101	○ 消費者団体472 自治体等173	○ 消費者団体11 自治体等95	○ 消費者団体3 自治体等34
④問い合わせ専用ダイヤルを設けている。	○	○	○	○	○	○	○
⑤その他	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 各家庭へお知らせ文書を送付予定(②) 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 新聞広告による周知 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施予定(③) 新聞広告による周知を予定

(注) ○：実施している、△：今後実施予定、－：実施しない

(出典) 各事業者からの回答を事務局で整理

【論点5】需要家に対する電気料金改定の周知活動②

- 需要家に対して、電気料金改定を申請するに至った経緯、申請内容、電気料金への影響、経営効率化への取組等の説明を実施していることを確認した。

	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
①電気料金改定を申請するに至った経緯	○	○	○	○	○	○	○
②電気料金改定の申請内容及び電気料金影響額	○	○	○	○	○	○	○
③経営効率化への取組	○	○	○	○	○	○	○
④電気を効率良く使用するための節電・省エネ方法	○	○	○	○ 需要家から節電術を募集・公表	○	○	○
⑤その他	<ul style="list-style-type: none"> 国による電気料金の激変緩和措置について周知 値上げ影響額をシミュレーションできるページを用意 	<ul style="list-style-type: none"> 値上げ影響額をシミュレーションできるページを用意 	<ul style="list-style-type: none"> 電気料金影響額をご試算いただけるコンテンツを用意 	<ul style="list-style-type: none"> エコキュートや太陽光発電導入による節電・省エネ促進の周知 電気料金影響額シミュレーションの提供 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料費等調整制度の見直し内容について掲載 	<ul style="list-style-type: none"> 国による電気料金の激変緩和措置について周知 電気料金値上げ影響額シミュレーションの提供 	<ul style="list-style-type: none"> 現在の契約メニューと他のメニューが比較ができるシミュレーションを準備

(注) ○：実施している、△：今後実施予定、－：実施しない

(出典) 各事業者からの回答を事務局で整理

供給条件の変更（電気料金改定以外）

- 今回、改定申請が行われた特定小売供給約款について、各事業者の業務方針、近年の情勢等の変化及び制度・法令変更への対応等を踏まえ、料金以外の供給条件も、様々な変更が盛り込まれている。
- 各事業者の供給条件の変更内容は、需要家に対する影響度合いは様々であるが、いずれについても、条件を満たした全ての需要家に対して平等に適用されるものであり、不平等であるとまでは言えないと考えられる。
- また、①各事業者の供給条件の変更内容及び②各事業者が供給条件の変更に関して行っている需要家に対する周知活動の内容について、次ページ以降に整理した。

主な供給条件の変更内容等

- 各事業者の主な供給条件の変更として、以下が挙げられる。（詳細は次ページ以降を参照）
 - ・電気使用量の通知の書面発行の有料化
 - ・契約振込票の書面発行の有料化
 - ・口座振替割引の廃止
 - ・力率割引・割増の廃止
 - ・使用制限・中止時の割引の廃止
 - ・料金未納等による供給停止期間中の減額制の廃止
 - ・延滞利息加算上限の廃止
 - ・前受金等の廃止
 - ・電化厨房住宅割引の廃止
 - ・一括前払割引の廃止
 - ・料金の窓口払いの廃止
 - ・再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止

各供給条件の変更内容等①（1/3）

- 主な供給条件の変更のうち、電気使用量の通知の書面発行の有料化については以下のとおり。

変更内容	電気使用量の通知の書面発行の有料化
概要	電気料金の請求金額及び電気使用量の通知について、書面での通知を希望する需要家から、書面発行に伴う費用相当額（110円（税込））を申し受ける。 対象事業者：北海道電力（2024年2月実施）、北陸電力（2024年4月実施）
需要家への影響	一定の需要家が書面発行に伴う費用相当額（110円（税込））を負担することになる。

各供給条件の変更内容等① (2/3)

- 主な供給条件の変更のうち、電気使用量の通知の書面発行の有料化については以下のとおり。

需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	<p>北海道電力：</p> <ul style="list-style-type: none">・Webによる通知を利用いただくことで、ペーパーレスによる環境配慮の促進に加え、<u>お客さまへのサービスの向上</u>（※1）につながるものと考えています。・また、<u>受益者負担として書面発行に係る費用を申し受けることは、費用に応じたお客さま間の公平性向上に寄与するほか、コスト削減効果を電気料金へ還元することで、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。</u>・対象となるお客さまには、<u>十分な周知期間を設けるとともに、事前に変更内容と代替手段をご説明することにより、丁寧に周知</u>（※2）を進めていきます。・なお、本見直しによる<u>増収見込み額は約2.6億円であり、電気料金の低減に寄与しています。</u> <p>※1：毎月の電気使用量や電気料金の請求金額をWebでいつでも見ることができることに加え、同じ料金プランに加入されているお客さまの平均的な使用量との比較や、電気使用量を月別・日別・時間別で把握して、省エネに役立てることが可能です。</p> <p>また、当社の会員制Webサービスでポイントを貯めることができ、貯めたポイントは、提携先ポイントへの移行や商品との交換等にご利用いただけます。</p> <p>※2：具体的には、対象となるお客さまへのダイレクトメール送付、戸別に配付するチラシ、当社ホームページの充実化、あらゆる機会による対面でのご説明、コールセンター（フリーダイヤル）でのご説明等により丁寧な周知に努めていきます。</p> <p>Web環境のないお客さまについては、コールセンターへのお問い合わせ等、電気料金の請求額等をお知らせする手段をご案内します。</p>
------------------------------	--

各供給条件の変更内容等① (3/3)

- 主な供給条件の変更のうち、電気使用量の通知の書面発行の有料化については以下のとおり。

需要家へのメリット等
(事業者からの回答)

北陸電力：

- ・約3.7億円分の原価低減に寄与します。
 - －書面発行手数料分の控除収益の増加（約1.9億円）
 - －有料化による書面発行希望者の減少見込みに伴う書面発行費用の減少（約1.8億円）
- ・現状では、書面発行を希望しないお客さまにも書面発行に係る費用をご負担いただいているところ、書面発行を希望するお客さまに、その費用をご負担いただくことで、書面発行を希望せずペーパーレス化にご協力いただいたお客さまの電気料金負担を低減することができ、公平性を確保できます。
- ・書面でなく携帯電話（メールやスマホアプリ）やパソコン等によりご確認をしていただくことで、以下のメリットがあります。
 - －無料で場所・時間を問わず、使用量や電気料金等を確認できます。
 - －前年実績や類似家庭（モデル）との比較、また、過去の月分実績や30分毎のご使用実績等、書面に比べて省エネ・節電に役立つ詳細な情報を確認できます。
 - －他にも、ポイント付与等の各種サービスを受けることができます。
- ・ペーパーレス化による環境負荷低減に貢献することができます。

(お客さまにご理解いただくための当社の取り組み)

- ・有料化の実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、携帯電話等による簡易かつ無料での確認が可能である旨を、各種媒体を通じて周知・推奨します。
- ・携帯電話やパソコン等をお持ちでないお客さまは、当社コールセンターへ連絡（フリーダイヤル・無料）いただければ使用量や電気料金等を回答します。
- ・スマートフォン等からのご確認方法がわからない方には対面で説明します。
- ・ご契約開始直後の2か月間は書面発行手数料を無料とし、携帯電話やパソコン等によるお知らせを選択いただくための期間を確保します。

各供給条件の変更内容等②（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、契約振込票の書面発行の有料化については以下のとおり。

変更内容	契約振込票の書面発行の有料化
概要	電気料金の支払に関する契約振込票について、書面での通知を希望する需要家から、書面発行に伴う費用相当額（220円（税込））を申し受ける。 対象事業者：北海道電力（2024年2月実施）、北陸電力（2024年4月実施）
需要家への影響	一定の需要家が書面発行に伴う費用相当額（220円（税込））を負担することになる。
需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	北海道電力： ・口座振替またはクレジットカード支払いを推奨することにより、キャッシュレスとペーパーレスによる環境配慮の促進に加え、お客さまの毎月の支払にかかる負担が軽減されるものと考えています。 ・また、受益者負担として書面発行および振込票の取扱いに係る費用を申し受けることは、費用に応じたお客さま間の公平性向上に寄与するほか、コスト削減効果を電気料金へ還元することで、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・対象となるお客さまには、十分な周知期間を設けるとともに、事前に変更内容と代替手段をご説明することで、丁寧に周知（※1）を進めていきます。 ・なお、本見直しによる増収見込み額は約6.2億円であり、電気料金の低減に寄与しています。 ※1：具体的には、対象となるお客さまへのダイレクトメール送付、戸別に配付するチラシ、当社ホームページの充実化、あらゆる機会による対面でのご説明、コールセンター（フリーダイヤル）でのご説明等により丁寧な周知に努めていきます。

各供給条件の変更内容等② (2/2)

- 主な供給条件の変更のうち、契約振込票の書面発行の有料化については以下のとおり。

需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	<p>北陸電力：</p> <ul style="list-style-type: none">・約1.4億円分の原価低減に寄与します。<ul style="list-style-type: none">– 書面発行手数料分の控除収益の増加・現状では、契約振込票による支払いを希望しないお客さまにも書面発行に係る費用をご負担いただいているところ、<u>書面発行を希望するお客さまに、その費用をご負担いただくことで、口座振替やクレジット支払いを選択し、ペーパーレス化にご協力いただいたお客さまの電気料金負担を低減することができ、公平性を確保</u>できます。・口座振替やクレジット支払いを選択された場合、<u>支払い忘れの防止につながる</u>とともに、<u>金融機関やコンビニエンスストア等へ出向く必要がなくなります。</u>・ペーパーレス化による環境負荷低減に貢献することができます。 <p>(お客さまにご理解いただくための当社の取り組み)</p> <ul style="list-style-type: none">・有料化の実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、書面発行手数料がかからない口座振替やクレジット支払いへの移行について、各種媒体を通じて周知・推奨します。・ご契約開始直後の2か月間は書面発行手数料を無料とし、口座振替やクレジット支払いへの移行手続期間を確保します。
--------------------------	---

各供給条件の変更内容等③ (1/2)

- 主な供給条件の変更のうち、口座振替割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	口座振替割引の廃止
概要	一部の料金メニューについて、電気料金の支払方法が口座振替の場合で、かつ、初回の振替日に電気料金の支払いがなされた場合、翌月の電気料金から55円（税込）の割引をする措置を行っていたが、これを廃止する。 対象事業者：東京電力EP（2024年10月実施）、北陸電力（2024年4月実施）、中国電力
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	東京電力EP： ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。また、業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。 北陸電力： ・約1.2億円分の値上げ幅抑制に寄与します。 ・口座振替割引があるにもかかわらず、口座振替の比率が減少し、クレジット支払いの比率が増えている現状を踏まえ、 <u>口座振替のみを優遇する本割引を廃止することで、電気料金の引き下げにつなげるとともに、クレジット支払いの選択もやすくなります。</u> ・なお、クレジット支払いを選択された場合は、 <u>ポイント付与のメリットも想定されます。</u> (お客さまにご理解いただくための当社の取り組み) ・実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。

各供給条件の変更内容等③ (2/2)

- 主な供給条件の変更のうち、口座振替割引の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	<p>中国電力：</p> <ul style="list-style-type: none">・口座振替割引は、振込用紙によるお支払いから口座振替への移行を図るために設定したのですが、昨今、口座振替に加えてクレジットカード払いやスマートフォンによる決済など、支払方法が多様化しています。これまで口座振替のお客さまだけに適用されていた口座振替割引相当額を料金の引き下げとして還元することから、<u>全てのお客さまの料金が均霑して引き下げられ、料金負担の軽減につながります。</u>・また、<u>支払方法による料金格差の解消により、お客さま間の公平性が確保されます。</u>なお、<u>将来的な費用削減効果が見込まれ、更なる料金負担の軽減につながると考えております。</u>
--------------------------	---

各供給条件の変更内容等④（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、力率割引・割増の廃止については以下のとおり。

変更内容	力率割引・割増の廃止
概要	<p>一部の料金メニューについて、電気の使用効率を評価する制度として、力率85%を上回る場合は基本料金を5%割引し、85%を下回る場合は基本料金を5%割増しする力率割引・割増制度を導入していたが、これを廃止する。</p> <p>対象事業者：北海道電力（2025年4月実施）、東京電力EP（2024年10月実施）、北陸電力（2024年4月実施）、中国電力</p>
需要家への影響	<p>一定の需要家に対して適用されていた割引等の措置が不適用となる。</p>
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	<p>北海道電力：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電気機器の取替時などにおいて当該割引等の適用に係る申込が不要になることで<u>手続きが簡素化</u>されるものと考えています。 ・また、当該割引等を電気料金に反映させるための業務処理やシステム機能の簡素化等により効率化を図ることで、<u>コスト削減効果を電気料金へ還元</u>することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・なお、本見直しによる<u>増収分は料金単価の低減に反映</u>しております。 <p>東京電力EP：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・割増しの適用を受けている方は、割増しの適用を受けなくなるメリットがあります。割引きの適用を受けている方は、<u>低圧電力、臨時電力においては、基本料金単価を割引き後水準として負担が生じないように</u>しております（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等④ (2/2)

- 主な供給条件の変更のうち、力率割引・割増の廃止については以下のとおり。

<p>需要家へのメリット等 (事業者からの回答)</p>	<p>北陸電力： ・高効率機器の普及等を背景に、低圧託送制度においては「力率割引・割増」が設定されていないことを踏まえ、小売契約においてお客さまに力率割引・割増を実施する理由を説明することが難しくなっており、<u>力率割引・割増を廃止することで、料金制度のわかりやすさ向上と、お客さま間の公平性を確保できます。</u> ・<u>力率割増のお客さまには負担減となります。</u> ・<u>お客さまにお願いしていた、当社への負荷設備の仕様書提出や機器確認のための現地立合いが不要となります。</u></p> <p>(お客さまにご理解いただくための当社の取り組み) ・実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。</p> <p>中国電力： ・力率割引・割増し制度の廃止にあたっては、<u>あらかじめ割引を織り込んだ基本料金を設定することとしたため、この割引制度の廃止によって、お客さまの料金負担は増加しません。</u></p>
---------------------------------------	---

各供給条件の変更内容等⑤（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、使用制限・中止時の割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	使用制限・中止時の割引の廃止
概要	<p>自然災害に伴う送配電設備の故障や設備保全工事等による停電など、一般送配電事業者の都合により需要家の電気の使用が制限または中止される場合に、その1日につき基本料金等を4%割引していたが、これを廃止する。</p> <p>対象事業者：北海道電力（2025年4月実施）、東京電力EP、中国電力</p>
需要家への影響	<p>一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。</p>
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	<p>北海道電力：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・これまで割引対象となっていた特定のお客さまだけでなく、<u>すべてのお客さまに対して割引原資を配分できるものと考えています。</u> ・また、<u>当該割引を電気料金に反映させるための業務処理やシステム機能の簡素化等により効率化を図ることで、コスト削減効果を電気料金へ還元することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。</u> <p>東京電力EP：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、<u>今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。</u> また、<u>業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。</u>

各供給条件の変更内容等⑤ (2/2)

- 主な供給条件の変更のうち、使用制限・中止時の割引の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	中国電力： <ul style="list-style-type: none">・これまで対象のお客さまだけに適用されていた制限中止割引相当額を料金の引き下げとして還元することから、<u>全てのお客さまの料金が均霑して引き下げられ、料金負担の軽減につながります。</u>・なお、<u>将来的な費用削減効果が見込まれ、更なる料金負担の軽減につながると考えています。</u>・また、制限中止割引は、当社の自由料金では既に廃止していることから、規制料金と自由料金の供給条件の公平性および整合性が確保できます。
--------------------------	--

各供給条件の変更内容等⑥

- 主な供給条件の変更のうち、料金未納等による供給停止期間中の減額制の廃止については以下のとおり。

変更内容	料金未納等による供給停止期間中の減額制の廃止
概要	原因者が特定される供給停止（特定の需要家の電気料金の未納を理由とした供給停止等）があった場合、当該停止期間中については基本料金の減額等をする措置を行っていたが、これを廃止する。 対象事業者：北陸電力（2024年4月実施）
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた減額措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	北陸電力： <ul style="list-style-type: none">・ 料金減額がなくなる結果、<u>一定程度の値上げ幅抑制</u>に寄与します。・ <u>支払期日</u>までに支払うお客さまと、<u>期日経過後</u>に支払うお客さまとの公平性の確保につながります。 <p>(お客さまにご理解いただくための当社の取り組み)</p> <ul style="list-style-type: none">・ 実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。

各供給条件の変更内容等⑦

- 主な供給条件の変更のうち、延滞利息加算上限の廃止については以下のとおり。

変更内容	延滞利息加算上限の廃止
概要	電気料金が支払期日を経過しても支払われない場合に発生する延滞利息について、当面の経過措置として上限額（未納電気料金の3%相当額）を設定していたが、これを廃止する。 対象事業者：北陸電力（2024年4月実施）、中国電力
需要家への影響	一定の需要家に対して、上限額（未納電気料金の3%相当額）を超えて延滞利息が発生し得る。
需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	北陸電力： <ul style="list-style-type: none">・延滞利息上限がなくなる結果、<u>一定程度の値上げ幅抑制に寄与します。</u>・<u>支払期日までに支払うお客さまと、期日経過後に支払うお客さまとの公平性の確保につながります。</u> (お客さまにご理解いただくための当社の取り組み) <ul style="list-style-type: none">・実施時期を2024年4月とし、実施までの間に、当該変更について、各種媒体を通じて周知・説明します。 中国電力： <ul style="list-style-type: none">・早遅取料金制度廃止に伴う経過措置として導入した供給条件であり、導入から6年経過していることを踏まえ、廃止するものです。なお、<u>早期料金支払いのインセンティブとなるため、将来的な費用削減効果が見込まれ、お客さまの料金負担の軽減につながると考えています。</u>

各供給条件の変更内容等⑧

- 主な供給条件の変更のうち、前受金等の廃止については以下のとおり。

変更内容	前受金等の廃止
概要	<p>需要家から前受金、前払金及び予納金を申し受けることを廃止する。 対象事業者：北海道電力、東京電力EP ※東京電力EPについては「保証金」を申し受けることも廃止する。</p>
需要家への影響	<p>需要家の事業者に対する前受金等の受け渡しがなされなくなる。 なお、各対象事業者において、近年適用事例は確認できないとのことである。</p>
<p>需要家へのメリット等 (事業者からの回答)</p>	<p>北海道電力： ・電気の使用開始前にあらかじめ電気料金をご用意いただくことや、支払のために来所いただくこと等のお客さまの手間がなくなるものと考えています。 ・また、業務処理の簡素化を図ることで、コスト削減効果を電気料金へ還元することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。 ・なお、近年では適用事例はないことから、お客さまにデメリットは生じないものと考えています。</p> <p>東京電力EP： ・適用例がないことから、お客さまメリットはないがデメリットもないと考えています（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。</p>

各供給条件の変更内容等⑨

- 主な供給条件の変更のうち、電化厨房住宅割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	電化厨房住宅割引の廃止
概要	一部の料金メニューについて、需要家が定格電圧200VのIHクッキングヒーター等を使用している場合に、毎月の電気料金から3%の割引（毎月の割引上限額は550円）していたが、これを廃止する。 対象事業者：東京電力EP（2024年10月実施）
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	東京電力EP： ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。 また、業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等⑩

- 主な供給条件の変更のうち、一括前払割引の廃止については以下のとおり。

変更内容	一括前払割引の廃止
概要	一部の料金メニューについて、口座振替により半年間又は1年間分の電気料金を一括して前払いした場合に、電気料金の割引をしていたが、これを廃止する。 対象事業者：東京電力EP（2023年6月に新規適用を廃止し、2024年10月以降に契約満了を迎える需要家から順次廃止）
需要家への影響	一定の需要家に対して適用されていた割引措置が不適用となる。
需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	東京電力EP： ・本制度の廃止によって見込まれる増収は、今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります。また、業務運営の効率化による費用低減は、同様に今般の料金見直しに伴う値上げ幅抑制の原資となります（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。

各供給条件の変更内容等⑪（1/2）

- 主な供給条件の変更のうち、料金の窓口払いの廃止については以下のとおり。

変更内容	料金の窓口払いの廃止
概要	<p>事務所窓口における電気料金等の収納業務を廃止する。 対象事業者：北海道電力、東北電力、東京電力EP、北陸電力、四国電力</p>
需要家への影響	<p>事務所窓口において電気料金等を支払うことができなくなる。</p>
需要家へのメリット等 （事業者からの回答）	<p>北海道電力： ・決済手段の拡充をはかってきたことにより、コンビニ払い等、<u>お客さまにとってよりお近くで便利に支払いできる環境構築に寄与しているものと考えています。</u> ・また、業務処理や各種設備等の効率化を図り、<u>コスト削減効果を電気料金へ還元することは、将来にわたりお客さま全体のメリットにつながるものと考えています。</u> ・なお、近年では当社窓口以外でのお支払いが定着し、窓口支払いの実績はありません。</p> <p>東北電力： ・これまでも事業所の統廃合を通じて効率化に努めてきたところ、今後も第一線組織の販売業務・間接業務の運営体制見直しにより人員効率化に努めていきます。そうした取組みのなかで、<u>電気料金の窓口支払に係る業務の取扱いを見直し、効率化に努めることで全体的なコスト削減につながるほか、見直しした業務量について、新料金プラン・サービスの開発を通じてお客さまに還元したいと考えています。</u></p>

各供給条件の変更内容等⑪ (2/2)

- 主な供給条件の変更のうち、料金の窓口払いの廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	<p>東京電力EP： ・<u>支払い方法の多様化</u>に応える体制整備を背景に、料金の収納業務を行う窓口（1箇所）で収納した件数はないことから、お客さまメリットはないが<u>デメリットもない</u>と考えています（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。</p> <p>北陸電力： ・至近（5年間）において、当社窓口での支払い実績はありません。 ・なお、<u>金融機関に加え、24時間営業のコンビニエンスストアやドラッグストア等</u>、当社窓口以外での電気料金の支払いが定着しております。</p> <p>四国電力： ・当社窓口での電気料金収納を終了することに伴う<u>事務コストの削減</u>により、<u>中長期的な電気料金の低減に寄与するもの</u>と考えています。 ・なお、従来の支払方法（振込用紙・口座振替・クレジットカード）に加え、コンビニエンスストアの端末機を利用した店頭決済サービスを導入しており、<u>振込用紙を持っていないお客さまも当社窓口以外でお支払いができる環境を整えている</u>ことから、影響は限定的と考えています。</p>
--------------------------	---

各供給条件の変更内容等⑫ (1/3)

- 主な供給条件の変更のうち、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止については以下のとおり。

変更内容	再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止
概要	再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価について、事務所における掲示を廃止する。 対象事業者：全事業者
需要家への影響	事務所において再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価に係る掲示内容を閲覧することができなくなる。
需要家へのメリット等 (事業者からの回答)	<p>北海道電力： ・<u>当社ウェブサイト等でのお知らせ内容を充実化させ、場所・時間を問わずご確認が可能となっている点は、お客様の利便性向上に寄与しているものと考えています。</u> ・<u>なお、お客様が事務所に来所され、単価について説明の要望があった場合には、引き続き対面で丁寧にご説明をしていきます。</u></p> <p>東北電力： ・<u>これまでも事業所の統廃合を通じて効率化に努めてきたところ、今後も第一線組織の販売業務・間接業務の運営体制見直しにより人員効率化に努めていきます。そうした取組みのなかで、店頭掲示に係る業務の取扱いを見直し、効率化に努めることで全体的なコスト削減につながるほか、見直した業務量について、新料金プラン・サービスの開発を通じてお客様に還元したいと考えています。</u></p>

各供給条件の変更内容等⑫ (2/3)

- 主な供給条件の変更のうち、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止については以下のとおり。

<p>需要家へのメリット等 (事業者からの回答)</p>	<p>東京電力EP： ・インターネットの普及に加え、あらかじめ検針票などにより月々の再エネ賦課金単価および燃料費調整単価をお知らせしているため、お客さまメリットはないがデメリットもないと考えています（なお、当社の低圧自由料金には導入しておりません。）。</p> <p>北陸電力： ・再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価を閲覧する目的で、事業所窓口へ来社される事例はありません。 ・なお、当社HP上でも毎月掲示しており、いつでも閲覧が可能となっております。 ・また、コールセンターへご連絡（フリーダイヤル・無料）いただければ、再エネ賦課金単価および燃料費調整単価を回答します。</p> <p>中国電力： ・再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価はホームページ等により広く公開しており、利便性は高いです。なお、将来的には掲示にかかる費用削減効果が見込まれ、お客さまの料金負担の軽減につながると考えています。</p>
----------------------------------	---

各供給条件の変更内容等⑫ (3/3)

- 主な供給条件の変更のうち、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価の事務所掲示の廃止については以下のとおり。

需要家へのメリット等

(事業者からの回答)

四国電力：

- ・事務所掲示の廃止に伴う事務コストの削減及び紙資源の節約により、中長期的な電気料金の低減及び環境負荷の低減に寄与するものと考えています。
- ・また、再エネ賦課金単価及び燃料費調整単価をインターネット上のウェブサイトに掲載することにより、即時にかつ広範囲に周知できることから影響は限定的と考えています。
- ・なお、上記とは別に、検針票や会員制Webサービス等を活用し両単価を印字して個別に周知しています。

沖縄電力：

- ・お支払方法の多様化等により窓口への来店機会が殆どなくなっていることに加え、当社HPや検針票においても再エネ賦課金単価等を掲載していることから、事務所掲示により確認するお客さまは極めて限定的と考えていますが、仮に事務所へ確認に来られたお客さまに対しても個別に対応することで、お客さまサービスの低下は発生しないものと考えています。
- ・廃止により業務効率化することでコスト削減を図り、電気料金の低減に資すると考えています。

その他の供給条件の変更内容

- その他の供給条件の変更として、内容の性質上、需要家の利益に対して影響が及ぶことが原則として想定されないものや、現在適用事例が確認できないものなどがあり、例として以下が挙げられる。
- 以下の変更内容のほか、各事業者において、既存の運用の明確化に関する変更や電気料金の支払い等に関する細則的な変更、その他付随的な変更なども存在する。

変更内容	概要
契約期間（年度単位に変更）	契約期間を年度単位に見直す。 対象事業者：北海道電力、東北電力、四国電力、沖縄電力
保証金預託時の利息の廃止	需要家が電気料金を支払期日を経過してなお支払わなかった場合等に申し受けることがある保証金について、保証金預託時における利息は不発生とする。 対象事業者：北海道電力、東京電力EP、北陸電力、沖縄電力 (ただし、現在適用事例なし)
共同住宅特例の廃止	約款上、別の契約ができないような共同住宅のケース（下宿及び寄宿舍等）において、需要家の共同住宅における料金算定に係る取扱いを廃止する。 対象事業者：沖縄電力（ただし、現在適用事例なし）
法的分離対応（託送供給等約款の規定を考慮・参照して行った変更を含む）	小売部門及び託送供給部門の法的分離並びに託送供給等約款の規定を考慮・参照して、既存規定の見直しをする。 対象事業者：東北電力、東京電力EP、北陸電力、四国電力、沖縄電力
制度・法令名等の改正対応	制度・法令の改正等（配電事業のライセンス制の新設、指定区域供給制度の新設、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法の法令名の変更等）に伴い、既存規定の見直しをする。 対象事業者：北海道電力、東北電力、四国電力、沖縄電力

(出典) 各事業者からの回答を事務局で整理

【論点6】需要家に対する供給条件の変更（電気料金改定以外）の周知活動

- 自社ホームページ内で供給条件の説明をしたり、問い合わせ専用ダイヤルを設けるなど情報媒体を活用することで、需要家に対する供給条件の変更の周知を実施していることを確認した。

	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
①自社ホームページ内で供給条件の変更内容を説明している。	○	○	○	○	○	○	○
②供給条件の変更のお知らせを文書又は電子メールで通知している。	○ 紙面の都合から 自社HPへ誘導	○ 紙面の都合から 自社HPへ誘導	△	○	○ 紙面の都合から 自社HPへ誘導	○ 紙面の都合から 自社HPへ誘導	○ 紙面の都合から 自社HPへ誘導
③消費者団体又は自治体等への説明を実施している。	○ 消費者団体45 自治体等772	△	○ 消費者団体27 自治体等261	○ 消費者団体40 自治体等101	○ 消費者団体472 自治体等173	○ 消費者団体11 自治体等95	○ 消費者団体3 自治体等34
④問い合わせ専用ダイヤルを設けている。	○	○	○	○	○	○	○
⑤その他	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施予定(③) <p>東北電力補足： 実質的にお客さま影響がない変更の為個別説明未実施。今後値上内容と併せて説明予定</p>	<ul style="list-style-type: none"> 各家庭へお知らせ文書を送付予定(②) 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施(③) 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者団体や自治体等には個別に訪問して説明のうえ、求めに応じて説明会を実施予定(③)

(注) ○：実施している、△：今後実施予定、－：実施しない

(出典) 各事業者からの回答を事務局で整理 793

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（7事業者）①

- 下表のとおり、各事業者とも、需要家に対する電気料金改定に関する問い合わせ対応のため、専用ダイヤルを設置し、問い合わせ先・受付時間などを自社ホームページにて公表していることを確認した。

	北海道電力	東北電力
問い合わせ先	特設コールセンター 0120-700-689	低圧電気料金見直しお問い合わせ窓口 0120-393-043
受付時間	月～金曜日9:00～17:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.hepco.co.jp/price_revis_e/index.html	https://www.tohoku-epco.co.jp/dprivate/dryokinkaitei/
備考	ホーム> 電気料金の見直しに関するお願いについて	トップページ> 小売規制料金等の値上げについて> 個人のお客さま> 電気料金の値上げについて（低圧）
	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（7事業者）②

	東京電力EP	北陸電力
問い合わせ先	<p>低圧電気料金見直しに関するお問い合わせ先 （規制料金メニューをご契約中のお客さま）</p>	<p>お客さまサービスセンター</p>
	0120-995-421	0120-012433
受付時間	月～土曜日9:00～17:00	月～日曜日（祝日含む）9:00～18:00
URL	https://www.tepco.co.jp/ep/private/plan/teiatsu_minaoshi.html	https://www.rikuden.co.jp/rate/inquiry.html
	HOME> 低圧の料金メニューの見直し内容は こちら> お問い合わせ先	TOP> 電気料金の改定について> 規制料金 メニューのお客さま> インフォメーション お問い合わせ 先
備考	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問 い合わせは、別途、問い合わせ先（0120- 995-723）を設けて対応	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問 い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（7事業者）③

	中国電力	四国電力
問い合わせ先	電気料金見直しに関するお問い合わせ先	特設受付センター
	0120-120-677	0120-128-043
受付時間	月～日曜日（祝日含む）9:00～20:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.energia-support.com/pricerevision/index.html	https://www.yonden.co.jp/publish/page_24.html
	HOME> 電気料金の見直しに関するお知らせ （低圧のお客さま）	HOME> 規制料金の値上げ申請について
備考	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金改定に関する問い合わせ対応（7事業者）④

	沖縄電力
問い合わせ先	お問い合わせ先 0 1 2 0 - 5 8 6 - 7 0 4
受付時間	月～金曜日8:30～17:00
URL	https://www.okiden.co.jp/common/ryoukinkaitei/index.html
備考	ホーム>個人・法人のお客様>電気料金の改定について 低圧の自由料金メニューの値上げに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

(出典) 各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（7事業者）①

- 下表のとおり、各事業者とも、需要家に対する電気料金改定に関する問い合わせ対応のほか、電気料金や電気使用量などに関する問い合わせ対応のため、コールセンターなどを設置し、問い合わせ先・受付時間などを自社ホームページにて公表していることを確認した。

	北海道電力	東北電力
問い合わせ先	道北統括支社（※地域毎に8事業所あり） 0120-07-5154（※）	各種お問い合わせ 0570-550-220
受付時間	月～金曜日9:00～17:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.hepco.co.jp/corporate/company/branch/index.html	https://www.tohoku-epco.co.jp/dprivate/inquiry/call/
備考	ホーム> 企業・IR情報> 会社情報> お近くのほくでん一覧（ご契約、ご使用量、ご請求などに関する問い合わせ）	トップページ> 個人のお客さま> 電気・ご契約のお手続きやお問い合わせ> 各種お問い合わせ（電話）
	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（7事業者）②

	東京電力EP	北陸電力
問い合わせ先	<p>カスタマーセンター （規制料金プランでご契約中のお客さま）</p>	<p>申込み・その他に関するお問い合わせ</p>
受付時間	<p>0120-995-001</p> <p>月～土曜日9:00～17:00</p>	<p>0120-776453</p> <p>月～金曜日9:00～17:00</p>
URL	<p>https://www.tepco.co.jp/ep/support/cc/index-j.html</p>	<p>https://www.rikuden.co.jp/info/inquiry.html</p>
備考	<p>HOME> 各種手続き・サポート> 電気とガスの開通・各種手続き・サポート> サポート> カスタマーセンターへのお問い合わせ> お問い合わせ・カスタマーセンター> カスタマーセンターのご案内> 規制料金プランでご契約中のお客さま</p> <p>低圧の自由料金メニューに関する問い合わせは、別途、問い合わせ先（0120-995-113）で対応</p>	<p>TOP> 各種お問い合わせ> 各種お問い合わせ窓口（お電話でのお問い合わせ 申込み・その他に関するお問い合わせ）</p> <p>低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応</p>

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（7事業者）③

	中国電力	四国電力
問い合わせ先	カスタマーセンター	カスタマーセンター
	0120-181-210（※）	0120-410-761（※）
受付時間	月～金曜日9:00～20:00	月～金曜日9:00～17:00
URL	https://www.energia.co.jp/office/add-sales.html	https://www.yonden.co.jp/contact/kagawa/index.html
	HOME> 企業・IR・採用情報> 事業所一覧> セールスセンターのお問い合わせフリーダイヤル（お引越し・電気の契約・料金に関するお問い合わせ先）	HOME> お問い合わせ> 引越し・電気料金・契約等についてのお問い合わせ
	※管轄セールスセンター（エリア）単位で番号を設定（上記は鳥取統括セールスセンターエリアの番号を記載）	※管轄営業所（エリア）単位で番号を設定（上記は香川支店エリアの番号を記載）
備考	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応	低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】電気料金・電気使用量などに関する問い合わせ対応（7事業者）④

	沖縄電力
問い合わせ先	料金・その他のお問い合わせ 0120-586-391
受付時間	月～金曜日8:30～17:00
URL	https://www.okiden.co.jp/common/contact/
備考	ホーム>個人・法人のお客様>お問い合わせ先（料金・その他のお問い合わせ） 低圧の自由料金メニューに関する問い合わせも、上記の問い合わせ先で対応

（出典）各事業者ホームページより事務局で作成

【参考】北海道電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 (電灯料金)		従量電灯					
				(従量電灯A)		(従量電灯B)		(従量電灯C)	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要最大電流が5アンペア以下、かつ、定額電灯が適用できない場合		電灯または小型機器を使用する需要契約電流が10アンペア以上60アンペア以下 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力と組み合わせる場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	
区分			申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金	基本料金 (円/月)	(1契約)	93.50	(最初の9kWhまで)	415.80	(30Aの場合)	1,122.00	(1kVA)	374.00
	電力量料金 (円/kWh)	10Wまで	141.90	(上記超過1kWhごと)	36.74	(120kWhまで)	36.74	(120kWhまで)	36.74
		20Wまで	266.20			(280kWhまで)	44.11	(280kWhまで)	44.11
		40Wまで	514.80			(280kWh超過)	48.08	(280kWh超過)	48.08
		60Wまで	763.40						
		100Wまで	1,260.60			最低月額料金	415.80		
上記超過50Wごと	630.30								
備考									

名称		臨時電灯 (臨時電灯A)		公衆街路灯 (公衆街路灯A: 電灯料金)		低圧電力		臨時電力 (従量制供給の場合)		農事用電力	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要契約使用期間が1年未満の需要総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要契約電力が原則50キロワット未満従量電灯と組み合わせる場合、契約電流または契約容量と契約電力の合計が50キロワット未満		動力を使用する需要契約使用期間が1年未満の需要契約電力が原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要契約電力が原則50キロワット未満	
区分			申請単価		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金	基本料金 (円/月)			(1契約)	82.50	(1kWにつき)	1,343.10	(1kWにつき)	低圧電力の20%増し	(1kWにつき)	782.10
	電力量料金 (円/kWh)	50VAまで	18.43	10Wまで	127.60	(1kWhにつき)	30.39	(1kWhにつき)	36.47	(1kWhにつき)	27.74
		100VAまで	36.85	20Wまで	239.80						
		500VAまでの100VAごと	36.85	40Wまで	463.10						
		1kVAまで	368.50	60Wまで	687.50						
		3kVAまでの1kVAごと	368.50	100Wまで	1,134.10						
上記超過50Wごと		567.60									
備考		単位は、1契約1日につき									

(注) 料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】東北電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称	定額電灯 (電灯料金)	従量電灯							
		(従量電灯A)		(従量電灯B)		(従量電灯C)			
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの	電灯または小型機器を使用する需要最大電流が5アンペア以下、かつ、定額電灯が適用できない場合		電灯または小型機器を使用する需要契約電流が10アンペア以上60アンペア以下 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力と組み合わせる場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満			
区分		申請単価		申請単価		申請単価			
料金	基本料金(円/月)	(1契約)	60.50	(最初の7kWhまで)	387.01	(30Aの場合)	1,273.80	(1kVA)	424.60
	電力量料金(円/kWh)	10Wまで	121.91	(上記超過1kWhごと)	29.33	(120kWhまで)	29.33	(120kWhまで)	29.33
		20Wまで	223.96			(300kWhまで)	36.45	(300kWhまで)	36.45
		40Wまで	428.16			(300kWh超過)	41.12	(300kWh超過)	41.12
		60Wまで	632.40						
		100Wまで	1,040.75			最低月額料金	387.01		
上記超過100Wごと	1,040.75								
備考									

名称	臨時電灯 (臨時電灯A)	公衆街路灯 (公衆街路灯A:電灯料金)	低圧電力	臨時電力 (従量制供給の場合)	農事用電力 (農事用電力A)						
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要契約使用期間が1年未満の需要総容量が3キロボルトアンペア以下	公衆のために設置された電灯または小型機器総容量が1キロボルトアンペア未満	動力を使用する需要契約電力が原則50キロワット未満従量電灯と組み合わせる場合、契約電流または契約容量と契約電力の合計が50キロワット未満	動力を使用する需要契約使用期間が1年未満の需要契約電力が原則50キロワット未満	農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要契約電力が原則50キロワット未満						
区分		申請単価		申請単価	申請単価						
料金	基本料金(円/月)	(1契約)	55.00	(1kWにつき)	1,359.19	低圧電力の20%増し (1kWにつき)	721.19				
	電力量料金(円/kWh)	50VAまで	12.01	10Wまで	114.93	夏季	27.21	夏季	30.51	夏季	23.12
		100VAまで	24.01	20Wまで	212.19	その他季	25.76	その他季	28.78	その他季	22.04
		500VAまでの100VAごと	24.01	40Wまで	406.82						
		1kVAまで	240.30	60Wまで	601.49						
		3kVAまでの1kVAごと	240.30	100Wまで	990.70						
上記超過100Wごと	990.70										
備考	単位は、1契約1日につき			夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月				

(注) 料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】東京電力EPの特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称	定額電灯 (電灯料金)		従量電灯					
			(従量電灯A)		(従量電灯B)		(従量電灯C)	
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要 総容量が400ボルトアンペア以下		電灯または小型機器を使用する需要 最大電流が5アンペア以下 定額電灯を適用できないこと		電灯または小型機器を使用する需要 契約電流が10アンペア以上であり、かつ、60アンペア以下 低圧電力とあわせて契約する場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ、原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	
区分		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金(円)	需要家料金 (1契約につき)	55.00	最低料金 (最初の8kWhまで)	327.84	基本料金 (30A)	885.72	基本料金 (1kVAにつき)	295.24
	電灯料金(1灯につき) 10Wまで	169.95	電力量料金 (上記超過1kWhにつき)	30.80	電力量料金(1kWhにつき) 最初の120kWhまで	30.80	電力量料金(1kWhにつき) 最初の120kWhまで	30.80
	10Wをこえ20Wまで	290.40			120kWhをこえ300kWhまで	37.40	120kWhをこえ300kWhまで	37.40
	20Wをこえ40Wまで	531.30			上記超過	41.49	上記超過	41.49
	40Wをこえ60Wまで	772.20						
	60Wをこえ100Wまで	1,254.00						
上記超過100Wまでごと	1,254.00			最低月額料金 (1契約につき)	327.84			
備考								

名称	臨時電灯 (臨時電灯A)		公衆街路灯 (公衆街路灯A: 電灯料金)		低圧電力		臨時電力 (従量制供給の場合)		農事用電力	
適用範囲	電灯または小型機器を使用し、契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下		公衆のために設置された電灯または小型機器を使用する需要 総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯とあわせて契約する場合、契約電流または契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満		動力を使用し、契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が5kWをこえ、かつ、原則50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満	
区分		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価		申請単価
料金(円)	(1契約1日につき) 50VAまで	10.75	需要家料金 (1契約につき)	49.50	基本料金 (1kWにつき)	1,138.46 (1,081.54)	基本料金 (1kWにつき)	低圧電力の 20%増し	基本料金 (1kWにつき)	456.46
	50VAをこえ100VAまで	21.51	電灯料金(1灯につき)	157.75	電力量料金(1kWhにつき) 夏季	28.29	電力量料金(1kWhにつき) 夏季	33.95	電力量料金(1kWhにつき) 夏季	24.04
	100VAをこえ500VAまでの場合100VAまでごと	21.51			その他季	26.72	その他季	32.07	その他季	22.86
	500VAをこえ1kVAまで	215.14								
	1kVAをこえ3kVAまでの場合1kVAまでごと	215.14								
備考					申請単価の()内は、2024年10月分料金以降の単価 夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	

(注) 料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】北陸電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 (電灯料金)	従量電灯						
			(従量電灯A)		(従量電灯B)		(従量電灯C)		
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの	電灯または小型機器を使用する需要で、最大電流が5アンペア以下、かつ、定額電灯が適用できない場合		電灯または小型機器を使用する需要契約電流が10アンペア以上60アンペア以下 低圧電力と組み合わせる場合、契約電流と契約電力との合計が50キロワット未満		電灯または小型機器を使用する需要契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力と組み合わせる場合、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満		
料金	基本料金 (円/月)	(1契約) 59.40	(最初の8kWhまで) 312.27	(30Aの場合) 907.50	(1kVA) 302.50				
	電力量料金 (円/kWh)	10Wまで	111.29	(上記超過1kWhごと) 30.43	(120kWhまで) 30.43	(120kWhまで) 30.43			
		20Wまで	202.77		(300kWhまで) 37.03	(300kWhまで) 37.03			
		40Wまで	385.74		(300kWh超過) 39.97	(300kWh超過) 39.97			
		60Wまで	568.72						
		100Wまで	934.66						
上記超過100Wごと	934.66			最低月額料金 302.50					
備考									

名称		臨時電灯 (臨時電灯A)	公衆街路灯 (公衆街路灯A: 電灯料金)	低圧電力	臨時電力 (従量制供給の場合)	農事用電力 (農事用電力A)	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要契約使用期間が1年未満の需要総容量が3キロボルトアンペア以下	公衆のために設置された電灯または小型機器総容量が1キロボルトアンペア未満	動力を使用する需要契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯と組み合わせる場合、契約電流または契約容量と契約電力の合計が50キロワット未満	動力を使用する需要契約使用期間が1年未満の需要契約電力が原則50キロワット未満	農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要契約電力が原則50キロワット未満	
料金	基本料金 (円/月)		(1契約) 53.90	(1kWにつき) 1,226.50	(1kWにつき) 低圧電力の20%増し	(1kWにつき) 577.50	
	電力量料金 (円/kWh)	50VAまで	11.35	10Wまで 104.29	夏季 26.62	夏季 31.94	夏季 21.34
		100VAまで	22.73	20Wまで 190.98	その他季 26.62	その他季 31.94	その他季 21.34
		500VAまでの100VAごと	22.73	40Wまで 364.36			
		1kVAまで	227.23	60Wまで 537.72			
		3kVAまでの1kVAごと	227.23	100Wまで 884.49			
上記超過100Wごと		884.49					
備考		単位は、1契約1日につき		夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月	夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月	夏季: 7月から9月 その他季: 10月から翌年6月	

(注) 料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】中国電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称	定額電灯 (電灯料金)	従量電灯		臨時電灯 (臨時電灯A)	公衆街路灯 (公衆街路灯A:電灯料金)						
		(従量電灯A)	(従量電灯B)								
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要 総容量が400ボルトアンペア以下であるもの	電灯または小型機器を使用する需要 最大需要容量が6キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、最大需要容量と契約電力との合計が50キロワット未満 定額電灯を適用できないこと	電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ、 原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下	公衆のために設置された電灯または小型機器を使用する需要 総容量が1キロボルトアンペア未満						
料金	基本料金(円/月)	(1契約につき)	110.00 (最初の15kWhまで)	698.81 (1kVAにつき)	453.90	(1契約につき)	104.50				
	電力量料金 (円/kWh)	10Wまで	107.89	120kWhまで	31.86	120kWhまで	28.89	50VAまで	12.08	10Wまで	102.39
		20Wまで	189.38	300kWhまで	41.43	300kWhまで	38.02	100VAまで	24.12	20Wまで	180.58
		40Wまで	352.35	300kWh超過	44.54	300kWh超過	40.81	500VAまでの100VAごと	24.12	40Wまで	338.05
		60Wまで	515.34					1kVAまで	241.32	60Wまで	494.44
		100Wまで	841.28					3kVAまでの1kVAごと	241.32	100Wまで	808.28
		上記超過50Wごと	420.65							上記超過50Wごと	404.15
備考						単位は、1契約1日につき					

名称	低圧電力	臨時電力 (従量制供給の場合)	農事用電力 (農事用電力A)				
適用範囲	動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯とあわせて契約する場合、最大需要容量または契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満	農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満				
料金	基本料金(円/月)	(1kWにつき)	1,202.85 (1kWにつき)	低圧電力の 20%増し	(1kWにつき)	862.02	
	電力量料金 (円/kWh)	夏季	28.31	夏季	34.03	夏季	22.01
		その他季	25.76	その他季	30.95	その他季	20.02
備考	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月				

(注)料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】四国電力の特定小売供給約款メニュー（低圧・補正後総原価ベース）

名称	定額電灯 (電灯料金)	従量電灯		臨時電灯 (臨時電灯A)	公衆街路灯 (公衆街路灯A:電灯料金)				
		(従量電灯A)	(従量電灯B)						
適用範囲	電灯または小型機器を使用する需要 総容量が400ボルトアンペア以下であるもの	電灯または小型機器を使用する需要 最大需要容量が6キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、最大需要容量と契約電力との合計が50キロワット未満 定額電灯を適用できないこと	電灯または小型機器を使用する需要 契約容量が6キロボルトアンペア以上であり、かつ、 原則50キロボルトアンペア未満 低圧電力とあわせて契約する場合は、契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下	公衆のために設置された電灯または小型機器を使用する需要 総容量が1キロボルトアンペア未満				
料金	基本料金(円/月)	(1契約につき)	71.50 (最初の11kWhまで)	679.47 (1kVAにつき)	397.10	(1契約につき)	66.00		
	電力量料金 (円/kWh)	10Wまで	142.30 (11kWhをこえ120kWhまで)	31.79 (最初の120kWhまで)	28.39	50VAまで	11.50	10Wまで	139.00
		10Wをこえ20Wまで	237.33 (120kWhをこえ300kWhまで)	38.41 (120kWhをこえ300kWhまで)	33.92	50VAをこえ100VAまで	23.01	10Wをこえ20Wまで	232.93
		20Wをこえ40Wまで	427.34 (300kWh超過)	41.92 (300kWh超過)	36.84	100VAをこえ500VAまでの100VAごと	23.01	20Wをこえ40Wまで	419.64
		40Wをこえ60Wまで	617.36			500VAをこえ1kVAまで	230.12	40Wをこえ60Wまで	606.36
		60Wをこえ100Wまで	996.16			1kVAをこえ3kVAまでの1kVAごと	230.12	60Wをこえ100Wまで	978.56
		100Wをこえ50Wまでごと	498.08					100Wをこえ50Wまでごと	489.28
備考					単位は、1契約1日につき				

名称	低圧電力	臨時電力 (従量制供給の場合)	農事用電力			
適用範囲	動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯とあわせて契約する場合は、最大需要容量または契約容量と契約電力との合計が50キロワット未満	動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が原則50キロワット未満	農事用のかんがい排水のために動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満			
料金	基本料金(円/月)	(1kWにつき)	1,183.71 (1kWにつき)	低圧電力の 20%増し	(1kWにつき)	815.21
	電力量料金 (円/kWh)	夏季	27.11	夏季	同上	23.00
		その他季	25.67	その他季	同上	21.94
備考	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月			

(注)料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】沖縄電力の特定小売供給約款メニュー①（低圧・補正後総原価ベース）

名称		定額電灯 (電灯料金)		従量電灯		臨時電灯 (臨時電灯A)	
適用範囲		電灯または小型機器を使用する需要で、その総容量が400ボルトアンペア以下であるもの		電灯または小型機器を使用する需要 総容量に基づく値が50kW未満 低圧電力と組み合わせる場合、総容量に基づく値と契約電力との合計が50キロワット未満 定額電灯が適用できないこと		電灯または小型機器を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 総容量が3キロボルトアンペア以下	
料金	基本料金 (円/月)	(1契約)	66.00	(最低料金)	647.65		
	電力量料金 (円/kWh)	10Wまで	173.35	(120kWhまで)	40.76	50VAまで	17.28
		20Wまで	299.38	(300kWhまで)	46.30	100VAまで	34.56
		40Wまで	551.49	(300kWh超過)	48.28	500VAまでの100VAごと	34.56
		60Wまで	803.54			1kVAまで	345.62
		100Wまで	1,307.70			3kVAまでの1kVAごと	345.62
上記超過100Wごと	1,307.70						
備考						単位は、1契約1日につき	

名称		公衆街路灯 (公衆街路灯A:電灯料金)		低圧電力		臨時電力(低圧) (従量制供給の場合)		農事用電力(低圧)	
適用範囲		公衆のために設置された電灯または小型機器 総容量が1キロボルトアンペア未満		動力を使用する需要 契約電力が原則50キロワット未満 従量電灯と組み合わせる場合、総容量に基づく値と契約電力の合計が50キロワット未満		動力を使用する需要 契約使用期間が1年未満の需要 契約電力が50キロワット未満		農事用のかんがい排水のために 動力を使用する需要 契約電力が50キロワット未満	
料金	基本料金 (円/月)	(1契約)	55.00	(1kWにつき)	1,392.37	(1kWにつき)	低圧電力の20%増し	(1kWにつき)	952.37
	電力量料金 (円/kWh)	10Wまで	161.92	夏季	32.67	夏季	39.20		29.67
		20Wまで	281.79	その他季	31.28	その他季	37.53		
		40Wまで	521.57						
		60Wまで	761.32						
		100Wまで	1,240.84						
上記超過100Wごと	1,240.84								
備考				夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月			

(注) 料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】沖縄電力の特定小売供給約款メニュー②（高圧・補正後総原価ベース）

名称		業務用電力		高圧電力A		高圧電力B	
適用範囲		高圧で電気の供給を受けて、電灯または小型機器を使用する需要		高圧で電気の供給を受けて動力を使用し、契約電力が500キロワット未満の需要		高圧で電気の供給を受けて動力を使用し、契約電力が500キロワット以上の需要	
料金	基本料金 (円/月)	(1kWにつき)	1,964.60	(1kWにつき)	1,838.10	(1kWにつき)	2,239.60
	電力量料金 (円/kWh)	夏季	33.38	夏季	31.45	夏季	30.46
		その他季	31.89	その他季	30.13	その他季	29.23
備考		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月	

名称		臨時電力(高圧)						農事用電力(高圧)	
		(動力を使用するもの)				(電灯等、または、電灯と動力を併用するもの)			
適用範囲		契約電力50キロワット以上 500キロワット未満 契約使用期間が1年未満の需要		契約電力500キロワット以上 契約使用期間が1年未満の需要		電灯または小型機器を使用する需要 電灯等と動力を併用する需要 契約電力が50キロワット以上 契約使用期間が1年未満の需要		農事用のかんがい排水のために 動力を使用する需要 契約電力が50キロワット以上	
料金	基本料金 (円/月)	(1kWにつき)	高圧電力の 20%増し	(1kWにつき)	高圧電力の 20%増し	(1kWにつき)	業務用電力の 20%増し	(1kWにつき)	1,282.60
	電力量料金 (円/kWh)	夏季	37.72	夏季	36.53	夏季	40.06		28.97
		その他季	36.15	その他季	35.08	その他季	38.26		
備考		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月		夏季:7月から9月 その他季:10月から翌年6月			

(注) 料金には消費税等相当額を含みます。

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果①

- 今回の料金改定申請の内容について、各事業者からの説明を聴取（次ページ以降参照）し、電気事業法等の一部を改正する法律（平成26年法律第72号。以下「改正法」という。）附則の規定及び料金審査要領を踏まえて確認した結果は以下のとおり。

附則第18条第2項及び審査要領	確認結果
<p>[附則]第2号案件 ・料金が供給の種類により定率又は定額をもって明確に定められていること。 [料金審査要領]第1節「定率又は定額」に関する審査 ・あらかじめ料金表等において明確に定められている料金率や計算式をもって、使用量に応じた料金が計算可能であるか否かにつき審査するものとする。</p>	<p>➤ 各事業者とも、定額電灯等は定額をもって、従量電灯等は基本料金が定額、電力量料金が定率をもって定められている。また、燃料費調整制度についても、あらかじめ明確に定められている料金率や計算式をもって定められていることから、使用量に応じた料金が計算可能である。</p>
<p>[附則]第3号案件 ・みなし小売電気事業者及び電気の利用者の責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。</p>	<p>➤ 各事業者とも、自社及び需要家の責任に関する事項※並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められている。 ※責任に関する事項とは、みなし小売電気事業者の供給責任、損害賠償の免責事由等に関すること。</p>
<p>[附則]第4号案件 ・特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。 第2節「不当な差別的取扱い」に関する審査 ・正当な理由に基づいて一般的に区別を行う場合を除き、全ての需要家に対して平等であるか否かにつき審査するものとする。 ・なお、審査は、非特定需要及び特定需要ごとに整理された原価等を基とした契約種別ごとの料金率の設定について重点的に行うこととする。</p>	<p>➤ 各事業者とも、料金算定規則に則って、電気の使用形態、電気の使用期間、電気の計量方法等による差異を勘案して契約種別ごとの料金が設定されている。また、今回の値上げ申請等による変動分は、基本的に、燃料費の高騰による変動分を使用量に応じて一律に電力量料金に上乗せしており、託送料金の変動分は機械的に規制料金に当てはめていることから、契約種別ごとの料金率の設定が不平等であるとまでは言えない。</p> <p>➤ 料金以外の供給条件等の変更内容も、条件を満たした全ての需要家に対して平等に適用されるものであり、不平等であるとまでは言えない。</p>

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果②

- 今回の料金改定申請について、各事業者に、改正法附則の規定及び料金審査要領に記載のある内容について説明を求めたところ、各事業者からの回答は以下のとおり。

北海道電力

- 第2号案件について、需要電力が小規模な需要については定額料金制を適用し、それ以外の需要については、最低料金制または二部料金制を適用している。
- 第3号案件について、当社および電気の利用者の責任に関する事項ならびに費用負担の方法を特定小売供給約款に明確に規定している。
- 第4号案件（料金）について、今回値上げの主要因が燃料費等の需給関係費の大幅な増加であることを踏まえ、当該値上げ分を一律に電力量料金に反映することを基本に、使用規模や使用用途等による差異を勘案のうえ設定している。また、北海道電力ネットワーク株式会社の託送供給等約款の見直しによる託送料金の変動分についても、基本料金単価、電力量料金単価それぞれに反映している。
- 第4号案件（料金以外の供給条件）について、託送供給等約款との整合、業務運営の効率化によるコスト削減を図る観点や、適用実態等を踏まえ、見直しを行っている。また、当該見直しについては、同一条件下における全てのお客さまに一律に適用される。

東北電力

- 第2号案件：契約種別に応じて、定額料金制、最低料金制、二部料金制を継続。いずれも供給約款において料金単価等（燃料費調整制度においては算定方法）を明示しており、使用量等をもとに電気料金を算定することが可能。
- 第3号案件：当社（または一般送配電事業者）とお客さまとの責任に係る事項（供給責任等）ならびに費用の負担（工事費等）等について、法的分離による規定の変更はあるものの、実質的な取り扱いの変更はなく、必要な内容を適正・明確に規定している。
- 第4号案件：各契約種別の料金単価は電気の使用形態等を勘案し料金算定規則に則って設定しているが、今回の値上げにおいては収入に対する不足額を、基本的に一律に上乗せ（託送料金の変動分含む）することにより料金単価を設定しており、料金率の設定について差別的に取り扱っていない。ただし、契約種別によって電気の使われ方が異なることによる元々の料金の負担水準の関係から同じ値上げ幅であっても、値上げ率に差異は発生する。料金以外の供給条件等の変更内容については、すべての需要家を等しく扱うもので、特定のお客さまを差別的に取り扱う変更とは考えていない。

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果③

- 各事業者からの回答は以下のとおり。（続き）

東京電力

- 「附則 第 2 号案件」について、料金制は、需要電力が極めて小規模な需要については定額料金制を、それ以外の需要については最低料金制又は需要の規模に応じる基本料金と供給した電気の量に応じる電力量料金を組み合わせた二部料金制を適用している。
また、料金率や計算式を料金表等において明確に定めている。
- 「附則 第 3 号案件」について、現行の供給条件だけでなく、今般見直す供給条件についても、当社及びお客さまの責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を適正かつ明確に規定している。
- 「附則 第 4 号案件」について、料金率は、これまでの料金制度の沿革、料金改定の趣旨、電気の使用形態、電気の使用期間、電気の計量方法等、供給原価を構成する要素を勘案し、契約種別ごとの負担が公平となるように定めている。この結果、契約種別ごとに設定した料金に応じて値上げ幅に差異が生じる場合があるが、正当な理由に基づくものであり不当な差別的取扱いではないと考える。
また、現行の供給条件だけでなく、今般見直す供給条件についても、条件を満たした全てのお客さまに平等に適用することとしている。

北陸電力

- 「附則 第 2 号案件」について、電力需要が極めて小規模な需要については定額制（定額電灯等）を、それ以外の需要については従量制（従量電灯、低圧電力等）とし、最低料金制または基本料金と電力量料金を組み合わせた二部料金制を適用している。また、契約種別ごとに使用量に応じて料金が計算可能となるよう、料金率、燃料費調整制度および計算方法をあらかじめ明確に定めている。
- 「附則 第 3 号案件」について、当社およびお客さまの責任に関する事項について明確に定めているとともに、電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担について、当社が一般送配電事業者から託送供給等約款にもとづき請求を受けた金額を、お客さまに請求することを明確に定めている。
- 「附則 第 4 号案件」について、特定需要原価にもとづき、電気の使用期間や計量方法等の差異を勘案して、契約種別ごとに定額または定率をもって料金率を定めている。なお、料金設定にあたっては、基本的に、燃料費の高騰による変動分を使用量に応じて一律に電力量料金に上乗せしている。また、従量電灯においては 3 段階料金制度を考慮し値上げ幅に差異を設けて設定している。
料金以外の供給条件等の変更内容についても、条件を満たした場合に平等に適用されるよう設定している。

【参考】改正法附則の規定及び料金審査要領を踏まえた確認結果④

- 各事業者からの回答は以下のとおり。（続き）

中国電力

- 第2号案件について、需要電力が極めて小規模な需要については定額料金制を、それ以外の需要については、最低料金制または基本料金と電力量料金を組み合わせた二部料金制を適用している。料金率、燃料費調整制度および計算式については、あらかじめ明確に定め、計算可能としている。
- 第3号案件について、当社およびお客様の責任に関する事項ならびに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を適正かつ明確に規定している。
- 第4号案件について、料金率は料金算定規則に則り、電気の使用形態や使用期間などに応じて、供給原価の変動を踏まえ、契約種別ごとの負担に偏りが生じないように設定しているため、特定のお客様について、不当に差別的な取り扱いはしていない。なお、お客様の電気の使われ方により値上げ幅は異なる。
- また、料金その他の供給条件についても、条件を満たした場合に平等に適用されるよう規定しているため、特定のお客様について、不当に差別的な扱いはしていない。

四国電力

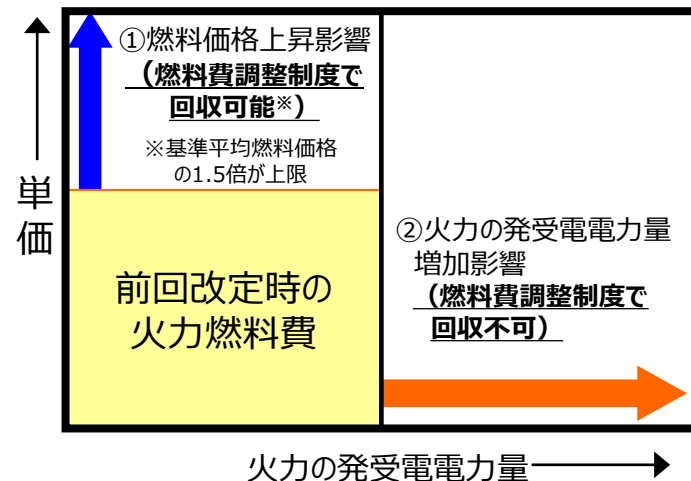
- 第2号案件については、需要電力が極めて小規模な需要については定額料金制を、それ以外の需要については最低料金制、または基本料金と電力量料金を組み合わせた基本料金制（二部料金制）を適用している。また、契約種別ごとに使用量に応じて料金が計算可能となるよう、料金率や計算式をあらかじめ明確に定めている。
- 第3号案件については、当社およびお客様の責任に関する事項ならびに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を明確に定めている。
- 第4号案件について、今回の値上げ申請は、燃料費調整額の算定に適用する燃料価格が上限を超過し、電気料金に反映されない燃料費が大幅に増加していることが主因であることから、電力量料金単価を一律値上げすることとしている。その結果、各メニューにおける基本料金相当の負担割合に応じて、電気料金全体に占める値上げ率に差異が生じる場合がある。（基本料金相当の負担割合が大きいメニューほど、値上げ率は小さくなる。）

沖縄電力

- 「附則 第2号案件」については、単価及び計算方法を明確に定めており、使用量に応じた料金の算定は可能である。
- 「附則 第3号案件」については、当社およびお客様の責任に関する事項ならびに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法を適正かつ明確に定めている。
- 「附則 第4号案件」については、法令の改正や現在適用事例のないものの削除など、お客様に影響を与えるものではなく、不当な差別的取扱いとなるものはないと考えている。
- 値上げ申請による値上げ幅は、基本的に、燃料費の高騰による変動分を一律に電力量料金に上乗せしており、託送料金の変動分は機械的に規制料金に当てはめているため、契約区分により差を設けているという認識はない。

【参考】燃料費調整制度の概要

- ①燃料費調整制度は、料金改定時に前提とした燃料消費数量（固定）に対応する燃料価格の変動影響を、料金に反映する制度。全日本平均の輸入燃料価格（原油・LNG・石炭の貿易統計価格（円建ての全日本CIF価格））の変動に応じ、毎月、電気料金を自動的に調整。
- ②燃料費調整制度では、電源構成の変化により、火力発電の燃料消費数量が増えたことに伴う火力燃料費の増加は、毎月の電気料金には反映されない。
- ③今回の料金改定申請は、燃料費調整制度で回収不可能な部分も含め、火力燃料費全体を見直すもの（※これに伴い、燃料費調整の前提諸元も見直しとなる。）。



【燃料費調整制度に基づく電気料金の算定】

① 料金改定時に基準平均燃料価格※1及び基準調整単価※2を算定

● 基準平均燃料価格※1

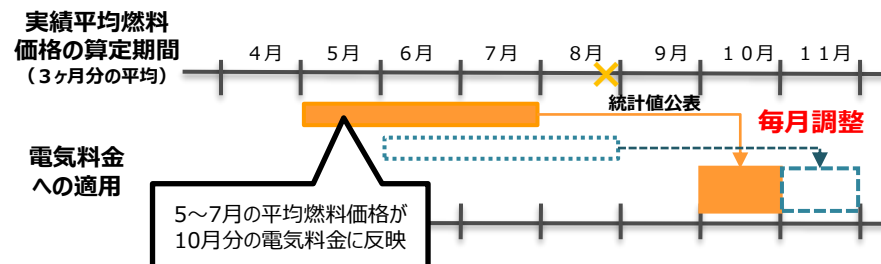
- 原油・LNG・石炭の貿易統計価格（料金改定申請時の直近3ヶ月分）を基に、各事業者の火力発電における燃料ごとの比率を勘案して算定した原油換算値 1 kLあたりの平均燃料価格。

● 基準調整単価※2

- 基準平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の販売電力量1kWhあたりの燃料費調整単価。
- 料金改定申請時に、火力発電の燃料消費数量（原油換算kL）と販売電力量から算定。

② 毎月、実績平均燃料価格と基準平均燃料価格の差額（変動額）を算定し、当該変動額と基準調整単価から燃料費調整単価を算定

③ 燃料費調整単価を基に電気料金を毎月、自動的に算定



$$\text{電気料金} = \text{基本料金} + \text{電力量料金単価} \times \text{1か月の使用電力量} \pm \text{燃料費調整額} + \text{再生可能エネルギー発電促進賦課金}$$

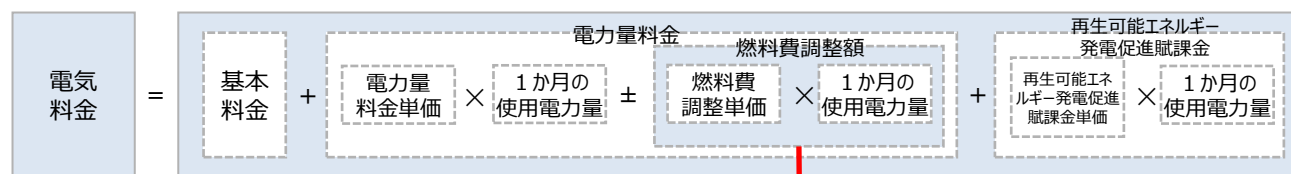
$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \times \text{1か月の使用電力量}$$

$$\text{再生可能エネルギー発電促進賦課金} = \text{再生可能エネルギー発電促進賦課金単価} \times \text{1か月の使用電力量}$$

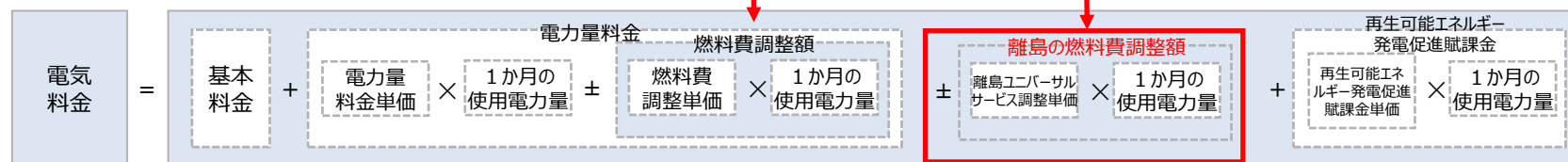
【参考】離島供給に係る燃料費調整制度の概要

- 以前の燃料費調整は、本土と離島を含む全体で燃料費調整単価を算定していたが、2016年改正の料金算定規則に基づき、燃料費調整単価を本土と離島に区分して算定するものであり、対象となる燃料は異なるものの、当該調整単価の算定方法は本土も離島も同じである。
- なお、本土の燃料費調整と離島の燃料費調整（離島ユニバーサルサービス調整）を区分した事業者は、4事業者（北海道・東北・中国・沖縄）である。

＜以前の燃料費調整＞



＜区分後の燃料費調整＞



【参考】過去の審議会資料（離島ユニバーサルサービスに基づく離島の燃料費及び変動費の回収方法について）

- 一般送配電事業者は、需要家保護の観点から、離島の需要家に対しユニバーサルサービスとして本土並みの料金水準で電気の供給を行う義務を負っている。そのためには、離島における供給コストのうち、離島供給約款で小売料金として回収するコストを超える部分は、託送料金として一般送配電事業者のエリア内の需要家全てで広く薄く負担する必要がある。
- **離島における電源は、火力が主体である**（需要規模、周波数調整などの運用面の制約を理由として主に内燃力発電であり、重油を燃料としている）。したがって、**離島供給のための燃料単価の変動については、本土の電気料金と同様、燃料費調整制度を準用し、託送料金としてエリア内の需要家から回収する仕組みを設ける必要がある。**

【参考】関係法令における規定（燃料費調整制度）

みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（料金算定規則）

（燃料費調整制度）

- 第四十条 事業者は、第十八条第二項及び第三項（第三十四条第一項又は第三項において準用する場合を含む。）、第十九条第七項、第三十六条第六項、第三十二条第二項（第三十七条第一項又は第三項において準用する場合を含む。）、第三十三条第七項、第三十九条第六項、第三十五条第七項又は前条第七項の規定により設定した**契約種別ごとの料金を**、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される**基準平均燃料価格**と第三項の規定により算定される**実績平均燃料価格との差額**（同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に 1.5 を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に 0.5 を乗じて得た額）に第四項の規定により算定される**基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額**により、増額又は減額（以下「調整」という。）を行わなければならない。
- 2 **基準平均燃料価格**は、改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする**特定小売供給約款の認可の申請の日**（第十九条又は第三十三条の規定により第十九条第一項各号に掲げる変動額又は第三十三条第一項各号に掲げる変動額を基に特定小売供給約款で設定する料金を算定し、かつ、改正法附則第十八条第一項の変更の認可を受けた事業者において、当該変更の認可を受ける前に定めていた特定小売供給約款の認可の申請の日）若しくは旧法第十九条第四項の規定により変更しようとする特定小売供給約款の届出の日において公表されている**直近三月分**（直近一月分を用いることができない合理的な理由があるときは、その前の直近三月分）の**小売電気事業等の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）ごとの円建て貿易統計価格**（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第二百一条第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）の**平均値**に、小売電気事業等の用に供する**石油の一リットル当たりの発熱量**（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）を**当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値**（石油にあっては、一）に**原価算定期間において小売電気事業等の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値**であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（次項において「**換算係数**」という。）を**乗じて得た額を合計した額**とする。
- 3 **実績平均燃料価格**は、調整を行う月の五月前から三月前までの期間において小売電気事業等の用に供した**燃料ごとの円建て貿易統計価格の平均値**に、**換算係数を乗じて得た額の合計額**とする。
- 4 **基準調整単価**は、**千円を単位として調整すべき一キロワット時当たりの単価**として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する**燃料ごとの発熱量の総和**を小売電気事業等の用に供する**石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値**を当該期間における**販売電力量で除して得た値**を基に**契約種別ごとに定めた単価**であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

（需要等の算定）

第九条（略）

- 四 その電気を供給する事業の用に供するために事業者が発電する電気の量及び他の者から受電する電気の量を合計して得た値から当該事業者がその**小売電気事業等（小売電気事業及び発電事業（その小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る。）をいう。以下同じ。）**を行うために使用する電気の量を控除して得た値の平均値（以下「**発電電量**」という。）

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（北海道電力）

$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) \times \text{基準調整単価} / 1,000 \} \times \text{使用量}$$

○基準平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

$$\text{基準平均燃料価格} = A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$$

$$= 82,572 \times 0.1874 + 132,509 \times 0.0899 + 53,189 \times 1.0036 = 80,800 \text{円}$$

$$A = \text{各平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格} = 82,572 \text{円}$$

$$B = \text{各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均LNG価格} = 132,509 \text{円}$$

$$C = \text{各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格} = 53,189 \text{円}$$

$$\text{換算係数} (\alpha, \beta, \gamma) = \text{原油換算係数} \times \text{熱量構成比}$$

(換算係数)

(熱量構成比)

	原油換算係数※1 (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y
原油	1.0000	0.1874	α: 0.1874
LNG	0.6995	0.1285	β: 0.0899
石炭	1.4670	0.6841	γ: 1.0036

	総発熱量 (10 ⁶ MJ)※2	熱量構成比 (Y)
原油	84,100	0.1874
LNG	57,656	0.1285
石炭	306,993	0.6841
合計	448,749	1.0000

※1 原油：38.26MJ/l、LNG：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
(出典：総合エネルギー統計)

※2 自社火力等
(原油(北海道は重油のみ)：41.60MJ/l、LNG：54.80MJ/kg、石炭：25.87MJ/kg)

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

$$\text{基準調整単価} = \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 11,730 \div 75,375 = 0.156 \text{円}$$

※低圧はロス率を考慮して0.176円<税込(10%)>

○計算例 (燃料費調整額)

実績平均燃料価格が72,700円/kLとなった場合、使用量が230kWh/月の平均モデルにおける燃料費調整額(従量電灯B)

$$\begin{aligned} & (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{基準調整単価} (\text{円/kWh}) / 1,000 \times \text{使用量} (\text{kWh}) \\ & = (72,700 - 80,800) \times 0.176 / 1,000 \times 230 = \underline{\underline{▲329 \text{円}}} \end{aligned}$$

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（東北電力）

$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) \times \text{基準調整単価} / 1,000 \} \times \text{使用量}$$

○基準平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

$$\begin{aligned} \text{基準平均燃料価格} &= A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma \\ &= 82,572 \times 0.0259 + 132,509 \times 0.2563 + 53,189 \times 0.8915 = 83,500 \text{円} \end{aligned}$$

A = 各平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 = 82,572円

B = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均LNG価格 = 132,509円

C = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格 = 53,189円

換算係数 (α、β、γ) = 原油換算係数 × 熱量構成比

(換算係数)

(熱量構成比)

	原油換算係数※1 (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y		総発熱量 (10 ⁶ MJ)※2	熱量構成比 (Y)
原油	1.0000	0.0259	α: 0.0259	原油	41,616	0.0259
LNG	0.6995	0.3664	β: 0.2563	LNG	589,344	0.3664
石炭	1.4670	0.6077	γ: 0.8915	石炭	977,445	0.6077
				合計	1,608,405	1.0000

※1 原油: 38.26MJ/l、LNG: 54.70MJ/kg、石炭: 26.08MJ/kg
(出典: 総合エネルギー統計)

※2 自社火力等
(原油: 40.96MJ/l、LNG: 54.75MJ/kg、石炭: 25.67MJ/kg)

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

$$\begin{aligned} \text{基準調整単価} &= \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 35,722 \div 206,495 = 0.173 \text{円} \\ &\quad \text{※低圧はロス率を考慮して} 0.197 \text{円} < \text{税込} (10\%) > \end{aligned}$$

○計算例 (燃料費調整額)

実績平均燃料価格が75,100円/kLとなった場合、使用量が260kWh/月の平均モデルにおける燃料費調整額 (従量電灯B)

$$\begin{aligned} &(\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{基準調整単価} (\text{円/kWh}) / 1,000 \times \text{使用量} (\text{kWh}) \\ &= (75,100 - 83,500) \times 0.197 / 1,000 \times 260 = \underline{\underline{\Delta 430 \text{円}}} \end{aligned}$$

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（東京電力EP）

$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) \times \text{基準調整単価} / 1,000 \} \times \text{使用量}$$

○基準平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

$$\text{基準平均燃料価格} = A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$$

$$= 82,572 \times 0.0047 + 132,509 \times 0.3829 + 53,189 \times 0.6581 = 86,100 \text{円}$$

A = 各平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 = 82,572円

B = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均LNG価格 = 132,509円

C = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格 = 53,189円

換算係数 (α、β、γ) = 原油換算係数 × 熱量構成比

(換算係数)

(熱量構成比)

	原油換算係数※1 (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y
原油	1.0000	0.0047	α: 0.0047
LNG	0.7002	0.5468	β: 0.3829
石炭	1.4674	0.4485	γ: 0.6581

	総発熱量 (10 ⁶ MJ)※2	熱量構成比 (Y)
原油	17,224	0.0047
LNG	1,985,743	0.5468
石炭	1,629,175	0.4485
合計	3,632,142	1.0000

※1 原油: 38.30MJ/L、LNG: 54.70MJ/kg、石炭: 26.10MJ/kg
(出典: 総合エネルギー統計)

※2 他社火力
(原油: 41.24MJ/L、LNG: 54.67MJ/kg、石炭: 25.05MJ/kg)

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

$$\text{基準調整単価} = \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 91,953 \div 570,690 = 0.161 \text{円}$$

※低圧はロス率を考慮して0.183円<税込(10%)>

○計算例 (燃料費調整額)

実績平均燃料価格が77,500円/kLとなった場合、使用量が260kWh/月の平均モデルにおける燃料費調整額 (従量電灯B)

$$\{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{基準調整単価} (\text{円/kWh}) / 1,000 \} \times \text{使用量} (\text{kWh})$$

$$= \{ (77,500 - 86,100) \times 0.183 / 1,000 \} = \Delta 1.57 \times 260 \doteq \Delta 408 \text{円}$$

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（北陸電力）

$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) \times \text{基準調整単価} / 1,000 \} \times \text{使用量}$$

○基準平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

$$\text{基準平均燃料価格} = A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$$

$$= 82,572 \times 0.0415 + 132,509 \times 0.0745 + 53,189 \times 1.2499 = 79,800 \text{円}$$

A = 各平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 = 82,572 円

B = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均LNG価格 = 132,509 円

C = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格 = 53,189 円

換算係数 (α、β、γ) = 原油換算係数 × 熱量構成比

(換算係数)

(熱量構成比)

	原油換算係数※1 (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y		総発熱量 (10 ⁶ MJ)※2	熱量構成比 (Y)
原油	1.0000	0.0415	α: 0.0415	原油	17,825	0.0415
LNG	0.6995	0.1065	β: 0.0745	LNG	45,713	0.1065
石炭	1.4670	0.8520	γ: 1.2499	石炭	365,684	0.8520
				合計	429,222	1.0000

※1 原油：38.26MJ/L、LNG：54.70MJ/kg、石炭：26.08MJ/kg
(出典：総合エネルギー統計)

※2 自社火力等
(原油：39.40MJ/L、LNG：54.68MJ/kg、石炭：26.81MJ/kg)

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

$$\text{基準調整単価} = \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 11,219 \div 78,086 = 0.144 \text{円}$$

※低圧はロス率を考慮して0.165円<税込(10%)>

○計算例 (燃料費調整額)

実績平均燃料価格が71,800円/kLとなった場合、使用量が230kWh/月の平均モデルにおける燃料費調整額 (従量電灯B)

$$(\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{基準調整単価} (\text{円/kWh}) / 1,000 \times \text{使用量} (\text{kWh})$$

$$= (71,800 - 79,800) \times 0.165 / 1,000 \times 230 = \underline{\underline{\triangle 304}}$$

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（中国電力）

$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) \times \text{基準調整単価} / 1,000 \} \times \text{使用量}$$

○基準平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

$$\begin{aligned} \text{基準平均燃料価格} &= A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma \\ &= 82,572 \times 0.0406 + 132,509 \times 0.0992 + 53,189 \times 1.1994 = 80,300 \text{円} \end{aligned}$$

A = 各平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 = 82,572 円

B = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均 LNG 価格 = 132,509 円

C = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格 = 53,189 円

換算係数 (α、β、γ) = 原油換算係数 × 熱量構成比

(換算係数)

	原油換算係数 ^{※1} (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y
原油	1.0000	0.0406	α: 0.0406
L N G	0.6995	0.1418	β: 0.0992
石炭	1.4670	0.8176	γ: 1.1994

※1 原油: 38.26MJ/l、L N G: 54.70MJ/kg、石炭: 26.08MJ/kg
(出典: 総合エネルギー統計)

(熱量構成比)

	総発熱量 (10 ⁶ MJ) ^{※2}	熱量構成比 (Y)
原油	40,608	0.0406
L N G	141,751	0.1418
石炭	817,288	0.8176
合計	999,647	1.0000

※2 自社火力等
(原油 (中国は重油のみ): 41.61MJ/l、L N G: 54.81MJ/kg、石炭: 26.12MJ/kg)

○基準調整単価

実績平均燃料価格が 1,000 円/kL 変動した場合の、販売電力量 1kWh あたりの調整単価。

$$\begin{aligned} \text{基準調整単価} &= \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 26,128 \div 139,669 = 0.187 \text{円} \\ &\quad \text{※低圧はロス率を考慮して } 0.212 \text{円} < \text{税込 (10\%)} > \end{aligned}$$

○計算例 (燃料費調整額)

実績平均燃料価格が 72,200 円/kL となった場合、使用量が 260 kWh / 月の平均モデルにおける燃料費調整額 (従量電灯 A)

$$\begin{aligned} &(\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{最低料金の基準調整単価} (\text{円/契約}) / 1,000 \\ + &(\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{低圧の基準調整単価} (\text{円/kWh}) / 1,000 \times \text{最低料金部分を除く使用量 (kWh)} \\ &= (72,200 - 80,300) \times 3.185 / 1,000 + (72,200 - 80,300) \times 0.212 / 1,000 \times 245 \\ &= \mathbf{\Delta 25.80 \text{円} + \Delta 421.40 \text{円} \div \mathbf{\Delta 447 \text{円}}} \end{aligned}$$

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（四国電力）

$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) \times \text{基準調整単価} / 1,000 \} \times \text{使用量}$$

○基準平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

$$\text{基準平均燃料価格} = A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$$

$$= 82,572 \times 0.0875 + 132,509 \times 0.0770 + 53,189 \times 1.1770 = 80,000 \text{円}$$

A = 各平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 = 82,572 円

B = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均LNG価格 = 132,509 円

C = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格 = 53,189 円

換算係数 (α、β、γ) = 原油換算係数 × 熱量構成比

(換算係数)

(熱量構成比)

	原油換算係数※1 (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y
原油	1.0000	0.0875	α: 0.0875
LNG	0.6994	0.1101	β: 0.0770
石炭	1.4668	0.8024	γ: 1.1770

	総発熱量 (10 ⁶ MJ)※2	熱量構成比 (Y)
原油	29,277	0.0875
LNG	36,827	0.1101
石炭	268,333	0.8024
合計	334,437	1.0000

※1 原油: 38.26MJ/l、LNG: 54.70MJ/kg、石炭: 26.08MJ/kg

※2 自社火力等

(出典: 総合エネルギー統計)

(原油: 41.64MJ/l、LNG: 54.65MJ/kg、石炭: 25.58MJ/kg)

○基準調整単価

実績平均燃料価格が1,000円/kL変動した場合の、販売電力量1kWhあたりの調整単価。

$$\text{基準調整単価} = \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 8,741 \div 64,318 = 0.136 \text{円}$$

※低圧はロス率を考慮して0.154円<税込(10%)>

○計算例 (燃料費調整額)

実績平均燃料価格が72,000円/kLとなった場合、使用量が260kWh/月の平均モデルにおける燃料費調整額 (従量電灯A)

$$(\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{最低料金の基準調整単価} (\text{円/契約}) / 1,000$$

$$+ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{低圧の基準調整単価} (\text{円/kWh}) / 1,000 \times \text{最低料金部分を除く使用量 (kWh)}$$

$$= (72,000 - 80,000) \times 1.694 / 1,000 + (72,000 - 80,000) \times 0.154 / 1,000 \times 249$$

$$= \blacktriangle 13.55 \text{円} + \blacktriangle 306.27 \text{円} \div \blacktriangle 320 \text{円}$$

【参考】燃料費調整制度の具体的な計算方法の概要（沖縄電力）

$$\text{燃料費調整額} = \text{燃料費調整単価} \{ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) \times \text{基準調整単価} / 1,000 \} \times \text{使用量}$$

○基準平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの基準平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量及び金額の値に基づき、次の算式によって算定された値

$$\text{基準平均燃料価格} = A \times \alpha + B \times \beta + C \times \gamma$$

$$= 82,572 \times 0.0065 + 132,509 \times 0.1625 + 53,189 \times 1.1167 = 81,500 \text{円}$$

A = 各平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格 = 82,572 円

B = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均 LNG 価格 = 132,509 円

C = 各平均燃料価格算定期間における 1 トン当たりの平均石炭価格 = 53,189 円

換算係数 (α、β、γ) = 原油換算係数 × 熱量構成比

(換算係数)

(熱量構成比)

	原油換算係数※1 (X)	熱量構成比 (Y)	換算係数 Z = X × Y
原油	1.0000	0.0065	α: 0.0065
LNG	0.6995	0.2323	β: 0.1625
石炭	1.4670	0.7612	γ: 1.1167

	総発熱量 (10 ⁶ MJ)※2	熱量構成比 (Y)
原油	1,096	0.0065
LNG	39,154	0.2323
石炭	128,301	0.7612
合計	168,551	1.0000

※1 原油: 38.26MJ/l、LNG: 54.70MJ/kg、石炭: 26.08MJ/kg

※2 自社火力等

(出典: 総合エネルギー統計)

(原油: 39.67MJ/l、LNG: 54.70MJ/kg、石炭: 24.29MJ/kg)

○基準調整単価

実績平均燃料価格が 1,000 円/kL 変動した場合の、販売電力量 1kWh あたりの調整単価。

$$\text{基準調整単価} = \text{原油換算消費数量} \div \text{販売電力量} \times 1,000 = 4,405 \div 18,125 = 0.243 \text{円}$$

※ロス率を考慮して低圧: 0.274 円、高圧: 0.264 円 < 税込 (10%) >

○計算例 (燃料費調整額・概算)

実績平均燃料価格が 73,600 円/kL となった場合、使用量が 260 kWh / 月の平均モデルにおける燃料費調整額 (従量電灯)

$$(\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{最低料金の基準調整単価} (\text{円/契約}) / 1,000$$

$$+ (\text{実績平均燃料価格} - \text{基準平均燃料価格}) (\text{円/kL}) \times \text{低圧の基準調整単価} (\text{円/kWh}) / 1,000 \times \text{最低料金部分を除く使用量} (\text{kWh})$$

$$= (73,600 - 81,500) \times 2.739 / 1,000 + (73,600 - 81,500) \times 0.274 / 1,000 \times 250$$

$$= \blacktriangle 21.64 + \blacktriangle 541.15 \div \blacktriangle 563 \text{円}$$

【参考】過去の査定方針（2014年・中部電力）

（2）レートメイク

①基本料金及び従量料金の設定について

今回の料金改定は、その主たる要因が燃料費である可変費の増加にあり、人件費を始めとする費用の削減が図られ、需要の減少により、販売電力量当たりの固定費は、ほぼ同水準であることが確認された。そのため、基本料金を据え置くことは妥当であると考えられる。

②3段階料金について

3段階料金制度においては、1段階料金はナショナルミニマムの観点から低廉な水準に、2段階料金は平均的な電気使用の観点から平均的な料金に、3段階は省エネの観点から割高な料金に設定されているが、今回の3社の申請では、1・2段階格差率を縮小し、2・3段階格差率を拡大させている。これは、① 1段階の値上げ幅を抑制することは生活に必要不可欠な電気の使用への影響を軽減すること、② 3段階の値上げ幅を拡大することは需要対策の効果があることから、妥当と考えられる。

(円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	今回申請 (消費税5%)	今回申請 (消費税8%)
第1段	12.00	14.25	20.34	16.94	16.59	16.08	15.97	15.63	15.18	14.80	16.01	17.05	20.33	20.91
第2段	15.40	18.95	27.54	23.03	22.54	21.73	21.59	20.84	19.98	18.98	20.08	21.09	24.83	25.54
第3段	16.82	21.45	32.54	26.13	24.79	23.90	23.74	22.92	21.78	20.42	21.51	22.52	27.45	28.23
1・2段階差	0.78	0.75	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.75	0.76	0.78	0.80	0.81	0.82	0.82
2・3段階差	1.09	1.13	1.18	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.07	1.11	1.11

※S49～H17は税抜き単価、H18・H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く

③選択約款について

(中略)

iv) 需要家に対する電気料金値上げの周知活動について

各需要家や消費者団体等各種団体への、電気料金値上げに至った経緯、申請内容、経営効率化への取組等の説明を実施しており、引き続き需要家の理解が得られるよう、丁寧な対応に努めていくことが必要である。

新規加入の停止に当たっては、既に割引の適用を受けている需要家や、選択約款を前提として機器投資を検討している需要家等に配慮するとともに、需要家等への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

また、需要家の選択肢を多様化することで、震災以降大きく変化した電力需給をめぐる環境に対応する観点からは、需要家間の公平性を確保しつつ、既存契約者への一定期間後の割引の見直し（※）等を含め、料金メニュー全般について、スマートメーターの導入後抜本的に見直すことが期待される。その際、スマートメーターの導入を待たずとも、可能なメニューについては、早期に導入を図っていくことが重要である。

※ 既存契約者であっても、機器更新後は、他の需要家との公平性の観点から、割引を続けることは適当ではない。

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. 査定方針の概要
6. 査定方針の各論
 - 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

【7. 参考資料】

①燃料費等の採録期間について（第37回料金制度専門会合）

②燃料費等の採録期間について②（第38回料金制度専門会合）

③各項目の査定額一覧

燃料費等の採録期間について

2023年3月3日（金）

第37回 料金制度専門会合

事務局提出資料



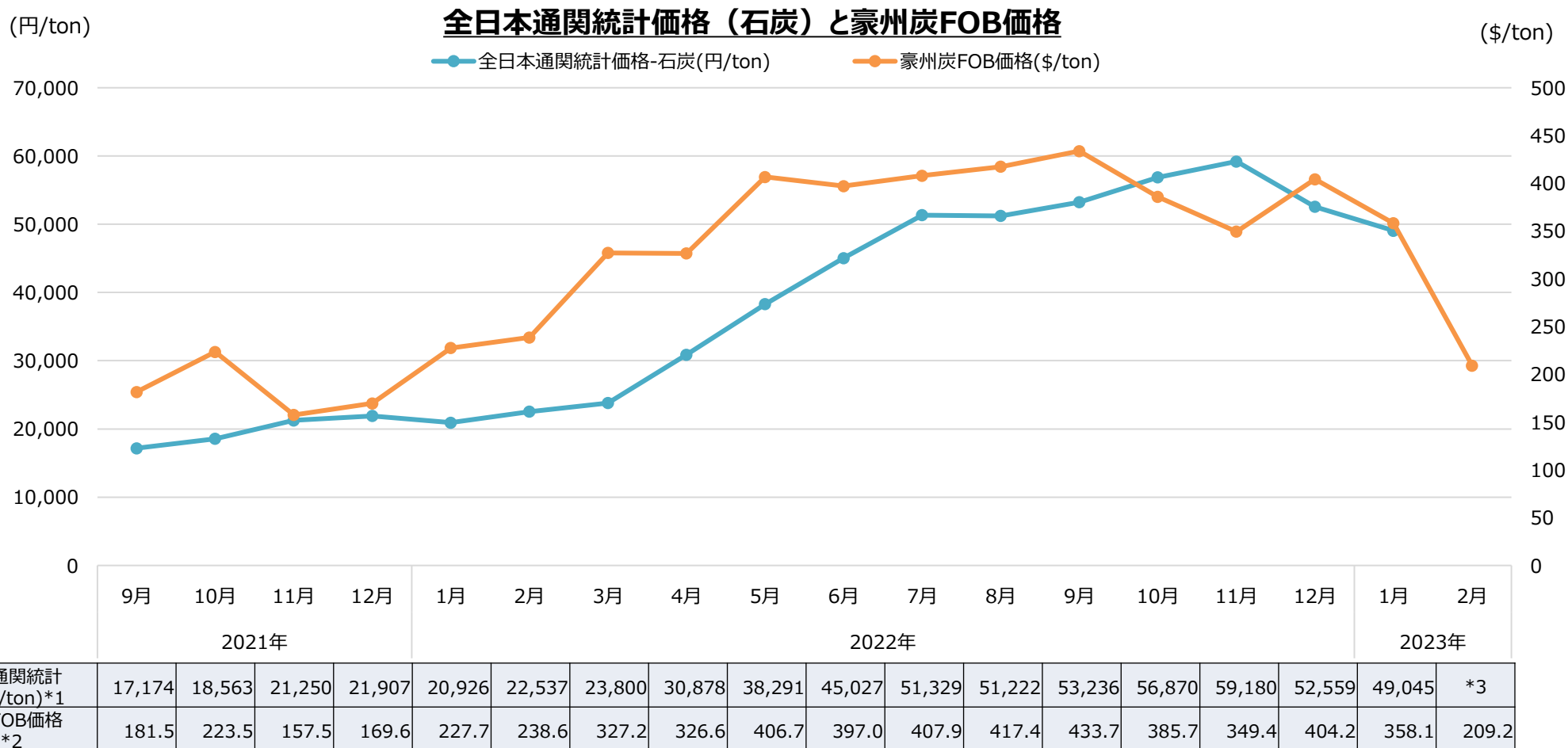
電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日も議論いただきたい点について

- 今般の料金改定申請は、各事業者の説明によれば、為替変動を含めた燃料価格の高騰や、それを受けた卸電力市場価格の高騰等が主たる要因である。
- 一方、各事業者からの料金改定申請が行われた後も、為替や燃料価格、卸電力市場価格は大きく変動しており、足下では申請時点よりも低い水準にある。
- こうした中、本専門会合においても、為替が大きく変動している中、申請の直近の3ヶ月の平均値で考えるのが適正なのか検討が必要、といった御指摘があった。
- また、「国民の声」においても、為替、燃料価格が下落しており、そのまま認可すべきではない、といった御意見が寄せられている。
- さらに、消費者庁の「消費者の視点からの疑問点・意見」においても、燃料費については申請時点からの時点補正を行うべきではないか、燃料費調整制度における基準価格をより低く設定することが望ましい、といった御指摘があった。
- 本年2月24日に開催された第7回物価・賃金・生活総合対策本部では、総理大臣から経済産業大臣に対し、直近の為替や燃料価格水準も勘案するなど厳格かつ丁寧な審査を行うよう、指示があったところ。
- このような様々な御指摘を踏まえて、本日は、**為替や燃料価格、卸電力市場価格の採録期間をどのように設定すべきか、御議論いただきたい。**

【参考】燃料価格の推移（石炭）

- 足下で、豪州産の石炭の積み地ベースの価格（FOB価格）は大幅に下落。
- 日本着ベースの価格（貿易統計価格）も昨年11月をピークに低下傾向。



*1：財務省ホームページより事務局集計。なお、2023年1月の数値は9桁速報値。

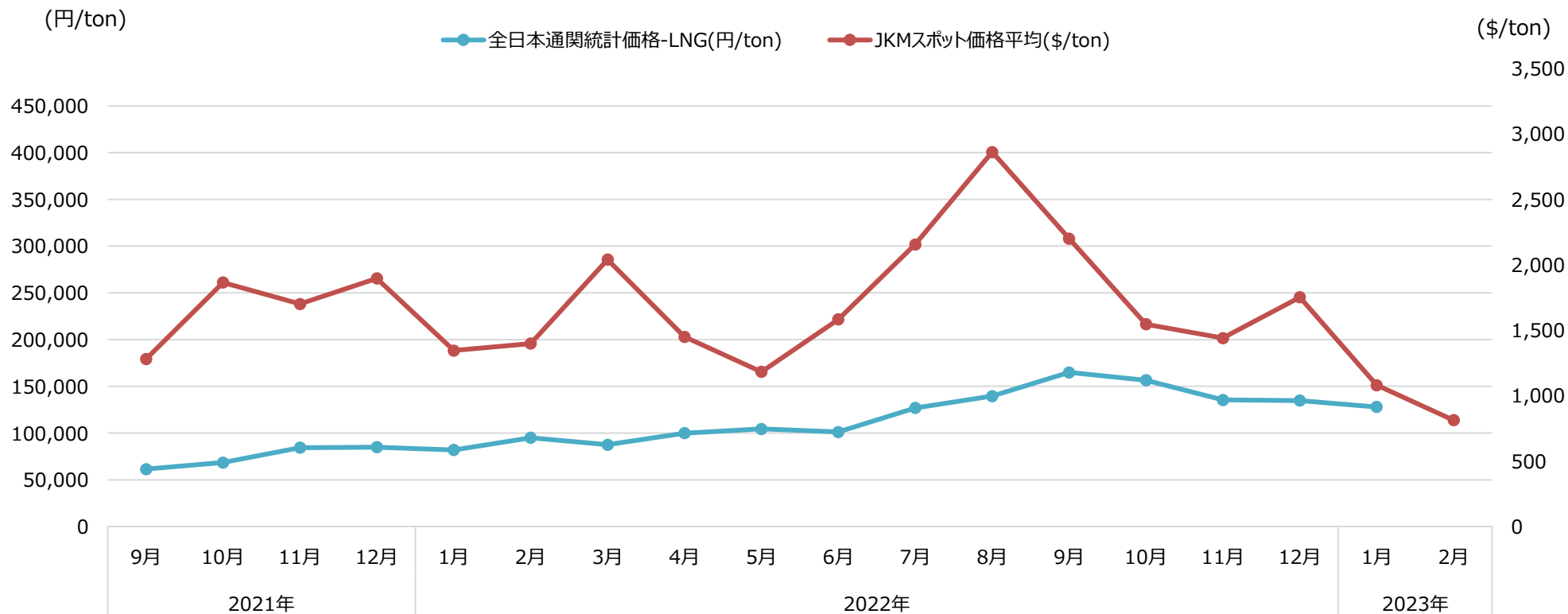
*2：豪州炭FOB価格は、ICE Newcastle Coal Futuresの最終取引日における終値（例：2022年12月価格 404.2\$/tonは2022年12月限の最終取引日である2022年12月30日の先物価格）を集計。

*3：2023年2月の価格は、未公表。2023年3月30日に「9桁速報値」が公表される予定。

【参考】燃料価格の推移（LNG）

- 足下で、LNGスポット価格は大幅に下落。
- 日本着ベースの価格（貿易統計価格）も昨年9月をピークに低下傾向。

全日本通関統計価格（LNG）とJKMスポット価格



全日本通関統計価格(円/ton)*1	61,383	68,473	84,376	84,928	82,022	95,033	87,497	99,967	104,407	101,216	126,937	139,618	164,909	156,568	135,455	134,864	128,023	*3
JKMスポット価格平均(\$/ton)*2	1,280.3	1,864.7	1,701.2	1,896.6	1,344.7	1,398.5	2,040.4	1,450.0	1,182.2	1,583.1	2,156.1	2,861.7	2,200.4	1,546.7	1,440.7	1,752.5	1,080.3	813.5

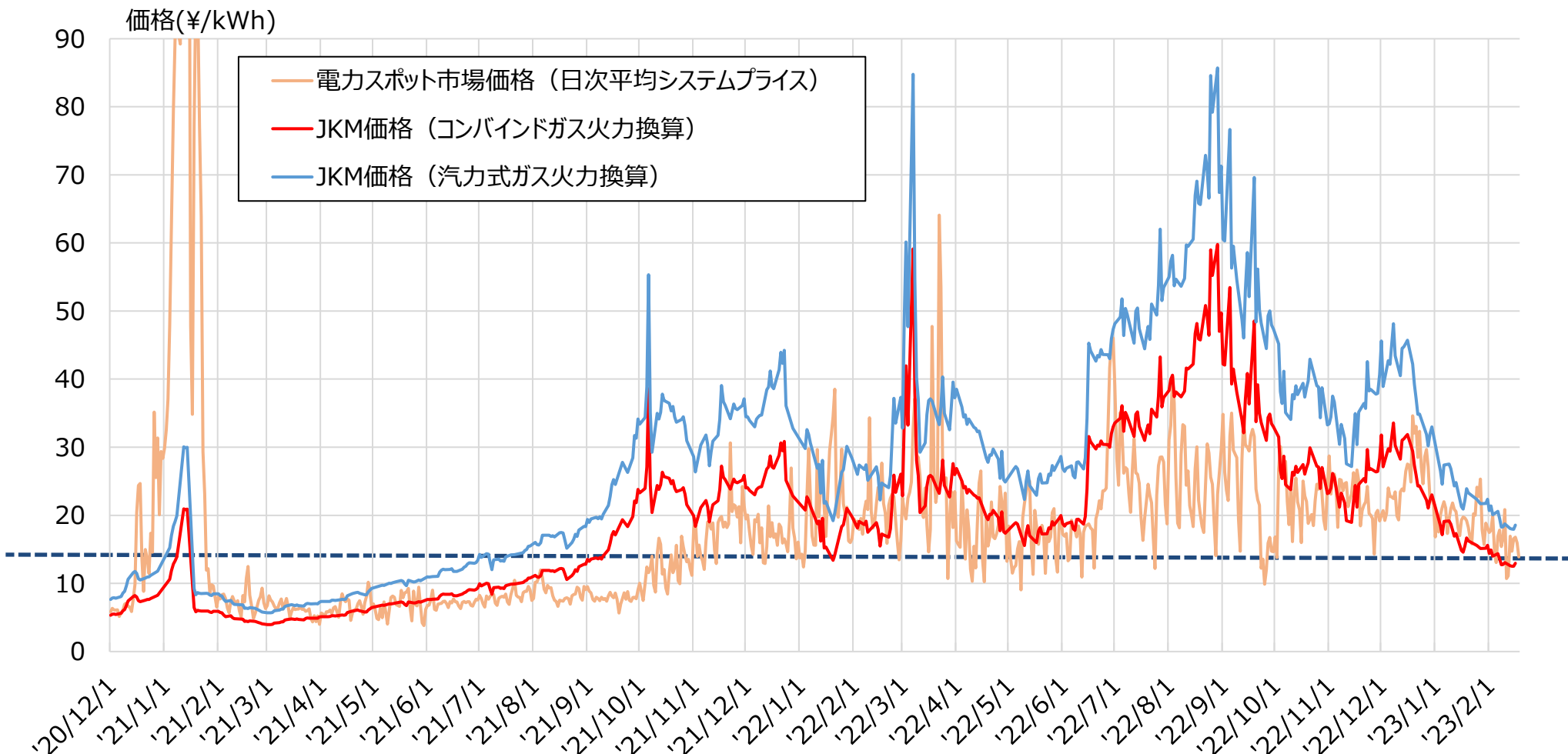
*1：財務省ホームページより事務局集計。なお、2023年1月の数値は9桁速報値。

*2：JKMスポット価格平均は、S&P Global Platts社JKM指標（日次）を月別に事務局で単純平均して集計。なお、MMBTU→tonへの換算は「×51.85」を使用。

*3：2023年2月の価格は、未公表。2023年3月30日に「9桁速報値」が公表される予定。

【参考】卸電力市場価格の推移

- スポット市場価格は、燃料価格（特にLNG価格）の低下等を受けて、昨年末以降、電力需要が多い冬期であるにもかかわらず、下落傾向。



※ LNG価格（発電単価換算）はS&P Global Platts社JKM指標から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年9月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。

LNG価格(¥/kWh) = (JKM価格(\$/MMbtu) × 為替レート(¥/\$) × 単位換算係数(MJ/MMbtu) + 燃料諸経費(¥/MJ)) × 単位換算係数(kWh/MJ) × 熱効率係数 × 所内変換効率係数

※ 為替レートはその日の最終時点における通貨レートを使用。

※ 汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。

【参考】燃料価格等の採録期間に対する御意見等

● 料金制度専門会合における御意見（川合委員）

燃料費について、大きな影響を及ぼしている要因に為替があるが、過去1年で、1ドル113円から150円強の範囲で大きく変動している。その中で、申請の直近の3ヶ月の平均値で考えるのが適正なのか検討が必要ではないか。

● 「国民の声」における御意見

● 最ピーク時である時点の燃料単価・為替価格で算出するのはいかがなものか。（中国）

● 2022年7月から9月までの貿易統計価格の平均値を参照して今回の申請原価を算定していますが、2月10日時点で、為替、原油、石炭、LNGの全てが下落しています。申請した状況と現在は大幅に変わっておりますので、申請をそのまま認可することないようお願い申し上げます。（北陸）

● 燃料費調整制度の見直し内容について、新しい基準燃料費価格が85400円となっているが、現時点での最新の3ヶ月平均価格が90200円となっていることから、90200円に設定するべきだと思います。可能であれば、審査の最終段階（3月）時点での最新の平均価格を反映させるべきだと思います。85400円であれば、4月以降も燃料費調整額がプラス1～2円程度になってしまいますので、納得がいきません。（東北）

● 長期にみると為替ももどってきているので値上げの必要性もなくなっている。（東北）

● 消費者の視点からの疑問点・意見（消費者庁）

燃料費の価格動向については、申請時点から下落傾向にあるものもあるが、申請時点からの時点補正を行うべきではないか。

燃料費調整制度については、消費者保護の観点から、上限は1.5倍までと設定されているところであり、基準価格をより低く設定することが望ましい。

【参考】第7回物価・賃金・生活総合対策本部における総理発言（抜粋）

- 本年2月24日（金）に開催された第7回物価・賃金・生活総合対策本部において、総理大臣から経済産業大臣に対して、以下の指示があった。

電気料金などの高騰に対し、今月の請求分からの値引きを激変緩和措置として講じていますが、今後の見通しに対して、国民や事業者の不安の声が届いています。

そのため、西村経済産業大臣におかれては、まずは、電力の規制料金の改定申請に対して、あらゆる経営効率化を織り込み、直近の為替や燃料価格水準も勘案するなど、4月という日程ありきではなく、厳格かつ丁寧な査定による審査を行ってください。その上で、電力料金の抑制に向けた取り組み等について、3月中に検討結果をまとめてください。

為替を含む燃料価格の採録期間①

- 各事業者の申請における燃料価格の採録期間は、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力は2022年7月～9月、東京電力EPは2022年8月～10月、北海道電力は2022年9月～11月となっている。

※東京電力EPは自社で調達する燃料費は織り込まれていないものの、他社購入電力料等の算定に当たって、上記期間における燃料価格を参照している。

- これは、燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間が、料金算定規則で、申請の日の直前3か月の貿易統計価格を用いることと規定されていることから、燃料費調整制度と整合的な考え方となっている。

※ただし、東京電力EP・北陸電力については、燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間を申請の日の直近3か月としていないところ、後述する採録期間の変更を行わない場合には、合理的な理由があるか、別途確認する必要がある。

- そもそも、燃料費については、燃料費調整制度に基づき、為替も反映した円建て価格で月々の電気料金に自動的に反映されることとなるため、原価に織り込まれる燃料価格の採録期間をどのように設定するかは基本的には料金に影響を与えない。

※円建ての燃料価格が高騰している時期の価格を基準として原価に織り込んだ場合にも、その後、円建ての燃料価格が下落すれば、マイナスの燃料費調整が自動的に行われ、実際に請求される電気料金はその分低下することとなる。

※ただし、基準燃料価格が変われば、燃料費調整の上限価格（基準価格の150%）が変わることとなる。

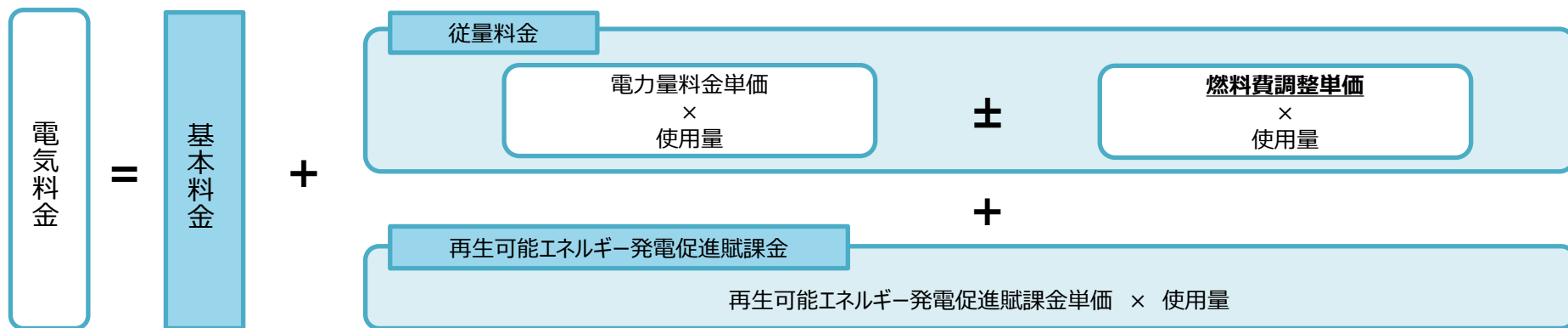
為替を含む燃料価格の採録期間②

- 一方、先述のとおり、公聴会や「国民の声」をはじめ、最新の為替や燃料価格を用いるべきとの御指摘を多方面からいただいていることから、必ずしも需要家の理解・納得が十分に得られていない可能性がある。
- こうした点も踏まえ、燃料価格の採録期間をどのように考えるべきか。各社の申請上の採録期間が適切か。あるいは直近3か月（例えば、2022年11月～2023年1月）に更新することが適切か。
- なお、国際的な燃料価格は足下で下落傾向にあるものの、日本着ベースの価格に反映されるまでには一定のタイムラグがあることから、直近の日本着ベースの燃料価格が申請時点の価格よりも必ずしも下がっているとは限らない点に留意する必要がある。
- また、仮に、料金算定に用いる燃料価格を変更することとなれば、メリットオーダーや供給力想定に影響を与え、ひいては料金全体を算定し直す必要が生じる可能性がある点にも留意する必要がある。

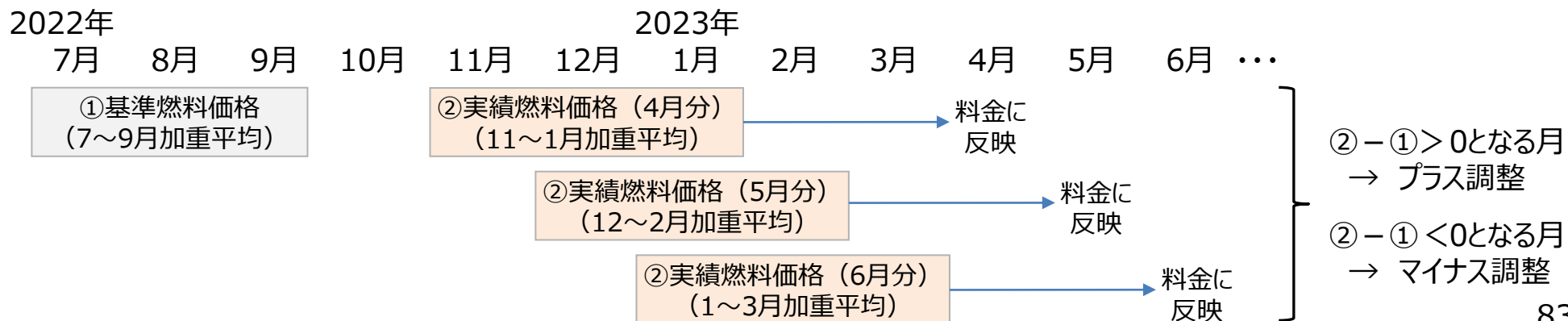
【参考】燃料費調整制度の概要

- 燃料費調整制度は、原油・LNG・石炭の燃料価格（為替を反映した円建ての日本着ベースの価格）の変動を、毎月の電気料金に反映する仕組み。
- ①料金申請の直前3か月の貿易統計価格に基づいて算定した「基準燃料価格」と、②各月の3～5か月前の貿易統計価格に基づいて算定した「実績燃料価格」の差を、燃料費調整単価に換算し、月々の電気料金に反映（※ただし、規制料金では、反映可能な範囲に上限有り）。

【電気料金の構成】



【燃料費調整の考え方】（※「2022年11月申請、2023年4月料金改定」の場合）



【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（抜粋）

（燃料費調整制度）

第四十条 事業者は、（中略）契約種別ごとの料金を、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される基準平均燃料価格と第三項の規定により算定される実績平均燃料価格との差額（同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に一・五を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に〇・五を乗じて得た額）に第四項の規定により算定される基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額により、増額又は減額（以下「調整」という。）を行わなければならない。

2 基準平均燃料価格は、改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款の

認可の申請の日（中略）若しくは旧法第十九条第四項の規定により変更しようとする特定小売供給約款の届出の日において公表されている直近三月分（直近一月分を用いることができない合理的な理由があるときは、その前の直近三月分）の**小売電気事業等の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス**（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）**ごとの円建て貿易統計価格**

（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）の平均値に、小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値（石油にあっては、一）に原価算定期間において小売電気事業等の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（次項において「換算係数」という。）を乗じて得た額を合計した額とする。

3 実績平均燃料価格は、調整を行う月の五月前から三月前までの期間において小売電気事業等の用に供した**燃料ごとの円建て貿易統計価格**の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。

4 基準調整単価は、千円を単位として調整すべき一キロワット時当たりの単価として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

燃料価格の採録期間の変更①

- 燃料価格を最新の貿易統計価格（2022年11月～2023年1月の3ヶ月平均）に変更した場合、各事業者の基準燃料価格の変化は以下のとおり。

【貿易統計価格の推移】

	2022/7	2022/8	2022/9	2022/10	2022/11	2022/12	2023/1 (9桁速報値)
原油（円/kl）	99,579	95,654	97,571	96,750	92,419	82,443	73,234
LNG（円/ton）	126,937	139,618	164,909	156,568	135,455	134,864	128,023
石炭（円/ton）	51,329	51,222	53,236	56,870	59,180	52,559	49,045
為替（円/ドル）	136.03	135.22	139.93	145.07	146.25	137.98	132.09

※2023年2月の値が公表されるのは、3月末の予定。

【各事業者の基準燃料価格】

	北海道	東北	東京EP	北陸	中国	四国	沖縄
申請時の基準燃料価格 （円/kl）	88,100	85,400	94,200	79,300	80,300	80,300	81,800
変更後の基準燃料価格 （円/kl）	80,700	83,500	86,100	79,700	80,300	79,900	81,500

※「申請時」の燃料価格は、東北、北陸、中国、四国、沖縄は7～9月、東京EPは8～10月、北海道は9～11月の貿易統計価格をそれぞれ採用。

※「変更後」の燃料価格は、11～1月の貿易統計価格に、各事業者の電源構成に基づく係数（申請値）を乗じて算出。

燃料価格の採録期間の変更②

- 採録期間を変更した場合、貿易統計価格（3か月平均）の変化は以下のとおり。

※事業者は、必ずしも貿易統計価格をそのまま織り込んでいるわけではない点に留意が必要。

事業者	燃料	申請時		直近（11月～1月）
東北・北陸・中国 四国・沖縄 (申請時は7～9月の 価格を採用)	原油（円/kl）	97,466		82,572
	LNG（円/ton）	142,803		132,509
	石炭（円/ton）	51,875		53,189
	為替（円/ドル）	137.06		138.77
東京EP (申請時は8～10月の 価格を採用)	原油（円/kl）	96,630		82,572
	LNG（円/ton）	152,786		132,509
	石炭（円/ton）	53,483		53,189
	為替（円/ドル）	140.08		138.77
北海道 (申請時は9～11月の 価格を採用)	原油（円/kl）	95,549		82,572
	LNG（円/ton）	152,007		132,509
	石炭（円/ton）	56,336		53,189
	為替（円/ドル）	143.75		138.77

卸電力市場価格の考え方・採録期間①

- 各事業者の申請における卸電力市場価格の考え方・採録期間等は、以下のとおり。

各事業者の申請概要

	北海道電力	東北電力	東京電力 EJジーパートナー	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
考え方	エリアプライス <u>実績値+補正</u>	<u>第3者機関 (MPX) の想定値 +補正</u>	<u>TOCOMの 電力先物価格</u> 東エリア ベースロード	エリアプライス <u>実績値</u>	エリアプライス <u>実績値</u>	エリアプライス <u>実績値+補正</u>	システム プライス <u>実績値</u>
採録期間 ・ 算定方法	申請前の 3年 （2019～21年度）の実績値を基に、申請前の3ヶ月（2022年9～11月、基準燃料価格と同期間）の平均値と同値となるよう補正	MPX社データ（需給バランス等）と東北電力データ（基準燃料価格）を基に、想定値を計算	申請前の 1ヶ月 （2022年10月1日～31日）	申請前の 1年 （2021年10月～2022年9月）	申請前の 1年 （2021年10月～2022年9月）	申請前の 1年 （2021年9月～2022年8月）の実績値を基に、2021年9～12月は2022年と同水準となるよう補正	申請前の 3ヶ月 （2022年7～9月、基準燃料価格と同期間）
単純平均 価格 (円/kWh)	26.23	38.65	35.60	20.72	20.32	21.42	24.85

※東京電力EPにおいては、23年4月限～24年3月限の先物価格を採録している。

※沖縄電力においては、取引所取引は存在しないが、FIT購入において回避可能費用（スポット市場と時間前市場の加重平均）を使用している。

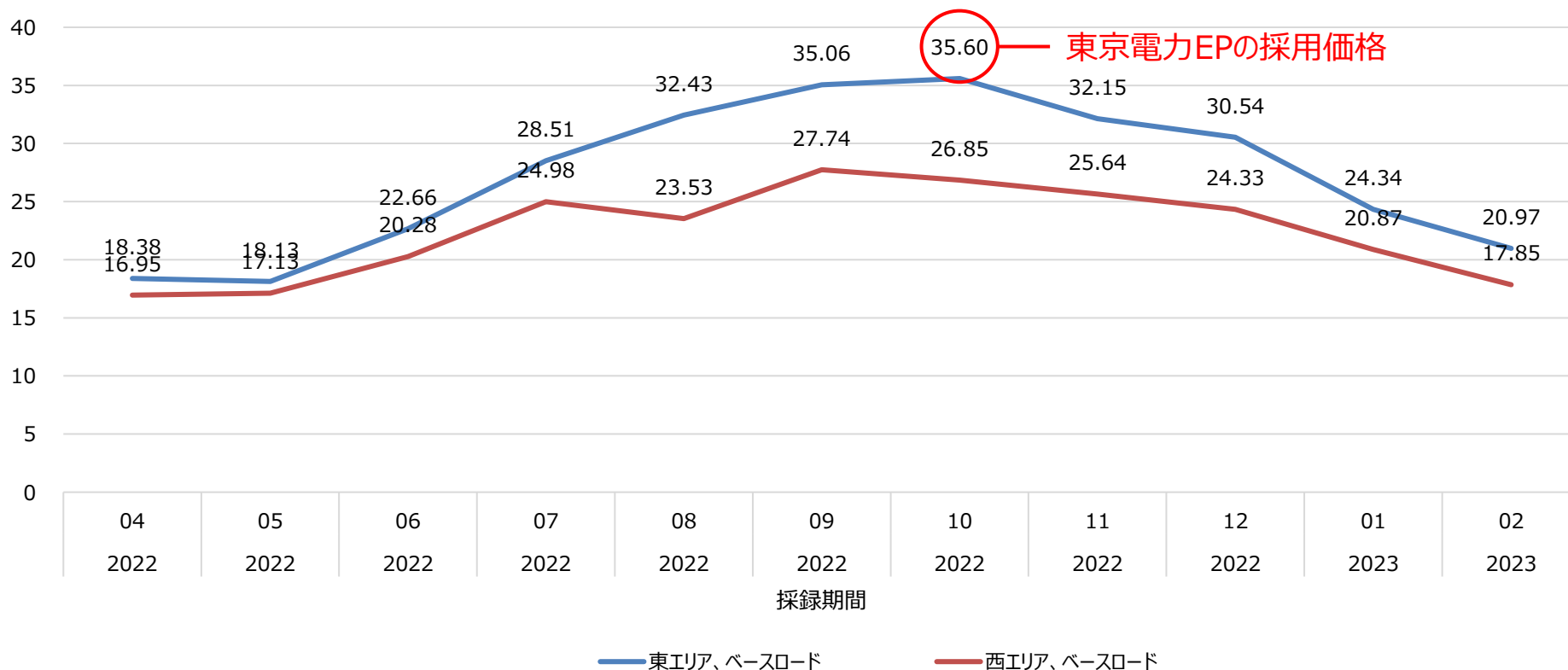
卸電力市場価格の考え方・採録期間②

- 卸電力市場価格については、原価算定期間においても変動することが見込まれる一方、現行の制度においては、燃料費とは異なり、燃料費調整制度のように、その変動を自動的に調整する仕組みが無い。
- そのため、燃料費のように、特定の採録期間を採用する制度的な必然性はないものと考えられる。こうした中、過去の料金審査では、申請前の過去1年の実績値を採用していた。なお、一般に、卸電力市場価格には季節性があることから、燃料費とは異なり、1年間の値を採用することに合理性があると考えられる。
- こうした点も踏まえ、卸電力市場価格の考え方・採録期間について、どのように考えるべきか。
- そもそも、先述のとおり、事業者によって考え方が大きく異なる。大別すると、①過去実績値、②第三者機関による将来予測値、③電力先物価格を採用している事業者が存在する。この点、どのような考え方が合理的か。エリアの違いこそあるものの、同じ市場の価格であることを考えれば、申請者によって考え方が大きく異なるのは望ましくなく、基本的に考え方は統一すべきか。
- また、採録期間について、各事業者の申請時点の数値を採用することが適切か。あるいは、直近の数値に更新することが適切か。

【参考】電力先物価格の推移

- 足下では、電力先物価格も下落傾向。

TOCOM電力先物価格（2023年度各限月の価格の単純平均値）（円/kWh）



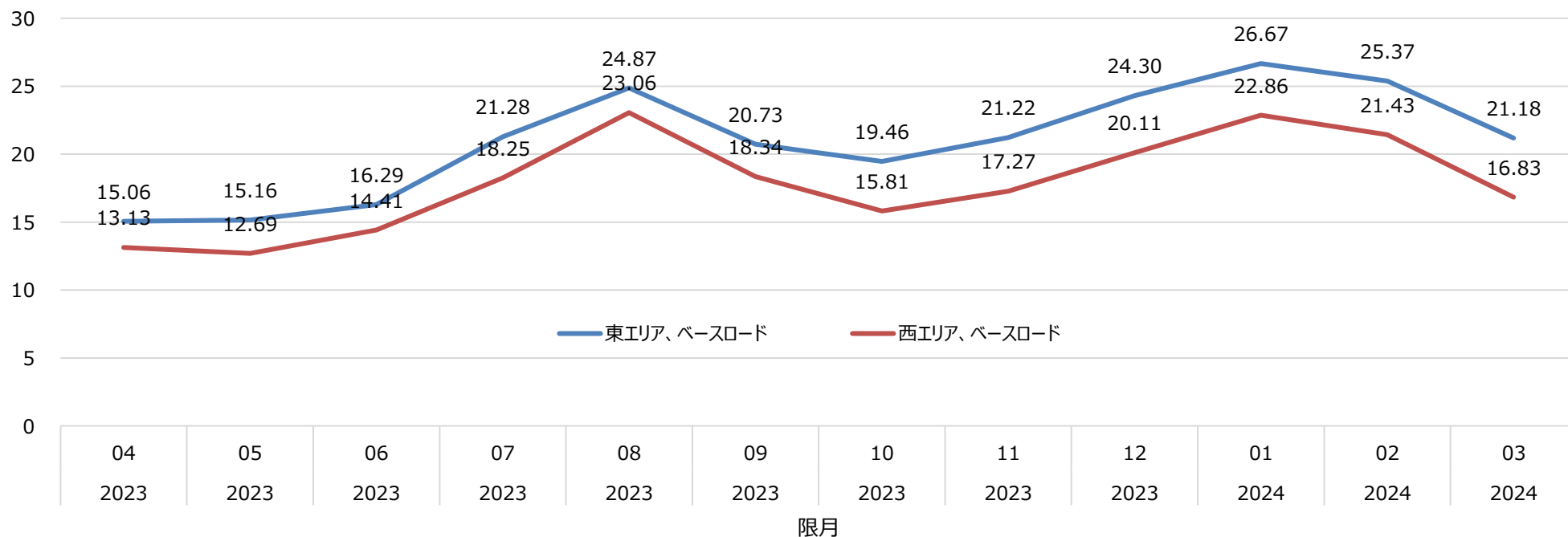
※上記グラフは、2023年度の各限月の電力先物価格の平均値をプロットしたもの。例えば、2023年2月時点では、2023年4月～2024年3月限の先物商品（東エリア、ベースロード）の価格の平均が20.97円/kWhとなることを表している。

※なお、東京電力EPは、2022年10月時点の価格（平均35.60円/kWh）を採用している。

【参考】電力先物価格の見通し（採録期間を2月（1ヶ月）とする場合）

- 2023年2月時点における、2023年度各限月の先物価格は、以下のとおり。
- 23年度の単純平均は、東エリアで20.97円/kWh、西エリアで17.85円/kWhとなる。

TOCOM電力先物価格（2023年2月に採録した23年4月～24年3月限の価格）



【7. 参考資料】

①燃料費等の採録期間について（第37回料金制度専門会合）

②燃料費等の採録期間について②（第38回料金制度専門会合）

③各項目の査定額一覧

燃料費等の採録期間について②

2023年3月15日（水）

第38回 料金制度専門会合

事務局提出資料



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

本日も議論いただきたい点について

- 前回会合（第37回）では、為替を含めた燃料価格・卸電力市場価格の採録期間をどのように設定すべきか、御議論いただいた。
- 本日は、前回会合の御議論を踏まえつつ、引き続き、燃料価格・卸電力市場価格の採録期間について、御議論いただきたい。
- あわせて、今後の料金審査の進め方についても、御議論いただきたい。

1. 燃料価格の採録期間

2. 卸電力市場価格の考え方と採録期間

3. 今後の審査の進め方

【参考】前回会合（第37回）における委員の御意見（燃料価格）

- 燃料費調整制度が適用されるので、採録期間をどの期間にしても電気料金には影響を与えないと理解。留意点としては上限価格は変わることになり得るが、基本的には電気料金に影響を与えない。一方、公聴会や国民の声をはじめ、最新の為替や燃料価格を用いるべきとの御指摘が多いことは重く受け止める必要がある。できる限り直近の数字を使うのが良いのではないかと。（華表委員）
- 直近三ヶ月をとるか、申請前の三か月をとるかは、結局は中立的な話。燃調の上限価格が変わるだけで、発射台の問題だが、昨今の色々な御意見を踏まえれば、直近のものをできるだけ使う方が説明はしやすいと思う。（川合委員）
- 再計算するのはかなりの労力がかかる。ルール通りにやっているのに、そういう大きなコストがあることを考えれば、申請前の三か月を採用するのも十分あり得る選択肢、合理的な選択肢だと思う。一方、燃調で上限価格を除けば中立になることは、いろんな形で繰り返し繰り返し説明しているが、なかなか理解していただくのが難しい現状を考えれば、とても大きなハードルがあることも事実で、それも大きなコストだと考えると、事務のコストとどっちをとるのか、という決断になる。（松村委員）
- 結果的に中立だとわかりながら、電力事業者の皆さんに、もう一回計算してください、というのを何とも心苦しいと思っていたが、ただやはり、公聴会の議論をみても、燃調がここまで理解されていないのかというの、感じるところがある。1.5倍の上限価格が引き下げになるところにこだわりを持ったご意見を持っていらっしゃる、というのも聞こえてくるし、料金は中立と言いつつも、その直近の値でもう一回計算し直すということをやらざるを得ないのかな、と思っている。（圓尾委員）
- 燃調の制度、本当にほとんどの方は理解されていないという現状は、報道を見ていてそんな気もするので、その分かりやすさを第一の論点として考えればいいのかなという気がする。燃調の上限価格に少しでも影響する、わずかにでも実質的なことがある以上は、直近の期間で決められた方が分かりやすいのではないかと。（梶川委員）

為替を含めた燃料価格の採録期間【論点①】

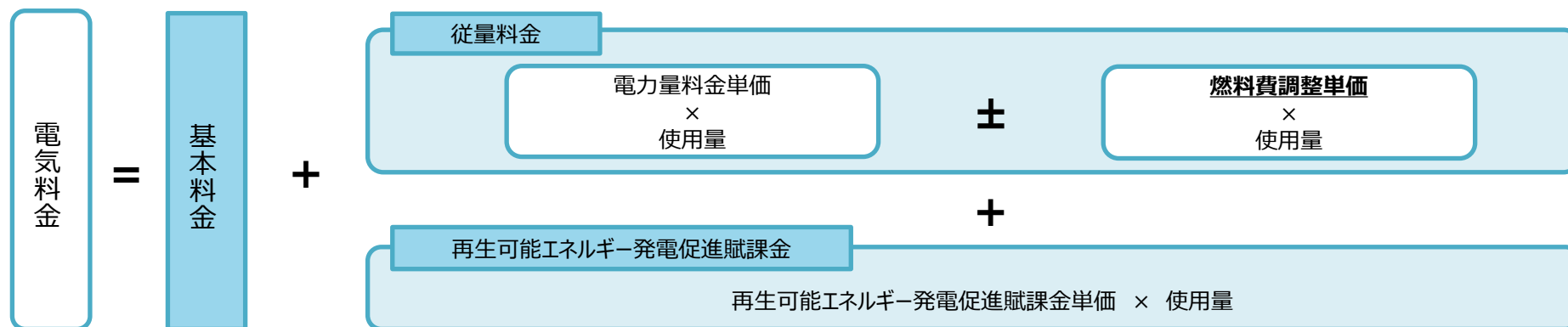
- 燃料費については、燃料費調整制度に基づき、為替も反映した円建て価格で月々の電気料金に自動的に反映されることとなるため、原価に織り込まれる燃料価格の採録期間をどのように設定するかは基本的には料金に影響を与えない。
- そうした中、前回会合において、燃料費調整制度と統合的な申請を行っている事業者に対して燃料費の採録期間を変更して再計算を求めることは大きなコストを生じさせる、採録期間を申請前の3ヶ月とすることも合理的な選択肢、といった御指摘があった。
- 一方で、「国民の声」をはじめ、最新の為替や燃料価格を用いるべきとの御指摘が多いことは重く受け止める必要があり、できる限り直近の数字を使うのが良い、公聴会における議論においても燃料費調整制度が理解されていない、分かりやすさを第一の論点として考えれば良い、といった御指摘が多くあった。
- また、燃料費調整制度の上限価格に少しでも影響する以上、直近の期間で決めた方が分かりやすいのではないかと、といった御指摘もあった。
- こうした御指摘を踏まえ、各事業者において、燃料価格の採録期間を直近の3か月（2022年11月～2023年1月）として再算定することとしてはどうか。

※本日（3月15日）時点で公表されている最新の貿易統計は、2023年1月の「9桁速報値」。

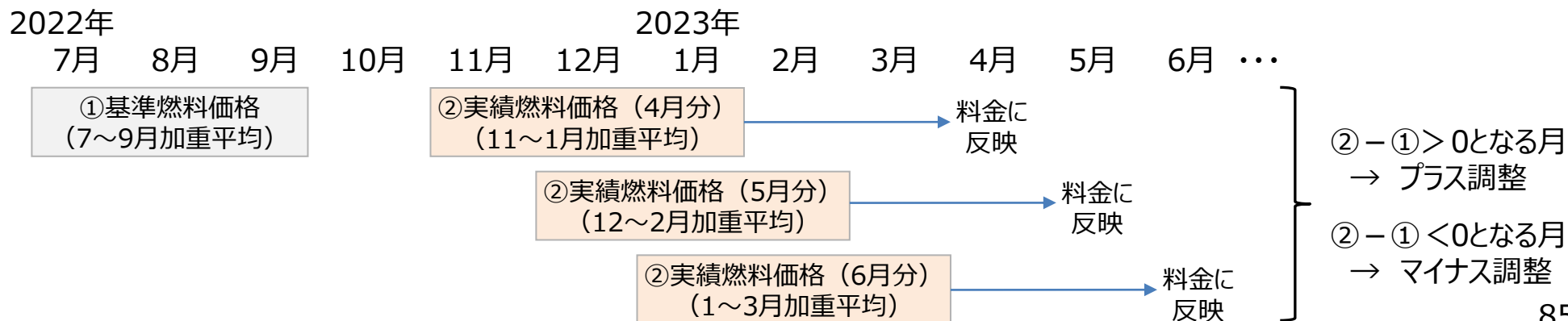
【参考】燃料費調整制度の概要

- 燃料費調整制度は、原油・LNG・石炭の燃料価格（為替を反映した円建ての日本着ベースの価格）の変動を、毎月の電気料金に反映する仕組み。
- ①料金申請の直前3か月の貿易統計価格に基づいて算定した「基準燃料価格」と、②各月の3～5か月前の貿易統計価格に基づいて算定した「実績燃料価格」の差を、燃料費調整単価に換算し、月々の電気料金に反映（※ただし、規制料金では、反映可能な範囲に上限有り）。

【電気料金の構成】



【燃料費調整の考え方】（※「2022年11月申請、2023年4月料金改定」の場合）



【参考】みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（抜粋）

（燃料費調整制度）

第四十条 事業者は、（中略）契約種別ごとの料金を、各月において、当該月の開始の日に、次項の規定により算定される基準平均燃料価格と第三項の規定により算定される実績平均燃料価格との差額（同項の規定により算定される実績平均燃料価格が、次項の規定により算定される基準平均燃料価格に一・五を乗じて得た額を超える場合にあっては、同項の規定により算定される基準平均燃料価格に〇・五を乗じて得た額）に第四項の規定により算定される基準調整単価を千で除して得た値を乗じて得た額により、増額又は減額（以下「調整」という。）を行わなければならない。

2 基準平均燃料価格は、改正法附則第十八条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする特定小売供給約款の

認可の申請の日（中略）若しくは旧法第十九条第四項の規定により変更しようとする特定小売供給約款の届出の日において公表されている直近三月分（直近一月分を用いることができない合理的な理由があるときは、その前の直近三月分）の小売電気事業等の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）ごとの円建て貿易統計価格

（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）の平均値に、小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値（石油にあっては、一）に原価算定期間において小売電気事業等の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（次項において「換算係数」という。）を乗じて得た額を合計した額とする。

3 実績平均燃料価格は、調整を行う月の五月前から三月前までの期間において小売電気事業等の用に供した燃料ごとの円建て貿易統計価格の平均値に、換算係数を乗じて得た額の合計額とする。

4 基準調整単価は、千円を単位として調整すべき一キロワット時当たりの単価として、原価算定期間において小売電気事業等の用に供する燃料ごとの発熱量の総和を小売電気事業等の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量で除して得た値を当該期間における販売電力量で除して得た値を基に契約種別ごとに定めた単価であって、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たものとする。

1. 燃料価格の採録期間

2. 卸電力市場価格の考え方と採録期間

3. 今後の審査の進め方

【参考】前回会合（第37回）における委員の御意見（卸電力市場価格）

- 卸電力市場価格についても状況は同じ。説明性の高さが求められる。基本的な考え方は統一すべき。第三者機関の予測値を使うことの説明性はあまり高くないのではないか。他方、過去実績と先物価格は悩ましい面がある。先物の方が市場参加者の将来的な電力価格のコンセンサスを表していると言えるので妥当と思うが、現状の日本の市場環境を考えたときに、そのプライスディスカバリー機能が十分果たせている程に流動性があるのかは論点になるのではないか。流動性が十分あると考えるのであれば先物価格、十分ではないと考えるのであれば実績値がよいのでは。採録期間について、過去実績であれば直近1年、先物価格であれば2023年度平均を取った最新の数字を取るのが一番説明しやすいのではないか。（華表委員）
- 第三者機関の予測値は取るべきではない。過去実績であれば過去1年、先物であれば直近の数字が望ましいが、過去実績は、どこから過去1年なのか、スポット市場価格の長期推移のグラフを見て分かるように、これだけ実績の高いところを用いて今後を見ていくことは違和感はある。先物市場は、これから参加者も増え、新電力等も先物を見ながら価格を抑えていくという報道も見られるので、一定の合理性はあると思う。認知度や参加者をもう少し増やす工夫が別途いるとは思いますが、これ自体は間違いではないという気がしている。（川合委員）
- 本来はフォワードルッキングなので、先物価格を使うのが理論的には正しいのではないかという発想は正しいと思う。一方で、大きな壁があり、先物価格はコマ別ではなく月平均となっている。FIT買取価格で回避可能費用を計算する際に、本来は365日、48コマに割って計算しないと正確に出ず、特に太陽光発電においては太陽光が出る時間帯は市場価格が下がるので、きちんと反映する必要があるが、月平均の値をコマ毎に割り振ることに限っては、一定の恣意性が入る可能性がある。掛け算割り算でやるのか、足し算引き算でやるのかでも大きな違いが出てくる、より具体的に言うと、例えば市場価格が最低価格の0.01円になっているコマは、おそらく先物価格と関係なく0.01円になると思うが、どう調整されているのかを相当考える必要があり、大きなハードルがある。その点を考えれば、過去実績は理屈として問題があると認識しつつも、365日、48コマの数値が客観的なデータとして出てくる大きなメリットがあることを考えれば、今回はそちらを採用する方がよいのではないか。（松村委員）
- 第三者機関の予測値を使うのは論外と思うが、過去実績と先物価格は基本的にどちらでもよいと思うし、理論的には先物価格だと思う。1,2年前と比較して先物が市場としての指標価格として使える有効性も高まっているので、先物を使うことに今の時点で躊躇することはない。先物の直近の値を使用するのは十分今やれることだと思うし、松村委員ご指摘の問題もあるので、過去実績を使うというのもあると思う。将来的にはやはり先物を使う事を志向していくことはコンセンサスなのではないかと思った。（圓尾委員）
- 卸電力市場価格の考え方については、これも皆さまが仰られたとおり、第三者機関というのは多少無理があつて、透明性が無いというのは前回は話したとおりである。先物と実績ということに関しても、先物の理論性というのはすごくよく分かるが、何となく表面的に出てくる価格という結果論的で何の論理性もないが、現下の情勢では今までの実績1年間という方が、結果出てくる数値的なことと考えると、多くの消費者の理解が得やすいのではないかという観点である。（梶川委員）

卸電力市場価格の考え方と採録期間【論点②】

- 今回の料金改定申請で、卸電力市場価格については、大別すると、①過去実績値、②第三者機関による将来予測値、③電力先物価格を採用している事業者が存在。
- そうした中、前回会合において、基本的な考え方は統一すべきとの御指摘があった。
- その上で、②第三者機関による予測値は、説明性が高くない、採用すべきではない、との御意見で一致した一方、①過去1年の実績値を採用するか、③直近の電力先物価格を採用するか、については、それぞれ支持する御意見と懸念点の御指摘があった。
- 具体的には、①過去1年の実績値を採用することは、コマ別のデータが客観的に得られる点にメリットがあるとの御意見があった一方で、価格が高かった過去1年の実績値を今後の見積りとすることには違和感があるとの懸念も指摘された。
- 他方、③直近の電力先物価格は、フォワードルッキングという料金算定の考え方に照らして正しい、指標価格としての有効性という観点からも十分に採用できる、といった御意見があった一方で、コマ別ではなく月別のデータとなるため、コマ別の価格を算定する際に、恣意性が入る可能性があるとの懸念が指摘された。
- こうした御指摘を踏まえれば、将来価格の見積もりとして直近の電力先物価格を採用する方が説明性が高いと考えられる。このため、直近の電力先物価格を採用することとしつつ、コマ別の価格を算定する際に恣意性が生じないよう、その算定方法も具体的に示した上で、各事業者において再算定を行うこととしてはどうか。

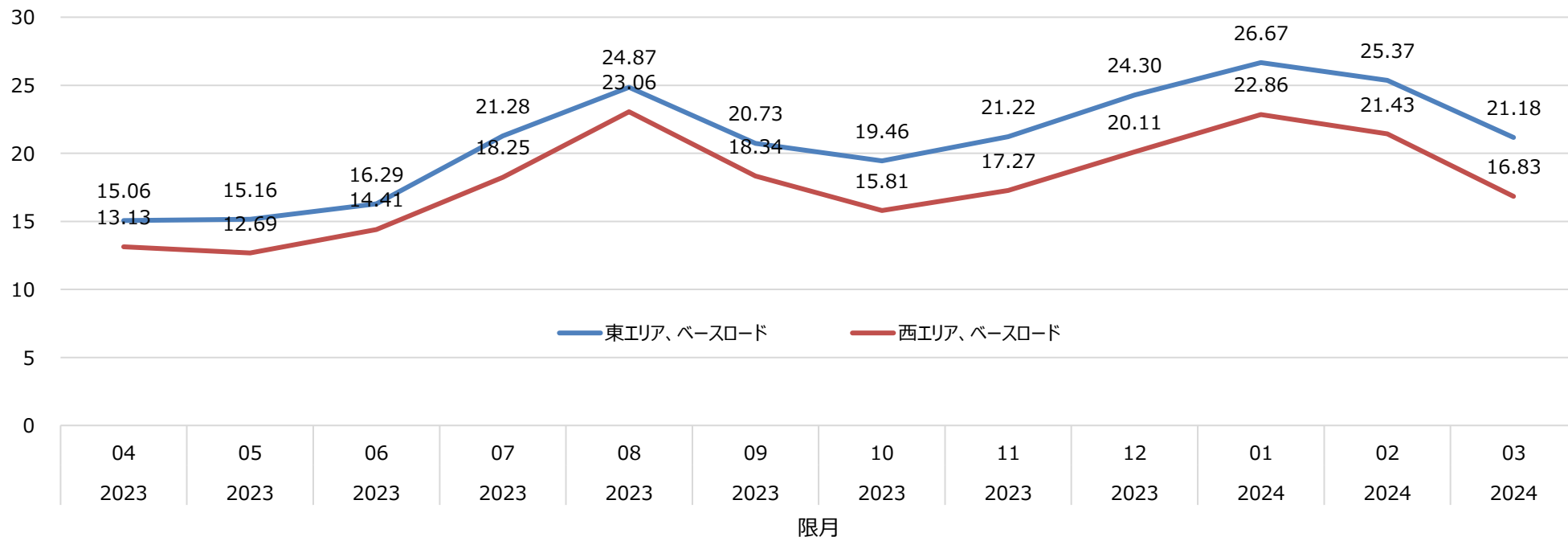
卸電力市場価格の考え方と採録期間【論点②】（続き）

- 具体的には、まず、直近の電力先物価格として、2023年2月における東京商品取引所における23年度各限月の電力先物価格（上記1か月間の平均値）を採用することとしてはどうか。
- その際、
 - ① 東日本の事業者（北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー）は東エリアの24時間商品の先物価格を、
 - ② 西日本の事業者（北陸電力、中国電力、四国電力）は西エリアの24時間商品の先物価格を、
 - ③ スポット市場及び先物商品がない沖縄の事業者（沖縄電力）は両者の単純平均値を、それぞれ用いることとしてはどうか。
- また、料金算定に用いるコマ別の価格の算定方法については、月間平均値が先物価格となるよう、過去1年の各月のコマ別の実績価格を比例的に補正する（コマ別の実績価格に、先物価格（月平均）／実績価格（月平均）を乗じる）こととしてはどうか。

【参考】電力先物価格の見通し（2023年2月時点）

- 2023年2月時点における、2023年度各限月の先物価格は、以下のとおり。
- 23年度の単純平均は、東エリアで20.97円/kWh、西エリアで17.85円/kWhとなる。

TOCOM電力先物価格（2023年2月に採録した23年4月～24年3月限の価格）

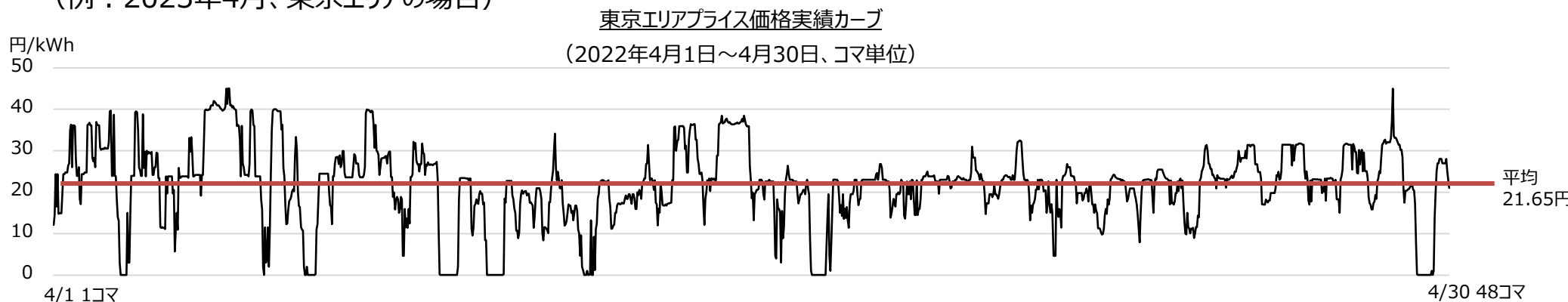


【参考】電力先物価格に基づくコマ別の市場価格の算定方法（案）

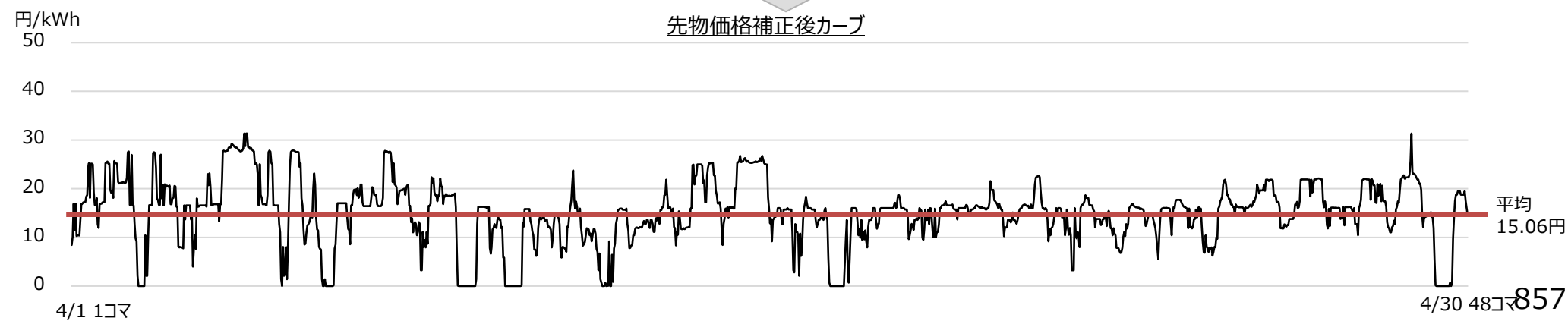
- 算定方法（コマ別の実績価格に、先物価格（月平均）／実績価格（月平均）を乗じる）の具体的なイメージは以下のとおり。

※実際の市場価格との整合性から、小数第三位で四捨五入し、最低価格は0.01円とすることを想定。

（例：2023年4月、東京エリアの場合）



コマ毎のスポット市場実績価格
×
2023年4月先物価格 (15.06円/kWh)
2022年4月スポット市場価格月平均値 (21.65円/kWh)



【参考】卸電力市場価格の考え方・採録期間

- 各事業者の申請における卸電力市場価格の考え方・採録期間等は、以下のとおり。

各事業者の申請概要

	北海道電力	東北電力	東京電力 Energieパートナー	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
考え方	エリアプライス 実績値 + 補正	<u>第3者機関</u> (MPX) <u>の想定値</u> + 補正	<u>TOCOMの</u> <u>電力先物価格</u> 東エリア ベースロード	エリアプライス 実績値	エリアプライス 実績値	エリアプライス 実績値 + 補正	システム プライス 実績値
採録期間 ・ 算定方法	申請前の 3年 （2019～21年度）の実績値を基に、申請前の3ヶ月（2022年9～11月、基準燃料価格と同期間）の平均値と同値となるよう補正	MPX社データ（需給バランス等）と東北電力データ（基準燃料価格）を基に、想定値を計算	申請前の 1ヶ月 （2022年10月1日～31日）	申請前の 1年 （2021年10月～2022年9月）	申請前の 1年 （2021年10月～2022年9月）	申請前の 1年 （2021年9月～2022年8月）の実績値を基に、2021年9～12月は2022年と同水準となるよう補正	申請前の 3ヶ月 （2022年7～9月、基準燃料価格と同期間）
単純平均 価格 (円/kWh)	26.23	38.65	35.60	20.72	20.32	21.42	24.85

※東京電力EPにおいては、23年4月限～24年3月限の先物価格を採録している。

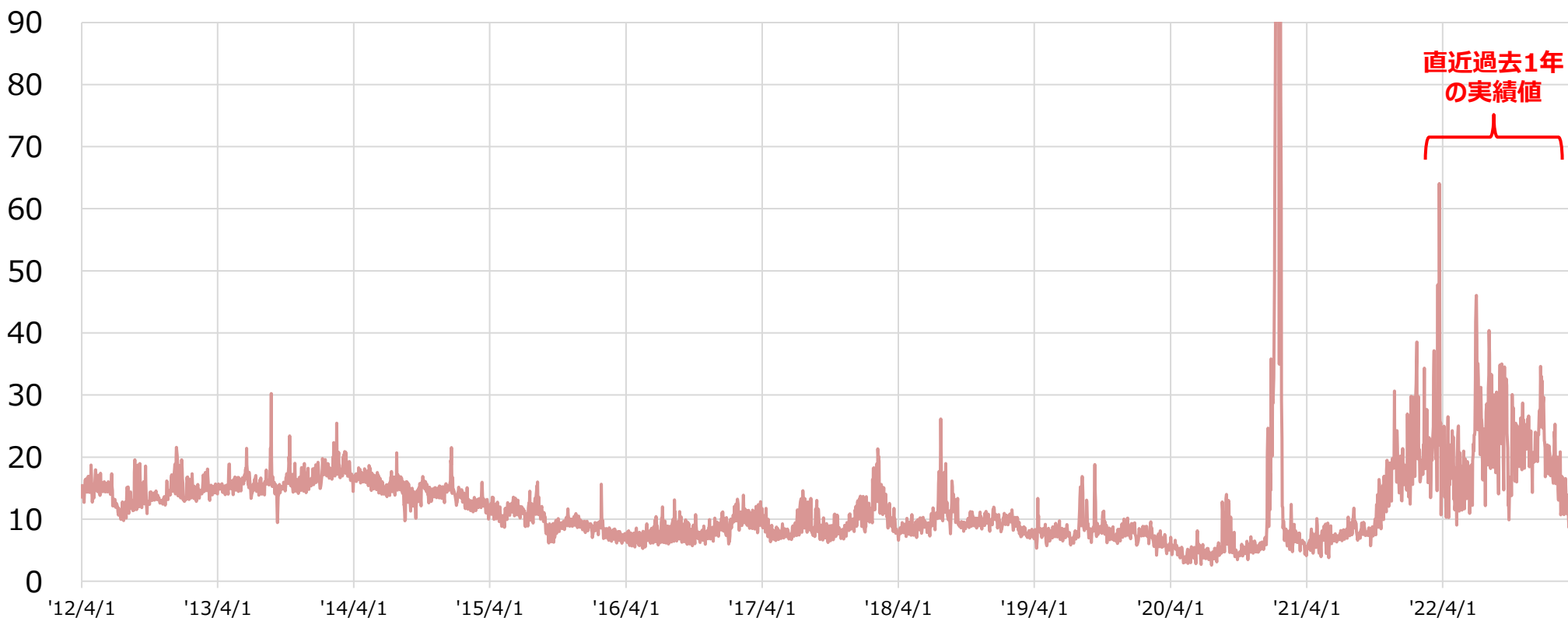
※沖縄電力においては、取引所取引は存在しないが、FIT購入において回避可能費用（スポット市場と時間前市場の加重平均）を使用している。

【参考】卸電力市場価格の推移

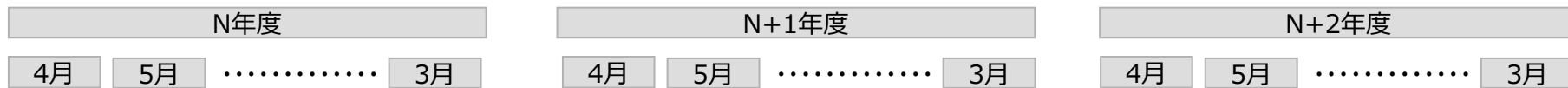
- 長期的な推移を見ると、過去1年のスポット市場価格は高水準で推移。
- 一方、足下では、燃料価格（特にLNGスポット価格）の低下等を受けて、低下傾向。

スポット価格（日次システムプライス）の推移

価格(¥/kWh)



【参考】取引所取引におけるマッチングの考え方



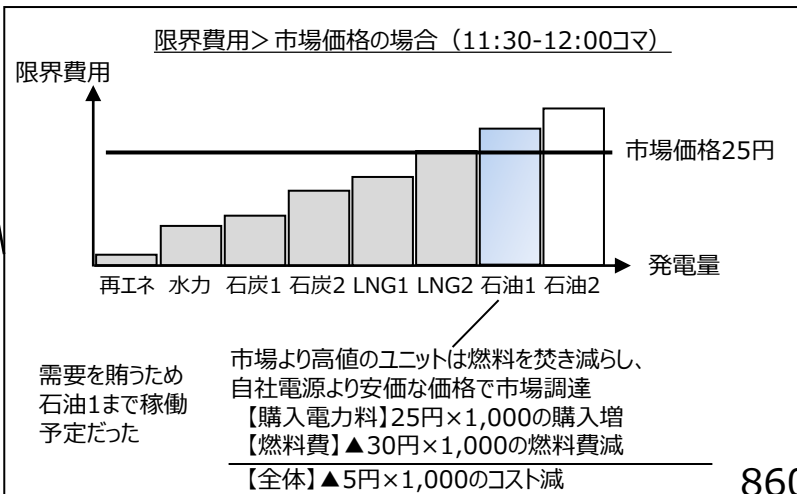
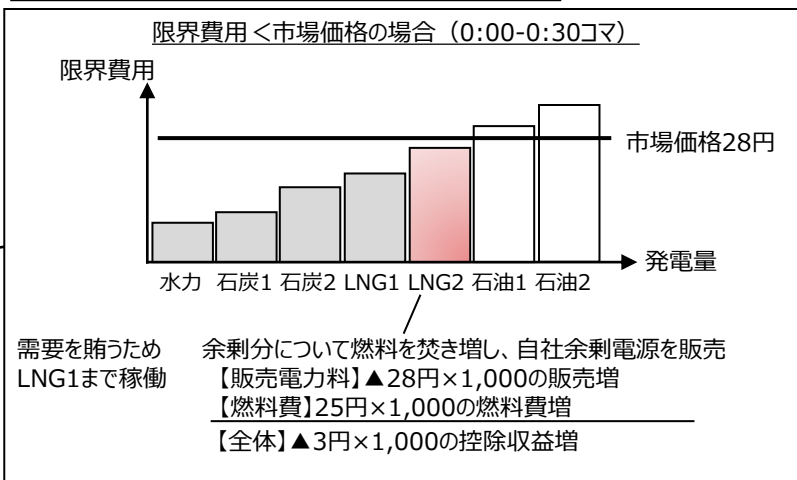
各月代表日を抽出
(平日1日・休日1日)

①代表日について、コマ別に需給バランス作成※1

需給バランスのイメージ (灰色は、需要を賅うために稼働予定のユニット)

コマ	需要量 (kWh)	供給力(kWh)								
		ユニット	再エネ 太陽光	水力	石炭1	石炭2	LNG1	LNG2	石油1	石油2
		限界費用	1円	5円	10円	15円	20円	25円	30円	35円
0:00-0:30	4,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
11:30-12:00	7,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
...										
23:30-24:00	5,000		0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

②市場想定価格を当てはめて限界費用の大小をコマ単位で比較し、市場売買料金 (=取引量×市場価格) を算出※2



③一か月分の市場売買料金を算出

(平日代表日の市場売買料金(②)×平日の日数) + (休日代表日の市場売買料金(②) × 休日の日数)

④各月の市場売買料金を①～③で算出し、3か年分を積算して、取引所取引の原価を算出

※1 マッチング対象日について、中国・四国は365日×原価算定期間3年分で行っている。

※2 マッチング単位について、東電EPはコマ別ではなく月単位で行っている。

1. 燃料価格の採録期間

2. 卸電力市場価格の考え方と採録期間

3. 今後の審査の進め方

今後の審査の進め方

- 燃料価格及び卸電力市場価格を変更して料金の再算定を行う場合、料金算定の前提が大きく変わることに加え、燃料費調整制度における基準燃料価格の採録期間を2022年11月～2023年1月に揃える必要があるため、各事業者において、一度この時点で補正を行うこととしてはどうか。

※料金算定規則では、燃料費調整制度における基準燃料価格の算定には、申請の日において公表されている直近3か月の燃料価格（貿易統計価格）を用いることとされている。

- その上で、燃料費や購入・販売電力料など、再算定によって大きく数値が変わることが見込まれる費用については、再算定結果を待った上で、更新された数値をもって、さらなる審査を進めていくこととしてはどうか。
- また、各事業者において再算定を進める間も、今般の再算定に直接影響を受けない費目を中心に、審査を進めていくこととしてはどうか。

【7. 参考資料】

①燃料費等の採録期間について（第37回料金制度専門会合）

②燃料費等の採録期間について②（第38回料金制度専門会合）

③各項目の査定額一覧

各項目の査定額一覧

項目	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)						
			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
燃料費	石炭	単価のトップランナー査定による減額。	-	102.7	-	-	87.8	37.0	9.6
	LNG	中長期契約・価格体系未合算分単価のトップランナー査定による減額。	2.4	33.2	-	86.3	-	-	2.8
		中長期契約数量の査定による減額。	-	64.9	-	-	4.5	-	-
		スポット調達単価の査定による減額。	-	77.0	-	-	29.8	-	-
	補正指示に基づく再算定	経済産業大臣からの補正指示(2023年3月22日付け)に基づき、直近の燃料価格、卸電力市場価格及び電力先物価格を踏まえて原価等の再算定を行ったことによる補正。	371.2	85.2	-	247.4	20.0	154.9	27.1
燃料費計			373.5	363.1	-	333.7	142.0	199.2	39.5
購入・販売電力料	新市場以外	購入先と販売先の負荷パターンの違いを考慮した上で、購入電力料が販売電力料を上回る部分について、控除収益として繰り込むこととし、その差額を料金原価から減額。	-	-	-	-	-	-	15.5
		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関しては、コスト削減を求めることが困難な費用を除き、既に繰り込まれている効率化努力分が合理的である場合には、その足らざる部分について、申請者に求める水準(経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数)の効率化努力を求め、料金原価から減額。	2.2	30.7	182.8	9.7	9.5	7.3	1.8
		加えて、申請事業者の関係会社との取引に関しては、一般管理費等について、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水準(経営効率化パートにおける発電部門の効率化係数)の効率化努力を求め、料金原価から減額。	-	-	-	-	-	-	-
		スポット市場価格で調達した場合の費用に対する、原価上の相対購入電力料の比率について、東京電力EPより当該比率の低い(調達効率的である)事業者の水準まで効率化努力を求める(トップランナー査定を行う)こととし、申請との差を料金原価から減額。	-	-	316.1	-	-	-	-
		購入先事業者から容量市場差額を確定した契約については、当該内容を繰り込むとともに、また見直し協議を終えていない契約については、契約容量(kW)に容量市場全体における落札割合(燃料別)を乗じた値に、約定価格(円/kWh)を乗じた控除額を算出し、料金原価から減額。	-	16.5	-	12.4	-	-	-
	容量市場	原価に繰り込んでいる相対販売料収入が、相対販売量(未確定分)をすべてスポット市場で販売を行った場合の収益(コマ単位で積算)を下回っている場合には、その差額を控除収益として追加的に繰り込むこととし、料金原価から減額。	-	-	-	112.1	-	-	-
		FIT買取費用について月単位の算定を求め、申請との差分について料金原価から減額。	-	-	-	-	27.7	-	-
		各費目の査定結果を踏まえた最終的な補正においては、2023年度供給計画を基に料金原価を補正。	▲1.6	-	▲27.2	-	-	-	-
		容量拠出金は営業費の1つとして、容量確保契約金額は控除収益の1つとして、それぞれ料金原価に反映。	-	31.7	-	-	-	-	-
		実需給前年度の比率を用いて算定することとし、原価繰り込み額を下回る部分について料金原価から減額。	-	-	-	-	7.0	-	-
	調整力	容量拠出金についてはオークション対象の実需給前年度の総額を繰り込むべきであり、原価繰り込み額を上回る部分について料金原価に反映。	-	-	-	-	6.1	-	-
		容量確保契約金額についてもオークション対象の実需給前年度の総額を繰り込むべきであり、原価繰り込み額を上回る部分について料金原価から減額。	-	-	-	-	-	-	-
		供給調整に係る収入(控除収益)について、託送料金に繰り込まれる一般送配電事業者の調整力費用や実績額等を基に再算定し、足らざる部分について料金原価から減額。	41.5	51.1	44.4	2.5	45.3	17.6	-
		調整力公募に係る収入(控除収益)について、確定済みの落札結果を繰り込むこととし、足らざる部分について料金原価から減額。	-	25.3	-	-	0.5	3.0	-
		ブラックスタート機能公募に係る収入(控除収益)について、確定済みの落札結果を繰り込むこととし、足らざる部分について料金原価から減額。	-	0.1	-	0.3	-	-	-
非化石価値取引市場(購入)	第十次中間とまでめで示された2023~2025年度(第二フェーズ)の中間目標値の考え方を踏まえ、2024年度及び2025年度の中間目標値は2023年度と同じと想定して算定した原価繰り込み額を料金原価に反映。	2.1	6.9	82.8	0.9	1.8	▲5.7	-	
	経済産業大臣からの補正指示(2023年3月22日付け)に基づき、直近の燃料価格、卸電力市場価格及び電力先物価格を踏まえて原価等の再算定を行ったことによる補正。	160.7	1,441.5	6,759.4	▲312.9	74.2	▲147.1	21.1	
	購入・販売電力料計	205.0	1,603.8	7,358.4	▲168.9	166.1	▲124.7	38.3	
原子力バックエンド費用	特定放射線廃棄物処分費	四国電力の将来の単価を見込んだ料金原価の算定方法については認めないこととして減額。算定に用いている拠出金単価に關し、2023年の拠出金単価に改定されたことに伴い、申請において2022年の拠出金単価を用いている場合は、2023年の拠出金単価を用いて算定し、料金原価に反映。	-	▲2.1	-	-	▲2.4	2.4	-
	原子力発電施設解体費	四国電力の escalated 単価を反映した算定方法については認めないこととして減額。算定に用いている見込み額は、2022年度の値が確定したことに伴い、申請において2021年度の値を用いている場合は、2022年度の値を用いて算定し、料金原価に反映。	▲2.3	▲1.7	-	▲1.2	▲1.6	5.1	-
	使用済燃料再処理等拠出金発電費	東北電力は、誤って使用済燃料発生量を過大に算定していたことから、誤りを修正することにより料金原価から減額。	-	1.2	-	-	-	-	-
	原子力バックエンド費用計		▲2.3	▲2.6	-	▲1.2	▲4.0	7.5	-
	役員給与	社外役員給与水準について、過去の査定水準(1人当たり800万円)を超える部分は減額。	-	0.2	-	-	-	0.0	-
人員計画・人件費	従業員1人当たりの年間給与水準	1人当たりの年間給与水準について、賃上げ分の原価算入は認めないため減額。また最新の統計値に基づき再算定。「相談役・顧問の秘書」と「役員秘書」を兼任している場合、相談役・顧問の秘書分は減額。	▲2.1	▲2.9	▲1.6	3.9	▲7.7	0.8	2.3
	超過労働給与	1人当たりの超過労働給与について、10社平均の水準の超過分を減額。	1.9	0.0	8.0	-	5.8	-	-
	出向者手当・控除口	出向者給与について、電気事業の遂行に必要かつ有効と認められないもの、自由競争の環境にある発電・小売分野の企業への出向分については原価算入を認めないこととして減額。	0.9	1.7	▲0.6	0.2	0.8	▲0.2	0.0
	退職給付金(退職給付水準)	退職給付水準(1人当たりメルカール)について、最新の統計調査の「定年」の調査値を参照することによる減額。	-	0.0	1.7	0.1	-	3.4	-
	退職給付金(年金資産の期待運用収益率)	年金資産を運用する期待運用収益率が2%を下回る設定をしている場合について、料金原価上は2%と設定することを要当とし、その収益率の差分を原価に反映。	-	-	-	-	5.1	-	-
	給料手当振替額	(給料手当の査定と連動して変動)	0.0	0.0	▲0.1	▲0.0	0.0	▲0.0	▲0.0
	法定厚生費	事業主負担割合について、過去に査定した事業主負担割合を適用し、超過分は減額。(2023年度: 51.04%、2024年度: 50.69%、2025年度: 50.34%)	0.6	1.2	-	0.7	0.8	0.5	0.5
	法定厚生費	(給料手当の査定と連動して変動等)	▲0.0	▲0.2	0.9	0.6	1.0	0.1	0.2
	委託集金費	委託集金業務に係る費用の水準について、契約口数当たりの単価と比較し、10社平均の超過分は減額。	-	-	-	-	-	-	0.4
	雑給	雑給の水準について、総販売電力当りの単価と比較し、8社平均の超過分は減額。	5.0	-	-	1.4	-	0.0	0.1
人件費計		6.4	0.0	8.3	6.8	5.8	4.7	3.5	
修繕費	メルカール期間の取扱い	料金審査要領の原則を踏まえ、恣意性を排除する観点から、各事業者とも直近5年間(2017~21年度)をメルカール算定期間とし、当該期間で算定したメルカールを超過する部分は減額。	-	39.2	-	-	-	-	1.3
	メルカール超過分(水力・火力等)	火力・水力については、一般的な修繕の範囲で取り組んでいる事業者がいること、「公共工設計労務単価」と「工事積算用労務単価」の乖離については、メルカール算定期間において、労務単価の乖離幅が大幅に変化している訳ではないことを踏まえ、これを超過要因として認めず当該部分は減額。	28.5	-	-	-	10.7	4.7	-
	メルカール超過分(原子力)	泊発電所3号機に係る費用のうち再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用については、再稼働時期に係る不確実性も考慮し、当該部分は減額(原価算定期間中に原子力発電所の再稼働を見込んでいる場合は、その起動前点検費用など、メルカールを超過した分を認めることとする。)	14.3	-	-	-	-	-	-
	災害復旧修繕費	災害復旧修繕費について、各事業者とも料金審査要領に即して算定していることを確認。	-	-	-	-	-	-	-
	個別案件の査定	原価算定期間に計画している工事が過去と同じ内容であったが、過去の費用より多く見積もっている部分は減額。また、原価算定期間に計画していた工事が2022年度中に竣工した部分は減額。	-	-	-	0.0	0.2	-	-
	設備投資(固定資産)に係る査定	電気事業の運営にとって不可欠な設備と認められない不使用方法などに係る修繕費については、当該部分を料金原価から減額。	0.4	4.7	-	-	0.0	0.2	-
非化石証書の販売収入	非化石証書の販売収入を「拡充・改良投資」(修繕・除却)に扱っているところ、修繕に扱われた金額について、修繕費から減額。	-	-	-	-	0.2	-	-	
修繕費計		43.2	43.9	-	0.0	11.2	5.0	1.3	

項目	小分類	査定方針	査定額 (億円・3年平均)						
			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
設備投資	減価償却費	詳細は別紙1を参照。	0.5	14.4	-	6.3	0.3	7.7	0.8
	固定資産除却費	治発電所の特定重大事故等対応施設関連の除却費を査定したことにより、料金原価から減額。 非化石証書収入を控分して除却費用に充当したことにより、料金原価から減額。	1.6	-	-	-	-	-	-
	設備投資計		2.1	14.4	-	6.3	0.4	7.7	0.8
事業報酬	特別監査によるレポートの減額。詳細は別紙1を参照。		0.8	2.9	-	1.1	8.7	0.5	0.4
	非化石証書売却収入の未償却残高相当のレポートからの減額。詳細は別紙1を参照。		0.1	2.2	-	2.4	0.1	2.2	-
	効率化係数適用影響を反映。		2.6	4.0	2.0	2.2	9.5	0.9	0.3
	総原価変動影響を反映。		2.9	8.6	36.9	0.6	1.7	1.2	0.5
	事業報酬率の査定による影響を反映。		6.0	3.4	11.0	1.2	▲50.0	▲9.8	▲3.3
	新たに査定した事業報酬が、事業者の申請値を上回る場合、超過分を認めないことによる減額。		-	-	-	-	29.9	4.9	2.3
	託送料金改定によるネットワーク事業報酬の増減を反映。 東京電力HD・東京電力RPについて自主カット前のレポートベースで査定。 JERAをレポートベースに含めることによる影響を反映。		-	▲89.5	▲25.0	▲19.8	▲46.6	▲16.4	-
事業報酬計		13.3	▲68.4	51.5	▲12.2	▲46.7	▲16.4	▲0.0	
その他経費	廃棄物処理費	詳細は別紙2を参照。	0.0	0.1	-	-	-	-	0.2
	消耗品費	詳細は別紙2を参照。	0.5	1.0	1.0	4.1	0.7	0.0	0.6
	備償費	詳細は別紙2を参照。	-	-	-	0.7	-	-	0.7
	賃借料	詳細は別紙2を参照。	0.0	1.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
	委託費	詳細は別紙2を参照。	5.7	2.2	68.6	6.6	10.0	4.5	0.0
	損害保険料	詳細は別紙2を参照。	-	-	-	-	-	0.1	-
	普及開発関係費	詳細は別紙2を参照。	2.4	20.0	15.3	3.1	0.2	0.9	0.2
	養成費	詳細は別紙2を参照。	0.3	0.8	0.2	0.1	0.0	0.1	0.0
	研究費	詳細は別紙2を参照。	0.6	2.3	13.7	0.6	0.7	0.8	0.0
	諸費	詳細は別紙2を参照。	1.0	1.9	2.4	0.5	2.2	0.8	0.1
	貸借損	詳細は別紙2を参照。	0.0	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	電力費振替勘定(貸方)	詳細は別紙2を参照。	-	0.2	-	0.0	-	-	-
	小計		10.6	29.7	101.6	15.7	14.0	7.2	1.9
その他(燃料費等再査定影響)	審査の結果、料金原価に繰り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している費用については、その変化分を反映。	1.2	0.3	-	5.4	▲0.5	1.8	0.0	
その他(上記以外)	審査の結果、料金原価に繰り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している費用については、その変化分を反映。	0.8	1.0	9.3	0.0	▲1.8	▲0.2	-	
その他経費計		12.6	31.0	110.8	21.1	11.7	8.8	1.9	
公租公課	法人税等関係	8社の直近10年の単純平均値(一株当たり29.5円)を基に、一株当たりの配当金額は30円とすることを減額。 利益準備金積立額の料金原価への繰入は認めないこととして減額。 東京電力EPの配当金額を推計する方法で算定。	16.0	38.6	36.9	16.2	28.0	8.0	3.5
	その他関係(固定資産税)	設備投資における特別監査の結果などを踏まえて、不使用設備などに係る固定資産税は減額。 審査の結果、料金原価に繰り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している公租公課については、その変化分を反映。	0.1	1.6	-	0.1	0.0	0.2	0.1
	その他関係(雑税)	審査の結果、料金原価に繰り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している公租公課については、その変化分を反映。	0.1	0.0	-	0.0	0.2	0.0	0.0
	その他関係(事業税)	審査の結果、料金原価に繰り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している公租公課については、その変化分を反映。 事業税(収入割)は、売上に対して課される収入金課税方式のため、審査の結果を踏まえて、総原価が減少した分については、事業税も減額。	0.3	0.7	-	0.2	0.4	0.1	-
	公租公課計		27.8	48.4	47.3	21.4	33.2	12.1	4.3
控除収益	電気事業雑収益	過去の平均実績等を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額。	-	1.8	0.2	0.0	0.1	5.6	0.1
	税金利息	過去の平均実績等を踏まえて再算定し、足らざる部分について料金原価から減額。	0.0	-	-	-	-	-	-
	賠償負担相当収益	事業者の報告の通り、料金原価を補正。	0.3	1.4	-	-	-	-	-
	廃炉円滑化負担相当収益	事業者の報告の通り、料金原価を補正。	-	2.3	-	-	-	-	-
	その他(電気事業雑収益)	審査の結果、料金原価に繰り込まれた費用が変化した項目がある場合、これらの項目を基に算定している控除収益については、その変化分を反映。	▲0.2	-	-	▲0.2	▲0.0	0.0	▲0.1
控除収益計		0.1	5.5	0.2	▲0.2	0.1	5.6	▲0.1	
経営効率化	減価償却費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	7.4	10.0	10.3	3.1	19.8	2.1	0.5
	固定資産除却費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	5.5	5.5	0.0	2.5	3.8	2.1	0.3
	修繕費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	37.7	25.0	0.0	6.6	21.4	32.7	4.4
	消耗品費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	1.6	0.8	0.7	1.4	0.7	1.4	0.1
	委託費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	43.6	12.9	37.9	15.6	27.7	25.0	1.5
	普及開発関係費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.7	0.5	0.3	0.6	1.3	0.9	0.1
	養成費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.3	0.2	0.1	0.3	0.1	0.6	0.0
	研究費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.8	0.5	0.2	0.3	0.6	0.6	0.0
	研究費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.9	2.0	0.1	1.0	1.3	2.7	0.0
	研究費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	0.0	0.0	-	0.0	0.0	0.3	-
	諸費	効率化係数適用により、料金原価から減額。 関係会社の効率化係数適用により、料金原価から減額。	2.7	0.6	3.3	0.8	0.6	3.2	0.0
	経営効率化計		0.1	0.1	-	0.0	0.0	0.1	-
	ヤードスタック	個別査定を行わない経費の電源部門及び非電源部門ごとの額に査定率を乗じて算定した額を減額。	0.5	-	-	0.0	0.2	▲0.0	-
ヤードスタック計		0.5	-	-	0.0	0.2	▲0.0	-	
総合計		784.2	2,098.9	7,629.4	239.4	398.1	181.7	96.6	

【別紙1】固定資産関連の査定額一覧

項目	小分類	査定方針	査定額（億円・3か年平均）						
			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
固定資産関連	特別監査による査定	不使用する土地・建物・機械装置の査定。	0.2	0.7	-	6.4	0.4	0.0	0.0
		社宅の査定。	-	-	-	-	-	10.7	0.4
		PR館の査定。	-	5.0	-	-	-	-	-
		厚生施設（スポーツ施設など）の査定。	0.2	2.6	-	-	2.4	-	-
		貸与設備の査定。	-	0.1	-	-	-	-	0.2
		先行投資（新設発電所）と建設準備口の二重計上分の査定。	-	-	-	3.3	-	-	-
		建設準備口の査定。	-	-	-	0.7	665.4	-	-
		予備品・予備設備の査定。	-	49.7	-	-	-	6.7	4.9
		書画・骨董の査定。	-	3.7	-	-	-	-	-
		工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える緑地等の査定。	15.3	42.1	-	-	-	-	7.7
	その他の査定	泊発電所3号機の安全対策工事のうち、再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口の査定。	24.0	-	-	-	-	-	-
		特定投資先から受領が見込まれる配当金分を特定投資から減額査定。	-	0.2	-	-	-	-	-
		非化石証書販売収入の未償却残高相当を非化石電源設備から控除。	2.0	80.4	-	88.9	3.4	83.0	-
		固定資産関連 計	41.7	184.4	-	99.3	671.6	100.4	13.1

上記の固定資産関連の査定による、料金原価の減額影響は以下のとおり。

減価償却費	特別監査等による減額。	0.0	8.3	-	0.1	0.0	1.5	0.8
	非化石証書販売収入の償却相当の減額。	0.5	6.1	-	6.1	0.3	6.2	-

項目	小分類	査定方針	査定額（億円・3か年平均）						
			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
レートベース	特定固定資産	特別監査による、不使用する土地・建物・機械装置の査定。	0.2	0.7	-	6.4	0.4	0.0	0.0
		特別監査による、社宅の査定。	-	-	-	-	-	10.7	0.4
		特別監査による、PR館の査定。	-	5.0	-	-	-	-	-
		特別監査による、厚生施設（スポーツ施設など）の査定。	0.2	2.6	-	-	2.4	-	-
		特別監査による、貸与設備の査定。	-	0.1	-	-	-	-	0.2
		特別監査による、先行投資（新設発電所）と建設準備口の二重計上分の査定。	-	-	-	3.3	-	-	-
		特別監査による、予備品・予備設備の査定。	-	49.7	-	-	-	6.7	4.9
		特別監査による、書画・骨董の査定。	-	3.7	-	-	-	-	-
		特別監査による、工場立地法等に基づき課される緑化義務面積を超える緑地等の査定。	15.3	42.1	-	-	-	-	7.7
		特別監査による、非化石証書販売収入の未償却残高相当のレートベースからの減額査定。	2.0	80.4	-	84.6	3.4	83.0	-
	建設中の資産	特別監査による、建設準備口の査定。	-	-	-	0.4	332.7	-	-
		泊発電所3号機の安全対策工事のうち、再稼働時期に応じて必要となる工事に係る建設工事口の査定。	12.0	-	-	-	-	-	-
		非化石証書販売収入の未償却残高相当のレートベースからの減額査定。	-	-	-	2.1	-	-	-
	核燃料資産	燃料諸元（為替レート）の置き換えに伴う核燃料資産の増加。	-	▲ 0.3	-	-	-	▲ 0.7	-
	特定投資	特定投資先から受領が見込まれる配当金分を特定投資から減額査定。	-	0.2	-	0.0	-	-	-
	運転資本	燃料費・他社購入電源費・他社販売電源料の置き換え及び他の営業費項目の査定による営業資本の減額。	92.0	262.1	939.6	22.9	49.1	22.0	12.2
		燃料費の置き換えに伴う貯蔵品の減額。	46.7	45.4	-	30.9	17.8	24.7	4.9
レートベース 計		168.4	491.6	939.6	150.6	405.8	146.4	30.2	

上記のレートベースの査定による、料金原価の減額影響は以下のとおり。

事業報酬	特別監査等によるレートベースの減額。	0.8	2.9	-	1.1	8.7	0.5	0.4
	非化石証書販売収入の未償却残高相当のレートベースからの減額。	0.1	2.2	-	2.4	0.1	2.2	-

【別紙2】その他経費の査定額一覧

事業者	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)
北海道電力	廃棄物処理費	苫小牧発電所で使用するアンモニア購入単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額。	0.0
	消耗品費	図書費については、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額。	0.2
		什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・家電の買い替え分などは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.3
	賃借料	設備賃借料について、過去実績に基づいて算定している項目中に、原価算定期間で発生する見込みの無い費用が算入されていたことから、当該費用分を料金原価から減額。	0.0
	委託費	原子力の再稼働に関する委託費用のうち、再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用（例：使用前事業者検査に係る委託費用）については、修繕費における整理と同様に、料金原価への算入を認めない。	3.3
		住宅設備の省エネ・電化機器に関する問合せ対応費用について、電気事業の運営に必要不可欠と言えないことから料金原価から除く。	1.4
		料金の請求等に関する業務委託費用について、過大となっている費用（退職金及び厚生費）を料金原価から減額。	1.0
	普及開発関係費	集金代行業務に係る委託費用のうち、手数料率の見直しに伴って再算定し、申請額を上回る分については、料金原価への算入を認めない。	0.0
		省エネ推進に係るものうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	1.9
		PR館に付随する科学・地域展示の管理費など、電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	0.3
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用を料金原価から除く。	0.3
	養成費	省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.3
	研究費	自社研究費において、費用の優先度が低い新たなエネルギーサービスの実用化研究などを、料金原価から減額。	0.6
	諸費	団体費のうち、電力ISAC及び原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.2
原子力発電所の再稼働に関する旅費について、過去実績を上回る部分は、料金原価から減額。		0.5	
貸倒損	電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：奨励金）を料金原価から除く。	0.4	
	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0	
	その他経費 小計	10.6	

事業者	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)
東北電力	廃棄物処理費	能代火力発電所で使用するアンモニア購入単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額。	0.1
	消耗品費	図書費について、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額。	0.5
		什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・家電の買い替えなどは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.2
		印刷費、封筒作成等に係る費用については、直近実績を上回る部分を料金原価から減額。	0.3
	賃借料	住宅や寮の借家料について、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分などを料金原価から減額。	1.0
	委託費	Web受付業務に含まれる加入促進施策などの販売促進に係る費用等の優先度が低い費用を料金原価から除く。	2.2
	普及開発関係費	節電・省エネ推進・脱炭素に係るものうち販売促進の側面が強い費用や、地域イベント支援に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	16.7
		PR館に付随する植物園の管理費など、電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	0.6
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用などを料金原価から除く。	2.7
	養成費	DX研修に係る費用や販売促進に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.4
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。	0.3
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い販売促進に係る研究などを、料金原価から減額。	2.3
	諸費	団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.3
販売促進に係る料金プラン加入案内DMの郵便料については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。		0.1	
電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。		1.5	
貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.2	
電力費振替勘定（貸方）	電力費振替勘定（貸方）の算定において、附帯事業用の振替単価の誤りを修正することにより料金原価から減額。	0.2	
	その他経費 小計		29.7

事業者	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)
東京電力EP	消耗品費	カスタマーセンター運営に伴う恒常的な事務用品などは、直近実績に、原価算定期間で追加的に費用の発生が見込まれるものを加えた額を上限として、上限超過分は料金原価から減額。	0.2
		社内PCやコピー用紙などの購入費用について、単価などの根拠が不明な部分は、料金原価から減額。	0.9
	賃借料	販売促進のための借家料及び電気事業に供しない設備の賃借料を料金原価から除く。	0.1
	委託費	電気料金の収納代行に係る委託費用については、実績単価を上回る部分は料金原価から減額。	62.3
		節電や省エネ推進を目的とした委託費用（省エネプログラム）やメディアトレーニングの支援業務などに係る費用について、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	4.4
		太陽光発電の設置・運用などを行う事業（オンサイトPV）などに係る委託費用については、電気事業の運営に必要不可欠と言えないことから、料金原価から減額。	0.6
	普及開発関係費	本社業務の一部委託等に係る費用について、過去実績を上回る部分は料金原価から減額。	1.4
		節電・省エネ推進・脱炭素に係るものうち販売促進の側面が強い費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	15.3
	養成費	電化に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.2
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費等において、費用の優先度が低い脱炭素化や電化に係る研究などを料金原価から減額。	13.7
	諸費	省エネオペレーションサービスに関する業務委託などに係る費用は、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	2.4
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.3
	その他経費 小計		101.6

事業者	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)
北陸電力	消耗品費	什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれているPHSやPCなどの買い替え分は、原価算定期間に発生する見込みが無いため、当該実績値から控除した上で再算定し、料金原価から減額。	0.5
		事務用品費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている帳票作成費用やソフトウェアライセンス料は、原価算定期間に発生する見込みが無いため、当該実績値から控除した上で再算定し、料金原価から減額。	2.2
		設備保全システムの改修に伴うライセンス追加購入費用などについて、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	1.1
		新聞や書籍などの購入費について、自主カット分を適切に反映出来ていなかったことから、当該分を料金原価から減額。	0.3
	補償費	汚染負荷量賦課金について、過去実績に基づいて合理的に算定した額を上回る部分は、料金原価から減額。	0.3
		臨時的補償費（例：発電所周辺の浚渫工事による補償費）について、事業の実施時期などを合理的に説明できない部分は、料金原価から減額。	0.5
		臨時的補償費・損害賠償費のうち、過去実績を基に一括計上しているものについて、算定根拠となる過去実績の採録誤りを修正し、料金原価に反映。	▲ 0.1
	賃借料	社宅や寮の借地借家料などについて、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分を料金原価から減額。	0.1
	委託費	原子力発電所の再稼働に係る委託費用のうち、審査の進捗に応じて追加的に必要となる費用については、その実施時期等を合理的に説明できない部分を料金原価から減額。「北陸電力グループのカーボンニュートラル達成に向けたロードマップ」の目標値（2030年代早期に再エネ開発量＋100万kW以上）達成のための新規水力開発や陸上風力の調査・設計に係る委託費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	0.6
		不動産会社向けのポータルサイトの改修費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	5.3
		脱炭素化に向けた新サービスに係るものうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.8
	普及開発関係費	PR館に付随するテラスなどの電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	2.3
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用などを料金原価から除く。	0.7
		自己啓発に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.0
	養成費	自己啓発に係る研修費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.1
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い環境・社会に関する研究や、団体費としての性格を持つ活動費用などを料金原価から減額。	0.6
	諸費	電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：年功慰労金）を料金原価から除く。	0.5
貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0	
電力費振替勘定（貸方）	電力費振替勘定（貸方）を計上していなかったところ、計画電力量と振替単価に基づき、原価算定期間に発生すると見込まれる額を料金原価に反映。	0.0	
	その他経費 小計		15.7

事業者	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)
中国電力	消耗品費	什器工具費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている机・椅子・書棚の買い替えなどは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.3
		事務用品費について、過去実績を基に一括計上しているところ、当該実績値に含まれている家電や飛沫防止用パーテーションの買い替えなどは、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、当該実績値から控除した上で再算定し、これに基づき料金原価から減額。	0.3
		料金改定に伴う約款・要綱の印刷費のうち、2024～25年度分に関し、当該期間に費用の発生が明確に見込まれないことから、料金原価から減額。	0.1
	賃借料	工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（建設準備口）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに関する賃借料については、設備投資における査定の整理を踏まえて、料金原価から除く。	0.1
		地域の脱炭素化に向けた調査委託費用や、販売促進に係るシステム改修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	9.7
	委託費	工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用（建設準備口）であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに関する委託費については、設備投資における査定の整理を踏まえて、料金原価から除く。	0.2
		主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.2
	普及開発関係費	省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い地域の脱炭素化や地域振興のための研究などを料金原価から減額。	0.7
	諸費	モバイル端末の更新に伴い不要となった通信費用や販売促進に係る通信費用等を料金原価から減額。	1.2
		工事の実施が確定していないものの、その準備段階として、各種調査などを行った場合の費用であって、原価算定期間中に建設工事口に計上する予定が無いものに係る諸費については、設備投資の整理を踏まえて、料金原価から除く。	0.2
		電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。	0.8
貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0	
	その他経費 小計		14.0

事業者	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)
四国電力	消耗品費	EV充電サービスに係る印刷費などについて、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を踏まえ、料金原価から減額。	0.0
	賃借料	社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、入居率が90%未満となる場合などは、当該下回る分を料金原価から減額。	0.0
		道路占用料について、標識の設置等に係る占用料の一部計上誤りを修正することにより料金原価から減額。	0.0
	委託費	将来の課題解決のためのシステム関連委託費用、新規ビジネスや新サービスの検討に係る委託費用等については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	4.5
		経理関連業務の委託について、過去実績を上回る部分については、料金原価を減額。	0.0
	損害保険料	太陽光発電の設置・運用などを行う事業（PVサービス）などに係る損害保険料について、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から減額。	0.1
		火災保険料について、西条火力発電所リブレースに伴う増額分の加算誤りを修正することにより料金原価から減額。	0.0
	普及開発関係費	節電に係るものうち販売促進の側面が強い費用や、主に電源立地地域を対象としていない発電施設などの施設見学会に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.7
		PR館に付随する観光案内などの電気事業に供しない施設に係る費用を料金原価から除く。	0.1
		パンフレット等による情報提供のうち、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない情報提供（例：観光情報）に係る費用を料金原価から除く。	0.1
	養成費	他業種への短期派遣に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：資格取得に伴う祝金）を料金原価から除く。	0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、費用の優先度が低い環境・社会に関する研究などを料金原価から減額。	0.8
	諸費	団体費のうち、原子力エネルギー協議会については、料金改定申請が必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.1
		EV充電サービスに係る費用については、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.1
人件費（委託集金費）の査定を反映し、郵送料を料金原価から減額。		0.5	
貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0	
	その他経費 小計		7.2

事業者	小分類	査定方針	査定額 (億円・3か年平均)
沖縄電力	廃棄物処理費	石炭灰処理に係る契約単価について、実績単価を上回る部分を料金原価から減額。	0.2
	消耗品費	図書費について、他の事業者の1人当たりの費用と比較し、過大となっている部分を料金原価から減額。	0.1
		潤滑油脂の購入費用について、過去実績を上回る部分は、料金原価から減額。 光熱費について、送配電事業用電力料の控除分の算定誤りを修正し、料金原価から減額。	0.0 0.6
	補償費	汚染負荷量賦課金について、過去実績に基づいて合理的に算定した額を上回る部分は、料金原価から減額。	0.7
	賃借料	社宅や寮の借地借家料について、合理的な理由無く、周辺物件の平均的な水準を上回っている場合などは、当該超過分を料金原価から減額。	0.0
	委託費	地域振興に係る費用や原価算定期間に具体的な計画のない調査委託費用などについては、料金改定申請を行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除く。	0.0
		相談役に係る費用（専用車の運転業務）を料金原価から除く。	0.0
	普及開発関係費	地域交流イベントや環境教育に係る費用など、優先度が低い費用を料金原価から除く。	0.2
		施設見学会のノベルティに係る費用など、電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用を料金原価から除く。	0.0
	養成費	省エネに係る研修など、優先度が低い費用を料金原価から除く。 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：異業種交流に関するセミナー）を料金原価から除く。	0.0 0.0
	研究費	電中研の分担金及び自社研究費において、農業ビジネスや地域貢献に係る研究や費用の優先度の低い研究、団体費としての性格を持つ活動費用などを料金原価から減額。	0.0
	諸費	通信運搬費について、過去実績を上回る部分は料金原価から減額。 電気事業の運営上必要不可欠と言えない費用（例：表彰金）を料金原価から除く。	0.0 0.1
	貸倒損	一時的な特例措置に伴う費用は、料金原価から減額。	0.0
	その他経費 小計		1.9