

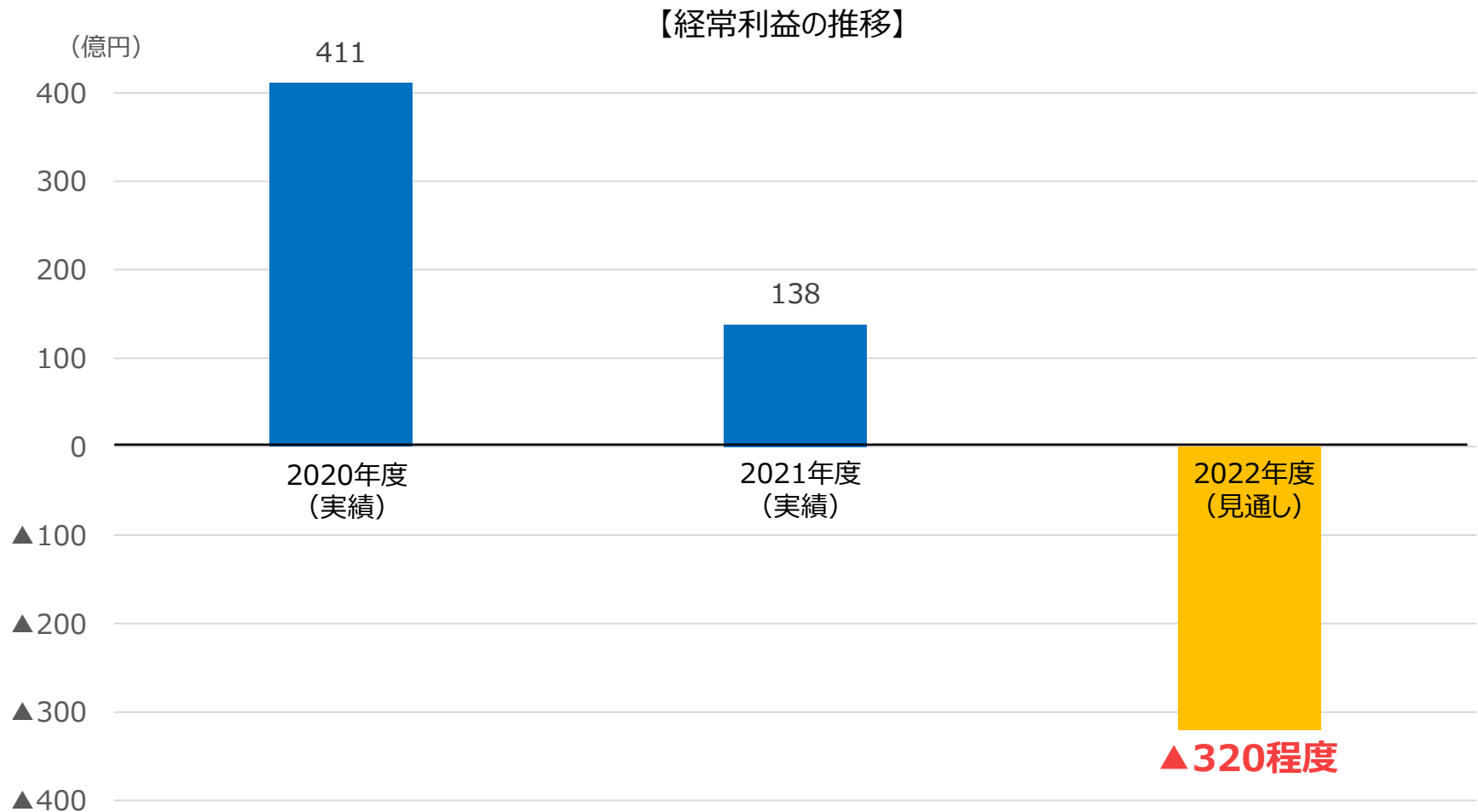
電気料金の見直しについて (低圧のお客さま)

2023年4月20日
北海道電力株式会社

I. 電気料金見直しの背景	
1. 収支状況	… 3
2. 財務状況	… 4
3. 燃料価格および卸電力市場価格の高騰	… 5
4. 電源構成の変化	… 6
5. 規制料金における燃料費調整額の上限到達など	… 7
II. 規制料金の認可申請の概要	
1. 今回料金原価の概要	
(1) 申請原価の概要	… 9
(2) 規制料金の値上げ幅	… 10
(3) 原価算定における前提諸元	… 12
(4) 経営効率化の概要	… 14
2. 今回料金原価の内訳	
(1) 原価算定の概要	… 21
(2) 原価の内訳	… 22
3. 電気料金の値上げなど	
(1) 規制料金の値上げの概要	… 41
(2) 見直し事項① 電気料金単価の値上げ	… 42
(3) 見直し事項② 燃料費調整の見直し	… 45
(4) 見直し事項③ 料金以外の供給条件の主な見直し内容	… 49
III. お客さまへのご説明およびご負担軽減などに向けたご提案	… 50
補足資料	… 56

I . 電気料金見直しの背景

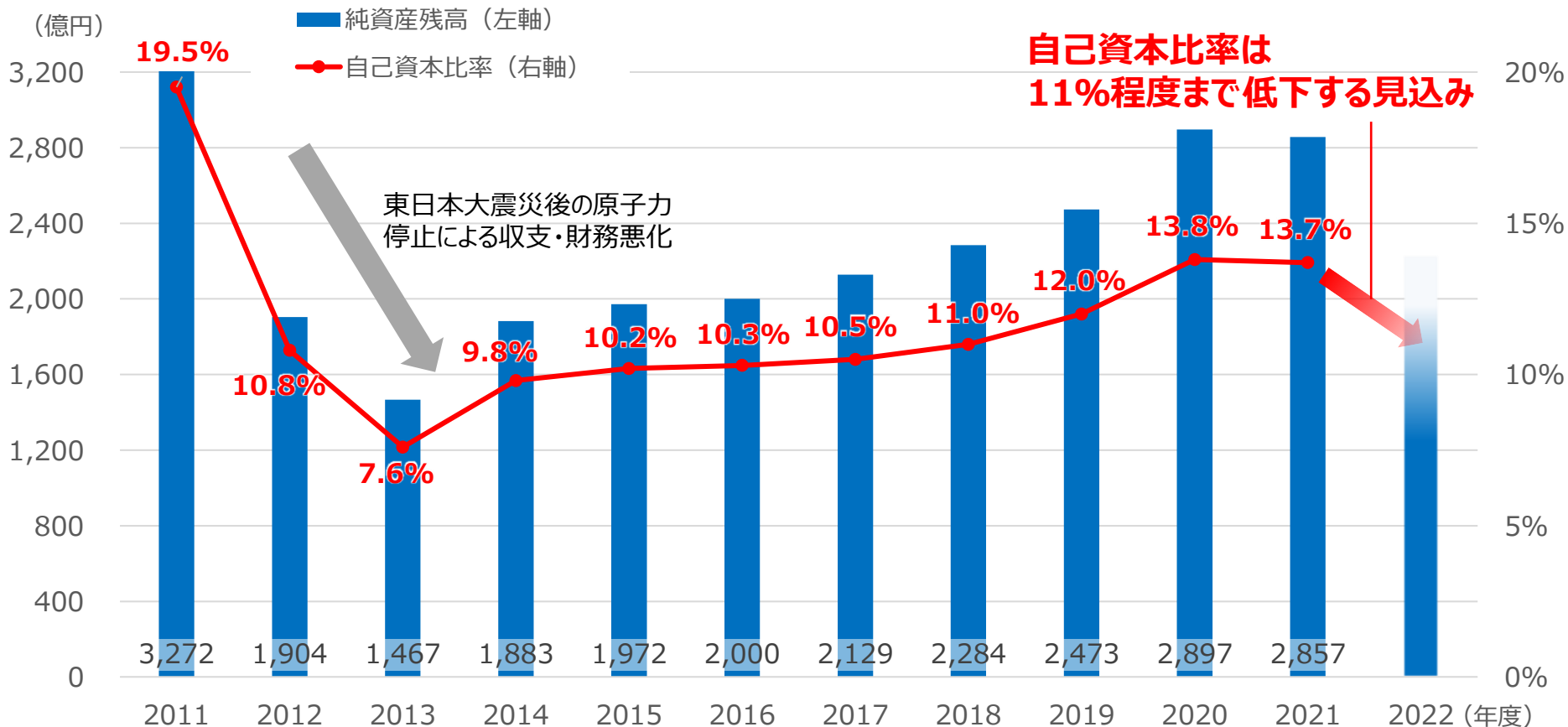
- 世界的な燃料価格や卸電力市場価格の高騰に加え、2022年8月以降、規制料金の燃料費調整制度における平均燃料価格が上限価格を超過していることなどにより、電力供給コストが電気料金収入を大きく上回る状態が続いています。
- これまで、最大限の経営効率化に努めてまいりましたが、燃料価格や卸電力市場価格は依然として高く、本年3月時点での公表のとおり、2022年度は経常損失320億円程度の大幅な赤字となる見通しです。



2. 財務状況

- 東日本大震災後の収支悪化により自己資本が大きく毀損しましたが、原子力の長期停止や競争が進展する中でも、経営基盤強化の取り組みにより、自己資本比率も回復基調にありました。
- しかしながら、2022年度は経常損失320億円程度的大幅な赤字となる見通しであり、自己資本も毀損する見込みです。燃料の安定的な調達や、電力設備の保全にしっかりと対応し、電力の安定供給を継続していくため、財務状況の改善が必要と考えています。

【純資産残高・自己資本比率の推移】

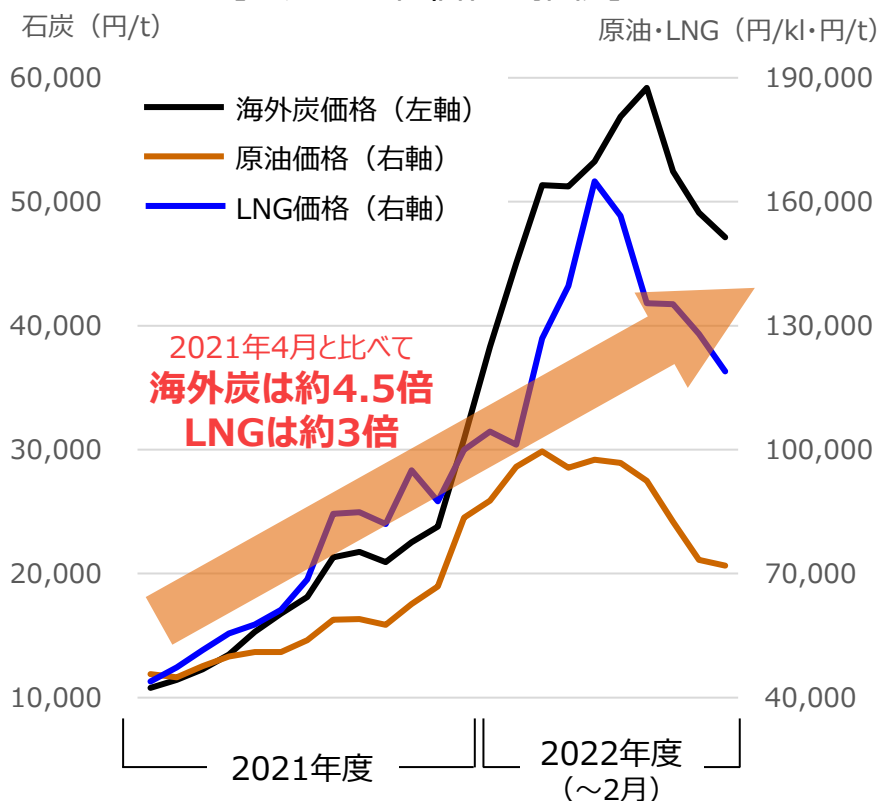


3. 燃料価格および卸電力市場価格の高騰

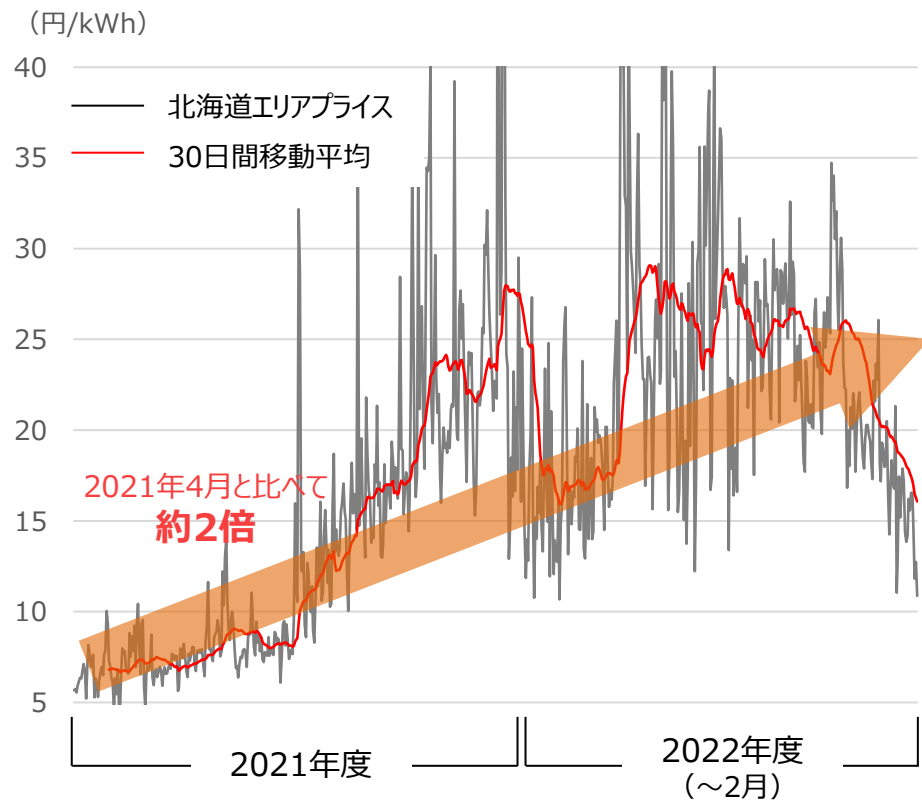
5

- 2021年頃からの世界的な燃料価格上昇に加え、2022年度に入り、ウクライナ情勢を受けて、海外炭やLNGを中心に燃料価格が急騰、円安も継続しています。
- こうした背景から、卸電力市場の価格も高止まりしており、燃料費調整制度による電気料金の上昇や当社収支圧迫の要因となっています。
- なお、欧州の暖冬などを受け、今冬のピーク時と比べ、足下の燃料価格や卸電力市場価格は低下してきていますが、2021年4月頃と比べると依然として価格は高く、今後のウクライナ情勢も不透明である等、先行きは見通せない状況です。

【円建て燃料価格の推移】



【卸電力市場（北海道エリア）の価格推移】

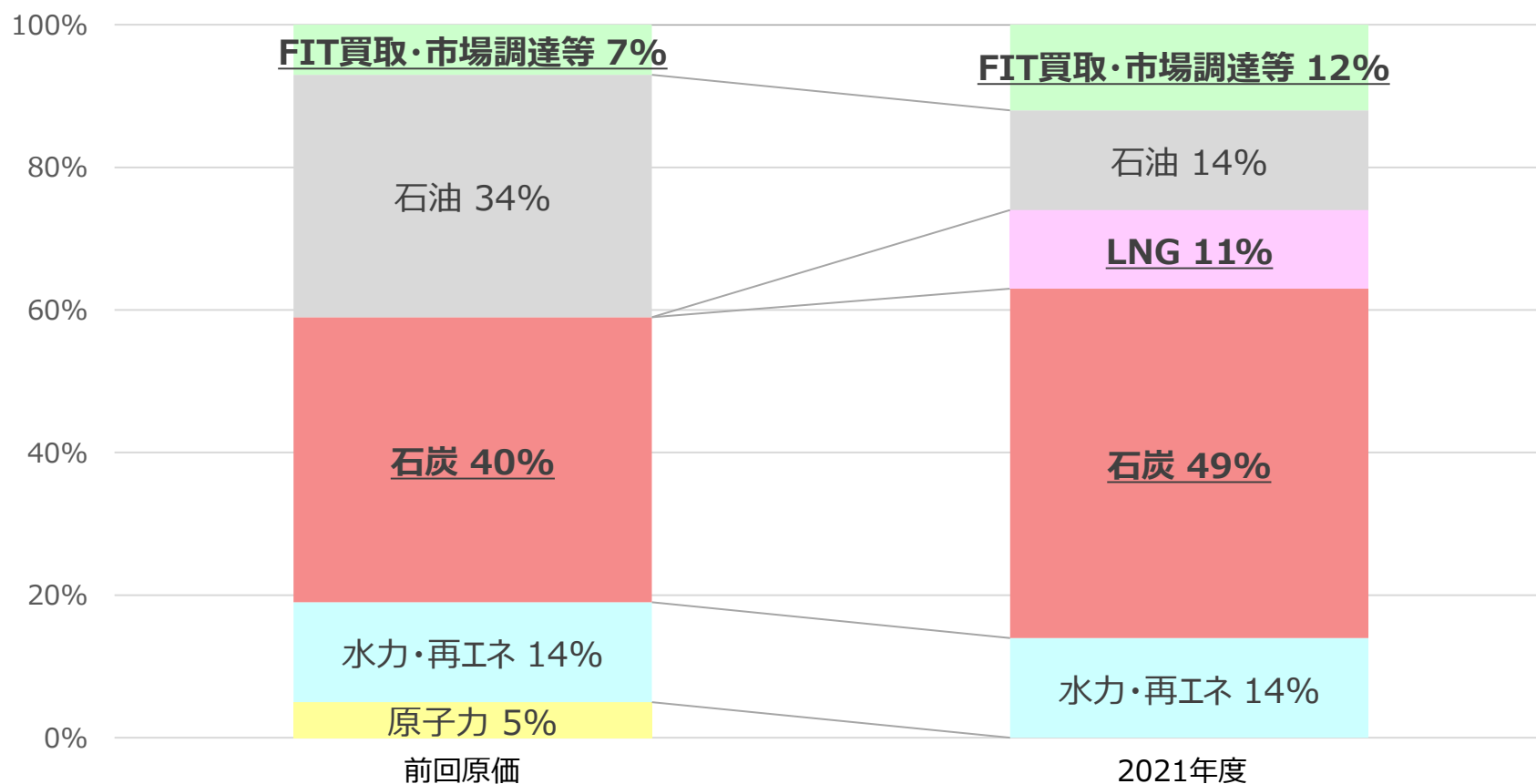


4. 電源構成の変化

6

- 当社の電源構成は、LNGを燃料とする石狩湾新港発電所の運転開始やFIT制度による再生可能エネルギーの買取量の増加に加え、小売販売電力量の減少に伴い、主力電源として活用している石炭火力の割合が増加するなど、前回原価（2014年度の電気料金見直し時）と比べて大きく変化しています。
- 安価な電源を最大限に活用する運用を徹底していますが、燃料価格および卸電力市場価格の高騰により、当社の負担は大きく増加しています。

【電源構成の変化】

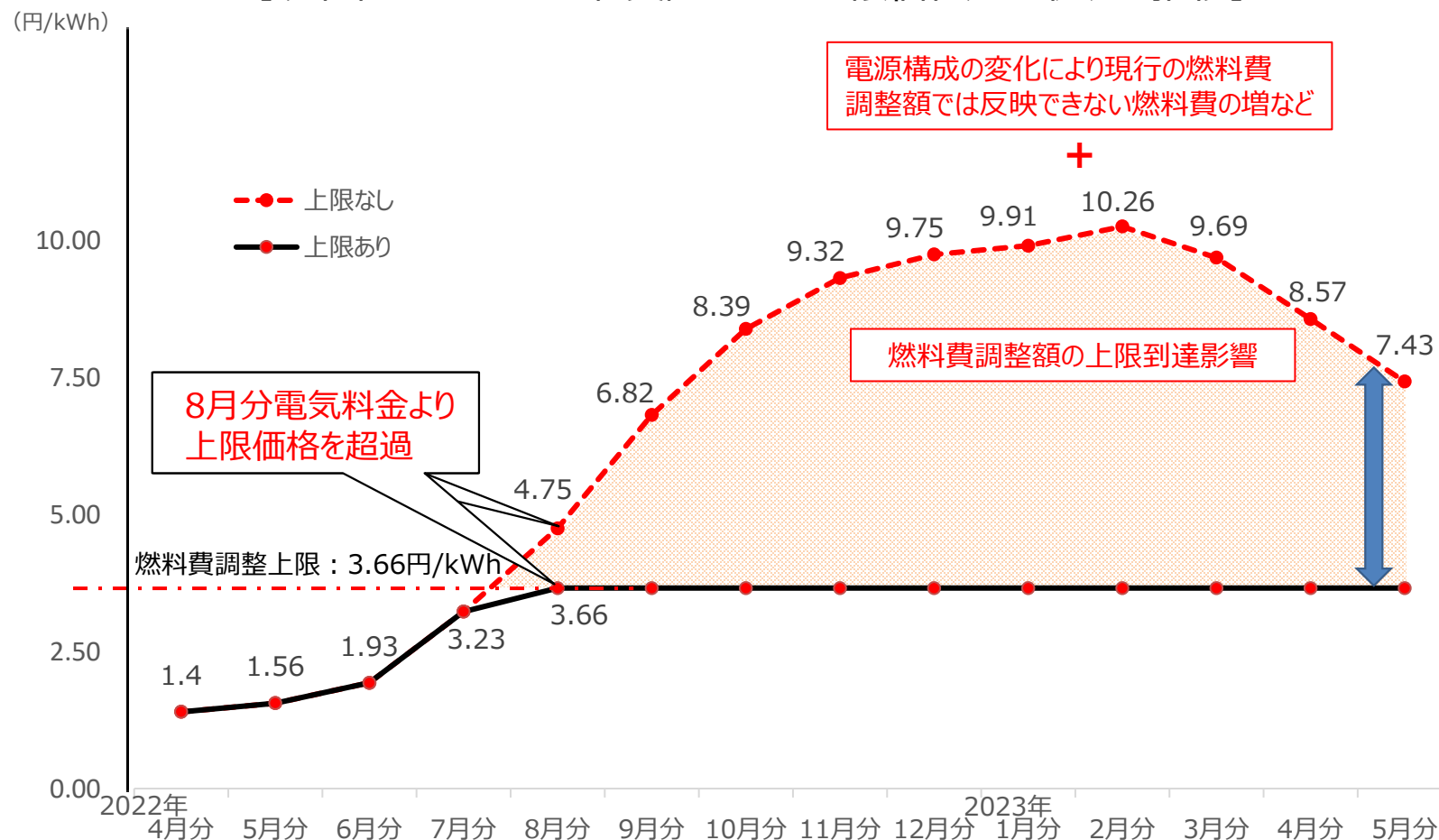


5. 規制料金における燃料費調整額の上限到達など

7

- 燃料価格や卸電力市場価格の高騰による燃料費などの増加に対し、2022年8月以降、規制料金において燃料費調整額が上限価格を超過していることや、電源構成の変化により現行の燃料費調整額では反映できない部分があることなどにより、電力供給コストが電気料金 収入を大きく上回る状態が続いています。

【規制料金における燃料費調整額の上限価格超過状況の推移】



※上記単価には消費税等相当額を含みます。

※2023年2月分以降の金額には、国が実施する電気・ガス価格激変緩和対策事業による値引き額は含んでいません。

Ⅱ．規制料金の認可申請の概要

1．今回料金原価の概要

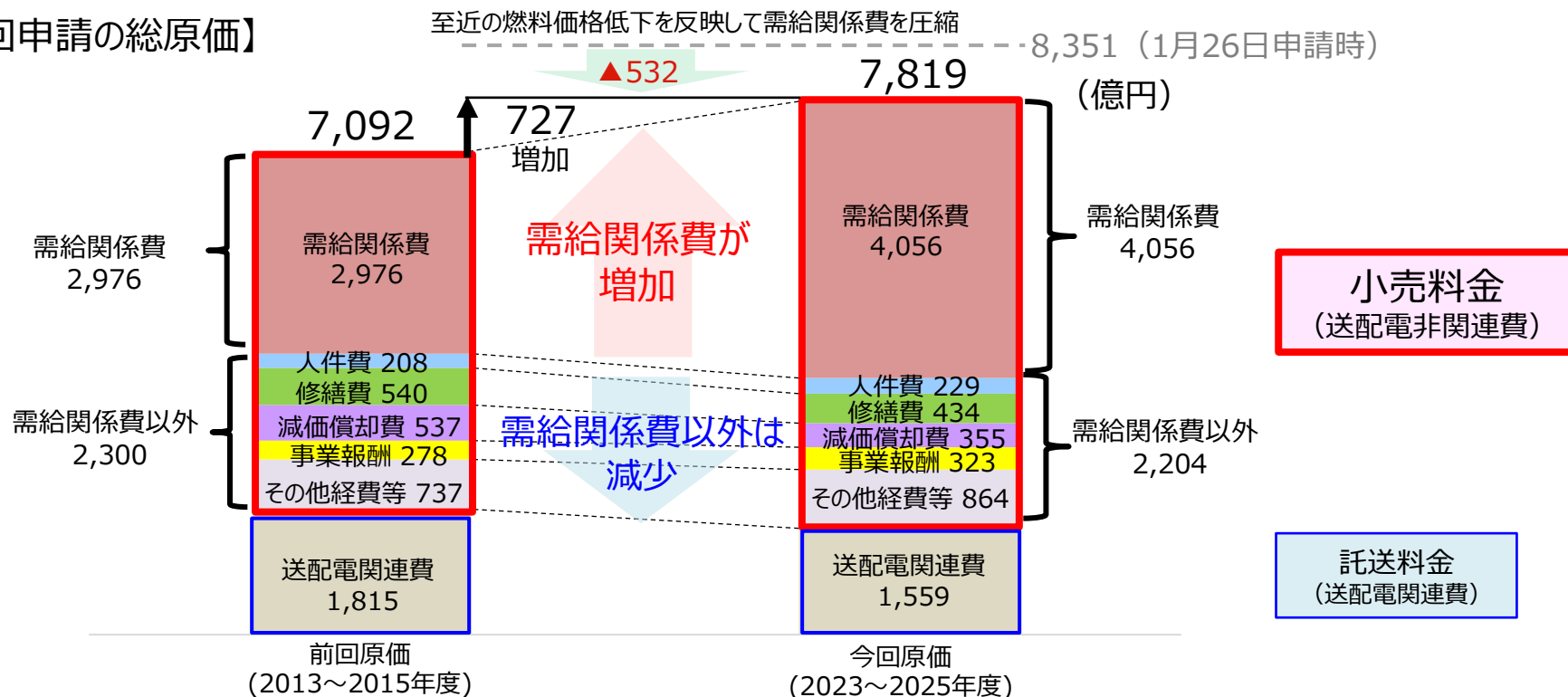
当資料の「今回料金原価」は、2023年4月4日に開催された、第40回料金制度専門会合でご説明した、規制料金の再算定結果（燃料費、購入電力料、販売電力料の置き換え）を反映しています。

(1) 申請原価の概要

9

- 「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則（以下、算定規則）」および「みなし小売電気事業者特定小売料金審査要領（以下、審査要領）」に基づき原価算定期間（2023～2025年度の3年間）における料金原価を算定した結果、料金原価は年平均で8,351億円となりました。
- さらに、料金制度専門会合の審査方針を踏まえて、**至近の燃料価格や市場価格の低下を反映する等、需給関係費の見直しを行った結果、見直し後の料金原価は532億円減少し、年平均で7,819億円**となりました。
- 経営効率化の継続などにより需給関係費以外の合計は減少している一方、燃料価格の高騰などに伴う需給関係費の増加により、**前回原価と比較して年平均で727億円増加**しています。

【今回申請の総原価】



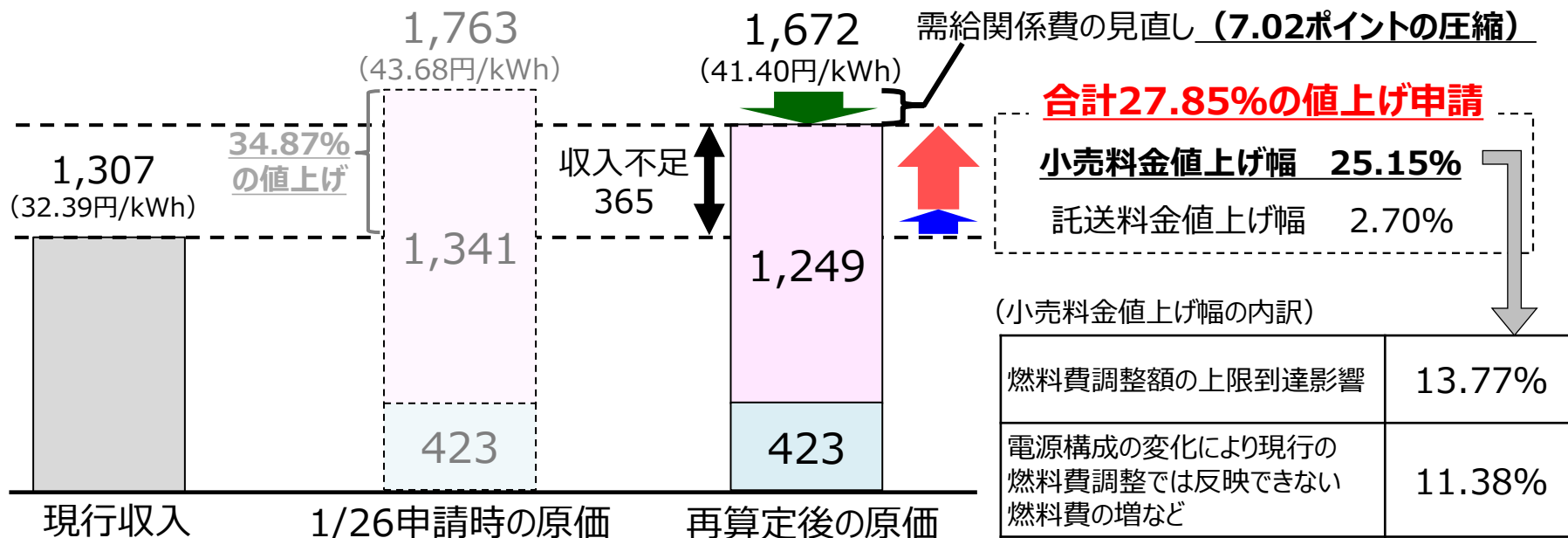
(注) 2020年4月の送配電部門の法的分離に伴い、前回原価については、各費用項目から法的分離前の2015年12月に認可された託送料金原価相当を除き、除いた託送料金原価相当は送配電関連費として計上しています。(以降のページも同様)

(注) 端数処理の関係で合計が一致しない場合があります。(以降のページも同様)

(2) 規制料金の値上げ幅と燃料費等の見直しによる値上げ幅圧縮について 10

- 原価算定期間（2023～2025年度）において、9ページ記載の需給関係費の見直しを行った結果、料金原価全体のうち規制料金の原価は年平均で1,672億円となりました。一方、現行料金を継続した場合の収入は年平均で1,307億円にとどまり、365億円の収入不足の発生が見込まれることから、依然として値上げが必要な状況となっています。
- 上記を踏まえた値上げ幅は、小売料金値上げ分25.15%に、新たな託送料金制度に基づく託送料金値上げ分を2.70%を加えた27.85%となり、1月申請時の34.87%から7.02ポイントの圧縮となります。
※北海道電力ネットワーク株式会社（以下、「北海道電力NW」）による託送料金の値上げは2023年4月に実施されましたが、小売料金への反映は2023年6月（今回小売料金値上げ実施日）の予定です。
- さらに、燃料価格の低下が継続する場合、値上げ後の実際の電気料金は、燃料費調整制度のマイナス調整により減額され、お客さまのご負担はさらに圧縮されたものとなります。

【申請原価の再算定に伴う値上げ幅の推移】



- 2016年4月の電力小売全面自由化により、小売電気事業者が自由に電気料金メニューを設定できるようになりましたが、旧一般電気事業者のメニューには、経過措置として従量電灯など従来型の規制料金（低圧）があり、今回の値上げ申請は、この規制料金を対象としています。
- 低圧の自由料金についても、規制料金と同様に値上げを実施します。

【電気料金の構成内訳と値上げ対象・実施時期】

	低圧		高圧・特別高圧
	規制料金	自由料金	
小売料金 (送配電非関連費) (基本料金 + 電力量料金 + 燃料費調整額)	今回申請対象 2023年6月 値上げ予定	2023年6月 値上げ予定	2023年4月 値上げ
	燃料費調整の見直し		
託送料金 (送配電関連費)	北海道電力NWにて託送供給等約款を見直し		
	2023年6月 反映予定	2023年6月 反映予定	2023年4月 反映
再生可能エネルギー 発電促進賦課金	毎年3月、国が5月～翌年4月までの単価を決定		

<規制料金メニュー>

電灯		電力	
従量電灯	定額電灯	低圧電力	農事用電力
公衆街路灯	臨時電灯	臨時電力	

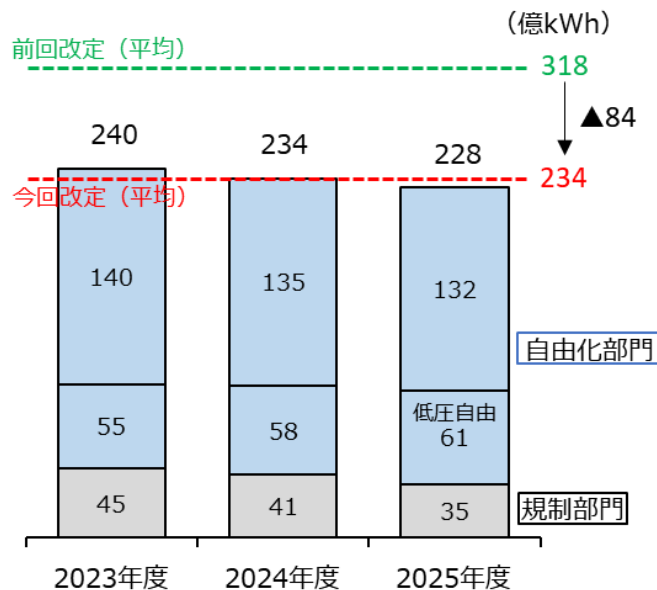
(3) 原価算定における前提諸元

12

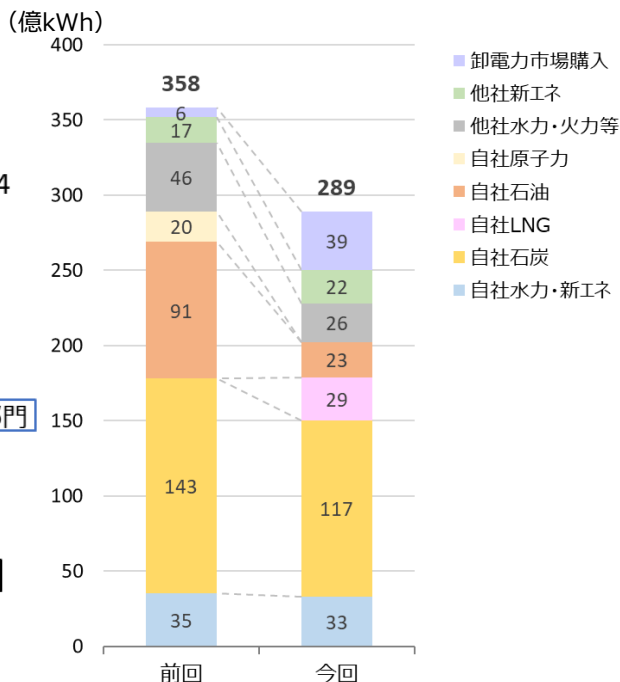
- 販売電力量は、節電や省エネの進展、契約切替の増加などにより現行原価から84億kWh減少しています。
- 発電電力量は、石狩湾新港発電所の運転開始によるLNG(自社LNG)やFIT制度による再生可能エネルギー受電量(他社新エネ)が増加する一方で、小売販売電力量の減少により、相対的に価格の高い石油火力(自社石油)を中心に大きく減少しています。
- 燃料価格は2022年11月～2023年1月の3か月平均値、卸電力市場価格は2023年度先物価格を基に設定しています。

販売電力量※

※自家消費分を除く



発電電力量



燃料価格

	今回	前回
為替レート(円/\$)	139	87
原油CIF(\$/b)	94.6	112.6
LNGCIF(\$/t)	954.9	—
石炭CIF(\$/t)	383.3	120.0

※2022年11月～2023年1月の貿易統計価格を参照

卸電力市場価格

	今回
北海道エリアプライス(円/kWh)	20.97

※2023年度先物価格

(2013～2015年度) (2023～2025年度)

(参考) 前回原価以降の主な発電設備の新設・休廃止

火力 (LNG) : 石狩湾新港発電所1号機の新設 (2019年2月)

火力 (石炭) : 奈井江発電所1・2号機の休止 (2019年3月末)

火力 (石油) : 伊達発電所1・2号機の休止 (1号機 2023年11月末、2号機 2024年3月末)

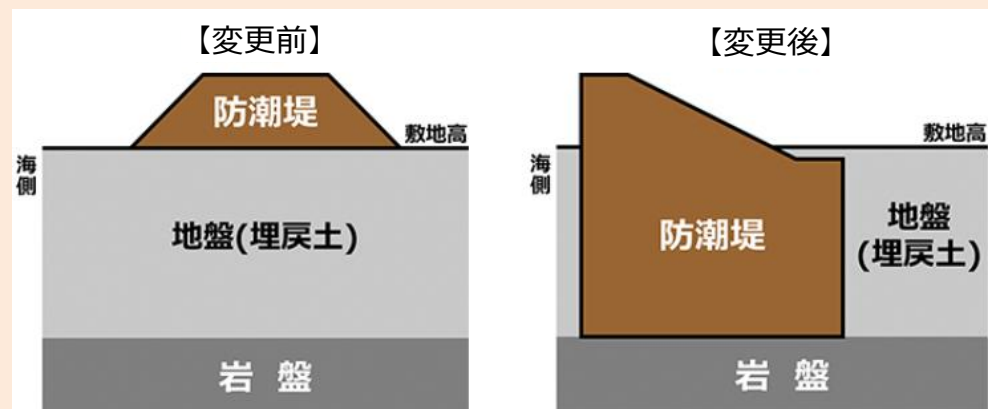
- 泊発電所については、原価算定上、先行他社サイトの事例等を参考に当社の審査期間を想定し、さらに新設防潮堤の工事規模等を踏まえ、2026年12月に泊発電所3号機が再稼働するものと設定しています。このため、今回申請した原価に泊発電所の再稼働を織り込んでいませんが、早期再稼働に向けて総力をあげて取り組み、再稼働後には再稼働メリットを反映し、適正な水準で値下げを実施します。

【新規制基準適合性審査の状況】

- 現在、原子炉設置変更許可取得に向けた審査を進めており、新設防潮堤の構造成立性などの残る審査項目について、2023年12月までに説明を終える予定です。
- 原子炉設置変更許可取得後は、工事計画の認可、保安規定変更認可に向けた対応を進めていきます。

【安全対策工事の概要】

- 泊発電所においては、地震や津波などの自然現象によって、電源や冷却設備などの安全を守る機能が失われることのないよう、多重・多様な安全対策を進めています。
- 防潮堤については、新規制基準への対応を進める中で発電所の安全性をより一層高める観点から、地中の岩盤に直接設置する構造の防潮堤に変更することとしていますが、工事には一定の期間を要する見込みです(右図)。



(4) 経営効率化の概要

14

- 今回の申請にあたっては、経営基盤強化推進委員会のもとで中長期的に進めてきた抜本的なコスト低減等の取り組みのうち、継続的な取り組みの成果（420億円程度）を最大限原価へ反映させるとともに、今後のさらなる経営効率化の深掘り（230億円程度）も検討し、合計で年平均650億円程度の効率化を織り込んでいます。

【今回原価への反映額の内訳】

(億円／年)

費目	継続的な経営効率化の取り組み		今後のさらなる経営効率化の取り組み	
	主な取り組み内容	金額	主な取り組み内容	金額
人件費	・組織・業務運営体制の見直し ・カイゼンによる業務効率化 ・独身寮等の廃止	4	・組織・業務運営体制のさらなる見直し ・カイゼン深化、DX等によるさらなる業務効率化	6
需給関係費	・経済性向上に向けた電源構成の最適化 ・経済性の高い電源の有効活用 ・燃料調達の工夫（契約多様化等） ・電力需給運用の最適化	268	・燃料調達のさらなる工夫（低品位炭調達拡大、LNG長期契約拡大等） ・AIを活用した需給運用のさらなる高度化 ・相対購入におけるさらなる調達価格低減	147
設備投資関連費用	・定期点検の周期延伸 ・新技術、新工法の開発・導入	2 (12)	・カイゼン深化、DX等によるさらなるコスト低減 ・工事計画策定段階からのさらなる資機材調達コストの低減	2 (14)
修繕費	・工事実施内容、範囲の見直し ・委託実施内容、範囲の見直し	73		36
諸経費等	・価格交渉力の強化や効果的な発注方式適用等による資機材調達コスト低減	71		39
合計		417		230

※設備投資関連費用の効率化額は、上段に減価償却費および事業報酬に反映されている金額、下段（ ）内に設備投資への反映額を示しています。

※2014年度の電気料金見直し時にお示した効率化計画（650億円程度/年）において見込んでいた内容は既に定着しており、上記の効率化額は当時の効率化計画からの深掘り分となります。

※需給関係費の効率化額は、燃料費等の再算定前の数値となります。

- 組織・業務運営体制のさらなる見直しやカイゼン・DX等によるさらなる業務効率化を徹底して進めることで、継続的に人員数の低減に取り組んでおり、今回原価においては、3か年平均で6億円程度の効率化を織り込んでいます。
- 役員報酬については、既に最大35%の削減を実施していますが、本年1月より削減幅をさらに拡大し、最大40%まで削減を行っています。
- 社員の年収については、前回改定以降一定レベルで減額を継続しており、現在は2013年度の電気料金見直し前の水準と比較して7%程度の減額となっています。
- 今後も、電力の安定供給を大前提とし、従業員のエンゲージメント向上にも配慮しながら、さらなる人件費全般の効率化に取り組んでいきます。

【人件費効率化の内訳】

(単位：億円)

取り組み内容	2023 年度	2024 年度	2025 年度	3か年 平均
組織・業務運営体制のさらなる見直し カイゼン、DX等によるさらなる業務効率化	3	6	9	6

- ・ ウクライナ情勢に伴い燃料価格および卸電力市場価格が高騰する厳しい状況においても、必要な燃料の安定確保に最大限努めるとともに、さらなる需給関係費の低減に向けて取り組んでいきます。
- ・ 具体的には、燃料調達におけるさらなる取り組みとして、海外炭における低品位炭の調達拡大や、LNGにおける安定的な長期契約の拡大に加え、デジタル技術（AI）を活用した火力発電所の発電効率向上や需給運用のさらなる高度化等により燃料費低減を進めていきます。
- ・ また、他社からの電力調達にあたっては、契約先との協議を通じた調達価格の低減に努めていきます。

【需給関係費効率化の内訳】

（単位：億円）

取り組み内容		2023 年度	2024 年度	2025 年度	3か年 平均
燃料費	・海外炭における低品位炭調達の拡大 ・LNGにおける安定的な長期契約の拡大 ・AIを活用した火力発電所の発電効率向上や需給運用のさらなる高度化	58	99	99	86
他社購入 ・販売電力料	・相対購入における調達価格低減努力 ・相対販売による収益拡大努力	93	46	46	62
合計		151	145	145	147

※効率化額は、燃料費等の再算定前の数値となります。

(参考) 今後の更なる経営効率化の取り組み (設備投資関連費用・修繕費) 17

- ・ カイゼンの深化やDX等により、工事内容・工法や実施時期を見直すことで設備投資関連費用・修繕費のコスト低減を進めていきます。
- ・ 資機材調達については、工事計画策定段階から工事主管部門と資材調達部門が一体的に取り組む上流調達活動を強化し、さらなる資機材調達コストの低減に取り組んでいきます。

【設備投資関連費用効率化の内訳】

(単位：億円)

取り組み内容	2023 年度	2024 年度	2025 年度	3か年 平均
カイゼン深化、DX等による工事費低減	0.6 ⁽¹⁵⁾	1.4 ⁽⁵⁾	1.8 ⁽⁶⁾	1.3 ⁽⁸⁾
資機材調達コストのさらなる低減	0.3 ⁽⁶⁾	0.8 ⁽⁶⁾	1.2 ⁽⁵⁾	0.7 ⁽⁶⁾
合計	0.9 ⁽²¹⁾	2.2 ⁽¹¹⁾	3.0 ⁽¹¹⁾	2.0 ⁽¹⁴⁾

※設備投資関連費用の効率化額は、減価償却費および事業報酬に反映されている金額を記載しています。

金額下段 () 内は設備投資への反映額を示しています。

【修繕費効率化の内訳】

(単位：億円)

取り組み内容	2023 年度	2024 年度	2025 年度	3か年 平均
カイゼン深化、DX等による工事費低減	23	21	22	22
資機材調達コストのさらなる低減	11	14	17	14
合計	34	35	39	36

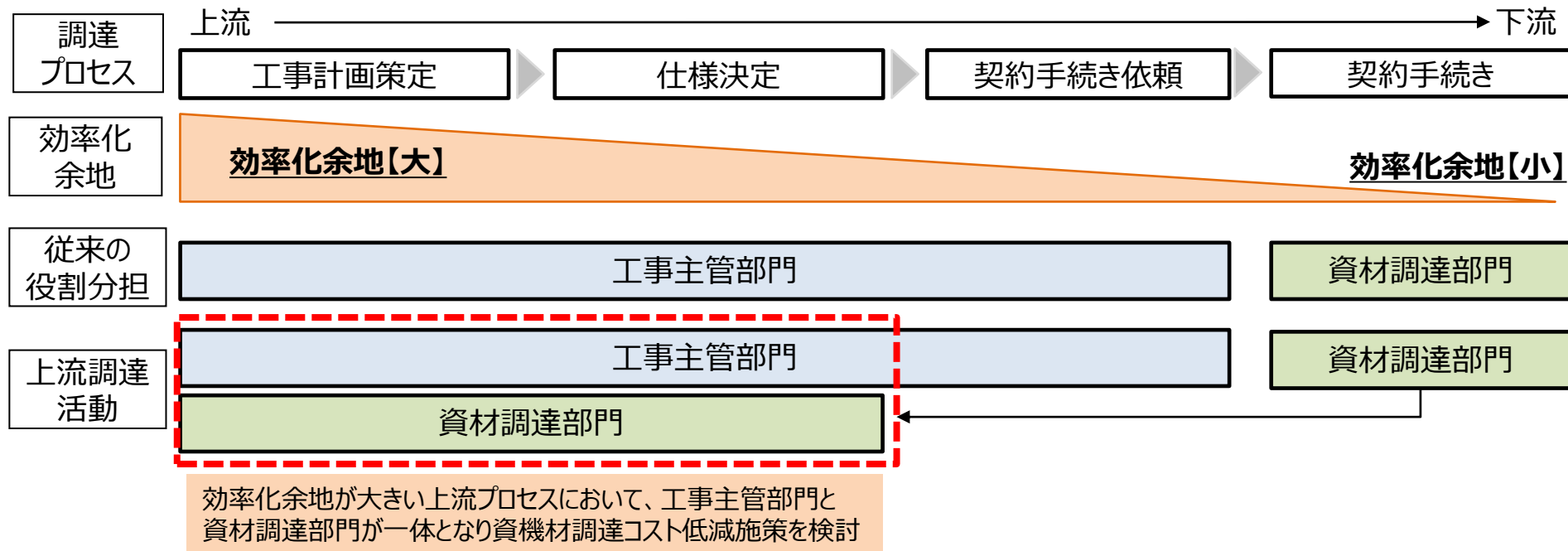
- カイゼンの深化やDX等により、委託の実施内容や委託時期を見直すことで、諸経費等のコスト低減を進めていきます。
- また、資機材調達については、上流調達活動の取り組みにより、さらなる資機材調達コスト低減に取り組んでいきます。

【諸経費等効率化の内訳】

(単位：億円)

取り組み内容	2023 年度	2024 年度	2025 年度	3か年 平均
カイゼン深化、DX等による委託費低減	11	32	28	24
資機材調達コストのさらなる低減	16	17	13	15
合計	27	49	41	39

- 価格交渉力の強化、効果的な発注方式の採用等の資機材調達効率化施策について、従来は契約手続き段階で資材調達部門が中心となり適用に向けた検討を行っていました。
- 調達プロセスの上流工程である工事計画策定段階では、よりコスト低減効果が高い調達施策の検討余地が大きいいため、工事計画策定段階から工事主管部門と資材調達部門が一体となり、資機材調達コストのより一層の低減を図る上流調達活動を推進しています。



【上流調達活動の具体的な取り組み】

- 早期からの仕様緩和の検討による調達先選択肢拡大
- 工事計画策定段階での概略仕様に基づく事前価格調査、新規取引先の開拓による発注方式の選択肢拡大
- 複数の工事計画も俯瞰した上での調整による、効果的な発注方式の適用（共同調達等）
- 工事計画策定段階からの取引先との協働検討による技術知見の設計反映
- 早期からのカイゼンの取り組みによる仕様・数量等の見直し 等

Ⅱ．規制料金の認可申請の概要

2．今回料金原価の内訳

(1) 原価算定の概要（前回原価との比較）

21

- ・ 前回原価との比較において、燃料価格および卸電力市場価格の高騰などにより需給関係費が増加していますが、需給関係費以外の合計は減少しています。
- ・ 需給関係費以外では、人件費、その他経費およびその他控除収益が前回原価から増加していますが、これは2020年4月の一般送配電事業の法的分離に際して、効率的な業務運営の観点から、北海道電力NWにおける管理間接業務などの一部について、当社側に人員等を配置し、その分北海道電力NWから収入を受けているためです。当該収入も含めると、人件費については、前回原価から減少しています。

		今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	(億円)	
需給関係費	燃料費	3,211	2,098	1,112		
	購入電力料	1,879	912	967		
	販売電力料	▲1,034	▲34	▲1,000		
	小計	4,056	2,976	1,079		
需給関係費以外	人件費	229	208	21	----->	北海道電力NWからの 受託収入 相殺後 ▲ 1 (▲22)
	修繕費	434	540	▲107		
	減価償却費	355	537	▲182		
	事業報酬	323	278	45		
	公租公課	208	195	14		
	原子力バックエンド費用	46	56	▲10		
	その他経費	736	538	198	----->	145 (▲53)
	その他控除収益	▲127	▲52	▲75	----->	0 (+75)
	小計	2,204	2,300	▲96		
総原価		6,260	5,277	983		
送配電関連費		1,559	1,815	▲256		
送配電関連費を含む総原価		7,819	7,092	727		

北海道電力NWからの管理間接業務や研究業務などの受託に対する収益により、人件費およびその他経費の増加分の一部が相殺されている。

(2) - 1. 原価の内訳（人件費）

22

- 人件費は、審査要領の考え方にに基づき、社員年収水準の低減や退職給与金の一部原価不算入などを反映のうえ算定しています。
- 前回原価に比べ21億円増加していますが、北海道電力NWからの業務受託等による影響を除くと、前回原価から1億円の減少となります。
- 業務受託等による影響を除いた今回原価が前回原価と比べて減少しているのは、組織体制の見直しやカイゼンなどによる業務効率化によって社員数が減少していることなどにより、給料手当が減少したためです。

(億円)

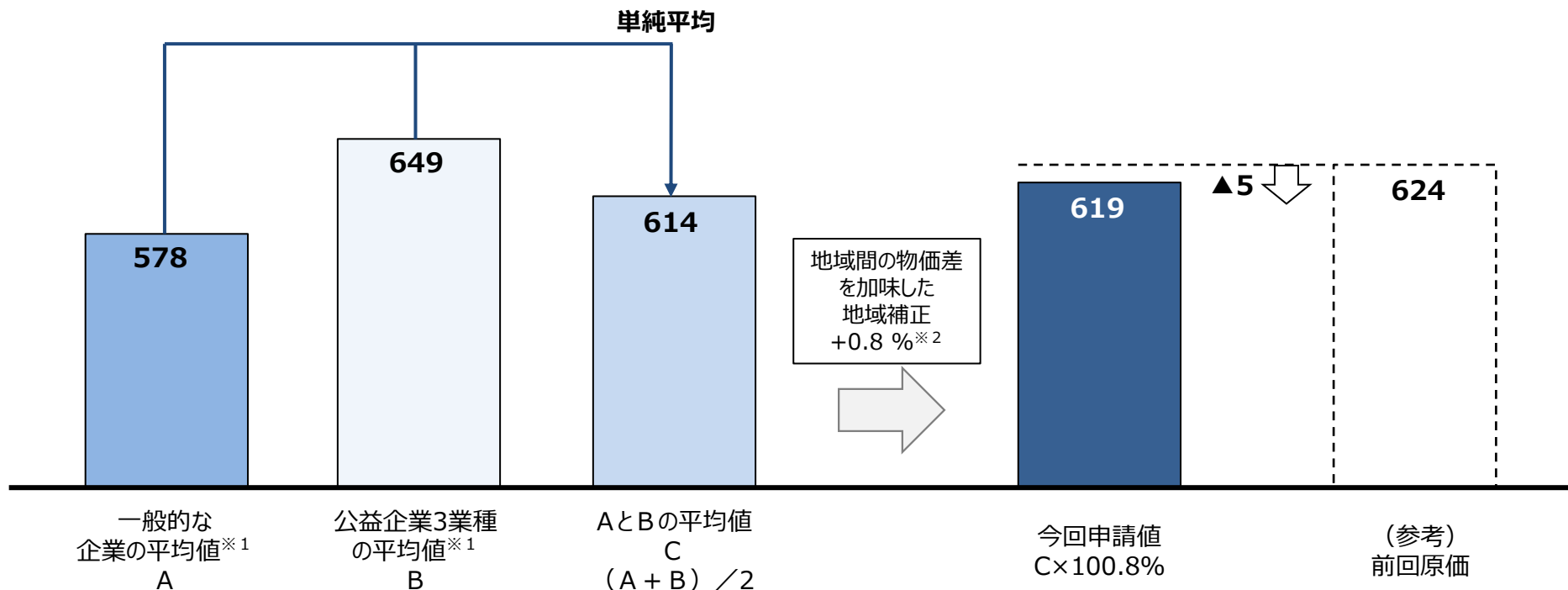
	今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	主な増減理由 (業務受託等による影響以外)	
				業務受託等 による影響	左記以外
役員給与	2	※ 1	1	※ 1	0
給料手当	166	157	9	14	▲6 社員数の減 社員の年収水準の低減（624万円→619万円）
給料手当振替額	▲1	▲1	0	0	0
退職給与金	18	17	1	1	▲0
厚生費	34	29	4	4	1
雑給	10	4	6	2	4 社員外従業員数の増
合 計	229	208	21	22	▲1
経費対象人員(人)	2,495	2,313	182	283	▲101 組織体制の見直しやカイゼンなどによる業務効率化

※前回原価の役員給与については、法的分離前につき、一体会社の役員給与をNW部門と非NW部門の従業員比率（概ね6：4）での按分により整理していたため、実態よりも少額になっているもの。

- 社員一人あたりの年収水準は、審査要領の考え方に基づき算定しています。
- 具体的には、一般的な企業の平均値（578万円）と、公益企業3業種（年齢、勤続年数、学歴による補正実施後）の平均値（649万円）の単純平均614万円に、地域間の物価差（+0.8%）を加味した地域補正を行い、619万円としています。

【社員一人あたりの年収水準】

(万円)



※1：【出典】厚生労働省「令和3年賃金構造基本統計調査」

※2：総務省「令和3年消費者物価地域差指数」の北海道地方値

(注) 公益企業3業種の平均値は、ガス・水道・鉄道の給与水準に対して、前回改定で認められた当社の人員構成（年齢、勤続年数、学歴）による補正を実施したうえで算定しています（人員数は2021年度末の実績値を使用）。

- 当社はこれまでも、電力の安定供給はもとより、事業環境の変化に的確に対応するための必要最低限の人員は確保しつつ、業務効率化を徹底して行うことで人員数の低減を図ってきました。
- 原価算定期間においてもさらなる業務効率化を推進し、2025年には132人（2020年度分社化時点比）の人員数の低減を見込んでいます。

【効率化施策と人員数の推移】

業務効率化

- 組織体制の見直しやカイゼン・DX等により業務運営の効率化を徹底して行うことで人員数を低減

➤組織体制見直し

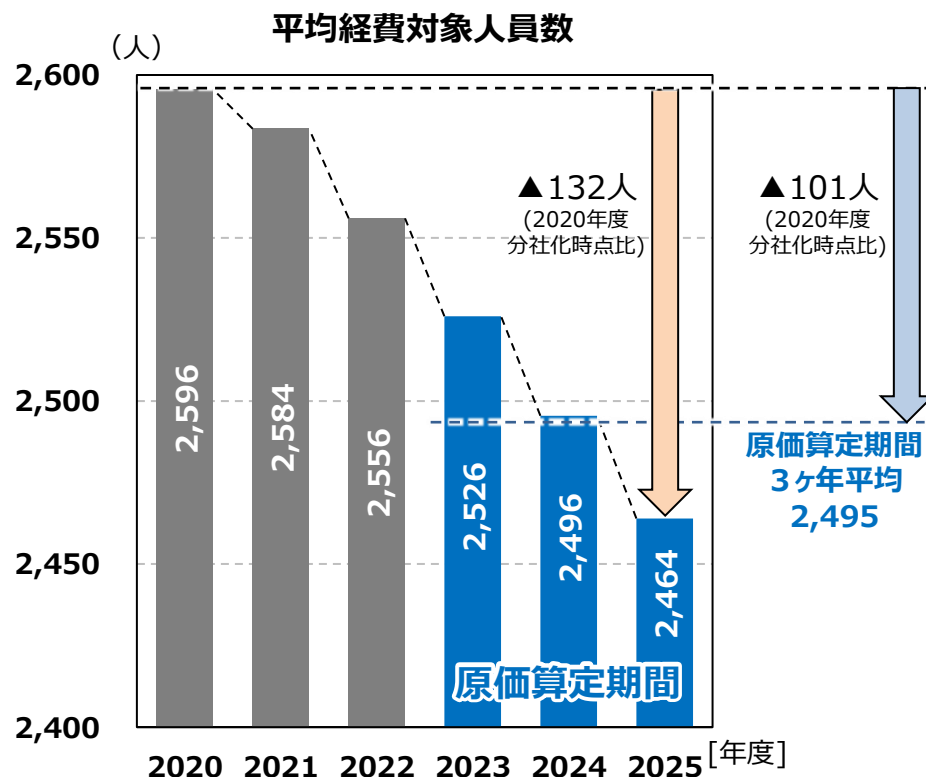
- ・料金業務のさらなる体制見直し（グループ会社との一体運用拡大による業務効率化、本社要員スリム化）
- ・間接業務の外部委託化（大量定型業務を専門事業者へ委託）

➤カイゼン・DX等

- ・ヘッドマウントディスプレイ活用等

採用数の抑制

- 2023年度の採用数は73人程度で、至近3ヶ年（2020～2022年度）比で▲11%低減
- 2024年度以降も同水準の採用数とすることで、今後も段階的に人員数を低減



※ 平均経費対象人員数：採用後期首（4月）と期末月（3月）の経費対象人員の平均

(2) - 2. 原価の内訳（燃料費）

25

- 燃料費は、燃料価格の高騰等により、前回原価に比べ、1,112億円増加しています。
- 各燃料の調達単価は、海外炭における低品位炭調達の拡大や、LNGにおける安定的な長期契約の拡大などの購入価格低減の取り組みを最大限反映しています。
- 発電電力量は、電力の安定供給を前提に、上記の燃料調達単価の低減の取り組みを踏まえ、低廉な電力を供給できるようメリットオーダーで算定しています。

(億kWh、億円)

	今回原価 (A)		前回原価 (B)		差 (A-B)		主な増減理由
	発電 電力量	金額	発電 電力量	金額	発電 電力量	金額	
石炭計	117	2,226	143	683	▲26	1,543	
国内炭	9	144	28	203	▲19	▲60	奈井江発電所休止による減
海外炭	108	2,082	115	480	▲7	1,602	海外炭価格高騰による増
石油	23	516	90	1,398	▲67	▲882	販売電力量の減少による減
LNG	29	469	—	—	29	469	石狩湾新港発電所 1 号機新設による増
原子力	—	—	20	11	▲20	▲11	泊発電所の停止期間継続による減
その他	—	—	1	6	▲1	▲6	
合 計	169	3,211	254	2,098	▲85	1,112	

(2) - 3. 原価の内訳（購入電力料）

26

- 購入電力料は、購入電力量の増加および卸電力市場価格高騰による購入単価の上昇などにより、前回原価に比べ、967億円増加しています。
- 市場取引については、メルिटオーダーにもとづく卸電力取引所からの調達を反映しています。また、相対取引のうち、子会社からの購入については、最大限の効率化を織込んでいます。
- 今回原価より、新たな市場の創設などに伴い義務的に発生する費用（容量拠出金、非化石証書購入費用）を反映しています。

(億円)

			今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	主な増減理由
地帯間購入			－	2	▲2	
他社 購入	市場取引		710	93	617	卸電力取引所からの購入電力量増および 購入単価の上昇
	相対 取引	水力	19	47	▲28	
		火力	375	560	▲186	高単価な自家発火力の購入電力量減
		新エネ	358	148	211	FIT電源拡大に伴う購入電力量増および 購入単価の上昇
		その他	205	62	144	その他相対取引による購入電力量増および 購入単価の上昇
	新市場対応		212	－	212	容量拠出金、非化石証書購入費用
合 計			1,879	912	967	

(2) - 4. 原価の内訳（販売電力料）

27

- 販売電力料は、常時バックアップなどの相対取引における販売電力量の増加および販売単価の上昇などにより、前回原価に比べ、1,000億円収入が増加しています。
- 今回原価より、新たな市場の創設などに伴い得られる収入（容量確保契約金額、需給調整市場からの収入）を反映しています。

(億円)

			今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	主な増減理由
地帯間販売			—	—	—	
他社 販売	市場取引		▲148	▲4	▲144	卸電力取引所への販売電力料増および 販売単価の上昇
	相対 取引	常時バックアップ	▲178	▲30	▲149	販売電力量増および販売単価の上昇
		その他	▲323	—	▲323	その他相対取引による販売電力量増および 販売単価の上昇
	新市場対応		▲332	—	▲332	容量確保契約金額、需給調整市場からの収入、 調整力公募
	その他		▲52	—	▲52	自社水力FIT
合 計			▲1,034	▲34	▲1,000	

(2) - 5. 原価の内訳（修繕費）

28

- 修繕費は、法令に基づく定期検査や計画的に実施する工事などを積み上げて算定しています。
- 今回原価は、原子力の停止期間継続に伴い点検範囲・内容を絞り込んでいることや、火力の定期点検周期延伸をはじめとした経営効率化の取り組みなどにより、前回原価に比べ、107億円減少しています。

(億円)

	今回原 価 (A)	前回原 価 (B)	差 (A-B)	主な増減理由
水力	56	57	0	
火力	246	264	▲ 18	定期点検周期延伸による減
原子力	105	202	▲ 97	停止期間継続に伴う点検範囲・内容の絞り込みによる減
新エネ	13	10	3	
業務	13	7	6	
合 計	434	540	▲ 107	

- 審査要領にメルクマールとして示されている修繕費率（帳簿原価に対する修繕費の比率）について、点検基数の影響を受ける火力発電所の定期点検修繕費および泊発電所3号機の再稼働に向けた修繕費を除いた場合、直近5年間（2017～2021年度）の修繕費率を下回っています。

【メルクマールとの比較】

(億円)

		今回原価	直近5年間
平均修繕費	a	434	367
火力発電所の定期点検修繕費（※1）	b	165	134
泊発電所3号機の再稼働に向けた修繕費（※2）	c	32	1
差引修繕費	d=a-b-c	236	233
平均帳簿原価	e	23,213	22,830
修繕費率	d/e	1.018%	1.019%

※1 火力発電所の定期点検修繕費

以下の要因による定期点検基数の相違により直近5年間と比較して修繕費が増加しています。

- ・石狩湾新港発電所1号機が直近5年間の期中(2019年2月)に運転開始したことによる
今回原価の点検回数の増
- ・北海道胆振東部地震(2018年9月)の際に、電源を早期に復帰させる必要があったことから
定期点検を中断したことによる直近5年間の点検回数の減

※2 泊発電所3号機の再稼働に向けた修繕費

至近においては、泊発電所停止期間の継続に伴い点検範囲・内容を絞り込んでいましたが、泊発電所3号機の運転再開に向けて2021年度に設備の実態調査を実施しており、それを踏まえ、今後必要となる点検等を今回原価に計上しています。

(2) - 6. 原価の内訳（減価償却費）

30

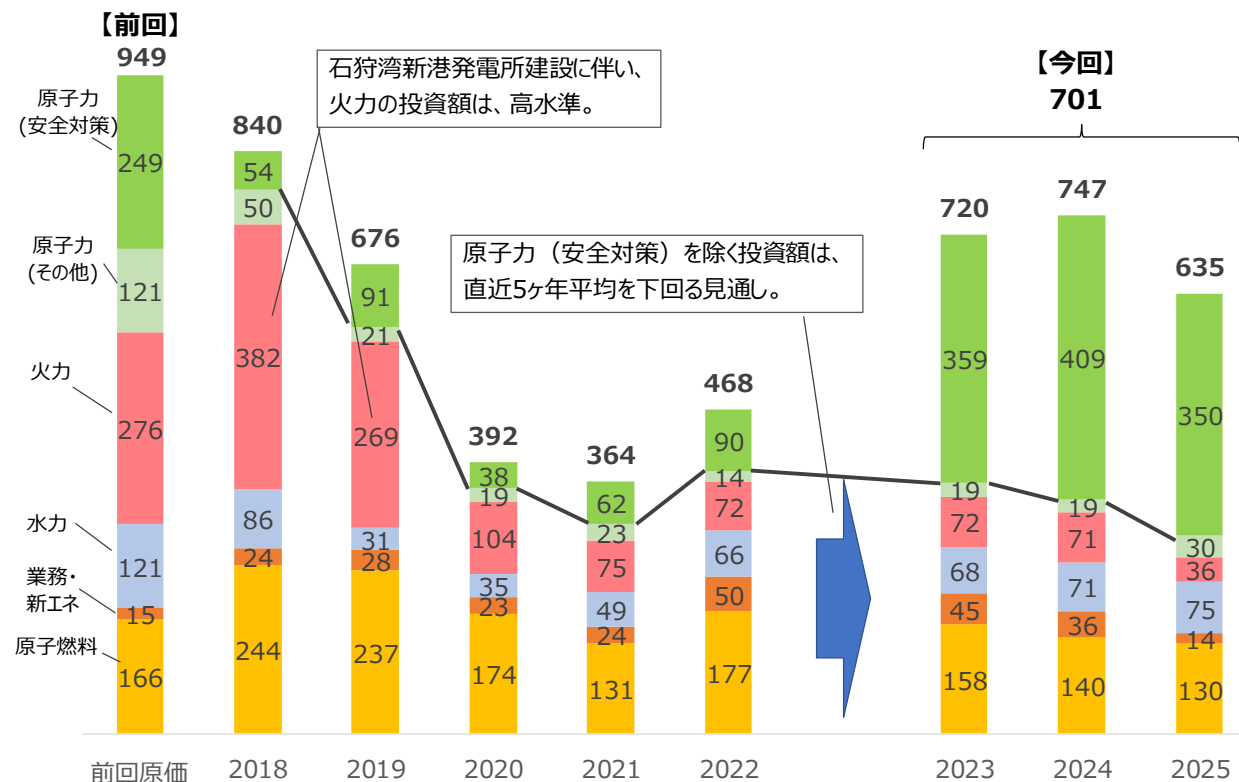
- 減価償却費は、石狩湾新港発電所 1 号機の運転開始（2019年2月）により増加しましたが、償却方法を定率法から定額法へ変更（2019年度）したことなどにより、前回原価に比べ、182億円減少しています。

(億円)

	今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	主な増減理由
水力	80	105	▲25	償却方法変更による減
火力	162	108	54	石狩湾新港発電所 1 号機の新設による増 償却方法変更による減
原子力	76	304	▲227	償却方法変更による減 泊発電所の償却進行による減 (泊発電所 3 号機新設時資産の償却完了による減)
新エネ	3	3	▲1	
業務	34	17	16	
合 計	355	537	▲182	

- 設備投資は、泊発電所再稼働に向けた安全対策投資をはじめ、電力の安定供給を目的とした設備維持管理投資や、水力リパワリングなどカーボンニュートラルに資する電源への投資を計画的に実施しており、前回の料金改定以降も、経営基盤強化推進委員会のもと、カイゼンや資機材調達コスト低減の取り組み等により、最大限の投資額の抑制を図っています。
- なお、再エネ電源開発に係る投資については、今回原価算定期間中の支出はありませんが、2022年5月に新たに立ち上げた再生可能エネルギー開発推進部を中心に、今後積極的に進めていきます。

【設備投資額の推移（億円）】



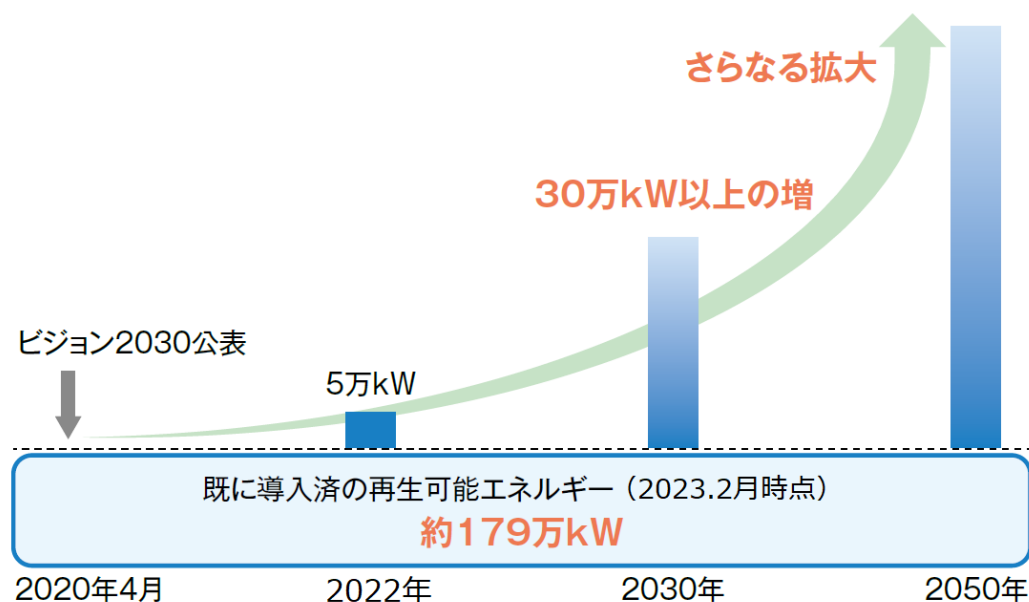
※ 前回原価以降の原子燃料の増分については、今回原価のレートベースには不算入としています。

【前回原価との差異（億円）】

	今回 (A)	前回 (B)	差 (A-B)
水力	71	121	▲50
火力	60	276	▲216
原子力	安全対策	249	124
	その他	23	▲99
	計	396	25
新エネ	2	3	▲1
業務	29 (1)	12 (3)	18 (▲2)
原子燃料	143	166	▲23
合計	701	949	▲248

- 低炭素化に資する再生可能エネルギー電源については、経営ビジョンで掲げた「2030年度までに30万kW増」という目標を早期に達成し、その後もさらなる拡大を進めていきます。

◆再生可能エネルギー導入量実績と目標



◆再エネ電源開発事業

2022年3月、苫小牧市における木質バイオマス発電事業 (5万kW、当社持分容量1万kW) へ参画し、経営ビジョンの目標「30万kW以上増」に対する**累計開発量は「5.2万kW※」**となりました (2023年2月現在)。

※ 経営ビジョン公表後に導入が決定した電源の持分容量
(運転開始前を含み、既設電源のリプレースを含まない)

◆その他の取組み ～水力発電の最大限の活用～

- ✓ 当社およびほくでんエコエナジー(株)の既設発電所において、発電効率の高い水車・発電機への取替工事を実施し、貴重な水資源を有効に活用しています。
- ✓ 2022年6月には新得発電所 (2.3万kW) が運転を開始しました。



新得発電所

- 事業報酬とは、電力を安定供給するために必要な資金を円滑に調達するための資金調達コストに相当するものです。
- 事業報酬は、審査要領の考え方にに基づき、適正な事業資産価値（レートベース）に事業報酬率を乗じて算定しており、事業報酬率は0.1%低下しましたが、建設中の資産や燃料価格などの高騰により運転資本のレートベースが増加したことなどにより、前回原価に比べ、45億円増加しています。

(億円)

		今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	主な増減理由	
レ ー ト ベ ー ス	特定固定資産		11,062	10,459	603	石狩湾新港発電所新設による増
	建設中の資産		1,098	748	350	泊発電所安全対策工事による増
	使用済燃料再処理関連加工仮勘定		262	－	262	再処理等拠出金法に基づく拠出金増
	核燃料資産		1,114	1,254	▲ 140	日本原燃への前払金の減
	特定投資		259	233	26	
	運 転 資 本	営業資本	901	530	371	燃料費・他社購入電源費の増
		貯蔵品	481	200	281	燃料貯蔵品の増
		小 計	1,382	730	652	
	繰延償却資産		－	－	－	
合 計 ①※		15,177	13,424	1,753		
事業報酬率 ②		2.8%	2.9%	▲ 0.1%		
事業報酬（一般送配電事業者含む）③＝①×②		425	389	36		
一般送配電事業者の事業報酬 ④		102	111	▲ 10		
事業報酬 ⑤＝③－④		323	278	45		

※「レートベース合計①」は、北海道電力NW分を含む2社の合計値となります。

(参考) 事業報酬率の算定方法

34

- 事業報酬率は、審査要領の考え方に基づき、自己資本報酬率および他人資本報酬率の実績をもとに、30:70で加重平均することにより算出しています。
- リスクを表すβ値は、適切に事業リスクを把握するため、短期ではなく可能な限り長期間で採録する観点から東日本大震災発生日の2011年3月11日から至近（2022年12月30日）までの期間における、みなし小売電気事業者9社平均値(0.82)を適用しています。

○ 事業報酬率の算定方法

	今回原価	前回原価
自己資本報酬率（A）	7.81%	6.36%
他人資本報酬率（B）	0.66%	1.44%
事業報酬率	2.8%	2.9%

資本構成
30%
70%
100%

- 自己資本報酬率
- 観測期間：7年間（2014～2020年度）
 - β値：0.82（2011年3月11日～2022年12月30日）
- 他人資本報酬率
- 観測期間：1年間（2021年度）
 - 10社の加重平均有利子負債利率

（A）自己資本報酬率（2014～2020年度の7カ年平均値）

(%)

	元付	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2014～2020年度
公社債利回り※1	18%	0.52	0.37	0.04	0.14	0.14	▲ 0.00	0.09	—
自己資本利益率※2	82%	9.72	9.06	9.67	10.71	10.43	9.21	7.60	—
自己資本報酬率	100%	8.06	7.50	7.94	8.81	8.58	7.55	6.25	7.81

※1 国債（10年）、地方債（10年）、政府保証債（10年）の3銘柄平均

※2 全産業（全電力除き）の自己資本利益率

β値… 株価指数に対する個々の企業の感応度で、企業の相対的リスクの大きさを表す。

（B）他人資本報酬率 (%)

	2021年度
平均有利子負債利率	0.66

- 公租公課は、法人税法、地方税法およびその他税に関する法律の定めるところにより、設備投資などの前提計画をもとに算定しています。
- 今回原価は、事業税および法人税等の増により、前回原価に比べ、14億円増加しています。

(億円)

	今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)
水利使用料	11	12	0
固定資産税	66	72	▲ 6
雑税※	14	20	▲ 6
事業税	67	57	10
法人税等	50	34	16
合 計	208	195	14

※ 核燃料税、循環資源利用促進税、道市町村民税 など

- 原子力バックエンド費用（使用済燃料再処理等拠出金発電費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費）は、今回の原価算定期間において泊発電所の再稼働を織り込んでいないことから、前回原価に比べ、10億円減少しています。

(億円)

	今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	主な増減理由
使用済燃料再処理等拠出金発電費※	－	28	▲28	泊発電所の停止期間継続による減
特定放射性廃棄物処分費	－	1	▲1	
原子力発電施設解体費	46	27	19	解体引当制度見直しによる増
合 計	46	56	▲10	

※前回原価には制度改正前の使用済燃料再処理等費の金額を記載しています。

- ・使用済燃料再処理等拠出金発電費
発生した使用済燃料の再処理等に必要となる費用。
- ・特定放射性廃棄物処分費
使用済燃料の再処理後に発生する特定放射性廃棄物の最終処分に必要となる費用。
- ・原子力発電施設解体費
原子力発電施設の解体に必要な費用であり、法令に基づき予め引当金を計上するもの。

(2) - 10. 原価の内訳（その他経費・控除収益）

37

- その他経費は、北海道電力NWからの業務受託による情報システム費用の増加や、泊発電所再稼働に向けた新規規制基準適合性審査の対応に伴う委託費の増加などにより、前回原価に比べ、198億円増加しています。
- 控除収益は、北海道電力NWからの業務受託収益の増加により、前回原価に比べ、75億円増加しています。

【その他経費】

(億円) 【控除収益】

(億円)

	今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A - B)
廃棄物処理費	78	73	5
消耗品費	11	17	▲ 6
補償費	11	17	▲ 6
賃借料	32	28	4
委託費	345	194	151
損害保険料	3	6	▲ 3
原賠・廃炉等支援機構負担金	68	65	3
普及開発関係費	4	4	0
養成費	5	5	▲ 0
研究費	16	13	3
諸費	92	47	45
固定資産除却費	61	61	▲ 0
その他※	11	8	3
合 計	736	538	198

	今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A - B)
電気事業雑収益	▲ 114	▲ 47	▲ 67
遅収加算料金	—	▲ 5	5
預金利息	▲ 0	▲ 0	0
賠償負担金相当収益	▲ 12	—	▲ 12
合 計	▲ 127	▲ 52	▲ 75

【主な増減理由】

- ・委託費
 - 北海道電力NWからの業務受託による情報システム費用の増
 - 泊発電所3号機の安全対策委託費用の増
- ・諸費
 - 北海道電力NWからの業務受託による情報システム費用の増
 - 北海道電力NW保有設備の利用料
- ・電気事業雑収益
 - 北海道電力NWからの業務受託収益の増

※北海道電力NWからの業務受託収益に対応する費用としては、情報システムの改修・管理などに係る費用（左表の委託費・諸費）や、管理・間接部門業務費用（22ページの人件費）などが該当します。

※ 原賠資金補助法負担金、貸倒損、共有設備等分担額、建設分担関連費振替額、電力費振替勘定、附帯事業費用分担関連費振替額、社債発行費

（参考）普及開発関係費・寄付金・交際費・団体費・研究費の内訳 38

- ・ 審査要領を踏まえ、販売促進関連費用（普及開発関係費の一部）や寄付金・交際費（諸費の一部）については、全額原価不算入としています。
- ・ 事業団体費については、原子力安全推進協会や海外電力調査会など、電気事業運営の目的に照らし合理的と認められるものと考えられる9団体のみ原価に算入しています。
- ・ 研究費については、電気事業運営の観点から研究件名を、個別に精査のうえで原価算入しています。

（億円）

		今回原価 (A)	前回原価 (B)	差 (A-B)	備考
普及開発 関係費	販売促進関連	－	－	－	原価不算入
	エネルギーに関する理解促進活動関連、 公益的目的等その他情報提供関連	4	4	0	カーボンニュートラル達成に向けた省エネ住宅施策 費用 等
	計	4	4	0	
諸費	寄付金・交際費	－	－	－	原価不算入
	諸会費・事業団体費	4	3	1	原子力安全推進協会や海外電力調査会などの 9団体のみ原価算入
研究費	分担金・自社研究費	16	13	3	研究内容を精査し原価算入
合 計		24	20	4	

- 当社は、電気事業法の改正による送配電部門の法的分離に伴い、2020年4月に一般送配電事業の分社化を行いました。
- 小売電気事業者である当社は、お客さまへ電気をお届けするための費用を、北海道電力NWが定める託送供給等約款にもとづき算定し、託送料金（送配電関連費）として支払っています。
- 北海道電力NWによる見直し後の託送供給等約款（2023年4月1日実施）にもとづき、規制料金に係る送配電関連費を算定したところ※、423億円となりました。

※ 算定規則にもとづき、送配電関連費のうち規制料金に係る金額のみを原価として算定しています。

【規制料金に係る送配電関連費】

(億円、億kWh)

	金額	販売電力量（規制部門）
送配電関連費	423	40

【規制料金のお客さまに適用している主な接続送電サービスメニュー・料金単価】

接続送電サービス			単位	料金単価（円）※
電灯標準接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW	272.80
		SB・主開閉器契約	1 kVA	217.80
	電力量料金		1 kWh	8.38
動力標準接続送電サービス	基本料金	実量契約	1 kW	608.30
		主開閉器契約	1 kVA	365.20
	電力量料金		1 kWh	4.83
電灯臨時接続送電サービス	基本料金		1 kVA	電灯標準接続送電サービスの料金率を10%割り増ししたもの
	電力量料金		1 kWh	9.22
動力臨時接続送電サービス	基本料金		1 kW	動力標準接続送電サービスの料金率を20%割り増ししたもの
	電力量料金		1 kWh	5.80

※消費税等相当額を含みます。

Ⅱ．規制料金の認可申請の概要

3．電気料金の値上げなど

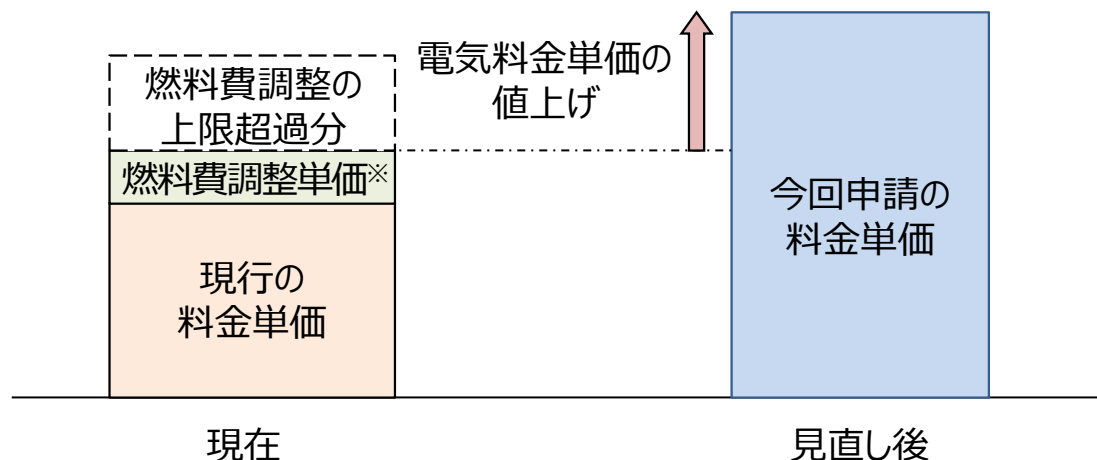
- 2023年6月1日から、電気料金単価の値上げおよび燃料費調整の見直しを行います。実施日や電気料金単価などは、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。
- また、業務効率化および法令などの変更への対応を目的に、料金以外の供給条件の見直しを行います。

見直し事項①：電気料金単価の値上げ

見直し事項②：燃料費調整の見直し

見直し事項③：料金以外の供給条件の見直し

【現在の電気料金からの見直しイメージ】



※2022年8月分料金より上限に到達

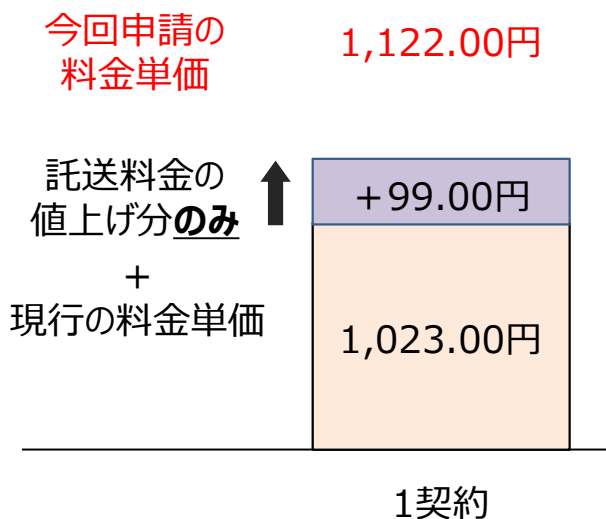
(2) 見直し事項① 電気料金単価の値上げ

42

- 今回申請した規制料金の値上げにより、主にご家庭で電気をご使用されるお客さま向けの料金※の場合、26.1%の値上げとなる見込みです。
※電気料金メニュー：従量電灯 B、契約電流：30A、使用電力量：230kWh/月
- 今回の値上げでは、契約電流（または契約容量・契約電力）に応じてご負担いただいている基本料金は託送料金の値上げ分のみを反映し、使用電力量に応じてご負担いただいている電力量料金は託送料金の値上げ分を含めて見直しします。
- 毎日の生活に必要不可欠な照明や冷蔵庫などの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ています。

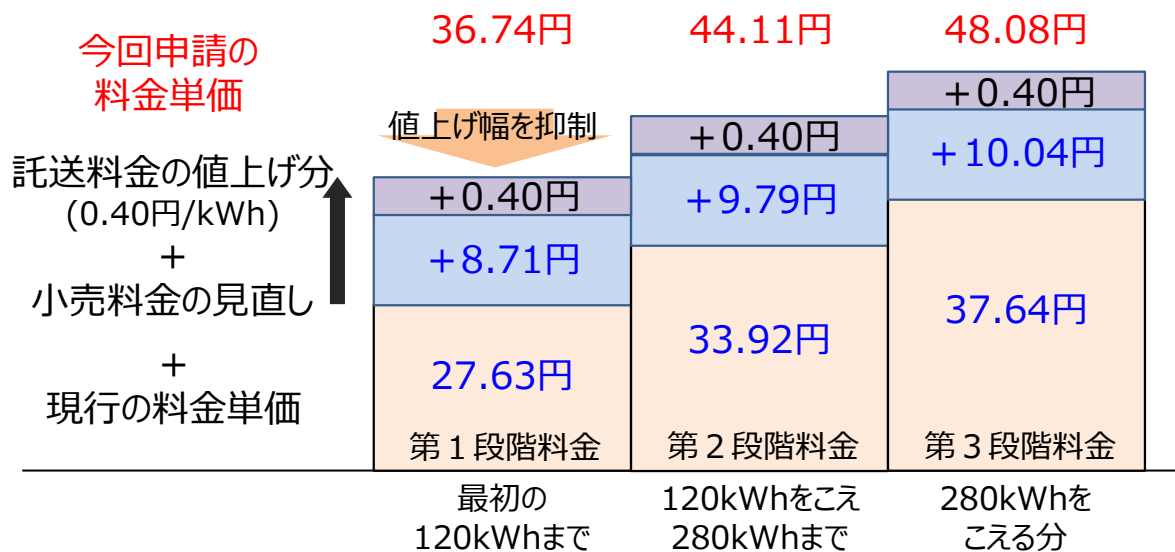
【基本料金の見直しイメージ】

従量電灯 B（30A）の場合



【電力量料金の見直しイメージ】

従量電灯 B の場合



・現行の料金単価には、消費税等相当額および2022年11月～2023年1月の貿易統計価格にもとづく燃料費調整額を含みます。
・国による電気・ガス激変緩和対策による値引き影響額は含んでいません。

(参考) 電気料金単価の値上げによる影響額 (モデル試算)

43

- 主な電気料金メニューにおける、電気料金単価の値上げによる1か月あたりの影響額は、以下のとおりです。
- お客さまの実際のご負担額は、電気のご使用状況や、その時点の燃料費等調整額、再生可能エネルギー発電促進賦課金によって増減します。

用途	電気料金メニュー	モデル	現行料金	値上げ後の料金	値上げ幅 (値上げ率)	
					うち託送料金値上げ分	
一般家庭などで電灯または小型機器をご使用のお客さま	従量電灯B	契約電流：30A 使用量：230kWh/月	8,862円	11,175円	+2,313円 (+26.1%)	
					+191円 (+2.2%)	
大型住宅、小売店などで電灯または小型機器をご使用のお客さま	従量電灯C	契約容量：13kVA 使用量：1,300kWh/月	56,053円	69,855円	+13,802円 (+24.6%)	
					+949円 (+1.7%)	
商店、小規模事務所の冷暖房、アパート・マンションの揚排水などで動力をご使用のお客さま	低圧電力	契約電力：8kW 使用量：650kWh/月	25,887円	32,203円	+6,316円 (+24.4%)	
					+579円 (+2.2%)	

※現行料金および値上げ後の料金には消費税等相当額、2022年5月分～2023年4月分に適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金 (3.45円/kWh)

を含みます。なお、2023年5月～2024年4月分に適用される再生可能エネルギー発電促進賦課金は1.40円/kWhとなります。

※低圧電力は、力率を90%として算定しています。

※現行料金には、2022年11月～2023年1月の貿易統計価格にもとづく燃料費調整額を含みます。

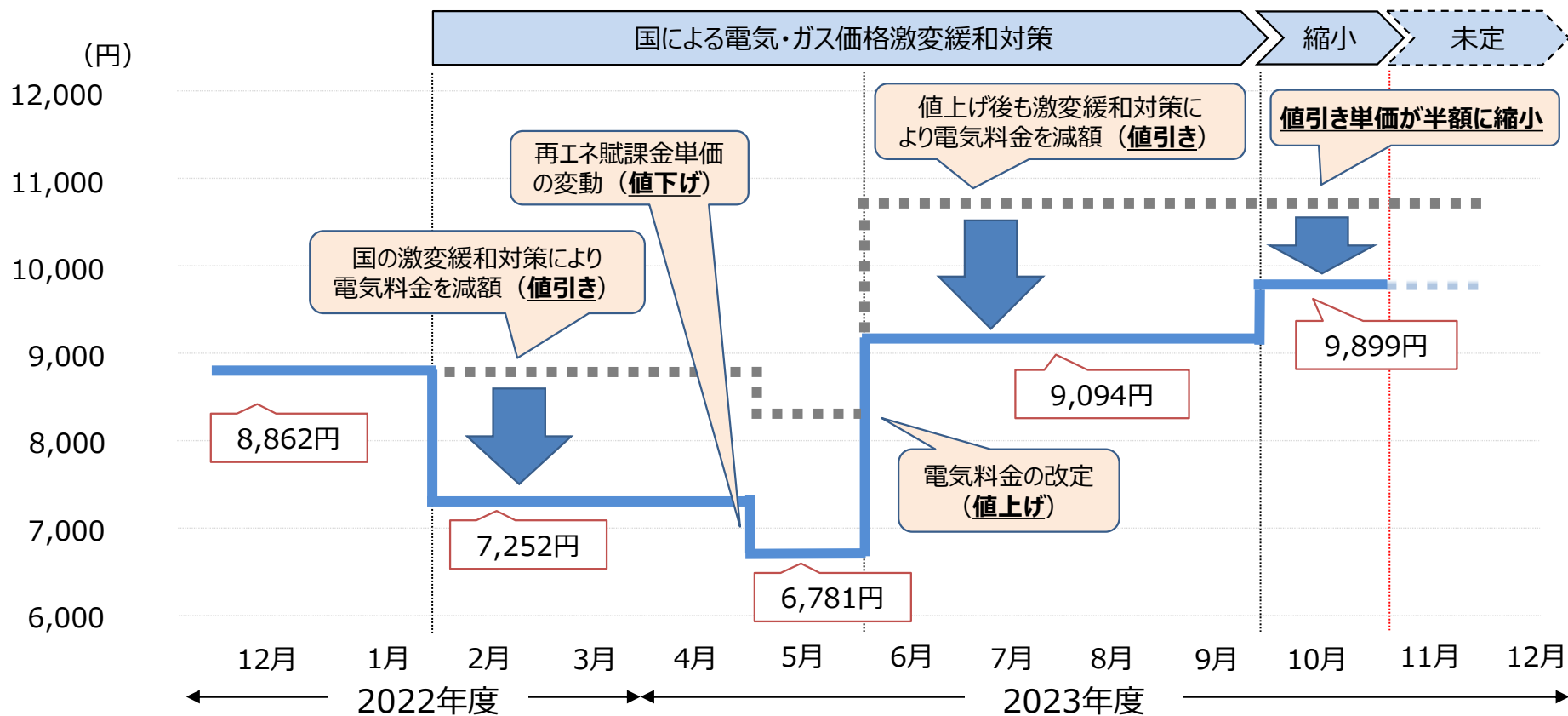
※国による電気・ガス激変緩和対策による値引き影響額は含んでいません。

※託送料金値上げ分は、2023年1月27日に認可となった北海道電力NWの託送供給等約款にもとづき算定しています。

【主にご家庭で電気をご使用されるお客さま向けの料金※におけるご負担のイメージ (税込)】

※電気料金メニュー：従量電灯B、契約電流：30A、使用電力量：230kWh/月

なお、ご負担額は標準的なモデルにおけるイメージであり、実際のご負担額は、電気のご使用状況や、その時点の燃料費調整等によって変動します。



※燃料費調整の前提条件・2022年12月分～2023年5月分：+3.66円/kWh (実績値)、2023年6月分以降：0円/kWh

※2022年11月～2023年1月 (3か月平均) の貿易統計価格水準が継続するものとして燃料費調整単価を算定

※各料金は、再生可能エネルギー発電促進賦課金を含めて算定しております。

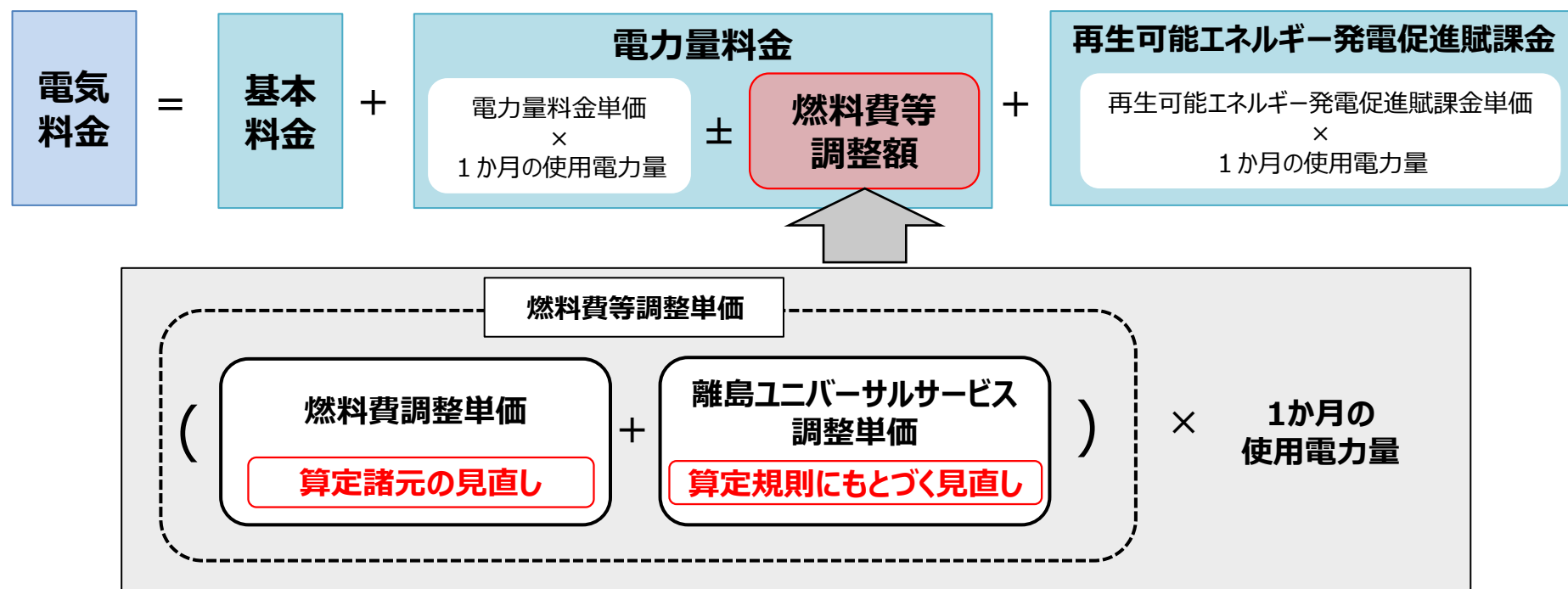
2022年12月分～2023年4月分：3.45円/kWh、2023年5月分以降：1.40円/kWh

(3) 見直し事項② 燃料費調整の見直し

45

- 今回、燃料費調整の前提となる電源構成を最新の内容に変更し、基準燃料価格など調整単価の算定諸元を見直します。
- また、算定規則にもとづき、燃料費調整に含まれていた離島供給に係る火力燃料費の変動を区分し、北海道電力NWが算定する離島ユニバーサルサービス調整を加減算して算定するよう見直します。具体的には、燃料費調整と離島ユニバーサルサービス調整をあわせて「燃料費等調整額」として算定します。
※離島ユニバーサルサービス調整に係る見直しにより、お客さまに追加の料金負担が生じるものではありません。

【燃料費調整の見直し内容】



(参考) 燃料費調整単価の算定諸元 ①

- 原価算定期間における電源構成や燃料価格の変動に合わせて、燃料費調整単価の算定諸元を見直します。

		今回 (A)	前回 (B)	差 (A-B)
基準燃料価格		円/kℓ		
		80,800	37,200	43,600
換算係数	α	—	0.1874	0.4699
	β	—	0.0899	—
	γ	—	1.0036	0.7879
基準単価 (税込・低圧)		円/kWh	0.176	0.197
				▲ 0.021

①基準燃料価格 (80,800円/kℓ)

- 基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・LNG・海外炭の燃料価格 (2022年11月～2023年1月の貿易統計価格) の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値となるものです。
- 具体的には、当社受電電力量 (火力) における各燃料の熱量構成比に原油換算係数を加味した係数 (α・β・γ) を算定し、各燃料価格に乘じることで算定します。

〔算定式〕

$$\begin{array}{ccccccc}
 82,572\text{円/kℓ} & \times & 0.1874 & + & 132,509\text{円/t} & \times & 0.0899 & + & 53,189\text{円/t} & \times & 1.0036 & = & 80,800\text{円/kℓ} \\
 \text{原油価格} & & \alpha & & \text{LNG価格} & & \beta & & \text{海外炭価格} & & \gamma & & \text{基準燃料価格}
 \end{array}$$

(参考) 換算係数 (α・β・γ) の算定方法

	熱量構成比 (①)	原油換算係数※ (②)	換算係数 (③ = ①×②)	
原油	0.1874	1.0000	0.1874	… α
L N G	0.1285	0.6995	0.0899	… β
海外炭	0.6841	1.4670	1.0036	… γ
合 計	1.0000	—	—	

※原油換算係数は、総合エネルギー統計の標準発熱量にもとづき算定しています。

L N G : 1 ℓ あたりの原油発熱量 (38,260kJ) ÷ 1kgあたりのL N G発熱量 (54,700kJ)

海外炭 : 1 ℓ あたりの原油発熱量 (38,260kJ) ÷ 1kgあたりの石炭発熱量 (26,080kJ)

②基準単価 (0.176円/kWh)

- ・ 基準単価とは、平均燃料価格が1,000円/kℓ変動した場合の1kWhあたりの調整単価です。
- ・ 具体的には、当社発受電電力量（火力）における燃料消費数量（原油換算kℓ）に1,000円/kℓを乗じ、原油換算価格が1,000円/kℓ上昇した場合の影響額を算定し、販売電力量（kWh）で除することにより算定します。

③平均燃料価格

- ・ 平均燃料価格とは、毎月の原油・LNG・海外炭の貿易統計価格を前頁に記載した $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ で加重平均したものであり、毎月変動します。
- ・ 具体的には、燃料費調整を実施する3か月～5か月前における原油・LNG・海外炭の貿易統計価格に、 $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ をそれぞれ乗じて算定します。

④毎月の燃料費等調整額

- ・ 毎月変動する平均燃料価格（③）と基準燃料価格（①）との差に基準単価（②）を乗じて燃料費調整単価を算定します。

(燃料費調整単価算定例)

$$\begin{array}{l} \text{〔算定式〕} \quad \left(\begin{array}{c} \text{XX,XXX円/kℓ} \\ \text{毎月の平均燃料価格} \end{array} - \begin{array}{c} 80,800\text{円/kℓ} \\ \text{基準燃料価格} \end{array} \right) \div \begin{array}{c} 1,000\text{円/kℓ} \\ \text{基準単価 (税込)} \end{array} \times 0.176\text{円/kWh} = \text{毎月の燃料費調整単価} \end{array}$$

- ・ この燃料費調整単価および離島ユニバーサルサービス調整単価にお客さまの使用電力量を乗じた金額が、燃料費等調整額となります。

- 離島ユニバーサルサービス調整の算定基礎となる離島基準燃料価格および離島基準単価は下表のとおりです。
- なお、離島ユニバーサルサービス調整の算定諸元は、北海道電力NWが定める託送供給等約款に基づき設定しています。

【離島ユニバーサルサービス調整とは】

- 一般送配電事業者は、離島で電気をお使いになるお客さまに、本土と同程度の料金水準で電気の供給を行うこと（離島ユニバーサルサービス）が義務付けられており、離島供給に係る火力発電における燃料価格の変動分を託送料金に反映して、すべてのお客さまに負担していただく仕組みとして離島ユニバーサルサービス調整制度が導入されました。

離島基準燃料価格	離島基準単価（税込） ※従量制供給の場合
79,300円/kℓ	0.001円/kWh

※「離島基準燃料価格」とは、離島ユニバーサルサービス調整を行なう際の、原油価格の基準となる金額のことです（実績価格が基準を上回る場合はプラス調整、下回る場合はマイナス調整）。

※「離島基準単価」とは、離島平均燃料価格が1,000円/kl変動した場合の1kWhあたりの調整単価のことです。

(4) 見直し事項③ 料金以外の供給条件の主な見直し内容

49

- 料金以外の供給条件の主な見直し内容は以下のとおりです。

<見直し時期：2023年6月>

契約期間の見直し	・契約期間を「契約が成立した日から料金適用開始の日以降1年目の日まで」から、「料金適用開始の日からその日が属する年度（4月1日から翌年3月31日までの期間）の末日まで（それ以降は年度更新）」に変更します。
----------	--

<見直し時期：2024年2月>

使用電力量のお知らせに関する規定の見直し	・使用電力量や電気料金などに関するご請求情報などのご案内は、原則、電磁的方法（Webサイト「ほくでんエネモール」など）によりお知らせすることに変更します。 ・書面でのお知らせを希望される場合は、以下枠内のご案内の書面発行手数料を申し受けます。
振込票および書面発行請求書※の有料化	・環境負荷の低減に向けたペーパーレス化推進の取り組みとして、電気料金などの振込票および請求書の書面発行手数料を申し受けます。 1 契約あたり1通（税込）：〔振込票〕220円/月、〔請求書〕110円/月

※口座振替やクレジットカード支払において、請求額をお知らせする書面

<見直し時期：2025年4月>

力率割引・割増しの廃止	・託送供給等約款との整合、業務運営の効率化およびコスト削減による将来の電気料金の低減を図る観点から、低圧電力、臨時電力および農事用電力の契約における力率割引・割増を廃止します。
制限・中止割引の廃止	・業務運営の効率化およびコスト削減による将来の電気料金の低減を図る観点から、一般送配電事業者による電気の使用中止または制限する場合で、一般送配電事業者の判断にもとづき実施していた電気料金の割引を廃止します。

Ⅲ．お客さまへのご説明およびご負担軽減などに向けたご提案

- お客さまには、値上げに至った背景や内容などについて、戸別に配布するチラシや当社ホームページなどにより広くお知らせしています。
- あらゆる機会を通じて、お客さまに丁寧にご説明しています。

お知らせ方法	• 戸別に配布するチラシなどによりお客さまへ広くお知らせしています。 • 当社ホームページに「電気料金見直しに関する特設ページ」を開設しています。 URL https://www.hepco.co.jp/price_revise/index.html • 特設ページ内では、お客さまご自身で値上げ影響額を試算することができるツールをご用意しています。 URL https://simulation.hepco.co.jp/
お問い合わせ先	• 専用フリーダイヤルを設置し、値上げに関するご意見・ご質問などを承ります。  0120-700-689 平日9:00～17:00 【土日祝日・年末年始(12月29日～1月3日)・5月1日を除く】

- 当社は、国の電気・ガス価格激変緩和対策事業に参画しています。当社と低圧または高圧で電気のご契約をいただいているすべてのお客さまに対して、2023年2月分の電気料金から値引きを実施しています。

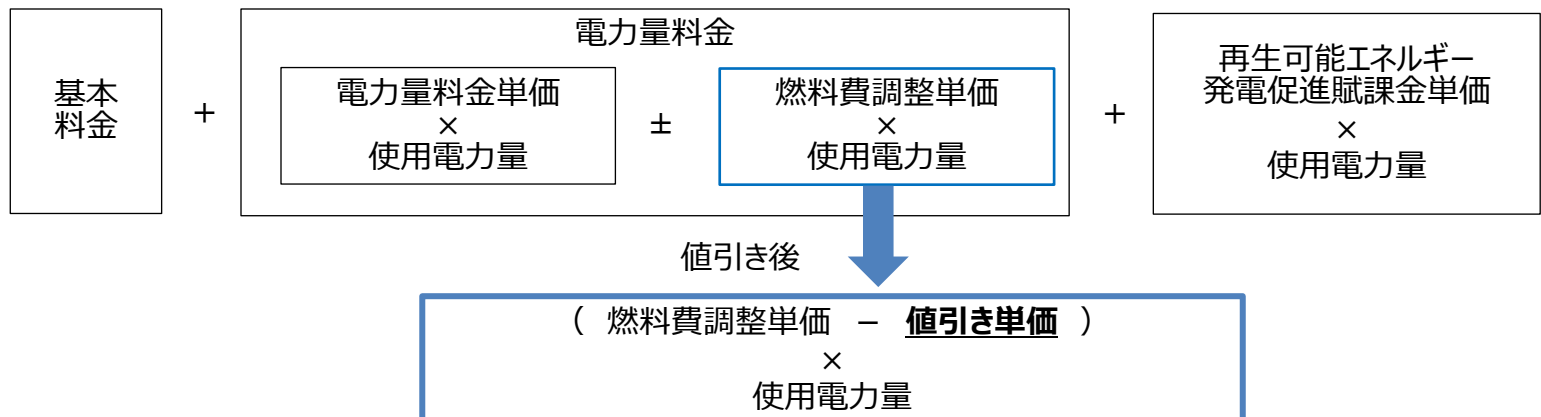
※お客さまによるお手続きは必要ありません。

※実際のご請求時には値引きを実施しますが、本資料43スライドの試算において当該値引きは含んでいません。

【値引き対象期間・値引き単価】

	2023年 1/1	2/1	3/1	4/1	9/1	10/1	11/1
低圧	1月 検針日	2月 検針日	3月 検針日		9月 検針日	10月 検針日	11月 検針日
		2023年2月分 ▲7円/kWh	3月分 ▲7円/kWh	4月分 ▲7円/kWh	9月分 ▲7円/kWh	10月分 ▲3.5円/kWh	(11月分以降の 本事業の継続は 未定)
高圧		2月検針日 (2/1)	3月検針日 (3/1)	4月検針日 (4/1)	9月検針日 (9/1)	10月検針日 (10/1)	11月検針日 (11/1)
		2023年2月分 ▲3.5円/kWh	3月分 ▲3.5円/kWh		9月分 ▲3.5円/kWh	10月分 ▲1.8円/kWh	(11月分以降の 本事業の継続は 未定)

【値引き方法（従量制契約のお客さま）】



- ご家庭のお客さま向けの省エネ・節電情報をご紹介します。

URL https://www.hepco.co.jp/home/useful_info/power_saving/index.html

 照明	✓ 不要な照明は消す。 ✓ リビングなど、部屋が明るくなりすぎないように調整。
 テレビ	✓ 省エネモードに設定。 ✓ 画面は明るすぎないよう、輝度を下げる。 ✓ 必要な時以外は消す。
 冷蔵庫	✓ 冷蔵庫の設定温度を「強」から「中」に下げ、扉を開ける時間をできるだけ減らし、食品を詰め込みすぎないようにする。 ※食品の傷みにご注意ください。 ✓ 壁との間に適切な間隔を空けて設置する。
 炊飯器	✓ まとめて炊いて、よく冷ましてから冷蔵庫や冷凍庫に保存する。 ✓ 保温時間が長くなると電力の消費量が増え風味も悪化するため、長く保温しない。
 温水洗浄便座	✓ 暖房便座の設定温度は低めにする。 ✓ 使わないときは蓋を閉める。

- 節電に関する情報は、SNSの当社公式アカウント・ページでも発信しています。



北海道電力
公式Twitterアカウント

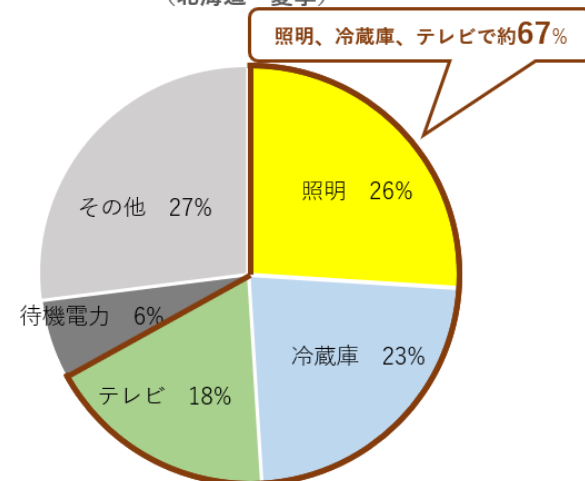


北海道電力
公式Facebookページ

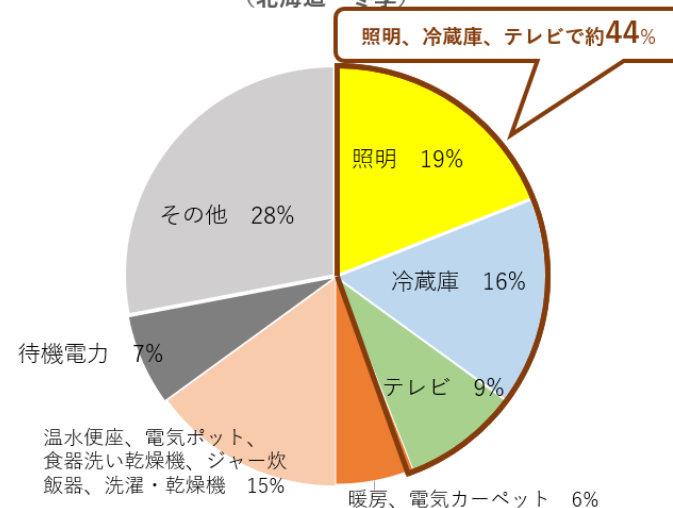


一般的なご家庭における用途別電力消費比率

(北海道・夏季)



(北海道・冬季)



出典：資源エネルギー庁推計

- 当社ホームページでは「アンペアチェック」サービスをご用意しています。
URL https://www.hepco.co.jp/home/contract_change/ampere_check/start.html
- ご家庭で同時にご使用される電気機器の容量と台数を入力することで、お客さまの電気のご使用状況を踏まえた現在のご契約アンペアについて診断します。

【アンペアチェック機器入力】

暖房機器

種類	容量の目安	実際の容量	台数
	ボイラー（暖房） 暖房・給湯一体型のボイラーは同時使用時のワット数（W数）を記入 100W	100 ▾ ワット	0 ▾ 台
	ボイラー（給湯） 100W	100 ▾ ワット	0 ▾ 台
	ハロゲンヒーター 1,200W	2,000 ▾ ワット	1 ▾ 台
	ファンヒーター（ミニタイプ） 500～700W	600 ▾ ワット	0 ▾ 台

【診断結果とアドバイス】

診断結果とアドバイス

現在のご契約アンペア	シミュレーション結果
30 A（アンペア）	20 A（アンペア）
ご契約アンペアは十分余裕があるようです。	

※ これはあくまでシミュレーションの結果です。実際の数値とは異なる場合があります。

ワンポイントアドバイス

シミュレーション結果が、現在の契約アンペアよりも10A以上下回っています。
ご契約アンペアを下げることをご検討されてみてはいかがでしょうか。

(参考) 冬の節電プログラム

55

- 節電に取り組んでいただくお客さまに特典を進呈する節電プログラムを実施し、多数のお客さまに加入いただきました。

	参加特典（参加されたお客さま全員）	節電達成特典（前年同月比▲3%以上達成した月のみ）				対象期間
		12月分	1月分	2月分	3月分	
低圧	国※1 2,000ポイント (1需要場所あたり) 北海道※1 2,000ポイント (1需要場所あたり)	—	国※1 1,000ポイント/月 (1需要場所あたり)			1月分 ～3月分の 電気料金
	—	当社 1,000ポイント/月（抽選500名） (1需要場所あたり)				12月分 ～3月分の 電気料金
高圧 ・ 特別高圧	国※1 20万円 (1法人あたり※2)	—	国※1 2万円/月 (1需要場所あたり)			1月分 ～3月分の 電気料金
	—	当社 削減量（kWh）×5円/月 (1需要場所あたり)				12月分 ～3月分の 電気料金

※1 国や北海道の節電プログラム促進事業にもとづく補助金相当をそのままお客さまへ進呈します。

※2 法人のお客さまの場合は原則として本社所在地が道内にある契約が対象で、1法人に適用されます。

また、法人以外のお客さま（個人など）の場合は1需要場所に適用されます。

補足資料

【補足資料】個別原価算定フロー①

57

(単位：億円)

1. 原価等の算定

総原価	=	営業費	+	事業報酬	-	控除収益
6,260		7,098		323		1,161

2. 6部門整理

水力	火力	原子力	新工ネ等	販売	一般管理費	整理保留原価
228	3,826	544	25	166	687	785

3. 一般管理費の配分 (5部門整理)

+127	+208	+255	+6	+91
水力	火力	原子力	新工ネ等	販売
355	4,035	800	30	257

購入・販売項目の配分

4. 機能別配分

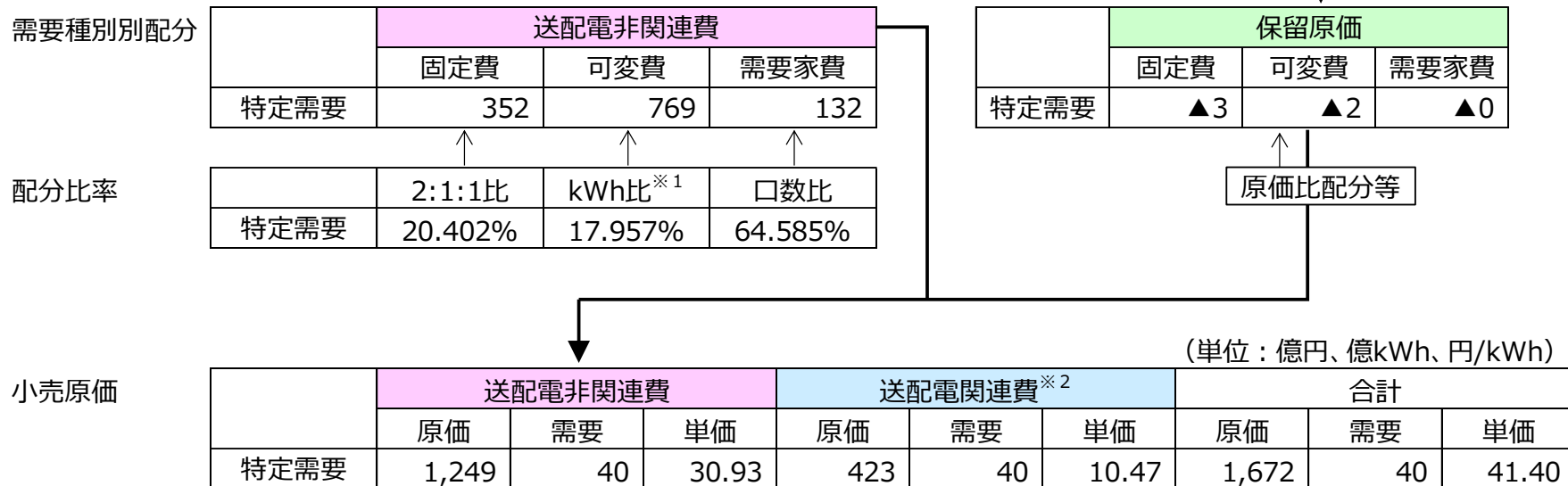
▲124	+603	+0	+366	
総水力	総火力	総原子力	総新工ネ等	給電費
231	4,637	800	396	16
				需要家費
				205
				一般販売費
				36

5. 送配電非関連費 の整理

	送配電非関連費		
	【固定費】	【可変費】	【需要家費】
総水力	263	▲32	-
総火力	626	4,012	-
総原子力	793	7	-
総新工ネ等	30	366	-
給電費	16	0	-
需要家費	-	-	205
合計	1,727	4,353	205

※数値は2023～2025年度の平均です。四捨五入の関係で合計と内訳が一致しない場合があります。

6. 需要種別への配分



※ 1：事業者設定基準により、電源種別別に比率を設定しています。

※ 2：総原価には含まれておりません。