



2022年11月24日

各位

会社名 東北電力株式会社  
代表者名 取締役社長 社長執行役員 樋口 康二郎  
(コード番号 9506 東証プライム)  
問合せ先 グループ戦略部門  
財務戦略・経営管理ユニット  
マネージャー 袴田 訓史  
(TEL. 022-225-2111)

### 小売規制料金の値上げ申請について

当社は、本日、経済産業大臣に小売規制料金値上げの申請をいたしました。

当社は、2013年9月の電気料金改定以降、電力小売全面自由化による販売競争の激化や再生可能エネルギーの普及・拡大などに伴う電力需給構造の変化など、経営環境が激変する中においても、徹底した経営効率化を進め、継続してコスト競争力の強化を図りながら、電力の安定供給に努めてまいりました。

そのような中、当社は、2021年2月および2022年3月に発生した福島県沖を震源とする地震により、火力発電所などにおいて甚大な設備被害に見舞われるとともに、2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻を受け、燃料価格や卸電力取引市場の価格が高騰していることなどから、2022年度の連結決算において、2年連続の純損失となる見通しであり、自己資本比率も東日本大震災直後を下回る水準まで低下する見込みです。

このままでは安定的な燃料調達や、電力設備の更新・修繕などへの投資を十分に行うことができず、電力の安定供給に影響を及ぼしかねない非常に厳しい状況にあります。

こうした状況を踏まえ、当社では、既に自由化部門のお客さまの電気料金について、本年11月以降、「高圧以上の電気料金単価見直し」および「低圧自由料金プランの燃料費調整制度における上限設定の廃止」を実施させていただいておりますが、規制部門のお客さま<sup>\*</sup>の電気料金については、その性質に鑑み、可能な限り現行の水準を維持するよう努めてまいりました。

しかしながら、本年6月以降は、燃料価格が燃料費調整制度の回収上限を超過する水準で推移・拡大し、その超過分を当社が負担する、いわゆる「逆ザヤ」の状態が続いております。

また、電力需給構造の変化により、現行の電気料金収入では固定費の回収を賄いきれない状況も継続しております。これにより、自由化部門および規制部門ごとの部門別収支において、2021年度までは黒字を維持してきた規制部門につきましても、当年度の最終損益が550億円程度の赤字に転落する見通しとなっております。

こうしたことから、当社は、大変苦渋の決断ではありましたが、規制料金について、本日、最大限の経営効率化の実施を前提に、2023年4月1日からの平均32.94%の値上げを申請させていただきました。

当社といたしましては、引き続き徹底した経営効率化に取り組み、お客さまに安定的に電力をお届けするとともに、少しでもお客さまのご負担軽減につながるよう、電気の効率的なご利用方法などのご提案に取り組んでまいります。

※低圧のお客さま全体（約686万口）のうち、規制部門のお客さまは約528万口（77.1%）、自由化部門のお客さまは約157万口（22.9%）。[2022年10月末現在]

以 上

（別紙）規制料金値上げ申請の概要について

# 規制料金値上げ申請の概要について

2022年11月24日  
東北電力株式会社

1. 当社を取り巻く環境	3	4. 原価の内訳（続き）	
・需給構造の変化		・事業報酬	
・環境変化に即応したこれまでの取り組み		【参考】設備投資額の推移	
・福島県沖地震による火力発電所の被災状況		・公租公課	
・燃料価格と卸電力取引市場の高騰		・原子力バックエンド費用	
・足元の事業環境の急変への対応		・その他経費・控除収益	
・燃料調整制度の上限価格超過による収入影響		【参考】普及開発関係費、研究費、寄付金、交際費、団体費の内訳	
【参考】これまでの経営効率化の取り組み		・接続供給託送料	
・収支状況の急速な悪化		【参考】託送供給等約款の見直しについて	
・財務状況の悪化に伴う影響と料金見直しの必要性			
2. 値上げ申請の概要	14	5. 電気料金の設定について	39
・今回申請の対象		【参考】主なご契約メニューの値上げ影響	
・料金原価		【参考】従量電灯Bのご契約アンペアごとの値上げ影響（月額）	
		【参考】国による電気・ガス価格激変緩和対策について	
		【参考】電気・ガス価格激変緩和対策と当社の料金値上げとの関係	
		（イメージ）	
3. 原価算定の概要	17	6. お客さまへのご説明について	45
・原価算定における前提諸元と発電電力量の概要		・お客さまへのお知らせ方法	
【参考】原価算定上の原子力運転計画		【参考】節電や電気料金の節約につながるご提案活動	
【参考】女川原子力発電所2号機の審査および工事の状況について			
・前回改定時との比較			
・経営効率化の概要			
4. 原価の内訳	23		
・人件費		（補足資料）	
【参考】全産業・他公益企業との人件費水準比較		・電気料金改定手続きの概要	
・燃料費		・燃料費調整制度の見直し（全体概要、前提諸元、離島US調整）	
・他社購入電源費		・事業報酬の算定方法（レートベース、事業報酬率）	
・他社販売電源料		・個別原価算定フロー	
・修繕費			
・減価償却費			

当社は、本日、経済産業大臣に小売規制料金の値上げを申請いたしました。

当社は、2013年9月の電気料金改定以降、電力小売全面自由化による販売競争の激化や再生可能エネルギーの普及・拡大などに伴う電力需給構造の変化など、経営環境が激変する中においても、徹底した経営効率化を進め、継続してコスト競争力の強化を図りながら、電力の安定供給に努めてまいりました。

そのような中、2021年2月および2022年3月に発生した福島県沖を震源とする地震により、当社の火力発電所などにおいて甚大な設備被害に見舞われるとともに、2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻を受け、燃料価格や卸電力取引市場の価格が高騰していることなどから、当社は2022年度の連結決算において、2年連続の純損失となる見通しであり、自己資本比率も東日本大震災直後を下回る水準まで低下する見込みです。

このままでは安定的な燃料調達や、電力設備の更新・修繕などへの投資を十分に行うことができず、電力の安定供給に影響を及ぼしかねない非常に厳しい状況にあります。

こうした状況を踏まえ、当社では、既に自由化部門のお客さまの電気料金について、本年11月以降、「高圧以上の電気料金単価見直し」および「低圧自由料金プランの燃料費調整制度における上限設定の廃止」を実施させていただいておりますが、規制部門のお客さまの電気料金については、その性質に鑑み、可能な限り現行の水準を維持するよう努めてまいりました。

しかしながら、本年6月以降は、燃料価格が燃料費調整制度の回収上限を超過する水準で推移・拡大し、その超過分を当社が負担する、いわゆる「逆ザヤ」の状態が続いております。

また、電力需給構造の変化により、現行の電気料金収入では固定費の回収を賄いきれない状況も継続しております。これにより、自由化部門および規制部門ごとの部門別収支において、2021年度までは黒字を維持してきた規制部門につきましても、当年度の最終損益が550億円程度の赤字に転落する見通しとなっております。

こうしたことから、当社は、大変苦渋の決断ではありましたが、規制料金について、本日、最大限の経営効率化の実施を前提に、2023年4月1日からの平均32.94%の値上げを申請させていただきました。

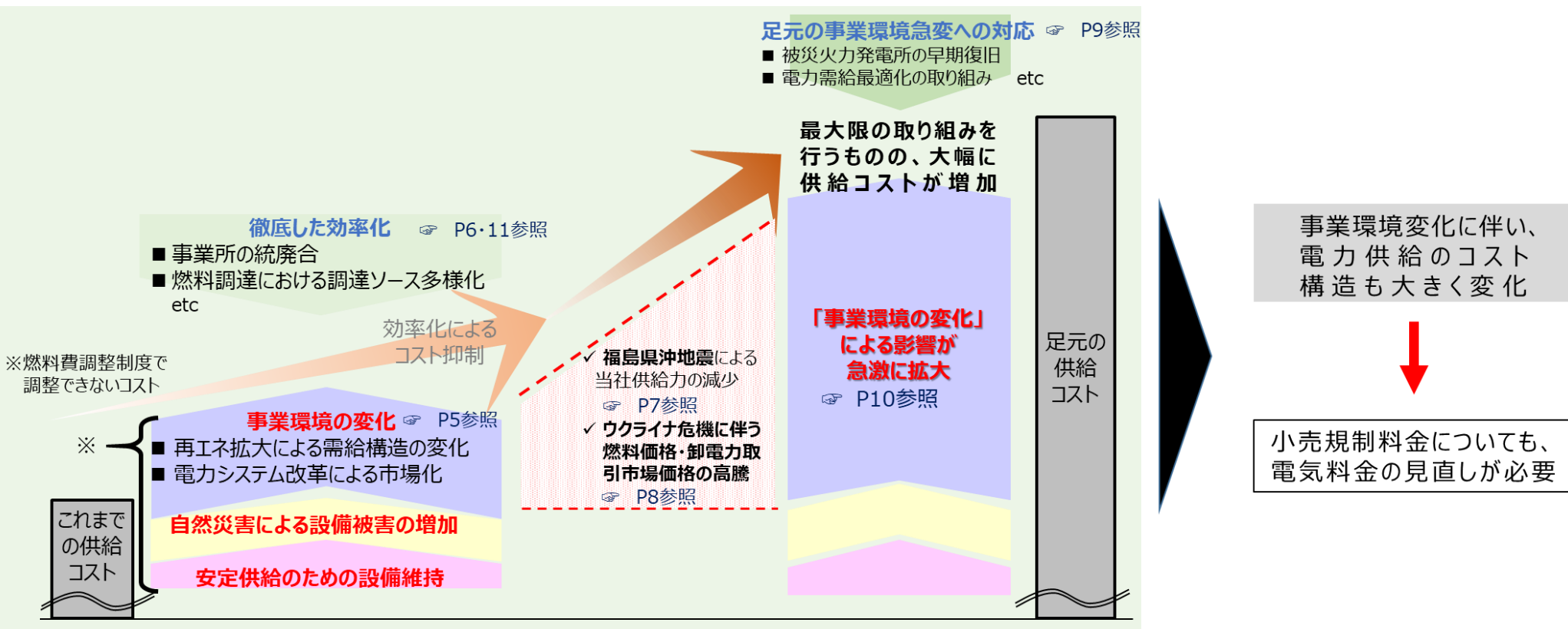
当社といたしましては、引き続き徹底した経営効率化に取り組み、お客さまに安定的に電力をお届けするとともに、少しでもお客さまのご負担軽減につながるよう、電気の効率的なご利用方法などのご提案に取り組んでまいります。

# 1. 当社を取り巻く環境

# 1. 当社を取り巻く環境

- 当社はこれまで、再生可能エネルギー導入拡大による電力需給構造や電力システム改革による市場化の進展などの事業環境が大きく変化する中においても、徹底した経営効率化に取り組み、東北・新潟地域における電力の安定供給に努めてまいりました。
- しかしながら、2021年2月および2022年3月に発生した福島県沖を震源とする地震により、当社の火力発電所などにおいて甚大な設備被害に見舞われるとともに、2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻を受け、燃料価格や卸電力取引市場の価格が高騰していることなどから、当社は2022年度の連結決算において2年連続の純損失となる見通しとなり、自己資本比率も東日本大震災以降最低の水準となる見込みです。このままでは安定的な燃料調達や、電力設備の更新・修繕などへの投資を十分に行うことができず、電力の安定供給に影響を及ぼしかねない非常に厳しい状況にあります。

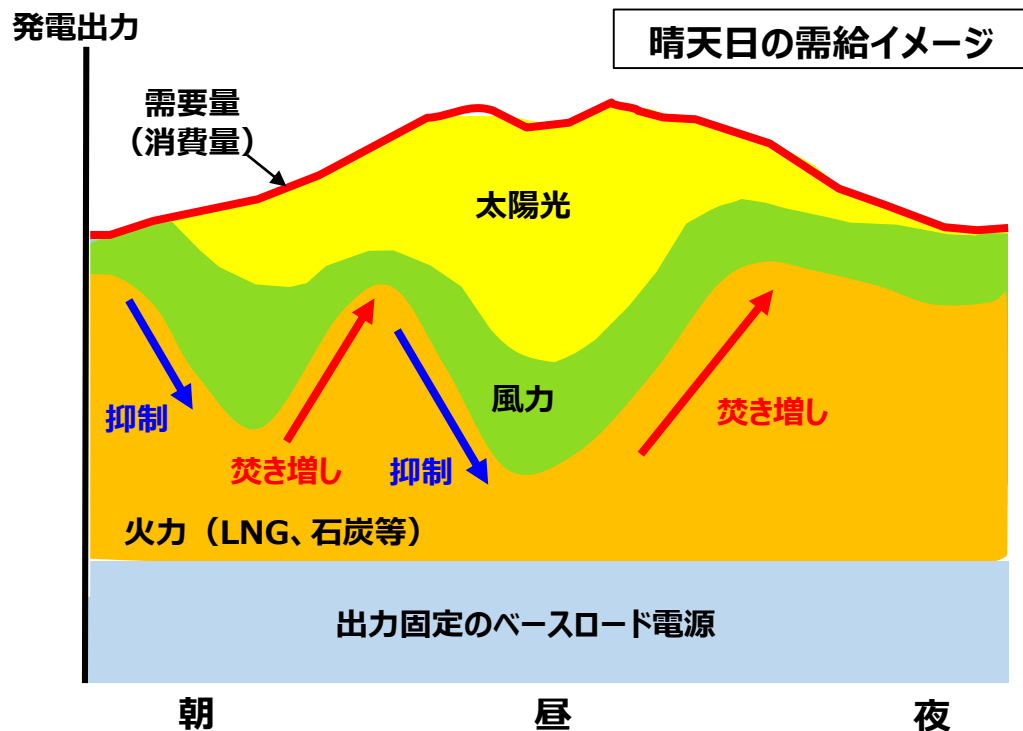
## <事業環境変化と当社電力供給コストの関係>



# 1. 当社を取り巻く環境（需給構造の変化）

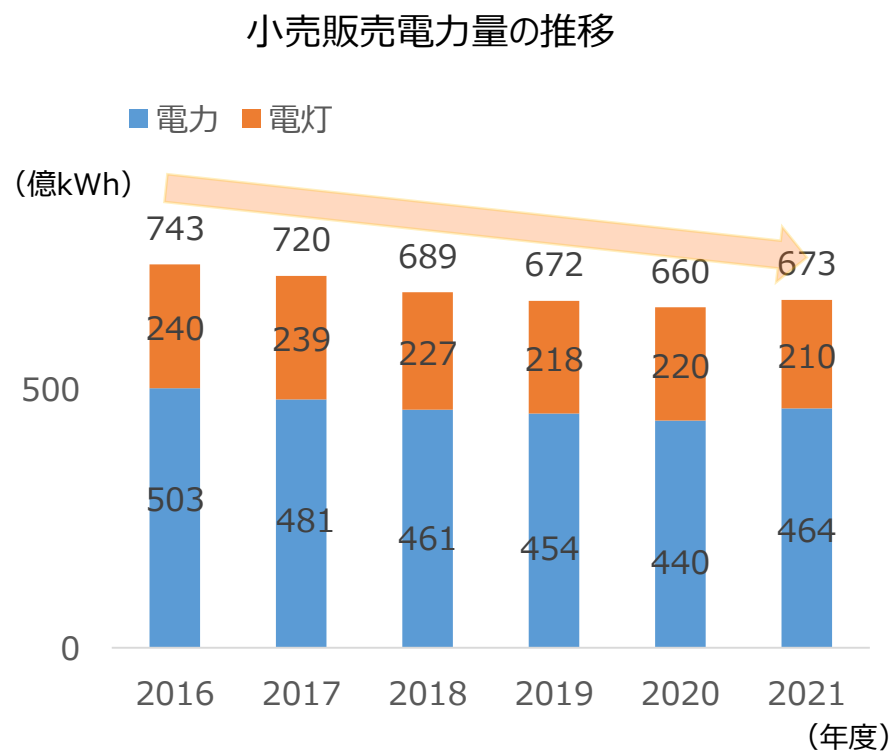
- 東北・新潟地域では、東日本大震災以降、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、火力発電設備の稼働率が低下するなど、需給構造が大きく変化していますが、再生可能エネルギーによる発電量が低下した場合に備え、安定供給を確保するための設備の維持や燃料調達も含めた火力発電の柔軟性・弾力性を確保する必要があります。
- また、東日本大震災以降の省エネや節電意識の高まり、販売競争の進展などにより、当社の小売販売電力量は減少しております。

## 【需給構造の変化】



太陽光や風力等の再生可能エネルギーは発電量の調整ができないため、その発電量に合わせて、火力発電設備の発電抑制、焚き増しを実施し、電力の安定供給を確保しております。

## 【電力需要の動向】





# 1. 当社を取り巻く環境（環境変化に即応したこれまでの取り組み）

- 電力需給構造の変化や販売競争の激化に対応するため、当社は、高効率発電設備の開発推進と経年火力の休廃止により電源構成の最適化を図ることで、電源の競争力強化や再生可能エネルギー導入拡大に伴う需給変動への対応を進め、事業環境に即応しながら、東北・新潟地域における安定供給に努めてまいりました。

## 電源構成最適化に向けた取り組みの進展



〔新仙台3号系列〕



〔能代3号機〕



〔上越1号機〕

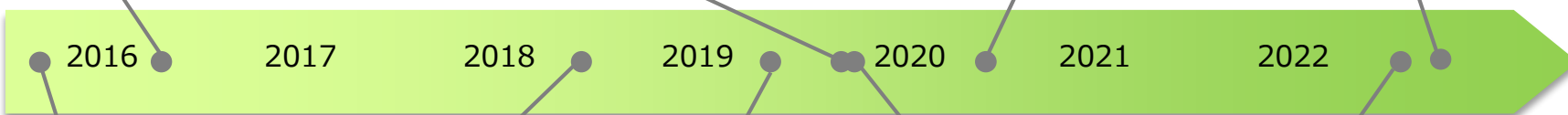
新規電源の  
開 発

2016年7月  
新仙台3号系列(LNG:104.6万kW)  
…熱効率60%以上

2020年3月  
能代3号機(石炭:60万kW)  
…熱効率約46%

2020年11月  
東新潟4-1号系列出力増  
(LNG: 82.6→87.79万kW)

2022年12月営業運転開始予定  
上越1号機(LNG:57.2万kW)  
…熱効率63%以上



環境性や経済効率性に  
優れた電源構成へ

経年火力の  
廃 止

2015年9月  
新仙台1号機廃止  
(重油: 35万kW)

2018年9月  
新潟4号機廃止  
(重原油等: 25万kW)

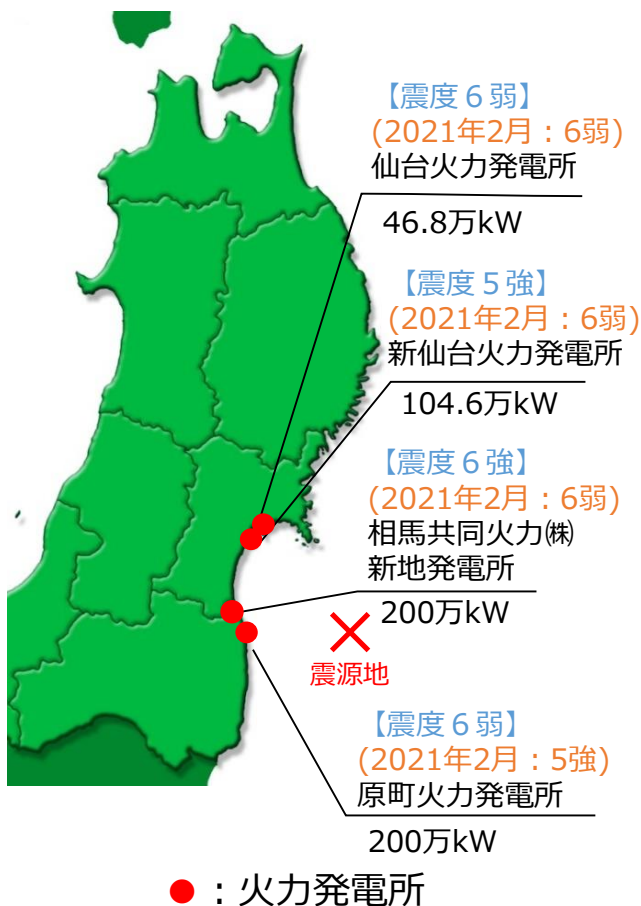
2019年9月  
秋田3号機廃止  
(重原油: 35万kW)

2020年3月  
秋田2号機廃止  
(重原油: 35万kW)

2022年11月予定  
東新潟港1・港2号機廃止  
(LNG: 各35万kW)

# 1. 当社を取り巻く環境（福島県沖地震による火力発電所の被災状況）

- 事業環境の変化に即応した最適な電源構成の追求や徹底した経営効率化に取り組むことで、安定供給に貢献するよう努めてまいりましたが、2年連続して発生した福島県沖を震源とする地震により複数の火力発電所が被災しました。
- 火力発電所の被災により、設備の復旧費用に加え、供給力を確保するため、発電所の停止期間中は代替の電力を卸電力取引市場などから調達するための追加コストが必要となります。



## 【震源地近傍の火力発電所の状況】

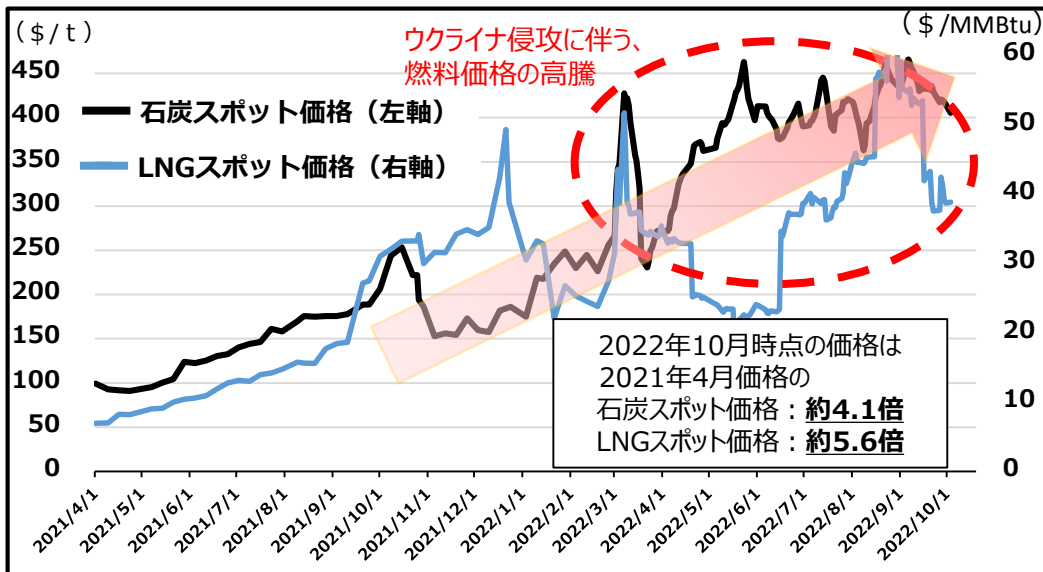
☐ : 現在も停止中の発電所

	発電所	ユニット	2022年3月16日の地震		2021年2月13日の地震	
			地震発生時の状況	復旧時期 (11月24日時点)	地震発生時の状況	復旧時期
東北電力	仙台火力発電所	4号	停止中	11月24日 運転再開	自動停止	2021年 7月5日
		新仙台火力 発電所	3-1号	自動停止	3月25日 運転再開	自動停止
	3-2号		自動停止	3月17日 運転再開	自動停止	2021年 2月14日
	原町火力 発電所	1号	自動停止	5月10日 運転再開	運転継続するも、 翌2月14日に地震 影響による健全性 確認のため停止。	2021年 5月30日
2号		停止中	7月13日 運転再開	2021年 3月29日		
相馬 共同火 力	新地 発電所	1号	自動停止	11月11日 運転再開	自動停止	2021年 9月5日
		2号	停止中	2023年 1月13日 (予定)	自動停止	2021年 12月23日

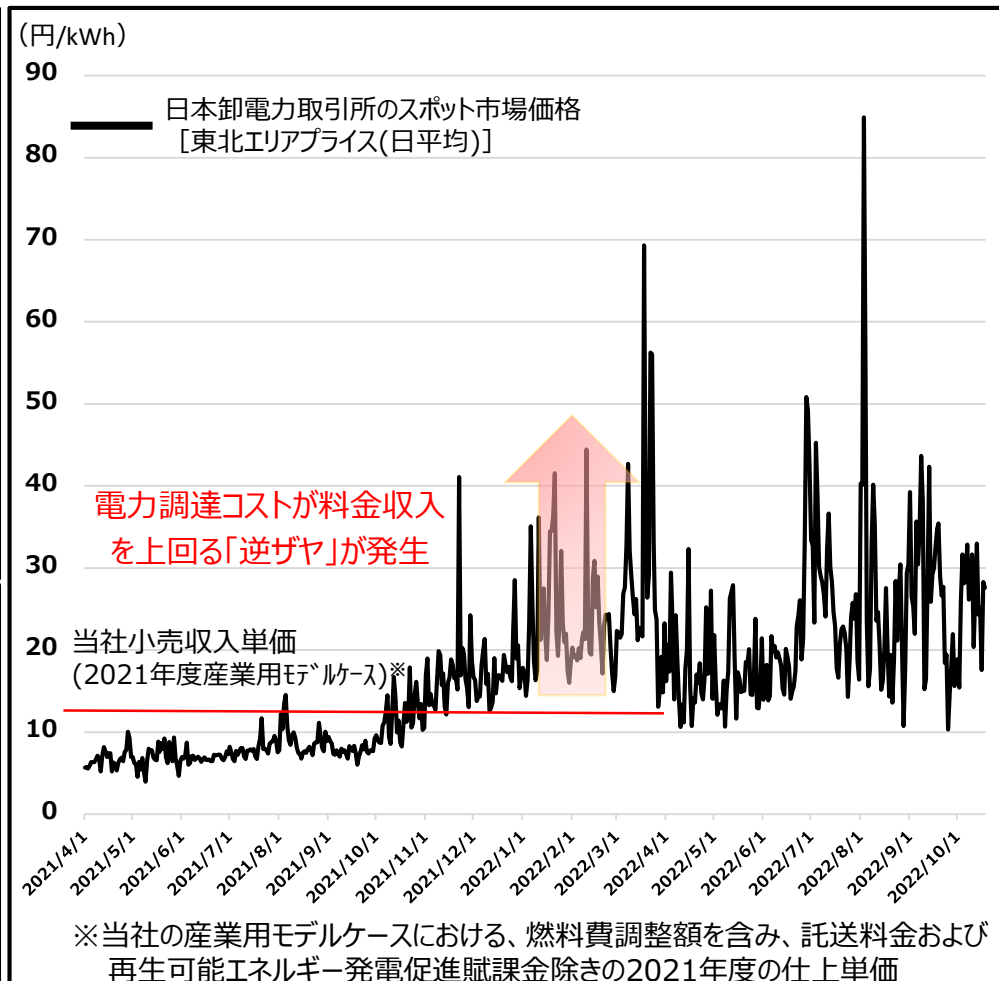
# 1. 当社を取り巻く環境（燃料価格と卸電力取引市場の高騰）

- 福島県沖地震による発電所被災に伴う代替の電力調達が必要な状況が続く中、2022年2月のロシアによるウクライナ侵攻を機とした石炭やLNGなど全ての燃料種の価格高騰、円安の進行、卸電力取引市場の価格（スポット市場価格）の高騰により、燃料費および卸電力取引市場からの電力の調達コストが大幅に増加している状況にあります。

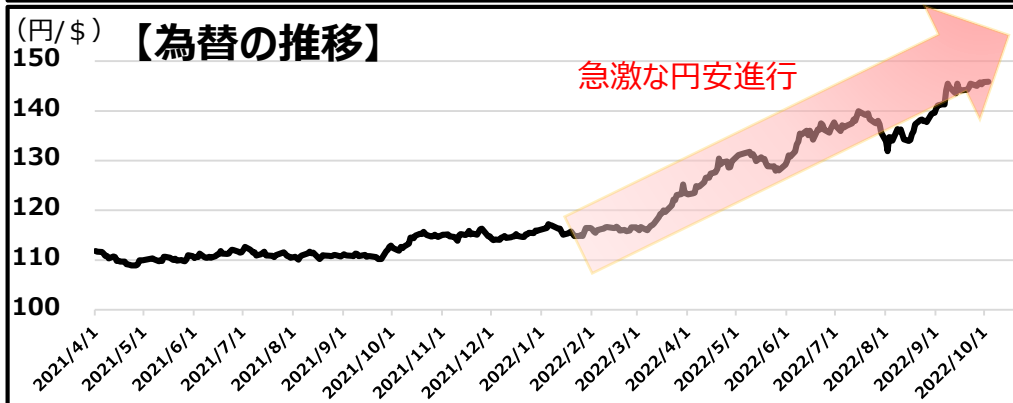
## 【石炭およびLNGの燃料価格推移】



## 【卸電力取引市場（スポット市場）の価格推移】



## 【為替の推移】



# 1. 当社を取り巻く環境（足元の事業環境の急変への対応）

- 当社は、2021年2月と2022年3月に発生した福島県沖地震による発電所の長期停止やロシアによるウクライナ侵攻に伴う燃料価格の高騰など足元の急激な事業環境変化に対応するため、被災火力発電所の早期復旧や需給最適化などに取り組み、燃料費の影響など費用負担の軽減に努めております。
- こうした取り組みにもかかわらず、市場価格の高騰により燃料費や購入電源費は大幅に増加し、当社財務に大きな負担となっております。

## 被災火力発電所の早期復旧

- ✓ 2022年3月の福島県沖地震では太平洋側の火力発電所に大きな設備被害が発生。運転停止期間中は代替電源による電力調達コストが大幅に増加。
- ✓ そうした状況のため、被災発電所の早期復旧に努め、**原町火力 1号機、同 2号機については、2021年2月の地震からの復旧と比較し早期での復旧を実現。**
- ✓ 現在停止中のプラントについても、順調に復旧作業を進めており、今年度中にはすべて運転再開できる見通し。



原町火力発電所

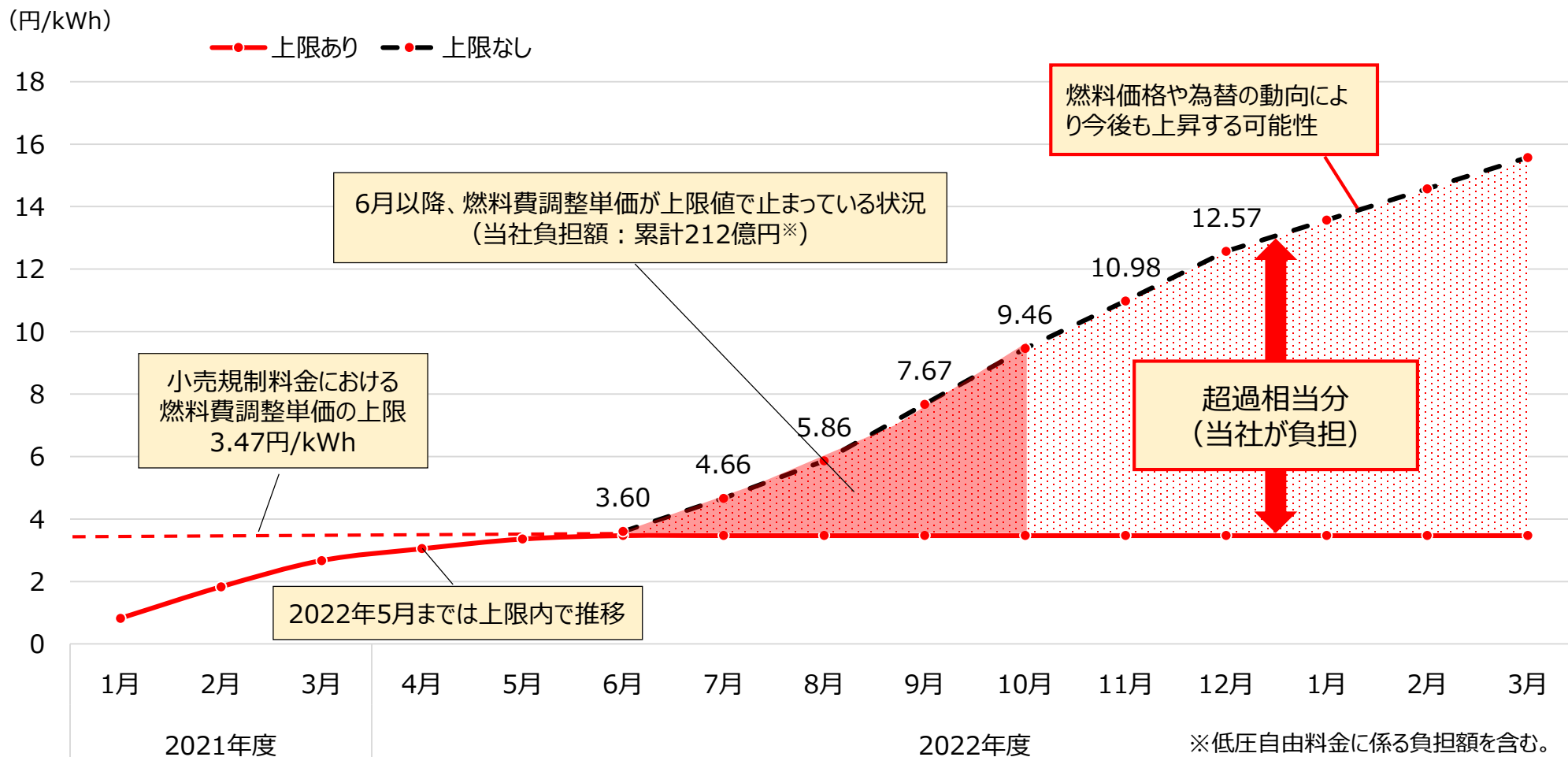
## 燃料価格高騰への対応策

需給最適化の取り組み	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 電力需給状況や燃料価格動向に応じた先物取引や燃料価格リスクヘッジ等を、子会社である「東北電力エナジートレーディング」を活用して実施</li> <li>• 秋田火力 4号機の廃止時期変更（2023年3月⇒2024年7月）</li> </ul>
燃料デリバティブ取引・為替ヘッジ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 燃料調達に係る為替の固定化</li> <li>• 石炭・LNGスポット価格のデリバティブ取引による価格固定化</li> </ul>
調達手法の工夫	<p>【石炭】 価格決定時期の分散化や価格体系の多様化</p> <p>【LNG】 既存契約の増量オプション行使等による長期契約の調達比率向上 複数カーゴの手当てが可能な短期契約による調達</p>



- 世界的な燃料価格の上昇による燃料費・購入電源費などの費用増に加え、収入面において、小売規制料金に適用する平均燃料価格には省令に基づいて上限価格を設定していることから、本年6月に当該上限価格に達して以降超過相当分を当社が負担しており、電力供給コストと収入単価が逆転する、いわゆる「逆ザヤ」の状態が続いております。

## 【燃料費調整単価の推移】



## 【参考】これまでの経営効率化の取り組み

- 当社は、2013年に実施した現行料金の改定時に、総額1,139億円／年の効率化を行う前提で料金値上げをさせていただきました。
- その後も電力の安定供給・安全確保を前提に構造的なコスト低減に最大限取り組んできた結果、2021年度までに613億円／年の深掘りを達成し、1,752億円／年の効率化を達成しております。

### <2021年度の効率化の状況>

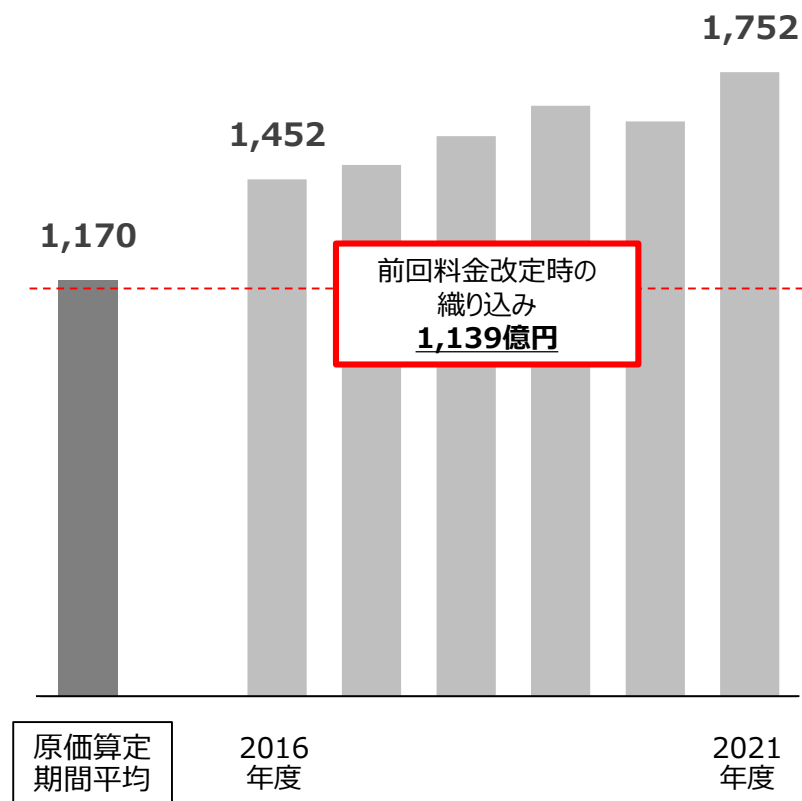
(単位：億円)

項目	2021年度 効率化実績※	[参考] 料金値上げ 認可時に織り込んだ 効率化額	主な取り組み
		原価算定期間 (2013~2015年度 平均)	
人件費	△ 186	△ 403	• 事業所の統廃合やDX施策の推進による業務運営の効率化・生産性向上に向けた取り組み
燃料費 ・購入電源費	△ 805	△ 316	• 調達ソースや価格体系の多様化、AI・IoTなど先端技術の活用など、燃料調達～発電所運用を通じた取り組み
設備投資 関連費用	△ 201	△ 95	• 高効率発電設備の開発推進と経年設備の休廃止による電源設備の最適化、工事仕様・工法の合理化、工事・点検周期の見直し等
修繕費	△ 388	△ 135	
その他経費	△ 173	△ 190	• 外部有識者の知見活用や効率化の目標達成に向け、調達改革委員会を設置し、資材・役務調達改革と調達価格の低減を実施 • 企業グループ再編や遊休資産の活用、社有厚生施設の売却等
合計	△ 1,752	△ 1,139	

※ 上記実績は、東北電力、東北電力ネットワークを合計した実績値

### (参考) 効率化実績額の推移

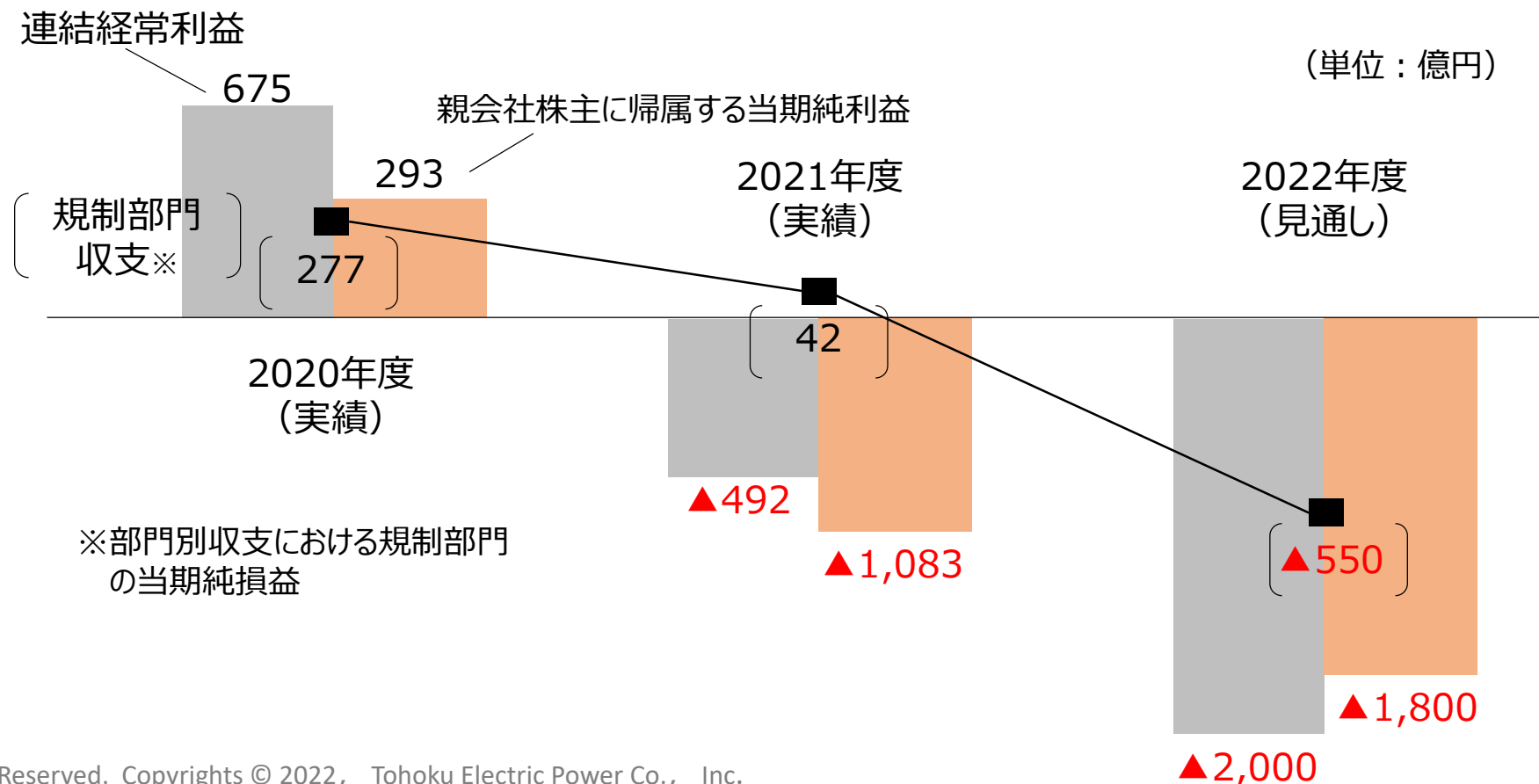
(単位：億円)



# 1. 当社を取り巻く環境（収支状況の急速な悪化）

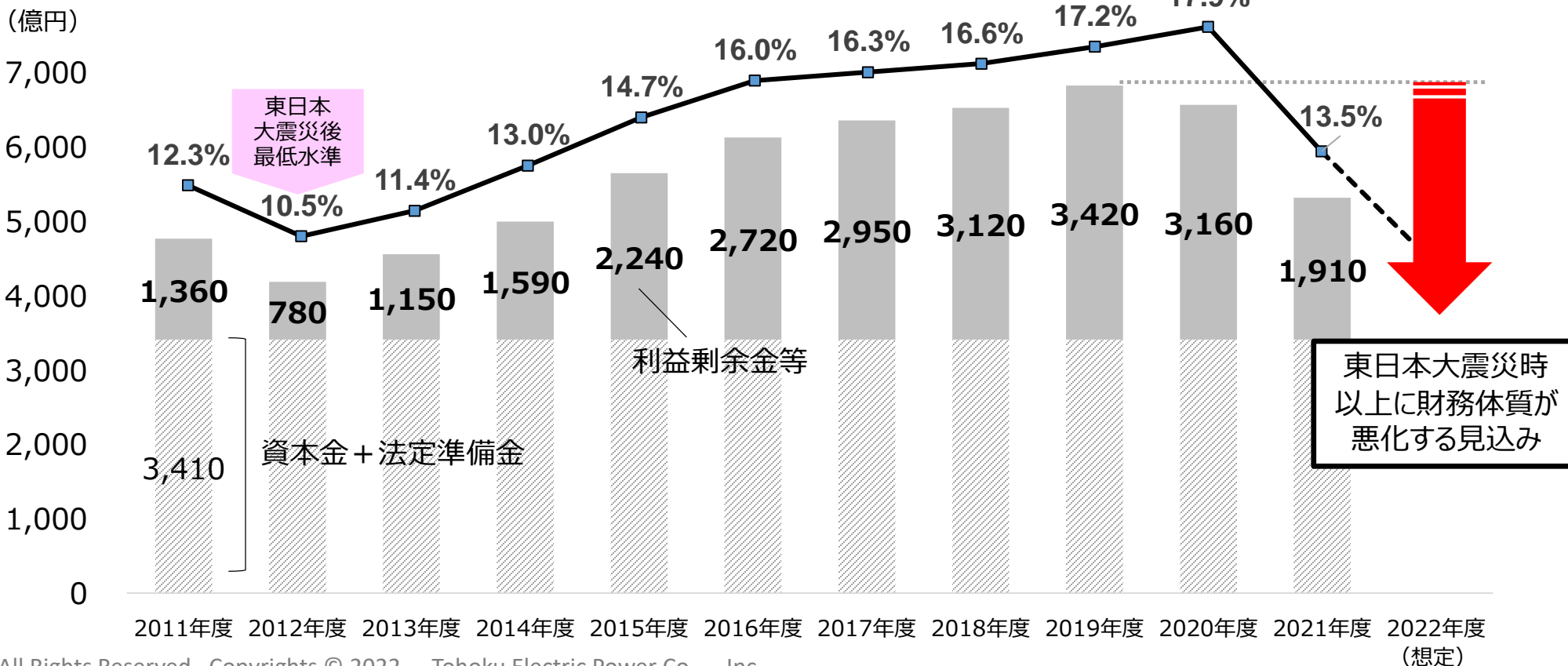
- 当社は、電力の安定供給・安全確保を前提に徹底的な経営効率化を行ってきたものの、2年連続で発生した福島県沖地震や燃料価格・卸電力取引市場価格の高騰影響に伴う電力調達コストの増加や電気料金収入の不足により、連結決算では2021年度以降2期連続赤字の見通しです。
- 規制部門は至近では黒字の実績が続いておりましたが、特に今年度は電力供給コストと収入単価が逆転する「逆ザヤ」の状態が拡大していることなどにより、大幅な赤字の見通しとなっております。

## 【当社の収支の状況】



- 当社収支が急速に悪化する厳しい収支状況において、当社の自己資本は、今年度中には東日本大震災後を下回る水準まで急激に悪化する見込みです。財務体質が悪化し続けた場合、会社の信用力を示す格付けの引下げなどにより資金調達に支障が出ることで、安定的な燃料調達や、電力設備の更新・修繕などへの投資を十分に行うことができず、電力の安定供給に影響を及ぼすおそれがあります。
- そのため、最大限の経営効率化やコスト削減に引き続き取り組んでまいりますが、小売規制料金のお客さまにつきましても、需給構造や環境変化に伴い、電力供給コストが前回改定時から大きく変化しているため、電気料金の見直しを行わせていただくことといたしました。

【自己資本比率・自己資本（個別）の変化】





## 2. 値上げ申請の概要

## 2. 値上げ申請の概要（今回申請の対象）

- 2016年4月の小売全面自由化により、工場やビル等の特別高圧受電および高圧受電のお客さまだけでなく、住宅や商店などの低圧受電のお客さまも電気の契約先を選択できるようになっています。
- 一方、経過措置として、従量電灯など従来型の料金メニューも規制部門として併存しており、今回の値上げ申請は、規制部門の小売料金を対象としております。

### <電気料金の構造と今回申請の対象>

	低 圧		高圧以上
	規制部門	自由化部門	
小売料金	今回対象	2022年11月燃調上限設定廃止 [2022年7月公表]	2022年11月標準メニュー値上げ [2022年7月公表、2022年9月受付停止]
	燃料費調整制度		
託送料金	新たな託送料金制度（レベニューキャップ）に基づく「収入見直し」等の審査中 (2023.4託送料金見直し予定)		
再生可能エネルギー発電促進賦課金	毎年3月に、経済産業大臣が再生可能エネルギー発電促進賦課金の単価を決定する		

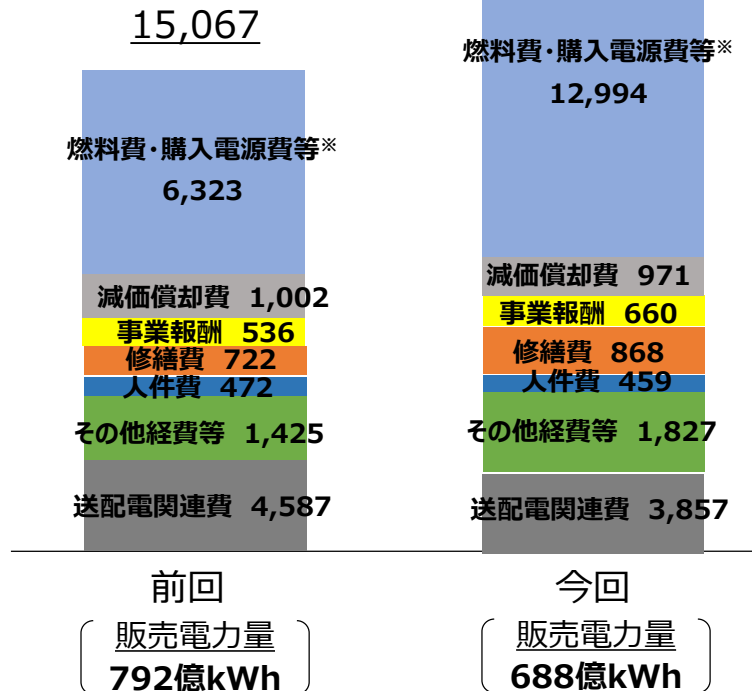
## 2. 値上げ申請の概要（料金原価）

- 「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、「料金算定規則」）」および「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金審査要領（以下、「審査要領」）」に基づき、2023年度から2025年度までの3年間で、「原価算定期間」として算定した規制部門における小売料金対象原価は、最大限の効率化を織り込んだものの3,494億円となる見込みです。
- 一方で、現行の料金水準を継続する場合の収入は2,628億円を見込んでおり、規制部門の料金については32.94%の値上げ申請を行うことといたしました。

### 総原価（注）

注）送配電関連費を含む

21,636（単位：億円）



### 小売規制料金の対象原価

値上げ幅  
32.94%

2,628  
億円

3,494  
億円

前回改定料金に  
基づく想定収入※

今回申請

※今回前提諸元となっている燃料価格・販売電力量水準で、現行料金を継続した場合の今回原価算定期間における年平均収入

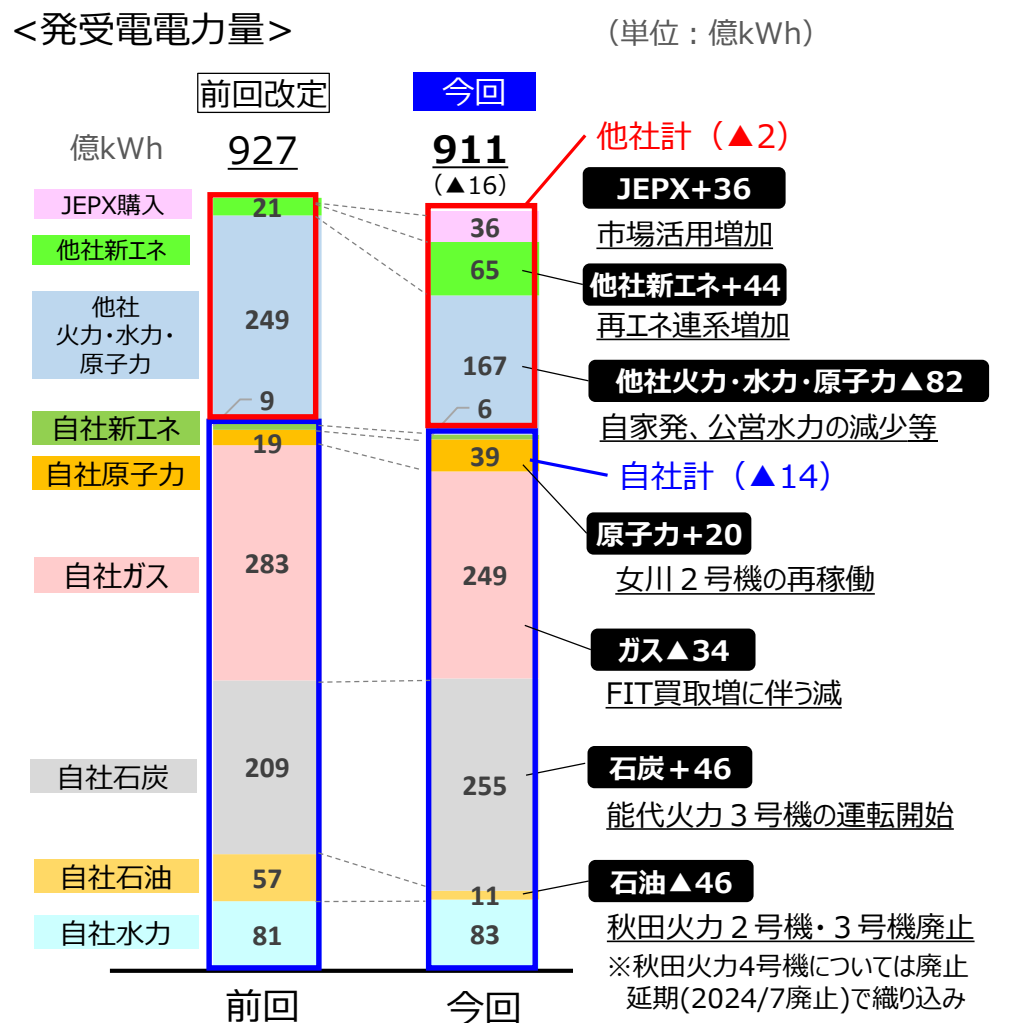
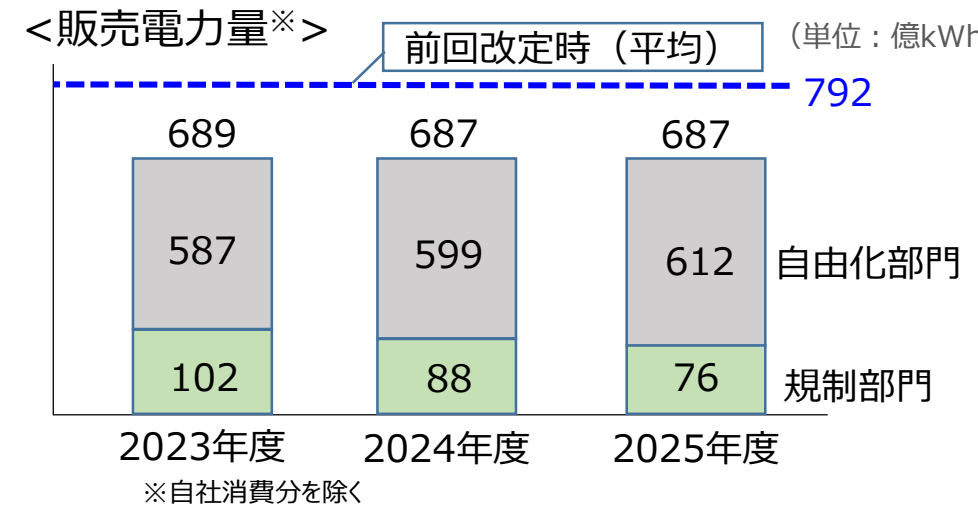
注）再生可能エネルギー発電促進賦課金および消費税等相当額は含みません。販売電力量は自社消費分を除いております。

※ 燃料費、購入電源費、控除収益を含んでおります

## 3. 原価算定の概要

### 3. 原価算定の概要（原価算定における前提諸元と発電電力量の概要）

- 今回の料金原価算定の前提諸元については、前回改定時と比較し、小売全面自由化や省エネの影響により販売電力量が100億kWh以上減少する一方、燃料価格・卸電力取引市場価格は至近の高止まりを反映し大きく上昇しています。
- 供給力については、前回改定と比較して、需給構造の変化に伴い、FIT買取制度による再エネの受電量や能代火力3号機新設による石炭火力の発電電力量が大幅に増加している一方、石油火力やガス火力については減少となっております。

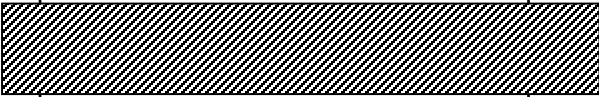
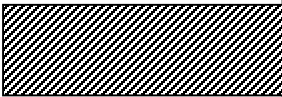


<主な諸元>

		前回改定	今回申請
為替レート	円/ドル	80	137
原油CIF	ドル/b	114	113
LNG価格	ドル/t	806	1,042
石炭価格	ドル/t	122	379
市場価格	円/kWh	14	35

- 当社の原子力ユニットについては、供給計画において稼働状況をすべて「未定」としていることから、原則としていずれのユニットも原価算定期間中の運転を織り込まないこととなりますが、女川2号機については適合性審査に関する原子炉設置変更許可ならびに工事計画認可を受けていることなどの状況を踏まえ、今回の原価算定にあたっては2024年2月に再稼働するものとして運転計画を織り込んでいます。
- これにより、燃料費等の削減を通じ、値上げ幅の一部抑制（今回申請した料金の燃料費水準で評価すると、年間で1,000億円程度、規制部門の改定率にして5%程度の料金原価を圧縮する効果）につながります。

### 【原子力運転計画】

ユニット名	2023年度 設備利用率※1.0%	2024年度 設備利用率※29.5%	2025年度 設備利用率※19.8%
女川2号機		 2024年2月再稼働	定期点検 
女川3号機	原価算定期間中の運転は織り込んでいない (原価上、必要な維持投資費用のみ計上)		
東通1号機			

 は運転中の期間。 ※設備利用率は上記3基合計の発電可能量に対する発電電力量の割合

注) なお、他社原子力発電からの受電について、原価算定期間中の運転は織り込んでおりません（原価上、受給契約に基づく費用を計上）。  
 <対象ユニット> 東京電力HD（株）：柏崎刈羽発電所1号機、日本原子力発電（株）：東海第二発電所

## 【参考】女川原子力発電所 2 号機の審査および工事の状況について

- 女川 2 号機については、新規制基準適合性審査において、安全対策工事を進めるために必要となる許認可を既に取得しており、2023年11月の工事完了を目指しております。
- 工事の状況としては、原子炉格納容器圧力逃がし装置（フィルタベント系）設置工事や防潮堤のかさ上げ工事に加え、工事計画認可の審査を踏まえた追加工事等を実施しており、計画どおり進捗しております。
- 今後とも、原子力規制委員会の審査に対し丁寧にご説明するとともに、安全確保を最優先に安全対策工事を計画通りに完了させ、地域の皆さまのご理解をいただきながら、2024年2月に予定している再稼働に向け、着実に準備を進めてまいります。

### 新規制基準適合性審査の状況

- 安全対策工事を進めるにあたって必要となる許認可（原子炉設置変更許可および工事計画認可）については、既に取得済みです。
- 現在は、保安規定変更認可について補正申請を行っており、保安規定の認可に向け対応を進めております。



### 安全対策工事の進捗状況

- 安全対策工事の内容は多岐にわたりますが、フィルタベント系の設置については、既に容器を設置済みであり、今後は既設配管との接続工事を実施いたします。
- 防潮堤については、引き続きかさ上げ工事を進めております。

### 安全対策工事費

- 2021年12月の工事計画認可により、設備の詳細設計が確定。安全対策工事費の精査を進めた結果、発電所全体の安全性を確保するために必要な共用施設に関わる安全対策工事費を含めて、5,700億円程度と評価しております。



フィルタベント系設置工事



防潮堤かさ上げ工事



### 3. 原価算定の概要（前回改定時との比較）

- 2023～2025年度の原価算定期間平均の総原価（送配電関連費を含む）は、最大限の効率化を織り込んだものの、市場価格の高騰に伴い、燃料費および購入電源費が大幅に増加したことなどにより、前回改定原価（2013年度）と比較して、6,569億円増加いたしました。

#### <総原価の内訳>

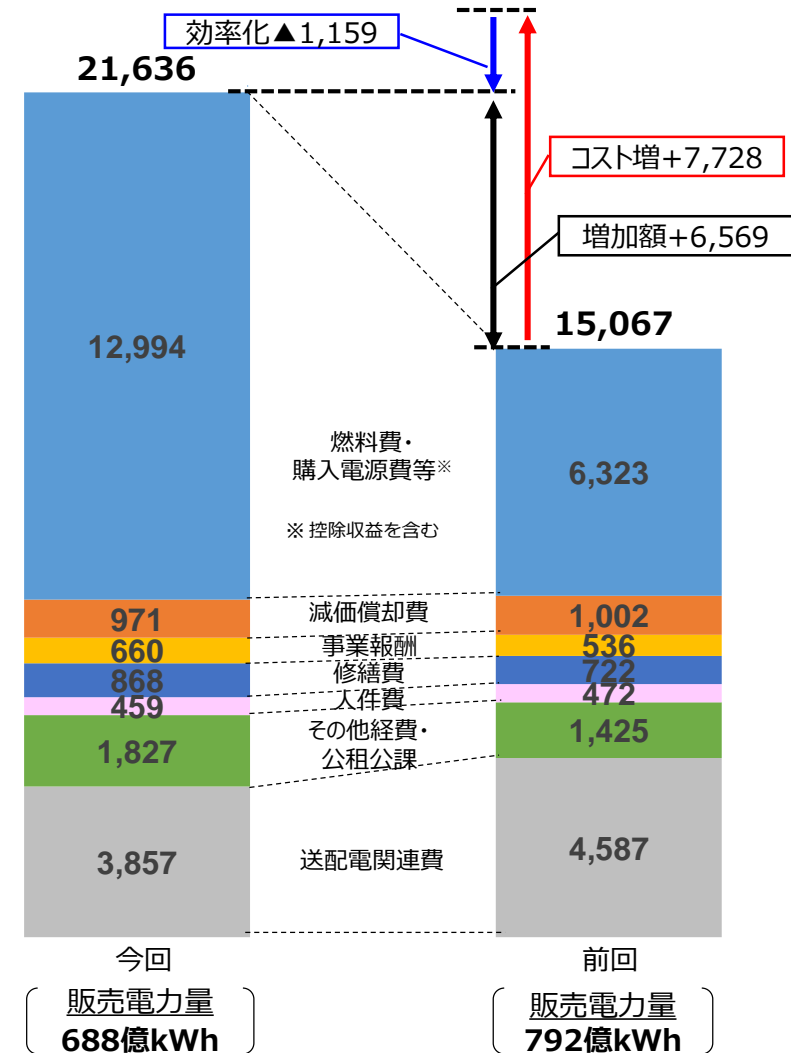
（単位：億円）

	今回 (2023～2025) A		前回 (2013～2015) B	差 A-B
	構成比			
人件費	459	2.1%	472	▲13
燃料費	11,299	52.2%	4,938	6,360
修繕費	868	4.0%	722	145
減価償却費	971	4.5%	1,002	▲31
事業報酬	660	3.1%	536	124
購入電源費	8,963	41.4%	3,540	5,423
公租公課	481	2.2%	363	117
その他経費※2	1,346	6.2%	1,062	284
控除収益	▲7,267	▲33.6%	▲2,155	▲5,112
総原価	17,779	-	10,480※1	7,299
送配電関連費	3,857	17.8%	4,587	▲730
送配電関連費を含む総原価	21,636	100%	15,067	6,569

※1 前回改定時における総原価から送配電関連費を除いたもの

※2 原子力バックエンド費用などを含む

#### <送配電関連費を含む総原価の今回-前回の比較>





### 3. 原価算定の概要（経営効率化の概要）

- 当社はこれまで前回改定時に料金原価に織り込んだ1,139億円／年の効率化を達成してまいりました。
- 今回の申請にあたっては、前回改定に織り込んだ効率化額のほか、すでに着手している取り組み（効率化額：848億円／年）に加え、さらに311億円／年の深掘りを今後の取り組みとして織り込むことで、お客さまの電気料金負担軽減に努めております。

#### 経営効率化の概要

#### 今後の取り組み

▲ 311億円

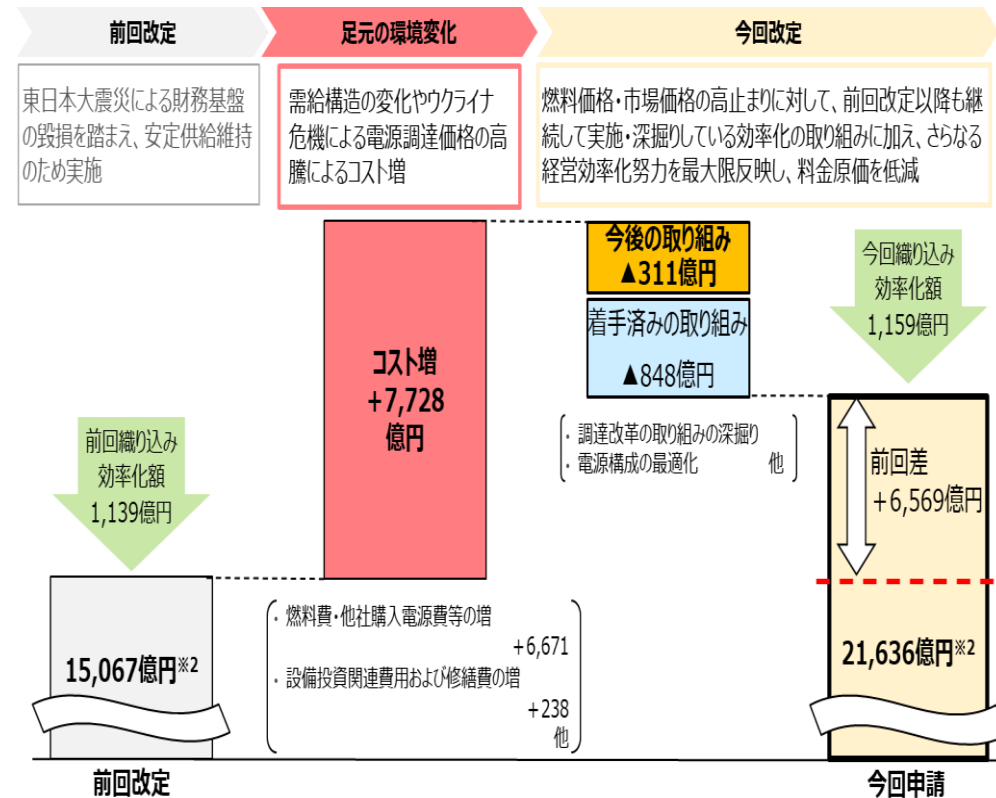
(内訳)

(単位：億円)

	今回申請における効率化織り込み		今後の主な取り組み内容
	今後の取り組み	着手済みの取り組み	
人件費	▲ 20	※1	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員数の削減 [15]</li> <li>退職給与金の削減 [5]</li> </ul>
燃料費・購入電源費	▲ 239	▲ 489	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源競争力強化の取り組みによる熱効率の向上 [130]</li> <li>低品位炭の調達拡大 [45]</li> <li>LNG契約方法の多様化（長期・短期・スポット） [33]</li> </ul>
設備投資関連費用	▲ 8	▲ 106	<ul style="list-style-type: none"> <li>競争発注拡大等による、調達価格低減の深掘り [3]</li> <li>情報システムの企業グループ一元管理の推進 [0.2]</li> </ul>
修繕費	▲ 30	▲ 253	<ul style="list-style-type: none"> <li>火力発電所の定検長周期化 [7]</li> </ul>
その他経費	▲ 14	※1	<ul style="list-style-type: none"> <li>競争発注拡大等による、調達価格低減の深掘り [14]</li> </ul>
合計	▲ 311	▲ 848	

※1審査要領に則り、今回申請に計上

#### <総原価※2と効率化の関係>



※2 送配電関連費を含む総原価

## 4. 原価の内訳

## 4. 原価の内訳（人件費）

- 人件費は、社員人員数の減による給料手当の減、退職給与金の自主カットによる計上費用の削減等により、前回改定原価に比べ、13億円減少しております。

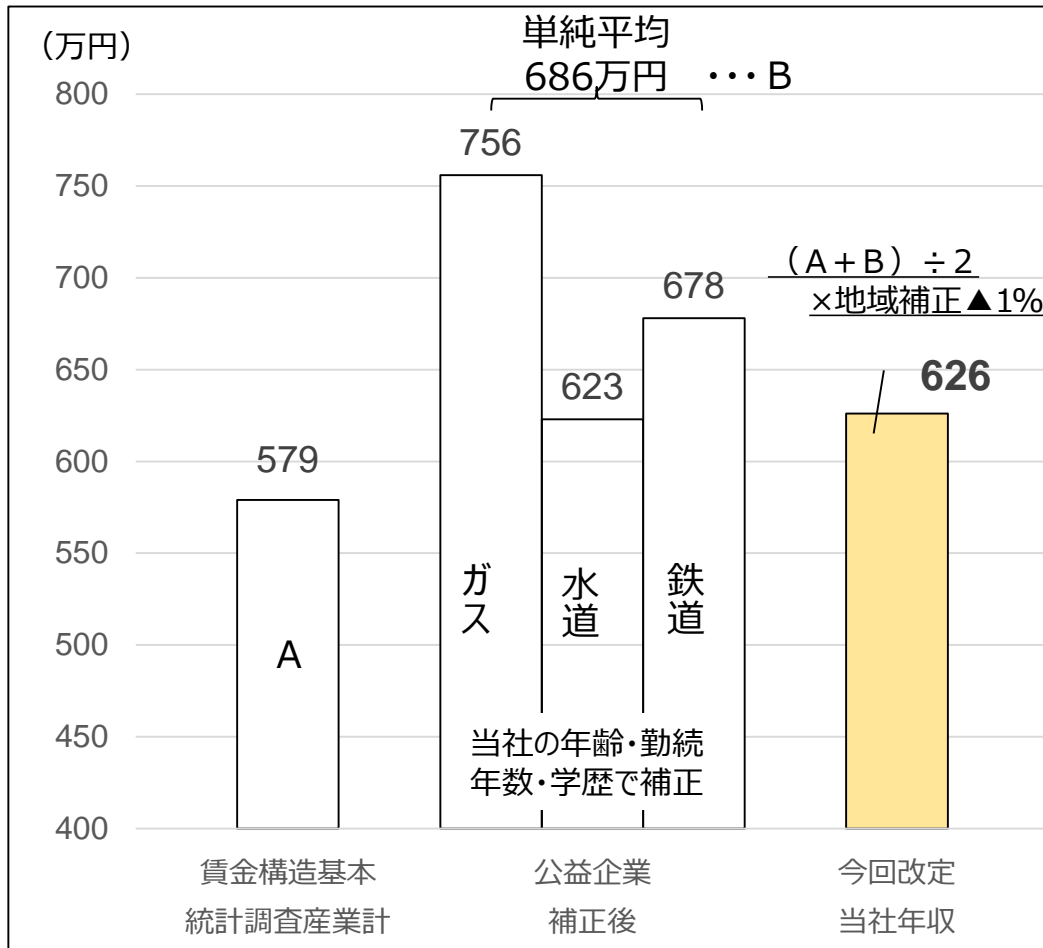
（単位：億円）

	今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	備考
役員給与	3	1	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>国家公務員指定職の給与水準の変動に伴う増</li> <li>社外取締役の増</li> </ul>
給料手当	329	331	▲2	<ul style="list-style-type: none"> <li>社員人員数の減</li> </ul>
給料手当振替額	▲2	▲2	1	
退職給与金	51	65	▲14	<ul style="list-style-type: none"> <li>1,000人以上の企業平均値までの自主カットによる計上費用の減</li> </ul>
厚生費	65	67	▲2	<ul style="list-style-type: none"> <li>給料手当の減に伴う法定厚生費の減</li> </ul>
雑給	13	10	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>受入出向者人数の増</li> </ul>
合計	459	472	▲13	

<参考> 経費対象人員（人）	5,184	5,297	▲113	<ul style="list-style-type: none"> <li>業務効率化・採用数抑制による減</li> </ul>
-------------------	-------	-------	------	---

## 【参考】全産業・他公益企業との人件費水準比較

- 従業員 1 人あたり年収は、審査要領に記載のルールに基づくとともに、前回改定において認められた方法（公益企業は当社の年齢・勤続年数・学歴による補正を実施等）によって算定しております。
- 具体的には、全産業（正社員）の平均値（579万円）と、補正後の公益企業3業種の平均値（686万円）の単純平均632万円に、物価水準の差（▲1%）を加味した地域補正を行い、626万円としております。



### ○審査要領

- 厚労省の「賃金構造基本統計調査」における**常用労働者1,000人以上の企業平均**が基本。
- 公益企業（ガス・水道・鉄道）の平均値とも比較**し査定。
- 地域間の賃金水準の差については、**地域の物価水準を踏まえ、消費者物価指数**、人事院の「国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別民間給与との較差」、厚労省の「賃金基本統計調査」等を参考に判断。

### ○地域補正

- 消費者物価地域差指数▲1%を反映。

### ○統計値の補正

- 「公益3業種」については、同種同等比較の観点から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。

## 4. 原価の内訳（燃料費）

- 燃料費は、燃料価格の高騰により1兆1,299億円（前回は+6,360億円）となっております（発電電力量ベースでは前回は▲15億kWh）。
- 前回は+6,360億円のうち、単価差影響が+7,298億円、発電電力量の減少影響が▲938億円となっております。

### <燃料費の内訳>

（単位：億円）

	今回	前回	差
石油	413	914	▲501
ガス	5,788	3,089	+2,699
石炭	5,025	864	+4,161
原子力	23	12	+11
新エネ	50	60	▲10
合計	<b>11,299</b>	4,938	+6,360

### ①単価差

	今回	前回	差	×	①A	=	差額
石油	37.6	18.7	+18.9				+208
ガス	22.5	10.4	+12.1				+3,105
石炭	18.6	3.9	+14.7				+3,974
原子力	0.6	0.5	+0.1				+2
新エネ	7.1	6.0	+1.1				+8
計							<b>+7,298</b>

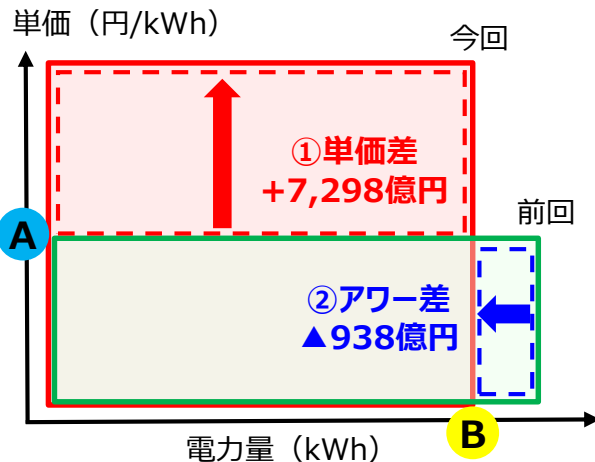
←為替影響

←LNG価格高騰

←石炭価格高騰

※ 単価は料金算定規則に則り、直近3ヵ月分の貿易統計価格等に基づき算定。

### <今回前回差の内訳>



### ②アワー差

	今回	前回	差	×	②A	=	差額
石油	11	49	▲38				▲709
ガス	257	296	▲39				▲407
石炭	270	222	48				187
原子力	40	23	17				9
新エネ	7	10	▲3				▲18
計	585	600	▲15				<b>▲938</b>

←秋田火力廃止

←再エネFITの増による減少

←能代3号機の運転開始

## 4. 原価の内訳（他社購入電源費）

- 他社購入電源費は、取引単価の高騰により、8,963億円（前回比+5,423億円）となっております。
- 主な要因は、市場取引の量の増加や価格の高騰、新エネ購入量の増加、燃料高騰に伴う火力購入費用の増加です。

総額			持株	NW	(内訳)			(単位：億円)
今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B		今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	主な差異理由	
地帯間 購入	-	▲1,343	系統運用	-	1,087	▲1,087	NW分社化に伴い託送原価に整理	
			原子力	-	254	▲254	他社購入の原子力に科目変更 (福島第二・柏崎刈羽)	
			その他	-	2	▲2	他電力管内送電料	
他社 購入	8,963	2,198	+6,765	水力	245	307	▲62	公営水力からの購入量減少
				火力	3,294	1,621	+1,673	燃料高騰に伴う購入単価上昇
				原子力	278	87 (341※)	+191 (▲63)	地帯間購入からの科目変更による増 (他社原子力からの受電量差による減)
				新エネ	2,219	165	+2,054	新エネ電源拡大に伴う購入量増加
				市場取引	2,923	18	+2,905	取引量増加および単価上昇による増加
				その他	5	-	+5	デマンドレスポンスの新規計上、 託送料からの科目変更
				計	8,963	3,540	+5,423	8,963

※前回の地帯間購入の原子力と他社購入の原子力の合計

# 4. 原価の内訳（他社販売電源料）

- 他社販売電源料は、取引単価の高騰により、7,107億円（前回は+5,042億円）となっております。
- 主な要因は、域内外卸や市場取引の取引量の増加および価格の高騰です。

総額			持株	NW	(内訳)			(単位：億円)
今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	主な差異理由		
地帯間 販売	-	▲2,020	系統運用	-	1,061	▲1,061	NW分社化に伴い託送原価に整理	
			火力	-	542	▲542	他社販売に科目変更（原町）	
			原子力	-	397	▲397	他社販売に科目変更（女川3・東通1）	
			その他	-	20	▲20	他社販売のその他（水力）に科目変更	
他社 販売	7,107	45	+7,062	火力	1,524	-	+1,524	地帯間販売から科目変更、販売単価の上昇
				原子力	329	-	+329	地帯間販売からの科目変更による増加
				域内外卸	2,259	-	+2,259	卸入札による販売量増加
				市場取引※2	2,262	15	+2,247	女川2再稼働等による販売量増加
				常時BU	693	30	+663	単価・量の増加
				その他	40	-	+40	需給調整市場分、水力（黒又川）、FIT売電等
計	7,107	2,065	+5,042	7,107	2,065	+5,042		

※1 前回の地帯間販売の原子力と他社購入の原子力の合計  
 ※2 市場取引はベースロード市場を包含する  
 注) 非化石価値市場は原価外

## 4. 原価の内訳（修繕費）

- 修繕費の原価算定にあたっては、安定供給の維持に必要な工事を計上する一方で、競争発注拡大等による資材調達価格の低減などの効率化を図るものの、女川2号機再稼働に伴う起動前修繕費の増加などから前回改定原価を上回るレベルとなりました。
- 修繕費率（帳簿原価に対する修繕費の比率）は、特殊要因である女川2号機の起動前修繕費を除いた場合1.75%となり、審査要領に記載のメルクマール（過去の修繕費率）と比較しても下回っております。

（単位：億円）

		今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B
水	力	145	108	37
火	力	398	406	▲8
原	子	299	173	126
新	工	16	15	1
業	務	9	20	▲11
合	計	868	722	145

【主な増加要因】

- 水力発電設備の高経年化による修繕費および浚渫工事の増（カーボンニュートラル実現等に向けた水資源の有効利用）
- 女川2号機再稼働に伴う起動前修繕費および定期点検費用の増 など

【主な効率化の概要】

- 競争拡大等による発注価格の削減
- 工事仕様・工法の合理化、工事・点検周期の見直し など

【メルクマール修繕費率との比較】

（単位：億円）

	今 回 A	直近5カ年※ B
平均修繕費（a）	868	692
女川2号機起動前修繕費（b）	83	-
差引修繕費（c）=（a-b）	785	692
平均帳簿原価（d）	44,816	39,371
修繕費率（c/d）	1.75%	1.76%

※2016~2020年度実績の平均値

【直近5カ年を2016~2020年実績の平均とする理由】

- 2021年度は、2021年2月に発生した福島県沖地震で被災した電源復旧中であり、自社供給力の確保のため、既に計画していた原町2号機の定期点検について実施時期の繰り延べ等を実施。
- その結果、2021年度の火力修繕費が極端に低くなったことから、メルクマール修繕費率は2016~2020年度の直近5カ年を基に算定。



## 4. 原価の内訳（減価償却費）

- 減価償却費については、2021年度より減価償却方法を定率法から定額法に変更したこと等により、全体としては31億円の減少となっております。
- なお、設備別で見た場合には、原子力設備においては女川2号機の安全対策工事、業務設備においては2020年4月の送配電分社化時に実施したシステム改修の影響等により前回改定原価を上回るレベルとなりました。

### 今回原価と前回原価の比較

（単位：億円）

	今回				前回 (2013～ 2015) B	差 A-B
	2023 年度	2024 年度	2025 年度	3年平均 A		
水力	76	86	93	85	108	▲23
火力	445	399	395	413	464	▲51
原子力	235	478	477	397	367	29
新工ネ	6	8	9	8	13	▲5
業務	71	73	62	69	50	19
合計	834	1,045	1,036	971	1,002	▲31

### 主な電源の運転開始時期

設備	種別	出力 (万 kW)	運転開始 年月
能代3号機	石炭	60.0	2020.3
上越1号機	LNG	57.2	2022.12
女川2号機※	原子力	82.5	2024.2

※女川2号機については供給計画上の稼働は「未定」としているが  
今回の原価算定では上表のとおり運転を織り込んでいる

### 主な電源の廃止時期

設備	種別	出力 (万 kW)	廃止年月
秋田2号機	石油	35.0	2020.3
東新潟 港1・2号機	LNG	各35.0	2022.11
秋田4号機	石油	60.0	2024.7

## 4. 原価の内訳（事業報酬）

- 電気を安全・安定的にお届けするためには、事業運営に必要な資金を円滑に調達する必要がありますが、この資金調達コストに相当する「事業報酬」については、料金算定規則により、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ます。
- レートベースについては、原子力安全対策工事等により特定固定資産および建設中の資産の増加があることに加え、燃料費等の増加により運転資本が増加したことから、前回改定原価と比較して、5,463億円の増加となっております。
- 事業報酬率については、料金算定規則に則り計算し2.8%となっております。
- この結果、事業報酬は、前回改定原価と比較して124億円増加の660億円となっております。

（単位：億円）

		今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	備考
特定固定資産		27,035	24,058	2,977	原子力安全対策工事等の増
建設中の資産		1,464	972	492	原子力安全対策工事等の増
使用済燃料再処理関連加工仮勘定		431	-	431	再処理等拠出金法による増
核燃料資産		1,504	1,599	▲96	日本原燃への前払金の減
特定投資		423	470	▲48	燃料調達関係プロジェクトの減
運転資本	営業資本	2,254	1,375	879	総原価見直しによる増
	貯蔵品（燃料・その他）	1,549	722	827	燃料貯蔵品の増
	計	3,803	2,097	1,706	
繰延償却資産		-	-	-	
レ - ト ベ - ス 合 計 ①		34,659	29,196	5,463	
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		970	847	124	
一般送配電事業者の事業報酬 ④		310	310	-	
事業報酬 ⑤ = ③ - ④		660	536	124	

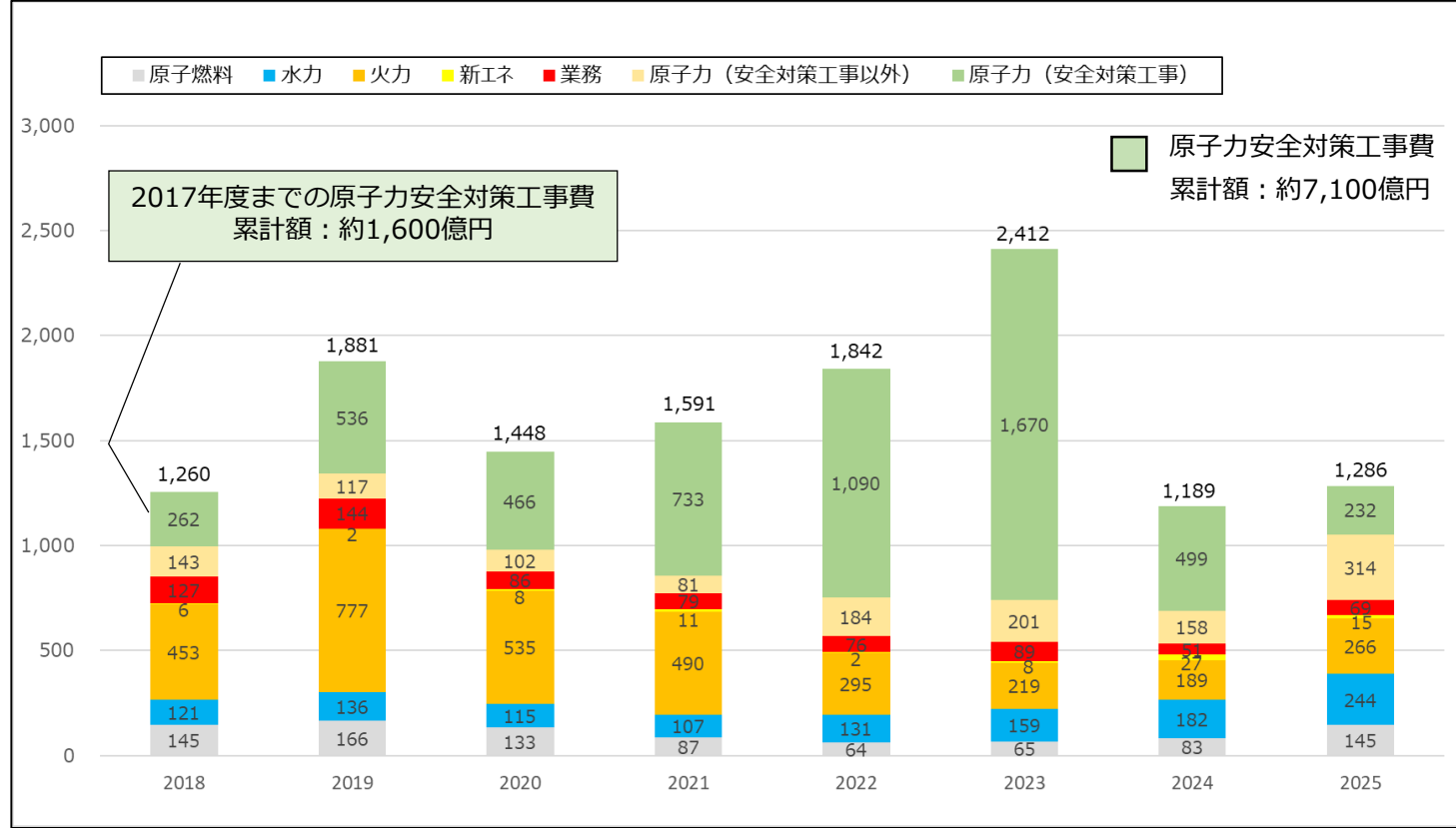
- 電力の安定供給、電力設備の維持・更新のためには一定水準の設備投資が必要となりますが、今回の原価算定期間においては、平均1,630億円程度／年の設備投資額を計上しております。
- 2023~2025年度の3カ年平均した設備投資額は、前回改定より70億円程度／年増加しております。主な要因として、火力設備については大型新設電源がなく450億円程度／年の減少となっているものの、原子力設備において、女川2号機の再稼働に要する安全対策工事費（女川2号機+共用設備）を織り込んだことによるものです。

## 設備投資額の推移

(億円)

## 前回改定との差異

(単位：億円)



	今回 (2023~ 2025) A	前回 (2013~ 2015) B	差 A-B
水力	195	162	34
火力	225	680	▲455
原子力	1,025	514	511
新工ネ	17	15	2
業務	70	55	14
原子燃料	98	129	▲31
合計	1,629	1,555	74

実績

推定  
実績

原価算定期間

## 4. 原価の内訳（公租公課）

- 公租公課は、法人税法、地方税法及びその他税に関する法律の定めるところにより、販売電力量・原子力発電所稼働状況等の前提計画を基に算定した結果、固定資産税の増加や総原価の増加に伴う事業税の増加などにより、前回改定原価と比較して117億円増加しております。

(単位：億円)

	今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	備考
水利使用料	27	26	1	
固定資産税	148	123	25	原子力発電所の安全対策工事に伴う増加
雑税	25	12	12	
県市町村民税	1	1	▲0	
事業所税	1	1	▲0	
不動産取得税・登録免許税	1	1	0	
都市計画税	0	1	▲1	
核燃料税	13	4	8	制度変更（出力割の追加等）に伴う増加
印紙税	3	3	▲0	
消費税	2	-	2	
その他	4	1	3	
事業税	185	124	60	総原価の増加に伴う課税対象額の増加
法人税等	96	78	19	
合計	481	363	117	

## 4. 原価の内訳（原子力バックエンド費用）

- 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、電力小売全面自由化などの事業環境変化を踏まえた制度変更などにより、前回改定原価と比較して131億円の増加となっております。

（単位：億円）

	今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	備考
①使用済燃料再処理等拠出金発電費	66	15*	51	発電電力量増加に伴う使用済燃料の増
②特定放射性廃棄物処分費	17	4	13	拠出金単価の上昇
③原子力発電施設解体費	73	5	68	省令改正に伴う制度変更
バックエンド費用計	155	24	131	

※ 改正前の「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」に基づく、使用済燃料再処理等費の金額を記載

### 【前提となる原子力発電電力量（3ヵ年計）および設備利用率】

	単位	今回 A	前回 B	差 A-B	備考
原子力発電電力量	億kWh	121	70	51	
設備利用率	%	16.8	8.1	8.7	

①使用済燃料再処理等拠出金発電費

使用済燃料の再処理等に要する費用。

【法令】原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律

②特定放射性廃棄物処分費

使用済燃料の再処理後に生じる特定放射性廃棄物の最終処分に係る費用。

【法令】特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律

③原子力発電施設解体費

原子力発電施設を解体するために要する費用。法令に基づく引当金を計上。

【法令】原子力発電施設解体引当金に関する省令

## 4. 原価の内訳（その他経費・控除収益）

- 固定資産除却費の減額を織り込むものの、諸費や非化石証書購入費の増加により、前回改定原価と比較して83億円増加しております。

□ その他経費（原子力バックエンド費用を除く）

（単位：億円）

	今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B
廃棄物処理費	150	119	31
消耗品費	27	27	▲0
補償費	5	8	▲3
賃借料	110	68	42
委託費	320	328	▲8
損害保険料	7	8	▲1
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	107	107	▲0
普及開発関係費	26	8	18
養成費	10	5	4
研究費	34	30	4
諸費	194	73	121
固定資産除却費	112	200	▲88
非化石証書購入費	53	-	53
廃止関連仮勘定償却費	24	-	24
その他 <sup>※1</sup>	12	57	▲45
小計	1,191	1,038	153

□ 控除収益（他社販売電源料を除く）

（単位：億円）

	今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B
電気事業雑収益	▲105	▲91	▲15
預金利息	0	0	0
賠償負担金相当収益	▲20	-	▲20
廃炉円滑化負担金相当収益	▲36	-	▲36
小計	▲161	▲91	▲70
合計（その他経費+控除収益）	1,030	947	83

### 【主な差異要因】

#### ■ 増加

廃棄物処理費（+31）  
・灰処理費の増 +28

賃借料（+42）

・東北電力NW保有設備の利用料<sup>※2</sup> +30

諸費（+121）

・東北電力NW保有設備の利用料<sup>※2</sup> +58

・関係会社への資産移管に伴う資本費からの振替え +44

#### ■ 減少

固定資産除却費（▲88）

・緊急設置電源除却 ▲138

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

※2 2020年の送配電会社の法的分離により一部の設備が東北電力NWへ移管されたことで、その利用に対する支払いが発生しているもの

- ・ 審査要領に基づき、普及開発関係費のうち販売促進の側面が強いものや寄付金、交際費を全額原価外とするとともに、事業団体費、研究費について、電力の安定供給の観点から優先度を考慮した絞り込みを実施したうえで原価への織り込みを行っております。
- ・ 普及開発関係費については需給ひっ迫対策や料金負担軽減に資する省エネ・節電の情報発信等を織り込むこと、研究費では脱炭素に向けた調査・研究の件名の増加などから、全体として前回改定原価から23億円の増加となっております。

<内訳表>

(単位：億円)

	今回 (2023~2025) A	前回 (2013~2015) B	差 A-B	備考
普及開発関係費	26	8	18	省エネ・節電に係る周知(+11)、地域におけるエネルギー理解活動(+3)
研究費	34	30	4	脱炭素等の研究費用の増加(+7)、販売関連研究の自主カット(▲8)
寄付金	-	-	-	全額不算入
交際費	-	-	-	全額不算入
団体費	5	5	0	
事業団体費	5 (5団体)	5 (5団体)	0	前回原価算入した4団体+新規1団体の計5団体について原価算入 ※今回不継続とした1団体は送配電関係団体
諸会費	-	-	-	全額不算入
合計	65	42	23	

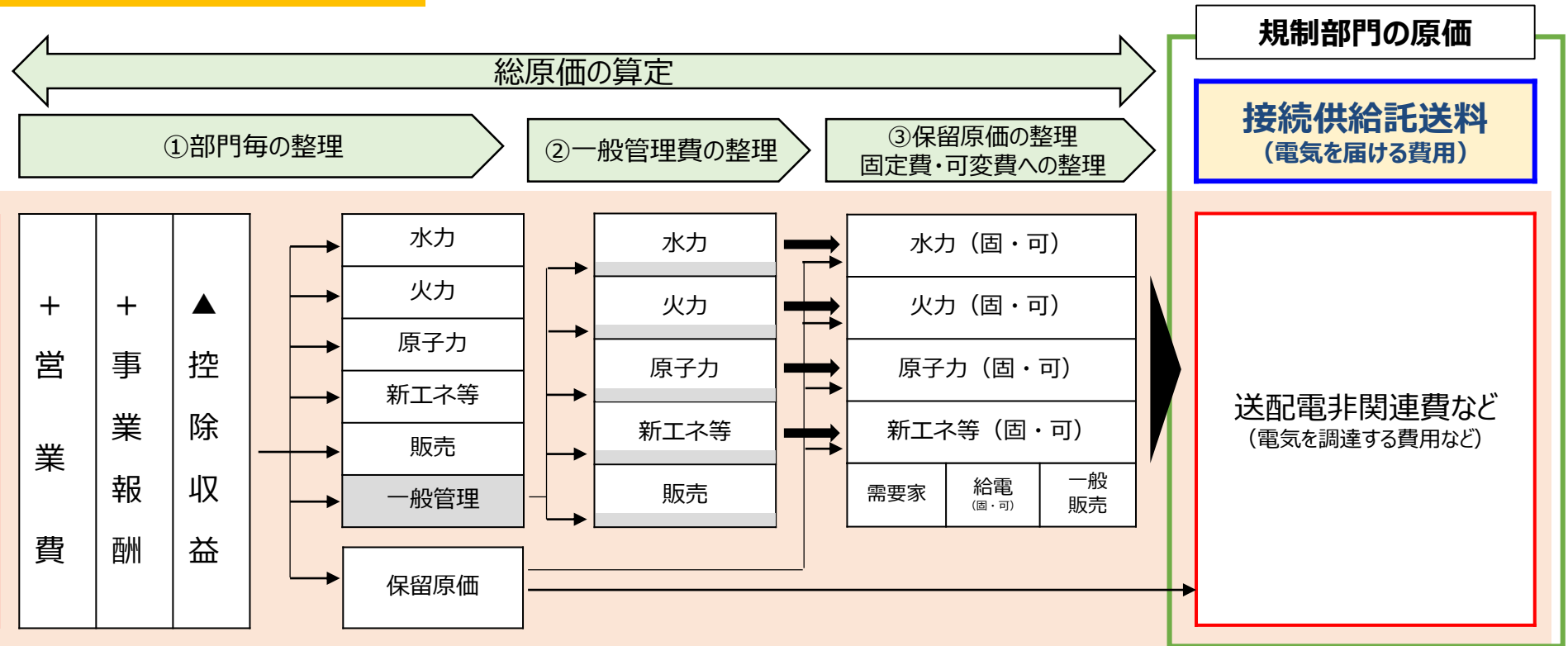
<団体費織り込み件名>・・・電気事業の円滑な運営や原子力発電の安全性向上の観点から以下5団体について限定して織り込み

団体名称	団体の概要
海外電力調査会	海外の電気事業に関する調査研究等を実施
原子力安全推進協会	原子力産業界における世界最高水準の安全性を追求し、国内事業者に対する評価や改善支援を実施
WANO東京センター	世界の原子力事業者が加盟し、安全性と信頼性を高めるため、国際的な視点でアセスメントやベンチマーキングを実施
海外再処理委員会	使用済原子燃料の再処理契約・海外再処理に伴う輸送契約に関する補助等を実施
【新規】原子力エネルギー協議会	事業者やメーカーなどの原子力産業界の知見・リソースを効果的に活用し、原子力の安全向上に関する課題へ対処

## 4. 原価の内訳（接続供給託送料）

- 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、一般送配電事業者に対し、「接続供給託送料」として支払っております。
- 今回の原価は、料金算定規則の定めに基づき、発電・販売に係る営業費・事業報酬・控除収益にもとづく送配電非関連費などに、上記の「接続供給託送料」を加えて、規制部門の原価を算定しております。

### [原価算定フロー図]





- 2020年6月に「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が成立したことに伴い、2023年4月より新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が導入されることとなりました。
- 2022年7月には、経済産業省の要請にもとづき、一般送配電事業者が同制度の導入に向けた事業計画等を提出しており、現在、国の審議会において、その内容について議論されております。
- 特定小売供給約款の認可までに新たな託送供給等約款が申請・認可される場合、小売料金の変動する可能性があります。

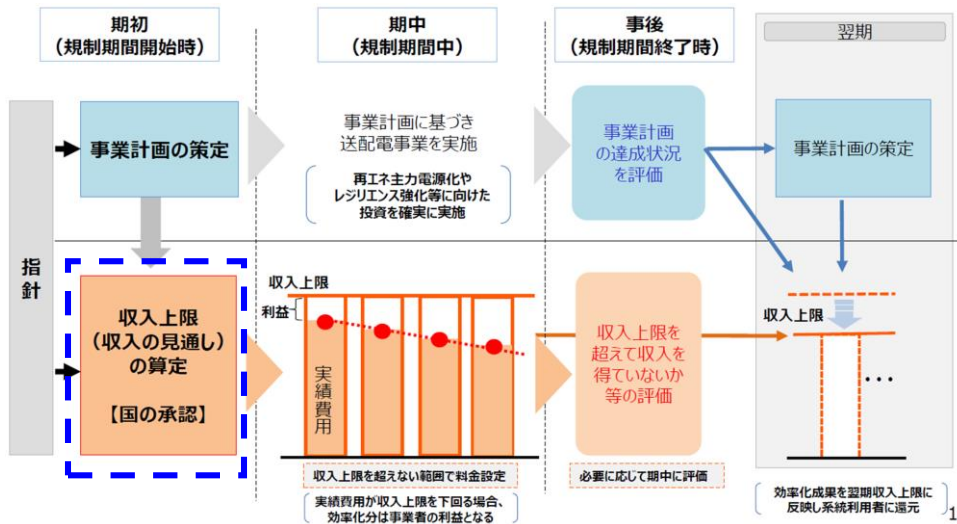
## 託送料金

- 再生可能エネルギーの主力電源化に向けた系統増強や、自然災害を踏まえたレジリエンス強化などの観点から、2023年4月よりレベニューキャップ制度が導入されます。
- 現在、料金制度専門会合などにおいて、一般送配電事業者の事業計画・収入上限等について議論されており、**国の承認後（下図の破線囲み部分）、新たな託送供給等約款が申請・認可される見通しです。**

## 小売料金

- 現時点では、料金算定規則の定め※に基づき、現行の託送供給等約款にもとづいた金額を原価に計上しております。
- 一方で、左記のとおり審議会での議論が継続しており、新たな託送供給等約款が申請・認可される見通しです。
- 仮に、小売料金原価の認可までに新たな託送供給等約款が認可される場合は、小売料金原価の金額が変動する可能性があります。

### <新しい託送料金制度の全体像>



### ※料金算定規則第18条第2項抜粋

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。以下同じ。）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

現時点では、レベニューキャップ制度に基づき認可の申請をしている託送供給等約款はないことから、**認可を受けた現行の託送供給等約款**に基づき、送配電関連費を算定

<出典：料金制度専門会合 中間とりまとめ（2021年11月24日）より抜粋のうえ一部加工>

## 5. 電気料金の設定について

## 5. 電気料金の設定について

- 今回の料金値上げでは、ご家庭（契約種別：従量電灯B、契約電流：30A、使用電力量：260kWh/月の場合）の電気料金は、現在のお支払額と比べて31.72%の値上げとなり、月額11,282円（値上げ額2,717円）となる見込みです。
- なお、規制料金全体では、1kWhあたり平均で14.21円（12月分燃調単価3.47円含む）の値上げとなる見込みです。
- また、2023年4月にはお客さまに電気をお届けするために使用する送配電設備の利用料金に該当する「託送料金」が見直されることとなっておりますが、上記金額には含んでおりません。当該変動分については託送供給等約款の変更内容を踏まえ別途反映いたしますが、東北電力ネットワークの公表情報にもとづく影響額を含めると、35.39%の値上げとなり、月額11,596円(値上げ額3,031円)となる見込みです。
- 今回の料金値上げでは、契約電流（契約容量・電力）に応じてご負担いただいている基本料金、ご使用電力量に応じてご負担いただいている電力量料金をそれぞれ見直いたします。
- お客さまにはご負担をお願いし、大変申し訳ございませんが、ご理解をいただきますよう、お願い申し上げます。

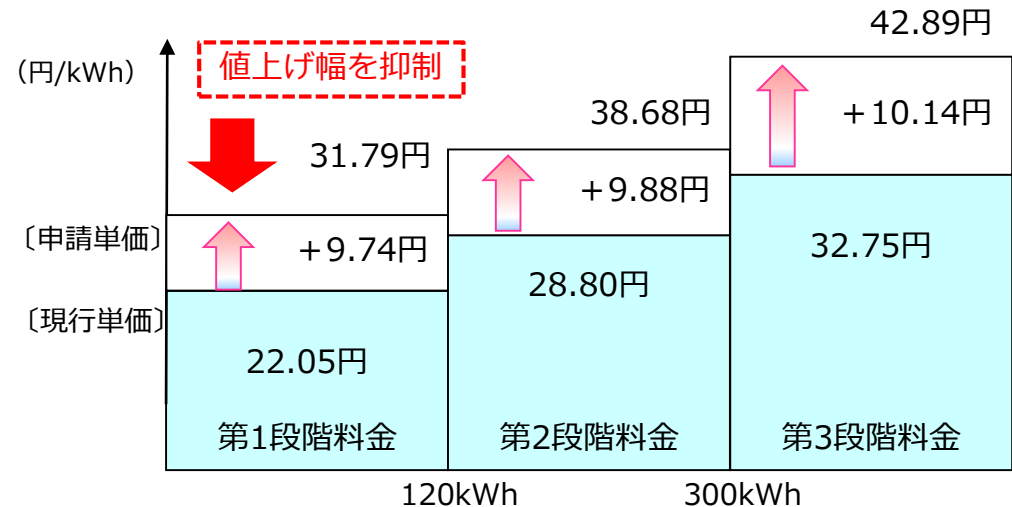
### 基本料金の見直し（従量電灯Bの場合）

- 10アンペア（1kVA）あたり55円の値上げをお願いいたします。
- ご使用電力量に応じてご負担いただく電力量料金には電気をお届けするために必要な発電所の維持運用に係る固定的な費用が含まれますが、近年、省エネの進展・再エネの普及・スイッチング等により電力量が減少していること等を踏まえ、基本料金でご負担いただく固定費部分を見直すものです。

契約電流	現行単価	値上単価	申請単価
10アンペア	330.00円	55.00円	385.00円
15アンペア	495.00円	82.50円	577.50円
20アンペア	660.00円	110.00円	770.00円
30アンペア	990.00円	165.00円	1,155.00円
40アンペア	1,320.00円	220.00円	1,540.00円
50アンペア	1,650.00円	275.00円	1,925.00円
60アンペア	1,980.00円	330.00円	2,310.00円

### 電力量料金の見直し（従量電灯Bの場合）

- 毎日の生活に必要な不可欠な照明や冷蔵庫などの電気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おります。



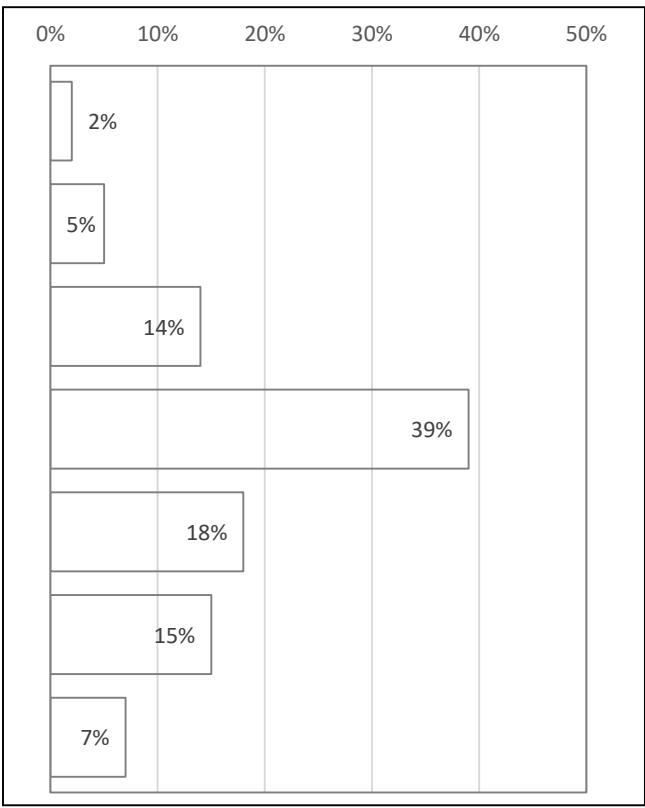
- ※現行単価には、2022年7月～9月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。
- ※現行単価および申請単価には、消費税等相当額を含みます。
- ※実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

	1カ月のご使用量	現行料金	改定料金 (申請料金)	値上げ額	値上げ率	(参考) 託送料金見直し 影響見込み額
従量電灯 B (契約電流：30A)	260kWh	8,565円	11,282円	2,717円	31.72%	314円
従量電灯 C (契約容量：13kVA)	810kWh	31,616円	40,450円	8,834円	27.94%	980円
低圧電力 (契約電力：6kW)	340kWh	14,493円	18,181円	3,688円	25.45%	411円

- ※「1カ月のご使用量」は、当社実績に基づくものです。
- ※現行料金には、2022年7月～9月の平均燃料価格による燃料費調整単価にもとづく燃料費調整額を含みます。
- ※現行料金および申請料金には、2022年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。
- ※現行料金および申請料金には、消費税等相当額を含みます。
- ※現行料金および申請料金の低圧電力には、「その他季」の電力量料金単価を適用し、力率は90%で算定しています。
- ※実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。
- ※実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費等調整額および再生可能エネルギー発電促進賦課金により変動する場合があります。
- ※託送料金の見直し影響については、2022年7月25日に東北電力ネットワークが公表した低圧の平均単価の見直し幅（1.21円/kWh（税込））としていますが、現在、託送供給等約款の申請前であり、具体的な単価影響は、経済産業大臣の認可を受けて決定されるため、変更になる場合があります。

ご契約アンペア	平均ご使用量	現行のお支払額	値上げ後のお支払額 (加口内、託送料金変動分を含む場合)	値上げ額 (加口内、託送料金変動分を含む場合)	値上げ率 (加口内、託送料金変動分を含む場合)
10A	30kWh	1,094円	1,441円 (1,477円)	347円 (383円)	31.72% (35.01%)
15A	70kWh	2,279円	3,043円 (3,127円)	764円 (848円)	33.52% (37.21%)
20A	120kWh	3,720円	4,998円 (5,143円)	1,278円 (1,423円)	34.35% (38.25%)
30A	210kWh	6,952円	9,175円 (9,429円)	2,223円 (2,477円)	31.98% (35.63%)
40A	280kWh	9,540円	12,509円 (12,847円)	2,969円 (3,307円)	31.12% (34.66%)
50A	380kWh	13,411円	17,444円 (17,903円)	4,033円 (4,492円)	30.07% (33.49%)
60A	450kWh	16,274円	21,072円 (21,616円)	4,798円 (5,342円)	29.48% (32.83%)

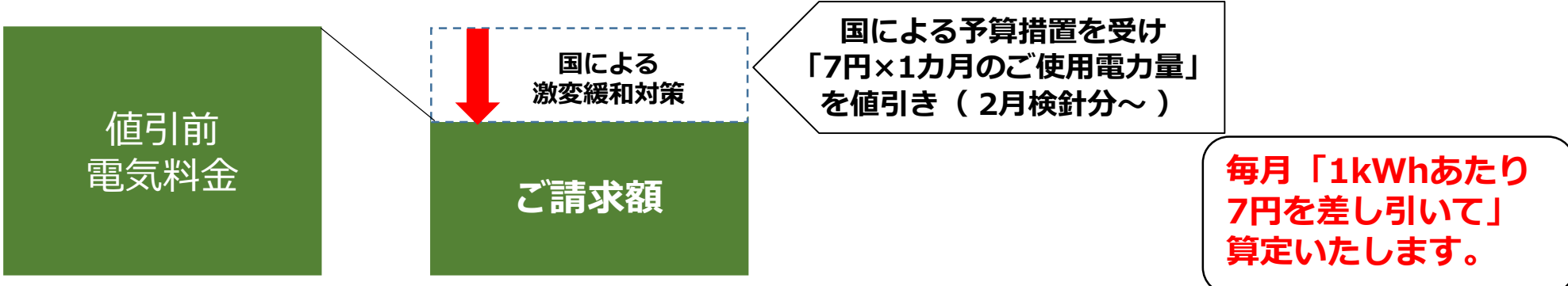
○ご契約のアンペア別のシェア



※平均ご使用量およびご契約アンペア別のシェアは当社実績に基づくものです。  
 ※現行のお支払額には、2022年7月～9月の平均燃料価格による燃料費調整単価にもとづく燃料費調整額を含みます。  
 ※現行のお支払額および値上げ後のお支払額には、2022年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。  
 ※現行のお支払額および値上げ後のお支払額には、消費税等相当額を含みます。  
 ※実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。  
 ※実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費等調整額および再生可能エネルギー発電促進賦課金により変動する場合があります。  
 ※値上げ後のお支払額は、申請中の単価、および、2023年4月に予定されている託送料金の見直しを加えた単価の両者で算定しています（託送料金の見直し影響については、2022年7月25日に東北電力ネットワークが公表した低圧の平均単価の見直し幅（1.21円/kWh（税込））としていますが、現在、託送供給等約款の申請前であり、具体的な単価影響は、経済産業大臣の認可を受けて決定されるため、変更になる場合があります）。

- 2022年10月28日に電気料金の激変緩和対策を含む「物価高克服・経済再生実現のための総合経済対策」が閣議決定されました。
- 本内容にもとづき、お客さまのご負担軽減を直接的に実現する措置として、低圧のお客さまについては「1kWhあたり7円を電気料金のご請求時に値引きを行う措置」を実施いたします。
- 本措置は、2023年1月検針日以降ご使用分（2月検針分）の電気料金から適用いたしますが、電気料金の値上げ実施後（4月以降）も、継続いたします。
- 具体的には、毎月の電気料金の計算において、燃料費調整単価から7円を差し引いた金額にもとづき電気料金をご請求するものです。
- 本措置により、一般的なご家庭向けのモデルケース（従量電灯B、使用電力量260kWh/月）においては、電気料金から毎月1,820円の値引き（国におけるモデルケース（使用電力量400kWh/月）においては、毎月2,800円の値引き）を行います。
- 本措置は、国の予算措置を受けて実施するものであり、2023年9月検針日以降ご使用分（10月検針分）で措置が縮小（半減）されることとなっております。なおそれ以降については未定であるため、国の制度設計を踏まえて対応してまいります。

## 【国による電気・ガス価格激変緩和対策を受けたご負担軽減イメージ】

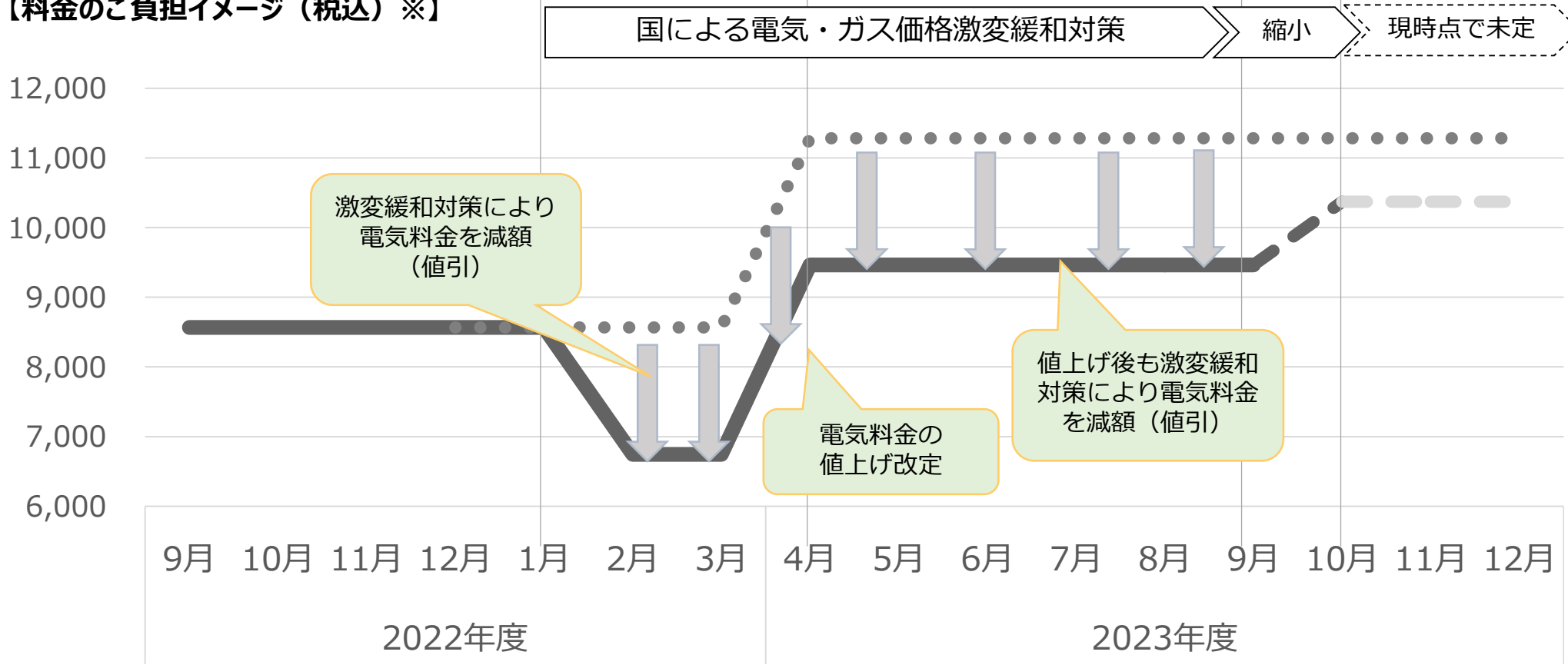


一般的な電気料金の計算方法						
基本料金	+	電力量料金	+	再生可能エネルギー 発電促進賦課金	+	燃料費調整額
		電力量料金 単価 × 1カ月の ご使用電力量		再生可能エネルギー 発電促進賦課金単価 × 1カ月の ご使用電力量		燃料費 調整単価 × 1カ月の ご使用電力量



- 国による電気・ガス価格激変緩和対策に係る電気料金の値引措置は、2023年1月検針日以降のご使用分（2月検針分）から実施される予定となっており、当社の電気料金の値上げ前から措置が実施されるものです。
- 当社の電気料金値上げ後も、本措置の値引単価（1kWhあたり7円）は継続され、2023年9月検針日以降ご使用分（10月検針分）で半額となることと決定しておりますが、10月ご使用分以降の措置については現時点で未定であり、国の制度設計を踏まえて対応してまいります。

## 【料金のご負担イメージ（税込）※】



※従量電灯 B (30A、260kWh)の料金ご負担イメージ。1月～3月の燃料費調整単価は12月分の横ばいとし、4月以降の燃料費等調整単価は0円として算定しています。上記料金には、託送料金変動分および5月以降の再生可能エネルギー発電促進賦課金の単価変更を含みません。



## 6. お客様へのご説明について

- お客さまにはダイレクトメールにより電気料金の値上げについてお知らせしてまいります。
- また、当社ホームページ内に専用サイトを開設し、電気料金の値上げ全般に関する情報を幅広くお知らせするとともに、お客さまとのあらゆる接触機会を捉えて、丁寧にご説明してまいります。

### お知らせ方法

- ダイレクトメールにより電気料金値上げについてお知らせいたします。（2023年1月上旬以降、順次発送予定）
- 当社ホームページ内に専用サイトを開設し、申請に至った背景、電気料金値上げの申請内容、経営効率化への取組み等をお知らせいたします。
- 専用サイト内に、値上げ申請内容にもとづくお客さまの電気料金影響額をご試算いただける機能を準備いたします。（2022年12月下旬開始予定）
- そのほか、お客さまとのあらゆる接触機会を通じて、丁寧なご説明に努めてまいります。

### お問い合わせへの対応

- 値上げ申請に関するお客さまからのお問い合わせにつきましては、専用フリーダイヤルを設置し、丁寧な対応に努めてまいります。

専用フリーダイヤル 0120-393-043

平日9時～17時（土日祝日・年末年始 [12/29～1/3] を除く）

- 当社は、経済産業省補助事業「電気利用効率化促進対策事業」と連動し、「冬の節電チャレンジキャンペーン」を展開しております。
- 「①月間型プログラム（前年同月と比べて3%以上の節電にご協力いただいた場合に特典を進呈）」「②指定時型プログラム（当社が指定した時間帯に節電にご協力いただいた場合に特典を進呈）」の2種類のプログラムをご用意するとともに、ご家庭で取り組める節電方法のご紹介を通じて、お客さまのご負担軽減をサポートしてまいります。
- 今後も、節電を通してお客さまのご負担軽減につながる取り組みを検討してまいります。



冬の節電チャレンジキャンペーン  
開催期間 2022年12月1日～2023年3月31日

2022年12月31日までのエントリーで

国の節電プログラムに基づき	さらに！
全員にプレゼント！ よりそう2,000ポイント進呈！	抽選でプレゼント！ よりそう5,000ポイント進呈！ 50,000ポイントまで

さらに！キャンペーン期間中に節電すると、もーっとおトク！

月間型の節電プログラム 開催期間 2023年3月31日まで  
指定時型の節電プログラム 開催期間 2023年3月31日まで

## 【節電方法のご紹介】

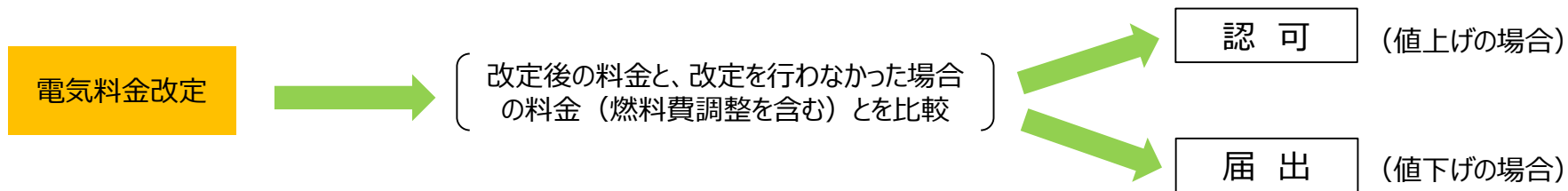


- 1 冬の暖房時の室温は20℃を目安に**  
外気温度6℃の時、エアコン(2.2kW)の暖房設定温度を21℃から20℃にした場合(使用時間:9時間/日)  
月間で電気約9.42kWhの省エネ、約240円の節約
- 2 暖房は必要なときだけつける**  
暖房を1日1時間短縮した場合(設定温度:20℃)  
月間で電気約7.23kWhの省エネ、約180円の節約
- 3 フィルターを月に1回か2回清掃**  
フィルターが日詰りしているエアコン(2.2kW)とフィルターを清掃した場合の比較  
月間で電気約4.40kWhの省エネ、約110円の節約

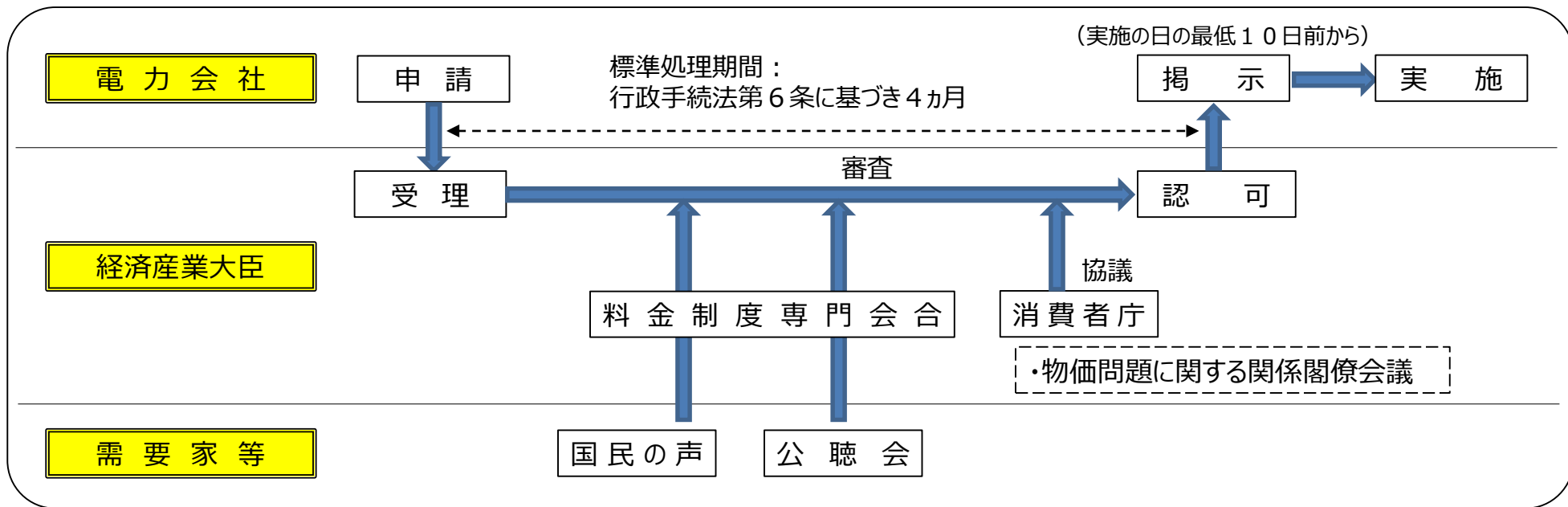
■ キャンペーン特設サイト  
[https://www.tohoku-epco.co.jp/energy\\_saving\\_cp/2022winter/](https://www.tohoku-epco.co.jp/energy_saving_cp/2022winter/)

# 補足資料

- 値上げ申請後は、経済産業大臣による申請内容の審査や、広く一般のお客さまの意見を伺う場である公聴会、関係閣僚会議などを経て認可を受けることとなっております。



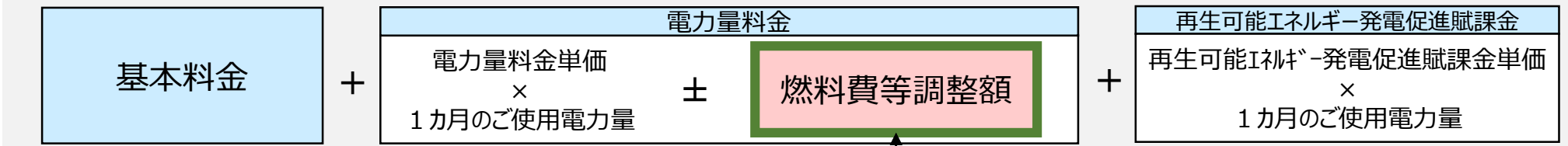
## 料金改定認可プロセス



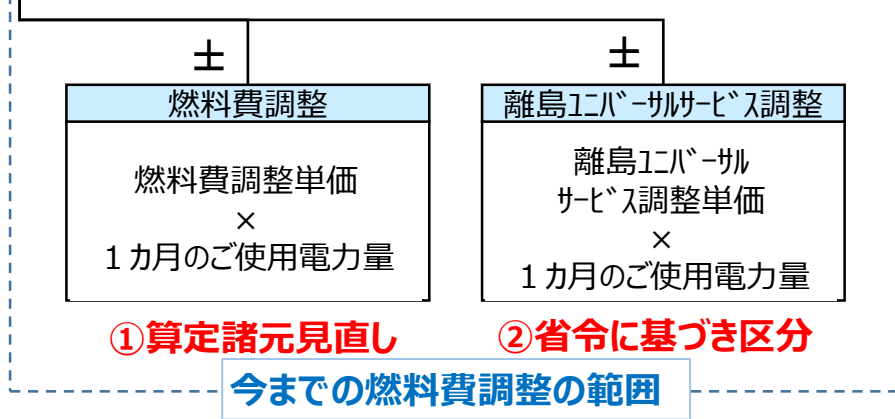
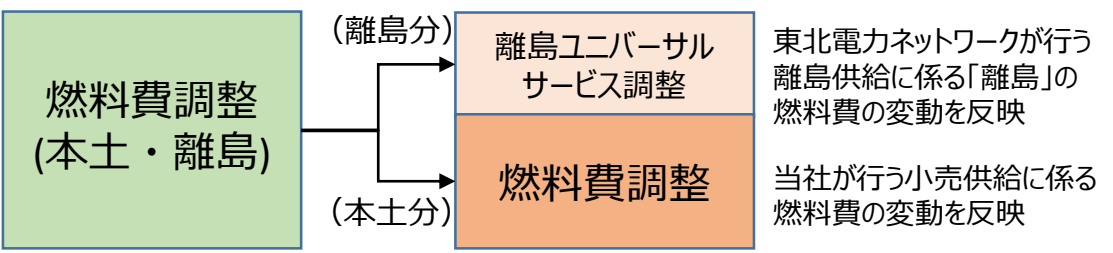
出典：資源エネルギー庁HPを基に当社にて作成

- 当社は、燃料費調整制度により、火力燃料の輸入価格（原油、LNG、石炭）の変動を、あらかじめ定めたルールにより、毎月の電気料金を通じて調整（燃料価格が基準を上回る場合はプラス調整（電気料金へ増額）、下回る場合はマイナス調整（電気料金から減額））を行っております。
- 今回の料金改定においては、燃料費調整制度について以下の見直しを行いました。
  - ①最新の電源構成等を反映し、基準燃料価格・基準単価等の燃料費調整単価算定の基礎となる算定諸元を見直し。
  - ②経済産業省令にもとづき、これまで燃料費調整に含まれていた離島供給（東北電力ネットワークが供給）に係る火力燃料費の変動を区分して「離島ユニバーサルサービス調整※」として算定。

## 【燃料費調整の見直し内容】



## 【離島ユニバーサルサービス調整のイメージ】



※「離島ユニバーサルサービス調整」とは、本土と電力系統が接続されていない離島において一般送配電事業者が行う離島供給に係る火力燃料費の毎月の変動を、託送料金を通じて調整するものです。託送料金を通じて行われるものですが、経済産業省令にもとづき、託送料金と同様の調整を電気料金においても行うものです（託送料金と同じ単価）。

- 発電構成や燃料価格の見直しに合わせ基準燃料価格および基準単価を変更しております。
- 燃料価格の高騰や為替の影響により、基準燃料価格が大幅に上昇しております。
- なお、基準単価は、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あり、価格の変動に伴う燃料費調整の調整幅は、現行より僅かに小さくなります。

		現 行	今回申請	差 引 (今回－現行)
基準燃料価格	円/kℓ	31,400	85,400	54,000
換算係数	α	0.1152	0.0247	▲ 0.0905
	β	0.2714	0.2573	▲0.0141
	γ	0.7386	0.8912	0.1526
基準単価 (税抜・平均)	円/kWh	0.195	0.194	▲0.001

※ 実際の基準単価は電圧により異なります。(今回申請 (税込) ⇒ 低圧 : 0.220円/kWh、高圧 : 0.213円/kWh、特高 : 0.206円/kWh )

## ①基準燃料価格 ( 85,400円/kℓ )

- 基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・LNG・石炭の燃料価格 (2022年7～9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、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、以下のとおり算定します。

〔算定式〕

$$\begin{array}{ccccccccc}
 97,466\text{円/k}\ell & \times & 0.0247 & + & 142,803\text{円/t} & \times & 0.2573 & + & 51,875\text{円/t} & \times & 0.8912 & = & 85,400\text{円/k}\ell \\
 \text{原油価格} & & \alpha & & \text{LNG価格} & & \beta & & \text{石炭価格} & & \gamma & & \text{基準燃料価格}
 \end{array}$$

## ②基準単価 ( 0.194円/kWh )

- 基準単価は、平均燃料価格が1,000円/kℓ 変動した場合の電力量1kWhあたりの変動額です。
- 具体的には、当社の火力発電の燃料消費数量 (原油換算kℓ) をもとに、以下のとおり算定します。

〔算定式〕

$$\begin{array}{ccccccc}
 40,005\text{千k}\ell & \times & 1,000\text{円/k}\ell & \div & 206,495\text{百万kWh} & = & 0.194\text{円/kWh} \\
 \text{燃料消費数量 (原油換算)} & & & & \text{総販売電力量} & & \text{基準単価}
 \end{array}$$



### ③平均燃料価格

- 平均燃料価格とは、毎月の原油・LNG・石炭の貿易統計価格の加重平均値（上述の $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ で加重）であり、毎月変動いたします。
- 具体的には、原油・LNG・石炭の実績貿易統計価格（3～5カ月前の平均）に $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ をそれぞれ乗じて合計し算定します。

### ④毎月の燃料費調整

- 毎月変動する平均燃料価格と基準燃料価格との差に基準単価（税込）を乗じて燃料費調整単価を算出します。

（低圧で供給を受けるお客さまの場合の算定例）

〔算定式〕

$$\left( \begin{array}{c} \text{XX,XXX円/kl} \\ \text{毎月の平均燃料価格} \end{array} - \begin{array}{c} 85,400\text{円/kl} \\ \text{基準燃料価格} \end{array} \right) \div \begin{array}{c} 1,000\text{円/kl} \\ \text{基準単価 (税込) ※} \end{array} \times 0.220\text{円/kWh} = \text{毎月の燃料費調整単価}$$

- この燃料費調整単価にお客さまのご使用量を乗じた金額が毎月の燃料費調整額になります。

※基準単価（税込）は電圧により異なります。（今回申請（税込）⇒ 低圧：0.220円/kWh、高圧：0.213円/kWh、特高：0.206円/kWh）

（参考） 換算係数（ $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ ）の算定方法

	熱量構成比 a	原油換算係数 ※ b	換算係数 c = a × b	
原油	0.0247	1.0000	0.0247	… α
LNG	0.3678	0.6995	0.2573	… β
石炭	0.6075	1.4670	0.8912	… γ
合計	1.0000	—	—	

※ 原油換算係数 LNG：1ℓあたりの原油発熱量（38,260kJ） ÷ 1kgあたりのLNG発熱量（54,700kJ）  
 石炭：1ℓあたりの原油発熱量（38,260kJ） ÷ 1kgあたりの石炭発熱量（26,080kJ）

- 離島ユニバーサルサービス調整算定の基礎となる「離島基準燃料価格」および「離島基準単価」は以下の通りです。
- なお、離島ユニバーサルサービス調整額の算定は、託送供給等約款と同じ数字を使用して算定いたしますが、2023年4月に託送供給等約款の変更が予定されているため、託送供給等約款の変更内容にあわせて見直します。見直し内容についてはあらためてお知らせいたします。

		新たに設定 (現在の託送約供給等款にもとづく値)
離島基準燃料価格	円/kℓ	57,700
離島基準単価（税込、全電圧共通）	円/kWh	0.001

託送供給等約款  
の変更の内容を踏  
まえ見直し  
(2023.4～)

※「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（実績価格が基準価格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。

- ・ 事業報酬は、資本の調達・維持に必要となる支払利息や配当金などの資金調達コストに相当するものです。
- ・ レートベース方式が採用されており、電気事業に必要な真実かつ有効な資産に対し、事業報酬率を乗じて算定されます。

レートベース	電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効と認められる事業資産の価値
特定固定資産	電気事業固定資産（共用固定資産、貸付設備その他の電気事業固定資産のうち適当でないものおよび工事費負担金を除く）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
建設中の資産	建設仮勘定の事業年度における平均帳簿価額から工事費負担金相当額を控除した額に100分の50を乗じた額
使用済燃料再処理関連加工仮勘定	使用済燃料再処理関連加工仮勘定の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
核燃料資産	核燃料の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
特定投資	長期投資（エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるものに係るものに限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
運転資本	営業資本（減価償却費、公租公課等を除いた営業費用に12分の1.5を乗じて得た額）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として12分の1.5を乗じて得た額）を基に算定した額
繰延償却資産	繰延資産（株式交付費、社債発行費及び開発費に限る。）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額

- ・ 料金算定規則等を踏まえ、自己資本報酬率ならびに他人資本報酬率を実績に基づき算定し、30：70で加重平均することにより算出しております。
- ・ リスクを表すβ値については、自己資本報酬率の採録期間と同様に、2014年度～2020年度までを採録し、みなし小売電気事業者9社平均値である0.81を適用しております。

## （1）自己資本報酬率

	比率	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	19%	0.52	0.37	0.04	0.14	0.14	▲0.00	0.09	—
自己資本利益率	81%	9.72	9.06	9.67	10.71	10.43	9.21	7.60	—
自己資本報酬率	100%	7.97	7.41	7.84	8.70	8.47	7.46	6.17	7.72

## （2）他人資本報酬率

	2021年度
他人資本報酬率	0.66

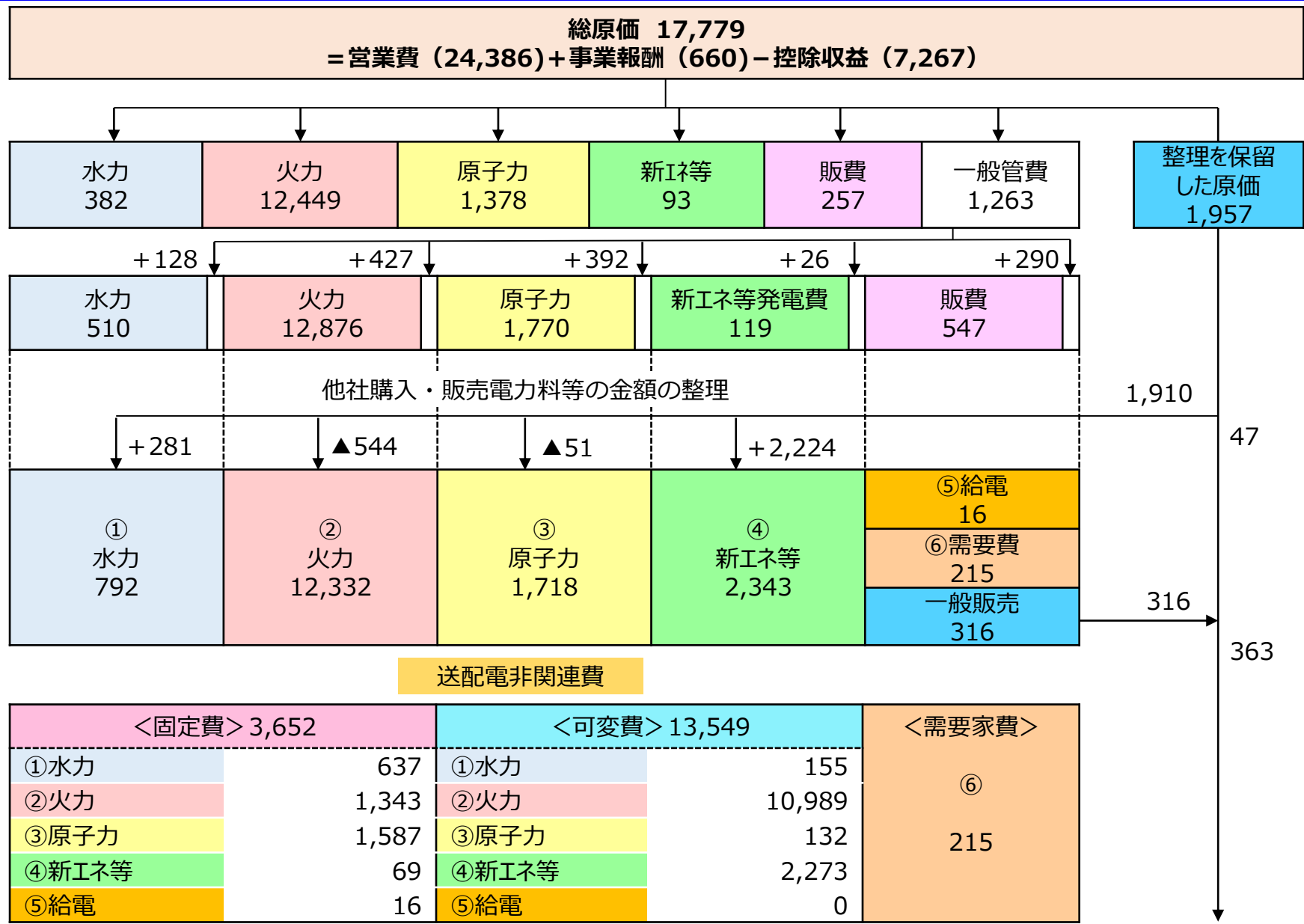
β値・・・

βとは、個別株式の株式市場全体に対する相対的なリスクを表す相関係数です。  
 料金上は、自己資本報酬率算定の際、自己資本利益率の比率に適用いたします。

## 【事業報酬率の算定方法】

	資本構成	報酬率	(参考) 前回
自己資本報酬率 (A)	30%	7.72%	6.36%
他人資本報酬率 (B)	70%	0.66%	1.44%
事業報酬率	100%	<b>2.8%</b>	2.9%

- 自己資本報酬率
  - ・観測期間：7年間
  - ・β値：0.81
- 他人資本報酬率
  - ・観測期間：1年間
  - ・10社の平均有利子負債率



※単位：億円、2023～2025年度平均  
※四捨五入の関係で合計が一致しないことがあります。

## ■ 需要種別別配分

### 送配電非関連費

### 保留原価

### 送配電関連費※1

	①水力		②火力		③原子力		④新工ネ		⑤給電		⑥ 需要家費
	固定費	可変費	固定費	可変費	固定費	可変費	固定費	可変費	固定費	可変費	
特定需要 (規制料金)	92	21	195	1,462	230	18	10	302	2	0	152
非特定需要	545	134	1,149	9,527	1,357	114	59	1,971	14	0	62

固定費	可変費	需要家費
7	41	3
44	266	1

⑦ 託送供給費用 相当額
959
/

## ■ 配分比率

	2 : 1 : 1比 (固定費配分)	発受電量比 (可変費配分) ※2	口数比 (需要家費配分)
特定需要 (規制料金)	14.488%	13.299%	70.957%
非特定需要	85.512%	86.701%	29.043%

↑  
原価比配分等

(億円、億kWh、円/kWh)

	原価										送配電 関連費	合計	販売電力量	単価
	固定費			可変費			需要家費							
	固有	追加 ※3	計	固有	追加 ※3	計	固有	追加 ※3	計					
特定需要 (規制料金)	529	7	537	1,802	41	1,843	152	3	156	959	<b>3,494</b>	89	39.44※4	
非特定需要	3,123	44	3,167	11,747	266	12,013	62	1	64	/	15,244	599	/	

※1 総原価には含まれておりません。  
 ※2 事業者ルールにより電源種別別に比率を設定しています。  
 ※3 保留原価の配分額。  
 ※4 合計/販売電力量 (端数持ち) により算出された値