

規制料金の認可申請について

2022年11月30日

北陸電力株式会社

当社は、本日、来年4月1日からの規制料金の改定を経済産業大臣に申請いたしました。お客さまには、ご負担をおかけすることになり、誠に申し訳ございませんが、何卒ご理解を賜りますようお願い申し上げます。

これまで当社は、東日本大震災以降、志賀原子力発電所の停止が長期化する中、全社をあげて徹底した経営効率化に取り組み、規制料金^{※1}につきましては、現行料金を維持してまいりました。

しかしながら、ウクライナ紛争に伴う燃料価格・卸電力市場価格の高騰に加え、本年2月以降、燃料費調整額が調整上限に到達したこと等から、費用が収入を上回る状態が続いており、2022年度の連結経常利益は1,000億円の損失の見通しと、1970年代のオイルショックや震災直後の収支悪化をはるかに上回る過去最大の赤字となる見込みです。また、今後も早期の情勢回復は見込めず、このままでは、燃料調達や設備保全に係る対応が困難となり、安定供給に万全を期すことに影響を及ぼす虞があります。

こうした状況の中、今後も当社最大の使命である電力の安定供給に万全を期していくために、誠に心苦しい限りですが、来年4月1日^{※2}から電気料金を改定することとし、規制料金について、本日、経済産業大臣に認可申請いたしました。

料金の算定にあたっては、震災後、これまで取り組んできた経営効率化に加え、更なる経営効率化として最大限の施策を反映しており、今後、施策の実現に向けて全社を挙げて取り組んでまいります。

お客さまにご負担をおかけすることになり、誠に申し訳ございませんが、何卒、当社の置かれた状況についてご理解を賜りますようお願い申し上げます。

なお、低圧および高圧以上の自由料金メニューにつきましては、現在、電気料金改定の具体的内容を検討中のため、詳細が固まり次第、改めてお知らせいたします。

以 上

別紙1：規制料金の認可申請の概要

別紙2：経営効率化の取組み

別紙3：電気料金単価表

※1 規制料金とは、一般家庭（オール電化住宅等を除く）および小規模な工場・商店等のお客さまの電気料金のことであり、特定小売供給約款で定める電気料金です。（低圧で受電されているお客さまのうち、従量電灯、定額電灯、臨時電灯、公衆街路灯、低圧電力、臨時電力、農事用電力のお客さま）

※2 規制料金の改定につきましては、国の審査等を経た後に、経済産業大臣の認可を受けて正式に決定されることとなるため、実際の改定実施日は、変更となる場合があります。

規制料金の認可申請の概要

2022年11月30日
北陸電力株式会社

©2022 Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

目次

1

1. 申請原価の概要	…P2～8	6. 料金の概要	…P21～23
・今回申請の対象	…P2	・基本料金と電力量料金	…P21
・現行原価との比較	…P3	・3段階料金制	…P22
【参考】燃料価格・卸電力市場価格の高騰	…P4	・季節別料金制の見直し	…P23
・前提諸元と発電電力量	…P5	7. ご契約条件の変更	…P24～25
・原価算定上の志賀原子力発電所の稼働時期	…P6	・ご契約条件の変更	…P24
・経営効率化の織込み	…P7	【参考】電気料金等のお知らせ方法の見直し	…P25
・規制料金原価・改定幅	…P8	【補足資料】燃料費調整の前提諸元	…P26～27
2. 規制料金の主なご契約メニューの改定影響	…P9～10	【補足資料】規制料金改定手続きの概要	…P28
・主なご契約メニューの改定影響	…P9		
【参考】主なメニューの料金単価	…P10		
3. 託送料金見直しの反映（2023年4月予定）	…P11		
4. お客さまへのご説明	…P12～P13		
・お客さまへのご説明	…P12		
【参考】当社HPにおけるツールおよび情報の提供	…P13		
5. 総原価の内訳	…P14～20		
・人件費	…P14		
【参考】販売電力量あたり人件費	…P15		
・燃料費・原子力バックエンド費用	…P16		
・他社購入・販売電力料	…P17		
・修繕費	…P18		
・設備関連費（減価償却費・事業報酬）	…P19		
・その他経費・公租公課・控除収益	…P20		

- 今回の認可申請は、一般家庭および小規模な工場・商店等のお客さまの電気料金のうち、従量電灯や低圧電力等の規制料金を対象としております。
 ※ ご家庭のお客さま全体（約115万件）のうち、規制料金の対象は約55万件となります。

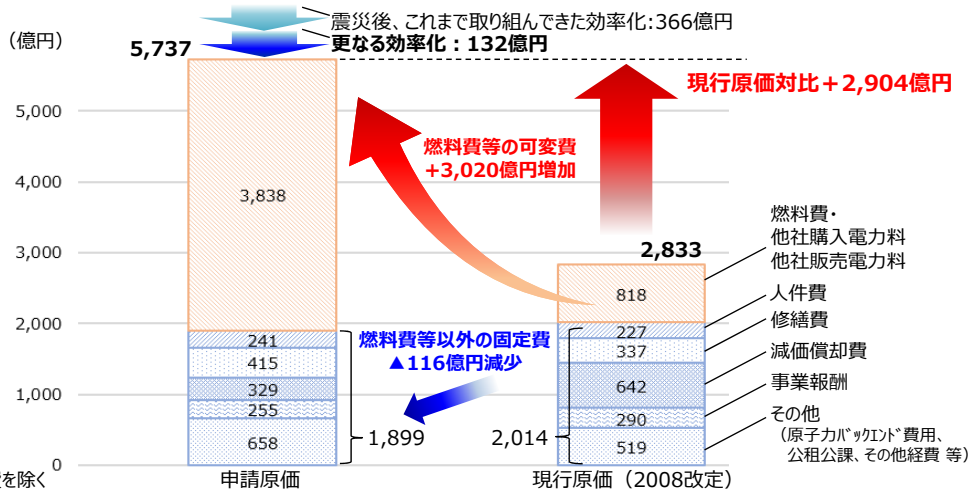
■ 今回申請の対象となる電気料金メニュー

規制料金メニュー			
・従量電灯	・定額電灯	・臨時電灯	・公衆街路灯
・低圧電力	・臨時電力	・農事用電力	

- 経済産業省令等※1の規定に則り、2023～2025年度の3年間を原価算定期間とし、事業運営に必要な供給コスト（総原価）を費目ごとに算定しております。
- 申請原価には、震災後、これまで取り組んできた経営効率化366億円に加え、更なる経営効率化として最大限の施策132億円を反映しております。
- しかしながら、ウクライナ紛争による燃料価格等の高騰により、燃料費等の可変費は3,020億円の増加となり、申請原価は5,737億円と、現行原価対比で2,904億円の大幅な増加となっております。
- なお、燃料費等以外の固定費は、効率化の反映等により、現行原価対比で116億円減少しております。

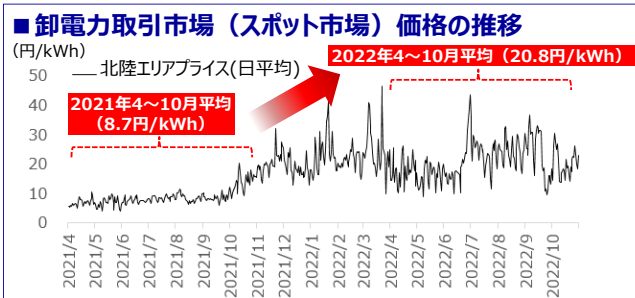
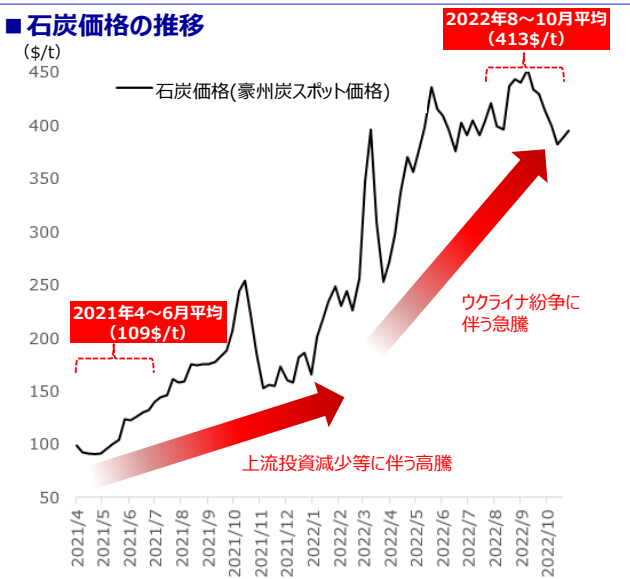
※1 「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」および「みなし小売電気事業者特定小売供給約款審査要領」

■ 申請原価と現行原価（2008改定）の比較※2



※2 送配電関連費を除く

- 近年の世界的な資源価格高騰に加え、ウクライナ紛争により燃料価格は過去に類をみない水準にまで高騰しております。加えて、国内外の金利差を背景とした円安も加速しております。
- こうしたことを背景として、燃料費および卸電力取引市場からの電力調達コストが大幅に増加している状況にあります。



(参考) 燃料費調整上の基準燃料価格は、約4倍 [今回：79,300円/kℓ ← 現行(2008改定)：21,900円/kℓ] になります。

1. 申請原価の概要（前提諸元と発電電力量）

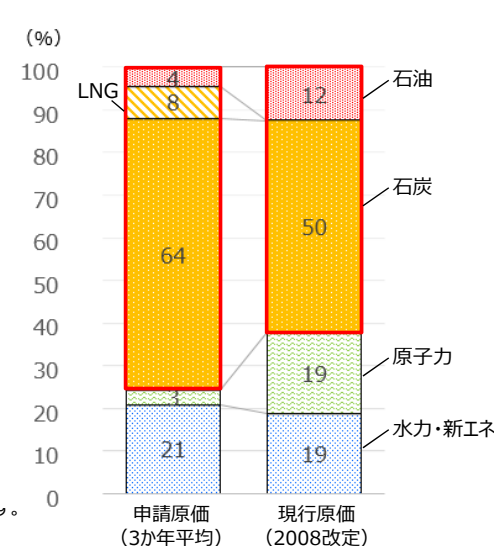
- 燃料価格は、いずれの燃種も大幅に上昇しており、特に、当社の主力電源である石炭火力発電に用いる石炭の価格は378\$/tと、約5倍の水準となっております。
- 発電電力量の構成は、志賀原子力発電所の稼働減に伴い、石炭火力をはじめとする火力発電電力量の比率が増加しております。

■ 前提諸元

	今回 A	現行原価 B (2008改定)	差引 A - B
原価算定期間 (年度)	2023~2025	2007下期~2008上期	-
販売電力量 (再掲)規制部門 (億kWh)	260.3 (16.5)	286.9 (68.9)	▲26.6 (▲52.4)
為替 (円/\$)	137.06	119.06	18.00
全日本原油 CIF (\$/b)	113.06	70.96	42.10
全日本石炭 CIF (\$/t)	378.49	71.07	307.42
全日本LNG CIF (\$/t)	1,041.90	-	-
事業報酬率 (%)	2.8	3.3	▲0.5

※為替、全日本CIFは、直近3か月の貿易統計価格（2022年7~9月の平均値）を参照しております。
 ※事業報酬率については、「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」等に基づき算定しております。


■ 発電電力量の構成（自社発電）



- 現在停止中の志賀原子力発電所 2 号機の再稼働については、新規制基準適合性審査を経て、地元のご了解をいただいた後に行うこととなりますが、審査状況を踏まえると、現時点では、具体的な再稼働時期を見通せる状況にはありません。
- しかしながら、原価算定上は、審査が最大限効率的に進むことを前提に、火力燃料費等の抑制による、最大限の原価低減を図る観点から、志賀原子力発電所 2 号機の再稼働時期を2026年 1 月としております。

■ 原子力の稼働時期

ユニット名	2023年度	2024年度	2025年度	原子力利用率 (自社)
志賀 1 号機	原価算定期間中の発電電力量は想定していません			6%
志賀 2 号機			2026/1	

 : 電力量想定期間

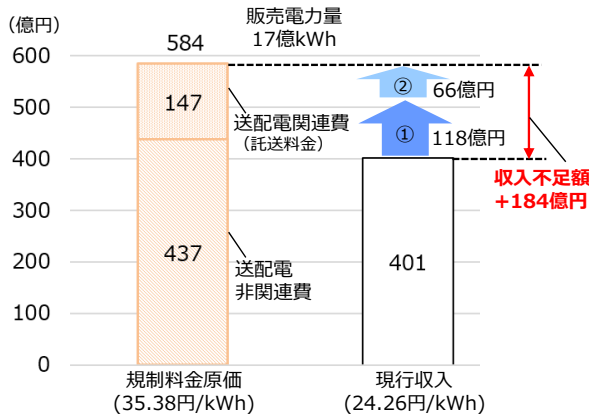
- 当社は、東日本大震災以降、志賀原子力発電所の停止に伴う燃料費の増加等、厳しい経営環境に対処すべく、全社をあげて経営効率化に取り組んでまいりました。
- 今回の原価算定にあたっては、震災後、これまで取り組んできた効率化366億円に加え、AI技術を活用した最適な設備・需給運用等をはじめとする、更なる効率化132億円を反映し、総額497億円の経営効率化を織り込んでおります。

■ 経営効率化の織込み

		科目	主な内容	金額
現行原価 (2008改定) 2021年度実績 今回申請原価 に織り込み (2023-2025平均)	これまで 取り組んできた 効率化※ (366億円)	人件費	・役員報酬、給料手当の見直し ・福利厚生制度の見直し 等	38
		需給関連	・経済性に優れた電源（水力・LNG火力）活用 ・卸電力取引所を活用した販売拡大 等	203
		設備投資 修繕費	・競争入札等による資材調達価格の低減 ・設備維持費用全般の削減	65
		その他経費	・競争入札等による資材調達価格の低減 ・販売活動費や研究開発費等の諸経費全般の削減	59
		小計		366
更なる 効率化 (132億円) 3年平均	※今回申請原価には、これまで取り組んできた 効率化(2021年度実績、現行原価対比 366億円) の各施策も反映し算定しております。	人件費	・役員報酬、給料手当の見直し ・人員の削減 等	23
		需給関連	・AI技術を活用した最適な設備・需給運用 ・燃料調達コストの更なる低減 等	47
		設備投資 修繕費	・上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減 ・新技術の導入による工法等の見直し	35
		その他経費	・上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減 ・緊急経営対策本部の取り組みによるベース諸経費の更なる削減	26
		小計		132
合計				497

- 「みなし小売電気事業者特定小売供給約款料金算定規則」の規定に則り、費目ごとに算定した総原価をその機能や性質に応じて配分し、規制部門の原価を特定しております。
- その結果、規制部門の原価は584億円となり、一方、現行の料金を維持した場合の収入見込み（現行収入）は401億円であることから、収入不足額は184億円となります。
- このため、お客さまにはご負担をおかけすることとなり、誠に心苦しい限りですが、規制料金平均では、11.12円/kWhの改定をお願いさせていただく次第です。
- なお、今回改定幅の大宗を占める①燃料費調整額の上限超過分7.15円/kWhにつきましては、本年2月以降、燃料費調整額が上限に到達したことにより、超過分をこれまで当社が負担してまいりましたが、今回改定により、自由料金のお客さま同様、ご負担をお願いさせていただくものです。

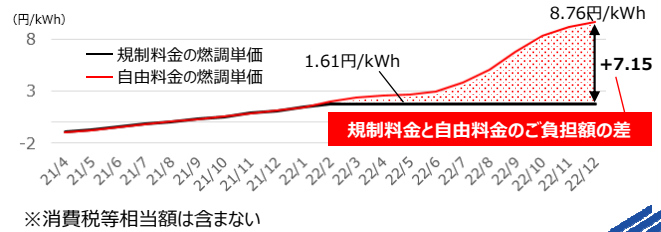
■ 規制料金原価と現行収入（2023-2025年度平均）



■ 規制料金原価・平均改定幅

内訳	改定単価
①燃料価格高騰影響（燃料費調整額の上限超過分）	7.15円/kWh
②燃料価格高騰影響（上記以外の影響）	3.97円/kWh
計（①+②）	11.12円/kWh

【参考】 規制料金における燃料費調整額の上限到達



- 規制料金における、主なご契約メニューごとの改定影響額は以下のとおりです。

	1か月の ご使用量	現行料金 (月額)	申請料金 (月額)	改定額 (月額) [改定率]		
				合計	燃料費調整額の 上限超過分	左記以外の影響
従量電灯B 30アンペア	230kWh	6,402円	9,098円	+2,696円 〔+42%〕	+1,810円 〔+28%〕	+886円 〔+14%〕
従量電灯C 10キロボルト アンペア	710kWh	21,733円	31,094円	+9,361円 〔+43%〕	+5,588円 〔+26%〕	+3,773円 〔+17%〕
低圧電力 8キロワット (力率90%)	480kWh	16,843円	23,468円	+6,625円 〔+39%〕	+3,778円 〔+22%〕	+2,847円 〔+17%〕

※現行料金、申請料金ともに「消費税等相当額」および「再生可能エネルギー発電促進賦課金（申請日時時点の単価：3.45円/kWh）」を含みます。
 ※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額」を含みます。また、従量電灯B・Cの現行料金には「初回振替割引額」を、低圧電力の現行料金には「力率割引額」を含みます。
 ※2023年4月1日から予定されている低圧託送料金の見直し相当分は含まずに算定しております。
 ※今後の国の審査等を踏まえ、上記の改定影響額が変動する場合がございます。また、上記はモデルケースに基づき算定した目安の金額であり、実際のご負担額は、ご使用状況や燃料費調整額、再生可能エネルギー発電促進賦課金等により変動する場合がございます。

■従量電灯B・C

(円/月、円/kWh)

		現行料金	申請料金	合計	改定幅	
					燃料費調整額の 上限超過分	左記以外の影響
基本料金	10A(1kVA) あたり	242.00	242.00	-	-	-
電力量 料金	～120kWh	19.61	29.82	10.21	7.87	2.34
	121kWh ～300kWh	23.50	36.37	12.87	7.87	5.00
	301kWh～	25.21	39.27	14.06	7.87	6.19

■低圧電力

(円/月、円/kWh)

		現行料金	申請料金	合計	改定幅	
					燃料費調整額の 上限超過分	左記以外の影響
基本料金	1kWにつき	1,166.00	1,166.00	-	-	-
電力量 料金	夏季	13.92	26.01	12.09	7.87	4.22
	その他季	12.86	26.01	13.15	7.87	5.28

※現行料金、申請料金ともに消費税等相当額を含みます。

※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を含みます。

※2023年4月1日から予定されている低圧託送料金単価の見直し相当分は含んでおりません。

3. 託送料金見直しの反映（2023年4月予定）

- 2023年4月からの新たな託送料金制度の導入に向け、現在、経済産業省の電力・ガス取引監視等委員会において、一般送配電事業者各社が提出した「収入の見直し」について、審査が行われております。
- 今後、一般送配電事業者各社は託送供給等約款の申請を行い、経済産業大臣の認可を受けることが予定されており、当社としても、北陸電力送配電株式会社の認可後の新託送料金を、小売電気料金に反映させていただく予定としております。

■託送料金の見直し影響（見直し）

(円/kWh)

	A 見直し単価	B 現行収入単価	A-B 見直し影響
特別高圧	2.37	1.95	+0.42
高圧	4.64	3.90	+0.74
低圧	9.13	7.85	+1.28

※北陸電力送配電株式会社が公表（2022年7月25日）する一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に則った参考値(税抜)。
現在、「収入の見直し」の審査中のため、今後、変更となる可能性があります。

- 料金改定を申請するに至った背景、経営効率化の取組み、申請の内容、電気料金の影響額に加え、電気を効率よくお使いいただくための節電・省エネ方法等について、各ご家庭への文書の郵送や当社ホームページ等により、お知らせしてまいります。
- また、お客さま向け説明会の開催や各種団体の皆さまへの訪問等を通じ、幅広くご説明に努めてまいります。

<p>ご説明・お知らせ方法</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 当社ホームページ内に特設サイトを開設し、電気料金の改定に関する詳細かつタイムリーな情報提供を行うとともに、お客さまご自身で電気料金影響額を試算できるツールや電気を効率よくお使いいただくための省エネ方法、節電に関するキャンペーン情報等をご提供しております。 • 各ご家庭に、料金改定のお願いについての文書を、郵送または電子メールにてお知らせしてまいります（12月中旬以降、送付予定）。 • お客さま説明会を開催し、丁寧にご説明を実施してまいります。 （新聞広告、ホームページ、各ご家庭へ郵送する文書・電子メールでご案内。ホームページ、専用ダイヤルで受付） • 自治体さま、消費者団体さま等、各種団体さまを訪問し、丁寧にご説明を実施してまいります。
<p>お問い合わせへの対応</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 11月30日に専用ダイヤルを設置し、料金改定へのお問い合わせに対し、丁寧にお応えしてまいります。 <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> <p>お問い合わせ専用ダイヤル(通話料無料) 0120-012433 受付時間： 9:00～18:00（土・日・祝日含む） 年末年始（12/31～1/3）を除く</p> </div>

【参考】当社ホームページにおけるお客さまへのツールおよび情報の提供

- 当社ホームページ内に特設サイトを開設し、「電気料金影響額シミュレーション」や、電気を効率よくお使いいただくための省エネ方法、節電に関するキャンペーン等、お客さまの節電・省エネに繋がる情報をご提供しております。

■ 電気料金に関するツールのご提供

- 当社ホームページにおいて、電気料金影響額をお客さまご自身でご確認いただける「電気料金影響額シミュレーション」をご提供しております。

<電気料金影響額シミュレーション>



■ 節電・省エネに関する情報のご提供

- 各ご家庭で簡単にできる電気機器ごとの省エネ方法や節電に関するキャンペーン情報等をご提供しております。
- お客さまが取り組んでいる節電方法を募集し、投票により順位を付け、ご紹介しております。

<みんなde節電チャレンジキャンペーン>



- 当社の人件費は、他社と比較して低廉な実績水準ですが、原価においては、更なる効率化として役員報酬、給料手当の削減やメルクマール等の過去の査定方針を勘案し算定しております。
- 雑給は、法改正への対応に伴う60歳以上の再雇用者の増加等により現行原価対比で増加しておりますが、当社は給料手当に係る人員と雑給に係る人員を合わせた全体での人員活用・生産性向上を目指しており、給料手当と雑給を合わせた全体での労働生産性は、他の事業者と比較して遜色ない水準と考えております。

■人件費の内訳

(億円)

	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B	備考
役員給与	2	2	▲0	・役員報酬をメルクマール等を踏まえ算定
給料手当	166	172	▲5	・社員年収をメルクマール等を踏まえ算定
給料手当振替額	▲2	▲1	▲1	
退職給与金	13	21	▲7	・退職給与金をメルクマール等を踏まえ算定
厚生費	33	27	7	・社会保険料率の引き上げによる増
雑給	28	7	21	・定年退職者再雇用及び有期雇用者の無期雇用化による人員の増
合計	241	227	15	

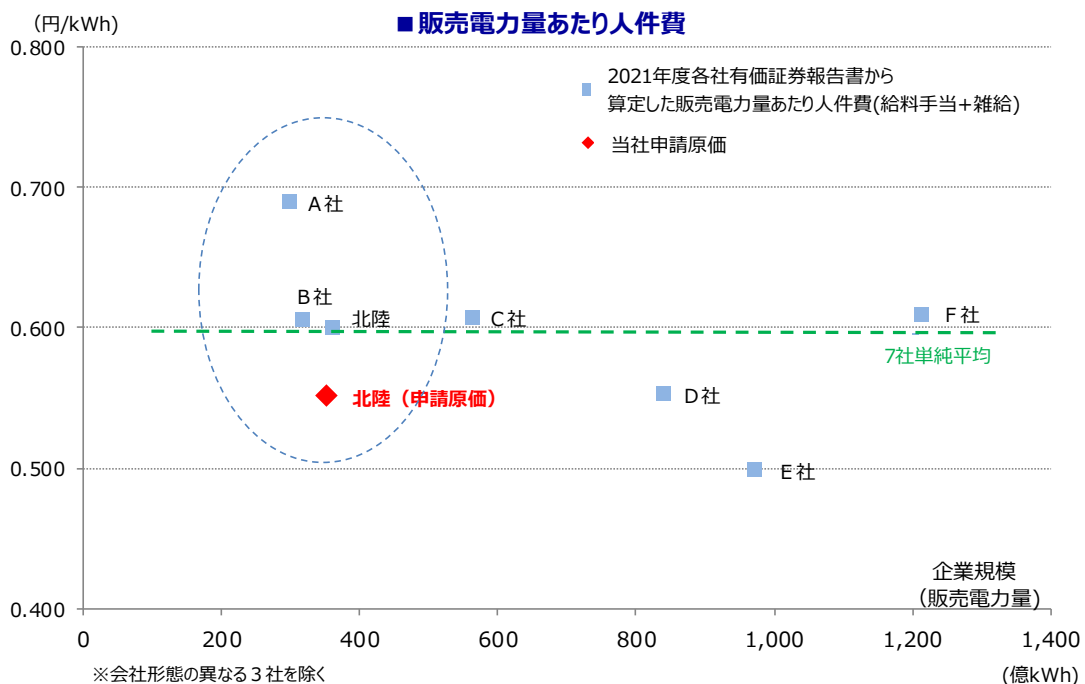
■平均経費対象人員

(人)

	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	原価算定 期間平均	備考
経費対象人員	2,657	2,596	2,500	2,424	2,395	2,440	・効率化等により人員を抑制（2021年度対比▲8%）

【参考】販売電力量あたり人件費

- 「販売電力量（小売販売＋卸販売）あたり人件費（給料手当＋雑給）」は、企業規模別で比較した場合、当社と販売電力量が同規模の旧一般電気事業者ではトップ水準となっております。



5. 総原価の内訳（燃料費・原子力バックエンド費用）

16

- 燃料費は、全日本通関CIF価格（石炭・LNG）に基づき、火力発電所における石炭の受入品位緩和による中品位炭の受入拡大等の低減も勘案し算定しております。
- 志賀原子力発電所の稼働減による火力発電量の増加に加え、ウクライナ紛争に伴う燃料価格の大幅な上昇により、現行原価対比で2,969億円増加しております。
- 原子力バックエンド費用は、関係法令に基づき必要な費用を織り込んでおります。

■燃料費の内訳

(億kWh、億円)

	今回(3か年平均) A		現行(2008改定) B		差引 A - B		備考
	発電電力量	金額	発電電力量	金額	発電電力量	金額	
火力	215	3,987	189	980	26	3,007	・価格差(燃料価格上昇・円安)2,831 ・数量差(発電量増加)177
石油系	12	340	38	492	▲26	▲152	・価格差184、数量差▲336
石炭系	181	3,230	151	488	30	2,742	・価格差2,646、数量差96
L N G	22	418	-	-	22	418	・数量差418
原子力	9	5	58	43	▲48	▲38	・数量差▲36、価格差▲2
合計	224	3,992	247	1,023	▲23	2,969	

■原子力バックエンド費用の内訳

(億円)

	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B	備考
使用済燃料再処理等抛出金発電費	15	※ 27	▲12	・発電電力量の減少による使用済燃料発生数量減
特定放射性廃棄物処分費	-	6	▲6	
原子力発電施設解体費	43	14	29	・解体見積総額および省令改正に伴う増
合計	57	46	11	

※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発電費を記載。

© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

5. 総原価の内訳（他社購入・販売電力料）

17

- 他社購入電力料は、卸電力取引所購入の新規織り込みや当社が小売電気事業者として購入しているFIT電気の買取分、新市場（容量市場・非化石価値取引市場）の導入等により、現行原価対比で1,625億円増加しております。
- 他社販売電力料は、卸電力取引所や相対卸販売の新規織り込み、新市場（容量市場・需給調整市場）の導入等により、現行原価対比で1,574億円増加しております。
- 供給余力を活用した卸電力取引所販売を最大限織り込むこと等により、購入・販売合計では154億円の原価低減となっております。

■他社購入・販売電力料の内訳

(億kWh、億円)

	今回 A (3か年平均)		現行 B (2008改定)		差引 A - B		備考	
	受給電力量	金額	受給電力量	金額	受給電力量	金額		
① 他社購入電力料 計	95	2,038	61	413	35	1,625		
再掲)	取引所購入・FIT買取	(78)	(1,469)	(-)	(-)	(78)	(1,469)	・市場価格が供給コストより安い断面における購入増
	新市場(非化石・容量)	(-)	(189)	(-)	(-)	(-)	(189)	・容量市場創設に伴い、小売電気事業者として負担する費用の増 ・高度化法の目標達成のために必要な非化石証書購入費用の増
② 他社販売電力料 計	93	2,192	47	618	45	1,574		
再掲)	取引所販売	(49)	(1,156)	(-)	(-)	(49)	(1,156)	・市場価格が供給コストより高い断面における販売増
	新市場(需給調整・容量)	(-)	(235)	(-)	(-)	(-)	(235)	・容量市場および需給調整市場創設による収入増
① - ② (購入 - 販売)	3	▲154	13	▲205	▲10	51		

© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

- 修繕費は、火力発電所の高経年・高稼働影響による補修費用の増加や、志賀原子力発電所2号機の再稼働に係る起動前点検費用等により、現行原価対比で79億円増加しておりますが、原子力の稼働織り込みにより、申請原価全体では原価低減が図られております。

■ 修繕費の内訳

(億円)

	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B	備考
水 力	67	72	▲5	
火 力	241	185	56	・火力設備の高経年・高稼働による補修費用増
原 子 力	97	71	26	・志賀原子力2号機の起動前点検による増
新 工 業	0	0	0	
業 務	9	8	1	
合 計	415	337	79	

- 減価償却費は、富山新港火力発電所LNG1号機の運転開始や志賀原子力発電所の安全対策工事による増加はあるものの、既存設備の償却進行や経営効率化による設備投資額削減の影響等により、現行原価対比で312億円減少しております。
- 事業報酬は、燃料価格の上昇による運転資本増加等に伴うレートベースの増加はあるものの、事業報酬率は金利低下を反映し算定していることから3.3%から2.8%となり、現行原価対比で36億円減少しております。

■ 減価償却費の内訳

(億円)

	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B	備考
水 力	48	63	▲16	・償却進行による減少
火 力	177	162	15	・富山新港LNG火力新設による増加60、償却進行による減少
原 子 力	87	404	▲316	・償却進行による減少、志賀原子力安全対策工事による増加16
新 工 業	1	-	1	
業 務	17	12	4	
合 計	329	642	▲312	

■ 事業報酬の内訳

(億円)

		今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B
レ - ト ベ - ス	①	11,951	11,314	636
(再掲) 運転資本 ※1		(1,225)	(436)	(789)
事 業 報 酬 率	②	2.8%	3.3%	▲0.5%
事 業 報 酬 額	③ = ① × ②	335	373	▲39
NW 事業報酬相当 ※2	④	80	83	▲3
事業報酬額 (NW 控除後)	③ - ④	255	290	▲36

※1 運転資金相当（営業費用・燃料貯蔵品等の1.5か月分） ※2 NW：北陸電力送配電株式会社

- その他経費は、原賠・廃炉等支援機構一般負担金の増加や、志賀原子力発電所2号機の新規制基準対応に係る安全審査費用（委託費）の増加等により、現行原価対比で204億円増加しております。
- 控除収益は、2020年度の法的分離に伴う北陸電力送配電株式会社からの受託業務に係る電気事業雑収益の増加等により、現行原価対比で82億円増加しております。

■ その他経費の内訳

(億円)

	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B
廃棄物処理費	78	64	14
委託費	193	72	121
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	57	-	57
諸費	54	26	28
その他 ※1	133	148	▲16
合計	514	310	204

■ その他経費 主な増加要因

(億円)

・原賠・廃炉等支援機構一般負担金の増加	: 57
・志賀2号機安全審査費用(新規基準対応)の増加	: 55
・北陸電力送配電株式会社との会社間取引等による増加(法的分離に伴う内部取引から外部取引等への変更影響)	: 49
・火力発電所の高稼働等による廃棄物処理費および消耗品費の増加	: 20

※1 消耗品費、補償費、賃借料、損害保険料、原子力損害賠償資金補助法一般負担金、普及開発関係費、養成費、研究費、貸倒損、固定資産除却費、共有設備費等分担額、同(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)、附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)、社債発行費

■ 公租公課の内訳

(億円)

	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B
固定資産税	56	89	▲32
事業税	67	40	27
その他 ※2	76	65	12
合計	200	193	7

※2 水利使用料、雑税、法人税等

■ 控除収益の内訳（他社販売電力料を除く）

(億円)

	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008改定)	差引 A - B
電気事業雑収益	104	27	77
その他 ※3	9	4	5
合計	113	31	82

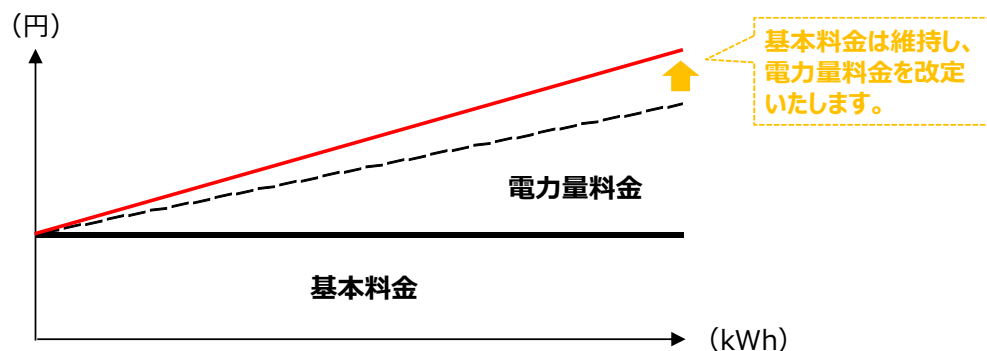
※3 遅取加算料金、預金利息、賠償負担金相当収益

6. 料金の概要（基本料金と電力量料金）

- 従量電灯B・Cや低圧電力に採用されている基本料金制（二部料金制）は、契約電力（kW）等に比例する固定的な基本料金と、使用電力量（kWh）に比例する電力量料金の2要素で構成されます。
- 今回の料金改定にあたりましては、基本料金は維持したうえで、電力量料金を改定する内容としております。
- なお、2023年4月1日から、託送料金の見直しが予定されており、その見直し相当額については、基本料金および電力量料金に別途反映させていただきます。

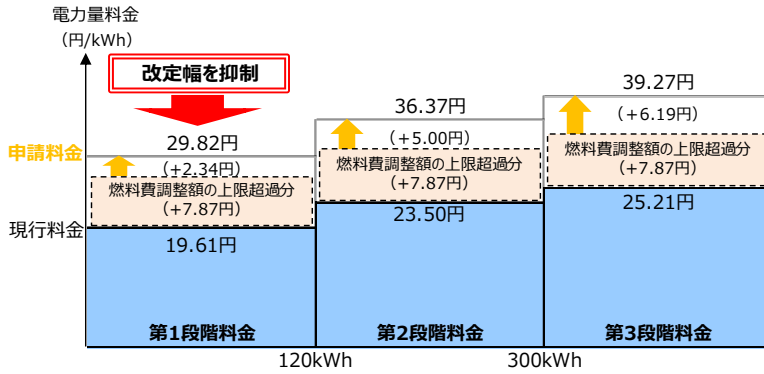
【参考】基本料金制（二部料金制）

・契約電流（A）、契約容量（kVA）、契約電力（kW）に比例する固定的な基本料金と、使用電力量（kWh）に比例する電力量料金の2要素で料金を決定するもの。



- ご家庭などで多くご契約をいただいている従量電灯においては、3段階料金制を採用しております。
- 今回の料金改定にあたりましては、毎日の生活に必要な不可欠なご使用量に相当する第1段階料金の改定幅を小さく、節電・省エネ推進の観点から、第3段階料金については改定幅を大きくしております。

■ 3段階料金制（従量電灯Bのイメージ）

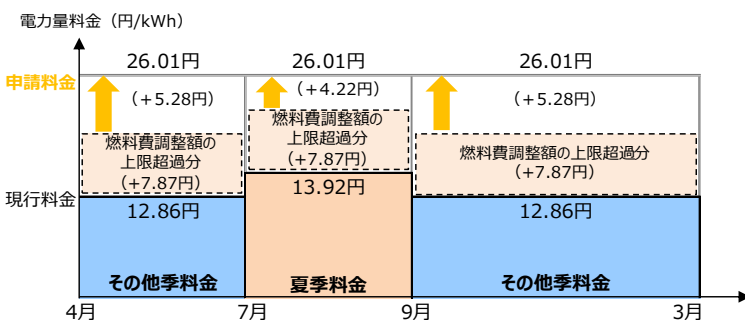


単位 (円/kWh)	現行料金	改定幅		申請料金
		燃料費調整額 の上限超過分	左記以外の 影響	
第1段階 料金	19.61	(+7.87)	(+2.34)	29.82
第2段階 料金	23.50	(+7.87)	(+5.00)	36.37
第3段階 料金	25.21	(+7.87)	(+6.19)	39.27

※ () 内は、現行料金から申請料金への改定幅を示しています。
 ※現行料金、申請料金ともに消費税等相当額を含みます。
 ※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を含みます。
 ※2023年4月1日から予定されている低圧託送料金単価の見直し相当分は含んでおりません。

- 低圧電力等においては、過去より、季節別に電力量料金単価に格差を設けることで、夏季ピーク需要の抑制効果を期待する季節別料金制を採用しております。
- 今回の料金改定にあたりましては、「夏季料金」を「その他季料金」と同一の料金単価といたします。
- なお、需要抑制が必要となった場合には、お客さまが節電効果をより実感いただけるデマンドレスポンスや節電・省エネ推進活動を進めていきたいと考えております。
 (例：「みんなde節電チャレンジキャンペーン2022冬」の実施、ほくリンク会員を対象とした「出かけて節電」の実施 等)

■ 季節別料金制（低圧電力のイメージ）



単位 (円/kWh)	現行料金	改定幅		申請料金
		燃料費調整額 の上限超過分	左記以外の 影響	
夏季 料金	13.92	(+7.87)	(+4.22)	26.01
その他季 料金	12.86	(+7.87)	(+5.28)	26.01

※ () 内は、現行料金から申請料金への改定幅を示しています。
 ※現行料金、申請料金ともに消費税等相当額を含みます。
 ※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を含みます。
 ※2023年4月1日から予定されている低圧託送料金単価の見直し相当分は含んでおりません。

- 環境負荷の低減（ペーパーレス化推進）や支払手段の多様化、法令変更等を踏まえた今日的な内容に改めること等を目的に、今回の料金改定にあわせ、ご契約条件を変更いたします。
- なお、ご契約条件の変更は2023年4月を予定しておりますが、お客さまへの周知期間を十分に確保するため、一部の内容は、2024年4月から実施いたします。
- また、ご契約条件の変更内容は、当社ホームページや文書の郵送等により別途お知らせいたします。

■ ご契約条件の主な変更内容

	変更概要	実施時期
①	再生可能エネルギー発電促進賦課金単価および燃料費調整単価について、当社事務所に掲示しておりますが、インターネット上※でお知らせいたします。	2023年 4月
②	契約期間を年度単位（4/1～3/31）に変更する等、今日的な見直しを行います。	
③	口座振替で電気料金をお支払いいただいているお客さまで、初回の振替日に電気料金が引き落としされた場合に適用している特別措置（初回振替割引）を終了いたします。 〔対象契約は、「従量電灯B」、「従量電灯C」が該当〕	2024年 4月
④	低圧電力等の動力需要において、力率に応じて適用している力率割引・割増しを廃止いたします。 〔対象契約は、「低圧電力」、「臨時電力」、「農事用電力」が該当〕	
⑤	電気料金・使用電力量のお知らせ方法として、これまで書面によりお知らせしておりましたが、原則、電子メールの送信またはインターネット上※でお知らせいたします。 書面による電気料金等のお知らせをご希望された場合、その発行に伴う費用に相当する金額を申し受けます。 〔発行手数料〕 ・電気料金の支払いにかかる「契約振込票」：1通あたり 税込220円 ・電気料金・使用電力量のお知らせにかかる「電気ご使用量等のお知らせ」：1通あたり 税込110円	

※当社員サイト「ほくリンク」または当社ホームページをいう。

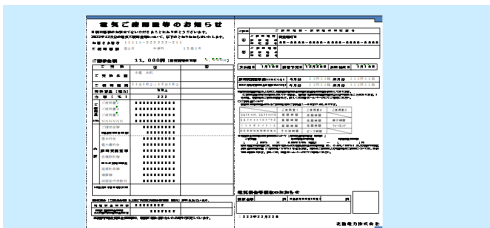
© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

【参考】電気料金・使用電力量のお知らせ方法の見直し

- 毎月の電気料金や使用電力量のお知らせにかかる「電気ご使用量等のお知らせ」について、書面やインターネット上でお知らせしておりますが、環境負荷の低減（ペーパーレス化推進）を目的として、2024年4月以降は書面からインターネット上でご確認いただく方法へ見直しいたします。

【2024年3月まで】

- 現在、書面（ハガキ・振込票）でご確認いただいているお客さま



- 現在、インターネット上でご確認いただいているお客さま



ほくリンクアプリで確認※

ほくリンクサイトで確認※

※毎月、料金確定時にメール等で通知いたします

【2024年4月以降】

書面からインターネット上でご確認いただく方法に見直しいたします。



現在、インターネット上でご確認いただいているお客さまはお知らせ方法に変更ございません。

- ・この機会に「電気ご使用量のお知らせ通知サービス」等、便利でお得なほくリンク会員へのご登録をおすすめします。
- ・ほくリンクへの登録・操作方法についてご不明な点がございましたら、当社事業所窓口にてご説明させていただきます。
- ・2024年4月以降、書面による「電気ご使用量等のお知らせ」をご希望される場合は、1通あたり 税込110円 を申し受けます。

© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

- 電源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。
- 火力発電の燃料消費数量の増加により、基準単価は現行より大きくなっております。
- 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1 kWh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大きくなります。

		今回 A	現行 B (2008改定)	差引 (A - B)
基準燃料価格	円/kℓ	79,300	21,900	+57,400
換算係数	α	0.0380	0.2303	▲0.1923
	β	0.0702	-	-
	γ	1.2641	(β)1.1441	+0.1200
基準単価(税込※・規制料金)	円/kWh	0.186	0.161	+0.025

※税込は消費税率10%

①基準燃料価格 (79,300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] $97,466\text{円/kℓ} \times 0.0380 + 142,803\text{円/t} \times 0.0702 + 51,875\text{円/t} \times 1.2641 = 79,300\text{円/kℓ}$

原油価格 α LNG価格 β 石炭価格 γ

②基準単価 (0.186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1 kWhあたりの調整単価です。
- 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] $12,746\text{千kℓ} \times 1,000\text{円/kℓ} \div 780.86\text{億kWh} = 0.163\text{円/kWh}$

燃料消費数量(原油換算) 小売販売電力量 基準単価
(税込、全電圧平均)

総合損失率差、消費税率を反映 → 0.186円/kWh
基準単価
(税込、規制料金)

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 (前述のα・β・γ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か月前の平均) にα・β・γ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。

[算定式] $(\text{〇〇〇円/kℓ} - 79,300\text{円/kℓ}) \div 1,000\text{円/kℓ} \times 0.186\text{円/kWh} = \text{毎月の燃料費調整単価}$

毎月の平均燃料価格 基準燃料価格 基準単価(税込)

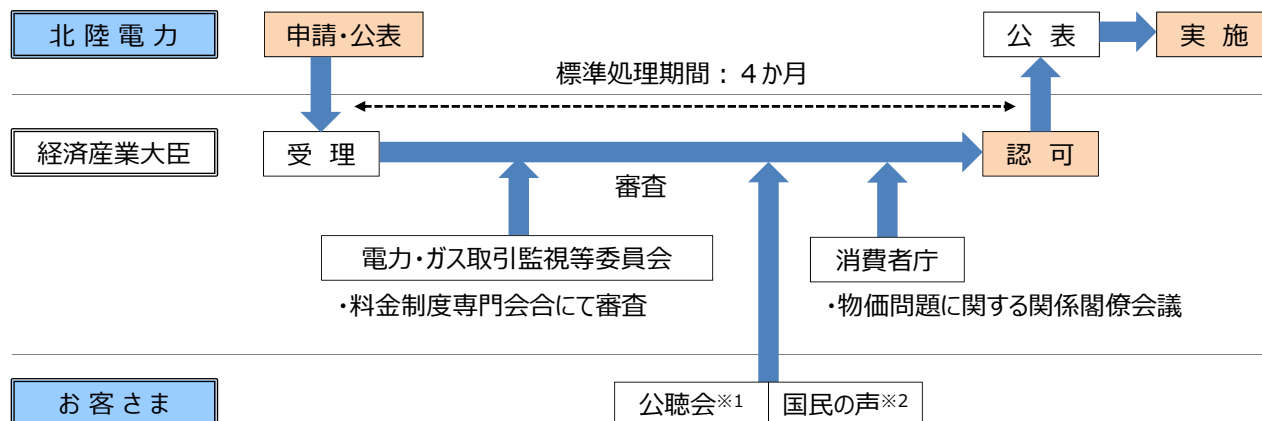
(参考) 換算係数 (α・β・γ) の算定方法

	熱量構成比 A	原油換算係数※ B	換算係数 C=A×B	
原油	0.0380	1.0000	0.0380	…α
LNG	0.1003	0.6995	0.0702	…β
石炭	0.8617	1.4670	1.2641	…γ
合計	1.0000	-	-	

※原油換算係数 LNG : 1ℓ当たりの原油発熱量 (38.26MJ) ÷ 1kg当たりのLNG発熱量 (54.70MJ)
石炭 : 1ℓ当たりの原油発熱量 (38.26MJ) ÷ 1kg当たりの石炭発熱量 (26.08MJ)

- 規制料金改定の申請後は、平成26年改正電気事業法附則第18条に基づく経済産業大臣の審査や、公聴会※1、関係閣僚会議等を経て認可を受けることとなります。
- 上記に加えて、料金制度専門会合での審査や、消費者庁によるヒアリング等が行われます。

■規制料金の認可プロセス



※1 公聴会：平成26年改正電気事業法附則第22条に基づき、広くお客さまからご意見を伺うことを目的に開催

※2 国民の声：広くお客さまからご意見を伺うことを目的に、電子政府の総合窓口(e-Gov)・経済産業省ホームページ等で意見を募集

【出典】「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」(平成24年3月)等を踏まえ作成

以上

経営効率化の取組み

2022年11月30日
北陸電力株式会社

©2022 Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

目次

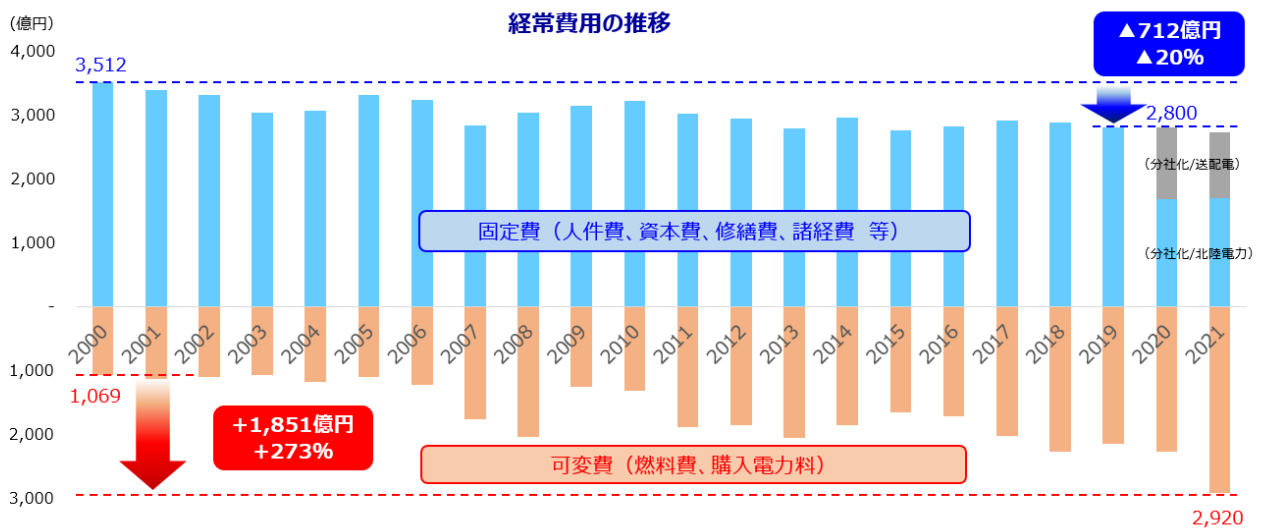
1

I. これまでの経営効率化の取組み	…P2～17	II. 更なる経営効率化の取組み	…P18～24
1. 経常費用の推移	…P3～4	1. 更なる経営効率化の取組み	…P19
・経常費用の推移	…P3	2. 人件費	…P20
・販売電力量あたり費用	…P4	3. 需給関連費	…P21
2. 設備形成・運用の効率化	…P5～9	4. 資本費・修繕費	…P22
・設備投資	…P5	5. その他経費	…P23
・修繕費	…P6	6. 更なる資材調達価格低減の取組み	…P24
・水力発電電力量の拡大	…P7～8		
・LNGコンバインドサイクル発電の導入	…P9		
3. 燃料調達の効率化	…P10		
4. 業務運営の効率化	…P11～15		
・人員の効率化	…P11		
・採用抑制	…P12		
・人件費の削減	…P13		
【参考】組織の統廃合、業務の集中化	…P14		
・諸経費の削減	…P15		
5. 保有資産のスリム化	…P16		
6. 資材調達における効率化	…P17		

I. これまでの経営効率化の取組み

1. 経常費用の推移

- 当社は、2000年の電力の小売部分自由化以降、全社をあげて経営効率化に取り組み、人件費、資本費、修繕費等の固定費について20%削減してまいりました。
- 一方で、燃料費等の可変費は、2011年の東日本大震災による志賀原子力発電所の停止に加え、ウクライナ紛争等による燃料価格・卸電力市場価格の高騰により、大幅に増加（273%）しております。

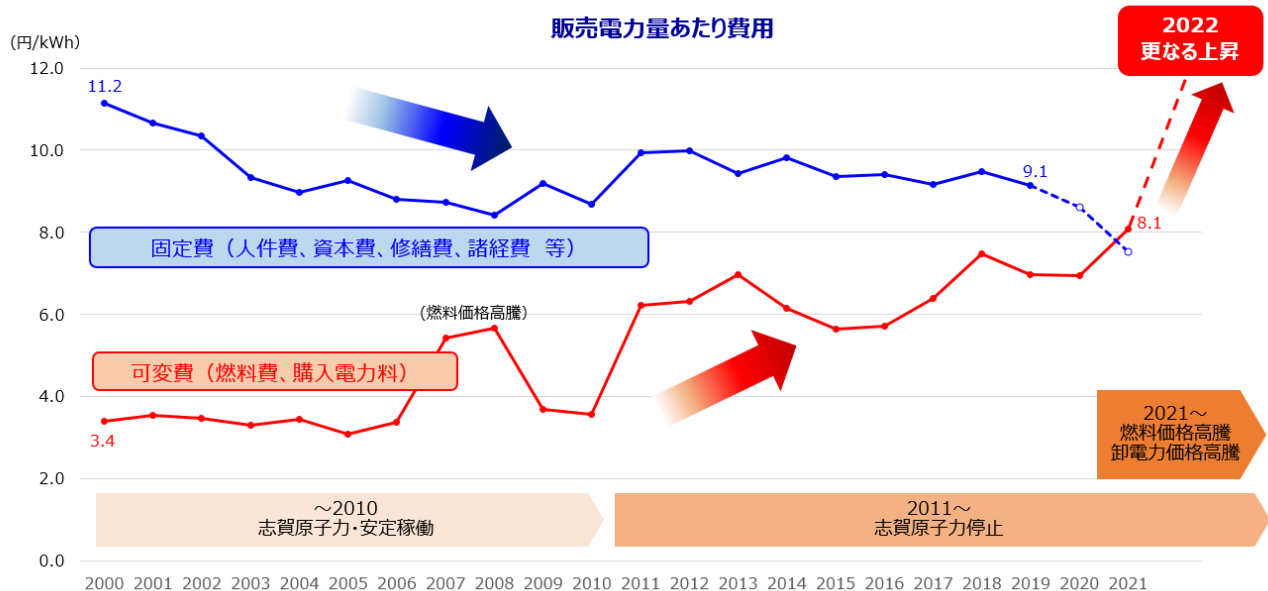


■ 当社の料金改定実績 (規制部門平均)

2000年10月	2002年10月	2005年4月	2006年7月	2008年3月	単純合計
▲5.57%	▲5.32%	▲4.05%	▲2.65%	(据え置き)	▲17.59%

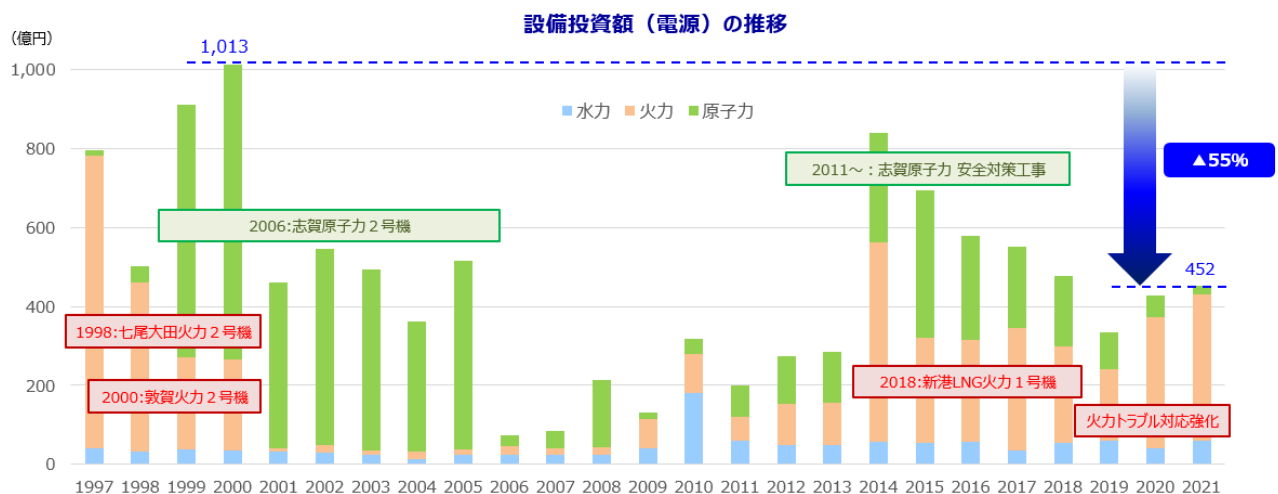
1. 経常費用の推移（販売電力量あたり費用）

- 販売電力量（小売販売+卸販売）あたり費用単価については、固定費は経営効率化等により低減している一方、燃料費等の可変費は、2011年の東日本大震災以降の志賀原子力発電所停止により3円/kWh程度上昇し、2021年度以降は、ウクライナ紛争に伴う燃料価格・卸電力市場価格の高騰により更に上昇しております。



2. 設備形成・運用の効率化（設備投資）

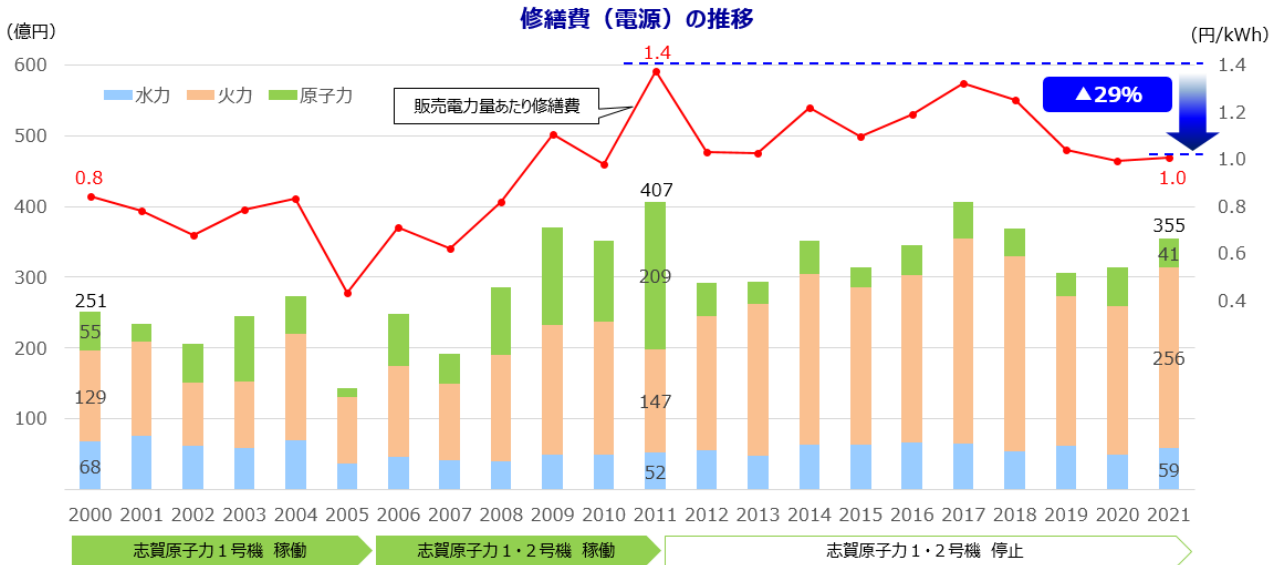
- 安全最優先を大前提として、安定供給に必要な設備形成・更新に取り組む一方、工事内容の精査や競争発注比率の拡大等により、設備投資額の抑制に努めてまいりました。
- 近年は、志賀原子力発電所の停止に伴い高稼働となっている石炭火力発電所のトラブル対応・高経年化対応工事が増加しておりますが、過去25年間のピークであった2000年度に比べ55%削減しております。



2. 設備形成・運用の効率化（修繕費）

6

- 修繕工事の実施にあたっては、安定供給を最優先に、設備の点検・補修内容の見直しを行うなど、費用の削減に努めてまいりました。
- 2006年の志賀原子力発電所2号機の運転開始に伴う原子力修繕費の増加（主に定検修繕費の増加）により、2011年度には電源計で407億円、販売電力量あたり修繕費は1.4円/kWhまで上昇しました。
- その後、火力発電所の高経年・高稼働による補修費用の増加はあるものの、2021年度の販売電力量あたり修繕費は1.0円/kWhとなり、ピークであった2011年度に比べ29%低減しております。



© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

2. 設備形成・運用の効率化（水力発電電力量の拡大）

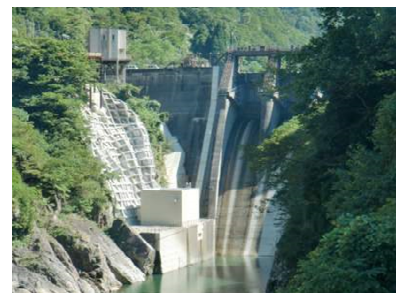
7

- 北陸地域の豊富な水資源の有効活用を図るため、発電に使用されていない河川維持放流水の活用や新規水力発電所の開発、既設発電設備の改修等による水力発電電力量の拡大を積極的に行っております。

■ 河川維持放流水の活用

・ダムからの河川維持放流水を活用した維持流量発電所を4箇所新設

発電所	出力	発電電力量	運転開始
仏原ダム発電所	220kW	1.8GWh	2010年11月
有峰ダム発電所	170kW	1.3GWh	2011年11月
新猪谷ダム発電所	500kW	4.0GWh	2012年12月
北又ダム発電所	130kW	0.9GWh	2014年11月



新猪谷ダム発電所

■ 新規水力発電所の開発

・2016年4月に27年ぶりの新規開発となる片貝別又発電所の運転を開始

発電所	出力	発電電力量	運転開始
片貝別又発電所	4,500kW	18.3GWh	2016年4月



片貝別又発電所

（参考）グループ会社による新規水力発電所の開発

・2022年4月には、当社グループ会社（黒部川電力株式会社）において、新姫川第六発電所の営業運転を開始しており、当社は出資比率に応じて、受電しております。

発電所	出力	発電電力量	運転開始
新姫川第六発電所	27,900kW	87.7GWh	2022年4月

© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

2. 設備形成・運用の効率化（水力発電電力量の拡大）

8

- 既設水力発電設備の改修により、発電出力・発電電力量の増加を実現しております。設備改修時には、CFD解析技術を活用したランナ羽根形状の改善等により、水車効率の向上を図っております。

■ 既設設備の改修等による出力増強（2008年以降実績）

発電所	出力	増加電力量	出力変更年月
新猪谷発電所	35,400kW (1,900kW増)	4.7GWh	2013年5月
神通川第二発電所	44,000kW (3,000kW増)	6.0GWh	2013年5月
小俣発電所	33,600kW (900kW増)	2.9GWh	2015年4月
白峰発電所	15,100kW (900kW増)	2.6GWh	2015年5月
西勝原第三発電所	49,500kW (1,500kW増)	6.6GWh	2017年3月
有峰第二発電所	123,000kW (3,000kW増)	3.0GWh	2018年3月
手取川第二発電所	89,500kW (2,500kW増)	6.0GWh	2020年3月
牧発電所	42,700kW (2,200kW増)	5.7GWh	2020年12月
その他（33箇所）	11,010kW増	47.0GWh	2008～2022年

■ CFD解析技術を活用したランナ羽根形状の改善

従来形ランナから改善

羽根面の圧力分布（圧力差）を改善

【CFD解析】
模型試験を実施せずに複数ケースの性能予測が可能であり、開発期間が大幅短縮

例：東町発電所2号機

© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

2. 設備形成・運用の効率化（LNGコンバインドサイクル発電の導入）

9

- 2018年11月、当社初のLNG火力発電所となる富山新港火力発電所LNG 1号機が営業運転を開始しました。
- 一層の電源多様化により安定供給の確保を図るとともに、石油より経済性に優れ、環境負荷の少ないLNGコンバインドサイクル発電の導入により、燃料費の削減に取り組んでおります。
- また、2020年10月には、燃料の調達環境等も踏まえ富山新港火力発電所1号機（1974年運開・石油）を休止し、設備維持費用の低減を図っております。

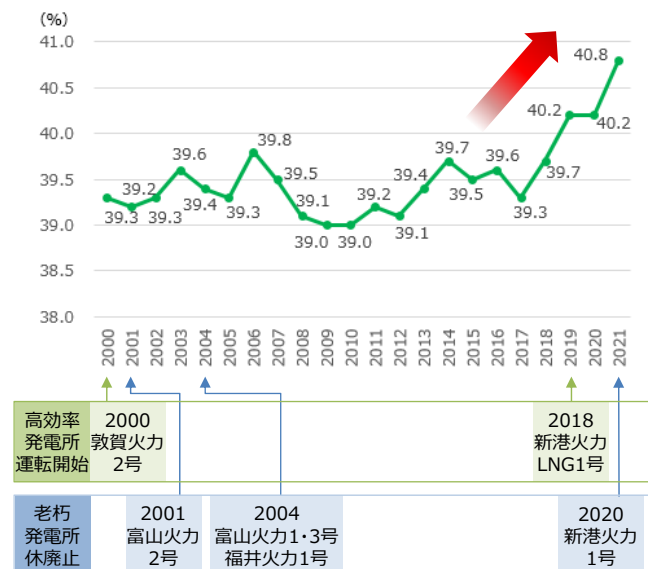
■ 設備概要

発電出力	42.47万kW
発電方式	コンバインドサイクル発電
発電端熱効率	約59%超



富山新港火力発電所

■ 火力発電所熱効率の推移（高位発熱量基準）



© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

- 当社は、これまで石炭において調達選択肢の拡大や輸送の効率化により、燃料調達コストの低減と安定調達に努めてまいりました。

項目	内容
石炭調達選択肢の拡大	<ul style="list-style-type: none"> 品位を指定したスペック炭を導入し、燃焼可能な石炭を拡大 山元会社・船会社に加えて、トレーダー等を活用することで、調達相手先を拡大し、石炭代・輸送費用を低減
石炭輸送の効率化	<ul style="list-style-type: none"> 一般的なパナマックス船に比べて、より多くの積載が可能な「幅広船」を活用し、効率的に輸送を行うことで、輸送費用を低減

■次世代石炭船「ほくリンク」(幅広船)



【特長】

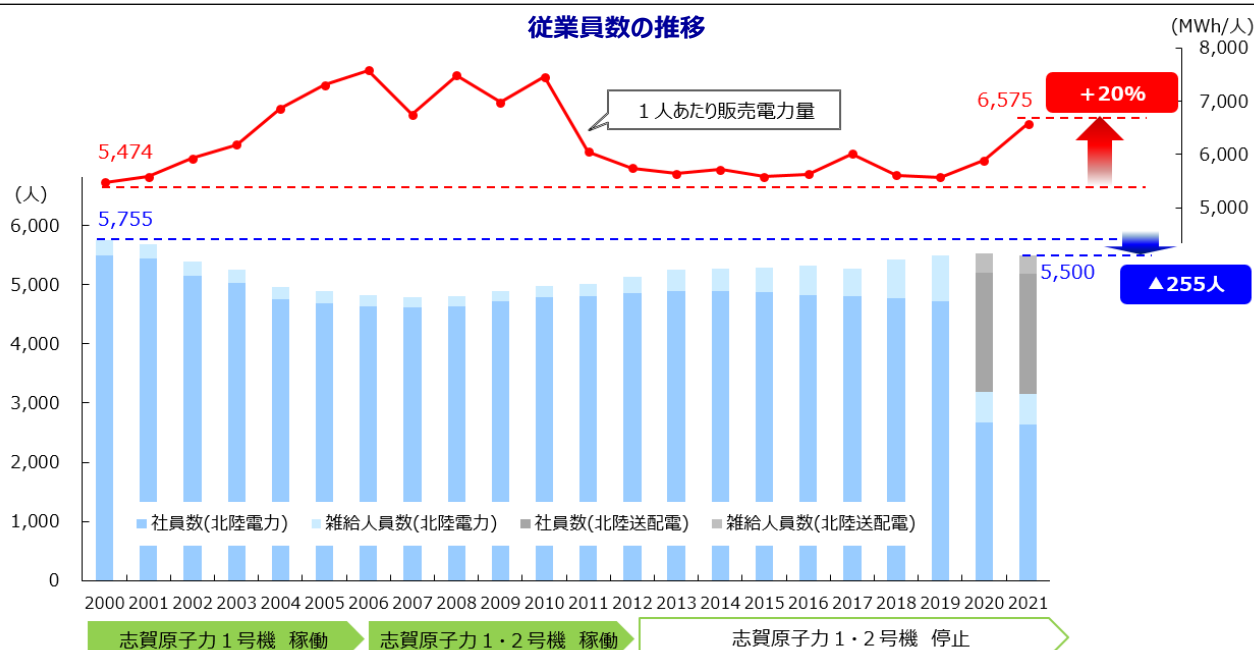
- 貨物スペース改良による作業効率・安全性向上
- 貨物スペースのバラスト水が不要な構造であり、海中への汚水排水リスクを軽減
- 燃料油の硫黄除去装置（スクラバー）搭載により、環境負荷を抑制

【参考】

当社の会員向けサービスである「ほくリンク」（北陸の「ほく」、つながる・連携するという意味の「リンク」）と同じように、北陸地域のお客さまやステークホルダーの皆さまとの繋がりを大切にしたい、これまで以上に積極的にお客さまと深く・強く繋がりたいとの思いを込めています。

4. 業務運営の効率化（人員の効率化）

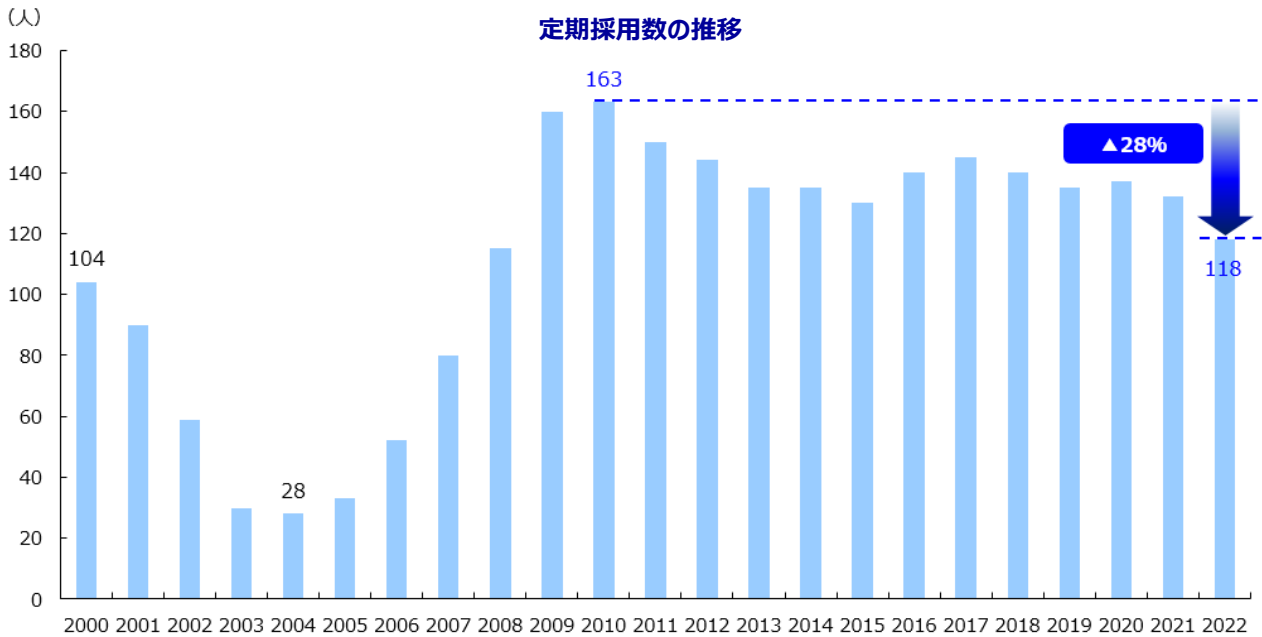
- 従業員数については、法改正への対応に伴う60歳以上の再雇用者の増加（雑給に係る人員増）はありますが、業務効率化を推進し採用数を抑制するなど人員効率化に取り組んできた結果、全体としては2021年度に5,500人まで減少しております。
- 労働生産性を示す1人あたり販売電力量については、震災後、志賀原子力発電所の停止による卸販売電力量の減少等により低下しておりますが、2021年度には2000年度に比べ20%向上しております。



4. 業務運営の効率化（採用抑制）

12

- 当社は、2000年の電力の小売部分自由化以降の競争拡大に対応するため2003年度～2005年度を中心に大幅な採用抑制を行ってまいりました。
- 2008年度以降は、団塊世代の退職者増加、新規電源開発（水力・LNG火力）や高経年設備改修等の将来にわたり安定供給を担う人材を確保する観点から採用数を見直しましたが、2011年の東日本大震災以降は厳しい経営状況に鑑み、更なる人員効率化を図るため、採用抑制を継続しております。

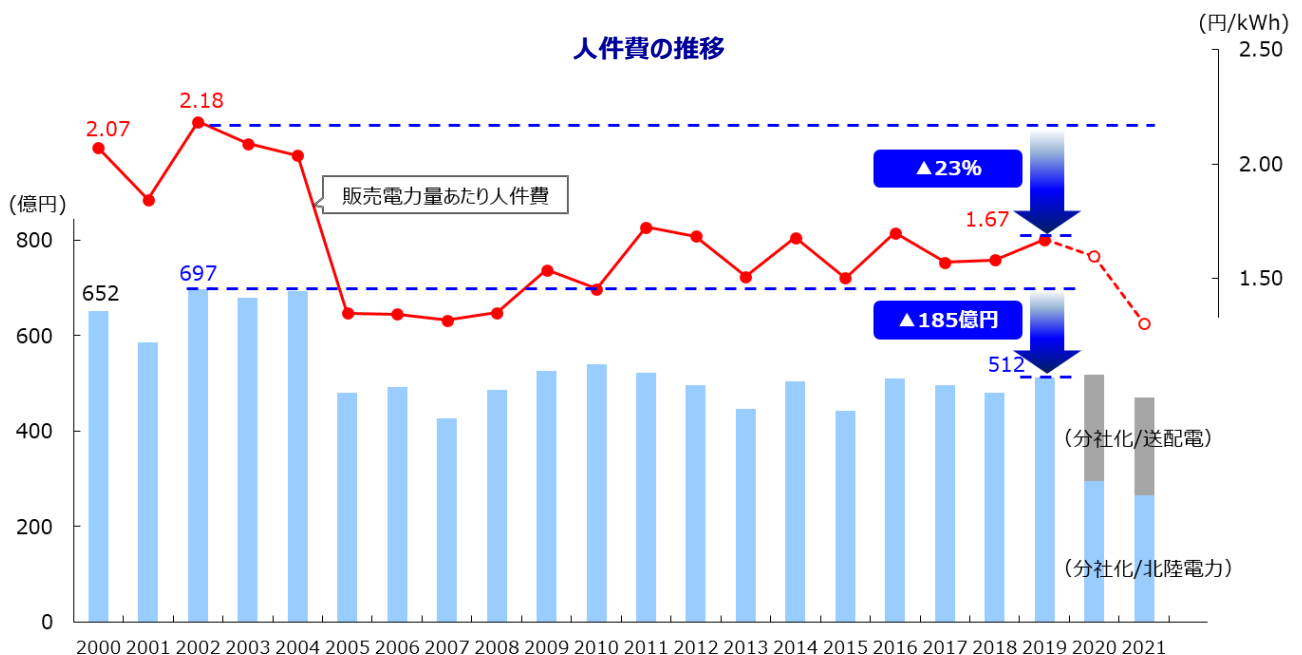


© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

4. 業務運営の効率化（人件費の削減）

13

- 当社は、2005年度に賃金制度や福利厚生制度の抜本的見直しを実施する等、他社が震災後に実施した施策に先駆けて取り組み、人件費の削減に努めてまいりました。
- その成果として、分社化前年の2019年度は2002年度と比べ185億円削減し、販売電力量あたり人件費は23%低減しております。



© Hokuriku Electric Power Company, All Rights Reserved.

- 組織の統廃合や業務の集中化によって、業務運営の効率化を進めてまいりました。

■ 2019年度以前（送配電分社前）

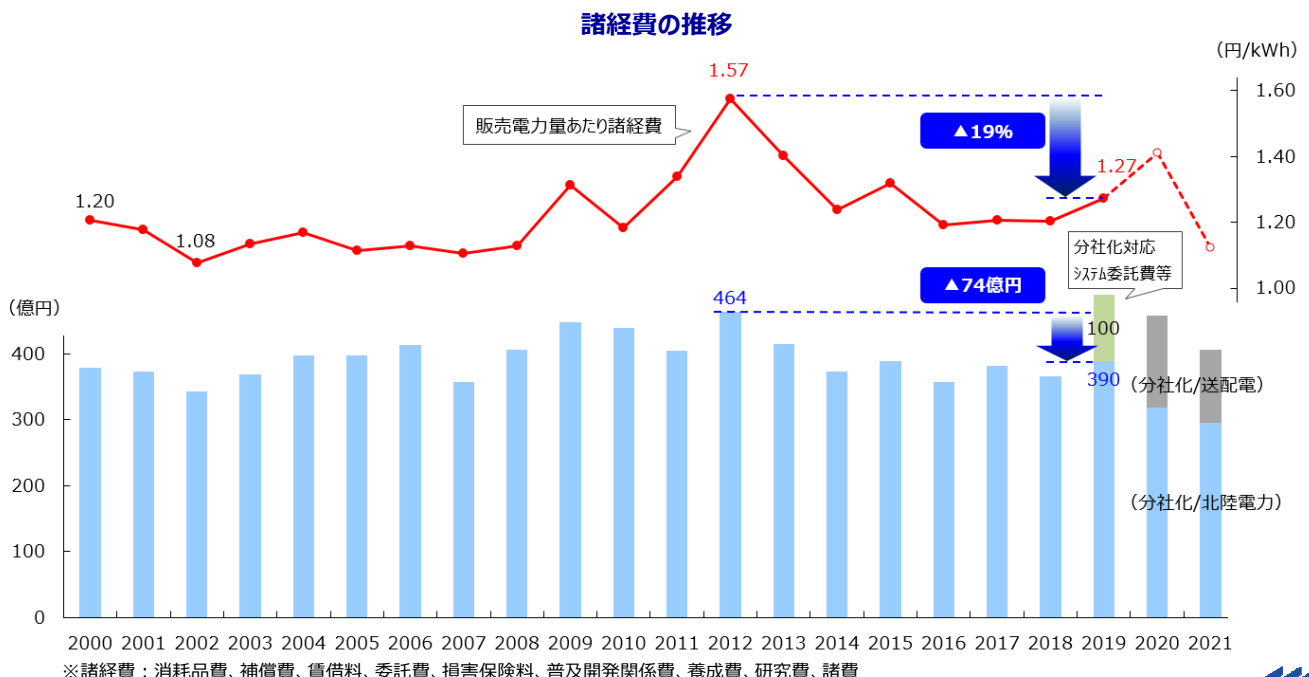
実施時期	内容	
2001年度	営業所の統廃合	事業所数を31箇所→14箇所に集約し、組織・要員を効率化
2002年度	お客さまサービスセンターの設置	営業所の電話受付業務の一部を集中化
	経理業務の本店集約	支店経理業務の本店への集中化
2003年度	火力発電所の組織統廃合	4課→3課に集約し、組織・要員を効率化
	人事関係業務の本店集約	支店人事業務の本店への集中化
2005年度	料金事務センターの設置	営業所の料金業務の一部を集中処理化
2019年度	購買業務の本店集約	支店購買業務の本店への集中化

■ 2020年度以降（送配電分社後）

実施時期	内容	
2021年度	本店組織の統廃合	統廃合により4部門削減し、組織・要員を効率化
	支店組織の統廃合	統廃合により各支店1部門削減し、組織・要員を効率化
2022年度	本店組織の統廃合	統廃合により1部門削減し、組織・要員を効率化

4. 業務運営の効率化（諸経費の削減）

- 諸経費についても、経営効率化に取り組んできた結果、分社化前年の2019年度は、分社化に向けたシステム委託費等を除くと、2012年度に比べ74億円削減し、販売電力量あたり諸経費は19%低減しております。



- 当社は、事業所の統廃合や社宅など厚生施設の廃止を進めるとともに、土地をはじめとする保有資産の売却を実施してまいりました。
- 有価証券についても、保有の必要性等を見極めた上で売却を実施し、資産のスリム化を図っております。
- 今後も、電気事業および当社グループの安定的事業運営や企業価値向上のため、保有資産の有効活用・売却を実施してまいります。

■ 土地・建物の売却実績

年度	件数	面積	売却価格	主な売却物件
2000～2021年度	196件	15.8万㎡	60億円	・保健館 ・営業所跡地 ・厚生施設跡地 ・社宅・寮跡地

■ 有価証券の売却実績

年度	売却価格
2000～2021年度	63億円

【参考：2022年度以降の売却予定】

■ 土地・建物

予定年度	件数	売却価格
2022年度	3件	1億円

- 当社は、競争発注の拡大に加え、まとめ発注、設計・仕様の見直し等の様々な発注方法の工夫により、資材調達価格の低減を図ってまいりました。

■ 資材調達方針

		概要	適用事例
多様な調達方針	競争入札 (ターゲットプライス方式)	見積依頼時に、価格低減を織り込んだ上限価格を提示・入札し、最安値の入札者に発注	土地造成工事 水力発電所の導水路修繕工事
	まとめ発注	同種の物品または工事をまとめて発注し、スケールメリットを享受	塗装工事
	分離発注	特命発注の一部を分離し、分離した物品・工事等について、他の取引先を加えて競争の上、発注	火力発電所のタービン点検工事
	サードパーティの活用	社内外から情報収集を行い、既設メーカー※1以外の取引先を発掘・採用し、既設メーカーと競争の上、発注 ・他社で採用実績がある取引先 ・当社他部門で採用実績がある取引先	水力発電所のポンプ購入
設計・仕様の見直し	VE※2提案型競争 (技術提案型競争)	設備の機能を低下させずに価格低減を可能とする技術提案の提出を取引先に求め、設計仕様等に反映	水力発電所の大規模改修工事
	仕様の簡素化・共通化	技術主管部門が設計・計画段階で仕様の簡素化・共通化を検討	火力・原子力発電所の制御盤取替

※1 既設メーカー：既設設備を納入・施工したメーカー ※2 VE：Value Engineeringの略

Ⅱ. 更なる経営効率化の取組み

2. 更なる経営効率化の取組み

- 当社は、東日本大震災以降、志賀原子力発電所の停止に伴う燃料費の増加等、厳しい経営環境に対処すべく、全社をあげて経営効率化に取り組んでまいりました。
- 今回の原価算定にあたっては、震災後、これまで取り組んできた効率化366億円に加え、AI技術を活用した最適な設備・需給運用等をはじめとする、更なる効率化132億円を反映し、総額497億円の経営効率化を織り込んでおります。

■ 経営効率化の取組み

				(億円)	
現行原価 (2008改定)	2021年度実績	今回申請原価 に織り込み (2023-2025平均)	科目	主な内容	金額
これまで 取り組んできた 効率化※ (366億円)	これまで 取り組んできた 効率化	今回申請原価 に織り込み (2023-2025平均)	人件費	・役員報酬、給料手当の見直し ・福利厚生制度の見直し 等	38
			需給関連	・経済性に優れた電源（水力・LNG火力）活用 ・卸電力取引所を活用した販売拡大 等	203
			設備投資 修繕費	・競争入札等による資材調達価格の低減 ・設備維持費用全般の削減	65
			その他経費	・競争入札等による資材調達価格の低減 ・販売活動費や研究開発費等の諸経費全般の削減	59
			小計		366
更なる 効率化 (132億円) 3年平均	更なる 効率化	今回申請原価 に織り込み (2023-2025平均)	人件費	・役員報酬、給料手当の見直し ・人員の削減 等	23
			需給関連	・AI技術を活用した最適な設備・需給運用 ・燃料調達コストの更なる低減 等	47
			設備投資 修繕費	・上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減 ・新技術の導入による工法等の見直し	35
			その他経費	・上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減 ・緊急経営対策本部の取り組みによるベース諸経費の更なる削減	26
			小計		132
			合計		497

※今回申請原価には、これまで取り組んできた効率化(2021年度実績、現行原価対比366億円)の各施策も反映し算定しております。

- 役員報酬、給料手当の見直し等により、更なる効率化として23億円の人件費削減に取り組んでまいります。
- 当社はこれまで、他社以上の年収水準の引き下げ・福利厚生制度の縮小を実施してまいりましたが、今回申請にあたり、人件費の更なる効率化に向けて労働組合に申入れを行っております。
- 引き続き、安定供給の確保を大前提に、従業員のモチベーションにも十分に配慮し更なる労働生産性の向上に取り組んでまいります。

■ 人件費効率化の内訳

(億円)

取り組み内容	2023	2024	2025	3か年平均
役員報酬、給料手当の見直し	11	8	6	8
人員の削減	9	13	16	13
寮・社宅の廃止等の福利厚生制度の更なる見直し	2	2	2	2
計	23	23	24	23

3. 需給関連費（燃料費・他社購入電力料・他社販売電力料）

- これまで、LNGコンバインドサイクル発電の導入により、火力発電の熱効率向上を進めてまいりました。これらに加え、今後はAI技術を活用した設備運用や定検期間の更なる短縮により、需給関連費用の効率化に努めてまいります。
- また、燃料調達にあたっては、安定性や需給変動に迅速かつ適切に対応し、経済的な調達を進めてまいります。

■ 需給関連費効率化の内訳

(億円)

	取り組み内容	2023	2024	2025	3か年平均
AI技術を活用した効率化	・水力発電所・ダム流入量予測 (他社販売電力料の増加)	3	3	4	3
	・火力発電所・ボイラー制御最適化 (火力燃料費の削減)	28	27	30	28
	・電力需給予測向上 (他社購入電力料の削減)	5	5	5	5
	・石炭滞船料の削減 (火力燃料費の削減)	1	1	1	1
燃料調達コストの削減等	・石炭受入品位緩和による調達コストの低減 (火力燃料費の削減)	2	2	2	2
	・重油調達コストの低減 (火力燃料費の削減)	4	5	4	4
	・火力発電所の更なる定検短縮 (他社販売電力料の増加)	-	10	-	3
計	44	53	45	47	

- 設備工事の資材調達に際しては、引き続き、競争発注の拡大に取り組んでいくとともに、上流購買の推進による更なる調達価格の低減を図ってまいります。
- また、積極的に新技術の導入による工法等の見直しを進め、設備投資・修繕費の更なる削減に取り組んでまいります。

■ 資本費の内訳

(億円)

取り組み内容	2023	2024	2025	3か年 平均
・上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減	3 (37)	5 (53)	14 (52)	7 (47)
・新技術の導入による工法等の見直し	0 (3)	1 (11)	2 (10)	1 (8)
計	3 (40)	6 (64)	16 (62)	8 (55)

※ () は設備投資の効率化額

■ 修繕費の内訳

(億円)

取り組み内容	2023	2024	2025	3か年 平均
・上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減	21	27	28	25
・新技術の導入による工法等の見直し	2	1	1	1
計	23	28	29	27

- その他経費においては、「2022緊急経営対策本部」でのコスト削減の取り組みを織り込むとともに、設備投資・修繕費と同様に、上流購買の推進による資材調達価格の低減を織り込み、更なるコスト削減に取り組んでまいります。

■ その他経費の内訳

(億円)

取り組み内容	2023	2024	2025	3か年 平均
・上流購買の推進による更なる資材調達価格の低減	24	20	20	21
・緊急経営対策本部の取り組みによるベース経費削減 (消耗品費等のベース経費削減)	5	5	5	5
計	29	25	25	26

- 震災後は、競争発注の拡大、まとめ発注、設計・仕様の見直し等による資材調達価格の低減に取り組んでまいりました。
- 今後は、上流購買の推進※による更なる資材調達価格の低減に取り組んでまいります。

■ 上流購買のイメージ

※ 計画段階から早期に技術主管部門と資材部門が連携し、調達方策の検討および実施により、更なる調達低減を図ること

	Step1:計画	Step2:設計	Step3:決定	Step4:依頼	Step5:見積	Step6:交渉	Step7:契約
	機器取替を計画	機器仕様を検討	取替・仕様・実施時期等を決定	資材部門へ依頼	取引先へ見積依頼	取引先と価格交渉・査定	価格決定・発注
これまで	技術主管部門 (水力・火力・原子力)				調達方策を検討	資材部門	
	↑ 連携 ↓				↑ 連携 ↓		
今後	早期に連携し、調達方策を検討	技術主管部門 (水力・火力・原子力)			資材部門		

■ 上流購買による効果

<これまで>

- ① 設計・仕様が既に決定しており、取引先の技術・知見を活用することが難しい
- ② 新規取引先の開拓や取引先候補の技術的な検証等に係る時間の確保が難しく、既存メーカーへ発注せざるを得ない
- ③ 調達時期・工期がバラバラのため、同種の物品または工事をまとめて発注することが難しい



<今後>

- 技術主管部門と資材部門が早期に連携し、調達方策の検討を上流工程へシフトすることで、
 - ① 取引先の技術・知見を設計に反映が可能、
 - ② 新規取引先の開拓が可能、
 - ③ 調達時期・工期を調整し複数案件をまとめて発注することが可能となる。

以上

電気料金単価表
(2023年 4 月 1 日実施予定)

○定額電灯

料金の区分	単 位	料金単価 (円)	
		現行料金	申請料金
需要家料金	1 契約	59.40	59.40
電灯料金			
10Wまで	1 灯	59.46	105.32
10Wをこえ20Wまで	〃	99.07	190.84
20Wをこえ40Wまで	〃	177.26	361.88
40Wをこえ60Wまで	〃	256.53	532.92
60Wをこえ100Wまで	〃	413.99	875.01
100Wをこえる100Wまでごとに	〃	413.99	875.01
小型機器料金			
50VAまで	1 機器	169.39	306.55
50VAをこえ100VAまで	〃	287.12	562.50
100VAをこえる100VAまでごとに	〃	287.12	562.50

○従量電灯

料金の区分	単 位	料金単価 (円)		
		現行料金	申請料金	
A	最低料金 (最初の 8 kWh まで)	1 契約	195.46	277.14
	電力量料金 (8 kWh をこえる)	1 kWh	19.61	29.82
B	基本料金			
	10アンペア	1 契約	242.00	242.00
	15アンペア	〃	363.00	363.00
	20アンペア	〃	484.00	484.00
	30アンペア	〃	726.00	726.00
	40アンペア	〃	968.00	968.00
	50アンペア	〃	1,210.00	1,210.00
	60アンペア	〃	1,452.00	1,452.00
	電力量料金			
	最初の120kWhまで	1 kWh	19.61	29.82
120kWhをこえ300kWhまで	〃	23.50	36.37	
300kWhをこえる	〃	25.21	39.27	
最低月額料金	1 契約	181.30	242.00	
C	基本料金	1 kVA	242.00	242.00
	電力量料金			
	最初の120kWhまで	1 kWh	19.61	29.82
	120kWhをこえ300kWhまで	〃	23.50	36.37
300kWhをこえる	〃	25.21	39.27	

○臨時電灯

料金の区分		単 位	料金単価 (円)	
			現行料金	申請料金
A	50VAまで	1 日	6.61	10.83
	50VAをこえ100VAまで	〃	13.20	21.67
	100VAをこえ500VAまでの100VAまでごとに	〃	13.20	21.67
	500VAをこえ1kVAまで	〃	131.95	216.66
	1kVAをこえ3kVAまでの1kVAまでごとに	〃	131.95	216.66
B	基本料金 40, 50, 60A	10A	264.00	264.00
	電力量料金	1 kWh	27.52	43.20
C	基本料金	1kVA	264.00	264.00
	電力量料金	1 kWh	27.52	43.20

○公衆街路灯

料金の区分		単 位	料金単価 (円)	
			現行料金	申請料金
A	需要家料金	1 契約	53.90	53.90
	電灯料金			
	10Wまで	1 灯	53.96	98.55
	10Wをこえ20Wまで	〃	90.27	179.50
	20Wをこえ40Wまで	〃	162.96	341.40
	40Wをこえ60Wまで	〃	236.73	503.29
	60Wをこえ100Wまで	〃	382.09	827.09
	100Wをこえる100Wまでごとに	〃	382.09	827.09
	小型機器料金			
	50VAまで	1 機器	157.29	289.66
50VAをこえ100VAまで	〃	267.32	533.13	
100VAをこえる100VAまでごとに	〃	267.32	533.13	
B	基本料金	1 kVA	220.00	220.00
	電力量料金	1 kWh	17.88	29.36
	最低月額料金	1 契約	164.80	220.00

○低圧電力

料金の区分		単 位	料金単価 (円)	
			現行料金	申請料金
基本料金		1 kW	1,166.00	1,166.00
電力量料金				
夏季料金		1 kWh	13.92	26.01
その他季料金		〃	12.86	26.01

○臨時電力

料金の区分	単 位	料金単価 (円)	
		現行料金	申請料金
定額制供給 1日につき	1 kW	148.06	251.23
従量制供給 基本料金		低圧電力の基本料金の20%増し	低圧電力の基本料金の20%増し
電力量料金 夏季料金	1 kWh	16.25	31.21
その他季料金	〃	14.98	31.21

○農事用電力A (かんがい排水需要)

料金の区分	単 位	料金単価 (円)	
		現行料金	申請料金
基本料金	1 kW	517.00	517.00
電力量料金 夏季料金	1 kWh	8.27	20.73
その他季料金	〃	7.72	20.73

○農事用電力B (育苗・栽培需要)

料金の区分	単 位	料金単価 (円)	
		現行料金	申請料金
定額制供給 毎年最初の30日まで	1 kW	4,801.14	9,367.74
30日をこえる1日につき	〃	160.04	312.26
従量制供給 基本料金		低圧電力の基本料金の10%増し	低圧電力の基本料金の10%増し
電力量料金 夏季料金	1 kWh	15.08	27.09
その他季料金	〃	13.92	27.09

(注)

○料金単価

現行料金単価は、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んだものです。

現行料金単価、申請料金単価ともに消費税等相当額を含みます。

2023年4月1日から予定されている低圧託送料金単価の見直し相当分は含んでおりません。

※今後、国の審査状況等を踏まえ2023年4月実施予定の料金単価が変更となる場合があります。

○季節区分

夏 季：毎年7月1日から9月30日までの期間をいいます。

その他季：毎年10月1日から翌年の6月30日までの期間をいいます。