

燃 料 費

2023年1月11日
北陸電力株式会社

1. 石炭CIF価格に織り込んだ補正内容について
2. 高効率設備による燃料費低減
3. 中長期的な燃料の調達計画（委員からのご質問）
4. 火力燃料の購入金額の内訳（委員からのご質問）

1. 石炭CIF価格に織り込んだ補正内容について

- 当社が原価へ織り込む石炭CIF価格(380.25\$/t)は、2022年7-9月の全日本通関石炭CIF価格(378.49\$/t)を、自社の調達予定国比率で加重平均した価格(372.98\$/t)に、当社の調達実態(+9.60\$/t)や経済性ある中品位炭受入による調達コスト低減効果(▲2.33\$/t)を考慮して算定しております。
- 当社はコスト低減を目的として、標準的な石炭と比べて高い発熱量の石炭を受け入れております。
- 今回原価算定においては、その重量あたりの熱量格差を石炭CIF価格のうちの品代(FOB)に反映しております(燃料費 約 +71億円/年)が、高発熱量炭の受入れに伴い石炭消費量が約16万t/年削減されるため、諸費用等を含め約▲86億円/年の燃料コスト低減が図られており、トータルで約▲15億円/年のコスト低減になっております。
- また、日本海側に位置する当社発電所は、その地理的要因により産炭国からの航海日数が全国平均に比べて3日程度長い実態を踏まえ、運賃格差を石炭CIF価格に反映しております(燃料費 約 +5億円/年)。
- 中品位炭の受入による燃料費低減は約▲2億円/年です。
- 以上をまとめると、高発熱量炭使用による石炭消費量の削減及び中品位炭受入により、地理的に不可避な運賃増分を考慮してもトータルで約▲12億円のコスト低減を申請原価に織り込んでおります。

<原価織込みCIF価格>

原価織込み石炭CIF価格	380.25\$/t
2022.7-9月・全日本CIF(自社調達国平均)]	372.98\$/t
調達実態を踏まえた補正	+8.95\$/t
高発熱量の石炭を受入れることによる品代(FOB)増分	
地理的に全日本平均よりも航海日数が長いことによる運賃増分	+0.65\$/t
コスト低減	▲2.33\$/t※
経済性ある中品位炭の受入	
全日本通関石炭CIF価格 [2022.7-9月全日本CIF(全輸入国平均)]	378.49\$/t

※高品位炭からの単価低減分と消費量の増分を考慮したコスト低減額

・総合エネルギー統計の「輸入一般炭」に記載の標準発熱量と自社発熱量の格差(2.8%)のうちのFOB相当※を単価に反映
 $[372.98\$/t \times 2.4\% = +8.95\$/t]$
 ※CIFに占めるFOB比率：自社の過去3年購入実績平均87%
 燃料費増加：+71億円/年 $[8.95\$/t \times 579\text{万t/年} \times 137.06\text{円}/\$]$

トータルで約▲15億円/年のコスト低減

燃料コスト低減：▲86億円/年

・石炭・輸送費削減：▲82億円/年 = ▲16万t/年 $\times 372.98\$/t \times 137.06\text{円}/\$$
 ・諸費用抑制[石油石炭税、灰処理費等]：▲4億円/年

・船会社からの聞き取りに基づき、各輸入国から全国の代表受入港※までの航海日数を算定。当社との平均航海日数差である約3日の用船料増分(0.65\$/t)を運賃に反映。

※各地域に属する港のうち、大手電力が荷揚を行う港を代表港とした。
 燃料費影響：+5億円/年 $[0.65\$/t \times 579\text{万t/年} \times 137.06\text{円}/\$]$

2. 高効率設備による燃料費低減

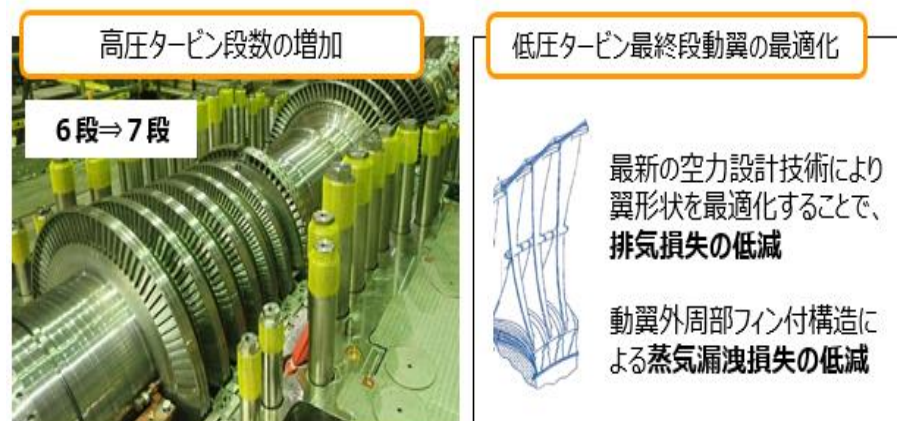
- さらに設備面では、2020年度からの高効率タービン採用に加え、今後AI技術を活用したボイラー制御最適化システムによりコスト低減を図ってまいります。**(石炭消費量▲約16万t/年、燃料費で▲約85億円/年、発電単価で▲約0.48円/kWhの低減効果)**

<高効率設備による燃料費低減効果の試算>

	石炭消費量 (原価算定期間平均)	燃料消費効率 (kg/kWh)	燃料費削減額 (原価算定期間平均)	石炭系発電単価 (原価算定期間平均)
対策前	595万t	0.341		18.32円/kWh
高効率タービン	▲11万t	▲0.006	▲57億円	▲0.33円/kWh
AIボイラー制御	▲5万t	▲0.003	▲28億円	▲0.15円/kWh
対策後(原価織込)	579万t	0.332	▲85億円	17.84円/kWh

約85億円/年低減
II
発電単価
約0.48円/kWh低減
 (▲0.009kg/kWh
 ×53,873円/t[購入単価]
 ÷1000)

(参考) 高効率タービンの採用(敦賀2号機の例)

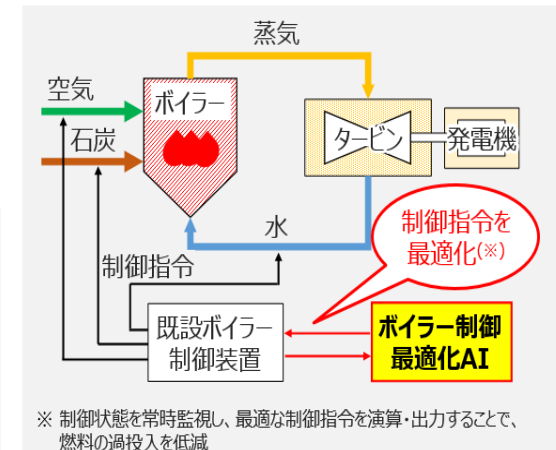
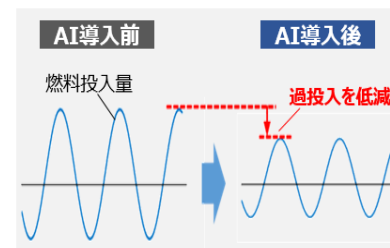


(参考) AI技術の活用によるボイラー制御最適化

■導入による効果

- ・燃料削減率※：1.0%～1.5%程度
※性能試験を踏まえた実績データ
- ・石炭削減量：年間52,000t程度

■AI導入効果イメージ



- 当社はこれまで、LNGコンバインドサイクル発電の導入（2018年11月、営業運転開始）や石炭火力発電所のタービン取替等により、火力発電の効率向上を進めてまいりました。
- 今回の原価算定にあたっては、これまでの効率化による燃料費の削減169億円に加え、AI技術を活用したボイラー制御最適化システムをはじめとする更なる効率化による燃料費の削減36億円を反映し、総額205億円の削減を織り込んでおります。

＜これまでの効率化による燃料費の削減＞

(億円)

	取組み内容	2021年度実績
これまでの効率化	・【石油】経済性に優れた電源（水力・LNG火力）活用等による燃料費の削減	155
	・【石炭】高効率タービンの採用に伴う発電効率の向上による燃料費の削減	14
計		169

＜更なる効率化による燃料費の削減＞

燃料費削減：205億円

	取組み内容	3か年平均
AI技術を活用した効率化	・【石炭】火力発電所・ボイラー制御最適化	28
	・【石炭】石炭滞船料の削減	1
燃料調達コストの削減等	・【石炭】石炭受入品位緩和による調達コストの低減	2
	・【重油】重油調達コストの低減	4
計		36

3. 中長期的な燃料の調達計画（委員からのご質問）

<石炭>

- 安定調達のため、所要量の大宗(75%程度)を一年以上の期間契約で確保しております。
- 今後も期間契約・スポット調達を組み合わせた契約ポートフォリオとすることで、安定調達と変動対応(所要量・市況)の両立を図ってまいります。
- なお、世界的な脱炭素の流れの中で新規の投資機会が少なく、かつファイナンスも困難となっていることから、現時点では開発投資は考えておりません。

<重油>

- 当社は国内製油所で精製された重油を元売会社から内航船で調達しておりますが、足元では流通量の減少、内航船不足により需給がひっ迫している状況です。
- 現状20%程度である期間契約の比率を今後40%以上とすることで、所要量の安定確保を図ってまいります。

<LNG>

- 長期契約（期間：2018/3-2028/3）に基づき、所要量を確保しております。

4. 火力燃料の購入金額の内訳（委員からのご質問）

	今回申請				前回改定			
	2023~2025年度平均				2007年度下期~2008年度上期平均			
	購入金額 (億円)	数量 (千t・千kl)	単価 ¹ (米ドル/t・kl)	為替 (円/米ドル)	購入金額 (億円)	数量 (千t・千kl)	単価 ¹ (米ドル/t・kl)	為替 (円/米ドル)
火力燃料	4,071 (前回比4.1倍)				990			
石炭系²	3,226 (前回比6.7倍)	6,020 (前回比1.1倍)	391.03 (前回比5.1倍)	137.06 (前回比1.2倍)	479	5,244	76.78	119.06
ガス系	501	378	967.47	137.06	-	-	-	-
石油系³	344 (前回比0.7倍)	318 (前回比0.3倍)	798.71 (前回比1.8倍)	135.37 (前回比1.1倍)	511	988	434.26	119.06

- ※1 火力燃料費単価 = 購入金額 ÷ 数量 ÷ 為替にて算定。諸経費を含む。
- ※2 石炭系には、バイオマス、助燃用のA重油・C重油・軽油を含む（数量は石炭換算値）
- ※3 石油系には、原油、助燃用の軽油を含む（数量はC重油換算値）

石炭・ガス・助燃は2022年7-9月の全日本通関為替レートを記載。
 燃料油(国産重油)は、ENEOS社公表のチャンピオン決定価格(2022年7-9月適用分)の諸元為替を記載。