

燃 料 費

2023年 1月11日
北陸電力株式会社

1. 火力燃料費の算定結果（現行原価との比較）

- 火力燃料費は、石炭価格の上昇等により、現行原価に比べ3,007億円増加。
- 今回の原価算定にあたっては、これまでの効率化（LNG発電の導入や高効率タービン採用等）に加え、更なる効率化（AI技術を活用したボイラー制御最適化システムや石炭の受入品位緩和等）を織り込んで発電効率・発電単価の低減を図っている。

<火力燃料費の内訳【現行原価対比】>

（億円、億kWh、円/kWh）

	今回 A (3か年平均)			現行 B (2008原価)			差引 A-B		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
火力	3,987	215	18.54	980	189	5.17	+3,007	+26	+13.37
石油系	340	12	27.33	492	38	12.96	▲152	▲26	+14.36
石炭系	3,230	181	17.84	488	151	3.22	+2,742	+30	+14.62
L N G	418	22	19.41	-	-	-	+418	+22	+19.41

注：石油系に助燃油を含む。石炭系にバイオマス・助燃油を含む

【参考】火力燃料費の算定結果（年別内訳）

(億円、億kWh、円/kWh)

	今回 (3か年平均)			2023年度			2024年度			2025年度		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
火力	3,987	215	18.54	4,036	217	18.59	3,954	211	18.71	3,970	217	18.33
石油系	340	12	27.33	327	12	26.78	389	14	27.99	302	11	27.11
石炭系	3,230	181	17.84	3,287	183	17.95	3,147	176	17.83	3,255	184	17.73
L N G	418	22	19.41	421	22	19.40	418	21	19.96	413	22	18.90



注：石油系には助燃油を含む。石炭系にはバイオマス・助燃油を含む

2. 燃料費の効率化

- 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きた。
- 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む。





<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  P24	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  P10	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  P10	28
	・【石炭】石炭滞船料の削減  P21	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  P12	2
	・【重油】重油調達コストの低減  P16	4
計		36

3. 火力燃料消費計画

- 現行原価と比較し、石炭は原子力発電量の減少に伴い増加。
- 2018年度から富山新港火力でLNGを導入、今後、海外木質バイオマスの混焼拡大を敦賀火力2号機(2024年度)・七尾大田火力2号機(2025年度)で実施。
- 2020年度から富山新港火力1号機(石油機)を休止。

<火力燃料費消費計画>

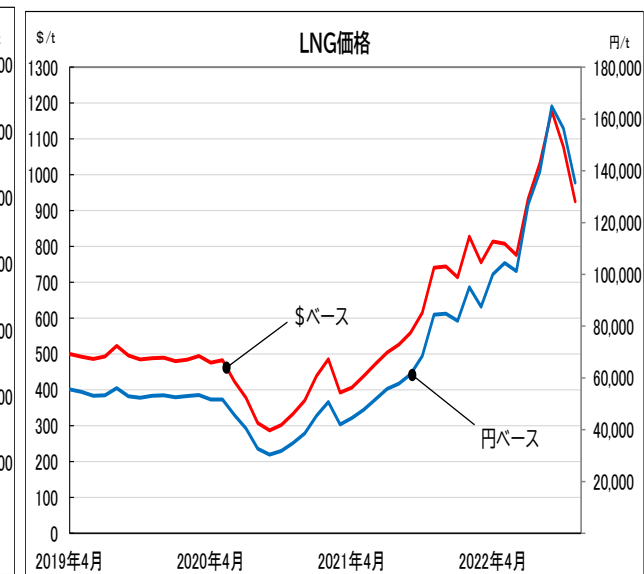
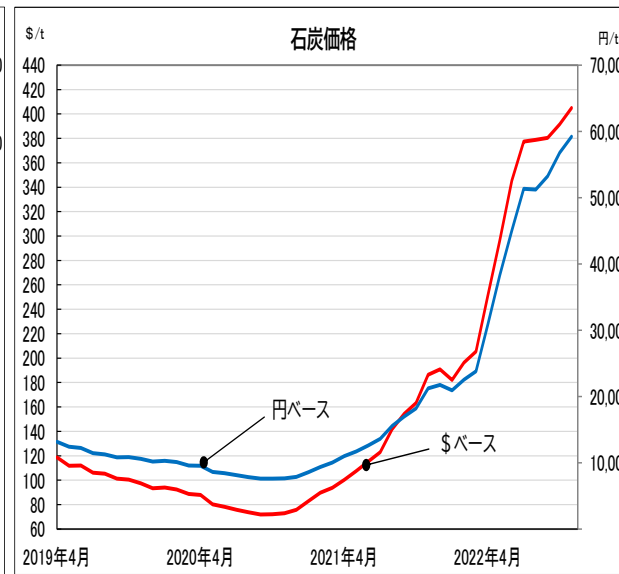
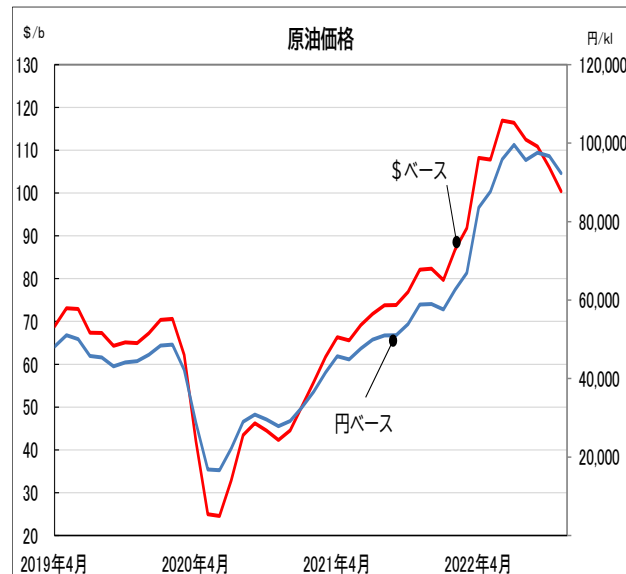
	単位	2023年度	2024年度	2025年度	今回 A (3か年平均)	現行 B (2008原価)	差引 A-B
重油(A・C重油)	千kl	305	357	272	312	520	▲208
原油	千kl	-	-	-	-	420	▲420
軽油	千kl	9	11	12	11	27	▲16
石炭	千t	6,086	5,644	5,631	5,787	5,188	+599
木質バイオマス	千t	22	228	526	259	12	+247
LNG	千t	317	315	311	314	-	+314
重油換算消費量	千kl	4,696	4,600	4,658	4,651	4,282	+369

4. 燃料費算定における全日本通関価格の前提

- 現行と比較して、為替は円安、燃料市況は高騰。

<全日本通関価格の前提>

	今回 (2022/7~9)	現行 (2007/7~9)	差 (今回-現行)
通関為替レート (円/\$)	137.06	119.06	18.00
全日本通関原油価格 (上段: 円/kl、下段: \$/b)	97,466 (113.06)	53,137 (70.96)	44,329 (42.10)
全日本通関石炭価格 (上段: 円/t、下段: \$/t)	51,875 (378.49)	8,462 (71.07)	43,413 (307.42)
全日本通関LNG価格 (上段: 円/t、下段: \$/t)	142,803 (1,041.90)	—	—



5. 原価織込みの購入価格

- 石炭は、2022年7-9月の全日本通関CIF価格(自社調達国平均)に、当社の調達実態および調達コスト低減施策を反映して原価織込み。
- LNGは、2022年7-9月の全日本通関CIF価格(自社調達国平均)で原価織込み。
- 重油は、2022年7-9月の国内市場価格※に、調達環境を踏まえたプレミアム(割増価格)を反映して原価織込み。 ※元売と大口需要家が交渉・決定する四半期毎・硫黄分別の国内市場価格(体系価格)

<石炭・LNG>

	石炭	LNG
原価織込みCIF①	380.25\$/t	951.20\$/t
全日本通関CIF②	378.49\$/t	1,041.90\$/t
差引①-②	+1.76\$/t	▲90.70\$/t

CIF：燃料品代、海上運賃、保険代

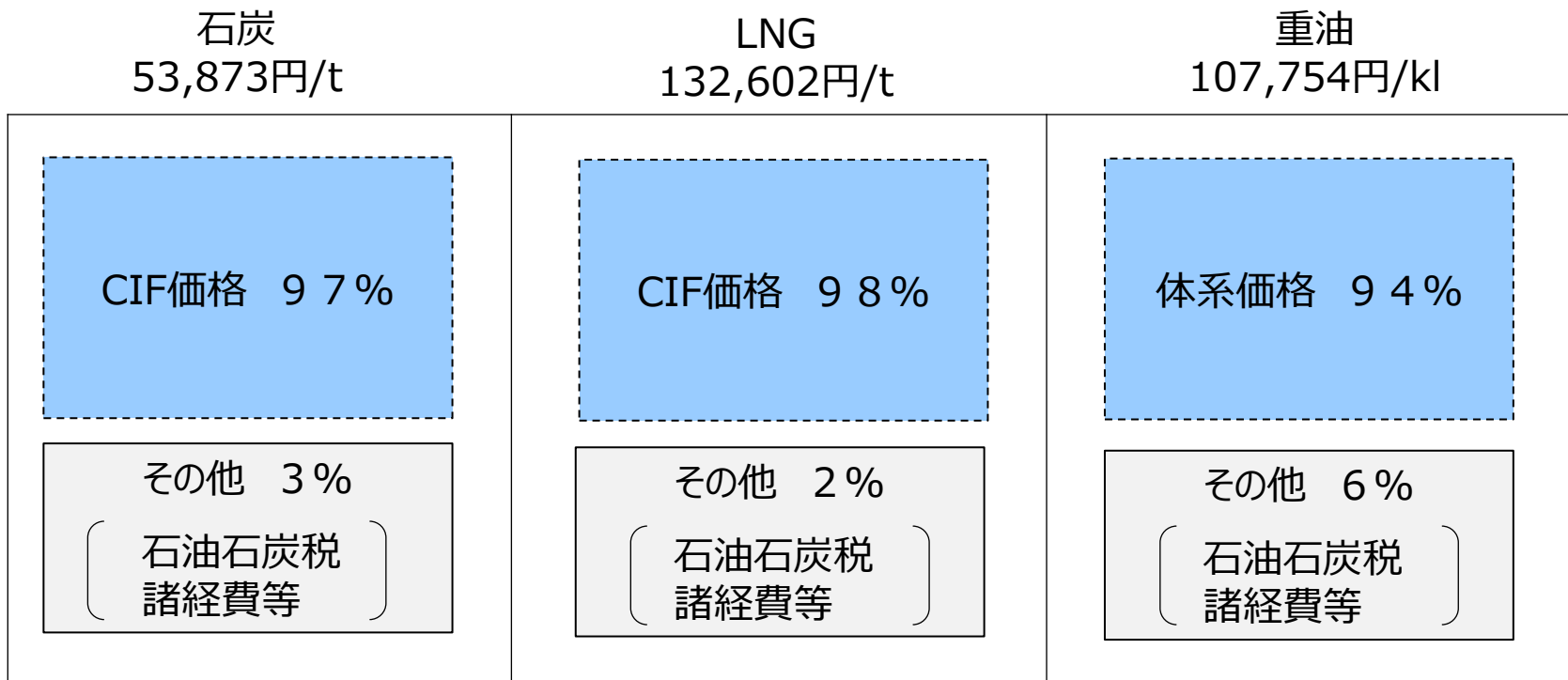
<重油>

	富山火力向け (硫黄分2.7%)	福井火力向け (硫黄分2.6%)	富山新港火力向け (硫黄分0.2%)
原価織込み価格①	101,428円/kl	101,351円/kl	121,254円/kl
国内市場価格②	97,990円/kl	98,040円/kl	118,080円/kl
差引①-②	+3,438円/kl	+3,311円/kl	+3,174円/kl

国内市場価格：2022年2Q(決定)の体系価格を参照

- 購入価格の大部分は、国際的なエネルギーマーケットにリンク。

<購入価格内訳>



上記は原価算定期間の平均購入価格。
 点線で囲んでいる部分がマーケットリンク部分。パーセンテージは購入価格に占める割合を示す。

6. 【石炭】購入価格

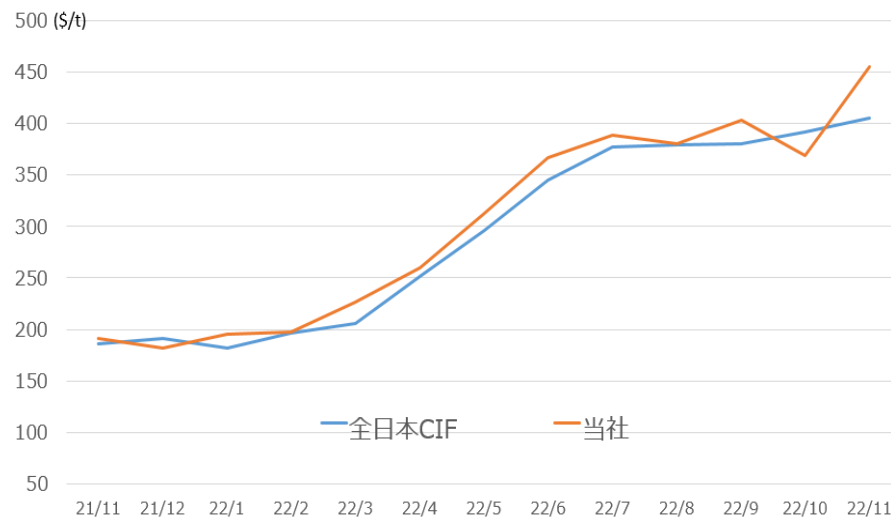
- 当社が原価へ織り込む石炭CIF価格(380.25\$/t)は、2022年7-9月の全日本通関石炭CIF価格(378.49\$/t)を、自社の調達予定国比率で加重平均した価格(372.98\$/t)に、当社の調達実態(+9.60\$/t)や経済性のある中品位炭受入による調達コスト低減効果(▲2.33\$/t)を考慮して算定。
- なお、日本政府によるロシア炭の段階的禁輸方針を踏まえロシア炭の新規契約を停止し、代替先を供給・品位面で安定性ある豪州炭にシフト。

<原価織込みCIF価格>

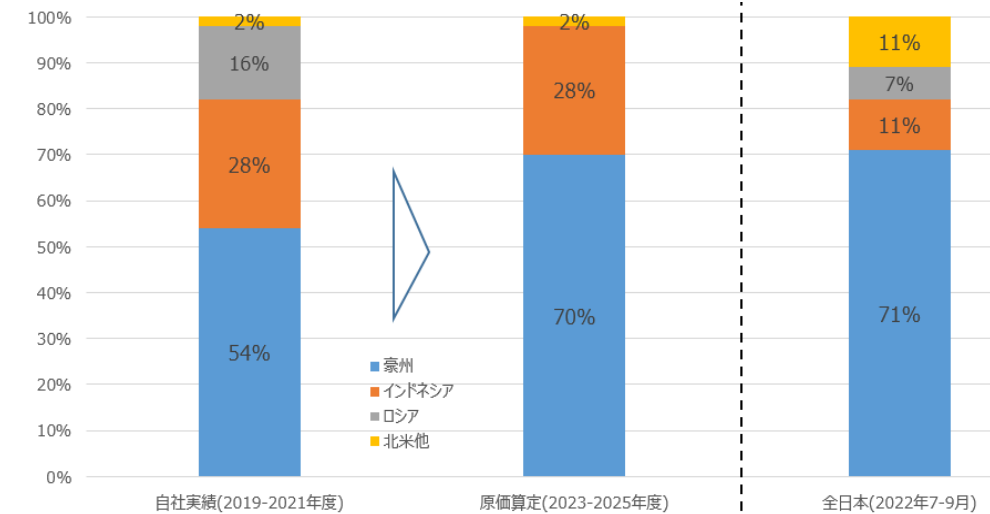
原価織込み石炭CIF価格	380.25\$/t
2022.7-9月・全日本CIF(自社調達国平均)]	372.98\$/t
標準的な石炭よりも高発熱量の石炭を受入れていることによる品代増分※	+8.95\$/t
地理的に全日本平均よりも航海日数が長いことによる運賃増分	+0.65\$/t
中品位炭受入によるコスト低減効果	▲2.33\$/t
全日本通関石炭CIF価格 [2022.7-9月全日本CIF(全輸入国平均)]	378.49\$/t

※経済産業省資源エネルギー庁「エネルギー原別標準発熱量・炭素排出係数(2018年度改訂)」の「発電用輸入一般炭」の標準発熱量6,231kcal/kgと自社発熱量6,404kcal/kgの格差分を単価へ反映。

(参考) 当社石炭購入価格と全日本価格



(参考) 当社の調達国比率



6. 【石炭】高発熱量炭・高効率設備によるコスト低減効果

- 高発熱量の石炭を受け入れることで、発電所における燃料消費量と石炭灰処理量の抑制によるコスト低減が期待できる(標準的な石炭※1を受け入れる場合と比べて、石炭消費量約16万t減・年間約15億円減※2)。
- 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る(石炭消費量約16万t減・年間約85億円減)。
- 上記を合わせると、年間で石炭消費量約32万t、約100億円、発電単価約0.56円/kWhを低減。

※1：標準的な石炭の前提を、経済産業省資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数」の「発電用輸入一般炭」の標準発熱量6,231kcal/kgとして試算。

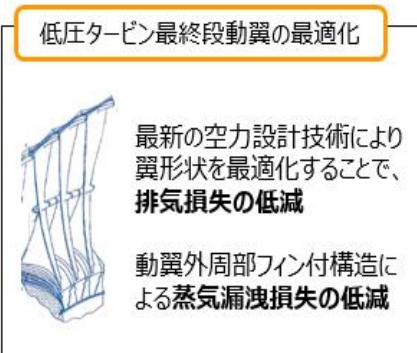
※2：高発熱量炭受入による消費量減▲86億円/年と熱量格差による購入単価の補正+71億円/年を考慮したコスト低減額。

<高発熱量炭・高効率設備によるコスト低減効果試算>

	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	611万t	0.350		18.40円/kWh
高発熱量炭受入	▲16万t	▲0.009	▲15億円	▲0.08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	▲100億円	17.84円/kWh

約100億円/年低減
 ||
 発電単価
 約0.56円/kWh低減

(参考) 高効率タービンの採用(敦賀2号機の例)

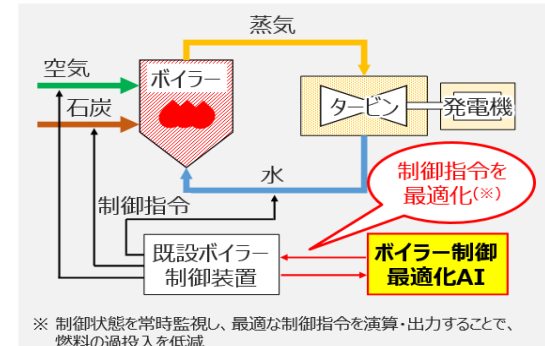
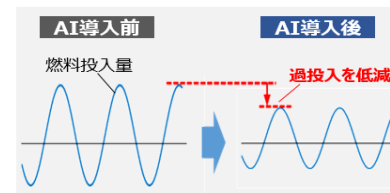


(参考) AI技術の活用によるボイラー制御最適化

■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



【参考】当社と全日本平均との地理的な運賃格差

- 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主要産炭国(豪州・インドネシア等)からの航海日数が全日本平均に比べて長いことから、その運賃格差分を石炭購入CIF単価に織込む。

<例：豪州からの調達ルート>



当社発電所は日本海側に位置しており、太平洋側や九州に位置する港に比べ、航海日数がかかる。

<例：豪州から揚港まで航海日数※>

全日本平均・・・39日程度

当社・・・・・・・・・・42日程度

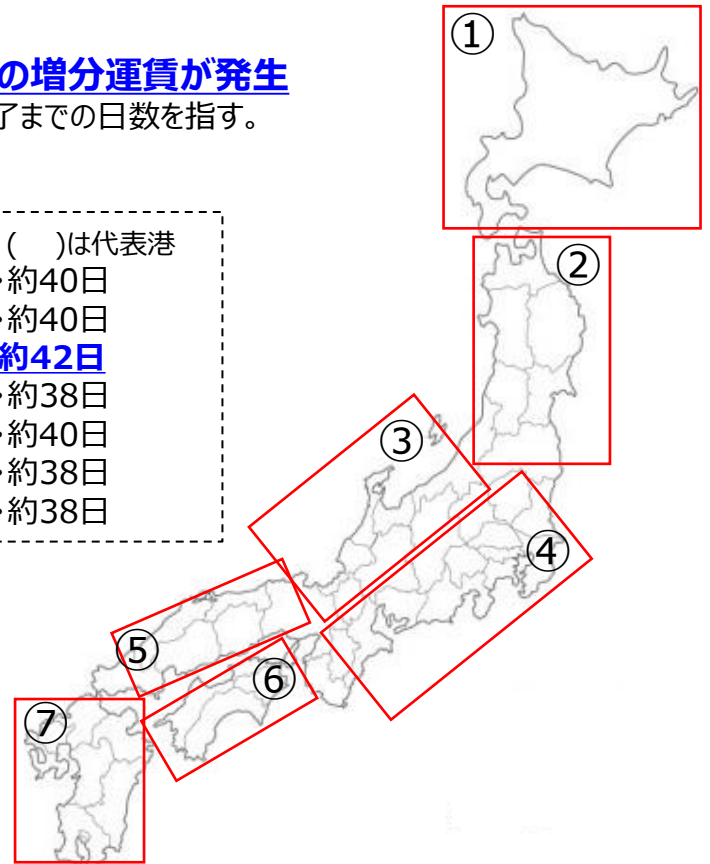
→**全日本対比で+3日程度の増分運賃が発生**

※：積地～荷揚～船への給油完了までの日数を指す。

<豪州からの地域別航海日数> ()は代表港

- ①北海道(苫小牧)・・・・・・・・約40日
- ②東北(船川・小名浜)・・・・・・・・約40日
- ③**北陸・関西(七尾・舞鶴)・・・・約42日**
- ④中部・関東(碧南・横浜)・・・・約38日
- ⑤中国(三隅)・・・・・・・・約40日
- ⑥四国(橋湾)・・・・・・・・約38日
- ⑦九州(佐世保)・・・・・・・・約38日

※各地域に属する港のうち、石炭荷揚量の特に大きい港を代表地点とし、各港の航海日数を船会社より聞き取り。



- 当社は発電効率の観点から高発熱量の高品位炭を引き続き志向していくが、品位がやや劣ることのデメリット（低発熱量による消費量増や高灰分による灰処理コスト増）を上回るコスト低減メリットがある中品位炭については、高発熱量の石炭調達を前提としつつも、可能な限り受け入れしていくことで調達コスト低減を図る。

（コスト低減額：約2億円/年※）※発熱量の低い石炭を受入れることによる数量増および石炭灰量増を考慮後の低減額

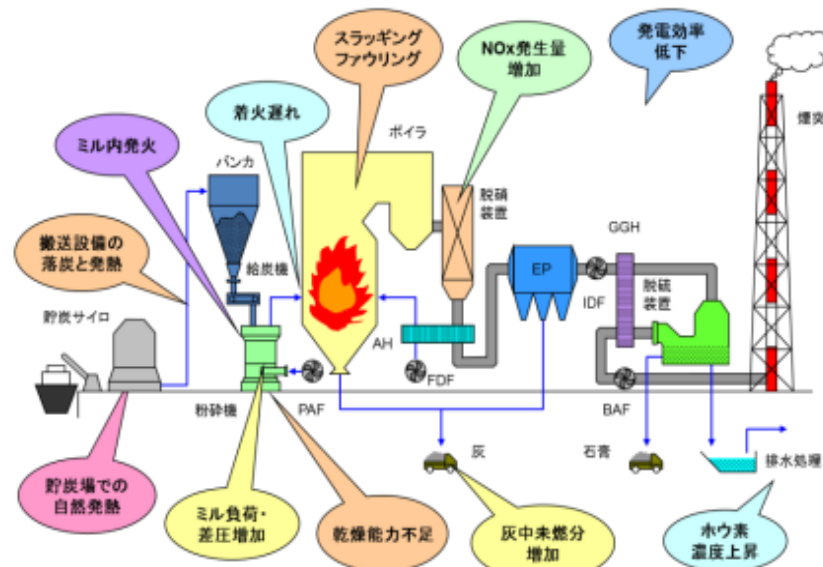
■ 取組み内容

- 2021年度は、中品位炭の試験受入(2隻)を実施。
- 中品位炭の運用においては、高品位炭との混焼が不可欠であり受入調整（需要期を避けた配船・高発熱量・低灰分炭との混焼調整）が必要となることや、石炭灰の増加など様々な制約があるが、今回料金には年間4隻の受入を織り込んだ。

<概要>

	一般的な高品位炭 (豪州ニューキャッスル港出し)	中品位炭 (当社受入実績)
低位発熱量	6,000kcal/kg以上	5,500kcal/kg
全水分	10.0%	10.0~16.0%
灰分	13.5%	12.5~17.0%
硫黄分	0.6%	0.3~0.6%

<石炭品質低下に伴うトラブル例>



(出典)資源エネルギー庁「石炭マーケット研究会報告書」(2018年4月)

7. 【LNG】当社の調達概要

<概要>

売主 : マレーシアLNG社
 契約期間 : 2018年3月から10年間
 契約数量 : 最大6隻/年 (約38万t/年)
 受渡条件 : 本船着棧渡し

<マレーシアLNG社について>

会社名 : Malaysia LNG Sdn. Bhd.
 設立 : 1978年
 所在地 : マレーシア サラワク州ビンツル
 株主 : ペトロナス社 (マレーシア国営石油) 90%
 サラワク州政府 5%
 三菱商事株式会社 5%

(参考) マレーシアLNG社の選定理由

- ・複数の候補先がいる中で競争力ある価格提案が得られた
- ・供給の安定性・柔軟性(増減量)の面で優位
- ・タンク1基の運用上、単一プロジェクトからの受入を志向

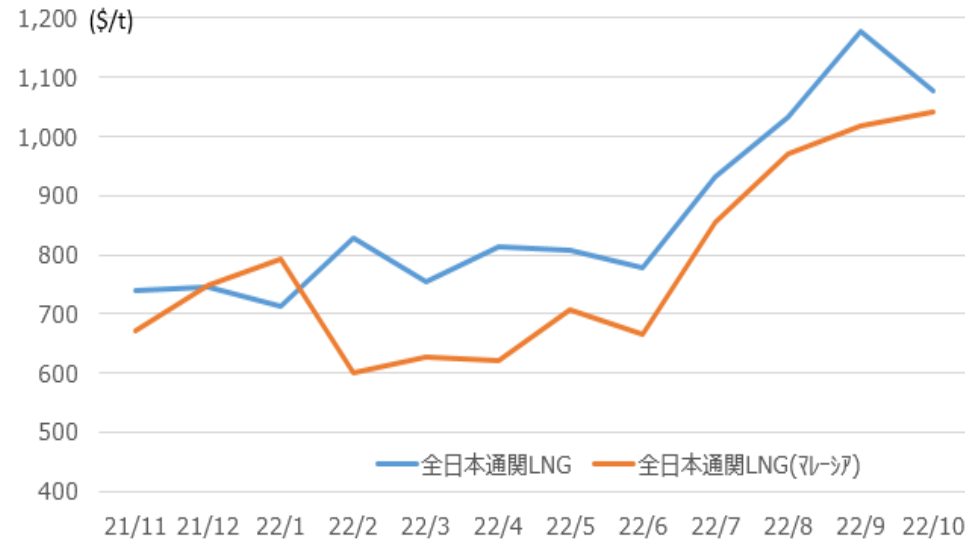
<調達ルート>



7. 【LNG】購入価格

- 当社は、マレーシアLNG社と長期売買契約を締結済（期間:2018/3-2028/3、数量:約38万t/年）。LNGタンクを1基しか有していないことから、受入前年度に決定する年間配船計画に基づく計画配船・計画消費(期中での計画変更無)が基本運用。
- 当社が原価に織り込むLNG CIF価格は、調達先がマレーシアであることから、2022年7-9月の全日本通関LNG CIF価格(マレーシア)で原価を織込み。これは全日本通関LNG CIF価格(全輸入国平均)と比較しても割安な価格。

<全日本CIFと全日本CIF(マレーシア)の価格推移>



<原価織込みCIF価格>

原価織込みLNGCIF価格	951.20\$/t
全日本通関LNGCIF価格(マレーシア) (2022.7-9月)	951.20\$/t
全日本通関LNGCIF価格 (2022.7-9月)	1,041.90\$/t

当社が原価織込みのベースとした全日本通関LNG CIF 価格(マレーシア)は、近年全日本通関LNG CIF価格(全輸入国平均)を下回る水準で推移。

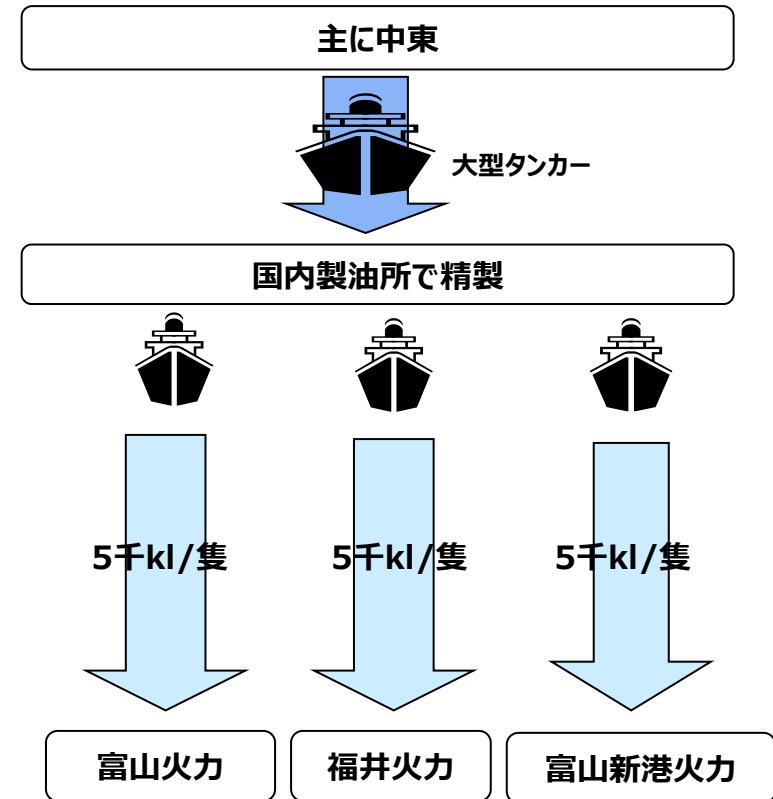
8. 【重油】当社の調達概要

- 当社は、国内製油所で精製された重油を主に内航船で調達。
- 以前に比べて火力発電用重油の受入量・内航船隻数が減少しており、厳しい調達環境が続く。

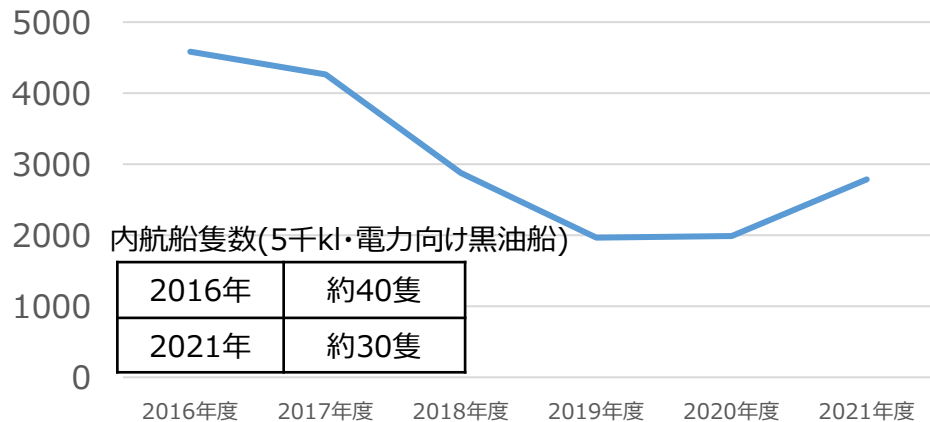
<重油受入発電所の概要>

火力	燃料	貯油能力 (タンク数)	調達手段
富山	HSC重油 (硫黄分2.7%)	92千kl (5基)	内航船 又は 外航船
福井	HSC重油 (硫黄分2.6%)	150千kl (3基)	
富山新港	LSC重油 (硫黄分0.2%)	123千kl (5基)	

<内航船での調達ルート>



(参考) 火力発電用重油の受入量 (千kl)



(出所) 重油受入量：電力調査統計(B・C重油)、隻数：元売会社からの提供値

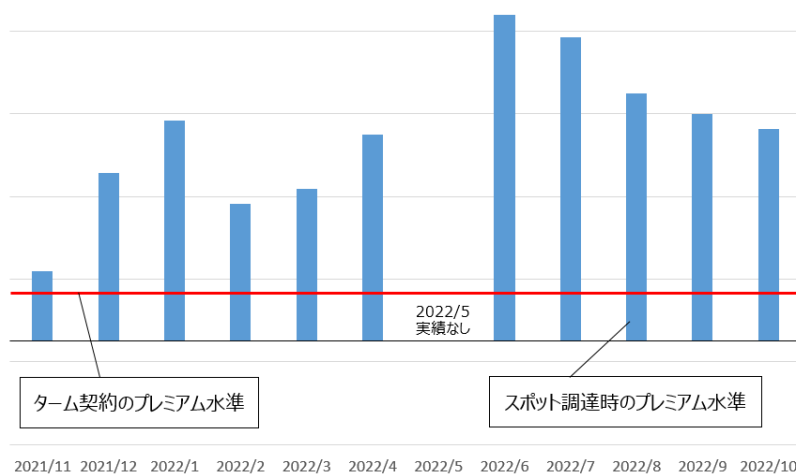
8. 【重油】購入価格

- 当社が原価に織り込む重油購入価格は、国内市場価格(体系価格)をベースとするが、内航船の不足など厳しい調達環境を踏まえ、石油元売会社が当社向けに供給するためのプレミアム(割増価格)も実績ベースで考慮。
- スポット調達は安定確保が難しいことや、プレミアムが割高となりやすいことから、全量スポット調達には依らず、ターム契約とスポット調達を組み合わせることにより、安定確保と調達コスト低減の両立を図る。

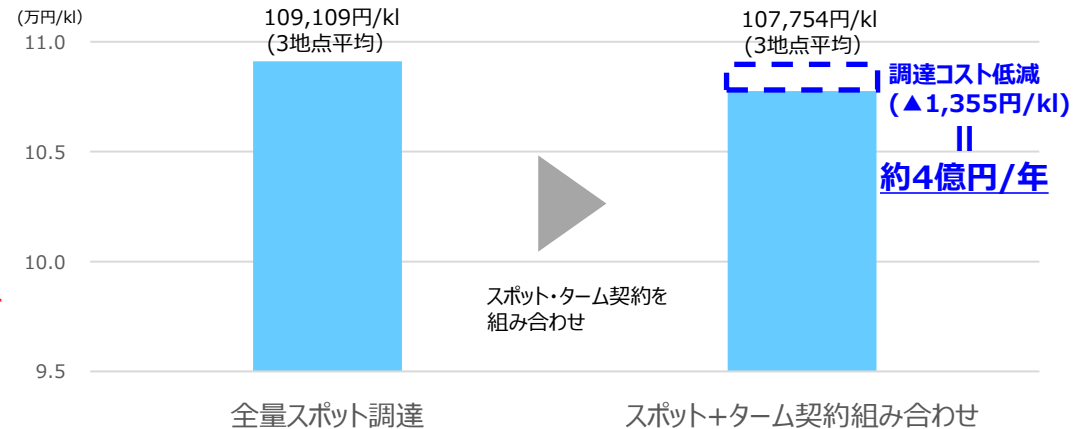
<原価織込み購入価格>

	富山火力向け (硫黄分2.7%)	福井火力向け (硫黄分2.6%)	富山新港火力向け (硫黄分0.2%)
重油購入価格	101,428円/kl	101,351円/kl	121,254円/kl
体系価格	97,990円/kl	98,040円/kl	118,080円/kl
プレミアム・荷役料	3,438円/kl	3,311円/kl	3,174円/kl

(参考) 当社の重油調達時のプレミアム実績



(参考) スポット調達とターム契約を組み合わせることによる購入単価低減額



- 核燃料費は、原子力の発電計画に基づいて算定。
- 核燃料減損額は、装荷核燃料の取得原価のうち当期の燃焼割合に応じて算定。
- 今回原価の核燃料費は、志賀原子力発電所の稼働減少により、現行原価と比較して38億円減少。

<核燃料費の現行対比>

(億円、億kWh、円/kWh)

		今回 A(3か年平均)			現行 B(2008原価)			差引 A-B		
		燃料費	発電 電力量	単価	燃料費	発電 電力量	単価	燃料費	発電 電力量	単価
核燃料 減損額	志賀1号	-	-	-	20	23	0.86	▲20	▲23	-
	志賀2号	5	9	0.54	22	35	0.65	▲17	▲25	▲0.11
	小計	5	9	0.54	42	58	0.74	▲37	▲48	▲0.20
核燃料減損修正損		-	9	-	1	58	0.01	▲1	▲48	-
核燃料費合計		5	9	0.54	43	58	0.75	▲38	▲48	▲0.21

【参考】核燃料減損額の計上方法

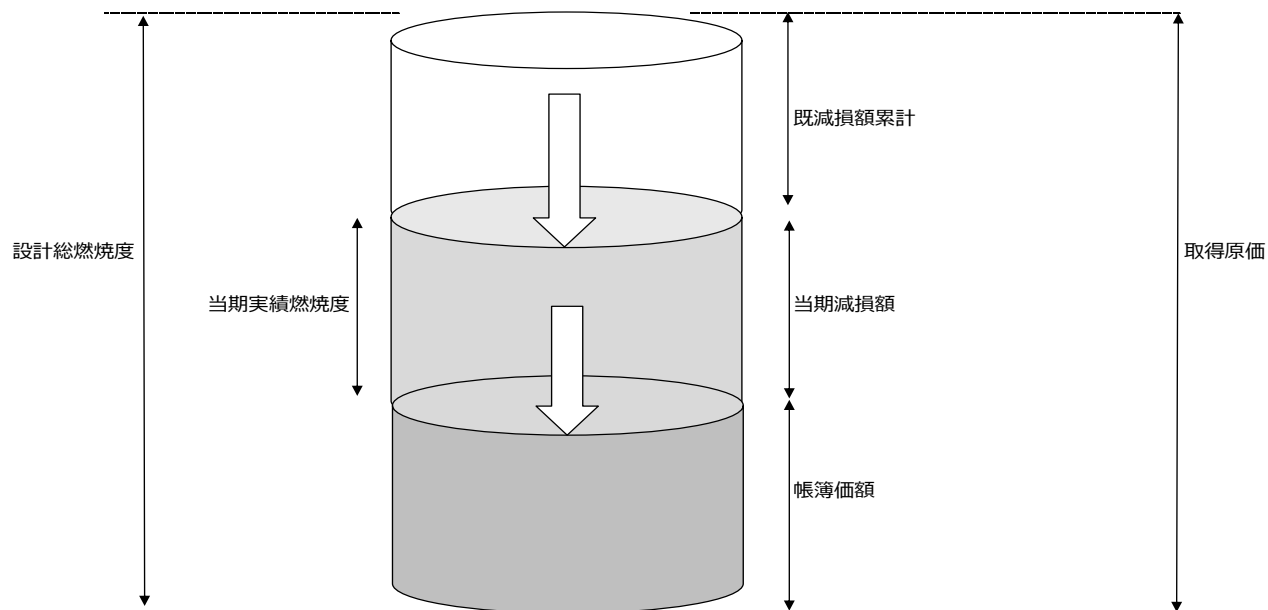
• 電気事業会計規則 第28条

核燃料が燃焼により減損したときは、当該核燃料の燃焼割合に応じて適正に減損価額を算定し、その金額を当該核燃料勘定から減額しなければならない。

• 電気事業会計規則取扱要領 第56条

装荷核燃料の減損価額の計算については、炉心別又は装荷単位別に次の算式によって算定するものとする。

$$\text{装荷核燃料の取得原価} \times \frac{\text{当該核燃料の当該事業年度の実績燃焼度}}{\text{当該核燃料の設計総燃焼度}}$$



以降, 2022年12月19日
第29回 料金制度専門会合
第2部 「経営効率化の取り組み」
より資料抜粋

【具体事例②】AI技術の活用によるボイラー制御最適化

- ・ 当社では、AI技術を活用したボイラー制御最適化システムを導入することで、燃料投入量の最適化を図り、燃料費の削減に取り組んでおります。
- ・ 2022年度中には、燃料削減効果の大きい高稼働の大型石炭火力に導入を完了しており、発電単価の低減に取り組んでまいります。

■ 取組み内容（導入スケジュール）

- ・ 2021年度中に、敦賀火力1号機、七尾大田火力1・2号機の3基へ導入を完了し、順次運用を開始しております。また、2022年11月には、敦賀火力2号機で運用を開始しております（導入完了：4基、合計：240万KW）

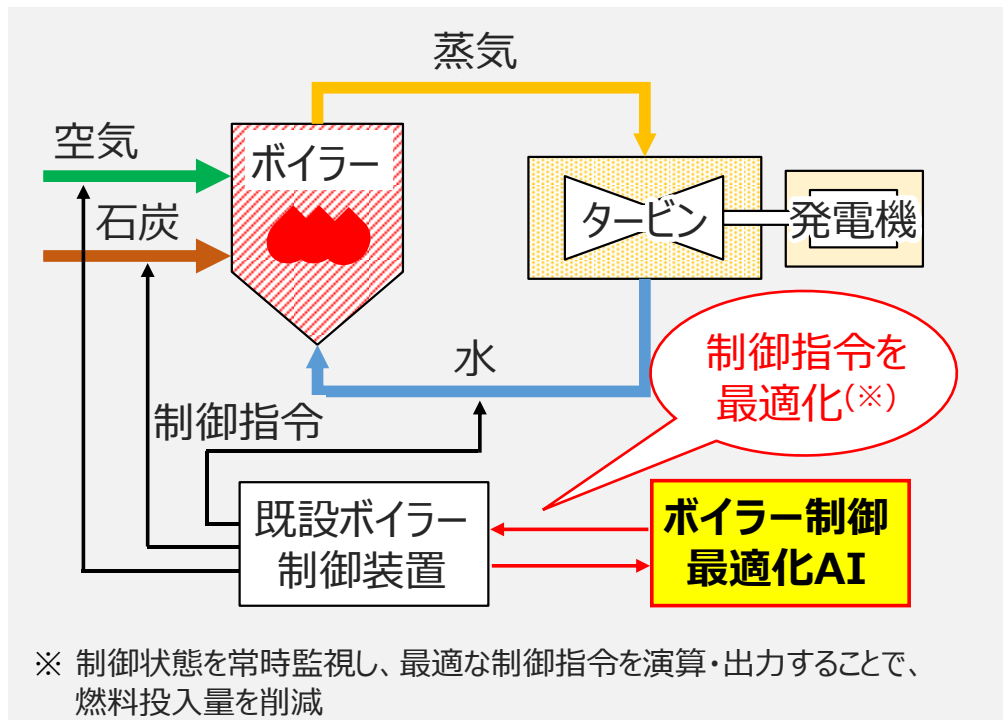
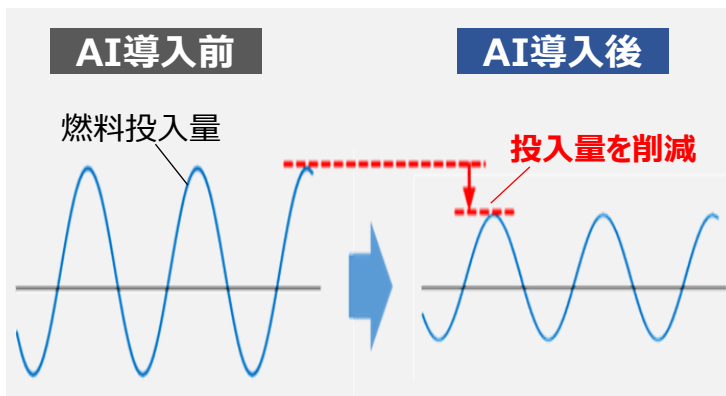
■ 導入による効果

・ 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



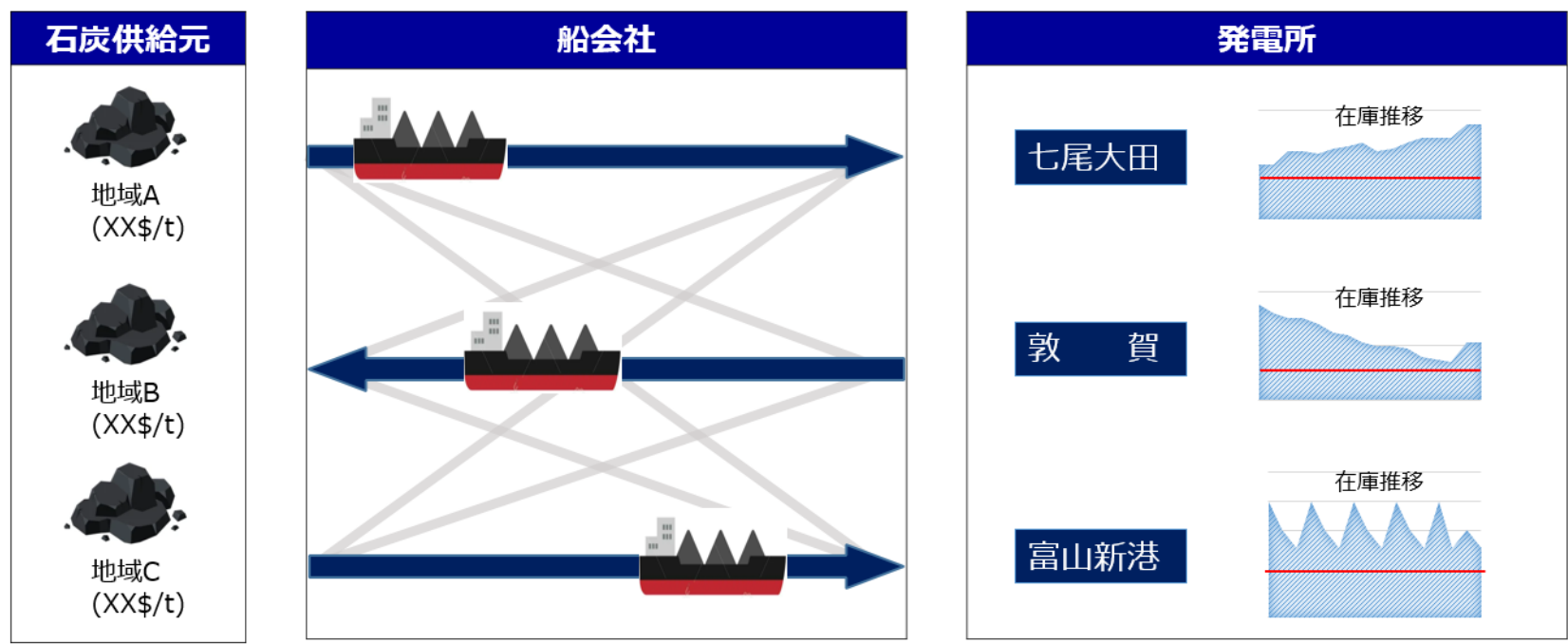
効率化効果：▲28億円／年（燃料費削減）

【具体事例④】 AI技術の活用による石炭滞船料の削減

- 当社は、年間90隻程度の石炭船を配船しており、配船計画の作成にあたっては、在庫の安定確保の観点から、不可抗力事象（悪天候、炭鉱や積地港での設備トラブル等）等の、一定の配船遅延リスクを考慮しております。
- 加えて、発電所運用上の制約（ユニットごとの石炭性状制約への対応、設備補修計画への対応等）等も考慮する必要がありますが、人間系での配船計画の最適化には限界があることから、AIによる運用最適化システムを導入・活用することで、安定かつ経済的な配船運用を実現し、滞船料の削減を図ってまいります。

■ 取組み内容

- 石炭の在庫水準を維持しつつ、AIによる数理アルゴリズム解析を用いて、多岐にわたる制約条件（積地の状況、混炭の相性、船の運航状況、発電所の運転状況等）を踏まえた最適な配船計画を作成。



効率化効果：▲1億円／年（燃料費削減）

- 当社はこれまで、発電効率および環境負荷の観点から、主に高発熱量の高品位炭を調達してまいりましたが、今回料金には、品位はやや劣るものの相対的に経済性に優れる中品位炭の受入を一定量織り込むことにより、燃料費の低減を図っております。

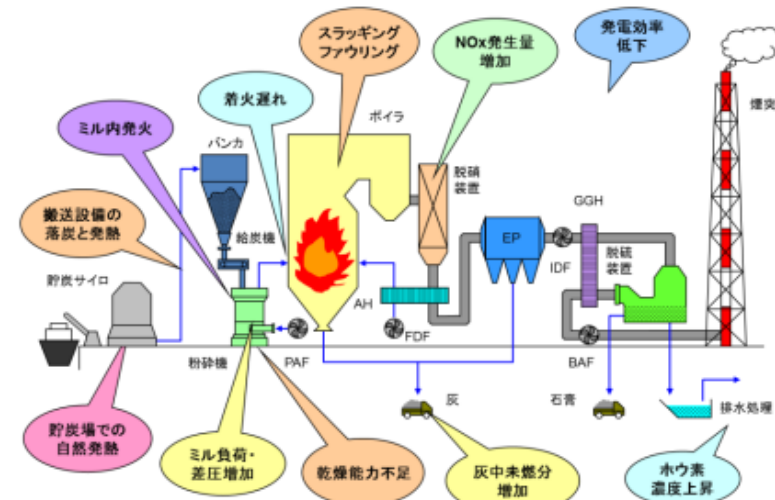
■ 取組み内容

- 2021年度は、中品位炭の試験受入（2隻）を実施しております。
- 中品位炭の運用においては、高品位炭との混焼が不可欠であり受入調整（需要期を避けた配船・高発熱量・低灰分炭との混焼調整）が必要となることや、石炭灰の増加など様々な制約がありますが、今回料金には、最大限の年間4隻の受入を織り込んでおります。

<概要>

	高品位炭 (豪州ニューキャッスル港出し)	中品位炭 (当社受入実績)
低位発熱量	6,000kcal/kg	5,500kcal/kg
全水分	10.0%	10.0~16.0%
灰分	13.5%	12.5~17.0%
硫黄分	0.6%	0.3~0.6%

<石炭品質低下に伴うトラブル例>



(出典)資源エネルギー庁「石炭マーケット研究会報告書」(2018年4月)

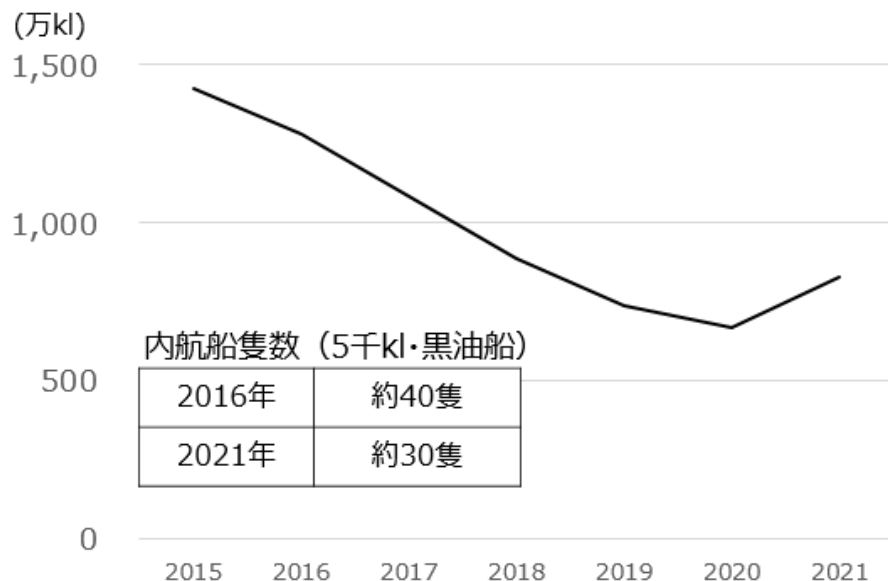
効率化効果：▲2億円／年※（燃料費削減）

※発熱量の低い石炭を受入したことによる数量増を考慮後の効率化額

- 2018年11月の新港LNG火力発電所の運開による石油火力発電所の稼働減に伴い、重油調達については、発電所の稼働状況に応じた機動的な調達が可能なスポット調達が増加しております。
- しかしながら、スポット調達は調達が不確実なことに加え、内航船隻数の減少等により、需給逼迫時には諸経費※が割高となることから、ターム契約とスポット調達の最適な組み合わせにより、重油の安定確保と調達コスト低減の両立を図ってまいります。

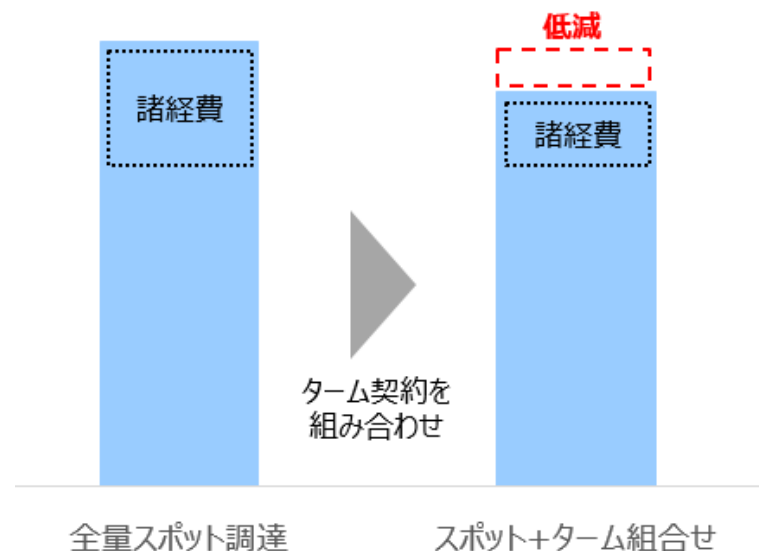
※諸経費：輸送費、荷役委託料、需給逼迫時における元売の機会損失費用(例：製油所の太宗が太平洋沿岸や瀬戸内海に存在する中、航路の長い北陸へ配船することによる元売の機会損失費用)

■ 国内の重油流通量



(出典) 流通量：政府統計「資源・エネルギー統計年報」、隻数：元売会社からの提供値

■ 調達コスト低減のイメージ



効率化効果：▲4億円／年（燃料費削減）

LNGコンバインドサイクル発電の導入

- 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）

