

# 燃料費について③

2023年4月11日（火）

第41回 料金制度専門会合

事務局提出資料



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

## 本日御議論いただきたい点について

- 燃料費については、第40回会合（2023年4月4日開催）において、各事業者（燃料費が織り込まれていない東京電力EPは除く）が再算定を行った結果の概要と、主な論点をお示し、御議論いただいた。
- 本日は、前回までの御議論において挙げられた論点について、さらに検討を深めた上での詳細論点と、事務局における確認結果をお示ししているため、それらについて御議論・御確認いただきたい。

## 石炭（海外炭）の調達単価に係る詳細論点

- 前回会合にてお示した通り、今回の申請において、各事業者は、重量当たり費用をベースとして、調達国比率、品位、輸入船の航海日数といった、調達費用に影響を与える要素についてそれぞれ補正を行い、原価に織り込んでいる。
- 各事業者はこうした要素について、言わば所与のものと捉えて補正を織り込んでいる一方で、例えば、調達国比率については調達国の多様化に向けた取組、品位については多様な品位の石炭の受入れに向けた取組など、各社における効率化努力の結果が、各社の差異となって表れていると評価することもできる。
- このように考えれば、要素ごとに補正を行わずとも、各事業者の様々な効率化努力の結果が反映された指標として、**発生熱量当たりの調達単価を審査することとしてはどうか。**
- その際、他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、**他の電気事業者との比較を通じた査定を行うこととしてはどうか。**
- 具体的には、**旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の発生熱量当たり費用の実績値を基にトップランナー査定を行うこととしてはどうか。**

# 【参考】石炭燃料費・単価に関する過去の査定方針（H27年・関西電力）

## 2-2. 火力燃料費単価

各燃料の数量変動分の原価織込に係る費用は、以下のとおり、前回認可単価を基本とした単価に数量を乗じて算定した費用から算定している。

（中略）

石炭については、平成24年7月～9月における国別の全日本通関C I F 価格等を基に算定している。

昨今、原油価格が大幅に下落している点に留意し、まず、燃料費調整制度を通じて、事業者の効率化努力の及ばない市況及び為替レートの変動については、月々の電気料金に適切に反映されることとなることを確認した。（ただし、燃料価格の変動が燃料費調整制度を通じて電気料金に反映されるまでに3～5ヶ月程度を要するなど、タイムラグが生じることに留意する必要がある。）

その上で、今般の申請が短期間で再値上げ申請であり、需要家の負担を抑制する観点から、最大限の効率化が求められる中、前回認可単価を織り込んでいること等に鑑みれば、燃料調達価格について、市況・為替レートの変動幅に見合った自動補正を超えた、もう一段のコスト削減努力を求めることとする。

具体的には、市況が大きく変化する中で、新たな効率化努力の可能性が生じていることも考慮しつつ、各種燃料の追加調達単価について、調達単価が最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織込価格とする。

なお、トップランナー価格の選定に当たっては、各電力会社の調達努力を阻害しないよう、申請会社以外の一般電気事業者のものから行うことが適当である。その際、前提条件が明らかに異なる価格を選定することにより燃料費調整制度を通じた還元と重複することがないよう、留意することとする。

原価織込価格の算定に当たっては、正確性を確保する観点から、非公表を条件に、一般電気事業者に対し、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行った。その結果をもとに算定された費用を上回る部分について料金原価から減額する。

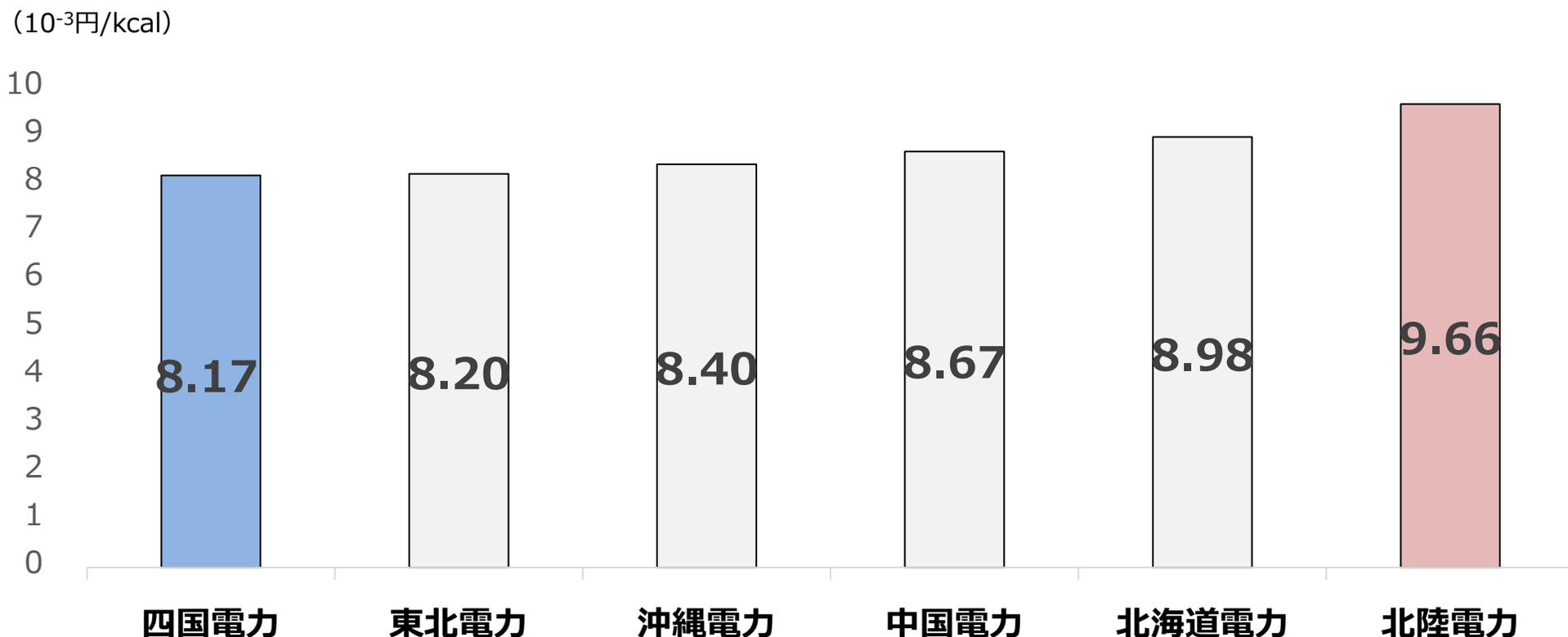
また、関西電力は、燃料上流事業への参画拡大や共同調達の拡大等を行うとしているが、原価算定期間内に留まらず、将来的な燃料費削減につながるような戦略的な取組を行い、最大限、経済性を追求することが求められる。

# 【参考】単位発生熱量当たりの単価の比較

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

- R4/11月～R5/1月で各社が受け入れた石炭について、発生熱量当たりのCIF単価<sup>1</sup>を算出し、比較すると、**四国電力が最も安く $8.17 \times 10^{-3}$ 円/kcal、北陸電力が最も高く $9.66 \times 10^{-3}$ 円/kcal**となった。

## 石炭の発生熱量当たりCIF単価の各社比較（R4/11月～R5/1月実績）



1. 当該期間で各社が受け入れた石炭について、CIF単価、重量、及び積地にて計測した単位重量当たりの発生熱量を基に算出。発生熱量はGAR（Gross as received; 石炭の付着水分を含んだままの状態）ベース。

# 【参考】石炭の調達単価 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料 7 を抜粋

## 各社の海外炭の申請調達単価と単価設定の考え方

		北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
申請調達単価 <sup>1</sup> (円/t)		55,373 (当初申請： 58,037)	54,275 (当初申請： 53,041)	55,110 (当初申請： 53,873)	55,356 (当初申請： 53,497)	55,584 (当初申請： 54,286)	49,741 (当初申請： 48,525) <small>(石油石炭税等免税)</small>
ベース		R4/11月～R5/1月の 全日本通関価格			R4/11月～R5/1月の 全日本通関価格 と自社調達分平均値 の内小さいもの	R4/11月～R5/1月の 全日本通関価格	
調達国比率		自社実績ベース				全日本通関ベース	
ロシア産の 代替先		豪州産 ・アメリカ産 ・カナダ産	豪州産 ・インドネシア産 瀝青炭	豪州産のみ			なし
品位の違いによる 価格補正		なし	インドネシア産のみに 瀝青炭と亜瀝青炭 <sup>2</sup> で別価格を設定	全日本の輸入一般 炭と自社輸入炭の単 位重量当たりの発生 熱量の違いを踏まえ 価格を補正	なし	なし	全石炭に対し 瀝青炭と亜瀝青炭 <sup>2</sup> で別価格を設定
輸入船の航海日 数の違いによる 価格補正		なし	なし	○	なし	なし	なし

1. 申請調達単価は原価織込のCIF価格に石油石炭税、諸経費を加算したものの。

2. 一般に、発電用に用いられる石炭には瀝青炭と亜瀝青炭の2種が存在し、瀝青炭の方が単位重量当たりの発熱量が大きく高品位とされる。

# 石炭（国内炭）の調達単価に係る確認結果

- 単価（国内炭）

- 単価について、契約価格あるいは供給者による見積もり価格を織り込んでいることを確認した。

# 【参考】石炭の調達単価 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

## ● 国内炭

- 契約価格、もしくは見積価格を基に織り込んでいる。

### 国内炭の調達単価と調達予定数量（原価算定期間・3年平均、北海道電力のみ）

	調達単価 (円/t)	(参考) 調達数量 (万t)
北海道電力・ 国内炭	31,030	47
(参考) 北海道電力・ 海外炭	55,373	377

# LNG単価に係る詳細論点（1/3）

## ● 中長期契約（価格体系合意済・未合意共通）

- **論点1.** 中長期契約分について、以下のような事例において、基本契約数量に対し、個別の契約状況を勘案しつつ、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むこととしてはどうか。
  - 東北電力・中国電力の中長期契約先の一つにて、売主よりガスパイプライン事故を理由に不可抗力が宣言されている。
  - このプロジェクトの調達予定数量について、東北電力・中国電力は、基本契約数量に、買主が行使オプションを持つ上方弾力性の全量を加えた数量よりも小さい数量を織り込んでいる。
  - 不可抗力宣言は、買主の調達努力が及ばない事情であることを踏まえ、不可抗力宣言の影響が発生すると見込んでいる期間においては一定の下方修正を認める一方で、上記期間を終えた後は、他プロジェクトと同様に、基本契約数量に対し、買主が行使オプションを持つ上方弾力性を最大限加えた数量を織り込むこととしてはどうか。

# LNG単価に係る詳細論点（2/3）

## ● 中長期契約（価格体系合意済）

- **論点2.** 当該分の単価について、合意済の価格フォーミュラに基づき、適切に算出しているか。
  - 四国電力においては、「マレーシアから日本向けのLNG中長期契約の平均的な価格」という価格体系で合意済み契約が存在。当該契約については、四国電力において正確な費用の織り込みができないため、過去の査定と同様に、**原価算定期間の他の電力会社のマレーシアからのLNG中長期契約価格の平均値を織り込むこととしてはどうか。**
  - その際、**他の電力会社の平均値については、マレーシアから日本向けの中長期契約が今後順次価格改定を迎える際に、各社がそれぞれ効率化努力を行うことを踏まえた査定を行うこととしてはどうか。**

## 【参考】LNG燃料費・単価に関する過去の査定方針（H25年・四国電力）

（２）火力燃料費

① LNG

（Ⅰ）LNG購入価格の算定

（中略）

四国電力の LNG 長期契約については、マレーシアから日本向けの平均価格で購入するとしているところ、マレーシアから日本向けの長期プロジェクトが今後順次価格改定を迎える際に調達各社がそれぞれ効率化努力を行うことを踏まえた査定を行う。

# LNG単価に係る詳細論点（3/3）

## ● 中長期契約（価格体系合意済）（続き）

### － 論点3.

- 東北電力は、中長期契約先の一つにて、LNG船の共同運用会社と取り決めた配船計画を理由に、原価算定期間に織り込むことが可能な最大数量を織り込んでいない。
- こちらについては、配船計画が当事者間にて契約等の文書により正式に取り決められていないことを踏まえ、LNG船の配船を工夫し、原価算定期間に最大数量を織り込むよう求めることとしてはどうか。

## ● 中長期契約（価格体系未合意）

### － 論点4.

- 他の電気事業者の取組状況を踏まえた効率化努力を求めるため、他の電気事業者との比較を通じた査定を行うこととしてはどうか。
- 具体的には、旧一般電気事業者及びJERAに対する報告徴収を通じて得られる情報に基づき、旧一般電気事業者及びJERAのR4/11月～R5/1月の燃料価格を基にトップランナー査定を行うこととしてはどうか。

# 【参考】LNGの調達単価 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料 7 を抜粋

## 各社のLNGの申請調達単価と単価設定の考え方

			北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力
申請購入単価(円)	中長期契約	価格体系合意済	136,643 (当初申請：157,197)	125,427 (当初申請：120,784)	(該当なし)	91,600 (当初申請：98,143)	135,460 (当初申請：145,754)	110,978 (当初申請：128,826) (石油石炭税等免税)
		価格体系改定予定	105,088 (当初申請：120,629)	120,889 (当初申請：116,982)	126,344 (当初申請：132,602)	(該当なし)	(該当なし)	98,071 (当初申請：114,034) (石油石炭税等免税)
		未定分(スポット調達予定)	(該当なし)	226,431 (当初申請：267,985)	(該当なし)	231,780 (当初申請：258,141)	135,460 (当初申請：145,754)	(該当なし)
単価設定の考え方	中長期契約	価格体系合意済	契約価格体系ベース	契約価格体系ベース	(該当なし)	契約価格体系ベース	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格(調達国比率は全日本ベース)	契約価格体系ベース
		価格体系改定予定	売主からの最新提示価格体系	現行価格体系の据え置き	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格(調達国比率は自社実績ベース)	(該当なし)	(該当なし)	現行価格体系の据え置き
		未定分(スポット調達予定)	(該当なし)	R4/11月～R5/1月の全日本通関統計より独自推計したスポット価格	(該当なし)	R4/11月～R5/1月のJKM実績並み	R4/11月～R5/1月の全日本通関価格(調達国比率は全日本ベース)	(該当なし)

1. 申請調達単価は、原価織込のCIF価格に石油石炭税・諸経費を加算したものの。

# 石油の調達単価 確認結果

## ● 国産C重油

- 北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の5社においては、自社が原価算定期間にて調達予定のC重油の硫黄含有率に合わせ、R5/11～R5/1月の元売と大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格を織り込んでいることを確認した。
- また、北海道電力の知内2以外の石油火力、東北電力の秋田火力、北陸電力の富山新港火力においては、他の石油火力より硫黄含有率が相対的に低いC重油の利用を想定していた。これらについては、地元自治体との公害防止協定に伴い必要な対応であることを確認した。

## ● 輸入C重油

- 北海道電力・東北電力の輸入C重油について、契約価格、もしくは過去の受入実績に基づき算出していることを確認した。

# 石油の調達単価 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

## ● 重油（主燃用C重油）

### － 国産重油

- 北海道電力・東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力はR4/11月～R5/1月の元売と大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格等に基づいて織り込み。

### － 輸入重油

- 北海道電力・東北電力は契約価格、もしくは過去の受入実績に基づいて織り込み。

## ● 原油

- － （※原価算定期間に調達予定の申請事業者無し。）

	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力 <sup>2</sup>
申請調達単価 <sup>1</sup> (円/kl)	94,460	129,673	93,914	87,831	86,509	－
平均硫黄含有率	2.22%	0.19%	1.90%	2.35%	2.00%	－

1. 申請調達単価は原価織込のCIF価格に石油石炭税、諸経費を加算したもの。2. 沖縄電力については、重油を主燃料とする発電所が原価算定期間に稼働予定であるものの、消費量が少ない（年間約3千kl）ため、原価算定期間の主燃料用重油の消費はR5年度期初時点の在庫でまかない、原価算定期間に追加調達は行わない予定。

# 核燃料費・新エネルギー等燃料費 確認結果

## ● 核燃料費

- 東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力の4社について、原子力発電所の稼働計画に基づき、原価算定期間中の燃焼相当分に比例する形で、核燃料減損額が計上されていることを確認した。

## ● 新エネルギー等燃料費

- 東北電力の蒸気料について、蒸気供給会社による見積り、もしくは過去実績値に基づき算出していることを確認した。

# 【参考】核燃料費 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

- 核燃料費は、原価算定期間中に原子炉に装荷されている核燃料に関し、原子力運転計画に基づき、当該核燃料の燃焼度合いに応じて各年度の減損価額（核燃料減損額）を算定し計上。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	北海道電力			東北電力			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価	核燃料費	電力量	単価
核燃料減損額	—	—	—	21	40	0.51	5	9	0.54	31	45	0.68	42	63	0.67	—	—	—
核燃料減損修正損	—	—	—	2	—	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	—	—
濃縮関連費	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0	—	—	—	—	—
合計	—	—	—	23	40	0.57	5	9	0.54	31	45	0.68	43	63	0.69	—	—	—

(注) 核燃料減損修正損とは、燃料取出時に設計総燃焼度に対して実績燃焼度の未達がある場合に、電気事業会計規則に基づき費用として計上するもの。

# 【参考】新エネルギー等燃料費 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

- 東北電力が地熱発電所で調達する蒸気のコストを、蒸気を供給する会社からの見積り及び過去実績を基に算定し計上。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	北海道電力			東北電力			北陸電力			中国電力			四国電力			沖縄電力		
	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価	蒸気料 費	電力量	単価
蒸気料	—	—	—	49.7	6.47	7.68	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合計	—	—	—	49.7	6.47	7.68	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

# 各燃料の調達数量について 確認結果（まとめ）

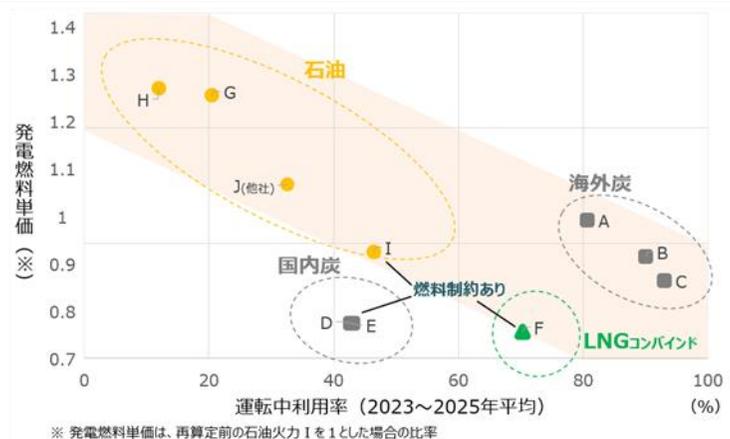
## ● 数量（各燃料共通）

- 自社火力と他社火力について、発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。また、発電燃料単価が相対的に低いにも関わらず運転中利用率が相対的に低い電源や、発電燃料単価が相対的に高いにも関わらず運転中利用率が相対的に高い電源について、申請会社に個々に説明を求め、合理的な理由なくメリットオーダーを実現していない電源がないことを確認した。
- 各電源の運転可能日数・計画停止日数・計画外停止日数、太陽光・風力等の変動電源の発電可能電力量について供給計画と異なる点を確認し、北陸電力の白峰水力における計画停止日数の追加を除き、供給計画と整合的であることを確認した。また、上記の北陸電力の白峰水力における計画停止日数の追加については、FIT認定工事に伴うものであることを確認した。

# 各燃料の調達数量について 確認結果（北海道電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、D・E（国内炭）、F（LNGコンバインド）、I（石油）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **D・E（国内炭）**については、北海道電力が**非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止する予定**であり、それに伴い国内炭事業者も採掘・運搬体制を段階的に縮小していることから、運転中利用率の更なる引き上げは困難。
  - **F（LNGコンバインド）**については、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率のD・E（国内炭）更なる引き上げは困難。
  - **I（石油）**では**特注の高粘度重油<sup>1</sup>**を使用しており、**生産量が限られている**ため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

## 発電燃料単価と運転中利用率の関係（北海道電力）<sup>2</sup>

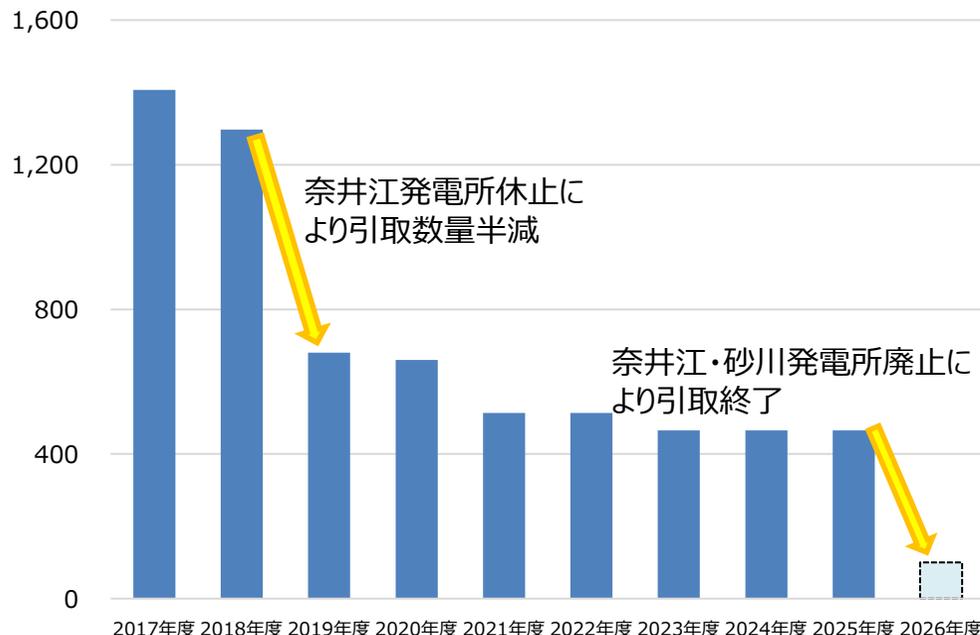


1. Iは当初ベネズエラ産オリマルジョン（天然オリノコを原料に水と界面活性剤を加えた燃料）を燃料とし発電することを想定し建設されたが、ベネズエラにおけるオリマルジョンの生産が停止されたため、現在はその代替燃料として、石油元売りに特注の高粘度重油を製造してもらい、それをを用いて発電している。
2. 事業者作成資料を抜粋。

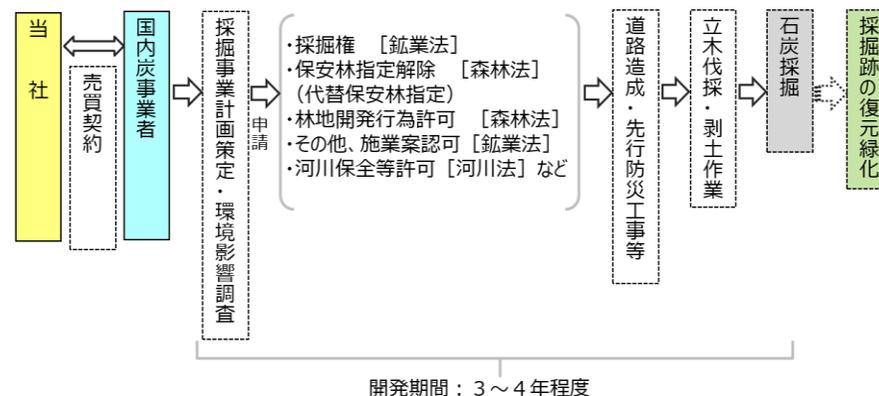
- 当社は、他燃料の市況価格の変動に係わらず、半世紀以上にわたり引取を継続し、国内炭を活用してきました。
- しかしながら、国内炭火力発電所については、設備の経年化が進行していることや、カーボンニュートラルの実現に向けた非効率石炭火力フェードアウトへの対応を考慮し、2026年度末に廃止することとしており、それに伴い国内炭の引取を終了する計画としています。
- 国内炭事業者は採掘・運搬体制を段階的に縮小しており、急な数量変更に応じる余力に乏しく、また新鉱区開発には少なくとも3～4年程度を要することから、短期間での調達量拡大は難しい状況です。

### 国内炭引取数量の推移

(単位：千トン)



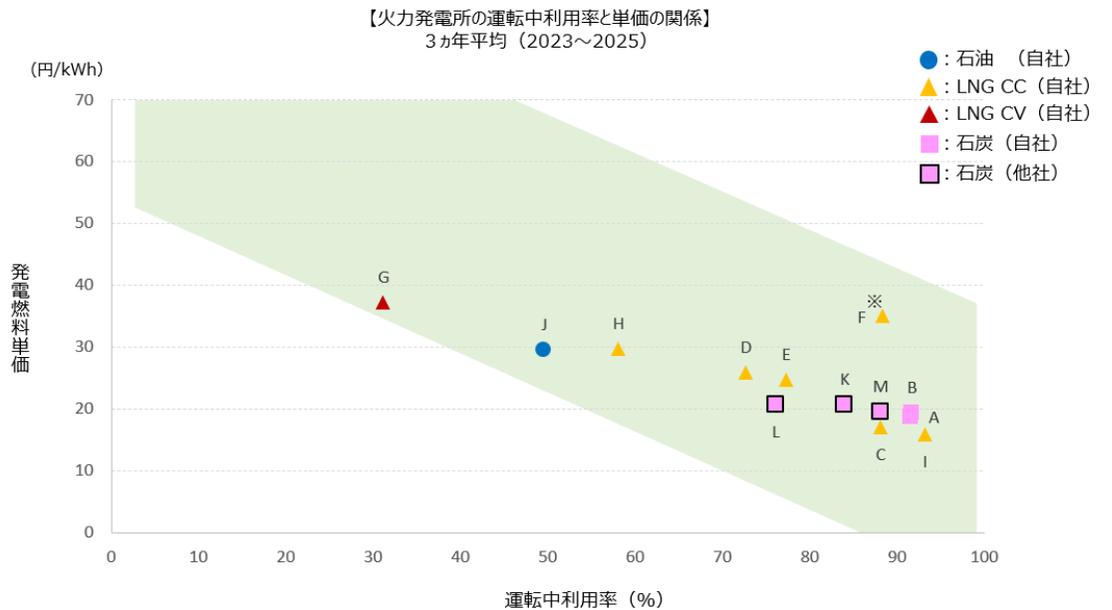
### 国内炭開発スケジュール



# 各燃料の調達数量について 確認結果（東北電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、F（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **F（LNGコンバインド）** は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が高いものの、**最低出力が高く、負荷調整は発停止により行う**という特異的な特性があるため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

## 発電燃料単価と運転中利用率の関係（東北電力）<sup>1</sup>

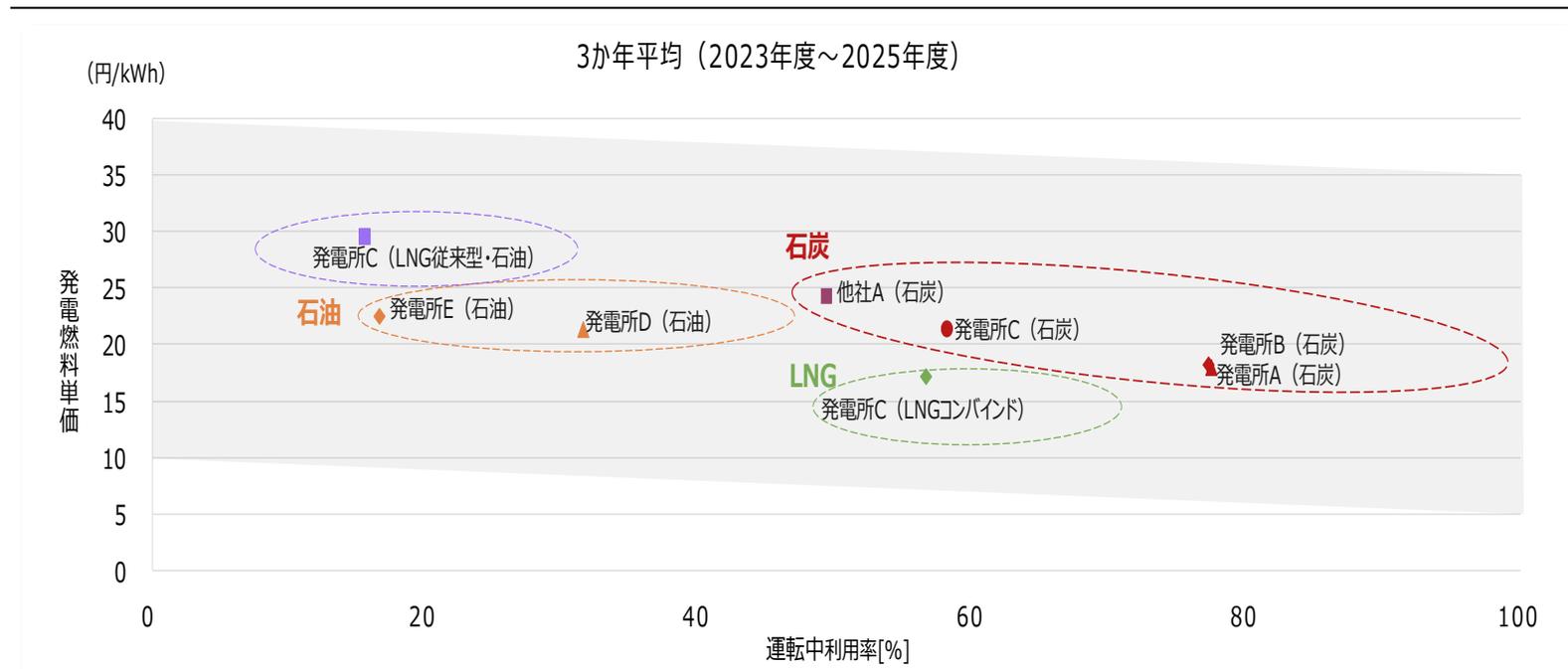


1. 事業者作成資料を抜粋。

# 各燃料の調達数量について 確認結果（北陸電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メルットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、C（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメルットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **C（LNGコンバインド）** は一部のLNG火力よりも発電燃料単価が低いものの、当該プラントの**LNGタンクは一基運用**であり、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（北陸電力）<sup>1</sup>

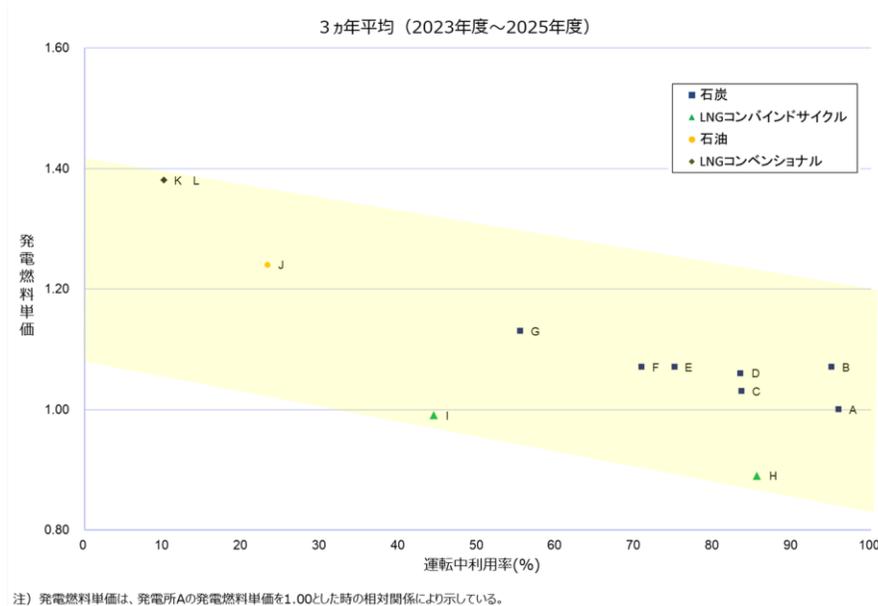


1. 事業者作成資料を抜粋。

# 各燃料の調達数量について 確認結果（中国電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、H・I（LNGコンバインド）については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **H・I（LNGコンバインド）**については、**稼働率をさらに上げようとする、中長期契約と比較し高価なスポット契約による調達量を増やす必要**があり、経済性が悪化するため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（中国電力）<sup>1</sup>

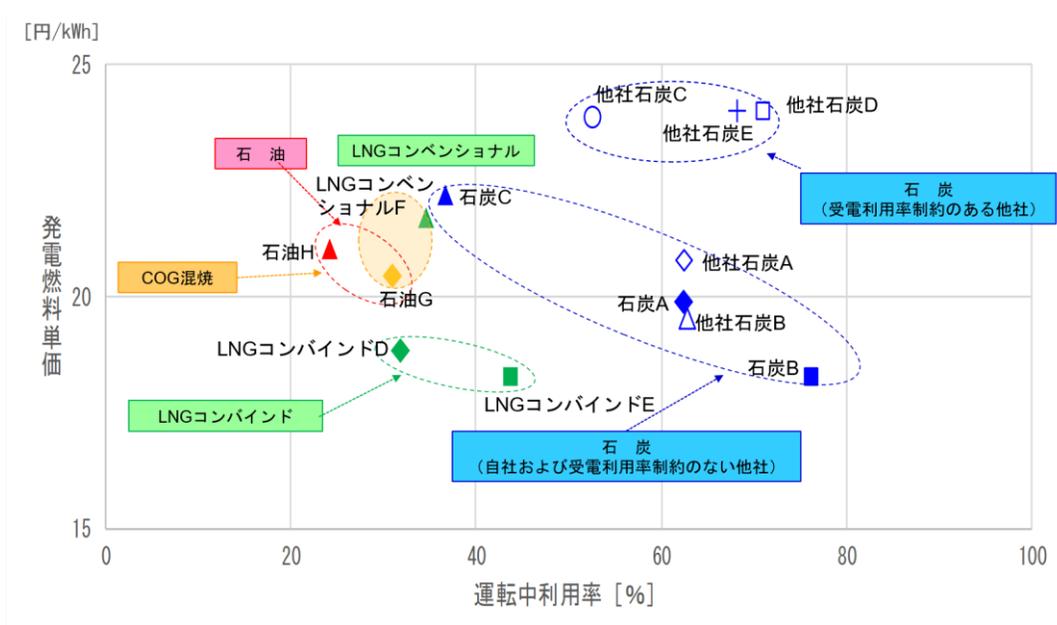


1. 事業者作成資料を抜粋。

# 各燃料の調達数量について 確認結果（四国電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則として、Meritオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、他社石炭C・D・Eについては、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でMeritオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - 他社石炭C・D・Eについて、契約により、受電電力量に（上）下限が設定されているため、運転中利用率の更なる引き下げは困難。

発電燃料単価と運転中利用率の関係（四国電力）<sup>1</sup>

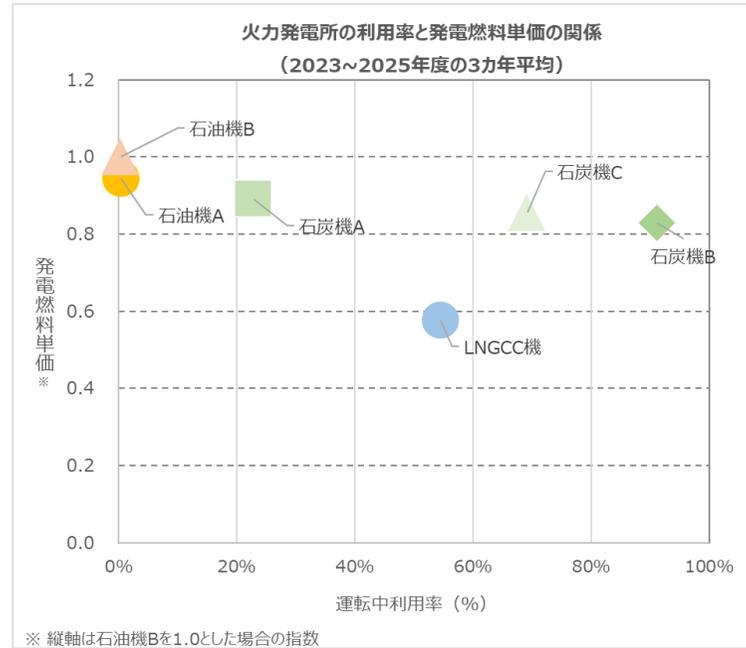


1. 事業者作成資料を抜粋。

# 各燃料の調達数量について 確認結果（沖縄電力）

- 発電燃料単価と運転中利用率の関係性を確認し、原則メリットオーダーに基づき電源運用を行っていることを確認した。
- ただし、LNGCC機については、以下の制約があるため、制約下で可能な範囲でメリットオーダー運用を行っているとの説明があった。
  - **LNGCC機**について、**中長期契約による燃料調達を想定**しているため、運転中利用率の更なる引き上げは困難。

## 発電燃料単価と運転中利用率の関係（沖縄電力）<sup>1</sup>

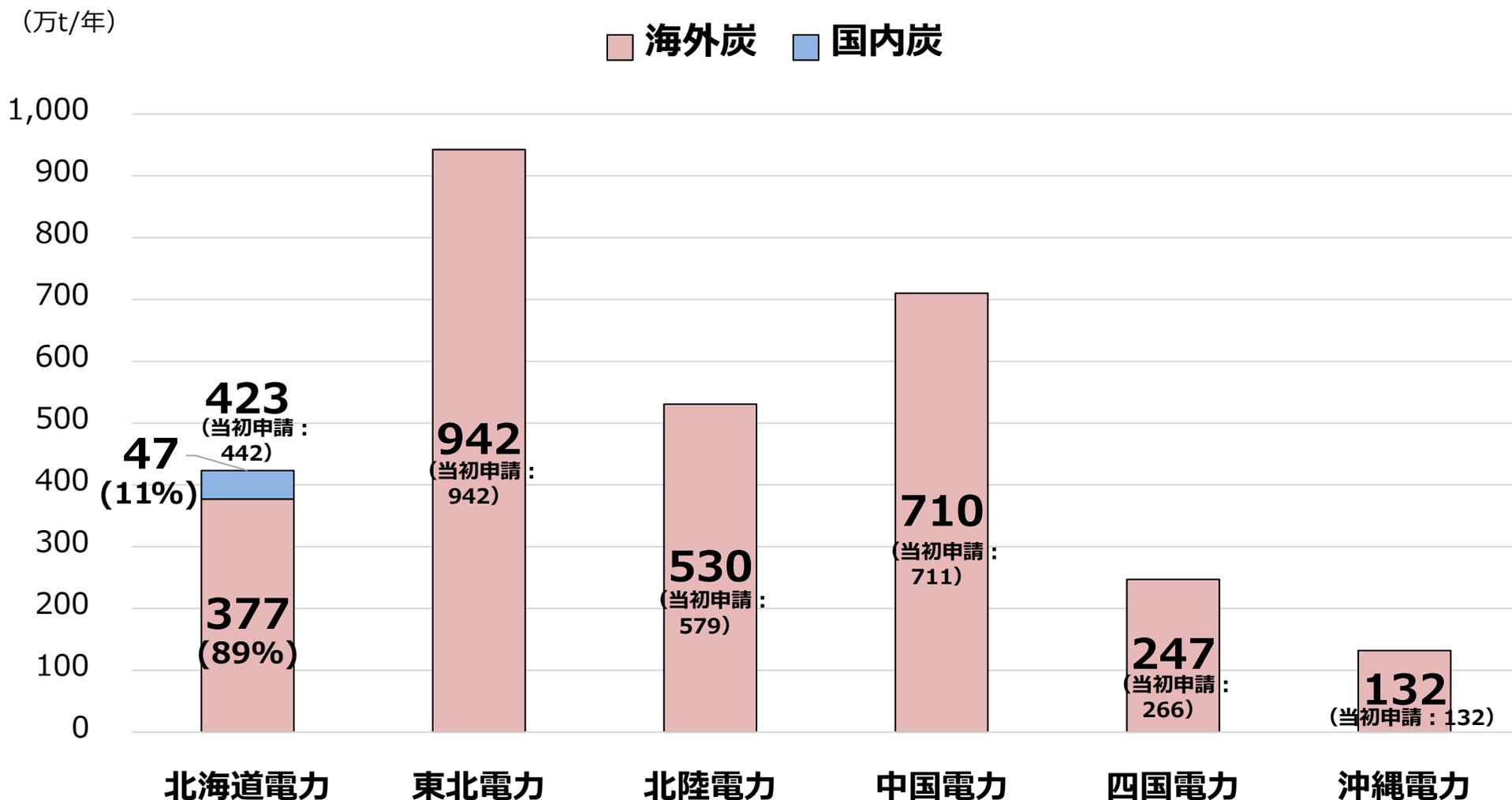


1. 事業者作成資料を抜粋。

# 石炭の調達数量 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

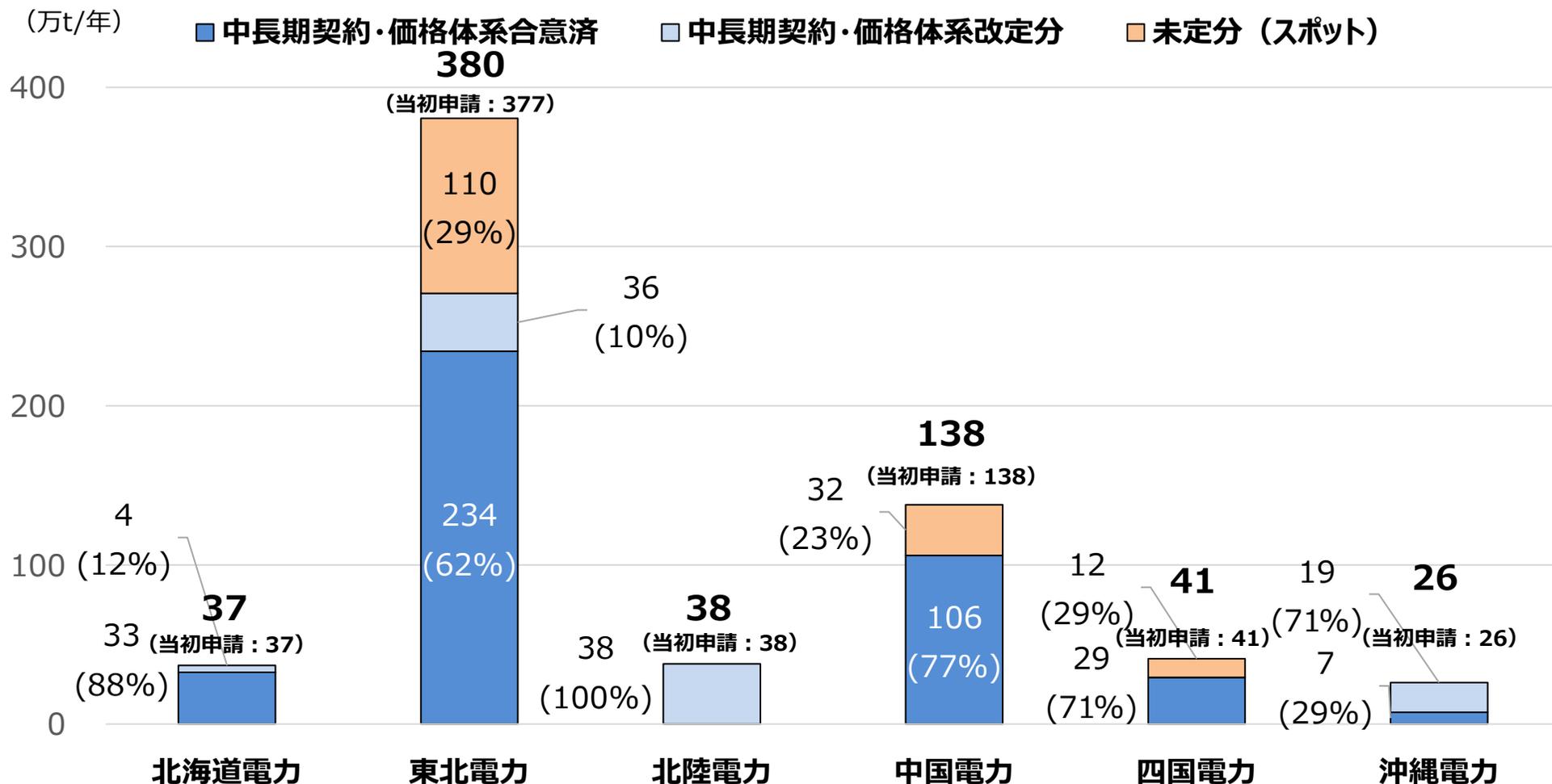
## 石炭調達予定数量の各社比較（原価算定期間・3年平均）



# LNGの調達数量 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

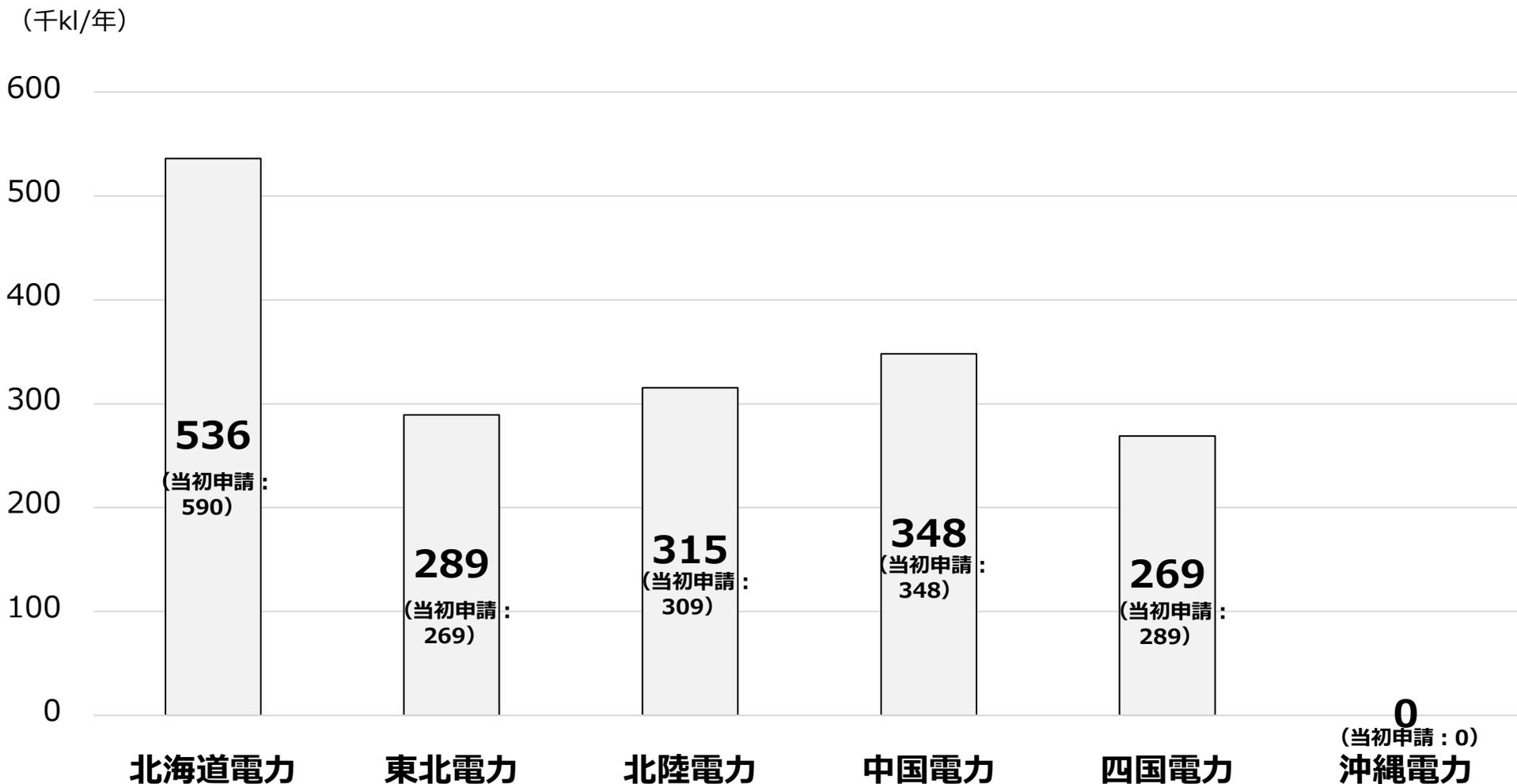
## LNG調達予定数量の各社比較（原価算定期間・3年平均）



# 石油の調達数量 再算定結果概要

2023年4月4日  
第40回料金制度専門会合 資料7を抜粋

## 主燃用重油調達予定数量の各社比較（原価算定期間・3年平均）



(注) 沖縄電力については、重油を主燃料とする発電所が原価算定期間に稼働予定であるものの、消費量が少ない（年間約3千kl）ため、原価算定期間の主燃料用重油の消費はR5年度期初時点の在庫でまかない、原価算定期間に追加調達は行わない予定。