

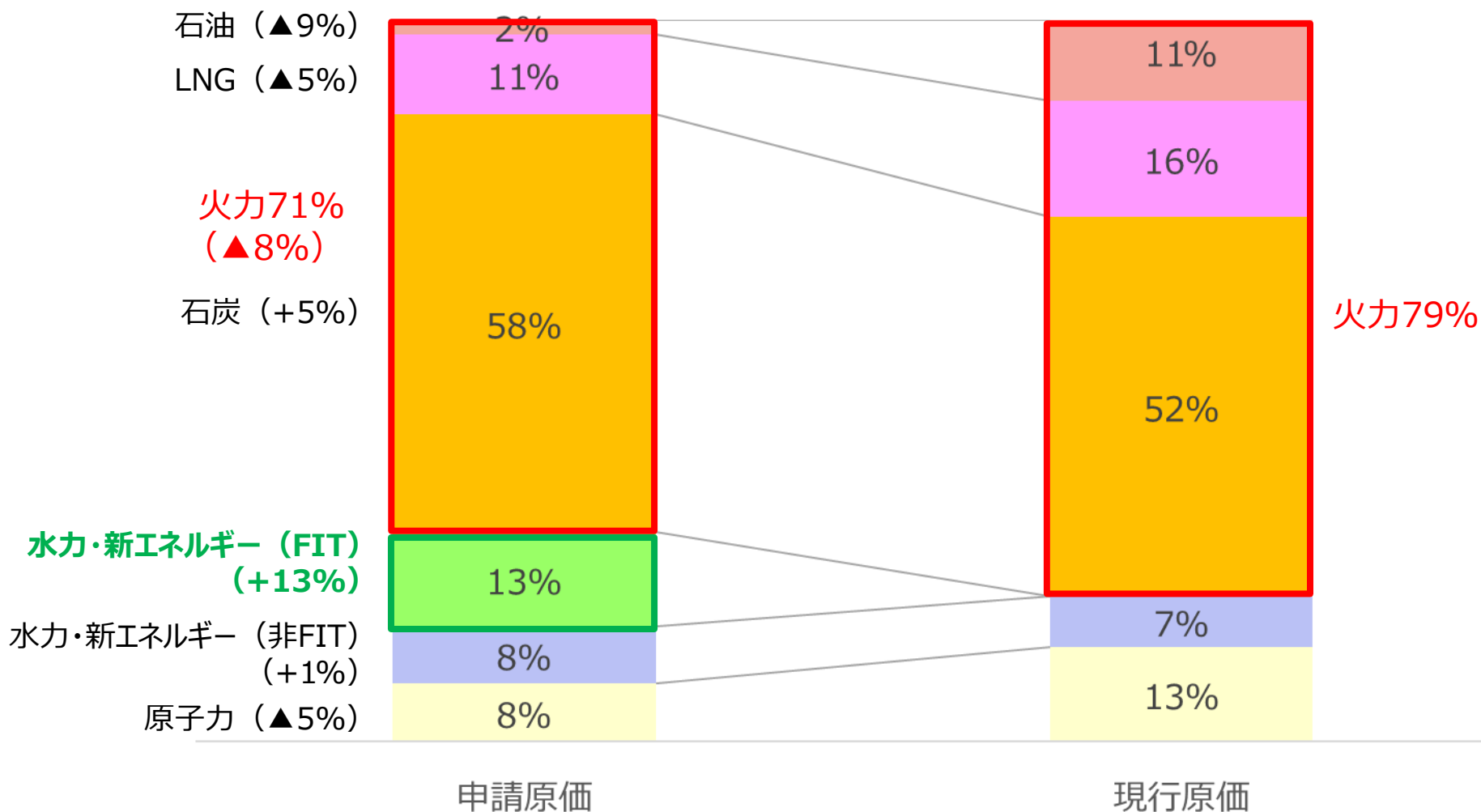
# 料金算定の前提となる供給力について

2022年12月26日

中国電力株式会社

## 【参考】電源構成比較（対現行原価）

- FIT制度に基づく買取電力量の新規計上等により、火力比率が▲8%低下しています。また、島根原子力発電所1号機の廃炉等により、原子力比率が▲5%低下しています。
- 火力内では、石油・LNGの割合が下がり、石炭の割合が増加しています。



## 2. 供給電力量算出における基本的な考え方

- 各電源の供給電力量は、以下の考え方により算出しています。

### ＜原子力＞

- ・ 現在停止中の島根原子力発電所2号機について、原価算定上の前提として、2024年1月末の再稼働を想定し、発電電力量を算出。

### ＜水力・火力＞

- ・ 上記を前提として、発電所の稼働計画を設定し、発電電力量を算出。

### ＜新エネルギー（FIT含む）＞

- ・ 過去の発電実績および今後の設備量の変化動向を踏まえ発電電力量を算出。

### ＜他社購入（FIT除く）＞

- ・ 事業者からの聞取りや実績等を踏まえ、発電電力量を算出。

## 【参考】原子力発電所運転計画

- 現在停止中の島根原子力発電所2号機については、原価算定上の前提として、2024年1月末の再稼働を想定しております。
- 建設工事中の島根原子力発電所3号機、準備工事中的上関原子力発電所については、原価算定期間中の稼働は想定しておりません。

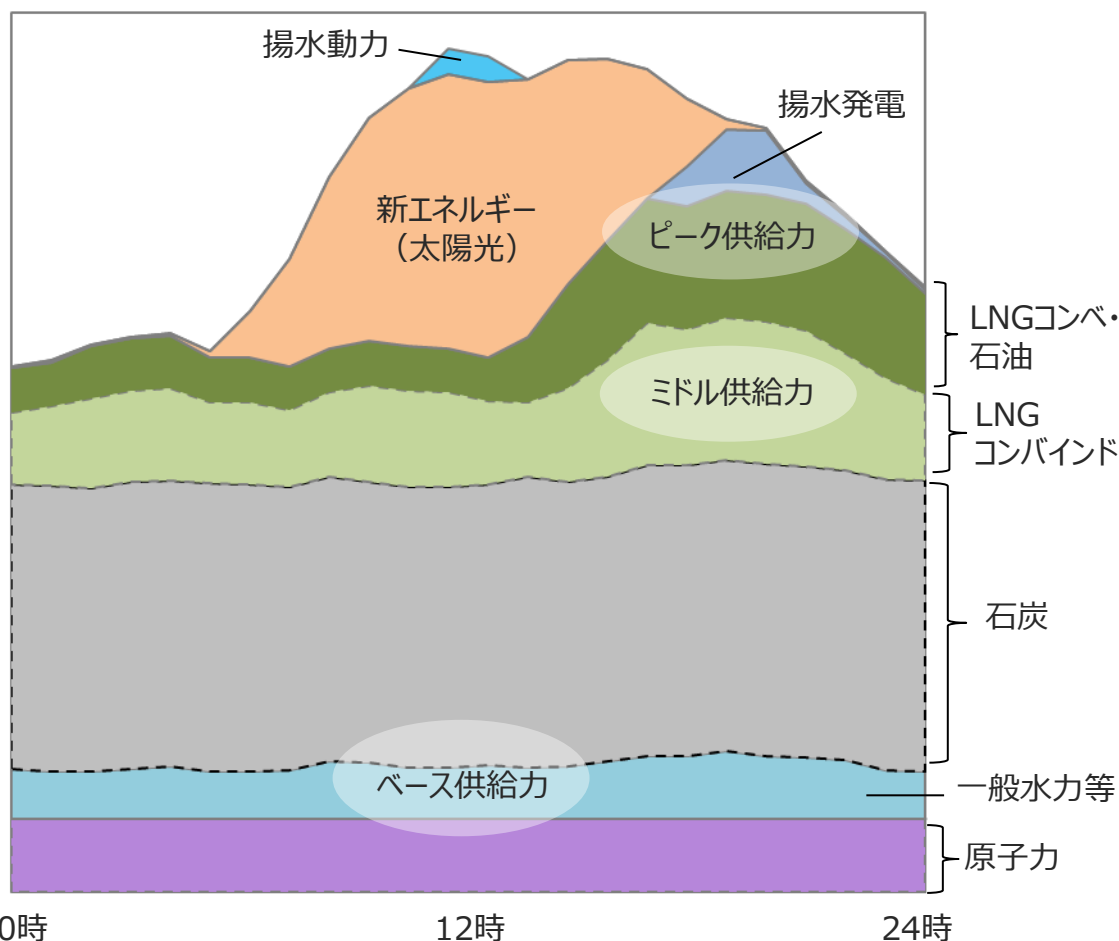
( ) 内は島根2号機の設備利用率

|       | 2023年度<br>(15.9%)     | 2024年度<br>(95.2%) | 2025年度<br>(77.4%) |
|-------|-----------------------|-------------------|-------------------|
| 島根2号機 |                       | 24/1末～25/3        | 25/6～             |
| 島根3号機 | 原価算定期間中の稼働は想定しておりません。 |                   |                   |
| 上関    | 原価算定期間中の稼働は想定しておりません。 |                   |                   |

## 【参考】需給計画の策定イメージ

- 電力需要や発電機の特性を踏まえた上で、メリットオーダーの考え方に基づいて、全体最適となる発電機の組合せを計画しています。

需給計画のイメージ

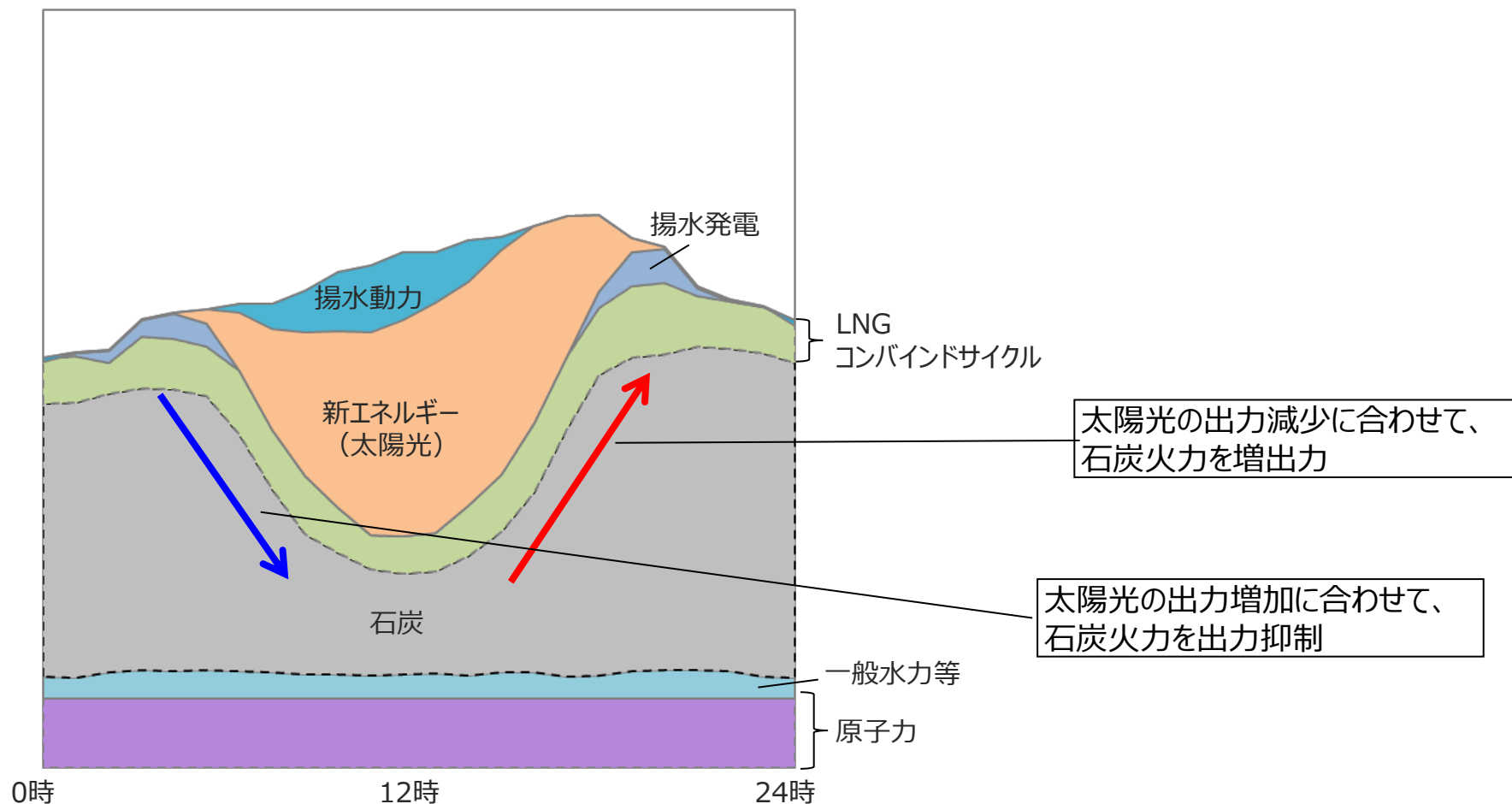


- 揚水式水力  
電力供給に余裕のある時間帯に水をくみ上げ、太陽光発電の減少する点灯帯にピーク供給力として活用
- 新エネルギー（太陽光）  
再生可能エネルギーであり、環境性に優れた電源として最大限活用
- LNGコンベンショナル・石油火力  
発電燃料単価が高いためピーク供給力として活用
- LNGコンバインドサイクル火力  
発電燃料単価は調達した燃料価格に左右されるが、熱効率が高いためミドル供給力として活用
- 一般水力等  
再生可能エネルギーであり、環境性に優れた電源として、ベース供給力として活用
- 石炭火力・原子力  
燃料の供給安定性が高く、発電燃料単価が安価であり、ベース供給力として活用

## 【参考】晴天時や需要が比較的低い日の需給構造イメージ

- 太陽光等の再生可能エネルギーは発電量の調整ができません。
- このため、晴天時や需要が比較的低い日においては、再生可能エネルギーの変動に合わせ、ベース供給力である石炭火力まで踏み込み、日中の発電抑制や、点灯帯の焚き増しを踏まえた需給計画を策定する必要があります。

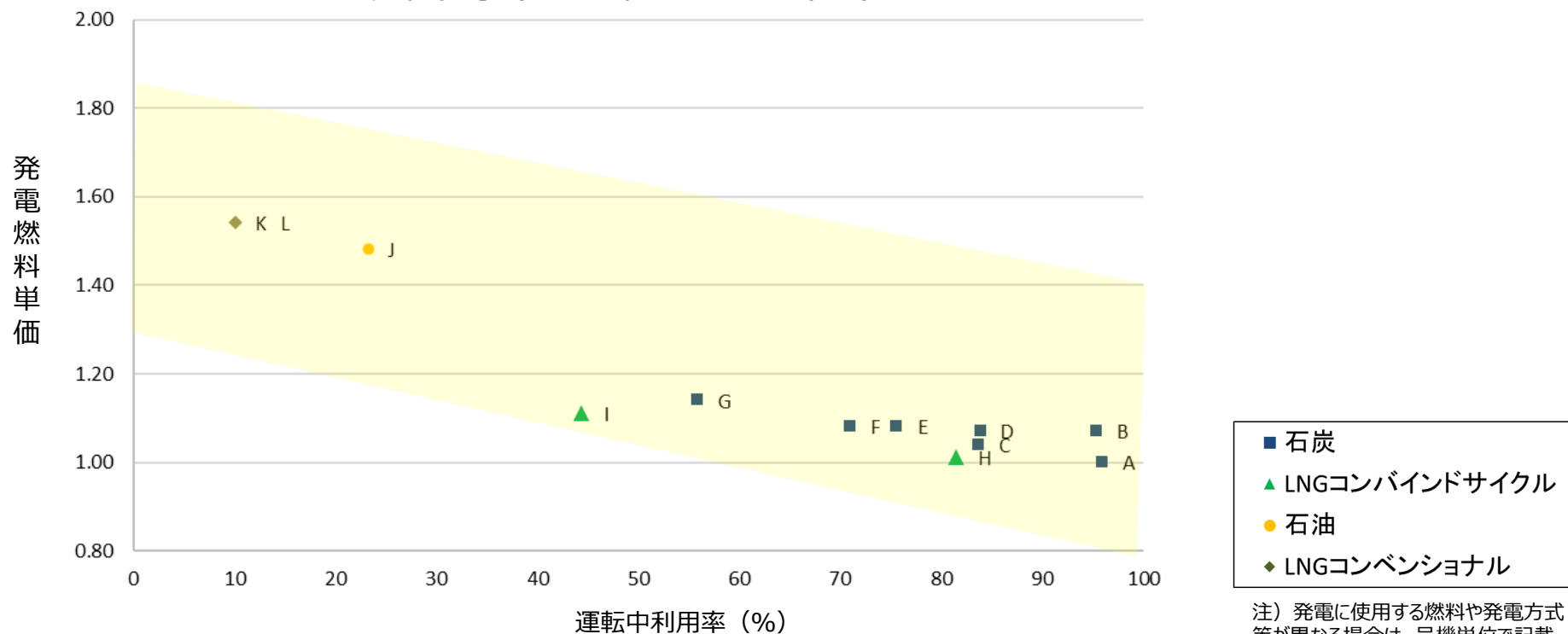
需給計画のイメージ



### 3. メリットオーダーによる火力発電電力量配分

- 発電燃料単価の低い石炭火力をベース供給力とし、熱効率の高いLNGコンバインドサイクル火力※<sup>1</sup>に優先的に配分した上で、残りを石油、LNGコンベンショナル火力※<sup>2</sup>で配分します。
- 火力発電所の運転中利用率※<sup>3</sup>と発電燃料単価の関係は下図のとおりです。
- 運用の制約等を考慮した上で、発電単価が低い電源ほど高稼働になることを基本に計画しております。

3ヵ年平均（2023年度～2025年度）



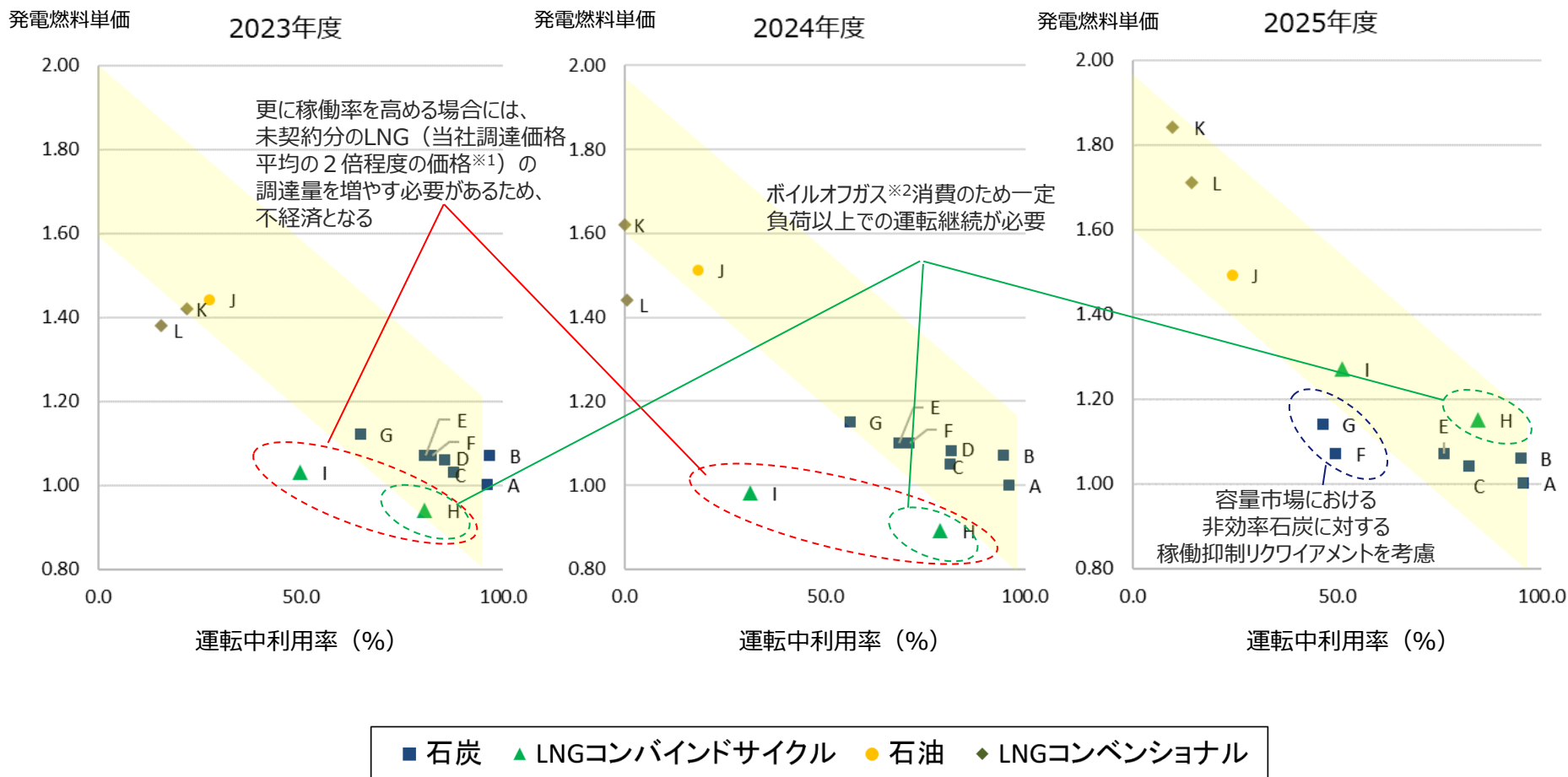
注) 発電燃料単価は、発電所Aの発電燃料単価を1.00とした時の相対関係により示している。

※1 ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃焼器でガスを燃やし、その燃焼ガスでガスタービンを回して発電し、さらにその高温ガスの排熱を回収し、蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する方式。

※2 ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、蒸気タービンを回して発電する従来型の方式。

※3 定期点検等に伴う計画停止を除く、設備を自由に使える期間において発電設備をどの程度利用したかを表す指標。

# 【参考】年度別の火力発電電力量配分結果



注）発電燃料単価は、発電所Aの発電燃料単価を1.00とした時の相対関係により示している。

※1 今回原価において、未契約のLNG調達価格はJKM（日本・韓国スポットLNG価格:256,107円/t）で想定。

一方、既契約分を含む当社のLNG調達価格平均は 132,830円/tで想定。

※2 LNGは、受入時や貯蔵中に、一定量、自然に気化することから、これを発電により消費する必要がある。

## 【参考】各年度の夏季最大電力バランス

- 夏季最大 3 日平均電力に対し、各年度とも安定供給に必要な予備力を確保しております。
- なお、原価算定においては、余力をスポット市場等に供出する前提で追加収益を算定し、原価に反映しております。

(送電端：MW)

| 項目         |      |           | 年度    | 2023年度 | 2024年度 | 2025年度 |
|------------|------|-----------|-------|--------|--------|--------|
| 供給電力       | 自社電源 | 水力発電所     |       | 2,251  | 1,742  | 2,066  |
|            |      | 火力発電所     | 石炭    | 2,658  | 2,627  | 2,658  |
|            |      |           | LNG   | 2,123  | 2,165  | 2,032  |
|            |      |           | 石油    | 334    | 779    | 779    |
|            |      | 原子力発電所    |       | —      | 787    | 787    |
|            |      | 新エネルギー発電所 |       | 11     | 11     | 16     |
|            |      | 合計        |       | 7,377  | 8,111  | 8,338  |
|            | 他社電源 |           | 3,020 | 2,299  | 2,062  |        |
|            | 調整力※ |           | ▲735  | ▲735   | ▲735   |        |
|            | 合計   |           | 9,662 | 9,675  | 9,665  |        |
| 最大 3 日平均電力 |      |           | 8,527 | 8,463  | 8,427  |        |
| 供給予備力      |      |           | 1,135 | 1,212  | 1,238  |        |
| 供給予備率      |      |           | 13%   | 14%    | 15%    |        |

※ 2023年度における調整力公募の募集容量（電源Ⅰ）を記載。

2024年度以降は、電源Ⅰと同量の供給力を需給調整市場に供出する前提としているため、小売向け供給力から控除している。

## 【参考】電力量配分方法について

### 1. 調整裕度の少ない電源

- 原子力は出力一定での運転を前提に発電電力量を算出します。
- 自流式の水力は、可能発電電力量※から補修作業等の減少分を控除して算出します。
- 自家用発電設備等からの受電電力量は、事業者からの聞取り等を踏まえ、算出します。
- 新エネルギーは設備量および過去実績等ならびに事業者からの聞き取りを踏まえ算出します。

### 2. 揚水発電量および動力量

- 揚水式水力による発電電力量は、ピーク供給力として必要な量を、毎時間の需要に対し、上述 1（調整裕度の少ない電源）と火力発電所の可能供給力の合算値と需要の差分により算出します。その上で必要となる揚水動力量を算出します。

### 3. 火力電力量

- 揚水動力量を算出のうえ、補修計画等を考慮し、メリットオーダーに基づき電力量を算出します。

※ 可能発電電力量：設備が健全とした場合に、その時の流入量を使用可能な範囲ですべて利用したときに発電可能な量であり、至近30か年の平均値を使用している。

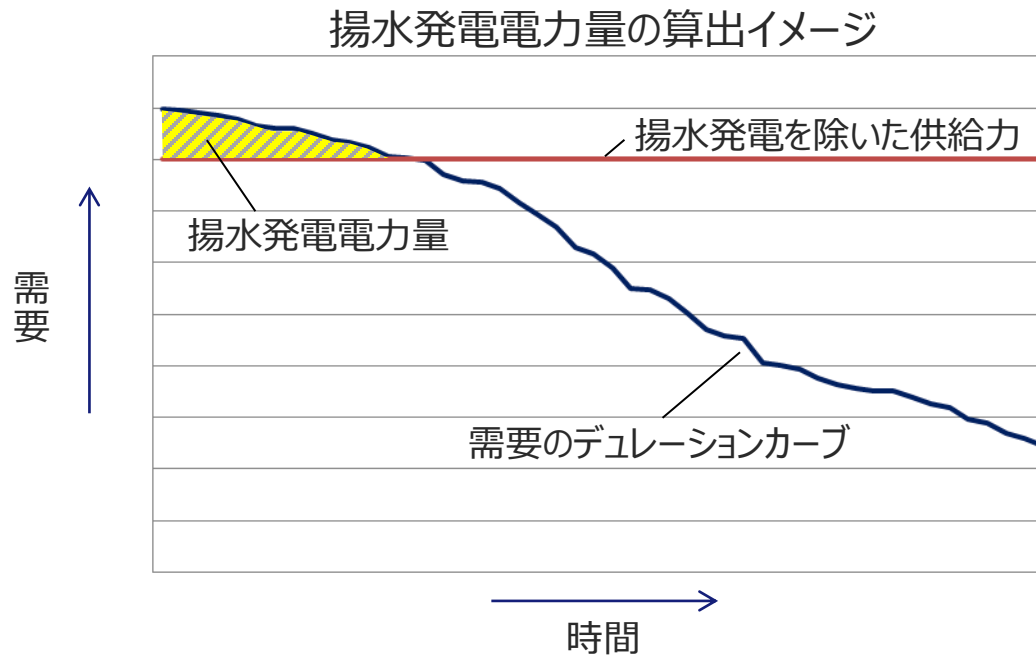
## 【参考】揚水発電の供給電力量算出方法

### 1. 揚水発電電力量

- 毎時間の需要に対し、揚水発電以外の供給力で充足できない部分が揚水発電電力量となります。

### 2. 揚水動力電力量

- 揚水発電電力量にくみ上げ時のロスを考慮したものが揚水動力電力量となります。



## 【参考】他社購入の供給電力量算出方法

### 1. 一般水力

- 事業者で策定した想定発電量等が存在する契約は、事業者からの聞取りをベースに算出します。
- その他の契約は、過去30年平均実績値をベースに、事業者からの聞取り、補修作業等を考慮のうえ、受電電力量を算出します。

### 2. 自家用発電設備等・バイオマス発電

- 受電量が工場の操業等に左右される等、当社による受電電力量の調整ができないことから、事業者からの聞取りもしくは過去実績等を踏まえ、受電電力量を算出します。

### 3. 太陽光・風力発電

- 設備量は、運開済契約の設備量をもとに、未稼働FIT電源の運開による増加および買取先の変更（FIT電源の一般送配電事業者買取への移行、卒FIT電源の他小売電気事業者への移行）による減少を考慮し、算出します。
- 電力量は、設備量および過去の受電実績から想定される利用率に基づき、算出します。

### 4. 石炭火力（受電量調整可能）

- 経済性や補修計画等を考慮のうえ、受電電力量を算出します。

## 【参考】火力発電所の運転中利用率

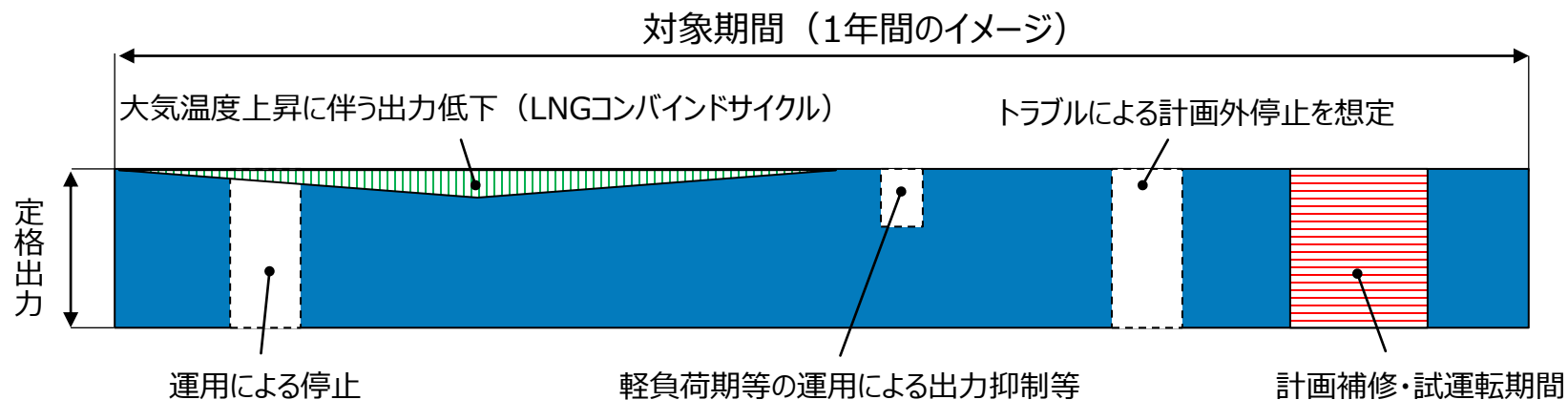
- 運転中利用率とは、定期点検等に伴う計画停止を除いた、設備を自由に使える期間において、発電設備をどの程度利用したかを表す指標です。

### ＜石炭、石油、LNGコンベンショナル＞

- ・ 需給運用による停止、出力抑制に加え、過去の実績を踏まえたトラブルによる計画外停止リスクを考慮。
- ・ なお、算定においては、計画補修（試運転期間を含む）期間＜下図の  の部分＞を除外。

### ＜LNGコンバインドサイクル＞

- ・ LNGコンバインドサイクルは、大気温度が高くなると空気密度の低下により、最大出力が低下。
- ・ このため、利用率の算定においては、大気温度上昇に伴う出力減＜下図の  の部分＞を除外のうえ、石炭、石油、LNGコンベンショナルと同様に算出。



$$\text{運用中利用率} = \frac{\text{■}}{\text{■} + \text{□}}$$

$$(\text{参考}) \text{設備利用率} = \frac{\text{■}}{\text{定格出力} \times \text{対象期間}}$$