

第2回CCS長期ロードマップ検討会

# 水素・アンモニア発電コスト および CCS付き火力発電コスト試算

一般財団法人電力中央研究所  
エネルギー変換・エネルギー貯蔵研究本部  
プラントシステム研究部門

たいなか かずき  
泰中一樹

電力中央研究所

# 目次

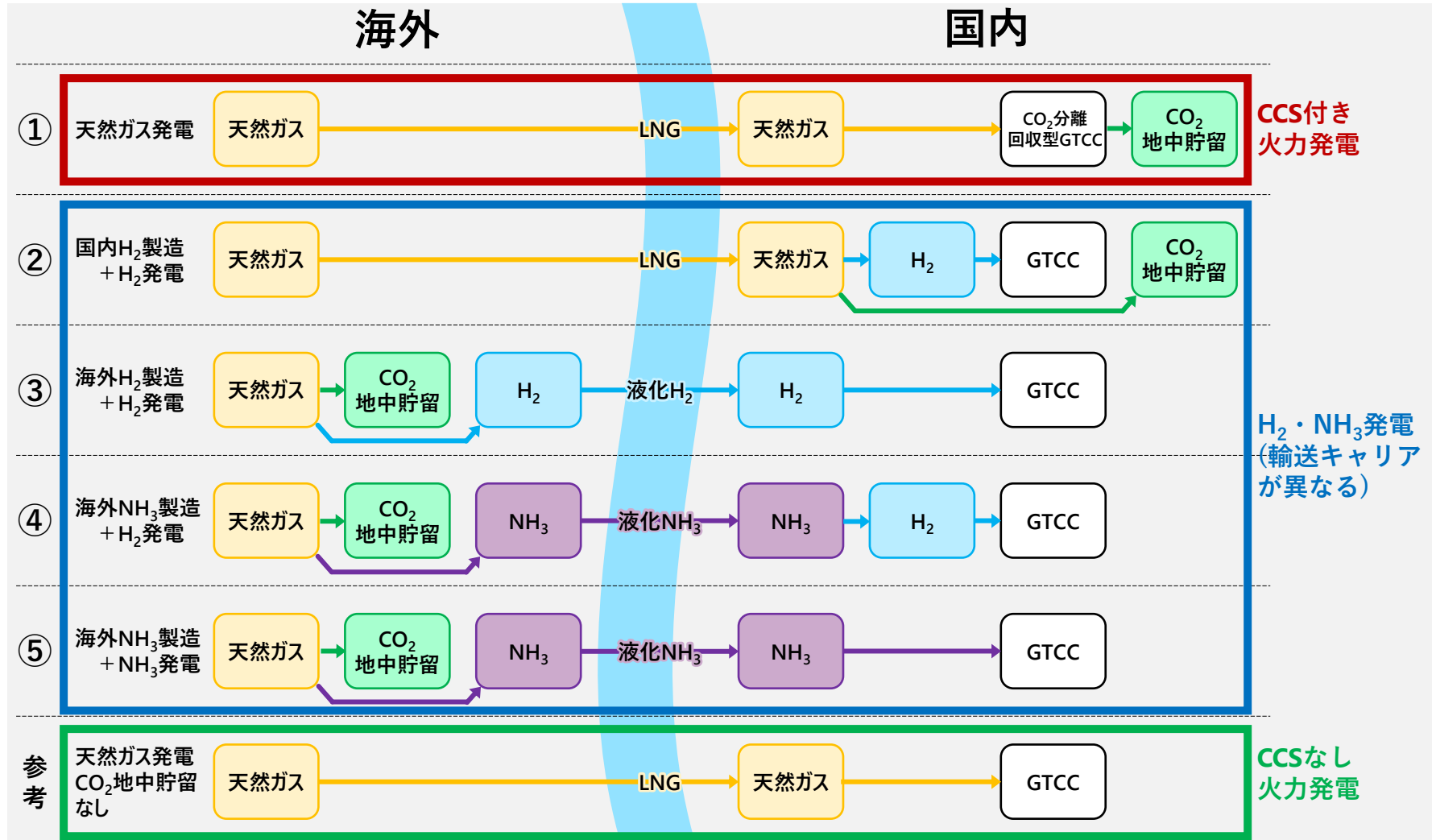
## 1. 試算条件および方法

- 試算対象ケース
- 発電コスト試算方法
- 想定時期
- 発電コスト試算に用いる技術諸元
  - 燃料物性値
  - 燃料価格
  - 火力発電設備技術諸元
  - CO<sub>2</sub>輸送・地中貯留費

## 2. 試算結果

# 1. 試算条件および方法

# 対象ケース -海外天然ガス+CO<sub>2</sub>地中貯留-

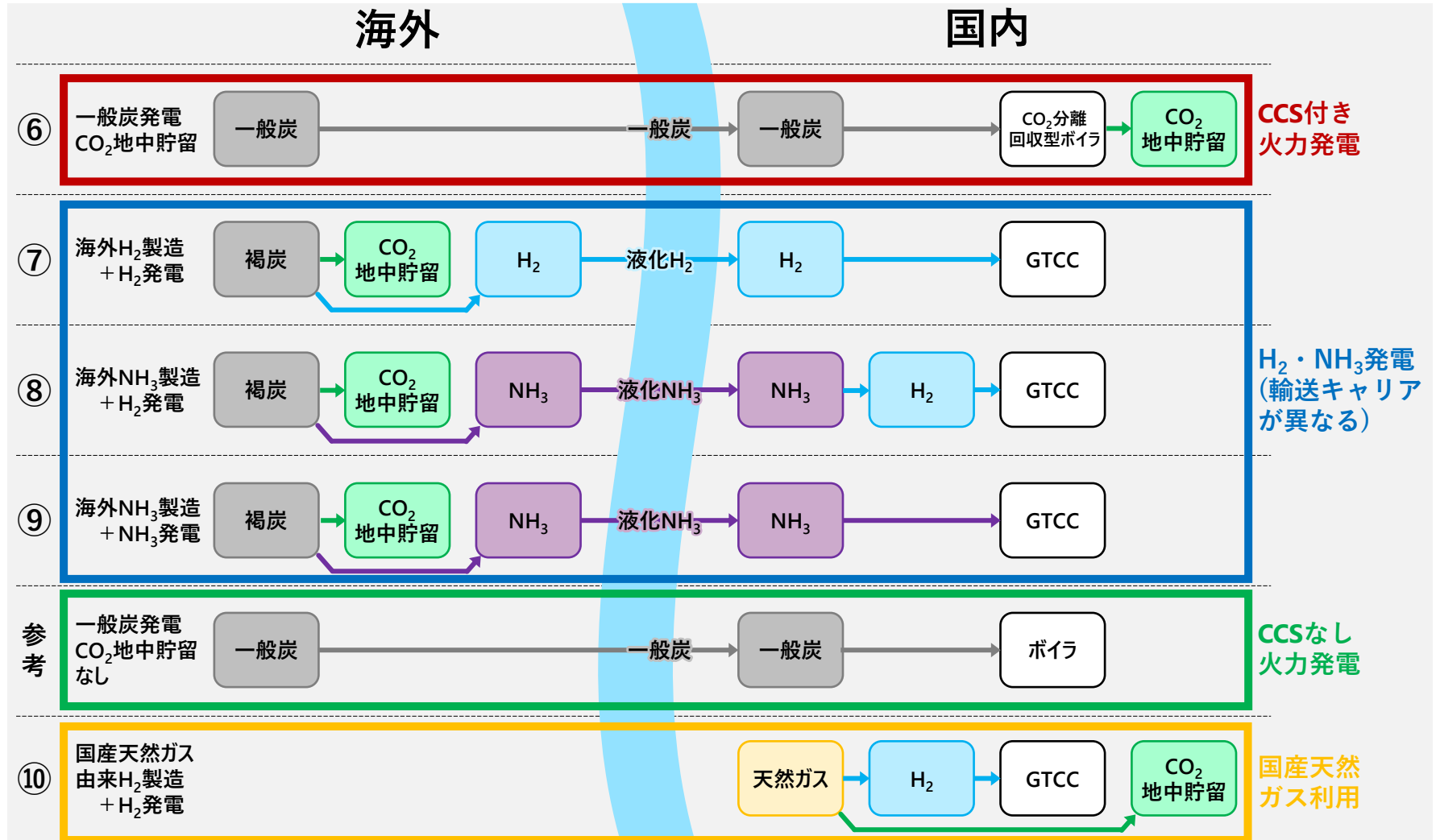


CCS付き  
火力発電

H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>発電  
(輸送キャリア  
が異なる)

CCSなし  
火力発電

# 対象ケース -海外石炭、国産天然ガス+CO<sub>2</sub>地中貯留-

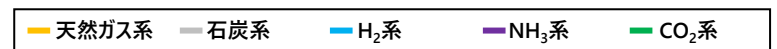


CCS付き  
火力発電

H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>発電  
(輸送キャリア  
が異なる)

CCSなし  
火力発電

国産天然  
ガス利用



# 発電コスト試算方法

発電コスト検証WGの発電コスト試算と同様に均等化発電原価（LCOE）の考えに基づいて算出（発電コストレビューシートを使用）

## 👉 新設される発電設備の発電コストを試算

割引率によって金銭価値の将来的な不確実性を踏まえた上で、稼働年数の間の総費用を総発電量で除すことで算出

資本費      ランニングコスト

$$\text{発電コスト} = \frac{\sum_{t=1}^{t_{\max}} \{ I_t + M_t + F_t \} (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^{t_{\max}} \{ E_t \} (1+r)^{-t}} \quad [\text{円/kWh}]$$

資本費      ランニングコスト

$I_t$  :  $t$ 年目における 資本費 [円]  
 （発電設備の初期投資、固定資産税、廃止措置費用）

$M_t$  :  $t$ 年目における 運転維持費 [円]

$F_t$  :  $t$ 年目における 燃料費 [円]

$E_t$  :  $t$ 年目における 発電量 [kWh]

$t$  : 経過年数 [年]

$t_{\max}$  : 稼働年数 [年]

$r$  : 割引率 [-]

# 本試算に用いるH<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格、CO<sub>2</sub>対策経費 -発電コスト-

## 発電コスト検証WG

### ■ H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格

IEA, The Future of Hydrogen (2019)に基づき  
以下の値で固定

- ・天然ガス由来H<sub>2</sub>価格（CCSあり）  
： 3.45円/MJ<sub>@LHV</sub>  
（37.0円/m<sub>N</sub><sup>3</sup><sub>@H<sub>2</sub></sub>）
- ・天然ガス由来NH<sub>3</sub>価格（CCSあり）  
： 2.59円/MJ<sub>@LHV</sub>  
（48,400円/t<sub>@NH<sub>3</sub></sub>）

### ■ CO<sub>2</sub>対策経費

IEA, World Energy Outlook 2020における  
「公表済政策シナリオ」（STEPS）に示された  
CO<sub>2</sub>価格の外挿値を用いて、  
国内の発電所から出たCO<sub>2</sub>量に対して計上

## 本試算（発電コスト）

### ■ H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格

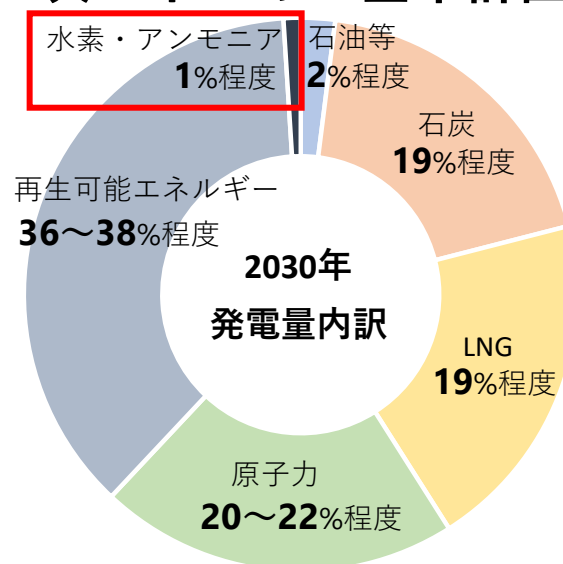
試算対象ケースごとの化石燃料の種類や  
輸送キャリア等によるH<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格の違いを  
考慮するために、IEA, The Role of Low-Carbon  
Fuels in the Clean Energy Transitions of the  
Power Sector (2021)に基づき  
H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格を新たに算出

### ■ CO<sub>2</sub>対策経費

H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備によって国外でCO<sub>2</sub>排出も生じ  
ることから、国ごとに炭素税や排出権取引等の  
CO<sub>2</sub>排出に関する制度がその実施も含めて不確実  
であるため、CO<sub>2</sub>対策経費は計上しない

# 想定時期

## 第6次エネルギー基本計画



H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>発電の実施が想定されている2030年に新設される発電設備を対象に発電コストを試算

本試算で想定するH<sub>2</sub>およびNH<sub>3</sub>の製造や輸送に関わる技術は、2030年の将来予測に基づいたものであり、今後の技術進展によって変わる可能性があることに留意が必要である



# 発電コスト試算に用いる技術諸元

## ■ 燃料物性値

## ■ 燃料価格

- 燃料輸送費（化石燃料、 $H_2$ 、 $NH_3$ ）
- 化石燃料価格
- $H_2$ 、 $NH_3$ 価格  
（ $H_2$ 、 $NH_3$ 製造設備技術諸元）

## ■ 火力発電所技術諸元

## ■ $CO_2$ 輸送・地中貯留費

# 燃料物性値

燃料	高位発熱量 [MJ/kg]	低位発熱量 [MJ/kg]	CO <sub>2</sub> 排出係数 [g <sub>CO2</sub> /MJ <sub>@LHV</sub> ]	根拠等
海外天然ガス	54.70	49.84	55.84	資源エネルギー庁の統計に用いられる値 (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 (2018年度改訂) の解説 (2020))
国産天然ガス	52.91	48.20	55.99	〃
一般炭	26.08	24.80	93.72	〃
褐炭	10.60	8.73	113.90	オーストラリアビクトリア州の褐炭性状 (山下ら, 低炭素社会に向けた水素チェーンの実現可能性検討 (2014)より算出)
H <sub>2</sub>	141.80	120.00	0.00	(水谷, 燃焼工学 (第3版) (2002))
NH <sub>3</sub>	22.5	18.6	0.00	(W.M. Haynes et al., CRC Handbook of Chemistry and Physics. 95th Edition (2014)、LHVは水の潜熱から算出)

■ 火力発電設備では、燃焼排ガスを100°C以上で排気するため、燃焼排ガス中の潜熱を利用できないことから、潜熱分の発熱量を含まないLHV基準で表記

※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意

# 燃料価格の考え方

## ■ 燃料価格の内訳

$$\text{化石燃料価格} = \text{化石燃料輸送費} \\ + \text{海外化石燃料価格}$$

$$\text{H}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{価格} = \text{燃料輸送費} \text{ (化石燃料輸送費 or H}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{輸送費)} \\ + \text{化石燃料原料費} \\ \text{(H}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{製造の原料とした化石燃料の費用、} \\ \text{化石燃料価格およびH}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{製造設備の効率と設備利用率より算出)} \\ + \text{H}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{製造設備関連費} \\ \left[ \begin{array}{l} \text{H}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{製造設備の設備・運転維持費} \\ \text{H}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{製造設備のCO}_2 \text{回収費} \\ \text{H}_2 \cdot \text{NH}_3 \text{製造設備のCO}_2 \text{輸送・地中貯留費} \end{array} \right]$$

燃料価格の算出には、

燃料輸送費、化石燃料価格、 $\text{H}_2 \cdot \text{NH}_3$ 製造設備技術諸元  
が必要、燃料価格の算出に用いた根拠等をそれぞれ説明する

# 燃料輸送費の前提条件①

## ■ 天然ガス

- 液化・積地費、海上輸送費；  
資源エネルギー庁, エネルギー情勢懇談会提言
- 揚地費；  
発電コスト検証WG（燃料諸経費）

## ■ 一般炭

- 海上輸送費；  
豪州Newcastle港における一般炭FOB価格（世界銀行, World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet)）と日本におけるCIF価格（財務省, 財務省貿易統計（一般炭））の2010～2020年平均値の差
- 揚地費；  
発電コスト検証WG（燃料諸経費）

# 燃料輸送費の前提条件②

## ■ 液化H<sub>2</sub>

- 液化費、積地費、海上輸送費、揚地費；  
エネルギー総合工学研究所, NEDO報告書（2016）における  
研究開発ケース2050年及び最大導入ケース2030年の値

## ■ 液化NH<sub>3</sub>（H<sub>2</sub>利用）

- 積地費、海上輸送費、揚地費、H<sub>2</sub>転換費；  
エネルギー総合工学研究所, NEDO報告書（2016）における  
研究開発ケース2050年及び最大導入ケース2030年の値

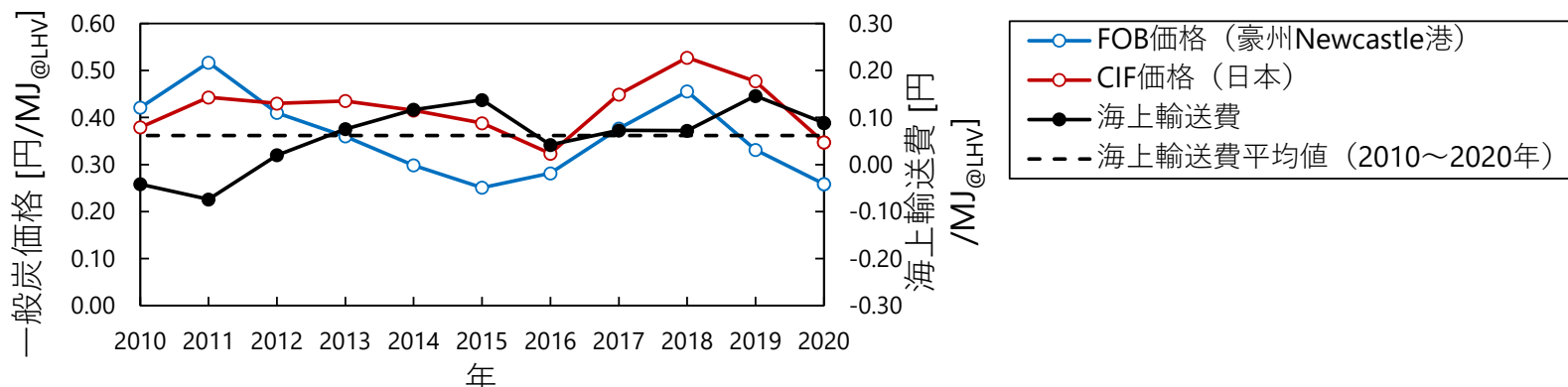
## ■ 液化NH<sub>3</sub>（直接利用）

- 積地費、海上輸送費、揚地費；  
上記液化NH<sub>3</sub>（H<sub>2</sub>利用）の費用より、エネルギー総合工学研究所, NEDO報告書（2016）内の技術諸元であるNH<sub>3</sub>分解効率99%、  
水素回収率85%から算出

# 化石燃料輸送費

単位：円/MJ<sub>@LHV</sub>

項目	値	根拠等
天然ガス	液化・積地費 0.33 (16,500円/t)	資源エネルギー庁, エネルギー情勢懇談会提言
	海上輸送費 0.12 (5,820円/t)	//
	揚地費 0.06 (2,800円/t)	発電コスト検証WGの燃料諸経費
一般炭	海上輸送費 0.06 (1,540円/t)	豪州Newcastle港のFOB価格と日本のCIF価格の差 (2010~2020年平均)
	揚地費 0.08 (2,000円/t)	発電コスト検証WGの燃料諸経費



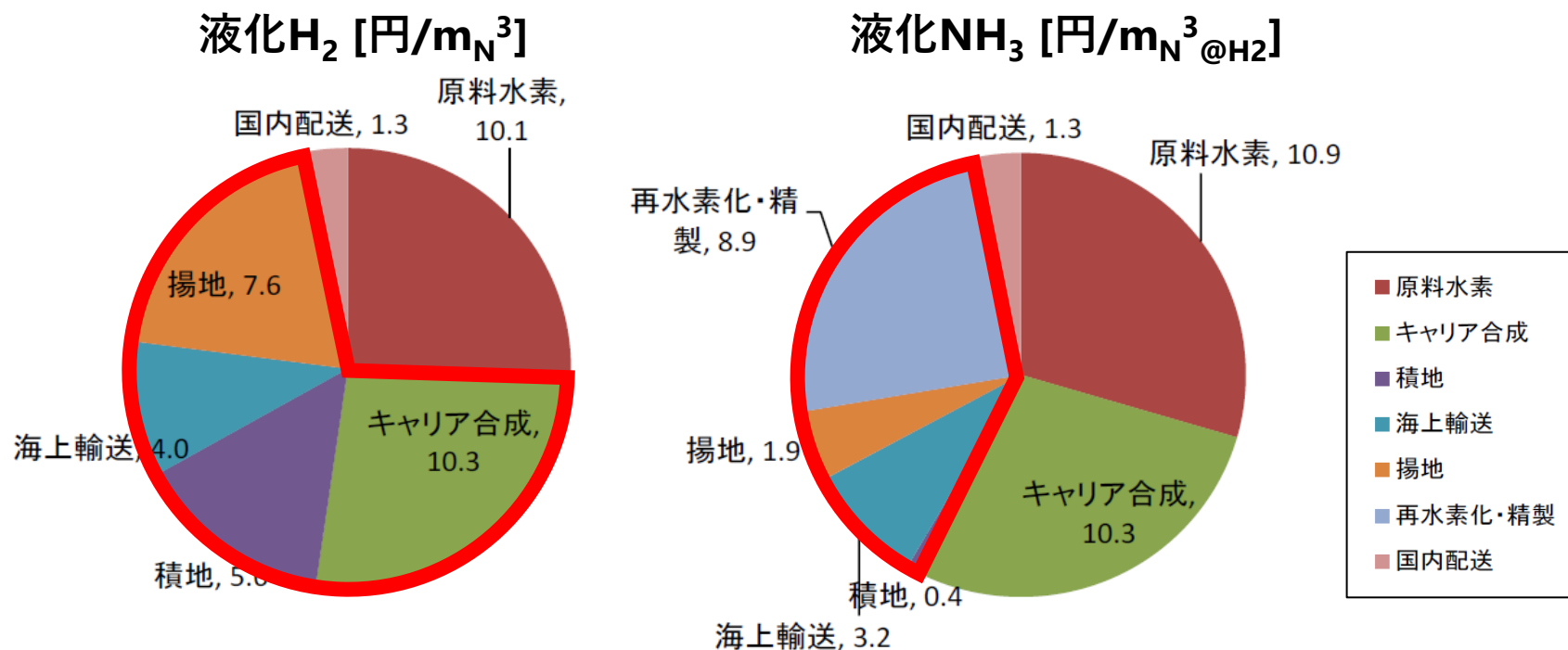
※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意

# H<sub>2</sub>、NH<sub>3</sub> 輸送費

## ■ エネルギー総合工学研究所, NEDO報告書 (2016)

輸送量 : 25億m<sub>N</sub><sup>3</sup>@H<sub>2</sub>/年 (約26.8 PJ@LHV/年)

輸送距離 : 10,000km (化石燃料資源が豊富な中東およびオーストラリア周辺)



研究開発ケース2050年及び最大導入ケース2030年

# エネルギー総合工学研究所, NEDO報告書 (2016)

## 液化H<sub>2</sub>輸送設備諸元

プロセス	概要	設備容量および原単位	ユーティリティ	主な設定根拠
液化	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化機によるH<sub>2</sub>の液化</li> <li>タンクおよびタンカーへの移送</li> <li>積地貯蔵のボイルオフガスの再液化</li> </ul>	液化容量 : 115 t <sub>@H<sub>2</sub></sub> /day × 7基 電力原単位 : 51.3 kWh/GJ <sub>@H<sub>2</sub>, LHV</sub>	電力	2030年想定 規模・原単位は100 t/日の値を採用 (川崎重工NEDO報告書 (2012) )
積地	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化H<sub>2</sub>出荷までのタンクへの貯蔵</li> <li>タンカーへの払い出し</li> </ul>	貯蔵容量 : 64,000 m <sup>3</sup> × 3基 (タンカー1隻分 + 2日生産分) 電力原単位 : 5.13 kWh/GJ <sub>@H<sub>2</sub>, LHV</sub> 受入時蒸発率 : 1% 貯蔵時蒸発率 : 0.1%/日	電力	2030年想定 ヒアリングをベースに最大60,000m <sup>3</sup> 級円筒タンクを必要数運用、タンクは2/3乗則、ポンプ類は容量比例でコストを推算 (電源開発NEDO報告書 (1995) 、川崎重工NEDO報告書 (2012) )
海上輸送	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化H<sub>2</sub>のタンカー輸送 (燃料はボイルオフガス利用を想定し、復路分を残して揚地で払い出し)</li> </ul>	容量 : 160,000 m <sup>3</sup> × 2隻 速度 : 29.6 km/h 受入・払出日数 : 計2日 受入時気化率 : 1.3% ボイルオフ率 : 0.2%/日 払い出し気化率 : 1.25%	-	2030年想定 自社新造船 (電源開発NEDO報告書 (1995) 、川崎重工NEDO報告書 (2012) )
揚地	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化H<sub>2</sub>の受入</li> <li>タンクへの貯蔵</li> <li>国内需要へ払い出し</li> </ul>	貯蔵容量 : 80,000 m <sup>3</sup> × 4基 電力原単位 : 1.59 kWh/GJ <sub>@H<sub>2</sub>, LHV</sub> 受入時蒸発率 : 1% 貯蔵時蒸発率 : 0.1%/日	電力	2030年想定 ヒアリングをベースに最大80,000m <sup>3</sup> 級球形タンクを必要数運用 (電源開発NEDO報告書 (1995) 、川崎重工NEDO報告書 (2012) )



# エネルギー総合工学研究所, NEDO報告書 (2016)

## 液化NH<sub>3</sub>輸送設備諸元

プロセス	概要	設備容量、原単位	ユーティリティ	主な設定根拠
積地	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化 NH<sub>3</sub>出荷までのタンクへの貯蔵</li> <li>タンカーへの払い出し</li> </ul>	貯蔵容量 : 56,700 m <sup>3</sup> × 1基 送液ポンプ動力 : 0.0225 kWh/GJ <sub>@NH<sub>3</sub>, LHV</sub> ボイラガスコンプレッサ動力 : 0.0220 kWh/GJ <sub>@NH<sub>3</sub>, LHV</sub> 貯蔵時蒸発率 : 0.05%/日	電力	2030年想定スケールアップ 分析 タク余裕度 : 約10% コスト諸元 : DMEハンドブック、 化学装置コストハンドブック ボイラガスはLNGから推算
海上輸送	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化NH<sub>3</sub>のタンカー輸送</li> </ul>	容量 : 38,000 m <sup>3</sup> × 6隻 速度 : 31.5 km/h 受入・払出日数 : 各2日	C重油	2030年想定スケールアップ 分析 自社新造船 (C重油燃料) コスト諸元 : 海運 (2012)
揚地	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化NH<sub>3</sub>の受入</li> <li>タンクへの貯蔵</li> <li>(H<sub>2</sub>利用 ) H<sub>2</sub>転換プラントへ払い出し (直接利用)</li> <li>国内需要へ払い出し</li> </ul>	貯蔵容量 : 81,100 m <sup>3</sup> × 4基 送液ポンプ動力 : 0.0225 kWh/GJ <sub>@NH<sub>3</sub>, LHV</sub> ボイラガスコンプレッサ動力 : 0.126 kWh/GJ <sub>@NH<sub>3</sub>, LHV</sub> 貯蔵時蒸発率 : 0.05%/日	電力	2030年想定スケールアップ 分析 タク余裕度 : 約10% コスト諸元 : DMEハンドブック、 化学装置コストハンドブック ボイラガスはLNGから推算
H <sub>2</sub> 転換	<ul style="list-style-type: none"> <li>NH<sub>3</sub>を分解しH<sub>2</sub>を生成</li> <li>精製設備でを高純度化</li> </ul>	設備容量 : 2,400 t/日 × 2系統 分解率 : 99% 熱原単位 : 0.210 GJ/GJ <sub>@NH<sub>3</sub>, LHV</sub> 圧カスイング吸着水素回収率 : 85% 圧カスイング吸着原単位 : 12.6 kWh/GJ <sub>@H<sub>2</sub>, LHV</sub>	電力 熱源 (天然ガス)	2030年想定スケールアップ 分析 コスト諸元 : 電源開発NEDO報告書 (1997)、DMEハンドブック、 石油産業活性化センター、 水素社会における水素供給者の ビジネスモデルと石油産業の 位置付けに関する調査報告書 必要熱量 : 反応熱と原料加温 熱回収 : パージガス燃焼と余剰 加温熱

# H<sub>2</sub>、NH<sub>3</sub>輸送費

単位：円/MJ<sub>@LHV</sub>

項目	値	根拠等
液化H <sub>2</sub>	液化費 (10.3円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.96 エネギー総合工学研究所, NEDO報告書 (2016) 研究開発ケース2050年及び最大導入ケース2030年
	積地費 (5.6円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.52 〃
	海上輸送費 (4.0円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.37 〃
	揚地費 (7.6円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.71 〃
液化NH <sub>3</sub> * (H <sub>2</sub> 利用)	積地費 (0.4円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.04 エネギー総合工学研究所, NEDO報告書 (2016) 研究開発ケース2050年及び最大導入ケース2030年
	海上輸送費 (3.2円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.30 〃
	揚地費 (1.9円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.18 〃
	H <sub>2</sub> 転換費 (8.9円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	0.83 〃
液化NH <sub>3</sub> (直接利用)	積地費 (665円/t)	0.04 上記NH <sub>3</sub> (H <sub>2</sub> 利用) より、 NH <sub>3</sub> 分解効率99%、水素回収率85%から算出
	海上輸送費 (5,320円/t)	0.29 〃
	揚地費 (3,160円/t)	0.17 〃

※液化NH<sub>3</sub> (H<sub>2</sub>利用) は、発電所で実際に燃料利用されるH<sub>2</sub>基準の値

※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意

# 化石燃料価格の前提条件

## ■ 天然ガス価格

- 海外天然ガス価格（国内利用時）；  
発電コスト検証WG（WEO2020（World Energy Outlook 2020）の公表済政策シナリオ（STEPS：Stated Policies Scenario））に揚地費を足して算出
- 海外天然ガス価格（海外利用時）；  
発電コスト検証WG（WEO2020（World Energy Outlook 2020）の公表済政策シナリオ（STEPS：Stated Policies Scenario））から輸送費を引いて算出
- 国産天然ガス価格；  
天然ガス鉱業会, 天然ガス資料年報（2020）での  
令和1年度の参考平均販売価格

## ■ 一般炭価格

発電コスト検証WG（WEO2020（World Energy Outlook 2020）の公表済政策シナリオ（STEPS：Stated Policies Scenario））に揚地費を足して算出

## ■ 褐炭価格

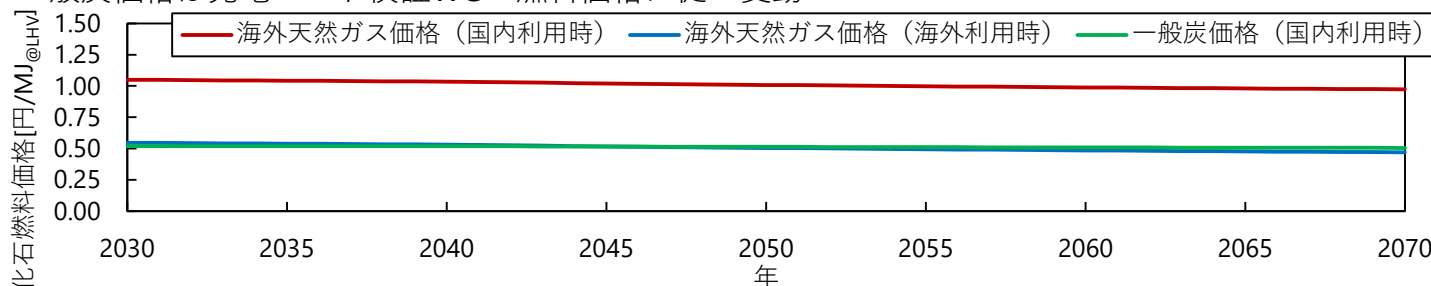
山下ら, 低炭素社会に向けた水素チェーンの実現可能性検討 (2014)の値を使用  
オーストラリアビクトリア州の褐炭価格

# 化石燃料価格@2030-

単位：円/MJ<sub>@LHV</sub>

項目	値	根拠等
海外天然ガス価格 (国内利用時)	1.05 (52,300円/t)	発電コスト検証WGの燃料価格に揚地費を足して算出
(海外利用時)	0.55 (27,200円/t)	発電コスト検証WGの燃料価格から輸送費を引いて算出
国産天然ガス価格	1.38 (66,600円/t)	天然ガス資料年報(2020)での令和1年度の参考平均販売価格
一般炭価格 (国内利用時)	0.52 (12,900円/t)	発電コスト検証WGの燃料価格に揚地費を足して算出
褐炭価格 (海外利用時)	0.14 (1,240円/t)	オーストラリアビクトリア州の褐炭価格 (山下ら, 低炭素社会に向けた水素チェーンの実現可能性検討(2014))

※天然ガス、一般炭価格は発電コスト検証WGの燃料価格に従い変動



※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意

# H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格の前提条件

H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格の算出には、17スライドで示す輸送費および原料となる化石燃料価格に加えて、H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備の設備・運転費、CO<sub>2</sub>回収費、およびCO<sub>2</sub>地中貯留費を用いる

- H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備は、IEAの報告書（The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, 2021）を参照
- H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備は、IEAの報告書より、天然ガスを原料とした場合はガス改質技術、褐炭を原料とした場合はガス化技術
- H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備のCO<sub>2</sub>回収費は、IEAの報告書で示された製造設備等のCO<sub>2</sub>分圧の高い条件におけるCO<sub>2</sub>回収費

# H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格試算方法

発電コスト検証WGの均等化発電原価（LCOE）の考えを  
製品製造に応用した均等化製品原価（LCOP）に基づいて算出

（試算結果のkWhがMJ<sub>@LHV</sub>に相当するよう調整した発電コストレビューシートを使用）

割引率によって金銭価値の将来的な不確実性を踏まえた上で、稼働年数の間の総費用を総発電量で除すことで算出

資本費      ランニングコスト

$$H_2 \cdot NH_3 \text{ 価格} = \frac{\sum_{t=1}^{t_{\max}} \{ (I_t) + (M_t + F_t + S_t) \} (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^{t_{\max}} \{ P_t \} (1+r)^{-t}} \quad [\text{円}/\text{MJ}_{@LHV}]$$

$I_t$  :  $t$ 年目におけるH<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備の資本費 [円]  
(初期投資、固定資産税、廃止措置費用)

$M_t$  :  $t$ 年目におけるH<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備の運転費 [円]  
(運転維持費、CO<sub>2</sub>回収費、CO<sub>2</sub>輸送・貯留費)

$F_t$  :  $t$ 年目における化石燃料原料費 [円]

$S_t$  :  $t$ 年目における燃料輸送費 (化石燃料輸送費 or H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>輸送費) [円]

$P_t$  :  $t$ 年目における製品量 [MJ<sub>@LHV</sub>]

$t$  : 経過年数 [年]

$t_{\max}$  : 稼働年数 [年]

$r$  : 割引率 [-]

# 本試算に用いるCO<sub>2</sub>対策経費、固定資産税、割引率 -H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格-

## 発電コストWG

### ■ CO<sub>2</sub>対策経費

IEA, World Energy Outlook 2020における「公表済政策シナリオ」(STEPS)に示されたCO<sub>2</sub>価格の外挿値を用いて、国内の発電所から出たCO<sub>2</sub>量に対して計上

### ■ 固定資産税

考慮

### ■ 割引率

3%

## 本試算 (H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>価格)

### ■ CO<sub>2</sub>対策経費

今回の試算ではH<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備によって国外でCO<sub>2</sub>排出も生じることから、国ごとに炭素税や排出権取引等のCO<sub>2</sub>排出に関する制度がその実施も含めて不確実であるため、CO<sub>2</sub>対策経費は計上しない

### ■ 固定資産税

税制の違いから**海外の設備では考慮しない**  
※国内のH<sub>2</sub>製造設備は「電気業用設備－その他の設備－主として金属製のもの」とみなして法定耐用年数を17年とした

### ■ 割引率

国によって、金銭価値の将来的な不確実性が異なることから、以下のとおり設定

項目	値	根拠等
割引率 (日本) [%]	3.00	発電コスト検証WGと同値
(海外) [%]	5.00	IEAの報告書と同値

# 国内H<sub>2</sub>製造設備

名称	天然ガス改質 H <sub>2</sub> 製造	根拠等
製造能力 [万kW <sub>@LHV</sub> ]	123.4	H <sub>2</sub> -GTCC定格出力時における 時間あたりのH <sub>2</sub> 消費量と同量
建設維持費 [万円/kW <sub>@LHV</sub> ]	15.4	IEA, The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector (2021)
運転費 [% of 建設費/年]	4	//
効率 [% <sub>@LHV</sub> ]	74	//
CO <sub>2</sub> 回収率 [%]	95	//
CO <sub>2</sub> 回収費 [円/t <sub>@CO2</sub> ]	2,670	//
CO <sub>2</sub> 輸送・地中貯留費 [円/t <sub>@CO2</sub> ]	6,532	RITE算定値
稼働年数 [年]	25	IEA, The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector (2021)
設備利用率 [%]	91.3	//
CO <sub>2</sub> 回収量 [t/h]	(海外天然ガス) 319 (国産天然ガス) 319	上記より算出
[万t/h]	(海外天然ガス) 255 (国産天然ガス) 256	//

※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意



# 海外H<sub>2</sub>、NH<sub>3</sub>製造設備

名称		天然ガス改質 H <sub>2</sub> 製造	天然ガス改質 NH <sub>3</sub> 製造	褐炭ガス化 H <sub>2</sub> 製造	褐炭ガス化 NH <sub>3</sub> 製造	根拠等
建設費	[万円/kW <sub>@LHV</sub> ]	15.4	29.6	21.4	36.6	IEA, The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector (2021)
運転維持費	[% of 建設費/年]	4	4	5	5	〃
効率	[% <sub>@LHV</sub> ]	74	63	58	49	〃
CO <sub>2</sub> 回収率	[%]	95	95	95	95	〃
CO <sub>2</sub> 回収費	[円/t <sub>@CO2</sub> ]	2,670	2,670	2,670	2,670	〃
CO <sub>2</sub> 輸送 ・地中貯留費	[円/t <sub>@CO2</sub> ]	2,140	2,140	2,140	2,140	〃
稼働年数	[年]	25	25	25	25	〃
設備利用率	[%]	91.3	91.3	91.3	91.3	〃

※CO<sub>2</sub>輸送・地中貯留費は、地中貯留地の立地条件によって異なると想定されるが、代表値としてIEAの報告書で示された値を使用

※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意

# H<sub>2</sub>、NH<sub>3</sub>価格@2030

単位：円/MJ<sub>@LHV</sub>

項目	値	根拠等
H <sub>2</sub> 価格 (海外天然ガス由来H <sub>2</sub> 国内製造)	2.63 (28.2円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	前述の技術諸元に基づき算出
(国産天然ガス由来H <sub>2</sub> 国内製造)	3.08 (33.0円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	〃
(天然ガス由来H <sub>2</sub> 海外製造)	4.25 (45.5円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	〃
(天然ガス由来NH <sub>3</sub> 海外製造)	3.48 (37.2円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	〃
(褐炭由来H <sub>2</sub> 海外製造)	4.61 (49.4円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	〃
(褐炭由来NH <sub>3</sub> 海外製造)	3.90 (41.8円/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> <sub>@H2</sub> )	〃
NH <sub>3</sub> 価格 (天然ガス由来NH <sub>3</sub> 海外製造)	2.91 (54,300円/t)	〃
(褐炭由来NH <sub>3</sub> 海外製造)	3.39 (63,300円/t)	〃

※一定の条件での試算であり、2030年の目標値を示したものではない  
今後の技術進展等により変わる可能性があることに留意

# 火力発電所技術諸元

名称	天然ガス -GTCC +CO <sub>2</sub> 回収	H <sub>2</sub> -GTCC*	NH <sub>3</sub> -GTCC*	天然ガス -GTCC	一般炭 -ボイラ +CO <sub>2</sub> 回収	一般炭 -ボイラ	根拠等
燃料	海外天然ガス	H <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>	海外天然ガス	一般炭	一般炭	発電コスト検証WG
発電所規模 [万kW級]	85.0	85.0	85.0	85.0	70.0	70.0	〃
出力 [万kW]	77.9	85.0	85.0	85.0	64.1	70.0	〃
発電所建設費 [万円/kW (規模)]	16.3	16.3	16.3	16.3	24.4	24.4	〃
CO <sub>2</sub> 回収設備建設費 [万円/kW (規模)]	5.3	0.0	0.0	0.0	6.9	0.0	〃
人件費 [億円/年]	6.2	6.2	6.2	6.2	4.4	4.4	〃
修繕費 [% of 建設費/年]	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	〃
諸費 [% of 建設費/年]	1.1	1.1	1.1	1.1	2.2	2.2	〃
業務分担費 [% of 直接費/年]	12.0	12.0	12.0	12.0	12.2	12.2	〃
熱効率 [%@HHV]	52.3	57.0	57.0	57.0	39.8	43.5	〃 (H <sub>2</sub> およびNH <sub>3</sub> の熱効率@HHVは天然ガス-GTCCと同等と仮定)
[%@LHV]	57.4	67.4	68.9	62.6	41.9	45.7	上記より算出
ベース所内率 [%]	2.5	2.3	2.3	2.3	6.0	5.5	発電コスト検証WG
CO <sub>2</sub> 回収分所内率 [%]	2.2	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	〃
CO <sub>2</sub> 回収率 [%]	90	0	0	0	90	0	〃
CO <sub>2</sub> 輸送・地中貯留費 [円/t]	8,523	0	0	0	6,667	0	RITE算定値
稼働年数 [年]	40	40	40	40	40	40	発電コスト検証WG
設備利用率 [%]	70	70	70	70	70	70	〃
燃料消費量 [万t/年]	60.2	23.2	146.2	60.2	136.2	136.2	上記より算出
CO <sub>2</sub> 回収量 [万t/年]	151	0.0	0.0	0.0	285	0.0	〃
[t/h]	246	0.0	0.0	0.0	464	0.0	〃
送電量 [億kWh]	45.5	50.9	50.9	50.9	35.7	40.6	〃

※H<sub>2</sub>-GTCCおよびNH<sub>3</sub>-GTCCは、天然ガス-GTCCと資本費、運転維持費、所内率およびHHV基準での熱効率が同じと仮定より算定

※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意

# CO<sub>2</sub>輸送・地中貯留費の前提条件

## ■ 国内CO<sub>2</sub>輸送・地中貯留費

CO<sub>2</sub>輸送を液化CO<sub>2</sub>輸送船によるものとした。また、国内CO<sub>2</sub>地中貯留費は、CO<sub>2</sub>貯留設備、およびモニタリングに係る費用で構成され、圧入後のモニタリング期間は20年間とした。輸送・貯留に係る費用は、平成20～24年度革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト発電からCO<sub>2</sub>貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー「全体システム評価」成果報告書等を基にRITEにて試算した。

## ■ 海外H<sub>2</sub>、NH<sub>3</sub>製造設備のCO<sub>2</sub>地中貯留費

CO<sub>2</sub>地中貯留地の立地条件によって異なると想定されるが、代表値としてIEAの報告書（The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, 2021.）で示された値とした。

# CO<sub>2</sub>輸送・地中貯留費

## ■ 国内（RITE算定値）

$$\text{CO}_2\text{輸送・地中貯留費} = \text{CO}_2\text{輸送設備の設備・運転費} + \text{CO}_2\text{貯留設備の設備・運転費}$$

- ・ 地中貯留地まで、液化CO<sub>2</sub>輸送船によって輸送
- ・ CO<sub>2</sub>貯留設備の設備・運転費には、圧入終了後20年間のモニタリング費用込み

単位：円/t<sub>@CO2</sub>

	液化CO <sub>2</sub> 船1,000km輸送 国内CO <sub>2</sub> 地中貯留（RITE算定値）			【参考】液化CO <sub>2</sub> 船10,000km輸送 海外CO <sub>2</sub> 地中貯留（RITE算定値）		
	天然ガス- GTCC +CO <sub>2</sub> 回収	一般炭- ボイラ +CO <sub>2</sub> 回収	天然ガス 由来H <sub>2</sub> 国内製造	天然ガス- GTCC +CO <sub>2</sub> 回収	一般炭- ボイラ +CO <sub>2</sub> 回収	天然ガス 由来H <sub>2</sub> 国内製造
CO <sub>2</sub> 輸送設備の設備・運転費	6,117	5,089	4,812	11,616	10,144	9,375
CO <sub>2</sub> 貯留設備の設備・運転費	2,407	1,578	1,720	2,140	2,140	2,140
合計	8,523	6,667	6,532	13,756	12,284	11,515

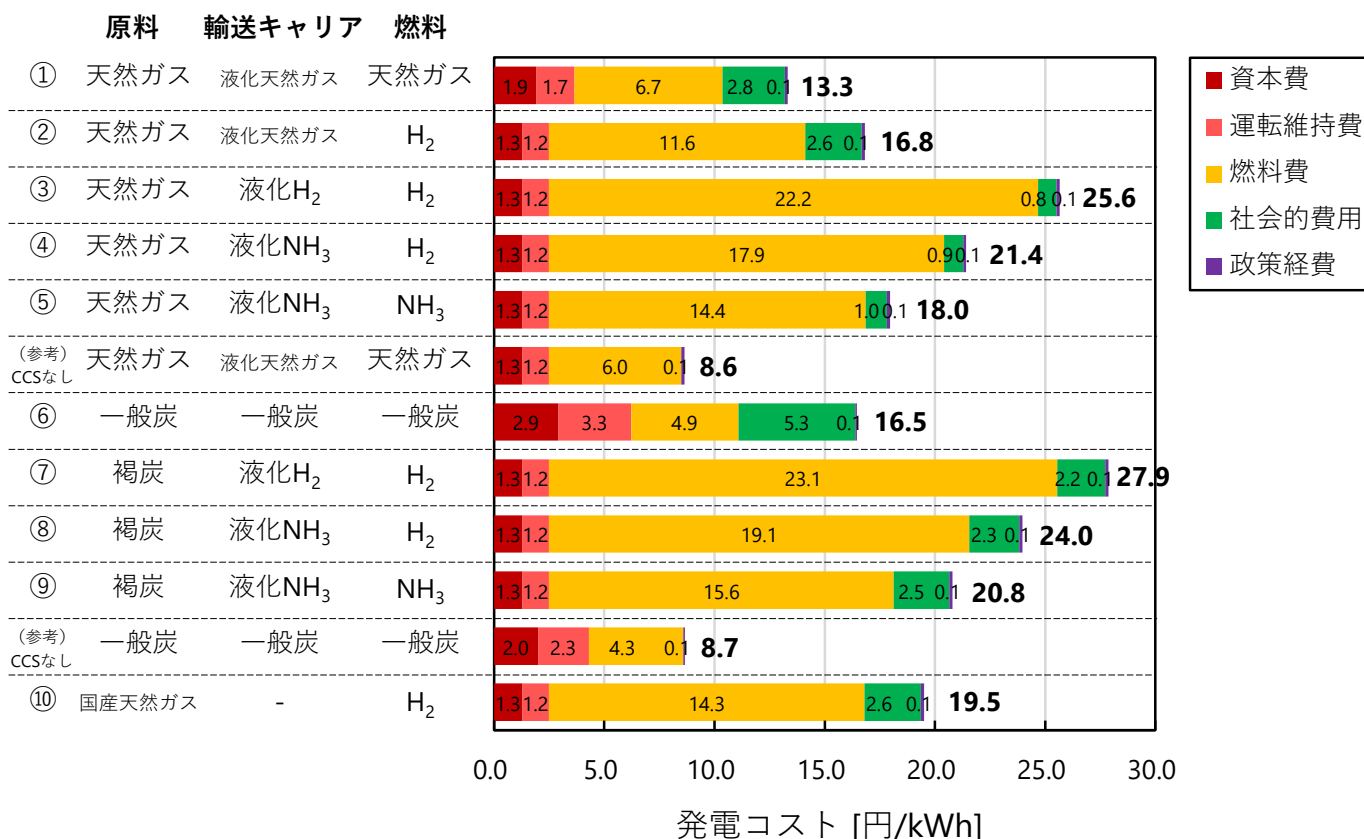
## ■ 海外

IEA, The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector (2021)に基づき  
**2,140円/t<sub>@CO2</sub>で一定**

**※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意**

## 2. 試算結果

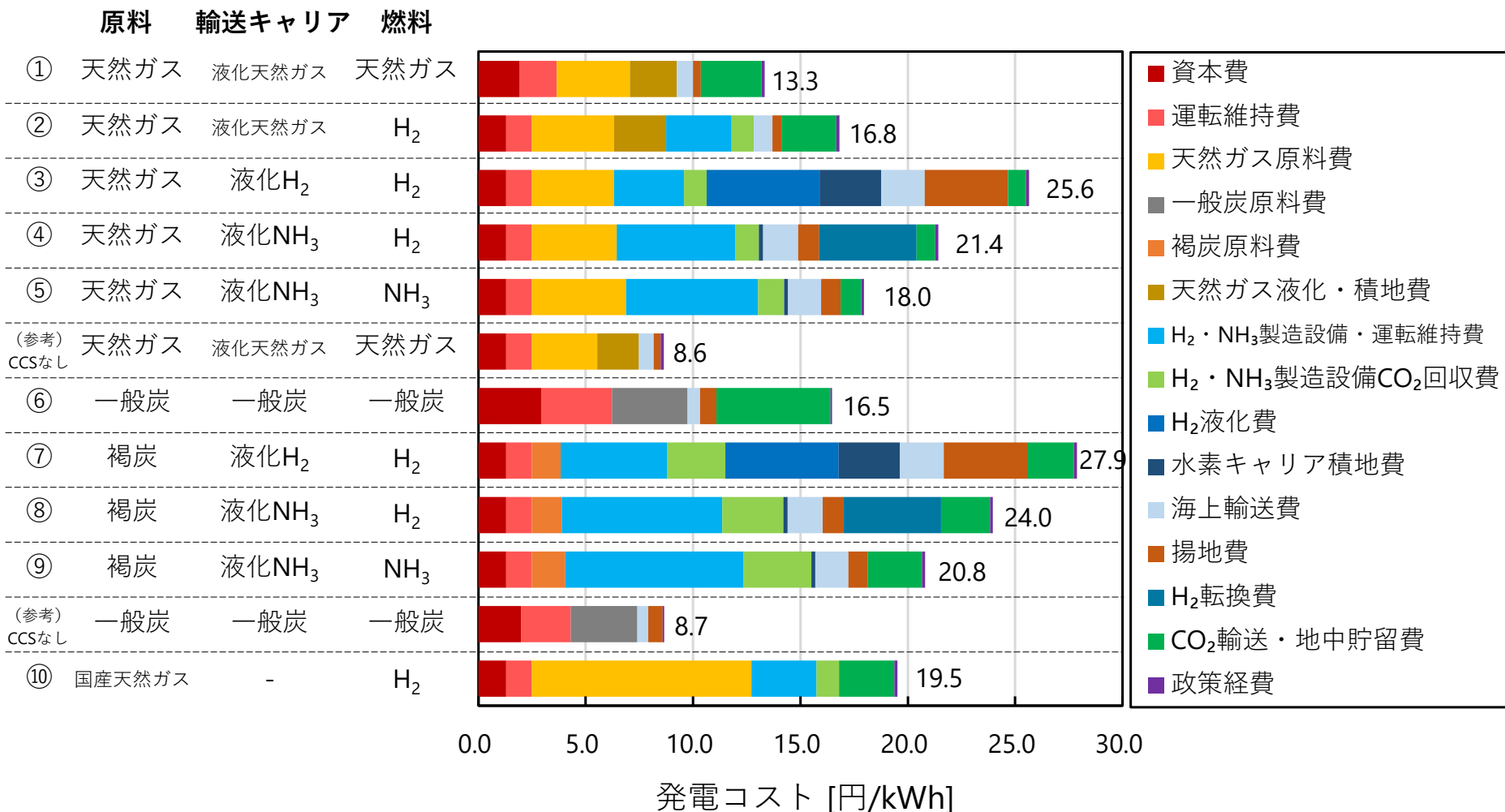
# 発電コスト-大項目-



注) 資本費、運転維持費；発電設備分のみ  
 燃料費；H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>製造設備の資本費、運転維持費を含む  
 社会的費用；海外および日本におけるCO<sub>2</sub>地中貯留費  
 政策経費；電源種類ごとに必要とされる税金等で賄われる費用（技術開発の予算等）

※一定の条件での試算であり、2030年の目標値を示したものではない  
 今後の技術進展等により変わる可能性があることに留意

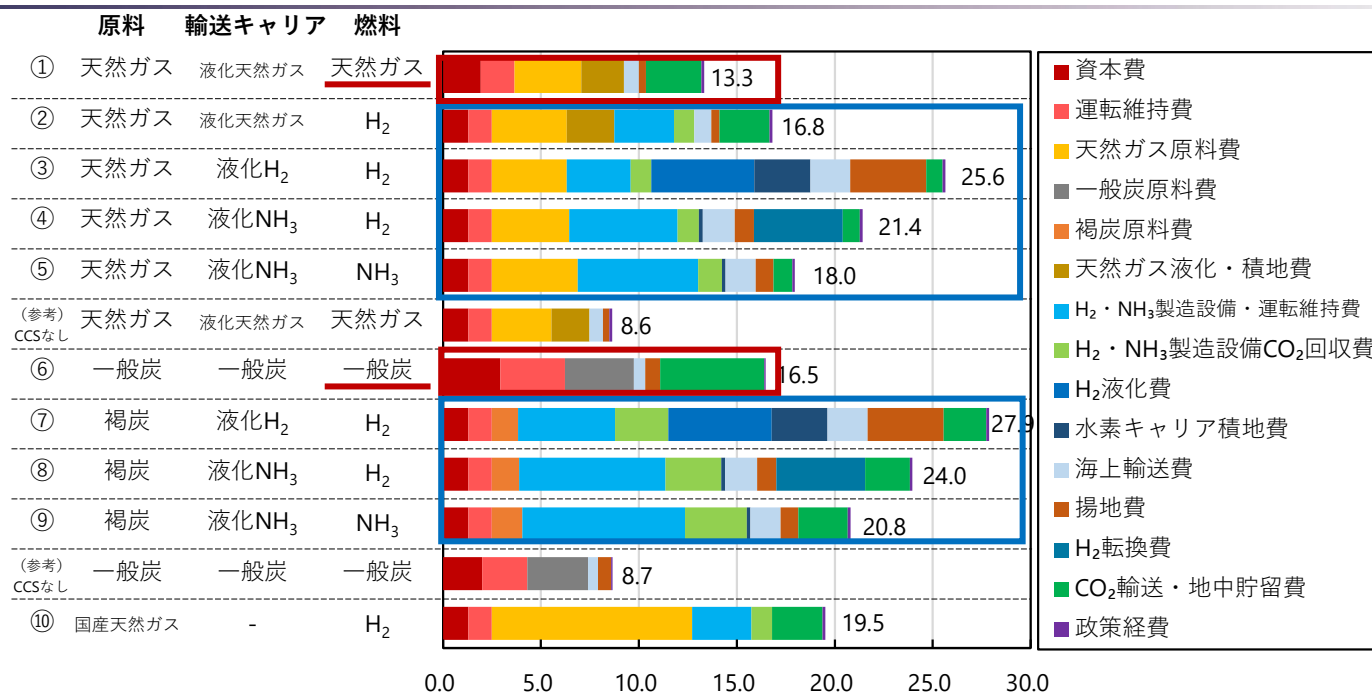
# 発電コスト試算結果①



※一定の条件での試算であり、2030年の目標値を示したものではない  
今後の技術進展等により変わる可能性があることに留意



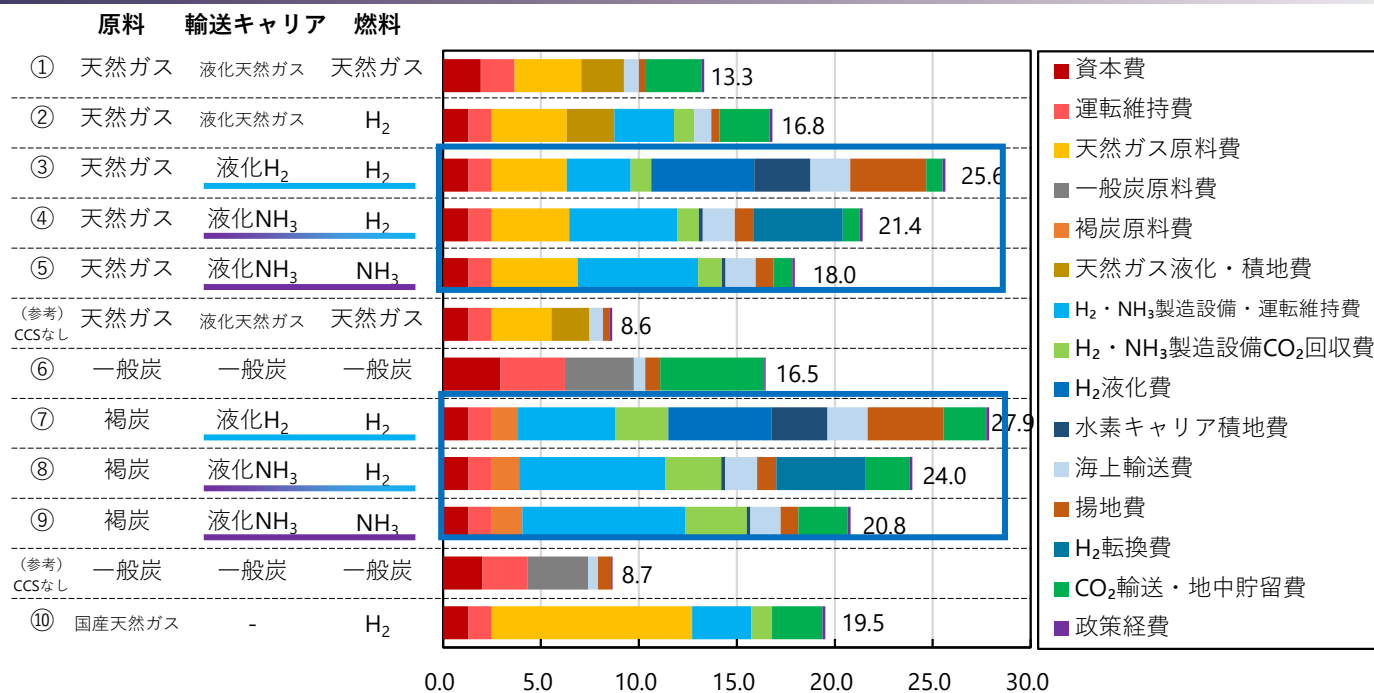
# 発電コスト試算結果②



※一定の条件での試算であり、2030年の目標値を示したものではない  
 今後の技術進展等により変わる可能性があることに留意

■ 天然ガスおよび石炭、それぞれの化石燃料を原料とする発電について、  
 CCS付きの火力発電の発電コストは、H<sub>2</sub>・NH<sub>3</sub>発電より低い  
 ☞ 化石燃料の輸送コストが液化H<sub>2</sub>および液化NH<sub>3</sub>の輸送コストより低く、  
 かつ、化石燃料からH<sub>2</sub>やNH<sub>3</sub>を製造する際のエネルギー損失がないため

# 発電コスト試算結果③



※一定の条件での試算であり、2030年の目標値を示したものではない  
今後の技術進展等により変わる可能性があることに留意

- 輸送キャリアに液化H<sub>2</sub>あるいは液化NH<sub>3</sub>を用いた発電コストを比較すると、液化NH<sub>3</sub>（直接利用）、液化NH<sub>3</sub>（H<sub>2</sub>利用）、液化H<sub>2</sub>の順で発電コストが低い  
 ↳ 2030年想定技術諸元では液化NH<sub>3</sub>の輸送コストが液化H<sub>2</sub>よりも低く、同じ液化NH<sub>3</sub>を輸送キャリアとした場合、再水素化費がない液化NH<sub>3</sub>（直接利用）の燃料費が安い

ご清聴ありがとうございました

