

第一回カーボンマネジメント小委員会

研究報告：EX22013

2030年を想定した火力発電の脱炭素化技術に対する 経済性および環境性の評価

-二酸化炭素回収・貯留および化石燃料由来水素・アンモニア利用-

一般財団法人電力中央研究所

 Energy Transformation

たいなか かずき

泰中一樹

 電力中央研究所

2023.09.14

概要

1. はじめに
2. 試算条件および方法
 - 想定時期
 - 試算対象ケース
 - 試算方法（発電コスト等）
3. 試算結果および考察
4. まとめ

電力中央研究所報告

2030年を想定した火力発電の
脱炭素化技術に対する経済性および環境性の評価
— 二酸化炭素回収・貯留および
化石燃料由来水素・アンモニアの利用 —
研究報告：EX22013

2023年6月

RI 電力中央研究所

※第2～4章は電力中央研究所報告（EX22013）より引用
弊所サイトよりダウンロード可能

1. はじめに

グリーン成長戦略



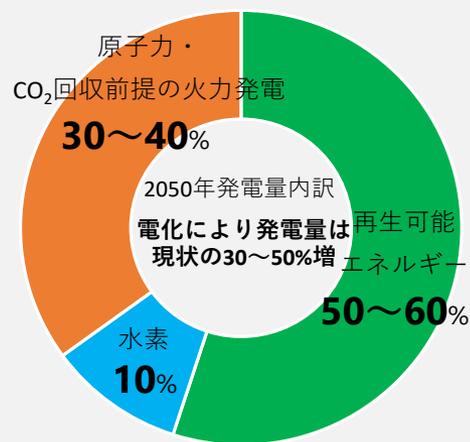
【2050年カーボンニュートラル宣言】

2020年10月26日、第203回臨時国会において、菅内閣総理大臣より、「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことが宣言



グリーン成長戦略

2050年発電量内訳想定



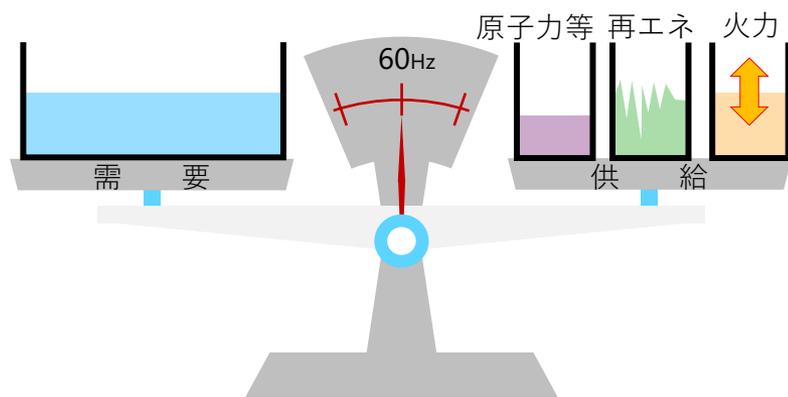
世界的にもアジアを中心に、**火力発電は必要最小限使わざるを得ないことを踏まえ、ゼロエミッション火力である水素発電を選択肢として最大限追求**

👉 水素サプライチェーンに関する検討が必要?



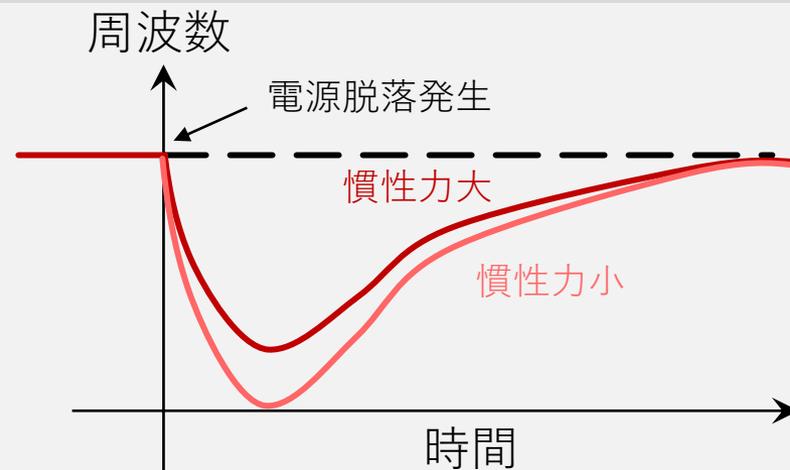
火力発電の役割

需給調整



火力発電量を調整することで、
電力需給のバランスをとる

慣性力



火力発電は、発電機に繋がる回転機の運動エネルギーによって、電源脱落時に他の発電出力が上がる時間を稼ぐことが可能

etc.

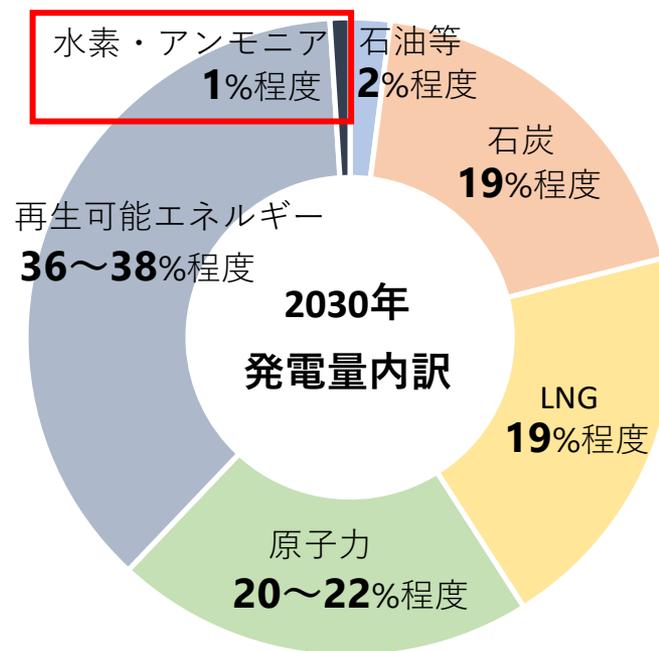
電力の安定供給を目的に、火力発電は必要最小限使わざるを得ない

🔗 火力発電におけるカーボンニュートラルに向けた技術選択肢として、
脱炭素化技術（二酸化炭素回収・貯留（CCS）、化石燃料由来H₂・NH₃利用）の経済性・環境性を評価

2. 試算条件および方法

想定時期

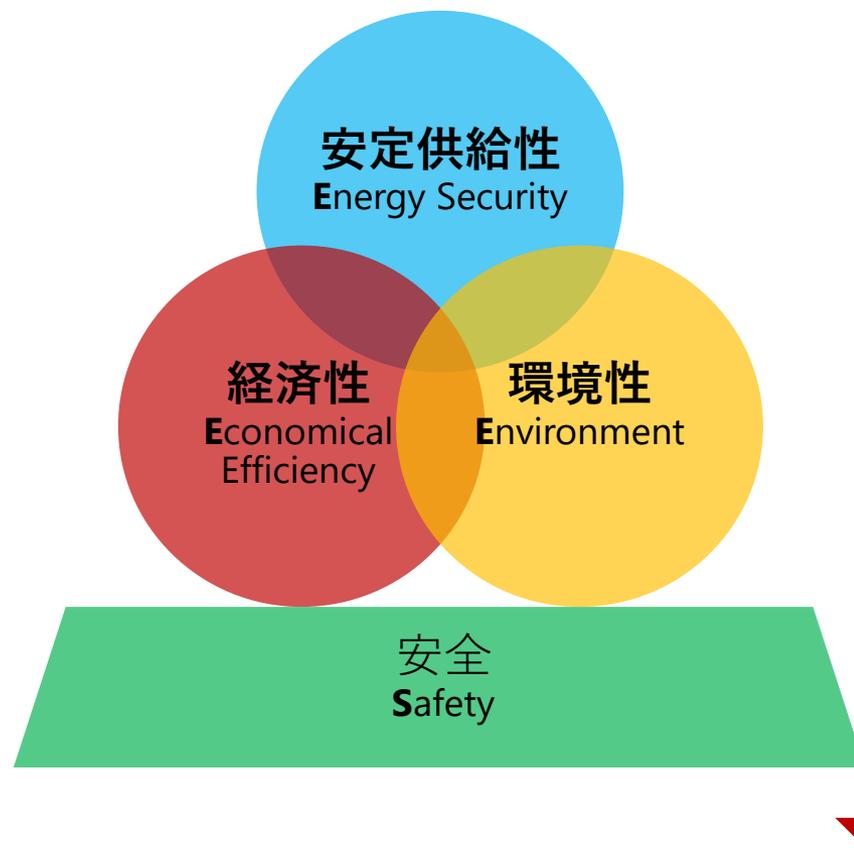
第6次エネルギー基本計画



H₂・NH₃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
本試算で想定するH₂・NH₃に関する技術は、
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

試算ケースの選定

日本のエネルギー政策の概念
「S+3E」の観点



■ 安定供給性

エネルギー源を分けて評価

- ・天然ガス
- ・ガス化用石炭
(IGCC用石炭、褐炭)
- ・一般炭



■ 経済性

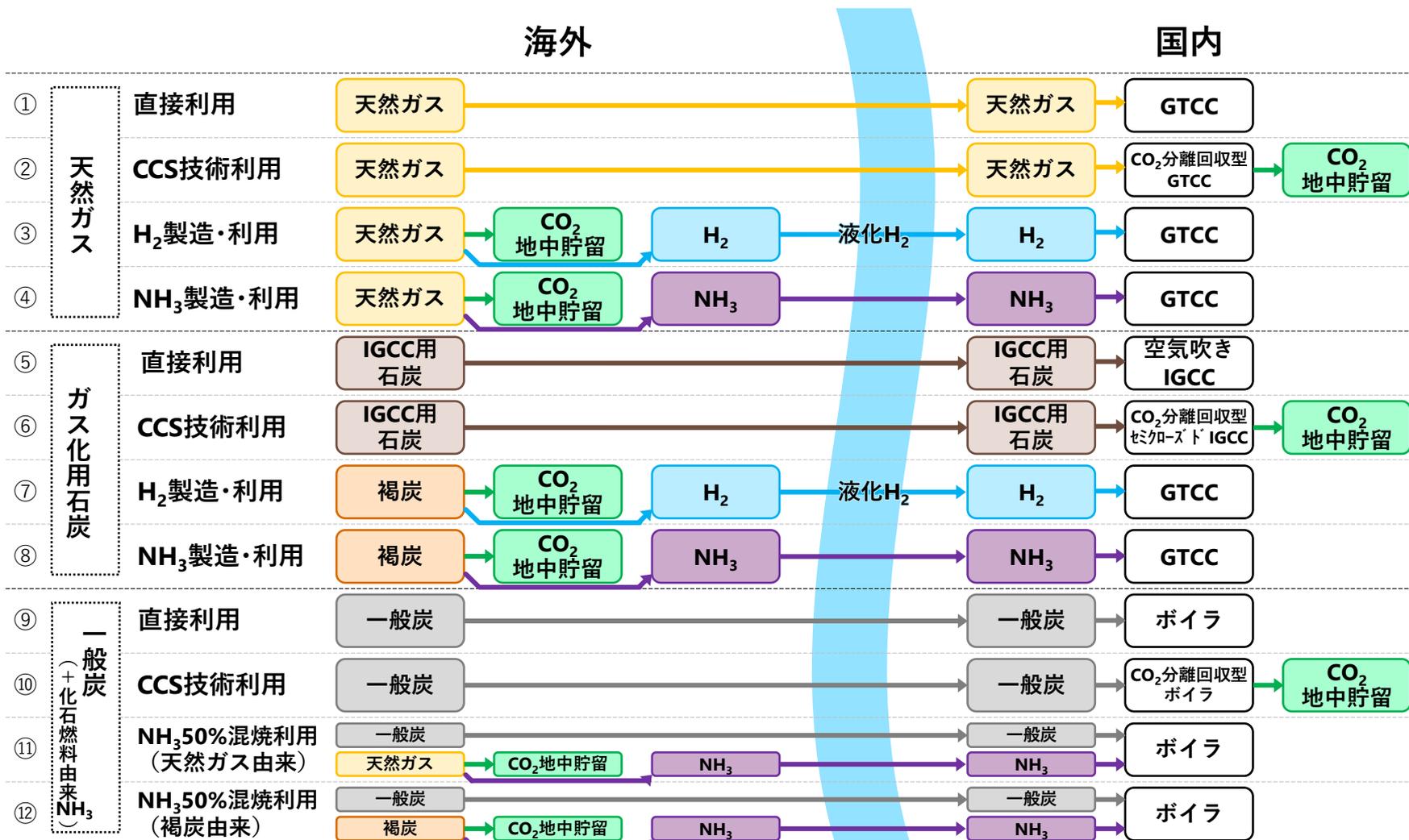
- ・発電コスト
(・CO₂排出削減量に対する発電コスト増加量)

■ 環境性

- ・CO₂排出原単位
(・CO₂地中貯留原単位
・化石燃料消費原単位)

エネルギー源ごとに、CCS技術利用やH₂・NH₃といった脱炭素燃料利用を試算ケースに選定

試算ケース



GTCC：ガスタービンコンバインドサイクル、IGCC：石炭ガス化複合発電

発電コスト試算方法

以下の式を用いて、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

👉 新設される発電設備の発電コストを試算

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

資本費 ランニングコスト
発電量

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 [-]

試算に用いる技術諸元

■ 燃料物性値

■ 燃料価格

- 化石燃料価格
- H₂、NH₃価格

(H₂、NH₃製造設備技術諸元、輸送費)

■ 火力発電所技術諸元

■ CO₂輸送・地中貯留費 (国内、海外)

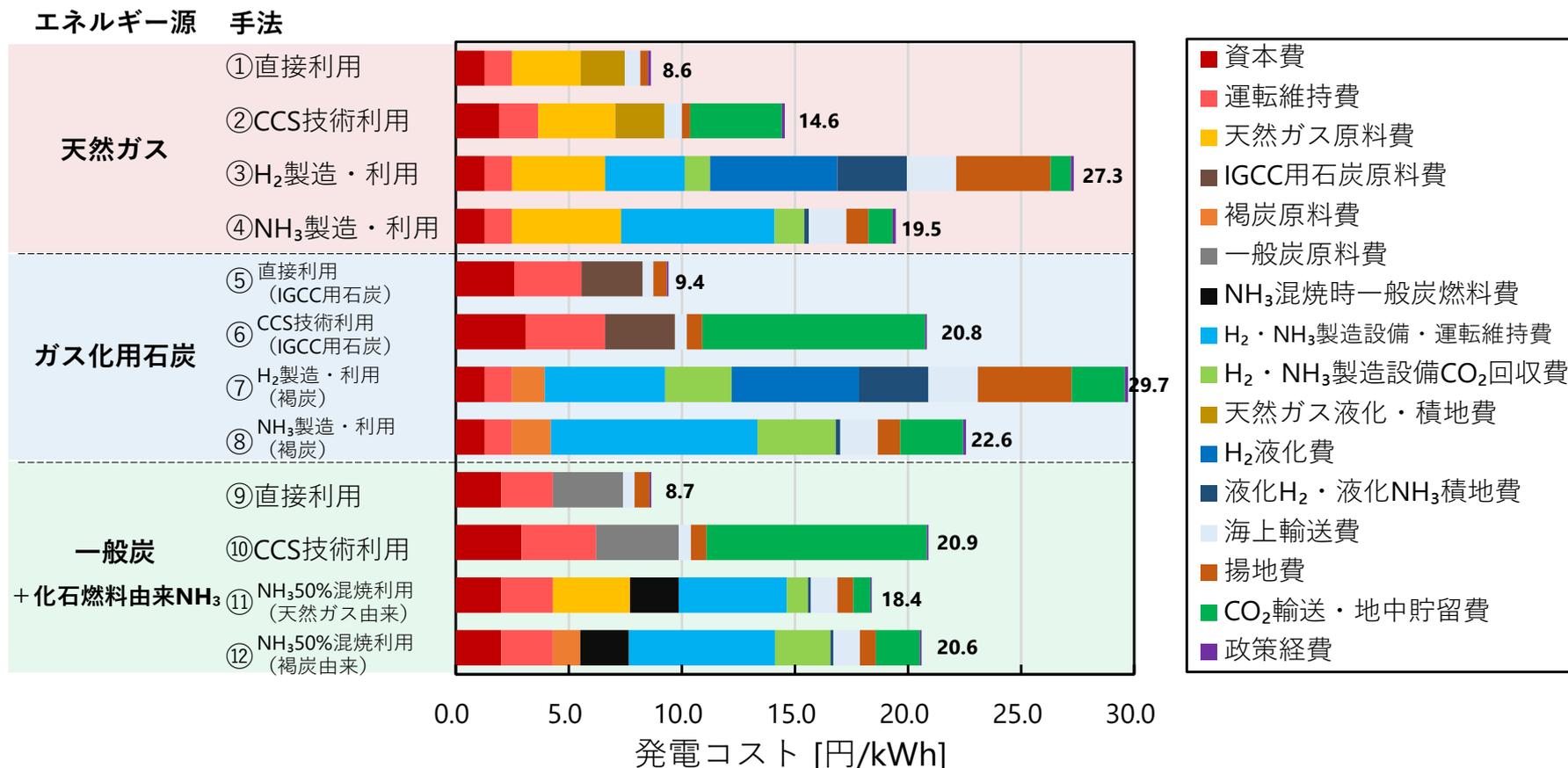
- 発電コスト検証WG
 - IEA報告書 (The Role-)
 - エネ総工研 NEDO報告書 (2016)
 - RITE (CCS事業コスト・実施スキーム検討WG)
- ※ほかは各種統計資料に基づく

発電コスト検証WGと本試算の違い

	発電コスト検証WG	本研究
H ₂ ・NH ₃ 価格	IEA, The Future of Hydrogen (2019)に基づき 固定値 ■天然ガス由来H ₂ 価格 (CCSあり) : 3.46円/MJ _{LHV} (37.2円/m _N ³) ■天然ガス由来NH ₃ 価格 (CCSあり) : 2.60円/MJ _{LHV} (48,400円/t)	文献：IEA, The Role- (2022)の 技術諸元に基づきエネルギー源とした化石燃料ごとに新たに算出
CO ₂ 対策経費	IEA, World Energy Outlook 2020 (2020) STEPSのCO ₂ priceを 国内の発電所から出たCO₂量に対して計上 (≒炭素税)	化石燃料を用いた火力発電に脱炭素化技術を適用した場合のCO ₂ 排出削減量に対する実際の発電コスト増加量を求めるため、 計上せず
CO ₂ 輸送・地中貯留費	輸送方法 : 陸上パイプラインで20km 圧入量 : 300万t/年 圧入レート : 記載なし ☞ 2,666円/t _{CO2}	【国内 (発電設備からのCO ₂)】 輸送方法 : 液化CO₂船で1,100km輸送 圧入量 : 300万t/年 圧入レート : 50万t/(年・本) ☞ 12,239円/t _{CO2} RITE, CCSバリューチェーンコスト (2022)の2030年目標 (案) のCO ₂ 輸送・地中貯留費を計上 【海外 (H ₂ ・NH ₃ 製造設備からのCO ₂)】 IEA, The Role- (2022) ☞ 2,140円/t _{CO2}
H ₂ -GTCC、NH ₃ -GTCC、NH ₃ 混焼技術諸元	既存の化石燃料利用に対して、HHV基準の熱効率が変わらない NH ₃ 混焼率20% _{HHV}	既存の化石燃料利用に対して、LHV基準の熱効率が変わらない NH ₃ 混焼率50% _{LHV}

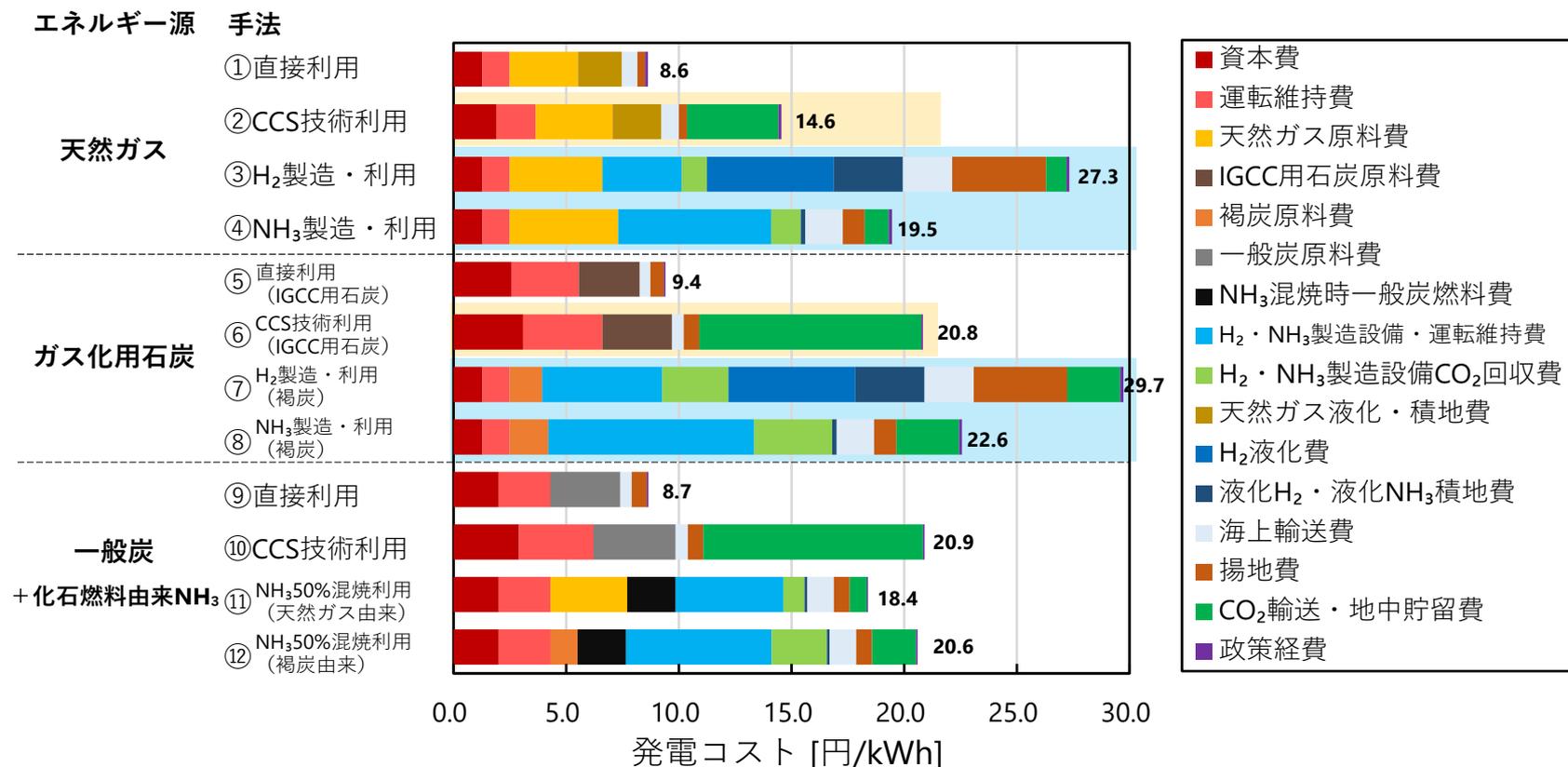
3. 試算結果および考察

発電コスト①



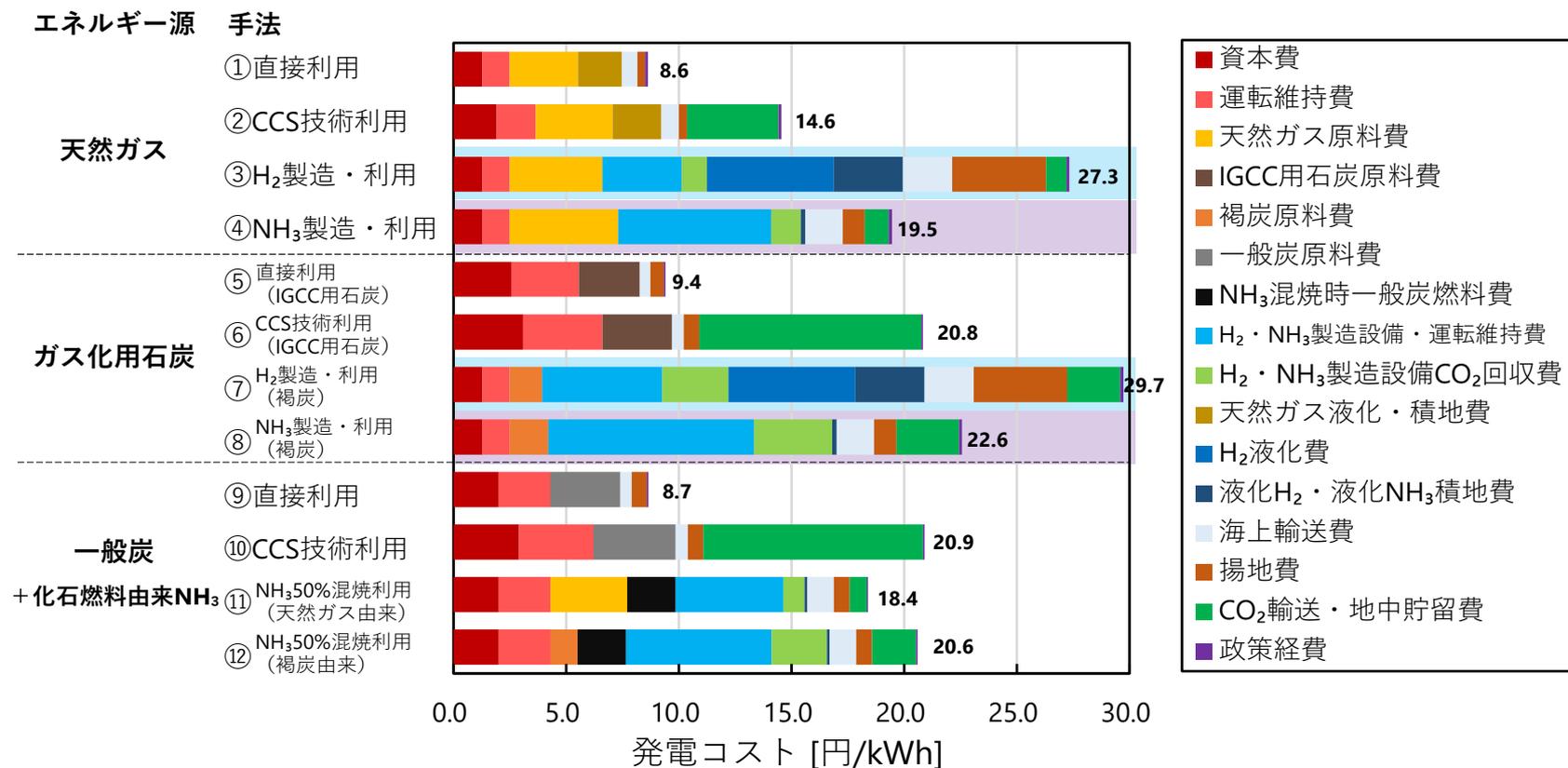
【天然ガス】直接利用 < CCS技術利用 < NH₃製造・利用 < H₂製造・利用
 【ガス化用石炭】直接利用 < CCS技術利用、NH₃製造・利用 < H₂製造・利用
 【一般炭】直接利用 < CCS技術利用、NH₃50%混焼

発電コスト②



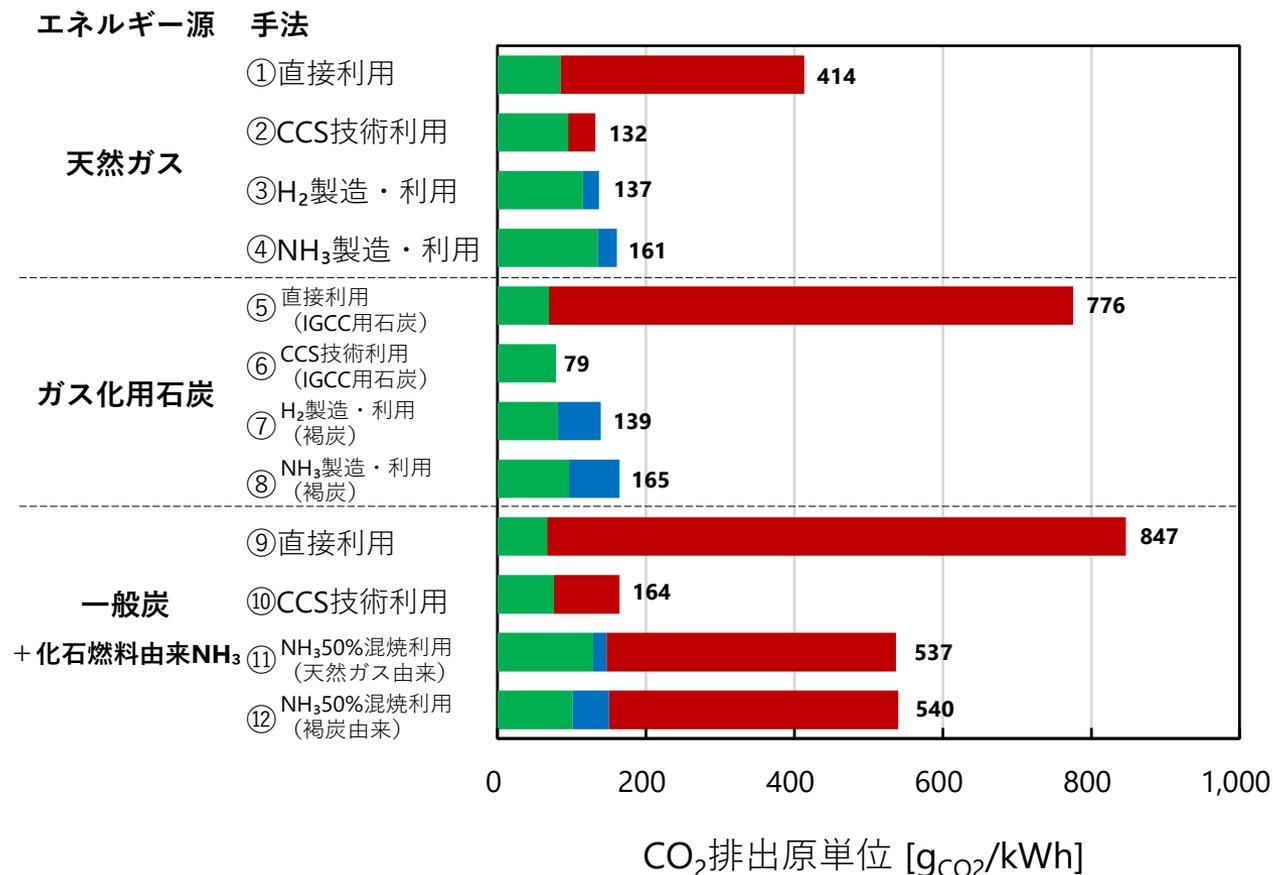
■ エネルギー源に天然ガスあるいは石炭を用いた発電において、
 直接利用、**CCS技術利用**、**H₂・NH₃製造・利用**の順で発電コストが低い
 ⚙️ **CCS技術利用**はCO₂輸送・地中貯留費、
H₂・NH₃製造・利用はH₂・NH₃製造設備・運転維持費および燃料輸送費が高いため
 ⚙️ 発電コスト低減には、CO₂輸送・地中貯留、H₂・NH₃製造、燃料輸送に関する技術開発が重要

発電コスト③



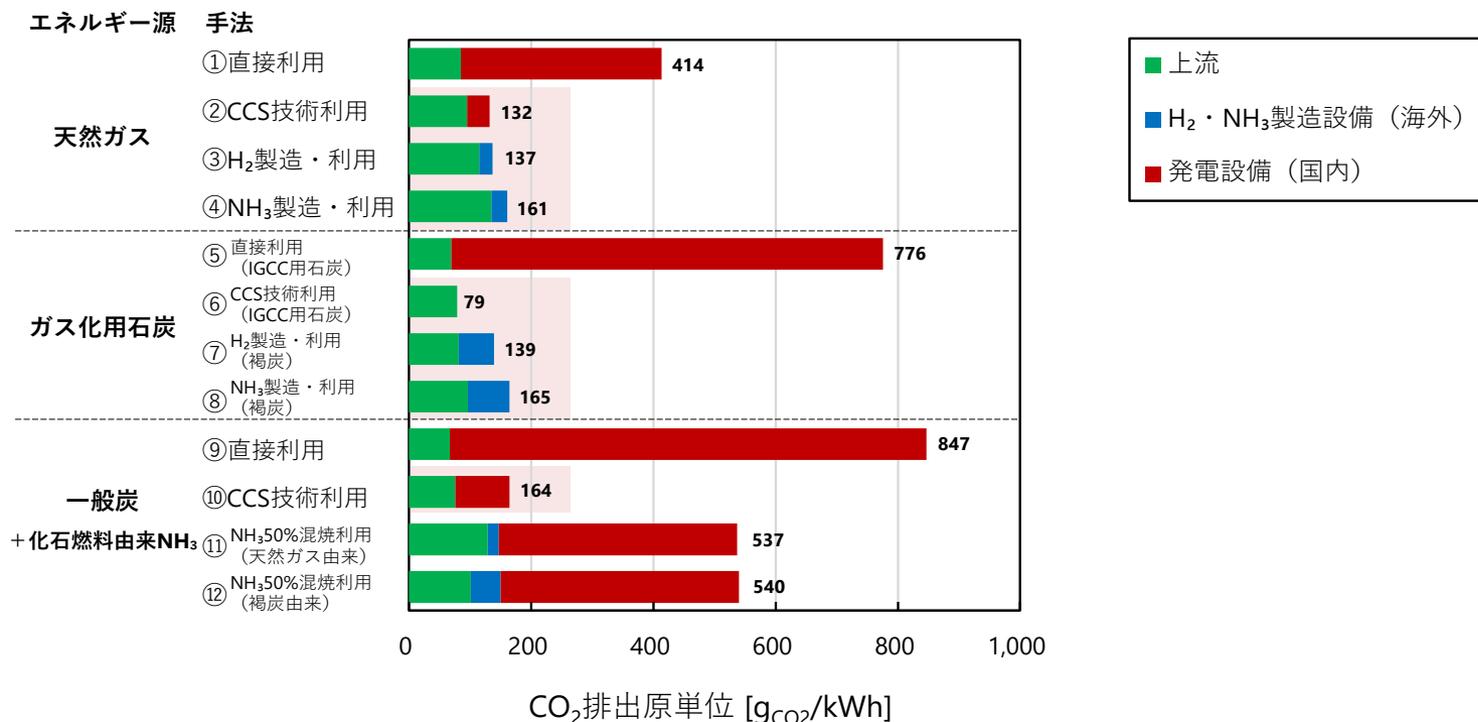
■ 輸送キャリアに**液化H₂**あるいは**液化NH₃**を用いた発電コストにおいて、**液化H₂、液化NH₃**の順で発電コストが低い
 ↷ 2030年想定技術諸元では液化NH₃の輸送コストが液化H₂よりも低いため

CO₂排出原単位①



■ 上流 ; 化石燃料の採掘から輸送で排出されたCO₂およびCH₄の量
■ H₂・NH₃製造設備 (海外) ; 海外のH₂・NH₃製造設備で回収しきれず排出されたCO₂量 (CO₂回収率95%)
■ 発電設備 (国内) ; 国内の発電設備で回収しきれずに排出されたCO₂量 (CO₂回収率90%)

CO₂排出原単位②



- CCS技術利用およびH₂・NH₃製造・利用のCO₂排出原単位は、天然ガス、ガス化用石炭、一般炭で同程度
 - ↳ 天然ガスは上流の排出量が多く利用時の排出量が少ない、石炭は上流の排出量が少ない利用時の排出量が多い傾向であり、差が生じにくい
- CCS技術利用およびH₂・NH₃製造・利用によって、利用時のCO₂排出量が大きく削減された場合、相対的に上流のCO₂排出量が大きくなる
 - ↳ 脱炭素化が進んだ場合、上流のCO₂排出量に対しても、評価や削減が必要になる

総合評価

ケース		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫
エネルギー源		天然ガス				ガス化用石炭				一般炭 (+化石燃料由来NH ₃)			
利用法		直接利用	CCS技術利用	H ₂ 製造利用	NH ₃ 製造利用	直接利用	CCS技術利用	H ₂ 製造利用	NH ₃ 製造利用	直接利用	CCS技術利用	(天然ガス由来) NH ₃ 50% 混焼利用	(褐炭由来) NH ₃ 50% 混焼利用
経済性	発電コスト [円/kWh]	8.6	14.6	27.3	19.5	9.4	20.8	29.7	22.6	8.7	20.9	18.4	20.6
	CO ₂ 排出削減量に対する発電コスト増加分 [円/tCO ₂]	—	21,000 ケース① 基準	67,600 ケース① 基準	42,800 ケース① 基準	—	16,400 ケース⑤ 基準	76,800 ケース① 基準	55,900 ケース① 基準	—	17,900 ケース⑨ 基準	31,500 ケース⑨ 基準	38,900 ケース⑨ 基準
環境性	CO ₂ 排出原単位 [gCO ₂ /kWh]	414 上流:85 海外:0 国内:329	132 上流:95 海外:0 国内:37	137 上流:115 海外:22 国内:0	161 上流:135 海外:26 国内:0	776 上流:69 海外:0 国内:706	79 上流:79 海外:0 国内:0	139 上流:81 海外:58 国内:0	165 上流:96 海外:68 国内:0	847 上流:67 海外:0 国内:780	164 上流:76 海外:0 国内:89	537 上流:128 海外:18 国内:390	540 上流:101 海外:48 国内:390
	CO ₂ 地中貯留原単位 [gCO ₂ /kWh]	—	国内 331	海外 422	海外 496	—	国内 805	海外 1,098	海外 1,300	—	国内 796	海外 350	海外 919
	化石燃料消費原単位 [MJ _{LHV} /kWh]	天然ガス 5.9	天然ガス 6.6	天然ガス 8.0	天然ガス 9.3	IGCC用石炭 7.9	IGCC用石炭 9.0	褐炭 10.2	褐炭 12.0	一般炭 8.3	一般炭 9.4	天然ガス 6.6 一般炭 4.2	褐炭 8.5 一般炭 4.2

※ケース間の比較結果を良好な順に○△×と記載

CO₂地中貯留原単位については、CO₂貯留可能量が異なるため、国内と海外間の比較は行わない

火力発電の脱炭素化技術として、CCS技術利用が相対的に評価が高い

☞一方、CCS技術の実現性や経済性については、動向を注視する必要がある

☞CCS技術および化石燃料由来H₂・NH₃では、CO₂貯留可能量や化石燃料資源量に限界があるため、カーボンニュートラルに向けて、再生可能エネルギーや原子力等の脱炭素電源および脱炭素電源由来H₂・NH₃の利用へ繋がる電源構成のシナリオ作成が重要である

4. まとめ

まとめ

本研究では、CCS技術や化石燃料由来 H_2 ・ NH_3 燃料利用技術といった火力発電の脱炭素化技術について、2030年想定 of 経済性および環境性の評価を行い、以下の成果を得た。

- CCS技術利用は CO_2 輸送・地中貯留費、 H_2 ・ NH_3 製造・利用は H_2 ・ NH_3 製造設備・運転維持費、燃料輸送費が発電コストを増加させていることを明らかにした。
- 石炭（ガス化用石炭、一般炭）は、天然ガスより直接利用の CO_2 排出原単位が大きいが、CCS技術利用や H_2 ・ NH_3 製造・利用では石炭と天然ガスは同程度の CO_2 排出原単位であることを明らかにした。
- CCS技術利用は経済性や環境性において相対的に評価が高いが、CCS技術は、その実現性や経済性について、動向を注視する必要がある。
↳ CCS技術および化石燃料由来 H_2 ・ NH_3 では、 CO_2 貯留可能量や化石燃料資源量に限界があるため、カーボンニュートラルに向けて、再生可能エネルギーや原子力等の脱炭素電源および脱炭素電源由来 H_2 ・ NH_3 の利用へ繋がる電源構成のシナリオ作成が重要である。

ご清聴ありがとうございました



補足資料

以降のRef.は報告書（EX22013）内の参考文献番号

燃料	HHV [MJ/kg]	LHV [MJ/kg]	CO ₂ 排出係数 (利用時) [gCO ₂ /MJ _{LHV}]	CO ₂ 排出係数 (上流) ^[9] [gCO ₂ /MJ _{LHV}]	Ref.
天然ガス	54.70	49.84	55.81	14.40	[12]
IGCC用石炭	22.61	21.50	94.10	8.00	[5]
褐炭	10.60	8.73	113.83	8.00	[13]
一般炭	26.08	24.80	93.66	8.00	[12]
H ₂	142.19	119.83	0.00	0.00	[14]
NH ₃	22.58	18.61	0.00	0.00	〃

項目	値	備考	Ref.	
液化天然ガス	液化・積地費 [円/MJ _{LHV}]	0.33 (16,500円/t)	-	[15]
	海上輸送費 [円/MJ _{LHV}]	0.12 (5,800円/t)	-	〃
	揚地費 [円/MJ _{LHV}]	0.06 (2,800円/t)	LNG火力の燃料諸経費	[5]
IGCC用石炭 一般炭	海上輸送費 [円/MJ _{LHV}]	0.06 (1,500円/t)	豪州Newcastle港FOB価格と 日本CIF価格の差 (2010~2020年平均)	[16] [17]
	揚地費 [円/MJ _{LHV}]	0.08 (2,000円/t)	石炭火力およびIGCCの燃料諸経費	[5]
液化H ₂	液化費 [円/MJ _{LHV}]	0.96 (10.3円/m _N ³)	研究開発ケース2050年及び最大導入ケース2030年	[18]
	積地費 [円/MJ _{LHV}]	0.52 (5.6円/m _N ³)	〃	〃
	海上輸送費 [円/MJ _{LHV}]	0.37 (4.0円/m _N ³)	〃	〃
	揚地費 [円/MJ _{LHV}]	0.71 (7.6円/m _N ³)	〃	〃
液化NH ₃	積地費 [円/MJ _{LHV}]	0.03 (600円/t)	研究開発ケース2050年及び最大導入ケース2030年 NH ₃ 分解効率99%、水素回収率85%から算出	〃
	海上輸送費 [円/MJ _{LHV}]	0.28 (5,300円/t)	〃	〃
	揚地費 [円/MJ _{LHV}]	0.17 (3,100円/t)	〃	〃

項目	値	備考	Ref.
天然ガス価格 (国内利用時) [円/MJ _{LHV}]	1.05 (52,300円/t)	天然ガス価格 (STEPS) に揚地費を足して算出	[5]
天然ガス価格 (海外利用時) [円/MJ _{LHV}]	0.55 (27,200円/t)	天然ガス価格 (STEPS) に液化・積地費、海上輸送費を引いて算出	〃
IGCC用石炭価格 (国内利用時) [円/MJ _{LHV}]	0.51 (10,900円/t)	IGCC石炭価格 (STEPS) に揚地費を足して算出	〃
褐炭価格 (海外利用時) [円/MJ _{LHV}]	0.14 (1,200円/t)	オーストラリアビクトリア州の褐炭価格	[13]
一般炭価格 (国内利用時) [円/MJ _{LHV}]	0.52 (12,900円/t)	石炭価格 (STEPS) に揚地費を足して算出	[5]

名称		天然ガス改質 H ₂ 製造	天然ガス改質 NH ₃ 製造	褐炭ガス化 H ₂ 製造	褐炭ガス化 NH ₃ 製造	備考	Ref.
建設費	[万円/kW _{LHV}]	15.4	29.6	21.4	36.6	Annex B – Assumptions 2030年の技術諸元	[9]
運転維持費	[(% of 建設費) /年]	4	4	5	5	//	//
効率	[% _{LHV}]	74	63	58	49	//	//
CO ₂ 回収率	[%]	95	95	95	95	Annex B – Assumptions Main CCUS and GHG emissions assumptions	//
CO ₂ 回収費	[円/t _{CO2}]	2,670	2,670	2,670	2,670	//	//
CO ₂ 輸送・地中貯留費	[円/t _{CO2}]	2,140	2,140	2,140	2,140	//	//
稼働年数	[年]	25	25	25	25	Annex B – Assumptions General	//
設備利用率	[%]	91.3	91.3	91.3	91.3	//	//

項目	値	備考	Ref.
H ₂ 価格 (天然ガス由来H ₂ 海外製造) [円/MJ _{LHV}]	4.23 (45.6円/m _N ³)	技術諸元を基に算出	図2.3 表2.3 表2.5
(褐炭由来H ₂ 海外製造) [円/MJ _{LHV}]	4.60 (49.5円/m _N ³)	〃	〃
NH ₃ 価格 (天然ガス由来NH ₃ 海外製造) [円/MJ _{LHV}]	2.90 (54,000円/t)	〃	〃
(褐炭由来NH ₃ 海外製造) [円/MJ _{LHV}]	3.38 (63,000円/t)	〃	〃

名称	天然ガス-GTCC	天然ガス-CO ₂ 分離回収型GTCC	H ₂ -GTCC	NH ₃ -GTCC	IGCC用石炭-空気吹きIGCC	IGCC用石炭-CO ₂ 分離回収型 セミカースドIGCC	一般炭-ボイラ	一般炭-CO ₂ 分離回収型ボイラ	一般炭+NH ₃ -ボイラ (NH ₃ 50%混焼)	Ref.
燃料	天然ガス	天然ガス	H ₂	NH ₃	IGCC用石炭	IGCC用石炭	一般炭	一般炭	一般炭、NH ₃	[5]
発電所規模 [万kW級]	85.0	85.0	85.0	85.0	50.0	50.0	70.0	70.0	70.0	//
出力 [万kW]	85.0	77.9	85.0	85.0	50.0	48.5	70.0	64.1	70.0	//
発電所設備建設費 [万円/kW級]	16.3	16.3	16.3	16.3	30.4	36.6	24.4	24.4	24.4	//
CO ₂ 回収設備建設費 [万円/kW級]	0.0	5.3	0.0	0.0	0.0	上記に含む	0.0	6.9	0.0	//
人件費 [億円/年]	6.2	6.2	6.2	6.2	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	//
修繕費 [(% of 建設費) /年]	2.4	2.4	2.4	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	2.2	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	12.2	12.2	12.2	//
熱効率 [% _{HHV}]	57.0	52.3	52.7	51.6	50.0	48.5	43.5	39.8	40.4	※
[% _{LHV}]	62.6	57.4	62.6	62.6	52.6	51.0	45.7	41.9	45.7	※
発電所設備所内率 [%]	2.3	2.5	2.3	2.3	8.8	17.5	5.5	6.0	5.5	[5]
CO ₂ 回収設備所内率 [%]	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	上記に含む	0.0	3.0	0.0	//
CO ₂ 回収率 [%]	0	90	0	0	0	100	0	90	0	//
CO ₂ 輸送・地中貯留費 [円/t]	0	12,239	0	0	0	12,239	0	12,239	0	[11]
稼働年数 [年]	40	40	40	40	40	40	40	40	40	[5]
設備利用率 [%]	70	70	70	70	70	70	70	70	70	//
燃料消費量 [万t/年]	60.2	60.2	25.0	161.2	97.6	97.6	136.2	136.2	158.8	-
CO ₂ 回収量 [万t/年]	0.0	151	0.0	0.0	0.0	198	0.0	285	0.0	-
[t/h]	0.0	246	0.0	0.0	0.0	332	0.0	464	0.0	-
送電量 [億kWh/年]	50.9	45.5	50.9	50.9	28.0	24.5	40.6	35.7	40.6	-

※H₂-GTCCおよびNH₃-GTCCは天然ガス-GTCC、一般炭+NH₃-ボイラ (NH₃50%混焼) は一般炭-ボイラと資本費、運転維持費、所内率およびLHV基準での熱効率が同じと仮定して算定