

# 発電コスト検証WG 【火力発電】

2024年10月18日

資源エネルギー庁

**1. 火力発電**

2. CCS付火力発電

3. 水素・アンモニア

# モデルプラントの発電コストの考え方①（火力発電）

## 【基本的な考え方（案）】

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、2015年検証におけるモデルプラントによる算定方法を踏襲の上、モデルプラントの諸元・化石燃料価格の見通し・CO2対策費の見通し・技術革新（発電効率向上）の見通し、の4点について、最新のデータに更新して、コストを検証した。
- 今回の発電コスト検証においても、同様にモデルプラント方式を踏襲し、モデルプラントの諸元（建設費等）・化石燃料価格の見通し・CO2対策費の見通し・技術革新（発電効率向上）の見通しについて、最新のデータに更新して、コストを検証することを基本としてはどうか。

※なお、火力発電は、将来、太陽光や風力といった変動再エネの導入の進展に伴い、その出力変動を吸収し、需給バランスを調整する調整力としての役割が、今後はより求められると想定される。今回の検証においては、前回（第2回、8/16）に御議論いただいたとおり、モデルプラント方式の検証は発電技術そのものを評価することに主眼があることから技術的特性を主として設定することが適切であること、技術的特性が近い電源については設備利用率を揃えた方が電源間で比較しやすくなること、前回（2021年）までの議論の継続性の観点、を踏まえ、設備利用率は前回（2021年）と同様と設定する。将来的には、こうした調整力としての役割を加味する方向で、設備利用率や発電効率といったモデルプラントの諸元の設定方法を整理する必要がある点に留意が必要。

## 【火力発電のうち検証の対象とする電源の考え方（案）】

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、石炭火力・LNG火力・石油火力について引き続き検証を行うとともに、石炭火力のうちCO2分離回収型火力・アンモニア混焼火力、LNG火力のうちCO2分離回収型火力・水素混焼・専焼発電についても、初めて発電コストの検証を行った。
- 今回の発電コスト検証においても、カーボンニュートラルに向けた世界的な潮流等を踏まえ、次ページに記載のケースを検証してはどうか。

## モデルプラントの発電コストの考え方②（火力発電）

- 石炭火力については、2023年12月のCOP28において、岸田前総理が、排出削減対策の講じられていない新規の石炭火力発電所の建設を終了していく旨を表明した。また、石油火力については、1979年の第3回IEA閣僚理事会において、ベースロード用石油火力の新設・リプレースが禁止されている。こうした点は踏まえつつ、①モデルプラント方式は発電技術そのものを評価するものであること（立地制約や社会的・制度的要因は考慮しない）、②前回（2021年）までの発電コスト検証の結果と比較できるようにすること、③石炭火力はアンモニア混焼火力やCCS付火力など脱炭素火力の諸元として用いられていること、といった理由から、**石炭火力・石油火力についても引き続き検証**してはどうか。
- 石油火力は、小規模電源等を除いて新設されておらず、また、脱炭素化に向けた取組も確認できないことから、化石燃料専焼のまま運転するもののみ検証してはどうか。
- 火力発電のうち、水素・アンモニア・CCSについては、現時点では技術が開発途上で、技術や発電に係る費用の予見性は必ずしも高くないため、前回（2021年）の発電コスト検証を深めつつも、引き続き、化石燃料専焼火力と比較すると、検証の蓋然性の程度に差がある点について留意が必要。

### 対象とする電源の考え方（案）

	足下（2023年運開）			将来（2040年運開）		
	石炭	LNG	石油	石炭	LNG	石油
<b>化石燃料専焼のまま</b> 40年運転するケース	○	○	○	○ (参考値)	○	○ (参考値)
<b>CCS付</b> で運開するケース	-	-	-	○	○	-
<b>脱炭素燃料混焼</b> で 運開するケース	-	-	-	○ (アンモニア)	○ (水素)	-
<b>脱炭素燃料専焼</b> で 運開するケース	-	-	-	○ (アンモニア)	○ (水素)	-

# 火力発電サンプルプラント（案）

	今回の サンプルプラント案	(参考) 2021年検証における サンプルプラント
石炭火力発電所	<p>モデルプラント規模：70万kW、発電効率43.4%、設備利用率70%、稼働年数40年                      (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・横須賀2号(65万kW、2023年)</li> <li>・西条新1号(50万kW、2023年)</li> <li>・横須賀1号(65万kW、2023年)</li> <li>・三隅2号(100万kW、2022年)</li> </ul>	<p>モデルプラント規模：70万kW、発電効率43.5%、設備利用率70%、稼働年数40年                      (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・常陸那珂共同火力(60万kW、2021年)</li> <li>・竹原1号(60万kW、2020年)</li> <li>・能代3号(60万kW、2020年)</li> <li>・松浦2号(100万kW、2019年)</li> </ul>
LNG火力発電所	<p>モデルプラント規模：60万kW、発電効率54.9%、設備利用率70%、稼働年数40年                      (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・姉崎新1号(64.7万kW、2023年) ※2</li> <li>・上越1号(57.2万kW、2022年)</li> <li>・石狩湾新港1号(56.9万kW、2019年)</li> <li>・富山新港LNG1号(42.5万kW、2018年)</li> </ul>	<p>モデルプラント規模：85万kW、発電効率54.5%、設備利用率70%、稼働年数40年                      (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・石狩湾新港1号(56.9万kW、2019年)</li> <li>・富山新港1号(42万kW、2018年)</li> <li>・西名古屋7-2号(119万kW、2018年)</li> <li>・西名古屋7-1号(119万kW、2017年)</li> </ul>
石油火力発電所※1	<p>モデルプラント規模：40万kW、発電効率39%、設備利用率70%、稼働年数40年                      (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・尾鷲三田3号(50万kW、1987年)</li> <li>・宮津1号(37.5万kW、1989年)</li> <li>・宮津2号(37.5万kW、1989年)</li> <li>・知内2号(35万kW、1998年)</li> </ul>	

※1 石油火力については、震災後建設されたものは小規模の緊急設置電源やガス火力転換を目指した軽油転換のもの等であることから、過去の2011年・2015年コスト検証の考え方にあわせてサンプルプラントに採用せず、これまでの検証と同様のプラントを横置きしている。

※2 LNG火力については、直近で運開したものは、上越1号(22年12月)、姉崎新1号(23年2月)、姉崎新2号(23年4月)、姉崎新3号(23年8月)の4プラントが挙げられるが、姉崎新1～3号のコスト構造は同一であり、これら3プラントを含めた4プラントをサンプルとすると、姉崎新1～3号のコスト構造が大きく影響することから、姉崎新1～3号から1プラント採用した上で、姉崎新1～3号以外に直近で運開した3プラントを加えた4プラントをサンプルプラント案としている。

# 将来のモデルプラントの発電コストの考え方（火力発電）

## 【将来のモデルプラントの発電コストの考え方（案）】

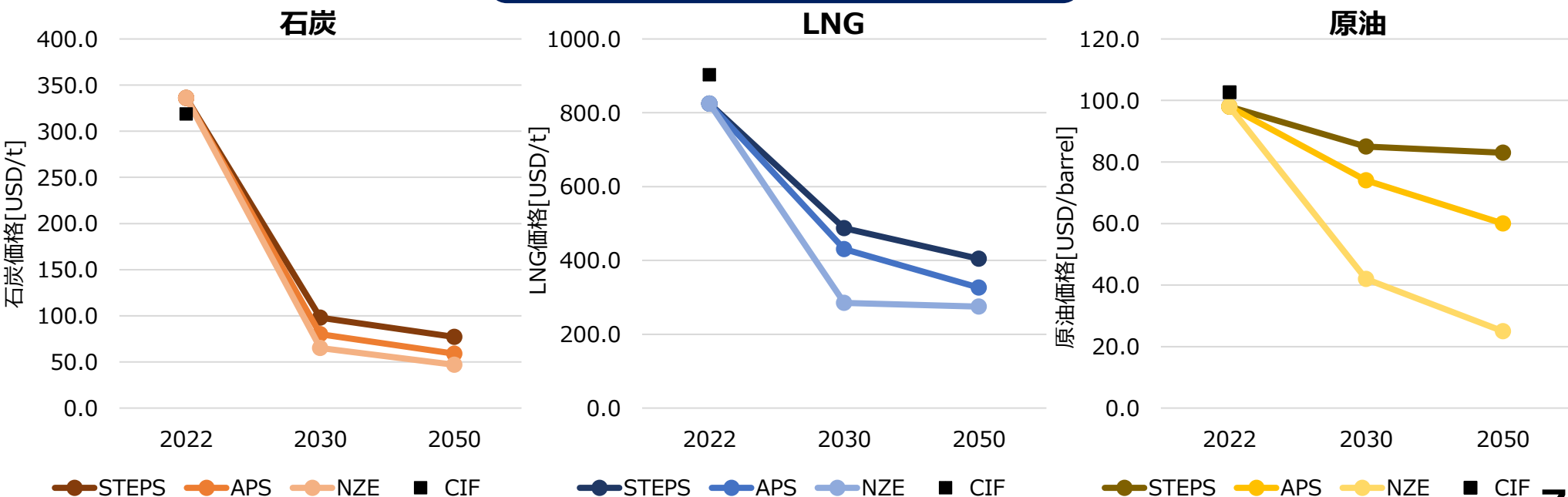
- **資本費**（建設費等）については、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、**前回（2021年）の発電コスト検証同様、足下（2023年）のコストから変化せず、一定**としてはどうか。
- **運転維持費**（人件費等）についても、同様に、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では労務費単価が上昇していることから、**前回（2021年）の発電コスト検証同様、足下（2023年）のコストから変化せず、一定**としてはどうか。
- **技術革新**については、前回（2021年）検証と同様に、**将来の技術革新の見通し**を踏まえて、**発電効率が向上することを想定**してはどうか（詳細後述）。

※ 燃料費やCO2対策費の考え方については後述。

# 化石燃料価格の考え方①（将来の価格見通し①）

- 化石燃料価格の将来の価格見通し（～2079年）については、長期かつ日本のトレンドが掲載されている国際機関のレポートである点を踏まえ、前回同様、**IEA「World Energy Outlook」に記載されている日本等の価格トレンドの見通しを利用して、将来の見通しを推計**してはどうか（具体的には次ページのとおり）。
- 価格トレンドについては、同レポートにおいて各国が公表済みの政策を加味したシナリオと位置づけられている**Stated Policies Scenario（公表済政策シナリオ）を基本**としつつ、同レポートにおいて、Announced Pledges Scenario（表明公約シナリオ）及びNet Zero Emissions by 2050 Scenario（ネット・ゼロ排出2050年実現シナリオ）のケースも示されていることから、**参考としてこうしたケースも示す**こととしてはどうか。また、化石燃料価格が2050年にかけて上昇するシナリオが提示されているレポートもある（後掲）ことも踏まえ、**前回同様、感度分析も行う**こととしてはどうか。

WEO2023の化石燃料シナリオ



(出典) IEA World Energy Outlook 2023 (P96 : Table2.2、原油 : IEA crude oil、石炭 : Japan、天然ガス : Japan)、貿易統計

# 化石燃料価格の考え方②（将来の価格見通し②）

## 将来の価格見通しの推計方法（案）

<初年度（2023年）～2050年> **WEO2023に記載されている2022年・2030年・2050年の日本の化石燃料価格を、日本の2022年の平均燃料価格（日本通関CIF価格）を用いて補正した上で、それぞれの間は価格が直線的に推移すると仮定。**

<2051年～2079年> **上記のとおり補正した2030年～2050年の価格推移がそのまま継続すると仮定。**

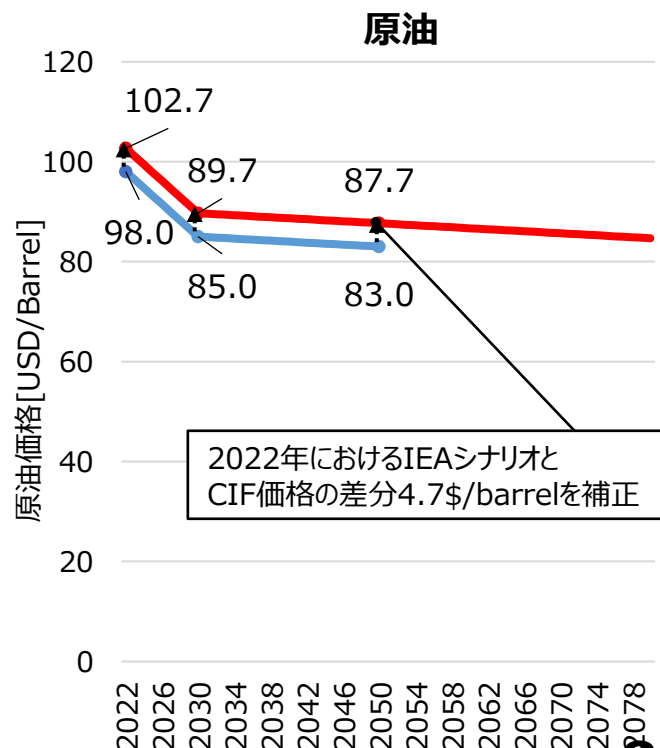
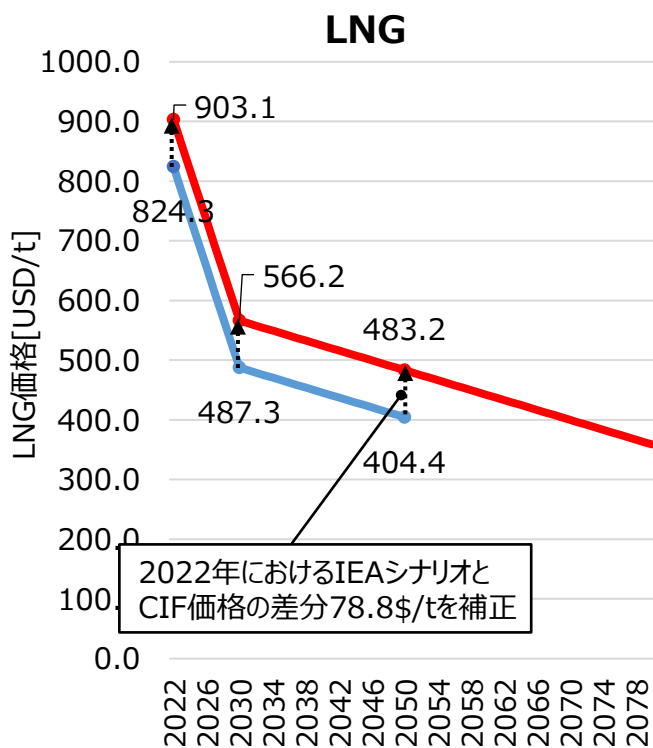
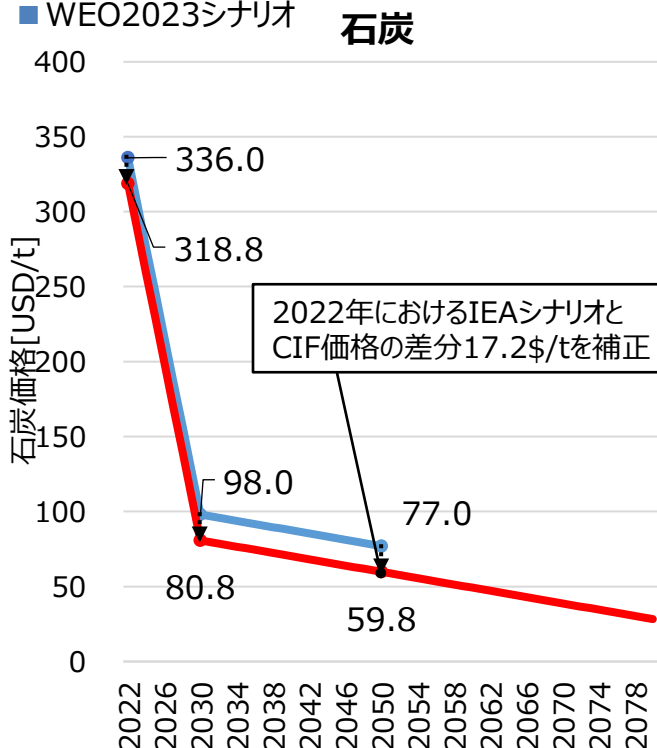
・前回（2021年）検証では、WEO2020に記載されていない将来の価格見通し（2041年以降の見通し）を推計する際に、対数回帰を用いていたが、今回は、下記状況（※）を踏まえ、2030年以降は直線的に推移すると仮定してはどうか。

※WEO2020（前回検証において採用）とWEO2023では、将来の化石燃料価格の見通しはほぼ同一水準とされているところ、今回の検証において引き続き対数回帰を用いた場合、足下（2022年）の燃料価格の高騰を受けて、将来の価格見通しが前回よりも低く推計されてしまう（燃料種によっては、将来の燃料価格が負になる）。

■ 燃料価格推移トレンド（推計結果）

■ WEO2023シナリオ

（注）先日公表されたWEO2024を踏まえ、同様の手法で改めて推計した上で、追って数値を差し替え。



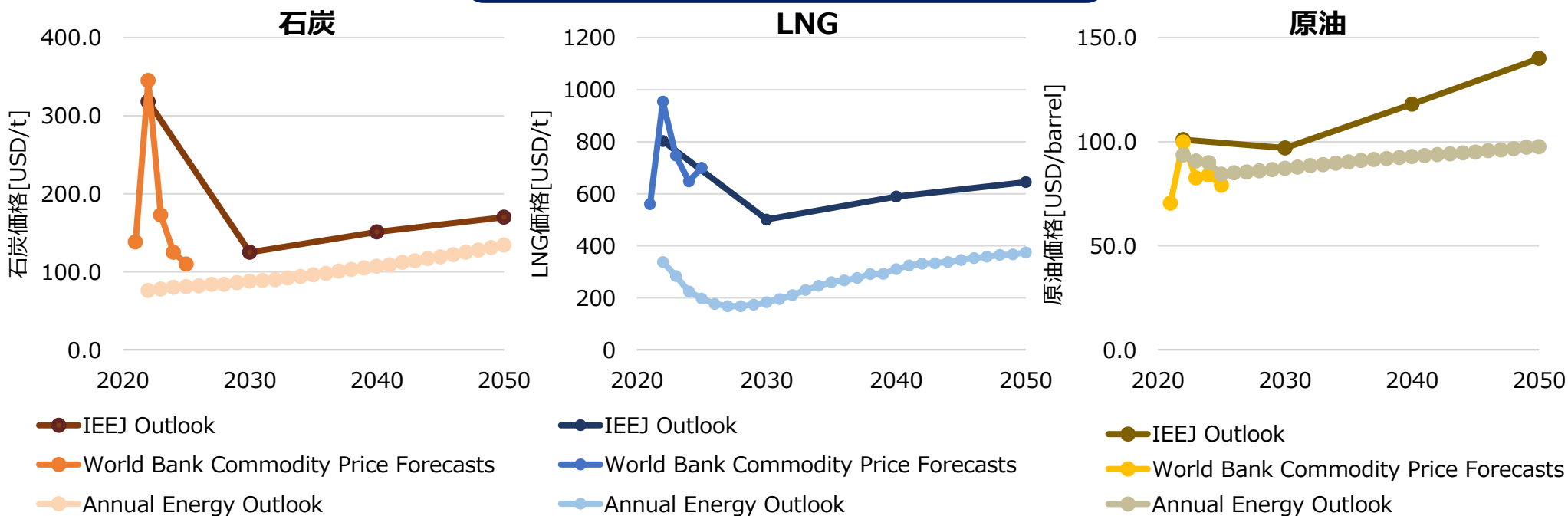
（出典）IEA World Energy Outlook 2023（P96：Table2.2、原油：IEA crude oil、石炭：Japan、天然ガス：Japan）、貿易統計



# 【参考】各機関等による化石燃料価格の推移見通し

- 化石燃料価格については、WEO2023以外にも、各国政府や国際機関等から様々な見通しが示されている。例えば、日本エネルギー経済研究所「IEEJ Outlook 2024」や、米EIA「Annual Energy Outlook 2023」では、カーボンニュートラルに向けた動向の中、**化石燃料の需給バランスの変化等**により、2030年から2050年までにかけて**化石燃料価格が上昇するシナリオが提示**されている。
- このように、化石燃料価格の推移見通しについては、需要低下による価格下落と、生産量の伸び悩み等による価格上昇のどちらの可能性も考えられるため、前述のとおり、**今回の検証においても、感度分析も行う**こととしてはどうか。

各種レポートにおける燃料価格推移シナリオ



出典 (一財)日本エネルギー経済研究所「IEEJ Outlook 2024」 (原油：日本、石炭：日本、天然ガス：日本) ※レファレンスシナリオを参照  
 世界銀行「Commodity Market Forecast」(April 2024) (原油：EU (Brent)、石炭：豪ニューカッスル港出一般炭FOB価格、天然ガス：日本)  
 EIA「Annual Energy Outlook 2023」 (原油：米国、石炭：米国、天然ガス：米国 (HH) )

## 化石燃料価格の考え方③（将来の燃料価格の感度分析）

- 将来の化石燃料価格については、前述のとおり、WEO2023の公表済政策シナリオ（STEPS）の価格トレンドについて、2022年の平均燃料価格（日本通関CIF価格）を用いて補正した見通しを用いることを基本とする。
- 他方で、**燃料価格を正確に見通すことは困難**であり、ロシアによるウクライナ侵攻等の影響を受けて燃料価格が高騰した2022年のように、大きな変動も考えられる。このため、前回（2021年）検証と同様、今回も、**一定の変動幅を置いて感度分析を実施**してはどうか。
- 具体的には、**前回（2021年）検証と同様に、2030年断面において、標準シナリオの燃料の価格に対して、 $\pm 10\%$ ・ $\pm 20\%$ の変動が生じたと仮定**した上で、2023年から2030年にかけては2030年価格へ直線的に推移し、2031年以降は標準シナリオと平行的に価格が推移することを想定して、発電単価への影響を分析してはどうか。

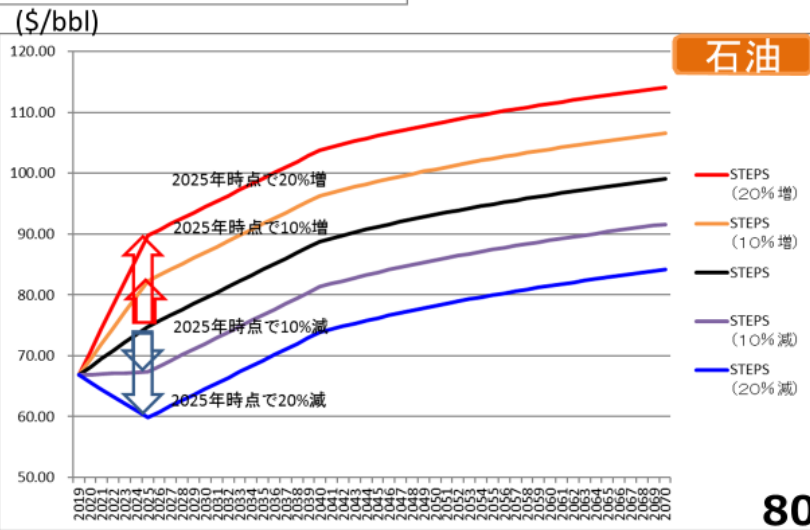
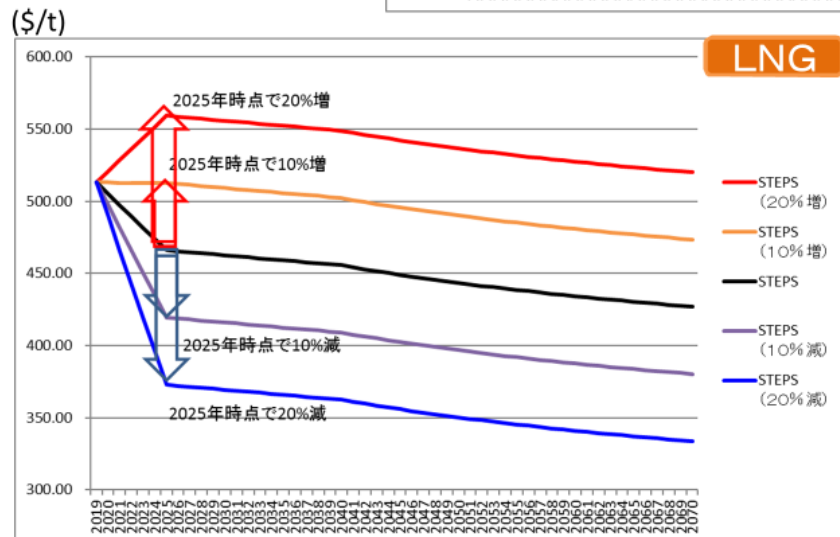
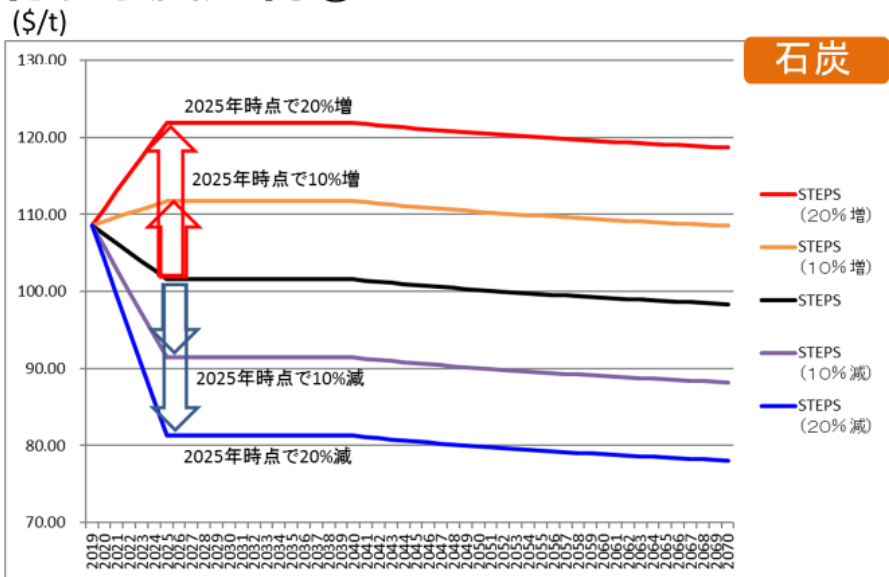
※変動幅の設定については、2022年のように世界的な資源価格の高騰が発生することもある一方で、資源価格の推移をより長期で見ると、足下の価格より安い価格で推移している期間もあるなど、上昇・下落どちらの可能性も考えられ、また、その振れ幅も大小様々であることを踏まえ、前回（2021年）検証と同様の変動幅を設定して感度分析を実施してはどうか。

（注）先日公表されたWEO2024を踏まえ、同様の手法で改めて推計した上で、追って数値を差し替え。

# 【参考】燃料価格の感度分析（イメージ）

火力発電

## 燃料価格の変動に伴う感度分析②



# CO2対策費用の考え方①（総論）

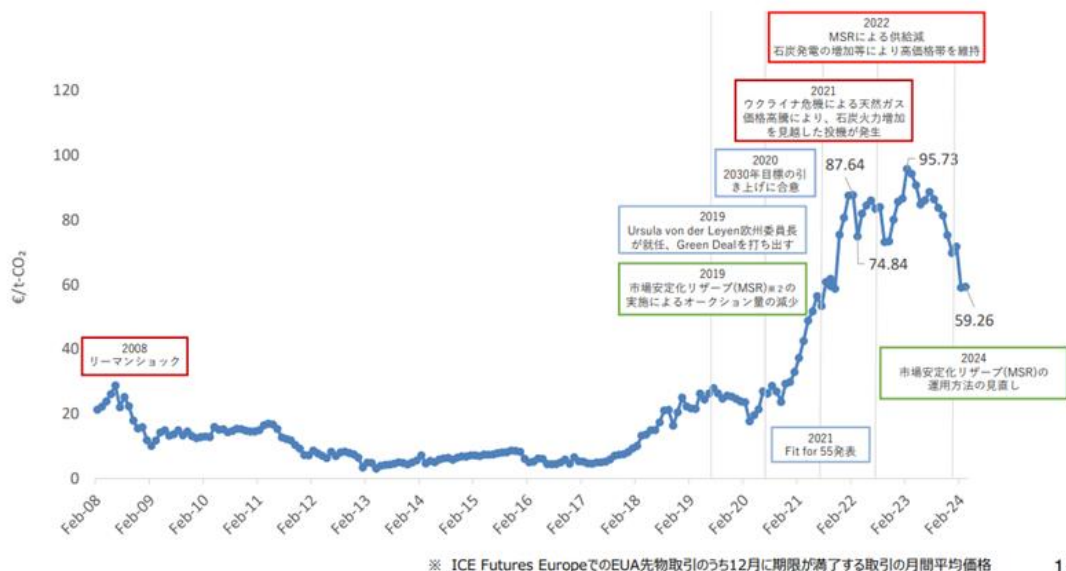
## 【基本的な考え方（案）】

- CO2対策費用は、2050年カーボンニュートラル実現に向けて、現時点で国内で検討されている**政策の実施に伴い、将来負担が生じると想定される社会的費用（環境外部費用）の一部を内部化**するもの。
- CO2対策費用については、環境外部費用の全てをコストに換算することは困難であるところ、中長期的なCO2価格の世界的な見通しを可能な限り包括的に示す観点から、世界で先行する排出権取引制度を用いて中長期的なCO2価格の見通しを示してきた。具体的には、前回（2021年）の検証では、EU-ETSのCO2価格のトレンドを用いて推計した。
- その後、我が国における排出量取引制度の導入に向けた議論が進展。2026年度からの排出量取引制度の法定化に向け、2023年度には排出量取引制度を試行的に開始した。今回の検証では、こうした国内における制度の検討状況を踏まえて、我が国の中長期的なCO2価格の見通しを検討することとしてはどうか。
- 具体的には、
  - ✓ 足下の対策費用について、排出量取引制度の試行的開始に伴い開設された市場の平均約定価格を用いることとしつつ、これまでの検証との一貫性を確保するため、EU-ETSのCO2価格トレンドを用いた数値も、参考値として示すこととしてはどうか。
  - ✓ 将来の対策費用については、法定化後の制度設計が未定であることから、これまで同様に参考になりうる海外事例の価格を参照することとし、他国に先駆けて排出量取引制度を導入したEUや、エネルギーを巡る情勢が我が国とも比較的近いと考えられる韓国のCO2価格のトレンドを用いて推計することとしてはどうか。

# CO2対策費用の考え方②（足下の対策費用）

- 前回（2021年）の検証では、足下（2020年）のCO2対策費用については、欧州の排出量取引市場（EU-ETS）の2019暦年の平均価格と、WEO2020に掲載されているEUのCO2価格のトレンド（公表済政策シナリオ（STEPS））を用いて推計した。
- 今回の検証では、我が国における排出量取引制度の試行的開始に伴い、**2023年10月**に、同制度における目標達成手段として活用可能なJ-クレジットを対象とした**東証カーボン・クレジット市場が開設**されたことを踏まえ、**足下（2023年）のCO2価格として、同市場が開設された後から2023年12月までの平均約定価格（2,479円/t-CO2）を用いる**こととしてはどうか。また、前回（2021年）検証と同様の手法でEU-ETSの2023暦年の平均価格を用いたケースについても参考として示してはどうか。  
※石油石炭税（地球温暖化対策税分を含む）は燃料諸経費として計上されており、燃料費の中に含まれている。

## EU-ETSの取引価格推移



## 東証カーボン・クレジット市場の約定結果

	約定価格 [円/t-CO2]	約定数量 [t-CO2]
省エネ	1,680	37,944
再エネ ※ 価格は電力・熱の加重平均	3,040	52,849
森林	8,095	64
全体 ※ 価格は全約定クレジットの加重平均	<b>2,479</b>	<b>90,909</b>

※東証カーボン・クレジット市場開設（2023/10/11）から2023/12/29までの約定結果

## CO2対策費用の考え方③（将来の対策費用見通し①）

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、将来のCO2対策費用について、他国に先行して排出量取引制度を導入しているEUのCO2価格のトレンド（WEO2020に掲載されているSTEPS、持続可能開発シナリオ（SDS））を用いて推計した。
- 今回の発電コスト検証では、**2021年検証時にも用いたEUのトレンドに加えて、最終エネルギー消費に占める産業部門の割合など、エネルギーを巡る情勢も我が国と比較的近いと考えられる韓国のトレンドの両方を引用し、EUと韓国のトレンドの間で幅を持って示した数字を、今回の検証における将来のCO2対策費用の見通しとして採用してはどうか。**また、前回同様、**Announced Pledges Scenario（表明公約シナリオ）のトレンドについても、参考として示してはどうか。**
- **2051年以降については、CO2除去・吸収技術の進歩による価格低減要因と、CO2貯留のための適地の減少などの価格上昇要因のいずれも存在すると考えられることから、2050年の価格で横置きすることとしてはどうか。**

# CO2対策費用の考え方④（将来の対策費用見通し②）

## 将来の価格見通しの推計方法（案）

<初年度（2023年）～2050年>

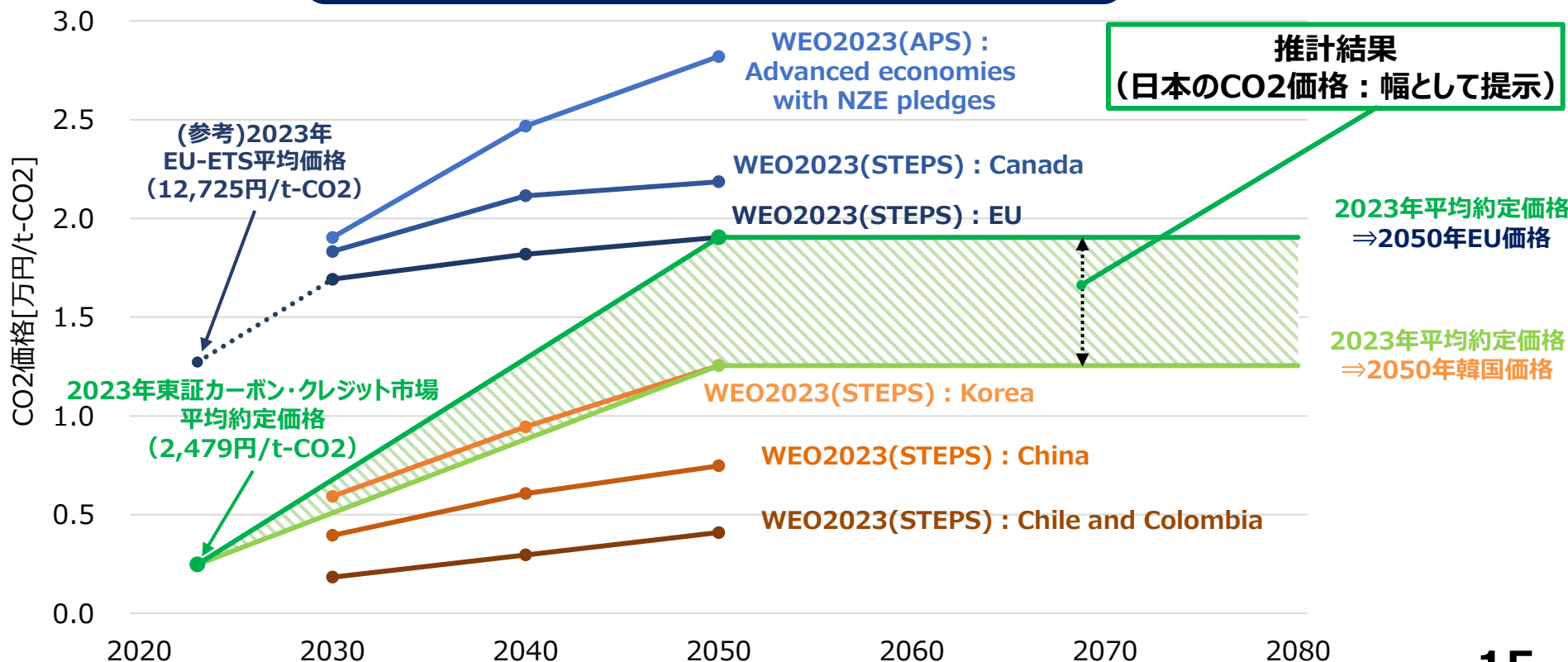
東証カーボン・クレジット市場の足下の約定価格から、WEO2023に記載されている2050年の韓国・EUのCO2価格に向けて線的に推移すると仮定し、この2つの直線の間の領域を日本のCO2価格としてはどうか。

<2051年～2079年>

2050年の価格を横置きしてはどうか。

（注）先日公表されたWEO2024を踏まえ、同様の手法で改めて推計した上で、追って数値を差し替え。

## WEO2023のCO2価格推移シナリオを踏まえた見通し（案）



# 技術革新によるコスト低減（発電効率向上）の考え方

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、将来（2030年）の発電コストについて、燃料種ごとに、それぞれ当時見通すことができる技術革新による発電効率の向上・発電コストの低減を織り込んで検証を行った。
- 火力発電の技術革新については、発電効率の向上に向けた技術開発は引き続き行われているものの、現在、カーボンニュートラルにつながる技術開発（CO2分離回収技術や水素・アンモニア発電等）により重点が置かれている。
- こうした状況を踏まえ、**火力発電の将来（2040年）の発電効率**については、現在の技術開発が継続して行われることで、**2021年検証時における将来（2030年）の発電効率と同様の水準まで向上すると見込んで**はどうか。
- その上で、カーボンニュートラルにつながる技術開発については、別途、水素・アンモニア・CCS付火力の発電コストを検証する際に検討してはどうか。

	2023年 モデルプラント 発電効率	2040年想定発電効率 ※前回（2021年）の 発電コスト検証と同様	2040年想定発電効率の考え方 ※前回（2021年）の発電コスト検証と同様
石炭火力	43.4%	43.4%	超々臨界圧技術による発電効率を前提
LNG火力	54.9%	57.0%	1700℃級ガスタービンが実用化されている想定
石油火力	39.0%	48.0%	米国DOEが発表している最新型の石炭火力とLNG火力のデータベースに基づき、超臨界圧の石油火力が実現した場合の発電効率を推定



1. 火力発電

2. **CCS付火力発電**

3. 水素・アンモニア

# CCS付火力発電のモデルプラントの考え方①（基本的な考え方）

## 【前回（2021年）の発電コスト検証の振り返り】

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、2030年に運転開始するCO<sub>2</sub>分離回収型火力発電の発電コストについて、過去に行われたCCSコストの調査結果、2016年から行われた苫小牧CCUS実証の結果、事業者へのヒアリング結果等をもとに、以下のとおりモデルプラントを設定し、発電コストを検証した。
  - ①【分離回収】それぞれの火力発電に、CO<sub>2</sub>分離回収設備が併設され、**火力発電の稼働に伴い排出されるCO<sub>2</sub>全量を対象とし、90%を分離回収**する。
    - ※CO<sub>2</sub>分離回収型石炭火力の場合、火力発電の稼働に伴うCO<sub>2</sub>排出量（316万t-CO<sub>2</sub>/年）のうち285万t-CO<sub>2</sub>/年を分離回収。
    - CO<sub>2</sub>分離回収型LNG火力の場合、167万t-CO<sub>2</sub>/年のうち151万t-CO<sub>2</sub>/年を分離回収。
    - ※いずれの場合も、分離回収されないCO<sub>2</sub>や輸送・貯留に伴い排出されるCO<sub>2</sub>については、CO<sub>2</sub>対策費として計上。
  - ②【輸送】**陸上パイプライン**により輸送する（苫小牧CCUS実証の輸送距離を踏まえ、貯留場所への輸送距離は20km）。
  - ③【貯留】苫小牧CCUS実証の実績を踏まえ、**陸上施設から傾斜井を通して海底下に貯留**する。

## 【今回の検証の基本的な考え方（案）】

- 現在、CCSについて2030年までの事業開始を目標とする案件を「先進的CCS事業」として採択しており、10カ所の火力発電所におけるCO<sub>2</sub>分離回収の設計等を支援している。
- 当該事業を通じて、CO<sub>2</sub>分離回収型火力発電（CCS付火力発電）のモデルプラントの在り方は一定程度見えてつつあるものの、当該事業では現在FS・preFEEDが行われており、CCS付火力発電の発電コストの全体像はまだ明らかになっていない。
- このため、今回の検証においては、こうした情報や、事業者ヒアリング等を踏まえ、モデルプラントとして想定するケースを改めて検討した上で、一部先進的CCS事業の検討状況を踏まえつつ、**前回検証した費用をより精緻にアップデートすることを基本**としてはどうか。

※貯留地の確保（立地制約）については、前回（2021年）検証に引き続き、考慮していないことに留意が必要。ただし、2040年新設プラントという前提のため、貯留地と排出地は一定程度離れていると仮定する。また、先進的CCS事業を通じて、貯留地の確保の状況がより明らかになれば、その状況を今後反映させていくことも考えられる。

# 【参考】国内のCCSの現況

- 2030年までの事業開始を目標とする9 案件を「**先進的CCS事業**」として採択。この中で**10か所の火力発電所**でのCO2分離回収の設計等の支援を実施。CO2の輸送方法については、パイプラインと船舶のいずれも想定されている。

## 先進的CCS事業で支援する貯留地とCO2排出者

- 想定排出エリア
- 想定貯留エリア
- 船舶輸送
- パイプライン輸送

※ 提示のエリアはイメージであり、正確な位置を示すものではありません。



# 【参考】海外のCCSの現況

- 世界では、火力発電所におけるCO<sub>2</sub>分離回収が複数実施されているほか、北欧ではCO<sub>2</sub>船舶輸送ネットワークを整備中。

## 海外でのCO<sub>2</sub>分離回収付火力発電の取組事例



### Boundary Dam

2014操業開始  
石炭火力発電排ガスから100万トン/年のCO<sub>2</sub>を回収し、陸域パイプラインで輸送し、EOR※に使用



### Petro Nova

2017年操業開始  
石炭火力発電排ガスから140万トン/年のCO<sub>2</sub>を回収し、陸域パイプラインで輸送し、EOR※に使用



## 海外でのCO<sub>2</sub>船舶輸送の取組事例



### Project Greensand

ベルギーのZwijndrechtのエチレンプラントから北海の枯渇油田にCO<sub>2</sub>を船舶輸送し、2023年3月に初の圧入に成功。



出典) GeensandプロジェクトHP他  
<https://www.projectgreensand.com/en/hvad-er-project-greensand>



### Northren Lights

2025年に操業開始予定。  
Phase1,2合わせて4件の排出事業者と合意しており、ノルウェー国内とオランダ、デンマークからCO<sub>2</sub>を船舶で輸送予定。



出典) 川崎汽船HPより  
<https://www.kline.co.jp/ja/news/carbon-neutral/carbon-neutral-20240206.html>

※EOR: Enhanced Oil Recovery (石油増進回収法)

# CCS付火力発電のモデルプラントの考え方②（各論）

## ①火力発電所

排出源	
発電	石炭火力発電
	LNG火力
	IGCC
	バイオマス発電（BECCS）

## ②分離回収

回収方法
化学吸収法
物理吸収法
個体吸収法
膜分離法

## ③輸送

輸送方法	
陸域	タンクローリー
	鉄道
	陸上パイプライン
海域	海底パイプライン
	船舶輸送

## ④貯留

貯留方法	
陸上施設	陸域貯留
	陸上施設からの海底下貯留 (実証実績あり)
海上施設	海上施設から海底下貯留 (着底・浮体)
	海底坑口貯留

※赤字が、今回の発電コスト検証における検討項目

### <①火力発電所>

- CCS付火力発電の発電コスト検証は、**2040年に運転開始する火力発電にCCSを付けた際のコストを検証するもの**であり、**分離回収設備は火力発電に付加する設備**であることから、2021年検証と同様、当該火力発電所の**設備容量・設備利用率・稼働年数については、今回の発電コスト検証における火力発電のモデルプラントと同一**としてはどうか。
- また、分離回収設備は火力発電の設備と一体運用されており、分離回収設備の稼働に伴って消費電力量が増加するため、結果として火力発電の総発電電力量が減少することから、分離回収設備の納入実績があるエンジニアリング会社による概算結果を基に、**発電効率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力で3.8%、LNG火力で4.5%減少**させてはどうか。また、**所内率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力とLNG火力それぞれで3.7%上昇**させてはどうか。

### <②分離回収>

- **CO2回収率・回収規模**：2021年検証では、それぞれの火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、90%を分離回収する前提としていた。海外先行事例や先進的CCS事業の中には、90%以上のCO2分離回収が可能な技術も導入され始めているものの、今後の新たな技術開発は、回収率の向上よりも分離回収コストの低減や他の不純物の除去等を目的としたものが多いといった状況を踏まえ、今回の検証においても、**2021年検証と同様に、火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、その90%を分離回収すること**としてはどうか（具体的には、CO2分離回収型石炭火力は**317万t-CO2/年**、CO2分離回収型LNG火力は**118万t-CO2/年**のそれぞれ**90%を分離回収**することとしてはどうか）。その上で、**2021年検証と同様に、分離回収されないCO2等は、CO2対策費として計上**してはどうか。

# CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③（各論）

## <③輸送>

- **輸送方法**：2021年検証では、海外で実績のあるパイプライン輸送だけを対象としていた。今回の検証では、先進的CCS事業において船舶輸送を想定している事業がある（具体的には、9案件中6案件）こと、また、現在NEDOにおいて船舶輸送の実証（※）が行われていることから、パイプライン輸送に加え、**液化CO2船舶輸送も検証**してはどうか。

※ 液化CO2の船舶輸送における温度・圧力の管理やタンクの開発等の技術確立を目的として、世界で初めて低温・低圧の液化CO2を船舶輸送する実証試験を2021年度から実施中。今年度より苫小牧～舞鶴間（約1,000km）の長距離輸送実験を進め、2026年度までに安定的かつ効率的な液化CO2船舶輸送技術の確立を目指している。
- **輸送量**：2021年検証では、**排出源の集積化を想定**して輸送・貯留には共用インフラを利用する場合を想定し、**300万トン**をベースケースとしていた。2024年検証においても2021年検証と同様の考えにより、**300万トン**をベースケースとしてはどうか。
- **輸送距離**：2021年検証では、苫小牧CCUS実証の輸送距離を踏まえ、貯留地と排出地は一定程度近接している仮定を置いて、**20kmのパイプライン輸送をベースケース**としていた。今回の検証では、**2040年新設プラントであることを踏まえ、貯留地と排出地は一定程度離れていると想定される**ところ、先進的CCS事業における検討状況等を参考にし、**パイプライン輸送については200kmをベースケース**としてはどうか。また、**船舶輸送（液化CO2船による輸送）については**、先進的CCS事業の国内貯留事業における想定や、現在行われている前述のNEDO実証（輸送距離1,000km）を参考に、**1,000km**としてはどうか。

## <④貯留>

- **圧入方法**：陸上から海底下への圧入は、苫小牧CCUS実証において実績がある一方で、海上からの圧入については、我が国において圧入実績が無いことや、先進的CCS事業における検討状況も踏まえ、**2024年検証においても同様に陸上から海底下への圧入を想定**してはどうか。
- **貯留量**：2021年検証では、**排出源の集積化を想定**して輸送・貯留には共用インフラ利用する場合を想定し、300万トンをベースケースとしていた。2024年検証においても2021年検証と同様の考えにより、**300万トン**をベースケースとしてはどうか。
- **圧入レート**：苫小牧CCUS実証において、国内の地層状況を踏まえると、国内で圧入する場合には1坑あたり50万t-CO2/年を圧入することが可能とされたことを踏まえ、2024年検証においても**2021年検証と同様に、50万t-CO2/年・坑**としてはどうか。

# CCS付火力発電の将来コストの考え方①（分離回収）

## 【資本費のうち建設費（案）】

- 2021年検証では、分離回収設備の納品実績があるエンジニアリング会社が行った、2016年当時に導入が計画されていた大規模かつCO<sub>2</sub>の90%の分離回収が可能な設備の試算を参考にして、一定の補正（※）を行って建設費を算出した。
  - ※ 試算を行った設備のCO<sub>2</sub>分離回収可能量と、2021年検証時の火力発電のモデルプラントの出力に照らして必要なCO<sub>2</sub>回収量に乖離があったことから、CO<sub>2</sub>分離回収可能量の規模により補正（スケールアップ則：0.6乗則）した。
- 今回の検証においては、先進的CCS事業の分離回収設備の建設費を参考にしつつ、2021年検証と同様に、**必要となるCO<sub>2</sub>分離回収可能量により補正（※）した上で、建設費を計算し、CCS付石炭火力で約42.1万円/kW、CCS付LNG火力で約44.3万円/kW**としてはどうか。
  - ※ 規模の補正については、CCS付石炭火力については、先進的CCS事業において複数の事例があるため近似直線を引いて計算し、CCS付LNG火力については、先進的CCS事業において事例が少ないことから、スケールアップ則（0.6乗則）で計算することとしてはどうか。
- なお、建設費については、分離回収設備が今後量産されることにより低下することが期待されるものの、足下では、資材価格や労務費単価が上昇していることから、**上記の建設費コストから変化せず、一定とすること**としてはどうか。

## 【資本費のうち廃棄費用（案）】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%**としてはどうか。

## 【運転維持費（案）】

- 人件費については、分離回収設備は火力発電と一体運用されているため、**分離回収部分について追加で計上しないこと**としてはどうか。
- 修繕費、諸費、業務分担費については、分離回収設備が火力発電所にある公害防止のための設備（脱硫装置等）と同じく鋼材で構築されたものであり、構成部品（電動機、吸収液を吹きかけるスプレー、配管等）にも大きな違いがないことから、火力発電の考え方に倣い、**火力発電の建設費に分離回収設備の建設費を加算した値に、火力発電の修繕費、諸費、業務分担費を計算する際に用いる比率（建設費に占める比率）と同一の数字を掛け合わせる**ことで、算出してはどうか。

# CCS付火力発電の将来コストの考え方②（輸送①：パイプライン輸送）

## 【資本費のうち建設費（案）】

- CO<sub>2</sub>をパイプライン輸送するための主要設備は、i) CO<sub>2</sub>を輸送圧力まで昇圧するための圧縮機、ii) パイプライン、から構成される。
- i) ii) いずれも、ガス導管と同様の設備であることを踏まえ、2021年検証では、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」に記載した輸送量（300万t-CO<sub>2</sub>/年）、輸送距離（20km）を満たす i) ii) の設備の建設費を、これまで実績のあるガス導管の建設費データをベースに算出した。
- 今回の検証においても、2021年検証と同様に、ガス導管において i) ii) の設備を導入する際の建設費データを踏まえ、前述の輸送量（300万t-CO<sub>2</sub>/年をベース）・輸送距離（200kmをベース）を満たす i) ii) の設備の建設費を算出（※）し、合計約1,160億円としてはどうか。その際、ガス導管の建設費は、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、上記の建設費コストから変化せず、一定とすることとしてはどうか。

※圧縮機の建設費は、前述の年間輸送量、輸送距離、圧縮機出口圧力（12.5MPa）を踏まえ、圧縮機の能力の合計を約47MWとした上で、i) の能力と建設費の相関データを参照することで、建設費を約133億円としてはどうか。

※パイプラインの建設費は、前述の年間輸送量、輸送距離、パイプラインの入口と出口の圧力（入口圧力：12.5MPa 出口圧力：11.5MPa）からパイプラインの管径を0.55mとした上で、ガス導管において当該管径のパイプラインを導入する場合のコストデータ（円/管径・km）に輸送距離をかけることで、建設費を約1,027億円としてはどうか。

## 【資本費のうち廃棄費用（案）】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、廃棄費用は建設費の5%としてはどうか。

## 【運転維持費（案）】

- 運転維持費については、より最新の実態を反映するため、i) ii) がガス導管設備と同様のものであることを踏まえ、国内のガス導管事業者のヒアリング結果を基に算出することとしてはどうか。



# CCS付火力発電の将来コストの考え方③（輸送②：船舶輸送）

## 【資本費のうち建設費（案）】

- CO<sub>2</sub>を液化して船舶輸送するための主要設備は、i）液化CO<sub>2</sub>船、ii）陸上設備（液化設備、貯蔵タンク、荷役設備）、から構成される。
- 液化CO<sub>2</sub>の船舶輸送については、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」のとおり、今年度、NEDOにおいて液化CO<sub>2</sub>の船舶輸送の実証（具体的には、CO<sub>2</sub>を最適な温度・圧力条件で液化、貯蔵、荷役、海上輸送する船舶一貫輸送システムの構築に必要な技術の研究開発・実証）が行われている。この実証において i） ii） の設備が新設されている（※）ことから、今回の検証においては、当該実証における i） ii） の建設費のデータ等を元に、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」に記載した輸送量（300万t-CO<sub>2</sub>/年がベース）・輸送距離（1,000kmがベース）を満たす i） ii） の設備の建設費を算出し、合計約1,325億円としてはどうか。

※液化CO<sub>2</sub>船は、前述の輸送量・輸送距離から船舶の規模（約3.6万t級）及び船舶数（3隻）を決定した上で、当該実証における建造費や、過去にNEDOが実施したフィージビリティスタディーのデータをもとに作成した、液化CO<sub>2</sub>船の規模と建造費の相関データを参照して、約531億円としてはどうか。

※陸上設備は、前述の船舶の規模や船舶数から必要となる設備の能力（液化設備：液化量300万t/年 貯蔵タンク：約1万t×4基 荷役設備：流量約3.6t/日）を設定し、当該実証における建設費や、過去にNEDOが実施したフィージビリティスタディーのデータをもとに作成した、当該設備の能力と建設費の相関データを参照して、約794億円としてはどうか。

※なお、当該実証は、現時点では i） ii） を含めた関連の設備が完成したところであり、今後、NEDOにおいて、温度・圧力条件を変化させてCO<sub>2</sub>の船舶輸送の実証が行われることとなる。今後、実証を通じて船舶輸送に最適なCO<sub>2</sub>の輸送条件が特定された際は、i） ii） の設備に求められるスペックが異なることも想定され、その点で、過大な設備となっている可能性がある点に留意が必要である。

## 【資本費のうち廃棄費用（案）】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、廃棄費用は建設費の5%としてはどうか。

## 【運転維持費・燃料費（案）】

- 運転維持費（人件費・修繕費等）及び液化CO<sub>2</sub>船の燃料代については、当該実証における想定値を諸元としてはどうか。

# CCS付火力発電の将来コストの考え方④（貯留①）

## 【資本費のうち建設費（案）】

- CO2を陸上から海底下に貯留するため費用のうち、主要なものは、i) 掘削費、ii) 圧入ポンプの建設費である。
- 2021年検証では、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」に記載した貯留量（300万t-CO2/年）、坑井数（圧入レート（50万t-CO2/年・坑）を勘案して6本必要）を満たす設備の建設費を、石油・ガス資源開発で実績のあるエンジニアリング会社へのヒアリング結果等を踏まえつつ、算出した。
- 今回の検証においても、2021年検証と同様、石油・ガス資源開発分野において同設備を導入する際の建設費データを踏まえ、設備の建設費を算出（※）し、約694億円としてはどうか。その際、貯留に必要な建設費は、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、上記の建設費コストから変化せず、一定としてはどうか。

※掘削費は、前述のとおり、1つのモデルプラントごとにCO2圧入井が6本必要となるため、6本分、約444億円を計上してはどうか。また、CO2の海底下貯留に当たっては、地下の地層が貯留適地に該当するかどうかを確認するための試掘を含む調査が必要である。したがって、今回の検証では、調査費として三次元弾性波探査や地質モデルによるシミュレーション、海域調査等の費用として約41億円を計上しつつ、地層の広がり方や性状を把握するための試掘費として、先進的CCS事業における検討状況も踏まえ、モデルプラントごとに2回分、約105億円を計上してはどうか。

※圧入ポンプの建設費は、前述の貯留量及び坑井数を踏まえ、圧入ポンプの能力を324kW×2機とした上で、圧入ポンプの能力と建設費の相関データを参照して、約104億円としてはどうか。

# CCS付火力発電の将来コストの考え方⑤（貯留②）

## 【資本費のうち廃棄費用（案）】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%**としてはどうか。

## 【廃坑費（案）】

- 今年5月に成立・公布されたCCS事業法では、貯留を終了する際に、坑口の閉塞等の閉鎖措置を義務付けている。
- CO2圧入井の廃坑技術は、2021年検証では、石油・ガス資源開発で実績のあるエンジニアリング会社へのヒアリング結果等を踏まえ、CO2による腐食等の影響も考慮して、廃坑費用を算出した。
- 今回の検証においても、**2021年検証と同様、石油・ガス資源開発分野において廃坑する際の費用を踏まえて算出し、約26億円**としてはどうか。その際、廃坑費は、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、**上記の廃坑費コストから変化せず、一定とする**こととしてはどうか。

## 【運転維持費（案）】

- 運転維持費については、より最新の実態を反映するため、**石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果を基に算出**することとしてはどうか。

## 【モニタリング費用（案）】

- 2021年検証では、EUや英国の制度を参考に、圧入停止後、5年間で2回の調査を20年間実施することを想定し、費用を算出した。
- CCS事業法に基づき、CCS事業を行う際のモニタリング期間が今後検討され、下位法令において定められることとなるが、現時点では制度詳細が固まっていないことを踏まえ、今回の検証においては、前回同様の想定を置き、**5年間で2回の三次元弾性波探査（1回あたり約7.3億円）・年1回の海洋調査（1回あたり約2.1億円）を20年間実施することとして費用を算出し、約99億円**としてはどうか。

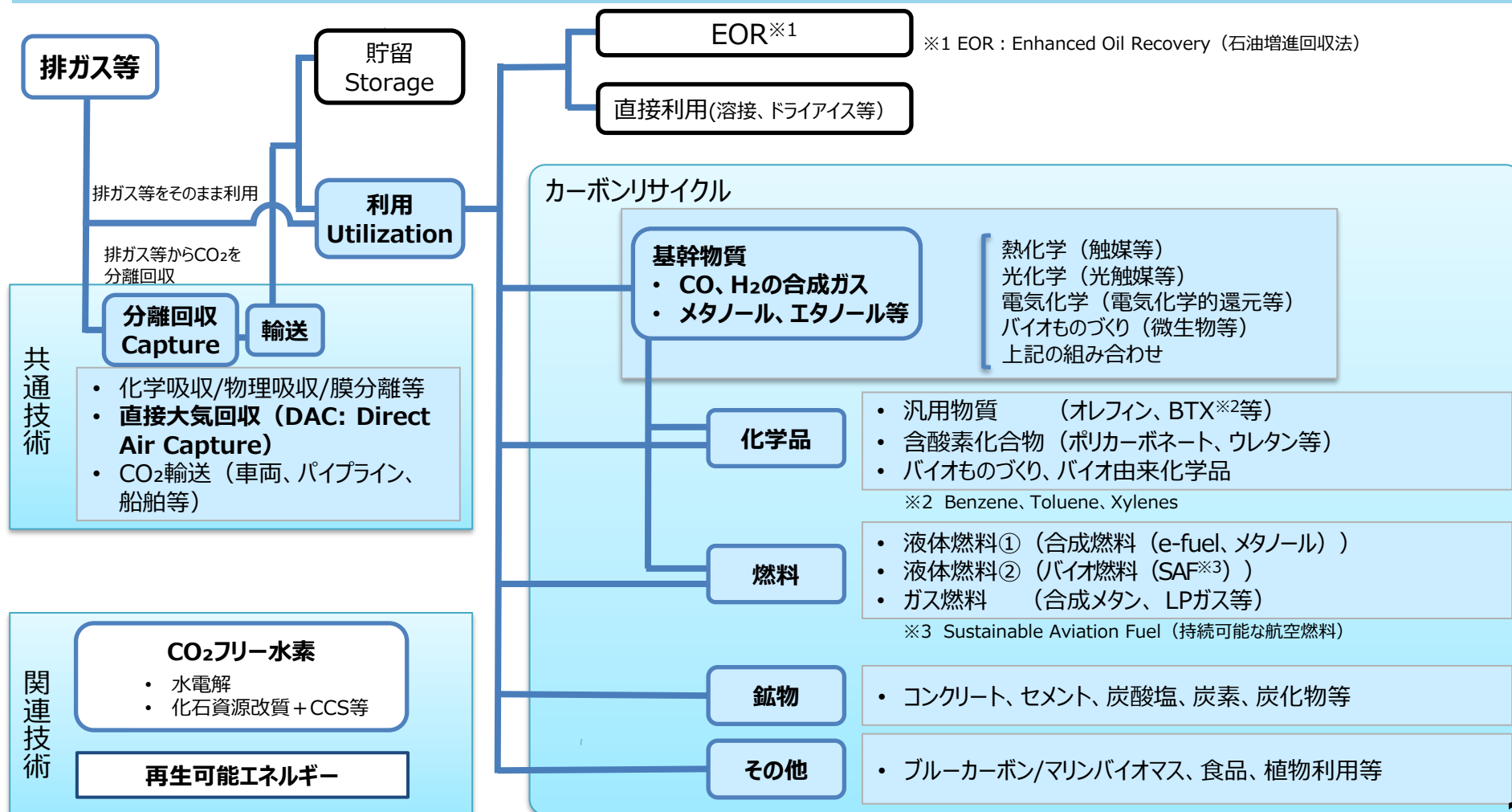
## (参考) CO2分離回収型IGCCについて

- IGCCは、石炭を高温高圧下で水素を含むガスに精製し、ガスタービンと蒸気タービンのコンバインドサイクルにより従来の石炭火力より高効率な発電が可能となる火力発電技術である。 ※将来の送電端出力効率目標：約46%。
- IGCCにおけるCO2排出削減の一環として、現在、大崎クールジェンにおいて、IGCCプラントから効率的にCO2の分離・回収を実現するための「CO2分離回収型酸素吹IGCC」(※)の活用に向けた実証が行われている。当該技術は将来的に、CCS付石炭火力よりも発電コストが安価となることが期待される技術であるが、**現時点では、世界においても実証プラントしか存在しないことを踏まえ、今回は発電コストの検証は行わないこと**としたい。

※ガス化炉などを建設することから、建設費は従来の石炭火力よりも高くなるが、酸素と石炭によりガス化することにより、従来の微粉炭火力に比べて高い発電効率を実現できることや、従来の微粉炭火力では適さない低品位な石炭を利用できることが期待されている。また、排出ガスのCO2濃度が高くかつ高圧であるため、圧力の変化等を活用して、効率的かつ安価なCO2の分離・回収を実現できることが期待されている。

# (参考) カーボンリサイクルについて

- CO<sub>2</sub>を有価物（資源）として捉え、これを分離回収し、鉱物化によりコンクリート等、人工光合成等により化学品、メタネーション等により燃料へ再利用することで、従来どおり化石燃料を利用した場合と比較して大気中へのCO<sub>2</sub>排出を抑制し、カーボンニュートラル社会の実現に貢献する。
- 他方、カーボンリサイクルは多岐にわたり、CO<sub>2</sub>の再利用先の製品によりコストが異なり、新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストに紐付く費用として検証すべき範囲を超えることから、今回の発電コスト検証においては、前述のとおり、CO<sub>2</sub>の貯留に要する費用までを検証することとした。



1. 火力発電

2. CCS付火力発電

3. 水素・アンモニア

# 【水素】モデルプラントの考え方①（前回の設定と現状整理）

## 【モデルプラントの考え方（案）】

- **前回（2021年）**の発電コスト検証時に、水素発電について、燃焼器の技術開発は進められていたものの、商用ベースで運転するプラントは存在しなかった。当時、**IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）**において、**資本費**や**稼働率**について**LNG火力と同等と設定**して水素発電コストが分析されていたことや、水素発電は、**燃焼器を除き、LNGガス火力の発電設備と原則同等のものを活用できることが特徴**であることを踏まえ、水素発電のモデルプラントは、**LNGプラントの各種諸元を参考**に設定した（**混焼と専焼に場合分け**をして算出したが、その両者では、資本費と運転維持費についてLNG火力と同一であると仮定し、燃料代のみを異なるものと設定した）。
  - － **水素の受入設備等に要する費用**については、**IEAの当該レポート**において、**陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出**されていたことから、**資本費ではなく燃料費に含まれるもの**としていた。
- **現在、混焼**については、**10%混焼（※1）燃焼器の開発が完了**しており、**実証運転にも成功済**。**10%超混焼（※2）**を可能とする燃焼器開発が進められている。また、**専焼**については、**燃焼器の開発**において、**高温高圧下の燃焼試験を実施済**であり、**2025年度に燃焼機の開発完了を目指している**状況。
  - （※1）熱量ベース。体積ベースでは30%混焼。（※2）具体的な割合は未設定。
- こうした現状を踏まえ、**今回の検証**における水素発電のモデルプラントとしては、**10%混焼と専焼を想定**してはどうか。

## 【水素】モデルプラントの考え方②（諸元の考え方）

### 【発電コストの諸元の考え方（案）】

- 他方、現在においても、商用ベースで運転しているプラントは存在しないことから、2040年運開のモデルプラントとして参考にすることができるプラントはない状況。2040年運開のモデルプラントとして、燃焼器・タンク等の資本費や、人員・修繕等の運転維持費といった諸元を、研究開発や実証段階に要した費用や現時点で発注する際の見積もりを元に設定することは、必ずしも妥当ではないと考えられる。
  - － 水素については、輸送時のキャリア候補も様々であり、キャリアにより受入・貯蔵・払出設備の構成が変化するが、いずれのキャリアについても、実際に輸送された実績が乏しく、先行する研究開発や実証の数値を元に設定する値が、2040年運開時の設備構成やその費用として必ずしも妥当ではないと考えられる。
- したがって、水素発電については、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、水素燃焼器や、発電プラント内に置かれる水素貯蔵タンク等の水素供給設備の金額は加味せず、資本費や運転維持費等の諸元はLNG火力と同一としてはどうか。また、水素の燃料費については、後述のとおり、IEAのレポートから引用する等の方法により、算出してはどうか。
- なお、このように、今回の発電コスト検証においても加味されていないコストがあるため、今後、水素発電の商用運転時の詳細なデータが入手可能になれば、そのデータに基づいた諸元を考慮していく必要があることには留意が必要。



# 【アンモニア】モデルプラントの考え方①（前回の設定と現状整理）

## 【モデルプラントの考え方（案）】

- 前回（2021年）の発電コスト検証においては、アンモニア発電について、石炭火力への20%混焼を目指し、2021年度から4年間の実機実証（超々臨界圧（USC））が予定されていたことから、モデルプラントとしては、石炭火力での20%混焼の実用化を想定し、各種諸元は超々臨界圧（USC）を参考に設定した（資本費と運転維持費についてはUSCと同一と設定し、燃料費についてはIEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）より引用した）。
  - － アンモニアの受入設備等に要する費用については、IEAの当該レポートにおいて、陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出されていたことから、資本費ではなく燃料費に含まれるものとしていた。
- 現在、混焼については、100万kW級商用石炭火力発電における20%アンモニア混焼実証が完了済であり、2028年度までに50%以上の高混焼に向けた燃焼器の開発や実証を行うこととしている。専焼については、2万kW級の燃焼器の技術開発を2025年度の開発完了に向けて進めており、2030年までには約30万kW級の燃焼器を開発し、天然ガス燃焼器から転換していくことが目指されている。また、長期脱炭素電源オークションに応募する際に作成・遵守が求められる「脱炭素化ロードマップ」においては、2030年代半ばには50%混焼の運転、2040年代後半頃に専焼の運転が想定されている事例がある。
- こうした現状を踏まえ、今回の発電コスト検証におけるアンモニア発電のモデルプラントとしては、20%混焼・50%混焼・専焼を想定してはどうか。

## 【アンモニア】モデルプラントの考え方②（諸元の考え方）

### 【発電コストの諸元の考え方（案）】

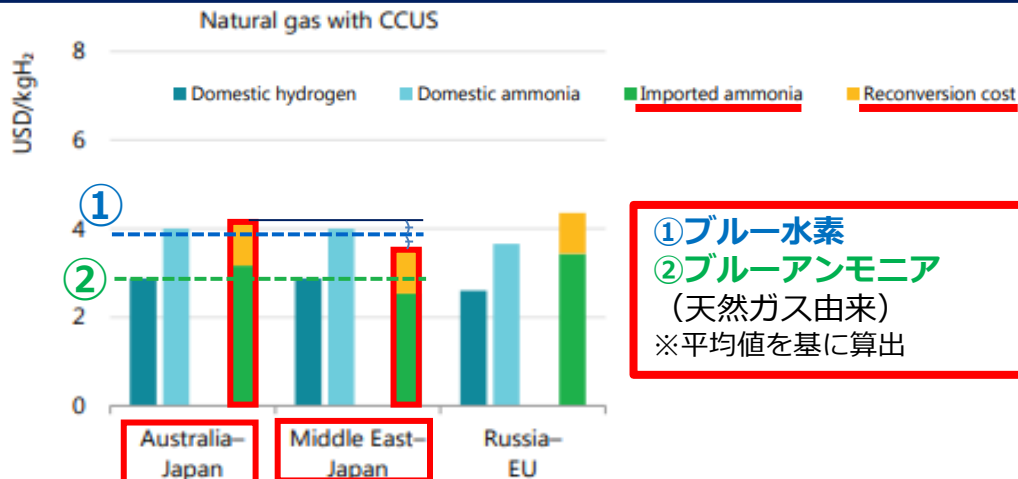
- 他方、現在においても、商用ベースで運転しているプラントは存在しないことから、2040年運開のモデルプラントとして参考にすることができるプラントはない状況。2040年運開のモデルプラントとして、燃焼器・タンク等の資本費や、人員・修繕等の運転維持費といった諸元を、研究開発や実証段階に要した費用や現時点で発注する際の見積もりを元に設定することは、必ずしも妥当ではないと考えられる。
  - － 20%アンモニア混焼の実証についても、実証時と商用運転時では、必要になる受入・貯蔵・払出設備・脱硝設備の規模が異なり（タンク、ローディングアーム、配管、気化器等）、2040年運開のモデルプラントの諸元としては、必ずしも妥当ではないと考えられる。
- したがって、20%混焼・50%混焼については、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、アンモニア燃焼器や、発電プラント内に置かれるアンモニア貯蔵タンク等のアンモニア供給設備の金額は加味せず、資本費や運転維持費等の諸元は石炭火力（超々臨界圧（USC））と同一と仮定してはどうか。専焼については、石炭ボイラーの燃焼器の転換ではなく、LNGガスタービンの燃焼器の転換により実現が目指されているため、その資本費や運転維持費等の諸元はLNG火力と同一としつつ、20%混焼・50%混焼と同様に、アンモニア燃焼器や、発電プラント内に置かれるアンモニア貯蔵タンク等の金額については加味しないこととしてはどうか。また、アンモニアの燃料費については、後述のとおり、IEAのレポートから引用する等の方法により、算出してはどうか。
- なお、このように、今回の発電コスト検証においても加味されていないコストがあるため、今後、水素発電の商用運転時の詳細なデータが入手可能になれば、そのデータに基づいた諸元を考慮していく必要があることには留意が必要。

# 【水素・アンモニア】燃料費①（総論）

## 【水素・アンモニアの製造方法（案）】

- 前回（2021年）の発電コスト検証においては、IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）に記載されている2030年のブルー水素・ブルーアンモニア・グリーン水素・グリーンアンモニアそれぞれのコスト（いずれも海外から日本に輸入することを想定したコスト）を参照して、燃料費を算出した。具体的には、ブルーアンモニア・グリーンアンモニア価格は、豪州産・中東産として記載されていた価格の平均値を設定し、ブルー水素・グリーン水素の価格は、アンモニアから水素を取り出す工程分の費用を加味したそれぞれの水素の価格が記載されていたことから、当該価格を参照した。
- 今後、低炭素水素等のサプライチェーンを構築していくにあたっては、当面の間、国内の水素等製造は小規模かつ輸入水素等よりも高いが、安価な余剰再エネを用いれば、調整力として更なる再エネ導入拡大に資する面もあるため、エネルギー安全保障の観点から、国内製造が重要である。他方、国内で製造可能な水素等の供給量では賅えない需要が将来的には想定され、既に権益獲得競争が各国で起こり始めていることも踏まえれば、大量に供給が可能な水素等の輸入も重要である。
- こうした観点からは、将来見込まれる水素・アンモニアの製造方法としては、ブルー水素とブルーアンモニアについては、海外から輸入して国内で使用することが想定され、グリーン水素とグリーンアンモニアについては、国内で製造して国内で使用することが想定される。こうした状況を踏まえ、今回の発電コスト検証における水素・アンモニアの燃料費の将来の価格見通し（～2079年）については、ブルーについては輸入を想定し、グリーンについては国内製造を想定して、算出してはどうか。

## 2030年のブルー水素・アンモニアのオーストラリア・中東平均の見通し価格



# 【水素・アンモニア】燃料費②（海外ブルーアンモニア・海外ブルー水素）

## 【海外ブルーアンモニアの将来価格の算出方法（案）】

- 海外ブルーアンモニアについては、前回（2021年）の発電コスト検証と同様にIEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）を元に算出することに加え、今回は、当該レポートよりも新しいBloomberg NEFのレポート「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」（2022）に2050年までの日本向けの海外ブルーアンモニアのコストが示されていることから、両者の間で幅をもって算出してはどうか。
  - IEAの水素レポートにおいては、輸送費等を含めた日本向けの2030年のコストが示されていることを踏まえ、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、豪州産・中東産の平均値を元に設定することとし、2040年以降の価格の見通しについては、原料となる燃料価格の推移を踏まえて設定してはどうか。
    - ※ 受入設備等に要する費用については、IEAの当該レポートにおいて、陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出されたことから、資本費ではなく燃料費に含まれている。
  - BNEFのレポートにおいては、足下から2050年までの海外ブルーアンモニアの日本向けのコストが示されていることを踏まえ、2050年までの価格は当該レポートに倣うこととしてはどうか（グラフは、p38参照）。また、2050年から2079年までの価格の見通しについては、原料となる燃料価格の推移を踏まえて設定してはどうか。
    - ※ 当該レポートでは海外ブルーアンモニアについて、その製造コストに加え、日本向けの輸送に必要な輸送費を含めた金額として、日本着のコストが示されている。

## 【海外ブルー水素の将来価格の算出方法（案）】

- 海外ブルー水素については、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）を元に、海外ブルーアンモニアのコストに、アンモニアから水素を取り出す工程分の費用を上乗せした値を水素のコストとして算出してはどうか。
  - IEAの水素レポートにおいては、輸送費等を含めた日本向けの2030年のコストが示されていることを踏まえ、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、豪州産・中東産の平均値を元に設定することとし、2040年以降の価格の見通しについては、原料となる燃料価格の推移を踏まえて設定してはどうか。
    - ※ 受入設備等に要する費用については、IEAの当該レポートにおいて、陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出されたことから、資本費ではなく燃料費に含まれている。

## 【水素・アンモニア】燃料費③（国産グリーン水素）

- 国産グリーン水素については、併設する再エネ発電設備から電気を調達して水素を製造する場合を想定して、将来の燃料費（2040年～2079年）を算出してはどうか。

※国内グリーン水素の製造方法は、系統から再エネ電気（余剰電気等）を調達して製造する方法や、グリーン水素製造設備に併設する再エネ発電設備から電気を調達して製造する方法が考えられ、いずれも、再エネの調達価格が低減することで、国内グリーン水素の製造価格が低減すると想定される。系統から調達する再エネ電気の将来価格について蓋然性のある数字を引用できないことを踏まえ、今回の発電コスト検証では便宜上、併設する再エネ発電設備から電気を調達する場合を想定してはどうか。

- この場合、国産グリーン水素の製造コストは、主に「併設型再エネの発電コスト（円/kWh）×水電解装置の電解効率（kWh/kg-H<sub>2</sub>）」により算出される電力由来のコストが占め、これと「水電解装置の資本費等」の和で算出される。ここで、
  - －「併設型再エネの発電コスト」については、2040年運開の水素製造プラントの「併設型再エネ」として採用される再エネは様々なものが考えられるところ、今回の検証では便宜上、事業用太陽光と風力発電を想定してはどうか。具体的な発電コストについては、この発電コスト検証で検証いただく事業用太陽光と風力発電のLCOE（2040年運開）を参照した上で、「併設型再エネの発電コスト」が国内グリーン水素の製造コストに占める割合が大きいことも勘案し、幅を持って算出してはどうか。

※なお、併設型再エネの稼働年数は今回の発電コスト検証において20-25年と検証いただいております、水素発電のモデルプラントの稼働年数（40年）よりも短いものの、2040年以降に運開する再エネの発電コストは今回の発電コスト検証において検証していないことから、便宜上、「併設型再エネの発電コスト」は2040年以降一定としてはどうか。
  - －「水電解装置の電解効率」については、IEAのレポート「Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity（2023.4）」において現在の電解効率として掲載されている、50kWh/kg-H<sub>2</sub>としてはどうか。

※将来的には水電解装置の電解効率は向上することが期待されるものの、2040年の改善幅は必ずしも明らかではないことを踏まえ、保守的に検証する観点から、電解効率の向上は考慮しないこととしてはどうか。
  - －「水電解装置の資本費等」については、現在商用ベースで運転している水電解装置は少ないところ、GI基金において、2030年の目標値としてアルカリ型とPEM型の設備コスト（それぞれ6.5万円/kW、5.2万円/kW）が示されており、2040年には当該目標が実現されていると想定されることを踏まえ、この数字としてはどうか。

※その上で、当該設備コストを1kgあたりの水素製造あたりの設備コスト（円/kg）に換算するに当たっては、NEDOのレポート「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理（解説書）別添 海外動向について」（2023年2月）における試算も参考に、kW設備当たりの水素製造量の仮定を置いて試算してはどうか。

## 【水素・アンモニア】燃料費④（国産グリーンアンモニア）

- **国産グリーンアンモニア**については、現時点において、国内でグリーン水素からグリーンアンモニアを製造するプラントとして参考にすることができるプラントが見当たらないことを踏まえ、**日本における国産グリーンアンモニアの将来の製造コストが示されている最新のレポートであるBloomberg NEFのレポート「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」（2022）**を元に、**国産グリーンアンモニアの製造価格を算定**してはどうか。
- 当該レポートでは2040年の国産グリーンアンモニアの製造コストが掲載されているところ、当該製造コストの将来の価格見通し（2040年～2079年）については、国内グリーン水素同様に、グリーンアンモニア製造設備に併設する再エネ発電設備から電気を調達して製造する場合を想定した上で、**再エネコストは生産設備が建造された時点での資本費等により決定**されると考えられることから、**2040年から製造コストは一定として設定**することとしてはどうか。

### 国産グリーンアンモニアの見通し価格

