

# 燃料アンモニアの供給コスト分析について (中間とりまとめ)

2022年9月

燃料アンモニア・サプライチェーン  
官民タスクフォース

\* 本分析については、2021年12月から2022年3月までに行われた官民タスクフォースにおける議論当時の状況を前提としたものであり、資源価格の急騰や物価高の影響は考慮されておりません。

# 目次

## 分析の概要

- 目的及び対象・分析手法について
- 対象とするサプライチェーン
- 日本着供給コスト（C&F）の算出
- 基準シナリオの前提条件
- 基準シナリオにおける日本着供給コスト

## 主要な要因

- 天然ガス価格の設定
- 合成ガス製造プロセスとCO2回収率
- CAPEXの想定
- CCSコストの想定
- 輸送コストの想定
- 金融関連の条件想定

## 感度分析

別紙: EIRR計算ファイル（スプレッドシート） - 標準モデル（4地域）

# 分析の概要

# 目的及び対象・分析手法について

## （目的）

安定的な燃料アンモニア（NH<sub>3</sub>）・サプライチェーン構築のため、関係企業・専門家との議論を踏まえて、燃料アンモニア事業の経済性につき定量的な分析を実施する。

## （手法・対象）

日本市場にとって主要な供給先になると予想される代表的な4つの供給国につき、地域共通の標準モデルを設定し、基準となるシナリオに基づいて試算を行い感度分析を行う。

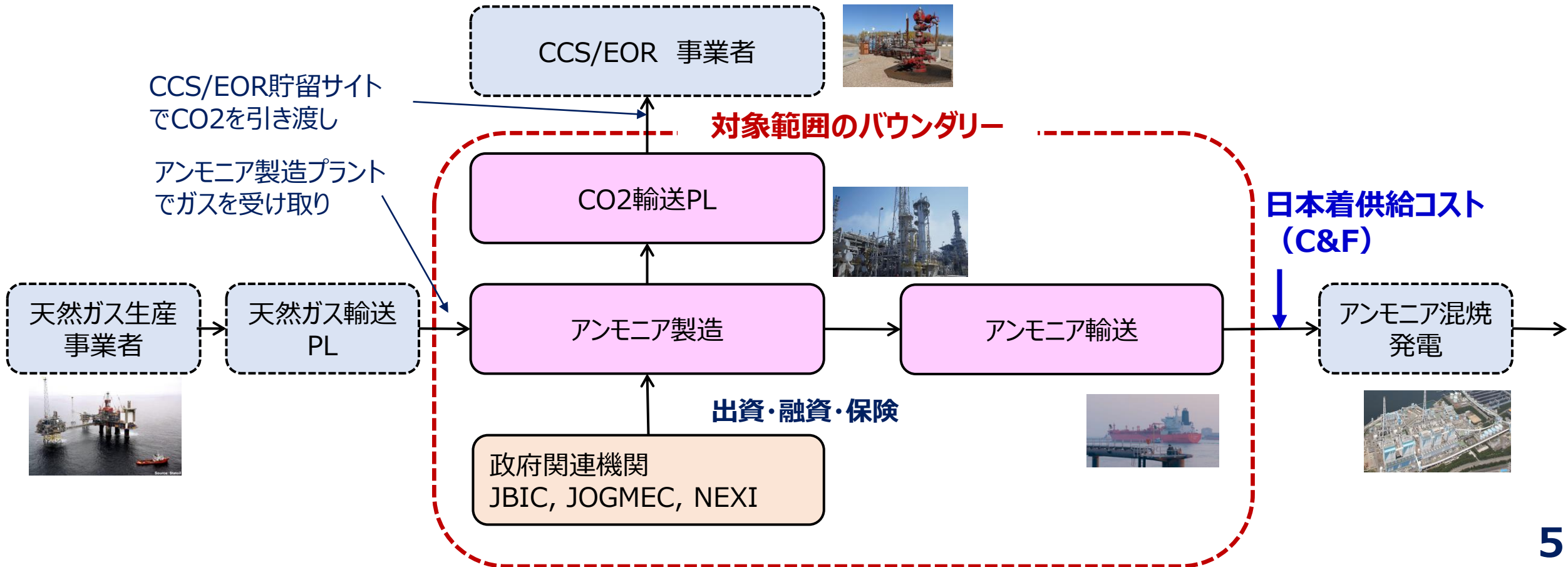
特に、タスクフォース（TF）に参加する関係企業・専門家を中心に、供給国の諸条件（ガス価格、設備費用、優遇制度等）、プロセス要素技術、並びに、ファイナンス条件や投資の評価方法のコンセンサスも図る。

## （分析の前提）

2030年時点において、①石炭火力発電への燃料アンモニア20%混焼、②国内供給量想定300万トン/年、③目標価格10円台後半/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>を目指して、その客観的条件の抽出をする。特に、既存の原料アンモニア市場とは独立に形成されるエネルギー市場の価格体系構築の可能性分析を念頭におく。従って、十分な投融资確保のため、一定のIRRが確保されたファイナンシャル上も妥当性ある枠組みを条件とする。

# 対象とするサプライチェーン

- 天然ガスを原燃料とするブルーアンモニアを製造・輸送し、国内まで輸送する供給コストを算出する (バウンダリーは下図の赤枠内)。
  - 天然ガス生産者およびCCS/EOR事業者は、対象に含まない。天然ガス生産者からはP/L上でガスの引き渡しを受ける。CCS・EOR事業者には、回収したCO2をP/Lで輸送し貯留地点（又は引渡し地点）で引き渡す。



# 日本着供給コスト（C&F）の算出

日本到着価格（C&F） = FOB価格（生産地出荷価格） + 輸送コスト・・・（★）

以下、適正水準にある投資採算性（EIRR：投資内部収益率）を所与として、収益性基準を満たすFOB価格の算出方法を説明する。

- ① 配当可能なキャッシュ総額（NCF）は、  
#1:  $NCF = \text{収入（FOB価格} \times \text{生産量）} - \{ \text{運営費（OPEX）} + \text{税金} + \text{元本} + \text{支払利息} \}$  で算出される。
- ② NCFを DCF法(Discounted Cash Flow)により割引率「r」で現在価値に換算し集計すると、  
#2:  $NPV \text{（正味現在価値）} = \sum \{ (NCF)_n / (1+r)^{n-1} \}$  が得られる。
- ③ 投資額(I) は借入額(D)と出資額(E)に分かれるが、出資額について、  
#3:  $E = NPV$ となる割引率「r」をEquity Internal Rate of Return (EIRR)と定義する。
- ④ ③式で、目標となるEIRR（本スタディの基準シナリオでは9%）を実現できるようなFOB価格を試行錯誤（トライアル＝シミュレーション）で求め、★式に代入し、別途算出する輸送コストを加えると日本着供給コストが得られる。

# 基準シナリオの前提条件（1/3）

- 将来の燃料供給源として、**中東（中東1・中東2）、北米、オセアニア**の4地点を想定
- アンモニア製造プラントの**原燃料は天然ガス**とする。

標準モデル	中東1	北米	オセアニア	中東2
プロジェクト期間(年)	20			
NH3生産量(t/日)	3,000 (100万トン/年)			
原料ガス価格(US\$/mmbtu) * 詳細はp13	2.5	3.0	4.0	3.5
(感度分析) (US\$/mmbtu)	2.0, 3.0, 3.5	2.5, 3.5, 4.0	3.5, 4.5, 5.0	3.0, 4.0, 4.5
原料原単位(Gcal/NH3-t) * 詳細はp14	9.0 (CO2脱水・昇圧分エネルギー含む)			
CO2回収率 * 詳細はp14	CO2回収率70% (総排出量のうち)			
(感度分析)	60%			
CO2貯留対象	陸上CCS (枯渇ガス油田)	陸上CCS (枯渇ガス油田)	海上CCS (枯渇ガス油田)	海上EOR
CO2受渡し地点	CO2貯留サイト	CO2 P/Lとの接合点	海底CO2 P/L との接合点	EORサイト (CO2の貯留率がCCS並であり、適切な貯留関連ルールが整備されていることが条件)
CO2処理費用 (\$/CO2-t)	20	30	40	▲10

# 基準シナリオの前提条件 (2/3)

標準モデル	中東1	北米	オセアニア	中東2
輸送コスト(重油燃料)(\$/NH3-t) * 詳細はp16	42	72	31	42
(感度分析)	アンモニア燃料			
日本までの航海距離 (往復, nm)	13,300	18,700	9,400nm	13,300nm
投資額 * 詳細はp15	1,160mmUS\$	1,290mmUS\$	1,290mmUS\$	1,160mmUS\$
	Local Factor (LF)=0.9	LF=1.0	LF=1.0	LF=0.9
	注：上記の投資額には以下の1)及び2)を含む 1)CO2貯留サイトまでの接続設備 (CO2 P/L、CO2昇圧/乾燥機) 2)NH3出荷設備 (NH3 P/L敷設、NH3出荷タンク)			
EIRR(%)* 詳細はp17	9% (感度分析として8%、10%のケースを算出)			
償却期間(年)	15			
	(感度分析として20年を算出)			
金利(%)* 詳細はp17	3.0			
Debt(負債)/Equity(資本)レシオ	70/30			
法人税率(%)	20	20	30	20
優遇制度	なし	なし (感度分析：45Q適用)	なし	なし



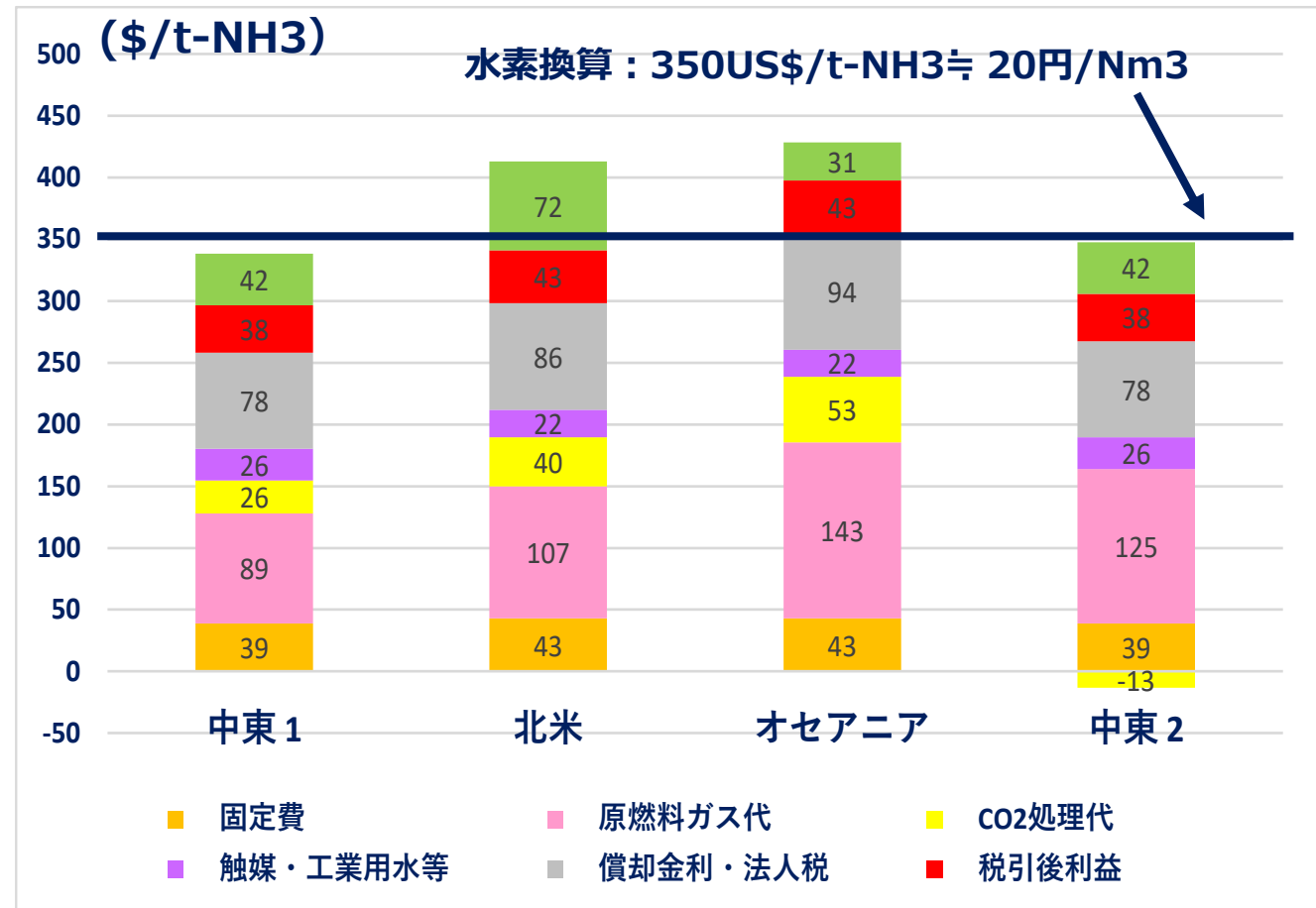
# 基準シナリオの前提条件 (3/3)

標準モデル	中東1	北米	オセアニア	中東2
人件費 (US\$ million)	<b>3.7</b>	<b>5.9</b>	<b>5.9</b>	<b>3.7</b>
Managers	6人*US\$120,000	6人*US\$150,000	6人*US\$150,000	6人*US\$120,000
Panel Operators	22人*US\$60,000	22人*US\$100,000	22人*US\$100,000	22人*US\$60,000
Field Operators	28人*US\$60,000	28人*US\$100,000	28人*US\$100,000	28人*US\$60,000
維持修理費	<b>CAPEX*1.5%/年</b>			
保険	<b>CAPEX*0.5%/年</b>			
一般管理費	<b>人件費*80% + 維持修理費*20%</b>			
触媒費 (US\$ million)	<b>6.1</b>			
工業用水 (US\$ million)	<b>12.9</b>	<b>6.4</b>	<b>6.4</b>	<b>12.9</b>

# 基準シナリオにおける日本着供給コスト

- 日本着C&F価格は、中東 1 産が**339US\$ /t**、北米産が**413US\$ /t**、オセアニア産が**429US\$/t**、中東 2 産が**335US\$/t**と算出
- 中東産は**水素換算で19円/Nm3台**

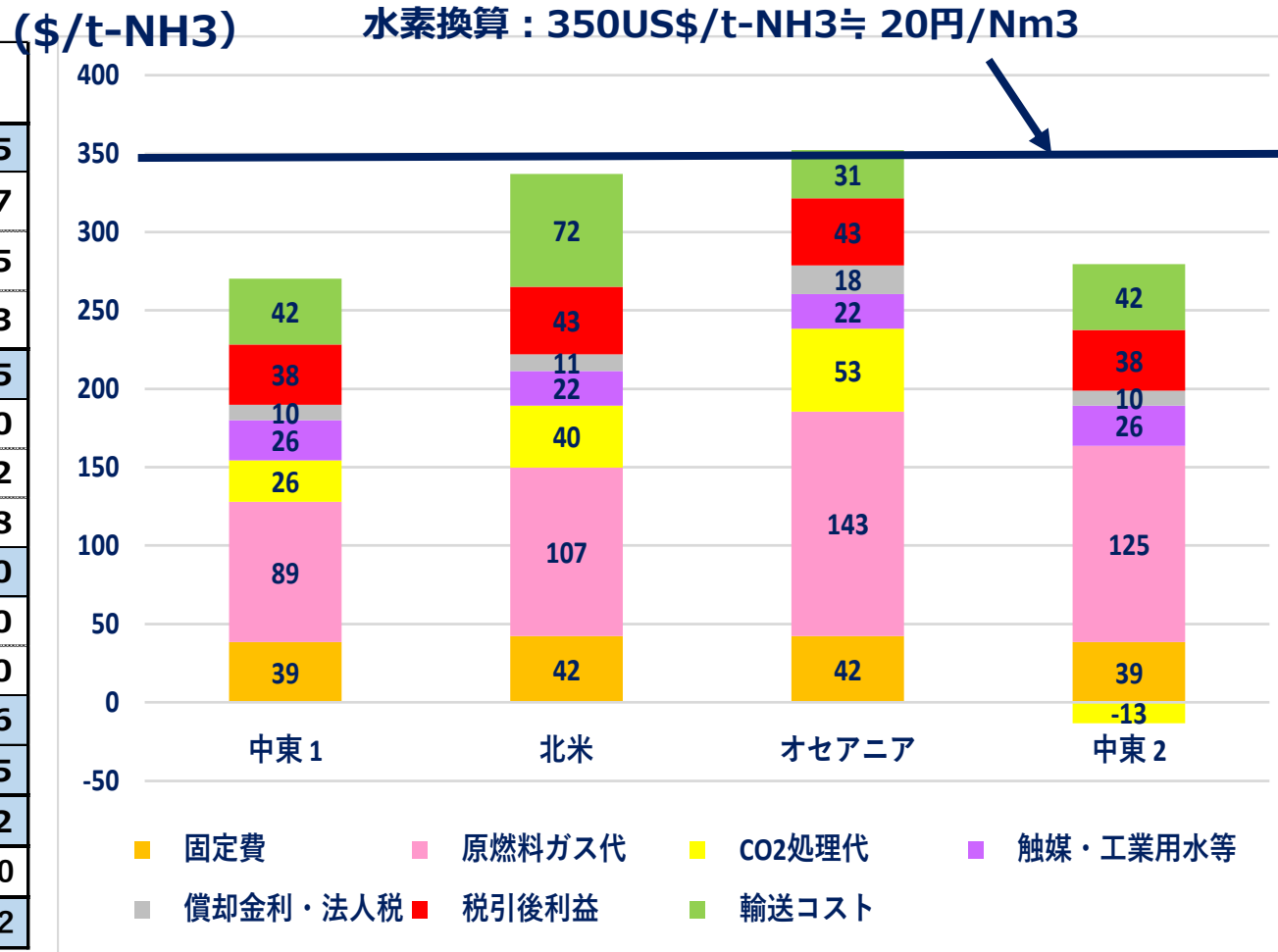
(US\$/t-NH3)	中東 1	北米	オセアニア	中東 2
固定費	38.8	42.8	42.8	38.8
人件費	3.8	6.0	6.0	3.8
維持修理費	18.5	18.5	18.5	18.5
一般管理費・保険税/賃料	16.5	18.3	18.3	16.5
変動費	141.6	169.0	217.9	137.5
原燃料ガス代	89.3	107.2	142.9	125.0
CO2処理代	26.5	39.7	53.0	-13.2
触媒・工業用水等	25.8	22.1	22.1	25.8
償却金利	68.0	75.6	75.6	68.0
減価償却	58.2	64.7	64.7	58.2
金利	9.8	10.9	10.9	9.8
法人税	9.7	10.8	18.5	9.7
利益(税引後)	38.5	42.8	42.7	38.5
輸出価格(FOB)	296.5	341.0	397.5	292.5
輸送コスト	42.0	72.0	31.0	42.0
日本着供給コスト(C&F)	338.5	413.0	428.5	334.5



# (参考)21~40年目の日本着供給コスト

- 日本着C&F価格は、中東 1 産が**270US\$ /t**、北米産が**337US\$ /t**、オセアニア産が**352US\$ /t**、中東 2 産が**266US\$ /t**と算出\*
- 中東産は**水素換算で約15円/Nm3台**

	中東 1	北米	オセアニア	中東 2
固定費 (US\$/t-NH3)	38.5	42.4	42.4	38.5
人件費	3.7	5.9	5.9	3.7
維持修理費	18.5	18.5	18.5	18.5
一般管理費・保険税/賃料	16.3	18.1	18.1	16.3
変動費 (US\$/t-NH3)	141.6	169.0	217.9	137.5
原燃料ガス代	89.3	107.2	142.9	125.0
CO2処理代	26.5	39.7	53.0	-13.2
触媒・工業用水等	25.8	22.1	22.1	25.8
償却金利 (US\$/t-NH3)	0.0	0.0	0.0	0.0
減価償却	0.0	0.0	0.0	0.0
金利	0.0	0.0	0.0	0.0
法人税 (US\$/t-NH3)	9.6	10.7	18.3	9.6
利益(税引後)	38.5	42.8	42.7	38.5
輸出価格(FOB) (US\$/t-NH3)	228.2	265.0	321.4	224.2
フレート	42.0	72.0	31.0	42.0
日本CIF価格 (US\$/t-NH3)	270.2	337.0	352.4	266.2



\*減価償却終了後のキャッシュアウトコストに、税引後利益 (= 20年平均の利益) とそれ見合いの法人税を加算。なお、実際には21年目以降は、老朽化のため設備維持修理費が増加することに注意。

## 主要な要因

# 天然ガス価格の想定

- 米国ガス市場のHenry Hub (HH) 価格を基準に各供給国の地域特性・価格戦略などを考慮して設定した。



出所：EIAデータよりエネ研作成

- **北米**

- 市場(HH)価格に準拠。過去の価格推移の実績を基に設定 ⇒ **3.0 US\$ /mmbtu**

- **中東 1**

- 競合相手となる北米・オセアニア産を意識して価格を設定すると想定。その際、ガス価格は概ねHHの8割程度に設定すると想定 ⇒ **2.5 US\$ /mmbtu**

- **オアセアニア**

- 海上ガス開発が主流となるため、HH価格を上回る水準を設定 ⇒ **4.0 US\$ /mmbtu**

- **中東 2**

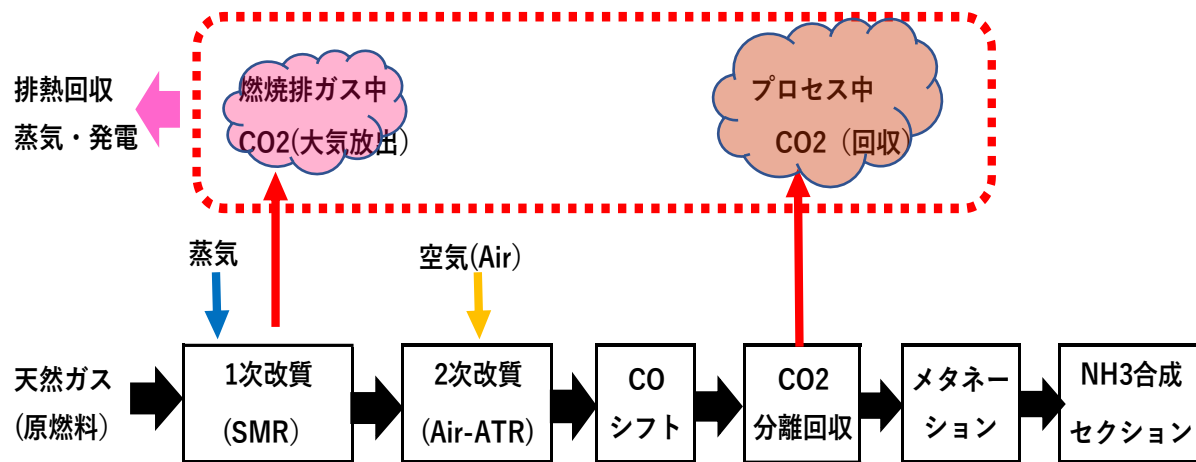
- 最近の国営石油会社による25年間の長期ガス契約価格を参照 ⇒ **3.5 \$ /mmbtu**

(注) いずれも関係企業とのヒヤリングを参考とした。

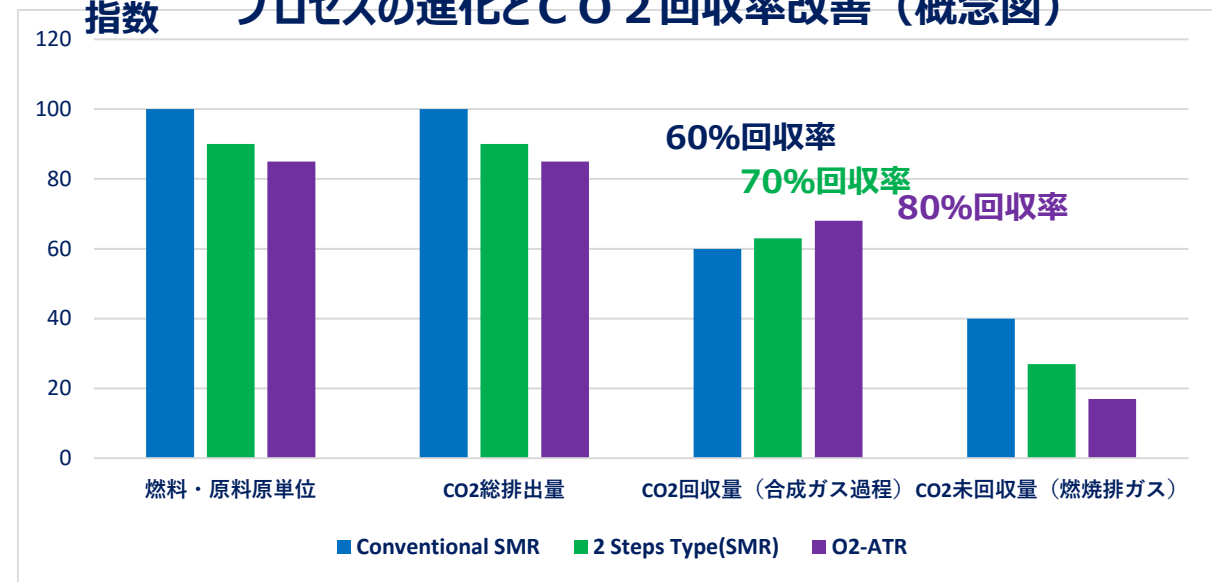
# 合成ガス製造プロセスとCO2回収率

- 本分析では、現時点でのBest Available Technologyであると考えられる**第2世代のプロセスを想定し、CO2回収率を全プロセスの70%**と想定する。
  - 2020年代は、プロセスの進化に伴いコスト削減とCO2の回収率の上昇が進み、第1世代(Conventional SMR)のプロセスから第2世代のプロセス(2 Steps Type: SMR/Air-ATR)、そしてO2-ATR等のプロセスへの移行が予想される。

第2世代概念図 2 Steps Type (SMR)



指数 プロセスの進化とCO2回収率改善 (概念図)

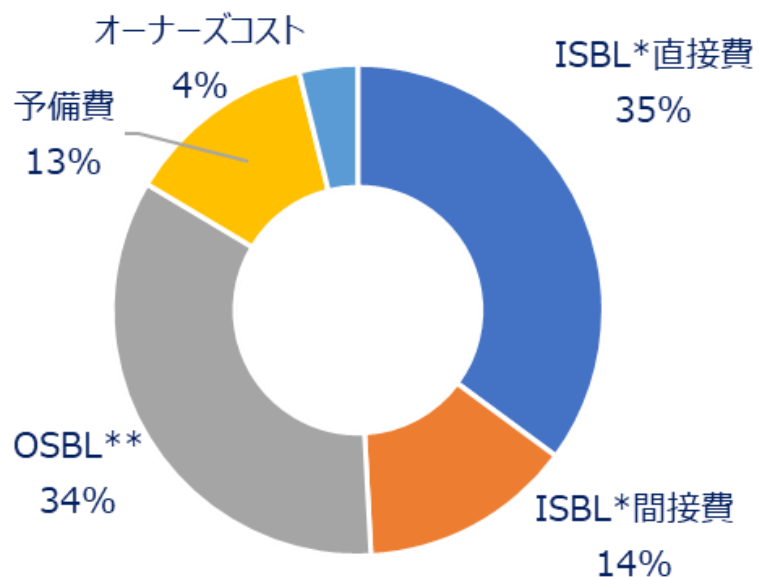


- プロセスの進化は、左図に示すように、1次改質に投入される燃料ガスが減少しCO2排出量が減少する。
- 一方で、右図に示すように、合成ガス製造過程で生成されるCO2は増加し（比例してCO2回収量も増加）、CO2回収率が大きく改善する。このプロセスの進化においては、CAPEXの増加は数%にとどまり、それを相殺する経済性が期待されている。

# CAPEXの想定

- CAPEXは、個別の製造プラント建設に要する費目を積み上げ、2030年に向けたコスト低下効果、予備率、オーナーズコスト（プロジェクト実施前に必要となるコスト）をなど考慮して設定。
- 中東地域におけるCAPEX (US\$1,160million)は、2018年時点のエネ研調査に基づく。
- 中東ケースのCAPEXにおける費目とその構成比率については下記の通り。

CAPEXの内訳  
(中東ケースにおける概算)



\*ISBL=Inside Battery Limit. アンモニアの製造工程に直接的にかかわる部門  
 \*\*OSBL=Outside Battery Limit. アンモニアの製造工程に間接的にかかわる部門  
 注) 上記はあくまで概算値であり、実際の計算は今後のコスト低減効果などを見込んで  
 いるため、厳密な費用構成とは異なる。

CAPEX積算の手法

- NH3プラントのライセンサー・生産能力を決定
  - ① マテリアルバランス確定
  - ② ヒートバランス確定
- ↓
- 主要機器の選択・能力決定
- ↓
- 積算プログラムに基づきISBL直接費を算出（右表）
- ↓
- 経験値をもとにその他の費用を想定。

ISBL直接費	下記の費用を累計 - Reformer - Shift conversion - Air separation Unit - CO2 removal - Nitrogen wash - Synthesis loop & refrigeration (個別積算対象となる機器は、反応器、塔、熱交換器、ポンプ、圧縮機、圧力容器、それらを設置するための作業人件費を含む)
ISBL間接費	ISBL直接費*40%
OSBL	ISBL(直接費+間接費)*50%

注) 土地代・開発費は含まず

# 輸送コストの想定

- 輸送コストは、供給地別にそれぞれアンモニアトン当たり**\$42(中東)**、**\$72(北米)**、**\$31(オセアニア)**と想定
  - いずれのケースも、船型はVLGC相当。船用燃料は重油(FO)を想定

供給国・地域	中東	北米	オセアニア
<b>輸送コスト(USD/t-NH3)</b>	<b>42</b>	<b>72</b>	<b>31</b>
うち固定費	23	34	17
うち変動費	19	38	14
<b>前提</b>			
船型	VLGC (84,000 m <sup>3</sup> ≒ 55,000 mt-NH <sub>3</sub> )		
船価	USD 88 million		
積み地港費	USD 50,000		
揚げ地港費	USD 60,000		
パナマ運河通行料(往復)	—	USD 700,000	—
平均速度	16.5 knots		
燃料消費(航海中)(重油)	48 mt-FO/day		
燃料消費(寄港中)(重油)	10 mt-FO/day		
燃料価格(重油)	USD 530/mt-FO		
輸送距離(往復)	13,300 nm	18,700 nm	9,400 nm

注：一港一港揚げを想定



# 金融関連の条件想定

- **EIRRの設定**
  - 政府関連機関からの支援を最大限得たものと想定し、**9%を基準シナリオ**として想定
- **金利の設定**
  - 政府関連機関からの支援を最大限得たものと想定し、仕上がりの利率は**3%を基準シナリオ**として想定
- **投資家に対する配当の考え方**
  - **元利払い後のキャッシュフローは全て投資家に対して配当されると想定**
- **ターミナルバリューの考え方**
  - **プロジェクトの資産の価値はプロジェクト期間（20年間）の終了後にゼロになると仮定**

# 感度分析

# 感度分析結果

- 最終的な日本着価格に対し、より大きな影響を及ぼすと考えられるのが**原燃料ガス価格と輸送コスト**
  - **EIRRが1%増加（減少）**すると、アンモニア供給コストは**\$5/t-NH3増加（減少）**
  - **ガス価格が0.5\$/mmbtu増加（減少）**すると、アンモニア供給コストは**\$18/t-NH3増加（減少）**
  - **CO2回収率が10%減少**する、とアンモニア供給コストは**\$4~8/t-NH3減少**（但し中東2はEORを想定しているため増加）
  - **重油からNH3に船舶用燃料を転換**すると、アンモニア供給コストは**\$9.7~20.9/t-NH3増加**
  - **米国で45Qの効果**を見込むと、アンモニア供給コストは**\$7/t-NH3減少\***
  - **償却期間を15年から20年に延長**すると、アンモニア供給コストは**\$5~7/t-NH3減少**

## \*米国45Q制度について

- CCSによるCO2隔離の場合、最大でCO2トンあたり50\$の法人税の税額控除
- 対象期間は操業1年目~12年目まで。
- 但し控除額は各年法人税が0になるまで、残額は次年度に持越せない。

## 感度分析結果のまとめ

	中東1	北米	オセアニア	中東2
基準シナリオ	338.5	413.0	428.5	334.5
<b>1. EIRR</b>				
EIRR=8% (基準-1%)	333.5	407.5	423.0	334.5
対基準ケース増減 (以下同様)	-5.0	-5.5	-5.5	0.0
EIRR=10% (基準+1%)	343.5	418.5	434.0	339.5
	5.0	5.5	5.5	5.0
<b>2. 天然ガス価格</b>				
基準比 -\$0.5/mmbtu	320.5	395.0	410.5	316.5
	-18.0	-18.0	-18.0	-18.0
基準比 +\$0.5/mmbtu	356.5	431.0	446.0	352.5
	18.0	18.0	17.5	18.0
基準比 +\$1.0/mmbtu	374.5	448.5	464.0	370.5
	36.0	35.5	35.5	36.0
<b>3. CO2回収率</b>				
60%回収ケース	335.0	407.5	421.0	336.5
	-3.5	-5.5	-7.5	2.0
<b>4. 輸送コスト</b>				
アンモニア燃料船ケース	348.2	433.9	439.9	344.2
	9.7	20.9	11.4	9.7
<b>5. 支援制度</b>				
45Q制度適用(米国のみ)	-	406.0	-	-
		-7.0		
<b>6. 償却期間</b>				
20年 (基準 15年)	333.0	407.0	421.5	329.0
対基準ケース増減 (以下同様)	-5.5	-6.0	-7.0	-5.5

コスト増加    コスト低下

# 感度分析(アンモニア燃料船)

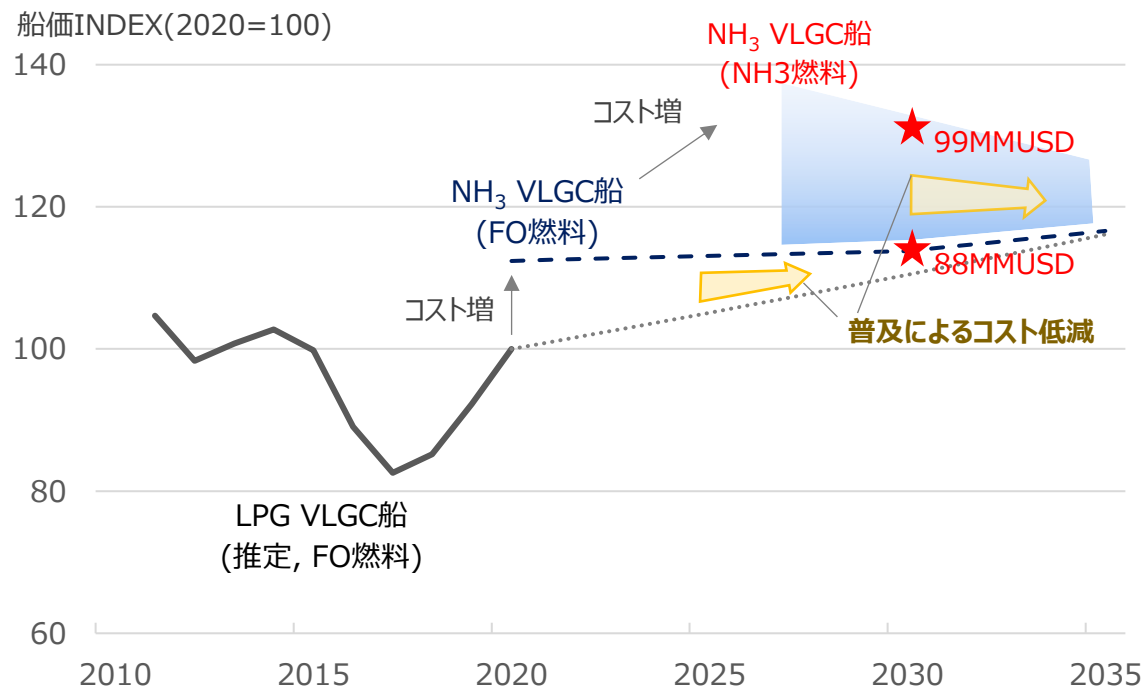
- アンモニア燃料船を利用した場合の輸送コストは、供給地別にそれぞれアンモニアトン当たり、**\$52(中東)**、**\$93(北米)**、**\$42(オセアニア)**と想定
  - 舶用燃料のアンモニア価格は、標準モデルでの各国FOB価格を想定
  - コスト増要因は、アンモニア燃料船の船価と燃料費

供給国・地域	中東	北米	オセアニア
<b>輸送コスト</b>			
基準シナリオ重油燃料船(US\$/t-NH3)	42	72	31
アンモニア燃料船(USD/t-NH3)	52	93	42
<b>コスト増</b>	<b>10</b>	<b>21</b>	<b>11</b>
<b>前提</b>			
船型	VLGC (84,000 m <sup>3</sup> ≒ 55,000 mt-NH <sub>3</sub> )		
船価	USD 99 million		
積み地港費	USD 50,000		
揚げ地港費	USD 60,000		
パナマ運河通行料(往復)	—	USD 700,000	—
平均速度	16.5 knots		
燃料消費(航海中)(NH <sub>3</sub> )	108 mt-NH <sub>3</sub> /day		
燃料消費(寄港中)(NH <sub>3</sub> )	23 mt-NH <sub>3</sub> /day		
燃料価格(NH <sub>3</sub> )	USD 333.5/mt-NH <sub>3</sub>	USD 407/mt-NH <sub>3</sub>	USD 422/mt-NH <sub>3</sub>
輸送距離(往復)	13,300 nm	18,700 nm	9,400 nm

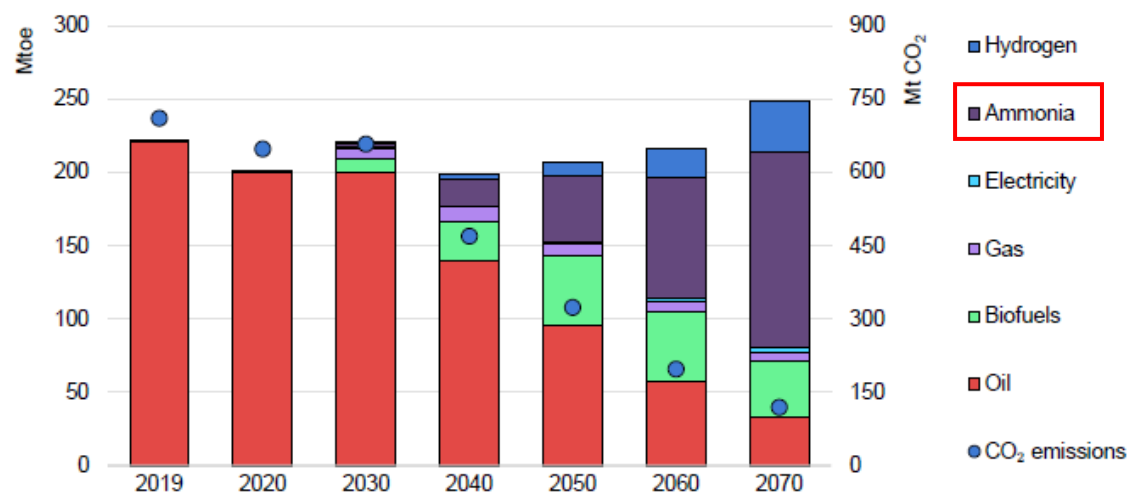
(注) NH<sub>3</sub>の燃料消費量はFOの場合と低位発熱量等価で算出。また、パイロット燃料として、FOを混焼率5%で使用すると想定

# (参考)アンモニア燃料船の船価想定について

- アンモニア燃料船の船価増が、当該船の普及に伴い徐々に低下していくと想定
- 船価の増加額は企業ヒアリングに基づき想定



2030年以降に期待されるアンモニア燃料船の普及



IEA SDSシナリオにおける国際海運のエネルギー消費構成  
(出典) IEA, Energy Technology Perspective 2020

- 2024: アンモニアタグボート就航(日本郵船, グリーンイノベーション基金)
- 2026: アンモニア燃料船就航(日本郵船, グリーンイノベーション基金)
- 2026頃: MAN社 アンモニア主機船就航