

競争的な水素サプライチェーン構築に向けた技術開発事業/総合調査研究
国際水素サプライチェーンの経済性及び炭素集約度の評価方法・モデルの比較分析に関する調査研究

団体名 : 国立大学法人東京大学
発表日 : 2026年7月22日

1. 事業の背景・目的

水素サプライチェーンの経済性及炭素強度の分析・評価は、これまで日本を含め多くの国・機関で実施されてきたが、様々な不確実性（モデルの条件設定、技術の進展、コスト見通しなど）を内在している。これらの不確実性を低減し国際水素サプライチェーンの経済性の改善・温暖化ガス排出の削減に資する経済性および炭素強度（CI）の評価方法の検討並びにモデルの国際比較を海外研究機関等と協力して行う。水素サプライチェーンの経済性及び炭素強度の評価モデルを有する海外研究機関等と協力し、文献や聞き取りによる既存データの比較をベースに開発する共通の条件を用いて検討した結果を比較することで、コストやCIの改善方策を見出し、我が国の技術開発戦略に向け、産官学のステークホルダーに対して政策提言を行う。

2. 調査項目

- 1. 既往水素サプライチェーンのコスト・CI評価の比較と共通前提条件の設定
各国の水素サプライチェーンコスト・CI評価結果・モデルによる前提条件や結果のデータの収集を行うことで、既往研究の比較を行い、これらの結果に基づき、続く調査項目2、3で用いる標準化された前提条件を得る。
- 2. 各評価モデルにおけるコスト評価・モデル比較
調査項目1で開発した共通条件を用い、感度分析含む各国モデルの水素サプライチェーンのコスト評価結果を比較し、主要なコスト低減機会の特定を行い、政策提言を作成する。
- 3. 各評価モデルにおけるCI評価・モデル比較
調査項目1で開発した共通条件を用い、感度分析含む各国モデルの水素サプライチェーンのCI評価結果を比較し、主要なCI低減機会の特定を行い、政策提言を作成する。
- 4. コスト及びCI低減を統合した政策提言の作成及び不確実性を低減した評価方法・モデルの構築に向けたアウトリーチ活動
調査項目2と調査項目3の結果に基づき、水素サプライチェーンのコストと炭素集約度とのトレードオフを明らかにし、調査項目2と調査項目3で作成した政策提言を統合する。

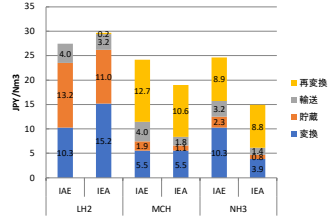


図 水素キャリアコストの比較例（水素製造は含まず）
IAE：エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析、2016年
IEA: The Future of Hydrogen、2019年

1. 既存評価モデル比較・共通条件作成

モデルの抽出・データ収集

共通点・相違点の分析
共通条件の設定

2. 共通条件用いたコスト分析・モデル間比較

コスト評価モデルを有する海外研究機関との評価結果の比較
コスト低減機会の特定

3. 共通条件用いたCI分析・モデル間比較

CI評価モデルを有する海外研究機関との評価結果の比較
CI低減機会の特定

4. 政策提言の作成・アウトリーチ活動

コスト・CI低減の改善方策
国際的枠組みを利用した参加機関の拡充

3. 2025年度の成果

- 前年度に開発を開始したモデルの比較のための共通の前提条件（以後、共通条件）の開発を完了した。共通条件は、Task50の参加機関に担当技術を割り当てて案を作成し、それらを参加機関においてレビューすることによって作成した。
- 分析対象とするサプライチェーンは、水素製造としてPEM水電解を、輸送・貯蔵に係る水素キャリアとして液化水素、アンモニア、MCH、メタノール（炭素源はDAC）及び圧縮水素（水素パイプライン、欧州のみ）を、製品として水素、アンモニア、メタノール、グリーン鉄を選定した。アルカリ水電解とCCS付きの水蒸気改質は、水素製造技術として分析することとした。
- Task50サブタスクAの成果を広く公表するためにサブタスクAレポートを作成した。サブタスクAレポートは、参加機関の有するモデルの特徴の定性的比較、前提条件・結果の定量比較、それらの類似点と相違点の分析、共通条件から構成されている。本レポートでは、複数の国際水素サプライチェーンを対象とする分析モデルを比較することで、水素供給コストおよび水素の炭素集約度に影響を与える主な要因と不確実性を明らかにした。2025年末までのSubtask Aでは、7機関11モデルを対象に比較を行い、多くのモデルが水素コスト最小化を共通目的としながらも、システム境界、供給規模、時間解像度、対象年次、輸出国・輸入国の視点などに差があることを確認した。
- 定量比較の結果、水素コストにはモデル間で最大5倍の差が見られたが、主要なコスト要因として、水素製造費用、各段階におけるエネルギー費用、さらに液化設備、アンモニア分解設備、圧縮水素パイプラインなどの設備関連の費用が特に重要であることが明らかになった。これを踏まえ、電解装置の標準化と高効率化、安価な再生可能電力の国際調達、既存インフラの活用や熱統合による設備最適化、大型化や量産化が有効なコスト削減策であると整理した。また、インフレや資本コスト上昇のような業界単独では制御困難な要因に対しては、公的金融支援、市場創出策、安定した政策環境が不可欠であると位置づけた。

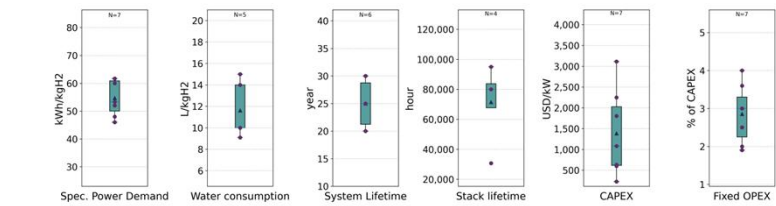


図 参加機関によるPEM電解の前提条件の分布

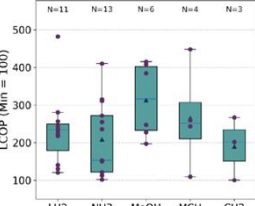


図 参加機関のモデルによる水素コストの分布（前提条件はそろっていないことに留意）

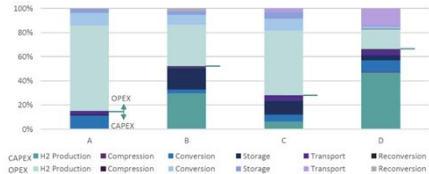


図 電解による液体水素のLCOHの各工程のシェア（水素製造(PEM電解)から再変換まで）

- 水素製造（設備投資＋運転費用）：全モデルにおいて最大のコスト要因
- 変換コスト：主要なコスト要因であり、液化装置の設備投資と運転費用の予測値が異なるため、モデルによって変動する
- 貯蔵コストと輸送運転費用は、一部のモデルで大きな割合を占める

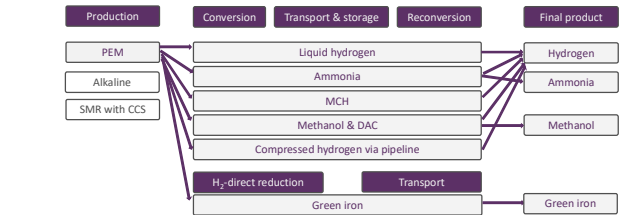


図 分析対象としたサプライチェーン

4. 今後の見通し

- 今後は、Subtask BおよびCにおいて、ノルウェー・オランダ間、オーストラリアー日本間の共通シナリオと共通前提を用い、コストと炭素強度の比較・検証をさらに進め、コストやCIの改善方策を開発したうえで、我が国の技術開発戦略にむけた政策提言を行う。
- 本事業は、水素コスト・CIモデルの比較により、コストやCIの改善方策を製作提言としてまとめ、水素・アンモニア等の実用化・事業化に間接的に貢献すると期待される。

表 水電解の共通条件

Parameter	Unit	PEM	Alkaline
Reference capacity	MW	100	100
Spec. Power	W/kWh	54	60
Demand (at rated load)	(S1-65)	(51-65)	(56-70)
H ₂ Outlet Pressure	bar	30	30
Water consumption	L/kgH ₂	11.6	11.6
System Lifetime	years	25	25
Stack lifetime	hours	55,000	70,000
CAPEX	USD/kW	2,000	1,600
		(1,750-2,250)	(1,400-1,800)
Fixed OPEX	% of CAPEX/year	2.5%	2.2%
Stack replacement	% of CAPEX	10%	10%
Scaling factor		0.79	0.79

表 アンモニアチェーンの共通条件（一部）

Parameter	Unit	Base case (Low-High)
Conversion (Haber-Bosch: HB)		
Unit capacity	tNH ₃ /pa	3,000
CAPEX	USD/tNH ₃ /pa	393 (197-590)
Fixed OPEX	% of CAPEX/year	3.6%
Utilisation factor	%	95%
Electricity demand (HB)	kWh/kgH ₂	0.50
Electricity demand (ASU)	kWh/kgH ₂	0.26
Reconversion		
Unit capacity	tNH ₃ /pd	242.1 tNH ₃ /pd in, 24.2 tH ₂ /pd out
CAPEX	USD/tNH ₃ /pa	610 (305-915)
Fixed OPEX	% of CAPEX/year	4%
Power demand	kW/kgH ₂	0.01664
Heat demand	kW/kgH ₂	2.66
H ₂ recovery ratio	% (LHV energy)	88.84

分析結果・共通条件、政策提言の詳細は、サブタスクAレポートを参照ください。



<https://www.enesys.rcast.u-tokyo.ac.jp/news/report-release-task50-a/>

連絡先：石本 祐樹

東京大学先端科学技術研究センター附属エネルギー国際安全保障機構 yuki-ishimoto@enesys.rcast.u-tokyo.ac.jp