CO_2フリー水素普及シナリオ研究

総括報告書

2021 年 3 月

一般財団法人エネルギー総合工学研究所
CO_2フリー水素普及シナリオ研究会

CO_2フリー水素普及シナリオ研究
総括報告書　目次

１ はじめに

２ シナリオ研のメンバー＆オブザーバー

３ シナリオ研の主要成果

　３．１ 水素普及シナリオとシナリオ実現のストーリー

　３．２ 水素需要推算

　３．３ 水素導入の意義

　３．４ 水素の環境価値

　３．５ ユーザへの水素供給コスト vs ユーザの許容水素調達価格

　３．６ 主要セクターの水素導入の現状と目標

　３．７ LNG導入経験を踏まえた水素普及の整理

　３．８ 水素ステーションの自立化

　３．９ 燃料転換

４ その他の成果

　４．１ メタネーションに関する検討

　４．２ 水素発電 vs LNG火力のコストパリティ条件

　４．３ CCSありLNGコンバインド発電コストの検討

　４．４ 2050年における水素コスト・価格

　４．５ 日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量

　４．６ 需給バランス ＆ 市場規模

　４．７ 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性

　４．８ CO_2フリー水素普及シナリオの絵姿

　４．９ 水素関連の革新的技術

　４．１０ 製油所HPU代替水素利用量

　４．１１ 豪州褐炭CO_2フリー液化水素チェーンの国富流出に関する検討

　４．１２ P2Gに関する検討

　４．１３ CO_2フリー水素の定義（範囲）

　４．１４ CCS及びCO_2フリー水素需要に関する意見調査結果

＜添付資料＞

【添付 1】 シナリオ研 メンバー

【添付 2】IAE主催の自主研究会の活動概要 & CO_2フリー水素関連の動向

【添付 3】CO_2フリー水素普及シナリオとシナリオ実現のストーリー（総括）

【添付 4】水素需要推算

【添付 5】水素導入の意義

【添付 6】水素の環境価値

【添付 7】ユーザへの水素供給コスト vs ユーザの許容水素調達価格

【添付 8】主要セクターの水素導入の現状と目標

【添付 9】LNG 導入経験を踏まえた水素普及の整理

【添付 10】水素ステーションの自立化

【添付 11】燃料転換

【添付 101】メタネーション反応の熱力学的特性について

【添付 102】水素発電 vs LNG/石炭火力のコストパリティ条件

【添付 103】CCS ありLNGコンバインド発電コストの検討

【添付 104】2050 年における水素コスト・価格

【添付 105】日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量

【添付 106】需給バランス & 市場規模

【添付 107】海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性

【添付 108】CO_2フリー水素普及シナリオの絵姿（工程別展開）

【添付 109】水素関連の革新的技術

【添付 110】製油所HPU代替水素利用量

【添付 111】豪州褐炭由来の CO_2フリー液化水素の国富流出

【添付 112】P2G に関する検討

【添付 113】CO_2フリー水素の定義

【添付 114】CCS及びCO_2フリー水素需要に関する意見調査結果

1 はじめに

政府関係者は「地球温暖化対策とエネルギーセキュリティ確保に加え、産業競争力強化にも資する水素は、世界のエネルギー施策を一変させる究極のエネルギーになりうる。」と明言している[1)]。

世界規模での水素社会実現を目指し、日本が世界に先駆けて 2017 年 12 月に策定した「水素基本戦略」では、水素をカーボンフリーなエネルギーの新たな選択肢として位置づけ、2050 年を視野に入れた 2030 年までの行動計画を示している。そして、2018 年 7 月に策定された「第 5 次エネルギー基本計画」では『水素社会を実現していくためには、環境価値を含め、水素の調達・供給コストを従来エネルギーと遜色のない水準まで低減させていくことが不可欠である。』と明記されている。

弊所 IAE（The Institute of Applied Energy）は 2010 年度後半より 2020 年度に至るまで、CO_2 フリー水素をキーワードにし、CO_2 フリー水素が政府のエネルギー政策における目標達成に貢献し得る有力なオプションの一つであることの共通認識醸成を主眼にした 3 つの自主研究会（正式名称：CO_2 フリー水素構想研究会／CO_2 フリー水素アクションプラン研究会／CO_2 フリー水素普及シナリオ研究会。以下略称：構想研／AP 研／シナリオ研）をシリーズで主催してきた。実施期間は、構想研：2010 年度後半～2011 年度／AP 研（2012 年度～2014 年度）／シナリオ研：2015 年度～2020 年度、である。

本書は、2015 年度から 2020 年度まで実施したシナリオ研を総括するものである。

なお、これら一連の自主研究会の活動成果報告書は毎年度 IAE の HP[2)] で公開している。

1）資源エネルギー庁　白井俊行 「水素社会の実現に向けて（燃料電池 Vol.19 No.3 2020）

2）https://www.iae.or.jp/report/list/renewable_energy/action_plan/

2 シナリオ研のメンバー＆オブザーバー

シナリオ研のメンバー＆オブザーバーを【添付 1】に示す。メンバーは、構想研立上げ当初の 17 名から現在 30 名、オブザーバーは 2 名から 8 名に増えている。事務局を除いたこれまでの出席者総数は、講師も含めて、約 160 名である。

なお、構想研の立上げ当初より一貫して、メンバー・出席各位には所属の代表としてではなく、あくまで個人としての立場で参加していただいている。

3 シナリオ研の主要成果

自主研究会全体（構想研・AP 研・シナリオ研）の活動概要を【添付 2-1】に、シナリオ研の活動概要を【添付 2-2】に示す。

＜構想研と AP 研の活動概要＞

2011 年 3 月（詳細には東日本大震災当日の午前）に構想研を立上げ、2011 年度末まで計 4 回実施した。IAE 保有のシミュレーションモデル（GRAPE）による需要推算結果等に基づき、「CO_2 削減率やゼロエミッション電源比率に関する当時の政府目標に対して CO_2 フリ

ー水素が目標達成に貢献し得る有力なオプションの一つである」という共通認識を醸成すると共に、輸入水素はLNGに類似しているとの認識の下、政府に対するパブリックコメントとして「輸入水素は擬一次エネルギーとみなし得る」との提言を行った。

2012年度から2014年度までは、AP研を計10回実施し、GRAPEによる需要推算の他、CO_2フリー水素需要に関するユーザの意見調査、CO_2フリー水素チェーンの絵姿／ロードマップの作成、化石火力と等価発電となる水素火力の水素コストの検討、水素普及シナリオの基礎検討、国際水素サプライチェーンの事業化による国富流出率低減の予備検討等を行い、「水素の大量需要を目指す技術開発プラン」としてまとめた。

＜シナリオ研の活動概要＞

2015年度から現在に至るまでシナリオ研を計16回実施した。なお、新型コロナウイルスの影響で、第15回はIAE HPでの書面掲載方式で実施し、第16回はオンラインでのWeb形式で実施した。

シナリオ研での中心的テーマである「普及シナリオとシナリオ実現のストーリー」を3.1項（【添付 3】）にて総括し、第5次エネルギー基本計画で明記されている「水素社会を実現していくためには、環境価値を含め、水素の調達・供給コストを従来エネルギーと遜色のない水準まで低減させていくことが不可欠である。」ことの重要性を踏まえて、「水素の環境価値」を 3.4 項（【添付 6】）に、「ユーザへの水素供給価格 vs 既存利用価格」を3.5項（【添付 7】）にまとめた。

３．１　水素普及シナリオとシナリオ実現のストーリー

CO_2フリー水素の普及は、＜既存水素利用の拡大＞次に＜新規需給の本格化＞等により、環境価値を含め、水素の調達・供給コストが従来エネルギーと遜色のない水準まで低減し、各セクターで＜燃料転換＞（化石等の従来エネルギーから水素へのシフト）が生じ、＜国際連携の進展＞とあいまってグローバルに拡大し、＜水素社会＞が世界規模で実現すると思われる。これらCO_2フリー水素の普及を ＜足元～2025 年＞ ＜2030 年＞ ＜2040～2045 年＞ ＜2050 年＞の 4 フェーズに分けてシナリオ化し、シナリオ実現のストーリーをまとめた。主な内容を以下に示す。１枚にまとめた総括版は【添付　３】参照。

【水素普及シナリオ】

＜足元～2025 年＞

事業化の牽引役がプラント・機器メーカーからエネルギー事業者・商社にシフトして行く中で、**既存水素利用が拡大し、実証が加速する。**

＜2030 年＞

エネルギー事業者・商社による牽引の下、**新規需給が本格化し、水素 ST が自立化する。**

・新規需要：製油所 HPU 部分代替、化石火力混焼等

・新規供給：国際水素サプライチェーン

＜2040～2045 年＞

牽引役に大規模ユーザが加わり、国際水素サプライチェーンがトータルでCO_2フリー化され、**国際連携が強化され、燃料転換が生じる。**

＜2050 年＞

大規模ユーザによる牽引の下、**水素社会の実現が世界規模ではじまる。**

（World Hydrogen Energy Network）

＜足元～2025 年＞「既存水素利用の拡大と実証加速」フェーズ

牽引役がプラント・機器メーカーからエネルギー事業者・商社にシフトする中、各種補助・支援の下、既存水素利用が拡大し、実証が加速するフェーズである。

既存水素利用の拡大は、モビリティや、家庭用、業務・産業用燃料電池等で、実証加速は、国内実証は、運用中の神戸での水素発電コジェネシステムや福島県浪江町での世界最大級の再エネ水素製造プロジェクト、国際実証は、運用を開始した有機ハイドライド法（ブルネイ LNG プロセスガス由来水素）や本年度中に運用開始予定の液化水素法（豪州褐炭由来水素）による国際水素サプライチェーン、等である。

＜2030 年＞「新規需給の本格化と水素ステーション（水素 ST）の自立化」フェーズ

エネルギー事業者＆商社による牽引の下、そして各種補助・支援の継続の下、新規需給が本格化し、水素ステーション（水素 ST）が自立化するフェーズである。

新規需要は、製油所での HPU（Hydrogen Production Unit）部分代替や化石火力での混焼等であり、新規供給は、国際水素サプライチェーンである。既存需給に新規需給が加わり、34 億 Nm^3/年程度で全体の需給バランスが成立する。各セクターへの水素供給は各セクターでの許容調達価格（カーボンプライスを上乗せした既存価格と同等）以下になってい

る必要がある。

これら全体の水素需給バランスと、水素 ST での整備費や運営費の低減、稼働率向上等による経済バランス（水素販売価格約 100 円/Nm³ での事業収益確保）が両立することにより、水素 ST の自立化が達成される。

＜水素ステーション（水素 ST）自立化の姿と要件： 2030 年頃＞ （IAE 想定）

＜全体での需給バランス＞ （2030）（by IAE）
水素需要量 ： 34 億 Nm³/年
・水素 ST での販売量 ： 8 億 Nm³/年
・製油所 HPU 代替量 ： 6 億 Nm³/年
・LNG CCPP 混焼利用 ： 16 億 Nm³/年
・その他利用 ： 4 億 Nm³/年
水素供給量 ： 34 億 Nm³/年
・輸入 ： 25 億 Nm³/年
・国内調達 ： 9 億 Nm³/年

＜水素 ST での経済バランス＞ （2030）（by IAE）【稼動率 70 % も達成要】
水素販売価格 ： 96.1 円/Nm³（1,076 円/kg）（≒ 2020 年における政府目標）

(1) 水素 CIF コスト	： 29.8 円/Nm³	（水素輸入量 25 億 Nm³/年での KHI の FS 結果）
(2) 揚地基地(*1)	： 3.2 〃	(*1)KHI1 の積荷基地データと同じと設定(IAE)
(3) 国内輸送費(*2)	： 3.0 〃	(*2)液化水素(METI 資料)
(4) ST の整備費(償却)(*3)	： 12.9 〃	(*3)整備費 1.7 億円/基/15 年償却
(5) ST の運営費(*4)	： 17.0 〃	(*4)運営費 1,500 万円/(年・基)
(6) その他(*5)	： 14.3 〃	(*5)その他：水素 ST 整備費の 7.4%/年
(7) 収益	： 15.9 〃	内訳：固定資産税(1.4%)、保険費(0.5%)
(8) 合計(税抜き)	： 96.1 円/Nm³	管理費(1%)、諸経費(0.5%)、支払金利(4%)

≪水素 ST 自立化の要件≫

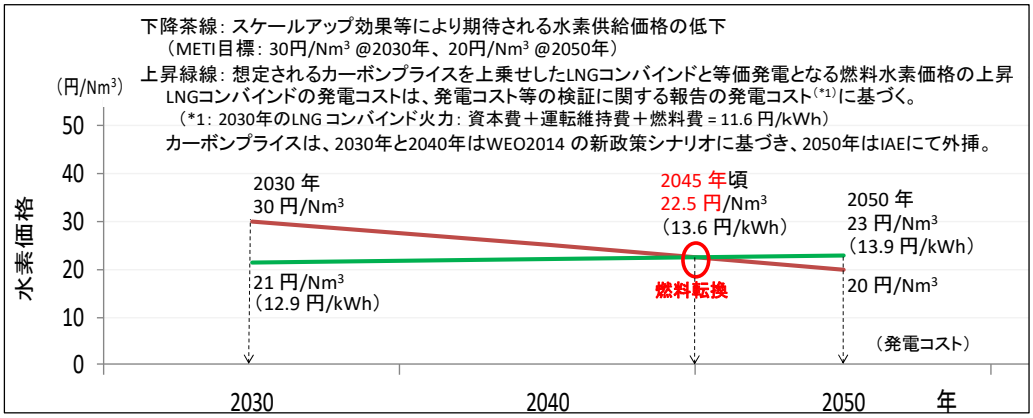
・国際水素サプライチェーン確立による供給体制の整備（水素輸入量：25 億 Nm³/年規模）
・製油所 HPU 部分代替（6 億 Nm³/年）、及び化石火力混焼での水素利用（16 億 Nm³/年）
・水素 ST での整備費の低減（1.7 億円/基）、運営費の低減（1,500 万円/年・基）
・FCV 80 万台、水素 ST 900 箇所、水素 ST 稼働率 70%（8 億 Nm³/年）
⇒ 上記全項目達成による＜全体での需給バランス＞と＜水素 ST での経済バランス＞の両立

＜2040～2045 年＞「国際連携強化と燃料転換」フェーズ

牽引役に大規模ユーザが加わり、水素利用のさらなる拡大によるスケールアップ効果や効率向上等によるコストダウンが加速され、国際水素サプライチェーンが自立化し、水素の調達・供給価格がカーボンプライスを上乗せした従来エネルギーと遜色のない水準まで低減することにより燃料転換が始まり、国際連携が強化されるフェーズである。

燃料転換は火力発電所への水素供給価格が 22～23 円/Nm³ となることが期待される 2045 年頃と想定する。また、水素製造を含めたサプライチェーントータルでの CO_2 フリー化が達成される。

＜燃料転換＞ 燃料転換の要件は、水素の調達・供給価格がカーボンプライスを上乗せした従来エネルギーと同等以下となることで、火力発電所では 22～23 円/Nm³ となる 2045 年頃と想定される。



火力発電におけるLNGから水素への燃料転換の可能性検討

＜2050 年＞「世界規模での水素社会実現」フェーズ

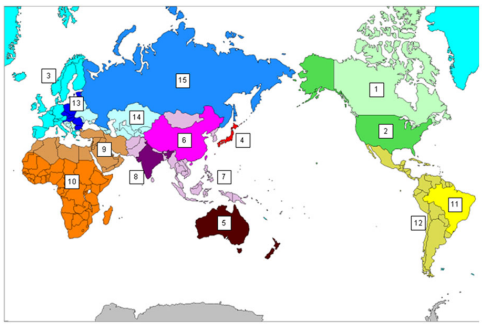
革新的水素関連技術（光触媒水分解水素製造、水素還元製鉄、酸素燃焼水素タービン、等）の社会実装等による水素供給コストのさらなる低減と水素利用のより一層の拡大により燃料転換が加速され、水素社会の実現が世界規模ではじまる。（国内：1,000 億 Nm^3/年、火力発電所への水素供給価格：20 円/Nm^3）

３．２　水素需要推算

シナリオ研では、継続して統合評価モデル GRAPE のエネルギーシステム分析モジュールを用いた水素の需給を含むエネルギー需給の分析を行った。このモデルは世界を 15 地域に分割し、地域間のエネルギー資源の貿易を含む各地域のエネルギーシステムを取り扱い、資源量や CO_2 排出量の制約の下、世界全体のエネルギーシステムコストを最小化するモデルである。

GRAPE　モデル概要

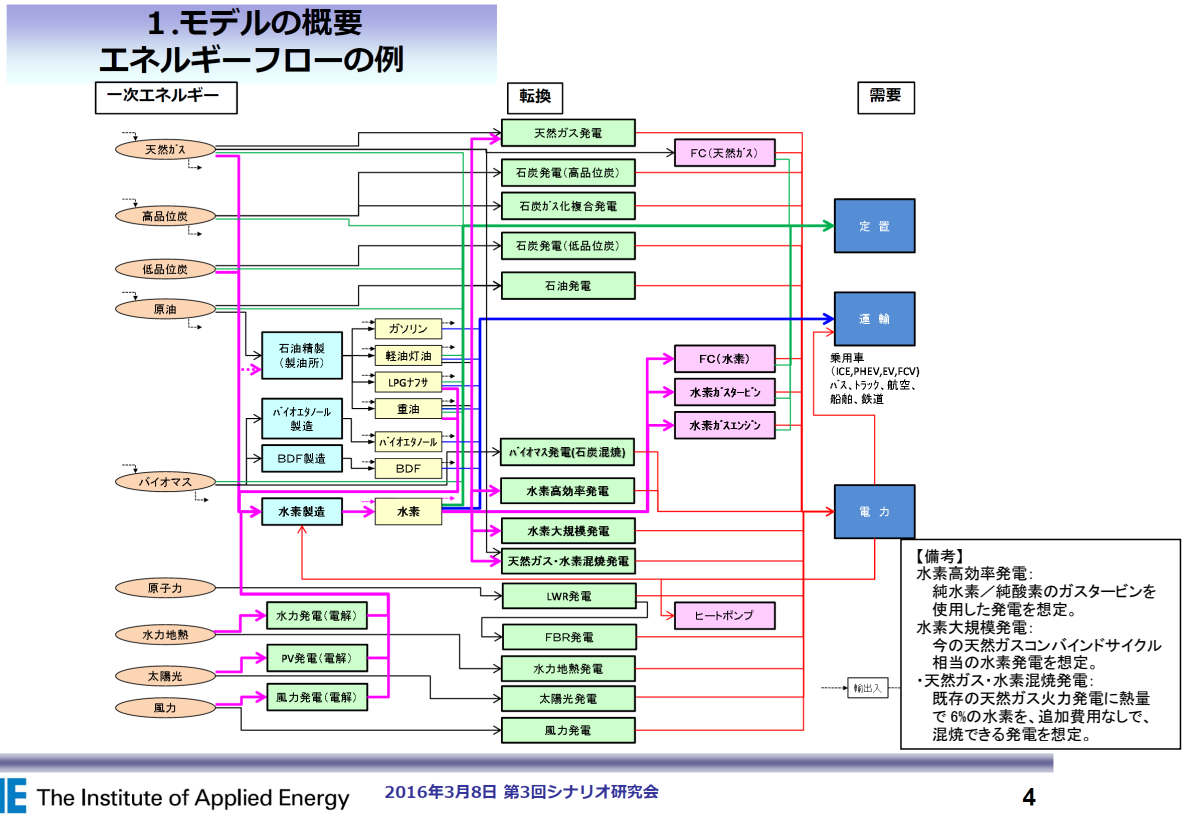
- 統合評価モデルGRAPEのエネルギーモジュールを用いて、2050年までの日本の水素需要を評価。
- 水素製造は2020年から日本国内の他、海外14地域からの輸入が可能と設定。
- 水素の需要先は、2020年から先進地域（カナダ、米国、西欧、日本、オセアニア）と2030年から中国、インド、ブラジル、ロシアの運輸（FCV)、発電（大規模発電）、定置（水素コジェネ、直接燃焼）。



1: カナダ　2: USA　3: 西欧　4: 日本　5: オセアニア
6: 中国　7: その他アジア　8: インド　9: 中東・北アフリカ　10: サハラ以南アフリカ
11: ブラジル　12: その他ラテンアメリカ　13: 中欧　14: 東欧　15: ロシア

- 発電、運輸、定置の各部門のエネルギー需要を推計
- 想定するエネルギーフロー、利用可能な技術オプションのパラメータを設定
- CO_2制約等の制約を満たし世界全体のエネルギーシステムコストが最小になるようなエネルギー需給構造を探索・決定。
- 世界地域別のエネルギー需給、CO_2排出などの諸量を出力
  - エネルギー供給構成
  - 需要構成
  - 転換構成（発電等）
  - CO_2排出量、CCS量
  - 等

本モデルは、様々な制約条件の下、世界全体のエネルギーシステムコストを最小化している。したがって、計算結果は、実世界の予測を示すのではなく、2050年に世界のCO_2排出を半減している「規範的な姿」を示しているとご理解いただきたい。



本研究会におけるエネルギーモデルを用いた水素需要分析の経緯

年	主な内容
2015(H27)	• 様々なケースの計算結果を利用し、**水素導入の意義や合理性を示す指標によるケースの評価** • 水素有ケースでは、日本の環境、エネルギー安全保障の各指標が改善される傾向にあることを示した
2016(H28)	• 主に水素利用の有無によって**水素導入の意義や合理性を評価**。H27の指標に加え、燃料輸入による国富の国外流出を評価
2017(H29)	• 水素導入量に大きな感度を持つCO_2制約、CO_2貯留量、原子力導入量をパラメータとした**網羅的な感度分析**を実施
2018(H30)	• 水素火力発電の持つ系統調整力の反映等、**技術オプションの追加** • 一定程度のCCSなし火力を維持することで、水素火力発電が世界的に導入される
2019(H31/R1)	• **Hydrogen Scaling Up**(前提条件・水素導入量)**との比較**による分析の深化
2020(R2)	• **Times-Japanとの連携による日本の水素需要量の精緻化** • これまでのまとめ

2020 年 10 月の菅総理の所信表明「グリーン社会の実現： 2050 年カーボンニュートラル実現」によって、水素の需給に影響を与える将来の外部環境がそれまでとは大きく変化した。従って、ここでは、主として 2020 年度の水素需要推算の実施内容を示す。シナリオ研における水素需要推算の全体は【添付 4】参照。

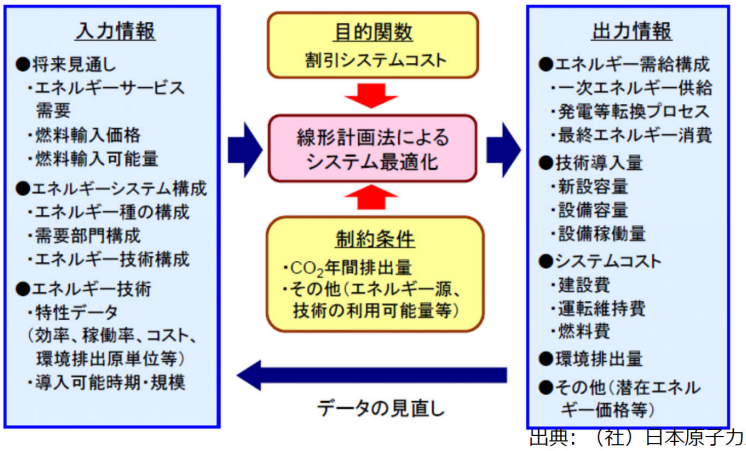
2020 年度の水素需要推算の実施内容

＜実施内容・計算条件＞

2050年カーボンニュートラルを満たすCO2排出量を満たしつつ、日本の各部門の水素需要を詳細に分析するため、日本の1国モデルでエネルギー需要が細分化されているTIMES-Japanモデルとのソフトリンクを行い、日本の水素需要量が高・中・低の3ケースにおける分析を実施した。

TIMES-Japanの概要

- IEA実施協定(現在は技術協力プログラム）の一環として開発されたプラットフォーム
- 時間：１期5年，2070まで．年単位で需給バランス．電力のみ夏，冬，中間期および昼夜の6時間帯．
- 需要：産業，家庭，業務，運輸．各需要をさらに分割
- 割引率：３%/年



出典：（社）日本原子力産業会議 資料

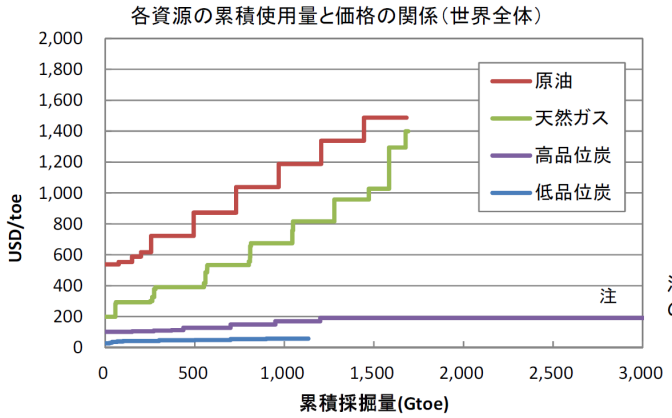
※エネルギーサービス需要の例
産業部門：素材産業の生産量（トン）、化学等の有効エネルギー量(PJ)
運輸部門：輸送サービス量（人キロ、トンキロ）
民生部門：業務・家庭の有効エネルギー量(PJ)

主な前提条件(1)

- 人口・GDP
  - World Population Prospects: The 2017 Revisionを15地域に集計。日本は、国立社会保障・人口問題研究所のデータ（2018年）を利用
  - GDPは、OECDのENV-GROWTHモデルのSSP2を利用
- エネルギー需要
  - WEO2020のStated Policies Scenario（SPS）とSustainable Development Scenarios（SDS）から作成
  - 2030年までは各国がNDCに沿った行動をとるとしてSPSベースのシナリオとし、以後、2050年に向けてSDSへ遷移するようエネルギー需要を作成。

主な前提条件(2)

- 資源価格は、各地域ごとに累積使用量の増加とともに価格が上昇する様子を表現。
  - 採掘コストが低い箇所から採掘していくため。
  - 資金流入による市場価格の乱高下は反映していない。
- 資源価格 = 生産コスト　+　ロイヤリティ
- 資源価格の初期値
  - 原油：80$/bbl
  - 天然ｶﾞｽ：17$/MMBtu(日本CIF)
  - 高品位炭（無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭）92$/t
  - 低品位炭（褐炭）　：35$/toe
- IIASAのGlobal Energy Assessment(2012)の資源量を基にコストカーブを作成
- 資源量評価には大きな不確実性がある。



注：高品位炭は、9700Gtoeの資源量がある

主な前提条件(3)

- GRAPE及びTIMES-Japanの考慮する水素製造技術

	GRAPE	TIMES-Japan
水素製造	水蒸気改質 ガス化 水電解	水蒸気改質（天然ガス） 石炭ガス化 水電解
水素輸送	国際輸送：液化水素（海上）、パイプライン（陸上） 国内配送：タンクローリー（ガス、液化水素）・パイプライン	国際輸送（輸入）：液化水素 小口配送（タンクローリー　液・ガス） 大口配送（パイプライン　ガス）
水素利用	専焼・混焼ガスタービン 水素コジェネ（ガスエンジン、ガスタービン、燃料電池） 石油精製 合成燃料製造（**メタノール、合成ガソリン**）※ 天然ガスへの混焼 乗用車、バス、トラック、航空、船舶（航空と船舶は燃料代替）	水素専焼発電 燃料電池（PEFC） 産業（**水素製鉄、**高温炉） 合成燃料製造（**メタノール、合成ガソリン**） ハイタン 石油精製（重油分解、脱硫） 乗用車、バス、トラック、他

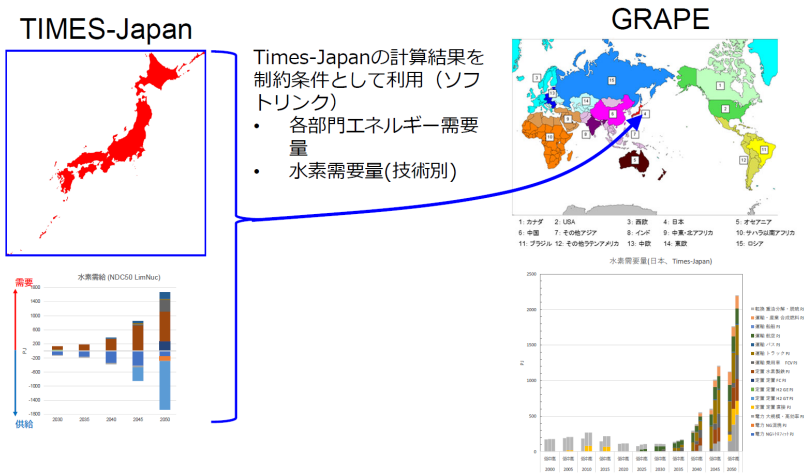
両モデルの技術オプションを整合的にするため、**太字**の技術オプションをGRAPEへ追加

モデルの主な変更点

- Times-Japanとのソフトリンク
- CO_2制約の変更
- 技術オプションの追加
  - 合成燃料製造（水素・CO_2を原料としたメタノール・合成ガソリン製造）
  - 水素製鉄
  - 直接空気回収

Times-Japanとのソフトリンク

- 日本をTIMES-Japanで分析し、その結果をGRAPEの入力条件として利用し、世界全体の結果を得る。
  - Times-Japanの結果は、2070年の日本のゼロエミッションを試算したKato and Kurosawa (2021)をベースに条件を変更して試算。
- エネルギー需要（電力、運輸、定置）と各部門・技術の水素需要を日本の需要量として設定
- 前年度実施したHydrogen Scaling upを参考に設定した前提条件は、他の報告書等を考慮して改訂して分析に用いる。



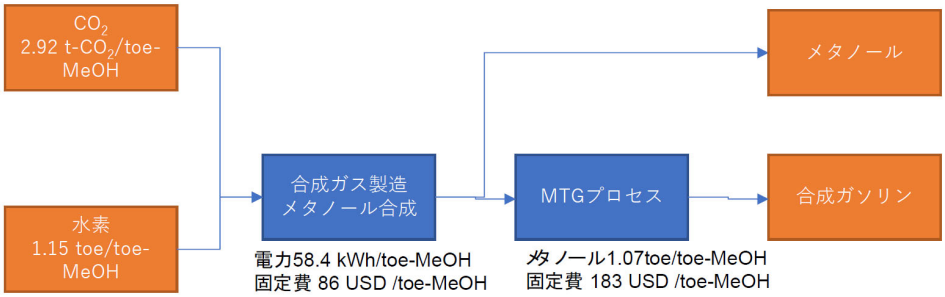
Kato and Kurosawa, (2021), Sustainability Science, accepted.

CO_2排出制約の変更

- 日本の2050年カーボンニュートラル
  - 日本：40 Mt-CO_2/yの土地利用による吸収を想定
- EUの2050年気候ニュートラル
  - 292 Mt-CO_2/yの土地利用による吸収と非CO_2GHGの排出320 Mt-CO_2/yの差の28 Mt-CO_2/yをエネルギー部門でネット・ネガティブとして削減
    - EC（2018）A Clean Planet for allの1.5TECHシナリオを参照
- 中国の2060年カーボンニュートラル
  - 1,150 Mt-CO_2/yの土地利用による吸収を想定
    - UNFCCCに提出された隔年報告書の2014年の値を参照
- 国際航空、国際船舶は90年比50%減
- その他（変更なし）
  - 2030年
    - 各国NDCを参考に地域ごとに設定
  - 2050年
    - 90年比世界全体で半減

追加技術オプション　合成燃料製造

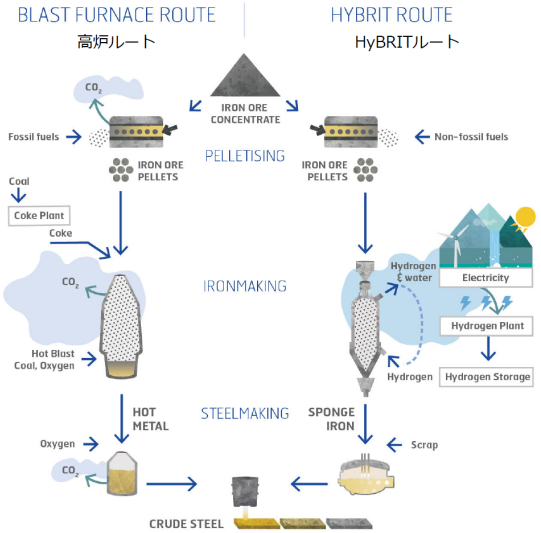
CO_2と水素からメタノールを合成し、必要に応じて合成ガソリンを製造。



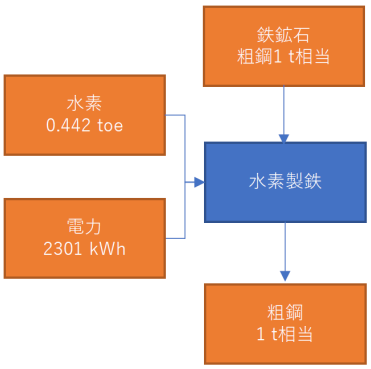
メタノール合成：Perez-Fortes(2016)の質量バランスを参考に設定
MTG: GCA(1987)、IEA ETSAP、等を参考に設定

追加技術オプション　水素還元製鉄

- 水素により酸化鉄を還元しスポンジ鉄を製造、電気アーク炉で溶解して粗鋼を製造する技術(DRI-EAF)
- IEA(2019)の前提条件からモデル用の前提条件を作成。定置部門の粗鋼生産に必要な高品位炭を水素と電力で代替



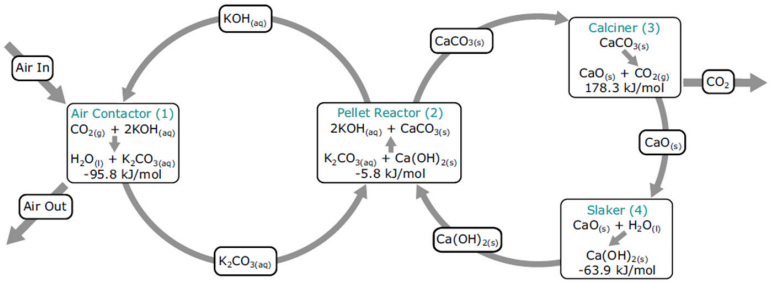
HYBRIT Webページ



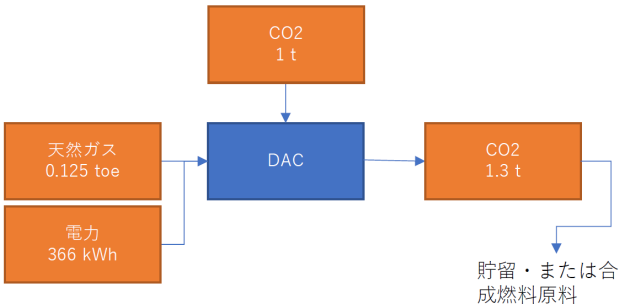
IEA, The future of Hydrogen, 2019

追加技術オプション　直接空気回収

- 苛性溶液(KOH, NaOH)やアミン系の固体吸着材を用いて大気中からからCO_2を回収する技術
- 大規模化がより容易と考えられる苛性溶液を用いるシステムをモデルに追加

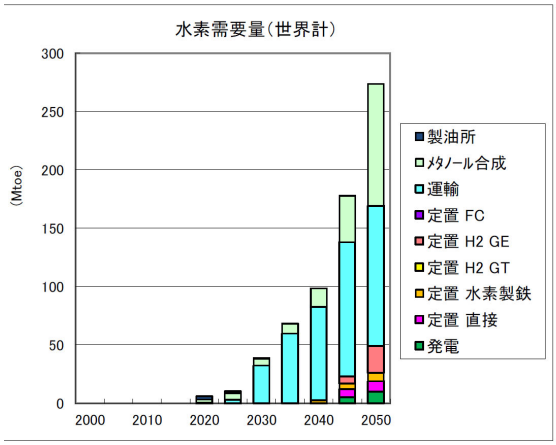


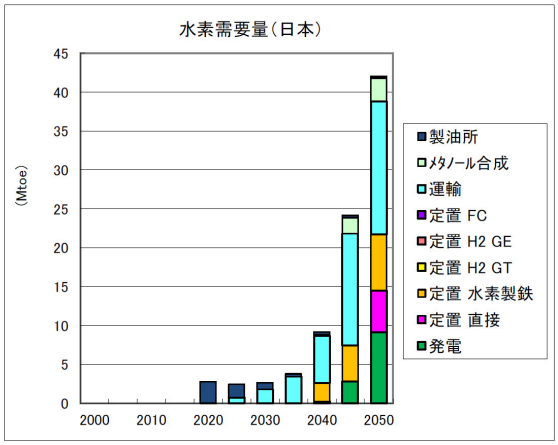
商用プラントのイメージ
Keith et al., Joule 2, 1–22



＜計算結果･まとめ＞

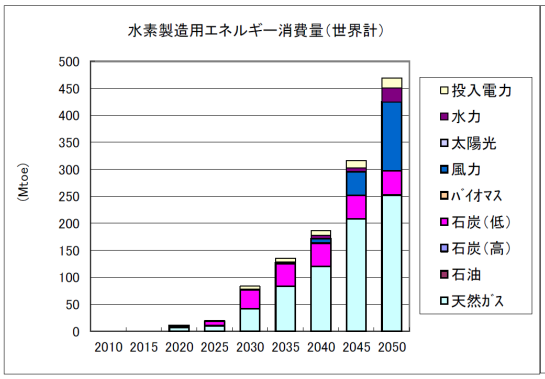
計算結果：水素需要(中ケース)

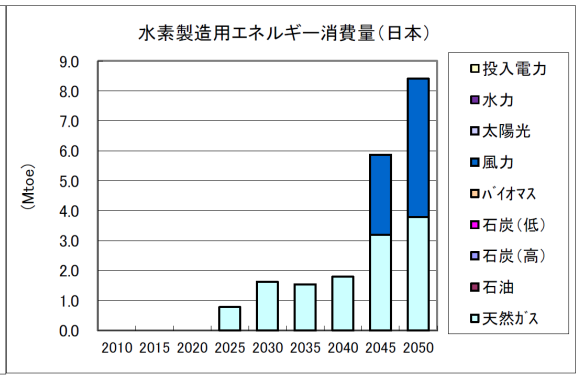




- 世界では、2050年に約10,600億Nm^3/年の水素が、メタノールの合成、運輸に利用される。メタノールは運輸と定置で利用される。
- 日本では、2050年に1,600億Nm^3/年（1460万t/年）の水素が運輸、発電、水素製鉄等に利用される。

計算結果：水素製造投入エネルギー(中ケース)





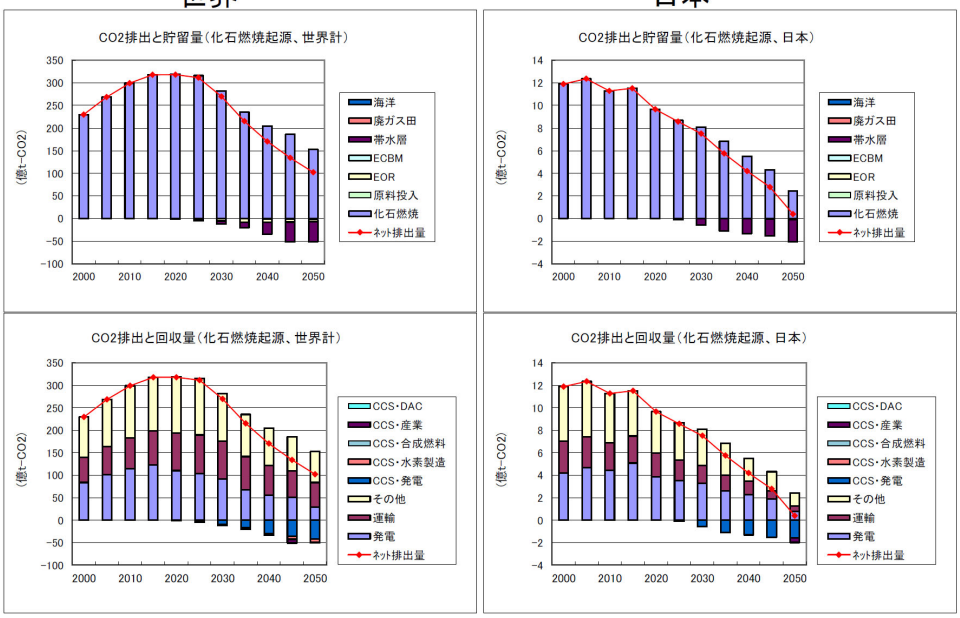
- 世界では、2050年では、天然ガス改質と風力発電による水電解、低品位炭から水素が製造される。
- 日本では、風力の水電解で水素が製造されるが、大半は輸入である。

計算結果：CO_2排出量(中ケース)

世界　　日本

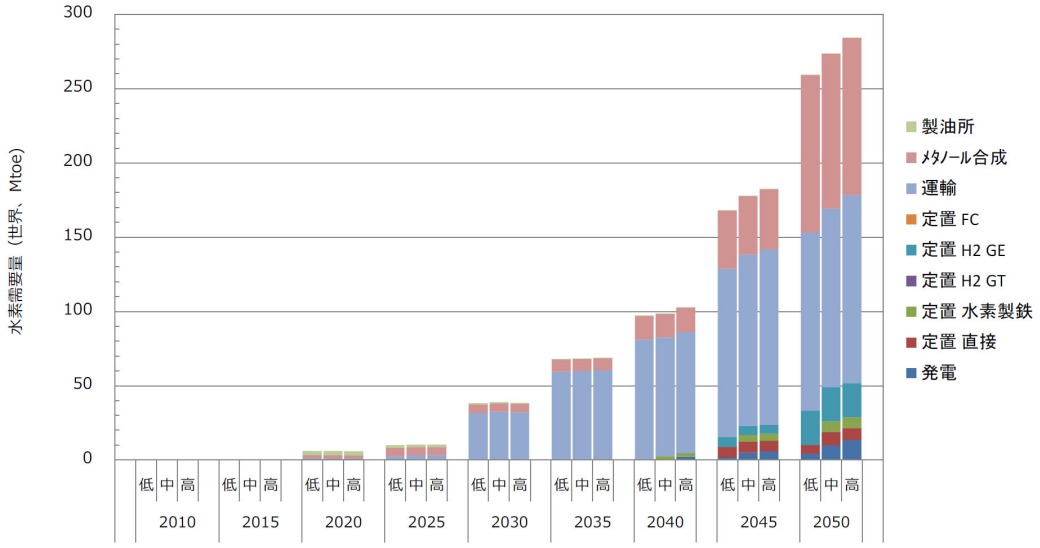
排出源、貯留先

排出部門と回収技術



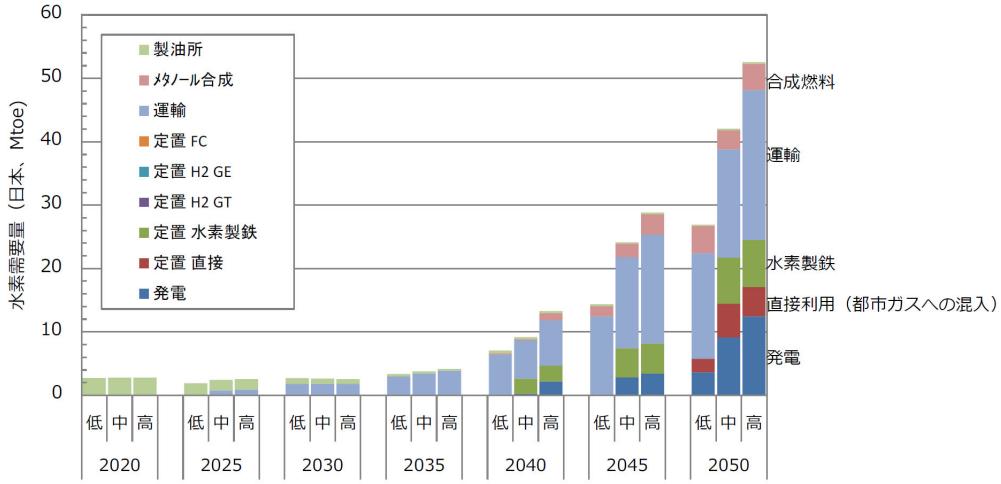
- CCSは主に発電部門（IGCC、BECCS）で用いられる。
- ネガティブエミッションはBECSSのみでDACは導入されない。(DACの導入はバイオマス資源量の想定に依存)

ケース別水素需要量（世界）



- 2050年の中ケースで10,600億Nm3/年程度の水素需要がある。
水素需要量は、バイオマス資源量、運輸部門の乗用車やトラックの前提条件でも変わりうる。
- BECCSによるネガティブエミッションによって発電部門の脱炭素化が進み、他の部門での削減要求がやや甘くなり、水素の導入が減少している。

ケース別水素需要量（日本）

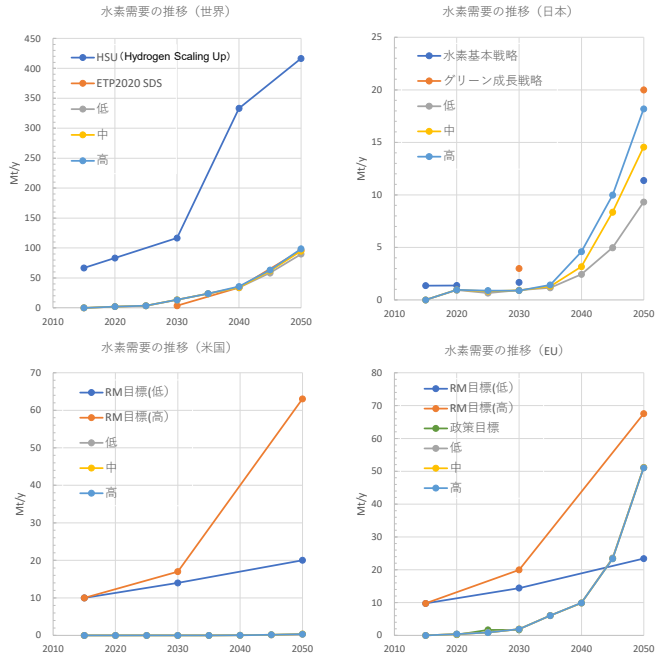


- 2050年カーボンニュートラルの条件において、低、中、高のケース2050年に日本の水素需要量は、1,000～2,000億Nm^3/年
- 主な用途は、発電、運輸、水素製鉄

まとめ

- 日欧等の炭素中立（または気候中立）を反映し、Times-Japanと連携してGRAPEモデルを用いて世界のエネルギー需給を分析。
- 中ケースにおいて、世界全体で2050年に約10,600億Nm^3/年の水素需要がある。
  - 水素需要量は、バイオマス資源量、運輸部門の乗用車やトラックの前提条件でも変わりうる。
  - BECCSによるネガティブエミッションによって発電部門の脱炭素化が進み、他の部門での削減要求がやや甘くなり、水素の導入が減少している。
- 2050年カーボンニュートラルの条件において、低、中、高のケース2050年に日本の水素需要量は、1,000～2,000億Nm^3/年。主な用途は、発電、運輸、水素製鉄。

各国のロードマップ等との比較



- 政策、業界団体文書、国際機関報告書等の値を整理
  - 主体により目的や評価法が異なることに留意
- 世界
  - ETP2020 SDSとおおむね整合的
- 日本
  - 水素基本戦略の2050年の値は中と低の間
  - グリーン成長戦略の2050の値と高ケースは、おおむね整合的
- 米国
  - 業界団体報告の値とは乖離がある
  - 日・欧のCO_2制約が厳しくなり、他の先進国全体の制約が相対的に緩くなったと考えられる。
- EU(GRAPEのWEU(西欧)とCEU（中欧）の和)
  - FCH JUのロードマップの範囲内

世界：
Hydrogen Council, Hydrogen Scaling Up, 2017
IEA, Energy Technology Perspectives 2020、2020
日本：
水素基本戦略、2017
2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略、2020
米国：
Fuel Cell & Hydrogen Energy Association、ROAD MAP TO A US HYDROGEN ECONOMY、2019
EU:
FCHJU, HYDROGEN ROADMAP EUROPE, 2019
EC, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, 2020

※米国とFCHJUの目標値は既存の水素需要量を含む

今後の方向性

- 世界各国・地域のカーボンニュートラル政策※のCO_2制約への反映
- 計算期間の拡大（例：2070年程度まで）
- カーボンニュートラルに寄与しうる新技術・燃料の考慮
  - エネルギーキャリア
    - MCH
    - アンモニア（特に船舶燃料、石炭混焼等）
    - 合成燃料(efuel)（ディーゼル、航空燃料等）
- 技術オプションのデータ更新
  - 乗用車、トラック、バスの効率・コスト
  - 他

※現時点での参考資料：UNFCCCに提出された各国の長期戦略、第二回 産構審 地球温暖化対策検討WG 資料3 等

３．３ 水素導入の意義

政府関係者は「地球温暖化対策とエネルギーセキュリティ確保に加え、産業競争力強化にも資する水素は、世界のエネルギー施策を一変させる究極のエネルギーになりうる。」と明言している。政府が示しているこれら水素導入の意義・水素エネルギーの方向性に加え、シナリオ研では、成熟 LNG チェーンに対して、日本の技術による国際水素サプライチェーンの構築が、水素の輸入金額は高くなっても国富流出率低減の可能性があることを踏まえ、一つの事例として、豪州褐炭液化水素チェーンを取り挙げ国富流出に関する検討を行った。その結果、将来チェーンである水素チェーンは以下の特徴を有することが分かった。詳細は【添付 5】参照

① 輸入金額の大幅増大： 豪州褐炭液化水素チェーンの輸入金額は、LNG チェーンの約 1.7～3.5 倍となる。

② 国富流出率の大幅低減： 国富流出率は、LNG チェーンが約 87 %であるのに対し、豪州褐炭液化水素チェーン は約 49 % となる。（但し、国富流出額は減少しない）

③ 新規産業創出・雇用拡大： 国富流出率の低減は換言すれば国内還流率の増大であり、輸入金額が増える分国内還流金額が増え、新規産業創出・雇用拡大に貢献する。

本紙における ＜国富の海外流出、国内還流の定義＞（by IAE）

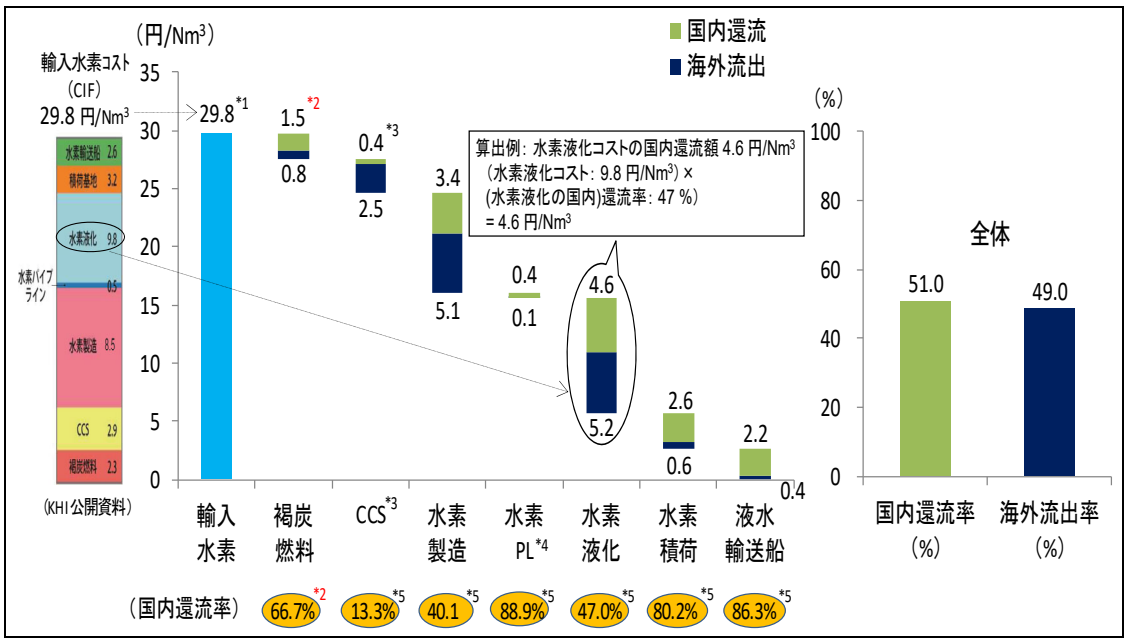
海外流出：	日本の企業等が事業化等の活動において投入した資金がそのまま海外の企業等に流出すること。
国内還流：	日本の企業等が事業化等の活動において投入した資金が製品販売等により最終的に国内の企業等に還流すること。

＜設定条件＞ （各ケース、LNG と液化水素の輸入熱量を同じに設定。）

		case 1		case 2		case 3	
		LNG	豪州褐炭液化水素	LNG	豪州褐炭液化水素	LNG	豪州褐炭液化水素
想定時期		震災以降(2012年)	2030年	震災以前(2009年)	2030年	震災前の平均	2030年
輸入熱量		4,492百万MMBtu/年		3,432百万MMBtu/年		3,480百万MMBtu/年	
輸入金額(CIF)	輸入単価	18＄/MMBtu	29.8円/Nm^3	7.5＄/MMBtu	29.8円/Nm^3	11＄/MMBtu	29.8円/Nm^3
	為替レート	80円/＄	-	94円/＄	-	120円/＄	-
	輸入金額	64,700億円	111,000億円	24,200億円	85,000億円	45,900億円	86,000億円
海外流出率		0.853	0.49(*1)	0.886	0.49(*1)	0.868	0.49(*1)
国内還流率		0.147	0.51(*1)	0.114	0.51(*1)	0.132	0.51(*1)

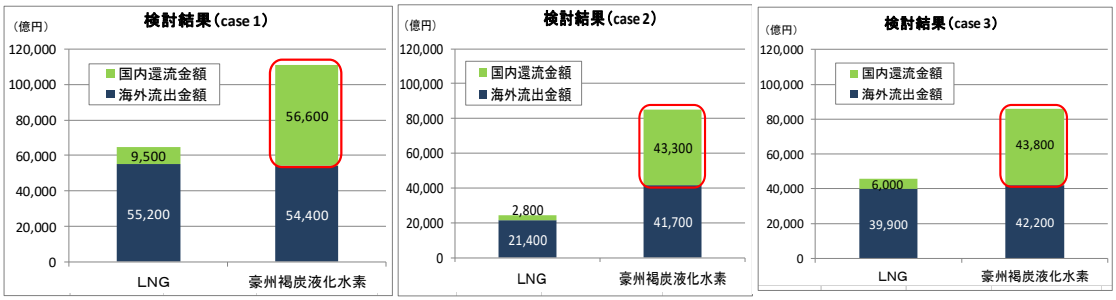
(*1):IAE設定

＜豪州褐炭由来輸入 CO_2フリー液化水素の国内還流／海外流出の比率＞



脚注*1　2030年における開発輸入CO_2フリー水素の目標CIFコスト。輸入量は25億Nm³/年規模。
第2回 NEDO TSC Foresightセミナー（2015年10月30日）でのKHI殿公開資料に基づく。
脚注*2　IAE月例研究会でのコメントを踏まえ、KHI殿の意見を参考にIAEにて設定。
褐炭燃料は現状商取引されていないことから、権益取得が比較的容易と想定。
褐炭燃料単価を少し高めに設定し、上乗せした分をロイヤリティー（海外流出）とした。
脚注*3　CCSのうち、昇圧用圧縮機が国内還流に貢献と想定。
脚注*4　PL：パイプライン
脚注*5　KHI殿へのヒアリング結果に基づく。

＜国内還流／海外流出の金額比較＞



３．４　水素の環境価値

第５次エネルギー基本計画では、「水素社会を実現していくためには、環境価値を含め、水素の調達・供給コストを従来エネルギーと遜色のない水準まで低減させることが不可欠である。」と明記されており、環境価値の考慮とこのコスト低減目標達成が、燃料転換（3.9 項参照）を引き起こし水素社会が実現される、キーポイントの一つと思われる。

環境価値は、水素は使用時 CO_2 を排出しない分、化石燃料と熱量等価な水素価格にカーボンプライスあるいは CO_2 回収・貯留費用を環境価値として上乗せできると解釈され、その前提の下、下記検討を行った。

・輸入 LNG の CIF 価格と熱量等価な水素の CIF 価格

・主要セクター（ユーザ）における CO_2 排出量

・環境価値を含めた既存用途と等価となる水素価格

主な検討結果を以下に示す。詳細は【添付 6】参照。

＜出典＞

1）資源エネルギー庁　白井俊行「水素社会の実現に向けて」（燃料電池Vol.19 No.3 2020）

2）ウィキペディア，https://ja.wikipedia.org/wiki/%E7%99%BA%E7%86%B1%E9%87%8F

3）「発電コスト等の検証に関する報告（平成27年5月）」

4）「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書

5）水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第5回）配布資料2

6）「日本鉄鋼連盟長期温暖化対策ビジョン−ゼロカーボン・スチールへの挑戦−」（令和2年6月修正追記）

為替レート[3]	=	105.24	円/US$（2014年平均）	
カーボンプライス[3]	=	37	US$/t-$CO_2$	at 2030
（2030年と2040年は出典3）（右図）に基づく。）	=	50	〃	at 2040
（2050年は2040年と2030年の差分を2040年に上乗せした。）	=	63	〃	at 2050
（2100年は2050年と同様の方法で直線外挿した。）	=	128	〃	at 2100
【単位換算】				
1 MMBtu	=	292.93	kWh	
1 MJ	=	0.2778	kWh	
1 MMBtu	=	1,054	MJ	
【発熱量】[2]				
＜メタン＞		＜水素＞		
55.50		141.80	HHV : MJ/kg	
15.4		39.4	HHV : kWh/kg	
11.0		3.55	HHV : kWh/Nm^3	
0.0377		0.0121	HHV : MMBtu/Nm^3	

＜輸入 LNG の CIF 価格と熱量等価な水素の CIF 価格＞

1）輸入LNG CIF 価格	=	10	US$/MMBtu
〃	=	0.377	US$/$Nm^3$-LNG
〃	=	39.7	円/Nm^3-LNG
2）熱量等価な水素価格（カーボンプライス不含）	=	10	US$/MMBtu
〃	=	0.121	US$/$Nm^3$-$H_2$
〃	=	12.7	円/Nm^3-H_2

＜主要セクター（ユーザ）における CO_2 排出量＞

CO_2排出量[4]			
1）火力発電			
（1）コンバインドサイクルLNG火力	=	376	g-CO_2/kWh
（2）シングルサイクルLNG火力	=	476	〃
（3）石炭火力	=	864	〃
（4）石油火力	=	695	〃
2）石油精製			
（1）水蒸気改質（目的生産水素）			
①水素発生量	=	45	億Nm^3
②CO_2発生量	=	4.5	百万トン
③単位水素生産量当たりのCO_2排出量	=	1,000	g-CO_2/Nm^3-H_2
（2）接触改質（副生水素）			
①水素発生量	=	69	億Nm^3
②CO_2発生量	=	4.2	百万トン
③単位水素生産量当たりのCO_2排出量	=	609	g-CO_2/Nm^3-H_2
3）高炉製鉄			
（1）コークス炉			
①水素発生量	=	88	億Nm^3
②CO_2発生量	=	4.9	百万トン
③単位水素生産量当たりのCO_2排出量	=	557	g-CO_2/Nm^3-H_2
（2）高炉製銑			
①水素発生量	=	53	億Nm^3
②CO_2発生量	=	90	百万トン
③単位水素生産量当たりのCO_2排出量	=	16,981	g-CO_2/Nm^3-H_2
（3）転炉			
①水素発生量	=	0.9	億Nm^3
②CO_2発生量	=	5	百万トン
③単位水素生産量当たりのCO_2排出量	=	55,556	g-CO_2/Nm^3-H_2

＜環境価値を含めた既存用途と等価となる水素価格＞

＜3.1 コンバインド水素発電＞ カーボンプライスはWEO2014の新政策シナリオの2040年の値を採用			
①発電効率（発電端、HHV）[3]	=	57	%
	（LNGコンバインドの2030年モデルと同じと設定）		
②所内率[3]	=	2	%（ 同上 ）
③発電効率（送電端、HHV）[3]	=	55	%
④燃料単価（10 US$/MMBtu）	=	12.7	円/Nm^3-H_2
	（出典4）（右中図）では 13.3 円/Nm^3-H_2）		
⑤燃料消費（HHVベース）	=	0.513	Nm^3-H_2/kWh
⑥燃料費用	=	6.53	円/kWh
⑦LNGコンバインドに対するCO_2排出削減量	=	376	g-CO_2/kWh
⑧水素コンバインドにおける水素の環境価値	=	50	US$/t-$CO_2$
〃 （カーボンプライス）	=	0.0188	US$/kWh
〃	=	1.98	円/kWh
〃	=	3.9	円/Nm^3-H_2
	（出典4）（右中図）では 3.5 円/Nm^3-H_2）		
⑨カーボンプライスを上乗せした既存LNGコンバインドと等価発電となる水素コンバインドにおける水素価格	=	16.6	円/Nm^3-H_2
	（出典4）（右中図）では 16.8 円/Nm^3-H_2）		

＜製油所＞ 目的生産水素をCO_2フリー水素で代替。	（カーボンプライスはWEO2014の新政策シナリオの2030年の値を採用）		
①生産水素1Nm^3当たりのCO_2排出量	=	1,000	g-CO_2/Nm^3-H_2
②代替CO_2フリー水素による環境価値	=	3.7	US ¢ /Nm^3-H_2
〃　（カーボンプライス）	=	3.9	円/Nm^3-H_2
③既存の水素製造コスト[5]（下表）	=	23 ～ 37	円/Nm^3-H_2
④カーボンプライスを上乗せした既存目的生産水素製造と等価となる水素価格	=	27 ～ 41	円/Nm^3-H_2

＜3.3　水素還元製鉄[6]＞ ゼロカーボン・スチール（実現）：2100年（世界）		カーボンプライスは2100年の想定値（WEO2014の直線外挿値）	
①銑鉄1t製造に必要な水素量　（日本の実現目標は2050年）	=	1,000 Nm^3/t-p	（下中図）
②現在の炭素還元製鉄と等価となる水素還元製鉄の水素価格	=	7.7 US ¢ /Nm^3-H_2	（下中図）
〃	=	8.1 円/Nm^3-H_2	
③水素還元製鉄によるCO_2排出削減量（2015年～2100年）（steel 1トン当たり）	=	1.97 t-CO_2/t-crude steel	（最下図）
④水素還元製鉄によるCO_2排出削減量（水素 1Nm^3当たり）	=	1,970 g-CO_2/Nm^3-H_2	
⑤水素還元製鉄で上乗せ可能な環境価値（US ¢ /Nm^3-H_2）　（カーボンプライス）	=	25.2 US ¢ /Nm^3-H_2	
⑥水素還元製鉄で上乗せ可能な環境価値（円/Nm^3-H_2）	=	26.5 円/Nm^3-H_2	
⑦カーボンプライスを上乗せした既存の炭素還元製鉄と等価となる水素還元製鉄における水素価格	=	34.6 円/Nm^3-H_2	

３．５ ユーザへの水素供給コスト vs ユーザの許容水素調達価格

前項の「水素の環境価値」の検討結果を踏まえ、既存利用価格に環境価値を上乗せした価格をユーザの許容水素調達価格とし、主要ユーザへの水素供給価格との比較検討を行った。

水素供給コスト、水素調達価格、許容水素調達価格は以下の通り設定した。

・水素調達価格 = 水素供給コスト

水素供給コスト① = CIF コスト＋揚地基地コスト（発電所・製油所・製鉄所）

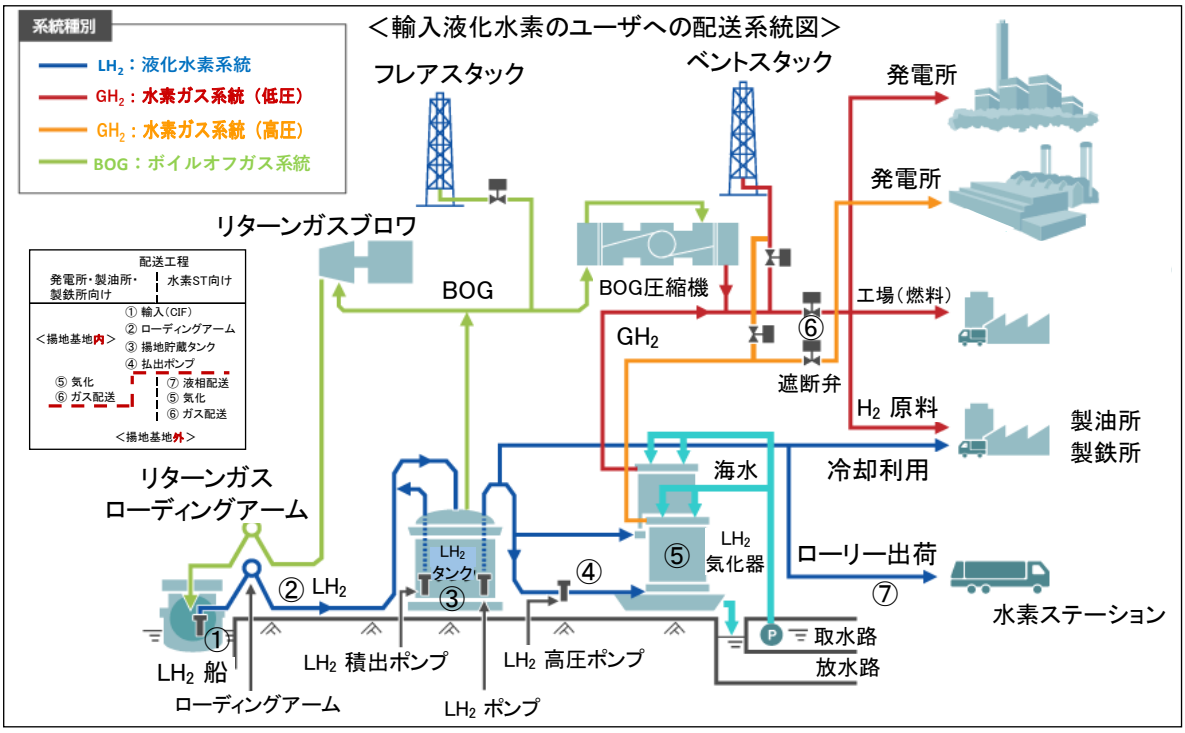
水素供給コスト② =CIF コスト＋揚地基地コスト＋液相配送コスト（水素ステーション）

・許容水素調達価格 = 既存用途と熱量等価水素価格 ＋ カーボンプライス

以下、主要ユーザとして ＜水素コンバインド発電＞ ＜水素ステーション＞ ＜製油所＞ ＜製鉄所＞ を取り挙げ、輸入液化水素の各ユーザへの配送系統、供給コスト、ユーザでの許容水素調達価格を検討した。詳細は【添付 7】参照。

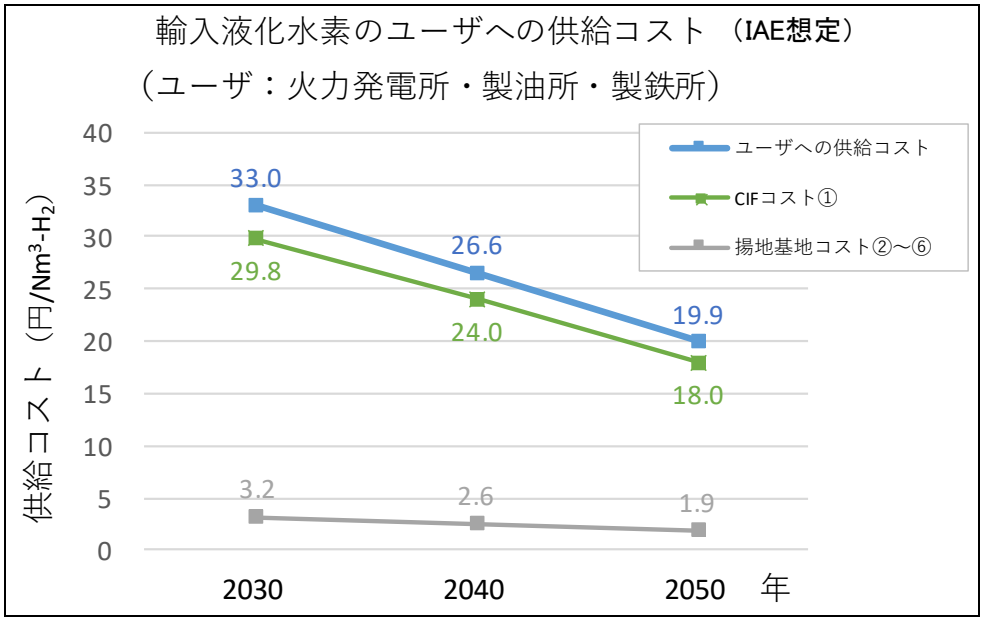
＜ユーザへの水素配送＞

下図は、輸入液化水素のユーザへの配送系統を示したもので、LNG 発電関連の公開資料を基に IAE にて加筆作成したイメージ図である。工程を ①輸入（CIF） ②ローディングアーム ③揚地基地タンク ④払出しポンプ ⑤気化器 ⑥ガス配送 ⑦ローリー出荷に分けた。



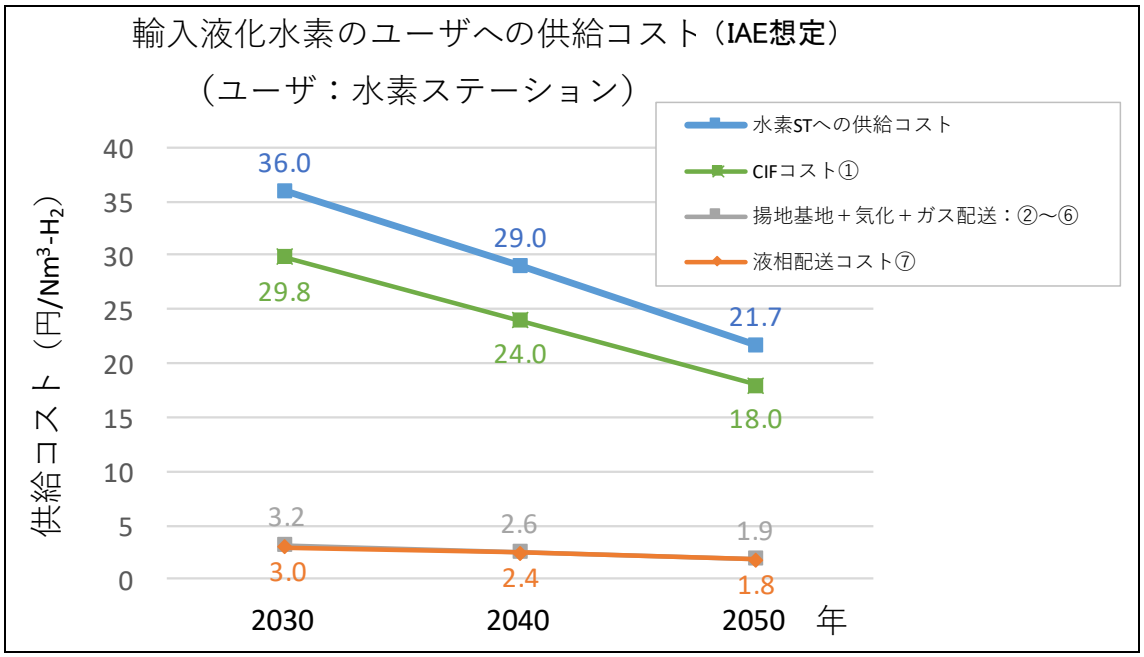
（http://www.sakai-lng.co.jp/facility/flow/index.html を基にIAEにて加筆）

下図は、輸入液化水素のユーザとして、揚地基地に隣接した火力発電所・製油所・製鉄所を想定したもので、供給コストとして ①～⑥ を考慮したものである。



下図は、輸入液化水素のユーザとして、揚地基地から遠方にある水素ステーションを想定し、供給コストとして ①～⑦ を考慮したものである。

工程としては、⑤気化⑥ガス配送が、揚地基地外である⑦ローリー出荷の後となると思われる。

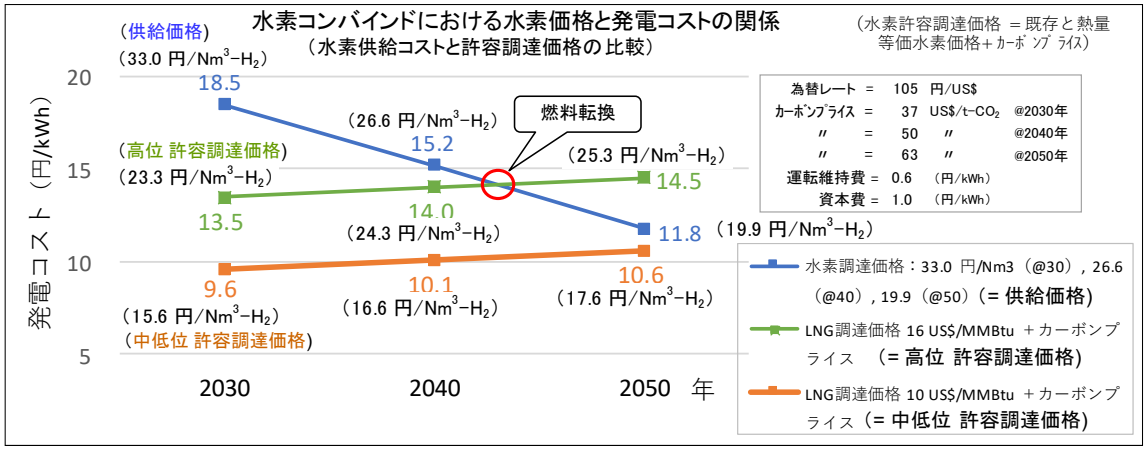


＜水素コンバインド発電＞

下図は、水素コンバインド発電における水素価格と発電コストの関係を示したものであり、同時に水素の供給コストと許容調達価格の比較を示している。

水素供給コスト、LNG 調達価格は 10 US$/MMBtu と 16 US$/MMBtu の 2 ケースで検討している。

カーボプライスは 2030 年と 2040 年は WEO2014 の新政策シナリオに基づいており、2050 年はそれらを外挿した想定値である。

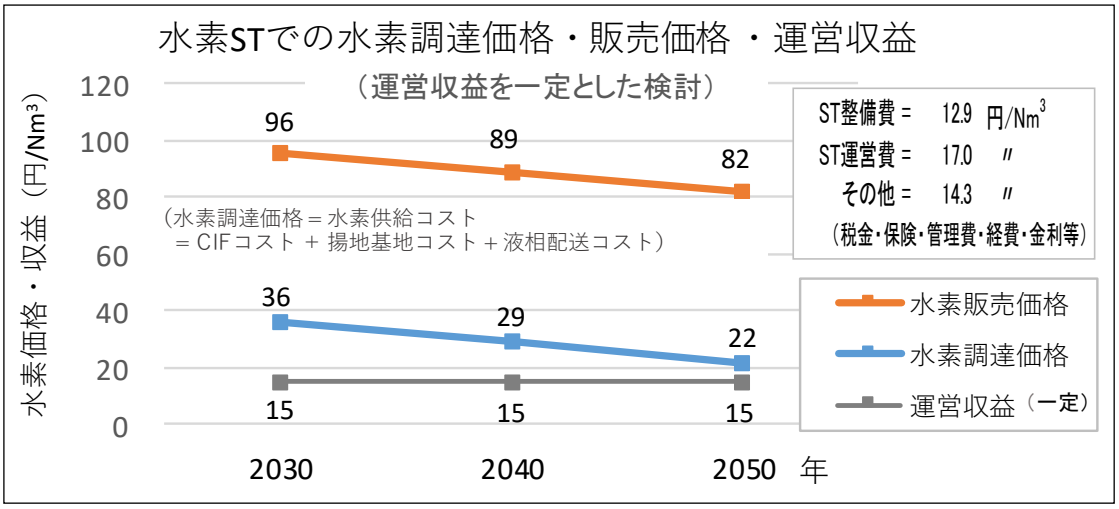


≪まとめ≫

LNG 調達価格が高位（16 US$/MMBtu）だと 2040 年代前半で水素供給コストは許容調達価格以下となり燃料転換（LNG ⇒水素）し得るが、LNG 調達価格が中低位（10 US$/MMBtu） だと水素供給コストは 2050 年でも許容調達価格以下にならず、許容調達価格以下になるためには水素供給コストは 16～18 円/Nm^3 程度まで下げる必要がある。

＜水素ステーション（水素 ST）＞

下図は、水素 ST での運営収益を一定として、水素調達価格、販売価格の年次変化を示したものである。水素ステーションの自立化の全体の姿は【添付 10】に示している。



（2030年で自立）

≪まとめ≫

2030 年で、水素販売価格が 96 円/Nm³ 程度（現状レベル）で、水素調達価格が 36 円/Nm³ 程度で、かつ他の要件（下記 *1）がすべて達成されれば、「水素 ST 自立化」 は可能 である。（但し、2020 年代後半は無理ではなかろうか。）

2040 年、2050 年は、運営収益を 2030 年と同じとすれば、調達価格が下がる分、販売価格も下げられる。

「(*1) **他の要件**」

・国際水素サプライチェーン確立による供給体制の整備 （水素輸入量 ：25 億 Nm³/年規模）

・製油所 HPU 部分代替（6 億 Nm³/年）、及び化石火力混焼での水素利用 （16 億 Nm³/年）

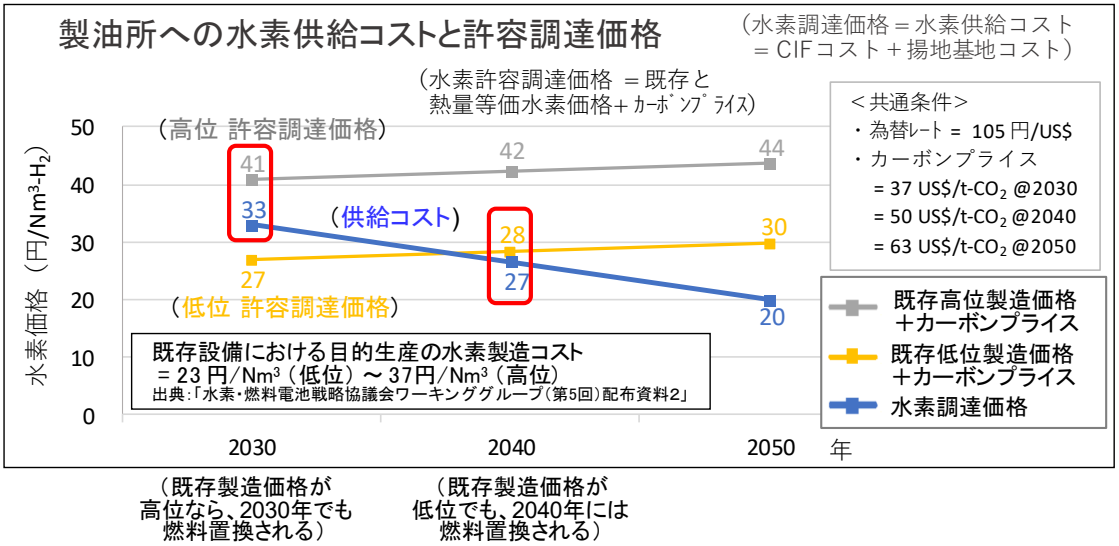
・水素 ST での整備費の低減（1.7 億円/基）、運営費の低減 （1,500 万円/年・基）

・FCV 80 万台、水素 ST 900 箇所、水素 ST 稼働率 70 %（8 億 Nm³/年）

＜製油所＞

下図は、製油所への水素供給コストと製油所での許容水素調達価格の比較を示したものである。

製油所の既存の水蒸気改質法による目的生産水素**価格は範囲**(23 円/Nm^3～37 円/Nm^3)で示されており、ここでは 23 円/Nm^3 を低位価格、37 円/Nm^3 を高位価格とし、２ケースについて検討した。

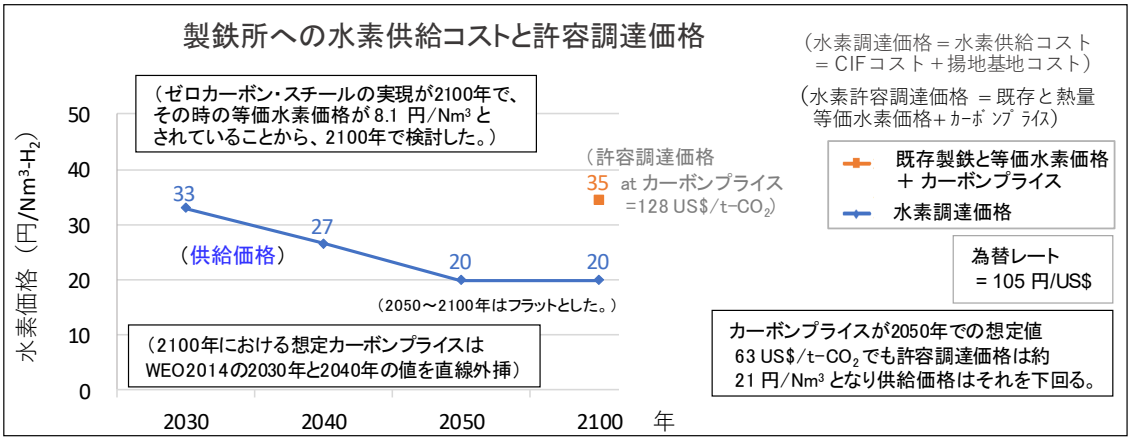


≪まとめ≫

製油所での目的生産水素製造価格が現状低位（ 23 円/Nm^3 ）の場合でも、それにカーボンプライスを上乗せした価格、即ち、低位の許容調達価格は、2040 年頃に 28 円/Nm^3 となり、水素供給コスト（27 円/Nm^3 ）は許容調達価格以下となる。

＜製鉄所＞

下図は、日本鉄鋼連盟にて 2100 年を対象に 2018 年に実施された検討結果を踏まえ、製鉄所への水素供給コストと製鉄所の高炉での許容水素調達価格の比較を示したものである。



≪まとめ≫

日本鉄鋼連盟にて 2100 年を対象に 2018 年に実施された検討では、既存の高炉製鉄と等価となる水素還元製鉄での水素価格は 8.1 円/Nm^3 であり、これに想定カーボンプライス（128 US$/t-CO2）相当の 26.5 円/$Nm^3$ を上乗せした許容調達価格は約 35 円/Nm^3 となる。これに対し、水素供給価格は約 20 円/Nm^3 と想定され、カーボンプライス価格が想定したレベルであれば、許容調達価格を十分下回る と思われる。

なお、カーボンプライスが 2050 年での想定値 63 US$/t-$CO_2$ でも許容調達価格は約 21 円/Nm^3 となり、供給価格はそれを下回る。

また、2100 年でカーボンプライスを上乗せした既存高炉製鉄と等価な水素価格が 20 円/Nm^3 となる場合のカーボンプライスは 58 US$/t-$CO_2$ である。

３．６　主要セクターの水素導入の現状と目標

主要セクターの水素導入の現状と目標を【添付 8】に示す。

１）　最近の主な会議体の設立状況

最近の主な会議体の設立状況は以下の通りである。

・「**中部圏水素利用協議会**」（2020 年 3 月　設立）（事務局：トヨタ／住友商事／三井住友銀行）

・「**東京湾岸ゼロエミッションイノベーション協議会**」（2020 年 6 月　設立）（産総研）

・「**グリーンイノベーション戦略推進会議**」（2020 年 7 月　設立）（METI）

菅総理の所信表明演説（2020 年 10 月 26 日）を受けて、第 3 回戦略会議（2020 年 11 月 11 日）と第 4 回戦略会議（2020 年 12 月 21 日）で、2050 年カーボンニュートラルに向けたグリーンイノベーションの方向性、等の協議がなされ、その中で、重要分野技術の特定、社会実装に向けた道筋の策定として、水素、蓄電池、カーボンリサイクル、洋上風力などが取り挙げられた。

・「**水素バリューチェーン推進協議会**」（2020 年 12 月　設立）（共同代表者（会社）：トヨタ／三井住友 FG／岩谷産業）

２）　最近の主な実証状況

最近の主な実証状況を以下に示す。

（１）国内実証

① 神戸での水素 100%による熱電供給実証（by KHI、他）：2018 年 4 月運用開始

② 福島再エネ水素製造実証（by 産総研）：2020 年 3 月運用開始

神戸市街地で水素 100%による熱電供給実証開始（2018 年 4 月）by　KHI

福島での再エネ水素製造実証（世界最大規模）運用開始（2020 年 3 月）by 産総研

（２）国際実証（国際水素サプライチェーンの小規模実証）

① 豪州褐炭由来液化水素チェーン（by 技組 HySTRA）

・2019 年 12 月：水素運搬実証船（すいそ ふろんてぃあ）進水

・2021 年 2 月～3 月：運搬実証予定

② ブルネイ LNG プロセスガス由来水素有機ハイドライドチェーン（by 技組 AHEAD

・2020 年 5 月：有機 HD 脱水素＆発電開始

HySTRA 液化水素運搬実証船（すいそ ふろんてぃあ）進水（2019 年 12 月）by KHI

AHEAD 有機 HD 脱水素による発電開始（2020 年 5 月）by 千代田化工

3．7　LNG 導入経験を踏まえた水素普及の整理

水素事業は LNG 事業と多くの点で類似しており、LNG の経験を踏まえることが有益であり、LNG 導入経験を踏まえ、水素普及の整理をしたものを【添付 9】に示す。水素普及のステップとそのドライバーを以下の通りまとめている。

① 導入決定（2010～2014 年）：（主ドライバー）環境規制・エネルギーセキュリティ

② 事業開始（2030 年）：税制優遇・補助金・融資支援、価格設定の設計

③ 立上げ加速（2040 年）＆ 燃料転換（2045 年）：スケール拡大に伴うコストダウン（C/D）、等

④自立的拡大（2050 年）：上記①～③のステップを経て自立的拡大に繋がって行く

３．８　水素ステーションの自立化

水素ステーションの自立化（2030 年における水素需給バランスと水素ステーションの経済バランス）を【添付 10】に示し、以下の通りまとめている。

「水素 ST の自立化」は下記要件の達成による＜全体での需給バランス＞と＜水素 ST での経済バランス＞の両立により可能。

・国際水素サプライチェーン確立による供給体制の整備（水素輸入量：25 億 Nm^3/年規模）
・製油所 HPU 部分代替（6 億 Nm^3/年）、及び化石火力混焼での水素利用（16 億 Nm^3/年）
・水素 ST での整備費の低減（1.7 億円/基）、運営費の低減（1,500 万円/年・基）
・FCV 80 万台、水素 ST 900 箇所、水素 ST 稼働率 70%（8 億 Nm^3/年）

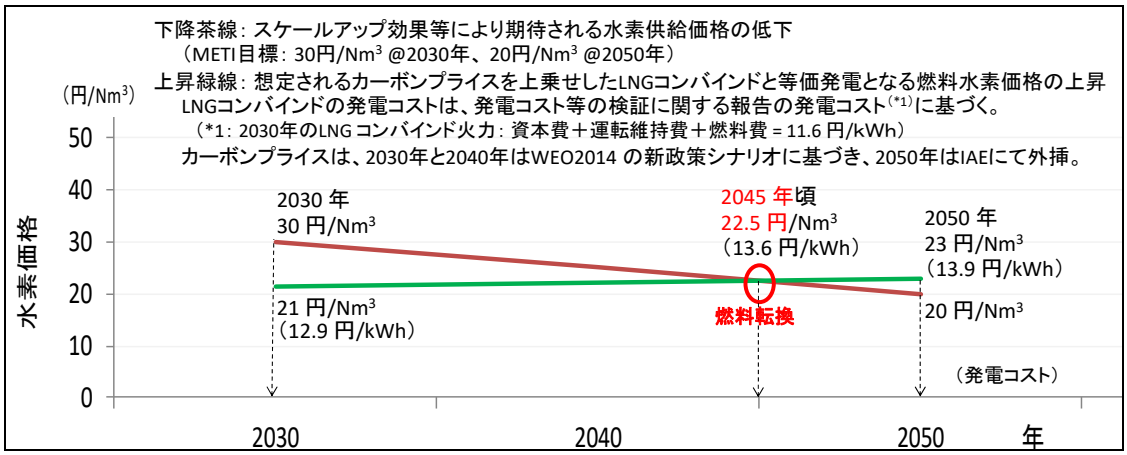
＜全体での需給バランス＞（2030）（by IAE）
水素需要量：34 億 Nm^3/年
・水素 ST での販売量：8 億 Nm^3/年
・製油所 HPU 代替量：6 億 Nm^3/年
・LNG CCPP 混焼利用：16 億 Nm^3/年
・その他利用：4 億 Nm^3/年
水素供給量：34 億 Nm^3/年
・輸入：25 億 Nm^3/年
・国内調達：9 億 Nm^3/年

＜水素 ST での経済バランス＞（2030）（by IAE）
水素販売価格：96.1 円/Nm^3（1,076 円/kg）（≒ 2020 年における政府目標）

(1) 水素 CIF コスト	: 29.8 円/Nm^3		(水素輸入量 25 億 Nm^3/年での KHI の FS 結果)
(2) 揚地基地(*1)	: 3.2 〃		(*1)KHI1 の積荷基地データと同じと設定(IAE)
(3) 国内輸送費(*2)	: 3.0 〃		(*2)液化水素(METI 資料)
(4) ST の整備費(償却)(*3)	: 12.9 〃		(*3)整備費 1.7 億円/基/15 年償却
(5) ST の運営費(*4)	: 17.0 〃		(*4)運営費 1,500 万円/(年・基)
(6) その他(*5)	: 14.3 〃		(*5)その他：水素 ST 整備費の 7.4%/年
(7) 収益	: 15.9 〃		内訳：固定資産税(1.4%)、保険費(0.5%)
(8) 合計(税抜き)	: 96.1 円/Nm^3		管理費(1%)、諸経費(0.5%)、支払金利(4%)

３．９　燃料転換

燃料転換の要件は、水素の調達・供給価格がカーボンプライスを上乗せした従来エネルギーと同等以下となることで、火力発電所について IAE で検討した結果では 22～23 円/Nm^3 となる 2045 年頃燃料転換が起き得ることとなった。詳細は【添付 11】参照



火力発電におけるLNGから水素への燃料転換の可能性検討

4 その他の成果

4．1 メタネーションに関する検討:【添付 101】

既設の天然ガス改質アンモニア製造プラントに組み込まれているメタネーション工程を取り挙げ、タネーション反応の断熱平衡計算を検討した。

＜プロセスシミュレーター （PRO/II V10.1.2） による断熱平衡計算（例）＞

・Gibbs Reactorによる断熱平衡計算

・圧力：28.6 bar （出典①のMethanator Outlet圧力）

・供給ガス温度：314℃ （出典：同上）

・反応後のガス組成

CO_2：H_2 = 1：4 （mol. ベース）

・流出ガス種

CO_2, H_2, CO, CH_4, H_2O

［出典①］化学工学会「天然ガスを原料としたアンモニアプロセスの設計」
Version 3 2014 年 6 月 12 日
http://altair.chem-eng.kyushu-u.ac.jp/scej_contest2014/download/processsi

Stream Name		IN	OUT
Phase		Vapor	Vapor
Temperature	℃	314	793
Pressure	Bar	28.6	28.6
Flowrate	Kg-mol/hr	100	80.9
Composition			
CO_2		0.2	0.056
H_2		0.8	0.444
CO		0	0.073
CH_4		0	0.118
H_2O		0	0.309

＜計算結果＞

・右表に示す。

・反応後のメタン濃度： 11.8 vol%

・反応後の温度： 793 ℃

（温度上昇：479 ℃）

＜考察＞

・メタン転化率が低い。従って、反応器流出ガスからCH_4を分離し、未反応ガスをリサイクルさせる必要がある。

・グローバルサプライチェーンの場合、分離したCH_4の液化も必要ではないか？従って、反応熱の有効利用、反応器のヒートスポット対策、システムの経済性、等が課題と考えられる。

4．2 水素発電 vs LNG火力のコストパリティ条件:【添付 102】

「第 11 回 CO_2 フリー水素ＷＧ 資料１（資源エネルギー庁 水素・燃料電池戦略室 平成 29 年 12 月 27 日）」で、水素価格が 30 円/Nm^3 の場合、LNG 火力発電に対し水素発電がコストパリティとなる条件として、「2030 年断面で 17 円/kWh の実現が目標であり、LNG 火力の発電コストとの差分を埋めるには CO_2 削減価値が 13.3 円/kg-CO_2 で評価されることが必要。」と示されている。

4．3 CCS ありLNGコンバインド発電コストの検討:【添付 103】

CCS あり LNG コンバインド発電と発電等価となる水素発電の水素価格を検討した。その結果、為替レートを 110 円/USD とし、CCS 建設費を 68 千円/kW、送電端 HHV 熱効率を 47％とした場合、CCS による燃料費の増分は 1.7 円/kWh、CCS あり LNG コンバインドの発電コストは 14.2 円/kWh となり、発電等価な水素発電の水素価格は 23.5 円/Nm^3-H_2 となった。（水素発電の送電端熱効率 = 55%、3kWh/Nm^3—H_2 で算出）

４．４ 2050 年における水素コスト･価格:【添付 104】

安倍総理が世界経済フォーラム年次総会（2019.1.23）で『水素の製造コストを 2050 年までに今の１割以下に下げる。』と発言されたことを踏まえ、2050 年における水素コスト or 水素価格の目標、水素のどの段階（製造 or CIF or プラント引き渡し）のコストなのか、価格なのかを明示し、目標値を一例として示し、議論の素材とした。

LNG 輸入 CIF 価格を 10 US$/MMBtu とした場合､熱量等価な液化水素の輸入 CIF 価格は、為替レートを 100 円/US$とすると、13.3 円/$Nm^3$ となり、これに液化水素の揚地貯蔵基地費 3.2 円/Nm^3 とし、さらに環境価値 $50/t-$CO_2$（3.5 円/$Nm^3$）を考慮すると、環境価値を考慮したプラント引き渡し価格の目標値は 20 円/Nm^3 となる。

MCH のプラント引き渡し価格も同等と思われる。

４．５ 日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量:【添付 105】

国内 3 エリア（千葉・東京・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア）を対象に、コンバインドサイクル発電で水素が 5 vol% 混焼されるとした場合、コンバインドサイクル発電での水素混焼量は 15.9 億 Nm^3/年となった。（自家発電として用いられるもの、副生ガスや灯油等を燃料とするものを除いており、将来用の一試算として検討したもの。）

４．６ 需給バランス ＆ 市場規模:【添付 106】

＜需給バランス＞

国内の水素需給バランスを参考（議論の素材）として以下の通りまとめた。

（１）現状

現状の水素需要規模は 180 億 Nm^3/年 で、外販量は 4 億 Nm^3/年、外販のうちオンサイト分が 2.3 億 Nm^3/年ある。　一方、水素製造設備規模は 360 億 Nm^3/年 で、シナリオ研で検討した外販可能量（製造余力）は、100%水素として 65 億 Nm^3/年であった。

（２）2030 年

2030 年における新たな水素需要規模は 34 億 Nm^3/年 （政府目標）で、内訳（IAE 想定）は LNG 火力混焼で 16 億 Nm^3/年 、水素 ST で 8 億 Nm^3/年 、製油所で 6 億 Nm^3/年 、その他で 4 億 Nm^3/年 である。　供給は輸入が 25 億 Nm^3/年 （メーカー想定）で、国内製造が 9 億 Nm^3/年 である。

（３）2040 年

2040 年における新たな水素需要規模は約 300（GRAPE シミュレーションのベースケースの一例）～500 億 Nm^3/年 （メーカー想定）で、内訳は、GRAPE シミュレーション（ベースケースの一例）によれば、発電で 47%、運輸で 41% 、製油所で 12% である。供給は多くが輸入と想定される。

（4）2050 年

2050 年における新たな水素需要規模は約 770 億 Nm^3/年 （GRAPE シミュレーションのベースケースの一例）～1,120 億 Nm^3/年 （政府目標）で、内訳は、GRAPE シミュレーション（ベースケースの一例）によれば、発電で 73%、運輸で 24% 、製油所で 3% である。供給は多くが輸入と想定される。

＜市場規模＞

シナリオ研で検討した 2050 年における新たな水素市場規模は、全体で 4.2 兆円、使用市場と機器市場の内訳は使用市場が 1.5 兆円、機器市場が 2.7 兆円と推定された。

4．7 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性:【添付 107】

（サウジ太陽光由来水素、パタゴニアの風力由来水素）

1）サウジ太陽光由来水素サプライチェーンの経済性

IAE で検討したサウジ太陽光由来水素製造と川崎重工業(株)の液化・海上輸送を組合せる形で検討したサプライチェーンの経済性を検討した。

発表されているサウジ太陽光発電電力の均等化発電原価 (*1) は、1.79 US ¢ /kWh で 110 円/US$とすると 1.97 円/kWh となり、その安い電力がそのまま使えるとすると、水の費用（IAE 想定 1 円/Nm^3-H_2）を含めた水素製造コストは 19.0 円/Nm^3 となることが期待できる。

この安い電力がそのまま水素液化と積地基地に使用できるとした場合、水素液化機は 7.4 円/Nm^3、積地基地は 3.1 円/Nm^3 となり、サウジ太陽光由来水素サプライチェーンのコストは 32.7 円/Nm^3 となることが期待できる。

(*1) :均等化発電原価：発電所に必要な全コストを発電期間の全発電量で割った値

2）パタゴニア風力由来水素サプライチェーンの経済性

パタゴニア風力発電の IAE 想定電力単価は 3.5 円/kWh であり、電力費が 15.5 円/Nm^3 で、水素製造コストは 22.1 円/Nm^3 となり、パタゴニア風力由来水素サプライチェーンのコストは 38.2 円/Nm^3 となることが期待できる。

4．8 CO_2フリー水素普及シナリオの絵姿（工程別展開）:【添付 108】

グローバルな CO_2 フリー水素チェーンを ＜資源（海外）＞ ＜変換プロセス（海外）＞ ＜エネルギーキャリア＞ ＜海上輸送＞ ＜貯蔵（国内）＞ ＜輸送・変換＞ ＜利用＞ の各工程別に整理し、現時点で考えられる要素を盛り込んだ絵姿を議論の素材としてまとめた。

輸入水素だけでなく、国産の CO_2 フリー水素も盛り込んでおり、現状の国内水素外販可能量は、約 65 億 Nm^3/年（CCs なし）と推定した。

４．９ 水素関連の革新的技術:【添付 109】

水素関連の革新的技術として、＜水素製造＞では光触媒水分解水素製造、＜エネルギーキャリア・変換・輸送・貯蔵＞では磁気冷凍水素液化等、＜利用＞では純水素／純酸素燃焼タービン、水素還元製鉄等＜全体システム＞では人工光合成を挙げている。

これらの中で、日本鉄鋼連盟が『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』と題した長期温暖化対策ビジョンを平成 30 年 11 月に公表しており、シナリオ研で話題提供していただいたその要点を以下に示す。

・このビジョンは世界レベルで考える、世界の鉄鋼業が同様の努力をしないといけないと目標を達成できない、ということを前提にしている。

・今世紀末までに気温上昇を2℃以下にするということで、2030年以降2100年までをスコープとし、グローバルな対応を前提とし、IEAの2℃シナリオとの整合、COURSE50との整合、鉄鋼業の温暖化対策方針との整合、SDGsとの整合する、といった方針でとりまとめている。

・現在の鉄鋼蓄積量は先進国で約10ton/人、世界で約4ton/人であり、将来的には全世界で約10ton/人と想定している。その前提では銑鉄生産量は2100年でも現在の生産量12.2億㌧を維持しないとバランスしない。

・４つのシナリオを示している。具体的には ①BAU(Business as Usual、成り行き）シナリオ ②BAT(Best Available Technology、先端省エネルギー技術)最大導入シナリオ ③革新技術最大導入シナリオ ④超革新技術開発シナリオ、の４つである。

・COURSE50（所内水素を使った高炉による水素還元）を2030年頃に実用化し、Super COURSE50(外部水素を使った高炉による水素還元)を2035年以降に実用化し、COURSE50よりさらにCO_2を約10%削減する。その先に高炉を用いない水素還元製鉄を2050年頃に実用化するビジョンである。

・鉄1トンを還元するのに必要な水素は約600 Nm^3で、還元された鉄を溶かして圧延して製品にするエネルギーを水素由来とすると必要量は約400Nm^3、つまり、鉄鉱石から1トンの製品をつくるのに必要なエネルギーを全部水素で賄うとすると、合計1,000Nm^3の水素が必要となる。2100年において12億㌧の鉄鋼を水素還元と水素由来エネルギーで生産する場合に必要な水素量は1兆2千億Nm^3（東京ドーム100万杯分）になる。

・電源のゼロエミ化やカーボンフリー水素の大量製造、CCS/CCUの技術開発も必要と思っている。

・鉄鋼での還元やエネルギーに必要な水素の純度は必要ないが、安価・安定・大量が必須である。

４．１０ 製油所HPU代替水素利用量:【添付 110】

国内製油所の水素製造規模は、接触改質装置（リフォーマー）から副生する水素量が約 85 億 Nm^3/年、炭化水素の水蒸気改質による水素製造装置（HPU: Hydrogen Production Unit）で生産可能な水素量が約 100 億 Nm^3/年で合計 185 億 Nm^3/年と推定されている。

一方、水素消費(需要)は、主に重油脱硫用、水素化分解用併せて約 142 億 Nm^3/年と推定されている。

製油所におけるこれら水素利用は代替不可なケミカルとしての利用であることから、エネルギー利用としての混焼コンバインド発電用水素よりも少し高い価格でも、比較的多く利用される可能性がある。

製油所での新たな水素需要として、一般海域における船舶燃料の低硫黄化規制対応が挙げられる。

政府支援の下、水素調達価格が 30 円/Nm^3以下となり 25 円/Nm^3に近づくと、既存の HPU 代替、及び新規脱硫用水素として 6 億 Nm^3/年程度の需要が期待できると思われる。

4．11 豪州褐炭 CO_2フリー液化水素チェーンの国富流出に関する検討:【添付 111】

LNG チェーン（成熟チェーン）に対して、一例として、豪州褐炭液化水素チェーン（将来チェーン）を取り挙げ、開発輸入水素による国富流出率低減への貢献を検討した。その結果、LNG と豪液化水素の輸入熱量を同じとした場合、LNG チェーンに対して豪州褐炭液化水素チェーンは以下の特徴を有することが分かった。

① 輸入金額の大幅増大： 豪州褐炭液化水素チェーンの輸入金額は、LNG チェーンの約 1.7～3.5 倍となる。

② 国富流出率の大幅低減： 国富流出率は、LNG チェーンが約 87 %であるのに対し、豪州褐炭液化水素チェーン は約 47 % となる。

③ 新規産業創出･雇用拡大: 国富流出率の低減は換言すれば国内還流率の増大であり、輸入金額が増える分国内還流金額が増え、新規産業創出・雇用拡大に貢献する。

4．12 P2G に関する検討:【添付 112】

P2G に関するドイツと日本の比較、P2G の経済性、日本における P2G のあり方について検討した。

1）P2G に関連事項に関するドイツと日本の比較

ドイツは、将来、風力発電や太陽光発電等自然変動型再エネを大量に導入せざるを得ないが、国際連携線が活用できること、天然ガスパイプラインが比較的整備されていること、天然ガスの地下貯蔵容量が大であること、天然ガス熱量規格範囲が広い等、将来の P2G 大量導入に必要なインフラ環境が比較的良好であると言える。それゆえ、そのような長期目標を立てていると思われる。

日本は、2030 年時点での風力発電と太陽光発電の目標累積導入量が、現状ドイツの実績量と同程度である。さらなる長期目標で再エネの導入が推進されることが想定されるが、天然ガスパイプライン等のインフラ整備計画、経済性、等も踏まえて、日本有の P2G のあり方（キャリア形態や用途等）を考える必要があると思われる。

２）P2G の経済性

再エネの余剰電力利用による水素製造は、水電解装置の設備利用率が非常に低いので、余剰電力代がゼロであっても、非常に不経済で、水素製造コストは 200 円/Nm^3 を超える。一方、再エネの安定部分電力利用による水素製造は、水電解装置の設備利用率が高くなり、経済性は向上するが、それでも水素製造コストは 70～80 円/Nm^3 と高い。従って、豊富で安価な海外再エネ利用による水電解水素製造の検討価値あり。

３）日本における P2G のあり方

（１）国内 P2G（水素製造を国内で行う場合）は、先ずは、経済性より環境性を重視した比較的小規模の地産地消の P2G の導入が進展すると思われる。

（２）国内 P2G の規模が大きくなるにつれ、さらに導入が進展するかどうかは経済性の影響が大きくなると思われる。P2G の経済性を向上させる上では、再エネの変動部分だけでなく安定部分電力も利用した水電解水素製造による設備利用率向上等、各々の条件下で経済性に関してトータルでの最適システムにする必要がある。

（３）長期的（2040 年頃以降？）には経済性が最優先され、経済自立が求められることが考えられる。その場合、海外 P2G を液化水素、有機ハイドライド等の形にして輸入するシステムが実現される可能性が高い。海外の再生可能エネルギー（風力、太陽熱等）のポテンシャルは国内に比べて桁違いで大きく、多くが僻地に分布していることから、未利用化石燃料（褐炭や油田随伴ガス等）由来の CO_2 フリー水素と同程度のコストで水素を安価に大量製造できる可能性が試算されている。

（参考）ドイツでは Power-to-X（Power-to-Liquids）としてメタノールの有望性が検討されている。

４．１３ CO_2フリー水素の定義（範囲）：【添付 113】

当時、METI の 「CO_2フリー水素ワーキング」 や、FCCJ の 「CO_2フリー水素ワーキング」 において CO_2フリー水素の定義が議論されていたが、 外部に対する提案するということではなく、シナリオ研として “CO_2フリー水素の定義（範囲）” を明確にし、共通認識を醸成したいということで、少し検討をした内容は以下の通りである。

（１）水素製造から利用までのチェーンに焦点を当てた定義（範囲）とする。（原料採掘や採取、原油蒸留等は範囲外）

（２）LCA の概念は適用しない。即ち、水素製造から利用までのチェーンの運用（電力・燃料・熱、等）に関わる CO_2 は考慮するが、素材や機器製造に関わる CO_2 は考慮しない。（理由は、バウンダリーをできるだけシンプルにすべく、素材や機器製造よりもチェーンの運用に関わる CO_2 排出に焦点を絞ったから。）

（３）チェーンから排出される炭化水素等の炭素成分は、一般的に大気放出時は燃焼（熱回収）された後、CO_2として排出されると思われるので、炭素数基準でCO_2換算する。

（４）チェーンの構成は種々あることから、CO_2フリーの程度（CO_2除去・固定化率）は一義的に定義せず、都度計算値を明示することとする。明示方法は、以下の考えとする。

①基本は、チェーンとしてのCO_2フリーの程度（一つのチェーンについて、CO_2を除去しない場合に対してCO_2を除去した場合のCO_2削減率）を示す。

②必要に応じ、既存エネルギー（ガソリン・LNG、等）に対するCO_2削減効果を示す。

４．１４　CCS及びCO_2フリー水素需要に関する意見調査結果：【添付 114】

エネルギーをはじめ主要な事業者を対象に、国内商業CCS及びCO_2フリー水素に関して、以下の項目についてアンケート方式で個人的意見調査をした。添付資料に調査結果の概要を示す。

１）国内商業CCS

① 国内商業CCSの適用時期

② 国内商業CCS適用時のCCSコスト（許容値）

③ 2050年での国内CCSコスト（許容値）

④ 2050年での国内CCS付き発電量

２）CO_2フリー水素関係

① 商業CO_2フリー水素の適用時期

② 商業CO_2フリー水素適用時の水素コスト（許容値）

③ 2050年におけるCO_2フリー水素コスト（許容値）

④ 2050年におけるCO_2フリー水素需要量