

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

成果報告書(平成 30 年度)

平成 31 年 3 月

 一般財団法人 エネルギー総合工学研究所

CO₂フリー水素普及シナリオ研究会

CO₂フリー水素普及シナリオ研究
平成30年度 成果報告書 目次

1 概要	1
2 実施項目	
3 実施体制・メンバー	
4 成果	4
4.1 2018年度シナリオ研の総括	
4.2 CO ₂ フリー水素WGの総括	
4.3 水素需要推算(シミュレーション)の総括	
4.4 国内水素配送の絵姿	
4.5 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性	
4.6 開発輸入水素の国富流出	
4.7 CO ₂ フリー水素普及シナリオ	
4.8 水素関連の革新的技術	18

＜添付資料＞

- 【資料4.1-1】 IAE 主催の自主研究会の活動概要 & CO₂フリー水素関連の動向
- 【資料4.1-2(1)～(3)】 第10回～12回シナリオ研の総括
- 【資料4.2(1)】 カーボンプライシングの検討(例)
- 【資料4.2(2)】 カーボンプライシングのあり方に関する検討会 取りまとめ 概要
- 【資料4.2(3)】 カーボンプライシングのあり方に関する検討会 報告書(抜粋)
- 【資料4.3】 水素需要推算(シミュレーション)の総括
- 【資料4.4】 国内水素配送の絵姿
- 【資料4.5(1)】 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性
- 【資料4.5(2)】 A study on the economy of a R.E.-based global CO₂-free hydrogen supply chain
- 【資料4.6】 Impact Assessment of Hydrogen Energy Import on National Wealth Outflow
- 【資料4.7(1)】 CO₂フリー水素普及シナリオ
- 【資料4.7(2)】 CO₂フリー水素普及シナリオ実現のストーリー
- 【資料4.7(3)】 水素サプライチェーンの実現に向けて - LNG導入経験を踏まえ-
- 【資料4.8(1)】 水素関連の革新的技術
- 【資料4.8(2)】 鉄鋼業と水素エネルギー(高炉によらない製鉄法)
- 【資料4.8(3)】 『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』

＜話題提供＞ (項目だけ記述。内容は上記【資料4.8(2)】と【資料4.8(3)】参照)

- ① 製鉄法の現状と将来(1) ～ 鉄鋼業と水素エネルギー ～ (日比委員)
(第10回 シナリオ研究会にて)
- ② 鉄鋼業と水素エネルギー(2) ～ 高炉によらない製鉄法 ～ (日比委員)
(第11回 シナリオ研究会にて)
- ③ 『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』 (日比委員)
(第12回 シナリオ研究会にて)

1 概要

本資料は、2018 年度に実施した『CO₂ フリー水素普及シナリオ研究会』（以下、シナリオ研と称す）の活動成果報告書である。

2 実施項目

2015 年度以降実施中のシナリオ研の活動概要と国内におけ CO₂ フリー水素関連の主要動向を示す。

シナリオ研の活動概要と国内における CO₂ フリー水素関連の主要動向

IAE主催の自主研究会の活動概要と CO ₂ フリー水素関連の動向(3/23)					
年度		2015	2016	2017	2018
<政府>			<安倍首相の施政方針演説> ・国際的な水素サプライチェーン構築 ・神戸で水素発電 ・液化水素船	<再エネ・水素等関係閣僚会議> (2017年4月) ・水素社会実現の基本戦略 (2017年12月策定) ・水素量: 34億Nm ³ /年(2030年) : 1,120億Nm ³ /年(将来) ・水素コスト: 30円/Nm ³ (2030年) : 20円/Nm ³ (将来) ・サプライチェーン構築と水素発電導入の促進シナリオ策定	<第6次エネルギー基本計画> (2018年7月閣議決定) ・水素社会の実現 ・国際的な水素サプライチェーンの構築 ・水素発電の導入 ・再エネ由来水素の利用拡大 ・国際連携強化
<CO ₂ フリー水素関連の国内動向>					
主催者	研究会・会議等の名称	2015	2016	2017	2018
IAE	CO ₂ フリー水素普及シナリオ研究会	#1 1. 水素需要推算 (GRAPEによるシミュレーション) 2. 水素火力発電における許容水素CIFコスト 3. 水素エネルギーのコスト構造分析 (LNG vs 液化水素: 海外流出/国内遠流金額等) 4. 水素エネルギー経済の検討 (水素市場規模推定) 5. CO ₂ フリー水素の定義 6. 日本におけるP2Gのあり方	#4 1. 水素需要推算 (GRAPEによるシミュレーション) 2. 水素火力発電における許容水素CIFコスト 3. 水素エネルギーのコスト構造分析 (LNG vs 液化水素: 海外流出/国内遠流金額等) 4. 水素エネルギー経済の検討 (水素市場規模推定) 5. CO ₂ フリー水素の定義 6. 日本におけるP2Gのあり方	#7 7. 水素ステーションの自立化 8. 製油所HPU代替水素利用 9. LNG/水素混焼コンバインド発電における水素使用量 10. 海外再エネ由来水素チェーンの経済性(UAE太陽光) 11. 豪州褐炭液化水素の国産流出 12. 水素普及シナリオ(年度展開)	#10 13. CO ₂ フリー水素WG(カーボンライジング) 14. 国内水素供給の総量 15. 海外再エネ由来水素チェーンの経済性(サウジ太陽光、バタゴニア風力) 16. 水素普及シナリオ(工程別展開)とシナリオ実現のストーリー(工工程別展開)とシナリオ実現のストーリー(工工程別展開) 17. 水素関連の革新的技術(航空用燃料、等) 18. 話題提供(鉄鋼業と水素エネルギー)
METI	水素・燃料電池戦略協議会	戦略ロードマップ改訂(2016年3月) ・価格目標の明確化(家庭用FC) ・普及目標の明確化(FCV) ・整備目標の設定(水素ST) ・水素発電の取組の明確化 ・再エネ由来水素利用の課題検討	CO ₂ フリー水素ワーキング (産学: 東工大岡崎特命教授) ・2016年5月に第1回開催 ・2016年度は計6回開催、報告書公開 ・再エネ導入時の水素利用 ・Power to Gas (P2G) 活用、等 ・次年度は制度整備等の議論	2017年度は計4回(通算12回)開催。主な議題: 下記 ・政府の活用動向 ・我が国の代替可能性 ・産業部門における利用のシナリオ ・長距離輸送に関する国内外の動き ・CO ₂ フリー水素利用のハバ/条件検討 ・CO ₂ フリー水素の製造・貯蔵・輸送の現状 ・CO ₂ フリー水素の定義	
(省エネ・新エネルギー政策課)	福島新エネルギー社会構想実現会議		再エネの導入拡大と水素社会実現のモデル構築により未来の新エネルギー社会のモデルを創出。 (2020年: 再エネ導入拡大 2030年: 水素社会モデル構築 2040年: スマート構築)		
東京工業大学 (代表者: 岡崎特命教授)	東工大 GHEC (Global Hydrogen Energy Consortium)	GHEC立上げ & GHEU公開シンポジウム グローバルなスケールでの水素サプライチェーン構築とこれに係る技術課題解決、様々な利用技術の検討等を目的に設立。	GHEC第1回WS(2016年2月) GHEC第2回WS(2016年6月) GHEC第3回WS(2016年9月) GHEC第4回WS(2016年12月) GHEC第5回WS(2017年3月) GHEU第2回公開シンポジウム(2016年10月)	GHEC第6回WS(2017年4月) GHEC第7回WS(2017年6月) GHEC第8回WS(2018年2月) GHEU第3回公開シンポジウム(2017年10月)	GHEC第9回WS(2018年6月) GHEC第10回WS(2018年7月) GHEC第11回WS(2018年12月) GHEU第4回公開シンポジウム(2019年1月)
FCCJ (主査: 東芝 副主査: トヨタ)			CO ₂ フリー水素活用の実現 ・課題抽出、課題解決の方策検討 ・関係企業間の取組促進、等	CO ₂ フリー水素ワーキング (39社) METIのCO ₂ フリー水素ワーキンググループ(第10回: 2017年10月)で小委員会よりFCCJ CO ₂ フリー水素ワーキンググループ活動報告がなされた。 (資料は随時配布)	法人正会員: 15社 協力会員: 4団体 個人正会員: 6名 (2018年7月現在)
(グローバルな動向)					
Air Liquide トヨタ自動車	Hydrogen Council (水素協議会)		・13の国際的な企業による、気候変動の目標達成に向けた、水素利用推進の新しいグローバル・イニシアチブ。 (日本からはトヨタ自動車、本田技研、川崎重工の3社が参加) ・2017年1月17日 スイス・ダボにて第1回開催。 ・現在33社(赤字の会社は、2018年3月以降に発表(2018年9月)まで新たに参画した日本企業) Steering member: 33社(日本: トヨタ自動車、本田技研、川崎重工、岩谷、JXTO) Supporting member: 20社(日本: 豊田通商、三井物産、三菱商事、丸紅、住友商事、三菱重工、三井住友銀行)		

2018 年度の実施項目は以下の通りである。

(1) 2018 年度シナリオ研の実施

2018 年度はシナリオ研を3回(通算で第 10 回、第 11 回、第 12 回)実施した。

(2) CO₂ フリー水素 WG の総括

METI「CO₂ フリー水素ワーキンググループ(WG)」の議論内容を調査し、整理・総括する予定であったが、CO₂ フリー水素 WG が開催されなかった。従って、代わりにカーボンライジングについて検討を行った。

(3) 水素需要推算(シミュレーション)の整理

GRAPE によるシミュレーションの検討内容・設定条件・検討結果を毎回シナリオ研で報告した。いただいたコメントはフォローアップし、その次の回で報告した。

(4)国内水素供給の絵姿

水素供給元(主として水素基地)から水素需要先(主として水素 ST、製油所、発電事業用 LNG/水素混焼発電)への具体的な供給の絵姿の検討に先立ち、今年度は、公開されている NEDO 報告書の概要を示し、それに対して研究会でのコメントをまとめるまでとしたが、コメントは出なかった。

(5)海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性

安価な海外再エネ由来水素(サウジ太陽光由来水素やパタゴニア風力由来水素等)をベースとした液化水素サプライチェーンの経済性を検討した。

(6)開発輸入水素の国富流出

MCH(メチルシクロヘキサン)グローバルサプライチェーンについて、国富流出割合、金額を検討し、LNG や液化水素と参考比較する予定であったが、実施の前提条件としていた関係者のご協力がまだ得られる段階ではなかった。従って、本年 6 月にブラジルのリオデジャネイロで開催された世界水素エネルギー会議(WHEC 2018)でポスター発表した液化水素グローバルサプライチェーンの国富流出の内容をまとめた。

(7)CO₂フリー水素普及シナリオ

2018 年 5 月に閣議決定された第 5 次「エネルギー基本計画」を反映し、前年度まとめた普及シナリオをブラッシュアップするとともに、LNG 導入経験を踏まえた普及シナリオ実現のストーリーを検討した。なお、当初計画していた METI「水素・燃料電池戦略ロードマップ」の改訂版の反映は、現在、改訂中であるので、来年度反映することとした。

(8)水素関連の革新的技術

水素基本戦略(2017 年 12 月策定 by METI)に明記されている将来(2050 年)の水素調達量 500~1,000 万 t/年(560~1,120 億 Nm³/年)、利用水素コスト 20 円/Nm³を達成し、水素社会を実現させるためには水素製造や変換に関する革新的技術開発／実装が必要と思われることから、水素関連の革新的技術を整理した。その中で、高炉によらない製鉄法としての鉄鉱石の水素還元に関する研究開発例とゼロカーボン・スチールの可能性について調査した。

3 実施体制・メンバー

2018 年度のシナリオ研究会の体制、メンバーを、各々表3-1、表3-2に示す。

表3-1 2018 年度のシナリオ研究会の体制

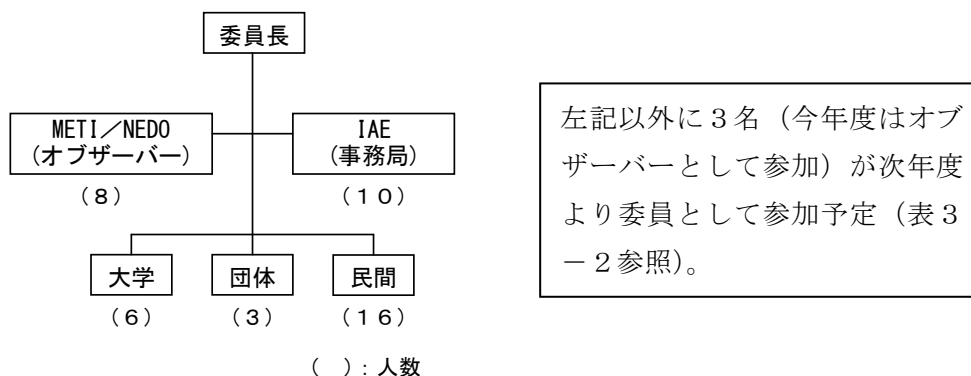


表3-2 2018 年度のシナリオ研究会のメンバー

(2018年度シナリオ研 メンバー @ 2019.2) (順不同 敬称略)

体制	氏名	所属 ⁽¹⁾
委員長	山地 憲治	(公財)地球環境産業技術研究機構(RITE)
委員	太田 健一郎	横浜国立大学
	岡崎 健	東京工業大学
	佐々木 一成	九州大学
	堂免 一成	東京大学
	名久井 恒司	東京理科大学
	常山 秀雄	東京農工大学
	西宮 伸幸	(一社)水素エネルギー協会(HESS)
	長谷川 裕夫	(地独)東京都立産業技術研究センター
	浅野 浩志	(一財)電力中央研究所
	田澤 秀明	千代田化工建設(株)
	北川 雄一郎	三菱日立パワーシステムズ(株)
	香岐 英	JXエネルギー(株)
	川崎 真一	大阪ガス(株)
	日比 政昭	新日鐵住金(株)
	竹中 堅二	新日鐵住金エンジニアリング(株)
	梶原 昌高	岩谷産業(株)
	田村 雅之	東京ガス(株)
	新道 憲二郎	川崎重工業(株)
	仁王 彰夫	三菱商事(株)
	松岡 哲也	(株)三井住友銀行
	榊山 直人	電源開発(株)
	松島 悠人	(株)日本総合研究所
	小島 康一	トヨタ自動車(株)
	羽藤 一仁	パナソニック(株)
	今野 賢治	丸紅(株)
(オブザーバー)	矢田部 隆志	東京電力ホールディングス(株)
(オブザーバー)	岡原 典史	関西電力(株)
(オブザーバー)	葛山 弘一	東邦ガス(株)
オブザーバー	資源エネ庁 総務課	
	資源エネ庁 省エネ・新エネ部 新エネシステム課	水素・燃料電池戦略室
	資源エネ庁 資源・燃料部	政策課
	経済産業省 産業技術環境局	研究開発課
	(国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	
	次世代電池・水素部 燃料電池・水素グループ	
	増田 美幸 (国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	
	技術戦略研究センター エネルギーシステム・水素ユニット	
	嘉藤 徹 (国研)産業技術総合研究所(AIST) 燃料電池システムグループ	
	栗山 信宏 (国研)産業技術総合研究所(AIST) 電池技術研究部門	

(注記(1): 各位は所属の代表としてではなく、個人として出席) (着色斜体の所属先は途中より研究会に参画)

上表で委員の下部に記載の(オブザーバー)は次回(次年度)より委員として参加予定。

4 成果

本文末尾添付の資料4. 1－1にこれまでの IAE 主催の研究会の活動概要と CO₂フリー水素関連の動向を示した。

2010 年度後半から 2011 年度末までは『CO₂フリー水素チェーン実現に向けた構想研究会』（以下、構想研究会と称す）を実施し、CO₂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 CO₂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こととを弊所保有のシミュレーションモデル（GRAPE）により定量的に示し、共通認識を醸成した。また、考え得る CO₂フリー水素チェーンをリストアップし、各チェーンについて技術成熟度の検討を行い、有機ハイドライドのグローバルサプライチェーンは 2020 年頃、液化水素のグローバルサプライチェーンは 2025 年頃、実用化可能との評価結果を示した。さらに、当時、東日本大震災を踏まえた基本計画の見直しが検討され、意見募集が資源エネルギー総合政策課にてなされていたことから、輸入水素は LNG に類似しているとの認識の下、『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、『CO₂フリー水素チェーン実現に向けたアクションプラン研究会』（以下、アクションプラン（AP）研究会と称す）を実施した。

そのうち 2013 年度までの 2 年間は、CO₂フリー水素需要に関するエネルギーユーザの意見集約、需要推算（GRAPE によるシミュレーション）を実施し、CO₂フリー水素チェーンの絵姿やロードマップを作成するとともに、CO₂フリー水素の多面的評価を実施し、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。

2014 年度は、2014 年 4 月に閣議決定された「エネルギー基本計画」の中で「“水素社会”の実現に向けた取組の加速」が示され、2014 年 6 月に策定（2016 年 3 月に改訂）された「水素・燃料電池戦略ロードマップ（資源エネルギー庁）」の中で、フェーズ 2 として 2030 年頃に「発電事業用水素発電の本格導入、及び、海外での未利用エネルギー由来水素の製造、輸送・貯蔵の本格化」が示された。

これら政府の動向と並行して、AP 研究会では、2014 年度は、主に、火力発電において CCS（Carbon dioxide Capture and Storage；二酸化炭素の回収・貯留）を考慮した場合の化石火力発電の発電単価と等価となる水素コストの検討、水素普及シナリオの基礎検討、国富流出低減の予備検討等を行った。

2015 年度から現在までは、『CO₂フリー水素普及シナリオ研究会』（以下、シナリオ研究会と称す）を実施中で、2015 年度から 2017 年度にかけては、従来継続実施している GRAPE による水素需要推算の他に、以下の検討を行った。

- ・水素火力発電における許容水素 CIF コスト
- ・水素エネルギーのコスト構造分析（LNG vs 液化水素：海外流出／国内還流金額等）
- ・水素エネルギー経済の検討（水素市場規模推定）
- ・CO₂フリー水素の定義
- ・日本における P2G のあり方
- ・水素ステーションの自立化

- ・製油所 HPU 代替水素利用
- ・LNG／水素混焼コンバインド発電における水素使用量
- ・海外再エネ由来水素チェーンの経済性(UAE 太陽光)
- ・豪州褐炭液化水素の国富流出
- ・水素普及シナリオ(年度展開)

4. 1 2018年度シナリオ研の総括

本文末尾添付の資料4. 1-2(1)～(3)に2018年度に実施した第10回、第11回、第12回シナリオ研の各々の総括を示す。内容は各回での質疑応答・コメント、課題フォローの総括である。

各回のシナリオ研の議題を以下に示す。

<第10回シナリオ研>

- ・議題1: 2017年度シナリオ研の総括、2018年度の計画(IAE)
- ・議題2: 水素需要推算(IAE)
- ・議題3: 国内水素配送の絵姿(IAE)
- ・議題4: 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性(IAE)
- ・議題5: CO₂フリー水素普及シナリオ(IAE)
- ・議題6: 水素関連の革新的技術(IAE)

話題提供

- ・製鉄法の現状と将来(1)～ 鉄鋼業と水素エネルギー ～(日比委員)

<第11回シナリオ研>

- ・議題1: 研究会の活動概要と第10回シナリオ研の総括(IAE)
- ・議題2: 水素需要推算(IAE)
- ・議題3: CO₂フリー水素普及シナリオ、シナリオ実現のストーリー(IAE)
- ・議題4: 水素関連の革新的利用技術 ～ 航空用代替燃料 ～ (IAE)

話題提供

- ・鉄鋼業と水素エネルギー(2) ～ 高炉によらない製鉄法 ～(日比委員)

<第12回シナリオ研>

- ・議題1: 第11回シナリオ研の総括(IAE)
- ・議題2: 水素需要推算(IAE)
- ・議題3: CO₂フリー水素普及シナリオ(IAE)
シナリオ実現のストーリー(IAE)
LNG 導入経緯(IAE)

- ・議題4: カーボンプライシング(IAE)
- ・議題5: 2019年度について(IAE)

話題提供

- ・『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』(日比委員)

4. 2 CO₂フリー水素 WG の総括

METI「CO₂フリー水素ワーキンググループ(WG)」の議論内容を調査し、整理・総括する予定であったが、CO₂フリー水素 WG が開催されなかった。従って、代わりにカーボンプライシングに関する既存の報告書を参照するとともに、関連した検討を少し行った。本文末尾に以下の資料を添付している。

【資料4. 2(1)】カーボンプライシングの検討(例)

【資料4. 2(2)】カーボンプライシングのあり方に関する検討会 取りまとめ 概要

【資料4. 2(3)】カーボンプライシングのあり方に関する検討会 報告書(抜粋)

資料4. 2(1)はカーボンプライシングの検討(例)と題しているが、実際には、CCS コストを想定し2030年頃にCCSありLNG火力の発電コストを一例として推算し、発電等価となる水素火力のCO₂フリー水素のCIF価格を推定したものである。結果としては、CCS コストが5～7千円/t-CO₂、CCSありLNG火力の発電コストは13～14円/kWh、発電等価となる水素火力のCO₂フリー水素のCIF価格は23～24円/Nm³となった。

資料4. 2(2)と資料4. 2(3)の基となった政府のカーボンプライシングに関する活動であるが、平成29年12月に開催された「第11回CO₂フリー水素WG」の事務局提出資料1の中で、パリティ条件③(水素発電 vs LNG/石炭火力)について、以下の記述がある。

- ・LNG/石炭火力発電(従来エネルギー利用)に対し水素発電がコストパリティとなる条件を検討。

- 1GW級のLNG火力比較で年間約250万t、石炭火力比較で年間約530万tのCO₂を削減。

- 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CO₂削減価値が9.5円～13.3円/kg-CO₂で評価されることが必要。

資料4. 2(3)に脱炭素社会への円滑な移行と経済・社会的課題との同時解決に向けて以下の事が明記されている。

<我が国のカーボンプライシングを巡る状況>

- ・我が国の「地球温暖化対策のための税」の税率は289円/t-CO₂であり、諸外国と比べて低い。
- ・OECDによれば、実効炭素価格(炭素税、排出量取引、エネルギー課税の合計)は特にEU諸国と比較して低い水準。

<まとめ(一部)>

- ・世界のビジネスは脱炭素社会に向けて舵を切っており、我が国もこの潮流に乗り遅れることとなるのではないか。特に、現在の我が国にとって、気候変動問題と経済・社会的課題の同時解決に向けた視点は重要。
- ・社会の隅々で経済社会システムと技術のイノベーションを起こし、また、脱炭素社会に向けた円滑な移行を誘導していくためには、カーボンプライシングが有効。

- ―温室効果ガス排出のコストや対策の費用対効果を「見える化」し、長期大幅削減を費用効率的に達成することが可能となる。
- ―また、削減に向けた「共通の方向性」を企業や投資家に示すこともできる。脱炭素社会に向けた市場の活性化の推進力となり、経済・社会的課題との同時解決にもつながる。

4.3 水素需要推算(シミュレーション)の総括

本文末尾に 2018 年度に実施した水素需要推算(シミュレーション)の総括を示している。

1) 第 10 回シナリオ研究会

第 10 回シナリオ研究会では、第 9 回におけるコメントとそのフォローアップ結果を報告し、今年度の実施予定内容を説明した。

<第 9 回研究会における主要なコメント>

- ・CO₂ 制約はベースケースに固定して、原子力と CCS のパラメータ変更をする方が分かりやすい。
- ・ケースの表現を「強化/緩和」ではなく、具体的に分かりやすい表現として欲しい。
- ・感度分析ケースの段数を細かくした方が分かりやすい。

<第 10 回で報告したフォローアップ内容>

(第 9 回研究会における主要なコメントに対するフォローアップ内容)

- ・CO₂ 制約をベースケースに固定、原子力と CCS を感度分析
パラメータとしてベースケースを基準に 5 段階で感度分析計算を実施した。
(ベースケース、+-50%、+-25%)
- ・2030 年と 2050 年の 2 つの年代について整理
- ・エネルギーの需給構造が分かるように各計算結果の詳細を提示

<第 10 回で報告したフォローアップ結果>

(1) 2030 年における日本のエネルギー需給構造

- ・一次エネルギー供給
 - ーCCS、原子力条件を変更しても 35~40%が原油と石炭による点はほぼ変わらない。再エネもケース間で差異はなく約 15%である。
 - ー原子力上限を上げると天然ガスから供給されている一次エネルギーの一部を原子力で担う。両者合計で 45~50%である。
 - ー2030 年においては、原子力からの一次エネルギー供給は設備容量よりも発電量シェアに制約を受けているため、+-25%と+-50%の間で一次エネルギー供給量に大きな変化がない。
- ・発電量
 - ー原子力上限を上げることにより太陽光発電は大きく減少するが、風力はそれほど減らない。
 - ーCCS 上限を変化させても発電量の変化は小さい。
(上限を上げるとIGCC+CCS、天然ガス+CCSが上限-50%で水素火力発電が登場。)

(2) 2030 年における日本の水素需給構造

・水素需要

- ― ケース間で水素需要は最大 3 倍程度の差がある。
- ― 全ケースで 1.8～3.1Mtoe の水素が運輸部門と製油所で使われる。
- ― CCS 上限を下げ、原子力上限を下げると、2030 年段階でも 3Mtoe 程度(約 39 億 Nm³)の水素需要が発生する。

・水素供給

- ― 輸入水素が 20～60%程度を占める。
- ― CCS、原子力上限を下げると、再エネ由来水素が 2030 年でも導入される。
([CCS-50%・原子力-50%]で、全体の 63%を占める。)

・水素輸入

- ― 水素の輸入元は中国、オセアニア、東南アジア、ロシアが多い。

(3) 2050 年における日本のエネルギー需給構造

・一次エネルギー供給

- ― 総量はエネルギー供給の制約(CCS、原子力上限下げ)で増え、緩和(同上限上げ)で減る傾向になる。
- ― 再エネの供給量は水力と風力が大きく変動、他の再エネ導入量はケース間で余り変わらない。
- ― 原子力は上限の設定と、供給量が 1 対 1 対応する。

・発電量

- ― 総量はエネルギー供給の制約で増える。
- ― 再エネ率(地熱、水力、風力、太陽光)は 30%～60%、パラメータの設定により
電解用の水力、風力発電量が大きく変化する。
- ― CCS 条件の緩和で IGCC+CCS が登場する。

(4) 2050 年における日本の水素需給構造

・水素需要

- ― すべてのケースで、100～150TWh(12～20%)の電力が水素火力
発電により供給されている。
- ― 運輸、製油所需要はケース間でほぼ一定だが、CCS、原子力上限を共に下げたケースでは運輸用水素需要が大きく増大する。(トラックに水素が用いられるため。)

・水素供給

- ― 輸入水素、国内再エネ水素は国内 CCS を補うために導入される。
- ― CCS 上限がベースケース相当でも、原子力上限が上がれば、発電に使われ

ていた CCS 容量が水素製造に回ってくる。

- ・水素輸入

- ーロシアからの輸入が主、他に中国、オセアニア、東南アジアからの輸入が多いケースが見られる。

- ーただし、原子力上限を上げたケース、CCS 上限を上げたケースでは、天然ガスの形で間接的に水素を輸入しているに等しい。

2) 第 11 回シナリオ研究会

第 11 回シナリオ研究会では、2017 年 GRAPE モデルの変更点と分析結果、及び地政学的リスクファクターが水素導入にもたらす影響の分析結果を報告した。

(1) 2017 年 GRAPE モデルの変更点と分析結果

<2017 年 GRAPE モデルの変更点>

- ・人口と GDP、最終需要等の見直し

- ー人口は国連と人口問題研究所の 2017 年版を、GDP の 2015 年以前は国連、2020 年以降は OECD モデルの SSP2 を元に、シナリオを設定した。

- ーIEA2017 エネルギーバランスを元に、2015 年までの実績値を作成してモデルで使用した。

- ー人口と GDP、及び実績値の変更に伴い、乗用車、トラック、バスの保有台数シナリオ、及び航空需要、船舶需要、鉄道需要を変更した。

- ー電力需要、定置需要、運輸需要(自動車除く)を、WEO2017 を元にリファレンス需要と省エネ需要を設定し、これらを Mix した需要をモデルで使用した。

- ・発電関連

- ー再生可能の発電電力量上限を、WEO2017 の SDS の発電電力量を元に設定した。また、この発電電力量上限は、水素電解用を除く系統発電用のみに適用し、系統発電+水素電解の合計はポテンシャルを上限に設定した。

- ー原子力の地域別設備容量の上限は、WEO2017 の SDS を元に設定した。

- ・発電以外の転換

- ーバイオ燃料の製造として、固体バイオマスからのメタン発酵とメタン発酵+CCS を追加した。

- ーエタノール製造は CCS 有を追加した(2050 年以降)。

- ー石油精製は、昨年度までに生じていた実績年と計算年との間にギャップを補正した(実績値からの収率算出に自家消費分を含め、製造量と消費量との差を配送効率として別途計上)。

- ・CCS 制約

- ーETP2017 を元に、USA、WEU+CEU、CHN、SEA、IND、BRA、RUS の 7 地域と世界全体の CCS の貯留量の上限制約を、2020~2050 年に対して設定した。

・その他

- ー2015 年までは実績値で固定、2020 年から 2100 年までの 5 年間隔の計算を実施する様に、モデルを変更した。

<分析結果>

2017 年 GRAPE モデルの特徴として、ベースケース同士の比較から、以下のことが分かった。

- ー一次エネルギー供給量が減る一方で総発電量は増大し、より再エネ、電化が進んだ社会となっていると考えられる。
- ー2050 年断面で、日本の水素需要は約 20%(4Mtoe)減少するが、世界全体では 100Mtoe 程度増加する。水素火力発電も世界規模で普及し、これまでなかった水素 GE コージェネが導入される。
- ー2016 年モデルと比較して CO₂ の純排出量、ネット排出量共に減少する。
- ー(最適化計算の評価関数である)エネルギーコストは 10%程度高くなる。

(2)地政学的リスクファクターが水素導入にもたらす影響の分析

<地政学的リスクファクターの分析>

・下記地政学的リスクファクターの定式化

- ーGRAPE モデル内の水素輸送コスト決定式に地政学的リスクファクターを導入した。
- ー[供給地域]、[需要地域]、[年代]に設定、基準値を 1.0 としてシナリオに応じて設定した。
例)供給地域:中国、入荷地域:日本、年代:2020 年のリスクファクターを 2.0 とすると、2020~25 年の間中国から日本への水素輸送コストが 2 倍になる。
= エネルギー需給構造の決定において設定の年代において中国→日本のルートが選択されづらくなると考えられる。

<地政学的リスクシナリオ>

・中東危機シナリオ

- ー2030 年に中東で安全保障上のリスクが生じたと仮定、2030 年以降、地域 9 中東・北アフリカからのリスクファクターを 1.0→2.7 とした。2.7 という数字は第一次オイルショック時の WTI crude oil price の数値を参考にした(1973 年 7 月-1974 年 1 月の変化)。

・東西冷戦シナリオ

- ー東西冷戦を参考に下記の通りとした。
西側:カナダ、日本、アメリカ、オセアニア、その他アジア、ブラジル、その他ラテンアメリカ

東側：中国、中欧、東欧、ロシア

第三世界：インド、サハラ以南アフリカ、中東・北アフリカ

という区分けを行って 2030 年以降、西側諸国と東側諸国間にリスクファクターを設定した（値は 2.0 を仮設定）。

＜地政学的リスク分析：まとめ＞

- ー地政学的リスクファクターは 2～3 倍程度の変化で水素需給の構造に変化を生じるが、エネルギー需給構造全体、CO₂ 排出量、エネルギーコストにはほぼ影響しない。
- ー理由としては、現在のリスクファクターがモデルの仕様上水素輸送にのみ影響を与えるため。
- ー水素の大供給元はサハラ以南アフリカ、ラテンアメリカ、ロシア、中国の 4 カ国で、それぞれ地理的に離れているので、リスクファクターに対しては輸出入構造の組み替えで対応してしまうものと推定される。

3) 第 12 回シナリオ研究会

第 12 回シナリオ研究会では、以下の報告をした。

- ・第 11 回報告のフォローアップでご説明が不明瞭だった点の回答
- ・2018 年モデルの概要と分析結果
 - ー火力発電下限制約と製油所水素の導入効果分析
- ・Joint Crediting Mechanism(JCM)的な技術移転の影響分析
 - ー技術移転のある／なしによる影響を比較分析

(1) 2018 年モデルの概要と分析結果

＜2018 年モデルの概要＞

- ・2017 年モデルをベース(エネバラ、CO₂ 排出実績値はそのまま)に人口、GDP 予想を最新のものにアップデートした。
- ・下記パラメータを追加した。
 1. 水素火力発電の持つ系統調整力の反映：従来日本に適用してきた CCS なし火力発電の設備容量下限制約を世界的に導入した。
 2. 水素の産業利用：「製油所水素」=製油所におけるナフサからの製造水素を輸入水素で代替 を世界的に選択可能とした。
- ・製鉄水素の導入量をデフォルトで 0 に設定した。
 - ーシナリオ研におけるご指摘を参考にした。
- ・今回の分析
 - ー上記新規導入パラメータの国内外水素需給に対する影響を評価した。
 - ①上記条件共になし。

②火力発電下限制約を導入。

③製油所水素を導入。

<2018 年モデルによる分析結果:まとめ>

・CCS なし火力発電の設備容量下限制約について

ー世界的にも日本に対しても、水素導入量を大きく増加させるパラメータである。

ー天然ガス→発電→CCS という順序が天然ガス→水素製造(CCS)→発電という順序に切り替わっている模様である。

ー今回一律に 20%という下限値を設定したが、妥当な値については今後精査検討が必要である。

・製油所水素について

ー産業用水素需要は運輸と並んで、2025 年前後の水素の立ち上げ期に需要を下支えする効果が期待できる。

ー2050 年には石油精製の縮小により半減し、発電、運輸水素需要の増大により水素需要に占める割合は小さくなる。

(2) Joint Crediting Mechanism(JCM)的な技術移転の影響分析

<JCM 的技術移転の影響分析結果>

本推算是 2050 年世界 CO2 排出量達成の手段の一つとして水素を取り上げ、様々な条件下での水素需給状況をシミュレーションしている→ 先進国から途上国・新興国への早期の技術移転により、水素の需給状況はどのように変わるのか? の分析を行った。

地域間の技術進展度の違いについては、下記の通りとした。

・GRAPE 内パラメータ(いずれも 2100 年以降全世界一定)

ー発電効率: 地域により異なるが新興・途上地域は先進地域より概ね低い

ー車両効率: 新興・途上地域は先進地域の 10 年遅れ

ー水素利用技術の利用可能年(製造は全世界で 2020 年から可能)

先進地域: 2020 年

中国、インド、ブラジル、中欧、東欧: 2030 年

上記以外: 2055 年

・JCM 的条件設定

ー各効率を 2030 年以降先進国最高水準(概ね日本の値)に設定

ー水素利用技術の利用可能年を全世界的に最も遅くとも 2030 年に設定

<JCM 的技術移転の影響分析結果>

・JCM 的技術移転の影響分析結果のまとめを以下に示す。

・JCM 的技術移転による効果

- －技術移転による各種効率の早期向上によりエネルギー消費が抑制される。
- －CO2 削減限界費用、世界平均の燃料価格、エネルギーコスト共に低下する。
- －先進国、日本の水素導入に対しては負の効果となる。

・今後

- －本来的には、JCM は技術提供側に削減クレジットが付与されるものであるため、先進国への制約付加と JCM による緩和をシミュレーションして効果を検証する。

4. 4 国内水素配送の絵姿

水素供給元(主として水素基地)から水素需要先(主として水素 ST、製油所、発電事業用 LNG/水素混焼発電)への具体的な配送の絵姿の検討に先立ち、今年度は、公開されている NEDO 報告書の概要を示し、それに対して研究会でのコメントをまとめるまでとしたが、コメントは出なかった。従って、もし次年度この項目を取り挙げるのであれば、エネルギーキャリア(液化水素、メチルシクロヘキサン、アンモニア)についてケーススタディーをしたいと考えている。本文末尾に以下の資料を添付している。

【資料4. 4】国内水素配送の絵姿

4. 5 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性

安価な海外再エネ由来水素(サウジ太陽光由来水素やパタゴニア風力由来水素等)をベースとした液化水素サプライチェーンの経済性を検討した。本文末尾に以下の資料を添付している。

【資料4. 5(1)】海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性

【資料4. 5(2)】A study on the economy of a R.E.-based global CO₂-free hydrogen supply chain

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の検討結果を本文末尾に添付の資料4. 5(1)の1項から3項に示している。

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^(*)は、1.79 米セント/kWh で 110 円/ドルとすると 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/Nm³-H₂)を含めた水素製造コストは 19.0 円/Nm³-H₂ となることが期待できる。

そして、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の、水素液化機と積地基地の運営費は、川崎重工業(株)が示している従来値から以下の通り低下すると推算される。

・水素液化機: 9.8 円/Nm³ ⇒ 7.4 円/Nm³

・積地基地: 3.2 円/Nm³ ⇒ 3.1 円/Nm³

これらを考慮し、サウジ太陽光由来水素サプライチェーンのコストを見直すと、32.7 円/Nm³-H₂ 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

サウジ太陽光由来水素サプライチェーンと同様の手法で実施したパタゴニア風力由来水素サプライチェーンの経済性の検討結果を本文末尾に添付の資料4. 5(1)の4項に示している。

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/Nm³で、水素製造コストは 22.1 円/Nm³ 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/Nm³-H₂ となることが期待できる。

4. 6 開発輸入水素の国富流出

MCH グローバルサプライチェーンについて、国富流出割合、金額を検討し、LNG や液化水素と参考比較する予定であったが、実施の前提条件としていた関係者のご協力がまだ得られる段階ではなかった。従って、本年 6 月にブラジルのリオデジャネイロで開催された世界水素エネルギー会議(WHEC 2018)でポスター発表した液化水素グローバルサプライチェーンの国富流出の内容をまとめた。本文末尾に以下の資料を添付している。

【資料4. 6】 Impact Assessment of Hydrogen Energy Import on National Wealth Outflow

資料4. 6の一番右下の図に、LNG と液化水素の国富流出の比較結果を示しており、以下の通りである。開発輸入水素の CIF コスト(29.8 円/Nm³)に占める国内還流の割合が比較的高いのは水素製造と水素液化である。従って、将来、液化水素チェーンが本格普及した時、褐炭燃料におけるロイヤリティ(オーナー収益)に多少変動があっても、全体の国内還流率は 50%程度維持されることが期待できる。また、LNG と熱量等価の開発輸入水素は全体の金額は増えるが、国外流出金額は LNG と同程度であり、全体金額で増える分は国内還流として増える、と言える。

4. 7 CO₂フリー水素普及シナリオ

2018 年 5 月に閣議決定された第 5 次「エネルギー基本計画」を反映し、普及シナリオをブラッシュアップするとともに、LNG 導入経験を踏まえた普及シナリオ実現のストーリーを検討した。本文末尾に以下の資料を添付している。

【資料4. 7(1)】 CO₂フリー水素普及シナリオ

【資料4. 7(2)】 CO₂フリー水素普及シナリオ実現のストーリー

【資料4. 7(3)】 水素サプライチェーンの実現に向けて -LNG導入経験を踏まえ-

資料4. 7(1)の CO₂フリー水素普及シナリオについては、具体的に以下の事を反映した。

- ・回収 CO₂と CO₂フリー水素から製造したメタネーションメタンを液化したカーボンニュートラル液化メタンを新たにエネルギーキャリアの一つに加えた(国外 & 国内)。
- ・アンモニアの直接利用(アンモニア燃焼ガスタービン、等)を明記した。
- ・＜利用＞の 2040～の所に、水素還元製鉄として Super COURSE50 とゼロカーボン・スチールを示した。これらは日本鉄鋼連盟が平成 30 年 11 月に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』と題した発表の中で示しており、Super COURSE50 は外部水素を用いた高炉による水素還元製鉄で 2035 年に実機化を、ゼロカーボン・スチールは高炉を用いない水素還元製鉄で 2050 年実機化を目標としている。

資料4. 7(2)の普及シナリオ実現のストーリーについては、コストダウンに伴う各セクターの導入・普及の現状・将来見通しを示した。

縦軸の価格表示は、ノン-CO₂フリー／CO₂フリー水素の CIF 価格 or プラント引渡し価格とした。各セクターの導入・普及目標は、政府が明記している価格目標や普及目標以外に、製油所での普及や水素還元製鉄を示した。

そして、LNG 導入経験を踏まえて、導入から普及にいたるステップ(導入決定、導入開始、規模拡大、自立的拡大)、導入・普及の主ドライバー(環境規制、エネルギーセキュリティー、税制優遇・補助金・融資制度)、価格設定の設計、コストダウン、等について整理し、議論のたたき台を示した。

本たたき台を基に、来年度、議論を重ねブラッシュアップし、ストーリー化する予定である。

4. 8 水素関連の革新的技術

水素基本戦略(2017 年 12 月策定 by METI)に明記されている将来(2050 年)の水素調達量 500～1,000 万 t/年(560～1,120 億 Nm³/年)、利用水素コスト 20 円/Nm³を達成し、水素社会を実現させるためには水素製造や変換に関する革新的技術開発／実装が必要と思われることから、水素関連の革新的技術を整理した。その中で、高炉によらない製鉄法としての鉄鉱石の水素還元に関する研究開発例とゼロカーボン・スチールの可能性について調査した。本文末尾に以下の資料を添付している。

【資料4. 8(1)】関連の革新的技術

【資料4. 8(2)】鉄鋼業と水素エネルギー(高炉によらない製鉄法)

【資料4. 8(3)】『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』

資料4. 8(3)については、日本鉄鋼連盟の公式発表(平成30年11月)であり、内容の一部を4. 7項(CO₂フリー水素普及シナリオ)の資料4. 7(1)と資料4. 7(2)に記載させていただいている。第12回シナリオ研で『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』について話題提供をしていただいたが、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12.2億トン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CO₂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トン還元するのに必要な水素は約600Nm³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400Nm³、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1,000Nm³の水素が必要となる。2100年において12億トン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Nm³(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。

<エネルギー基本計画>、等		年度：2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018									
		第三次エネルギー基本計画(2010年6月策定) ・エネ自給率、自主エネ比率、ゼロエミ電源比率 (目標):現状の倍増 ・水素エネルギー社会の実現 (第3章 第4節 2.)						第四次エネルギー基本計画(2014年4月策定) “水素社会”の実現に向けた取組の加速 ・水素発電実現 ・製造・輸送・貯蔵技術開発 ・ロードマップ策定						<安倍首相の施政方針演説> (2017年 1月20日 第193通常国会) ・世界に先駆け国際的な水素 サプライチェーンを構築する。 ・神戸で水素発電による世界初の 電力供給 ・世界初の液化水素船				<再エネ・水素等関係閣僚会議> (2017年4月11日) ・水素基本戦略 (2017年12月26日策定) ・水素量:34億Nm ³ /年(2030年) :1,120億Nm ³ /年(将来) ・水素コスト:30円/Nm ³ (2030年) :20円/Nm ³ (将来) ・サプライチェーン構築と水素発電 導入の共通シナリオ策定				<第5次エネルギー基本計画> (2018年7月3日閣議決定) ・水素社会の実現 ・国際的な水素サプライチェーンの構築 ・水素発電の導入 ・再エネ由来水素の利用拡大 ・国際連携強化					
<CO ₂ フリー水素関連の国内動向>																											
主催者		研究会・会議、等の名称		年度：2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018							
IAE		①CO ₂ フリー水素 チェーン実現に向けた 構想研究会 ②CO ₂ フリー水素 チェーン実現に向けた アクションプラン研究会 (AP研究会) ③CO ₂ フリー水素 普及シナリオ研究会		構想研究会		アクションプラン(AP)研究会										シナリオ研究会											
				#1(2011.3.11)		#4		#1		#4		#8		#10		#1		#4		#7		#9		#10		#12	
				1. 共通認識の醸成 ・CO ₂ フリー水素は政府 目標達成に貢献し得る 有力なオプションの一つ。 (GRAPE推算結果利用) 2. 政府への提言 ・一次エネルギーの構成 要素に水素を追加してい たきたい。		1. 水素の大量需要を目指す技術開発プランを作成 ・CO ₂ フリー水素の許容コストや需要に関する意見調査 ・目標コスト、課題と対策、絵姿、等 2.「CO ₂ フリー水素実用化推進協議会(仮称)」が 民間主導で設立されることを提言し、設立への 積極的協力を意思表示(@2013年度)		1. 水素需要推算(GRAPEによるシミュレーション) 2. 水素火力発電における許容水素CIFコスト 3. 水素エネルギーのコスト構造分析(LNG vs 液化水素:海外流出/国内還流金額等) 4. 水素エネルギー経済の検討 (水素市場規模推定) 5. CO ₂ フリー水素の定義 6. 日本におけるP2Gのあり方										7. 水素ステーションの自立化 8. 製油所HPU代替水素利用 9. LNG/水素混焼コンバインド 発電における水素使用量 10. 海外再エネ由来水素チェーン の経済性(UAE太陽光) 11. 豪州褐炭液化水素の国富流出 12. 水素普及シナリオ(年度展開)				13. CO2フリー水素WG(カーボンプライシング) 14. 国内水素供給の絵姿 15. 海外再エネ由来水素チェーンの経済性 (サウジ太陽光) 16. 水素普及シナリオ (工程別展開とシナリオ実現のストーリー) (工程別展開とシナリオ実現のストーリー) 17. 水素関連の革新的技術(航空用燃料、等) 18. 話題提供(鉄鋼業と水素エネルギー)					
← 水素需要推算(GRAPEによるシミュレーション)：一連の研究会を通して継続実施 →																											
METI (水素・燃料電池戦略室)		水素・燃料電池戦略協議会		水素・燃料電池戦略ロードマップ策定(2014年6月) ・Phase1(現在～):水素利用の飛躍的拡大 ・Phase2(2020年代後半に実現):水素発電の本格導入 ／大規模水素供給システムの確立 ・Phase3(2040年頃に実現):トータルでのCO ₂ フリー水素 供給システムの確立						CO ₂ フリー水素ワーキング 東工大岡崎特命教授が座長 ・2016年5月に第1回開催 ・2016年度は計8回開催し 報告書を公開。 ・再エネ導入時の水素利用 ・Power to Gas(P2G)活用、等 ・次年度は制度整備等の議論						－(新たな組織で継続実施中)－ ・第9回:2017年8月 ・欧州の活用動向 ・我が国の代替可能性 ・第10回:2017年10月 ・産業部門における利用ポテンシャル ・第11回:2017年12月 ・長期エネ政策に関する国内外の動き ・CO ₂ フリー水素利用のハルティ条件検討 ・第12回:2018年3月 ・CO ₂ フリー水素の環境価値の顕在化 ・CO ₂ フリー水素の定義						→					
(省エネ・新エネ部 政策課)		福島新エネ社会構想 実現会議								戦略ロードマップ改訂(2016年3月) ・価格目標の明確化(家庭用FC) ・普及目標の明確化(FCV) ・整備目標の設定(水素ST) ・水素発電の取組の明確化 ・再エネ由来水素利活用の課題検討																	
																再エネの導入拡大と水素社会実現のモデル構築により未来の新エネ社会のモデルを創出。 ・2020年:再エネ導入拡大 ・2030年:水素社会モデル構築 ・2040年:スマコミ構築											
東京工業大学		東京工業大学 GHEC (GHEC:Global Hydrogen Energy Consortium) (代表者:岡崎特命教授)		備考: 東京工業大学 GHECは、CO ₂ フリー水素に限定されている訳ではないが、グローバ ルなスケールでの水素サプライチェーン構築とこれにかかわる技術課題解決、様々 な利用技術の検討等を目的に設立されており、設立趣意書にIAE主催の自主研究 会の成果(CO ₂ フリー水素チェーンの絵姿)が有効活用されている。						GHEC立上げ&GHEU公開シンポジウム <会員> ・法人正会員(10社) ・個人正会員(23名) ・協力会員(3団体) IAEは協力会員						ワークショップ(WS)&公開シンポジウム ー(継続実施中)ー ・第1回:2016年02月 ・第2回:2016年06月 ・第3回:2016年09月 ・第4回:2016年12月 ・第5回:2017年03月 ・第2回公開シンポ:2016年10月 ・第6回:2017年06月 ・第7回:2017年09月 ・第8回:2018年02月 ・第3回公開シンポ:2017年10月 ・第9回:2018年 6月 ・第10回:2018年 7月 ・第11回:2018年10月 ・第4回公開シンポ:2019年1月 法人正会員:15社 協力会員:4団体 個人正会員:6名 (2018年7月現在)											
FCCJ CO ₂ フリー水素WG (主査:東芝 副主査:トヨタ)		CO ₂ フリー水素ワーキング		<所感> 水素基本戦略(2017年12月)で将来の水素量や水素コストの目標が明記されたこと、そし て第5次エネルギー基本計画(2018年3月)を見ると、我々が自主研究会活動において目 指してきたCO ₂ フリー水素チェーンの実現/将来の水素社会実現に向け、国が本格的に 動き出したと言える。												CO ₂ フリー水素ワーキング(39社) ・CO ₂ フリー水素利活用の実現 ・課題抽出、課題解決の方策検討 ・関係会員企業の取組提言 METIのCO ₂ フリー水素WG(第10回: 2017年10月)で「FCCJ CO ₂ フリー水 素WG 活動報告」がなされた。											
(グローバルな動向)																											
Air Liquide トヨタ自動車		Hydrogen Council (水素協議会)														・13の国際的企業のリーダーによる、気候変動の目標達成に向けた、水素利用推進の新しいグローバル・イニシアチブ。 (日本からはトヨタ自動車、本田技研、川崎重工の3社が参画) ・2017年1月17日スイス・ダボスにて第1回開催。 ・現在53社(2018年9月時点) Steering member:33社(日本:トヨタ自動車、本田技研、川崎重工、岩谷、JXTG) Supporting member:20社(日本:豊田通商、三井物産、三菱商事、丸紅、住友商事、三菱重工、三井住友銀行)											

1 2017年度シナリオ研の総括、2018年度の計画 (IAE)

- 1) 2017年度シナリオ研の総括は、IAEのHPに公開している成果報告書の抜粋資料を基に、水素STの自立化(需給バランスと価格バランスの両立の必要性)等について説明。
- 2) 2018年度の計画は左記実施項目に記載の内容を説明
⇒ 上記1) & 2)に対してコメントは特になし。

2 水素需要推算 (IAE)

- 1) コメント①: 最適化モデルのコストミニマムで決めるので、ロードマップ等の再現がむずかしい。一つの基準でやるとこうなるということである。ロシアから輸入する場合の地政学的リスクは今のモデルでは盛り込まれていない。だから、輸入先がどこかというのは、恐らく現段階ではこのモデルでの解析結果はあまり参考にはならない。
- 2) コメント②: オセアニアから日本に輸入される水素量が極めて少ない計算結果になっており、豪州からの輸入がすごくわかりにくいイメージになっている。たまたま最適化計算で出てきた結果なので、前提として置いている条件次第でロシアからの輸入はドロップするかもしれないという考察でいいか？
⇒ IAE回答: コストミニマムで計算していますので、ロシアから輸入するのが一番安いということです。
⇒ 山地委員長: 近い所から持って来るのが、輸送コストが少ないので最も安くなる。でも、その国にそんなに頼っても大丈夫かは、別の考察になる。
- 3) CCSに関して緩和という言葉は使わないということにしたと思うが18頁に緩和という表現がまだ出ている。
⇒ 修正します。
- 4) 2030年は輸入の比率が多いが、2050年になると全体の量は大幅に増えるが輸入比率が小さくなっている。沢山使うと、輸入が増えると思うが、どうなのか？
⇒ 天然ガスを海外から輸入して国内で水蒸気改質して水素を製造しCCSする割合が増えるからです。
- 5) 11枚目でCCSの上限を上げるとの文章と、上限マイナス50%の文章を分けて(CCSの上限を上げる／下げる、プラス／マイナスの表現を)分かり易く書いてほしい。
⇒ 修正します。
- 6) 12枚目で何が63%を占めるのですか？
⇒ 風力水電解水素と水力水電解水素、即ち、国内再エネ由来水素が63%という意味です。
- 7) 地政学的ファクターのモデルへ組み込みの考え方を教えていただきたい。
⇒ ロケーションファクター(例えば、地政学的リスクが高いので距離当たりの輸送コストが標準の2倍かかる、等)を考慮しています。
- 8) 我が国の視点を何とか最適化モデルの中に入れることは考えられないか？
⇒ 世界最適化モデルなので、日本モデルと併用してやるなど、別の視点からの検討が必要だと思います。
- 9) こういう解析は常識とか直観とは違うファクターを見出す上では意味があるが、大抵の人は結果だけを見て判断する。そうならないよう、現実的な日本の立場を示すような結果に持っていくために何をすればいいの整理しておく必要があると思う。
- 10) 現在のモデルで技術は世界のどこでも使えるのか？
⇒ 技術導入オプション、即ち、導入の時期を遅らせる形で考慮しています。
- 11) LNG基地がある所は輸入を最初にスタートするし、ない所は港湾建設が必要になる。そのような条件を一つ入れるだけで、地政学的リスクに関係なく、現状の物流を前提とした条件となり、それが一番現実的と思う。
⇒ 少し検討します。
⇒ 地域を細かく分けるのはなかなか上手くない。
- 12) CCSの導入量は水素導入に大きな影響を与える。いろんなことを抽出しようとしているのは分かるが、すぐずれている気がする。現実と違うものが出てくると、モデル改良にどうつなげていくかという議論をしないとアウトプットが一人歩きして、大変なことになりかねない。
- 13) 地理的な問題が一番大きく、モデルでは限界があると思う。グローバルなエネルギーのマーケットが完全にフリーにコストミニマムに構成されていないという現実的な所をどう反映するかということで、今後、焦らず、皆さんのコメントを踏まえてさらに切磋琢磨していただきたい。

3 国内水素配送の絵姿 (IAE)

公開されているNEDOの報告書の概要を説明。各位に成果報告書に対するコメントをいただきたい。今年度はコメントをまとめるに留めたい、と提案。

⇒ IAEの提案に対する異論は特になし。

4 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性 (IAE)

サウジ太陽光発電電力 (1.79 US \$ /kWh) 利用水電解水素サプライチェーンの経済性試算結果 (CIF: 32.7 円/Nm³) を説明。

⇒ コメントは特になし。

5 CO₂フリー水素普及シナリオ (絵姿 by IAE)

1) 2030年における水素利用量の336億Nm³/年は、33.6億Nm³/年の間違いではないか？

⇒ ご指摘の通り間違っています。34億Nm³に修正します。(R1)

6 水素関連の革新的技術 (IAE)

議題の背景として、第5次エネルギー基本計画(案)、エネルギー関係技術開発ロードマップについて説明。その後、水素関連の革新的技術の必要性、IAEの考えとして革新的技術候補をチェーンの工程別に示した。利用では、純水素／純酸素燃焼タービン・航空用燃料・水素還元製鉄、全体システムでは人工光合成、など。

⇒ コメントは特になし。

7 話題提供

製鉄法の現状と将来(1) ～ 鉄鋼業と水素エネルギー ～ (日比委員)

Q: 水素は、昔は余っていたけれど今は足りないバランスにあるのか、昔から変わっていないのか？

⇒ (日比委員) 時々の経済情勢等によるが、余り気味の時代があったが今は足りなくなっている。

Q: 価格なのか、COGが使えなくなったからか？

⇒ 一番大きいのは燃料のバランス、それと原燃料価格です。オイルショック直後頃までは石炭と石油の価格差がそれ程なく石油を燃料に使っていたので、副生ガスが余り気味だったが、オイルショックで石油の価格が上がったので、エネルギーとして副生ガスを使いこなすようになって来た、ということです。

Q: 熱源としてのCOGの代わりに別の熱源を持ってきて、COGを水素利用に廻した時にCO₂がどれだけ減るかを検討をしたことがある。今回COG中の水素量が80億Nm³/年と再認識した。

⇒ 今はCO₂を削減しないと、業界としてもしかしたら生き残れないという意識がある。COURSE50ではCCSを行う前提で計画されている。

Q: 昔、COGの中にあるメタンを水素にする考えがあったが、このメタンはどうされるのか？

⇒ 触媒を使って水素を得る技術の研究はある。ただ新しい反応をさせてもトータルでCO₂が減ることが必要です。

第11回シナリオ研の総括

第11回シナリオ研究会 (2018.10.16) (Q:質問 A:回答 C:コメント)		フォローアップ状況
1 研究会の活動概要と第10回シナリオ研の総括 (IAE) 各々、資料11－4(研究会の活動概要)、資料11－5(第10回シナリオ研の総括)に基づき説明。 ＜質疑応答＞ C1: 資料11－5で33. 6億Nm ³ /年とあるが、元データは30万トン/年なので、有効桁数を合わせて34億Nm ³ /年と書くべき。 A1: 分りました。修正します。		修正済み
2 水素需要推算 (IAE) 資料11－6(水素需要推算)に基づき説明。 ＜質疑応答＞ Q1: 前回あった2050年におけるロシアからの水素輸入がなくなり、中国から輸入される結果になったのはなぜか？ A1: ロシアの水素は西欧州に安く運べるので西欧州に輸出され、日本は輸送距離が短い中国から輸入されるということです。 Q2: 輸入先はグローバルな最適計算では非常にセンシティブな動きをすると理解してよいか？ A2: はいそうだと思います。 Q3: 8枚目のスライド(CO ₂ 排出量とエネルギーコストの関係)で、何で同じ制約なのにモデルを変えただけで世界のCO ₂ 排出量が変化するのか？ 再エネを入れて制約よりも余計にCO ₂ を削減した方が得だという所が良く理解できない。 A3: 後でよく見てみます。 Q4: 水素輸送コストにだけリスクファクターを入れるのはどうか？ (今後の検討課題) Q5: 13頁(水素需要)と14頁(日本の水素供給)を合せて見た時、日本の自給率が90%ぐらいあると思うが、本当にそうなのか？ A5: 精査します。 Q6: 過去の計算をしている意味が良く分からない。 A6: 過去の分の表示は実績値です。 Q7: 2つのモデルで実績値がすごく違っているが、なぜか？ A7: 計算の切り替えのタイミングの違いです。2016年モデルでは2015年からの計算結果で、2017年モデルでは2015年までが実績値のためです。 C1: 2016年モデルで2015年の計算が随分違っていたということでもある。 C2: 過去を消してしまう手もあるのではないかと思う。(今後の検討課題) Q8: リスクファクターとは何か？無次元数のようだが。 A8: 基準の輸送コストに対して何倍という無次元数です。 Q9: 実際にどこから輸入されるかはコストではなくプロジェクト単位だと思う。それに対応するようなシナリオがあってしかるべきだと思うが。 A9: そのようなファクターを入れるのが適切かどうかも含め、検討の余地があると思います。 Q10: 4頁の図(2016年モデルと2017年モデルでの一次エネルギー供給)でGDPが同じだとすると、多くの国富が国内にたまと読めるが。 A10: 精査します。 Q11: 水素供給量に占める輸入量の割合がこれだけ違っていると、国内でそれだけの安い水素が出て来ないといけないが、そのドライブには何が欠けているのか？ 水素コストがエネルギーコスト全体の比率で仮に3割ぐらいアップすると考えても、こんなに水素が大量に入るのか？ A11: 精査します。 C3: 今回の結果で一番大きい所は我が国の水素需要で、前回までは発電需要が最も多かったが、今回は、全体の需要は減るけど、燃料電池トラックが増えて、運輸需要の方が発電需要より多くなったということです。 C4: どこから輸入されるかを出すのは、イナーシャ制約を付けたと全面的に切り替えることはなくなり、少しは見易くなるのでちょっと考えておいてください。	第12回シナリオ研の議題2で フォローアップ状況をご報告。	
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 (IAE) Q1: 自家発水素専焼の普及拡大が究極になるというのは、本当にそうなのか？ A1: 受入側の許容価格が非常に厳しいと思い、最後に本格普及するとなりました。 C1: エネファームに水素供給をしてやれば水素専焼の自家発になる。それがそんなにバリアが高い気はしない。あまり難しい、難しいと言わない方がいい。 C2: 先週開催されたICEFで中国のBYDがショッキングな発表をしていた。深圳等で水素が急激な勢いで増えて行く。そうすると水素が足りなるかも知れないと思った。中国での広がりには公共のベネフィットばかりで、個人のベネフィットではない。個人のベネフィットができないと、本当の水素社会が来ないと思う。そういう数字がどこかに入るといいなと思うが、どうでしょう。難しいかも知れないが。 C3: ユーザ便益というのは、カーボンフリー水素ということでそれ以外のプラスアルファがあるかどうかですね。 C4: BYDの話で、水素とバッテリーEVの間で対立的な議論になるかと思いきや、そうはならなかった。 C5: BYDがやろうとしていることと中国の政策は全然矛盾していない。 Q2: 水素導入のインセンティブについては、利潤に加えて、カーボntax・カーボンプライスも必要かと思う。エネルギー事業者が自主的に参加するシナリオとなるためにそれをどういう風に入れて行くつもりか？ A2: 十分検討できておりません。 C6: データとしてはCCSあり火力発電とbreak-evenの計算をしているので、CCSのコストがある意味カーボンプライスと同じようなことと言える。 Q3: 資料11－8のA3の資料(コストダウンに伴う水素普及の図)で、2020年から2030年までの破線は実現できないので、別の表現を考えてほしい。 A3: 検討します。 Q4: 資料11－8のA4の資料で、有機ハイドライドはOIFベースでなく、脱水素工程まで含んでいることが分かるよう、表現してほしい。 A4: 分かりました。 C7: CCSに直接携わったことのない人程、CCSという言葉を経々しく使う状況にある。 Q5: A3の資料(シナリオ実現のストーリー)で環境整備という表現が導入の順位づけの理由として曖昧に使われている。環境整備はトータルのコスト計算に入ってくるもので、時間もすごくかかるもので、きちっと考慮しているか？ 時間もすごくかかる所はどういう風に考慮しているのか？ 大きな需要を作る用途はLNG混焼で十分なのか？ 随分曖昧な理由で製油所と発電所の順番が決められているが、十分議論しているか？ A5: 十分検討できておらず、今後の課題です。 Q6: インフラ整備は、水素を混焼させる時のインフラのことを言っているのでしょうか。 A6: 混焼ではなく、石油火力代替を意図しています。 Q7: ピーク用石油火力の代替で水素火力ということですが、そのシナリはありますか？代替であれば取り挙げなくていいのかも知れない。ちょっと検討しておくこと。 A7: 分かりました。 C8: 製油所水素は価格が見合えば導入の可能性は個人的にはあると思う。原油価格に依存するし、現実、いろいろ課題があり、価格とは別のインセンティブ、制度等があると、導入が進むと思う。 Q8: 基本的には国内を念頭に置いていると思うが、海外に広げて考えるのはどうか？ A8: 国際的なコンソーシアムみたいなものを作ろうとしている訳だから、利用と言う側面からも活かせる可能性はあると思います。ただ、具体的に議論はしていないので、どういう書き方ができるかですが重要なポイントではないでしょうか。 Q9: 資料11－7、絵図の資料ですが、メタネーションはどういう位置づけで加えたのか？既存のインフラが使えるメリットはものすごく大きいですが、CO ₂ は循環するだけで減らない。 A9: ここで言っているのは、カーボンニュートラルメタンですよね。メタネーション用のCO ₂ は大気中、ないしは、大気に出されるはずだったCO ₂ を回収したものです。メタネーションメタンは海外のみならず、国内でも有り得るので資料はまだ修正の余地がある。 C9: BPの製油所だったと思うが、E10ガソリンの製造・販売を義務付けられている。だけど、CO ₂ フリー水素をHPUの代わりに使えば、その部分で需要が出てくる。補助金とか税金とかとは違う意味でのインセンティブもあり得る。CCSも経済的に成り立つのはEORに使う時だけである、というのは補助金ではなくビジネスとしての枠組みであり、そういう絵もかけるのかも知れない。	第12回で検討(例)を示しています。 第12回で修正(案)を示しています。 上記修正(案)に盛り込んでいます。 上記修正(案)に盛り込んでいます。	
4 水素関連の革新的利用技術 ～航空用代替燃料～ (IAE) C1: 航空の利用について昔検討した時に、CO ₂ フリーにするのが最後というか、難しい課題になるとロードマップに書かれてあったと思う。我々の検討よりはるかにいいかげんな2020年、2030年のことを言っている。本題を同じ土俵に乗せるのはどうかと思う。		実現の想定年次はかなりずれているが、将来代替される可能性はあると思われる(事後記述)。
5 話題提供: 鉄鋼業と水素エネルギー(2) ～高炉によらない製鉄法～ (日比委員) 資料11－10 参考①は「MIDREXプロセス」の資料を示すつもりが、間違って「石炭ベース還元プロセスの展望」の資料を示しています。追って、差し替え版を送付します。 水素100%での還元は技術的には不可能ではないが、商用化できる技術までにはなっていない。素反応過程の知見は高炉の研究においても重要である。 Q1: 新聞に「韓国のPOSCOが水素製鉄に強い」とあったが、何をやっているのか？ A1: FINEXという還元法を使っていて、還元剤として水素を使っていると言っているがでも、詳細をよく見ると、石炭を使っているのじゃないかと思えない。POSCOさんが「高炉法によらない製鉄法を我々が一番先にやった。」と報告しているのは事実です。 Q2: 水素で還元するとなぜ吸熱反応になるのですか？エンタルピーを計算すると、吸熱になるのですか？H2とOの反応ではないのですか？ A2: FeとOの結合を切らなくてはいけないので、吸熱反応です。		

1 第11回シナリオ研の総括 (IAE)

資料12－4に基づき、第11回での質疑／応答、コメント、それらのフォローアップ結果等について説明。
⇒ 上記1)に対してコメントは特になし。

2 水素需要推算 (IAE)

資料12－5に基づき、前回の課題のフォローアップ結果を説明した後、今回の検討内容、具体的には ①2018年モデルにおける火力発電下限制約と製油所水素の導入効果分析、②Joint Crediting Mechanism (JCM) 的な技術移転の影響分析 (技術移転のある・なしによる影響の比較分析) を説明。

Q1: 16枚目のスライドの真ん中 (世界平均燃料単価) の図で、低品位炭がでこぼこするのもよく分からないが、最後に急激に上昇しているのがよく分からない。今まで気付かなかったが、基準ケースで2050年に2,000 US\$/toeぐらいになっており、考えにくい結果になっている。

A1: 従来もそうであったのかを含め、精査します。

Q2: 10枚目のスライド (日本のエネルギー純輸入量) で、BASEの図でも2020年頃に水素がマイナスになっており、この解釈もむずかしい。左側 (火力発電下限制約) の図はある程度理解できる。

A2: 10頁の図で、マイナスになっている、即ち、日本から輸出しているのは水素 (赤色) でなくガソリン (あずきいろ) と軽油 (橙色) です。日本で精製したガソリンと経由が輸出されるという結果になっています。

C1: 時間がないので、メールも含めてコメントだけ言っていて、次回に事務局より回答してもらいたいと思います。

3 CO₂フリー水素普及シナリオ、シナリオ実現のストーリー (by IAE)

主として、資料12－6 (普及シナリオ)、資料12－7 (シナリオ実現のストーリー) に基づき説明。

Q1: 資料12－6のメタネーションについて、海外CO₂フリー水素を輸入して国内のCO₂の利用のためにメタネーションを行うケースが入っていないように思うが、どういう理由で抜いているのか？可能性としては一番あるのかなという気がする。

A1: 抜いているのではなく、そこまで考えが及んでいないということです。次回フォローアップしたいと思います。

Q2: 資料12－7にあるPDCはPlant Delivery Costの意味ですか？ そうだとすると、私どもが出している数値はPlant Delivery Priceですので表現を修正願います。

A2: Plant Delivery Costの意味で書いていますので、cost を price に修正します。

C1: カーボンニュートラルメタンという言葉が一人歩きしているということに十分気をつけなくてはいけない。CO₂フリー水素に折角とったCO₂を結び付けて、発熱量が2～3割少ないメタンに変えているだけである。これをカーボンニュートラルと言っているのか？ CO₂フリー水素はどこから来るのか、回収CO₂はどこから来るのかということである。

メタネーションの意味を熱力学的にもきちんと理解して使うべきである。

C2: 十分注意しないといけないと思います。資料12－6はパスの可能性を示しており、メタネーションと言うパスが水素の使い方としてある、という意味ではいいですね。

C3: ええ。そうだとすると先程のコメントの通り、海外で作ったCO₂フリー水素を海外でメタネーションするだけでなく、海外から入ってきたCO₂フリー水素と国内工場から排出されるCO₂を反応させるメタネーションのラインは入れた方がいい。

C4: 大事なことだと思います。事務局にてフォローして下さい。

Q3: 資料12－7で製油所でのCO₂フリー水素の導入の時間軸や、その時のCO₂フリー水素のソース、輸入なのか、何からの水素なのかといったことは、解析とリンクしているのか？
輸入CO₂フリー水素の導入が、今、2040年になっているが、もう少し早めに普及するような想定も有り得ると思う。その時のソースとして、他の線との関連で、輸入水素がある程度、チェーンとして入って来るという前提で製油所の線が引かれているのかどうか？ そのあたりの関連性が興味があるので、整理してもらいたい。

A3: 資料12－7は解析 (シミュレーション) とリンクしていません。
2040年に製油所でCO₂フリー水素が導入されるとしている根拠は、単に、CO₂フリー水素のCIFコスト、あるいはプラント引渡し価格が24円～25円/Nm³レベルになれば、導入される可能性が得るという、事務局の推察です。
他の線との整合性、解析との整合性を整理します。

C4: 資料12－7で、導入・普及の主ドライバーの、「再エネ導入拡大時の系統調整への貢献」が2030年までの矢印にあるが、解析の報告では、火力発電下限制約による水素需要は2030年以降に大きくなっていたので、矢印も2030年以降に延ばすか、別に引く方が整合すると思う。

A4: ご指摘の内容は、他のドライバーについても言えるかと思います。来年度、検討テーマとして取り挙げる必要があると認識しております。

4 カーボンプライシング (IAE)

資料12－9 (公開資料の抜粋)、資料12－10 (検討例) に基づき説明。

C1: 前回、カーボンプライシングはどう考慮するのか？と聞いたが、これはCCS相当のコストを上乗せするという意味とは違う。要するに、ブレークイーブン条件 (等価条件・パリティ条件) である。例えば、石炭火力と水素火力を比較した時、石炭の価格よりも水素の価格の方がかなり高いが、この価格上昇分をCO₂削減量で割った値である。

石炭火力を水素火力にした場合、価格上昇が大きいCO₂削減量も大きい。LNG火力を水素火力にした場合、LNGの方が石炭より価格が高いから、価格の上昇分は石炭火力の場合ほど大きくないCO₂削減量も石炭ほど多くない。その結果、石炭火力を水素火力にした場合よりLNG火力を水素火力にした場合の方が、CO₂当たりの値段は大きくなる。

CO₂フリー水素価格は30円/Nm³としている。

詳しい情報は、経産省の「CO₂フリー水素WG」の公開資料に出ている。

以下、事後調査 (出典: 経産省の「CO₂フリー水素WG」の公開資料)

LNG火力代替の場合のCO₂削減価値は13.3円/kg-CO₂、石炭火力代替の場合のCO₂削減価値は9.5円/kg-CO₂。

FCV とガソリン自動車のパリティ条件では、「CO₂フリー水素を1,000円/kgで利用できた場合に、ガソリン価格が142.8円/Lであれば、既存のガソリン車と (環境価値の考慮をせずとも) ブレークイーブンとなる。」
FCフォークリフトとガソリン／ディーゼルフォークリフトのパリティ条件では、「ガソリン車比較で年間約15tのCO₂削減、ディーゼル車比較で年間約3.5tのCO₂削減が可能。水素価格1,000円/kgを前提とすると、既に経済性のみで優位性がある状況 (パリティ突破) 。

C2: 資料12－10の試算では、CCSコストとしてton-CO₂当たり5千円～7千円ということです。FITの賦課金は、今2.9円/kWhで、ton-CO₂当たり5千円程度になる。

C3: ブレークイーブンと言うのは2つを比較する話です。世の中で議論しているカーボンプライシングというのは、社会的な制度とか他に波及する、そこが問題になっている。あるいは、国境の問題もある。

C4: 事務局として何をやろうとしているのかをはっきり示すようにしてください。

A4: はい、分りました。資料12－10は、CCSなし火力に想定CCSコストをプラスしてCCSありLNG火力の発電単価を出し、それと発電等価なCO₂フリー水素価格を試算しています。

5 2019年度について (IAE)

資料12－11に基づき説明。

⇒ 継続実施について異論はなく、2019年度も同じ研究会名称で実施することとなった。

C1: 千代田化工の名前が出ているサプライチェーンの経済性と国富流出についての検討ですが、今、キャリア比較をエネ総工研さんの方で検討されていて、その範囲の情報でケーススタディーをするというのは有り得ると思う。それ以上について何か期待されているのであれば、社内調整が必要であり、結構難しいかなと思う。

6 話題提供 『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』 (日比委員)

資料12－12 (－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』) に基づき説明。

- ・ 注意点: ゼロカーボン・スチールを引用の場合、ゼロカーボンとスチールの間に・を必ず入れて下さい。
- ・ 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12.2億トン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CO₂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トン還元するのに必要な水素は約600Nm³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400Nm³、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1,000Nm³の水素が必要となる。2100年において12億トン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Nm³ (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。

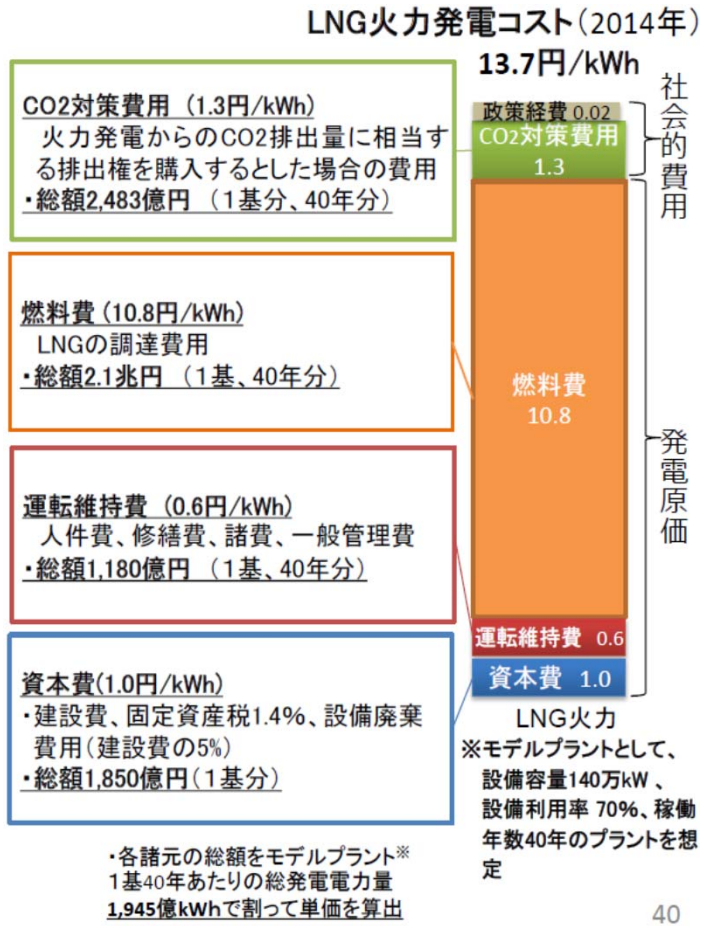
7 その他 (IAE)

次回 (来年度第1回。通算で第13回) は山地委員長とご相談し、決定します。開催時期は6月下旬頃を予定。

		<出典1>		<出典2>		<2014年モデル>		<2030年モデル>		2030年		2040年		<IAE 推算>		<出典2>		(2007年のDOE/NETLレポート)			
LNGコンバインドサイクル		CO ₂ capture: なし		なし		あり		あり		あり		あり		本欄下記はCO ₂ captureありケースの算出根拠。出典2を活用し算出)		CO ₂ capture: (万kW)		なし		あり	
設備容量	(万kW)	140														(万kW)		57		52	
設備利用率	(%)	70														(%)		85		85	
稼働年数	(年)	40																			
総発電量	(億kW/40年)	1,945																			
1 資本費		(円/kWh)		1.0		1.0		1.0		1.0		1.5		=1.0x(182/120)							
1) 建設費		(総額: 億円)		1,850												(\$x1,000)		310,710		564,628	
		(千円/kW)		120								182		=120+(1172-554)x100/1000		(\$/kW)		554		1,172	
2) 固定資産税		(対建設費%/年)		1.4																	
3) 設備廃棄費用		(対建設費%)		5																	
2 運転維持費		(円/kWh)		0.6		0.6		0.6		0.6		0.9		=0.6x(182/120)							
		(40年総額: 億円)		1,180																	
1) 人件費		(億円/年)		6.0																	
2) 修繕費		(対建設費%/年)		1.6																	
3) 諸費		(対建設費%/年)		0.7																	
4) 業務分担費 (一般管理費)		(対直接費%/年)		14.5																	
3 燃料費		(円/kWh)		10.8		10		10		10		11.7		=10x(55/47)							
		(40年総額: 兆円)		2.1																	
1) 初年価格 (CIF)		(US\$/t)		842.43																	
		(US\$/MJ)		0.015																	
2) 燃料発熱量		(HHV : MJ/kg)		55.01												(HHV : MJ/kg)		53.01		53.01	
		(LHV : MJ/kg)		50.06																	
3) 熱効率		(発電端HHV : %)		52		57										(発電端HHV : %)		51.7		47.1	
		(送電端HHV : %)		50		55						47		=55x(43.7/50.8)		(送電端HHV : %)		50.8		43.7	
4) 所内率		(%)		2		2										(%)		0.9		3.5	
5) 燃料諸経費		(円/t)		2,700																	
		(円/MJ)		0.049																	
4 CO ₂ 対策費用 (排出権購入費)		(円/kWh)		1.3		1.8		1.3		1.8		0		(CCSありゆえゼロとする)							
		(40年総額: 億円)		2,483				(3.7x355/1000=1.3)		(5.0x355/1000=1.8)											
CO ₂ 排出量		(kg-CO ₂ /MWh)						355		355		355		(出典2) (出典3は376)		(kg-CO ₂ /MWh)		355		38.9	
5 政策経費		(円/kWh)		0.02		0.02		0.02		0.02		0.02		(CCSなしの場合と同じに設定)							
6 発電コスト		(円/kWh)		13.7		13.4		12.9		13.4		14.1		(1~5項の合計)							
発電等価水素価格		(円/Nm ³ -H ₂)						22.1		22.9		24.2									

出典1) 「発電コスト等の検証に関する報告 (平成27年5月)」
出典2) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281

3. LNG火力		電源の諸元及び参考情報	
諸元のベース		直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称, 定格出力, 運転年) 東京電力(株)川崎1号系列 150 万 kW 2009 年、東京電力(株)富津4号系列 152 万 kW 2010 年、中部電力(株)上越1号系列 119 万 kW 2013 年、姫路第二新1~3号 146.1 万 kW 2013 年	
モデルプラントの規模(出力)		140 万 kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	12 万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1 サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA "Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition"(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	6.0 億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.6%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.7%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費 (一般管理費)	14.5%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年価格	842.43 \$/t (0.015 \$/MJ)	LNG全日本通関 CIF 価格の 2014 年平均
	燃料発熱量	55.01 MJ/kg (LHV : 50.06MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量
	熱効率	52%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	2.0%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2700 円/t (0.049 円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率の上昇 ・2014 年 52% ・2020 年 52% ・2030 年 57%	現状においては熱効率 52%の 1500℃級ガスタービンが実用化されているが、今後、1700℃級ガスタービンの技術開発を進めることにより、2030 年までには熱効率を 57%まで向上させることを目指している。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	初年価格を上記のとおり\$842.43\$/tに単位換算し、次年度以降については IEA 「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを適用。
	CO ₂ 対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	現行政策シナリオにおいては、2020~2040 年は EU 現行政策シナリオの価格、2040~2070 年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、新政策シナリオにおいては、2020~2040 年は EU 新政策シナリオの価格、2040~2070 年はそのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2014 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2014 年平均価格とし、2020 年価格と線形補完する。



2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kW)	小水力(100万円/kW)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(メガ)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20~23% 20年	30% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30~10% 40年	14% 30年	12% 30年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.3~ (8.8~)	12.9 (12.9)	13.4 (13.4)	13.6 ~21.5 (9.8 ~15.6)	30.3 ~34.7 (20.2 ~23.2)	16.8 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	13.2 (12.9)	28.9 ~41.7 (28.9~ 41.6)	12.7 ~15.6 (11.0~ 13.4)	12.5 ~16.4 (12.3~ 16.2)	14.4 ~15.6 (14.4~ 15.6)	27.1 ~31.1 (27.1~ 31.1)
2011コスト 等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~ 17.3	8.6~ 23.1	9.2~ 11.6	10.6	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	25.1~ 38.9	12.1~ 26.4	9.9~ 20.0	11.5	19.6

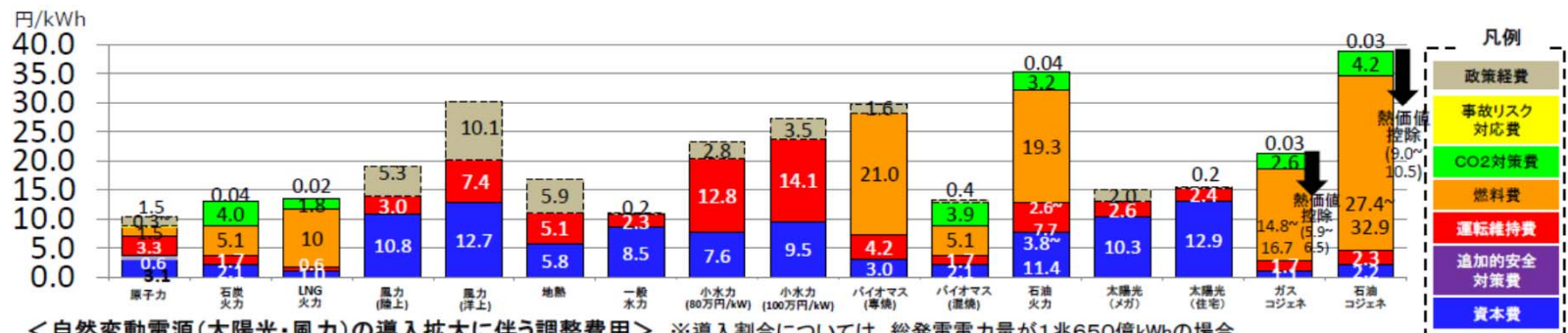
原子力の感度分析(円/kWh)	
追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

※1 今後の政策努力により化石燃料の調達価格が下落する可能性あり。感度分析の結果は下記の通り。

化石燃料価格の感度分析(円/kWh)			
燃料価格10%の変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.9	石油 約±1.5

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト



<自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大に伴う調整費用> ※導入割合については、総発電電力量が1兆650億kWhの場合

自然変動電源の導入割合	再エネ全体の導入割合	調整費用
660億kWh(6%)程度	19~21%程度	年間 3,000億円程度
930億kWh(9%)程度	22~24%程度	年間 4,700億円程度
1240億kWh(12%)程度	25~27%程度	年間 7,000億円程度

※ 太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起らず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定。

13

出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)」

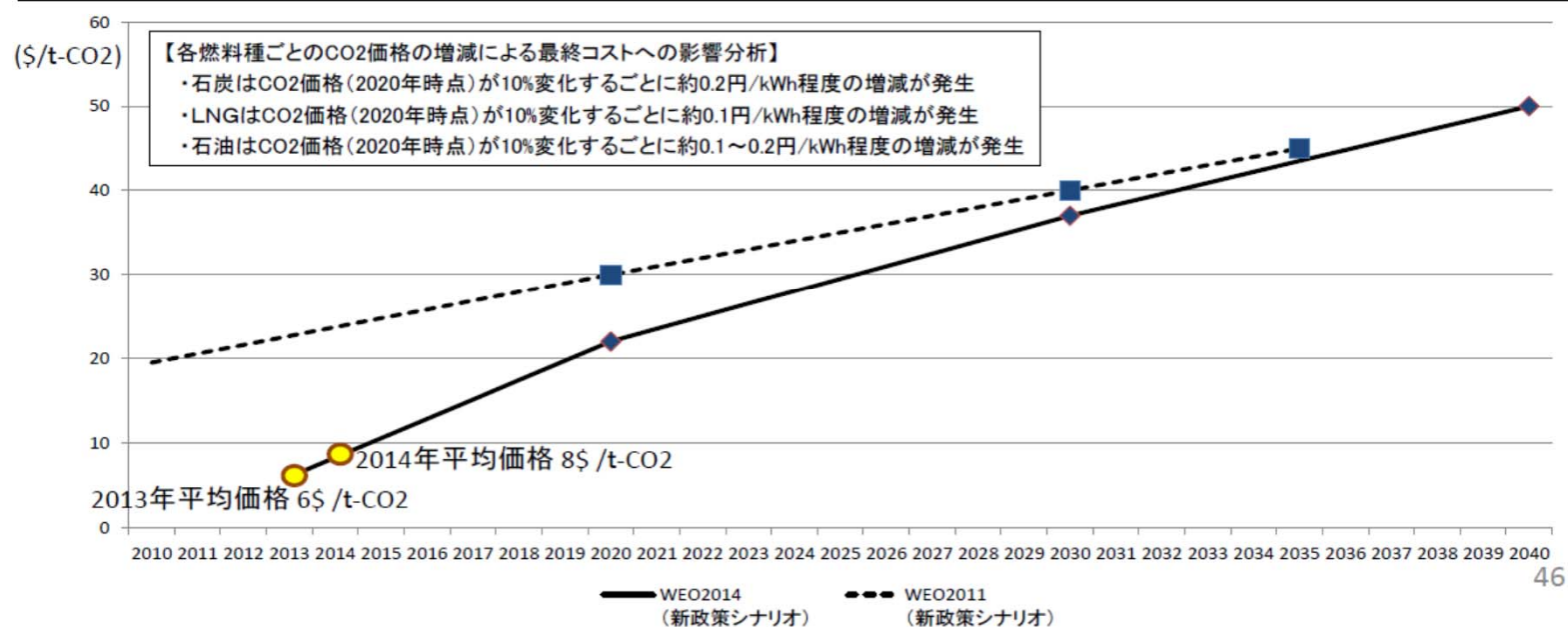
火力③ CO2価格

- 燃料価格の上昇トレンドの標準ケースをWorld Energy Outlook 2014(WEO2014)新政策シナリオとしていることから、WEO2014のEU 新政策シナリオの価格及びそのトレンドの延長(対数回帰)を利用。
- また、初年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の平均値を取るが、2013年及び2014年の数字もWEOのシナリオと齟齬がないため、WEO2014のシナリオをそのまま利用することとする。

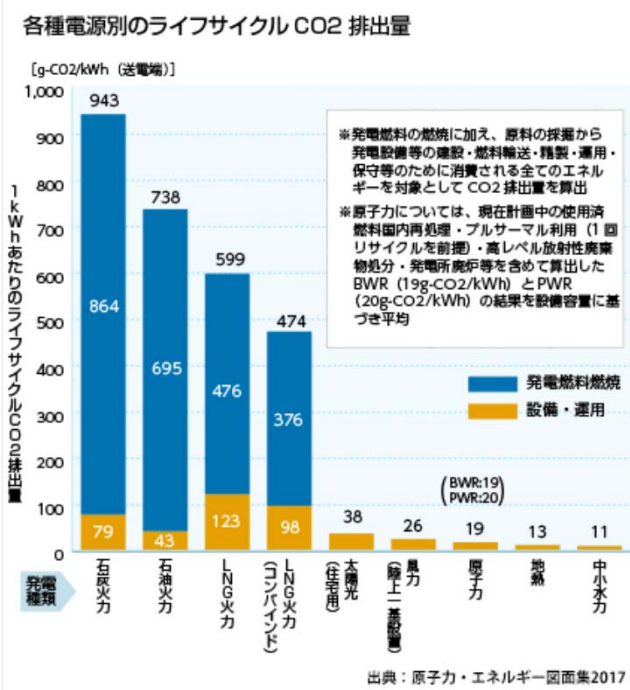
(参考)

2013年価格:6\$/t-CO₂、2014年価格:8\$/t-CO₂

○CCCSのコスト計上に関しては、日本における貯留等のコストが明確でないため、技術開発や適地調査等の結果等を踏まえて、更なる検討が必要であり、今後の課題として、今回の試算ではコスト認識の対象外とする。



出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)」



(出典3: https://www.kepco.co.jp/energy_supply/energy/nuclear_power/nowenergy/need.html)

Exhibit ES-2 Cost and Performance Summary and Environmental Profile for All Cases

	Integrated Gasification Combined Cycle						Pulverized Coal Boiler				NGCC	
	GEE		CoP		Shell		PC Subcritical		PC Supercritical		Advanced F Class	
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 9	Case 10	Case 11	Case 12	Case 13	Case 14
CO ₂ Capture	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes
Gross Power Output (kW _e)	770,350	744,960	742,510	693,840	748,020	693,555	583,315	679,923	580,260	663,445	570,200	520,090
Auxiliary Power Requirement (kW _a)	130,100	189,285	119,140	175,600	112,170	176,420	32,870	130,310	30,110	117,450	9,840	38,200
Net Power Output (kW _e)	640,250	555,675	623,370	518,240	635,850	517,135	550,445	549,613	550,150	545,995	560,360	481,890
Coal Flowrate (lb/hr)	489,634	500,379	463,889	477,855	452,620	473,176	437,699	646,589	411,282	586,627	N/A	N/A
Natural Gas Flowrate (lb/hr)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	165,182	165,182
HHV Thermal Input (kW _{th})	1,674,044	1,710,780	1,586,023	1,633,771	1,547,493	1,617,772	1,496,479	2,210,668	1,406,161	2,005,660	1,103,363	1,103,363
Net Plant HHV Efficiency (%)	38.2%	32.5%	39.3%	31.7%	41.1%	32.0%	36.8%	24.9%	39.1%	27.2%	50.8%	43.7%
Net Plant HHV Heat Rate (Btu/kW-hr)	8,922	10,505	8,681	10,757	8,304	10,674	9,276	13,724	8,721	12,534	6,719	7,813
Raw Water Usage, gpm	4,003	4,579	3,757	4,135	3,792	4,563	6,212	14,098	5,441	12,159	2,511	4,681
Total Plant Cost (\$ x 1,000)	1,160,919	1,328,209	1,080,166	1,259,883	1,256,810	1,379,524	852,612	1,591,277	866,391	1,567,073	310,710	564,628
Total Plant Cost (\$/kW)	1,813	2,390	1,733	2,431	1,977	2,668	1,549	2,895	1,575	2,870	554	1,172
LCOE (mills/kWh) ¹	78.0	102.9	75.3	105.7	80.5	110.4	64.0	118.8	63.3	114.8	68.4	97.4
CO ₂ Emissions (lb/hr)	1,123,781	114,476	1,078,144	131,328	1,054,221	103,041	1,038,110	152,975	975,370	138,681	446,339	44,634
CO ₂ Emissions (tons/year) @ CF ¹	3,937,728	401,124	3,777,815	460,175	3,693,990	361,056	3,864,884	569,524	3,631,301	516,310	1,661,720	166,172
CO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	197	19.6	199	23.6	200	18.7	203	20.3	203	20.3	119	11.9
CO ₂ Emissions (kg/MWh) ²	662	69.7	659	85.9	639	67.4	807	102	762	94.8	355	38.9
CO ₂ Emissions (lb/MWh) ²	1,459	154	1,452	189	1,409	149	1,780	225	1,681	209	783	85.8
CO ₂ Emissions (lb/MWh) ³	1,755	206	1,730	253	1,658	199	1,886	278	1,773	254	797	93
SO ₂ Emissions (lb/hr)	73	56	68	48	66	58	433	Negligible	407	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (tons/year) @ CF ¹	254	196	237	167	230	204	1,613	Negligible	1,514	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	0.0127	0.0096	0.0125	0.0085	0.0124	0.0105	0.0848	Negligible	0.0847	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (kg/MWh) ²	0.0427	0.0341	0.0413	0.0311	0.0398	0.0380	0.3369	Negligible	0.3179	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (lb/MWh) ²	0.0942	0.0751	0.0909	0.0686	0.0878	0.0837	0.7426	Negligible	0.7007	Negligible	Negligible	Negligible
NO _x Emissions (lb/hr)	313	273	321	277	309	269	357	528	336	479	34	34
NO _x Emissions (tons/year) @ CF ¹	1,096	955	1,126	972	1,082	944	1,331	1,966	1,250	1,784	127	127
NO _x Emissions (lb/MMBtu)	0.055	0.047	0.059	0.050	0.058	0.049	0.070	0.070	0.070	0.070	0.009	0.009
NO _x Emissions (kg/MWh) ²	0.184	0.166	0.196	0.181	0.187	0.176	0.278	0.352	0.263	0.328	0.027	0.030
NO _x Emissions (lb/MWh) ²	0.406	0.366	0.433	0.400	0.413	0.388	0.613	0.777	0.579	0.722	0.060	0.066
PM Emissions (lb/hr)	41	41	38	40	37	39	66	98	62	89	Negligible	Negligible
PM Emissions (tons/year) @ CF ¹	142	145	135	139	131	137	247	365	232	331	Negligible	Negligible
PM Emissions (lb/MMBtu)	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0130	0.0130	0.0130	0.0130	Negligible	Negligible
PM Emissions (kg/MWh) ²	0.024	0.025	0.023	0.026	0.023	0.026	0.052	0.065	0.049	0.061	Negligible	Negligible
PM Emissions (lb/MWh) ²	0.053	0.056	0.052	0.057	0.050	0.057	0.114	0.144	0.107	0.134	Negligible	Negligible
Hg Emissions (lb/hr)	0.0033	0.0033	0.0031	0.0032	0.0030	0.0032	0.0058	0.0086	0.0055	0.0078	Negligible	Negligible
Hg Emissions (tons/year) @ CF ¹	0.011	0.012	0.011	0.011	0.011	0.011	0.022	0.032	0.020	0.029	Negligible	Negligible
Hg Emissions (lb/TBtu)	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	1.14	1.14	1.14	1.14	Negligible	Negligible
Hg Emissions (kg/MWh) ²	1.92E-06	2.03E-06	1.89E-06	2.08E-06	1.83E-06	2.06E-06	4.54E-06	5.75E-06	4.29E-06	5.35E-06	Negligible	Negligible
Hg Emissions (lb/MWh) ²	4.24E-06	4.48E-06	4.16E-06	4.59E-06	4.03E-06	4.55E-06	1.00E-05	1.27E-05	9.45E-06	1.18E-05	Negligible	Negligible

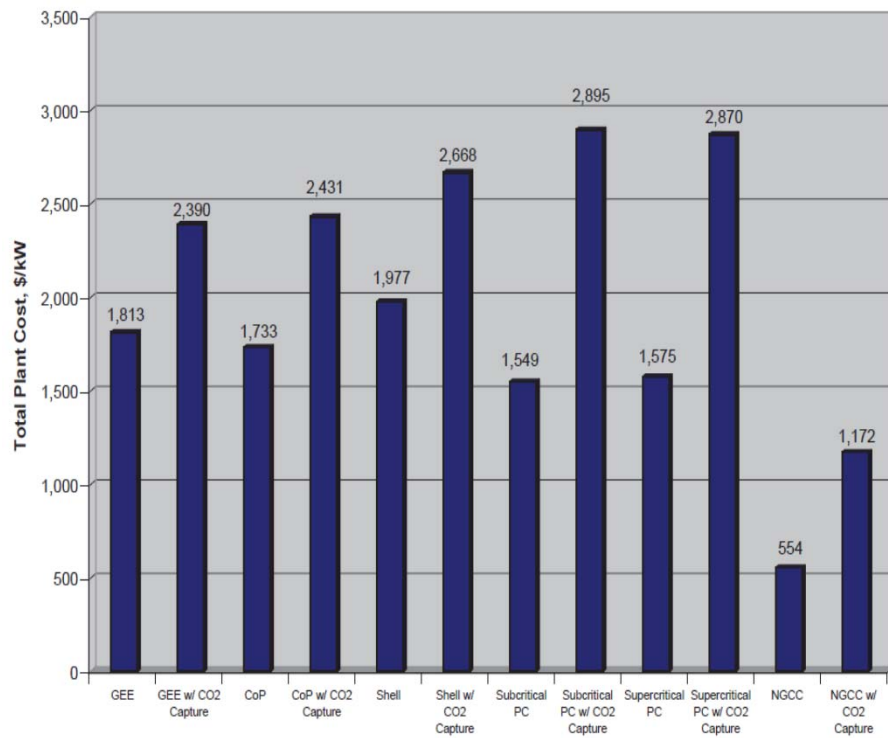
¹ Capacity factor is 80% for IGCC cases and 85% for PC and NGCC cases

² Value is based on gross output

³ Value is based on net output

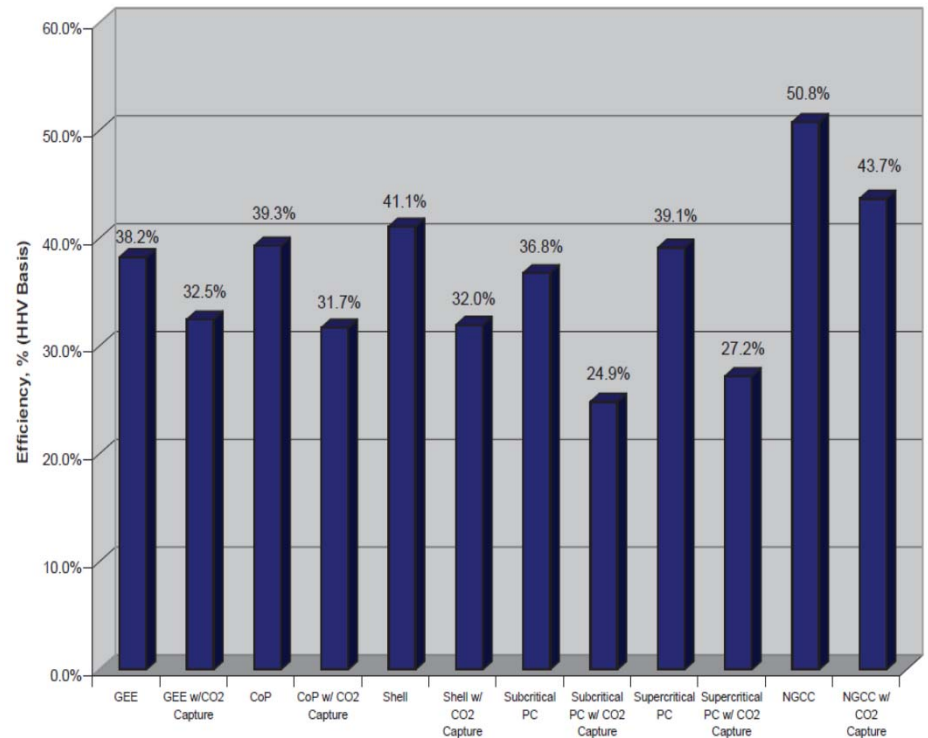
出典2) DOE/NETL-2071/1281

Exhibit ES-5 Total Plant Cost



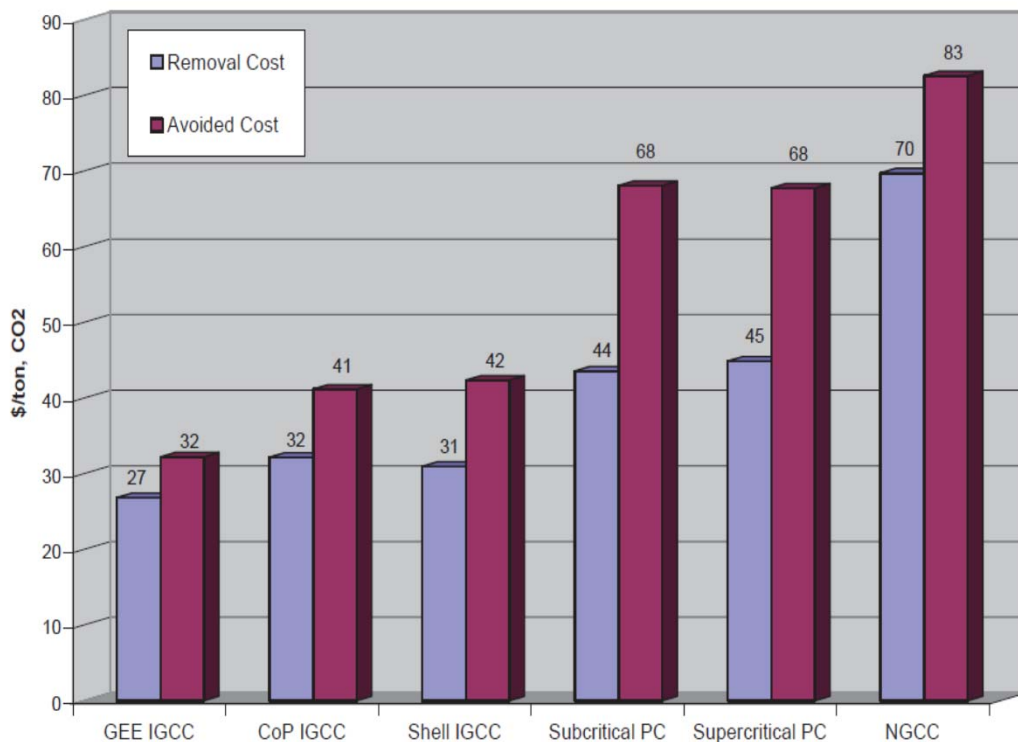
出典2) DOE/NETL-2071/1281

Exhibit ES-3 Net Plant Efficiency (HHV Basis)



出典2) DOE/NETL-2071/1281

Exhibit ES-11 CO₂ Capture Costs



出典2) DOE/NETL-2071/1281

4.5 Cost of CO₂ avoided

The cost of CO₂ avoided reflects the cost of reducing CO₂ emissions to the atmosphere while producing the same amount of product from a reference plant. The cost of CO₂ avoided is expressed as a \$/tonne of CO₂ not emitted with respect to the reference process. As illustrated in Figure 4-2, a facility with CO₂ capture generates additional CO₂ per unit of product with respect to a reference plant due to the lower plant efficiency related to the increased auxiliary power required to run the CO₂ capture process. In the CO₂ capture case, the emissions are reduced through the capture of CO₂. However, with respect to CO₂ emissions in the reference case, emissions reduction is less than that in the capture case.

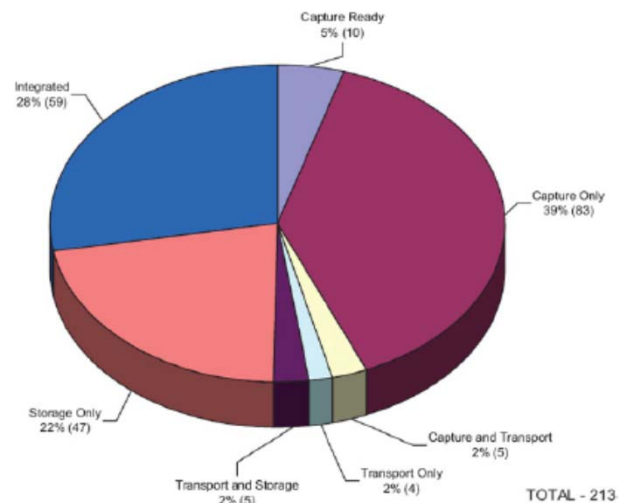


Figure 4-2 Illustration of CO₂ avoided for a hypothetical power generation plant

出典4) The Global CCS Institute

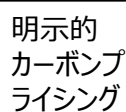
気候変動問題の現状・世界の動き

- 我が国の経済・社会的課題

- ## 気候変動問題と経済・社会的課題の同時解決に向けた視点

- 我が国のカーボンプライシングを巡る状況

- ## 明示的カーボンプライシングと暗示的炭素価格



暗示的
炭素価格

(参考)
エネルギー
本体価格

炭素税、排出量取引制度など、排出される炭素に対し、トン当たりの価格をつける。温室効果ガスの費用が「見える化」される。削減に向けた「共通の方向性」を企業や投資家に示すこともできる。

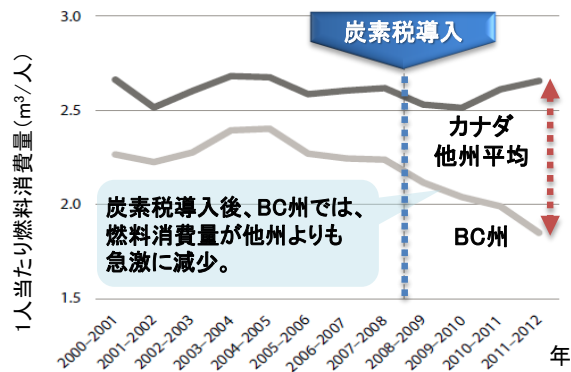
エネルギー課税やエネルギー消費量に関する基準などは、間接的に炭素排出にコストを課すが、**対策の費用対効果は明らかにされない。**また、**排出削減以外の目的で導入されている等の理由で炭素比例にならない。**このため、効率的な削減を促すことはできない。

需要家が直面する全体の価格の一部ではあるが、温室効果ガス排出に係る社会的費用は反映されておらず、エネルギーの需要と供給のバランスで決定されるため、「炭素価格」の要素はない。

<カーボンプライシングの導入状況、効果>

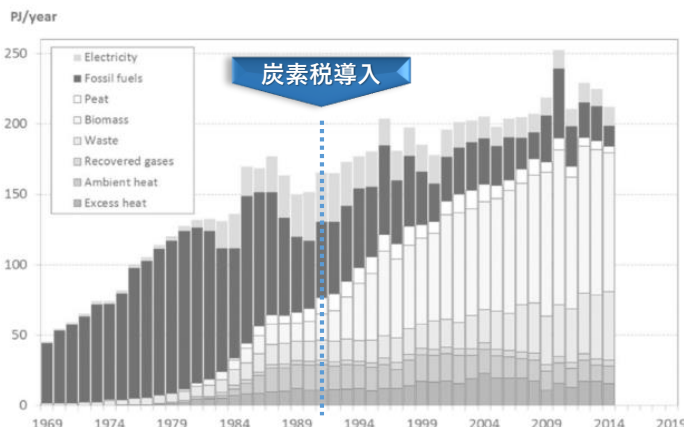
- 中国・韓国を含む世界42の国・25の地方政府が導入又は導入を検討するなど、世界中に拡大。
- カーボンプライシングの導入が排出削減に寄与するという経済理論を確認する実証研究も進みつつある。
- 導入国・地域において、排出を削減しつつ経済成長する（デカップリング）事例が観察される。

✓ カナダのプリティッシュ・コロンビア州の一人当たり燃料消費量は、2008年の炭素税導入後に他州よりも減少し、その一方で、同州のGDPは他州とほぼ同様に推移（左図）。



（出典） Elgie and McClay (2013)「BC's Carbon Tax Shift Is Working Well after Four Years」(Canadian Public Policy / Analyse de Politiques, Vol. 39, Special Supplement on Environmental Policy in Canada, S1-S10) Figure 1より作成。

✓ スウェーデンでは、地域熱供給におけるバイオマスの活用が拡大している（右図）。



（出典） Ericsson and Werner (2016)「The introduction and expansion of biomass use in Swedish district heating systems」(Biomass and Bioenergy 94, 57-65) Figure 3より作成。

<我が国におけるカーボンプライシングのあり方>

【基本的な考え方】

- 価格シグナルを通じてあらゆる主体の創意工夫を促し、長期大幅削減に向けたイノベーションを喚起
- 我が国の経済・社会的課題との同時解決に貢献。投資機会を創出し経済成長へ。収入も活用。
- 他の施策とのポリシーミックス（先進技術補助金や脱炭素社会に向けたインフラ整備等と連携）

【考慮すべき事項とその対応策】

- 企業のコスト負担の増加に対する懸念を踏まえ、経済への負の負担をできるだけ緩和しつつ、将来的な脱炭素社会への円滑な移行を促す仕組みとする必要。
- 国際競争力への影響や炭素リーケージの問題（エネルギー効率の高い日本製品の供給量が減少し、世界全体の排出削減につながらないとの懸念）について、制度設計で対応する必要。
- 逆進性への対応は、カーボンプライシング以外にも含めた政策全体で議論。
- 長期大幅削減につながる十分な価格水準、段階的な上昇が必要。

* 検討会では、化石燃料（石炭、LNG等）間の価格差を埋めるような水準、再エネの普及につながる水準、排出削減目標達成に必要な水準等が提案された。

手法と対象

* 検討に当たっては、長い時間軸の中で何から手を打ち、最終的にどのような形態にすべきか、という議論も必要。

収入の活用方法

- 諸外国の事例も参考にしつつ、我が国の気候変動対策や経済・社会的課題の同時解決、そして脱炭素社会への円滑な移行に資する収入の活用方法について、今後、更に検討を深めていく必要がある。

手法	対象と理念
●炭素税	社会の隅々に対して、行動変容を促す <u>安定した価格シグナル</u> を付与。
●排出量取引＋炭素税	<u>多量排出事業者に対して、確実な排出削減</u> を求める。小規模な排出主体に対しては炭素税により、行動変容を促す。
●直接規制 上記カーボンプライシング手法の代替手法としても併用手法としても検討可	長期大幅削減の達成に向けて、部門ごとに <u>強い強制力をもって確実な削減</u> を目指す。

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

2019.2.6

カーボンプライシングのあり方に関する検討会 報告書(抜粋)

(「カーボンプライシングのあり方に関する検討会」とりまとめ(平成 30 年 3 月)を抜粋して作成)

http://www.env.go.jp/earth/cp_report.pdf

IAE

<定義>

- ・炭素生産性: 温室効果ガス排出1トン当たりどれだけの GDP を生み出せるかを表す指標。
- ・カーボンプライシング: 温室効果ガス排出量に対して均一の価格を付ける指標。
- ・明示的カーボンプライシング: 炭素税や排出量取引制度など。炭素比例。
- ・暗示的炭素価格: エネルギー課税やエネルギー消費量に関する基準など、消費者や生産者に対して間接的に温室効果ガス排出の価格を課すもの。必ずしも炭素比例ではない。
- ・実効炭素価格: 炭素税及び排出量取引制度による炭素価格に、エネルギー課税による炭素価格を合計したもの。

<カーボンプライシングの概念>

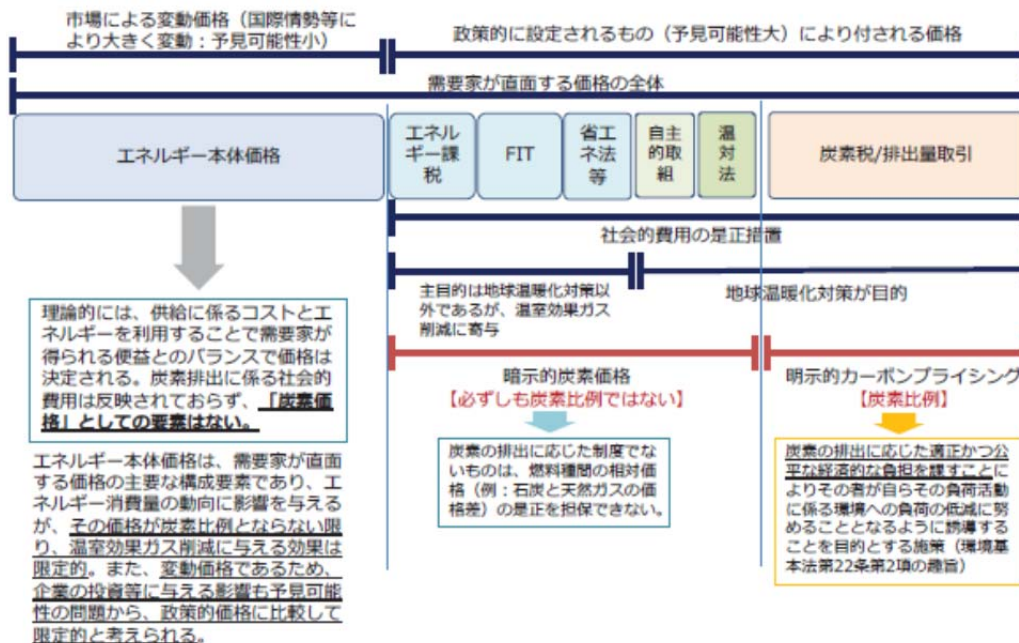


図 23 カーボンプライシングに係る概念図 (イメージ)

＜カーボンプライシングの役割＞

- ・対策のコストがその炭素価格水準を下回るものについて実施を促進する効果がある。
- ・長期大幅削減のために必須で、将来的に低廉化と普及を図るべき先進的な技術等については、現時点ではコストがカーボンプライシングにおいて通常想定されるような価格水準を上回る。そうしたものに対しては、別途、長期的普及の観点から、社会実装に向けた補助金等による支援が必要である。

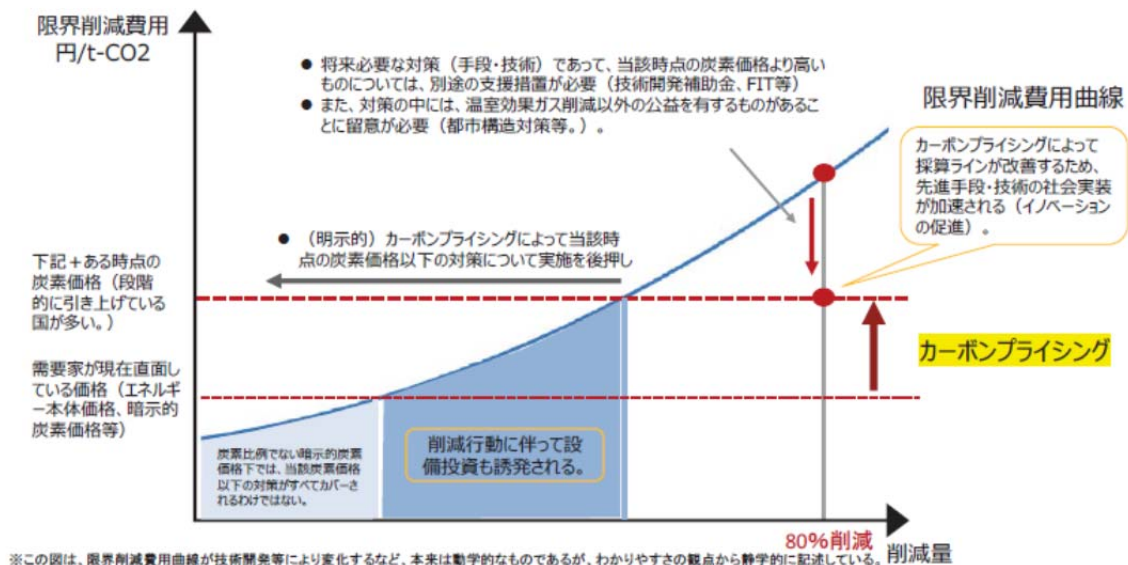


図 31 カーボンプライシングの役割

＜世界のカーボンプライシングの導入状況＞

- ・世界銀行によれば、パリ協定の 155 の締約国のうち 88 の締約国が、カーボンプライシングの活用を計画し、又は検討している。
- ・既に、我が国を含む 42 の国と 25 の地方政府が、何らかの明示的カーボンプライシング施策を導入・検討している。

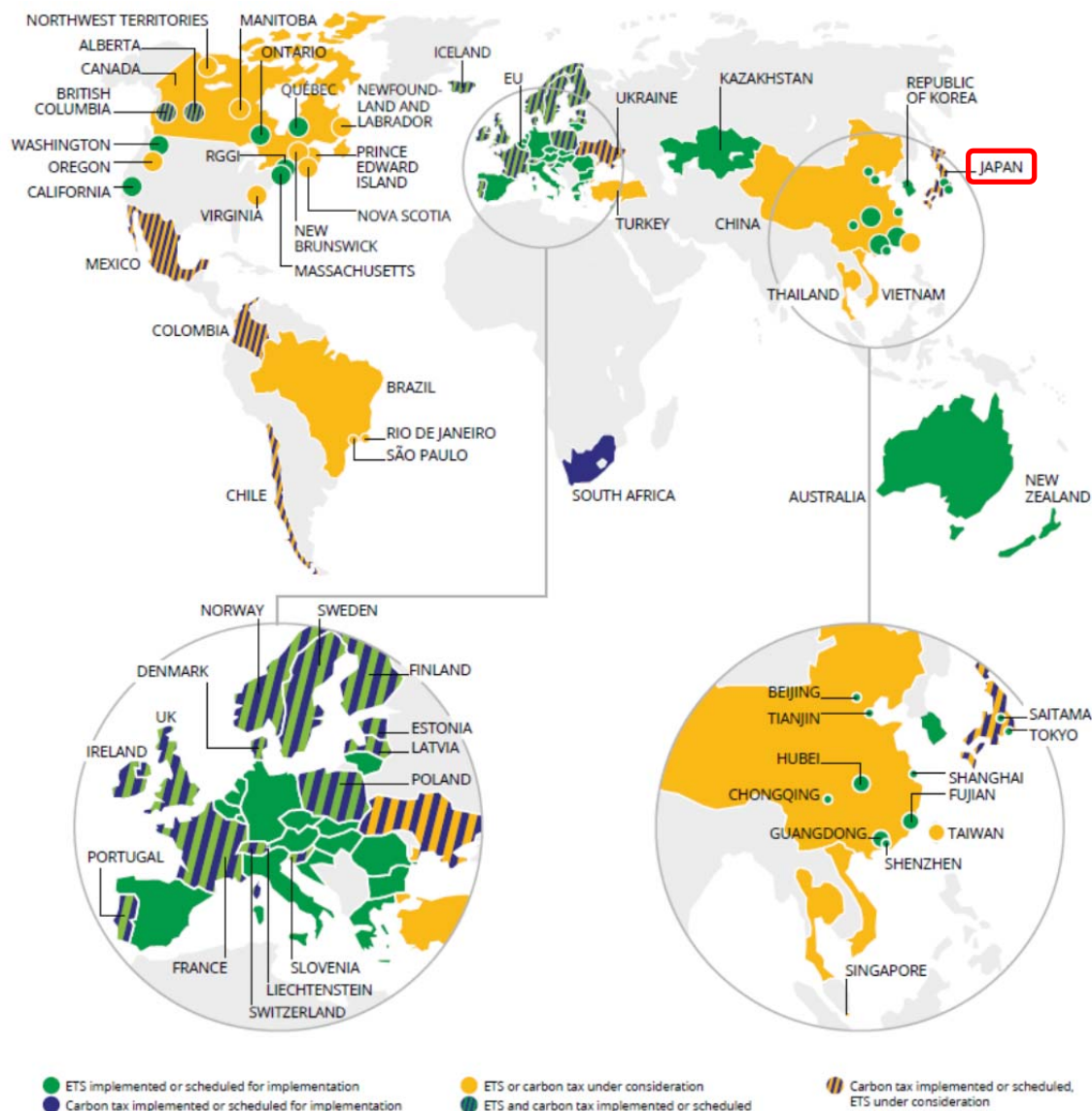


図 24 世界で導入されているカーボンプライシング (2017 年時点)

(出典) World Bank, Ecofys and Vivid Economics (2017) 「State and Trends of Carbon Pricing 2017」より作成

(ETS: Emission Trading Scheme, 排出量取引制度)

年	国・地域	内容
1990年	フィンランド	炭素税 (Carbon tax) 導入
1991年	スウェーデン	CO ₂ 税 (CO ₂ tax) 導入
1992年	ノルウェー	CO ₂ 税 (CO ₂ tax) 導入
1992年	デンマーク	CO ₂ 税 (CO ₂ tax) 導入
1999年	ドイツ	電気税 (Electricity tax) 導入
	イタリア	鉱油税 (Excises on mineral oils) の改正 (石炭等を追加)
2001年	イギリス	気候変動税 (Climate change levy) 導入
<参考> 2003年10月「エネルギー製品と電力に対する課税に関する枠組み E C 指令」公布【2004年1月発効】		
2004年	オランダ	一般燃料税を既存のエネルギー税制に統合 (石炭についてのみ燃料税として存続 (Tax on coal)) 規制エネルギー税をエネルギー税 (Energy tax) に改組
2005年	EU	EU排出量取引制度 (EU Emissions Trading Scheme, EU-ETS) 導入
2006年	ドイツ	鉱油税をエネルギー税 (Energy tax) に改組 (石炭を追加)
2007年	フランス	石炭税 (Coal tax) 導入
		CO ₂ 税 (CO ₂ levy) 導入
2008年	スイス	スイス排出量取引制度 (Swiss Emissions Trading Scheme) 導入
	カナダ (ブリティッシュ・コロンビア州)	炭素税 (Carbon tax) 導入
2009年	米国 (北東部州)	北東部州地域GHGイニシアチブ (RGGI) 排出量取引制度 (RGGI CO ₂ Budget Trading Program) 導入
2010年	アイルランド	炭素税 (Carbon tax) 導入
2010年	東京都	東京都温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度導入
2011年	埼玉県	埼玉県目標設定型排出量取引制度導入
2012年	日本	「地球温暖化対策のための税」導入
2013年	米国 (カリフォルニア州)	カリフォルニア州排出量取引制度 (California Cap-and-Trade Program) 導入
2014年	フランス	炭素税 (Carbon tax) 導入
	メキシコ	炭素税 (Carbon tax) 導入
2015年	ポルトガル	炭素税 (Carbon tax) 導入
2015年	韓国	韓国排出量取引制度 (K-ETS) 導入
	チリ	炭素税 (Carbon tax) 導入
2017年	カナダ (アルバータ州)	炭素税 (Carbon levy) 導入
	コロンビア	炭素税 (Carbon tax) 導入
2017年	中国	中国全国排出量取引制度導入
2018年	南アフリカ	炭素税 (Carbon tax) 導入予定
	カナダ	2018年までに国内全ての州及び準州に炭素税 (Carbon tax) または排出量取引制度 (C&T) の導入を義務付け。 2018年までに未導入の州・準州には、炭素税と排出量取引制度双方を課す「連邦バックストップ」を適用。
2019年	シンガポール	炭素税 (Carbon tax) 導入予定

表 1 国内外の主なカーボンプライシングの導入時期

(出典) 各国政府及び OECD/EEA データベース、World Bank, Ecofys and Vivid Economics

(2017)「State and Trends of Carbon Pricing 2017」より作成

- 2010 年 東京都 東京都温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度導入
- 2011 年 埼玉県 埼玉県目標設定型排出量取引制度導入
- 2012 年 日本 「地球温暖化対策のための税」導入

<各国のカーボンプライシング導入時期と炭素生産性の推移>

・2015 年時点では全ての国が我が国よりも高い炭素生産性を有している。

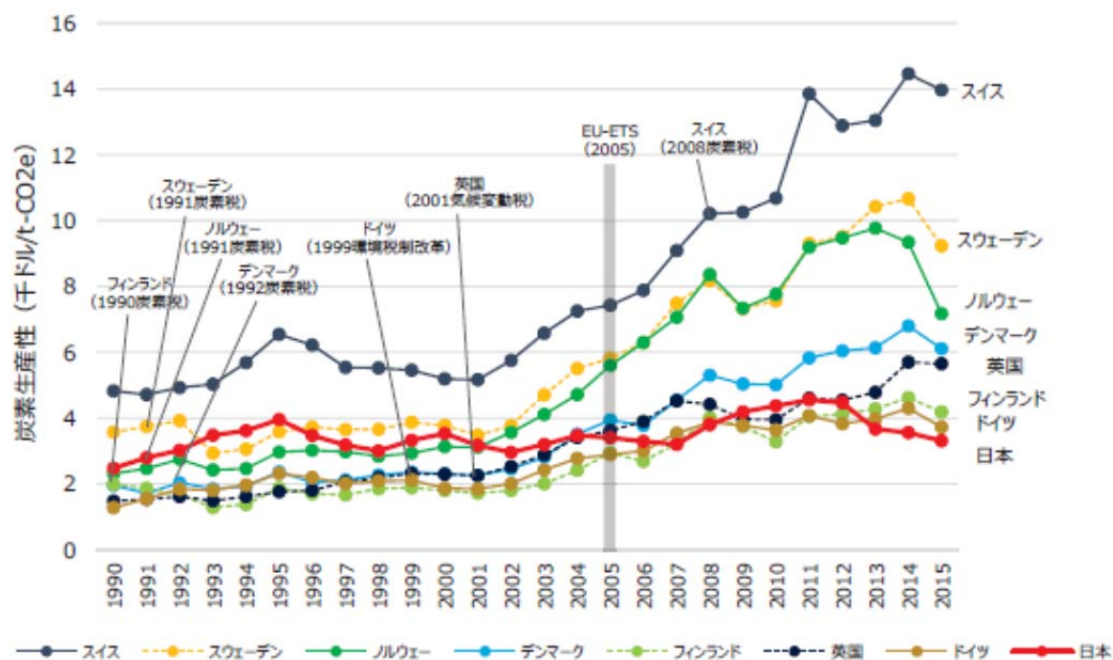


図 29 カーボンプライシング導入時期と炭素生産性
(当該年為替名目 GDP ベース)

(出典) 名目 GDP : IMF 「World Economic Outlook Database, April 2017—Gross domestic product, current prices, U.S. dollars」 GHG 排出量 : UNFCCC 「Time Series - GHG total without LULUCF, in kt CO₂ equivalent」 より作成

＜我が国の炭素生産性の将来水準＞

- ・我が国は、2020 年頃に名目 GDP600 兆円以上（現状の約 1.2 倍）を目指すこととしており、同時に、2050 年までに温室効果ガス 80%削減を目指すこととしており、炭素生産性は、今後 30 年で、現状より6倍以上の水準を目指す必要がある（図12）。

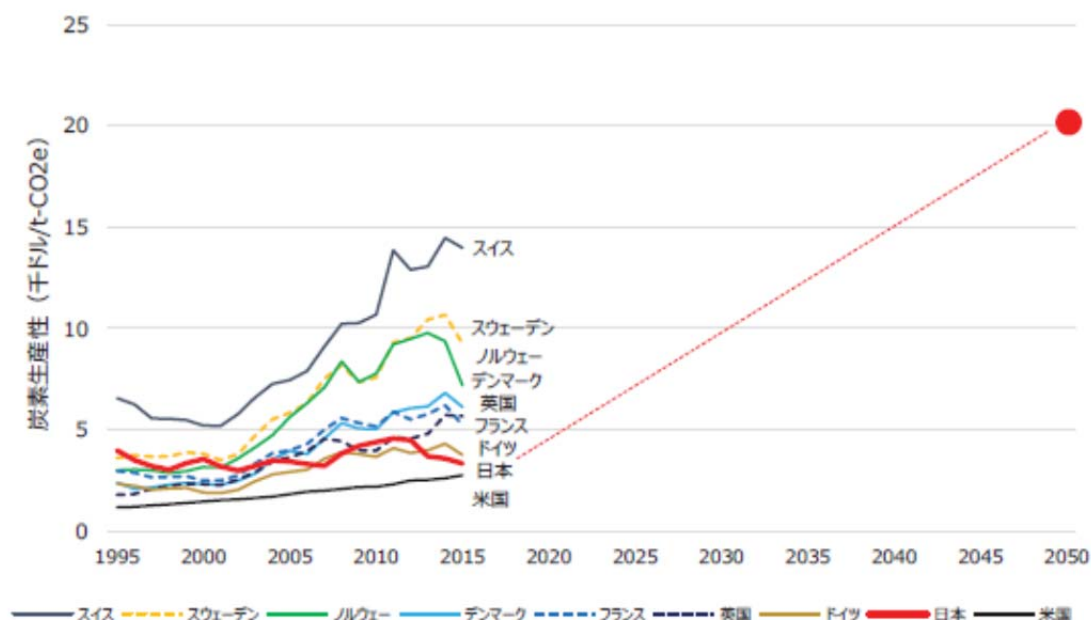


図 12 炭素生産性の将来水準（当該年為替名目 GDP ベース）

（出典）名目 GDP：IMF「World Economic Outlook Database, April 2017—Gross domestic product, current prices, U.S. dollars」GHG 排出量：UNFCCC「Time Series - GHG total without LULUCF, in kt CO2 equivalent」より作成

<炭素生産性の改善の方向性>

- ・「量から質への転換」という点において、温室効果ガスの長期大幅削減を達成しながらの経済成長の実現との共通項が見えてくる(図11)。

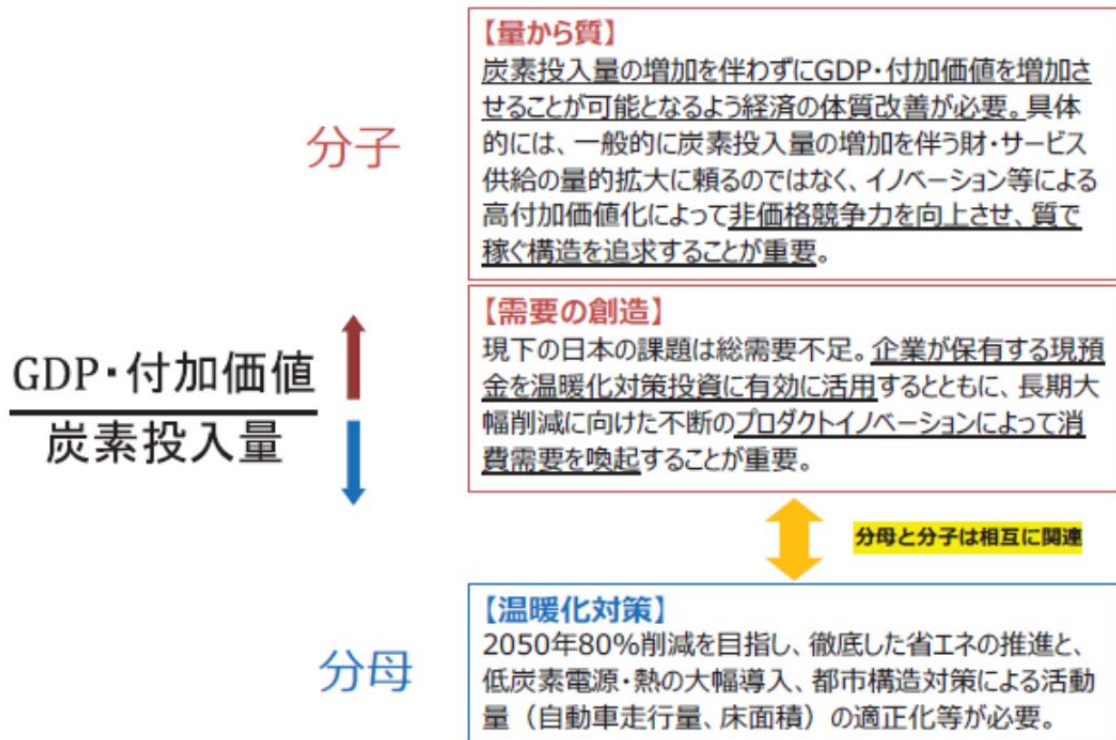


図 11 「同時解決」に向けた炭素生産性の改善の方向性（イメージ）

<我が国のエネルギー課税（燃料別の CO₂ 排出量 1 トン当たりの税率）>

- ・上流・中流・下流それぞれの段階で課税されている。上流では石油石炭税、中流では揮発油税、下流では軽油引取税がある。
- ・税率が炭素比例となっていない。

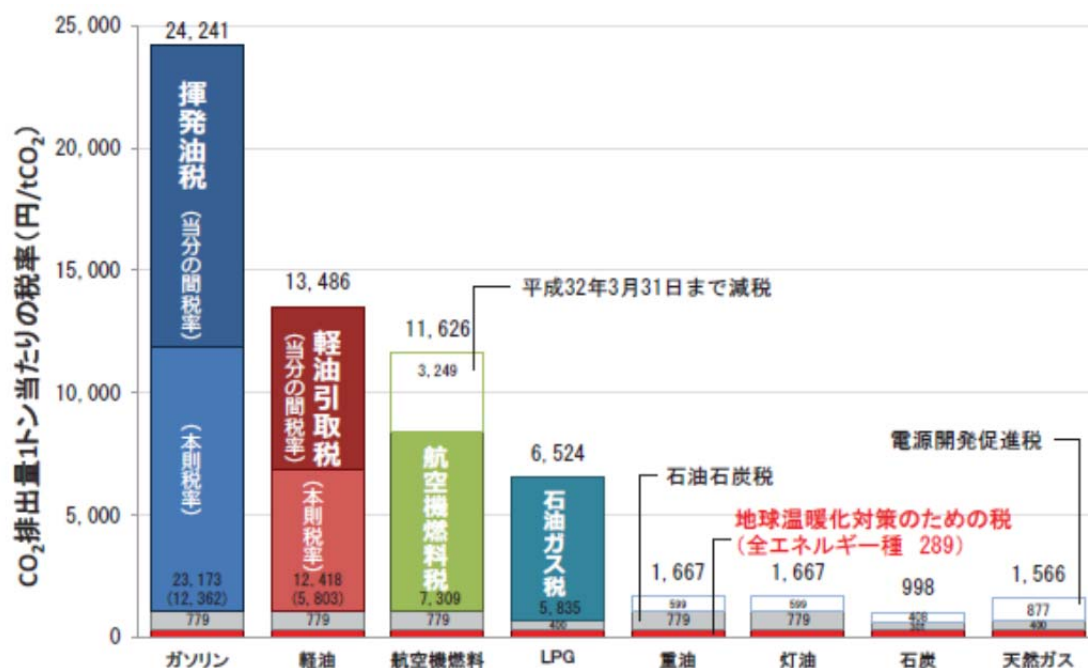


図 15¹⁷ 燃料別の CO₂ 排出量 1 トン当たり税率

<我が国の地球温暖化対策のための税（温対税）>

- ・2012 年 10 月から石油石炭税の特例として石油石炭税の税率に上乗せする形で、全化石燃料に対して 289 円/tCO₂ の炭素比例の課税をしている(図25)。

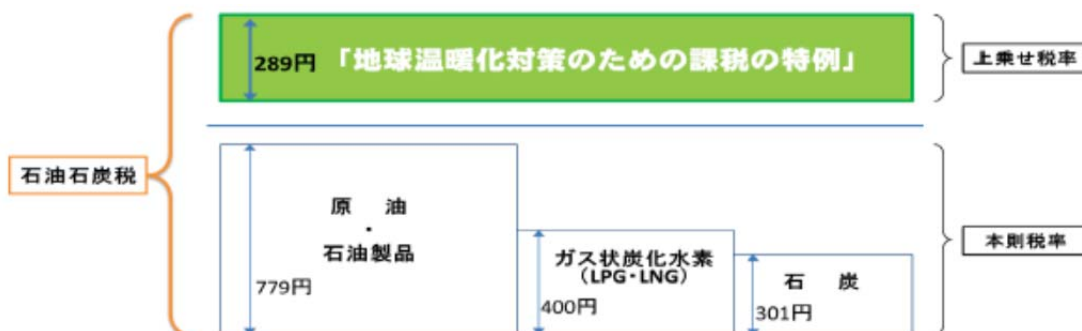


図 25 地球温暖化対策のための税の構造

<主要国の炭素税導入水準>

- ・我が国の炭素税率は諸外国と比べると極めて低い(図26)。

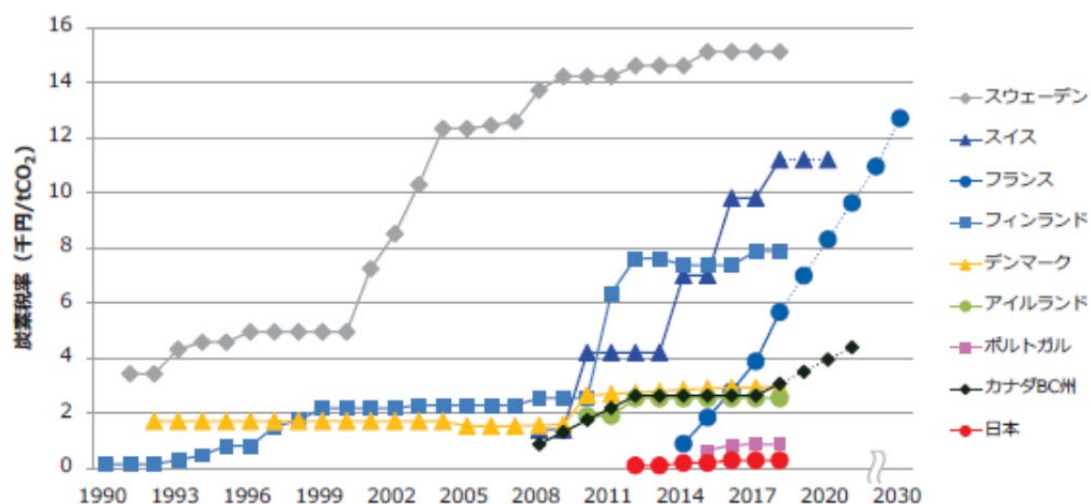


図 26²⁷ 主な炭素税導入国の水準比較

フランスでは、2014 年の7ユーロ/tCO₂ から、2022 年の 86.2 ユーロ/tCO₂ まで、段階的に税率が引き上げられることとなっており、更にその後は、2030 年に 100 ユーロ/tCO₂ まで引き上げることが目標とされている(図33)。

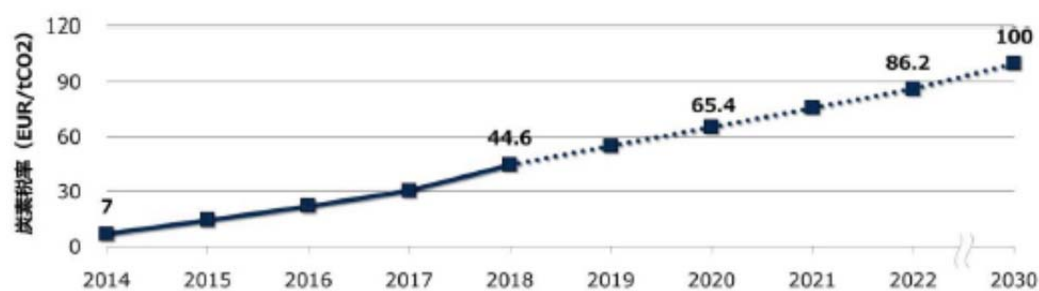


図 33 フランスにおける炭素税率の推移

(出典) フランス環境連帯・移行省「Fiscalité des énergies」等より作成

＜主要国の実効炭素価格＞

- ・我が国の実効炭素価格(2012 年4月時点)は34EUR/tCO₂であり、特に EU 加盟諸国と比較して低い水準にある。

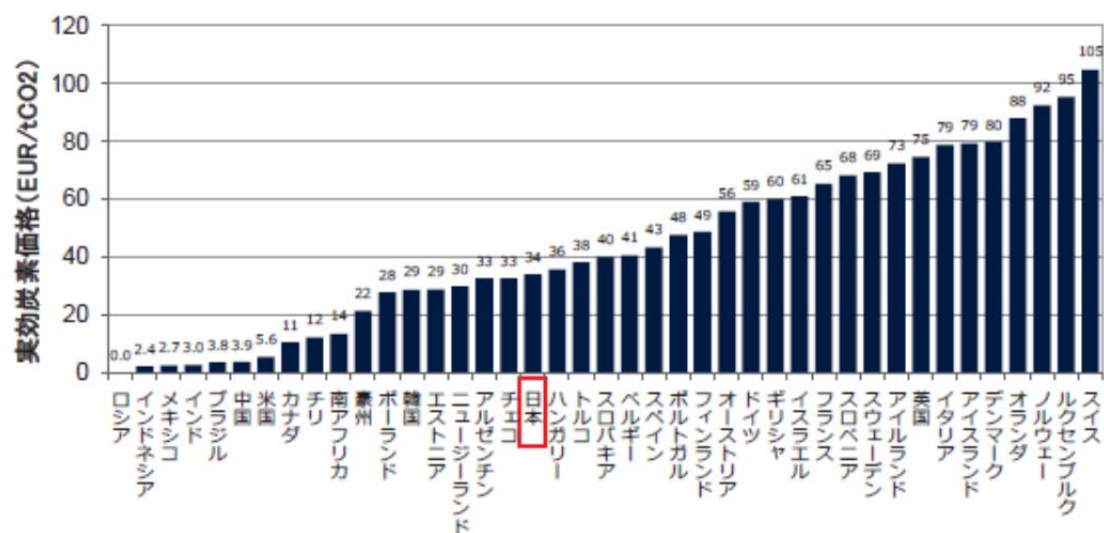
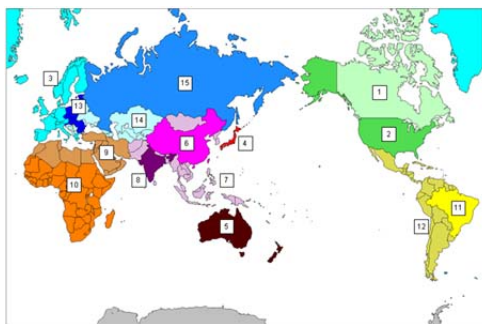


図 16 主要国の実効炭素価格（全体）

（出典）OECD（2016）「Effective Carbon Rates」より作成

モデル概要

- 統合評価モデルGRAPE (Global Relationship Assessment to Protect Environment)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)。



- 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
- CO₂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、CO₂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)
 - CO₂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CO₂排出を半減している「規範的な姿」を示しているご理解いただきたい。

第10回シナリオ研での発表内容

- 前回研究会におけるコメントのフォローアップ
 - 2016年モデルを用いた網羅的感度分析のアップデート
- 前回研究会における主要なコメント>
 - CO₂制約はベースケースに固定して、原子力とCCSのパラメータ変更をする方が分かりやすい
 - ケースの表現を「強化/緩和」ではなく、具体的に分かりやすい表現として欲しい
 - 感度分析ケースの段数を細かく
- 今回の報告におけるフォローアップ
 - CO₂制約をベースケースに固定、原子力とCCSを感度分析パラメータとしてベースケースを基準に5段階で感度分析計算を実施(ベースケース、+50%、+25%)
 - 2030年と2050年の2つの年代について整理
 - エネルギーの需給構造が分かるように各計算結果の詳細を提示

2030年・日本の水素需給構造

- 水素需要
 - ケース間で水素需要は最大3倍程度の差がある
 - 全ケースで1.8～3.1Mtoeの水素が運輸部門と製油所で使われる
 - CCS上限を下げ、原子力上限を下げると、2030年段階でも3Mtoe程度(約39億Nm³※)の水素需要が発生する
- 水素供給
 - 輸入水素が20-60%程度を占める。
 - CCS、原子力上限を下げると、再エネ由来水素が2030年でも導入される([CCS-50%・原子力-50%]で、全体の63%を占める)
- 水素輸入
 - 水素の輸入元は中国、オセアニア、東南アジア、ロシアが多い

2050年・日本のエネルギー需給構造

- 一次エネルギー供給
 - 総量はエネルギー供給の制約(CCS、原子力上限下げ)で増え、緩和(同上限上げ)で減る傾向
 - 再エネの供給量は水力と風力が大きく変動、他の再エネ導入量はケース間で余り変わらない
 - 原子力は上限の設定と、供給量が1対1対応
- 発電量
 - 総量はエネルギー供給の制約で増える
 - 再エネ率(地熱、水力、風力、太陽光)は30%～60%、パラメータの設定により電解用の水力、風力発電量が大きく変化
 - CCS条件の緩和でIGCC+CCSが登場

感度分析パラメータ:CCS

- CCS:2020年以降の地域別累積CCS貯留量の上限
 - ベースケース相当: ETP2015 2DSシナリオに準拠
 - 累積CCS貯留量上限-50%
 - 累積CCS貯留量上限-25%
 - 累積CCS貯留量上限+25%
 - 累積CCS貯留量上限+50%

感度分析パラメータ:原子力

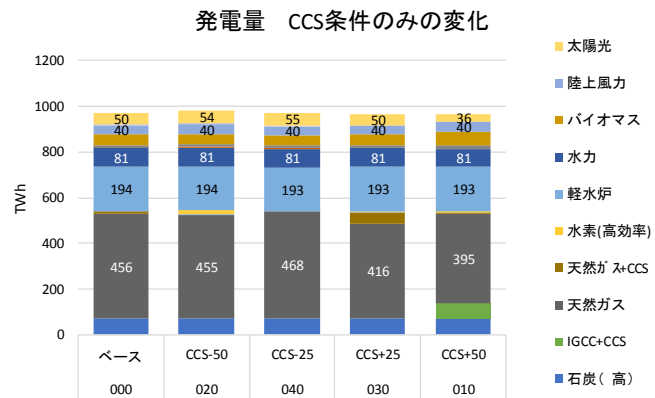
- 原子力:2020年以降の設備容量上限と日本固有の条件

	世界 設備容量上限	日本 設備容量上限	日本:発電量 シェア上限	日本:原子炉 寿命
ベース ケース相当	[IAEA, '15]準拠	新規制基準適合性にかかる審査から推定	20%	40年 (世界に準拠 以下同)
-50%	ベースケース- 50%	原子力 フェーズアウト条件	20%	40年
-25%	ベースケース- 25%	ベースケース -25%※	20%	40年
+25%	ベースケース +25%	ベースケース +25%	40%	60年
+50%	ベースケース +50%	ベースケース +50%	40%	60年

[IAEA, '15]:IAEA Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the period up to 2050, 2015 edition
※2030年以降。条件設定の「滑らかさ」のため、2020年、2025年はベースケースで設定

2030年・日本のエネルギー需給構造

- 一次エネルギー供給
 - CCS、原子力条件を変更しても35～40%が原油と石炭による点はほぼ変わらない。再エネもケース間で差異はなく約15%
 - 原子力上限を上げると天然ガスから供給されている一次エネルギーの一部を原子力で担う。両者合計で45～50%
 - 2030年においては、原子力からの一次エネルギー供給は設備容量よりも発電量シェアに制約を受けているため、+25%と+50%の間で一次エネルギー供給量に大きな変化がない
- 発電量
 - 原子力上限を上げることにより太陽光発電は大きく減少するが、風力はそれほど減らない
 - CCS上限を変化させても発電量の変化は小さい(上限を上げるとIGCC+CCS天然ガス+CCSが上限-50%で水素火力発電が登場)



2050年・日本の水素需給構造

- 水素需要
 - すべてのケースで、100～150TWh(12～20%)の電力が水素火力発電により供給されている
 - 運輸、製油所需要はケース間でほぼ一定だが、CCS、原子力上限を共に下げたケースでは運輸用水素需要が大きく増大する(トラックに水素が用いられるため)
- 水素供給
 - 輸入水素、国内再エネ水素は国内CCSを補うために導入される
 - CCS上限がベースケース相当でも、原子力上限が上げられれば、発電に使われていたCCS容量が水素製造に回ってくる
- 水素輸入
 - ロシアからの輸入が主、他に中国、オセアニア、東南アジアからの輸入が多いケースが見られる
 - ただし、原子力上限を上げたケース、CCS上限を上げたケースでは、天然ガスの形で間接的に水素を輸入しているに等しい

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

水素需要推算の総括

第11回シナリオ研での報告内容

- 2017年GRAPEモデルの変更点
- 地政学的リスクファクターが水素導入にもたらす影響の分析
 - 2017年GRAPEモデルに新規実装した水素輸送に関する地政学的リスクファクターの影響を分析する

2017年GRAPEモデルの変更点

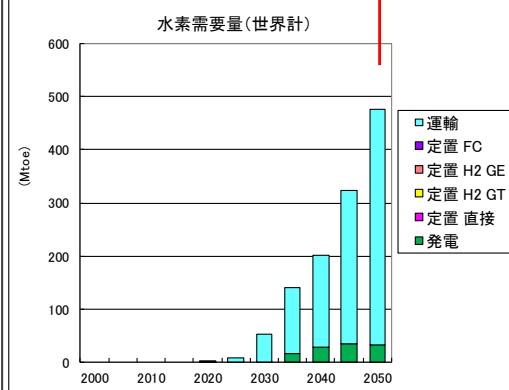
- 人口とGDP、最終需要等の見直し
 - 人口は国連と人口問題研究所の2017年版を、GDPの2015年以前は国連、2020年以降はOECDモデルのSSP2を元に、シナリオを設定
 - IEA2017エネバラを元に、2015年までの実績値を作成してモデルで使用
 - 人口とGDP、及び実績値の変更に伴い、乗用車、トラック、バスの保有台数シナリオ、及び航空需要、船舶需要、鉄道需要を変更
 - 電力需要、定置需要、運輸需要(自動車除く)を、WEO2017を元にリファレンス需要と省エネ需要を設定し、これらをMixした需要をモデルで使用
- 発電関連
 - 再生可能の発電電力量上限を、WEO2017のSDSの発電電力量を元に設定。また、この発電電力量上限は、水素電解用を除く系統発電用のみに適用し、系統発電+水素電解の合計はポテンシャルを上限に設定
 - 原子力の地域別設備容量の上限は、WEO2017のSDSを元に設定
- 発電以外の転換
 - バイオ燃料の製造として、固体バイオマスからのメタン発酵とメタン発酵+CCSを追加
 - エタノール製造はCCS有を追加(2050年以降)
 - 石油精製は、昨年度までに生じていた実績年と計算年との間にギャップを補正(実績値からの収率算出に自家消費分を含め、製造量と消費量との差を配送効率として別途計上)
- CCS制約
 - ETP2017を元に、USA、WEU+CEU、CHN、SEA、IND、BRA、RUSの7地域と世界全体のCCSの貯留量の上限制約を、2020~2050年に対して設定
- その他
 - 2015年までは実績値で固定、2020年から2100年までの5年間隔の計算を実施する様に、モデルを変更

2017年GRAPEモデルの特徴

- ベースケース同士の比較から分かること
 - 一次エネルギー供給量が減る一方で総発電量は増大、より再エネ、電化が進んだ社会となっていると考えられる。
 - 2050年断面で、日本の水素需要は約20%(4Mtoe)減少するが、世界全体では100Mtoe程度増加する。水素火力発電も世界規模で普及し、これまでなかった水素GEコジェネが導入される。
 - 2016年モデルと比較してCO₂の純排出量、ネット排出量共に減少
 - (最適化計算の評価関数である)エネルギーコストは10%程度高くなる

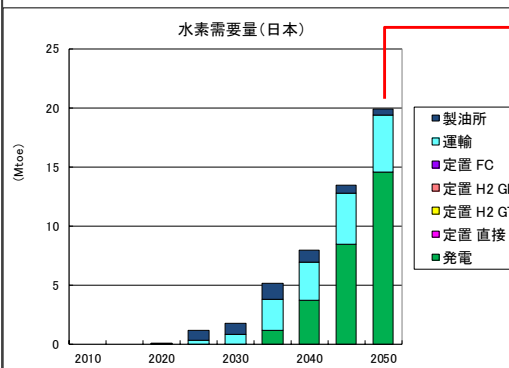
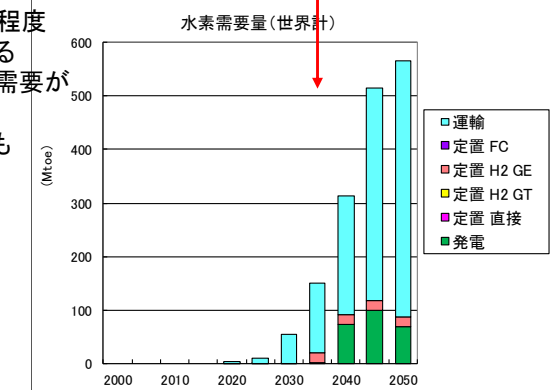
2017年モデル 水素需要量

2016年モデル

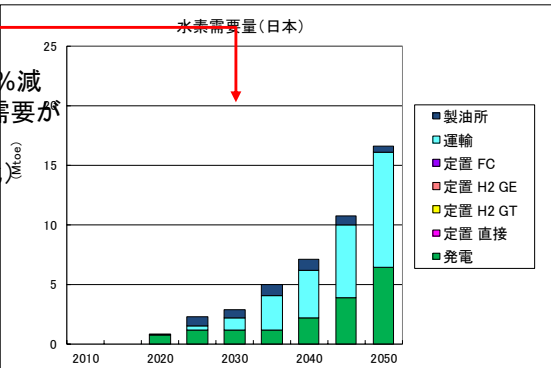


全体で100Mtoe程度
水素需要が増える
世界全体で発電需要が
大きくなり
水素GEコジェネも
導入される

2017年モデル

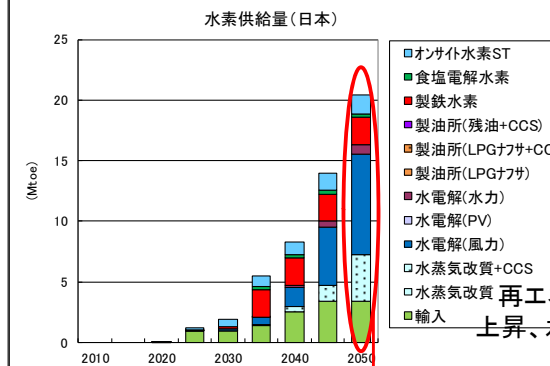


日本の需要は20%減
発電需要と運輸需要が
逆転
(トラックが水素化)



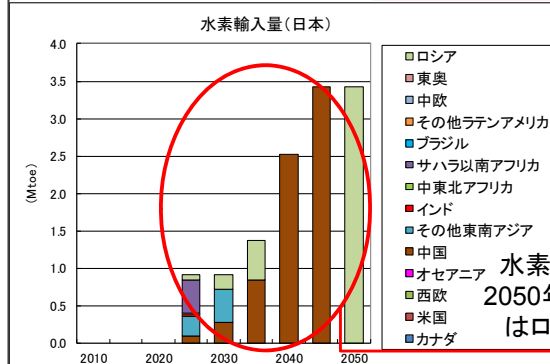
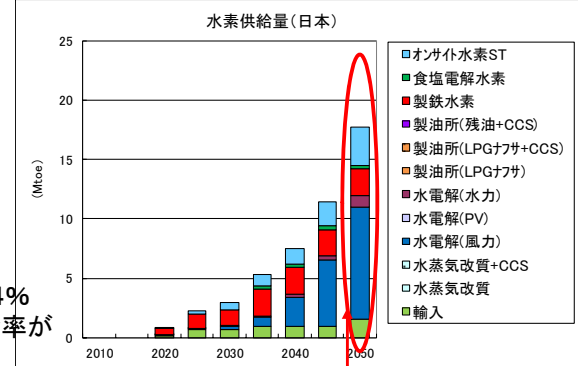
2017年モデル 日本の水素供給

2016年モデル

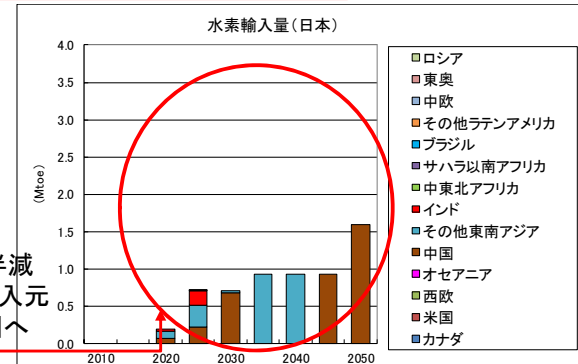


再エネ比率は14%
上昇、水素の自給率が
高まる

2017年モデル



水素輸入量は半減
2050年の最大輸入元
はロシア→中国へ



地政学的リスク分析:水素需要

- 世界の水素需要への影響はほぼない
- 日本の水素需要はベースケース(BC)比で若干減少

地政学的リスクファクターの分析

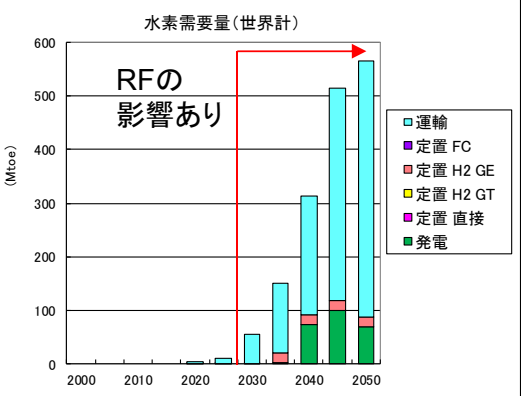
- 地政学的リスクファクターの定式化
 - GRAPEモデル内の水素輸送コスト決定式に地政学的リスクファクターを導入
 - [供給地域]、[需要地域]、[年代]に設定、基準値を1.0としてシナリオに応じて設定
例)供給地域:中国、入荷地域:日本、年代:2020年のリスク
ファクターを2.0とすると、2020～25年の間中国から日本への水素輸送コストが2倍になる
= エネルギー需給構造の決定において設定の年代において中国→日本のルートが選択されづらくなると考えられる。

地政学的リスクシナリオ

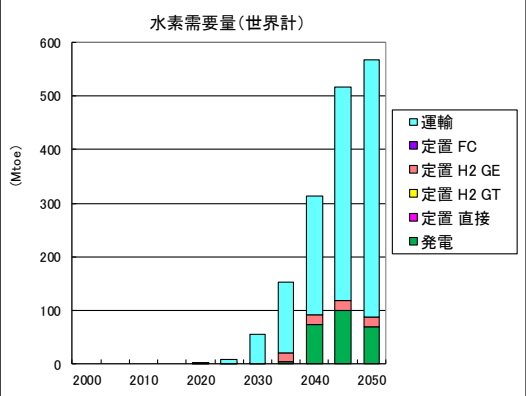
- 中東危機シナリオ
 - 2030年に中東で安全保障上のリスクが生じたと仮定、2030年以降、地域9 中東・北アフリカからのリスクファクターを1.0→2.7とした。2.7という数字は第一次オイルショック時のWTI crude oil priceの数値を参考にした※(1973年7月-1974年1月の変化)
- 東西冷戦シナリオ
 - 東西冷戦を参考に、
西側:カナダ、日本、アメリカ、オセアニア、その他アジア、ブラジル、その他ラテンアメリカ
東側:中国、中欧、東欧、ロシア
第三世界:インド、サハラ以南アフリカ、中東・北アフリカ
という区分けを行って2030年以降、西側諸国と東側諸国間にリスクファクターを設定した(値は2.0を仮設定)

※www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart

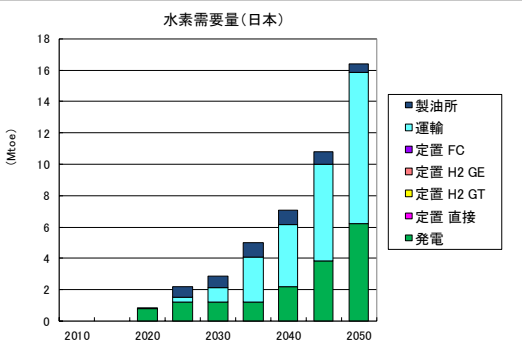
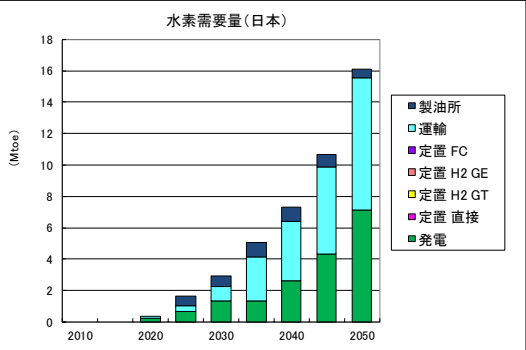
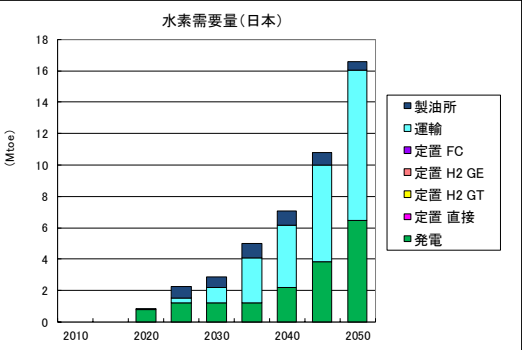
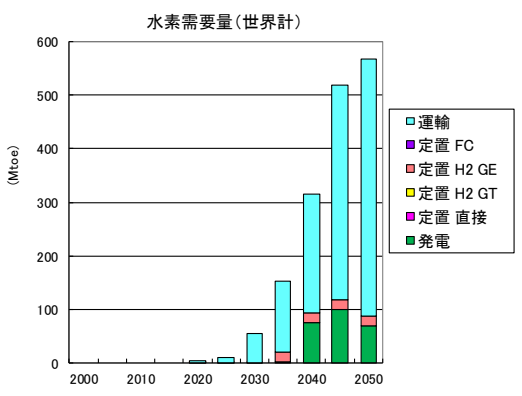
2017ベースケース



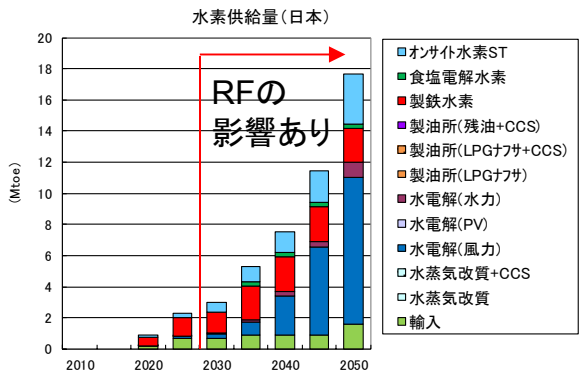
中東危機シナリオ



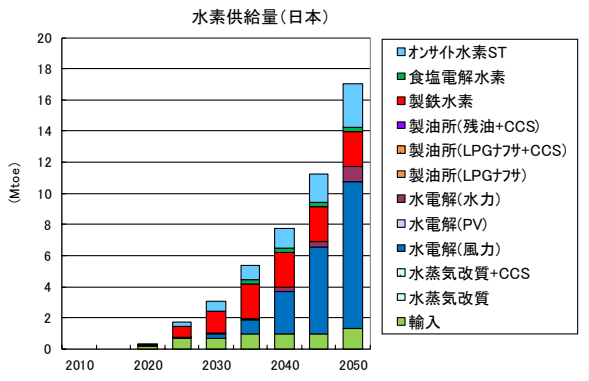
東西冷戦シナリオ



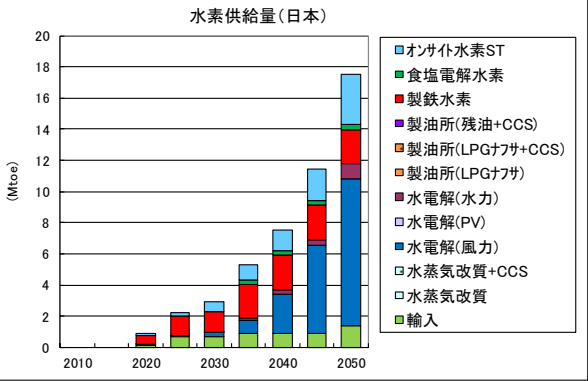
2017ベースケース



中東危機シナリオ

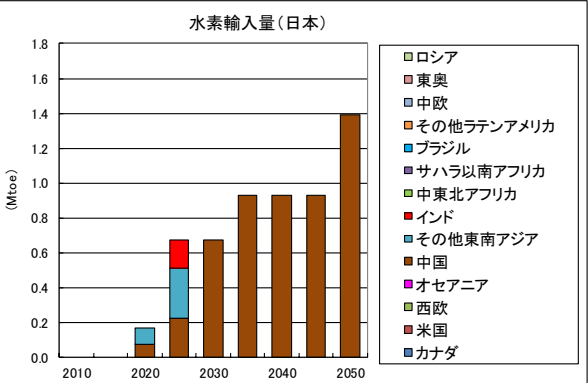
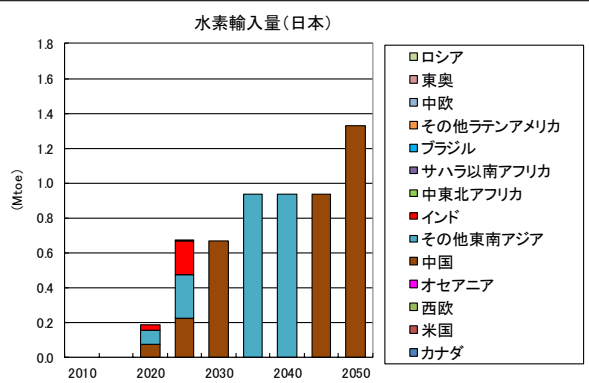
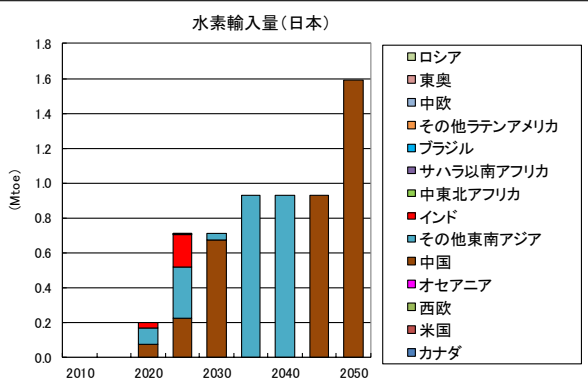


東西冷戦シナリオ



地政学的リスク分析:日本の水素供給

- 中東危機シナリオにおいて、2050年にBC比0.7Mtoe水素供給が減少、輸入水素量が0.3Mtoe減少
- 東西冷戦シナリオにおいて、2035、40年代の輸入元が東南アジア→中国に変化



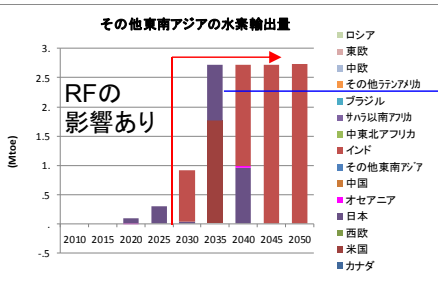
地政学的リスク分析: 国際水素輸送の変化

- ・東南アジア: 日本に輸出していた水素が米国へ
- ・米国: 中国から輸入していた水素をサハラ以南アフリカから輸入

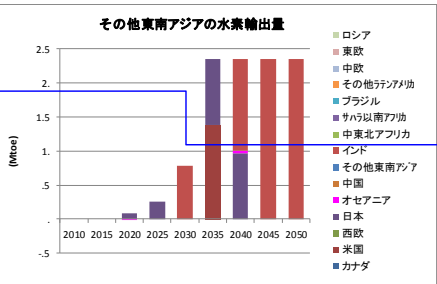
地政学的リスク分析: 国際水素輸送の変化

- ・本モデルでは中東の水素輸送自体が小さいので、中東危機シナリオの水素需給構造に対する影響は小さい
- ・サハラ以南アフリカ: 東西冷戦シナリオの設定で輸出先をインド→米国に切り替える

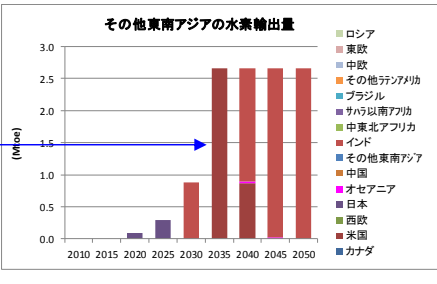
2017ベースケース



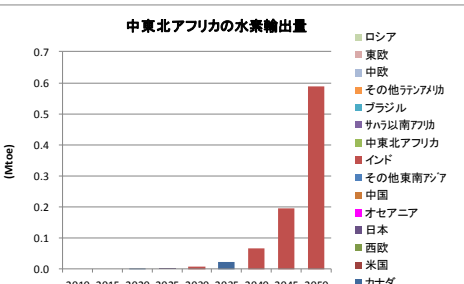
中東危機シナリオ



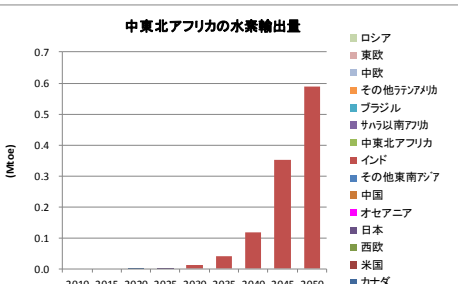
東西冷戦シナリオ



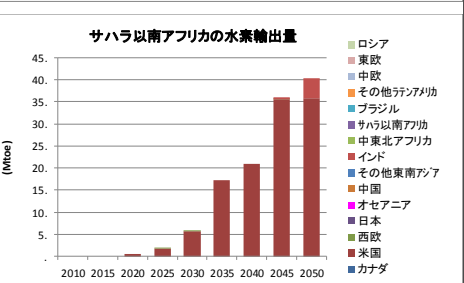
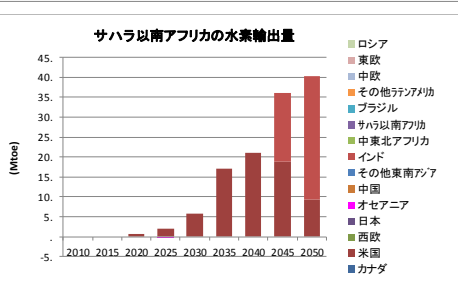
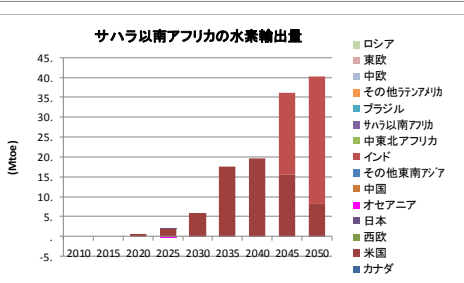
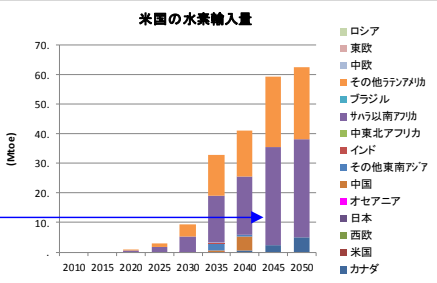
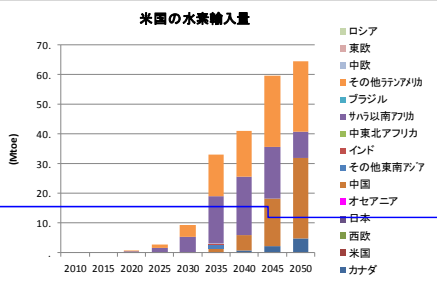
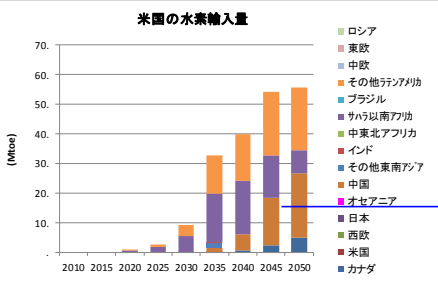
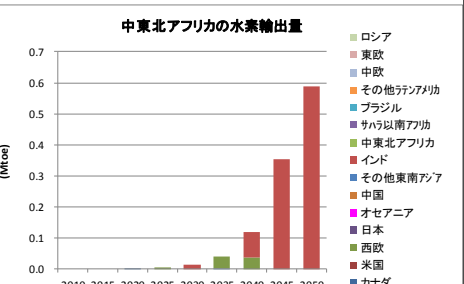
2017ベースケース



中東危機シナリオ



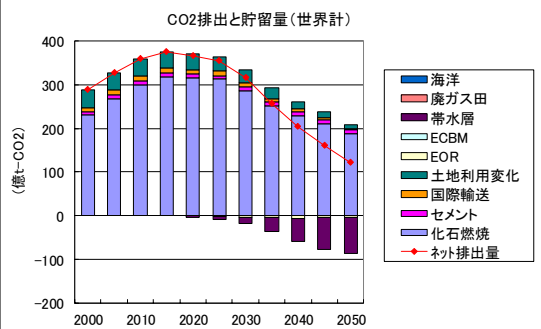
東西冷戦シナリオ



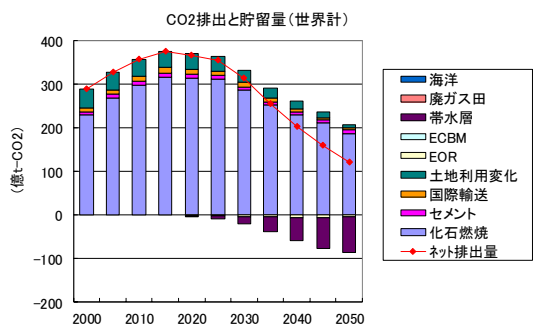
地政学的リスク分析: CO₂排出量・エネルギーコスト

- ・CO₂排出量、エネルギーコスト共にほぼ変化なし

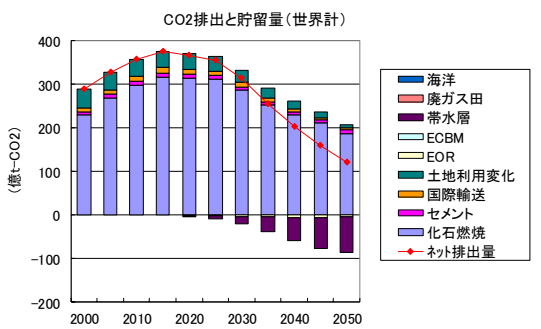
2017ベースケース



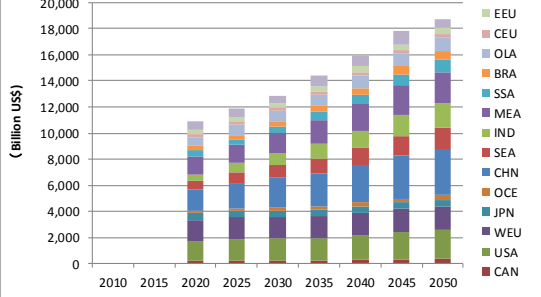
中東危機シナリオ



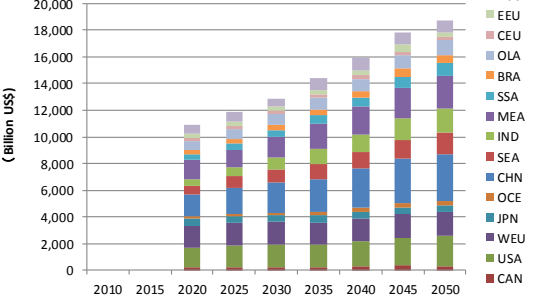
東西冷戦シナリオ



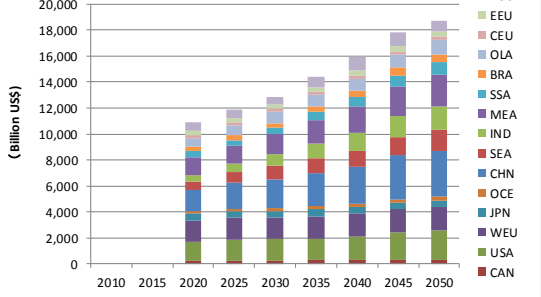
エネルギーコスト



エネルギーコスト



エネルギーコスト



地政学的リスク分析: まとめ

- ・地政学的リスクファクターは2～3倍程度の変化で水素需給の構造に変化を生じるが、エネルギー需給構造全体、CO₂排出量、エネルギーコストにはほぼ影響しない
 - 理由としては、現在のリスクファクターがモデルの仕様上水素輸送にのみ影響を与えるため
- ・水素の大供給元はサハラ以南アフリカ、ラテンアメリカ、ロシア、中国の4カ国で、それぞれ地理的に離れているので、リスクファクターに対しては輸出入構造の組み替えで対応してしまうものと推定される

CO₂フリー水素普及シナリオ研究
水素需要推算の総括

第12回シナリオ研での報告内容

1. 第11回報告のフォローアップ

- ご説明が不明瞭だった点に改めて回答

2. 2018年モデルの紹介

- 火力発電下限制約と製油所水素の導入効果分析

3. Joint Crediting Mechanism(JCM)的な技術移転の影響分析

- 技術移転のあるなしによる影響を比較分析

2018年モデルの概要

- 2017年モデルをベース(エネバラ、CO₂排出実績値はそのまま)に人口、GDP予想を最新のものにアップデート
- 下記パラメータを追加
 - 水素火力発電の持つ系統調整力の反映: 従来日本に適用してきたCCSなし火力発電の設備容量下限制約を世界的に導入
 - 水素の産業利用: 「製油所水素」= 製油所におけるナフサからの製造水素を輸入水素で代替 を世界的に選択可能とした
- 製鉄水素の導入量をデフォルトで0に設定
 - シナリオ研におけるご指摘を参考に
- 今回の分析
 - 上記新規導入パラメータの国内外水素需給に対する影響を評価
 - a. 上記条件共になし
 - b. 1. 火力発電下限制約を導入
 - c. 2. 製油所水素を導入

第11回報告のフォローアップ 1/2

質問事項	回答
Q3: 何で同じ制約なのにモデルを変えただけで世界のCO ₂ 排出量が増えるのか？ Q7: 2つのモデルで実績値が異なっている理由？	計算の基本条件となっているエネルギーバランスのシナリオを1990年～2015年の実績値も含めて変更しているため、CO ₂ 排出量も変化し、'90年比xx%減という制約条件が絶対値としては異なるものになっていることが理由です
Q4: 水素輸送コストにだけリスクファクターを入れるのはどうか？ Q9: 実際の輸入元はコストよりもプロジェクトで決まるのでは？	「資源の国際輸送全般へのリスクファクターの導入」、「水素輸入元のイナーシャ制約(資源輸出入の急激な変化を防ぐ制約)導入」にはモデルの大幅な変更が必要で直近では困難なため、今後の課題とさせていただきます

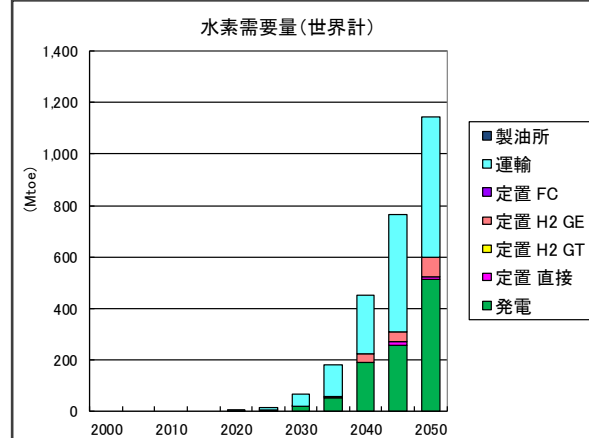
第11回報告のフォローアップ 2/2

質問事項	回答
Q5: 日本の(水素)自給率が90%くらいあると思うが、本当にそうなのか？	オンサイト水素ステーションは天然ガス改質のため、結果としては自給率70%強となっています
Q10: 4頁の図でGDPが同じとすると、多くの国富が国内にたまと読めるが？	2015年と2050年で GDP: 1.3倍 一次エネルギー消費: 0.6倍 再エネ+原子力比率: 7%→47% となっており、恐らく正しいのではないのでしょうか？
Q11: 国内でそれだけの安い水素が出てこないといけませんが、そのドライブには何が欠けているのか？	水素供給元としては風力発電由来の電解水素が主流となり、17年モデルbaseケースの国内風力水素の価格は - 2020: 0.60 USD/Nm ³ -H ₂ - 2050: 0.53 USD/Nm ³ -H ₂ ですので、国内風力発電の導入と発電コスト低減がドライブになるのではないのでしょうか？

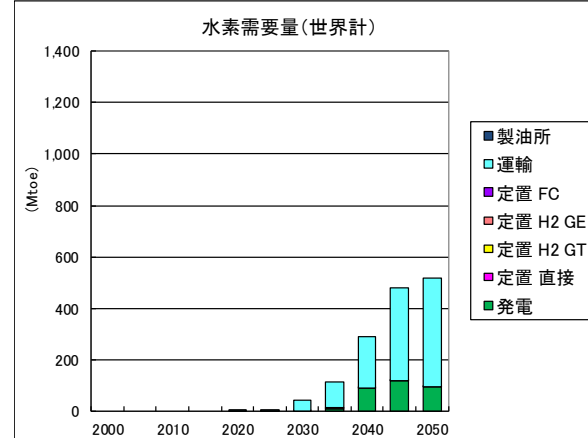
分析結果: 水素需給(世界)

- 火力発電の下限制約で、水素需要は2倍程度になる一方、製油所水素による水素需要増は限定的だが、2025年には世界需要の25%を占める
- 再エネ水素の増加は限定的、NG改質+CCSが需要増をまかなう

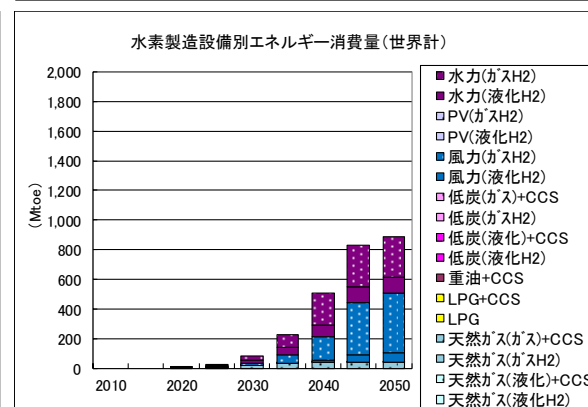
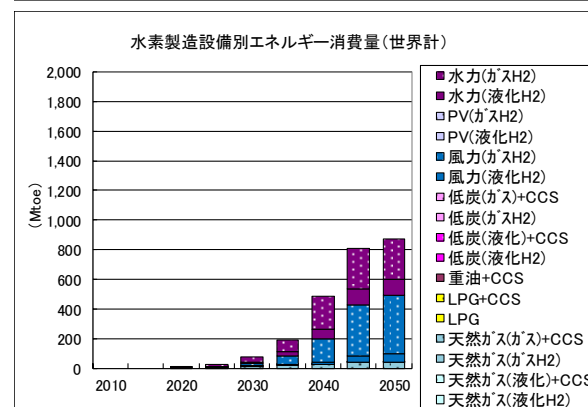
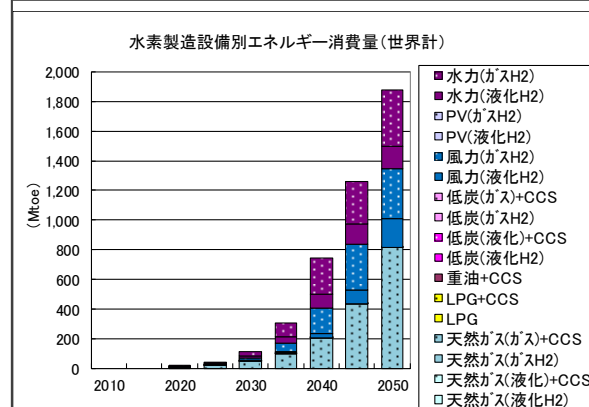
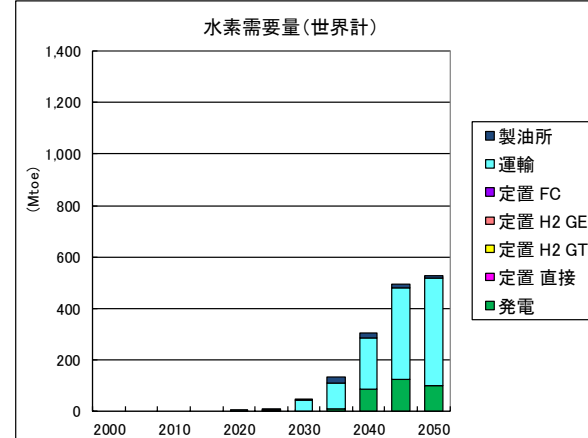
火力発電下限制約



Base

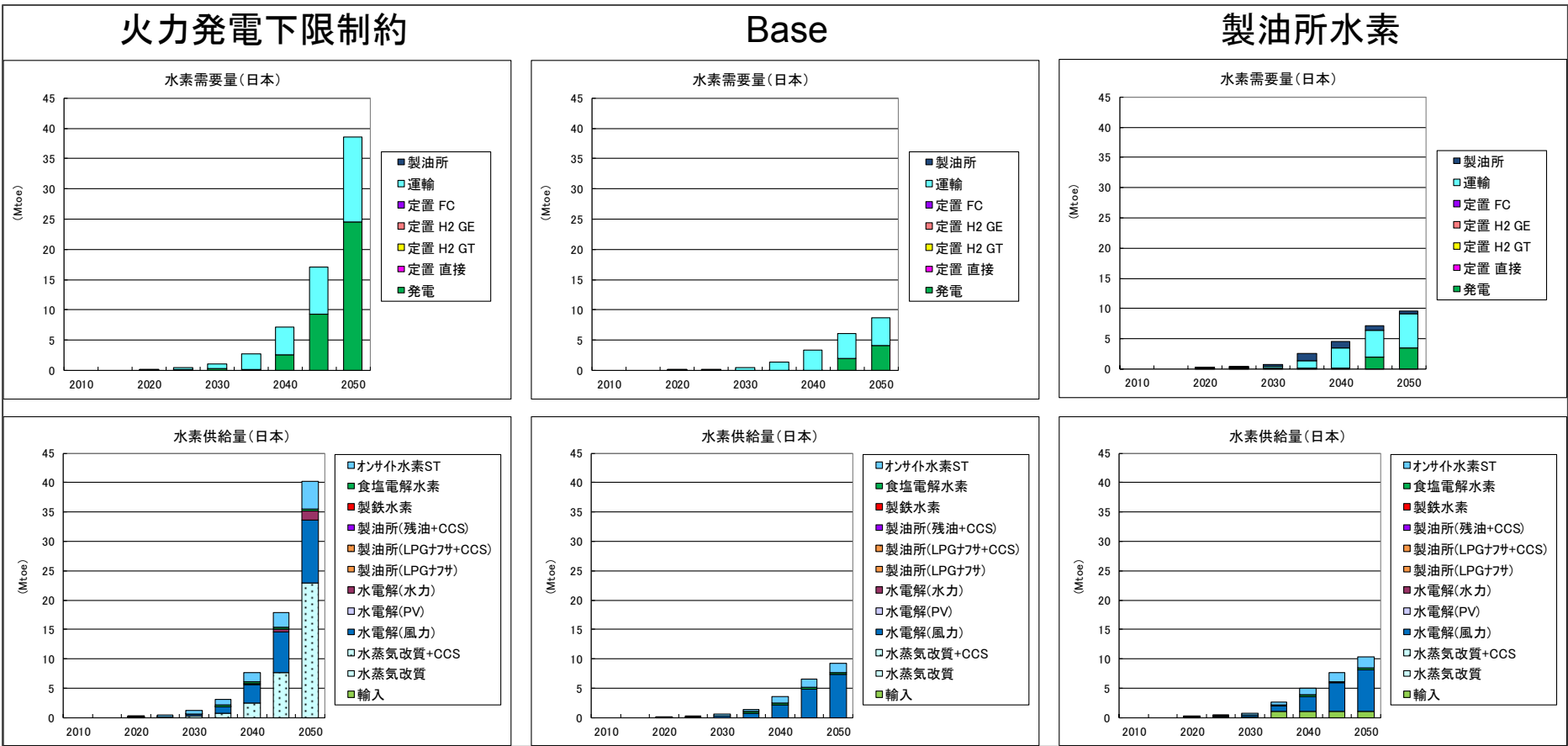


製油所水素



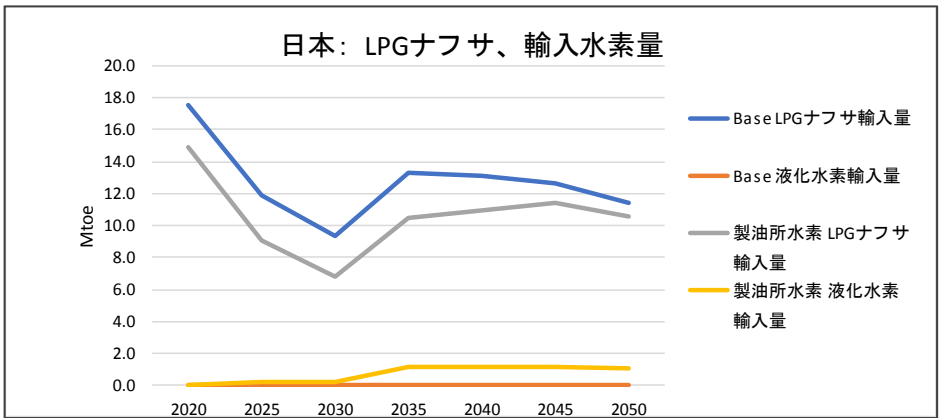
分析結果:水素需給(日本)

- ・ 輸入水素は製油所水素の設定によってのみ入る。2035年頃には水素需要の半分を占める
- ・ 火力発電下限制約により輸入天然ガスのCCS付き改質が大規模導入



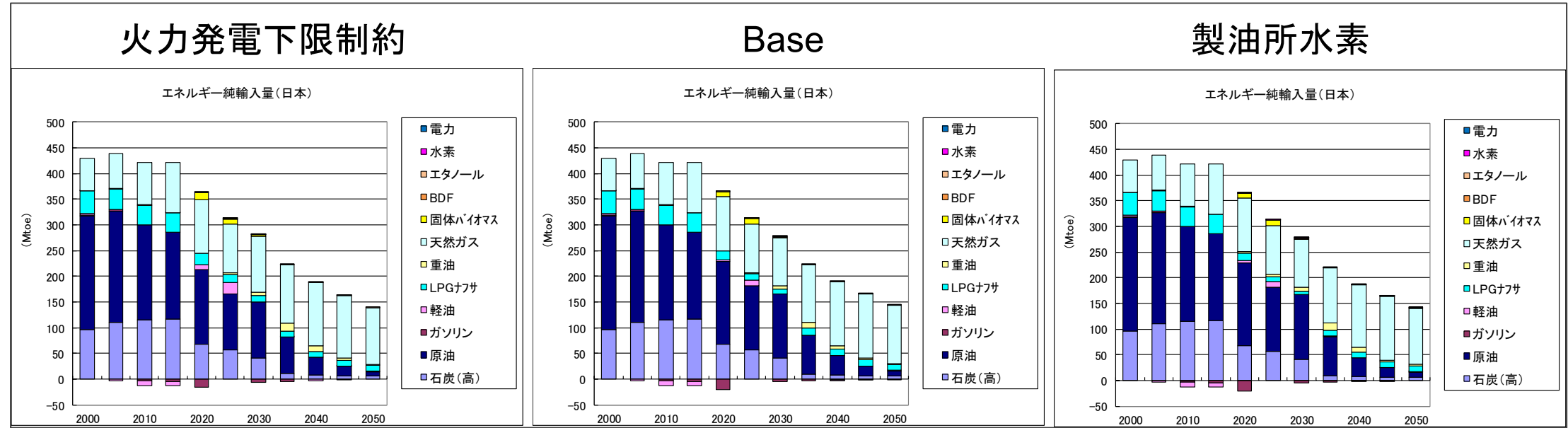
2018年モデルによる分析 まとめ

- ・ CCSなし火力発電の設備容量下限制約
 - 世界的にも日本に対しても、水素導入量を大きく増加させるパラメータ
 - 天然ガス→発電→CCSという順序が天然ガス→水素製造(CCS)→発電という順序に切り替わっている模様
 - 今回一律に20%という下限値を設定したが、妥当な値については今後精査検討が必要
- ・ 製油所水素
 - 産業用水素需要は運輸と並んで、2025年前後の水素の立ち上げ期に需要を下支えする効果が期待できる
 - 2050年には石油精製の縮小により半減し、発電、運輸水素需要の増大により水素需要に占める割合は小さくなる



分析結果:エネルギー純輸入量(日本)

- ・ エネルギー純輸入量を比較すると、水素導入量ほどには変化がない
- ・ 火力発電の下限制約による水素需要増・天然ガス改質水素増は、従来発電所で使われていた水素を改質してから発電に回す形に変化？
- ・ 製油所水素導入によりLPGナフサ輸入量は減少



水素需要推算の総括

JCM的技術移転の影響分析

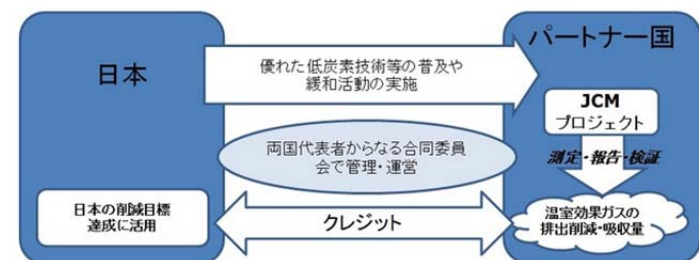
- 本推算は2050年世界CO₂排出量達成の手段の一つとして水素を取り上げ、様々な条件下での水素需給状況をシミュレーションしている
→ 先進国から途上国・新興国への早期の技術移転により、水素の需給状況はどのように変わるのか？

二国間クレジット制度（JCM）とは

我が国は、途上国への優れた低炭素技術・製品・システム・サービス・インフラ等の普及や対策実施を通じ、実現した温室効果ガス排出削減・吸収への我が国の貢献を定量的に評価し、我が国の削減目標の達成に活用するため、二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism：JCM）を構築・実施しています。

JCMの基本概念

- 優れた低炭素技術・製品・システム・サービス・インフラの普及や緩和活動の実施を加速し、途上国の持続可能な開発に貢献する。
- 温室効果ガス排出削減・吸収への日本の貢献を、定量的に評価するとともに、日本の排出削減目標の達成に活用する。
- 地球規模での温室効果ガス排出削減・吸収行動を促進することにより、国連気候変動枠組条約の究極的な目標の達成に貢献する。



（出典：日本政府資料「二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism(JCM)）の最新動向」）

※パートナー国：平成30年8月27日現在、JCMを構築している以下の国

モンゴル、バングラデシュ、エチオピア、ケニア、モルディブ、ベトナム、ラオス、インドネシア、コスタリカ、パラオ、カンボジア、メキシコ、サウジアラビア、チリ、ミャンマー、タイ及びフィリピンの17か国

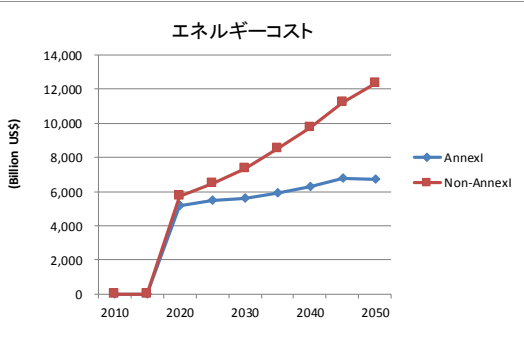
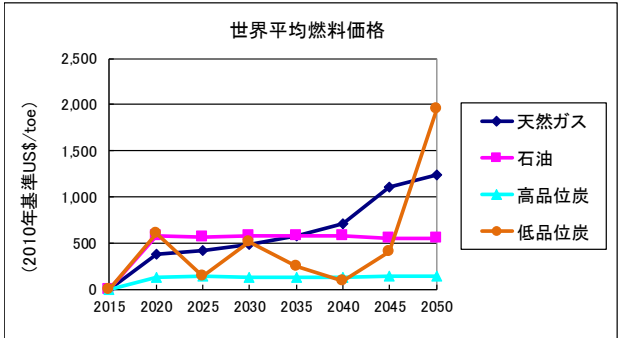
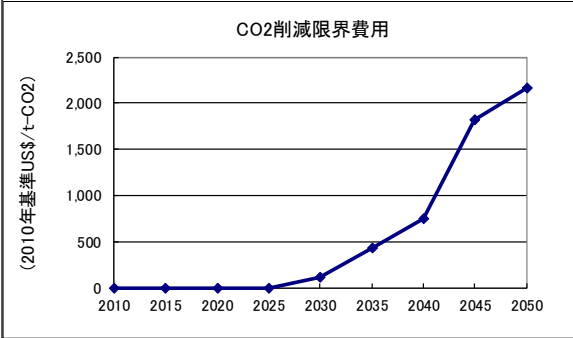
地域間の技術進展度の違い

- GRAPE内パラメータ(いずれも2100年以降全世界一定)
 - 発電効率：地域により異なるが新興・途上地域は先進地域より概ね低い
 - 車両効率：新興・途上地域は先進地域の10年遅れ
 - 水素利用技術の利用可能年（製造は全世界で2020年から可能）
先進地域：2020年
中国、インド、ブラジル、中欧、東欧：2030年
上記以外：2055年
- JCM的条件設定
 - 各効率を2030年以降先進国最高水準（概ね日本の値）に設定
 - 水素利用技術の利用可能年を全世界的に最も遅くとも2030年に設定

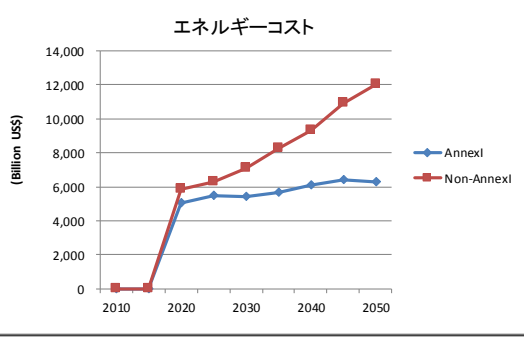
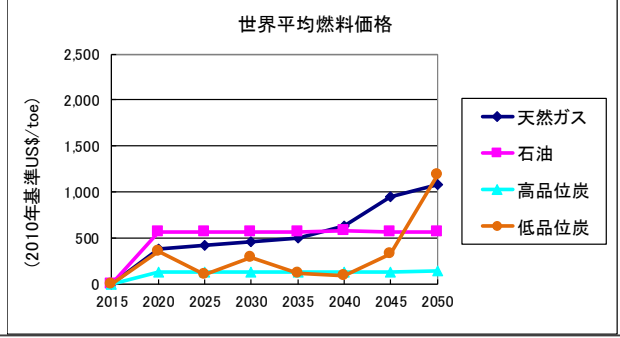
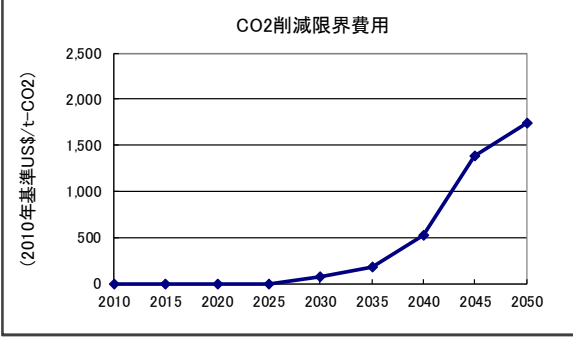
分析結果：CO₂削減限界費用・エネルギーコスト

- CO₂削減限界費用、世界平均の燃料価格、エネルギーコスト共にJCMありケースの方が安価となる

基準ケース



JCMあり



JCM的技術移転の影響分析 まとめ

- JCM的技術移転による効果
 - 技術移転による各種効率の早期向上によりエネルギー消費が抑制
 - CO₂削減限界費用、世界平均の燃料価格、エネルギーコスト共に低下
 - 先進国、日本の水素導入に対しては負の効果
- 今後
 - 本来的には、JCMは技術提供側に削減クレジットが付与されるものであるため、先進国への制約付加とJCMによる緩和をシミュレーションして効果を検証

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

2018.6.4

IAE

国内水素配送の絵姿

1 検討の背景

第8回シナリオ研 & 第9回シナリオ研で水素ステーション(ST)事業の自立化を議題として取り挙げ、需給バランスと価格バランスの定量的検討を行い、IAE としての提言を行った。

定量的検討結果(議論のたたき台):

<需給バランス in 2030 年>

<需給バランス> (全体 in 2030) (by IAE)

(1) 水素 ST での販売量	: 8 億 Nm ³ /年
(2) 製油所 HPU 代替量	: 6 億 "
(3) LNG 火力混焼利用	: 13 億 "
(4) その他利用(GT/GE 等)	: 7 億 "
(水素調達量 by METI =) 計 34 億 Nm ³ /年	
輸入水素量	: 25 億 Nm ³ /年 (FS by KHI)
国内調達量	: 9 億 Nm ³ /年

<価格バランス at 水素 ST>

<価格バランス> (at 水素 ST in 2030) (by IAE)

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/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%)

<提言 by IAE> 「水素 ST の自立化」には、FCV の普及のみならず、水素サプライチェーンの普及や、FCV 以外の分野での比較的大規模普及による水素の<需給バランス>と<価格バランス>の両立が不可欠で、製油所 HPU 代替や LNG/水素混焼火力発電での CO₂フリー水素の利用がキーとなるのではないかと。(追記: 水素の利活用が促進されるよう政府の経済補助が最も重要)

<第8回研究会でいただいたコメント>

LNG 基地と同じ所に水素基地を作るとして、そこからどの水素 ST に持っていくかを検討するとさらにリアリティーが出てくる。

<水素基地（IAE 想定）>

国内主要3地域（千葉&神奈川、愛知&三重、大阪&兵庫）の既存 LNG 火力発電所エリアに水素基地が設置されるとし、5vol%の水素混焼が行なわれると想定した。（既存の LNG 火力ガスタービンの燃焼器で許容できる水素混焼率は 30vol%と言われている。）

日本のLNG輸入実績とその内訳

近年、日本のLNG輸入量は大幅に増加しており、特にオーストラリアやカタールからの輸入が増加しています。今後、シェールガス革命により生産の拡大している米国からの輸入など、LNG調達先の多様化を図っていきます。

2003年度 LNG輸入実績



2003年度 LNG輸入内訳



2013年度 LNG輸入実績



2013年度 LNG輸入内訳



※数値は都市ガス用途以外も含みます。
※四捨五入のため、合計値が合わない場合があります。
出典：財務省貿易統計



LNG タンカー

日本のLNG基地と主要導管網

- LNG1次基地（稼働中）
- LNG1次基地（計画・建設中）
- 主要導管網
- 計画・建設中導管
- 検討中・調査中導管



出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
第1回ガスシステム改革小委員会（平成25年11月12日開催）資料に加筆

○ 水素基地（想定 by IAE）

LNG 火力発電所で水素が 5vol%混焼されると想定

①千葉&神奈川エリア（7LNG 火力、計 2,006 万 kW）

水素需要量：約 6.9 億 Nm³/年

②愛知&三重エリア（3LNG 火力、計 957 万 kW）

水素需要量：約 3.3 億 Nm³/年

③大阪&兵庫エリア（4LNG 火力、計 845 万 kW）

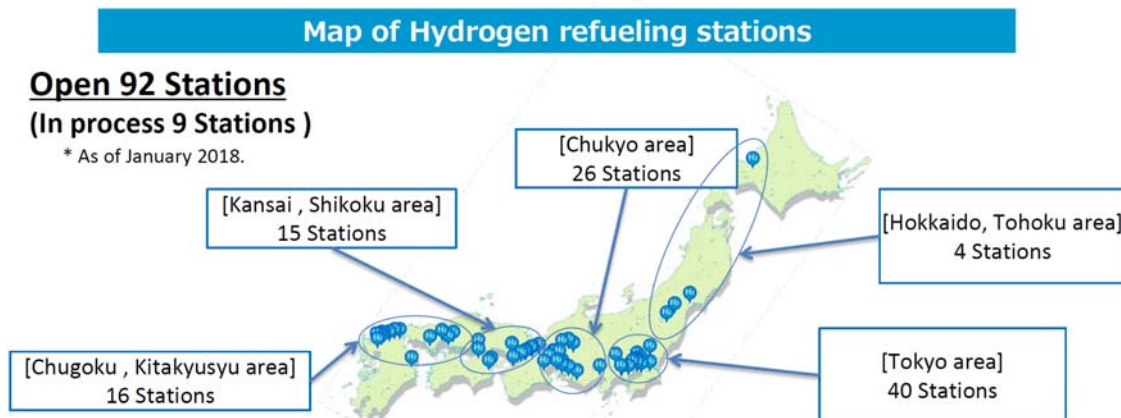
水素需要量：約 2.9 億 Nm³/年

①～③合計水素需要量：約 13 億 Nm³/年

＜国内水素ステーションの整備状況＞

Progress of Hydrogen Refueling Stations for Goals

Goals in the Roadmap	Progress
- Ensure about 160 HRSs in FY2020 and 320 in FY2025. - For the price of hydrogen, aim at offering at the same or lower price as compared with the fuel cost of gas vehicles in 2015, and as compared with the fuel cost of hybrid vehicles by around 2020.	92 HRSs are commercially available and 9 in process. (*As of January 2018) - In HRSs currently opened, the price of 1,000-1,100 yen/kg, which is close to the fuel cost of hybrid vehicles, is strategically set.



(出典: New Era of a Hydrogen Energy Society, 27th February 2018, METI)

＜国内配送＞

IAE は、平成26年度と27年度、NEDO の調査・研究委託事業「水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析」を実施し、成果報告書(平成28年2月)が公開されている。

4種類のエネルギーキャリア(液化水素、アンモニア、メチルシクロヘキサン、メタノール)について検討しており、その中で国内配送に関しては感度解析、コスト分析、効率分析を実施している。

＜IAE の提案＞以下、液化水素とメチルシクロヘキサンについて、その検討概要を、ごく一部だけですが紹介させていただいています。詳細は、成果報告書をご覧ください、追って皆様からコメントをいただき、今年度は配送パターンを整理し、いただいたコメントをまとめる、に留めたい。

==== 以下、平成26年度と27年度の **NEDO 事業**での検討概要 ====

3.2.2-1 液化水素システムの概要



図 3.2.2-1 液化水素システムのフロー図

3.2.4-1 トルエン/メチルシクロヘキサンシステムの概要

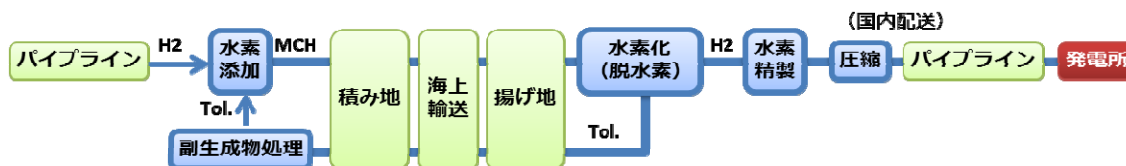


図 3.2.4-1 トルエン/メチルシクロヘキサンシステムのフロー図

3.2.6.1 パイプライン輸送

パイプラインによる水素の輸送は、パイプラインと圧縮機から構成される。パイプラインによる水素の輸送は、**米国、カナダ、ヨーロッパの工業地域**で行われており、圧力は 1～3MPa、流量は 3500～100000Nm³/h である。ドイツでは 1939 年から 210km のパイプラインによる水素輸送を行っており、10 インチのパイプラインを用い、輸送条件は圧力 2MPa、流量は 100,000Nm³/h である。世界最長のパイプラインは北部フランスとベルギーを結ぶもので、長さは 400km である。米国はガルフォーストを中心に 720km の水素パイプラインを有している。

3.4.2 国内配送

国内配送のコスト評価は、図 3.4.2-1 にあるように、4 種類のエネルギーキャリアの形で国際輸送されてきた水素を陸揚げ基地から**タンクローリー、貨物列車、及び内航船**の 3 つの輸送手段を使って水素ステーションなどの国内の水素需要先に輸送するプロセスを対象とした。貨物列車輸送と、内航船輸送プロセスでは、途中でローリーに載せ替えて水素ステーションまで輸送する事も想定した。そのため、内航船からローリーにキャリアを載せ替える**国内二次基地**についても評価を行った。

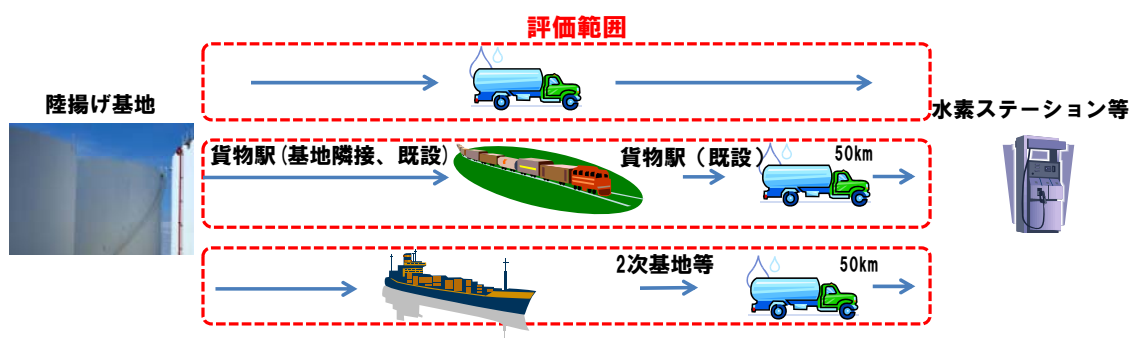


図 3.4.2-1 国内配送コスト評価の評価範囲

3.4.2.1 国内配送プロセスのコスト評価

国内配送プロセスのコスト評価では、表 3.4.2-1 に示す条件を配送手段で共通のものとして、キャリア毎に必要な条件を設定し、コスト評価を行った。出荷、受入設備は揚げ地、配送先に整備されていると想定し、ローリー、貨車、内航船による配送コストの評価に特化した。

表 3.4.2-1 国内配送コスト評価の種別と評価条件

	考え方	検討範囲のコスト	共通条件
ローリー	一台のローリーが設定条件において1年で輸送するキャリア量から、ローリーの台数、付随する費用を積算。	設備費、人件費、燃料費、修繕費、一般管理費	20kL 級のローリーから水素ステーションへ移送（留置なし）
鉄道	陸揚げ基地から貨物ターミナル間とその前後のローリーの輸送費用を検討	設備費、貨物輸送費用	20kL 級のコンテナを利用（留置なし）
内航船	陸揚げ基地から二次基地とその前後のローリーの輸送費用を検討	設備費、修繕費、船用品費、保険、船主費用、金利、人件費、燃料費、ポートチャージ、運航店費等	MCH、メタノール：2000kL 級内航船 アンモニア：1000MT ケミカルタンカー 液化水素：2500kL 級液化水素輸送内航船

国内二次基地のコスト評価

条件

本コスト評価で想定する国内二次基地は図 3.4.2-11 のように、内航船で運んできたキャリアの受入・貯蔵設備と、水素とキャリアの2系統の払出設備で構成されるとする。水素払出系統には、キャリアから脱水素を行う水素製造設備、水素精製設備と水素払出設備を含む。キャリア払出系統にはキャリアのままローリーに払い出すエネキャリア払出設備のみを想定した。ここで算出するコストには、基地の設備費とその運転にかかる費用のみを計上し、運んでくるキャリアのコストは含まない。特に MCH については、トルエン貯蔵タンクは貯蔵設備として計上するが、トルエン回収に関わるコストは対象外とする。

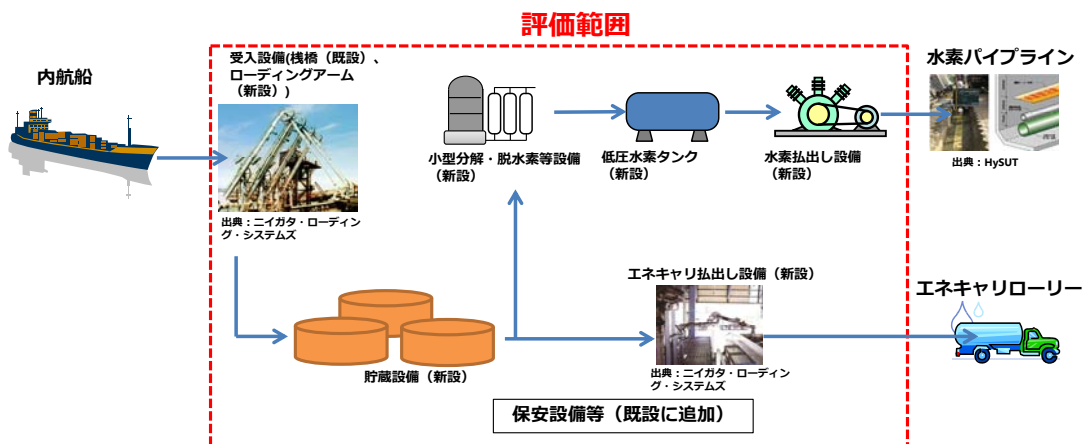


図 3.4.2-11 二次基地コスト評価の評価範囲

3.4.3 運輸部門

表 3.4.3-1 建設中の水素ステーションと本分析で想定した水素ステーションの概要

	現在整備中の水素ステーション	小型水素ステーション	中型水素ステーション	大型水素ステーション
供給水素量	100～300Nm ³ /h 程度	最大 300Nm ³ /h 程度	最大 1200Nm ³ /h 程度	最大 2400Nm ³ /h
月間ガソリン販売量換算	約 24～72kL	約 25kL	約 200kL	約 300kL
来客数イメージ	ディスペンサー1 台	ピーク時 3.5 台/時 ディスペンサー1 台	ピーク時 15 台/時 ディスペンサー3 台 連続充填を想定	ピーク時 22 台/時 ディスペンサー4 台 連続充填を想定
備考	現在の補助金政策の対象となる水素ステーションを想定	のべ約 1800 回/月 低稼働率	のべ 8000 回/月 高稼働率	のべ 12000 回/月 高稼働率

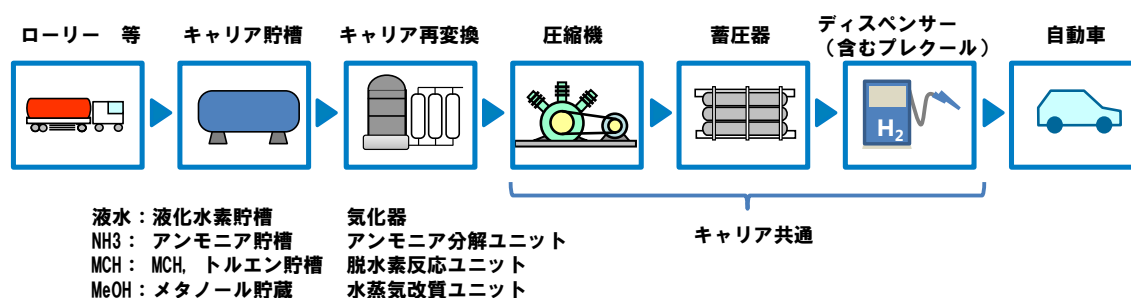


図 3.4.3-1 キャリア再変換型のオフサイト水素ステーションの概念図

3.5.2.1 国内配送の効率分析

ここでは、境界から出ていく水素のエネルギーと境界に入力されたエネルギーの和の比をエネルギー効率と定義する。運輸部門では、境界に入ってくるのは、各エネルギーキャリア、輸送に必要な燃料・電力、二次基地の場合は、ポンプ等の電力である。境界から出ていくのはエネルギーキャリアのみである。エネルギーキャリアのエネルギーは、エネキャリアに含まれる水素のエネルギーを計上した。燃料、電力は、エネルギー単位(PJ)に変換し合算した。また、電力は、発電効率40%(発電方法により異なるため想定値)で割戻して一次エネルギー換算した。燃料については、燃料そのものの熱量を用いた。

また鉄道による輸送では表 3.5.2-1 に示す鉄道貨物の投入エネルギーから輸送量(トンキロ)当たりのエネルギーを 0.496MJ/(t・km)と見積もった。

エネルギー効率 =

境界から出ていく水素のエネルギー/境界に入力されたエネルギーの和

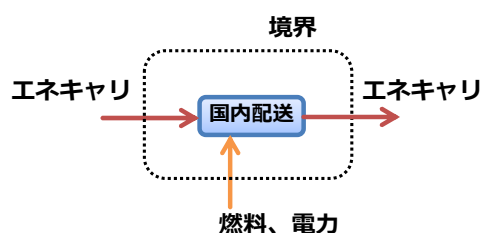


図 3.5.2-1 国内配送のエネルギー効率分析の概念図

表 3.5.2-1 鉄道貨物の投入エネルギー量

	2012 年度	
電力	904,619	MWh
都市ガス	817	1000m ³
LPG	463	トン
軽油	43,683	kl
ガソリン	367	kl
A 重油	3,658	kl
灯油	1,425	kl
輸送量	201	億トンキロ

3.5.2.2 ローリー

輸送されるエネルギーに対し、ローリーで消費される燃料は、2 桁程度小さいため、効率は 99%程度である。液化水素は輸送時のボイルオフ等を考慮したため、95%程度である。

3.2.5.3 貨車

貨車による輸送も輸送される水素のエネルギーに対し、輸送のためのエネルギーが2桁程度小さいため、99%以上の効率で輸送される。

3.5.2.4 内航船

輸送距離の増加とともに燃料である A 重油、C 重油の消費量が増加するため、輸送距離が100kmの場合は効率は99%以上であるが、輸送距離が800kmの場合は各キャリアで5%程度減少する。

==== 以上、平成26年度と27年度の NEDO 事業で検討した国内配送の概要 ====

1 サウジ太陽光発電プロジェクト(2017年10月のニュースサイト記事)

サウジアラビア・エネルギー工業鉱物資源省 (MEIM) の再生可能エネルギープロジェクト開発オフィス (REPDO) は10月3日、サウジアラビア北部サカーカに建設予定の300MW太陽光発電所の入札式を行った。今回のプロジェクトは、同国の国家再生可能エネルギープログラム (NREP)の第1号案件。入札では今年4月17日に募集要項が発表され27件の応募があった。その中から8件が入札資格認定を受け、今回8件の入札結果が発表された。

入札コンソーシアム	完了予定日	設備容量 (MW)	均等化発電原価 ^(*) (米セント/kWh)
マスダール (アブダビ)	2019/6/7	300	1.78567
Acwa Power (サウジアラビア)	2019/3/31	300	2.342
丸紅 (日本)	2019/4/14	310	2.66
エンジー (フランス)	2019/7/12	381	2.77
日揮 (日本)	2019/4/30	355	2.784
三井物産 (日本)	不明	300	2.856
トタル (フランス)	2019/5/2	300	2.859
コブラ (スペイン)	2019/4/30	300	3.366

8件の入札のうち、マスダールは1kwh当たり2セントを下回る金額で入札。それ以外も2セント台が6件と大勢を占め、太陽光発電の価格が世界的に大きく下がってきていることが伺える。2セントを下回る太陽光発電が可能な背景には、土地価格が非常に低いこと、政府への登録免許税等も低いこと、プロジェクト融資での金利コストも低いこと、設備輸入時のタリスエスカレーション効果などが挙げられる。日本での太陽光発電の均等化発電原価 (LCOE) は約24円と言われており、大きな差がある。また、今回の入札では日本勢が3件と多いことにも注目が集まる。^(*)2)

今後REPDOが入札内容を精査し、最終選考候補を11月28日に発表する。最終受注者は2018年1月27日発表される予定。受注者は25年間のPPA (電力国入契約) をサウジアラビアの大手企業グループ・アブドゥル・ラティフ・ジャミールとの間で結ぶ。

再生可能エネルギープロジェクト開発オフィスは、サウジアラビアの長期国家戦略「ビジョン2030」に向け、国家再生可能エネルギープログラム (NREP) を推進し、2020年までに再生可能エネルギー発電所3.45GWの建設を進め、さらに2023年までに9.5GWに拡大する。2030年には、電源構成を天然ガス70%、再生可能エネルギー30%にし、現状の石油依存から脱却する計画。今年8月には、第2号案件の風力発電所400MWでも、25社に対し入札を募った。こちらの入札は2018年1月に締め切られる予定。

(*) 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

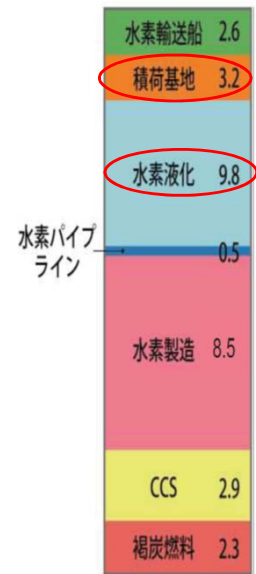
(*)2) 傾斜関税のこと。製造業を保護するために原材料から半製品、製品へと加工度が高まるにつれて関税率が高くなっていく関税構造をいう。

出典: <https://sustainablejapan.jp/2017/10/15/saudi-arabia-solar-300mw/28488>

為替レート: 110円/USDとすると、1.78567 US \$ /kWh = 1.97 円/kWh の発電原価となる。

2 サウジ NREP 第1号案件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の各々の運営費の推算 (by IAE)

()無しはKHIデータ	【共通】	①	【根拠】
水素製造量	億Nm ³ /年	25.1	(表3)
全体運営費	億円/年	450	(図7)
全体電気代の割合	%	43	(図7)
為替レート	円/A\$	81	(表4)
旧電力単価	A\$/MWh	70	(表4)
〃	円/kWh	5.67	⑥=④×⑤
新電力単価(by IAE)	円/kWh	1.97	⑦ (前頁)



(KHI公開資料)

		【水素液化機】	【積地基地】		
工程別電力消費割合	%	47	1	⑧	(図8)
旧電力代	億円/年	90.9	1.9	⑨=②×③×⑧	
〃	円/Nm ³	3.6	0.1	⑩=⑨/①	
電力消費量	kWh/Nm ³	0.64	0.01	⑪=⑩/⑥	
新電力代(by IAE)	円/Nm ³	1.3	0.0	⑫=⑦×⑪	
電力代低減額(by IAE)	円/Nm ³	2.4	0.1	⑬=⑩-⑫	
旧運営費	円/Nm ³	9.8	3.2	⑭	(右図)
新運営費(by IAE)	円/Nm ³	7.4	3.1	⑮=⑭-⑬	

表3 水素チェーンモデル規模

項目	値
褐炭消費量	4.74M トン/年(到着ベース)
水素製造量 (CIF)	0.764MTOE/年 2.51GNm ³ /年 225,500 トン/年
CO ₂ 貯留量	4.39M トン/年
水素輸送船	160,000m ³ ×2 隻

表4 運営費算出の前提となる主要単価

項目	値	備考
褐炭	15A\$/トン	コンベヤーによる直接搬送 (重量は水分含む到着ベース)
電気	70A\$/MWh	再生可能エネルギー由来電力、化石燃料発電およびCO ₂ 貯留またはカーボンオフセット
水	2A\$/トン	
CO ₂ 処理	15A\$/トン	CarbonNet 貯留費用
為替レート	81¥/A\$ 0.61€/A\$ 0.73US\$/A\$	1991年～2010年の平均 ⁹⁾

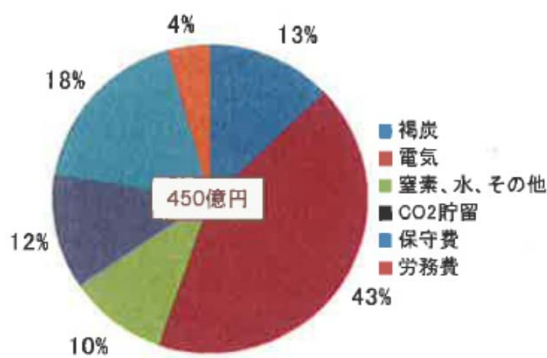


図7 水素チェーンモデルの運営費

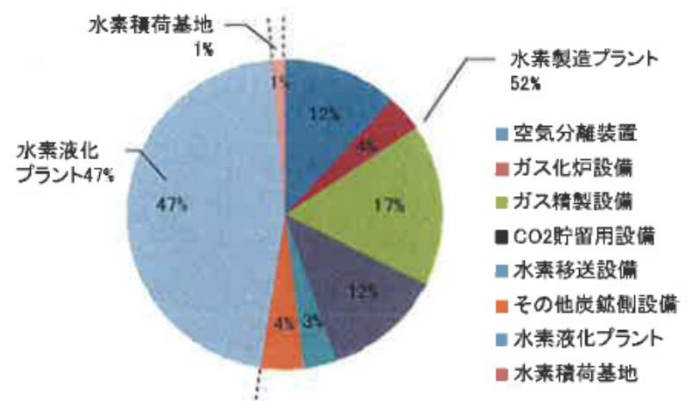


図8 水素チェーンモデルの電力消費内訳

(出典: 山下誠二、他、低炭素社会に向けた水素チェーンの実現可能性検討, Journal of Japan Society of Energy and Resources, Vol.35, No.2))

3 サウジ太陽光由来水素サプライチェーンのコスト (by IAE)

3.1 水電解水素製造のコスト

1) 設備費	26 万円/(Nm ³ -H ₂ /h)	(NEDO目標値)
稼働年数	10 年	(IAE設定)
設備利用率	32 %	(総発電電力量と定格出力よりIAEにて算出)
固定費	9.3 円/Nm ³ -H ₂	
2) 水電解電力消費量(理論)	3.54 kWh/Nm ³ -H ₂	
水電解効率	80 %	(IAE設定 見直し)
水電解電力消費量(実際)	4.43 kWh/Nm ³ -H ₂	
電力単価	1.97 円/kWh	(前頁サウジ NREP 第1号案件の発電原価)
電力費	8.7 円/Nm ³ -H ₂	
3) 水の費用	1 円/Nm ³ -H ₂	(根拠: 次頁参照)
4) 水素製造コスト(1)~3)の合計)	19.0 円/Nm ³ -H ₂	

3.2 サウジの太陽光由来水素サプライチェーンのコスト

①水素製造 (by IAE)	19.0 円/Nm ³ -H ₂	(上記4))
②水素パイプライン (by KHI)	0.5 "	(前頁KHI公開資料図)
③水素液化 (by IAE)	7.4 "	(前頁⑮)
④積荷基地 (by IAE)	3.1 "	(前頁⑮)
⑤水素輸送船 (by KHI)	2.6 "	(前頁KHI公開資料図)
合計	32.7 円/Nm ³ -H ₂	

4 パタゴニアの風力由来水素サプライチェーンのコスト

(水電解水素製造設備の稼働年数と設備利用率の修正データが得られていないので、見直しは未実施)

4.1 水電解水素製造のコスト

1) 設備費	26 万円/(Nm ³ -H ₂ /h)	(NEDO目標値)
稼働年数	10 年	(IAE設定)
設備利用率	45 %	(別紙 IAE 村田のFS。風力発電と同期稼働)
固定費	6.6 円/Nm ³ -H ₂	
2) 水電解電力消費量(理論)	3.54 kWh/Nm ³ -H ₂	
水電解効率	80 %	(IAE設定 見直し)
水電解電力消費量(実際)	4.43 kWh/Nm ³ -H ₂	
電力単価	3.5 円/kWh	(別紙 IAE 村田のFS)
電力費	15.5 円/Nm ³ -H ₂	
3) 水素製造コスト	22.1 円/Nm ³ -H ₂	

4.2 パタゴニアの風力由来水素サプライチェーンのコスト

①水素製造コスト (by IAE)	22.1 円/Nm ³ -H ₂
④水素パイプライン (by KHI)	0.5 "
⑤水素液化 (by KHI)	9.8 "
⑥積荷基地 (by KHI)	3.2 "
⑦水素輸送船 (by KHI)	2.6 "
合計	38.2 円/Nm ³ -H ₂

5 水電解水素製造における水の使用量 & 費用

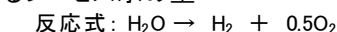
(第8回&9回のシナリオ研でいただいたコメントのフォロー)

<考え方>

- ① 水電解はアルカリ法で運転温度は80℃とする。
- ② 水電解の効率ロス分が熱になり、発熱とプロセス水の蒸発が運転温度でバランスする。
- ③ 水素or酸素に同伴して蒸発水は水洗浄塔に送られる。
- ④ 水洗浄塔で水素or酸素は循環洗浄水で冷却され、塔頂より40℃で系外に流出する。40℃の飽和蒸気圧の水分がロスする。
- ⑤ 水洗浄塔での水蒸気の凝縮熱(80℃⇒40℃の潜熱&顕熱)は循環洗浄水ラインの熱交換器で徐熱される。
- ⑥ 全発熱量がこの熱交換器で徐熱される。
- ⑦ 冷却水のブローダウン(メークアップ)は循環冷却水量の5%とする。

<プロセス水>

1 反応により消費されるプロセス水の量

理論水量: 1 mol/mol-H₂18 kg/2 kg-H₂18 kg/22.4 Nm³-H₂0.804 kg/Nm³-H₂

消費水量: 理論水量 × 1.1 とする。(ブローダウンを含む)

0.884 kg/Nm³-H₂

2 水素&酸素に同伴されて系外に出るプロセス水の量

系外流出温度: 40℃ とする。

40℃の水蒸気圧: 7.375 kPa

同伴水量: 0.109 Nm³-H₂O/Nm³-H₂0.088 kg-H₂O/Nm³-H₂

3 メークアッププロセス水の量と費用

メークアッププロセス水の合計量: 0.972 kg/Nm³-H₂

プロセス水の単価: 250 円/ton

プロセス水の費用: 0.243 円/Nm³-H₂

<冷却水>

水素の発熱量(HHV): 3.54 kWh/Nm³-H₂(LHV): 3.00 kWh/Nm³-H₂

水電解効率: 80 % (R1)

水電解効率ロス: 20 %

水電解電力消費量: 4.425 kWh/Nm³-H₂発熱量: 0.885 kWh/Nm³-H₂要除熱量: 761 kcal/Nm³-H₂

80℃の水蒸気圧: 47.36	kPa
蒸発水量: 0.701	Nm ³ -H ₂ O/Nm ³ -H ₂ (O ₂ 発生に相当する蒸発水も含む)
0.563	kg-H ₂ O/Nm ³ -H ₂ (同上)

熱交換器入出の冷却水の温度差: 20℃

循環冷却水量: 38.1 kg-H₂O/Nm³-H₂

ブローダウン率(メークアップ率): 5.0 %

メークアップ冷却水量: 1.9 kg-H₂O/Nm³-H₂

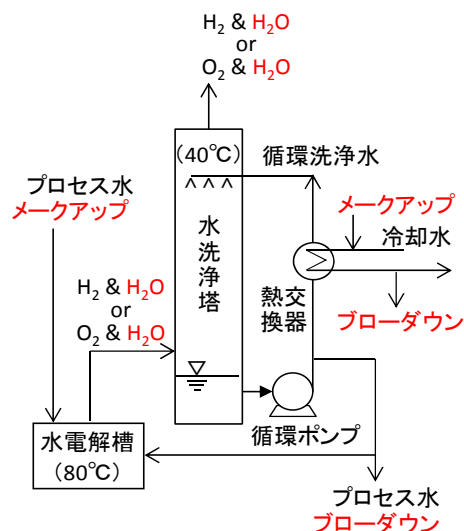
冷却水の単価: 250 円/ton

冷却水の費用: 0.476 円/Nm³-H₂

<プロセス水と冷却水の合計のメークアップ水量と費用>

メークアップ水量の合計: 2.9 kg-H₂O/Nm³-H₂

冷却水の単価: 250 円/ton

メークアップ水の費用の合計: 0.72 円/Nm³-H₂take 1 円/Nm³-H₂

水電解水素製造システムフロー図 (想定 by IAE)

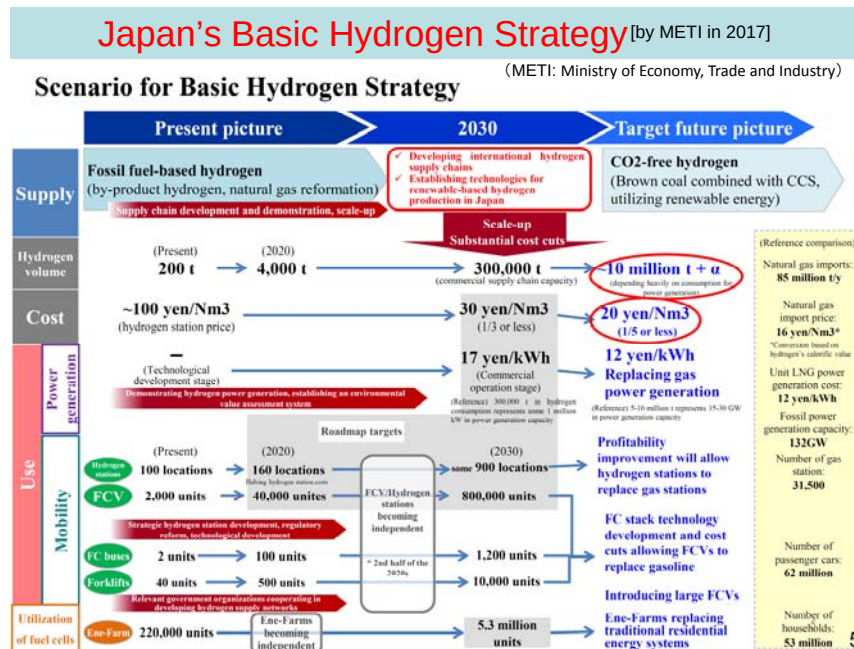
A study on the economy of a R.E.-based global CO₂-free hydrogen supply chain

Masaharu Sasakura^{1*}(msasakura@iae.or.jp), Kenji Murata^{1*}, Yuji Mizuno^{1*}, Shigeki Iida^{1*}

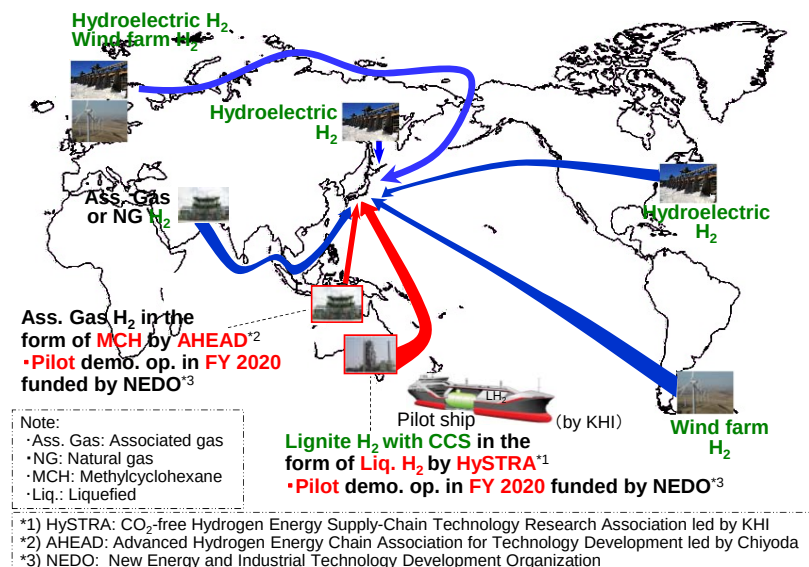
The Institute of Applied Energy

¹The Institute of Applied Energy, Tokyo, 105-0003, Japan

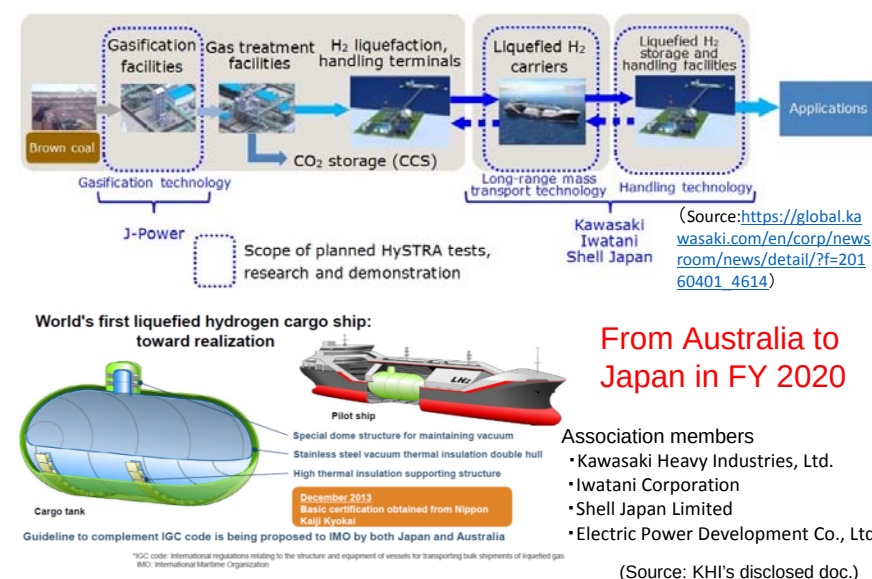
Key message : If the power unit price of the Saudi Arabian solar power (1.79 US \$ /kWh) is available for a global hydrogen supply chain, the cost insurance and freight (CIF) of the hydrogen based on renewable energy could come down to the equivalent level (32.7 yen/Nm³-H₂) to the CIF of the hydrogen based on fossil fuel, Australian brown coal (29.8 yen/Nm³-H₂).



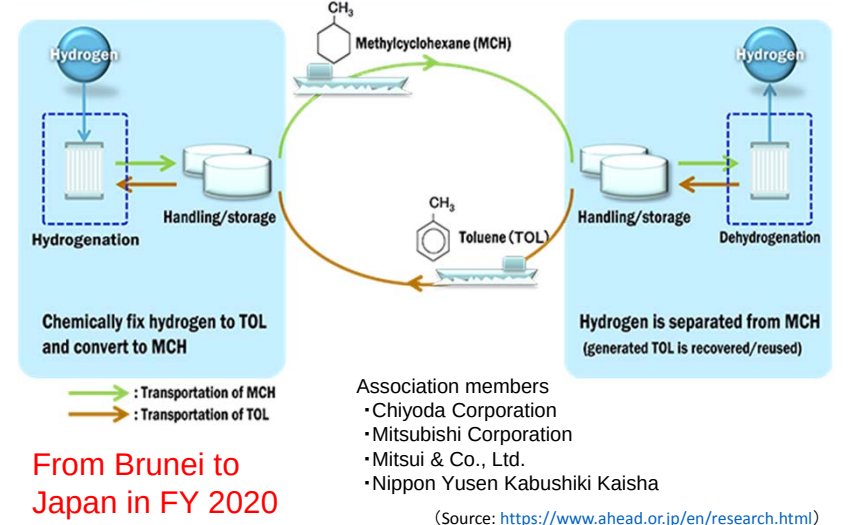
Prospective vision of global hydrogen supply chains for Japan [by IAE]



Pilot-scale demo. operation by HySTRA ~CO₂-free H₂ supply chain based on liquefied H₂~



Pilot-scale demo. operation by AHEAD ~H₂ supply chain based on MCH/toluene~

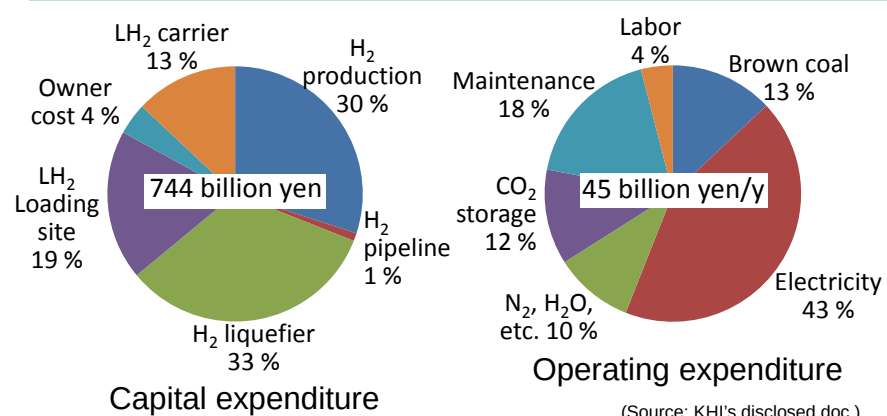


KHI's feasibility study on a commercial supply chain: Study conditions

Items	
Brown coal consumption	4.74 Mtons / year
Hydrogen production quantity	0.764 MTOE / year 225,500 tons / year
CO ₂ stored amount	4.39 Mtons / year
LH ₂ carrier	160,000 m ³ x two ships

(Source: KHI's disclosed doc.)

KHI's feasibility study on a commercial supply chain: Capital expenditure & Operating expenditure



CIF of H₂ derived from Australian brown coal [by KHI] v.s. Saudi Arabian solar power [by IAE]

Fossil fuel [by KHI]		Renewable energy [by IAE]	
CIF (Cost, insurance and freight) = 29.8 yen/Nm ³		CIF = 32.7 (by IAE)	
Carrier 9%	2.6	⇒	2.6
Loading base 11%	3.2	⇒	3.1 (by IAE)
Liquefaction 33%	9.8	⇒	7.4 (by IAE)
Hydrogen pipeline 1%	0.5	⇒	0.5
Production 29%	8.5	⇒	19.0 (by IAE)
CCS 10%	2.9		
Brown coal 8%	2.3		
Power unit price (yen/kWh) = 5.67		⇒	1.97 (by IAE)
Brown coal: 15 A\$/ton, Exchange rate: 81 yen/A\$, 110 yen/US\$			

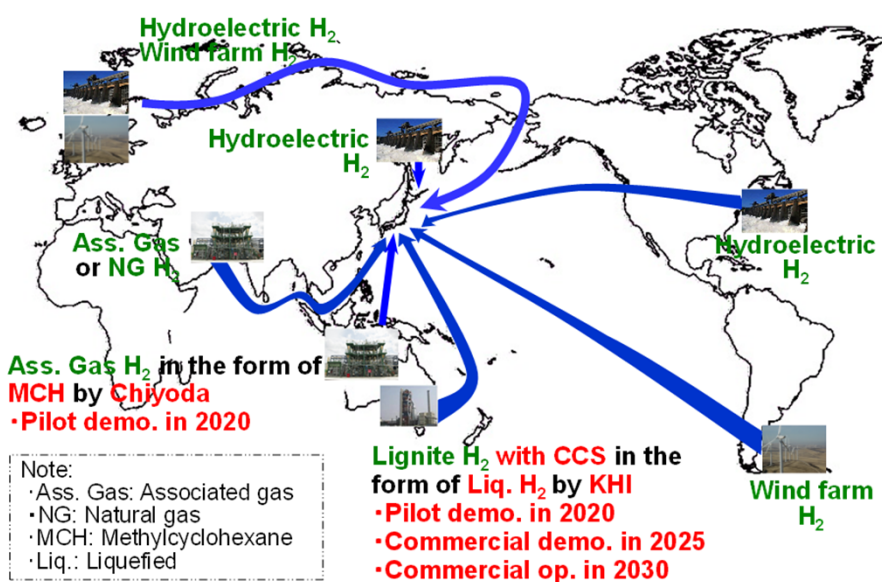
H₂ production cost derived from Saudi Arabian solar power [by IAE]

1) Eq. cost	260 K yen / (Nm ³ -H ₂ /h)
Op. life	10 year
Capa. Factor	32 %
Fixed cost	9.3 yen/Nm ³ -H ₂
2) Power cost of water electrolysis	
Eff.	80 %
Power consump.	4.43 kWh/Nm ³ -H ₂
Power unit price ^{*4}	1.97 yen/kWh
Power cost	8.7 yen/Nm ³ -H ₂
3) Water cost	1 yen/Nm ³ -H ₂
4) H ₂ prod. cost	19.0 yen/Nm ³ -H ₂

^{*4}) 1.79 US \$ /kWh¹ x 1.1 yen/US \$ = 1.97 yen/kWh
[1] <https://www.pv-tech.org/.../acwa-power-wins-saudi-300mw-solar-pr>

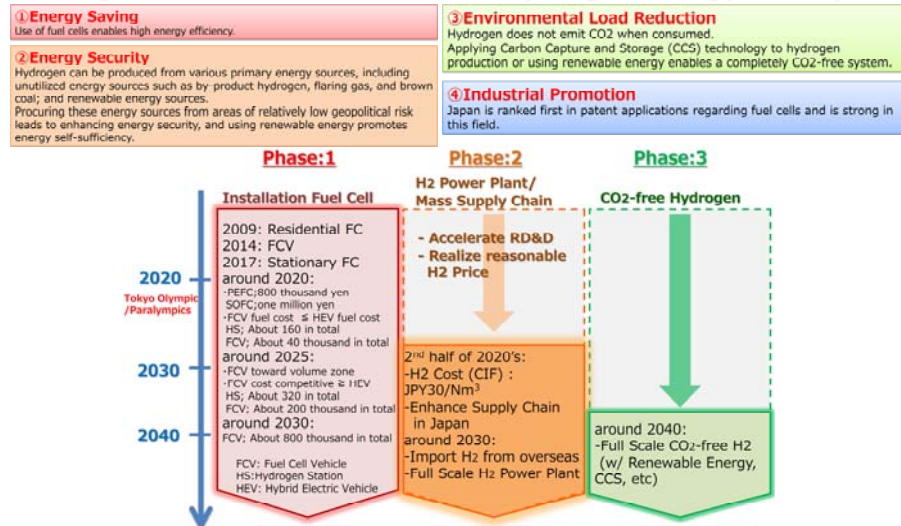
Impact Assessment of Hydrogen Energy Import on National Wealth Outflow

Masaharu Sasakura¹, Shigeki Iida¹, Yuji Mizuno¹, Ko Sakata¹
¹The Institute of Applied Energy, Tokyo, Japan



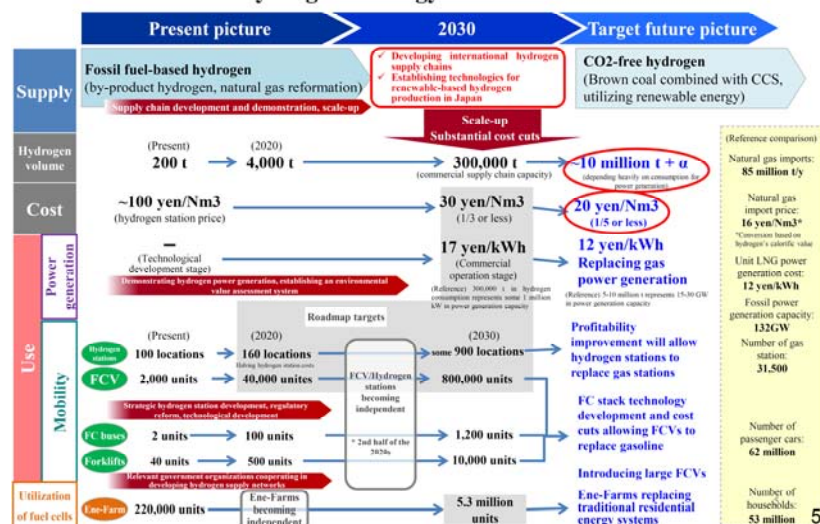
Strategic Energy Plan (formulated by the Government of Japan in April 2014)
Strategic Road Map (formulated by the Government of Japan in June 2014)
Revised Strategic Road Map (revised by the Government of Japan in March 2016)

Significance of Realization of a Hydrogen Energy Society

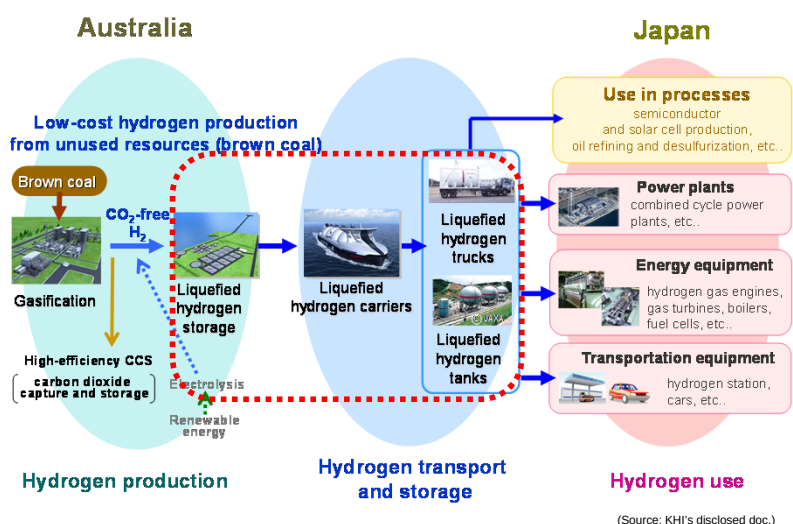


Basic Hydrogen Strategy (determined by the Government of Japan in December 2017)

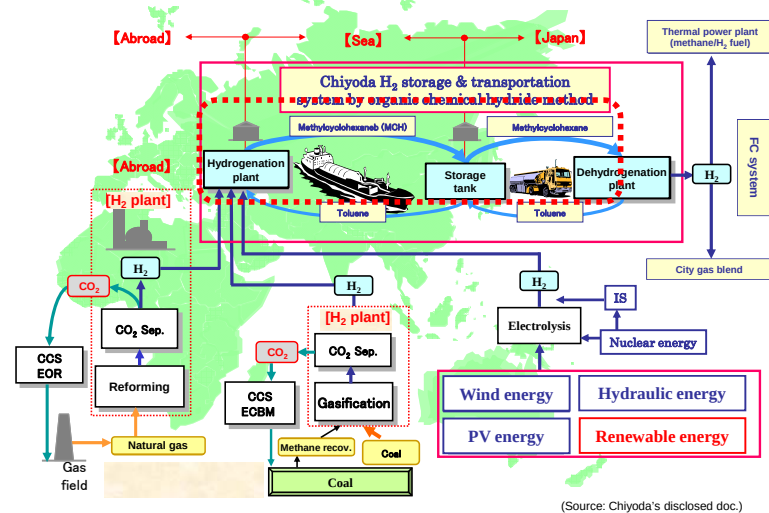
Scenario for Basic Hydrogen Strategy



KHI's global hydrogen supply chains based on liquefied hydrogen (LH₂)



Chiyoda's global hydrogen supply chain based on methylcyclohexane/toluene



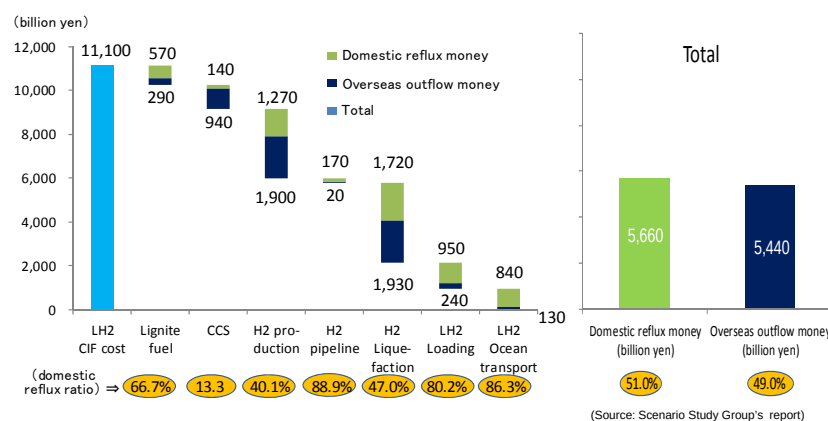
LNG's domestic reflux / overseas outflow (amount / ratio)

	Case 1	Case 2	Case 3
Premises			
LNG import unit price to Japan (\$/MMBtu)	18.00	7.50	11.00
LNG import unit price to Japan (Million MMBtu)	4,492	3,432	3,480
LNG import amount (hundred million yen)	64,685	24,196	45,936
Unit cost			
Gas field development (\$/MMBtu)	0.90	0.90	0.90
Liquefaction (\$/MMBtu)	3.40	3.40	3.40
Transportation (\$/MMBtu)	1.40	1.40	1.40
Owner profit (\$/MMBtu)	12.30	12.30	12.30
Cost breakdown			
Gas field development (hundred million yen)	3,234	2,903	3,758
Liquefaction (hundred million yen)	12,218	10,969	14,198
Transportation (hundred million yen)	5,031	4,517	5,846
Owner profit (hundred million yen)	44,201	5,807	22,133
Domestic reflux rate			
Gas field development (%)	0.0	0.0	0.0
Liquefaction (%)	2.5	2.5	2.5
Transportation (%)	33.3	33.3	33.3
Owner profit (%)	17.0	17.0	17.0
Domestic reflux amount / Overseas outflow amount			
Domestic reflux amount (hundred million yen)	9,495 (14.7%)	2,765 (11.4%)	6,064 (13.2%)
Overseas outflow amount (hundred million yen)	55,190 (85.3%)	21,430 (88.6%)	39,872 (86.8%)

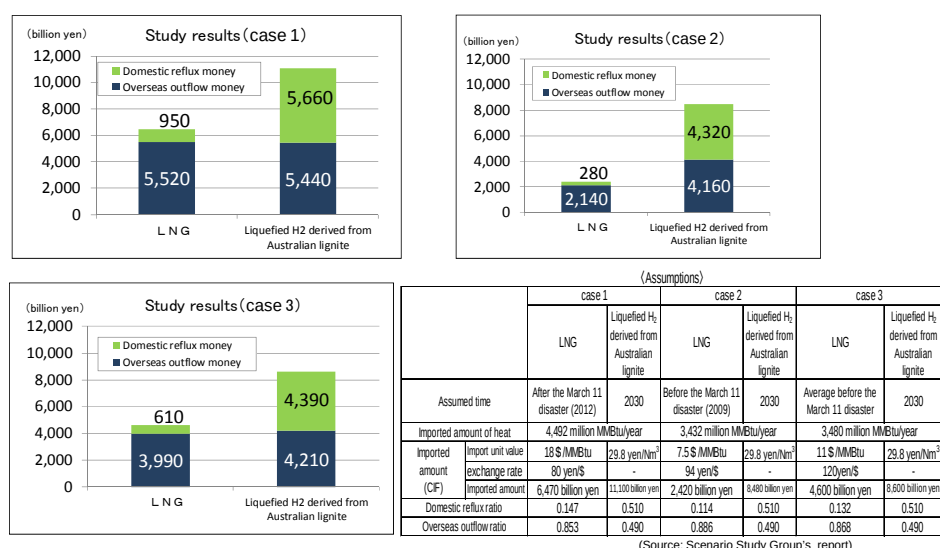
(Note: Exchange rates are 80yen/USD for case 1, 94yen/USD for case 2, 120yen/USD for case 3)

(Source: Scenario Study Group's report)

Domestic reflux / overseas outflow amount of LH₂ derived from Australian lignite (case 1)



LNG vs LH₂, Domestic reflux / overseas outflow amount



『CO₂フリー水素普及シナリオ研究』
CO₂フリー水素普及シナリオ
(工程別展開)

添字(出所)
*1): METI
*2): 事業者 (KHI、千代化、MHPS)
*3): 日本鉄鋼連盟
*4): IAE

水素CIFコスト
= 40~30 円/Nm³*2) (by 2030)
= 25~20 円/Nm³*2) (by 2050)

水素利用価格
≒ 100 円/Nm³*1) (現在の H₂ ST 販売価格)
= 30 円/Nm³*1) (by 2030)
= 20 円/Nm³*1) (将来≒2050)

【資料4. 7 (1)】

2019.2.4
IAE

＜利用＞

水素利用量
34 億 Nm³/y*1) (by 2030)
1,120 億 Nm³/y*1) (将来≒2050)

＜資源(海外)＞

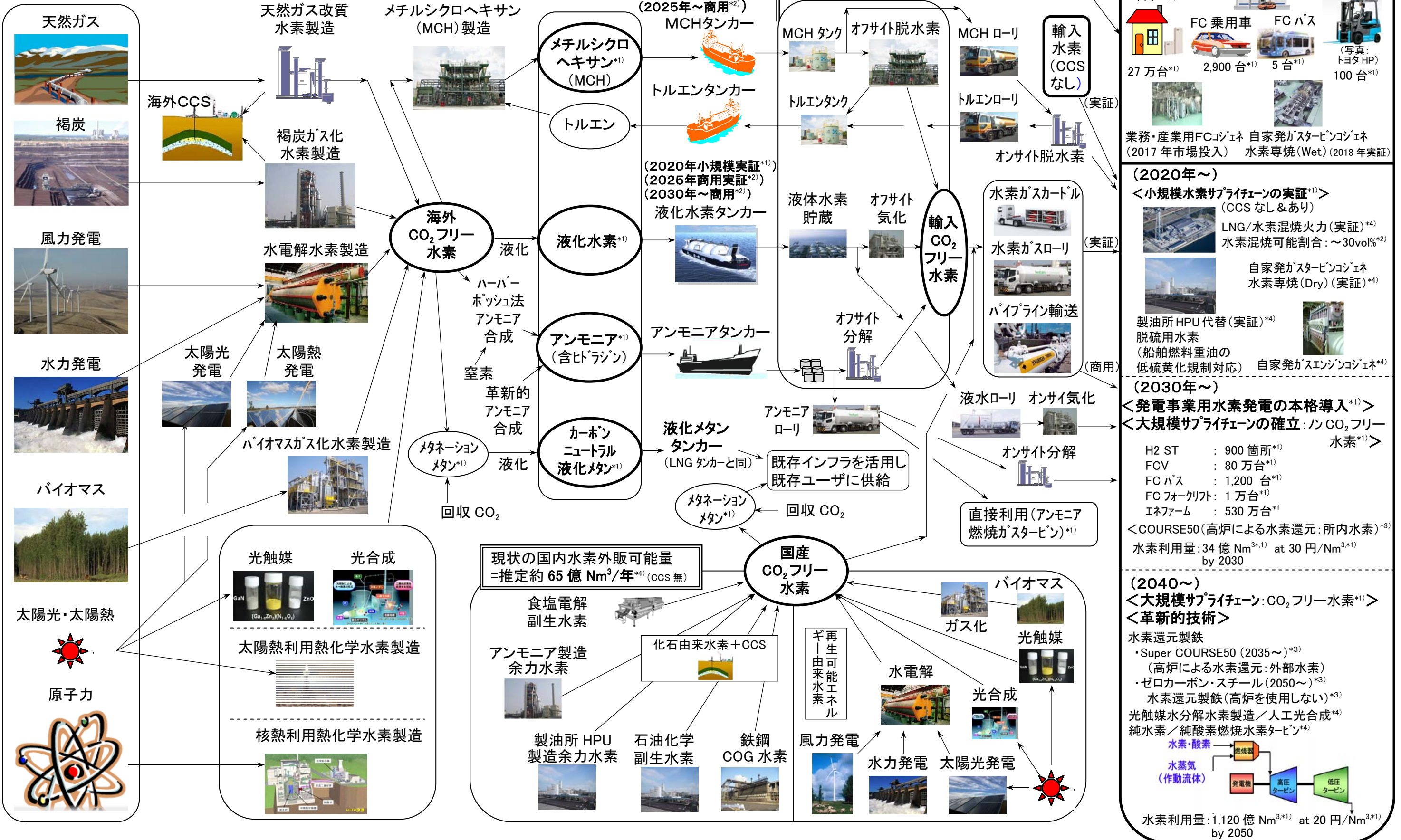
＜変換プロセス(海外)＞

＜エネルギー
キャリア＞

＜海上輸送＞

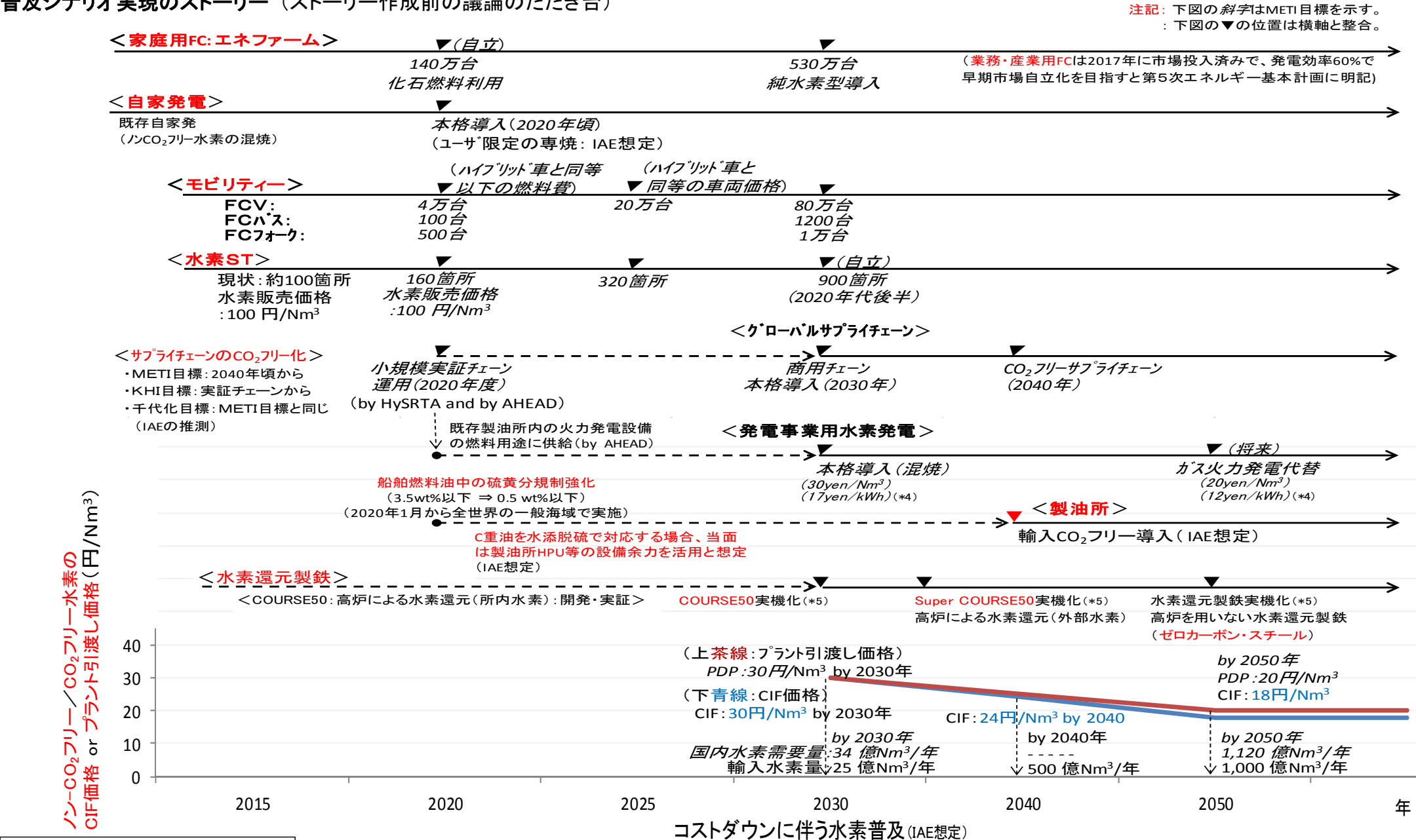
＜貯蔵(国内)＞

＜輸送・変換＞



CO₂フリー水素普及シナリオ研究
普及シナリオ実現のストーリー（ストーリー作成前の議論のたたき台）

【資料4. 7（2）】
2019.3.1
IAE



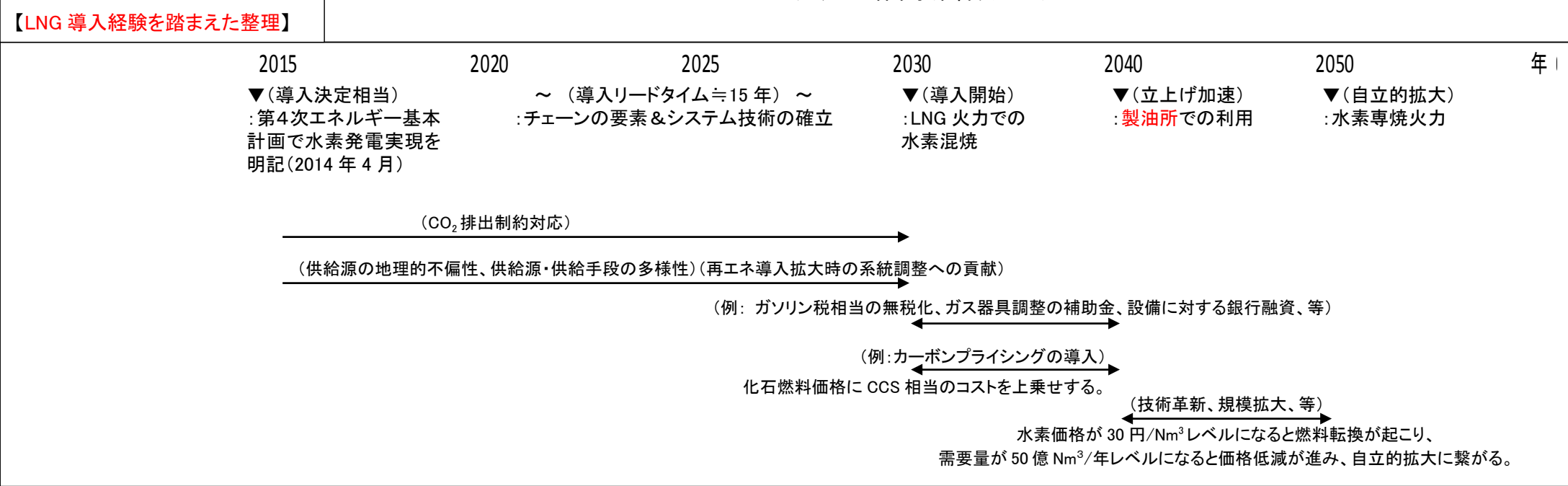
水素エネルギーキャリアの形態の違いを考慮し、コストダウンの線は下記2つの目標値を示した。
①METI 目標値であるプラント引渡し価格(茶線)
②KHI 目標値である CIF 価格(青線)
METI の将来目標値の将来を IAE の判断で 2050 年とした。
なお、2050 年以降は IAE の判断でフラットとした。

＜(大規模)利用者の水素許容価格 by IAE まとめ＞
《LNG 火力混焼 or 代替》
・LNG 火力／水素混焼 : 30 円/Nm³ (*1)
・LNG 火力(CCS あり)代替 : 24 円/Nm³ (*2)
《石炭火力混焼 or 代替》
・石炭火力／水素混焼 :
・石炭火力(CCS あり)代替 : 20 円/Nm³ (*2)
《製油所 HPU 代替》
・製油所 HPU(CCS あり)代替 : 25 円/Nm³ (*3)
《参考》
・水素 ST(自立時の調達価格): 36 円/Nm³ (*2)
(自立時の水素販売価格) (100 円/Nm³ (*1))

(*1): METI 目標値(プラント引渡し価格)
(*2): IAE の試算(CIF 価格)
(*3): IAE 想定(CIF 価格)(未試算)
(*4): 下記参照
(*5): 日本鉄鋼連盟

(*4) 発電事業用水素発電の発電単価の試算
【(30 円/Nm³-H₂) / (3kWh/Nm³-H₂) / (効率 57%)
= 17.5 円/kWh】
【(20 円/Nm³-H₂) / (3kWh/Nm³-H₂) / (効率 57%)
= 11.7 円/kWh】

以下、LNG 導入経験を踏まえた整理(これをストーリー化したい)
➢ 普及のステップ:
①導入決定(リードタイム 15 年から逆算すると 2015 年)
②導入開始(2030 年)
③立上げ加速(2040 年)
④自立的拡大(2050 年)
➢ 普及の主ドライバー:
①～②: 環境規制・エネルギーセキュリティ
②～③: 税制優遇・補助金・融資支援、価格設定の設計
③～④: 規模拡大に伴うコストダウン
＜環境規制＞
・CO₂ 排出制約対応
(パリ協定における日本の約束草案対応)
＜エネルギーセキュリティ＞
・供給手段の多様性
・供給源の地理的不偏性
＜税制優遇＞
・(例)揮発油税(ガソリン税)相当の無税化
＜補助金＞
・(例)熱量変更によるガス器具調整に対する補助金
＜融資制度＞
・(例)各工程・設備に対する銀行等を通じた融資
＜価格設定の設計＞
・(例)カーボンプライシング(年次増加)の導入
化石燃料価格に CCS 相当のコストを上乗せする。
＜コストダウン＞
・革新技術や規模拡大等によるコストダウン
・燃料転換が起こる水素価格の目安: 想定 30 円/Nm³
・価格低減の需要量の目安: 想定 50 億 Nm³/年



水素サプライチェーンの実現に向けて － LNG導入経験を踏まえ －

水素・燃料電池戦略協議会向けプレゼンテーション資料

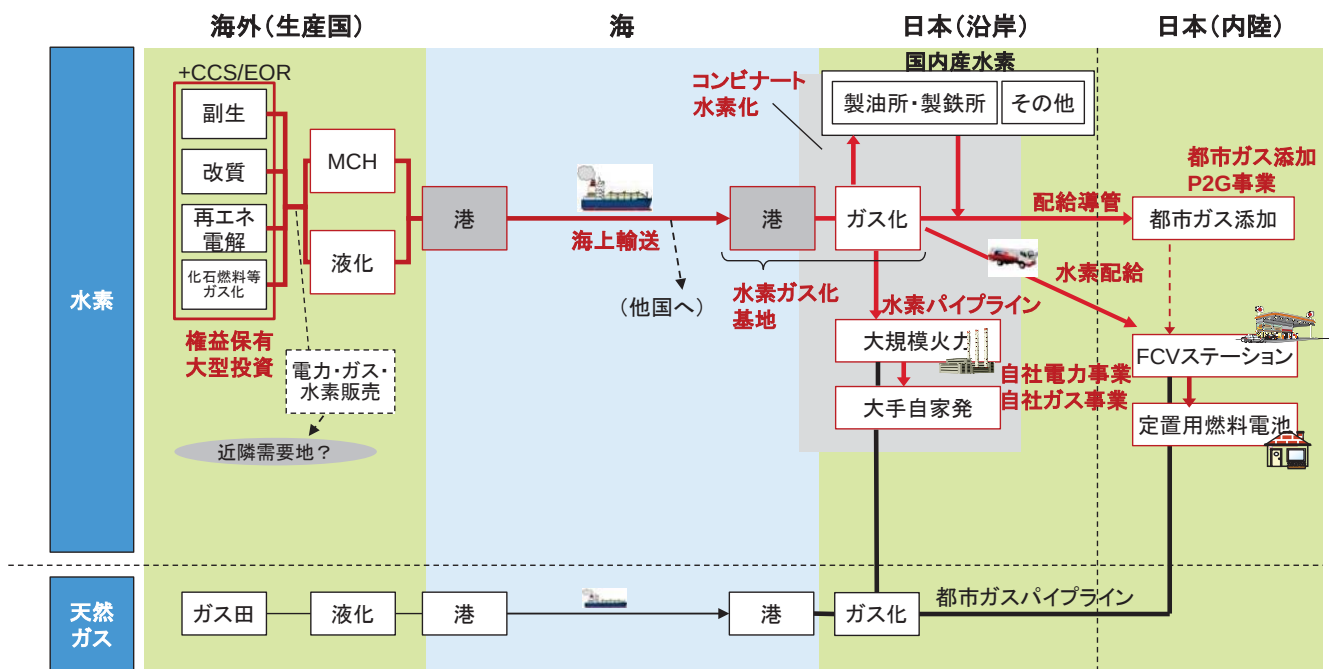
2014年4月14日
三菱商事株式会社

Proprietary & Confidential

水素事業はLNG事業と多くの点で類似...LNGの経験を踏まえることが有益

		水素事業の意義・事業特性	LNG事業の意義・事業特性
3E	環境	- 利用段階でのCO₂排出なし - 再生可能エネルギー由来水素の場合、CO₂フリーを実現可能	硫黄分の含有が低く、NOxやCO₂の発生量も石油・石炭より少ない
	エネルギーセキュリティ	- 副生や改質、ガス化、電解など供給手段が多様...地理的にも偏在しない - 国内外未利用エネルギーの有効活用手段	- 生産量・埋蔵量が特定地域に偏在しない...中東依存からの脱却 「余剰」であったガスの有効活用手段
	コスト(価格)	- 現状、熱量あたりコストが既存燃料よりも高価 - 技術革新や需要増に伴い水素価格低下を見込む	- 当初は熱量あたりコストが既存燃料よりも高価 - 技術革新や需要増に伴いLNG価格は低下
事業特性	バリューチェーン構造	製造・液化(添加)・輸送・気化(脱水素)等の各プロセスに多数のプレイヤーが関与	製造・液化・輸送・気化等の各プロセスに多数のプレイヤーが関与
	投資規模	- 供給側・需要側ともに多額の事業投資が必要 - 供給側: 液化(添加)プラントや輸送船等 - 需要側: 受入基地等	- 供給側・需要側ともに多額の事業投資が必要 - 供給側: 液化プラントや輸送船等 - 需要側: 受入基地等
需要家	需要家取りまとめ	採算性の確保のためにはボリューム確保・大規模需要家(電力・ガス・製油所)の取りまとめが必要	採算性の確保のためにはボリューム確保・大規模需要家(電力・ガス)の取りまとめが必要
	技術的契機	現在、液化・MCH形態での海上輸送技術が確立しつつある状況	海上輸送技術が確立されたことを契機に本格検討が開始

海外産水素と大規模需要家を結ぶ水素輸入チェーンの確立を目指す



Proprietary & Confidential

3

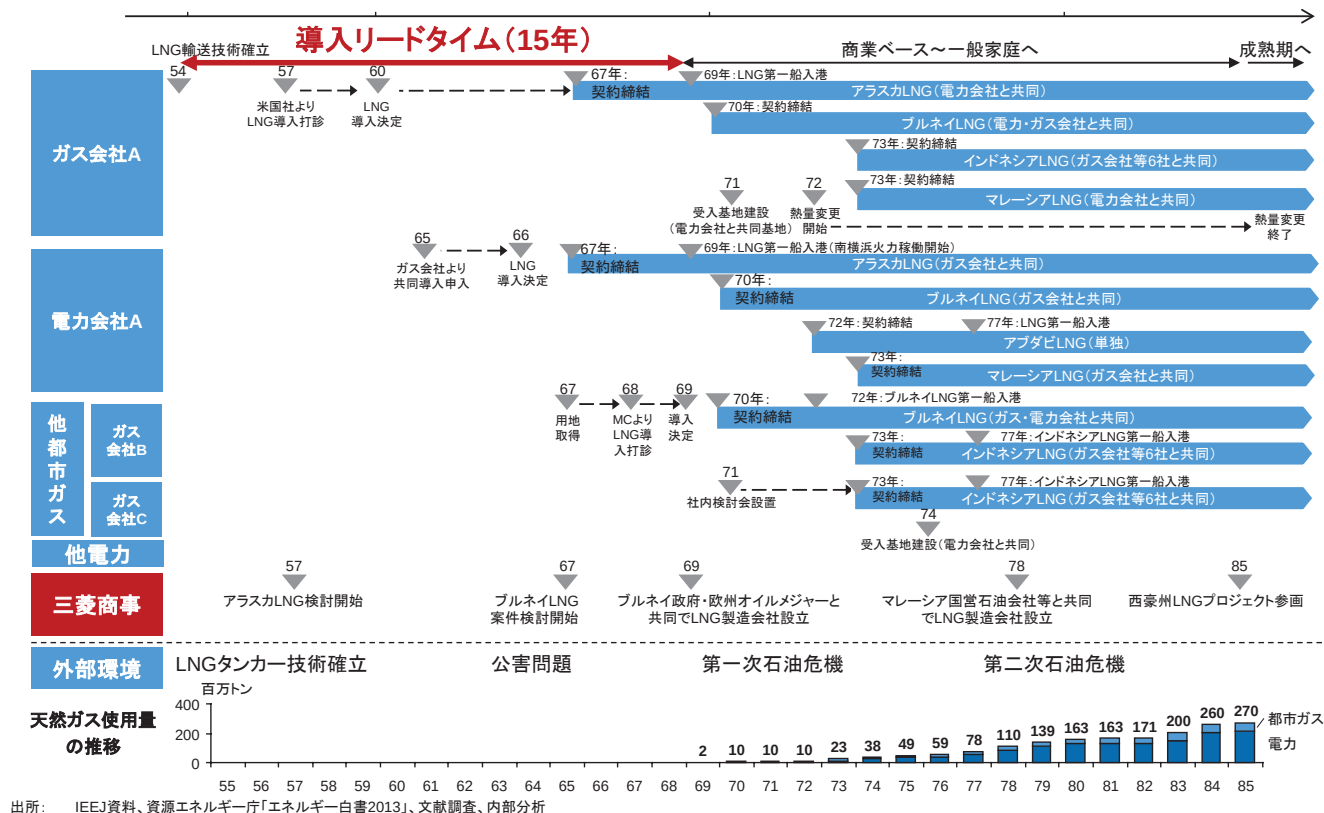
■ LNG導入時の状況

- 水素エネルギー社会の実現に向けて

Proprietary & Confidential

4

LNGでは輸送技術確立～受入に15年要した…三菱商事は1号案件から関与

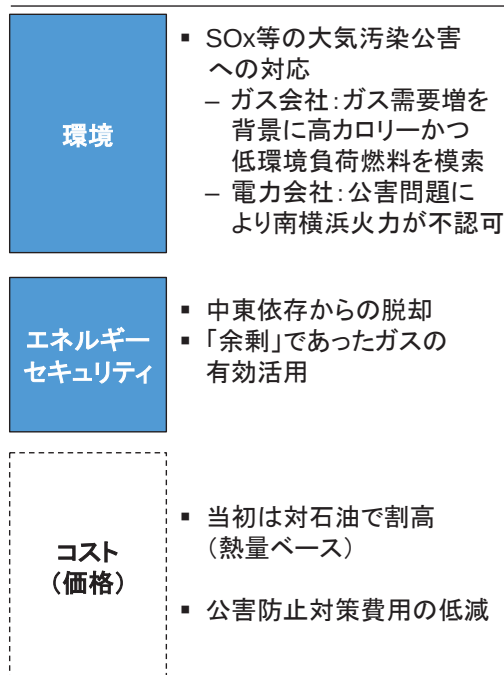


Proprietary & Confidential

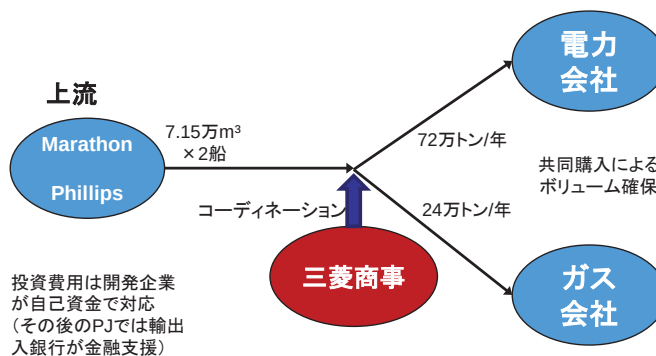
5

当初対石油で割高ながらもLNG導入が決定された

LNG導入の時代背景



アラスカLNGのケース



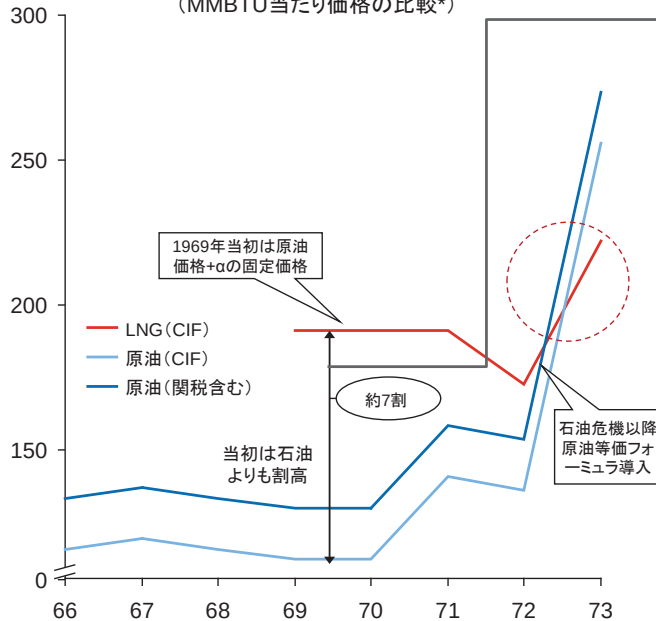
出所: 通産省『天然ガス検討会LNG分科会報告書』、東京ガス『天然ガスプロジェクトの軌跡』、JOGMEC資料、文献調査、内部分析

Proprietary & Confidential

6

税制優遇・融資支援や石油危機により、LNGは対石油熱量対比で優位に転換し その後はほぼ均衡して推移

円/MMBTU LNGと原油の輸入価格推移
(MMBTU当たり価格の比較*)



価格格差は正に向けた補助金・政府支援

- | | |
|------|---|
| 税制優遇 | <ul style="list-style-type: none"> 石油税(現:石油・石炭税)について暫定無税化 当局への働きかけにより、当初20%を予定したLNG輸入関税を無関税化 |
| 補助金 | <ul style="list-style-type: none"> 熱量変更によるガス器具調整に対する補助金(天然ガス化促進対策補助金) 第2号のブルネイ案件以降においては、日本輸出入銀行を通じたPJ資金調達・政府保証 |
| 融資支援 | <ul style="list-style-type: none"> LNG火力発電設備・受入貯蔵設備・気化設備を対象とした日本開発銀行による液化天然ガス発電融資制度(1972年~) <ul style="list-style-type: none"> 1971年には先行して根岸LNG地下貯蔵タンク建設向け融資を実施 上流開発・液化に関する石油公団(現:石油天然ガス金属鉱物資源機構)を通じた融資 |

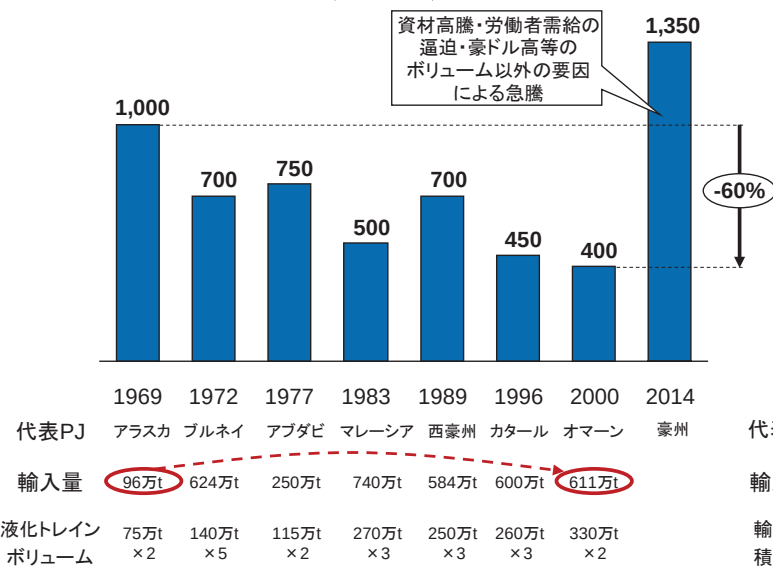
* 発電時の効率性の差異については非考慮
出所: 資源エネルギー庁「エネルギー白書2007」・「エネルギー白書2013」、DBJ資料、IEEJ資料、文献調査、内部分析

Proprietary & Confidential

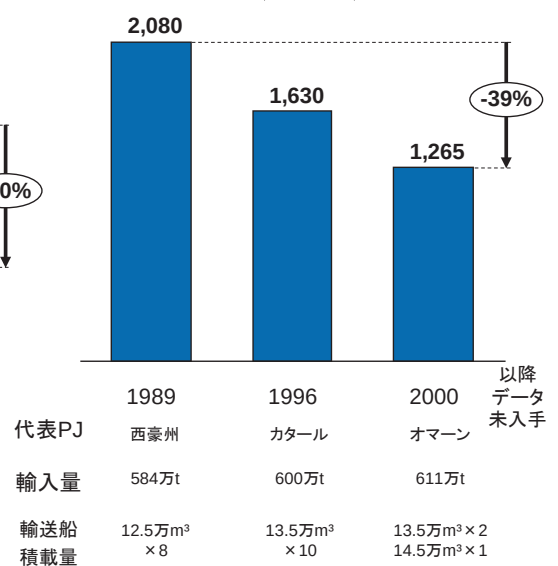
7

さらにプロジェクトのボリュームアップに伴い、製造コストは低下した

液化プラント1トンあたりCAPEX推移
(ドル/トン)



LNG輸送船1m³あたりCAPEX推移
(ドル/m³)



主なコストダウン
ドライバー

- 大型化や液化サイクルの効率改善によるコストダウン

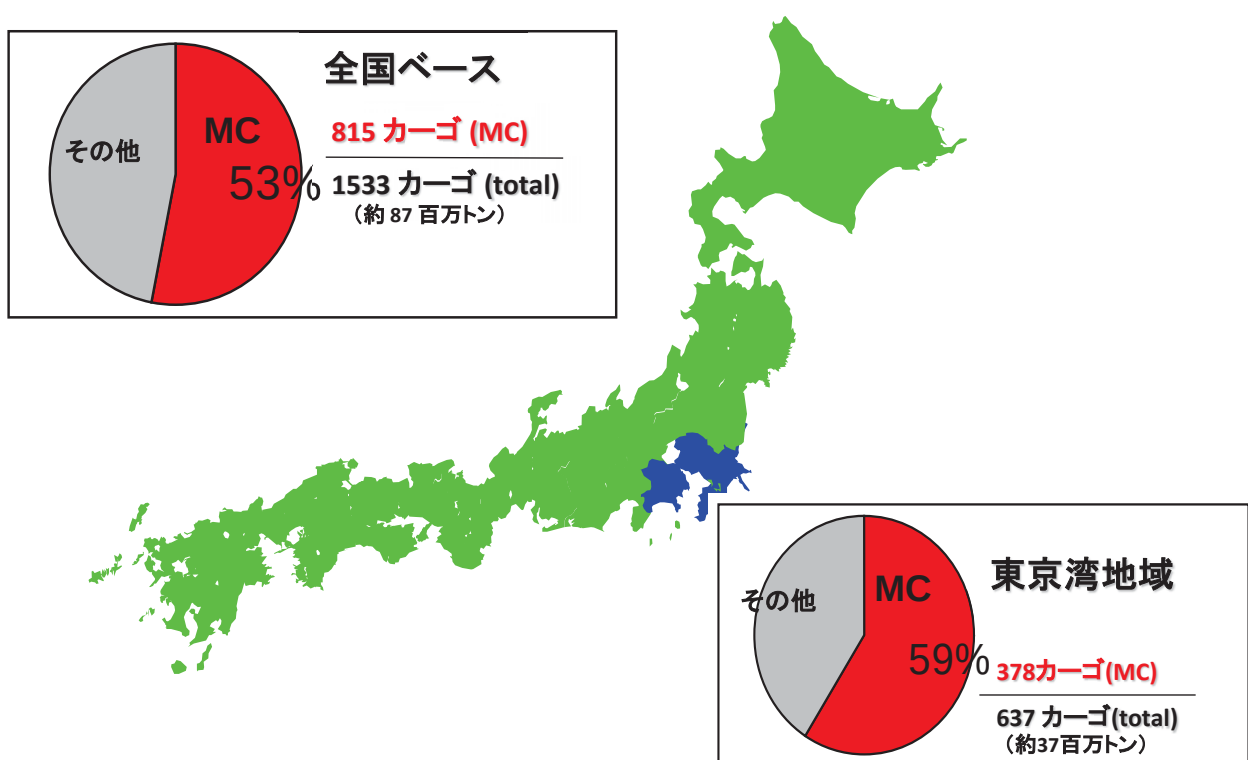
- 船の大型化・オペレーション改善・韓国勢参入による競争激化(1990年代以降等)

出所: テックスレポート「ガス年鑑」、Oxford Institute for energy studies "LNG plant cost escalation"、エネ庁「2030年までを視野に入れた天然ガス利用等の在り方について」、文献調査、内部分析

Proprietary & Confidential

8

三菱商事(MC)の日本国内LNG取扱シェア(2012年)



Proprietary & Confidential

9

LNG事業からの既存エネルギーの大規模代替に関する示唆

- 割高な新たなエネルギーの導入にあたっては、環境規制・エネルギーセキュリティ等が大きなドライバーとなる
- 導入決定後も、技術的・コスト的な要因から事業開始までには多くの投資と時間を要する
 - 一方、スケール拡大に伴う要素技術の習熟が、早い時期に世界をリードするレベルとなった (例: 液化における日系エンジニアリング会社)
- 事業開始後の立ち上げ加速には補助金・優遇税制の活用や、適切な価格決定方法の設計も重要となる
- 事業立ち上がり後はスケールの拡大に伴うコストダウンが発生し、燃料代替が加速し市場が自律的に拡大していく

Proprietary & Confidential

10

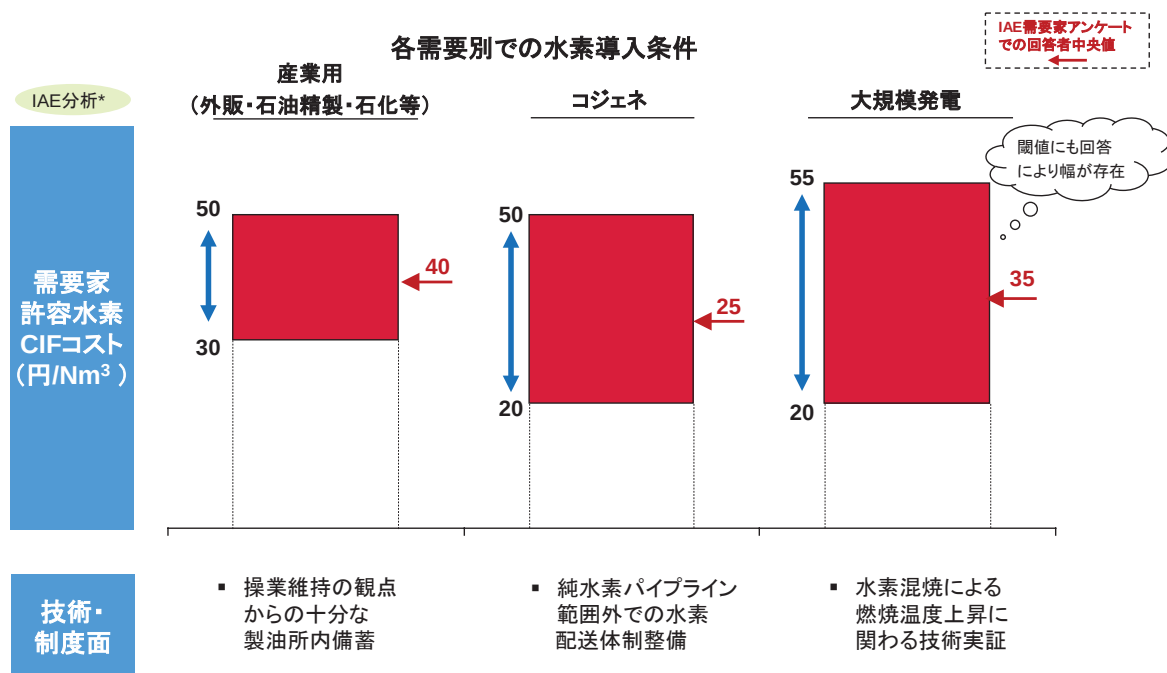
- LNG導入時の状況

- 水素エネルギー社会の実現に向けて

Proprietary & Confidential

11

燃料転換が起こる水素価格の目安は約30円/Nm³



IAE: エネルギー総合工学研究所

* 産業用はIAEではなくエキスパートインタビューに基づくレンジ・平均値
出所: IAE資料、エキスパートインタビュー、内部分析

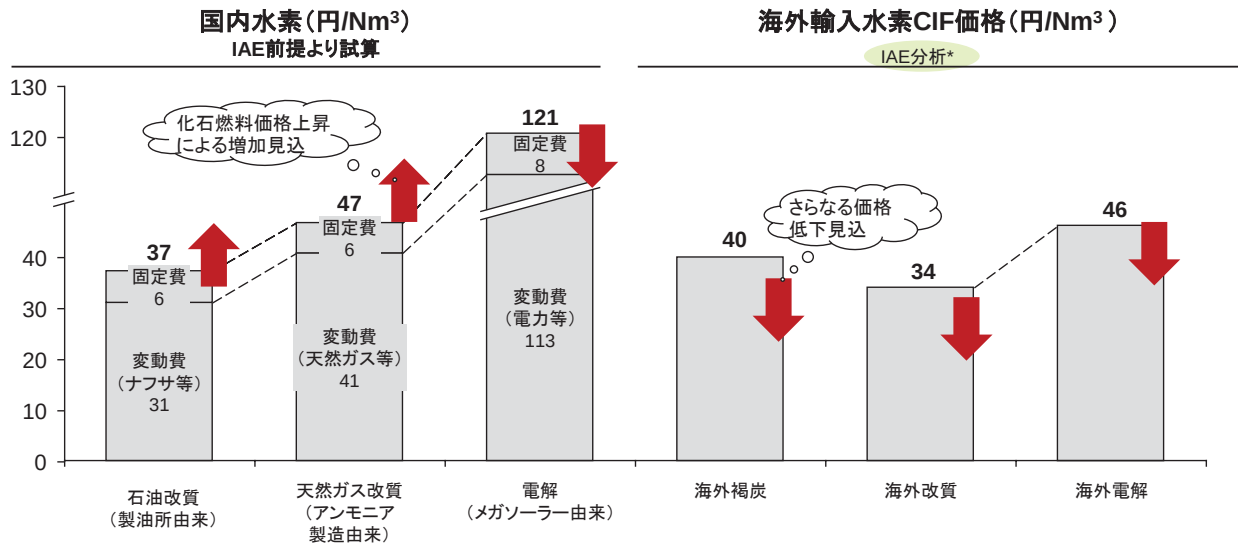
Proprietary & Confidential

12

...国内水素も活用可能だが、大規模利用時は価格・量の面で輸入水素が有望

→ 今後の価格の動きの方向性

2020年における水素供給コスト(円/Nm³)



ボリューム・質

- 最も安い製油所由来水素の供給能力は減少見込 (製油所統廃合や輸入原油の重質化、需要の軽質化、船用燃料規制の強化)であり、かつ精製コストが必要
- 輸入水素はプロジェクトを大規模化することにより供給可能量に特に上限は存在しない
- 輸入時の精製により、国内副産よりは純度が高く到着

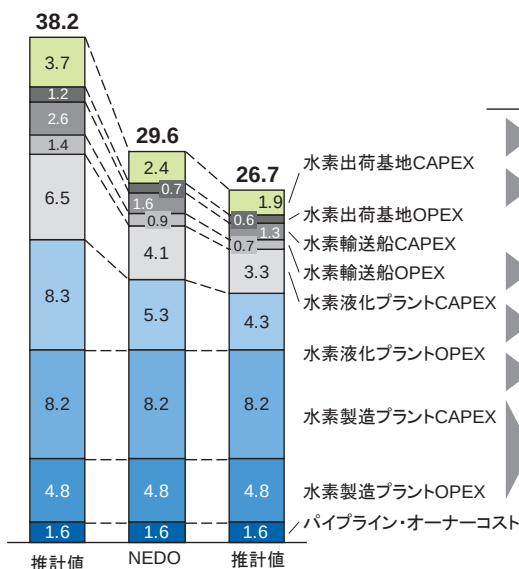
出所: IAE資料、NEDO「低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステムの実現可能性に関する調査研究」・「水素安全利用等基盤技術開発、水素に関する共通基盤技術開発、水素シナリオの研究」、IEEJ「自動車用燃料としての水素エネルギーの現状と今後の動向について」、内部分析

Proprietary & Confidential

13

価格低減にはボリューム増が重要... 目安は~50億Nm³の需要確保

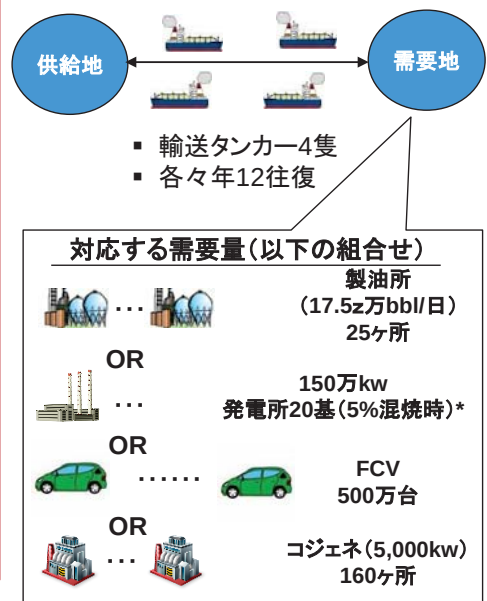
海外褐炭ガス化・液化輸入の例における水素輸入CIF価格(円/Nm³)



セクションごとの価格低減理由

- 平底円筒タンク開発による貯蔵効率向上と大型化
- 断熱性能の向上によるBOGの抑制
- タンク断熱構造の開発によるコストダウン
- 2/3乗則が妥当(一基あたり200t/日~300t/日が上限)
- 大型化や冷凍サイクル・TB改善による液化動力減少
- 技術的に成熟しており、コストダウンは見込みづらいためと保守的に想定

水素50億Nm³/年の場合の例



1PJあたり必要水素量 (億Nm³)

時期目安 2020 2030 2040

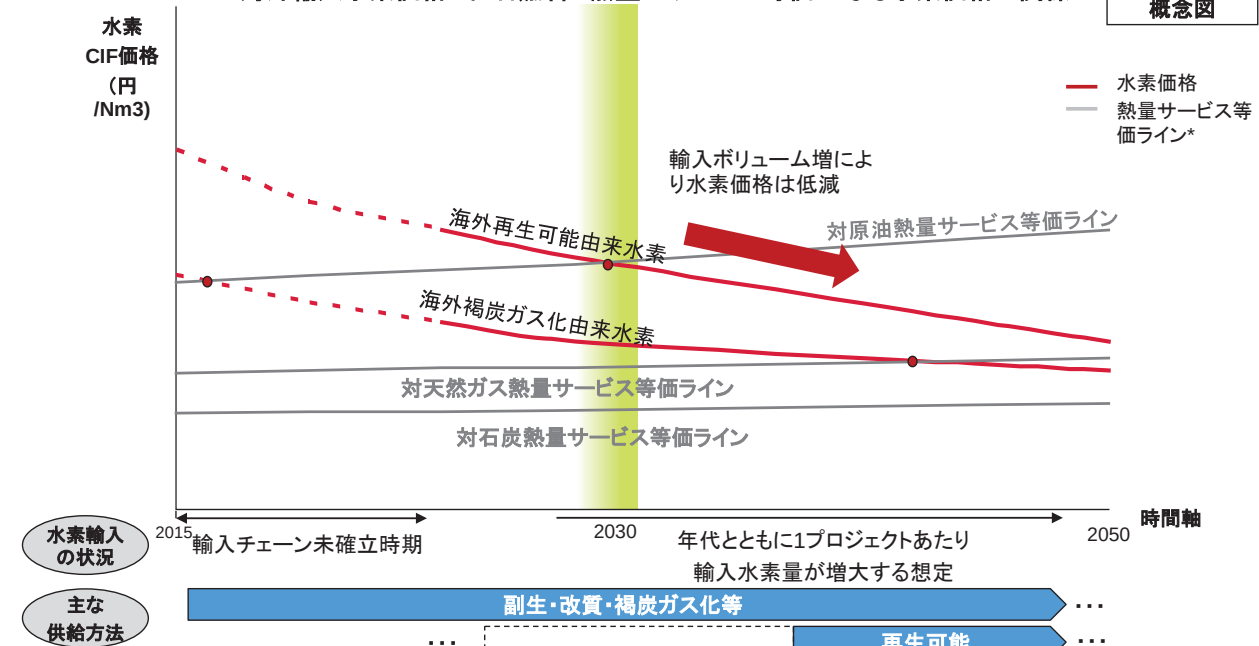
* 第4回水素・燃料電池協議会ワーキンググループ資料より、既存ガスタービンでの予混合方式の場合の混焼割合として5%と仮定
出所: NEDO「低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステムの実現可能性」、エキスパートインタビュー、内部分析

Proprietary & Confidential

14

水素輸入ボリュームが増えるほど、各種燃料への相対的優位性が高まる ...各種水素需要をさらに後押し

海外輸入水素価格と化石燃料と熱量のサービス等価*となる水素価格の関係

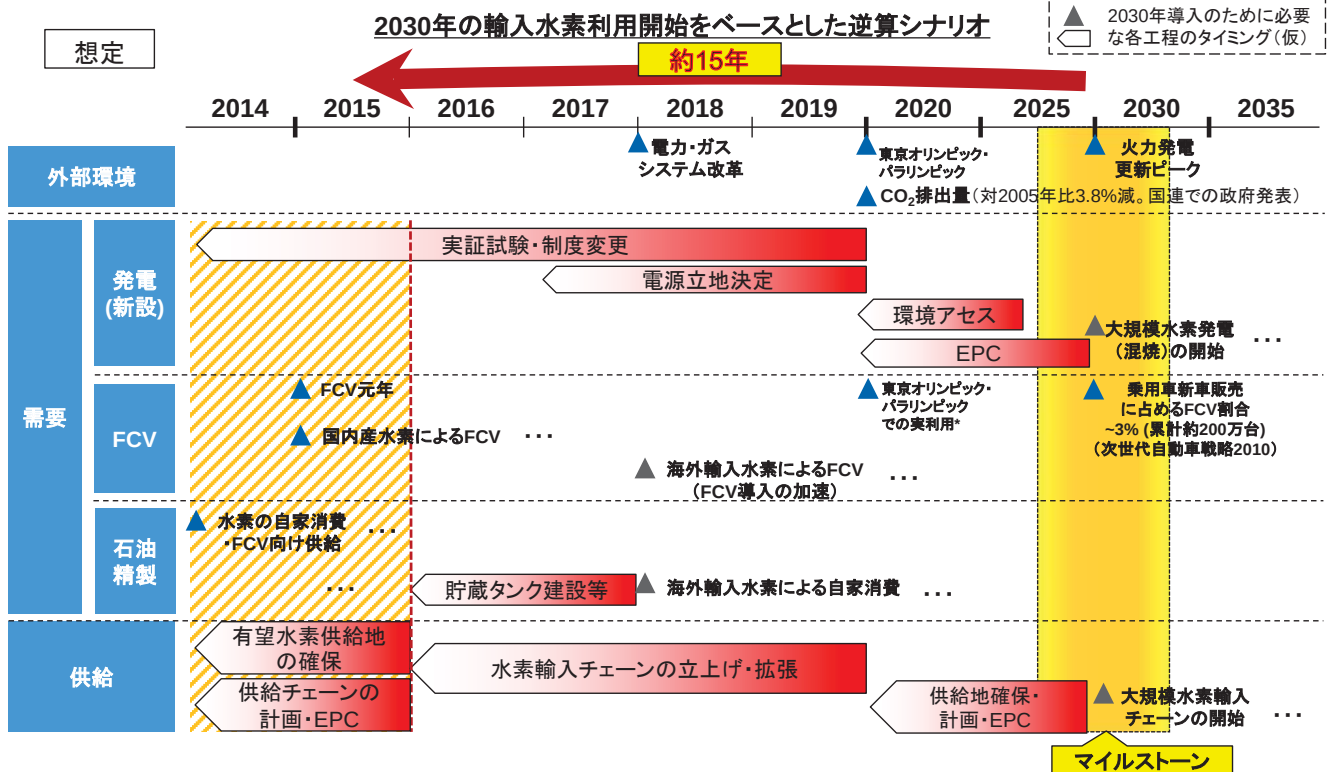


*: 熱量サービス等価ライン: 水素が対象となる化石燃料と熱量あたり金額が等しくなる値(エネルギー変換効率加味後)。化石燃料価格は将来の上昇を想定(IEA前提を利用)

Proprietary & Confidential

15

東京オリンピック・パラリンピックでの水素利用のショーケース機会や火力代替タイミングが迫る... 機会を逃さないためには準備開始が必要



* 14年3月5日 東京都定例会議 一般質問での都知事御発言内容((2020年東京五輪・パラリンピックに向けた社会資本整備に関し、選手村や競技会場などでの輸送手段について「選手村や会場への輸送手段に、燃料電池車や燃料電池バスの活用を考えている。新たに戦略会議を設置し、自動車メーカーやエネルギーの供給事業者を含め、産学官の英知を結集して具体的な取組を実行していきたい。」

Proprietary & Confidential

16

今後のご支援頂きたい事項

- LNG導入によりもたらされた大規模な燃料転換よりも長い時間軸が必要な可能性
がある次世代2次エネルギーとしての水素の市場が拡大／新規創出されていく
為、特に発電等需要側の取り纏めと受容性を高めるご支援をお願いしたい
- 具体的には、水素ロードマップの実行段階において、産・官・学の役割分担および
個別の取り組みに対して、財政的ご支援、関連規制の緩和、税制等ご支援、
技術開発支援等をお願いしたい
- 短期的には、大規模な水素の供給ソースとしての海外からの輸入水素チェーン
のパイロット事業に対するご支援をお願いしたい

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

水素関連の革新的技術

<水素製造>

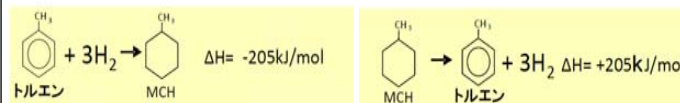
光触媒水分解水素製造
(内容は右端<全体システム>の人工
光合成の水素製造部分参照のこと。)

<エネルギーキャリア・変換・輸送・貯蔵>

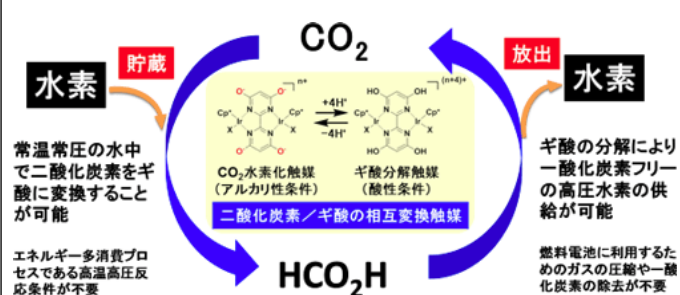
- 1 メタネーションメタン (第5次エネ基(案)で言及)
- 2 ジベンジルトルエン (海外で少し検討されている程度)
- 3 ギ酸 (2012年度のAP研の絵姿に記載)
- 4 磁気冷凍水素液化 (第6回シナリオ研で話題提供)

<メチルシクロヘキサン>

出典:千代田化工殿
公開資料から切り抜き



<ギ酸>



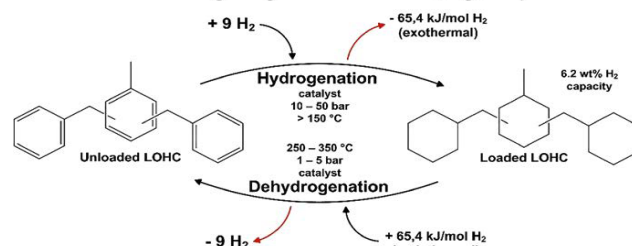
プロトン応答型およびプロトンリレー型触媒による
高効率二酸化炭素/ギ酸の相互変換

<ジベンジルトルエン>

出典:WHITE2017 発表 Abstract(下記)

High temperature hydrogenation of dibenzyltoluene using alumina supported platinum catalysts – a key step for efficient hydrogen storage

H. Jorisch¹, A. Bosmann¹, P. Wasserscheid¹
¹ Forschungszentrum Jülich GmbH, Heinrich Heine Institute Erlangen-Nürnberg for Renewable Energy (E.ON), Erlangen, Germany
² Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Chemische Reaktionstechnik, Erlangen, Germany



第8回シナリオ研で少し議論

- ・火をつけても燃えない
- ・小規模(オンボード向き)

海外の水素関連の専門家の意見
・物性が優れており、最近注目されている。

<<トヨタ・モビリティ基金>>

[2017 年度の助成対象]

研究分野	研究内容	氏名	所属
水素製造	再エネ推定発電電力と水電解モデルによる水素製造システムの動的シミュレーション	小島 宏一	産業技術総合研究所
	光電気化学水分解反応における触媒/溶液界面構造の解明	佐藤 正寛	東京大学
	ステンレス鋼を水電解触媒として高機能化する革新的表面改質技術開発	轟 直人	東北大学
	プロトン導電性固体電解質デバイスのための空気極開発	松井 敏明	京都大学
	CO ₂ フリー水素製造のための水電解用革新的酸化物系触媒の開発	松澤 幸一	横浜国立大学
水素貯蔵・運搬	水素の室温大量貯蔵を実現する多孔性高次構造の分子ダイナミクス描像に基づく解明と先導的デザイン	金 賢得	京都大学
	水素エネルギーキャリア合成の為の有機ハイドライド電解槽の高効率化	長澤 兼作	横浜国立大学
水素利用	多孔障壁を用いた高圧水素貯蔵設備における保安距離代替措置の検討	朝原 誠	岐阜大学
エネルギーシステム	空間情報を考慮した持続可能な CO ₂ フリー水素供給システムの設計	古林 敬顕	東北大学
	再エネ電源とFCVを用いた電力・水素複合エネルギーシステム実現のための研究	吉岡 剛	東京大学

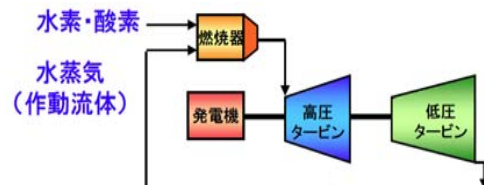
海外動向: Top 10 Innovations Finalists (リストアップテーマ数:25)

(出典:Innovation for Cool Earth Forum 4th Annual Meeting, 2017)

- 5 Water splitting-biosynthetic system with CO₂ reduction efficiencies exceeding photosynthesis (Harvard University)
- 6 High-power all-solid-state batteries using sulfide superionic conductors (Tokyo Institute of Technology, Toyota Motor Corporation)
- 8 World's tallest wind turbine integrated with pumped storage hydro (Max Bögl Wind AG, GE Renewable Energy)
- 10 Flight powered by biofuel made from residual wood (Northwest Advanced Renewables Alliance, ICM, GEVO)
- 12 World's largest tidal turbine at EMEC for first time (Scotrenewables Tidal Power Limited)
- 15 Smart grid demonstration project in Haryana State, India (Fuji Electronic, Sumitomo Electric Industries, THE Power Grid Solution)
- 18 World's first supply of biojet fuel via hydrant at Oslo Airport (Air BP, Neste, SkyNRG, Avinor)
- 19 World's largest cellulosic ethanol plant (Dupont)
- 23 California picks winners for first-ever auction of distributed energy as demand response (South California Edison, Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas & Electric)

<利用>

- 1 純水素/純酸素燃焼タービン (WE-NETでFS実施)



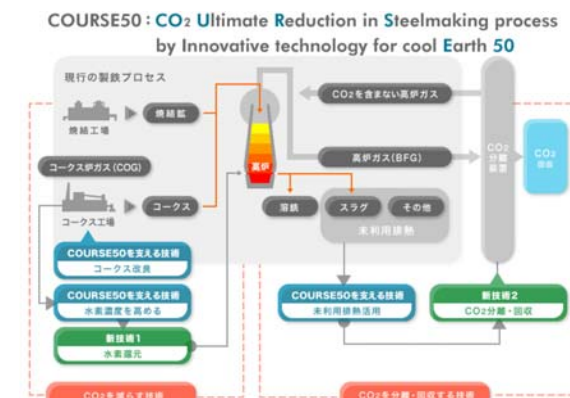
- 2 航空用燃料

ブラジルがドイツのDLRと連携して航空用のバイオ燃料/液化水素燃料等の開発を進めている。(at 第29回IPHE(2018.5)講演会)

- 3 水素還元製鉄

移行ステップ(IAE 想定)

- ①高炉での水素利用によるCO₂削減(COURSE50)
- ②天然ガス還元製鉄における天然ガス一部代替水素利用(シャフト炉)
- ③水素還元製鉄(シャフト炉)



(出典: <http://www.jisf.or.jp/course50/outline/>)

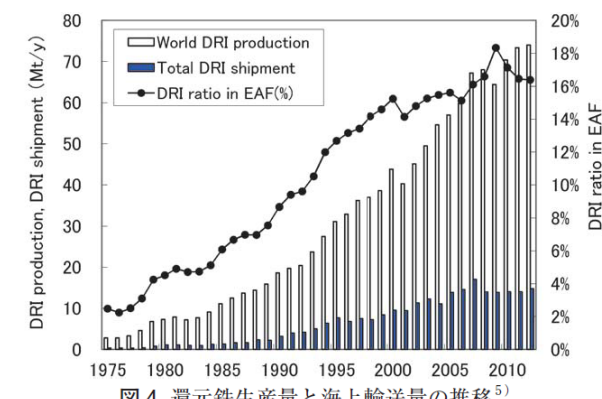


Fig. 4 Transition of world DRI production and DRI shipment by year⁵⁾

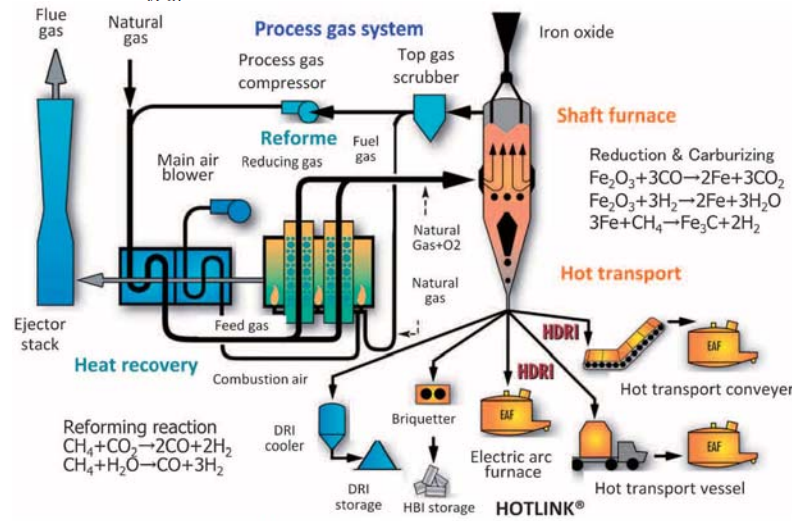


図7 MIDREXプロセスのフローシート⁸⁾

Fig. 7 MIDREX process flow sheet⁸⁾

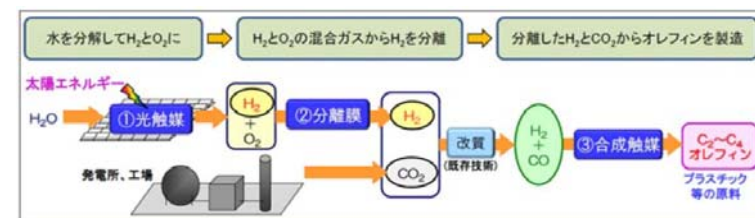
(出典: www.kobelco.co.jp/technology-review/pdf/64_1/002-007.pdf)

【資料4. 8 (1)】

<全体システム>

2018.6.5
IAE

人工光合成 (水素製造~CO₂利用)



① 光触媒開発	太陽エネルギーを利用した水分解で水素と酸素を製造する光触媒材料およびモジュールの開発
② 分離膜開発	光触媒から発生した水素と酸素の混合気体から水素を分離する分離膜およびモジュールの開発
③ 合成触媒開発	水から製造する水素と発電所や工場などから排出する二酸化炭素を原料としてC ₂ ~C ₄ オレフィンの有用な基幹化学品を合成する触媒およびプロセス技術の開発

図1 人工光合成プロジェクトの概要

大面積化・低コスト化を実現する新しい光触媒パネル反応器を開発
—水深1mmの反応器で水分解を実現 2018年1月19日

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
人工光合成化学プロセス技術研究組合

人工光合成は「脱炭素技術」で日本を世界のリーダーに押し上げるか (出典: 日刊工業新聞 NEWSWITCH 2017年11月23日)

ドイツで18日まで開かれた気候変動枠組み条約第23回締約国会議(COP23)では、2020年の「パリ協定」のスタートに向けた国際交渉が繰り広げられた。(中略)日本で国家プロジェクトとして研究が進む人工光合成、再生可能エネルギー由来の水素製造「パワー-toガス」が世界の脱炭素化を先導しそうだ。

12年度に経済産業省の直轄事業としてスタートした人工光合成プロジェクトは、6年目に入った。14年度に経産省から引き継いだ新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)が、21年度まで研究する。人工光合成化学プロセス技術研究組合(三菱ケミカルなど)、東京大学などが参画する。(中略)

NEDOの人工光合成は2段階。水に浸した光触媒に太陽光を照射。光触媒の酸化力で水を水素と酸素に分解し、水素を取り出す。次に水素とCO₂を原料に、基幹化学品のオレフィンを製造する。

30年ごろに商用化が実現できると、工場や火力発電所の排気から回収したCO₂と、太陽光と水から生成した水素を合成してオレフィンを作る。(中略)

この5年で光触媒材料の研究が進み、太陽光エネルギーから水素を作り出す変換効率で3%をたたき出した。植物の光合成よりも10倍高い水準だ。ただし、目標の10%には遠い。

より広い波長を吸収して水を効果的に分解する光触媒材料を探索してきており、(中略)「本命となりそうな材料が見つかった」と手応えを語る。

(中略)水からわき上がる気泡を水素と酸素に振り分ける膜(フィルター)を開発中だ。分子レベルの微細な穴が空いた膜表面を疎水化すると、選別できる水素を増量できることが分かった。

最終工程は水素とCO₂からメタノールを合成した後、オレフィンにするプロセスが有力となっている。

これまでに、触媒の候補となる特殊細孔構造を持つゼオライトを発見した。高温でも活性が低下しないのが特徴。高温環境でメタノールを反応でき、オレフィンを多く取り出せる。エチレン、プロピレン、ブテンを選択的に作れるオレフィン合成手法も研究テーマだ。

国内企業や海外機関でも人工光合成の研究が活発となっている。NEDOは商業プラントを念頭に、製造コストを抑えられる「実現可能な研究」(中略)を進める。課題を一つひとつ着実に解決しており、商用化の輪郭が見え始めた。

鉄鋼業と水素エネルギー

高炉によらない製鉄法

2018年10月16日

新日鐵住金株式会社
技術開発企画部
上席主幹 日比政昭



鉄鉱石の工業的な還元技術

●高炉による還元 （間接還元法／世界の主流）

●高炉によらない還元法 （直接還元法）

・還元ガスによる還元：

：MIDREX、HYL/ENERGIRON など

・溶融還元：FINEX、Hisarna など

→1950年代から、原料性状や反応生成物にも応じた様々な反応装置が開発、実用化されてきた。



直接還元による粗鋼生産量（2017年、世界）

粗鋼生産量	: 1689.4 百万 t
銑鉄生産量	: 1179.8 百万 t
直接還元鉄生産量	: 86.3 百万 t

worldsteel : "WORLD STEEL IN FIGURES 2018"p.9、p.19 より

※世界の粗鋼生産量の5.1%が直接還元設備によって生産されている。（スクラップー電炉は28%）

※コークス炉、焼結機が不要。

還元された鉄は電気炉で製鋼（例外あり）。
高炉並の生産量（1万t/日レベル）の設備はない。



還元鉄生産シェア（2017年、世界）

MIDREX	: 64.8%
HYL/ENERGIRON	: 16.9%
ロータリーキルン法	: 17.6%
その他	: 0.7%

MIDREX : 2017 WORELD DIRECT REDUCTION STATISTICS p.2

※世界の商用生産設備の2/3はMIDREX。

※MIDREX、HYL/ENERGIRONとも還元ガスはCO/H2
混合ガスが基本。（我国で開発が行われた
「原子力製鉄」も基本はCO/H2還元ガスによる
還元技術）



鉄鉱石の水素還元に関する研究開発

鉄鋼石を水素で還元する方法については、1950年代から1970年代を中心に世界レベルで研究が行われ、素反応過程の解析、原料性状による反応速度の解析、COによる還元との比較など、幅広く研究が行われた。



鉄鉱石の水素還元に関する研究開発例

以下に、主な論文の例を示す：

【東京大学】

大蔵明光、徳田昌則、松下幸雄：

「鉄鉱石の流動還元に関する研究」

鉄と鋼 vol. 48 No. 9 p. 1039 (27) （1962年9月）

大蔵明光、松下幸雄：

「鉄鉱石の流動還元速度について」

鉄と鋼 vol. 50 No. 2 p. 159 (35) （1964年2月）

雀部高雄、大蔵明光、江本房利、吉越英之、福永弘一：

「鉄鋼石の還元について」

生産研究 vol. 18 No. 6 p. 142 （1966年6月）



鉄鉱石の水素還元に関する研究開発例

【茨城大学】

相馬胤和：

「鉄鋼石層における還元速度の計算」

鉄と鋼 vol. 54 No. 14 p. 1431 (7) (1968年12月)

【金属材料研究所】

尾沢正也、田中稔：「微粉鉄鉱石の水素による輸送層還元」鉄と鋼 vol. 58 No7 p. 821 (3) (1972年7月)

【北海道工業開発試験所】

上田芳信、佐藤享司、西川泰則、鈴木良和、佐山惣吾、佐藤俊夫：「高圧流動層による鉄鉱石の水素還元」鉄と鋼 vol. 67 No. 11 p. 1925 (59) (1981年11月)



鉄鉱石の水素還元に関する研究開発例

【八幡製鐵】

原 行明、須賀田正泰、会田敏男、近藤真一：

「酸化鉄ペレットの低温度域における水素還元」

日本金属学会雑誌 vol. 31 No. 3 p. 207 (1967年11月)

【大阪府立大学、富士製鐵】

河合正雄、木村弘、寺峰禎次、竹村洋三：

「H₂ガス、NH₃変成ガスおよびC₃H₈変成ガスによる酸化鉄粉の還元について」

鉄と鋼 vol. 48 No. 9 p. 1033 (21) (1962年9月)



鉄鉱石の水素還元に関する研究開発例

【東北大学】

徳田昌則、吉越英之、大谷正康：

「鉄鋼石の還元速度に関する研究概観」

鉄と鋼 vol. 56 No. 14 p. 1899 (113) (1970年12月)

吉越英之、徳田昌則、大谷正康：「H₂およびCOによるウスタイト還元時の鉄相の形成および成長について」日本金属学会誌 vol. 36 No. 11 p. 1093 (1972年11月)

萬谷志郎、井口泰孝、長坂徹也：

「熔融ウスタイトの水素による還元反応速度」

鉄と鋼 vol. 70 No. 14 p. 1689 (59) (1984年12月)



まとめ

【直接還元法】

- 鉄鉱石の還元方法は高炉法だけでない。
- 直接還元法が経済的に成立する例はある。

【水素による還元】

- 水素100%で還元は技術的には不可能ではない。
- 商用化できる技術までにはなっていない。
- 素反応過程の知見は高炉の研究においても重要。



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』

平成30年11月19日
一般社団法人日本鉄鋼連盟

背 景

2014年11月、日本鉄鋼連盟は、2030年を目標年次とした「低炭素社会実行計画フェーズⅡ」を公表した。同計画は、パリ協定に基づく我が国の2030年目標にも反映されており、日本鉄鋼連盟加盟各社は、その達成に向けて不断の努力を行っている。

パリ協定では、締約国に対して、長期目標（2℃目標）達成のための「長期低排出発展戦略」の策定と2020年までの提出を求めており、このため政府は、我が国の「長期戦略」を策定するべく、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略策定に向けた懇談会（長期戦略有識者懇談会）」を設置し、検討を開始した。

このような国内外の動きを受け、日本鉄鋼連盟は、現在の「低炭素社会実行計画フェーズⅡ」達成に向けた取り組みに加え、新たに2030年以降を見据え、最終的な『ゼロカーボン・スチール』の実現を目指した「長期温暖化対策ビジョン」を策定することとした。

鉄連長期温暖化対策ビジョンの策定方針と構成

[策定方針]

- 2030年以降2100年までをスコープとする
- グローバルな対応を前提とする
- パリ協定長期目標を目指すための方向性を示すものとする
- IEA ETP-2017における2°Cシナリオとの整合性を図る
- 現行の低炭素社会実行計画と並立するものとする
- 実行中の国家プロジェクト(COURSE50等)と整合するものとする

[構成]

- 1) 将来の鉄鋼需給想定
- 2) 鉄鋼業の長期温暖化対策シナリオ
- 3) 日本鉄鋼連盟の長期温暖化対策

SDGsとパリ協定



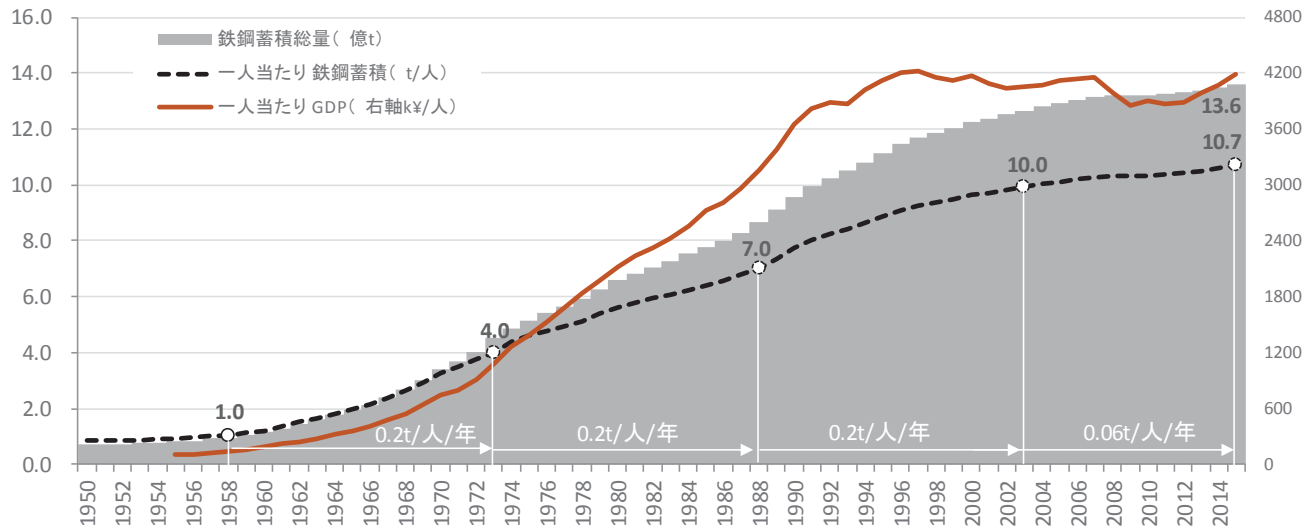
↑
パリ協定

↑
鉄鋼需要促進要因

将来の鉄鋼需給想定：日本の実績推移

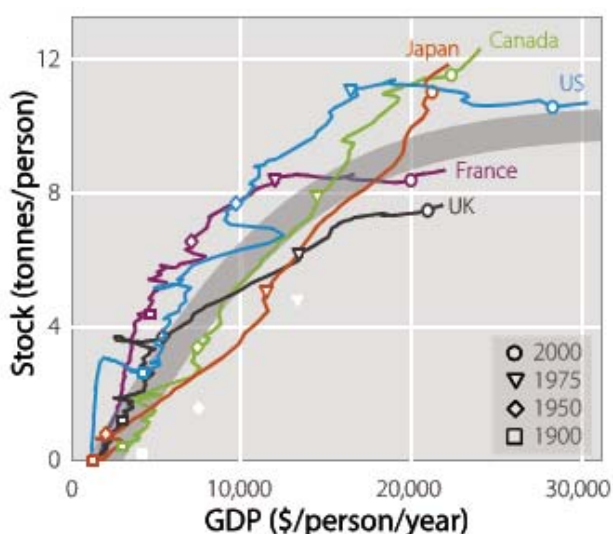
将来の鉄鋼需給は、過去の経済成長と鉄鋼蓄積の関係からマクロに想定することとした。このため信頼の高い日本の過去の実績を分析するとともに、海外の研究結果との整合も図ることとした。

1958年の一人当たりの鉄鋼蓄積は1t/人に過ぎなかったが、1960年代の高度経済成長期を経て1973年には4t/人に達し、15年後の1988年に7t/人、更に15年後の2003年に10t/人に達した。この間の鉄鋼蓄積拡大の速度は+0.2t/人/年となる。その後は、社会の経済的成熟に伴い鉄鋼蓄積は緩やかに推移し(+0.06t/人/年)、現在の鉄鋼蓄積総量は13.6億t(2015年度)、一人当たりでは10.7t/人となっている。



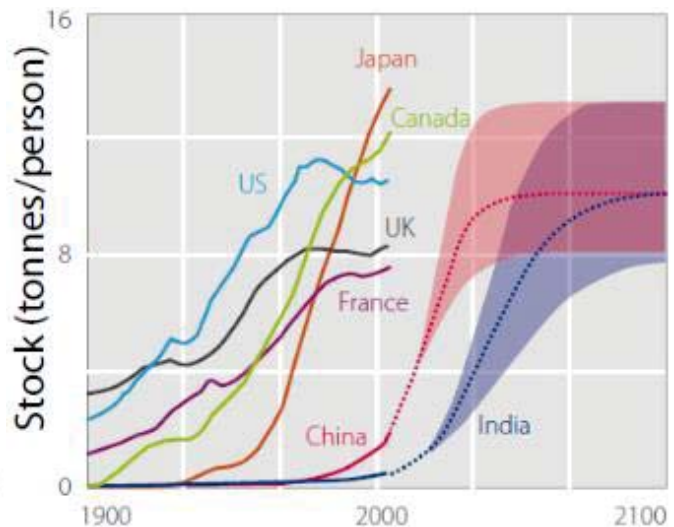
将来の鉄鋼需給想定：世界の実績推移

経済成長と一人当たりの鉄鋼蓄積量には一定の相関があり、また人口が増えれば蓄積総量は拡大する。先進諸国における鉄鋼蓄積量は8～12t/人内外と推計されており、また、今世紀前半には中国において、今世紀中にはインドにおいても、鉄鋼蓄積量が10t/人に到達すると予測されている。



一人当たりGDPと鉄鋼蓄積との関係

出典: Muller, et.al, "Patterns of Iron Use in Societal Evolution", Environ. Sci. Technol. 2011, 45



一人当たり鉄鋼蓄積の推移

出典: "Sustainable steel: at the core of a green economy", World Steel Association, 2012

将来の鉄鋼需給想定：試算前提

〔計算前提〕

a) 一人あたりの鉄鋼蓄積量想定

2015年実績：4.0t/人
2050年想定：7.0t/人
2100年想定：10.0t/人

b) 人口想定

World Population Prospects2017, UN

c) 逸散・ロス

蓄積総量の0.1%が逸散・ロスするものとした

d) スクラップ発生率

d-1) 内部スクラップ：粗鋼生産量に対して12.5%（2015年実績）

d-2) 加工スクラップ：鋼材出荷量に対して9.3%（2015年実績）

d-3) 老廃スクラップ：蓄積総量に対して2015年実績0.8%→2050年1.5%→2100年2.0%と徐々に上昇するものとした。

e) 鉄源の対粗鋼歩留

銑鉄、スクラップともに対粗鋼歩留りを91%（2015年実績）とした

	2015	2050	2100
世界人口（億人）	73.8	97.7	111.8
鉄鋼蓄積			
一人当たり（t/人）	4.0	7.0	10.0
蓄積総量（億t）	294	682	1118

	生産量(億t)		スクラップ発生(億t)				スクラップ発生率(%)			鉄鋼蓄積		ロス率(%)	世界人口(億人)
	粗鋼	銑鉄DRI	合計	内部	加工	老廃	内部/粗鋼	加工/鋼材	老廃/蓄積	総量(億t)	一人当たり(t/人)		
2015	16.2	12.2	5.6	2.0	1.3	2.2	12.5	9.3	0.8	294	4.0	0.1	73.8
2020	18.5	13.5	6.8	2.3	1.5	3.0	12.5	9.3	0.9	348	4.5	0.1	78.0
2030	21.0	13.8	9.2	2.6	1.7	4.9	12.5	9.3	1.1	462	5.4	0.1	85.5
2050	26.8	14.0	15.5	3.4	2.2	9.9	12.5	9.3	1.5	682	7.0	0.1	97.7
2100	37.9	12.0	29.7	4.7	3.1	21.9	12.5	9.3	2.0	1118	10.0	0.1	111.8

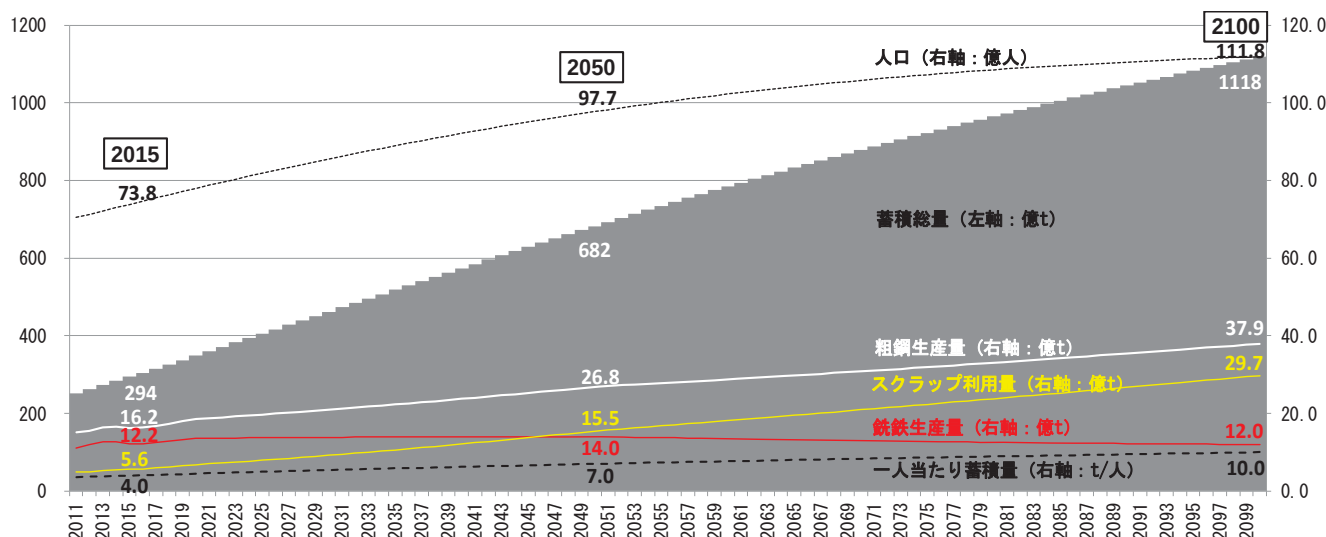
将来の鉄鋼需給想定：試算結果

〔粗鋼生産量〕 鋼材需要拡大に伴い増大

〔スクラップ〕 主として鉄鋼蓄積拡大による老廃スクラップの発生増加に伴い利用量が増大

〔銑鉄生産量〕 スクラップだけでは鋼材需要を満たすことはできず、また蓄積拡大には天然資源ルートの生産は必須であることから、今世紀末においても、ほぼ現在並みの銑鉄生産が必要

	2015	2050	2100
最終製品中鋼材量	12.9	21.3	30.1
粗鋼生産量	16.2	26.8	37.9
銑鉄生産量	12.2	14.0	12.0
スクラップ利用量	5.6	15.5	29.7



鉄鋼業の長期温暖化対策シナリオ

BAU(Business as Usual、成り行き) シナリオ

天然資源ルート、リサイクルルートともに現状の原単位のまま粗鋼生産量が変化。
鉄鋼蓄積拡大等に伴いスクラップ回収量(=利用量)が増大し、鉄源におけるスクラップ比率が上昇するためCO₂排出原単位は低減するが、粗鋼生産量増影響によりCO₂排出総量は増大

BAT(Best Available Technology、先端省エネルギー技術)最大導入シナリオ

既存の先端省エネ技術(CDQ, TRT等の既存技術)を世界に最大限展開。
効果はIEA ETP2014のBAT国際展開による削減ポテンシャル(21%)とし、2050年に達成されるものと想定。

BAUシナリオに比べて原単位は改善されるが、粗鋼生産増によりCO₂排出総量は増加。

革新技術最大導入シナリオ

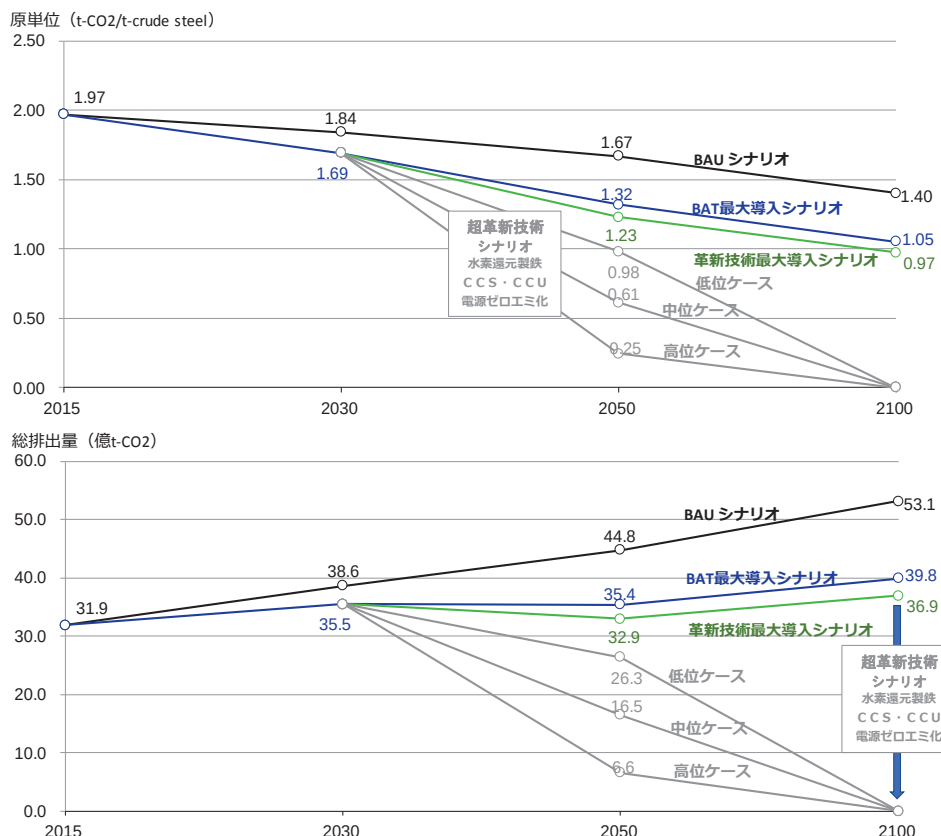
現在開発中の革新技術(COURSE50(水素還元部分)、フェロコックス等)が、2030年以降2050年までに最大導入され、天然資源ルートにおける原単位が10%改善。

超革新技術開発シナリオ

現在まだ緒についていない超革新技術(水素還元製鉄、CCSU等)の導入、並びに系統電源のゼロエミッション化により、2100年の鉄鋼プロセスの脱炭素化達成を想定。

2050年の到達レベルにより低位ケース(革新技術最大導入シナリオから原単位20%削減)、中位ケース(同50%削減)、高位ケース(同80%削減)とした場合のシナリオを試算。

鉄鋼業の長期温暖化対策シナリオ:CO₂排出量



超革新技術シナリオをCCSのみで達成する場合の2030～2100年の総貯留量:

低位ケース: 911億t-CO₂

中位ケース: 1012億t-CO₂

高位ケース: 1112億t-CO₂

→ CO₂埋設場所の確保や社会受容性、実施主体や経済的負担の在り方など、技術面を超えた課題の解決も必要

2100年において銑鉄を水素還元で生産する場合に必要な水素量: 1兆2千億Nm³ (東京ドーム100万杯分)

→ 大量のカーボンフリー水素の安価・安定供給が実用化に向けた要件

超革新技術シナリオ実行上の要件となる
(実機化のための必要条件)

日本鉄鋼連盟の長期温暖化対策

- 3つのエコと革新技術開発を2030年以降の長期温暖化対策においても基本とする
- さらに、パリ協定に基づく長期目標(2℃目標)を念頭に置くなれば、現在の製鉄技術を超える超革新的技術開発が必要



日本鉄鋼連盟の長期温暖化対策：エコプロセス

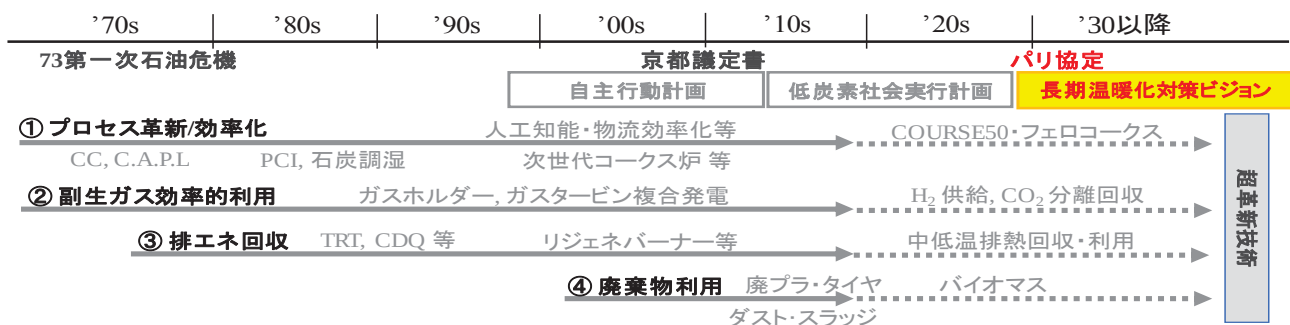
1970年代のオイルショックを契機に、日本鉄鋼業は、

- ① プロセスの連続化などを中心としたプロセス革新、
- ② 製鉄・製鋼工程で発生する副生ガスの効率的利用、
- ③ 排エネルギーの回収・有効利用、
- ④ 廃棄物資源の有効利用を基本とする省エネルギー技術の開発・導入に取り組んできた。

その結果、世界で最高のエネルギー効率のプロセスを実現してきた。

長期温暖化対策においても引き続き「エコプロセス」の開発・導入に取り組んでいく。

参考：低炭素実行計画フェーズⅡにおけるエコプロセス効果(2030)は900万t-CO₂

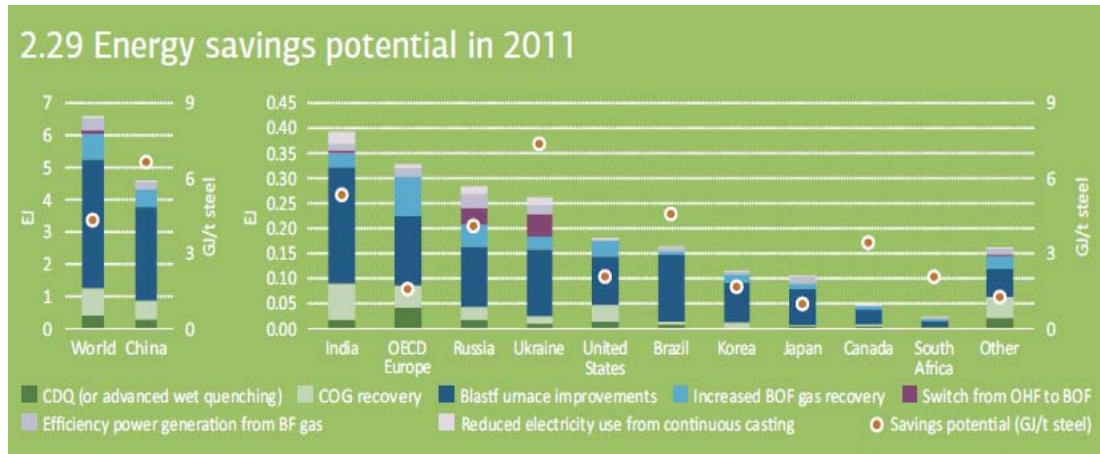


日本鉄鋼連盟の長期温暖化対策：エコソリューション

日本鉄鋼業は、日本で開発・実用化した省エネ技術(BAT技術)の中国・インド・ASEANをはじめとする鉄鋼業の成長が著しい国への移転や、GSEP「エネルギー効率向上に関する国際パートナーシップ」等の多国間協力の枠組みでの省エネルギー推進を通じて地球規模でのCO₂削減に貢献してきた。

国際エネルギー機関(IEA)の研究では、省エネルギー先進技術(その多くが日本で開発された)の導入による海外での削減ポテンシャルが極めて大きいことが示されており、引き続き「エコソリューション」に取り組んでいく。

参考：低炭素実行計画フェーズⅡにおけるエコソリューション効果(2030)は8000万t-CO₂



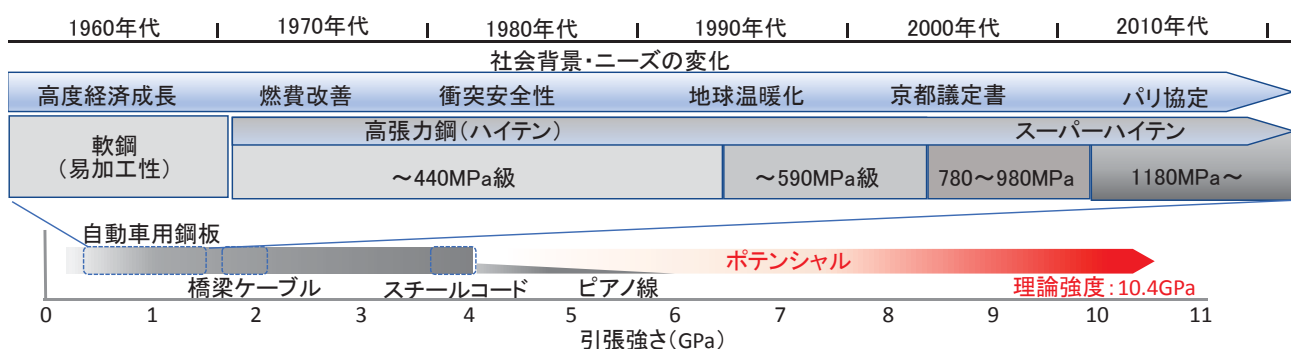
出典：IEA「Energy Technology Perspective 2014」

日本鉄鋼連盟の長期温暖化対策：エコプロダクト

鉄鋼材料はその機械的特性や電磁的特性を大きく向上させてきた。例えば自動車用鋼板の場合、1970年代から現在に至るまで、様々な社会背景やニーズに応じて高強度化が進められ、自動車軽量化による燃費の改善などによって、CO₂削減に大きく貢献してきた。

しかし我々が実用化した特性レベルは理論限界値に対して、1/10～1/3(強度の場合)に過ぎない。日本鉄鋼業は、鉄鋼製品のさらなる高強度化のみならず、将来の水素インフラのための次世代鉄鋼製品の開発などを通して、未来社会の基盤を支えるとともに、ライフサイクル全体を通じたCO₂削減に貢献していく。

参考：低炭素実行計画フェーズⅢにおけるエコプロダクト効果(2030)は4200万t-CO₂



日本鉄鋼連盟の長期温暖化対策: 超革新技術開発

日本鉄鋼業は、2030年時点での実用化に向けて、COURSE50やフェロコックスなどの革新的製鉄技術の開発を鋭意続けている。これらの技術が実用化された場合、天然資源ルートでのCO₂排出量の10%削減が期待される(CCS効果を除く)。当面は高炉法が、技術的にも経済的にも鉄鋼製造法の主流と考えられるため、高炉を前提とした低炭素化技術の確立を進める必要がある。

しかし、これらの取り組みだけではパリ協定が目指す長期目標レベルに到達することはできず、それらを超えた「超革新技術」が必要となる。日本鉄鋼業は、COURSE50・フェロコックスの開発によって得られる知見を足掛かりとして、最終的には製鉄プロセスからのゼロエミッションを可能とする水素還元製鉄技術、CCS、CCUの開発に挑戦する。

水素還元製鉄に利用される水素は、製鉄のみならず自動車や民生など様々なセクターで広く利用されることから、社会共通基盤のエネルギーキャリアとして開発、整備されていることが前提となる。特に基礎素材である鉄鋼の製造に利用される水素は、カーボンフリーであることはもとより、安価安定供給も重要な要件となる。また、CCS実施に当たっては、大量のCO₂の安価輸送・貯留技術の開発に加え、CO₂貯留場所の確保や社会受容性、実施主体や経済的負担の在り方など、技術面を超えた課題の解決に当たる必要がある。

鉄鋼セクター固有技術開発		2010	2020	2030	2040	2050	2100
COURSE50	高炉による水素還元（所内水素）		開発			実機化	
Super COURSE50	高炉による水素還元（外部水素）		ステップアップ	開発			
水素還元製鉄	高炉を用いない水素還元製鉄		ステップアップ		開発		実機化
CCS	高炉ガス等からのCO ₂ 回収		開発				実機化
CCU	製鉄所起源CO ₂ の有価化			開発			実機化

社会共通基盤技術開発

電源ゼロエミ化	原子力・再エネ等による系統電源ゼロエミ化		開発				実機化
カーボンフリー水素	原子力・再エネによる安価・大量製造技術			開発			実機化
CCS/CCU	安価貯留技術開発、埋設箇所選定、有価化等			開発			実機化

鉄鋼業の長期温暖化対策シナリオ: IEA-ETP2017 2DSとの整合性

IEA-ETP 2017 2DS:

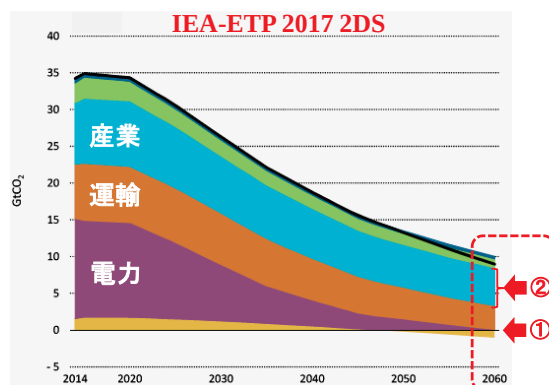
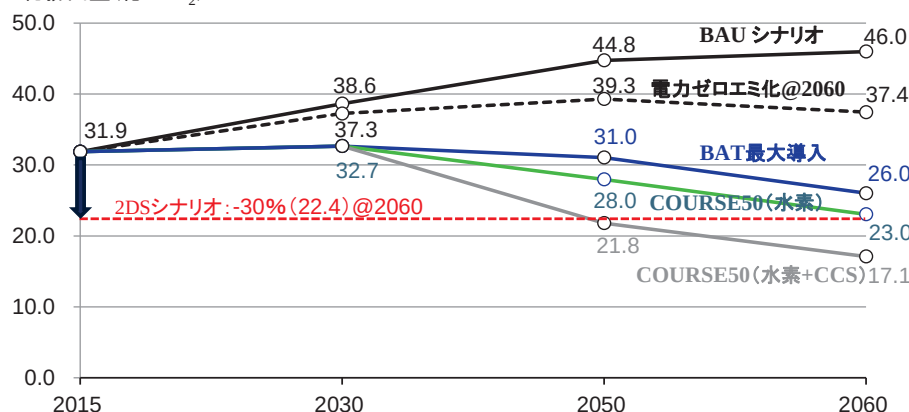
2060年までに、

- ①電力セクターのゼロエミ化、
- ②産業セクターの現状からの30%削減 を想定

試算前提

- 系統電力排出係数: IGES GRID EF v10.2のCombined Averageを使用
- 高炉ルートの系統電力原単位: 140kWh/t-s (日本の2016平均)
- 電炉ルートの系統電力原単位: 872kWh/t-s (日本の2016平均)
- 高炉ルートのCO₂排出係数: 2.4t-CO₂/t-s
- 電炉ルートのCO₂排出係数: 1.0t-CO₂/t-s
- 鉄源の対粗鋼歩留: 0.91 (天然資源ルート、スクラップルートとも)

総排出量(億t-CO₂)



電力セクターのゼロエミ化が達成され、製鉄プロセスで消費する系統由来電力がゼロエミとなる。

これに長期温暖化シナリオで示したBAT最大導入効果と、革新技術最大導入シナリオのCOURSE50(水素還元部分)効果を加えると、2060年段階で、IEA-ETP 2017 2DSにおける産業部門の削減率-30%にほぼ匹敵するレベルとなる。

さらにCOURSE50のCCS効果を加えると、2060年においてほぼ半減のシナリオとなる。

2030年以降の超長期に関しては、社会の状況や技術の動向など、現時点では想定しえない不確実性を含んでいる。そのような不確実な状況の中で、この「長期温暖化対策ビジョン」は、パリ協定長期目標を目指すための方向性を示すものであり、『ゼロカーボン・スチール』に向けた挑戦を意味するものである。

日本鉄鋼連盟加盟各社は、我が国のパリ協定中期目標(2030)達成に向けて、低炭素社会実行計画を着実に進めていくとともに、2030年以降の長期目標についても、3つのエコと革新技術の開発を基本とした温暖化対策に取り組んでいく。