

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

成果報告書(平成 28 年度)

平成 29 年 6 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28年度 成果報告書 目次

	頁
1 概要	1
2 実施項目	2
3 実施体制・メンバー	3
4 成果	4
4. 1 水素普及シナリオの検討	4
4. 1. 1 化石代替水素火力導入シナリオ	
4. 1. 2 酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討	
4. 2 水素エネルギー経済の検討	9
4. 2. 1 輸入水素の輸入／海外流出／国内金額	
4. 2. 2 水素市場規模推定	
4. 3 既存天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合	13
4. 4 日本におけるP2Gのあり方	17
4. 5 CO ₂ フリー水素の定義	18
4. 6 水素需要推算(シミュレーション)	19
5 2017年度について	25
5. 1 水素サプライチェーン／CO ₂ フリー水素に関する主な国内動向	
5. 2 2017 年度の研究会について	
5. 3 シミュレーションの今後の方向性	
5. 4 水素ステーションの経済自立化について ～議論のたたき台～	
5. 5 製油所 HPU 代替の水素利用について	

<末尾添付資料>

- 【資料4. 1】 2016年度シナリオ研の総括
- 【資料4. 2】 調査研究の総括
- 【資料4. 3】 水素需要推算の総括
- 【資料4. 4】 P2G に関する検討
- 【資料4. 5】 CO₂フリー水素の定義
- 【資料5. 1】 水素サプライチェーン／CO₂フリー水素に関する主な国内動向
- 【資料5. 2】 水素ステーションの自立化について <議論のたたき台>

<話題提供>(項目だけ記述。資料は未添付)

- ・トヨタ自動車における「環境チャレンジ 2050」(トヨタ自動車 小島様)
(第4回シナリオ研にて話題提供)
- ・磁気冷凍による水素液化への技術展望(国立研究開発法人 物質・材料研究機構 沼澤様)
(第6回シナリオ研にて話題提供)

1 概要

本資料は、2016 年度に実施した『CO₂ フリー水素普及シナリオ研究会』（以下、シナリオ研究会（シナリオ研）と称す）の活動成果報告書である。

表 1－1 にこれまでの調査研究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を示す。

表 1－1 これまでの研究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

2016.11.14

IAE

CO₂フリー水素関連の動向

		年度：2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
<エネルギー基本計画>		第三次(2010年6月策定) 2030年に向けた目標設定			第四次(2014年4月策定) “水素社会”の実現に向けた取組の加速					
<CO ₂ フリー水素関連の動向>										
主催者	研究会・会議、等の名称	年度：2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
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 #1 (2011.3.11)		#4 #1	アクションプラン(AP)研究会 #4 #8		#10 #1	シナリオ研究会 #4 #5 #6(予定)		
		1. 共通認識の醸成 ・CO ₂ フリー水素は有力なオプションの一つ 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		1.「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希望し、設立への積極的協力を意思表示表(2013年度) 2. 水素の大量需要を目指す技術開発プランを作成 ・目標コスト、課題と対策、経費、等		1. 大規模水素発電を核とした水素普及シナリオ(サブシナリオ：水素CIFコストのコストダウンシナリオ、等) 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(海外流出/国内運送金額、等) 4. 水素需要推算(GRAPEIによるシミュレーション) 5. 水素エネルギー経済の検討(水素市場規模推定) 6. CO ₂ フリー水素の定義 7. 日本におけるP2Gのあり方				
GRAPEIによる水素需要推算：一連の研究会を通して継続実施										
FOCUJ 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						CO ₂ フリー水素ワーキング (39社が参加して、活動中) ・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 ・関係企業間の取組提言			
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) ・2040年頃：トータルでのCO ₂ フリー水素供給システムの確立 (COS石化石由来水素、再エネ由来水素の活用)					戦略ロードマップ改訂(2016年3月) ・再エネ由来水素の利活用に關する技術面・経済面の課題を検討			
(省エネ・新エネ部 政策課)	福島新エネルギー社会構想 実現会議						CO ₂ フリー水素ワーキング (2016年5月5日、同11月第6回開催) ・再エネ導入時の水素利用 ・Power to Gas(P2G)活用、等			
		<所感> 自主研究会活動において、我々が目指しているCO₂フリー水素チェーンの実現、そして期待している水素エネルギー社会の実現に向け、最近、国や社会が本格的に動き出したように思われる。					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：スマコミ構築			
東京都環境科学研究所 (東京都・福島県・産総研 ・東京都環境公社の4者)	水素を活用したまちづくり に向けた調査連絡会議						5月17日協定締結。 福島県産「CO ₂ フリー水素」の活用と、福島県内への再エネの導入促進。			
東京工業大学 (代表者：岡崎特命教授)	東京工業大学 GHEC (GHEC: Global Hydrogen Energy Consortium)	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、設立以来常にIAE主催の自主研究会の成果(CO ₂ フリー水素チェーンの構築)が有効活用されている。				GHEC 立上げ & 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) & 拡大運営委員会 ・第1回：2016年2月 ・第2回：2016年6月 ・第3回：2016年9月 ・第4回：2016年12月		

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を弊所保有のシミュレーションモデル、GRAPEI 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を得た。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しており、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（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・貯蔵）を考慮した場合の燃料の熱量等価水素コストの検討、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 2016 年度にかけては、『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 年度は、発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオ、火力発電における許容水素コスト、水素需要推算（シミュレーション）、水素エネルギーのコスト構造、等について検討し、水素普及シナリオの絵姿（イメージ）、CO₂ フリー水素のコストダウンシナリオ（イメージ）、化石火力代替水素火力導入シナリオ（基礎検討）、水素コンバインド／天然ガスコンバインドの経済性比較（例）、豪州褐炭由来輸入 CO₂ フリー液化水素の海外流出／国内還流金額の推算（例）等の成果を示した。

国内における CO₂ フリー水素関連の主要動向については表 1 に示す通りで、FCCJ、METI、東京工業大学、等で本格的な取組がなされている。

2 実施項目

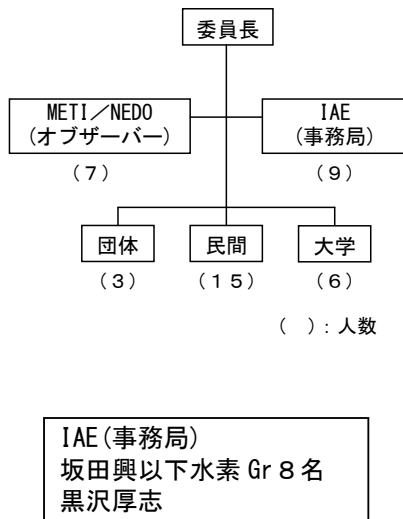
2016 年度の実施項目は以下の通りである。

- 1) 水素普及シナリオの検討
 - (1) 化石代替水素火力導入シナリオ
 - (2) 酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討
- 2) 水素エネルギー経済の検討
 - (1) 輸入水素の輸入/海外流出/国内還流金額（グラフ化）
 - (2) 水素市場規模推定（日本総研殿にて実施）
- 3) 既存天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合
- 4) 日本における P2G のあり方
- 5) CO₂ フリー水素の定義（シナリオ研として定義し共通認識を醸成）
- 6) 水素需要推算（シミュレーション）

3 実施体制・メンバー

2016 年度のシナリオ研究会の体制・メンバーを表3－1に示す。

表3－1 シナリオ研究会の体制・メンバー



(2016年度シナリオ研 メンバー @ 2017.2.27) (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)
	太田健一郎	横浜国立大学
委員	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
	亀山秀雄	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	(国研)産業技術総合研究所(AIST)
	浅野浩志	(一財)電力中央研究所
	菊池和廣	コスモ石油(株)
	伊藤正	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)
	壺岐英	JXエネルギー(株)
	黒津歩	大阪ガス(株)
	日比政昭	新日鐵住金(株)
	鈴木隆	新日鐵住金エンジニアリング(株)
	梶原昌高	岩谷産業(株)
	瀬尾敦子	東京ガス(株)
	新道憲二郎	川崎重工業(株)
	黒田洋介	三菱商事(株)
	馬場賢治	(株)三井住友銀行
	作野慎一	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)
オブザーバー	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	
	(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	
	新エネルギー部 燃料電池・水素グループ	
	増田美幸 (独)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)

4 成果

2016年度実施した3回のシナリオ研の総括を資料4. 1に示し、調査研究の総括を資料4. 2に、水素需要推算の総括を資料4. 3に示す。

各実施項目の成果の詳細を以下に示す。

4. 1 水素普及シナリオの検討

エネルギー基本計画に明記されている「水素社会の実現」には発電事業用水素発電の本格導入が不可欠である。

図4. 1-1は、昨年度まとめた発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオの絵姿(全体シナリオ)である。



図4. 1-1 発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオの絵姿(全体シナリオ)

4. 1. 1 化石代替水素火力導入シナリオ

発電事業用水素発電が本格導入されるためには CO₂ フリー水素の利用者への供給価格が経済的(発電コストが CCS 付き化石火力発電コストと同等)であることが非常に大事である。

そこで、CO₂ フリー水素の CIF 価格低減に伴う化石火力代替水素火力の導入シナリオについて検討を行った。その結果を図4. 1-2に示す。

LNG 火力代替水素火力の導入・普及に関しては、CO₂ フリー水素の CIF 価格が 30 円/Nm³ レベルでは混焼として水素が利用される程度であるが、24~25 円/Nm³ レベルになると LNG 火力代替として水素専焼火力が導入され始め、20 円/Nm³ レベルになると水素専焼火力が本格普及すると思われる。従って、CO₂ フリー水素の CIF 価格として、少なくとも 24~25 円/Nm³ レベル、究極 20 円/Nm³ レベルを達成する必要があると思われる。

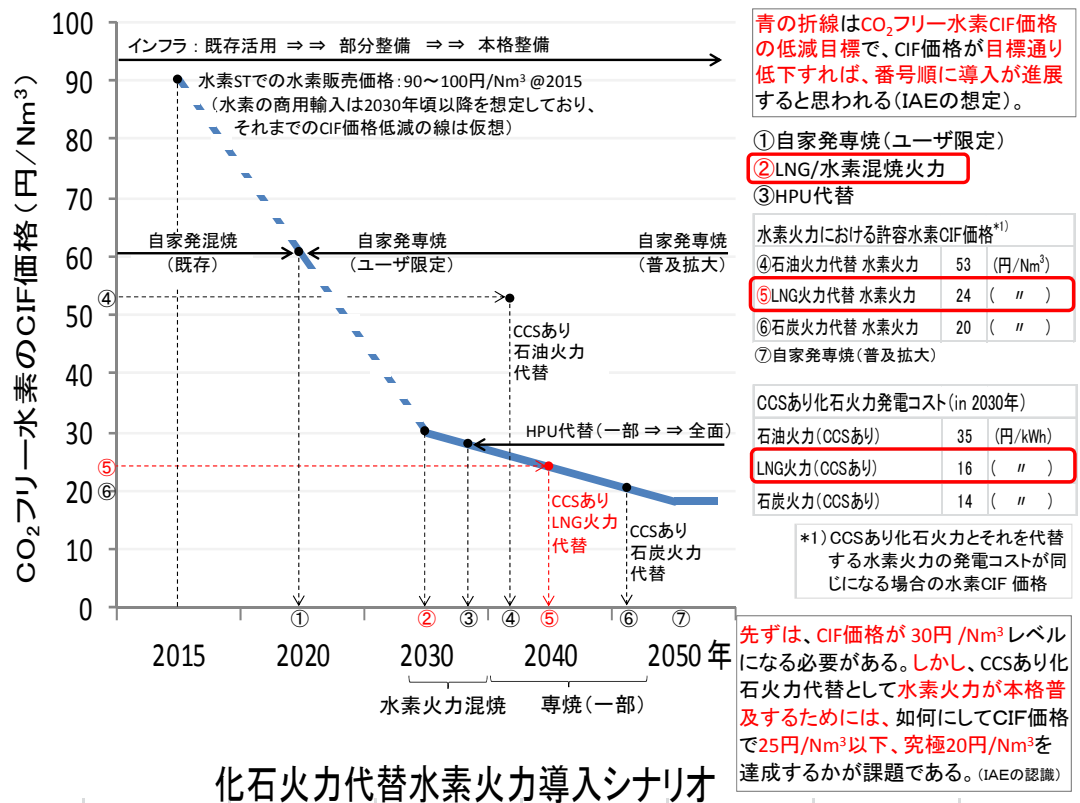


図4. 1-2 化石火力代替水素火力導入シナリオ

4. 1. 2 酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討

将来の究極の水素火力発電システムとして、酸素燃焼水素コンバインド発電を取り挙げた。そして、酸素燃焼水素コンバインド発電の建設費をパラメータとし、酸素燃焼水素コンバインド発電の発電端効率がCO₂フリー水素の許容CIF価格に及ぼす影響について検討した。その検討結果(例)を図4. 1-3と図4. 1-4に示す。ここで言うCO₂フリー水素の許容CIF価格の定義は、CCSあり化石火力とそれを代替する水素火力の発電コストが同じになる場合のCO₂フリー水素のCIF価格である。

図4. 1-3は、CCSありLNGコンバインドサイクルにおけるCCSの建設費を32千円/kW(建設費の5%の廃棄費を含む)とした場合であり、図4. 1-4は、同CCSの建設費を74千円/kW(建設費の5%の廃棄費を含む)とした場合である。

CCSありLNGコンバインドサイクルにおけるCCSの建設費について、ここでは、表4. 1-1、図4. 1-5、図4. 1-6(出典はいずれも“Cost and Performance Baseline for Fossil Energy”, DOE/NETL-2007/1281)を踏まえると、74千円/kW(建設費の5%の廃棄費を含む)の方が、妥当ではないかと考える。

いずれにしても、将来、究極の革新的技術が実用化されたとしても、CCSありLNG火力とそれを代替する水素火力の発電コストが同じになるという意味でのCO₂フリー水素の許容CIF価格は、現状検討では30円/Nm³以下と思われる。

酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討
許容水素CIFコスト^{*1)}に及ぼす発電端効率、建設費の影響

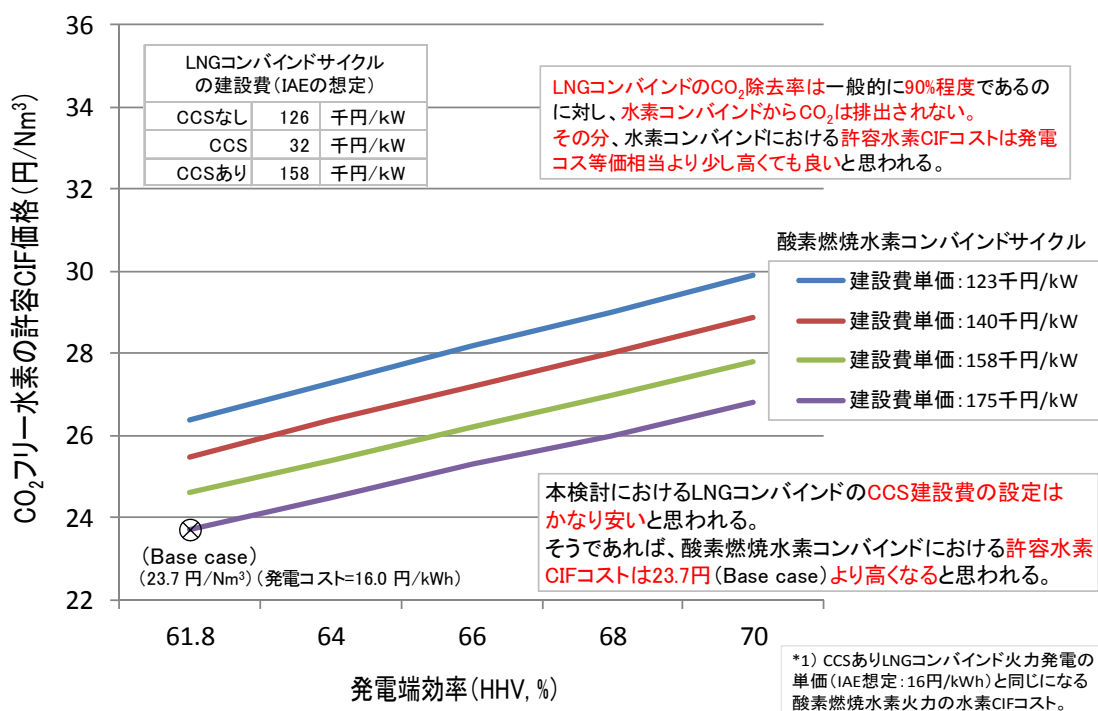


図4. 1-3 CO₂フリー水素の許容 CIF 価格に及ぼす発電端効率、建設費の影響(1)

酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討
許容水素CIFコスト^{*1)}に及ぼす発電端効率、建設費の影響

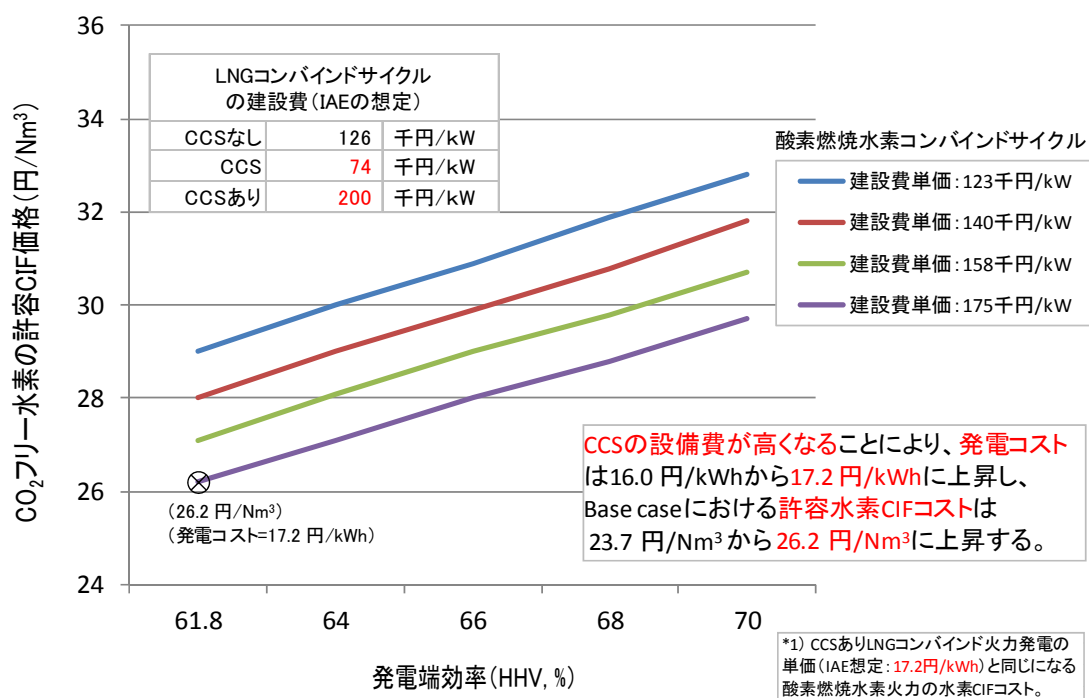


図4. 1-4 CO₂フリー水素の許容 CIF 価格に及ぼす発電端効率、建設費の影響(2)

表4. 1－1 Cost and Performance Summary and Environmental Profile for All Cases

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

	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 _e)	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)	409,634	500,379	463,809	477,855	452,620	473,176	437,699	646,589	411,202	566,627	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	165,102	165,102		
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 _e -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		
COE (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	136,681	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	0.0369	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

NGCCのCO₂回収率= 90%

Exhibit ES-3 Net Plant Efficiency (HHV Basis) 出典2)

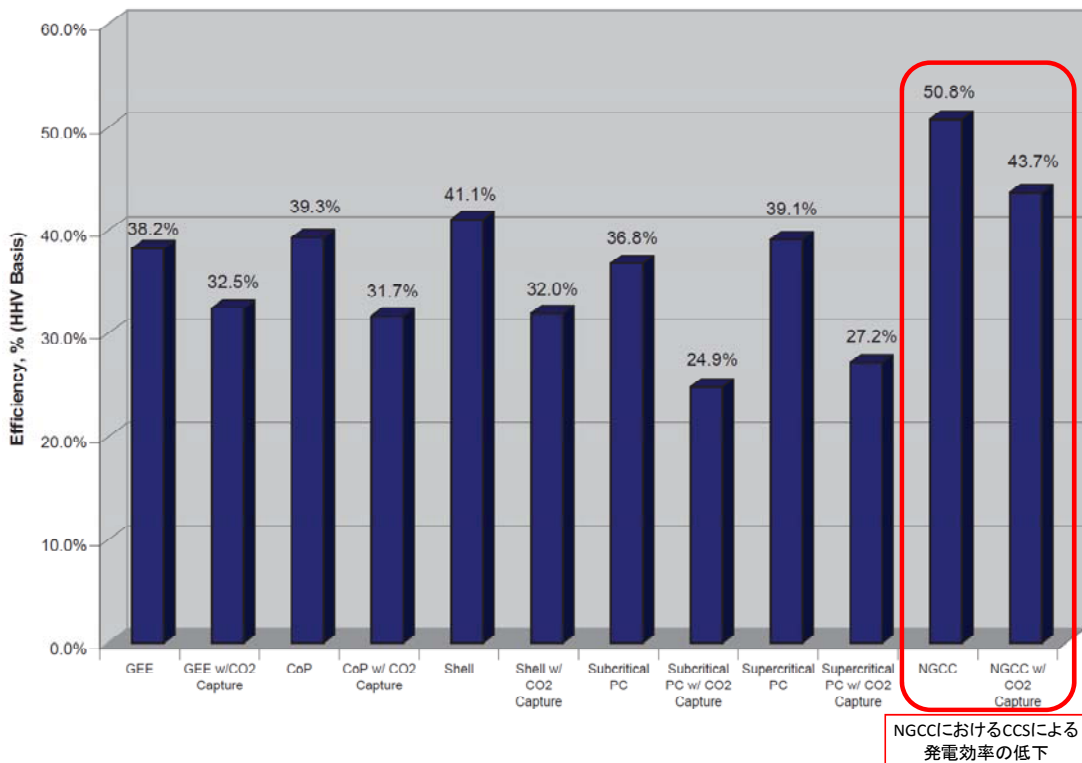
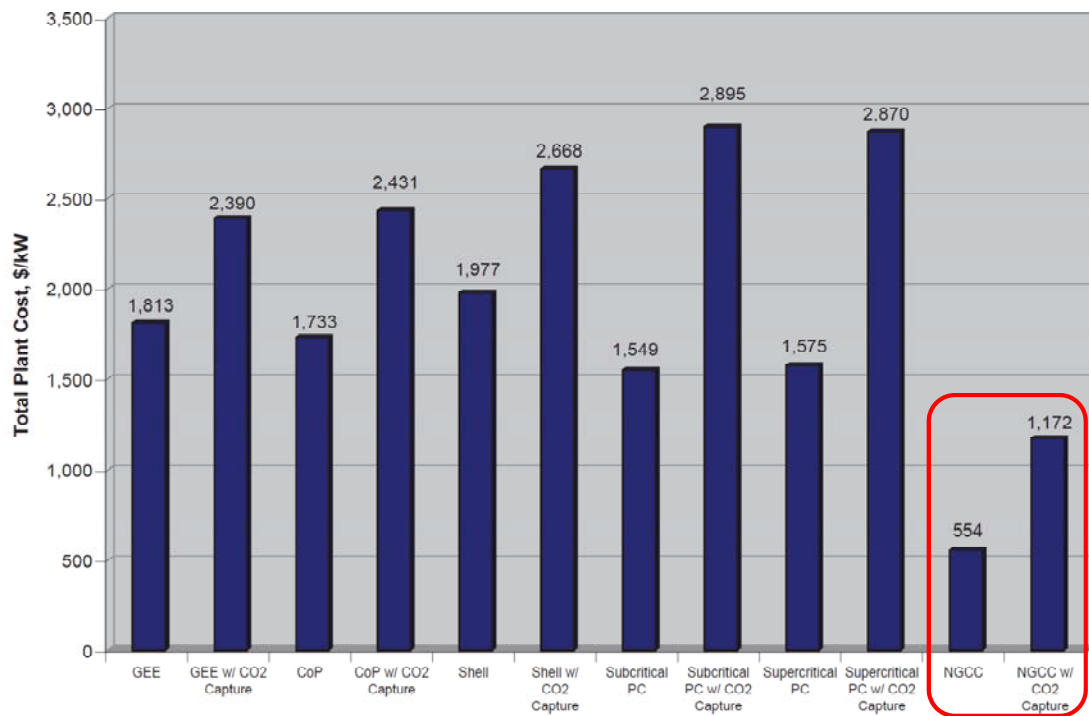


図4. 1－5 Net Plant Efficiency (HHV Basis)

Exhibit ES-5 Total Plant Cost 出典2)



シナリオ研でのCCSの建設費の設定(貯留を含む):
 本紙ベースケースでは 315 USD/kW (安い?),
 Break-even lineの検討(別紙、資料3-5)では700 USD/kW (大体妥当)



NGCCのCO₂回収プラント
 (貯留は不含)のコスト
 = 618 USD/kW (少し高い?)

図4. 1-6 Total Plant Cost

4. 2 水素エネルギー経済の検討

4. 2. 1 輸入水素の輸入/海外流出/国内還流金額

昨年度実施した輸入 LNG と熱量等価な輸入水素(豪州褐炭由来の液化水素の場合)の輸入／海外流出/国内還流金額の LNG と水素の対比について、今年度はそれらをグラフ化した。

以下、表4. 2-1に設定条件、図4. 2-1 ～ 4. 2-3に検討結果のグラフを示す。

表4. 2-1 設定条件

〈設定条件〉						
	case 1		case 2		case 3	
	LNG	豪州褐炭 液化水素	LNG	豪州褐炭 液化水素	LNG	豪州褐炭 液化水素
想定時期	震災以降 (2012年)	2030年	震災以前 (2009年)	2030年	震災前の平均	2030年
輸入熱量	4,492百万MMBtu/年		3,432百万MMBtu/年		3,480百万MMBtu/年	
輸入金額 (CIF)	輸入単価	18 \$/MMBtu	7.5 \$/MMBtu	29.8円/Nm ³	11 \$/MMBtu	29.8円/Nm ³
	為替レート	80円/\$	94円/\$	-	120円/\$	-
	輸入金額	64,685億円	24,196億円	84,800億円	45,936億円	86,000億円
海外流出率	0.853	0.465(*1)	0.886	0.465(*1)	0.868	0.465(*1)
国内還流率	0.147	0.535(*1)	0.114	0.535(*1)	0.132	0.535(*1)

(*1): KHI殿情報

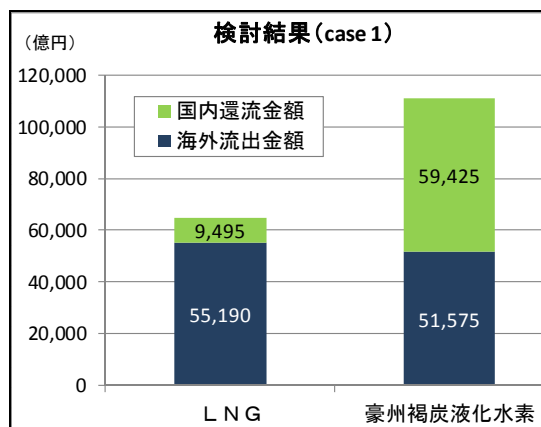


図4. 2-1 検討結果 (Case 1)

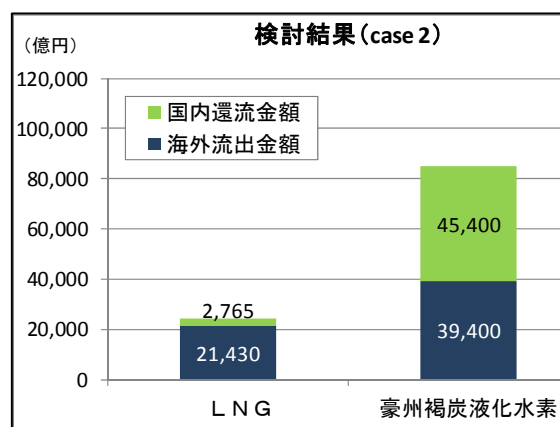


図4. 2-2 検討結果 (Case 2)

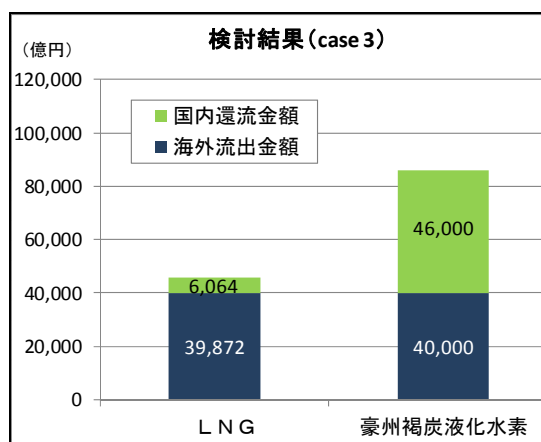


図4. 2-3 検討結果 (Case 3)

＜考察＞

- ・LNG(成熟チェーン)と豪州褐炭液化水素(将来構想チェーン)の輸入熱量を同じとした場合、LNGに比べ水素は、輸入額が大幅に増えるが、海外流出額は同程度であり、輸入額が増える分国内還流金額が増え、新規産業創出、雇用拡大に貢献すると考えられる。
- ・水素チェーンはCO₂削減にも貢献する。

4. 2. 2 水素市場規模推定

日本総研殿に実施していただいた市場規模推定内容を以下に示す。

(1) 水素市場規模推定方法

市場規模の推定は図4. 2-4に示す分類で行った。

水素発電（火力発電）に関する推定方法を以下に示す。

- ・水素発電の水素使用量を IAE の試算値（第4回シナリオ研での GRAPE による推計値）とした。
- ・水素発電の機器販売市場は40年耐用とし、減価償却費相当を市場として計上した。
- ・2030年度以降、水素専焼型の水素発電施設の設置が開始すると想定し、LNG 火力の代替として導入量を試算した。
- ・年間の LNG 更新予定量の1/3が水素発電に置き換わると想定した。
- ・2030年度以降、専焼／混焼の火力発電が順次導入されると仮定し、試算した。
- ・水素の使用量については専焼に加えて、混焼についても試算対象とした。

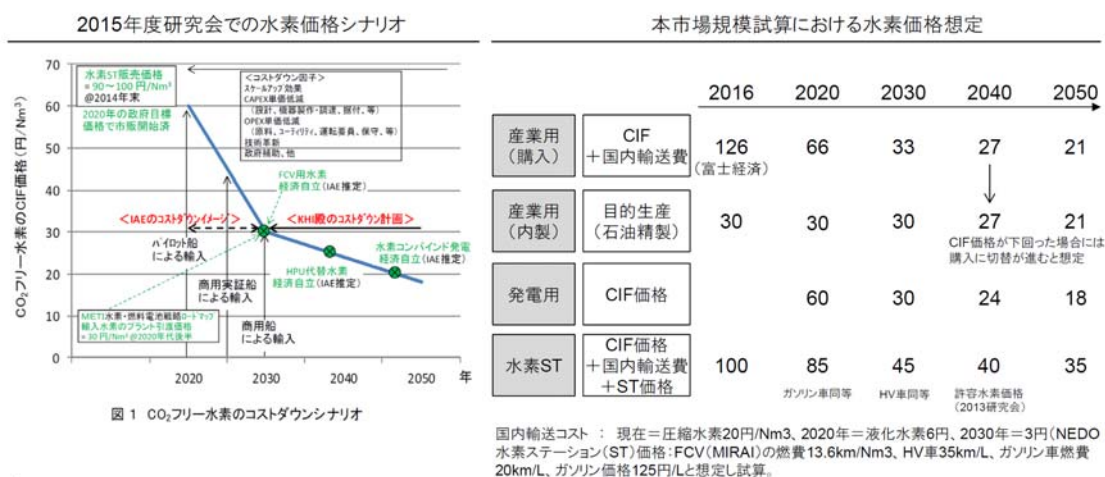
市場規模			水素消費	機器販売等
産業用途	①金属、光ファイバー、半導体		○	
	②石油精製、アンモニア他		○ (内製のため単価安)	
燃料用途	③ロケット燃料		○	
	④火力発電		○	○
	定置用 FC	⑤産業用	市場規模に含めない (都市ガス、純水素供給どちらが主になるか) 都市ガスのオンサイト改質主体のため 水素消費量に含めない	○
		⑥家庭用 (エネファーム)		○
	FCV	⑦乗用車	○	○
		⑧トラック	○	○
		⑨バス	○	○
		⑩フォークリフト	○	○

図4. 2-4 市場規模推定の分類

水素供給単価の設定を図4. 2-5に示す。

水素供給単価

水素供給単価は2015年度のCO₂フリー水素普及シナリオ研究会の数値を元に用途別に想定をした。



次世代の国づくり

Copyright (C) 2016 The Japan Research Institute, Limited. All Rights Reserved.

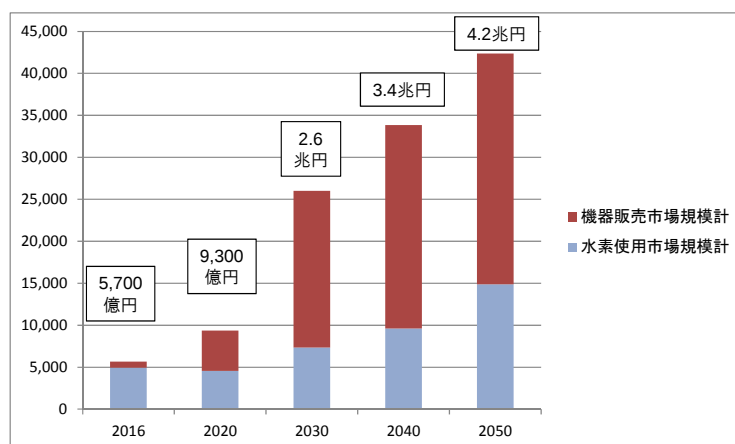
図4. 2-5 水素供給単価の設定

(2) 推定結果

水素市場規模の推定結果を図4. 2-6～図4. 2-8に示す。

2050年における水素関連の全体市場規模は4.2兆円で、その内訳として、使用市場が1.5兆円、機器市場が2.7兆円と推定された。

水素関連市場計 [億円/年]



次世代の国づくり

Copyright (C) 2016 The Japan Research Institute, Limited. All Rights Reserved.

図4. 2-6 水素関連の市場規模

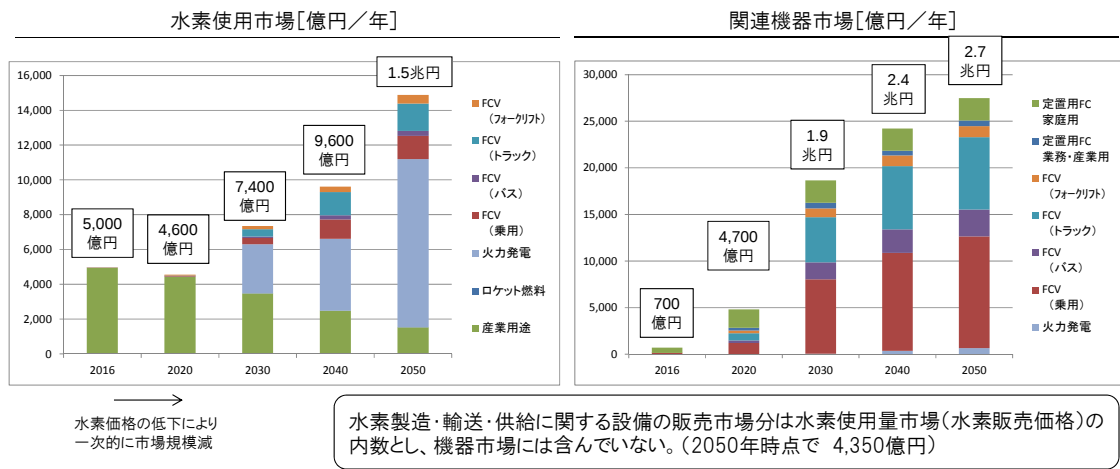


図 4. 2 - 7 水素使用の市場規模

図 4. 2 - 8 水素関連機器の市場規模

4. 3 既存天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合

調査結果のまとめを表4. 3-1に示す。

表4. 3-1 既存天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合

	天然ガスに対する水素の混合割合 (vol %)				
	~2	~5	~10	~30	~50
末端利用器具(家庭調理器具等)	○	(○)			
安全性(漏洩時の爆発過酷度)			○	(○)	
天然ガスパイプライン材質(疲労特性等)					○
○ : 何もしなくても問題なし。 (○) : 何もしなくても問題なしと期待できる。 但し、天然ガスの組成等、実際の条件により許容混合割合は変わる。 水素を混合する天然ガスラインの圧力は40~8 bar					

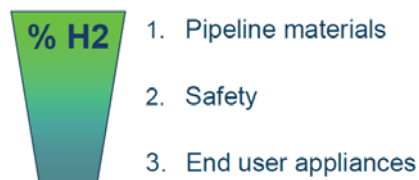
以下、参考資料とその要約を示す

1) 全般

既存の天然ガスパイプラインへの水素混合の許容割合は、材質面、安全性、末端利用器具の順に厳しくなる^[1]。

Summary of NATURALHY outcomes

The maximum percentage of H₂ added to natural gas is limited by (in order of increasing stringency):



2) 材質面での水素混合許容割合^[1]

天然ガスパイプラインの材質面で水素をどれだけ混合できるかは、各々の天然ガス組成等の条件により変わるが、一般的には以下の通り。

- ・水素混合により最も問題になるのは疲労特性であるが、水素混合割合 50 vol% までは大丈夫。
- ・PE と PVC は水素の影響を受けない。

WP Durability Conclusions

Transmission pipelines:

- Final results give confidence in the technical feasibility of injecting H₂ in NG pipes
 - Fatigue behaviour is the most critical situation
 - Up to 50% vol. H₂
- However, other devices along the transmission grids

Distribution networks:

- PE and PVC are not effected by hydrogen
- Increased losses due to permeation (no safety issue)



3) 安全面での水素混合許容割合^[1]

安全上、リスクもそれ程高くなり、特に対策なしで許容できる水素混合割合は 30 vol% までである。

Overall Conclusions of WP Safety

- We can add up to 30% hydrogen without adversely increasing risk to public significantly and without any additional mitigation measures
- The addition of 40 – 50% hydrogen would probably also be achievable without unacceptably increasing the risk to the public from the pipeline system or explosions in properties. However, in some circumstances the increase in explosion severity may be an issue and mitigation measures may need to be adopted



4) 安全面での水素混合許容割合^[2]

安全上、天然ガスグリッド中の水素濃度の許容値は、最大 10 vol% である。

In order to determine a safe hydrogen concentration limit for admixture in the natural gas grid, several research and standardization issues have been identified. A strong knowledge base of the hydrogen tolerance of the gas grid has already been established within several European or national projects and studies. In NaturalHy it was found that no materials related showstoppers have been identified in the pipeline system, and case by case consideration of the limits of hydrogen addition to the gas grid was recommended. Further investigations have been made in other projects and studies. The current consensus seems to be that most parts of the natural gas system can tolerate mixtures of up to 10% by volume hydrogen. However, several areas need further investigation in order to understand the hydrogen tolerance e.g., cavern storage, surface facilities, storage tanks, gas flow monitors and gas analysis instruments. Depending on national or local conditions, the allowable limit may vary. A common, European wide understanding about how much hydrogen can be added to the overall gas network system is therefore necessary. There is also a need to provide guidance to TSO's and DSO's for injection of hydrogen in the natural gas networks in order to ensure operational safety.

5) 末端利用器具(1)^[1]

末端利用器具が適切に調整され、かつ、天然ガスの品質が好ましい条件である場合には、水素は 20 vol% まで混合できるが、そうでない場合には水素の混合は許容されない。ガスエンジンやガスタービンでは燃焼の再調整、び／あるいは改造が必要である。

Impact H2 on Performance End User Appliances

- Maximum H2% for the domestic market is determined by the safe operation of properly adjusted conventional domestic appliances as well as by the local conditions of natural gas quality
- For properly adjusted appliances and favourable conditions of natural gas quality, conventional domestic appliances can accommodate up to 20% H2
- For poorly adjusted appliances and/or unfavourable conditions of natural gas quality, no hydrogen admixture is allowed
- stationary gas engines and gas turbines need readjustment and/or modification
- Feedstock processing and industrial combustion applications require consideration from case to case



6) 末端利用器具(2)^[2]

何もしないか、ごくわずかの調整で末端利用器具が使える水素混合割合の最少閾値は約 2 vol% で、最大 5 vol% まで可能かもしれない。20 vol% になると課題が生じる。

Determining requirements for admixing hydrogen into the natural gas grid and for the end-users depending on it go hand in hand and as such should be approached from a system perspective. It was discussed that a minimum threshold for no or limited action would be around 2%. Mixing up to 5% could also be possible but this is to be further investigated and could be a driver for innovation for appliances. According to current understanding, a hydrogen concentration limit up to 20% poses some challenges with regards to end-use appliances and gas analysis methods. Further research is needed to address end-user concerns regarding process control, emissions and safety. Public acceptance relies on the proper identification and assessment of risks.

7) ドイツと日本の比較

日本エネルギー経済研究所の柴田氏が、エネルギー経済 第 42 巻 第 1 号(2016 年 3 月)において、「我が国における Power to Gas の可能性」と題して発表されている論文^[3]の中で、以下の通り、天然ガスパイプラインへの水素混合の許容度についてドイツと日本の比較をされている。

＜天然ガスパイプラインへの水素混合の許容度＞

一般に、天然ガスパイプラインへの合成メタンの注入には大きな課題はないが、水素は体積や熱量などが天然ガスと大きく異なることから、大量注入の場合には需要家のガス燃焼機器の熱量調整などが必要になる。特に、燃料電池は天然ガス組成によって性能や耐久性が影響を受けることから大きな支障がある。

日本の場合は、LNG 輸入であり天然ガスの熱量が比較的均一であるが、欧州では天然ガスは高カロリー（H ガス）と低カロリー（L ガス）に分類され、例えばロシアからのガスは H ガス、オランダ産（Groningen）は L ガスと熱量が異なり、熱量規格の範囲は日本の都市ガスより広い（図 3.6）。また、ガス組成・熱量が地域・時間によってかなり変動する。つまり熱量に対する許容度が大きく、水素の注入にもある程度耐えることができる。図 3.6 は、天然ガス熱量規格と水素混合による天然ガスの熱量変化の相対関係であるが、H ガス、L ガスともに水素を 10%程度混合しても規格内に収まることを示している。したがって、天然ガスパイプラインによる PtG からの水素の受け入れが我が国と比べて容易である。

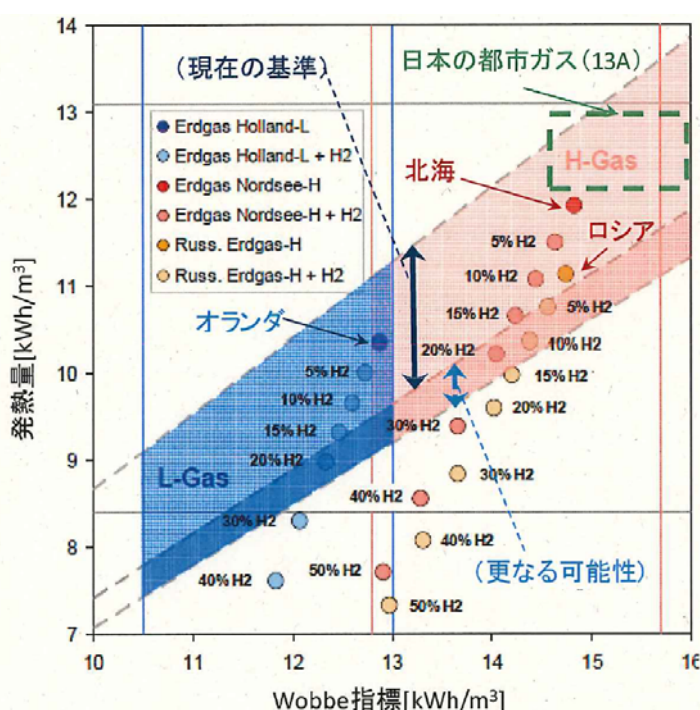


図 3.6 ドイツにおける天然ガスの熱量規格と水素混合による影響 [3]

出所：”DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, “Energiespeicherung in Erdgasnetzen Power-to-Gas”, Fachtagung „Erdgas Umwelt Zukunft“, 2. Februar 2011”に筆者加筆。

注：縦軸は発熱量、横軸はウォッベ指数（機器の安全燃焼度合の指標）。“更なる可能性”とは、DBI の提案であり具体化していない。

出典

[1]: Onno Florisson – KEMA, NATURALHY: Assessing the potential of the existing natural gas network for hydrogen delivery, GERG Academic Network Event Brussels, 4th June 2010.

[2]: FINAL REPORT SUMMARY AND MAIN OUTCOMES, Workshop “Putting Science into Standards: Power-to-Hydrogen and HCNG”, EARTO, the European Standards Organisations and the European Commission’s Joint Research Centre, JRC Petten, The Netherlands, 21-22 October 2014.

[3]: 柴田善朗, “我が国における Power to Gas の可能性”, エネルギー経済 第 42 巻 第 1 号, 2016 年 3 月

4. 4 日本における P2G のあり方

シナリオ研で検討した日本における P2G のあり方を資料 4. 4 に示す。

1) P2G に関連事項に関するドイツと日本の比較

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

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

2) P2G の経済性

再エネの余剰電力利用による水素製造は、水電解装置の設備利用率が非常に低いので、余剰電力代がゼロであっても、非常に不経済で、水素製造コストは 200 円/Nm³ を超える。一方、再エネの安定部分電力利用による水素製造は、水電解装置の設備利用率が高くなり、経済性は向上するが、それでも水素製造コストは 70~80 円/Nm³ と高い。従って、豊富で安価な海外再エネ利用による水電解水素製造の検討価値あり。

3) 日本における P2G のあり方

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

(2) 国内 P2G の規模が大きくなるにつれ、さらに導入が進展するかどうかは経済性の影響が大きくなると思われる。

P2G の経済性を向上させる上では、再エネの変動部分だけでなく安定部分電力も利用した水電解水素製造による設備利用率向上等、各々の条件下で経済性に関してトータルでの最適システムにする必要がある。

(3) 長期的（2040 年頃以降？）には経済性が最優先され、経済自立が求められることが考えられる。その場合、

海外 P2G を液化水素、有機ハイドライド等の形にして輸入するシステムが実現される可能性が高い。

海外の再生可能エネルギー（風力、太陽熱等）のポテンシャルは国内に比べて桁違いで大きく、多くが僻地に分布していることから、未利用化石燃料（褐炭や油田随伴ガス等）由来の CO₂ フリー水素と同程度のコストで水素を安価に大量製造できる可能性が試算されている。

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

4. 5 CO₂ フリー水素の定義

シナリオ研で検討した CO₂ フリー水素の定義を資料 4. 5 に示す。

1) IAE 提案の位置づけ

- (1) METI の「CO₂ フリー水素ワーキング」や、FCCJ の「CO₂ フリー水素ワーキング」において、CO₂ フリー水素の定義が議論されている。
- (2) これら「CO₂ フリー水素ワーキング」に対する提案するということではなく、シナリオ研として“CO₂ フリー水素の定義”を明確にし、共通認識を醸成したい。

2) IAE 提案内容

- (1) 水素製造から利用までのチェーンに焦点を当てた定義とする。(原料採掘や採取、原油蒸留等は範囲外)
- (2) LCA の概念は適用しない。即ち、水素製造から利用までのチェーンの運用(電力・燃料・熱、等)に関わる CO₂ は考慮するが、素材や機器製造に関わる CO₂ は考慮しない。(理由は、バウンダリーをできるだけシンプルにすべく、素材や機器製造よりもチェーンの運用に関わる CO₂ 排出に焦点を絞ったから。)
- (3) チェーンから排出される炭化水素等の炭素成分は、一般的に大気放出時は燃焼(熱回収)された後、CO₂ として排出されると思われるので、炭素数基準で CO₂ 換算する。
- (4) チェーンの構成は種々あることから、CO₂ フリーの程度(CO₂ 除去・固定化率)は一義的に定義せず、都度計算値を明示することとする。明示方法は、以下の考えとする。
 - ① 基本は、チェーンとしての CO₂ フリーの程度(一つのチェーンについて、CO₂ を除去しない場合に対して CO₂ を除去した場合の CO₂ 削減率)を示す。
 - ② 必要に応じ、既存エネルギー(ガソリン・LNG、等)に対する CO₂ 削減効果を示す。

3) 水素源

考えられる主な水素源を以下に示す。

- (1) 化石燃料水素(改質、ガス化)(炭素含有)
- (2) バイオマス水素(ガス化)(カーボンニュートラル)
- (3) 再エネ発電／水電解水素(炭素不含)
- (4) 核熱利用／高温水蒸気電解水素(炭素不含)
- (5) 太陽光利用／光触媒水分解水素(炭素不含)
- (6) 副生水素
 - ① カーボンニュートラル副生水素(下水／農産／畜産バイオガス)
 - ② 食塩電解副生水素(再エネ発電電力利用)(炭素不含)
 - ③ 食塩電解副生水素(グリッド電力利用)(炭素含有)
 - ④ 鉄鋼副生水素(炭素含有)(炭素含有)
 - ⑤ 製油所副生水素(炭素含有)
 - ⑥ 石油化学副生水素(炭素含有)

4. 6 水素需要推算(シミュレーション)

本年度実施した GRAPE による水素需要推算の主な内容と計算結果を以下に示す。

(1) 2016 年度の実施内容

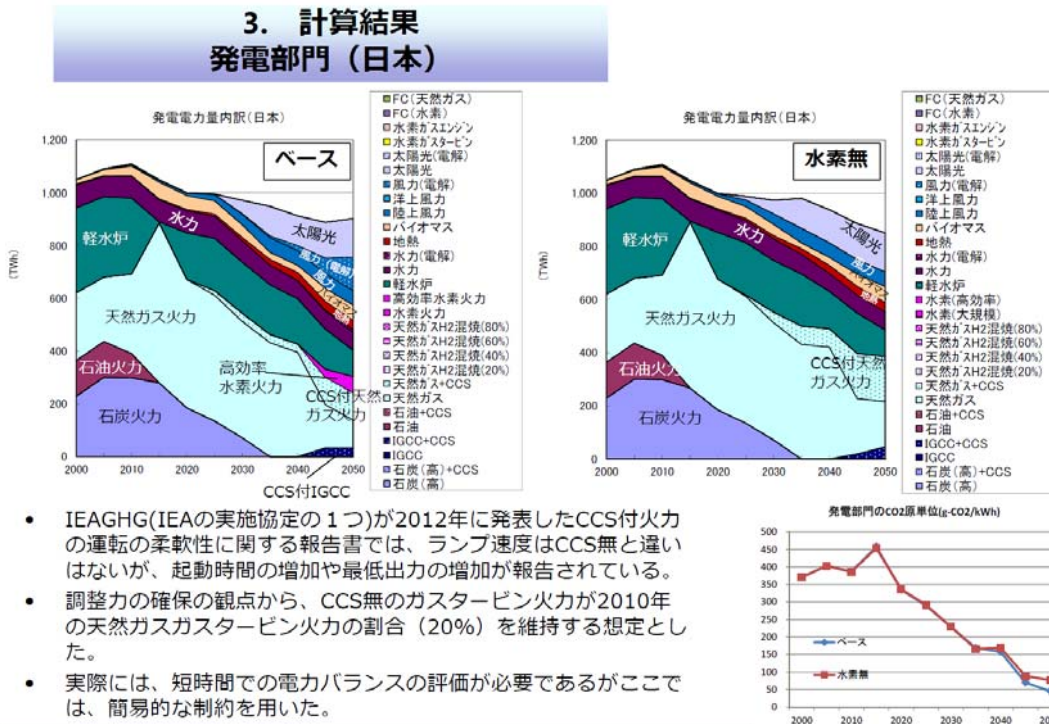
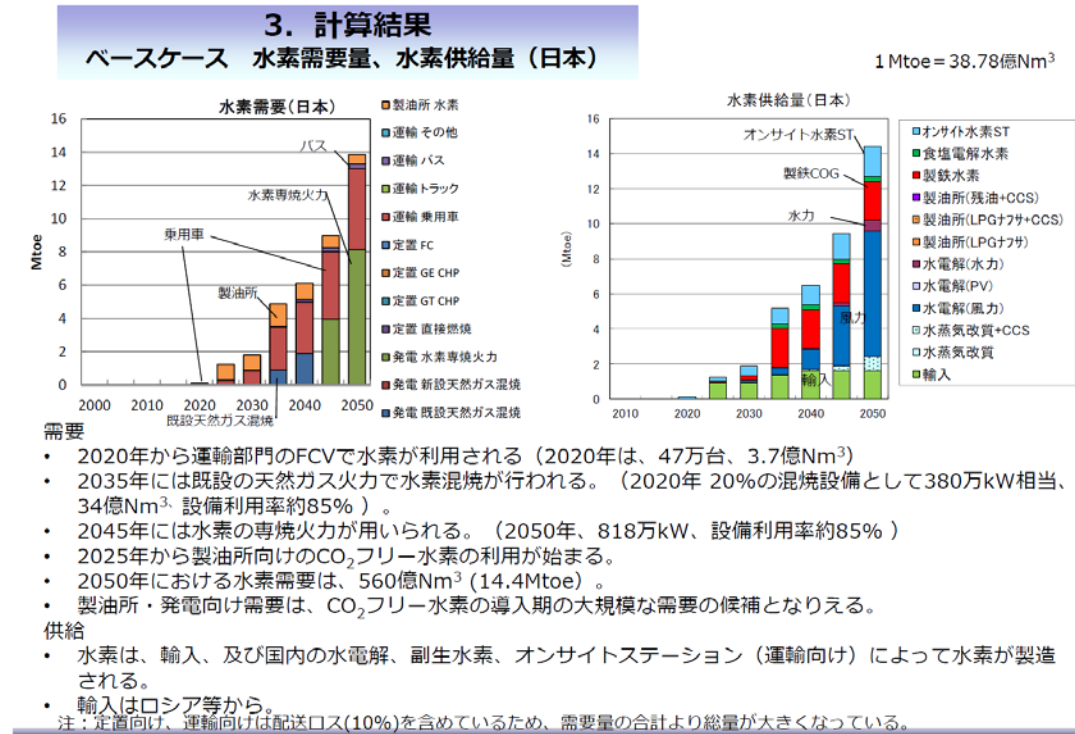
- ① H27 に用いたモデルに基づき、指標によるケース評価を強化し、水素の意義をより明確に訴求。
- ② 政府及び国際機関等の目標等との整合性の確保
 - CO2 制約、資源価格等、外部条件のアップデート
- ③ 技術パラメータの精査
 - 水素技術、再エネ水素供給の精緻化・妥当性の考察
- ④ 分析指標の多角化
 - 水素関連機器の市場規模(日本総研殿にデータ提供)
 - 燃料輸入額
 - CO2 原単位の精緻化(運輸部門)
- ⑤ 感度分析: 水素需要量に影響が大きいパラメータを変化させ、水素導入量と各指標との関係性の考察。
 - 水素技術 OFF、補助金、CCS・原子力利用、CCS 貯留量

(2) 計算条件

2. 計算条件 ベースケース条件概要

- ・ エネルギー需要
 - ・ INDCs (Intended Nationally Determined Contributions, 各国の約束草案) を考慮し、2030年ごろまではベースライン、2050年に向けてWEO2015 450シナリオの需要に徐々に移行すると想定。
- ・ エネルギー資源
 - ・ 各地域の各資源それぞれの累積使用量が増加すると資源価格が上昇する想定した。資源価格は採掘コストと相関があり、採掘コストが低い資源から採掘されると想定したため。短期的な需給の影響による資源価格の上昇・下降は含んでいない。
- ・ CO₂排出制約
 - ・ 化石燃料由来のCO₂排出が対象。
 - ・ 2025年、2030年はINDCsを考慮し各地域別に設定。
 - ・ 2035年以降は、2050年に世界全体で90年比50%削減となるよう2035年の排出制約から線形に制約。
- ・ 水素需要技術
 - ・ 発電：事業用の大規模発電（水素火力、高効率水素火力）、産業用のコージェネレーション（ガスエンジン、ガスタービン）、民生用のコージェネレーション（燃料電池）
 - ・ 定置：コージェネレーションによる熱供給、天然ガスとの混焼による直接燃焼も可能と想定。
 - ・ 運輸：LDV、トラック、バスのFCVを想定。船舶、航空の燃料代替も想定。
- ・ CCS
 - ・ 発電・定置：2030年までのCCSの貯留量は、現在計画されているプロジェクトを参考に上限量を設定。日本は、CCSによるCO₂貯留量の最大値は2050年に1.95億t-CO₂/年と想定。
 - ・ 他の地域のCCSの年間貯留量は、ETP2015シナリオの1.5倍の値を上限とした。

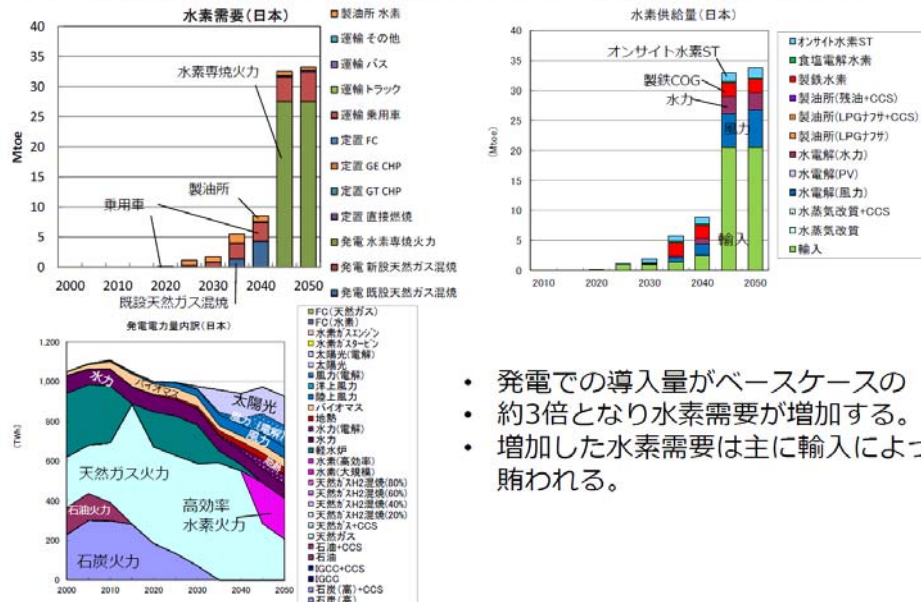
(3) 計算結果



原子力フェーズアウト・CCS無 (日本)

1 Mtoe = 38.78億Nm³

- ・ 日本の原子力発電をフェーズアウト、CCS利用不可とした場合

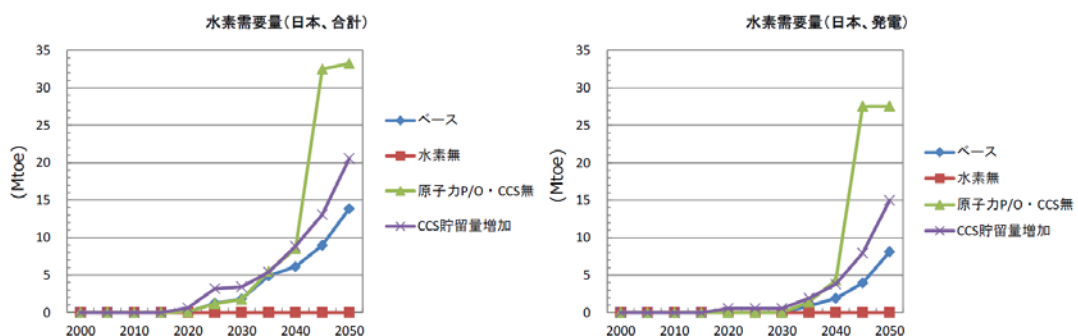


- ・発電での導入量がベースケースの
- ・約3倍となり水素需要が増加する。
- ・増加した水素需要は主に輸入によって賄われる。

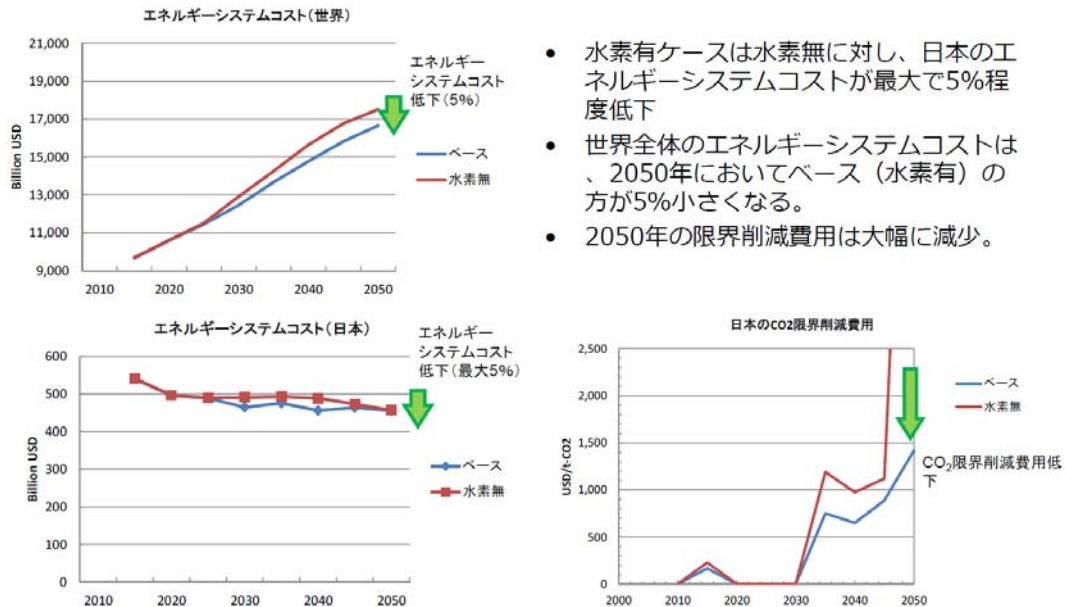
日本の水素需要のまとめ

1 Mtoe = 38.78億Nm³

- ・日本の水素需要は、原子力フェーズアウト・CCS無ケースで約1300億Nm³（2050年）
- ・発電部門の水需要の変化が日本の水素需要に大きく影響する。
- ・日本の水素需要量は、海外の水素製造の条件（CCSの利用可能性）にも依存する。



4. 水素導入の意義の評価 経済性：コスト



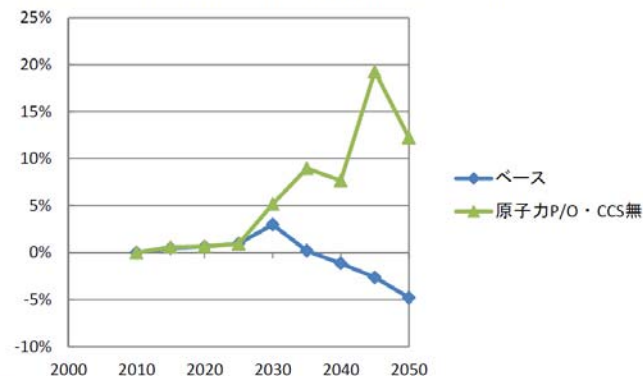
- 水素有ケースは水素無に対し、日本のエネルギーシステムコストが最大で5%程度低下
- 世界全体のエネルギーシステムコストは、2050年においてベース（水素有）の方が5%小さくなる。
- 2050年の限界削減費用は大幅に減少。

4. 水素導入の意義の評価 資源輸入額（国内還元率考慮）

- 燃料輸入に伴う国外流出量

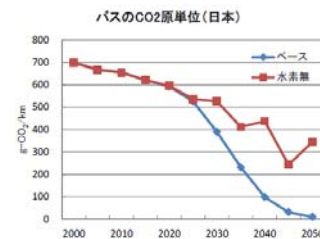
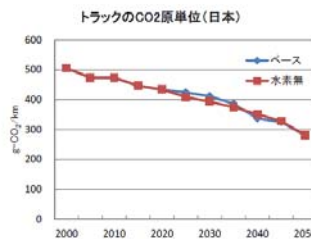
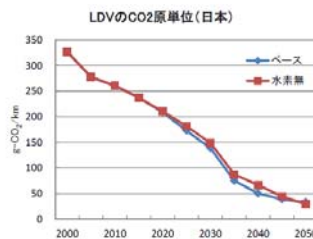
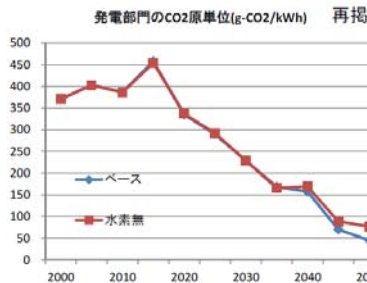
$$= \sum_{\text{燃料}} \text{輸入量} \times \text{燃料価格} \times (1 - \text{還元率})$$
- 還元率 水素：0.535、その他の燃料：0.15（第5回シナリオ研報告より）
- 水素有は、水素需要が増加し始める2035年以降に国外流出額が低減している。
- 原子力フェーズアウト・国内CCS無のように大量に水素を輸入すると、燃料価格によっては、水素無ケースよりも国外流出が増えることがあることが分かった。

水素無ケースとの比較した国外流出量の増減率



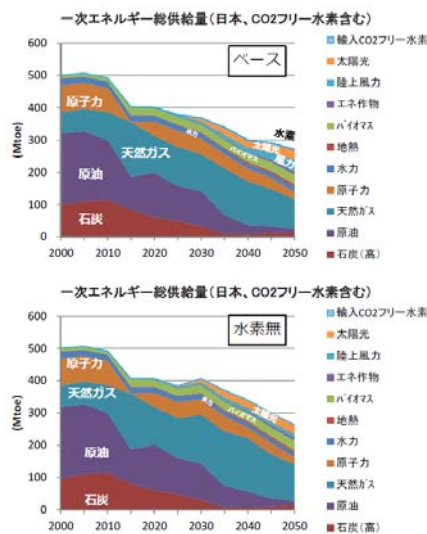
4. 水素導入の意義の評価 環境：CO₂排出量

- 日本のCO₂排出量は、水素有ケースは、水素無しとほぼ同じ。
- 発電のCO₂原単位は2040年以降水素有が小さくなる。
 - 原単位 = CO₂排出量 / 発電電力量
- 運輸部門全体のCO₂原単位は、水素有が最大で10%程度大きくなる。
 - 原単位 = CO₂排出量 / 走行距離（または燃料消費量）
 - 部門別に見ると自動車は水素ありの方が原単位が低い。
 - 水素有ケースでは、船舶、航空で石油系燃料の使用が続き、バイオ燃料等の導入が遅れているため。
- 定置部門は水素有ケースの方がCO₂原単位が増加。
 - 原単位 = CO₂排出量 / 定置部門のエネルギー消費量
 - 石油系燃料の使用が水素なしに比べて小さい。

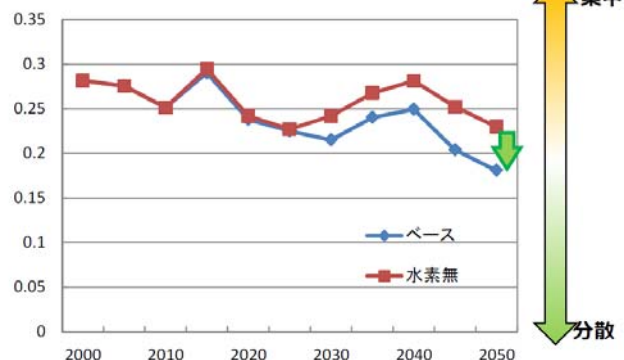


4. 水素導入の意義の評価 エネルギー安全保障

- 水素導入のすすむ2040年以降では、水素有ケースの方が、一次エネルギー源はより分散する。
 - 水素無ケースにおいて、天然ガスのシェアが増加するため一次エネルギー資源がより集中。



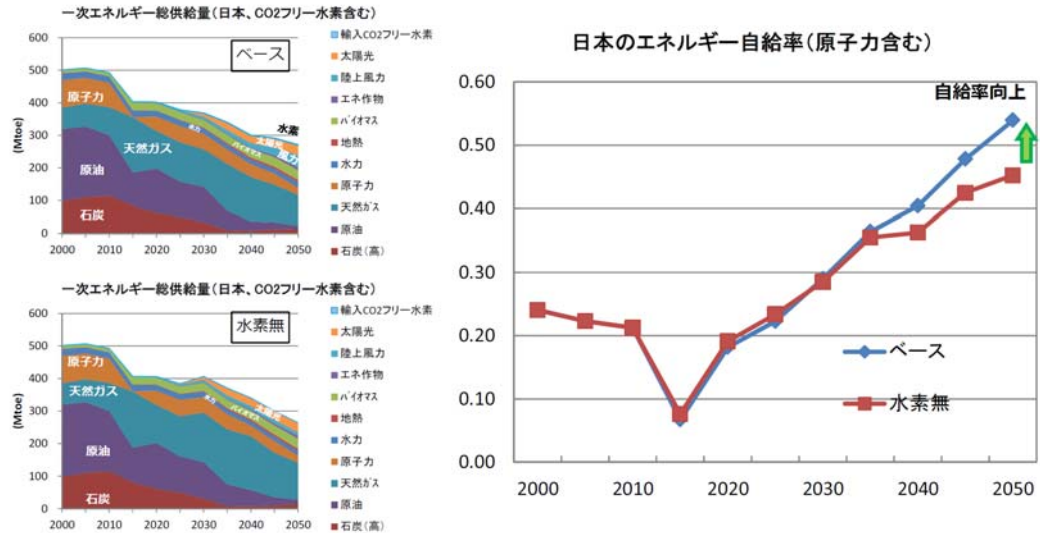
日本の一次エネルギー国内供給シェアのハーフィン
ダール指数



ハーフィンダール指数：シェアの2乗和。値が小さい方が分散を、1が独占状態を示す。

4. 水素導入の意義の評価 エネルギー安全保障

- エネルギー自給率 = 一次エネルギーの国内生産量 / 一次エネルギーの国内供給量
 - 国内産出は、再エネ、原子:
- 水素導入のすすむ2050年では、エネルギー自給率が向上。
 - 天然ガス輸入の減少と、風力の増加で国内産出分が増加。



(4) 結果のまとめ

＜水素利用の意義＞

- 水素技術があることで、各種指標が改善される。

＜世界＞

- 経済性が改善される（エネルギーシステムコスト低減）。

＜日本＞

- 経済性が改善される（エネルギーシステムコスト、CO₂ 限界削減費用低減）。
- 環境性が改善される（CO₂ 原単位の改善する部門あり）。
- エネルギー安全保障が改善される（エネルギー資源多様性、自給率向上）。

5 2017年度について

5.1 水素サプライチェーン／CO₂フリー水素に関する主な国内動向

水素サプライチェーン／CO₂フリー水素に関する主な国内動向を資料5.1に示す。

1) NEDO「水素社会構築技術開発事業」

(1) 未利用エネルギー由来水素サプライチェーン構築（平成27年度～平成32年度）

- ・褐炭×液化水素：川崎重工、岩谷産業、電源開発（資料5.1の①）
- ・副生水素×有機ハイドライド：千代田化工（同②）

(2) 水素エネルギー利用システム開発

- ・水素混焼×コジェネ：川崎重工、大林組（同③）（平成27年度～平成29年度）
- ・水素混焼×大規模発電：三菱日立PS、三菱重工（同④）（平成27年度～平成30年度）

2) IAE 自主研究会「シナリオ研」

- ・化石火力代替水素火力導入シナリオを検討（同⑤）（CO₂フリー水素の許容 CIF 価格で整理）
⇒ 許容水素 CIF 価格=24 円/Nm³ 前後（IAE 試算） 水素 CIF 価格 30 円/Nm³ では混焼利用と想定。

3) METI「水素・燃料電池戦略会議」（平成25年12月～平成28年3月：計7回）

- ・水素・燃料電池戦略ロードマップ（発行：平成26年6月、改訂：平成28年3月）
- ・フェーズ1：水素利用の飛躍的拡大（燃料電池の社会への本格的実装（現在～）
 - ・水素 ST の自立化：2020 年台後半 ⇒ 次年度議論したい。（議論のたたき台）
- ・フェーズ2：水素発電の本格導入／大規模な水素供給システムの確立（2020 年代後半に実現）
- ・フェーズ3：トータルでの CO₂フリー水素供給システムの確立（2040 年頃に実現）
 - ・再エネ由来水素の社会実装に向けた課題が示されている（同⑥）

4) METI「CO₂フリー水素ワーキンググループ」（平成28年5月～平成29年2月：計8回）

- ・再エネから CO₂フリー水素を製造する P2G 技術を再エネ導入拡大といった目下の社会課題への対応に応用しつつ、CO₂フリー水素利活用の足がかりとすべきではないか、等の議論がなされた。

5) METI「福島新エネ社会構想会議」（平成28年3月～平成28年9月：計3回）

- ・福島新エネ社会構想（同⑦）：水素社会実現のモデル構築 ～世界に先駆けて再エネから水素を作り、貯め、使う～：地方の再エネを都市で使う将来モデル
- ・風力等による大規模水素製造（世界最大となる1万kW級の実証）
- ・海外再エネを水素に転換して福島に輸入（FS 等実施）

6) 日本経済再生本部「日本再興戦略 2016 -第4次産業革命に向けて-」（平成28年6月閣議決定）

- ・「改革 2020」プロジェクトのプロジェクト2として「分散型エネルギー資源の活用によるエネルギー・環境課題の活用」が取り上げられ、再生可能エネルギー由来の CO₂フリー水

素の利用について、2020 年度の東京大会に向けた(水素製造・輸送も含めた)開発・実証・導入、テスト稼働のスケジュールが示されている(同⑧)： 地方の再エネを都市で使う将来モデル

7)IAE 自主研究会「シナリオ研」

- ・日本における P2G のあり方を少し検討(同⑨)

＜上記国内動向のまとめ＞

- ・化石燃料を中心とした未利用エネルギー由来の水素サプライチェーン及び利用システムは、中長期の大規模グローバル展開を見据え、2020 年実証等の形で本格展開されている。
- ・再エネ由来水素は CO₂ フリー水素として、経済性の課題を残しつつ、比較的短期での国内小規模導入に向け実証展開が推進されている。

5. 2 2017 年度の研究会について

(1)IAE の提案

上記1の国内動向を踏まえて 2017 年度研究会について、第6回シナリオ研で IAE が提案した内容を以下に示す。

- ・中長期展開(大規模、経済性向上)に焦点を当てた「海外の再エネ由来 CO₂ フリー水素」を主テーマの一つとして、自主研究会を継続実施したい。他にシミュレーションによる需要推算も継続し、話題提供も行う。
- ・研究会の名称は 2016 年度の名称を継続し、メンバーも 2016 年度のメンバーと同じとしたい。

(2)IAE 提案に関する結論

IAE 提案に関する結論(第 6 回シナリオ研での協議結果)を以下に示す。

- ・研究会名称とメンバーを継承し、2017 年度も実施する。
- ・実施内容は、IAE 提案に加え、短期テーマとして IMO による船舶用燃料の硫黄分規制強化対応の水素需要、中長期テーマとして中東の産油国の動向を踏まえた再エネ水素の経済性検討、さらに 2050 年以降も含めた議論をする。

5.3 シミュレーションの今後の方向性

分析を通じて発見した課題と2017年度を含めた今後の方向性(IAE案)を以下に示す

- ・ 年度毎にエネルギー需要、価格、水素技術の前提条件をアップデートしてきたため、過去のケース間の単純比較が困難。
 - 探索的に行ってきたケース分析を半網羅的に実施
 - 明らかにした水素需要量への影響が大きい条件を組み合わせることで分析を行い水素が導入される条件を見出す。
 - 例:CO₂制約、原子力利用、CCS貯留量、水素価格、等
- ・ 再エネの導入量の増大等、顕在化してきた将来の課題に対する水素の貢献の分析。
 - 需要部門間を連携できる水素の特徴を表現できる方策を探索。
 - エネルギー貯蔵(Power to gasと二次電池、他のエネルギー貯蔵技術との競合)
 - 燃料製造(水素、合成メタンなど)
- ・ 考慮している水素製造技術は、大規模展開が可能なコンベンショナルな技術が多い。
 - 例:水電解以外の再エネ由来水素製造法の評価
- ・ 水素輸送需要分野の精緻化
 - 発電部門: 水素火力の電力システムへの貢献の分析
 - ・ 経済性、CO₂削減といった単独の電源としての分析に加え、調整力を持ちうる電源として、電力システム全体への効果・影響を含んだ分析。
 - 定置部門: 水素コジェネの有効性の分析
 - 運輸部門: 車種の細分化(乗用車: 小型・大型等)、燃料供給インフラのストックの考慮
 - 水素の国際輸送: 国際輸送コストは距離比例であるが、地政学的な考察を加えた制約を加える。

5. 4 水素ステーションの経済自立化について ～議論のたたき台～

水素ステーションの経済自立化について、議論のたたき台として検討・整理したものを資料5. 2に示す。

1) 検討の背景

- 「エネルギー基本計画」に明記されている「水素社会実現」に向け、「水素・燃料電池戦略ロードマップ(H2FC 戦略 RM)」に沿って、具体的展開が図られている。
- 具体的には、燃料電池自動車(FCV)については、普及台数目標の設定(資料5. 2の①)や低コスト化に向けたアクションプラン(同②)が示され、水素ステーション(水素 ST)については、整備目標の設定(同③)、自立化時期の設定(同④)、自立化に向けた道筋として「目指すべき水素 ST の整備費・運営費」(同⑤)や「目指すべき水素販売差益(粗利)」(同⑥)、等が示されている。
- これらの中で、極めて重要でハードルが高いものの一つが「水素 ST の自立化」ではないかと考えている。
- 「水素 ST の自立化」は、水素サプライチェーンを含めて考える必要があるとの認識の下、＜水素サプライチェーン商用化の姿＞、＜FCV 普及の姿＞、＜水素 ST 自立化の姿＞を示し、水素の＜需給バランス＞と＜価格バランス＞について定量的検討・整理(一例)を行い、＜論点整理＞を行った。

2) 論点整理

IAE として次年度議論したいと考えている論点を以下に示す

- ① 水素 ST での販売量(政府設定目標 = 8 億 Nm³/年 at 2030 年)
目標達成のためには、FCV 以外の利用を考える必要はないでしょうか？ ⇒ 例えば、水素 ST 近辺の純水素 FC 用等(コンビニ、フォークリフト、等)
- ② 製油所 HPU 代替量(IAE 想定量 = 6 億 Nm³/年程度 at 2030 年)
IAE 想定ベース「現 HPU での水素製造量 57 億 Nm³/年の 10%」はどうでしょうか？
水素調達価格に依存すると思いますが、これくらい導入されないと、全体の＜需給バランス＞と＜価格バランス＞が成り立たないように思いますが、どうでしょうか？
- ③ LNG 火力混焼利用(IAE 想定量 = 8 億 Nm³/年)
IAE 想定ベース「日本の全 LNG 火力の約6割に 5vol%の水素混焼が実施される」はどうでしょうか？
製油所 HPU 代替が進展し、水素調達価格がさらに下がって 25 円/Nm³程度以下になれば、これくらい導入されることが期待できるのではなでしょうか？
- ④ その他利用(IAE 想定量 = 3 億 Nm³/年)
可能性のある利用先、水素調達価格、水素消費量はどうか？
- ⑤ 水素 ST 整備費の償却年数 ⇒ IAE は適当に 20 年と設定しましたが、どうか？
- ⑥ 水素 ST での販売価格に占める差益(粗利)(政府値 500 円/kg)についてはどうか？
- ⑦ ガソリン税に相当する税金は、現時点では考慮していませんが、どうか？

5. 5 製油所 HPU 代替の水素利用について (HPU:Hydrogen Production Unit)

下記理由から、事業用火力よりも多く導入される可能性が高いと考える。

- ① 製油所で使用される水素は重油脱硫用や水素化分解用の化学利用であり、水素でなければならない。

現在、製油所 HPU での水素製造量は推定 57 億 Nm³/年である(下記<製油所での水素需給バランス>参照)。

- ② 事業火力発電用よりも許容価格が高いと考えられる

現状の既存製油所での水素製造コストは、23 ～ 37 円/Nm³であり(下記<現状の水素製造コスト>参照)、HPU 代替としての許容水素価格は事業用火力発電用よりも高いと思われる。

導入初期に政府支援があると、導入が促進され得る。

- ③ 将来、船舶用燃料の低硫黄化規制の可能性が有る(2020 年、あるいは 2025 年に一般海域を航行する 400 総トン以上の船舶の燃料硫黄分規制が現行の 3.5% から 0.5% に強化される予定)。その場合、製油所での重油脱硫用水素の需要量が世界的に急増する可能性が有る。

<製油所での水素需給バランス>

・製油所での水素消費量 : 142 億 Nm³/年

・副生水素量 : 85 億 Nm³/年

⇒ HPU による製造水素量 : 57 億 Nm³/年

2) 「製油所からの水素供給能力評価」調査報告書(JPEC-2012LP-01, 平成 25 年 3 月)

接触改質装置(リフォーマー)から副生する水素量が約 85 億 Nm³/年、水素製造装置(炭化水素の水蒸気改質装置)で生産可能な水素量が約 100 億 Nm³/年で合計 185 億 Nm³/年と推定されている。一方、水素消費(需要)の現状は、主に重油脱硫用、水素化分解用併せて約 142 億 Nm³/年と推定されている。その結果、現在の推定水素需給バランスは約 43 億 Nm³/年である。

<出典:2013 年度の AP 研の成果報告書>

<現状の水素製造コスト>

2-12. 水素の製造方法(まとめ③:経済性)

各製造方法の経済性			
		製造コスト (円/Nm ³)	備考
副生水素	苛性ソーダ	20	・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
	鉄鋼	24～32	・各種資料から12～20円/Nm ³ ・「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」(石油産業活性化センター、平成15年)では16.3円/Nm ³ であるが、最新のエネルギー価格に基づく28.1円/Nm ³ となり、上記の価格に比べ12円の上昇
	石油化学	20	・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
目的生産 (既存設備)	石油精製	23～37	・各種資料から10～24円/Nm ³ ・「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」(石油産業活性化センター、平成15年)では11.1円/Nm ³ であるが、最新のエネルギー価格に基づく23.7円/Nm ³ となり、上記の価格に比べ13円の上昇。
	アンモニア	N.A.	
目的生産 (新規設備)	化石燃料等改質	31～58 (※)ランニングのみ	・改質装置の設備費等は含まない。 ・改質効率を70%と想定。 ・都市ガス(工業・商業用)1.7円/MJ、A重油1.4円/MJ、LPG2.9円/MJ、ナフサ1.8円/MJ ・PSA用電力は0.33kWh/Nm ³ -H ₂ 、2012年の電力平均単価16.5円/kWh
	水電解	84(系統電力) 76～136 (風力～太陽光) (※)ランニングのみ	・電解装置の設備費等は含まない。 ・電解効率は70%と想定。 ・系統電力は2012年の電力平均単価16.5円/kWh ・関連価格算定委員会資料に基づき、風力発電は30万円/kW、太陽光は10kW以上を29万円/kW、10kW未満を38.5万円/kWとし、コスト等検証委員会の手法により発電単価を推計すると、各々14.9円/kWh、23.6円/kWh、26.8円/kWh ・水素製造は発電サイトでの電解を想定していることから、送電コストは含まない。

(※)過去の各種調査より抜粋しており、必ずしも同じ前提に従って計算されたものではない。

また、電力料金、化石燃料価格等の上昇に伴い、現在、コストが高くなっているものもあると想定される

<出典:METI 第5回 水素・燃料電池戦略協議会 WG 資料 2>

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

2016年度シナリオ研の総括

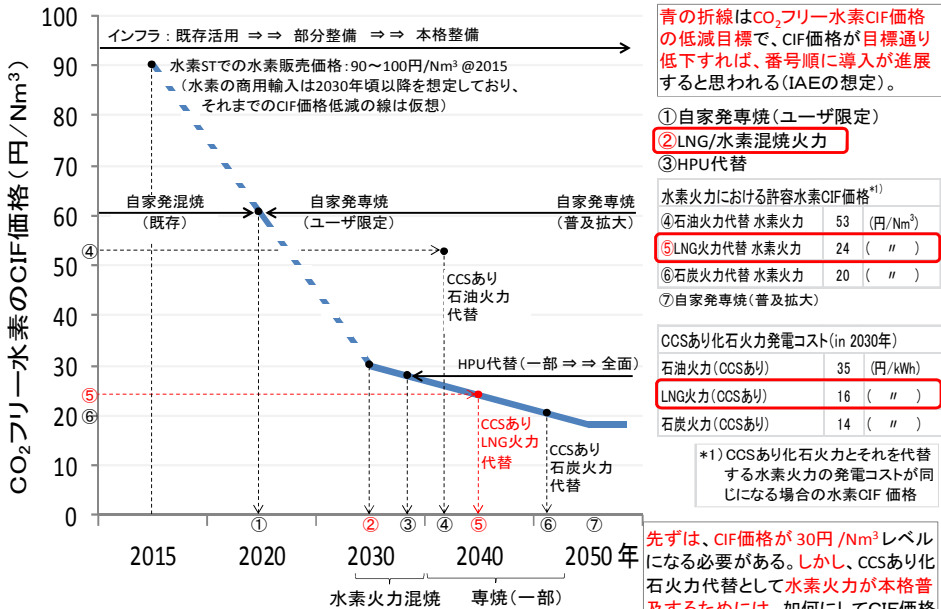
【資料4. 1】

2017.3.10 IAE

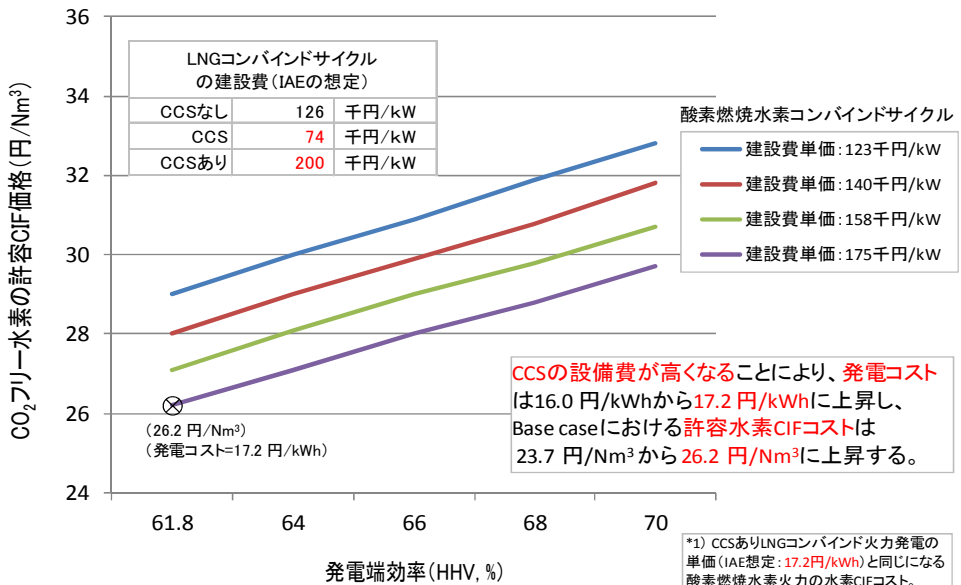
2016年度の全体計画	第4回シナリオ研究会 (2016.7.5)	第5回シナリオ研究会 (2016.10.31)	第6回シナリオ研究会 (2017.2.27)
1 概要 自家発や発電事業用水素発電等燃焼発電の普及等を明示した「水素・燃料電池戦略ロードマップ」がMETIより示された(平成26年6月)。 発電事業用水素発電に関しては、供給安定性が大前提であり本格普及のためには経済性が重要であるということと併せて、本格普及に至るシナリオが明確でないという意見も有識者より出された。 2016年度は、昨年度のシナリオ研の成果を踏まえ、主に以下の項目を取り挙げ、議論する。 2 2016年度の実施項目(予定) 1) 水素普及シナリオの検討 ①コストダウンシナリオ ②インフラ整備シナリオ ③CO₂フリー水素輸入シナリオ ④化石代替水素火力導入シナリオ ⑤まとめ ・水素普及のポイントは供給水素のコストダウンと思われ、その要因分析をする。 ・CIF30円⇒25円⇒20円/Nm³を如何にして達成するか。 ・検討要因:革新技術、スケールアップ、その他 2) 水素エネルギーのコスト構造分析 ①有機ハイドライド ②まとめ ・LNGと液化水素は平成27年度に実施済。 ・有機ハイドライドについて、可能であれば液化水素と同様に実施する。 3) 水素エネルギー経済の検討 ①市場規模の推算 ②経済的インパクト (雇用創出・新産業創出・政府支援等) ③各種問題への貢献性 (環境・資源・エネルギー貯蔵等への貢献性) ④まとめ ・市場規模の推算に関しては、これまでの当研究会の成果(意見調査結果、等)を必要に応じ盛込む。 ・試行⇒本計算という形でステップを踏んで進める。 ・経済的インパクトや各種問題への貢献性については、市場規模の検討結果を踏まえて実施する。 4) 水素需要推算(シミュレーション) ①年度計画 ②ケーススタディー ③まとめ ・弊所案をベースに、各位の意見を反映して実施する。	1 昨年度のシナリオ研の総括と今年度の予定 (IAE) ⇒コメントは特になし。 2 水素火力発電の経済性 酸素燃焼水素火力発電について (IAE) <主なコメントと対応は以下の通り> (3項以降も同じ) ① CCSありLNG火力のCO₂除去率の設定を明確にすべき。 ⇒ 90%(第5回で回答) ② WE-NET の時のトッピング再生サイクルが、今の時代で考えて本当にベストなのかと言う議論、プレイトンとランギンをもう少し一体化するようなアイデアがないのかという議論をする必要がある。 ⇒ 東工大のGHECIに期待(第5回で回答) 3 P2Gに関する検討(基礎検討) 日本におけるP2Gのあり方 (IAE) ① 余剰電力の規模と負荷率は参考文献をよくレビューし計算方法、関係を明確にすること。一番大事なガス製造の設備利用率をきっちと精査しておくこと。 ⇒ 資料5ー10(第5回で回答) ② まとめが少し否定的な表現になっている。小田原や北海道で小規模ではあるが、現実の前向きな取り組みがされている。地域で得た再エネを地域で使う考えが、これからどんどん進展すると思われる。 ⇒ 資料5ー7で修正(第5回) ③ 国内CO₂フリー水素は、海外の安いものが入って来るまで何もしなくていいという印象を与えかねない。何を変えたらもっと変わっていくかという目線で考察してほしい。 ⇒ 資料5ー7で修正(第5回) ④ 水素混合の許容度が書かれているが、天然ガスパイプラインと都市ガスパイプラインでは全然違うと思う。日本の都市ガスへの許容水素混合割合はドイツの1／3程度と書かれているが、本当か? ⇒ 資料5ー7で修正(第5回) ⑤ パタゴニア風力のポテンシャルは非常に高いことが実証されつつある。問題は、年間平均12m/sを超える風速に対応する風車があるかどうか。 ⇒ 今後の課題(関係者)。 4 水素エネルギー経済の検討 水素市場規模の推定(日本総研殿) ① 水素を輸入する場合のプラント／エンジニアリング的な事業費も含まれているのか? ⇒ CIFコストで市場規模を算出する場合は含有(第5回でIAE回答) ② ダブルカウントは避けつつ、国際輸送等の機器・機材のマーケットのまとめがあってもいいように思う。 ⇒ 次回ご報告する(日本総研) ③ 国内のP2Gの元になっている風力発電の機器をマーケットとしてどの程度入れるか? ⇒ 第5回でIAE案を提示 ④ LNG火力の1／3が水素専焼火力に置き換わるとされているが、実際の導入量はbreak-even価格に基づく需要量だけでは決まらないのではないか。 ⇒ 今は価格がイーブンになった上で、シナリオとして1／3と設定し導入量を決定。シナリオが変われば導入量も変わる。1／3が過大か過小かも問題。 5 水素需要推算の進め方 案 (IAE) ① CO₂限界削減コストの時系列の幅を出して、CO₂フリー水素の経済性の目標にどれぐらい適合しているかを示していただきたい。 ⇒ フォローする(IAE)。 ② カーボンプライスをどれぐらい上乗せしていますか? ⇒ 2020年から2030年にかけては 200～300 USD/ton-CO₂です。2050年だけ数千USD/ton-CO₂と高くなっており、そこはまだ精査中です。 6 話題提供 トヨタ自動車における「環境チャレンジ2050」(トヨタ自動車殿) ① ハイブリッド自動車のバッテリーのどれぐらいが使用済みに回せる余地がありますか?ポテンシャルでいいんですが。 ⇒ 調べて、分ればお知らせ致します(トヨタ殿)。 ② 再エネからの水素製造の可能性の表で、新電力会社とガス会社の組合せが入って来るのではないかと思います。 ⇒ そういった可能性は今後検討したい(トヨタ殿)。 ③ 課題一覧の最初に「CO₂フリー水素の定義」と書かれていますが、ご意向を伺いたい。 ⇒ カーボンニュートラルを含めて、もう少し幅広く捉えて言えるようにしたいから(トヨタ殿)。 ④ CO₂フリー水素の定義は、LCAの扱いは別問題にして難しく考える必要はないと思う(委員長)。 ⇒ 第5回で議題2で「CO₂フリー水素の定義」を取り挙げ、IAE案をたたき台として議論した。	1 第4回シナリオ研の総括 (IAE) ⇒コメントは特になし。 2 CO₂フリー水素の定義 (IAE) <研究会としての定義について今回議論した結果> ① IAE提案内容はほぼ妥当。即ち、LCAの概念は適用しない。水素製造から利用までのチェーンの運用に関わるCO₂は考慮するが、素材や機器製造に関わるCO₂は考慮しない。これを基本にその都度、バウンダリーと計算結果を示せば良い。 ② CO₂フリー水素チェーンとCO₂フリー水素サプライチェーンの違い ・CO₂フリー水素チェーン: 利用を含む。車でのWell to Wheelに相当。但し、Wellは不含有。 ・CO₂フリー水素サプライチェーン: 利用は含まない。車でのWell to Tankに相当。但し、Wellは不含有。 ③ 話題となった具体例 ・タンカー製造／運用 ・水素発電(化石利用の混焼) ・工場排熱 ・金属水素化物／水素化アルミ ・CaOによるCO₂吸着／CaCO₃からのCO₂分離 ・廃棄物の熱源利用 ・下水汚泥 ・未利用エネ 3 酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討 (IAE) CO₂フリー水素の許容CIF 価格に及ぼす建設費と発電効率の影響 ① LNGコンバインドでのCCS建設費、酸素燃焼水素火力の建設費や発電効率等を変えてケーススタディを実施。 結果例: CCS建設費を32千円/kWから74千円/kWに変更した場合、CCSありLNGコンバインドと等価発電となる酸素燃焼水素火力のCO₂フリー水素のCIF 価格は約24円/Nm³から26円/Nm³になった。 4 P2Gに関する検討 ～日本におけるP2Gのあり方～ (IAE) ① 資料5ー8(既存の天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合の調査)の5頁<要旨>で、鋼管の水素脆化に関する記述は圧力が書いてないので非常に誤解を招く。これまでNEDOに種々ご支援いただき研究が進んでいる。最新の知見を入れて誤解が生じない最終報告にいただきたい。 ⇒ ご指導の下修正します。⇒ 該当部分を削除 5 水素需要推算 (IAE) ① 今回は条件をかなり変えて計算した。その結果、水素需要量は今までと比べてかなり減った。これまで水素需要の牽引は大規模水素発電(火力)だったが、今回は燃料電池自動車という結果なのである。 ⇒ 発電での水素需要が今回少なかった理由は二つ。一つはエネルギー需要が、前回設定よりだいぶ減ったこと。もう一つは天然ガス等の化石燃料のコストが大幅安くなったこと。 ② 水素発電は、専焼あるいは混焼かも知れないが、どういう競争力がある技術として狙っていくと言うシナリオを書かないと、今後発電が主流になるためのストーリーが成り立たない。 ⇒ 水素発電の低コスト化が必要と思います。 ③ 水素発電が必要というロジックが言いにくい結果になっている。今まで日本でCCSが出来ない場合等も計算した。日本単独の長期、2050年削減目標を設定する手もあると思う。いろんなケーススタディーをしていただきたい。 ⇒ 分かりました。 ④ FCVのコスト設定ががらっと変わったことが水素発電の導入に大きな影響を及ぼしていると思う。もう少し慎重に、間のケースも含めてやった方がいいと思う。 ⇒ 次回以降フォローします。 ⑤ 20枚目のスライド(水素導入の意義の評価:エネルギー安全保障)で、水素がある方が自給率は向上するとの記述に対しグラフは逆で、これは単純ミスですか? ⇒ 後で確認します。 6 水素市場規模推定(暫定)(日本総研殿) ⇒ 要フォローのコメントは特になし。 ① 今回、大規模水素火力発電は設備の耐用年数を40年とし、単純に40分の1の原価償却ベースでマーケットを算出。 ② 大規模水素火力発電の需要量は前回のGRAPEによる推算結果に基づいている。 7 話題提供 超臨界水素搭載の燃料電池自動車、コンプレッサーなしで水素を高圧にする技術(IAE) <以下、委員より補足説明> 超臨界水素搭載の燃料電池自動車はBMWだけが開発中。タンクの中の水素は35MPa、40Kの超臨界状態なので多く充填できるのがポイント。 <最後に (IAE)> GRAPEの水素需要予測で大いに驚いたという部分がございます。感度分析は絶えず討論しており、やってみたい思いはあれど、1サイクルの計算に時間がかかり、1ケースのみ実施した結果を今日お見せできた次第です。	1 第6回シナリオ研の総括 & 2016年度のシナリオ研の総括 (IAE) 資料6-4Iに基づき第5回のシナリオ研の総括を説明し、続けて資料6-5Iに基づき2016年度のシナリオ研の総括を説明。⇒ コメントは特になし。 2 CO₂フリー水素の定義 (IAE) 資料6-6Iに基づき説明。 ⇒ コメントは特になし。 3 水素需要推算 & これまでのシミュレーションの総括 (IAE) 資料6-7Iに基づき水素需要推算を説明し、続けて資料6-8Iに基づきこれまでの総括を説明。 ① 2030年での発電部門のCO₂排出原単位が250 g-CO₂/kWh以下ですが、電源構成のエネルギーミックスでは確か370 g-CO₂/kWhだった。この違いはなぜですか? ⇒ 化石燃料の内訳が若干整合していないからだと思います。構成を含めて確認しておきます。 ② CO₂の限界削減費用が2030年でゼロになっており、非常に不思議な感じがします。RITEの計算では数百USD/t-CO₂ぐらいです。 ⇒ 後で確認します。 ③ 国内産出は再エネ、原子力、自主開発した水素を含む、と書かれていますが、海外でも自主開発をやるという意味ですか? ⇒ 昨年度の記述ですので、削除願います。 ④ 2020年以降、水素ありの方が日本におけるLDVのCO₂原単位が低くなっていますが、これは電源構成が変わるからか? バッテリー、EVに勝つからですか? ⇒ FCVとEVとPHEVと内燃乗用車の加重平均で乗用車全体では、そのような結果になっているということです。FCVがあると下がるということかと思います。 ⑤ バスのCO₂原単位(日本)のグラフは開きが大きいですが、これは大型だとバッテリーEVが導入されないからですか? ⇒ 技術オプションにバッテリーバスが設定されていないからです。 ⑥ 分割された世界のそれぞれの地域で何からCO₂フリー水素を作っているのか? 分かれば、より面白いのではないかと思います。 ⑦ 今後、アップデートされた前提条件の下(条件を揃えて)、これまでに行ってきたケース分析を半網羅的に実施するのは比較的容易であるし、価値があると思う。 それ以外の部分は、現状のGRAPEの世界モデルで解析するには、必ずしも効率的ではないように思います。 ⇒ いろいろ意見をいただいて、それを反映して、シミュレーションの枠に捕らわれず、研究会の中で実施できたらいいと思います。 ⑧ 世界で水素製造を考えると太陽光発電由来の水素は導入されないという表現になるかもしれないが、わが国では系統がない地域では水素による地域間のエネルギー輸送、季節間融通の可能性が出てきている。上手く表現する方法はないですか? ⇒ 再エネも系統に繋がっていていろんな電力を使って水電解の設備利用率を上げて水素を作ることをモデルの中で考慮できれば、違った結果が得られる可能性があるのではないかと思います。 4 水素市場規模推定(暫定)(日本総研殿) 日本総研殿の説明: 今回、IAEの試算内容と整合を取り、CCSありLNG火力発電所の建設費単価を20万円/kWにしました。四捨五入の関係で市場規模の文章数値とグラフ数値が若干ずれていますが、後で整合させます。日本でのFCVトラック導入は、IAEのシミュレーション結果とは違って、ここでは多目に導入されると設定しています。 ⇒ IAE: シミュレーション結果では世界全体で2050年でストックで2割程度導入されてます。地域毎に多少濃淡ありますが、日本総研殿の現状推定でいいと思います。 ① 2016年の水素使用市場規模が5,000億円となっているが、経済産業省の統計資料では83億円となっている。今回の資料では水電解装置の設備投資というようなファクターが入っているのか? ⇒ 大きな違いは石油精製に関連した部分です。石油会社は脱硫用水素を自前で作っているので、政府の統計に販売量としては入っていないと思います。この規模を4,800億円程度と推定しております。 5 2017年度について & 水素ステーションの自立化について 事務局提案: 中長期展開としての再エネ由来の水素チェーンと、足元展開の水素STの経済性をたたき台をベースに議論したい。研究会名称もメンバーも継続実施したい。 ① 政府動向を踏まえて、中長期は2050年以降も入れた方がいいと思う。 ② 中東の産油国の動向を踏まえて、再エネ水素の経済性を検討してはどうか ③ IMOによる船舶用燃料の硫黄分規制強化が、この5年ぐらいの短期スパンで実施されることが決定したので、検討のスクープにいれるのも面白い。 ⇒ 山地委員長: 異論が無いようなので、IAE提案に上記を加えて来年度も継続実施することとしたい。 6 話題提供: 磁気冷凍による水素液化への技術展望 (物質・材料研究機構 沼澤様) ① 磁性体を出し入れする仕事量はどのように見積もっておられますか? ⇒ 磁性体を複数設置することにより、エネルギーロスを5%程度に低減しています。 ② AMRIはプレイトンサイクルになっているのかどうかを教えてください。 ⇒ サイクル操作を断熱消磁のようにやるのでそう表現しています。少し誤解を招くかも知れませんが。 ③ LNGの温度領域から磁気冷凍を使うのが良いとおっしゃった理由は何でしょうか? ⇒ LNG利用可の前提ではエネルギー投入量が液体窒素を使う場合と殆ど変わらないからです。 7 その他 ① 名久井委員の資料『各種水素キャリアを使った大規模水素輸送システムのエクセルギー解析』の改正版を後日、事務局より各位に送付(取扱注意:研究会内限定)。 ② 次回研究会の日時は山地委員長とご相談・決定し、ご連絡させていただきます。

<2016年度の実施項目>

- 水素普及シナリオの検討
 - 化石代替水素火力導入シナリオ
 - 酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討
- 水素エネルギー経済の検討
 - 輸入水素の輸入/海外流出/国内還流金額(グラフ化)
 - 市場規模推定(日本総研殿)
- 既存天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合
- 日本におけるP2Gのあり方
- CO₂フリー水素の定義(別紙にて総括)(シナリオ研として定義し共通認識を醸成)
- 水素需要推算(シミュレーション)(別紙にて総括)



1.2 酸素燃焼水素コンバインド発電の経済性検討 許容水素CIFコスト^(*)に及ぼす発電端効率、建設費の影響



2.1 水素エネルギーのコスト構造の検討

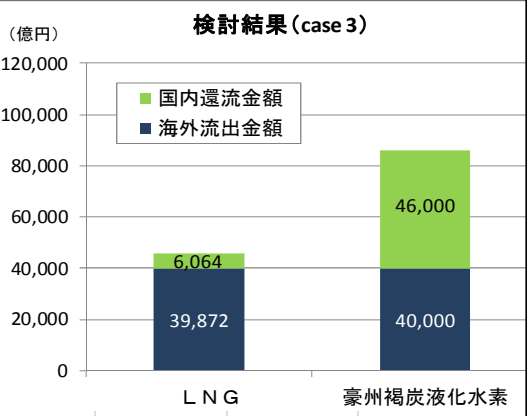
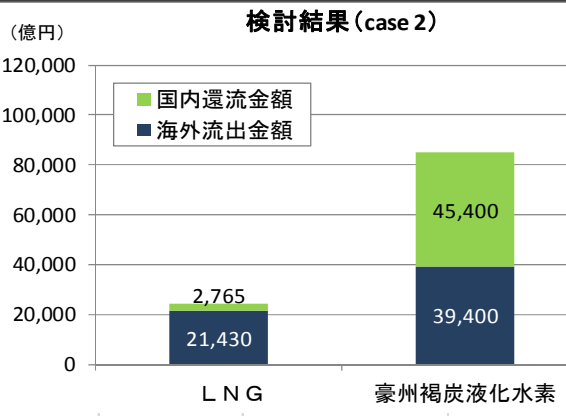
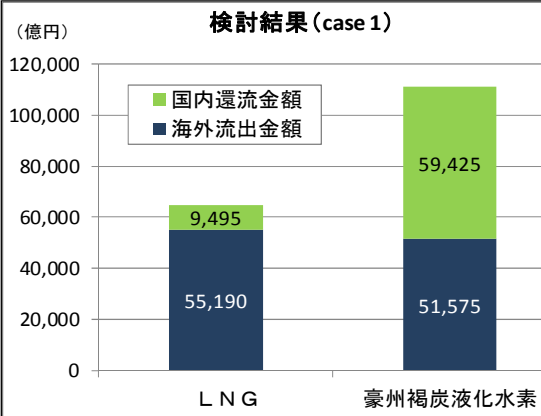
LNG vs 水素: 輸入LNGと熱量等価な輸入水素の
輸入/海外流出/国内還流金額

1.1 化石火力代替水素火力導入シナリオ

<設定条件>

	case 1		case 2		case 3	
	LNG	豪州褐炭 液化水素	LNG	豪州褐炭 液化水素	LNG	豪州褐炭 液化水素
想定時期	震災以降 (2012年)	2030年	震災以前 (2009年)	2030年	震災前の平均	2030年
輸入熱量	4.492百万MMBtu/年		3.432百万MMBtu/年		3.480百万MMBtu/年	
輸入金額 (CIF)	輸入単価	18 \$ / MMBtu	7.5 \$ / MMBtu	29.8円 / Nm ³	11 \$ / MMBtu	29.8円 / Nm ³
	為替レート	80円 / \$	94円 / \$		120円 / \$	
	輸入金額	64,685億円	24,196億円	84,800億円	45,936億円	86,000億円
海外流出率	0.853	0.465(*1)	0.886	0.465(*1)	0.868	0.465(*1)
国内還流率	0.147	0.535(*1)	0.114	0.535(*1)	0.132	0.535(*1)

(*1): KHI殿情報



<考察>

- LNG(成熟チェーン)と豪州褐炭液化水素(将来構想チェーン)の輸入熱量を同じとした場合、LNGに比べ水素は、輸入額が大幅に増えるが、海外流出額は同程度であり、輸入額が増える分国内還流金額が増え、新規産業創出、雇用拡大に貢献すると考えられる。
- 水素チェーンはCO₂削減にも貢献する。

3 既存の天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合

	天然ガスに対する水素の混合割合(vol %)				
	~2	~5	~10	~30	~50
末端利用器具(家庭調理器具等)	○	(○)			
安全性(漏洩時の爆発過酷度)			○	(○)	
天然ガスパイプライン材質(疲労特性等)					○
○: 何もしなくても問題なし。 (○): 何もしなくても問題なしと期待できる。 但し、天然ガスの組成等、実際の条件により許容混合割合は変わる。 水素を混合する天然ガスラインの圧力は40~8 bar					

出典[1]: Onno Florisson - KEMA, NATURALHY: Assessing the potential of the existing natural gas network for hydrogen delivery, GERC Academic Network Event Brussels, 4th June 2010.
出典[2]: FINAL REPORT SUMMARY AND MAIN OUTCOMES, Workshop "Putting Science into Standards: Power-to-Hydrogen and HCNG", EARTO, the European Standards Organisations and the European Commission's Joint Research Centre, JRC Petten, The Netherlands, 21-22 October 2014.

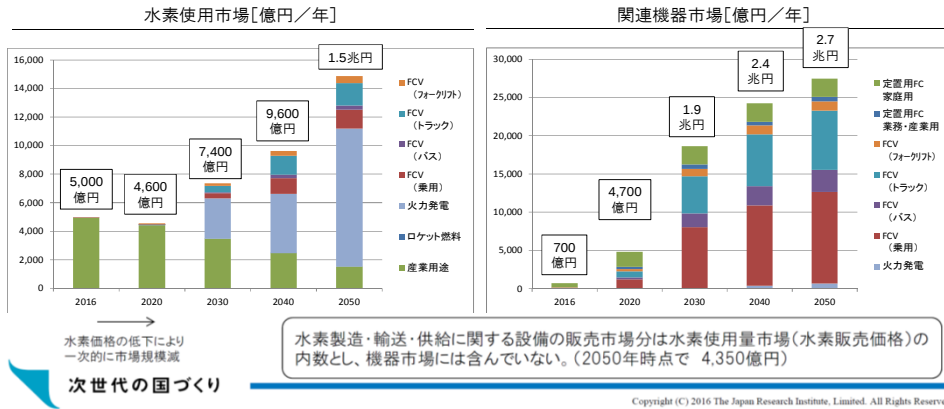
2.2 水素市場規模推定



試算結果(まとめ)

今後、研究会の意見を踏まえ、精査を行う。

2030年以降の推移については現行のロードマップに既定がないため、現時点では現行機器の市場規模を踏まえ当社にて想定した結果である。



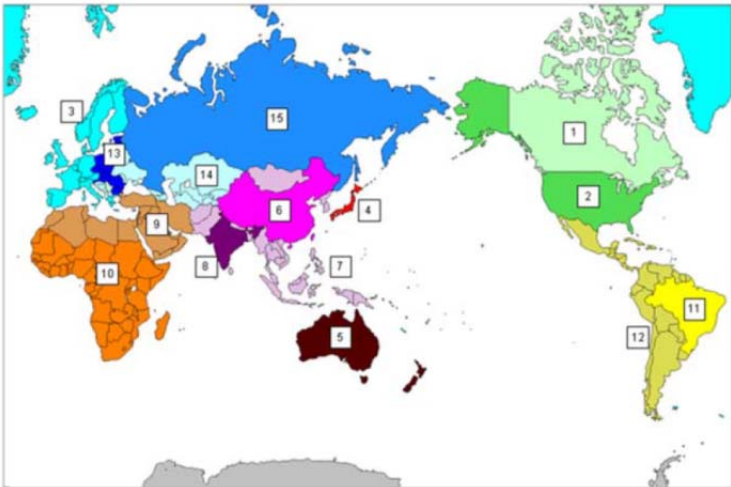
4 日本におけるP2Gのあり方

- 国内P2G(水素製造を国内で行う場合)は、先ずは、経済性より環境性を重視した比較的小規模の地産地消のP2Gの導入が進展すると思われる。具体的検討例や、導入可能性についてのIAEの考えを以下に示す。
 - 具体的検討例:
(第4回シナリオ研でいただいた亀山先生のコメントを引用)
複数のガス会社がコンソーシアムを作って太陽光電力を買い、安定部分電力は系統に入れ、変動部分は水電解で水素を作って都市ガスラインに入れて供給するシステム。
 - 離島やLPG利用地域での導入可能性:
(第4回シナリオ研でいただいた亀山先生のコメントを踏まえたIAEの考え)
系統線がない地域では、変動部分電力と安定部分電力の一部を水電解で水素にし、再エネ発電の長期間変動分を貯蔵する。電力需要が少ない時に水電解で水素を製造し貯蔵しておき、電力需要が多い時、あるいは熱需要が多い時、純水素型燃料電池を有効利用して、電力や熱を供給することが考えられる。都市ガスラインやLPGガスラインがない地域では、液化水素、有機ハイドライド等によるローリー輸送が有効。
- 国内P2Gの規模が大きくなるにつれ、さらに導入が進展するかどうかは経済性の影響が大きくなると思われる。P2Gの経済性を向上させる上では、再エネの変動部分だけでなく安定部分電力も利用した水電解水素製造による設備利用率向上等、各々の条件下で経済性に関してトータルで最適システムにする必要がある。
- 長期的(2040年頃以降?)には経済性が最優先され、経済自立が求められることが考えられる。その場合、海外P2Gを液化水素、有機ハイドライド等の形にして輸入するシステムが実現される可能性が高い。海外の再生可能エネルギー(風力、太陽熱等)のポテンシャルは国内に比べて桁違いに大きく、多くが僻地に分布していることから、未利用化石燃料(褐炭や油田随伴ガス等)由来のCO₂フリー水素と同程度のコストで水素を安価に大量製造できる可能性が試算されている。

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

モデル概要

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



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

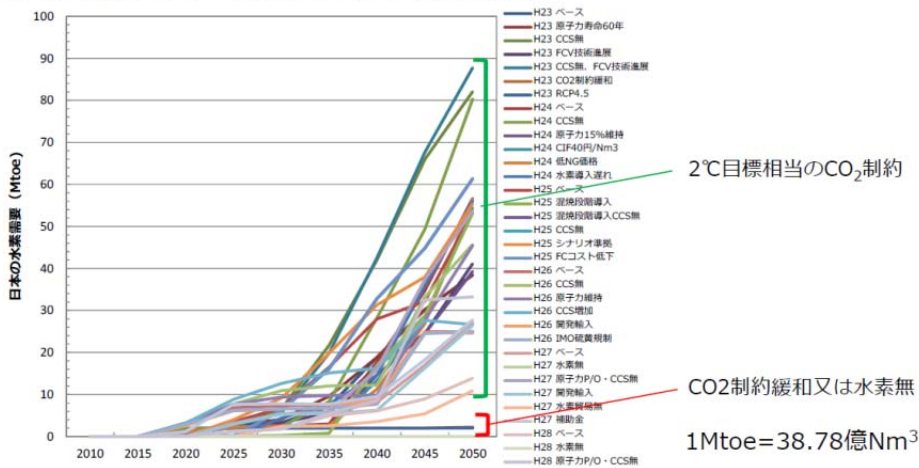
本モデルは、様々な制約条件の下、世界全体のエネルギーシステムコストを最小化している。したがって、計算結果は、実世界の予測を示すのではなく、2050年に世界のCO₂排出を半減している「規範的な姿」を示しているご理解いただきたい。

- 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

総括 水素需要量

- 世界が2度目標を達成するような低炭素社会に向かうこと（CO₂制約があること）が水素導入にとって極めて重要なドライバー
 - BAUやRCP4.5（IEA/ETP2012の2DSと4DSの間だが4DSよりの温度上昇）相当のCO₂制約では、水素はほとんど導入されない。
- 外部条件により、日本の水素需要は大きく変化する。
 - CCS・原子力発電の利用可能性、水素価格、電力需要

研究会で報告したケースにおける日本の水素需要量



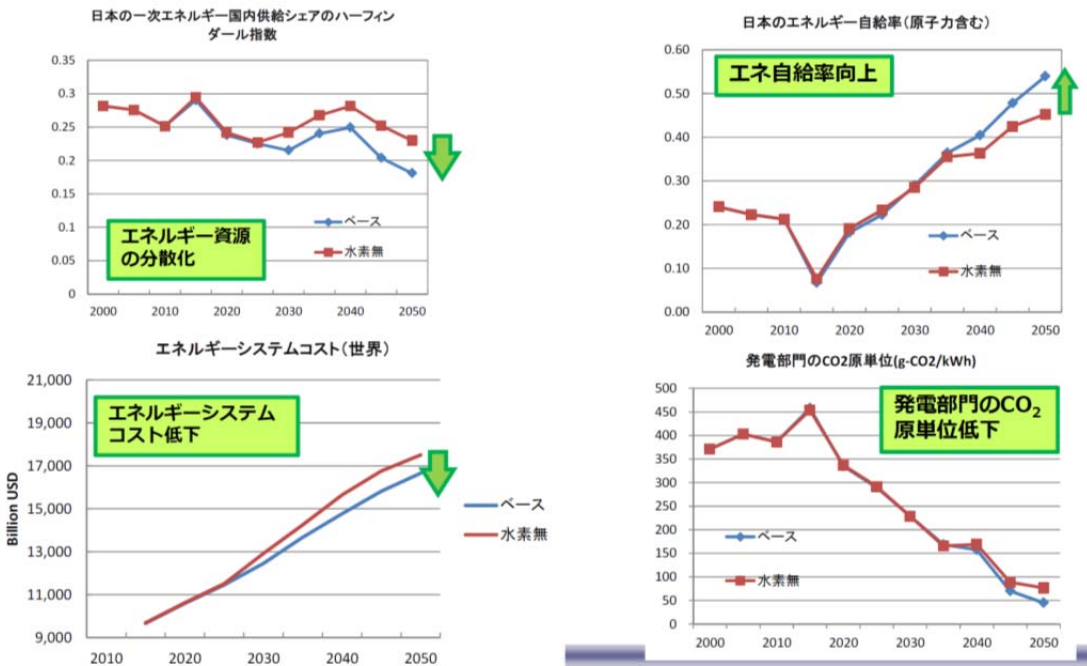
計算条件概要（水素関連）

水素利用量の分析から水素導入の意義へ評価内容を拡張

年度	研究会名	水素需要	水素製造	その他条件、実施ケース等
22	構想研究会	-	-	報告なし。
23		FCV、（トラック、バス、船舶、航空は燃料代替）、水素コジェネ、事業用専焼ガスタービン	輸入の他、国内の水素製造を考慮（副生、製油所、オンサイト製造）	原子力はフェーズアウト CO ₂ 制約、CCSの利用可能性で感度分析
24	AP研究会	同上	水素輸出できる地域を4地域から7地域へ拡大 CIFで30円/Nm ³ となるよう改訂	水素の輸入価格、CCSの利用可能性、原子力利用天然ガス価格で感度分析
25		上記に加え、トラック、バスの台数、水素混焼ガスタービン	14地域で製造輸出が可能 CCSの年間貯留量を改訂（約2億t/年）	上記に加え、混焼発電所の導入時期等で感度分析
26		上記に加え、高効率水素ガスタービン 製油所需要	同上	短期の電源構成を考慮 開発輸入、IMOの硫黄規制などを考慮
27	シナリオ研究会	同上	水素の輸入基地の利用率を考慮	CO ₂ 制約にINDCを考慮 原子力利用を継続 水素無ケースとの比較による水素の意義の明確化 補助金の考慮、貿易無
28		水素ガスタービンの調整力を簡易的に表現	同上	水素導入の意義の精緻化

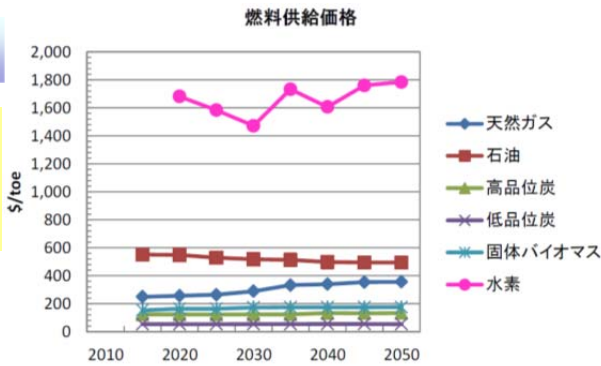
水素利用の意義

- 水素の導入が日本や世界のエネルギーセキュリティに貢献
- 再エネ導入によるエネルギー貯蔵や火力発電の役割についての課題が浮上してきている。



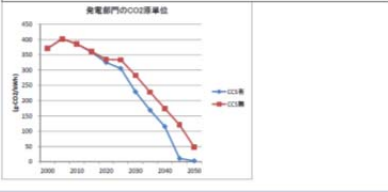
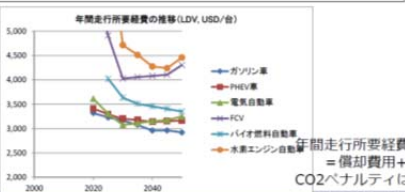
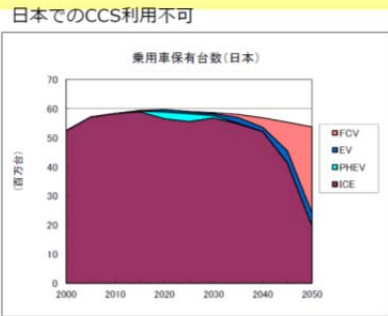
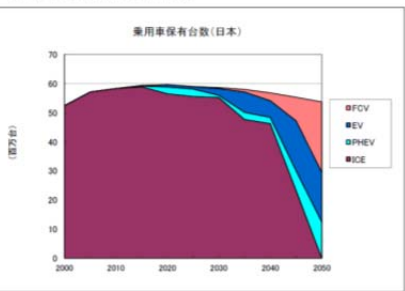
総括 燃料価格、
水素価格

- 世界平均で水素のCIF価格は、約33～40円/Nm³。
- 水素の熱量当たり価格は石油の約3倍



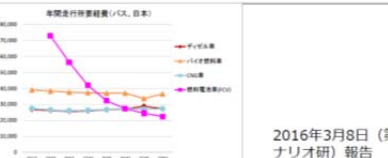
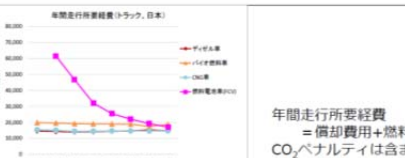
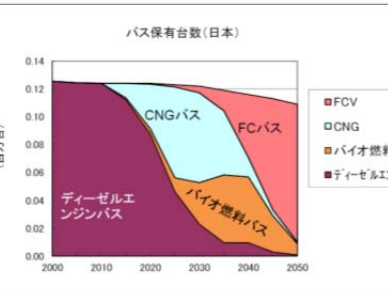
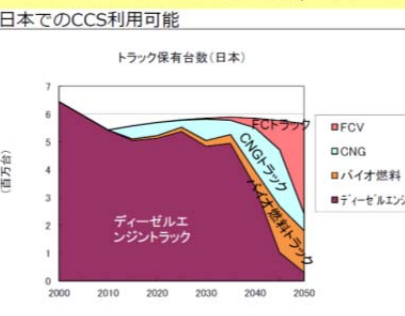
総括 運輸部門

- (4)運輸
CO₂制約の下でFCVやFCトラック、FCバスが導入される。国内でCCSが利用できない場合、電力のCO₂原単位の上昇により、FCVの競争力が増す。



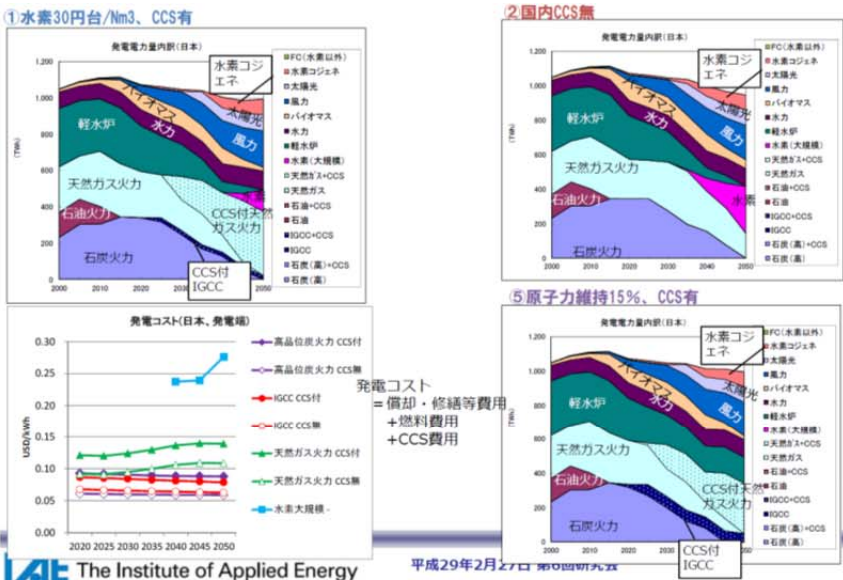
総括 運輸部門

- (4)運輸
CO₂制約が厳しくなる2050年にむけてFCトラック・バスとバイオ燃料トラック・バスが増加する。
- このモデルでは、車への燃料供給インフラはコストとして取り扱い、インフラ整備の慣性は厳密には考慮されていないため、既存車両の寿命(10年または15年)が変化の時定数的なものになっている。



総括 発電部門

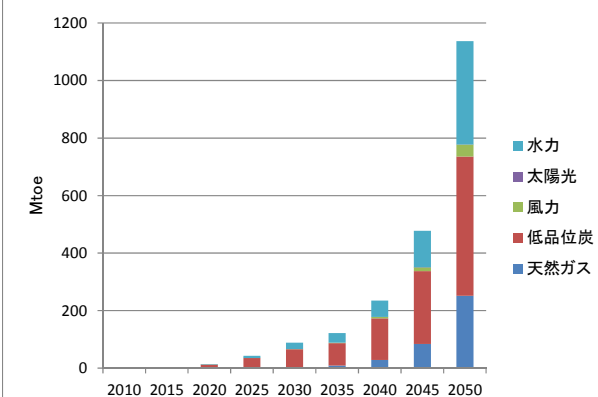
- (2)発電
水素を燃料とする発電は、長期的に主要な電源となりえる。
- 水素専焼発電は、CCS付き火力、原子力発電の導入量、電力需要に大きな影響を受ける。



総括 水素製造

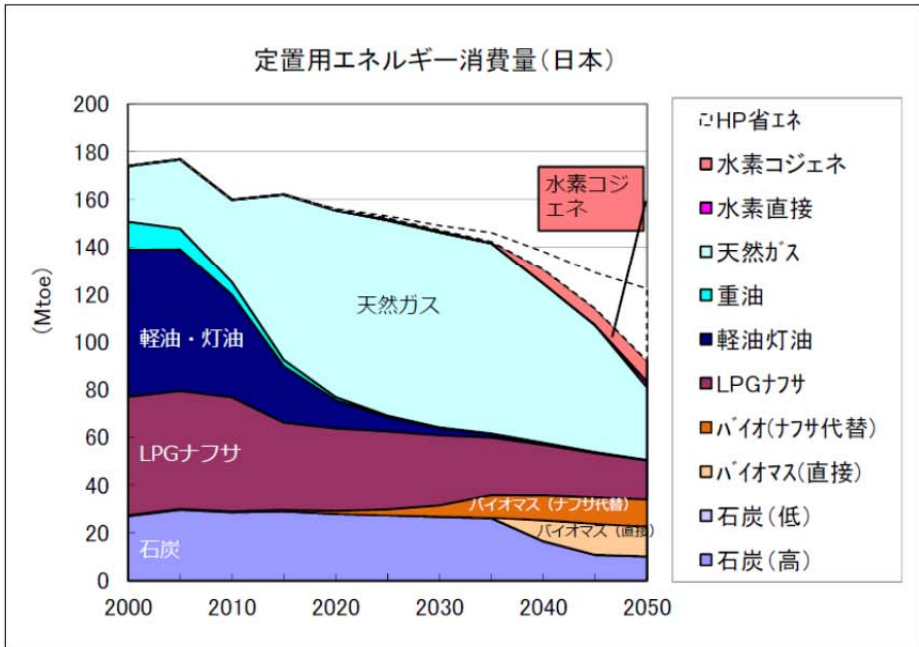
- (5)水素製造
化石燃料：天然ガス由来の水素は、化石燃料の中では製造水素あたりのCO₂排出が最も少ないが、中長期的にコストが上昇し、他原料由来の水素と比べて競争力が十分でない地域もある。低品位炭由来の水素は、CCSを用いることでCO₂制約下で主要な水素源の1つとなる。化石燃料からの水素製造の競争力は、水素製造地域のCCSの利用可能性(貯留量)に大きく影響を受ける。
- 再生可能エネルギー
水力発電：他電源と比べて安価に開発できる範囲までは、設備利用率が高く水電解コストが抑えられるため再生可能エネルギー由来の水素の中では最もコスト競争力がある。開発の障害になる要因(環境問題、水利権等)は取り扱われていないため、導入量には不確実性が存在する。
- 風力発電：最も安価な範囲の電力価格を用いる水力由来の水素よりも高コストだが、水力資源に限られている地域で風力由来の水素も導入される。
- 太陽光発電：設備利用率が低いため、太陽光発電のみと同期した水電解による水素コストは高く、導入されない。
- 現在の想定である特定の電源のみと同期した水素製造プランの蓋然性についても検討する必要がある。

一次エネルギー源別水素製造量(世界)



総括 定置部門

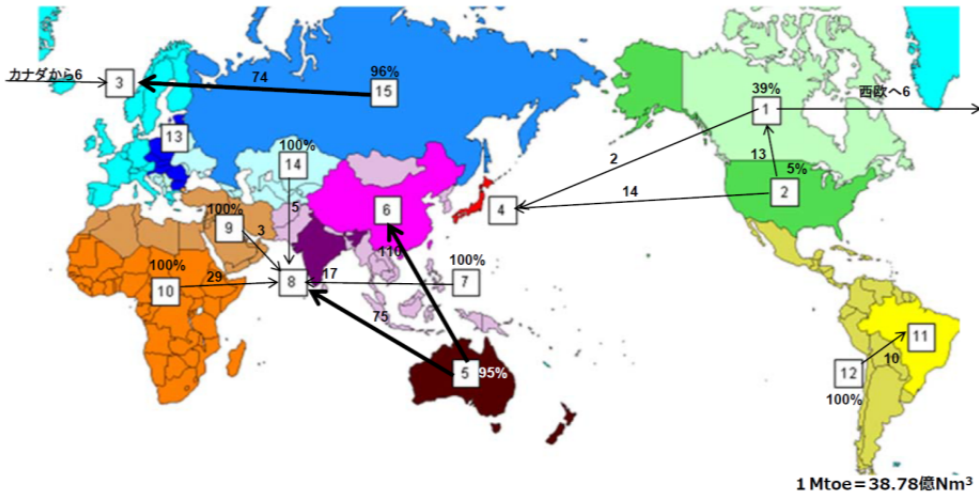
- (3)定置
CO₂フリーの熱を供給できる燃料・技術として水素が導入される可能性がある。モデルではトップダウン的に産業及び民生非電力需要を与えており、事業所や家計の熱電比等によって単位で導入の意思決定がされることが多いコージェネ導入と同じ結果にならない場合もある。



2013年6月11日(第4回AP研) 報告

総括 世界水素輸送

- 輸送コストが距離に依存するため、近い地域へ輸出する。



〔脚注*1: 長期エネルギー需給見通し, 平成27年7月〕
〔脚注*2: METI, エネルギー政策の現状と課題, 平成28年3月10日〕
〔脚注*3: 日本ガス協会, “天然ガス自動車の普及に向けて” 2014年度版〕
〔脚注*4: 自然エネルギー財団, “自然エネルギー資源別統計”〕
〔脚注*5: 発電コスト検証ワーキンググループ, “発電コストの検証に関する報告” 平成27年5月〕
〔脚注*6: METI, 平成26年度(2014年度)エネルギー需給実績をとりまとめました(確報), 平成28年4月15日〕
〔脚注*7: 柴田善朗, “我が国における Power to Gas の可能性”, エネルギー経済 第42巻 第1号, 2016年3月〕

〔脚注*8: 柴田善朗, “再生可能エネルギーからの水素製造の経済性に関する分析”, エネルギー経済 第41巻 第2号, 2015年6月〕
〔脚注*9: “Introduction to Energy Efficiency and Renewable Energies in the Buildings Sector in Germany”, Jelka Schedlinsky, June 22nd, 2015〕
〔脚注*10: 環境省, 地球温暖化対策計画, 平成28年5月13日〕
〔脚注*11: 資源エネルギー庁, 再生可能エネルギーの導入促進に係る制度の現状と課題, 平成27年9月11日〕
〔脚注*12: 村田謙二, “風のアルゼンチン・パタゴニア風力エネルギー資源の現地調査を行って”, 季報エネルギー総合工学 Vo.29, No.2(2006)〕
〔脚注*13: METI, “水素の製造・輸送・貯蔵について”, 第5回水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ, 資料2(平成26年4月)〕
〔脚注*14: http://www.homemate.co.jp/useful/gas_mamechisiki/knowledge/index02.shtml〕

I P2Gに関連事項に関するドイツと日本の比較

1. エネルギー長期目標

1) GHG削減

ドイツ*9
目標 : 2050年 1990年比 -80 %
: 2030年 1990年比 -55 %

日本

目標 : 2050年度 現在比 -80 %*10
: 2030年度 1990年比 -18 %
2005年比 -25.4 %
2013年比 -26 %
1990年比 +7.3 %
1990年比 +10.8 %

現状 : 2013年 1990年比 -23.8 % (推定)

現状 : 2014年度 2013年度
: 2013年度

2) 原子力発電

目標 : 2022年 全廃

目標 : 原発依存度を可能な限り低減
: 2030年度 一次エネルギー供給に占める割合: 11 ~ 10 %
電源構成: 22 ~ 20 %*1

3) 最終エネルギー消費に占める再エネの比率

目標 : 2050年 60 %
: 2030年 30 %
現状 : 2012年 12.4 %

目標 : 2050年度 未定
: 2030年度 13 ~ 14 %*1
現状 : 2012年度 7.4 %

再エネの大量導入が必要

バイオマスの供給安定性の問題、
等を考えると
自然変動型再エネの大量導入が必要
(風力発電、太陽光(PV)発電)

4) 電力消費に占める再エネの比率

目標 : 2050年 80 %
: 2030年 50 %

目標 : 2050年度 未定
: 2030年度 22 ~ 24 %*1
内訳: 地熱 1.0 ~ 1.1 % 程度
バイオマス 3.7 ~ 4.6 % 程度
風力 1.7 % 程度
太陽光 7.0 % 程度
水力 8.8 ~ 9.2 % 程度

現状 : 2014年 26.2 %*2
内訳: 水力: 3.2 %
再エネ(水力を除く): 23 %
: 2013年 25.4 %

現状 : 2014年度 12.2 %*2
内訳: 水力: 9 %
再エネ(水力を除く): 3.2 %

<累積導入量>
太陽光(PV)発電:
風力発電:
合計:

<2013年>*6
3,600 万kW
3,400 万kW
7,000 万kW
出力抑制率 = 0.7 %
(国際連携線の活用)

<2014年>*4
3,820 万kW
3,920 万kW
7,740 万kW

<2014年>*4
2,330 万kW
280 万kW
2,610 万kW

<目標: 2030年>*1
6,400 万kW
1,000 万kW
7,400 万kW

5) エネルギー消費量

目標 : 2050年 2008年比 -50 %
: 2030年 2008年比 -30 % (内挿推定)
現状 : 2013年 2008年比 -3.3 %

目標 : 2050年度 未定
: 2030年度 2005年度比 -22 %*6(UAE計算)
2013年度比 -12.6 %
現状 : 2014年度 2005年度比 -13.5 %*6(UAE計算)

2. P2G実証PJ

1) PJの数

20 以上*7
(欧州全体では約 30 で、水素とメタンが約半々)
ベースロード利用 / 変動ロード利用 : 約 1 / 2*7

2) 利用する再生可能電力

3. CNGステーション(CNG ST)

1) CNG STの数

2) CNG 車の数

915 箇所*3
96,349 台*3

300 箇所*3
43,601 台*3

4. 天然ガスパイプライン*7

1) 整備密度

約 105 m/km²

ドイツの約 1/10

5. 天然ガスの需要 / 地下貯蔵*7

1) 年間需要量

2) 地下貯蔵数

3) 地下貯蔵量

884 億m³/年
51 箇所
228 億m³

771 億m³/年
5 箇所
12 億m³
貯蔵施設の新設が必要

6. 天然ガスあるいは都市ガスパイプラインへの水素混合の許容度*7

天然ガス: 欧州ではHガス(高カロリー天然ガス)とLガス(低カロリー天然ガス)に分類される
Hガス: 北海産の天然ガスは水素を約 15 % 混合しても規格内(最右図)
Lガス: オランダ産の天然ガスは水素を約 15 % 混合しても規格内(最右図)

末端利用器具を含めた既存の天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合の調査結果を右表に示す。
(詳細は資料5-8参照)

	天然ガスに対する水素の混合割合 (vol %)				
	~2	~5	~10	~30	~50
末端利用器具(家庭調理器具等)	○	(○)			
安全性			○	(○)	
天然ガスパイプライン材質(疲労特性等)					○
○: 何もしなくても問題なし。 (○): 何もしなくても問題なしと期待できる。 但し、天然ガスの組成等、実際の条件により許容混合割合は変わる。 水素を混合する天然ガスラインの圧力は40~8 bar					

7. 熱需要 / 電力需要の割合*7

約 2.4

8. 最終エネルギー需要に占める天然ガスの割合*7

約 25 %

9. 総括

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

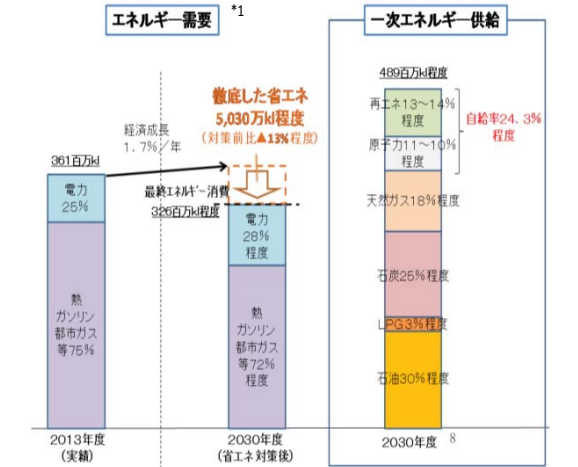
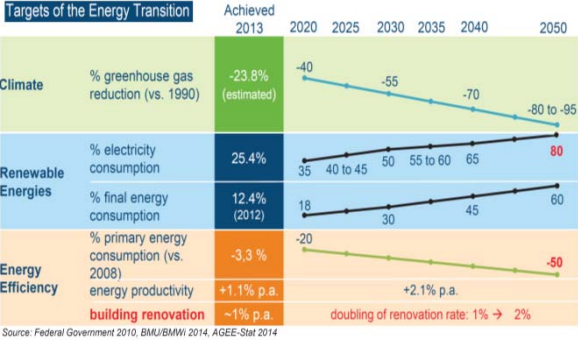
都市ガス: 日本では都市ガスは7グループ(13種類)に分類される。
13Aの都市ガスを対象とした場合、許容水素混合割合はかなり低い(最右図の緑の破線枠)。

左表は下記資料をまとめたものである。
①: Onno Floris - KEMA, NATURALHY: Assessing the potential of the existing natural gas network for hydrogen delivery, GERG Academic Network Event Brussels, 4th June 2010.
②: FINAL REPORT SUMMARY AND MAIN OUTCOMES, Workshop "Putting Science into Standards: Power-to-Hydrogen and HCGN", EARTO, the European Standards Organisations and the European Commission's Joint Research Centre, JRC Petten, The Netherlands, 21-22 October 2014.

約 1.5
約 11 %

(熱需要が灯油等の石油製品で賄われている割合が比較的高い)
(熱需要石油製品の代替による低炭素化も必要と思われる)

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



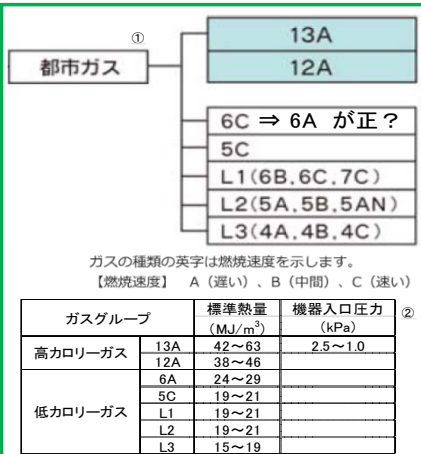
Wobbe指数:

燃焼器のノズルから噴出するガスの速度が、ガスの比重に影響を受けることを補正した燃焼性指標の一つ。

ウォッベ指数(WI)はガスの燃焼性を示す指標のうち、噴出熱量インプットを示す指数であり、以下の数式で表される。

WI = H / √S
H: ガスの総発熱量(メガジュール/ノルマル立方メートル)
S: ガス比重(空気=1)
ここで、総発熱量を比重Sの2乗根で除するの、燃焼器ノズルに於けるガスの噴出量が1/√Sに比例するからである。これにより、ガス種類によらない噴出熱量が示される。

ガスの噴出熱量は、原料組成、製造設備の操業条件等により大きな影響を受けるが、ウォッベ指数が定められた燃焼性の範囲を逸脱すると、燃焼が不安定となり不完全燃焼や赤熱不足といった現象が生じる。法的には、このウォッベ指数と、燃焼速度を示す指数である最大燃焼速度 MCP (maximum combustion potential) を法で定められる方法により測定・記録し、それらの値が供給約款で定められたガスグループの燃焼性の範囲内に入るよう調整・管理することが求められる。(出典: 石油/天然ガス用語辞典)



出典①: <http://home.tokyo-gas.co.jp/gas/userguide/shurui.html>
出典②: http://www.homemate.co.jp/useful/gas_mamechisiki/knowledge/index02.shtml

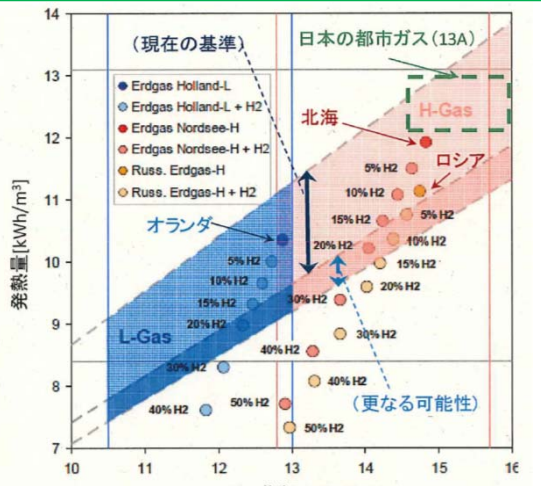


図 3.6 ドイツにおける天然ガスの熱量規格と水素混合による影響*7

出所: "DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, "Energieeinsparung in Erdgasnetzen Power-to-Gas", Fachtagung „Erdgas Umwelt Zukunft“, 2. Februar 2011)に筆者加筆。
注: 縦軸は発熱量、横軸はウォッベ指数(機器の安全燃焼適合の指標)。“更なる可能性”とは、DBIの構案であり具体化していない。

- 1 IAE提案の位置づけ
- (1) METIの「CO₂フリー水素ワーキング」や、FCCJの「CO₂フリー水素ワーキング」において、CO₂フリー水素の定義が議論されている。
- (2) これら「CO₂フリー水素ワーキング」に対する提案するということではなく、シナリオ研として“CO₂フリー水素の定義”を明確にし、共通認識を醸成したい。
- 2 IAE提案の内容
- (1) 水素製造から利用までのチェーンに焦点を当てた定義とする。(原料採掘や採取、原油蒸留等は範囲外)
- (2) LCAの概念は適用しない。即ち、水素製造から利用までのチェーンの運用(電力・燃料・熱、等)に関わるCO₂は考慮するが、素材や機器製造に関わるCO₂は考慮しない。(理由は、バウンダリーをできるだけシンプルにすべく、素材や機器製造よりもチェーンの運用に関わるCO₂排出に焦点を絞ったから。)
- (3) チェーンから排出される炭化水素等の炭素成分は、一般的に大気放出時は燃焼(熱回収)された後、CO₂として排出されると思われるので、炭素数基準でCO₂換算する。
- (4) チェーンの構成は種々あることから、CO₂フリーの程度(CO₂除去・固定化率)は一義的に定義せず、その都度、バウンダリーと計算結果を明示することとする。算出方法は、以下の考えとする。
- ① 基本は、チェーンとしてのCO₂フリーの程度(一つのチェーンについて、CO₂を除去しない場合に対してCO₂を除去した場合のCO₂削減率)を示す。
- ② 必要に応じ、既存エネルギー(ガソリン・LNG、等)に対するCO₂削減効果を示す。

- 3 水素源
- 1) 化石燃料水素(改質、ガス化)(炭素含有)
- 2) バイオマス水素(ガス化)(カーボンニュートラル)
- 3) 再エネ発電／水電解水素(炭素不含)
- 4) 核熱利用／高温水蒸気電解水素(炭素不含)
- 5) 太陽光利用／光触媒水分解水素(炭素不含)
- 6) 副生水素
- ① カーボンニュートラル副生水素(下水／農産／畜産バイオガス)
- ② 食塩電解副生水素(再エネ発電電力利用)(炭素不含)
- ③ 食塩電解副生水素(グリッド電力利用)(炭素含有)
- ④ 鉄鋼副生水素(炭素含有)
- ⑤ 製油所副生水素(炭素含有)
- ⑥ 石油化学副生水素(炭素含有)

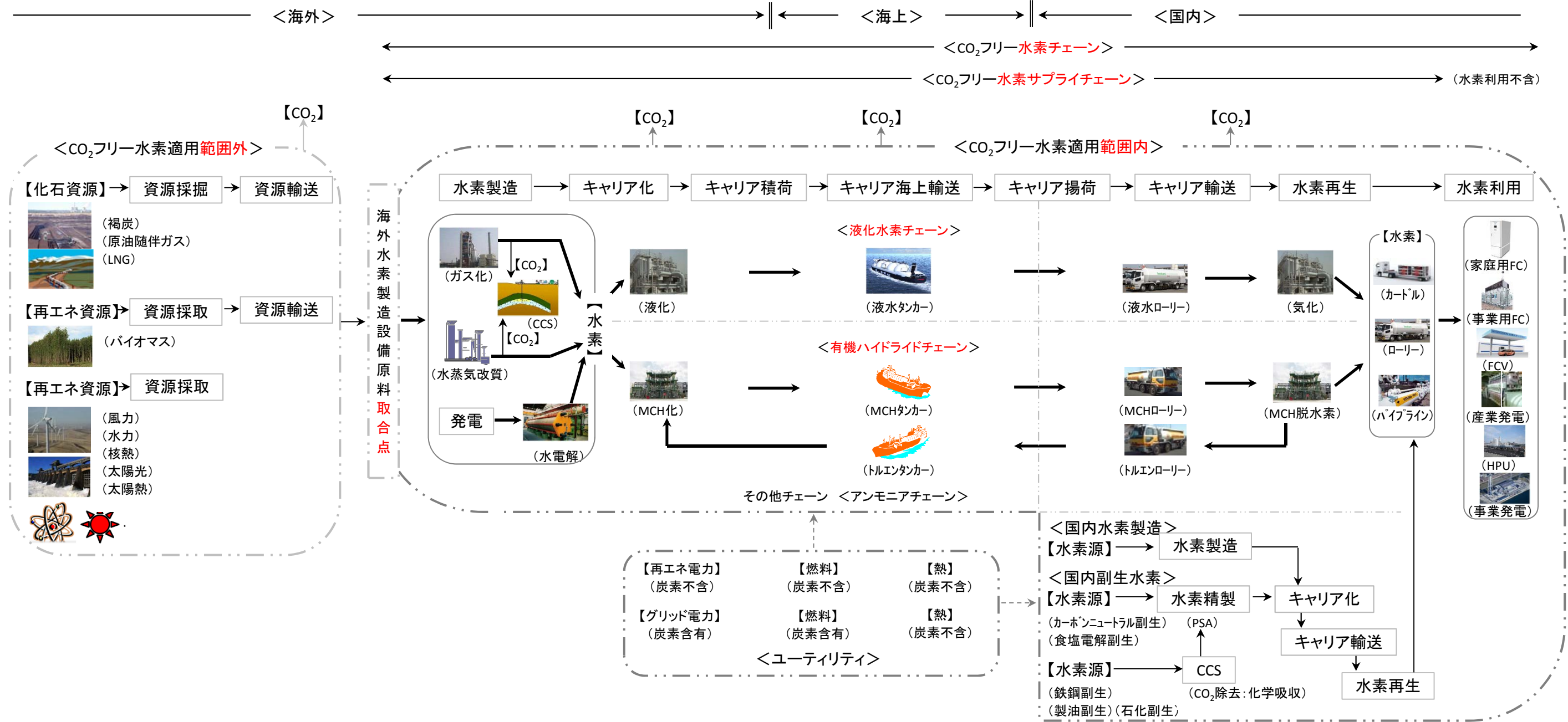
《第5回シナリオ研でいただいた主なコメント》

(1) 第5回のIAE提案内容は、ほぼ妥当。これを基本に、その都度バウンダリーと計算結果を示せば良い。

(2) CO₂フリー水素チェーンとCO₂フリー水素サプライチェーンの違い

① CO₂フリー水素チェーン: 水素利用を含む。
車でのWell to Wheelに相当(但し、Wellは含まない)

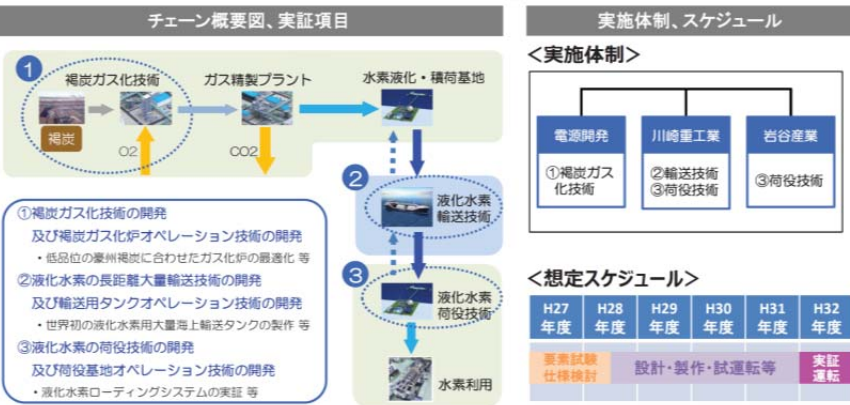
② CO₂フリー水素サプライチェーン: 水素利用を含まない。
車でのWell to Tankに相当(但し、Wellは含まない)



CO₂フリー水素普及シナリオ研究（2017年度用）水素サプライチェーン／CO₂フリー水素に関する主な国内動向

① 【未利用水素サプライチェーン】①褐炭×液化水素

- 豪州側にて水素製造→水素液化→液化水素積荷を行い海上輸送し、日本側において揚荷→供給を行う製造・貯蔵・輸送・利用一体となった液化水素サプライチェーンの構築を目指す。
- 本事業では、その実現のために重要な技術となる、豪州の未利用エネルギーである褐炭を用いた「①褐炭ガス化技術の研究開発」、現状のLNG内船給と同規模の輸送用タンクによる「②液化水素の長距離大量輸送技術」、②に対応する「③液化水素荷役技術」の研究開発を実施する。

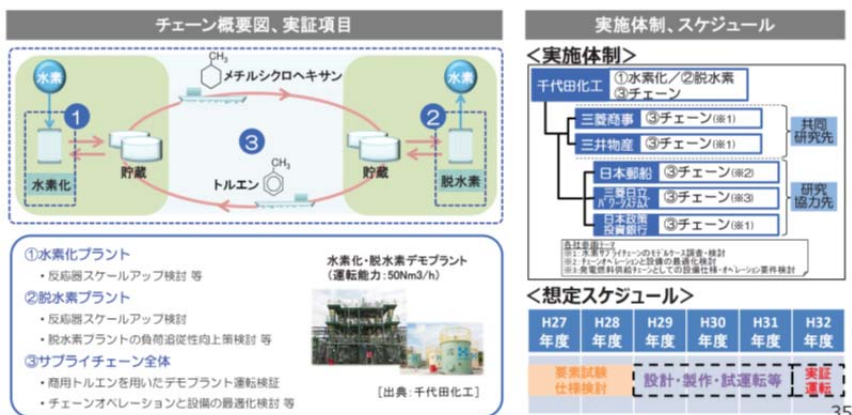


34

② 【未利用水素サプライチェーン】②副生水素×有機ハイドライド*

- 未利用資源由来の水素を、有機ケミカルハイドライド法により消費地まで輸送し、需要家に対し水素を供給する数千Nm³/hr～数万Nm³/hr規模の水素サプライチェーンを実証運用する。

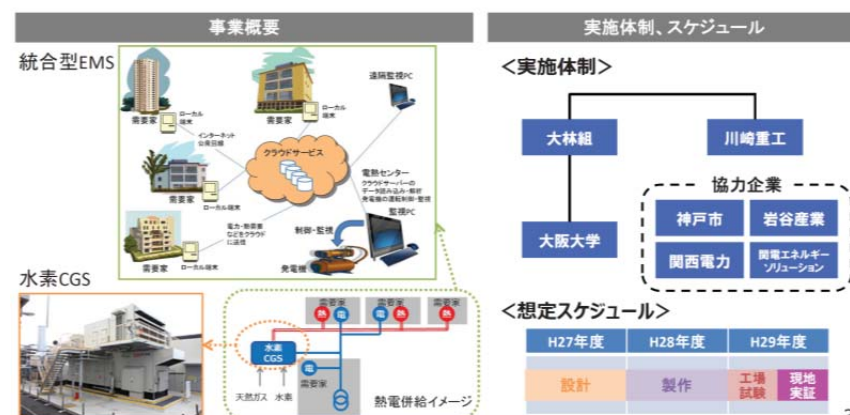
- 本事業では、全体を第1期(2年)と第2期(4年)に分ける。第1期において水素サプライチェーンの運用に必要な基盤技術の検証、実証運用チェーンの適切な規模・形態・実施時期について検討し、その結果を踏まえて第2期の実施内容を決定する。



35

③ 【水素エネルギー利用システム】③水素混焼×コジェネ

- 神戸エリアにおいて、1MW級水素ガスタービン発電設備(水素CGS)を「電気」「熱」「水素」エネルギー供給源として用いて、地域レベルでのエネルギー効率利用を目指す新エネルギーシステム(統合型EMS)の技術開発・実証を行う。
- 水素・天然ガス混焼ガスタービンの燃焼安定性の検証、双方向蒸気融通技術の確立、統合型EMSの経済的運用モデルの確立に取り組む。



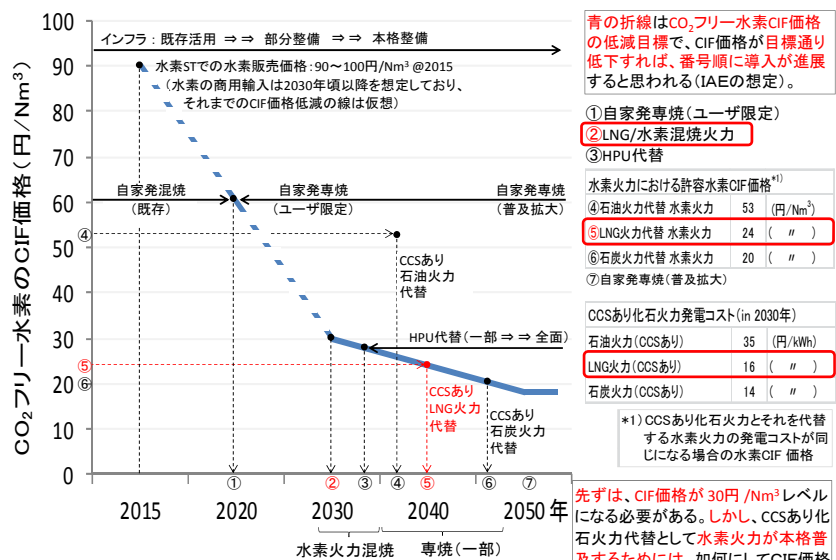
36

④ 【水素エネルギー利用システム】④水素混焼×大規模発電

- 既存の発電所に適用可能な天然ガス・水素混焼ガスタービン(水素の体積割合20%)の燃焼器の研究開発やプラントの設計技術開発を行う。
- 安定的な天然ガス・水素混焼運転のために、燃焼解析の高度化、要素試験、単缶燃焼器実圧燃焼試験等に取り組み、機器の改良設計・シミュレーション、プラント設計計画策定を行う。



37



⑤ 化石火力代替水素火力導入シナリオ

⑦ 福島新工社会構想

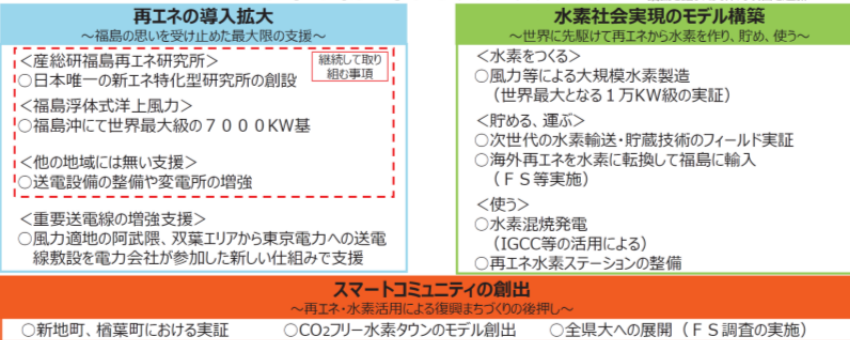
資料 2

- これまでの取組**
- 福島県を再生可能エネルギー先駆けの地とすべく、再生可能エネルギー設備導入や、再生可能エネルギー研究所創設を支援
 - 福島浜通り地域の産業基盤の創出を目指す原動力としてイノベーション・コスト構想を推進（再エネを重要な柱に位置づけ）

- 新エネ社会構想**
- イノベーション・コースト構想の新エネ分野を加速化
 - その成果も活用しつつ、福島県を未来の新エネ社会を先取りするモデル創出拠点とするための取組を推進

未来の新エネ社会のモデル創出

※下記例示に加え、構想実現会議での提案
議論を踏まえ具体的項目を追加

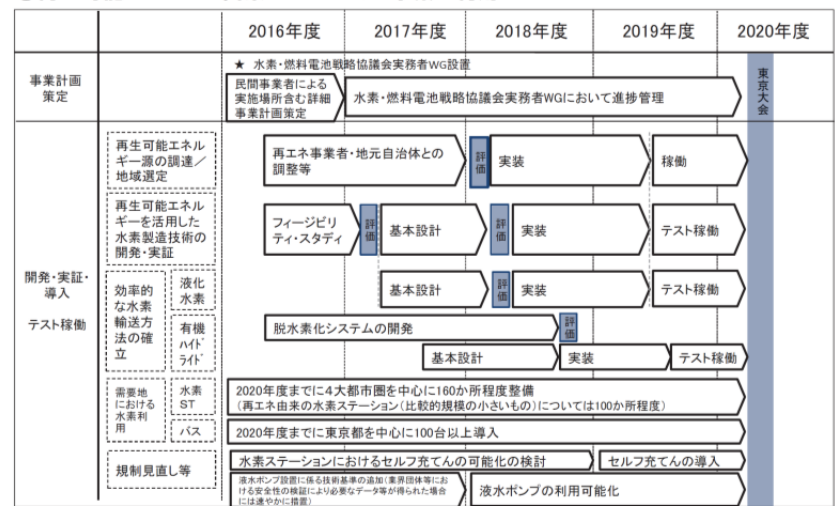


1

2. 分散型エネルギーの活用によるエネルギー・環境課題の解決

「改革2020」工程表

①再生可能エネルギー由来のCO2フリー水素の利用



【出典】http://www.kantei.go.jp/jp/singi/keizaisaisei/pdf/kaikaku2020_kouteihyo.pdf
首相官邸 日本経済再生本部

＜日本における P2G のあり方＞（2016年度のシナリオ研で示した IAE の考え） ⑨

- 1 国内で、まずは経済性より環境性を重視した比較的小規模の地産地消の P2G の導入が進展すると思われる。
- 2 国内 P2G の規模が大きくなるにつれ、さらに導入が進展するかどうかは経済性の影響が大きくなると思われる。
- 3 長期的には経済性が最優先され、経済自立が求められることが考えられる。その場合、海外 P2G を液化水素、有機ハイドライド等の形にして輸入するシステムが実現される可能性が高い。

【出典】①～④、⑥：資源エネ庁 星野昌志，水素社会の実現に向けた取組（平成 28 年 6 月 8 日）
 ⑦：www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy.../fukushima/pdf/001_02_00.pdf
 ⑧：http://www.kantei.go.jp/jp/singi/keizaisaisei/pdf/kaikaku2020_kouteihyo.pdf
 ⑤、⑨：シナリオ研（IAE 主催の自主研究会）

<水素サプライチェーン商用化の姿> (by KHI)
(KHI の FS: 豪州褐炭由来の CO₂フリー液化水素)
・液化水素船: 16 万 m³タンカー × 2 隻 運航
・輸入水素量: 25 億 Nm³/年
・CIF 価格: 29.8 円/Nm³

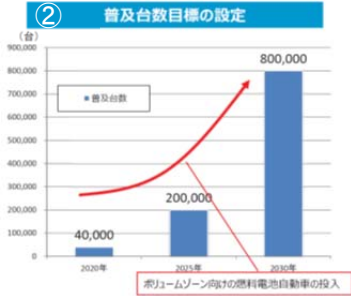
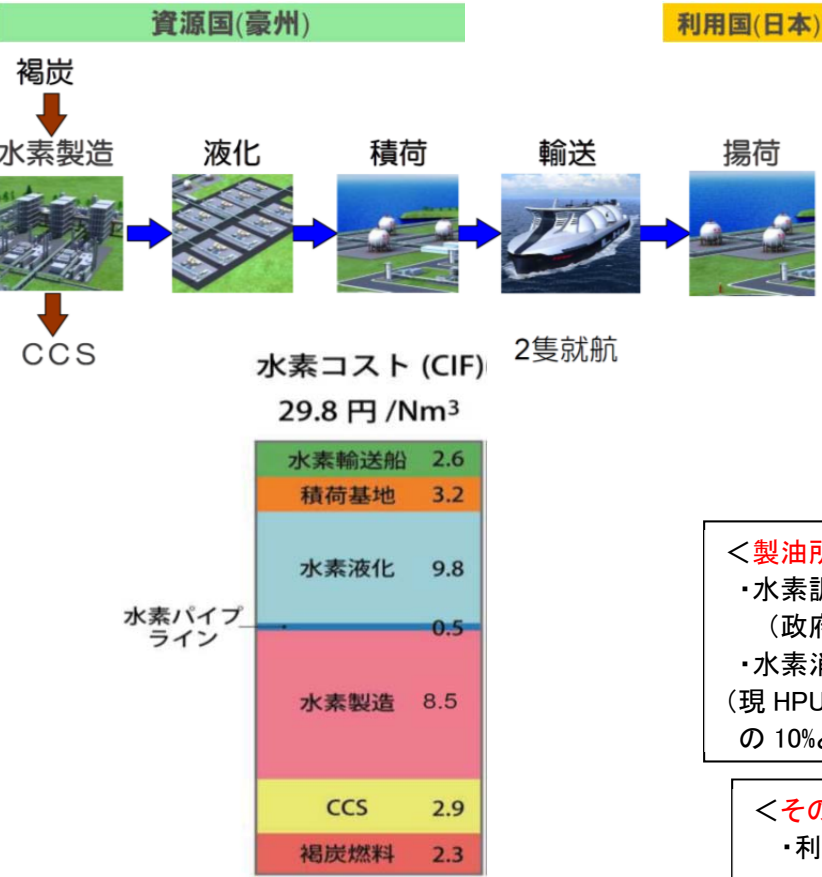
<FCV 普及の姿> (by METI)
・普及台数: 80 万台
・年間走行距離: 9,000 km
・燃費: 105 km/kg
・水素消費量(*1): 約 8 億 Nm³/年

(*1) 80 万台 × 9,000km/(台・年)/(105km/kg)
= 69 百万 kg/年 = 7.7 億 Nm³/年

<水素 ST 自立化の姿> (by METI) (⇒・・・は IAE の考え)
・自立化の時期: 2020 年代後半 ⇒ 2030 年
・基数: 900 基
・水素供給能力: 平均 300 Nm³/(h・基)
・営業状況(*1): 12 時間/日、11.5 か月/年
・稼働率: 70 % (稼働率 100%の定義: 1 日 12 時間の営業時間内フル稼働)
・水素販売量(*2): 約 8 億 Nm³/年
・水素販売価格: 96 円/Nm³ (1,076 円/kg) (by IAE, 左下添付②)
・差益(粗利)(*3): METI 44.6 円/Nm³ (500 円/kg) ⇒ IAE 36.6 円/Nm³ (420 円/kg)

(*1) 保守点検対応を含む
(*2) 300Nm³/(h・基) × 900 基 × (12h/d) × (365d/y) × (11.5m/12m) × 0.7 = 7.9 億 Nm³/年
(*3) 差益(粗利) = 販売価格 - 製造原価

① 2030年に向け実用可能性検討の結果



③ (FCV 累計 80 万台)
(水素消費量: 約 1,000Nm³/(台・年))
(合計: 約 8 億 Nm³/年)



<製油所 HPU 代替普及の姿>
・水素調達価格: 想定 30~25 円/Nm³
(政府支援が必要)
・水素消費量: 想定約 6 億 Nm³/年
(現 HPU での水素製造量 57 億 Nm³/年の 10%と想定)

<事業用水素発電普及の姿>
・LNG/水素混焼
・水素調達価格: 想定 25~20 円/Nm³
(政府支援が必要)
・水素消費量: 想定約 8 億 Nm³/年
(100 万 kW の LNG 火力に水素 5vol%混焼: 0.4 億 Nm³/(基・年) × 20 基と想定)
(LNG 火力 at 2030: 100 万 kW × 34 基相当)

<その他普及の姿>
・利用先: 自家発 GT コージェネ
: 業務用純水素 FC
: FC 鉄道車両、船舶、etc.
・水素調達価格: 30~20 円/Nm³
(政府支援が必要)
・水素消費量: 約 3 億 Nm³/年

<需給バランス> (先ずこの成立が必要)
・輸入水素量: 25 億 Nm³/年
・水素 ST での販売量: 8 億 Nm³/年
・製油所 HPU 代替量: 6 億 Nm³/年
・LNG 火力混焼利用: 8 億 Nm³/年
・その他利用: 3 億 Nm³/年

<価格バランス> (最終的にこの成立が必要)
・水素販売価格: 96 円/Nm³ (1,076 円/kg)

(1) 水素 CIF 価格: 29.8 円/Nm³
(2) 国内輸送費(*1): 2.9 円/Nm³
(3) ST の固定費(*2): 9.7 円/Nm³
(4) ST の変動費(*3): 17.0 円/Nm³
(5) 差益(粗利): 36.6 円/Nm³
(6) 合計(税抜き): 96.0 円/Nm³

(*)1 国内輸送費は液化水素 50km ローリー輸送 (IAE の想定)
(*)2 整備費 1.7 億円/基/20 年償却/(88 万 Nm³/(年・基)) = 9.7 円/Nm³
(*)3 運営費 1,500 万円/(年・基)/(88 万 Nm³/(年・基)) = 17.0 円/Nm³

差益(粗利)は現在の目標値 500 円/kg (44.6 円/Nm³) でなく、410 円/kg (36.6 円/Nm³) 程度でないと価格バランスの成立は困難と思われる。(IAE)
(5) が政府目標の 44.6 円/Nm³ だと
(6) は 104 円/Nm³ となる。

② FCV (IAE 推算: 発売当初のトヨタミライ相当)
・タンク容量: 122.4 L
・圧力: 70MPa (走行前) → 10MPa (走行終) ⇒ 使用水素量 = 4.41 kg
・走行距離: 650 km
・燃費: 147 km/kg
・水素代(税抜): 7.3 円/km (ハイブリッドと同等の走行費用)
・水素代(税抜): 1076 円/kg (= 96 円/Nm³)
・水素税(熱量ベースでガソリンと等価と設定): 196 円/kg = 17.5 円/Nm³-H₂
: 1.635 円/MJ-LHV × (120 MJ-LHV/kg-H₂)
= 196 円/kg = 17.5 円/Nm³-H₂

ハイブリッド車(参照)
・燃費: 19 km/L
・ガソリン代(税込): 139 円/L
: 7.3 円/km
・ガソリン税: 53.8 円/L
: 53.8/(32.9 MJ-LHV/L)
: 1.635 円/MJ-LHV

水素 ST での現行水素販売価格 (1,000~1,100 円/kg) は、戦略 RM に示されている 2020 年頃における水素販売価格目標を先取実施していると言える。

