

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

成果報告書(平成26年度)

平成 27 年 6 月 (R1)

 一般財団法人 エネルギー総合工学研究所

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

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
平成26年度 成果報告書 目次

1 概要

2 達成目標

3 実施体制・メンバー

4 成果と課題

- 4.1 成果の総括
- 4.2 火力発電における許容水素コスト(基礎検討)
- 4.3 水素普及シナリオ(基礎検討)
- 4.4 液化水素チェーンのコスト(KHI資料公開の整理)
- 4.5 国富流出低減(予備検討)
- 4.6 水素需要推算
- 4.7 課題

5 外部発表

6 水素に関する最近の政府の動向

添付

- 資料4.1: 2014年度の活動成果の総括
- 資料4.2 R1: 火力発電における許容水素コスト(基礎検討)
- 資料4.3: 水素普及シナリオ(基礎検討)
- 資料4.4: 液化水素チェーンのコスト(KHI資料公開の整理)
- 資料4.5: 国富流出低減(予備検討)
- 資料4.6-1~3: 水素需要推算
- 資料5-1: 外部発表
- 資料5-2: Concept and Action Plan Studies in Japan for Realizing CO2-free Hydrogen Global Chains (at Grand Renewable Energy 2014 International Conference)
- 資料6-1: 水素に関する最近の政府の動向
- 資料6-2: エネルギー基本計画(水素・燃料電池関連抜粋)
- 資料6-3: 水素・燃料電池戦略ロードマップ概要

1 概要

本資料は、2012年度以来実施中の『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)の2014年度の活動成果報告書である。

2012年度は、2010年度後半から2011年度末まで実施した『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)の次ステップとしてアクションプラン研究会を立ち上げ、主に、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の素案等を作成した。

2013年度はアクションプラン研究会の2年目として、主として、CO₂フリー水素チェーンの絵姿、CO₂フリー水素チェーンのロードマップ、CO₂フリー水素の多面的評価等を実施し、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。

本年度は、2014年4月に閣議決定された「エネルギー基本計画」や2014年6月に策定された「水素・燃料電池戦略ロードマップ」等の政府動向を踏まえ、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(⇒ 火力発電における許容水素コスト(基礎検討))、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。また、World Hydrogen Energy Conference 2014(@韓国)、IEA Hydrogen Roadmap, Asia Workshop 2014(@山梨)、Grand Renewable Energy 2014(口頭発表@東京)等で、弊所主催の自主研究会(上記)の活動成果を発表した。

2 達成目標

CO₂フリー水素チェーン実現に向けたIAE主催の自主研究会、すなわち、「構想研究会」と「アクションプラン研究会」のこれまでの実施概要を、政府動向と併せて、表2-1に示す。

表2-1 CO₂フリー水素チェーン実現に向けたIAE主催の自主研究会

	2010～2011年度	2012～2013年度	2014年度
	▼(#1:3月11日)～▼(#4)	▼(#1)～▼(#7)	▼(#8)～▼(#10)
<構想研究会>		<AP研究会>	
1) 共通認識の醸成	<ul style="list-style-type: none"> 政府目標達成へのCO₂フリー水素の定量的貢献性 <ul style="list-style-type: none"> ①CO₂削減率 ②ゼロエミッション率 (GRAPE推算結果) 	<ul style="list-style-type: none"> <外部発表(投稿)> <ul style="list-style-type: none"> Journal of Chemistry and Chemical Engineering 日本動力協会誌 エネルギー資源学会誌 <口頭発表> <ul style="list-style-type: none"> IEA HIA TASK28 HESSE FC EXPO FCDIC RE 2013 日本機械学会 	<ul style="list-style-type: none"> <外部発表(投稿)> <ul style="list-style-type: none"> 日本エネルギー学会誌 <口頭発表> <ul style="list-style-type: none"> World Hydrogen Energy Conf. 2014(韓国) IEA Hydrogen Roadmap, Asia Workshop The Grand Renewable Energy 2014
2) チェーン構想立案&評価	CO ₂ フリー水素チェーンの技術成熟度評価	許容水素コスト(@2050年)意見調査結果 <ul style="list-style-type: none"> ・運輸用 40円/Nm³ @末端利用 ・運輸以外用 30円/Nm³ @末端利用 	水素需要推算 <ul style="list-style-type: none"> ・データ更新&ケーススタディー
3) エネ政策への反映提言	輸入水素はLNGに類似(擬一次エネとみなし得る)	水素需要(@2050年) <ul style="list-style-type: none"> <意見調査:最大値> <推算結果(GRAPE)> ・運輸 400 ⇔ 810 億Nm³/年 ・運輸以外 1800 ⇔ 2020 億Nm³/年 ・合計 2200 ⇔ 2830 億Nm³/年 	熱量等価水素コスト(火力発電燃料用) <ul style="list-style-type: none"> ・現状の火力発電の燃料コスト ・CCS付きLNG火力発電 ・CCS付き石炭火力発電 ・CCS付き石油火力発電
<AP研究会>		水素の大量需要を目指す技術開発プラン <ul style="list-style-type: none"> ・許容コスト・需要量 ・絵姿・ロードマップ ・多面的評価(定性的) ・課題と対応の方向性 2013年度報告書に盛り込み IAE HPIに公開	水素普及シナリオの検討 <ul style="list-style-type: none"> <普及シナリオのパターン> ①集中型普及シナリオ <ul style="list-style-type: none"> ・火力発電、製油所水素 ②分散型普及シナリオ <ul style="list-style-type: none"> ・FCV/水素ST、家庭用FC、商業用FC、フォーグリフト ③中間(中規模)普及シナリオ <ul style="list-style-type: none"> ・自家発電(GT、GE)
1) 意見調査(需要・許容コスト)			
2) GRAPE推算			
3) 絵姿			
4) ロードマップ			
5) 多面的評価			
6) 技術開発プラン			
7) 熱量等価水素コスト(火力発電燃料用)			
8) 水素普及シナリオ			
9) バリア解析			
10) 国富流出			
11) 水素需要推算			
<政府の動向> [★出来事]	▼(2010.6) エネルギー基本計画 新しいエネルギー基本計画に向けた意見募集(資源エネルギー庁総合政策課) ★(2011.3.11) 東日本大震災	(2013.10) 総合資源エネルギー基本政策分科会 第8回会合 :水素・燃料電池について	▼(2014.4) エネルギー基本計画(改) <ul style="list-style-type: none"> 水素・燃料電池戦略協議会 (2013.12～) (2014.6) ロードマップ WG:7回 ▼(2014.10～:6回) 水素発電に関する検討会

今年度初めに設定した AP 研究会の達成目標は以下の通りである。

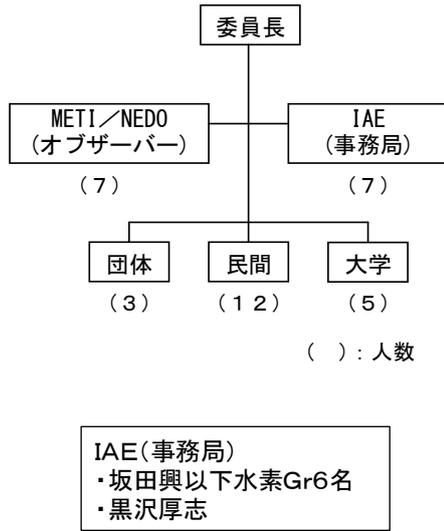
- 1) 熱量等価水素コストの検討(火力発電燃料用)
 - ⇒ 火力発電における許容水素コスト(基礎検討)
- 2) 水素普及シナリオの検討
- 3) バリア解析
- 4) 国富流出の検討
- 5) 水素需要推算

上記達成目標に中で、3)バリア解析以外は、所期の検討結果を得た。

3 実施体制・メンバー

今年度の AP 研究会の体制・メンバーを表3-1に示す。

表3-1 アクションプラン研究会の体制・メンバー



(2014年度AP研究会メンバー @ 2015.3) (順不同 敬称略)

体制	氏名	所属
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
	亀山秀雄	(一社)水素エネルギー協会(HESS)
	長谷川裕夫	(独)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	(株)コスモ総合研究所
	伊藤正	千代田化工建設(株)
	小林由則	三菱日立パワーシステムズ(株)
	壺岐英	JX日鉱日石エネルギー(株)
	黒津歩	大阪ガス(株)
	日比政昭	新日鐵住金(株)
	内田親司朗	新日鐵住金エンジニアリング(株)
	梶原昌高	岩谷産業(株)
	小池俊一	東京ガス(株)
新道憲二郎	川崎重工業(株)	
大槻晃嗣	三菱商事(株)	
馬場賢治	(株)三井住友銀行	
オブザーバー	資源エネルギー庁 総合政策課	
	資源エネルギー庁 省エネ・新エネルギー部 新エネルギー対策課	
	資源エネルギー庁 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	

4 成果と課題

4.1 今年度のAP研究会活動の総括

資料4.1に今年度のAP研究会活動成果の総括を示す。主に検討した個別項目の成果の詳細は以下の資料にまとめている。

- ・資料4.2: 火力発電における許容水素コスト(基礎検討)
- ・資料4.3: 水素普及シナリオ(基礎検討)
- ・資料4.4: 液化水素チェーンのコスト(KHI資料公開の整理)
- ・資料4.5: 国富流出低減(予備検討)
- ・資料4.6: 水素需要推算

各項目について成果の概要を以下に示す。

4. 2 火力発電における許容水素コスト(基礎検討)

1)火力発電における燃料と熱量等価水素コスト

2030年を対象とし、CCSコストをパラメータとした発電コスト、及びCCS+燃料コストと熱量等価水素コストに関する検討例を以下に示す。

<LNG火力発電>							
CCSコスト	(千円/ton-CO ₂)	0	5	10	15	20	25
CCSコスト	(円/kWh(e))	0	1.6	3.2	4.7	6.3	7.9
燃料コスト	(円/kWh(e))	9.5					
資本費	(円/kWh(e))	0.5					
運転維持費	(円/kWh(e))	0.7					
合計(発電コスト)	(円/kWh(e))	10.7	12.3	13.9	15.4	17.0	18.6
CCS+燃料コストと熱量等価の水素コスト	(円/Nm ³ -H ₂)	19.2	22.4	25.6	28.8	32.0	35.2
<石炭火力発電>							
CCSコスト	(千円/ton-CO ₂)	0	5	10	15	20	25
CCSコスト	(円/kWh(e))	0	2.7	5.4	8.1	10.8	13.5
燃料コスト	(円/kWh(e))	4.8					
資本費	(円/kWh(e))	1.3					
運転維持費	(円/kWh(e))	1.6					
合計(発電コスト)	(円/kWh(e))	7.7	10.4	13.1	15.8	18.5	21.2
CCS+燃料コストと熱量等価の水素コスト	(円/Nm ³ -H ₂)	9.7	15.1	20.6	26.0	31.5	36.9
<石油火力発電> (設備利用率=80%)							
CCSコスト	(千円/ton-CO ₂)	0	5	10	15	20	25
CCSコスト	(円/kWh(e))	0	2.4	4.8	7.3	9.7	12.1
燃料コスト	(円/kWh(e))	23.0					
資本費	(円/kWh(e))	0.8					
運転維持費	(円/kWh(e))	1.0					
合計(発電コスト)	(円/kWh(e))	24.8	27.2	29.6	32.1	34.5	36.9
CCS+燃料コストと熱量等価の水素コスト	(円/Nm ³ -H ₂)	46.5	51.4	56.3	61.2	66.1	71.0

上表の発電コストに占めるCCSコスト、燃料コスト、資本費、運転維持費は以下の考えで算出した。(具体的には添付資料4. 2参照)

① CCSコスト:

CCS コストのパラメータ値(千円/ton-CO₂)と各化石燃料の燃焼時 CO₂ 排出量を基に、各化石燃料の単位量当たりの CCS コスト(LNG であれば、円/Nm³-CH₄)を算出。

次に、各化石燃料と水素の高位発熱量の比率を基に、各化石燃料の単位量当たりの CCS コストを、代替水素の CCS コスト(円/Nm³-H₂)に換算。

最後に、CCS あり(CCS による発電効率の低下を考慮した場合)の各化石火力発電の燃料費(円/kWh(e))と熱量等価水素コスト(円/Nm³-H₂) (水素発電効率はどの化石火力代替でも CCS なし LNG 火力の発電効率と仮定)の関係を基に、各化石燃料代替水素の CCS コスト(円/Nm³-H₂)を発電量当たりの CCS コスト(円/kWh(e))に換算。

② 燃料コスト:コスト等検証委員会報告書(平成 23 年 12 月 19 日)の燃料費を基に、CCS あり(CCS による発電効率の低下を考慮した時)の各化石火力発電の燃料費を推算。

③ 資本費:コスト等検証委員会報告書(平成 23 年 12 月 19 日)の値

④ 運転維持費:コスト等検証委員会報告書(平成 23 年 12 月 19 日)の値

なお、CCS コストはパラメータ設定で考慮しているので、上記コスト等検証委員会報告書で考慮された CO₂ 対策費は、ここでは除外した。

2) 石炭火力代替水素発電における許容水素コスト(固定費の違いを考慮)

上記1)で試算した熱量等価水素コスト(ある意味、許容水素コスト)は、資本費や運転維持費は各化石火力発電の値と仮定した上での結果であり、特に、石炭火力代替水素発電は非常に厳しいものとなっている。

ここでは、石炭火力発電代替の水素発電について、許容発電コスト(但し、CCS パラメータコストを含める前の値)はコスト等検証委員会報告書(平成 23 年 12 月 19 日)の石炭火力発電コスト(但し、CO₂ 対策費を控除した値)とし、資本費と運転維持費は同報告書に示されている LNG 火力の値とし(理由は、水素火力発電は LNG 火力発電とシステムが類似しているから)、その差を、許容水素コストとみなした検討を行った。

1)前提条件				
①インフラを含む水素発電の固定費(設備費)と運転維持費は不明ゆえ、システムとして類似している LNG火力発電の設備費と同じとする。				
②石炭代替水素発電における許容発電コストは、石炭火力発電コストとする。				
③石炭代替水素発電における許容水素コストは、直く上の②と①の差とする。				
2)許容水素コスト				
(1) 将来石炭火力代替の水素火力発電: CCSあり				
①燃料費	6.5	円/kWh(e)	本項の④-②-③	
②資本費	0.5	円/kWh(e)	1. 2) (2)の②を採用	
③運転維持費	0.7	円/kWh(e)	1. 2) (2)の③を採用	
④小計	7.7	円/kWh(e)	1. 1) (2)の④を採用	
⑤許容水素コスト	13.2	円/Nm ³ -H ₂	= 6.5円/kWh(e) * 3.55kWh(t)/Nm ³ * 0.57kWh(e)/kWh(t)	
CCSコスト		⑧熱量等価水素コスト		
⑥CCSコスト	⑦水素換算	⑧ = (1)の⑤ + ⑦		
(千円/ton-CO ₂)	(円/Nm ³ -H ₂)	(円/Nm ³ -H ₂)		
5	5.4	18.6	石炭火力発電所における石炭代替CO ₂ フリー水素の許容コストは、CO ₂ 制約やCCSコストにもよるが、20~25円/Nm ³ -H ₂ 程度ではないだろうか。	
10	10.9	24.1		
15	16.3	29.5		
20	21.8	35.0		
25	27.2	40.4		

3) 上記結果に基づくまとめ

< LNG火力代替の水素火力発電 >

- ・水素供給事業者はCIF25 円/Nm³-H₂ 以下を目指す必要があるのではないかと。

< 石炭火力代替の水素火力発電 >

- ・水素供給事業者はCIF20~25 円/Nm³-H₂ を目指す必要があるのではないかと。

< 石油火力代替の水素火力発電 >

- ・輸入水素 CIF コストが 40~50 円/Nm³-H₂ になれば石油火力発電が水素火力発電に代替される可能性は十分にあると思われる。

4.3 水素普及シナリオ(基礎検討:IAEの考え)(詳細は資料4.3参照)

主対象: **自家発&発電事業用水素発電**

1) 経済性

CCSを考慮した将来の化石火力発電コストよりも水素火力発電コストの方が低ければ、導入の意義がある。

あるいは、効率的な水素貯蔵による水素火力発電(専焼あるいは混焼)により運用面での柔軟性が向上することにより、再エネ導入増大に伴う運用面での経済性の悪化(例えば、現状の火力発電設備では稼働率が低下し、コストアップになる)を回避できれば、導入の意義がある。

2) 供給安定性

発電事業用水素発電においては、経済性ととも供給安定性が最重要課題である。

事業用水素発電の導入開始から本格普及後まで、供給安定性は供給チェーンの多様性だけでなく、化石火力発電によるバックアップ等により、常時確保される必要がある。

3) 本格普及シナリオ

各ステップで政府の強力な支援が不可欠である。

ステップ1: 自家発水素発電①
対象設備: <ul style="list-style-type: none">・ボイラータービンコジェネ・ガスタービンコジェネ・ガスエンジンコジェネ
利用展開: 2020年以前 <ul style="list-style-type: none">・既存設備(大きな改造なし)での水素割合の増大(商用)・改造または新設での新技術の実証(混焼、専焼)・新技術の商用化(混焼、専焼)
水素製造: <ul style="list-style-type: none">・国内製造余力の活用(副生水素、目的生産水素)
輸送、貯蔵、供給: 既存インフラの最大限活用 <ul style="list-style-type: none">・圧縮水素: ローリー、パイプライン等による輸送・液化水素: ローリー、トレーラー等による輸送・有機ハイドライド: ローリー、トレーラー等による輸送

ステップ2: 発電事業用水素発電①
対象設備: <ul style="list-style-type: none">・石油火力発電・石炭火力発電・LNG火力発電
利用展開: (小規模): 2020年頃 <ul style="list-style-type: none">・新技術の実証
水素製造: (小規模) <ul style="list-style-type: none">・海外未利用化石燃料(褐炭、原油随伴ガス、等)由来水素製造の実証
輸送、貯蔵、供給: (小規模) <ul style="list-style-type: none">・液化水素チェーンの実証・有機ハイドライドチェーンの実証

ステップ3: 製油所 HPU 代替利用 (HPU:Hydrogen Production Unit)

対象設備:

- ・重油脱硫設備

利用展開: 2020年以降

- ・IMO による船舶用重油の低硫黄化規制対応として、重油脱硫用水素の需要が大幅に増大することが想定される。
- ・製油所 HPU 代替としての水素許容価格が発電事業用水素の許容価格より少し高いと思われることから、発電事業用水素発電で新技術の実証、液化水素チェーンの実証あるいは有機ハイドライドチェーンの実証が成功すると、発電事業用水素発電の本格導入に先駆け、製油所 HPU 代替として輸入水素が本格利用されはじめ、順次、各製油所に普及が拡大すると想定する。
- ・この普及拡大により中規模の安定需要が確立される共に、コストダウンが達成され、発電事業用水素発電の本格導入に繋がると想定する。

ステップ4: 発電事業用水素発電②

対象設備:

- ・石油火力発電
- ・石炭火力発電
- ・LNG 火力発電

利用展開(中大規模): 2030年以降

- ・新技術の商用化

水素製造(規模拡大による安定供給の確立): 2030~2040年頃

- ・海外未利用化石燃料(褐炭、原油随伴ガス、等)由来水素製造の確立
- ・可能エネルギー由来の水電解水素製造の確立

輸送、貯蔵、供給(規模拡大による安定供給の確立): 2025~2030年頃

- ・液化水素チェーンの確立
- ・有機ハイドライドチェーンの確立

ステップ5: 自家発水素発電②

対象設備:

- ・ボイラータービンコジェネ
- ・ガスタービンコジェネ
- ・ガスエンジンコジェネ

利用展開: 2040年以降

- ・水素発電事業用水素発電の普及拡大により、輸入水素の価格が自家発用水素の許容価格程度まで低下し、その結果、自家発水素発電が本格普及すると想定する。

4. 4 液化水素チェーンのコスト(KHI資料公開の整理)

KHI殿が公開されている液化水素チェーンのコストデータを資料4. 4に整理した。

その要点を以下に示す。

1)コスト検討の条件

液化水素 (豪州褐炭)	場所	豪州ビクトリア州 Latrobe Valley			出所: 低炭素社会実現に向けた水素チェーンの実現可能性検討, 川崎重工 山下誠二, 他 www.iser.gr.jp/journal/journal.pdf/2014/journal201403_4.pdf
		炭鉱	炭鉱近傍		
		水素製造			
		ガス精製			
		CO ₂ 貯留	ギブスランド盆地に計画中のCarbonnetに貯留(Victoria州の南沖合の海底地下貯留)(水素製造・ガス精製サイトから約80km)		
		液化	輸出積地基地		
		積地基地			
		揚地基地			
		製油所			
	規模	褐炭消費量	4.74 Mトン/年		
		水素製造量	0.225 Mトン/年		
			2.51 GNm ³ /年		
			0.764 MTOE/年		
		CO ₂ 貯留量	4.39 Mトン/年		
	主要単価	液水船	160,000 m ³ X 2隻	160,000 m ³ X 40隻	160,000 m ³ X 80隻
		褐炭	15 AUD/トン		輸送費込み
		電気	70 AUD/MWh		再生可能エネルギー由来電力
		水	2 AUD/トン		
		CO ₂ 処理	15 AUD/トン		CarbonNet貯留費用
		為替レート	81 円 / AUD		
			0.61 EUR / AUD		1001年~2010年の平均レート
			0.73 USD / AD		

2)検討結果

上記導入初期(2025年頃)におけるコスト検討結果の要点を以下に示す。

水素製造コスト (CIF) (円/Nm ³ -H ₂)	設備費	10.4
	利息、税金	1.4
	褐炭	2.3
	電気	7.6
	窒素・水・その他	1.8
	CO ₂ 貯留	2.1
	保守費	3.2
	労務費	0.8
<CIF>	小計	29.7
<国内>	水素揚荷	3.3
	輸送(ローリー)	2.0
	小計	5.3
ユーザ提供	合計	35.0

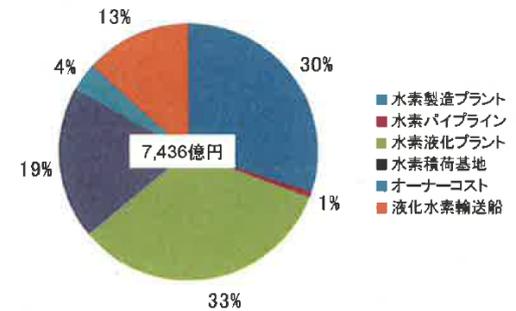


図6 水素チェーンモデルの設備費

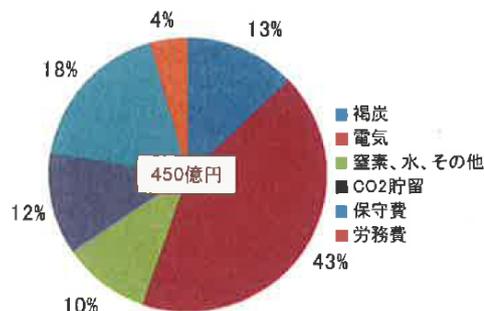


図7 水素チェーンモデルの運営費

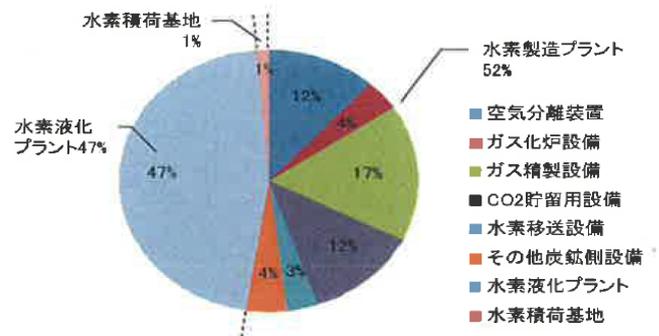


図8 水素チェーンモデルの電力消費内訳

4.5 国富流出の検討

コスト等検証委員会の報告書(2011年)に示されている化石燃料の日本通関輸入 CIF 価格に対する KHI 殿が想定されている褐炭の購入価格の比較を行った。また、豪州褐炭チェーンやパタゴニア風力由来水素チェーンと現行 LNG チェーンの国富流出低減比率の比較、等、簡単な予備検討を行った。

4.6 水素需要推算

今年度実施した第8回 AP 研究会、第9回 AP 研究会、第10回 AP 研究会で、水素推算に関する成果を示した。各回で示した成果の詳細は、各々、添付資料4.6-1、4.6-2、4.6-3に示している。

1) 第8回 AP 研究会

昨年度までの総括を行うとともに、今年度の実施計画として以下の条件の改訂(案)を示した。

①各機関の文書等との整合性の確保

エネルギー基本計画、水素燃料電池戦略ロードマップ等

②製油所水素の考慮

設定価格以下で、輸入ナフサ・LPG を代替

③先進的な水素の利用方法

純水素純酸素燃焼タービンの考慮

④データ更新

FCV は、車両価格、補助金価格が公開された場合はその値に準拠。

⑤電源設備構成の検討

短期における設備構成、需要の時間変化の考慮

⑥短期の CCS 利用シナリオの検討

公開ベースのプロジェクト積み上げで CCS 量を制約⑦本研究会でいただくコメント

2) 第9回 AP 研究会

以下の項目についてモデル・条件の変更を行い、水素需要推算を行った。

- ・CO₂ 制約
- ・製油所水素代替
- ・車両コスト
- ・高効率の水素利用技術
- ・短期の電源構成
- ・短期の CCS 制約

3) 第10回研究会

報告ケースとして、ベースケース、開発輸入ケース、IMO 規制対応ケース(水素需要シナリオのみ)の3つを取り挙げた。

そして、条件の変更として、短期の電源構成、及び需要データの更新(WEO 2014 に準拠)を取り挙げて水素需要推算を行った。

4.7 課題

主な課題としては以下が挙げられ、次年度以降で検討することとしたい。

① 水素発電を核とした水素本格普及シナリオの検討

平成26年度実施した水素普及シナリオ(基礎検討)をベースに、最終的に発電事業用水素発電(混焼⇒専焼)が本格普及(経済的自立)に至るシナリオを、他の利用先や配送インフラの整備も関連づけて、時系列に検討する。

② 水素エネルギー経済の検討

水素エネルギーを導入することによる経済効果(新産業創出、雇用創出、国富流出抑制、資源問題への貢献等)を、必要に応じ新たなメンバーを加えて検討する。

水素キャリアとして有機ハイドライドチェーンと液化水素チェーンに絞り、対象を具体的に設定して検討を行う。

最終的な姿として、水素火力発電が化石燃料火力発電より経済的に優れることを示せることを目標とする。

③ 国富流出に関する検討

平成26年度の実施内容を踏まえ、国富流出に関する知識をさらに深める。さらに、具体的条件を設定した上で、LNGの場合とCO₂フリー水素の場合の国富流出額の比較(試算例)を実施することを検討する。

5 外部発表

資料5は外部発表実績のリストである。

これまでの構想研究会及びAP研究会の成果を基に、引き続き国内外で積極的に発表していく予定である。

6 水素に関する最近の政府の動向

資料6に最近(今年度)の政府の動向を示している。

1) エネルギー基本計画の閣議決定

東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所事故を始めとした、エネルギーを巡る国内外の環境の大きな変化を踏まえ、新たなエネルギー政策の方向性を示すものとして「“水素社会”の実現に向けたロードマップの策定」を盛り込んだ、エネルギー基本計画が、平成26年4月に閣議決定された。

2) 水素・燃料電池戦略ロードマップの策定

“水素社会”の実現が盛り込まれたエネルギー基本計画を踏まえ、水素エネルギー普及の意義を確認しながら、水素の利用面に加え、製造や輸送・貯蔵の各段階で、目指すべき目標とその実現のための産学官の取組について、時間軸を明示して盛り込んだ「水素・燃料電池戦略ロードマップ」が平成26年6月、とりまとめられた。

3)水素発電に関する検討会

平成 26 年 6 月に策定された「水素・燃料電池戦略ロードマップ」において、水素発電の本格導入を目指すことが目標として掲げられた。

本ロードマップでは、上記目標に向けた取組の第一歩として、「水素発電の導入に関する技術面、制度面、経済面の具体的な課題について、圏内の主要な発電設備メーカー、発電事業者、水素供給事業者等が参加して検討を行い、2014 年度中に具体的な課題及び必要な取り組みについて結論を得ることとされた。

このため、資源エネルギー庁の委託調査の一環として、「水素発電に関する検討会（以下「検討会」という。）が設置され、特に来年度予算で行う予定の水素発電に関する実証事業や、今後の規制見直し等の円滑な実施に資するよう、技術面、制度面、経済面の具体的な課題及び必要な取組について検討を行い、本年度中に結論を得るべく、検討会が実施された。

4)水素・燃料電池戦略協議会、ワーキンググループ

水素・燃料電池戦略ロードマップのフォローアップ等を目的として、平成27年度、20～25名程度の委員出席の下、3～4回程度開催される予定である。

5)NEDO 公募予告

平成27年度実施予定の技術開発として、「水素社会構築技術開発事業／大規模水素エネルギー利用技術開発」のテーマ名で、NEDO より2015年3月に公募予告がされた。

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
2014年度の活動成果の総括

全体の目的・達成目標	2014年度の全体計画	第8回AP研究会 (2014.7.9)	第9回AP研究会 (2014.10.28)	第10回AP研究会 (2015.3.6)																								
<p>1 目的 構想研究会の成果を踏まえCO2フリー水素チェーン構想の具体的展開の基盤を形成する。</p> <p>2 達成目標</p> <p>① 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</p> <p>② 2050年までのCO2フリー水素エネルギーの需要推算(シミュレーション)</p> <p>③ 2050年までの水素エネルギー社会の絵姿の作成 & シナリオの作成</p> <p>④ シナリオ実現に向けたロードマップの作成 & アクションプランの作成 ⇒ 「水素の大量需要を目指す技術開発プラン」の作成 に変更(2013年度)</p> <p>⑤ CO2フリー水素の多面的評価</p> <p>⑥ 成果の公表(2012年度追加)</p>	<p>I 政府の動向(認識の共有)</p> <p>1 エネルギー基本計画 水素・燃料電池関連の抜粋(METI資料)を研究会で示し、認識を共有する。</p> <p>2 水素・燃料電池戦略協議会 & WG(ワーキンググループ) 公開議事概要とロードマップを要約し、研究会で報告し、認識を共有する。</p> <p>3 ロードマップ実行に向けた検討会 今春立上げが想定されるロードマップ実行協議会の進捗状況が分かれば、研究会で報告し、認識を共有する。</p> <p>II AP研究会</p> <p>1 水素普及シナリオの検討</p> <p>1) 水素の主な用途(利用可能性)について国内配送を中心に検討する</p> <p>2) 詳細検討(AP研究会外者による)に資する検討(例)としてまとめる。</p> <p>3) AP研究会の絵姿・ロードマップに反映する。</p> <p>4) 考慮すべき項目は以下の資料に示されている文言、</p> <p>① エネルギー基本計画(平成26年4月)</p> <p>② 水素・燃料電池戦略協議会、WG公開資料</p> <p>③ 水素・燃料電池戦略ロードマップ(平成26年6月23日)</p> <p>④ AP研究会議事録(メンバーの関連コメント)</p> <p>⑤ ETP(Energy Technology Perspectives) 2012 & 2014</p>	<p>1 METIの最近の動向</p> <p>1) エネルギー基本計画 水素・燃料電池関連の抜粋を示し、認識を共有済み。</p> <p>2) 水素・燃料電池戦略協議会、WGの概要 公開議事概要等を要約・提示し、認識を共有済み。</p> <p>3) 水素・燃料電池戦略ロードマップ 公開資料を提示し、認識を共有済み。</p> <p>・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～</p> <p>・フェーズ2 水素の本格導入／大規模な水素供給システムの確立：2020年代後半に実現</p> <p>・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年頃の実現</p> <p>2 水素サプライチェーンの実現に向けて(三菱商事殿)</p> <p>三菱商事殿より、水素・燃料電池戦略協議会WGでのプレゼン資料(公開)に基づき、内容をご説明いただいた。主要点は以下の通り。(詳細は議事録参照)</p> <p>① 水素サプライチェーンはLNGサプライチェーンと類似している要素もあり、LNG導入時の背景が参考になる。</p> <p>② LNG導入のリードタイムは当時で15年程だった。</p> <p>③ 水素サプライチェーン構築には大規模な需要・市場創出が必要。LNG導入時の需要は100万トン単位。</p> <p>④ 最初に環境規制、エネルギーセキュリティといった動機付けが必要で、導入決定後も政府からの補助金や優遇税制等、適切な支援が必要で、一定の所を超える一応自立的に拡大していった。</p> <p>⑤ 年間27億Nm3で液化して運んだ場合30円/Nm3を切るも予想。</p> <p>⑥ 50億Nm3の場合、FCVだと500万台、150万kWの火力発電所で5%の混焼だと20基の規模になる。</p> <p>⑦ 国内製造水素は今後価格は上がる方向。海外の水素価格は、今は高いが、スケールアップ効果や技術改良により、下がっていくであろう。</p> <p>⑧ 海外未利用褐炭は早期に対原油熱量サービス等価ラインを切るも予想。大雑把な予想では、環境的配慮なしで、海外再生可能由来水素が対原油熱量サービス等価ラインを切るのは2030年頃。</p> <p>⑨ より長時間より厚い支援を得て産官学が一体となったより積極的な取組継続はLNG以上に必要。</p>	<p>1 METIの最近の動向</p> <p>1) 平成27年度概算要求 未利用エネルギー由来水素サプライチェーン構築実証事業：38.0億円(新規)⇒ 予算(案)20.5億円</p> <p>2) 発電事業用水素発電に関する検討会 非公開なので情報は一切開示せず。</p> <p>2 水素普及シナリオ(基礎検討) 以下、主なコメント。</p> <p>① 熱量等価水素コストはCCSIによる発電効率の低下を考慮して計算する事。⇒第10回AP研で報告</p> <p>② 発電事業用水素混焼発電と分散型ガスエンジン/コジェネ/ガスタービン/コジェネの中間として大規模自家発電を加えることを検討する事。⇒第10回AP研で報告</p> <p>③ 水素が最初に比較的大規模に導入されるのは、安定供給を前提に、製油所であると思われる。</p> <p>⇒ 応答：供給安定性を最初から確保することは難しいので、チェーンを拡大する過程で供給安定性を高めることになる。</p> <p>④ 輸入水素の受入バース等のインフラの定量的検討がされていない。それらインフラを新設する場合、非現実的な巨額の設備投資が必要となり、石油業界は動こうとしない。⇒ 応答 ⇒ 最初はモデルレンジのタンカーで輸入する。⇒ インフラの定量的検討には具体的な条件設定が必要。⇒ 大規模設備投資にはまとまった需要が必要。⇒ インフラのコストは水素の用途によって大きく変わる ⇒ 輸入基地の場所等具体的な条件を設定し、インフラのコスト試算を検討する必要あり。⇒ 今後の課題</p> <p>⑤ CCSのコスト検討ではCCSの範囲を示さないとリアリティがなくなる。⇒ 今後の課題</p> <p>3 国富流出低減(試算)</p> <p>① 三井住友銀行殿が次回でのご教示をご検討。</p> <p>② 前提条件、ビジネススキーム等を明確にすること。</p> <p>③ 比較の対象もいろいろバリエーションがある。</p> <p>4 水素需要推算</p> <p>1) 製油所での水素需要見通しについての不確定要素</p> <p>① 石油製品が年間10%ぐらいの割合で激減している中で水素製造設備(HPU)の設備規模の見通しが読めない。</p> <p>⇒ モデルでは5年スパンで検討しているので、ある程度丸めざるを得ない。</p> <p>② IMO規制(外航船用C重油の硫黄分規制)が不明。規制されるとHPUでの年間水素需要量が現状100億Nm³の3倍にもなり得る。</p> <p>⇒ IMO規制による水素需要の増大は世界規模で起こるので、可能ならモデルに組み込むこと。</p> <p>2) インフラとリンクさせて、どこからの水素がどれぐらいの規模の船でどのターミナルに来るのか、といった具体的な事例で検討してはどうか。</p> <p>3) 開発輸入水素(日本企業が海外で製造し輸入する水素)はエネルギーセキュリティ上あり得るので制約として入れてもいい。</p> <p>⇒ 開発輸入水素を制約条件としてモデルに入れる</p> <p>4) 水素の需要や価格は政府の政策やルールでかなり誘導し得るので、モデル解析に限らず考慮すべき。</p> <p>5 次回AP研究会 3月開催予定。詳細は後日委員長/事務局で決定。</p>	<p>1 火力発電の燃料+CCSコストと熱量等価の水素コスト：以下、主なコメント ⇒ フォロー内容</p> <p>① 現状の火力発電のエネルギー効率としてHHVベースでLNG火力57%、石炭火力48%、等となっているが、そんなに高くないはず。⇒ 数値は2011年のコスト等検証委員会の2030年の値であるので、現状という表現を2030年に訂正する。</p> <p>② 2011年のコスト等検証委員会の発電コストは炭素価格を入れているので、今回の計算でCCSコストを加えてしているなら重複する。⇒ 重複しているので修正する。</p> <p>③ IGCC+CCSで水素を製造できるので、石炭と水素は対比するものでなく、相性がいい。IGCCの場合、CCSIによる追加コストは他の方式よりは少なくて済む。</p> <p>④ どの化石火力発電代替であっても、水素発電のエネルギー効率は同じ値を使うべきではないか? ⇒ 同じエネルギー効率で再計算する。</p> <p>⑤ kWh(electric)とkWh(thermal)が混在しているので正しく明示する事。</p> <p>⑥ 発熱量もLHVかHHVで統一する事。</p> <p>2 水素普及シナリオ(基礎検討)</p> <p>① 有機HDが選択されるとか液化水素が選択されるという表現は、もっと工夫すべき。⇒ <IAEの考え>と明記した上で、関係者が承諾すれば、そういう表現もいいのではないかと。⇒ 問題が無い表現にする。</p> <p>② アクションプランとしては、サプライチェーンの経済性検討に関する透明性のあるブレイクダウンデータが重要。液化水素のFS結果と同様の情報が、有機HDについても欲しい。⇒ 現状、公表は不可。</p> <p>③ 今回の資料を今後ブラッシュアップしていくこと。</p> <p>3 水素需要推算</p> <p>① (スライド頁15)水素輸入額に対する現在価値換算の値が随分値が小さくなっているように思う。⇒ 計算式にミスがあり修正。</p> <p>② (スライド頁9)2030年や2040年における水素大規模発電と高効率の水素発電の容量を表で示していただきたい。⇒ 表にまとめる。</p> <p>③ 純水素/純酸素燃焼タービンの導入時期の導入時期はよく検討する事(ここでは2040年となっているが、絵姿では2050年になっている) ⇒ 再検討する。</p> <p>4 国富流出について</p> <p>① 輸入化石燃料を開発輸入分等に分けて、投資が日本にどれぐらい戻っているかの情報が欲しい。⇒ 国富流出の一般論も含め、三菱商事殿と前向きに協議・検討し、次回報告する。</p> <p>5 その他(事務局)</p> <p>1) 次年度の研究会について(IAEの提案)</p> <p>① 研究会の名称は変えて継続する。研究会の名称は各位の意見も考慮して決定する。</p> <p>② 定置用大型燃料電池もテーマ候補に入れてはどうか。⇒ その方向で検討する。</p> <p><IAEが提案した検討項目></p> <ul style="list-style-type: none"> 水素発電を核とした水素本格普及シナリオの検討 水素エネルギー経済の検討 国富流出に関する検討 <p>2) NHKの取材依頼対応(急遽の報告事項)</p> <p>銀行担当のNHKの記者さんが、世の中の新しい動向関連として、水素に関する研究活動を映像を含めて数分程度のニュースを取りたいというニーズがSMBCにあった。SMBCとしては研究会にとって良いことであればと思い今回報告。⇒ 急な話で、すぐには決められないが、柔軟に対応する。対応する方向となれば、各位の承諾を得た上で対応する。</p>																								
<p>2013年度までの総括 (達成度を ○ △ × で表示)</p>																												
<p>1 CO2フリー水素需要に関する意見集約(○)</p> <p>① 国内CCS許容コスト：約3千円/トンCO2 @2020 & 2050</p> <p>② CO2フリー水素 { 運輸以外用：約30円/Nm3 @2030 & 2050 利用許容価格 { 運輸用：約40円/Nm3 @2050</p> <p>③ CO2フリー水素 { 運輸以外用：最大約1,770億Nm3 @2050 需要量 { 運輸用：最大約400億Nm3 @2050</p> <p>2 水素需要推算(シミュレーション)(○ 継続中)</p> <p>2050年におけるCO2フリー水素需要量を推算</p> <p>1) 4ケース(水素価格とCCS有無の組合せ)実施</p>																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">日本国内のCCS</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th>有り</th> <th>なし</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>輸入CO2</td> <td>40円/Nm³ @2020年</td> <td>①CCS有 発電 1,157 億Nm³ 定置 857 億Nm³ 運輸 811 億Nm³</td> <td>②CCS無 発電 1,693 億Nm³ 定置 784 億Nm³ 運輸 855 億Nm³</td> </tr> <tr> <td>リ</td> <td>30円/Nm³ @2050年</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>水素価格</td> <td>50円/Nm³ @2020年</td> <td>③CCS有 発電 0 億Nm³ 定置 926 億Nm³ 運輸 668 億Nm³</td> <td>④CCS無 発電 1,897 億Nm³ 定置 928 億Nm³ 運輸 788 億Nm³</td> </tr> <tr> <td>@CIF</td> <td>40円/Nm³ @2050年</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			日本国内のCCS				有り	なし	輸入CO2	40円/Nm ³ @2020年	①CCS有 発電 1,157 億Nm ³ 定置 857 億Nm ³ 運輸 811 億Nm ³	②CCS無 発電 1,693 億Nm ³ 定置 784 億Nm ³ 運輸 855 億Nm ³	リ	30円/Nm ³ @2050年			水素価格	50円/Nm ³ @2020年	③CCS有 発電 0 億Nm ³ 定置 926 億Nm ³ 運輸 668 億Nm ³	④CCS無 発電 1,897 億Nm ³ 定置 928 億Nm ³ 運輸 788 億Nm ³	@CIF	40円/Nm ³ @2050年						
		日本国内のCCS																										
		有り	なし																									
輸入CO2	40円/Nm ³ @2020年	①CCS有 発電 1,157 億Nm ³ 定置 857 億Nm ³ 運輸 811 億Nm ³	②CCS無 発電 1,693 億Nm ³ 定置 784 億Nm ³ 運輸 855 億Nm ³																									
リ	30円/Nm ³ @2050年																											
水素価格	50円/Nm ³ @2020年	③CCS有 発電 0 億Nm ³ 定置 926 億Nm ³ 運輸 668 億Nm ³	④CCS無 発電 1,897 億Nm ³ 定置 928 億Nm ³ 運輸 788 億Nm ³																									
@CIF	40円/Nm ³ @2050年																											
<p>2) 各種感度解析を実施(委員の意見を反映)</p> <p>① 世界全体、日本のCO2制約</p> <p>② 資源価格の変化(ガス、水素等) (シェールガス革命。水素が導入されるロバストな条件)</p> <p>③ 日本の原子力発電量の比率</p> <p>④ CCSに関連するパラメーター (日本国内CCS技術の適用可否、年間貯留量制約の考慮等)</p> <p>⑤ 水素の国際輸送の制約 (水素の調達が一地域に限定しない)</p> <p>⑥ 水素関連技術の導入量をシナリオで与えた場合の振る舞い(エネファーム等)</p> <p>解析結果：一定程度のCO2排出量削減目標の下では、上記1)の推算結果とオーダー的に整合</p> <p>3 水素エネルギー社会の絵姿(○ 逐次更新中)</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内外原料から国内利用までの水素チェーンの絵姿を作成 複数の供給技術の実用化時期、意見調査結果に基づく最終用途での水素許容価格・需要量、目標CIF価格を明示 シミュレーションとの整合は未実施 <p>4 水素エネルギー社会実現のシナリオ(×)</p> <ul style="list-style-type: none"> 水素チェーンのロードマップを作成 <p>5 水素チェーンのロードマップ(○)</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内外水素製造から国内利用までのチェーンのロードマップを作成 <p>6 大量の水素需要を目指す技術開発プラン(○)</p> <ul style="list-style-type: none"> 個別プロジェクトの展開が加速されるよう、その前段階資料として作成 <p>7 多面的評価(○ 定性的)</p> <ul style="list-style-type: none"> 供給可能量、供給源分布、多様性、国富流出低減、安全性、社会受容性について定性的評価を実施 <p>8 成果の発表・公表(○ 継続中)</p> <ul style="list-style-type: none"> IEA Asia Workshopでの発表等、国内外で多数発表及び投稿 	<p>2 バリア解析(新たに追加)</p> <p>1) 水素製造、配送、貯蔵、利用、安全・コード・標準・規制、技術実証、社会受容性、等について水素社会実現上乗り越えるべきハードルをまとめる。</p> <p>2) 技術課題に落とし込む。技術課題はできるだけ判断基準を統一する。</p> <p>3 利用水素の等級分類・定義(新たに追加)</p> <p>1) 分類のフレームワーク(案)作成までとする。</p> <p>2) 等級を複数設定し、各等級で純度・圧力・温度を定義する。</p> <p>3) 利用機器をリストアップし該当等級に分類する。</p> <p>4 国富流失(新たに追加)</p> <p>1) 典型例でLNGと比較試算し、専門家にチェック & レビューしてもらい、試算例としてまとめる。</p> <p>2) 試算対象(案)は化石+CCS(1件)、風力発電+水電解(1件)。</p> <p>5 シミュレーション</p> <p>1) 最新情報及び各委員より出される意見を踏まえ、一層リアリティのある条件で需給推算を行う。</p> <p>2) 推算結果を絵姿・ロードマップに反映する。</p>	<p>3 水素普及シナリオ(基礎検討1)</p> <p>1) KHIの考え(液化水素サプライチェーン)</p> <ul style="list-style-type: none"> 最初は30MW混焼ガスタービンから始め、最終的には100%水素の事業用発電を目指す。 2020年頃にパイロット実証を行った後、大型事業用水素ガスタービンの開発に取組む。5年で開発可能。 タンカー2隻(約65万kWの発電所で80%稼働相当)で、水素CIF価格30円/Nm3、発電コスト16~17円/kWh。40隻で25~26円/Nm3、13~14円/kWh。80隻で18円/Nm3、11円/kWh程度。 <p>2) 千代田化工の考え(有機ハイドライドサプライチェーン)</p> <ul style="list-style-type: none"> 最初に水素を導入してくれる所は製油所と石油化学であろうと考えている。 環境価値、CO2対策費がどう考慮されるかが一番の根幹。 <p>4 水素需要推算 <下記条件の改訂(案)を提示></p> <p>① 各機関の文書等との整合性の確保</p> <p>② 製油所水素の考慮</p> <p>③ 先進的な水素の利用方法</p> <p>④ データ更新</p> <p>⑤ 電源設備構成の検討</p> <p>⑥ 短期のCCS利用シナリオの検討</p> <p>⑦ 本研究会でいただくコメント</p>																										

火力発電における燃料と熱量等価水素コスト
以下は2030年を対象とした検討である

2015.3 IAE

1 火力発電(@2030年)における燃料費と熱量等価の水素コスト

1) 火力発電コスト(@2030年)

	発電コスト(円/kWh(e))						発電効率(%)	設備利用率(%)
	資本費	運転維持費	燃料費	CO2対策費	政策経費	総計		
LNG火力発電	0.5	0.7	8.2	1.4	0	10.8	57	80
石炭火力発電	1.3	1.6	3.9	3.1	0	9.9	48	80
石油火力発電	0.8	1.0	18.9	3.0	0	23.7	39	80
	1.3	1.6	18.9	3.0	0	24.8	39	50
	6.6	8.0	18.9	3.0	0	36.5	39	10

稼働年数: 40年
設備費上昇率: 新政策シナリオ
割引率: 0%
【出典: コスト等検証委員会(2011年)】

2) 熱量等価水素コスト

	化石火力発電 ⇒			水素火力発電		化石燃料費と熱量等価 水素コスト(円/Nm ³ -H ₂)	算出根拠
	燃料費 (円/kWh(e))	発電効率 (%)	設備利用率(%)	発電効率 (%)	設備利用率(%)		
LNG火力発電	8.2	57	80	57(注記1)	80	16.6	8.2円/kWh(e)*3.55kWh(t)/Nm ³ (注記2)*0.57kWh(e)/kWh(t)
石炭火力発電	3.9	48	80	57(注記1)	80	7.9	3.9円/kWh(e)*3.55kWh(t)/Nm ³ (注記2)*0.57kWh(e)/kWh(t)
石油火力発電	18.9	39	80	57(注記1)	80	38.2	18.9円/kWh(e)*3.55kWh(t)/Nm ³ (注記2)*0.57kWh(e)/kWh(t)
	18.9	39	50				(注記1) 水素発電効率はLNG火力と同じとする。
	18.9	39	10				(注記2) 水素1Nm ³ =12.8 MJ(HHV)=3.55 kWh(t)

稼働年数: 40年
コスト等検証委員会(2011年) ⇒ IAEの計算
設備費上昇率: 新政策シナリオ
割引率: 0%
【出典: コスト等検証委員会(2011年)】

2 CCSによる火力発電効率の低下

(1) LNG火力発電 (LNGコンバインド) : 57% (CCSなし) ⇒ 49% (CCSあり)

<算出根拠1>

50.8% (CCSなし) ⇒ 43.7% (CCSあり) (出典: DOE/NETL-2007/1281)

$57\% \times (43.7/50.8) = 49.0\%$

<算出根拠2>

59% (CCSなし) ⇒ 51% (CCSあり) (出典: Carbon Capture Journal, Technology Center Mongstad (下記参照))

$57\% \times (51/59) = 49.3\%$

(2) 石炭火力発電 (IGCC) : 48% (CCSなし) ⇒ 39% (CCSあり)

<算出根拠>

(39.5%) (CCSなし) ⇒ 32.1% (CCSあり) (出典: DOE/NETL-2007/1281 (下記参照)、3社方式の平均値を採用)

$48\% \times (32.1/39.5) = 39.0\%$

(3) 石油火力発電 : 39% (CCSなし) ⇒ 32% (CCSあり)

<算出根拠>

石油火力のCCSによる発電効率低下率をLNGコンバインドとIGCCのCO₂排出原単位と発電効率低下率より比例で内挿する。

・LNGコンバインドのCO₂排出係数 (単位熱量当たりのCO₂排出量) = 0.0503kg-CO₂/MJ-CH₄

$(1.96\text{kg-CO}_2/\text{Nm}^3\text{-CH}_4) \times (22.4\text{Nm}^3\text{-CH}_4/16\text{kg-CH}_4) / (54.6\text{MJ-CH}_4/\text{kg-CH}_4) = 0.0503\text{kg-CO}_2/\text{MJ-CH}_4$

・石炭火力 (IGCC) のCO₂排出係数 = 0.0860kg-CO₂/MJ-coal

$(2.409\text{kg-CO}_2/\text{kg-coal}) / (28\text{MJ-coal}/\text{kg-coal}) = 0.0860\text{kg-CO}_2/\text{MJ-coal}$

・石油火力のCO₂排出係数 = 0.0767kg-CO₂/MJ-電力C重油

$(2.99\text{kg-CO}_2/\text{L-電力C重油}) / (39\text{MJ-L-発電用原油}) = 0.0767\text{kg-CO}_2/\text{MJ-電力C重油}$

・LNGコンバインドの発電効率低下率 = $(1-43.7/50.8) = 0.140 = 14.0\%$

・石炭火力 (IGCC) の発電効率低下率 = $(1-32.1/39.5) = 0.187 = 18.7\%$

・石油火力の発電効率低下率 = $0.140 + ((0.187-0.140)/(0.0860-0.0503) \times (0.0767-0.0503)) = 0.175 = 17.5\%$

・CCSありの時の石油火力の発電効率 = $39\% \times (1-0.175) = 32\%$

Power from gas + CCS at 54% efficiency?

Jul 22 2013

(出典) CARBON CAPTURE JOURNAL NOVEMBER CONFERENCES

November 12, 18 and 20
Rotterdam, Warsaw and London

Carbon
Capture
Journal

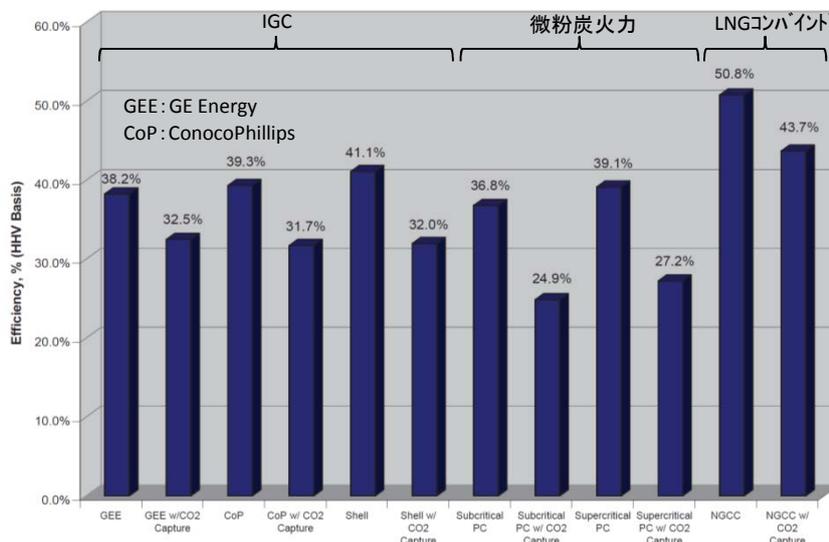
Engineers at Technology Centre Mongstad of Norway believe that it might be possible to generate electricity from gas with CCS at 54 per cent efficiency – compared to 59 per cent efficiency for a gas turbine without CCS.

Technology Centre Mongstad (TCM), the world's largest CO₂ capture research facility based in Norway, is currently enabling electricity to be generated from gas, with carbon capture, at 50-51 per cent efficiency. TCM is connected to a nearby gas electric power plant.

TCM Engineers think that 52 per cent should be achievable and 53-54 per cent possible. Bear in mind that the record efficiency for a gas power plant without CCS is currently around 59 per cent.

If there is a 51 per cent efficiency using CCS, this means that around 16 per cent of the electrical power, which would otherwise be available for electricity, is being used to run the capture plant $((59-51)/51 = 0.156)$. This is a lot of power, but still less than the 30 per cent power requirement estimates of early carbon capture plants.

Exhibit ES-3 Net Plant Efficiency (HHV Basis) (出典: "Cost and Performance Baseline for



3 CCS付き火力発電及びそれらを代替する水素火力発電

3.1 CCS付き火力発電における燃料費、及びそれと熱量等価水素コスト

火力発電のエネルギー効率に関して、CCSなしからありのへの変化は、前項2より以下の通りである。

- ・LNG火力発電(LNGコンバインド): 57%(CCSなし) ⇒ 49%(CCSあり)
- ・石炭火力発電(IGCC): 48%(CCSなし) ⇒ 39%(CCSあり)
- ・石油火力発電: 39%(CCSなし) ⇒ 32%(CCSあり)

上記CCSありの場合のLNG、石炭、石油、各火力発電の燃料費を下表に示す。

また、化石火力代替の水素火力発電におけるエネルギー効率は、どの化石代替であってもCCSなしLNG火力発電のエネルギー効率(57%)とし、その場合の各化石燃料費と熱量等価水素コストは以下を下表に示す。

なお、コスト等検証委員会(2011年)では石油火力発電の設備利用率は10%~80%の範囲でケーススタディーされているが、代替としての検討した水素火力発電の設備利用率は80%、1ケースとした。

(発電電力量当たりの燃料費(円/kWh(e))は、設備利用率に関わらず一定である)

	化石火力発電		⇨		水素火力発電		算出根拠
	燃料費 (円/kWh(e))	発電効率 (%)(注記1)	設備利用率(%)	発電効率 (%)(注記2)	設備利用率(%)	化石燃料費と熱量等価 水素コスト(円/Nm ³ -H ₂)	
LNG火力発電	9.5	49	80	57(注記2)	80	19.2	9.5円/kWh(e)*3.55kWh(t)/Nm ³ (注記3)*0.57kWh(e)/kWh(t)
石炭火力発電	4.8	39	80	57(注記2)	80	9.7	4.8円/kWh(e)*3.55kWh(t)/Nm ³ (注記3)*0.57kWh(e)/kWh(t)
石油火力発電	23.0	32	80	57(注記2)	80	46.5	23.0円/kWh(e)*3.55kWh(t)/Nm ³ (注記3)*0.57kWh(e)/kWh(t)
	23.0	32	50				(注記2)水素発電効率はLNG火力と同じとする。
	23.0	32	10				(注記3)水素1Nm ³ =12.8 MJ(HHV)=3.55 kWh(t)

注記1:IAEの推定 (出典:"Cost and Performance Baseline for Fossil Energy", DOE/NETL-2007/1281)
 その他:コスト等検証委員会の報告書(2011年)を基にIAEにて推算

3.2 火力発電コスト、及び燃料+CCSコストと熱量等価の水素コストに及ぼすCCS単価の影響

<検討の前提>

- コスト等検証委員会の報告書(2011年)で示されている発電コストにおけるCCS対策費の扱い
 コスト等検証委員会の報告書(2011年)における発電コストにおけるその他(資本費、運転維持費、等)の等の中にCCS対策費が含まれている。従って、今回CCSコストを変動させたケーススタディーにおいて、発電コストを計算する場合は、コスト検証委員会で示された発電コストからコスト等検証委員会で採用されたCCS対策費を控除した上で、今回考慮するCCSコストを加算する必要がある。

(1)コスト等検証委員会の報告書(2011年)で示されたCCS対策費

	発電コスト(円/kWh(e))						発電効率(%)	設備利用率(%)
	資本費	運転維持費	燃料費	CO2対策費	政策経費	総計		
LNG火力発電	0.5	0.7	8.2	1.4	0	10.8	57	80
石炭火力発電	1.3	1.6	3.9	3.1	0	9.9	48	80
石油火力発電	0.8	1.0	18.9	3.0	0	23.7	39	80
	1.3	1.6	18.9	3.0	0	24.8	39	50
	6.6	8.0	18.9	3.0	0	36.5	39	10

稼働年数: 40年
 設備費上昇率: 新政策シナリオ
 割引率: 0%
 【出典:コスト等検証委員会(2011年)】

(2)コスト等検証委員会の報告書(2011年)の発電コストからCCS対策費を控除した場合

	発電コスト(円/kWh(e))						発電効率(%)	設備利用率(%)
	資本費	運転維持費	燃料費	CO2対策費	政策経費	総計		
LNG火力発電	0.5	0.7	8.2	0	0	9.4	57	80
石炭火力発電	1.3	1.6	3.9	0	0	6.8	48	80
石油火力発電	0.8	1.0	18.9	0	0	20.7	39	80
	1.3	1.6	18.9	0	0	21.8	39	50
	6.6	8.0	18.9	0	0	33.5	39	10
稼働年数: 40年								
設備費上昇率: 新政策シナリオ								
割引率: 0%								
【出典:コスト等検証委員会(2011年)】								

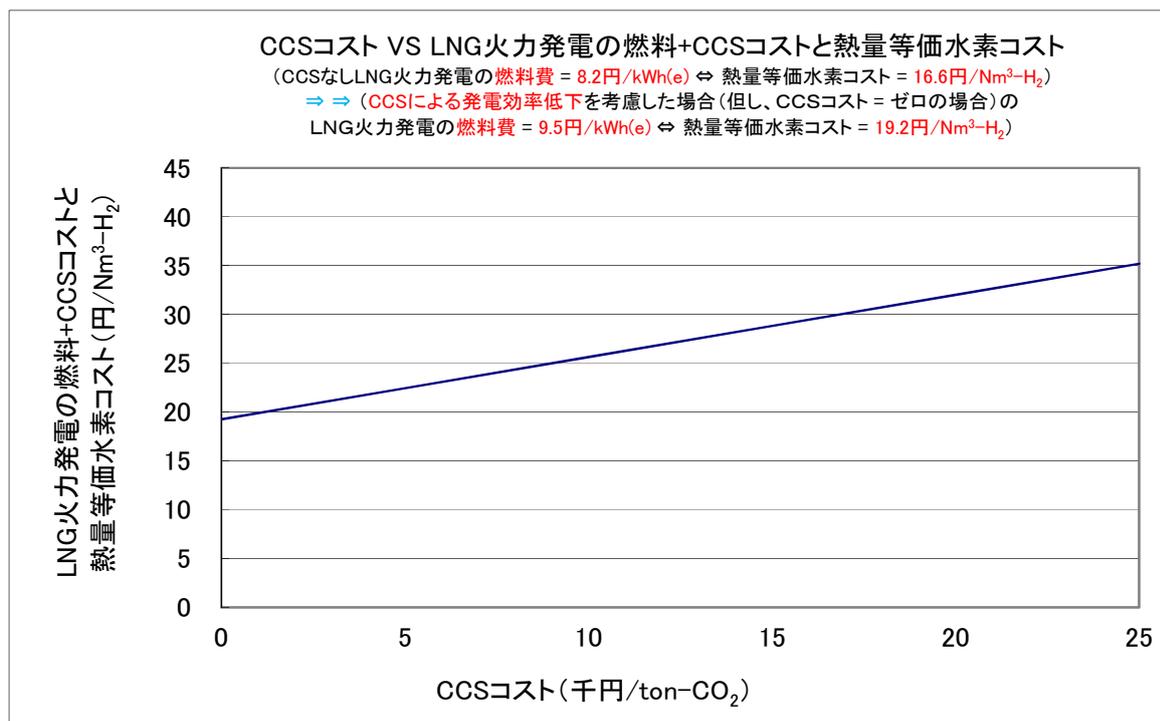
以下実施するCCS単価をパラメータとした発電コストのケーススタディにおいて、発電コストは上記(2)で示した総計の発電コストにCCSのコストを加算して算出する。

4 CCS付きLNG火力発電

1) 燃料+CCSコストと熱量等価水素コストの関係

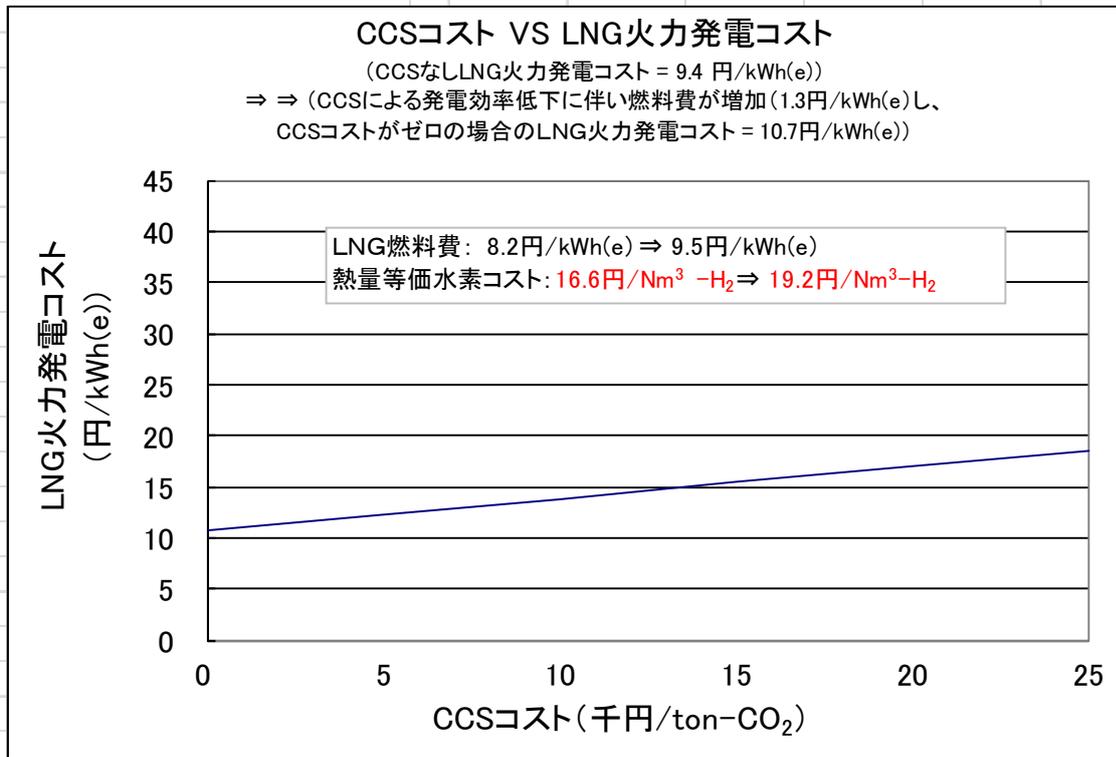
熱量等価として評価する水素は海外でCCSされる輸入CO2フリー水素とする。従って、国内CCSに伴う設備コストは熱量等価水素コスト(許容水素CIFコスト)に含まれると考える。

為替レート	=	100	円/USD					
1MMBTU	=	1,054	MJ					
LNG								
高位熱量	=	54.6	MJ/kg					
	=	0.0518	MMBTU/kg					
輸入価格	=	16.0	USD/MMBTU					(USD/MMBTUの値は水素輸入価格がCCSありLNG火力発電における燃料費 9.5 円/kWh(e)と熱量等価水素コスト 19.2 円/Nm ³ -H ₂ になるように設定)
	=	0.829	USD/kg					
	=	82.9	円/kg					
	=	59.2	円/Nm ³ -CH ₄					(NG = CH ₄ = 0.714 kg/Nm ³ として)
H ₂								
高位熱量	=	141.9	MJ/kg					
	=	0.135	MMBTU/kg					
輸入価格	=	16	USD/MMBTU					
	=	2.15	USD/kg					
	=	215	円/kg					
	=	19.2	円/Nm ³ -H ₂					(H ₂ = 0.0893 kg/Nm ³ として)
LNG燃焼時のCO ₂ 排出量								
	=	1	mol-CO ₂ /mol-CH ₄					
	=	1.96	kg-CO ₂ /Nm ³ -CH ₄					
CCSコスト								
LNG CIFコスト増加	=	1.96	円/Nm ³ -CH ₄					
許容水素コスト増加	=	0.64	円/Nm ³ -H ₂					
CCSを考慮したLNG火力発電の燃料+CCSコストと熱量等価水素コスト								
CCSコスト		0	5	10	15	20	25	千円/ton-CO ₂
		0.0	9.8	19.6	29.5	39.3	49.1	円/Nm ³ -CH ₄
		0.0	3.2	6.4	9.6	12.8	16.0	円/Nm ³ -H ₂
CCS考慮後のLNG輸入価格		59.2	69.0	78.8	88.7	98.5	108.3	円/Nm ³ -CH ₄
等価輸入H ₂ 価格(円/Nm ³ -H ₂)		19.2	22.4	25.6	28.8	32.0	35.2	円/Nm ³ -H ₂



2) CCS付きLNG火力の発電コスト

燃料費	9.5						円/kWh(e)
資本費	0.5						円/kWh(e)
運転維持費	0.7						円/kWh(e)
CCSコスト	0	5	10	15	20	25	千円/ton-CO ₂
	0	3.2	6.4	9.6	12.7	15.9	円/Nm ³ -H ₂
	0	1.6	3.2	4.7	6.3	7.9	円/kWh(e)
CCSを考慮したLNG火力発電コスト	10.7	12.3	13.9	15.4	17.0	18.6	円/kWh(e)



3) CCS付きLNG火力発電のまとめ

- ・CCSをした場合、発電効率が現状57%から49%に低下し、その分LNG燃料費は8.2円/kWh(e)から9.5円/kWh(e)に増える。
- ・LNG燃料費は9.5円/kWh(e)と熱量等価の水素コストは19.2円/Nm³-H₂である。
- ・CCSによるコスト上昇は千円/ton-CO₂当たり、LNG換算で1.96円/Nm³-CH₄、水素換算で0.64円/Nm³-H₂である。
- ・輸入水素は海外でCCSされるから、CCSによるコスト上昇は輸入燃料費に上乗せできるとする。
- ・CCSコストが5千円/ton-CO₂の場合、LNG火力発電コストは1.6円/kWh(e)上昇し、12.3円/kWh(e)となる。その場合、熱量等価輸入水素CIFコストは3.2円/Nm³-H₂上昇し22.4円/Nm³-H₂となる。
- ・CCSコストが1万円/ton-CO₂の場合、LNG火力発電コストは13.9円/kWh(e)、熱量等価輸入水素CIFコストは25.6円/Nm³-H₂となる。

<まとめ>

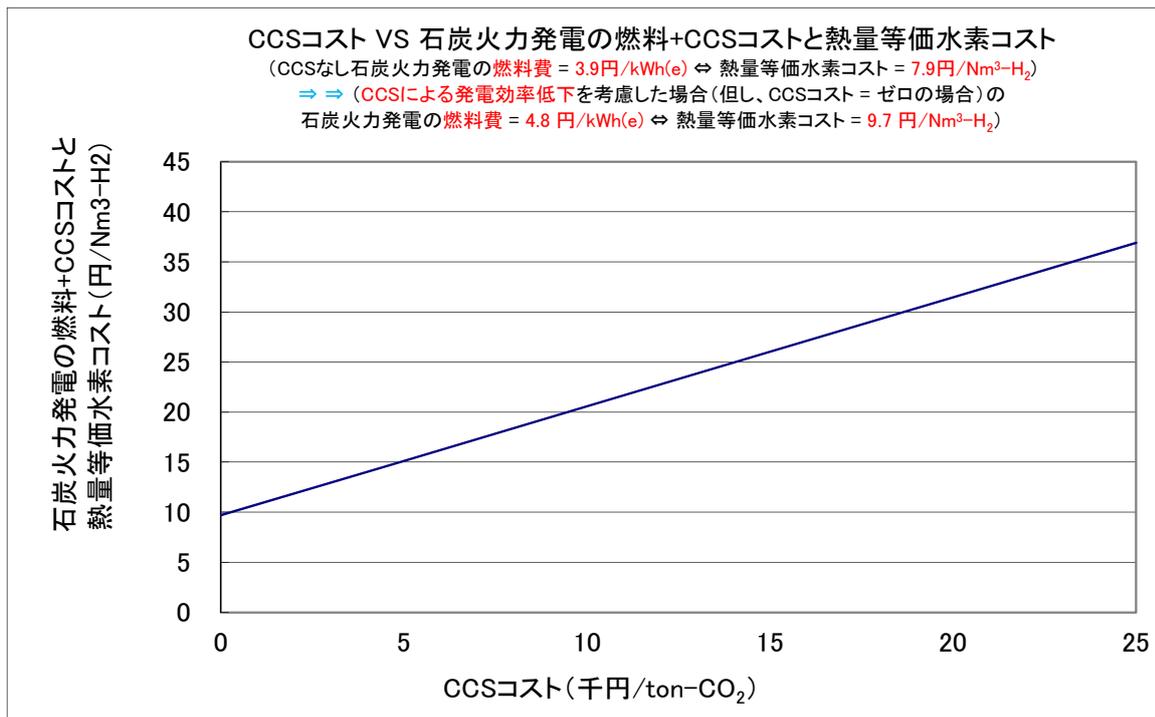
- ・燃料+CCSコストに熱量等価な水素コストは、CCSコストが5千円/ton-CO₂の場合で22.4円/Nm³-H₂、1万円/ton-CO₂の場合で25.6円/Nm³-H₂となる。
- ・水素供給事業者は**CIF25円/Nm³-H₂以下**を目指す必要があるのではないか。

5 CCS付き石炭火力発電

1) 燃料+CCSコストと熱量等価水素コストの関係

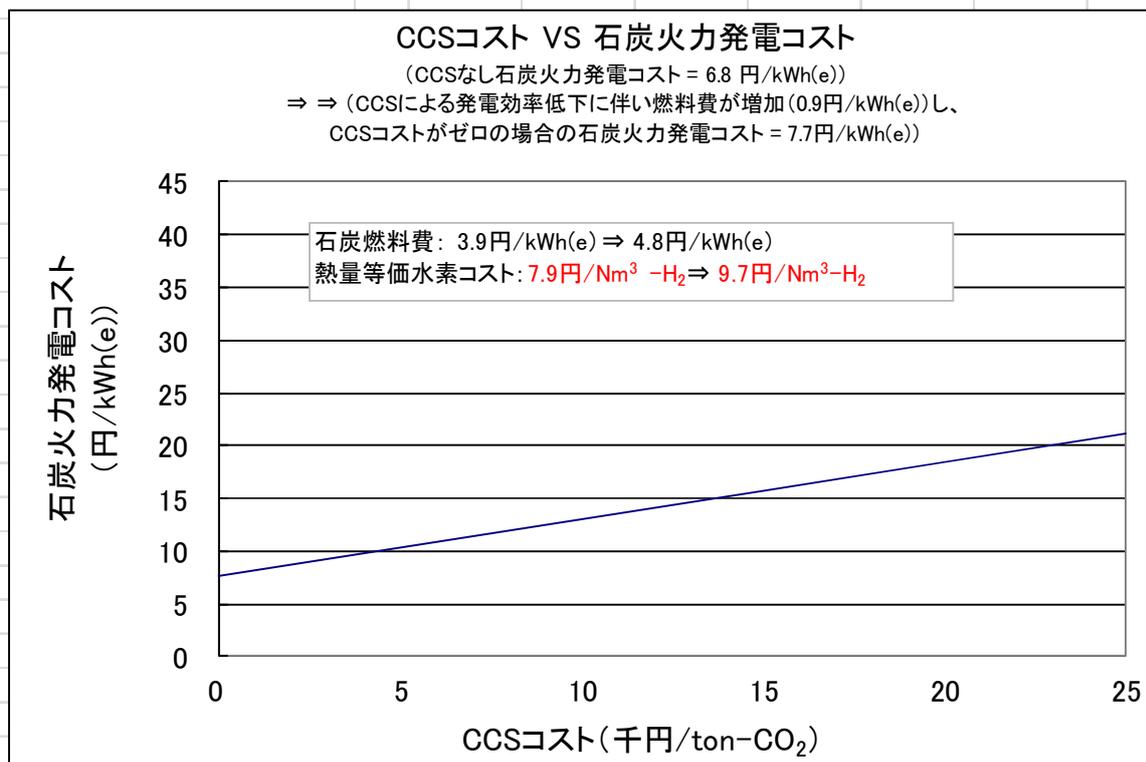
熱量等価として評価する水素は海外でCCSされる輸入CO2フリー水素とする。従って、国内CCSに伴う設備コストは熱量等価水素コスト(許容水素CIFコスト)に含められると考える。

石炭の種類	=	豪州一般炭					
為替レート	=	100	円/USD				
発電用石炭							
発熱量	=	6,700	kcal/kg				
	=	28	MJ/kg			採用	
輸入価格	=	80	USD/ton		214.4	USD/ton	
	=	8.0	千円/ton		21.44	千円/ton	
	=	1.19	円/Mcal	take	3.2	円/Mcal	(円/Mcalの値は水素輸入価格がCCSあり石炭火力発電における燃料費 4.8 円/kWh(e)と熱量等価水素コスト 9.7円/Nm ³ -H ₂ になるように設定)
	=	0.285	円/MJ		0.76	円/MJ	
H ₂							
高位熱量	=	141.9	MJ/kg				
輸入価格	=	0.285	円/MJ		0.76	円/MJ	
	=	40.5	円/kg		109	円/kg	
	=	3.6	円/Nm ³ -H ₂		9.7	円/Nm ³ -H ₂	
燃焼時のCO ₂ 排出量	=	2.409	kg-CO ₂ /kg-coal				
出典:「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令」(経済産業省・環境省)に基づき作成							
https://www.env.go.jp/council/16pol-ear/y164-04/mat04.pdf							
CCSコスト		1	千円/ton-CO ₂ とした場合				
石炭(一般炭)CIFコスト増加		2.409	千円/ton-coal				
許容水素コスト増加		1.09	円/Nm ³ -H ₂		(2.409 / 9.514 X 4.3 = 1.09)		
CCSを考慮した石炭火力発電の燃料+CCSコストと熱量等価水素コスト							
CCSコスト		0	5	10	15	20	25
		0.0	12.0	24.1	36.1	48.2	60.2
		0.0	5.4	10.9	16.3	21.8	27.2
CCS考慮後の石炭輸入価格		21.4	33.5	45.5	57.6	69.6	81.7
等価輸入H ₂ 価格(円/Nm ³ -H ₂)		9.7	15.1	20.6	26.0	31.5	36.9



2) CCS付き石炭火力の発電コスト

燃料費	4.8						円/kWh(e)
資本費	1.3						円/kWh(e)
運転維持費	1.6						円/kWh(e)
CCSコスト	0	5	10	15	20	25	千円/ton-CO ₂
	0	12.0	24.1	36.1	48.2	60.2	千円/ton-coal
	0	5.4	10.9	16.3	21.8	27.2	円/Nm ³ -H ₂
	0	2.7	5.4	8.1	10.8	13.5	円/kWh(e)
石炭火力発電コスト	7.7	10.4	13.1	15.8	18.5	21.2	円/kWh(e)



3) CCS付き石炭火力発電のまとめ

- ・CCSをした場合、発電効率が現状48%から39%に低下し、その分一般炭燃料費は3.9円/kWh(e)から4.8円/kWh(e)に増える。
- ・一般炭燃料費4.8円/kWh(e)と熱量等価の水素コストは9.7円/Nm³-H₂である。
- ・CCSによるコスト上昇は千円/ton-CO₂当たり、一般炭換算で2.4千円/ton-coal、水素換算で1.09円/Nm³-H₂である。
- ・輸入水素は海外でCCSされるから、CCSによるコスト上昇は輸入燃料費に上乗せできるとする。
- ・CCSコストが5千円/ton-CO₂の場合、石炭火力発電コストは2.7円/kWh(e)上昇し、10.4円/kWh(e)となり、熱量等価輸入水素CIFコストは15.1円/Nm³-H₂となる。
- ・CCSコストが1万円/ton-CO₂の場合、石炭火力発電コストは13.1円/kWh(e)、熱量等価輸入水素CIFコストは20.6円/Nm³-H₂となる。

<まとめ>

- ・燃料+CCSコストに熱量等価な水素コストは、CCSコストが5千円/ton-CO₂の場合で15.1円/Nm³-H₂、1万円/ton-CO₂の場合で20.6円/Nm³-H₂となる。
- ・水素供給事業者は**CIF20円/Nm³-H₂以下**を目指す必要があるのではないか。

6 CCS付き石油火力発電

1) CCSコスト VS 石油火力発電の燃料+CCSコストと熱量等価水素コストの関係

熱量等価として評価する水素は海外でCCSされる輸入CO₂フリー水素とする。従って、国内CCSに伴う設備コストは熱量等価水素コスト(許容水素CIFコスト)に含められると考える。

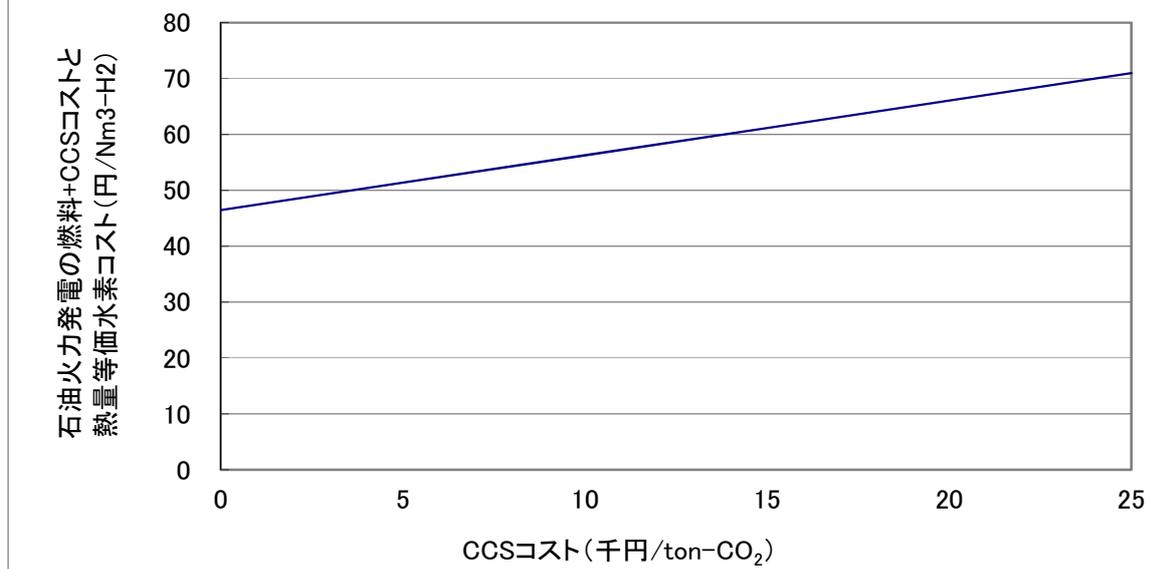
石油の種類	=	原油					
為替レート	=	100	円/USD				
原油							
発熱量	=	9,250	kcal/L				
	=	39	MJ/L				
輸入価格	=	84.2	USD/bbl		採用	226	USD/bbl
	=	0.529	USD/L			1.42	USD/L
	=	52.9	円/L	take	142		円/L
	=	1.37	円/MJ		3.67		円/MJ
							(円/Lの値は水素輸入価格がCCSあり石油火力発電における燃料費 23.0 円/kWh(e)と熱量等価水素コスト 46.5 円/Nm ³ -H ₂ になるように設定)
H ₂							
高位熱量	=	141.9	MJ/kg				
輸入価格	=	1.368	円/MJ			3.67	円/MJ
	=	194	円/kg			521	円/kg
	=	17.3	円/Nm ³ -H ₂			46.5	円/Nm ³ -H ₂
燃焼時のCO ₂ 排出量	=	2.99	kg-CO ₂ /L-電力C重油				
			平成13年度版総合エネルギー統計の改訂発熱量				
			http://www.yasuienv.net/CREST/lca-thinking/useful/gentanni_co2_fuel.htm				
CCSコスト		1	千円/ton-CO ₂ とした場合				
原油CIFコスト増加		2.99	千円/kL-電力C重油				
許容水素コスト増加		0.98	円/Nm ³ -H ₂			(2.99 / 42.76 X 14.00 = 0.98)	
CCSを考慮した石油火力発電の燃料+CCSコストと熱量等価水素コスト							
CCSコスト		0	5	10	15	20	25
		0.0	15.0	29.9	44.9	59.8	74.8
		0.0	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5
CCS考慮後の原油輸入価格		142.0	157.0	171.9	186.9	201.8	216.8
等価輸入H ₂ 価格(円/Nm ³ -H ₂)		46.5	51.4	56.3	61.2	66.1	71.0

CCSコスト VS 石油火力発電の燃料+CCSコストと熱量等価水素コスト

(CCSなし石油火力発電の燃料費 = 18.9円/kWh(e) ⇔ 熱量等価水素コスト = 38.2円/Nm³-H₂)

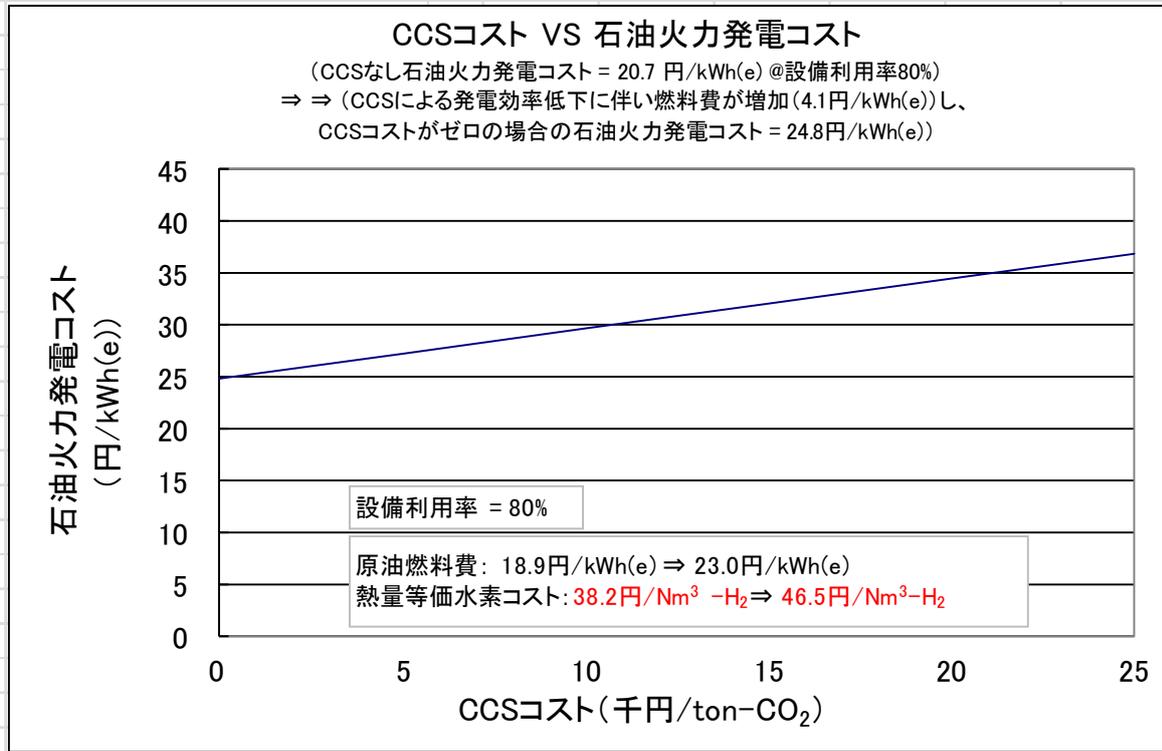
⇒ ⇒ (CCSによる効率低下を考慮した場合(但し、CCSコスト = ゼロの場合)の

石油火力発電の燃料費 = 23.0円/kWh(e) ⇔ 熱量等価水素コスト = 46.5円/Nm³-H₂)



2) CCS付き石油火力の発電コスト

燃料費	23.0						円/kWh(e)
資本費	0.8						円/kWh(e)
運転維持費	1.0						円/kWh(e)
CCSコスト	0	5	10	15	20	25	千円/ton-CO ₂
	0	15.0	29.9	44.9	59.8	74.8	千円/kL-電力C重油
	0	4.9	9.8	14.7	19.6	24.5	円/Nm ³ -H ₂
	0	2.4	4.8	7.3	9.7	12.1	円/kWh(e)
石油火力発電コスト	24.8	27.2	29.6	32.1	34.5	36.9	円/kWh(e)



3) CCS付き石油火力発電のまとめ

- ・CCSをした場合、発電効率が現状39%から32%に低下し、その分原油燃料費は18.9円/kWh(e)から23.0円/kWh(e)に増える。
- ・原油燃料費23.0円/kWh(e)と熱量等価の水素コストは46.5円/Nm³-H₂である。
- ・CCSによるコスト上昇は千円/ton-CO₂当たり電力C重油換算で2.99千円/kL-電力C重油、水素換算で0.98円/Nm³-H₂である。
- ・輸入水素は海外でCCSされるから、CCSによるコスト上昇は輸入燃料費に上乗せできるとする。
- ・CCSコストが5千円/ton-CO₂の場合、石油火力発電コストは2.4円/kWh(e)上昇し、27.2円/kWh(e) (設備稼働率80%の場合)となり、熱量等価輸入水素CIFコストは51.4円/Nm³-H₂となる
- ・CCSコストが1万円/ton-CO₂の場合、石油火力発電コストは29.6円/kWh(e) (設備稼働率80%の場合)、熱量等価輸入水素CIFコストは56.3円/Nm³-H₂となる。

<まとめ>

- ・燃料+CCSコストに熱量等価な水素コストは、CCSコストが5千円/ton-CO₂の場合で51.4円/Nm³-H₂、1万円/ton-CO₂の場合で56.3円/Nm³-H₂となる。
- ・輸入水素CIFコストが40~50円/Nm³-H₂になれば石油火力発電が水素火力発電に代替される可能性は十分にあると思われる

7 火力発電における水素の利用：まとめ

CCSコストと発電コストの関係、及びCCS+燃料コストと熱量等価の水素コストの関係

<LNG火力発電>

CCSコスト (千円/ton-CO ₂)	0	5	10	15	20	25
CCSコスト (円/kWh(e))	0	1.6	3.2	4.7	6.3	7.9
燃料コスト (円/kWh(e))	9.5					
資本費 (円/kWh(e))	0.5					
運転維持費 (円/kWh(e))	0.7					
合計(発電コスト) (円/kWh(e))	10.7	12.3	13.9	15.4	17.0	18.6
CCS+燃料コストと熱量等価の水素コスト (円/Nm ³ -H ₂)	19.2	22.4	25.6	28.8	32.0	35.2

<石炭火力発電>

CCSコスト (千円/ton-CO ₂)	0	5	10	15	20	25
CCSコスト (円/kWh(e))	0	2.7	5.4	8.1	10.8	13.5
燃料コスト (円/kWh(e))	4.8					
資本費 (円/kWh(e))	1.3					
運転維持費 (円/kWh(e))	1.6					
合計(発電コスト) (円/kWh(e))	7.7	10.4	13.1	15.8	18.5	21.2
CCS+燃料コストと熱量等価の水素コスト (円/Nm ³ -H ₂)	9.7	15.1	20.6	26.0	31.5	36.9

<石油火力発電> (設備利用率=80%)

CCSコスト (千円/ton-CO ₂)	0	5	10	15	20	25
CCSコスト (円/kWh(e))	0	2.4	4.8	7.3	9.7	12.1
燃料コスト (円/kWh(e))	23.0					
資本費 (円/kWh(e))	0.8					
運転維持費 (円/kWh(e))	1.0					
合計(発電コスト) (円/kWh(e))	24.8	27.2	29.6	32.1	34.5	36.9
CCS+燃料コストと熱量等価の水素コスト (円/Nm ³ -H ₂)	46.5	51.4	56.3	61.2	66.1	71.0

以下、IAEの見解

- ・熱量等価水素コストだけを見れば、火力発電の中で石油火力での重油代替が最も可能性が高い。
- ・石油火力はピーク電源であり、常時運転はされていないことから、石油火力に輸入水素が使用される場合、常温で長期安定貯蔵が長所であるメチルシクロヘキサンではないだろうか？
但し、メチルシクロヘキサンからの水素を利用するためには、吸熱反応である脱水素のために、石油火力発電所の燃焼排ガス等の熱源(350°C程度より高い)が必要となる。
- ・石炭火力は単位熱量当たりのCO₂排出量が他の火力発電に比べて多いので、CCSコスト単価の影響が大きい。従って、CO₂排出規制が強化される場合、水素混焼の効果が大きくなる。
- ・ガス状燃料のLNG火力への混焼に水素を供給するには、供給水素ガスの圧力として一般に20気圧程度以上が必要になる。
液体水素の場合は気化器でガス化と同時に昇圧されるが、メチルシクロヘキサンの脱水素の場合には、PSAでの精製は必要なくとも、コンプレッサーでの水素圧縮が必要となる。

石炭火力代替水素発電における許容水素コスト(固定費の違いを考慮)				2015.03
				IAE
<ul style="list-style-type: none"> 以下は2030年を対象とした検討である。 コスト等検証委員会の報告書(2011年)における発電コストにCCS対策費が含まれている。従って、今回CCSコストを変動させたケーススタディーにおいて、発電コストを計算する場合、コスト検証委員会で示された発電コストからコスト等検証委員会で採用されたCCS対策費を控除した上で、今回考慮するCCSコストを加算した。 				
1 発電コストの内訳、及び燃料と熱量等価水素コスト				
1) 石炭火力発電コスト				
(1) コスト等検証委員会 報告書(2011年)				
①燃料費	3.9	円/kWh(e)	}	出所:コスト等検証委員会(2011年)
②資本費	1.3	円/kWh(e)		
③運転維持費	1.6	円/kWh(e)		
④CO ₂ 対策費	3.1	円/kWh(e)		
⑤合計	9.9	円/kWh(e)		
燃料費と熱量等価水素コスト	7.9	円/Nm ³ -H ₂		IAEの計算
(2) IAEの計算				
①燃料費	4.8	円/kWh(e)		効率低下を考慮(CCSなし:48% ⇒ CCSあり:39%)
②資本費	1.3	円/kWh(e)		上記1)の(1)の②を採用
③運転維持費	1.6	円/kWh(e)		上記1)の(1)の③を採用
④小計 (CO ₂ 対策費含まず)	7.7	円/kWh(e)		
燃料費と熱量等価水素コスト	9.7	円/Nm ³ -H ₂		
2) LNG火力発電コスト				
(1) コスト等検証委員会 報告書(2011年)				
①燃料費	8.2	円/kWh(e)	}	出所:コスト等検証委員会(2011年)
②資本費	0.5	円/kWh(e)		
③運転維持費	0.7	円/kWh(e)		
④CO ₂ 対策費	1.4	円/kWh(e)		
⑤合計	10.8	円/kWh(e)		
燃料費と熱量等価水素コスト	16.6	円/Nm ³ -H ₂		IAEの計算
(2) IAEの計算				
①燃料費	9.5	円/kWh(e)		効率低下を考慮(CCSなし:57% ⇒ CCSあり:49%)
②資本費	0.5	円/kWh(e)		上記2)の(1)の②を採用
③運転維持費	0.7	円/kWh(e)		上記2)の(1)の③を採用
④小計 (CO ₂ 対策費含まず)	10.7	円/kWh(e)		
燃料費と熱量等価水素コスト	19.2	円/Nm ³ -H ₂		
2 固定費の違いを考慮した場合の許容水素コスト				IAE試算による
1) 前提条件				
①インフラを含む水素発電の固定費(設備費)と運転維持費は不明ゆえ、システムとして類似しているLNG火力発電の設備費と同じとする。				
②石炭代替水素発電における許容発電コストは、石炭火力発電コストとする。				
③石炭代替水素発電における許容水素コストは、直く上の②と①の差とする。				
2) 許容水素コスト				
(1) 将来石炭火力代替の水素火力発電: CCSあり				
①燃料費	6.5	円/kWh(e)		本項の④-②-③
②資本費	0.5	円/kWh(e)		1, 2) (2) の②を採用
③運転維持費	0.7	円/kWh(e)		1, 2) (2) の③を採用
④小計	7.7	円/kWh(e)		1, 1) (2) の④を採用
⑤許容水素コスト	13.2	円/Nm ³ -H ₂		= 6.5円/kWh(e) * 3.55kWh(t)/Nm ³ * 0.57kWh(e)/kWh(t)
CCSコスト		⑧熱量等価水素コスト		
⑥CCSコスト	⑦水素換算	⑧ = (1)の⑤ + ⑦		
(千円/ton-CO ₂)	(円/Nm ³ -H ₂)	(円/Nm ³ -H ₂)		
5	5.4	18.6		
10	10.9	24.1		
15	16.3	29.5		
20	21.8	35.0		
25	27.2	40.4		
石炭火力発電所における石炭代替CO ₂ フリー水素の許容コストは、CO ₂ 制約やCCSコストにもよるが、20~25円/Nm ³ -H ₂ 程度ではないだろうか。				

1 エネルギー基本計画
(平成26年4月)

第2章 第2節 2. 二次エネルギー構造の在り方 (3)“水素社会”の実現
 ・将来の二次エネルギーでは、電気、熱に加え、水素が中心的役割を担うことが期待される。
 ・多様な技術開発や低コスト化を推進し、実現可能性の高い技術から社会に実装していくため、戦略的に制度やインフラの整備を進めていく。

第3章 第8節 3. “水素社会”の実現に向けた取組の加速 (3)水素の本格的な利活用に向けた水素発電等の新たな技術の実現
 ・水素発電は、燃料の一部を水素で代替する混焼発電については既存のガスタービンでも一定程度であれば技術的に活用できる状況にあり、さらに、燃料を水素だけで賄う専焼発電を将来実用化するための技術開発が進められている。こうした水素の利用技術について、技術開発を含めて戦略的な取組を今から着実に進めていく。

第3章 第8節 3. “水素社会”の実現に向けた取組の加速 (5)“水素社会”の実現に向けたロードマップの策定
 ・水素社会の実現に向けたロードマップを、本年春を目処に策定し、その実行を担う産学官からなる協議会を早期に立ち上げ、進捗状況を確認しながら、着実に取組を進める。

2 水素・燃料電池戦略ロードマップ
(平成26年6月)

水素社会実現の意義

1. 省エネルギー ⇒ 燃料電池の活用

2. エネルギーセキュリティ ⇒ 製造原料の高代替性。地政学的リスクの低い地域等からの安価な調達。国内再生可能由来水素による自給率向上。

3. 環境負荷低減 ⇒ 利用段階でCO₂を排出しない。水素の製造時にCCS(二酸化炭素回収・貯留技術)を組み合わせ、又は再生可能エネルギー由来水素を活用することで、環境負荷低減、更にはCO₂フリーにつなげる。

4. 産業振興・地域活性 ⇒ 日本の燃料電池分野の特許出願件数は世界一位で、二位以下と比べて5倍以上と、諸外国を引き離しているなど、日本が強い競争力を持つ分野。また、水素製造等については、再生可能エネルギー等の地域資源を活用可能。

	2015年頃	2020年頃	2030年頃	2040年頃
<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)				
<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		▼(自家発用水素発電の本格導入開始) ▼(ハイブリッド車の燃料代と同等以下の水素価格の実現)	▼(発電事業用水素発電の本格導入開始)	▼(海外からの水素価格(プラント引渡価格)30円/Nm ³ を実現) ▼(商業ベースでの効率的な水素の国内流通網拡大) ▼(海外での未利用エネ由来水素の製造、輸送・貯蔵の本格化)
<フェーズ3> ・トータルでのCO ₂ フリー水素供給システムの確立				▼(CO ₂ フリー水素の製造、輸送・貯蔵の本格化)

(注記)赤字:発電、緑字:供給システム

3 発電事業用水素発電本格導入に至るシナリオ

1) 発電事業用水素発電本格導入の意義(IAEの考え)

- (1) 省エネルギー ⇒ 代替される方式に比べて水素発電の方が総合エネルギー効率が向すれば、導入の意義がある。
- (2) エネルギーセキュリティ ⇒ 水素・燃料電池戦略ロードマップに記載されている項目(製造原料の高代替性、地政学的に低リスクな地域からの安価な調達)に加え、複数の水素キャリア(液化水素・有機ハイドライド等)による供給システムの多様性が確保できることから、エネルギーセキュリティの向上に貢献し得る。
 また、褐炭等の未利用エネルギーは権益の取得が比較的容易であると考えられ、自主エネルギー比率の向上、ひいてはエネルギーセキュリティの向上に貢献し得る。
- (3) 環境負荷低減 ⇒ 水素・燃料電池戦略ロードマップに記載されている通り。
- (4) 産業振興・地域活性 ⇒ 革新的な要素技術(水素の大容量・高効率液化、液化水素船、等)及びサプライチェーンの確立・実用化を世界に先駆け実施することにより、新たな産業振興・地域活性に貢献し得る。
- (5) 経済性(省エネと関係) ⇒ CCSを考慮した将来の化石火力発電コストよりも水素火力発電コストの方が低ければ、導入の意義がある。
 あるいは、効率的な水素貯蔵による水素火力発電(専焼あるいは混焼)により運用面での柔軟性が向上することにより、再エネ導入増大に伴う運用面での経済性の悪化(例えば、現状の火力発電設備では稼働率が低下し、コストアップになる)を回避できれば、導入の意義がある。
 2011年のコスト等検証委員会の報告書によれば、2030年における石炭火力発電の発電コスト(9.5円/kWh)に占める燃料費/その他(主に資本費)の割合は31.6%/68.4%であるのに対し、LNG火力発電の発電コスト(10.7円/kWh)は石炭火力よりも少し高いが、燃料費/その他(主に資本費)の割合は64.5%/35.5%である。
 例えば、石炭火力発電代替として水素火力発電を検討する場合、水素火力発電の資本費を仮にシステムが類似しているLNG火力発電の資本費と同じとみなした場合、そして水素火力発電の許容発電コストを石炭火力発電コストと同等と考えた場合、許容水素コストは石炭の燃料コスト(3.0円/kWh)に、石炭火力発電の資本費(6.5円/kWh)とLNG火力発電の資本費(3.8円/kWh)の差(2.7円/kWh)及びCCSコストを上乗せして算出した値と考えられる。

2)シナリオ
(1)現状の整理

<東京オリパラ>

	~2014年	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	出所
1 価格・コスト	98(*11)~													(*11)岩谷&東ガス、日経
末端水素販売価格 FCV用 (円/Nm ³)	89(*12)	←(METI RMの目標価格を前倒し実施)												(*12)JX、日経
							ハイブリッド車の燃料代と同等の水素価格 (*13)(*14)							(*13)METI戦略ロードマップ (*14)東京都戦略会議
製油所HPU代替用 (円/Nm ³)														
火力発電発電用 (円/Nm ³)														
大型自家発電 (円/Nm ³)														
国内水素製造コスト 副生 (円/Nm ³) (*15)	20~32													(*15)第5回水素・燃料電池戦略協議会WG配布資料
既存目的生産	23~37													
新設目的生産(化石)	31~58													
輸入水素価格 (水素製造原料や海上輸送距離等により変わる)														
有機ハイドライドCIF (国内では約400°Cの熱による脱水素が必要)														
液化水素CIF (国内では海水等による気化が必要)									30 (*22)		24 (*22)		18 (*22)	(*22)NEDO公表セミナー資料
プラント引渡価格 (脱水素や気化した後の設備境界での引渡価格)								30 (*23)						(*23)METIロードマップ
2 水素ステーション(商用) (*3)														(*3)HYDRHTHM 2015 vol.5
	決定42カ所 (at2014.年6月末)													(*31)METI戦略ロードマップ (*32)FCCJ普及シナリオ (*33)村木、TEPIA講演会、2015.2.23 (*34)日経2015.2.13
	(目標:100カ所by 2015) (*31) 東京都(東京戦略会議) トヨタ・日産・ホンダが水素STの整備を支援(*34)						35カ所(*33)	1,000カ所(*32) 80カ所(*33)						
規模	中規模(300Nm ³ /h以上) 小規模(100~300Nm ³ /h)	26/40カ所 14/40カ所												
製造	オフサイト製造(圧縮水素) オフサイト製造(液化水素) オンサイト製造 移動式 その他(ホンダ:パッカー型スマート水素ST。1.5kg/日)	19/40カ所 5/40カ所 4/40カ所 12/40カ所 2カ所												
場所	首都圏 中京圏 京阪神圏 福岡圏	23/40カ所 9/40カ所 4/40カ所 4/40カ所												
運営(数)	岩谷 10 JX 19 東京ガス 2 豊通エア・リキード・ハイドロジェンエナジー 2 豊通/三井住友ファイナンス&リース 5 大阪ガス 1 東邦ガス 1	オフサイト型:9カ所(内液水5)、移動式:1カ所 コンビニ併設型(15年秋までに2カ所建設) オフサイト型:12カ所、オンサイト型:1カ所、移動式:6カ所 GS併設型:8カ所、単独型:3カ所 製油所水素:トレーラー輸送 オンサイトマザー(愛知県岡崎ST)⇒トレーラー輸送⇒オフサイトター(愛知県三好ヶ丘ST)供給方式 天然ガスST併設型:2カ所 オンサイトマザー(浦和ST)⇒トレーラー輸送⇒オフサイトター(練馬ST)供給方式 オフサイト(中規模) 移動式 オンサイト(中規模) オフサイト(中規模)												

<東京オリパラ>

	～2014年	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	出所
3 配送方式(一般的分類)														
圧縮水素 (*4)	シリンダー (1本:15~20MPa、7~10m ³) カードル (1基:70~300m ³) 簡易型水素充填設備 移動式高圧水素供給設備 (1基:40MPa、240m ³) トレーラー (1車:1,100~3,100m ³) 45MPa級複合容器トレーラー (水素積載量:260kg)													(*4)イワタニ:水素エネルギーハンドブック 第3版
液化水素 (*4)	小型容器 (400ℓ) 小型コンテナ (1,900ℓ、2,400ℓ) ローリー (23,000ℓ) 40フィートコンテナ (40,000ℓ以上)													
オフサイト製造水素 (*5)	カードル (1本19.6MPa、7m ³ シリンダー×16~20本) トレーラー (2,600Nm ³) 液水ローリー													(*5)HYDRHTHM 2015 vol.5
オンサイト製造水素 (*5)	都市ガス配管 トレーラー LPGローリー													
4 燃料電池自動車(*6)								200万台(*61)	200万台(*62) (年間27億Nm ³)					(*6)HYDRHTHM 2015 vol.5 (*61)FCCJ普及シナリオ (*62)HYDRHTHM 2015 vol.5 (*63)日経2015.2.13
自家用乗用車 トヨタ:国内 トヨタ:米国 トヨタ:欧州 ホンダ 日産 東京都(東京戦略会議)	約200台受注	400~700台 年度内市販開始 (*63)	年間50~100台	3,000台 (*63) 年内市販開始 (*63)										(*64)村木、TEPIA講演会、2015.2.23
タクシー・ハイヤー バス 東京都(東京戦略会議)	実証中 実証中		市場投入											(HYDRHTHM 2015 vol.5)
二輪車 トラック フォークリフト 農業機械 鉄道 船舶 東京都(東京戦略会議)	実証中 海外で実証中 実証中 海外で実証中 実証中 海外で実証中						100台以上(*64)							
5 定置用燃料電池 家庭用(エネファーム) 目標価格:50万円/台	10万台(9月末) (*71) 海外展開						140万台(*72)		530万台(*72)					(*71)10万台突破記者発表会資料 (*72)METIロードマップ
東京都(東京戦略会議)(*71)							15万台(10万kW)	100万台(70万kW)						(*71)村木、TEPIA講演会、2015.2.23
業務用・産業用 東京都(東京戦略会議)				市場投入 高効率モデル市場投入			以降、本格普及							(*71)METIロードマップ (*71)村木、TEPIA講演会、2015.2.23

	～2014年	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	出所
6 タービン・エンジン自家発 <水素タービン実証>		川重明石 1700kW混焼タービン ドライ追焚形 ドライ追焚形 実証運転(4月～) (*82)		神戸スマコム実証 KHI: 1MW級水素タービン 水噴射0～100%水素可変燃焼器 1.2～7.3MW対応開発済 (*83)			本格導入開始 (*81)							(*81) METIロードマップ (*82) 日刊工業2015.2.2 (*83) 神戸新聞2014.12.23 (*84) 日刊工業2015.1.21 (*85) 第6回水素・燃料電池I戦略協議会WG配布資料
<商用> 大規模 ガスタービンコージェネ ガスエンジンコージェネ ボイラータービンコージェネ 中小規模 ガスタービンコージェネ		川重 28MW混焼タービン ドライ追焚形 60vol%混焼燃焼器 市販活動開始(*86)												(*86) 日経2014.2.20
ガスエンジンコージェネ ボイラータービンコージェネ											(紙パルプ工場?)			
7 発電事業用水素発電 石油火力 水素混焼 石炭火力 水素混焼		三菱日立PS 実証機: 150MW 商用機: 300MW ～450MW マルチクラスター ドライ燃焼器 (IGSS+CCS対応) 開発済 (*92)(*93) 海外で実証 WE-NETで研究							本格導入開始 (*91)					(*91) METIロードマップ (*92) 第4回水素・燃料電池I戦略協議会WG配布資料 (*93) http://www.nedo.go.jp/content/100096015.pdf
LNG火力 水素混焼 水素専焼発電 純水素/空気燃焼 純水素/純酸素燃焼														
8 産業用(化学特性利用) 石油精製(HPU代替) 脱硫用水素		許容価格が発電事業用水素発電よりも高い												(*101) http://www.pecj.or.jp/japanese/minireport/pdf/H25_2013/2013-007.pdf
IMO船舶用燃料油の低硫黄化規制(*101) 指定海域: 1%⇒0.1%														
IMO船舶用燃料油の低硫黄化規制(案)(*101) 一般海域: 3.5%⇒0.5% (水素需要が世界的に急増の可能性@2020～)														
製鉄 直接還元製鉄用水素		COURSE50で開発中の高炉法水素還元製鉄では外部水素の活用はない。 以下はAP研究会で実施した意見調査結果。 ・外部水素が活用される可能性があるのは、中小規模のシャフト炉での100%水素による直接還元製鉄である。 ・直接還元製鉄法の導入は、再生可能エネルギー由来水素が普及すること、即ち、水素と電力が安価なことが前提となる。 ・従って、直接還元製鉄の導入可能性は、2060年以降、海外において、と想定される。												
9 輸送・貯蔵、製造(*11) 輸送・貯蔵		国内流通 海外水素					開発・実証 (液水、有機HD)							(*11) METIロードマップ
製造		未利用海外エネルギー 再生可能エネルギー (褐炭・原油随伴ガス)						開発・実証 (液水、有機HD) 開発・実証	<未利用海外エネルギー> 水素製造、 輸送・貯蔵 の本格化		開発・実証	<再生可能エネルギー> 水素製造、 輸送・貯蔵 の本格化		

	~2014年	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	出所
有機ハイドライドチェーン					実証チェーン(IAE推測)			商用チェーン(IAE推測)						
液化水素チェーン(*112)							パイロットチェーン 2千トン/年 7MW 豪州⇒日本 1250m ³ 蓄圧船×2隻	16万m ³ 液水船	商用チェーン 22万5千トン/年 650MW 豪州⇒日本 2隻 30円/Nm ³ -H ₂		450万トン/年 13GW 豪州⇒日本 40隻 24円/Nm ³ -H ₂		900万トン/年 26GMW 豪州⇒日本 80隻 18円/Nm ³ -H ₂	(*112)NEDO公表セミナー資料

2) 発電事業用水素発電導入シナリオ(案) <IAEの考え>

- ・発電事業用水素発電においては、経済性ととも供給安定性が最重要課題である。
- ・事業用水素発電の導入開始から本格普及後まで、供給安定性は供給チェーンの多様性だけでなく、化石火力発電によるバックアップ等により、常時確保される必要がある。
- ・各ステップで政府の強力な支援が不可欠

ステップ1: 自家発水素発電①

対象設備:

- ・ボイラータービンコジェネ
- ・ガスタービンコジェネ
- ・ガスエンジンコジェネ

利用展開: 2020年以前

- ・既存設備(大きな改造なし)での水素割合の増大(商用)
- ・改造または新設での新技術の実証(混焼、専焼)
- ・新技術の商用化(混焼、専焼)

水素製造:

- ・国内製造余力の活用(副生水素、目的生産水素)

輸送、貯蔵、供給: 既存インフラの最大限活用

- ・圧縮水素: ローリー、パイプライン等による輸送
- ・液化水素: ローリー、トレーラー等による輸送
- ・有機ハイドライド: ローリー、トレーラー等による輸送

ステップ2: 発電事業用水素発電①

対象設備:

- ・石油火力発電
- ・石炭火力発電
- ・LNG 火力発電

利用展開: (小規模): 2020年頃

- ・新技術の実証

水素製造: (小規模)

- ・海外未利用化石燃料(褐炭、原油随伴ガス、等)由来水素製造の実証

輸送、貯蔵、供給: (小規模)

- ・液化水素チェーンの実証
- ・有機ハイドライドチェーンの実証

ステップ3: 製油所 HPU 代替利用(HPU: Hydrogen Production Unit)

対象設備:

- ・重油脱硫設備

利用展開: 2020年以降

- ・IMO による船舶用重油の低硫黄化規制対応として、重油脱硫用水素の需要が大幅に増大することが想定される。
- ・製油所 HPU 代替としての水素許容価格が発電事業用水素の許容価格より少し高いと思われることから、発電事業用水素発電で新技術の実証、液化水素チェーンの実証あるいは有機ハイドライドチェーンの実証が成功すると、発電事業用水素発電の本格導入に先駆け、製油所 HPU 代替として輸入水素が本格利用されはじめ、順次、各製油所に普及が拡大すると想定する。
- ・この普及拡大により中規模の安定需要が確立される共に、コストダウンが達成され、発電事業用水素発電の本格導入に繋がると想定する。

ステップ4: 発電事業用水素発電②

対象設備:

- ・石油火力発電
- ・石炭火力発電
- ・LNG 火力発電

利用展開(中大規模): 2030年以降

- ・新技術の商用化

水素製造(規模拡大による安定供給の確立): 2030~2040年頃

- ・海外未利用化石燃料(褐炭、原油随伴ガス、等)由来水素製造の確立
- ・可能エネルギー由来の水電解水素製造の確立

輸送、貯蔵、供給(規模拡大による安定供給の確立): 2025~2030年頃

- ・液化水素チェーンの確立
- ・有機ハイドライドチェーンの確立

ステップ5: 自家発水素発電②

対象設備:

- ・ボイラータービンコジェネ
- ・ガスタービンコジェネ
- ・ガスエンジンコジェネ

利用展開: 2040年以降

- ・水素発電事業用水素発電の普及拡大により、輸入水素の価格が自家発用水素の許容価格程度まで低下し、その結果、自家発水素発電が本格普及すると想定する。

実証 商用

<東京オリハラ>

	2014年	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	備考
1 供給元														
1) 水素ステーション														
2) 国内副生水素														
3) 国内目的生産生産余力水素														
4) 国内再エネ水素														
5) 国内流通網拡大							東京オリハラ							
6) 海外未利用化石水素(褐炭・随伴ガス)							(東京オリハラ:期待)		グローバルサプライチェーン					
7) 海外再エネ水素											グローバルサプライチェーン			
2 供給先														
1) 燃料電池自動車														
① 乗用車							東京オリハラ							
② タクシー・ハイヤー														
③ バス							東京オリハラ							
④ 二輪車														
⑤ トラック			(海外で実証中)											
⑥ フォークリフト														(現場に圧縮水素貯蔵あるいは液化水素があれば、早期に利用される)
⑦ 農業機械			(海外で実証中)											
⑧ 鉄道														
⑨ 船舶			(海外で実証中)				東京オリハラ							
2) 定置用燃料電池														
① 家庭用							東京オリハラ							
② 業務用・産業用							東京オリハラ							
3) 自家発								本格導入開始						
(1) 混焼														
中小規模	供給元:国内水素	供給方法①:ガス貯蔵⇒パイプライン 供給方法②:液体貯蔵⇒液送⇒気化設備 or 脱水素設備⇒パイプライン												
大規模	供給元:海外製造水素	供給方法:貯蔵基地⇒液送⇒気化設備 or 脱水素設備⇒パイプライン												
① ガスタービン	水・水蒸気噴射 ドライ方式	川重:追焚方式												
② ガスエンジン														
③ ボイラータービン														
(2) 専焼														
① ガスタービン	水・水蒸気噴射 ドライ方式			川重										
② ガスエンジン					(川重:時期はIAEの推測)									
③ ボイラータービン	グラーツサイクル(水素・酸素燃焼)									(川重:時期はIAEの期待)				
4) 発電事業用	供給元:海外製造水素	供給方法:貯蔵基地⇒液送⇒気化設備 or 脱水素設備⇒パイプライン												
(1) 混焼										本格導入開始				
① 石油火力														
② 石炭火力	汽力 IGCC	三菱日立												CO ₂ 制約厳対応(想定)
③ LNG火力								有機HD or 液化水素						
(2) 専焼														
① 石油火力代替														(時期はIAEの推測)
② 石炭火力代替														(時期はIAEの推測)
③ LNG火力代替														(時期はIAEの推測)
5) 石油精製(HPU代替) 重油脱硫	供給元:海外製造水素	供給方法:貯蔵基地⇒液送⇒気化設備 or 脱水素設備⇒パイプライン												
3 供給方法														
1) 圧縮水素	① シリンダー・カードル ② トレーラー ③ パイプライン													
2) LPG	① シリンダー・カードル ② ローリー													
3) 液化水素 (国内流通網)	① 小型容器 ② ローリー ③ 大型コンテナ								流通拡大					
4) 有機HD (国内流通網)	① ローリー ② 大型コンテナ								流通拡大					
5) 液化水素(グローバルチェーン)										本格導入			再エネ由来水素	
6) 有機HD(グローバルチェーン)										本格導入			再エネ由来水素	

(2014年度までのAP研究会の活動成果に2014年度の最新情報を追加)

IAE

<コスト・価格>			現状	2015年	2020年	2025年	2030年	2040年	2050年	備考			
1 エンドユースコスト													
①運輸	AP研意見調査 (円/Nm ³)			100, 80				80, 60		80, 40			
	NEDO RM 2010 (円/Nm ³)			120	90	60		60~40					
	IEA's ETP 2012(2DS high H2) (円/Nm ³)			100	100	90	80	70	50	40	為替レート=100円/USD		
	商用水素ST JX日鉱日石での販売価格 (消費税法) (円/Nm ³)				90						出所: 2014年12月25日、ニューズリリース		
	岩谷産業 (消費税法) (円/Nm ³)				100						出所: 2014年12月22日、日経新聞		
東京ガス (円/Nm ³)				100						出所: 2015年1月8日、日経新聞			
(参考) ハイブリッド車 ・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			(IAEの試算) FCV(現状トヨタのミライ相当) ・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 ・水素代(税込): 1076 円/kg (= 96 円/Nm ³) ・ガソリン熱量等価税金: 1.635 円/MJ-LHV : 1.635X(120 MJ-LHV/kg-H2) : 196 円/kg = 17.5 円/Nm ³ -H2										
目標(税抜) (円/Nm ³)				90	60			50		40			
目標(税込) (円/Nm ³)				107	77			67		57			
②運輸以外 AP研意見調査 (円/Nm ³)					40			30		30			
③火力発電の化石燃料価格と熱量等価水素価格													
<日本通関 化石燃料 CIF価格>			LNG (USD/MJ)	0.011							出所: コスト等検証委員会(2010年)		
			石炭 (USD/MJ)	0.004									
			原油 (USD/MJ)	0.013									
<熱量等価水素価格: 国内CCS無化石燃料>			LNG火力 (円/Nm ³)	14.0							水素価格はIAEにて計算 CCSによる効率低下; (DOE/NETL-2007/1281からIAEが推算)		
			石炭火力 (円/Nm ³)	5.1⇒11.5(*1)									
			石油火力 (円/Nm ³)	16.6							LNG火力: 57%⇒49% 石炭火力: 48%⇒39% 石油火力: 39%⇒32%		
<熱量等価水素価格: 化石燃料+国内CCS = 7千3百円/ton-CO ₂ >			LNG火力 (円/Nm ³)		21.1								
			石炭火力 (円/Nm ³)		14.2⇒20.9(*1)								
			石油火力 (円/Nm ³)		27.4								
<熱量等価水素価格: 化石燃料+国内CCS = 1万円/ton-CO ₂ >			LNG火力 (円/Nm ³)				22.8						
			石炭火力 (円/Nm ³)				17.2⇒23.9(*1)				(*1) 固定費はLNGの固定費と同じとしている。		
			石油火力 (円/Nm ³)				30.0						
2 国内配送コスト													
(参考)IEA's ETP 2012 P263 (円/Nm ³)										5~10	パイプラインでのみ達成可能 鋼管径: 500mm、圧力: 100bar		
(参考)IEA's ETP 2012 P242 (百万円/km)				125									
3 輸入水素コスト													
国内でのプラント引渡しコスト (円/Nm ³)						30					出所: 水素・燃料電池戦略ロードマップ		
AP研設定目標 (円/Nm ³)					35~30	30~25	25~20			25~20			
CIFコスト (液化水素) (円/Nm ³)							30	24	18		出所: KHI資料@NEDO水素エネルギー-白書 公表セミナー(H26.7)		
							(16万m ³ 液化水素船: 2隻)	(40隻)	(80隻)				

<用途>						
1 大規模集中利用			水素が最初に大量利用されるのは、化学特性利用として受入許容価格が比較的高い製油所HPU水素代替であると思われる。			
1) 製油所HPU(水素製造装置)水素代替						
(1) 現状のHPU水素						
製品水素仕様		純度	97~98 vol%			石油便覧にて確認要
		不純物	CO: ?? ppm (COは水添脱硫触媒等の触媒毒)(シフト反応、CO2除去、メタネーションによりCOを低減)			
		圧力	3~4 MPa			
水素製造価格		既設	23~37 円/Nm ³			出所: 第5回水素・燃料電池戦略協議会WG資料
		新設	31~58 円/Nm ³			
(2) 外部水素受入の許容価格						
現状HPUでの製造価格相当の25円/Nm ³ ぐらいで代替導入が始まり、20円/Nm ³ ぐらいになると本格普及が始まると思われる。導入初期ではCO ₂ フリーでない水素でも受け入れられ、CO ₂ 制約が厳しくなるに従いCO ₂ フリー水素が使用されると思われる。						
(3) 国内水素供給チェーン						
製造		HPU代替水素量は比較的大量なので、国内水素で賄うことは困難と思われる。				
輸送						
貯蔵						
昇圧						
合計						
(4) 輸入水素供給チェーン						
			<導入初期: 2025年>	<普及移行期: 2040年>	<本格普及期: 2050年>	
豪州(褐炭)			豪州ビクトリア州 Latrobe Valley			出所: 低炭素社会実現に向けた水素チェーンの実現可能性検討、川崎重工 山下誠二、他 www.jsr.gr.jp/journal/journal.pdf/2014/journal201403_4.pdf
炭鉱		炭鉱近傍	炭鉱近傍			
水素製造		炭鉱近傍				
ガス精製		炭鉱近傍				
CO ₂ 貯留		ギブスランド盆地に計画中のCarbonnetに貯留(Victoria州の南沖合の海底地下貯留)(水素製造・ガス精製サイトから約80km)				
液化		輸出積地基地				
積地基地						
揚地基地						
製油所						
規模		褐炭消費量	4.74 Mトン/年			
		水素製造量	0.225 Mトン/年			
			2.51 GNm ³ /年			
			0.764 MTOE/年			
		CO ₂ 貯留量	4.39 Mトン/年			
		液水船	160,000 m ³ X 2隻	160,000 m ³ X 40隻	160,000 m ³ X 80隻	
主要単価		褐炭	15 AUD/トン			輸送費込み
		電気	70 AUD/MWh			再生可能エネルギー由来電力
		水	2 AUD/トン			
		CO ₂ 処理	15 AUD/トン			CarbonNet貯留費用
		為替レート	81 円/ AUD			
			0.61 EUR/ AUD			1001年~2010年の平均レート
			0.73 USD/ AD			

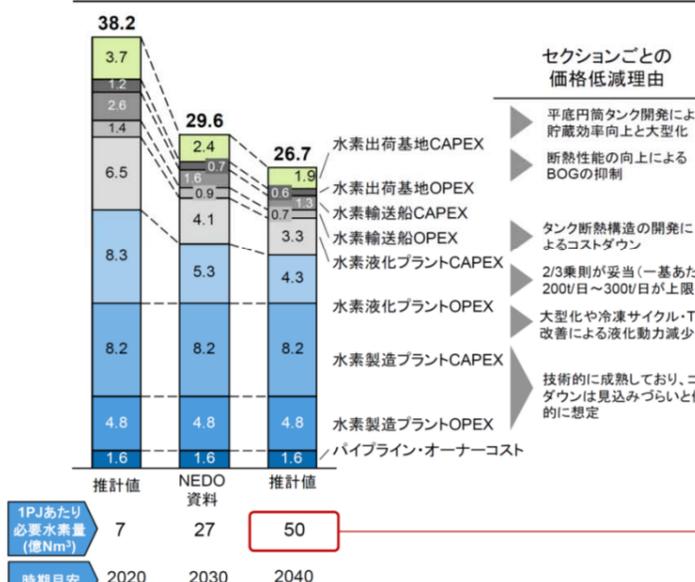
設備費 (億円)	水素製造プラント	2231					
	水素パイプライン	74					
	水素液化プラント	2454					
	水素積荷基地	1413					
	オーナーコスト	297					
	液化水素輸送船	967					
	小計(CIFベース)	7436					
	運営費 (億円)	褐炭			59		
		電気			194		
		窒素・水・その他			45		
CO2貯留		54					
保守費		81					
労務費		18					
小計(CIFベース)		450					
<CIF> 電力費の内訳	水素製造プラント	101					
	内訳(空気分離装置)	23					
	内訳(ガス化炉設備)	8					
	内訳(ガス精製設備)	33					
	内訳(CO2貯留用設備)	23					
	内訳(水素移送設備)	6					
	内訳(その他)	8					
	水素液化プラント	91					
	水素積地基地	2					
	小計(CIFベース)	194					
キャッシュ フロー計 算の前提	借入投資比率	50:50					
	借入年数	15年(元金均等返済)					
	償却年数	15年(定率償却)					
	プロジェクト年数	30年(解体撤去費含まず)					
	借入利率	年利3%(建設期間中の利子は建設費に組み込み)					
水素製造コスト (CIF) (円/Nm ³ -H ₂)	設備費	10.4					
	利息、税金	1.4					
	褐炭	2.3					
	電気	7.6					
	窒素・水・その他	1.8					
	CO2貯留	2.1					
	保守費	3.2					
	労務費	0.8					
	小計(CIFベース)	29.7					
	水素揚荷	3.3					
輸送(ローリー)	2.0						
<国内>	小計	5.3	24	18			
	合計	35.0					

<CAPEX、OPEXによる整理>

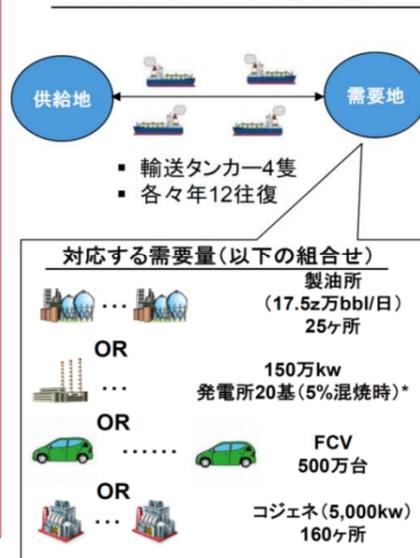
		2020年	2030年	2040年	
パイプラインオーナーコスト (円/Nm ³)	CAPEX	1.6	1.6	1.6	出所: 第8回AP研究会での三菱商事プレゼン資料 = 第5回水素・燃料電池戦略協議会WGでの三菱商事プレゼン資料。
	OPEX	8.2	8.2	8.2	
	小計	13.0	13.0	13.0	
水素液化プラント	CAPEX	6.5	4.1	3.3	
	OPEX	8.3	5.3	4.3	
	小計	14.8	9.4	7.6	
水素輸送船	CAPEX	2.6	1.6	1.3	
	OPEX	1.4	0.9	0.7	
	小計	4.0	2.5	2.0	
水素出荷基地	CAPEX	3.7	2.4	1.9	
	OPEX	1.2	0.7	0.6	
	小計	4.9	3.1	2.5	
CIF価格	CAPEX	21.0	16.3	14.7	
	OPEX	15.7	11.7	10.4	
	合計	38.2	29.6	26.7	

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)



水素50億Nm³/年の場合の例



* 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

2 分散利用		水素が最初に大量利用されるのは、化学特性利用として受入許容価格が比較的高い製油所HPU水素代替であると思われる。																																																																					
1)FCV/水素ステーション																																																																							
(1) 水素品質規格		<table border="1"> <tr> <th colspan="4">表1. ISO14687-2 FCV用水素燃料規格の変遷</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">仕 様</th> <th>ISO14687-2 2012年予定</th> <th>ISO/TS14687-2 2008年</th> <th>ISO14687 1999年</th> </tr> <tr> <th>Grade D</th> <th>Grade D</th> <th>Type I,Grade A</th> </tr> <tr> <td>純度</td> <td>99.97%</td> <td>99.99%</td> <td>98%</td> </tr> <tr> <td>総炭化水素</td> <td>2 ppm</td> <td>2 ppm</td> <td>100 ppm</td> </tr> <tr> <td>H₂O</td> <td>5 ppm</td> <td>5 ppm</td> <td rowspan="2">合わせて 1,900 ppm</td> </tr> <tr> <td>O₂</td> <td>5 ppm</td> <td>5 ppm</td> </tr> <tr> <td>He</td> <td>300 ppm</td> <td>100 ppm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ar, N₂</td> <td>100 ppm</td> <td>100 ppm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>CO₂</td> <td>2 ppm</td> <td>2 ppm</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.2 ppm</td> <td>0.2 ppm</td> <td>1 ppm</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>0.004 ppm</td> <td>0.004 ppm</td> <td>2 ppm</td> </tr> <tr> <td>HCHO</td> <td>0.01 ppm</td> <td>0.01 ppm</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>HCOOH</td> <td>0.2 ppm</td> <td>0.2 ppm</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>NH₃</td> <td>0.1 ppm</td> <td>0.1 ppm</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>ハロゲン化 物</td> <td>0.05 ppm</td> <td>0.05 ppm</td> <td>---</td> </tr> <tr> <td>粒子</td> <td>1 mg/kg</td> <td>1 µg/L (10 µm以下)</td> <td>問題なきこ と</td> </tr> </table>		表1. ISO14687-2 FCV用水素燃料規格の変遷				仕 様	ISO14687-2 2012年予定	ISO/TS14687-2 2008年	ISO14687 1999年	Grade D	Grade D	Type I,Grade A	純度	99.97%	99.99%	98%	総炭化水素	2 ppm	2 ppm	100 ppm	H ₂ O	5 ppm	5 ppm	合わせて 1,900 ppm	O ₂	5 ppm	5 ppm	He	300 ppm	100 ppm		Ar, N ₂	100 ppm	100 ppm		CO ₂	2 ppm	2 ppm	---	CO	0.2 ppm	0.2 ppm	1 ppm	S	0.004 ppm	0.004 ppm	2 ppm	HCHO	0.01 ppm	0.01 ppm	---	HCOOH	0.2 ppm	0.2 ppm	---	NH ₃	0.1 ppm	0.1 ppm	---	ハロゲン化 物	0.05 ppm	0.05 ppm	---	粒子	1 mg/kg	1 µg/L (10 µm以下)	問題なきこ と	見直しが進む燃料電池用水素品質規格「ISO14687-2」	左表出所: 富岡秀徳、燃料電池自動車用水素燃料仕様に係る国際標準化の動向、水素エネルギーシステムVo1. 37, No.1 (2012) 右表出所: HYDRHYTHN 2015 vol.5
表1. ISO14687-2 FCV用水素燃料規格の変遷																																																																							
仕 様	ISO14687-2 2012年予定	ISO/TS14687-2 2008年	ISO14687 1999年																																																																				
	Grade D	Grade D	Type I,Grade A																																																																				
純度	99.97%	99.99%	98%																																																																				
総炭化水素	2 ppm	2 ppm	100 ppm																																																																				
H ₂ O	5 ppm	5 ppm	合わせて 1,900 ppm																																																																				
O ₂	5 ppm	5 ppm																																																																					
He	300 ppm	100 ppm																																																																					
Ar, N ₂	100 ppm	100 ppm																																																																					
CO ₂	2 ppm	2 ppm	---																																																																				
CO	0.2 ppm	0.2 ppm	1 ppm																																																																				
S	0.004 ppm	0.004 ppm	2 ppm																																																																				
HCHO	0.01 ppm	0.01 ppm	---																																																																				
HCOOH	0.2 ppm	0.2 ppm	---																																																																				
NH ₃	0.1 ppm	0.1 ppm	---																																																																				
ハロゲン化 物	0.05 ppm	0.05 ppm	---																																																																				
粒子	1 mg/kg	1 µg/L (10 µm以下)	問題なきこ と																																																																				
		<table border="1"> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">見直しが進む燃料電池用水素品質規格「ISO14687-2」</th> </tr> <tr> <th>現 行</th> <th>改定後 (検討段階)</th> </tr> <tr> <td>水分</td> <td>5ppm</td> <td>5ppm</td> </tr> <tr> <td>全炭化水素</td> <td>2ppm</td> <td>2ppm</td> </tr> <tr> <td>O₂</td> <td>5ppm</td> <td>5ppm</td> </tr> <tr> <td>Ar, N₂</td> <td>100ppm</td> <td>100ppm</td> </tr> <tr> <td>CO₂</td> <td>2ppm</td> <td>2ppm</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>0.2ppm</td> <td>0.2ppm</td> </tr> <tr> <td>S</td> <td>0.004ppm</td> <td>0.004ppm</td> </tr> <tr> <td>NH₃</td> <td>0.1ppm</td> <td>0.1ppm</td> </tr> <tr> <td>He</td> <td>300ppm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>HCHO</td> <td>0.01ppm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>HCOOH</td> <td>0.2ppm</td> <td>削除</td> </tr> <tr> <td>ハロゲン化物</td> <td>0.05ppm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>粒子</td> <td>1mg/kg</td> <td></td> </tr> </table>			見直しが進む燃料電池用水素品質規格「ISO14687-2」		現 行	改定後 (検討段階)	水分	5ppm	5ppm	全炭化水素	2ppm	2ppm	O ₂	5ppm	5ppm	Ar, N ₂	100ppm	100ppm	CO ₂	2ppm	2ppm	CO	0.2ppm	0.2ppm	S	0.004ppm	0.004ppm	NH ₃	0.1ppm	0.1ppm	He	300ppm		HCHO	0.01ppm		HCOOH	0.2ppm	削除	ハロゲン化物	0.05ppm		粒子	1mg/kg																									
	見直しが進む燃料電池用水素品質規格「ISO14687-2」																																																																						
	現 行	改定後 (検討段階)																																																																					
水分	5ppm	5ppm																																																																					
全炭化水素	2ppm	2ppm																																																																					
O ₂	5ppm	5ppm																																																																					
Ar, N ₂	100ppm	100ppm																																																																					
CO ₂	2ppm	2ppm																																																																					
CO	0.2ppm	0.2ppm																																																																					
S	0.004ppm	0.004ppm																																																																					
NH ₃	0.1ppm	0.1ppm																																																																					
He	300ppm																																																																						
HCHO	0.01ppm																																																																						
HCOOH	0.2ppm	削除																																																																					
ハロゲン化物	0.05ppm																																																																						
粒子	1mg/kg																																																																						

水素製造コスト (CIF) (円/Nm ³ -H ₂) <CIF> <国内> ユーザ提供	設備費	10.4			出所: 低炭素社会実現に向けた水素チェーンの実現可能性検討, 川崎重工 山下 誠二、他 www.jser.gr.jp/journal/journal_pdf/2014/journal201403_4.pdf
	利息、税金	1.4			
	褐炭	2.3			
	電気	7.6			
	窒素・水・その他	1.8			
	CO ₂ 貯留	2.1			
	保守費	3.2			
	労務費	0.8			
	小計(CIFベース)	29.7		24	
	水素揚荷	3.3			
	輸送(ローリー)	2.0			
	水素ステーション	<35MPa>	<70MPa>		
		24.5			
小計	29.8				
合計	59.5				

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
国富流出低減(予備検討)

IAE

試算1

<輸入水素 (@褐炭由来の液化水素チェーン)>

褐炭代: 2.3 円/Nm³-H₂ (NEDO 水素エネルギー白書 公表セミナー 特別講演4 川崎重工)

$$\Rightarrow 2.3 / (3\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{-H}_2) / 0.57$$

(効率 0.57: コスト等検証委員会報告書(2011 年)における LNG 火力発電のエネルギー効率 57%を採用)

$$= 1.35 \text{ 円/kWh}$$

その他条件:

- ・褐炭1トン = 輸入(日本受入)水素量 530 Nm³
- ・褐炭単価 = 15 AUD/ton-褐炭
- ・為替レート(当時)= 80 円/AUD

<LNG 代 (@LNG 火力発電)> (データ: コスト等検証委員会報告書(2011 年))

LNG 火力発電コスト = 10.7 円/kWh

LNG 日本通関 CIF 価格 = 0.011USD/MJ = 1.1 円/MJ (100 円/USD)

発電効率 = 57% @2030

$$\Rightarrow 1/0.57 \times (3.6\text{MJ}/\text{kWh}) \times 1.1 \text{ 円}/\text{MJ}$$

$$= 6.95 \text{ 円/kWh}$$

参考:

$$\cdot 0.011\text{USD}/\text{MJ} = 11.6\text{USD}/\text{MMBTU} \quad (1\text{MJ} = 947.817\text{BTU})$$

<石炭代 (@石炭火力発電)> (データ: コスト等検証委員会報告書(2011 年))

石炭火力発電コスト = 9.5 円/kWh

一般炭日本通関 CIF 価格 = 0.004USD/MJ = 0.4 円/MJ (100 円/USD)

発電効率 = 48% @2030

$$\Rightarrow 1/0.48 \times (3.6\text{MJ}/\text{kWh}) \times 0.4 \text{ 円}/\text{MJ}$$

$$= 3.00 \text{ 円/kWh}$$

参考:

$$\cdot 0.004\text{USD}/\text{MJ} = 112\text{USD}/\text{ton} \quad (\text{発電用石炭の発熱量} = 28\text{MJ}/\text{kg})$$

試算2

1 褐炭チェーン

<褐炭チェーンケース>

前提:CO₂は豪州で処理してもらい、それ以外は全て日本企業が日本技術で行う。

- ・日本の水素発電量= 1兆 kWh/年 X 0.1 = 1,000 億 kWh/年
- ・水素発電効率= 60%
- ・水素需要量= 1,000/0.6/3(kWh/Nm³) = 556 億 Nm³/年 = 5 百万トン/年
- ・褐炭需要量= 約 95 百万トン/年
- ・褐炭購入価格= 95 百万トン/年 X 10AUD/トン X 80 円/AUD = 76,000 百万円/年
- ・CO₂排出量= 98 百万トン/年
- ・CCS費用= 1,700 円/トン CO₂ X 98 百万トン/年 = 167,000 百万円/年
- ・CO₂フリー水素国富流出額(褐炭購入+CCS)= 243,000 百万円/年
(76,000 百万円/年 + 167,000 百万円/年)

<LNGケース>

- ・LNG量(熱量等価換算)= 1,260 万トン/年
- ・LNG 購入価格= 1,260 万トン/年 X 53,000 円/ton-CIF(2007~2009 平均 by EDMC 要覧)
= 668,000 百万円/年
- ・LNG 権益比率= 15%として
- ・LNG 購入国富流出額= 668,000 百万円/年 X 0.85 = 568,000 百万円/年
- ・CO₂排出量= 1,260 万トン/年 X 2.7トン CO₂ /トン = 34 百万トン CO₂/年(参考)

<国富流出低減比率>

- ・国富流出比率= 243,000 / 568,000 = 0.43
⇒ 国富流失を約 60%削減できる。

2 パタゴニア風力由来水素チェーン

<パタゴニア風力チェーンケース>

前提: 土地を借用し(借地料のみ考慮し)、全て日本企業が日本技術で行う。

- ・水素需要量= $1,000/0.6/3(\text{kWh}/\text{Nm}^3) = 556 \text{ 億 Nm}^3/\text{年} = 500 \text{ 万トン}/\text{年}$
- ・水電解効率= $4.4\text{kWh}/\text{Nm}^3$
- ・水電解必要電力量= 約 2,450 億 kWh/年
- ・風力発電設備利用率= 50%
- ・必要風力発電設備容量= 4,900 億 kWh/年
- ・風車設置場所: チュブット州とサンタクルス州
- ・所要土地面積= 7,500 Km²
- ・年間の借地料= $7,500 \text{ km}^2 \times 4.4 \text{ 百万円}/\text{km}^2$ (下記参照) / 20 年= 1,650 百万円/年
 - ・土地購入単価= 550 US\$/ha (林産地 by 2001 年 10 月のジェトロレポート)
= $550 \text{ US}/\text{ha} \times 100 \text{ ha}/\text{km}^2 \times 80 \text{ 円}/\text{USD} = 4.4 \text{ 百万円}/\text{km}^2$
- ・年間の借地料= 土地購入費 / 20 年とする
- ・風力発電水電解由来水素国富流出額(借地料のみ考慮)= 1,650 百万円/年

<LNGケース>

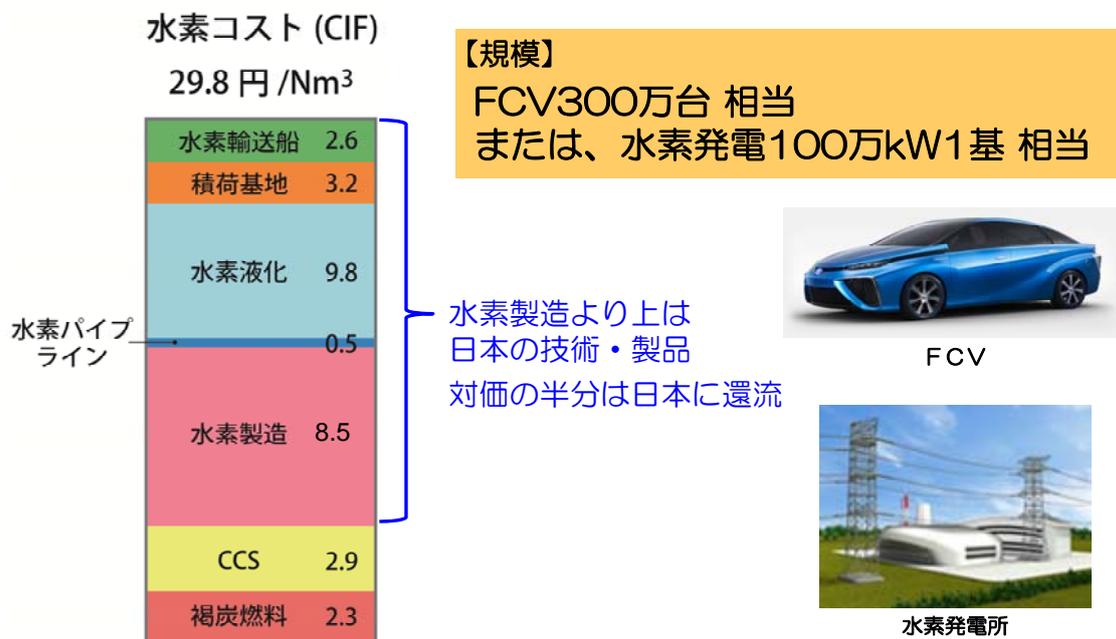
- ・LNG量(熱量等価換算)= 1,260 万トン/年
- ・LNG 購入価格= $1,260 \text{ 万トン}/\text{年} \times 53,000 \text{ 円}/\text{ton-CIF} = 668,000 \text{ 百万円}/\text{年}$
- ・LNG 権益比率= 15%
- ・LNG 購入国富流出額= $668,000 \text{ 百万円}/\text{年} \times 0.85 = 568,000 \text{ 百万円}/\text{年}$

<国富流出低減比率>

- ・国富流出比率= $1,650 / 568,000 = 0.003$
⇒ 国富流失はほとんどゼロとなる。

商用チェーン FSの結果

(出所) NEDO FORUM KHI発表資料





水素需要推算 GRAPE によるケーススタディー条件と結果

一般財団法人エネルギー総合工学研究所

1. モデル概要

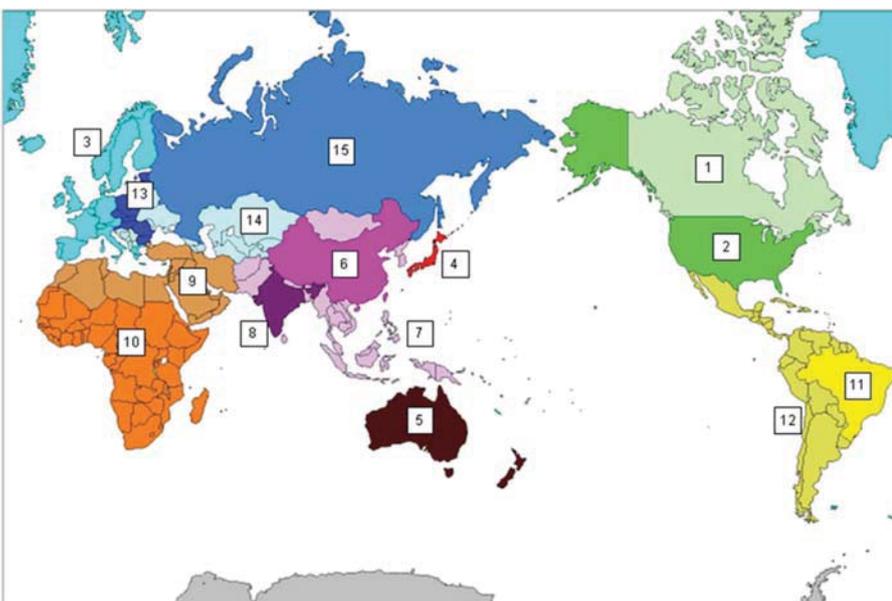
2. 昨年度までの総括

3. 今年度の実施内容案

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

1. 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、先進地域（カナダ、米国、西欧、日本、オセアニア）と中国、インド、ブラジル、ロシアの運輸（FCV、ICE）、発電（大規模発電）、定置（水素コジェネ、直接燃焼）。（BRICsは2030年から水素を利用）



- ・ 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

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

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括

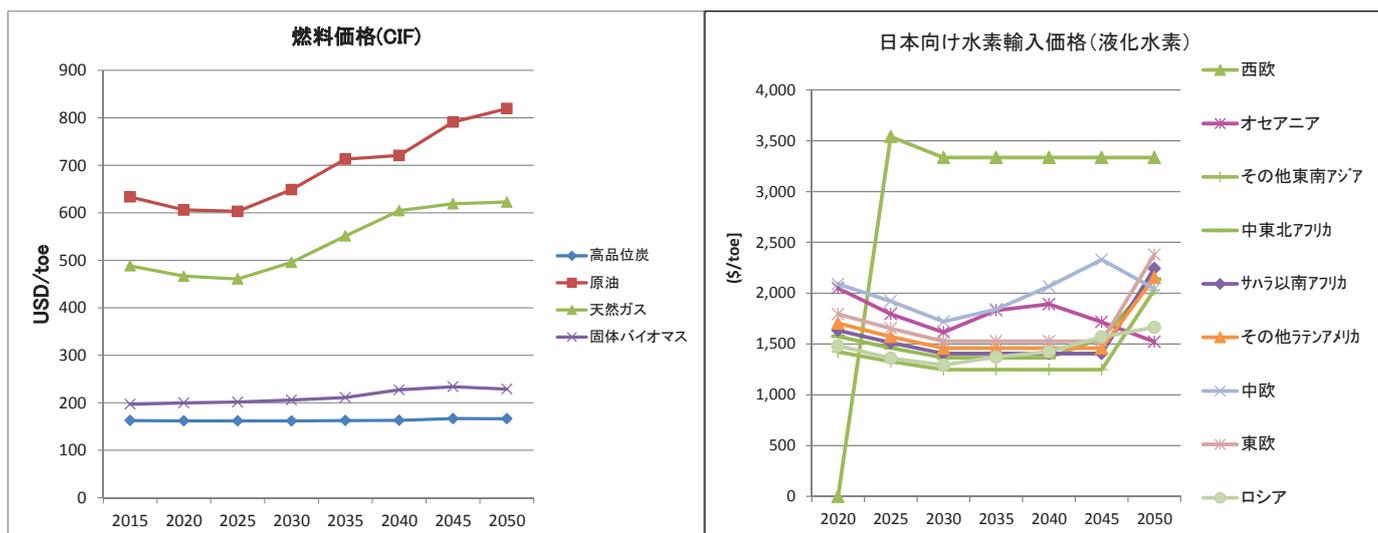
・ 総括

- 水素導入全体
- 電力部門
- 運輸
- その他(定置需要)
- 水素製造

注：注記のないものは、前回報告のデータセット

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括 燃料価格、水素価格



※輸出用の水素を製造していない地域は省略

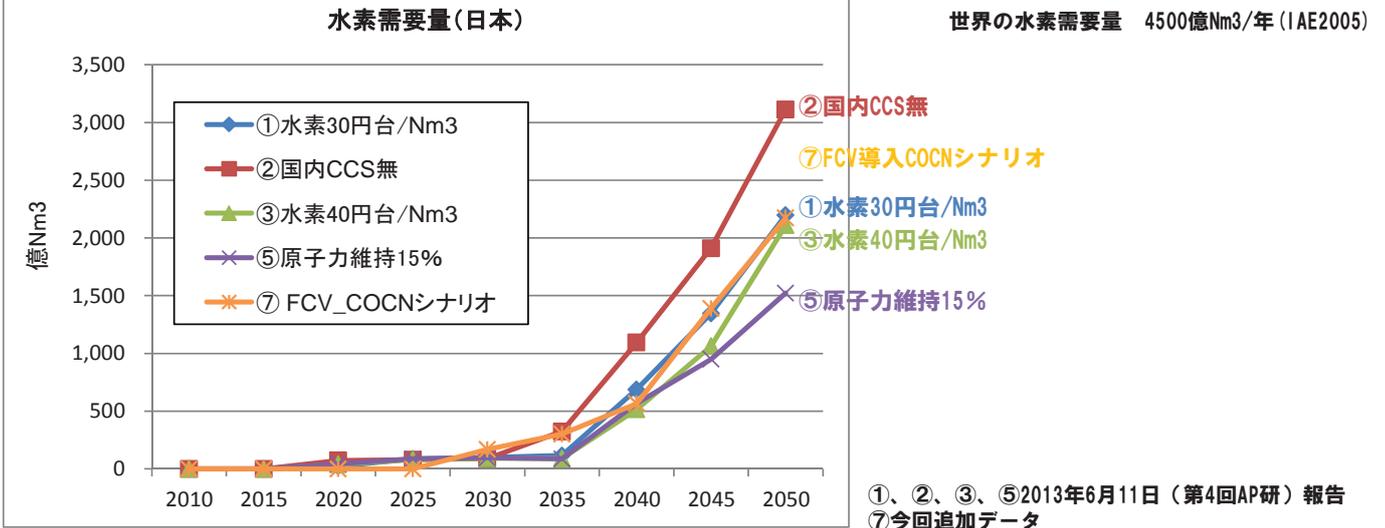
- CIF価格は、西欧を除いて2020年約47~32円/Nm³, 2030年以降約54~34円/Nm³とに分布
- その他東南アジア等、水力発電の電力によって水電解からの水素製造を行う地域のコストが2045-2050年にかけて上昇するのは、水力発電のグレードが上がったことによる。
- 水電解の水素の価格差は輸送コストの差が主。

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括

(1) 水素導入全体

- 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。
- CCSの利用可能性が最も水素需要に影響を与える
- 原子力発電を継続利用する場合（例：発電電力量に対して15%を維持）は、水素需要の多い大規模水素発電向けの水素需要が減少する結果、2050年断面では水素需要もっとも小さくなる。
- 水素価格が上昇すると水素導入量は減少する。



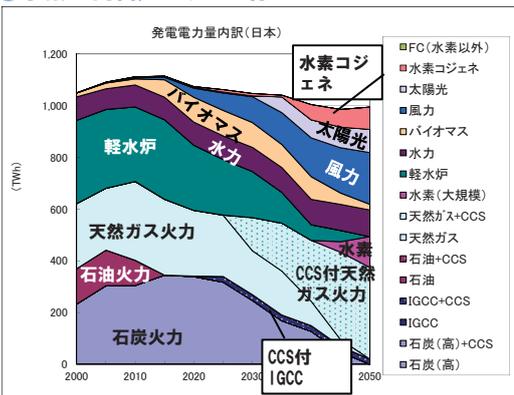
Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括

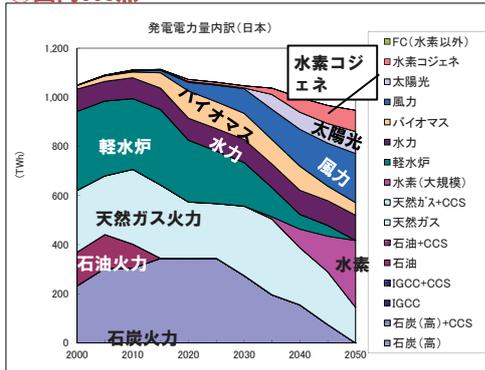
(2) 発電

- 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、原子力発電のゼロエミッション電源の導入量に大きな影響を受ける。

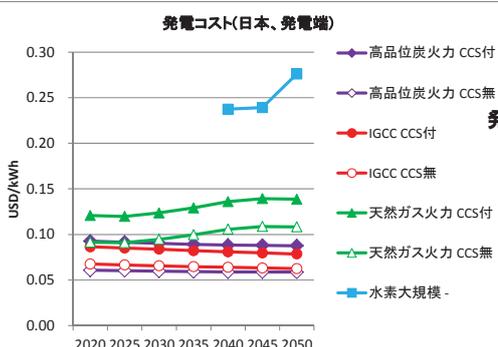
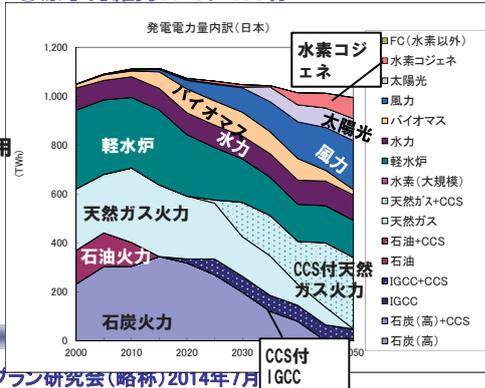
①水素30円台/Nm3、CCS有



②国内CCS無



⑤原子力維持15%、CCS有



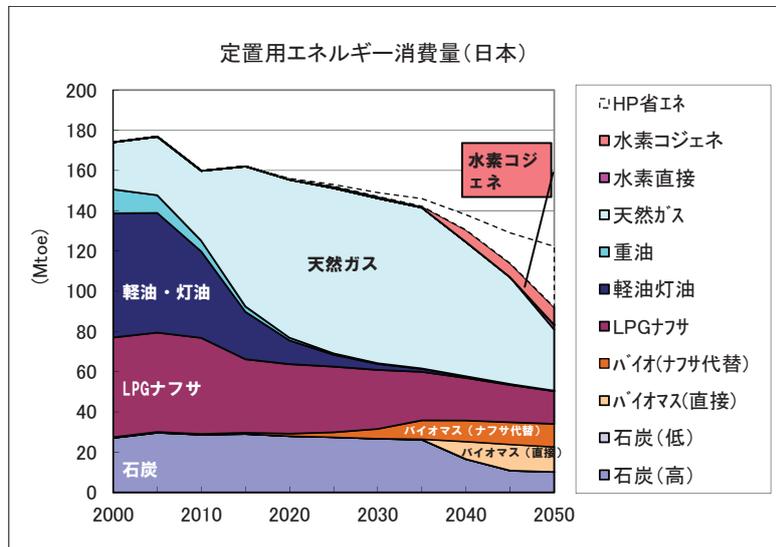
①、②、⑤
2013年6月11日
(第4回AP研) 報告

E. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括

(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

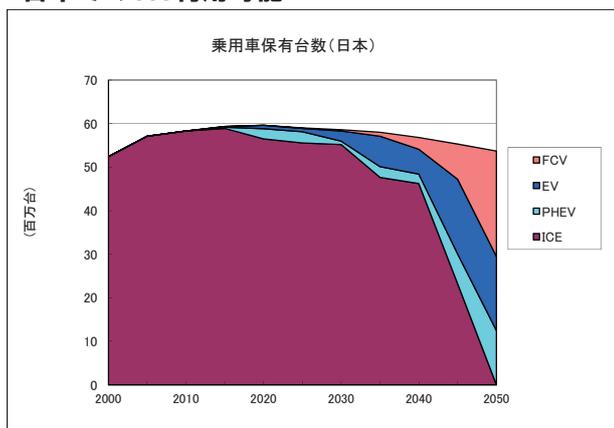
Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括

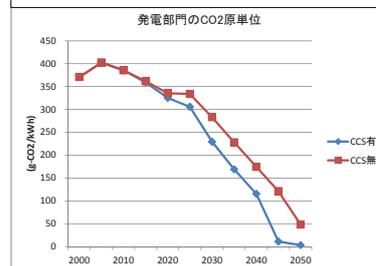
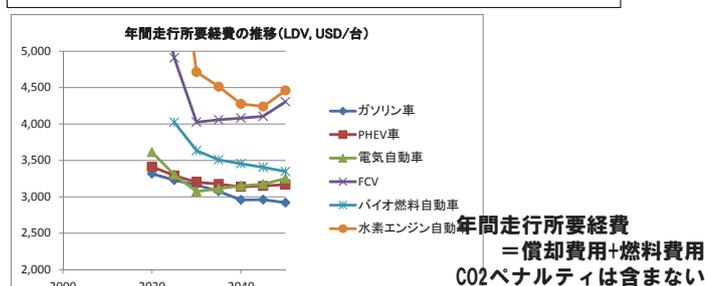
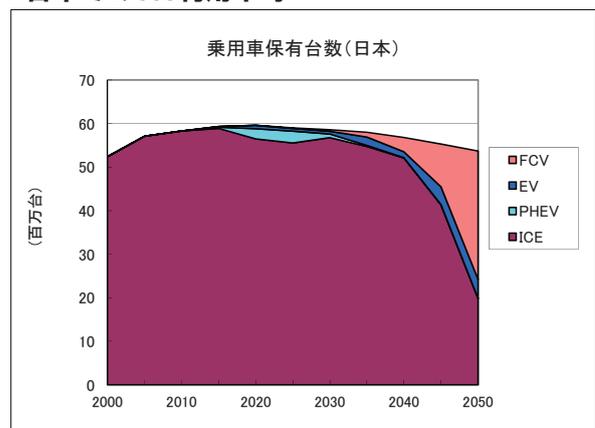
(4) 運輸

- 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。

日本でのCCS利用可能



日本でのCCS利用不可



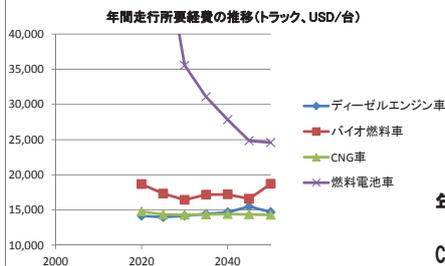
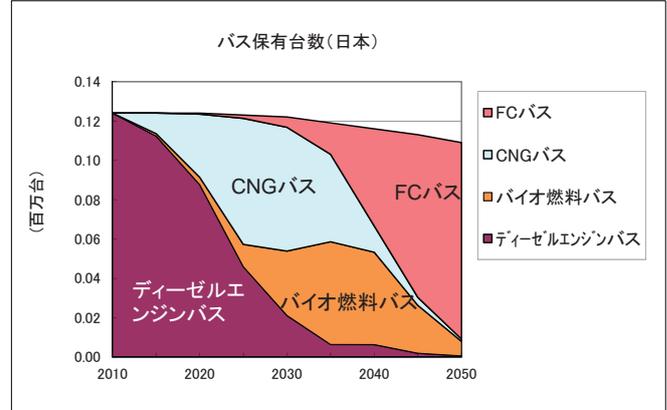
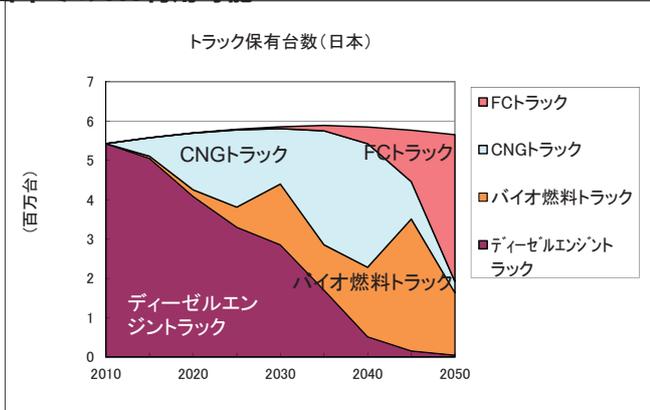
Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括

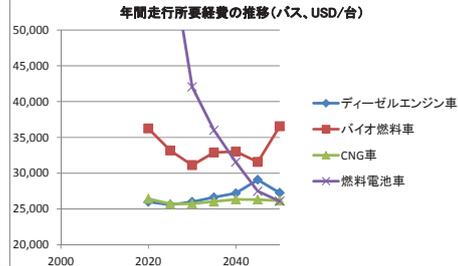
(4) 運輸

- 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。

日本でのCCS利用可能



年間走行所要経費
=償却費用+燃料費用
CO2ペナルティは含まない

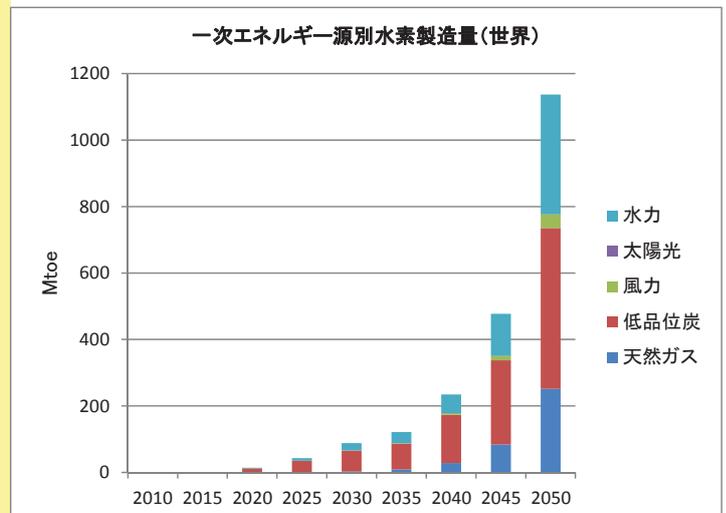


Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括

(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。
- 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トの蓋然性についても検討する必要がある。

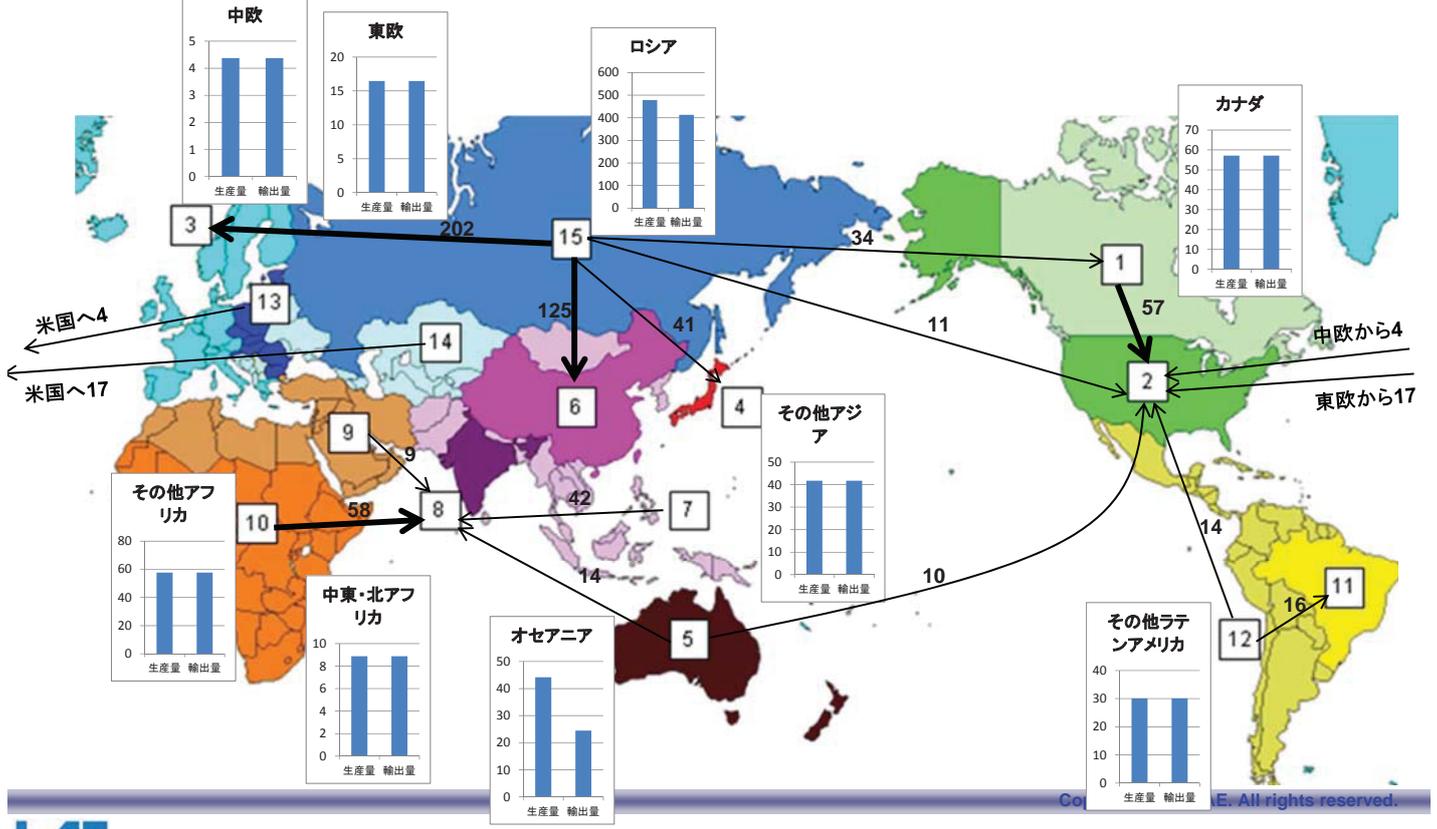


Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. 昨年度までの総括 世界水素輸送 (CO2制約ベース)

2050年
 ← 50Mtoe以上
 ← 50Mtoe未満
 矢印の近くの数字は輸送ベースの水素量 (Mtoe)。

- ロシアが低品位炭及び天然ガス由来の水素を製造し、輸出の6割を占める。
 - 国土が広く、大消費地域（西欧、中国、日本等）へのアクセスが良いためと考えらる。



今年度の予定

- 条件の改訂 (案)
 - 各機関の文書等との整合性の確保
 - エネルギー基本計画、水素燃料電池戦略ロードマップ等
 - 製油所水素の考慮
 - 設定価格以下で、輸入ナフサ・LPGを代替
 - 先進的な水素の利用方法
 - 純水素純酸素燃焼タービンの考慮
 - データ更新
 - FCVは、車両価格、補助金価格が公開された場合はその値に準拠。
 - 電源設備構成の検討
 - 短期における設備構成、需要の時間変化の考慮
 - 短期のCCS利用シナリオの検討
 - 公開ベースのプロジェクト積み上げでCCS量を制約
 - 本研究会でいただくコメント





水素需要推算 GRAPE によるケーススタディー条件と結果

一般財団法人エネルギー総合工学研究所

1. モデル概要

2. モデル・条件の変更箇所

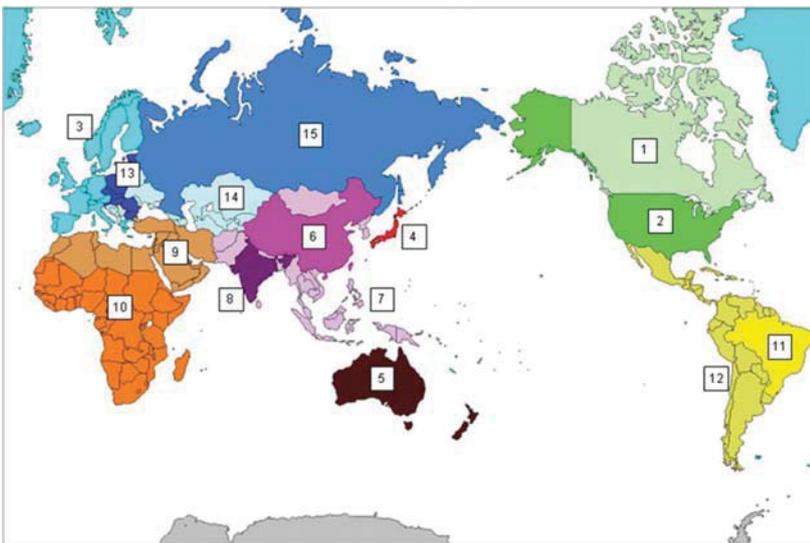
3. 計算結果

4. まとめ

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

1. 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、先進地域（カナダ、米国、西欧、日本、オセアニア）と中国、インド、ブラジル、ロシアの運輸（FCV, ICE）、発電（大規模発電）、定置（水素コジェネ、直接燃焼）。（BRICsは2030年から水素を利用）



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

- ・ 発電、運輸、定置の各部門のエネルギー需要を推計
- ・ 想定するエネルギーフロー、利用可能な技術オプションのパラメータを設定
- ・ 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

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

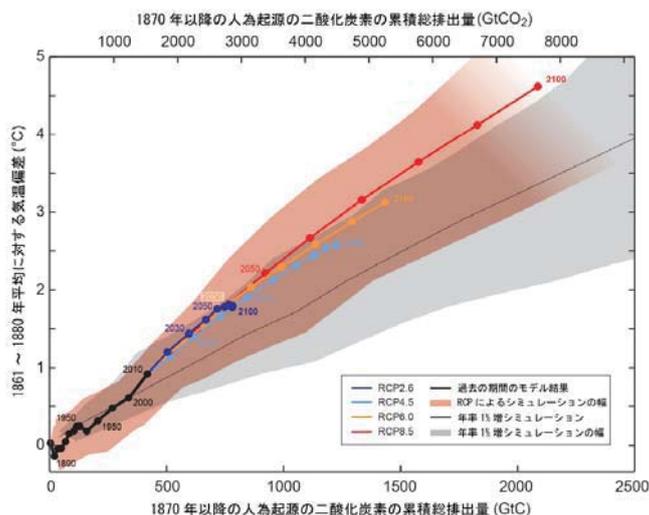
2. モデル・条件の変更箇所

- CO2制約
- 製油所水素代替
- 車両コスト
- 高効率の水素利用技術
- 短期の電源構成
- 短期のCCS制約

Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.

2. モデル・条件の変更箇所 CO2制約

- ・ これまでのCO2制約
 - 2020年：各国・地域のコミットした制約
 - 2050年：先進国80%減、世界全体50%減
 - ・ 現状から目標年に向けてリニアにCO2制約を課した
 - ・ 制約をかけた年から対策が急に始まる
- ・ 世界全体のCO2排出量削減を累積排出量で制約するよう変更
 - より柔軟な対策の表現が可能。

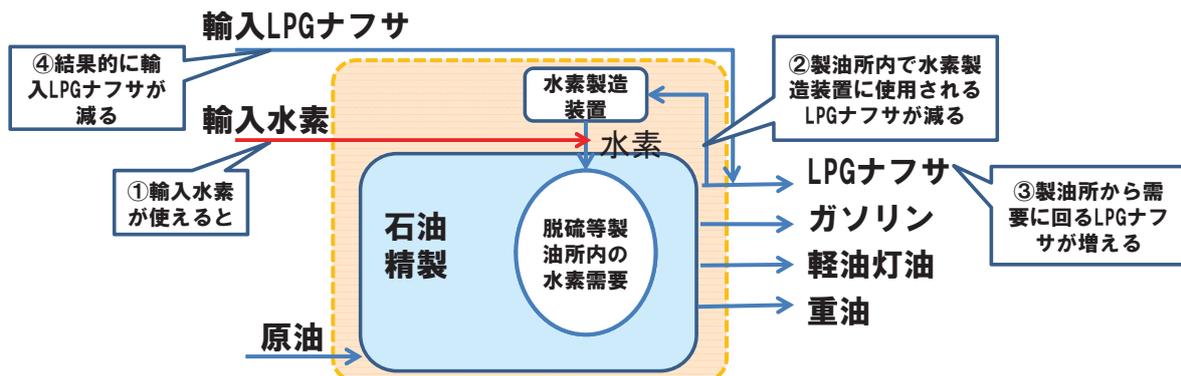


出典：IPCC第5次評価報告書 第1作業部会報告書 政策決定者向け要約 気象庁訳 p.26

Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.

2. モデル・条件の変更箇所 CO2フリー水素による製油所水素代替

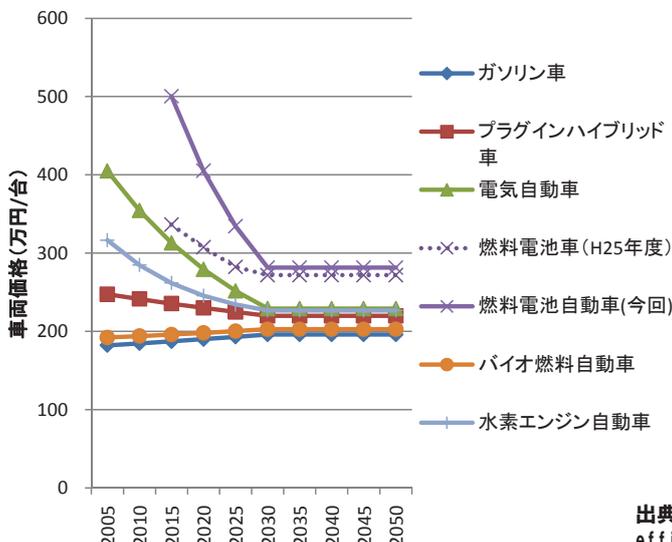
- CO2フリー水素の利用先として、製油所の水素需要を追加。
 - 製油所でCO2フリー水素が利用できるとすると、結果として国内供給できるナフサLPGが増加すると考えられるため、製品輸入しているナフサLPGをCO2フリー水素で代替可能とした。
- 製油所水素の導入時期、許容コスト
 - 製油所水素の導入時期：2025年以降
 - AP研で実施のヒアリングでは、2025、2030年の回答が各1件
 - 製油所水素向け許容コスト：30円/Nm³
 - 同ヒアリングでは、30円/Nm³が2件、35、40円/Nm³各1件であり、そのうちの最安値。
 - 原油の輸入量に対する水素製造量の実績から、代替可能なナフサLPGの上限は輸入原油の2.6%を上限とした。
 - 出典：平成24年度AP研報告書 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



Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. モデル・条件の変更箇所 FCV

- FCVの価格の想定を変更
 - トヨタのプレスリリースによるとFCVの価格は、700万円程度
 - 報道では、200万円程度の購入補助金が検討中。
 - 2025年までは、今年度の方がFCVの車両価格は高いが、2030年以降は昨年度と概ね同じ設定。
 - 2030年に向けて、IEAのデータへ収束するよう定率で減少させた（従来通り）。



出典：IEA, Passenger light duty vehicle efficiencies and costs (2009)

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

2. モデル・条件の変更箇所 高効率の水素利用技術

- ・ 高効率の水素利用技術としてWE-NETで検討された純水素純酸素燃焼タービンを発電技術オプションに追加
- ・ 導入年：2030年
- ・ 設備費：2,542 USD/kW (冷熱利用酸素製造設備を含む)
- ・ 発電効率（送電端）：63%（2030年）～65%（2050年）
 - 発電端効率60% (HHV)、所内率1.4%、酸素製造動力 (0.29～0.55kWh/Nm³-O₂) から推定

Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.

2. モデル・条件の変更箇所 短期の電源構成

- ・ 原子力発電所の停止状況をふまえ、2025年までの原子力発電設備容量の上限を改訂。
- ・ 現政権は、安全性の確認された原発の再稼働を進めていく方針※から、2025年に運転開始から40年を経過していない原子力発電所はすべて利用できることと仮定。
 - 2025年にむけて概ねリニアに増加と仮定。
 - 福島第一、第二は除く
- ・ 2030年以降は、昨年度と同じ、新增設無。

年	2010	2015	2020	2025	2030以降
設備容量 (MW)	実績値	約3,500	約24,000	約42,000	昨年度同様

※エネルギー基本計画、第187臨時国会首相方針演説、宮沢経産相就任会見等

Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.

2. モデル・条件の変更箇所 短期のCCS制約

- ・ GCCSIのCCSプロジェクトリストのEOR及び発電向けのプロジェクトを地域・開始年で集約し、2020年からCCSの利用可としているCCSの2020年の年間CO₂貯留量を制約。
 - 昨年度の報告の結果では、2020年のCO₂制約のため、世界では26億トン-CO₂のCCSが主に発電で利用
 - この量を受け入れられるCCSプロジェクトは2020年に計画されていない。
 - ECBM (Enhanced Coal Bed Methane)、廃ガス田への貯留は2025年からとした。

貯留量の上限制約値

EOR		2015	2020
地域番号	地域名		
1	カナダ	1	2
2	米国	5.2	12.7
3	西欧	0	0
4	日本	0	0
5	オセアニア	0	0
6	中国	1	3
7	その他アジア	0	0
8	インド	0	0
9	中東・北アフリカ	0	0
10	サハラ以南アフリカ	0	0
11	ブラジル	0	0
12	その他ラテンアメリカ	0	0
13	中欧	0	0
14	東欧	0	0
15	ロシア	0	0
合計(Mt-CO ₂)		7.2	17.7

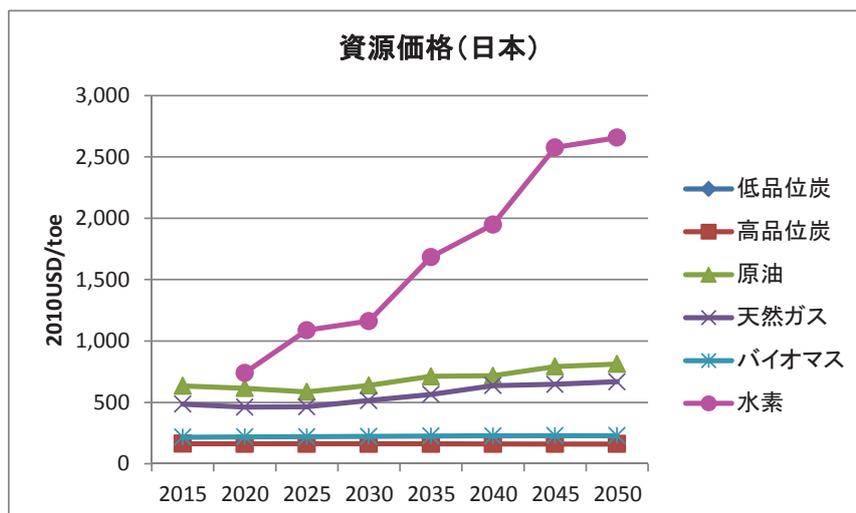
帯水層

帯水層		2015	2020
地域番号	地域名		
1	カナダ	0	0
2	米国	1.1	1.1
3	西欧	1.1	12.9
4	日本	0	0
5	オセアニア	0	3
6	中国	0	3.2
7	その他アジア	0	2
8	インド	0	0
9	中東・北アフリカ	0	0
10	サハラ以南アフリカ	0	0
11	ブラジル	0	0
12	その他ラテンアメリカ	0	0
13	中欧	0	0
14	東欧	0	0
15	ロシア	0	0
合計(Mt-CO ₂)		2.2	22.2

GCCSI: Global Carbon Capture and Storage Institute

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

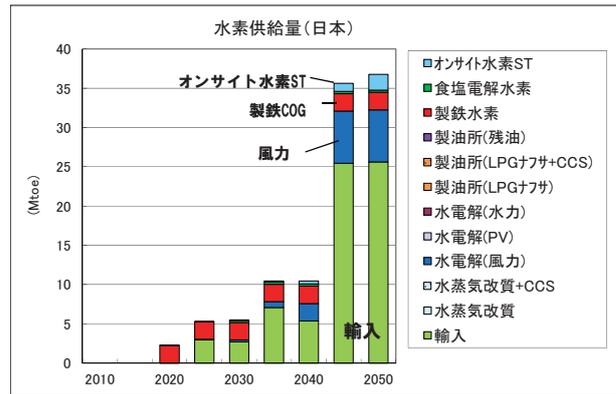
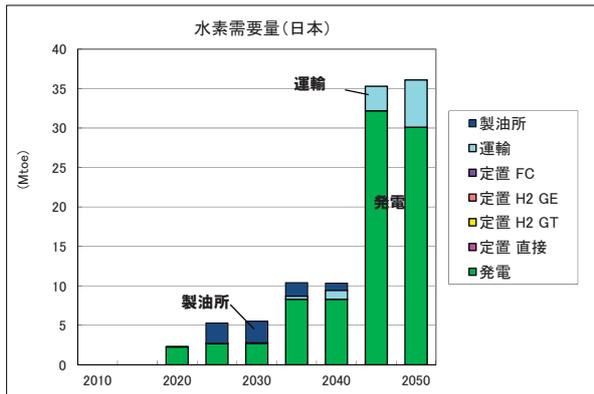
3. 計算結果 資源価格



- ・ 2020年の水素は国内調達。
- ・ 原油、天然ガスは時間とともに価格が上昇するが、熱量当たりの価格は、水素の1/3程度。
- ・ 水素の価格が時間とともに上昇するのは、水力由来の安価な水素の比率が減少し、風力や天然ガスの水素製造の比率が上昇することで、水素製造コストが上昇するため。

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 水素需要量、水素供給量



需要

- 2020年から運輸部門のFCVで水素が利用される（2020年は、5万台、0.5億Nm³）
- 2020年に水素大規模発電が導入される（2020年200万kW、112億Nm³）。
- 2025年から製油所向けのCO₂フリー水素の利用が始まる。
- 2050年における水素需要は、1399億Nm³（36.1Mtoe）。発電・製油所向け重要は、CO₂フリー水素の導入期の大規模な需要の候補となりえる。

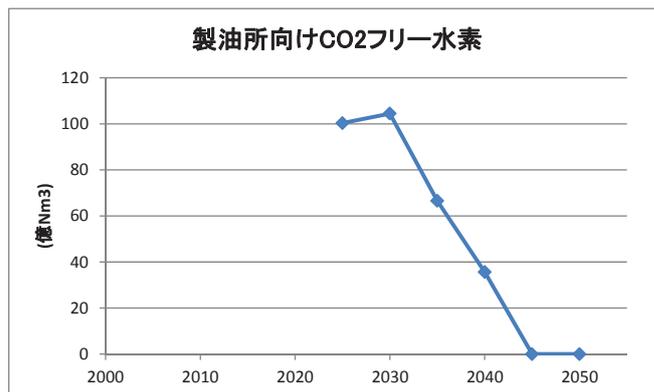
供給

- CO₂フリー水素の輸入が始まる2025年以降は、平均約60%を海外から調達する。
- 2050年の水素供給量は約1423億Nm³（36.7Mtoe）

注：定置向け、運輸向けは配送ロス(10%)を含めているため、需要量の合計より総量が大きくなっている。

Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.

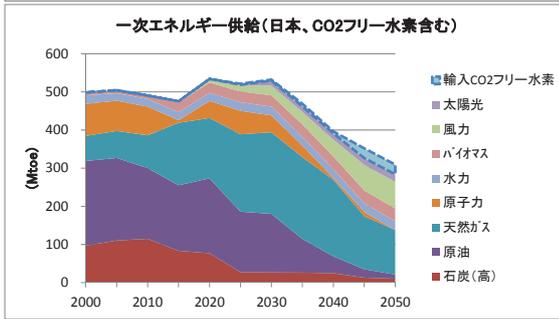
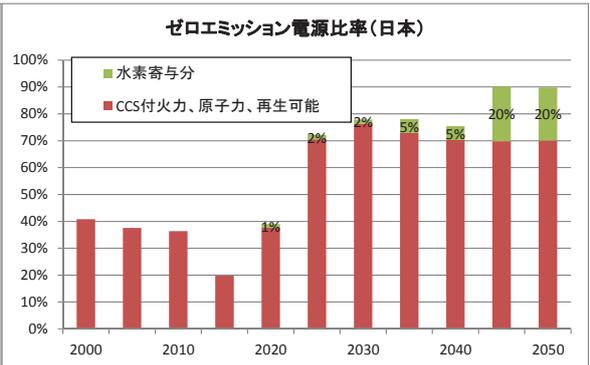
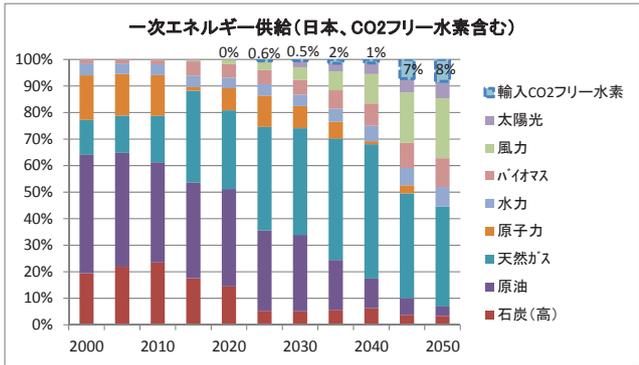
3. 計算結果 製油所水素



- 2025～2030年に約100億Nm³/年の需要の後、次第に利用量が低下
 - 約4MtoeのLPGナフサの輸入量に相当（現状約35MTOE）
 - CO₂制約で原油輸入量が低下する中、原油輸入量に対する上限制約を課しているため。
 - バンカー油硫黄規制の強化や軽質分増産の要請等による製油所内の水素需要の増加は考慮していない。
- CO₂フリー水素導入期の大規模な需要となりえる。

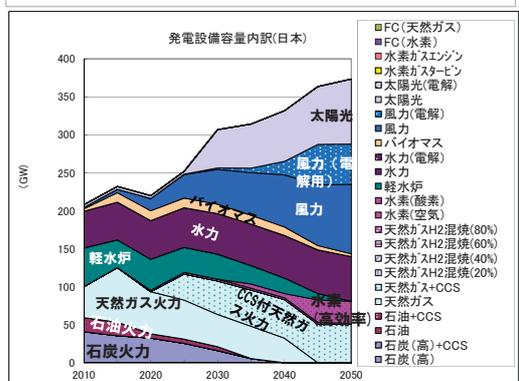
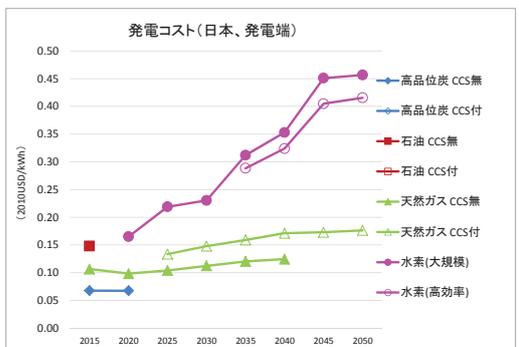
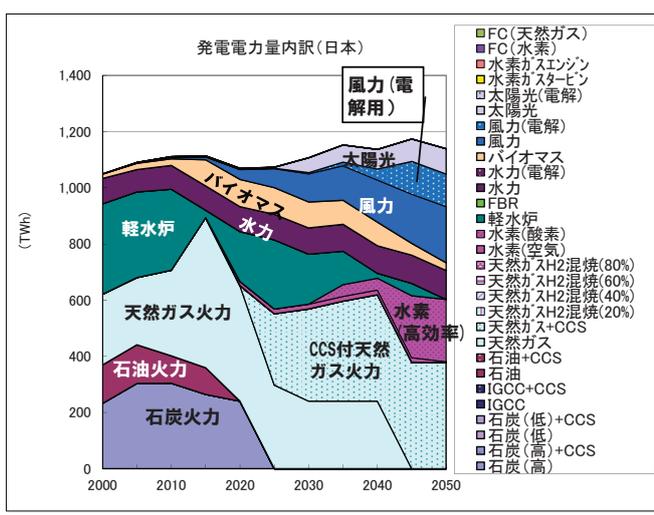
Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 CO2フリー水素の寄与



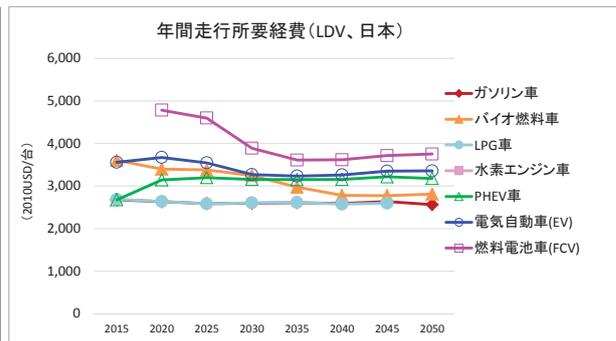
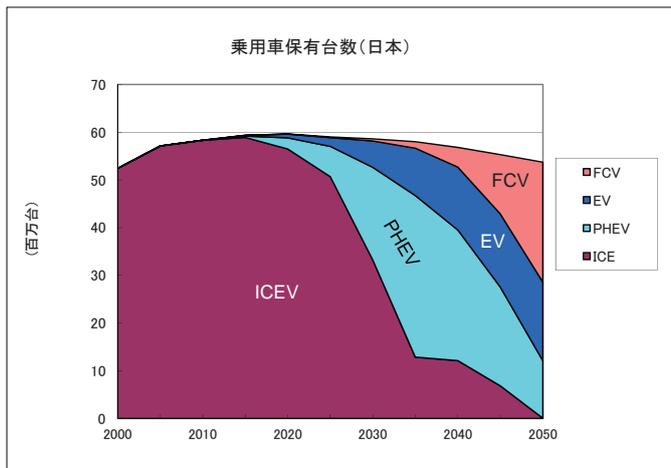
- ・ 2030年におけるCO2フリー水素の一次エネルギーへの寄与は0.5%（2050年には8%）
- ・ 2030年におけるCO2フリー水素のゼロエミッション電源比率は、約2%（2050年には20%）。
 - 2040年にゼロエミッション電源比率70%を超える

3. 計算結果 発電電力量



- ・ 2020年に水素大規模発電が導入される（2020年の導入量200万kW）。
- ・ 2030年に高効率の水素発電（純水素純酸素燃焼タービン）が用いられる。
- ・ 2040年以降はほぼゼロエミッションとなっている。

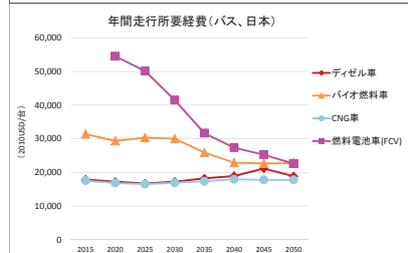
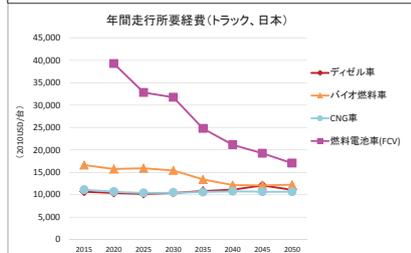
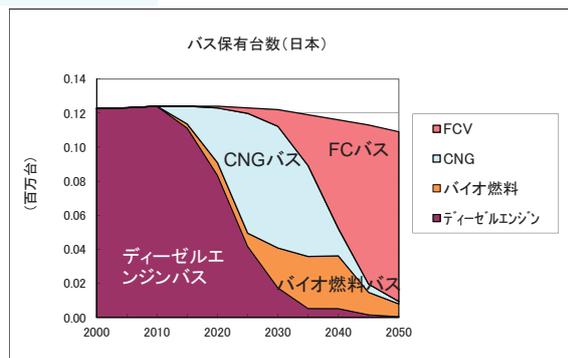
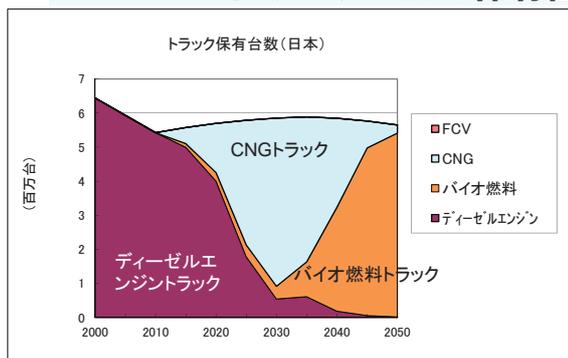
3. 計算結果 乗用車保有台数



- FCV, EV, PHEVが利用される（PHEV、EVは2015年、FCVは2020年から）。
- FCVの導入量は2020年5万台
- FCVは2050年で2510万台、EVは1650万台、PHEV1200万台。

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

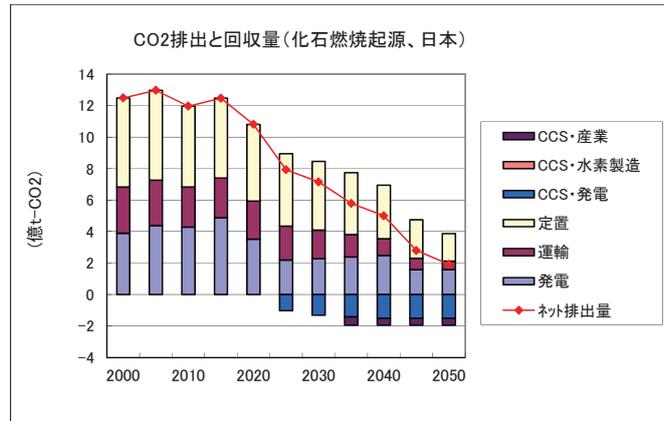
3. 計算結果 トラックバスの保有台数



- FCバスは2050年に10万台導入される。
- 車への燃料供給インフラのコストは、熱量あたりのコストとして与えており水素ステーション等の設備数は、取り扱っていない。従って、その普及や慣性は厳密に反映されていないため、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。

Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 CO2排出量



- 2025年からCCSが利用され始め、2050年の日本のネットのCO2排出量は1.92億t-CO2となる。
- 日本では、貯留先はすべて帯水層（1.95億t-CO2/年を最大値とした）
- 2020年は、90年比3%減、2050年は90年比83%減

Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.

4. まとめ

(1) 水素導入

- 2020年からLDVのFCVで水素が利用される（2020年は、5万台、0.5億Nm³）
- 2020年に水素大規模発電が導入される（2020年200万kW、112億Nm³）。
- 2025年から製油所向けのCO₂フリー水素の利用が始まる。
- 2050年における水素需要は、1399億Nm³（36.1Mtoe）。発電・製油所向け重要は、CO₂フリー水素の導入期の大規模な需要の候補となりえる。

(2) 発電

- 2020年に水素大規模発電が導入される（2020年の導入量200万kW）。
- 2030年に高効率の水素発電（純水素純酸素燃焼タービン）が用いられる。
- 2040年以降はほぼゼロエミッションとなっている。

(3) 定置

- 今回のケースでは、日本の定置部門で水素は用いられなかった。

(4) 運輸

- LDVでは、FCVの導入量は2020年5万台
- LDVでは、FCVは2050年で2510万台、EVは1650万台、PHEV1200万台。
- トラックバスでは、FCバスが、2050年に10万台導入される。

Copyright, 2014 IAE. All rights reserved.



水素需要推算 GRAPE によるケーススタディー条件と結果

一般財団法人エネルギー総合工学研究所

1. モデル概要

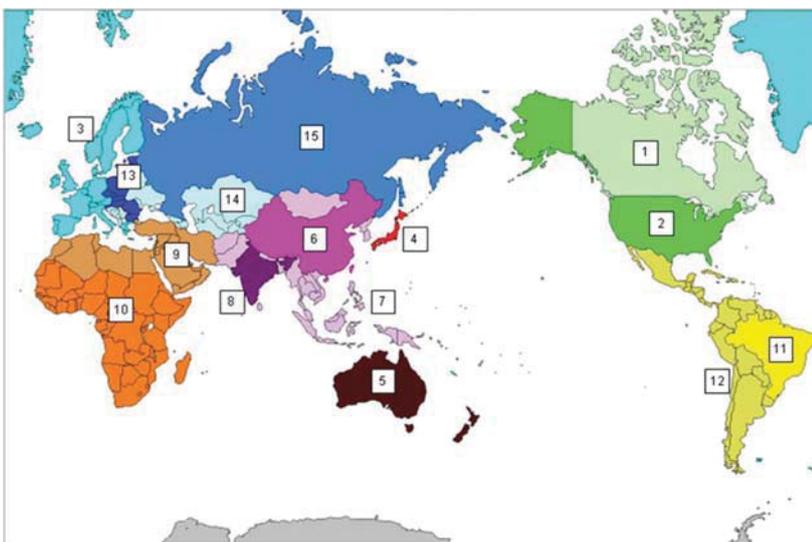
2. モデル・条件の変更箇所

3. 計算結果

4. まとめ

1. 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、先進地域（カナダ、米国、西欧、日本、オセアニア）と中国、インド、ブラジル、ロシアの運輸（FCV, ICE）、発電（大規模発電）、定置（水素コジェネ、直接燃焼）。（BRICsは2030年から水素を利用）



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

- ・ 発電、運輸、定置の各部門のエネルギー需要を推計
- ・ 想定するエネルギーフロー、利用可能な技術オプションのパラメータを設定
- ・ 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

2. モデル・条件の変更箇所

- ・ 報告ケース
 - ベースケース
 - 開発輸入ケース
 - IMO規制対応ケース（水素需要シナリオのみ）
- ・ 条件の変更
 - 短期の電源構成
 - 需要データの更新（WE02014に準拠）

Copyright; 2015 IAE. All rights reserved.

2. モデル・条件の変更箇所 短期の電源構成

- ・ 原子力発電所の停止状況をふまえ、2025年までの原子力発電設備容量の上限を改訂。
- ・ 現政権は、安全性の確認された原発の再稼働を進めていく方針※から、2025年に運転開始から40年を経過していない原子力発電所はすべて利用できる」と仮定。
 - 2025年に向けて概ねリニアに増加と仮定。
 - 福島第一、第二は除く
- ・ 2030年以降は、昨年度と同じ、新增設無。一定程度の原子力利用は感度分析で考慮。



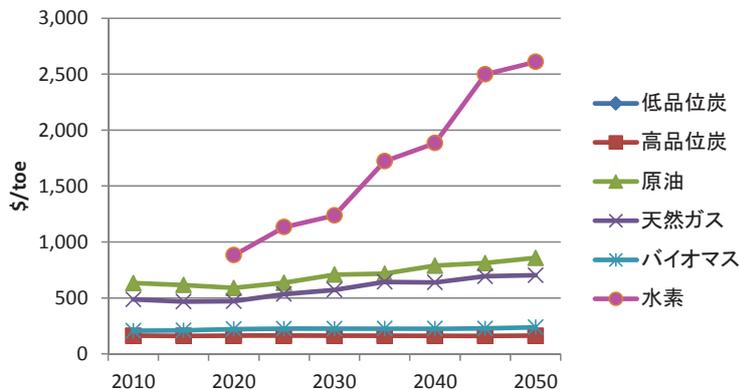
年	2010	2015	2020	2025	2030以降
設備容量 (MW)	実績値	約3,500	約24,000	約42,000	昨年度同様
設備容量 (MW) 改訂	実績値	約3,500	約24,000	約34,000	昨年度同様

※エネルギー基本計画、第187臨時国会首相方針演説、宮沢経産相就任会見等

Copyright; 2015 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 資源価格

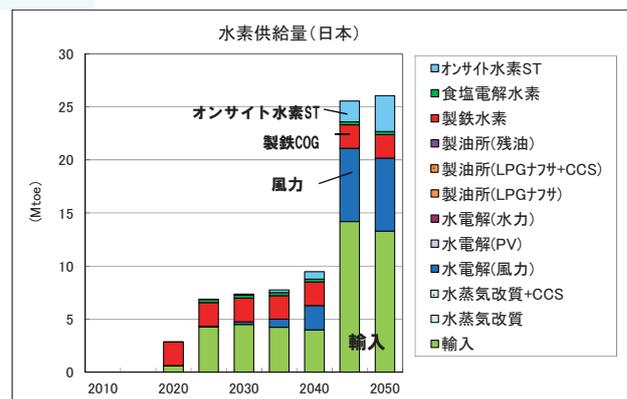
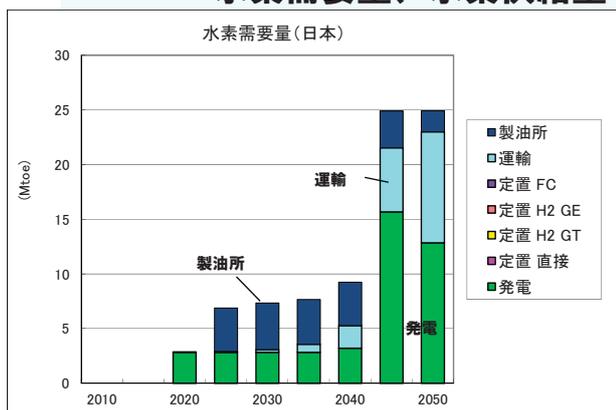
資源価格(日本)



- 2020年の水素は国内調達。
- 原油、天然ガスは時間とともに価格が上昇するが、熱量当たりの価格は、水素の1/3程度。
- 水素の価格が時間とともに上昇するのは、水力由来の安価な水素の比率が減少し、風力や天然ガスからの水素製造の比率が上昇することで、水素製造コストが上昇するため。

Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 水素需要量、水素供給量



需要

- 2020年から運輸部門のFCVで水素が利用される(2020年は、70万台、1億Nm³)
- 2020年に水素大規模発電が導入される(2020年240万kW、100億Nm³)。
- 2025年から製油所向けのCO₂フリー水素の利用が始まる。
- 2050年における水素需要は、890億Nm³(23Mtoe)。
- 発電・製油所向け重要は、CO₂フリー水素の導入期の大規模な需要の候補となりえる。
- 前回報告からの水素需要の減少は、需要設定の変更による電力需要の減少に起因。

供給

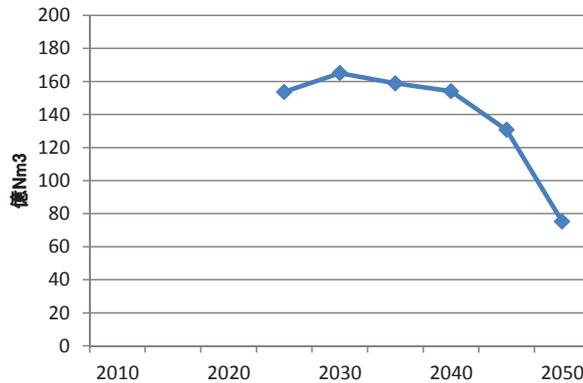
- CO₂フリー水素の輸入が始まる2020年以降は、平均約50%を海外から調達する。
- 2050年の水素供給量は約1000億Nm³(26Mtoe)

注：定置向け、運輸向けは配送ロス(10%)を含めているため、需要量の合計より総量が大きくなっている。

Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 製油所水素

製油所向け水素

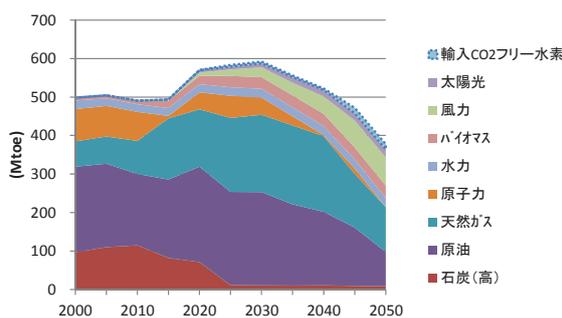


- 2025～2040年に最大約160億Nm³/年の需要の後、次第に利用量が低下
 - 約6Mt_{oe}のLPGナフサの輸入量に相当
 - CO₂制約で原油輸入量が低下する中、原油輸入量に対する上限制約を課しているため減少傾向。
 - 船舶用燃料の硫黄規制強化や軽質分増産の要請等による製油所内の水素需要の増加は考慮していない。
- CO₂フリー水素導入期の大規模な需要となりえる。

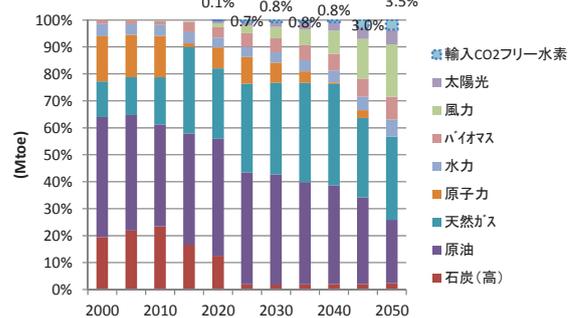
Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 CO₂フリー水素の寄与

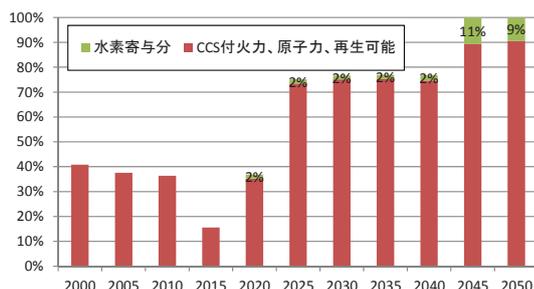
一次エネルギー供給量(日本、CO₂フリー水素含む)



一次エネルギー供給量(日本、CO₂フリー水素含む)



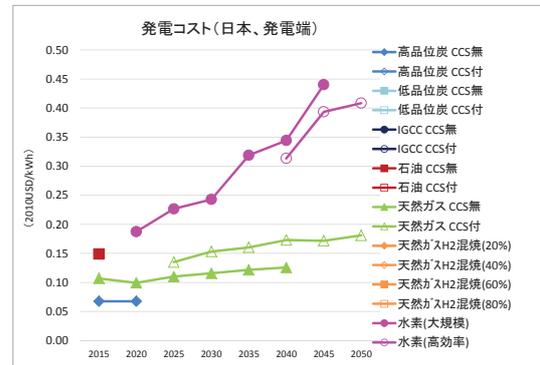
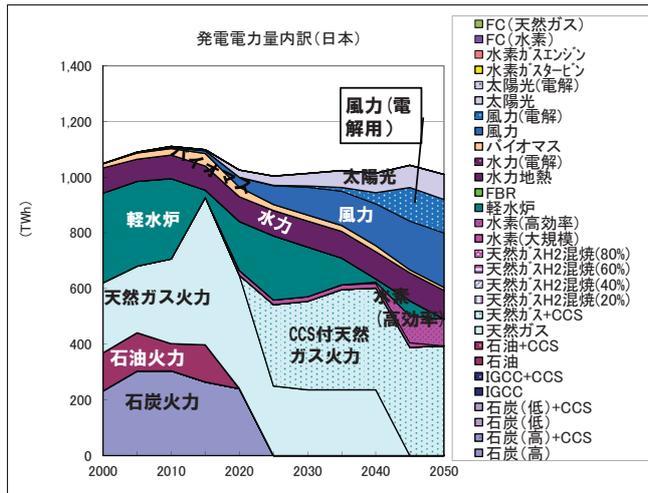
ゼロエミッション電源比率(日本)



- 2030年におけるCO₂フリー水素の一次エネルギーへの寄与は0.8% (2050年には3.5%)
- 2030年におけるCO₂フリー水素のゼロエミッション電源比率は、約2% (2050年には約10%)。
 - 2025年にゼロエミッション電源比率70%を超える

Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

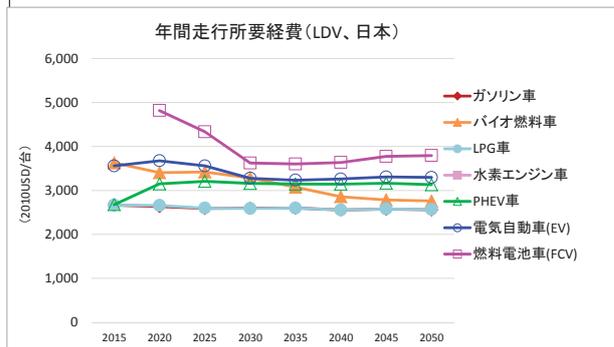
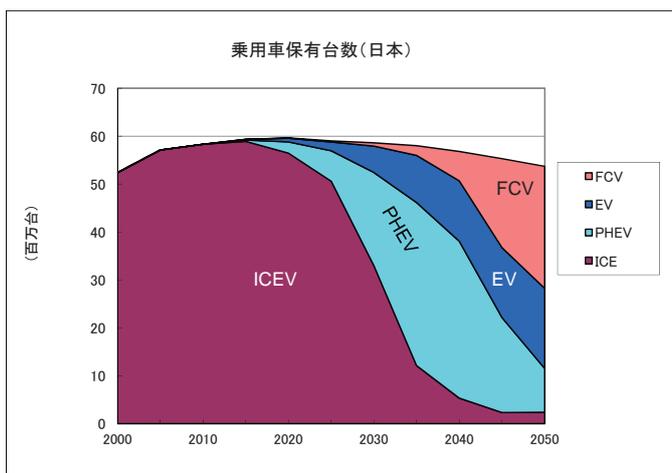
3. 計算結果 発電電力量



- 2020年に水素大規模発電が導入される（2020年の導入量240万kW）。
- 2030年に高効率の水素発電2040年に1300万kW（純水素純酸素燃焼タービン）が用いられる。
- 2045年以降はゼロエミッションとなっている。
- 電力需要データを更新したことによる電力需要の減少（2050年で約15%）が水素発電の減少に影響。

Copyright; 2015 IAE. All rights reserved.

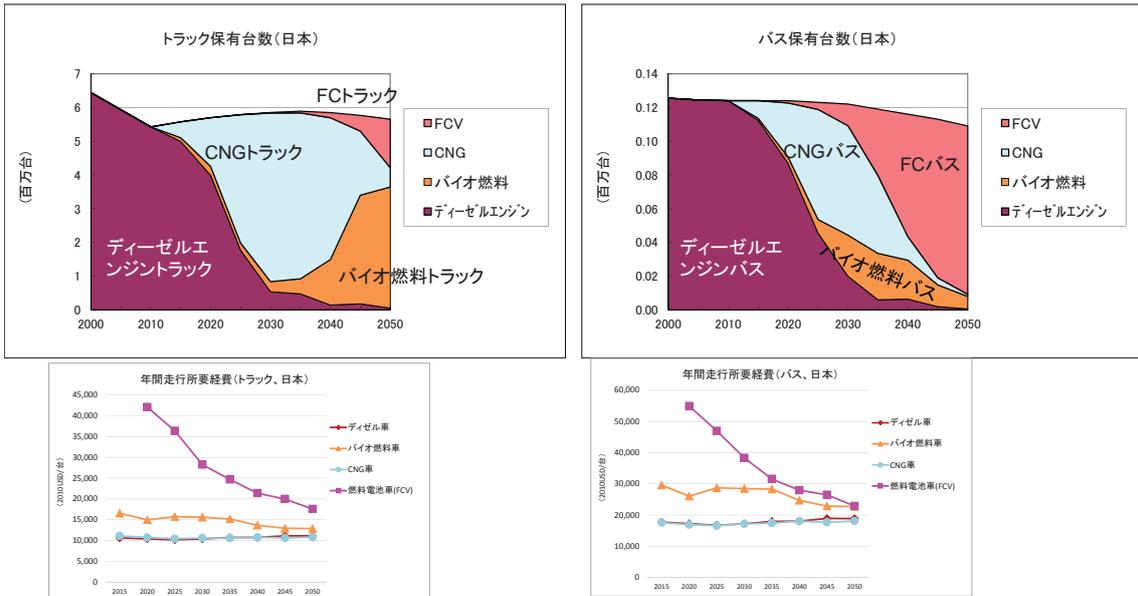
3. 計算結果 乗用車保有台数



- FCV, EV, PHEVが利用される（PHEV、EVは2015年、FCVは2020年から）。
- FCVの導入量は2020年70万台
- FCVは2050年で2550万台、EVは1650万台、PHEV910万台。

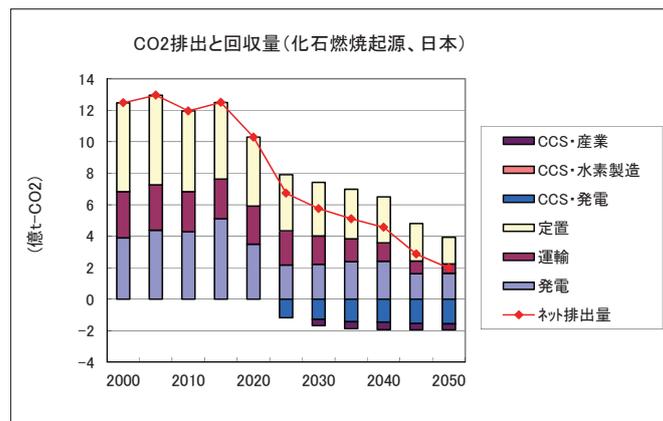
Copyright; 2015 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 トラックバスの保有台数



- FCトラック、FCバスは2050年にそれぞれ140万台、10万台導入される。
- 車への燃料供給インフラのコストは、熱量あたりのコストとして与えており天然ガススタンドや水素ステーション等の設備数は、取り扱っていない。従って、その普及や慣性は厳密に反映されていないため、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。

3. 計算結果 CO2排出量

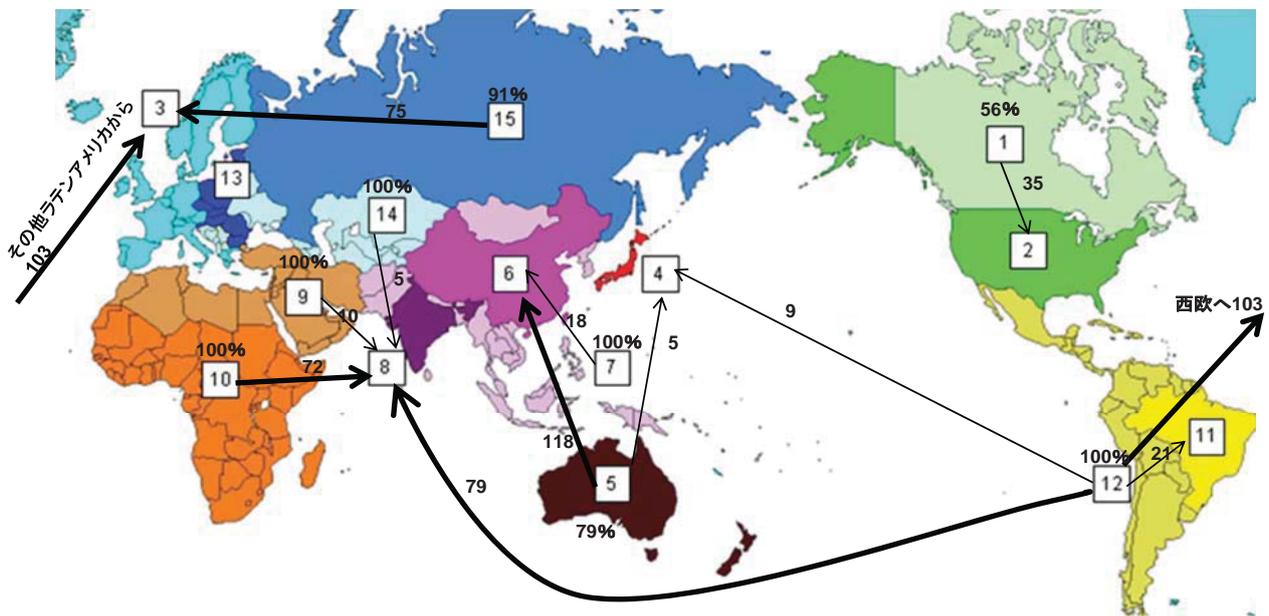


- 2025年からCCSが利用され始め、2050年の日本のネットのCO2排出量は2.0億t-CO2となる。
- 日本では、貯留先はすべて帯水層(1.95億t-CO2/年を最大値とした)
- 2020年は、90年比7%減、2050年は90年比82%減

3. 計算結果 世界水素輸送 (CO2制約ベースケース)

2050年
 ← 50Mtoe以上
 ← 50Mtoe未満
 矢印の近くの数字は輸出货量ベースの水素量 (Mtoe)。
 地域番号近傍の%単位の数値は輸出比率

- CO2制約を累積排出量にしたことにより、化石燃料起源の水素の競争力が低下し、再生可能エネルギー由来の水素の輸出が多くなった。
- 輸送コストが距離に依存するため、近い地域へ輸出する。

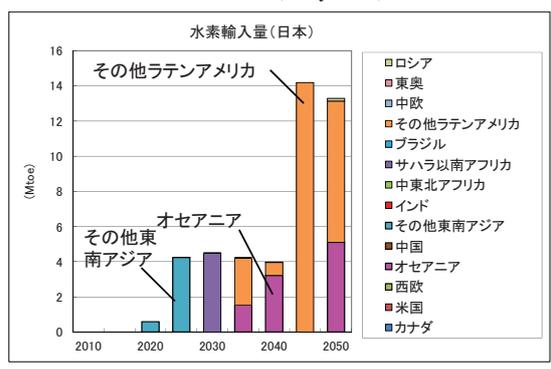


Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

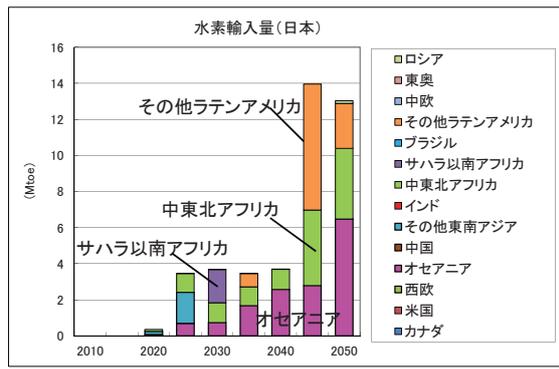
3. 計算結果 開発輸入による水素輸入額の変化

- CO2フリー水素の安定供給を確保し、エネルギー安全保障を向上させる手段になり得る開発輸入を評価。
- 文献等から、日本が開発を行う対象地域を想定。
 - 中東 (中東北アフリカ)
 - オーストラリア (オセアニア)
- LNG輸入の2012年の実績値 (中東30%、オセアニア20%) 程度を当該地域から水素を輸入した場合を想定。
- 開発輸入ケースでは、2050年にベースケースと比較して2%水素輸入量が減少

ベースケース



開発輸入ケース



Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

3. 計算結果 開発輸入による水素輸入額の変化

- 水素輸入額は最大で約41,000百万ドル/年（3.6兆円/年）
- 開発輸入ケースの方が、制約により近場または単価の安い水素を輸入したため、水素の輸入額は減少している。
 - 世界全体の最適化のため、各地域の水素供給量の制限などにより、ベースケースの状態が日本にとってコスト最小ではないため。

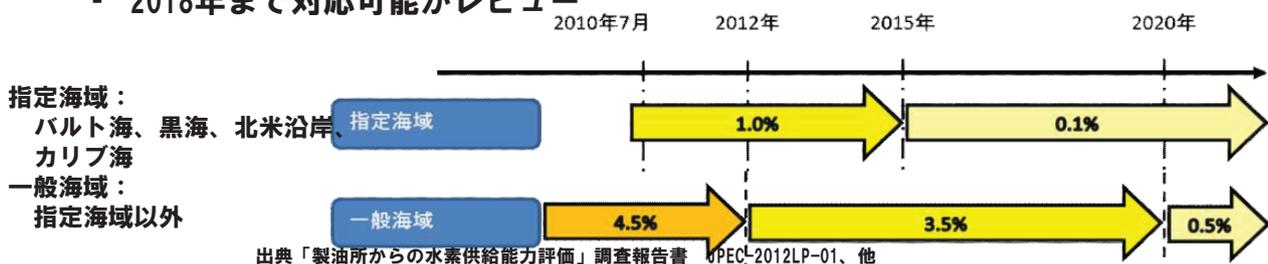
	水素輸入額 時価(百万USD)			GDP 日本(Bil \$)	GDP比			現在価値換算(百万USD)			
	ベース	開発輸入	差額		ベース	開発輸入	差額	ベース	開発輸入	差	
2010	0	0	0	5488	0.00%	0.00%	0.00%	0	0	0	
2015	0	0	0	5826	0.00%	0.00%	0.00%	0	0	0	
2020	838	599	-239	6184	0.01%	0.01%	0.00%	515	368	-147	
2025	5,641	5,507	-133	6564	0.09%	0.08%	0.00%	2,713	2,649	-64	
2030	6,467	5,760	-708	6967	0.09%	0.08%	-0.01%	2,438	2,171	-267	
2035	8,912	6,716	-2,196	7395	0.12%	0.09%	-0.03%	2,632	1,983	-649	
2040	8,618	7,562	-1,056	7698	0.11%	0.10%	-0.01%	1,994	1,750	-244	
2045	40,939	36,241	-4,698	7950	0.51%	0.46%	-0.06%	7,422	6,570	-852	
2050	36,896	32,552	-4,345	8154	0.45%	0.40%	-0.05%	5,241	4,624	-617	
								合計	104,348	91,441	-12,907

各期の値は年あたり、合計額は2010~2050年までの積算。現在価値換算の割引率5%。

4. ご参考

IMO規制対応の場合の水素需要シナリオ

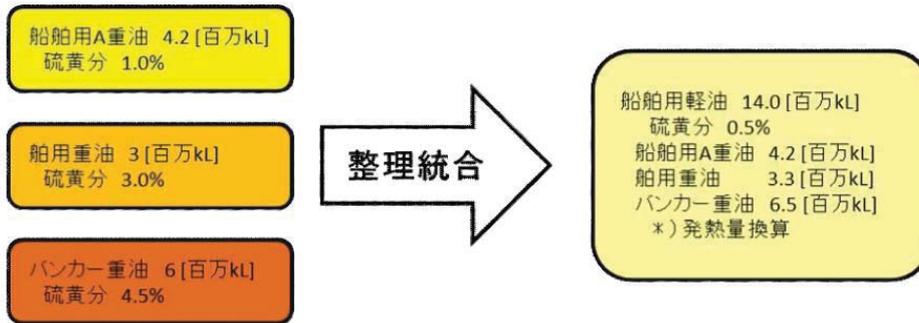
- 国際海運分野では 国際海洋機関（IMO）の海洋汚染防止条約（MARPOL条約）に基づき有害物質や大気汚染物質の排出、船舶のエネルギー効率等を規制。
- 2005年に発効した附属書VI（400総トン以上の船に適用）により船舶から排出されるSOx, NOx, オゾン層破壊物質の排出を規制。
 - SOx排出量は燃料油の硫黄濃度に依存するため、燃料油の硫黄濃度上限を規制。
 - 段階的に燃料油の硫黄濃度上限を規制。
- 指定海域では、2015年から硫黄濃度0.1%の燃料油の使用または代替措置が義務づけられた。
 - 代替措置（船舶への排ガス洗浄装置、LNGの利用）も許容。
- 一般海域でも2020年または2025年から一般海域の燃料油の硫黄濃度規制（3.5%から0.5%）が開始。
 - 2018年まで対応可能かレビュー



4. ご参考

IMO規制対応の場合の水素需要シナリオ

- IMOの燃料油の硫黄濃度規制への対応策
 - 船舶用A重油、船用重油、バンカー重油を船舶用軽油（硫黄分0.5%）へ整理統合
- この場合の製油所における水素消費量の増加結果を利用し、水素需要増加分を試算。



出典「製油所からの水素供給能力評価」調査報告書 JPEC-2012LP-01、他

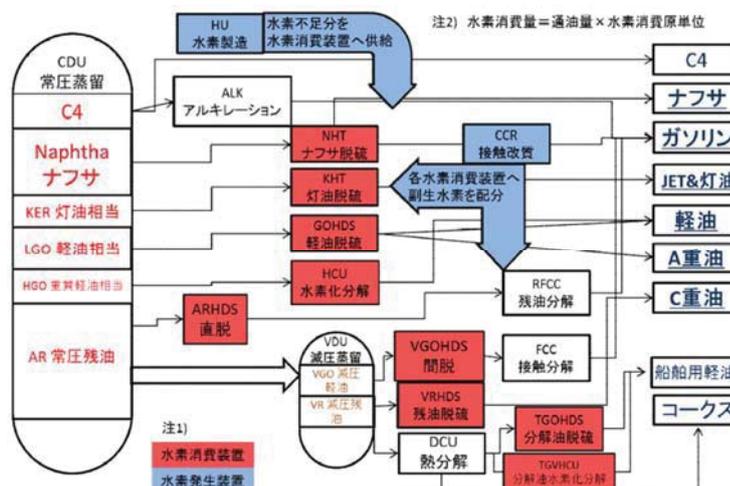
Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

4. ご参考

IMO規制対応の場合の水素需要シナリオ

- 製油所ではプロセスにより水素が発生・製造、消費。
- 文献では、日本の製油所の能力を合計したものを1つの製油所として取り扱い2020年、2030年の2つの期について水素バランスを評価。
- 最大で25キロBPSD (barrel per stream day) の熱分解装置10基、8キロBPSDの水素化分解装置8基増設。

プロセス名	アルキレーション	ナフサ脱硫	接触改質	灯油脱硫	軽油脱硫	水素化分解	直脱	減圧蒸留	間脱	残油脱硫	接触分解	残油分解	熱分解	分解油脱硫
略称	ALK	NHT	CCR	KHT	GOHDS	HCU	ARHDS	VDU	VGOHDS	VRHDS	FCC	RFCC	DCU	TGOHDS
水素原単位 (Nm ³ /kL)	0	10	-232	35	80	312	160	0	110	220	0	0	0	110



出典「製油所からの水素供給能力評価」調査報告書 JPEC-2012LP-01

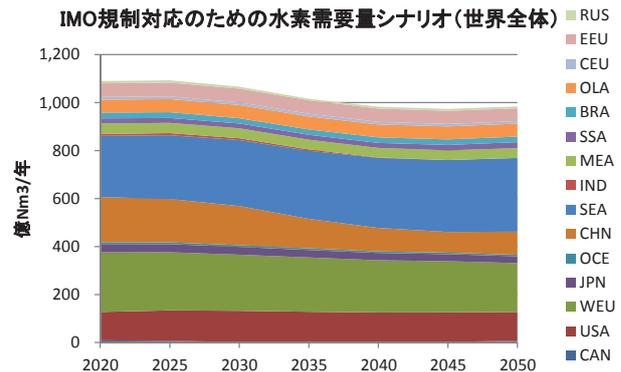
Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

4. ご参考

IMO規制対応の場合の水素需要シナリオ

- IMO規制対応による製油所全体の水素消費量の増加分を船舶用燃料製造量で割り、IMO規制対応のための水素消費原単位とした。
 - 平均値は376Nm³/kL。
 - 期、製品構成により200~800Nm³/kLのばらつき
- この値をGRAPEの地域別船舶用重油・軽油消費量の計算結果に乗じてIMO規制対応のための水素需要量シナリオを作成。
 - 原油性状や製品構成、収率が日本の製油所と同等と仮定。
- 規制対応のための水素需要は、世界全体で年間1000億Nm³/年程度。
 - 条件により需要は大きく変化する可能性がある。

	年	船舶用軽油 (百万KL)	水素消費増加 量(百万Nm ³)	IMO規制対応 水素消費原単 位(Nm ³ /kL)
ケース1(石油通信 社の石油製品需要 予測のケース)	2020	6	1143	191
	2030	2.9	2426	837
ケース2(日本エネ ルギー経済研究所 の石油製品需要予 測のケース)	2020	9.8	1739	177
	2030	7.5	2236	298



Copyright, 2015 IAE. All rights reserved.

5. まとめ

(1) 水素導入

- 2020年から運輸部門のFCVで水素が利用される(2020年は、70万台、2億Nm³)
- 2020年に水素大規模発電が導入される(2020年240万kW、100億Nm³)。
- 2025年から製油所向けのCO₂フリー水素の利用が始まる。
- 2050年における水素需要は、890億Nm³(23Mtoe)。発電・製油所向け重要は、CO₂フリー水素の導入期の大規模な需要の候補となりえる。

(2) 発電

- 2020年に水素大規模発電が導入される(2020年の導入量240万kW)。
- 2030年に高効率の水素発電2040年に1300万kW(純水素純酸素燃焼タービン)が用いられる。
- 2040年以降はゼロエミッションとなっている。

(3) 定置

- 今回のケースでは、日本の定置部門で水素は用いられなかった。

(4) 運輸

- LDVでは、2020年70万台、2050年で2550万台。
- FCトラック、FCバスは2050年にそれぞれ140万台、10万台導入される。

(5) IMO規制対応

- IMOの硫黄濃度規制が行われ、製油所で対応する場合には、年間1000億Nm³オーダーの水素需要が新たに発生する可能性がある。
- 石油製品の需要、製品構成に大きな結果に大きな差があると考えられる。

2015.3

CO2 フリー水素チェーン実現に向けた構想研究会 & アクションプラン研究会
外部発表

(赤字が 2014 年度発表分)

IAE

1 IAE ホームページへの掲載

- ・構想研究会の成果報告書(2011年度)
- ・アクションプラン研究会の成果報告書(1)(2012年度)
- ・アクションプラン研究会の成果報告書(2)(2013年度)
- ・アクションプラン研究会の成果報告書(3)(2014年度)

2 発表

1) 海外学会誌投稿

- ① Journal of Chemistry and Chemical Engineering (2月25日発刊: J. Chem. Chem. Eng. 8 (2014) 163-170)

2) 国内投稿:

- ① 日本原子力学会誌(2012.2):「解説」(シミュレーション)
- ② IAE 季報(2013年4月号):「構想研究」
- ③ 日本動力協会誌『エネルギーと動力』(H25年 秋季号):「構想研究」
- ④ エネルギー・資源学会誌『エネルギー・資源』(平成26年1月号):「特集:水素エネルギー利用社会に向けた取組み」の中で「将来エネルギーとしての水素の可能性」(構想研究 & アクションプラン研究)について執筆(山地先生・笹倉)

3) 国際発表

- ① WHEC 2012(シミュレーション:ポスター)(2012.6.4~7 @カナダ)
- ② EA HIA Task 28(構想研究:口頭)(2012.10.1 @東京)
- ③ IEA HIA Task 30(構想研究:口頭)(2012.10 @オスロ by 東ガス 安田委員)
- ④ EFCF 2013(構想研究:ポスター)(2013.7.2~5 @スイス)
- ⑤ WHEC 2014(構想 & AP研究:口頭発表)(2014.6.15~20 @韓国)
- ⑥ IEA Hydrogen Roadmap, Asia Workshop 2014(2014.6/26 @山梨)
- ⑦ Grand RE 2014(構想 & AP研究:口頭発表)(2014.7.27~8.1@東京):
(発表PP:資料5-2参照)

<予定>

- ① WHTC2015(構想 & AP研究:ポスター発表)(2015.10.11~14 @豪州)

4)国内発表

- ①HESS 大会(シミュレーション:口頭)(2011.12.1 @東京)
- ②IAE 月例研究会(構想研究:口頭)(2012.7.27 @東京)
- ③HESS 特別講演会(構想研究:口頭)(2012.10.1 @東京)
- ④HESS 大会(シミュレーション:口頭)(2012.12.7 @広島)
- ⑤FC EXPO 2013(構想研究:口頭&ポスター)(2013.2.27~3.1 @東京)
- ⑥東洋エンジニアリング社内講演(構想&AP研究:口頭)(2013.6.24)
- ⑦原子力水素研究会(構想&AP研究:口頭)(2013.7.11~12)
- ⑧FCDIC 2012 年度総会後の講演会(構想&AP研究:口頭)(2013.7.24)
- ⑨RE 2013 国際フォーラム(構想&AP研究:口頭)(2013.7.25 @東京)
- ⑩日本エネルギー学会(シミュレーション)(2013.8.5~6:口頭)
- ⑪東京ガス横浜研究所(構想&AP研究:口頭)(2013.11.7)
- ⑫西いぶりシンビオタウン研究会(構想&AP研究:口頭)(2013.11.15)
- ⑬日本機械学会北海道支部(構想&AP研究:口頭)(2013.3.5)

Concept and Action Plan Studies in Japan for Realizing CO₂-free Hydrogen Global Chains

July 30, 2014
Tokyo Big Sight, Japan

Masaharu Sasakura
Yuki Ishimoto, Ko Sakata



The Institute of Applied Energy



Copyright; 2014 IAE. All rights reserved.

Table of Contents

1. Backgrounds of Establishing the Concept Study Group
2. Organization of the Study Group
3. Activities of the Concept and Action Plan Study Groups
4. Prospective Vision of Commercial CO₂-free Hydrogen Global Chains
5. Future Issues

1. Backgrounds of Establishing the Concept Study Group

(Hydrogen-related trends around June 2010)

Government's Trend

1 The Basic Energy Plan (decided in 2010)

1) Targets (@2030)

- (1) Self-sufficiency ratio : 40 %
- (2) Independent energy ratio : 70 %
- (3) Zero-emission power ratio : 70 %

2) Realization of H₂ Society

- (1) **Vision goals** ⇒ Now: Fossil H₂, By-product H₂
Future: Fossil with CCS H₂
Ultimately: Non-fossil H₂

- (2) **Concrete Efforts** ⇒ Public-Private partnerships

- 2 **CO₂ reduction** : ▲25% @2020 (from 1990 levels)
: ▲80% @2050 (ditto)

Associations' Trend

1 HysUT (The Research Association of Hydrogen Supply/Utilization Technology) est. in July 2009

- H₂ Highway PJ (under market demonstration)
- H₂ Town PJ (under market demonstration)

2 FCCJ (Fuel Cell Commercialization Promotion Council)

- Commercialization Scenario for FCEV & H₂ ST (announced in March 2010) :
1000 H₂ STs & 2 million FCEVs at 2025

Private Firms' Trend: Very active

- **KHI**: Liquefied H₂ based global supply chains
- **Chiyoda**: MCH based global supply chains

IAE Hydrogen Group's Awareness of the Issues:

In spite of these H₂-related trends and private firms' activities with their technological progress,

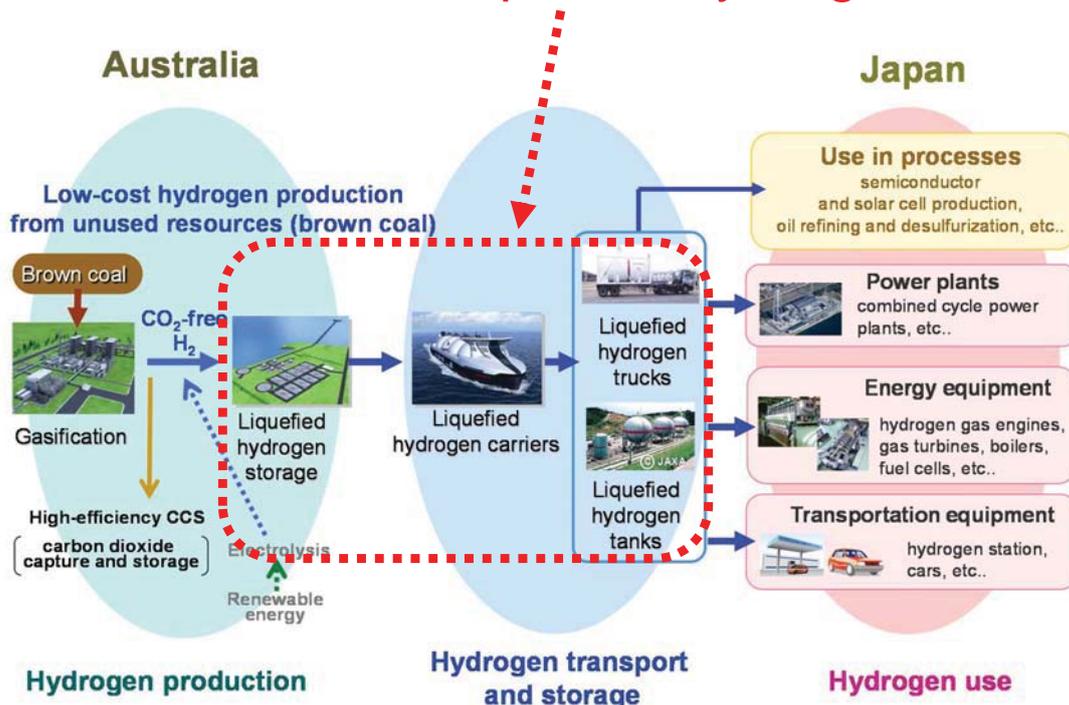
IAE had some questions like

- ① **What concrete contributions** CO₂-free H₂ make?
- ② **What possible chains** can be considered?
- ③ **What large demands** for applications other than FCEVs are expected?

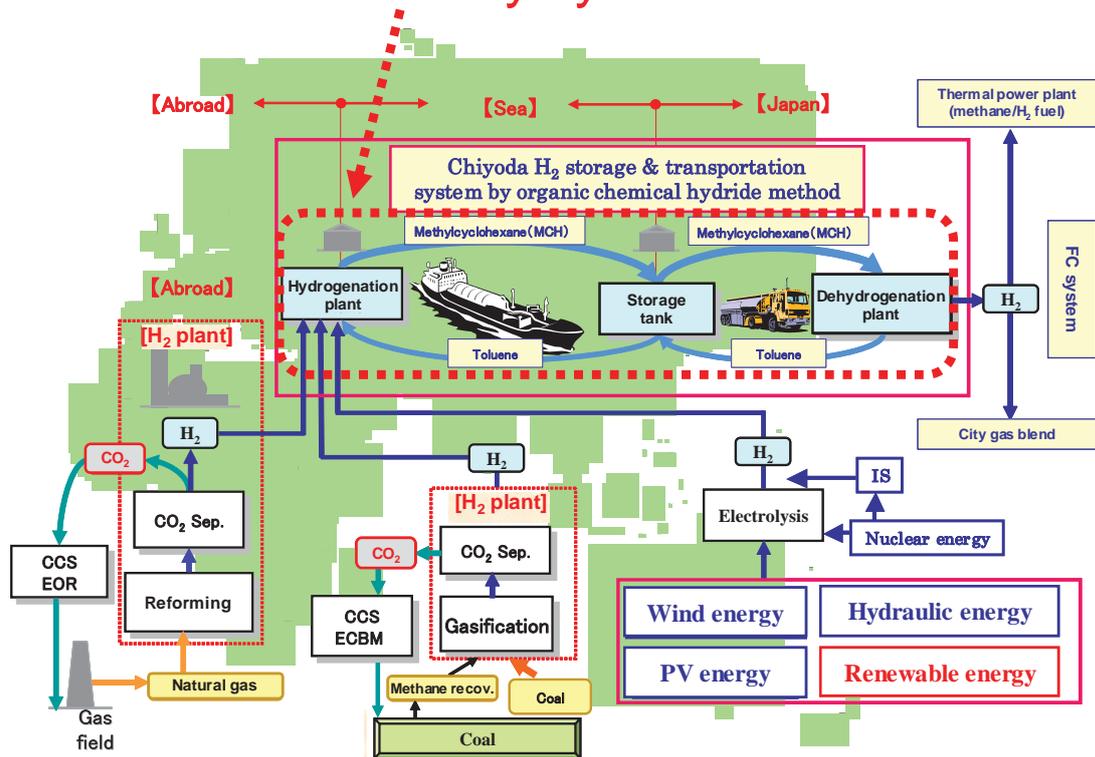
IAE felt "Now is the time to discuss and foster common understanding of the above issues".

IAE organized the **Concept Study Group** and held **#1 meeting** in the morning of **March 11, 2011**.

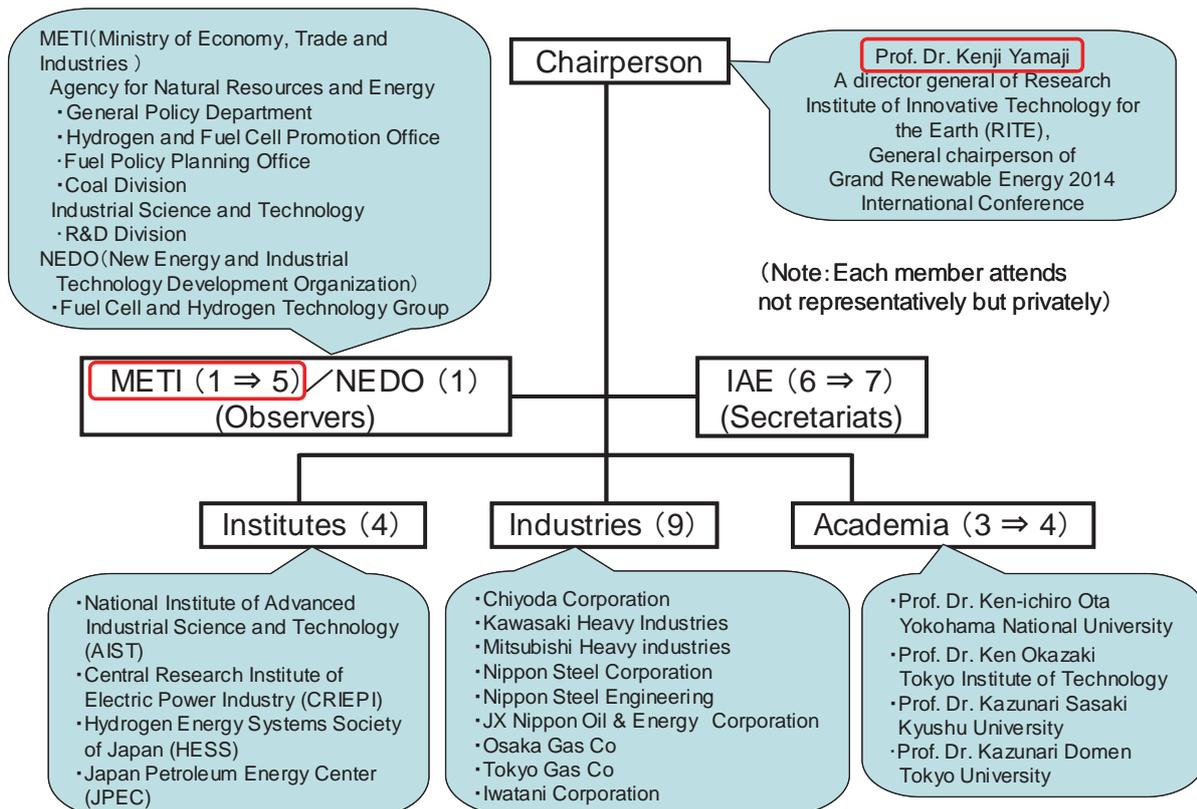
KHI's global hydrogen supply chains based on liquefied hydrogen



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



2. Organization of the Study Group



3. Activities of the Concept and Action Plan Study Groups

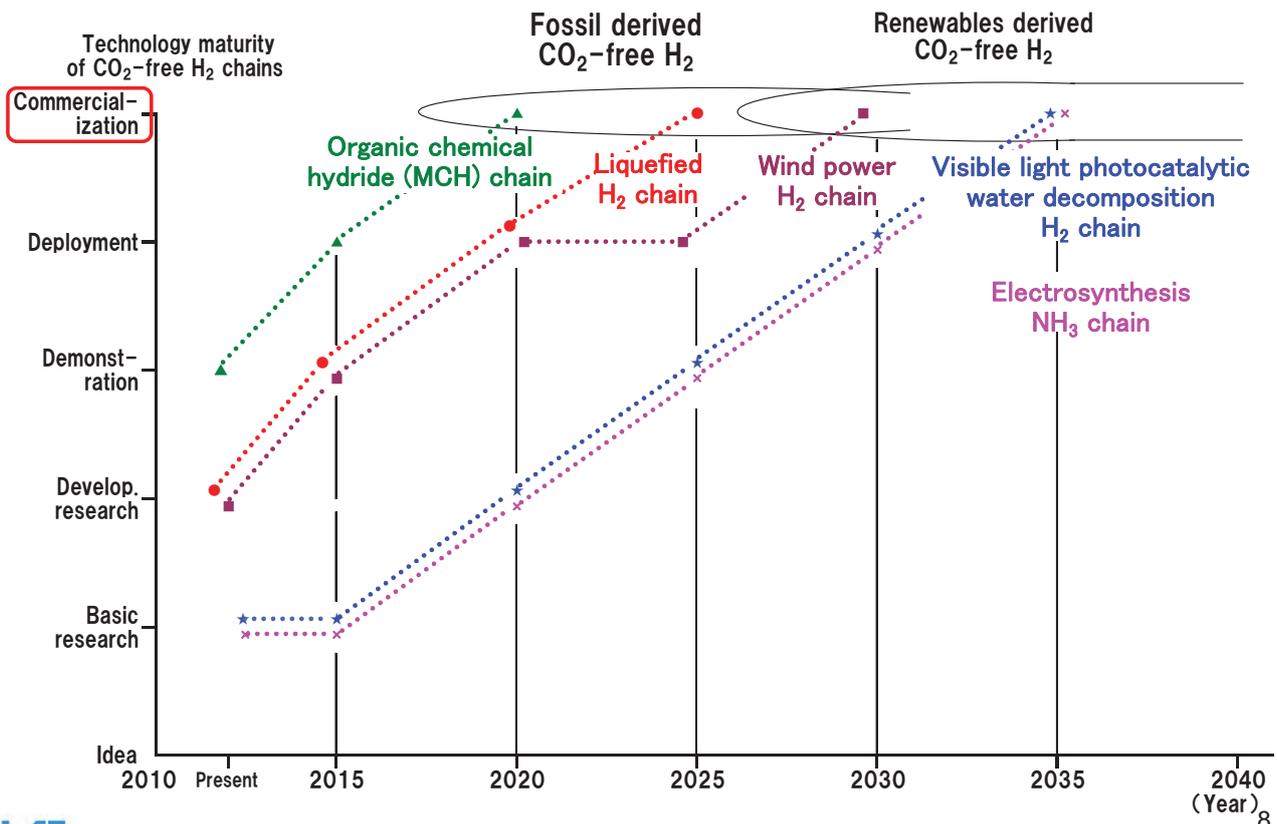
3.1 CO₂-free hydrogen chains

1) List of typical global chains

Chains	Overseas		Ocean transportation	Domestic	End-users
	Resources	Process		Process	
1-1	Petroleum		Petroleum	Refining-CCS-H ₂ (via LPG-naptha, via heavy oil)	H ₂ stations/FCVs
2-1	Coal		Coal	Refining-CCS-H ₂	Household fuel cells
2-2		CCS-H ₂ -Liq.	Liq. H ₂	Vaporization	
2-3		CCS-H ₂ -MCH	MCH	Dehydrogenation	Business fuel cells
2-4		CCS-NH ₃	NH ₃	Decomposition	
3-1	Natural gas		LNG	Vaporization-CCS-H ₂	Gas turbine CHPs
3-2		CCS-H ₂ -Liq.	Liq. H ₂	Vaporization	
3-3		CCS-H ₂ -MCH	MCH	Dehydrogenation	Gas engine CHPs
3-4		CCS-NH ₃	NH ₃	Decomposition	
4-1	RE	Power gen.electrolysis-Liq.	Liq. H ₂	Vaporization	H ₂ power gen. plants (air combustion)
4-2	(power generation) wind·solar heat	Power gen.electrolysis-MCH	MCH	Dehydrogenation	
4-3	photovoltaic hydraulic·etc	Power gen.photoelec. syn NH ₃	NH ₃	Decomposition	
5-1	Photovoltaic (direct utilization)	Visible light photocatalytic H ₂ -Liq.	Liq. H ₂	Vaporization	H ₂ power gen. plants (O ₂ combustion)
5-2		Visible light photocatalytic H ₂ -MCH	MCH	Dehydrogenation	
5-3		Visible light photocatalytic H ₂ -NH ₃	NH ₃	Decomposition	

Note: Toluene + H₂ ⇌ Methylcyclohexane (MCH)

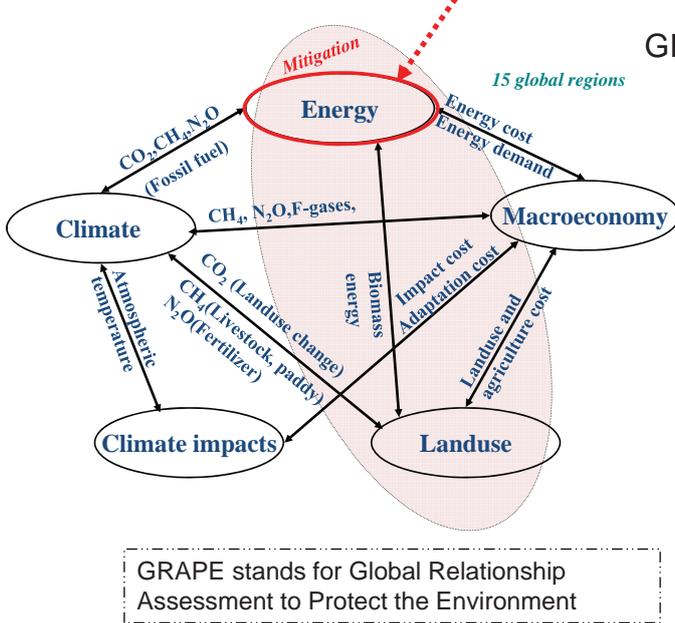
2) Estimation of technology maturity of the typical chains



3.2 Simulation

1) Simulation framework of the **GRAPE model**

Simulation using GRAPE's energy module

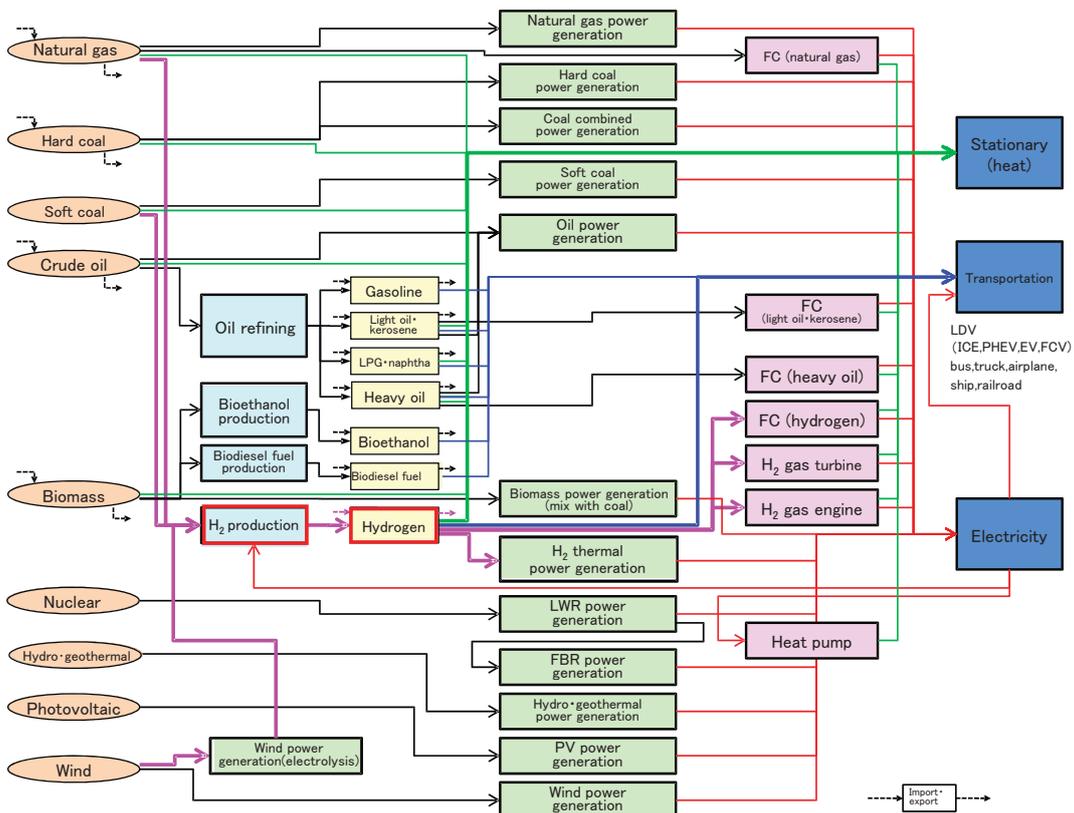


GRAPE : An integrated assessment model for long-term analyses of energy, economy, climate change, land-use, and environmental impacts.

Achievements:
 Referred in the Third, Fourth and Fifth Assessment Report and the Fourth Assessment Report of IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), and various international model comparison projects.

GRAPE stands for Global Relationship Assessment to Protect the Environment

2) Schematic diagram of energy flow



3) Simulating assumptions

<Nuclear power plants in Japan>

- Phasing out after the operation of 40 years
- No new installations or no replacement

<CO₂ emissions in Japan>

- 15% reduction from 1990 levels by 2020
- 80% reduction from 1990 levels by 2050

<H₂ cost>

- About 50 yen/Nm³ at CIF (cost, insurance and freight).

(Note : Hydrogen manufacturers' latest feasibility studies show that CIF 30 yen/Nm³ or less is possible at commercialization time.)

<Case studies>

- With domestic CCS (Carbon Capture and Storage available in Japan)
- Without domestic CCS (not available in Japan)

4) Simulation results (just an example)

(1) Contribution of hydrogen to zero-emission power source ratios

	Calculation results (%)						
	Japanese government's then target	With domestic CCS			Without domestic CCS		
	@2030	@2030	@2035	@2040	@2030	@2035	@2040
● Fossil with CCS	-	12.3	22.8	27.2	0	0	0
Renewables	ca.20	32.9	40.8	45.3	28.2	36.2	40.6
Nuclear	ca.50	19.4	13.2	7.0	19.4	13.2	7.0
● Hydrogen	-	1.6	2.7	8.4	2.8	10.3	22.7
● Total	ca.70	66.2	79.5	87.9	50.4	59.7	70.3

- Japanese government's then target

70% by 2030

- "With domestic CCS" case

22.8% share of fossil with CCS makes contribution to clear the target in 2035.

- "Without domestic CCS" case

22.7% share of hydrogen makes contribution to clear the target in 2040.



- CO₂-free hydrogen is a potential option in Japan.

(2) Hydrogen demand in 2050

<Case study assumptions>

«CO₂ emissions in Japan»

- 5% reduction from 1990 levels in 2020
- 80% reduction from 1990 levels in 2050

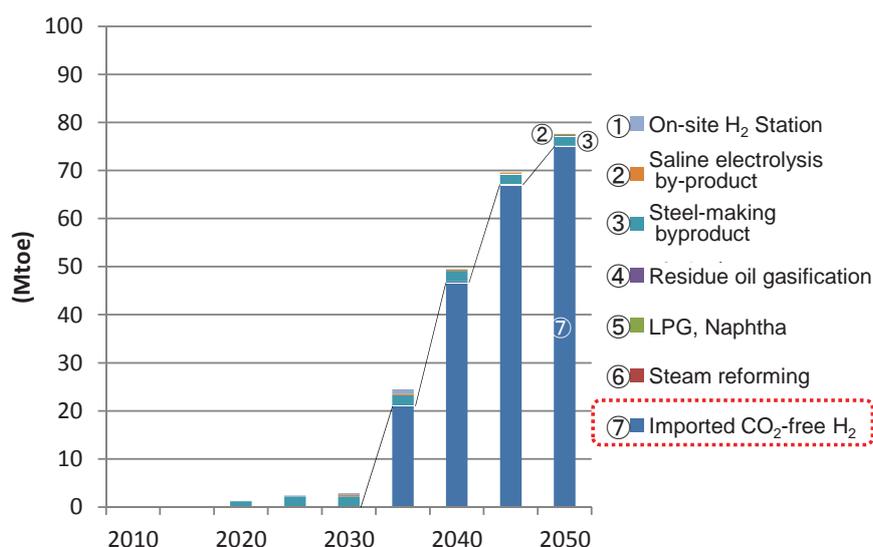
«H₂ CIF cost»

- About 40 yen/Nm³ at 2020
- About 30 yen/Nm³ at 2050

		Annual hydrogen demand @2050					
		With domestic CCS		Without domestic CCS			
Imported CO ₂ -free H ₂ CIF cost	Yen40/Nm ³ @2020	Case ①	Elec. power gene. 116 billion Nm ³		Case ②	Elec. power gene. 169 billion Nm ³	
	~	Stationary	86	''	Stationary	78	''
	Yen30/Nm ³ @2050	Transportation	81	''	Transportation	86	''
		Total	283	''	Total	333	''

(3) Hydrogen supply constitution in 2050

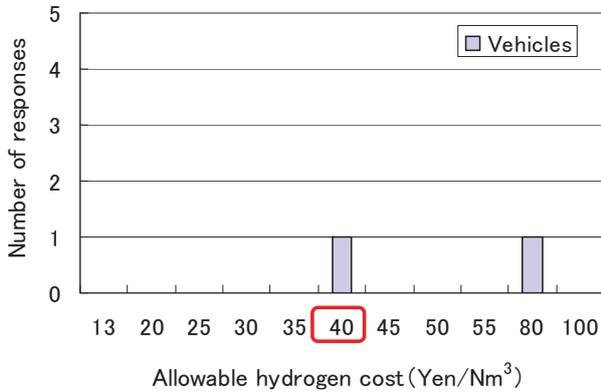
(with domestic CCS case)



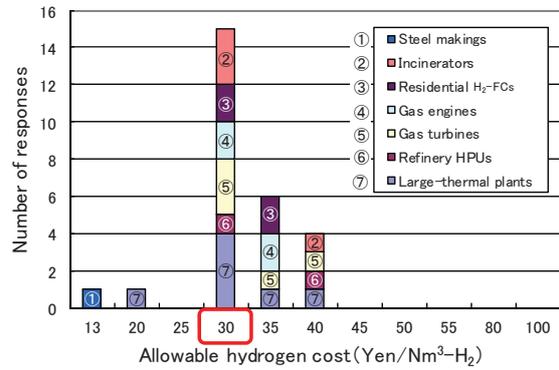
Imported CO₂-free hydrogen shares almost all portion of H₂ supply after the first import under the assumed H₂ CIF cost.

3.3 Interviews with stakeholders

1) Allowable CO₂-free hydrogen costs



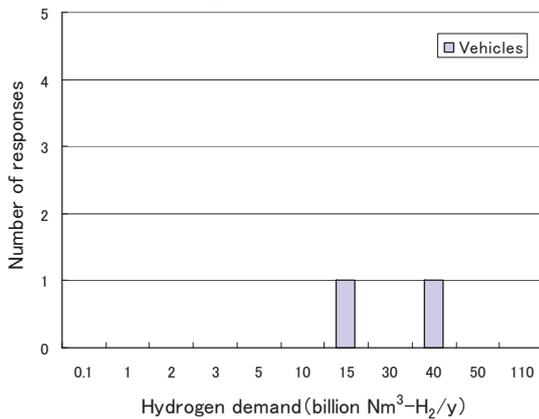
Allowable CO₂-free hydrogen cost for vehicles in 2050



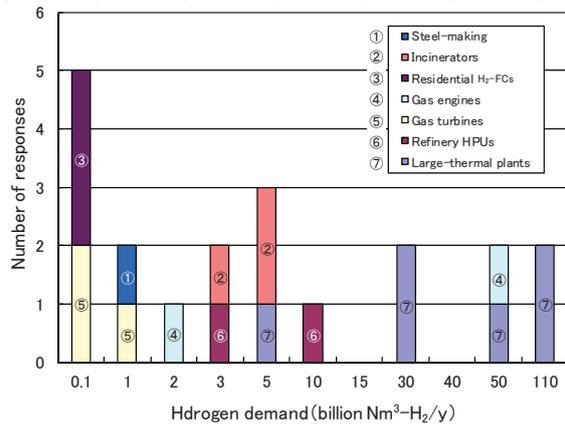
Allowable CO₂-free hydrogen cost for end-use applications other than vehicles in 2050

(Note: All answers were obtained as experts' personal opinions.)

2) Hydrogen demand



CO₂-free hydrogen demand for vehicles in 2050



CO₂-free hydrogen demand for end-use applications other than vehicles in 2050

about 40 billion Nm³/year at best

about 180 billion Nm³/year at best

about 220 billion Nm³/year at best in total

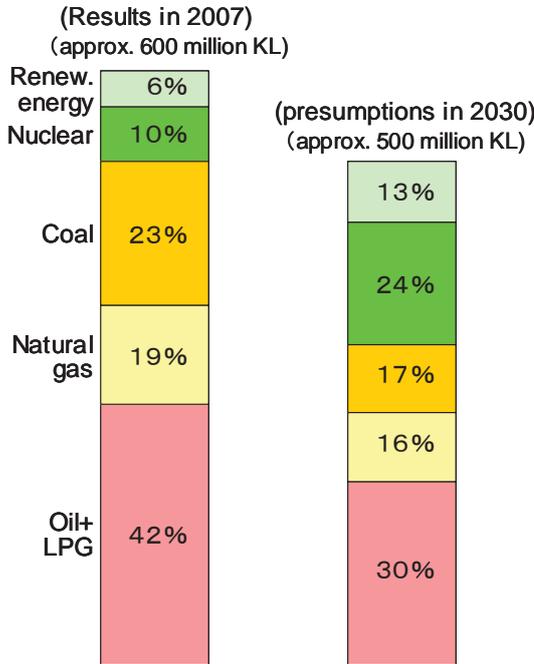
The same order with the simulation results.

(Note: All answers were obtained as experts' personal opinions.)

3.4 Proposal for new Basic Energy Plan

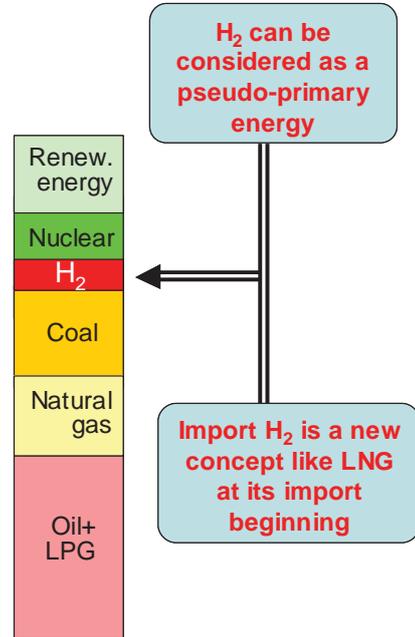
submitted to METI of Japan

<Primary energy constitution of then basic energy plan >



<Proposal >

Hydrogen should be added in the primary energy constitution.



4. Prospective vision of commercial CO₂-free hydrogen global chains

<Resources >
(overseas)



Natural gas



Brown coal



Wind



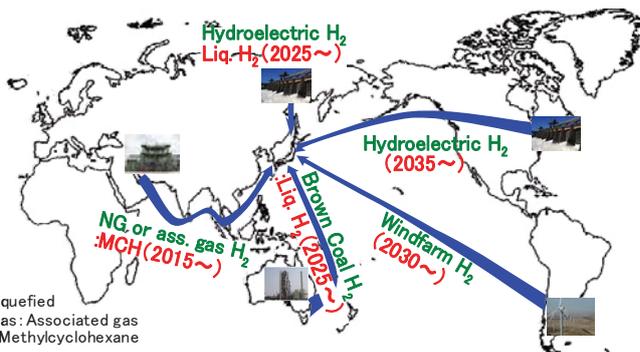
Hydropower



Biomass



Solar



Liq: Liquefied
Ass. Gas: Associated gas
MCH: Methylcyclohexane

<Transformation >
(overseas)



Steam reforming MCH synthesis



Gasification Liquefaction



Power generation Electrolysis



CCS

<Energy carriers >
<Ocean transport >



MCH tanker Toluene tanker



Liq. H₂ tanker

<Storage >
<Delivery >
<Transformation >
(domestic)



MCH tank Toluene tank



Liq. H₂ tank



MCH lorry Toluene lorry



LH₂ lorry



Cylinder

<Use >
(before 2050)



FCEVs



Thermal power plants



Refineries



Residential FC co-gene.



Commercial FC co-gene.



Gas engines



Gas turbines



Furnaces



Steel-making

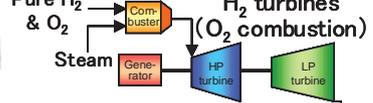
(after 2050)



Ships



Locomotives



5. Future issues

- 1) To achieve allowable (end-users' acceptable) H₂ cost under the collaboration of all stakeholders.
- 2) To draft realistic scenarios leading to Hydrogen Society in the future (We are doing now)
 - Large-scale H₂ end-uses in particular
 - What comes first? or What is the trigger?
 - Thermal power plants?
 - Hydro-desulfurization in refinery?
 - H₂-based steel-making?
 - Industrial H₂ co-generations (gas turbines, gas engines)?
 - Domestic H₂ delivery
 - In consideration of end-uses, supply sources, volume, distance, etc.
 - Domestic H₂ production
 - Overseas H₂ production

Thank you for your attention !

Masaharu Sasakura
msasakura@iae.or.jp
Yuki Ishimoto, Ko Sakata



2015.3

CO2 フリー水素チェーン実現に向けた構想研究会 & アクションプラン研究会
水素に関する最近の政府の動向

IAE

- 1 エネルギー基本計画（平成 26 年 4 月 11 日閣議決定）
エネルギー基本計画（水素・燃料電池関連抜粋）
： 第5回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料1

- 2 水素・燃料電池戦略ロードマップ（平成 26 年 6 月 24 日策定）
概要(1) ～総論～
概要(2) ～全分野一覧～
概要(3) ～定置用燃料電池（分散型コージェネレーション）～
概要(4) ～燃料電池自動車 + 水素ステーション～
概要(5) ～水素発電 + 未利用エネルギー由来水素の活用～

- 3 水素発電に関する検討会（非公開）
平成26年10月10日より平成27年3月19日まで、計6回開催された。

- 4 水素・燃料電池戦略協議会、ワーキンググループ
水素・燃料電池戦略ロードマップのフォローアップ等を目的として、平成27年度、20～25名程度の委員出席の下、3～4回程度開催される予定。

- 5 NEDO 公募予告
テーマ:「水素社会構築技術開発事業／大規模水素エネルギー利用技術開発」に係る公募について(予告)
<事業内容>
発電分野等における水素の利活用の抜本的な拡大と、2030 年頃の本格的な水素サプライチェーン構築を目指し、「大規模水素エネルギー利用技術開発」として、
(イ)未利用エネルギー由来水素サプライチェーン構築
(ロ)水素エネルギー利用社会システム開発
の技術開発が行なわれる。

エネルギー基本計画（水素・燃料電池関連抜粋）

【P. 26】

第2章 エネルギーの需給に関する施策についての基本的な方針

第2節 各エネルギー源の位置付けと政策の時間軸

2. 二次エネルギー構造の在り方

(3) 水素：“水素社会”の実現

将来の二次エネルギーでは、電気、熱に加え、水素が中心的役割を担うことが期待される。

水素は、取扱い時の安全性の確保が必要であるが、利便性やエネルギー効率がよく、また、利用段階で温室効果ガスの排出がなく、非常時対応にも効果を発揮することが期待されるなど、多くの優れた特徴を有している。

水素の導入に向けて、様々な要素技術の研究開発や実証事業が多くの主体によって取り組まれてきているが、水素を日常の生活や産業活動で利活用する社会、すなわち“水素社会”を実現していくためには、技術面、コスト面、制度面、インフラ面で未だ多くの課題が存在している。このため、多様な技術開発や低コスト化を推進し、実現可能性の高い技術から社会に実装していくため、戦略的に制度やインフラの整備を進めていく。

【P. 58】

第3章 エネルギーの需給に関する長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策

第8節 安定供給と地球温暖化対策に貢献する水素等の新たな二次エネルギー構造へ
の变革

1. 電気をさらに効率的に利用するためのコージェネレーションの推進や蓄電池の導入促進

(1) コージェネレーションの推進

熱と電力を一体として活用することで高効率なエネルギー利用を実現するコージェネレーションは、ハイブリッド型の二次エネルギーであり、省エネルギー性に加え、再生可能エネルギーとの親和性もあり、電力需給ピークの緩和、電源構成の多様化・分散化、災害に対する強靭性を持つ。このため、家庭用を含めたコージェネレーションの導入促進を図るため、導入支援策の推進とともに、燃料電池を含むコージェネレーションにより発電される電気の取引の円滑化等の具体化に向けて検討する。

【P. 59】

第3章 エネルギーの需給に関する長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策

第8節 安定供給と地球温暖化対策に貢献する水素等の新たな二次エネルギー構造へ

の変革

2. 自動車等の様々な分野において需要家が多様なエネルギー源を選択できる環境整備の促進

・・・(略)・・・

燃料電池自動車については、規制見直しや官民の適切な費用負担等によって水素ステーションの整備を促進することで対応を進める。こうした取組により、次世代自動車については、2030年までに新車販売に占める割合を5割から7割とすることを目指す。

このような多様なエネルギー源の利用を進めていく取組は、運輸部門においては、自動車に限らず、航空機におけるバイオ燃料や、船舶におけるLNGの主燃料としての活用などで進んでいくと見込まれる。業務・家庭部門では、エネファームにおいて水素が利用され、CO₂冷媒ヒートポンプにおいて空気熱が利用されるなどの導入が進んでいるところであり、電力システム改革によって、電源自体も選択できるサービスの提供が進展するなど、今後、一層の多様化が進んでいく。

・・・(略)・・・

3. “水素社会”の実現に向けた取組の加速

無尽蔵に存在する水や多様な一次エネルギー源から様々な方法で製造することができるエネルギー源で、気体、液体、固体（合金に吸蔵）というあらゆる形態で貯蔵・輸送が可能であり、利用方法次第では高いエネルギー効率、低い環境負荷、非常時対応等の効果が期待される水素は、将来の二次エネルギーの中心的役割を担うことが期待される。

このような水素を本格的に利活用する社会、すなわち“水素社会”を実現していくためには、水素の製造から貯蔵・輸送、そして利用にいたるサプライチェーン全体を俯瞰した戦略の下、様々な技術的可能性の中から、安全性、利便性、経済性及び環境性能の高い技術が選抜かれていくような厚みのある多様な技術開発や低コスト化を推進することが重要である。水素の本格的な利活用に向けては、現在の電力供給体制や石油製品供給体制に相当する、社会構造の変化を伴うような大規模な体制整備が必要であり、そのための取組を戦略的に進める。

また、水素に関係する製品などを社会に導入していく際に、様々な局面で必要となる標準や基準の整備が、利害関係者の間の立場の違いを乗り越えて国際的に先手を打って進めることも重要である。

(1) 定置用燃料電池（エネファーム等）の普及・拡大

現在、最も社会的に受容が進んでいる水素関係技術は、エネファームである。特に、我が国では、燃料電池の技術的優位性を背景に、定置用燃料電池が世界に先駆けて一般家庭に導入され、既に6万台以上が住宅等に設置されており、海外市場の開拓も視野に入ってきている状況にあることから、国内外の市場開拓を進めるべき時期にある。

一方、コストが高いことが普及・拡大に向けての大きな課題であり、初期市場創出のための国の補助制度がこうした新たな市場を下支えしている状況にある。

2020年には140万台、2030年には530万台の導入を目標としており、生産コストを低減することで自律的に導入が進む環境を実現することで本目標を達成するため、市場自立化に向けた導入支援を行うとともに、低コスト化のための触媒技術などの研究開発や標準化などを引き続き進めていく。

また、定置用燃料電池の普及が進んでいない業務・産業分野についても、早期の実用化・普及拡大に向けて、産業活動で求められる水準の耐久性や低コスト化を実現するための技術開発や実証などを推進し、市場の創出を図る。

(2) 燃料電池自動車の導入加速に向けた環境の整備

2015年から商業販売が始まる燃料電池自動車の導入を推進するため、規制見直しや導入支援等の整備支援によって、四大都市圏を中心に2015年以内に100ヶ所程度の水素ステーションの整備をするとともに、部素材の低コスト化に向けた技術開発を行う。一方、普及初期においては、水素ステーションの運営は容易ではなく、燃料電池自動車の普及が進まなかった場合には、水素ステーションの運営がますます困難になるという悪循環に陥る可能性もある。

こうした悪循環に陥ることなく、本格的な水素社会の幕開けを確実なものとするため、燃料電池自動車の導入を円滑に進めるための支援を積極的に行う。また、水素ステーションについても、今後、SSが多様な役割を担っていくことが求められていく中で、石油供給を担っている既存のインフラを水素供給も担うインフラとして活用していくことなどを検討しつつ、移動式や小型のステーションの利用も含めた戦略的な展開を進める。その上で、先行的に水素ステーションを整備した事業者が過度に不利益を被ることのないよう、官民の適切な役割分担の下、規制見直しなどの低コスト化に向けた対策等を着実に進めて整備目標を達成するとともに、さらに水素ステーションの整備を拡大していくことで、燃料電池自動車が日常生活でも利用できる環境を実現する。

特に、燃料電池自動車の普及初期においては、比較的安定した水素需要が見込まれる燃料電池バスや燃料電池フォークリフト等の早期の実用化が重要であり、その技術開発などを着実に進める。

2020年東京オリンピック・パラリンピック競技大会において、大会運用の輸送手段として燃料電池自動車が活躍することができれば、世界が新たなエネルギー源である水素の可能性を確信するための機会となる。こうしたことを見据え、今から計画的に着実に取り組んでいくべきである。

(3) 水素の本格的な利活用に向けた水素発電等の新たな技術の実現

水素の利用技術の実用化については、定置用燃料電池や燃料電池自動車にとどまらず、水素発電にまで広がっていくことが期待される。水素発電は、燃料の一部を水素で代替する混焼発電については既存のガスタービンでも一定程度であれば技術的に活用できる状況にあり、さらに、燃料を水素だけで賄う専焼発電を将来実用化するための技術開発が進められている。

こうした水素の利用技術について、技術開発を含めて戦略的な取組を今から着実に進めていく。

(4) 水素の安定的な供給に向けた製造、貯蔵・輸送技術の開発の推進

水素の供給については、当面、副生水素の活用、天然ガスやナフサ等の化石燃料の改質等によって対応されることになるが、水素の本格的な利活用のためには、水素をより安価で大量に調達することが必要になる。

そのため、海外の未利用の褐炭や原油随伴ガスを水素化し、国内に輸送することや、さらに、将来的には国内外の太陽光、風力、バイオマス等の再生可能エネルギーを活用して水素を製造することなども重要となる。具体的には、水素輸送船や有機ハイドライド、アンモニア等の化学物質や液化水素への変換を含む先端技術等による水素の大量貯蔵・長距離輸送など、水素の製造から貯蔵・輸送に関わる技術開発等を今から着実に進めていく。また、太陽光を用いて水から水素を製造する光触媒技術・人工光合成などの中長期的な技術開発については、これらのエネルギー供給源としての位置付けや経済合理性等を総合的かつ不断に評価しつつ、技術開発を含めて必要な取組を行う。

(5) “水素社会”の実現に向けたロードマップの策定

水素社会の実現は、水素利用製品や関連技術・設備を製造する事業者のみならず、インフラ関係事業者、石油や都市ガス、LPガスの供給を担う事業者なども巻き込みながら、国や自治体も新たな社会の担い手として能動的に関与していくことで初めて可能となる大事業である。

このためには、先端技術等による水素の大量貯蔵・長距離輸送、燃料電池や水素発電など、水素の製造から貯蔵・輸送、利用に関わる様々な要素を包含している全体を俯瞰したロードマップの存在が不可欠である。また、このような長期的・総合的なロードマップを実行していくためには、関係する様々な主体が、既存の利害関係を超えて参画することが重要である。

したがって、水素社会の実現に向けたロードマップを、本年春を目処に策定し、その実行を担う産学官からなる協議会を早期に立ち上げ、進捗状況を確認しながら、着実に取組を進める。

【P. 65】

第3章 エネルギーの需給に関する長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策

第9節 市場の統合を通じた総合エネルギー企業等の創出と、エネルギーを軸とした成長戦略の実現

長戦略の実現

3. エネルギー分野における新市場の創出と、国際展開の強化による成長戦略の実現

(1) 蓄電池、燃料電池など我が国がリードする先端技術の市場拡大

・・・(略)・・・

また、我が国では、燃料電池の技術的優位性を背景に、エネファームが世界に先駆けて一般家庭に導入され、海外市場の開拓も視野に入ってきているなど、水素関係技術をリードしている。エネファームについて、2020年には140万台、2030年には530万台の導入を目標としており、生産コストを低減することで自律的に導入が進む環境を実現するとともに、2015年には燃料電池自動車の商用販売が開始されることなどを通じ、いち早く水素関連技術の新たな市場の創出を進める。

・・・(略)・・・

【P. 73】

第4章 戦略的な技術開発の推進（エネルギーの需給に関する施策を長期的、総合的かつ計画的に推進するために重点的に研究開発するための施策を講ずべきエネルギーに関する技術及び施策）

2. 取り組むべき技術課題

・・・(略)・・・

また、こうした国産エネルギー源を有効に利活用できる二次エネルギーである水素エネルギーの実装化は中長期的に重要な課題であり、水素の製造から貯蔵・輸送、利用に関わる技術を今から着実に進めていく。また、水素製造を含めた多様な産業利用が見込まれ、固有の安全性を有する高温ガス炉など、安全性の高度化に貢献する原子力技術の研究開発を国際協力の下で推進する。さらに、国際協力で進められているITER計画や幅広いアプローチ活動を始めとする核融合を長期的視野にたって着実に推進するとともに、無線送電技術により宇宙空間から地上に電力を供給する宇宙太陽光発電システム(SSPS)の宇宙での実証に向けた基盤技術の開発などの将来の革新的なエネルギーに関する中長期的な技術開発については、これらのエネルギー供給源としての位置付けや経済合理性等を総合的かつ不断に評価しつつ、技術開発を含めて必要な取組を行う。

また、様々なエネルギー源を活用していくために不可欠な要素である安全性・安定性を強化していくための技術開発として、例えば、二次エネルギーの中心を担う電気を最終消費者に分配する要となる送配電網を高度化するため、変動電源が今後増加することに対応して、高度なシミュレーションに基づく系統運用技術や超電導技術などの基盤技術の開発を加速するとともに、蓄電池や水素などのエネルギーの貯蔵能力強化などを進める。

・・・(略)・・・

水素社会実現の意義

1. 省エネルギー
2. エネルギーセキュリティ
3. 環境負荷低減
4. 産業振興・地域活性化

燃料電池の活用によって高いエネルギー効率を実現することで、大幅な省エネルギーにつなげる。

水素は、①製造原料の代替性が高く、副生水素、原油随伴ガス、褐炭といった未利用エネルギーや、再生可能エネルギーを含む多様な一次エネルギー源から様々な方法で製造が可能であること、②今後、こうしたエネルギーを地政学的リスクの低い地域等から安価に調達できる可能性がある（国内では、将来的に再生可能エネルギーから製造された水素を利活用することでエネルギーの自給率向上につながる可能性もある）ことから、こうした利点を活かして利用を拡大することで、エネルギーセキュリティの向上につなげる。

水素は利用段階でCO2を排出しないことから、水素の製造時にCCS(二酸化炭素回収・貯留技術)を組み合わせ、又は再生可能エネルギー由来水素を活用することで、環境負荷低減、更にはCO2フリーにつなげる。

日本の燃料電池分野の特許出願件数は世界一位で、二位以下と比べて5倍以上と、諸外国を引き離しているなど、日本が強い競争力を持つ分野。また、水素製造等については、再生可能エネルギー等の地域資源を活用可能。

水素社会実現に向けた対応の方向性

■ 水素社会の実現に向けて、社会構造の変化を伴うような大規模な体制整備と長期の継続的な取組を実施。また、様々な局面で、水素の需要側と供給側の双方の事業者の立場の違いを乗り越えつつ、水素の活用に向けて産学官で協力して積極的に取り組んでいく。

- このため、下記のとおりステップバイステップで、水素社会の実現を目指す。
- ・ **フェーズ1(水素利用の飛躍的拡大)**： 足元で実現しつつある、定置用燃料電池や燃料電池自動車、我が国が世界に先行する水素・燃料電池分野の世界市場を獲得する。
 - ・ **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)**： 水素需要を更に拡大しつつ、水素源を未利用エネルギーに広げ、従来の「電気・熱」に水素を加えた新たな二次エネルギー構造を確立する。
 - ・ **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)**： 水素製造にCCSを組み合わせ、又は再生可能エネルギー由来水素を活用し、トータルでのCO2フリー水素供給システムを確立する。

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)

09年 家庭用燃料電池/15年 燃料電池車 市場投入

2017年 業務・産業用燃料電池： 市場投入

2020年頃 ハイブリッド車の燃料代と同等以下の水素価格の実現

2025年頃 燃料電池車： 同価格のハイブリッド車同等の価格競争力を有する車両価格の実現

2020年 (東京オリンピックで水素の可能性を世界に発信)

2030年

2040年

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

開発・実証の加速化
水素供給国との戦略的協力関係の構築
需要拡大を見据えた安価な水素価格の実現

2020年代半ば
・海外からの水素価格(プラント引渡価格)30円/Nm3
・商業ベースでの効率的な水素の国内流通網拡大

2030年頃
・海外での未利用エネルギー由来水素の製造・貯蔵の本格化
・発電事業用水素発電： 本格導入

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

水素供給体制の構築見通しを踏まえた
計画的な開発・実証

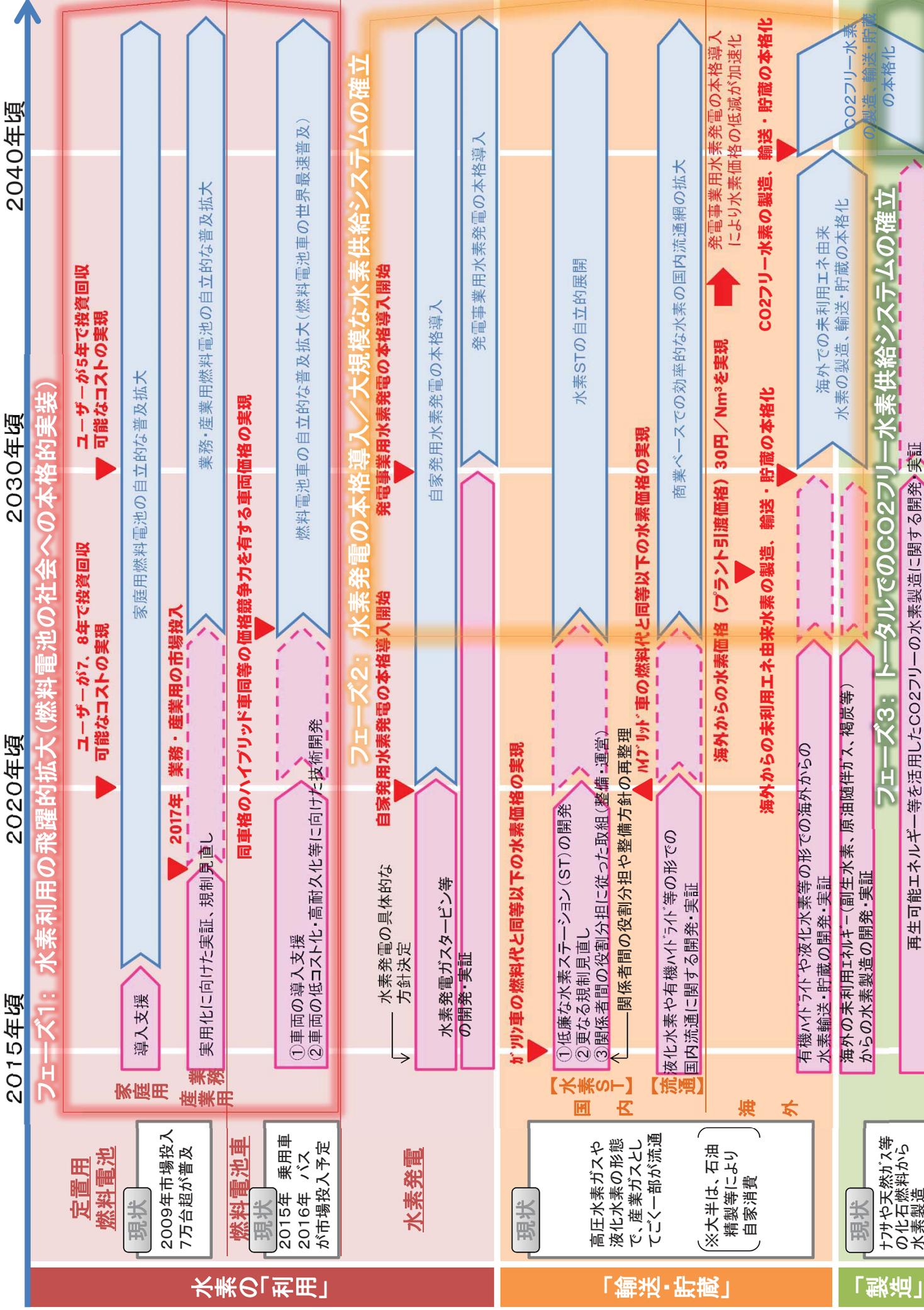
2040年頃
CCSや国内外の再生エネルギーの活用との組み合わせによるCO2フリー水素の製造・輸送・貯蔵の本格化

水素・燃料電池関連の機器・インフラ産業の市場規模(日本)

2030年 約1兆円 → 2050年 約8兆円

水素・燃料電池戦略ロードマップ概要（2） ～全分野一覧～

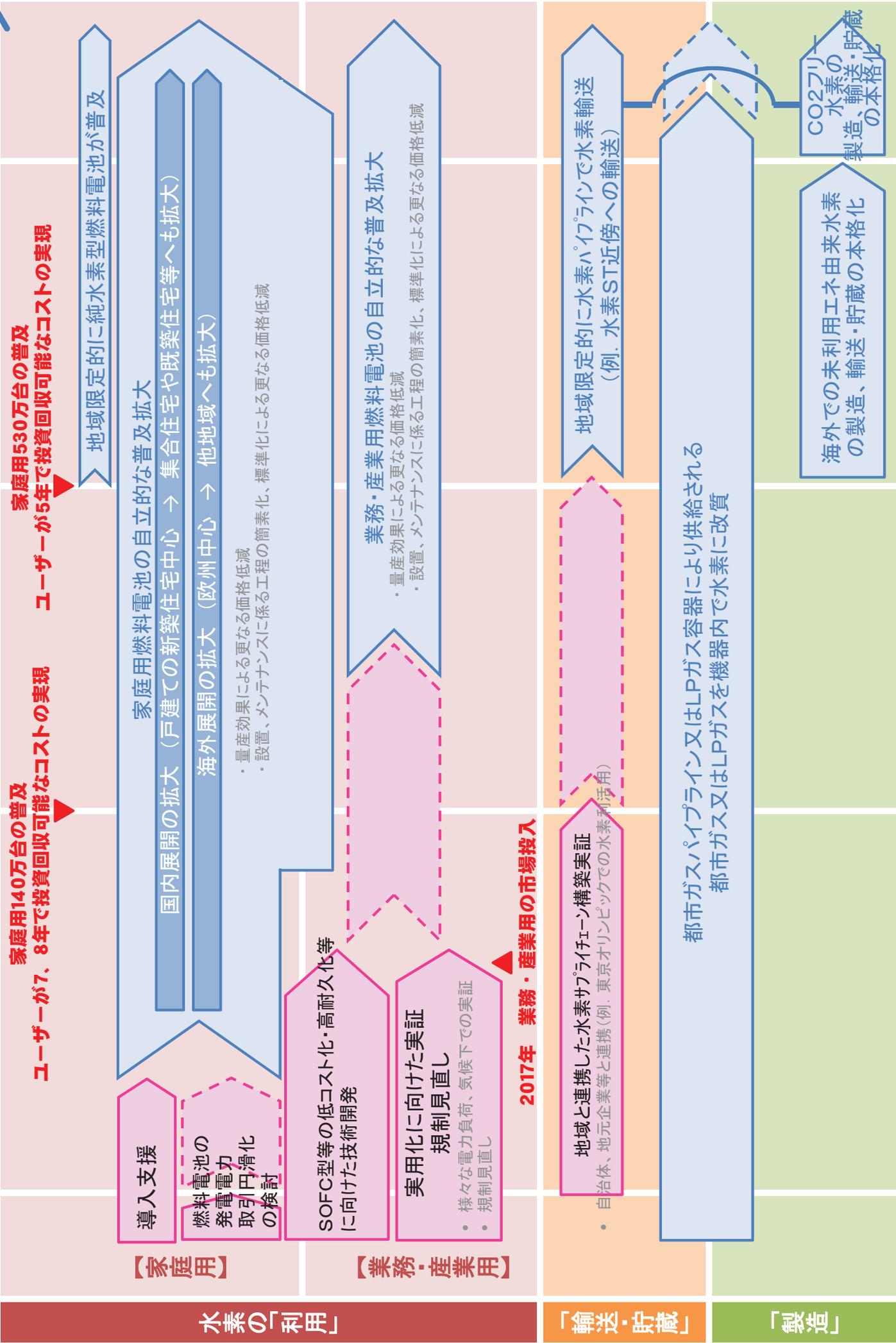
（注）赤の矢印は国が重点的に関与する取組を、青の矢印は民間が中心となって行う取組を指す。



水素・燃料電池戦略ロードマップ概要(3)
～定置用燃料電池(分散型エネルギーシステム)～

(注)赤の矢印は国が重点的に関与する取組を、
青の矢印は民間が中心となって行う取組を指す。

2015年頃 2020年頃 2030年頃 2040年頃



水素の「利用」 「輸送・貯蔵」 「製造」

【家庭用】

【業務・産業用】

2017年 業務・産業用の市場投入

地域と連携した水素サプライチェーン構築実証
自治体、地元企業等と連携(例. 東京オリオンピクでの水素利活用)

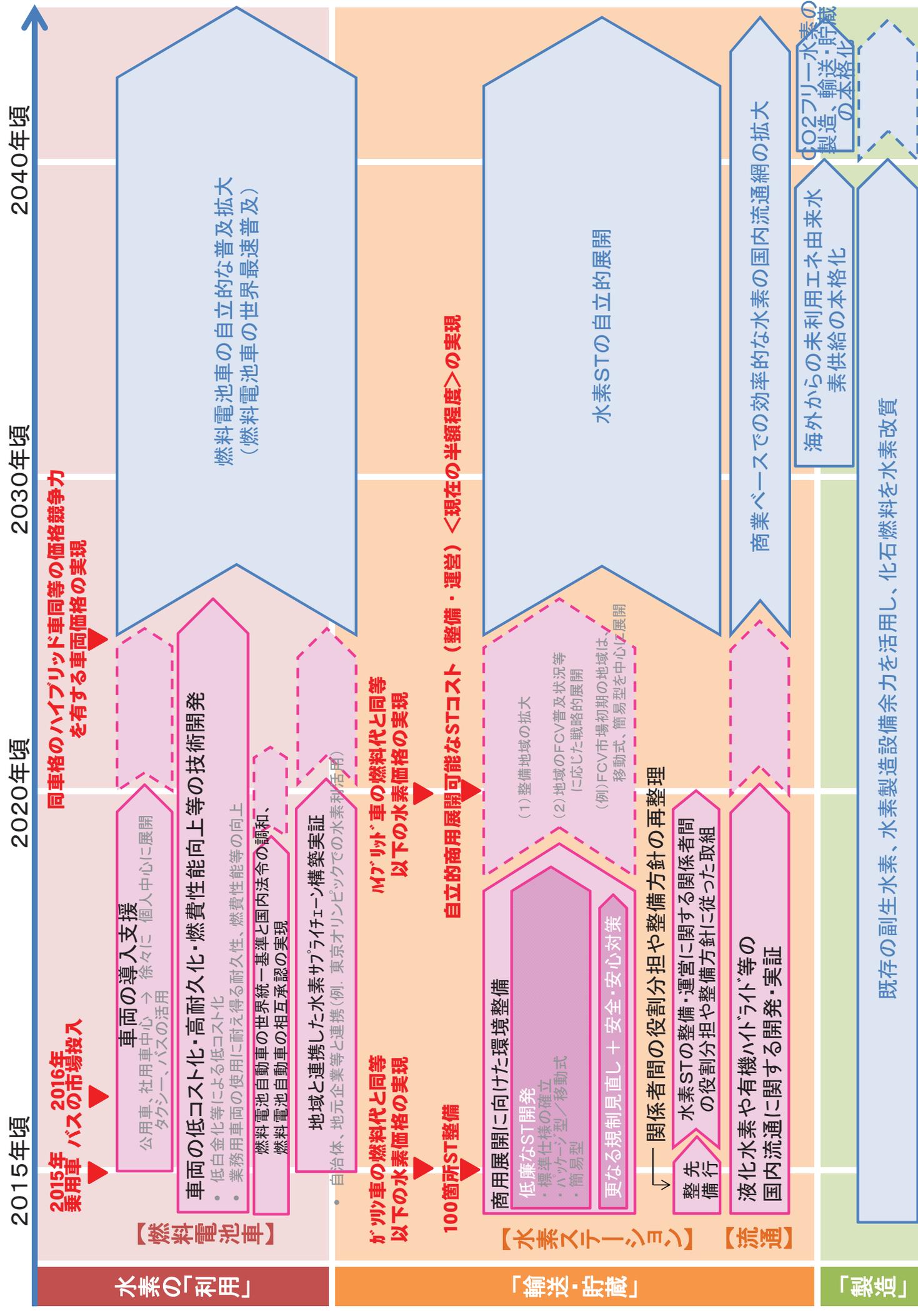
都市ガスパイプライン又はLPガス容器により供給される
都市ガス又はLPガスを機器内で水素に改質

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

CO2フリー
水素の製造、輸送・貯蔵
の本格化

水素・燃料電池戦略ロードマップ概要(4)
～燃料電池自動車 + 水素ステーション～

(注) 赤の矢印は国が重点的に関与する取組を、
青の矢印は民間が中心となって行う取組を指す。



2015年頃

2020年頃

2030年頃

2040年頃

2015年
乗用車 バスの市場投入

同車格のハイブリッド車同等の価格競争力
を有する車両価格の実現

水素の「利用」

【燃料電池車】

車両の導入支援
公用車、社用車中心 → 徐々に個人中心に展開
タクシー、バスの活用

車両の低コスト化・高耐久化・燃費性能向上等の技術開発

- ・ 低白金化等による低コスト化
 - ・ 業務用車両の使用に耐え得る耐久性、燃費性能等の向上
- 燃料電池自動車の世界統一基準と国内法令の調和、
燃料電池自動車の相互承認の実現

地域と連携した水素サプライチェーン構築実証

- ・ 自治体、地元企業等と連携(例. 東京オリンピックでの水素利活用)

ガソリン車の燃料代と同等
以下の水素価格の実現

ハイブリッド車の燃料代と同等
以下の水素価格の実現

100箇所ST整備

自立的商用展開可能なSTコスト(整備・運営) <現在の半額程度>の実現

「輸送・貯蔵」

【水素ステーション】

商用展開に向けた環境整備

- ・ 低廉なST開発
- ・ 標準仕様の確立
- ・ ハックーン型/移動式
- ・ 簡易型

更なる規制見直し + 安全・安心対策

関係者間の役割分担や整備方針の再整理

水素STの整備・運営に関する関係者間
の役割分担や整備方針に従った取組

液化水素や有機ハイドライド等の
国内流通に関する開発・実証

- (1) 整備地域の拡大
- (2) 地域のFCV普及状況等
に応じた戦略的展開
- (例)FCV市場初期の地域は、
移動式、簡易型を中心に展開

水素STの自立的展開

商業ベースでの効率的な水素の国内流通網の拡大

「製造」

【流通】

海外からの未利用エネ由来水
素供給の本格化

既存の副生水素、水素製造設備余力を活用し、化石燃料を水素改質

CO2フリー水素の
製造・貯蔵
の本格化

水素・燃料電池戦略ロードマップ概要(5)
 ~水素発電 + 未利用エネルギー由来水素の活用~

(注) 赤の矢印は国が重点的に関与する取組を、
 青の矢印は民間が中心となって行う取組を指す。

2015年頃 2020年頃 2030年頃 2040年頃

一体的に実施
 (※発電設備メーカー、発電事業者、水素供給事業者を交え具体的方針を決定・実行)

自家発用水素発電の本格導入開始 発電事業用水素発電の本格導入開始

水素の「利用」

自家発用水素発電の環境整備

- 技術開発・実証
- 水素混合割合や発電効率の向上
 - NOxの低減等
- 制度整備

発電事業用水素発電の環境整備

- 技術開発・実証
- 水素混合割合や発電効率の向上 / NOxの低減等
- 制度整備
- 商業ベースの発電事業用水素発電の展開準備
- 環境アセスメント / 発電所の設計・調達・建設

自家発用水素発電の本格導入

発電事業用水素発電の本格導入

「輸送・貯蔵」

液化水素や有機ハイドライド等の形での国内流通に関する開発・実証

- 液化水素や有機ハイドライド等での輸送、貯蔵のあり方を実証

商業ベースでの効率的な水素の国内流通網の拡大

海外からの水素価格 (プラント引渡価格) 30円/Nm³を実現 事業用水素発電の本格導入により設備大型化、輸送効率化が図られ、水素価格の低減が加速化

海外からの未利用エネルギー由来水素の製造・輸送・貯蔵の本格化 CO2フリー水素の製造・輸送・貯蔵の本格化

「製造」

有機ハイドライドや液化水素等の形での海外からの水素輸送・貯蔵の開発・実証

- 水素貯蔵・荷役システム開発 / 水素貯蔵・荷役制度整備
- 水素運搬船開発 / 海事制度整備
- 水素供給国との戦略的協力関係の構築

海外からの未利用エネルギー由来水素の製造・輸送・貯蔵の本格化

海外の未利用エネルギーからの水素製造の開発・実証

- 褐炭、原油随伴ガス等からの水素製造等
- 水素供給国との戦略的協力関係の構築

再生可能エネルギー等を活用したCO2フリーの水素製造に関する開発・実証

- 水素供給国におけるCCS
- 国内外の再エネルギー由来水素の安価で安定的な製造方法の確立(光触媒技術・アンモニア製造技術等を含む)
- Power to Gas(再エネルギー由来電気からの水素製造等)による偏在・変動エネルギーの平準化に関する実証

CO2フリー水素の製造、輸送・貯蔵の本格化