

水素導入拡大に向けた政策提言研究会

報告書

平成 29 年 3 月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

目 次

はじめに	1
エグゼクティブ・サマリー：水素導入拡大に向けた政策提言	2
1. 気候変動問題における水素の役割	7
1.1. 水素導入シナリオの前提条件	9
1.1.1. シナリオの設定	9
1.1.2. 水素需要の推計方法	10
1.2. 世界の水素需要	12
1.3. CO ₂ 排出削減効果	14
1.4. 水素輸出入のイメージ	14
2. 水素需給における課題の整理	17
2.1. 水素の供給	17
2.1.1. 水素製造源の整理・ポテンシャル	17
2.1.2. LNG 事業から学ぶこと	19
2.2. CCS	21
2.2.1. ポテンシャル	21
2.2.2. 国内外動向	22
2.2.3. 導入に向けた課題	26
2.3. 水素の需要	28
2.3.1. 運輸部門	28
2.3.2. 民生部門	32
2.3.3. 産業部門	35
2.3.4. 国内水素ネットワーク	37
2.3.5. 発電部門	40
2.3.6. 世界における水素需要創出に向けた課題	42
3. 水素導入拡大に向けた提言	44
3.1. 水素供給チェーン構築に向けて	44
3.1.1. 水素供給源ごとの戦略	44
3.1.2. CCS の事業化	44
3.1.3. 資源外交	45
3.2. 水素需要拡大に向けて	46
3.2.1. 国内での需要拡大	46
3.2.2. 世界での需要創出	48

はじめに

近年、我が国では水素の利用拡大が期待されている。経済産業省は、2014年6月に「水素・燃料電池戦略ロードマップ」を策定し、2016年3月には本ロードマップ改訂版を発表した。その中で、水素利用の飛躍的拡大を目指すために、2030年までの、家庭用定置用燃料電池の導入台数・価格目標、燃料電池自動車の普及台数及び水素ステーションの箇所数の目標などが設定された。水素の大量消費が見込まれる水素発電に関しては2020年代後半からの本格導入、そのために必要となる海外からの水素供給チェーンは2030年頃の本格導入を目指している。また、2040年頃からは、トータルでCO₂フリーな水素供給システムの確立が目標とされている。

エネルギー・システムの低炭素化に向けて水素が果たす役割は大きいが、水素利用を拡大させるためには、我が国単独ではなく世界規模での水素需要の発掘・開発と並んで、供給チェーンの構築が求められる。現在、我が国では、世界に先駆けて官民協力のもと、世界の未利用エネルギーからのCO₂フリー水素製造・輸入に関する技術開発・実証試験・規制緩和等が推進されている。

2030年以降の長期的な視点に立てば、世界的なCO₂排出削減の強化に伴い、化石燃料の利用に大きな制約がかかると考えられる。このような状況において、原油や天然ガスの資源国でCCSを用いた化石燃料からのCO₂フリー水素の製造・輸出は化石燃料資源を有効活用する新たなビジネスモデルとなり得る。

本研究会では、水素導入拡大を実現するために必要な政策措置、技術開発、資源外交等のあり方を主要関連企業とともに議論し、政策提言としてとりまとめた。

エグゼクティブ・サマリー：水素導入拡大に向けた政策提言

水素は化石燃料や再生可能エネルギー等多様な資源から製造できることから、世界的にみて供給ポテンシャルは非常に大きい。水素を運ぶエネルギーキャリアに関しては、数多くの研究開発や実証試験が実施されており、輸送効率向上やコストダウンに向けた取組の強化が引き続き求められる。一方、CO₂フリー水素の製造に関しては、大量供給を可能とする化石燃料利用の場合には、必須となる CCS の事業化へ向けた取組の加速化が重要な鍵となる。

水素導入を拡大するためには、当然のことながら供給のみならず需要の観点も求められる。膨大なポテンシャルを持つ水素の製造・供給を形にするためには、現在非常に限定的な水素の需要を開拓・拡大しなければならない。技術的な課題と併せて、CO₂フリー水素の環境価値を顕在化することで需要家の CO₂フリー水素選択を促す制度作りが求められる。以下では、供給と需要に分けて水素導入拡大に向けた提言を示す。

水素供給チェーン構築に向けて

水素は多様な資源から製造できることから、Power to Gas 技術による国内再生可能エネルギーの利用も検討されているが、ある一定規模の水素を安価に確保することが現状では厳しいと言われている。したがって、水素の大量安定供給に向けて、海外からの輸入の実現に向けた取組が進む。その場合でも、多様な水素供給源があることから、個々の可能性を検討して、将来までの道筋を示すことが重要である。

水素供給源ごとの戦略

水素を利用する意義の一つに、未利用エネルギーに価値を与えることが挙げられる。未利用エネルギーは、輸送が困難であることから有効利用されていないが、水素に変換することで、輸送可能な利用価値のあるエネルギーになる。したがって、現状では、褐炭 (+CCS)、油田随伴ガス (+CCS)、未利用再生可能エネルギー等が水素源として有望視されている。これらの利用可能性調査とともに、現在進行中の実証試験を継続することで、まずは、我が国までの CO₂フリー水素輸入チェーンを形にすることが大事である。

一方で、2030 年以降の長期的な視点に立てば、世界的な CO₂排出削減の強化に伴い、現在流通している化石燃料の資源国からの輸出に大きな制約がかかる可能性もある。このような状況下においては、CCS を用いた化石燃料からの CO₂フリー水素の製造・輸出は化石燃料資源を有効活用する新たなビジネスモデルとなり得る。

また、太陽光、風力、水力などの再生可能エネルギーを活用した CO₂フリー水素も視野に入る。ただし、再生可能エネルギーの更なるコスト削減や好条件地の選定が求められる。

CCS の事業化

水素の大量供給が可能な化石燃料を原料とする場合、CCS の事業化が不可欠となる。ただし、水素の経済合理性を担保するためには、CCS の技術的・制度的課題の解決が必須となる。

CCS を事業化するためには、我が国としては、コストダウンに向けた研究開発、導入を進めるための仕組み作り、関連法体系の整備、貯留ポテンシャルの把握、CCS の理解促進、が挙げられる。特に、コスト削減に向けた技術開発の継続と並んで重要な課題は、現在各国で異なる基準や枠組みを統一して CCS の国際標準化や認証制度を確立することである。国内での CCS 実用化に向けた取組の進展と並んで海外での事業展開も期待されるが、規格化や技術開発等で利益を確保する仕組みを検討することが重要である。

また、日本を、世界市場進出のための研究や実証の場として位置付け、CCS のみならず CCU も含めた技術開発を進めていくことも大事である。

資源外交

強力な CO₂ 排出制約によって石油・天然ガスの利用が世界的制約される場合、資源国にとっては CCS+水素事業が自国の経済を維持するための生命線となることも考えられる。

したがって、資源国に対して CCS 事業と水素製造事業を組合せたビジネスモデルを提案することは検討に値する。その前段として、現在 CCS 単独でのビジネス形成は難しく、まずは EOR の活用拡大も考えるべきである。日本の地層探査技術や CO₂ モニタリング技術は優れていることから、EOC 分野において、資源国との連携に貢献することができる。長期的には上述の CCS 事業+水素製造事業へと発展する可能性もある。

水素需要拡大に向けて

運輸部門が先行し、大量消費が期待される発電部門に注目が集まっているが、他の部門での水素利用や部門間の連携も視野に入れた統合的・有機的な水素需要創出に向けた検討が必要である。そうすることで、特定部門での負担軽減につながる。

部門別取組の方向性

運輸部門：電気自動車やプラグインハイブリッド車など競合車種の台頭や水素ステーション整備に係る費用など、燃料電池自動車の普及拡大には課題が多い。燃料電池自動車に関しては更なるコストダウン・燃費向上が求められるとともに、現在実施されている水素ステーションの規制緩和や技術開発によるコストダウンに向けた取組の継続的な強化が求められる。

一方で、水素ステーションを燃料電池自動車への水素充填機能のみに限定させていては低稼働率から生じる不経済から逃れられず、水素販売価格の低下も

見込めない。そこで、水素ステーションを地域分散型エネルギー・システムへのエネルギー供給拠点としの機能を持たせる構想も考えられる。その場合、当該地域での水素需要創出と一体化した取組が必要となる。

また、電気自動車よりも燃料電池自動車方が適していると言われている大型・長距離用貨物における燃料電池自動車普及拡大の検討も今後の課題である。

民生部門：そのためには、民生部門での水素利用促進が課題となるが、新たなインフラ構築、末端機器（純水素利用機器）開発など取組むべき課題が多い。しかしながら、地域分散的な水素タウンの構想はあり得る。水素タウンには輸入水素と併せて地域の再生可能エネルギー資源、下水、廃棄物等から製造する水素を供給することも考えられる。特に、1960年代に構築され老朽化したインフラを全面的に更新しなければならない地域においては、それを機に水素インフラの導入も可能性がある。その際、地域への水素供給基地としての水素ステーションは検討の価値がある。

現在の都市ガスパイプラインの活用については、部分的な水素混合は費用対効果の観点から非効率との見方が強い。一方で、純水素への適用可能性については、中低圧導管は技術的には問題がないとの見解が示されている。しかしながら、高圧導管や需要機器を含めたネットワーク全体での技術検証や経済性の検討が課題である。都市ガスの水素への転換は都市ガス事業の低炭素化を進める上で考えられるオプションの一つではあるものの、長期的視野に基づく慎重な検討が求められる。

産業部門：一方、産業部門においては、発電部門と同様に水素の大量消費が見込まれることや、沿岸部に集中立地する場合は大規模な水素パイプラインが不要である等の理由で、水素需要創出が期待されるが、天然ガスや重油でしか対応できない特殊用途もあることから、業種別・用途別に水素適用性を吟味しなければならない。地域ごと業種ごとの水素適用可能性や水素需要ポテンシャルを精緻に調査することが求められる。この調査結果は水素供給計画に役立てることができる。特に、臨海地域に位置する産業は発電部門と併せて水素大量需要先となることから重要な検討箇所である。

発電部門：発電部門が最も大きな水素需要を見込むことができるが、電力安定供給のためには、水素の安価・大量供給が求められることから、輸入水素の構想と一体となって検討されている。大量輸入によって水素を低価格に抑えることができれば、運輸部門等他の部門への水素需要拡大という波及効果も期待できる。

水素発電の技術開発においては、概ね向かうべき方向性が明確になっている

ことから、技術開発支援の強化によって課題は解決されるものと考えられる。発電と産業部門での水素利用は同じ燃焼系であり、類似課題を共有化した技術開発を行うことで、研究開発費の削減を図ることが求められる。

一方で、電力市場自由化が進行する中で、現状では水素の安定供給やコスト面において不確定要素が残る水素発電事業の担い手を特定することができない。水素発電は CO₂ フリーな調整電源であることから、民間事業者に水素発電の選択を促すためには、コストダウンと併せて、水素発電の持つ非化石価値や再生可能エネルギー導入拡大に伴う系統安定化用の調整電源としての価値などを付加する仕組みの構築も検討課題である。

水素利用の価値の創出

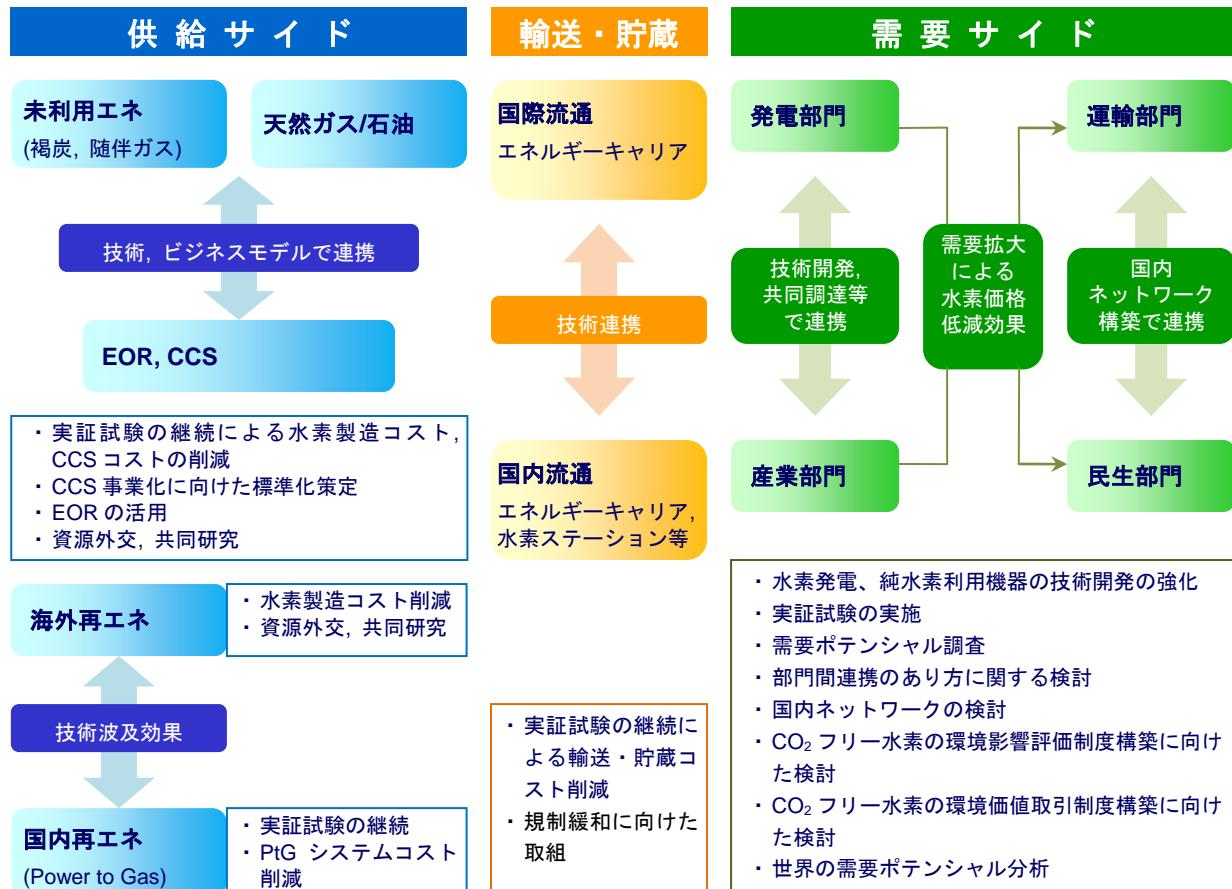
以上、各部門での水素需要拡大に向けた提案を示したが、水素価格が高い現状では、CO₂ 排出量の削減という動機が強まっているにもかかわらず、水素需要が創出・拡大されない。どのような需要家がどのような条件であれば水素を選択し利用するのか、現状では不透明であり、今後詳細な検討が必要になる。

水素に環境価値を付加して流通させるなど、グリーン証書のような仕組みを導入することで、この課題はある程度解決できるかもしれない。そのためには、CO₂ フリー水素の輸入の実現まで待つのではなく、可能な限り早い段階で、欧州の CertiHy Project のような水素の環境価値に対する認証制度の構築が必要である。完全な CO₂ フリー水素でなくても、まずは低炭素な水素の利活用を喚起することで、水素需要の創出・底上げにつながる可能性がある。

世界での水素需要

日本単独では、水素需要規模は限定的である。世界的な水素需要拡大を目指すためには、まずは、地域ごと部門・機器ごとの水素潜在需要の調査・分析が必要である。潜在需要の大きい国・地域に対しては、我が国の水素関連技術の輸出が見込まれる。特に、水素輸出国として有望な国・地域への我が国の水素関連技術の導入は、将来的に水素を安価・大量に獲得するための戦略的な資源外交の構築に資するものと考えられる。

また、我が国関連機関にとって、IEA や WHEC (World Hydrogen Energy Conference) などの国際機関との連携や、関連技術の国際標準化に向けた取組の強化も重要な課題である。



水素導入拡大に向けた部門別の対策

1. 気候変動問題における水素の役割

2015年12月に合意されたパリ協定における各国の「自主的に決定する約束草案(INDC)」に基づくと、2030年のGHG排出量は2014年を上回る。トレンド（レファレンスケース）よりは抑制されるが、2050年排出半減といった将来像には結びつき難い姿となっている（図1-1）。パリ協定での目標を着実に現実のものとし、さらなる削減につなげることが求められ、そのためには、技術革新と同時に、技術移転による世界全体での対策を後押しすることが欠かせない。

「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」（日本エネルギー経済研究所）によると、現実社会での適用機会・受容性を踏まえた最大限のCO₂排出削減対策を見込んだ技術進展ケースでは、2040年のエネルギー消費がレファレンスケース比2,343 Mtoe、12%節減され（図1-2左図）、CO₂排出量は2020年ごろをピークに緩やかな減少に転じ、2050年には2014年比3.8%減となるものの、排出半減の実現にはほど遠い（図1-2右図）。

また、図1-3には超長期パスにおけるCO₂排出量や総合コスト（GHG削減費用+適応費用+被害額）を示す。費用最適化パスでのCO₂排出量はレファレンスケース相当からは大幅減となるが、2050年半減ほどではない。2150年のCO₂排出量は現状比半減程度、気温上昇は約3°Cとなる。一方、技術革新でCO₂削減コストが低減すれば、気温上昇は2150年ごろの2.7°C程度をピークに低下する。更に、水素やCCSの導入を進めることで、早期の削減を図れば、2150年の気温上昇を約2°Cに抑えることができる。

このように、現存する低炭素技術の更なる展開・浸透に加えて、新たな低炭素技術の導入も必要とされ、現在我が国において検討が進む水素の利活用が一つのオプションとして考えられる。

◆ パリ協定の評価

好評価点 ◎◎◎

中国、インドなどの途上国も含め、全ての国が削減義務を負い、180を超える国々が、今後の削減努力に合意。

京都議定書のように削減率を先に決めて各国に当てはめようとしたトップダウン方式ではなく、削減目標を持ち寄り、積み上げていくボトムアップ方式。

5年に1度、各国の目標の合計を評価し、さらなる削減努力を求めてゆく方式

課題 ◎◎◎

世界のGHG排出量が足元より増加する

◆ 温室効果ガス排出

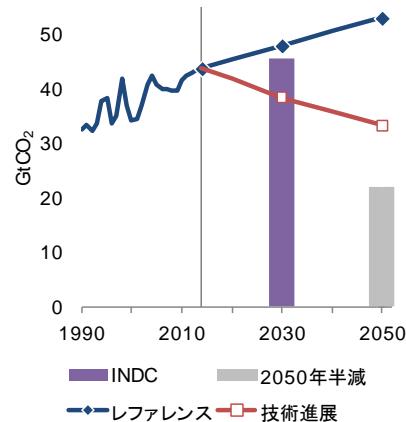
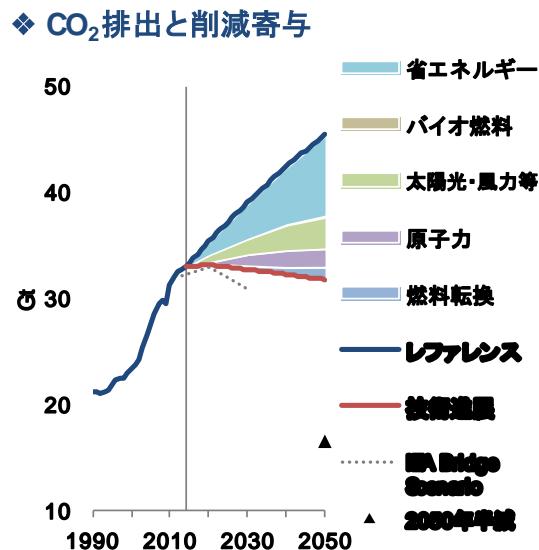
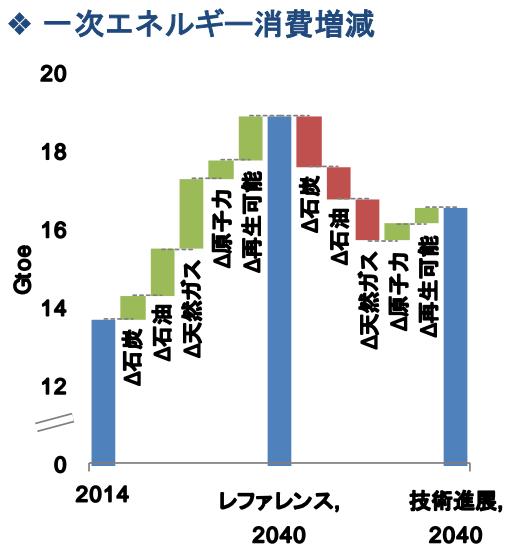
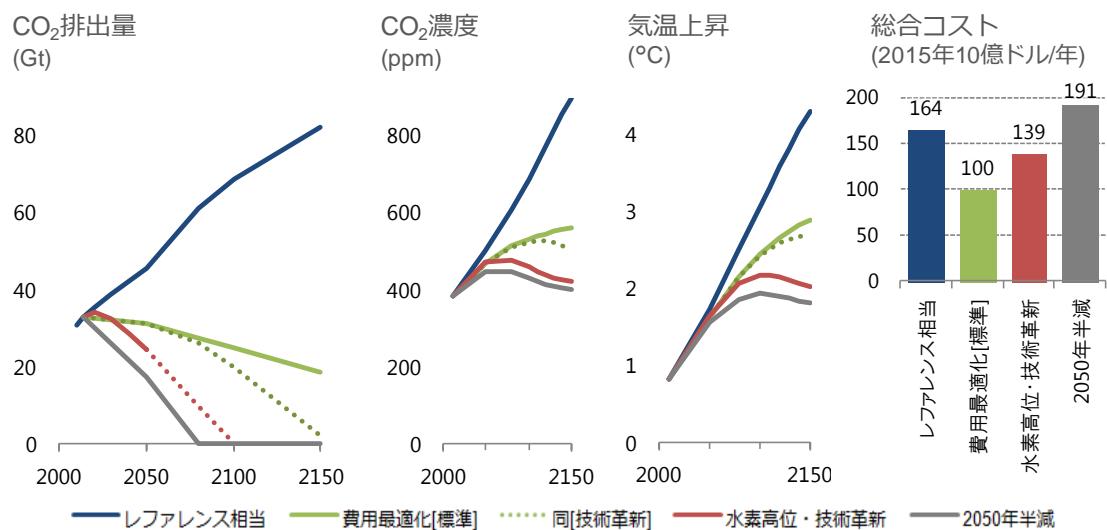


図1-1 パリ協定の評価

出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」，日本エネルギー経済研究所，2016年10月

図 1-2 2050 年の世界の CO₂ 排出量

出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」，日本エネルギー経済研究所，2016 年 10 月

図 1-3 超長期における CO₂ 排出量，気温上昇，総合コスト

出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」をベースに作成

以下では、「「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」（日本エネルギー経済研究所）での水素導入シナリオについて説明する。

1.1. 水素導入シナリオの前提条件

1.1.1. シナリオの設定

設定されたケースは、「CCS 最大利用シナリオ」、「水素低位シナリオ」、「水素高位シナリオ」の 3 つである。上述の技術進展ケースをベースにこれらの 3 つのシナリオを展開し、各シナリオにおける世界の水素需要量を推計している。なお、化石燃料改質に CCS を付加した CO₂ フリー水素を前提としている。

□ CCS 最大利用シナリオ

- 世界全体で帯水層も含めて CCS が最大限利用可能になると想定。すなわち、発電部門において輸入水素の利用は行われない。水素の導入コストも十分に低減しないため、運輸部門における燃料電池自動車の導入も限定的。

□ 水素低位シナリオ（+CCS 低位シナリオ）

- CCS 技術が全世界的には利用可能とはならない状況を想定。CCS 導入が限定的な地域では、2035 年以降に建設される石炭火力・天然ガス火力発電プラントの半分が水素発電プラントに代替されると想定。
- 追加シナリオとして産業部門での CCS 導入は進まないと想定

□ 水素高位シナリオ（+CCS 高位シナリオ）

- CCS 技術が全世界的には利用可能とはならない状況を想定。水素低位シナリオにおける水素発電導入地域で 2030 年以降に建設される石炭火力・天然ガス火力が全て水素発電に代替されると想定（発電部門を中心とした水素の導入の最大ポテンシャル）。これに伴い水素供給コストも大幅に低減し、燃料電池自動車の普及も加速する。
- 追加シナリオとして産業部門での CCS 導入が進むと想定

「CCS 最大利用シナリオ」は、我が国を含めて世界中で CCS の開発が進み、火力発電や産業部門からの排出 CO₂ に対して経済的に CCS が適用できる想定であり、この場合は化石燃料から CCS を用いた水素製造を実施する意義がない。

一方、水素利用シナリオでは、CCS が世界的な利用にまで至らず、CCS 導入が限定的な地域では発電部門を中心に水素発電が導入されるシナリオを描いている。この場合の水素は、CCS 導入が拡大する地域において化石燃料改質+CCS によって製造された CO₂ フリー水素の輸入である。低位と高位で発電部門への水素発電導入のスピードを変化させている。

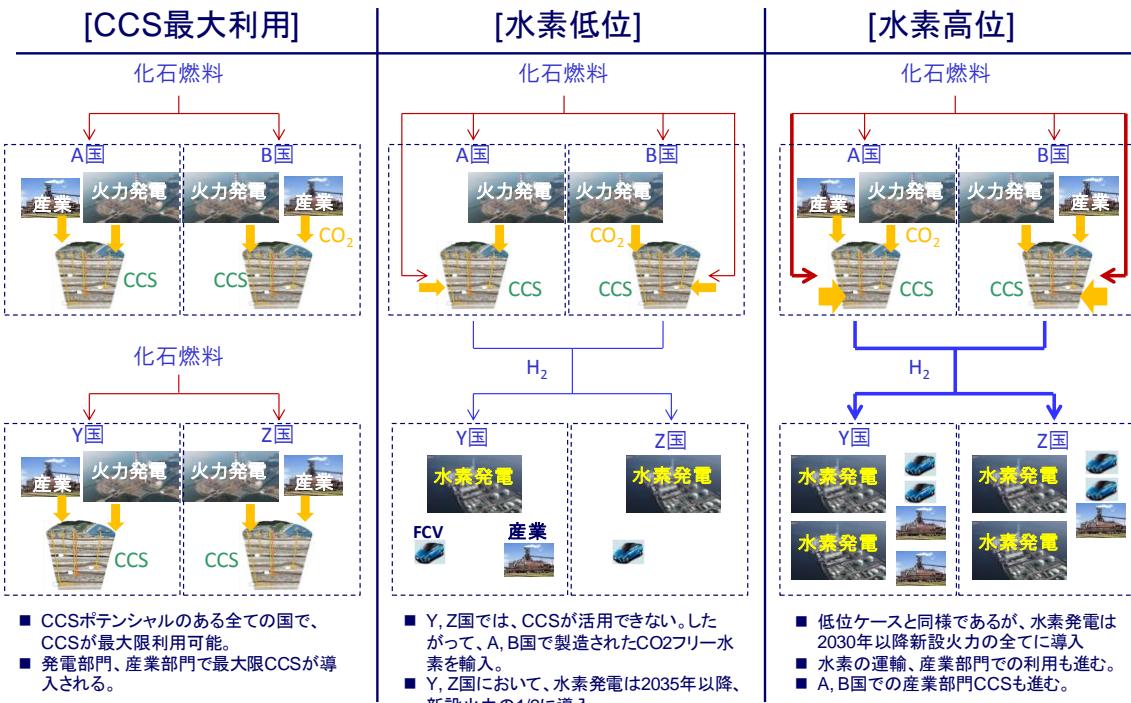


図 1-4 水素導入シナリオ

出所：「アジア/世界エネルギーアウトロック 2016」をベースに作成

1.1.2. 水素需要の推計方法

主な水素用途は、水素発電と燃料電池自動車としている。水素発電に関しては、新設火力発電が水素発電に代替される想定を置いていることから、発電電力量見通しと既設発電設備の運転年データ（＝廃止見通し）をもとに、天然ガス火力発電及び石炭火力発電の発電設備（新設分のみ）を推計している（図 1-5）。推計結果を図 1-6 に示す。既存の発電設備は順次閉鎖を迎えるため、新設設備の占めるシェアが拡大する。2030 年にはガス火力発電設備の 1/2、石炭火力発電の 1/4 が新設されるものとなる。

自動車に関しては、車種選好モデル（図 1-7）によって、毎年の車種別新車販売台数を決定し、これらを積上げることで、車種別保有台数を推計している。

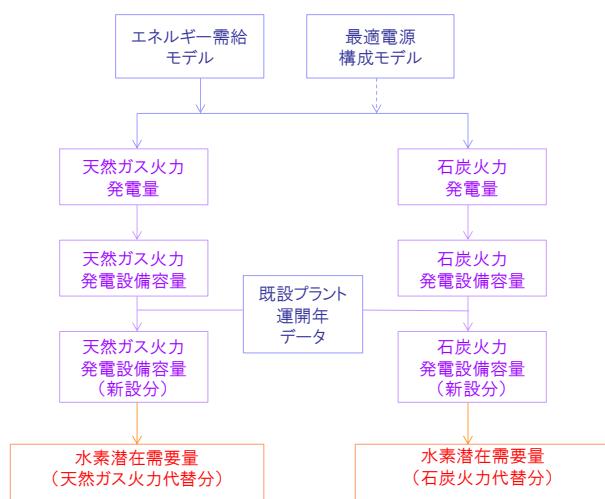


図 1-5 水素発電用水素需要量推計フロー

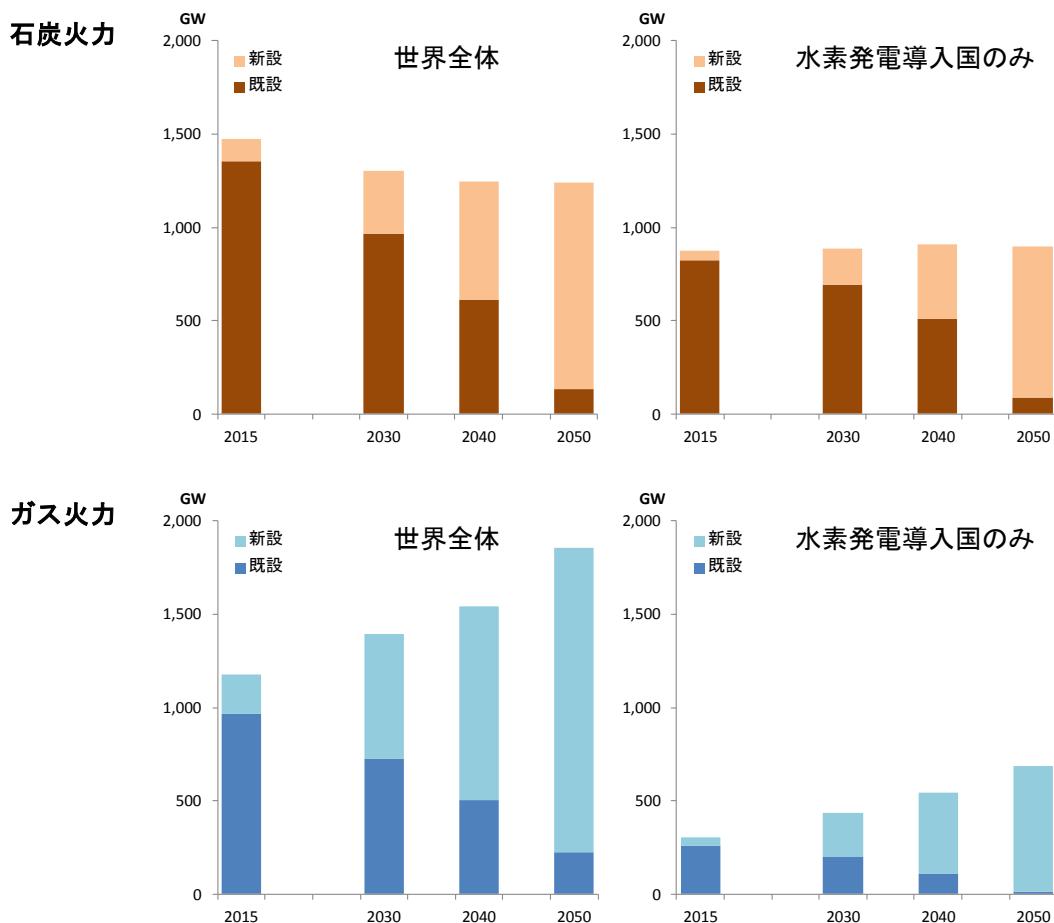


図 1-6 発電設備容量の見通し

注：省エネ・燃料転換等が進む、技術進展ケースをベースとしている。

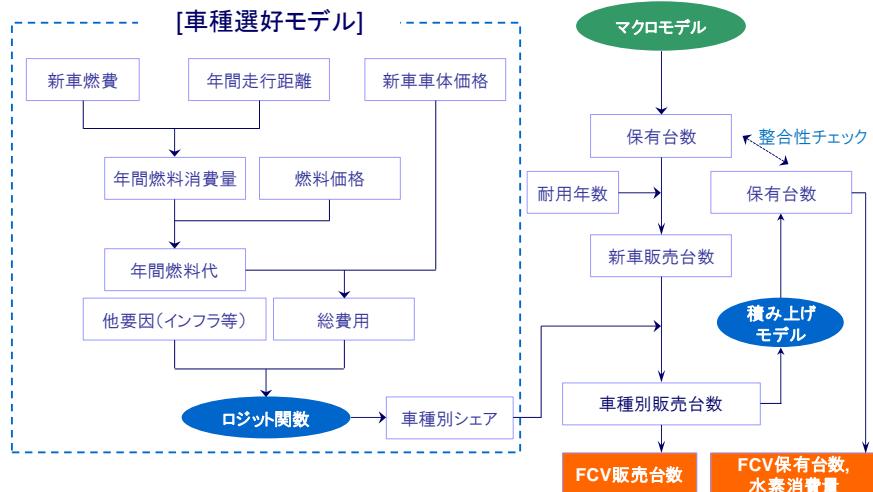


図 1-7 乗用車車種選好モデル

1.2. 世界の水素需要

上述の方法で推計した水素需要を図 1-8 に示す。世界の水素需要は 2050 年に低位ケースで 9,400 億 Nm³、高位ケースで約 3 兆 2400 億 Nm³となる。いずれのケースでも、発電部門での水素需要は全体の 9 割以上を占める。ただし、上述（図 1-4）の通り水素低位ケース及び水素高位ケースは共に CCS が世界的な利用にまで至らない状況を想定しているが、中国やインドなどで枯渇油ガス田のみならず帯水層（図 2-7）まで CCS が適用可能となれば CCS の活用が拡大し水素導入量は図 1-8 に示す程の規模にはならないことに留意が必要である。

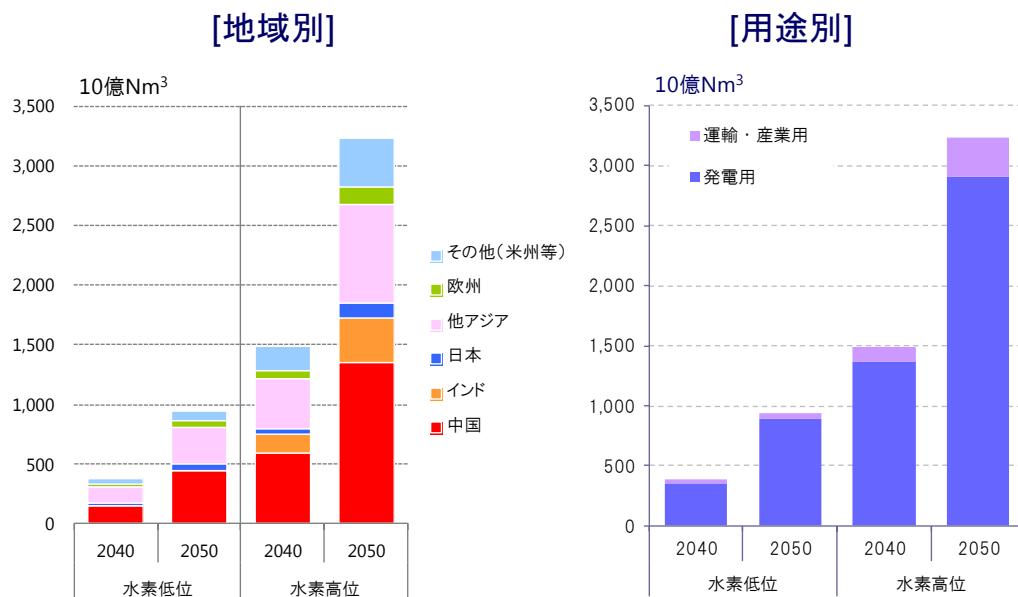


図 1-8 世界の水素需要見通し

出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」をベースに作成

電源構成（図 1-9）を見ると、世界の発電量に占める水素発電の割合は、2050 年に低位ケースで 5%、高位ケースで 13%となる。一方、CCS 火力発電は、CCS 最大利用ケースの 29%から水素利用ケースでは 14%に減少する。CCS と水素は CO₂削減においては補完的であるが、CCS の導入場所という意味では、①エネルギー消費地で CCS を行う、②化石燃料生産地で水素を製造する際に CCS を行う、という代替的な関係がある。

乗用車の車種構成（図 1-10）を見ると、水素高位シナリオでは、水素発電の導入拡大に伴い、燃料電池自動車の普及も加速し、乗用車販売に占める燃料電池自動車の割合は 2050 年には 13%を占め（1,700 万台）、保有台数ベースでは 8%程度（1 億 5000 万台）となる。

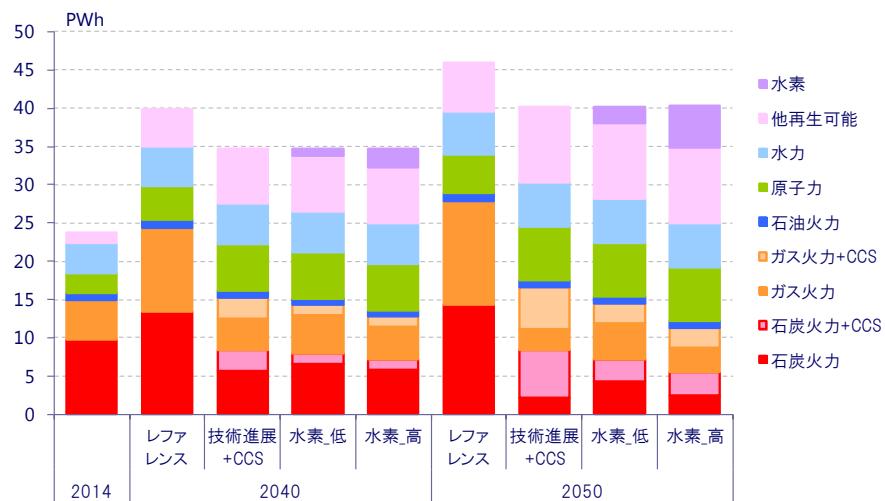


図 1-9 世界の電源構成

出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」をベースに作成

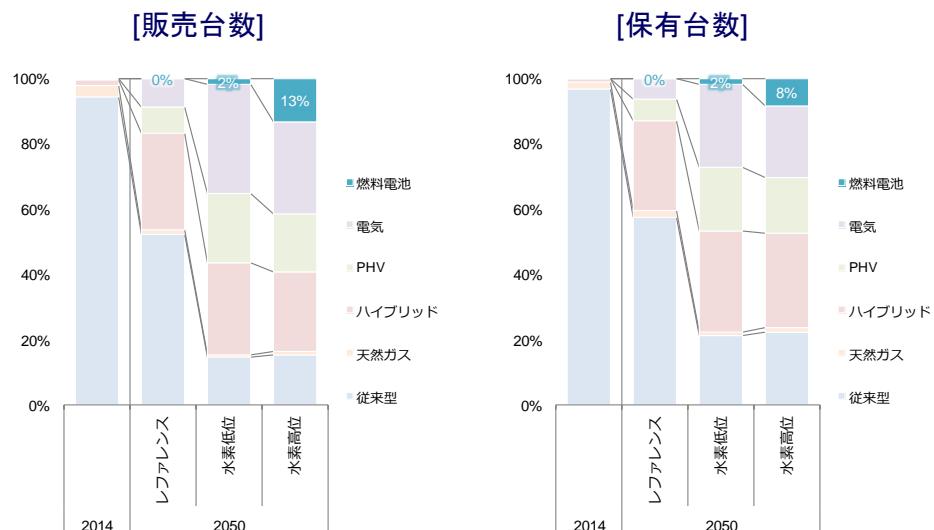


図 1-10 世界の乗用車構成

出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」

1.3. CO₂排出削減効果

図 1-11 に各シナリオにおける CO₂排出量を示す。レファレンスケースでは、2050 年の世界の CO₂排出量は 45.5Gt になるが、技術進展ケースでは 31.8Gt まで削減される。CCS 最大利用ケースでは、CCS により技術進展ケースから 7.6Gt 削減され、24.2Gt まで減少する。

他方、水素利用ケースでは、全ての国・地域での CCS 導入が可能でないため、CCS による CO₂削減量は相対的に小さい。2050 年の CO₂排出量は、水素低位ケースで 29.3Gt、高位ケースで 24.6Gt まで削減される。

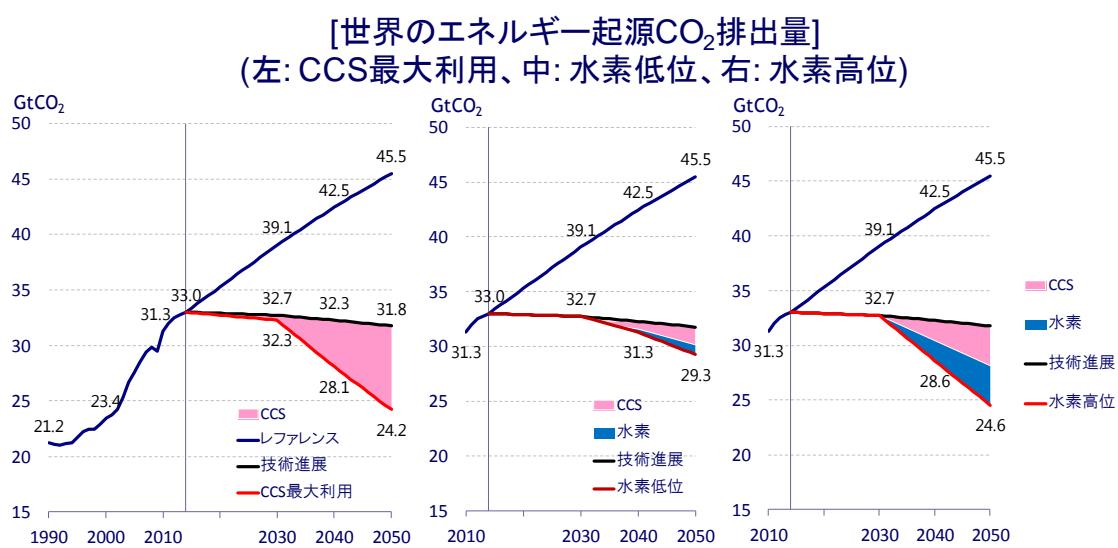


図 1-11 世界の CO₂ 排出量

注：水素低位と水素高位での CCS による CO₂ 削減量の差は、ほぼ産業用 CCS の差に由来。
出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」

1.4. 水素輸出入のイメージ

図 1-12 及び図 1-13 に、水素の輸出入の状況を示す。2050 年の水素貿易量は水素高位ケースで 3 兆 700 億 Nm³、水素低位ケースで 9,100 億 Nm³ であり、世界の水素需要量の 95% 程度が貿易によって賄われる。輸出は、北米、中東、豪州等、輸入は、アジア地域を中心となる。石油・天然ガスなど従来のエネルギー輸出国は、水素においても重要な供給者となり得る。水素生産国は、CCS が可能な地域であり、“CCS+火力発電”と合わせて水素製造も行い、生産される水素はほぼ輸出される。

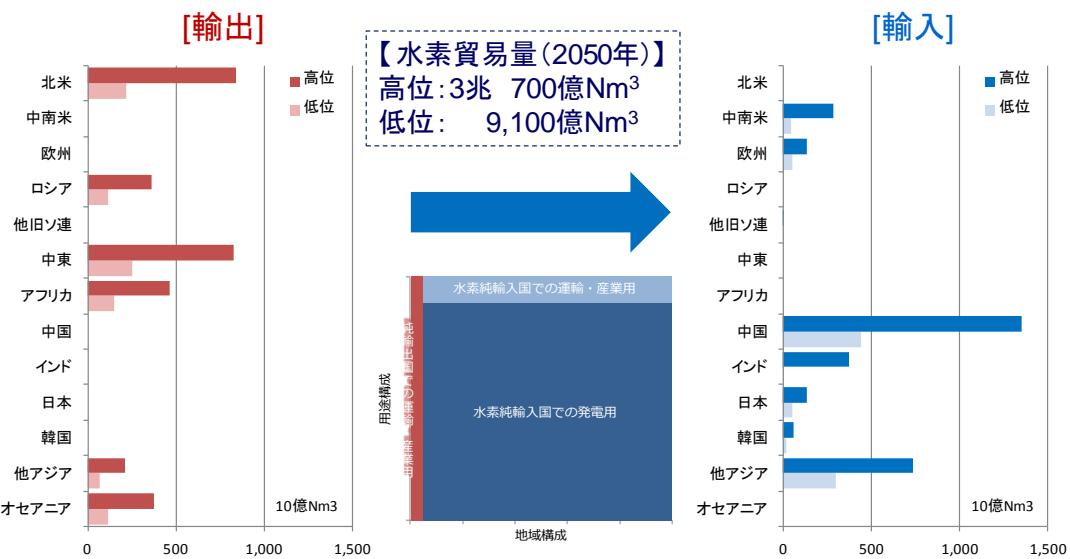


図 1-12 水素の輸出入

出所:「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」をベースに作成

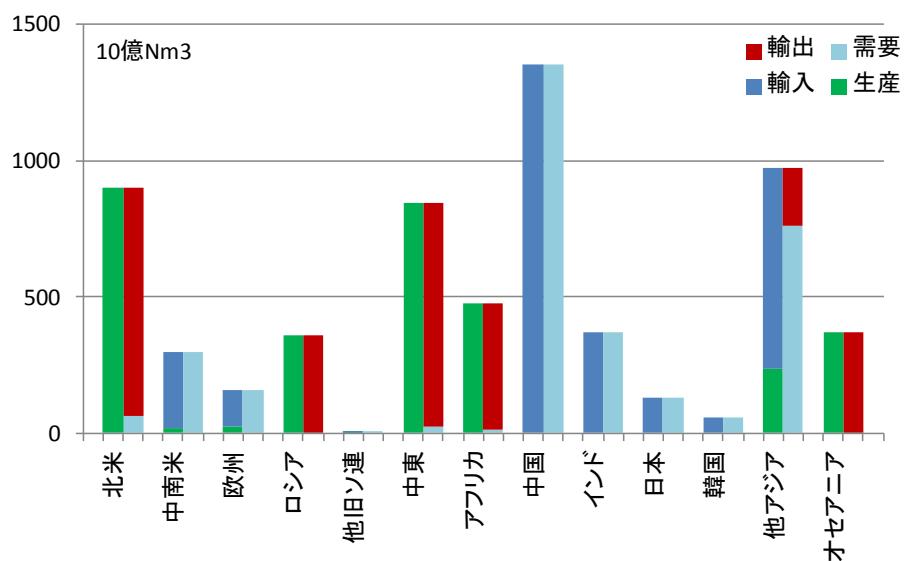


図 1-13 水素流通バランス (水素高位ケースの 2050 年)

注: 2050 年水素高位ケース

出所:「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」をベースに作成

豪州等では褐炭から水素が生産される一方、大半の地域では天然ガスを原料とした水素製造が行われると想定しているため、水素利用ケースでは天然ガス生産量が増加する。北米の 2040 年の天然ガス生産量は、技術進展ケースの 935Bcm に対して、水素低位ケースで 1,006Bcm、高位ケースで 1,115Bcm に増加するが、レファレンスケースを下回る水準である（図 1-14）。

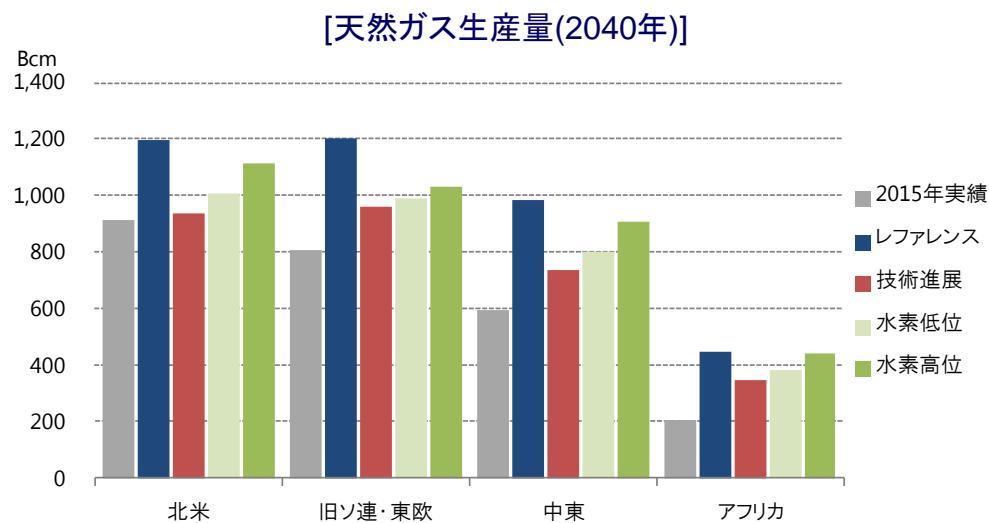


図 1-14 天然ガス生産量の増加

出所：「アジア/世界エネルギー・アウトロック 2016」

2. 水素需給における課題の整理

前章で示したとおり、水素は長期的な CO₂ 排出削減に向けた重要な技術オプションの一つとして考えられるが、現状では CO₂ フリー水素の流通も利用も非常に限定的である。本章では、水素の供給と需要に分けて、各々の課題を整理する。

2.1. 水素の供給

2.1.1. 水素製造源の整理・ポテンシャル

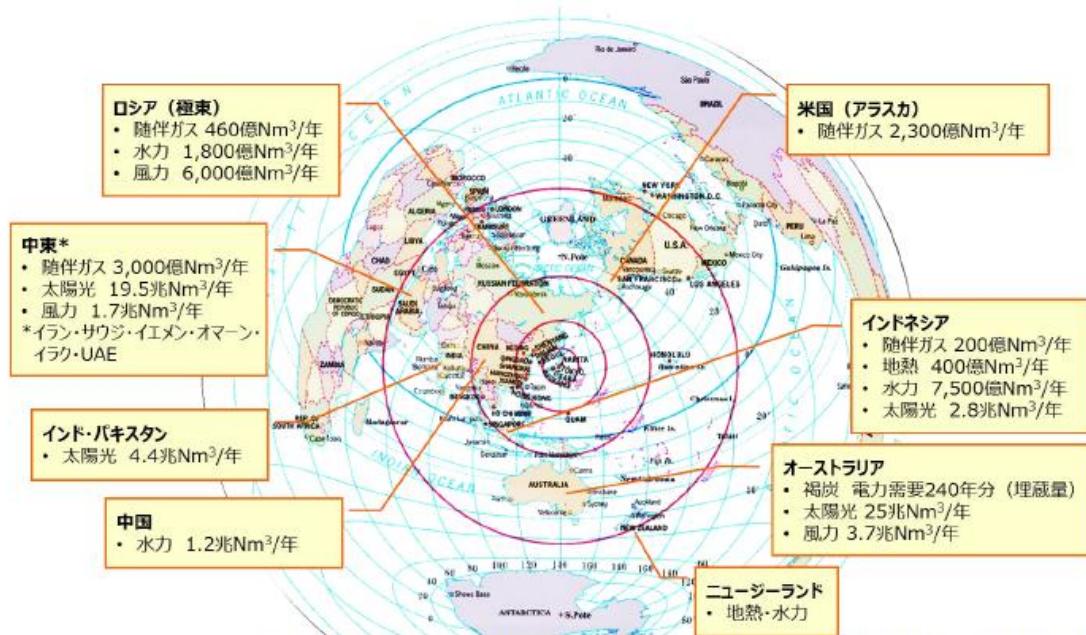
CO₂ フリー水素の供給は多種多様であるが、大きく表 2-1 のように分類される。資源としては、化石燃料と再生可能エネルギーがあるが、各々未利用エネルギーと既商用エネルギーに分類される。化石燃料の未利用エネルギーには現状では利用価値が非常に小さい褐炭や随伴ガスなどがある。既商用は石油や天然ガスを指す。いずれにせよ、CO₂ フリー化のためには CCS が必須である。また、我が国ではほぼ全量を輸入に依存しなければならない。

未利用の再生可能エネルギーとしては、極東やカナダに豊富に賦存する水力資源、アルゼンチンパタゴニア地方の風力資源、中東・インド・東南アジアでの太陽エネルギーなどが挙げられる。これらは、資源量としては豊富ではあるが、近くに電力需要がない、送電網の建設が困難である、などの理由で開発されていない。これらの未利用資源を開発し水素を製造することも考えられる。既商用再生可能エネルギーからの水素製造の定義は難しいが、系統安定化対策によって出力抑制される再生可能エネルギーの余剰電力の活用が挙げられる。また既開発であっても電力需要を大幅に上回るシベリアの水力発電からの水素製造も含まれる。再生可能エネルギーの場合は国内資源の活用という選択肢もある。

表 2-1 水素製造源の分類

		国内	国外
化石燃料	未利用エネ+CCS	—	褐炭、随伴ガス
	既商用エネ+CCS	—	石油、天然ガス、石炭
再生可能エネルギー	未利用エネ	未開発の 風力、太陽光等	未開発の 風力、太陽光、水力等
	既商用エネ	既導入の 風力、太陽光等の 余剰電力	既導入の 風力、太陽光、水力等の 余剰電力

世界の代表的な未利用エネルギーからの水素製造ポテンシャルの調査事例を図 2-1 に示す。海外からの日本への輸入を前提としていることから、比較的近距離に存在する未利用エネルギーを対象としている。エネルギー資源及び賦存地域ともに多様化していることから偏在性や供給リスクを回避でき、これらの資源からの水素製造・輸入が実現できれば、我が国のエネルギーセキュリティーが改善される可能性がある。



※推定にあたり、賦存量・他の需要地への送電の可能性・沿岸部までのアクセス・地形・日本までの距離などを考慮

図 2-1 未利用資源からの水素製造ポテンシャル

出所：CO2フリー水素ワーキンググループ（METI）報告書、2017年3月

このように、未利用資源を活用した水素製造・輸入には、エネルギーセキュリティーの改善という便益があるため、現在、我が国において官民連携のもと、その実現に向けた実証試験や制度構築などの取組が行われているところである。

これらの未利用エネルギーの賦存量・利用可能量の正確な把握には精査が必要であるものの、比較的大きい規模であることがわかる。例えば、褐炭と随伴ガスのみで水素を製造する場合でも、「アジア/世界エネルギーアウトロック 2016」の水素高位ケースにおける2050年までの世界の水素需要（図 1-8 参照）を充分賄うことができる（図 2-2）。

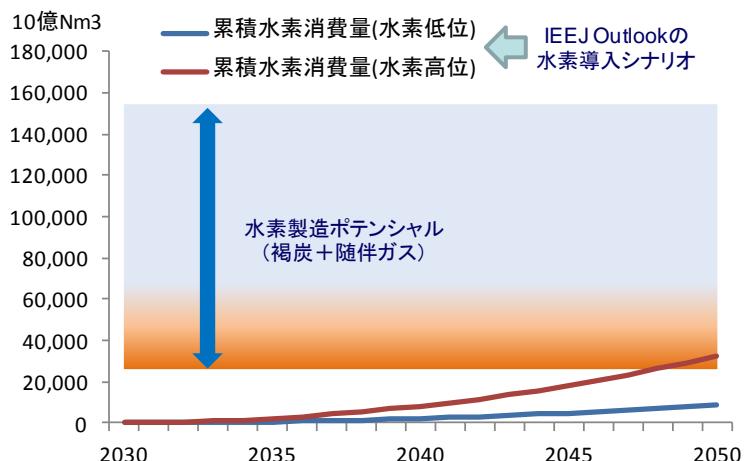


図 2-2 世界の累積水素消費量と水素製造ポテンシャルの比較

注：褐炭からの水素製造ポテンシャルは、“World Energy Resources 2016”, World Energy Council 等に基づき推計。随伴ガスからの水素製造ポテンシャルは、CEDIGAS 資料等から次のように推計。

随伴ガスのポテンシャル=年間石油生産量/確認可採埋蔵量×年間随伴ガス (gas flared) 量

一方で、1章で示したように、2030 年以降の長期的な視点に立てば、気候変動対策として世界的な脱化石燃料が求められる可能性もある。化石燃料を利用し続けて CCS で対応するというオプションも検討されているが、全世界で普遍的に CCS が利用可能となるかどうかは不透明である。

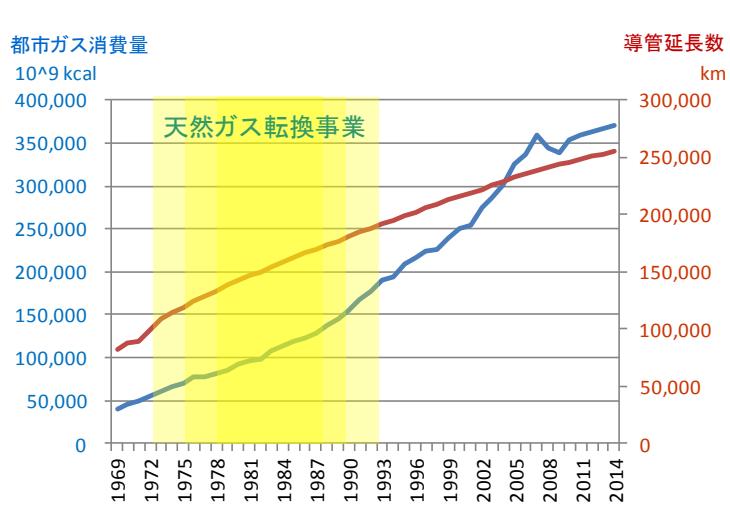
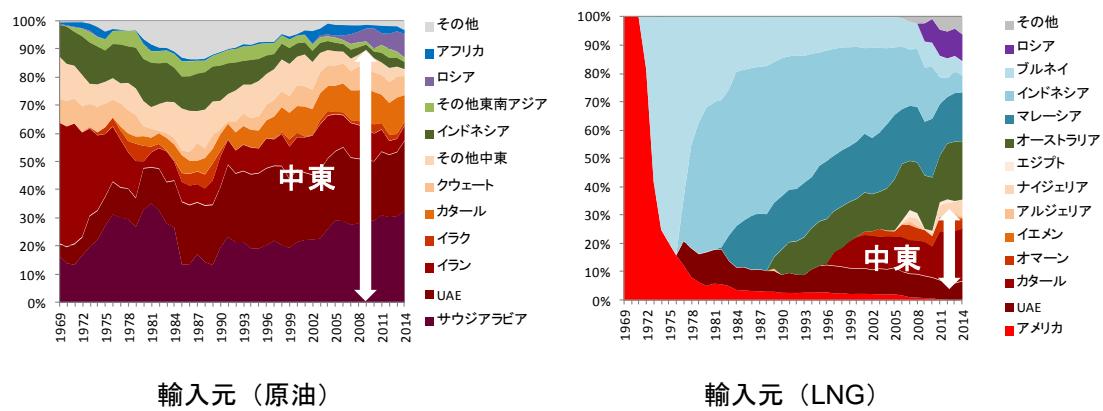
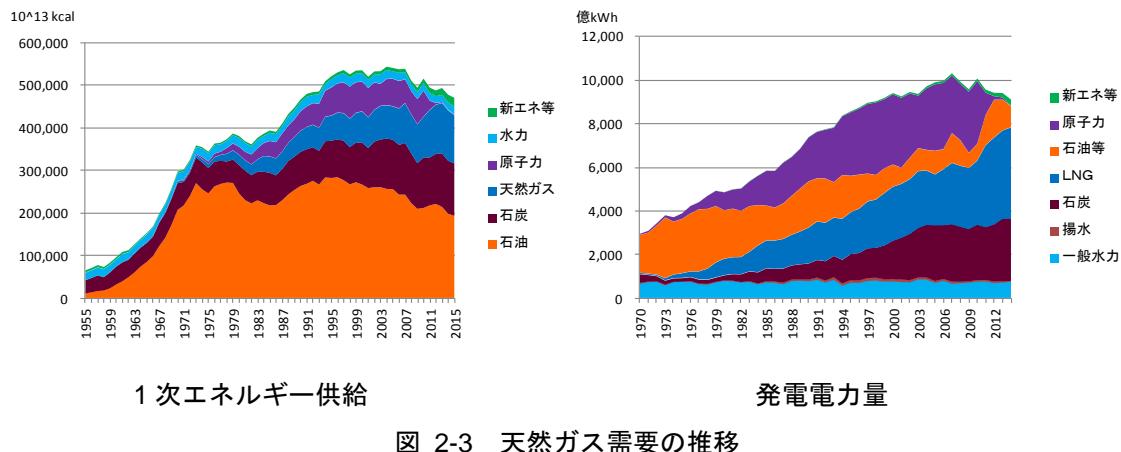
CCS の利用が地域限定的である場合、発電部門に加えて運輸部門や他部門でも大量の低炭素代替燃料が必要となることから、未利用エネルギーのみならず、化石燃料資源を有しつつ CCS 利用可能な地域における既商用の化石燃料を水素に変換して利用することも考えられる。資源国にとって、水素製造・輸出ビジネスは、強力な CO₂ 排出制約下における化石燃料資源の有効活用方法として位置付けられる。ただし、水素の経済合理性を担保するためには、CCS の技術的・制度的課題の解決が必須となる。これらの点については、2.2 (p.21 以後) で議論する。

2.1.2. LNG 事業から学ぶこと

水素の輸入は、LNG 事業から学ぶことが多い。1950 年中頃から大気汚染対策として、対石油で低 SOX・NOX である天然ガスの利用が検討されてきた。また、中東依存からの脱却という側面もあった。実際、1969 年の最初の LNG 船入港来、天然ガス需要は増加し続けてきたが（図 2-3）、原油と比べて中東依存度はかなり小さく抑えられている（図 2-4）。

また、1970 年代初めから 1990 年代初めにかけて、天然ガス転換事業が行われ、導管の拡充とともに国内需要が増加してきている（図 2-5）。

これらの背景には資源開発から末端需要までを網羅する税制優遇、補助金、融資支援等（図 2-6）があり、水素の輸入・需要拡大に向けても同様の措置の検討が望まれる。



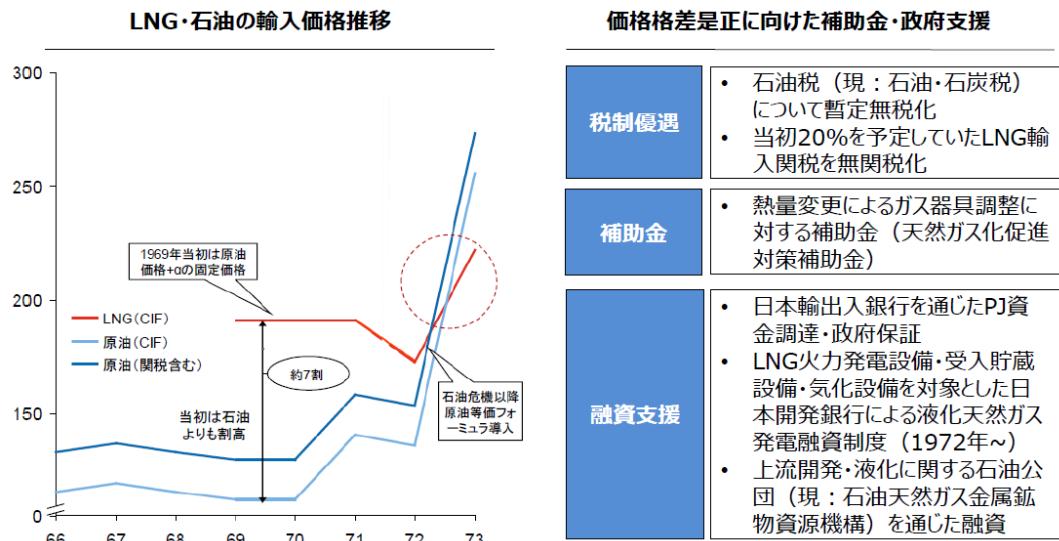


図 2-6 LNG 事業化に向けた政府支援

出所：CO2 フリー水素ワーキンググループ（METI）第6回資料、2016年11月

LNG 事業の経験に基づく水素輸入事業に対する示唆を以下に整理する。

【課題の整理と今後の方向性】

- LNG 事業の発展には、資源開発から末端需要までを網羅する、税制優遇、補助金、融資支援等があった。
- 水素輸入事業の展開に対しても同様の支援が求められるが、水素上流開発のみならず、需要の開発も同時に進めなければならない。国内インフラの障壁や課題を踏まえると、燃料電池自動車の普及環境整備と並行して、水素発電にも注力すべき。

2.2. CCS

2.2.1. ポテンシャル

CCS のポテンシャルは世界的に広く存在しているが（図 2-7）、現状では評価の精度や進展レベル等が国によって大きく異なっており、全世界で統一的な評価はなされていない。調査の進んでいる北米や欧州、豪州等で比較的大きなポテンシャルが確認されている一方で中東やアフリカ、東南アジア等の地域では、今後の調査の進展によりポテンシャルが拡大する可能性も多い。なお、図 2-2 に示した褐炭と随伴ガスから水素を製造する場合に必要な CO₂ 貯留量は、約 50Gt-CO₂ で世界の CCS ポテンシャルよりはるかに小さい（図 2-8）。

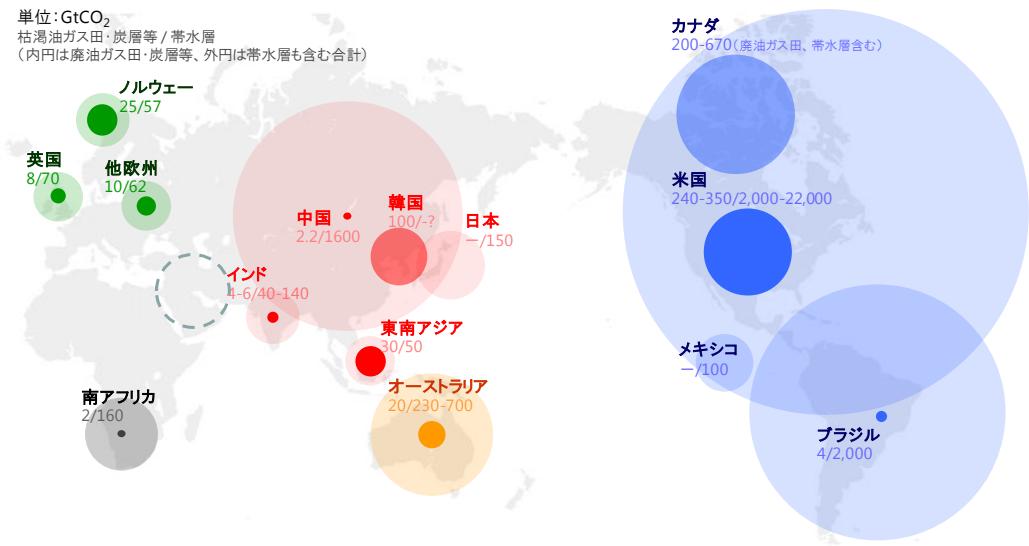


図 2-7 CCS ポテンシャルの地域分布

出所 : Global CCS Institute (2016), “Global Storage Portfolio”, Global CCS Institute, Melbourne. P.93.、U.S. Department of Energy/National Energy Technology Laboratory (2015), “Carbon Storage Atlas 5th ed.”、Carbon Storage Taskforce (2009), “National Carbon Mapping and Infrastructure Plan – Australia”

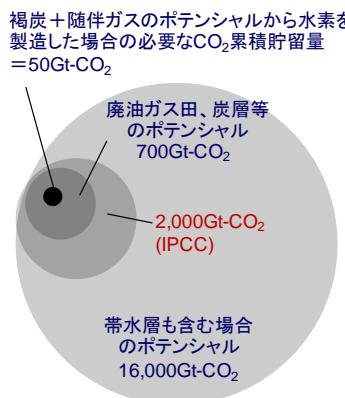


図 2-8 世界の CCS ポテンシャル規模

注：各種資料から試算

2.2.2. 国内外動向

(1) 導入状況

現在、世界で北米を中心に 40 の大規模 CCS プロジェクトが進行中である。また中国に多数の新規計画中プロジェクトも存在している（表 2-2）。40 箇所のプロジェクトの貯留容量は合計で年間 71Mt-CO₂ 程度である。今後、CCS が世界の CO₂ 排出削減に大きな役割を果たすためには、既存計画の数十倍以上の規模で CCS プロジェクトが開始、進行する必要があると言われている。

表 2-2 世界の CCS プロジェクト数

	計画初期段階	計画進行中	建設中	運転中	合計
北米	1	1	5	10	17
中国	4	4	-	-	8
欧州	3	1	-	2	6
GCC	-	-	1	1	2
その他	4	-	1	2	7
合計	12	6	7	15	40

注：単位はプロジェクト数

出所：Global CCS Institute (GCCSI), “Global Status of CCS: 2015”

2005 年の IPCC による CCS 特別報告書 (“IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage”) の作成以降、世界各地で CCS 開発が進められているが、欧州では、高額の炭素税が課せられているノルウェー以外は、EU-ETS の炭素価格の低迷により、近年停滞している。北米での CCS 開発が最も進んでいるが、そのほとんどが EOR であり（図 2-9）、CO₂が商品としてパイプラインによって売買されているケースも見られる。近年は、サウジアラビアや UAE などでも EOR の開発が進められている。

我が国においても、2012 年から初の大規模 CCS 実証事業（0.1Gt-CO₂/年）が苫小牧において進められており、準備作業を経て 2016 年に CO₂ の圧入を開始した。この実証事業と並行して、2014 年から経済産業省と環境省が共同で実施する二酸化炭素貯留ポテンシャル調査事業では、2021 年頃までに CO₂ 貯留可能な地点を 3ヶ所程度選定することを目指している。

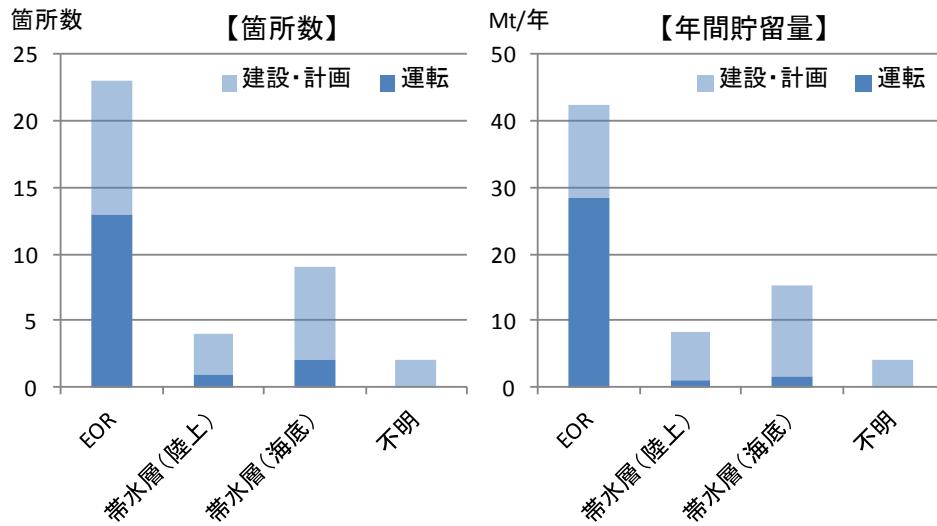


図 2-9 貯留タイプ別 CCS プロジェクト分類

出所：Global CCS Institute (GCCSI)データから集計

(2) コスト

我が国で CCS のコスト構造の分析は、公益財団法人地球環境産業技術研究機構 (RITE) の例 (図 2-10) が有名である。CO₂ の分離回収が占める割合が大きいことから、分離回収コストの削減が求められる。したがって、化学吸収法のみならず、物理吸収法や膜分離法の検討も行われており、経済産業省の「次世代火力発電に係る技術ロードマップ」(2016 年) では CO₂ 分離回収コストの見通しとして、現在化学吸収法による 4,000 円/t-CO₂ から 2030 年には、膜分離法を活用した 1,000 円/t-CO₂ を見込む (表 2-3)。

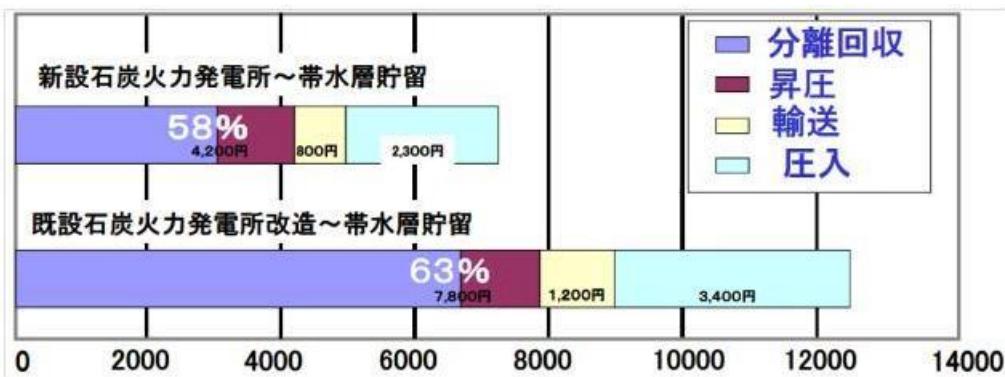


図 2-10 我が国における CCS のコスト構造推計

注：単位は円/t-CO₂。

出所：RITE 成果報告書平成 17 年度

表 2-3 CO₂ 分離回収技術のコスト見通し

分離回収技術	技術概要	種類と特徴	コスト (円/t-CO ₂)	技術確立 (年度)
①化学吸収法	・CO ₂ と液体との化学反応を利用して分離回収する方法。	・ポストコンバッション*1)にはアミン系吸収液などが、プレコンバッション*2)にはN-メチルジエタノールアミン(MDEA)をベースとした吸収液がすでに実用化されている。 ・処理ガス中のCO ₂ 分圧が低い場合でも比較的多くのCO ₂ を吸収できる。	4,200円 ※ポストコンバッションの場合	技術確立済み
②物理吸収法	・CO ₂ を液体中に溶解させて分離回収する方法。 ・吸収能は液体に対するCO ₂ の溶解度に依存する。	・物理吸収法は吸収能が溶解度に依存するため、CO ₂ 分圧が高いほど有利となり、プレコンバッションに適する。 ・冷メタノール吸収液やボリエチレングリコールジメチルエーテルなどの吸収液が開発されている。	2,000円台	2020
③固体吸収法 (固体ソリベント法)	 ・固体吸収材、吸着材によるCO ₂ 分離回収技術。 ・多孔質担体にアミン吸収剤を含浸せたり、CO ₂ 吸収能のある固体剤を吸着させたものや、CO ₂ 吸収能をもつ固体粒子そのものを使用する方法がある。	・多孔質担体に含浸もしくは吸着させた吸収材を利用すれば、殆ど水を使用しないことから、固体吸収材の再生エネルギーの低減が期待できる。 ・固体吸収材には多孔質担体にアミン吸収液を含浸させたものや、K ₂ CO ₃ などを吸着させたもの、さらにCO ₂ 吸収能のある酸化カルシウム粒子を利用したものなど、種類は様々ある。	2,000円台 ※新設石炭火力の燃焼後回収想定時試算値	2020
④膜分離法	 ・分離機能を持つ固体の薄膜を利用して、その透過選択性を利用して混合ガスの中から対象ガス(CO ₂)を分離する方法。	・分離の駆動力は分圧差であるため、プレコンバッション方式に適する。 ・ガス圧を利用したことから、吸収法と比較して省エネ、低成本が期待できる。 ・分離膜にはH ₂ 透過膜とCO ₂ 透過膜の2種類ある。	1,000円台 ※IGCCの燃焼前回収、昇圧無し想定時試算値	2030
⑥クローズドIGCC (CO ₂ 回収型次世代IGCC)	・排ガス中のCO ₂ を酸化剤としてガス化炉やガスタービンに循環させるIGCCシステムの応用技術。	・酸素燃焼技術と同様に、排ガス中にN ₂ を含まないため処理ガス量が少なく、排ガス中のCO ₂ 濃度が95%程度まで高められるため、CO ₂ 回収に有利なシステム。 ・CO ₂ 回収後も高い発電効率を維持することができる。	—	2030年度以降

出所：「次世代火力発電に係る技術ロードマップ 技術参考資料集」

また、直接 CCS に係るコストのみならず、CCS の安全性・信頼性構築のために、圧入した CO₂ の漏出や環境影響の評価などの安全管理を実施する必要があり、モニタリング手法の開発に加え、各モニタリング技術を統合した安全管理システムの構築に向けた取組が行われている。

(3) 標準化

これまで CCS は、各プロジェクトで異なるガイドラインや標準を利用していたが、国際的に CCS を展開させていくためには、共通の国際標準が必要との認識が高まり、2011 年 10 月に、ISO の技術管理評議会 (TMB) は CCS についての新規の専門委員会 (ISO/TC265) を設立することを決定した (図 2-11)。CCS の国際標準化によって、CCS プロジェクトが安全面・環境面で国際的な合意に基づいて実施されることになり、プロジェクトの実施が円滑化されることが期待されている。

現在、議決権を持つ P メンバー (Participating member) 20ヶ国、議決権を持たないオブザーバーである O メンバー (Observing member) 8ヶ国、リエゾン機関 7機関が参加している (表 2-4)。我が国では、RITE が、ISO/TC265 の国内審議団体として日本工業標準調査会から承認され、CCS の国際標準策定に向けた活動を行っている。

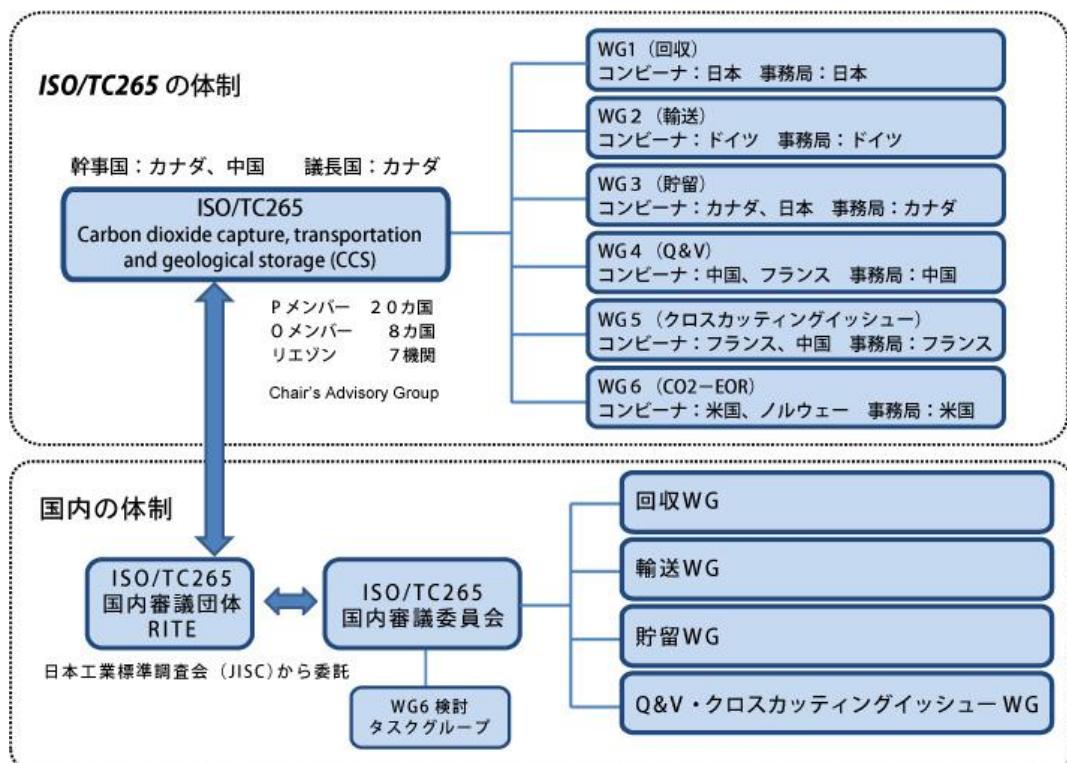


図 2-11 CCS の ISO 化

出所：「CCS の現状と今後の導入に向けた課題」，革新的環境技術シンポジウム，平成 28 年 12 月，都筑秀明，RITE

表 2-4 ISO/TC265 参加メンバー

P メンバー (20)	オーストラリア、カナダ、中国、フランス、ドイツ、インド、イタリア、日本、韓国、マレーシア、オランダ、ノルウェー、カタール、サウジアラビア、南アフリカ、スペイン、スウェーデン、スイス、英国、米国
O メンバー (8)	アルゼンチン、チェコ、エジプト、フィンランド、イラン、ニュージーランド、セルビア、スリランカ
リエゾン機関 (7)	CO2GeoNet、CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum)、EIGA (European Industrial Gases Association)、GCCSI (Global CCS Institute)、IEA、IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme)、WRI (World Resources Institute)

2.2.3. 導入に向けた課題

化石燃料からの水素製造を推進するためには CCS が必要不可欠である。しかしながら、現在事業化している CCS の貯留形態は主に北米でのビジネスベースの EOR が中心であり、純コストとなる CCS 単独の事業化の担い手がない。CCS 事業拡大に向けた課題と対応策を以下に集約する。

基準・認証

- 現在も ISO/TC265 で進められている CCS 国際標準化が、CCS 事業展開の基本となる。標準化に向けた活動において我が国が主導権を確保できるよう、引き続き产学研官連携で取り組まなければならない。
- CCS の円滑な事業化には、貯留量や安全性などに対する認証制度が不可欠である。我が国においても、CCS 事業を対象とした認証機関の育成が求められる。

海外での CCS 事業の実施

- 我が国においても CCS 可能性調査は実施されているが、現在のところ適地は海外と比べて限定的であるとの見方もある。したがって、CCS 事業を海外で実施する可能性が高いことから、世界各国の協調・合意が必要であり、上述の基準・認証への取組強化が求められる。
- 海外での CCS 事業の実施にあたっては、JCM の枠組みを有効活用すべきとの見方もあるが、パリ協定合意以降、各国とも自国対策を重視するようになり、JCM が難しくなりつつあるという情勢にも留意すべきである。したがって、海外で CCS の事業化を行う場合、規格化や技術開発等で利益を確保する仕組みを検討することが重要である。
- 長期的な視点に立ち、石油・ガスが利用できなくなる場合のオプションとして CCS 事業に関心を持っている産油国もある。したがって、資源国に対して CCS 事業と水素製造事業を組合せたビジネスモデルを提案することは検討に値する。

EOC の活用

- 現在、CCS 単独でのビジネス形成は難しく、まずは EOC の活用拡大も考えるべき。日本の地層探査技術や CO₂ モニタリング技術は優れていることから、EOC 分野において、資源国との連携に貢献することができる。
- 今後は、EOC が産油国にとっても高価値になる可能性がある。技術・規制に関して、日本主導で進めることが重要。長期的には上述の資源国における CCS 事業＋水素製造事業へと展開する可能性もある。

貯留ポテンシャルの把握

- 現状では貯留ポтенシャル評価の精度や進展レベルが国によって大きく異なっており、全世界で統一的な評価がない。したがって、統一的なポテンシャル調査に向けた取組を国際機関等と共同で実施すべく、我が国も働きかけることが重要である。
- 同時に、我が国における貯留ポтенシャル調査・評価や貯留地点の探査が継続的に求められる。

2.3. 水素の需要

現在、水素の利用はほぼ工業用途に限定されている。水素をエネルギー利用へ拡大するためには、競合技術との比較、既存のエネルギー・システムとの干渉や連携を踏まえた検討が必要である。したがって、以下では、各部門における水素利用拡大に向けた課題を整理する。

2.3.1. 運輸部門

運輸部門における水素利用拡大における論点を以下に示す。

【背景・論点】

- 「水素・燃料電池戦略ロードマップ」で乗用車 FCV や水素ステーションの 2030 年までの導入目標は設定済み
- 大型トラックの FCV 化の検討
- 他の次世代自動車の動向：競合か棲み分けか
- インフラとコストがボトルネック
- CO₂ 排出削減への貢献

「水素・燃料電池戦略ロードマップ」(2016 年 3 月改定版) では、2030 年の燃料電池自動車の導入目標が 80 万台に設定されている。一方、電気自動車やプラグインハイブリッド車の導入見通しは「EV・PHV ロードマップ検討会」で作成されており、それに基づくと、2020 年時点の電気自動車とプラグインハイブリッド車の合計の導入見通しは 70 万～100 万台となっている(図 2-12)。

燃料電池自動車と水素ステーション箇所数の関係を示したものが、図 2-13 である。「水素・燃料電池戦略ロードマップ」に基づくと、導入初期は当然 1 箇所あたりの台数は少なく、250 台/箇所(2020 年)、625 台/箇所(2025 年)、約 900 台/箇所(2030 年)となっている。

2030 年～2050 年までは、FCCJ(燃料電池実用化推進協議会)でロードマップが作成されており、2050 年の燃料電池自動車の保有台数の目標を 800 万～1,600 万台としている。

現在のガソリンスタンドは 2,000 台/箇所であるが、燃料電池自動車は低燃費であり水素ステーションの数は少なくてもよいことから、2040 年は 2,000 台/箇所、2050 年は 3,000 台/箇所を想定すると、2050 年に必要な水素ステーションは 2,700～5,300 箇所となる。

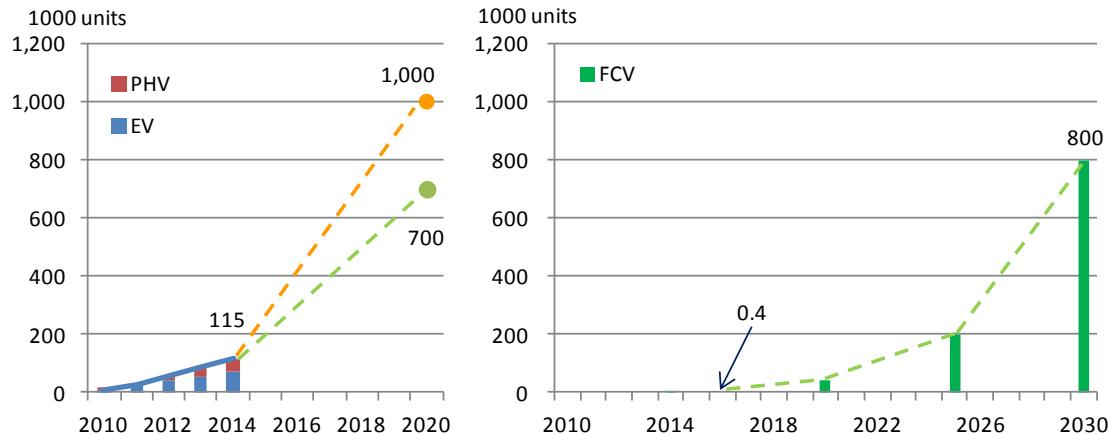


図 2-12 電気自動車・プラグインハイブリッド車・燃料電池自動車の導入見通し

出所：「EV・PHV ロードマップ検討会 報告書」2016年3月、「水素・燃料電池戦略ロードマップ」2016年3月から作成

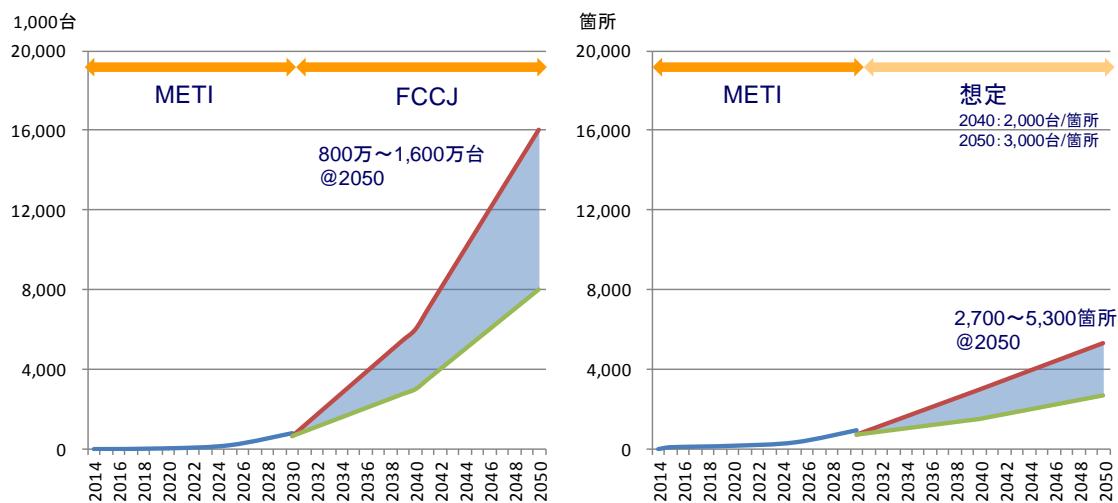


図 2-13 燃料電池自動車台数と水素ステーション箇所数の見通し

出所：FCCJ（燃料電池実用化推進協議会）やMETI資料から作成

数年前までは、燃料電池自動車と電気自動車の関係においては、短距離移動には電気自動車、長距離移動には燃料電池自動車という棲み分けが考えられていたが、近年の蓄電池性能の急激な向上により両者が競合する可能性もある。また、電気自動車の普及拡大が先行しており 2015 年において世界で約 120 万台（全保有台数の 0.1%）が普及している（図 2-14）。

表 2-5 には燃料電池自動車と電気自動車の比較を示す。走行距離や充電・充填時間においては燃料電池自動車が優位である。経済性の優劣は電気自動車の充電方法・箇所によって変化する。

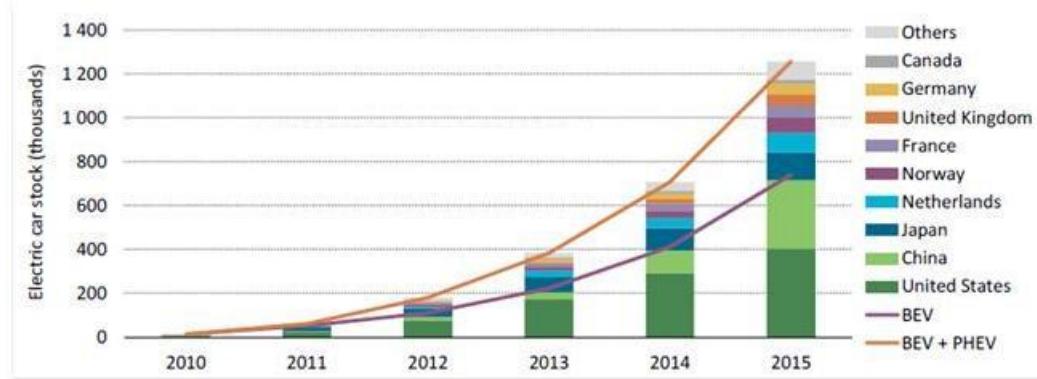


図 2-14 電気自動車の普及台数

出所：“Global EV Outlook 2016”, IEA, Clean Energy Ministerial, Electric Vehicles Initiative

表 2-5 燃料電池自動車と電気自動車の比較

	EV	FCV
走行距離	200～300km (テスラで600kmを超えるモデルも)	650～750km
充電・充填時間	30分～8時間 (急速充電～通常充電)	3分
車体価格	300～400万円 (テスラで800万円を超えるモデルも)	700～750万円
燃料費	①1.3～3.2円/km ②6.0～8.0円/km •フル充電で30kWhで280km走行 ①<家庭で充電の場合> •12円/kWh(夜間電力) × 30kWh = 360円 •30円/kWh(昼間電力) × 30kWh = 900円 ②<NCS(合同会社日本充電サービス)で充電の場合> •会費(1,400～4,200円/月)と都度利用料金(2.5～15円/分)を併せて1回の充電で1,700～2,200円	7.7円/km •満タンで5kg-H ₂ で650km走行 •1,000円/kg-H ₂ (水素単価) × 5kg-H ₂ = 5,000円 <small>注:現在水素単価は政策価格(ランニングコストがガソリン車と同等となる価格)</small>
インフラ	充電ポイント:約13,000箇所 (CHAdeMO:5,000箇所、通常:8,000箇所)	水素ステーション:約100箇所 (計画中も含む。2016年末時点)
環境性(CO ₂ 排出量)	電源構成に依存	水素製造方法に依存

注：現在水素ステーションで販売されている水素価格 1,000～1,100 円/kg-H₂ は、燃費を踏まえてハイブリッド車の燃料代と同等レベルになるように設定されており、水素ステーション設備費、原料費、利潤を積み上げたものではないが、水素コストの 6 割程度を水素ステーション費用が占めると言われている。

CO₂排出量に関しては、燃料電池自動車と電気自動車の我が国における比較を図 2-15 に示す。2015 年の電源構成に基づいた電力の CO₂ 排出係数は 0.48kg-CO₂/kWh であるが、「長期エネルギー需給見通し」(経済産業省) の 2030 年における電源構成が実現されれば、0.34kg-CO₂/kWh まで減少する。この 2030 年の電力 CO₂ 排出係数に基づいた電気自動車 1km 走行当たりの CO₂ 排出量は 0.036kg-CO₂ となり、燃料電池自動車が同等の CO₂ 排出量に抑えるためには、水素の CO₂ 排出係数は 4.5kg-CO₂/kg-H₂ であることが求められる。天然ガス改質における CO₂ 排出係数は 13.0 kg-CO₂/kg-H₂ であることから、4.5kg-CO₂/kg-H₂ を達成するためには、65%の CO₂ フリー水素が必要となる。

2050年の世界の状況で両者を比較したものが図2-16である。レファレンスケースと技術進展ケースで大きな幅はあるものの、2014年の電力CO₂排出係数、北米0.44、欧州0.4、アジア0.64、中東0.67、アフリカ0.6 kg-CO₂/kWhからは大きく低炭素化が進む。したがって、燃料電池自動車向け水素の低炭素化への要求も高まる。

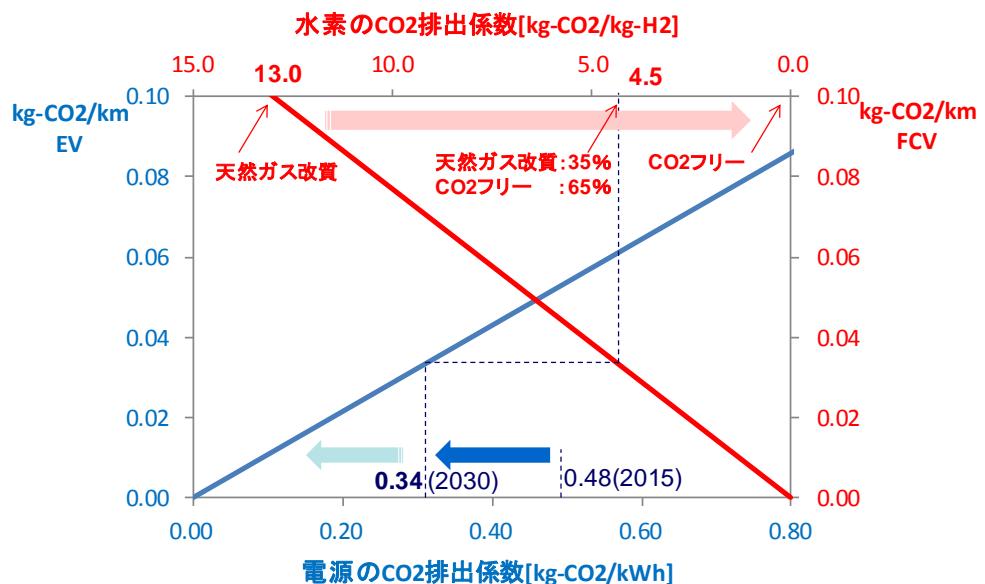


図 2-15 走行距離あたりの CO₂ 排出量比較（日本）

注：EVは30kWhで300km走行、FCVは5kg-H₂で650km走行と想定。CO₂排出係数には、輸送や機器製造に関するCO₂排出は含まない。

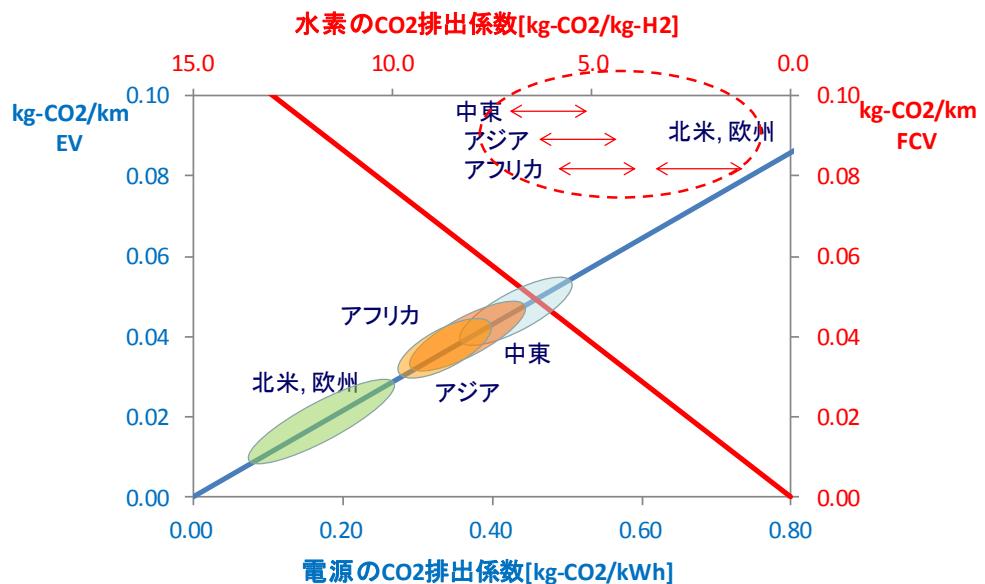


図 2-16 走行距離あたりの CO₂ 排出量比較（世界：2050 年）

注：EVは30kWhで300km走行、FCVは5kg-H₂で650km走行と想定。CO₂排出係数には、輸送や機器製造に関するCO₂排出は含まない。

注：電源のCO₂排出係数は、「アジア・世界エネルギーアウトロック2016」(IEEJ)の2050年の値。幅は、レファレンスケース～技術進展。

現在は、乗用車における燃料電池自動車普及拡大に向けた取組が進むが、大型トラック等大型・長距離用の車種についてはまだ詳細な検討は行われていない。大型トラックを電池自動車で対応する場合は大量の電池の搭載が必要となり、車体重量が重くなる、充電時間が長くなる等の課題があり、燃料電池自動車の方が有利と言われている。

以上を踏まえ、以下に課題の整理と今後の方向性に対する提案を示す。

【課題の整理と今後の方向性】

- 水素ステーション関連の規制緩和は進むが、更なるコスト削減は必須
- EVなどの他のエコカーの動向を踏まえた戦略が必要
- 現在 FCVへの供給水素は CO₂フリーではないが、最終的には CO₂フリーを目指さなければならない。EVへの供給電力も CO₂フリーではないものの、低炭素化は確実に進むと考えられ、CO₂排出量において FCV が EV に対抗するためには、水素の低炭素化が必須。ただし、世界の地域によっては CO₂フリー（ゼロカーボン）でなくともよい。短期的には“ハイブリッド水素”も視野に。
- 一方で、水素発電導入による電源の低炭素化が加速すると、EV の CO₂排出量が減少し、FCV の優位性が減少する可能性にも留意。⇒水素のジレンマ
- 大型トラック等乗用車以外での FCV 普及拡大の検討も必要

2.3.2. 民生部門

民生部門における水素利用拡大における論点を以下に示す。

【背景・論点】

- 「水素・燃料電池戦略ロードマップ」で、定置用 FC の普及台数や経済性の目標は策定済み
- ただし、目標達成には更なる努力も

我が国においては、2015 年末で家庭用定置用燃料電池が 16 万台普及しているが、「水素・燃料電池戦略ロードマップ」では 530 万台（2030 年）の目標が設定されており、目標達成には、年間約 30 万台の導入が必要である。また業務・産業用燃料電池は 2017 年に日本市場投入される目標であるが、米国・韓国での導入が進む（図 2-17）。

少子高齢化に伴う世帯員数の減少や集合住宅比率の増加によって、熱需要市場規模は減少トレンドが続くと考えられる。この状況において、定置用燃料電池と競合機器となる高効率給湯器（ヒートポンプ給湯機、潜熱回収型ボイラ、ガスエンジンコジェネ等）の種類

は多く、如何に市場を獲得するかが課題である（図 2-18）。

燃料電池は発電効率の上昇に伴い回収排熱量が減少することから、貯湯タンクを小型化し、既存ボイラの活用によって導入可能対象市場を拡大するという方策も考えられる。

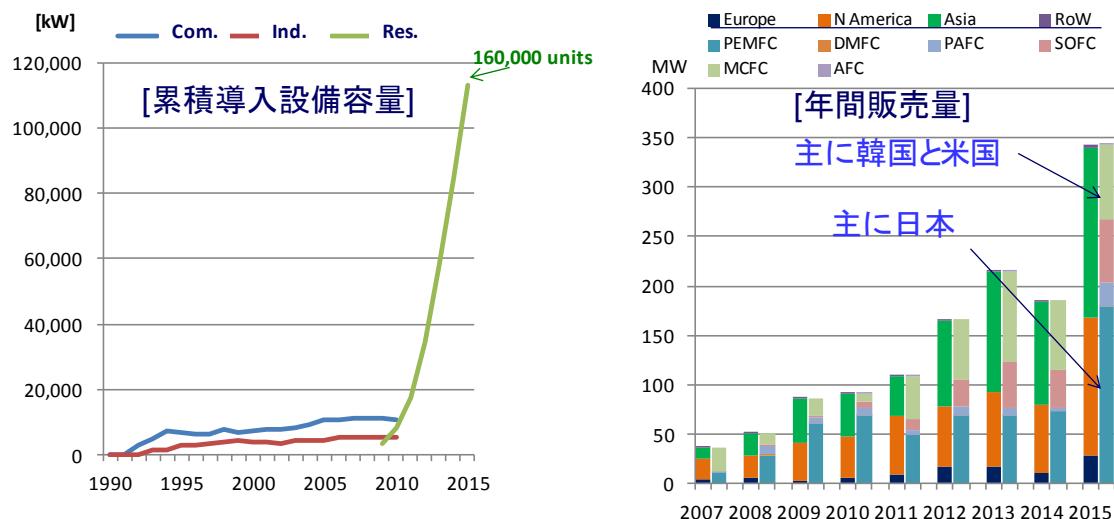


図 2-17 定置用燃料電池の市場動向

出所：ACEJ、“The Fuel Cell Industry Review”, FuelCellToday 等から推計

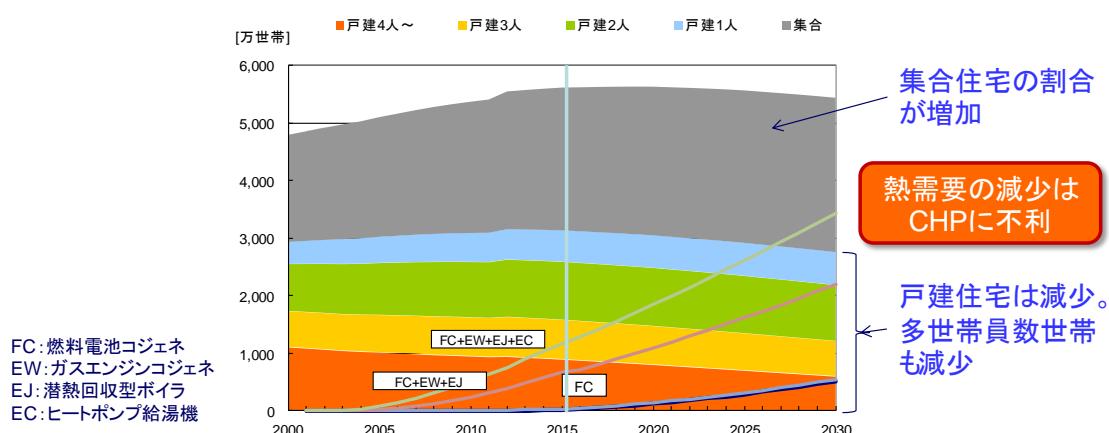


図 2-18 市場縮小傾向における競争の激化

もっとも、コージェネレーションは、その経済優位性が電力価格とガス価格の比率に影響をうけることから（図 2-19 左図）、技術開発の方向性は異なる。条件によっては、コージェネではなくモノジェネとして展開する可能性もある（参考：Bloomenergy 社の SOFC ビジ

ネス)。図 2-19 右図は、横軸に FC 発電効率、縦軸にコジェネとモノジェネのシステムコスト比率を取り、モノジェネとコジェネの経済性を比較したものである。システムコスト比率(=1.3)を前提とした場合(給湯システム周辺機器によってコジェネが対モノジェネ 30% のコストアップ)、日本の産業用都市ガスと電力価格の比率(0.36=5.5 円/kWh /15.3 円/kWh)のケースでは、発電効率が 63% にならないとモノジェネの経済優位性が現れない。電力価格に対して都市ガス価格が減少すると(比率 0.26、0.20 のケース)、許容発電効率が 54%、46% でモノジェネの経済優位性が得られる。

ちなみに、米国ではシェールガスによる価格低下の影響もあり、比率は 0.20(2012 年の電力価格 67\$/MWh、都市ガス価格 12.74\$/MWh)であり、モノジェネ経済優位性を保つために必要な FC 発電効率が低くてもいいこと(45.5%)が分かる。Bloomenergy 社の発電効率は 50%以上あると言われており、米国内におけるモノジェネでの導入は意義があると考えられる。

一方、我が国(都市ガス/電力価格比率=0.36)では、コジェネ利用の方が経済性を發揮できる。ただし、今後、スタック周辺のコスト削減によって給湯システム周辺のコストのシェアが大きくなるとコジェネのモノジェネに対する相対コストが上昇し(下図赤線が上側にシフト)、発電効率が低くともモノジェネの経済優位性が担保される可能性もある。

我が国の家庭用 FC は世界をリードしていることから、国際展開の可能性も考えられているが、国・地域ごとに、住宅構造や天然ガス組成への対応などの課題がある(図 2-20)。

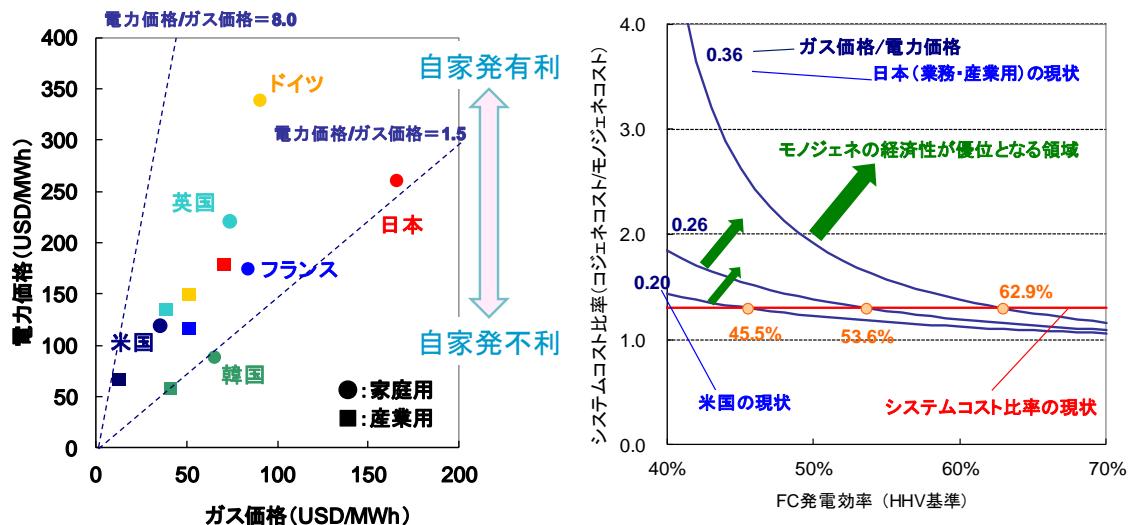


図 2-19 技術開発方向性への示唆

出所：価格は IEA “Energy Prices and Taxes”から。

注：システムコスト比率の現状は NEDO ロードマップより PEFC の費用構造から推計。

注：日本のエネルギー価格は“エネルギー・経済統計要覧”、米国は“Energy Prices and Taxes, IEA”から。

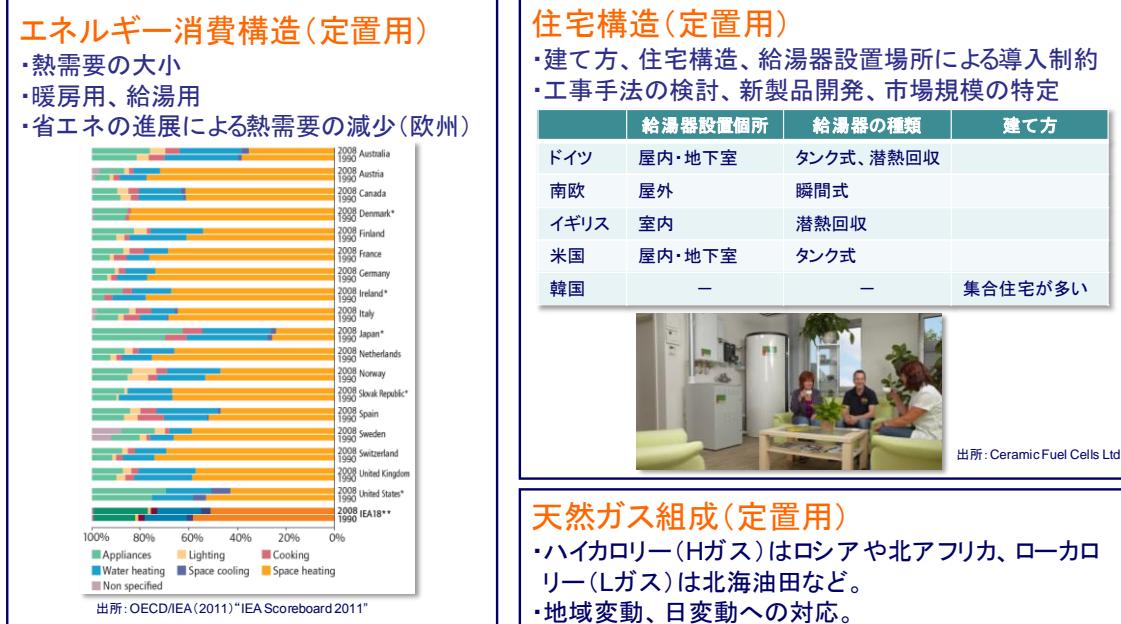


図 2-20 國際展開に向けた課題

以上を踏まえ、以下に課題の整理と今後の方向性に対する提案を示す。

【課題の整理と今後の方向性】

- 天然ガス定置用 FC は引き続き重要であるが、市場縮小・競合機器動向を踏まえた技術開発戦略の継続的な検討が必要
- そのためには、モノジェネの可能性や海外展開用の技術開発の検討も課題
- また、水素利用機器が燃料電池自動車のみである現状を踏まえ、将来の水素利用の拡大を見据えた純水素型 FC の研究開発の継続も必要

2.3.3. 産業部門

産業部門における水素利用拡大における論点を以下に示す。

【背景・論点】

- 産業部門は発電部門と同様に水素の大規模消費が期待できるはず
- どの程度の水素需要規模か
- 何がボトルネックか

産業部門での水素利用のポテンシャル分析は、我が国を例(図 2-21)としたものがある。この分析では、業種や用途の特性を踏まえて、産業部門における水素の最大導入規模を 2050 年に 645 億 Nm³ としている。これは、2050 年の産業部門エネルギー消費の 9% に相当する規模である。

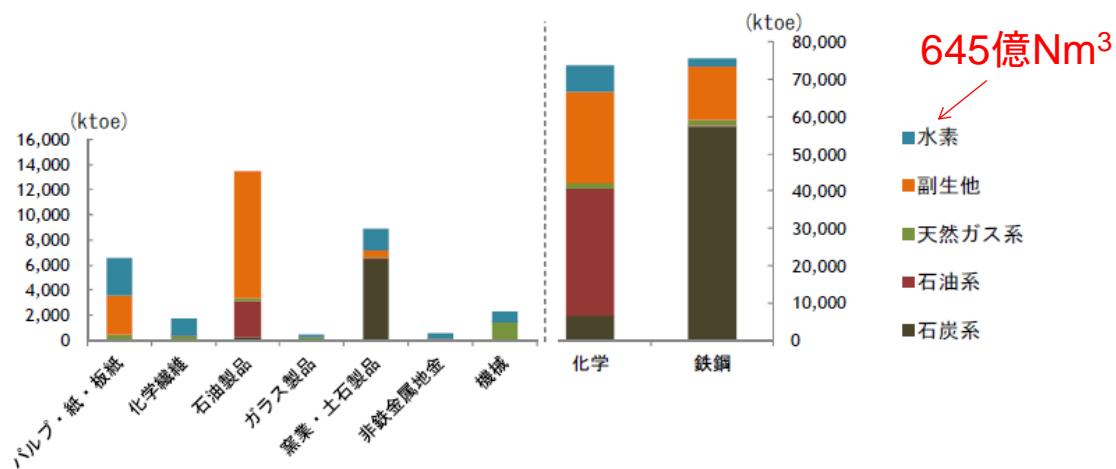
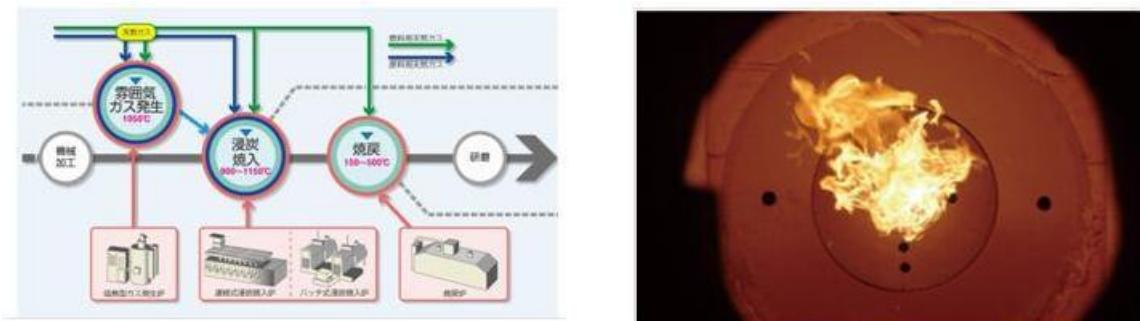


図 2-21 我が国の産業部門における水素導入ポテンシャル

出所：再生可能エネルギー貯蔵・輸送技術開発 トータルシステム導入シナリオ研究 平成25年度 成果報告書 第1分冊エネルギーキャリア技術コスト分析 用途別の許容コスト分析 シナリオ検討 平成26年3月31日 独立行政法人 産業技術総合研究所

水素が利用できない業種があることに留意が必要である。例えば、金属処理や超高温加熱である。金属の浸炭（炭素添加）ではガスが燃料であるとともに原料でもあることから、炭素を含まない水素は適用できない。また、超高温加熱（1,000°C以上）では、火炎の輻射が必要（炭化水素中のすす）で、輻射が弱い水素は適用できない。ガラス溶融炉やセラミック焼成炉などがこれにあたる。



【金属処理】

【超高温加熱炉】

図 2-22 特殊用途への水素の非適用性

出所：東京ガス HP (<https://eee.tokyo-gas.co.jp/industry/indus/heat.html>)

以上を踏まえ、以下に課題の整理と今後の方向性に対する提案を示す。

【課題の整理と今後の方向性】

- 産業部門においてどの程度の水素需要規模が見込まれるか、何が技術的・経済的ボトルネックであるかの詳細な分析が必要。特に、工業地域に立地している発電部門と併せて地域別の詳細調査が必要。
- どのような技術開発が必要かの整理が必要。特に、燃焼系であることから、水素発電の技術開発との共通項目も整理が求められる。

2.3.4. 国内水素ネットワーク

国内水素ネットワークにおける論点を以下に示す。

【背景・論点】

- 多数・小規模需要家への水素配送は、長期的に見ても非現実的か
- 地域分散的にある程度の需要規模が見込める場合、“水素タウン”のようなシステムに可能性はあるか

都市ガスパイプラインの水素適用性に関しては、一般社団法人ガス協会が調査分析を行った例（表 2-6）がある。この調査分析結果に基づくと、中低圧導管については水素適用可能であるが、高圧導管については更なる検証が必要となっている。

表 2-6 都市ガスパイプラインの水素適用性

事業名	目的と成果
水素供給システム安全性技術調査事業 (平成17~19年度)	《目的》 現行の中低圧導管材料を水素輸送に供する場合の 基本的な材料特性調査 を行う。 《成果》 現行の主な導管材料(炭素鋼鋼管 および ポリエチレン管 等)の水素脆性や気密性の面について適用性を確認。 (評価した導管材料等の水素脆化は認められず、基本的な継手類の気密性低下もないことから、中低圧の水素供給に適用できる。)
水素漏えい検知技術調査事業 (平成18~20年度)	《目的》 水素が漏えいした場合、需要家がすぐに分かるための 付臭 等について調査を行う。 《成果》 水素付臭剤としての シクロヘキセンの適用性 (土壤透過性)およびガス同等の方法(検知器と臭気感知)で 水素漏えいが検知可能 であることを確認。
水素ネットワーク構築導管保安技術調査事業 (平成23~25年度)	《目的》 将来の水素パイプラインネットワークの構築に向け、保安確保のために、現時点で不可欠と考えられる検証データを取得する。 【外管を対象】 《成果》 施工法 の安全性評価、 水素漏えい時の拡散挙動 確認、水素置換挙動確認、 水素導管圧力解析 を実施し、成果・課題を整理。
水素ネットワーク構築導管保安技術調査事業 (平成26~27年度)	《目的》 将來の水素パイプライン供給に向け、建物内とその周辺の水素配管に関する保安確保のために、現時点で不可欠と考えられる検証データを取得する。 【内管を対象】 《成果》 水素置換挙動調査、 配管材料の水素適用性 を確認。

出所：平成 27 年度 水素ネットワーク構築導管保安技術調査報告書、日本ガス協会

ドイツ等で試みが行われている都市ガス導管への水素の混入については、少量の水素を都市ガスパイプラインに注入するのは、手間がかかる割には低炭素化の効果が小さいと言われている。また、水素の混合によって、末端のガス燃焼機器の熱量調整も必要となる。地域・場所や時間によって水素の混合率が変化する場合は熱量の計量が煩雑となるという課題もある。更には、2.3.3 で示したように、用途によっては水素が不適用の場合もあり、一つの需要家に対して、都市ガスパイプラインと水素インフラの二重投資は不経済である。

水素の部分的混合が有するこのような障壁を避けるために、都市ガスを全量水素に変換することも考えられるが（高圧導管での技術的課題が克服できればという条件付きで）、現在の我が国が全て水素に変換する場合に必要な水素の量は、技術・用途適用性を捨象すると、約 1,200 億 Nm³ であり、豪州褐炭 CO₂ フリー水素輸入に換算すると 48 チェーン分に相当する非常に膨大な量であることがわかる。

一方で、地域限定的な水素ネットワークの構築の可能性の検討はまだ充分には行われていない。例えば、都市ガスインフラ整備地域の周縁で比較的人口規模が大きい都市を対象とした水素タウン構想である。水素サテライト基地を整備し、その先は水素導管で需要家に水素を供給するものである（図 2-23）。



図 2-23 水素タウンのイメージ

出所：再生可能エネルギー貯蔵・輸送技術開発 トータルシステム導入シナリオ研究 平成 25 年度 成果報告書 第 1 分冊エネルギーキャリア技術コスト分析 用途別の許容コスト分析 シナリオ検討 平成 26 年 3 月 31 日 独立行政法人 産業技術総合研究所

ただし、都市ガスの水素への転換事業がないわけではない。イングランド北部に位置するリーズ市（人口 75 万人）では、Northern Gas Networks 社が都市ガスから水素への全量転換を計画している。世界初の試みである。2025～2030 年に事業完了を目指す。天然ガス改質で水素を製造し、CO₂は北海の枯渇ガス田へ貯留する（CCS）。総事業費 20 億ポンド（2,800 億円）と言われており、需要家の機器交換にかかるコストは、ガス料金に上乗せして回収する。



図 2-24 イギリス リーズ市の水素化計画

出所：<https://www.globalccsinstitute.com/news/institute-updates/hydrogen-and-ccs-support-uk-decarbonisation>
出所：<http://www.phamnews.co.uk/hydrogen-gas-could-be-in-uk-homes-within-10-years/>

以上を踏まえ、以下に課題の整理と今後の方向性に対する提案を示す。

【課題の整理と今後の方向性】

- 既存の都市ガスピラインの活用した水素の配送の可能性は従前から検討されており、部分的には導管の技術的障壁がないことが確認されているが、費用対便益、需要側用途の技術的水素適用可能性を踏まえると、現状では困難である。
- ただし、長期的な観点から、“天然ガスの低炭素化”を目指すための検討は重要
- 地域分散的な“水素タウン・工業団地”は検討価値がある。その場合、地域の資源（再エネ、廃棄物、下水等）から水素を製造し供給することも要検討課題。また、水素ステーションをエネルギー供給基地とする構想もある。
- いずれの場合も、純水素型 FC、水素燃焼機器の技術開発・商品化が必須

2.3.5. 発電部門

発電部門における水素利用拡大における論点を以下に示す。

【背景・論点】

- 水素・燃料電池戦略協議会の“水素発電に関する検討会”で、技術開発や規制緩和（高圧ガス保安法や消防法など）の方向性については整理済み
- コスト目標もある程度見えている。
- ただし、誰が水素発電を担うのか、が不透明

発電部門における水素利用形態には、発電方式区分（ガスタービン、汽力）、燃焼方式区分（拡散燃焼方式、予混合燃焼方式）、水素濃度の区分（専焼、混焼）に応じて多様な形態が考えられる。水素・燃料電池戦略協議会に2015年に設置された“水素発電に関する検討会”では、高い熱効率を目指および二重設備投資の回避という観点から「ガスタービン・専焼・予混合燃焼方式」を目指すことが適当としている。

また、2016年6月に策定された“次世代火力発電の早期実現に向けた協議会”が策定したロードマップ（図2-25）では、水素発電の開発・導入を見据えており、発電コストの目標を17円/kWhとしている。これは、水素の輸入目標価格30円/Nm³（CIF価格）に概ね対応する（図2-26）。

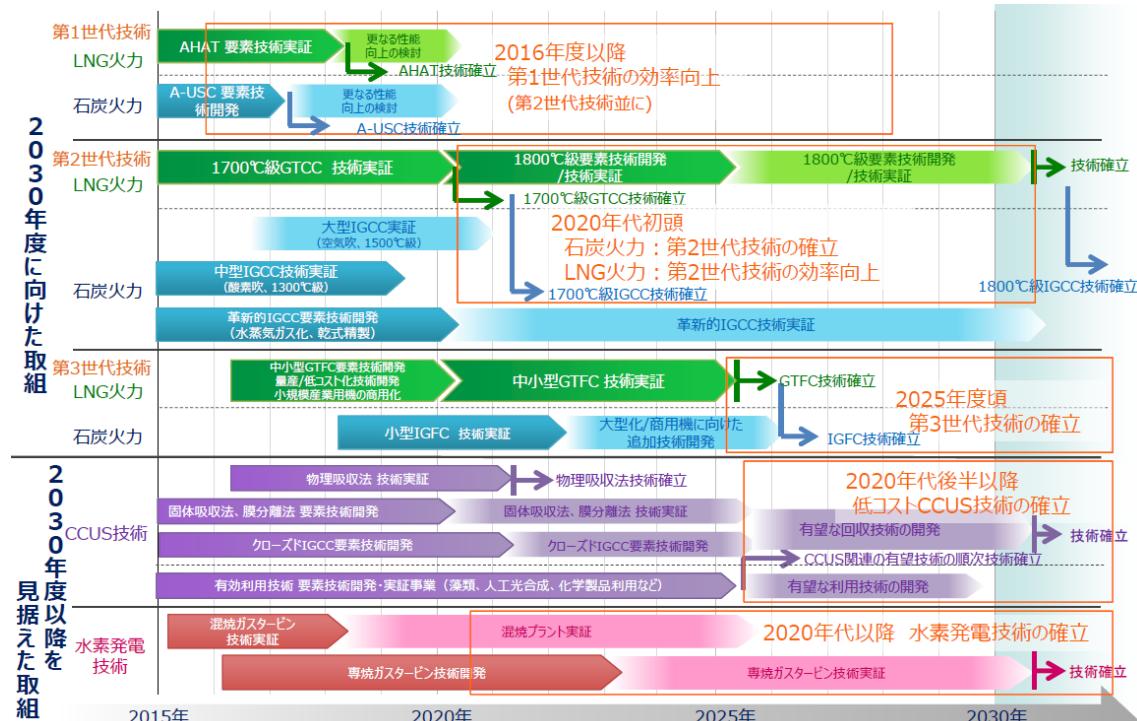


図 2-25 次世代火力発電に係る技術ロードマップ

出所：次世代火力発電の早期実現に向けた協議会 資料

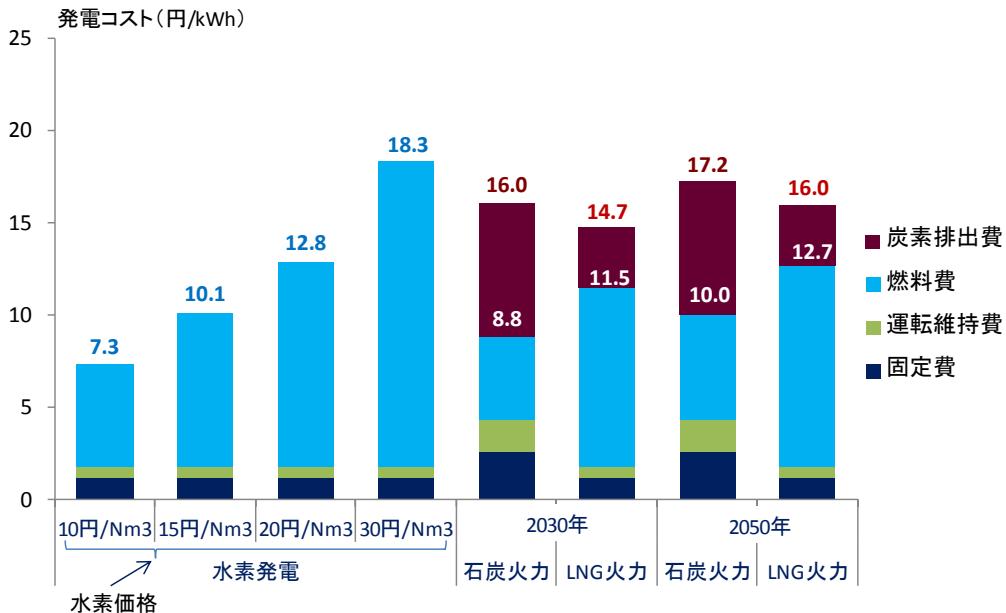


図 2-26 発電コスト (LCOE) 比較

注：発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2015年5月）を元に試算。火力発電の建設コスト、運転維持費、効率等は2030年の想定を利用。燃料価格の想定は、石炭が106ドル/t（2030年）、138ドル/t（2050年）、LNGが663ドル/t（2030年）、751ドル/t（2050年）、為替レートが1ドル=120円。炭素排出費は、炭素価格が0円～10,000円/t-CO₂の幅で示している。

電気事業者の自主的な火力効率化の枠組と支える仕組み

①電力の自主的枠組みの強化を、②省エネ法と③高度化法などによる措置で支え、「実効性」と「透明性」を確保。

排出係数0.37kg-CO₂/kWh(2030年度)の達成を実現

①【電気事業者の自主的な枠組】

0.37kg-CO₂/kWh(2030年度)というエネルギー믹스と整合的な目標を設定（販売電力の99%超をカバー）

新たなフォローアップの仕組みの創設

「電気事業低炭素社会協議会」を創設 → 個社の実施状況を毎年確認し、必要に応じ個社の計画を見直し

②【支える仕組み】（発電段階）

○省エネ法によるルール整備

- ・発電事業者に火力発電の高効率化を求める
 - 新設時の設備単位での効率基準を設定（石炭:USC並、LNG:コンバインドサイクル並）
 - 既設含めた事業者単位の効率基準を設定（エネルギー믹스と整合的な発電効率）

③【支える仕組み】（小売段階）

○高度化法によるルール整備

- ・小売事業者に低炭素な電源の調達を求める
 - 全小売事業者
 - 2030年度に非化石電源44%
 - (省エネ法とあわせて0.37kg-CO₂/kWh相当)
 - 非化石電源比率に加え、CO₂も報告対象に含める
 - 共同での目標達成

実績を踏まえ、経産大臣が、指導・助言、勧告、命令。[実効性と透明性を確保]

【支える仕組み】（市場設計）

自由化と整合的なエネルギー市場設計：小売営業ガイドライン等

7

図 2-27 CO₂ 排出係数削減に向けた取組

出所：資料総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会電力基本政策小委員会 第4回資料，平成28年2月9日

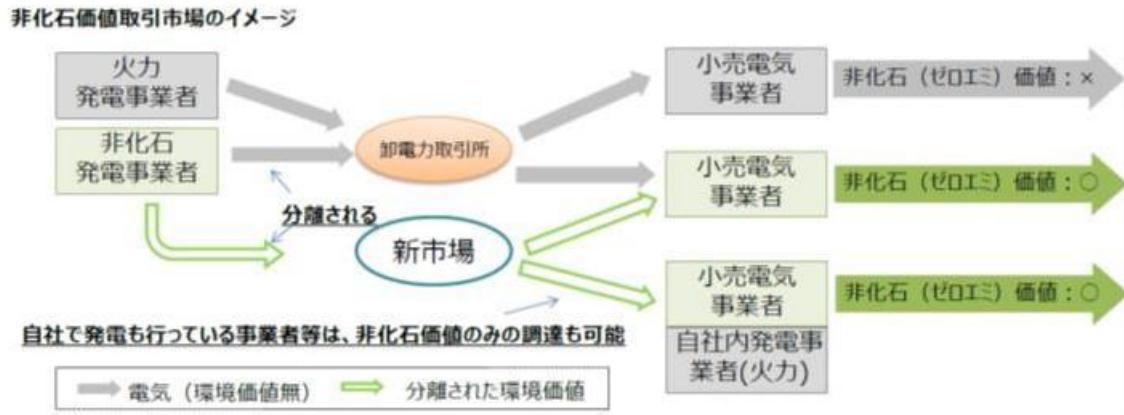


図 2-28 非化石価値市場のイメージ

出所：電力システム改革貫徹のための政策小委員会 市場整備ワーキンググループ（第3回） - 配布資料

水素発電は電源の低炭素化を進めるための対策の一つであり、電源の低炭素化に向けた電気事業者の自主的取組とそれを支える省エネ法や高度化法（図 2-27）、更には、非化石価値取引市場の創設（図 2-28）が、水素発電導入に向けた機会となる可能性もある。

以上を踏まえ、以下に課題の整理と今後の方向性に対する提案を示す。

【課題の整理と今後の方向性】

- 目指すべき水素発電の技術形態は、「ガスタービン・専焼・予混合燃焼方式」と、ほぼ明確に示されている。また、技術実証などを通じて、水素発電+水素サプライチェーン構築に向けた取組は行われている。
- 水素発電は調整力としても機能するため、再生可能エネルギー導入拡大に伴う系統安定化対策としても期待できる。
- 水素発電や水素供給インフラの特性上、大規模発電が前提となるが、その場合、低コスト・安定大量供給が求められる。
- 電源の低炭素化に向けた政府の取組に水素発電を選択肢として追加するような仕組みの検討が必要

2.3.6. 世界における水素需要創出に向けた課題

以上は、国内の水素需要創出・拡大に向けた課題を整理したが、世界的な水素需要拡大に向けて取り組まなければならない点を以下に整理する。

【課題の整理と今後の方向性】

- 我が国の水素関連技術を国際展開することで世界の水素需要拡大につなげることが考えられる。
- 特に、水素輸出国として有望な国・地域（豪州や中東など）への我が国の水素関連技術の導入は、将来的に水素を安価・大量に獲得するための資源外交の円滑化に資すると考えられる。
- そのためにも、地域ごと水素需要部門・機器ごとの潜在需要の分析が必要

3. 水素導入拡大に向けた提言

当然のことながら、水素導入を拡大させるためには需要と供給の両方の視点が求められる。実際、海外からの水素輸入事業の構築を検討する上で参考とされる LNG 事業の成功の背景には、上流の資源開発から下流の機器交換までを網羅した取組があった。

3.1. 水素供給チェーン構築に向けて

水素は多様な資源から製造することができることから、Power to Gas 技術による国内再生可能エネルギーの利用も検討されているが、ある一定規模の水素を安価に確保することが現状では厳しいと言われている。したがって、水素の大量安定供給に向けて、海外からの輸入の実現に向けた取組が進む。その場合でも、多様な水素供給源があることから、個々の可能性を検討して、将来までの道筋を示すことが重要である。

3.1.1. 水素供給源ごとの戦略

水素を利用する意義の一つに、未利用エネルギーに価値を与えることが挙げられる。未利用エネルギーは価値が低い、使い勝手が悪い等のデメリットがあるが、これらを水素に変換することで、輸送可能な利用価値のあるエネルギーに変換できる。したがって、現状では褐炭、油田の随伴ガス、未利用再生可能エネルギーなどが水素源として有望視されている。まずはこれらの利用可能性調査や実証を進めることで、我が国までの水素輸入チェーンを開始させることが大事である。

一方で、2030 年以降の長期的な視点に立てば、世界的な CO₂ 排出削減の強化に伴い、資源国の化石燃料の輸出に大きな制約がかかるという懸念もある。このような状況下において、資源国で CCS を用いた化石燃料からの CO₂ フリー水素の製造・輸出は化石燃料資源を有効活用する新たなビジネスモデルとなり得る。

また、太陽光、風力、水力などの再生可能エネルギーを活用した CO₂ フリー水素も視野に入る。ただし、再生可能エネルギーの更なるコスト削減や良条件地の選定が求められる。

3.1.2. CCS の事業化

水素の大量供給が可能な化石燃料を原料とする場合、CCS の事業化が不可欠となる。ただし、水素の経済合理性を担保するためには、CCS の技術的・制度的課題の解決が必須となる。

CCS を事業化するためには、我が国としては、コストダウンに向けた研究開発、導入を進めるための仕組み作り、関連法体系の整備、貯留ポテンシャルの把握、CCS の理解促進、が挙げられる。特に、コスト削減に向けた技術開発の継続と並んで重要な課題は、現在各国で異なる基準や枠組みを統一して CCS の国際標準化や認証制度を確立することである。

国内での CCS 実用化に向けた取組の進展と並んで海外での事業展開も期待されるが、規格化や技術開発等で利益を確保する仕組みを検討することが重要である。

また、日本を、世界市場進出のための研究や実証の場として位置付け、CCS のみならず CCU も含めた技術開発を進めていくことも大事である。

3.1.3. 資源外交

強力な CO₂ 排出制約によって石油・天然ガスの利用が世界的制約される場合、資源国にとっては CCS+水素事業が自国の経済を維持するための生命線となることも考えられる。

したがって、資源国に対して CCS 事業と水素製造事業を組合せたビジネスモデルを提案することは検討に値する。その前段として、現在 CCS 単独でのビジネス形成は難しく、まずは EOR の活用拡大も考えるべきである。日本の地層探査技術や CO₂ モニタリング技術は優れていることから、EOR 分野において、資源国との連携に貢献することができる。長期的には上述の CCS 事業+水素製造事業へと発展する可能性もある。

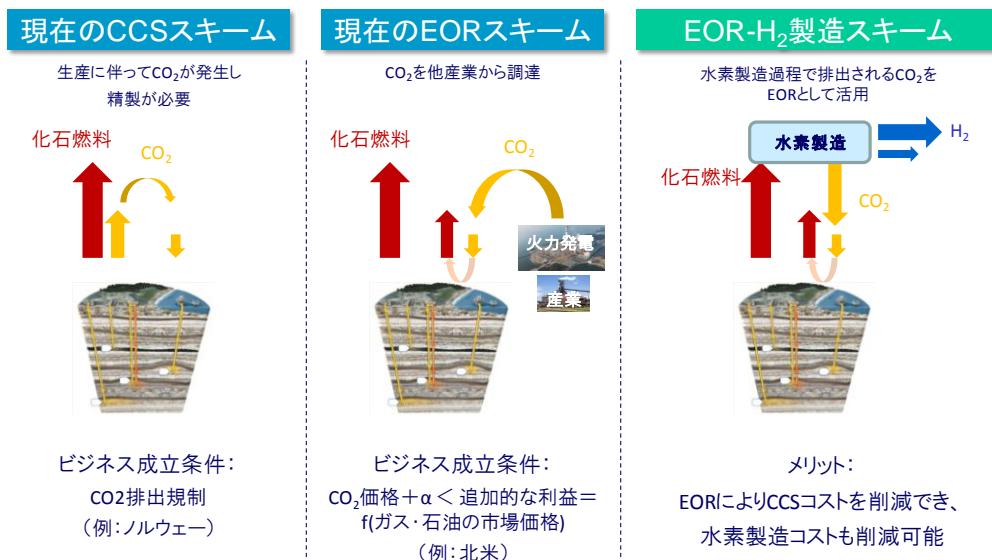


図 3-1 EOR/CCS-水素製造ビジネススキームの例

3.2. 水素需要拡大に向けて

運輸部門が先行し、大量消費が期待される発電部門に注目が集まっているが、他の部門での水素利用や部門間の連携も視野に入れた統合的・有機的な水素需要創出に向けた検討が必要である。そうすることで、特定部門での負担軽減につながる。

3.2.1. 国内での需要拡大

運輸部門

現在、水素需要で先行しているのは燃料電池自動車である。しかしながら、電気自動車やプラグインハイブリッド車など競合車種の台頭や水素ステーション整備に係る費用など、燃料電池自動車の普及拡大には課題が多い。燃料電池自動車に関しては更なるコストダウン・燃費向上が求められるとともに、現在実施されている水素ステーションの規制緩和や技術開発によるコストダウンに向けた取組の継続的な強化が求められる。

一方で、水素ステーションを燃料電池自動車への水素充填機能のみに限定させていては低稼働率から生じる不経済から逃れることはできなく、水素販売価格の低下も見込めない。そこで、水素ステーションを地域分散型エネルギーシステムへのエネルギー供給拠点としての機能を持たせる構想も考えられる。その場合、当該地域での水素需要創出と一体化した取組が必要となる。

また、電気自動車よりも燃料電池自動車方が適していると言われている大型・長距離用貨物における燃料電池自動車普及拡大の検討も今後の課題である。

民生部門

そのためには、民生部門での水素利用促進が課題となるが、新たなインフラ構築、末端機器（純水素燃焼機器）開発など取組むべき課題が多い。しかしながら、地域分散的な水素タウンの構想もあり得る。水素タウンには地域の再生可能エネルギー資源、下水、廃棄物等から製造する水素を供給する仕組みが考えられる。特に、1960 年代に構築された既存インフラの老朽化によってインフラを全面的に更新しなければならない地域においては、それを機会に水素インフラの導入も可能性がある。地域への水素供給基地としての水素ステーションは検討の価値がある。

現在の都市ガスパイプラインの活用については、部分的な水素混合は費用対効果の観点から非効率との見方が強い。一方で、純水素への適用可能性については、中低压導管は技術的には問題がないとの見解が示されている。しかしながら、高圧導管や需要機器を含めたネットワーク全体での技術検証や経済性の検討が課題である。都市ガスの水素への転換は都市ガス事業の低炭素化を進める上で考えられるオプションの一つではあるものの、長期的視野に基づく慎重な検討が求められる。

産業部門

一方、産業部門においては、発電部門と同様に水素の大量消費が見込まれることや、沿岸部に集中立地する場合は大規模な水素パイプラインが不要である等の理由で、水素需要創出が期待されるが、天然ガスや重油でしか対応できない特殊用途もあることから、業種別・用途別に水素適用性を吟味しなければならない。地域ごと業種ごとの水素適用可能性や水素需要ポテンシャルを精緻に調査することが求められる。この調査結果は水素供給計画に役立てることができる。特に、臨海地域に位置する産業は発電部門と併せて水素大量需要先となることから重要な検討箇所である。

発電部門

発電部門が最も大きな水素需要を見込むことができるが、電力安定供給のためには、水素の安価・大量供給が求められることから、輸入水素の構想と一体となって検討されている。大量輸入によって水素を低価格に抑えることができれば、運輸部門等他の部門への水素需要拡大という波及効果も期待できる。

水素発電の技術開発においては、概ね向かうべき方向性が明確になっていることから、技術開発支援の強化によって課題は解決されるものと考えられる。発電と産業部門での水素利用は同じ燃焼系であり、類似課題を共有化した技術開発を行うことで、研究開発費の削減を図ることが求められる。

一方で、電力市場自由化が進行する中で、現状では水素の安定供給やコスト面において不確定要素が残る水素発電事業の担い手を特定することができない。民間事業者に水素発電を選択してもらうためには、コストダウンと併せて、水素発電の持つ非化石価値や再生可能エネルギー導入拡大に伴う系統安定化用の調整電源としての価値などを付加する仕組みの構築も検討課題である。

水素利用の価値の創出

以上、各部門での水素需要拡大に向けた提案を示したが、水素価格が高い現状では、CO₂排出量の削減という動機が強まっているにもかかわらず、水素需要が創出・拡大されない。どのような需要家がどのような条件であれば水素を選択し利用するのか、現状では不透明であり、今後詳細な検討が必要になる。

水素に環境価値を付加して流通させるなど、グリーン証書のような仕組みを導入することで、この課題はある程度解決できるかもしれない。そのためには、CO₂フリー水素の輸入の実現まで待つのではなく、可能な限り早い段階で、欧州の CertiHy Project のような水素の環境価値に対する認証制度の構築が必要である。完全な CO₂フリー水素でなくても、まずは低炭素な水素の利活用を喚起することで、水素需要の創出・底上げにつながる可能性がある。

3.2.2. 世界での需要創出

日本単独では、水素需要規模は限定的である。世界的な水素需要拡大を目指すためには、まずは、地域ごと部門・機器ごとの水素潜在需要の調査・分析が必要である。潜在需要の大きい国・地域に対しては、我が国の水素関連技術の輸出が見込まれる。特に、水素輸出国として有望な国・地域への我が国の水素関連技術の導入は、将来的に水素を安価・大量に獲得するための戦略的な資源外交の構築に資するものと考えられる。

また、我が国関連機関にとって、IEA や WHEC (World Hydrogen Energy Conference) などの国際機関との連携や、関連技術の国際標準化に向けた取組の強化も重要な課題である。