

再生エネルギーを利用 した水素生産

エネルギー移行のための
技術的展望



別途明記のない限り、本発行物の内容は、出典および著作権所有者がIRENAであることに然るべく言及するという条件で、自由に使用、共有、コピー、複製、印刷および/または保存することが認められます。本発行物内の第三者に帰属する内容は別の利用条件や制限の対象となる場合があるため、そのような内容を使用する前に適切な許可を当該の第三者から得る必要がある可能性があります。

ISBN 978-92-9260-113-3

引用: IRENA (2018), 『再生可能エネルギーを利用した水素生産: エネルギー: 移行のための技術的概観』、国際再生可能エネルギー機関 (アブダビ)。

IRENAについて

国際再生可能エネルギー機関 (IRENA) は持続可能なエネルギーの未来への移行において各国を支援し、国際協力の主要プラットフォーム、センターオブエクセレンス、再生可能エネルギーに関する政策・技術・資源・知識の宝庫としての役割を果たす政府間組織です。IRENAは持続可能な開発、エネルギーアクセス、エネルギーセキュリティ、低炭素型の経済成長や繁栄を目指し、バイオエネルギー、地熱、水力、海洋、太陽、風力エネルギーを含むあらゆる形態の再生可能エネルギーの広範な導入および持続可能な活用を推進しています。

謝辞

本報告書の作製では、国際水素・燃料電池パートナーシップ (IPHE) のティム・カールソン氏、および燃料電池水素共同実施機構 (FCH JU) のバート・ビーブイック氏より多大な助言をいただきました。さらに、ポール・ドッド氏 (ユニバーシティ・カレッジ・ロンドン、IEA-ETSAPを代表してレビューを担当)、ジョッシュ・アイヒマン氏 (米国国立再生可能エネルギー研究所、NREL)、ゲラルト・リンケ氏 (独ガス・水協会、DVGW)、マシュー・ペロー氏 (電力研究所)、デニス・トマス氏 (ハイドロジェニクス)、ラファエル・シュエントゥゲン氏からも貴重な意見を提供いただきました。

本報告書はIRENAに対する日本政府の任意拠出金の支援を受けました。

寄稿者: エマニュエル・タイビおよびラウル・ミランダ (IRENA)、ヴォーター・ファンハウト、トマス・ヴィンケル、ジャン＝クリストフ・ラノワ、フレデリック・バース (Hinicio)

本報告書はこちらでダウンロードできます: www.irena.org/publications

詳細およびご意見などについてはこちらまでご連絡ください: publications@irena.org

免責事項

本発行物および含まれる内容は「現状のまま」で提供されています。本発行物内の内容の信頼性について、IRENAはその実証のためにあらゆる適切な手段を取っています。しかしIRENAまたはその職員、代理人、データまたは内容を提供したその他の第三者は、明示または黙示にかかわらず、いかなる保証も提供せず、本発行物またはその内容を使用することによるいかなる結果に対しても責任を負いません。

本発行物に含まれる情報はIRENAのメンバーの視点を必ずしも代表するものではありません。特定の企業またはプロジェクトや製品が言及されている場合、それは言及されていない同様の性質のものよりそれらをIRENAが支持または推奨していることを示唆するものではありません。本発行物の内容において採用されている呼称や表現は、いかなる地域、国、領土、都市、区域、その管轄の法的地位に関する、または辺境や境界の設定に関するIRENAの意見を示唆するものではありません。

カバー画像はIRENAが作成

別途記載のない限り、画像はiStockのものを使用しています。

目次

政策立案者向け洞察	7
1. 状況説明	10
1.1 エネルギー移行:より広い視点から	11
1.2 水素の現在.....	13
1.3 エネルギー移行における水素.....	15
2. 現在の技術的状況・展開.....	18
2.1 再生可能水素生産の道筋および現在の成熟度	18
2.2 電解による水素生産	19
ALKおよびPEM電解槽の比較.....	19
SOEC電解槽のALKおよびPEMとの比較	23
3. エンドユースセクターにおける水素用途.....	31
3.1 輸送の脱炭素化	32
3.2 工業の脱炭素化	36
3.3 ガスグリッドの脱炭素化.....	38
3.4 燃料電池をベースとした水素の電力変換.....	41
4. 水素サプライチェーンの創出.....	42
5. 政策立案者への提言	45
参考文献	48
変換率	50



図1:	再生可能エネルギーの取り込みを加速した場合(REMap)と比較した、現行政策のもとでのエネルギー関連の二酸化炭素排出量(参考事例)、2010-2050	10
図2:	参考事例およびREMapでの最終エネルギー消費合計における再生エネルギーの割合、およびRemapのもとで2050年に予測される再生可能エネルギーの発電設備容量.....	11
図3:	世界のエネルギー関連CO ₂ 排出のセクター別内訳(2015年).....	12
図4:	世界の水素需要および生産源	14
図5:	水素によるVREのエンドユースへの統合	16
図6:	再生可能水素生産の道筋および現在の成熟度.....	18
図7:	水素生産およびPEM生産施設の総電力消費を関数とした効率性.....	21
図8:	デンマークの電力価格要因(2017年-2015年)	25
図9:	ALKおよびPEMで生産された水素の均等化発電単価(LCOH)- 2017年実績および2025年予想	26
図10:	LCOH vs. 運転時間(バス用HRS)	27
図11:	水素輸送サプライチェーンの目標累積コスト	28
図12:	2015年のバス用HRS(全負荷運転)に関するLCOHの滝グラフ	29
図13:	電力コストおよびPEM電解槽利用率を関数とした水素コスト	29
図14:	2050年の最終総エネルギー供給量における水素のポテンシャル(単位はすべてEJ)	32
図15:	輸送市場の区分	33
図16:	ガスのインフラ構成要素の水素許容性.....	39
図17:	水素サプライチェーンの将来的な成長パターンの可能性.....	43
図18:	電力の水素変換の主要課題と実現に向けて考えられる対策の概要	46

表

表1: ALKおよびPEM電解槽の技術経済的特徴(2017年、2025年)	20
表2: ALKおよびPEM電解槽の動的運転	23

測定単位

°C	摂氏温度
EJ	エクサジュール
Gt/yr	一年あたりギガトン
GW	ギガワット
h	時間
kg	キログラム
kW	キロワット
kWh	キロワット時
MJ	メガジュール
MPa	メガパスカル
MW	メガワット
Nm ³	ノルマル立方メートル
TWh	テラワット時

略語

ALK	アルカリ
BEV	バッテリー式電気自動車
CAPEX	設備投資
CCS	二酸化炭素回収・貯留
CCU	二酸化炭素回収・利用
COP21	第21回気候変動枠組条約締約国会議
CO ₂	二酸化炭素
CSP	集光型太陽熱発電
DRI-H	水素による直接還元
e-fuel	エレクトロフュエル
FCEV	燃料電池電気自動車
FCH JU	欧州燃料電池水素共同実施機構
FCR	周波数制御予備力
HHV	高位発熱量
HRS	水素ステーション
H ₂	水素
LDV	軽自動車
LCOH	水素の均等化原価
LHV	低位発熱量
LOHC	液状有機水素キャリア
OPEX	運転費
PEM	プロトン交換膜
PV	太陽光発電
P2G	パワー・ツー・ガス
R&D	研究開発
SMR	水蒸気メタン改質
SOEC	固体酸化物電解セル
TFEC	最終エネルギー消費合計
VRE	変動性再生可能エネルギー
w/RE	再生可能エネルギーによる

政策立案者向け洞察

パリ協定の目標を達成するには、世界のエネルギーシステムを大きく変革しなければなりません。このような状況において、再生可能エネルギーによる低炭素電力が望ましいエネルギーキャリアになる可能性があります。同協定が掲げる脱炭素型エネルギーの世界を実現するには、世界のエンドユーザーが消費する全エネルギーに占める電力の割合を（2015年の割合からほぼ倍増させて）2050年に40%にまで上昇させる必要があります。

しかし、輸送、工業、そして高位熱が必要な用途など、一部セクターを完全に脱炭素化することは単に電化だけでは困難な可能性があります。この課題に対応可能なのが、大量の再生可能エネルギーを電力セクターからエンドユースセクターへ供給できる、再生可能エネルギーから生産される水素です。

したがって、水素はエネルギー移行におけるミッシングリンク(失われた環)となる可能性があります:再生エネルギーを利用して水素を生産すれば、電化での脱炭素が困難なセクターにエネルギーを供給できます。

供給先としては以下が含まれます:

- **工業:**水素は(精錬、アンモニア製造、バルクケミカルなど)複数の業種で広く使用されており、その大部分は天然ガスから生産されています(図4を参照)。再生可能エネルギーを原料とする水素は、高排出用途における化石燃料ベースの原材料の代わりに活用できる可能性があります。

- **建物および電力:**再生可能エネルギーから生産される水素はある割合までは既存の天然ガスグリッドに注入可能なため、エンドユースセクターにおける天然ガスの消費量や排出量(建物内の熱需要、電力セクターのガスタービンなど)の削減につながります。水素を高排出の工業工程から出る二酸化炭素(CO₂)と組み合わせ、最大100%の合成ガスをガスグリッドに供給することが可能です。

- **輸送:**再生可能エネルギーを原料に水素を生産した場合、燃料電池電気自動車(FCEV)は低炭素型の移動オプションとなり、従来の自動車に匹敵する運転性能を発揮します。FCEVはバッテリー式電気自動車(BEV)を補完し、中〜高デューティサイクルセグメントにおける現在のバッテリーの制約(重さ、走行距離、充電時間)のいくつかを克服することができます。

電解槽による再生可能エネルギーからの水素生産は、高レベルの変動性再生可能エネルギー(VRE)のエネルギーシステムへの統合の促進につながります。

- 電解槽は電気を使用して水を水素と酸素に分解する装置です。再生可能エネルギーから生産された電気を使用することで、水素は再生可能エネルギーキャリアとして、電力を補完します。電解槽は、風力発電や太陽光発電の状況に応じて電力消費を調整することが可能で、その場合は水素が再生可能エネルギーの貯蔵源となるため、VREの電力システムへの統合に役立ちます。したがって、柔軟な取り込み量が可能なほか、最適な能力で運転し、工業や輸送セクターやガスグリッド注入の水素需要

に応えながら、グリッド調整サービス(上下方向への周波数調整)を行うことができます。

- 下流セクター(ガスインフラ、水素サプライチェーンなど)が持つ**貯蔵能力**は長期的にVREを吸収するバッファーとして機能でき、季節貯蔵を可能にします。
- **再生可能電気を利用した水素生産は再生可能電力の新しい下流市場の創成につながる**可能性があります。再生可能電力発電者がさらされる電力価格の変動リスクの軽減が期待されます。例えば、発電量の一部またはすべてを電解槽オペレーターに長期契約で販売する場合などが挙げられます。これは市場の構成や規制により可能な場合とそうでない場合があります。

主要な水素技術の成熟が進んでいます。規模拡大により、必要とされる技術コストの削減が可能になります。

- 水素セクターには、確立したグローバルプレーヤーや成熟した技術や工程が揃った**数十年にわたる経験**という基盤があります。
- **プロトン交換膜(PEM)電解槽および燃料電池**は技術的成熟およびスケールメリットの実現に近づいています。商業的展開が世界の複数の地域でスタートしています(例:日本、カリ

フォルニア、欧州)。エネルギー企業、工業用ガス企業、自動車用純正部品メーカー、その他の産業ステークホルダーは、拡大する可能性を秘め、急速に成長するこの市場を活用するべく態勢を整え、支持団体(水素協議会など)を設立しました。既存のインフラ(ガスグリッドなど)を最大限に活用し、石油やガスをベースにした現在のエネルギー供給や収益に代わりうる再生可能エネルギーから生産される水素に向けて準備することを目指しています。

- 当初の取り組みは、最小限のインフラ要件でスケールメリットを迅速に生み出せるよう**大規模用途**と、再生可能エネルギーを原料とする水素が**環境目標達成**と現地の排出規制遵守の**最善のオプション**として際立つセクターとに注力することが望ましいと考えられます。そのような用途には大規模工業(石油化学、鉄鋼など)や中型・大型輸送(中型・大型乗用車・商用車、多数のバス、トラック、列車、船、航空機等)が含まれます。
- **エレクトロフュエル(E-フュエル、再生可能エネルギーから生産した液体燃料)¹はエンドユースの技術を変更することなく化石燃料の代わりに使用することができます。**バイオ燃料を補完すると同時に、特定セクター(航空など)にとって重要なエネルギーとなる可能性があります。

1 (水電解により)再生可能電力から生産された水素をベースにした合成燃料をCO₂と一緒にリアクターに加えることで合成ガス(COとH₂)が生成され、それを液化してさらに精製することでe-ディーゼルやe-ケロシンなどになります。このような燃料は内燃機関自動車内で従来の燃料と混ぜて使用することができます(このため、「ドロップイン」燃料と呼ばれます)。

適切な民間投資を促す政策および規制の枠組みが不可欠です。そのような枠組みについては以下の点を考慮します：

- 構造的に水素需要を誘発し、インフラへの投資を正当化すると同時に、炭素リーケージに関連する懸念に対処するための、最終的な消費者を対象を絞った、技術に左右されない手段(排出規制、産業内の再生エネルギーの内容に関する指令など)の導入。これに加えて、現在使用されている技術と比べた初期費用の割増分をカバーするための経済支援対策(設備投資への補助金、税金の払い戻し、免除など)が必要です。
- 長期的なガスグリッドへの注入関税、テイク・オア・ペイ契約、電解槽オペレーターの付帯サービス市場への参加、電力グリッドの料金や税の免除を可能にするスキーム、インフラや水素の展開を支援するための市場の取り込みを促進するリスク軽減策、の導入。

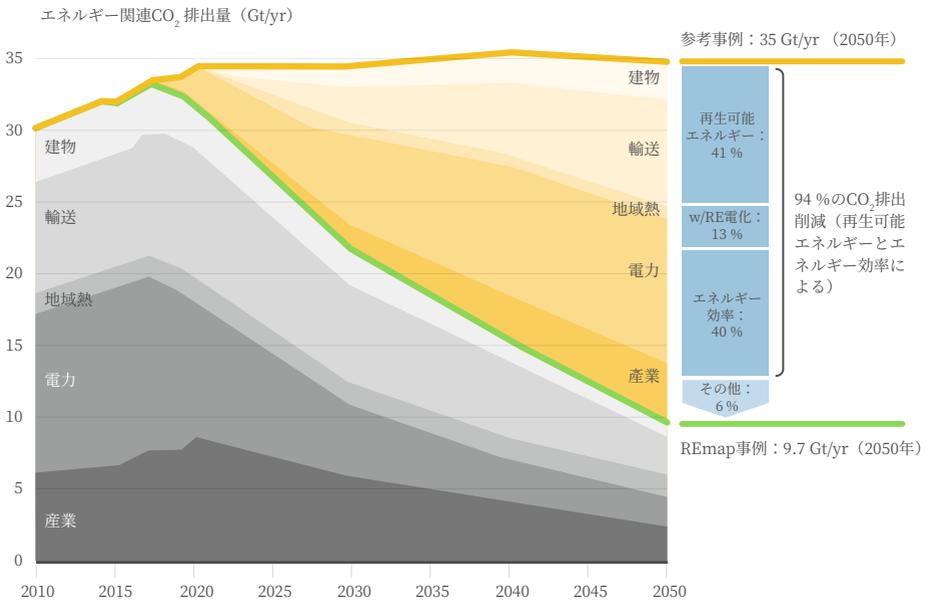
水素はエンドユーザー需要からは遠いところにあるものも含め、高品質な再生可能エネルギー資源の活用に対する可能性を高めます。生産された水素は(液化天然ガスのように)グリッド接続の制限を受けることなく、世界的な一次産品として輸送することが可能です。

概して、再生可能電力から生産された水素は高い電解槽の利用率と低コストの再生可能電力を組み合わせることでコスト効率を達成できると考えられます。ただし、結果については生産現場ごとに慎重な評価が必要です。高資源ロケーションでの太陽光発電所や風力発電所と直接連結させた大規模のオフグリッド水素プロジェクトであれば、低コストの100%再生可能水素を提供できる可能性があります。ただし、太陽光および風力を資源として使用するため、電解槽の利用率は低くなり、これが水素コストを引き上げる可能性があります(図12参照)。一方、需要に近く、グリッドに接続された生産施設であれば、電解槽の利用率を最大限に引き上げ、ロジスティックコストを最小限に抑えることができますが、それほどの低い電力価格、それも100%再生可能電力供給によるものにはアクセスできない可能性があります(図9参照)。

1 状況説明

パリ協定は産業革命以前からの今世紀中の地球の温度上昇を平均「2°C未満」に抑えることを目標に掲げています。この目標を達成するには、あらゆるセクターにおいて大幅な排出削減が必要です。

図1：再生可能エネルギーの取り込みを加速した場合(REMap)と比較した、現行政策のもとでのエネルギー関連の二酸化炭素排出量(参考事例)、2010-2050



注：REMapとは今後数十年の間に再生可能エネルギーを急速に拡大させるためのIRENAのロードマップを指し、参考事例とは現行の計画および政策が定める道筋を指します。CO₂ = 二酸化炭素、Gt/yr = 一年あたりのギガトン、w/RE = 再生可能エネルギーによる
出典：IRENA (2018)

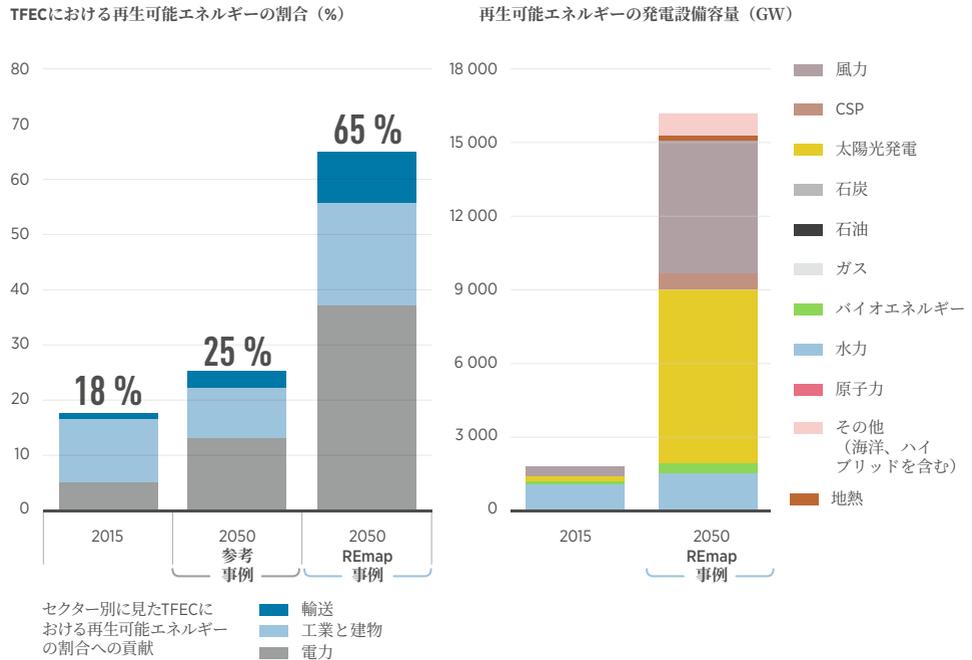
すべてのセクターで温室効果ガスの大幅な削減が必要。再生可能エネルギーとエネルギー効率により、エネルギー関連のCO₂排出量の削減のうち90%以上を達成可能。

1.1 エネルギー移行:より広い視点から

パリ協定の目標を達成するには、化石燃料を主なベースとしたものから効率的な低炭素型エネルギーシステムへと世界のエネルギーシステムを大きく変革しなければなりません。国際再生可能エネルギー機関の分析(IRENA, 2018)によると、世界で必要なCO₂排出削減量の90%以上がこれらの対策によって実現可能であることが明らか

かになっています。再生可能エネルギーが必要な排出削減量の41%に直接貢献し、電化を通じてさらに13%貢献します(図1参照)。この目標を達成するためには、世界の最終エネルギー消費合計に占める再生可能エネルギーの割合を現在の18%から2050年には65%まで引き上げる必要があります。電力システムにおける変動性再生可能エネルギー特に、風力・太陽光エネルギーは発電容量の大部分を占め(図2参照)、全発電量の約

図2: 参考事例およびREmapでの最終エネルギー消費合計における再生エネルギーの割合、およびRemapのもとで2050年に予測される再生可能エネルギーの発電設備容量



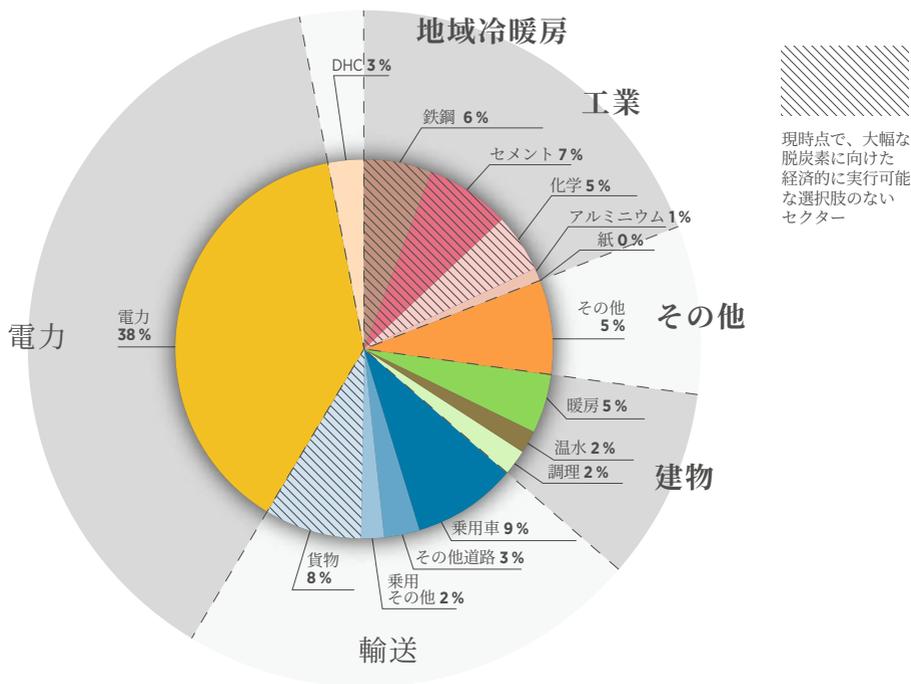
注: CSP = 集光型太陽光発電、GW = ギガワット、PV = 太陽光発電、TFEC = 最終エネルギー消費合計
出典: IRENA (2018)

再生可能エネルギーは、2050年までに電力への依存増大と発電設備容量の大幅な拡大により、世界のエネルギーの大部分を供給することが可能です。

60%をまかなうことが可能です。このように大きな割合の変動性発電を経済的に統合するには、より柔軟性のある電力システムが求められます。

現在、世界のエネルギー関連の排出量の1/3は、現時点では化石燃料に代わる経済的なエネルギー源を持たない経済セクターから排出されています(IRENA, 2017a)。これらの大半は大量のエネルギーを要する業種や貨物輸送に由来します(図3)。

図3:世界のエネルギー関連CO₂排出のセクター別内訳(2015年)



出典: IRENA (2017a)

エネルギー関連のCO₂排出の約1/3には経済的に実行可能な選択肢がありません。

水素は技術的視点から見て、エネルギー移行における「ミッシングリンク(失われた環)」になる可能性があります。再生可能電力から生産される水素は、輸送、建物、工業などの電化(したがって脱炭素)が困難なセクターへ大量の再生可能エネルギーを電力セクターから供給することを可能にします。

したがって水素は、これらセクターの脱炭素化の促進、大量の変動性再生エネルギー(VRE)の統合、輸送可能な水素の生産によるVREの生成と消費の分離という、3種類の好ましい成果を促す上で重要な役割を果たします。しかし、水素は現時点では経済的な競争力が低いことから、これらセクターの脱炭素化を実現するには、生産および供給にかかるコストの大幅な削減が必要です。

この概念は、大規模な脱炭素化の必要性(COP21)、再生可能エネルギー資源(特に風力・太陽光)の割合の増加および費用低下、これに伴うより柔軟性のある電力システムの必要性をはじめとする、数々の進展の結果として、世界的に広く認識されつつあります。これと平行して、水素関連技術の技術発展やコスト軽減により、再生可能エネルギーから生産される水素の競争力が高まりつつあります。

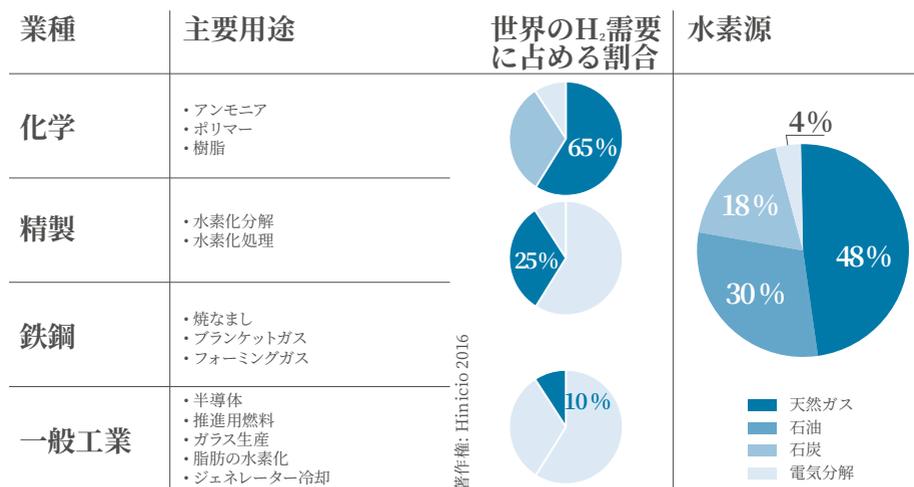
1.2 水素の現在

水素産業は十分に確立しており、水素を原料として使用する業種において数十年に及ぶ豊富な経験があります。水素原料市場は推定1150億USDの市場規模があり、今後大幅な成長を遂げて2022年までに1550億USDに到達すると予想されています²。2015年、世界の水素需要は合計で8エクサジュール(EJ)と推定されています(水素協議会、2017)。

水素需要の最も大きな部分は化学セクターで、アンモニア製造および燃料の水素化分解や脱硫のための精製に使用されています。このほかにも、鉄鋼メーカー、ガラスメーカー、電子機器メーカー、特殊化学品メーカー、バルクケミカルメーカーなどの工業セクターでも使用されていますが、世界的な総需要は大きくありません(図4)。

現在、水素生産の95%以上は化石燃料をベースにしています。水蒸気メタン改質(SMR)が水素生産の最も一般的な方法です。石油と石炭のガス化も、SMRよりは少ないものの、特に中国とオーストラリアで広く行われています。世界で供給される水素に水電解で生産されたものが占める割合はわずか4%程度で、塩素アルカリ工程が主流です(図4)。

図4: 世界の水素需要および生産源



出典: IRENA, FCH JU (2016) に基づく³

石油化学原料は現在の水素需要の大部分を占めており、そのほとんどが化石燃料をベースにしています。

3 データはグローバルCCSインスティテュート(Global CCS Institute, 2008)に基づいています。データには副産物として生成されるもの、および放出・燃焼される水素は含まれていません。世界で生産されるアンモニア合計の約80%は窒素ベースの無機性肥料の生産に使用されています。

1.3 エネルギー移行における水素

水素はエネルギーキャリアでありエネルギー源ではありません。水素はさまざまなエネルギー資源から生産することができます。従来、水素は主に化石資源から生産されてきました。低炭素型エネルギーの未来では、水素は再生エネルギー資源の価格を安定させる道筋となります(再生可能電力からの水素生産に向けた道筋の可能性についてはセクション2.1を参照)。本展望報告書は水電解による再生可能電力からの水素生産 - 簡単に言うところ「再生可能エネルギーを原料とした水素」、あるいは業界用語では「電力の水素変換」と表現 - に焦点を当てています⁴。

水素と電気はエネルギーキャリアとして、エネルギー移行において補完的役割を担います。再生可能エネルギーを原料とした水素には、脱炭素化が困難なセクターに大量の再生可能電力を供給する技術的ポテンシャルがあります。

- **工業:** 現在複数の工業セクター(精製、アンモニア、バルクケミカルなど)で広く使用されている、化石燃料を原料とした水素は、再生可能エネルギーを原料とした水素で代用することが技術的に可能です。長期的には、再生可能エネルギーを原料とする水素は、経済的競争力を実現することで、これらのCO₂を大量に排出する用途において化石燃料ベースの原料にとって代わる可能性があります。ただし、このためには現在のプロセスを修正する必要があるかもしれません。

- **建物および電力:** 水素をガスグリッドに注入することで天然ガスの消費量が抑えられます。注入は電解槽オペレーターにとって、モビリティや工業市場への水素販売以外の追加収入源となる可能性があります。短期的に見ると、これはスケールメリットによりコスト低減を引き起こすために必要な量を達成し、かつ長期的には再生可能電力を原料とした水素の競争力を向上させる上で、大きく役立つ可能性があります。このいわゆる「電力の水素変換」が電力に対して有する主な優位点は、水素が大規模に貯蔵可能であることから、需要の大幅な変動に対応でき、季節の需要ピーク(冬季の暖房など)に比べられるよう季節間の貯蔵が可能であることです。

- **輸送:** 燃料電池電気自動車(FCEV)は、再生可能エネルギーを原料とする水素を燃料に使用することで、従来の車両に匹敵する運転性能(走行距離、充電時間)を持つ低炭素型の移動オプションとなります。FCEVはバッテリー式電気自動車(BEV)を補完します。こうした車両によって、現在バッテリーに限界がある高デューティサイクルセグメント(トラック、列車、バス、タクシー、フェリーボート、クルーズ船、航空機、フォークリフトなどの長距離または高使用率車両)に対して電化モビリティ市場が拡大されます。

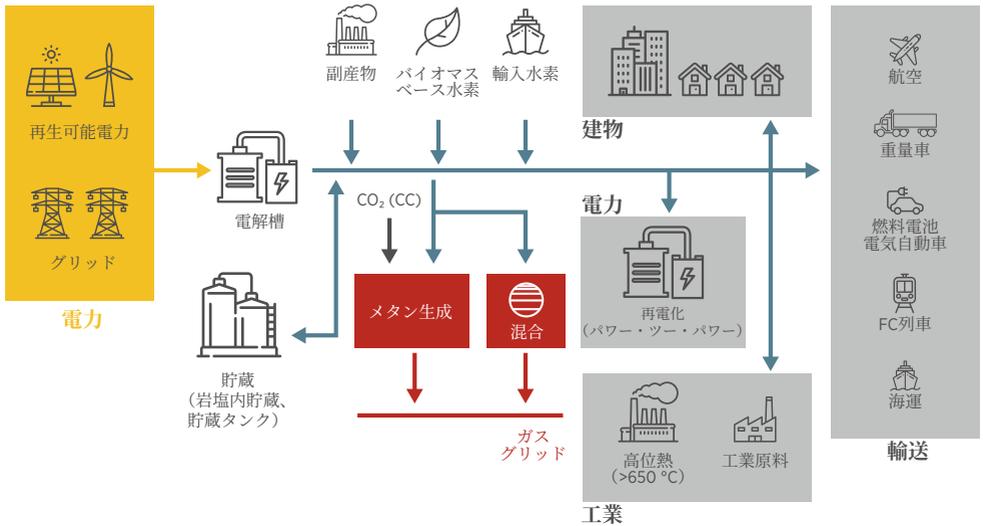
4 「グリーン水素」について世界的に合意された、または標準化された定義はまだありません。しかし、欧州では欧州燃料電池水素共同実施機構(FCH JU) (www.certifhy.eu)が資金拠出するCertifHyプロジェクトのもとで到達した定義が先行して、かつ幅広く支持されています。近い将来、二酸化炭素の回収および利用/貯蔵(CCU/CCS)により化石燃料を原料として大量の水素を生産できる可能性があります。この点は本展望報告書の対象ではありません。

パワー・ツー・ハイドロジェン(電力の水素変換)によって、電力システムに組み込むVREの割合の増加を受け止める柔軟性が生まれます。

電解槽は電気を利用して水を水素と酸素に分解する装置です。電解槽はモビリティ用途、工業利用、またガスグリッドへの注入のための水素生産

を行いながら、電力システムに対する低コストの調整サービス(上流および下流)を提供できる柔軟な取り込みが可能です。下流セクター(ガスインフラ、水素サプライチェーンなど)が持つ貯蔵能力は、電力システムのニーズに応じてリアルタイムで水素生産を(したがって、電力消費を)調整するバッファーとして活用できるほか、場合によっては

図5:水素によるVREのエンドユースへの統合



水素は電力と建物・輸送・工業との間のカップリングを促進できます。

長期にわたってVREを吸収することで季節貯蔵を可能にします。つまり、水素は電力システムと工業・建物・輸送との間の「セクターカップリング」に貢献して柔軟性を高めつつ、VREの電力システムへの統合を促進します(図5)。

中長期的には、水素は、特に電力グリッドの容量が不十分な場合や、電力グリッドの建設が実現困難または割高である場合、再生可能エネルギーを長距離にわたって輸送・供給する手段になります。これは海上風力発電に当てはまるかもしれません。海上で生産された水素を既存の海上パイプラインを改造した、または新設した天然ガスパイプライン経由で陸上に輸送することで、海底ケーブル敷設よりコストを低く抑えることができます。

安価な再生可能エネルギー資源が豊富にある地域は、再生可能電力生産の可能性が限られて

いる、またはコストがかかる地域向けに輸送用水素を生産することができます。水素による再生可能エネルギーの輸送は、地域レベルから世界レベルまでさまざまな規模で展開することができます。後者の選択肢は再生可能エネルギーのポテンシャルに富む国(オーストラリアなど)や、日本などの現地の再生可能エネルギーのポテンシャルが限定されている国など、複数の国で検討されているところです。

長距離輸送には気体または液体の水素より、液体有機水素キャリア(LOHC)やアンモニアなどの水素キャリアが適している可能性があります。ただし現時点では、水素の大量輸送にはパイプラインが依然として最も経済的なルートであることから、「ガスグリッドのグリーン化」によって量を急速に増加させ、水素の費用を下げるために必要なスケールメリットを実現することが可能です。

水素は将来的に再生可能エネルギーを長距離輸送する手段になります。

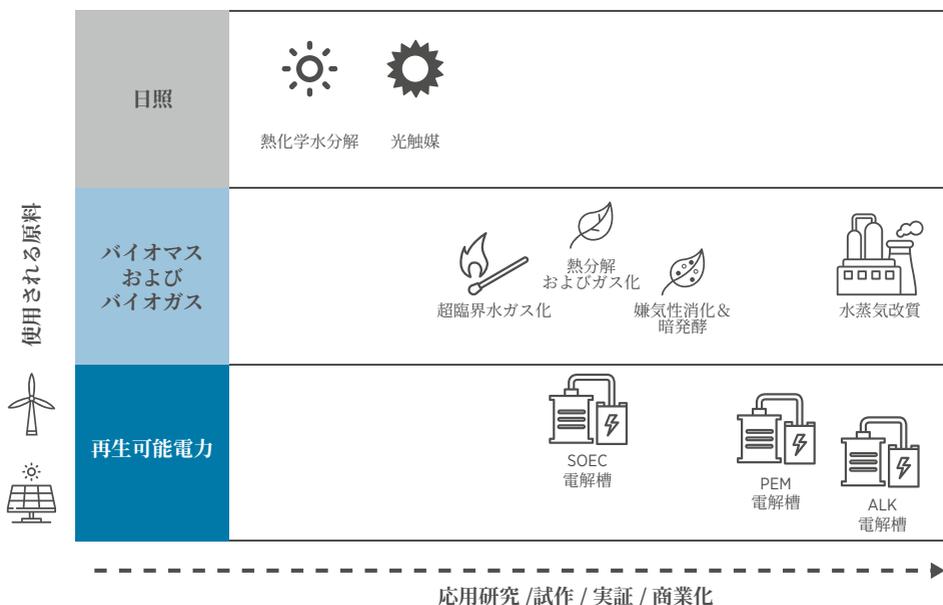
2 現在の技術的状況・展開

2.1 再生可能水素生産の道筋および現在の成熟度

図6が示すように、再生可能エネルギー資源を原料に水素を生産する上で最も確立された技術的選択肢は、水電解と、二酸化炭素の回収および利用/貯蔵(CCU/CCS)を伴う、または伴わない

バイオメタン/バイオガスの水蒸気改質です。それほど成熟していない道筋としては、バイオマスのガス化と熱分解、熱化学水分解、光触媒、バイオマスの超臨界水ガス化、暗発酵と嫌気性消化の組み合わせがあります。

図6:再生可能水素生産の道筋および現在の成熟度



注: ALK = アルカリ、PEM = プロトン交換膜、SOEC = 固体酸化物電解セル

出典: FCH JU (2015)、EUにおける再生可能資源を原料とした水素に関する研究に基づく。

2.2 電解による水素生産

現在、主に3種類の電解槽技術が利用または開発中です。本セクションでは、電解槽の技術的展望、またはその性能の詳細なモデリング、それに係る水素生産コストへの影響について概要を簡潔に説明します。

アルカリ(ALK)電解槽は100年近くにわたり工業によって利用されてきました。プロトン交換膜(PEM)電解槽は現在市販されており、とりわけ他に比べて柔軟性が優れ、環境影響が小さいことから、市場での人気が急速に高まっています。固体酸化物電解槽はエネルギー効率を向上させるポテンシャルを有しますが、まだ開発段階にあり、ALKやPEMとは異なり、高温で動作します(FCH JU, 2017a; FCH JU, 2014)。

ALKおよびPEM電解槽の比較

ALK電解槽技術は十分に成熟しています。エネルギー以外の用途、特に化学工業(塩素製造など)で、1920年代から工業利用が行われてきました。対照的に、PEM電解槽技術は急速に台頭中で、商業展開がスタートしています。これまでの展開と安定した生産量により、平均設備投資(CAPEX)はキロワットあたりベースでPEM電解槽よりALK電解槽の方が低くなっています。しかし、PEMのCAPEXは近年大幅に下がっています(FCH JU, 2014; FCH-JU, 2017a)。

ALK電解槽の寿命は現在2倍で、今後10年間はALK電解槽の寿命の方が著しく長いという状況が続くと予想されます。以下の表1はALKおよびPEM電解槽の今日の技術経済的特徴と将来的に期待される改善点に関する概要を示しています⁵。

最新のPEM電解槽は従来のALK技術より柔軟に動作し、かつ反応性も優れています。PEM技術は動作領域が比較的広範でレスポンスタイムも短いことから、複数の電力市場から収益を獲得するために柔軟に運用できる利点があります(NREL, 2016a; NREL, 2016b)。システムは最小限の消費電力でスタンバイモードに保つことができ、定格負荷より高容量で短時間(10 - 30分)の動作も可能です(100%超、最大200%)。上流・下流制御能力を備えたPEM電解槽は利用可能な発電能力を損なうことなく高周波数制御予備力(FCR)を提供することができます。言い換えると、PEM電解槽のオペレーターは、水素が十分に貯蔵されている場合、顧客(工業、モビリティ、ガスグリッドへの注入)に水素を供給すると同時に、追加的なCAPEXやOPEXを低く抑えながら付属的サービスをグリッドに提供することができます(NREL, 2016a; NREL, 2016b)。

このような柔軟性の向上はパワー・ツー・ハイドロジェン(電力の水素変換)の全体的な経済性を改善し、複数の電気市場からの新たな収益の流れを生み出すことでALK電解槽と比較したPEM電

5 電解槽メーカーの製品ロードマップはそれぞれ異なる側面に注力してきました。効率性に重点を置くメーカーから(工場の効率を最大75%改善)、柔軟性に重点的に取り組むメーカー(ALKおよびPEM)までさまざまです。一般に、あるパラメーターの改善(効率性など)は別のパラメーターの低下(価格/kWなど)につながります。よって、表1では電解槽技術の平均的な現状を示しています。

表1: ALKおよびPEM電解槽の技術経済的特徴(2017年、2025年)

技術	単位	ALK		PEM	
		2017	2025	2017	2025
効率性	電力kWh/ 水素kg	51	49	58	52
効率性 (LHV)	%	65	68	57	64
スタック寿命	運転時間	80 000 h	90 000 h	40 000 h	50 000 h
CAPEX – システムの総コスト (電力供給・設置コストを含む)	EUR/kW	750	480	1 200	700
OPEX	年あたりの初期CAPEXに占める割合 (%)	2 %	2 %	2 %	2 %
CAPEX – スタック交換	EUR/kW	340	215	420	210
一般的な出力圧力*	Bar	大気圧	15	30	60
システム寿命	年	20		20	

* 出力圧力が高いほど、エンドユースのために水素を加圧するための下流コストが低くなります。

注: H₂ = 水素、h = 時間、kg = キログラム、kW = キロワット、kWh = キロワット時、LHV = 低位発熱量、OPEX = 運転費、CAPEXおよびOPEXは20 MWシステムに基づく。

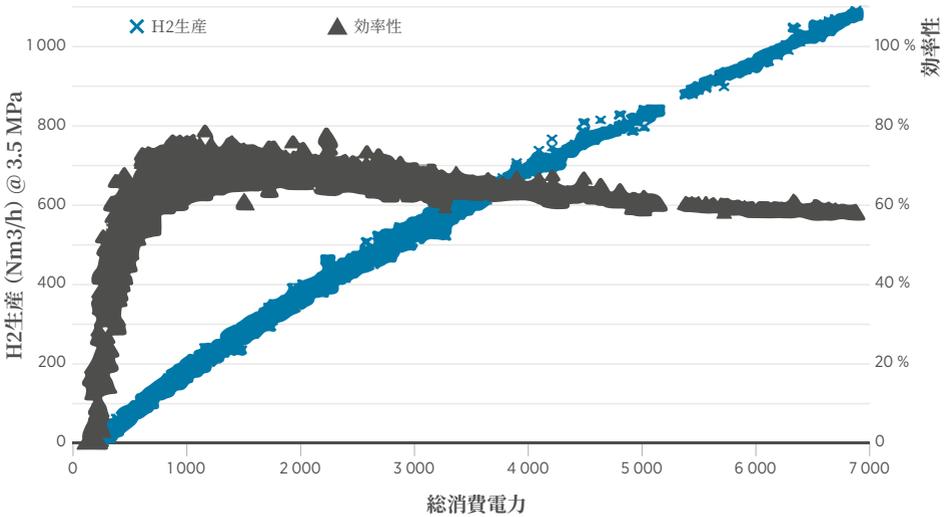
出典: FCH JU (2017a)、プログラム・レビュー・デイズ・レポート; FCH JU (2014)、欧州連合における水電解の発展。

解槽の投資コストの高さを相殺する可能性があります(NREL, 2016a; NREL, 2016b)。ただし、付属サービス市場では現在、価格の大幅な下落に見られるように、熾烈な競争が繰り広げられており、中期的に電解槽のビジネスケースに影響を及ぼす可能性があります。

PEM電解槽は、水素を大気圧(最大15 bar)で生産するALK電解槽より高い圧力(一般的には約30 bar)で水素を生産します。

その結果、エンドユースに望ましい圧力に到達するための下流圧縮の必要性は低くなります。これはモビリティなど、高圧が重要となる用途で特に重要です。

図7: 水素生産およびPEM生産施設の総電力消費を関数とした効率性



注: MPa = メガパスカル、Nm3 = ノルマル立方メートル
出典: Kopp他(2017)

電解槽はより低い負荷率でより効率的に運転し、水素コストに意外な影響を与えます。電力セクターの大部分のアセットとは違い、PEM電解槽は定格負荷率未満で運転した方が、効率が高くなるのです。これは図7でPEM生産工場について示されている通りです。

アルカリ技術はもともと柔軟性を発揮するように設計されてはならず、これまで、産業ニーズに応えるために一定の負荷率で運転されてきました。ただし、近年の進展により、ALK技術は短期的なグリッドサービス供給に対応できるようになっています。しかし、現時点ではALK技術は

PEM技術に比べて依然として柔軟性に欠けることから⁶、オペレーターが柔軟性を生かして獲得できる、追加的収益の点で限界があります。表2はPEMおよびALKの電解槽の運転動態を決定づける主要パラメーターを比較したものです。

技術規模の拡大と、導入拡大による費用削減は、現在、主にPEM電解槽メーカー、さらにALK電解槽メーカーにとっても、最も深刻な課題となっています。出力密度、寿命、工場効率性のバランスを改善するにはR&Dの取り組みを継続する必要があります⁷。

6 ALKは安全面の理由から一定の負荷率を下回ることができませんが(一般的には ~20-30 %)、PEMにはこのような制約はありません。
7 今後の、また必要な技術革新について最近行われた詳細な評価については、シュミット(Schmidt)ら(2017)を参照してください。

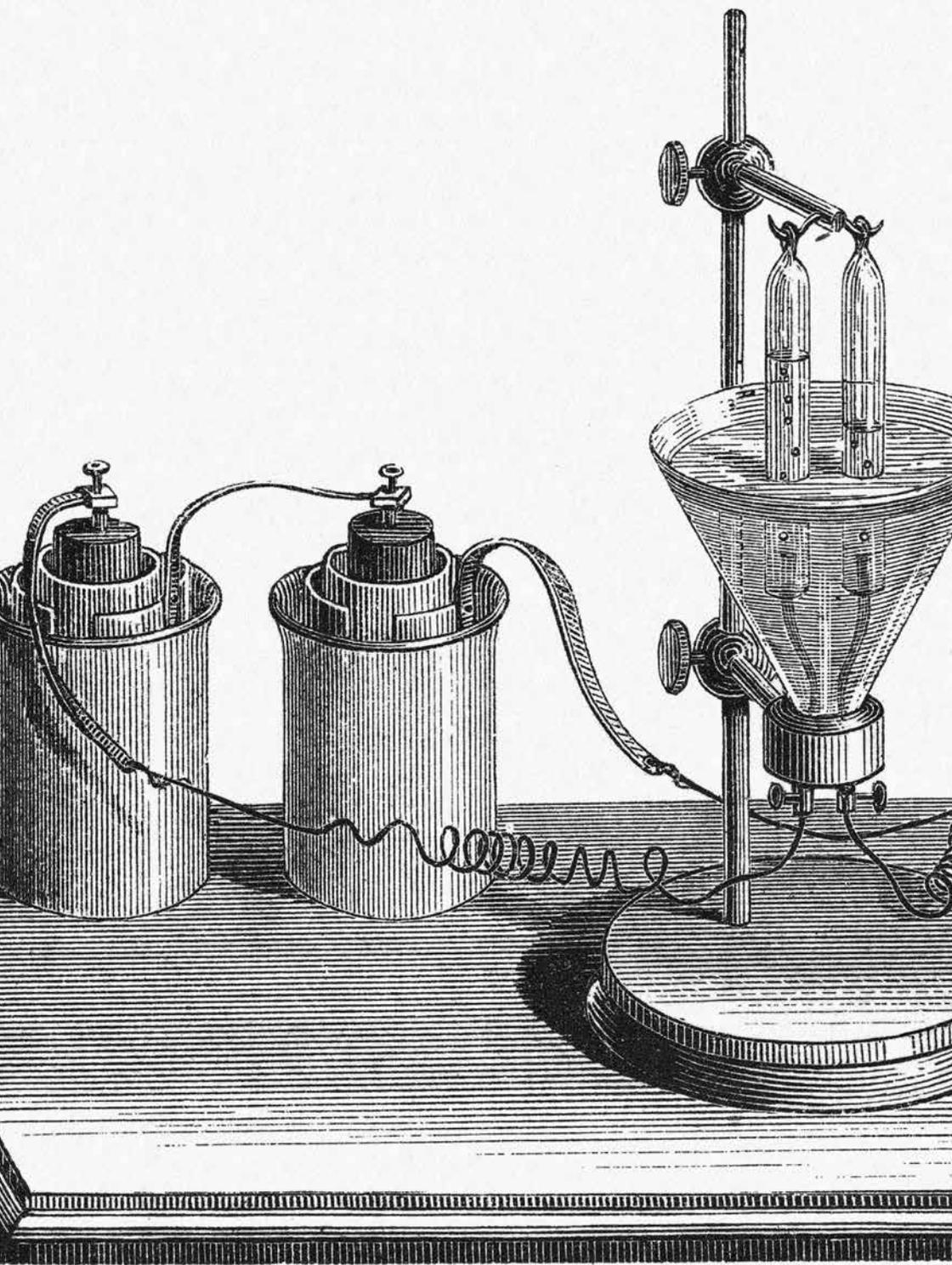


表2:ALKおよびPEM電解槽の動的運転

	アルカリ	PEM
負荷範囲	定格負荷の15-100 %	定格負荷の0-160 %
スタートアップ (温 - 冷)	1-10分	1秒-5分
ランプアップ / ランプダウン	0.2-20 %/秒	100 %/秒
シャットダウン	1-10分	数秒

注：2017年の値。

出典：FCH JU (2017b)

SOEC電解槽のALKおよびPEMとの比較

SOEC技術はALKおよびPEMより優れた効率性を発揮する可能性を秘めています。しかし、SOECは技術としての成熟度が低く、その効果が証明されているのは研究室や小規模の実証に限られます⁸。投資費用(CAPEX)は現時点ではより高いものの、PEM電解槽が触媒層に大量のプラチナを必要とするのに対し、SOECの生産には触媒層としてセラミックと数種類の希少材料を必要とするのみです。至近距離に高温の熱源が必要な点もまた、SOECの長期的な経済的実行可能性を限定する可能性があり、SOECに使用できる再生可能エネルギーは集光型太陽光発電(CSP)と高温の地熱発電に限られそうです。

SOECは中期的には、大変革をもたらす技術になる可能性を秘めています。その優位性としては、変換効率の向上、そして蒸気とCO₂から直接合成ガスを生産し、合成液体燃料などのさまざまな用途に活用できることが期待されます⁹。

日照からオンサイトで蒸気と電力を共同生産し、設備利用率の高いCSPプラントとの相乗効果を利用することは、全投入エネルギーを完全に再生可能にするためのひとつの道筋です。

PEM電解槽の柔軟性もたらす利点全体と体系的な付加価値は、グリッドと接続して初めて確保することができます。これは、オペレーターが付属サービスによる収益を確保し、利用率と電力購入を最適化することを可能にするため、最も競争力のある形態だとも言えます。図9は20メガワット(MW)のPEM電解槽を¹⁰デンマークのグリッド(2017年)、北海の海上風力発電ファーム、UAEの大規模太陽光発電プラント、チリの太陽光・風力発電ファームといったさまざまな電源と接続した場合について、現在の技術費用レベルおよび2025年におけるさまざまなLCOHを示しています。

8 例として、FCH JUプロジェクト GrInHyをご参照ください。www.green-industrial-hydrogen.com/

9 <https://hydrogeneurope.eu/index.php/electrolysers>

10 20 MW電解槽のCAPEX、OPEXおよび技術的特徴はFCH JU(2017b)より引用。

BOX 1: PEM電解槽による水素の均等化発電単価

水素の均等化発電単価(LCOH)は、a) 風力発電の割合が高い、高度に相互接続されたグリッドに接続した電解槽(デンマーク)、b) オフグリッド専用施設という2つの極端な例の比較により示すことができます。前者の事例では、生み出される水素は100%再生可能ではない可能性があり、プラントは税金やグリッド料金などの費用を負担しなければなりません。より高い設備利用率を維持しつつ需要の近くで運転することで、長いサプライチェーンを回避することが可能です。後者の事例では、電解槽の負荷率は再生可能エネルギープラントの負荷率により決定するため、設備利用率の低下につながります。プラントに必要なサプライチェーンは通常、前者より長くなります。

より詳細な研究ではこの2種類の極端な例について興味深い投資対効果が示されています(Houra, 2017)。

グリッド接続に関して、PEM電解槽は電力市場に直接参加できるものと想定されます。ただし、これは電解槽が既存の工業プラント内およびその電力ポートフォリオ内に設置された場合と言えることで、単体のプラントとしてのユニットは市場で直接機能するには規模が十分ではありません。

ALK技術はPEMより柔軟性の点で劣るため、VREによる変動生産にはそぐわない可能性があります。唯一考えられるシナリオとしては、ALK電解槽をグリッド接続として運転することです(グリッドサービスからの収益は計上しない)。

さまざまな電力市場へ柔軟性サービスを提供することで、PEM電解槽の投資対効果が大幅に改善する可能性があります。このサービスによる収

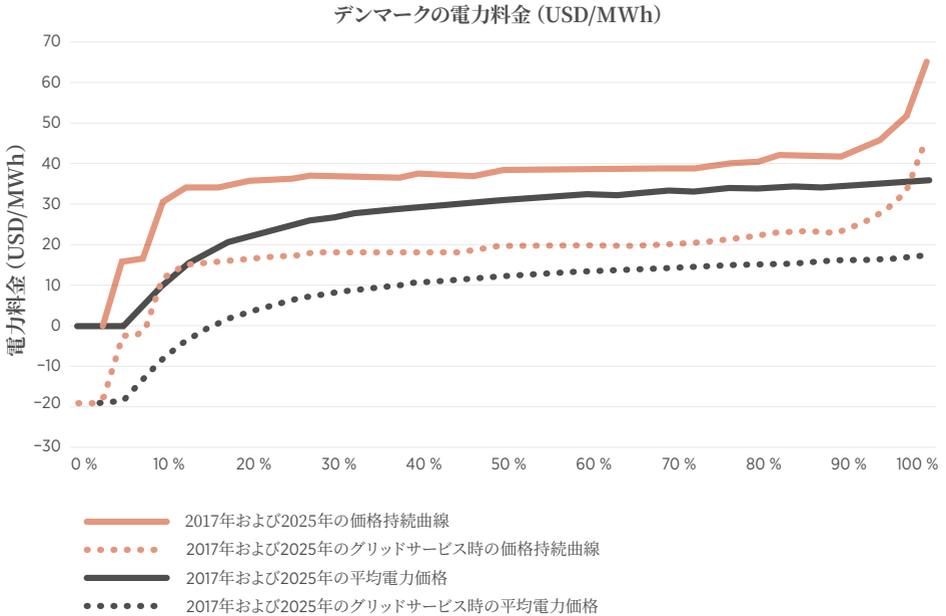
益は電力費用の軽減とみなすことができます。その結果、デンマークのグリッドの価格持続曲線は、PEM電解槽によるLCOHの計算でグリッドサービスをUSD 18/MWhに設定することで下降します¹¹(図8)。これはLCOHに大きな影響を与えます。

PEM電解槽がグリッドに接続されている事例から、以下の結論を引き出すことができます。

- 負荷率が低ければLCOHが高くなります: 償却を低い生産量に割り当てる必要があるため、電解槽のCAPEXは水素コストの主要な構成要素です。負荷率が低ければ、デンマーク国内の一般的な電力ミックスはほぼ100%再生可能となっています。

11 モデルは電解槽オペレーターが運転1時間あたりについてFCRの付け値を受け取ると仮定しています。コミットメントに対する18 USD/MWhの報酬はFCH JU (2017b) のために実施された研究から引用した想定値です。この仮定は電解槽の配置初期においてのみ有効であると考えられます。(浅い)柔軟性市場はしばらくの飽和状態になります。さらに、電解槽は競争の激しいこの市場において他のアセットとの競争を強いられることになります。

図8:デンマークの電力価格要因(2017年-2025年)



注: 将来の予測電力料金の不透明さを回避するため、2017年の価格が2025年にも当てはまると仮定しています。

出典: 価格持続曲線、グリッド料金、グリッドサービスによる収益(電力料金の割引として適用)はFCH JU (2017b)より引用しています。

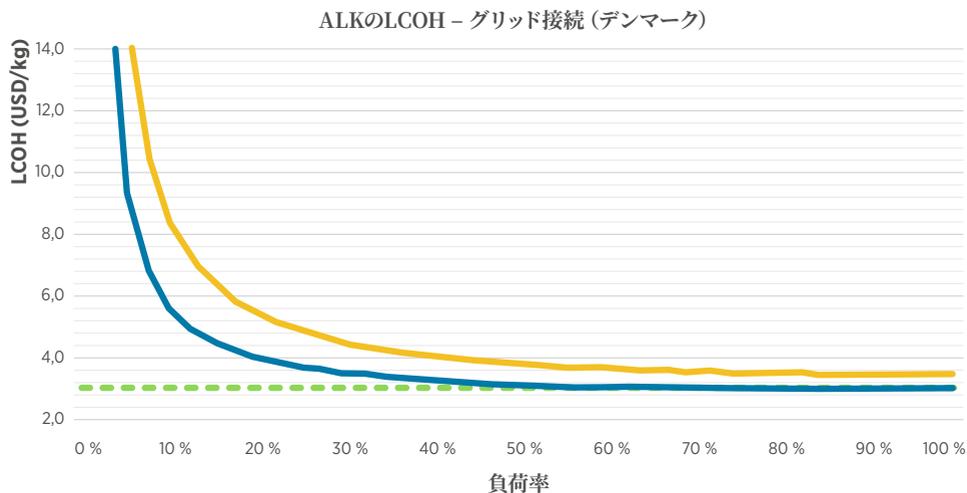
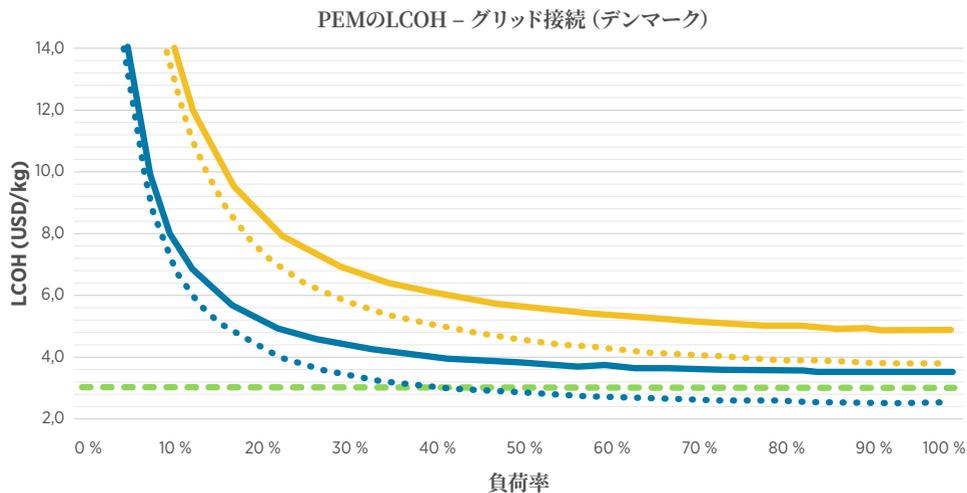
- 中程度の負荷率(40-80 %)では、LCOHはほぼ一定に保たれます。負荷率上昇時の水素キロあたりの償却減は、電力料金の維持曲線の「高額」部分を電解槽が消費することで相殺されます。中程度の負荷率では、デンマーク国内の一般的な電力ミックスは依然として再生可能エネルギーの割合が高いものの、100%に近いとは言えません。
- これより高い負荷率では、高い電力料金と伴って、CAPEXコンポーネントにおけるさらなる軽減はLCOHの値に対してわずかな影響しか

く、そのような価格ではVREの割合は非常に低くなると考えられます。

フランダースのパワー・ツー・ガス・ロードマップの研究¹²でも同様の結果が出ています。ベルギーで予測された電力料金の持続曲線に基づき、同研究はバス用の水素ステーション(HRS)でのH₂販売について、LCOHを計算しています(一日あたり25台のバスに水素を供給、0.2 MWの電解槽で900 kg/日を生産)。LCOHの計算にはHRSのCAPEXとOPEXが組み込まれています。

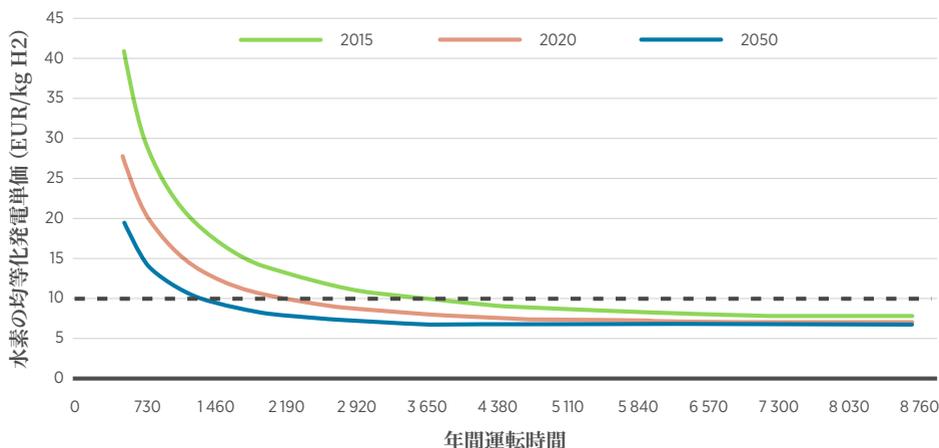
12 www.power-to-gas.be/roadmap-study

図9: ALKおよびPEMで生産された水素の均等化発電単価(LCOH)- 2017年実績および2025年予想



- 2017年: デンマークの電力ミックス
- 2025年: デンマークの電力ミックス
- 2017年: デンマークの電力ミックス、グリッドサービスあり
- 2025年: デンマークの電力ミックス、グリッドサービスあり
- ターゲットコスト

図10: LCOH vs. 運転時間(バス用HRS)



出典: Thomas, D他(2016)

研究は次のように結論付けています。「投資対効果検討書と同じ手法を考慮した場合、HRS(および電解槽)の利用率が一般的に25%を上回ると、HRSのLCOHはEUR 10/kgを切ることが可能であるが(図10参照)、利用率がこれより低い場合は、LCOHは急激に高くなる。」

さらに、滝グラフ(図12)をもとに「LCOHに対する電力グリッド料金の影響(この例ではEUR 2.60/kg)は総じて高い。この料金を排除することができれば、LCOHはEUR 5.2/kgの範囲に収まると考えられる」と結論付けています。

VREプラントに直接接続されたオフグリッドの電解槽は、VREの発電パターンに合わせなければなりません。これにはPEM電解槽の柔軟性が必要となります。このため、LCOHのCAPEXコンポーネントはVREプラントの負荷率によって決定されます。

図13はVREプラントに直接接続した電解槽のLCOHを示しています。負荷率が低いと(図13

内の小さい○)LCOHが高くなります。電解槽の償却費用を割り当てる水素生産量が減るのです。VREのコストと電解槽のCAPEXが将来的にさらに下がることで、初めて水素を競争力のある価格で生産することができます。

同時に、オフグリッドシステムの電気のLCOEは平坦な価格維持曲線を描きます。消費が増えても電力料金は上がりません。

このような分析の論理に基づき、チリは水素輸出に向けた戦略を策定中です。一方、日本はより近い将来における石炭やガスの新しい供給源への移行の先に目指す、再生可能水素の供給元としてチリに注目しています。

チリの水素生産の理想的なケースは、低いLCOEを高い設備利用率と組み合わせることで、安価な再生可能電力を最大限活用し、電解槽の減価償却がLCOHに与える影響を最小限に抑えるというものです。特に、アルゼンチン(パタゴニアにおける負荷率の高い風力発電による)、

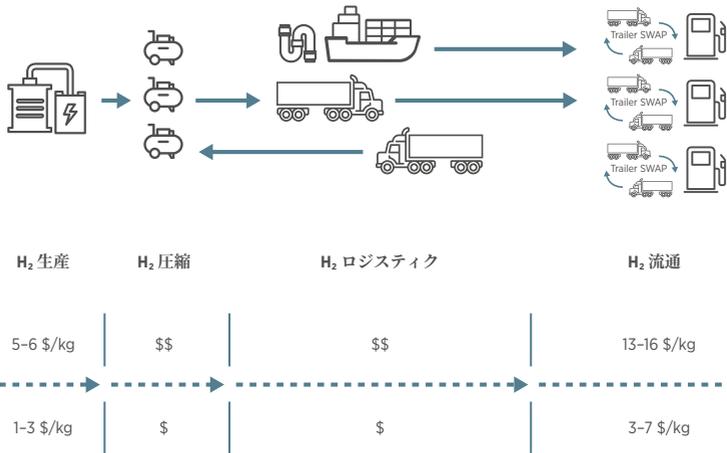
およびオーストラリアとチリ(豊富な日照量による)は、余剰VREを圧縮した気化・液体水素(またはLCOHと類似するその他のキャリア、上記を参照)に変換し、日本¹³や韓国などの正味需要のある地域へ輸送するためのロードマップを策定しています。

初の国際的な水素供給は、ブルネイが液体水素を生産して日本・川崎に輸送する2020年に始まる予定です。

LCOHを大局的に見るべく、各種用途の水素の目標販売価格をグラフに示しています。将来的な価格予想については、米エネルギー省が燃料補給所でのUSD 5/kg(US DOE, 2018)での供給を目標に掲げている一方、日本は2030年までに現行のUSD 10/kgからUSD 3/kgに引き下げることを目指しています¹⁴。さらに、FCH JUはEUR 6/kgを目標としています。

この点については図11で示しています¹⁵。

図11:水素輸送サプライチェーンの目標累積コスト



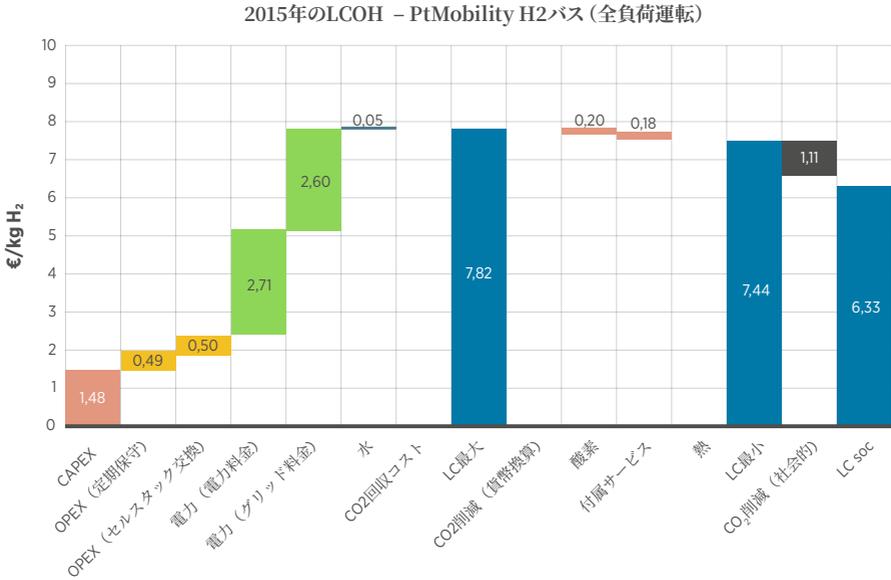
HINICIO (2016) に基づく、US DOE (2018) による燃料補給所での現在の推定価格。ただし、日本は現在10 USD/kgと推定。目標生産価格: IRENA分析。燃料補給所での目標販売価格は日本で3 USD/ kg for Japan、米国で5 USD/ kg、欧州で6-7 USD/ kg。本文を参照。

13 www.ammoniaenergy.org/kawasaki-moving-ahead-with-lh2-tanker-project/ and <https://www.bizbrunei.com/ahead-to-begin-worlds-first-international-supply-of-hydrogen-from-brunei-in-2020/>.

14 www.bizbrunei.com/ahead-to-begin-worlds-first-international-supply-of-hydrogen-from-brunei-in-2020/.

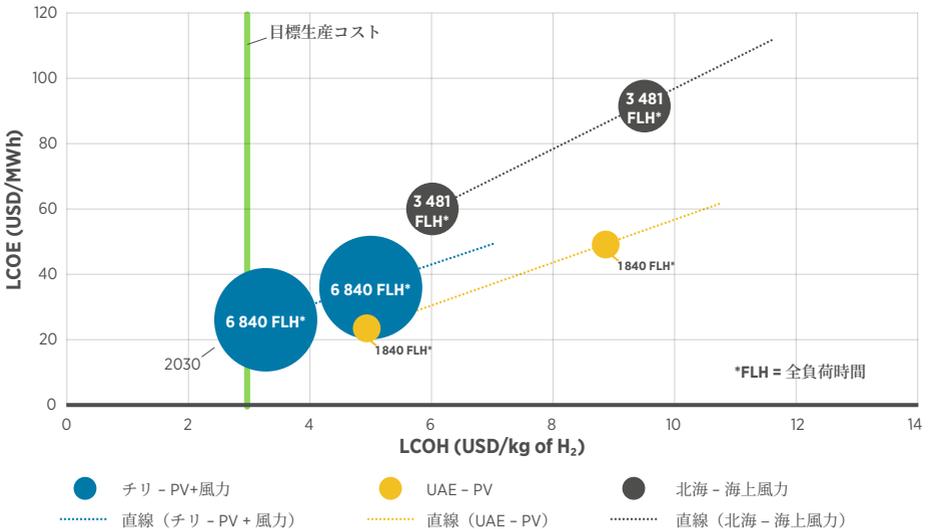
15 国や用途により掲げる目標販売価格に大きな幅があるため、工業用水素の価格について統一した結論に達することは不可能です。

図12:2015年のバス用HRS(全負荷運転)に関するLCOHの滝グラフ



出典: Thomas, D他 (2016)

図13:電力コストおよびPEM電解槽利用率を関数とした水素コスト



目標コストであるUSD 5-6/kgは電解槽を電力グリッドに接続することで、今日すでに達成可能です(すべてのグリッド料金、税金を含めた2017年のデンマークの電力料金を踏まえた場合)(FCH-JU, 2017b)。さらに、目標のLCOHはわずか40%の稼働時間で達成可能です。つまり、電解槽は(化石燃料ベースの電力を消費する)全負荷で運転する必要がないという意味です。これに加えて、グリッドに接続した電解槽は水素需要の近くや、オンサイトでも運転可能なため、ロジスティック費用の大幅な軽減につながります。

オフグリッドVREから水素を生産する場合の投資対効果には、(PVと風力プラントを組み合わせることで高い負荷率となっている)チリのケースを例外として、グリッドからの電力と比較した再生可能パワープラントの相対的に低い負荷率が主な要因となり、依然として課題があります。

しかし、このアプローチによりグリッド費用を回避し、高い太陽光・風力資源のある辺境の土地を利用して水素生産用の大規模で低コストのVRE施設を建設することができます。

オフグリッドで電解槽の負荷率を引き上げる選択肢としては、太陽光発電所と風力発電所の組み合わせ(図13)、CSPと蓄熱との併用、バッテリー利用による電解槽効率性の最適化、が挙げられます。より成熟したPEM電解槽技術を利用し、VREプラントと直接接続した場合、2030年までに投資対効果がプラスになる可能性があります。エネルギーシステムの脱炭素化を促進する政策があればこの状況をすばやく変化させ、大規模な展開を引き起こすことで、さらなる費用軽減が可能になります。

オフグリッドでの変動性再生可能エネルギーを原料とした水素生産の投資対効果には依然として課題があります。

3 エンドユースセクターにおける水素用途

水素は輸送、工業、さらに建物や動力など従来のガスグリッドに依存し、電化が困難なセクターにおける再生可能エネルギーの展開促進に役立ちます。

水素協議会のための最近の研究¹⁶(2017年)は、水素の長期的なポテンシャルとその展開へのロードマップを総合的に評価しています。同研究は2050年までに世界の最終エネルギー需要の18%、約78 EJ相当を水素でまかなうことができると予測しています¹⁷。これに伴う排出量削減は年間6ギガトンと見込まれます。2015年時点の水素需要は8 EJで、その大半は工業原料として使用されています。図14に示すように、この水素は現在化石燃料を原料に生産されています。

このポテンシャルが現実化するには、政策的・財政的支援のほか、大幅な費用削減が必要です。IRENA(2018年)による最新の経済的評価では、原料用途に加え、水素の世界レベルの経済ポテンシャルは2050年までに約8 EJとなると推測しています¹⁸。この大半は輸送用途ですが、鉄鋼や化学品セクターなどの工業利用も多いとみられます。水素協議会が策定したロードマップは適切な状況(政策、規制、規則、基準の整合など)が揃った経済において水素が持つポテンシャルに関して業界がコンセンサスに達しているビジョンであるものの、無数のポテンシャル成果のひとつにすぎません。IRENAの評価はバリ協定で定めた目標を達成するための再生可能エネルギーオプションのミックスに目を向けています¹⁹。図14はこれらの研究を比較したものです。

以降のセクションでは、原料およびエネルギーキャリアとしての水素用途の可能性について概観します。

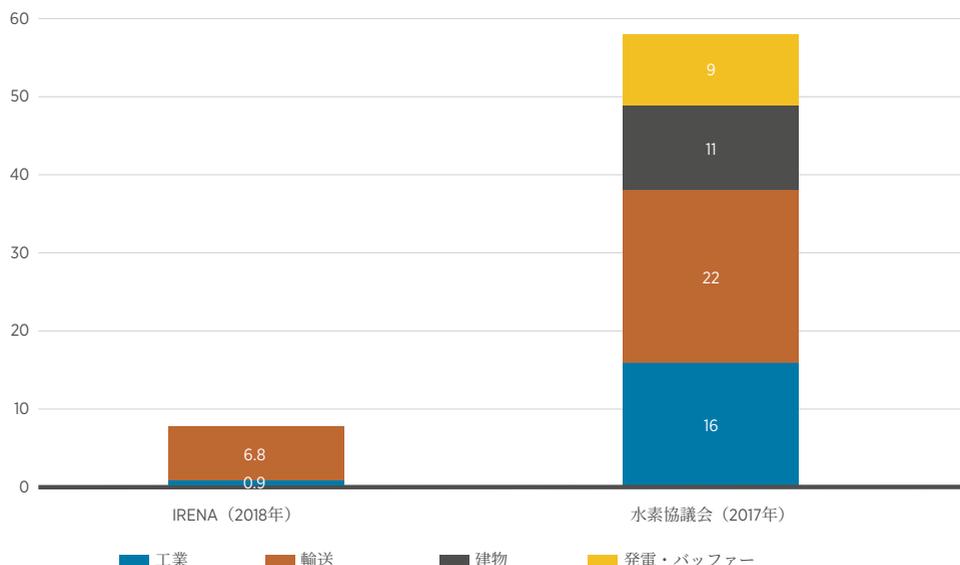
16 水素協議会は、水素に関連したさまざまな技術(乗用車、バッテリー、天然ガス、炭素回収・貯蔵/利用など)に対して利害を有するエネルギー、輸送、工業セクターの主要企業によるグローバルイニシアチブで、エネルギー移行を促進するための水素に関する統一的ビジョンおよび長期的目標を策定しています。2017年にダボスで開催された世界経済フォーラムで発足し、CEO陣をメンバーとして成長を続けるこの連合は、水素・燃料電池セクターの発展および商業化への投資の加速を目指し、適切な政策や支援スキームによって将来的なエネルギーミックスの一部としての水素に対する支援を拡大するよう主要なステークホルダーに対して働きかけを行っています。

17 そのうち、19 EJは原料として使用。

18 アンモニア用ガスなど、原料を除く。

19 REmapの手法に関する詳細はこちらを参照してください: <http://irena.org/remap/Methodology>

図14:2050年の最終総エネルギー供給量における水素のポテンシャル(単位はすべてEJ)



出典:IRENA (2018年)、水素協議会 (2017年)

3.1 輸送の脱炭素化

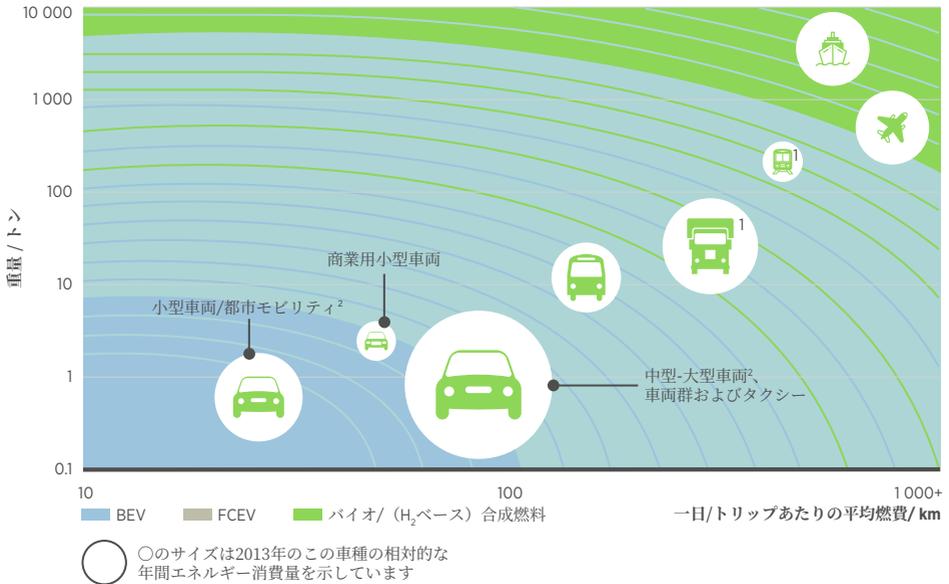
FCEVは従来の車両と同様の走行距離や燃料補給時間を持つ電気自動車です。このため、長距離・高利用度の車両(トラック、バス)や列車、フェリーボート、さらにフォークリフトといった実用車両をはじめとする、現在のバッテリーでは限界がある高デューティサイクルセグメントまで電力モビリティを拡大するものです²⁰。したがって、水素はエネルギー移行というより幅広いコンテキストにおいてBEVを補完するものとみなされるべきで

す。FCEVとBEVは一部の市場では競合するものの、各セグメントにおいてはFCEVとBEVそれぞれに競争上優位な利点があります。

以下の図15はこのような補完性を示しており、車両重量および必要な走行距離に基づいて輸送セクターを区別しています。各市場について、BEV、FCEV、バイオ/H₂ベースの合成燃料という三種類の代替的ドライブトレインの適性を示しています。

20 フォークリフト市場では、FCEVは生産性向上をベースにした価値提案ですすでに商業的ソリューションとなっています。なかでも、フォークリフトトラックのセグメントが最も進んでおり、全米の倉庫ですすでに数千台が導入されています(コココーラ、BMW、アマゾンなど)。バッテリーから燃料電池への切り替えにより、オペレーターは車両の稼働率を上げ、労働コストを下げ(バッテリーの交換作業が不要)、必要なスペースを縮小(バッテリー保管用スペースが不要)することができます(IEA Hydrogen, 2017)。

図15: 輸送市場の区分



1 バッテリー・水素ハイブリッドによる十分な動力の確保

2 A/Bセグメント車両の市場シェア30%およびエネルギー需要50%未満に基づき、A-およびB-セグメントLDV (小型車両) およびC-セグメントのLDV (中型・大型車両) に分割

出典: 水素協議会 (2017年)

BEVは走行距離の短い小型・軽量車両に非常に適しており、FCEVは長距離を走行する重量車両(トラック、地域/都市間バスなど)および稼働率の高い車両(タクシーなど)にとってメリットがあることがわかります。さらに、FCEVは水素の柔軟性とBEVの効率性を併せ持つことから、長期的には最も経済的な選択肢となる可能性があります。

FCEVは重量車両市場(トラック、バス)において短期的なポテンシャルがあります。このセグメントでは、水素および燃料電池が重要な役割を果たし、BEVと比較してユーザーにとって明らかな優位性(燃料補給時間、走行距離)をもたらすと期待されています。燃料電池バスは実際の環境において検証および実証が行われています。生産コストは近年で大幅に下がり、生産量の増加に

伴い、その傾向が今後も続きます。燃料電池トラックは現在開発段階にあり、今後数年間で大規模な展開が、特に米国(トヨタ、ノキアなど)において、進むと予想されます。短中期的には、このセグメントでは、水素は現在世界中で展開が進んでいる天然ガスやバイオ天然ガスで走行する車両との競合を経験する可能性があります。

燃料サプライチェーンやインフラなど、複数の要素が実現した場合、**FCEVには中型・大型乗用車のセグメントにおいてより長期的なポテンシャルがあります。**FCEVは稼働率が高く、燃料補給時間を制限する必要のある市場セグメント(タクシー、輸送拠点から届け先への配達)において、ユーザーに対する競争優位性がBEVより優れています。現在、この種の車両の大半は商業的には

初期段階にあり、2017年時点で実際に道路を走行している数は世界で8,000台程度にすぎません。トヨタ、ヒュンダイ、ホンダ、さらに中国の自動車メーカーSAICといった複数の世界的自動車メーカーが日本、カリフォルニア、欧州、中国を含む、世界の一部地域で商業化を始めています。

水素はさらに長期的には、道路輸送に加えて**鉄道輸送、海運、航空の脱炭素化**に貢献するポテンシャルを有します。

鉄道セクターでは、ドイツ北部でアルストム社製の初の水素列車が非電化路線のディーゼル列車に代わって商業サービス用に導入されつつあります。これによりシステム提供者は新規の架空線設置による高額の支出を回避することができます。その他にも複数の国(英国、オランダ、オーストリアなど)で同様の計画を数年内に実施する計画が進んでいます。

海運セクターでは、燃料電池船舶がさまざまなセグメント(フェリー、チャトルなど)で実証段階にあり、規制の後押しにより、展開がいつそう急速に進んでいます。水素燃料電池はまた、現在は多くの場合ディーゼルオイルや燃料油をベースとしている船上および陸上の電力供給に代わって利用することが可能で、港湾内の有害排出物(NO_x、SO_x、粒子状物質)をなくし、港湾での電氣的接続にかかる高額な設置費用を回避することにつながります。長距離船舶には、2050年までに温室効果ガス(GHG)の排出を50%削減するという国際海事機関の目標を満たし得る選択肢として液体水素が候補に挙がっています(UNFCCC, 2018)。

航空では、燃料電池ベースの電気推進について、プロペラ駆動の地方用小型航空機を対象に検討および実証(ドイツのHY4実証プロジェクトなど)が進んでいます。また、水素燃料電池は機内の電力供給に関連して複数の用途が有望視されており、2020年から2050年の間に導入の可能性ががあります。ジェット機については、航空バイオ燃料を補完するため、ドロップイン燃料としてエレクトロフューエル(e-フューエル)を使用することで脱炭素化を実現できる可能性があります。これは経済性の改善(現在、エレクトロフューエルの生産コストは置き換えようとする化石燃料を大幅に上回るため)、さらなる技術発展、実証、さらに航空産業で義務付けられている厳密な試験に左右されます。

燃料電池ベースの車両の導入には、BEVの場合同様、専用の燃料補給インフラの展開が伴う必要があります。HRSは容量や水素出力圧力レベル(350または700 bar)に応じて構成されるため、車両の種類や台数によって必要なHRSの種類が決まります。

「鶏が先か、卵が先か」的なジレンマを克服することはモビリティセクターの水素産業が直面する主な課題です。これは乗用車セグメントにとって特に大きな問題となっています。車両メーカーは水素ステーションが配置されていない状況では消費者が車両を購入する可能性は低いことから、燃料電池車両への投資に二の足を踏んでいます。一方、エネルギー・工業用ガス会社は、水素インフラは投資回収に数年を要することから、水素車両が商業化されない限りは、必要な水素インフラを展開する準備はありません。そのため、多くの国で政府が投資支援に踏み込んでいます。



*Hydrogen
Fuel*

インフラサイドでは、水素生産および流通インフラには多くの資本が必要なことから、水素需要の長期的な見通しおよび市場を確保する**政治的コミットメント**なくしては、そのような投資にはリスクや困難が伴います。技術を実行可能にするには、大規模な設置を通じてスケールメリットを実現し、エンドユーザーにとっての水素コストを軽減することが必要です。水素需要の臨界量を確保することが、重量車両および高デューティサイクル用途への関心を高めるインフラ投資への大きな障害となっています。車両が商業ベースで販売されていないという現状もまた、ほとんどの国においてインフラ提供の障害となっています。しかしながら、短中期的には、水素はまずは小規模の燃料供給ステーションでオンサイト生産できる可能性があり、拠点に戻り燃料を補給する車両（地元自治体車両、バス発着所など）から始めることが考えられます。これらステーションは一般に公開することも可能です。

3.2 工業の脱炭素化

短期的には、数十年にわたり水素が使用されてきた大規模な工業セクター（精製、アンモニア製造など）が、規模の効果を即時に生み出し、急速な費用削減へとつなげることができることから、電力の水素変換の初期の主要市場となると期待されます。長期的には、電解槽を使用して再生可能エネルギーから生産された水素が工業の大規模な脱炭素化に貢献する可能性を秘めています。

既存の水素供給の脱炭素化

再生可能エネルギーから生産した電気による電力の水素変換は、数十年にわたり（化石燃料ベース）原料として水素が利用されてきた以下のセクターの排出量削減に貢献することができます。

各工業について、水素の原料を化石燃料から再生可能エネルギーに切り替えるだけで済む場合もあれば、工程の変更により関連投資が必要となるセクターもあることから、関連する変換コストのある具体的な経路について慎重に評価を行う必要があります。

• 重工業

- **化学:** アンモニア、ポリマー、樹脂の製造は水素にとって主要な工業市場です（図4参照）。
- **精製:** 世界的に見て、精製所は工業で2番目に水素消費の多い市場です（図4参照）。水素は燃料の水素化分解や脱硫に使用されます（水素処理）。
- **鉄鋼:** 水素は焼なまし（変型した箇所の延性を回復するための金属の加工熱処理）に使用されます。このセクターの世界需要の合計は比較的小さいものです。

• その他の工業:

その他にも水素を利用する工業プロセスはありますが、合計しても世界の水素需要のわずか1%を占めるにすぎません。ガラス、食品（脂肪の水素化）、バルクケミカル、プロパティケミカル、半導体の製造、発電機の冷却、さらに航空宇宙産業におけるロケットの推進燃料としての用途などがこれにあたります。現在の水素生産の選択肢の大半は化石燃料をベースとしています。例えば、欧州および米国ではSMRが主要な選択肢となっています。中国では、副産物の水素の活用が主となっていますが、石炭の気化もまた金属や石油化学製品の製造に使用されています。オーストラリアでは、ほとんどの水素は石炭のガス化で生産されています。

工業は、限られた数の設備でもさらなるコスト削減につながるスケールメリットを可能にする、電力の水素変換の戦略的市場となる可能性があります。これによりその他のセグメント、特にモビリティセグメントにおいて導入が加速し、電力の水素変換の経済性が改善する可能性があります。しかし、工業における再生可能エネルギーからの水素の取り込みは、コスト高によって伸び悩んでいます。

工業は原料価格に非常に敏感に反応する傾向があるほか、プラントを別の国に移転した場合には炭素リーケージが発生するリスクがあります。したがって、政策および規制の枠組みが、重工業における再生可能エネルギーを原料とした水素の展開の主な推進要素（排出削減規制、再生可能エネルギー指令、炭素市場など）とみなされる必要があります。

重工業とは対照的に、一般的に排出規制や炭素市場の義務の対象となっていない軽工業における電力の水素変換の導入は、その経済性からおおむね支持されています。これまで、発電機の大規模タービンの冷却に水素を利用し、水素で冷却した発電機から自家利用できる水素を電解槽でオンサイト生産する場合を除いて、電解槽は最もコストの低い選択肢ではありませんでした。電解槽費用の軽減と、柔軟性がもたらす追加収益確保の可能性を合わせると、中期的には展望が変化する可能性があります。

化学薬品および精製セクターは再生可能エネルギーを原料とする水素の展開につながる主要市場となる可能性があります。これら工業は長期にわたり一定価格で大量の水素を必要とします。工業は通常、長期契約を結ぶ専属顧客となるケースが多く、これが価格や量を確実なものとし、量の多さはスケールメリットのほか、ガスグリッドへの注入やグリッドサービスの提供による複数の収益の積み重ねへとつながり、再生可能エネルギーを原料とする水素の競争性が、SMRを原料とする水素のレベルに近づきます。

エンドユースセクターにおける化石燃料に代わる再生エネルギーを原料とする水素

水素の新たな用途はさまざまな業種で見出すことができるため、再生可能エネルギーを原料とする水素は大規模な脱炭素化に向けた選択肢となる可能性があります：

- 水素専用の燃焼器での水素燃焼 (>650°C) により、**天然ガスやその他の化石燃料の代わりに水素を利用して高位熱を製造する**。例えば、セメント・鉄製造は高温のプロセス加熱が大量に必要です。水素はまた、熱と電力の両方を製造するコージェネレーションプラントでも利用できます。
- **鉄鋼石削減により排出を削減する**。現在、製鉄では炭素源として主にコークス用炭を利用しています。コークス用炭は鉄鉱石の還元剤として作用します（鉄鉱石内の炭素[C]と酸素[O]を反応させてCO₂を生成）。水素を利用した直接還元（DRI-H）という、従来の方法に代わるコークス不要の革新的なプロセスが現在実証段階にあり、エネルギー効率に優れた低炭素の製鉄に向けた足がかりとなる可能性があります（酸素[O]と水素[H₂]を反応させて水[H₂O]を生成）（FCH JU, 2017b）。
- ガソリン、ディーゼル、ケロシン、メタノール（いわゆる「パワー・ツー・リキッド（電力からの液体合成）」）、または、電解槽で生成された水素と排出プロセスで収集された（もしくは大気から抽出された）CO₂を組み合わせた天然ガス（メタン生成）などの**合成燃料を製造する**。全体的な生産工程のエネルギー効率は限られているものの、これらの経路は航空をはじめとする排出削減に限られた選択肢しかないセクターに再生可能エネルギーを浸透させる道筋となる可能性があります。

3.3 ガスグリッドの脱炭素化

短期的に、再生可能エネルギーを原料とする水素のガスグリッドへの注入は、電力の水素変換の経済性を改善する収益上昇につながるポテンシャルを秘めています。長期的には、大量の再生可能エネルギーを貯蔵しながら、天然ガス需要の脱炭素化に結びつく見込みがあります。

電解槽を利用して再生可能エネルギーから生産された水素は、天然ガスに混ぜて、複数の要素やコンポーネントにより異なるものの一定のレベルまでガスグリッドに注入することができます。したがって、建物、工業、発電所での天然ガス使用に関連した排出量の削減に貢献することが可能です。

短期的には、ガスグリッドへの注入は水素生産拡大の初期段階を支えるための、低価値かつ低投資の足がかりとなります。HINICIO、およびFCH JUの最近の研究(2017b)でTractebelが指摘していますが、

水素注入はモビリティの「死の谷」を通じた電力の水素変換のリスク軽減策としてとらえるべきです...

ガスグリッドへの注入により、期待される需要が現実化しないリスク(「死の谷」)が依然として高い立ち上げ段階において、低い限界経費で損益分岐点に向けてキャッシュフローを押し上げることができます。グリッドサービスの提供には通常、電解槽が運転中であることが必要のため、注入はグリッドサービス提供から収益を確保すること

を可能にする、電解槽のほぼ連続的な運転にもつながります。

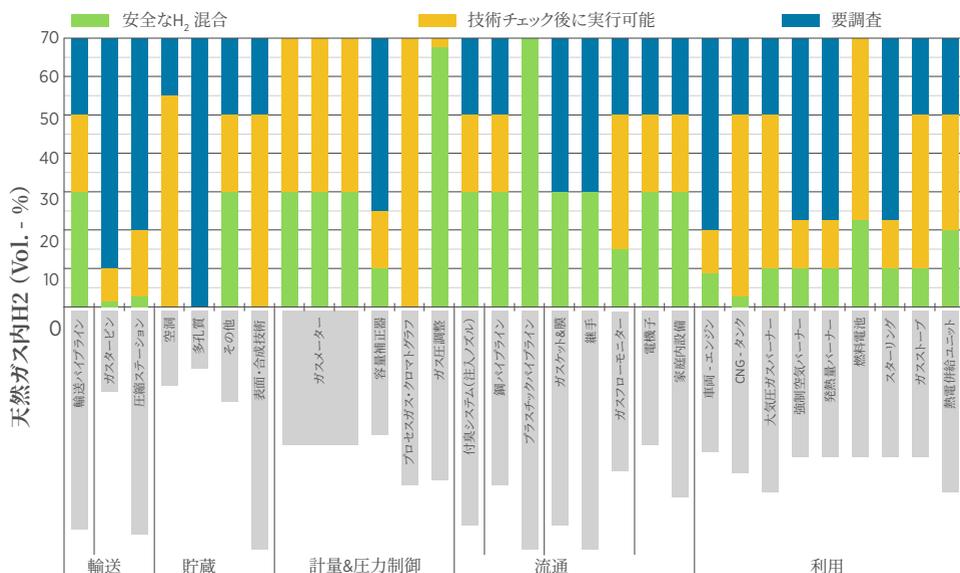
注入税といった手段はガスグリッドへの水素注入をサポートします。税は水素と天然ガスの費用差をカバーするよう設定することができます。水素は余剰容量がある場合(モビリティや工業の需要が全負荷での生産を要求しない場合)、および水素の限界経費が注入税を下回る場合はいつでも注入されます。このため、注入は電力のスポット価格が低いときに行われます。電解槽技術の現在の状況を考慮すると、この注入税のレベルは一部の欧州諸国の現在のバイオメタンの注入税(+/- EUR 90/MWh)とほぼ同じと考えられます(FCH JU, 2017b)。

長期的には、水素のガスグリッドへの注入は再生可能エネルギーを大量に貯蔵する方法になると考えられます。水素は既存のガスインフラを利用することから、電力グリッドの高額なアップグレードや拡張を回避することができます。

電力の水素変換が電力に対して有する主な優位点は、水素の大規模な貯蔵が可能であるという点です。このため、需要の大幅な変動に対応でき、季節の需要ピークに応えられるよう季節間の貯蔵(冬季の暖房など)も可能です。ガスネットワークの供給能力の大きさを踏まえると、たとえ低い混合率であっても、大量の変動性再生可能エネルギーの吸収が可能です。欧州連合だけでも、ガスグリッド内にメタンとして貯蔵されているエネルギー量は約1,200テラワット/時(TWh)(ENERGINET, 2017)で、これは欧州の天然ガス総需要の約1/5に相当します²¹。

21 2015年、欧州の天然ガスの総需要は約5,375 TWhに相当する5,480億立方メートルでした。「欧州」は以下の31か国で構成されます: 欧州内OECD加盟国 + ブルガリア + クロアチア + リトアニア + マルタ + ルーマニア + マケドニア。注: セルビアについては、2017年以降のEurostatデータしか入手可能ではないため、考慮されていません。OIES (2018)「欧州内OECD加盟国」は経済協力開発機構(OECD)加盟国から成り、最先進諸国におおよそ相当します。

図16:ガスのインフラ構成要素の水素許容性



出典: DVGW (2012) から編集

最適な混合濃度は既存のネットワーク、天然ガス組成、エンドユース用途によって大きく異なります。従来の研究では、一般的に、水素濃度が比較的低い混合(最大で体積の10-20%)では、混合のためにインフラに大規模な投資や改良は必要なく、安全に実施できることが明らかになっています(IEA, 2015; DNV- GL, 2017; NREL, 2013; カナダ国立研究機構, 2017)。混合割合に関して最も重要な用途はガスタービン、細孔貯蔵、圧縮ステーション、圧縮天然ガスタンク(図16参照)です。ガスフロー検知器、数量変換

器、エンドユースメーター、さらに住宅セクターに設置されているガス機器は調整や改良が必要となります。

水素の混合濃度が体積の20%を超える場合、既存のインフラやエンドユース用途に大幅な変更が必要となります。場合によっては、純粋な水素に対応するようローカルまたは地域ベースで(特定の近隣地域など)インフラや用途全体を変更の方がより経済的なこともあります。

英国リーズ市の「Iron Mains Project」はこの選択肢を具体的に調査するもので、フィーシビリティ調査が完了しています(Northern Gas Networks, 2017)。リーズは、工業クラスター(Teeside - ティーズサイド)、大規模な石炭発電所、炭素回収・貯蔵(CCS)に利用されているかつての海上ガス田に近いなど、好ましい条件が揃った特殊なケースです。また、英国の主要ガスグリッドは老朽化が進み、交換の必要があります。古いパイプラインは事故のリスクを軽減するために、水素供給により適すると思われる最新のポリエチレンパイプおよび最新の機器に40年計画で交換されます。これらの要素が、リーズにおける水素への移行を検討する論理的根拠となります。このほか、ドイツのノルトフリースラント地区(クランクスビュルおよびノイキルヒェン)のものなど、いくつものテストケースがあります²²。

水素の各種混合濃度および既存ガスインフラへの注入レベル、さらに必要な改良や投資について理解を深めるには、さらなる研究が必要です。ガスグリッドは各地で技術的特徴が異なるため、研究はケースバイケースで行われなければなりません。ほとんどの国は天然ガス内の水素含有量について制限を設けているため、関連する研究や試験の実施が完了した後、水素混合には規制適応が必要となります。

長期的には、低コストの変動性再生可能エネルギーがあるために混合濃度が許容可能な上限に達した場合、メタン生成によって水素から合成メタンを生産することも技術的可能です。このときは、水素(H_2)をバイオマスの炭素(C)または濃縮エネルギー源(または大気中)から回収した二酸化炭素(CO_2)と混合して合成メタン(CH_4)を生成します²³。このルートには一切の追加的コストや、ガスインフラまたはエンドユースレベルでの技術的障害が発生しないにもかかわらず、水素生産に加えて CO_2 の追加的回収やメタン生成が必要となるため、効率の低さとプロセス自体のコストが主な課題として存在します。

22 www.hansewerk.com/de/ueber-uns/innovationen/forschungsprojekte/wasserstoff-einspeisung.html.

23 ロッテルダム港は海上風力発電の H_2 をバイオマス廃棄物と組み合わせることで、化学製品製造の中心地としての地位を維持しようと検討しています:www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/study-outlines-how-rotterdams-industrial-sector-can-comply-with-paris

3.4 燃料電池をベースとした水素の電力 変換

再電化(電力の貯蔵と再生)は、変動性再生可能エネルギーの割合が高くなり、需要の季節性と生産を整合させるために季節性貯蔵が必要になった場合に、長期的には有望な選択肢です。しかし、ほとんどの場合、揚水発電や電池貯蔵と比較した場合の往復効率の低さやCAPEXの高さにより、中短期的な投資対効果に大きな課題が残ります。

通常、変動性再生可能エネルギーおよび電気貯蔵は純粋に経済的根拠に基づいて発展するため、(化石燃料ベースの)電力コストが高い孤立した電力システムはニッチ市場としてのポテンシャルを有します。そのような環境では、水素を利用したより長期の貯蔵と日中電池貯蔵を組み合わせる方が、エネルギー価格の低い状況より遥かに早く経済的現実として形となる可能性があります。

このほかにも、連続電力供給用の定置電力、ネットワーク機器(通信塔)やデータセンター用の電力バックアップシステム、さらに孤立地域・島嶼でのオフグリッド電力供給など、水素および燃料電池がすでに役割を果たし得る領域において、いくつかのニッチ的な用途が存在します。定置型の水素燃料電池は、一般的により安価で往復効率の優れたバッテリーと競合します。ただし、水素貯蔵および燃料電池は、バッテリーのように自己放電せず、寿命がより長く、より高い温度に耐えるため、より厳しい気候において有効です。

電力より大量のエネルギーが必要となるケース(長時間の電力供給を貯蔵)では、定置型発電に水素を利用できる可能性があります。定置型燃料電池は、より多くの保守を必要とするディーゼル発電機に取って変わることが可能なため、辺境地での導入にも適しています。さらに、高級な観光地を抱える島では、騒音や臭いの軽減、空気品質の改善といった要素を持つ定置型燃料電池は魅力的な選択肢となります。

4 水素サプライチェーンの創出

水素のエンドユース用途の段階的展開には、生産能力、輸送用の精製・加圧、さらに輸送・流通能力の増強を含む、水素サプライチェーンの総合的な増強が必要です。理論的には、オンサイトでの生産（水素を消費する場での水素生産）から集中的生産、さらにはタンカートラックやガスパイプラインや水素専用パイプラインによる長距離輸送まで、幅広い選択肢が揃います。

実際は、サプライチェーンの構造は地理的分布や需要の性質、さらに以下の要素に影響を受けます。

- 第一に、水素生産はサプライチェーンの中でも最も大きな資本を必要とする部分であるため、**オンサイト生産のコストと比較して、既存の水素源または水素製造のための原料が近くにあるかどうか。**

- 第二に、**生産限界値²⁴を超えた場合、オンサイト生産または水素専用パイプラインでの供給だけが実行可能な主流の供給モード**となります。この状況は近い将来も変わらないとみられます。

- 第三に、リスク管理の視点から、**新規の大規模生産能力への投資は従来、生産量の大部分を単一の顧客（または限定数の顧客）に対して事前の長期契約を結んだ上で販売する場合（NREL, 2016a）または、初期の損失をカバーできる十分な自己資本バッファーまたは政策立案者による財政的なリスク軽減策（FCH JU, 2013）によって正当化できる場合に限り、行われてきました。**

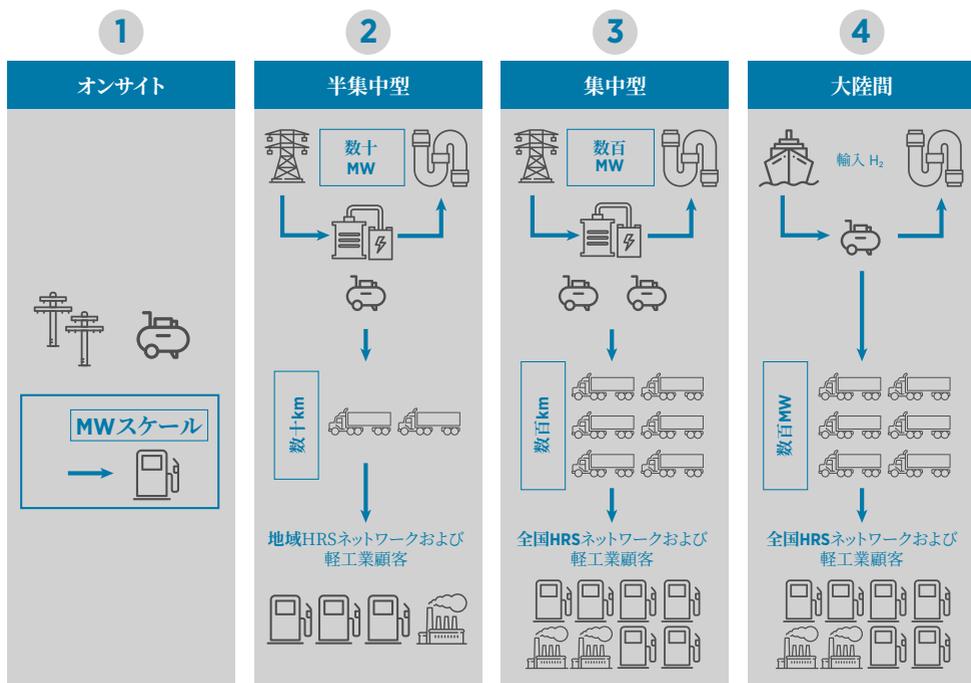
これら影響はすでに出ており、現在の水素サプライチェーンを形成しています。従来、工業ガス会社は副産物の水素を回収し顧客企業に供給していました。さらに、精製所などの大規模な産業消費者は自社用に大規模なSMR施設をオンサイトで所有・運転していました。

24 この限界値は、ほとんどのケースにおいてサイトあたり1日にトレーラー2台分を超えて供給することは実際的な視点から実行可能ではないという点を考慮し、トレーラートラックの積載能力である400kgの水素をもとに決定しています。技術的進歩によって、理論上増やせるトレーラーの積載能力は最大水素1.3トン（物理的限界）までです。したがって、一日の消費量が0.5–1.5トンを超える場合、オンサイトでの水素生産または水素専用パイプラインでの供給が技術的に唯一可能な選択肢であると言えます。

工業ガス会社が重工業における足跡を拡大し、長期契約のもとで大口消費者に供給するための大規模生産能力への投資を始めたのは1960年代になってからのことです。さらに、調整・充填センターに投資し、大規模な生産アセットによる経済性を活かすことで、より少量の水素をトラックで

遠く離れた商業市場に供給してきました。水素は、量および距離によって、ガスシリンダー（少量）、ガストレーラー（大量、近距離）、液体（大量、長距離、一般的に米国内）のいずれかで届けられます。

図17: 水素サプライチェーンの将来的な成長パターンの可能性



注: 数字の1、2、3、4は考えられる将来のさまざまな発展段階を時系列で示したものです。
典拠: HINICIO (2016)

これまでの展開パターンは、経済的実行可能性および、最終消費者への競争力ある価格の水素供給につなげるための、水素サプライチェーンにおける**将来的な投資の青写真**として参考にすることが可能です。4つの段階が予想されます(図17)。

- **新規の水素生産施設への投資は大口消費者向けの複数メガワット発電能力**(天然ガスグリッドを水素グリッドに変換する地域、中規模-大規模工業、水素列車、ボート、バス車両など)に焦点を絞ることで、長期的な取引量の確保につながります(長期供給契約による)。
- 第二段階および第三段階では、これら新規の施設は、調整・充填センター、およびロジスティクス(トレーラー)への投資を通じ、**地元の小口消費者供給用の「半集中型」または「集中型」**の水素源となる可能性があります。

- 最終用途が大量市場に到達し、再生可能エネルギーを原料とした水素の供給が拡大が続けると、再生可能エネルギーを原料とする水素の利用可能性に地域差が生じ始める可能性があります。**余剰の水素**を有する地域は水素の不足している地域へ**輸出**することが考えられます。これは再生可能エネルギーについて大きなポテンシャルを秘め、輸出能力を持つ国々(チリ、オーストラリア、中東、北海地域など)と水素需要が多く再生可能エネルギーのコストが高い、またはポテンシャルが限定されている国との間の大規模、さらには大陸をまたいだ水素市場の誕生へとつながります。天然ガスの世界市場の場合同様、長距離輸送の場合は水素を専用のパイプライン経由で、またはガス以外の(体積密度が低い)形態で輸送する必要があります。選択肢は、液体水素から、LOHCs、メタノール、アンモニア(水素から生成され、再び水素を抽出することが可能)といったほかのキャリアに及びます。

5 政策立案者への提言

水素は数十年にわたり複数の主要工業で原料として使用されてきました。エネルギー移行において、水素は輸送、工業、現在の天然ガス利用など、直接的な電化による脱炭素が困難なセクターに大量の再生可能エネルギーを供給するために効果的な「ミッシングリング(失われた環)」になる可能性があります。この点において、電力の水素変換は、今後数十年で実現が予想されるVREの割合増加に対応するために必要な、いっそうの柔軟性を部分的に提供することができます。

技術の準備は整っています。必要な費用軽減を達成し、エネルギー移行を長期的に可能にする水素の経済的実行可能性を確保するためには、急速な拡大が必要です。

当初の取り組みは、最小限のインフラ要件でスケールメリットを迅速に生み出すことのできる大規模用途や、再生可能エネルギーを原料とした水素が気候変動目標の達成において最も優れた選択肢となるセクター(精製所、化学製品用施設、メタノール生産)および重量輸送(大型水素バス、トラック、非電化路線の列車、海洋など)に、重点を置くことが考えられます。

急速な拡大を実現するには、適切な民間投資を促す安定的かつ支援的な政策の枠組みが必要です。これはサプライチェーン全体(機器メーカー、インフラオペレーター、車両メーカーなど)について当てはまります。

図18内のチャートではバリューチェーンの各段階で工業が直面している主な課題をまとめ、それらを克服するための政策を提案しています。

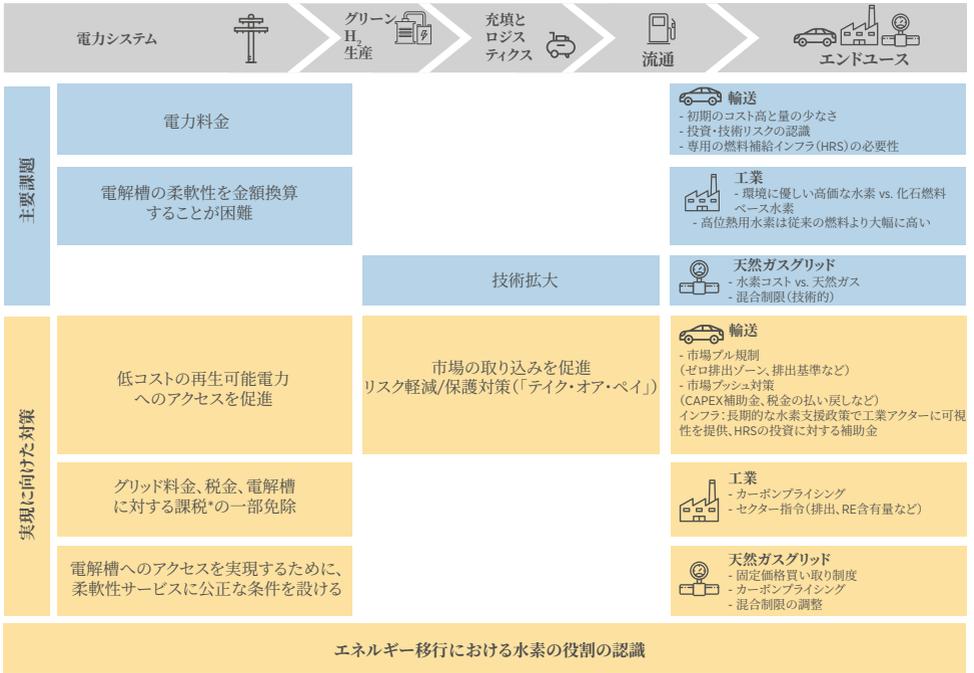
最終消費者を対象とした、技術に左右されない対策は水素需要を引き起こし、インフラへの投資を正当化します。そのような対策としては、カーボンプライシング、排出規制(低排出ゾーン、排出基準、目標)、再生可能エネルギーの割合に関する具体的な指令、対象セクターでのカーボンプライシングなどが考えられます。

短期的には、現在ある技術で初期のコスト差を(部分的に)カバーできる対策が必要です。これは特に、自動車用途(FCEV)およびインフラ投資に当てはまります。これらの対策(CAPEX補助金、税金の払い戻し)は明確な廃止の方向性を示した上で、優先的な技術やセグメントを対象に実施することが可能です。

インフラ投資のリスクを軽減し、サプライチェーンの経済性を改善するには、具体的な対策が必要です。例えば、エネルギーやエネルギーサービス、炭素市場からの複数の収益の獲得は、エネルギー移行における水素の役割についての長期的ビジョンに十分沿いつつ、インフラ投資の収益性を短期間で実現するための重要な要素ととらえることができます。再生可能エネルギーから生産された水素をエンド用途に供給するには大幅なインフラ投資が必要となります。

さらに、ガスグリッドへの水素注入に対する税の創設は、短いタイムスケールで十分な需要を生み出すことで、スケールメリットによるコスト軽減を引き起こし、モビリティや工業に供給する主要用途としての大規模電解槽への初期投資のリスクを軽減する上で極めて重要であることが判明するでしょう。ガスグリッドへの注入はそのような主要用途に加えて、追加的な収益となりえます。

図18:電力の水素変換の主要課題と実現に向けて考えられる対策の概要



*システムにとってプラスとなるモードで運転した場合
出典: HINICIO (2016) から編集

上流では、水素生産のための再生可能エネルギー発電能力の十分な活用は**再生可能エネルギーを原料とした水素の認定**を推進することで促進することができます。認定スキームはそのような電力利用(グリッドと接続した場合)を登録し、電解槽がもたらす体系的な付加価値をさらに強調します。

安価な電力へのアクセスは、エンドユーザーにとって競争力のある水素価格を確保する上で今後も重要です。原産地保証スキーム²⁵は、経済効率と環境健全性を同時に実現する上で効果的です。豊富な太陽光・風力発電に近い、混雑した送電線の上流にあるなど、ノードの電力料金が低い

場所に水素生産施設を設けることは、グリッドの制約を緩和する戦略となり、システムに必要な柔軟性をもたらす可能性があります。これは再生可能エネルギー専用施設からの分散型生産と相互補完します。

最近の、再生可能エネルギーを原料とする電力料金の急激な値下がり、遠隔地での生産や大陸間ロジスティクスのインフラのケースが一定の条件のもとで実行可能であることを示すものです(例として今日の液化天然ガスの世界市場を参照)。ただし、これが検討すべき唯一の選択肢というわけではありません。

第一に、このモデルには、中東、北アフリカ、メキシコ、チリ、オーストラリア、北海などで生産されているような極めて安価な再生可能エネルギーが必要です。

第二に、水素生産のコストを下げるために規模が必要です(数百メガワットからギガワットなど)。

第三に、下流の地元顧客(大規模工業または大規模モビリティでの導入)を、リスクを軽減する長期的な契約のもとで早期に確保する必要があります。

中長期的には、拡大段階において、低コストの再生可能エネルギーのポテンシャルが低い水素消費国への輸出を検討することが可能です。ブルネイおよびオーストラリアから船で水素を輸送する最初のプロジェクトの立ち上げが進んでいます(上記参照)。

さらに、エンドユーザーのにとっての水素価格の値下げにつながる、継続的な費用軽減およびシステム全体の効率改善には、研究、開発、展開への継続的投資が必要です。技術・規制・経済面のさまざまな要素が存在する実際の状況での経験をさらに得るには、全面展開を視野に入れた試験・実証プロジェクトの実施が必要です。高効率で柔軟性に富む電解槽の分野におけるさらなる研究・実証により、LCOHのいっそうの低下を可能にするブレイクスルーにつながるかもしれません。

最後に、再生可能エネルギーを原料とした水素の役割をより幅広い世界的なエネルギー移行の一環として認識する必要があります。これは水素を脱炭素化のシナリオに組み込み、エネルギーシステムモデルの選択肢として十分に考慮することを意味します。

参考文献

DNV-GL (2017), *Hydrogen – Decarbonising Heat, for Oil and Gas UK* (水素 - 英国の石油およびガスについての脱炭素化熱)

DVGW (2012), *Research Report (研究レポート) G1-07-10: “Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz”*

ENERGINET (2017), “Electricity and gas networks’ perspective”, presentation at a high-level roundtable on energy storage and sectoral integration, Peder Andreassen, CEO of Energinet (「電力・ガスネットワークの視点」 - ペーダー・アンドレアセンEnerginet CEOによるエネルギー貯蔵およびセクター統合に関する高レベル円卓会議での発表)

FCH JU (欧州燃料電池水素共同実施機構)(2017a), *Program Review Days Report*, www.fch.europa.eu/page/programme-posters-and-presentations-0

FCH JU (2017b), “Study on early business cases for H₂ in energy storage and more broadly power to H₂ applications”, study by HINICIO and Tractebel, (「エネルギー貯蔵中のH₂に関する初期投資対効果およびより広範な電力のH₂変換の用途に関する研究」 - HINICIOおよびTractebelによる研究) www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf

FCH JU (2016), “Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas”, study by HINICIO (「主要用途分野に基づく、全潜在的顧客グループの水素市場セグメンテーション概要」 - HINICIOによる研究)

FCH JU (2015), “Study on hydrogen from renewable resources in the EU”, study by LBST and HINICIO (「EUにおける再生可能資源を原料とした水素に関する研究」 - LBSTおよびHINICIOによる研究), www.fch.europa.eu/sites/default/files/GHyP-Final-Report_2015-07-08_5%20%28ID%202849171%29.pdf

FCH JU (2014), *Development of Water Electrolysis in the European Union* (欧州連合における水電解の発展), www.fch.europa.eu/node/783

FCH JU (2013), “A roadmap for financing hydrogen refuelling networks – Creating prerequisites for H₂-based mobility” (「水素補給ネットワークの財政的ロードマップ - H₂ベースのモビリティのための前提要件の創生」), www.fch.europa.eu/node/784

HINICIO (2016), “Power-to-Gas: Proposal for an economic model for decarbonized hydrogen”, presentation at AIM conference (「パワー・ツー・ガス: 脱炭素水素の経済モデルの提言」 - AIM会議での発表), www.hinicio.com/recent-publications/

Hou, P., Enevoldsen, P., Eichman, J., Hu, W., Jacobsen, M., Chen, Z. (2017), “Optimizing investments in coupled offshore wind -electrolytic hydrogen storage systems in Denmark” (「デンマークにおける海上風力発電-電解槽を組み合わせた水素貯蔵システムへの投資の最適化」), *Journal of Power Sources*, Vol. 359(C), pp. 186–97

Hydrogen Council (2017), “Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition” (「水素の拡大世界的エネルギー移行のための持続可能な道筋」), http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf

HINICIO (2016), “Power-to-Gas: Proposal for an economic model for decarbonized hydrogen” (「パワー・ツー・ガス: 脱炭素水素の経済モデルの提言」)

IEA (International Energy Agency) (2015), *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*, OECD/IEA, Paris (技術ロードマップ:水素と燃料電池), www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf

IEA 水素 (2017), *Global Trends and Outlook for Hydrogen* (水素の世界的傾向と展望), http://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx

IRENA (2017a), *Accelerating the Energy Transition through Innovation*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi (技術革新によるエネルギー移行の加速 - 国際再生可能エネルギー機関 (アブダビ))

IRENA (2017b), *Electric Vehicles: Technology Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi (電気自動車:技術概要 - 国際再生可能エネルギー機関 (アブダビ)), www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Electric_Vehicles_2017.pdf

IRENA (2018), *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*, IRENA, Abu Dhabi (世界的なエネルギーの変容:2050年へのロードマップ - IRENA (アブダビ))

Kopp, M., Coleman, D., Stiller, C., Scheffer, K., Aichinger, J., Scheppat, B. et al. (2017), “Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis” (「マインツ・エネルギーパーク:PEM電解槽を利用した世界最大のパワー・ツー・ガス・プラントの技術的・経済的分析」), *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, Issue 52

カナダ国立研究機関 (2017), “Review of hydrogen tolerance of key Power-to-Gas (P2G) components and systems in Canada” (「カナダにおける主要なパワー・ツー・ガス (P2G) コンポーネント・システムの水素耐性に関する検討」), <https://nparc.nrc-cnrc.gc.ca/eng/view/fulltext/?id=94a036f4-0e60-4433-add5-9479350f74de>

Northern Gas Networks (2017), *H21 Leeds City Gate Full Report* (リーズ市ゲート・フルレポート)

NREL (国立再生可能エネルギー研究所) (2016a), *Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets* (カリフォルニア州の電力市場に参加する水素技術の経済的評価), 著者:Joshua Eichman, Aaron Townsend and Marc Melaina.

NREL (2016b), *California Power-to-Gas and Power-to-Hydrogen Near-Term Business Case Evaluation* (カリフォルニア州におけるパワー・ツー・ガス/電力の水素変換の短期的投資対効果の評価), 著者:Josh Eichman and Francisco Flores-Espino.

NREL (2013), *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues* (水素の天然ガスパイプライン網への混合:主要問題の検討), 著者:M. W. Melaina, O. Antonia and M. Penev, www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf

OIES (オックスフォード・エネルギー研究所) (2018), *Natural Gas Demand in Europe in 2017 and Short-Term Expectations* (欧州における2017年の天然ガス需要および短期的予想), www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/04/Natural-gas-demand-in-Europe-in-2017-and-short-term-expectations-Insight-35.pdf

Schmidt, O., Gambhira, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelsona, J., Few, S. (2017), “Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study” (水電解槽の将来的な費用および性能:専門的誘出研究), *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, Issue 52, Elsevier, pp. 30470–92.

Thomas, D., Mertens, D., Meeus, M., Van der Laak, W., Francois, I. Power-to-Gas Roadmap for Flanders (フランダースのパワー・ツー・ガス・ロードマップ) . Brussels, October 2016

UNFCCC (気候変動に関する国際連合枠組条約) (2018), “Adoption of the initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector”, note by the International Maritime Organization to the UNFCCC Talanoa Dialogue (船舶のGHG排出量削減に関する初期IMO戦略の導入、および海運セクターにおけるGHG排出削減に関連した既存のIMO活動 - 国際海事機関によるUNFCCCタラノア対話への注記), https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250_IMO%20submission_Talanoa%20Dialogue_April%202018.pdf

US DOE (アメリカ エネルギー省) (2018), *Hydrogen and Fuel Cell Program Overview* (水素・燃料電池プログラムの概観), Dr Sunita Satyapal, Director of Fuel Cell Technologies Office, 2018 Annual Merit Review, https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/01_satyapal_plenary_2018_amr.pdf

変換率

水素				
容積等量				
1	kg H ₂	=	11.1	Nm ³ H ₂
電力等量				
1	kg H ₂	=	39.4	kWh HHV
1	kg H ₂	=	33.3	kWh LHV
エネルギー等量				
1	kg H ₂	=	120	MJ LHV
1	kg H ₂	=	142	MJ HHV
エネルギー				
1	TWh/yr	=	31.5	EJ

