

# 再生可能エネルギーの視点から見た 水素

第2回水素閣僚会議(東京)に向け作成



H<sub>2</sub>

2019年9月  
日本語訳2019年12月

© Renewable Energy Institute based on IRENA 2019  
ISBN 978-92-9260-243-7

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る。本発行物内の第三者に帰属する資料は個別の使用条件や制限の対象となる場合があるため、当該資料を使用する前に、然るべき第三者から適切な許可を得る必要がある。

## 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転換において、各国を支援する政府間組織であり、国際協力の主要プラットフォーム、卓越した研究拠点、再生可能エネルギーに関する政策・技術・リソース・財務面での知識の宝庫としての役割を果たす。IRENA は持続可能な開発と、エネルギーアクセスならびにエネルギー安全保障、低炭素経済の成長と繁栄を目指し、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について、広範な適用と持続可能な利用を推進している。

[www.irena.org](http://www.irena.org)

## 謝辞

本報告書の作成にあたっては、次の専門家から知見の提供とレビューをいただいた。バート・ビーブイック氏（燃料電池水素共同実施機構、FCH JU）、ゲラルト・リンケ氏とマイケル・ウォルター氏（独ガス・水協会、DVGW）、ハルトムート・クラウゼ氏（DBI およびフライベルク工科大学学長）、ハン・フィーンストラ氏（オランダ経済・気候政策省）、フランク・ワウテルス氏（EU-GCC Clean Energy Technology Network）、ポール・ルツケーゼ氏（IEA Hydrogen TCP and Capenergies）そしてティム・カールソン氏（国際水素・燃料電池パートナーシップ、IPHE）。ローランド・ロッシュ氏、ミケタ・アサミ氏、アカーシャン・ヴァイド氏ならびにショーン・ラトカ氏（IRENA）からも貴重なサポートをいただいた。

IRENA は、日本政府の寛大なるご支援に感謝いたします。

**執筆者：**ドルフ・ギーレン、エマニュエル・タイビおよびラウル・ミランダ（IRENA）

本報告書のダウンロード [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

情報提供・ご意見などの連絡先 [info@irena.org](mailto:info@irena.org)

## 免責事項

本発行物で採用される表記および提示される資料は、情報提供のみを目的として「現状のまま」で提供される。ただし、当該内容の特定目的または使用に対する正確性、完全性および適合性（ただしこれらに限定されない）への IRENA 職員および代理人によるあらゆる明示的・黙示的な保証または誓約を一切伴わないものとする。

本発行物に含まれる情報は必ずしも IRENA の全メンバーの見解を表すものではなく、かつ何らかのプロジェクト、製品またはサービスプロバイダーを支持するものでもない。本発行物で採用される表記および提示される資料は、いかなる地域、国、領域、都市、地区もしくはその当局の法的地位、あるいは国境や境界の画定に関しても、IRENA 側の何らかの見解を示すものではない。

※ 本書は、公益財団法人 自然エネルギー財団が IRENA からの許諾を得て行った“Hydrogen: A renewable energy perspective”（ISBN 978-92-9260-151-5; ©IRENA 2019）の非公式な邦訳版です。英語オリジナル版と日本語版で相違がある場合は、英語版の記述が優先されます。

# 目次

略語	4
1. 知見の概要	5
2. 水素と再生可能エネルギー	7
3. 戦略的考察	9
3.1 気候変動対策の緊急性	9
3.2 水素利用の現状と将来予測	9
3.3 グリーン水素の製造への移行	11
3.4 適用分野の拡大	15
3.5 移行オプションとしての化石燃料ベースの水素	16
3.6 再エネ水素に対するガスインフラの役割	20
3.7 新たなコモディティとしてのクリーン水素の可能性	22
4. 脱炭素化に向けた水素の役割－水素と再生可能エネルギーとの連環	23
4.1 再生可能エネルギー導入拡大の推進力	23
4.2 電力システムの柔軟性向上	25
4.3 変動性再生可能エネルギー電力の季節貯蔵	26
5. 再エネ水素の競争力	27
5.1 現在の水素製造コスト	29
5.2 水素のロジスティクスコスト	32
5.3 将来の水素供給コスト	36
6. 将来の水素および水素コモディティの取引予測	38
6.1 新たなグローバル・コモディティ開発に向けて：遠隔地の再生可能エネルギー資源活用	38
6.2 エレクトロフューエル	41
6.3 「燃料」を超えて：水素由来のエネルギー集約型コモディティの取引	43
7. 政策提言	45
参考文献	48

## 略語

°C	摂氏温度	kW	キロワット
ALK	アルカリ	kWh	キロワット時
ATR	自己熱改質	LCOE	均等化発電原価
AUD	オーストラリアドル	LCOH	水素の均等化原価
Btu	英国熱量単位	LNG	液化天然ガス
CAD	カナダドル	MCH	メチルシクロヘキサン
CCS	二酸化炭素回収・貯留	MM Btu	100万英国熱量単位
CCUS	二酸化炭素回収・利用・貯留	MOST	中国科学技術部
CO	一酸化炭素	MRV	モニタリング・報告・検証
CO <sub>2</sub>	二酸化炭素	Mt	メガトン
CSP	集光型太陽熱発電	MW	メガワット
DAC	直接空気回収	MWh	メガワット時
DRI	直接還元鉄	NDC	自国が決定する貢献案
e-fuel	e-燃料（エレクトロフューエル）	PEM	高分子電解質膜
EJ	エクサジュール	PPA	電力購入契約
EOR	石油増進回収法	PV	太陽光発電
EUR	ユーロ	R&D	研究開発
EV	電気自動車	SOEC	固体酸化物電解セル
FCEV	燃料電池電気自動車	SMR	水蒸気メタン改質
GJ	ギガジュール	t	トン
GW	ギガワット	THE	Tianjin Mainland Hydrogen Equipment Co., Ltd 天津市大陆制氢设备有限公司
H <sub>2</sub>	水素	TW	テラワット
HRS	水素ステーション	UK	英国
ICE	内燃機関	US	米国
IRENA	国際再生可能エネルギー機関	USD	米ドル
km	キロメートル		

## 1. 要旨

- クリーン水素の気運の高まりは、政治・ビジネスの両面で過去に例を見ないものとなっており、世界各国で政策やプロジェクトの数が急増している。今後数十年でエネルギーシステムにおける高い水素シェアを確保するためには、取り組みのさらなる加速が非常に重要となる。
- 近年の水素の成長については、2つのトレンドが寄与している。再生可能エネルギー由来の水素供給コストが低下し続けていること、そして、温室効果ガス排出削減の緊急性が高まり、多くの国が自国経済、とりわけエネルギー需給の脱炭素化を図るべく措置を講じはじめたことである。水素を巡る議論はこの20年で進化し、その用途は自動車産業から、脱炭素化が困難なエネルギー集約型産業、トラック、航空、輸送、加熱といったセクターへと焦点が移行している。
- 低炭素でクリーンな水素の供給確保は不可欠である。現在から将来にかけての供給オプションとしては、化石燃料ベースの水素製造（グレー水素）、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS）と組み合わせた化石燃料ベースの水素製造（ブルー水素）、そして、再生可能エネルギー由来の水素（グリーン水素）がある。
- 再生可能エネルギー電力（以下、再エネ電力）から製造されるグリーン水素は、今後数年間で急成長が見込まれる。現在進行中・計画中の多くのプロジェクトがこの傾向を示している。再エネ電力から製造される水素は、現時点で技術的に実現可能であり、経済競争力を急速に獲得しつつある。再エネ電力のコスト低下、そして変動性再生可能エネルギー電源のシェア増加に伴うシステム統合の課題によって、グリーン水素供給オプションへの関心が高まっている。焦点となるのは、エレクトロライザー（電解による水素製造装置）の導入、学習曲線によるコスト低減、そしてサプライチェーンロジスティクスである。これについては資金を調達しなければならない。政策立案者はまた、水素ベースのセクターカップリング促進に向けて、法的枠組みをいかにして創出するか検討すべきである。
- 水素と再生可能エネルギーとの間には、重要な相乗効果が存在する。水素は、再エネ電力市場の成長ポテンシャルを大きく引き上げ、再生可能エネルギーによるソリューションの適用範囲を（たとえば産業部門において）拡大する可能性がある。また、エレクトロライザーは、需要側の柔軟性を強化できる。一例として、オランダやドイツなどの欧州諸国では、エンドユースセクターにおいて将来的な電化の限界に直面しているが、これを水素で克服できる。水素はまた季節間のエネルギー貯蔵にも活用可能である。低コストな水素は、こうした相乗効果を実現する上での前提条件となる。
- 技術の進展に伴い、エレクトロライザーはメガワット（MW）規模からギガワット（GW）規模へと急速にスケールアップしている。技術の進展は段階的なものであり、極端なブレークスルーは期待できない。エレクトロライザーのコストは2040~2050年までに今日の840 USD/キロワット（kW）から半減し、同時に再エネ電力のコストも低下し続けると予想される。再エネ水素は近いうちに、未開拓の多くの用途にとって最も安価でクリーンな水素供給オプションとなるであろう。
- ブルー水素にはいくつか魅力的な特徴があるが、本質的にカーボンフリーではない。CCUSと化石燃料の組み合わせは、CO<sub>2</sub>の未回収分と、貯留したCO<sub>2</sub>が保たれていることを定量化するためのモニタリングと検証、そして認証が必要となる。このような透明性は、水素というコモディティの国際的な取引に不可欠である。

- 移行期のソリューションとしてのブルー水素の開発も、生産規模の拡大とサプライロジスティクスの課題に直面している。CCUS の開発と導入は、過去 10 年間に設定された目標に比べると遅れを取っている。大規模プロジェクトでこそ発揮される規模の経済性の課題同様に、追加的費用が課題となっている。また、社会受容性も問題点になりうる。水素の利用とロジスティクスに関する規模の経済性などでは、グリーン水素とブルー水素の展開には相乗効果があるだろう。
- 水素ベースのエネルギー転換は、一朝一夕には実現できない。水素は、エンドユースセクターの電化といった他の戦略に追随する可能性があり、こうした戦略においては、水素の用途が限定される。戦略を決定した一部の国では、水素専用の供給インフラが新たに必要となることによって、水素利用が限定的になるおそれがある。したがい、水素への取り組みは万能の方策とみなすべきではない。一方、野心的な気候変動対策の目標を掲げる国々にとって、水素はとりわけ関連性の高い、補足的なソリューションとなる。
- エネルギー原単位当たりの水素供給コストは、天然ガスの 1.5~5 倍である。低コストで、高効率な水素製造によって、このような価格の差が生じている。また、世界全体の排出の大部分を脱炭素化するには、クリーン水素あるいは水素由来の燃料が必要である。現在、水素の製造、輸送および転換では著しいエネルギー損失が発生している。これらの損失を減らすことは、水素供給コストの低減にとって極めて重要になる。
- 水素専用パイプラインは数十年にわたって運用されている。既存または改修したガスパイプラインによる水素輸送も検討されている。これによって新規インフラ投資の必要性が減り、水素ベースのエネルギー転換が加速されるだろう。ただし、設備の規格を調整する必要があり、これに時間を要する可能性もある。今後の道筋において、天然ガスから水素への置換が急速に進むのか、あるいは天然ガスと水素のシェアが段階的に変化していくのかは依然としてはっきりしていない。理解を高めることが必要である。
- 水素コモディティの国際取引が発展している一方で、水素から製造するエネルギー集約的な製品の取引も、商機としてより注目されていだろう。アンモニア製造、鉄鋼生産、航空用液体燃料、船舶燃料、合成有機材料の原料（パワー・ツー・X 戦略の一環である、いわゆるエレクトロフューエルまたは e-燃料）が主要な市場とみられるが、コストと効率性の障壁を克服しなければならない。再生可能エネルギーの世界的な導入拡大が、経済的利益を伴って加速する機会ともなりうる。

## 2. 水素と再生可能エネルギー

2019年6月16日に公開された「持続可能な成長のためのエネルギー転換と地球環境に関するG20軽井沢イノベーションアクションプラン」は、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）に対し、水素によって実現するクリーンエネルギーの未来に関する経路（Pathway）のポテンシャル分析を要請している。このプランでは、長期的な戦略を視野に入れつつ、水素や他の合成燃料がクリーンエネルギーの未来において重要な役割を果たしうると述べている。本報告書はそれに応じて作成されたものであり、日本の東京で2019年9月25日に開催される第2回水素閣僚会議に際して発表される。

現在、水素の広範な利用を可能とするために、今こそ技術のスケールアップとコスト削減の好機であるとする政策論議がされている。

- ・ 水素は、エネルギーの多様な重要課題に対処する一助となる。エネルギー集約的な長距離輸送、化学、鉄鋼といった大きな排出削減が困難となっている一連のセクターを脱炭素化する方策をもたらす。また大気質を改善し、エネルギー安全保障を強化できる。さらには、電力システムの柔軟性向上にもつながる。
- ・ 水素は、供給と利用において汎用性がある。自由自在なエネルギーキャリアであり、多くのエネルギー源から製造できる。
- ・ 水素は、再生可能エネルギーの寄与をより大きくすることができる。水素には、太陽光発電（PV）などの再生可能エネルギーの出力変動を補うことができる。再エネ電力を貯蔵するオプションの1つであり、数日間、数週間あるいは数ヶ月にわたり、最も低いコストで大量の電力を貯蔵するオプションとなるとされている。水素および水素ベースの燃料は、再生可能エネルギーを長距離にわたって輸送できる。

同時に、世界のエネルギー転換においてクリーン水素を広範に利用するには、いくつかの課題がある。

- ・ 今日、水素のほとんどは天然ガスと石炭から供給されている。水素はすでに全世界において商業規模で導入されているが、その製造によって、インドネシアと英国（UK）の年間排出合計量に等しいCO<sub>2</sub>が排出されている。
- ・ 低炭素エネルギーによる水素製造は、現段階では高コストである。しかし、再エネ電力から水素を製造するコストは急速に低下している。
- ・ 水素はより広範に使用されなければならない。現在、水素は主に石油精製とアンモニア製造で使用されている。水素がクリーンエネルギーへの転換に大きく寄与するためには、現時点ではほぼ全く使用されていない輸送、建物、発電などの部門で活用されなければならない。
- ・ 水素インフラの開発は難題であり、幅広い活用の障壁となっている。パイプラインの新設およびグレードアップ、そして効率的で経済的な輸送方法がさらに開発・導入される必要がある。
- ・ 現行の規制は、クリーンな水素産業の発展を制限している。既存の規制が投資への不要な障壁とならないよう、政府と産業部門が協働しなければならない。

IRENA の本報告書は、水素と再生可能エネルギーのネクサス（連環）、再生可能エネルギーの急速なコスト低減を踏まえた水素供給の経済、エネルギー転換における水素の役割、ならびに今日まで水素の発展を阻んできた既存の課題について深く掘り下げた観点を示す。本報告書では以下の問題を取り上げる。

- ・ グリーン水素（再生可能エネルギー由来の）およびブルー水素（CCUS を伴う化石燃料由来の）の現在および将来における具体的な経済特性は？
- ・ 水素と再生可能エネルギーは、いかにして互いの導入を加速させることができるか？
- ・ 「グリーン」水素のサプライチェーンについては、どの側面に研究開発（R&D）とイノベーションの重点を置くべきか？
- ・ さまざまなセクターのエンドユースの脱炭素化において、水素はどのように寄与できるか？
- ・ 将来における水素取引の特徴はどのようなものになるか？

本報告書は、再生可能エネルギー発電コスト、エレクトロライザーならびに将来の電力・エネルギーシステムの構成に関する IRENA 独自のデータセットを基礎にしている。こうした観点は水素に関する多様な機会を理解する上で重要である。

この報告書は以下の 4 つの要素で構成される。

- ・ 戦略的考察
- ・ 水素と再生可能エネルギーとのネクサス
- ・ 水素の経済性
- ・ 新たな使い方を考慮した際の将来の水素コモディティ取引

### 3. 戦略的考察

水素はクリーンエネルギーのキャリアで、世界規模のエネルギー転換において重要な役割を果たすことができる。水素の製造起源は極めて重要である。再生可能エネルギー源由来のグリーン水素は、炭素をほぼ発生させない製造ルートである。再生可能エネルギーの導入を加速させることと、水素の製造・利用との間には重要な相乗効果がある。

水素のロードマップと各々の機会は、さまざまな国で策定されている。具体的には、オーストラリア (ARENA, 2018; Bruce et al., 2018)、ブラジル (CGEE, 2010)、欧州 (FCH, 2019)、フランス (MTES, 2018)、ドイツ (Robinus et al., 2018; Smolinka et al., 2018)、日本 (ANRE, 2017; METI, 2016)、オランダ (Gigler and Weeda, 2018; NIB, 2017)、英国 (E4tech and Element Energy, 2016)、米国 (US) (US Drive, 2017) 等である。各国の戦略は、とくに水素の製造経路と主なエンドユースにおいて相違点がある (Kosturjak et al., 2019)。

#### 3.1 気候変動対策の緊急性

エネルギー転換における水素の導入利用は気候変動によってさらに推進される。地球温暖化による気温上昇を摂氏 2 度 (°C) 未満に抑えるには、CO<sub>2</sub> 排出量を 2010 年水準比で 2030 年までに約 25%削減し、2070 年頃までに正味ゼロを達成しなければならない (IPCC, 2018)。温暖化を 1.5°C 未満に抑える合理的な可能性のためには、全世界の人為起源の正味 CO<sub>2</sub> 排出量を 2010 年水準比で 2030 年までに約 45%削減し、2050 年頃までには正味ゼロを達成しなければならない (IPCC, 2018)。こうした野心的な目標とは裏腹に、排出量は最近増加している (UNEP, 2018)。エネルギー起源の CO<sub>2</sub> 排出量は、全世界の温室効果ガス排出量の 3 分の 2 を占めている。経済成長と CO<sub>2</sub> 排出量増加とのつながりを断ち切るには、エネルギー転換が今すぐ必要である。

#### 3.2 水素利用の現状と将来予測

水素は、今後数十年にわたって排出削減の取り組みの一端を担うことになる。IRENA の再生可能エネルギー・ロードマップ (REmap) の分析では、水素は 2050 年までに、最終エネルギー消費合計の 6% を占めることが示されている (IRENA, 2019a)。一方で、水素協議会のロードマップでは 2050 年までに 18% のシェアを達成することが可能であると示唆されている (水素協議会, 2017)。

現在、年間約 1 億 2,000 万トンの水素が製造されており、そのうち 3 分の 2 は純水素、残りの 3 分の 1 は他のガスとの混合である。これは、国際エネルギー機関 (IEA) の統計によると 14.4 エクサジュール (EJ)、つまり世界のエネルギーおよび非エネルギー最終消費の約 4% に相当する。全水素の約 95% は天然ガスと石炭から製造されており、約 5% は電気分解による塩素製造の副産物として生成される。鉄鋼業では、コークス炉ガスも水素の含有量が高く、一部が回収されている。現在、再生可能エネルギー源からの大規模な水素製造は行われていない。しかし、この状況はまもなく変化する可能性がある。

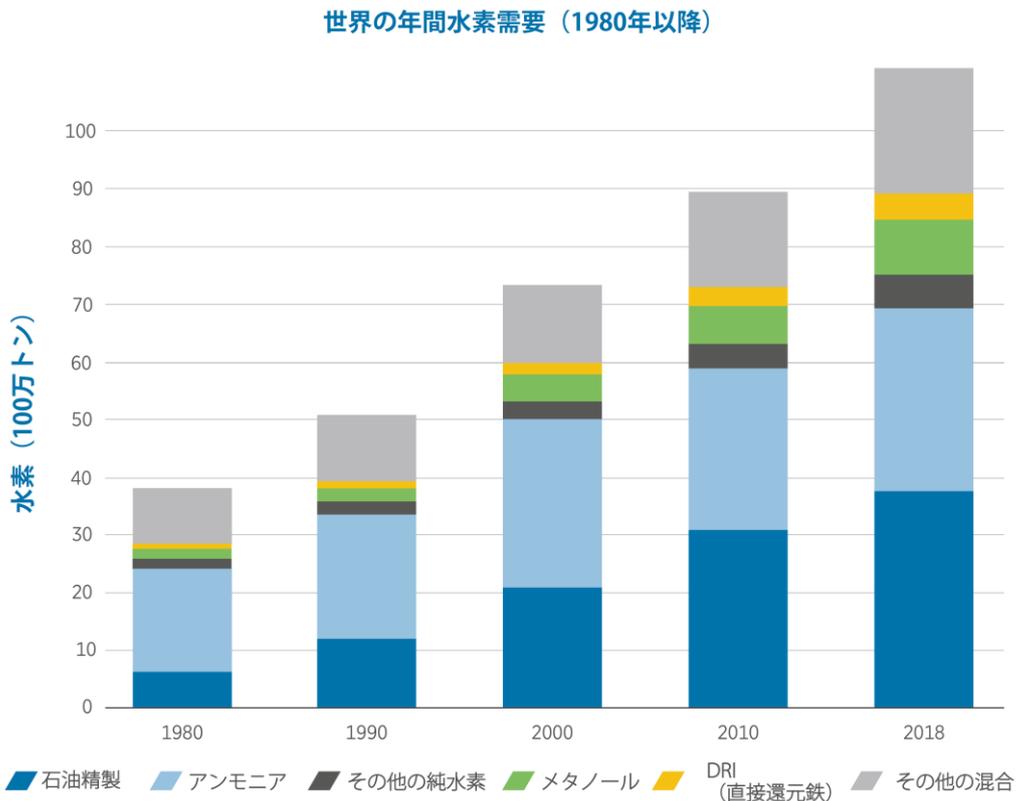
現在、水素の大半は産業部門の現場で製造・利用されている。アンモニア製造と石油精製が主な用途で、水素利用の3分の2を占めている（図1）。アンモニアは窒素肥料として、またその他の化学品の製造に使用されている。製油所では、輸送用燃料の製造のために水素を重油に添加する。石炭からのメタノール製造は、近年中国で急速に拡大している。

今日の水素利用は、エネルギー転換とは直接的な関連はあまりないが、水素の取り扱いについては豊富な経験が得られた。数百キロメートルに及ぶ水素パイプラインシステムは、さまざまな国と地域で整備されており、何十年にもわたり事故もなく稼働している。同じように、専用トラックで水素を輸送してきた長い実績もある。

このように数十年にわたる従来の用途以外では、水素利用はわずかである。エネルギー転換にとっての水素の重要性は、新しい用途にあり、かつその脱炭素化された供給とする必要がある。

### アンモニア製造と石油精製が水素利用の大半を占める。

図1：水素の用途のトレンド（1980~2018年）



住宅部門における燃料電池用途は継続的に増加しており、2018 年末時点では全世界で 22 万 5,000 ユニットが導入されている。日本は世界的なリーダーで、この用途の 98%を占めている（Staffell et al., 2019）。

IEA (2019a) によると、380 ヶ所強の水素ステーションが市民または車両向けに利用可能となっており、全世界の燃料電池電気自動車 (FCEV) の台数は、2018 年の年末時点で 1 万 1,200 台に達し、この年の販売台数は約 4,000 台であった。一方、電気自動車 (EV) の販売台数は 250 万台であった。水素協会は、2025 年までに 3,000 ヶ所の充填ステーションが整備されると見込んでおり、およそ 200 万台の FCEV に水素燃料を十分供給できることになる (Staffell et al., 2019)。

水素ステーションに関するこれまでの経験はさまざまである。少なくとも 3 ヶ所 (ノルウェー、韓国および米国カリフォルニア州) のステーションが重大な事故を起こしている。最近のケースは 2019 年初めにノルウェーで起きた事故で、水素ステーションの爆発の原因は導入工事の欠陥であった。また韓国では、貯蔵タンクへの酸素の混入が起因した。

### 3.3 グリーン水素の製造への移行

水は、エレクトロライザーと電気を用いて水素と酸素に転換できる。電気分解は、再エネ水素の展開において中心的な役割を果たす。

ドイツでは、送電系統運用者のアンプリオン (Amprion) とガス管路網運用会社の OGE が、1 億 5,000 万 EUR (1 億 6,800 万 USD<sup>1</sup>) に上る投資可能な計画案を発表した (Amprion and OGE, 2019)。これは、ドイツ北西部に 100MW のエレクトロライザーと水素専用パイプラインを敷設し、2023 年の稼働開始を目指すという計画である。VNG、Uniper、Terrawatt および DBI は、ドイツの化学工業地帯付近にエレクトロライザーを併設した 40MW のウィンドパークの建設を計画している。このウィンドパークには、500 億立法メートルの水素貯蔵タンクと専用パイプラインが整備され、2030 年までに 200MW 規模へ拡張する可能性がある。また、ケルン近郊にシェル (Shell) が所有するヴェッセリング製油所では、英国の ITM Power とのコンソーシアムの下、2020 年に 10MW の高分子電解質膜 (PEM) エレクトロライザーが稼働する予定である。(Energate, 2018)。

マインツでは、2017 年から 6MW のエレクトロライザーが稼働している (BINE, 2018)。ドイツは、この領域ではとくに活発な取り組みを行っている。2019 年 7 月、ドイツ政府は大規模なアップスケールが見込まれる 11 件の実証プロジェクトを承認した (FCB, 2019)。

- CCU P2C Salzbergen – 合成メタンの製造
- DOW Green MeOH – メタノール製造
- Element eins – エレクトロライザー (100MW)
- EnergieparkBL – エレクトロライザー (35MW)
- GreenHydroChem – エレクトロライザー (50MW)
- H<sub>2</sub> Stahl – 高炉への水素注入
- H<sub>2</sub> Whylen – エレクトロライザー (10MW)
- HydroHub Fenne – エレクトロライザー (17.5MW)
- Norddeutsches reallabor – エレクトロライザー (77MW)
- RefLau – エレクトロライザー (10MW)
- REWest – エレクトロライザー (10MW)

---

<sup>1</sup> 1 EUR = 1.12 USD (2019 年 9 月 13 日現在)

同様のアップスケールの取り組みは、他の欧州各国やオーストラリア、中国、日本などで行われている。こうした動きから、アップスケール（とくにエレクトロライザーユニットの能力）に対して、世界的に強く関心が集中していることが分かる。

オランダのロッテルダム港では、2GWのエレクトロライザーシステムが研究されている（DI, 2019）。またフローニンゲン州（デルフザイル）では水素の大規模な展開が計画されており、2020年初めまでに20MWのエレクトロライザーの整備が決定され、2020年末までに60MWに拡大する可能性について決定されることになっている。このプラントは、メタノールおよび航空用合成燃料製造向けに水素を供給することになる（Burridge, 2019）。

オーストリアのリンツでは、燃料電池水素共同実施機構（FCH JU）の資金提供によりシーメンス（Siemens）が6MWのPEMエレクトロライザーを供給している（IWR, 2018）。

ノルウェーで進められている高温エレクトロライザーのパイロットプロジェクトは、水素とCO<sub>2</sub>から合成燃料を製造する。このプラントは、投入電力20MWから8キロトンの合成原油を製造するためにスケールアップされる予定である。

日本の福島では、再生可能エネルギーから年間900トンの水素を製造し、輸送用途に供給する目的で、東芝が10MWのエレクトロライザーを発注した。水素は、20MWの太陽光発電プロジェクトから製造される。日本の戦略には、やまなし水素・燃料電池バレーが含まれており、ここには21MWの太陽光発電システムと併用される1.5MWのPEMエレクトロライザーを活用したパワー・ツー・ガス施設が導入されている（Ohira, 2019）。

オーストラリアのピルバラ地域では、エレクトロライザーによって地元鉱業と水素コモディティの生産に向けて電力を供給するために、15GWの太陽光・風力発電設備が開発されている（RN, 2019）。クリスタル・ブルック近郊では、新規水素ハブの一環としてNeoenが50MWの風力・太陽光で稼働するエレクトロライザーの整備を計画している。また、南部のポートリンカーンでは、日産能力50トンを持つアンモニア製造設備に併設する30MWのエレクトロライザーの開発が、計画されている（Brown, 2018）。

フランスでは、オー・ド・フランス地域圏プロジェクトという野心的なパワー・ツー・ガスプロジェクトがあり、5年間にわたり毎年100MWのエレクトロライザー水素製造ユニットを計5基建設することを目標にしている。2021年末までに稼働予定の1基目に関しては、HydrogenProがターンキー（一括請負）方式でエレクトロライザーを供給し、大規模水素製造設備のエンジニアリング・開発を専門とするインテグレーター、H2V INDUSTRYが開発を統括する（GasWorld, 2018; Nel, 2017）。エクソンの製油所に隣接予定のポール・ジェローム・プラントは、石油化学産業（エクソン、トータル、Yaraなど）への水素供給を目的とし、燃料の脱硫または肥料製造に活用される。ダンケルクのプロジェクトは、天然ガス配管網に水素を導入する構成となっており、暖房や調理、モビリティに用いる天然ガスの脱炭素化に資する（Energy Storage & P2G, 2018; Engie, 2019; Les Echos, 2019）。

英国では、ITM PowerがØrstedおよびElement Energyと共に、Gigastack フィージビリティスタディ（FS）を実施している。これは、ビジネス・エネルギー・産業戦略省のプログラム「Hydrogen Supply Competition」から資金提供を受け、国内で製造するGW規模のPEMエレクトロライザーによって、低コストなカーボンフリー水素の大量供給を実証するスタディである。新たに5MWのスタックについて

モジュール設計開発を行い、材料費を抑えることで電解水素のコストを大幅に削減する狙いがある。年間容量最大約 1GW のエレクトロライザーを備えた半自動製造施設を開発し、5MW のユニットを複数利用することによって大規模（100MW 強）プロジェクトの遂行を目指す。PEM エレクトロライザーは、GW 規模の再生可能エネルギー導入と相乗効果を発揮するために活用できる（ITM Power, 2019）。

カナダでは、Air Liquide が、世界最大規模となる 20MW の PEM エレクトロライザーを建設する。これは、水力を活用した低炭素水素製造設備である（Green Car Congress, 2019）。ブリティッシュコロンビア州のビクトリアを拠点にする Renewable Hydrogen Canada（RH2C）は、再エネ電力（主に風力、水力発電で増補）を用いる水電気分解法により、再エネ水素の製造を計画している。可能性のある用途の 1 つとして、120MW 相当の水素を主要な天然ガスラインに注入することで、バンクーバーのガス網の炭素強度を削減することが挙げられる。これは、メトロバンクーバーで消費される天然ガスの 10% の削減に相当する。電力事業者（RH2C）は、既存のインフラ活用によって、再エネ水素を最大で 10% 含む水素濃度の高い天然ガスを、新規インフラや設備の改修、あるいは安全性を損なうことなく供給できると判断している（RH2C, 日付不明）。

米国では、エネルギー省には水素に関して複数の活動分野がある。エネルギー効率・再生可能エネルギー局には、再生可能エネルギー由来の水素製造に特化した活動分野があり、コスト・効率の明確な目標を設定するなど、エレクトロライザーに重点を置いている（米国エネルギー省, 2019）。

中国では、エレクトロライザーの製造能力、とくにアルカリエレクトロライザーについては確立されており、コスト競争力は極めて高い。最も重要な国内製造業者は Tianjin Mainland Hydrogen Equipment Co., Ltd.（THE）および Beijing CEI Technology Co., Ltd. である。THE は、アルカリエレクトロライザーの世界トップのサプライヤーであり、1994 年以降、最大 1,000 ノルマル立法メートル/時のユニットを含めて 400 基以上の製造プラントを供給している（THE Co., Ltd., 2019）。THE は、欧州および米国において THE の設備が関与するすべてのプロジェクトについて、ノルウェーの HydrogenPro とパートナーシップを組んでいる。これらのプロジェクトには、フランスのダンケルクで進行中の 5 年間にわたる大規模パワー・ツー・ガス・プロジェクト（5 基の 100MW 水素製造ユニット）が含まれる（前述）。

もう 1 社の国内製造業者である Suzhou JingLi Hydrogen Production Equipment Co. Ltd. は、水電気分解技術の研究による新しい水素製造に関して、2018 年 8 月に大連化学物理研究所と協力協定を締結し、「973」国家研究計画の「風力発電の大規模水素製造」の一環を担っている。科学技術部（MOST）は、中国における新しい産業の研究開発を推進している。MOST からの資金援助を受ける「863」および「973」国家研究計画には、燃料電池の技術開発に関するプロジェクトも含まれており、これが中国における水素開発の主要な焦点になっているようである（Holland Innovation Network China, 2019）。

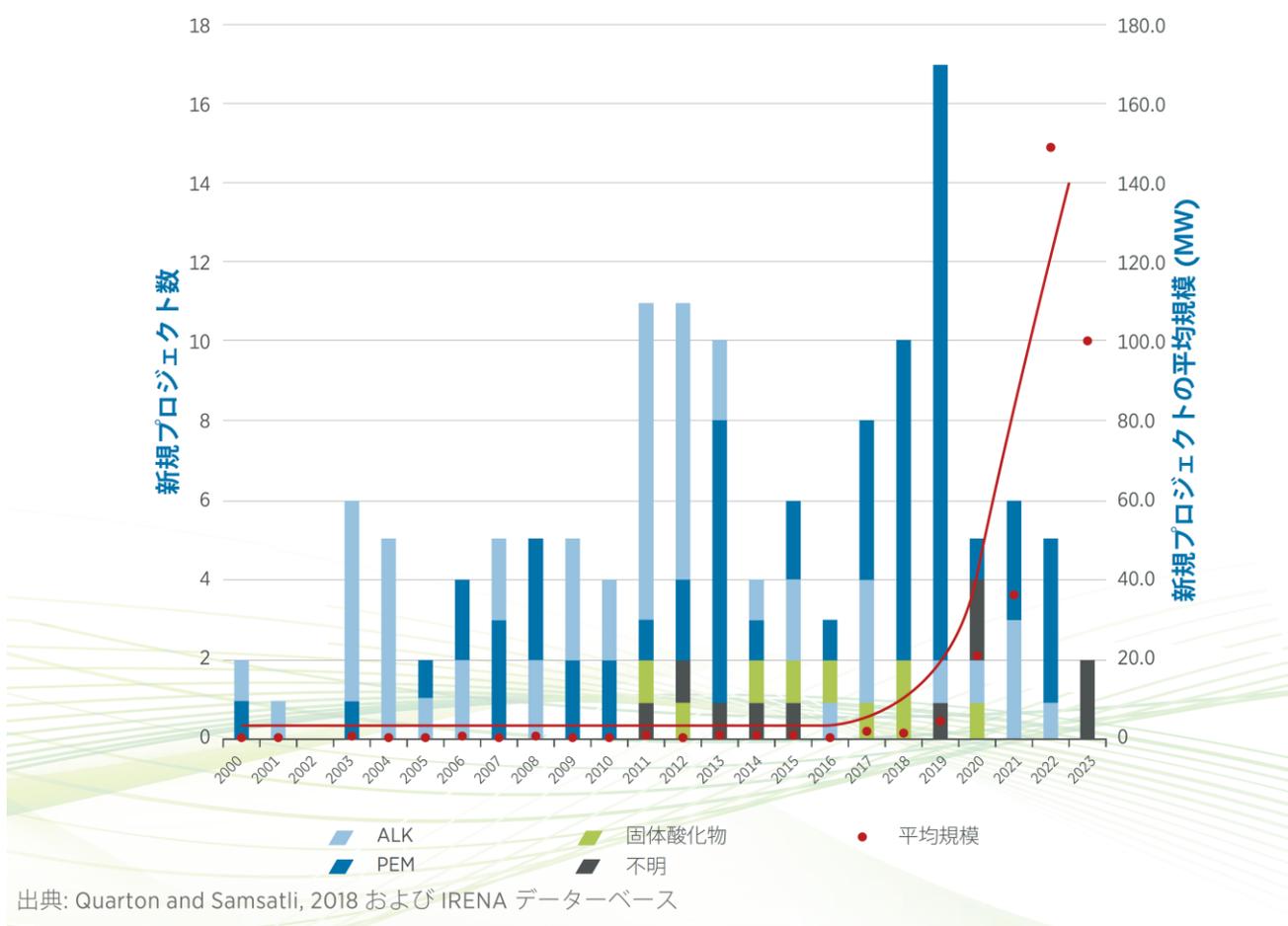
こうした事例は、世界的な関心の高さを示している。さらに多数のパイロットプロジェクトや早期商業プロジェクトが存在し、大型エレクトロライザーと技術改良という流れに向かっていることは明らかである。

水素の用途については、焦点がシフトしている。15 年前は、輸送があらゆる開発の中心であったが、最近では適用分野が拡大し、産業部門・建物部門の固定的設備や化学製品の原料へと重点が移り変わってきた。一方で、再エネ電力の価格低下によりこれらの用途での需要が高まりつつある。また他方では、気候変動対策の緊急性が差し迫っており、今では主要な推進力となっている。

エネルギー転換に向けてグリーン水素と水素利用を強化する取り組みは多くの国で増加しており、大規模かつ電力系統と親和性の高いエレクトロライザーがますます重視されている<sup>2</sup>。プロジェクトはメガワット規模に移っているが、大幅なコスト削減を達成するには、さらなる研究開発、大量生産、経験による学習が必要である。図 2 に示すとおり、ここ数年の傾向としては、プロジェクトの規模がスタート時点では小さくても、指数関数的に拡大することを示している (Quarton and Samsatli, 2018)。

### 水素製造用のエレクトロライザーの急速なアップスケール。

図2： エレクトロライザーの技術およびプロジェクト規模別の  
パワー・ツー・ハイドロジェン（電力の水素変換）に関するタイムライン



<sup>2</sup> エレクトロライザーそれ自体は、再エネ電力やカーボンフリー電力の使用を意味するものではない。一方、水素が追加費用を伴うという事実は、エネルギー転換へのインセンティブを付与する政策枠組みが、クリーン電力の供給に不可欠であることを意味する。

### 3.4 適用分野の拡大

輸送部門で初めて水素乗用車を量産したのは、(とくに) トヨタ、ホンダおよび現代自動車 (ヒュンダイ) であった。加えて、物流を脱炭素化するために水素トラックも開発されている (Forbes, 2019)。現在、中型の水素 FCEV は、同様の内燃機関 (ICE) 自動車の約 1.5 倍のプレミアム価格で販売されているが、メーカーによると、生産が大幅に拡大すれば著しいスケール効果によりコスト削減が見込めるといふ。一方、バッテリー式電気自動車は乗用車部門、とくに都市部や短距離用途でより急成長している。

長距離大量輸送は、FCEV にとってより魅力的な市場となりうる (IRENA, 2018a)。水素バスはすでに広く導入されており、中国のいくつかの都市で既に数百台が走行している。欧州では、H2Bus という新規コンソーシアムの設立がこのほど発表された。再エネ電力由来の水素を燃料とする、商業的に競争力のあるバスを 1,000 台走行させることを目標に掲げ、第 1 段階の 600 台は 2023 年までに導入予定である。また、日本は東京 2020 オリンピックで水素バスを活用する。

英国では、水素の役割は、既存の天然ガス供給インフラと組み合わせることで、熱供給の脱炭素化に向けた重要な選択肢として、500 万人の居住者を擁する地域で徹底的な調査が行われた。今後、イングランド北部で大規模なパイロットプロジェクトが実施される予定である (CCC, 2018; Sadler et al., 2018)。詳細については Box 2 を参照されたい。

エレクトロフューエルまたは e-燃料は、電気分解で得られる水素と、CO<sub>2</sub> を液体燃料に転換する新しいコンセプト (パワー・ツー・X と呼ばれる) である。コストは依然として高いが (DENA, 2017)、今後数十年で 1 リットル当たり約 1 USD まで低下すると予想されている (IRENA, 2019b)。とくに、EV と FCEV は ICE ではなく電動機を使用することから ICE 自動車と比べ効率が大幅に向上するが、これは燃焼機関における e-燃料には当てはまらない。したがって、e-燃料のポテンシャルは、電池で代替できない市場に限定され、バイオ燃料と競合する。このコンセプトは、石油化学製品原料の製造にも利用できるが、同じように、経済性は依然として厳しいものがある。

アンモニア (肥料) および鉄は、水素を用いて製造できる。これによって、エネルギー利用における再生可能エネルギーのシェア拡大が見込める。アンモニア製造技術は今日、商業的に実行可能であるが、直接還元鉄 (DRI) の製造はさらなる開発が必要である。しかし DRI は有望であり、技術的に実現性がある。商業規模のプラントが数十年にわたって稼働しており、その数も着実に増えている。全世界の DRI 製造量は、2018 年に 1 億トンに達している (Midrex, 2018)。

再生可能燃料の将来以上に、現在の水素需要は、石油製品市場の変化により大きく伸びている。すなわちこれにより、(中でもディーゼルとジェット・ケロシンの) 中間留分の精製収率を高める目的で (米国エネルギー情報局, 2019)、製油所のとくに水素化分解における水素需要が拡大した (図 3) (Speight, 2011a)。これは、乗用車が (ガソリンから) ディーゼルにシフトしていること、また (とりわけディーゼルとジェット・ケロシンの) 中間留分と比べ (ガソリン向けの) ナフサの収率が低く済む船舶や電車に加え、(ディーゼル) トラックや (ジェット・ケロシンを燃焼する) 航空機に依拠する取引が継続的に拡大していることが要因である。

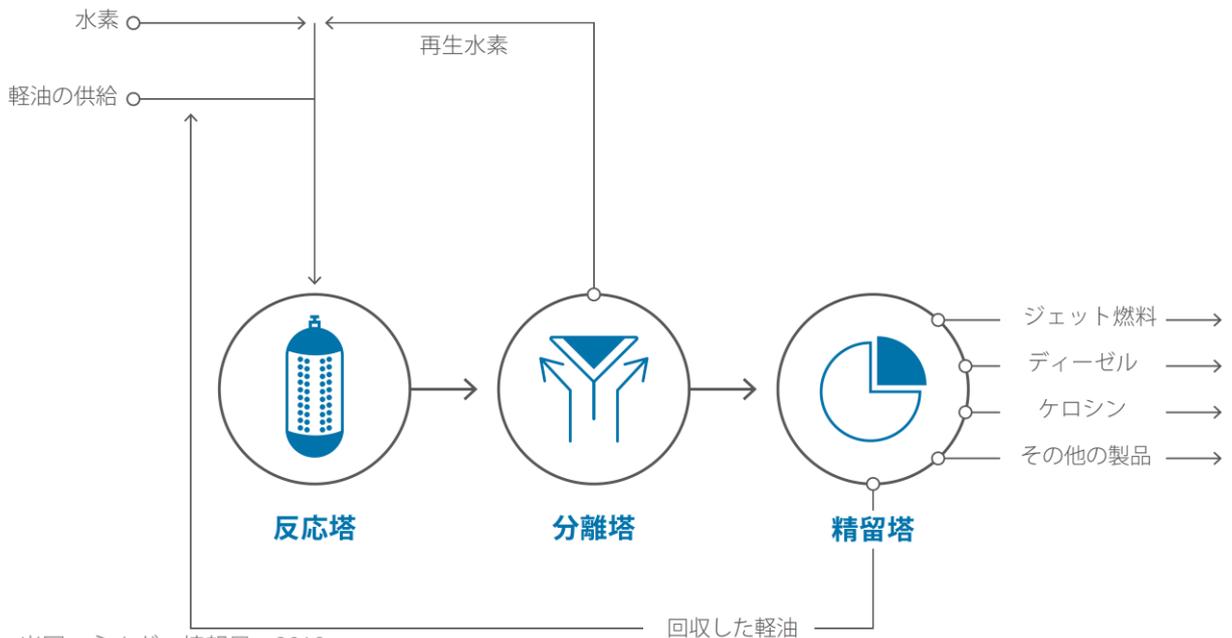
また硫黄酸化物の排出規制の厳格化、低硫黄ディーゼルの需要が急速に拡大した。連動して、製油所での水素化処理による脱硫用途の水素需要も増加している (Speight, 2011b)。

水素ニーズの上昇により、多数の製油所・化学プラントが水素の供給量増加に向けてエレクトロライザーを導入済み、または導入中である。しかしながら、エネルギー転換の進展に伴い石油需要の下降が見込まれることから、市場の長期的な見通しは不透明である。

**製油所は石油製品の改質に水素を利用する。**

図3：石油精製用途の水素－水素化分解

**水素化分解プロセスの概要**



出典：米国エネルギー情報局、2019

**3.5 移行オプションとしての化石燃料ベースの水素**

今日、水素は、CO<sub>2</sub>回収を伴わずに化石燃料から製造されることが多い。現時点では水素製造において最も低コストの方法であるが、「持続可能」とはいえない。水蒸気メタン改質（SMR）で製造する水素のCO<sub>2</sub>排出係数は、1キロワット時(kWh)あたり約285グラム(水素1キロ当たり9.5キログラムのCO<sub>2</sub>)であり、石炭ガス化の場合は、エネルギー利用とプロセス排出のみで、水素1キロ当たり約675グラムとなる（CCC, 2018）。エネルギー転換用途には、別のクリーン水素源が必要となる。

1つの選択肢は、CO<sub>2</sub>回収・貯留（CCS）と組み合わせて化石燃料から水素を製造する、いわゆるブルー水素である。ブルー水素は、再エネ電力由来の水素製造コストが低下する過程での「橋渡しのソリューション」として提案されてきた。化石燃料製造者にとっては事業継続の見通しがもたらされ、許容可能なコストで気候変動対策の目標を達成する一助となりうる。

ブルー水素の大量製造は増加する水素需要を支え、水素と水素由来の燃料提供に向けて、世界および地域のサプライチェーンを始動させるには重要かもしれない。しかしながら、以下の側面を考慮する必要がある。

- ・ ブルー水素は、現時点では限定的でニッチな用途のみに展開されている。一例として、カリフォルニア州では FCEV に使用するクリーン水素の最低量が義務付けられている (Carbs, 2014)。化石燃料から水素を製造する大規模プロジェクトはすべて、最初から CCS の採用が必須となる。CCUS なしに水素を製造・利用すると、サプライチェーンにおけるエネルギー効率の損失により、化石燃料の直接利用に比べ CO<sub>2</sub> 排出量が増加するおそれがある。
- ・ ブルー水素の導入がすなわち CO<sub>2</sub> フリーであるとはいえない。CO<sub>2</sub> の回収効率は最大でも 85~95% と予想されるため、CO<sub>2</sub> 全量の 5~15% は漏出することになる。しかし、現在のフラッグシップ・プロジェクトの回収率はこれをはるかに下回っている。米国で実施されているペトラノヴァ・プロジェクトは、4 基ある石炭火力発電設備の 1 基から排ガスのわずか 3 分の 1 強しか回収できておらず、カナダのバウンダリーダム・プロジェクトの総回収率は 31% に留まっている (FT, 2019)。最終目的は温室効果ガスの削減であるため、他のガスも注視しておく必要がある。たとえば、シェールガスの生産はこのほど、CO<sub>2</sub> よりも強力な温室効果ガスの 1 つであるメタンの主要排出源として特定された。
- ・ 複数のメガトン (Mt) 規模のプロジェクトで実証されているとおり、CO<sub>2</sub> は地下に貯留できる。一方で、CO<sub>2</sub> 利用が着目されつつある。現在、回収される CO<sub>2</sub> の大半は石油増進回収法 (EOR) に使用されている。CO<sub>2</sub> の地下貯留状況は、EOR プロジェクトごとに異なり、かつ時間とともに変化する。CO<sub>2</sub> の大部分は EOR の運用時に再度放出されるおそれがあるが、現状そのモニタリングは実施されていない。運用中の約 20 件の CCS プロジェクトは大半が EOR 専用であるため、注入した CO<sub>2</sub> を確実に保持することが極めて重要となる。地中貯留の専用施設に関するデータでは漏出は示されていないものの (Rock et al., 2017)、EOR プロジェクトはこれに該当せず、EOR 時の CO<sub>2</sub> 保持率は最大 96% から最低 28% と幅があり、地層の種類が主な決定要因である (Olea, 2015)。そのため、EOR のプロジェクト設計では、コストあたりの最大限の貯蔵量を考慮しなければ効果が低くなるであろう (Rock et al., 2017; Olea, 2015)。
- ・ 回収した CO<sub>2</sub> を炭酸飲料や石油化学製品、合成燃料の製造に使用する場合、元の排出源からは CO<sub>2</sub> は放出されないが、製品の使用後には放出される。したがって、CCUS を採用しない場合の排出量を 2 単位とすれば、合計で 1 単位が放出されることになる。よって、正味の削減効果は排出量の半減となる。これは大幅な改善であるが、2050 年までの地球全体でのエネルギーシステム脱炭素化とは整合しない。
- ・ あらゆる CCS システムについて、回収・貯留率を最大化し、残余の排出量を正確に把握するためには、モニタリング・報告・検証 (MRV) 体制の導入が鍵となる。また、現時点では、地層貯留のみがカーボンニュートラルという文脈において有望であるという状況では、貯留効率の把握も極めて重要である。
- ・ 最後に、化石燃料に付帯する CCS への投資により、限られた資本の投下先が再生可能エネルギーから化石燃料へと再び戻ってしまうおそれがある。2030 年の排出削減目標達成に向けて、必要とされる再生可能エネルギー導入量の大幅増を考慮すると、限りのある資金源の最も有効的な活用とは言い難い。

CCS の実証と導入の急速なスケールアップは、その普及のための必要条件として早い段階から認識されている (IEA、2004)。しかし現在、CCS は発電 (IEA, 2019b) および産業 (IEA, 2019c) の両部門で主要な路線ではなく、2019 年 9 月時点でそれぞれ 2 件と 17 件のプロジェクトしか運用されていない。IEA は、2030 年までに CCUS による回収量の目標を発電で 350 Mt CO<sub>2</sub>/年、産業部門で 400 Mt CO<sub>2</sub>/年に設定しているが、2019 年 9 月時点では、発電部門で 2.4 Mt CO<sub>2</sub>/年、産業部門では「潜在的に」32 Mt CO<sub>2</sub>/年にしか達していない。

多くのプロジェクトが途中で断念されたか、大幅な遅延を経験してきた。たとえば、Gorgon CCS 施設は 2009 年に運用開始予定であったが (IEA, 2004)、実際には 10 年後の運用開始となった (Global CCS Institute, 2019)。2004 年の IEA 報告書に提示された提言については、未対応のものもあり、後続のプロジェクトは大幅な遅延が確認されている。このように、現時点においても、CCS は初期の目標に沿ってスケールアップされていない。

現在運用中の CCS プロジェクトのうち、2 件が水素製造を目的としている。いずれも水蒸気メタン改質 (SMR) によって水素を製造し、製油所のプロセスで使用する。テキサスのポートアーサーで行われている Air Products 社の SMR は、CO<sub>2</sub>を油田に注入し、EOR に用いる。カナダ・アルバータ州クエストの CCS 施設では、長期的な地中貯留のために約 1 Mt CO<sub>2</sub>/年の CO<sub>2</sub>を注入しており、第三者機関の DNV GL が MRV を実施し功を奏している。運用初年度は、ほぼ毎日 80%の回収率を達成していたが、さまざまな理由により回収率が大幅に低下する日もあった (Rock et al., 2017)。初期プロジェクトのコストは高く、カナダのプロジェクトは国家政府とアルバータ州政府から約 8 億 6,500 万 CAD (6 億 5,700 万 USD)<sup>3</sup>の公的資金を受けている (Finanzen.net, 2019)。

### Box 1: 水素サプライチェーン (HESC)

水素サプライチェーン (HESC) は、日本の援助を受けてビクトリア州 (オーストラリア) で開発されている新規プロジェクトである。褐炭をガス化して水素に転換し、その水素を日本へ輸送する。パイロットフェーズでは、ラトローブバレーのガス化プラントおよびヘイスティングス港の液化施設の建設が行なわれる。CCS はこのフェーズに含まれないが、商用化フェーズの「不可欠な構成要素」となっており、沖合の地中貯留サイトが調査されている。

5 億 AUD (3 億 4,400 万 USD) 規模の本プロジェクトは、日本の政府・産業界の支援を受けており、オーストラリア政府とビクトリア州政府はそれぞれ 5,000 万 AUD の資金を拠出している。このプラントは年間 5,000 トンの水素と年間 1 万 8,000 トンのアンモニアを製造することになる。液化施設は 2020 年 6 月に完成予定である。パイロット段階では、2021 年までに統合サプライチェーンを実証し、商用化フェーズへ進むか否かは 2020 年代に決定される。

CCS に対する関心の再燃は、今日までの進展不足を差し引いて評価すべきである。化石燃料ベースの水素製造施設の開発には疑念が生じている。なぜなら、化石燃料ベースの水素製造は、「CCS がスケールアップされ、回収率と効率性が大幅に向上し、適切な MRV の整備によって長期的な貯留が確実となる」という想定によって、正当化されるものだからだ。

<sup>3</sup> 1 CAD = 0.76 USD (2019 年 9 月 13 日現在)。

## Box 2: オランダおよび英国における天然ガス由来のブルー水素

### H-vision イニシアチブ

H-vision は、オランダのテルダム港における初のブルー水素プロジェクト候補である。目標は 2030 年までのプロジェクト完成である。本コンソーシアムは、港湾内およびプロセスチェーン全体における計 14 の当事者で構成される。2018 年にはビジネスケース（費用対効果）、技術的課題、水素市場および CCS を調査するフィージビリティスタディを開始した。

H-vision プロジェクトは、合計 15~20 トン/時の水素を製造できる 4 ヶ所の水蒸気改質プラントを建設し、北海 CO<sub>2</sub> を海底貯留し、プロジェクトに参画する港湾内の産業へ水素を提供することを目指す。最初のプラントは 2025 年に開設される予定であり、製造される水素は港湾内あるいはオランダ国内の当事者へ輸送する。最終目標は、年間 8 Mt の CO<sub>2</sub> 回収・貯留であり、港湾内の発電設備所有者の協力が不可欠となる（Cappellen et al., 2018）。

### Hydrogen to Magnum(H2M)

H2M は、Nuon、Equinor、Gasunie との協業プロジェクトである。Nuon は、フローニンゲン郊外のエームスハーヴェンに保有する Magnum 発電所の 440 MW のユニットを水素製造設備に転換する目標を定めた。Equinor は、自己熱改質（ATR）プラントを開発し、ノルウェーから輸入する天然ガスで水素を製造し、CO<sub>2</sub> を回収する。この水素は、Gasunie が開発するインフラを経由して需要家に輸送される。本プロジェクトでは、柔軟なシステムの実現に向けて、岩塩層の地下空洞を（一次）貯留に活用することを目指している。CO<sub>2</sub> はノルウェーに再び輸送され、沖合に貯留される（Cappellen et al., 2018）。

### H21 NoE

H21 North of England（H21 NoE）プロジェクトは、Cadent、Equinor、Northern Gas Networks 間の提携により開発されている。目的は、2028~2034 年にイングランド北部のガス供給網を水素用に改造することである。2035 年までにハンバー川河口に 12.5GW の天然ガス転換施設、8 テラワット時の水素ガス貯蔵施設、主な需要地（ハル、リーズ、リバプール、ティーズサイド）への新規水素輸送パイプラインシステム、年間 2,000 万トンの CO<sub>2</sub> 貯留設備を整備する。英国のガス網の 17% を水素用に改造する必要があると推定されており、政府の政策決定は 2023 年に下されることになっている（h21 NoE, 2018 ; Sadler et al., 2018）。

### 3.6 再エネ水素に対するガスインフラの役割

純水素ガスを輸送するパイプラインは技術的に実現可能であり、米国、ドイツ、オランダ、フランス、ベルギーをはじめとするさまざまな国で数十年にわたって稼働している。しかし、これらのパイプラインシステムの利用は限定的であり、水素の急速な導入規模拡大に向けての広範な基盤とはならない。

世界では、天然ガスの輸送・供給用の広大なインフラが整備されている地域もある。このようなインフラは、水素の供給促進や、大規模かつ低コストな貯蔵源としての役割を果たすことができる（Panfilov, 2016）。

- ・ 水素は、低い割合であれば重大な技術的課題を伴うことなく天然ガスに混合できる。インフラ評価の必要性があるが、大半のコンポーネントでは容量の10~20%の割合<sup>4</sup>であれば、多額の投資をせずに達成可能と見込まれる（IRENA, 2018a; Judd and Pinchbeck, 2016; Müller-Syring et al., 2013）。
- ・ 研究によれば、天然ガスパイプラインシステムは、わずかな投資で水素ガス向けに改造できることが示されているが、ケースごとに異なる。オランダに関する最近の研究では、同国内の輸送パイプラインはコンプレッサーとガスケットの交換によって水素ガス用に改造できると結論付けられている（DNV GL, 2017a）。どの程度の調整が必要かについても、供給システムによって違いがある。水素ガスには一般的にプラスチック製のパイプラインが適しているが、経年した（都市部の）鋳鉄製パイプラインは適していない。適用の際、水素ガスに対応するために設備を調整したり、交換したりする必要があることが主な課題である。現在、天然ガスパイプラインシステムに導入できる水素の量は規格により制限されている。
- ・ 英国に関して詳細な研究が行われ、現行の高圧天然ガス輸送パイプラインを純水素向けに改造した場合の脆化や、エネルギー密度の低減、バッファーとしてのパイプライン内での貯蔵量、ならびに調整が必要と見込まれる一連の規制面・安全要件に関する課題が特定された（Dodds and Demoullin, 2013; Sadler et al., 2018）。さらなる水素脆化についての調査では、大きな影響はないという結果が示された。水素はパイプラインの疲労を悪化させるおそれがあるが、安全かつ確実に対処できる。疲労は管内の圧力変動に大きく関係し、ラインパック（パイプライン内のエネルギー貯蔵）に関して重要なパラメーターとなりうる（van Cappellen et al., 2018）。最後に水素は、既存の天然ガスインフラに完全に適合可能な、合成メタンの製造に使用できる。しかし、これには膨大なコストがかかる（とりわけCO<sub>2</sub>の供給・メタン化装置）ため高コストな選択肢となるが、コスト削減の余地はある（Fasihi et al., 2019; Gutknecht et al., 2018; Sutherland, 2019）。

天然ガスインフラで水素と天然ガスを併用することは、ウィン・ウィンの転換戦略となるかもしれない。水素に関しては、すでに存在する大きな需要とサプライチェーン（とくにガスパイプラインインフラ）を取り込むことで、再生可能エネルギー由来、およびエレクトロライザーを使用する産業からの製造をスケールアップできる。結果として、低炭素燃料への転換について天然ガスが果たす役割を引き出す一助となる。

---

<sup>4</sup> エネルギーの観点からこの数値を得るには、水素の割合を容量単位当たりの天然ガスと水素とのエネルギー含有比率である係数3で除する。

再生可能エネルギー由来の水素製造コストを削減する上では、規模の経済がひとつの優先事項である (IRENA, 2018a)。ガスインフラで対応できる水素シェアの段階的な引き上げは、再エネ電力による電気分解の大規模展開について、信頼性のある長期的なシグナルとなる。ただし、ボイラー、ガスタービン、調理用コンロなどのエンドユース設備がこのような段階的な移行に耐えうるか否か、慎重に評価し見極めなければならない。

### Box 3: ガス網の改造事例

ガス網の改造に関してはこれまでの事例がある。従来、ほとんどの天然ガスシステムは (石炭由来の) 水素を多く含む都市ガスで運用されていた。また、天然ガスの組成にはばらつきがある。ドイツでは、10年間で 70 億 EUR (78 億 USD) をかけてガス網をリノベーションし、需要家の 30% について、メタン含有量の少ない天然ガス (L ガス) からメタンおよび熱の含有量が高いガス (H ガス) に切り替える事業を行っている。これは L ガスの供給量減少に起因する。天然ガスに水素を添加することに比べると、これはマイナーなシフトであるように思われるが、それでも相当なコストがかかる (Newman, 2018)。

現段階で、このような移行に向けて必要となる水素の混合レベルは未だに不明確であり、現地のインフラや規制などによって決まる可能性が高い。明らかなのは、100%水素に移行するには、多くの装置——ならびに天然ガス輸送システムの大半と供給システムの一部——に大がかりなアップグレードが必要となることである。明確なロードマップは、ほとんどその性質上、国レベルでの策定が必要で、このロードマップにより、既存インフラを天然ガスから 100%水素に移行する上で必要となる事項は何なのか、どの程度の天然ガスと水素の混合レベルで大規模投資が必要になるのか、また、投資の側面、必要となる水素の量、タイムラインおよび規制の変更などから見た移行の全体像はどのようなものか、を理解する一助となる。

水素耐性を備えた設備を「通常の」更新サイクルに合わせて早期に採用すれば、コストが大幅に削減できる。導入開始を 5 年遅らせると、ドイツの (ガス網と地下貯蔵を含めた) ガスインフラでは約 120 億 EUR (134 億 USD) の移行コストが追加でかかってしまう (Müller-Syring et al., 2018)。

移行をどのように実行するのも明確にしなければならない。1 回につき 1 つのガス供給システムを天然ガスから 100%水素に切り替えるのか、システムの 0~20% を切り替えるのか、あるいは同時にすべてのシステムを切り替えるのか。移行プロセスにおいて、いかにして水素の割合が搬送システムの技術的限界を超えないようにするのか？ おそらく、まずはすべての搬送システムを 100%水素に耐えられるようにしてから、1 回につき 1 つの供給システムを転換しつつ、搬送システムの水素割合を増やしていくことになるであろう。また、供給網全体、かつ年間のさまざまな時期を通して、水素割合をどのようにして一定に保つのか？ たとえば、太陽光と風力から製造する場合、ガス網に注入する水素の水準も変動するのだろうか？

天然ガス網が、再エネ水素の主要な引受け手となるためには、今後数十年間でこれらの課題を解決しなければならない。とはいえ、これらの問題をより多く解決すべく、とくにドイツ (E.ON, 2019; Michalski et al., 2019)、オランダ (DNV GL, 2017a; H-vision, 2019)、英国 (DNV GL, 2017b; Sadler et al., 2018)、そして欧州各地 (Florisson, 2016) で取り組みが進められている。

エネルギー転換における天然ガスインフラの戦略的な活用は、既存のエネルギー大手企業および台頭しつつある水素産業（炭化水素セクターよりも電力セクターと関わりが強い）に大きな便益をもたらし、エネルギー転換を推進する上で幅広い支持を得ることができる。地球規模の低炭素エネルギー転換ロードマップを遂行するにあたり、新規プレーヤーに加えて既存のエネルギー企業が参加し、共通の目的と明確なロードマップを持つことで、急速な変革に支障をもたらす要因を緩和できる（IRENA, 2019a）。

### 3.7 新たなコモディティとしてのクリーン水素の可能性

水素は、取引可能な新しいコモディティとなる見込みがある。グリーン水素を（バイオエネルギーの燃焼プロセスに由来する CO<sub>2</sub> を用いるか、直接空気回収により）合成天然ガスに転換でき、既存インフラを経由して市場に出荷できること、ならびに SMR や CCS を利用して天然ガスを低炭素水素に転換できるという事実は、カナダ、イラン、ノルウェー、カタール、ロシア連邦、米国などの天然ガス生産国にとっての期待となる。水素は、人が住んでいない遠隔地において低コストで製造し市場に出荷できるため、中東や北アフリカなどの地域、そしてとくにアルゼンチン、オーストラリア、チリ、中国などの国は、新たな好機を見出せる。そのため、水素経済への転換は、現在、国家収入の大きな部分を化石燃料の輸出に依存している国や地域にとって新たな経済的展望をもたらすことになる。また、再生可能エネルギー源が豊富な国にとっても新しい輸出機会を創出する。

パイプラインが整備されていれば、見通しは明白である。しかし、水素の輸送には液化つまり大幅なエネルギー損失を意味する一あるいはアンモニア、メタノール、液体有機水素キャリアなど、他のキャリアへの転換が必要となり、大きな損失が伴う。アンモニア、メタノール、DRI（直接還元鉄）または e-燃料などクリーンな製品を製造するために水素をオンサイトで使用できれば、この損失を減らすことができる。

水素取引の機会に関する詳細な考察については、「6. 将来の水素および水素コモディティの取引予測」のセクションを参照されたい。

## 4. 脱炭素化に向けた水素の役割－水素と再生可能エネルギーとの連携

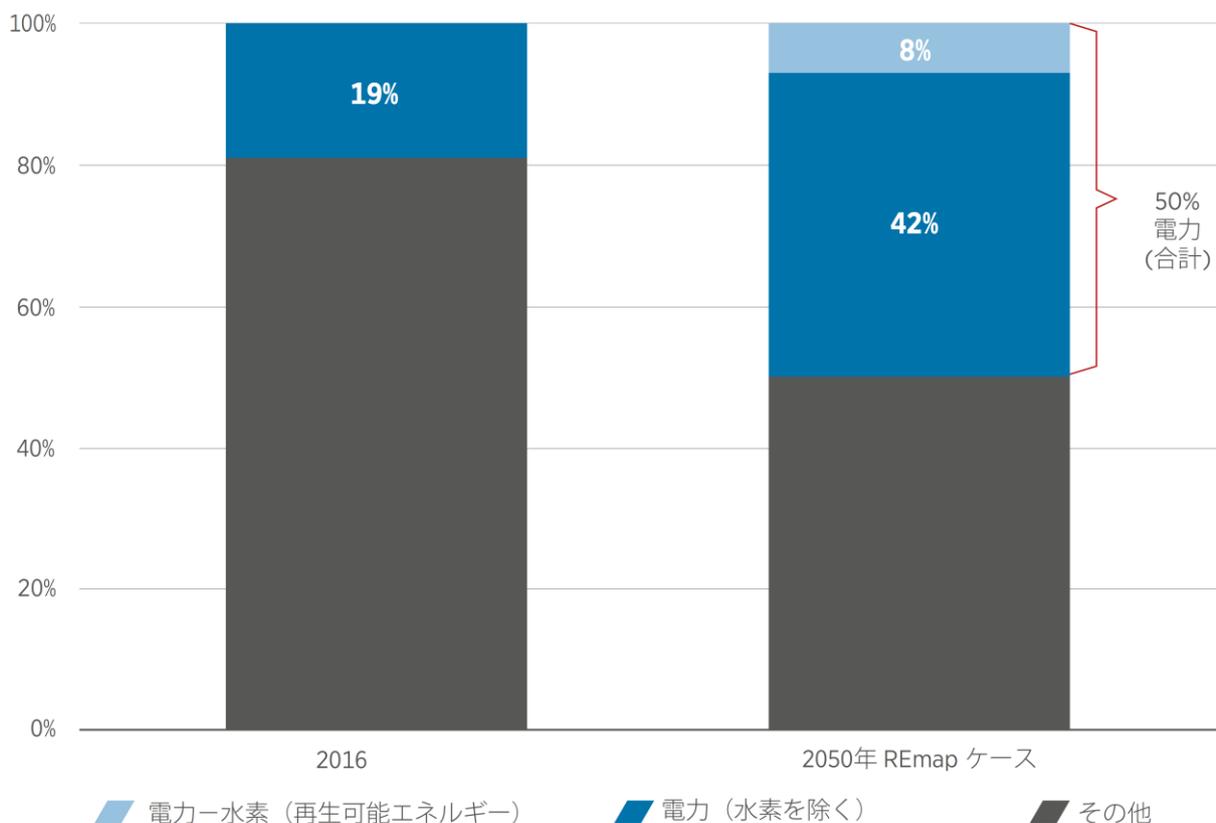
### 4.1 再生可能エネルギー導入拡大の推進力

水素（または水素由来の燃料やコモディティ）の大規模な導入によって、再生可能エネルギー発電の需要増を大いに刺激できる。IRENA は、最終エネルギー消費合計における再エネ電力由来の水素の経済的ポテンシャルを、2050年までに全世界で19 EJと見込んでいる（図4）（IRENA, 2019a）一方で、他の機関（水素協議会など）は、この数値が約80 EJまで増加するとみている（必ずしもすべて再生可能エネルギー由来の水素ではない）。

この需要に対して、電気分解に必要な再エネ電力は30～120 EJ、または8～30ペタワット時となる。つまり、2050年において再エネ水素と水素ベースの製品を製造するには、サプライチェーン全体の損失を考慮すると、約4～16テラワット（TW）の太陽光・風力発電設備容量を導入しなければならない。それに比べ、現在の全世界の発電設備容量は7 TWであり、1 TWの太陽光・風力発電設備が稼働している。

**2050年のIRENAのREmapシナリオでは、再エネ電力由来の水素19 EJは同年における最終エネルギー消費量合計の5%、および水素製造に充てられる総発電電力量の16%に相当する。**

図4：総エネルギー消費量に占める電力の割合（EJ/年）



出典：IRENA、2019a

加えて、(たとえば EV やヒートポンプによる) 直接電化は、水素に関する他の選択肢に比べエンドユーザの効率が高い。EV は燃料電池自動車と比較した場合 75%高いエネルギーサービスを提供し、ヒートポンプを水素ボイラーと比較すると、270%高いエネルギーサービスを提供する (CCC, 2018)。

輸送においては、ロジスティクスチェーンにおいて (加圧および液化などで) 著しい損失が発生するため、水素供給のための電力需要が増加する可能性がある。水素輸送の主な形態としては、以下が考えられる。

- ・ アンモニア：一次的な太陽光資源および風力資源から、トラックによる最終的な水素の供給に至るまで、アンモニアをエネルギーキャリアとした場合、45%のエネルギー損失が定量化された。主な損失は水素の圧縮 (19%)、エレクトロライザー (16%) そして変換器の効率 (10%) である (Obara, 2019)。
- ・ MCH (メチルシクロヘキサン)：同じ分析により、MCH を水素キャリアとした場合、エネルギー損失は約 43%となった。水素化装置の排熱 (15%)、エレクトロライザー (16%) および脱水素化装置で生成されるトルエンによる損失 (12%) が大半を占める。
- ・ 液化：水素の液化プロセスでは大量の電気が必要となり、現段階では水素のエネルギー含量だけで 20~45%の損失につながっている (Berstad et al., 2013; Cardella et al., 2017; H21 NoE, 2018, p.21)。

結論として、水素を大規模導入すれば電力部門に大きな影響がもたらされ、再エネ電力の導入拡大についてさらなる機会が切り開かれる。

## 4.2 電力システムの柔軟性向上

水素製造は、変動性再生可能エネルギー電力（VRE）の割合が高い系統において、出力抑制の削減に役立つ。しかし、エレクトロライザーの稼働率が約 10%以下にとどまる場合、単に安いというだけの、つまり「なりゆき任せであれば出力抑制の対象」となる無償の電力を使っても、大量の水素製造は難しいと思われる。この稼働率を前提とすれば、電力コストがゼロであっても製造される水素は競争力を持ってない。ただし、エレクトロライザーのコストがさらに下落すれば状況が変化する可能性はある。水素製造コストを引き下げるには、エレクトロライザーの稼働率を高めなければならないが、出力抑制は不定期に行われるため、対象となる電力の利用可能性とエレクトロライザーの稼働率はマッチしない。価格が低いタイミングでの電力購入とエレクトロライザーの稼働率増加を両立させる必要がある（IRENA, 2018a）。系統の柔軟性向上に関しては収益性がより高い選択肢が他にも多数存在している、（IRENA, 2019c, 2018b）。

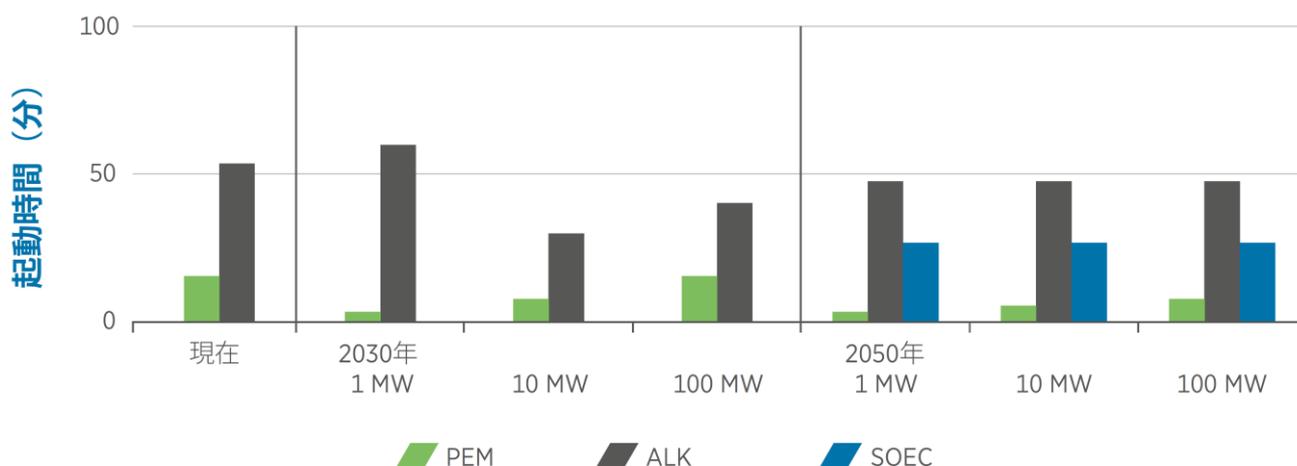
とはいうものの、水素エレクトロライザーは、制約がある電力システムの柔軟性を追加的に高めることができる。最新型のエレクトロライザーは、分または秒単位で製造量を増減させることができ、さらなる改善が見込める（図 5）。PEM エレクトロライザーはアルカリエレクトロライザーよりレスポンスが速いため、新興技術でありながら、将来に向けての研究で顕著に取り上げられている。

系統混雑緩和のため、電力の代わりに水素を輸送する目的で、戦略的にエレクトロライザーを配置できるが、それは、VRE の出力抑制を回避する一助にもなる。この戦略は、たとえば北海地域における洋上風力開発という文脈で考慮に入れることができるだろう。したがって、再エネ電力を系統に潮流させるか、エネルギーキャリアとして水素を活用するか、各国には 2 つの選択肢がある。

**エレクトロライザーは、電力システムの需要側の柔軟性を高める。**

図5：エレクトロライザーの起動時間

### エレクトロライザーの柔軟性（現状と将来予測）



出典：InWEDe、2018

### 4.3 変動性再生可能エネルギー電力の季節貯蔵

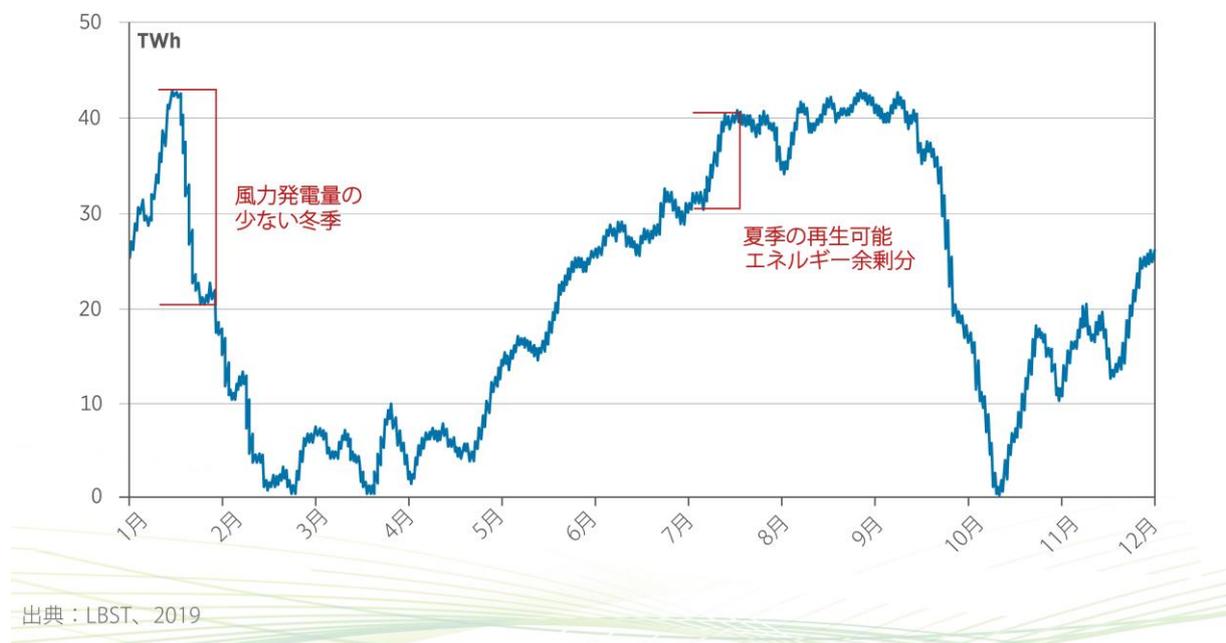
IRENA の分析 (2019b) によると、大量の太陽光および風力発電を電力システムに統合するための貯蔵ニーズは、現在と比べ 2050 年には大幅に増加する。再エネ電力からの水素の大量製造と水素貯蔵を組み合わせると、季節に応じて系統に長期的な柔軟性がもたらされる (図 6)。水素貯蔵には実に多様な形態がある。例として、圧縮または液化された純水素を地質構造で地中圧縮貯蔵、専用の人工構造物への液化貯蔵、あるいは、液体燃料・固体燃料の製造のため他の成分と混合したり、天然ガスインフラで天然ガスと混合するなどが挙げられる (Judd and Pinchbeck, 2016; Stetson et al., 2016)。

IRENA は、再エネ電力の季節貯蔵が 2030 年以降に成長市場となり、水素が重要な役割を果たすとみている。一方で、現在の予測では他の柔軟性オプションの妥当性の方が高いとされていることから、今後 10 年は季節貯蔵の著しい需要の伸びはないものの、インフラと規制については、今すぐ立案を開始すべきだと考える。

オランダでは、ガス火力発電所を改造して 440 MW の水素発電設備とする事業が行われており、2023 年に試運転を予定している。国内で天然ガス由来の水素を製造し、回収した CO<sub>2</sub> はノルウェーに輸送して貯留する (NS Energy, 2019)。同様のコンセプトは日本でも研究されている。

**変動性再生可能エネルギーのシェアが高い電力システムにおいて、水素は季節貯蔵の重要な役割を果たすことができる。**

図6：2050年の水素貯蔵プロファイル



また、北欧に関する最近の研究によると、パワー・ツー・ガスの電力貯蔵は、サイクル効率が 45%と相対的に低いものの、2050 年の再生可能エネルギーの割合が高いシナリオにおいては有益であり、採算性があり、出力抑制の回避と再生可能エネルギーの全般的な導入拡大に資する。同研究は、水素の貯蔵と発電部門での利用は、産業用途に比べ有益であると結論づけている。系統の容量に制約がある地域では、水素ガスを電気の代わりに輸送し、その後発電に利用するのた有効である (DNV GL, 2017b)。

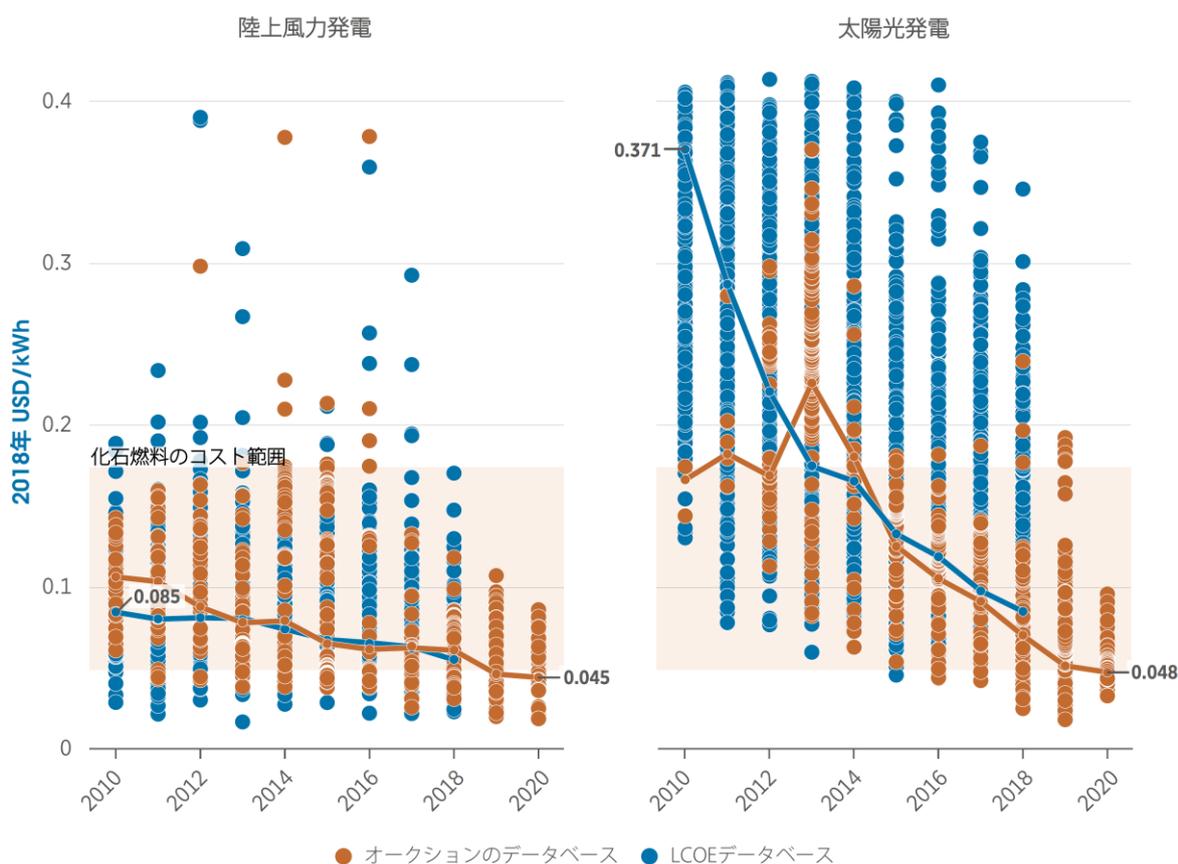
## 5. 再エネ水素の競争力

この章では、グリーン水素とブルー水素の製造コストを比較する。再生可能エネルギーから製造する水素の採算性については、3つの主要なパラメーターが極めて重要である。すなわち、エレクトロライザーの設備投資、製造プロセスで使用される再エネ電力のコスト（均等化発電原価、LCOE）、そして年間ベースの稼働時間（負荷率）である。

発電所規模の太陽光発電および陸上風力発電のコストは、2~3 セント/kWh に達する場所が増えてきた。2018年には、太陽光発電または陸上風力発電の委託プロジェクトの平均コストは14%下落した(図7) (IRENA, 2019d)。

**再エネ発電コストは近年劇的に低下している。**

図7：陸上風力発電および太陽光発電コストの世界的傾向

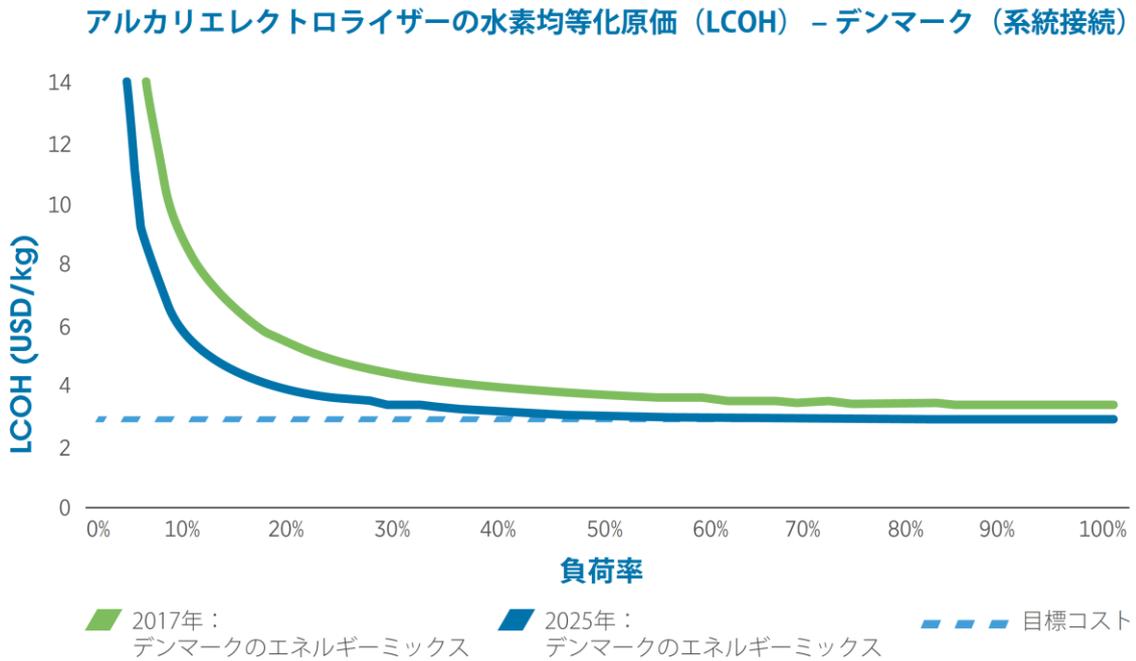


注：青色の点は委託プロジェクト、オレンジ色の点はオークションおよび電力購入契約からのデータを示す。  
出典：IRENA, 2019d

一旦質の高い水素が生産されて、固定的投資が回収されれば、エレクトロライザーの負荷率が向上するほど水素1単位のコストは安くなる。一般的に、今日の投資コスト水準からするとエレクトロライザーの負荷率は50%超となるべきだが、35%以上でほぼ最適レベルの水素コストに達しはじめる(図8)。このパーセンテージは、エレクトロライザーが安価になれば下落する。太陽光と風力のハイブリッドシステムは有望なソリューションで、チリのアタカマ砂漠など、相互補完しつつ稼働できる場所では設備利用率が優に50%以上に達することもある。

安価な水素を供給するためには、エレクトロライザーの負荷率を十分に高める必要性がある。

図8：エレクトロライザーの負荷率と水素供給コストの相関



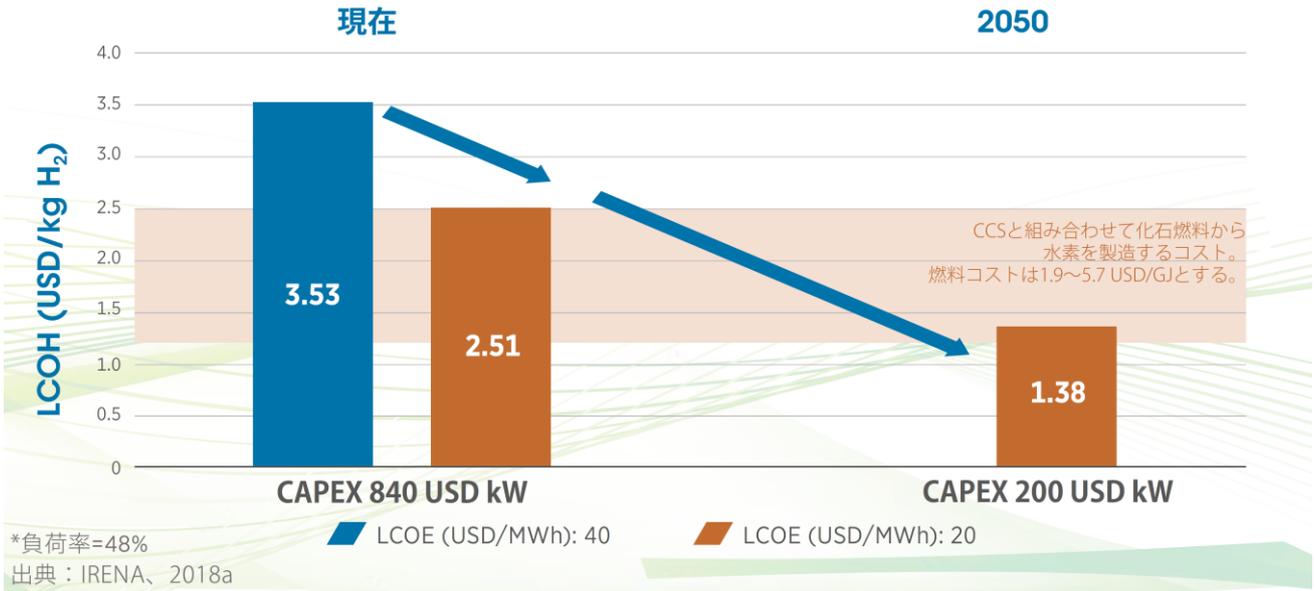
より費用のかかる選択肢としては、集光型太陽熱発電（CSP）プロジェクトによる水素製造がある。たとえば、モロッコでこのほど導入された CSP プロジェクトは、8 時間の蓄熱機能を備え、最大 65% の設備利用率で発電する計画であり夜間の発電も可能である。しかし、類似のプロジェクトは依然としてコストが高く、80 USD/MWh 以上となっている（IRENA, 2019c）。他の貯蔵装置も同様に、再生可能エネルギーからの水素製造をサポートできる。

競争力の観点から、再エネ水素は概ね 2.5 USD/キログラム（kg）未満で製造すべきであるが、この値は、製造が集中型か分散型か、また市場セグメントやその他の要素によっても左右される。IRENA (2019a) は、風力エネルギーによる比較的安い電気料金（40 USD/MWh）、そして極めて安い（20 USD/MWh）電気料金に基づいて水素コストを定量化した。エレクトロライザー（アルカリ）の投資額は、現状約 840 USD/kW、将来的に 200 USD/kW<sup>5</sup>と想定した（図 9）。このような前提条件によると、再エネ水素は産業部門で利用可能な低コストの天然ガス（5 USD/ギガジュール（GJ））とは競合できないが、欧州の非住宅部門における平均的（10 USD/GJ）ならびに高い（16 USD/GJ）天然ガス価格と競合できるであろう。

<sup>5</sup> 200 USD/kW というエレクトロライザーコストは、現在いくつかのプロジェクトで実現しているが、将来的にはより広い範囲で達成される見込みである。

再エネ電力およびエレクトロライザー価格の下落により、グリーン水素は経済的な供給オプションになりうる。

図9：  
発電コスト（LCOE）・エレクトロライザーの設備投資（CAPEX）\*と水素コスト（LCOH）の変化（現在／2050年）



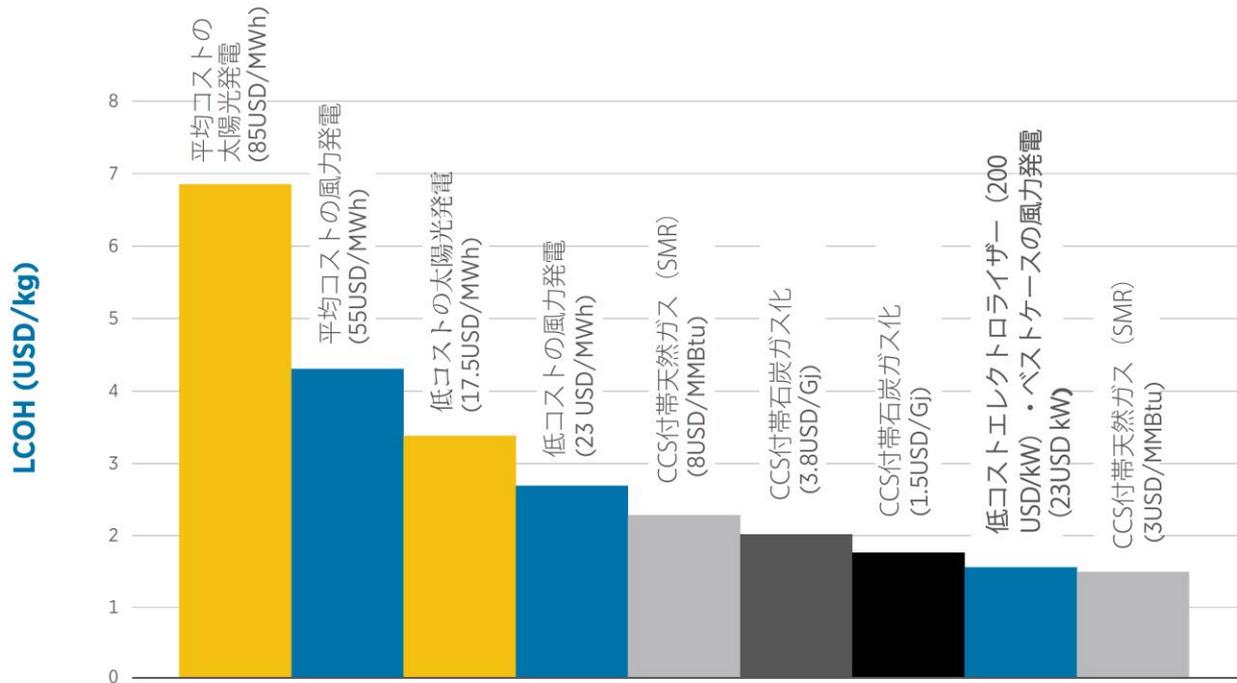
## 5.1 現在の水素製造コスト

水素を供給する総コストは、製造コストとロジスティクスコストに分類され、地域の規制および資本コストなど、財務的側面も最終的な供給コストに関係してくる。製造段階では、再エネ電力と化石燃料（天然ガスおよび石炭）双方の価格が変動費に関係し、結果として技術別の最終的な競争力に影響する。

図10は、現時点における再エネ電力由来の水素供給コスト（平均とベストケース）を、化石燃料由来（CCS付帯）と比較したものである。CO<sub>2</sub>フリーの再エネ電力は、現時点でも最も安価な水素供給源となりうるが、それはごく限られた状況においてのみ可能である。ベストケースでは200 USD/kWという低コストなエレクトロライザーを想定しているが、広い範囲でこの価格が実現するのは早くても2040年以降と予想されている。しかしながら、中国の（エレクトロライザー）メーカーは、この価格がすでに現実的になっていると主張している。23 USD/MWhという安価な再エネ電力は、ブラジルやサウジアラビアなどの風力発電プロジェクトで確認されている（IRENA, 2019d）。

ベストケースの再エネ水素供給は現時点でも経済性があるが、一般的な条件では、さらなるコスト削減が求められる。最も低コストの風力発電や太陽光発電プロジェクトは、化石燃料由来の水素と同等のコストで水素を供給できる。

図10：現在の水素製造コスト（再生可能エネルギー由来／化石燃料由来）



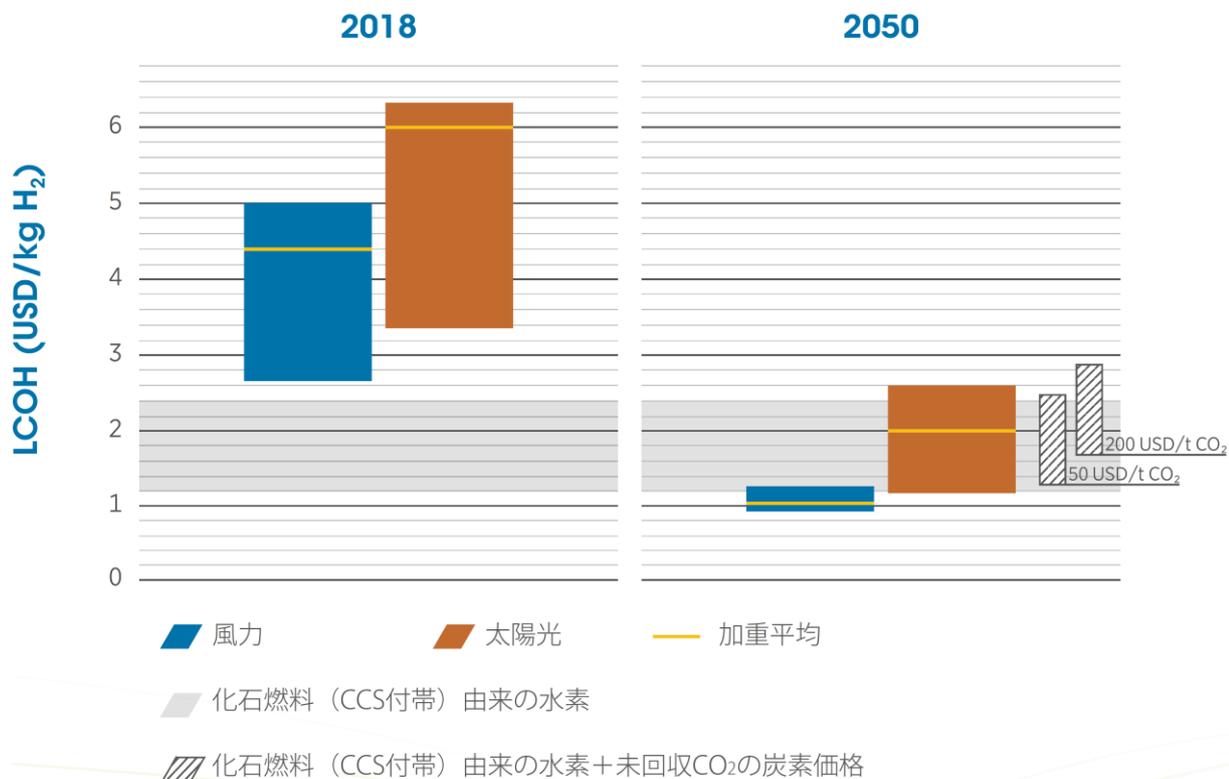
注：エレクトロライザーのCAPEX：840 USD/kW、効率：65%、エレクトロライザーの負荷率は、太陽光または風力の基準設備利用率のいずれかに等しい。便宜上、すべての基準設備利用率は、風力発電：48%、太陽光：26%に設定。  
出典：IRENA分析

低コスト電力の利用可能性を前提とすれば、課題となるのはエレクトロライザーの高い負荷率の確保である。水素製造の理想形は、低い LCOE と高い設備利用率の組み合わせであり、安価な再エネ電力を最大限活用しつつ、エレクトロライザーの償却が水素の均等化原価（LCOH）に及ぼす影響を最小限に抑えることである。図 11（左）に示すように、LCOE の低い風力（稼働時間 4,161 時間）、太陽光（同 2,356 時間）といった質の高い電源は、高い経済性をもたらすが、現状では十分に競争力を獲得できていない。負荷率をさらに向上させるためには、追尾型の太陽光発電や風力・太陽光のハイブリッドプラント活用といった追加的な対策がある。

エレクトロライザーのコスト（セクション 4.3）と再エネ電力のコストは、いずれも長期的な低下が予想されることから、エレクトロライザーの負荷率が果たす役割は小さくなり、再エネ電力由来の水素は、化石燃料由来のあらゆる形態の水素と競合できるか、あるいはより安価になる（図 11、右）。ウィンドファームの設備利用率向上（タービン高さや技術改善）も総コストを引き上げる上で重要な要素となる。そこで、問題は、さまざまな要因について予測される進展状況を考慮した場合、どれだけ早く競争力が得られるか、そしてこの動きに対して補完的技術がどの程度効力を持つかということになる。

再エネ電力由来の水素の競争力は、2050年まで向上し続ける。カーボンプライシングは、グリーン水素に説得力をもたらす。

図11：再生可能エネルギーおよび化石燃料による水素製造コスト（2018年／2050年）



注：再生可能エネルギー由来の水素製造コストは、平均ならびに低コスト（ベストケース）の太陽光・風力発電を考慮。エレクトロライザーコスト（全ケース共通）：840 USD/kW（2018年）、370 USD/kW（2050年） 負荷率と均等化発電原価（LCOE）

- 2030年：風力（ベストケース）：負荷率：47%、LCOE: 23 USD/MWh.
- 風力（平均）：負荷率：34%、LCOE: 55 USD/MWh.
- 太陽光（ベストケース）：負荷率：27%、LCOE: 18 USD/MWh.
- 太陽光（平均）：負荷率：18%、LCOE: 85 USD/MWh.
- 2050年：風力（ベストケース）：負荷率：63%、LCOE: 11 USD/MWh.
- 風力（平均）：負荷率：45%、LCOE: 23 USD/MWh.
- 太陽光（ベストケース）：負荷率：27%、LCOE: 4.5 USD/MWh.
- 太陽光（平均）：負荷率：18%、LCOE: 22 USD/MWh.

出典：IRENA分析

## 5.2 水素のロジスティクスコスト

水素は、専用の大規模な再エネ発電施設で製造し、需要中心地へ輸送できる。このモデルによって、大規模なウィンドファームやソーラーファーム、適用可能であれば水力や地熱など、資源ポテンシャルを有し、低コストな再エネ電力への投資条件が整った場所において、再生可能エネルギーの大量導入が可能となる。加えて、多くの場合フル稼働していない既存の送電線を活用できる。最近の分析では、競争力の獲得は間近に迫っており、再エネ電力とエレクトロライザーのコストが低下するにつれ、競争力の継続的な向上が期待できると示唆されている（Glenk and Reichelstein, 2019）。

需要中心地に近い場所で発電・送電、水素の製造を行い、ロジスティクスコストを抑えることも場合によっては可能だが、送電コストは増える。中長期的な水素需要の増加を考慮すると、このビジネスケースでは、系統への多額投資が必要となる可能性がある。

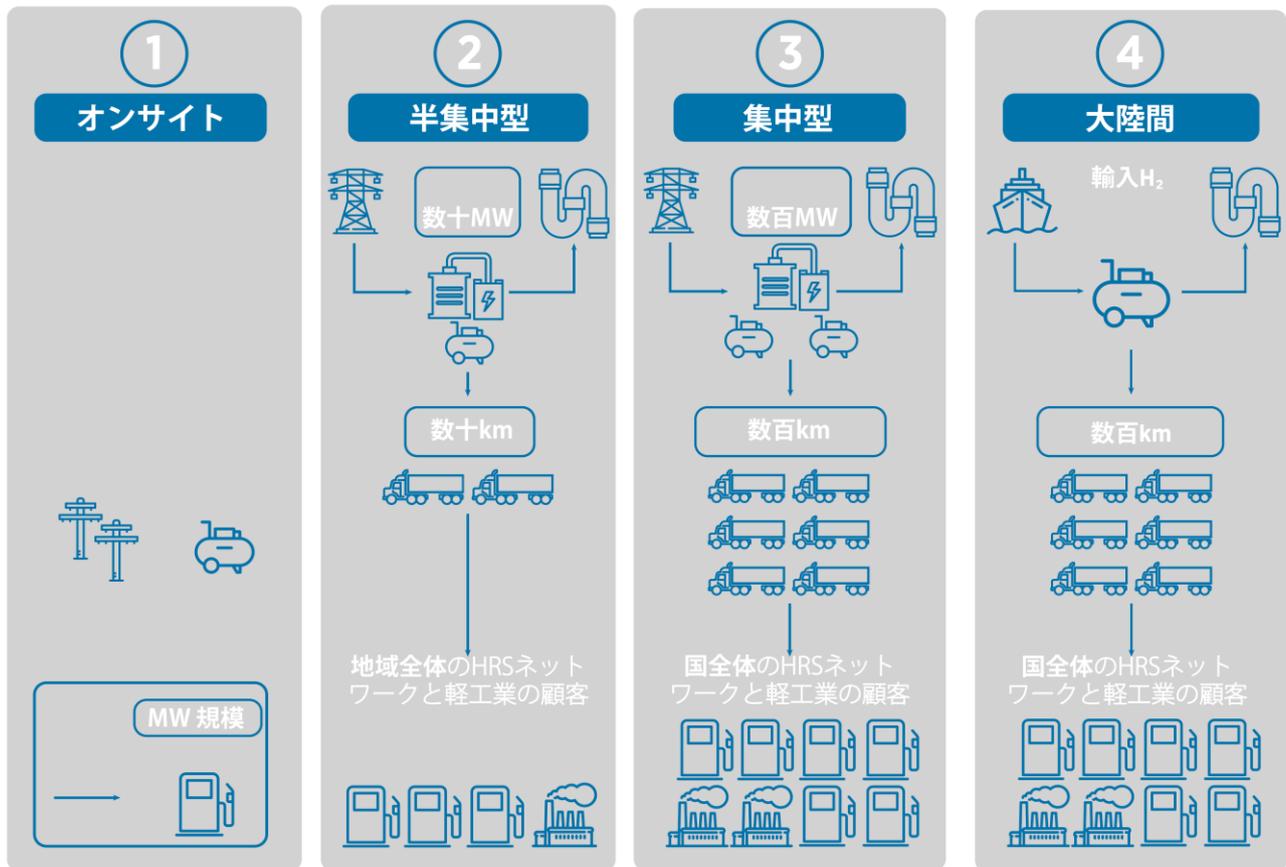
地域分散型の再エネ発電は、ロジスティクスコストを最小限に抑えられる。ただし、再エネ電力の利用可能性とコストが制約となるため、実施可能な地域は限定される。

系統接続がある場合、水素の製造は電力市場における短期の価格変動、または電力購入契約（PPA）の定額料金に依存する。前者では電力価格が安いか、中程度の時に集中的に製造されることとなる。市場では、電力価格の高い時間帯があり、その際は水素コストが上昇する。系統のエネルギーバランスを支えるためのデマンドレスポンス・アセットとしてエレクトロライザーを運用し（IRENA, 2019f）、バランシングおよびアンシラリーサービスから利益を得ることができる（IRENA, 2018c）。後者では、水素はPPAの定額電気料金で製造される。この場合は継続的な運用が可能となるため、運用時間が長いほど水素製造コストが低くなり、プロセス全体の効率を高めることができる。ただし、このようなベースロード運用は、電力系統の柔軟性を低下させる。

ロジスティクスの観点から、4段階の発展が想定される（図12）。

- ・ 第1段階は、数メガワット規模の水素製造施設によって、大口需要家（中規模・大規模産業および特定の輸送車両）に対し既存のガス網を活用して直接供給し、最終的にはそのガス網を水素グリッドに改造する。このアプローチにより、水素システム開発事業者は長期的な供給契約を確保できる。
- ・ 第2および第3段階では、上記の施設および他の新しい施設から、トレーラトラックを使い地域の小口需要家に供給する。調整・充填センターへの投資が必要となる。
- ・ 再エネ水素の適用が大量市場となれば、地域によって水素の不均衡が発生し、水素の余剰がある地域から不足する地域へと輸出されることになる。その結果、大陸全域または大陸間の水素市場が創出される可能性がある。再生可能エネルギーのポテンシャルが大きく、水素を輸出する余力のある国（オーストラリア、チリ、アフリカ、中東、北海地方など）と、水素の需要が多いものの再生可能エネルギーのコストが高いか、ポテンシャルが限られる国との間での市場である。

図12：水素サプライチェーンの将来的な増産パターン案



注：HRS=水素充填ステーション  
出典：IRENA、2018c

水素の製造は、必ずしも国内需要を満たす必要性はなく、国際市場への供給を想定できる。このようなプロジェクトはオーストラリアとノルウェーで開発されており、アジア市場と日本への供給を目指している。

水素の国際市場と輸送は、天然ガスに類似しているとみなされ、長距離輸送の必要性が高くなるだろう。水素は体積密度が低いことに加えてエネルギー密度が相対的に高いことから、輸送するには軽い但他的化石燃料よりもスペースが必要となる。この性質を克服するには、エネルギー損失を犠牲にして、水素を圧縮または液化するか、アンモニア、メタノール、その他の液体有機水素キャリアに変換することが考えられる。

水素の形態は、量と輸送距離によって選択される。通常はガスシリンダー（少量）、ガストレーラー（大量・短距離）あるいは気体よりもむしろ液状（大量・長距離）となる。ガス網経由の輸送は圧縮水素が一般的であるが、国際輸送について最も有望で研究が行われているのは、液状であり、水素を液化またはアンモニアに変換し、必要に応じて輸送先で水素に再度変換する方法である。MCHは可能性のある経路として研究されているが、現時点では他の選択肢に比べコストが高いようである（表1）。

表 1：貯蔵/輸送経路別の課題と特性

特性	液体	トルエン-MCH	アンモニア (NH <sub>3</sub> )
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>極めて低温とする必要性がある (約-250°C)</li> <li>冷却・液化に多量のエネルギーを要する</li> <li>液化のコスト削減が求められる</li> <li>水素がもたらすエネルギーの約 45%を消費 (現時点)</li> <li>長期貯蔵が困難</li> <li>蒸発損の制御が必要 (トラックで 0.2~0.3% d<sup>-1</sup>)</li> <li>漏洩のリスク有</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>脱水素化に高温熱源が必要 (300°C超、最大 300 キロパスカル)</li> <li>脱水素化に必要な熱は MCH がもたらす水素エネルギーの約 30%</li> <li>MCH の分子量は 98.19 グラム/mol<sup>-1</sup>であり、水素分子を 3 つしか保持しないため、トルエン水素化では処理インフラが大きくなる傾向あり</li> <li>耐久性 (サイクル数)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>炭化水素と比べて反応度が低い</li> <li>毒性と刺激臭があることから処理が必要</li> <li>資格を有する技術者による処理と管理</li> <li>脱水素化と精製を行う場合は極めて高い投入エネルギー (水素エネルギーの約 13%) を消費</li> </ul>
利点	<ul style="list-style-type: none"> <li>高純度</li> <li>脱水素化と精製が不要</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却することなく液状で貯蔵できる (輸送時の損失が最小限)</li> <li>貯蔵インフラが存在する</li> <li>規制が存在する</li> <li>損失なし</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>直接利用が可能</li> <li>最も安価なエネルギーキャリアになる可能性あり</li> <li>既存の NH<sub>3</sub> インフラと規制</li> </ul>
開発段階	<ul style="list-style-type: none"> <li>小規模：応用段階</li> <li>大規模：現在インフラ開発進行中</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>実証段階</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>研究開発段階</li> <li>部分的に実証段階に突入</li> </ul>
必要となる開発・措置	<ul style="list-style-type: none"> <li>輸送・荷役システムに関する規制</li> <li>水素エンジンの開発</li> <li>液化のエネルギー効率改善</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素化と脱水素化のための触媒</li> <li>エネルギー効率的な脱水素化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>合成過程のエネルギー効率向上</li> <li>アンモニアを直接燃料とする燃料電池</li> </ul>

出典：Wijayanta et al. (2019)

液化天然ガスと同じく、液体水素はグローバル・コモディティとして出荷できる。液化の主な欠点は大量の電力消費であり、液化プロセスにおける水素エネルギー量の約 20~40%に相当し<sup>6</sup>、最終的には蒸発損でもロスが発生する。アンモニアの形態での取引も、合成および分解 (脱水素) の両プロセスでエネルギーを大量に消費するが、総体的なエネルギー効率は高く、コストが低くなると予想される。とくに、発電向けの直接燃焼など、最終的に水素に戻す分解が不要となるケースがこれに該当する<sup>7</sup>。しかし、(燃料電池向けなど) 純水素が求められ、アンモニアの分解が必要となる場合には、液化が最も効率的な手段となるであろう (Kojima, 2019; Wijayanta et al., 2019)。

<sup>6</sup> アルカリおよび PEM エレクトロライザーの水素製造時の出力圧力は異なり、PEM エレクトロライザーの方が高い。したがって、水素の液化については PEM に有利性があるといえる。

<sup>7</sup> リバワリングの道筋に関する効率はとりわけ低い。

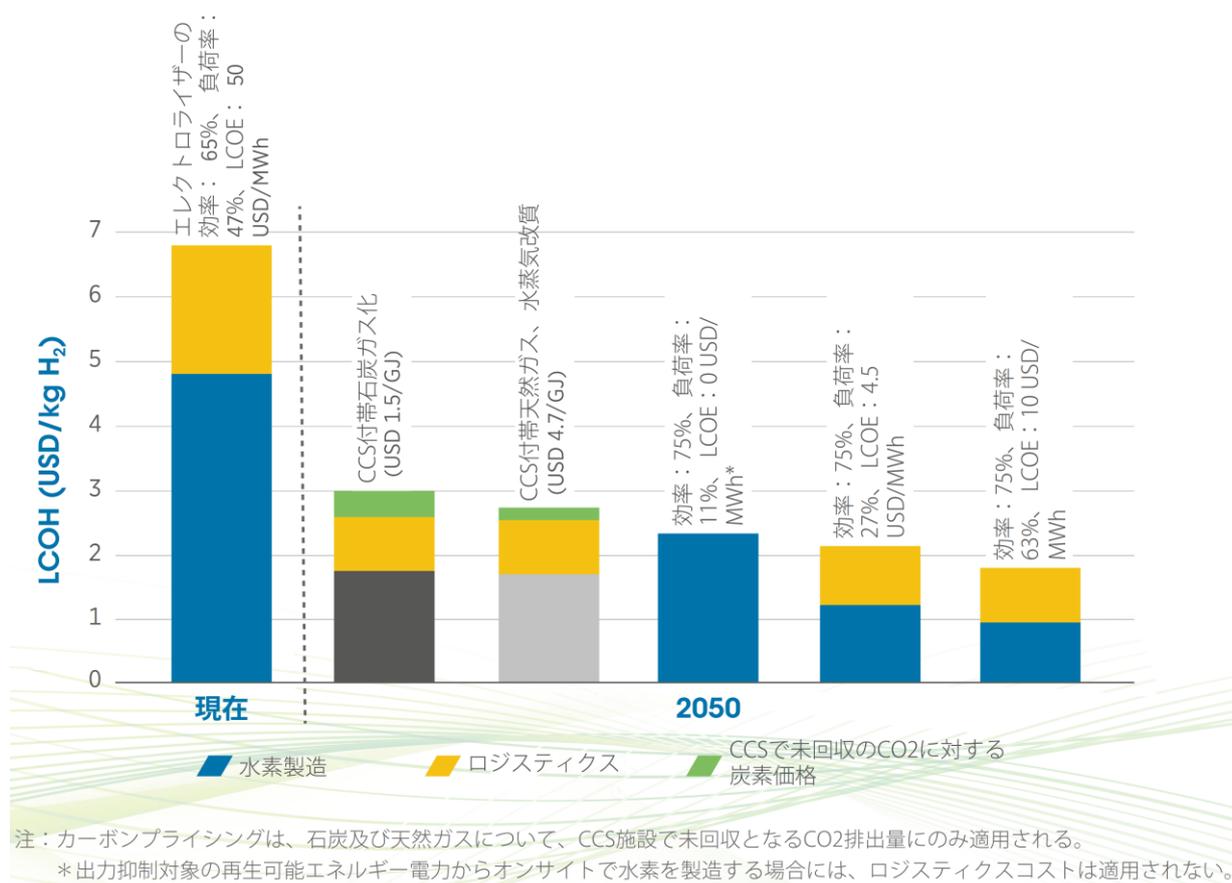
アンモニアは数十年にわたって合成、処理、輸送されており、国際サプライチェーンの存在が有利に働く。分解工程は、現在も開発途上の技術的な課題であるが (Andersson and Grönkvist, 2019; CSIRO, 2018; Lamb et al., 2019; Miyaoka et al., 2018; Mukherjee et al., 2018); Miyaoka (2018), Mukherjee (2018), Lamb (2019))、技術・経済面の課題が順調に解決されれば、ゲームチェンジャーになりうる。

また、価格・安全・管理面でポテンシャルを持つ他の液体有機水素キャリアに変換して、水素を貯蔵・輸送することも可能である。他の経路と同様に、水素は通常、高温・高圧の発熱過程において他の化合物と混ざっているが、高温・大気圧下の吸熱反応である脱水素反応過程を経て純水素として取り出される。考えられる液体有機水素キャリアの例としては、メタノール、トルエン、フェナジンが挙げられる (Aakko-Saksa et al., 2018; Niermann et al., 2019)。他の新たなソリューションとしては、シランをベースとした非有機的液体があり、毒性がなく安定している。この場合、プロセスで必要となるエネルギーの大半は水素を取り出す段階で発生するが、脱炭素電力が利用できる可能性が高い (輸出国) 一方で、輸入国における脱水素反応過程はエネルギー効率が極めて低くなる。

図 13 は、アンモニアの経路による水素供給についてさまざまなケースを示している。この図から総供給コストにおけるロジスティクスコストの重要性が分かる。ロジスティクスコストは通常、総供給コストの 30~40%を占める。

**水素の取引と、需要中心地付近で余剰再生電力を利用する地域での水素製造は共存できる。輸入水素のロジスティクスコストは、供給コストの 30~40%を占める。**

図13：オーストラリアから日本へ輸送する場合の水素（キャリア：アンモニア）製造およびロジスティクスコスト



### 5.3 将来の水素供給コスト

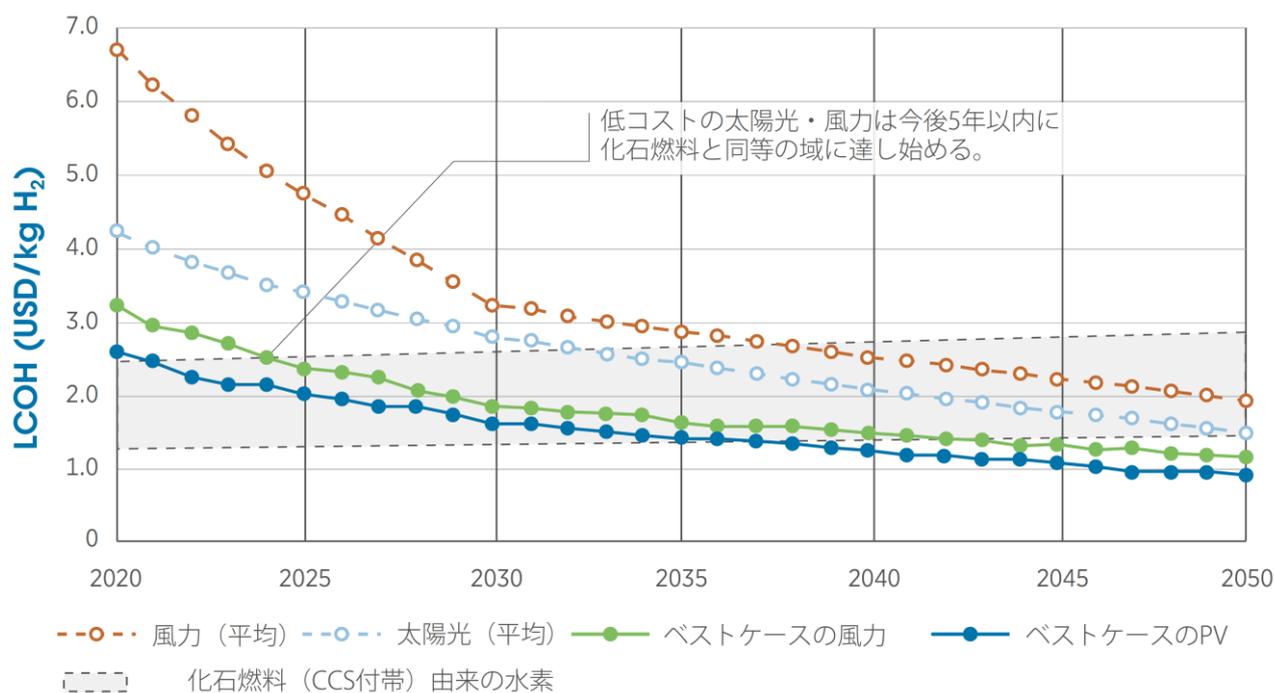
(IRENA, 2019a)によると、2050年までにはエネルギー部門で合計19 EJの再エネ水素が消費される。つまり、2030年までに約700 GW、2050年までに約1,700 GWのエレクトロライザーを（設備の除却更新を考慮しつつ）導入する必要があるということになる。このような進展と、コスト低減の要因となる過去の技術に関する学習率を考慮すると（Junginger, 2018; Louwen et al., 2018）、エレクトロライザーコストは、現在の840 USD/kWから2050年までには半分以下の375 USD/kWになるであろう。化石燃料（CCS付帯）の水素コストは、概して横ばいのみになると予想される。CCC（2018）によると、SMR（CCS付帯）由来の水素コストは、2025～2040年に平均2%上昇するとみられる。最先端の天然ガス改質のコストは13%上昇する一方で、石炭ガス化から得られる水素のコストは11%減少する。単純に言えば、水素製造向けのCCS技術のコストは、この期間において一定であると考えられる。

投資コストに加え、各地域における太陽光・風力発電プロジェクトのLCOE、それぞれの設備利用率は共にIRENA（2019b）から引用した。これに基づき再生可能エネルギー由来の水素製造コストの予測値を推計し、CCS付帯の化石燃料オプションと比較した。CCS施設で未回収となる一部のCO<sub>2</sub>についてはCO<sub>2</sub>価格を考慮した（図14）。

低コストの風力発電・太陽光発電プロジェクトから製造される水素は、今後5年以内に化石燃料由来の水素に対して競争力を獲得すると見込まれる。とくに天然ガスのSMR（CCS付帯、天然ガス価格：8USD/MM Btu）に対して競争力を得られるであろう。低コストの太陽光プロジェクトについては、8年以内のコスト競争力達成が見込まれる。すべてのケースで、再エネ水素のコストは2030～2040年にCCS付帯の化石燃料を下回る。

グリーン水素の将来的なコストは、化石燃料由来のブルー水素を下回るであろう。2035年までには、平均的なコストの再エネ水素も競争力を持ち始める。化石燃料から排出されるCO<sub>2</sub>へのカーボン・プライシングは、さらにグリーン水素の競争力を高める。最適条件の場所では、再エネ水素は3~5年以内に化石燃料と競合できるようになる。

図14：水素製造コストの比較（太陽光・風力発電／化石燃料由来）



注：CCS付帯の化石燃料水素の水素製造からは残余のCO<sub>2</sub>排出がある。

エレクトロライザーコスト：770 USD/kW（2020年）、540 USD/kW（2030年）、435 USD/kW（2040年）、370 USD/kW（2050年）。

CO<sub>2</sub>価格：50 USD/トン（2030年）、100 USD/トン（2040年）、200 USD/トン（2050年）。

## 6. 将来の水素および水素コモディティの取引予測

水素の発展の重要な推進力として、新たな取引の機会を開くことが挙げられる。水素は、最適な再生可能エネルギー源があり、プロジェクト開発費用が安い場所において、最も低いコストで製造できる。この水素は、国内で十分に安価なコストで水素を製造できる見込みがない消費国と取引できる。

同時に、水素は、産業部門の中で特定のエネルギー集約的なプロセスにとって、重要な投入エネルギーになりうる。大量の水素を必要とする工程には、アンモニア製造、鉄鉱石の直接還元、メタノール製造などがある。水素は、製油所やバイオ燃料の精製所でも、ディーゼルおよびバイオディーゼルの製造に焦点を置き、水素化分解用途で使用される。最終的に水素と CO<sub>2</sub> は、いわゆるエレクトロフューエル（e-燃料）の原料として利用でき、その品質は精製された石油製品と同等以上である。

再エネ水素製造の新しい取り組みは、国の経済に大きく貢献する可能性がある。雇用を創出し、水素を他の資源（例：鉄鉱石）と併用して付加価値の高いコモディティ（例：鉄鉱石と水素を個別に輸出するのではなく、鉄）として輸出できれば、乗数効果をもたらすポテンシャルを持っている。

### 6.1 新たなグローバル・コモディティ開発に向けて：遠隔地の再生可能エネルギー資源活用

石油輸出国の多くは、再生可能エネルギー源が豊富であり、これらを組み合わせれば高い設備利用率で極めて低コストの電力を提供できる（Wouters, 2019）。石油輸出国にとって、再エネ水素は低炭素燃料への転換と経済の多様化への機会をもたらす。最初のステップとしては、精油事業での水素化分解および脱硫に再エネ水素を利用し、e-燃料への足掛かりとすることができるだろう。

再エネ電力から水素を製造する動きは世界的に勢いを増している。オーストラリアは 2019 年に初めて、再生可能エネルギーから製造したグリーン水素を少量、日本のエネルギー大手企業に輸出した（Nagashima, 2018）。日本は水素の主要仕向国の 1 つであり、さまざまな国が自国のロードマップに日本を組み込んでいる。日本は水素の輸入について、特にオーストラリア、チリ、ノルウェー、サウジアラビアと連携している。

- オーストラリア：南オーストラリア州には、大規模な再エネ発電容量を備えているが、国内の他の地域との連系は限られている。太陽光発電と風力発電から水素を製造するには理想的な地域であり、再生可能エネルギー源の統合に役立つ。同時に電力需要が非常に少ない地域では、低コストな再エネ発電についての大きなポテンシャルがあり、完全に水素専用の大規模製造施設を導入できる。オーストラリア北西部のピルバラ地域では、15 GW 規模の太陽光・風力発電が計画されている。主に現地の鉄鉱石鉱業への電力供給を目的としているが、水素輸出も視野に入れている。
  - 発電所規模の太陽光発電コストは、2015 年の 90 USD/MWh から低下し、2020 年には 29.8～41.2 USD/MWh に達すると予想される（Acil Allen Consulting and ARENA, 2018）。これにより、2020 年における太陽光発電システム由来の水素の均等化原価は、4.34～3.77/kg（2,600 全負荷時間）になると見込まれる。
  - エレクトロライザーのコスト削減および効率改善が予想されることから、ソーラーパネルからの水素製造（2,600 全負荷時間）は、2030 年までには、21 USD/MWh の LCOE に対して 2.46 USD/kg まで下がると考えられる。

- ARENA (2018) によると、オーストラリアは、全世界の水素需要の 3.5%をまかなうことを想定しており、その大半は日本、韓国、中国、シンガポールへの輸出で占められる。水素の輸出は、著しい経済成長と雇用創出をもたらす可能性がある。
- チリ：この国も、日本や韓国をはじめとする各国への水素輸出を目指した戦略を策定している。同国の場合は、日照時間が年間 3,000 時間以上、降雨量が年間 2 ミリメートル未満のアタカマ砂漠など、世界有数の太陽光資源を有し、低コストの水素製造に不可欠な安価で高容量の再生可能エネルギーを活用している（チリのエネルギー省, 2018）。
  - 2017 年の入札プロセス（補助金なし）では、発電所規模の太陽光ユニットが 30 USD/MWh、CSP 施設が 63 USD/MWh で落札された。
  - チリ産業開発公社（CORFO）は、PV/CSP の技術を統合することで、LCOE が 2025 年には 50 USD/MWh、2035 年には 40 USD/MWh になり、それに応じて総合的な設備利用率は少なくとも 50%を上回ると予想する（Baeza Jeria, 2017）。IRENA の想定によれば、これにより水素の均等化原価は 2.7 USD/kg 前後になる。CORFO のエネルギーモデルによって、オングリッドでは 2025 年に 1.6 USD/kg まで下がることが確認された。
  - アタカマ砂漠の太陽光発電ポテンシャルをわずかでも活用すれば、年間 45 万トン以上の水素製造につながる。
- ノルウェー：水力発電（または風力発電）と高温電気分解の組み合わせを提案している。製造された水素は、液化して日本へ輸送する。本提案では、2.2 USD/kg の均等化原価を達成すると見込まれている（Nagashima, 2018）。
- サウジアラビア：将来、サウジアラビアの水素は、電気コストの上昇をわずかな範囲に抑えながら設備利用率の引き上げを目指し、風力・太陽光発電の組み合わせで製造できる見込みがある（WEC, 2018）。CSP も、設備利用率の向上と高効率の電気分解の利用に大きく寄与できる（例：固体酸化物電解セル（SOEC）向けに熱と電気を使用）。
  - サウジアラビアは、これまでの国際経験を踏まえて、水素の輸送キャリアとしてアンモニアを選択、アンモニアの活用により、同国が想定する化石燃料からの転換を促進し得ると示唆している。Nagashima (2018) によると、アンモニアのコストが 3.5 USD/kg であれば、サウジアラビアで化石燃料とのパリティが達成される。
  - 最新の入札結果では、発電所規模の太陽光発電プロジェクトが 23.4 USD/MWh、ウィンドファームが 21.3 USD/MWh であり（IRENA, 2019g）、これを前提とすれば、水素は現時点で、PV パネルを利用して 3.95 USD/kg (2,100 全負荷時間) で、ウィンドファームでは 3.31 USD/kg (2,620 全負荷時間) で製造できる。これにしたがい、アンモニアの製造コストは、4.4~5.2 USD/kg となる。同国の DNI（直達日射量）は多く、スペインやモロッコといった最善の資源に匹敵する。高い負荷率が保証されることから、CSP は重要な役割を果たすであろう。
  - 同国では、再生可能エネルギー由来の水素は、2030 年にパリティに達する。この時点で PV の LCOE は 18 USD/MWh に低下し、現行の出力レベルのウィンドファームおよび CSP プラントについては 35~40 USD/MWh まで低下する。

- 同国の発電は化石燃料への依存度が高く、1日約100万バレルを消費する。
- 再生可能エネルギー由来の水素は、化石燃料の管理改善の一助となる。再エネ電力の目標が達成できれば、電力部門の化石燃料消費量の19%、141百万石油換算バレル（Mboe）に相当する石油消費量を削減することが可能になる。

世界エネルギー会議（WEC, 2018）がまとめたとおり（表2）、各国はe-燃料サプライヤーとなるためのさまざまなインセンティブや戦略を擁している。

**表2：先導的な国がe-燃料・水素供給国となる要因**

タイプ	特性	例
フロントランナー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● e-燃料がすでに国内（エネルギー）政策で注目されている。</li> <li>● 輸出ポテンシャルが明らかで、e-燃料の準備態勢が整っている。</li> <li>● 国際取引のパートナー関係が複雑ではない。</li> </ul> → とくに市場参入の初期段階で好都合	ノルウェー
隠れたチャンピオン	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再生可能エネルギーのポテンシャルが基本的に未開拓である。</li> <li>● 概ね成熟しているものの、過小評価されがちな（エネルギー）政策枠組みがあり、十分に強固な執行機関がある。</li> </ul> → e-燃料は、適切な推進支援ですぐに重要なテーマになりうる。	チリ
強国	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 資源の利用可能性が潤沢である（広大な国土と豊富な再エネ電力との組み合わせ）。</li> <li>● e-燃料の準備態勢は必ずしも前提条件となっておらず、促進が必要</li> </ul> → 成熟した市場におけるe-燃料の需要規模を提示する。	オーストラリア
ポテンシャルで大いに注目されている国	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 欧州域内でe-燃料のポテンシャルが非常に高く議論の中心となっている。</li> <li>● 欧州とのエネルギーパートナーシップにより政治的な支援が醸成されている。</li> </ul> → 技術開発をリードする可能性：政治面での確固たる支援の有無に大きく依存する。	モロッコ
転換する国	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 化石燃料源からグリーンエネルギー源へ、世界規模で長期的な転換が起こっている。</li> <li>● 長期成長戦略の選択肢として、e-燃料はポートフォリオを多様化させる。</li> </ul> → e-燃料の輸出技術開発に対する強力な動機付け：政治的な支援と需要国とのパートナーシップが必要となる。	サウジアラビア
不確定な候補	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 再生可能エネルギーのポテンシャルが未開拓な部分があるが、気候変動への取り組みは野心的となりうる国。</li> <li>● e-燃料の輸出が国内のエネルギー需要増と競合している。</li> </ul> → e-燃料輸出の動機付けとポテンシャルが不明確 – e-燃料の技術開発は促進されるかもしれないが、輸出に関しては不確実。	中国

出典：WEC、2018

## 6.2 エレクトロフューエル

エレクトロフューエル (e-燃料) は、水素と CO<sub>2</sub> を反応させて (Box 4 参照)、ガソリン、ディーゼル、ジェット燃料、ナフサに類似する特性をもつ液体製品として製造する。

水素ベースの e-燃料は、下記のような複数の理由から魅力的と考えられる。

- ・ 水素より貯蔵しやすい。
- ・ 既存のロジスティクスインフラと統合しやすい (ガスパイプライン、タンカー、燃料補給インフラでの使用など)。
- ・ 新規市場に参入できる (航空、輸送、貨物、建物暖房、石油化学製品の原料など)。

しかし、明らかな短所もある。生産プロセスに費用がかかること、気候ニュートラルな CO<sub>2</sub> 源が必要であること、さらなる効率損失も発生する。加えて、戦略的リスクもある。コストはかかるが単純明快な統合というソリューションに重きを置くと、根本的なソリューションへの変化を実現する取り組みが阻害されることになる。たとえば、ガソリンを e-燃料で置き換えられれば、水素供給インフラを開発したり、EV を導入する必要はないが、e-燃料を実現できなければ、貴重な時間が失われてしまう。これは大きなリスクとなる。そのため、e-燃料の導入は、実行可能な代替案が存在しない部門に集中すべきである。

### Box 4: CO<sub>2</sub> 直接空気回収

エネルギー転換の主な推進力は温室効果ガスの排出削減であるため、e-燃料の製造に使用する CO<sub>2</sub> 源は重要である。化石燃料燃焼プロセス (発電所など) から CO<sub>2</sub> を回収し、e-燃料を産出するために再エネ水素と反応させる場合、なおかつこの e-燃料を化石燃料 (ジェット燃料など) の代わりに使用する場合には、双方のプロセスの総 CO<sub>2</sub> 排出量は半減する。しかしこれは、今世紀後半において世界経済を大幅に脱炭素化することを打ち出したパリ協定の気候目標と一致しない。

そのため、オプションとして残るのは、バイオマス燃焼および直接空気回収 (DAC) に由来する CO<sub>2</sub> のみとなる。前者は、コストはかからないもののポテンシャルが限られている (例: バイオマス燃焼は大規模な発電所、バイオ燃料精製所、バガス・ボイラー、パルプ工場のみで実行可能)。後者 (DAC) は、コストはかかるが可能性は無限である。ただし、大幅なコスト削減と、DAC 技術への投資を促進する十分なレベルの炭素価格が条件となる。

パイロット規模の DAC に関する最近のコスト見積りは、これまでの予想よりは安く、CO<sub>2</sub> 1 トン当たり 94~232 USD の水準となっており (Keith et al., 2018)、2040 年までに 60 USD を下回るという予測もある (Fasihi et al., 2019)。Sutherland (2019) は、さまざまな条件での吸着剤を想定した場合、最低コストが CO<sub>2</sub> 1 トン当たり 29~91 USD になるとした。このような価格水準の場合、再エネ水素と合成する e-燃料の製造において、DAC は有望なカーボンニュートラル炭素源となるであろう。また、この種の最初のパイロットプラントで実証されているとおり、安全で長期的な地層貯留、あるいは固体内貯蔵と組み合わせれば、ネガティブエミッションという面でも流れを変える技術となる可能性がある (Gutknecht et al., 2018)。

水素は、エネルギー集約型のコモディティについて、新たな輸出機会を創出することができる。現在、水素から製造される主な原料はアンモニアである。アンモニアは国際コモディティで、生産量は約 175 Mt/年である。しかし、現時点ではアンモニア製造に使用する水素は、天然ガスと石炭から製造されている。そして、とくにエネルギー集約的なプロセスであるハーバー・ボッシュ法によって、空気中の窒素と反応させる。通常、原料としてのアンモニアは、固体または気体の窒素肥料（尿素、硝酸アンモニウムなど）に加工される。

アンモニアのエネルギー含量は 18.6 GJ/トンで、石油製品の約半分、バイオマスと同等であり、エネルギーキャリアとしても利用できる。また炭素を含まない唯一の e-燃料であるため、他の e-燃料と異なり純水素のようにカーボンフリーである。マイナス面としては、人間や（水源で漏洩が発生した場合は）水中生物にとって極めて毒性が高い。燃焼を完全に最適化できなければ、窒素酸化物の排出源になるおそれもある。

メリットは、アンモニアが現時点ですでに原料として大量消費されていることである。したがって、再エネ水素は既存のサプライチェーンやロジスティクスを利用して従来の需要をまかなうことができる。

重要性がますます高まっているもう 1 つの化学製品はメタノールである。現在メタノールは水素と一酸化炭素を混合して製造されているが、一酸化炭素自体は天然ガスや石炭から製造される。しかし、メタノールは水素および CO/CO<sub>2</sub> ガスからも製造できる（Agarwal et al., 2019）。

メタノールは、添加燃料として利用できる可能性をもつ。たとえば、中国ではガソリン添加剤として使用され、海運業でも活用されている。メタノールから水素を逆抽出するのは比較的容易である。たとえば、交通機関の車載改質器を用いて輸送中に逆抽出すれば、内燃機関（ICE）でメタノールを使用するのではなく、燃料電池で水素を利用できて、化石燃料ベースと比較した場合、コストギャップが限定的であるため、需要が伸びている。デメリットは有毒で水溶性であり、米国をはじめとするいくつかの国で使用禁止となっている点である。

水素ガスは、CO<sub>2</sub> と反応させて合成メタンや液体燃料を製造できる。（水素/CO/CO<sub>2</sub> 混合）合成ガスから合成液体燃料を製造する技術は実証済みであり、南アフリカでは商業規模で適用されているが、その原料は石炭である。

合成天然ガスは、天然ガスインフラと成長を続ける強力な LNG 産業から便益を享受でき、発電や暖房を含め、既存のインフラや装置での直接利用が可能である。現在、e-燃料の中で天然ガスとのコストギャップが最も大きいのは、合成メタンである（表 3 参照）。しかし、DAC による CO<sub>2</sub> の回収コストが大幅に下落すれば、このギャップが改善される余地がある。

表3：パワー・ツー・Xの製造コスト

	化学式	水素原料 [t H <sub>2</sub> /トン]	CO <sub>2</sub> 原料 [t CO <sub>2</sub> /トン]	原料コスト [USD/トン]	総製造コスト [USD/トン]	化石燃料ベース の製品価格 [USD/トン]
アンモニア	NH <sub>3</sub>	0.14	0	429	500~600	200~350
メタノール	CH <sub>4</sub> O	0.13	1.38	513	675	300~350
合成メタン	CH <sub>4</sub>	0.25	2.75	1025	1380	100~500
合成石油製品	CH <sub>2</sub>	0.14	3.14	743	1000	500~800

想定：水素 1 キログラム当たり 3 USD、CO<sub>2</sub> 1 トン当たり 100 USD、75~80%の転換効率。

製品価格の出典：FAO、Methanex

### 6.3 「燃料」を超えて：水素由来のエネルギー集約型コモディティの取引

前セクションで取り上げた燃料の一部は、原料として捉えることもできる。とくにアンモニアは肥料製造の原料として多く使用されているが、カーボンフリーの燃料としても活用できる。処理工程全体におけるエネルギー損失は著しいが、水素を抽出するためにアンモニア分解するのではなく、燃料として利用すれば損失を軽減できる (Obara, 2019)。

石油化学製品の主原料、また燃料添加剤として使用されているメタノールも同様である。将来的には直接燃焼、あるいは燃料電池車の車載改質器で改質することで、燃料としての使用が可能になるであろう (Agarwal et al., 2019)。

水素が排出量削減に大きく寄与できる主要プロセスとして、再エネ水素の活用による鉄鉱石の直接還元製鉄が挙げられる。再エネ水素ベースの鉄の生産は、CO<sub>2</sub> 価格が約 67 USD/トンの場合に従来の高炉に代わる実行可能な選択肢となり、低コストの再エネ電力が利用できれば、最も低コスト・低炭素な製造ルートとなる (IRENA 算出)。世界の鉄鉱石の半分以上は、中国、オーストラリア、ブラジルで生産されている。また、中国は現時点で世界最大の鉄鋼生産国でもあり、生産量シェアは世界全体の約 3 分の 2 となっている。

オーストラリアとブラジルは、鉄鉱石に代えて直接還元鉄 (DRI) を輸出可能である。DRI をさらに加工すれば鋼鉄となるが、その際は再生可能エネルギーで稼働する電気アーク炉での処理が理想である。こうした戦略は世界の CO<sub>2</sub> 排出量を大幅に削減する。同時に、原材料と質の高い再生可能エネルギー資源が豊富な国では付加価値が高まり、中国、日本、韓国など、鉄鉱石を鉄鋼へ加工している国々での生産も維持される。一方、中国は潤沢で低コストな再生可能エネルギー源を活かし、国内で生産量が増えている鉄鉱石の採掘場所で電気分解により水素を製造し (Li, 2018)、オンサイトで DRI に加工することで鉄鉱石の輸送を回避できる。鉄鉱石の代わりに鉄を輸送すれば、輸送重量は約 3 分の 1 減少し、経済便益もたらされる。

水素ベースの鉄鋼生産は、すでに商業規模で適用されており、新たな製造手段を模索する研究開発が多数進められている。世界全体のポテンシャルは大きく、約 2.5 ギガトン (Gt) に上る現在の鉄鋼業の CO<sub>2</sub> 排出量に対し、鉄鋼生産とコモディティ取引手段に 9,000 億 USD を投資することで、推定 0.8 Gt の排出量を削減できる。この金額は、エネルギー部門の総投資ニーズの 0.7% に相当し、世界全体のエネルギー関連の CO<sub>2</sub> 排出量の 2.3% 削減につながる。

これを実現するには、水素ベースの DRI 生産能力を、世界全体で現行水準から 7 倍に拡大しなければならない。水素については、世界の一次エネルギー供給の 1% に相当する年間約 5 EJ (または 4,600 億立法メートル) が必要となる。適正な産業政策と気候政策が導入されれば、この産業が 2025 年以降本格的に発展する可能性がある。最後に、現在鉄鋼生産の中心となっている中国などから石炭利用とコークス製造を移転させることで付与される地域の健康面での便益も、あらゆる費用効果分析で考慮すべきである (IRENA 分析)。

## 7. 政策提言

水素の規模拡大に関する IRENA の主な提言は次のとおりである。

エネルギー転換における水素の戦略的役割を認識する。

- ・ エネルギー転換の広範な取り組みの一環として水素を認識する。水素の役割は、今後 10 年間は控えめであり、さらにコスト削減が求められるが、その後は拡大して 2050 年までに多大な貢献が見込まれる。政府と民間セクターは、この見通しの実現に向けて取り組みを強化すべきである。気候およびエネルギー関連の目標は、水素の未来と整合性を持たせる必要がある。
- ・ 長期的な供給オプションとしてグリーン水素に重点を置く。再エネ電力由来の水素製造は、長期的な水素供給について、現時点で唯一の持続可能なオプションである。グリーン水素の供給は、最適条件下では競争力を有し、その競争力は今後数十年間で徐々に伸びていくであろう。低コストの再エネ電力、エレクトロライザーのコスト削減と効率改善、電力系統の統合といった側面はすべて注目に値する。化石燃料（CCS 付帯）由来のブルー水素も移行期のソリューションとして、とりわけ低コストの化石燃料が賦存し、利用可能な貯留サイトがあり、水素向けに改造できる天然ガスのパイプラインシステムが存在するという場合にその役割を果たすことができる。
- ・ 2020 年を期限とするパリ協定の「自国で決定する貢献案（NDC）」修正に際して、水素経済を盛り込む。気候変動対策は、水素経済への転換を導く主要な原動力である。よって、水素経済のポテンシャルを NDC に反映させることは、エネルギーシステムにとって不可欠である。NDC の初回の修正は 2020 年が期限であり、次の機会は 2025 年となる。気候プロセスにおいて、温室効果ガス排出削減の重要なオプションとして、グリーン水素への理解を深める必要がある。
- ・ クリーン水素の利用拡大に向けては、エネルギー市場の刺激策がいくつかある。例として、持続可能な水素製造に関する義務的目標の設定（フランスのエネルギー戦略で採用されている目標など）、天然ガスとの混合率の義務化、あるいは輸送部門における水素の利用促進に関する再生可能エネルギー指令の実施（欧州委員会の RED II 提案など）が挙げられる。

クリーンで効率的な水素利用を実現し、義務付ける。

- ・ カーボンフリー水素の供給について、認証制度と規制を策定する。今後は、いかなる水素の供給も気候変動対策との両立確保が必須である。とくに、水素を遠隔地から輸送する場合は、原産地の特定が必要である。
- ・ 情報共有：国際的なベストプラクティスを文書化し、共有する。水素分野は現在も急速な進化の途上である。技術、規制枠組み、規格のすべてをさらに発展させなければならない。
- ・ 水素供給と利用の高い効率性を確保する。水素ガスの揮発性は、変換、輸送および貯蔵の際のエネルギー利用について、著しい効率損失を意味する。同時に、水素利用は、従来の化石燃料の利用と比べて高効率になりうる。全体として高い効率を確保するには技術改善が必要である。
- ・ 水素供給インフラと実行可能な移行道筋により重点を置く。

- ・ 天然ガスパイプラインシステムを水素輸送に再利用する可能性について理解を深め、材料やエンドユースの諸課題を評価する。今後数年間で数多くの実証プロジェクトが操業を開始し、輸送パイプライン、ガス供給システムと供給対象地区が水素利用へと転換する。さまざまな研究成果から（DNV GL, 2017a; Dodds and Demoullin, 2013; E.ON, 2019; Judd and Pinchbeck, 2016; Quarton and Samsatli, 2018）、ガスパイプラインシステムの転換は実行可能であると示唆されているが、技術・経済面の実現可能性は、実践によってのみ明らかになる。実践例の確実な文書化と、教訓の周知は極めて重要となる。ガスシステムが拡大している中国のような国では、水素への早期転換がしやすい設計を、投資初期段階から検討する意義がある。
- ・ 技術協力し、規制・規格・基準の調和について協調する。天然ガスパイプラインシステム、地下貯蔵、燃焼器での気体混合物の使用に関する規格は、一般的に、天然ガスに含まれる水素数パーセントであるという観点から策定されている。水素ガスの使用が標準的となった場合には、これらの規格を改訂しなければならない。初期の技術評価では、規格を水素向けに改訂する余地はあると示唆されている。各国の標準化機関や国際標準化機構（ISO）などの国際機関は、このプロセスにおいて重要な役割を果たす。規制機関は、規格の実施に実質的に参画しなければならない。規格の改訂についてコンセンサスを醸成し獲得するまでには長期の過程を要する。これが中期的なアクションへの障壁とならないよう、今すぐ行動を起こす必要がある。
- ・ 研究開発、アップスケール、経験による学習を通じてグリーン水素の供給コストを削減しつつ、水素のインフラ開発を促進する。グリーン水素は技術的に実現可能であり、多くの場合、現時点で利用可能となっているが、水素がエネルギー転換の重要な部分を担うという期待に応えられるよう、今後数十年間で大々的にスケールアップする必要がある。

#### 新たな水素市場の開拓

- ・ トラック輸送や産業など、脱炭素化が困難な部門での新たな用途を検討する。トラック輸送に関して、低コスト水素の利用可能性は重大な要素となる。産業部門では、グリーン水素をベースにしたアンモニア製造は、今日技術的に実現可能である。鉄鋼生産においてはさらなるプロセス開発が必要だが、地球規模の気候変動への恩恵はかなり大きいであろう。鉄道、海運、航空も有望な適用分野である。新たな水素コモディティの取引によって、今日の主要な産油・ガス国に対して経済的な見通しがもたらされるため、エネルギー転換を巡る説得材料となる。
- ・ 航空、海運、化学および石油化学製品部門へのパワー・ツー・X および e-燃料の適用用途を検討する。現在のコストは高いものの削減余地は大きいため、代替オプションが限定的または欠如している部門に対し、脱炭素化へ向けての技術的に実現可能で安価なソリューションを創出する一助となる。バイオマス燃焼プロセスや CO<sub>2</sub> の直接空気回収など、持続可能な CO<sub>2</sub> 源を長期的に利用することが極めて重要となる。
- ・ 未来のエネルギーシステムへの転換において、変動性再エネ電力の導入を実現する手段として水素を検討する。柔軟性と電力需要増に関する便益、そして再生可能エネルギーのシェア拡大が実現できるということは、エネルギー転換ソリューションの 1 つとして水素を検討する上で、説得力のある理由となる。

- ・ 水素製造と水素コモディティの製造を両立できるサイトで実証プロジェクトを立ち上げる。たとえば、鉄、アンモニア、合成燃料の製造によって水素の輸送コストを削減するプロジェクトなどが含まれる。

次のステップ：今後の取組みに向けて

- ・ 電気分解で水素を製造し、高いシェアの再エネ電力を電力系統に統合するメリットについての理解を深める。とくに、季節貯蔵の経済性とエレクトロライザーの需要側としての柔軟性について理解を高める必要がある。
- ・ エレクトロライザーのコスト削減、そして、変動性電源の稼働に基づき、部分負荷電源として運用するポテンシャルについての理解を深める。ランプ速度を高める能力、将来のエレクトロライザーに関する多様な設計の特性、さまざまな稼働条件下での劣化など、水素のコストに影響を及ぼすことが把握すべき内容に含まれる。
- ・ エレクトロライザーの投資コストを 200 USD/kW 以下に削減する余地と確率について理解を高める。
- ・ 天然ガスから水素向けにパイプラインシステムを転換する際の課題についての理解を深める。
- ・ 水素燃料チェーンの効率損失とこれを低減するためのオプションについて理解を深める。
- ・ ブルー水素の製造における温室効果ガスの削減余地に関する理解を高める。
- ・ パワー・ツー・X など、水素のポテンシャル評価についてベストプラクティスを共有するとともに、国際共同研究に参画し、普及啓発や規制面の障壁、規格・基準などにも対処する。
- ・ さまざまな国や地域における低コストで大規模なグリーン水素製造に関するポテンシャルを評価し、利用可能な最善の再生可能エネルギー資源を活用する。
- ・ 燃料電池の水素キャリアとしてのメタノール・エタノール利用も含め、水素が実現するクリーンエネルギーの未来について、可能性のある経路をさらに分析する。
- ・ 水素と再エネ電力を基に、エネルギー集約型コモディティの製造活動を再配置することによって、エネルギー安全保障の強化と環境へのインパクトを低減する可能性を探索する。
- ・ IRENA の実績を踏まえて、水素経済による社会経済的影響への理解を深める。
- ・ IRENA の「エネルギー変容の地政学に関する世界委員会」の実績を踏まえて、水素の地政学についての理解を深める。



## 参考文献

- Aakko-Saksa, P.T., Cook, C., Kiviaho, J., Repo, T., 2018. Liquid organic hydrogen carriers for transportation and storing of renewable energy - Review and discussion. *J. Power Sources* 396, 803-823. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.011>
- Acil Allen Consulting, ARENA, 2018. OPPORTUNITIES FOR AUSTRALIA FROM HYDROGEN EXPORTS.
- Agarwal, A.K., Gautam, A., Sharma, N., Singh, A.P., 2019. Methanol and the alternate fuel economy.
- Amprion, 2019. Press Release: Amprion und OGE treiben ihr Power-to-Gas-Projekt "hybridge" voran.
- Andersson, J., Grönkvist, S., 2019. Large-scale storage of hydrogen. *Int. J. Hydrog. Energy* 44, 11901-11919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>.
- ANRE, 2017. Basic Hydrogen Strategy. Hydrogen and Fuel Cells Strategy Office, Advanced Energy Systems and Structure Division, Energy Conservation and Renewable Energy Department, Agency for Natural Resources and Energy.
- ARENA, 2018. Opportunities for Australia from Hydrogen Exports. Australian Renewable Energy Agency.
- Baeza Jeria, T., 2017. Green Hydrogen from Chile. IRENA Innovation Week 2018.
- Berstad, D., Decker, L., Elliott, A., Haberstroh, C., Hatto, C., Klaus, M., Mortimer, N., Mubbala, R., Mwabonje, O., Neksa, P., Quack, H., Rix, J., Seemann, I., Walnum, H.T., 2013. Efficient Liquefaction of Hydrogen: Results of the IDEALHY Project. Presented at the Energire-Symposium, Stralsund/Germany.
- BINE, 2018. Mainz Energy Park - Storage and versatile utilisation of wind power as hydrogen: Research on world's largest power-to-gas plant (Projektinfo 05/2018).
- Brown, T., 2018. ThyssenKrupp's "green hydrogen and renewable ammonia value chain." Ammon. Ind. URL [ammoniaindustry.com/thyssenkrupps-green-hydrogen-and-renewable-ammonia-value-chain/](http://ammoniaindustry.com/thyssenkrupps-green-hydrogen-and-renewable-ammonia-value-chain/)
- Bruce, S., Temminghoff, M., Hayward, J., Schmidt, E., Munnings, C., Palfreyman, D., Hartley, P., 2018. National Hydrogen Roadmap. Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO), Australia.
- Burrige, E., 2019. Nouryon and Gasunie Study Green Hydrogen Expansion. Chemanager Int. [www.nouryon.com/news-and-events/news-overview/2019/nouryon-and-gasunie-study-scale-up-of-green-hydrogen-project-to-meet-aviation-fuels-demand/](http://www.nouryon.com/news-and-events/news-overview/2019/nouryon-and-gasunie-study-scale-up-of-green-hydrogen-project-to-meet-aviation-fuels-demand/)
- Cappellen, L., Croezen, H., Rooijers, F., 2018. Feasibility study into blue hydrogen - Technical, economic & sustainability analysis. CE Delft.
- Cardella, U., Decker, L., Klein, H., 2017. Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction. *Int. J. Hydrog. Energy*, Special Issue on The 21st World Hydrogen Energy Conference (WHEC 2016), 13-16 June 2016, Zaragoza, Spain 42, 13329-13338. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.01.068>
- CCC, 2018. Hydrogen in a low-carbon economy. Committee on Climate Change, London.
- CGEE, 2010. Hydrogen energy in Brazil - Subsidies for competitiveness policies: 2010-2025, (Hidrogênio energético no Brasil Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025). Centro de Gestão e Estudos Energéticos, Brazilian Ministry of Science and Technology.
- CSIRO, 2018. Metal membrane for hydrogen separation. Low Emiss. Technol. [www.csiro.au/en/Research/EF/Areas/Low-emissions-technologies/Hydrogen-membrane dena](http://www.csiro.au/en/Research/EF/Areas/Low-emissions-technologies/Hydrogen-membrane%20dena), 2017. E-Fuels Study.
- DI, 2019. Grote Studie Naar Groene Waterstof in Haven Rotterdam. Tec. Maakt Je Wereld - Ing.
- DNV GL, 2017a. Hydrogen infrastructure Assessment. Verkenning waterstofinfrastructuur.

DNV GL, 2017b. Hydrogen - Decarbonising Heat position paper.

Dodds, P.E., Demoullin, S., 2013. Conversion of the UK gas system to transport hydrogen. *Int. J. Hydrog. Energy* 38, 7189–7200. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.070>

E4tech, Element Energy, 2016. Hydrogen and Fuel Cells: Opportunities for Growth - A Roadmap for the UK. E4tech and Element Energy.

Energate, 2018. Shell: Large electrolyzer goes online in 2020 (PEM electrolysis). *Neue Markte*. URL [www.energate-messenger.de/news/180256/shell-grosselektrolyseur-geht-2020-ans-netz?media=print](http://www.energate-messenger.de/news/180256/shell-grosselektrolyseur-geht-2020-ans-netz?media=print)

Energy Storage & P2G, 2018. GRHYD project inaugurates first P2G demonstrator in France. *Fuel Cells Bull.* 2018, 9-10. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(18\)30251-7](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(18)30251-7)

Engie, 2019. The GRHYD demonstration project. [www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project/](http://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project/)

E.ON, 2019. Hydrogen levels in German gas distribution system to be raised to 20 percent for the first time [WWW Document]. URL [www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2019/hydrogen-levels-in-german-gas-distribution-system-to-be-raised-to-20-percent-for-the-first-time.html](http://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2019/hydrogen-levels-in-german-gas-distribution-system-to-be-raised-to-20-percent-for-the-first-time.html) (accessed 8.30.19).

Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C., 2019. Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants. *J. Clean. Prod.* 224, 957–980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>

FCB, 2019. Germany funds €100m per annum to test sustainable energy tech. *Fuel Cells Bull.* 2019, 14-15. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(19\)30351-7](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(19)30351-7)

FCH, 2019. Hydrogen Roadmap Europe. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Luxembourg.

FT, 2019. Coal industry stakes survival on carbon capture plan | Financial Times [WWW Document]. URL [www.ft.com/content/52552bf8-c024-11e9-89e2-41e555e96722](http://www.ft.com/content/52552bf8-c024-11e9-89e2-41e555e96722) (accessed 8.23.19).

Finanzen.net, 2019. Quest CCS Facility Reaches Major Milestone: Captures and Stores Four Million Tonnes of CO<sub>2</sub> | Nachricht | finanzen.net [WWW Document]. URL [www.finanzen.net/nachricht/aktien/quest-ccs-facility-reaches-major-milestone-captures-and-stores-four-million-tonnes-of-co2-7527760](http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/quest-ccs-facility-reaches-major-milestone-captures-and-stores-four-million-tonnes-of-co2-7527760) (accessed 9.10.19).

Florisson, O., 2016. HYREADY: Engineering Guidelines for Preparing Natural Gas Networks for Hydrogen Injection 11.

Forbes, 2019. Startup Nikola Bets Hydrogen Will Finally Break Through With Big Rigs [WWW Document]. *Forbes*. URL [www.forbes.com/sites/alanohnsman/2019/04/14/can-a-15-billion-bet-on-fuel-cell-big-rigs-be-a-game-changer-for-hydrogen/](http://www.forbes.com/sites/alanohnsman/2019/04/14/can-a-15-billion-bet-on-fuel-cell-big-rigs-be-a-game-changer-for-hydrogen/) (accessed 8.23.19).

GasWorld, 2018. H2V INDUSTRY and Hydrogen Pro join forces [WWW Document]. *gasworld*. URL [www.gasworld.com/h2v-industry-and-hydrogen-pro-join-forces/2015616.article](http://www.gasworld.com/h2v-industry-and-hydrogen-pro-join-forces/2015616.article) (accessed 9.13.19).

Gigler, J., Weeda, M., 2018. Outlines of a Hydrogen Roadmap. TKI Nieuw Gas.

Glenk, G., Reichelstein, S., 2019. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat. Energy* 4, 216–222. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>

Global CCS Institute, 2019. Facilities - Global CCS Institute [WWW Document]. URL <https://co2re.co/FacilityData> (accessed 9.10.19).

Green Car Congress, 2019. Air Liquide selects Hydrogenics for 20MW electrolyzer for hydrogen production; largest PEM electrolyzer in world [WWW Document]. *Green Car Congr.* URL [www.greencarcongress.com/2019/02/20190226-airliquide.html](http://www.greencarcongress.com/2019/02/20190226-airliquide.html) (accessed 9.13.19).

Gutknecht, V., Snæbjörnsdóttir, S.Ó., Sigfússon, B., Aradóttir, E.S., Charles, L., 2018. Creating a carbon dioxide removal solution by combining rapid mineralization of CO<sub>2</sub> with direct air capture. *Energy Procedia* 146, 129–134. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.017>

H21 NoE, 2018. H21: Meeting UK Climate Change Obligations.

Holland Innovation Network China, 2019. Holland Innovation Network in China - Hydrogen developments.

H-vision, 2019. Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry.

Hydrogen Council, 2017. Hydrogen scaling up - A sustainable pathway for the global energy transition.

IEA, 2019a. The Future of Hydrogen 203. International Energy Agency, Paris

IEA, 2019b. CCUS tracking in power sector [WWW Document]. URL [www.iea.org/tcep/power/ccus/](http://www.iea.org/tcep/power/ccus/) (accessed 9.10.19).

IEA, 2019c. CCUS tracking in industry [WWW Document]. URL [www.iea.org/tcep/industry/ccus/](http://www.iea.org/tcep/industry/ccus/) (accessed 9.10.19).

IEA, 2004. Prospects for CO<sub>2</sub> Capture and Storage, Energy Technology Analysis. International Energy Agency OECD. <https://doi.org/10.1787/9789264108820-en>

IPCC, 2018. Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. IPCC, Geneva, Switzerland.

IRENA, (forthcoming). Demand side flexibility for the energy transition - Analytical Brief. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2019a. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (Full report, 2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2019b. Navigating the way to a renewable-powered future: Solutions to decarbonise shipping. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2019c. Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate renewables. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2019d. Renewable power generation costs in 2018. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2019e. Global energy transformation: The REmap transition pathway (Background report to 2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2019f. Renewable energy market analysis: GCC 2019.

IRENA, 2018a. Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2018b. Power System Flexibility for the Energy Transition. Part I: Overview for Policy Makers. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2018c. Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

ITM Power, 2019. Gigastack Feasibility Study with Ørsted - [WWW Document]. ITM Power. URL [www.itm-power.com/news-item/gigastack-feasibility-study-with-orsted](http://www.itm-power.com/news-item/gigastack-feasibility-study-with-orsted) (accessed 9.13.19).

IWR, 2018. The world's largest pilot plant for green hydrogen is created. URL [www.iwr.de/news.php?id=35235](http://www.iwr.de/news.php?id=35235)

Judd, R., Pinchbeck, D., 2016. Hydrogen admixture to the natural gas grid, in: Compendium of Hydrogen Energy. Elsevier, pp. 165-192. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-364-5.00008-7>

Junginger, M., 2018. Riding down the experience curves: How technological learning may shape the energy transition. [www.energymodellingplatform.eu/uploads/1/8/5/0/18504136/2\\_junginger\\_emp\\_e\\_presentation\\_25.9.2018.pdf](http://www.energymodellingplatform.eu/uploads/1/8/5/0/18504136/2_junginger_emp_e_presentation_25.9.2018.pdf)

- Keith, D.W., Holmes, G., St. Angelo, D., Heidel, K., 2018. A Process for Capturing CO<sub>2</sub> from the Atmosphere. *Joule* 2, 1573-1594. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006>
- Kojima, Y., 2019. Hydrogen storage materials for hydrogen and energy carriers. *Int. J. Hydrog. Energy* 44, 18179-18192. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.119>
- Kosturjak, A., Dey, T., Young, M., Whetton, S., 2019. Advancing Hydrogen: Learning from 19 plans to advance hydrogen from across the globe. Future Fuels CRC.
- Lamb, K.E., Dolan, M.D., Kennedy, D.F., 2019. Ammonia for hydrogen storage; A review of catalytic ammonia decomposition and hydrogen separation and purification. *Int. J. Hydrog. Energy* 44, 3580-3593. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.024>
- Les Echos, 2019. H2V prêt à déployer ses deux usines d'hydrogène vert [WWW Document]. Echos. URL [www.lesechos.fr/pme-regions/actualite-pme/h2v-pret-a-deployer-ses-deux-usines-dhydrogene-vert-993002](http://www.lesechos.fr/pme-regions/actualite-pme/h2v-pret-a-deployer-ses-deux-usines-dhydrogene-vert-993002) (accessed 9.13.19).
- Li, G., 2018. The Chinese Iron Ore Deposits and Ore Production, in: Shatokha, V. (Ed.), *Iron Ores and Iron Oxide Materials*. InTech. <https://doi.org/10.5772/intechopen.76729>
- Louwen, A., Junginger, M., Krishnan, A., 2018. Technological Learning in Energy Modelling: Experience Curves - REflex Analysis of the European energy system (Policy Brief). Utrecht University, Copernicus Institute of Sustainable Development, Utrecht.
- METI, 2016. Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells. Ministry of Economy, Trade and Industry (METI).
- Michalski, J., Altmann, M., Bünger, U., Weindorf, W., 2019. WASSERSTOFFSTUDIE NORDRHEIN-WESTFALEN.
- Midrex, 2018. Midrex DRI Statistics 2018.
- Ministry of Energy, Chile, 2018. Green Hydrogen in Chile: Opportunities and Challenges.
- Miyaoka, Hiroki, Miyaoka, Hikaru, Ichikawa, Tomoyuki, Ichikawa, Takayuki, Kojima, Y., 2018. Highly purified hydrogen production from ammonia for PEM fuel cell. *Int. J. Hydrog. Energy* 43, 14486-14492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.065>
- MTES, 2018. Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique. Ministre de la Transition écologique et solidaire, Paris.
- Mukherjee, S., Devaguptapu, S.V., Sviripa, A., Lund, C.R.F., Wu, G., 2018. Low-temperature ammonia decomposition catalysts for hydrogen generation. *Appl. Catal. B Environ.* 226, 162-181. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2017.12.039>
- Müller-Syring, G., Henel, M., Köppel, W., Mlaker, H., 2013. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW.
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Poltrum, M.; Wehling, A.; Dannenberg, E.; Glandien, J.; Krause, H., 2018. Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP21. DVGW.
- Nagashima, M., 2018. Japan's Hydrogen Strategy and its Economic and Geopolitical Implications. Institut Francais des Relations Internationales (Ifri) - Centre for Energy, Paris.
- Nel, 2017. Nel ASA: Enters into exclusive NOK 450 million industrial-scale power-to-gas framework agreement with H2V PRODUCT, a French company focused on massive carbon-free hydrogen production (Press Release).
- Newman, N., 2018. The Great German Gas Switch-Over. *Pipeline Gas J.* 245(4), 44(3).
- NIB, 2017. The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands. Noordelijke - Innovation Board.

- Niermann, M., Beckendorff, A., Kaltschmitt, M., Bonhoff, K., 2019. Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) - Assessment based on chemical and economic properties. *Int. J. Hydrog. Energy* 44, 6631-6654. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.199>
- NS Energy, 2019. Nuon Magnum Power Plant, Netherlands - Vattenfall. URL [www.nsenergybusiness.com/projects/nuon-magnum-power-plant/](http://www.nsenergybusiness.com/projects/nuon-magnum-power-plant/) (accessed 9.11.19).
- Obara, S., 2019. Energy and exergy flows of a hydrogen supply chain with truck transportation of ammonia or methyl cyclohexane. *Energy* 174, 848-860. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.103>
- Ohira, E., 2019. Hydrogen Cluster in Japan - Regional Activities to Promote Hydrogen.
- Olea, R.A., 2015. CO<sub>2</sub> retention values in enhanced oil recovery. *J. Pet. Sci. Eng.* 129, 23-28. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.03.012>
- Panfilov, M., 2016. Underground and pipeline hydrogen storage, in: *Compendium of Hydrogen Energy*. Elsevier, pp. 91-115. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3>
- Quarton, C.J., Samsatli, S., 2018. Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling? *Renew. Sustain. Energy Rev.* 98, 302- 316. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.007>
- RH2C, n.d. World-Scale Renewable Hydrogen (RH2) Plant in BC [WWW Document]. RH2C. URL [www.renewableh2canada.ca/](http://www.renewableh2canada.ca/) (accessed 9.13.19).
- RN, 2019. Western Australia renewables hub project grows to 15 GW. *Renew. - Sol.* URL <https://renewablesnow.com/news/western-australia-renewables-hub-project-grows-to-15-gw-661546/>
- Robinius, M., Linsen, J., Grube, T., Reuss, M., Stenzel, P., Syranidis, K., Kuckertz, P., Stolten, D., 2018. Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3) - Jülich Forschungszentrum, Jülich.
- Rock, L., O'Brien, S., Tessarolo, S., Duer, J., Bacci, V.O., Hirst, B., Randell, D., Helmy, M., Blackmore, J., Duong, C., Halladay, A., Smith, N., Dixit, T., Kassam, S., Yaychuk, M., 2017. The Quest CCS Project: 1st Year Review Post Start of Injection. *Energy Procedia* 114, 5320-5328. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1654>
- Sadler, D., Anderson, H.S., Sperrink, M., 2018. H21 North of England Core Team. *Hydrog. Saf.* 544.
- Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Kiemel, S., Mieke, R., Wahren, S., Zimmermann, F., 2018. Industrialisation of water electrolysis in Germany: Opportunities and challenges for sustainable hydrogen for transport, electricity and heat. NOW-GMBH, Berlin.
- Speight, J.G., 2011a. Hydrocracking, in: *The Refinery of the Future*. Elsevier, pp. 275-313. <https://doi.org/10.1016/B978-0-8155-2041-2.10009-8>
- Speight, J.G., 2011b. Hydrotreating and Desulfurization, in: *The Refinery of the Future*. Elsevier, pp. 237-273. <https://doi.org/10.1016/B978-0-8155-2041-2.10008-6>
- Staffell, I., Scamman, D., Abad, A.V., Balcombe, P., Dodds, P.E., Ekins, P., Shah, N., Ward, K.R., 2019. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy Environ. Sci.* 12, 463-491. <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>
- Stetson, N.T., McWhorter, S., Ahn, C.C., 2016. Introduction to hydrogen storage, in: *Compendium of Hydrogen Energy*. Elsevier, pp. 3-25. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00001-8>
- Sutherland, B.R., 2019. Pricing CO<sub>2</sub> Direct Air Capture. *Joule* 3, 1571-1573. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.06.025>
- THE Co., Ltd., 2019. Electrolysis project examples [WWW Document]. URL [www.cnthe.com/en/case-48-35-0.html](http://www.cnthe.com/en/case-48-35-0.html) (accessed 9.13.19).
- UNEP, 2018. The Emissions Gap Report 2018. United Nations Environment Programme, Nairobi.

US, 2019. DOE Technical Targets for Hydrogen Production from Electrolysis [WWW Document]. Energy. gov. URL [www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-hydrogen-production-electrolysis](http://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-hydrogen-production-electrolysis) (accessed 9.13.19).

US Drive, 2017. Hydrogen Production Tech Team Roadmap. U.S. DRIVE Partnership.

US DOE - EIA, 2019. Hydrocracking is an important source of diesel and jet fuel - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA) [WWW Document]. URL [www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9650](http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9650) (accessed 8.22.19).

van Cappellen, L., Croezen, H. Rooijers, F., 2018. Feasibility study into blue hydrogen. Technical, economic & sustainability analysis. CE Delft.

WEC, 2018. INTERNATIONAL ASPECTS OF A POWER-TO-X ROADMAP. World Energy Council Germany.

Wijayanta, A.T., Oda, T., Purnomo, C.W., Kashiwagi, T., Aziz, M., 2019. Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. *Int. J. Hydrog. Energy* 44, 15026-15044. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.112>

Wouters, F., 2019. The New Oil: Green Hydrogen from the Arabian Gulf. REVOLVE. URL <https://revolve.media/the-new-oil-green-hydrogen-from-the-arabian-gulf/> (accessed 8.21.19).

