NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ

－水電解技術開発ロードマップ（解説書）－

2025 年 3 月

はじめに

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下「NEDO」）では、1980 年の創立以来、水素・燃料電池に関する技術開発に取り組んできました。基盤技術開発から各種実証研究、基準・規格作りなどの総合的な取り組みの成果もあり、我が国は 2009 年に家庭用燃料電池「エネファーム」を、2014 年に燃料電池自動車を先駆けて市場に導入するなど、水素・燃料電池分野で世界をリードしてきました。

昨今世界各国でカーボンニュートラルの実現に向けた動きが加速する中、水素・燃料電池に対する期待が急速に高まっています。同時に、本分野の技術開発や事業展開が加速度的に進展し、競争が激しさを増しています。このような状況下、我が国が引き続き、本分野をけん引し、カーボンニュートラルの実現に貢献していくためには、中長期的なビジョンを関係者間で共有し、戦略的かつ効率的に取り組みを進めていくことが必要不可欠です。

NEDO は 2005 年から、産学官が長期的視野を共有して技術開発に取り組むために、燃料電池・水素技術開発ロードマップを公開してきました。今年度は世界的に大規模なプロジェクトが数多く立ち上がるなど技術開発指針の策定が喫緊の課題となっている水電解分野を対象として、新たな技術開発ロードマップの検討を行いました。

水電解技術開発ロードマップの策定に当たり、2022 年度は現状の水電解技術の開発状況等に基づき、優先的に解決すべき技術課題を電解種別にボトムアップ的に整理しましたが、2023 年度から水電解技術において我が国が取り組むべき方向性、水電解装置の市場獲得に向けたシナリオとして、実証の場の構築を通じた技術要件の確立（短期、～2030 年頃）および、技術要件の確立のもと、安価なクリーン電力の確保を進めつつ、更なる水素製造コスト低減に向けた技術開発の推進（中長期、～2040 年頃）に分けて整理するとともに、商用化フェーズにあるアルカリ水電解およびプロトン交換膜（PEM）水電解では中長期的な市場獲得に向けた具体的な目標値と技術開発課題の具体化、次世代形のアニオン交換膜（AEM）水電解および固体酸化物形電解は技術開発課題の再整理を行い、本書にとりまとめました。今後、再生可能エネルギーの拡大や系統への価値提供など電力インフラと水電解の関係、カーボンニュートラル実現に向けたエネルギー転換において社会システム全体を俯瞰した上での戦略や課題の具体化の検討を進めつつ、水素を取り巻く環境や政策、技術進展の変化に応じて見直しも行う必要がありますが、様々な動きが待ったなしで進む中、本書が技術開発の方向性を議論する基礎となり、産学官一体となった取り組みの加速化へとつながることを願っております。

最後に、本ロードマップの策定にあたり、企業や研究機関、大学など、非常に多くの機関の方々のご協力を賜りました。この場をお借りして、厚くお礼を申し上げます。

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）
水素・アンモニア部

目次

1. 水電解技術開発の状況整理とロードマップの全体シナリオ 1
1.1　策定の背景 1
1.2　水電解装置を取り巻く世界の状況 4
1.2.1　市場動向 4
1.2.2　製品動向 7
1.2.3　欧州の動向 9
1.2.4　米国の動向 12
1.2.5　中国の動向 15
1.2.6　欧米の水電解市場・技術動向から見える戦略 18
1.3　我が国における水電解装置の取り組むべき方向性 19
1.4　水電解装置の競争力獲得に向けたシナリオ 23
1.4.1　現在～2030 年頃（短期） 25
1.4.2　現在～2040 年頃（中長期） 34
1.5　水素製造コスト低減に向けた検討 37
1.5.1　水素製造コストの構造と試算条件 37
1.5.2　技術目標を検討するための水素製造コスト水準 43
1.5.3　水素製造コスト低減に向けたシナリオ 44
1.5.4　水電解システムの技術目標に関するまとめ 58
2. 技術開発課題 60
2.1　アルカリ水電解の目標設定及び技術開発課題 63
2.1.1　概要 63
2.1.2　目標設定（技術開発シナリオと目標値） 64
2.1.3　セル・スタック 74
2.1.4　隔膜 75
2.1.5　電極 76
2.1.6　付帯設備 77
2.1.7　生産技術 77
2.1.8　評価解析・標準化 78
2.1.9　技術実証 80
2.1.10　規制対応 80
2.2　プロトン交換膜水電解の技術開発課題 82
2.2.1　概要 82
2.2.2　高電流密度化と高効率化について 85
2.2.3　高温化及び加圧運転について 87
2.2.4　貴金属使用量低減に関する目標 88
2.2.5　システムシミュレーションによる感度解析 92
2.2.6　技術開発シナリオと技術開発課題 97
2.2.7　セル・スタック 103

2.2.8　膜電極接合体（MEA） 104
2.2.9　電解質膜 104
2.2.10　アノード 107
2.2.11　カソード 108
2.2.12　多孔質輸送層（PTL） 108
2.2.13　双極板（BPP） 109
2.2.14　評価解析・標準化 110
2.2.15　付帯設備 111
2.2.16　技術実証 112
2.2.17　その他 112
2.2.18　今後のロードマップ検討に向けた課題 113
2.3　アニオン交換膜水電解の技術開発課題 115
2.3.1　膜電極接合体 116
2.3.2　電解質材料 116
2.3.3　電極触媒 117
2.3.4　多孔質輸送層（PTL） 118
2.3.5　双極板（BPP） 118
2.3.6　セル・スタック 118
2.3.7　付帯設備 119
2.3.8　評価解析・標準化 119
2.4　固体酸化物電解の技術開発課題 121
2.4.1　電極 123
2.4.2　電解質 124
2.4.3　セル・スタック 124
2.4.4　システム・付帯設備 124
2.4.5　評価解析・標準化 125
2.4.6　金属支持型 125
2.4.7　プロトン導電性セラミック電解セル 125
2.4.8　リバーシブル固体酸化物形燃料電池－水蒸気電解セル 125
2.5　技術開発課題（システム制御・付帯設備） 126
2.5.1　システム制御 126
2.5.2　整流器 126
2.5.3　水素圧縮機 127
2.5.4　純水製造 127
2.5.5　水素精製 127
2.5.6　計装機器 127
2.5.7　安全対策 127
A.　システムシミュレーションによる感度解析 128
A.1　目的 128
A.2　方法 128

A.3　計算モデル 128
A.4　検討前提 128
A.5　劣化予測モデルとスタック交換 130
A.6　再エネと系統電力を活用した水電解電力モデル 130
A.7　感度分析 132
A.7.1　パラメータ基準値での LCOH 132
A.7.2　感度解析パラメータによる LCOH 低減 133
A.7.3　各コスト低減アイテムによる LCOH 低減感度 133
A.7.4　低 Ir 目付量 0.1mg/cm^2 での LCOH 135
A.7.5　性能向上後の I-V 性能と物性値 138
A.8　まとめ 138
修正履歴 140

1. 水電解技術開発の状況整理とロードマップの全体シナリオ

1.1　策定の背景

近年の世界における脱炭素化に向けた水素関連施策は強力に推進されており、例えば 2020 年ではドイツ政府が 6 月に国家水素戦略を策定、水素製造設備に対して再エネ賦課金を免除するとした。次いで EU が 7 月に水素戦略を公表、暫定的に低炭素水素（化石＋CCUS）も活用しつつ製造、輸送・貯蔵、利用に向けて取り組むことを示した。また、フランスは 9 月に水素戦略を改定してグリーン水素の生産に向けた方向を示すなど、世界中で水素関連技術の開発が加速している。

カーボンニュートラル実現に向けて水素の社会実装を促すためには、水素供給コストの低減が必須であり、そのためには水素製造と輸送・貯蔵の双方のコスト低減が重要である。そのなかで水素製造技術として今後の飛躍的な普及拡大が期待される水電解装置[1]は、再生可能エネルギー[2]を利用して水素を製造し、熱需要の脱炭素化や基礎化学品の製造なども含め、Power to X という形で余すことなく活用することができ、再エネの導入を最大限に促進することに貢献できる。

水電解装置については、「アルカリ水電解[3]」と「プロトン交換膜水電解[4]」の 2 形式が商用化の技術水準にあるが、水電解による水素製造コストは依然として高く、更なる低コスト化のためには、その大半を占める電力コストの低減が必須であり、安価な再生エネルギーの確保、系統への水電解装置の接続による系統混雑緩和、調整力提供などの付加価値の創出が鍵となる。

こうした電力を最大限活用するためには、水電解装置の起動停止や変動運転への対応が課題であり、加速耐久プロトコルの早期確立と評価・実証を踏まえ、水電解装置の耐久性を向上していくことが重要である。

その上で、水電解装置については大型化、量産化の技術仕様を確立した上で装置規模や量産の程度を見据えた装置コスト低減、電解槽・部材の技術進展への取り組みが必要不可欠であるとともに、投入する電力や水素の利用ケースに応じて、電源構成とシステム構成の要求に合わせて最大限に電力を活用して水素を製造し、その水素を利用した目的物を低コストで最大化させる電解槽や付帯設備[5]の構成に最適化していくことが求められる。さらに、水電解装置のコストの大半を占める付帯設備のコスト低減や設置コストの低減も重要となる。

また、上記の課題解決と並行して、装置コストの低コスト化が期待される「アニオン交換膜水電解[6]」、高温作動で電解効率が高い「固体酸化物形電解[7]」の次世代形電解の技術開発も進めていくことが必要である。

水素・燃料電池戦略協議会において策定された「水素・燃料電池戦略ロードマップ（2014 年 6 月策定、2016 年 3 月改訂、2019 年改訂、2023 年改訂）」では、燃料電池と共に水素製造システ

---

[1] 「水電解装置」は、「電解槽」および下記の「付帯設備」から構成されるプラント設備の総称と定義する（水素基本戦略においても「水電解装置」と表記）。なお本文中では、「水電解システム」と表記する場合がある。
[2] 以下、「再エネ」と略記する場合がある。
[3] 以下、「AWE」と略記する場合がある。
[4] 以下、「PEMWE」あるいは「PEM 水電解」と略記する場合がある。
[5] 以下、整流器や変圧器の電源装置、純水製造装置、純水貯水タンク、気液分離器、除湿装置、冷却システム（熱交換器）、配管、計装機器、および後段での圧縮機（昇圧を必要とする場合）、乾燥器などをいう。「BOP：Balance of Plant」と略記する場合がある。
[6] 以下、「AEMWE」あるいは「AEM 水電解」と略記する場合がある。
[7] 以下、「SOEC」と略記する場合がある。

ムについての普及拡大に向けた政府の骨太大方針や政策目標が示されており、今後の市場規模の拡大を予想している。このため産業技術政策の実現をミッションとする NEDO としては、これら政府目標等を具現化するために取り組むべき技術的課題を明確化するとともに、時系列に整理した「NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ」（以後、「ロードマップ」という。）を 2005 年に策定、過去に４度、燃料電池を中心に、最新の政策、市場及び技術動向等を反映すべく改訂してきた。その後、再生可能エネルギーの拡大、パリ協定やアフターコロナの経済成長戦略、ロシアのウクライナ侵攻による欧州のロシア産天然ガス依存からの脱却等で世界各国での水素社会に向けた取組が急加速している状況であり、再生可能エネルギーによる水電解の普及に向けて、欧州・米国では戦略的な研究開発と技術実証の推進および生産設備等への支援、中国では安価なアルカリ水電解装置と規模の経済を背景とした水電解市場の拡大を行っている。

このような背景のもと、本検討では、水電解を取り巻く政策・市場・技術動向に基づき、2030 年頃の短期および 2040 年頃の中長期的視点で日本が取り組むべき方向性をとりまとめるとともに、国の水素コスト目標（CIF30 円/Nm^3）を前提として、これを達成するために必要となる電力価格、水電解システムの設備利用率、総資本コスト、効率、耐久時間等のパラメータスタディを行い、水素製造コスト低減に向けたシナリオと 2040 年頃に実現すべき技術水準を導出した。

日本が今後取り組むべき方向性としては、特に短期的視点で電力の制度設計と連動した水電解装置の実証の計画・推進（「実証の場」形成）、および実証を通じて電解槽の開発・設計へのフィードバックを行うことによる、インフラ設備としての電解槽の信頼性・安全性確立、量産化・スケールアップにむけた技術要件の確立の重要性を整理した。

中長期的な水素製造コストの低減に向けては、水電解に用いる電力コストが全体コストの相当部分を占めることから、いかに安価な電力を確保するかが重要である。他方、一般的に安価な電力は変動性を有し、電解設備の利用率の低下や電解槽の劣化等を招くことから、これらトレードオフの関係の整理が必要である。また、設備利用率が低下すると、相対的に水素製造コストに占める水電解システムコスト（資本代）の割合が増加する。電流密度の向上によってスタックや材料・部材のコスト低減に繋がるが、これらも耐久性や電解効率とのトレードオフとなる。耐久性はスタックや部品の交換頻度に係る因子であり、水素製造コストの交換コストに影響する。その他、使用する貴金属の資源制約やコスト等も考慮する必要がある。

このように、水素製造コストの検討においてはトレードオフの関係にある様々なパラメータが存在することから、調達する電力とそれに応じた運転シーケンス、水素利用（規模や圧力等）の前提条件、技術開発の進展状況等によって最適解が異なってくることに留意する必要があるが、今回の検討では一つのケースとして、主に再エネ資源国において再エネを主体的に利用（一部、安価な系統電力も活用）するケースにおいて、PEMWE および AWE を対象に 2040 年頃に目指すべき各種パラメータの目標値を試算した。更にこの目標を実現するために必要となる技術開発課題を整理した。

資本代の低減においては、電解槽のみならずシステムコストの半分以上を占める付帯設備のコスト低減、更には設置コスト等の低減も極めて重要ではあるが、今回の検討では主に電解槽（セル・スタック）の技術開発に関わる検討が中心であり、付帯設備のコスト低減の具体的な方策やシステムコスト削減効果等の検討は今後の課題である。また本検討では、既往文献等を参考にし

て将来の電力価格や水素輸送コストの前提を置いて試算を行っているが、資源価格や物価、為替の変化によりその前提が変化しうること、また、精緻な検討のためには、今後の政策・市場・技術動向も踏まえ、実際にどのような場所で、どのような電力を調達でき、どのように輸送するのかについての理解を深めるとともに、それに併せたシステム構成や運転方法等に関する検討も必要であり、今後の課題である。

1.2　水電解装置を取り巻く世界の状況

カーボンニュートラル社会の実現に向けて、太陽光・風力など時間変動する再エネの導入量拡大が今後見込まれるが、電力需給のアンバランスの増加が懸念され、エネルギー貯蔵技術への注目が高まっている。変動再エネ導入拡大には系統の混雑緩和や調整力確保も必要であること、再エネ導入量の拡大は、国内のエネルギー自給率向上、再エネ主電源化の観点からも重要であり、これらの課題解決が必要である。

水電解によるグリーン水素製造は電力供給側でのエネルギー転換・貯蔵と、電化困難なセクターの脱炭素化とを同時に実現しうるセクターカップリングの手段としてこれらの課題解決に貢献することが期待される。

海外に目を向ければ、欧州ではロシアの天然ガス依存からの早期脱却に向けて 2022 年に「REPowerEU」を発表し、2030 年に 2,000 万トンのグリーン水素導入、欧州水素銀行の設立による水素供給への支援強化を進めている。米国も 2023 年に国家クリーン水素戦略を発表、2030 年に 1,000 万トンのクリーン水素供給と同時に、2031 年に$1/kg の水素製造コスト実現を目指す「Hydrogen Shot」の野心的な目標を掲げた。中国は世界最大の再エネ資源と水素需要をもとに、政府の強力な支援でグリーン水素製造を規模の経済で実証し、生産・供給体制の確立を目指している。

さらに、欧州では IPCEI（欧州共通利益に適合する重要プロジェクト）により、中小企業を含めた電解槽・燃料電池メーカーに次世代製品の開発、商業化へ多額の資金提供を開始した。米国ではインフレ抑制法（IRA）で水素製造を対象に最大$3/kg の大規模な税控除を設定、水電解装置の生産設備拡大の呼び水とするとともに、水素の市場・雇用創出に向けた総額 70 億ドル（1 兆円規模）による水素ハブ（Hydrogen Hubs）の選定（5 地域決定、2 地域選考中）[8]、超党派インフラ（BIL）で水電解装置の製造技術、部品開発とサプライチェーン構築などに 4.7 億ドル（約 750 億円）の投資を決定する[9]など、研究開発に加え、製品開発から社会実装に向けた実証の場の提供まで総合的な取組を進めている。

1.2.1　市場動向

IEA（国際エネルギー機関）の ”Hydrogen Production Project Database ”（2024 年 10 月時点）によると、図 1.2.1-1 に示すように、最近 5 年で水電解の導入容量は大きく拡大、2023 年には 1.3GW、2024 年末には 5GW に達する見込である。また、2030 年に向けて発表されている計画は 500GW を突破しているが、最終投資決定（FID）に至ったプロジェクトは全体の 4%程度と限定的で、水電解のプロジェクトは一部中止や遅延が生じているものも存在しており、リスク評価や安定稼働に向けた技術が求められている。

図 1.2.1-2 に示すように、2024 年では水電解装置を製造する能力がグローバルでは 40GW/年に達し、2022 年から 2024 年でおよそ 3 倍に増加する計画となっている。製造地域は特に中国、米国、欧州が主要な割合を占め、インドも徐々に生産能力を拡大しているが、2023 年はグローバルでの製造能力 25GW/年に対して導入された水電解装置は 1.3GW と 5%程度にとどまり、製造能

[8] https://www.energy.gov/oced/regional-clean-hydrogen-hubs-selections-award-negotiations
[9] https://www.energy.gov/eere/fuelcells/bipartisan-infrastructure-law-clean-hydrogen-electrolysis-manufacturing-and-0

力過剰の状況である。2030 年にはグローバルで 165GW/年の製造能力が計画され、中国・欧州・米国で半数以上を占める。電解種別で確認されているのは、アルカリ水電解が全体の約 50%、PEM 水電解がそれに次ぐ 25%程度で、その他の内訳は明確ではない。

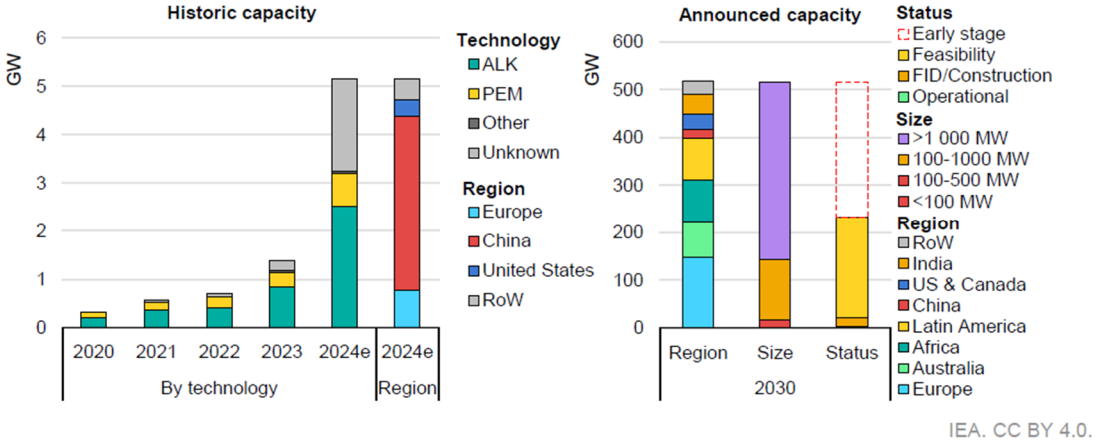


図 1.2.1-1　水電解装置の導入量の推移と 2030 年までの計画[10]

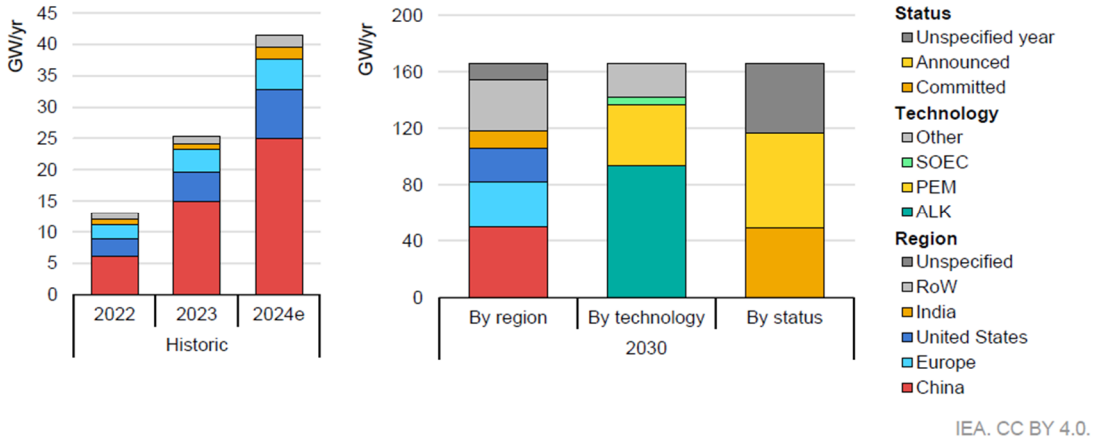


図 1.2.1-2　水電解装置の製造能力の推移と 2030 年までの計画 [9]

このような市場動向のなか、水電解による再エネ水素製造のプロジェクトについては、延期・中止に至るものと、FID に至るものとが峻別されつつある。延期・中止の理由としては、「水素製造コスト、電気料金の高さ」、「電力調達の不足」、「不確実な水素需要」が挙げられる。また、「プロジェクト資金獲得のための追加性、地理的相関性、時間的相関性[11]」などプロジェクト資金獲得のための補助制度の要因も挙げられる。

一方、2025 年以降に稼働開始を予定する FID に至ったプロジェクトも 2024 年になって増えつつある。表 1.2.1-1 に FID に至った主なプロジェクトを示す。欧州域内での製油所向け水素供給

[10] IEA “Global Hydrogen Review 2024”
[11] 追加性：グリーン水素生産のために追加的に設置された（水素生産施設の稼働の 36 カ月より前に稼働を開始していない）新設施設で発電された再エネ電力の供給を受けること
時間的相関性：水素生産と再エネ発電が同一の 1 時間以内に行われること
地理的相関性：水素生産施設と電力供給を受ける再エネ発電施設が同一あるいは相互に接続された電力入札ゾーンに位置すること

プロジェクト、肥料向けグリーンアンモニア輸出プロジェクトが FID に至っている。これは、2023 年 9 月に採択された再エネ指令において、2030 年までに産業部門で消費する水素量（原料利用含む）の 42%、2035 年までに 60%をグリーン水素主体の RFNBO とする法的拘束力のある目標が定められたことに起因すると推測される。特に、石油やアンモニア産業では現状で水素を利用しており、グリーン水素利用の障壁が比較的低く、2030 年までに消費する水素を RFNBO とする義務があることから、FID に至る事例が増加していると考えられる。

ただし、足下で稼働中の水電解装置は、国内の FH2R や後述の図 1.2.3-4 に示すように 10MW 級の発電用燃料や工業用原料としては比較的小規模な装置であることから、こうした大規模プロジェクトの動向について、今後継続的に最新の情報にキャッチアップするとともに、並行して、我が国として取り組むべき技術開発の方向性として、着実な水電解装置の導入に向けた「実証の場」を構築し、電力系統（上流）と水電解、水電解と水素利用（下流）の関係を精緻に把握した上で水電解装置の技術仕様、量産化方針の確立を行っていくことをベースの方針と定め、技術開発のシナリオを検討した。

表 1.2.1-1　FID に至った主な再エネ水素製造プロジェクト（10MW 以上）

プロジェクト （水素生産国）	プロジェクト概要	規模 （電解槽メーカー）	用途	状況 （時期）
REFHYNE II （ドイツ）	2021 年に運転を開始した RHEFHNE の後続プロジェクト。Shell のラインランドエネルギーケミカルパーク向けに 100MW 電解槽を導入し、太陽光･再エネ電力と系統電力を用いて一日当たり 44 トンの水素を製造予定（2027 年に運転開始予定）。製造した水素は Shell のラインランドエネルギーケミカルパークで、SAF、バイオ燃料製造に利用予定。	100MW （PEM、ITM Power）	製油所 （SAF、バイオ燃料）	FID 承認済 （2024/7）
GET H2 Nukleus （ドイツ）	プロジェクトは段階的に実施の計画。2024 年にはドイツ大手の再エネ事業者 RWE のリンゲンの発電所に 100MW の電解装置を導入し、洋上風力発電の電力を用いて水素製造。製造した水素ガス配送時御者の Nowega と OGE の水素パイプラインを経由して、BP の Lingen 製油所、Gelsenkirchen 製油所、Evonik のマールケミカルパークで利用。2025 年には電解槽容量を 200MW に拡張、ガス配送事業者である Thyssengas がオランダへの輸入ポイントである Vlieghuis まで水素パイプラインを延長。2026 年には電解容量を 300MW に拡張、ドイツのグローナウの RWE の水素貯蔵施設（天然ガス貯蔵に用いているものを水素に転用）をパイプラインに接続する。2030 年にはドイツのザルツギッターの Salzgitter Flachstahl 社の製鉄所にパイプラインを接続し、水素供給予定。また、Nowega と OGE は水素パイプラインを延長し、 Thyssenkrupp Steel のデュイスブルク製鉄所に水素供給予定。 GET H2 Nukleus は IPCEI に採択済。	200MW （PEM、ITM Power）	製鉄所 化学品 水素還元製鉄	FID 承認済 （2024/9）
OranjeWind （オランダ）	2024 年 7 月にフランスの石油事業者 TotalEnergies は、ドイツの再エネ事業者 RWE がオランダで開発中の 795MW 洋上風力発電所 OranjeWind の株式を 50%取得する契約を締結。TotalEnergies はこのプロジェクトの電力を 350MW 電解槽に供給し、TotalEnergies の製油所に水素を供給する予定。風力発電装置の建設は 2026 年に開始され、全面稼働は 2028 年を予定。 TotalEnergies は、欧州に 6 つの製油所と 2 つのバイオ燃料製油所を有し、いずれも水素を利用。同社は製油所で消費される水素の年間 50 万トンを、2030 年までにグリーン水素に置き換える構想を掲げる。	350MW （不明）	製油所（石油脱硫、バイオ燃料）	FID 承認済 （2024/7）
AM Green Ammonia （インド）	インドの再エネ事業者である Greenko の創業者が設立した AM Green Ammonia は、インドのアーンドラ･プラデーシュ州で 2026 年後半までにグリーンアンモニアを年間 100 万トン、2030 年までに年間 500 万トンを生産する計画を掲げる。 2024 年 8 月に第一段階のグリーンアンモニア 100 万トンの FID を承認。第一段階では、1.3GW 電解槽を導入し、太陽光･風力ハイブリット電源、揚水発電を組み合わせた電源によっ	1.3GW （アルカリ、John Cockerill）	グリーンアンモニア（肥料など）	FID 承認済 （2024/8 に、第一段階のグリーンアンモニア 100 トンについて FID を承認）

	て、再エネを 24 時間投入し、電解槽の稼働率を最大 90%まで高めてグリーン水素を製造する。製造するグリーンアンモニアは、再エネの追加性や時間単位のマッチング等、グリーンアンモニアに関する EU の RFNBO 要件に適合しているとして、CertifHy スキームによる事前承認を受けている。製造したアンモニアの大半は欧州に輸出予定であり、既に Uniper、Yara、Keppel といった大企業とオフテイク契約に関するタームシートを締結済み。			
Clean Hydrogen Coastline（ドイツ）	ドイツの電力会社 EWE は Clean Hydrogen Coastline プロジェクトで水素の製造、貯蔵、輸送、利用に取り組んでおり、その一つとして、ドイツのエムデンで 280MW 規模の水素製造プラントを建設予定。年間 26000 トンのグリーン水素を製造し、地域の産業用途で利用予定。2027 年に稼働開始予定。 Clean Hydrogen Coastline プロジェクトは IPCEI に採択済。	280MW（PEM、Siemens energy）	産業	FID 承認済（2024/7）
Hyoffwind（ベルギー）	ベルギーのエネルギー開発大手の Virya Energy はドイツの産業用ガス大手 Messer などと共同で、ベルギーのゼーブルージュに 25MW 電解槽を導入する Hyoffwind プロジェクトの FID を決定。プロジェクトでは、年間 14000 トンのグリーン水素を製造し、運輸と産業部門に供給する構想。2026 年稼働開始予定。	25MW（アルカリ、John Cockerill）	産業、運輸	FID 承認済（2024/7）

1.2.2　製品動向

欧州・米国における主要メーカーの常温水電解の製品一覧を表 1.2.2-1 に示す。欧米のメーカーでは加圧型が大半を占める。加圧型の水電解では高電流密度運転時の気泡体積の低下、出口の加圧に伴う、プロセス後段の圧縮機の段数・コスト低減などメリットがある一方、装置の機械的強度向上を要する、電解槽内でのクロスオーバーが大きくなる、理論分解電圧や過電圧が増加するなどの課題が生じる。また、常圧型の水電解装置を開発してきたメーカーの視点では、加圧に伴い、セル、スタック構造が変化すると過去のアセットが利用できなくなる、部品交換の簡便さが損なわれるなどの課題もあるため、現状では全てのメーカーが採用している訳ではない。

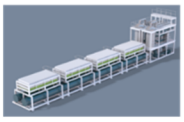
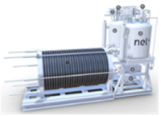
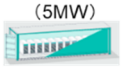
水電解装置は複数のスタックから構成されるモジュールを基本単位として、これらを並べることでスケールアップに対応するのが基本的な方針であるが、モジュールあたりのスタック容量についても、セル面積の大面積化によるコスト低減効果（部品点数の削減や歩留まりの向上が期待されるため）と部品量産技術によるコスト低減効果にはトレードオフがあると考えられ、適切な設計範囲で設定されると想定される。例えば、図 1.2.2-1 に示すように、欧州の PEMWE の Megastack プロジェクトでは英国 ITM Power がスタック設計・開発に取り組み、同社は 2MW モジュール（3 スタック）を発表、さらにその後の Gigastack プロジェクトで 5MW（2 スタック）モジュールを開発、GW スケール量産の前提でモジュールの価格を 400 ポンド/kW 以下を目指す計画だったが、2022 年以降、量産計画を下方修正し、ラインナップも 2MW スタックに集中する方向へ転換、現在では 2MW スタックをベースにした、コンテナソリューションと 20MW モジュールを展開中である[12]。このように量産規模に応じたスタック容量の設計方針が決定されている。

現在各社が発表する水電解装置のモジュールは、AWE では数 MW～20MW、PEMWE では 1MW～数 MW 程度の容量であり、これらは複数スタックから構成される。今後、グリーン水素製造プロジェクトの大規模化が進めば、それに伴いスケールアップは求められる課題ではあるが、大規模水素製造プラントの構成においても、基本的にモジュールの並列で各社対応すると予想される。モジュールの容量が大きくなると付帯設備の量産効果が低下することも懸念され、現状と大きく変わらない程度の容量をもったモジュールが基本単位になると予想される。

[12] HPEM2GAS, ”HPEM2GAS - High Performance PEM Electrolyzer for Cost-effective Grid Balancing Applications.”, ITM Power, “Gaining Traction”

AEMWE については、現状でシステムを販売しているのは Enapter のみであり、2.4kW の小型システムで両極 PGM フリー、低濃度アルカリ溶液の製品を販売、Cipher Neutron も 250kW の AEMWE を開発中であるが、現状では 10kW の超小型スタックを限定受注している状況にすぎない。Verdagy は広い運転範囲と応答速度を強みとする 20MW モジュールを開発中、EvolOH は純水供給・両極 PGM フリーの大型モジュールを開発中の段階である。

表 1.2.2-1　主要欧米メーカーの水電解装置の製品一覧

	AWE		PEMWE	AEMWE
	食塩電解ベース	円筒型		※Verdagy, EvolOHは 圧力不明
低圧	Thyssenkrupp nucera（20MW, 4スタック） 	Nel（17.6MW, 8スタック） 	Siemens Energy（17.6MW,24スタック）  Hystar（1MW,1スタック） 	Verdagy（20MW）  EvolOH（5MW） 
加圧	McPhy（16MW, 16スタック）  John Cockerill（5MW）  Sunfire（10MW）  Green Hydrogen Systems（6MW,6スタック）  Hydrogen Pro（5.5MW,2スタック） 	Nel（2.5MW,2スタック）  ITM Power（2MW,3スタック）  Elogen（5MW）  H-TEC（1MW）  Cummins（5MW,2スタック）  Plug Power（5MW）  Ohmium 	Enapter（2.4kW）  Cipher Neutron（10kW） 

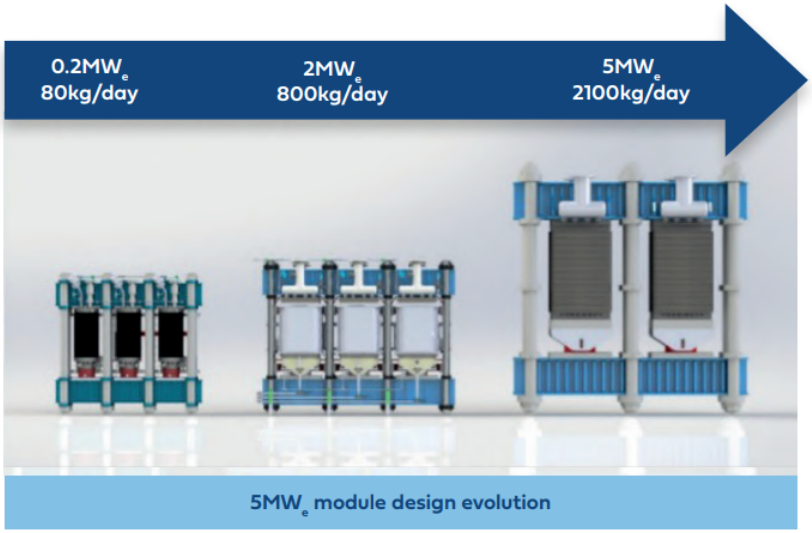


図 1.2.2-1　ITM Power 社が計画した PEMWE のモジュールとスタック構成

1.2.3　欧州の動向

欧州では、水電解技術の研究開発・実証プロジェクトに現在まで約 2.8 億ユーロの予算を投入して技術開発の促進や産業振興を図ってきた。今後の水電解技術分野で世界をリードすべく、特に PEMWE と SOEC に多くの予算を割り当てて支援を行ってきている。PEMWE では「RIA」（研究開発）に加え IA（実証）にも多くの資金を充てており強く支援する方針である。また相対的に技術成熟度の低い SOEC では RIA に多く資金を充てている。予算配分の推移を見ると最近は AWE、AEMWE の技術にも RIA の資金を充てている[13]。

常温水電解のプロジェクト推移の可視化を図 1.2.3-1 に、技術開発目標の推移とプロジェクトの開発状況を図 1.2.2-2（PEMWE）と図 1.2.2-3（AWE）に示す。欧州では各 RIA プロジェクトは研究機関・システムメーカー・部材メーカーが参画するコンソーシアムで受託が推進されている。また、Clean Hydrogen Partnership は定期的に目標値をアップデートしているが、継続的にプロジェクトへ参画、目標に向けた技術開発を推進するメーカーも見られ、徐々に技術水準を向上させている。

特に水電解水素製造の低コスト化に向けて、欧州では高電流密度化・高効率化・長寿命化といった KPI を掲げて取り組んでいるが、例えば PEMWE で最初期からプロジェクトに参画してきた英国の ITM Power は、ベルギーSolvay などの大手素材メーカーと連携して技術開発に取り組み、その後、欧州目標を前倒しで達成するなどの技術進展をみせている。これらの 10 年程度の技術開発を経て、欧州の RIA プロジェクトに最初期から参画したメーカー（前述の ITM Power や仏 Elogen）は現在業界の中心の一角を占めている。

加えて、RIA プロジェクトと並行して様々な電源と接続した実証（IA）を行っている点も見逃せない。系統接続しての調整力提供の検証や変動性の強い風力発電との連携、洋上風力と連携しての海上水素製造など、欧州において今後必要性が高いとみられるケースの実証が継続的に実施されており、RIA プロジェクト参画機関も実証に参画して実績を積んでいる。他、評価・標準化に関しても他の分野同様に、欧州は早期から積極的な動きを見せており、再エネの電力パタンに応じた共通の耐久加速評価プロトコルの策定[14]などを進めていることも特徴である。これらの「技術開発」と「実証」の連動を戦略的に進め、多様な水電解の利用ケースに対応し、市場を獲得するという意図が一連の政策でうかがえる。

---

[13] Clean Hydrogen Partnership, “PROGRAMME REVIEW REPORT 2024”, Figure23, 24

[14] European Commission, “EU harmonised accelerated stress testing protocols for low-temperature water electrolyser - A proposal with testing guidance for assessing performance degradation in water electrolyser stacks”

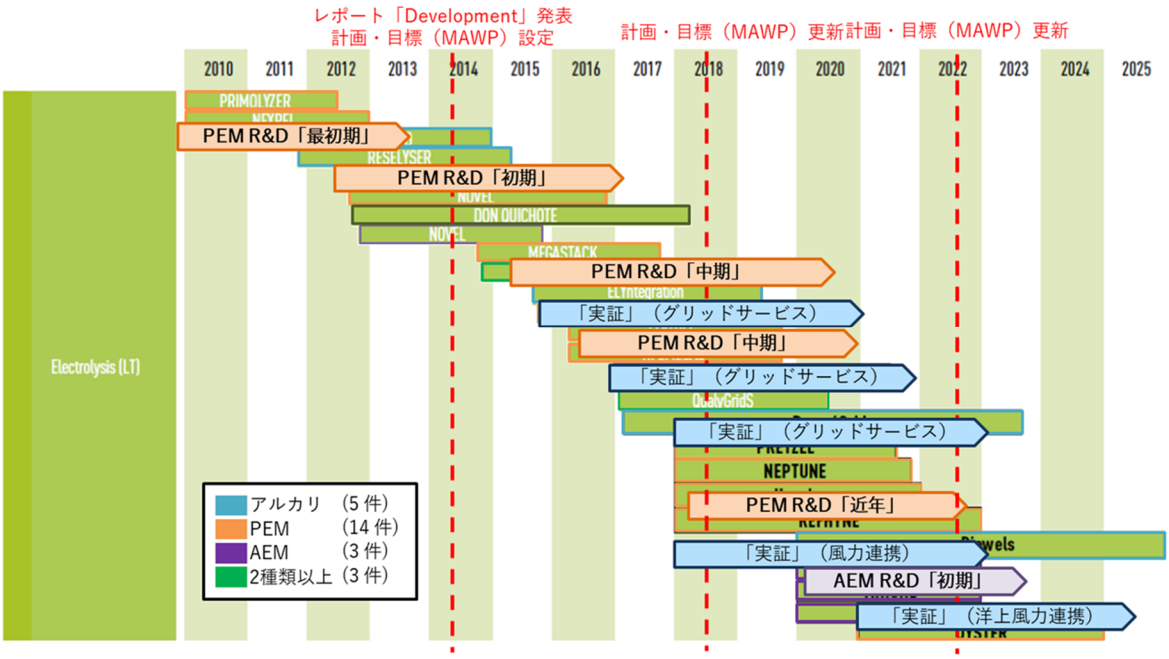


図 1.2.3-1　欧州の常温水電解の研究開発・技術実証の変遷

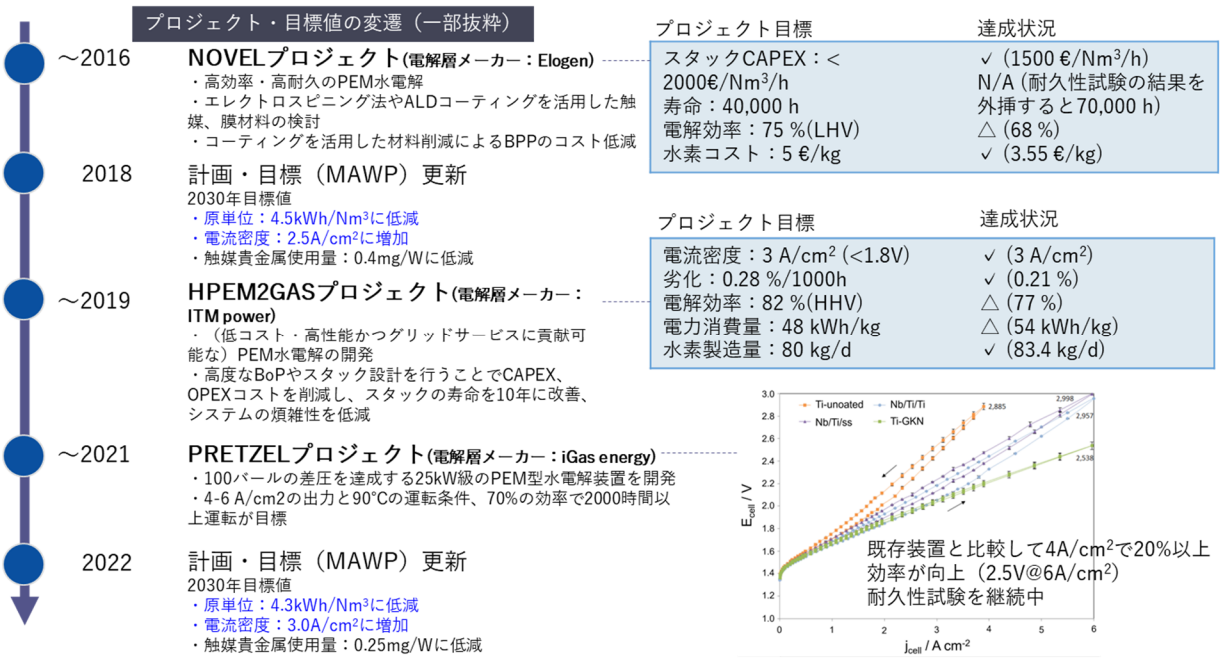


図 1.2.3-2　欧州の PEM 水電解技術の進展

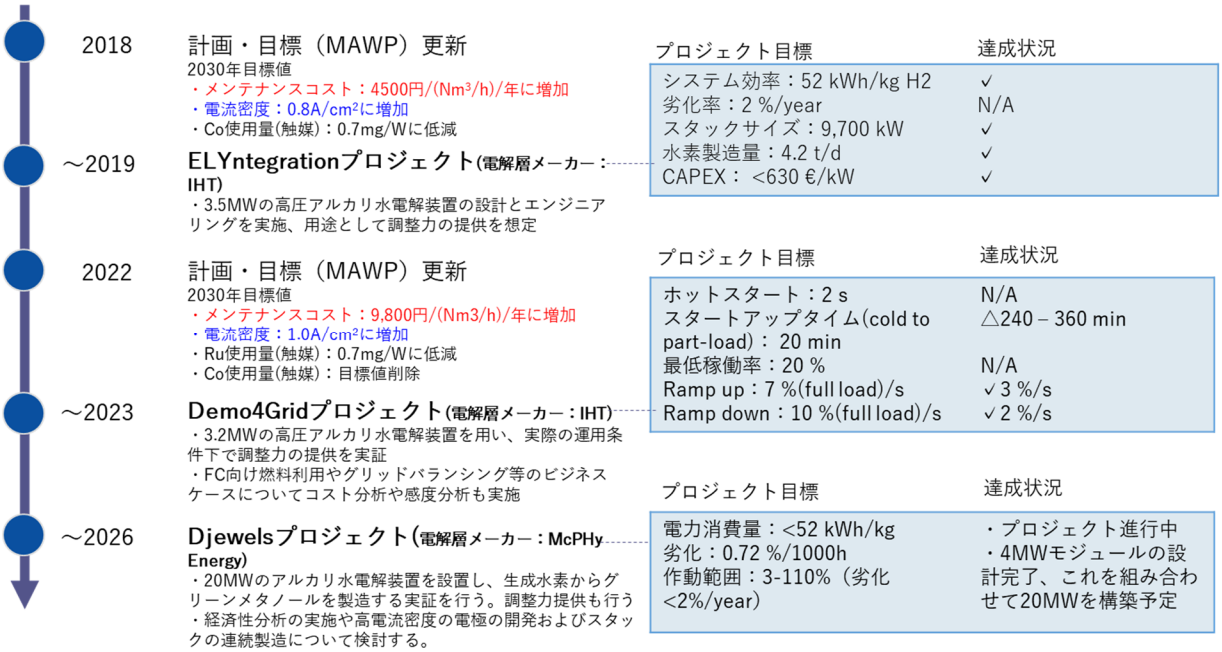


図 1.2.3-3　欧州のアルカリ水電解の技術進展

図 1.2.3-4 に、2023 年までで商用化段階・実証から FID に至っているプロジェクトの規模・電力調達のマップを示す。現状商用化に至っているプロジェクトの多くは系統を介した電力調達を全部または一部利用していることがわかる。水電解水素の低コスト化には、できるだけ高い設備利用率で、かつ安価な電力を調達することが必要だが、変動再エネの投入は劣化の加速を招くほか、設備利用率が定常電源に比べて低く抑えられる課題が存在する。そのため、現状では水電解で再エネを利用するケースにおいても系統電力を一部交えて利用しているものと予想される。これらの技術課題は日本とも共通すると考えられ、課題克服のための技術実証は、日本にとっても世界で競争していく、また、国内の再エネ拡大を実現するための重要な課題である。

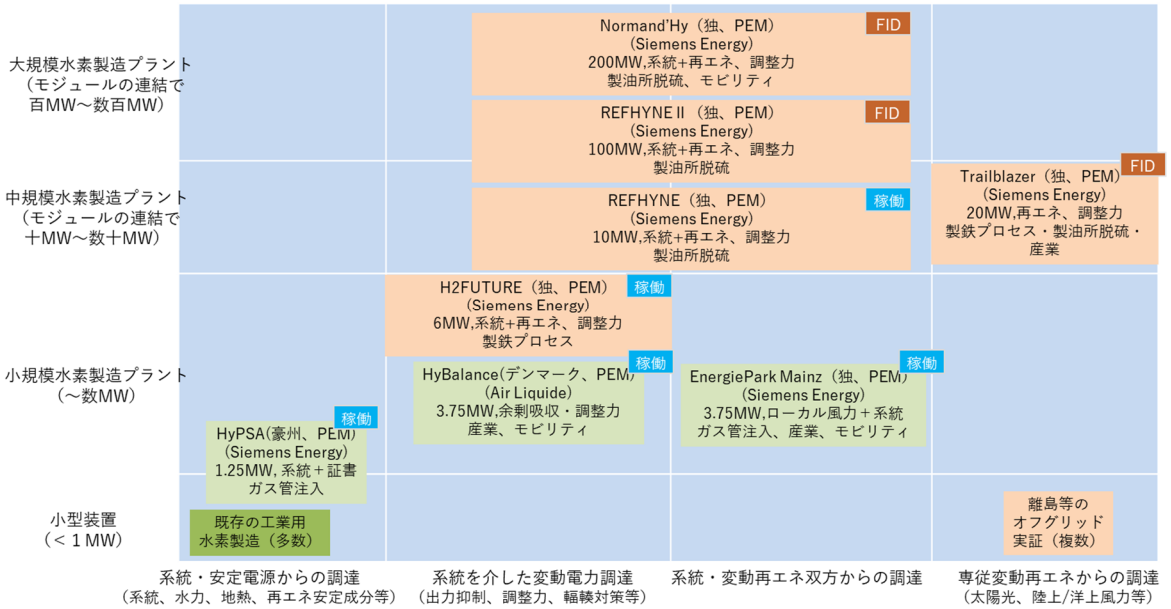


図 1.2.3-4　商用化段階・実証から FID に至っているプロジェクトの規模・電力調達のマップ

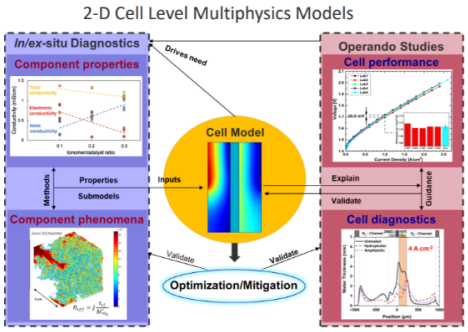
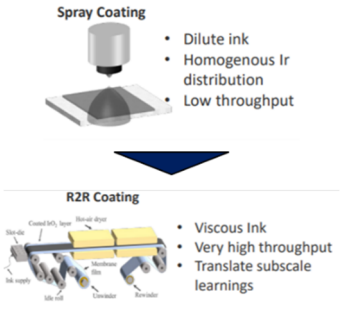
1.2.4　米国の動向

米国では DOE 支援のもと、装置コスト、耐久性、性能目標を同時に満たす製造可能な電解槽を可能にするために、コンポーネント、材料統合、製造研究開発に取り組み、水素製造コストとして 2026 年までに 2 ドル/kg、2031 年までに 1 ドル/kg（Hydrogen Shot）を実現するためのプロジェクト H2NEW（Hydrogen (H2) from Next-generation Electrolyzers of Water）が 2020 年 12 より開始された。2021～2024 年の予算は 76 百万ドル（114 億円）でそのうち、PEMWE に 40.2 百万ドル（約 60 億円）、SOEC に 24.6 百万ドル（約 37 億円）、AWE に 11.2 百万ドル（約 17 億円）となっている[15]。

2020 年までは触媒等の材料開発に注力していたが、H2NEW ではより実用的な課題として部材や材料のインテグレーション、製造技術の開発にフォーカスし、上記水素製造コストを達成するためのシステム未設置コスト 150 ドル/kW（総資本コスト 210 ドル/kW）の最終目標に向けた戦略的な技術開発を推進している。表 1.2.4-1 にプロジェクトの概要を示す。優先度の高い課題として、特に性能、耐久性、スケールアップ（大量製造）を重視、①と②ではオペランド測定・評価とモデリングによる効率的な設計、③では大量生産に適した技術の開発を推進している。

さらに、図 1.2.4-1 のように技術経済性評価で、目標の水素製造コストを達成するための技術開発シナリオの検討も同時に進めていることが特徴である。水素製造コストは投入電力代が大半を占め、如何に安価な電力を調達できるか、運用面で対応できるかが鍵である。量産による規模の継続による設備コスト低減のみでは達成が難しく、効率向上、材料費低減、定常的な運転から変動再エネ追従へのシフト、これらと相反する耐久性の向上といった技術課題の克服、さらに低コストでクリーンな電力にアクセスできる統合システムを構築し、更なるコスト低減を目指すとされている。

表 1.2.4-1　H2NEW プロジェクトの概要（文献[16]に基づき作成）

①耐久性･加速試験構築	②性能（コスト･効率）ベンチマーク	③スケールアップ
･オペランド測定による劣化因子解明 ･Ex-situ の部材測定･劣化評価 ･上記成果に基づく加速試験および劣化抑制対策の構築 	･プロトコル構築･標準材料評価 ･セル性能評価、モデリング ･上記評価･解析技術を活用した、膜･触媒などの部材スクリーニング･効率的設計 	･ラボレベルの CCM 製造技術（スプレーコーティング）から大量製造に適した製造技術（Roll to Roll）への移行 ･Ti 製 PTL に対する積層製造技術適用 

[15] DOE Annual Merit Review 2024, “H2NEW: Hydrogen (H2) from Next-generation Electrolyzers of Water Overview”

[16] DOE Annual Merit Review 2021, “H2NEW: Hydrogen (H2) from Next-generation Electrolyzers of Water Overview”

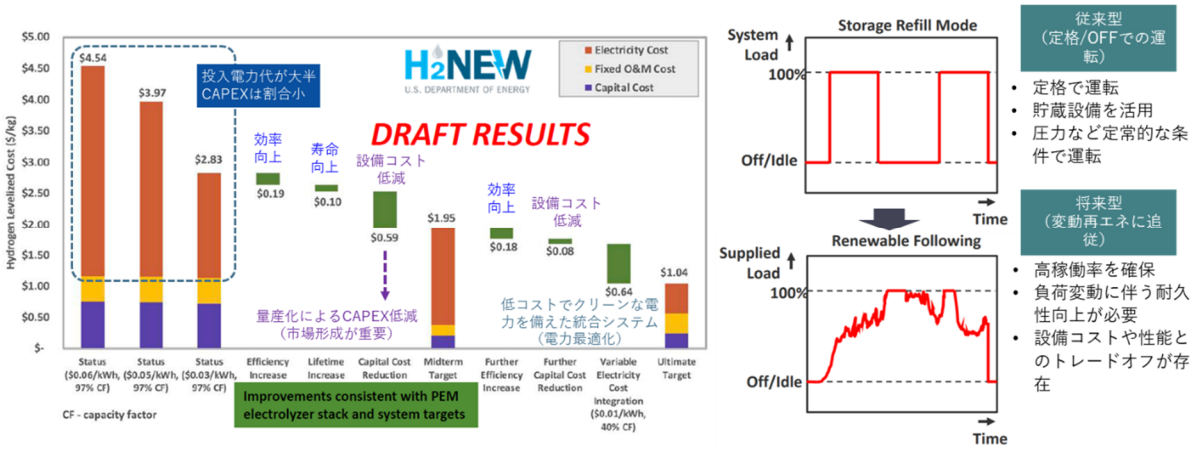


図 1.2.4-1　水素製造コスト目標達成のための技術開発シナリオ[17]

他方、水電解装置の導入状況は発展途上である。北米地域が今後 10 年間のクリーン水素生産をリードし、米国は 2030 年までに世界最大のクリーン水素生産国となり、世界の需要の 37%近くを供給すると予想されている一方、コスト競争力の障壁が商業化を制限しており、図 1.2.4-2 に示すように、今後 2 年以内に最終投資決定（FID）が行われると予想される水素プロジェクトのうち、グリーン水素プロジェクトは僅か 5%、低炭素水素プロジェクト全体の 95%以上がまだ商業運転に至っていない[18]。また、稼働中の 10MW 級システムも 2 箇所にとどまっている。

バイデン政権は 2022 年 8 月にインフレ削減法 (IRA) を成立させ、新たなクリーン水素生産税額控除 (PTC) を含む支援措置を導入した[19]。この税額控除は、今後 10 年間で国内のクリーン水素生産を促進することを目的としており、ライフサイクル温室効果ガス (GHG) 排出量の少ないプロジェクトに対して、水素 1kg グラム当たり 0.6～3.0 ドルの税額控除を提供するものである。また IRA では電解装置の生産設備の建設に関しても税額控除による支援（PTC）を打ち出しており、この支援の対象は米国企業に限らないため、IRA 発表後、ノルウェーの Nel 社、デンマークの Topsoe 社など、欧州のメーカーから生産設備の建設計画が発表された。

一方で、図 1.2.4-3 に示すように、水電解装置の総資本コスト（主に PEMWE）は数 100MW システムを前提として現状で 2,000 ドル/kW 以上（未設置コストの約 2 倍）の状況であり、系統電力（電気代 83 ドル/MWh、設備利用率 97%）で 7.5 ドル/kg、設備利用率の高い太陽光－風力ハイブリッドの再エネ（電気代 33 ドル/MWh、設備利用率 74%）を前提としても 5.2 ドル/kg（約 800～1,100 円/kg）と高止まりの状況である[20]。

こうした状況も踏まえ、2024 年 12 月に Hydrogen Shot の技術評価指針が更新された[21]。水素製造コスト 1 ドル/kg の達成に向けて、PEMWE、AWE および SOEC を対象として技術経済分析を実施し、総資本コストとして DOE の究極目標（PEMWE・AWE は 210 ドル/kW、SOEC は

---

[17] DOE Annual Merit Review 2023, “HFTO Hydrogen Production Overview”
[18] World Electrolysis North America, "The North American Hydrogen Electrolyzer Industry: Market Overview and Projects", June 2024
[19] 2025 年 1 月にトランプ政権に交代、IRA の継続執行は未定
[20] DOE Hydrogen Program Record #24002, “Summary of Electrolyzer Cost Data Synthesized from Applications to the DOE Clean Hydrogen Hubs Program”
[21] DOE, “HYDROGEN SHOT: Water Electrolysis Technology Assessment”, December 2024

280 ドル/kW）を達成し、再エネハイブリット（太陽光と風力）による変動運転（電力価格 12 ドル/MWh、設備利用率 74%）によって水素製造することで達成するとしている。

その目標達成に向けた重点的な技術開発を表 1.2.4-2 に示す。これらの技術開発は上述の H2NEW プロジェクトと連動して継続的に推進していくものである。

表 1.2.4-2　Hydrogen Shot 達成に向けた重点技術開発

重点技術開発	ポイント
製造スループット向上	・1 ドル/kg 達成のためには、先進的な高スループットの生産技術を用いることで、量産によるコスト低減効果を高める必要 ・製造のタクトタイムを短縮するためのアプローチは電解技術によって異なる。全ての電解槽に共通する思考として、セル・スタック組み立て自動化による生産工程削減、品質管理が課題、ロボット工学、ビックデータ解析、AI、自律システムなどを組み合わせて対応する必要
電解槽性能向上	・「資本コスト低減」、「性能・効率向上」、「長寿命化」によってコスト低減を図る必要があり、部材レベルからシステムレベルまで技術開発が必要 ・各電解種に共通するコスト低減アプローチとしては、主に「量産」、「BOP 標準化」、「加速劣化試験の開発や動的運転への対応」
エネルギーシステムの統合	・再エネとの直接接続の課題として、「水電解装置の設備利用率の低下」、「変動電力が電解槽の性能や耐久性に及ぼす影響の理解進化」とし、以下の 3 つを課題解決策として提示 －ハイブリットシステム（電解槽の設備利用率向上） －運転戦略の最適化（起動停止に伴う劣化を低減するため、電解槽を停止するのではなく負荷を低減するなど、電解槽の運転を最適化） －再エネの再設計（電力製造ではなく水素製造を最適化するように再エネシステムを設計、例えば、水素製造に適した風力タービンの設計など） ・ハードウェアコスト（電解槽コストや運転コスト）だけではなく、ソフトウェアコスト（電解システムの所有者が負担する可能性のある全てのコスト）、例えば、サイトの準備、土地代、許認可、試運転、配送等を低減する必要

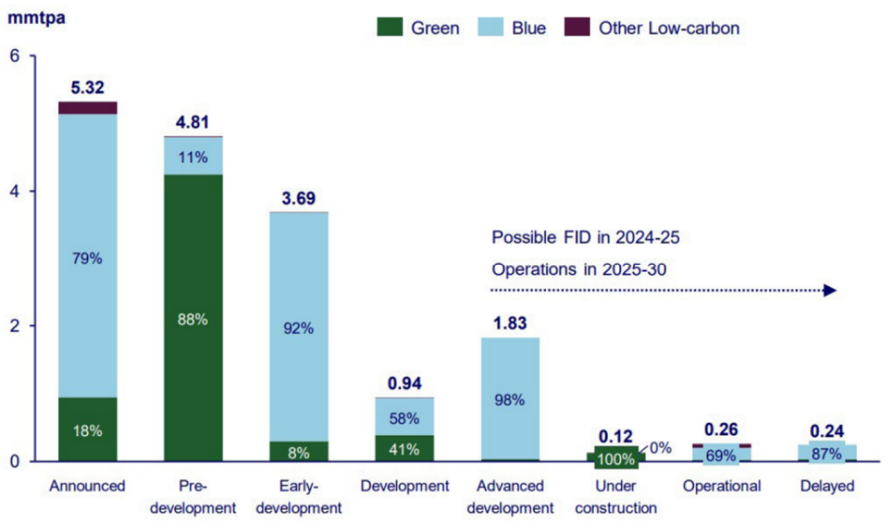
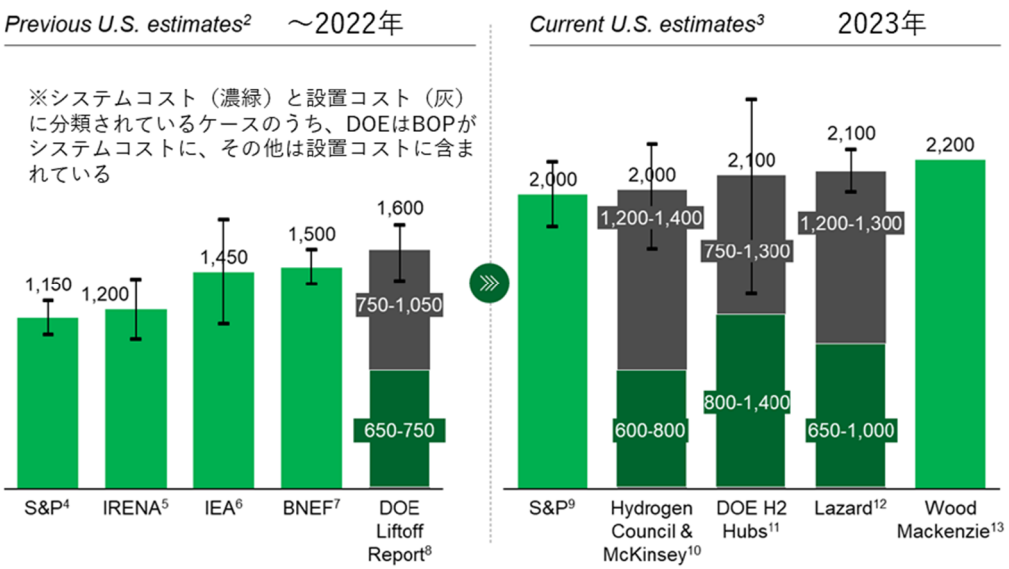


図 1.2.4-2　米国における低炭素水素製造プロジェクトの状況 [18]



2：特に記載のない限り、アルカリおよび PEM の推定コストに基づく範囲。示された参考文献は異なる年に発表されたものであり、インフレがこれらの年のコスト変動に影響を与えた可能性があることに注意
3：別段の記載がない限り、アルカリおよび PEM の推定コストに基づく範囲（すべて 2022 ドル）
4：100MW のプロジェクト規模、2020 年と 2025 年の平均推定使用コスト、2021 ドル
5：>10MW のプロジェクト規模、2020 ドル
6：1MW のプロジェクト規模、2018 年の推定使用コスト、2018 ドル
7：>プロジェクト規模 10 MW、使用コスト 2022、2022 ドル
8：2023DOE クリーン H2 リフトオフレポートより。2MW の電解槽の規模（プロジェクト規模にスケールメリットがないと仮定）、2020 ドル
9：100MW のプロジェクト規模
10：1GW のプロジェクト規模、調査回答の広がりと工学分析の不確実性に基づく範囲
11：すべてのプロジェクトにおける DOE H2Hub 申請者の加重平均に基づく（平均 350 MW）。コストの範囲は 25 位および 75 位パーセンタイルを表す。DOE H2Hubs のシステムコストには、電解槽スタックと BOP の両方に関連する設備コストが含まれるため、他のデータソースと比較してシステムコストが高い。PEM プロジェクトへの応募者は通常、プロジェクト規模が大きく（平均 400MW）、総設置コストは低い傾向にある（加重平均で 1,900 ドル）。
12：20MW のプロジェクト規模
13：250MW のプロジェクト規模

Scenario[h] *Based on Electricity Source*	Capacity Factor (%)	Electricity Price (¢/kWh)	Electrolyzer Installed Capital Cost *(2022$/kW)*		
			$1,500	$2,000	$2,500
			Levelized H_2 Production Cost *(2022$/kg)*[i]		
Grid – Average Scenario	97%	8.3¢	$6.80	$7.50	$8.20
Renewable Electricity Scenarios					
Hydropower	50%	3.4¢	$5.50	$6.70	$7.90
Land-Based Wind *(Class 1)*	51%	2.9¢	$5.20	$6.40	$7.50
Hybrid Wind-PV	74%	3.3¢	$4.40	$5.20	$6.00

図 1.2.4-3　水電解システムの総資本コストの現状と水素製造コスト [20]

1.2.5　中国の動向

中国では「内陸部を中心とした膨大な再エネ資源と太陽光発電を中心とした再エネ産業の発展」「安価な国産アルカリ電解槽」、「世界最大となる水素需要」によりグリーン水素製造プロジェクトが後押しされている。表 1.2.4-1 に示すように、欧州・米国とは異なり、AWE を中心として、数 10MW 級から 100MW を超える大型の再エネ水素製造プロジェクトが稼働中あるいは建設中である。直近では世界各国でインフレやオフテイカーの不足等の影響を受け、再エネ水素製造プロジェクトが停滞傾向のなか、中国だけは比較的順調な進捗を示しているとされている。

また、内モンゴルや吉林省のように野心的な目標を掲げる地方政府は、現地でのグリーン水素製造に直接補助金を交付する制度を打ち出し、他の地域では水素製造に必要な電気を優遇料金で提供する制度が存在する。また、国内で計画中の過半数がグリーンケミカル（特に農業用肥料、

ナイロン繊維等の原料としてのグリーンアンモニアが全体の約 60%）であり、グリーンケミカルを下流に組み込んだプロジェクトは、風力や太陽光発電の競争入札において優遇される。
主要化学メーカーは既存のアンモニア事業を脱炭素化する方向に傾いており、製造原料としてグリーン水素への漸進的な転換を構想、2025 年以降、化学産業が CEA （炭素排出枠）制度に組み込まれる可能性が高いという見通しによって推進用途は化学工業品の生産、製鉄などグリーンケミカル・スチールの原料向けが多い。

国産の AWE が中国のグリーン水素市場を独占し、2022 年には入札需要の 97%、2023 年には約 90%を占めている。足下では、オフテイカーが水電解装置のコスト（中国製は海外製の 1/3 程度とされる）で導入の判断を行い、価格優位性のない海外製品の市場参入が厳しい状況である。一方、表 1.2.5-1 の Kuqa プロジェクトでは、当初はシステムの稼働範囲として 30～100%を想定していたが、負荷率 30%において安全性試験に合格できず、クロスオーバーの発生を防ぐために実際は 50～100%と狭い範囲で運転する可能性が高く、経済性の悪化が懸念されていること（隔膜に安価な PPS（Polyphenylene Sulfide）を採用していることに起因）に加え、並列モジュール制御等のシステム運用面での課題も存在すると考えられている。水素製造コストは電気代と設備利用率でほぼ決まることから、信頼性、安全性を追求した水電解装置に市場への参入余地があるといえるが、中国内でも再エネ水素製造における規模の経済と研究開発への投資によって、日進月歩で技術レベルが急速に進展する可能性がある。

表 1.2.5-1　中国の主な水電解装置の導入状況[22]

プロジェクト	所在地	事業者	規模	電解種	併設電源	用途	進捗	完成年
中国石化新疆庫車グリーン水素サプライチェーンモデル（Kuqa）事業	新疆ウイグル自治区	中国石化	260MW	AWE	PV 300MW	化学工業生産（自社消費）	稼働中	2023
内モンゴル納日松ソーラー発電グリーン水素生産モデル事業	内モンゴル自治区オルドス市	三峡集団、満世投資集団	75MW 相当	AWE	PV 400MW	化学工業生産 FC トラック	稼働中	2023
寧夏寧東基地宝豊能源集団グリーン水素生産活用モデル事業	寧夏回族自治区	宝豊能源集団	150MW 相当	AWE	PV 200MW	自社オレフィン製造、FC トラック	稼働中	2021
国家能源集団寧東グリーン水素フルサプライチェーンモデル事業Ⅰ期	寧夏回族自治区	国家能源集団、寧夏地元石炭、地域電力会社	105MW	AWE	PV 62MW	工業生産、FCV	建設中	2024E
大連海水水素製造産業一体化モデルプロジェクト	遼寧省大連市	大連潔浄能源集団水素科技公司	40MW	AWE	PV 100MW	N.A.	建設中	2023E
内モンゴルウランチャブ風力･ソーラー発電によるグリーン水素･アンモニア事業	内モンゴル自治区ウランチャブ市	中国石油	250MW	PEMWE（海外製）	風力 350MW PV 150MW	化学工業生産（自社消費）	建設中	2024E
吉林大安グリーン水素/アンモニア	吉林省大安市	吉林電力	230MW 相当	PEMWE /AWE	風力 700MW PV 100MW	N.A.	建設中	2026E
国際グリーン水素製鉄モデルプロジェクト	内モンゴル自治区包頭市	水木明拓水素エネルギー	750MW	AWE	風力 500MW	製鉄、金属製品	建設中	2026E

[22] 大和総研、” 中国はグリーン水素でも主導権を握るのか（前編）”等の情報に基づき作成（電解槽規模については公表値が水素発生量で示されている場合は 1,000Nm³/h=5MW 相当として換算）

また、表 1.2.5-1 の事例において、国家電網（SPIC）傘下の吉林電力が主導する大安グリーン水素プロジェクトでは、AWE に加え PEMWE を導入することで、初期の資本代は高くなるものの、PEM の高い応答性、短いコールドスタート時間などの特性を生かし、双方の水電解システムのハイブリッド利用によるエネルギー効率と経済性の向上を計画中である。

AWE と PEMWE の最適比率は電源の特性に依存するものの、一般的傾向としてハイブリッド方式は変動調整幅の広い再エネ電力を高利用率で活用することができるため、高い追従性の求められるオフグリッド水素製造との親和性もよいことが期待される。なお、設備利用率の向上効果は電力調達側で変動再エネと系統電力を混合することでも一定程度得られると考えられる。水電解でのグリーン水素製造のコスト低減には設備利用率の向上に設備型と電力調達側の双方から最適化が必要と考えられ、設備側においてハイブリット化は有力手段の一つである。

ハイブリッド水電解システムについては、設計と統合の最適化、シームレスな運転と最大限の効率の確保、ハイブリッド構成内の気液二相輸送システムに対する精密な制御メカニズム、など解決すべき課題はあるが、今後の実証を通じた技術進展が期待される。今回は、ハイブリッド方式における固有の技術課題の整理は行っていないが、投入電力パタンに対して設備利用率を上げ、水素製造コストを低減させる方向性として、今後我が国でも引き続き検討すべき技術開発要素と考えられる。

以上、運転の下限値が高い中国製品の電解槽は、現状安全性の面で先進国の製品に劣後するものの、投入する変動再エネ、システム全体の最適化等のアプローチでこれらの弱点は一定程度解消できる可能性がある。国・地方政府の強力な支援のもと、同国メーカーが実地経験を積むことで今後、技術成熟度が増した場合には、安価な中国製の電解槽はいよいよ脅威となると考えられ、我が国も国際的な市場競争力の獲得に向けて対応が求められると考えられる。

1.2.6　欧米の水電解市場・技術動向から見える戦略

ここまでの水電解の市場、主要国・地域における技術開発、プロジェクト動向を表 1.2.6-1 に整理した。欧米では「制度整備によるユースケース（市場）の創出」と、「要素技術の開発（R&D）」・「技術検証・実証」・「生産技術・設備への支援」のを有機的に連携させながら推進する姿勢であり、これを通じて黎明期にある水電解市場で主導的なポジションを獲得する構えが見てとれる。

他方、中国は、政府・自治体支援のもと国営企業が国内で大規模な製品投入を実施している。これを通じて同国企業はスケールメリットと技術の学習効果を獲得することができ、技術競争力の獲得において大きなアドバンテージである。今後、中国企業は実地経験を積むなかで電解槽技術や電解槽技術や運用面での成熟度を、現状から大きく改善していく可能性がある。

表 1.2.6-1　先行する欧米の水電解市場・技術動向から見える戦略の概要

アクション	概要
制度整備と一体化したユースケース（市場）の創出	• 再エネ指令に見られるような、エネルギー多消費産業での導入義務の設定（欧州） • 電力市場での参加や水素の認証制度等の整備（欧州） • エネルギーシステム統合（再エネハイブリッドや電力に応じた運転最適化、水素製造に適した再エネシステム設計、等）（米国） • IPCEI（欧州）、水素ハブ（米国）といった「実証の場」の提供による市場の初期形成
技術実証の推進	• 「実証の場」で創出したユースケースに対して、実証を通じた技術改善を実施 • 合わせて標準化にも早期から取り組み、評価プロトコル整備・情報発信を推進
要素技術の研究開発	• 継続的な目標の設定とアップデート • 企業の育成を継続支援、研究開発段階の要素技術を持つ企業を実証段階へと育成 • 電解槽メーカーとサプライヤ・研究機関からなる R&D プロジェクトの組成（サプライチェーンの強化にも寄与） • 革新的技術への目配り（AWE・PEMWE の R&D 継続、AEMWE・SOEC への投資）
生産技術・設備への支援	• IPCEI の支援スキームを活用した域内メーカーの生産設備の整備に支援（欧州） • インフレ抑制法（IRA）による生産設備の呼び込み（米国） • 同時に、大量生産に新たに必要となる高スループットの技術開発を国プロとして支援

1.3　我が国における水電解装置の取り組むべき方向性

カーボンニュートラル社会の実現に向けたエネルギー転換においては莫大な再エネが必要となるが、特に電化が困難な Hard-to-abate 領域において間接電化を進めるためには、セクターカップリングの鍵として、グリーン水素が重要な役割を果たすと考えられる。

再エネのポテンシャルに限りのある我が国において、グリーン水素を長期的かつ安定的、大量に供給するためには、再エネ（太陽光、風力、水力等）が豊富な海外の国・地域で製造された水素および誘導体の輸入が重要（海外輸入水素）であり、再エネが安価な国・地域は世界的に見ても偏在することから、将来的に再エネの需要が増加する下においては獲得競争が生じる恐れもある。そのときに我が国はサプライチェーンを確立するためには早期から戦略的に安価な再エネ資源国へアクセスすると同時に、グリーン水素製造のための水電解装置お市場においても我が国が国際的に技術を展開し、市場を獲得していくことが必要である。

再エネのポテンシャルや市場規模、エネルギーインフラ等、それぞれの国・地域に置かれている状況が異なることを念頭に置きつつも、意欲的な目標を掲げる他国に劣後することなく水素を導入する社会の実現を加速するべく、2023 年 6 月に改訂された水素基本戦略では、2030 年に最大 300 万トン/年、2050 年に 2,000 万トン/年程度、中間の 2040 年に 1,200 万トン/年程度の導入目標が掲げられている[23]。

一方、今後、我が国のエネルギー自給率の向上、エネルギー安全保障の強化を図るためには、自国における再エネの導入量拡大、すなわち、再エネ主電源化を推進していくことも鍵であり、再エネの系統連系の拡大が必要である。現状では変動再エネの導入を進めるにあたっては系統の制約も存在するが、水電解装置を系統に接続し、適時に電力を水素に転換することが、これらの課題を解決できる可能性がある。したがって、国内では再エネ導入の拡大を目指し、系統への付加価値を提供できる形でのグリーン水素の製造、水電解装置の導入に取り組むことが重要である。

当面の間は、国内の電力コストが高いため、国内での再エネ水素製造に係るコストが、海外から水素を輸入するコストに比べて高いとの見方もある。しかしながら、再エネが出力制御される局面においては余剰の電力価格が安価となりうること、水電解装置の適切な導入は系統に対してその混雑緩和や調整力提供といった付加価値を与えること、また系統増強の必要コストを抑制しうることなどのメリットがあることを踏まえれば、海外輸入水素のみではなく、国内での再エネ拡大に資する水電解装置の導入、グリーン水素製造を推進していくことが必要である。

電力広域的運用推進機関（OCCTO）が策定した広域系統長期方針（マスタープラン）のシナリオ分析[24]に基づくと、表 1.3-1 に示すように、再エネ（太陽光 260GW、陸上風力 41GW、洋上風力 45GW、水力・バイオマス・地熱 60GW）を前提とした再エネ出力制御率は、今後の系統増強を見込んで最大 13%となる。そして、2050 年の国内の再エネ水電解による水素製造に必要な電力需要は、再エネ由来水素製造量を 280 万トン/年と想定し、1,340 億 kWh とする見通しとしている（水電解のエネルギー消費量を 4.3kWh/Nm^3 を前提）。こうした余剰再エネを安価に調達し、最大限活用することができれば、国内の水電解による水素製造コストを一層低減することに繋がりうる。

---

[23] 経済産業省、”水素基本戦略”（2023 年 6 月 6 日改訂）

[24] 電力広域的運営推進機関（OCCTO）、”広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）”（2023 年 3 月 29 日）

水電解をオフグリッドの再エネのみを前提と考えると、水素の需要地と電力の供給地が一致しないため、輸送コストへの負担による経済性が厳しくなり、「再エネ由来の水素」を活用する社会インフラとして成立しないリスクが想定される。あらゆるロケーションで水素を産業利用することを考えると系統からの電力調達による水電解水素製造が必須であり、系統と一体化した制度設計が重要と考えられる。

表 1.3-1　広域系統長期方針（マスタープラン）のシナリオ分析

	需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
シナリオ前提	･水素製造･DAC の約 8 割を再エネ電源近傍へ配賦 ･再エネ余剰活用需要の約 8 割が可制御でピークシフトできると想定	･水素製造･DAC の約 2 割を再エネ電源近傍へ配賦 ･再エネ余剰活用需要の約 2 割が可制御でピークシフトできると想定	･水素製造･DAC の全量を需要地近傍へ配賦 ･再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定
系統増強の投資額※1 （年間コスト※2）	約 6.0～6.9 兆円 （約 0.55～0.58 兆円/年）	約 6.0～7.0 兆円 （約 0.55～0.64 兆円/年）	約 6.7～7.9 兆円 （約 0.62～0.73 兆円/年）
再エネ比率※3	49%（50%）	47%（50%）	47%
再エネ出力抑制率※3	10%（7%）	12%（7%）	13%

※1：偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の広域連系系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保及び慣性力･同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、HVDC 送電コストは、2050 年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）
※3 （ ）は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値。なお、電源については、再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の政策的議論を踏まえて、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要

こうした背景から、海外輸入水素の拡大と国内の再エネ主電源化に向けた水素製造の双方において、海外の動向も踏まえ、国内での水電解装置の市場創出に向けた足下の取り組むべき内容を以下のように設定した。

- 制度設計と連動した水電解装置の実証の計画・推進（「実証の場」構築）
- 水電解装置の系統への付加価値提供（調整力提供、系統混雑緩和など）と技術・制度面の課題解決、水電解と連系した電力インフラの在り方、更には国、電力業界、水素関連団体、および系統に適した電源装置（高調波対策機器、変圧器、整流器）、蓄電装置、水電解装置などを提供できる産官学が一体となり、再エネ主電源化を最大化する系統および周辺機器の在り方の議論
- 水素利用側（下流）との連携による水素需要の規模、水素の貯蔵・利用の仕方に伴う水電解装置の規模の設定および運用方案の確立
- 電力側（上流）との効率的な連携のための水電解システムの運転制御の開発
- 実証を通じて電解槽の開発・設計へのフィードバックを行うことによる、インフラ設備としての電解槽の信頼性・安全性確立、量産化・スケールアップにむけた技術要件の確立

海外輸入水素や海外主要国への技術輸出に対しては、国内の「実証の場」での系統・再エネ接続による技術蓄積を行った上で、製造現地での再エネ電力の供給方法や系統側の課題の把握、系統と水電解装置の関係技術の確立とそれに適応したシステム・運用を行うことが必須である。並行して電解槽の加圧対応（輸送・貯蔵の需要サイドで加圧が有効なケース）の検証が可能な環境の整備や国際実証を推進し、海外市場獲得に向けた準備を行っていく。

また、中長期的視点においては、多様な分野での水素利用を促すためには水素供給コストの一層の低減が求められるため、水素キャリアの輸送コスト低減と同時に、再エネ資源国での水素製造に対する水電解装置の競争力確保に向け、従来の延長にとどまらない水準の水素製造コストの実現を目指すことが必要である。

水素製造コストの低減に向けては、安価な電力で、なるべく設備利用率を高くして水電解を行うことを前提として、効率向上（抵抗低減、触媒活性向上）による電気代の低減、電流密度向上による水素製造量増加、材料の低コスト化（貴金属・レアメタル使用量の低減等）による電解槽のコストの低減を図ることが重要であり、起動停止・変動による耐久性、高電流密度化に伴う電極の耐久性、クロスオーバーによる安全性とのトレードオフを解決することが必須である。

また、水電解装置の規模に対する電解槽の組み合わせ、付帯設備の仕様の最適化と、起動停止や負荷変動運転までを含めた仕様の最適化による設備コストの低減と運用動力の低減が重要である。

そのためには材料・部材開発や電解槽の設計、システム設計・評価・運用の最適化といった技術開発が求められるが、これらの加速のためには、要素技術開発の PDCA サイクルの鍵となる、加速耐久試験プロトコルをはじめとした評価・解析の確立・運用が必要であり、さらに、欧州で先行する加速耐久評価プロトコルの策定などとも連携しつつ、これらの評価プロトコルの標準化に向けた取り組みも重要となる。こうした取り組みを通じて、適切な協調領域の設定の下での産学官連携による技術開発推進の基盤を確立し、それをハブとした電解槽メーカー、部材メーカー（サプライヤ）、アカデミアの一体化運営を進め、プレーヤーの裾野拡大と技術開発の加速が必要である。

なお、図 1.3-1 に示すように、水電解システムの未設置コストのうち、電解槽のコストは全体の 20～30%程度であり、付帯設備のコストが大半で整流器等の電源装置が全体の 20%前後を占める（Fraunhofer のレポートより引用[25]、詳細は 1.5.1「水素製造コストの構造と試算条件」で説明）。電解槽の性能を向上させて高電流密度化すれば、大電流対応の整流器やガス製造量増加による流体機器への負荷も上がり、電解槽と付帯設備がバランスした設計が求められる。また、水電解装置を系統調整力として提供する際の電源装置の上流側の系統への影響、変動電力に対応した付帯設備の起動シーケンス、応答性や運転方法の改善も求められる。したがって、水素製造コストの低減に向けては、電解槽の技術開発のみならず、付帯設備の技術開発やコスト低減も必要である。

[25] Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”

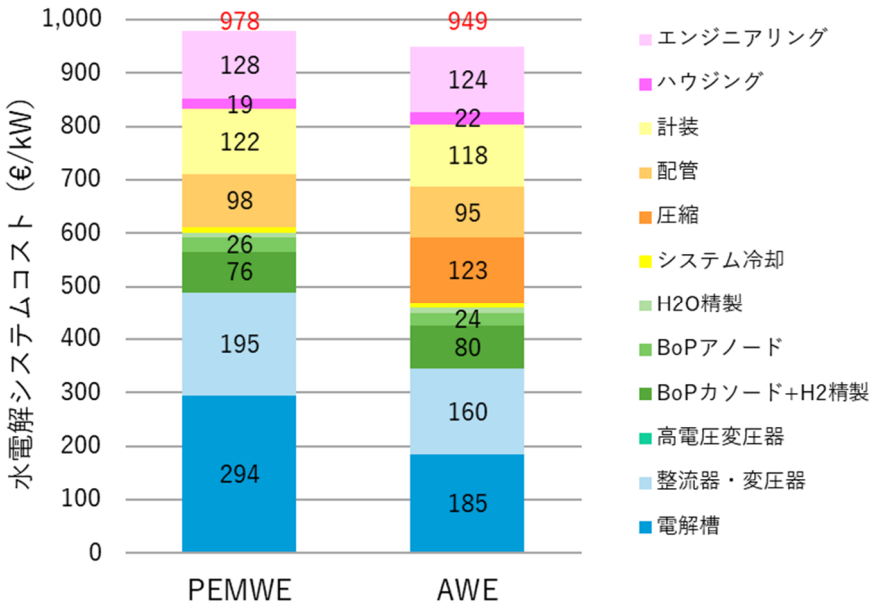


図 1.3-1　PEMWE および AWE システムのコスト構造

（5MW システム前提、PEMWE は 1MW スタック×5、AWE は 2.5MW スタック×2）

1.4　水電解装置の競争力獲得に向けたシナリオ

水電解装置は投入する電源（系統接続、変動再エネ利用）と水素利用ケース（規模、圧力等）により、さまざまなトレードオフが存在する。水素製造コストを低減に向けた水電解装置の市場競争力を獲得するためには、これらのトレードオフを把握して水電解装置の技術仕様を確立し、本格普及期に備えていくことが必要である。表 1.4-1 に水電解装置に係る主なトレードオフの概要を示す。

表 1.4-1　水電解装置におけるトレードオフの概要

項目	トレードオフ概要
投入電力（系統と再エネ）のトレードオフ	・相対的に系統は電力価格が高く、再エネは安価。 ・系統は定常運転が可能で水電解装置の設備利用率が高いが、再エネは天候・風況等に左右されるため、設備利用率が低い。 ・環境価値として系統は発電種の排出係数に影響するが、再エネは発電による排出係数がゼロである。 ・系統は定常運転（卸売電力市場からの動的調達を除く）で耐久性が確保しやすい一方、再エネは起動停止による逆電流発生の抑制や負荷変動による電極・膜の劣化抑制、電解槽・付帯設備の応答性が求められる。（投入電力に対する類型化「表 1.4.1-1」も参照）
水素製造と貯蔵・輸送のトレードオフ	・水素利用現地（あるいは近傍）での系統連系による水素製造、再エネ適地での水素製造＋貯蔵・輸送で水素製造コストの考え方が変わる。 ・水素貯蔵・輸送が必要な場合は一般的に水素の加圧が必要となり、水電解の後段プロセスでの昇圧、あるいは必要に応じて電解槽運転圧力の増大が求められる。 ・系統から確保できる電力量は接続電圧によって制限があり、系統と再エネでは投入電力パタンも異なるため、水電解装置の規模や運用パタンも異なる。
規模と量産のトレードオフ	・水電解装置は適切な規模が不明確であるため、むやみにモジュールを大型化するのではなく、適切なサイズにする必要がある。
運転圧力のトレードオフ	・運転圧力の増大に伴う、プロセス後段の圧縮機の段数減や消費電力の低減などメリットがありうる一方、装置の機械的強度向上を要する、電解槽内でのクロスオーバーが大きくなる、効率が低下するなどの課題が生じる。 ・常圧型（<1 MPa）の水電解装置を開発してきたメーカーの視点では、運転圧力の増大に伴い、これまでのセル、スタック構造の設計が変わってしまう可能性がある。 ・機械的強度向上によるコスト増と後段の圧縮機のコスト減のバランスによっては、運転圧力の増大は必ずしも水電解システム全体のコスト低減に繋がるとは限らない。
電解槽性能と付帯設備のトレードオフ	・電解槽の運転を高電流密度化することは、大電流対応の整流器やガス製造量増加による流体機器への負荷増加やコスト増加につながる。 ・電解槽の起動停止性や変動追従性を向上することは、付帯設備もそれに対応する技術が求められる（特にスケールアップした時の熱・流体の追従性）。
電解槽性能と耐久性のトレードオフ	・水素製造コストのうち、効率向上は電気代の低減に繋がり、電流密度向上による水素製造量増加や貴金属、レアメタルの使用量削減は資本代の低減に繋がる。 ・効率向上のための薄膜化はクロスオーバー増加を招き安全性確保が難しくなり、膜の機械的強度の低下を招く。 ・電流密度向上は電極の摩耗、剥離が発生し、電極の耐久性が低下する。 ・貴金属使用量・レアメタルの削減は、負荷変動時の電極・触媒溶出によって性能が低下（電荷移動過電圧が増大）する。

1.3 節の取り組むべき方向性に基づき、今後の水電解装置の競争力獲得に向けたシナリオを整理した。短期（現在～2030 年頃）では、「実証の場」の構築を通じた水電解装置の市場競争力の確保と技術仕様を確立するフェーズと位置づけた。中長期（～2040 年頃）に向けては、なるべく安価な電力で電気代を下げ、なるべく高い設備利用率で運転することで資本代などの固定費を下げることが重要であり、こうした投入電力形態と水素利用形態に対して、利用ニーズを最大化する水電解システムの最適仕様を検討した上で、量産効果や付帯設備のコスト低減によって資本代の削減を進めていくこと、並行して評価・解析基盤（プラットフォーム）の構築・活用も通じて電解槽の技術進展を継続し、これらの成果の実用化の際には仕様の再検討も想定した上で更なる生産性向上を図っていくことで水素製造コストの低減を目指すフェーズとした。図 1.4-1 にシナリオの概要を示す（ロードマップ本体を抜粋）。

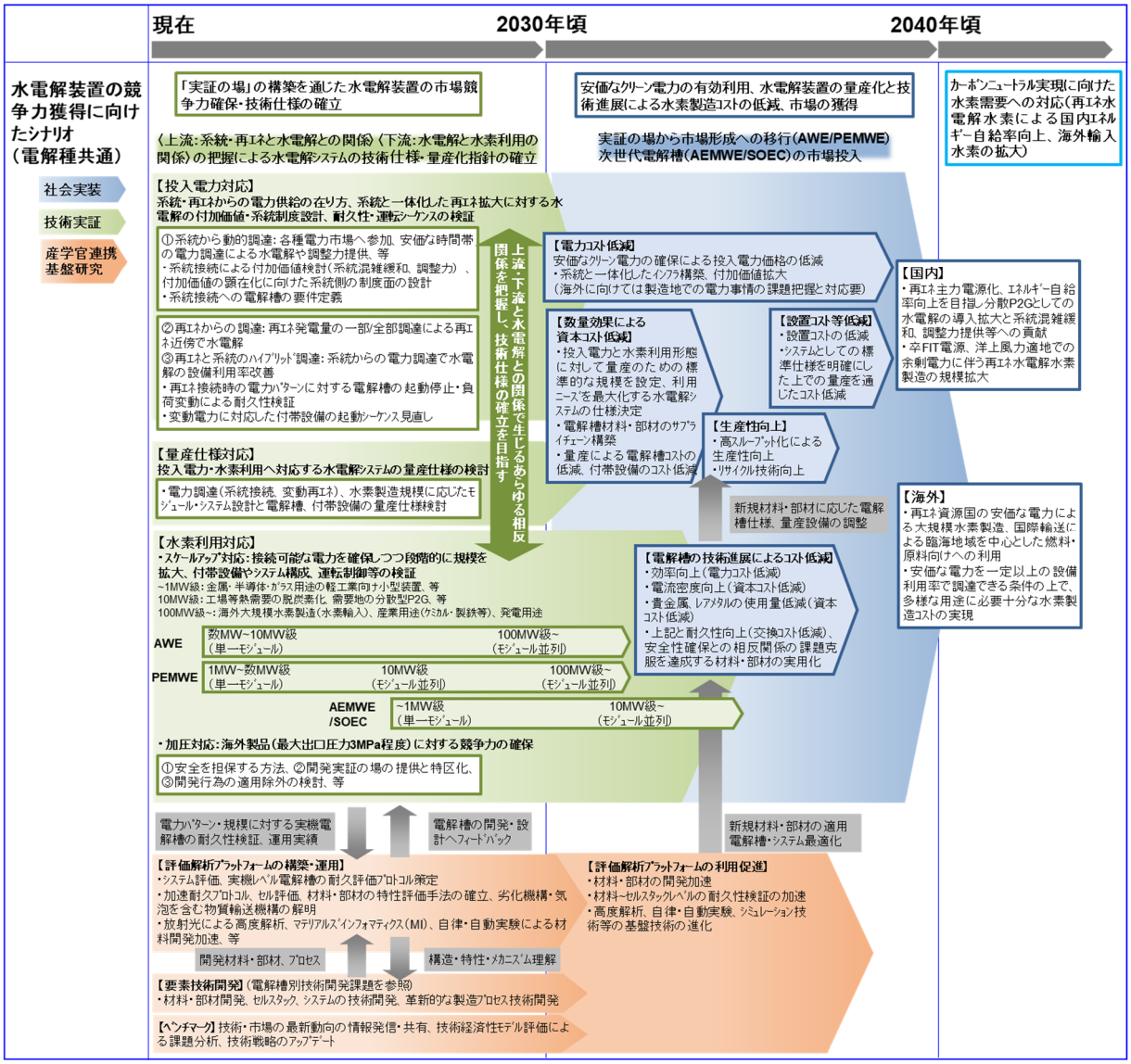


図 1.4-1　水電解装置の競争力獲得に向けたシナリオ

1.4.1　現在～2030 年頃（短期）

2030 年頃までに国内で「実証の場」をつくり、＜上流側（系統・再エネ電力）と水電解との関係＞、＜水電解と下流側（水素製造規模、圧力等）＞を把握し、系統接続と制度設計、変動再エネを活用した海外展開も踏まえた電解槽の技術要件の確立、これらを通じた量産仕様、水素利用ケースに応じたスケールアップへの前提条件の確立が重要なフェーズと位置付ける。

また、貯蔵・輸送向けを主な用途として加圧型電解槽が欧米で進められているが、分散 Power to Gas（P2G）として水素需要地で水素を製造するケースにおいては常圧（<1MPa）で実証を進める一方、将来の海外の再エネ適地で水素を製造し、水素需要地へ貯蔵・輸送するケースを視野に入れた加圧対応を進めることも必要である。

また、直近では、欧米や中国の水電解装置の量産能力と需要との時間軸にギャップがあり、供給過剰に陥るリスクがある。これは、上記のように、上流側・下流側と水電解との関係が十分に整理できていないなかで設備投資を先行してきたことに課題があると想定される。

一方、1.2.1 で説明したように、2020 年代後半に向けて、海外では 100MW クラスの大規模水素製造の計画も進みつつあり、将来的には各社の量産能力が技術競争力に直結する可能性がある。また、中国のように国・地方政府の強力な支援により、規模の経済で技術成熟度を急速に上げてくる脅威も存在する。

我が国においても水素基本計画において水電解の生産能力に関する目標が設定され、GX サプライチェーン構築事業において国内企業の生産設備への投資計画への支援が発表されたところでもあるが、戦略的な国内外での市場獲得に向けては量産化・スケールアップに向けた技術仕様の「実証の場」の構築を通じた確立を前提に、将来的な装置コスト低減や部材のグローバル市場の獲得に向け、生産技術・設備への一層の支援が必要である。

「実証の場」では、①投入電力対応、②量産仕様対応、③水素利用対応に対する技術実証を進め、実機電解槽の耐久性検証、運転最適化に係る情報を後述の評価・解析プラットフォームに提供し、電解槽の開発・設計へのフィードバックを行うサイクルを促進することが考えられる。

① 投入電力対応

系統・再エネからの電力供給の在り方と課題、系統と一体化した再エネ拡大に対する水電解の付加価値・系統制度設計、耐久性・運転シーケンスの検証が重要である。

投入電力の調達手段については、大まかには表 1.4.1-1 に示すように４つのモデルに分類されると考えられる。耐久性や運転シーケンスにおいては、今後国内外それぞれの市場において、蓋然性の高い電力の供給形態を検討しつつ、典型的なケースを想定した電力パタンでの検証が求められる。

投入電力の調達手段として、系統から安定な電力を供給するモデル A は水電解装置の大型化に適しており、耐久性も確保しやすく装置コストも抑えられるが、電力価格が高いこと、製造した水素の環境価値は排出係数で決まる。また、太陽光や風力など変動再エネ拡大への直接的な推進力とはなりにくい。

一方、再エネ拡大に貢献するために水電解の活用を推進するという観点では、投入電力の調達手段としては系統から動的に電力調達するモデル B（卸売市場からの購入による系統上での余剰電力の吸収や調整力の提供等)、変動再エネメインあるいは系統とのハイブリッドによる電力調達のモデル C・D が主流となりうる。

モデル B では水素需要地（あるいは近傍）で製造するため、貯蔵・輸送コストが抑えられること、いわゆる分散 P2G の典型的なモデルであるが、安価な時間帯のみの稼働や調整力提供で起動停止回数や急峻な変動が多くなること、設備利用率を上げるためには電力価格の高い時間帯まで使うことになり、水素製造コストが上がることが想定される。

モデル C は、大規模な再エネ電源があれば大規模水素製造が可能であるが、起動停止や変動が多く、水電解システムの耐久性や変動追従性への技術的ハードルが高いこと、再エネ資源国では相対的に安価な電力を確保しやすいが、設備利用率は低く、水素需要地までの貯蔵・輸送コストによって水素供給コストは増加する。

モデル D はモデル A/B とモデル C のハイブリッドであり、安価な系統電力が確保できれば、設備利用率の増加に対して電力価格が抑えられること、水素需要地（あるいは近傍）で再エネの自家調達が可能であれば貯蔵・輸送コストも抑えられるが、モデル C と同様に水電解システムの技術的ハードルが高いことに加え、運用方法が複雑になるなどの課題が想定される。

表 1.4.1-1　水電解装置への投入電力の類型化

モデル A　系統から定常的に調達		モデル B　系統から動的に調達	
概要	系統から水素需要に応じて安定的に電力を調達、水電解を行う	概要	各種電力市場へ参加し、安価な時間帯の電力調達による水電解や調整力提供等を行う
特徴（例）	・高い設備利用率が見込めるが電力価格は高い ・製造水素の環境価値は系統の排出係数で決まる（現状、低炭素水素認定には不十分）	特徴（例）	・設備利用率と電力価格は市場状況で変化 ・製造水素の環境価値は購入電力で決まる
活用例	・非化石証書と組み合わせてクリーン電力を調達 ※認証制度の利用が計画認定において認められた場合	活用例	・卸売電力市場での安価な時間帯の電力購入 ・需給調整市場への参加による副収入獲得 ・卒 FIT 電源からのオフサイト PPA による再エネ調達、等
水電解におけるメリデメ	・電力が安定であるため、大型化に適している ・急峻な変動対応は不要で耐久性も確保しやすく、装置コストが抑えられる ・一般的に電力価格が高いため水素製造コストが上がる ・再エネ拡大への直接的な推進力とはなりにくい	水電解におけるメリデメ	・水素需要地（または近傍）で製造するため、貯蔵・輸送コストが抑えられる ・安価な時間帯のみの稼働や調整力提供で起動停止や急峻な変動が多くなる ・設備利用率を上げるためには電力価格の高い時間帯まで使うことになり、水素製造コストが上がる
モデル C　（変動）再エネから調達		モデル D　（変動）再エネ・系統の双方から調達	
概要	（変動）再エネからの発電量の全部/一部調達により、再エネ近傍で水電解を行う	概要	モデル A/B と C のハイブリッドにより、複数ソースからの電力調達での設備利用率改善、収益・環境価値向上を目指す
特徴（例）	・再エネ電源種に応じて設備利用率が変化 ・製造水素の CO_2 排出はゼロ	特徴（例）	・モデル B/C 単独より設備利用率を改善できる可能性がある
活用例	・再エネ適地での水素集中製造 ・再エネ余剰電力の活用 ・（FIP、卒 FIT 電源の）インバランスリスク対策としての水素製造、等	活用例	・モデル A/B とモデル C の併用、ただし、モデル B の場合、系統電力の安い時間帯と再エネの稼働時間帯との調整が課題
水電解におけるメリデメ	・大規模な再エネ電源があれば大規模水素製造が可能 ・起動停止や変動が多く、耐久性や変動追従性への技術的ハードルが高い ・再エネ資源国では安価な電力を確保しやすいが、設備利用率は再エネ電源種に依存、太陽光では世界平均で 16%、風力でも 36%（陸上）-41%（洋上）[26]と相対的に低い ・水素需要地までの貯蔵・輸送コストが必要で、水素供給コストは増加	水電解におけるメリデメ	・安価な系統電力が確保できれば、設備利用率の増加に対し電力価格がある程度抑えられる ・水素需要地（または近傍）で再エネ自家調達が可能であれば貯蔵・輸送コストも抑えられる ・起動停止や変動が多く、耐久性や変動追従性への技術的ハードルが高い（モデル C と同様） ・システムの運用方法が複雑になる

欧州では、系統連系する水電解の役割においても我が国よりも多様な形態が認められており、技術実証が先行している。今後、日本で再エネ導入を拡大する際には、欧州と類似の課題が求められると考えられる。表 1.4.1-2 に、系統連系した水電解の役割と実施に向けた課題・導入効果を整理した。

[26] IRENA, “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS 2023”

表 1.4.1-2　系統連系した水電解の役割と実施に向けた課題・導入効果

系統連系した水電解の役割	関連する欧州プロジェクト事例	日本での実施に向けた課題	課題解決により期待される導入効果の例
再エネ証書を利用したグリーン水素製造	既に複数存在 ・証書利用オンサイト水電解水素ステーション ・CertifHy プロジェクトの水素 GO 実証、等 ※その他、豪州等一部では国際的な水素認証制度（i-REC)についても検討されている	＜制度的課題＞ ・欧州では政策上グリーン水素（RFNBO）の定義が定まっているが、日本では現状定義がクリアではなく、証書利用の水電解水素製造が認められる定義が必要	・水電解の設置場所や水素製造する時間帯が柔軟となり、水電解の設備利用率の増加に繋がり、水素製造コストの低減に寄与しうると考えられる
調整力提供	既に複数存在 以下プロジェクトを通じて電解の応答性能や調整力提供能力が検証されてきている ・HyBalance（2015－2020） ・Demo4Grid（2017-2023） ・H2FUTURE（2017-2021） ・REFHYNE（2018－2022） また、標準化された試験プロトコルの策定と検証が以下プロジェクトで実施されている ・QualyGridS（2017-2020） 以上の蓄積によって、最近では Joint Research Center（JRC）により EU の統一プロトコルが発表	＜制度的課題＞ ・上げ DR を通じた調整力の提供が水電解に認められていない（国内では現状下げ DR のみ） ・機器別計量が現状認められておらず、システムの応答速度が要件を定めるため、調整力の提供範囲は二次②程度に限られる可能性（電解槽単体の応答速度は十分） ＜技術的課題＞ ・現在まで試験プロトコルの策定や実証は個別プロジェクトの検証に留まる	・例えば、北海道では、今後風力発電所を1GW 追加・系統連系するごとに調整力が 25 万～43 万 kW 必要になる、との試算あり（北海道電力 NW の系統 WG での報告に基づく） ・こうした再エネ拡大に伴い発生する調整力ニーズへのアクセスが期待される
系統混雑緩和	・現状は系統混雑解消自体を目的として設定する実証プロジェクトはなし ・ただし必要性は「調整力の提供」記載のプロジェクトで指摘されている他、複数機関からの提言もあり。 ・最近オランダでは系統混雑を解消しての地産地消を目的にした電解プロジェクトへの支援制度を発表（2023/10）	＜技術的課題＞ ・水電解の接続で得られる系統混雑緩和効果の検証が現状不十分（一定のルールに基づいた指令を水電解に対して行い、混雑緩和効果が検証される必要があると想定）	・2028 年の日中ピーク需要断面での系統混雑想定結果として、合計すると、216MW に相当[27]（OCCTO の試算で東北エリアの基幹系統で 69MW、東京エリア・東北エリアのローカル系統で計 147MW） ・水電解による系統増強回避のコスト削減効果は条件により 1MW あたり 2 億円以上という試算もあり

今後、国内で系統接続する水電解活用の姿として、系統混雑緩和と調整力提供による水電解の付加価値（コストメリット）追求を検討する必要があり、そのためには以下の取り組みが必要と考えられる。

- 系統混雑緩和効果の検証：
  再エネ増加による系統増強のコスト増を回避しつつ、水電解装置自身の負荷増加による系統増強を回避するためには、同一送電系統あたりの空き容量や水電解装置の負荷と電圧階級に留意しつつ（表 1.4.1-3 を参照）、これらが系統混雑緩和手段として機能することへの検証が必要である。
- 調整力提供機能の検証：
  現状、調整力として活躍することが期待される電源である揚水・蓄電池については、長期脱炭素電源オークションにおいて揚水発電・蓄電池に求められる調整機能が議論されている一

[27] 第 70 回広域系統整備委員会（資料 3）、”2028 年度の系統混雑想定の結果について”

方で、同様の役割を担いうる水電解に関しては議論が進んでいない。このため、揚水発電・蓄電池に求められる調整機能を一つの指標としつつ、水電解において同様の調整機能を想定した際に求められる技術要件（電解槽・システムの応答性、耐久性等）について検証する必要がある。

上記に関して実証を通じた技術検証を今後進めていくことが重要である。具体的には、従来の系統運用形態を前提として水電解を電力の利用装置として考えるのではなく、カーボンニュートラルに向けた電力インフラの在り方を設計し、その際に、系統から水電解へ適時に電力供給を行うことでどのようなメリットが得られるかを検討すべきである。

また、系統増強のための費用を抑えることは最終的な目標ではなく、再エネを利用したカーボンニュートラルの実現に向けて、エネルギーとしての水素の貯蔵・輸送・利用までを含めた全体最適化を検討されていくことが重要である。また、再エネを電力とした水電解水素によって化石燃料を代替する際に、再エネの発電地で水素を製造して輸送することと、系統を介して再エネ電力を輸送し、需要地で水電解水素とすることの全体最適が検討されることが望ましい。

その実現に向けて水電解による系統への貢献（系統増強コスト回避や調整力提供、等）を顕在化させるための制度設計をいかに行うかが重要となる。これらの議論を深めるための技術実証を進めるべく、水電解側と電力側での継続的な議論が必須である。

なお、再エネ資源国での大規模な水素製造においても、水電解へ投入される電力の一部が系統を介して調達される可能性がある。上記では主に国内での水電解の系統連系を念頭に置いたものであるものの、技術検証を通じて得られた知見は、今後海外市場への進出する際にも、製造現地の電力系統事情を把握した上で、有益に活用されることが期待される。

表 1.4.1-3　契約電力と電圧階級の目安

主な電圧階級	電圧種類	契約電力
100V、200V	低圧	50kW 以下
6.6kV	高圧	50kW～2MW
22kV、33kV	特別高圧	2MW～10MW
66kV、77kV	特別高圧	10MW～30MW
154kV 以上	特別高圧	30MW～

【補足】

･電力会社や地域による差があるため、上記表中の電圧階級はあくまで一つの目安となるが、近傍にその階級の送電線がない場合、新たに送電線を敷設するよりも、その上の電圧階級で供給するほうが経済的となるケースはこの限りではない

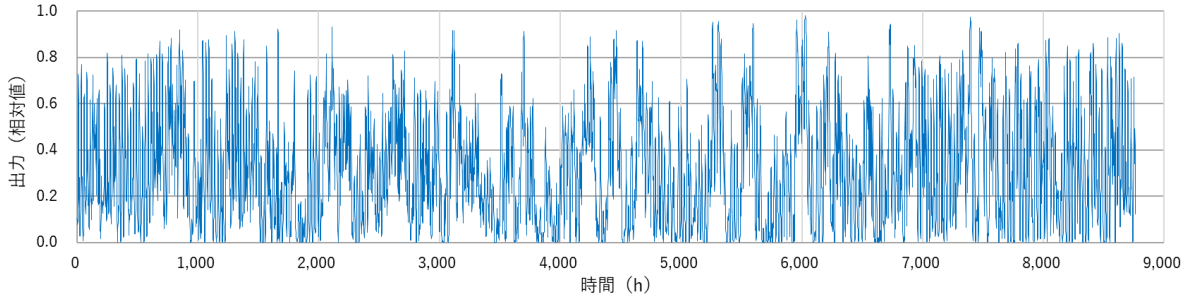
一方、海外の再エネ資源国における水素製造、あるいは国内のオフグリッド形式で水電解が導入されるケース（例えば、ゼロエミッション化が求められる工場等の再エネの自家調達・消費）では、投入電力が再エネメインと想定され、水電解システムに求められる変動追従性能は一層高い水準なものになりうる。したがって、想定される電力パタンに対する電解槽の起動停止・負荷変動、および高電位運転（高電流密度運転時）による耐久性検証が一層重要となる。

水電解の起動停止や変動幅・変動速度は、再エネの電源種に対して様々である。例えば、太陽光発電では地域の日射条件にもよるが、年間を通じて少なくとも 1 日平均 1 回以上の年間の発電

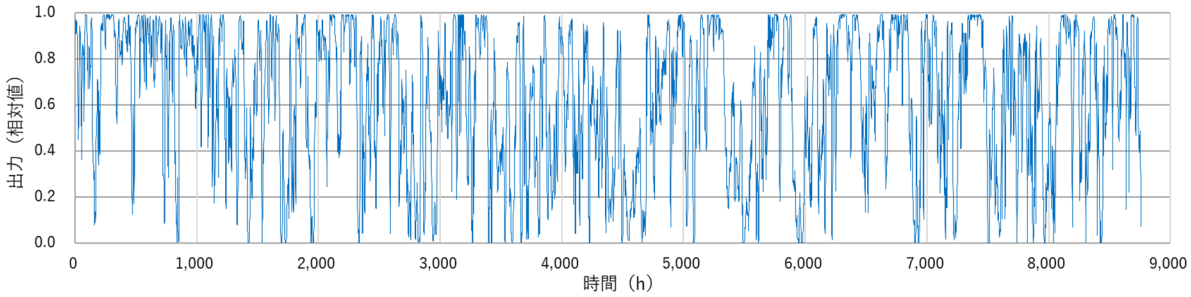
停止が生じる。一方、風力発電では風況の地域差はあるものの、例えば、図 1.4.1-1 に豪州、チリの代表地域における陸上風力の発電プロファイルから、停止回数は年間で数 10 回～200 回程度と見られ、太陽光発電に対しては相対的に少ないと考えられる。

ただし、投入電力パタンは再エネ容量に対する水電解容量比、水電解の最低出力以下の時間帯での停止、電力を再エネの安定発電部分と余剰部分のどちらを利用するかなど、設計・運転条件によっても異なる。

以上をまとめると、現状では十分な技術検証を経て投入される電力パタンとして蓋然性の高いケースが定まっている状況ではない。そのため、現状では技術仕様として画一的な指標の提示は難しい。電力側（上流）、メーカー、水電解のユーザー側（下流）の関係者、国も含めて議論し、投入電力を最大限に活用していくための水電解システムの運転制御を具体化していくことが、今後の課題である。



（a）豪州クィーンズランド州 Dulacca（デュラッカ）地区：停止回数 225 回/年[28]



（b）チリ Cabo Negro（カボ・ネグロ）地区：停止回数 76 回/年[29]

図 1.4.1-1　風力発電プロファイルの一例（豪州・チリ）

[28] 水電解の設備利用率 50%（風力発電に対する水電解容量比 57%）、最低負荷 10%とした場合
[29] 水電解の設備利用率 70%（風力発電に対する水電解容量比 84%）、最低負荷 10%とした場合

② 量産仕様対応

水素製造コストの低減に向けては、水電解装置の量産化による資本コスト低減を進めていくことも大切な技術開発の一つである。そのためには、システム全体の要求仕様を明らかにし、電解槽の仕様と付帯設備を含めたモジュール化を進めていくことが必要である。

一方、投入する電源（系統接続、変動再エネ）と水素利用ケース（規模、圧力）により、電解槽の動作範囲（電流密度、電圧）、起動停止回数や負荷変動、それに伴う差圧変動など電解槽の曝される状況は様々である。また、電解槽の並列・直列含む接続形態、電解槽の最大許容電流・電圧や運転方法に基づく変圧器・整流器の要求仕様といった機器の構成についても考える必要がある。さらには、下流の水素の引取側が求める水素に対応したガス・液プロセスや精製・昇圧プロセスシステムの仕様、といった各要素も多様である。

現状では水電解水素の市場は黎明期であり、水素需要家とそれらが求める水素量や水素性状は一律ではない。また、投入される電力に関しても多様であり、特定の電力パタンが投入される状況ではない。これらを踏まえると、電解槽および付帯設備を量産していくための仕様の確立には、水電解と上流側・下流側との技術検証の場における議論を経て、全体として水素および水素を利用した目的物を最も安価に提供するための要求仕様を明らかにしていくことが重要である。

量産仕様の具体化を進めることと並行して、生産技術自体の高スループット化が本格普及期に備えるためには鍵となる。具体的には、現状の人の手による組立などの製造プロセスから自動化された製造プロセスへの移行、自動化された品質管理技術、加工性向上とスケールアップ対応を可能とする設計技術、貴金属等のリサイクル性を高めるための設計技術が重要である。これらの各技術の完成度と相関した量産数量を見込んで設計技術・生産技術の改善を行うことが重要である。市場がまだ存在せず、かつ流動的であることを十分に理解した上で、かつての我が国のお家芸とされた半導体産業や液晶パネル産業の状態に陥らないように、「技術開発でリードし、ビジネスでも勝つ」という産業戦略を検討していかなければならない。

なお、各電解種でシステムやセル・スタック、部材の構成や設計は極めて多様である。その結果として採用される技術も変わることには留意が必要である。

③ 水素利用対応

水電解装置は水素需要家の利用ケース（規模、圧力）によって求められる仕様も多様である。以下では、水電解装置のスケールアップと圧力への対応について述べる。

(1) スケールアップ対応

1.2 節のとおり、水電解装置の将来市場は依然として不透明な部分も多いが、欧州を中心に 2024 年になって 100MW 級のプロジェクトの FID が増加しつつある。一方国内では、欧州とは再エネの導入状況や水素需要量の双方が異なる状況であり、足下では直ちに大規模な水素製造プロジェクトが稼働する状況にはない。実際には、国内においては、短中期的には分散 P2G（1MW～10MW 級）の実証から初期市場の形成を目指し、水電解システムがインフラ設備としての信頼性を担保しながらスケールアップしていくための各種技術課題の解決を段階的に進めていくことが重要である（付帯設備・システム制御等の技術開発課題は 2.5 節を参照、2022 年 3 月公表と同一内容であり、今後の検討課題）。

現在、国内において FH2R では 10MW の AWE、山梨県 H2-YES では 1.5MW の PEMWE の稼働・実証が進められ、グリーンイノベーション（GI）基金事業においては、2030 年の 100MW 級システムの技術確立を目指している。こうした取り組みを含め、国内でのスケールアップのためのフィジビリティスタディ、技術実証の実績を蓄積することと並行して、将来的な再エネ資源国での大規模水素製造（輸入水素による Hard-to-abate 領域での需要）等をターゲットに国際的な連携、実証を推進することで、製造地での適切な電力の供給方法や課題を把握し、それに対応したシステム構築や運用のためのノウハウを蓄積することで、2030 年以降の本格普及期に水電解市場・グリーン水素をともに獲得していくことが必要である。

なお、次世代形の AEMWE や SOEC は技術成熟度が相対的に見て AWE や PEMWE に比べて低いことを踏まえ、実証フェーズでの装置の規模感としては 2020 年後半に 1MW クラスを想定し、2030 年以降に 10MW 以上へとスケールアップするシナリオを仮定した。

表 1.4.1-5 に水電解の規模別の市場イメージを国内・海外向けに分類して示す。国内の（既に水素を利用している）工業用途での再エネ水電解による水素利用を考えた場合、「水素利用体制が整っていること」は、短中期に再エネ電解水素の導入を図る上で好材料と考えられる。特に小型の水電解装置活用を考えた場合、CO_2 排出低減に向けて「グレー水素を利用している軽工業」でのグリーン水素活用は短中期的な市場として有力と考えられる。

さらに、工場等の熱需要、電化困難な高温熱・蒸気供給用に水素燃料が今後大いに利用される可能性もある。例えば、10t/h クラスの蒸気供給をプロセス上必要としうる工場は全国で一定数存在し、現状この熱を賄うために化石燃料を利用していると考えられるが、カーボンニュートラルに向けてはこのプロセスの脱炭素化も必要となる。グリーン水素の利用はこのための有力手段の一つであり、上記の 10t/h の蒸気量を賄うために必要なグリーン水素を製造する水電解装置の規模感は大雑把には 10MW 級である。国内での着実な水電解装置のスケールアップを進める際の有力な導入先として考えられる。

表 1.4.1-5　規模別の市場イメージ

	1MW-数MW	10MW級	100MW級以上
国内	・金属、半導体、ガラス業界等の小型装置のニーズ ・水素ステーション（乗用車300Nm^3/h、商用車1,000Nm^3/h） ・国の調整力入札量1MW以上	・工場等熱需要・近傍での分散型P2G ➡工場ZE化を打ち出す企業も出現、再エネ調達、自家消費による電力の低炭素化のみならず、熱の脱炭素化の必要性 ・系統接続への技術要件も含めて検討	・将来の洋上風力発電等の普及による再エネ利用や余剰電力としてのグリーン水素製造の可能性
	主に系統からの電力調達（水素需要地近傍での分散P2G）		再エネメインとする電力調達
			・主に臨海部の化学産業、製鉄、発電等での利用
		市場獲得	海上輸送
海外	ー	・分散型P2G（電力系統は国内と状況と異なるが、国内向けで実証を進め、必要に応じて加圧型電解槽へも対応） 主に系統からの電力調達	・再エネメイン（系統ハイブリッドを含む）による大規模水素製造 （貯蔵・輸送を伴う水素製造） 再エネメインとする電力調達

(2) 加圧対応

欧州では表 1.2.2-1 で示したように、加圧化（3MPa 前後）に対応した製品が多いが、これはガスパイプラインへの注入など輸送・貯蔵用途を念頭に置いていると想定される。一方、国内では高圧ガス保安法による規制下で、水電解による 1MPa 以上の出口圧力の水素製造は高圧ガス製造に相当する。現状国内各社の製品は出口水素圧力に関しては 1MPa 未満としているものが多い。他方、利用側の求める水素圧力がこれより高い場合は、加圧電解を行うことで後段の昇圧プロセスの設備を簡素化できるメリットもあるが、表 1.4.1-1 で記載したとおり、加圧によるトレードオフが存在すると考えられる。

表 1.4.1-4 に各種用途で求められる水素の圧力範囲の例を示す。国内では当面は系統接続による分散 P2G が有力で 1MPa 未満で水素を使うケースも少なくないが、液体水素や水素キャリアの合成プロセスなど輸送・貯蔵やパイプラインへの注入においては 1MPa よりも高い圧力での水素供給が必要とされることが見てとれる。海外市場を見据えて日本製品がガラパゴス化しないためには、将来有力となる水電解水素の供給先に目配りしつつも、製品競争力を高める一つのアプローチとして加圧対応技術の開発に着実に取り組める環境が国内でも必要である。

今後は、海外における規制内容の詳細を調査した上で、第 1 種製造設備相当規模（＞100m^3/日）を含め、「安全を担保する方法（KHKS から提示）」、「実証プロジェクト等における開発実証の場の提供と特区化」、「開発行為の適用除外の検討（適用除外を受ける条件や根拠条文の明確化）」などを検討し、海外市場も見据えて国内製品の競争力確保の手段を確立すべきであると考えられる。

表 1.4.1-4　用途別に求められる圧力範囲

用途	想定圧力
有機ハイドライド	～1 MPa
水素ボイラ	～1 MPa
製鉄（水素直接還元）	＞0.45 MPa
メタネーション	～3 MPa
製油所	2 MPa
FT 反応（e-fuel 合成）	2～4 MPa
液化水素	2.5～4 MPa
ガスタービン燃焼時	＞3.4 MPa
ガスパイプラインへの注入	0.35～1.6 MPa（欧州の中低圧） ～8 MPa（欧州の高圧）
水素パイプライン	9.7 MPa
アンモニア合成（HB 法）	14～30 MPa

・Mohammad-Reza Tahan, “Recent advances in hydrogen compressors for usein large-scale renewable energy integration”,
・千代田化工建設, “カーボンニュートラル社会に向けた水素サプライチェーン構築の展開－MCH-LOHC システムの実装化－”, メタネーション官民協議会資料, “メタネーション技術に関する動向”
・Primetals Technologies, TERI, Siemens, “GREEN STEEL THROUGH HYDROGEN DIRECT REDUCTION”
・Satu Lipiainen, “Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy”
・JPEC News”技術報告 「燃料電池自動車用高純度水素精製 パイロット装置」（高効率水素製造等技術開発事業）” 等を元に作成

1.4.2　現在～2040 年頃（中長期）

現在から 2030 年頃までのシナリオの方向性として、「実証の場」の構築を通じて＜上流側と水電解との関係＞および＜水電解と下流側との関係＞を明らかにし、水電解装置の市場競争力の確保と技術仕様を確立することを掲げたが、2030 年以降の本格普及期においては、国内および海外市場の獲得に向け、表 1.4-1 に示した水電解装置の取り巻く様々なトレードオフを前提の上で、水素製造コスト低減を加速する必要がある。

表 1.4.2-1 に水素製造コスト低減への対応を示す。水素製造コスト低減に向けては、なるべく安価な電力で電気代を下げ、高い設備利用率で運転することで資本代などの固定費を下げることが重要である。こうした投入電力の形態やインフラとして想定される様々な水素利用形態に対して、量産のための標準的な規模の設定、利用ニーズを最大化する水電解システムの検討、およびそれを構成する電解槽と付帯設備の仕様、運用方法の最適化が重要となる。

その上で、電解槽のコストが安くなる材料・部材のサプライチェーンを構築し、量産による数量効果で資本コスト低減を図っていくことが必要である。また、1.3 節で説明したとおり、水電解システムのコストの大半を占める電源装置や流体機器等の付帯設備のコスト低減も必須である。なお、大規模化によるコスト低減も重要であるが、単純に大規模化すると非汎用的な設計・運転システムとなり、量産によるコスト低減に対して逆効果となることに留意が必要である。

一方、電解槽の効率向上、電流密度向上、貴金属・レアメタル使用量低減、これらとトレードオフの関係となる耐久性の向上、安全性の確保といった電解槽の技術開発の進展による水素製造コストの低減策も中長期的にも取り組むことが必要である。その上で、これらの技術開発の成果を実用化するにあたっては、電解槽の設計が変わりうるため、仕様の再検討やサプライチェーン、量産設備への調整を行わなければならない。

こうした取り組みを通じて、電解槽の更なる生産性向上が重要と考えられる。セル・スタック組立の自動化、製造工程数の削減により、製造ラインのスループットを向上させるとともに、高度な品質制御による歩留まり向上やリサイクル技術の向上が求められる。

また、1.5 節で後述するが、水電解装置の市場の拡大に伴い、水電解システムの未設置コストと同程度に相当するとされる設置コスト、土地代、サイト準備費用、事前許認可費用、その他予備費などの間接費の低減も重要となる。設置コストについては、電解槽－電源装置の組み合わせ、流体機器のモジュール化も含め、設置の複雑さを最小限に抑えるためのシステムの仕様を標準化し、ワンパッケージ化や、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減を図ることも必要である。

表 1.4.2-1　水素製造コスト低減に向けた対応

コスト低減策	概要
①現状の政策での対応	a. 投入電力･水素利用の形態に対して、利用ニーズを最大化できるシステムをつくり、それに適した変圧器･整流器･電解槽･精製･圧縮、最終的な利用ニーズ（目的物）の系列を検討し、コストも考慮した上で、なるべく同一のビジネスモデルに適用できる水電解システム、およびそれを構成する電解槽と付帯設備の仕様、運用方法を決定 b. 電解槽のコストが最も安くなるように材料･部材のサプライチェーンを構築 c. 量産工場をつくり、数量効果で電解槽のコストを低減 d. 付帯設備のコストを低減（特に電源装置の低コスト化、共通化･標準化による数量効果で低減、ただし、投入電力や水素利用の形態によっては個別対応が必要）
②電解槽の技術進展による対応	a. 電解槽の技術進展によって以下のコスト低減効果を図る ･効率向上（エネルギー消費量低下による電力コスト低減） ･電流密度向上（水素製造量増加による資本コスト低減） ･貴金属、レアメタルの使用量低減（資本コスト低減） ･上記と耐久性、安全性とのトレードオフの課題克服を達成する材料･部材の実用化（交換コスト低減） b. 上記の電解槽の技術進展に応じて①-a～c の調整が必要
③電解槽の生産性向上	①および②を踏まえた上で、数量効果を更に上げるための高スループットな電解槽の製造技術による生産性向上、リサイクル技術の向上
④設置コスト等の低減	･モジュール化あるいは標準化を通じた、設置の複雑さを最小限に抑えるためのシステム設計 ･工場での電解槽、付帯設備の設置、コンテナ化、ワンパッケージ化による配送･の設置コスト低減 ･システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減

こうした取り組みを踏まえ、国内については、再エネ主電源化に向けて、分散 P2G としての水電解の導入拡大と、それに伴う系統への付加価値を顕在化させるとともに卒 FIT 電源（2032 年以降拡大）、その他、洋上風力発電等の再エネ導入増大に伴い、国内でも再エネの発電コストの低下が進む可能性を見据え、水電解水素製造の拡大を目指していく。

海外については再エネ資源国での大規模水素製造と国内への輸入水素をターゲットとし、国内での「実証の場」の構築を通じた技術仕様の確立、海外の水素製造地での適切な電力の供給方法や課題を把握し、それに対応したシステム構築や運用のためのノウハウを蓄積した上で、GX（グリーントランスフォーメーション）投資推進策における価格差支援事業の応募者に対しての国産の水電解システムへの優遇政策を活用しつつ、その事業者の電源構成とシステム構成の要求に合わせて最大限に電力を活用して水素を製造し、目的物を低コストで最大化させる電解槽や付帯設備の構成に最適化していくことを通じて、水電解装置の市場拡大を目指していく。

【国内】

- 再エネ主力電源化、エネルギー自給率向上を目指し、分散 P2G としての水電解の導入拡大と系統混雑緩和、調整力提供等への貢献
- 卒 FIT 電源および洋上風力適地での余剰電力による再エネ水電解水素製造の規模拡大

【海外】

- 再エネ資源国の安価な電力による大規模水素製造、国際輸送による臨海地域を中心とした燃料・原料向けへの利用
- 安価な電力が一定以上の設備利用率で調達できる条件の上で、多様な用途に必要十分な水素製造コストの実現

また、電解槽の高度化に向けては、現在の延長上にない技術開発の継続的な推進・実現・実装、これらに戦略的に取り組んでいくための体制の構築が重要である。1.2 節で説明した欧米の研究開発スキームにもあるように、産学官連携による評価・解析の共通基盤（プラットフォーム）が鍵となる。

電解槽メーカー、部材メーカー（サプライヤ）とアカデミアが相互に連携し、材料・部材の共通の計測・解析手法や加速耐久プロトコルを用いて、将来の電解槽の性能・耐久性向上に資する課題の解決に取り組み、放射光による高度解析、マテリアルズ・インフォマティクス（MI）、自動・自律実験による新規材料・部材の開発を加速し、技術実証から明らかとなった実機レベルでの電解槽の耐久性や運用方法上の課題を共有し、電解槽の開発・設計にフィードバックしていくことが有効であると考えられる。

特に、投入電力の違いによって水電解装置の耐久性が異なるため、欧州で先行している加速耐久試験プロトコルの早期確立と運用は最重要項目の一つである。

なお、評価・解析に関する手法・技術、およびそれらを用いた構造、物性、メカニズム解明については、電解種別の技術開発課題（2.1 節～2.4 節）を参照されたい。

共通の評価・解析基盤の構築・運用に加え、水電解に関する国内外の政策、市場、技術開発の最新動向の情報発信・共有（ベンチマーク）を継続的に行い、新規プレーヤーの参入を促進することも欠かせない。また、技術経済性モデル評価（Techno-Economic Analysis）によって技術実証や研究開発の進展による水素製造コストへの効果、将来見通しに対するギャップ分析・課題整理を定期的にフォローアップし、目標値やコスト低減への技術開発戦略をアップデートしていくことも重要である。

1.5　水素製造コスト低減に向けた検討

前節のとおり、現状水電解水素製造プロジェクトの実績は限られ、結果として水電解装置の上流側と下流側の実績が少なく、水電解システムの技術要件や量産化・スケールアップの方針は確立していない。そのため、短期では目標値を検討・設定するのではなく、水電解市場の獲得に向けて、「実証の場」の構築を通じて技術仕様の確立を目指し、本格普及期に備えた技術開発を行う、という方向でシナリオの策定を実施した。

さらに、2040 年頃までの水素製造コスト低減に向けた中長期的な戦略として、なるべく安価な電力で電気代を下げ、なるべく高い設備利用率で運転することで資本代などの固定費を下げることを想定し、こうした投入電力形態と水素利用形態に対して、利用ニーズを最大化する水電解システムの最適仕様を検討した上で、量産効果や付帯設備のコスト低減によって資本代の削減を進め、電解槽の技術進展とこれらの成果の実用化においては仕様の再検討も想定した上で更なる生産性向上を図っていくこと方向性を示した。

水素製造コストの低減については、上記のとおり、あらゆる角度から検討することが必要である。ここでは、2040 年頃に想定される水素製造コストの水準を設定し、その水準を達成するための水電解システムのエネルギー消費量、総資本コスト、および電解槽の性能、寿命（PEMWE ではスタック、AWE では部品の交換時間を前提）の検討を行った。

今回は、海外輸入水素を一つのケースとし、豪州の電力データに基づき、水素製造コスト低減に向けたシステムおよび電解槽の検討を行った。ただし、投入電力や水素利用形態、実際の設置地域によって種々の条件が異なることに留意が必要である。

また、上記のケースにおいて、PEMWE および AWE の電解槽に関する技術目標を検討し、セル・スタックおよび材料・部材を中心とした技術開発課題の再整理を行った（詳細については 2.1 節および 2.2 節を参照）。電解槽の長寿命化や高性能化は水素製造コスト低減の因子の一部であることをあらためて言及しておく。

1.5.1　水素製造コストの構造と試算条件

水素製造コストの構造を理解するために、PEMWE（1MW システム）および AWE（10MW システム）の現状の性能および資本コストを前提とした、水電解による水素製造コストと設備利用率との関係を図 1.5.1-1 に示す。このコスト試算の水電解装置の仕様に関する前提条件（以下、基準条件とする）を表 1.5.1-1 に、計算式を図 1.5.1-2 に示す。

電力価格については、コスト構造を理解するための仮値として 2023 年の太陽光発電の LCOE（均等化発電原価）のグローバル平均値 6.2 円/kWh（0.044 ドル/kWh[30]、2023 年の平均為替レート 1 ドル 142 円）と置いた。

水素製造コストの内訳として水電解装置のコストの寄与を考える場合、資本コストは、電解槽と付帯設備の製造コストにメーカーのマークアップを付加した未設置コスト、さらに設置コスト、および間接費（土地代、サイト準備費用、事前許認可費用、その他予備費、等）を加えた合計、すなわち水電解システムの所有者が負担する総資本コストを前提としなければならない。

[30] IRENA, “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023”, 設備費と設置費を含む現在の資本コストを 758 ドル/kW、運転・維持コストを資本の 3%、設備利用率 16%として試算

PEMWE および AWE の基準となるコスト構造については、Fraunhofer の 2021 年のコスト分析レポート[31]を参考に、図 1.5.1-3 に示すシステム構成を前提として水電解システムの電解槽および付帯設備の単位容量あたりのコスト内訳の分析結果をベースとした。これらの前提条件およびコスト分析の留意事項は脚注に表記を参照されたい。

図 1.5.1-4 に Fraunhofer の PEMWE および AWE のシステムコスト分析結果を示す。本レポートでは両電解タイプで 5MW システム前提であり、総資本コストは電解槽および付帯設備の未設置コストに対して約 2 倍となるように設定した。すなわち、設置コストと間接費の合計は未設置コストと同値である。なお、2024 年の米国 NREL のコスト分析レポート[32]においても総資本コストは未設置コストの約 2 倍となることを示唆している。

PEMWE は未設置コストが 978 ユーロ/kW、主な内訳として、電解槽が 294 ユーロ/kW で未設置コストの約 30%、整流器・変圧器等の電源装置が 195 ユーロ/kW で未設置コストの約 20%となっている。

AWE は未設置コストが 949 ユーロ/kW、その内、電解槽が 194 ユーロ/kW で未設置コストの約 20%、整流器・変圧器等の電源装置が 160 ユーロ/kW で未設置コストの約 17%となっている。AWE は PEMWE と最終的な水素圧力を同一とするために 3MPa への圧縮機が 123 ユーロ/kW で未設置コストの約 13%となっている。

---

[31] Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”

【前提条件】

・PEMWE は 1MW スタック（運転圧力最大 3MPa、電解面積 1,000 cm^2、セル数 265、動作点 1.8V@2.0A /cm^2）を 5 個並列に接続した 5MW のモジュールと付帯設備 1 ユニット（システム構成は図 1.5.1-3(a)を参照）の未設置コスト

・AWE は 2.5MW スタック（運転圧力 0.1 MPa、電解面積 20,000 cm^2、セル数 116、動作点 1.8V@0.6 A/cm^2）を 2 個並列に接続した 5MW モジュールと付帯設備（3MPa への昇圧用の圧縮機を含む）1 ユニット（システム構成は図 1.5.1-3(b)を参照）の未設置コスト

・2020 年時点で利用可能な技術に基づきボトムアップコストモデルで試算。コストモデルはセル、スタック、および付帯設備を含めたシステムレベルで構成されており、製造業者から収集された主要なスタック構成部品および付帯設備の装置のコストデータを実装（詳細は非公開）。

【コストに関する留意事項】

・水電解技術は市場投入が始まったばかりであるため、利用可能な水電解システムは、標準化された製品でもなければ、数 MW の性能クラスで設計・製造されたものでもなく、関連する非常に特殊な製造コストを伴う特注品である。

・常温水電解による水素製造コストを低減するために、セル、スタック、システム全体の設計を改善し、より高い電力密度に到達する技術開発は方向性の一つ。これにより、PEMWE は MEA を改良したコンパクトな電解槽の開発が求められる。AWE では、ダイアフラム電極アセンブリの漸進的な改善が重要である。

・加圧 AWE は、比較的小容量クラス、あるいはグレードの高い材料および構成部品のための追加投資を削減することができれば、常圧システムと比較してコスト削減の可能性があるが、設計の最適化を進めることで特定の要件を達成するためのトレードオフが発生（寿命短縮による部品交換コストの増加、等）。

・もう 1 つは、製造量を増加して学習効果によりコストを削減する方向性。しかし、シリーズ製造に適したプロセスの開発には依然として課題がある。

・システム全体のコストに対する付帯設備、特に電源装置の割合が大きく、電解槽の低コスト化が進むとそのコスト割合が確実に増加する傾向であり、特に電源装置のコストを下げるための対策が重要。

・現在、電解システムの大量生産は初期段階にあり、数 MW システムが実現されているものの、市場拡大にはまだ長い道のりが必要。事業者のシステムの要件に適したコスト効率の高いソリューションを見つけていくことが総資本コストを低減するために不可欠。

[32] NREL, “Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers” のレポートでは 1MW システムの PEMWE を 10 ユニット生産した場合の未設置コストが 20 万円/kW（1,337 ドル/kW、1 ドル 150 円換算）、総資本コストを 2 倍とすると 40 万円/kW となり、近年上昇している傾向。

今回の検討においては、近年のエネルギー・物価・人件費等の増加を考慮し、欧州の European Hydrogen Observatory の 2024 年最新情報[33]に基づく単位容量あたりの総資本コスト（PEMWE は 2,503 ユーロ/kW、AWE は 2,310 ユーロ/kW）で図 1.5.1-4 の値を補正し、PEMWE では約 40 万円/kW、AWE では 37 万円/kW とした（1 ユーロ 160 円で換算）。なお、補正時は電解槽、各付帯設備、および設置コストと間接費の合計については、総資本コストに対する割合が変わらないものと仮定した。その補正結果として、今回の PEMWE と AWE の基準条件となるコスト構造を図 1.5.1-5 に示す。

電解槽の交換コストは、PEMWE はスタック交換、AWE は電極触媒、隔膜の部品交換を前提とし、それぞれ総資本コストの 15%、6%と設定した。Fraunhofer のレポートによれば、AWE については電解槽のうち、両極の電極触媒および隔膜の合計のコスト割合が全体の約 59%となっている。

この図から見てとれるように、設備利用率が大きくなると水素製造コストの支配要因は電気代となるが、将来的に安価になっていく変動再エネを主として電力を使う場合には、定常運転時に比較して設備利用率が一定程度抑えられた条件下で水電解装置を運転することが想定される。そのため、安価な再エネを使いつつも系統からの電力調達により設備利用率を高めて水電解装置の資本代を下げ、水電解装置の量産による資本代の低減、運転・維持（O&M）代、および高寿命化による交換コストの低減も水素製造コストの低減に必要である。

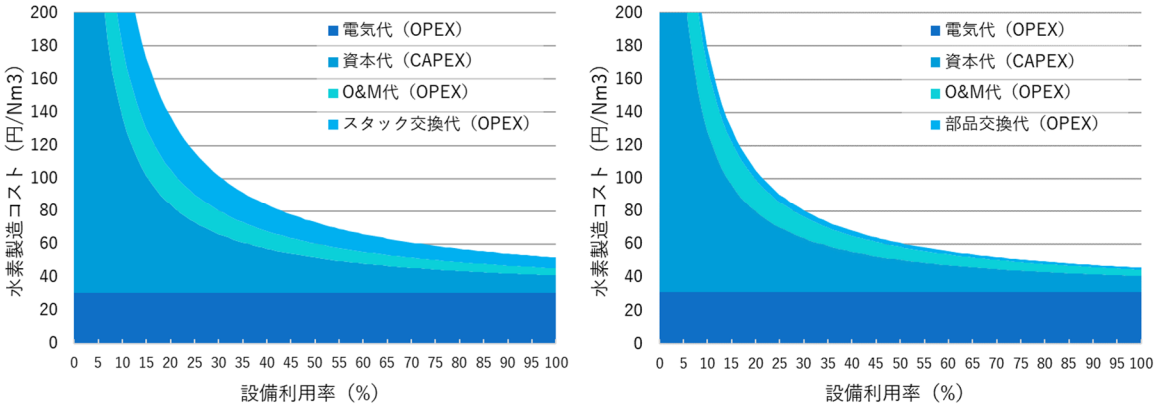


図 1.5.1-1　再エネ水電解の水素製造コスト構造例（左：PEMWE、右：AWE）

[33] https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost

表 1.5.1-1　図 1.5.1-1 の試算における前提条件（基準条件）

パラメータ	PEMWE	AWE
システム耐用年数	20 年	20 年
総資本コスト（kW あたり） （）内は総資本コスト	40 万円/kW （430 百万円）	37 万円/kW （4,104 百万円）
年間 O&M コスト率[34]	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%
交換時間[35]（回数）	40,000 h（スタック交換）（4 回）	60,000 h（部品交換）（2 回）
交換コスト率[36]	システム総資本の 15%	システム総資本の 6%
電解槽･システム仕様		
システムエネルギー消費量（BOL）	4.68 kWh/Nm^3	4.77 kWh/Nm^3
システムエネルギー消費量[37]（平均）	4.91 kWh/Nm^3	5.01 kWh/Nm^3
システム容量（BOL）	1.074 MW (AC)	11.10 MW (AC)
補機エネルギー損失[38]	5%	8%
整流器変換効率	98%	98%
電解槽容量	1 MW (DC)	10 MW (DC)
電解槽動作点（BOL）[39]	1.82 V at 2.0 A/cm^2	1.8 V at 0.6 A/cm^2
電解セルの反応面積	1,500 cm^2	30,000 cm^2
電解槽のセル数	183	309
水素製造量	230 Nm^3/h	2,326 Nm^3/h
出口水素圧力	常圧（～0.8MPa 程度）	常圧＋後段圧縮（3 MPa）

$$\text{水素製造コスト}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] = \text{OPEX（電気代）}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] + \text{CAPEX（資本代）}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] + \text{OPEX（交換代）}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] + \text{OPEX（O\&M代）}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right]$$

$$\text{OPEX(電気代)}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] = \text{電力価格}\left[\frac{\text{円}}{\text{kWh}}\right] \times \text{エネルギー消費量}\left[\frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}\right]$$

$$\text{CAPEX（資本代）}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] = \text{総資本コスト[円]/水素製造量[Nm}^3\text{]}$$

$$\text{水素製造量[Nm}^3\text{]=年間水素製造量}\left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{年}}\right] \times \text{システム耐用年数[年]}$$

$$\text{年間水素製造量}\left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{年}}\right] = \text{電解による水素生成量}\left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}\right] \times 8{,}760\left[\frac{\text{h}}{\text{年}}\right] \times \frac{\text{設備利用率[\%]}}{100}$$

$$\text{OPEX（交換代）}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] = \left(\text{総資本コスト[円]} \times \frac{\text{交換コスト率[\%/回]}}{100} \times \text{交換回数[回]}\right) / \text{水素製造量[Nm}^3\text{]}$$

$$\text{OPEX（O\&M代）}\left[\frac{\text{円}}{\text{Nm}^3}\right] = \left(\text{総資本コスト[円]} \times \frac{\text{O\&Mコスト率[\%/年]}}{100}\right) \Big/ \text{年間水素製造量}\left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{年}}\right]$$

図 1.5.1-2　水素製造コストの計算式

---

34 European Hydrogen Observatory 2024（https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost）の値を仮定

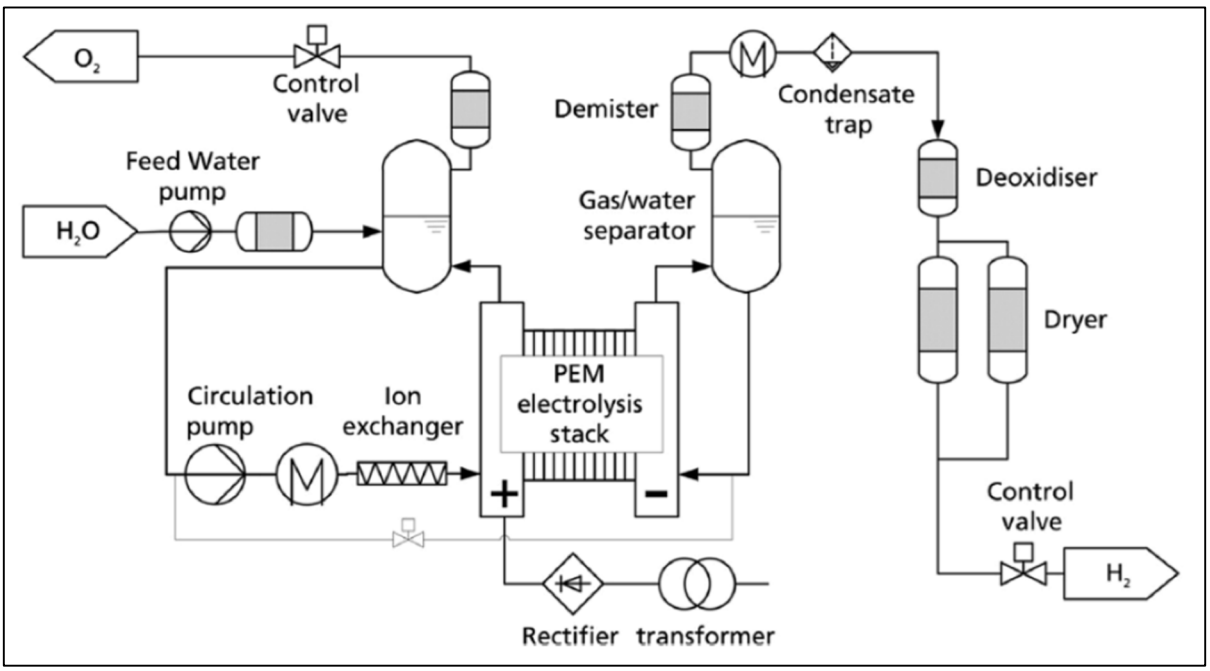
35 Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による寿命値 PEMWE（4.5-8 年）、AWE（6.8-9.1 年）の最低値を仮定、ただし定格運転前提の耐久時間であることに留意、本ロードマップでは電解槽の BOL から電圧上昇 10%までの交換時間（PEMWE はスタック、AWE は部品（電極、隔膜等））と定義

36 Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による総資本コストに対するスタック（PEMWE）、スタックの隔膜・電極（AWE）の割合を仮定

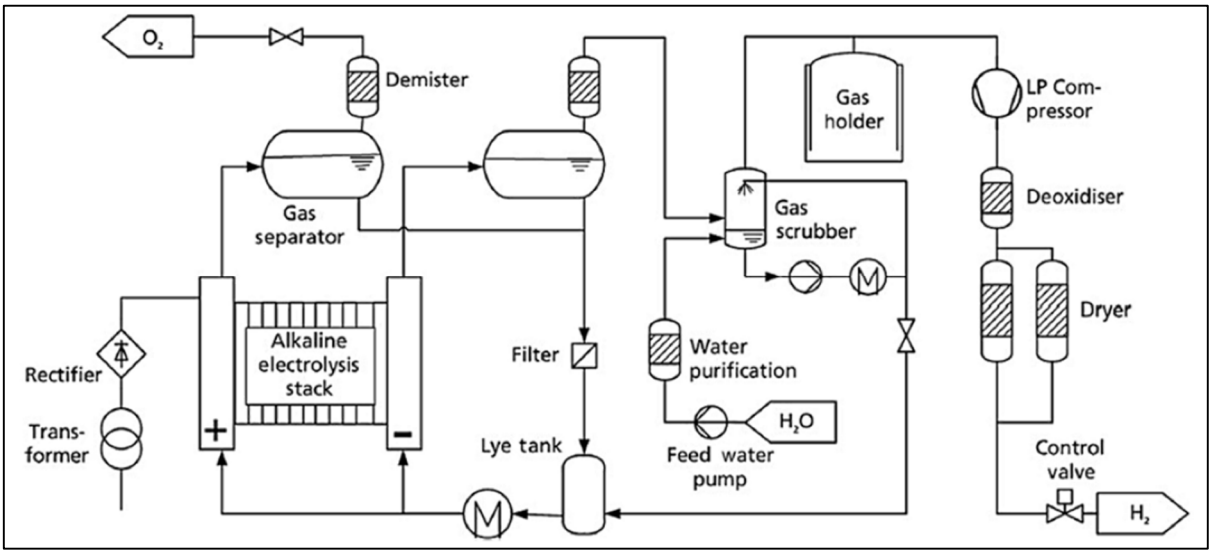
37 電解槽の交換時期まで平均で BOL の 105%電圧で稼働すると仮定

38 Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の 2030 年の補機損失を参照

39 PEMWE は S. M. Alia et al. “Catalyst-Specific Accelerated Stress Tests in Proton Exchange Membrane Low-Temperature Electrolysis for Intermittent Operation.” J. Electrochem. Soc., 171 024505 (2024), AWE は臼井, “グリーン製造技術”, 日本エネルギー学会誌, 99, 338-343(2020) を参考



（a）PEMWE



（b）AWE

図 1.5.1-3　PEMWE および AWE のシステム構成[30]

（5MW システム前提、PEMWE は 1MW スタック×5、AWE は 2.5MW スタック×2 で各スタックに変圧器と整流器が接続）

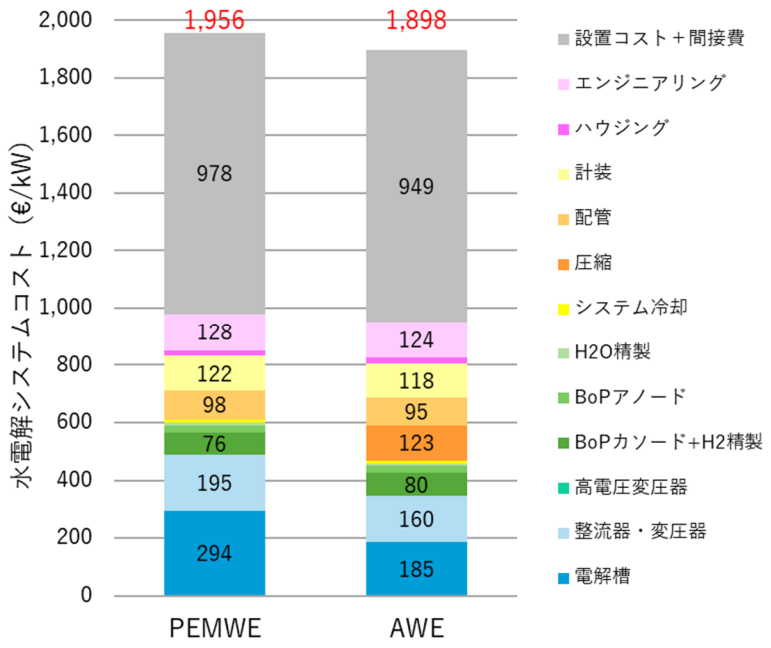


図 1.5.1-4　PEMWE および AWE のコスト構造

（5MW システム前提、PEMWE は 1MW スタック×5、AWE は 2.5MW スタック×2）

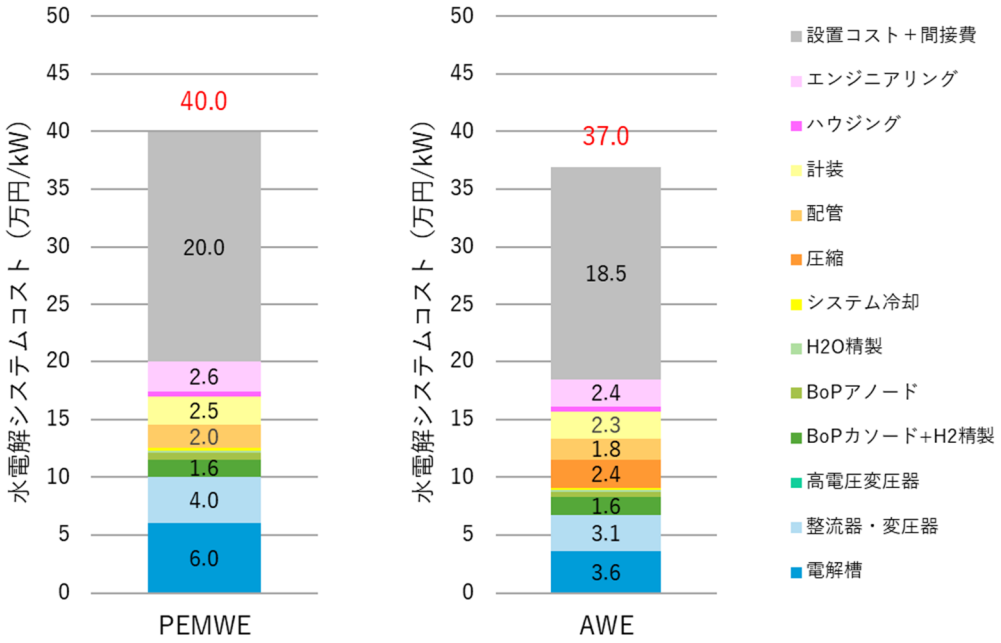


図 1.5.1-5　PEMWE および AWE のコスト構造

（PEMWE は 1MW スタック、AWE は 10MW スタックを前提）

1.5.2　技術目標を検討するための水素製造コスト水準

今回は、再エネ資源国からの海外輸入水素を対象として、その水素製造コスト水準を満たす水電解装置の目標値を設定し、その水準の達成を目指すための技術開発の方向性を検討した。

目安とする水素製造コストについては、国が定める 2030 年の CIF 価格 30 円/Nm^3（低炭素水素の製造由来を決定しているものではない）に対し、製造から国内入着までのコスト 11.9 円/Nm^3 を差し引いた約 18 円/Nm^3（約 200 円/kg）を一つの指標とした。

CIF 価格 30 円/Nm^3 については、水素基本戦略（2023 年 6 月改訂）にて水素供給コストの目標として 2030 年頃に 30 円/Nm^3 と示されている値である。この目標値は 2017 年に初めて策定された水素基本戦略[40]から変更はないが、既存の化石燃料等価を前提とした水素供給コストについては、現在と当時の燃料価格等が異なりうること[41]に留意が必要である。

水素の製造地から国内入着までの輸送コストについては、過去の NEDO 事業（2015 年度、2022 年度）に実施した試算結果（国際輸送距離 10,000km）を参考とした。水素キャリアについてはアンモニアや MCH（メチルシクロヘキサン）も想定されるが、ここでは液化水素を前提とした。

表 1.5.2-1 に試算結果と前提条件を示す。各分析の基準ケースは 2030 年頃をターゲットとしており、基準ケースでは輸送コストだけで 24.2～28.2 円/Nm^3 となる。各分析のコスト低減シナリオでは 11.9～15.1 円/Nm^3 まで低減される見通しであり、ここでは、将来の技術進展も踏まえた最大導入シナリオケースの試算値を前提とする、という考え方に基づき、輸送コストを 11.9 円/Nm^3 と仮定した。ただし、最新の液化水素の輸送コストに関する検討[42]では海上輸送量やボイルガス率等の前提条件が異なっていることに留意が必要である。

---

[40] 水素基本戦略、https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/pdf/hydrogen_basic_strategy.pdf（2017 年 12 月 26 日公表）

[41] 例えば、国内の天然ガス価格について 2017 年は 8.61USD/mmbtu、2024 年は 12.93USD/mmbtu と当時の約 1.5 倍に上昇している

[42] NEDO 水素・燃料電池成果報告会 2024、「競争的な水素サプライチェーン構築に向けた技術開発事業/大規模水素サプライチェーンの構築に係る技術開発/液化水素の高効率・海上大量輸送技術の開発」

表 1.5.2-1　過去の NEDO 事業における輸送コスト試算結果

シナリオケース	IAE (2016) 2030 年 研究開発ケース[43]	IAE (2016) 2050 年 最大導入ケース	IAE (2023) 2030 年 コスト予測[44]	IAE (2023) 2030 年 コスト低減シナリオ
液化	13.8	6.6	16.7	8.7
積地	5.8	3.3	6.1	3.4
国際輸送	4.6	2	5.4	3
合計	24.2	11.9	28.2	15.1

項目	IAE (2016)の最大導入ケースの条件	IAE (2023)のコスト低減シナリオの条件[45]
液化	設備容量 270t/day 3 基 液化機の電力原単位 0.54kWh/Nm^3	設備容量 50t/day 15 基 液化機の電力原単位 0.55kWh/Nm^3
積地貯蔵 (出荷基地)	タンク 19.12 万 m^3 1 基 水素当たりの電力消費 0.055kWh/Nm^3	タンク 5 万 m^3 4 基 水素当たりの電力消費 0.055kWh/Nm^3
海上輸送	LNG 輸送船相当の 16 万 m^3 2 隻 ボイルオフ率(BOG) 0.2%/d ボイルオフガスを燃料として推進するガスエンジン	LNG 輸送船相当の 16 万 m^3 2 隻 ボイルオフ率(BOG) 0.2%/d ボイルオフガスを燃料として推進するガスエンジン

1.5.3　水素製造コスト低減に向けたシナリオ

表 1.5.1-1 で示した水電解装置の仕様を基準として、投入電力、数量効果や生産性向上、設置コストや間接費、電解槽の性能と耐久性の向上等による水素製造コスト低減のシナリオを検討し、前項の水素製造コスト 18 円/Nm^3 を達成するための水電解装置のシステム総資本コストおよび技術目標の整理を行った。

以下に、水素製造コスト低減を考える上での前提条件について説明する。

(1) 投入電力の前提条件

これまで述べてきたとおり、将来の水素製造コストの低減に向けては、可能な限り安価なクリーン電力で、設備利用率を高くして運転することが重要である。

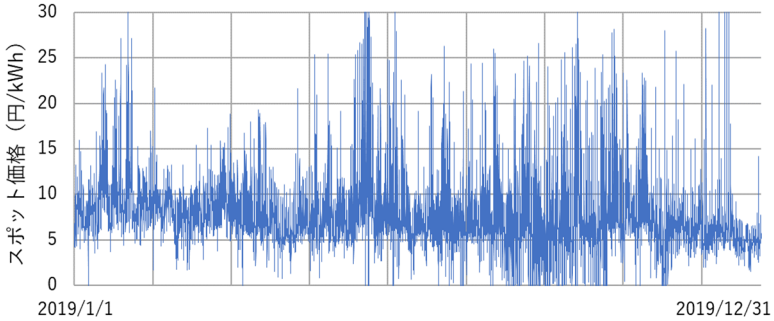
ここでは、表 1.4.1-1 に示した投入電力の類型化において、日照や風況の条件から再エネ適地の一つとして知られ、大規模な再エネ発電プロジェクトが進行中であり、かつ日本への海上輸送において比較的有利な地域にある豪州の電力データを例として、系統からの動的調達（モデル B）および変動再エネからの調達（モデル C）および再エネと系統のハイブリッド（モデル D）を想定した。なお、水素製造地の電力事情によって前提条件となる値が変わることに留意されたい。

系統からの動的調達（モデル B）については、ENEOS 株式会社からご提供いただいた豪州クィーンズランド州の卸売電力市場の価格データ（為替レートは 1 豪ドル 100 円）をもとに整理した。図 1.5.3-1 に卸売電力市場のスポット価格変動（2019/1/1～2019/12/31）、2019 年の 1 年間に

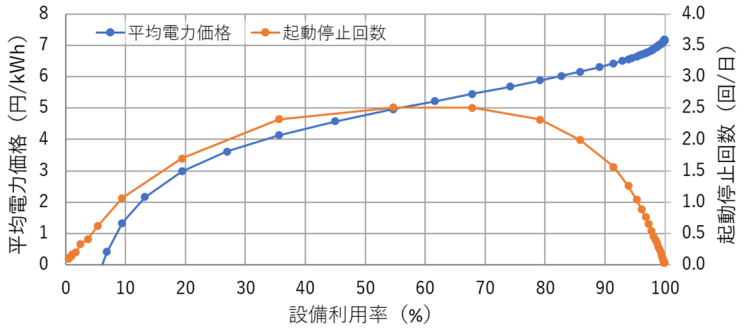
[43] NEDO「水素利用等先導研究開発事業/エネルギーキャリアシステム調査・研究エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析」（2016.2）
[44] 令和 4 年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（競争的な水素サプライチェーン構築に向けた水素コスト分析に関する調査）報告書(2023.2)
[45] 主に将来想定の文献を調査し、有識者ヒアリングから推定。川崎重工業、”低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム(水素チェーンモデル)の実現可能性に関する調査研究” (2012.4)、及び 川崎重工業、”豪州の低品位炭から水素を製造するバリューチェーンの改善に関する検討” (2015)

おける設備利用率（年間の電力購入合計時間の割合に相当）と平均電力価格、1 日平均の起動停止回数の関係を示す。

設備利用率が高いほど電力価格が高い時間帯の電力を購入することになり、設備利用率 99%で平均電力価格は約 7 円/kWh となり、設備利用率 55%で約 5 円/kWh となる。一方、起動停止は設備利用率が高いほど連続稼働時間が長くなって回数は減少（0.1～0.2 回/日程度）するが、設備利用率が 30～85%の範囲では、購入時間帯が小刻みになるため、起動停止は 2 回/日以上に増加することになる。最終的に水素製造コスト 18 円/Nm³ を目指すとすれば、水電解システムのエネルギー消費量を表 1.5.1-1 の前提条件から約 5kWh/Nm³ と仮定すると、電力価格は 3.6 円/kWh を下回る水準が必要となる。



（a）卸売電力市場のスポット価格データ（2019 年の 1 年間）



（b）設備利用率と平均電力価格および起動停止回数の関係

図 1.5.3-1　卸売電力市場からの動的調達（表 1.4.1-1 のモデル B に相当）

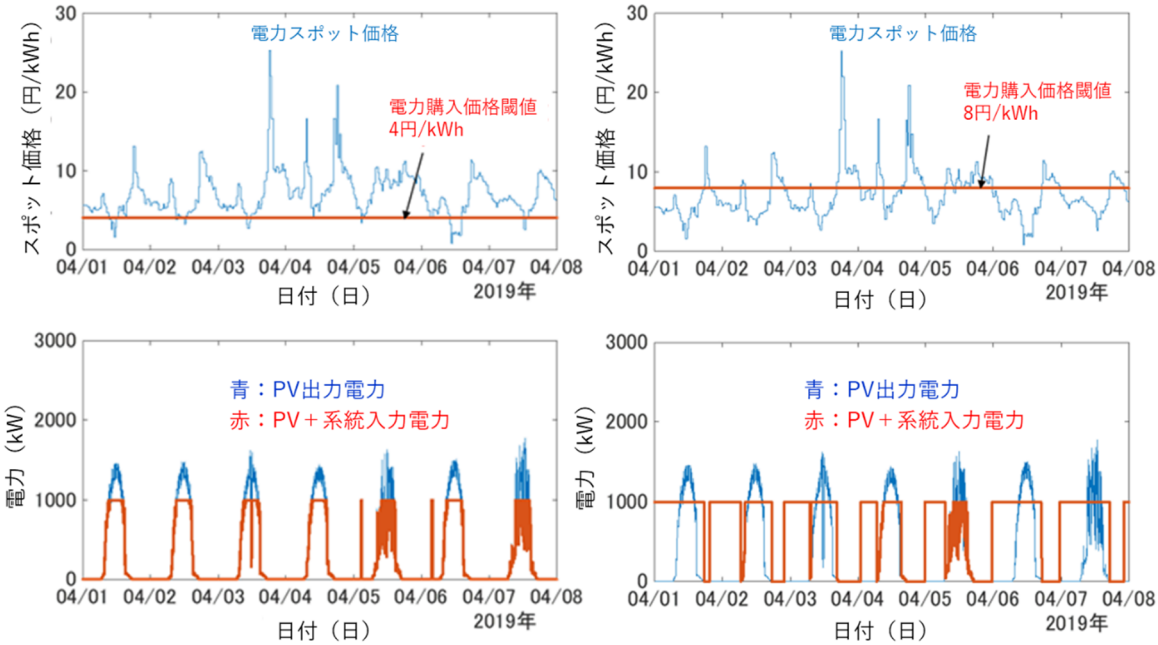
変動再エネからの調達である（モデル C）および系統とのハイブリッド（モデル D）については、再エネの電力パタンとして ENEOS 株式会社からご提供いただいた豪州クィーンズランド州の太陽光を想定し、将来の太陽光の発電コストとして、資本コスト 4.5 万円/kW （設備費、設置費）[46]、減価償却年数 20 年、運転・維持コストを資本コストの 3%、設備利用率 20%として電力価格を約 2.0 円/kWh とし、太陽光と水電解装置の容量比の最適化によって電力価格と水電解装置の設備利用率を調整した結果として、設備利用率 26.5%を基準とした。

さらに、水電解装置の設備利用率を上げるために、上記の太陽光発電と地理的・時間的に同期した卸売電力市場からの電力調達（図 1.5.3-1）を想定した。時間毎に変化する電力スポット価格に対し、一定の価格（電力購入価格の閾値）以下となる時間帯において、再エネからの調達のみ

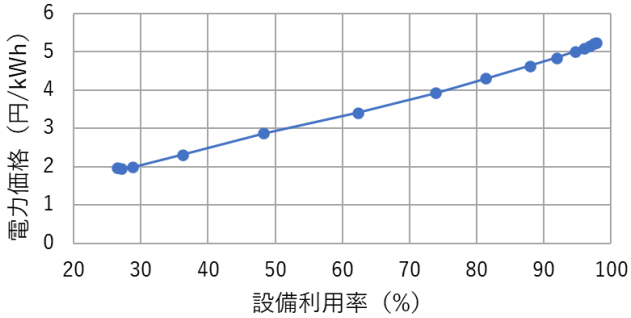
[46] IRENA, “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023”によれば、設備費と設置費を含む資本コストは 2023 年で 758 ドル/kW であり、将来の太陽光発電の導入容量が 2023 年の 5 倍に拡大すると約 300 ドル/kW までに低下（為替レート 1 ドル 150 円）

では不足する分だけ系統電力を活用することとした。これにより、閾値を増加させることで設備利用率を向上させることができ、水素製造量増加による寄与すると考えられる。そのときの電力パタンと設備利用率と電力価格の関係を図 1.5.3-2 に示す。

なお、起動停止回数については、太陽光の発電時間帯と卸売電力市場の安価な時間帯が重複しているため、設備利用率によらず、平均で 1.1 回/日程度となっている。



（a）太陽光および系統ハイブリッドの投入電力パタン（Appendix の図 A.6-1 を引用）



（b）設備利用率と電力価格との関係

図 1.5.3-2　変動再エネからの調達（表 1.4.1-1 のモデル C・D に相当）

以上の整理に基づき、今回の投入電力の前提条件として表 1.5.3-1 に示す 4 ケースを想定した。なお、表中の電力価格には系統から調達する場合の託送料金、再エネから調達する場合の現地における再エネへの補助金等を含まないものと仮定した。

今回想定した投入電力条件のケースでは、電力価格が最も高い定常に近い運転から、安価な時間帯での系統からの動的調達、再エネおよび系統からのハイブリッド調達を想定することによって水素製造コストの電気代を削減することが狙いであるが、起動停止や負荷変動を伴う運転へ対応が必要となる。国内での実証の場を通じた投入電力と水電解の関係を理解した上で、運用方法

の実証、耐久プロトコルによる耐久性検証を進め、海外での製造現地での電力事情への適応も行いながら技術仕様を確立していくことが求められる。

表 1.5.3-1　投入電力の前提条件

電力パタン	電力価格･設備利用率	特徴
系統からの動的調達 （モデル B）	7.0 円/kWh･99%	･起動停止が少なく、ほぼ定常運転に近い
系統からの動的調達 （モデル B）	5.0 円/kWh･55%	･起動停止の頻度が約 2.5 回/日と再エネよりも多く、起動停止･急峻な変動対応が必要 ･調整力提供等も想定されるが今回は考慮しない
再エネからの調達 （モデル C）	2.0 円/kWh･26.5%	･起動停止の頻度は約 1.1 回/日程度
再エネ･系統ハイブリッド調達 （モデル D）	2.5 円/kWh･40% （最終的に 3.0 円/kWh･70%も想定）	･起動停止の頻度は再エネからの調達と同水準 ･再エネによって日中に電解を行う時間帯で、系統から安価な電力を購入してバッテリーで蓄電、その電力を夜間に利用して電解することも想定されるが今回は考慮しない

(2) 水電解システムの前提条件

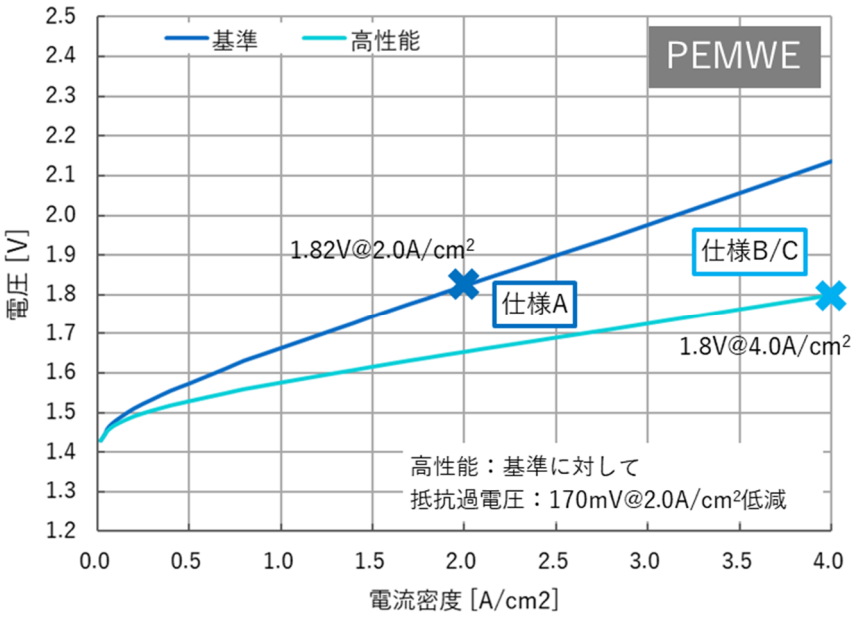
電解槽については表 1.5.1-1 で示した条件を基準仕様として、交換回数減少（長寿命化）による交換代（O&M 代）低減、高効率化による電気代低減、高電流密度化（水素製造量増加）による資本代および O&M 代低減について検討した。

電解槽の性能向上によるコスト低減効果に関しては、図 1.5.3-3 に示すように、PEMWE および AWE の基準条件から抵抗過電圧低減、ならびに電荷移動過電圧低減を想定した（過電圧低減に関する技術目標の詳細は 2.1 節および 2.2 節を参照）。

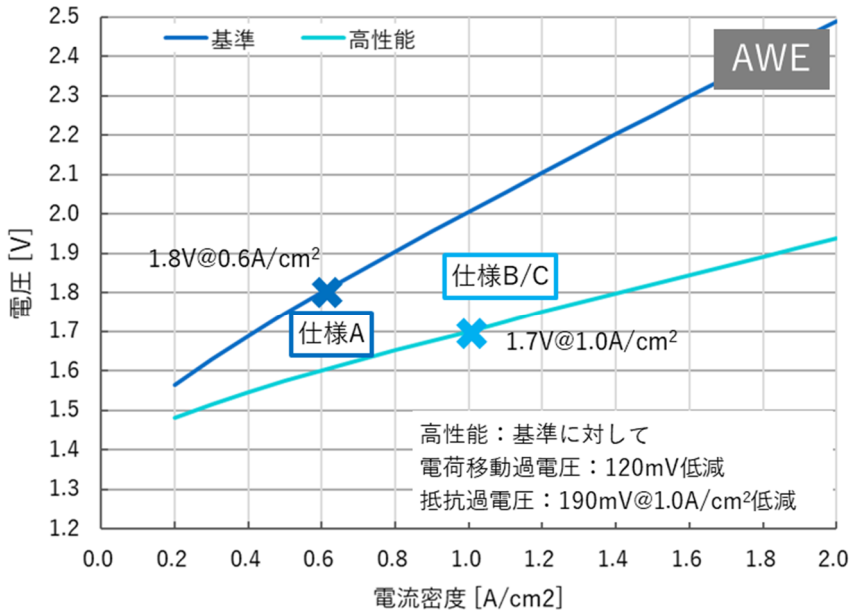
ただし、抵抗過電圧低減（薄膜化）とクロスオーバー増加や機械的強度低下、PEMWE の Ir や Pt の使用量低減、AWE の電荷移動過電圧低減（活性向上）と起動停止や負荷変動による劣化加速、高電流密度化に伴う電極劣化などのトレードオフを抑制することが前提であり、加速耐久プロトコルやセル評価、材料・部材の特性評価手法の確立を踏まえ、材料・セルレベルでの劣化現象の解明、高度解析や DX（マテリアルズ・インフォマティクス、自律・自動実験、シミュレーション等）の活用による材料・部材の研究開発加速を進めていくことが必要である。

水素製造コストの低減に向けては、表 1.5.3-1 と表 1.5.3-1 に示すとおり、基準仕様から 3 仕様の技術開発の進展を想定した。

- 仕様 A：基準仕様に対して電解槽の性能・電流密度（水素製造量）は同一、交換時間（寿命）を向上（長寿命化）
- 仕様 B：基準仕様に対して電解槽の性能を改善して効率を向上、交換時間（寿命）は同一、電流密度（水素製造量）を向上（高電流密度化）
- 仕様 C：仕様 A に対して電解槽の性能を改善して電流密度を向上（水素製造量増加）、交換時間（寿命）は同一（長寿命化＋高電流密度化）



（a）PEMWE（電解槽の運転温度：80℃、運転圧力：最大 3 MPa）



（b）AWE（電解槽の運転温度：80℃、運転圧力：0.1 MPa）

図 1.5.3-3　基準性能と性能向上の条件

表 1.5.3-2　水電解システムの性能・耐久性向上に対する前提条件（PEMWE）

パラメータ	基準仕様	仕様 A	仕様 B	仕様 C
システム耐用年数	20 年	20 年	20 年	20 年
年間 O&M コスト率	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%
交換時間（回数）	40,000 h（4 回）	90,000 h（1 回）	40,000 h（4 回）	90,000 h（1 回）
交換コスト率	システム総資本の 15%	システム総資本の 15%	システム総資本の 15%	システム総資本の 15%
電解槽･システム仕様				
システムエネルギー消費量（BOL）	4.68 kWh/Nm^3	4.68 kWh/Nm^3	4.62 kWh/Nm^3	4.62 kWh/Nm^3
システムエネルギー消費量（平均）	4.91 kWh/Nm^3	4.91 kWh/Nm^3	4.85 kWh/Nm^3	4.85 kWh/Nm^3
システム容量（BOL）	1.074 MW (AC)	1.074 MW (AC)	2.123 MW (AC)	2.123 MW (AC)
補機エネルギー損失	5%	5%	5%	5%
整流器変換効率	98%	98%	98%	98%
電解槽容量	1 MW (DC)	1 MW (DC)	1.976 MW (DC)	1.976 MW (DC)
電解槽動作点（BOL）	1.82 V at 2.0 A/cm^2	1.82 V at 2.0 A/cm^2	1.8 V at 4.0 A/cm^2	1.8 V at 4.0 A/cm^2
電解セルの反応面積	1,500 cm^2	1,500 cm^2	1,500 cm^2	1,500 cm^2
電解槽のセル数	183	183	183	183
水素製造量	230 Nm^3/h	230 Nm^3/h	459 Nm^3/h	459 Nm^3/h
出口水素圧力	常圧（～0.8MPa 程度）	最大 3 MPa	最大 3 MPa	最大 3 MPa

表 1.5.3-3　水電解システムの性能・耐久性向上に対する前提条件（AWE）

パラメータ	基準仕様	仕様 A	仕様 B	仕様 C
システム耐用年数	20 年	20 年	20 年	20 年
年間 O&M コスト率	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%
交換時間（回数）	60,000 h（2 回）	90,000 h（1 回）	60,000 h（2 回）	90,000 h（1 回）
交換コスト率	システム総資本の 6%	システム総資本の 6%	システム総資本の 6%	システム総資本の 6%
電解槽･システム仕様				
システムエネルギー消費量（BOL）	4.77 kWh/Nm^3	4.77 kWh/Nm^3	4.51 kWh/Nm^3	4.51 kWh/Nm^3
システムエネルギー消費量（平均）	5.01 kWh/Nm^3	5.01 kWh/Nm^3	4.73 kWh/Nm^3	4.73 kWh/Nm^3
システム容量（BOL）	11.10 MW (AC)	11.10 MW (AC)	17.48 MW (AC)	17.48 MW (AC)
補機エネルギー損失	8%	8%	8%	8%
整流器変換効率	98%	98%	98%	98%
電解槽容量	10.01 MW (DC)	10.01 MW (DC)	15.76 MW (DC)	15.76 MW (DC)
電解槽動作点（BOL）	1.8 V at 0.6 A/cm^2	1.8 V at 0.6 A/cm^2	1.7 V at 1.0 A/cm^2	1.7 V at 1.0 A/cm^2
電解セルの反応面積	30,000 cm^2	30,000 cm^2	30,000 cm^2	30,000 cm^2
電解槽のセル数	309	309	309	309
水素製造量	2,326 Nm^3/h	2,326 Nm^3/h	3,876 Nm^3/h	3,876 Nm^3/h
出口水素圧力	常圧⇒ 後段圧縮（3 MPa）	常圧⇒ 後段圧縮（3 MPa）	常圧⇒ 後段圧縮（3 MPa）	常圧⇒ 後段圧縮（3 MPa）

(3) 数量効果の前提条件

総資本コストの現在値は表 1.5.1-1 に示したとおり、PEMWE で 40 万円/kW（1MW システム）、AWE で 37 万円/kW（10MW システム）を前提とし、上流（電力）・下流（水素利用）と水電解との関係の把握による技術仕様、量産化指針の確立を行った上で生産規模の増加による電解槽と付帯設備のコスト低減を想定した。

現在の水電解システムの年産規模については、今回、水電解システムの総資本コストの現在値を欧州の European Hydrogen Observatory の最新情報を参考としたことから、同機関が公表している欧州メーカーの 2023 年の導入実績（約 65MW）[47]に対し、5～6 社での導入を想定して水電解システムの年産規模を 10MW/年/社と仮定した。これを前提に、将来の年産規模として 100 倍（1GW/年/社）を想定し、水電解システムの習熟率（Learning Ratio）を IRENA のレポートから 9%と仮定し、数量効果によって約 47%のコスト低減が見込まれるものとした。

なお、2040 年頃の水電解システムの更なる本格普及へ対応するために、電解槽については製造工程の高スループット化を達成するためのプロセス技術開発によって習熟率を向上させ、更なるコスト低減を目指すことを想定した。ただし、電解槽の総資本コスト全体に占める割合は小さいため、最終的には、設置コストや間接費等の低減、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減を図ることが重要である。

(4) 水素製造コスト低減の試算結果

前述の(1)～(3)の前提条件に基づき、水素製造コスト低減の試算を行った。現在値からコスト低減策（①～⑦）によって水素製造コスト 18 円/Nm^3 の達成を目指す場合の、PEMWE および AWE の水素製造コストおよび電気代、資本代、O&M 代および交換代（PEMWE はスタック交換、AWE は部品交換）の内訳の変化を検討し、その結果を図 1.5.3-4 に示す。

水素製造コストは、電力価格と設備利用率との関係で決まるが、設備利用率も結局は再エネと系統からの電力供給によって決まるので電力価格に影響を与えることになる。再エネ・系統と水電解の関係を理解し、その関係を見直すことによって現行の系統の電力料金体系や運用体系を、カーボンニュートラルの実現に向けた仕組みに移行していくことが重要である。

このことを以下の①で示す。水素をエネルギーとして利用できるように再エネ・系統と水電解の関係を見直し電力価格を極力安価に設定したうえで、設備利用率を高くすることで水素製造コストは抑えられる。

安価な電力と高い設備利用率を確保したうえで、水電解装置の資本代（設備費、設置費等）の低減が必要となることを②で示し、以下③～⑦で水電解装置の技術課題の影響を検討する。

③水電解システムの長寿命化、④電解槽の高電流密度化、⑤長寿命化と高電流密度化の両立、⑥電解槽製造の高スループット化による生産性向上、⑦付帯設備の低コスト化の追求、設置コストや間接費等の低減などがある。

なお、今回の投入電力の前提条件を一例とした場合において、最終的に⑦では電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%で水素製造コストが最小となったが、上流側の再エネ・系統のシステム、水電解で製造した水素の利用ニーズを最大化するための下流側のシステムの設備回収を考えると

[47] European Hydrogen Observatory, “The European hydrogen market landscape”, November (2024)

なるべく高い設備利用率で運転することが望まれることから、設備利用率 70%[48]の条件を想定し、電力価格 3.0 円/Nm³ において水素製造コスト 18 円/Nm³ を達成することを示した。

ただし、水電解装置の各技術課題は、起動停止や運転変動および負荷、運転時間などにより影響されるものであることを理解することが重要である。さらに、現在値からの水素製造コスト低減への対応と主な技術開発課題を表 1.5.3-4 に整理した。

① 現在の水電解システムの総資本コストを前提とした場合、系統からの動的調達でほぼ定常運転となる場合（①-B 系統（電力価格 7 円/kWh, 設備利用率 99%））は水素製造コストのうちの電気代が最も高いが、水素製造コストは最も安くなる。再エネの調達（①-C 再エネ（電力価格 2 円/kWh、設備利用率 26.5%））では電気代が安いが、設備利用率が低いために資本代や O&M 代が跳ね上がって水素製造コストは最も高くなる。一部、系統からの電力調達を行い、設備利用率を上げる（①-D 再エネ＋系統（電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%））ことで水素製造コストは抑えられる。系統を経由して再エネを水電解に利用していくために、「1.4.1 の①投入電力」で説明したとおり、再エネ・系統と水電解の関係を理解し、その関係を見直すことによって現行の系統の電力料金体系や運用体系を、カーボンニュートラルの実現に向けた仕組みに移行していくことが重要である。

② 水素製造コストを下げるためには資本代の低減が求められる。上記の投入電力 4 ケースに対し、数量効果によって電解槽と付帯設備のコスト低減を達成した場合、再エネの調達（②-C 再エネ（電力価格 2 円/kWh、設備利用率 26.5%））では水素製造コストが最も高いが、系統の動的調達（②-A 系統および②-B 系統）と比べて差が小さくなり、再エネ＋系統ハイブリッドの電力調達（②-D 再エネ＋系統（電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%））で水素製造コストは最も安くなる。

以降は起動停止・負荷変動を含む再エネ＋系統ハイブリッドの電力調達（②-D 再エネ＋系統（電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%））を投入電力のケースとし、起動停止や負荷変動への対応として、電解槽や付帯設備の耐久性に関する技術実証や運転制御の技術開発を進めた上での技術仕様の確立を前提として、以下の③～⑦を検討した。

③ 水電解システムの長寿命化を達成する（③-D 長寿命化、水電解システム「仕様 A」）。長寿命化による電解槽（PEMWE）あるいは電解槽部品（AWE）の交換回数の減少によって O&M 代が低減される。

④ 電解槽の高電流密度化を達成する（④-D 高電流密度化、水電解システム「仕様 B」）。水素製造量が増加するため、資本代および O&M 代が低減するが、低減効果は電流密度の増加に比例する訳ではない。整流器や流体機器など付帯設備への負荷が増大し、これらのコストが増加するためである（②-D から動作点が変わるため、電解槽の容量は PEMWE が 1MW から約 1.98MW、AWE が 10MW から約 15.8MW に増加することに留意）。

[48] IEA 水素製造プロジェクトデータベース（https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database）によれば、再エネと系統のハイブリッドの場合、設備利用率は 70%とある

⑤　長寿命化と高電流密度化の両立を達成する（⑤-D 長寿命化・高電流密度化、水電解システム「仕様 C」）。水素製造コストは約 27 円/Nm³ まで低下する。これは 2017 年の水素基本戦略当時と現在とのエネルギー価格差（天然ガス価格で約 1.5 倍）を考慮した場合と同水準となる。

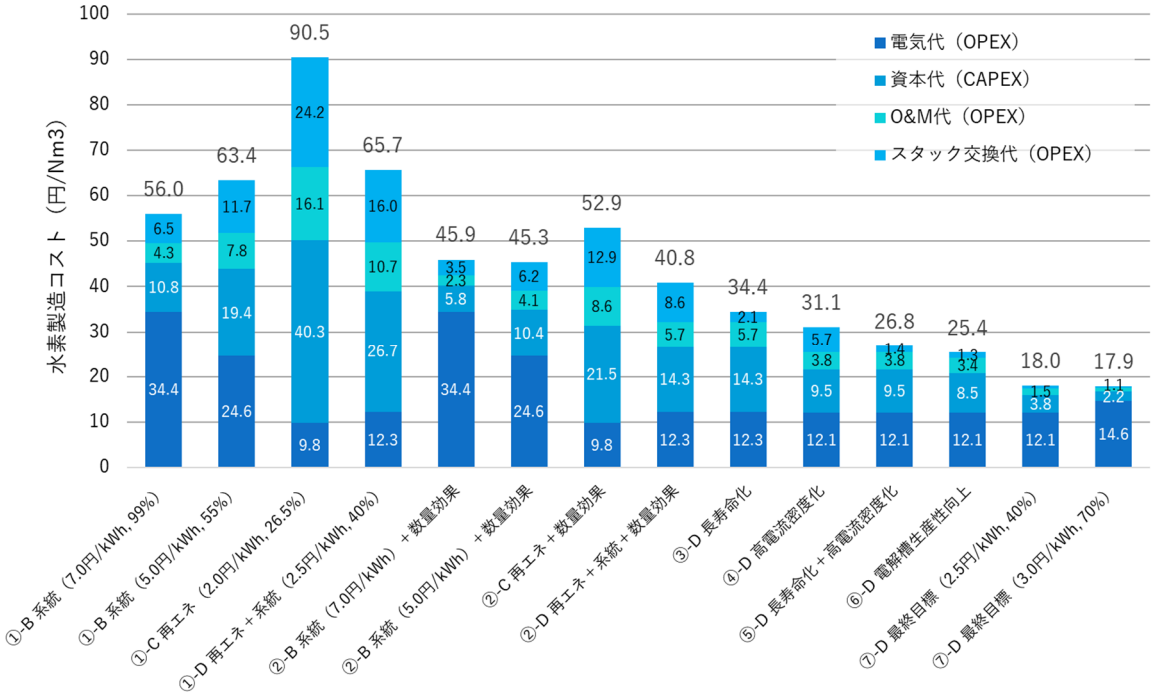
⑥　電解槽製造の高スループット化による生産性向上を達成する（⑥-D 電解槽生産性向上）。セル・スタック組立の自動化、品質制御、製造工程数の削減が重要であり、このためには、ロボット工学、自動・自律システム、AI を活用した画像・データの分析などによる品質管理、プロセスインフォマティクス等による材料・部材に応じた製造プロセスの最適化など、さまざまなツールを組み合わせた技術開発が必要である。

⑦　最終的に水素製造コスト 18 円/Nm³ を達成するために、付帯設備の低コスト化の追求、設置コストや間接費等の低減を図る（⑦-D 最終目標（2.5 円/kWh, 40%））。設置コストについては、電解槽－電源装置の組み合わせ、流体機器のモジュール化も含め、設置の複雑さを最小限に抑えるためのシステムの仕様を標準化し、ワンパッケージ化や、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減を図ることも必要である。

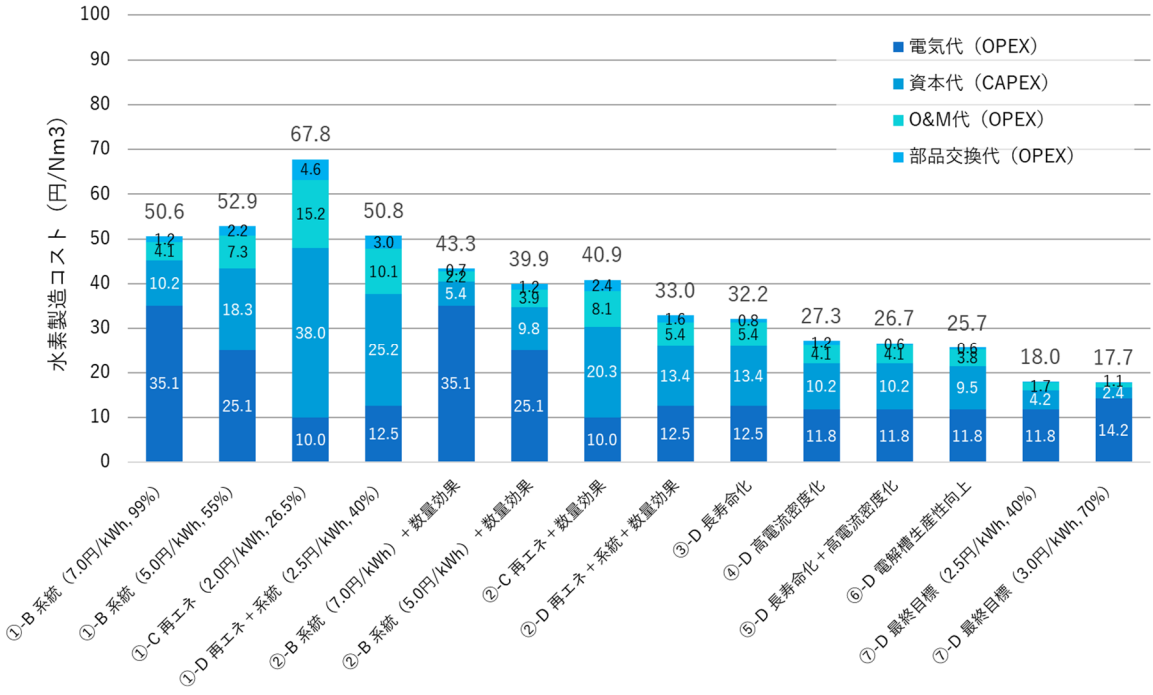
なお、③～⑦については水電解システムの設備利用率を 40%として試算し、図 1.5.3-5 に示すように、今回の豪州の電力パタンに基づいた図 1.5.3-2 (b)の電力価格と設備利用率の条件を前提とした場合、電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%で水素製造コストは最小となる結果となった。一方、IEA の Hydrogen Production Projects Database[48] によれば、水電解水素製造プロジェクトで投入電力として系統を活用するケースでは平均の設備利用率 57%、再エネと系統のハイブリッドでは 70%である。

上流側の再エネ・系統のシステム、水電解で製造した水素の利用ニーズを最大化するための下流側のシステム（今回は海外輸入水素としての液化装置等）の設備回収を考えるとなるべく高い設備利用率で運転することが望まれる。図 1.5.3-4 に示すように（⑦-D 最終目標（3.0 円/kWh、70%））、設備利用率 70%の条件で電力価格が 3.0 円/kWh まで下がると水素製造コスト 18 円/Nm³ を満たすことがわかる。

このことから、カーボンニュートラルの実現に向け、系統を介した再エネを積極的に活用するための系統と一体化した仕組みの構築、再エネ技術の継続的な開発とコスト低減が水電解システムの普及に向けて重要であるといえる。

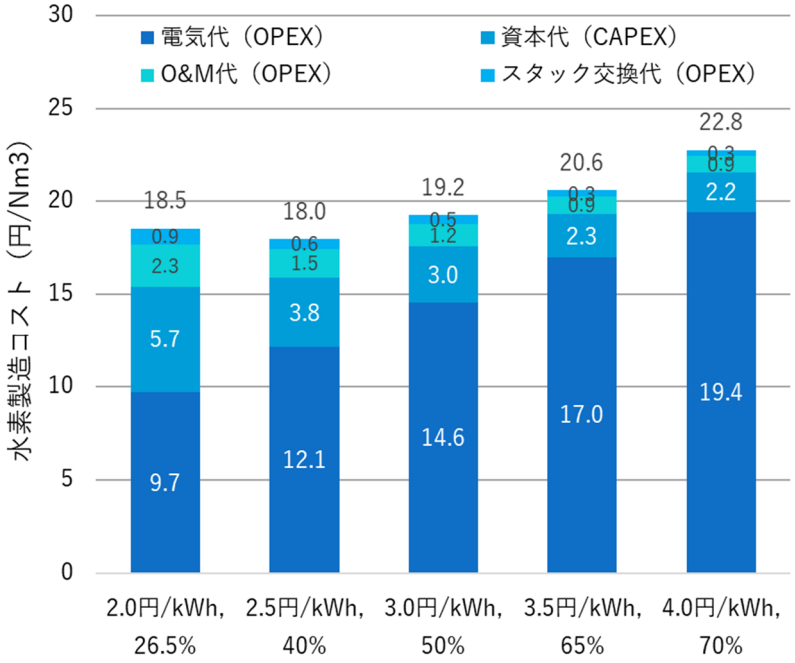


（a）PEMWE

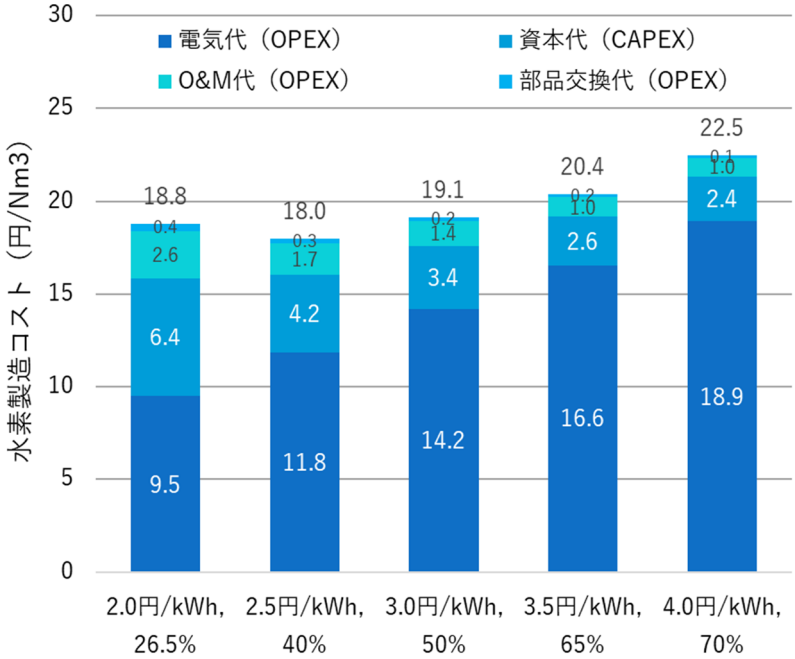


（b）AWE

図 1.5.3-4　水素製造コストの内訳（電気代、資本代、O&M 代、交換代）の変化



（a）PEMWE（総資本コスト 5.7 万円/kW）



（b）AWE（総資本コスト 6.6 万円/kW）

図 1.5.3-5　⑦-D 最終目標における水素製造コストと電力価格・設備利用率との関係
（水電解システムの仕様は表 1.5.3-2 と表 1.5.3-3 の「仕様 C」）

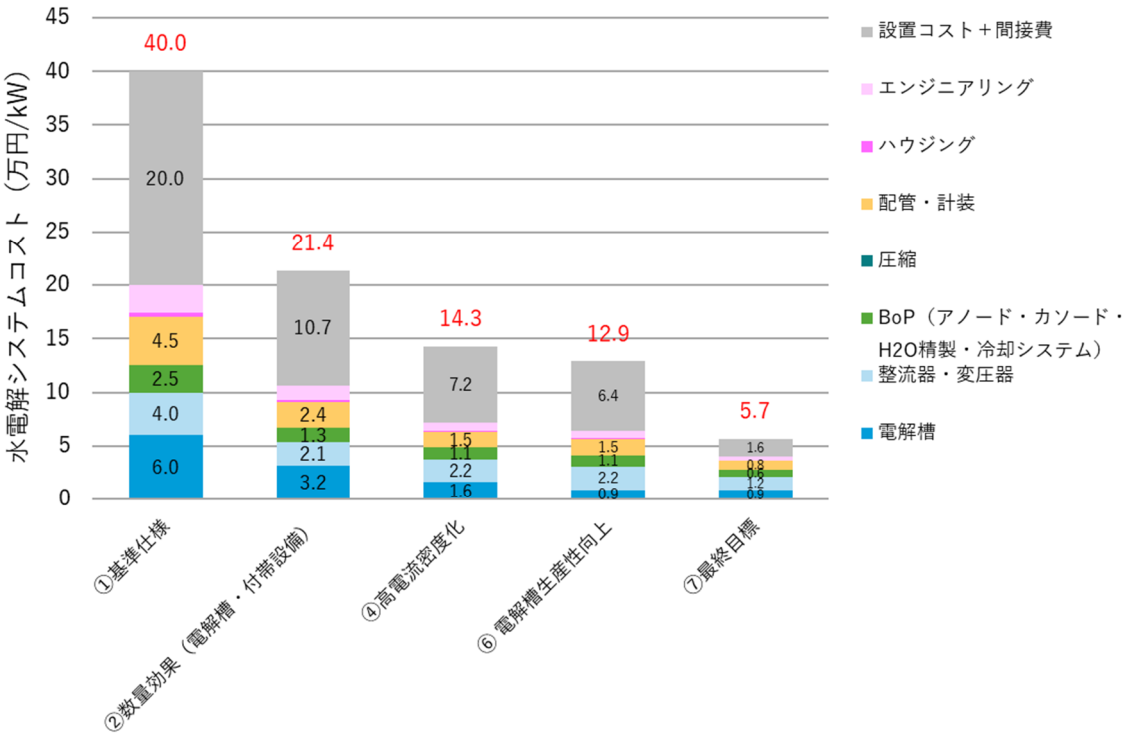
表 1.5.3-4　水素製造コスト低減策と技術開発課題

コスト低減因子 （水電解システム仕様）	電力価格・ 設備利用率	総資本 コスト	コスト低減効果	主な技術開発課題
①投入電力パタン （基準仕様）	【系統動的調達】 7 円/kWh・99% 5 円/kWh・55% 【再エネ】 2 円/kWh・26.5% 【再エネ＋系統】 2.5 円/kWh・40%	【PEMWE】 40 万円/kW 【AWE】 37 万円/kW	・投入電力（系統からの動的調達、再エネおよび再エネ・系統ハイブリッド）に対するコスト構造は異なる ・総資本コストが高いと、設備利用率が高いほど水素製造コストは低い	・定常運転から起動停止・変動を伴う運転への電解槽および付帯設備の対応、技術仕様の確立 ・耐久プロトコルの早期確立と耐久性検証 ・運転制御の技術開発
②数量効果 （基準仕様）	【系統動的調達】 7 円/kWh・99% 5 円/kWh・55% 【再エネ】 2 円/kWh・26.5% 【再エネ＋系統】 2.5 円/kWh・40%	【PEMWE】 22.0 万円/kW 【AWE】 20.4 万円/kW	・電解槽と付帯設備の数量効果による資本代、O&M 代の低減 ・総資本コストが下がると電気代と資本代のバランスが変化	・電力（上流側）と水電解の関係の把握による電解槽、付帯設備の量産仕様の確立 ・生産技術・設備への支援、サプライチェーン構築
③長寿命化 （仕様 A）	【再エネ＋系統】 2.5 円/kWh・40%	【PEMWE】 21.4 万円/kW 【AWE】 19.7 万円/kW	・長寿命化（交換回数減少）による O&M 代の低減	・起動停止・負荷変動を伴う運転での電解槽材料・部材の長寿命化（膜の機械的・化学的劣化、電極劣化の抑制）の技術開発 ・加速耐久評価、高度解析技術等による劣化機構の解明 ・変動耐性に対する付帯設備の技術開発
④高電流密度化 （仕様 B）	【再エネ＋系統】 2.5 円/kWh・40%	【PEMWE】 14.3 万円/kW 【AWE】 15.8 万円/kW	・高電流密度化（水素製造量の増加）による資本代、O&M 代の低減	・電解槽の抵抗・電荷移動過電圧の低減と起動停止・負荷変動による膜・電極劣化、クロスオーバー抑制する材料・部材の技術開発（トレードオフの課題が一層増大） ・劣化・反応・物質輸送機構の総合的な解明 ・付帯設備への負荷増加に伴う対応
⑤長寿命化・高電流密度化 （仕様 C）	【再エネ＋系統】 2.5 円/kWh・40%	【PEMWE】 14.3 万円/kW 【AWE】 15.8 万円/kW	・長寿命化と高電流密度化の両立による資本代、O&M 代の更なる低減	・③と④の技術開発を前提として、投入電力、電解槽の性能・耐久性、電解槽と付帯設備など様々なトレードオフを抑える技術開発
⑥電解槽生産性向上 （仕様 C）	【再エネ＋系統】 2.5 円/kWh・40%	【PEMWE】 12.9 万円/kW 【AWE】 14.7 万円/kW	・電解槽コスト低減による資本代低減	・高スループットな製造技術の確立による電解槽の生産性向上
⑦最終目標 （仕様 C）	【再エネ＋系統】 2.5 円/kWh・40% 3.0 円/kWh・70%	【PEMWE】 5.7 万円/kW 【AWE】 6.6 万円/kW	・付帯設備に加え、設置コスト、間接費等の低減による資本代、O&M 代の低減	・設置コストや間接費の低減 ・システムの標準仕様を通じた更なるコスト低減

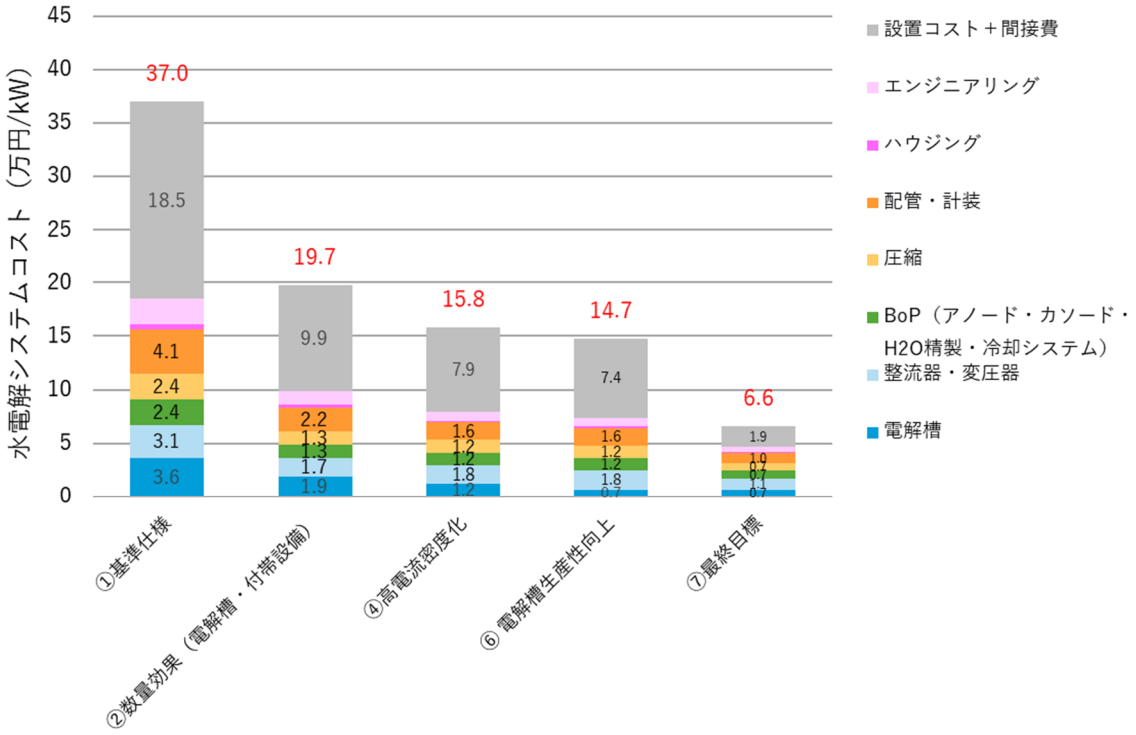
表 1.5.3-4 における水電解システムの総資本コストの推移を図 1.5.3-6 に示す。最終的な総資本コストは PEMWE で 5.7 万円/kW、AWE で 6.6 万円/kW と試算された。参考であるが、この値は DOE の Hydrogen Shot の 2026 年中間目標である総資本コスト 385 ドル/kW と同等の水準である。

- 基準仕様から数量効果による水素製造コスト低減（コスト低減因子②）については、電解槽および付帯設備の未設置コストの低減率を現在比で 47%と仮定し、設置コストおよび間接費を含む総資本コストは未設置コストの 2 倍のままとした（図 1.5.3-5 の「②数量効果」を参照）。
- 長寿命化による水素製造コスト低減（コスト低減因子③）については、電解槽および付帯設備のコストを維持して起動停止・負荷変動への対応を達成するものとした（材料・部材の技術進展によるコストは変わらないと仮定）。
- 高電流密度化による水素製造コスト低減（コスト低減因子④）については、電解槽のコストは電流密度に比例して低減するが、付帯設備に関しては、電源装置は電流密度に対して 1.0 乗則、流体機器の塔槽類、圧縮機等（アノード・カソード・H_2O 精製および冷却システムの BOP）が 0.7 乗則、配管や計装機器が 0.3 乗則[49]でコストが増加すると仮定した[50]（図 1.5.3-5 の「④高電流密度化」を参照）。
- 電解槽製造の高スループット化による生産性向上（コスト低減因子⑥）については、電解槽のコストを現在比 70%減と仮定した（図 1.5.3-5 の「⑥電解槽生産性向上」を参照）。システム全体コストに対する電解槽コストの割合が小さいため、総資本コストの低減幅は限定的である。
- 水素製造コスト目標 18 円/Nm^3 に向けては、付帯設備のコスト低減に加え、設置コストおよび間接費を未設置コストの 100%から 40%[51]まで低減することを想定した（図 1.5.3-5 の「⑦付帯設備・設置コスト等低減」を参照）。
- 電解槽コストに対して、電源装置を中心とした付帯設備のコストの割合が大きいため、特に電源装置の低コスト化をはじめ、一層のコスト低減の可能性の追求、水素利用ケースに応じて水電解システムのスケールアップが伴う場合の流体機器の共通化、モジュール化によるコスト低減、水素利用形態に伴う下流側との統合などについては今後の検討課題である。

[49] Mark Ruth, Ahmad Mayyas, and Maggie Mann, “Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems”の情報から予測
[50] kW あたりに換算した場合、電流密度が 2 倍になると電源装置が 1 倍、BOP が約 0.81 倍、配管や計装が約 0.62 倍となる
[51] DOE, “HYDROGEN SHOT: Water Electrolysis Technology Assessment”, September 2024 においては最終目標として未設置コスト 150 ドル/kW、総資本コスト 210 ドル/kW（未設置コストの 1.4 倍）と設定



（a）PEMWE



（b）AWE

図 1.5.3-6　水電解システムの総資本コストの変化

1.5.4　水電解システムの技術目標に関するまとめ

太陽光と一部系統からの電力調達で電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%または電力価格 3 円/kWh、設備利用率 70%というケースにおいて、水素製造コスト 18 円を/Nm^3 を達成するために求められる水電解システムの技術目標を表 1.5.4-1 にまとめて示す。

水電解システムの技術開発の前提として、投入電力や規模を想定した上で技術仕様の確立を行うこと、系統電力を介した再エネを積極的に活用するための系統と一体化した制度設計、再エネ技術の継続的な開発とコスト低減が重要である。また、水素の貯蔵・輸送が必要なケースにおいては水素サプライチェーン全体で水素製造コスト低減を検討することも必要である。

今回は、日照や風況の条件から再エネ適地の一つと知られ、大規模な再エネ発電プロジェクトが進行中であり、かつ日本への海上輸送において比較的有利な地域であること、および投入電力の実データを活用するという理由から、豪州のクィーンズランド州の再エネ（太陽光）および卸売電力市場からの電力調達を一例として投入電力の条件を定め、2040 年頃の目指すべき技術目標と総資本コストを試算した。

ただし、投入電力形態や水素利用形態、および実際の製造地域によって種々の条件が異なることに留意が必要である。投入電力に対する水電解の運用方法を考えた上での共通な技術目標としての妥当性の検証が必要であること、国内の再エネ主電源化によるカーボンニュートラルの実現に向けた系統の仕組みを議論していくなかで、水電解による分散 P2G のケースも検討していくことなどが今後の課題である。

表 1.5.4-1 の技術目標を達成するためには、まず、起動停止（日照条件や風況条件に依存するが、太陽光では 1 日 1 回以上、風力では年間数 10 回～200 回程度）や負荷変動を伴う投入電力への対応が重要であり、電解槽や付帯設備の耐久性に関する技術実証や運転制御の技術開発を進め、水電解システムの技術仕様を確立していくことが必要である。

その上で、水電解システムの長寿命化に向けては、こうした投入電力に対する電解槽材料・部材の長寿命化（膜の機械的・化学的劣化、電極劣化の抑制）の技術開発、これを支援する加速耐久評価、高度解析等による劣化機構の解明が求められる。また、変動運転に耐えられる付帯設備の機器開発も必要である。

また、高電流密度化に向けては、電解槽の抵抗・電荷移動過電圧の低減と起動停止・負荷変動による膜・電極劣化、クロスオーバー抑制する材料・部材の技術開発、これを支援する劣化・反応・物質輸送機構の総合的な解明が求められる。同時に、負荷増加に伴う付帯設備への対応も必須である。

総資本コスト低減については、水電解システムの量産仕様を確立した上で、数量効果による製造コスト低減（市場規模に応じた適切な生産規模を想定することが必要）、使用材料・部材の低コスト化に加え、システムコストの大半を占める付帯設備のコスト低減を進める必要がある。さらには、電解槽の高スループット化による生産性向上も鍵となるが、上記の長寿命化や高電流密度化によって適用されうる新規材料や部材に対して、電解槽設計の見直しも生じ、これらに対応した製造プロセスの調整も必要となる。

最終的には設置コスト、間接費などの低減、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減も進める必要があるが、これらに関する技術開発の具体化については今後の課題である。

表 1.5.4-1　水電解システムの技術目標

（電力価格 2.5 円/kWh・設備利用率 40%または電力価格 3.0 円/kWh・設備利用率 70%において、水素製造コスト 18 円/Nm³ を満たす水準）

項目	PEMWE		AWE	
	現在値	2040 年頃	現在値	2040 年頃
システム耐用年数	20 年	20 年	20 年	20 年
システム総資本コスト※1（コスト総額）	40.0 万円/kW※2（430 百万円）	5.7 万円/kW（122 百万円）	37.0 万円/kW※2（4,108 百万円）	6.6 万円/kW（1,150 百万円）
年間 O&M コスト率※2	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%
交換時間（交換回数）※3	40,000 h（4 回）※4	90,000 h（1 回）※5	60,000 h（2 回）※4	90,000 h（1 回）※5
交換コスト率※6	システム総資本の 15%	システム総資本の 15%	システム総資本の 6%	システム総資本の 6%
電解槽･システム仕様				
システムエネルギー消費量（BOL）※7	4.68 kWh/Nm³	4.62 kWh/Nm³	4.77 kWh/Nm³	4.51 kWh/Nm³
システムエネルギー消費量（平均）※8	4.91 kWh/Nm³	4.85 kWh/Nm³	5.01 kWh/Nm³	4.73 kWh/Nm³
システム容量（BOL）	1.074 MW (AC)	2.123 MW (AC)	11.10 MW (AC)	17.48 MW (AC)
補機エネルギー損失※9	5%	5%	8%	8%
整流器変換効率	98%	98%	98%	98%
水素製造量	230 Nm³/h	459 Nm³/h	2,326 Nm³/h	3,876 Nm³/h
出口水素圧力	常圧（～0.8MPa 程度）	最大 3 MPa	常圧⇒後段圧縮（3 MPa）	常圧⇒後段圧縮（3 MPa）
電解槽容量	1 MW (DC)	1.976 MW (DC)	10.01 MW (DC)	15.76 MW (DC)
電解槽動作点（BOL）※10	1.82 V at 2.0 A/cm²	1.8 V at 4.0 A/cm²	1.8 V at 0.6 A/cm²	1.7 V at 1.0 A/cm²
電解セルの反応面積	1,500 cm²	1,500 cm²	30,000 cm²	30,000 cm²
電解槽のセル数	183	183	309	309

※1: システムコストはスタックと付帯設備の製造コストと製造元のマークアップ（合わせて未設置コスト）、設置コストおよび間接費を含む

※2：European Hydrogen Observatory 2024（https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost）の値を仮定

※3：電解槽の BOL からセル電圧が 10%上昇するまでの時間。部品（電極･隔膜/セル）の交換時間として設定、交換時間はシステムの実稼働時間ではなく実時間として定義

※4：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による寿命値 PEMWE（4.5-8 年）、AWE（6.8-9.1 年）の最低値を仮定、ただし定格運転前提の耐久時間であることに留意、本ロードマップでは電解槽の BOL から電圧上昇 10%までの交換時間（PEMWE はスタック、AWE は部品（電極、隔膜等））、4.5 年=約 40,000h の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 4 回、6.8 年=約 60,000h の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 2 回

※5：最大で起動停止（1 回/日）程度、負荷変動を含む運転を前提、90,000h（10 年相当）の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 1 回

※6：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による総資本コストに対するスタック（PEMWE）、スタックの隔膜･電極（AWE）の割合を仮定

※7：補機エネルギー損失および整流器変換効率を考慮した値

※8：スタックあるいは部品の交換時期まで平均で BOL の 105%電圧で稼働すると仮定（2040 年頃については起動停止 1 回/日程度、負荷変動を含む運転を前提として平均で BOL の 105%電圧で稼働することが求められる）

※9：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の 2030 年の補機損失値を仮定

※10：PEMWE は動作圧力～0.8MPa、温度 50℃（現在値）、動作圧力最大 3MPa、温度 80℃（2040 年頃）、AWE は動作圧力 0.1MPa、温度 80℃、電解液 KOH 濃度 6M が前提（現在値、2040 年頃）

2. 技術開発課題

水素製造コストの低減に向けた水電解装置に共通する技術開発の方向性として、系統からの動的調達や再エネからの調達、それらの組み合わせなど変動を伴う投入電力への対応が重要であり、その上で、安価なクリーン電力の確保および電解槽やシステムとしての効率向上による電気代の低減、設備利用率向上、電流密度向上、貴金属・レアメタル使用量低減、付帯設備コスト低減による資本代低減、これらとトレードオフの関係となる耐久性の向上、安全性の確保といった技術開発の進展、さらにシステム全体の最適化と、コンテナ化、ワンパッケージ化など設置コストの低減とともに、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減も進める必要がある。

また、システムの標準化・量産において、燃料電池技術と水電解技術のシステム構成が類似している共通性に着目されがちであるが、水素利用側の小型量産機器である燃料電池システムとインフラ側の大型機器となる水電解システムとでは求められるシステムの柔軟性や耐久性などの基本的な仕様が異なってくる。要素技術としての類似性だけでなく、全体システムとしての相違性を考慮して技術開発に取り組むことが重要である。

本章では、水素製造コスト低減のシナリオにおいて、将来の電解槽のセル・スタックおよび構成部材に対し、アルカリ水電解およびプロトン交換膜水電解については技術目標を新たに設定するとともに、各電解槽のセル・スタックおよび構成材料・部材の技術開発課題を中心として 2.1 節～2.4 節で電解種別に再整理した。

なお、コスト低減に向けて重要である、付帯設備やシステム制御技術についても 2.5 節で説明するが、今回は十分な議論ができていないため、今後の課題とし、2022 年 3 月に公表した技術開発課題の内容を再掲する。

電解槽の性能向上に向けては、後述のとおり、様々なトレードオフの関係がある。これらのトレードオフを把握し、実際の運転時に想定される起動停止、負荷変動や高電流密度運転、また整流器から電解槽に印加される電源に含まれるリップルが電解槽劣化に影響を及ぼす可能性があるという報告[52]もあり、安価な電源を利用しつつ電解槽として必要な耐久性を満足し、系統にも影響を与えない電解システムの技術を開発する必要がある。

また、電解槽の材料・部材開発の加速には、耐久性や柔軟性を評価する際に実運転時に進行する劣化現象を短時間で再現可能な評価プロトコルを構築することが重要であり、産業界からアカデミアへの期待も高い。これらの課題については、各電解種に共通する内容として評価・解析の「技術開発課題」として整理した。

表 2-1 と表 2-2 に代表的な電解種 4 タイプの特徴と課題を整理した。AWE と PEMWE については一般的に技術成熟度が高いと想定されているが、1 章で説明したとおり、水素製造コストの低減に向けては、系統・再エネによる電力調達や水素の利用形態によって求められる技術仕様の確立、そして、様々なトレードオフの解消を見据えた技術開発が求められる。

[52] Parache, François, et al. "Impact of Power Converter Current Ripple on the Degradation of PEM Electrolyzer Performances." Membranes 12.2 (2022): 109.

一方、AEMWE は PEMWE と AWE の電解槽の課題を緩和し、低コストの電解技術の可能性として注目されているが、アニオン交換膜のイオン伝導性や耐久性向上、貴金属フリーの材料開発など更なる技術進展が求められること、SOEC については常温電解に比べて効率で大きく優れ、特に排熱利用が期待できるプロセスでの利用が有力であるが、AWE や PEMWE と比べて耐久性や負荷追従性などで改善の余地があることなど、技術成熟度の点から本格的な実用化までは要素技術開発の点でリードタイムが必要であることを想定した。

以降では、AWE と PEMWE については技術目標の設定とその達成に向けた技術開発課題を、AEMWE と SOEC については技術開発課題の整理を中心に説明する。

表 2-1　電解種別の水電解の特徴（AWE・PEMWE）

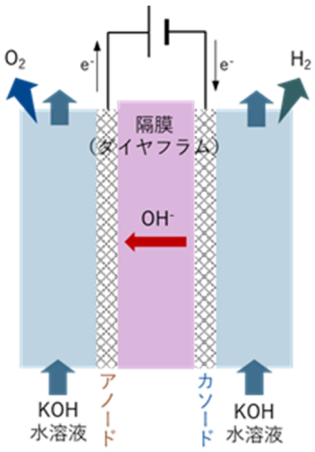
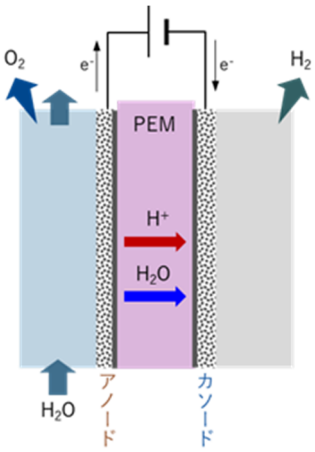
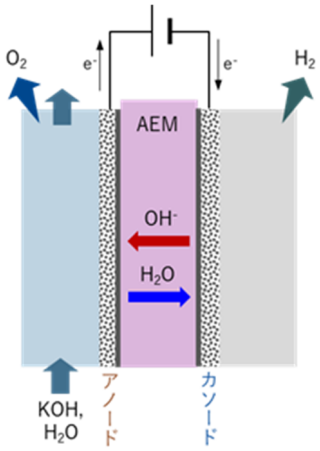
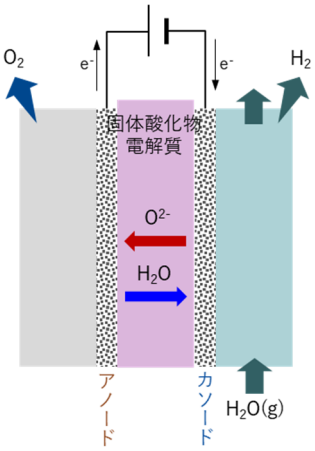
	アルカリ水電解 (AWE)	プロトン交換膜水電解 (PEMWE)
概念図		
TRL	商業化段階	商業化段階
特徴	・最も技術面で成熟しており、大出力装置の導入実績が豊富なほか、設備コストも他の装置より経済的 ・周辺機器含め装置が大きくなる傾向にあるため、技術的には集中型水素製造に適していると想定	・アルカリ形に比べると負荷追従性に優れる、設備がコンパクトになることが特長 ・変動の大きい再エネとの接続や分散型水素製造に適していると想定 ・要素技術・部材は固体高分子形燃料電池と共通点が多く、コストダウンポテンシャルがあることも想定 ・貴金属を多く要するため、普及に向けては貴金属使用量の低減やリサイクルが重要
課題	・AWE は多孔質隔膜を用いているため、PEMWE と比較して水素純度が低い ・クロスオーバー抑制のため隔膜を厚くする必要があり、PEMWE と比較して、電流密度が低い ・負荷を低減すると、クロスオーバーが増加する可能性があり、下限運転範囲に制限がある ・起動停止時に逆電流が発生し電極の劣化が進行する ・装置フットプリントが大きい	・現状のアノード触媒での Ir 使用量では、将来の PEMWE の大量導入に伴って Ir の年間使用量が年間供給量を超過する可能性があるため、アノード触媒における Ir 使用量を圧倒的に低減する技術およびリサイクルが必須 ・カソード触媒および多孔質輸送少 (PTL)・双極板 (BPP) の Pt 使用量低減も重要 ・電解質は現状フッ素系が主流であるが、PFAS 規制の対象となる可能性

表 2-2　電解種別の水電解の特徴（AEWWE・SOEC）

	アニオン交換膜水電解 (AEMWE)	固体酸化物形電解 (SOEC)
概念図		
TRL	技術開発段階	実証段階
特徴	･AWE と PEMWE の利点を活用できるポテンシャルを有する ･アルカリ性環境であるため非貴金属触媒の適用が可能、PEMWE と比べて貴金属使用量を低減できる点から注目 ･PEMWE と比べてカソードへの水透過量が少なく、システムの簡素化の可能性 ･電解液濃度を低減することで逆電流問題の抑制、高濃度アルカリ溶液を扱う複雑さが解消されるというメリット	･特に常温電解に比べて効率で大きく優れ、排熱利用が期待できる工業プロセスでの利用が有力と想定（約 10kWh/kg-H_2 の熱で 40kWh/kg-H_2 の電力消費量を実現） ･同技術は e-methane や e-fuel、化学品などの原料となる合成ガス製造にも共電解方式で適用できる ･現状アルカリ･PEM に比べ、耐久性や負荷追従性の点で技術成熟度には改善の余地あり
課題	･アニオン交換膜のイオン伝導性、化学的安定性、機械的強度の両立が大きな課題、特に高濃度アルカリ溶液中で、顕著に劣化が進行 ･貴金属フリー触媒材料の開発 ･装置の大型化に向けた、大面積対応技術も方向性の一つ（AWE のアセットの活用） ･純水供給時の導電率および性能の確保	･高温であるため、構成物質の熱膨張の関係から、コールドスタート、負荷変動に時間を要する ･高温、水蒸気存在といった環境での運転が必要であり材料耐久性やガスシール性確保に課題 ･基本的に、SOFC の大型化の課題と同様な課題を有する（平板型でのセル面積の大面積化およびスタック化）

2.1　アルカリ水電解の目標設定及び技術開発課題

2.1.1　概要

AWE は従来定負荷下での電解に広く用いられてきたが、今後の変動再エネ導入拡大下での活用に向けては、耐久性の向上や柔軟性の向上が必要と考えられる。そのためには水電解槽へ投入される電力の変動がもたらす劣化現象のメカニズムの解明が必要である。

具体的な劣化現象の例として、例えば AWE では起動停止時に逆電流が生じることで電極の劣化が進行する[53]ことが知られている他、電力変動が電極表面の形状に影響を及ぼし電極性能が低下する可能性があるという報告もある[54]。

変動再エネへの対応力を高めていく、あるいはシステムコストを低減していくためにこれらの劣化・性能低下を克服することが重要と考えられるが、一方でそのメカニズムには未解明な点が残されている。耐久性向上や低コスト化に向けては、従来の定常運転と異なる条件下での劣化のメカニズム解明や各種性能の評価解析のための基盤技術の開発とともに、現在の AWE における高コスト部材の利用量抑制や電極特性の向上だけでなく、超高活性・高耐久・低コストを達成するための革新的な触媒材料や電極材料の開発に取り組むことが急務である。

本項では、AWE について上記取り組みの促進に向けたロードマップ策定を目的とし、具体的な取り組み内容と到達水準を明らかにするために行った検討の内容と結果について記載する。検討は、1 章で述べた水電解技術開発の状況整理と水素製造コスト低減に向けた検討として設定したシナリオに基づき実施した。2022 年度に策定したロードマップを下敷きとし、AWE で特に重要と考えられる課題について整理を行った後、公開情報や有識者の意見に基づき具体的な技術開発課題を更新するとともに、目標値として設定すべき項目や具体的な目標値についての検討を実施した。検討の結果として、AWE については、総資本コスト、エネルギー消費量、スタック性能、部品交換時間、電荷移動過電圧、物質移動過電圧（抵抗）についての目標値を設定した。水素製造コストの低減に向けては、安価な再エネ利用に向け、変動電力への対応として起動停止耐久性を向上させ、部品交換時間を維持・向上させつつ、同時に高性能化を図ること、電解システムの生産規模を増やし電解槽だけでなくシステムコストの大半を占める付帯設備も含めシステムコストを低減させること、設置コストなど間接コストの低減も含めた、全体的な取り組みが必要である。

本項では特に技術的な課題についての検討を行ったが、海外でも多く取組が進められている加圧型電解槽への対応について課題としては提示しているが、常圧電解槽と異なる点に着目した目標の設定は行うことができていない。加圧型電解槽や低負荷時に課題となるクロスオーバーについては現状で適切な推定モデルがなく、具体的な目標設定に反映できていない。また、変動電力が耐久性や水素製造コストに与える影響や、高性能化に向けた過電圧成分への割り付けにおいて、変動する電力プロファイルに基づいた検討を行うことはできていない。さらには特にコスト検討にあたっては、詳細な製品仕様やコスト構造、性能、運転方法、耐久性などのバックデータが必

---

[53] Divisek, J., R. Jung, and D. Britz. "Potential distribution and electrode stability in a bipolar electrolysis cell." Journal of applied electrochemistry 20.2 (1990): 186-195.

[54] Liu, Congying, et al. "Influence of Power Fluctuation on Ni-Based Electrode Degradation and Hydrogen Evolution Reaction Performance in Alkaline Water Splitting: Probing the Effect of Renewable Energy on Water Electrolysis." Catalysts 14.5 (2024): 307.

要であるが、データの不足により我が国の実情に照らした検討を行うことができなかった。今後の技術実証や原理的な解明を含めデータを蓄積して、検討に活用できるようになることが望まれる。

2.1.2　目標設定（技術開発シナリオと目標値）

本ロードマップにおける AWE における技術開発課題と目標設定について述べる。目標設定にあたり、1.5.1 節で述べた目標検討の前提となる基準条件（表 1.5.1-1）、および、1.5.3 節で述べた目標達成に向けたシナリオの下で検討を行った。以下に、AWE での水素製造コスト低減に係る技術課題について整理し、シナリオに沿った目標値の検討と検討結果について説明する。

① 水素コスト低減に向けた変動電力への対応

水素コスト低減のためには、可能な限り安価な電力を使用することが必須である。1.5.3「水素製造コスト低減に向けたシナリオ」で述べた水電解への投入電力と運転方法について、AWE では現行の電力システムにおいて以下の課題があり、その対応への技術開発が必要である。

水電解水素製造コストのうち電気代の寄与を抑えるためには、安価な電力が調達できない時間帯には水電解を行わずに装置を停止し、安価な電力が調達可能な時間帯でなるべく設備利用率を上げて水素製造することができれば理想的である（電解槽へ投入する電力が断続的となるため、便宜上ここでは「断続運転」と呼ぶ：図 2.1.2-1 の上図）。

この安価な時間帯を中心とした電力調達では運用上の課題はあるが、たとえば近年発電コスト低下の著しい、太陽光発電などの変動再エネを利用する、あるいは近年再エネ拡大に伴い、電力需要に対して供給が過剰な時間帯が発生している（余剰電力）ことからこの時間帯にて系統電力を購入する、などが想定される。いずれのケースでも調達される電力は水電解にとって非定常的なものとなる[55]。

現状の AWE システムでは装置を停止した場合、マニホールドを介して電極間で逆電流が発生し、電極の腐食や触媒の剥離が引き起こされるため、システムの耐久性の観点からはできる限り装置を完全に停止せず逆電流を抑えた運転を行うことが好ましい。この場合には、装置を停止せず最低限の負荷でシステム維持を目的に電解槽を運転するといった対応が考えられる（完全停止を伴わないため、便宜上ここでは「連続運転」と呼ぶ（図 2.1.2-1 の下図）。

[55] 実際には特定の変動再エネ電源の発電プロファイルに沿った水電解槽の運転や、余剰発生時のみに絞った電力の調達は、水電解槽の設備利用率を著しく押し下げるため、電気代が抑制できても、水素製造コストのうち設備コストからの寄与が増すことに留意が必要である。つまり、水素製造コストの抑制・最適化には、（資本代の寄与抑制のため）設備利用率を一定程度確保しつつ、その範囲で（電気代抑制のため）できる限り安価な電力を確保する、といったバランスが必要となる。ただし、本節の趣旨は、（電気代抑制の重要性のみを指摘するものではなく）投入電力への時間変動への対応の必要性が今後水電解でも拡大するであろうことの指摘である。

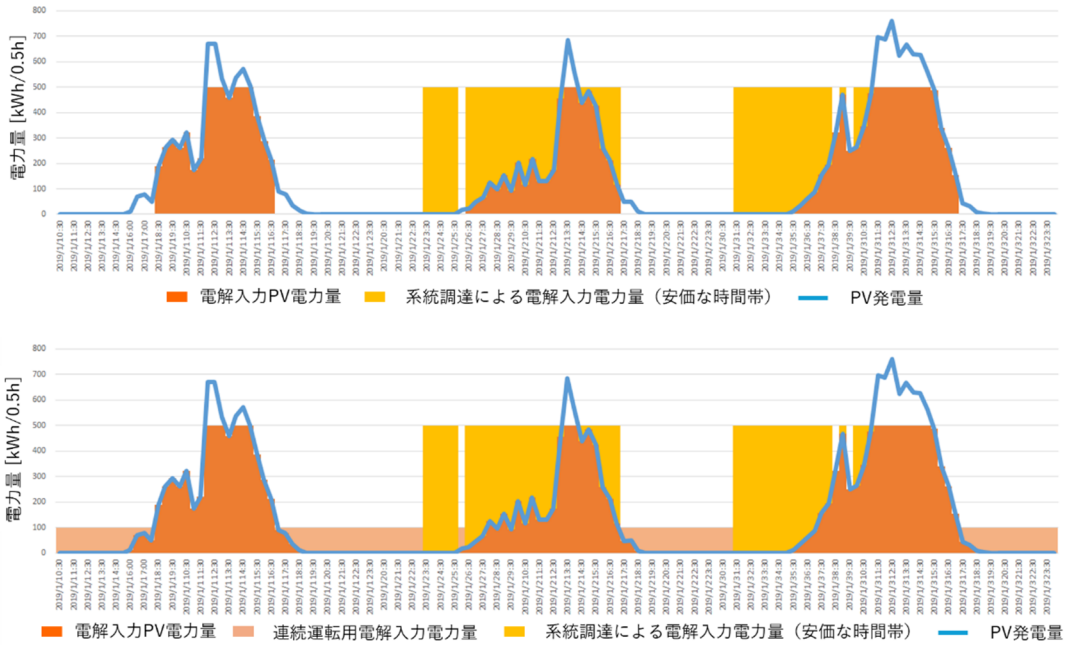


図 2.1.2-1　AWE での電力使用例（上：断続運転、下：連続運転）

連続運転を行う場合、システム維持に要する電力（下図「連続運転用電解入力電力量」の部分）は長時間にわたり調達が必要となるため、いかにその電力を安く確保できるかも重要である。この連続運転用の電力は系統から調達すると電力価格が高い時間帯まで購入することになりうるため、安価な時間帯で二次電池に蓄電し、再エネ電力あるいは系統からの調達ができない時間帯で連続的に運転させることも想定される。この時、AWE システムの運転可能な最低出力が低いほど、システム維持に要する電気代あるいは二次電池容量を抑えることができるため、なるべくシステムの最低出力を抑えることが望ましい[56]が、低負荷運転時のクロスオーバーの増加とのトレードオフを解決することが課題である[57]。

断続運転を行う場合、このシステム維持に要する電力は不要となるものの、頻繁な起動停止を伴うため、耐久性向上の観点からはこうした起動停止時の電極劣化等の抑制が必須となる。現状の AWE システムについて、部品の交換時間は 60,000 時間（1.5.3「水電解コスト低減に向けたシナリオ」の表 1.5.3-3 の基準仕様）としているが、これは起動停止を伴わない定常運転を想定したものである。したがって変動する電力への対応に向けては、起動停止（1.5.3「水電解コスト低減に向けたシナリオ」の表 1.5.3-1 の再エネ＋系統ハイブリッド調達では約 1.1 回/日、約 400 回/年程度）を行うことを前提として、現状の部品交換時間を維持できるような起動停止耐久性を成立させるための技術開発・技術実証・評価手法確立が必要である。

---

[56] 運転範囲の事例としては、下記の数値が公表されている。
- 10-100%：thyssenkrupp nucera ウェブページ https://thyssenkrupp-nucera.com/ja/green-hydrogen-solutions/
- 10-100%：McPhy ウェブページ https://mcphy.com/en/equipment-services/electrolyzers/
- 15-100%：Nel ウェブページ https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/
- 25-100%：Sunfire ウェブページ https://www.sunfire.de/en/hydrogen
- 40-100%：John Cockerill ウェブページ https://hydrogen.johncockerill.com/en/products/electrolysers/

[57] 実際には低負荷運転時には電解槽内のガスクロスオーバー増加が生じ、それにより爆鳴気の発生リスクが上昇するため、安全性とのトレードオフに配慮の上適切な運転範囲を定める必要がある。

また、再エネの変動吸収や調整力の提供を行う場合は、AWE システムには優れた応答性が求められる[58]。このためには、変動による圧力変化に対する機械的耐久性の向上や、付帯設備の応答速度の向上が求められるが、後者は水素製造システムが大型化するほど技術課題として重要性が増すものと考えられる。

なお、以上の課題は現行の電力システムにおける電気料金体系や運用体系に基づく一例である。将来的に系統を経由して再エネを水電解に利用していくために、現行の系統の電力料金体系や運用体系を、カーボンニュートラルの実現に向けた仕組みに移行していくことが重要である。最低負荷の低減、起動停止耐性の向上、付帯設備の応答性といった変動電力に対応する技術開発は必須であると想定されるが、系統と一体化した水電解装置の運用方法については今後の課題である。

② 水素製造コスト低減に向けた電解特性の向上

水素製造コストの低減に向けた AWE システムの対応として、水素製造コストに及ぼす電気代や O&M 代等の低減、資本代の低減が必要になる。AWE の電解特性に関しては、過電圧を低減させることで単位水素製造量当りの消費電力が下がり、電気代が低減する。また、同じ装置でも電流密度を上げた運転を行うことができれば、水素製造量が増加し資本代の寄与の低減につながることが期待される。だだし、エネルギー消費量の増加による電気代の増加やエネルギー消費量を抑えるための資本代の増加とのトレードオフになる。

欧米を中心に加圧型電解槽の開発や製品化も行われている。加圧への耐久性を持つ電解槽、付帯設備が必要となり、気泡体積の減少の効果、後段の付帯設備の簡素化も期待される一方で、電解槽のコスト増加や効率低下との関係に依存する。

このように、水素製造コスト低減へ期待される効果に対しては実際上、様々なトレードオフがあるため、これらの相関を紐解き、解決に向けた技術開発が必要となる。

③ 技術課題の整理

以上に述べた水素製造コスト低減に向けた技術課題と関連する技術開発を、表 2.1.2-1 に整理した。トレードオフについては、注記にて整理を行った。

第一に重要な課題は変動電力への対応である。最低負荷低減による運転範囲拡大、起動停止耐久性、付帯設備を含めた変動応答性などの技術課題が挙げられる。電解槽の性能向上も水素製造コストの低減に寄与するが、後述の図 2.1.2-4 に示すように、高効率化（過電圧低減）による電気代低減（過電圧 0.1V 減で約▲0.7 円/Nm^3）よりも高電流密度化による資本代低減（電解電圧 1.7V、総資本コスト 19.7 万円/kW の条件で電流密度 0.6A/cm^2から 1.0A/cm^2への増加で約▲4.8 円/Nm^3）の効果が大きく、電解槽の性能向上の課題においては高電流密度化の重要度が高いとした。

---

[58] 変化レートの事例としては、下記の数値が公表されている。

- ±500kW/s（最大出力比 5%/s）:「東芝エネルギーシステムズ株式会社、東北電力株式会社、東北電力ネットワーク株式会社、岩谷産業株式会社、旭化成株式会社、水素社会構築技術開発 事業/水素エネルギーシステム技術開発/再エネ利用水素システムの事業モデル構築と大規模実証に係る技術開発、NEDO 水素・燃料電池成果報告会 2023」
- 最大出力比>10%/min：Nel ウェブページ https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/

表 2.1.2-1　水素製造コスト低減に向けた技術課題

技術課題項目		水素製造コスト低減に向け期待する効果	技術開発など	連続運転※※	断続運転※※
変動電力への対応	運転範囲拡大[56] (最低負荷低減)	・系統により最低負荷を維持した連続運転で電気代低減 ・断続運転での稼働率向上･起動停止回数低減による長寿命化	・低負荷運転時のクロスオーバーの低減※1※2	◎	○
	起動停止耐久性	・再エネ･系統を通じた安価な電力の使用による電気代低減	・通電停止時の逆電流による電極触媒劣化対策※3	―	◎
	変動応答性[58]	・変動する再エネへの対応、系統調整力としての付加価値向上	・変動に対する電極･隔膜の劣化対策※4※5 ・補機の応答性向上、変動影響緩和※6	○	○
性能向上	過電圧低減	・高効率化による電気代低減	・電荷移動過電圧･物質移動過電圧の低減※2※7※8	○	○
	高電流密度化	・水素製造量増加による資本代の寄与低減	・高電流密度化に伴う電極･隔膜の劣化対策※9	◎	◎
	加圧型電解槽	・気泡体積の減少による物質移動過電圧の低減 ・後段の付帯設備（圧縮、精製）の簡素化による資本代低減およびシステム効率向上の可能性（ただし、電解槽のコスト増や効率低下に依存）	・部材の機械的強度･耐久性の向上※4※10 ・部材の化学的耐久性の向上※11 ・加圧に対するシール対応※10 ・ガス溶存量増加に起因するクロスオーバーの低減※1※2 ・補機の加圧対応※12	○	○

※※各運転での水素製造コスト低減に向けた技術開発の重要度：◎最重要、○重要

【想定されるトレードオフ】

※1 クロスオーバー低減のため高価な隔膜を用いることは資本代増加の要因、電解液の流量を増やすことは O&M 代増加の要因

※2 隔膜のガス分離性能とイオン透過抵抗は相関傾向があり、物質移動過電圧低減はクロスオーバー増加に、クロスオーバー低減は物質移動過電圧増加につながる可能性

※3 カソード室への犠牲陽極の設置は資本代増加の要因、保護電流を用いれば電気代増加の要因、耐久性の確保に向け高価な触媒を使用する場合は資本代増加の要因

※4 隔膜の機械的強度を高めるため隔膜の緻密化･圧膜化などを行うと物質移動過電圧増加につながり電気代が増加

※5 変動による振動への耐性をもたせるため機械的強度を高めた構造とすることは資本代増加の要因

※6 変動応答速度を高める･変動に対する補機への影響を緩和するなどで特別な対策を行えば資本代が増加

※7 過電圧低減のための高価な電極･隔膜の使用、電極･セル構造への特別な対策が必要ならば資本代増加の要因

※8 触媒活性と耐久性は相反する傾向にあり、電荷移動過電圧が低い高活性触媒を用いると耐久性低下の可能性

※9 劣化対策のために高価な電極･隔膜などを用いることは資本代増加の要因

※10 機械的強度を向上させるなど高圧に耐える構造とすることは資本代増加につながる可能性（性能とのバランスに依存）

※11 化学的耐久性の向上に向けた特殊な部材が必要となれば資本代の増加の要因

※12 加圧対応での補機類のエネルギー損失増加は電気代の増加の要因

④ 耐久性向上・高性能化の検討

水素製造コスト低減のための耐久性向上や高性能化（1.5.3 節）に向け、前項の課題整理を踏まえ、技術開発の方向性として AWE を稼働させる IV 特性の範囲について、次の表 2.1.2-2、図 2.1.2-2 に示すケースを設定した。

表 2.1.2-2　耐久性向上や高性能化に向けた技術開発の方向性

方向性	電流密度	説明	主な技術課題
過電圧低減	0.6A/cm^2	･過電圧を低減して高効率化 ･電荷移動過電圧のみを低減する場合と、電荷移動過電圧･物質移動過電圧双方を低減する場合を含む	･電荷移動過電圧低減（触媒活性向上） ･高活性かつ耐久性の高い触媒の開発 ･物質移動抵抗低減（隔膜、電極構造） ･隔膜のガスバリア性の向上などによるクロスオーバー低減と物質移動抵抗低減の両立
高電流密度化	1.0A/cm^2	･高電流密度化により資本代の寄与を低減 ･電荷移動過電圧･物質移動過電圧双方を低減	･電極･隔膜の高電流密度への耐久性向上 ･電荷移動過電圧低減（触媒活性向上） ･物質移動抵抗低減（隔膜、電極構造） ･隔膜のガスバリア性の向上などによるクロスオーバー低減と物質移動抵抗低減の両立 ･ガス発生量の増加による物質移動抵抗の増加の抑制

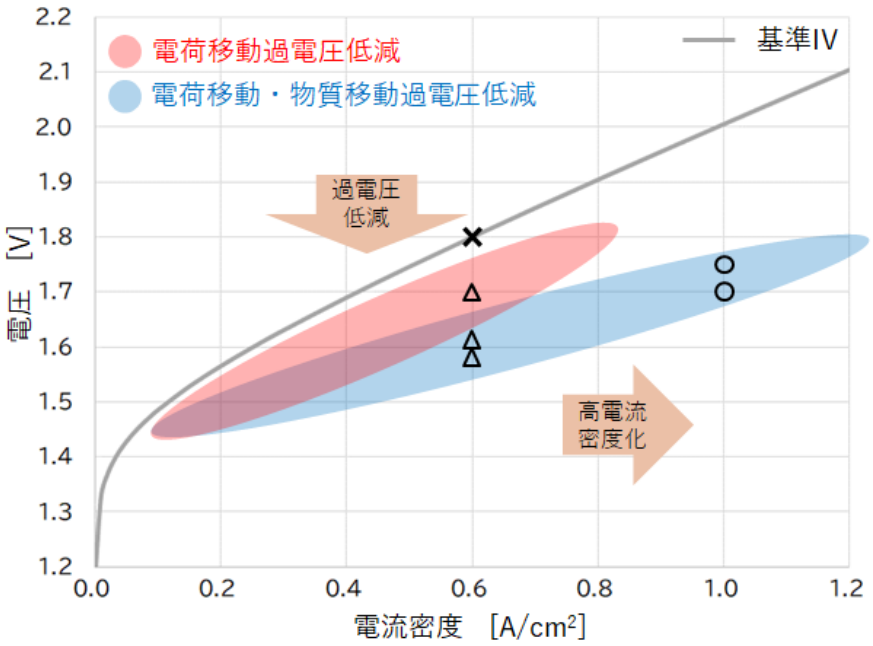


図 2.1.2-2　目標値の検討に向けた検討ケースと技術課題

これらのケースは、変動電力への対応として最低負荷低減を図るとともに、基準となる現状のシステムの動作点（図 2.1.2-2 ×印）に対して、過電圧低減（△印）により高効率化や部材・セルの長寿命化を図ること、さらに高電流密度化（○印）による水素製造量の増加で、水素製造コストに対する資本代の寄与を低減することに対応している。ただし、過電圧低減に向けた方策や高電流密度化に伴う劣化への対策を行うことにより、コスト増とならない方策が併せて必要になる。

AWE システムの高性能化に向けた具体的検討のため、IV 曲線については、多数の実験データに基づいて作成されたモデル式[59]をもとに、動作圧力 0.1MPa、温度 80℃、電解液 KOH 濃度 6M の条件で電解性能、電荷移動過電圧、物質移動過電圧（抵抗）を定めた。

設定した電解性能・過電圧および IV 曲線について表 2.1.2-3、図 2.1.2-3 に示す。基準となる IV 曲線に対して、性能を向上させたもの（性能 1～3）を設定した。性能 1 は、基準に対して電荷移動過電圧を低減したもの、性能 2 は電荷移動過電圧と物質移動過電圧双方を低減させたものであり、性能 3 はそれをさらに進めたものの位置づけとした（図 2.1.2-2 参照）。

表 2.1.2-3 の電荷移動過電圧と物質移動過電圧の設定については、基準となる過電圧から、まず電荷移動過電圧の低減幅を定め、次いで目標とする性能の電圧を達成する物質移動過電圧（抵抗）を設定した。電荷移動過電圧の低減幅については、モデル式[59]およびアルカリ水電解での触媒についての総説[60]に基づいて設定を行った。物質移動抵抗の低減幅については、アルカリ水電解でのオーム抵抗についての総説[61]に基づいて設定を行った。

表 2.1.2-3　目標案の電解性能・過電圧の設定

項目	基準[62]	性能 1	性能 2	性能 3
性能	1.8V@0.6 A/cm^2 2.0V@1.0 A/cm^2	1.70V@0.6 A/cm^2 ―	― 1.75V@1.0 A/cm^2	― 1.7V@1.0 A/cm^2
電荷移動過電圧[63]	0.36V@0.6 A/cm^2 0.39V@1.0 A/cm^2	0.26V@0.6 A/cm^2 ― 対現状比 ▲0.1V@0.6 A/cm^2	― 0.29V@1.0 A/cm^2 対現状比 ▲0.1V@1.0 A/cm^2	― 0.27V@1.0 A/cm^2 対現状比 ▲0.12V@1.0 A/cm^2
物質移動過電圧	0.27V@0.6 A/cm^2 0.45V@1.0 A/cm^2	0.27V@0.6 A/cm^2 0.45V@1.0 A/cm^2 対現状比 （変更なし）	― 0.29V@1.0 A/cm^2 対現状比 ▲0.16V@1.0 A/cm^2	― 0.26V@1.0 A/cm^2 対現状比 ▲0.19V@1.0 A/cm^2
物質移動抵抗[64]	0.45Ωcm^2	0.45Ωcm^2 対現状比 （変更なし）	0.29Ωcm^2 対現状比 ▲0.16Ωcm^2	0.26Ωcm^2 対現状比 ▲0.19Ωcm^2

[59] Matheus T. de Groot, Joost Kraakman, Rodrigo Lira Garcia Barros, Optimal operating parameters for advanced alkaline water electrolysis, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 82, 2022.
[60] Hoang, Anh Linh, et al. "High-performing catalysts for energy-efficient commercial alkaline water electrolysis." *Sustainable Energy & Fuels* 7.1 (2023): 31-60.
[61] de Groot, Matheus T., and Albertus W. Vreman. "Ohmic resistance in zero gap alkaline electrolysis with a Zirfon diaphragm."*Electrochimica Acta* 369 (2021): 137684.
[62] 脚注 59 の文献のモデルに基づき動作圧力 0.1MPa、温度 80℃、電解液 KOH 濃度 6M の条件で可逆電位を 1.169V、電流密度 0.6A/cm^2(1.0A/cm^2)での電荷移動過電圧を 0.362V(0.388V)と算出。「セル電圧 ＝ 電荷移動過電圧 ＋ 物質移動過電圧」となるよう物質移動過電圧と、物質移動抵抗 0.448Ωcm^2 を算出。
[63] 性能 1、性能 2、性能 3 では、電荷移動過電圧の削減幅をそれぞれ 0.10V@0.6 A/cm^2、0.10V@1.0 A/cm^2、0.12V@1.0 A/cm^2 に設定。このとき、脚注 59 の文献のモデルから Tafel 勾配（アノード+カソード）は、それぞれ 85mV/decade、87mV/decade、81mV/decade と算出。脚注 60 の HER 触媒・OER 触媒には、これらを下回る組合せが存在するため、交換電流密度を少なくとも同等にできると仮定すると、電荷移動過電圧の削減幅は妥当な水準。
[64] 脚注 61 のゼロギャップ構造アルカリ水電解でのオーム抵抗についての総説では、目標値と同等レベルの実験データが掲載されている。ただし、これらの実験でのセル面積は本検討で想定するセル面積 30,000cm^2 と比べて 1/1000～1/100 の規模であり、この目標値を大規模なセルで達成することが必要。

図 2.1.2-3 の IV 曲線については、性能 1～3 に対して、効率的なエネルギー利用の観点から求められる LHV（電圧効率）70%となるおおよその目安である電圧 1.8V 以下となる電流密度の水準を示した。

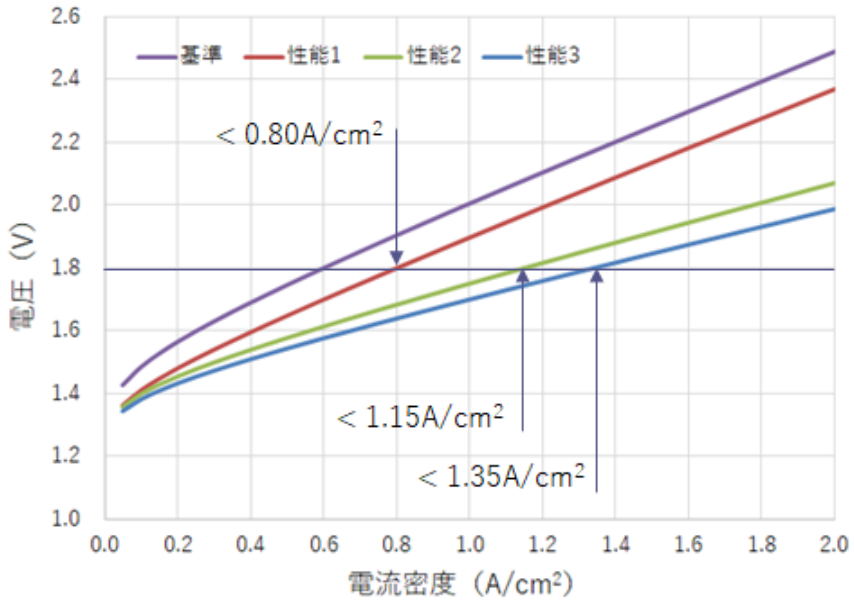


図 2.1.2-3　目標案の電解性能の設定と IV 曲線

これらの性能設定に基づき、以降では、水素製造コスト低減に向けて、変動電力への対応（再エネと系統のハイブリッドによる電力価格 2.5 円/kWh・設備利用率 40%となる投入電力）、数量効果（システムコスト 47%削減）、長寿命化（部品交換 90,000 時間）までを含めた段階を起点として、過電圧低減・高電流密度化による水素製造コスト低減幅について検討した。

起点となるシステムは、現状の基準性能を持つ AWE システム（11.1MW、スタック性能 1.8V@0.6A/cm²、総資本コスト 19.7 万円/kW）である。このシステムに対して性能向上（性能 1～3）により、表 2.1.2-4 の動作点で稼働させることを想定し、過電圧低減による使用電力量の削減、高電流密度化にともなう水素製造量の増加と付帯設備のコスト上昇を考慮して、水素製造コストを算出した結果を図 2.1.2-4 に示す。

表 2.1.2-4　基準と性能向上により到達する動作点（✕△○は図 2.1.2-2 に対応）

動作点	電流密度	電圧
✕	0.6A/cm²	基準　1.80V
△	0.6A/cm²	性能 1　1.70V 性能 2　1.61V 性能 3　1.58V
○	1.0A/cm²	性能 2　1.75V 性能 3　1.70V

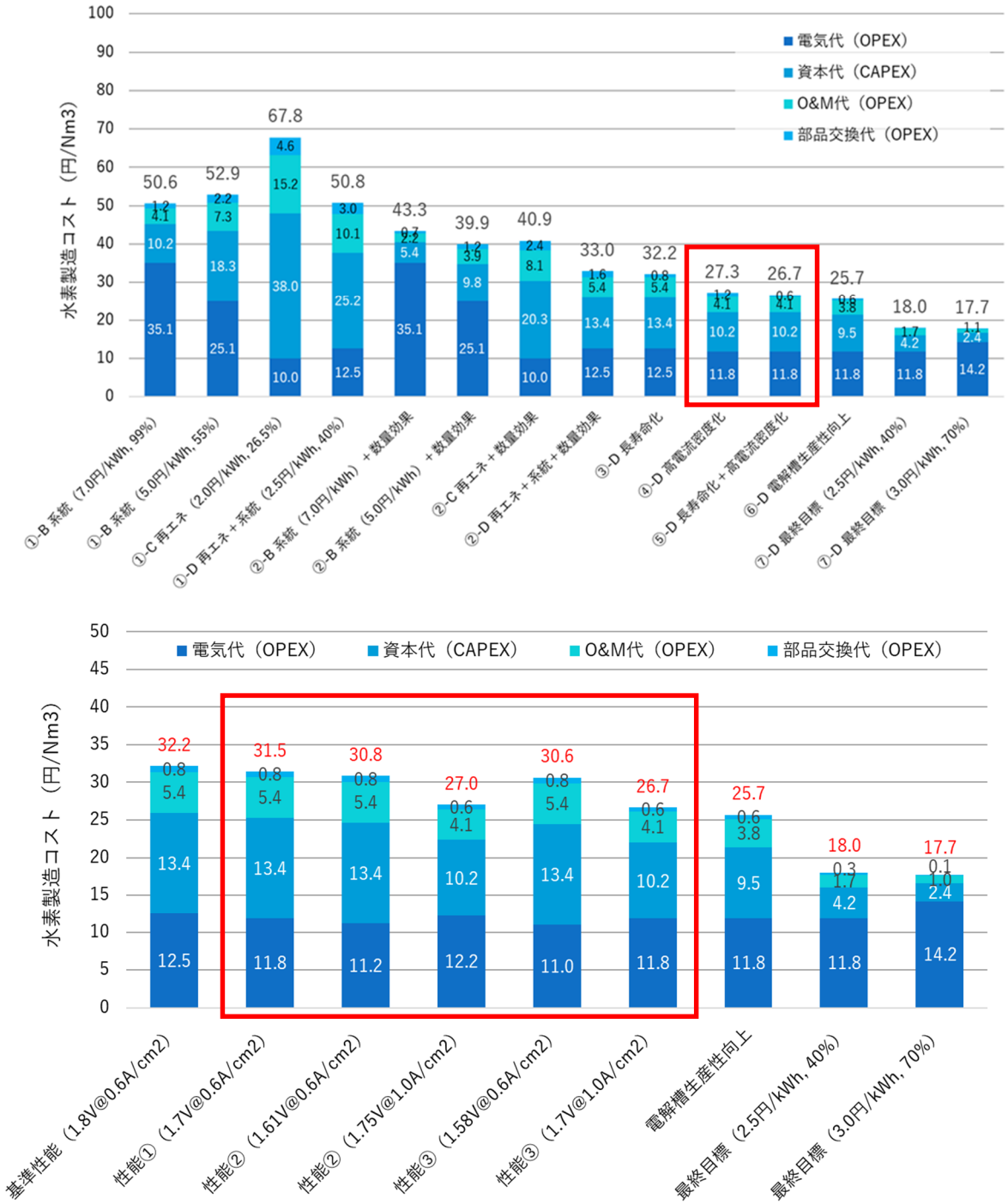


図 2.1.2-4　耐久性向上・高電流密度化による水素製造コスト低減
（上段は、図 1.5.3-4 (b) AWE の再掲、下段は電力価格 2.5 円/kWh・設備利用率 40%、交換時間 90,000h の場合において高効率化と高電流密度化の双方を検討）

本検討では、0.6A/cm² を維持して過電圧低減するだけでは水素製造コストが 0.7～1.6 円/Nm³ の引き下げにとどまるが、1.0A/cm² への高電流密度化によると 5 円/Nm³ 程度下がる結果となった。これらの性能・動作点の範囲において、水素製造コスト 18 円/Nm³ へ最も近づく性能 3（1.7V@1.0A/cm²）を目標として設定することとした。

なお、設定した性能・動作点の下でも、目標とする水素製造コスト 18 円/Nm^3 に向けては、電解槽製造の高スループット化による生産性向上に加え、付帯設備、設置コストや間接費等の低減、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減が必要となる。この過程において、水電解システムの総資本コスト低減については図 2.1.2-5 に示す②→④→⑥→⑦に対応するものである。

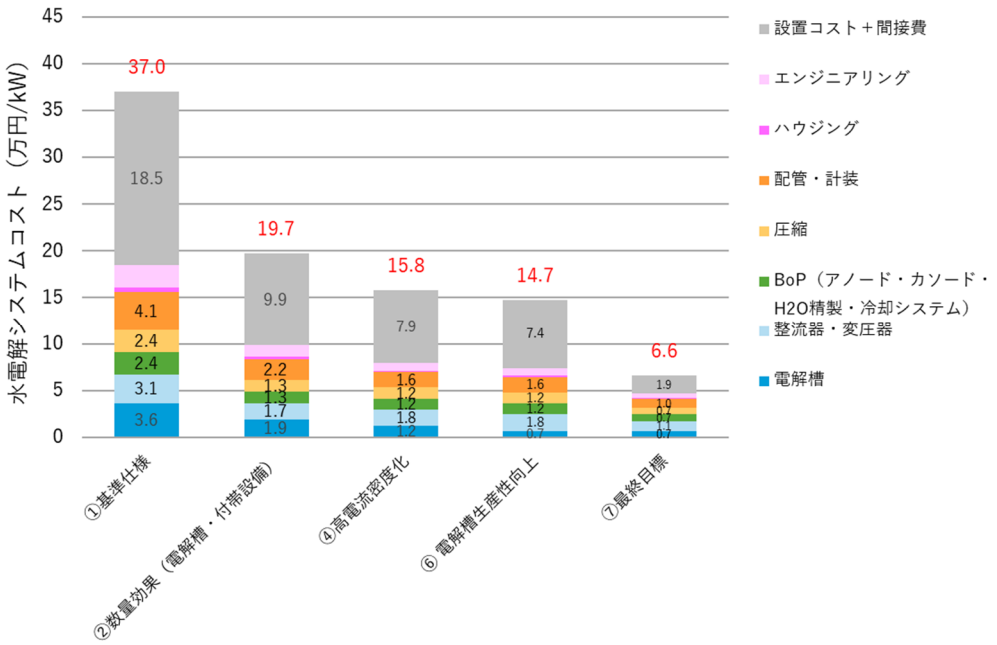


図 2.1.2-5　水電解システムの総資本コストの変化（図 1.5.3-6 (b) AWE の再掲）

⑤ 目標の設定

1.5 節にて検討した技術目標（表 1.5.4-1）と本節での動作点・過電圧の検討をもとに、目標案の妥当性を行い、AWE の 2040 年頃の目標値を設定した。設定した目標値を表 2.1.2-5 に示す。

表 2.1.2-5　AWE システムの技術目標値

（電力価格 2.5 円/kWh・設備利用率 40%または電力価格 3.0 円/kWh・設備利用率 70%において、水素製造コスト 18 円/Nm³ を満たす水準）

	項目	現在値	2040 年目標値
システム	システム耐用年数	20 年	20 年
	システム総資本コスト※1	37.0 万円/kW※2 (4,108 百万円)	6.6 万円/kW (1,150 百万円)
	年間 O&M コスト率※2	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%
	部品交換時間（交換回数）※3	60,000 h（2 回）※4	90,000 h（1 回）※5
	交換コスト率※6	システム総資本の 6%	システム総資本の 6%
	エネルギー消費量（BOL）※7	4.77kWh/Nm^3	4.51kWh/Nm^3
	エネルギー消費量（平均）※8	5.01 kWh/Nm^3	4.73 kWh/Nm^3
	システム容量（BOL）	11.10 MW (AC)	17.48 MW (AC)
	補機エネルギー損失※9	8%	8%
	整流器変換効率	98%	98%
	水素製造量	2,326 Nm^3/h	3,876 Nm^3/h
	出口水素圧力	常圧⇒後段圧縮（3 MPa）	常圧⇒後段圧縮（3 MPa）
電解槽	電解槽容量	10.01 MW (DC)	15.76 MW (DC)
	電解槽動作点（BOL）※10	1.8V @ 0.6A/cm^2 (2.0V @ 1.0A/cm^2)	1.70V @ 1.0A/cm^2
	電解セルの反応面積	30,000 cm^2	30,000 cm^2
	電解槽のセル数	309	309
部材 ※11	電荷移動過電圧	0.36V @ 0.6A/cm^2 (0.39V @ 1.0A/cm^2)	0.27V @ 1.0A/cm^2 対現状比▲0.12V @ 1.0A/cm^2
	物質移動過電圧※12 物質移動抵抗※12	0.27V @ 0.6A/cm^2 (0.45V @1.0A/cm^2) 0.45Ωcm^2	0.26V @ 1.0A/cm^2 対現状比▲0.19V @ 1.0A/cm^2 0.26Ωcm^2 対現状比▲0.19Ωcm^2

※1：システムコストはスタックと付帯設備の製造コストと製造元のマークアップ（合わせて未設置コスト）、設置コストおよび間接費を含む
※2：European Hydrogen Observatory 2024（https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost）の値を仮定
※3：電解槽の BOL からセル電圧が 10%上昇するまでの時間、部品（電極・隔膜/セル）の交換時間として設定、交換時間はシステムの実稼働時間ではなく実期間として定義
※4：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による寿命値（6.8-9.1 年）の最低値を仮定、ただし定格運転前提の耐久時間であることに留意、6.8 年=約 60,000h の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 2 回
※5：最大で起動停止（1 回/日）程度、負荷変動を含む運転を前提、90,000h（10 年相当）の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 1 回
※6：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による総資本コストに対するスタックの隔膜・電極の割合を仮定
※7：補機エネルギー損失および整流器変換効率を考慮した値
※8：部品の交換時期まで平均で BOL の 105%電圧で稼働すると仮定（2040 年頃については起動停止 1 回/日程度、負荷変動を含む運転を前提として平均で BOL の 105%電圧で稼働することが求められる）
※9：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の 2030 年の補機損失値を仮定
※10：電解槽性能は、動作圧力 0.1MPa、温度 80℃、電解液 KOH 濃度 6M が前提
※11：温度は 80℃前提
※12：物質移動過電圧・物質移動抵抗については、膜抵抗に限らずセル・スタックにおいて物質移動過電圧として発現する成分が対象

2.1.3　セル・スタック

- 樹脂加工やゴム材料、シーリング材料の加工については、与えられた仕様・環境での耐久性の確保を必須とし、量産・スケールアップ・コストを鼎立できる生産技術の開発が必要である。
- 二相流シミュレーション技術を活用した電解槽設計の支援が必要である。具体的には、電解液の均一供給、効率的なガス排出を実現する電解槽内部の流路・双極板[65]などの設計支援技術などが開発項目として挙げられる。
- セル・スタックの構造や組み立てに関連する課題として、抵抗低減と構造の単純化などによる高生産性を両立した電解槽や、大面積でガス拡散性が高く低コストの電解槽、ゼロギャップ構造での電極と隔膜の接触ストレスを低減する構造の開発が挙げられる。このような開発ではシミュレーションによる設計支援も必要である。
- 海外メーカー製品は AWE も 3 MPa 程度の出口水素圧力を有するため、国内でも海外市場向け製品開発を見据えた場合、将来の加圧水電解開発を念頭に置いた、加圧環境に耐えうる高強度セル・スタックの設計や加圧対応のシール技術開発などが必要である。
- 加圧型の電解槽は内部マニホールド方式が採用されている。内部マニホールド方式の電解槽共通の課題として、セルを締結した後はセルごとに内部クロスリーク試験を実施することができないため、セル締結後の各セルの内部でのピンホールを検知する技術が必要である。
- セル・スタックでの逆電流対策として、外部負荷による電解槽の放電挙動の制御などが挙げられる。

上記に記載されているゼロギャップ構造での電極と隔膜の接触は、クロスリークにも影響を及ぼすことが文献[66]で報告されている。文献で報告されている「隔膜に Agfa の PEAL UTP 500、UTP 220 を用いた場合の酸素中の水素濃度[67]」を図 2.1.3-1 に示す。実測の結果にはエラーバーが記載されており、幅を持った結果となっていることがわかる。文献では、同じゼロギャップ構造であっても、カソードと隔膜の間にわずかなギャップが生じている場合があり、このギャップに依存して、隔膜近傍の溶存水素の過飽和レベルが変動し、クロスリーク量の変動幅が大きくなっていると結論付けている。なお、論文では溶存現象を考慮したクロスリークモデルでクロスリーク量について分析しているものの、実測とモデルでの予測結果（点線）には乖離があることがわかる。このことから、現状ではゼロギャップ構造のアルカリ水電解のクロスリーク量を正確に評価可能なモデルは確立されておらず、更なる検討が必要な段階であると推察される。

---

[65] 以下、「BPP」と略記することがある。
[66] Barros, Rodrigo Lira Garcia, et al. "Impact of an electrode-diaphragm gap on diffusive hydrogen crossover in alkaline water electrolysis." International Journal of Hydrogen Energy 49 (2024): 886-896.
[67] 以下、「HTO」と略記することがある。

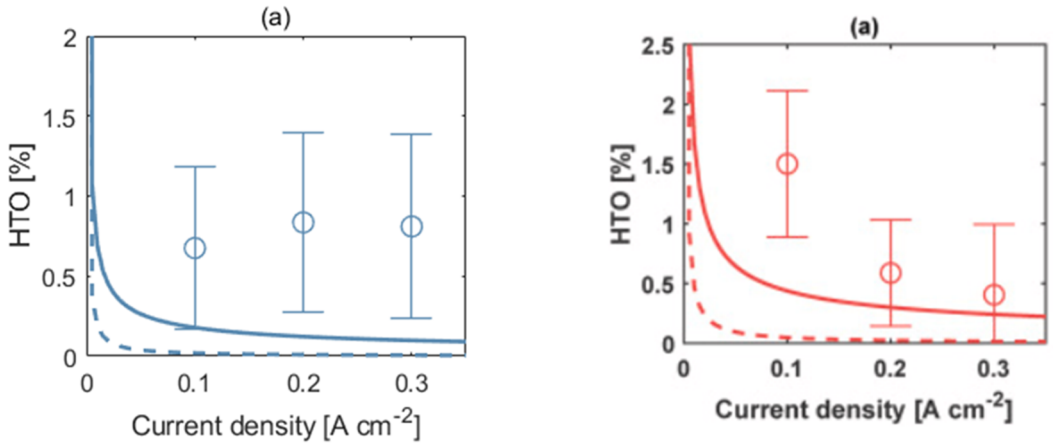


図 2.1.3-1　ゼロギャップ構造における HTO（左：PEAL UTP 500、右:UTP 220）

【凡例】エラーバー付の丸印が実測。実線は溶存考慮クロスリークモデルでの予測結果、点線は溶存未考慮クロスリークモデルでの予測結果

【運転条件】温度：25 ℃、圧力：1 bar、電解液濃度：12 wt%

【出典】Barros, Rodrigo Lira Garcia, et al. "Impact of an electrode-diaphragm gap on diffusive hydrogen crossover in alkaline water electrolysis." International Journal of Hydrogen Energy 49 (2024): 886-896.

2.1.4　隔膜

- 耐差圧性などの機械的特性の向上、耐アルカリ性向上に加え、薄膜化による抵抗分極低減とガス分離性能を両立させることが必要である。
- 上記の要求性能に優れた革新的材料や構造の探索が求められている。特に重要な技術としては無孔隔膜がある。無孔隔膜の例として、AEMWE は従来小型装置の研究開発が進められてきたが、最近は無孔隔膜を AWE に適用しようとする企業も海外では出てきており、次世代の AWE の形式として今後の動向が注目される。ここでは「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理」として、無孔隔膜の開発に関しては AEMWE に詳細を記載し、AWE の「隔膜」の技術開発課題としては AEMWE の記述を参照するものとした。
- 隔膜には耐アルカリ性とガス分離性が求められる。過去には耐アルカリ性を有するアスベストが用いられていたが、有毒性が指摘され、現在では使用されていない。代替材料として Polyphenylene sulfide[68]（PPS）が用いられている。PPS の課題としては、高融点・難溶性であることから扱いが難しい点と疎水性のため気泡が蓄積しやすくなることが挙げられる。耐アルカリ性やガス分離性の向上と合わせて、これらの課題を解決できるような材料開発が求められており、酸化物セラミックなどの他の親水性化合物が追加され、全体的な濡れ性を向上させた膜が開発されている。広く用いられているものとして、Zirfon™[69]で、これは PPS 繊維で強化された Polysulfone（PSU）と ZrO_2 粒子の多孔質複合膜となっている。
- AWE において変動電力に対応するためには、運転範囲を拡大することが重要である。特に、最低負荷を低減するとアノードにおいて酸素中の水素濃度が増大する。そのため、最低負荷

[68] 以下、「PPS」と略記する場合がある。
[69] Agfa ウェブページ https://www.agfa.com/specialty-products/solutions/membranes/separator-membranes-for-alkaline-electrolysis/

低減のためには、ガス分離性の向上が必要である。また、高電流密度化のためには隔膜の耐久性向上が必要である。耐アルカリ性向上・薄膜化・化学的耐久性を鼎立し、運転範囲を拡大できる材料開発が必要である。

- 加圧運転時はクロスオーバーが増大するため、隔膜のガス分離性能を向上させることが重要である。また、スタックした際の締結圧が増大することから隔膜の機械的強度についても向上が求められる。

革新的な無孔隔膜の研究開発の一例として、KOH 溶液を親水性ポリマー上に取り込むことで伝導性を発揮するイオン溶媒和膜が挙げられる。イオン溶媒和膜のうち主に研究されているのは KOH doped polybenzimidazole[70]である。PBI は、KOH を吸収し膨潤することで、一様な三元（水、KOH、高分子）電解質を形成する。電解液の KOH 濃度 20～25 wt%で KOH の取り込み量が最大となり、伝導度も最大値を取る。また、膜は無孔で薄くすることも可能である。課題としては、耐久性の低さが挙げられているものの、PTFE で支持することで 1000 時間の運転を達成（1000 時間運転後に電解性能 1.8 V、1.8 A/cm^2）している研究事例[71]も存在する。

2.1.5　電極

- 電極や触媒に必要な貴金属の使用量を格段に低減しつつ従来比で大幅に高い電極活性と耐久性や不純物耐性を実現する革新的な電極材料・触媒材料の開発が必要である。革新的材料の探索をはじめ、開発プロセスを加速すべく、マテリアルズ・インフォマティクス（MI）や自律・自動実験、電極構造に関するシミュレーション等の基盤技術の開発にも並行して取り組むことが必要である。
- 開発された新規材料が所望の特性を発揮できることの検証として、電極材料単体での評価に加え、電極を実機に組み込んでの起動停止耐久性の評価が必要である。AWE では、常圧型の外部マニホールド方式、欧州や中国で主流の円筒型電解槽の内部マニホールド方式といった異なるセル・スタックの様式が存在し、運転時の内部状態も異なることが想定されるため、各々で評価方法が確立される必要がある。
- 電解槽の実運転を念頭に、特定の一条件のみでなく幅を持たせた条件下での起動停止耐性の評価が必要である。幅を持った条件での評価が簡潔に実施可能な評価方法がプロトコルとして確立されることが望ましい。
- 起動停止運転時における電極の寿命は起動停止時の条件（温度など）に依存するが、メーカーによって考え方は異なっている。そのため、評価プロトコル構築のためには、起動停止の基準について明確化することが必要である。
- 水素脆化については、3 MPa 程度であれば影響が出ないと想定されているものの、実際に水素脆化が問題とならないことを明らかにできる評価試験の開発や材料開発に関する取り組みが必要である。

---

[70] 以下、「PBI」と略記する場合がある。

[71] Trisno, Muhammad Luthfi Akbar, et al. "Reinforced gel-state polybenzimidazole hydrogen separators for alkaline water electrolysis." Energy & Environmental Science 15.10 (2022): 4362-4375.

- 「触媒活性の向上」については、現状の電極材料を用いた電極の高活性化に向けた取り組みを表しており、革新的材料の開発を想定した「超高活性・高耐久・低コスト電極材料の開発」とは異なるものである。また、「金属使用量の低減」は貴金属以外の金属も含めた金属使用量の低減を図るものである。
- 海外では、触媒を混合したスラリーを、隔膜に塗布することで隔膜と触媒層を一体とした Catalyst Coated-Diaphragm を作成し、PEMWE に類似した触媒層を持ったカソードとして用いることで高性能化を図る事例が次世代の AWE のセル構造として報告されている。同様な構造をもつ電極の開発はアノードにも当てはまる。このような背景とともに、技術開発にあたっては PEMWE 類似触媒層開発の前段階として、気泡排出を促進するような電極、隔膜の構造を探索することが必要である。

アルカリ水電解のアノードとして、ペロブスカイト型酸化物、スピネル型酸化物、層状金属酸化物系の触媒などの研究が進められている。カソードとしては、合金めっきなどの研究が進められている。アノードについては、革新的な電極として、パイロクロア酸化物系超高性能触媒からなる新材料を用いたアノードが挙げられる。OER 超高活性な新規パイロクロア酸化物触媒は電解液濃度 0.1 MKOH、25 ℃において、反応開始過電圧 0.1 V 以下を達成、この触媒を高分散担持した電極材料は Ni 系触媒よりも 200 mV 以上も過電圧を低減している[72]。

2.1.6 付帯設備

- 耐アルカリ性の配管部材として用いられている Ni は近年価格が上昇しており、Ni の使用量低減による配管部材のコスト低減は重要な技術課題である。また、配管部材での Ni 使用量低減を進めた後には、配管からの溶出金属が特にカソードを被毒して劣化を招くため、カソードの耐比毒性向上や、アルカリ電解液から効率的に除去する技術が重要な技術課題となる。溶出金属が効率的に除去可能となった後は、「大気から混入した CO_2 のアルカリ電解液からの除去技術」の開発についても取り組む必要がある。
- 水電解システムのコストの大半は電解槽以外の付帯設備が占めており、システム全体のコストを下げるためには、電解槽だけでなく付帯設備のコストの削減も重要である[73]。付帯設備（特に整流器など）についての課題は、電解種別間の共通課題ととして「2.5 技術開発課題（システム制御・付帯設備）」に記載する。

2.1.7 生産技術

- 溶接などの金属加工や電極製造、セル・スタックの組立、検査などについては自動化を推進し、生産性を向上させる必要がある。
- 樹脂製の部品を使う時に大型の加工をしようとするとコストが上がる。樹脂加工やゴム材料、シーリング材料の加工について、量産しても単体で見ると数は少ないのでコストが見合わな

[72] 盛満正嗣, NEDO 水素・燃料電池報告会 2024, 発表 No.A1-4
[73] Holst, Marius, et al. "Cost forecast for low-temperature electrolysis-technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems." Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE: Freiburg, Germany (2021).

い。隔膜について GW スケールだとしてもバッテリー用の膜の製造面積と比較して少ない量にしかならずコストが下がりにくい。量産・スケールアップ・コストが鼎立できる生産技術の開発が必要である。

- AWE に用いられるグレードの樹脂・シーリング材料について大型のものを加工する場合には、デザインを変更するごとに加工工程を変える必要がある。このような状況に対応し得る量産技術を開発することが必要である。

2.1.8 評価解析・標準化

- 材料レベル
  - 個々の材料を評価するための評価プロトコルの整備や、評価方法の標準化が必要である。また、材料評価においては、実機評価レスで、開発した材料の適用可否を判断可能であることが望ましい。
  - 材料開発を支援する計測技術（触媒の電子状態観察のためのオペランド測定技術など）や分析・解析技術の開発も重要である。
  - 実際の耐久性・寿命と相関のとれるような膜、電極、その他部材の加速耐久試験法の確立が必要である。評価対象となる部材の耐久性・寿命について目安を明らかにできるような試験方法の確立が望ましい。
- セル・スタックレベル
  - 開発した電極触媒や隔膜を組み合わせて性能や耐久性を評価することが可能な技術や研究開発の仕組みを整備することが必要である。
  - 水電解槽の要求寿命（10 年＝約 9 万時間運転）の達成には、9 万時間の運転での劣化モードを短時間で再現可能な加速劣化プロトコルの開発が必須である。具体的には、9 万時間の 100 分の 1 の時間である 900 時間以下で、再現できることが望ましい。
  - 加速劣化プロトコルの開発では、材料開発効率化の観点から早期に確立可能な範囲から随時成果を公表し，材料開発加速に向けて材料開発の研究者と密な連携を行うことが必要である。また、評価手法の標準化に向けた活動も国際競争力の観点から重要である。
  - 経時劣化時の過電圧分離と劣化メカニズム解明による知見を生かして、耐久性能シミュレーション技術やその場劣化診断技術の開発も必要である。
  - モジュール数が小規模の試験設備から取得したデータを用いて、大規模なモジュールでの挙動を予測するためのシミュレーション技術が必要である。この際、複数のモジュールにはそれぞれ性能にばらつきが存在すると考えられる。シミュレーションは各モジュールの性能のばらつきも考慮した上で大規模モジュールの挙動を予測できる必要がある。
- システムレベル
  - 電解装置として以下を標準化することが必要である。
    - 電解装置（セル以外も含む）としての原単位（kWh/Nm^3）の測定方法（動作パタン・環境条件等）の標準化。
    - Beginning of Life（BOL）・End of Life（EOL）の定義の標準化。
    - 電解装置（セル以外も含む）としての劣化性能の測定方法（動作パタン・環境条件等）の標準化。

- ✧ 電解装置（セル以外も含む）としての各種性能（変動レート等）の測定方法（動作パタン・環境条件等)の標準化。
- ✧ 電解装置（セル以外も含む）としての LCA の標準化。

- 数値解析
  - ➢ 定負荷運転時のみならず変動運転時の気液二相流解析技術を開発することで、電解槽設計を支援できるようにすることが必要である。
  - ➢ 電極反応によって発生した水素、酸素は一度電解液に溶存した後、気泡となると考えられるが、気泡発生のメカニズムは十分には解明されておらず、数値解析を援用してこれを解明し、電極設計に役立てることが必要である。
  - ➢ 水電解装置のシステム性能（原単位、変動追従性など）の検討に当たり、水電解装置を使用するエンドユーザーが電解装置に求める運転条件や出力を達成するために必要となる電解装置のシステム性能を明らかにする必要がある。運転条件等からシステム性能を決定するためのシステムシミュレーションモデルと、セル劣化モデルや性能評価モデルなど双方の開発が必要である。
- 高度オペランド計測技術開発
  - ➢ 高度オペランド計測技術による気泡移動や気液二相流挙動の可視化技術と、気液二相流数値解析技術を連携して、メカニズム解明や解析技術の精度向上を加速することが必要である。

新エネルギー・産業技術総合開発機構 （NEDO）「水素利用等先導研究開発事業/水電解水素製造技術高度化のための基盤技術開発」では、水電解における各種評価法の開発が進められている。この取り組みにおいて、図 2.1.7-1 に示す、電解槽の起動停止を模擬した水電解用加速劣化試験プロトコルが提案されている。このような試験プロトコルによる評価結果と、実機による評価結果を蓄積して、試験プロトコルの結果から実機での評価を予測できるような技術の開発が望まれる。

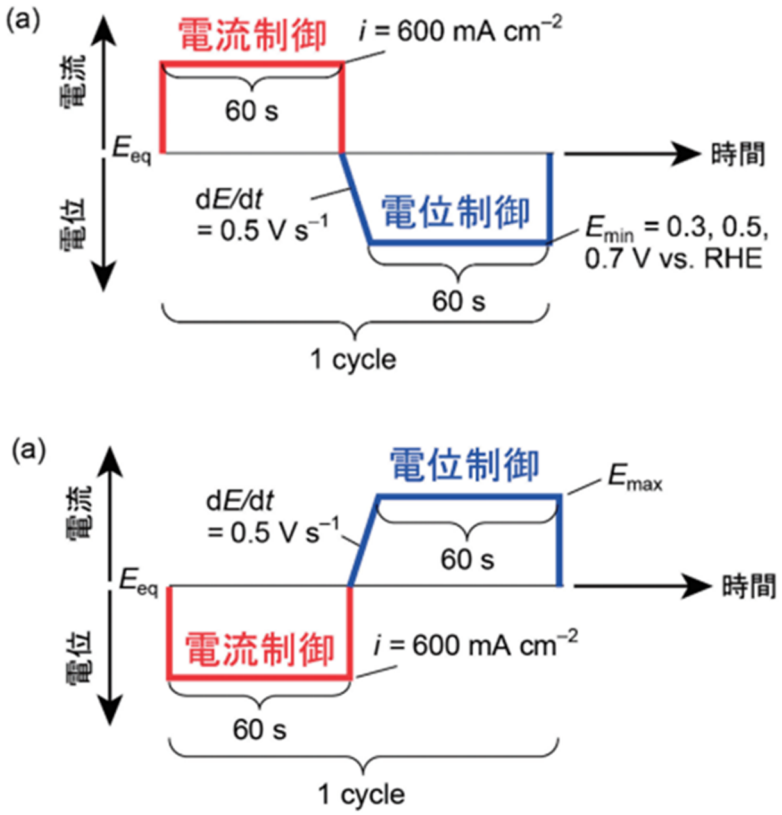


図 2.1.8-1　電解槽の起動停止を模擬した水電解用加速劣化試験プロトコル
（上図：アノード、下図：カソード）

【出典】光島重徳, et al. "水電解用電極及び電極触媒に関する測定法." 電気化学 90.2 (2022): 136-158.

2.1.9　技術実証

- 変動電源への対応要求が高まる中で、起動停止に対して十分な耐久性を持った電解槽の開発に向けて、実証を通じた実データの取得や、その解析を通じた知見・ノウハウの蓄積を行うことが重要である。
- 大型装置も評価可能な大規模な実証設備の増設・増強を行い、実機による評価を行う機会を増やすとともに、ラボレベル装置・小型装置による結果と比較できるようにすることが必要である。
- 海外では、実証が十分とは言えないレベルの装置を実際のフィールドに導入（表 1.2.5-1 の大規模なモデル事業など）して運用に供し、発生する課題に対処することで製品レベルを向上させようとしており、同様の取組を日本においても進めていくことが必要である。

2.1.10　規制対応

- 加圧試験のガイドライン作成
  - 海外では約 3 MPa の出口圧力を持つ水電解装置が主流である。日本では、高圧ガス保安法において常用温度でのゲージ圧力 1 MPa 以上となる圧縮ガスの製造に対する規制が存在し、現状では水電解装置の出口圧力を 1 MPa 未満とする例が主である。将来的にわが国の水電解装置を海外に展開することを想定すると、国際的な競争力を高めるために

は海外と互換性のある規則・仕様を持った水電解装置の開発を加速することが不可欠になる。高圧ガス保安法が研究開発や商用化の障害とはならず、安全を担保した上で加圧運転を実施可能な環境を整備することを目指して、加圧試験を実施する場合に準拠すべきガイドラインを策定するような取り組みも必要である。

- 強アルカリ溶液利用にあたり装置の備えるべき機能指針、設置指針、安全対策指針策定
  - AWE で電解液として用いる水酸化カリウムや水酸化ナトリウムなどの高濃度アルカリ溶液は劇物であるため、設備からのアルカリ溶液流出対策や、流出時に備えた対応など、高濃度アルカリ溶液特有の機能や安全設計指針を策定することが普及のためには必要である。

2.2　プロトン交換膜水電解の技術開発課題

2.2.1　概要

PEMWE の特長として、高電流密度での運転が可能であり、変動応答性能に優れるなどが挙げられる。一方で、貴金属や電解質など使用部材のコストが高く、電解槽のコストは AWE に比して高いとされることが課題である。特にアノード触媒で利用される Ir は極希少な貴金属であり、将来にわたり十分な量の PEMWE 導入に必要な Ir 需要量と、利用可能な Ir 資源量の関係がボトルネックとなるものと想定される。そのため、Ir 使用量低減・フリー化技術の開発は低コスト化のみならず、将来の普及に向けての喫緊の課題の一つである。

また、今後の変動再エネ導入拡大下での活用に向けては、変動運転下での電解槽および付帯設備の耐久性や応答性の向上が必要と考えられ、系統・再エネからの様々な電力パタンを想定した各種部材の劣化メカニズムの解明や評価解析のための基盤技術の開発、評価プロトコルの作成を進めるとともに、革新的材料開発や高コスト部材の使用量抑制へフィードバックしていくことが重要である。

本検討では、2022 年度の「水電解技術開発ロードマップ策定に向けた課題整理」の内容をもとに技術課題について再検討・整理した。特に、本検討では主に電解槽の材料や部材、評価解析手法などの研究開発につながる目標値の検討に主軸を置き、2040 年時点での電解槽の技術開発目標と、そこに至るまでの技術開発シナリオを策定した。

1 章において、2040 年頃において再エネと系統から調達した電力を活用したグリーン水素製造について達成すべき水素製造コストの水準を 18 円/Nm^3 と置いたときに、電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%または電力価格 3.0 円/kWh、設備利用率 70%のケースにおける水電解システムの技術目標を議論し、表 2.2.1-1 に示すとおりにまとめた。

水素製造コストを低減するには安価な電力の確保を前提に、可能な限り設備利用率を上げるとともに、数量効果による電解槽、付帯設備のコスト低減に加え、設置コストや間接費を含めてシステム総資本コストを低減する必要があるが、これは電気代や資本代の低減のみで達成されるものではなく、長寿命化（スタック交換までの時間延長、交換回数の減少）および高性能化による高電流密度運転も要求される。

目標達成に向けた技術開発のシナリオは図 2.2.1-1 に示したとおりである。系統電力を活用した定常な運転を行う場合、水素製造コストにおいて電気代が占める割合が大きく、グリーン水素の大規模製造のためにクリーンな電力を利用する想定では電気代が大きく低減しない限りは水素製造コスト目標を満たすことはできない（図 2.2.1-1 の①-B 系統：系統からの動的調達のケースで平均電力価格 7 円/kWh、設備利用率 99%とした場合）。

グリーン水素の製造のために再エネを活用することを想定すると、安価な変動電力の活用が重要となり、例えば、太陽光（PV）であれば設備利用率 25%程度となるが、将来的には発電コストの低下が期待され（今回は 2 円/kWh と設定）、電気代の低減に寄与するものの低い設備利用率により資本代および O&M 代の寄与が大きく、水素製造コストは増大する結果となる（2.2.1-1 の①-C 再エネ：再エネからの調達のケースで平均電力価格 2 円/kWh、設備利用率 26.5%とした場合）。

表 2.2.1-1　PEMWE システムの技術目標値

（電力価格 2.5 円/kWh・設備利用率 40%または電力価格 3.0 円/kWh・設備利用率 70%において、水素製造コスト 18 円/Nm³ を満たす水準）

項目	PEMWE	
	現在値	2040 年頃
システム耐用年数	20 年	20 年
システム総資本コスト※1 （コスト総額）	40.0 万円/kW※2 （430 百万円）	5.7 万円/kW （122 百万円）
年間 O&M コスト率※2	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%
交換時間（交換回数）※3	40,000 h（4 回）※4	90,000 h（1 回）※5
交換コスト率※6	システム総資本の 15%	システム総資本の 15%
電解槽･システム仕様		
システムエネルギー消費量（BOL）※7	4.68 kWh/Nm^3	4.62 kWh/Nm^3
システムエネルギー消費量（平均）※8	4.91 kWh/Nm^3	4.85 kWh/Nm^3
システム容量（BOL）	1.074 MW (AC)	2.123 MW (AC)
補機エネルギー損失※9	5%	5%
整流器変換効率	98%	98%
水素製造量	230 Nm^3/h	459 Nm^3/h
出口水素圧力	常圧（～0.8MPa 程度）	最大 3 MPa
電解槽容量	1 MW (DC)	1.976 MW (DC)
電解槽動作点（BOL）※10	1.82 V at 2.0 A/cm^2	1.8 V at 4.0 A/cm^2
電解セルの反応面積	1,500 cm^2	1,500 cm^2
電解槽のセル数	183	183

※1: システムコストはスタックと付帯設備の製造コストと製造元のマークアップ（合わせて未設置コスト）、設置コストおよび間接費を含む

※2：European Hydrogen Observatory 2024（https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost）の値を仮定

※3：電解槽の BOL からセル電圧が 10%上昇するまでの時間。部品（電極･隔膜/セル）の交換時間として設定、交換時間はシステムの実稼働時間ではなく実時間として定義

※4：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による寿命値 PEMWE（4.5-8 年）、AWE（6.8-9.1 年）の最低値を仮定、ただし定格運転前提の耐久時間であることに留意、本ロードマップでは電解槽の BOL から電圧上昇 10%までの交換時間（PEMWE はスタック、AWE は部品（電極、隔膜等））、4.5 年=約 40,000h の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 4 回、6.8 年=約 60,000h の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 2 回

※5：最大で起動停止（1 回/日）程度、負荷変動を含む運転を前提、90,000h（10 年相当）の実時間でシステム耐用年数 20 年とすると交換回数 1 回

※6：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の報告による総資本コストに対するスタック（PEMWE）、スタックの隔膜･電極（AWE）の割合を仮定

※7：補機エネルギー損失および整流器変換効率を考慮した値

※8：スタックあるいは部品の交換時期まで平均で BOL の 105%電圧で稼働すると仮定（2040 年頃については起動停止 1 回/日程度、負荷変動を含む運転を前提として平均で BOL の 105%電圧で稼働することが求められる）

※9：Fraunhofer ISE, “Cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems”の 2030 年の補機損失値を仮定

※10：PEMWE は動作圧力～0.8MPa、温度 50℃（現在値）、動作圧力最大 3MPa、温度 80℃（2040 年頃）、AWE は動作圧力 0.1MPa、温度 80℃、電解液 KOH 濃度 6M が前提（現在値、2040 年頃）

系統電力との併用などにより設備利用率を向上すると電気代とのトレードオフがあり、例えば豪州での PV および卸売電力市場からの電力購入の例では 2.5 円/kWh の電気代で設備利用率 40%を確保することが将来的に期待でき、水素製造コストが低減する（図 2.2.1-1 の①-D 再エネ＋系統：再エネと系統のハイブリッド調達のケースで平均電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%とした場合）。

このうち資本代および O&M 代を低減することが今後の課題となる。水電解システムの年産規模 10MW/年/社を基準に 100 倍程度（1GW/年/社）を想定した数量効果によって、約 47%まで水素製造コストの低減が可能と期待され（図 2.2.1-1 の②-D 系統＋再エネ＋数量効果）、さらに高性能化による高電流密度運転（動作点 1.8V・4.0A/cm²）の実現と 90,000 時間程度の長寿命化によって、約 27 円/Nm³ の水準となる（図 2.2.1-1 の⑤-D 長寿命化＋高電流密度化）。

さらに目標の 18 円/Nm³ まで水素製造コストを低減するためには、電解槽製造の高スループット化によるコスト低減（電解槽コスト現在比 70%減、図 2.2.1-1 の⑥-D 電解槽生産性向上）に加え、システムコストの大半を占める付帯設備のコスト低減に加えて、設置コストや間接費の低減（未設置コストの 100%から 40%まで低減）、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減が求められる（図 2.2.1-1 の⑦-D 最終目標）。なお、本検討では主に電解槽の技術開発について着目しているが、水素製造コスト低減に向けた、数量効果によるコスト低減に必要な生産技術の詳細、付帯設備やシステム全体についての詳細な検討は将来の課題として残っている。特に、付帯設備については 2022 年度の課題抽出の結果を踏襲しており、今回の検討で詳細な議論は実施できていないため、これらについては今後の課題として指摘するにとどめる。どのような電力を活用するかといった上流側の課題や、どのような性状の水素を製造するかといった下流側の課題とも関連する要素であり、今後の 2030 年頃に向けた技術実証と併せて検討を進めていく必要がある。

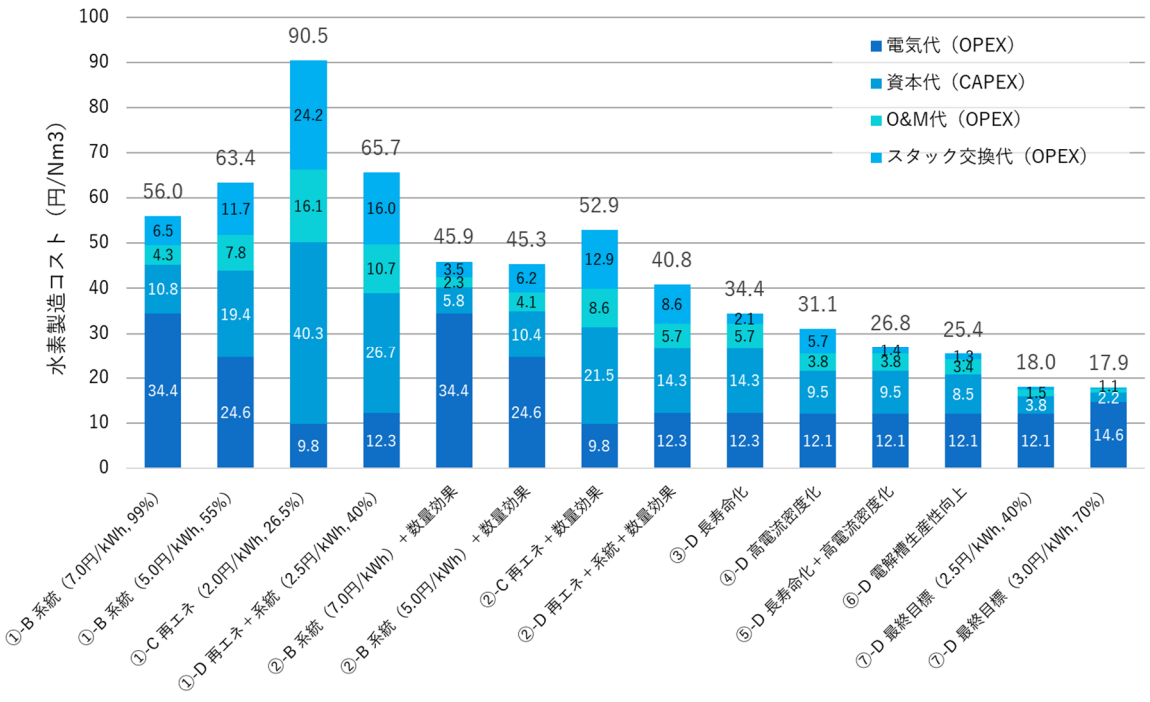


図 2.2.1-1　水素製造コスト低減シナリオ　※図 1.5.3-4(a)の再掲

PEMWG では、こうした目標値の議論に基づき、PEMWE に関してより詳細な検討が必要な項目について議論を深めるとともに、部材などの技術開発課題に落とし込むための議論を行った。本章ではこれらの議論について解説する。続く 2.2.2 節では、高電流密度化と性能向上の関係についての議論を、2.2.3 節では高温化および加圧運転についての議論をそれぞれ示す。2.2.4 節では貴金属量低減目標についての議論をまとめる。特に、アノード触媒に使用される Ir 目付量については、コスト面ではなく資源制約の観点からの議論が必要であった。さらに、2.2.5 節では、変動電源の活用による影響をより具体的に検討するとともに、活性や抵抗、耐久性などの性能の影響について検討するために実施したシステムシミュレーションについての結果を示し、2.2.6 節では部材性能などと併せて一段階詳細化された目標値について取りまとめる。2.2.7 節では目標値に基づく技術開発課題を議論し、ロードマップへの記載内容を解説する。2.2.8 節以降ではセル・スタックや MEA、電解質膜などの構成要素や評価解析技術などの各項目について、ロードマップに記載した内容を解説する。

また、水電解においてはどのような電源を活用するか、というユースケースに合わせた開発が重要であるが、今回は十分に安価な再エネ（特に PV を仮定）と系統電力の併用により 2.5 円/kWh 程度の電力を確保する、との仮定を置いており、再エネや系統電力と水電解との関係については今後の 2030 年頃までの技術実証とあわせて検討すべき課題とした。

加えて、電解槽の性能に関連する検討についても、水電解の研究開発状況として、劣化メカニズムの把握や高温化・加圧運転による影響の評価、アノード・カソード双方での触媒特性の把握やクロスオーバーのメカニズム把握などが不十分であるため、単純化した仮定に基づく検討を行ったにとどまる。このため、本ロードマップで設定した目標値についても、今後の評価解析手法の研究開発の進捗とあわせて見直しを行っていくことが重要である。

2.2.2　高電流密度化と高効率化について

高電流密度化について 4.0A/cm^2 の水準を置いたが、どの程度の高電流密度化が適切であるかについては、コストとエネルギー効率の両面からの議論を行った。以下ではこの議論の内容を目標値設定に対する補足として示す。目標とする動作点 1.8V・4.0A/cm^2 を再現可能な電流密度－電圧（I-V）性能（図 1.5.3-2 の高性能 I-V）に対し、電流密度を 4.0/cm^2 まで増大したときの水素製造コスト、および電気代・O&M 代・資本代の寄与を図 2.2.2-1 に示した。この図からは、4.0A/cm^2 を超えて電流密度を増大させても水素製造コストの低減が可能であることが示唆される。高電流密度化することで水素製造コストへの資本代の寄与が減少する一方、高電流密度で運転した場合には電解電位が増加し、エネルギー効率が低下するために電気代の寄与は増大する。したがって、高電流密度化したときの水素製造コストの低減は、資本代の寄与の低減と電気代の寄与の増大のバランスを考慮する必要がある。

ここでは 2.5 円/kWh と安価な電力が調達できる状況を仮定していることに加え、図 1.5.3-2 の左図に示したように、抵抗低減による相当の効率改善を仮定しており、高電流密度化によるエネルギー効率の低下が緩やかであるため、高電流密度化したときの水素製造コストに対する最適点は相当高い電流密度にあるものと考えられる。

一方で、動作点を高電流密度化するとセル電圧が増大し、エネルギー利用の観点での効率の低下や、耐久性の低下、整流器や流体機器等の付帯設備に対する負荷の増大などの課題を生じかねない。

実際に図 1.5.3-2 の基準 I-V で 4.0A/cm² の動作点を確認すると、2.1V まで電圧が上昇する。高電流密度化したときのセル電圧の目安として、Hydrogen Council などで議論されている LHV 比 70%のエネルギー効率を目標とすると、電圧を 1.8V 程度まで低減することが必要となる。

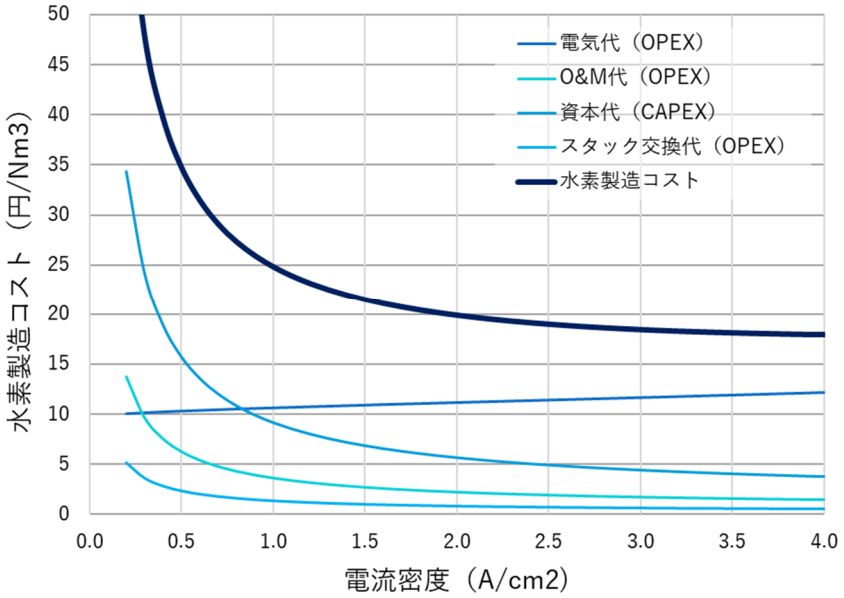


図 2.2.2-1　仕様 C（表 1.5.3-2）の高電流密度化による水素製造コスト低減効果
（電力価格 2.5 円/kWh、設備利用率 40%の場合）

後に示すシステムシミュレーションでは、活性向上（現行比で触媒活性 10 倍）、および抵抗低減（Nafion 膜厚さ 76.2μm 水準とし、膜以外の抵抗成分は変更しない）を行った場合の IV 性能を図 2.2.2-2 のように確認し、この場合に図 1.5.3-2 の高性能 I-V と同水準の実現可能であることを確認している。[74]今回の検討では、これ以上の性能向上による高電流密度化は難しいものと考え、1.8V・4.0A/cm² をおおよその性能目標として議論を進めることとした。性能向上に向けた各部材の目標値については、システムシミュレーションによる感度解析も活用して、より詳細に議論する。高電流密度化を想定したときの電解槽レベルでの主要な技術開発課題としては、耐久性の確保と、抵抗低減とクロスオーバー低減の 2 つが挙げられる。高電流密度では触媒の溶出の加速や、電極の摩耗、剥離などが発生することが報告されており、触媒劣化の加速が懸念されることから、耐久性の向上が重要な課題となる。さらに、高電流密度ではプロトン輸送抵抗の影響も

[74] ここでの試算では S. M. Alia et. al., J. Electrochem Soc., 171 024505 (2024) Fig.1(b)から読み取った膜厚-抵抗関係を使用している。同じデータでは活性を向上せずに N212 膜（膜厚 50.8μm）を使用した場合にも動作点 1.8V・4.0A/cm² が達成可能であると示されており、「活性等倍・膜厚 50.8μm 相当の抵抗低減」「活性 10 倍・膜厚 76.2μm 相当の抵抗低減」あるいはこれらの中間が動作点 1.8V・4.0A/cm² を達成可能な性能向上目標値として示唆される。具体的な目標値は各種のトレードオフを考慮した技術開発の難易度などを考慮して絞り込んでいく必要がある。

大きくなり、これを薄膜化によって抑制しようとするとクロスオーバーの問題が懸念されるため、抵抗低減とクロスオーバー低減の両立も課題となる。

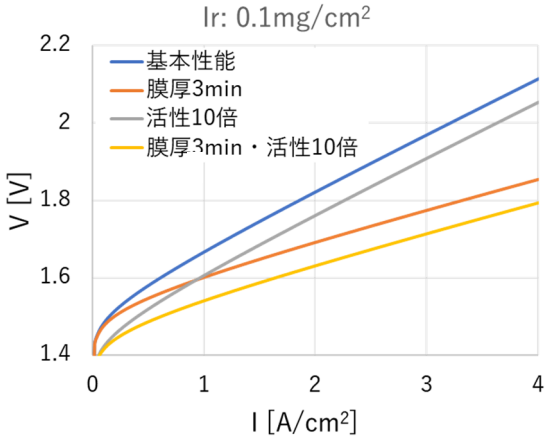


図 2.2.2-2　システムシミュレーションで検討した性能向上（図 A.4-1(b)を引用）
（基本性能に対し、橙：膜厚 25.4μm 相当の抵抗低減、灰色：活性 10 倍相当の活性向上、黄：膜厚 76.2μm 相当の抵抗低減と活性 10 倍相当の活性向上の両方を考慮した場合の 3 水準を検討。なお、グラフ凡例の 3min は 3 ミリインチ=76.2μm を指す。）

2.2.3　高温化及び加圧運転について

1 章において、ガスパイプラインへの注入など輸送・貯蔵用途を念頭とした海外製品との競争力確保に向けて加圧運転対応も課題の一つとしたが、PEMWG においても、将来的には 80℃程度の高温化および 3MPa 程度の加圧運転の実現が必要との議論があった。

高温化及び加圧運転について、PEMWG での議論にて想定したメリット及びデメリットを表 2.2.2-1 に示す。高温化については将来的に再エネ適地などの高温環境での水電解導入を考慮するとシステムの冷却のために重要であり、活性の向上の観点でも有効である。

加圧運転についてはパイプラインへの供給などが想定される海外市場での競争力の確保のために重要とする議論がある。一方、いずれも耐久性やクロスオーバー増加などのデメリットが無視できない。本検討では 2040 年に向けた技術開発を想定し、技術面では高い目標を設定するため、高温化および加圧運転についても目標に含めることとした。具体的な温度及び圧力の目標値については、定量的に評価する指標が確立されていないため、耐久性などの研究成果が多い 80℃および海外の製品などでしばしば上限圧力とされている 3MPa を当面の目標とする。部材の研究開発においては高い目標を目指しつつ、こうして開発した部材をどのように活用するかについては、活用する電源や環境、製造する水素の用途などと併せて検討すべき課題である。また、高温化及び加圧運転によるスタックの性能や耐久性、付帯設備などに求められる性能や耐久性、システムコストなどへの影響は定量的に評価できておらず、こうした評価の指標を確立することは 2030 年頃に向けての実証とあわせて重要な課題である。

表 2.2.3-1　高温化及び加圧運転によるメリット・デメリットの整理

項目	メリット	デメリット
高温化（80℃）	・触媒活性の向上 ・電解質抵抗の低減 ・高温な環境でも冷却に有利	・劣化の加速 ・クロスオーバーの増加
加圧運転（3MPa）	・気泡影響の低減（気泡体積減少） ・後段の圧縮及び乾燥に有利	・クロスオーバーの増加 ・電解槽の効率低下 ・機械的劣化の加速 ・補機も含めたシステム効率・コストとのバランス

2.2.4　貴金属使用量低減に関する目標

PEMWE の場合、貴金属としては Ir がアノード触媒に、Pt がカソード触媒にそれぞれ使用される。加えて、高電位となる多孔質輸送層（PTL）および双極版（BPP）のコーティング材として主に Pt（Ir や Au などの場合もある）が用いられる。

このうち、Ir については極希少な資源であり、Ir 資源のうちどの程度が PEMWE 向けに使用可能か、という制約を回避するためには、Ir 目付量の低減が必要となる。また、Ir および Pt のいずれも高価な貴金属であるため、コスト面からの制約も議論しておく必要がある。一方で、触媒層の貴金属目付量低減は触媒活性向上および耐久性向上とのトレードオフが、PTL や BPP の貴金属コーティング量低減は接触抵抗低減および耐久性向上とのトレードオフがそれぞれ存在するため、これらを両立するような研究開発が課題となる。特に、2.2.2 節で議論した高電流密度化を考慮した場合、耐久性の課題が顕著となる可能性が想定される。

本検討では、まず Ir 資源量による目付量への制約について、文献のモデルを参考とした将来の Ir 需給に関する検討を行った。Clapp ら[75]は、IEA NZE シナリオなどの水素需要量予測をもとに、水素需要量のうち PEMWE が担うシェアおよびシステムエネルギー効率を仮定したときの PEMWE 導入量目標を時系列データで与え、Ir に対する需要量を計算するモデル化を行っている。このとき、PEMWE の Ir 目付量については、mg/W 単位での使用量が将来的な技術革新によってどの程度時系列的に低下していくかの予測を組み込んだ解析を行っている。Ir 資源としては、現状での採掘量 7.5t/yr に対し、既存の利用先からの転換によって 20%にあたる 1.5t/yr が PEMWE に対して使用可能であると仮定している。加えて、PEMWE スタックの寿命を仮定し、寿命を迎えたスタックから一定の割合で Ir が回収されて新たな PEMWE 製造に使用されるものと仮定している。Clapp らのモデルについて、モデル化の考え方を表 2.2.4-1 にまとめた。

[75] Mark Clapp et. al, Catalysis Today 420 (2023) 114140

表 2.2.4-1　Ir 需給バランスのモデル化の考え方

項目	考え方
PEMWE 導入目標	IEA の水素需要量シナリオに基づき、各年に目標とする水電解容量を計算。
新規 PEMWE 容量	[PEMWE 需要量] – [導入済み PEMWE 容量] + [更新分 PEMWE 容量] として計算、 上限として、[年間 Ir 供給量] + [年間 Ir リサイクル量]を超える Ir は使用できないものと仮定
更新分 PEMWE 容量	各年で新規に導入した PEMWE が平均 10 年、標準偏差 3 年の正規分布に従う寿命を持つと仮定。寿命を迎えた導入済みの PEMWE 容量を更新する必要があるものと計算
年間 Ir 供給量	Clapp らの議論に従って 1.5t/yr（年間 7.5t/yr の産出量の 20%）と仮定
年間 Ir リサイクル量	寿命を迎えた導入済みの PEMWE の製造時に使用した Ir がリサイクルされるものと仮定し、リサイクル率については将来的な推移を仮定

今回の解析では、Clapp らのモデルをもとに、需要量に対する考え方や前提となる仮定条件を修正し、本事業で検討するロードマップと前提を合わせた検討を行った。まず、Ir 需要量については、各年において必要な水素需要量のうち十分なシェアを満たすだけの PEMWE が導入されるものとした。但し、各年においては PEMWE が利用可能な Ir 産出量（1.5t/yr）とリサイクル分を合計した Ir 資源のみが利用可能であるものと仮定した。このため、Ir 資源が不足していれば PEMWE 導入目標との乖離が広がり、さらに需要量が増大する可能が含まれる。今回の解析での仮定条件と Clapp らのモデルの仮定条件の比較を表 2.2.4-2 にまとめた。水素需要量予測は NZE2022 から NZE2024 に更新した値を使用しているほか、設備利用率として PV 中心の再エネで到達可能な水準として 40%を仮定した。特に後者の仮定は、同じ水素需要量に対して 1.5 倍の PEMWE を導入しなければならないことを意味する。システムエネルギー効率については、前節で説明した通り、今回のロードマップにおいて高電流密度化を技術開発の方向性として検討する方針から、セル電位を 1.8V と仮定し、電流密度が 1.8A/cm^2 から 4.0A/cm^2 まで増大するシナリオとした。加えて、リサイクル率についても、溶出する Ir の回収に関する技術的な難易度や、将来的に低目付化したときに Ir の回収難易度が上昇することを考慮し、Clapp らのように 100%ではなく 90%が上限となるものと仮定した。将来的な Ir 目付量の低減については、2035 年に指定の水準まで指数関数的に低減するものとし、2035 年の Ir 目付量（mg/cm^2 単位）に関するパラメータスタディを行った。

表 2.2.4-2　Ir 需給バランスの考え方の比較

項目	Clapp らの仮定*1	本ロードマップでの検討
水素需要量	NZE2022 に準拠	NZE2024 に準拠
設備利用率	60%	40%（※Clapp らに対して 1.5 倍の PEMWE 需要量となる）
PEMWE シェア	40%	40%
Ir 目付量	2020 年 1mg/W から、2030 年頃に 0.04mg/W まで低下	2025 年 0.123mg/W から、2035 年 0.014mg/W まで指数関数的に低下（後述の動作点とあわせて、2025 年 0.4mg/cm^2 から 2035 年 0.10mg/cm^2 へ削減する水準。さらに、2035 年の目付量に対する感度解析を実施）
動作点電圧	2020 年 1.8V から 2040 年 1.7V まで低下	1.8V（70%LHV）で一定
動作点電流	－（mg/cm^2 換算しない）	2025 年 2.0A/cm^2 から 2035 年 4.0A/cm^2 まで増加
システムエネルギー消費率	2050 年までに 6.5%まで低下	2050 年までに 6.5%まで低下 （※整流器変換効率 98%、補機損失率 5%）
リサイクル率	2020 年 70%から 2035 年 100%へ上昇	2020 年 70%から 2035 年 90%へ上昇、その後一定

解析の結果を図 2.2.4-1 に示す。2035 年時点で 1.8V・4.0A/cm² を動作点と仮定し、この時の Ir 目付量を 0.10mg/cm² とする水準の Ir 使用量低減（0.014mg/W）の場合、2030 年頃から Ir の需給バランスが改善に向かい、2040 年頃には水素需要量に対して十分な量の PEMWE を導入することが可能である。一方、0.12mg/cm² 水準では需給バランスの改善はみられるものの、十分な量の PEMWE を導入することはできない。

IEA NZE シナリオでは 2030 年頃にもかなりの量の水電解導入が想定されているものの、今回のロードマップの検討では、最近の世界のグリーン水素プロジェクトの開発動向も踏まえながら 2030 年頃までを本格普及前の「実証の時期」と位置づけている。したがって（全期間で Ir 需給をバランスさせる目付条件を課するのではなく）、2040 年頃の Ir 需給バランスが十分成立することをシナリオ成立の条件とする方針と定め、NZE2024 シナリオの水素需要量を仮定した場合に、十分な PEMWE を導入する上で必要な Ir 目付量の低減目標として 0.10mg/cm² の水準が得られる。

この目標水準は産業界の現状把握とも一致するとの意見を得ており、本ロードマップにおいては 2040 年の Ir 目付量目標値として 0.10mg/cm² を採用する。但し、ここで実施した試算は表 2.2.4-1 や表 2.2.4-2 に示した前提条件に強く依存するものであり、例えば水電解導入目標の増加や PEMWE シェアの増加、Ir リサイクル率の低下などによって Ir 目付量の低減目標はより厳しい値となる。このため、0.10mg/cm² をこえた目付量低減についても技術開発を検討しつつ、水素需要量の見通しなどを考慮しながらシナリオと目標値を更新していくことが必要である。

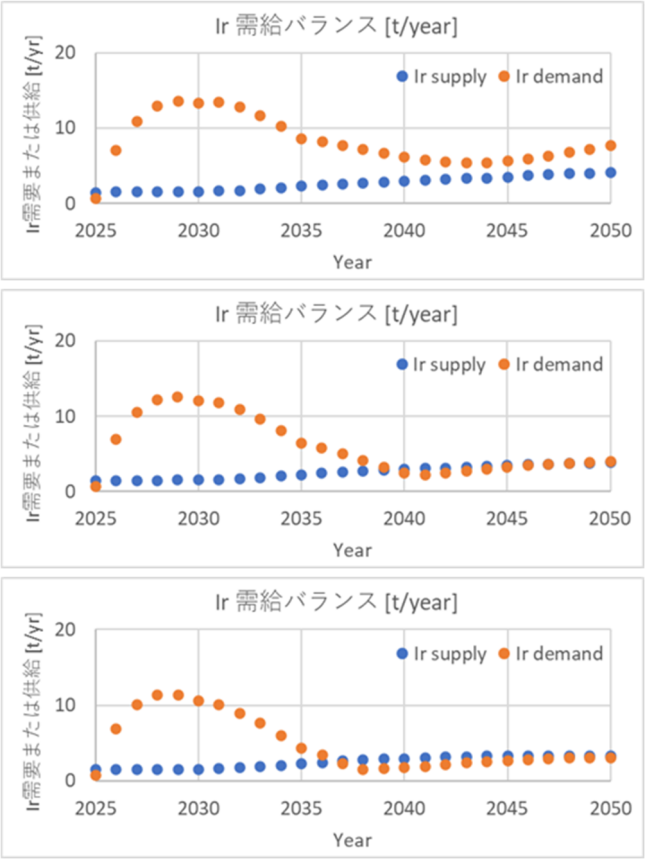


図 2.2.4-1　Ir 需給バランスモデルの検討結果

（2035 年 Ir 目付量目標を上： 0.12mg/cm²、中：0.10mg/cm²、下：0.08mg/cm² とした場合）

Ir 使用量に関してはコストの観点からも制約が生じることが考えられるが、資源制約による制限 0.10mg/cm² を前提とすると、コスト面では十分に低減されているものと予想される。例えば、図 2.2.4-2 左上に示した DOE によるコスト分析では、Ir 目付量 2.0mg/cm² を前提に、おおよそ 80 ドル/kW というスタック製造コストへの寄与が見積もられている。これを 0.1mg/cm² まで低減すると 4 ドル/kW となり、想定するスタックコスト（総資本コスト目標の 15%として 0.86 万円/kW）に対して十分低い比率となる。

したがって Ir 目付量の違いに対しては数百円/kW 程度の感度となるため、コストの観点から Ir 目付量の目標を議論することは難しいものと想定される。

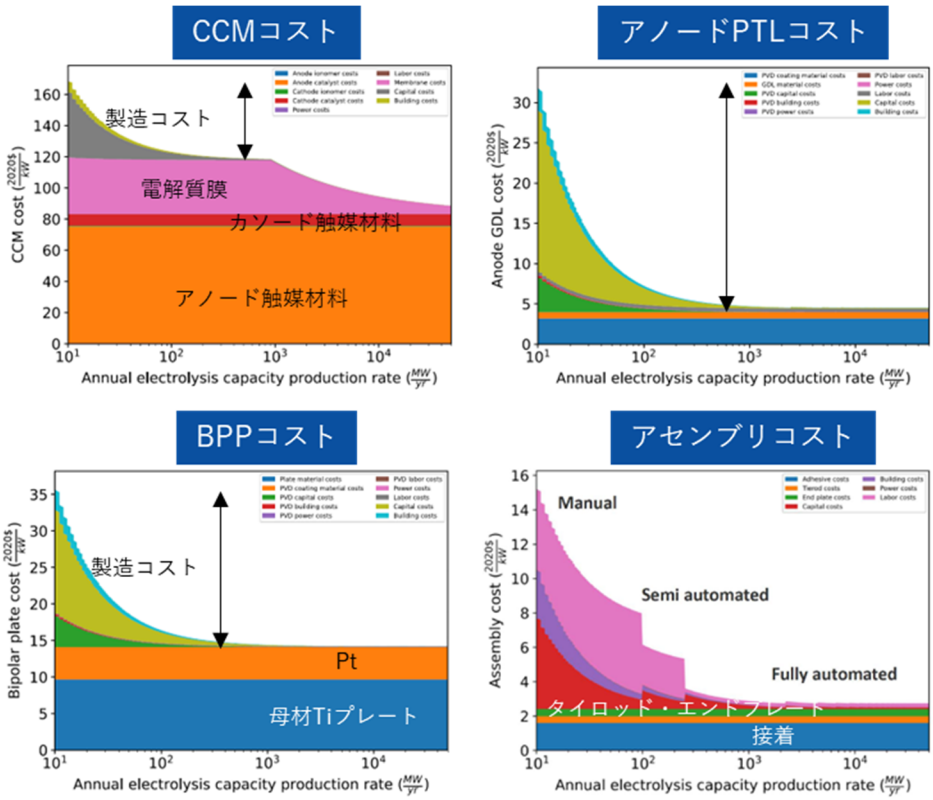


図 2.2.4-2　DOE による PEMWE のコスト分析

Pt に関しては希少ではあるものの Ir と比較すれば資源量は相対的に豊富であり、技術的に近しい PEM 形燃料電池分野でも既に使用量の低減が進んでいる。特に、水電解におけるカソード反応（水素発生反応：HER）と逆の反応（水素酸化反応：HOR）が生じる燃料電池アノードについては、Pt 目付量として 0.03mg/cm² の水準が達成されている。一方で、HER に対する白金触媒の特性は現時点では解明されておらず、詳細な性能を議論することは難しい。本 RM では、後述する PTL と同等であり、燃料電池で達成されている水準よりもやや制限として緩やかな 0.1mg/cm² を目標値として設定することとする。資源制約の観点ではおおよそ車載用燃料電池と同程度からそれ以下の使用量となるものと想定されるが、既存の白金用途の代替技術から転用可能な白金量の推定など、将来に向けて詳細な議論が必要である。コスト面でもこの水準であれば

図 2.2.4-2 の前提から 1/10 に低減されており、1 ドル/kW 以下となるため、コスト感度は十分低いものと考えられる。

PTL 被覆に使用される Pt 量については、現状での標準的な使用量が 1mg/cm^2 のオーダーであり、カソード触媒層における使用量の低減と併せて、PTL での使用量も低減する必要がある。被覆量による性能影響は主に接触抵抗および耐久性の観点で生じ、現状では知見が限られシミュレーションモデルなどを用いた検討は難しいが、Ir コーティングとの比較で以下のような議論が可能である。Carmo ら[76]によれば、Ir でコーティングする場合、PTL の構造などにも依存するが 0.025mg/cm^2 の目付で十分低い接触抵抗が実現でき、それ以上の目付量では性能が向上しなかったと報告されている（図 2.2.4-3）。Ir にはこれまで議論してきたように厳しい資源制約が存在するため、コーティング材として Pt が Ir よりもコスト面で有利となる条件をおくと、Pt と Ir の価格比は現時点で約 5 倍であるから、Pt コーティングの使用量制限は 0.125g/cm^2 と計算できる。本ロードマップでは Pt の目付量のオーダーとして 0.1mg/cm^2 を採用することとする。

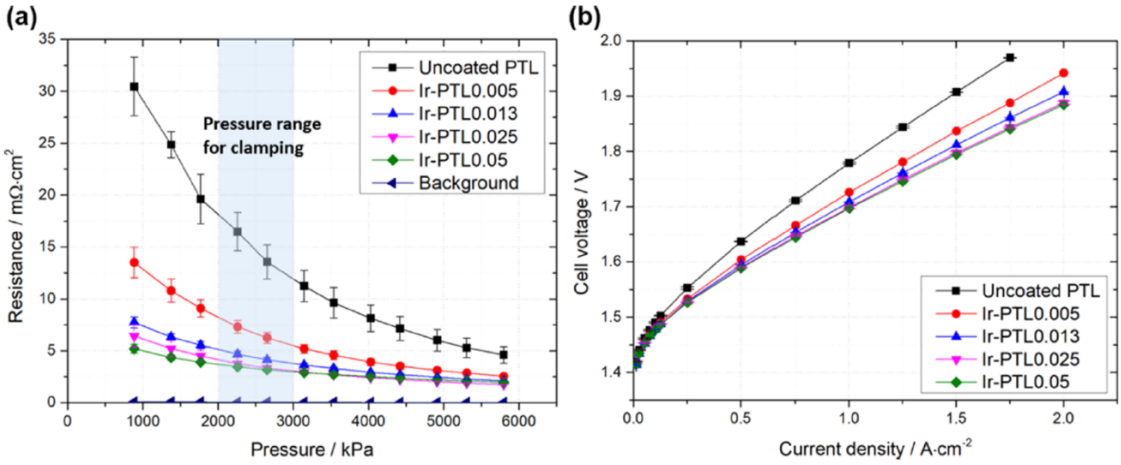


図 2.2.4-3　Ir による PTL コーティングの性能に関する研究（Carmo ら）
（異なる Ir 目付量の PTL コーティングに対して、横軸を締結圧としたときの接触抵抗（左図）および I-V 性能（右図）のプロット）

2.2.5　システムシミュレーションによる感度解析

ここまでの議論では、定常な動作点を仮定した試算に基づいて目標値を議論したが、将来的に想定されるクリーン水素の大量生産に安価な電力を使用するためには、変動する再エネを直接使用する、あるいは系統電力に余剰が出て市場価格が低い時間帯で電力を使用する、といった運用が必要となるため、変動電力の利用を前提とした検討を進めていく必要がある。

また、I-V 性能や動作点、耐久時間などの目標から部材などの技術開発目標を議論するには、部材の特性によるコスト等への影響を分析する必要がある。このため、本検討では、株式会社豊田中央研究所の協力によって再エネ利用時の具体的な運転状況をシミュレーションするとともに、部材の特性に対する水素製造コストの感度解析を行い、電解槽の材料・部材目標の検討に活用した。ここでは目標値及び技術開発項目の検討に必要な事項を議論するにとどめ、シミュレーションに関する詳細は Appendix を参照されたい。

[76] Marcelo Carmo et.al., ACS Appl. Mater. Interfaces 2021, 13, 16182-16196

システムシミュレーションでは、ENEOS 株式会社からご提供いただいた豪州クィーンズランドでの太陽光（PV）電力の時系列データおよび同地域・同時期の電力市場価格を用い、PV 電力と系統電力のハイブリッドを電源として PEMWE による水素製造を行った場合を想定し、PEMWE の具体的な運転状況（システム寿命 20 年間にわたる水電解出力の時系列変動）を仮定した場合の水素製造コストのシミュレーションを行った。

具体的には、電力購入価格閾値をパラメータとして、図 1.5.3-2(a)に示したような PV と系統ハイブリッドの投入電力パタンを複数出力し、水素製造量と電力コストを積算して求めるとともに、総資本コストおよび交換コストを仮定したときの資本代を求め、水素製造コストを見積もる解析を行った。

シミュレーションの特徴としては、起動停止による劣化と変動運転の単位時間当たりの劣化の 2 つの影響を仮定し、運転に応じて時々刻々と電解槽効率が低下するものとして計算ができることである。今回は、投入電力パタンに応じて BOL から 10%の性能低下が起きた時点をスタック交換時期として、交換を行うごとにスタック交換コストが発生するものとした。また、文献を参考に Ir 目付量に対する電解槽性能や耐久性への影響を考慮した。

電力については、あらかじめ前提として電力コストおよび設備利用率を与えていた目標値の検討と異なり、シミュレーションでは PV の設備費・設置費と実際に購入した電力、および実際に水電解に使用した電力から電力価格および設備利用率が計算される。PV と水電解の容量比にも依存するが、PV 容量比については最適化の対象とした。

PV 設備費・設置費については、単独で使用した場合に電力価格が 2.0 円/kWh[77]となるように調整している。系統との併用により、最適な運用では PV と系統を総合した電力コストおよび設備利用率が同程度の水準となることを確認した。

こうしたシミュレーションについて、総資本コストや Ir 目付量、スタックの I-V 性能、耐久性、PV と水電解装置の容量比などのパラメータについて複数の水準を取った計算を行い、水素製造コストの感度解析を行うことで、各種のパラメータが水素製造コストにどの程度影響するかについての定量的な指標を得る検討を行った。

シミュレーションの前提は、1.5 節において実施した目標値の検討と概ね共通する前提条件を仮定した。電力価格および設備利用率、総資本コスト、Ir 目付量に関する考え方について、目標値の検討とシミュレーションでの前提条件の比較を表 2.2.5-1 に示す。また、目標値の検討における基準仕様（表 1.5.3-2 を参照）とシミュレーションの前提の比較を表 2.2.5-2 に示す。電力価格・設備利用率はシミュレーションでは起動停止と負荷変動に対する電解セルの耐久性を考慮した性能と材料・部材指標の検討にフォーカスするため、システムの総資本コストについては水素製造コスト 18 円/Nm^3 の達成を目安とした 2040 年頃の目標値（総額で 1.2 億円）相当の 1 億円（目標とする動作点 1.8V at 4.0A/cm^2、システム容量 2.123MW(AC)とすると約 4.7 万円/kW）と仮定した。

シミュレーションにおいて検討した、電解槽の性能向上、高電流密度化および耐久性向上による水素製造コスト低減への効果を図 2.2.5-1 に示す。シミュレーションでは十分に総資本コスト

[77] IRENA, “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023”によれば、設備費と設置費を含む資本コストは 2023 年で 758 ドル/kW であり、将来の太陽光発電の導入容量が 5 倍に拡大すると約 300 ドル/kW（4.5 万円/kW）までに低下、運転・維持費を資本コストの 3%、耐用年数 20 年、設備利用率 20%として約 2 円/kWh。

が低減された状態での再エネ変動電力下での運転の場合を想定し、 (a) 設備利用率 40%の基準条件から開始して、(b) 高電流密度化および水電解装置の容量に対する PV 容量の最適化、(c) IV 性能の向上、(d) 耐久性向上による感度分析を行った。これらは、目標値の検討に併せて示した技術開発シナリオ図 1.5.3-3(a)において、(b)および(c)は④-D 高電流密度化に、(d)は⑤-D 長寿命化・高電流密度化にそれぞれ対応する（総資本コストの低減は上述のとおり、初めから織り込まれていることに注意）。

システムシミュレーションの結果、系統電力の活用および PV 容量の最適化によって低コストと設備利用率を両立させ、水素製造コストを低減できることが投入電力の実データや劣化に関する実データあるいは文献データに基づいて確認された。また、高電流密度化したときの動作点 1.8V・4.0A/cm^2 を達成することで水素製造コスト 18 円/Nm^3 を実現可能と見込まれること、この動作点を達成するには基準条件に対して活性 10 倍・電解質膜抵抗 3/7 の水準が必要であることが確認された。起動停止に対する劣化率及び運転単位時間あたりの劣化率については、いずれも基準としたデータの 1/10 程度の低減が必要であるとの結果が得られた。このときの I-V 性能および、対応する触媒活性および抵抗、耐久性をそれぞれ図 2.2.5-2、表 2.2.5-3 にまとめた。特に、耐久性については、今回参考にした文献では Ir 目付量 0.1mg/cm^2 の場合に 1 年程度のスタック交換時間となることが確認されており（図 A.7.4-2 参照）、現在値から大幅に耐久性を向上しなければならない課題が存在することが確認された。

表 2.2.5-1　目標値検討とシミュレーションにおける考え方の比較

項目	目標値検討における考え方	シミュレーションの前提
電力コスト･設備利用率	2.5 円/kWh、40%	PV の電力価格を 2.0 円/kWh として、PV 電力時系列データおよび電力スポット価格時系列データを使用し、電力購入価格閾値を変更した場合にどの程度の電力コスト･設備利用率が実現するかを計算。[78] 系統電力と併用したシミュレーションにおいては、購入した系統電力も含めた平均の電気代および設備利用率が計算結果として算出される。動作点や性能などを変更した場合にも電気代や設備利用率が変更される。シミュレーション結果は設備利用率 40%および 80%となる点を示した。（A.7 節参照）
システム総資本コスト	現在値として 40.0 万円/kW とし（図 1.5.5-1 参照）、水素製造コスト 18 円/Nm^3 を達成できる総資本コスト目標値は 5.7 万円/kW。	システム総資本コストを 1 億円に設定。 （IV 性能改善後の動作点 1.8V at 4.0A/cm^2 対して 4.7 万円/kW）
アノード触媒 Ir 目付量	NREL の論文[79]を参考に、 0.4mg/cm^2	0.4mg/cm^2 を基準とし、資源制約の議論から 0.1mg/cm^2 まで低減した場合の感度解析を実施。 活性および耐久性の Ir 目付量感度は文献 79 を参考に設定。

[78] 太陽光発電の設備費・設置費を 4.5 万円/kW、運転・維持費を資本コストの 3%、耐用年数 20 年、設備利用率 20%と仮定した場合に、太陽光発電の総資本コストを消費電力で除した電気代が約 2 円/kWh となる。

[79] S. M. Alia et. al., J. Electrochem. Soc., 166 F1164 (2019)

表 2.2.5-2　目標値検討における基準仕様とシミュレーションの前提の比較

項目	目標値検討における基準仕様[80]	シミュレーションの前提
システム総資本コスト	40.0 万円/kW	システム総資本コストを 1 億円に設定（目標とする動作点 1.8V at 4.0A/cm^2 を前提とすると約 4.7 万円/kW）
年間 O&M コスト率	システム総資本の 2%	システム総資本の 2%
交換時間	40,000 h（4 回）	以下の 2 つの劣化を仮定 ・ 起動停止：ENEOS 株式会社のデータにより、5,000 回の起動停止で 10%の性能低下[81] ・ 運転時間：NREL の文献[82]から、Ir 目付量 0.1～0.4mg/cm^2 での運転時間当たりの活性低下率を取得。 10%の性能低下でスタック交換を行うものと仮定。Ir 目付量 0.4mg/cm^2 ではおおよそ 33,000 時間の交換時間となる。 さらに、劣化率についてはそれぞれ 1/10 とした感度解析を実施
交換コスト率	システム総資本の 15%	システム総資本の 15%
電解槽･システム仕様		
システムエネルギー消費量（BOL）	4.68 kWh/Nm^3	時系列的に変動 [83]
システムエネルギー消費量（平均）	4.91 kWh/Nm^3	時系列的に変動 [83]
システム容量（BOL）	1.074 MW (AC)	基準条件で 1.074 MW (AC) [84]
補機エネルギー損失	5%	5%
整流器変換効率	98%	98%
電解槽容量	1 MW (DC)	基準条件で 1 MW (DC) [84]
電解槽動作点（BOL）	1.82 V at 2.0 A/cm^2	基準条件で 1.82 V at 2.0 A/cm^2 目標値検討と同じ文献[85]を参照。フィッティングによりアノード触媒活性 3,200A/g、抵抗 0.137Ωcm^2 を取得。最大動作点電流を 4.0A/cm^2 まで、触媒活性 10 倍および電解質膜抵抗 3/7 まで感度解析を実施（電流密度最大、触媒活性 10 倍、抵抗 3/7 倍で 1.8V at 4.0A/cm^2）
電解セルの反応面積	1,500 cm^2	1,500 cm^2
電解槽のセル数	183	183
水素製造量	230 Nm^3/h	230 Nm^3/h
出口水素圧力	常圧（～0.8MPa 程度）	常圧（～0.8MPa 程度）

[80] 表 1.5.3-2 を参照。各項目についての備考は元の表を参照。
[81] PV と系統のハイブリッドを想定した電解槽出力時系列に対し、出力がゼロに落ちるたびに起動停止を行うものとして、1 回あたり 0.002%の性能低下を仮定。
[82] S. M. Alia et. al., J. Electrochem. Soc., 166 F1164 (2019)
[83] シミュレーションでは、利用可能な電力に従って動作点を時系列的に変更する。PV 出力が十分な場合、または系統電力が購入可能な場合は最大動作点で動作する。基準条件では最大動作点 1.82V at 2.0A/cm^2 であり、このときシステムエネルギー消費量（BOL および平均）はそれぞれ 4.68 kWh/Nm^3 および 4.91 kWh/Nm^3。感度解析における高電流密度化・IV 性能改善後のケースでは、最大動作点 1.8V at 4.0A/cm^2 であり、このときシステムエネルギー消費量（BOL および平均）はそれぞれ 4.62 kWh/Nm^3 および 4.85 kWh/Nm^3。
[84] 容量はセル反応面積・セル数・補機エネルギー損失・整流器変換効率を固定し、システム容量および電解槽容量を最大動作点に対して算出されるものとする。基準条件では最大動作点 1.82V at 2.0A/cm^2 に対してシステム容量（BOL）1.074MW(AC)、電解槽容量 1MW(DC)。感度解析における高電流密度化・IV 性能改善後のケースでは最大動作点 1.8V at 4.0A/cm^2 に対してシステム容量（BOL）2.123MW(AC)、電解槽容量 1.976MW(DC)。
[85] S. M. Alia et. al., J. Electrochem Soc., 171 024505 (2024)

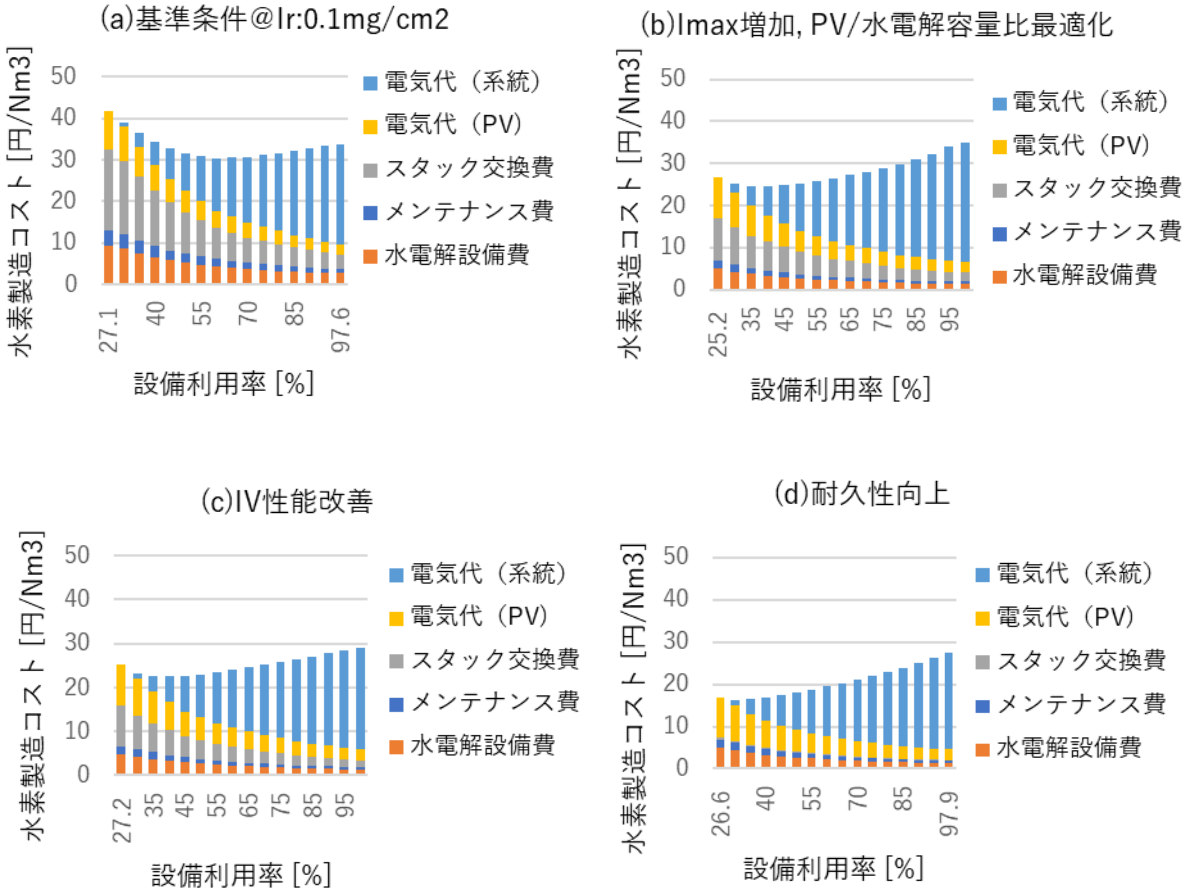


図 2.2.5-1　各感度解析パラメータによる LCOH 低減（Ir:0.1mg/cm²）
Appendix の図 A.7.4-1 を引用

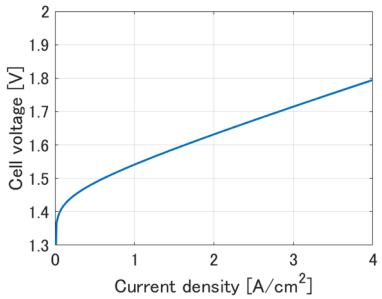


図 2.2.5-2 各アイテムにより実現される I-V 性能 (Ir0.1mg/ cm²)
Appendix の図 A.7.5-1 を引用

表 2.2.5-3 材料物性値
（図 2.2.5-2 の I-V 性能に対応
Appendix の表 A.7.5-1 を引用）

An 触媒 Ir 目付			0.1	mg/cm²
An 触媒質量活性(@1.5V)		10 倍	32000	A/g
オーム抵抗 (電子抵抗＋プロトン抵抗)		(膜厚 3/7)	0.0723	Ωcm²
劣化速度	起動停止	1/10	—	—
	電解時	1/10	—	—

※活性倍率は図 A.4-1 の I-V 性能基準値に対する値、劣化速度は文献値[86]を 1 とした場合の倍率を示す。

[86] S. M. Alia et al. “ Electrolyzer Durability at Low Catalyst Loading and with Dynamic Operation. ” J. Electrochem. Soc., 166 F1164, 2019.

2.2.6　技術開発シナリオと技術開発課題

1 章において議論した目標設定と、前節までに示した PEMWG での議論をあわせて、PEMWE に関する目標値を表 2.2.6-1 のように整理した。ここでは、1 章での目標値設定（表 1.5.4-1）に加えて、貴金属目付量に関する PEMWG での議論や、システムシミュレーションによる感度解析によって示した質量活性・抵抗および劣化率に関する水準、高温化および加圧運転に関する PEMWG での議論を反映している。

表 2.2.6-1　現在値と目標値の比較

	【現在値[87]】	【2040 年目標値[88]】
総資本コスト	40.0 万円/kW [89]	5.7 万円/kW [90]
エネルギー消費量	4.68kWh/Nm^3	4.62kWh/Nm^3
システム耐用年数	20 年	20 年
スタック性能	1.82V @ 2.0A/cm^2	1.8V @ 4.0A/cm^2
スタック交換時間 [91]	40,000h（定常運転）	90,000h（含、変動運転）[92]
Ir 目付量（触媒層）	0.4mg/cm^2	<0.10mg/cm^2
Pt 目付量（触媒層）	0.4-1.0mg/cm^2	<0.1mg/cm^2
Pt 目付量（PTL）	1.0-2.0mg/cm^2	<0.1mg/cm^2
質量活性　（アノード触媒）	1,350A/g @ 1.5V [93]	32,000A/g @ 1.5V [94]
抵抗	0.137Ωcm^2 [93]	0.07Ωcm^2 [94]
運転温度	50℃[95]	80℃[96]
運転圧力	～0.8MPa	最大 3MPa

1 章とこれまでの議論から、PEMWE の技術開発シナリオを図 2.2.6-1 にまとめた。1 章での議論および水電解装置の競争力獲得に向けたシナリオ（図 1.4-1）に基づき、2030 年頃までの重要課題が「技術実証を通じた上流側の電源との関係（再エネ電力の活用と系統電力の接続）および

---

[87] 定常運転で稼働するシステムを想定。

[88] 2040 年目標値の前提として、電力コスト：PV+系統・2.5 円/kWh（変動運転）、設備利用率：40%の電力が使用可能な場合に、水素製造コスト 18 円/Nm^3 を達成するための目標値を記載。前提とする運転条件は以下の通り。システム出口水素圧：3MPa、電解槽稼働圧力：常圧～3MPa、電解槽稼働温度：80℃、変動運転（起動停止 1 日あたり 1 回程度を含む）。

[89] 欧州 European Hydrogen Observatory の 2024 年最新情報および Fraunhofer ISE によるコスト分析結果に対し、マークアップ、設置コストおよび間接コストを考慮した総資本コスト。（解説書 1.5 節を参照）

[90] kW あたりの総資本コストは反応面積 1,500cm^2、セル数 183 の電解槽を前提として、電解槽容量、整流器変換効率 98%、付帯設備の損失 5%を前提としたシステム容量で規格化した値,（現在値から水素製造量増加とスタック交換回数低減を達成できる電解槽および付帯設備を前提とし、電解槽コスト、付帯設備コストおよび設置コストを含めた全体でのコスト低減が必要）。

[91] BOL に対して IV 性能が 10%低下する平均的な実時間として定義。

[92] 目安として、起動停止による劣化 10%/5,000 回、および運転時間による劣化（S. M. Alia et. al., J. Electrochem. Soc., 166 F1164 (2019)の結果を基準）を基準として 1/10 まで低減する水準。

[93] Ir 目付量 0.4mg/cm^2、80℃での基準 IV（S. M. Alia et al., J. Electrochem. Soc., 166 F1164, 2019）をフィッティングして取得した質量活性と抵抗値を基準性能として採用し記載。

[94] 動作点 1.8V・4.0A/cm^2 を達成する性能水準の代表値として、 Ir 目付量 0.1mg/cm^2 の基準 IV に対して質量活性向上（10 倍）、および抵抗低減（膜厚さ 3/7 相当）を仮定して得た性能指標。なお、質量活性等倍、および抵抗低減（膜厚さ 2/7 相当）でも動作点 1.8V・4.0A/cm^2 を達成可能であり、技術開発方針に合わせて目標値を絞り込む検討を続ける必要がある。

[95] 現在の標準的な電解槽の運転温度として記載。

[96] 将来的に 80℃程度の高温化と性能・耐久性などの指標を両立すべきものとして記載。

下流側の水素利用との関係を把握した技術仕様および量産化指針の確立」「評価解析プラットフォームの構築･運用」であることを踏まえ、評価解析技術開発および要素技術開発について、PEMWEにおいて検討が必要と考えられる項目として以下のポイントを記載した。時系列的な観点では、図 1.5.3-3(a)に示した水素製造コスト低減シナリオの進め方に合わせた。

- 評価解析技術の観点では、変動運転および高温化・加圧運転などを前提とした性能向上や耐久性向上が将来的な技術開発の課題となることから、こうした条件を考慮した耐久評価プロトコルを策定し、技術仕様の検討に活用することが求められる。
- 劣化メカニズムの解明については、特に触媒層や PTL および BPP 被覆の耐久性と貴金属目付量低減との両立や、電解質膜の耐久性と薄膜化などによる抵抗低減との両立が主要な課題となるため、こうした技術開発に資する解析技術が求められる。
- クロスオーバーのメカニズム解明や影響評価手法の確立も、電解質膜の薄膜化等による抵抗低減や加圧運転に対するトレードオフとしてのクロスオーバー増大に対する対策を検討するため、重要なポイントとして挙げた。
- 要素技術開発においては、まず変動運転に対する耐久性の向上を課題とし、材料・部材開発やセルスタック・システムの技術開発を進める。
- Ir 資源制約も PEMWE の普及にあたって重要な課題であり、変動運転に対する耐久性向上とトレードオフの関係にあるため、並行して取り組むべき課題とする。加えて、Ir 資源リサイクル技術の開発も進める必要がある。
- 高効率化による高電流密度化の実現と、耐久性及びクロスオーバー低減との両立を目指した材料・部材開発やセルスタック・システムの技術開発を進める。
- 高温化は高効率化に向けた手段の一つとなる一方、加圧運転には更なる高性能化が必要であり、いずれも耐久性及びクロスオーバー低減とトレードオフが生じるため、並行して取り組むべき課題とする。
- 電解槽製造の高スループット化による生産性向上を達成する。セル･スタック組立の自動化、品質制御、製造工程数の削減が重要であり、ロボット、自動・自律システム、AI を活用した画像・データの分析による品質管理、プロセスインフォマティクス等による材料・部材に適した製造プロセスの最適化など、さまざまなツールを組み合わせた技術開発が必要である。
- 付帯設備の低コスト化も重要なポイントであり、数量効果のみならず、特に電源装置の低コスト化、流体機器等の共通化やモジュール化によるコスト低減の追求が想定される。一方で、付帯装置の低コスト化に関する具体的な技術課題については、本検討では詳細な議論を実施できておらず、今後の実証と併せて検討すべき将来課題とする。
- 設置コストや間接費の低減も重要である。設置コストについては、モジュール化を通じた、設置の複雑さを最小限に抑えるためのシステム最適設計や、設置コストについては、電解槽－電源装置の組み合わせ、流体機器のモジュール化も含め、設置の複雑さを最小限に抑えるためのシステムの仕様を標準化し、ワンパッケージ化や、システムとしての標準仕様を明確にした上での量産を通じたコスト低減を図ることも必要である。

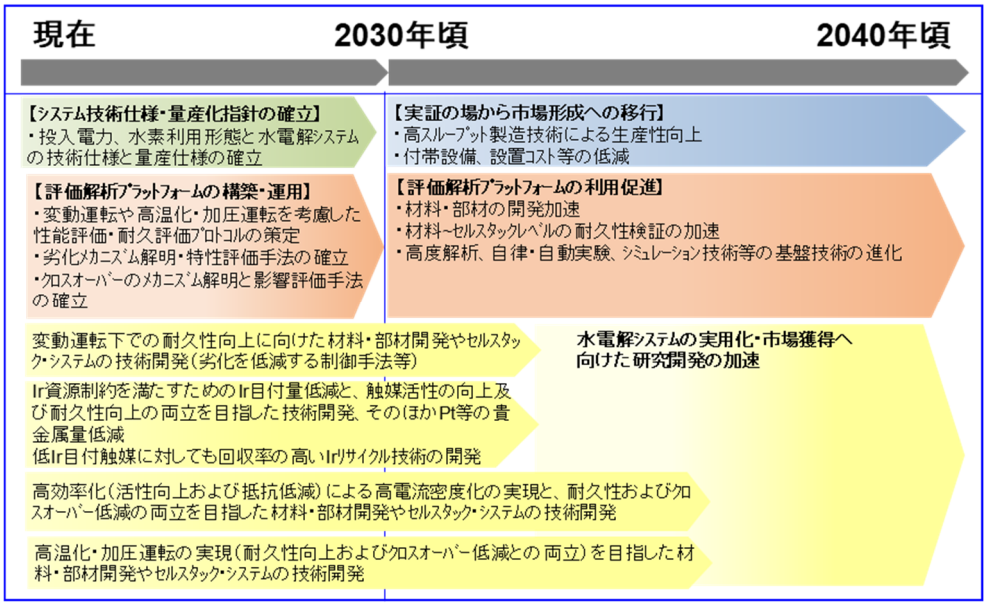


図 2.2.6-1　PEMWE の技術開発シナリオ

PEMWE の技術開発課題と目標値を、狙いおよび想定される方針の例とあわせて表 2.2.6-2 に示した。ここでは図 2.2.6-1 のシナリオにあわせて、2030 年までの技術開発課題と、2040 年までの技術開発課題（①時系列的に優先すべき起動停止・変動への耐久性確保および貴金属量低減と、②より長期的に取り組むべき高効率化や高温化・加圧運転の実現）の 3 つのカテゴリに分けた。技術開発課題のうち、技術仕様策定や評価解析については、定量的な目標値を設定することが難しいため、内容を定性的に記載した。

得られた技術開発課題を各部材ごとに整理した結果を表 2.2.6-3 にまとめた。ここでは、部材ごとに相反する技術課題を対比する形で明示している。また、特に重要な課題となる耐久性については、想定される運転モードと現時点で考えられる劣化メカニズムや対応方針などを表 2.2.6-4 にまとめた。劣化についてはメカニズムの解明や評価解析手法の開発、評価手法の標準化などを進め、技術開発方針を定めていく必要があるため、本ロードマップではこうした課題を根本に置きつつ、現時点での想定に基づいた技術開発アイテムを記載する方針とした。

なお、活性の向上や抵抗の低減については動作点性能を達成することが重要であり、技術開発の難易度によって異なる値を設定することも可能である。今後の実証や技術開発の進展と併せて、ロードマップを更新していくことも重要な課題である。加えて、動作点電流や性能と耐久性、総資本コストの間にもトレードオフの関係があり、例えばより低い動作点電流及び性能で耐久性を重視して水素製造コストを低減するなどの戦略も考えられる。これらについても今後の実証や技術開発と併せて検討を重ね、目標値を具体化していくことが重要である。

表 2.2.6-2　PEMWE の技術開発項目と目標値

	技術開発課題	目標値	狙い	想定される方針の例
2030 年頃までの技術開発	技術仕様策定	将来的な再エネ･系統電力の活用を前提に、耐久性向上、高性能化、高温化、加圧運転などを考慮した PEMWE の技術仕様を確立に向け、実証な技術開発状況に応じて継続的にアップデートする。		
	評価解析	変動運転下での性能評価や耐久評価のためのプロトコルを策定し、技術開発に活用する。また、劣化メカニズムや物質輸送メカニズム、クロスオーバーのメカニズム解明などを進める。（特にアノード触媒層や PTL 被覆、電荷質膜。） DX による材料開発の加速なども実現する。		
	総資本コスト低減	現在の 100 倍の数量効果によるコスト低減を仮定（22 万円/kW）	･コスト低減に向けた量産仕様の確立	電解槽および付帯設備の量産化指針の検討
2040 年頃までの技術開発①	耐久性向上	変動運転下でスタック交換時間 90,000 時間	･水素製造コスト低減	耐久評価プロトコルを確立したうえで、各種部材の耐久性向上策の検討や、システム制御手法の開発などを行う
	Ir 目付量低減	0.10mg/cm^2 水準（1.8V･4.0A/cm^2）	･Ir 資源制約の回避 ･電解槽コスト低減	触媒の担体やナノ構造の工夫や非 PGM 触媒の検討など
	カソード触媒 Pt 目付量低減	0.1mg/cm^2 水準	･Pt 資源制約の回避 ･電解槽コスト低減	燃料電池触媒技術の応用や水電解に適した仕様の検討
	PTL/BPP の Pt コーティング量低減	0.1mg/cm^2 水準	･Pt 資源制約の回避 ･電解槽コスト低減	接触抵抗低減と耐久性向上を実現するコーティング材の検討
2040 年頃までの技術開発②	高電流密度化	1.8V･4.0A/cm^2 まで引き上げる	･水素製造コストに対する資本代の寄与低減	耐久性向上とのトレードオフ解決、性能向上とあわせて進める
	抵抗の低減	1.8V･4.0A/cm^2 を達成する水準(目安として、抵抗値 0.07Ω.cm^2（基準 IV から膜厚 76.2μm 相当）	･高電流密度化の達成	薄膜化と耐久性の確保（補強材やクエンチャーの導入）や、炭化水素系電解質膜などの活用や電解質材料の研究開発、接触抵抗などの膜以外の抵抗成分の低減
	活性向上	1.8V･4.0A/cm^2 を達成する水準（目安として、質量活性 32,000A/g @ 1.5V）	･高電流密度化の達成	触媒の担体やナノ構造の工夫など
	加圧運転	3MPa までスタック動作圧力を上昇	･海外市場での競争力向上 ･気泡影響低減	クロスオーバー低減や各部材の耐久性確保、効率低下への対策
	高温運転	80℃程度まで運転温度を上昇	･性能向上 ･冷却性能の向上	耐久性の確保
	総資本コスト低減	5.7 万円/kW（動作点 1.8V at 4.0A/cm^2）	･水素製造コスト低減	高スループット化達成のためのプロセス技術開発や、付帯設備の製造コスト、設置コストや間接費等の低減

表 2.2.6-3　部材毎の技術開発課題

部材	課題とトレードオフ	技術開発の方向性の例	目標値など
セル・スタック	起動停止・変動運転対応 ⬍ 耐久性の向上	・部材間の接触抵抗低減、部材均一性の担保 ・起動停止や変動運転に伴う劣化を低減する制御技術の開発 ・適切な運転範囲の検討 ・量産性の向上	・変動運転下でのスタック交換時間 90,000 時間
MEA	高電流密度化 ⬍ 耐久性の向上	・高電流密度化可能な部材の開発と MEA の構成 ・MEA における輸送を最適化する構造の検討	・最大動作点 1.8V・4.0A/cm^2 を実現 ・変動運転下でのスタック交換時間 90,000 時間
アノード触媒層	Ir 目付量低減 ⬍ 活性の向上 耐久性の向上	・担持体やナノ構造など、低い目付量で活性・耐久性を向上可能な触媒の開発 ・Ir 触媒の劣化メカニズム解明、および評価解析手法の研究開発 （・リサイクルの効率化・実証、インセンティブの強化）	・最大動作点 1.8V ・4.0A/cm^2 を実現 ・Ir 目付量として、0.10mg/cm^2 ・活性向上（目安として、・Ir 目付量 0.10mg/cm^2 に対し、基準 IV の 10 倍として 32,000A/g@1.5V） ・変動運転下でのスタック交換時間 90,000 時間
カソード触媒層	Pt 目付量低減 ⬍ 活性の向上 耐久性の向上	・燃料電池における技術の活用 （水電解用触媒層として適切な活性や耐久性、物質輸送性などを検討）	・変動運転下でのスタック交換時間 90,000 時間 ・Pt 目付量として、0.1mg/cm^2 以下の水準
電解質膜	抵抗の低減 ⬍ ・クロスオーバーの低減 ・耐久性の向上 ・PFAS 対応	・炭化水素系膜や新規のイオン交換樹脂などの開発 ・クロスオーバー原理解明や評価方法の開発 ・GRC（Gas recombination catalyst）の開発 ・劣化メカニズムの解明、および評価解析手法の研究開発	・最大動作点 1.8V ・4.0A/cm^2 を実現 ・抵抗低減（目安として抵抗値 0.07Ω.cm^2） ・クロスオーバーについては 25.4μm 水準・3MPa に対してアノード水素-酸素比率を十分に低減できる水準を検討 ・変動運転下でのスタック交換時間 90,000 時間
PTL・BPP	・貴金属コーティングの低減 ⬍ ・接触抵抗の低減 ・耐久性の向上	・接触抵抗の増加を回避できるコーティング材料の検討 ・適正な貴金属目付量の検討 ・PTL/BPP の劣化メカニズム解明や評価手法の研究開発	・変動運転下でのスタック交換時間 90,000 時間 ・Pt 目付量として、0.1mg/cm^2 程度以下の目標

表 2.2.6-4　運転モードと部材ごとに想定される劣化メカニズムと対応策

運転モード	アノード触媒層	カソード触媒層	電解質膜	PTL･BPP
定常運転による劣化	･高電位での溶解 ･高電流密度での劣化	--[97]	･継続的なクロスリーク（過酸化水素の生成によるラジカルの発生） ･締結圧力によるクリープ	･高電位での溶解 ･カソード面での電子伝導性低下 ･カソード面での水素影響（脆化など）
変動運転による劣化	･Ir 触媒の電位変動による溶解や触媒剥離	･Pt 触媒の電位変動による溶解	･定電流時に生じるクロスリーク（過酸化水素の生成によるラジカルの発生） ･差圧変動による機械的な劣化	--[98]
起動停止による劣化	･停止時のクロスリークによる極端な電位変動（Ir 触媒の還元）	･停止時のクロスリークによる極端な電位変動	･停止時に生じるクロスリーク（過酸化水素の生成によるラジカルの発生）	･停止時のクロスリークによる極端な電位変動
対応策･ 研究開発方針	･Ir 目付量の増加 ･Ir 触媒の耐久性向上（担持体やナノ構造の工夫） ･変動運転や起動停止の制御 （電位ウィンドウやパージ、ターンダウン電圧等） ･ホットスポットなどの高電流密度条件･変動運転下でのばらつき抑制 ･クロスリーク低減 ･劣化メカニズム解明、評価解析手法の開発	･Pt 目付量の増加 ･Pt 触媒の耐久性向上（担持体やナノ構造の工夫） ･変動運転や起動停止の制御 （電位ウィンドウやパージ、ターンダウン電圧等） ･ホットスポットなどの高電流密度条件･変動運転下でのばらつき抑制 ･クロスリーク低減 ･劣化メカニズム解明、評価解析手法の開発 ･燃料電池での技術や知見の活用	･クロスリーク低減･耐久性向上に有効な素材の開発 ･GRC の導入（GRC の耐久性も重要） ･クエンチャーの導入 ･ホットスポットなどの高電流密度条件･変動運転下でのばらつき抑制 ･電解質膜のクリーニング ･劣化メカニズム解明、評価解析手法の開発	･耐久性に優れ、接触抵抗の低いコーティング素材の開発 ･貴金属目付量の適正化 ･劣化メカニズム解明、評価解析手法の開発

97 カソードは還元雰囲気であるため劣化しにくいとの想定だが、耐久性に関する課題の有無を明らかにする必要がある。
98 電位変動による直接の劣化への影響は少ないとの想定だが、耐久性に関する課題の有無を明らかにする必要がある。

2.2.7　セル・スタック

- セル・スタックレベルでは、起動停止・高電密運転・再エネ直結運転・高温・加圧運転などの運転条件を想定し、劣化メカニズムを解明するとともに、実機での運転に対応した評価プロトコルを構築する必要がある。
- 部材間の接触抵抗低減に向けては、単独の部材に閉じた開発ではなく接触する相手部材と連携した開発が必要となる。例えば、PTL であれば、電解質膜や触媒層などと連携した開発が必要となる。これらを効率的に進めるための仕組みの整備も重要である。接触低減については 2030 年ごろまでに基礎的な技術を開発し、2040 年に向けて実現化を進める。
- 各部材で生じる劣化については、劣化を生じさせないような制御を実現することも有効な対策となる。起動停止や変動運転といった条件も考慮し、適切なセル・スタック制御技術を開発することは重要な技術開発課題であり、2030 年ごろまでに基礎的な技術を開発し、2040 年に向けて実用化を図ることが求められる。
- 電力コストや劣化の低減、安全性の確保などの観点で、どのような運転範囲での制御を行うか（特に、ターンダウン電流の設定や低電流時の制御）についても考え方を確立する必要がある。
- 電解槽設計の支援のための、二相流シミュレーション技術の確立が必要である。具体的には、水の均一供給、効率的なガス排出を実現する双極板、PTL などの設計支援などが挙げられる。
- シミュレーションの活用と併せて、可視化セルの設定を行い、さらに評価条件・材料を含めた標準セルの設定、電解槽の各種機能確認用サイズのセルの設定などにつなげ、電解槽設計の更なる高度の取り組みを続けていくことも重要である。
- セル・スタック構成の観点では、高信頼シールの実用化に向けた取り組みも重要な課題である。海外では約 3 MPa の出口圧力を持つ水電解装置が主流である一方、日本では、高圧ガス保安法において常用の温度でのゲージ圧力が 1 MPa 以上となる圧縮ガスの製造に対する規制が存在し、現状では水電解装置の出口圧力を 1 MPa 未満とする例が主である。将来的にわが国の水電解装置を海外に展開することを想定すると、国際的な競争力を高めるためには海外と互換性のある規則・仕様を持った水電解装置の開発を加速することが不可欠になる。特に車載用燃料電池のシールでは 3 MPa という高圧を想定しておらず、燃料電池の技術を直接転用することはできない。そのため、PEMWE での高圧運転に耐えうるシール技術を開発するためには、加圧条件下での長時間耐久運転や純水に溶出しない材料の開発というシーズ探索・基礎研究の段階から取り組みを実施する必要がある。
- 生産技術の観点では、電解槽製造の高スループット化による生産性向上を達成する必要がある。セル・スタック組立の自動化、品質制御、製造工程数の削減が重要であり、ロボット、自動・自律システム、AI を活用した画像・データの分析による品質管理、プロセスインフォマティクス等による製造工程の最適化など、さまざまなツールを組み合わせた技術開発が必要である。
- 将来的な水電解装置の大量導入に伴う Ir 資源枯渇の可能性を考慮すると、Ir 使用量低減だけではなく、電解槽から Ir を回収、再利用するリサイクルの技術開発が重要となる。リサイクルは、電解槽を分解、スタックを分解、CCM を分別、貴金属を回収という長い工程で構成される。特に、Ir 目付量低減も重要な課題であることを考慮すると、貴金属含有量が少ないほ

どリサイクルの難易度が上がり収益性が下がるので、貴金属使用量のターゲットは性能、耐久性、リサイクル性を考慮して決定する必要がある。

2.2.8 膜電極接合体（MEA）

- MEA レベルでは、起動停止・高電密運転・再エネ直結運転・高温・加圧運転などの運転条件を想定し、劣化メカニズムを解明するとともに、実機での運転に対応した評価プロトコルを構築する必要がある。また、触媒層及び電解質膜中での水・各ガス種・プロトンなどの輸送現象の解明を進めることも重要である。
- 触媒層に水を効率的に供給するためには、気相排出を促進することが重要となる。AWE と比較して PEMWE で大電流密度化できるのは、電解質膜の抵抗が小さいことと並び、PEFC の触媒層において反応ガスの溶解する界面と反応界面の分離が実現し反応界面の飛躍的増大が図られているのと同様に、PEMWE の触媒表面の反応界面と気泡発生界面の分離が図られ、反応界面への気相による阻害が抑制されているためと考えられる。ただし、PEMWE での触媒層内における電子、プロトン、気相、液相の輸送メカニズムの解明はまだ不十分であり、PEFC でのメカニズム解明の取組も参考にした上で、輸送メカニズムに基づいて触媒層、MEA の構造を最適化するとともに、最適構造 MEA の製造方法を検討する必要がある。
- 2030 年頃までを目途に、各部材の研究開発の成果をもとに、基盤技術開発やメカニズム解明の成果・知見を活用して、Ir 目付量低減触媒の使用を前提に、耐久性の向上・高電流密度対応を実現する MEA の開発を行う必要がある。
- 2035 年頃までを目途に、起動停止や再エネ直結運転などを想定した変動運転下での十分な耐久性の確保や、高温化・加圧運転への対応を行う必要がある。
- PFAS 対応の観点も重要であり、PFAS 対応アイオノマの技術開発から実用化へ繋げる取り組みを進める必要がある。
- MEA 生産技術の高スループット化の観点では、2030 年頃までに RtR や両面連続塗工といった低コスト連続生産技術や品質ばらつきの抑制技術を開発し、2040 年に向けて実用化・高度化を進めることも重要である。

2.2.9 電解質膜

- 電解質膜についても、起動停止・高電密運転・再エネ直結運転・高温・加圧運転などの運転条件を想定し、劣化メカニズムを解明するとともに、実機での運転に対応した評価プロトコルを構築する必要がある。特に、実機環境の再現や、クロスオーバーの原理解明と運転条件への依存性の把握や評価方法の確立、起動停止・負荷変動による機械的・化学的劣化メカニズムの解明を進める。
- 特に、高電流密度化のための抵抗低減とクロスオーバーの両立は、加圧運転を考慮しない段階でも安全性の観点で課題となる。例えば、Phan らの文献[99]では N117（膜厚さ 183μm）、N115（膜厚さ 127μm）および N212（膜厚さ 50μm）の場合についてのクロスオーバー係数が示されており、これを用いて膜厚さ 3/7（76.2μm）とした場合に、常圧運転時のアノード側における酸素-水素比率を比較的単純なモデルで推定すると図 2.2.9-1 のようになる。常圧

[99] T. T. Phan et.al., Int. J. Hydro. Eng., 49 (2024) 875-885

運転であってもおおよそ 0.1A/cm² 以下（N212 の場合はおおよそ 0.2A/cm² 以下）の低電流密度では爆発の危険性がある水素－酸素比率 2%となるため、薄膜化によって抵抗低減を達成するのであれば、クロスオーバーへの対策は必須となる。もちろん、抵抗低減は薄膜化によってのみ実現されるべきものではなく、電解質膜材料の改善や、接触抵抗などのそのほかの抵抗低減も併せて実現することが必要である。

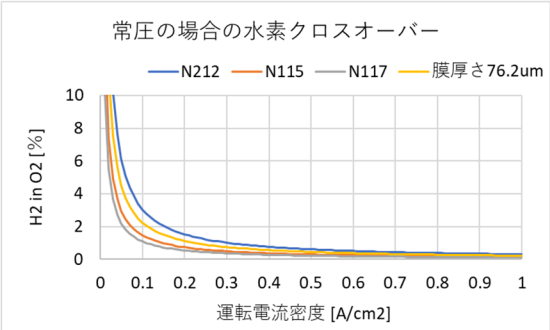
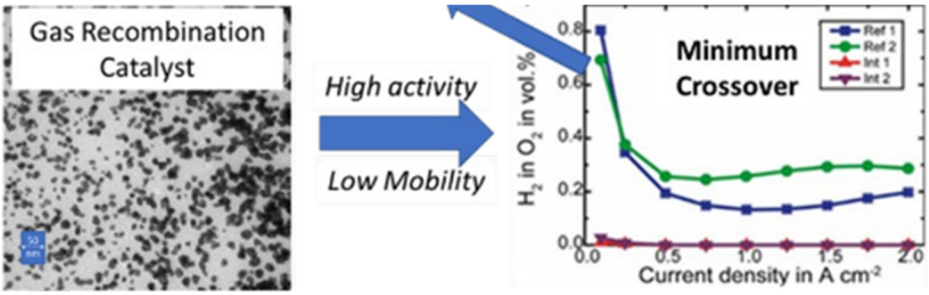


図 2.2.9-1　常圧の場合の水素クロスオーバーによるアノード側水素-酸素比率の推定

- クロスオーバーの低減技術としては、電解質膜内やアノードに水素と酸素を再結合して水にする反応を促進する触媒である GRC（Gas Recombination Catalyst）を組み込み、水素と酸素の混合を防ぐ技術や、クロスオーバー量が少ない炭化水素系の膜など新たな電解質膜材料の開発などが挙げられる。例えば、GRC に関しては DOE AMR2023 において発表されていた事例があり、図 2.2.9-2 に示す通り、GRC の導入によってクロスオーバーによるアノード側水素濃度を大きく低減できたと報告されている。また、電解質膜材料についても様々な取り組みがなされており、例えば図 2.2.9-3 に示した東レの事例では、電気伝導度の改善によって既存のフッ素系膜と比較して 2 倍程度の高電流密度化を達成しつつ、クロスオーバーを 1/3 に低減できたものとの結果がある。そのほか、文献として報告されている例では、PEEK (poly-ether-ether-ketone)系の膜を用いることで N212 相当の抵抗と N115 同等のクロスオーバーを両立できたとする結果が存在する（図 2.2.9-4）。



2

図 2.2.9-2　GRC に関する研究の先行事例（DOE AMR 2023）[100]

[100] DOE AMR 2023, “Performance and Durability Investigation of Thin, Low Crossover Proton Exchange Membranes for Water Electrolyzers”

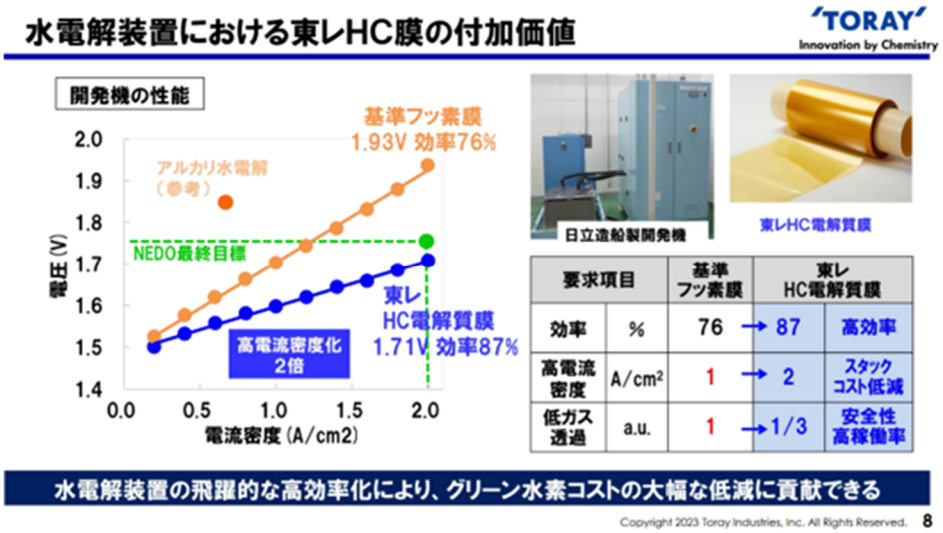


図 2.2.9-3　炭化水素系膜による性能向上の先行事例（東レ）[101]

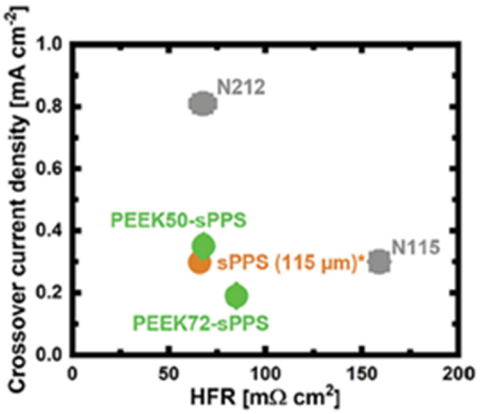


Figure 6. Crossover current density plotted over HFR for PEEK72-sPPS and PEEK50-sPPS (green), sPPS (orange, thickness: 115 μm[3]), and Nafion 212 as well as Nafion 115 (grey). Error bars are present but confined to a minor region. *Data obtained by Klose et al., measured at oversaturated condition and ambient pressure.[3]

図 2.2.9-4　PEEK 系の膜を用いた性能向上の取り組み例[102]

- アノード側では、高電位に起因して、電極触媒の Ir が溶解する現象が報告されている。溶解した Ir が電解質膜やアイオノマに侵入しラジカルが形成されると、化学劣化が進行する可能性がある。例えば燃料電池を参考にしたクエンチャーの導入など、アノード電位でのラジカル耐性の確保が必要である。
- 将来的な加圧運転や差圧運転を想定した場合、電解質膜に求められる性能の要求水準が高くなる。加圧条件下で重要となる課題の一つとして、機械的特性の維持が挙げられる。また、過電圧低減によって高電流密度運転を達成しつつ、クロスリークを抑制することで高安全性・高稼働率を達成することができるような電解質膜の開発も必要である。
- 2030 年頃を目途として抵抗低減と低クロスオーバー、高耐久性を両立する電解質材料の研究開発を進め、さらに 2035 年頃までにはこの研究開発を発展させ、80℃の高温運転・3MPa ま

[101] 水素社会実現に向けた東レの取り組み（METI 第 28 回水素・燃料電池戦略協議会(2023)）
[102] R. Qelibari et,al., Adv. Energy Mater. 2024, 14, 2303271

での加圧運転が可能で、変動運転下で高耐久性を実現する電解質材料を開発するとともに、2040 年に向けた実用化へ繋げていくものとする。

- 将来的には現状の電解槽と比較して更に高性能な次世代電解槽の導入が進むことも想定される。そこで、現状の電解槽に搭載することを想定した電解質膜の「機械的特性や耐久性の向上」に加え、次世代電解槽に搭載することを想定した「高耐久、高安全性、高稼働率」を実現するような次世代電解膜の技術開発が必要である。
- 現在主流となっている Nafion は将来的に PFAS 規制の対象となる可能性があるため、PFAS 規制対応も課題の一つである。この点については燃料電池における研究成果を援用できる可能性もある。
- 生産技術の観点では、低抵抗・高伝導率・低透過・高耐久といった性能を持つ電解質膜を低コストで連続生産する技術を開発し、実用化につなげていくことが求められる。
- 部材の開発を加速するためには、大学で研究された材料を、企業がすぐに試験できるような大学と企業のシームレスな連携が必要であり、連携して取り組むべき課題の一つとして、大型化に向けた面安定化技術の開発がある。

2.2.10　アノード

- アノードについても、起動停止・高電密運転・再エネ直結運転・高温・加圧運転などの運転条件を想定し、劣化メカニズムを解明するとともに、実機での運転に対応した評価プロトコルを構築する必要がある。特に、実機環境の再現や、起動停止・負荷変動による機械的・化学的劣化メカニズムの解明を進め、燃料電池触媒において議論されているように、劣化メカニズムに関するモデル化なども行う必要がある。
- 極希少金属である Ir の使用量を低減しつつ、耐久性を確保するための開発が必要である。また、負荷変動時や起動停止時についても、アノード触媒における Ir の溶解現象などが報告されており、変動運転時における耐久性向上が必要である。
- 現状のアノード触媒での Ir 使用量では、将来の GW スケールでの PEMWE の導入に対して資源量が不足する可能性がある。このため、アノード触媒における Ir 使用量を圧倒的に低減する技術が PEMWE の普及拡大には必須である。Ir 使用量低減と性能や耐久性を両立した触媒を開発するためには、長時間運転での劣化モードを再現可能な耐久性評価プロトコルの整備が急務である。合金触媒の活用や触媒ナノ構造の工夫など様々なアプローチの研究がおこなわれており、初期性能においては十分に低い Ir 目付量で高い性能を達成しているものや、耐久性についても一定の向上が期待できるものもあるが、2024 年時点ではこうした様々な選択肢を検討していくべき段階にある。
- 2030 年ごろをめどに、触媒のナノ構造や担持体の工夫など、Ir 目付量の低減と活性向上・耐久性向上を実現する技術開発や、高電流密度運転および変動運転を想定して耐久性を確保する技術開発などを進め、2035 年ごろをめどに抵抗低減・低クロスオーバーかつ、高温運転・加圧運転が可能で、変動運転下で高耐久性を実現するアノード触媒の開発につなげ、2040 年に向けて実用化していく取り組みが求められる。
- Ir の溶出については、触媒表面積あたりの Ir 溶出速度が、同一触媒では酸素発生電流に比例するという報告がある。すなわち、水素製造コスト低減のための高電流運転化を触媒の改良

なしに行うと、高電流化によるコスト低減効果を相殺する形でスタック寿命を縮める可能性がある。従って、Ir 触媒の耐久性の向上が重要であるとともに、触媒開発の方向性を策定するためにも触媒溶出速度の酸素発生電流への依存性について更に検証する必要がある。

- 貴金属フリー触媒の開発については、限られた運転条件のみで使用可能な第一世代（Gen1）の貴金属フリー触媒がシーズ探索から研究開発段階へと進んだ場合であっても、更なる低コスト、高耐久を有する第二世代（Gen2）貴金属フリー触媒を実現するべくシーズ探索を継続する必要がある。
- 生産技術の観点では、低 Ir 目付の触媒を用いた場合は触媒の均一な分散が難しくなるため、低 Ir 目付の触媒層を安定に生産する技術の開発と実用化が求められる。

2.2.11　カソード

- カソードについても、起動停止・高電密運転・再エネ直結運転・高温・加圧運転などの運転条件を想定し、劣化メカニズムを解明するとともに、実機での運転に対応した評価プロトコルを構築する必要がある。特に、実機環境の再現や、起動停止・負荷変動による機械的・化学的劣化メカニズムの解明を進め、燃料電池触媒において議論されているように、劣化メカニズムに関するモデル化なども行う必要がある。
- 将来的なグローバルでの GW スケールの PEMWE 装置導入を想定すると、アノード触媒での Ir 使用量低減は喫緊の課題である。一方、カソード触媒に用いる貴金属（Pt）の低減・フリー化については、以下に述べる理由からアノードに比して優先度は高くないことが想定される。
  - 既に燃料電池の電極開発において、Pt 使用量低減に向けた取り組みが進められており、PEMWE のカソード触媒には、燃料電池で培われた低減技術を転用することが可能である。
  - PEMWE では、PTL や BPP へのコーティング材料としても Pt を使用しており、電解槽トータルでの Pt 使用量低減という観点からはコーティングでの Pt 使用量の低減の方が、貢献度が大きい。

  これらの理由から、カソード触媒での貴金属フリー化に向けた取り組みの優先度は相対的に低い。

  しかしながら、将来的に燃料電池、PEMWE が共に GW スケールで導入された場合に Pt が不足する可能性があること、PEMWE の更なる低コストも必要であることなどから中長期的視点では PEMWE でもカソード触媒の貴金属フリー化に取り組む必要がある。
- カソード触媒については燃料電池触媒をベースにした検討が可能であるが、低 Pt 目付量かつ、変動運転などの水電解に合わせた性能と耐久性を持つ触媒の開発が求められ、2030 年頃を目途に触媒の開発を進め、2040 年に向けて実用化を進める取り組みを想定する。

2.2.12　多孔質輸送層（PTL）

- PTL および BPP についての技術課題はある程度類似した方向性を持つ。PTL および BPP についても、起動停止・高電密運転・再エネ直結運転・高温・加圧運転などの運転条件を想定し、劣化メカニズムを解明するとともに、実機での運転に対応した評価プロトコルを構築

する必要がある。特に、接触抵抗の増大に至るプロセスの解明と耐久性予測手法の開発が求められる。

- 電解質膜の抵抗低減と併せて、接触抵抗などの低減も高電流密度化の実現に向けて重要な課題である。
- シミュレーション技術に基づいて PTL 構造を設計することで、気泡排出性能などを向上させることが必要である。
- 触媒層からの集電面に不動態が形成することに起因する電子伝導性低下、酸性・高電位環境による腐食を抑制するため、PTL 表面に貴金属をコーティングする必要があるが、酸性・高電位下であるために Ir や Pt の利用が必要となり高コスト要因となっている。そのため、貴金属使用量低減により低コスト化しつつ、耐久性を維持するような開発が必要である
- アノード PTL の材料として現在主流である Ti は高コストであり、Ti の使用量を低減する技術開発や、Ti に代わる材料の開発が必要である。
- 貴金属フリーと耐久性を両立するコーティング技術の開発については、限られた運転条件のみで使用可能な第一世代（Gen1）のコーティング技術がシーズ探索から研究開発段階へと進んだ場合であっても、更なる高耐久を有する第二世代（Gen2）貴金属フリーコーティング技術を実現するべくシーズ探索を継続する必要がある。
- 現状では、PTL 材料の濡れ性や空孔の構造や大きさの分布が気泡排出に及ぼす影響は十分に解明されていない。そのため、PTL 内の気泡排出メカニズムを解明し、排出メカニズムに基づいて構造を最適化するとともに、最適構造 PTL の生産方法を検討する必要がある。

2.2.13　双極板（BPP）

- PTL に関して記載したように、BPP についても、起動停止・高電密運転・再エネ直結運転・高温・加圧運転などの運転条件を想定し、劣化メカニズムを解明するとともに、実機での運転に対応した評価プロトコルを構築する必要がある。特に、接触抵抗の増大に至るプロセスの解明と耐久性予測手法の開発が求められる。
- PTL と同様に、アノード側では BPP 表面の不動態形成に起因する電子伝導性低下、酸性・高電位環境による腐食を抑制するため、カソード側では水素による材料の水素化や脆化を抑制するため表面に貴金属をコーティングする必要があるが、コーティングに用いる貴金属は高コスト要因の一つである。そのため、使用量を低減しつつ、耐久性を維持するような開発が必要である。
- BPP の材料として主流である Ti は高コストである。そのため、Ti の使用量を低減する技術開発や、Ti に代わる材料の開発が必要である。PEMWE でも、燃料電池の BPP のようにプレス成型やモールド成形できるような金属材料が望ましい。貴金属フリー表面コーティング技術の開発については、限られた運転条件のみで使用可能な第一世代（Gen1）のコーティング技術がシーズ探索から、研究開発段階へと進んだ場合であっても、更なる低コスト、高耐久を有する第二世代（Gen2）の貴金属フリー表面コーティング技術を実現するべくシーズ探索を継続する必要がある。

2.2.14　評価解析・標準化

- 2040 年頃までの技術開発を進めていくにあたって、2030 年までの「実証の場」を作る取り組みと併せ、評価解析の技術開発および評価プロトコルの開発や加速耐久試験法の確立、評価の標準化などを推し進め、要素技術開発に活用していくことが最も重要である。
- 評価解析技術の開発に合わせて、材料開発やセル・スタック開発に対して評価解析を適用していくとともに、実際の評価結果や知見を評価解析技術開発にフィードバックしていく取り組みが求められる。また、システムレベルでの技術実証に対しても、実証プロジェクトからデータの提供を受けて評価解析手法の検証を進めるとともに、実証事業に対するフィードバックを行っていくことが重要である。
- 材料レベル
  - 個々の材料を評価するための評価プロトコルの整備や、評価方法の標準化が必要である。
  - 水電解の運転条件には変動運転などを初めとした幅を持った条件が想定されるため、こうした広い条件を簡潔に評価できる材料評価プロトコルの開発が求められる。
  - 実機において材料が使用される環境や条件が再現された評価プロトコルを開発し、加速耐久試験法を確立することで、実機に材料を適用したときの性能評価や耐久性予測が可能となるものと期待される。
  - 材料開発の観点では、MI（マテリアルズ・インフォマティクス）などの材料探索を支援する分析・解析技術の開発が求められる。
  - 電極触媒の開発を行っていくには、電子状態に関する高度オペランド計測技術の開発が有効である。
- セル・スタックレベル
  - 開発した電極触媒や電解質膜の MEA として性能や耐久性を評価可能な技術や研究開発の仕組みを整備することが必要である。
  - PEMWE の要求寿命（10 年＝約 9 万時間運転）の達成には、9 万時間の運転での劣化モードを短時間で再現可能な加速劣化プロトコルの開発が必須である。具体的には、9 万時間の 100 分の 1 の時間である 900 時間以下で、再現できることが望ましい。
  - 加速劣化プロトコルの開発では、材料開発効率化の観点から早期に確立可能な範囲から随時成果を公表し，材料開発加速に向けて材料開発の研究者と密な連携を行うことが必要である。また、評価手法の標準化も国際競争力の観点から重要である。
  - 経時劣化時の過電圧分離と劣化メカニズム解明による知見を生かして、耐久性能シミュレーション技術やその場劣化診断技術の開発も必要である。
  - 将来的に高温化や加圧運転を実現していくには、これらのパラメータによる性能への影響を評価するとともに、モデル化して影響を推測することが可能となることが期待される。
- システムレベル[103]
  - 電解装置として以下を標準化することが必要である。

[103] システムレベルでの評価解析については、付帯設備を含む技術実証との関連を明示するため、ロードマップでは評価解析の項目のうち下方に記載した。

- ✧ 電解装置（セル以外も含む）としての原単位（kWh/Nm^3）の測定方法（動作パタン・環境条件等）の標準化
- ✧ Beginning of Life（BOL）・End of Life（EOL）の定義の標準化
- ✧ 電解装置（セル以外も含む）としての劣化性能の測定方法（動作パタン・環境条件等）の標準化
- ✧ 電解装置（セル以外も含む）としての各種性能（変動レート等）の測定方法（動作パタン・環境条件等)の標準化
- ✧ 電解装置（セル以外も含む）としての LCA の標準化

- ➢ 将来的に高温化や加圧運転を実現していくにあたって、これらのパラメータによる性能への影響を評価するとともに、システム全体での効率やコストを評価し、システムメーカーが設計思想に基づいた最適化を検討できるようにすることが重要である。

- 数値解析
  - ➢ 気液二相流解析技術等によってセル内流体を可視化する技術の開発が求められる。
  - ➢ 定負荷運転時のみならず変動運転時の気液二相流解析技術を解析可能なモデルを開発することで、電解槽設計を支援することが可能になる。詳細は、AWE の記載を参照されたい。
  - ➢ 電極反応によって発生した水素、酸素は一度アイオノマに溶存した後、気泡となると考えられる。溶存した物質が、触媒層、PTL のどの位置で気泡として発生するかなど、気泡発生のメカニズムは解明されていない。気泡発生メカニズムを、数値解析を援用して解明することで、電極設計を支援することが可能になる。
  - ➢ 水電解装置のシステム性能（原単位、変動追従性など）の検討に当たり、水電解装置を使用するエンドユーザーが電解装置に求める運転条件や出力を達成するために必要となる電解装置のシステム性能を明らかにする必要がある。運転条件等からシステム性能を決定するためのシステムシミュレーションモデルと、セル劣化モデルや性能評価モデルなどの開発が必要である。
- 高度オペランド計測技術開発
  - ➢ 高度オペランド計測技術による気泡移動や気液二相流挙動の可視化技術と、気液二相流数値解析技術を連携することで、メカニズム解明や解析技術の精度向上を加速することが可能になる。詳細は、AWE の記載を参照されたい。
- 加圧試験のガイドライン作成については、AWE の記載を参照されたい。

2.2.15 付帯設備

- 付帯設備については 2022 年度の課題抽出の結果を踏襲しており、詳細な議論は実施できていない。目標水準まで総資本コストを低減するには、量産化なども含めて相応の技術開発が必要であり、これらについては将来課題として指摘するにとどめる。どのような電力を活用するかといった上流側の課題や、どのような性状の水素を製造するかといった下流側の課題とも関連する要素であり、今後の 2030 年～2035 年頃に向けた技術実証と併せて検討を深めていく必要がある。

- 付帯設備のうち、整流器は水電解システムに対するコストの寄与が電解槽に次いで大きく、また変換効率の向上が電気代の低減に寄与するため、整流器のコスト低減および変換効率の向上は重要な課題である。本検討では整流器に関する技術課題の詳細は議論できておらず、今後の 2030 年～2035 年頃に向けた技術実証と併せて検討を深めていく必要がある。
- 付帯設備については、スキッドマウント設計などが設置コスト低減に有効であるものと考えられる。そのためには電解槽の省スペース化も重要であり、高電流密度化は省スペース化にも寄与するものと期待される。
- 高温化や加圧運転に対して、圧力・差圧の制御や、温度制御が求められる。
- 変動運転を行う上では、最適運転や予知保全の自動化が重要な技術であると考えられる。
- 電力変動に対して BOP を最適化することや、水素・圧力を保持した停止スキームなどが求められる。
- 変動する電力を有効に活用しつつ劣化を低減するためには、システムをマルチモジュール設計とし、各モジュールを最適に運転する技術が有効である。
- PEMWE においては高電流密度運転および変動運転を想定するため、整流器の高電流密度対応や低電流時の効率向上などが求められる。

2.2.16　技術実証

- 技術実証の観点では、電解槽の起動停止耐性の実証や、大型装置を評価可能な実証設備の構築、実証機の増強、フィールド導入による結果の還元、系統接続時の調整力などの影響評価などを進めていく必要がある。

2.2.17　その他

その他、PEMWE の競争力確保のため重要で検討が必要な項目を以下に示す。

- 開発方針
  - 上流側の電力調達や下流側の水素利用との関係を整理し、温度や圧力といった運転条件をはじめとした水電解システムの技術仕様や量産化指針を明確にした開発を行って市場投入を進めていくためには、日本がどのように PEMWE 市場を今後見出していくのか、競争力を生み出すのかというビジョンを今後検討し、明らかにする必要がある。
- 材料開発体制
  - 材料開発を支援するため、アカデミアが最新材料にアクセスできる仕組みの整備や、ベンチマークとなる標準材料の設定が必要である。
- サプライチェーン
  - 現在、材料としてのフッ素自体の入手が困難となっていることで、フッ素系膜の供給が制限されて高コストとなっている。炭化水素系膜の開発促進やフッ素の増産など、業界の枠を超えたサプライチェーン全体としてのサポートが必要である。
  - 直近では補機の電子部品のサプライチェーン確保が喫緊であり、切実かつ水電解分野にとどまらない課題である。
- 法整備

- 高リサイクル率を達成するためには、貴金属リサイクルや Ti パーツの再利用について、産業廃棄物としての廃棄を防ぐ法整備や、海外からのスタックの再輸入などが容易にできるような制度の整備が必要である。
- 欧州の PEM 水電解メーカーは 3～5 MPa を標準仕様にしているものが多いが、これはガスパイプラインへの注入など輸送・貯蔵用途を念頭に置いていると想定される。日本のスタック、周辺機器がそのスペックに対応した開発に取り組まない場合、グローバル市場のシェアで劣後する恐れがあるが、現在の高圧ガス保安法による規制の下では 1MPa 以上の圧力での実験には厳しい制限がかかるため、研究開発の加速の観点では何らかの規制の緩和などが議論されることが望ましい。

- 規制対応
  - 今後の PFAS 規制への動向を把握しつつ、電解質膜、アイオノマ等のフッ素の規制への対応を検討することが必要である。

2.2.18 今後のロードマップ検討に向けた課題

本検討では 2040 年ごろに向けた PEMWE の技術開発目標について検討したが、今後の技術実証や技術開発、あるいは評価解析手法の開発や標準化などに応じて再検討などを行っていくことも重要である。ここでは現状で想定される課題をまとめる。

- 本検討では主に電解槽の技術開発について注目したが、電解槽の技術進展や製造コストの低減では水素製造コストの低減は成しえず、付帯設備のコスト低減や設置コスト、間接費など総資本コストに係るシステム全体で検討することが必要である。この点については詳細な検討は実施していないため、今後の課題である。
- 水電解においてはどのような電源を活用するか、というユースケースに合わせた開発が重要だが、今回は十分に安価な再エネ（特に PV を仮定）と系統電力の併用により 2.5 円/kWh 程度の価格で電力が調達可能、との仮定を置いている。全体シナリオ（図 1.4-1）などで指摘したとおり、上流側の電力との関係や下流側の水素利用との関係ついては今後の技術実証を経て検討していく必要があるが、こうした検討はロードマップの修正・更新にも反映されるべきである。
- 電解槽の性能に関連する検討についても、劣化メカニズムの把握や定量的な予測についてはまだ研究開発が続いている状況である。本検討で実施したシミュレーションでは、ENEOS 株式会社から提供いただいた「5000 回の起動停止で 10%の IV 性能低減」という知見、および参考文献における Ir 目付量違いでの劣化速度のデータをそのまま使用し、これらの劣化による影響は独立に生じるものと仮定した。耐久性に関する目標や耐久性向上に向けた技術開発項目を検討するには、こうした劣化メカニズムや評価指標に関する研究開発の結果を反映していくことが不可欠である。
- 同様に、高温化・加圧運転による影響についても評価指標がなく、加えて付帯設備についても詳細な検討ができていないことから、高温化や加圧運転によるシステム効率やコストへの影響は議論できていないため、こうした検討による性能評価・耐久評価プロトコルの策定も今後取り組むべき課題とした。

- クロスオーバーについてもメカニズム把握が十分でなく、また特にどの程度までの運転範囲を下限として水電解の制御を想定すべきかについても考え方を定められていないため、クロスオーバー低減について定量的な目標を設定することはできていない。クロスオーバーのメカニズム解明や影響評価手法の開発も重要な課題である。
- カソード触媒の Pt 目付量に関する目標（水電解におけるカソード反応の触媒特性の把握）や、PTL などの耐久性に関する目標（劣化によって接触抵抗が増大するメカニズムの把握など、適切な評価指標が得られていないために定量的な検討が難しい項目も多いため、今後の評価解析技術の開発にあわせた更新・反映が必要である。

2.3　アニオン交換膜水電解の技術開発課題

AEMWE は、アルカリ性環境下のため高コストな貴金属を利用せずに済むポテンシャルを持つこと、PEMWE 類似のセル・スタック構造で高い電流密度を目指すことができることから注目されている。一方で現状その技術的な成熟度はまだ高くなく、AEMWE の製品化の状況は世界的にみてもごく限定的である。特に小型システムについてはイタリアの Enapter 社が世界に先駆けて 2.4 kW の装置を商用化している。同社はこの小型のモジュールを大量生産することでコストダウンを図り、大出力対応は小型のモジュールを並べることで行う戦略である。一方最近では、米国の Verdagy 社がセル面積 2.85 m^2 の大型 AEMWE の開発に取り組んでいることが発表されており、今後の動向が注目されている。両者のうち、小型 AEMWE は、PEMWE の進化系という位置づけと想定され、Enapter 社が商用化しているシステムでは、PEMWE のようにアノード側のみに電解液を供給し、カソード側は無給水とするシステムを採用している。一方、Verdagy 社が取り組んでいる大型 AEMWE は、AWE の進化系という位置づけと想定される。小型、大型の AEMWE にはそれぞれ特有の技術課題が存在するため、「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理」ではそれぞれに特有の技術課題を、【小型】、【大型】と明記するものとした。

また、AEMWE では電解液として濃度 1 M 程度のアルカリ溶液を用いることが主流である。これは AWE の電解液に比べれば低濃度だが、さらにアルカリ濃度を低減することにはスタック内のセル間短絡の抑制、配管での Ni 使用量低減による付帯設備の低コスト化、などの利点があるため、究極的には純水供給のみでの運転する AEMWE にも期待がされている。

上記のような背景から AEMWE は大きくは 2 つの方向性で将来的な活用が見込める。

①ゼロギャップ AWE の隔膜代替としてアルカリ溶液にて活用する。AWE に対してアルカリ濃度を下げることで低コストの補機も使用可能、また電流密度を上げることでさらに低コスト化を狙える。

②①よりも更に希薄アルカリ溶液や純水供給とし、カソード側は無給水運転とすることで、PEMWE の低コスト電解装置タイプとして活用。PEMWE 類似のセル・スタック構造で大電流化が期待できる。また、段階的な貴金属触媒フリーの達成や、純水供給稼働の場合では耐アルカリ部材が不要となることで更に低コストが期待できる。

一方、現状では純水運転時には電解性能や耐久性が著しく低下することが報告されており、純水運転の実現には純水条件でも高性能、高耐久性を発揮できる部材が必要となることに留意が必要である。既にアルカリ電解液を用いた AEMWE の開発が世界で進められている中、究極的な純水運転の実現に向けた開発には世界の動向も見据えながら取り組む必要がある。材料開発の進展によるブレークスルーへの期待が大きい領域といえる。純水タイプとすることでアルカリ耐性部材が不要となるメリットがあるが、アニオン交換などによるイオン導電低下が懸念され、対応として純水の純度要求が上がるなどデメリットも考えられる。純水タイプにすることによるトータル効率、低コスト効果を検証し、希薄アルカリタイプとのメリット及びデメリットの比較、優位性の検証が必要である。

AEMWE の社会実装に向けては、①として 2030 年頃までに技術開発目処を立て、～1MW 級の技術実証を実施する。その後、2035 年頃までに実用化確立、社会実装を目指す。その後 5 年以

内を目処として②希薄アルカリ溶液および純水供給タイプの技術開発を進める。AEMWE は低コストと高性能・高耐久を満たすような材料設計、特に触媒の場合には非貴金属系での高性能の実現が必要である。また、海外での使用を見据えた加圧対応の開発が必要である。多様な環境、使用条件に対応できるよう各部位において設計論への落とし込みが必要である。

また、今後の変動再エネ導入拡大下での活用に向けては、耐久性の向上や柔軟性の向上が必要と考えられ、そのための劣化メカニズムの解明が強く求められるのは AWE、PEMWE 同様である。アニオン交換膜をはじめ耐久性と安全性、稼働率向上に寄与できる材料の開発が求められる。協調領域を明確化し、性能評価・加速劣化プロトコルの構築により国内の開発力強化に繋げる。その他、AEMWE と PEMWE の構造は類似しており、PEMWE において蓄積された生産技術開発の展開などに取り組むことで、効率的に技術開発を進めることができる。　なお、目標値は AEMWE タイプの特徴を活かしつつ、今後の動向を見て設定する。電流密度が上げられる研究結果も見られるため、AEMWE のメリットを活かしつつ高性能も狙える。

2.3.1　膜電極接合体

- AEMWE でも PEMWE に匹敵する高電流密度での運転実現が期待される。PEMWE における記載と同様に、高電流密度化に向けた開発の方針として、電子、アニオン、気相、液相の輸送メカニズムを解明し、適切な三相界面を形成することで、反応面積の増大を図ると共に、電子やアニオンの伝導パスを確保して伝導抵抗を低減する必要がある。
- 触媒層構造を変更することで、気泡排出性能、アイオノマへの給水性能などが影響を受けるため、これらの他様々な因子を考慮した上で、触媒層を最適化する必要がある。特に、pH に依存して、反応種である水酸化物イオンの濃度が変化するため、pH 変化時の反応面への水酸化物イオンの輸送などを考慮し、触媒層の構造を最適化する必要がある。
- カソード側無給水運転におけるアノード触媒層/PTL 界面設計として、高電流密度化に伴う泡発生対策には気液分離設計が重要である。
- 加圧時の現象、劣化機構の解明（性能アップ要因と性能低下要因の両側面）を行い、MEA 構成部材の設計が必要である。（3MPa 程度までを将来想定）
- MEA 製造の方法として、現状は電解質膜に触媒を塗布する Catalyst-Coated Membrane (CCM)と、PTL 基板に触媒を塗布する Catalyst-Coated Substrate (CCS)の両方の開発が進められている段階であり、特定の手法に収斂している段階ではない。それぞれに対して、接触抵抗低減や生産技術の開発を進めることが必要である。
- 「MEA 中の水分・ガス・水酸化物イオン輸送現象の解明」については、PEMWE の記載を参照されたい。

2.3.2　電解質材料

- アニオン交換膜が水に接触した際、膜の寸法が変化するが、この寸法変化は組み立ての際に問題となる。生産性を向上させるためには、膜の基礎設計の段階から、給水時における膜の寸法安定性を確保しておく必要がある。

- 電解質材料の耐久性を考える上では、ラジカルに対する安定性、つまり化学劣化に対する耐性も重要な因子である。また、AEMWE では運転条件が明確に定まっておらず、高温で運転することも想定されるため、耐熱性の向上も重要である。
- AEMWE でも PEMWE と同様にアノード側のみに電解液を供給するカソード側無給水運転が検討されている。しかしながら、カソード側無給水運転時は、カソード側に電解液が供給されないため、カソード側の電解質膜、アイオノマがドライアウトする現象、アニオン交換膜のカソード側の含水量が低下することにより膜内のアルカリ濃度が増加し、膜が劣化する現象などが進行する可能性がある。そのため、電解質材料のアニオン伝導性のみならず高アルカリ耐性や透水性も増大させる開発が必要である。
- カソード側無給水運転は膜の液水透過能力の向上が重要となる。また、薄膜化の場合には気体透過（クロスオーバー）抑制と補強の技術が重要である。触媒層中の電解質材料(アイオノマー)には高酸素透過能力(アノード)、高水素透過能力(カソード)の向上が重要であり、水素電位での吸着構造の解析と抑制が必要である。
- 将来的に、高活性・高耐久を実現する電解質材料を実用化するには、現在から、新しいコンセプトに基づく好材料開発に取り組むことが必要である。材料開発の方針として、例えば、イオン伝導機構に着目した電解質材料の開発などが挙げられる。
- PFAS 対応の開発は必須となる。規制の動向に注視し、2030 年頃までには対応できるように開発を進める。
- カソード側無給水運転時の水透過に伴うカリウム移動、濃縮の懸念がある。現象把握と影響確認を行い、抑制対策の見極めが必要である。
- 前述の①や②の方式の違いだけでなく、開発しているメーカーの電解セル・スタックの特徴に応じ、電解質膜に対する要求特性が異なる。現状はどの形式が勝ち残るか不明である。このため、主要な特徴を持つ電解セル・スタックメーカーの要求に応える特性を持つ電解質膜を提供し、世に問う取り組みも、部材として勝ち残るために必要であると思料される。

2.3.3 電極触媒

- 大気中の CO_2 がアルカリ電解液に混入する現象は AWE と同様に課題である。特に、AEM のように、電解液として希薄アルカリ溶液を用いると、CO_2 混入による電解液の pH 変化がより顕著となる。このように電解液の pH が経時的に変化した場合であっても触媒活性を担保するための対策が必要である。
- AEMWE は、アルカリ性環境下であるため、高コストな貴金属を使用せずに済むポテンシャルを有しており、貴金属フリー触媒の開発は、重要な技術開発項目である。現状では、アノード電極触媒の貴金属フリー化については検討が進んでいる段階である。アノード触媒は 2030 年頃までに貴金属フリー技術開発の目途を立てたい。一方、カソード電極触媒の貴金属フリー化は、アノードと比較して難易度が高く、貴金属フリー化の検証も含めた中長期的な検討が必要である。性能と耐久性の両立を段階的に目指し、2030 年頃ごろまでに低白金族化、2040 年頃までに貴金属フリー化の実現に向け、技術開発を進める必要がある。
- カソード側の低白金族化と貴金属フリー化は、性能低下影響が大きい。また、PEFC のアノードよりもその低白金族化影響は大きい。カソードの液供給有り時の液/液界面設計、液供給

無し時の気/液界面設計も考慮し、低白金族化や貴金属フリー化の取り組みが重要である。担体改良（カーボンやセラミックス）も必要である。

- カソード側無給水運転、低 pH、高電流密度、温度上昇時におけるアイオノマの性能・劣化が課題になる可能性が高く、開発が必要である。
- アイオノマの溶解度が低いと MEA のインクに制約（触媒に対するアイオノマの比率が挙げられない）が起こり、触媒層設計における最適な条件を見つけ出すことが困難になる。

2.3.4　多孔質輸送層（PTL）

- カソード側無給水運転では特に PTL にて MPL 形成よる触媒層の水保持の能力向上が重要である。
- PTL の材料の候補として Ni が検討されているが、Ni は高コストであるため、耐アルカリ性を備えた安価な代替材料の探索や、安価な材料へのコーティング技術の開発に取り組む必要がある。また、コスト低減のみならず、PTL の電子導電性や耐久性を向上させるためにも、新規材料の適用は必要不可欠である。性能や耐久性向上を実現しつつコストを低減可能な材料の探索が必要である。
- 「気泡排出メカニズムの解明」については、PEMWE の記載を参照されたい。
- 加圧運転時は差圧が発生すると膜を支えるのはアノード側の PTL になるため、PTL の開発が必要である。
- Ni 系材料では AEMWE の起動停止時の電位範囲での酸化還元で劣化が進む可能性が懸念される。PTL 劣化要因の解析を進め、影響有無の見極めと開発が必要である。また腐食性評価プロトコルの設定が必要である。

2.3.5　双極板（BPP）

- BPP の材料の候補として Ni が有力視されているが、Ni は高コストであるため、耐アルカリ性を備えた安価な代替材料の研究が求められる。BPP の材料は現状収斂しておらず、AEMWE の実用化に向けて代替材料の探索に取り組むことも重要である。また安価な材料へ貴金属をコーティングすることも想定されうるため、コーティング技術開発についても取り組む必要がある。
- PTL 同様に BPP の腐食・劣化要因の解析を進め、腐食性評価プロトコルの設定が必要である。

2.3.6　セル・スタック

- AEMWE は未だ材料開発の段階にあり、スタック構造についても基礎研究が必要である。例えば、AEMWE ではアルカリ溶液を使用するため、スタック内のセル間の液絡が問題となる。使用する材料、電解液のアルカリ濃度などに対して適切なスタックの構成は解明されておらず、基礎研究が必要である。
- PEMWE では、アノード側のみに純水を供給するシステムが実用化されている。同様に AEMWE でもアノード側のみに電解液を供給するカソード側無給水運転が検討されている。しかしながら、カソード側無給水運転時は、カソード側に電解液が供給されないため、カソ

ード側の電解質膜、アイオノマがドライアウトする現象、アニオン交換膜のカソード側の含水量が低下することにより膜内のアルカリ濃度が増加し、膜が劣化する現象などが進行する可能性がある。そのため、セル内の水分を適切に制御することで、これらの課題を解決する必要がある。

- 大面積化した場合の流路後段側での反応性向上が必要である。高電流密度化かつ大面積化をすると流路後段では特にカソード側は無給水によるドライの影響が大きくなる懸念がある。面内分布を解析する技術も重要となる。
- PEMWE と同様に、高圧運転に耐えうるシール技術開発に取り組む必要があることに加え、アルカリ性環境下で適用可能な材料の探索も必要となる。
- KOH 濃度の保持のため、純水を適宜補充する運転となり、電解液中に不純物が濃縮していくことが想定される。影響を与える不純物種、影響程度の把握は十分ではないため、電解液中のコンタミ影響の把握が必要である。

2.3.7　付帯設備

- 「配管部材 Ni 使用量低減による低コスト化」については、AWE の記載を参照されたい。
- カソード側にアルカリ溶液を供給しないカソード側無給水運転を実施した場合であっても、電解によって生成された水素中に水酸化カリウムが含まれる場合がある。純度の高い水素を製造するためには、精製装置の開発に取り組む必要がある。

2.3.8　評価解析・標準化

- 材料レベル
  - DX を活用した更なる高性能化開発が必要である。計算科学・インフォマティクス技術を用いた新規材料探索基盤を構築し、開発への活用が重要である。
  - 個々の材料を評価するための評価プロトコルの整備や、評価方法の標準化が必要である。
  - 劣化メカニズムの解明から加速劣化プロトコルの整備を行い、開発の加速化が必要である。
  - アニオン交換膜の性能を評価する際、大気中に存在する二酸化炭素が膜に吸収されることで、膜のアニオン伝導性が変化するという課題がある。大気中に存在する二酸化炭素の影響を考慮した標準的な性能評価方法を確立し、性能を横並びで比較できるようにすることが必要である。
- セル・スタックレベル
  - 開発した電極触媒や電解質膜の MEA として性能や耐久性を評価可能な技術や研究開発の仕組みを整備することが必要である。
  - 水電解槽の要求寿命（10 年＝約 9 万時間運転）の達成には、9 万時間の運転での劣化モードを短時間で再現可能な加速劣化プロトコルの開発が必須である。具体的には、9 万時間の 100 分の 1 の時間である 900 時間以下で、再現できることが望ましい。
  - 加速劣化プロトコルの開発では、材料開発効率化の観点から早期に確立可能な範囲から随時成果を公表し、材料開発加速に向けて材料開発の研究者と密な連携を行うことが必要である。また、評価手法の標準化も国際競争力の観点から重要である。

- システムレベル
  - システムの性能を評価するための評価プロトコルの整備や、評価方法の標準化が必要である。
- 数値解析
  - 「気泡排出メカニズムの解明」については、PEMWE の記載を参照されたい。
  - 水電解装置のシステム性能（原単位、変動追従性など）の検討に当たり、水電解装置を使用するエンドユーザーが電解装置に求める運転条件や出力を達成するために必要となる電解装置のシステム性能を明らかにする必要がある。運転条件等からシステム性能を決定するためのシステムシミュレーションモデルと、セル劣化モデルや性能評価モデルなどの開発が必要である。
- 高度オペランド計測技術開発

高度オペランド計測技術による気泡移動や気液二相流挙動の可視化技術と、気液二相流数値解析技術を連携については、PEMWE の記載を参照されたい。

2.4　固体酸化物電解の技術開発課題

2022 年度に実施した「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理」のうち、SOEC の部分では他の電解ロードマップと書式を合わせるため、材料レベルの技術開発課題（電極、電解質に分けて記載）、セル・スタックレベルの技術開発課題、システム・付帯設備（SOEC 特有のもの）の技術開発課題、評価解析技術開発課題の 4 つに分けて記載した。また、「定置用燃料電池ロードマップ」のうち SOFC に関する部分との共通課題や rSOC（リバーシブル固体酸化物形燃料電池－水蒸気電解セル[104]）などと共通する項目などもある点が固有の点である。

なお、４つの分類に基づいて技術開発課題の補足は以下の通り。また、当時の振り返りとして●定量的な目標の設定、●ユースケースの分類・具体化、●投入される電力の変動やそれに伴う起動停止の特徴付けをそれ以降の取り組みの課題としてあげた。これらの課題を鑑みた取り組みにはバックキャストの視点で適切な目標設定を行う必要がある。SOEC の高効率特性を発揮させるには電力供給条件だけでなく、熱利用条件も運転条件の重要な要件であり、セル・スタックやその要素技術に大きく影響する。そのため他の電解方式と比較して高次な検討が必要である。そこで今回の検討においては、2040 年の「在り様」を想定し、社会実装を達成するために加速や強化すべき技術開発課題の頭出しの議論にとどめ、個別の技術開発課題の見直しは目標設定の議論も含め、継続する議論で実施することとした。

なお、以下は今後の議論に向けた現状の課題認識である。これらの観点を踏まえた議論や検討を継続し、個別の技術開発課題とその達成目標についての設定や更新を進めていくとともに、着手できる課題については早期に着手することで、目標達成の確度をあげる取り組みも必要である。

〇SOEC の市場ニーズ（ロードマップ：「SOEC システムの在り様」に転載）

2040 年以降の水素市場の拡大を鑑みると、大量水素需要に応える水素製造設備が所望されるところであり、SOEC においてもスケールアップが必須となる。SOEC の特性として、今後のスケールアップ時には、数十 kW~を単位とするスタックやセル集合体（円筒形等の場合）を複数組み合わせたモジュール（100kW～）やそれを更に複数組み合わした MW 級のコンテナサイズレベルのモジュールが（他の電解方式と同様に）システム化時の基本構成となると想定され、大規模から小規模分散型にも柔軟に対応可能となるであろう。加えて、SOEC は熱力学的原理から他の電解方式に比べ少ない電力での水素製造が可能であるものの水蒸気の気化熱を必要とするため、特に水素を用いる燃料合成（炭化水素、アンモニア）の反応熱との組み合わせや、低・高温熱との組み合わせにより、効率上昇幅が拡大するため、SOEC の高効率特長を活かした高効率な P2G システムを実現することができる利用・立地条件があると見込まれる。2050 年のカーボンニュートラルに向けた我が国の需給分析においては海外輸入水素の重要性を示す分析もあることから、海外の再エネ適地での大規模水素製造市場での競争力も重要であり、そのために SOEC システムの低コスト化も不可欠である。

〇運用条件・熱の利用条件

[104] 以下、「rSOC」と略記する場合がある。

SOEC では、さまざまな運用条件および熱利用条件を考慮した開発が構想されている。これらは、変動性のある再エネの利用や、SOEC の特性（熱との組み合わせに特に優位性がある一方で、冷起動や停止を伴う運用が不向きである）を前提にしたものである。以下に分類して整理する。

運用条件

1）定格一定

2）大きなターンダウン比での運用/停止は極力させない。

3）大きなターンダウン比での運用/冷起動停止も伴う。

4）リバーシブル運用　（高温状態での EC/FC 切り替え）

熱の利用条件とスタック動作電圧

1）水蒸気の供給を受けず、スタックジュール熱を利用して水蒸気生成。スタック電圧は 1.4V を越える。

2）SOEC 自体の低温排熱、外部低温排熱を利用してヒートポンプ等で水蒸気を生成。

3）水蒸気（の生成熱）は外部、もしくは組み合わせた反応器（メタン化、FT）から供給。

2)、3）のスタック電圧は 1.3V 程度。

4）水蒸気に加えて、外部から高温ガス循環等でスタックに供給される。1.2V 以下を想定。

1）はスタックの熱収支として発熱動作、2）3）は基本的に熱中立動作、4）は吸熱動作となる。効率に直結する動作電圧は　4）＜ 3)、2）＜ 1）となる。

多様な考え方はありつつも、今後の議論においては一定の制約の下それぞれを比較参照し、希求する性能目標についてシミュレーションの手法も取り込みつつ探索し、要素技術への要求に落とし込む必要がある。

〇大量生産への準備

市場ニーズを鑑みると、EC が FC と大きく異なると考える点のひとつとして、「規模感の違い」がある。再エネ適地での大型集中水素製造には GW クラスへの適用が必要で、大規模化・大量生産への対応を考慮する必要がある。他の電解方式と比肩しうる低コスト設計のセル・スタック、量産に適した製造方法・検査方法など大量生産への対応はコストダウンの原動力にもなり、小規模分散型~大規模集中まであらゆるターゲットに対し有効で必要な取り組みとなる。

将来的に GW クラスの水素製造設備への対応を鑑みると、SOEC スタックのマルチベンダー調達や多メーカー品を混載した大型電解装置の構成が可能となることが重要であり、オープン領域の仕様標準化を意識した議論が必要であり、シミュレーション技術の活用も含めた電力供給条件、電解条件や熱の利用条件などを含む運転条件ごとの評価を行い、材料や制御に関する共通解を得る取り組みも必要である。

〇大規模化に向けて

SOFC においては発熱が大きく、セル･スタックの大型化に伴う熱籠りが課題とされてきたが、SOEC においては電解反応吸熱とジュール発熱が相殺するため大型化自体は SOFC に比べると容

易であるものの、発・吸熱バランスの分布が複雑であり、SOEC ならではのセルの電気化学的劣化に基づく性能や耐久性の検討が重要である。また、スタックの多層積化（単位スタックの高容量化）や多数構成を前提とした統計的信頼性を確保するための機械的信頼性の向上が重要になるとの指摘がある。わが国では、SOEC の大型化に伴う課題に関する知見は十分とは言い難く、セルの大面積化・スタックの多段化・多数スタックのモジュール化・多数モジュールのコンテナパッケージ化に関わる課題は社会実装への取り組みが進むにつれ重要度は高まるとされ、対応していく必要がある。

〇社会実装にむけて

社会実装にむけて水素製造設備としての検討が進むにつれ、安全対策や BOP に関する課題認識は高くなりつつある。安全性評価、リスク対策、BOP を構成する各種機器への要件などが具体的するにつれ、それに伴う制度や技術開発の要望にも対応を検討していく必要がある。

〇標準評価技術の構築とその活用

共通的な標準評価技術の構築と活用は SOFC 同様、SOEC においても重要な取り組みである。特に EC においては社会需要やニーズから、運転条件ごとの特徴を標準評価方法で把握することは協調領域や標準化に資する仕様の検討にもつながる。標準評価方法によって獲得できるデータの利活用を踏まえた取り組みが求められる。また、安全対策や BOP には他の電解方式との共通的に検討されうるものも多く、電解方式を越えた議論が求められる。

〇その他

電解に投入する水については他の電解方式より不純物許容範囲が広い可能性も指摘されている。社会実装がすすむにつれ顕在化する現実問題への適用力など、これまであまり注目されていなかった要件についても比較検討し、SOEC がより社会に貢献できるよう取り組んでいく必要がある。

2.4.1　電極

- 電極においては、特にセル性能向上に向けた技術開発と耐久性向上に向けた技術開発が求められる。前者では、水蒸気の利用率向上が課題として挙げられているが、実サイズセルを想定した場合は製造プロセスの観点が重要になり各社開発領域でもあるため、技術開発の推進には設計指針策定などの協調領域の抽出がポイントである。
- 耐久性向上は重要な課題であり、実用技術開発の段階ではセル耐久性として 10 年以上の水準が求められる。劣化には Ni の移動や凝集が大きな役割を果たしていると考えられることから、そのメカニズムの理解が重要である。とりわけ SOEC 特有の雰囲気・電場下でのメカニズム解明が必要である。その他、不純物ガス被毒などの技術課題に対しては、SOFC での知見が活用できる可能性があるため、もし SOEC 固有の課題があればそれに取り組むべきである。
- その他、中長期的な課題としては、還元雰囲気を効率よく作るための高活性触媒の開発、純酸素利用を視野に入れた場合の高濃度酸素や水蒸気下での材料耐久性向上、加圧時の耐久性向上などが必要である。

2.4.2　電解質

- 電解質の技術課題としては、特にセル耐久性向上に向けて ZrO_2 系の相変態や応力分布の抑制が重要となる。
- また、超高効率な水電解装置に向けて期待されるプロトン導電性セラミック電解セル[105]の材料開発、特に電子リークを抑制可能な材料開発が必要である。

2.4.3　セル・スタック

- セル・スタックにおいては、特にスタック性能向上、耐久性向上、低コスト化に向けた技術開発を進める必要がある。インターコネクタでは安価なコーティング技術と汎用材利用によるコスト低減が必要である。また、水蒸気・酸素雰囲気での配管耐久性向上が求められる。
- シール技術は SOEC 技術開発において重要であり、高温でリークのない材料開発が必要である。高効率化に向けた加圧スタックにおいては、加圧対応可能シール技術も求められる。セル・スタックでの熱応力耐性、高水蒸気条件での不純物による電極被毒抑制なども必要である。
- 生産技術に関しては、セルの大型化・低コスト化に向けた技術開発が必要とされる。一方で、耐久性の観点から大型化にはセラミックセルには最適なサイズがあると考えられる点は留意が必要である。また、既にある技術（セラミックシート成型、セル作製技術）については各社で活用を進めることが可能である。そのため、協調領域にある技術課題として、ロードマップにはセルの大型化・低コスト化に向けた革新的な技術への取り組みを記載した。
- SOFC とも共通する技術課題として、以下の記載を行った。
  - 低温化や高耐久化などのメリットを持つ金属支持形の SOEC についても現状は基盤研究の水準ながら今後の技術開発についての記載を行った。
  - 将来の超高効率な水蒸気電解に向けて期待される PCEC の開発の記載を行った。
  - リバーシブル形の固体酸化物形燃料電池―水蒸気電解セル（rSOC）について、実証による課題抽出から一層の性能向上へと技術開発に取り組む方向性の記載を行った。

2.4.4　システム・付帯設備

- システムの技術課題としては、将来の産業用途での利用などを見据えての大型化に向けた基盤技術開発、その他システム高効率化、高耐久化が主な技術課題である。
- 付帯設備については SOEC 特有の項目をここでは記載した。水素精製は電解種共通課題でもあるが、SOEC では製造した水素ガスに含まれる水蒸気量が他の電解と比較して多く、高効率水素精製（水分分離）技術開発が必要であるため、特記した。
- その他、SOEC 特有の付帯設備（熱交換器、断熱材、水蒸発器）の技術課題はここにまとめて記載した。普及に向けてはセル・スタックの他、これらの付帯設備の低コスト化も合わせて求められる。

---

[105] 以下、「PCEC」と略記する場合がある。

2.4.5　評価解析・標準化

- 評価解析技術については、技術課題同様に材料レベル、セル・スタックレベル、システムレベルの三階層での整理を行っている。
- 材料レベルの課題として、ここでは新規材料探索技術（マテリアルズ・インフォマティクス（MI）、プロセスインフォマティクス（PI））、界面での元素拡散-耐久性相関評価解析、PCEC 用電解質の電導種評価技術、シール材、インターコネクト材料安定評価技術を記載した。その他、中長期的課題として迅速材料安定性評価解析手法を記載しており、開発効率化のためには重要である。
- セル・スタックレベルの課題として、水蒸気発生法を含めた性能・耐久性評価技術、加速劣化試験プロトコル開発、その他セル・スタックの熱や電流密度分布を明らかにするシミュレーション技術、耐久性・寿命予測シミュレーション技術、スタック構造信頼性評価、界面近傍での反応その場観察技術が必要である。
- システムレベルでは、SOEC システムの評価標準化の必要性、耐久性や寿命予測シミュレーション技術が必要である。

2.4.6　金属支持型

- SOFC 同様に、金属支持型のセル構造とすることで作動温度の低温化や耐久性に関してメリットが期待される。「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理」では、「定置用燃料電池ロードマップ」と齟齬のない記載を行っている。
- rSOC に関しては、定置用燃料電池と齟齬のない記載を行っている。

2.4.7　プロトン導電性セラミック電解セル

- SOFC 同様に、超高効率な水電解に向けた次世代の技術としてプロトン導電性セラミックを利用した電解セル（PCEC）への期待がある。PCEC は特にドライな水素を製造できるという点も特長である。PCEC の技術開発に関しては、「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理」では、「定置用燃料電池ロードマップ」と齟齬のない記載を行っている。

2.4.8　リバーシブル固体酸化物形燃料電池－水蒸気電解セル

- rSOC に関しては、定置用燃料電池と齟齬のない記載を行っている。

2.5　技術開発課題（システム制御・付帯設備）

水電解装置を用いる Power to Gas のシステムとしての成立性を考える上で必要となる課題を本節に記載する。特に重要な点としてはシステムの制御技術があげられる。水電解システムの大型化に伴う複数のモジュールや補機を含むシステム制御、入力電力の変動や水素需要の変動への対応、最適制御による水電解槽の耐久性向上、システム保守の高効率化などの観点から重要かつ必要となる技術を整理した。

また、システム全体の低コスト化や負荷変動対応に向けては、水電解槽及び付帯設備も技術開発が必要となる。様々な電解装置に共通する設備とそれらに関する技術開発課題についても本節で整理した。

2.5.1　システム制御

- 制御の対象については、対象や現象に応じて階層別にシミュレーションを行うためのマルチドメイン（電気、気体、液体等）のモデリングと要素技術開発が重要である。対象は電解槽に限定せず、電力設備や水素貯蔵、調整力への利用など電解槽外部への影響・効果、中長期的には水素サプライチェーンを包含するモデリングやシミュレーションが必要とされており、基盤技術開発への必要性が高い。
- 制御技術の開発においては、特にプラントレベルで必要とされる長寿命化実現のための制御技術の開発に先行して取り組み、低コスト化に向けた制御技術の開発へとつなげて、互いに連携して取り組む必要がある。
- 長寿命化に関する個別要素技術としては、システム大型化に伴う複数モジュールやスタックの協調制御とそれによる起動停止回数の抑制やばらつきの抑制、電解槽の圧力・差圧制御、温度制御、付帯設備の高度化として水素・酸素濃度高精度化、付帯設備の負荷変動対応などが挙げられる。
- 低コスト化に関する個別要素技術としては、設備容量最適化、並列化による補機簡素化、無人最適運転、故障検知・予知保全、排熱や酸素の利用等が挙げられる。

2.5.2　整流器

- 現在、整流器には大きくサイリスタと IGBT チョッパータイプの二つの種類がある。サイリスタでは大電流対応が比較的容易であるが、高調波や無効電力の抑制が大きな課題である。系統連係には系統への高調波の流出を抑制するためのフィルタなどが必要となるが、コスト増加につながる。IGBT チョッパーでは、高調波、無効電力の抑制が可能であるが、一方で大電流の対応に制限がある。特徴が異なるこれら 2 種類の技術課題について、ロードマップでは区別しての記載を行った。
- 整流器から電解槽に印加される電流に含まれるリップルは、電解槽の劣化に影響を及ぼすと近年報告されている。リップルに起因する電解槽劣化の抑制にはリップルの更なる低減が求められると予測されるが、リップルの低減は整流器の高コスト化につながる。リップルによる電解槽劣化のメカニズムは未解明の部分も多く残されているため、基盤技術としてメカニズムの解明に取り組むことで、リップル起因の電解槽劣化抑制と整流器低コスト化の両立を実現できる可能性がある。

- 系統調整力として提供する際には、電源装置が上流側の系統へどのような影響を及ぼすかという点を検証する必要がある。電源装置を系統と電解槽の双方に接続した上での検証が望ましいが、効率的な検証のためには、シミュレーションの活用、電源のみでの影響評価が可能である環境整備が必要である。

2.5.3　水素圧縮機

- 従来の水電解装置は定格での運転を想定していることから、付帯設備も定格での運転を想定して設計されている。今後、再エネ導入量の増大により、水電解も柔軟な運転が求められ、電解槽のみならず水素圧縮機にも入力電力の変動に対応可能な柔軟性が求められる。
- 低コスト化に向けては、標準化・モジュール化による量産が必要である。

2.5.4　純水製造

- イオン交換樹脂の寿命向上によるメンテナンスコスト低減や、大型化に向けた実用技術開発が必要である。

2.5.5　水素精製

- 従来の水電解装置は定格での運転を想定しており、付帯設備も定格での運転を想定して設計されている。今後、再エネ導入量の増大により、水電解も柔軟な運転が求められ、精製装置にも入力電力の変動に対応可能な柔軟性が求められる。

2.5.6　計装機器

- システムの低コスト化のためには付帯設備である酸素濃度計、水素濃度計、流量計、調整弁等の低コスト化も必要である。
- 水素中の酸素を正確に測ることは困難であり、技術開発が必要である。水素中の酸素濃度を正確に測定可能な技術は、安全対策を施す際に必要とされており、安全のための計装技術として開発が望まれる。

2.5.7　安全対策

- アノード水素濃度や酸素圧力に関する安全技術開発、電解槽のスタックのセル枚数増加等による高電圧化に対する絶縁設計については電解種類共通の課題と考え安全対策としてまとめた。
- その他、今後大規模な水電解装置を系統連系して、調整力として提供するような水電解システムの利用ケースが現れてくる可能性が高い。これは過去に例がない利用ケースであり、大規模水電解装置が故障した場合に、系統へどのような影響を及ぼしうるのか、また大きな影響がある場合の故障時の対策については、検証する必要がある。

A. システムシミュレーションによる感度解析

A.1　目的

水電解技術開発ロードマップ策定において、電解槽の各要素技術による水素製造コスト（LCOH: Levelized Cost of Hydrogen）の低減効果を定量的に把握しておく必要がある。そこで本章では、シミュレーションによるコスト感度解析を行う。そして、目標コスト実現に向けた技術方策を定量的に示すと共に、コスト感度の高い因子から今後注力すべき技術を抽出する。

A.2　方法

公知情報を基に構築したモデルを活用し、CAPEX および OPEX に影響する各種因子による感度解析を行う。ここでは、設備単価や電力価格など技術と直接関係しない外的因子も含めると共に、水電解の研究開発と直結する技術因子にフォーカスする。特に、MEA（Membrane Electrode Assembly）を構成する触媒の活性や電解質膜の仕様、耐久性について材料研究目標と共に、再エネと水電解の容量比、そして再エネと系統電力を用いた水電解の使われ方も踏まえて検討する。また、本検討ではプロトン交換膜（PEM: Proton Exchange Membrane）を用いた水電解を対象とした。

A.3　計算モデル

活用モデルは、①各種容量設定や単価、水電解性能などの前提条件、②簡易的な電力モデルから算出される水電解電力の時系列データ、③感度解析パラメータを入力とし、水電解動作と共に劣化による性能低下を模擬する水電解性能モデル/劣化モデルを介し LCOH を算出する構成となっている。ここで、LCOH の計算式は次式で表される。

$$\mathrm{LCOH} = \frac{\text{系統電力コスト} + \text{PV コスト} + \text{資本コスト} + \text{O\&M コスト} + \text{交換コスト}}{\text{水素製造量}}\ [\text{円}/\mathrm{Nm}^3] \qquad \text{(A-1)}$$

また、LCOH に加え、その内訳や、水電解稼働率、I-V 性能の経時的低下などの中間変数も出力される。この中で、水電解性能モデルおよび劣化モデルは現状の公知情報をできる限り活用した。一方で、水電解に関しては現状未解明な現象も多い状況であり、目標値として不十分な点や正確性に欠ける点もあることを付記しておく。これらには研究課題も含まれており、今後課題解決と共にアップデートが必要である。

感度解析パラメータは、各種設備コストをまとめた総資本コスト、系統電力の使用量を決める電力購入価格閾値、水電解効率を規定する I-V 性能、そして劣化性能や最大電流密度などが含まれる。これらについては次節で詳細を述べる。

A.4　検討前提

表 A.4-1 に水電解システムおよび水電解スタック、I-V 性能に関係する計算前提を示す。ここに示されるように I-V 性能は公開されている文献データ[106]を基準値とした。そして、Ir 目付量、触

[106] S. M. Alia et al. “Catalyst-Specific Accelerated Stress Tests in Proton Exchange Membrane Low-Temperature Electrolysis for Intermittent Operation.” J. Electrochem. Soc., 171 024505, 2024.

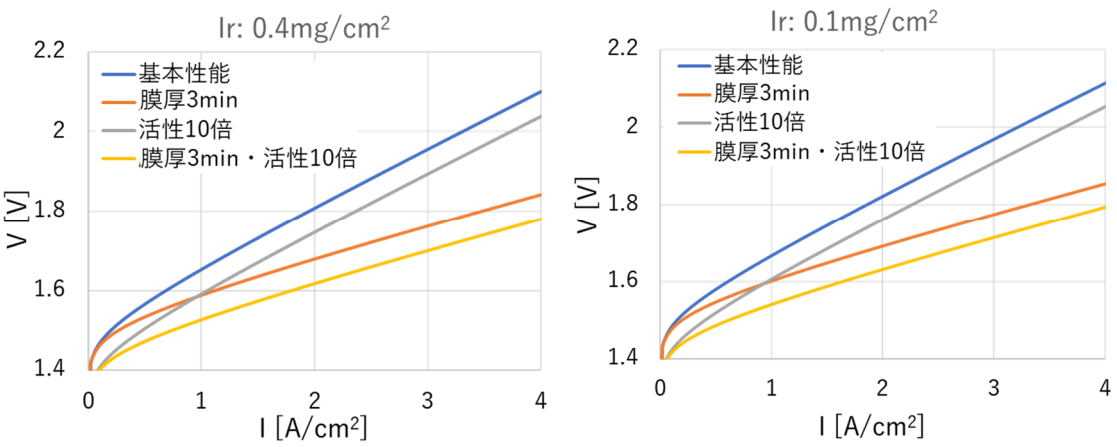
媒活性や電解質膜の膜厚をパラメータとして基準値からの変化による LCOH への影響を解析するため、複数の水準値（パラメータの範囲）を設定した。同様にして、表 A.4-1 に示されるように、電解セルの最大電流密度、耐久性（劣化速度）についても感度解析パラメータの範囲を設定し LCOH への影響を解析する。なお、ここで設定されている基準条件およびパラメータの範囲は、2024 年度に行われた NEDO 水電解技術開発ロードマップ検討委員会および WG において定められた値を用いた。Ir 目付に関しては資源量制約から削減が必要であり、感度解析パラメータ下限値の 0.1mg/cm² は将来(2040 年頃)の普及を想定した試算から設定された。また、システム総資本コスト 1 億円は 1MW の水電解システムを想定すると約 10 万円/kW であるが、第 1 章で述べられている現状値に対し将来を見込んだ目標値を想定した。

表 A.4-1　計算前提

		基準条件・計算前提	感度解析パラメータ
水電解システム	電解槽容量	1MW(DC)　※基準IV性能で最大電流密度2A/cm2相当	最大電流密度に依存
	AC/DC変換効率	98%	–
	補機消費電力割合	5%	–
	水電解システム容量	1.07MW(AC)	最大電流密度に依存
水素製造コスト(LCOH)内訳 （円/Nm3）	システム総資本コスト	1億円 ※電解出力は最大電流密度と性能に依存するが、今回の容量設定範囲での総資本は1億円で固定。	–
	O&Mコスト	総資本コストの2%/年	–
	スタック交換コスト	総資本コストの15%×交換回数	–
	電力コスト(円/kWh)	豪州PV＋系統電力分のコスト PV電力：4万円/kW（2円/kWh@豪州PV,20年間）	–
セル仕様	電解槽セル面積	1500cm2	–
	最大電流密度	2.0A/cm2	2.0～4.0A/cm2
	セル数	183枚	–
	An-Ir目付	0.4mg/cm2	0.4～0.1mg/cm2
	Ca-Pt目付	0.1mg/cm2	–
	電解質膜厚	7min	7～3min
セルI-V物性値	An質量活性@1.5V	3200A/g　論文データ※2),3)から読み取り、基準とした	3200～32000A/g（活性倍率1～10）
	セル直流抵抗	0.137Ωcm2　論文データ※2),3)から読み取り、基準とした	0.137～0.0723Ωcm2（膜厚7～3minに対応）
I-V劣化性能	劣化速度	電解時：論文参照 始動停止時：5000回で10%性能低下	劣化速度1～1/10（基準条件を1とした場合）
耐久性	スタック交換	セル電圧10%上昇毎に交換	–
	システム耐用年数	20年（LCOH算出の稼働年数）	–

※2) S. Alia et al 2024 J. Electrochem. Soc. 171 024505
※3) S. Alia et al 2019 J. Electrochem. Soc. 166 F1164

注１）　膜厚の単位 min はミリインチを表す（1min=25.4μm）



（a）Ir 0.4 mg/cm²　　（b）Ir 0.1 mg/cm²

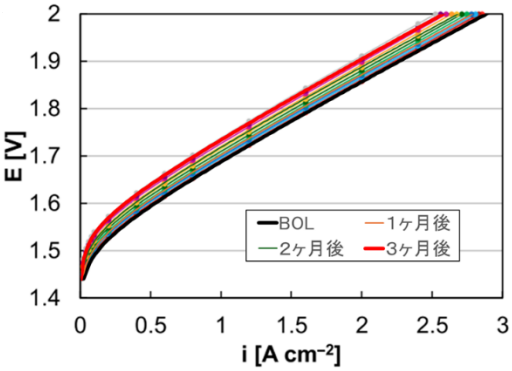
図 A.4-1　I-V 性能（感度解析パラメータによる性能向上見込み値を含む）
想定温度：80℃

図 A.4-1 にパラメータの設定範囲で描いた I-V 性能を示す。ここで基本性能は基準条件のパラメータに対応しており、文献データに示された性能と同一の性能を表している。基本性能において An 触媒の質量活性は、3,200 A/g (Ir 0.1 mg/cm^2, 1.5V)、オーム抵抗は 0.137Ωcm^2（膜厚 7min）と推定した。そして将来の性能向上を想定し、質量活性 10 倍、電解質膜 3/7 倍（プロトン抵抗低減）を感度解析パラメータの上限として設定した。

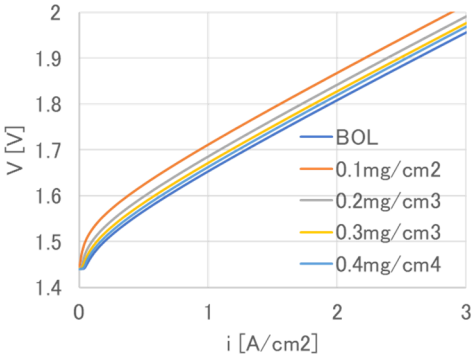
A.5　劣化予測モデルとスタック交換

水電解の劣化現象については未解明部分が多く、十分な予測精度を得るには課題が多い状況ではあるが、現状公開されている情報などをベースに初歩的な劣化モデルを構築した。本劣化モデルは、①起動停止による劣化と、②電解および電解時の変動による劣化の二つのモードにより予測する構成とした。特に②については文献[107]のデータを参照し、再現可能なようにモデル化した。図 A.5-1 (a)に、文献に記載されている劣化による I-V 性能推移に対し、劣化シミュレーションによる I-V 性能推移の結果を上書きした。BOL からの電解による性能低下が時間経過と共に再現されている様子が分かる。また、図 A.5-1 (b)に示すように、Ir 目付量に対する劣化速度の違いも文献データと同様に再現された。なお、ここでは初期 I-V 性能の Ir 目付感度も表現されているが、パラメータ設定範囲での変化は少ないことが分かる。

このように構築された劣化モデルでは、時系列で変化する水電解電力に応じた水電解の I-V 動作点から劣化による経時的な I-V 性能低下が計算される。そして、I-V 性能低下が初期から 10% となった時点でスタック交換を行うこととした。



(a) Ir0.1 mg/cm^2 での I-V 性能の経時変化



(b) Ir 目付量による耐久後の I-V 性能
※初期（BOL）および耐久 3 ヶ月後

図 A.5-1　再エネ PV 電力使用条件での I-V 性能劣化

A.6　再エネと系統電力を活用した水電解電力モデル

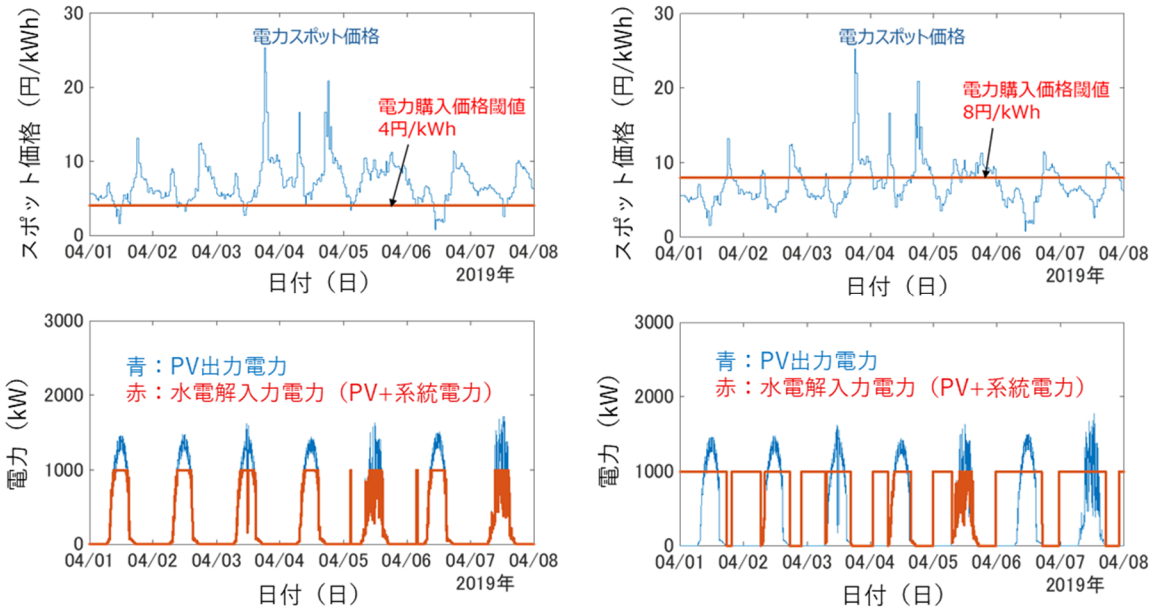
水電解で用いる電力データは、海外の再エネ適地での大量水素製造と輸入を想定し設定した。具体的には、豪州の太陽光発電（PV）データ[108]と共に、系統電力活用も想定し、PV データと地理的・時間的に同期した電力スポット価格のデータ（期間は 2019 年 1 月から約 1 年分）を用い

[107] S. M. Alia et al. “ Electrolyzer Durability at Low Catalyst Loading and with Dynamic Operation. ” J. Electrochem. Soc., 166 F1164, 2019.
[108] ENEOS 株式会社からご提供いただいた豪州クィーンズランド州での太陽光発電の実データに基づく。

た。系統電力活用方法については、時間毎に変化する電力スポット価格に対し、一定の価格（電力購入価格閾値）以下となるタイミングにおいて、PV 電力だけでは水電解電力に余裕が生じる場合に不足分だけ系統電力を活用することとした。図 A.6-1 に閾値による水電解で用いる電力波形の違いを示す。上段の時系列波形は電力スポット価格であり、下段は PV 電力データ（青）と水電解で消費される電力（赤）である。閾値が 4 円/kWh の場合(a)は系統から購入される電力はほとんどなく、水電解消費電力は PV 電力を水電解電力の最大値で制限した波形となる。この場合、水電解システムの設備利用率は平均で 36.2%と PV 電力のみの場合の 26.5%から微増した。ここで、設備利用率（水電解稼働率）は次式

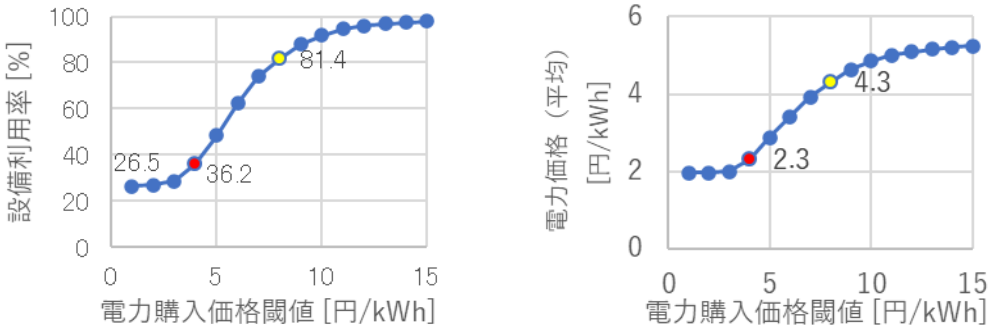
$$\text{設備利用率} = \frac{\sum \text{水電解電力} \times \Delta t}{\text{水電解最大電力} \times \text{稼働時間}} \times 100\,[\%] \tag{A-2}$$

で定義して用いた。次に、閾値を 8 円/kWh とした場合(b)は、PV 電力に加えて系統電力が活用され水電解消費電力が増加し、波形は矩形波に近づき設備利用率は 81.4%となった。なお、本モデルを活用したシミュレーションでは、電力波形の時系列データは設備利用率として整理すると同時に起動停止や電解時の電流・電位として水電解の性能劣化の計算に活用する。このようにスポット価格と閾値に対し設備利用率が定まり、図 A.6-2(a)のように整理できる。また、閾値を増加させることで高価な電力の購入量が増えるので電力価格の平均値も同図(b)に示されるように増加する。後に感度分析を行う LCOH は電力価格増加と水素製造量増加による相反する両者の影響を受けるが、設備利用率に対する電力価格および水素製造量の関係を整理すると、図 A.6-3 のようになる。この結果は、2019 年の豪州の再エネ(PV)データとスポット価格に基づくものであり、時期と場所、再エネの種類や電力系統の構成により値に差が出ると考えられる。しかし今回の感度分析による傾向をつかむ目的において有用であると考える。



(a)閾値 4 円/kWh の場合　　(b) 閾値 8 円/kWh の場合

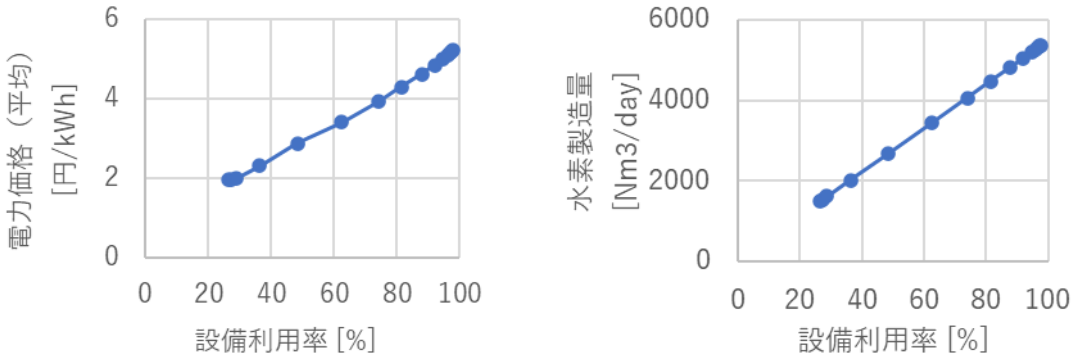
図 A.6-1　電力購入価格閾値による水電解消費電力波形の違い
（計算前提：パラメータ基準値（表 A.4-1）、豪州の 2019 年約 1 年分の再エネとスポット価格）



(a)閾値と設備利用率　　(b)閾値と電力価格

図 A.6-2　電力購入価格閾値による設備利用率と平均電力価格

（計算前提：パラメータ基準値（表 A.4-1）、豪州の再エネ(PV)とスポット価格）



(a)設備利用率に対する平均電力価格　　(b)設備利用率に対する水素製造量

図 A.6-3　系統電力購入価格閾値による水電解稼働率および LCOH への影響

（計算前提：パラメータ基準値（表 A.4-1）、豪州の再エネ(PV)とスポット価格）

A.7　感度分析

A.7.1　パラメータ基準値での LCOH

図 A.7.1-1 にパラメータ基準値（表 A.4-1）での設備稼働率に対する LCOH とその内訳を示す。耐用年数は 20 年である。設備利用率の増加により電気代（系統）の割合が増えることは図 A.6-3(a)から推察できる。他方、水電解設備費、メンテナンス費、スタック交換費、電気代（PV）は設備利用率の増加により低下している。これらはいずれも設備費に依存した固定費を水素製造量で割った値であり、設備利用率増加に伴う水素製造量の増加により固定費の割合が圧縮されることによる。ここで、スタック交換費については、設備利用率の変化による起動停止回数に大きな変化がなく交換回数に変化がなかったことにも依存する。このように設備利用率とともに増加傾向を示す電気代と、減少傾向の固定費依存コストとの和による LCOH は、図 A.7.1-1 に示されるようにそれらのバランスにより極小点を持つ。また、設備利用率が低い場合は電気代の割合が低く、設備費に依存したコストの割合が多くなる。他方、設備利用率が高い場合は電気代の割合が多くなる。設備利用率は計算上極小点が現れるものの極小点での運用が必ずしも可能であるわけではない。これは、水電解の種類、設置環境と電力事情、そして必要な水素製造量などの制約を

受ける。いずれにしても、第 1 章で示された水素製造コストの目標値 18 円/Nm^3 に対しては大きなギャップがあることは明らかであり、目標値実現には、電気代の低減とともに設備費低減と水電解性能向上によるコスト低減が必要である。次節では、水電解の性能向上と耐久性向上によるコスト低減感度を定量的に明らかにする。

A.7.2　感度解析パラメータによる LCOH 低減

次に基準値の状態から表 A.4-1 に示すように各感度解析パラメータを変化させた場合の LCOH への影響を解析した。図 A.7.2-1 にアノード(An)触媒の Ir 目付 0.4mg/cm^2 の場合の結果を示す。

(a)の基準条件から(b)では最大電流密度 Imax を 2A/cm^2 から 4A/cm^2 に増加させた。また、これに伴い水電解容量が 1MW から約 2.3MW に増加するので、PV 容量の最適化を同時に行った。PV 容量は水電解容量に対し過少あるいは過大であると LCOH が高くなるためであり、水電解容量に対し適切な PV 容量を設定した。設定された各 PV 容量はそれぞれ 2.5MW、5MW である。以上により水素製造量が増加し、全内訳でコスト低減されているが、特に設備利用率が低い範囲での効果が大きい。一方、設備利用率が高いほど低減効果が減少し約 80%を超えると悪化しているが、これは水電解 I-V 性能の過電圧が大きい高電流密度域の使用頻度が高いことに起因する。

次に、(b)から(c)では水電解の I-V 性能向上を想定した。具体的には、An 触媒の質量活性を 3200A/g から 32000A/g に 10 倍、MEA 全体のオーム抵抗を 0.137Ωcm^2 から 0.0723Ωcm^2 に低減（電解質膜厚 3/7 に相当）を想定した。これにより、水電解効率が向上し使用電力量が削減されることで LCOH が低下した。特に設備利用率の高い範囲では本効果が大きく出た。これは、設備利用率が高くなるほど、過電圧低減代が大きい I-V 性能の高電流密度域での使用頻度が多くなるためである。

そして、(c)から(d)では水電解の耐久性向上を想定した。具体的には、起動停止時および電解時（変動を含む）の劣化速度が基準値の 1/10 となることを想定した。これにより、An 触媒の Ir 目付 0.4mg/cm^2 において、性能低下 10%低下までの耐久年数が 3.8 年から 20 年に向上し、耐用年数 20 年間のスタック交換回数が 5 回から無交換となった。そしてスタック交換費が削減され、LCOH が低減された。

A.7.3　各コスト低減アイテムによる LCOH 低減感度

図 A.7.3-1 に、Ir 目付 0.4mg/ cm^2、設備利用率 40%において、水電解性能向上のための各アイテムによる LCOH 低減効果を定量的に示した。Imax 増加と PV 容量最適化により 5.6 円/Nm^3、I-V 性能向上により 2.3 円/Nm^3、耐久性向上により 2.5 円/Nm^3 と見積もられ、設備利用率が低い場合は、Imax 向上による効果が最も大きいことが示された。また、I-V 性能向上および耐久性向上による効果も併せて同様に効果があり、水電解の性能向上の重要性を裏付ける結果となった。

次に、図 A.7.3-2 には、Ir 目付 0.4mg/ cm^2、設備利用率 80%での結果を示した。設備利用率が高くなると全体の LCOH に占める電気代（系統から購入）の割合が多くなり、固定費や水電解性能に依存したコストの割合が少なくなる。従って水電解性能向上による LCOH 低減代は相対的に低くなるものの、技術革新による確実な取り代であり重要であることには変わりはない。内訳で見ると、Imax 向上と PV 容量最適化によりコストが増加しているが、これは前にも述べた通り I-V 性能において過電圧の大きい高電流密度域での動作頻度が多いためである。実際、I-V 性能改善

によりコスト低減効果が得られていることから分かるように、Imax 向上と I-V 性能向上はセットで検討すべき方策であると考えられる。

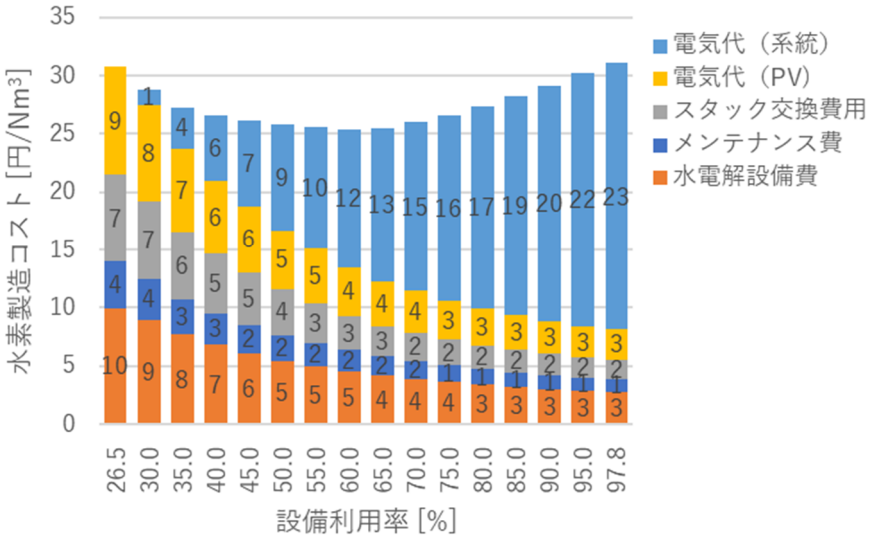


図 A.7.1-1　パラメータ基準値での LCOH（Ir:0.4mg/cm²）

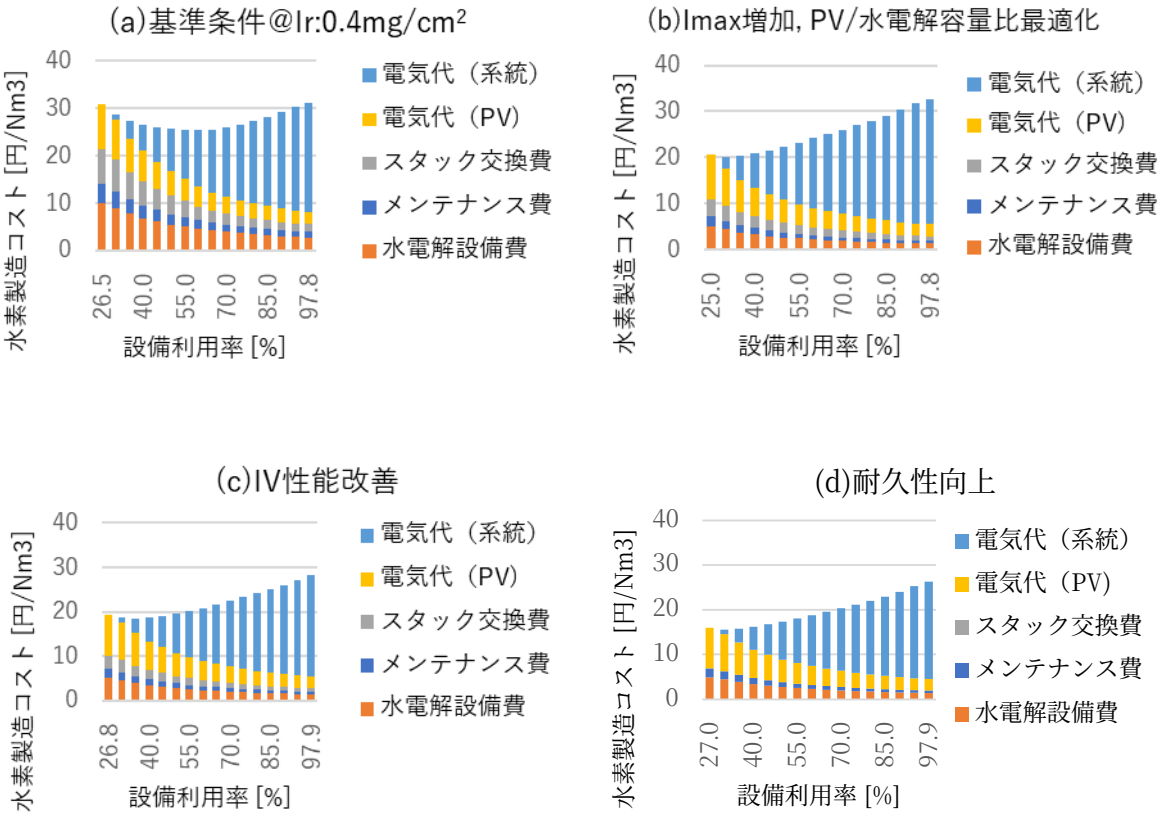


図 A.7.2-1　各感度解析パラメータによる LCOH 低減（Ir:0.4mg/cm²）

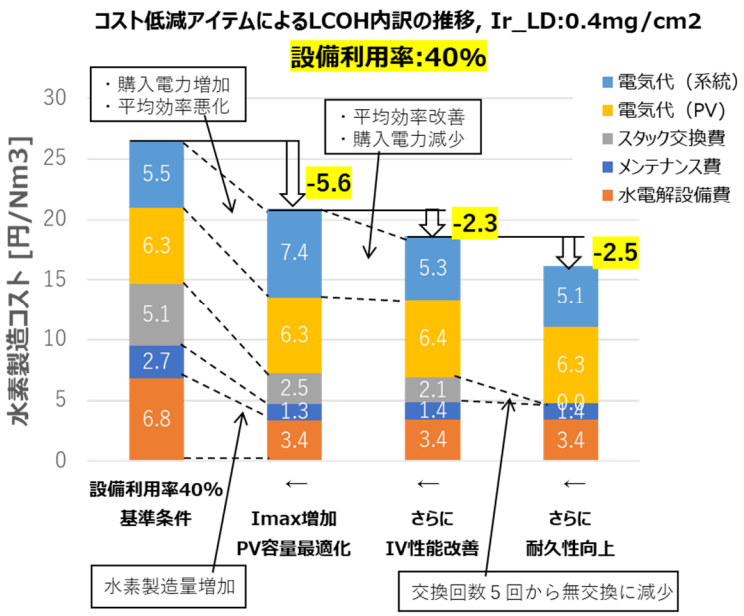


図 A.7.3-1　各アイテムによる LCOH 低減感度（Ir:0.4mg/cm²、設備利用率 40%）

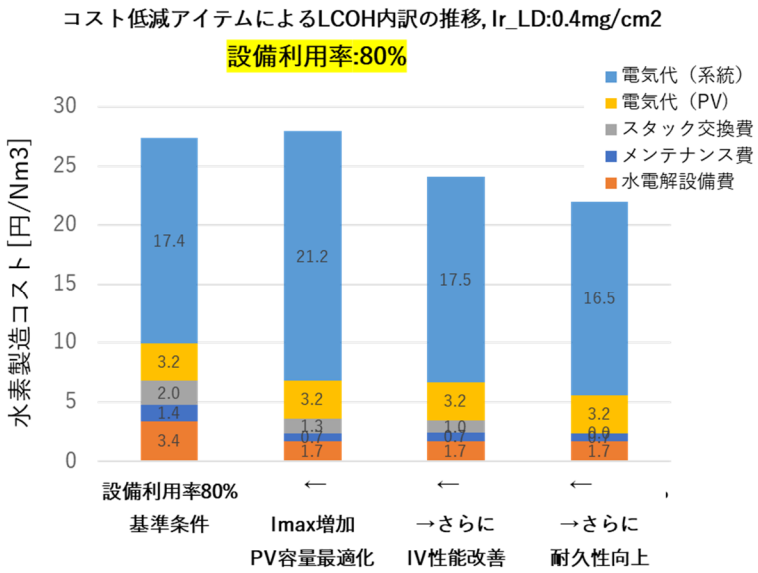


図 A.7.3-2　各アイテムによる LCOH 低減感度（Ir:0.4mg/cm²、設備利用率 80%）

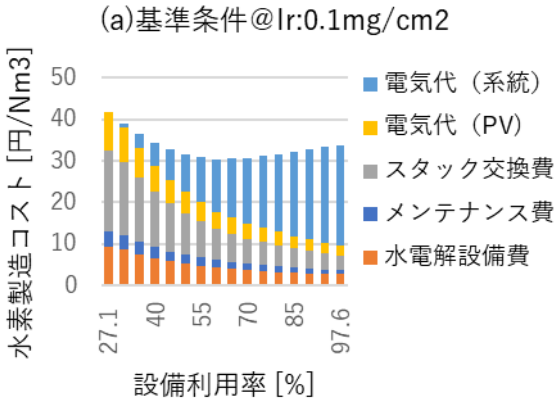
A.7.4　低 Ir 目付量 0.1mg/cm² での LCOH

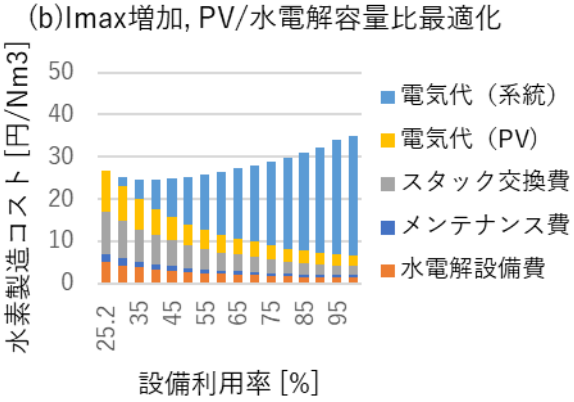
これまでの議論は、An 触媒の Ir 目付 0.4mg/ cm² を前提としていた。PEM 水電解の普及を考えると Ir 使用量の制限を考慮に入れておく必要がある。そこで、Ir 目付 0.1mg/ cm² の前提の下で、同様に LCOH の感度解析を行った。ここで目付量低減によるコストと性能への影響を確認しておく。Ir 使用量が減り水電解の設備費用が低減されるが全体の設備費用約 1 億円に対し Ir 低減による費用は数百万円規模である。一方で、水電解セルの耐久性が低下する。これは図 A.5-1 (b) に示した通り目付低減に伴い I-V 性能低下速度が増加することから確認できる。要因に関しては、触媒表面積の低下や比活性低下、触媒利用率の低下など考えられるが、より詳細な現象解明が必

要である。計算では、耐久性低下により交換回数が増加し、交換毎に設備費用の 15%のコストが加算される。

これらを踏まえ、図 A.7.4-1 に、Ir 目付 0.1mg/ cm² の場合における(a)から(d)のコスト低減アイテムによる LCOH とその内訳の推移を示した。図 A.7.2-1 の Ir 目付 0.4mg/ cm² の場合と比較すると、(a)の基準条件において LCOH が増加していることが確認できる。これは、目付低減により耐久性が低下しスタック交換費が増加したことによる。LCOH 増加の傾向は(b)、(c)においても同様であり、交換回数の増加が要因である。そして(d)耐久向上により、LCOH が一気に低減されている。実際、図 A.7.4-2 の今回の劣化モデルによるシミュレーション結果を見ると、Ir 目付 0.1mg/cm² において劣化速度 1/10 の耐久向上により寿命（I-V 性能 10%低下までの時間）が 1.1 年から 11.4 年に伸びることが確認できる。これにより、耐用年数 20 年間でのスタック交換回数は、18 回から 1 回に低減される計算となる。Ir 目付 0.1mg/cm² での耐久性向上は Ir 目付 0.4mg/cm² の場合に比べて技術的なハードルは高くなるが、目付低減と性能・耐久向上は段階的に達成したとしても価値があるものと考えられる。

以上の各コスト低減アイテムによる Ir 目付 0.1mg/ cm²、設備利用率 40%における効果を図 A.7.4-3 にまとめた。Ir 目付 0.1mg/cm² では Imax 増加と PV 容量最適化により 9.6 円/Nm³、I-V 性能向上により 2.2 円/Nm³、耐久性向上により 5.6 円/Nm³ とコスト低減代が見積もられた。Ir 目付 0.4mg/ cm² の場合と同様、設備利用率が低い場合は Imax 向上による効果が最も大きいことが確認できる。前に述べた通り、低目付の場合は耐久性向上による LCOH 低減効果が大きくなる。また、Ir 目付 0.1mg/ cm²、設備利用率 80%での結果（図 A.7.4-4）から確認できるように、低目付においても設備利用率が高くなると全体の LCOH に占める電気代（系統から購入）の割合が多く、目標値実現には電気代の低減が必須である。一方、Imax 増加を含む水電解性能および耐久向上技術は、コスト低減代は相対的に低くなるものの、設備利用率に依らず効果が認められ、LCOH 低減に向けて着実に取り組むべき内容と考える。





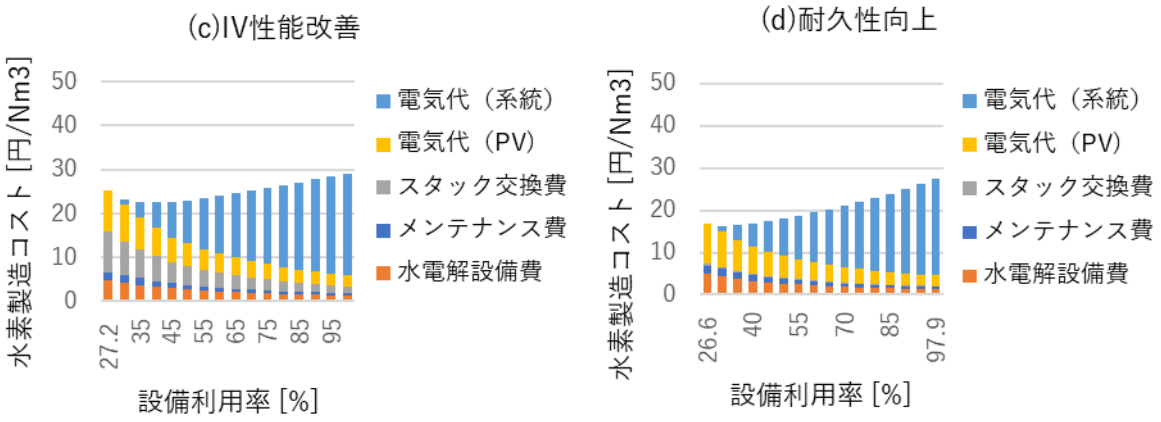


図 A.7.4-1　各感度解析パラメータによる LCOH 低減（Ir:0.1mg/cm²）

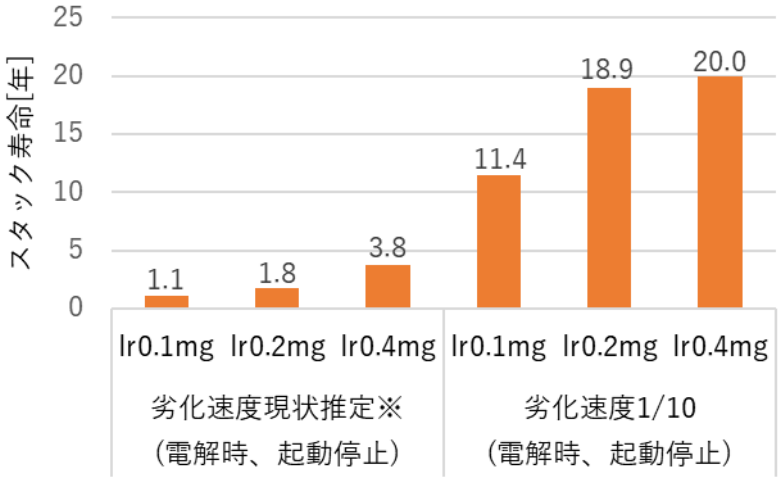


図 A.7.4-2　スタック寿命のシミュレーション推定値

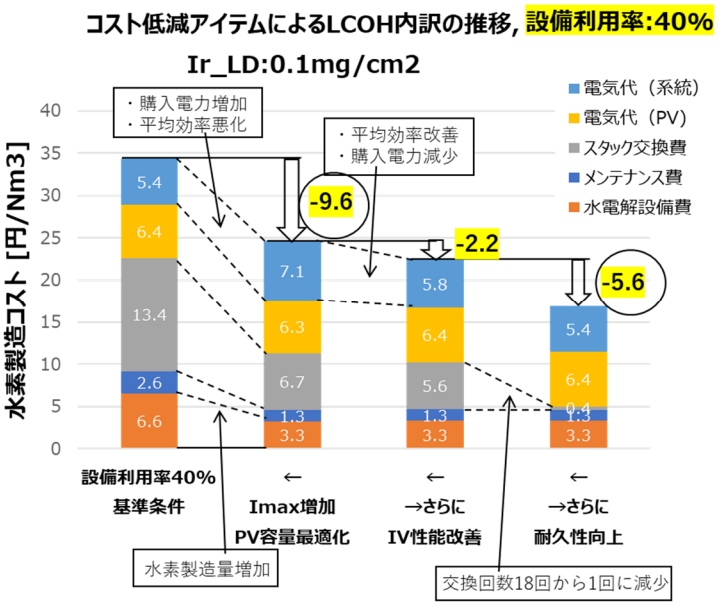


図 A.7.4-3 アイテムによる LCOH 低減感度（Ir:0.1mg/ cm²、設備利用率 40%）

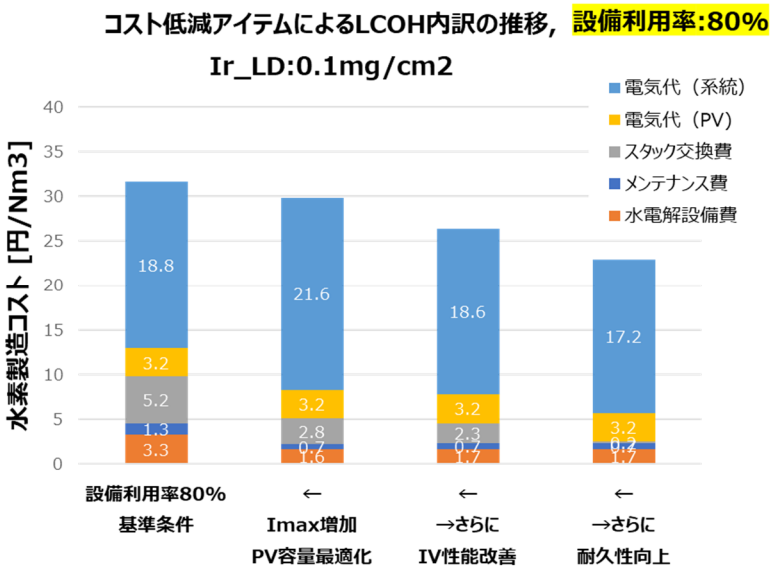


図 A.7.4-4 イテムによる LCOH 低減感度（Ir:0.1mg/ cm²、設備利用率 80%）

A.7.5　性能向上後の I-V 性能と物性値

以上の性能向上アイテムにより実現される I-V 性能および、対応する材料物性値をそれぞれ図 A.7.5-1、表 A.7.5-1 にまとめた。また、耐久性に関しては予測値ではあるが I-V 性能低下 10%まで 11.4 年と試算された。

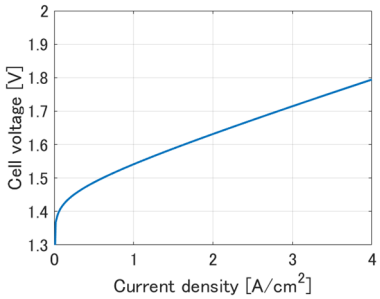


図 A.7.5-1 各アイテムにより実現される I-V 性能（Ir0.1mg/cm²）

表 A.7.5-1 材料物性値
（図 A.7.5-1 の I-V 性能に対応）

An 触媒 Ir 目付			0.1	mg/cm²
An 触媒質量活性(@1.5V)		10 倍	32000	A/g
オーム抵抗 (電子抵抗＋プロトン抵抗)		(膜厚 3/7)	0.0723	Ωcm²
劣化速度	起動停止	1/10	―	―
	電解時	1/10	―	―

※活性倍率は図 A.4-1 の I-V 性能基準値に対する値、劣化速度は文献値[109]を 1 とした場合の倍率を示す。

A.8　まとめ

LCOH 低減に向けた感度解析を行い、目標値 18 円/Nm³（国際輸送コストを含めると 30 円/Nm³ に対応[110]）への到達に向けた技術アイテムによる効果を定量的に示した。そしてコスト感度の高

[109] S. M. Alia et al. “ Electrolyzer Durability at Low Catalyst Loading and with Dynamic Operation. ” J. Electrochem. Soc., 166 F1164, 2019.

[110] 目標値到達可否に関する絶対値の議論については、引き続き精査が必要である。

い技術として耐久性向上と高電流密度化が示された。また I-V 性能改善は単独では効果が比較的薄いが、これらのコスト感度の高い技術とセットで取り組むべきことが明らかとなった。以下にこれらの効果と課題をまとめた。

- 資源量の制約から設定された低 Ir 目付仕様(～0.1mg/cm^2)では高耐久化（劣化速度 1/10）の効果が大きいが、一方で技術的なハードルは高い。一般に触媒の活性と耐久性はトレードオフの関係にある。また、Ir 目付を低減すると触媒層の面内電子抵抗が増大する点も注意すべきである。しかしながら、Ir 目付低減と高耐久化は着実に取り組む必要がある。
- 高電流密度化は、装置そのものは基本的に変えずに水素製造能力を向上させることによる LCOH 低減効果が期待される。しかし、高電流密度域での動作によりセル過電圧が増加し、整流器の仕様にも影響を与え得るなど、新たな課題が生じる可能性がある。よって課題を見極め、必要に応じて解決策を講じる必要がある。
- I-V 性能改善は、LCOH 低減に加え、高電流密度域での過電圧低減に対し有効である。そのような意味からも、活性向上と同時にオーム抵抗低減は重要である。そこで今回の検討では、活性向上に加え電解質膜の薄膜化を方策として取り上げた。しかしながら、他の方策についても引き続き検討が必要である。例えば、今回のシミュレーションによって耐久性向上の効果が大きいことが示されたことから、活性は維持したまま耐久性を向上した場合の効果も検証する価値がある。

修正履歴

修正日	頁･箇所	内容
2025/3/5	―	（初版発行）
2025/3/7	p.13 脚注 21	• 誤記訂正 （修正前） September 2024 （修正後） December 2024
2025/3/7	P.14 図 1.2.4-2	• 参照する脚注番号を修正 （修正前） プロジェクトの状況 [13] （修正後） プロジェクトの状況 [18]
2025/3/7	P.14 図 1.2.4-3	• 参照する脚注番号を修正 （修正前） 水素製造コスト [14] （修正後） 水素製造コスト [20]
2025/3/7	p.50 1.5.3 項(4) 第 1 段落	• 説明文を修正
2025/3/7	p.50 1.5.3 項(4) 第 2 段落以降	• 説明文を追記
2025/3/7	p.51 1.5.3 項	• 脚注 48 の参照を変更
2025/3/7	p.58 1.5.4 項 第 3 段落	• 説明文を修正
2025/3/7	p.59 表 1.5.4-1	• 項目の「水素製造量」、「出口水素圧力」の位置を変更、補足説明および補足番号を修正
2025/3/7	p.64 2.1.2 項 ① 第 4 段落	• 説明文を修正
2025/3/7	p.64 2.1.2 項 ① 第 5 段落	• 説明文を修正
2025/3/7	p.64 2.1.2 項 ① 第 6 段落	• 説明文を修正
2025/3/7	p.66 2.1.2 項 ① 第 8 段落	• 説明文を修正
2025/3/7	p.77 脚注 72	• 引用文献の誤りを修正 （修正前） Morimitsu, Masatsugu. "Kinetics of Oxygen Catalyst Based on Pyrochlore Oxide Nano-Particles for Low Temperature Water Electrolysis." Electrochemical Society Meeting Abstracts 245. No. 34. The Electrochemical Society, Inc., 2024. （修正後） 盛満正嗣, NEDO 水素･燃料電池報告会 2024，発表 No.A1-4
2025/3/7	p.83 表 2.2.1-1	• 項目の「水素製造量」、「出口水素圧力」の位置を変更、補足説明および補足番号を修正補足説明および補足番号を修正
2025/3/7	p.97 表 2.2.6-1	• エネルギー消費量の【現在値】の誤記修正 （修正前） 4.66kWh/Nm^3 （修正後） 4.68kWh/Nm^3 • エネルギー消費量の【2040 年目標値】の誤記修正 （修正前） 4.63kWh/Nm^3 （修正後） 4.62kWh/Nm^3
2025/3/7	p.97 脚注 92	• 記載内容を修正
2025/3/7	p.109 2.2.13 項 2 番目の項目	• 説明文を修正
2025/3/7	p.109 2.2.13 項 3 番目の項目	• 記載訂正 （修正前） アノード BPP の材料として （修正後） BPP の材料として