

탄소중립 실현을 위한 수소 생산, 저장, 활용 기술의 발전 및 통합 가능성 분석

오정재 · 박영범 · 세드릭 · 유승민 · 조성현[†]

전북대학교 반도체·화학공학부
54896 전북 전주시 덕진구 백제대로 567
(2025년 6월 30일 접수, 2025년 8월 11일 수정본 접수, 2025년 9월 29일 채택)

Analysis of Technological Advancements and Integration Potential of Hydrogen Production, Storage, and Utilization for Achieving Carbon Neutrality

Jeongjae Oh, Youngbeom Park, Konan Alain Cedric Nzisso, Seungmin Yu and Sunghyun Cho[†]

School of Chemical Engineering, School of Semiconductor and Chemical Engineering, Clean Energy Research Center,
Jeonbuk National University, Jeonju, Jeonbuk, 54896, Korea

(Received 30 June 2025; Received in revised from 11 August 2025; Accepted 29 September 2025)

요 약

수소는 탄소중립 실현을 위한 핵심 에너지원으로 부각되며, 에너지 운반체 및 화학 원료로서 다양한 산업 분야에서 활용되고 있다. 본 리뷰는 수소 생산, 저장, 활용 기술을 세 가지 축으로 나누어 최근 5년간의 기술 발전 동향을 종합적으로 분석하였다. 생산 부문에서는 수전해, 메탄 열분해, 바이오메스 전환, 폐기물 기반 수소화 등 탄소 저감형 기술의 발전을 다루었고, 저장 부문에서는 고압, 액화, LOHC, 암모니아, 메탄올, 지하 저장 등 다양한 방식의 특성과 한계를 비교하였다. 활용 측면에서는 연료전지, 직접 연소, 수소 혼합연소, 암모니아 기반 간접 활용, 산업 공정 내 환원제로의 응용을 고찰하였다. 각 기술군 간의 통합 가능성과 공급망 연계성, 인프라 호환성 등도 함께 분석하였으며, 이를 바탕으로 지속 가능한 수소 에너지 체계 구축을 위한 기술적 방향성과 통합 설계 전략을 제시하였다.

Abstract – Hydrogen is a pivotal energy carrier in achieving carbon neutrality, offering high versatility as both a fuel and chemical feedstock across diverse sectors. This review categorizes hydrogen technologies into production, storage, and utilization, providing an in-depth analysis of advancements made over the past five years. Production pathways include water electrolysis, methane pyrolysis, biomass conversion, and waste-derived hydrogen. Storage methods such as compressed and liquefied hydrogen, LOHCs, ammonia, methanol, and underground storage are evaluated in terms of density, safety, and infrastructure compatibility. Utilization technologies span fuel cells, direct combustion, hydrogen co-firing, ammonia-based indirect use, and industrial applications such as steelmaking and chemical synthesis. The review emphasizes the integration potential across the hydrogen value chain, identifying key challenges such as energy efficiency, economic feasibility, and system-level compatibility. Based on these findings, technical directions and integration strategies are proposed for establishing a sustainable and resilient hydrogen energy system.

Key words: Hydrogen, Hydrogen production, Hydrogen storage, Hydrogen utilization, Carbon neutrality

1. 서 론

지속가능한 에너지 전환과 기후변화 대응을 위해 수소 에너지에 대한 관심이 전 세계적으로 크게 증가하고 있다. 수소는 연소 시 이산화탄소를 배출하지 않으면서도 높은 범용성과 에너지 밀도를 지니고 있기 때문에 [1-3], 발전, 수송, 산업 등 다양한 분야에서 청정

에너지 캐리어로 활용될 잠재력이 크다 [4].

실제로 2021년 전 세계 수소 소비량은 약 9,400만 톤에 달했으며, 주로 정유 공정과 암모니아 생산을 포함한 산업 분야에서 사용되었다 [5]. 그러나 현재 수소 생산의 대부분은 화석연료를 기반으로 이루어지고 있어, 연간 약 9억 톤에 이르는 이산화탄소를 배출하고 있다. 이러한 그레이 수소 중심의 구조를 블루 수소나 그린 수소로 전환하여 탄소 배출을 획기적으로 감축해야 할 필요성이 제기되고 있다 [5-7].

국제에너지기구(IEA)에 따르면 2050년까지 탄소중립을 달성하기 위해서는 전 세계 수소 수요를 현재의 6배 수준인 약 5억 3천만 톤까지 확대해야 하며, 이는 향후 수소 기술의 대규모 투자와 보급이

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: shcho5043@jbnu.ac.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

필수적임을 시사한다[8]. 또한 국내에서는 제3차 수소경제 이행 기본계획을 통해, 2040년까지 수소 수요를 연간 605만 톤 규모로 확대하고, 수소발전 비중을 7.1%까지 끌어올리는 중장기 전략이 수립된 바 있다. 2022년 기준 국내 수소 산업의 총 매출 규모는 약 12조 5천억 원으로, 이 중 수소 생산 부문이 약 2조 6천억 원, 유통 부

문이 1조 2,300억 원, 활용 부문이 8조 960억 원으로 구성되어 있다. 전체 매출의 약 96.3%는 국내 시장에서 발생하고 있으며, 수소 산업 투자액 또한 현재 2조 400억 원 수준에서 향후 5년 이내 두 배 이상 증가할 것으로 전망되고 있다. 이처럼 수소충전소, 배관망 등 인프라 확충과 함께, 수소 생산, 저장, 활용 전반에 걸쳐 민간 중

Table 1. Summary of Key Hydrogen Technologies and Representative References

Section	Keyword	Overview	Reference
Conventional Hydrogen Production Technology	SMR, Coal, Fossil fuel, Small-scale	Fossil fuel-based Steam Methane Reforming (SMR) and coal gasification are the primary methods for hydrogen production, widely applied across industries due to high technological maturity and economic feasibility. Overall, high carbon dioxide emissions have raised the need for a technological transition to achieve carbon neutrality.	[21-45]
Green Hydrogen Production Technology	Electrolysis, AWE, PEM, SOEC, AEM	Considered a representative carbon-neutral technology due to its compatibility with renewable energy. Differences exist in efficiency, responsiveness, and durability among technologies, with large-scale demonstrations based on PEM being actively pursued.	[53-72]
Blue Hydrogen Production Technology	SMR, ATR, CCS, CO ₂ capture	A transitional technology that combines existing fossil fuel reforming processes with Carbon Capture and Storage (CCS) to capture carbon dioxide. It is advantageous for infrastructure utilization, but securing CCS economic viability is a challenge.	[76-83]
Turquoise Hydrogen Production Technology	Methane Pyrolysis, Solid carbon, Carbon black	Produces hydrogen and solid carbon by decomposing methane at high temperatures. It has high potential as it emits no carbon, but faces technical challenges such as high-temperature operation and catalyst deactivation.	[81-86]
Bio-based Hydrogen Production Technology	Biomass, Waste, Gasification, Negative GHG	Hydrogen production based on organic waste. It has high sustainability with nearly zero net greenhouse gas emissions, and even net-negative emissions are possible, but yield and process stability are challenges.	[46,87-96]
Thermochemical/ Photocatalytic Hydrogen Production	MOF, Photocatalysis, Thermochemical	Hydrogen production based on solar or waste heat with no carbon dioxide emissions. Currently, technological maturity is low, but it is considered a promising long-term technology group.	[97-102]
Industrial By-product Hydrogen Production	By-product, Chlor-alkali process, Industrial recovery	Recovers and uses hydrogen generated as a by-product of industrial processes. Carbon emissions and energy input are low, but process dependency and purity assurance are key factors.	[103-107]
Conventional Hydrogen Storage Technology	Compressed gas, Liquid hydrogen, Metal hydride	Dominated by storage technologies using high-pressure gas, liquid hydrogen, solid hydrides (e.g., MgH ₂), and porous materials (e.g., MOFs). Each has advantages and disadvantages regarding storage density, safety, and transportability.	[117-131]
LOHC Hydrogen Storage Technology	LOHC, DBT, NEC	Stores hydrogen in organic liquids, making it advantageous for ambient temperature storage and long-distance transport. Recent developments include electrochemical-based low-temperature systems and high-stability catalysts.	[133-136]
Methanol/Formic Acid-based Chemical Storage	Methanol, Formic acid, Low-Temperature	Enables hydrogen release at relatively low temperatures and is easy to handle in its liquid state. Research focuses on improving catalyst efficiency and creating carbon-neutral systems through CO ₂ cycling.	[135,137-141]
Ammonia-based Hydrogen Storage Technology	Ammonia, Cracking, Hydrogen carrier	Gaining attention for its high hydrogen content and compatibility with existing infrastructure. Hydrogen can be recovered through high-temperature cracking or used directly for combustion. Key issues are NO _x reduction and catalyst improvement.	[5,142]
Underground Hydrogen Storage Technology	Underground storage, Cavern, Large scale	Suitable for large-scale, long-term storage and managing seasonal demand. Challenges include geological constraints like stratum leakage, ensuring sealing, and long-term stability.	[143-146]
Conventional Hydrogen Utilization Technology	Fuel cell, Chemical feedstock	Already used in fuel cells (PEMFC, SOFC, etc.), hydrogen combustion, and as a reducing agent in industrial processes. Each technology group differs in terms of efficiency, cost, and infrastructure compatibility.	[72,113, 147-153]
Fuel Cell Technology	PEMFC, SOFC, PAFC, MCFC	A high-efficiency system that converts hydrogen into electrical energy. PEM is suitable for transportation and residential use, while SOFC is advantageous for combined heat and power. Catalyst durability and hydrogen purity requirements are technical challenges.	[154-166]
Hydrogen Combustion Technology	Hydrogen burner, NO _x reduction, Gas turbine	Supplies high-temperature heat through the direct combustion of hydrogen. Technologies like co-firing, low-temperature combustion, and EGR are used in parallel to address the issue of NO _x generation.	[167-181]
Hydrogen Carrier-based Indirect Utilization	Ammonia, methanol, DMFC, Hydrogen extraction	Utilizes hydrogen carriers by either direct combustion or reforming. Suitable for infrastructure compatibility and long-distance transport. Challenges include reaction efficiency, toxicity, and NO _x management.	[182-191]
Industrial Utilization Technology	DRI, H ₂ Reduction, refinery, Methanol synthesis	Used as a reducing agent and feedstock in the steel, chemical, and refining industries. It is a key area for the carbon-neutral industrial transition, requiring a high-purity hydrogen supply and process conversion.	[192-200]
Integrated Hydrogen Lifecycle Technology	Lifecycle optimization, Technology integration	For hydrogen technology, integrated system design that considers the compatibility and linkage between production, storage, and utilization is crucial. A strategy is needed to maximize energy efficiency, economic feasibility, and infrastructure compatibility.	[201-203]

심의 대규모 투자가 본격화되고 있어, 기술 간 효율성 분석과 전략적 조합에 대한 연구 필요성이 더욱 커지고 있다[9].

그러나 수소 기술의 확산을 위해서는 단순한 생산량 확대를 넘어, 생산의 환경성, 저장의 안정성 및 효율성, 활용 시 발생하는 에너지 전환 손실과 경제성 등 기술 전반의 구조적 병목 지점을 동시에 해결해야 하는 과제가 존재한다[10]. 기존 수소 관련 리뷰들은 주로 전기분해를 이용해 수소를 생산하는 개별 기술의 원리 및 구조 소개나[11] 수소 저장기술[12]에만 초점을 맞추고 있어, 다양한 기술 간의 정량적 비교나 상호 보완적 관계에 대한 종합적 분석이 미흡한 한계가 있다. 특히 수소 경제 구현을 위한 생산·저장·활용 기술간의 연계성과 통합 운용 시나리오에 관한 체계적 분석은 부족한 실정이다.

본 리뷰 논문에서는 수소 기술을 저장, 생산, 활용 세 분야로 나누어 최근 5년 이내의 연구 동향을 중점적으로 검토한다. 각 분야별로 기존 기술의 주요 성과 및 한계점을 약 20% 비중으로 개괄하고, 최근 5년간 발표된 혁신적 연구 결과와 기술적 성과를 약 80% 비중으로 상세히 논의한다. 더불어 한국과 세계 주요국들의 기술 개발 현황과 정책적 추진 방향을 비교 분석하여 국내 기술 경쟁력 확보를 위한 전략적 시사점을 도출하고자 한다. 이를 통해 수소 기술 분야의 최신 학술적 동향과 기술 발전 현황을 종합적으로 제공하고, 각 기술군 간의 상호 보완성과 통합 운용 방안을 분석함으로써, 전주기 수소 시스템 설계와 향후 수소 경제 실현을 위한 연구 방향과 기술 발전의 전망을 제시할 것이다. 또한 본 논문에서 다루는 수소 생산, 저장, 활용 기술에 대한 주요 참고 문헌은 Table 1에 정리하였으며, 각 기술군별 키워드와 핵심 레퍼런스를 함께 제시함으로써 후속 연구와 기술 통합 분석을 위한 체계적 자료를 제공하고자 한다.

2. 수소 생산 기술

Figure 1은 수소 생산기술을 분류하고, 각 수소 생산 방식에서 사용되는 원료와 공정을 비교하여 시각적으로 정리한 것이다. 수소 생산 기술은 수소 경제 실현을 위한 출발점으로, 수소의 원료, 생산

조건, 탄소 배출 특성 등에 따라 다양한 방식으로 발전해왔다. 현재 상용화된 대부분의 수소는 기술적 성숙도와 경제성 면에서는 강점을 보이지만, 온실가스 배출이라는 근본적인 한계를 내포하고 있다[13]. 이에 따라 최근에는 수전해 기반의 그린 수소, CCS (Carbon Capture and Storage) 기술을 활용한 블루 수소, 바이오매스 기반 재생 수소 등 다양한 친환경 수소 생산 기술이 연구되고 있다[14-20]. 본 장에서는 수소 생산 기술을 기존 핵심 공정과 최근 5년간의 기술 발전 동향으로 구분하여 분석하고, 향후 지속 가능한 수소 공급 체계로의 전환 가능성을 고찰하고자 한다.

2-1. 기존 수소 생산의 핵심 기술과 한계

수소 생산 기술은 수소 경제의 기반을 이루는 핵심 요소로, 현재 까지 다양한 원료 및 공정 경로가 개발되어 왔다. 기존 수소 생산 기술은 크게 화석연료 기반의 열화학적 공정, 물 전기분해를 이용한 전기화학적 공정, 바이오매스를 활용한 생물학적 공정으로 분류된다[21]. 각 기술은 에너지 효율, 탄소 배출량, 공정 안정성, 경제성 등 다양한 관점에서 서로 상이한 특성을 지닌다[22].

가장 보편화된 방식은 천연가스를 이용한 증기 메탄 개질(Steam Methane Reforming, SMR) 공정이다. 이 방식은 수소 생산량의 대부분을 차지하고 있으며[23], 천연가스(CH₄)를 수증기와 반응시켜 수소와 이산화탄소를 동시에 생산하는 고온 반응(700~1000 °C) 기반 기술이다[24,25]. 공정 자체의 기술 성숙도는 매우 높고, 단위 수소 생산 비용이 낮다는 장점이 있지만, 이산화탄소가 다량 발생하여 탄소 중립 실현에는 제약이 있다[26]. 특히 이산화탄소 회수 없이 운전되는 SMR은 ‘그레이 수소’로 분류되며, 지속 가능한 수소 체계로의 전환과는 상충하는 한계를 지닌다.

석탄 가스화(Coal Gasification) 기반 수소 생산은 과거부터 산업용 수요를 중심으로, 석탄 의존도가 높은 일부 국가에서 아직 활용되고 있다. 이 방식은 석탄을 고온 고압 조건에서 부분 산화시켜 일산화탄소와 수증기로 만들고, 이를 정제하여 수소와 이산화탄소로 전환하는 경로를 따른다[27]. 다만 공정 특성상 천연가스보다 다량의 온

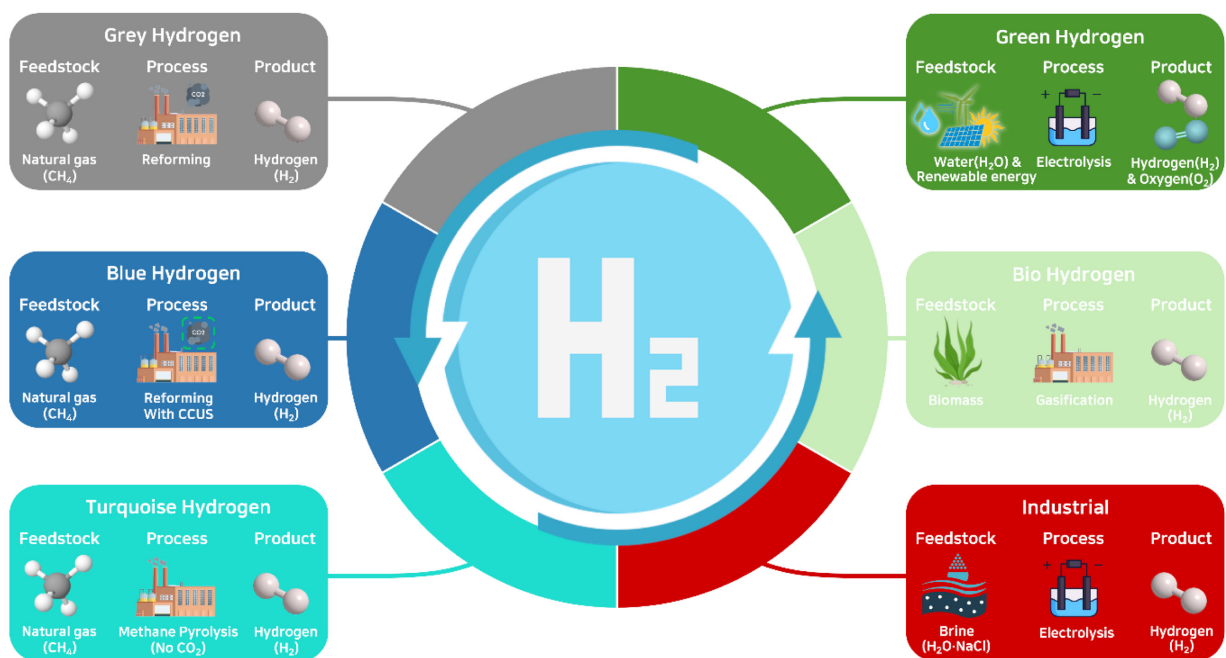


Fig. 1. Overview of representative hydrogen production pathways by feedstock and process.

실가스를 배출하며[28], 원료의 입자 성상, 수분 함량 등 품질 변화에 따라 공정의 일관성이 저하되는 단점이 있다[29]. 이러한 한계를 보완하기 위해 현재는 CCS를 병합한 블루 수소 기술로 전환되는 중간 단계로 간주되고 있다[30].

부생가스를 활용한 수소 회수 기술은 제철소, 정유공장, 석유화학 플랜트 등 다양한 산업 현장에서 널리 활용되고 있다. 이러한 시설에서는 화학 공정 중 발생하는 수소 함유 가스를 PSA(Pressure Swing Adsorption)나 막 분리 공정을 통해 고순도 수소로 회수하고 있다. 비교적 낮은 비용으로 수소를 정제, 공급할 수 있는 방법이지만[31-33], 수소 발생량이 개별 공정의 규모에 의존하기 때문에, 독립적인 수소 공급 체계로 활용하기엔 한계가 있다.

한편 물 전기분해는 화석연료를 사용하지 않고 물을 전기 분해하여 수소를 생산하는 방식으로, 탄소 배출이 없고 재생에너지와 연계할 수 있는 장점으로 최근 탄소 중립 실현을 위한 핵심 기술로 주목받고 있다[34,35]. 전통적인 알칼라인 수전해(Alkaline Water Electrolysis, AWE)는 수용액 전해질을 사용하여 상대적으로 비용이 저렴하고 대규모 설비에 유리하지만, 재생에너지의 출력 변동에 대한 응답 속도가 느려 변동성이 큰 조건에는 불리하다[36,37]. 이에 비해 고분자 전해질막(Proton Exchange Membrane, PEM) 기반 전해조는 높은 전류 밀도에서 운전이 가능하고, 출력 변화에 따른 빠른 응답 특성을 가지며, 고순도 수소를 생산할 수 있다는 장점이 있다[38]. 그러나 시스템 비용이 높고, 귀금속 기반의 촉매 및 막 소재로 인해 내구성과 경제성 확보가 어렵다. 고체산화물 전해조(Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC)는 고온에서 작동하여 열-전기 하이브리드 기반 수소 생산이 가능하지만, 고온 환경에서의 소재 안정성 확보가 필요하다[39-41].

마지막으로 바이오매스를 활용한 수소 생산 기술도 일정 수준의 상용화 연구가 진행되어 왔다[42]. 바이오가스 또는 바이오매스를 직접 가스화하거나, 혐기성 발효를 통해 수소를 생성하는 방식이 대표적이다[43]. 이 방식은 원료의 이산화탄소 중립성, 지역 분산형 에너지 자원화 가능성 등의 장점이 있어 소규모 지역 기반의 수소 공급에 적합하다[44], 그러나 원료 품질의 불균일성, 반응 속도 문제, 저온 공정의 낮은 수율 등의 기술적 한계를 지닌다[45]. 특히 발효 기반 수소 생산은 일반적으로 낮은 수소 수율과 긴 반응 시간을 갖기 때문에, 경제성을 확보하기 위해서는 고효율 미생물 개발, 연속 반응기 설계, 부산물 정제 기술 등이 함께 발전되어야 한다.

이처럼 수소 생산의 기존 기술들은 대부분 높은 기술 성숙도를 바탕으로 대규모 상용화가 가능하지만, 탄소중립이라는 시대적 과제와 맞물려 친환경성, 에너지 효율, 경제성을 동시에 만족시키는 기술로의 전환이 요구되고 있다[46]. 이에 따라 기존 공정의 효율 개선과 전기분해, 바이오 변환, 메탄 열분해와 같은 새로운 기술이 활발히 연구되고 있으며, 향후에는 기술 간 조합을 통해 공정 간 시너지와 자원 효율을 극대화하는 복합 수소 생산 체계가 구현될 것으로 기대된다.

2-2. 최근 5년간의 수소 생산 기술 연구 동향

수소 생산 기술은 전통적인 화석연료 기반 공정에서 벗어나, 보다 친환경적이고 탄소중립적인 시스템으로의 전환이 핵심과제로 대두되고 있다. 이에 따라 최근 5년간의 연구는 단순한 효율 개선을 넘어, 재생에너지와의 연계, 이산화탄소 포집 기술 통합, 열-전기 하이브리드 공정, 미생물 또는 촉매 기반의 고선택 반응 기술 등을

중심으로 기술의 확장을 시도하고 있다. 특히 전기분해 기술의 고도화, 블루 및 청록 수소 등 중간 대안의 상용화, 그리고 바이오 기반 및 광촉매 기반의 차세대 생산 기술, 부산물을 통한 생산 기술이 주요한 연구 흐름으로 부각되고 있다[36,37,47-52]. 본 절에서는 이러한 기술군을 중심으로 최근의 연구 동향과 기술 발전 방향을 구체적으로 살펴본다.

2-2-1. 수전해 기술 고도화를 통한 그린 수소 생산 기술

수전해는 물을 전기분해하여 수소와 산소를 생성하는 대표적인 탄소중립 수소 생산 기술로, 재생에너지와의 연계성이 높아 전 세계적으로 그린 수소의 핵심 생산 방식으로 주목받고 있다[53,54]. 수전해 기술은 전해질의 종류 및 작동 온도에 따라 AWE, PEM, SOEC, 음이온 교환막 기반 전해조(Anion Exchange Membrane, AEM) 등으로 분류된다[55].

가장 오래된 방식인 AWE는 수산화칼륨 수용액을 전해질로 사용하며, 대부분 40~80 °C의 온도 조건에서 작동한다[56]. 촉매가 필요하지 않아 구조가 단순하고 제작 비용이 상대적으로 저렴하며, 대규모 설비 운전이 적합하다는 장점이 있다[57]. 반면 낮은 전류 밀도와 전기효율, 반응 속도의 한계, 액체 전해질의 누출 위험성 등으로 인해 고속 응답이 필요한 재생에너지 연계에는 불리하다[58,59]. 따라서 최근 AWE는 전류 밀도를 기존 0.2~0.4 A/cm²에서 1.0 A/cm²까지 증가시키고, 전해질 누출 방지를 위한 고분자 격막이나 비활성 소재 적용 등 기술 개선이 진행되고 있다[60].

PEM 수전해는 고체 고분자막을 전해질로 사용하며, 양이온만을 선택적으로 전달한다. 50~80 °C에서 작동하며, 높은 전류 밀도, 빠른 반응 속도, 고순도 수소 생산이 가능하다는 장점이 있다[61]. 시스템 소형화가 가능해 우주항공, 이동형 연료전지 등 다양한 분야에 적용되고 있다. 그러나 전해질막과 촉매로 백금, 이리듐 등 귀금속이 사용되어 시스템 가격이 높아 소재의 내구성 확보가 상용화의 주요 과제다[41]. 최근에는 통해 백금 촉매의 로딩을 0.1 mg/cm² 수준까지 낮추어 필요량을 30% 이상 줄이는 연구[62], 50bar 이상의 고압 작동이 가능한 PEM 시스템 설계와 저가 촉매 개발[63], 고내구성 전해질막 소재 개선 등의 노력을 통해 효율성과 경제성을 증가시키는 연구가 집중되고 있다.

SOEC는 600~800 °C의 고온에서 작동하는 전해조로, 물을 수소와 산소로 분해하는 데 필요한 전기 에너지를 외부 열과 병행하여 투입함으로써 전력 소비량을 효과적으로 감소시킬 수 있다. 또한 열-전기 병합형 시스템으로서 발전소의 폐열, 태양열, 원자로 등의 열원을 활용할 수 있다는 장점이 있다[64]. 그러나 고온 작동으로 인한 내열 소재의 열화, 반복 작동에 따른 기계적 피로, 밀봉 및 가스 차단 기술 확보 등의 문제가 남아 있다[41]. 따라서 GDC(Gadolinium-doped Ceria) 기반 전해질을 도입하여 작동온도를 500 °C 이하로 낮추는 등, 전해조 내 열화 문제를 개선하고 내구성을 향상시키려는 연구가 활발히 진행되고 있으며[65], 경제성과 안정성 확보를 위한 증장기 실증이 병행되고 있다.

최근에는 AEM 기반 수전해 시스템이 차세대 기술로 주목받고 있다. AEM은 AWE 방식의 저비용 구조와 PEM의 빠른 반응 특성을 결합한 형태로, 40~60 °C에서 작동한다. 비귀금속 촉매 사용이 가능하고 고체 막 전해질을 활용해 시스템 안정성을 높일 수 있다는 장점이 있다[66,67]. 다만 기술 성숙도가 아직 낮으며, 전해질막의 내화학적 및 전도도, 시스템의 수명 확보 등의 측면에서 기초 연구

Table 2. Comparison of characteristics of each water electrolysis [56,64,67,71,72]

Water Electrolysis Technology	Operating Temperature (°C)	Hydrogen Production Efficiency	Advantages	Disadvantages
AWE	40~80	50~70%	- No catalyst required. - High technological maturity.	- Low current density. - Low dynamic responsiveness.
PEM	50~80	50~60%	- High-purity hydrogen production. - High current density.	- Requires expensive precious metal catalysts. - Electrolyte (membrane) lifespan.
SOEC	600-800	75~85%	- High hydrogen production efficiency. - Can be integrated with external heat sources like waste heat.	- Requires high-temperature operation. - Low technological maturity.
AEM	40~60	60~70%	- Can use low-concentration alkaline electrolytes. - Can use non-precious metal electrodes.	- Low electrical efficiency. - Low stability.

단계에 머물러 있다[68].

현재 수전해 기술 중에서는 PEM 방식의 실증이 가장 활발하게 진행되고 있으며, AWE 수전해는 낮은 시스템 비용으로 산업용 수소 공급에 널리 활용되고 있다. SOEC는 고온 에너지 연계 측면에서 장기적으로 유망한 기술로 평가받는다. 전반적으로 수전해 기술은 고효율 저가형 시스템 구축, 재생에너지 출력 변동 대응, 장기 내구성 확보, 지역 인프라와의 연계 등을 통합적으로 고려하는 방향으로 진화하고 있다. 특히 PEM 기반 메가와트급 수전해 설비는 유럽의 REPowerEU 전략과 미국 DOE의 수소 허브 구축 정책과 연계되어 산업화 단계에 진입하고 있으며[69,70], 향후에는 이산화탄소 포집 기술이나 암모니아·메탄올 합성 공정과의 통합을 통해 융합형 시스템으로 확장될 가능성이 높다. Table 2는 수전해 기술별 작동 온도, 수소 생산 효율, 장단점을 비교하여 정리한 것으로, 알칼라인 수전해(AWE), 고분자 전해질막 수전해(PEMWE), 고온 수전해(SOEC) 등 주요 수전해 기술의 특성과 상호 비교를 가능하게 한다.

2-2-2. CCS 기반 블루 수소 생산 기술

블루 수소는 기존 SMR, ATR(Autothermal Reforming) 등의 수소 생산 공정에 CCS기술을 결합하여 탄소배출을 대폭 줄인 수소 생산 방식이다. 탄소중립 사회로의 과도기적 전략 수단으로 활용될 수 있으며, 기존 인프라를 유지하면서도 탄소 감축 효과를 기대할 수 있다는 점에서 여러 국가에서 정책적으로 지원되고 있다[73,74].

블루 수소 생산 공정의 핵심은 수소 생산과 함께 발생하는 이산화탄소를 공정 내부에서 회수한 후, 이를 압축·정제하여 지중에 저장하거나 활용하는 것이다[75]. CCS 기술은 크게 포스트 연소(Post-combustion), 전연소(Pre-combustion), 산소연소(Oxy-fuel combustion) 방식으로 나뉜다[76]. 대표적인 공정은 ATR과 결합한 수소 생산 시스템으로[77], 내부 반응열을 활용하여 고효율로 합성가스를 생성하며, 고농도로 이산화탄소를 배출하여 CCS 포집 효율이 높다는 장점이 있다[78].

CCS 기술의 적용을 위한 주요 요소는 이산화탄소 포집율, 에너지 소비량, 경제성이다. 현재까지의 실증 사례에 따르면 이산화탄소 포집율이 90% 이상이지만 포집을 위한 추가 에너지 소비와 설비 구축 비용이 상용화의 걸림돌로 작용한다. 이러한 한계를 보완하기 위해 최근에는 이산화탄소를 지질층에 저장하는 방식 외에도 알칼리성 광물과 반응시켜 탄산염 형태로 고정화하거나, 포집된 이산화탄소를 메탄올, 폼산, 플라스틱 원료 등으로 전환하여 자원화하는 CCU(Carbon Capture and Utilization) 기술과의 연계도 활발히 연구되고 있다[79].

전 세계적으로 다양한 블루 수소 실증 프로젝트가 추진되고 있다. 캐나다의 Shell Quest 프로젝트는 SMR 기반 수소 생산과 CCS 기술을 결합해 연간 약 100만 톤 이상의 이산화탄소를 포집하고 있으며, 영국의 Hynet, 노르웨이의 Northern Lights, 일본의 Tomakomai CCS 실증 등도 대표적 사례로 언급된다[80]. 한국에서도 석유화학 단지 및 정유 플랜트를 중심으로 블루 수소 생산 인프라 구축이 시도되고 있으며, 이산화탄소의 장기 저장 안정성과 사회적 수용성 확보를 위한 정책적 검토가 병행되고 있다.

결과적으로 블루 수소는 화석 연료 기반이라는 구조적 한계를 지니고 있지만, 대규모 수소 수요 대응과 기존 인프라의 활용 측면에서 현재 가장 실현 가능성이 높은 과도기 전략으로 평가된다. 다만 CCS 기술의 경제성 확보, 포집된 이산화탄소의 안전한 저장 또는 활용, 그리고 탄소 포집 설비의 표준화 및 인증 체계 마련이 향후 블루 수소 대규모 확산의 핵심 과제로 남아 있다.

2-2-3. 메탄 열분해 기반 청록 수소 생산 기술

청록 수소는 메탄 열분해를 통해 고체 탄소와 수소를 생산하는 기술로, 최근 저탄소 수소 생산 경로로 주목받고 있다[81]. 메탄을 고온에서 촉매 또는 무촉매 조건으로 분해하면 수소와 고체 탄소가 생성되며, 이 과정에서 온실가스가 직접 배출되지 않아 탄소중립 기술로서 높은 잠재력을 갖는다. 미국의 Monolith 등은 메탄 열분해 기술을 활용해 수소와 카본블랙을 생성하는 등 실증 프로젝트가 꾸준히 진행된다.

일반적으로 메탄 열분해 반응은 1000~1200 °C 이상의 고온에서 반응이 일어나며[82], 산소나 수증기를 사용하지 않기 때문에 공정 내 이산화탄소가 생성되지 않고, 수소 순도 측면에서도 이점이 있다[83]. 반응 방식에 따라 플라즈마, 열선, 전자 빔 가열 등 다양한 열원 기술이 활용되며, 최근에는 액체 금속 기반 촉매 시스템이나 Ni, Fe, Co 등의 고체 금속 촉매를 적용한 고효율 반응기 설계가 활발히 진행되고 있다[82,83].

청록 수소의 가장 큰 장점은 이산화탄소 배출이 발생하지 않는다는 점이다. 부산물로 생성되는 고체 탄소는 흑연, 카본블랙, 배터리 음극재, 강화 복합재 등 고부가가치 소재로 활용될 수 있어 경제적 부가가치를 창출할 수 있다. 다만 생성되는 고체 탄소의 입자 크기, 순도, 결정성 등에 따라 후처리 공정이 요구되며, 이를 활용한 시장 수요가 제한적이라는 한계도 존재한다[84]. 그러나 고온 운전 조건으로 인해 높은 에너지 투입이 필요하며, 반응기의 내열성 확보와 장기 내구성 문제가 기술적 도전 과제로 남아 있다. 또한 반응 중 발생하는 고체 탄소가 촉매 표면에 침착되어 비활성화를 유발하는

현상도 주요한 제한 요소로 작용한다.

최근에는 저온에서도 안정적으로 반응이 가능한 촉매 개발, 반응기 내 탄소 축적 억제제를 위한 기술, 액체 금속 반응기를 활용한 연속 수소 생산 시스템 개발 등이 주요 연구 분야로 주목받고 있다[85]. 또한 전기 플라즈마 기반 메탄 열분해 시스템을 활용하여 에너지 효율을 향상시키려는 연구도 활발히 진행되고 있다.

청록 수소는 기존의 그레이 수소보다 탄소 배출이 없으며, 블루 수소에 비해 포집·저장 인프라 부담이 적다는 점에서 유망한 대안으로 주목받고 있다. 그러나 전기 열원을 사용하는 공정 특성상, 공급되는 전력이 화석연료 기반일 경우 간접적인 탄소 배출을 완전히 피할 수 없으므로, 재생에너지 기반 전력망과의 연계가 기술 확산의 핵심 조건으로 작용할 것이다[86].

2-2-4. 바이오메스 기반 수소 생산 기술

바이오메스 및 폐기물을 활용한 수소 생산 기술은 이산화탄소 중립성을 갖는 재생 가능한 자원을 원료로 사용하여, 지속 가능한 수소 생산 경로를 제시한다는 점에서 주목받고 있다[87,88]. 이 기술은 농업 잔재물, 음식물 쓰레기, 하수 슬러지, 목재 부산물, 산업 폐기물 등 다양한 유기성 자원을 활용하며, 생물학적 탄소순환 내에서 수소를 생산함으로써 온실가스 순배출이 낮고, 지역 기반 자원순환 모델과 결합할 수 있다[89].

대표적인 바이오 기반 수소 생산 기술로는 바이오가스를 이용한 개질 반응, 고체 바이오메스의 고온 가스화, 그리고 생물학적 수소 생산이 있으며[46,90,91], 이 중에서도 고온 가스화 기반 수소 생산 기술이 가장 활발히 연구되고 있다. 바이오메스 가스화는 700~1000 °C의 고온에서 부분 산화 또는 수증기 조건하에 이산화탄소, 수소, 메탄이 혼합된 합성가스를 생산하고, 이 중 수소를 추출·정제하는 방식이다. 이 기술은 반응속도와 수율이 높고, 고형 잔사 발생이 적어 대규모 운전이 적합하다는 장점이 있다. 그러나 원료의 수분 함량, 조성 불균일성, 타르 생성 등의 문제로 인해 공정 신뢰성 확보가 주요한 기술 과제로 지적되고 있다[92].

또 다른 접근으로는 유기성 폐기물을 활용한 혐기성 발효 기반 수소 생산 기술이 있다. 이 방식은 고온 또는 중온 조건에서 미생물이 유기물(포도당, 젖산, 아미노산 등)을 분해하여 수소를 생성하는 생물학적 반응이다[93]. 에너지 소비가 낮고 시스템 구조가 단순하다는 장점이 있지만, 일반적으로 수율이 낮고 반응속도가 느리며 생성된 수소의 농도가 낮아 후처리 정제가 필수적이다[91]. 최근에는 고효율 유전자 조작 미생물 개발, 연속식 반응기 설계, 발효 부산물 활용 등을 통해 공정 효율을 높이려는 연구가 진행되고 있다.

폐기물 기반 수소 생산 기술은 플라스틱, 고무, 섬유 등 혼합 고형폐기물을 열분해 또는 가스화하여 합성가스를 생성하고, 이를 수소로 전환하는 복합 공정을 통해 구현된다[94]. 이 공정은 폐기물의 처리와 자원화, 수소 생산을 동시에 달성할 수 있다는 장점이 있지만, 원료의 비균질성으로 인한 반응 조건 최적화, 오염물질 정제, 반응기 내 내구성 확보 등의 기술 과제가 상용화를 저해하는 요인으로 지적되고 있다[95].

특히 바이오메스 및 폐기물 기반 수소 생산 공정은 원료 자체가 광합성을 통해 대기 중 이산화탄소를 흡수한 재생 가능한 탄소원이기 때문에, 생산 중 발생하는 이산화탄소를 포집하거나 고체 탄소로 전환할 경우 Net-negative 탄소 배출 효과를 기대할 수 있다. 이는 단순한 탄소중립을 넘어 기후 복원 기술(Carbon removal technology)로서의

역할 가능성을 시사하며, BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)와 유사한 전략적 접근이 가능하다[96].

최근에는 바이오메스 가스화, 고형 폐기물 열분해, 수소 분리 공정을 통합한 하이브리드 시스템이 제안되고 있으며, 일부 연구에서는 생물학적 처리 공정과 물리화학적 전처리를 결합한 다단계 반응 시스템도 실증 단계에 진입하고 있다[94]. 이러한 통합 시스템은 수소 수율 향상은 물론 자원 재활용률 증가, 폐기물 발생 억제 등의 측면에서 환경적 이점을 지니며, 재생에너지 기반 지역 순환형 수소 생산 모델로의 확장이 기대된다.

2-2-5. 열화학 및 광촉매 기반 차세대 수소 생산 기술

열화학 및 광촉매 기반 수소 생산 기술은 물을 직접 분해하여 이산화탄소를 배출하지 않고 수소를 생산하는 방식으로, 최근 유망한 연구개발 대상으로 주목받고 있다[97]. 기술은 아직 실험실 수준에 머물러 있으나, 에너지 투입 과정에서 온실가스가 발생하지 않고 재생에너지 또는 고온 폐열을 열원으로 활용할 수 있다는 점에서, 장기적인 탄소중립 전략 하에 전략 기술로 고려되고 있다.

열화학 수소 생산 기술은 고온에서 열화학 반응을 통해 물을 수소와 산소로 분해하는 방식으로, 세 단계 이상의 복합 반응 사이클로 구성된다. 대표적인 예로는 ZnO/Zn, SnO₂/SnO, 철-산화물(Fe/Fe₃O₄), 세리아 기반 사이클 등이 있다[98]. 이들 공정은 600~900°C 수준의 고온 열원에서 작동하며, 전체 시스템 효율은 열원 공급 방식과 효율에 크게 의존한다. 최근에는 고온 가스로 작동하는 원자로, 집광형 태양열 시스템, 산업 플랜트의 폐열을 열원으로 활용하는 연구가 병행되고 있다. 그러나 고온 조건에서의 재료 안정성, 반응물 순환 공정, 단계 간 통합 운전 등의 기술적 장벽이 존재하며, 복잡한 반응 경로와 시스템 설계상의 제약이 상용화를 지연시키고 있다[99].

광촉매 기반 수소 생산 기술은 반도체 물질이 빛을 흡수하여 생성된 전자-정공 쌍을 이용해 물을 분해하는 반응을 기반으로 한다. 태양광과 물이라는 단순한 조합을 활용하는 이상적인 수소 생산 방식으로 연구되고 있으나, 아직 기술적 한계가 명확하다[100]. 현재까지 가장 널리 연구된 광촉매는 이산화티타늄(TiO₂), 산화아연(ZnO), 탄산바륨(BaCO₃) 등이며[101], 이들 소재는 안정성과 반응성 측면에서 우수하지만 자외선 영역에서만 활성화되어 전체 태양광 스펙트럼의 1~2% 정도만을 활용할 수 있다는 한계가 있다. 이를 극복하기 위해 밴드갭 조절, 도핑, 공동촉매(Co-catalyst) 설계, 이중 접합 기반 복합 촉매 개발이 시도되고 있으며[102], 최근에는 유기 반도체, 금속-유기 골격체(Metal-Organic Framework, MOF), 탄소계 나노소재를 활용한 고효율 촉매 설계도 활발히 진행되고 있다.

열화학 및 광촉매 기반 수소 생산 기술은 기존 수소 생산 방식과 비교하여 이산화탄소 배출이 없고, 이론적으로 높은 에너지 효율을 갖추며, 재생에너지 및 폐열과의 융합이 가능하다는 점에서 차별화된 장점을 지닌다. 그러나 현재는 기술 성숙도가 낮고, 에너지 수율, 재료 안정성, 반응 제어성 등 여러 측면에서 상용화를 위한 기술 개발이 여전히 필요하다. 이에 따라 해당 기술은 탄소중립 장기 로드맵 하에서 고도 재생에너지 활용, 산업 폐열 자원의 최대화, 분산형 수소 생산 체계 구축 등을 위한 전략적 기술로서, 중장기적 연구개발이 필수적이다.

2-2-6. 산업 부산물 기반 수소 생산 기술

다양한 산업 공정에서는 본래 목적 외에 부가적으로 생성되는 유

용한 부산물이 존재하며, 이를 회수하여 활용하는 기술은 자원 효율성과 환경적 지속 가능성 측면에서 중요한 전략으로 간주된다. 수소 역시 여러 산업에서 부산물로 생성되는 주요 가스 중 하나로, 이를 회수·정제하여 에너지원으로 활용하는 기술이 주목받고 있다. 특히 부산물 기반 수소 생산 기술은 별도의 원료 투입 없이 기존 공정을 최적화하거나 연계함으로써 수소 회수율을 높일 수 있다는 장점을 지닌다. 이에 따라 폐산, 폐가스, 전해 부산물 등을 활용한 수소 회수 기술이 다각도로 개발되고 있다.

대표적인 예로 염소-알칼리(Chlor-alkali) 공정은 염소와 수산화나트륨을 생산하는 전해 공정이며, 이 과정에서 수소가 유용한 부산물로 함께 발생한다. 포화 식염수를 전기분해하면 양극에서는 염소 이온이 산화되어 염소 가스가, 음극에서는 물이 환원되어 수산화 이온과 수소 가스가 생성된다. 일부 설비에서는 이 수소를 대기 중으로 배출하기도 하지만, 청정 수소에 대한 관심이 높아지면서 이를 포집해 활용하려는 기술이 활발히 개발되고 있다. 수소 회수를 위해서는 PSA 또는 막 전해 기반의 가스 분리, 수분 제거, 건조 공정이 필수적이며, 이 과정에서 전력 소비 및 설비 비용이 추가로 발생한다. 이 중 막 전해 방식이 가장 높은 에너지 효율을 갖는 공정으로 평가되며, 상용화된 염소-알칼리 공정 중에서 가장 효과적인 수소 회수 방식으로 간주된다[103]. 현재 염소-알칼리 공정에서 발생하는 부산물 수소는 유럽에서 두 번째로 많은 수소 생산량을 차지하지만, 그 잠재력에 비해 상대적으로 과소평가되어 왔다[104]. 생애주기 평가(LCA) 연구에 따르면, 해당 수소가 회수 수소를 대체할 경우 상당한 온실가스 감축 효과를 기대할 수 있어 그 기여 가능성에 대한 관심이 증가하고 있다[105].

또 다른 사례로는 산업 공정에서 발생하는 폐염산(HCl)을 활용하여 수소와 염소를 동시에 회수하는 기술이 있다. 최근에는 CuCl/CuO 기반의 열화학 산화-환원 사이클을 통해 폐염산을 고온에서 분해하여 수소를 생산하고, 동시에 염소 가스를 회수하는 방식이 제안되고 있다[106]. 이 공정은 폐산 처리와 수소 생산이라는 두 가지 목표를 동시에 달성할 수 있어 자원순환형 공정으로 주목받고 있으며, 태양열이나 산업 폐열 등 다양한 열원과의 연계도 가능하다. 최근 연구에서는 높은 수소 수율과 낮은 온실가스 배출이 보고되고 있으며, 아직 초기 단계의 기술이지만, 공정 최적화와 경제성 평가를 통해 향후 유망한 부산물 기반 수소 생산 기술로 발전할 가능성이 있다.

특히 염소-알칼리 공정 기반 수소는 유럽연합의 기후 목표 달성에 기여할 수 있는 잠재적 수소 공급원으로 평가되고 있으며, 미국 내

연구에서도 공정 조건과 전력 믹스에 따라 해당 공정에서의 탄소 배출량이 다양하게 보고되고 있다. 특히 재생에너지 기반 전력을 활용할 경우, 이 공정은 저탄소 수소 공급원으로서의 활용 가능성이 더욱 높아지고 있다[107]. 수소 회수 공정의 경제성과 에너지 효율을 결정짓는 주요 인자로는 수소 발생 반응(Hydrogen Evolution Reaction, HER)의 전극 성능이 지목되고 있으며, 이에 따라 관련 촉매 기술에 대한 연구가 활발히 이루어지고 있다[103]. 특히 백금 촉매의 높은 비용 문제를 해결하기 위해, 비귀금속 촉매나 질소 도핑 니켈-탄소(N-doped Ni-C) 구조체 등 나노소재 기반의 저가 촉매가 유망한 대안으로 제시되고 있다.

2-3. 수소 생산 방식 간 비교 및 통합적 평가

수소 생산 기술은 투입 에너지원, 반응 방식, 탄소배출 저감 전략에 따라 다양한 방식으로 구분되며, 이로 인해 기술 간 환경성, 에너지 효율, 경제성에서 뚜렷한 차이가 나타난다. 최근에는 수소의 색상 분류(grey, blue, green, turquoise)를 기준으로 생산 경로를 정의하고, 이들을 정량적으로 비교하는 연구가 활발히 진행되고 있다.

그레이 수소는 천연가스를 개질하는 방식으로 생산되며, 이산화탄소 포집 없이 진행될 경우 GWP (Global Warming Potential)가 11~13 kg CO₂ eq/kg H₂로 가장 높게 나타난다[108,109]. 블루 수소는 동일한 SMR 공정에 CCS를 적용한 방식이며, 포집률이 90%일 경우 GWP는 약 3.5~5.0 kg CO₂ eq/kg H₂까지 낮아진다[109,110]. 현재 이 기술은 상용화 단계에 있으며, 실제 플랜트 단위 실증 사례도 존재한다.

그린 수소는 재생에너지 기반 전기분해를 통해 생산되며, 사용 전력의 탄소집약도에 따라 GWP가 0~5 kg CO₂ eq/kg H₂까지 다양하게 나타난다[108]. 태양광이나 풍력 기반 전력을 사용하는 경우 환경성이 우수하지만, 그 외의 전력원을 사용할 경우 환경적 이점이 감소할 수 있다. 최근 연구에서는 일부 그린 수소가 실제로는 그레이 수소에 준하는 온실가스 배출량을 가지는 것으로 나타나, 에너지원 분류의 명확화 필요성이 제기되고 있다[13].

청록 수소는 메탄 열분해 기반으로, 고온에서 메탄을 분해하여 수소와 고체 탄소를 생성함으로써 이산화탄소 발생을 억제할 수 있다. 이 방식의 GWP는 1.9~9.9 kg CO₂ eq/kg H₂로 보고되며[1,111,112], 탄소 포집 인프라가 필요하지 않다는 점이 장점이다. 다만 열분해 온도가 매우 높고, 반응기 내부의 탄소 침착에 의한 촉매 비활성화 문제가 주요한 기술적 과제로 지적된다[1].

Table 3. Comparison of hydrogen production methods with focus on environmental impact (GWP) and technological characteristics [1,96,108,109,113,114]

H ₂ Classification	Production Type	GWP (kg CO ₂ - eq/kg H ₂)	Advantages	Disadvantages
Gray	SMR	10 ~ 13	- High technological maturity - High economic feasibility	- High greenhouse gas emissions - Low environmental sustainability
Green	Electrolysis	0 ~ 5	- Very low carbon emissions - Based on renewable energy	- Environmental impact varies with the power source - High hydrogen production cost
Blue	SMR + CCS	3.5 ~ 5	- Reduced carbon emissions - Commercialized	- Fossil fuel-based - Dependency on CCS cost and infrastructure
Turquoise	Methane Pyrolysis	1.9 ~ 9.9	- CCS not required - Utilization of solid carbon by-product	- High-temperature process operation - Carbon deposition in the reactor
Bio-H ₂	Biomass gasification	-20.8 ~ -15.1	- Utilization of waste resources - Potential for being carbon-negative	- Difficult process control - Low processing efficiency
Industrial	By-Product	0.01 ~ 7.1	- Utilizes existing processes - Potential for low carbon emissions	- High dependency on industrial processes - Environmental impact varies with the power source

바이오 기반 수소 생산 기술(Bio-H₂)은 바이오매스 또는 유기성 폐기물을 원료로 고온 가스화 또는 생물학적 반응을 통해 수소를 생산하는 방식이다. 폐자원 활용과 탄소순환성 측면에서 환경적 이점이 크며, 바이오매스는 광합성 과정에서 대기 중 이산화탄소를 고정한 재생 탄소원이므로, 생산 중 발생하는 이산화탄소는 순배출 측면에서 0에 근접한다. 특히 이산화탄소를 포집하거나 고체 탄소로 전환하는 공정을 병행할 경우 GWP가 음수로 나타나는 Net-negative 수소 생산이 가능하다[96]. 이는 기후 복원 기술로 주목받고 있으나, 반응 제어의 어려움, 수소 수율 저하, 미생물·원료 다양성에 따른 처리 불안정성 등이 기술 확산의 제약으로 작용하고 있다.

부산물 기반 수소 생산은 염소-알칼리 공정 등 기존 산업 공정에서 부산물로 발생하는 수소를 회수·정제하여 활용하는 방식이다. 별도의 수소 생산 공정이 필요 없고, 탄소 배출이 극히 낮아 GWP는 0.01~7.1 kg CO₂ eq/kg H₂로 보고된다[105,113]. 다만 산업 공정의 준도가 높고, 수소의 순도와 회수 효율을 확보하기 위한 정제·건조 등의 추가 공정이 필요하다. 이때 정제 시스템에 투입되는 전력의 탄소집약도에 따라 전체 환경 성과가 달라질 수 있다.

이처럼 수소 생산 기술은 환경성, 기술 성숙도, 경제성 등의 측면에서 상이한 특성을 지니므로, 단일 지표가 아닌 GWP, 에너지 효율, 인프라 구축비용, 기술 확장성 등을 통합적으로 고려한 종합 평가가 요구된다. 특히 Net-negative 배출이 가능한 바이오 기반 수소 생산이나, 산업 부산물 활용 방식은 비정형적이거나 매우 중요한 보완 전략으로 기능할 수 있다.

3. 수소 저장 기술

Figure 2는 수소 저장 기술을 저장 방식과 저장체로 분류하여 각 기술들이 어떤 공정을 통해 작동하는지 시각적으로 나타낸 그림이

다. 수소 저장 기술은 수소 경제의 성패를 좌우할 만큼 핵심적인 요소로, 수소의 물리화학적 특성에 적합한 다양한 저장 방식이 지속적으로 연구되어 왔다. 저장 방식은 크게 물리적 저장(고압 기체, 액체 등)과 화학적 저장(고체 또는 액체 물질과의 화학적 결합)으로 구분되며, 각각 고유의 장단점을 가진다.

수소의 생산이 아무리 청정하고 효율적으로 이루어지더라도, 적절한 저장 기술이 확보되지 않으면 실제 수요지로의 공급과 활용이 어렵기 때문에 저장 기술은 수소 경제 구현에서 병목 지점으로 작용하고 있다. 수소는 재생에너지 기반의 분산형 생산이 가능하지만, 공간적·시간적 수요의 차이를 조율하기 위해서는 효율적인 저장과 운송 기술이 병행되어야 하며, 이는 전체 수소 공급망의 신뢰성과 경제성을 좌우하는 핵심 인프라다[115].

특히 수소는 작은 분자 크기와 낮은 점화 에너지 특성으로 인해 누출 및 폭발 위험이 높기 때문에, 물리적 안전성과 시스템 신뢰성을 동시에 확보할 수 있는 저장 기술이 필수적이다. 또한 저장 기술은 단일 방식으로 최적 해답을 찾기보다는, 활용 목적, 저장 기간, 저장 장소 등에 따라 다양한 방식이 병행되거나 복합적으로 적용될 수 있어, 기술 간 비교 분석과 적정 선택이 중요하다[116,117].

이 절에서는 이러한 배경을 바탕으로, 수소 저장 기술의 기존 핵심 방식과 그 한계를 정리하고, 최근 5년간의 주요 연구 동향을 중심으로 기술 발전 현황을 고찰하고자 한다.

3-1. 기존 수소 저장의 핵심 기술과 한계

수소 저장 기술은 수소 경제 실현에 있어 필수적인 기반 요소로, 수소 생산과 활용 사이의 시간적·공간적 간극을 메워주는 중간 매개 기술로 작용한다. 수소는 분자량이 작고 기체 상태에서 밀도가 매우 낮기 때문에, 효율적이고 안전한 방식으로 저장하지 않으면 대규모 이용이 사실상 불가능하다. 따라서 지난 수십 년간 물리적

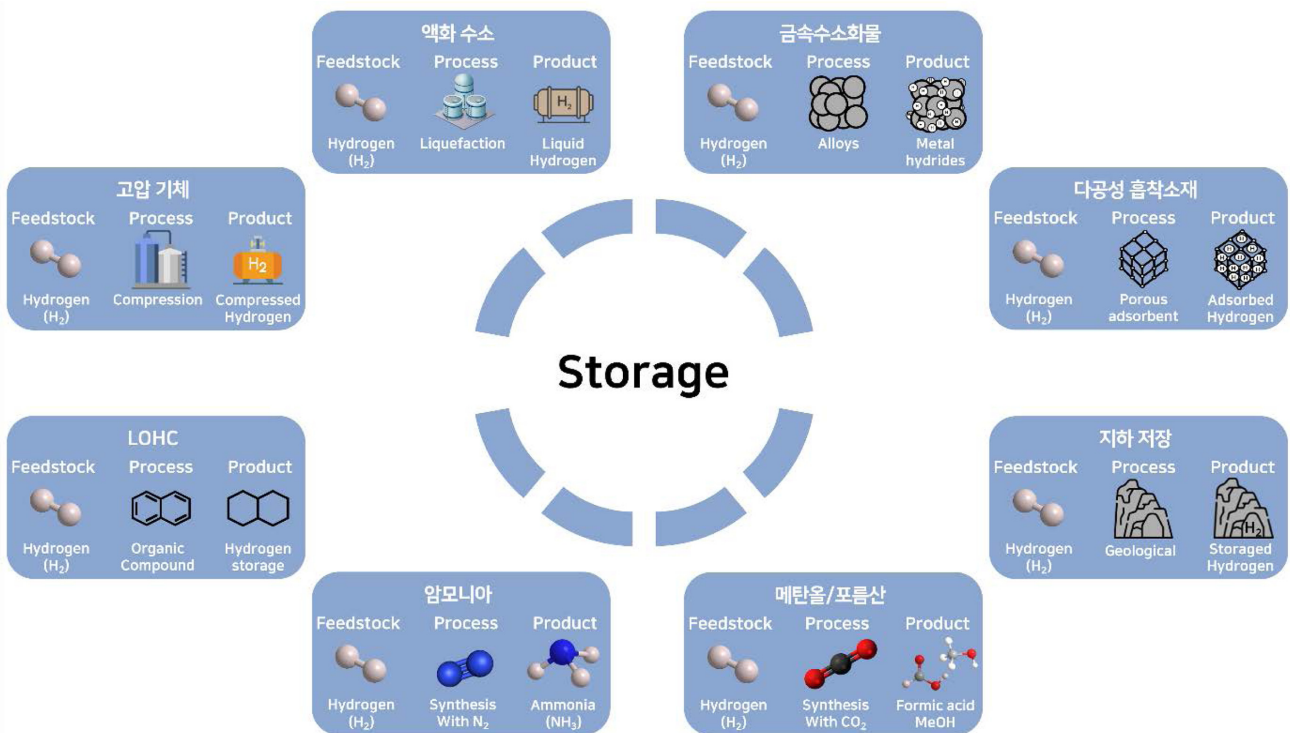


Fig. 2. Overview of representative hydrogen storage pathways by feedstock and process.

저장 방식과 화학적 저장 방식이 병행적으로 발전해 왔으며, 각각의 방식은 물성, 반응성, 운송 편의성, 재사용 가능성 등 다양한 요소에 따라 선택적으로 활용되고 있다.

가장 널리 쓰이는 저장 방식은 고압 압축 기체 저장이다. 이 방식은 수소를 35~70 MPa 범위의 고압으로 압축하여 탄소섬유 복합재 또는 금속 합금으로 제작된 고압 탱크에 저장하는 형태이다[118]. 연료 전지차(FCEV) 등 수송 부문에 적용되며, 충전 시간이 짧고 기술 신뢰성이 높다는 장점이 있다. 그러나 압축 시 전체 수소 에너지의 10~15% 정도가 손실되고, 저장 밀도는 약 40 g/L 수준으로 낮아 대규모 저장이나 장거리 운송에는 한계가 있다. 또한 고압 탱크의 무게와 부피, 그리고 과열 및 누출에 대한 안전성이 기술적 제약으로 작용한다.

액화 수소는 -253 °C 이하의 극저온에서 저장되며, 단위 부피당 저장 밀도는 약 71 kg/m³로 기체 수소보다 약 790배, 고압 저장 대비 약 2배 높아 운송에 유리하다[119]. 액화 수소는 발사체용 연료, 우주항공 분야, 선박 및 장거리 운송 수단 등에서 사용된다[120]. 그러나 액화 과정에서 에너지의 약 30~40%가 소모되고, 보일오프 현상으로 인해 저장 중 자연 기화가 지속되며, 이로 인한 손실과 압력 상승을 제어하기 위한 시스템이 필요하다[119,121].

고체 저장 방식은 수소를 고체 물질 내부에 물리적 또는 화학적으로 저장하는 형태로, 금속 수소화물 기반 저장체가 대표적이다. 대표적인 예로 LaNi₅ 합금은 상온에서도 수소와 반응하여 저장할 수 있으며, 수소 흡장과 방출이 가역적으로 가능하다는 특성을 지닌다. 그러나 LaNi₅는 중량 대비 저장 용량이 1.3 wt%로 낮고, 수소 방출에는 200 °C 전후의 열 공급이 필요하다[122]. 이보다 저장 밀도가 높은 물질인 마그네슘 수소화물(MgH₂)은 이론적으로 7.6 wt%의 저장 용량을 가지지만 300 °C 이상의 고온이 요구되고 반응 속도가 느려 실용화에 제약이 있다[123]. 최근에는 Ti, V, Nb 등의 금속 촉매를 도핑하거나 나노입자화 기술을 도입하여 탈수소화 온도를 낮추고 방출 속도를 향상시키는 연구가 이루어지고 있다. 복합 수소화물로는 NaAlH₄, LiBH₄, NH₃BH₃ 등이 있으며 이들은 5~12 wt% 수준의 저장 용량을 갖지만[124], 수소 방출 이후의 회수 및 재생 과정이 복잡하고 가역성이 낮다는 단점이 존재한다.

Zeolite, MOF, COF 등 다공성 소재를 이용한 물리적 흡착 기반 저장도 활발히 연구되고 있다[125]. 이러한 소재들은 작동 에너지가 낮고, 소재 자체의 경량화가 가능하다는 장점이 있으나, 일반적으로 77 K 이하의 극저온 환경에서만 충분한 저장 용량을 확보할 수 있다[126]. 상온에서의 저장 성능은 1~2 wt% 이하 수준으로 떨어진다[127]. 이러한 단점을 극복하기 위해 최근 소재 설계 차원에서 기공 크기, 표면적, 금속 노드 종류, 기체 간 상호작용 등의 요소를 최적화하는 방향으로 연구가 진행되고 있다.

화학적 저장 방식의 일종인 액상 유기 수소 운반체(Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC)는 최근 각광받는 기술 중 하나이다[128]. 이 방식은 톨루엔, 디벤질톨루엔(DBT), 디페닐에테르(DPE)와 같은 유기물에 수소를 화학적으로 저장하고, 사용 시 고온 탈수소화 반응을 통해 수소를 방출하는 구조로 되어 있다. LOHC 기술은 기체 상태로 누출되는 위험이 적고 상온·상압에서 장기 저장이 가능하다[129,130]. 안정적인 저장이 가능하고, 기존 운송 인프라 활용이 용이하여 유망 기술로 평가되지만, 수소 방출을 위해 250~300 °C 이상의 온도가 필요하며, 촉매 효율 및 수명, 저장체의 순환 안정성, 반응속도 문제 등은 아직 해결해야 할 기술적 과제이다.

암모니아는 비전통적이지만 매우 유망한 수소 저장 매체로 주목

받고 있다. 질소와 수소의 화합물인 암모니아는 비교적 높은 수소 함량을 가지며, 액체 상태로 존재 가능하여 저장 및 운송이 용이하다. 또한 기존의 인프라를 활용할 수 있어 경제적 이점도 있다. 하지만 수소 전환 과정에는 고온 열분해 및 귀금속 촉매가 요구되며, NO_x 발생에 대한 제어가 주요 기술적 과제로 지적된다[131].

이와 함께 메탄올(CH₃OH)과 포름산(HCOOH)은 대표적인 액상 화학 저장체로, 각각 이산화탄소와 수소를 반응시켜 합성되며, 탄소중립적 수소 저장 경로로도 활용된다. 두 화합물 모두 액체 상태로 존재하여 저장 및 운송이 용이하며, 비교적 낮은 반응 조건에서 수소를 방출할 수 있다는 점에서 주목받고 있다. 그러나 메탄올은 고온 개질 반응을 필요로 하며, 포름산은 촉매 분해 반응을 통해 수소를 회수해야 하며, 이 과정에서 이산화탄소가 발생하기 때문에 온실가스 저감 효과를 실현하기 위해서는 전주기적 설계가 요구된다.

마지막으로 지하 저장 기술은 염수층, 천연가스 고갈층, 지하 동굴 등을 이용하여 대용량의 수소를 저장하는 방식으로[132], 주로 전력 수요가 계절에 따라 변동하는 지역에서 재생에너지의 출력 불안정성을 보완하는 방식으로 사용된다. 다만 지질학적 적합성, 수소의 누출 및 미생물 반응 위험, 저장소 장기 신뢰성 등에 대한 연구가 필요하다.

이처럼 기존 수소 저장 기술들은 각기 고유한 장점과 한계를 갖고 있으며, 저장 목적, 기간, 용량, 시스템 통합성 등을 고려하여 최적의 기술을 선택하거나 융합하는 방향으로 응용이 확장되고 있다. 기술 간 상호보완적 통합이 향후 수소 기반 에너지 시스템 구축의 핵심 전략으로 자리잡을 것이다.

3-2. 최근 5년간의 수소 저장 기술 연구 동향

기존 수소 저장 기술은 각각의 방식에 따라 장단점이 명확하게 구분되며, 현실적 제약도 분명하였다. 이에 따라 최근 5년간의 연구는 단순히 기존 기술을 개선하는 수준을 넘어, 저장 밀도, 에너지 효율, 운송 편의성, 시스템 통합성 등 다양한 요소를 동시에 고려한 새로운 접근법으로 확장되고 있다. 특히 고체, 액체, 기체 상태에 관계없이 저장체의 물리화학적 특성을 정밀하게 제어하고, 저장과 방출의 반응 조건을 단순화하거나 에너지 투입을 최소화하려는 방향의 연구가 활발히 진행되고 있다[133]. 이러한 배경 속에서 각 저장 기술별로 기존 한계를 극복하거나 응용 범위를 확장하는 방식으로 기술 개발이 이루어지고 있으며, 일부는 실증 단계에 도달하기도 했다.

본 절에서는 수소 저장 기술 분야에서 최근 5년간 주목할 만한 기술 발전을 보인 네 가지 주요 기술군, 즉 LOHC, 메탄올 및 포름산 기반 화학 저장체, 암모니아 기반 저장 방식, 그리고 지하 저장 기술에 대한 연구 동향을 구체적으로 다룬다.

3-2-1. 액상 유기 수소 운반체 기술의 고도화

LOHC는 톨루엔, DBT, N-에틸카바졸(NEC) 등 유기 화합물에 수소를 화학적으로 저장하고, 필요 시 고온 탈수소화 반응을 통해 수소를 방출하는 시스템이다. 일반적으로 5~7 wt%의 수소 저장 용량을 가지며, 체적 저장 밀도는 고압 기체보다 높고 액화 수소에 근접한 수준까지 달성 가능하다[134].

최근 연구는 이러한 LOHC 시스템의 수소 방출 온도를 낮추고 에너지 효율을 향상시키기 위한 방향으로 진행되고 있다. 대표적으로 최근에는 이소프로판올(IPA), 포름산 등 저분자 유기 화합물을 기반으로, 열적 조건 없이 전기화학 반응을 통해 수소의 저장과 방출이 가

능한 새로운 시스템이 제안되고 있다[135]. 일부 연구에서는 전통적인 열촉매 기반 시스템 대신, 전기화학적 산화-환원 과정을 통해 저온 연속 운전이 가능한 고효율 프로토타입이 제안되었으며, 이는 고온 열원 의존도를 획기적으로 줄일 수 있는 가능성을 보여준다.

또한 LOHC 저장체의 순환 안정성, 촉매 수명, 반응 선택도 등의 개선을 위한 소재 개발도 병행되고 있다. 백금, 루테튬 등 귀금속 기반 촉매의 고효율화뿐 아니라, 니켈, 코발트 등 비귀금속 촉매를 활용한 저가형 시스템에 대한 연구도 활발히 진행되고 있으며 [136,137], 반응기 설계 측면에서도 연속 공정과 분리 기술의 통합을 통해 전체 시스템 효율을 향상시키는 구조가 제안되고 있다.

3-2-2. 메탄올, 포름산 기반 화학적 저장체의 발전

화학적 전환형 수소 저장 방식 중 메탄올과 포름산은 낮은 반응 조건, 액체 상태의 안정성, 기존 인프라 활용성 등으로 인해 최근 5년간 집중적인 연구 대상이 되어왔다. 이들 화합물은 이산화탄소와 수소를 반응시켜 합성되며, 저장된 수소는 열적 또는 촉매 반응을 통해 방출되는 전환형 시스템을 구성한다[136].

메탄올은 전체 질량의 약 12.1%에 해당하는 수소를 포함하고 있으며, 상온·상압에서 액체로 존재하므로 저장과 운반이 용이하다 [138]. 연료전지의 직접 연료 또는 수소 회수를 위한 스택 개질 반응을 통해 활용되며, 체적 수소 저장 밀도 또한 높은 편이다. 그러나 고온의 개질 반응 과정에서 이산화탄소가 함께 발생하게 되므로[139], 탄소중립 실현을 위해서는 메탄올 합성 시 사용되는 이산화탄소가 바이오매스 기반이거나 직접 공기 포집(Direct Air Capture, DAC)을 통해 확보되어야 한다는 한계가 있다[140]. 최근에는 저온 개질 반응, 고내구성 촉매 개발, 메탄올-연료전지 통합 시스템 등에 대한 연구가 병행되며, 이동형 전원 또는 분산형 발전 시스템으로의 확장이 시도되고 있다.

포름산은 메탄올보다 분자량이 작고, 약 4.4 wt%의 수소 저장 용량을 가지며, 50~80 °C의 비교적 낮은 온도에서 촉매 반응을 통해 수소를 방출할 수 있다. 특히 반응 부산물이 거의 없어 고순도 수소를 공급할 수 있으며[141], 온도 제약이 낮아 시스템 설계 유연성이 높다. 최근 연구는 포름산의 분해 반응에 사용되는 촉매의 활성 및 안정성 향상에 집중되고 있다. 철, 루테튬, 코발트 기반의 균일계 촉매들이 높은 전환 효율과 선택도를 나타내고 있으며, 저가 촉매와 전기화학적 반응 시스템의 융합도 활발하게 검토되고 있다.

또한 포름산 기술은 이산화탄소의 순환을 동반하는 페루프 수소 저장 시스템으로 제안되고 있다[142]. 이는 수소 저장, 방출뿐 아니라 탄소 자원 순환 기능까지 포함하고 있어, 향후 탄소중립 연료 시스템의 핵심 후보 기술로 주목받고 있다. 다만 포름산의 저장 안정성, 부식성, 대량 합성 비용 등은 여전히 기술적 제약 요소로 남아 있으며, 이를 극복하기 위한 촉매와 반응기의 통합 설계, 합성 공정의 최적화 등 후속 기술 개발이 요구된다[142].

3-2-3. 암모니아 기반 저장 기술의 진전과 실증

암모니아(NH₃)는 높은 수소 함량과 비교적 용이한 취급 특성으로 인해, 수소 저장 및 운송 수단으로 주목받고 있다 분자 내 수소 함량은 약 17.65%이며, -33.4 °C에서 액체 상태로 존재하고 저장 밀도는 액체 수소보다 약 45% 높다[5]. 기존 액화석유가스(LPG) 인프라를 활용할 수 있다는 점에서 경제성 측면에서도 유리하다. 암모니아는 수소를 직접 저장하는 매체로 활용되며, 열분해를 통해

수소를 회수하거나 자체 연소를 통해 연료로 사용할 수도 있다. 이러한 다기능성과 높은 에너지 밀도 덕분에 암모니아는 장거리 운송용 수소 캐리어로 특히 주목받고 있다.

최근에는 암모니아를 수소로 전환하는 열분해 시스템의 고도화에 대한 연구가 집중적으로 이루어지고 있다. 암모니아 분해 반응은 일반적으로 450~600 °C에서 진행되며, 수소와 질소로 분리된다. 이 반응의 속도와 수율 향상을 위해 루테튬, 니켈, 코발트 기반 촉매가 주로 사용되며, 나노입자 설계, 금속 지지체 최적화, 다공성 구조화 등 다양한 촉매 성능 향상 전략이 시도되고 있다[143].

특히 루테튬 기반 촉매는 낮은 반응 온도에서도 높은 전환율을 보여 상용화 가능성이 높은 후보로 평가된다. 최근에는 이러한 촉매 시스템을 고체산화물 연료전지와 연계하여, 열분해로 생산된 수소를 전기화와 직접 연결하는 통합형 발전 시스템 연구도 활발히 진행되고 있다.

이와 같은 기술적 진전으로 장거리 운송과 발전용 수소 공급체계 구축 측면에서 암모니아는 물류 인프라, 연소 시스템, 수소 전환 공정을 통합한 관점에서 경쟁력 있는 대안으로 평가받고 있다. 향후에는 암모니아 기반 탈탄소화 시스템이 수소 기반 에너지 사회 전환의 실질적인 교량 역할을 수행할 것으로 기대된다.

3-2-4. 지하 저장 및 대용량 저장 기술

대용량 수소 저장 기술은 재생에너지의 간헐성과 계절적 공급 불균형을 완충할 수 있는 핵심 수단으로, 특히 발전 및 산업용 수요 대응을 위한 전략적 인프라로 주목받고 있다[144]. 최근 지하 공간을 활용한 대규모 수소 저장 기술이 활발히 연구되고 있으며, 이는 기존 압축 및 액화 저장 방식의 장기 저장 한계를 보완하는 유력한 대안으로 제시되고 있다[145].

지하 저장 기술은 염수층, 천연가스 고갈층, 암반 등에 수소를 직접 주입해 저장하는 방식이다. 이 기술은 천연가스 저장 기술과 유사한 원리를 기반으로 하며, 계절 단위로 수십 GWh 이상의 에너지를 저장할 수 있는 잠재력을 가진다[146]. 북미와 유럽에서는 천연가스 기반의 지하 저장 인프라가 이미 광범위하게 구축되어 있으며, 이를 수소 저장용으로 전환하는 실증 사업이 활발히 진행 중이다.

이 기술의 가장 큰 장점은 높은 저장 용량과 장기 저장 가능성이 다. 예를 들어, 재생에너지 기반 수소 생산량이 여름철에 집중되는 유럽에서는 초과 생산된 수소를 지하에 저장한 뒤 겨울철 수요 피크에 활용하는 방식으로 계절 간 에너지 균형을 도모하고 있다. 또한 고압 탱크나 극저온 설비에 비해 단위 저장 비용이 낮아, 경제성 측면에서도 경쟁력을 가진다[147].

다만 기술적 과제도 존재한다. 수소는 분자 크기가 작아 지층 내 미세 균열을 통해 누출될 가능성이 있으며, 특히 저장 공간의 기밀성 확보는 핵심 기술 과제로 지적된다. 또한 압력 및 온도 조건에 따른 수소의 물리적 거동, 저장 효율, 회수율 등에 대한 실증 데이터 부족으로 인해, 저장 효율 및 회수율의 검증을 위한 지속적인 모니터링 기술 개발이 필요하다[146].

이러한 한계에도 불구하고, 지하 저장 기술은 수소 인프라의 백업 및 안정성 확보 수단으로서 매우 유망한 대안이다. 에너지 저장, 수요 대응, 재생에너지와의 통합 측면에서 핵심 기술로 발전할 가능성이 높으며, 향후에는 수소의 전주기 저장 효율 향상을 위한 반응공학 기반 통합 저장 시스템 구축과 지하 구조물의 장기 모니터링 및 예측 유지관리 기술 개발이 병행되어야 할 것이다.

Table 4. Comparison of representative hydrogen storage technologies [5,118,119,122–124,146]

Storage Method	Primary Form	Storage Density	Advantages	Disadvantages
Compressed Gas	35-70 MPa (Gas)	20-40 g/L	- Fast refueling speed - High technological maturity	- Low storage density - Risk of high-pressure leakage
Liquid Hydrogen	-253°C (Liquid)	71 g/L	- High storage density - Suitable for long-distance transport	- Energy loss during liquefaction - Boil-off phenomenon occurs
Metal Hydrides	MgH ₂ , LaNi ₅ (Solid)	1-7 wt%	- Reversible storage - Solid-state storage	- Requires high-temperature conditions - Slow reaction kinetics
Porous Adsorbents	MOFs, Activated Carbon (Solid)	1-2 wt% (Room temp) 8-9 wt% (Cryogenic temp)	- Lightweight structure - Capable of low-temperature operation	- Low performance at room temperature - Limitations on high-density storage
LOHC	DBT, NEC (Liquid)	5-7 wt%	- Storage at ambient temp. & pressure - Utilizes existing infrastructure	- High temperature needed for dehydrogenation - Catalyst degradation
Ammonia	NH ₃ (Liquid)	17.6 wt%	- High hydrogen content - Easy to liquefy	- Requires high-temperature decomposition - NOx control issues
Methanol	CH ₃ OH (Liquid)	12.1 wt%	- Can be used in direct fuel cells - Utilizes existing infrastructure	- Requires a reforming process - Generates carbon dioxide
Formic Acid	HCOOH (Liquid)	4.4 wt%	- Low-temperature hydrogen release - Produces high-purity hydrogen	- Risk of corrosion - Low storage stability
Underground Storage	Saline aquifers, caverns (Gas)	N/A	- Large-scale, long-term storage - Good for managing seasonal demand	- Requires geological stability - Risk of leakage

3-3. 수소 저장 방식 간 비교 및 통합적 평가

수소 저장 기술은 고압 기체, 액화, 고체 수소화물, 흡착소재, 화학적 저장체, 지하 저장 등 다양한 방식으로 발전해왔으며, 각 기술은 저장 밀도, 운송 및 활용의 편의성, 시스템 통합성 측면에서 상이한 특성을 나타낸다. Table 4은 앞서 논의한 주요 수소 저장 기술의 특성을 통합적으로 비교한 것으로, 기술 선택 시 고려해야 할 핵심 요소들을 시각적으로 정리하였다.

저장 밀도는 저장체의 특성에 따라 중량(g-H₂/kg) 기준 또는 부피(g-H₂/L) 기준으로 평가되며, 각 기술군은 적용 분야 및 시스템 요구 조건에 따라 상호 보완적으로 활용될 수 있다. 향후 수소 저장 기술은 다양한 방식 간 융합적 활용을 통해, 생산-운송-활용 전 단계에서의 에너지 효율성과 경제성을 극대화하는 방향으로 발전할 것으로 전망된다. 기술별 특성과 응용 가능성을 종합적으로 고려한 맞춤형 저장 전략 수립이, 지속 가능한 수소 에너지 시스템 구축의 핵심 과제가 될 것이다.

4. 수소 활용 기술

Figure 3은 수소의 연료전지, 연소, 수소 운반체(carrier), 산업용 환원제 등 주요 활용 기술을 분류하고, 각 활용 방식의 적용 분야, 에너지 변환 방식, 기술적 특징을 비교하여 시각적으로 정리한 것이다.

수소는 전기화학, 고온 열원, 연소, 화학 반응 등 다양한 에너지 전달 경로를 제공하는 고유한 특성으로 인해, 에너지 구조 전환의 핵심 매개체로 주목받고 있다. 특히 수소는 재생에너지의 간헐성과 공간적 불균형 문제를 해결할 수 있는 에너지 저장-운송 수단으로 활용되며, 동시에 전기 대신 열이 필요한 산업 분야에서의 탄소중립 대체 연료로도 가능성을 보이고 있다. 이에 따라 연료전지 발전, 수소 연소 보일러 및 터빈, 혼소 발전, 수소 캐리어 기반 간접 활용, 철강 및 화학 공정 내 환원제 및 원료 대체 등 활용 범위가 빠르게 확장되고 있다.

최근에는 에너지 공급의 다변화, 에너지 안보, 온실가스 감축이

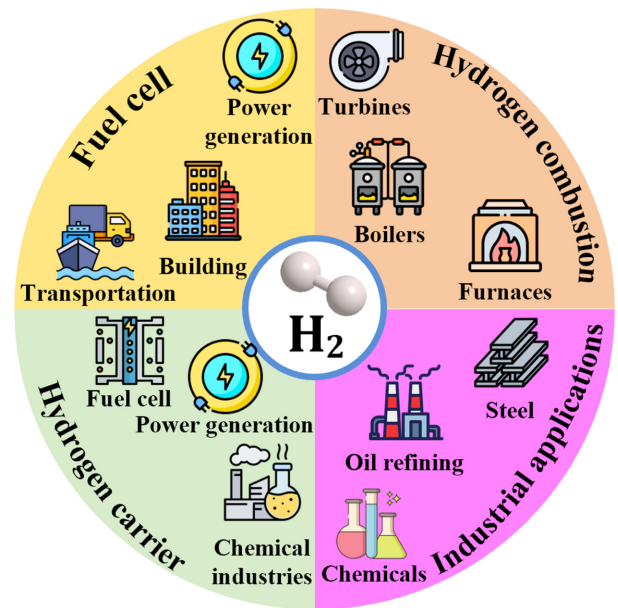


Fig. 3. Overview of hydrogen utilization technologies across fuel cell, combustion, carrier, and industrial applications.

라는 복합적 과제를 동시에 해결하기 위한 수단으로 수소 활용 기술이 주목받고 있으며, 분야별 실증 및 상용화가 진행되는 동시에 기술적·경제적 최적화를 위한 연구가 활발히 이루어지고 있다. 본 장에서는 수소의 주요 활용 분야를 중심으로 기술적 특징, 응용 현황, 주요 사례, 남은 과제 등을 종합적으로 검토하고자 한다.

4-1. 기존 수소 활용의 핵심 기술과 한계

수소 활용 기술은 생산된 수소를 전력, 열, 기계적 에너지 또는 화학 원료로 전환함으로써 실질적인 에너지 가치를 창출하는 핵심 기술로, 연료전지, 수소 연소, 산업용 원료 등 다양한 형태로 발전해 왔다. 각 활용 기술은 적용 분야, 에너지 효율, 운전 조건, 환경성

등에서 뚜렷한 특성을 가지며, 이에 따라 상업적 보급 수준과 기술적 과제도 상이하다.

대표적인 수소 활용 기술인 연료전지(Fuel Cell) 중 고분자 전해질막 연료전지(PEMFC)는 저온 운전, 빠른 기동, 높은 전력 밀도 등의 장점으로 수송용 및 주거·상업용 전력 공급에 활용되고 있다. PEMFC는 구조가 비교적 단순하고, 수소의 전기화학적 산화를 통해 고효율로 전력을 생산할 수 있다[148,149]. 그러나 PEMFC는 수분 관리, 스택 내구성, 귀금속 촉매 비용 등의 문제로 인해 상용화 확대에 제약이 있으며, 특히 동적 운전 조건에서의 응답 속도와 신뢰성 확보가 중요한 과제로 남아 있다[150].

고체 산화물 연료 전지는 고온 조건에서 운전하여 천연가스, 바이오가스 등 다양한 연료를 직접 사용할 수 있으며, 열병합발전(CHP)과 결합하여 높은 시스템 효율을 기대할 수 있다[151]. 하지만 고온 운전 특성상 내열 소재의 안정성 확보가 필요하고[72], 기동 시간이 길며 시스템 구조가 복잡하다는 점에서 주거용, 수송용 등 실시간 운전이 필요한 응용에는 부적합한 한계가 있다.

수소의 연소는 이산화탄소를 배출하지 않고 고온 열원 확보가 가능하다는 장점이 있어, 과거에는 로켓 추진체, 제트엔진 등에 주로 사용되었으며[152], 일부 자동차 제조사는 수소 내연기관(Hydrogen ICE) 차량을 시험 개발한 바 있다[153]. 그러나 수소는 발화 에너지가 낮고 확산 속도가 빨라 폭발 위험이 크며, 연소 시 높은 화염 온도로 인해 NOx가 다량 발생할 수 있어 현재는 보일러나 산업용 버너 등 일부 제한된 분야에서만 활용되고 있다[114].

산업용 화학 원료로서의 수소 활용은 이미 수십 년 전부터 정유·비료·화학산업 분야에서 정착된 형태로 존재한다. 대표적으로 Haber-Bosch 공정에 의한 암모니아 합성, 메탄올 합성, 석유 정제에서의 탈황 공정 등에 사용되며, 이는 전 세계 수소 소비의 대부분을 차지하고 있다[154]. 다만 이러한 공정들은 대부분 화석 연료 기반 수소를 사용하고 있어, 탄소중립을 달성하기 위해서는 근본적인 전환이 요구된다. 이에 따라 청정 수소를 기존 화학공정에 대체 투입하거나, 수소를 활용한 새로운 합성 연계 기술에 대한 연구가 증가하고 있다.

이처럼 기존 수소 활용 기술들은 상당 수준의 기술 성숙도와 산업 적용 경험을 보유하고 있으나, 탄소중립, 에너지 효율, 경제성 등의 측면에서 다음 단계로의 전환이 요구된다. 연료전지의 경우 내구성 및 수소 사용 효율 극대화 기술이, 연소 및 화학공정 분야에서는 탄소 배출 저감을 위한 공정 최적화 및 청정 수소 전환이 핵심 과제로 제시되고 있다. 특히 다양한 수소 활용 기술을 통합적으로 운영하는 시스템 차원의 최적화 접근이, 향후 수소 경제 실현의 핵심 열쇠가 될 것으로 전망된다.

4.2. 최근 5년간의 수소 활용 기술 연구 동향

최근 5년간 수소 활용 기술은 기존 핵심 분야인 연료전지, 연소, 화학 원료 활용을 넘어, 산업 전반의 탈탄소화를 위한 핵심 기술군으로 빠르게 진화하고 있다. 수소는 전력, 열, 연료, 화학 원료, 환원제로서의 다기능성을 바탕으로, 이를 통합적으로 활용하기 위한 고효율·저비용 기술 개발이 활발히 이루어지고 있다. 특히 연료전지 분야에서는 고내구성 및 저귀금속 촉매 개발, 고성능 스택 설계, 낮은 수소 순도에서도 운전 가능한 기술 등이 주요 연구 주제로 부상하고 있다. 수소 연소 기술은 NOx 저감, 고효율 혼소 연소기 개발 등 적용 확대를 위한 소재·제어 기술 연구가 중심이다. 또한 암모니아,

메탄올, LOHC를 주축으로 실증 프로젝트가 증가하고 있으며, 수소 인프라가 부족한 지역에서의 실용적 공급망 구성 기술로 주목받고 있다. 산업용 활용에서는 수소 직접환원제철(Direct Reduced Iron, DRI), 탄소중립 암모니아·메탄올 생산 기술이 글로벌 R&D 투자의 주요 축으로 자리잡았다.

이처럼 수소 활용 기술은 통합형 시스템 기술로 진화하고 있으며, 탄소중립 달성의 실현 수단으로 부상하고 있다. 앞으로는 활용 분야별 최적 기술 조합, 인프라 통합, 경제성 확보 전략이 수소 경제 실현의 핵심 과제로 부상할 전망이다.

4-2-1. 연료 전지 기반 수소 활용 기술

연료전지는 수소의 화학 에너지를 전기 에너지로 직접 변환하는 고효율 에너지 변환 장치로, 수소 활용 기술 중 가장 상용화가 앞서 있는 분야이다. 연료전지는 화석연료 기반 발전에 비해 높은 전환 효율, 유해 물질 미배출, 모듈화 가능성 등의 장점으로 가정용·이동형·발전용 등 다양한 분야에 응용되고 있다[155]. 또한 작동 원리는 수소가 양극에서 산화되어 수소 이온과 전자를 생성하고, 전자는 외부 회로를 통해 전기를 공급한 후, 수소 이온은 음극에서 산소와 반응해 물을 생성하는 방식으로 구성된다.

연료전지는 전해질 종류 및 작동 온도에 따라 다양한 유형으로 분류되며, 대표적으로 인산형 연료전지(PAFC), PEMFC, 고체산화물 연료전지(SOFC), 용융탄산염 연료전지(MCFC), 알칼라인 연료전지(AFC) 등이 있다[155]. 이 중 PEMFC와 SOFC를 중심으로 상용화를 위한 연구가 가장 빠르게 진행되고 있다[156].

PEMFC는 저온(60~85 °C)에서 작동하며, 빠른 기동성과 고전류 밀도, 소형화 용이성 덕분에 수소전기차(FCEV), 드론, 가정용 보일러 등에서 광범위하게 활용되고 있다[157,158]. 특히 차량용 연료전지의 경우 실도로 주행 조건에서의 부하 변동을 반영한 동적 모델링(dynamic modeling)이 활발히 진행되고 있으며, 수소 소비량 최적화를 위한 에너지 관리 전략이 개발되고 있다[159]. 다만 PEMFC는 백금계 귀금속 촉매 의존도, 수소 순도 요구, 고온 작동 불가능 등의 한계가 있으며[155,160,161], 이를 해결하기 위한 촉매 대체제 및 내구성 향상 연구가 활발히 이루어지고 있다.

SOFC는 600~1000 °C의 고온에서 작동하며, 내부 개질이 가능하고 연료 선택 폭이 넓은 장점을 가진다[162]. 고온 작동 환경을 활용하여 폐열을 재이용함으로써 시스템 효율을 80% 이상으로 향상시킬 수 있는 CHP으로 응용된다[163].

이 외에도 MCFC와 PAFC는 중온에서 작동하며[164], 도시가스 개질 수소를 사용하는 고정형 발전 시장에 주로 활용되었다. 특히 한국에서는 인산형 연료전지가 초기부터 발전용 연료전지 시장을 주도하였으며, 최근에는 MCFC 시스템을 기반으로 한 100 MW급 플랜트가 구축되고 있다[165]. 그러나 낮은 출력 밀도, 긴 기동 시간, 전해질의 부식성 등으로 인해 현재는 PEMFC와 SOFC 중심으로 기술전환이 이루어지고 있다.

전반적으로 연료전지 기술은 수소 활용 기술 중에서 기술적 성숙도와 시장 수용성이 가장 높은 분야이며, 향후에는 저비용 촉매, 내구성 향상, 수소 공급 인프라와의 통합, 사용 후 재자원화까지 포함한 전주기 기반의 기술 개선이 핵심 과제로 떠오르고 있다[166]. 또한 발전용·이동형·소형화 응용에 따라 최적화된 시스템 설계가 요구되며, 이에 따른 전력망 연계, 분산형 전원 전략과도 밀접한 연계가 이루어지고 있다[167].

4-2-2. 수소 연소 기반 활용 기술

수소는 연료전지 기반의 전기화학적 활용 외에도, 직접 연소를 통해 열 에너지로 변환하는 방식으로도 활용될 수 있다. 연소 기반 활용은 수소의 높은 발열량과 빠른 반응성을 이용해 고온 열원을 직접 공급할 수 있으며, 기존 화석연료 기반 보일러, 터빈, 산업용 가열로 등을 수소 기반 시스템으로 전환함으로써 탄소 배출을 줄이는 효과가 있다[168]. 특히 수소는 연소 후 이산화탄소 대신 수증기만을 배출하므로, 연소 기반 활용 기술은 산업 및 건물 부문의 탈탄소화를 위한 핵심 수단으로 주목받고 있다[168].

가장 일반적인 형태는 수소 보일러이며, 도시가스와의 수소를 혼합하거나 순수 수소만을 연료로 사용하는 방식으로 분류된다[169].

수소 보일러는 기존 LNG 인프라를 일부 활용할 수 있지만[168], 연소 시 역화 현상이나 NOx가 다량 발생할 수 있다. NOx의 경우 지구온난화에 기여할 뿐만 아니라 지표면 오존과 산성비를 유발하는 대기 오염물질로 작용하여 저감을 위한 연구가 계속되고 있다[170-172]. 저온 연소 기술이나 후처리 기술이 필수적으로 동반되어야 한다[168,173,174].

수소 가스터빈은 고온·고출력 산업용 열원 공급이 가능하여, 발전 부문과 에너지 집약 산업 분야에서의 활용 가능성이 크다[169]. 특히 기존 LNG 발전 터빈에 수소를 혼합하는 수소 혼소 발전은 인프라 전환 비용을 줄이면서도 온실가스 배출을 감축할 수 있는 현실적인 대안으로 평가받고 있다[175,176]. 또한 수소 연소 기반 발전 기술은 전력망 유연성 자원으로서, 재생에너지 출력 변동에 대응하는 부하조정 및 전력망 안정화용 보완 전원으로도 주목받고 있다. 그러나 수소는 화염 전파 속도가 빠르고 연소온도가 높아, 폭발 위험성과 NOx 생성 가능성이 크다는 단점이 있으며[168,176,177], 이를 해결하기 위한 선행 혼합기 설계, 다단 연소 방식, 촉매 수소 연소, 배출가스 순환(Exhaust Gas Recirculation, EGR) 기술이 병행되고 있다[178,179].

그러나 아직까지 순수 수소만을 연료로 사용하는 가스터빈 기반 발전 기술은 연소 안정성, 내열 소재, 폭발 위험성 등의 문제로 인해 기술 성숙도가 낮은 편이며, 중단기적으로 상용 발전 시스템에 적용하기에는 한계가 존재한다.

이에 따라 최근에는 기존 LNG 가스터빈 인프라를 유지하면서 수소를 일부 혼합하는 수소 혼소 방식이 보다 현실적인 대안으로 주목받고 있다. 혼입 비율에 따라 연소 특성, 효율, 배출물 조성이 달라지며, 최적 혼소 비율을 도출하기 위한 다양한 실험 및 모사 연구가 활발히 진행되고 있다[180].

특히 수소 혼소는 연소 온도 상승으로 인해 NOx 배출량이 증가할 수 있으므로, 저NOx 버너 설계, 배출가스 재순환(EGR), 단계 연소 등 다양한 저감 기술이 함께 적용되고 있다. 이러한 기술적 보완을 바탕으로 수소 혼소 발전은 무탄소 연료 기반의 친환경 발전 기술로 전환하기 위한 중간 단계로서 주목받고 있으며, 재생에너지의 출력 변동에 대응하는 조절 전원으로도 높은 잠재력을 가진다.

최근에는 플라즈마 기반 연소 기술이 고온 영역에서도 NOx 배출 저감을 위한 보조 기술로 검토되고 있으며, 플라즈마-촉매 결합형 수소 연소기 개발이 활발히 이루어지고 있다[181].

수소 연소 기반 기술은 시스템 구조가 단순하고 에너지 변환 속도가 빠른 장점이 있으나, 고온 연소 특성상 NOx 저감 기술이 필수이며[176,182,183], 연소 안정성 확보, 연료 제어 기술, 소재 내열성 문제 등도 기술적 과제로 남아 있다. 그럼에도 불구하고, 기존 화석연료

연소 시스템과의 호환성, 수소-전기 혼합 운전 가능성, 높은 에너지 밀도 등으로 인해 실제 산업현장에서 가장 빠르게 도입이 가능하고, 탈탄소 전환 과정에서 현실적인 브릿지 기술로 평가되고 있다.

4-2-3. 수소 캐리어 기반 간접 활용 기술

수소 캐리어는 저장과 운송뿐 아니라, 최종 활용 단계에서도 다양한 형태로 에너지원으로 전환될 수 있는 장점을 지닌다[184]. 특히 액체 상태로 취급이 용이한 암모니아, 메탄올은 수소 인프라가 미비한 지역에서도 응용 가능성이 높아, 전력 생산, 산업 열원, 연료전지 연료 등으로 활용이 확대되고 있다[184,185].

암모니아는 직접 연소와 혼소를 통한 전력 생산에 활용되고 있으며[186], 고온 연소 시 발생하는 NOx 문제를 해결하기 위한 저온 연소 기술과 2단 연소기 설계 등이 병행되고 있다[187,188]. 또한 액체 암모니아를 수소 운반체로 활용해 운송 후 수소를 추출하는 방식이, 직접 수소를 액화하여 운송하는 것보다 경제적이라는 평가도 있다[189]. 암모니아는 고온에서 열분해(크래킹)하여 수소를 회수할 수 있으며, 이 수소는 연료전지 발전, 수소 터빈, 산업 공정 등에 공급된다. 또한 암모니아 생산 후 운송, 분해하는 수소공급망으로 연계하는 방식이 연구되고 있다[190-192].

메탄올은 개질 반응을 통해 고순도 수소를 회수하거나, 직접 메탄올 연료전지(Direct Methanol Fuel Cell, DMFC)의 연료로도 활용된다. DMFC는 소형 휴대용 전원, 군수 물자, 캠핑 전원 등에서 경량화·모듈화된 전원 솔루션으로 응용되고 있으며, PEM 연료전지에 적용 가능한 고순도 수소 공급 시스템(저온 개질기 통합형)도 병행 개발되고 있다. 최근에는 이산화탄소로부터 메탄올을 합성하고 이를 연료로 재활용하는 e-fuel 전략도 활발히 논의되고 있으며, 이 과정에서 수소는 핵심 환원제로 사용된다[193]. 이러한 메탄올 기반 활용은 수소의 물류 부담을 줄이면서 기존 인프라와 높은 호환성을 보장한다는 점에서 장기적으로 상용화 논의가 확산되고 있다.

수소 캐리어를 활용한 간접적 수소 활용은 단순한 저장의 연장이 아니라, 공급망 설계, 운송 경로, 최종 소비 형태까지 아우르는 전체 시스템의 핵심 구성 요소로 작용하고 있다. 각 캐리어는 물성, 전환 효율, 반응 온도, 활용 장치의 호환성 측면에서 뚜렷한 특성을 가지므로, 활용 목적과 수소 수요 구조에 따라 최적화된 기술 선택이 중요하며, 향후에는 반응 효율 개선, 인프라 표준화, 통합 관리 시스템 개발 등이 병행되어야 할 것이다.

4-2-4. 화학산업의 수소 활용 기술

수소는 에너지원뿐 아니라 환원제, 원료, 열원 등 다양한 기능을 수행하여, 철강, 정유, 화학 산업과 같은 고탄소 산업의 구조 전환에서 핵심 역할을 수행할 수 있다. 특히 이들 산업 부문은 전통적으로 고온·고압 공정이 많고 이산화탄소 배출량이 크므로, 수소 도입이 탈탄소화를 위한 실질적 수단으로 간주된다.

철강 산업에서 수소 환원제를 활용하는 DRI 기술이 주목받고 있다[194,195]. 기존 고로(Blast Furnace) 공정에서는 코크스를 통해 철광석을 환원하며 다량의 이산화탄소가 배출되는 반면, 수소 기반 DRI 공정에서는 환원 부산물로 물만 생성된다[194,196]. 주요 기업들은 무탄소 배출을 목표로 한 ‘그린 철강’ 프로젝트 및 연구를 시작하고 있으며, 에너지·수자원 소비 절감을 위한 시도를 진행하고 있다. 전 세계의 그린 철강 프로젝트 사례로는 스웨덴, 오스트리아, 독일 등이 있다[194]. 고체 산화철 환원 반응 최적화, 고온 반응기

Table 5. Comparison of hydrogen utilization technologies across key applications, advantages, and limitations[155,168,186,194,195]

Utilization Technology	Energy Conversion Method	Main Application Areas	Advantages	Disadvantages
Fuel Cell (PEMFC, SOFC, etc.)	Electrochemical reaction	Transportation, buildings, power generation	- High-efficiency electricity production - Miniaturization	- Catalyst required - Durability and stability issues
Hydrogen Combustion	Combustion reaction	Boilers, turbines, combustors	- Provides high-temperature heat source - Reduces carbon emissions	- NOx generation - Combustion stability issues
Hydrogen Carrier-based Utilization	Chemical and combustion reactions	Power generation, fuel cells, chemical industry feedstock	- Can be used directly - Can utilize existing infrastructure	- NOx and CO ₂ generation - Toxicity and corrosivity issues
Industrial Utilization	Redox reaction	Steel, chemicals, refining	- Reduces carbon emissions - Large-scale demand source for hydrogen	- High-purity hydrogen required - Requires conversion of existing processes

설계, 수소 공급 안정성 확보 등이 주요 기술 과제로 남아 있다[196]. 향후 수소 기반 DRI와 전기로를 연계해 전력망과 수소 공급망 간 최적 연계를 통해 전주기 탄소중립 철강 생산 체계 구현이 가능할 것으로 기대된다.

정유 산업에서는 수소가 탈황(Hydrodesulfurization), 중질유 분해(Hydrocracking), 개질(Reforming) 공정 등 다양한 필수 공정에서 원료로 사용되고 있으며, 이는 전체 수소 수요의 약 40%를 차지한다[197]. 그러나 지금까지는 대부분 화석연료 기반 그레이 수소를 사용해왔기 때문에, 향후 정유 산업의 탈탄소화를 위해서는 수소 공급원을 블루 수소 또는 그린 수소로 전환하는 것이 필수적이다[198].

화학 산업에서는 암모니아 합성 및 메탄올 생산 공정에서 수소가 핵심 원료로 사용되며, 메탄올 생산은 전 세계 수소 수요의 약 11%를 차지한다[199]. 최근에는 재생에너지 기반 수소를 투입하여 탄소중립 암모니아, 탄소중립 메탄올을 생산하려는 시도가 확산되고 있으며[200], 이는 e-fuel, 비료, 플라스틱, 건축자재 등 다양한 분야에 간접적으로 영향을 미칠 수 있다. 또한 이산화탄소 포집 및 전환 기술과 결합된 수소화 반응 기반 탄소 자원화 기술도 새로운 응용 분야로 개발되고 있다.

수소의 산업 공정 내 도입은 단순한 연료 대체를 넘어 생산 프로세스 전체를 전환하는 구조적 혁신을 수반하므로, 기술적·경제적·정책적 조율이 모두 필요하다. 고순도 수소의 안정적 공급, 고온 열원 대체 기술 확보, 생산단가 저감, 공급망 인프라와의 통합 등은 상용화의 핵심 과제로 남아 있다.

4.3. 수소 활용 기술 간 비교 및 통합적 평가

수소 활용 기술은 적용 분야, 에너지 효율, 시스템 요구사항, 탄소 저감 효과 면에서 차별화된 특성을 나타내며, 기술적·경제적 관점에서 최적 선택이 필수적이다. 기술별 발전 방향과 상호 보완성을 고려한 통합적 전략 수립이 필요하다.

현재 수소 활용 기술들은 기술적 성숙도와 시장 도입 속도에서 차이를 보인다. 연료전지는 이미 수송·가정용 등에서 상용화가 활발히 진행되고 있으며, SOFC 기반 고온 시스템은 산업용 및 열병합 시스템으로 확장되고 있다. 수소 연소 기술은 기존 화석연료 인프라와 호환성을 갖추고 있어 탈탄소화를 위한 브릿지 기술로 활용성이 높다.

수소 캐리어 기반 활용은 장거리 운송과 대규모 수요 대응에서 중요한 역할을 하며, 특히 암모니아 기반 공급망은 아시아·유럽을 중심으로 빠르게 구축되고 있다. 산업용 활용은 탈탄소 효과가 가장 크지만 고순도 수소의 안정적 공급과 기존 공정의 구조적 전환

이 필요한 만큼 정책적 지원과 공급망 고도화가 병행되어야 한다.

향후에는 활용 기술 간 통합적 시스템 설계가 필수적이며, 예컨대 수소 캐리어 기반 장거리 운송과 산업용/연료전지 공급 연계 체계, 연료전지 발전과 수소 연소 터빈의 하이브리드 운용, 산업 내 잉여 수소 에너지 회수 등 융복합적 접근이 탄소중립 달성의 핵심 전략으로 자리잡을 것이다.

5. 수소 전주기 통합 설계

Figure 4는 수소 생산, 저장, 활용의 전주기적인 통합 공정의 예시를 나타낸 그림이다.

수소 기술은 생산-저장-활용이라는 세부 단계별 기술 고도화뿐 아니라, 각 단계 간의 연계성과 시스템 통합 전략을 통해 전주기 효율을 극대화할 수 있다. 수소는 생산 이후 곧바로 소비되지 않기에, 저장 및 운송 기술과의 연계는 공급 안정성 확보와 경제성 향상을 위한 핵심 요소다. 따라서 생산 방식에 따라 달라지는 수소의 압력, 순도, 온도 등의 특성이 이후 저장 방식이나 활용 기술과 호환되는지 여부가 중요하며, 기술 간 최적의 조합이 필요하다.

예를 들어, PEM 수전해 기술은 고순도 수소를 생산하며, 반응 응답 속도가 빠르고 고전류 밀도 운전이 가능하기 때문에 PEM 연료전지 시스템과 직접 연계될 경우, 효율적인 분산형 전력 공급 시스템을 구성할 수 있다[201]. 반면, SOEC는 고온에서 작동하므로 암모니아 합성과 같은 열통합형 활용 기술과 결합될 때 시스템 단위의 에너지 절감 효과를 극대화할 수 있다[202]. 특히 SOEC의 폐열을 암모니아 합성에 활용하거나, 태양열 등 외부 고온원을 동시에 연계하는 구조는 고효율 통합 시스템의 대표적인 사례로 제시된다.

또한 메탄 열분해 기반의 청록 수소 기술은 부산물로 생성되는 고체 탄소를 배터리 음극재, 카본블랙 등으로 전환할 수 있으므로, 수소 생산과 동시에 부가가치를 창출하는 소재 연계형 시스템으로 확장될 수 있다[203]. 이러한 기술 조합은 공정 내 열통합 및 소재 자원화를 동시에 고려할 수 있다는 점에서, 산업 연계형 수소 시스템의 새로운 방향성을 제시한다. 기존의 메탄 기반 수소 생산 방식은 높은 기술 성숙도와 구축된 인프라를 바탕으로 현재 가장 널리 사용되는 수소 생산 경로이다. 그러나 공정 과정에서 이산화탄소가 대량으로 발생한다는 단점이 있으며, 이는 환경성 측면에서 한계로 작용한다. 따라서 이산화탄소 포집 기술과의 연계를 통해, 발생한 이산화탄소를 메탄올로 전환함으로써 수소를 생산, 활용하는 연계형 공정으로 확장한다면 수소 생산의 환경적 취약성을 보완함과 동시에, 화학적 에너지 저장 및 자원 순환 측면에서도 높은 잠재력을

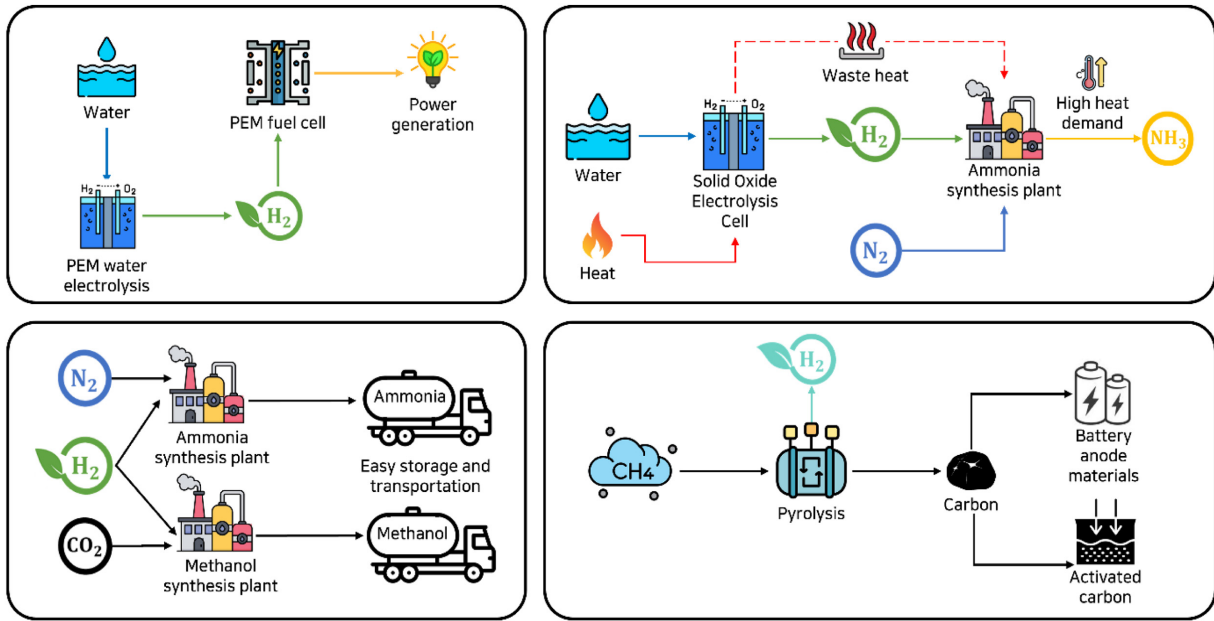


Fig. 4. Example of integration across hydrogen production, storage, and utilization.

가질 수 있을 것이다. 또한 암모니아나 메탄을 기반 수소 캐리어 기술은 저장 및 운송 과정에서의 유연성을 제공하므로, 지역 간 수요 격차를 메우고 다양한 활용 기술로의 연결을 가능하게 하는 매개체 역할을 수행할 수 있다.

추가적으로 수소 기술의 통합적 확산을 위해서는 기술적 호환성과 효율성뿐 아니라, 이를 뒷받침할 인프라 구축, 표준화 체계, 제도적 기반이 병행되어야 한다.

현재 수소 배관망의 고압 운송 규제, 암모니아 저장시설에 대한 인허가 요건, 분산형 수전해 장치의 계통 연계 기준 미비 등은 통합 설계의 실제 적용을 제약하는 주요 요소로 작용하고 있다. 또한 수소 품질에 대한 국제 표준 부재, 화학 물질 분류상 법적 위치 불명확성, 재생에너지 인증 연계 부족 등은 기술 실증 이후의 사업화 단계에서 구조적 병목이 될 수 있다.

따라서 향후 수소 에너지 시스템은 단순히 고효율 기술을 선택하는 것을 넘어서, 전체 가치사슬을 고려한 기술 간 통합 설계와 최적화 전략이 요구된다. 생산-저장-활용 간의 적합성, 에너지 흐름의 최적화, 이산화탄소 배출량 및 비용 절감 효과까지 고려한 전주기적 접근이 핵심이며, 이를 위해서는 기술적 호환성뿐만 아니라 인프라 통합, 정책적 지원, 경제적 유인까지 포함한 종합적인 전략이 병행되어야 한다.

6. 결 론

수소는 탄소중립 실현과 지속 가능한 에너지 전환을 위한 핵심 에너지 매개체로서, 전주기 기술 체계 전반에서 기술적 발전과 산업 실증이 빠르게 진행되고 있다. 본 논문에서는 수소 기술을 전주기 기술 체계의 세부 축으로 구분하고, 각 기술군의 기존 핵심 기술과 최근 5년간의 주요 연구 동향을 종합적으로 고찰하였다. 저장 분야에서는 고압 기체 및 액화 기술을 넘어, LOHC, 메탄올, 암모니아 등 화학적 저장체의 효율 향상 연구가 활발히 진행되고 있으며, 지하 저장과 같은 대용량 장기 저장 기술의 실증도 점차 확대되고 있

다. 생산 기술은 기존 화석연료 기반에서 전기분해, 바이오매스 전환, 메탄 열분해 등 탈탄소화 경로로 다변화되고 있으며, 재생에너지 연계 및 CCUS 통합 전략이 주요 흐름으로 부상하고 있다. 활용 측면에서는 연료전지, 연소 시스템, 산업 공정에서 수소의 다기능적 응용이 검토되고 있으며, 다양한 실증 사업과 상용화가 병행되고 있다.

각 기술군은 기술 성숙도 및 시장 적용 단계에서 상이한 특성을 보이며, 저장 부문에서는 물류 인프라와의 통합성, 생산은 에너지 효율과 탄소 배출 저감, 활용은 공급 안정성과 설비 호환성이 핵심 과제로 부각된다. 아울러 촉매 내구성, 반응 조건의 최적화, 시스템 통합 설계, 비용 경쟁력 확보는 모든 기술 영역에서 상용화를 저해하는 공통적인 장애 요소로 작용하고 있다.

향후 수소 기술의 발전은 개별 기술 고도화를 넘어, 전주기적 기술 체계의 연계성과 통합 설계, 지역 수요를 고려한 공급망 최적화, 그리고 기후 정책·에너지 시장 구조와의 연계 전략이 병행되어야 할 것이다. 기술적 측면에서는 고효율·저비용 전기분해 시스템, 장기 운송이 가능한 안전한 저장 매체, 수소 혼소·연소 기반 통합 시스템 개발이 중요하며, 정책적 측면에서는 수소 허브 조성, 그린 인증 체계 마련, 인프라 구축 비용에 대한 공공 재정 지원이 필요하다. 수소 기술은 단순한 에너지원이 아닌, 철강·정유·운송·건물 등 탄소 다배출 산업 전환을 유도하는 촉매로 작용할 것이며, 글로벌 경쟁력 확보를 위한 전략적 투자 분야로서의 중요성이 더욱 커질 것이다.

References

- Osman, A. I., Mehta, N., Elgarahy, A. M., Hefny, M., Al-Hinai, A., Al-Muhtaseb, A. H. and Rooney, D. W., "Hydrogen Production, Storage, Utilisation and Environmental Impacts: A Review," *Environ. Chem. Lett.*, **20**, 153-188(2022).
- El-Halwagi, M. M., Sengupta, D., Pistikopoulos, E. N., Sammons, J., Eljack, F. and Kazi, M. K., "Disaster-Resilient Design of Manufacturing Facilities Through Process Integration: Principal Strategies,

- Perspectives, and Research Challenges,” *Frontiers in Sustainability*, **1**, 595961(2020).
3. Atilhan, S., Park, S., El-Halwagi, M. M., Atilhan, M., Moore, M. and Nielsen, R. B., “Green Hydrogen as An Alternative Fuel for the Shipping Industry,” *Curr. Opin. Chem. Eng.*, **31**, 100668 (2021).
 4. Kovač, A., Paranos, M. and Marciuš, D., “Hydrogen in Energy Transition: A Review,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **46**, 10016-10035 (2021).
 5. International Energy Agency, “Global Hydrogen Review 2022,” *IEA* (2022).
 6. Dincer, I. and Acar, C., “Review and Evaluation of Hydrogen Production Methods for Better Sustainability,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **40**, 11094-11111(2015).
 7. Koh, S., Kim, S. and Lee, B., “Analysis of Scope 1, 2, and 3 GHG Emissions for Blue Hydrogen Using the GREET Model,” *Korean Chemical Engineering Research*, **63**, 99-107(2025).
 8. World Economic Forum., “Action on Clean Hydrogen is Needed to Deliver Net-Zero by 2050,” *World Economic Forum* (2022).
 9. Ministry of Trade, Industry and Energy., “2024 Hydrogen Industry Survey Report,” (2024).
 10. Wang, X., Cheng, T., Hong, H., Guo, H., Lin, X., Yang, X., Nie, B., Hu, Z. and Zou, J., “Challenges and Opportunities in Hydrogen Storage and Transportation: A Comprehensive Review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **219**, 117133(2025).
 11. Sebbahi, S., Assila, A., Alaoui Belghiti, A., Laasri, S., Kaya, S., Hlil, E. K., Rachidi, S. and Hajjaji, A., “A Comprehensive Review of Recent Advances in Alkaline Water Electrolysis for Hydrogen Production,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **82**, 583-599(2024).
 12. Wong, M. and Afrouzi, H. N., “Hydrogen Energy Storage System: Review on Recent Progress,” *Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineering*, **122**, 1-39(2025).
 13. Hermesmann, M. and Müller, T. E., “Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally Friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems,” *Prog. Energy Combust. Sci.*, **90**, 100996 (2022).
 14. IEA., “The Future of Hydrogen – Analysis,” *IEA* (2019).
 15. Yong, Y. S. and Abdul Rasid, R., “Process Simulation of Hydrogen Production Through Biomass Gasification: Introduction of Torrefaction Pre-Treatment,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**, 42040-42050(2022).
 16. Midilli, A., Kucuk, H., Topal, M. E., Akbulut, U. and Dincer, I., “A Comprehensive Review on Hydrogen Production from Coal Gasification: Challenges and Opportunities,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **46**, 25385-25412(2021).
 17. Ba, Z., Zhao, J., Li, C., Huang, J., Fang, Y., Zhang, L., Kong, L. and Wang, Q., “Developing Efficient Gasification Technology for High-Sulfur Petroleum Coke to Hydrogen-Rich Syngas Production,” *Fuel*, **267**, 117170(2020).
 18. Avci, A. C. and Toklu, E., “A New Analysis of Two Phase Flow on Hydrogen Production from Water Electrolysis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**, 6986-6995(2022).
 19. Wiltowski, T., Mondal, K., Campen, A., Dasgupta, D. and Konieczny, A., “Reaction Swing Approach for Hydrogen Production from Carbonaceous Fuels,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **33**, 293-302(2008).
 20. Barba, D., Giacobbe, F., De Cesaris, A., Farace, A., Iaquaniello, G. and Pipino, A., “Membrane Reforming in Converting Natural Gas to Hydrogen (Part One),” *Int. J. Hydrogen Energy*, **33**, 3700-3709(2008).
 21. Chaubey, R., Sahu, S., James, O. O. and Maity, S., “A Review on Development of Industrial Processes and Emerging Techniques for Production of Hydrogen from Renewable and Sustainable Sources,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **23**, 443-462(2013).
 22. Glenk, G. and Reichelstein, S., “Economics of Converting Renewable Power to Hydrogen,” *Nat. Energy*, **4**, 216-222(2019).
 23. Newborough, M. and Cooley, G., “Developments in the Global Hydrogen Market: Electrolyser Deployment Rationale and Renewable Hydrogen Strategies and Policies,” *Fuel Cells Bulletin*, **2020**, 16-22(2020).
 24. Wang, P., Wang, J., Jin, R., Li, G., Zhou, M. and Xia, Q., “Integrating Biogas in Regional Energy Systems to Achieve Near-Zero Carbon Emissions,” *Appl. Energy*, **322**, 119515(2022).
 25. Bouzgarrou, S. M., Farouk, N., Abed, A. M., Khalil, S. A., Dahari, M., Abdullaev, S., Alhomayani, F. M., Mahariq, I., Alharbi, F. S. and Islam, S., “Harnessing the Power of Waste in a Poly-Output System Transforming Biomass Feedstocks into Sustainable Bio-H₂, O₂, Electricity, and Heating,” *Process Safety and Environmental Protection*, **188**, 177-192(2024).
 26. Usman, I. M. T., Ho, Y. C., Baloo, L., Lam, M. K. and Sujarwo, W., “A Comprehensive Review on the Advances of Bioproducts from Biomass Towards Meeting Net Zero Carbon Emissions (NZCE),” *Bioresour. Technol.*, **366**, 128167(2022).
 27. Burchart, D., Gazda-Grzywacz, M., Grzywacz, P., Burmistrz, P. and Zarebska, K., “Life Cycle Assessment of Hydrogen Production from Coal Gasification as An Alternative Transport Fuel,” *Energies (Basel)*, **16**, 383(2023).
 28. Mallick, D., Mahanta, P. and Moholkar, V. S., “Co-Gasification of Coal and Biomass Blends: Chemistry and Engineering,” *Fuel*, **204**, 106-128(2017).
 29. Samih, S. and Chaouki, J., “Catalytic Ash Free Coal Gasification in a Fluidized Bed Thermogravimetric Analyzer,” *Powder Technol.*, **316**, 551-559(2017).
 30. Seo, D., Park, Y. and Chu, Y. H., “Energy Optimization of the Electrified Blue Hydrogen Process Using the Optimal Installation of Pumparound Flow in CO₂ Absorber and Heat Integration Based on Pinch Analysis,” *Korean Chemical Engineering Research*, **63**, 171-186(2025).
 31. Peters, T. A., Stange, M., Klette, H. and Bredesen, R., “High Pressure Performance of Thin Pd–23%Ag/Stainless Steel Composite Membranes in Water Gas Shift Gas Mixtures; Influence of Dilution, Mass Transfer and Surface Effects on the Hydrogen Flux,” *J. Memb. Sci.*, **316**, 119-127(2008).
 32. Perry, K. A., Eisman, G. A. and Benicewicz, B. C., “Electrochemical Hydrogen Pumping Using a High-Temperature Polybenzimidazole (PBI) Membrane,” *J. Power Sources*, **177**, 478-484 (2008).
 33. Bampaou, M., Panopoulos, K., Seferlis, P., Voutetakis, S., Martino, I., Petrucciani, A., Zaccara, A., Colla, V., Dettori, S., Branca, T. A. and Iannino, V., “Integration of Renewable Hydrogen Production in Steelworks Off-Gases for the Synthesis of Methanol and Methane,” *Energies (Basel)*, **14**, 2904(2021).
 34. Levalley, T. L., Richard, A. R. and Fan, M., “The Progress in Water Gas Shift and Steam Reforming Hydrogen Production Technologies – A Review,” *Int. J. Hydrogen Energy*, **39**, 16983-17000(2014).

35. Ju, H. K., Badwal, S. and Giddey, S., "A Comprehensive Review of Carbon and Hydrocarbon Assisted Water Electrolysis for Hydrogen Production," *Appl. Energy*, **231**, 502-533(2018).
36. David, M., Ocampo-Martínez, C. and Sánchez-Peña, R., "Advances in Alkaline Water Electrolyzers: A Review," *J. Energy Storage*, **23**, 392-403(2019).
37. Sebbahi, S., Nabil, N., Alaoui-Belghiti, A., Laasri, S., Rachidi, S. and Hajjaji, A., "Assessment of the Three Most Developed Water Electrolysis Technologies: Alkaline Water Electrolysis, Proton Exchange Membrane and Solid-Oxide Electrolysis," *Mater. Today Proc.*, **66**, 140-145(2022).
38. Abejón, R., Fernández-Ríos, A., Domínguez-Ramos, A., Laso, J., Ruiz-Salmón, I., Yáñez, M., Ortiz, A., Gorri, D., Donzel, N., Jones, D., Irabien, A., Ortiz, I. and Aldaco, R., "Hydrogen Recovery from Waste Gas Streams to Feed (High-Temperature PEM) Fuel Cells: Environmental Performance Under a Life-Cycle Thinking Approach," *Applied Sciences (Switzerland)*, **10**, 1-19(2020).
39. Wang, M., Wang, Z., Gong, X. and Guo, Z., "The Intensification Technologies to Water Electrolysis for Hydrogen Production – A Review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **29**, 573-588(2014).
40. Buttler, A. and Spliethoff, H., "Current Status of Water Electrolysis for Energy Storage, Grid Balancing and Sector Coupling Via Power-to-Gas and Power-to-Liquids: A Review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **82**, 2440-2454(2018).
41. El-Shafie, M., "Hydrogen Production by Water Electrolysis Technologies: A Review," *Results in Engineering*, **20**, 101426(2023).
42. Kriswantoro, J. A., Tseng, C.-H., Fois, F., Chu, C.-Y., Manzo, E. and Petraccchini, F., "Synergetic Hydrogen and Methane Productions from Anaerobic Digestion of Selected Rural-Farming Plant and Animal-Based Biomass Wastes," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **42**, 775-790(2025).
43. Megía, P. J., Vizcaíno, A. J., Calles, J. A. and Carrero, A., "Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels Toward Renewable Sources. A Mini Review," *Energy & Fuels*, **35**, 16403-16415(2021).
44. Sherif, S. A., Barbir, F. and Veziroglu, T. N., "Principles of Hydrogen Energy Production, Storage and Utilization," *J. Sci. Ind. Res. (India)*, **62**, 46-63(2003).
45. Pal, D. B., Singh, A. and Bhatnagar, A., "A Review on Biomass Based Hydrogen Production Technologies," *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**, 1461-1480(2022).
46. Baum, Z. J., Diaz, L. L., Konovalova, T. and Zhou, Q. A., "Materials Research Directions Toward a Green Hydrogen Economy: A Review," *ACS Omega*, **7**, 32908-32935(2022).
47. Nnabuife, S. G., Hamzat, A. K., Whidborne, J., Kuang, B. and Jenkins, K. W., "Integration of Renewable Energy Sources in Tandem with Electrolysis: A Technology Review for Green Hydrogen Production," *Int. J. Hydrogen Energy*, **107**, 218-240(2025).
48. Radosits, F., Bartik, A., Ajanovic, A. and Müller, S., "Production Costs and Greenhouse Gas Mitigation Potential of Hydrogen-Enhanced Biomethane and Bio-SNG Production," *Journal of CO₂ Utilization*, **97**, 103105(2025).
49. Wu, H., Wang, Y., Chen, Y. and Gao, X., "Circular Green Hydrogen: Wastewater Splitting and Waste-Derived Catalysts for Hydrogen Production," *Int. J. Hydrogen Energy*, **143**, 59-82(2025).
50. Bagde, A. V. and Paul, M. C., "Waste to Hydrogen: Steam Gasification of Municipal Solid Wastes with Carbon Capture for Enhanced Hydrogen Production," *Biomass Bioenergy*, **198**, 107855(2025).
51. Martins, I. S., Fraga, G., Zhou, S., Sakheta, A., Ramirez, J. and O'Hara, I., "Techno-Economic Analysis of Hydrogen Production in the Sugarcane Industry by Steam Reforming of Ethanol with Carbon Capture," *Energy Convers. Manag.*, **328**, 119635(2025).
52. Funk, J. E., "Thermochemical Hydrogen Production: Past and Present," *Int. J. Hydrogen Energy*, **26**, 185-190(2001).
53. Díaz, M., Ortiz, A. and Ortiz, I., "Progress in the Use of Ionic Liquids as Electrolyte Membranes in Fuel Cells," *J. Memb. Sci.*, **469**, 379-396(2014).
54. Sulaiman, M. S., Singh, B. and Mohamed, W. A. N. W., "Experimental and Theoretical Study of Thermoelectric Generator Waste Heat Recovery Model for an Ultra-Low Temperature PEM Fuel Cell Powered Vehicle," *Energy*, **179**, 628-646(2019).
55. Samyilingam, L., Aslfattahi, N., Kok, C. K., Kadirgama, K., Schmirler, M., Yusaf, T., Ramasamy, D. and Ghazali, M. F., "Underlying Developments in Hydrogen Production Technologies: Economic Aspects and Existent Challenges," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **41**, 2961-2984(2024).
56. Tijani, A. S., Yusup, N. A. B. and Rahim, A. H. A., "Mathematical Modelling and Simulation Analysis of Advanced Alkaline Electrolyzer System for Hydrogen Production," *Procedia Technology*, **15**, 798-806(2014).
57. Ferrero, D., Lanzini, A., Santarelli, M. and Leone, P., "A Comparative Assessment on Hydrogen Production from Low- and High-Temperature Electrolysis," *Int. J. Hydrogen Energy*, **38**, 3523-3536(2013).
58. Huang, D., Xiong, B., Fang, J., Hu, K., Zhong, Z., Ying, Y., Ai, X. and Chen, Z., "A Multiphysics Model of the Compactly-Assembled Industrial Alkaline Water Electrolysis Cell," *Appl. Energy*, **314**, 118987(2022).
59. Daoudi, C. and Bounahmidi, T., "Overview of Alkaline Water Electrolysis Modeling," *Int. J. Hydrogen Energy*, **49**, 646-667(2024).
60. Tang, Y., Song, W., Guo, M., Yang, G., Su, K., Zhang, M. and Li, Z., "Hydrophilic Modified Polyphenylene Sulfide Fabric Separator for Efficient Alkaline Water Electrolysis," *Int. J. Hydrogen Energy*, **126**, 66-76(2025).
61. Fragiaco, P. and Genovese, M., "Modeling and Energy Demand Analysis of a Scalable Green Hydrogen Production System," *Int. J. Hydrogen Energy*, **44**, 30237-30255(2019).
62. Zhang, Z., Baudy, A., Testino, A. and Gubler, L., "Cathode Catalyst Layer Design in PEM Water Electrolysis Toward Reduced Pt Loading and Hydrogen Crossover," *ACS Appl. Mater. Interfaces*, **16**, 23265-23277(2024).
63. Dang, J., Li, Y., Liu, B., Hu, S., Yang, F. and Ouyang, M., "Design and Economic Analysis of High-Pressure Proton Exchange Membrane Electrolysis for Renewable Energy Storage," *Int. J. Hydrogen Energy*, **48**, 10377-10393(2023).
64. Utgikar, V. and Thiesen, T., "Life Cycle Assessment of High Temperature Electrolysis for Hydrogen Production Via Nuclear Energy," *Int. J. Hydrogen Energy*, **31**, 939-944(2006).
65. Robinson, I. A., Huang, Y. L., Horlick, S. A., Obenland, J., Robinson, N., Gritton, J. E., Hussain, A. M. and Wachsmann, E. D., "Mitigating Electronic Conduction in Ceria-Based Electrolytes Via External Structure Design," *Adv. Funct. Mater.*, **34**, 2308123

- (2024).
66. Leng, Y., Chen, G., Mendoza, A. J., Tighe, T. B., Hickner, M. A. and Wang, C.-Y., "Solid-State Water Electrolysis with an Alkaline Membrane," *J. Am. Chem. Soc.*, **134**, 9054-9057(2012).
 67. Varcoe, J. R., Atanassov, P., Dekel, D. R., Herring, A. M., Hickner, M. A., Kohl, P. A., Kucernak, A. R., Mustain, W. E., Nijmeijer, K., Scott, K., Xu, T. and Zhuang, L., "Anion-Exchange Membranes in Electrochemical Energy Systems," *Energy Environ. Sci.*, **7**, 3135-3191(2014).
 68. Pavel, C. C., Cecconi, F., Emiliani, C., Santiccioli, S., Scaffidi, A., Catanorchi, S. and Comotti, M., "Highly Efficient Platinum Group Metal Free Based Membrane-Electrode Assembly for Anion Exchange Membrane Water Electrolysis," *Angewandte Chemie - International Edition*, **53**, 1378-1381(2014).
 69. U.S. Department of Energy., "Regional Clean Hydrogen Hubs (H₂Hubs)," *U.S. DOE, Washington, DC*, (2023).
 70. European Commission., "REPowerEU Plan," *European Commission, Brussels*, (2022).
 71. Baek, J. M. and Kim, S. H., "Current Status of Water Electrolysis Technology and Large-Scale Demonstration Projects in Korea and Abroad," *Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, **35**, 14-26(2024).
 72. Nakajo, A., Stiller, C., Härkegård, G. and Bolland, O., "Modeling of Thermal Stresses and Probability of Survival of Tubular SOFC," *J. Power Sources*, **158**, 287-294(2006).
 73. European Commission., "The 2022 State of the Energy Union," *European Commission, Brussels*, (2022).
 74. Okonkwo, E. C., Al-Breiki, M., Bicer, Y. and Al-Ansari, T., "Sustainable Hydrogen Roadmap: A Holistic Review and Decision-Making Methodology for Production, Utilisation and Exportation Using Qatar as a Case Study," *Int. J. Hydrogen Energy*, **46**, 35525-35549(2021).
 75. Lau, H. C., Ramakrishna, S., Zhang, K. and Radhamani, A. V., "The Role of Carbon Capture and Storage in the Energy Transition," *Energy & Fuels*, **35**, 7364-7386(2021).
 76. Subraveti, S. G., Angel, E. R., Ramírez, A. and Roussanaly, S., "Is Carbon Capture and Storage (CCS) Really So Expensive? An Analysis of Cascading Costs and CO₂ Emissions Reduction of Industrial CCS Implementation on the Construction of a Bridge," *Environ. Sci. Technol.*, **57**, 2595-2601(2023).
 77. Palma, V., Ricca, A., Addeo, B., Rea, M., Paolillo, G. and Ciambelli, P., "Hydrogen Production by Natural Gas in a Compact ATR-Based kW-Scale Fuel Processor," *Int. J. Hydrogen Energy*, **42**, 1579-1589(2017).
 78. Carapellucci, R. and Giordano, L., "Steam, Dry and Autothermal Methane Reforming for Hydrogen Production: A Thermodynamic Equilibrium Analysis," *J. Power Sources*, **469**, 228391(2020).
 79. Boot-Handford, M. E., Abanades, J. C., Anthony, E. J., Blunt, M. J., Brandani, S., Mac Dowell, N., Fernández, J. R., Ferrari, M. C., Gross, R., Hallett, J. P., Haszeldine, R. S., Heptonstall, P., Lyngfelt, A., Makuch, Z., Mangano, E., Porter, R. T. J., Pourkashanian, M., Rochelle, G. T., Shah, N., Yao, J. G. and Fennell, P. S., "Carbon Capture and Storage Update," *Energy Environ. Sci.*, **7**, 130-189(2014).
 80. Global CCS Institute., "The Global Status of CCS:2024," *Australia* (2024).
 81. Weger, L., Abánades, A. and Butler, T., "Methane Cracking as a Bridge Technology to the Hydrogen Economy," *Int. J. Hydrogen Energy*, **42**, 720-731(2017).
 82. Baharudin, L., "Progress and Future Direction in Turquoise Hydrogen Production by Methane Pyrolysis Technologies: An Overview of Solid Catalyst, Plasma, Plasma-Catalyst Hybrid, and Molten Media Catalyst Systems," *Fuel*, **401**, 135837(2025).
 83. Sánchez-Bastardo, N., Schlögl, R. and Ruland, H., "Methane Pyrolysis for CO₂-Free H₂ Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness," *Chem. Ing. Tech.*, **92**, 1596-1609(2020).
 84. Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F. and Kolb, T., "State of the Art of Hydrogen Production Via Pyrolysis of Natural Gas," *Chem-Bio Eng Reviews*, **7**, 150-158(2020).
 85. Ingale, G. U., Go, E., Abbas, M., Kim, H., Khalid, T., Lee, Y., Kwon, H., Kim, W. and Lee, U., "Methane Pyrolysis Using Metal Beads for CO₂-Free Turquoise Hydrogen Production," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **42**, 765-773(2025).
 86. International Energy Agency., "Global Hydrogen Review 2021," *IEA* (2021).
 87. Amin, M., Shah, H. H., Fareed, A. G., Khan, W. U., Chung, E., Zia, A., Farooqi, Z. U. R. and Lee, C., "Hydrogen Production Through Renewable and Non-Renewable Energy Processes and Their Impact on Climate Change," *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**, 33112-33134 (2022).
 88. Kim, Y., Lee, S., Jung, S., Lee, J. and Cho, H., "Carbon Dioxide-Based Plastic Pyrolysis for Hydrogen Production Process: Sustainable Recycling of Waste Fishing Nets," *Korean Chem. Eng. Res.*, **62**, 36-43(2024).
 89. Mehra, A., Ram, N. R. and Srivastava, N. K., "Review of Hydrogen Production Using Organic Waste Materials: Role of Industry 4.0 in Waste Valuation," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **42**, 455-481(2025).
 90. Lubitz, W. and Tumas, W., "Hydrogen: An Overview," *Chem. Rev.*, **107**, 3900-3903(2007).
 91. Singh, N. and Sarma, S., "Biological Routes of Hydrogen Production: A Critical Assessment," *Handbook of Biofuels*, 419-434 (2022).
 92. Kumar, G., Eswari, A. P., Kavitha, S., Kumar, M. D., Kannah, R. Y., How, L. C., Muthukaruppan, G. and Banu, J. R., "Thermochemical Conversion Routes of Hydrogen Production from Organic Biomass: Processes, Challenges and Limitations," *Biomass Convers. Biorefin.*, **13**, 8509-8534(2023).
 93. Rathi, B. S., Kumar, P. S., Rangasamy, G. and Rajendran, S., "A Critical Review on Biohydrogen Generation from Biomass," *Int. J. Hydrogen Energy*, **52**, 115-138(2024).
 94. Situmorang, Y. A., Zhao, Z., An, P., Yu, T., Rizkiana, J., Abudula, A. and Guan, G., "A Novel System of Biomass-Based Hydrogen Production by Combining Steam Bio-Oil Reforming and Chemical Looping Process," *Appl. Energy*, **268**, 115122(2020).
 95. Liu, L., Zheng, Y. and Liu, X., "Artificial Neural Networks for Modeling of Biohydrogen Production Systems," *Waste to Renewable Biohydrogen: Numerical Modelling and Sustainability Assessment*, **2**, 93-105(2023).
 96. Rabea, K., Michailos, S., Hughes, K. J., Ingham, D. and Pourkashanian, M., "A New Hydrogen Production Route Through Biomass Gasification in a Two-Stage Fixed Bed Reactor Within the BECCS Concept: A Techno-Economic and Life Cycle Assessment Study,"

- Int. J. Hydrogen Energy*, **124**, 140-152(2025).
97. Tawalbeh, M., Alarab, S., Al-Othman, A. and Javed, R. M. N., "The Operating Parameters, Structural Composition, and Fuel Sustainability Aspects of PEM Fuel Cells: A Mini Review," *Fuels*, **3**, 449-474(2022).
 98. Mao, Y., Gao, Y., Dong, W., Wu, H., Song, Z., Zhao, X., Sun, J. and Wang, W., "Hydrogen Production Via a Two-Step Water Splitting Thermochemical Cycle Based on Metal Oxide – A Review," *Appl. Energy*, **267**, 114860(2020).
 99. Arribas, L., González-Aguilar, J. and Romero, M., "Solar-Driven Thermochemical Water-Splitting by Cerium Oxide: Determination of Operational Conditions in a Directly Irradiated Fixed Bed Reactor," *Energies (Basel)*, **11**, 2451(2018).
 100. Zhang, K., Ma, M., Li, P., Wang, D. H. and Park, J. H., "Water Splitting Progress in Tandem Devices: Moving Photolysis Beyond Electrolysis," *Adv. Energy Mater.*, **6**, 1600602(2016).
 101. Buvanewari, K., Pitchaimani, E., Anand, S. and Arunadevi, R., "Facile Preparation, Characterization and Photocatalytic Properties of Barium Carbonate Nanoparticles," *Desalination Water Treat.*, **314**, 122-129(2023).
 102. Alhaddad, M., Shawky, A. and Zaki, Z. I., "Photocatalytic Oxidative Desulfurization of Thiophene by Exploiting a Mesoporous V₂O₅-ZnO Nanocomposite as An Effective Photocatalyst," *Catalysts*, **12**, 933(2022).
 103. Li, K., Fan, Q., Chuai, H., Liu, H., Zhang, S. and Ma, X., "Revisiting Chlor-Alkali Electrolyzers: From Materials to Devices," *Transactions of Tianjin University*, **27**, 202-216(2021).
 104. Kumar, A., Du, F. and Lienhard, J. H., "Caustic Soda Production, Energy Efficiency, and Electrolyzers," *ACS Energy Lett.*, **6**, 3563-3566(2021).
 105. Paulu, A., Matuščík, J. and Trecáková, T., "Overlooked Source of Hydrogen: The Environmental Potential of Chlor-Alkali By-Product," *Int. J. Hydrogen Energy*, **49**, 1437-1443(2024).
 106. Zhuang, R., Wang, X., Guo, M., Zhao, Y., El-Farra, N. H. and Palazoglu, A., "Waste-to-Hydrogen: Recycling HCl to Produce H₂ and Cl₂," *Appl. Energy*, **259**, 114184(2020).
 107. Vyawahare, P., Sun, P., Young, B., Bafana, A., Kim, T., Hawkins, T. R. and Elgowainy, A., "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions Analysis of the Chlor-Alkali Process and By-Product Hydrogen in the United States," *Hydrogen (Switzerland)*, **6**, 12(2025).
 108. Suer, J., Traverso, M. and Jäger, N., "Carbon Footprint Assessment of Hydrogen and Steel," *Energies (Basel)*, **15**, 9468(2022).
 109. Hermesmann, M. and Müller, T. E., "Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally Friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems," *Prog. Energy Combust. Sci.*, **90**, 100996(2022).
 110. Roy, R., Antonini, G., Hayibo, K. S., Rahman, M. M., Khan, S., Tian, W., Boutilier, M. S. H., Zhang, W., Zheng, Y., Bassi, A. and Pearce, J. M., "Comparative Techno-Environmental Analysis of Grey, Blue, Green/Yellow and Pale-Blue Hydrogen Production," *Int. J. Hydrogen Energy*, **116**, 200-210(2025).
 111. Cho, H. H., Strezov, V. and Evans, T. J., "A Review on Global Warming Potential, Challenges and Opportunities of Renewable Hydrogen Production Technologies," *Sustainable Materials and Technologies*, **35**, e00567(2023).
 112. Kerschler, F., Sary, A., Gleis, S., Ulrich, A., Klein, H. and Spliethoff, H., "Low-Carbon Hydrogen Production Via Electron Beam Plasma Methane Pyrolysis: Techno-Economic Analysis and Carbon Footprint Assessment," *Int. J. Hydrogen Energy*, **46**, 19897-19912(2021).
 113. Hamed, A. M., Kamaruddin, T. N. A. T., Ramli, N. and Wahab, M. F. A., "A Review on Blue and Green Hydrogen Production Process and Their Life Cycle Assessments," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci., Institute of Physics*, **1281**, 012034(2023).
 114. Sinigaglia, T., Lewiski, F., Martins, M. E. S. and Siluk, J. C. M., "Production, Storage, Fuel Stations of Hydrogen and Its Utilization in Automotive Applications-A Review," *Int. J. Hydrogen Energy*, **42**, 24597-24611(2017).
 115. Wang, X., Shao, L., Hu, S., Li, Z., Guo, H., Zhang, J., Zhao, Y., Lin, X., Nie, B., Hu, Z. and Zou, J., "A Techno-Economic Study of Photovoltaic-Solid Oxide Electrolysis Cell Coupled Magnesium Hydride-Based Hydrogen Storage and Transportation Toward Large-Scale Applications of Green Hydrogen," *Energy Environ. Sci.*, **17**, 8429-8456(2024).
 116. Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M. and Bonhoff, K., "Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs) – Techno-Economic Analysis of LOHCs in a Defined Process Chain," *Energy Environ. Sci.*, **12**, 290-307(2019).
 117. Berstad, D., Gardarsdóttir, S., Roussanaly, S., Voldsund, M., Ishimoto, Y. and Nekså, P., "Liquid Hydrogen as Prospective Energy Carrier: A Brief Review and Discussion of Underlying Assumptions Applied in Value Chain Analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **154**, 111772(2022).
 118. Park, B. H., "Calculation and Comparison of Thermodynamic Properties of Hydrogen Using Equations of State for Compressed Hydrogen Storage," *Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, **31**, 184-193(2020).
 119. Aasadnia, M. and Mehrpooya, M., "Large-Scale Liquid Hydrogen Production Methods and Approaches: A Review," *Appl. Energy*, **212**, 57-83(2018).
 120. Ustolin, F., Campari, A. and Taccani, R., "An Extensive Review of Liquid Hydrogen in Transportation with Focus on the Maritime Sector," *J. Mar. Sci. Eng.*, **10**, 1222(2022).
 121. Kang, D., Mun, H., Park, J. and Lee, I., "System Design and Economic Evaluation of a Liquid Hydrogen Superstation," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **42**, 233-255(2025).
 122. Liu, Y., Chabane, D. and Elkedim, O., "Optimization of LaNi₅ Hydrogen Storage Properties by the Combination of Mechanical Alloying and Element Substitution," *Int. J. Hydrogen Energy*, **53**, 394-402(2024).
 123. Liu, X., Meng, X., Zhong, T., Wang, Y., Wu, F., Liu, H., Li, H. and Zhang, L., "Polymeric Carbon Nitride Supported Single-Phase Ni with Exceptional Catalytic Effect on MgH₂ for Hydrogen Storage," *J. Alloys Compd.*, **1032**, 181259(2025).
 124. Khan, H. B. and Zhang, T., "Metal Hydride Hydrogen Storage Risk Assessment: A Review," *J. Energy Storage*, **129**, 117273(2025).
 125. Harisankar, U. S., Menon, S. K., Babu, J. S. and Shankar, B., "Exploring Carbon Nanotubes for Enhanced Hydrogen Storage: A Review on Synthesis, Mechanisms, and Evaluation," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **42**, 13-42(2025).
 126. Ramirez-Vidal, P., Sdanghi, G., Celzard, A. and Fierro, V., "High Hydrogen Release by Cryo-Adsorption and Compression on Porous Materials," *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**, 8892-8915(2022).

127. Langmi, H. W., Walton, A., Al-Mamouri, M. M., Johnson, S. R., Book, D., Speight, J. D., Edwards, P. P., Gameson, I., Anderson, P. A. and Harris, I. R., "Hydrogen Adsorption in Zeolites A, X, Y and RHO," *J. Alloys Compd.*, **356–357**, 710-715(2003).
128. Sung, K., Lee, Y., Yook, H. and Han, J. W., "Computation-Based Development of Carrier Materials and Catalysts for Liquid Organic Hydrogen Carrier Systems," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **42**, 195-223(2025).
129. Sedminek, A., Likožar, B. and Gyergyek, S., "Electrification of Selective Catalytic Liquid Organic Hydrogen Carriers: Hydrogenation and Dehydrogenation Reactions," *ACS Omega*, **9**, 6027-6035(2024).
130. D'Ambra, F. and Gébel, G., "Literature Review: State-of-the-Art Hydrogen Storage Technologies and Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Development," *Science and Technology for Energy Transition (STET)*, **78**, 1-60(2023).
131. Ren, L., Li, Y., Zhang, N., Li, Z., Lin, X., Zhu, W., Lu, C., Ding, W. and Zou, J., "Nanostructuring of Mg-Based Hydrogen Storage Materials: Recent Advances for Promoting Key Applications," *Nanomicro Lett.*, **15**, 93(2023).
132. Zainal, B. S., Ker, P. J., Mohamed, H., Ong, H. C., Fattah, I. M. R., Rahman, S. M. A., Nghiem, L. D. and Mahlia, T. M. I., "Recent Advancement and Assessment of Green Hydrogen Production Technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **189**, 113941(2024).
133. Rkhis, M., Laasri, S., Touhtouh, S., Belhora, F., Hlil, E. K., Zaidat, K., Obbade, S. and Hajjaji, A., "Recent Advances in Magnesium Hydride for Solid-State Hydrogen Storage by Mechanical Treatment: A DFT Study," *Int. J. Hydrogen Energy*, **48**, 35650-35660 (2023).
134. Kirichenko, O. A. and Kustov, L. M., "Recent Progress in Development of Supported Palladium Catalysts for Dehydrogenation of Heterocyclic Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)," *Int. J. Hydrogen Energy*, **88**, 97-119(2024).
135. Perreault, P., Van Hoecke, L., Pourfallah, H., Kummamuru, N. B., Boruntea, C. R. and Preuster, P., "Critical Challenges Towards the Commercial Rollouts of a LOHC-Based H₂ Economy," *Curr. Opin. Green Sustain. Chem.*, **41**, 100836(2023).
136. Rao, P. C. and Yoon, M., "Potential Liquid-Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems: A Review on Recent Progress," *Energies (Basel)*, **13**, 6040(2020).
137. Bárkányi, Á., Tarcsay, B. L., Lovas, L., MÉRŐ, T. and Chován, T., "Future of Hydrogen Economy: Simulation-Based Comparison of LOHC Systems," *Clean Technol. Environ. Policy*, **26**, 1521-1536(2024).
138. Britannica, E., "Available Online: <https://www.britannica.com/science/Geophone>," (2021).
139. Zhang, C., Yuan, Z., Liu, N., Wang, S. and Wang, S., "Study of Catalysts for Hydrogen Production by the High Temperature Steam Reforming of Methanol," *Fuel Cells*, **6**(6), 466-471(2006).
140. Zhang, M., Ge, B., Gan, Z., Liu, S., Li, S., Shi, Y. and Zhu, X., "Integrated Power to Methanol Processes with Steam-Assisted Direct Air Capture," *Energy Convers. Manag.*, **326**, 119505(2025).
141. Chen, Z., Ma, Z., Zheng, J., Li, X., Akiba, E. and Li, H. W., "Perspectives and Challenges of Hydrogen Storage in Solid-State Hydrides," *Chin. J. Chem. Eng.*, **29**, 1-12(2021).
142. Orlić, M., Hochenauer, C., Nagpal, R. and Subotić, V., "Electrochemical Reduction of CO₂: A Roadmap to Formic and Acetic Acid Synthesis for Efficient Hydrogen Storage," *Energy Convers. Manag.*, **314**, 118601(2024).
143. Massaro, M. C., Aluia, F., Biga, R. and Accardo, G., "Potential of Ammonia as Hydrogen Storage for Future Electrified Aircraft," *Energy Conversion and Management: X*, **26**, 101034(2025).
144. Lord, A. S., Kobos, P. H. and Borns, D. J., "Geologic Storage of Hydrogen: Scaling Up to Meet City Transportation Demands," *Int. J. Hydrogen Energy*, **39**, 15570-15582(2014).
145. Ozarslan, A., "Large-Scale Hydrogen Energy Storage in Salt Caverns," *Int. J. Hydrogen Energy*, **37**, 14265-14277(2012).
146. Mwakipunda, G. C., Kouassi, A. K. F., Ayimadu, E. T., Komba, N. A., Nadege, M. N., Mgimba, M. M., Ngata, M. R. and Yu, L., "Underground Hydrogen Storage in Geological Formations: A Review," *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 014(2025).
147. Thiyagarajan, S. R., Emadi, H., Hussain, A., Patange, P. and Watson, M., "A Comprehensive Review of the Mechanisms and Efficiency of Underground Hydrogen Storage," *J. Energy Storage*, **51**, 104490(2022).
148. Chen, X., Zhou, H., Li, W., Yu, Z., Gong, G., Yan, Y., Luo, L., Wan, Z. and Ding, Y., "Multi-Criteria Assessment and Optimization Study on 5 KW PEMFC Based Residential CCHP System," *Energy Convers. Manag.*, **160**, 384-395(2018).
149. Wang, Y., Chen, K. S., Mishler, J., Cho, S. C. and Adroher, X. C., "A Review of Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells: Technology, Applications, and Needs on Fundamental Research," *Appl. Energy*, **88**, 981-1007(2011).
150. Ceraolo, M., Miulli, C. and Pozio, A., "Modelling Static and Dynamic Behaviour of Proton Exchange Membrane Fuel Cells on the Basis of Electro-Chemical Description," *J. Power Sources*, **113**, 131-144(2003).
151. Zeng, H., Wang, Y., Shi, Y., Cai, N. and Yuan, D., "Highly Thermal Integrated Heat Pipe-Solid Oxide Fuel Cell," *Appl. Energy*, **216**, 613-619(2018).
152. Itaoka, K., Saito, A. and Sasaki, K., "Public Perception on Hydrogen Infrastructure in Japan: Influence of Rollout of Commercial Fuel Cell Vehicles," *Int. J. Hydrogen Energy*, **42**, 7290-7296(2017).
153. Wallner, T., Lohse-Busch, H., Gurski, S., Duoba, M., Thiel, W., Martin, D. and Korn, T., "Fuel Economy and Emissions Evaluation of BMW Hydrogen 7 Mono-Fuel Demonstration Vehicles," *Int. J. Hydrogen Energy*, **33**, 7607-7618(2008).
154. Lopes, J. V. M., Bresciani, A. E., Carvalho, K. M., Kulay, L. A. and Alves, R. M. B., "Multi-Criteria Decision Approach to Select Carbon Dioxide and Hydrogen Sources as Potential Raw Materials for the Production of Chemicals," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **151**, 111542(2021).
155. Rashidi, S., Karimi, N., Sunden, B., Kim, K. C., Olabi, A. G. and Mahian, O., "Progress and Challenges on the Thermal Management of Electrochemical Energy Conversion and Storage Technologies: Fuel Cells, Electrolysers, and Supercapacitors," *Prog. Energy Combust. Sci.*, **88**, 100966(2022).
156. Felseghi, R. A., Carcadea, E., Raboaca, M. S., Trufin, C. N. and Filote, C., "Hydrogen Fuel Cell Technology for the Sustainable Future of Stationary Applications," *Energies (Basel)*, **12**, 4593 (2019).
157. Renau, J., García, V., Domenech, L., Verdejo, P., Real, A., Giménez,

- A., Sánchez, F., Lozano, A. and Barreras, F., "Novel Use of Green Hydrogen Fuel Cell-Based Combined Heat and Power Systems to Reduce Primary Energy Intake and Greenhouse Emissions in the Building Sector;" *Sustainability (Switzerland)*, **13**, 1-19(2021).
158. Tawalbeh, M., Alarab, S., Al-Othman, A. and Javed, R. M. N., "The Operating Parameters, Structural Composition, and Fuel Sustainability Aspects of PEM Fuel Cells: A Mini Review;" *Fuels*, **3**, 449-474(2022).
159. Lim, H. S., Kang, B., Ahn, M. and Kim, M. S., "Optimizing Hydrogen Utilization in Fuel Cell Hybrid Vehicles: Modeling Fuel Cell Systems and Managing Energy Between Batteries and Fuel Cells;" *Int. J. Hydrogen Energy*, **99**, 819-835(2025).
160. Oh, S., Kim, Y., Lee, S., Yoo, D. and Park, K., "Effect of Compensation for Thickness Reduction by Chemical Degradation of PEMFC Membrane on Performance and Durability;" *Korean Chemical Engineering Research*, **62**, 1-6(2024).
161. Liao, P., Yang, D., Pan, X., Li, B., Ming, P. and Li, Z., "Enhancing the Dynamic Performance of Proton Exchange Membrane Fuel Cells Through Two-Phase Flow Experimental Investigation;" *Int. J. Hydrogen Energy*, **48**, 32093-32109(2023).
162. Kumuk, B., Atak, N. N., Dogan, B., Ozer, S. and Demircioglu, P., "Numerical and Thermodynamic Analysis of the Effect of Operating Temperature in Methane-Fueled SOFC;" *Energies*, **17**, 2603(2024).
163. Ni, M., "Modeling of Solid Oxide Fuel Cells;" *Sci. Bull. (Beijing)*, **61**, 1311-1312(2016).
164. Hu, L., Rexed, I., Lindbergh, G. and Lagergren, C., "Electrochemical Performance of Reversible Molten Carbonate Fuel Cells;" *Int. J. Hydrogen Energy*, **39**, 12323-12329(2014).
165. Marefati, M. and Mehrpooya, M., "Introducing and Investigation of a Combined Molten Carbonate Fuel Cell, Thermoelectric Generator, Linear Fresnel Solar Reflector and Power Turbine Combined Heating and Power Process;" *J. Clean. Prod.*, **240**, 118247(2019).
166. Acar, C. and Dincer, I., "The Potential Role of Hydrogen as a Sustainable Transportation Fuel to Combat Global Warming;" *Int. J. Hydrogen Energy*, **45**, 3396-3406(2020).
167. Olabi, A. G., Wilberforce, T. and Abdelkareem, M. A., "Fuel Cell Application in the Automotive Industry and Future Perspective;" *Energy*, **214**, 118955(2021).
168. Zhou, F., Wu, C., Fu, J., Liu, J., Duan, X. and Sun, Z., "Abnormal Combustion and NOx Emissions Control Strategies of Hydrogen Internal Combustion Engine;" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **219**, 115847(2025).
169. Bălănescu, D. T. and Homutescu, V. M., "Effects of Hydrogen-Enriched Methane Combustion on Latent Heat Recovery Potential and Environmental Impact of Condensing Boilers;" *Appl. Therm. Eng.*, **197**, 117411(2021).
170. Cho, S., Park, C., Oh, M., Park, J., Kim, H. and Moon, I., "Optimal Operating Condition of Fluidized Bed Propellant Incinerator Considering Fluidization Effect and Reaction of the Particles;" *Computer Aided Chemical Engineering*, **38**, 1147-1152(2016).
171. Cho, S., Park, C., Lee, J., Lyu, B. and Moon, I., "Finding the Best Operating Condition in a Novel Process for Explosive Waste Incineration Using Fluidized Bed Reactors;" *Comput. Chem. Eng.*, **142**, 107054(2020).
172. Cho, S., Kang, D., Kwon, J. S. I., Kim, M., Cho, H., Moon, I. and Kim, J., "A Framework for Economically Optimal Operation of Explosive Waste Incineration Process to Reduce NOx Emission Concentration;" *Mathematics*, **9**, 2174(2021).
173. Lee, B.-H., Eddings, E. G. and Jeon, C.-H., "Effect of Coal Blending Methods with Different Excess Oxygen on Unburned Carbon and NOx Emissions in an Entrained Flow Reactor;" *Energy & Fuels*, **26**, 6803-6814(2012).
174. Reichel, T. G. and Paschereit, C. O., "Interaction Mechanisms of Fuel Momentum with Flashback Limits in Lean-Premixed Combustion of Hydrogen;" *Int. J. Hydrogen Energy*, **42**, 4518-4529(2017).
175. Park, S., Shin, Y., Jeong, E. and Han, M., "Techno-Economic Analysis of Green and Blue Hybrid Processes for Ammonia Production;" *Korean Journal of Chemical Engineering*, **40**, 2657-2670(2023).
176. Kim, I., Oh, J., Kim, T. and Cho, S., "Analysis of Gas Emissions and Power Generation for Co-Firing Ratios of NG, NH₃, and H₂ Based on NGCC;" *Korean Chem. Eng. Res.*, **62**, 1-8(2024).
177. Cho, S. and Kim, J., "Cost Saving of the Explosive Waste Incineration Process Via an Optimal Heat Exchanger Network;" *ACS Omega*, **7**, 18681-18687(2022).
178. di Gaeta, A., Reale, F., Chiariello, F. and Massoli, P., "A Dynamic Model of a 100 KW Micro Gas Turbine Fuelled with Natural Gas and Hydrogen Blends and Its Application in a Hybrid Energy Grid;" *Energy*, **129**, 299-320(2017).
179. Kim, J., Yu, J., Lee, S., Tahmasebi, A., Jeon, C. H. and Lucas, J., "Advances in Catalytic Hydrogen Combustion Research: Catalysts, Mechanism, Kinetics, and Reactor Designs;" *Int. J. Hydrogen Energy*, **46**, 40073-40104(2021).
180. Oh, J., Kim, I., Im, M., Kang, D. and Cho, S., "A Study on the Co-Firing of Ammonia, Hydrogen, and Methanol with Natural Gas in a 100 MW NGCC Process for Carbon Neutrality;" *Fuel Processing Technology*, **277**, 108313(2025).
181. Perrin-Terrin, J. B., Vaysse, N., Durox, D., Vicquelin, R., Candel, S., Laux, C. O. and Renaud, A., "Plasma-Assisted Combustion of Hydrogen Swirling Flames: Extension of Lean Blowout Limit and NOx Emissions;" *Proceedings of the Combustion Institute*, **40**, 105546(2024).
182. Cho, S., Kim, M., Lee, J., Han, A., Na, J. and Moon, I., "Multi-Objective Optimization of Explosive Waste Treatment Process Considering Environment Via Bayesian Active Learning;" *Eng. Appl. Artif. Intell.*, **117**, 105463(2023).
183. Cho, S., Kim, Y., Kim, M., Cho, H., Moon, I. and Kim, J., "Multi-Objective Optimization of an Explosive Waste Incineration Process Considering Nitrogen Oxides Emission and Process Cost by Using Artificial Neural Network Surrogate Models;" *Process Safety and Environmental Protection*, **162**, 813-824(2022).
184. Vigneswaran, V. S., Gowd, S. C., Ravichandran, V., Karthikeyan, M., Ganeshan, P., Kandasamy, S., Lee, J., Barathi, S. and Rajendran, K., "Green Ammonia as Hydrogen Carrier: Current Status, Barriers, and Strategies to Achieve Sustainable Development Goals;" *Science of The Total Environment*, **982**, 179646(2025).
185. Li, C., Hao, Q., Zhang, W., Wang, S. and Yang, J., "Development Strategies for Green Hydrogen, Green Ammonia, and Green Methanol in Transportation;" *Renew. Energy*, **246**, 122904(2025).
186. Kurata, O., Iki, N., Matsunuma, T., Inoue, T., Tsujimura, T.,

- Furutani, H., Kobayashi, H. and Hayakawa, A., "Performances and Emission Characteristics of NH₃-Air and NH₃CH₄-Air Combustion Gas-Turbine Power Generations," *Proceedings of the Combustion Institute*, **36**, 3351-3359(2017).
187. Lewandowski, M. T., Pedersen, K. A. and Løvås, T., "Evaluation of Classical MILD Combustion Criteria for Binary Blends of Ammonia, Methane and Hydrogen," *Int. J. Hydrogen Energy*, **60**, 566-580(2024).
188. Kim, Y. H., Her, A.-Y., Jeong, M. H., Kim, B.-K., Hong, S.-J., Shin, D.-H., Kim, J.-S., Ko, Y.-G., Choi, D., Hong, M.-K. and Jang, Y., "Clinical Outcomes at 2 Years Between Beta-Blockade with ACE Inhibitors or ARBs in Patients with AMI Who Underwent Successful PCI with DES: A Retrospective Analysis of 23,978 Patients in the Korea AMI Registry," *American Journal of Cardiovascular Drugs*, **19**, 403-414(2019).
189. Kim, G., Song, Y., Gu, B. and Park, K., "Techno-Economic Analysis and Environmental Impact Assessment of a Green Ammonia Synthesis Process Under Various Ammonia Liquefaction Scenarios," *Korean Chemical Engineering Research*, **62**, 163-172 (2024).
190. Kim, J. Y. and Yeo, B. C., "Recent Research Trends of Exploring Catalysts for Ammonia Synthesis and Decomposition," *Korean Chemical Engineering Research*, **61**, 487-495(2023).
191. Yun, K. H. and Shin, C. H., "Synthesis, Characterization and Ammonia Decomposition Reaction Activity of Vanadium Oxynitride Obtained from the Reduction/Nitridation of Vanadium Oxide," *Korean Chemical Engineering Research*, **60**, 620-629 (2022).
192. Kim, A. and Lim, H., "Economics and Sustainability of Introducing Clean Hydrogen from Australia in the Republic of Korea," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **41**, 2525-2539(2024).
193. Bianchi, F. R., Risso, R., Cardona, L., Bove, D., Cannizzaro, F., Bonardi, L., Palmisani, E. and Bosio, B., "Feasibility Analysis of E-Hydrogen, E-Ammonia and E-Methanol Synthesis Compared with Methane to Fuel Production," *Fuel*, **384**, 133938(2025).
194. Nasserian, P., Jafari, S., Khajepour, H. and Edalati, S., "Toward a Green Steel Production Powered by a Hybrid Renewable Energy System: Techno-Economic and Environmental Assessment," *Energy Convers. Manag.*, **332**, 119716(2025).
195. Trinca, A., Vilardi, G. and Verdone, N., "Towards Carbon Neutrality: The Ammonia Approach to Green Steel," *Energy Convers. Manag.*, **326**, 119482(2025).
196. Zahari, T. N. and McLellan, B., "Adoption of Hydrogen-Based Steel Production Under Uncertain Domestic Hydrogen Availability: An Indonesian Case Study," *Int. J. Hydrogen Energy*, **97**, 549-570(2025).
197. Murtaza, G., Najam, T., Khan, N. A., Sher, M., Aslam, M. K., Shaaban, I. A., Nazir, M. A., Sohail, M. and Shah, S. S. A., "Polyoxometalates Based Transition Metal Sulfide Composites for Hydrodesulfurization and Hydrogen Evolution Reaction," *Int. J. Hydrogen Energy*, **98**, 527-541(2025).
198. Liu, W., Wan, Y., Xiong, Y. and Gao, P., "Green Hydrogen Standard in China: Standard and Evaluation of Low-Carbon Hydrogen, Clean Hydrogen, and Renewable Hydrogen," *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**, 24584-24591(2022).
199. Dalena, F., Senatore, A., Marino, A., Gordano, A., Basile, M. and Basile, A., "Methanol Production and Applications: An Overview," *Methanol: Science and Engineering*, 3-28(2018).
200. Nemmour, A., Inayat, A., Janajreh, I. and Ghenai, C., "Green Hydrogen-Based E-Fuels (E-Methane, E-Methanol, E-Ammonia) to Support Clean Energy Transition: A Literature Review," *Int. J. Hydrogen Energy*, **48**, 29011-29033(2023).
201. Abdollahipour, A. and Sayyaadi, H., "Optimal Design of a Hybrid Power Generation System Based on Integrating PEM Fuel Cell and PEM Electrolyzer as a Moderator for Micro-Renewable Energy Systems," *Energy*, **260**, 124944(2022).
202. Schiedeck, M., Nakashima, R. N. and Frandsen, H. L., "Heat Integration and Part-Load Performance of an SOEC-Coupled Haber-Bosch Process," *Int. J. Hydrogen Energy*, **116**, 242-256 (2025).
203. Lee, Y. H., Kang, H., Kim, S., Yang, G., Yang, S., Oh, J. H. and Choi, S., "Structural Transformation of Solid Carbons Produced from the Methane Pyrolysis Process for Turquoise Hydrogen Production," *Int. J. Hydrogen Energy*, **141**, 1019-1028(2025).

Authors

Sunghyun Cho: Assistant Professor, School of Chemical Engineering, School of Semiconductor and Chemical Engineering, Clean Energy Research Center, Jeonbuk National University, JeonJu, Jeonbuk 54896, Korea, shcho5043@jbnu.ac.kr

Jeongjae Oh: Master's student, School of Semiconductor and Chemical Engineering, Jeonbuk National University, JeonJu, Jeonbuk 54896, Korea; jeongjae0000@gmail.com

Youngbeom Park: Undergraduate student, School of Chemical Engineering, Jeonbuk National University, JeonJu, Jeonbuk 54896, Korea; pybumi@gmail.com

Konan Alain Cedric Nizso: Master's student, School of Semiconductor and Chemical Engineering, Jeonbuk National University, JeonJu, Jeonbuk 54896, Korea; cedric.nzisso@jbnu.ac.kr

Seungmin Yu: Undergraduate student, School of Chemical Engineering, Jeonbuk National University, JeonJu, Jeonbuk 54896, Korea; seungminyu688@gmail.com