

Research Paper

탄소중립 이행을 위한 수소연료로의 전환과 환경영향평가 II. 수전해 시설

최현진[†] · 김태윤

한국환경연구원 환경평가본부

Environmental Impact Assessment of the Transition to Hydrogen Fuel for Carbon Neutrality II. Water Electrolysis Facilities

HyunJin Choi[†] · Taeyun Kim

Korea Environment Institute, Environmental Assessment Group

요약: 탄소중립 이행 과정에서 재생에너지 연계 수소 생산 기술로서 수전해 기반 수소 생산시설의 도입이 확대 될 것으로 예상된다. 수전해 시설은 공정 내 오염물질의 직접 배출이 거의 없는 대신 전력원에 따른 간접 온실가스 배출, 물 사용, 공정수 관리 및 안전성 인식 등이 주요 환경 고려 요인으로 나타난다. 이에 본 연구는 수전해 수소 생산시설을 대상으로 환경영향평가 관점에서 주요 고려 사항을 체계화하고 적용 방향을 제시하고자 수행되었다. 문헌 및 기술자료 분석을 통해 수전해 공정의 환경영향 발생 경로를 구분하고, 이를 기존 환경영향평가 항목과 대응시켜 적용 가능 범위를 비교하였다. 특히 전력원 유형에 따른 온실가스 배출 특성, 시설 운영에 따른 물 이용 영향, 공정수 및 화학물질 관리, 입지 특성과 사회적 인식 요소를 중심으로 평가 시 검토되어야 할 항목을 정리하였다. 연구 결과 수전해 기반 그린수소 생산시설의 환경성 평가는 공정 자체보다 사용 전력원의 특성에 크게 좌우되며, 대규모 설비의 경우 지역 수자원 여건과 운영 조건을 고려한 영향의 확인이 필요한 것으로 나타났다. 또한 안전성에 관한 인식은 사업 추진 과정에서 별도의 검토 항목으로 다루어질 필요가 있는 것으로 확인되었다. 본 연구는 수전해 시설에 대해 기존 환경영향평가 항목의 적용 범위와 추가 고려 사항을 구분하여 제시함으로써, 향후 수전해 설비의 입지 선정과 환경영향평가 과정에서의 정책적 의사결정을 지원하는 근거 자료로 활용될 수 있을 것으로 기대된다.

주요어: 탄소중립, 수소연료, 그린수소, 수전해 시설, 환경영향평가

Abstract: In the transition toward carbon neutrality, the deployment of renewable-energy-linked water electrolysis hydrogen production facilities is expected to expand. Although electrolysis produces almost no direct emissions, indirect greenhouse gas emissions depending on the electricity source, water use, and safety perception emerge as key environmental considerations. This study systematizes

major considerations and application directions from an environmental impact assessment (EIA) perspective. Literature and technical materials were analyzed to identify environmental impact pathways of the electrolysis process and compare them with existing EIA categories. The review focused on greenhouse gas emission characteristics by electricity source, operational water use, site conditions, and social perception factors. Results indicate that environmental performance is largely determined by the electricity source rather than the process itself, and that large-scale facilities require verification considering regional water resource conditions and operational characteristics. The study distinguishes applicable existing EIA items and additional considerations, providing reference information for environmental review of hydrogen production facilities.

Keywords: Carbon neutrality; Hydrogen fuel; Green hydrogen; Water electrolysis facility; Environmental impact assessment

I. 서론

2050 탄소중립 이행을 위한 범지구적 노력이 계속되고 있으며, 특히 석탄·LNG와 같은 전통적 화석연료를 지속가능한 친환경 연료로 전환하기 위한 정책과 기술 개발이 활발히 추진되고 있다(Kim et al., 2023; Han et al., 2025). 특히 수소는 청정에너지원으로서 태양광·풍력과 같은 재생 전력의 출력 변동성을 보완하여 에너지시스템의 안정성을 제고하기 위한 주요 수단으로 대두되고 있다(Back & Kim, 2024; Han et al., 2025). 또한 단순한 에너지원으로서의 활용을 넘어 수소를 사용하는 자동차와 선박, 열차 등을 개발하고, 수소를 생산·운송·저장하는 설비를 생산하는 수소경제 시스템이 주목받고 있다(Kim et al., 2023; Li et al., 2024).

다만 수소는 자연계에서 독립적으로 존재하지 않으며, 다른 물질과 결합하여 존재하므로 수소를 얻으려면 추가적인 공정·활동·에너지 등이 소요된다. 특히 제조 과정에서 화석연료가 투입되면 온실가스가 배출됨에 따라 이에 대한 친환경성 문제가 중요한 쟁점으로 제기되고 있다(Yu, 2024). Table 1은 제조 방식과

원료, 이산화탄소 발생 여부 등에 따라 수소를 구분하여 나타낸 결과이며, 제조 경로에 따라 환경적 특성은 상이함을 볼 수 있다. 수전해 기반의 그린·핑크수소는 생산단계에서 직접적인 이산화탄소 배출이 발생하지 않지만, 천연가스 개질 기반의 그레이수소는 필연적으로 온실가스를 배출하며, 블루수소 역시 탄소 포집 효율에 따라 배출 저감 수준이 달라지는 특성을 가진다. 즉 수소의 환경성은 연료 자체가 아니라 생산공정과 투입 에너지에 의해 결정되며, 동일한 수소 활용 설비라 하더라도 전주기적 환경영향은 서로 다른 결과를 나타낼 수 있다.

수소경제로의 본격적인 진입을 위해 주요 선진국들의 핵심 전략은 중단기적으로는 경제성의 확보가 쉬운 블루수소를 활용하는 것이나, 궁극적으로는 탄소중립 달성을 위해 재생에너지 기반 수전해 시설을 통해 그린수소를 대규모로 생산하고, 이를 건물·수송·산업 등 전 분야에 걸쳐 단계적으로 적용하는 것이다. 이에 따라 대규모 수전해 프로젝트를 통해 상대적으로 높은 그린수소의 생산 비용을 절감하고, 경제성을 확보하기 위한 기술개발 및 상업화가 적극 추진되고 있다(Choi

Table 1. Classification of Hydrogen by Production Pathway and Environmental Characteristics

Type	Production	Feedstock	Energy Source	Direct CO ₂ emission
Green	Water electrolysis	Water	Renewable electricity	No
Pink	Water electrolysis	Water	Nuclear power	No
Blue	Steam Methane Reforming (SMR) + CCS	Natural gas	Fossil fuel	Partially captured
Grey	Steam Methane Reforming (SMR)	Natural gas	Fossil fuel	Yes

et al., 2023).

우리나라도 수소경제 이행을 효과적으로 추진하기 위하여 2021년 ‘제1차 수소경제 이행 기본계획’을 공고하였으며, 동 계획은 재생에너지를 활용한 수소 생산을 통해 탄소중립 발전, 철강·석유화학·시멘트 등 에너지 다소비 산업에 대한 새로운 탄소 저감 수단 제공 등을 목적으로 한다. 이를 위한 주요 추진 과제 중 하나로 그린수소 생산을 설정하였으며, 대규모 수전해 설비 실증을 통한 상용화 추진을 명시하고 있다. 특히, 제주, 전북, 전남 등 재생에너지 단지를 중심으로 대규모 그린수소 생산, 해양기반 재생에너지(파력·풍력 등)를 활용한 수소 생산 플랜트 및 해양바이오 연계 수소 생산 플랜트의 상용화를 목표로 제시하고 있어, 장래 국내 수전해 기반 그린수소 생산 플랜트의 지속적 확대가 예상된다 (Relevant Ministries of the Republic of Korea, 2021).

수전해 시설의 확대는 용수 이용, 전력 수급, 안전관리 등 새로운 환경영향 쟁점을 동반하므로, 이에 대한 체계적 검토가 요구된다. 그러나 지금까지의 선행연구는 수전해 기술의 현안 분석, 위험성 평가, 경제성 분석, 안전성·신뢰성 확보, 발전 전략 등 기술적 측면에서 주로 이루어졌으며(Choi et al., 2023; Kim et al., 2023; Roh et al., 2023; Back & Kim, 2024; Han et al., 2025), 수전해 시설을 환경영향평가 체계와 직접 연계하여 종합적으로 검토한 연구는 매우 제한적이다. 특히 용수 이용, 전력 소비에 따른 간접 온실가스 배출, 수소 누출 및 안전관리, 입지 특성에 따른 누적 영향 등은 실제 사업 단계에서 핵심 쟁점으로 제기될 수 있음에도 불구하고, 이를 환경영향평가의 평가 항목 및 방법론과 체계적으로 연결한 연구는 충분히 이루어지지 않은 것으로 볼 수 있다.

이에 본 연구에서는 국내외 정책 및 기술자료, 선행연구 등 다양한 문헌의 고찰을 통해 수전해 시설의 환경영향 요소를 도출하고, 해당 요소들이 환경영향평가 과정에서 어떻게 반영될 수 있는지를 검토하였다. 구체적으로는 우선 다양한 국내외 수전해 정책·기술 관련 자료 및 사례, 수전해 시설의 환경영향 등에 대한 선행연구를 검토하였다. 이후 검토된 영향 요소를 환경영향평가의 기존 평가 항목과 대조하여, 수전해 시설에서 중점적으로 고려되어야 할 주요 평가 요소를 도출

하였다. 도출된 결과의 세부적 분석은 시설 특성 검토, 잠재적 환경영향 요소 도출, 기존 환경영향평가 항목과의 연계성 검토, 평가 적용 방향 제시의 절차로 수행하였다. 연구를 통해 도출된 결과는 향후 수전해 설비의 입지 선정과 환경영향평가 과정에서의 정책적 의사결정을 지원하는 근거 자료로 활용될 수 있을 것으로 기대된다.

II. 수전해 기술의 개요 및 현황

수전해는 전기(e^-)를 공급하여 물(H_2O)을 수소(H_2)와 산소(O_2)로 분해하는 전기화학 반응을 이용한 기술로, 이때 활용되는 에너지는 태양광, 풍력과 같은 재생에너지를 통해 확보하는 것이 그린수소 생산의 핵심이라 할 수 있다(Choi et al., 2023; Back & Kim, 2024). Figure 1은 수전해 셀의 기본 작동 원리를 나타낸다. 전해질에 있는 두 개의 전극에 직류전류(Direct current)를 가하면 물 분해반응이 일어난다. 평형 전압보다 충분히 높은 셀 전압이 인가되면 음극(Cathode)에서 환원 반응으로 수소를, 양극(Anode)에서는 산화반응을 통해 산소가 생산된다. 분리막은 전극에서 생산된 화학 전하(양이온(+), 음이온(-))를 운반하는 역할을 담당하며, 양단에 생산된 수소와 산소의 섞임을 방지

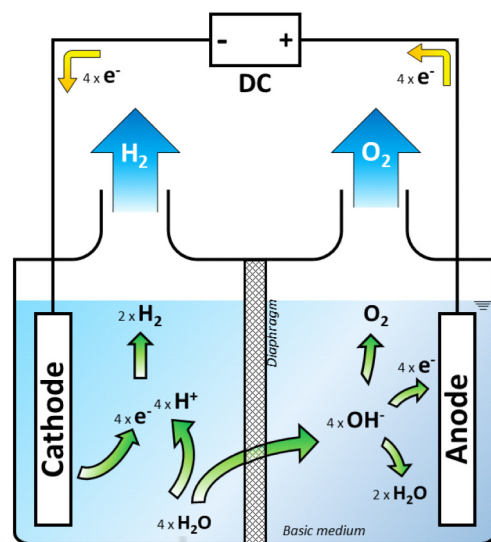


Figure 1. Operating Principle of a Water Electrolysis Cell (Choi et al., 2023)

Table 2. Characteristics of Major Types of Water Electrolysis Facilities (KEI, 2024)

Type	AWE	PEM	AEM	SOEC
Principle				
Operating Temperature	60~90°C	50~80°C	35~50°C	700~900°C
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> • Use of non-precious metal catalysts 	<ul style="list-style-type: none"> • High current density • High-pressure hydrogen production • High hydrogen purity 	<ul style="list-style-type: none"> • Use of non-precious metal catalysts • High current density • High-pressure hydrogen production • High space efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • High energy efficiency • High internal reversibility • Easy maintenance
Disadvantages	<ul style="list-style-type: none"> • Hydrogen and oxygen gas crossover • Low hydrogen purity • Corrosion issues may occur 	<ul style="list-style-type: none"> • Use of expensive precious metal catalysts • High system cost 	<ul style="list-style-type: none"> • Low durability of catalyst/electrodes 	<ul style="list-style-type: none"> • High operating temperature • Low system/electrode durability

KEI, 2024.

한다(Choi et al., 2023). 수전해 반응식은 일반적으로 $H_2O(L/G) \rightarrow H_2(g) + 1/2O_2(g)$ 로 나타낸다.

수전해 시설은 일반적으로 셀(Cell), 스택(Stack), 주변 장치(Balance of Plant, BOP)로 이루어져 있다. 셀은 전기 화학반응이 발생하는 설비의 핵심 부품으로 두 개의 전극(양·음극)과 분리막, 양극판으로 구성된다. 스택은 셀을 층층이 쌓아 직렬로 연결한 것을 의미하고, 이 외 기계적 지지체인 씰(Seals), 프레임(Frame), 엔드 플레이트(End plate) 등이 포함된다. BOP는 시스템 전반에 대한 구동과 제어를 담당하며, 냉각, 생산된 수소의 순도와 압력, 변압기, 물 공급, 산소 출력을 위한 장비를 포함한다(Choi et al., 2023). 수전해 시설의 종류별 작동 원리는 동일하나, 사용되는 전해질의 종류에 따라 알칼라인 수전해(Alkaline water electrolysis, AWE), 고분자전해질막 수전해(Polymer electrolyte membrane electrolysis, PEM), 음이온교환막 수전해(Anion exchange membrane electrolysis, AEM), 고체 산화물 수전해(Solid oxide electrolysis, SOEC)로 구분할 수 있다. 이 중 알칼라인 수전해(AWE)는 기술 성숙도가 가장 높아 상업화, 대규모 그린수소 생산을 위해 가장 널리 활용되

고 있다. 고분자전해질막 수전해(PEM)는 최신 기술로 실증 및 상용화 단계에 진입한 것으로 볼 수 있다. 음이온교환막 수전해(AEM)와 고체 산화물 수전해(SOEC) 기술은 아직 연구개발 단계이며, 제조와 상업화 역시 이루어지지 않아 기술적 성숙도가 가장 낮다(Choi et al., 2023; Back & Kim, 2024; Han et al., 2025). Table 2는 주요 수전해 시설의 종류별 특성과 장단점을 비교하여 나타낸 결과이며, 이는 공정 특성 차이를 넘어 환경영향·관리 측면에서도 영향을 미친다. 예를 들어 알칼라인 수전해는 알칼리 전해액 사용에 따른 화학물질 관리와 폐액 처리가 주요 관리 요소로 작용한다. 고분자전해질막 수전해는 고순도 용수 요구와 귀금속 촉매 사용에 따른 자원·공정 관리가 중요하게 고려될 수 있다. 고체 산화물 수전해는 고온 운전에 따른 열에너지 수요 및 안전관리 요소가 상대적으로 크게 나타날 수 있고, 음이온교환막 수전해는 낮은 기술적 성숙도로 인해 안정성 및 불확실성이 상대적으로 크게 고려되어야 한다.

III. 수전해 시설의 주요 환경영향

1. 온실가스 및 대기환경

수전해 수소 생산시설의 온실가스 배출 영향은 운영 시 사용되는 전력의 탄소 배출 정도에 크게 좌우된다고 볼 수 있다. 그린수소의 가장 중요한 전제는 재생에너지 등 무탄소 전원을 활용할 때 성립할 수 있고, 이는 수소 생산과정에서의 직접적 이산화탄소의 배출이 '0'임을 의미한다. 전과정 평가(Life Cycle Assessment, LCA)의 관점에서 재생에너지를 활용한 수전해 수소는 이산화탄소의 배출량이 최소화된 기술로 평가된다. Patel et al.(2024)의 연구결과에 의하면 천연가스를 개질하여 제조한 그레이수소는 수소 1kg 제조 시 약 12~14kg의 이산화탄소를 배출하나, 풍력발전을 활용한 수전해 수소는 약 0.6kg, 태양광을 활용한 수전해 수소는 약 2.5kg의 이산화탄소를 배출하는 것으로 보고된 바 있다(Figure 2). 반면 석탄, LNG 발전전력을 활용한 수전해 수소의 경우 그레이수소와 비교하여 오히려 온실가스의 배출이 많아질 수 있음이 지적되었다. 이는 수전해 시설 운영을 위한 전력 생산단계에서 간접배출이 상대적으로 크게 작용하기 때문으로, 결국 수전해 수소의 친환경성은 사용되는 전력원의 유형에 의해 결정되는 것으로 볼 수 있다.

오염물질의 배출 측면에서 수전해 기술을 활용한 수소의 생산은 물 외의 배출 물질이 없으므로 환경적 영

향이 없다고 볼 수 있다(Li et al., 2024). 특히 대기환경의 관점에서 수소 제조 과정 중 미세먼지의 원인이 되는 질소산화물, 황산화물 등이 배출되지 않으며, 연료를 연소하지 않으므로 휘발성 유기 화합물, 이산화탄소도 발생하지 않는다. 공정 중 부산물로 산소가 발생하지만, 이는 오염원이 아니며, 오히려 인근 산업공정(예: 오·폐수 처리시설 등)에 활용하는 방안도 고려할 수 있다. 한편, 수소의 생산-저장-운송 단계에서 유의해야 할 환경 이슈로 수소 누출이 거론된다. 수소가 대기중으로 누출되면 직접적인 온실효과를 갖진 않지만, 대기 중에서 메탄 분해를 지연시키고 수소 자체가 일종의 간접 온실가스 역할을 하여 지구 온난화에 영향을 줄 수 있다는 결과가 보고된 바 있다(Ocko & Hamburg, 2022).

전술한 내용을 고려하였을 때 수전해 시설의 대기질 및 온실가스 영향은 일반적인 배출원 평가와 동일한 방식으로 보기는 어려운 것으로 판단된다. 즉 직접 배출원의 존재 여부가 아니라 전력공급 구조에 따라 영향과 성격이 결정되므로, 환경영향평가에서는 배출량 산정 결과 자체보다 전력원의 구성과 운영 조건을 함께 검토할 필요가 있다. 특히 동일한 설비 규모라 하더라도 재생에너지 기반 전력 사용 여부에 따라 온실가스 영향의 방향성이 달라질 수 있으므로, 수전해 시설의 온실가스 평가는 설비 단위가 아닌 에너지 체계와 연계된 영향으로 판단되어야 한다. 또한 수소 누출의 경우

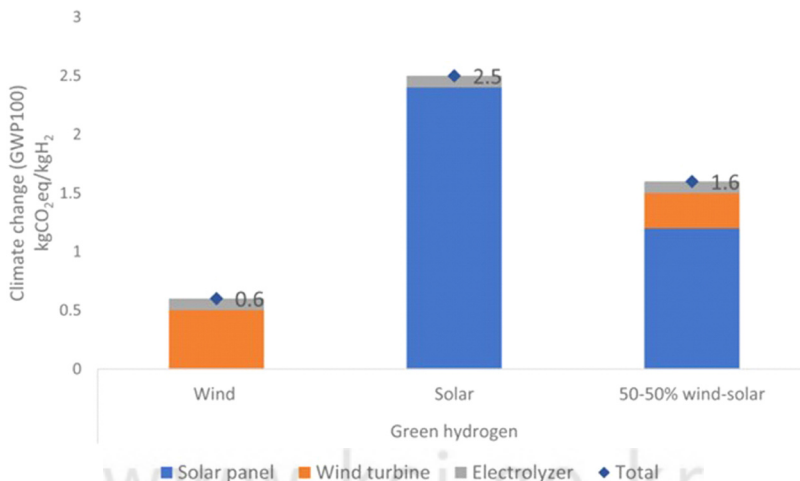


Figure 2. LCA Results of Electrolytic Hydrogen by Renewable Energy Sources (Patel et al., 2024)

배출농도 기준으로 관리되는 일반 대기오염물질과 달리 관리 및 모니터링 필요성 중심의 검토가 요구된다. 따라서 수전해 시설의 대기 및 온실가스 항목은 배출원의 영향 크기 평가라기보다 영향 발생 조건과 관리 필요성을 확인하는 항목으로 접근할 필요가 있다.

2. 수환경

Figure 3에서 볼 수 있듯 재생에너지에 기반한 수소 제조를 전제할 때 해당 방식은 화석연료에 기반한 산업 부문, 또는 농업 부문과 비교하여 담수의 요구량은 상당히 낮은 것으로 평가되고 있다(Beswick et al., 2021).

그럼에도 불구하고 물은 수전해 수소 생산의 직접 투입되는 필수 자원으로, 생산 용량에 따른 물 사용량과 수질 영향을 면밀하게 고려할 필요가 있다. 화학 반응식으로 볼 때 수소 1kg을 생산하기 위해서는 약 9L의 물(H₂O)이 분해되어 수소(H₂)와 산소(O₂)로 전환된다(Shi et al., 2020). 그러나 다양한 유형의 수전해 시설의 특성과 실제 공정에서의 반응 효율, 기타 손실을 고려하면 이는 더욱 증가하게 되고, 순수한 물, 즉 초순수를 확보하기 위한 과정 및 냉각수의 사용까지 포함하면 수소 1kg를 생산하기 위한 물 사용량은 10.01~22.40L의 범위로 더욱 증가할 수 있음이 보고된 바 있다(Simoes et al., 2021). 예를 들어 알칼라인 수전해 방식은 1kg의 수소 생산을 위해 약 32L의 물을 취수하며, 이 중 약 22L

만이 실제 전기화학 반응을 통한 수소 생산 과정에서 소비되는 것으로 보고된다. 나머지 약 10L는 전해질 농도 유지, 여과 및 정제 과정 등 공정 운영과 관련되며, 일부는 농축수 형태로 배출되거나 공정 내에서 재순환된다. 타 유형 대비 물 소비 효율이 높은 것으로 알려진 고분자전해질막 수전해 역시 전해질막의 손상을 방지하기 위해 초순수가 요구되며, 수소 1kg 생산을 위해 약 7.2~11.0L의 초순수를 사용하는 것으로 보고되고 있다(Lin et al., 2025). 초순수 제조를 위한 원수 사용을 고려하였을 때 이는 결코 무시할 수 없는 수준으로 볼 수 있다.

이러한 한계점을 고려하였을 때 수전해 시설은 설치 대상 지역 내 용수 공급원에 대한 지속가능성을 면밀하게 고려할 필요가 있다(IRENA & Bluerisk, 2023). 특히 다량의 용수가 요구되는 대규모 수전해 시설은 해당 지역의 상수도, 지하수, 그 외 상수원, 지역 하천 등에 심대한 영향을 미칠 수 있으며, 이는 갈수기에 더욱 취약할 수 있다. 예를 들어 강이나 호수, 저수지 등의 담수는 접근성이 가장 우수한 수원이나, 수소 생산에 필요한 고순도 초순수의 여건을 충족하기 위해서는 별도의 처리 과정이 필요하며, 이 과정에서 과도한 용수량이 소요될 수 있다. 특히 수자원이 부족한 지역에서 언급한 담수원을 원수로 의존할 때 용수 부족 현상을 가중하므로, 농업·생활용수와의 충돌을 회피하기 위한

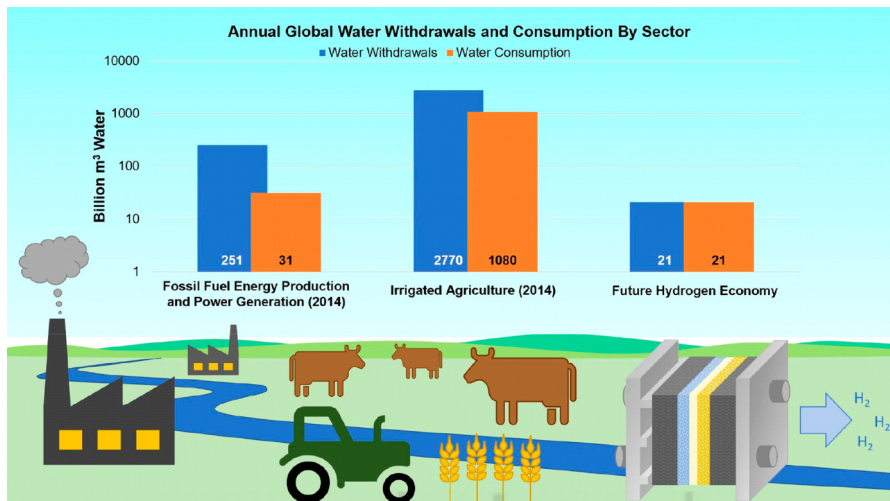


Figure 3. Comparison of Global Freshwater Use: Fossil Energy, Agriculture, and Hydrogen Economy (Beswick et al., 2021)

신중한 관리가 필요하다. 지하수는 일반적으로 표층수보다 수질이 우수하나 과도한 채취는 수자원 부족을 겪는 지역에서의 대수층 고갈을 초래할 수 있다. 한편 처리수(재이용수)의 활용은 자연 수자원에 대한 부담을 줄여주는 지속가능한 대안으로 볼 수 있다. 용수 공급의 측면만을 고려하면 도시지역은 생활 및 산업폐수가 풍부하게 발생하므로, 수소 생산 잠재력이 크다고 볼 수 있다. 단, 처리수는 수소 생산을 위한 용수의 기준을 충족하기 위해 다양한 처리 공정이 필수적이다(Lin et al., 2025).

수전해 수소 생산시설의 폐수 배출 관점의 고려 사항을 살펴보면 우선 고분자전해질막 수전해 방식은 고순도 초순수의 필요에 따라 원수의 정제 과정에서 발생하는 농축수를 처리해야 한다. 이는 전기분해 공정의 고품 부산물도 다양한 화학성분을 포함하고 있어 적정 관리가 필요하다. 선행연구는 이러한 농축수의 배출이 환경영향을 유발할 수 있음을 지적하고 있는바, 방류 시 희석 또는 재이용을 포함한 관리 체계가 필요하다(Sudalaimuthu et al., 2024). 알칼라인 수전해 시설은 수산화칼륨 수용액을 전해질로 사용함에 따라 이를 주기적으로 보충·교체해야 하므로, 폐수로 배출되는 전해액의 적정 처리(중화 등)가 중요하다. 해당 용액은 강한 부식성과 고 염기성의 특성을 가진 유해화학물질에 해당하므로 화학물질관리법에 의거한 적절한 관리 및 처리가 필요하다(Kim et al., 2022).

위의 결과를 종합하면, 수전해 시설의 수환경 영향은 단순한 취수량 규모의 문제로 접근하기는 어렵다는 점을 시사한다. 동일한 생산량이라도 원수의 유형(상수, 지하수, 재이용수), 계절적 수문 조건, 정제 공정의 구성에 따라 실제 환경영향의 성격과 정도가 달라질 수 있으므로, 환경영향평가에서는 총사용량 자체보다 수자원 체계 내에서의 상대적 영향과 대체 가능성을 함께 검토할 필요가 있다. 특히 갈수기 취수 집중, 지역 수자원 이용 구조 변화, 재이용수 활용 여부 등은 영향의 크기보다 지속가능성 판단 요소로 작용할 수 있다. 또한 농축수 및 전해질 폐수의 경우 배출량 규모가 크지 않더라도 국지적 수질 변화를 유발할 수 있다. 따라서, 배출허용기준 충족 여부만으로 영향성을 판단하기보다 관리 방식과 재이용 가능성을 중심으로 검토

하는 접근이 요구된다. 수전해 시설의 수환경 평가는 배출 영향의 절대적 크기 평가가 아니라 지역 수자원 이용 구조와의 정합성 및 관리 가능성을 확인하는 항목으로 다루어질 필요가 있다.

3. 자원순환

수전해 수소 생산공정은 타 화학 공정 대비 공정 과정 중 고체 폐기물의 발생은 없다고 볼 수 있으나, 부품의 교체 또는 시설 수명 종료 시의 경우 일부 폐기물 및 자원 사용 이슈를 고려해야 한다. 예를 들어 고분자전해질막 수전해 시설에 사용되는 촉매는 고가의 귀금속·희소금속(백금, 이리듐)을 사용하므로 사용 후 회수하여 재활용하는 것이 타당하며(Wei et al., 2024), 과불소화합물로 만들어지는 수전해막은 분해되지 않고 축적되면 환경에 유해할 수 있으므로, 폐막은 회수하여 전문처리하거나 소각해야 한다. 알칼라인 수전해 방식에 활용되는 니켈 등의 금속도 장기간 운전 후 성능 저하로 폐기 시 재자원화 방안을 고려할 필요가 있다(Wei et al., 2024). 아울러, 전해질용 액체(수산화칼륨 수용액 등)의 경우 산업폐기물로 배출될 수 있다. 특히 해당 용액은 강 염기성 폐액으로 적절한 중화 처리를 거쳐야 한다(Kim et al., 2022).

IV. 수전해 시설의 환경영향평가 주요 고려사항

1. 수자원 확보 및 물 소비

우리나라는 높은 인구밀도와 계절적 강수 편중으로 인해 지역별 가용 수자원의 변동성이 큰 국가로 평가된다(Kim et al., 2018). 따라서 수전해 시설의 환경영향 평가에서는 단순 물 사용량 제시가 아니라 수자원 체계에 대한 영향성을 정량적으로 판단하는 것을 핵심 검토사항으로 볼 수 있다. 전술하였듯 화학양론적으로 수소 1톤당 약 9톤의 물이 요구되며 실제 운영 시 원수 기준 사용량은 증가한다. 그러나 환경영향평가 단계에서는 사용량 자체보다 ‘해당 구역의 가용 수자원 대비 취수 비율’과 ‘갈수기 공급 안정성’을 중심으로 적정성을 판단해야 한다. 이에 따라 시설이 설치되는 지역에 대해 계절별 유황, 취수원별 허가량 대비 사용률, 장래

수요 증가율 등을 분석하여 취수로 인한 수리적 영향 및 이해관계자 간 경쟁 가능성을 평가하도록 할 필요가 있다.

또한 생활·농업·공업용수와와의 상호 영향 가능성이 확인되는 경우 신규 취수원 개발이 아닌 대체 수자원 활용 가능성을 우선 검토하도록 하는 것이 바람직하다. 특히 하수처리수 및 산업재이용수의 활용은 자연 수자원의 의존도를 저감시키는 방안으로, 환경영향평가 협의 시 재이용수 사용계획을 우선 대안으로 제시하도록 요구할 필요가 있다. 아울러 재이용수 적용 시 추가 정수 공정에서 발생하는 농축수 처리계획까지 포함하여 제시되어야 하며, 취수-사용-배출 전 과정의 물수지를 기반으로 시설 운영의 지속가능성을 종합 판단하도록 하는 것이 필요하다.

2. 재생에너지원 및 그 외 관련 인프라

수전해 수소 생산시설은 전력과 물의 안정적 공급, 생산된 수소의 활용과 운송 측면을 모두 고려한 입지 선정이 중요하다. 우선 전력 공급의 관점에서 그린수소 생산의 목적과 취지, 경제성 등을 고려할 때 사용되는 전력원의 유형과 특성이 매우 중요하다. 즉, 재생에너지 전력원을 용이하게 확보할 수 있는 지역이 유리하다고 할 수 있으며, 국내의 경우 제주·전북·전남 등 재생에너지 단지를 중심으로 대규모 그린수소 생산시설 조성이 추진될 계획이다(Relevant Ministries of the Republic of Korea, 2021). 다만 수소는 공기보다 매우 가벼우므로, 에너지원으로 사용하기 위해서는 충분히 저장하여 이송하는 것이 필수적이고, 운송 역시 어려워 생산지와 수요처의 거리도 최소화해야 한다(KEI, 2024). 따라서 인근 수요 산업 분포, 저장·운송 인프라의 구축 여부도 검토하는 것이 바람직하다. 전력계통에 여유가 있는 변전소 인근 부지, 용수가 풍부한 댐·정수장 인근 부지 등이 활용될 수 있다. 실제로 국내의 경우 댐의 소수력 발전으로 생산된 전력을 활용하며 물 공급이 용이한 정수장 부지에 수전해 설비를 설치하는 방안이 추진된 바 있다(MOE, 2023). 이와 같은 인프라 연계형 입지는 에너지와 물, 수요처를 종합적으로 고려한 관점에서 매우 효율적이라 할 수 있다.

아울러, 수전해 수소 생산시설과 관련된 인프라의 추가 조성을 최소화할 수 있어 이차적인 환경 훼손 역시 예방할 수 있는 장점이 있다고 볼 수 있다. 다만 인구가 밀집된 지역에 시설이 계획되면 안정성, 지역사회의 수용성 측면에서 제약이 있을 수 있으므로, 산업단지 등 지정된 부지를 활용하는 것을 우선 검토할 필요가 있다.

3. 주민 수용성

수전해 수소 생산시설은 온실가스나 대기오염물질 배출이 없어 환경친화적 시설로 여겨지나, 수소 관련 인프라 자체에 대하여 지역사회의 주민들은 시설의 안전성·위험성 등에 대한 불신을 가질 수 있다. 이러한 배경으로는 수소폭탄으로 각인된 관련 지식, 화재 폭발과 독성가스 배출 등으로 인한 인체 위험성 우려, 과거 강릉 과학단지 수소탱크 사고처럼 일부 실제 사례 발생에 따라 수소라는 물질에 대한 부정적 인식이 복합적으로 작용하기 때문이다(Lee, 2021). 따라서 환경영향평가에서는 단순 홍보 또는 의견 수렴 여부가 아니라, 위험 인지 수준과 정보 신뢰성 확보 여부를 중심으로 주민 수용성을 판단할 필요가 있다.

사업 시행 주체는 계획 초기 단계부터 지역사회와 깊이 있는 소통을 해야 하며, 환경영향평가 과정 중 설명회 개최 여부가 아닌 정보 제공의 구체성, 이해가능성, 위험정보 공개 수준을 사전에 면밀하게 검토하여야 한다. 수소 시범도시의 주민 수용성에 미치는 영향을 다룬 선행연구에서는 수용성에 미치는 주요 요인 중 일부로 시설의 안전성과 지역산업 및 경제성장에 대한 긍정적 영향 여부, 사업에 대한 투명한 정보공개와 주민의 참여가 주요한 변수임을 제언한 바 있다(Lee, 2021). 이에 따라 환경영향평가 협의 시 주민참여 계획, 위험소통 계획, 운영 단계 정보공개 체계의 존재 여부를 필수 검토 항목으로 포함할 필요가 있다. 아울러 시설 운영 과정 중 사후관리 단계에서의 민원 대응 절차, 사고 대응 시 주민 통보 체계, 상시 모니터링 정보공개 방식까지 포함하여 수용성 확보 가능성을 종합 판단하여야 한다.

4. 안전관리 체계 구축

안전관리는 환경영향평가의 직접적 평가 대상 항목

으로 보기는 어려우나, 수소 관련 인프라에 대한 지역 사회의 안전성·위험성에 관한 우려를 고려하였을 때, 주민 수용성의 주요한 영향 요인으로 작용할 것으로 판단된다. 아울러, 사업의 리스크 관련 소통과 주민 참여는 효과적 환경영향평가의 중요한 요소이다(André et al., 2006). 따라서 본 연구는 주민 수용성 확보의 관점에서 수전해 시설의 안전관리 체계와 요소를 검토하고자 한다.

수소는 지구상에서 가장 가벼운 자연계 원소로서, 연소 범위가 약 4.75% 이내로 연료로 사용되는 타 원소들과 비교해 상대적으로 위험성이 높은 물질이다. 그러므로 더욱 조심히 취급되어야 하며, 연료 누출, 폭발 등의 사고를 예방하기 위해 관련 설비의 점검이 철저히 이루어져야 한다(Jeon et al., 2024). 실제로 국내 수소 사용량이 증가함에 따라 수소가스 관련 사고 역시 증가하고 있다. Figure 4와 같이 2016년 이전 연평균 1건의 수소가스 관련 사고가 발생한 것과 달리 2016년 이후 3배 가까이 사고 발생이 증가하였다.

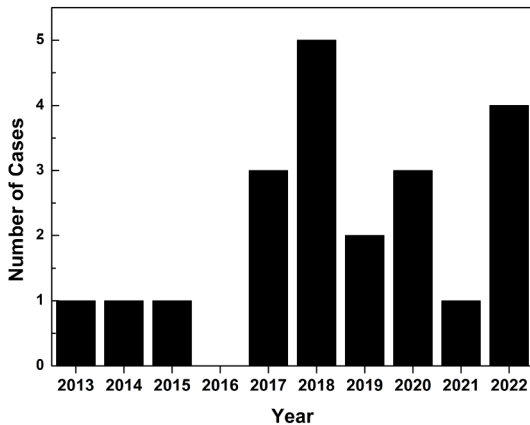


Figure 4. Current Status of Hydrogen Accidents in South Korea (Jeon et al., 2024)

Figure 5는 한국가스안전공사에서 발표한 2013~2022년 수소가스의 사고 유형을 나타낸다. 공정 중 누출은 정상적 공정 중 수소가 누출된 사고를 의미하고, 연결부 노화는 플랜지, 연결 배관 등 취약 부분의 부식 또는 손상을 미 인지한 상황에서 공정이 진행되어 누출된 경우를 의미한다. 외부 충격은 가스 저장탱크 이송 중 외부 충격, 도로 굴착 중 배관 손상 등 외부 충격

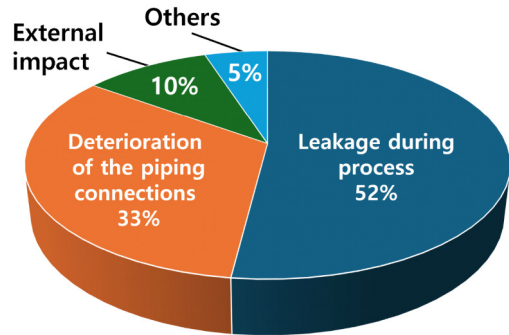


Figure 5. Status of Hydrogen Gas Accidents by Type (2013~2022) (Jeon et al., 2024)

으로 수소가스가 외부로 누출된 경우다. 그림에서 볼 수 있듯 공정상 누출, 연결부 노화가 전체 수소가스 사고의 약 85%를 차지함을 알 수 있다. 이는 작업 전 안전 점검으로 충분한 대비가 가능하며, 연결부 노화는 설비 정기 점검, 수시 점검 등의 형태로 대응할 수 있어 수소가스 관련 사고의 대부분은 안전관리 부족이 큰 원인을 확인할 수 있다. 두 건의 수소 관련 시설 사고 사례를 분석한 선행연구는 사고 원인에 대하여 첫 번째 사례의 경우 과거 사고 사례 분석 부재, 파열판 고장, 부적절한 환기 시설 순으로 영향이 크다고 판단했으며, 두 번째 사례에 대해서는 공정상 오류, 안전관리 부재, 부적절한 설계 순으로 판단하였다. 또한 공통으로 작업 전 설비 점검 시행, 상시 점검 등을 통해 사고를 예방할 수 있었던 것으로 제시하였다. 이에 따라 초기 설비 시공 시 국가 전문기관 등의 안전 점검과 검사가 반드시 이루어져야 하고, 정기 점검 주기를 단축하여 사업체 시설 점검이 철저하게 이루어질 필요가 있음을 제안하였다(Jeon et al., 2024).

수전해 수소생산 시설에서도 다양한 잠재적 위험이 내재하여 있으므로, 비상정지 상황을 사전 예측하고 상황별 안전관리 및 대책을 마련하는 것이 필요하다. 선행 연구는 사람, 장비 또는 환경에 대한 위험 및 운영 효율성에 영향을 미칠 수 있는 문제점을 찾아 그 원인을 제거하고 예방하기 위한 HAZOP(Hazard and Operability study) 기법을 활용하여 알갈라인 수전해 시설을 대상으로 비상정지 상황이 발생할 수 있는 요인을 도출하였으며, 결과는 Table 3과 같다(Kim et al., 2023). 위와 같은 연구 결과 등을 참조하여 시설별 특성이 반영된

Table 3. Major Emergency Shutdown Scenarios in AWE Facilities

Node	Scenario	Characteristics
1	Failure to open manual valve, resulting in inability to replenish electrolyte and halt of hydrogen production	General
	Accumulation of impurities in the hydrogen gas-liquid separator due to Reverse osmosis purification failure, leading to electrolyzer damage	General
	System damage and potential fire/explosion caused by external fire	Fire & Explosion
	Hydrogen entering the electrolyte circulation line when RO supply to the gas-liquid separator is interrupted, causing explosion	Fire & Explosion
2	Reduced residence time in gas-liquid separator due to pump overspeed, leading to increased H ₂ /O ₂ mixing concentration	General
	Unstable operation of gas-liquid separation and reduced efficiency of catalytic reaction/purification under cold conditions	General
	Inability to perform N ₂ purge process due to failure to open manual valve	General
	System damage and potential fire/explosion caused by external fire	Fire & Explosion
	Leakage of electrolyte (KOH) and risk to personnel due to failure to close manual valve	Electrolyte Leakage
	Leakage of electrolyte (KOH) from valve/pipe connections, posing risk to personnel	Electrolyte Leakage
	Decrease in electrolyte concentration (below 30%) causing voltage rise and efficiency loss in electrolyzer	Electrolyte Leakage
	Increase in hydrogen partial pressure due to blockage in downstream hydrogen line and ingress of electrolyte into other lines	Electrolyte Leakage
	Potential human and environmental damage during waste electrolyte treatment	Electrolyte Leakage
	Freezing of KOH solution during cold-weather operation	Electrolyte Leakage
	Degradation of Pressure safety valve performance and corrosion of seals due to chemical corrosion by KOH in gas-liquid separator	Electrolyte Leakage
Failure to open manual valve leading to interruption of electrolyte circulation and electrolyzer damage	Electrolyte Leakage	
3	Inability to relieve overpressure due to backflow in low-pressure vent line of safety valve discharge	General
	Excessive moisture ingress due to degraded performance of heat exchanger and condenser filter	General
	Increase in hydrogen temperature and volume expansion due to heat exchanger degradation, causing quality loss and instrument damage	General
	Excessive backpressure caused by complex configuration such as seal pot in PSV discharge line	General
	Excess moisture carryover in hydrogen due to water accumulation in gas-liquid separator, resulting in quality degradation	General
	System damage and potential fire/explosion caused by external fire	Fire & Explosion
	Fire/explosion due to excessive oxygen concentration in hydrogen stream	Fire & Explosion
	Possibility of explosion when air is used as valve actuator fluid and leaks mix with hydrogen	Fire & Explosion
	System damage and fire/explosion caused by flashback during venting operation	Fire & Explosion
	Hydrogen leakage due to equipment failure and leaks at valve/pipe connections	Hydrogen Leakage
	Hydrogen leakage caused by failure of automatic valve in discharge line to close	Hydrogen Leakage
4	System damage and potential fire/explosion caused by external fire	Fire & Explosion
	Explosion risk due to ingress of pneumatic air into hydrogen gas-liquid separator	Fire & Explosion
5	System damage and potential fire/explosion caused by external fire	Fire & Explosion

Note: Node 1=Purified Water Supply; Node 2=Electrolyte Circulation; Node 3=Hydrogen Production & Supply; Node 4=Oxygen Line; Node 5=Nitrogen Line.

Table 4. Environmental impacts of water electrolysis hydrogen production and their implications for environmental impact assessment

Category	Potential Environmental Impact	Approach in EIA	Applicable Management / Mitigation Measures	Supporting Literature
Air Quality & Greenhouse Gas	Indirect GHG emissions depending on electricity source	Verification of power source and life-cycle emission consideration	Renewable electricity linkage, power procurement strategy	Patel et al., 2024; IRENA & Bluerisk, 2023
Water Environment	Large water demand relative to production capacity	Regional water balance assessment and seasonal availability review	Alternative water source (reuse water), supply management plan	Beswick et al., 2021; Simoes et al., 2021; Lin et al., 2025
	Ultra-pure water production and concentrate discharge	Process water management review	Reuse, dilution, and treatment plan	Sudalaimuthu et al., 2024; Lin et al., 2025
Site & Infrastructure	Dependence on energy and water infrastructure	Site suitability evaluation considering surrounding infrastructure	Demand-site linkage and infrastructure integration	IRENA & Bluerisk, 2023
Social Environment	Public risk perception toward hydrogen facilities	Stakeholder communication plan review	Information disclosure and participation mechanisms	Lee, 2021
Safety	Hydrogen storage and handling risk	Integration of safety management review with EIA	Detection systems and operational safety management	Jeon et al., 2024

적정한 안전관리 매뉴얼, 비상조치 계획을 수립·적용할 수 있을 것으로 기대되며, 이를 통해 수전해 시설의 안전성을 담보하는 것이 중요한 것으로 판단된다.

Table 4는 전술한 연구 결과를 토대로 수전해 시설의 환경영향과 환경영향평가 적용 방안을 종합하여 나타낸 결과이다. 해당 표는 영향 유형-근거-평가 접근-관리 방향을 연계하여 제시함으로써 환경영향평가 실무에서 활용이 가능한 판단 틀을 제공할 수 있을 것으로 기대된다.

V. 결론 및 제언

본 연구는 탄소중립 이행 과정에서 도입 확대가 예상되는 수전해 기반 그린수소 생산시설을 대상으로 환경영향 특성을 정리하고, 환경영향평가 적용 시 고려되어야 할 사항을 체계화하기 위해 수행되었다. 이를 위해 본 연구에서는 다양한 문헌 및 기술자료 검토를 통해 수전해 공정에서 발생할 수 있는 환경영향 요소를 도출하고, 이를 기존 평가 항목과 대응시켜 적용 가능 범위와 추가 검토 필요 사항을 정리하였다.

검토 결과 수전해 수소의 환경성은 공정 자체보다 사

용 전력원의 특성에 크게 좌우되며, 재생에너지 기반 전력 확보 여부가 핵심 전제가 되는 것으로 나타났다. 또한 시설 규모 확대 시 지역 수자원 여건과 계절적 변동을 고려한 물 이용 영향 검토가 중요하며, 전해질 및 폐액 관리, 입지 여건과 연계된 기반시설 활용 가능성, 주민 인식과 안전성 신뢰 확보 역시 사업 추진 과정에서 주요 검토 요소로 확인되었다. 특히 기존 평가 항목을 그대로 적용하기보다 간접 영향 중심으로 검토 범위를 조정할 필요가 있음을 확인하였다.

본 연구는 수전해 시설의 환경영향을 기존 배출 중심 평가체계가 아닌 영향 특성 중심으로 정리하고, 기존 항목 적용 범위와 추가 고려 사항을 구분하여 제시하였다는 점에서 의의가 있다. 이는 향후 수소 생산시설의 입지 검토 및 환경영향평가 수행 시 주요 검토 사항에 대한 실정과 협의 과정에서 참고가 가능한 기초 자료로 활용될 수 있다.

정책적으로는 재생에너지 연계 전력 확보 계획의 명확화, 지역 물수지 기반 입지 검토, 관련 기반시설 활용을 통한 환경부하 최소화, 안전정보 공개와 주민 참여 절차의 제도화가 병행될 필요가 있다. 이러한 접근은 수소 생산시설의 환경적 적정성 판단 기준을 구제

화하고, 탄소중립 이행 과정에서의 수소 인프라 확대에 따른 갈등을 완화하는 데 기여할 수 있을 것으로 판단된다.

사사

이 원고는 한국환경연구원의 2025년도 연구과제 “무탄소 전원 환경성평가 방안 연구(2025-033)”의 일부로 기후에너지환경부의 지원으로 이루어졌습니다.

References

- André, P., Enserink, B., Connor, D., & Croal, P. (2006). *Public participation international best practice principles* (Special Publication Series, NO. 4). International Association for Impact Assessment.
- 백종민, 김수현. (2024). 국내외 수전해 기술 및 대규모 실증 프로젝트 진행 현황. 한국수소및신에너지학회논문집, 35(1), 14-26.
- Baek, J., & Kim, S. H. (2024). Current status of water electrolysis technology and large-scale demonstration projects in Korea and overseas. *Journal of Hydrogen and New Energy*, 35(1), 14-26. <https://doi.org/10.7316/JHNE.2024.35.1.14>
- Beswick, R.R., Oliveira, A.M., & Yan, Y. (2021). Does the green hydrogen economy have a water problem?. *ACS Energy Letters*, 6(9), 3167-3169. <https://doi.org/10.1021/acseenergylett.1c01375?urlappend=%3Fref%3DPDF&jav=VoR&rel=cite-as>
- 최영일, 정인성, 김태진. (2023). 국내 재생에너지 연계 수전해 청정수소 생산 발전 전략: 국내외 관련 연구의 비교, 분석을 중심으로. 한국수소및신에너지학회논문집, 34(5), 389-397.
- Choi, Y. Y., Jung, I. S., & Kim, T. J. (2023). Development strategy of clean hydrogen production by renewable energy-based water electrolysis in Korea. *Journal of Hydrogen and New Energy*, 34(5), 389-397. <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.5.389>
- 한신타, 박종범, 이상미, 공병찬, 송희원, 박계준, 김용규. (2025). 고체산화물 수전해 기술의 안전성 및 신뢰성 확보를 위한 기술 기준 제안 연구. 한국수소및신에너지학회논문집, 36(4), 380-389.
- Han, S., Park, J., Lee, S., Kong, B., Song, H., Park, G., & Kim, Y. (2025). A study on the development of technical standards to ensure the safety and reliability of solid oxide electrolysis cell technology. *Journal of Hydrogen and New Energy*, 36(4), 380-389. <https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.4.380>
- International Renewable Energy Agency (IRENA) & Bluerisk. (2023). *Water for hydrogen production*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_Bluerisk_Water_for_hydrogen_production_2023.pdf
- 전민재, 장대진, 이민철. (2024). 발전소 및 수전해 시스템의 수소 폭발 사고 사례 기반 위험성 평가 및 개선 방안 연구. 한국수소및신에너지학회논문집, 35(1), 66-74.
- Jeon, M. J., Jang, D. J., & Lee, C. M. (2024). A study on the risk assessment and improvement methods based on hydrogen explosion accidents of a power plant and water electrolysis system. *Journal of Hydrogen and New Energy*, 35(1), 66-74. <https://doi.org/10.7316/JHNE.2024.35.1.66>
- 김현기, 서두현, 김태훈, 이광원, 이동민, 신단비. (2022). 재생에너지 기반 알칼라인 수전해 장치(2 Nm³/hr) 위험요인 고찰. 한국수소및신에너지학회논문집, 33(1), 55-60.
- Kim, H., Seo, D., Kim, T., Rhie, K., Lee, D., & Shin, D. (2022). A study on hazard of renewable energy based alkaline water electrolysis equipment. *Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, 33(1), 55-60. <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.1.55>
- 김현기, 김태훈, 이광원, 서두현, 이동민. (2023). 수전해 설비에 대한 비상정지상황 발생 요인 도출. 한국수소및신에너지학회논문집, 34(6), 722-727.

- Kim, H., Kim, T., Rhie, K., Seo, D., & Lee, D. (2023). Deduction of emergency stop situation factors for water electrolysis facilities. *Journal of Hydrogen and New Energy*, 34(6), 722-727. <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.6.722>
- Kim, S., Devineni, N., Lall, U., & Kim, H. S. (2018). Sustainable development of water resources: spatio-temporal analysis of water stress in South Korea. *Sustainability*, 10, 3795. <https://doi.org/10.3390/su10103795>
- 한국환경연구원. (2024). 기후변화영향평가 업무 지원을 위한 동향 및 사례보고서 수소 제조 부문. 환경평가 업무지원을 위한 기술동향 보고서.
- Korea Environment Institute. (2024). *Technology trends report for supporting environmental impact assessment: Hydrogen production sector*. https://eia.kei.re.kr/home/board.es?mid=a10202000000&bid=0001&tag=&act=view&list_no=937
- 이지훈. (2021). 전주-완주 수소시범도시 주민수용성 분석. *신재생에너지*, 17(4), 28-35.
- Lee J. H. (2021). Analysing the acceptability of Jeonju-Wanju Hydrogen demonstration city. *New & Renewable Energy*, 17(4), 28-35. <https://doi.org/10.7849/ksnre.2021.0026>
- Li, F., Liu, D., Sun, Ke., Yang, SH., Peng, F.Z., Zhang, K., Guo, G., & Si, Y. (2024). Towards a future hydrogen supply chain: a review of technologies and challenges. *Sustainability*, 16, 1890. <https://doi.org/10.3390/su16051890>
- Lin, N., Arzumanyan, M., Calzado, E.R. & Nicot, J. P. (2025). Water requirements for hydrogen production: assessing future demand and impacts on texas water resources. *Sustainability*, 16, 385. <https://doi.org/10.3390/su17020385>
- 환경부. (2023). 국내 최소 수력을 이용한 그린수소 생산시설 준공. 보도자료.
- Ministry of Environment. (2023). *Completion of Korea's green hydrogen production facility using minimum hydropower*. Press Release. <https://www.mcee.go.kr/home/web/board/read.do?boardId=1623740&boardMasterId=1&menuId=286>
- Ocko, I.B., & Hamburg, S.P. (2022). Climate consequence of hydrogen emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22, 9349-9368. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>
- Patel, G.H., Havulkainen, J., Horttanainen, M., Soukka, R., & Tuomaala, T. (2024). Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. *Green Chemistry*, 26, 992-1006. <https://doi.org/10.1039/D3GC02410E>
- 관계부처 합동. (2021.11.26). 제1차 수소경제 이행 기본 계획.
- Relevant Ministries of the Republic of Korea. (2021, November 26). *The 1st Basic Plan for Hydrogen Economy Implementation*. <https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCLc01b2801b/67130/view>
- 노고산, 김영진, 전홍준, 김우현, 고희상, 강경수, 정성욱. (2023). 제주도 MW급 저온 수전해 수소 생산 시스템의 그린수소 생산 능력 및 경제성 분석. *한국수소및신에너지학회논문집*, 34(3), 235-245.
- Roh, K., Kim, Y., Jeon, H., Kim, W., Ko, H., Kang, K. S., & Jeong, S. U. (2023). Analyses on techno-economic aspects and green hydrogen production capability of MW-scale low-temperature water electrolyzers in Jeju Island, South Korea. *Journal of Hydrogen and New Energy*, 34(3), 235-245. <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.3.235>
- Shi, X., Liao, X., & Li, Y. (2020). Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework. *Renewable Energy*, 154, 786-796. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.026>
- Simoës, S. G., Catarino, J., Picado, A., Lopes, T. F., Bernardino, S., Amorim, F., Gírio, F., Rangel, C. M., & Leão, T. P. (2021). Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production. *Journal of Cleaner Production*, 315(15),

128124. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128124>
- Sudalaimuthu, P., Sathyamurthy, R., & Ali, U. (2024). Renewable hydrogen production steps up wastewater treatment under low- carbon electricity sources – A call forth approach. *Desalination and Water Treatment*, 320, 100748. <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2024.100748>
- Wei, X., Sharma, S., Waeber, A., Wen, D., Sampathkumar, S. N., Margni, M., Maréchal, F, & Herle, J. (2024). Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production: Manufacturing and operations. *Joule*, 8, 3347-3372. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.007>
- 유재국. (2024). 기존 수소 정책의 점검과 정책과제. 이슈와 논점, 제2206호, 국회입법조사처.
- Yu, J. (2024). *Review of existing hydrogen policies and policy challenges*. Issues and Perspectives, No. 2206, National Assembly Research Service. <https://www.nars.go.kr/report/view.do?cmsCode=CM0043&brdSeq=44246>