

해수담수화 기반 수전해 수소의 경제성·환경성 분석

강지현 · 안지영[†]

에너지경제연구원 수소경제연구단

Economic and Environmental Feasibility of Hydrogen Production from Seawater Desalination and Electrolysis

JIHYUN KANG, JIYOUNG AN[†]

Hydrogen Economy Research Division, Korea Energy Economics Institute, 405-11 Jongga-ro, Jung-gu, Ulsan 44543, Korea

[†]Corresponding author :
jyan@keei.re.kr

Received 2 January, 2026
Revised 22 January, 2026
Accepted 23 January, 2026

Abstract >> Water electrolysis is a promising clean hydrogen pathway but requires substantial high-purity freshwater, raising concerns under increasing water stress. This study evaluates an integrated seawater-based hydrogen production system combining reverse osmosis (RO), electrodialysis/electrodeionization (ED/EDI), and alkaline electrolysis (AEC). Incheon, Yeosu, and Ulsan are examined as representative Korean coastal sites reflecting local seawater salinity and temperature. Economic feasibility is assessed using the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), and environmental performance is evaluated via life cycle assessment (LCA) aligned with Korea's clean hydrogen certification framework. Results show that adding RO-ED/EDI increases LCOH by only 10–15 KRW/kgH₂ relative to municipal water use, as electricity dominates total costs. RO-ED/EDI adds 0.064 kWh/kgH₂, about 0.1% of total electricity use. LCA results indicate that RO-ED/EDI integration increases indirect emissions by only 0.02–0.03 kgCO₂e/kgH₂ under grid electricity, accounting for less than 1% of total emissions, with negligible effects under renewable or nuclear supply. Overall, seawater-based electrolysis secures water supply without materially degrading cost or certification feasibility.

Key words : Desalination(담수화), Hydrogen Production(수소생산), Water Electrolysis(수전해), Hydrogen Production Cost(수소생산 비용), Water Scarcity(물 부족)

1. 서론

수전해 기반 수소 생산은 수소 생산과정에서 온실가스를 배출하지 않아 가장 청정한 수소생산 방

식으로 여겨지며, 에너지 전환과 기후변화 대응의 핵심 기술로 주목받고 있다¹⁾. 전기분해를 통해 물을 수소와 산소로 분리하는 과정은 수소 생산을 위해 투입되는 원료와 에너지에 내재된 탄소가 없기

때문에 지속가능한 에너지 공급 수단으로 평가받고 있으며, 에너지 전환과 탈탄소 산업구조로의 전환을 위한 대안에너지 공급 측면에서 그 중요성이 강조되고 있다²⁾.

그러나 수전해 수소는 생산 과정에서 대량의 순수한 물을 필요로 한다는 한계를 지닌다. 전기화학 반응을 유지하기 위해 상당한 양의 담수가 요구되며, 이는 전 세계적으로 심화되는 물 부족 문제와 맞물려 수전해 수소의 지속가능성과 실현 가능성에 대한 우려로 이어지고 있다³⁾.

지금까지 수전해 수소의 가능성에 대한 연구는 주로 수전해에 필요한 전력의 안정적 공급과 비용 절감에 초점을 맞추어 왔다. 이에 비해 공정에 투입되는 수자원의 안정적 확보에 대해서는 상대적으로 관심이 적었다. 하지만 안정적이고 지속가능한 수전해 시스템을 구현하기 위해서는 전력뿐 아니라 충분한 수자원의 확보가 병행되어야 한다.

특히 최근 국내에서도 물 인프라의 불안정성이 빠르게 확대되고 있다. 강원·경북 지역을 중심으로 단수와 급수 제한이 반복되고 있으며, 정부는 기후위기 영향으로 기존 상수도 기반 공급체계가 구조적으로 흔들리고 있다고 진단하고 있다^{4,5)}. 이러한 상황을 고려하면, 향후 수전해 산업은 상수도나 지하수 같은 기존 인프라에만 의존하기보다 해수 혹은 재이용수와 같은 대체 수자원의 활용을 적극적으로 검토할 필요가 있다.

이렇듯 수전해 수소가 대규모로 확산되기 위해서는 안정적인 물 공급 문제가 선결되어야 한다. 특히 재생에너지 자원이 풍부해 수전해 잠재력이 높다고 평가되는 지역일수록, 역설적으로 물 부족이 심각한 경우가 많다⁴⁾.

국내의 경우 제주도가 이러한 특성을 가장 잘 보여주는 사례 중 하나이다. 제주도는 재생에너지 기반의 수전해 수소 실증이 이루어지고 있는 지역이지만⁶⁾, 도서지역이라는 지리적 특성으로 인해 수자원 관리에 대한 부담 또한 지속적으로 제기되어 왔다. 과거에는 상수도 수요의 초과가능성이 우려된 바 있으며, 이를 계기로 제주도는 수자원 관리 및 공급 안정화

를 위한 수자원 관리의 중요성을 인식하고 관리해 나가고 있다⁷⁾.

이러한 맥락에서 수전해 수소 생산을 위한 물 공급 문제는 특정 지역에 국한된 이슈가 아니라, 향후 청정수소 산업 확산 과정에서 보편적으로 고려되어야 할 핵심 제약 요인이라고 볼 수 있다.

본 연구는 이러한 문제의식에 기반하여 해수를 활용한 수전해 시스템에 주목한다. 특히 해수담수화 공정의 도입이 수전해 수소의 경제성 및 환경성에 어떠한 영향을 미치는지를 정량적으로 분석하고, 상수도를 활용한 일반적인 수전해 수소 생산과 비교하여 그 비용 및 환경적 부담의 크기를 평가하는 것을 연구의 주된 목적으로 한다.

구체적으로 본 연구에서는 해수담수화를 위한 역삼투 공정(Reverse Osmosis, RO), 고도정제(Electrodialysis/Electrodeionization, ED/EDI), 그리고 알칼라인 수전해(Alkaline Electrolysis, AEC) 공정을 연계한 통합 시스템을 제안한다.

경제성과 환경성 분석을 위해 해수 취수와 수전해 수소생산이 가능한 지역을 3곳 선정하여 주 분석대상으로 삼았다. 선정된 분석 대상은 국내에서 청정수소 수요가 높아 수전해 수소 생산이 필요할 것으로 예상되는 지역 중 해수 취수가 적합한 지역인 인천, 여수, 울산 세 개 지역으로 설정하였다. 이 세 지역은 각각 서해·동해·남해안에 위치한다는 점에서, 해수 취수 지역의 지역적 차이를 분석에 반영할 수 있다는 점에서 장점을 가진다. 지역 차이를 고려하기 위해 분석 대상 각 지역의 실제 해수 염도 및 계절별 수온 변화를 반영하여 해수담수화 단계의 에너지소비량을 조정하였다.

본 연구에서는 해수담수화 기반의 수전해 시스템에 대한 경제성을 확인하는 지표로서 균등화 수소생산단가(Levelized Cost of Hydrogen, LCOH)를 활용하였으며, 환경성 평가지표는 전 과정 온실가스 배출량 평가(Life Cycle Assessment, LCA)를 적용하였으며, 전주기 온실가스 배출량(kgCO₂e)을 활용하였다. 환경성 평가를 통해 확인한 온실가스 배출량을 바탕으로 해수담수화 기반으로 생산된 수전해 수소가 국

내 청정수소 인증제의 인증기준을 충족할 수 있는지 검토하였다.

결론적으로 본 연구는 해수담수화 기반 수전해 시스템의 경제적·환경적 타당성을 종합적으로 분석함으로써, 향후 청정수소 생산 시스템 설계 시 수자원 공급 방식이 전체 비용 구조와 환경 성과에 미치는 영향을 정량적으로 제시하고자 한다. 본 연구에서는 연안 지형 차이에 따른 취수·방류 설비 구축 비용과 같은 지역별 입지 특성은 분석 범위에서 제외하고, 해수담수화 공정 도입 여부에 따른 상대적 영향 평가에 초점을 맞추었다.

2. 연구 방법

2.1 통합 시스템 설계 및 범위 설정

본 연구에서는 해수담수화(RO), 고도 정제(ED/EDI), 알칼라인 수전해(AEC) 공정을 연계한 통합 시스템(Fig. 1)을 대상으로 경제성 및 환경성을 분석하였다.

해수담수화 기반의 수전해 시스템에서는 ① 해수 취수 및 담수화, ② 초순수 제조(이온화), ③ 수전해의 3단계를 거쳐 수소를 생산하게 된다. 일반적인 수전해 시스템에서는 상수도와 같은 담수 자원을 바로 활용하기 때문에 ① 해수 취수 및 담수화 과정 없이, 취수 이후에 바로 ② 초순수 제조 단계로 넘어가게 되지만, 본 연구에서 제안하는 통합 시스템에서는 해수를 수전해 투입에 적합한 담수로 전환하는 공정

선행되는 것이다.

구체적으로 해수담수화 공정에서는 역삼투기술을 적용하여 해수 내 염분 및 불순물을 제거하고, 일정 수준의 담수를 생산한다. 이후 전기투석과 전기탈이온을 병행하여 수전해 시스템에서 공정에 적합한 고순도의 초순수를 제조한다. 마지막 단계인 알칼라인 수전해(AEC) 공정에서는 앞 공정에서 생산된 초순수와 전기를 이용해 수소를 생산한다.

2.2 경제성 분석

2.2.1 경제성 분석 모형

해수담수화 기반의 수전해 수소 경제성 평가는 통합 공정에서 생산되는 수소의 균등화 수소생산단가(LCOH)를 기준으로 수행하였다. 균등화수소생산단가(LCOH)란 플랜트의 수명 주기 동안 발생하는 총 비용을 현재가치로 환산한 뒤 총 수소 생산량으로 나누어 산정한 것으로, 수소 생산 플랜트에 투자된 총 고정비 및 변동비를 수소 1 kg 단위로 환산한 것이다. 이는 수소 생산 플랜트에 대한 투자비를 모두 회수하기 위한 손익분기점을 의미하기도 한다. LCOH 계산에 포함되는 주요 항목은 다음과 같다. 연간 수소생산량은 Q_t 로 정의하며, 해당 연도의 총비용 TC_t 는 플랜트 구축에 투입되는 자본비용 CAPEX, 연료 및 원료비성 운영비를 나타내는 $OPEX_{fuel, feedstock, t}$ 기타운영비를 나타내는 $OPEX_{other, t}$ 그리고 부대비용 $OtherCost_t$ 로 구성된다. 이러한 항목들은 모두 플랜

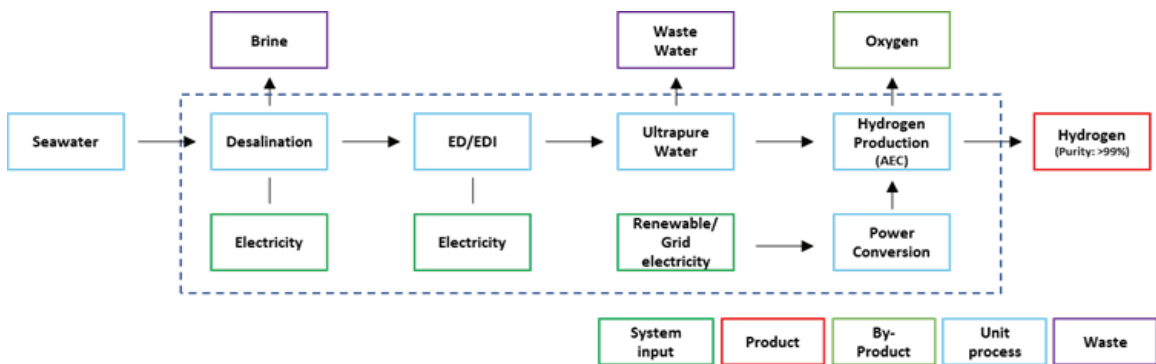


Fig. 1. Overall process scheme for hydrogen production process

트의 경제성을 정확히 평가하기 위해 LCOH 산정식에 반영된다.

$$LCOH = \frac{TC_0 + \sum_{t=1}^T \frac{TC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \quad \text{eq.(1)}$$

$$TC_t = CAPEX_t + OPEX_{fuel-feedstock,t} + OPEX_{other,t} + Other\ Cost_t$$

일반적인 수전해 시스템에서의 LCOH와 본 연구에서 제안하는 해수담수화 통합 시스템에서의 LCOH의 가장 큰 차이는 운영비용(변동비)에 있다. 일반적으로 수전해 수소 생산 시 발생하는 변동비는 전력 조달비용과 취수비용으로 구분될 수 있다. 이때, 수전해 설비에서 상수도에서 공급되는 담수를 활용하는 경우 상수도 요금 중 공업용 요금을 적용하여 취수비용을 산정하게 된다. 반면, 해수담수화 통합시스템에서는 해수를 취수하여 담수로 만드는 설비를 별도로 구축하여 담수를 조달하기 때문에 해수담수화 설비(RO 설비) 투자로 인한 비용이 취수비용에 반영될 필요가 있다.

이에 본 연구에서는 LCOH를 계산하기 위해 2단계의 추정과정을 거친다. 우선, 해수 취수 및 담수화 설비에 대한 비용자료를 바탕으로 아래와 같이 균등화 담수생산단가(Levelized Cost of Water, LCOW)를 산정하였다.

$$LCOW = \frac{TC_0 + \sum_{t=1}^T \frac{TC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{V_{water,t}}{(1+r)^t}} \quad \text{eq.(2)}$$

LCOW 산정에서 $V_{water,t}$ 는 연도 t에 RO 설비를 통해 생산되는 담수의 총량을 의미하며, 담수 생산 비용을 환산하는 기준이 된다. 즉, RO 설비를 구축하여 운영하는 기간 동안 발생하는 총 비용(설비투자비, 운영비용, 전력조달비용 등)을 담수생산량(m^3) 단위로 환산하여 해수로부터 담수 1단위를 조달하는데 발생하는 비용을 추정하는 것이다. 그 다음으로 이렇게 추정된 LCOW를 취수비용으로 간주하고 앞서 수식 (1)의 LCOH의 변동비 항에 반영하였다. 본 연구에서는 수소 1 kg 생산을 위해 담수 0.02 m^3 가 필요하다고 가정하였으므로, 이 비율을 고려하여 변동비에 취수비용을 반영하였다.

추가적으로 RO 공정 외에도 ED/EDI 공정비용을 LCOH 분석에 반영할 필요가 있다. ED/EDI 설비를 수전해 설비에 통합함으로써 발생하는 자본비용(CAPEX)과 운영비용(OPEX)을 LCOH 비용 항목에 반영하여 추정하였다. 결과적으로 본 연구의 LCOH는 수전해 설비 외 RO 및 ED/EDI 설비에 대한 자본비용 및 운영비가 모두 고려된 수소생산단가를 의미하게 된다.

본 연구에서는 LCOH와 LCOW 산정을 위해 An과 Kim¹⁰⁾의 기본 가정을 준용하여 할인율을 4.5%로 가정하였고, 설비수명은 20년으로 설정하여 분석을 진행하였다.

2.2.2 RO 공정의 비용 산정 방법

담수화 설비 규모는 10,000 m^3/d 규모의 플랜트를 대상으로 선정했다. 해수 염도와 수온에 따라 에너지 소비량(SEC)이 달라지기 때문에 동일한 규모의 설비라고 하더라도 취수지역에 따라 비용이 차별적으로 발생할 수 있다. 본 연구에서는 이러한 지역적 차이를 정량적으로 반영하기 위해 Hwang 등⁸⁾에 제시된 담수화 관련 입력 변수와 비용 범위를 기반으로 값

Table 1. Regional seawater Characteristics and low-temperature correction results

Sites	Salinity (mg/L)	Low Temp. correction rate (ΔT , %)	SEC (kWh/ m^3)	CAPEX (₩)	OPEX (₩)
Incheon	24,340	3.37	2.516	24,383,000,000	13,092,000,000
Yeosu	27,145	2.57	2.784	21,731,000,000	13,092,000,000
Ulsan	31,460	2.43	3.222	21,562,000,000	13,092,000,000

을 보정하였다. 또한, 동일 논문에서 OPEX(전력비, 화학약품비, 인건비, 막교체비, 슬러지 처리비 등)가 지역에 따른 차이가 크지 않은 것으로 보고되어 본 연구에서도 동일한 수준의 OPEX를 적용하였으며, 이러한 기준은 Table 1에 요약하였다⁸⁾.

2.2.3 ED/EDI 공정의 비용 산정 방법

본 연구에서 사용된 ED/EDI 비용 산정은 Turek 등⁹⁾에서 제시한 방법론을 근거로 하였으며, 모든 비용 항목은 환율 1 USD=1,300원을 적용하여 한화 기준으로 환산하였다. ED(전기투석)와 EDI(전기탈이온화) 공정 각각의 전력비(OPEX) 및 자본비용(CAPEX)을 구분하여 산정하였다. 전력비는 스택의 직류전력 소모, 펌프 효율(85%), 교류-직류 변환 효율(95%)을 고려하였다. 막 단가는 130,000 원/m², 막 수명은 35,000 시간으로 설정하였다.

이 조건에서 산출된 결과, ED/EDI 공정의 연간 전력비는 약 3,855만 원, 초기 CAPEX는 약 75억 원으로 계산되었으며, 20년 생애주기 기준 현재가치(PV)는 각각 5.0×10⁸ 원(OPEX), 7.5×10⁹ 원(CAPEX)으로 평가되었다.

해당 단계는 전체 수전해 시스템의 총비용 중 차지하는 비중이 낮으나, 고순도 초순수 생산의 품질을 결정하는 핵심 역할을 수행한다.

2.2.4 AEC 공정의 비용 산정 방법

AEC (Alkaline Electrolyzer Cell) 공정의 비용 산정은 An과 Kim¹⁰⁾의 접근방식을 따르되, 비용자료는 가장 최근에 발표된 IEA(2025)의 알칼라인 수전해 설비의 자본비용 및 운영비용을 주요 기준으로 적용하였다¹¹⁾. IEA(2025)에 따르면 2024년 기준 알칼라인 수전해 설비의 투자비용은 설비 용량 기준 2,000-2,600 USD/kWe 범위로 제시되며, 해당 비용에는 수전해기 스택, 전원공급장치, 가스 처리 및 순환 설비, 냉각 설비, 제어 시스템, 배관 및 부대설비, EPC 비용이 모두 포함된다¹¹⁾. 또한 설비의 유지·관리·보수로 인해 발생하는 고정 운영비용은 연간 자본비용의 약 3% 수준으로 가정된다¹¹⁾.

본 연구에서는 설비규모를 100 MW급 AEC 시스템을 기준으로 하였으며, 문헌 자료를 기반으로 할 때 100 MW급 AEC 공정의 총 초기 투자비용(CAPEX)은 2,990억 원으로 도출되었다. 연간 고정 운영비용은 자본비용의 3%로 가정하여 약 89.7억 원/년으로 산정하였다.

연료비성 변동 운영비용(OPEX)은 수전해기 스택 효율을 고려하여 도출하였다. 수전해기 스택효율을 64.94% (51.28 kWh/kgH₂), Balance of Plant (BOP) 소비전력을 5.128 kWh/kgH₂로 상정하고 경제성 분석을 수행하였다.

이에 단위 수소생산당 수전해 시스템에서의 전력 소비량은 56.408 kWh/kgH₂이며, 전력단가는 산업용 전기요금(고압 C, 선택요금III)을 기준으로 산정하였으며, 「국내 청정수소 생산 기반 확대 연구」(An과 Kim, 2024)¹⁰⁾에 제시된 2024년 기준 그리드 전력가격 197.8 원/kWh를 적용하였다. 재생전력의 경우 현시점 재생에너지 PPA 계약 가격 수준인 180 원/kWh를 적용하였다. 이 전력단가는 실적이나 전망값이라기 보다는 가상의 가격을 설정한 것이며, CREF(2025)에서 제시하고 있는 현 시점 PPA 계약 가격 수준에 상응한다¹²⁾. 원전 전력의 경우 PPA 계약 가격이 존재하지 않으므로, IEA(2020)의 대형 원전 균등화발전단가(LCOE)를 바탕으로 산정된 An과 Kim¹⁰⁾의 값을 참고하여 78.58 원/kWh를 적용하였다. 재생에너지 전력구매계약(PPA) 발전원 유형에 따라 전력구매계약(PPA) 가격이 상이할 것으로 예상되나, 본 연구에서는 전력 공급원에 따른 수전해 수소 생산 비용의 차이를 비교하기 위해 재생전력, 그리드 전력, 원전 전력을 각각 독립적인 전력 공급 시나리오로 설정하여 경제성 분석을 수행하였다. 이 가운데 재생에너지 전력구매계약(PPA) 조건은 해수담수화 통합 시스템과 기존 수전해 시스템 간의 상대 비교를 위한 핵심 시나리오로 적용하였으며, 그리드 전력과 원전 전력 조건은 전력 공급원 변화에 따른 수소 생산 비용 수준을 함께 살펴보기 위한 보조적 시나리오로 포함하였다.

이 결과를 바탕으로 AEC 공정의 균등화 수소생산

단가(LCOH)를 산정하였으며, ED/EDI 공정 비용과 합산하여 통합 시스템의 총 LCOH를 도출하였다.

2.3 환경성 분석

수소 생산 공정의 환경성을 평가하기 위해서는 수소생산에 대한 전 과정 평가(LCA)가 필요하다. LCA란 제품의 생산·유통·활용 전 주기에서의 물질흐름 및 에너지흐름을 분석하여 온실가스 배출량을 평가하는 방법론으로 대표적인 환경성 평가 방법이다. 본 연구에서는 ISO14040, 14044, 14049, 14067 및 GHG Protocol에 따라 RO-ED/EDI-AEC 통합 수전해 생산 시스템에 대한 LCA 분석을 수행하였다.

온실가스 배출량 산정 범위(system boundary)는 우리나라의 청정수소 인증제와 동일하게 원료채굴부터 수소생산 단계(Well-to-Gate)까지의 범위로 한정하여 분석하였으며, 수소 생산 공정에서 발생가능한 직·간접 배출량을 모두 평가하였다.

수전해 수소의 경우 사실상 수소 생산 공정에서 배출되는 온실가스가 없기 때문에 수전해 수소 생산을 위해 투입되는 ‘전력’의 원천에 따른 간접배출량만이 평가대상이 된다. 이에 본 연구에서는 RO-ED/EDI-AEC 통합 공정에서 수소 1단위를 생산하기 위해 투입되는 에너지(전력)량을 도출하고(Table 2), 이를 국내에서 조달할 때 발생하는 간접배출량을 바탕으로 환경성 분석을 수행하였다.

지역별 해수담수화 기반 수전해 수소 생산을 위해 투입되는 전력소비량은 ED/EDI 및 AEC 단계에서는 모두 동일하지만, 지역별 해수의 특성의 차이로 인해 RO 단계에서는 차이가 발생하였다. 해수의 염도 차

이로 인해 상대적으로 염도가 높은 지역에서 더 높은 전력소비량을 보였다. 이는 수전해 수소 생산을 위해 투입되는 해수의 특성에 따라 환경성(온실가스 배출량)도 달라질 수 있음을 시사한다. 다만, 통합시스템에서 수소 1 kg당 소비되는 총 전력소비량에서 RO 단계의 전력소비량이 차지하는 비중을 고려할 때 그 영향이 크지 않다는 점도 함께 확인할 수 있었다.

RO-EDI/EDI 공정이 AEC 공정에 통합됨으로써 추가되는 전력소비량은 0.0642 kWh/kgH₂으로 전체 통합 공정의 전력소비인 56.472 kWh/kgH₂ (56.408 + RO-ED/EDI 전력소비 kWh/kgH₂)의 약 0.1%를 차지한다. 이는 담수화 및 정수 공정이 통합 공정 전체의 에너지 소비에서 차지하는 비중이 매우 제한적임을 의미한다.

환경성은 단위 수소 생산당 온실가스의 이산화탄소 환산 배출량(kgCO₂eq/kgH₂)으로 평가하였다. 간접배출량 계산을 위한 배출계수는 An과 Kim¹⁰⁾에서 제시된 2030년 기준 예상 배출 계수 데이터를 참고하였다. 해당 연구에서는 제10차 전력수급기본계획에서 계획된 2030년의 우리나라 전력믹스가 실현되는 것을 전제로 그리드 배출량을 LCA기반으로 산정하여 제시한 것이다¹⁰⁾. LCA 분석에서는 발전소에서 발생하는 배출량뿐만 아니라 발전용 연료를 조달하는 과정에서의 배출량도 모두 총 배출량에 산입하기 때문에 LCA에서 사용하는 전력 배출계수는 국가 그리드 배출계수보다 더 높은 값을 가지게 된다. 예를 들어 석탄이나 LNG 발전에 대한 배출계수를 평가할 때, 발전소에서 직접 배출되는 온실가스 배출량 외에 석탄·천연가스를 해외에서 조달해 오는 과정에서 발생하는 온실가스 배출량을 모두 고려하여 배출계수를 적용하게 된다.

이에 본 연구에서 활용한 배출계수는 An과 Kim¹⁰⁾에서 제시한 2030년 기준 전력 믹스 시나리오를 바탕으로 산정된 값을 적용하였으며, 그리드 전력 활용 시 배출계수 0.3327 kgCO₂eq/kWh, 재생에너지는 0 kgCO₂eq/kWh, 원자력은 0.003 kgCO₂eq/kWh로 적용하였다.

본 연구에서는 「수소경제 육성 및 수소 안전관리

Table 2. Electricity consumption of desalination and electrolysis process by region (kWh/kgH₂)

Sites	Incheon	Yeosu	Ulsan
RO	0.0503	0.0557	0.0644
ED/EDI	0.0139	0.0139	0.0139
AEC	56.408	56.408	56.408
Total	56.472	56.478	56.486

법 시행령」에서 규정하고 있는 청정수소 인증 기준인 4 kgCO₂eq/kgH₂를 기준으로 통합 시스템에서 생산된 수소가 국내에서 청정수소로 인증될 수 있는지 검토하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 경제성 분석 결과

우선 RO 설비에서의 취수 비용을 분석한 결과, 지역에 따라 조금의 차이는 있으나 대부분의 지역에서 유사한 수준의 LCOW가 도출되었다. 지역별 해수 특성이 달랐음에도 불구하고 LCOW 측면에서는 지역 간 차이가 거의 없었다. 이는 해수의 염도와 수온 차이에 따른 에너지소비량 변화만을 반영하여 분석한 결과로, 연안 지형에 따른 취수 및 방류 설비 구축 여건의 차이는 고려하지 않았기 때문이다. 분석결과, 인천의 LCOW는 1,387 원/m³, 여수는 1,324 원/m³, 울산은 1,320 원/m³로 나타났다(Fig. 2).

이를 현재 지역별 상수도 요금과 비교하면 해수를 담수화하여 담수를 조달하는 것이 상수도를 이용하는 것보다 높은 비용을 지불해야 함을 알 수 있다.

상수도를 통한 취수와 해수 담수화 통한 취수 간의 비용 차이는 지역별로 상이하게 나타나는데, 인천의 경우 상수도 요금이 상대적으로 저렴하여 취수 방식에 따른 조달비용 차이가 약 700 원/m³ 발생하는 반면, 울산의 경우 상수도 요금이 높아 그 차이가

500 원/m³ 이내인 것으로 확인된다.

이러한 취수비용을 고려하여 100 MW급 수전해 설비와 ED/EDI를 포함한 통합 시스템의 경제성을 분석 결과, 전력 공급원에 따른 지역별 균등화 수소 생산단가(LCOH)는 지역별로 다음과 같이 추정되었다. 그리드 전력을 사용하는 경우 인천 14,387 원/kgH₂, 여수 14,413 원/kgH₂, 울산 14,386 원/kgH₂로 나타났으며, 재생에너지를 연계할 경우, 각각 인천은 13,383 원/kgH₂과 여수 13,382 원/kgH₂, 울산 13,381 원/kgH₂로 소폭 감소하였다. 반면, 원전 전력을 활용하는 경우에는 인천 7,662 원/kgH₂, 여수 7,688 원/kgH₂, 울산 7,661 원/kgH₂로 추정된다.

이를 기존 상수도 이용 시나리오와 비교한 결과 본 연구에서 제안하는 통합 시스템의 LCOH가 기존 시스템의 LCOH에 비해 높아지기는 하지만, 그 차이가 매우 미미함을 확인하였다. 해수 담수화 비용을 수소 생산비용에 포함하더라도, LCOH 증가는 약 10-15 원/kgH₂ 수준으로 나타났으며, 이는 전체 수소 생산단가 대비 약 0.1% 이내에 해당한다. 이러한 증가 폭은 전력 비용이 지배적인 수전해 시스템의 비용 구조를 고려할 때, 전체 시스템 경제성에 미치는 영향이 극히 제한적임을 의미한다(Fig. 3).

An과 Kim¹⁰⁾에서도 수전해 수소 생산을 위한 용수 구매비가 전체 LCOH에서 1% 미만을 차지하여 그 비용이 매우 미미하다고 설명한다.

이는 수전해 시스템에 해수담수화 설비를 통합하는 것이 수전해 수소의 경제성을 크게 악화시키지 않음을 시사하며, 상수도를 통한 담수 조달이 어려운

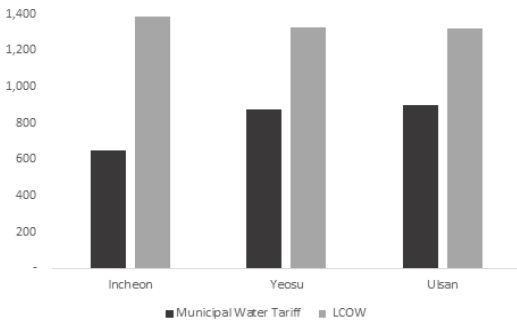


Fig. 2. Comparison of regional LCOW and municipal water tariffs (₩/m³)

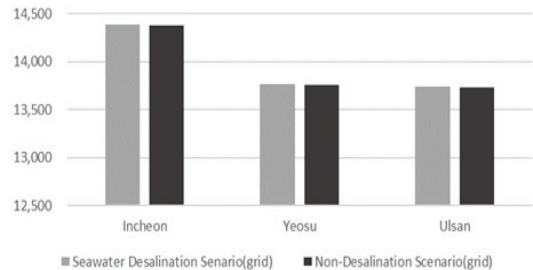


Fig. 3. Comparison between proposed system and existing system

지역에서 해수나 재이용수 등을 활용한 수자원 조달의 상업적 가능성을 보여준다.

다만, 이는 해수담수화 플랜트에서 생산되는 담수가 규모의 경제를 실현시킬 만큼 충분히 생산되고, 생산된 담수가 최대한 수전해 플랜트에서 소비되거나 다른 용도로 판매될 수 있을 때 가능한 시나리오이다. 본 연구에서는 해수담수화 플랜트에서 생산된 담수 중 수전해 시스템으로 공급되지 않는 담수가 다른 시장에서 충분히 판매가 될 것으로 가정하고 분석을 진행하였다. 즉, 수전해기로 투입되는 담수에 대한 조달비용인 LCOW에 미판매될 수 있는 담수에 대한 투자비 회수 부담은 반영되지 않았음을 의미한다. 만약 수전해용으로만 RO설비를 구축한다고 할 경우에는 수전해 설비 규모와 RO 설비 규모 간 최적 비율이 도출될 필요가 있으며, 최대한 낭비되는 담수 없이 통합 시스템이 운영될 수 있도록 최적 전략 수립이 필요할 것이다.

한편, 본 연구의 분석결과에 따르면 현재가치 기준 총 비용의 대부분이 AEC 전력비용에서 발생하였다. 이는 수전해 시스템 및 BOP에서 소비되는 전력 전체 시스템 비용에 절대적인 영향을 미치는 구조적 특성을 보여준다.

ED/EDI 단계의 경우 전체 시스템 비용 중 차지하는 비중이 1% 미만으로 매우 작았으나, 수전해용 초순수(Conductivity < 5 μS/cm)를 안정적으로 공급함으로써 공정 효율 유지 및 전극 오염 방지에 핵심적 역할을 수행하였다. 반면, 담수화(RO) 단계는 에너지소비량(SEC)에 따른 전력비 차이가 발생했지만, 전체 시스템 비용에 미치는 영향은 제한적이었다.

3.2 환경성 분석 결과(LCA)

Table 3에서는 본 논문에서 상정한 시나리오 및 단계별 전력소비량에 따른 배출량을 보여준다.

본 논문에서 고려하는 배출량은 RO-ED/EDI 공정의 운영 과정에서 발생하는 간접배출량을 의미한다. 이때, 벤치마크 시나리오(Benchmark)는 수전해 공정에 필요한 수자원을 상수도 조달한다고 가정하고

Table 3. GHG Emissions by Scenario (kgCO₂/kgH₂)

Sites	Incheon	Yeosu	Ulsan	Benchmark
RO	0.017	0.019	0.021	0.053
ED/EDI	0.046	0.046	0.046	
AEC	18.77	18.77	18.77	18.77
Total	18.83	18.84	18.84	18.82

Table 4. Indirect CO₂ Emissions by Electricity Supply Scenario (kgCO_{2e}/kgH₂)

Electricity Supply Scenario	RO	ED/EDI	AEC	Total	Certification Grade
Grid	0.0189	0.0046	18.7667	18.7905	Not Eligible
Renewable	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	Grade 1
Nuclear	0.0002	0.0000	0.1700	0.1700	Grade 2
79% RE + 21% Grid	0.0040	0.0010	3.9411	3.9460	Grade 4

산정된 값으로, 본 논문에서 제안하는 통합공정 플랜트가 아닌 일반적인 수전해 플랜트에서의 배출량을 의미한다. Table 3의 분석결과는 그리드 전력 100% 사용을 가정하여 산정된 값이다.

앞서 설명하였듯이 수전해 시스템에서의 환경성 평가는 시스템으로 투입되는 전력의 간접배출량이 결정하게 된다. 이에 따라 전력 믹스별 청정수소 인증등급을 비교분석하였다. Table 4에 제시된 RO 공정의 간접배출량은 인천, 여수, 울산 등 대상 지역별 담수화 에너지소비량을 평균값으로 설정하여 계산하였다.

Table 4에 나타난 바와 같이, 그리드 전력 100% 조건에서는 배출량이 18.79 kgCO_{2e}/kgH₂로 가장 높아 청정수소 인증이 불가능하였다. 재생전기 100% 조건에서는 간접배출량이 0 kgCO_{2e}/kgH₂로 계산되어 청정수소 1등급 기준을 충족하였다. 원전전기를 공급받는 경우에는 0.17 kgCO_{2e}/kgH₂의 배출량으로 평가되어 국내 인증제에서는 2등급 기준을 충족함을 알 수 있었다.

RO와 ED/EDI 단계에서 발생하는 배출량은 AEC 공정에 비해 매우 작은 수준으로 나타났다. 예를 들어, 그리드 전력 100% 조건에서도 RO-ED/EDI 단계의

간접배출량은 약 0.024 kgCO₂eq/kgH₂에 불과하여, 전체 배출량 및 인증등급 결정에 미치는 영향은 제한적인 것으로 확인되었다. 특히, 재생전기 100%를 AEC 및 RO-ED/EDI 공정에 동일하게 적용한 경우, RO-ED/EDI 단계에서의 간접배출 또한 0으로 수렴하여, 통합 공정 전체의 총배출량은 0 kgCO₂eq/kgH₂로 평가되었다.

그리드 비중이 21%인 조건에서도 총배출량이 3.94 kgCO₂eq/kgH₂로 계산되어 청정수소 경제성에 근접하였다. 이는 동일한 담수화 공정을 사용하더라도 전력 믹스 변화가 등급 결정에 절대적인 영향을 미치며, 그리드 비중이 조금만 높아져도 인증이 불가능해질 수 있다는 점을 확인하였다.

4. 결론

본 연구에서는 해수담수화(RO), 고도정제(ED/EDI), 알칼라인 수전해(AEC) 공정을 연계한 통합 수전해 시스템을 대상으로 경제성과 환경성을 종합적으로 평가하였다. 분석 결과, 해수담수화 및 고도정제 공정에서 발생하는 비용은 전체 수소생산비용에서 차지하는 비중이 매우 낮아, 통합 시스템의 균등화 수소생산단가(LCOH)는 대부분 전력단가에 의해 결정되는 것으로 나타났다. 실제로 전력 공급원에 따라 LCOH는 원전 연계 시 약 7,600~7,700 원/kgH₂, 재생전력 연계 시 약 13,380 원/kgH₂, 그리드 전력 사용 시 약 14,390 원/kgH₂ 수준으로 추정되어, 전력공급원의 특성이 경제성 변동의 핵심 요인임을 확인하였다.

해수담수화 비용을 수소생산비용에 포함하더라도 LCOH 증가는 약 10~15 원/kgH₂ 수준으로, 전체 수소생산단가 대비 0.1% 이내에 불과하였다. 이는 수전해 시스템에서 전력비용이 지배적인 비용 구조를 가지며, 취수 방식의 변화가 전체 경제성에 미치는 영향은 매우 제한적임을 의미한다. 본 연구에서 설정한 공정 구성과 비용 가정 하에서는, 상수도 이용이 어려운 지역에서도 해수담수화 기반 수전해 시스템을 적용할 경우 경제성이 크게 저하되지 않는 것으로 나타났다.

환경성 분석 결과 역시 전력 믹스에 따른 차이가 지배적으로 나타났다. RO-ED/EDI 공정이 AEC 공정에 추가됨으로써 증가하는 전력소비량은 약 0.064~0.078 kWh/kgH₂로, 전체 전력소비량 56.47~56.49 kWh/kgH₂ 대비 약 0.1% 수준에 불과하였다. 이에 따라 RO 및 ED/EDI 단계에서 발생하는 간접 온실가스 배출량은 전체 배출량의 1~2% 미만으로 매우 제한적이었다. 그리드 전력 100% 조건에서는 총 배출량이 18.79 kgCO₂eq/kgH₂로 산정되어 청정수소 인증 기준을 충족하지 못하였으나, 재생전력 100% 조건에서는 0 kgCO₂eq/kgH₂로 평가되어 청정수소 1등급 기준을 충족하였다. 원전전력을 공급받는 경우에는 0.17 kgCO₂eq/kgH₂의 배출량으로 평가되어 2등급으로 인증이 가능하였다. 본 연구에서 분석한 결과 재생에너지 79%와 그리드 전력을 21%를 조합하여 수소를 생산하는 경우, 해수담수화 통합 시스템에서도 총 배출량이 3.94 kgCO₂eq/kgH₂로 계산되어 인증 기준을 충족함을 확인하였다.

종합하면, 본 연구에서 제안한 해수담수화-수전해 통합 시스템은 물 부족 지역에서도 안정적인 수자원 확보가 가능하며, 해수를 활용하더라도 수소생산의 경제성과 환경성이 크게 악화되지 않는다는 점에서 실질적인 대안이 될 수 있다. 특히 해상풍력 등 재생에너지와 연계한 수전해 수소 생산이나 해상 플랜트 기반 수소 생산 시나리오에서 해수 활용의 필요성이 더욱 커질 것으로 예상되며^{13,14)}, 본 연구 결과는 이러한 해양 기반 청정수소 생산 시스템¹⁵⁾의 타당성을 뒷받침하는 기초 자료로 활용될 수 있을 것이다.

References

1. K. Roh, Y. Kim, H. Jeon, W. Kim, H. Ko, K. S. Kang, and S. U. Jeong, "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*, Vol. 34, No. 3, 2023, pp. 235-245, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.3.235>.
2. J. Baek and S. H. Kim, "Current status of water electrolysis technology and large-scale demonstration projects in Korea

- and overseas”, *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 35, No. 1, 2024, pp. 14-26, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2024.35.1.14>.
3. International Renewable Energy Agency (IRENA) & Bluerisk, “Water for hydrogen production”, IRENA 2023, Retrieved from <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>.
 4. Ministry of Trade, Industry and Energy, “2024 National Assembly audit work report”, MOTIE, Korea, 2024, pp. 1-38.
 5. Ministry of the Interior and Safety, “2025 comprehensive drought countermeasure plan”, Ministry of the Interior and Safety, Korea, 2025, pp. 1-18.
 6. J. Park, S. Jang, Y. So, J. Park, and D. Kim, “Implication of Jeju Island’s green hydrogen production demonstration project for domestic green hydrogen industry”, *Journal of The Korean Institute of Gas*, Vol. 28, No. 4, 2024, pp. 71-76, doi: <https://doi.org/10.7842/kigas.2024.28.4.71>.
 7. Jeju Special Self-governing Province, “Jeju Special Self-Governing Province comprehensive water resources management plan (2023-2032)”, Jeju Special Self-Governing Province, 2022, Retrieved from https://clik.nanet.go.kr/clikr-collection/policy-info/95/624/2023/CLIKC8029848314980707_attach_1.pdf?utm.
 8. M. H. Hwang, D. Han, and I. S. Kim, “Estimation of water production cost from seawater reverse osmosis (SWRO) plant in Korea”, *Journal of Korean Society Environmental Engineers*, Vol. 39, No. 4, 2017, pp. 169-179, doi: <https://doi.org/10.4491/KSEE.2017.39.4.169>.
 9. M. Turek, K. Mitko, B. Bandura-Zalska, K. Ciecierska, and P. Dydo, “Ultra-pure water production by integrated electrodialysis-ion exchange/electrodeionization”, *Membrane and Water Treatment*, Vol. 4, No. 4, 2013, pp. 237-249, doi: <https://doi.org/10.12989/mwt.2013.4.4.237>.
 10. J. Y. An and K. H. Kim, “A study on promoting domestic clean hydrogen production(1/3)”, Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2024, pp. 1-209, Retrieved from https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=124844&seq=1.
 11. International Energy Agency (IEA), “Global Hydrogen Review: Assumptions aneex”, IEA 2025. Retrieved from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/15673ab3-a86a-4434-bff4-490bb42d3563/GlobalHydrogenReview2025AssumptionsAnnex.pdf>.
 12. Clean Energy Finance Research (CREF), “Industrial power costs spike, driving firms toward PPAs”, CREF, 2025. Retrieved from <https://cref.or.kr/ko/news/newsroom/46>.
 13. K. Meier, “Hydrogen production with seawater electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials”, *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, Vol. 5, No. 2-3, 2014, pp. 1-12, doi: <https://doi.org/10.1007/s40095-014-0104-6>.
 14. T. Liu, Z. Zhao, W. Tang, Y. Chen, C. Lan, L. Zhu, W. Jiang, Y. Wu, Y. Wang, Z. Yang, D. Yang, Q. Wang, L. Luo, T. Liu, and H. Xie, “In-situ direct seawater electrolysis using floating platform in ocean with uncontrollable wave motion”, *Nature Communications*, Vol. 15, 2024, pp. 5305, doi: <https://doi.org/10.1038/s41467-024-49639-6>.
 15. S. Jeon, K. Jeong, and T. Jyung, “Techno-economic, risk, and delta sensitivity analysis of ocean energy-based P2G system”, *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 36, No. 5, 2025, pp. 580-597, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.5.580>.