

# 제주 3.3 MW급 재생에너지 기반 그린수소 생산 시스템에 대한 경제성 평가 연구

엄민종<sup>1)</sup> · 이강남<sup>2)\*</sup>

## Economic Analysis on 3.3 MW-class Green Hydrogen Production System in Jeju, South Korea

Min Jong Eom<sup>1)</sup> · Gang Nam Lee<sup>2)\*</sup>

Received 27 September 2024 Revised 2 December 2024 Accepted 8 December 2024 Published online 19 December 2024

**ABSTRACT** With increasing concerns regarding environmental pollution contributing to ‘global boiling’ worldwide, hydrogen, especially green hydrogen produced by renewable energy sources, has emerged as a key energy solution for future decarbonization. In this study, an economic analysis of a 3.3 MW-class green hydrogen production system was conducted in Haengwon, Jeju, South Korea. The target hydrogen production system comprised three different types of equipment, each with different electrolyzer types, capacities, and performance characteristics. The levelized cost of hydrogen (LCOH) was estimated for each piece of equipment based on the capital expenditure (CAPEX) and operating expenditure (OPEX). This study investigated the contributions of specific components within the CAPEX and OPEX to the total LCOH and analyzed the results across various hydrogen production capacities, electrolyzer types, and power sources used to operate the system. Additionally, a sensitivity analysis was conducted to assess the impact of each component on the LCOH upon electrolysis, with the uncertainty of the study results estimated using a Monte Carlo simulation. The study findings revealed the estimate of the LCOH obtained upon electrolysis in Haengwon, Jeju, to be 10.36 \$/kg H<sub>2</sub>, with electricity costs representing the largest share of LCOH and demonstrating the greatest sensitivity to hydrogen prices.

**Key words** Green hydrogen(그린수소), Economic analysis(경제성분석), Levelized cost of hydrogen(균등화 수소 생산 비용), Sensitivity analysis(민감도분석), Monte-Carlo simulation(몬테카를로 시뮬레이션)

### 1. 서론

지구 평균 온도 상승으로 인해 발생하는 여러 기후 문제를 두고 UN(United Nations)은 ‘지구 열대화(Global boiling)’가 시작되었다고 경고하였다.<sup>[1]</sup> 전 세계적인 온실가스 배출 감

축의 중요성이 증가함에 따라 국내 또한 ‘2050 탄소중립’<sup>[2]</sup> 선언 및 ‘국가 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, NDC)’를 상향하였으며,<sup>[3]</sup> 해당 목표들을 이루기 위해 국내 주요 전력원 중 재생에너지의 비중을 지속적으로 높이고 있다. 하지만, 재생에너지(풍력, 태양광)의 전력 생산은 변동적 및 간헐적인 특성이 있기에 전력망의 안정성을 확보하기 위해서는 대용량의 에너지 저장 기술이 요구된다.<sup>[4]</sup> 그중에서도, 수소는 재생에너지의 변동성을 극복할 수 있는 주요 에너지 자원으로, 수소를 친환경적으로 생산하는 기술은 미래 탄소중립을 달성하기 위한 핵심 기술로 주목받고 있다.<sup>[5,6]</sup> 하지만 수소는 생산 방식에 따라

1) Undergraduate Student, Department of Ocean System Engineering, Jeju National University

2) Assistant Professor, Department of Ocean System Engineering, Jeju National University

\*Corresponding author: gnlee@jejunu.ac.kr

Tel: +82-64-754-3485

Fax: +82-64-751-3480

온실가스 배출량이 다르며, 특히 화석연료로부터 개질 공정을 통해 생산된 수소는 각 1 kg당 약 9.2~11.1 kg CO<sub>2</sub> equiv. 정도의 온실가스를 배출한다.<sup>[7]</sup> 따라서 온실가스 배출량 감축이라는 목표를 위해서는 재생에너지원을 기반으로 생산되어 온실가스를 거의 배출하지 않는 그린수소 등 수전해 기반의 수소 생산에 대한 기술 개발 및 연구가 필요하다.

국내 지역 중 제주에는 이러한 그린수소를 생산하기 위해 가장 적합한 지역으로 각광받고 있다. 제주에는 2012년에 발표한 'CFI(Carbon Free Island)2030' 정책<sup>[8]</sup>을 통해 제주 내 전체 발전량 중 18.3%<sup>[9]</sup>의 신재생에너지 발전 비중을 달성(2023년 12월 기준)하였으며, 이는 국내 최고 수준에 해당한다.

한편, 현재 제주 내에는 이러한 재생에너지의 출력제한 문제가 매년 발생하고 있으며, 그 횟수가 지속적으로 증가하고 있어<sup>[10]</sup> P2G(Power to gas) 방식의 그린수소를 활용한 에너지 저장 및 활용 방안이 가장 절실히 필요로 하는 지역이다.<sup>[11]</sup> 실제로, 제주에는 2023년 '수소경제 육성에 관한 조례<sup>[12]</sup>'를 제정, 2024년 '제1차 제주특별자치도 탄소중립·녹색성장 기본계획<sup>[13]</sup>' 수립 등을 통해 그린수소 생산 및 개발에 대한 지자체의 강력한 의지를 보여주고 있으며, 제주의 풍부한 재생에너지원을 활용하여 실제 3.3 MW, 12.5 MW, 30 MW급의 그린수소 생산 설비 구축을 추진하고 있다.

그린수소는 화석연료를 기반으로 한 그레이 수소에 비해 온실가스 배출을 대폭 줄일 수 있으나 상대적으로 낮은 경제성을 가지며, 이는 그린수소 생산 공정에 요구되는 많은 양의 에너지 및 기술의 성숙도 부족, 생태계 부재 등을 주요 원인으로 꼽을 수 있다.<sup>[14,15]</sup> 따라서 이러한 그린수소 활용을 위해서는 그린수소 생산 시스템에 대한 경제적 타당성 검증이 필수적이다.

국내 재생에너지 기반 관련 그린수소 및 수전해 수소 생산 경제성 분석 연구로, Park *et al.*(2020)은 전기 비용이 들지 않는 25% 가동률의 재생에너지원을 활용한 국내 100 MW급 Alkaline(알칼라인) 수전해 시스템에 대한 수소 생산 단가를 도출하였으며, 민감도 분석을 통해 다양한 주요 변수에 따른 경제성 변동성 확인 및 수소 생산 단가 예측치를 도출하였다.<sup>[16]</sup> 제주 지역 생산 그린수소와 관련하여, Roh *et al.*(2023)은 제주에서의 5 MW 급 PEM(Proton Exchange

Membrane) 수전해 시스템에 대해 LCOH(Levelized Cost of Hydrogen), NPV(Net Present Value) 기반 경제성 분석을 실시하였으며, 경제성 개선 방안으로 탄소 배출권 거래제 및 재생에너지 구매 방법을 고려한 사례연구를 통해 그린수소 생산 경제성 확보를 위한 정책을 제언했다.<sup>[17]</sup> Jung(2022)는 제주의 21 MW 육상풍력발전기와 연결된 3,500 Nm<sup>3</sup>/h Alkaline 수전해 설비를 대상으로 LCOE(Levelized Cost of Energy) 기반 그린수소 생산 경제성을 분석하였으며, 온실가스 배출권 구매비용을 고려한 전력믹스(Mix)에 따른 수소 생산 경제성 비교를 통해 그린수소 인증제도 신설을 제안하였다.<sup>[18]</sup> 해외의 재생에너지 기반 수전해 수소 생산의 경우, Viktorsson *et al.*(2017)은 벨기에 할레(Halle)지역에 있는 수소 충전소의 LCOH에 대해 실제 비용 정보를 기반으로 평가하였으며, 해당 설비의 운용 시간을 최대화할 경우 LCOH가 13.9 €/kg H<sub>2</sub>에 도달할 수 있으며, 투자 비용이 80% 감소할 경우 0.04 €/kWh의 전력 단가에서 LCOH가 6.7 €/kg H<sub>2</sub>까지 낮아질 수 있음을 확인하였다.<sup>[19]</sup> Rezaei *et al.*(2020)은 아프가니스탄에서 풍력에너지를 이용해 수소를 생산할 시 3가지 시나리오에 대해서 LCOE, LCOH, 에너지 효율 및 투자 회수 기간을 추정하였으며, 풍력터빈의 저하율이 0%일 때, Fayzadbad 지역에서 생산한 그린수소의 LCOH는 2.118~2.261 \$/kg H<sub>2</sub>로 도출되었다.<sup>[20]</sup> 이처럼 다양한 지역에서 생산되는 재생에너지 기반 수전해 수소에 대한 경제성 분석 연구가 수행되어 오고 있으나, 지역 및 설비의 타입 및 성능, 제조사 등 다수의 변수에 따라 모두 다른 수소 경제성을 나타내고 있다. 따라서 재생에너지 발전 비중이 높은 제주의 수소경제 활성화를 위해서는 제주에서 실제로 운용 중인 그린수소 등 수전해 수소 생산 시스템을 대상으로 한 경제성 분석 연구가 필요하다.

본 연구에서는 제주 행원 지역에서 운용 중인 3.3 MW급의 그린수소 생산 시스템에 대한 경제성 평가 연구를 수행하였다. 대상 시스템은 각기 다른 제조사 및 성능을 가진 3 종류의 수전해 설비로 구성되어 있으며, 본 시스템 설비의 자본 및 운영비용을 산정하여 제주 행원 지역에서 생산한 수전해 수소의 LCOH를 계산하였다. 수전해 설비의 용량, 수전해 방식, 수소 생산 시 활용되는 전력원에 따른 LCOH를 비교 분석하였으며, LCOH 계산 및 분석 결과에 대한 민

감도분석을 통해 주요 비용항목의 변동이 수전해 수소 생산 경제성에 미치는 영향을 확인하였다. 또한 몬테카를로 시뮬레이션을 활용한 LCOH 불확실성 분석을 수행하였다.

## 2. 경제성 분석 대상 및 방법

### 2.1 제주 행원 그린수소 생산 시스템

제주 행원 지역에서 운용 중인 3.3 MW급 그린수소 생산 시스템은 Alkaline 및 PEM 타입의 수전해기를 포함하여 총 4기의 수전해 설비로 구성되어 있다(Table 1 참조). 또한, 본 설비는 주 전력원인 풍력발전 장치의 전력 생산 변동성에 대응하기 위하여 추가로 2 MWh급의 에너지 저장 시스템(Energy Storage System, ESS)이 설치되어 있으며, 수전해 설비를 통해 생산된 수소는 총 43.2 m<sup>3</sup>(2기)의 용량을 가지는 버퍼 탱크(Buffer Tank)에 일시적으로 저장 후 압축 과정을 거쳐 외부 수소 충전소로 운송된다.<sup>[21]</sup> 본 연구에서는 전체 수전해 수소 생산 및 보급 과정 중 전력 생산 및 수소의 최종 운송 단계를 제외한 수전해 수소 생산 과정을 경제성 분석 대상으로 설정하였으며, 이를 Fig. 1에 나타내었다.

Table 1. The electrolyzer equipment list of Haengwon green hydrogen production system in Jeju

No.	Electrolysis type	Stack capacity	Manufacturer	EA
E-1	Alkaline	1.0 MW	SUSO ENERGEN	2 units
E-2	PEM	1.0 MW	Plug Power	1 unit
E-3	PEM	0.3 MW	Doosan Enerbility, Elchemtech (Stack)	1 unit

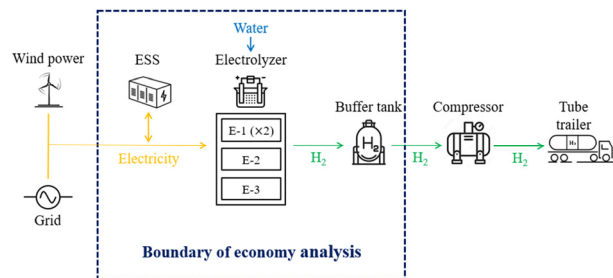


Fig. 1. System configuration and economic analysis boundary

### 2.2 균등화 수소 생산 비용(LCOH) 분석

본 연구에서는 제주 행원에서 생산된 수전해 수소의 경제성을 분석하기 위하여, 수소 생산 공정 경제성 비교에 용이하면서 설비의 가격 경쟁력을 정량적으로 비교할 수 있는 지표인 균등화 수소 생산비용(Levelized Cost of Hydrogen, LCOH)을 적용하였다.<sup>[22]</sup> 본 연구의 최종 LCOH는 아래 식 (1)을 통해 계산된다.

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_{hn}}{(1+i)^n}} \quad [$/kg H_2] \quad (1)$$

여기서, CAPEX(Capital Expenditure)는 수전해 수소 생산 시스템의 자본비용을 의미하며, OPEX(Operating Expenditure)<sub>n</sub>는 n연도의 연간 운영비용을 의미한다. Q<sub>hn</sub>는 n연도의 연간 수소 생산량을 의미하며, i는 할인율, N은 설비 수명을 의미한다. 본 연구에서는 OPEX<sub>n</sub>와 Q<sub>hn</sub>가 설비 수명 동안 매년 일정하다고 가정하였고, 이때 식 (1)은 다음 식 (2)와 같이 표현 가능하다.

$$LCOH = \frac{CAPEX \times CRF + OPEX_n}{Q_{hn}} \quad [$/kg H_2] \quad (2)$$

식 (2)의 CRF(Capital Recovery Factor)는 자본회수계수로 자본비용을 수전해 수소 생산 시스템의 전체 수명 기간 동안의 연간비용으로 환산하는 데에 사용되며, 이때 CRF는 식 (3)과 같이 얻을 수 있다.

$$CRF = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (3)$$

### 2.3 제주 행원 그린수소 생산 시스템 운영시나리오 및 비용 추산

제주 행원 그린수소 생산 시스템에는 총 3종류의 수전해 설비(E-1, E-2, E-3)가 설치되어 있다. 각 설비의 주요 성능인 수소 생산량, 전력 사용 효율 및 물 소비량은 Table 2에 정리되어 있으며, 경제성 분석을 위해 본 연구에서 산정한 각 설비의 자본비용 및 운영비용 중 주요 항목은 Tables

3 및 4에 나타내었다.

수전해 설비의 자본비용은 에너지경제연구원<sup>[23]</sup> 및 NREL (National Renewable Energy Laboratory)<sup>[26]</sup>에서 제공

Table 2. Performance of electrolyzers in Haengwon green hydrogen production system

No. (Type)	H <sub>2</sub> production	Power consumption	Water consumption
E-1 (Alkaline)	200 Nm <sup>3</sup> /h <sup>[23]</sup>	56.3 kWh/kg H <sub>2</sub> <sup>[23]</sup>	10.00 L/kg H <sub>2</sub> <sup>[24]</sup>
E-2 (PEM)	198 Nm <sup>3</sup> /h <sup>[25]</sup>	49.9 kWh/kg H <sub>2</sub> <sup>[25]</sup>	14.83 L/kg H <sub>2</sub> <sup>[25]</sup>
E-3 (PEM)	60 Nm <sup>3</sup> /h <sup>[23]</sup>	60.6 kWh/kg H <sub>2</sub> <sup>[23]</sup>	10.00 L/kg H <sub>2</sub> <sup>[24]</sup>

Table 3. Cost information of CAPEX for economic analysis of hydrogen by electrolysis

Contents		Cost (\$)
Stack	E-1	482,200 <sup>[23]</sup>
	E-2	316,000 <sup>[26]</sup>
	E-3	378,240 <sup>[23]</sup>
BOP (Balance of plant)	E-1	139,600 <sup>[23]</sup>
	E-2	575,000 <sup>[26]</sup>
	E-3	456,750 <sup>[23]</sup>
Installation	E-1	74,616 <sup>[27]</sup>
	E-2	106,920 <sup>[27]</sup>
	E-3	100,199 <sup>[27]</sup>
H <sub>2</sub> storage	Buffer tank	20,160 <sup>[28]</sup>
ESS	Battery	413,200 <sup>[29]</sup>
	PCS	32,000 <sup>[29]</sup>
Land & Build.		714,286 <sup>[17]</sup>

Table 4. Cost information of OPEX for economic analysis of hydrogen by electrolysis

Contents		Cost	Unit
Replacement	Stack	E-1	72,870 <sup>[23]</sup> \$/year
		E-2	31,212 <sup>[26]</sup> \$/year
		E-3	57,160 <sup>[23]</sup> \$/year
	BOP	E-1	6,963 <sup>[23]</sup> \$/year
		E-2	28,681 <sup>[26]</sup> \$/year
		E-3	22,783 <sup>[23]</sup> \$/year
Battery&PCS		4,441 <sup>[29]</sup> \$/year	
O&M		68,296 <sup>[30]</sup> \$/year	
Labor cost		30,000 \$/year	
Electricity		0.13 <sup>[31]</sup> \$/kWh	
Water		0.36 <sup>[32]</sup> \$/ton	

하는 데이터를 기준 데이터( $C_{E,ref}$ )로 활용하였으며, 식 (4)와 같이 Scale factor를 고려하여 본 대상 설비( $C_E$ )의 자본비용을 추산하였다.

$$C_E = C_{E,ref} \times \left(\frac{S_E}{S_{E,ref}}\right)^f \quad [\$] \quad (4)$$

여기서,  $S_{E,ref}$  및  $S_E$ 는 기준 데이터의 설비 용량 및 본 대상 설비의 용량을 각각 의미하며,  $f$ 는 Scale factor로, 본 연구에서는 Table 5에 나타난 것과 같이 설비별 Scale factor를 설정하였다.<sup>[33]</sup>

본 연구에서 수전해 설비의 설치비용은 수전해 설비의 Stack 및 BOP(Balance of plant) 자본비용의 12%로 추산하였으며,<sup>[27]</sup> 버퍼 탱크의 자본비용은 574 \$/kg H<sub>2</sub><sup>[28]</sup>로 산정하였다. 설비에 설치된 ESS는 NREL에서 제공하는 자료<sup>[29]</sup>를 기준으로 식 (4)를 통해 본 설비의 ESS 자본비용을 추산하였으며, 이때 Scale factor는 Six-tenth-factor rule<sup>[34]</sup>에 따라 0.6을 사용하였다. 또한, 본 설비의 유지관리 비용(O&M)은 버퍼 탱크를 제외한 모든 장비 자본비용의 2%로 추정하였으며,<sup>[30]</sup> 수전해 설비 및 ESS의 연간 교체 비용( $C_{rep,a}$ )은 교체 주기  $t$ 를 고려한  $m$ 번째 설비 교체에 대해 아래 식 (5)와 같이 계산하였다.

$$C_{rep,a} = CRF \times \frac{C_{rep}}{(1+i)^{m \times t}} \quad [$/year] \quad (5)$$

여기서,  $C_{rep}$ 는 교체 비용을 의미하며, 본 연구에서 스택 및 BOP의 교체 비용은 각 설비의 자본비용, ESS의 교체 비용은 자본비용의 20%를 산정하였다. 또한, 각각 설비의 교체 주기는 Table 6에 나타내었다.

본 설비는 근로자 2명에 대한 인건비를 산정하였으며, 할 인율은 2023년 한국은행 기준금리인 3.5%, 환율은 1,400

Table 5. Scale factors for electrolyzer system

Contents		Scale factor
Alkaline	Stack	0.69
	BOP	0.68
PEM	Stack	0.72
	BOP	0.73

Table 6. Replacement periods for each equipment

Contents		Replacement Period (yrs)
E-1	Stack	5 <sup>[23]</sup>
	BOP	10 <sup>[30]</sup>
E-2	Stack	7 <sup>[27]</sup>
	BOP	10 <sup>[30]</sup>
E-3	Stack	5 <sup>[23]</sup>
	BOP	10 <sup>[30]</sup>
ESS	Battery	10 <sup>[29]</sup>
	PCS	

KRW/\$을 적용하였다. 또한, 제주 행원 그린수소 생산 시스템의 전체 수명(*n*)은 20년으로 설정하였다.

제주 행원 그린수소 생산 시스템의 운용은 제주 재생에너지 출력제한이 빈번하게 일어나는 시간대<sup>[17]</sup>인 09시~18시(총 10시간)에 운용하는 것으로 가정하였으며, 이때 사용되는 전력 단가는 상기 운전 시간대의 2023년 평균 계통한계가격(System Marginal Price, SMP)<sup>[31]</sup>을 고려하여 178.8 KRW/kWh로 설정하였다. 수소 생산 시 소요되는 물 비용은 제주 상하수도 요금 산정기준<sup>[32]</sup>에 따라 510 KRW/ton으로 설정하였다.

### 3. 수전해 수소 생산 경제성 분석 결과 및 고찰

#### 3.1 제주 행원 생산 수전해 수소 경제성 분석

제주 행원에서 운용 중인 3.3 MW급 그린수소 생산 시스템에 대하여, 총 4기의 수전해 설비 전체가 운용될 때 생산되는 수전해 수소의 LCOH 세부 항목을 Fig. 2에 나타내었다.

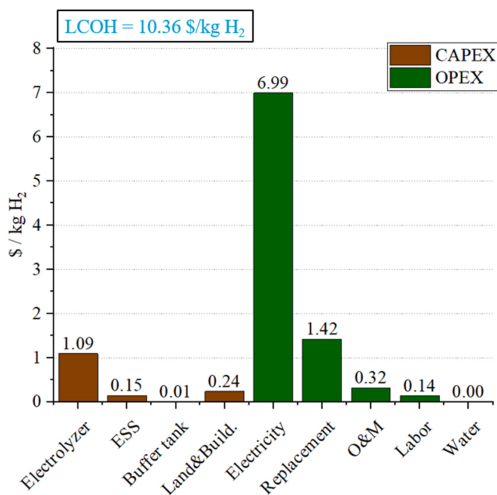
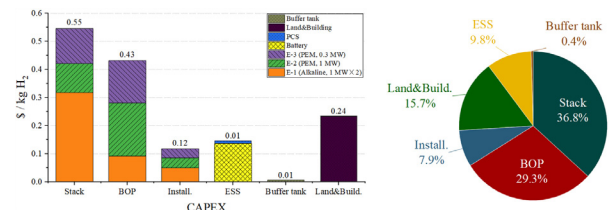


Fig. 2. Comparison of costs of each component in LCOH

본 설비에서 생산된 수전해 수소의 LCOH는 총 10.36 \$/kg H<sub>2</sub>로 추산되며, 이 중 자본비용은 총 1.49 \$/kg H<sub>2</sub>, 운영비용은 총 8.87 \$/kg H<sub>2</sub>로 운영비용이 자본비용에 비해 약 6배 크게 산정되었다. LCOH의 세부 항목 중 전력 사용 비용은 6.99 \$/kg H<sub>2</sub>로 다른 항목에 비해 가장 큰 비용을 보였으며, 이는 수소 가격의 약 67%를 차지하는 등 제주 행원 지역에서 수소 생산 시 전력 사용 비용 수소 가격에 가장 큰 영향을 미치는 것을 볼 수 있다. 또한, 수전해 설비(Electrolyzer)의 경우 전체 LCOH의 약 10.52%를 차지하였다.

Fig. 3에서는 LCOH 중 자본비용을 구성하는 세부 가격을 항목별로 비교하여 나타내었다. 자본비용에서는 스택이 자본비용의 약 36.8%, BOP가 약 29.3%를 차지하는 등 스택과 BOP의 수전해 설비가 총 자본비용의 66.1%로 대부분을 차지하는 것을 확인할 수 있다. 이와 달리, 수소를 임시 저장하는 버퍼 탱크 비용의 경우 총 자본비용의 0.4% 정도로 매우 작은 것을 볼 수 있다. 수전해 설비별로 보면, 스택의 경우 Alkaline 수전해 설비인 E-1 설비가 가장 큰 용량인 2 MW임을 고려하더라도 PEM 수전해 설비인 E-2 및 E-3 설비에 비해 비용이 약 3배 가까이 큰 것을 볼 수 있다. 통상적으로 PEM 스택의 경우 귀금속 촉매를 사용하기에 Alkaline 스택에 비해 스택 재료비용이 크게 산정되나,<sup>[35]</sup> 스택의 비용에는 재료비용뿐만 아니라 제조 비용 및 제조 회사와 관련된 간접비용 등이 포함되기에<sup>[36]</sup> 이러한 차이가 발생한 것으로 판단된다. BOP의 경우, 스택과 달리 E-1 설비의 자본비용이 E-2 및 E-3 설비보다 더 낮은 것을 볼 수 있는데, 이는 PEM 타입 수전해 설비가 통상적으로



(a) Cost of component in CAPEX (b) Proportion in CAPEX

Fig. 3. Comparison of costs of each component and proportion in CAPEX

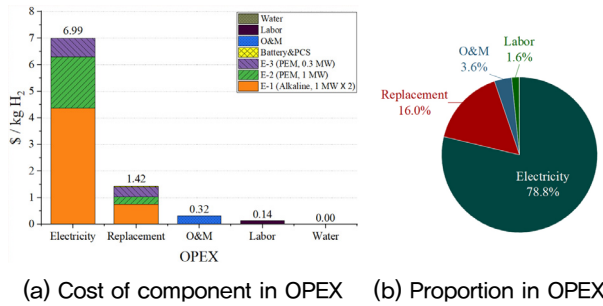


Fig. 4. Comparison of costs of each component and proportion in OPEX

로 Alkaline 수전해 설비에 비해 상대적으로 더 높은 압력에서 운전되며<sup>[37]</sup>, 또한 Alkaline의 경우 기술적으로 더 안정된 BOP 생산 및 제어가 가능하기에<sup>[38]</sup> 발생한 차이로 판단된다.

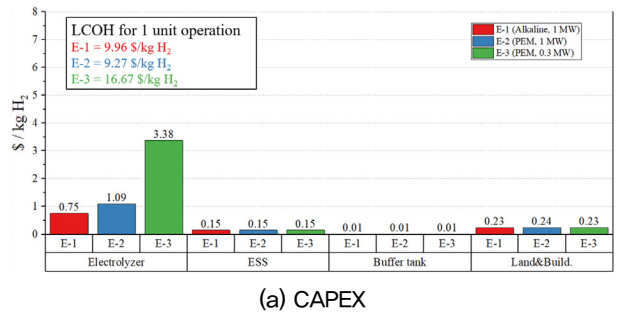
Fig. 4는 수전해 수소 LCOH 중 운영비용을 구성하는 세부 가격을 항목별로 비교하고 있다. 운영비용 중 전력 사용 비용은 총 운영비용의 약 79%로 대부분을 차지하는 것으로 확인되었다. 그다음으로 큰 비용은 스택 교체 비용으로, 이는 운영비용의 약 16%를 차지하였다. 수전해 설비에 사용되는 물의 경우, 전체 운영비용의 약 0.0004%로 운영비용에 거의 영향을 주지 않는 것을 볼 수 있다.

### 3.2 수전해 방식 및 용량별 수전해 수소 생산 경제성 비교

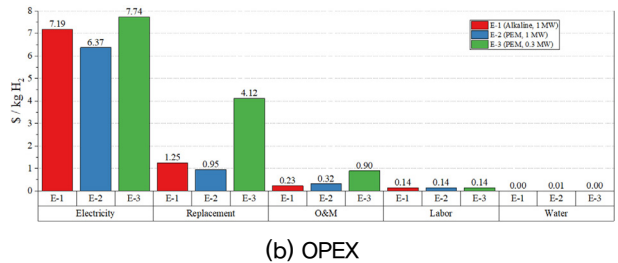
3.2장에서는 수전해 방식 및 용량에 따른 그린수소 생산 시스템의 경제성 분석을 위하여, 각 수전해 설비의 1기만 작동 시를 가정하여 경제성을 분석, 그 결과를 Fig. 5에 자본비용과 운영비용으로 구분하여 나타내었다.

수전해 방식에 따른 LCOH를 비교하면, Alkaline 타입인 E-1 설비가 같은 용량의 PEM 타입인 E-2 설비에 비해 LCOH가 더 높게 추산된 것을 볼 수 있다. 수전해 설비의 경우 PEM 설비가 Alkaline 설비에 비해 더 높은 자본비용을 보였으나, 본 연구에서 고려하는 PEM 설비(E-2)가 상대적으로 Alkaline 설비(E-1)에 비해 더 높은 전력 사용 효율 및 스택 수명을 가지고 있기에 적은 운영비용을 보여 최종 LCOH가 낮게 추산된 것으로 판단된다.

용량에 따른 LCOH를 비교하면, E-2 및 E-3 설비의 경우 같은 PEM 타입의 수전해 설비임에도 불구하고 LCOH



(a) CAPEX



(b) OPEX

Fig. 5. Comparison of cost in each component of CAPEX and OPEX for various electrolyzer type and capacity

는 총용량이 0.3 MW인 E-3 설비가 1 MW인 E-2 설비에 비해 약 1.8배 높게 추산된 것을 볼 수 있으며, 이는 주로 수전해 설비비용에 의한 차이로 판단된다. 세부적으로 보면, E-3 설비의 수전해 설비(Electrolyzer) 자본비용은 E-2 설비에 비해 약 3.1배 높게 산정되었으며, 또한 상대적으로 짧은 수명에 의해 스택 교체 비용 또한 E-2 설비에 비해 약 4.3배 높게 추산되었다. 이러한 E-2 및 E-3 설비의 수소 생산 비용 차이는 각각 설비의 제조사가 다른 이유에서 기인하기도 하나 궁극적으로는 설비 용량의 차이에 의한 것으로 판단된다. 즉, 같은 수전해 방식을 사용하더라도 높은 용량의 수전해 설비를 활용하여 수소를 생산하는 것이 더 나은 가격 경쟁력을 가질 수 있음을 볼 수 있다.

### 3.3 전력원에 따른 수전해 수소 생산 경제성 비교

3.1장에서 기술한 바와 같이 제주 행원 지역에서 생산되는 수전해 수소의 LCOH에는 전력 사용 비용이 가장 큰 비중을 차지하는 것을 확인하였으며, 수소 생산에 사용된 전력원을 제주 지역의 계통 전력뿐만 아니라 신재생에너지(태양광발전, 풍력발전)를 사용하였을 때의 수전해 수소 LCOH를 Fig. 6에서 비교하였다. 계통 전력 대신 태양광 및 풍력 발전에서 생산된 전력을 수소 생산에 활용할 시, 계통 전력에

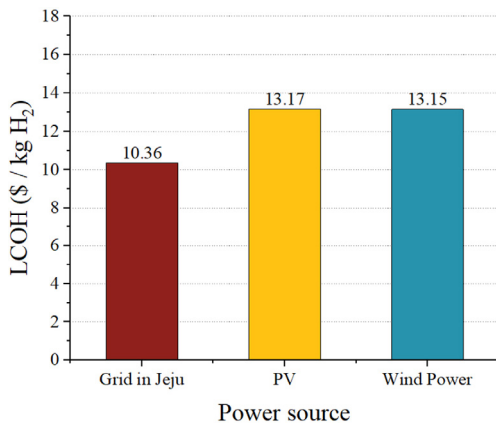


Fig. 6. Comparison of LCOH for various power source in Jeju

비해 LCOH가 약 1.3배 정도 높아지는 것을 볼 수 있다. 이는 제주 내 태양광 및 풍력발전으로 생산된 전력의 가격 (2022년 전력구입단가, 각각 246.9, 246.2 KRW/kWh<sup>[39]</sup>) 이 계통 전력(178.8 KRW/kWh<sup>[31]</sup>)에 비해 상대적으로 높기 때문에 발생하는 것으로 판단된다. 궁극적인 그린수소는 신재생에너지를 통해 생산된 수소를 의미하나, 이는 계통 전력을 활용하여 생산한 수소에 비해 상대적으로 높은 LCOH를 나타낼 수 있음을 의미한다.

#### 4. 수전해 수소 경제성에 대한 민감도 및 불확실성 분석

##### 4.1 민감도 분석(Sensitivity Analysis)

본 연구에서 수행한 제주 행원 생산 수전해 수소의 LCOH 분석 결과에 대해 자본비용 및 운영비용의 각 항목이 가지는 영향을 분석하기 위하여 민감도 분석을 수행하였다. Fig. 7은 수전해 수소 생산 비용을 구성하는 각 항목이 ±20% 변화하였을 때 LCOH를 비교하고 있다. 가장 큰 민감도를 보이는 것은 전력 단가로, 13.5%의 LCOH 변화를 보인다. 이는 수전해 수소의 LCOH 중 전력 사용 비용이 차지하는 부분이 가장 크기 때문으로 판단된다. 또한, 설비의 전력 소모량(전력 사용 효율) 역시 전력 사용 비용에 같은 영향을 미치는 것을 알 수 있다. 설비의 운영 시간 또한 수전해 수소의 LCOH에 상대적으로 큰 영향을 주는 것으로 확인되었다. 운영 시간이 20% 증가함에 따라 LCOH는 5.4% 감소하

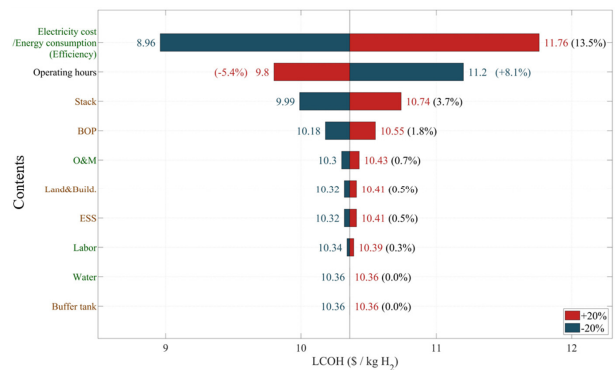


Fig. 7. Comparison of sensitivity in each component of LCOH

였으며, 반대로 운영 시간이 20% 감소하면 LCOH가 8.1% 증가하는 등 운영 시간의 변화에 따라 수전해 수소 LCOH는 비선형적인 결과를 보였다. 수전해 수소 자본비용의 66.1%를 차지하는 수전해 설비의 비용이 전체 LCOH에 미치는 영향은 최대 약 5.5% 정도로, 전력 단가 및 설비 운영 시간에 비해 상대적으로 크지 않은 것을 볼 수 있으며, 또한 나머지 항목들의 경우 20%의 비용 증감에도 불구하고 LCOH의 변화는 약 1% 이내인 것으로 확인되었다.

수전해 수소 LCOH에 가장 큰 영향을 주는 두 항목인 전력 단가 및 운영 시간의 변화에 따른 LCOH의 변화를 추가로 분석하였으며, 이를 Fig. 8에 나타내었다. 전력 단가로는 최근 5년간(2019~2023) 제주 지역 계통한계가격의 최대 및 최솟값과 평균(각각 197.95, 137.38, 158.80 KRW/kWh)을 각각 고려하였다. 수전해 수소의 LCOH는 운영 시간에 대해 반비례의 관계를 가지는 것을 볼 수 있으며, 전력 단

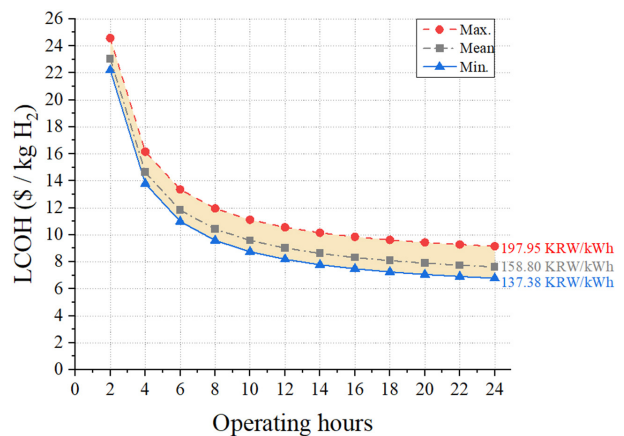


Fig. 8. Comparison of LCOH variations for electricity cost and operating hours

가에 대해서는 선형적인 관계가 있는 것을 확인할 수 있다. 전력 단가 및 운용 시간이 변함에 따라 LCOH는 최소 6.49 \$/kg H<sub>2</sub>에서 최대 24.16 \$/kg H<sub>2</sub>까지 큰 폭으로 변화할 수 있는 것을 보여주고 있으며, 이는 수전해 수소 생산 시 활용되는 전력의 비용 및 운용 시간이 최종 수전해 수소 LCOH에 크게 영향을 줄 수 있음을 의미한다.

또한, 제주 행원 그린수소 생산 설비의 전력 사용량에 직접적으로 영향을 주는 전력 사용 효율 및 전력 단가의 변화에 따른 LCOH를 Fig. 9에서 분석하였다. 수전해 설비는 E-1, E-2, E-3 각 1기 가동을 가정하였으며, 각 설비의 전력 사용 효율은 45~65 kWh/kg H<sub>2</sub> 범위 내에서 변동하는 것을 설정하였다. 먼저, 전력 단가가 상승함에 따라 수전해 수소의 LCOH는 전력 단가에 비례적으로 증가함을 볼 수 있으며, 또한 각 설비의 전력 사용 효율이 작아질수록 전력 단가 상승에 따른 LCOH의 증가 비율이 더 커지는 것을 볼 수 있다. E-1 및 E-2 설비의 경우 전력 단가 및 효율 변화에 따라 LCOH는 최소 약 7 \$/kg H<sub>2</sub>에서 최대 약 11 \$/kg H<sub>2</sub>까지 상대적으로 작은 범위 내에서 변화되었으나, 0.3 MW급의 E-3 설비의 경우 LCOH가 최소 약 13.11 \$/kg H<sub>2</sub>에서 최대 약 17.50 \$/kg H<sub>2</sub>로 크게 변화하는 것을 보였다. 즉, 수전해 설비의 용량이 전력 단가 및 전력 사용 효율에 비해 LCOH에 더 큰 영향을 미치는 것을 볼 수 있다.

추가적으로, 설비의 전체 수명이 수전해 수소 LCOH에 미치는 영향을 분석하였으며, 이를 Fig. 10에 나타내었다.

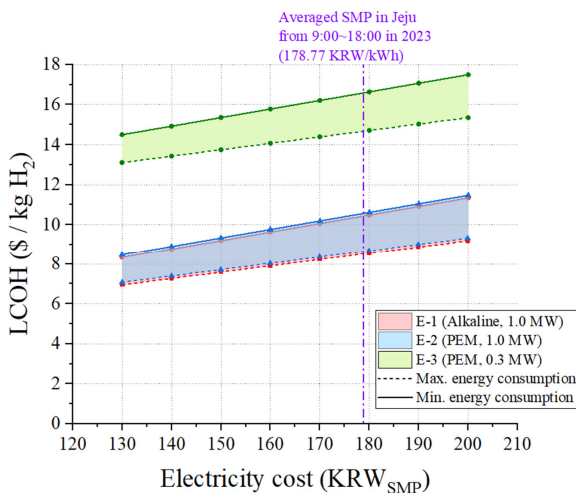


Fig. 9. Comparison of LCOH variations for efficiency of electrolyzer and electricity cost

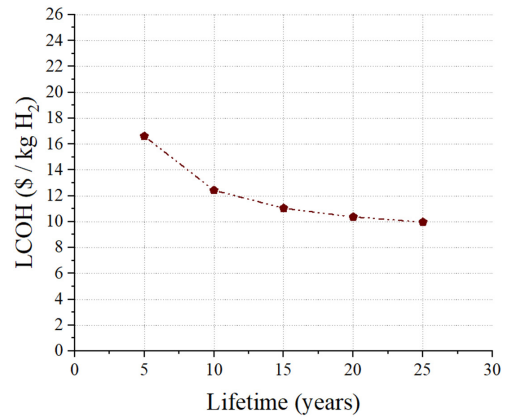


Fig. 10. Variation in LCOH for different lifetime of hydrogen production system

본 연구에서는 전체 설비의 수명을 20년으로 설정하였으나, 수명이 줄어들어 따라 LCOH는 최대 16.60 \$/kg H<sub>2</sub>까지 큰 폭으로 증가할 수 있으며, 반대로 수명이 25년으로 늘어날 경우 9.96 \$/kg H<sub>2</sub>로 수명 20년을 고려하였을 때에 비해 LCOH가 약 4% 감소할 수 있음을 볼 수 있다.

#### 4.2 불확실성 분석(몬테카를로 시뮬레이션)

본 연구에서 도출한 제주 행원 지역 생산 수전해 수소의 LCOH에 대한 불확실성 분석을 위하여 몬테카를로(Monte Carlo) 시뮬레이션을 수행하였다. 몬테카를로 시뮬레이션은 확률적 방법을 사용하여 복잡한 시스템이나 문제를 분석하고 예측하는 기법으로,<sup>[40]</sup> 어떠한 제품에 대해 다양한 변수가 결과에 영향을 미치는 경제성 추정의 불확실성을 평가하기 위해 주로 사용된다.<sup>[41]</sup> 몬테카를로 시뮬레이션에 사용한 비용항목 및 그 분포는 Table 7에 정리하였으며, 각 비용항목의 구간 범위는 앞서 민감도 분석에서 수행한 것과 같은 범위로 설정하였다. 각 비용항목의 범위 내에서

Table 7. Probability distributions used in Monte-Carlo simulation

Variable	Probability distribution
Stack	Beta-PERT <sup>[43]</sup>
BOP	Beta-PERT <sup>[43]</sup>
Power consumption	Triangular <sup>[43]</sup>
Electricity price	Uniform <sup>[44]</sup>
Operating hours	Uniform

Note: λ was used as 4 for Beta-PERT distribution in the study



확률 분포를 따르는 난수를 생성<sup>[42]</sup>하여 임의의 비용을 도출 및 합산하여 최종 LCOH를 산정하였으며, 이 과정을 총 10,000번 반복 수행하였다.

Fig. 11은 전체 설비 운용 및 각 설비의 단독 운용 시에 대하여 몬테카를로 시뮬레이션을 통해 도출한 LCOH의 확률밀도 분포 및 누적 분포를 보여주고 있다. 각 확률밀도 막대는 0.03 \$/kg H<sub>2</sub> 간격으로 표현하였으며, 누적 확률 25% 및 75%에 해당하는 LCOH는 그래프 내에서 빨간색 실선으로 표시하였다. Fig. 11(a)에 나타난 전체 설비 가동 시 수전해 수소의 LCOH는 50%의 확률로 8.36~11.10 \$/kg H<sub>2</sub>의 범위 내에 존재할 수 있음을 볼 수 있으며, 시뮬레이션을 통해 도출한 최대 확률 분포는 전체 설비 가동 및 각 설비 가동 시 추산된 LCOH에 비해 다소 낮은 비용에서 나타난 것을 볼 수 있다. 전체적으로 확률밀도 분포가 비대칭의 형태를 보이고 있으며, 이는 불확실성 분석을 위해 고려한 항목 중 LCOH와 반비례 관계인 운용 시간을 함께 고려하였기에 나타나는 것으로 판단된다. 또한, E-3 설비의 경우 E-1 및 E-2 설비에 비해 더 넓은 LCOH 변동 범위를 보이고 있는데, 이는 E-3 설비가 E-1 및 E-2 설비에 비해 작은 용량이기 때문에 LCOH가 크게 변동할 수 있음을 의미한다.

### 5. 결론

본 연구에서는 제주 행원 3.3 MW급 그린수소 생산 시스템에서 생산되는 수전해 수소에 대한 경제성 분석 및 민감도 분석을 수행하였다. 대상 시스템은 1 MW급의 Alkaline 수전해 2기, 1 MW급의 PEM 수전해 1기 및 0.3 MW급 PEM 수전해 1기로 구성되어 있으며, 본 시스템에서 생산되는 수전해 수소에 대한 LCOH 도출하였다. 수전해 방식 및 용량, 전력원에 따른 LCOH를 비교 분석하였고, LCOH에 대한 민감도 및 몬테카를로 시뮬레이션을 활용한 불확실성 분석을 수행하였다.

전체 설비 가동 시 제주 행원 지역에서 생산되는 수전해 수소의 LCOH는 10.36 \$/kg H<sub>2</sub>로 추산되었다. 이 중 운영 비용인 전력 사용 비용이 전체 LCOH의 약 67%를 차지하는 등 가장 큰 비중을 보였으며, 자본비용인 수전해 설비의 경우 LCOH의 약 10.5%에 해당하는 것을 확인하였다.

수전해 방식 및 용량별 LCOH를 비교해 보면, 같은 용량에도 PEM 수전해 방식을 통해 생산된 수소가 Alkaline 수전해 방식에 비해 더 낮은 LCOH를 보였으며, 동일한 PEM 수전해 방식에 대해서는 수전해 용량이 클수록 LCOH가 더 낮았다. 또한, 제주 지역 신재생에너지를 활용하여 수소를 생산하는 경우 계통 전력을 활용하는 경우에 비해 LCOH가 약 1.3배 높게 추산되었다.

수전해 수소 경제성에 대한 민감도 분석을 통해 수전해 수소 생산 시 활용되는 전력의 비용 및 운용 시간이 LCOH에 크게 영향을 미침을 볼 수 있었으며, 특히 운용 시간의 경우 LCOH에 반비례하는 관계를 보이는 것을 확인하였다. 또한, 수전해 설비의 용량이 전력 단가 및 전력 사용 효율보다 LCOH에 더 큰 영향을 미치는 것을 확인하였다. 몬테카를로 시뮬레이션을 활용한 불확실성 분석을 통해 운용 시나리오별 LCOH의 발생 가능성 범위를 추정하였다. 몬테카를로 시뮬레이션을 통해 도출된 가장 발생 가능성이 높은 LCOH는 앞서 추산한 LCOH에 비해 다소 낮은 비용에서 나타났으며, 수전해의 용량이 낮을수록 LCOH 가격이 크게 변동할 수 있음을 확인하였다.

본 논문은 제주 행원 지역 그린수소 생산 시스템을 대상으로 연구한 내용으로, 타 제조사 및 지역, 운용 환경을 고려 시 경제성 평가 결과는 달라질 수 있다. 하지만, 본 연구

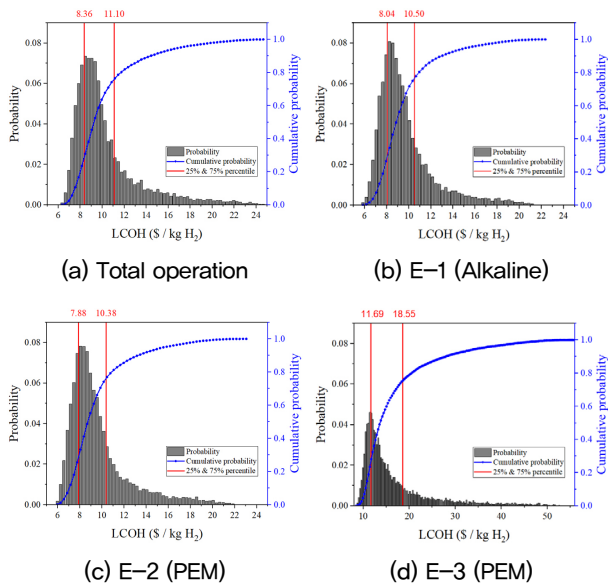


Fig. 11. Results of Monte Carlo simulation for various operational scenarios of hydrogen production system

결과는 제주 지역에서 생산되는 수전해 수소의 가격 경쟁력 개선을 위한 기본 자료로 활용될 것으로 예상된다. 또한, 추후 제주 지역에서 수행되는 대형 그린수소 생산 및 실증설비에 대해 지속적으로 연구를 확장하여 국내 타지역 대비 재생에너지의 활용 비중이 높은 제주 지역의 그린수소 초기 생태계 구축 및 수소경제 활성화에 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

## 감사의 글

이 성과는 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임(No. RS-2024-00405278)

## References

- [1] Kamal, S., 2023, "From global warming to global "Boiling"-UN secretary general", *NJHS*, **8**(3), 91-92.
- [2] The Government of the Republic of Korea, 2020, "2050 Carbon neutral strategy of the Republic of Korea", Accessed 27 November 2024, <http://webarchives.pa.go.kr/19th/report.president.go.kr/story/view/6>.
- [3] The Government of the Republic of Korea, 2021, "2030 Nationally determined contributions enhancement plan", [https://www.2050cnc.go.kr/flexer/view/BOARD\\_ATTACH?storageNo=174](https://www.2050cnc.go.kr/flexer/view/BOARD_ATTACH?storageNo=174).
- [4] Solomon, A.A., Kammen, D.M., and Callaway, D., 2014, "The role of large-scale energy storage design and dispatch in the power grid: A study of very high grid penetration of variable renewable resources", *Appl. Energy*, **134**, 75-89.
- [5] Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., and Kolb, T., 2016, "Renewable power-to-gas: A technological and Economic Review", *Renewable Energy*, **85**, 1371-1390.
- [6] Hosseini, S.E., and Wahid, M.A., 2016, "Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **57**, 850-866.
- [7] The Green Hydrogen Organization, 2021, "Averting the climate crisis-the role of green hydrogen and what needs to be done 'Launching the green hydrogen organisation'", [https://gh2.org/sites/default/files/2021-11/GH2\\_FoundationDocument\\_2021\\_FINAL\\_v1\\_1\\_2\\_SINGLE\\_PAGES\\_sfs.pdf](https://gh2.org/sites/default/files/2021-11/GH2_FoundationDocument_2021_FINAL_v1_1_2_SINGLE_PAGES_sfs.pdf).
- [8] Jeju Special Self-governing Province, 2020, "CFI Jeju by 2030", Accessed 22 September 2024, <https://www.jeju.go.kr/cfi/intro/purpose.htm>.
- [9] Jeju Special Self-governing Province, 2024, "2035 net-zero Jeju through energy transition", Accessed 22 September 2024, <https://www.jeju.go.kr/jejuenergy/greenhydrogen/whyjeju.htm>.
- [10] Jeon, W.Y., Kim, J.Y., and Lee, S.W., 2022, "Establishing an efficient low-carbon power system by reducing curtailment of renewable energy using ESS : The case of Jeju Island in 2025", *Journal of Climate Change Research*, **13**(1), 1-9.
- [11] Jeon, W., Kim, J.Y., and Lee, S., 2022, "Study on reduction of curtailment of renewable generation based on green hydrogen sector coupling", *New. Renew. Energy*, **18**(2), 50-59.
- [12] Jeju Special Self-governing Province, 2023, "Ordinance on the promotion of the hydrogen economy", Accessed 27 November 2024, <https://www.elis.go.kr/alrpop/alrDtIsPop?alrNo=50000104002024&histNo=001>.
- [13] Jeju Special Self-governing Province, 2024, "The 1st Jeju special self-governing province carbon neutrality and green growth basic plan (2024-2033)", Presidential Commission on Carbon Neutrality and Green Growth, [https://www.2050cnc.go.kr/storage/board/base/2024/07/10/BOARD\\_ATTACH\\_1720570106477.pdf](https://www.2050cnc.go.kr/storage/board/base/2024/07/10/BOARD_ATTACH_1720570106477.pdf).
- [14] Muñoz Díaz, M.T., Chávez Oróstica, H., and Guajardo, J., 2023, "Economic analysis: Green hydrogen production systems", *Processes*, **11**(5), 1390.
- [15] Yan, X., Zheng, W., Wei, Y., and Yan, Z., 2024, "Current status and economic analysis of green hydrogen energy industry chain", *Processes*, **12**(2), 315.
- [16] Park, J., Kim, C.H., Cho, H.S., Kim, S.K., and Cho, W.C., 2020, "Techno-economic analysis of green hydrogen production system based on renewable energy sources", *Journal of Hydrogen and New Energy*, **31**(4), 337-344.
- [17] Roh, K., Kim, Y., Jeon, H., Kim, W., Ko, H., Kang, K. S., and 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.
- [18] Jung, Y.C., 2022, “Economic analysis of green hydrogen production by wind power”, M.S. Thesis, Sejong University, Seoul.
- [19] Viktorsson, L., Heinonen, J.T., Skulason, J. B., and Unnthorsson, R., 2017, “A step towards the hydrogen economy —A life cycle cost analysis of a hydrogen refueling station”, *Energies*, **10**(6), 763.
- [20] Rezaei, M., Naghdi-Khozani, N., and Jafari, N., 2020, “Wind energy utilization for hydrogen production in an underdeveloped country: An economic investigation”, *Renewable Energy*, **147**(1), 1044-1057.
- [21] Today Energy, “Green hydrogen global hub ‘Jeju’”, 2024. 05.13., <https://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=270925>.
- [22] Fan, J.L., Yu, P., Li, K., Xu, M., and Zhang, X., 2022, “A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China”, *Energy*, **242**, 123003.
- [23] Kim, J.W., and Lee, T.U., 2022, “Study on technological and institutional improvement of water electrolysis to secure economic feasibility of clean hydrogen production”, Korea Energy Economics Institute, [https://www.keei.re.kr/pdf/Open.es?bid=0001&list\\_no=82168&seq=1](https://www.keei.re.kr/pdf/Open.es?bid=0001&list_no=82168&seq=1).
- [24] Hurtubia, B., and Sauma, E., 2021, “Economic and environmental analysis of hydrogen production when complementing renewable energy generation with grid electricity”, *Appl. Energy*, **304**, 117739.
- [25] Plug Power, 2022, “Plug EX-2125D Electrolyzer”, Accessed 20 July 2024, <https://resources.plugpower.com/product-literature/ex-2125d-f041122>.
- [26] Badgett, A., Brauch, J., Thatte, A., Rubin, R., Skangos, C., Wang, X., Ahluwalia, R., and Ruth, M., 2024, “Updated manufactured cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers”, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-87625, <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf>.
- [27] Peterson, D., Vickers, J., and DeSentis, D., 2019, “DOE hydrogen and fuel cells program record 19009”, Department of Energy-United States of America., Accessed 27 November 2024, [https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/19009\\_h2\\_production\\_cost\\_pem\\_electrolysis\\_2019.pdf?Status=Master](https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf?Status=Master).
- [28] Kalinci, Y., Hepbasli, A., and Dincer, I., 2015, “Techno-economic analysis of a stand-alone hybrid renewable energy system with hydrogen production and storage options”, *Int. J. Hydrogen Energy*, **40**(24), 7652-7664.
- [29] Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J., and Margolis, R., 2021, “U.S. solar photovoltaic system and energy storage cost benchmark: Q1 2020”, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-77324, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>.
- [30] Minutillo, M., Perna, A., Forcina, A., Di Micco, S., and Jannelli, E., 2021, “Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario”, *Int. J. Hydrogen Energy*, **46**(26), 13667-13677.
- [31] Korea Power Exchange, 2024, “Hourly SMP”, Accessed 9 August 2024, <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaSmpShdChart.do?menuId=040202>.
- [32] Jeju Waterworks Authority, 2023, “Water and sewerage fees calculation standard”, Accessed 10 August 2024, <https://www.jeju.go.kr/jejuwater/square/rates/rate-standard/standard01.htm>.
- [33] Böhm, H., Zauner, A., Rosenfeld, D.C., and Tichler, R., 2020, “Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects”, *Appl. Energy*, **264**, 114780.
- [34] Peters, M.S., Timmerhaus, K.D., and West, R.E., 2002, “Plant design and economics for chemical engineers (Vol. 4)”, New York: McGraw-hill.
- [35] Li, C., and Baek, J.B., 2021, “The promise of hydrogen production from alkaline anion exchange membrane electrolyzers”, *Nano Energy*, **87**, 106162.
- [36] Krishnan, S., Koning, V., de Groot, M.T., de Groot, A., Mendoza, P.G., Junginger, M., and Kramer, G. J., 2023, “Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks”, *Int. J. Hydrogen Energy*, **48**(83), 32313-32330.
- [37] International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020, “Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal”, Abu Dhabi, [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf).
- [38] Reksten, A.H., Thomassen, M.S., Møller-Holst, S., and

- Sundseth, K., 2022, "Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development", *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**(90), 38106-38113.
- [39] Energy economy, "Jeju's 'Nuclear-Free' electricity purchase price soars, twice as expensive as mainland", 2023.10.16., <https://ekn.kr/view.php?key=20231016010003718>.
- [40] Kim, Y., and Kim, I., 2017, "Forecast study for active factor of V2B (Vehicle to Building) operation zero energy building using monte carlo method", *Journal of Energy Engineering*, **26**(4), 29-34.
- [41] Broday, E.E., Ruivo, C.R., and da Silva, M.G., 2021, "The use of Monte Carlo method to assess the uncertainty of thermal comfort indices PMV and PPD: Benefits of using a measuring set with an operative temperature probe", *Journal of Building Engineering*, **35**, 101961.
- [42] Benalcazar, P., and Komorowska, A., 2022, "Prospects of green hydrogen in Poland: A techno-economic analysis using a Monte Carlo approach", *Int. J. Hydrogen Energy*, **47**(9), 5779-5796.
- [43] de Andrade, J.V.B., da Costa, V.B.F., Bonatto, B.D., Áquila, G., de Oliveira Pamplona, E., and Bhandari, R., 2024, "Perspective under uncertainty and risk in green hydrogen investments: A stochastic approach using Monte Carlo simulation", *Int. J. Hydrogen Energy*, **49**(Part D), 385-404.
- [44] Im, W.C., 2020, "(A)study on the economic efficiency of environment-friendly apartments using the LCC (life cycle cost) method : case studyies for Tianjin China", M.S. Thesis, Chung-ang University, Seoul.