

잉여전력을 활용한 배터리 ESS 적용 P2G 시스템의 청정수소 생산 능력 및 기술 경제성 분석

임준혁^{1†} · 조미진¹ · 양승도¹ · 이현웅¹ · 유장희² · 김용제² · 강현우²

¹포스코이앤씨 R&D센터 플랜트연구그룹, ²포스코이앤씨 플랜트사업본부 수소사업추진반

Analysis of Clean Hydrogen Production Capacity and Techno-economic Aspects of P2G System Combined Battery ESS Based on Surplus Power

JUNHYUK IM^{1†}, MIJIN CHO¹, SEUNGDO YANG¹, HYUNWOONG LEE¹, JANGHUI YU², YONGJE KIM², HYONWOO KANG²

¹R&D Center, Plant Research Group, POSCO E&C, 241 Incheon tower-daero, Yeonsu-gu, Incheon 22009, Korea

²Hydrogen Business Development Team, Plant Business Division, POSCO E&C, 241 Incheon tower-daero, Yeonsu-gu, Incheon 22009, Korea

†Corresponding author :
junhyuk.im@poscoenc.com

Received 28 April, 2025

Revised 29 May, 2025

Accepted 11 June, 2025

Abstract >> This study evaluates a power-to-gas (P2G) system that combines surplus renewable power with battery energy storage system (ESS) to enhance clean hydrogen production. The enhanced system stabilizes intermittent energy supply and supports efficient electrolyzer operation. Simulation-based analysis includes capacity factor, degradation, and levelized cost of hydrogen (LCOH) under varying scenarios. Results show that ESS integration improves operational flexibility and economic viability.

Key words : Hydrogen(수소), Techno-economic analysis(기술 경제성 분석), Electrolysis(수전해), Battery(배터리), Power-to-gas(전력 가스화), Renewable energy(재생에너지)

1. 서 론

최근 전 세계적으로 탄소중립과 지속 가능한 에너지 시스템 구축에 대한 요구가 증가함에 따라 재생 에너지의 확대와 함께 이를 효율적으로 저장하고 활용할 수 있는 에너지 전환 기술에 대한 관심이 높아지고 있다. 특히 태양광 및 풍력과 같은 재생에너지는 시간과 날씨에 따라 변동성이 크고 예측이 어려

워 공급과 수요 간 불균형의 문제를 피할 수 없다. 이러한 변동/간헐성 문제를 해결하기 위한 수단으로 power-to-gas (P2G) 시스템이 주목받고 있다.

P2G 시스템은 전력을 수소(H_2) 혹은 메탄(CH_4)과 같은 가스로 전환하여 저장할 수 있는 기술로 재생 에너지의 잉여전력을 활용하여 청정수소를 생산하고 이를 장기 저장하거나 산업, 수송, 전력 생산 등에 활용할 수 있는 장점이 있다. 그러나 설비 운영 및 경제

성 확보 측면에서 P2G 시스템은 안정적인 전력 입력을 필요로 하며 잉여전력의 발생 시점과 수소 생산의 요구 시점 사이의 시간차를 효과적으로 조절할 수 있는 보조적인 장치가 요구된다.

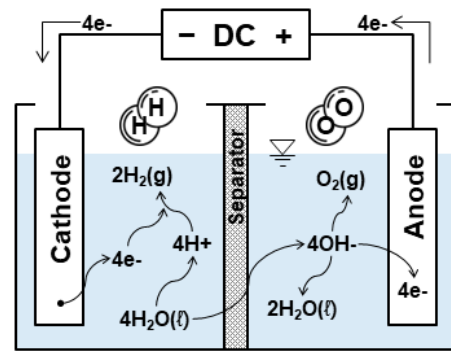
이러한 맥락에서 배터리(battery) 에너지 저장 시스템(energy storage system, ESS)은 중요한 역할을 수행한다. 배터리 ESS는 단기적인 에너지 저장 및 방전이 가능하여 잉여전력이 발생하는 시간대에 전력을 저장하고 수전해 장치(electrolyzer)의 요구에 따라 전력을 안정적으로 공급할 수 있다. 또한 급격한 출력 변동을 완화하고 전력 품질을 향상시켜 P2G 시스템의 효율성과 신뢰성 향상에 기여한다. 특히 수전해 장치의 운전은 효율성과 수명 측면에서 일정한 입력 전력을 요구하는데 ESS는 이를 충족시킬 수 있는 핵심 기술로 주목받고 있다.

본 연구는 잉여전력을 기반으로 한 P2G 시스템에 배터리 ESS를 적용함으로써 청정수소 생산 능력의 향상 가능성과 전체 시스템의 경제성에 미치는 영향을 분석하는 것을 목적으로 한다. 이를 통해 저/무탄소 에너지 전환 시대에 효과적인 에너지 활용 모델을 제시하고 향후 재생에너지 기반 수소경제 실현을 위한 실증적 기초 자료를 제공하고자 한다.

2. 전기화학적 물 분해의 원리 및 특성

2.1 수전해 반응의 원리

수전해 반응은 전기에너지를 이용해 물을 수소와 산소로 분해하는 반응으로 대표적인 청정수소 생산 기술이다. 전기분해 셀에서 일어나는 반응은 Fig. 1과 같이 반쪽 반응(half-reaction)으로 구분하여 볼 수 있다. 음극(cathode)에서는 환원 반응이 일어나 외부에서 공급된 전자(e⁻)를 이용하여 수소(H₂)를 생성하며 양극(anode)에서는 수산화이온(OH⁻)이 전자(e⁻)를 방출하면서 산소(O₂)를 생성하는 산화 반응이 진행된다. 이 과정을 통해 전기에너지를 수소라는 화학에너지 형태로 전환할 수 있다.



Cathode	$4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$
Anode	$4\text{OH}^- \rightarrow \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$
Total Reaction	$2\text{H}_2\text{O(l)} \rightarrow 2\text{H}_2\text{(g)} + \text{O}_2\text{(g)}$

Fig. 1. Basic operating principle and re-actions of a water electrolysis

2.2 수전해 반응의 운전 특성

2.2.1 공급 전력이 변동하는 동적 운전 조건에서 수전해 전극의 급격한 성능 저하 발생

재생에너지 공급원과 수전해 장치가 직결되는 조건과 같이 수전해에 공급되는 전력이 짧은 주기로 급격히 변화하면 수전해 장치의 성능 저하가 가속화될 수 있다. 음극(cathode)은 잦은 반복 운전에 따라 열팽창 및 수축으로 전극의 기계적 안정성이 저하되고 전력 공급이 중단되면 발생하는 역전류로 인하여 전극 표면이 산화(부식)되는 현상이 발생한다¹⁾. 양극(anode)은 공급 전력이 급상승할 경우 높은 전압으로 인하여 전극 표면이 산화(부식)되는 현상이 발생한다¹⁾.

2.2.2 분리막을 통해 수소가 이동하는 가스 혼합 현상으로 수전해 동적 운전의 한계(하한점) 존재

수전해 셀의 분리막은 이온만 선별하여 투과시키는 것이 목적이나 실제로는 전해질의 투과/침투 및 농도차에 의하여 수소가 분리막을 넘어 이동하여 산소와 혼합되게 된다¹⁾. 수전해 셀에서 생성되는 수소와 산소의 양은 전류밀도와 상관없이 2:1로 일정하여 분리막을 넘어가는 수소의 양은 항상 일정하지만

낮은 전류밀도에서는 생성되는 산소의 양이 줄어 상대적으로 산소 중 수소의 농도가 증가하기 쉽다¹⁾. 이와 같은 가스 혼입 현상으로 인하여 산소 중 수소의 농도가 4% 이상이면 폭발할 수 있어 제조사마다 차이는 있지만 통상 알칼라인 방식은 15-100%, polymer electrolyte membrane (PEM) 방식은 5-120% 수준으로 최소 운전 범위를 제한하고 있다¹⁾. 또한 폭발 방지 목적으로 최소 운전 범위 이하에서 수전해 계통 내부에 질소(N₂)와 같은 불활성가스가 자동으로 주입 및 충전되므로 재생에너지 간헐성에 의하여 장치가 정지 후에 수전해 장치를 재가동하는 것은 상당한 시간이 필요할 수 있다.

이와 같은 특성으로 인하여 수전해 장치는 상시 최소 부하 이상으로 전력이 공급되어야 하며 청정수소 생산의 핵심은 간헐/변동성의 재생에너지 공급원과 전력망(grid) 또는 배터리 ESS를 연계하여 수전해 장치를 가능한 연속적으로 운영하는 것이 필요함을 알 수 있다.

3. 배터리 보조 수전해 수소 생산 시스템의 경제성 분석 모델

3.1 P2G 시스템 모델링

3.1.1 배터리 ESS 보조형 P2G 시스템의 계통 구성

제주 상명풍력단지²⁾ 등 국내 선행 풍력 기반 수전해 청정수소 생산 실증사업의 계통을 참고하여 청정수소 생산 우선 목적의 배터리 ESS 보조형 수전해 청정수소 생산 계통을 Fig. 2와 같이 구성하였다.

특히 본 연구에서는 수소의 생산, 저장 및 운송의 각 단계에서 발생하는 비용 중 순 생산 비용에 대한 비교 분석에 집중하기 위하여 저장 및 운송 비용은 제외하고 생산에 대한 균등화 수소 원가(levelized cost of hydrogen, LCOH)를 산출하였다.

실질적인 수소 원가는 Table 1³⁾과 같이 생산지 및 수요지 위치 조건에 따라 변동되는 저장 및 운송 비용에 대한 지역적인 영향을 반드시 고려하여야 할 것이다.

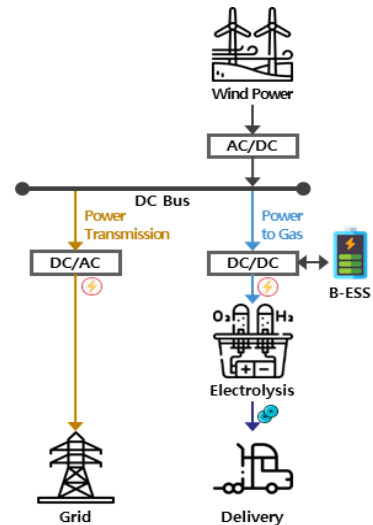


Fig. 2. Conceptual diagram of power-to-gas (P2G) system

Table 1. Improvement potential in hydrogen supply cost

Classification	Pre-improvement (*18, KRW/kg)	Post-improvement (*25 to *30, KRW/kg)
Production cost (electrolysis)	2,424-7,273	1,821-5,462 (25%↓)
Storage cost (compressed storage)	285	217 (24%↓)
Transportation cost (tube trailer)	7,656	2,615 (66%↓)
Total cost	10,365-15,214	4,653-8,294 (51%↓)

*Note: Assuming surplus electricity cost is 0 KRW/kWh and renewable energy utilization rate is 10-30% (equivalent to 2.4-7.2 hours per day).

*Source: CRIRO (2018), H2KOREA (2017).

3.1.2 재생에너지 공급의 간헐 및 변동적 특성 반영

Fig. 3은 정부 공공데이터포털(www.data.go.kr)에 공개된 제주 상명풍력단지(21 MW)의 2023년 시간별 발전량 data⁴⁾이며 1시간 단위의 발전량 프로파일을 경제성 분석에 반영하여 재생에너지 공급원의 간헐적 및 변동적 특성을 반영하였다.

3.1.3 수전해 및 배터리 장치 모델링

Park 등⁵⁾은 재생에너지 직결 조건의 수전해 수소의 경제성 분석을 수행하였다. 해당 연구에서는 재생

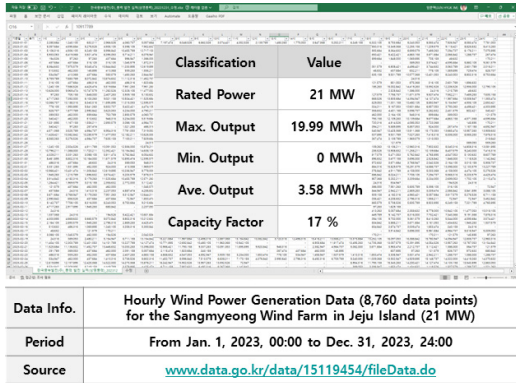


Fig. 3. Information of wind power generation data source

에너지 변동성을 반영하기 위하여 시간당 수소 생산량에 가동률과 가동 시간을 고려하여 총 수소 생산량을 산정하였고 통상적인 설비 이용률(태양광 15%, 풍력 30%)을 기준으로 3:7의 mix를 고려하여 가동률을 약 25%로 가정하였다⁵⁾.

Roh 등⁶⁾은 재생에너지와 전력망을 조합한 조건의 수전해 소수의 경제성 분석을 수행하였다. 해당 연구에서는 제주도 내의 재생에너지 발전 비중이 큰 시간대인 오전 8시부터 자정까지 하루에 16시간만 운전한다고 가정하였다⁶⁾.

선행 사례 분석을 통해 통상적인 수전해 수소 생산 경제성 분석은 재생에너지 변동/간헐성은 평균적인 설비 이용률로, 전력이 공급되면 수전해 냉/열간 시동에 소요되는 운전 특성(ramp-up time 등)과 설비 열화에 의한 생산량 저감량은 생략된 것으로 미루어 볼 때 해당 조건을 보완하면 좀 더 현실적인 경제성 평가가 가능할 것으로 판단된다.

상기 내용을 종합적으로 고려하여 재생에너지 기반 수전해 수소 생산의 경제성 분석을 위하여 배터리 ESS를 활용한 수전해 장치의 연속 운전 시간 증대와 설비 열화 및 시동/운전 특성을 반영한 수소 생산량 산출 목적의 P2G 통합 운영 시나리오를 Fig. 4와 같이 4개 모듈로 구분하여 적용하였다.

배터리 ESS는 수전해 장치의 연속 운전을 증대하기 위해 Fig. 5와 같이 6개의 대표적인 운전 조건에서 충방전 동작을 결정하는 운용 시나리오를 도출하여 적용하였다. 이를 통해 시간 단위 발전량이 변동

하는 조건에서 수전해 장치의 연속 운전 증대를 위한 배터리 충방전 시나리오를 도출할 수 있다.

수전해 장치는 Fig. 6과 같이 대기, 기동 및 운전 동작별 4개의 대표적인 운전 조건에서 수전해 장치의 동작을 결정하는 운용 시나리오를 도출하여 적용하였다. 이를 통해 냉/열간 기동에 대한 수소 생산량 변동에 대한 가정을 적용하여 수전해 가동에 대한 보수적인 생산량을 도출할 수 있다.

위와 같이 변동성/간헐 전원 연계 조건에서 수전해 수소의 생산량을 최대화 목적의 배터리 ESS 보조형 P2G 시스템을 모델링하였고 이를 통해 다양한 운영 시나리오를 분석 및 평가할 수 있도록 구성하였다.

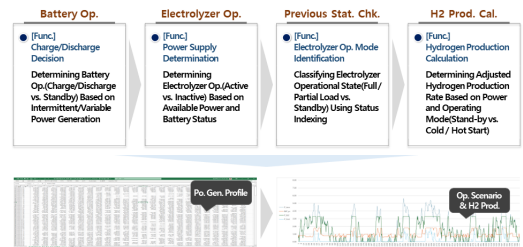


Fig. 4. Integrated operation scenario for P2G

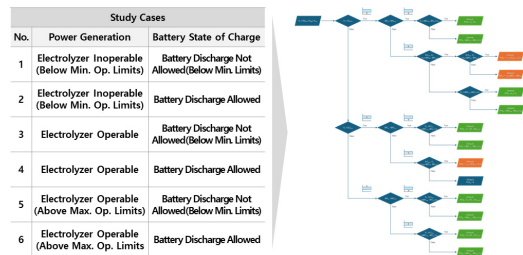


Fig. 5. Battery-ESS operation scenario (charge/discharge vs. standby)

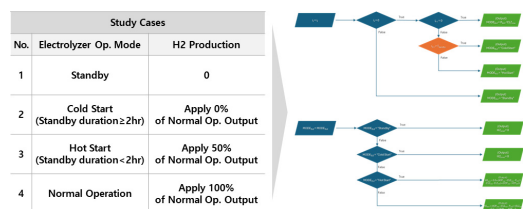


Fig. 6. Electrolyzer operation scenario (full/partial load vs. standby)

3.2 P2G 기술 경제성 평가

3.2.1 경제성 평가 방법

에너지경제연구원 등 국내외 선행 연구^{1,3,7,8)}를 참고하여 수전해 수소의 경제성을 비교 및 검토하기 위한 지표로 LCOH를 도입하였으며 이는 설비 운영 기간 동안 수소 가격이 일정하다고 가정할 때 생산 설비의 수명 기간에 발생하는 수익 총액의 할인된 가치와 비용 총액의 할인된 가치가 같아지는 가격, 즉 손익 분기점의 수소 가격이다¹⁾. 식 (1)의 기본적인 LCOH 기준식에 경년 변화에 따른 수전해 수소 생산량 감소분 반영을 위해 열화율(degradation rate)을 추가한 식 (2)의 LCOH 수정식을 적용하여 경제성 평가를 실시하였다.

$\sum_{t=0}^N \frac{P_t \times Q_{ht}}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^N \frac{COST_t}{(1+r)^t}$ 에서 P_t 가 일정할 때,

$$LCOH = P_t = \frac{COST_0 + \sum_{t=1}^N \frac{COST_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Q_{ht}}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

$$LCOH = P_t = \frac{COST_0 + \sum_{t=1}^N \frac{COST_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Q_{ht} \times (1-DR)^t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

여기서 P_t 는 t 연도의 수소의 시장 가격, Q_{ht} 는 t 연도의 수소 생산량, $COST_t$ 는 t 연도에 발생하는 비용(CAPEX + OPEX), N 은 수소 생산 설비의 수명 기간, r 은 할인율(discount rate)을 나타내며¹⁾ DR 은 설비 열화율(degradation rate)을 의미한다.

3.2.2 Case study 조건 및 LCOH 계산

출력 제한(curtailement)으로 버려지는 잉여 재생에너지를 활용한 (전력 비용 zero) 수전해 수소 제조의 경우에서 배터리 ESS 추가 및 설비 열화 고려에 따른 LCOH 영향을 검토하기 위하여 Table 2와 같이 4가지 경우를 선정하였고 각각의 경우에 대한 전제 조건과 계산 결과를 Table 3에 상세하게 정리하였다.

Table 2. Summary of case study conditions

Category	CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4
Power source	Surplus RE	Surplus RE	Surplus RE	Surplus RE
Electrolzer	AKL 3.3 MW	AKL 3.3 MW	AKL 3.3 MW	AKL 3.3 MW
Batter ESS	N/A	LFP 2 MWh/ 1 MW	LFP 2 MWh/ 1 MW	LFP 2 MWh/ 1 MW
Degradation	N/A	N/A	ALK 1%/y LFP 9%/y	ALK 1%/y LFP 9%/y

LCOH 계산에 사용된 기본 가정, 조건 및 기준값은 에너지경제연구원에서 수행한 P2G 기술 경제성 분석 사례⁷⁾를 벤치마킹하였고 풍력, 수전해 및 배터리 기준 용량은 제주 행원 수전해 실증 사례를 참고하여 풍력 7.888 MW, 수전해 3.3 MW 및 배터리 2 MWh 용량으로 각각 선정⁹⁾하였다.

CASE 1과 2는 단위 시간당 수소 생산량(kg/h)에 연간 가동 시간(h/year)과 설비 이용률(%)을 곱하여 연간 생산량(kg/year)을 산출⁵⁾하며 CASE 3과 4는 3.1에서 언급된 배터리 ESS 보조형 P2G 시스템 모델링에 시간당 풍력 발전 프로파일을 적용하여 설비 이용률(%), 연간 생산량(kg/year) 및 배터리의 충방전 누계(Wh)에 따른 연간 배터리 열화율(%/year)을 산출하고 해당 값을 LCOH 계산에 적용한다. 적용된 시간당 풍력 발전량 프로파일은 3.1.2절에서 언급된 상명풍력(21 MW) data를 행원풍력(7.888 MW)에 맞게 용량비로 보정/적용하였다.

또한 배터리 비용 및 사이클 수명 관련 정보는 미국 Pacific Northwest National Lab (PNNL)의 2023년 LFP 2 MWh & 1 MW 데이터¹⁰⁾를 기준으로 적용하였다.

4. 사례 연구

재생에너지의 변동/간헐성을 보완하기 위해 추가한 배터리 ESS의 효과 및 수전해/배터리의 열화에 따른 생산량 감소 및 설비 교체 비용에 따른 LCOH

Table 3. Case study conditions and LCOH calculation results

Category			CASE #1	CASE #2	CASE #3	CASE #4
Op. Cond.	Po. receiving		Wind 7.9 MW	Wind 7.9 MW	Wind 7.9 MW	Wind 7.9 MW
	Cap. Factor		17%	61% ¹⁾	61% ¹⁾	61% ¹⁾
	Annual Op.		8,760 h	8,760 h	8,760 h	8,760 h
	Sys' life		20 yr	20 yr	20 yr	20 yr
	Discount		7%	7%	7%	7%
Electro-lyzer	Spec.	Cap.	Alkaline 3.3MW	Alkaline 3.3MW	Alkaline 3.3MW	Alkaline 3.3MW
		Eff.	70%	70%	70%	70%
		Life	10 yr	10 yr	9 yr ²⁾	3 yr ³⁾
	Capital cost	Equip.	1,700,000 KRW/kW	1,700,000 KRW/kW	1,700,000 KRW/kW	1,700,000 KRW/kW
		Anc.	20% of Equip. cost	20% of Equip. cost	20% of Equip. cost	20% of Equip. cost
	O&M cost	Elec.	-	-	-	-
		Water	(Basic) 1,080 KRW/mo (Usage) 0,950 KRW/ton	(Basic) 1,080 KRW/mo (Usage) 0,950 KRW/ton	(Basic) 1,080 KRW/mo (Usage) 0,950 KRW/ton	(Basic) 1,080 KRW/mo (Usage) 0,950 KRW/ton
			O&M	2% of Cap. cost	2% of Cap. cost	2% of Cap. cost
		Etc.	1% of Cap. cost	1% of Cap. cost	1% of Cap. cost	1% of Cap. cost
	Battery ESS	Spec.	Cap.	-	LFP 2 MWh &1 MW	LFP 2 MWh &1 MW
Life			-	16 yr	11 yr ⁴⁾	11 yr ⁴⁾
Capital cost		-	624,528 KRW/kWh	624,528 KRW/kWh	624,528 KRW/kWh	
O&M cost		-	03,804 KRW/kW	03,804 KRW/kW	03,804 KRW/kW	
Results	H2 Prod. (kg/y)		87,311	313,292	174,142 ¹⁾	174,142 ¹⁾
	LCOH (KRW/kg H ₂)		11,296 (Ref.)	3,606 (32%)	7,399 (66%)	11,568 (102%)
	No. of Equip. Repl.		Stack#1	Stack#1 Battery#1	Stack#2 Battery#1	Stack#6 Battery#1

¹⁾Cal. value from battery operation scenario

²⁾Electrolyzer degradation, 1%/year

³⁾Electrolyzer degradation, 3%/year

⁴⁾Battery degradation, 9%/year

영향을 탐색하는 사례 연구를 실시하였다.

Table 3에서 배터리 미적용, 설비 열화 미고려 및 실측된 풍력 가동률(17%)을 적용하는 경우(CASE 1)에서 전력 비용이 들지 않는 잉여 재생에너지로 수

전해 수소를 생산할 경우를 기준으로 하면 CASE 2 (배터리 적용, 설비 열화 미고려 및 가동률 61%)에서는 가동률 급증(약 3.5배)에 따라 LCOH가 32%로 급감(경제성 증대)하나 CASE 2에 통상적인 수전해 수

명으로 고려되는 열화율 1%/year와 모의 생산으로 계산되는 배터리 열화율 9%/year를 추가(CASE 3)하면 설비 교체 회수 증대의 영향으로 LCOH는 66% 수준으로 급증한다.

또한 CASE 3에서 간헐/변동성 전원 연계에 대한 수전해 열화 특성을 3배(3%/year)로 가정할 경우 설비 교체 회수 급증으로 LCOH는 102%까지 증가하여 배터리를 추가하였음에도 LCOH가 기준값과 거의 동일 수준으로 분석되었다.

5. 결론

탄소중립 달성 및 지속 가능한 발전을 위하여 청정에너지로의 전환이 가속되어야 함은 당연하다. 그러나 에너지 전환에 따른 사회적, 경제적 영향을 최소화하기 위하여 청정수소는 종래의 에너지원 대비 경제성이 확보되어야 함이 자명하다. 경제성 확보를 위해서는 다음과 같은 사항들이 단계적으로 검증 및 해결되어야 할 것으로 판단된다.

- 1) 수소의 경제성 확보를 위해서는 생산 원가 저감 관점의 설비 용량 산정이 필요하다. 수소의 생산 원가는 설비비, 전력비 및 생산량이 지배 인자이며 재생에너지를 활용하는 경우에 배터리 ESS와 같은 보조 저장 기기 추가를 통한 생산량 증대 실현으로 수소 생산 단가를 저감할 수 있다. 즉 CAPEX가 증가해도 생산량 증가로 제품 원가 저감이 가능하다.
- 2) 수전해 특성상 간헐/변동성 전원과 연계한 완전한 동적 운전은 한계가 있는 것으로 판단된다. 운전 범위는 정격 부하 1.83 V에 해당하는 전류밀도를 100%, 최소 이론 운전 전압 1.48 V에 해당하는 전류밀도(A/cm²)를 0%로 설정하여 상시 전력이 공급되어야 하는 조건¹⁾이며 설비 특성상 운전 하한점(알칼라인 방식은 약 15% 이하) 이하에서는 가스 혼입에 의한 폭발 위험이 크기 때문에 운전 하한점 이하에서는 설비 내부가 질소로 치환되어 재가동에 많은 시간이 소요된다. 또한 재생에너지 연계 시 간헐/변동성

에 의하여 전극 손상이 가속화되는 문제가 있어 배터리 ESS 또는 전력망(grid)과 연계하여 안정적인 조건에서 설비 가동을 증대하는 것이 필요하다.

- 3) 간헐/변동성 전원에 연결되는 수전해 장치의 열화는 실증을 통한 검증이 필요하며 해당 data가 반영되어야 신뢰성 있는 LCOH 산출이 가능하다. 통상적인 알칼라인 수전해 스택의 정적 운전 조건 열화율은 1%/year 수준으로 알려져 있으나 재생에너지 연계 시 미가동 및 수명 급감 사례가 많은 것으로 분석되고 있다.

References

1. J. W. Kim and T. E. Lee, "A study on technological and institutional improvement of electrolyser for the economics of clean hydrogen production", Korea Energy Economics Institute, Korea, 2022, pp. 1-130. Retrieved from https://www.keei.re.kr/board.es?mid=a10101010000&bid=0001&list_no=82168&act=view.
2. Korea Midland Power (KOMIPO), "Korea's first green hydrogen development using wind power-based P2G (power-to-gas) technology", KOMIPO, 2021. Retrieved from <https://www.komipo.co.kr/kor/content/48/main.do?mnCd=F N021501>.
3. J. H. Kim, Y. W. Kim, and J. Y. Park, "Economic analysis of hydrogen production using renewable surplus power", Energy Focus, Vol. 16, No. 4, 2019, pp. 91-102. Retrieved from https://www.keei.re.kr/board.es?mid=a10101020000&bid=0002&tag=&act=view&list_no=83383&cgc_code=.
4. Korea Midland Power (KOMIPO), "KOMIPO_wind power generation performance (Sangmyeong Wind Farm)", KOMIKO, 2025. Retrieved from <https://www.data.go.kr/data/15119454/fileData.do>.
5. J. Park, C. H. Kim, H. S. Cho, S. K. Kim, and W. C. Cho, "Techno-economic analysis of green hydrogen production system based on renewable energy sources", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 31, No. 4, 2020, pp. 337-344, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.4.337>.
6. 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>.
7. A. R. Kim and J. G. Ahn, "P2G economic feasibility analysis

- and Jeju Island surplus electricity solution”, Energy Focus, Vol. 17, No. 3, 2020, pp. 66-82. Retrieved from https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0002&list_no=83446&sseq=1.
8. A. R. Kim and M. D. Park, “Recent trends in estimating leveled cost of electricity (LCOE) and implications”, Energy Focus, Vol. 16, No. 4, 2019, pp. 39-59. Retrieved from https://www.keei.re.kr/board.es?mid=a10101020000&bid=0002&tag=&act=view&list_no=83383&cg_code.
9. J. K. Sung, “TREND 1 _Jeju Haengwon Electrolysis Demonstration Complex: the starting point of korea’s green hydrogen global hub”, Monthly H2 Economy, Vol. 7, No. 6, 2023, pp. 110-119. Retrieved from <https://www.dbpia.co.kr/journal/articleDetail?nodeId=NODE11964341>.
10. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), “Energy storage cost and performance database: lithium-ion battery (LFP and NMC)”, PNNL, 2024. Retrieved from <https://www.pnnl.gov/projects/esgc-cost-performance/lithium-ion-battery>.