Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 32, No. 6, 2021, pp. 477~482
DOI: https://doi.org/10.7316/KHNES.2021.32.6.477

KHNES
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

태양광 발전 연계 수전해 시스템의 경제성 분석

황순철 · 박진남†

경일대학교 화학공학과

Techno-Economic Analysis of Water Electrolysis System Connected with Photovoltaic Power Generation

SUNCHEOL HWANG, JIN-NAM PARK†

Department of Chemical Engineering, Kyungil University, 50 Gamasil-gil Gyeongsan 38428, Korea

†Corresponding author : jnpark@kiu.kr

Received 8 December, 2021
Revised 13 December, 2021
Accepted 20 December, 2021

Abstract >> Hydrogen production, hydrogen production cost, and utilization rate were calculated assuming four cases of hydrogen production system in combination of photovoltaic power generation (PV), water electrolysis system (WE), battery energy storage system (BESS), and power grid. In the case of using the PV and WE in direct connection, the smaller the capacity of the WE, the higher the capacity factor rate and the lower the hydrogen production cost. When PV and WE are directly connected, hydrogen production occurs intermittently according to time zones and seasons. In addition to the connection of PV and WE, if BESS and power grid connection are added, the capacity factor of WE can be 100%, and stable hydrogen production is possible. If BESS is additionally installed, hydrogen production cost increases due to increase in Capital Expenditures, and Operating Expenditure also increases slightly due to charging and discharging loss. Even in a hydrogen production system that connects PV and WE, linking with power grid is advantageous in terms of stable hydrogen production and improvement of capacity factor.

Key words : Hydrogen(수소), Production cost(생산 단가), Photovoltaic(태양광 발전), Water electrolysis(수전해), Techno-economic analysis(기술경제성 분석)

1. 서 론

전 세계적으로 탄소배출량 감축에 대한 논의가 활발하게 이루어지고 있으며, 수소는 가속화되어가는 기후 변화를 막기 위한 새로운 수단으로 대두되고 있다[1]. 유럽의 경우는 2050년 에너지 사용량의 24%까지 수소로 사용하는 것을 계획하고 있으며[2], 미국의 경우는 2050년 에너지 사용량의 14%까지 수소로 사용하는 것을 계획하고 있으며[3], 일본의 경우는 2050년 탄소중립을 선언한 바 있으며, 수소를 이의 중요한 수단으로 보고 있다[4]. 우리나라도 2050년 탄소중립을 선언한 바 있으며, 2050년 에너지 사용량

2021 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

의 26%를 수소가 차지할 것으로 예측하고 있다[5].

수소를 생산하는 방법으로는 부생 수소(byproduct hydrogen), 화석연료를 이용한 개질반응(대표적으로는 steam methane reforming), 수전해(water electrolysis), 이 세 가지가 대표적이다. 현재는 이 중에서 천연가스 개질반응을 이용한 수소 생산이 가장 많으며, 다음은 부생 수소이다[6]. 부생 수소는 별도의 생산 공정이 필요 없으나, 경우에 따라서 고순도 수소 생산을 위한 정제공정이 필요하다. 수소 생산을 위한 추가 설비 투자비용이 크지 않아 경제성은 우수하지만, 생산량이 제한적이라는 한계가 있다[7]. 천연가스 개질에 의한 수소 생산 방식은 현재 시점에서 가장 기술적 성숙도가 높고 경제적인 방법이지만, 생산 과정에서 이산화탄소가 발생된다는 단점이 있다. 이를 보완하기 위해 이산화탄소를 포집하는 공정을 추가하여 블루 수소(blue hydrogen)를 생산할 수 있으나, 이는 포집된 이산화탄소의 처리방안이 확보되어 있을 때 사용이 가능하다[8]. 탄소중립을 위해 나아가기 위해서는 생산과정에서 이산화탄소가 발생하지 않는 재생에너지와 연계한 수전해 기술이 각광받고 있지만, 이는 경제성 측면을 고려할 때 실용화되기에는 아직도 미흡하다는 단점이 있으며, 그 외에도 간헐적인 발전원인 재생에너지와의 연계로 인한 수전해설비의 낮은 이용률을 높이는 것이 큰 과제이다[9].

재생에너지 연계 수전해 설비의 구축과 운영은 두 가지 전력망과 연결하지 않는 경우와 전력망과 연결하여 사용하는 두 가지 경우가 가능하다. 수전해 시스템을 전력망과 연결하지 않고 사용할 경우에는 재생에너지 전력의 공급이 간헐적이므로, 수전해 설비의 이용률이 낮아지게 되며, 경우에 따라서는 battery energy storage system (BESS)을 사용하여 수전해 설비의 이용률을 높일 수 있다. 전력망과 연결하여 사용할 경우에는 수전해 설비의 이용률을 높일 수 있으나 사용한 전력을 재생에너지 전력으로 인정받기 위해서는 녹색 프리미엄제와 같은 별도의 전력요금을 구매하여야 한다[10].

Table 1. Conditions for each Case

Case	PV capacity (kW)	WE system capacity (kW)	BESS capacity (kWh)
1	990	990	-
2		495	-
3		148.5	2,332
4		74.25	1,230

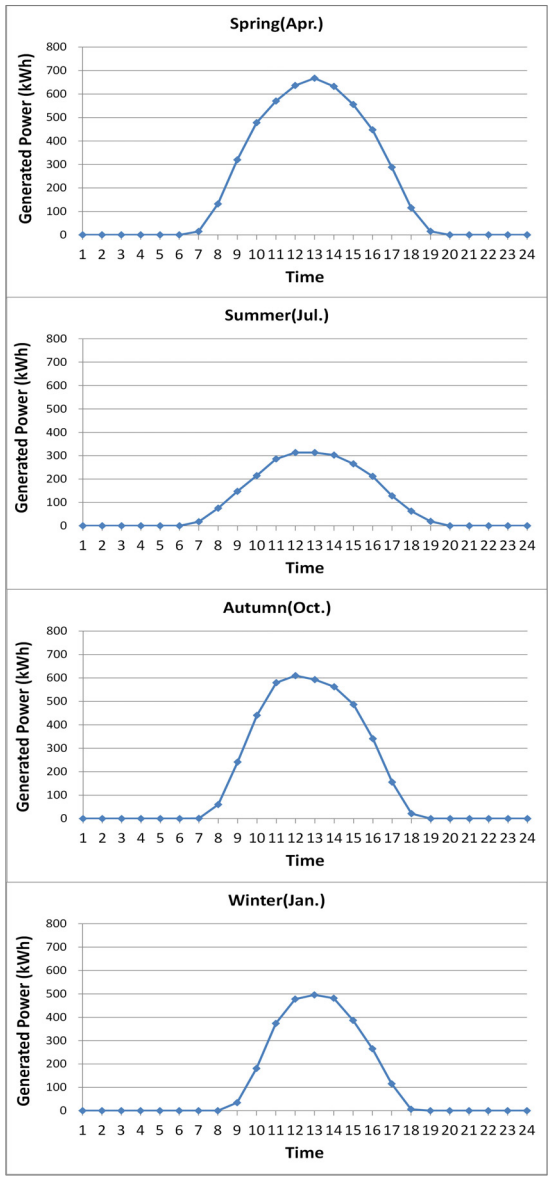

Fig. 1. Diagram of photovoltaic power generation pattern by season

본 연구에서는 수전해 시스템에 태양광 발전 설비를 연계하여 운영할 경우에 대하여 일간 수소 생산량, 수소 생산단가 등을 4가지 Case로 분류하여 경제성을 분석하였으며, 이를 통해 재생에너지 연계 그린수소(green hydrogen) 생산의 실현 가능성을 대략적으로 파악하고자 하였다.

수전해 시스템의 설비용량과 BESS의 설치 유무에 따라 4가지 Case로 분류하였으며, 각 Case별 조건은 Table 1과 같다.

Case 1과 Case 2에서는 태양광 발전에 의한 전력으로만 수전해 시스템을 가동시킬 경우라고 가정하였으며, Case 3와 Case 4에서는 BESS를 연계하여 수전해 시스템을 24시간 가동시킨다고 가정하여 Case별로 각각의 일간 수소 생산량과 수소 생산단가를 계산하였다.

태양광 발전 설비 시스템의 경우 한국남동발전의 삼천포본부 태양광 2호기의 2020년 측정 데이터를 기준으로 하였다.

계절별(겨울, 봄, 여름, 가을)로 한 달간의 발전량을 평균하여 기준이 되는 하루 발전 데이터로 사용하였으며, 구체적인 전력생산 패턴은 Fig. 1에 나타내었다. Fig. 2에 나타내었듯이 하루 총 발전량은 겨울은 2,818 kWh/day, 봄은 4,875 kWh/day, 여름은 2,359 kWh/day, 가을은 4,091 kWh/day로 측정되었다. 봄과 가을에 비해 겨울과 여름의 발전량이 적다는 것을 알 수 있고, 그 요인으로는 구름, 안개, 강우나 강설 등의 기상 조건과 기온이 높아짐에 따라 태양광 발전 효율이 낮아지는 것이 있다.

4가지 Case에서 경제성을 평가하기 위한 수전해 시스템 설비의 대략적인 개요도는 Fig. 3과 같이 구성하였고 CAPEX에서 잔존가치, 할인율, 보조금 등 언급하지 않은 조건들은 무시하였다.

태양광 발전 시스템으로부터 얻어지는 전력은 50원/kWh의 가격에 구매하고, 공급받는 전력량은 생산된 발전 전력 전부가 아닌 필요한 만큼만 구매하는 것으로 가정하였다.

수전해 시스템의 경우 구축비용은 감가상각 20년을 기준으로 하여 10억 원/MW, 수소 생산에 필요한 전력량은 55 kWh/kg-H_2로 가정하였다.

BESS의 구축비용은 5억 원/MWh, 수명 15년, 충방전의 종합 효율은 90%라고 가정하였다. 또한 BESS로 수전해 시스템의 전력을 모두 충당하지 못할 경우 외부 전력망으로부터 전력을 50원/kWh에 구매하는 것으로 가정하였다.

2. 경제성 분석

2.1 일간 수소 생산량

수소 생산단가를 계산하기 위해서는 capital expenditures (CAPEX)와 operation expenditure (OPEX)를 계산해야 하고 그 과정에서 필요한 값이 수소 생산량이다. 본 연구에서는 일간 수소 생산량을 기준으로 하여 CAPEX와 OPEX를 계산하였으며, 각

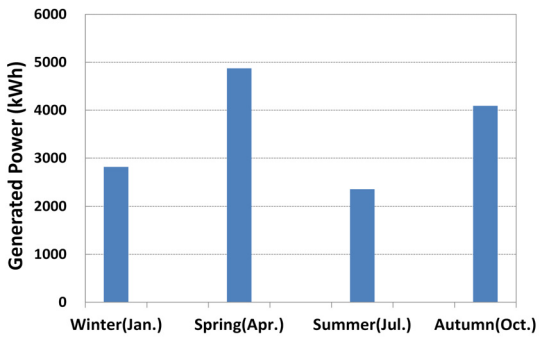

Fig. 2. Average daily photovoltaic power generation by season

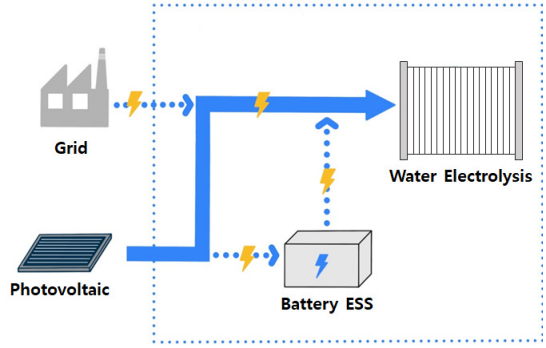

Fig. 3. Facility diagram of water electrolysis system

Case별 평균 일간 수소 생산량을 보면, Case 1은 64.3 kg-H_2/day, Case 2는 60.2 kg-H_2/day, Case 3은 64.8 kg-H_2/day, Case 4는 32.4 kg-H_2/day로 계산되었다.

Table 2에서 Case 1과 Case 2의 계절별 일간 수소 생산량을 보면, 봄>가을>겨울>여름의 순서인 것을 알 수 있는데, 이는 계절별의 태양광 발전량이 차이나기 때문이다. 또한 Case 1과 Case 2에서의 평균 발전량이 차이나는 것은 이용률을 높이기 위해 수전해 시스템의 용량을 다르게 하였기 때문이다. Case 1에 비해 Case 2의 수전해 용량을 50%로 줄였음에도 수소 생산량에는 큰 차이가 없는 것을 알 수 있는데, 이는 Case 2에서 수전해 설비의 이용률이 더 높아지기 때문이다. 즉, 태양광 발전과 수전해를 직접 연계하여 사용할 경우에는 태양광 발전 용량에 비해 훨씬 적은 용량의 수전해 설비를 구축하는 것이 효율적임을 알 수 있다.

Case 3과 Case 4에서는 계절에 관계없이 일간 수소 생산량이 같은 것을 알 수 있고, 이는 이용률 100% 운전을 위해 수전해 시스템을 전력망과 연계하여 24시간 가동시킨다고 가정하였기 때문이다. Case 3의 수전해 용량이 148.5 kW로 Case 2의 수전해 용량 495 kW에 비해 훨씬 작음에도 수소 생산량은 별 차이가 없는 것을 볼 수 있으며, 이로부터 BESS 및 전력망과 연계하여 100% 이용률로 수전해 시스템을 운전하는 것이 효율적임을 알 수 있다. 단, 이 경우에는 수소 생산단가의 경제성 확보를 위해서 최적의 BESS 용량을 결정하여야 할 필요가 있다.

Table 2. Daily hydrogen production by season

[Unit : kg-H_2/day]

Season \ Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Winter (Jan)	51.2	51.2	64.8	32.4
Spring (Apr)	88.6	78.5	64.8	32.4
Summer (Jul)	42.9	42.9	64.8	32.4
Autumn (Oct)	74.4	68.3	64.8	32.4
Average	64.3	60.2	64.8	32.4

2.2 수소 생산단가

앞에서 구한 수소 생산량과 수전해 시스템 구축비용을 이용하여 수소 생산단가를 계산할 수 있다. CAPEX의 계산에는 수전해 설비 비용, BESS 비용만 고려하였으며, 태양광 발전소 구축 비용은 계산에 넣지 않았다. 또한 OPEX의 계산에서는 가장 비중이 크게 작용하는 전력 비용만 고려하였으며, 그 외의 인건비와 유지 보수비용 등은 모두 무시하였다.

Case 1과 Case 2는 태양광 발전과 수전해 시스템이 직접 연결되고, 외부의 전력망과는 연계되어 있지 않은 시스템이다. Table 3과 Table 4는 두 경우에 대해 CAPEX와 OPEX를 계산한 결과이다. Case 1의 수전해 용량이 Case 2의 수전해 용량의 2배이므로, 수소 1 kg 생산당 소요되는 CAPEX 값은 Case 1이 훨씬 커지게 되며, 두 경우 모두 태양광 발전으로 생산된 전력만을 사용하므로 OPEX는 동일한 값을 가지게 된다.

결과적으로 수소 1 kg당의 생산 단가는 Case 1이 Case 2보다 크게 더되며, 수전해 용량이 태양광 발전 용량에 비해 작아질수록 수소의 생산단가는 낮아질

Table 3. Seasonal hydrogen production cost in Case 1

[Unit : won/kg-H_2]

Season \ Cost	CAPEX	OPEX	Hydrogen production cost
Winter (Jan)	2,674	2,750	5,424
Spring (Apr)	1,546	2,750	4,296
Summer (Jul)	3,194	2,750	5,944
Autumn (Oct)	1,842	2,750	4,592

Table 4. Seasonal hydrogen production cost in Case 2

[Unit : won/kg-H_2]

Season \ Cost	CAPEX	OPEX	Hydrogen production cost
Winter (Jan)	1,337	2,750	4,087
Spring (Apr)	872	2,750	3,622
Summer (Jul)	1,597	2,750	4,347
Autumn (Oct)	1,002	2,750	3,752

것이다. 하지만 수전해에 사용되지 못하고, 외부로 공급해야 하는 태양광 발전량이 늘어나게 된다. 그 외에 수소의 생산량이 계절별로 달라지며, 일간에도 태양광 발전이 되는 시간대에만 수소 생산이 가능하므로, 외부로 수소를 공급하는 데 어려움이 있다.

따라서 이러한 시스템의 경우에는 적정한 수소의 생산과 외부 공급, 수소의 생산단가, 외부로의 태양광 발전 판매 등을 고려하여 태양광 발전과 수전해 시스템의 적절한 용량 비율을 결정하여야 할 것이다. 그 외에 BESS를 추가할 경우에도 경제성이 변화하게 될 것이다.

BESS의 추가는 수전해 시스템의 이용률을 높이기 위한 목적이며, 이를 위해서는 전력망과 연계하는 것이 더욱 이용률을 높일 수 있다. Case 3과 Case 4는 전력망과 연계하여 수전해 시스템의 이용률 100%를 확보하고, 동시에 BESS를 추가하여 생산된 태양광 전력을 모두 수전해 시스템에 사용하는 경우이다.

Table 5와 Table 6에 보이듯이 Case 3과 Case 4의 경우에는 수전해 시스템의 이용률이 100%이므로 CAPEX는 계절에 따라 변하지 않는다. 수전해 시스템의 이용률이 100%이므로 OPEX 또한 계절과 무관하여야 하나, BESS의 충방전 효율이 90%이기 때문에 BESS의 사용 정도에 따라서 미세하게 OPEX가 달라진다. 태양광 발전이 많이 되는 시기에 BESS의 활용도가 더 높아지므로 이때의 OPEX가 조금 더 높은 경향을 보인다. 태양광 발전과 비교하여 수전해 시스템의 용량이 적을 경우에는 BESS의 활용도가 더 높아지므로 OPEX가 더 높아지고, 수소 생산단가도 더 높아진다.

Table 5. Seasonal hydrogen production cost in Case 3

[Unit : won/kg-H_2]

Season \ Cost	CAPEX	OPEX	Hydrogen production cost
Winter (Jan)	3,604	2,873	6,476
Spring (Apr)	3,604	2,915	6,519
Summer (Jul)	3,604	2,816	6,420
Autumn (Oct)	3,604	2,930	6,534

Table 6. Seasonal hydrogen production cost in Case 4

[Unit : won/kg-H_2]

Season \ Cost	CAPEX	OPEX	Hydrogen production cost
Winter (Jan)	3,784	2,940	6,724
Spring (Apr)	3,784	2,902	6,686
Summer (Jul)	3,784	2,910	6,694
Autumn (Oct)	3,784	2,921	6,705

결과적으로 전력망과 연계하여 수전해 시스템을 가동할 경우에는 기복 없이 꾸준한 수소의 생산이 가능하며 수소 생산단가도 비교적 일정하게 유지된다.

네 가지 Case에 대하여 종합적으로 정리한 결과를 Fig. 4에 나타내었다. Case 1과 Case 2의 수전해 시스템 이용률은 15%와 28%로 상당히 낮은 수준이며, Case 3과 Case 4의 수전해 시스템 이용률은 100%이다. 수소 생산량과 수소 생산단가 측면을 보면 Case 1과 Case 4가 비슷한 수준이나 Case 4는 안정적으로 수소가 생산되는 반면에 Case 1에서는 계절에 따른 수소 생산량의 편차가 커서 실제로 운용하는 데에는 어려움이 있다. 태양광 발전과 수전해 시스템을 직접 연계하여 수소생산 시스템을 구축하는 경우에도 BESS 이외에도 외부의 전력망과 연계하여 구축하는 것이 가장 효율적인 방안이다. 외부 전력망의 전력에 대해서는 녹색 요금제 등을 이용하여 재생에너지 전력을 공급받도록 한다면, 가장 효율적인 그린 수소 생산 방안이 될 것이다.

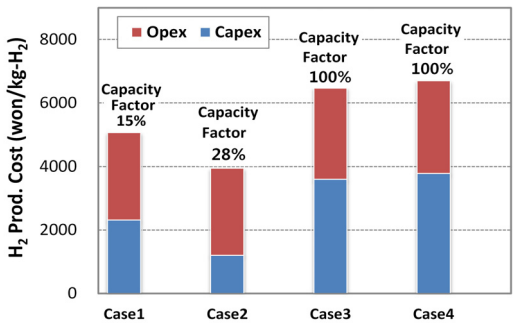

Fig. 4. Average hydrogen production cost and capacity factor by Case

4. 결 론

1) 태양광 발전과 수전해 시스템을 직접 연계하여 사용할 경우에는 수전해 시스템의 용량이 작을수록 이용률은 높아지고, 수소 생산단가는 낮아진다.

2) 태양광 발전과 수전해 시스템을 직접 연계하여 사용할 경우에는 시간대 및 계절에 따라 수소의 생산이 간헐적으로 이루어진다.

3) 태양광 발전과 수전해 시스템의 연계 외에 BESS와 외부 전력망 연결을 추가하면 수전해 시스템의 이용률 100% 달성이 가능하며, 안정적인 수소 생산이 가능하다.

4) BESS를 추가로 설치할 경우, CAPEX의 증가로 인하여 수소 생산단가가 증가하며, 충방전 시 손실로 인해 OPEX도 미세하게 증가한다.

5) 태양광 발전과 수전해 시스템을 연결하는 수소 생산 시스템에서도 외부의 전력망과 연계하는 것이 수소의 안정적인 생산과 이용률 향상 측면에서 유리하다.

후 기

이 논문은 2021년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구입니다(No. 20213030040170). 연간 태양광 발전량 자료를 제공해주신 한국남동발전에 감사드립니다.

References

1. Intergovernmental Panel on Climate Change, “Global warming of 1.5°C”, IPCC, 2019. Retrieved from https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_Low_Res.pdf.
2. McKinsey and Company, “Hydrogen roadmap europe”, Fuel Cells and Hydrogen, 2019, pp. 8. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf.
3. S. Satyapal, “Department of energy hydrogen program plan”, US DOE, 2020, pp. 10. Retrieved from https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen-program-plan-2020.pdf.
4. “Green growth strategy according to carbon neutrality in 2050”, METI, 2020, pp 21-24. Retrieved from https://www.meti.go.jp/english/press/2021/0618_002.html.
5. “2050 carbon neutrality scenario of the republic of Korea”, The Government of the Republic of Korea, 2020, pp. 46. Retrieved from https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS1_RKorea.pdf.
6. “Hydrogen strategy: enabling a low-carbon economy”, ENERGY, 2020, pp. 9. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf.
7. N. Kim, “Establishment of an industry development roadmap involving a demonstration of hydrogen byproducts”, Korea Hydrogen Industry Association, 2017, pp. 2. Retrieved from https://www.ntis.go.kr/project/pjtInfo.do?pjtId=1415149822&pageCode=TH_TOTAL_PJT_DTL.
8. J. Henderson, “Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany”, Oxford Institute for Energy Studies, 2020, pp. 17-19. Retrieved from https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-Case-of-Germany-NG-159.pdf.
9. A. Christensen, “Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: united states and europe”, International Council on Clean Transportation, 2020, pp. 1-2. Retrieved from https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20_hydrogen_production_costs%20v2.pdf.
10. “Operation of Korean RE100 (K-RE100)”, Korea Energy Agency New and Renewable Energy Center. Retrieved from https://www.knrec.or.kr/business/policy_re100.aspx.