

# 초고온가스로 연계 블루수소 생산 공정의 열역학적 분석

손성민<sup>†</sup>

경북대학교 과학기술대학 스마트플랜트공학과

## Preliminary Thermodynamic Evaluation of a Very High Temperature Reactor (VHTR) Integrated Blue Hydrogen Production Process

SEONGMIN SON<sup>†</sup>

Department of Smart Plant Engineering, Kyungpook National University College of Science and Technology, 2559 Gyeongsang-daero, Sangju 37224, Korea

<sup>†</sup>Corresponding author :  
seongminson@knu.ac.kr

Received 3 May, 2023  
Revised 23 June, 2023  
Accepted 26 June, 2023

**Abstract >>** As the impacts of global climate change become increasingly apparent, the reduction of carbon emissions has emerged as a critical subject of discussion. Nuclear power has garnered attention as a potential carbon-free energy source; however, the rapidity of load following in nuclear power generation poses challenges in comparison to fossil-fueled methods. Consequently, power-to-gas systems, which integrate nuclear power and hydrogen, have attracted growing interest. This study presents a preliminary design of a very high temperature reactor (VHTR) integrated blue hydrogen production process utilizing DWSIM, an open-source process simulator. The blue hydrogen production process is estimated to supply the necessary calorific value for carbon capture through tail gas combustion heat. Moreover, a thermodynamic assessment of the main recuperator is performed as a function of the helium flow rate from the VHTR system to the blue hydrogen production system.

**Key words :** Blue hydrogen(블루수소), Nuclear hydrogen(원자력수소), Very high temperature reactor(초고온가스로), Steam methane reforming(증기메탄 개질), Process modeling(공정 모사)

## 1. 서론

전 세계적인 기후 변화에 따라 탄소 배출량 저감이 중요한 화두로 대두되면서 탄소를 배출하지 않는 에너지원인 원자력에 관한 관심이 증대되고 있다. 유럽연합(European Union, EU)에서는 EU taxonomy 내

원자력 발전 및 원자력 열원 활용을 포함하여 원자력을 친환경 에너지원으로 인정하고 있으며, 국내에서도 한국형 녹색 분류 체계 내에 이를 포함하여 원자력을 청정 에너지원으로 인정하고, 기후 변화 대응을 위해 원자력에 대한 경제적 지원을 정책적으로 시행하려는 움직임이 일고 있다<sup>1)</sup>.

원자력 발전은 발전 과정에서 이산화탄소를 배출하지 않지만, 특성상 화석연료를 활용한 방식 대비 부하 추종의 신속성을 담보하기 어렵다는 문제가 있다<sup>2)</sup>. 이는 ‘덕 커브(duck curve)’로 대표되는 신재생 에너지의 증대로 인한 비신재생에너지 출력 조절 시나리오에서 원자력 발전이 가지는 대표적 난점 중 하나이다.

따라서 원자력 발전의 부하 추종 신속성을 높여주는 많은 시도가 존재하며, 수소에너지와의 결합은 이를 위한 가장 대표적인 방법이다. 원자력과 수소에너지의 결합은 노심의 출력 조절을 회피하면서도 노심 출력의 일부를 수소의 형태로 보관하였다가 출력 조절이 필요할 때 비교적 반응이 빠른 수소 발전 혹은 연료전지의 형태로 추가 발전량을 제공하는 방식으로, power-to-gas의 일종이다<sup>3)</sup>. BloombergNEF는 자사의 보고서인 New Energy Outlook 2021<sup>4)</sup>에서 이러한 원자력과 수소에너지가 중심이 되는 2050년 탄소 중립 시나리오인 ‘레드 시나리오(red scenario)’를 제안한 바 있으며, 해당 시나리오 내에서 2050년 탄소 중립 달성을 위해 총 1차 에너지 생산량 중 54,000 TWh의 원자력 에너지와 87 EJ의 원자력 수소 생산이 필요할 것임을 분석한 바 있다.

원자력을 활용한 수소의 생산 방식은 전기분해, sulfur-iodine 열화학으로 대표되는 물의 화학적 분해 및 화석연료를 통한 증기 메탄 개질(steam methane reforming, SMR) 반응 등이 있다. 이 중 현 시점에서 기술성숙도(technical readiness level)가 가장 높고 수소 생산 단가가 가장 낮을 것으로 예상되는 공정은 SMR로 알려져 있다<sup>5)</sup>.

SMR은 근원적으로 원료에 의한 이산화탄소를 배출하는 공정이며, 청정 수소 생산을 위해서는 탄소를 추가로 포집해야 한다. 이처럼 SMR 공정과 탄소 포집을 연계하여 수소를 생산하는 방식을 블루수소 생산이라고 한다. 그러나 지금까지 원자력 연계 블루수소 생산 방식에 대한 연구는 거의 진행되지 않았다. 본 연구에서는 원자로 중 SMR 공정에 필요한 열량과 온도를 제공해 줄 수 있는 초고온가스를 연계하여 블루수소를 생산해 내는 공정을 제안하고, 기초

적인 설계 결과를 공유하고자 한다.

## 2. 공정 요소

### 2.1 블루수소 생산 공정

SMR 공정은 고온, 고압의 조건에서 금속 촉매를 통해 진행되는 반응으로, 일반적으로 800-1,000°C 온도 조건 및 1.4-2.5 MPa의 압력 조건을 요구한다<sup>6)</sup>. SMR 공정은 크게 증기 개질 공정(steam reforming)과 이산화탄소를 물과 반응하게 하여 수소로 변환시키는 공정(water-gas shift reaction)으로 나뉘며, 각 반응의 화학식은 Fig. 1과 같다.

최종적으로 SMR 공정은 상기 두 반응에 의해 1분자의 메탄과 2분자의 물이 결합하여 4분자의 수소와 1분자의 이산화탄소를 생성하는 반응이다. 해당 반응의 결과로 수소와 이산화탄소가 혼합된 기체가 생산되며, 생산된 혼합 기체를 정제 공정을 통해 고순도의 수소만 분리하여 활용하게 된다. 이때 분리 정제 공정에는 일반적으로 압력 변동 흡착(pressure swing adsorption, PSA) 방식이 활용되게 된다.

상기 SMR 공정의 블록 흐름도는 Fig. 2와 같다. 해당 흐름도에서 불순물을 제거하는 공정(탈황 공정

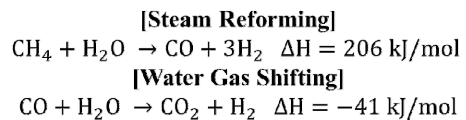


Fig. 1. Reaction formulas of steam methane reforming

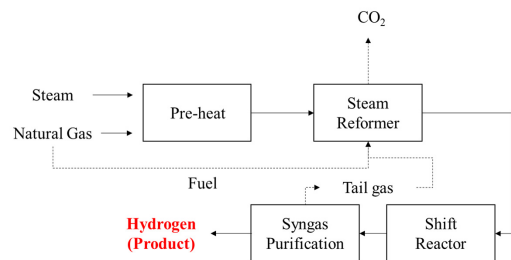


Fig. 2. Schematic block flow diagram of steam methane reforming process

등)은 고려되지 않았다. 두 반응기 중 증기 개질 공정 반응기는 에너지를 소모하는 반응이므로, 반응의 지속을 위해서는 추가적인 열량 공급이 필요하다. 열량의 공급을 위해 일반적으로는 원료인 천연가스를 연료로도 사용함과 동시에 수소가 일부 포함된 분리 정제 공정 폐가스 역시 연소시켜 재활용하게 된다.

Fig. 2의 SMR 공정에서 추가로 탄소를 포집하여 수소 생산의 이산화탄소 배출량을 저감한 생산 방식을 통해 생산된 수소를 블루수소라고 한다. 이산화탄소의 포집 위치는 크게 PSA 후단, water-gas shift (WGS) 반응기 후단, 배가스 후단으로 나뉘는데, 그 중 가장 많은 이산화탄소를 포집할 수 있는 위치는 배가스 후단이며 일반적으로 이 위치에서 탄소 포집을 수행하는 것이 권장된다<sup>7)</sup>.

탄소 포집은 일반적으로 아민계 흡수제를 사용하는 습식 포집, 고체 흡수제를 사용하는 건식 포집 및 흡착제를 이용하는 PSA 등의 연속 공정, 분리막 등 여러 기술이 논의되나 논의되고 있는 모든 종류의 기술들은 흡수제의 재생 등 공정 내부에서 다량의 에너지를 요구한다<sup>8)</sup>. 포집 공정의 열에너지 소모량은 일반적으로 가장 상용화 단계가 높은 아민계 습식 포집 기술 기준 2.5-3 GJ/tCO<sub>2</sub>로 알려져 있다<sup>9-11)</sup>.

## 2.2 초고온가스로

초고온가스로는 고온에서 안정한 삼중피복입자핵(tristructural isotropic, TRISO) 연료를 사용하고, 중성자 흡수 단면적이 낮은 헬륨을 냉각제로 사용하며, 감속재로 흑연을 사용하는 방식의 원자로 개념으로, 일반적으로는 재료의 한계를 고려하여 노심 출구 온도가 950°C 내외가 되도록 설계되나 이론적으로는 핵연료 손상 없이 1,200°C의 고온까지도 달성 가능할 것으로 기대되는 원자로의 한 종류이다<sup>12)</sup>.

초고온가스로는 특성상 고온 열원 공급이 가능하기에 SMR 공정의 열량 제공 용도로 활용될 수 있다. 일반적인 블루수소 생산 공정의 경우 외부 연료와 PSA 폐가스 내 수소 및 잔류 메탄을 함께 연소시켜 스팀 개질에 필요한 열량을 얻기 때문에 포집에 필

요한 열량 역시 연료 소모량을 늘리는 방식으로 충족시킬 수 있다. 그러나 원자력 연계를 고려하는 경우 탄소 포집에 필요한 열량이 PSA 폐가스 내 연소 가능한 가스의 연소열만으로 충족되는지를 반드시 고려해야 한다. Fig. 3은 Fig. 2의 개략도에 원자력 열원 공급 및 탄소 포집을 고려한 공정 흐름도이다. Fig. 2와 달리 열량을 초고온가스로를 통해 공급받기 때문에 공정 내 모든 CO<sub>2</sub>가 모이는 장소는 연소 스택 후단이 아닌 분리 정제 장치 후단이 된다. 여기서 생성된 CO<sub>2</sub>의 포집을 위한 열량을 어떤 방식으로 공급하여야 할지에 대해 공정 모사를 통해 분석하고자 한다.

## 3. 초고온가스로 연계 블루수소 생산 공정 설계

2절에서 탐색한 정보를 바탕으로 오픈소스 공정 시뮬레이터인 DWSIM<sup>13)</sup>을 활용하여 공정 모사를 수행하였다. 동일 소프트웨어로 수행한 SMR 공정 모사 데이터를 참고하여 공정 모사에 사용한 가정들은 다음과 같다<sup>14,15)</sup>.

1. 증기 메탄 개질(steam methane reforming) 반응의 전체 변환율은 메탄의 92.4%로 가정한다.
2. 압축기의 효율은 85%로 가정한다.
3. 물성치는 Soave Redlich Kwong gas model을 활용하였다.
4. PSA의 수소 회수율(recovery)은 80%로 가정하

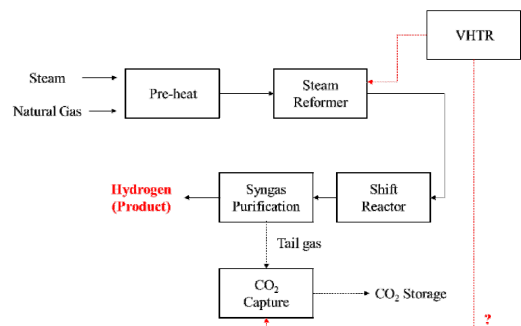


Fig. 3. Schematic block flow diagram of VHTR integrated blue hydrogen process

며, product 내 수소 순도는 편의상 100%로 가정한다.

5. 원료는 천연가스 10.57 kmol/h, 증기 41.0116 kmol/h가 소요된다고 가정하며, 천연가스의 조성비는  $CH_4:CO_2:N_2:CO:H_2=95:1:1:1:2$ 라고 가정한다.

6. SMR 후단에서 PSA 전단에 복열기의 배치를 가정하며, 해당 복열기는 Pinch point 5K의 성능을 가지고 있다고 가정한다.

7. PSA 전단 온도는 40°C로 가정한다.

8. 원자로 1차 계통 헬륨루프의 원자로 출구 조건은 950°C, 100 bar로 가정하였다.

해당 조건에서 계산한 초고온가스로 연계 블루수소 생산 공정은 Fig. 4 및 Table 1과 같다.

Table 1에서 주어진 tail gas를 연소시킨 뒤 연소열을 이용해 흡수탑을 재생한다고 가정했을 시, 연소기에 대한 공정 모사도는 Fig. 5와 같다. Fig. 5에서 1, 19, 20번 flow는 프로그램 내에서 계산을 위해 임의로 추가된 스트림이다. 공기는 공정의 압력인 24 bar 만큼 압축되어 제공되었다고 가정하였으며, 메탄, 일산화탄소 및 수소의 완전 연소를 가정하였다.

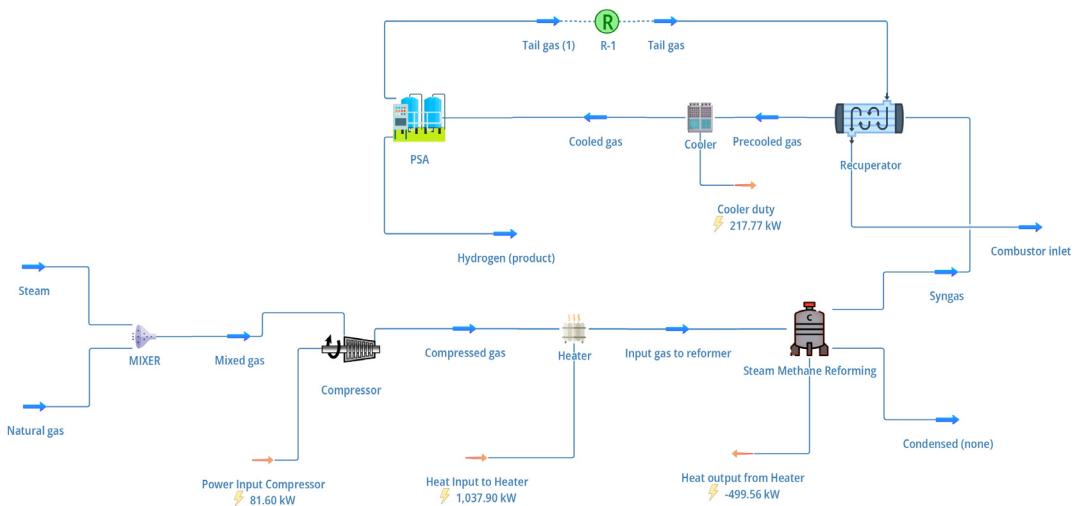
Fig. 5의 계산 결과를 근거로 했을 때, 연소기는 0.222 kg/s의 CO<sub>2</sub> 배출마다 1,821.75 kW의 열을 생산해 낼 수 있다. 이는 8.206 GJ/tCO<sub>2</sub>에 해당하는 양으로, 일반적으로 알려진 탄소 포집 기술의

소요 에너지인 2.5-3.0 GJ/tCO<sub>2</sub> 대비 여유가 있다.

추가로 공정 내 압축기 구동을 위해 필요한 총 전기에너지인 380.21 kW<sub>e</sub>를, 생성되는 열을 이용한 폐열 회수 발전으로 구성하는 방식을 고려할 수 있다. 탄소 포집 기술이 3 GJ/tCO<sub>2</sub>를 소모한다고 가정했을 시, 0.222 kg/s의 이산화탄소를 포집하기 위해 필요한 열에너지는 총 666 kW<sub>th</sub>이며 연소기에서 생산되는 열량이 1,821.75 kW<sub>th</sub>임을 고려했을 때 전력 변

**Table 1.** Key parameters of designed VHTR integrated blue hydrogen process

Hydrogen production rate	29.86		kmol/h
Electricity demand	Compressor	81.6	kW <sub>e</sub>
Heat demand	Pre-heater (from VHTR)	1,037.9	kW <sub>th</sub>
	Reactor (from VHTR)	499.56	kW <sub>th</sub>
Waste heat	Cooler	217.77	kW <sub>th</sub>
Tail gas composition	CH <sub>4</sub>	1.8947	mol%
	CO <sub>2</sub>	23.298	mol%
	N <sub>2</sub>	2.6242	mol%
	H <sub>2</sub> O	55.749	mol%
	CO	2.6242	mol%
	H <sub>2</sub>	18.533	mol%



**Fig. 4.** Flow diagram of VHTR integrated blue hydrogen process

환 효율이 32.89% 이상인 폐열 회수 발전 시스템을 구성할 경우 압축기 구동에 필요한 전력을 모두 공급할 수 있다. 단, 이 경우 폐열 회수 발전 시스템에 의한 추가 설비비를 고려해야 한다.

원자로 계통의 공정 모사도는 간략화된 Fig. 6과 같다. 실제 시스템 설계 시에는 very high temperature reactor (VHTR) 노심 냉각제 입구 온도가 노심 설계 단계에서 결정되어야 하는 경계 조건이며 모든

VHTR의 열량이 공정으로 배분되도록 설계되지 않는다. 따라서 정확하게는 일부 열량만이 배분되어 SMR 공정에 쓰이고, 나머지는 발전 공정으로 배분되도록 모사되어야 하나, 본 연구는 SMR 연계 개통에 대한 예비평가만을 목적으로 하기 때문에 해당 부분은 고려하지 않았다. 주어진 1차 계통 모식도에서 복열기에 해당하는 compressed gas heater의 헬륨 유량에 따른 총괄 열전달계수×면적(UA)은 Fig. 7과

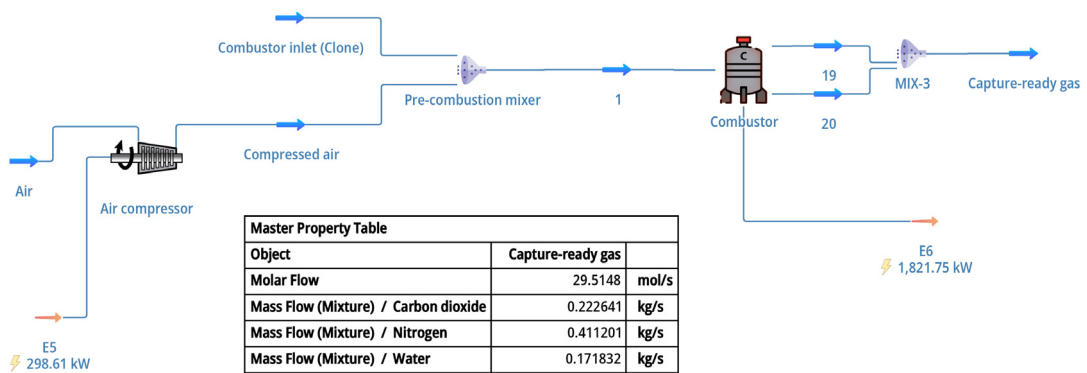


Fig. 5. Flow diagram of tail gas combustor

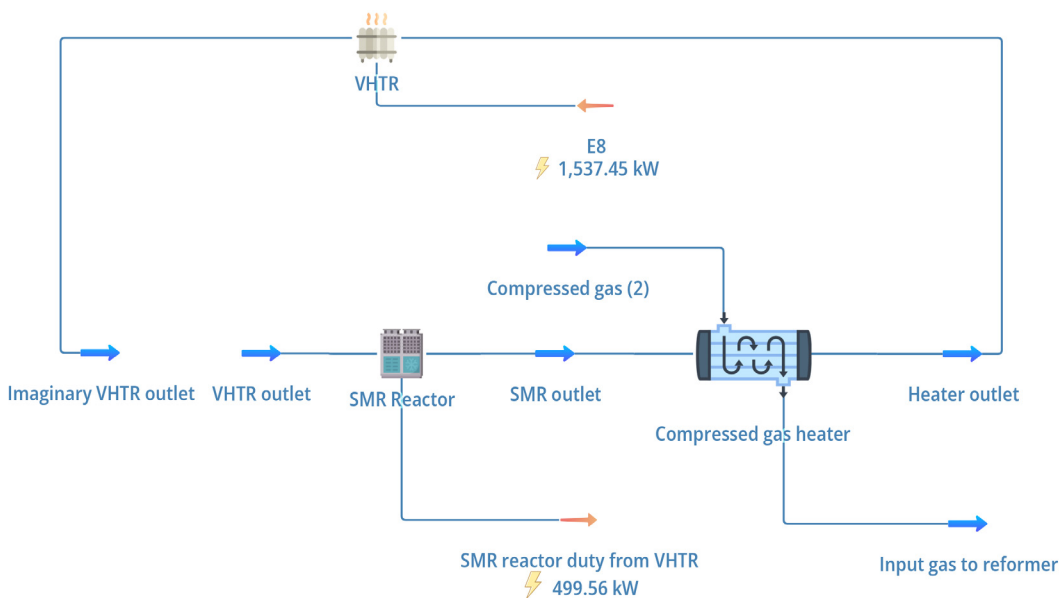


Fig. 6. Flow diagram of VHTR primary system

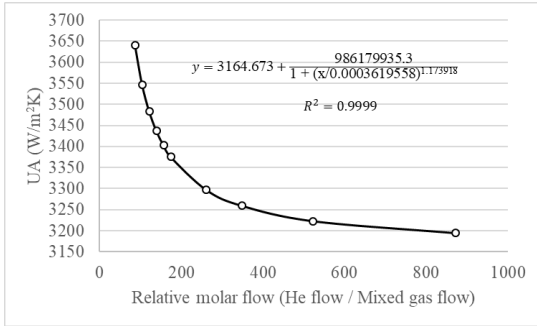


Fig. 7. Calculated requiring UA of compressed gas heater through the relative helium molar flow rate

같다. 그림에서 볼 수 있듯이, 블루수소 공정에 배분되는 VHTR의 헬륨 유량이 늘어날수록 상대적으로 더 적은 열교환기 면적만으로 공정에 필요한 열을 공급할 수 있다. 이러한 경향성은 VHTR 유량이 늘어남에 따라 축소되며, 해당 경향성은 Fig. 7의 식과 같이 나타낼 수 있다.

해당 결과는 상대적인 헬륨 유량이 혼합 가스 대비 50배 이상인 경우에 한하여 계산한 것으로, 이보다 작아지는 경우 제대로 된 공정 수렴 조건 도출이 불가능함이 확인되었다.

#### 4. 결론

본 연구에서는 오픈소스 공정 시뮬레이터인 DWSIM을 활용하여 VHTR 연계 블루수소 생산 공정에 대한 기초 설계를 수행하였다. 수행 결과, 블루수소 생산 공정은 PSA tail gas 연소열로 탄소 포집에 필요한 열량을 제공할 수 있을 것으로 추산되었다.

또한 VHTR 계통에서 블루수소 생산 계통으로 분배되는 헬륨 유량에 따른 SMR 반응기 전단 복열기에 대한 열역학적 평가를 수행하였다. 수행 결과, 공정에 사용되는 혼합 가스 유량 대비 최소 50배의 몰 유량을 가지는 헬륨이 제공되어야만 공정이 열역학적으로 정상인 상태에서 거동할 수 있음을 확인하였다. 또한 해당 유량비가 커질수록 열교환기 설계 관점에서 이득을 얻을 수 있음을 확인하였다.

#### References

1. H. S. Lim, "The Korean Green Taxonomy (K-Taxonomy) and its related sections", Weekly Financial Brief, Vol. 30, No. 5, 2021, pp. 19-21. Retrieved from [https://vwserver.kif.re.kr/fl\\_exer/viewer.jsp?dir=km&mid=20&cno=284713&fk=2021002915KA&ft=0&ftype=pdf](https://vwserver.kif.re.kr/fl_exer/viewer.jsp?dir=km&mid=20&cno=284713&fk=2021002915KA&ft=0&ftype=pdf).
2. L. Pouret and W. J. Nuttall, "Can nuclear power be flexible?" EPRG Draft Working Papers EPRG, Vol. 0710, 2004, pp. 1-25. Retrieved from <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/eprg0710.pdf>.
3. P. Fu, D. Pudjianto, X. Zhang, and G. Strbac, "Integration of hydrogen into multi-energy systems optimisation", Energies, Vol. 13, No. 7, 2020, pp. 1606, doi: <https://doi.org/10.3390/en13071606>.
4. BloombergNEF (BNEF), "New Energy Outlook 2021", BNEF, 2021. Retrieved from <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.
5. R. Pinsky, P. Sabharwall, J. Hartvigsen, and J. O'Brien, "Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems", Progress in Nuclear Energy, Vol. 123, 2020, pp. 103317, doi: <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103317>.
6. Y. Cheng, F. Wei, and Y. Jin, "Multiphase reactor engineering for clean and low-Carbon energy applications", Wiley, USA, 2017.
7. F. S. AlHumaidan, M. A. Halabi, M. S. Rana, and M. Vinoba, "Blue hydrogen: current status and future technologies", Energy Conversion and Management, Vol. 283, 2023, pp. 116840, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116840>.
8. R. Lal, "Carbon sequestration", Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Science, Vol. 363, No. 1492, 2008, pp. 815-830, doi: <https://doi.org/10.1098/rstb.2007.2185>.
9. J. I. Baek, "Global trend of CO<sub>2</sub> capture technology development", KEPCO Journal on Electric Power and Energy, Vol. 2, No. 2, 2016, pp. 143-165, doi: <https://doi.org/10.18770/KEPCO.2016.02.02.143>.
10. K. Mattes, "Texas Clean Energy Project: topical report, phase 1 - February 2010-December 2012", United States Department of Energy Office of Scientific and Technical Information, 2012. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/1253575>.
11. S. T. Rigby, "Results from the testing on a 1MWel advanced aqueous amine-based PCC pilot plant in Wilsonville", In: 3rd Post Combustion Capture Conference and SaskPower Symposium; 2015 Sep 8-11; Regina, Canada.
12. J. Chang, "Fourth generation nuclear systems suitable for

- hydrogen production very high temperature reactors (VHTR)”, Nuclear Industry, Vol. 24, No. 9, 2004, pp. 22-30. Retrieved from <https://scienceon.kisti.re.kr/commons/util/originalView.do?cn=JAKO200472622357734&oCn=JAKO200472622357734&dbt=JAKO&journal=NJOU00290803>.
13. M. H. V. Bahrn, N. Battak, W. H. Tan, and A. Bono, “Process Simulation of Steam Stripping of Bleached Palm Oil Deodorization for Removing Free Fatty Acids using DWSIM”, Journal of Physics: Conference Series, Vol. 2314, 2022, pp. 012016, doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2314/1/012016>.
  14. V. S. Abhishek, “Hydrogen production, storage and distribution for a powertrain test laboratory [Master's thesis]”, Prague: Czech Technical University; 2021.
  15. S. Sircar and T. C. Golden, “Purification of hydrogen by pressure swing adsorption”, Separation Science and Technology, Vol. 35, No. 5, 2000, pp. 667-687, doi: <https://doi.org/10.1081/SS-100100183>.