

100 MW급 Power-to-Gas 시스템의 사전 경제성 분석

고아름^{1,*}, 박성호¹, 김수현¹

¹고등기술연구원 에너지환경연구팀
17180 경기도 용인시 처인구 백암면 고안로 51번길 175-28

(2020년 1월 8일 접수; 2020년 1월 22일 수정본 접수; 2020년 1월 22일 채택)

The Economic Feasibility Analysis of 100-MW Power-to-Gas System

Areum Ko^{1,*}, Sung-Ho Park¹, and Suhyun Kim¹

¹Energy & Environment Research Team, Institute for Advanced Engineering
175-28, Goan-ro 51 beon-gil, baegam-myeon, Cheoin-gu, Yongin-si, Gyeonggi-do, 17180, KOREA

(Received for review January 8, 2020; Revision received January 22, 2020; Accepted January 22, 2020)

요 약

재생에너지 3020 이행계획에 따라 재생에너지 발전 비중 증가에 대비해 잉여전력 저장 및 전력 공급 안정화 기술 필요성이 대두되고 있다. 이를 위해 수요 공급의 불균형으로 활용할 수 없는 전력을 수소 또는 메탄으로 전환하여 저장하는 Power-to-Gas 기술 개발이 활발히 진행되고 있다. 본 연구에서는 국내 실정을 반영한 Power-to-Gas 경제성분석을 수행하였다. 균등화수소원가를 산정하기 위하여 Total revenue requirement 방법론을 활용하여 경제성 분석 방법론을 재정립하고, 국제에너지기구의 경제성 분석 결과를 통해 검증하였다. 연구결과 국내 기준 100 MW급 Power-to-Gas 시스템 균등화 수소원가는 kg당 8,344원으로 나타났다. 전기 비용, 수전해 장비 비용, 작동 연한에 따른 민감도 분석이 수행되었고, 재생에너지 이용 수소 생산비용과 천연가스 개질 수소 생산비용을 비교하여 경제성을 확보할 수 있는 조건을 제시하였다.

주제어 : 전력가스화, 경제성 분석, 균등화 수소원가, 수소, 잉여전력

Abstract : According to the Korean Renewable Energy 3020 Implementation Plan, the installation capacity of renewable energy is expected to increase whereas technology for storing excess electricity and stabilizing the power supply of renewable energy sources is extremely required. Power-to-Gas is one of energy storage technologies where electricity is converted into gas fuel such as hydrogen and methane. Basically, Power-to-Gas system could be effectively utilized to store excess electricity generated by an imbalance between supply and demand. In this study, the economic feasibility analysis of Power-to-Gas reflecting the domestic situation was carried out. Total revenue requirement method was utilized to estimate the levelized cost of hydrogen. Validation on the economic analysis method in this study was conducted by comparison of the result, which is published by the International Energy Agency. The levelized cost of hydrogen of a 100-MW Power-to-Gas system reflecting the current economic status in Korea is 8,344 won kg⁻¹. The sensitivity analysis was carried out, applying the main analysis economic factors such as electricity cost, electrolyser cost, and operating year. Based on the sensitivity analysis, the conditions for economic feasibility were suggested by comparing the cost of producing hydrogen using renewable energy with the cost of producing natural gas reformed hydrogen with carbon capture and storage.

Keywords : Power-to-Gas, Economic evaluation, Levelized cost of hydrogen, Hydrogen, Excess electricity

* To whom correspondence should be addressed.

E-mail: goareum@iae.re.kr; Tel: +82-31-330-7404; Fax: +82-31-330-7118

doi: 10.7464/ksct.2020.26.1.55 pISSN 1598-9712 eISSN 2288-0690

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

1. 서론

파리 협정 이후 전 세계적으로 온실가스 배출 저감을 위해 재생에너지 비중을 높이는 에너지 전환 정책을 펼치고 있다. 국내에서도 재생에너지 3020 이행계획을 발표하여 2030년 재생에너지 발전 비중을 20% 달성 목표를 제시하였다[1]. 태양광 및 풍력 발전은 기상 및 기후에 영향을 받아 출력의 변동성과 불확실성이 크기 때문에 발전 비중의 증가는 전력시스템의 안정성을 저하시키고 유틸 전력 문제를 야기할 수 있어 에너지 저장이 필요하다. 에너지 저장 방법에는 양수발전, 2차 전지 등이 존재하지만 기가와트시(GWh) 수준의 대용량의 재생 에너지를 장기간 저장하기 위해 재생에너지 유틸 전력으로 물을 전기분해하여 수소로 저장하는 전력가스화(Power-to-Gas) 기술이 점차 부각되고 있다.

오늘날의 기술 수준은 이미 다양한 에너지원과 기술을 이용해 수소를 생산하고, 저장 및 운송, 활용하는 것이 가능하다. 수소는 파이프라인을 통해 가스형태로 운반할 수도 있고 액화천연가스(LNG)처럼 선박에 액체 상태로 운반할 수도 있다. 또한 전기나 메탄으로 변환해서 가정용 및 산업용 전력으로 사용할 수도 있고, 승용차, 트럭, 선박, 비행기 등의 연료로 사용할 수도 있다. 수소와 수소 기반 연료는 재생에너지를 장거리로 운반가능하여, 태양에너지나 풍력에너지가 풍부한 호주나 남아메리카에서 수소를 생산하여 수소를 필요로 하는 다른 지역으로 이송하여 활용할 수 있다. 수소는 수요처가 다양하게 존재하기 때문에 에너지 캐리어로서 재생에너지가 가지는 간헐성, 불확실성 등의 한계를 보완할 수 있다. 이러한 배경으로 유럽, 미국, 일본에서는 수소경제 산업을 기술적 및 경제적 초기 단계로 인식하고, 정부 주도의 R&D 및 실증 프로젝트가 활발하게 추진되고 있다[2,3]. 특히 유럽을 중심으로 수전해 시스템 효율 향상 및 Power-to-Gas 실증 연구가 활발히 진행중에 있다. 국내에서는 2019년 1월 수소경제 활성화 로드맵을 발표하였고, 2022년 대비 2040년까지 수소 공급량은 11배 늘리고 가격은 절반인 kg 당 3,000원까지 낮추겠다는 목표를 제시하였다[3].

수소에너지는 대규모, 장기적 저장이 가능하여 잠재력이 크나, 아직 투자비와 운영비가 큰 고가의 자원이다. 국제에너지기구(IEA) 분석에 따르면 재생에너지의 가격 하락과 수소 생산 확대에 의해 재생에너지로부터 수소를 생산하는 가격이 2030년까지 30%가량 하락할 것으로 전망되었다[2]. 재생에너지로부터 수소를 생산하기 위한 수전해 기술 중 현재 가장 저렴하고 성숙한 방식은 알칼리 수전해이며, PEM 수전해는 기술의 성숙도 및 비용 절감을 통해 향후 유망한 기술로 전망되고 있고 고체 산화물 수전해는 실험실 연구 수준으로 적용되기까지는 많은 연구개발이 필요한 기술이다.

국제에너지기구(IEA), 국제재생에너지기구(IRENA), ENEA, 독일의 에너지전환 정책연구소(Agora Energiewende)에서 P2G 시스템의 경제성을 분석하기 위하여 균등화 수소원가(Levelized cost of hydrogen, LCOH)를 산정하고 그 결과를 제시하였다. 국제에너지기구(IEA)에서는 재생에너지기반 수소 생산 시 국

가에 따라 균등화 수소원가는 kg당 2,925~7,020원 범위로 나타났다[2]. 우수한 재생에너지 자원 보유국의 경우 kg당 2,340원 수준이며, 일본의 경우 수전해를 통한 수소 생산 비용이 2030년 kg당 약 7,605원인데 반해 수소 수입 비용은 kg당 6,435원으로 전망되어 수소 수입이 국내 생산보다 저렴할 수 있다고 제시하였다. 국제재생에너지기구(IRENA)에서는 수전해 장비 비용 및 전기 비용에 따라 수소 원가가 kg당 2,937~4,130원 범위로 나타남을 제시하였다[4]. 프랑스 에너지 컨설팅회사 ENEA에서는 1 MW급 P2G 시스템의 수소생산비용은 kg당 6,669원으로 산정하였다[5]. 벨기에 북부지역인 플란데르 지역의 P2G 비즈니스 모델 분석 보고서에서는 100 MW급 P2G의 수소생산비용이 kg당 5,265원임을 나타내었다[6]. 독일의 에너지전환정책연구소에서는 2020년 기준 100 MW급 P2G 시스템의 균등화 수소원가가 kg당 8,190원으로 나타났다[7]. 기존 선행연구에서는 균등화 수소원가에 대한 전망 있는 결과를 나타내지만 이는 50~90% 정도의 높은 가동률과 23~70원 kWh⁻¹ 수준의 비교적 저렴한 전기 비용이 적용되었기 때문이다. 이는 한국실정과는 다른 가정이 될 수 있어 이 결과를 바로 활용하기 어려운 부분이 있다. 또한, 선행연구에서는 수소 비용 분석을 위한 가정과 결과가 제시되어 있으나, 세부 경제성 분석 방법론이 제시되지 않았다. 경제성분석 결과는 각 가정과 방법론에 따라 결과가 크게 달라질 수 있기 때문에 경제성 분석에 적용한 가정, 비용, 방법론이 타당하게 제시될 필요가 있다.

이에 본 연구에서는 국내 수소경제 이행 추진에 활용할 수 있도록 국내 실정을 반영한 Power-to-Gas 기초 경제성분석을 수행하였다. 균등화 수소원가를 산정하기 위하여 Total revenue requirement 방법론을 활용하였으며, 국제에너지기구의 경제성 분석 결과를 통해 검증하였다[8]. 추가적으로 Power-to-Gas 시스템 경제성 분석에 영향을 미치는 주요 인자인 전기 비용, 수전해 장치비용에 따른 민감도 분석을 수행하였다.

2. 경제성 분석 방법

2.1. Power-to-Gas 시스템 경제성 분석 방법

Power-to-Gas 시스템의 기초 경제성 분석을 위해 연간 회수되어야 하는 총 비용(Total revenue requirement, TRR) 방법론을 사용하여 균등화 수소원가(LCOH)를 산정하였다[8,9]. 연간 회수되어야 하는 총 비용은 플랜트를 운영하는 동안 지출된 금액을 보상하기 위해 판매수익을 통해 연간 회수되어야 하는 비용이다. 균등화 수소원가는 경제성 분석 가정 설정, 총 자본투자비 추정, 연간 회수하여야 하는 총 비용 계산, 균등화 수소원가 산출 단계로 계산된다. 총 자본 투자비(Total Capital Investment, TCI)는 Equation (1)과 같이 직접비(DC)와 간접비(IC)의 합인 고정 자본 투자비(FCI)와 기타 지출(OO)로 구성된다. 직접비는 설비비용(PEC), 설비설치비용, 배관, 토지, 서비스시설 등을 포함한 비용을 나타내며, 간접비는 감독비용, 건설비용, 예비비 등을 포함한 비용을 나타낸다. 기타 지출(OO)은 시운전비용, 운전자본, 건설중이자 등을 포함

한 지출이다.

$$TCI = FCI + OO = DC + IC + OO \quad (1)$$

연간회수하여야 하는 총 비용(TRR)은 Figure 1과 같이 연간 발생하는 경비(Expense)와 그 외의 비용인 시설을 운영하는 데 드는 비용 즉 보유비용(CC)의 합으로 산출된다. 보유비용(CC)은 자본회수비용(capital recovery), 우선주·보통주에 대한 배당금(return on equity), 차입금 상환액(return on debt), 소득세(income taxes), 기타 세금 및 보험(other taxes and insurance)을 포함한 금액으로, 총 자본투자비를 기반으로 산정된다. 자본회수비용(TCR_j)은 Equation (2)와 같이 장부상 감가상각액(BD_j), 이연법인세(DITX_j), 자기자본금 건설중이자(RCEAF_j)의 합으로 산출된다.

$$TCR_j = BD_j + DITX_j + RCEAF_j \quad (2)$$

이연법인세란 과세장부액(TXD)과 회계장부액(BD)의 차이로 인해 발생한 세금을 의미하고 Equation (5)와 같이 계산된다. 과세소득은 Equation (3)과 같이 총 감가상각대상 자본투자비(TDI)에 수정된 가속 원가 회수법의 감가상각률($f_{MACRS,j}$)을 반영하여 산출한다. t 와 TL은 법인세율과 과세기간을 나타내며, Equation (4)와 같이 TL+2년부터는 과세장부액(TXD)은 없는 것으로 가정하고 Equation (6)과 같이 산출된 이연법인세를 환급받는다.

$$TXD = TDI \times f_{MACRS,j} \quad j=1, \dots, TL+1 \quad (3)$$

$$TXD = 0 \quad j=TL+2, \dots, n \quad (4)$$

$$DITX = (TXD - BD) \times t \quad j=1, \dots, TL+1 \quad (5)$$

$$DITX = -\frac{\sum_{k=1}^{TL+1} DITX_k}{n - (TL+1)} \quad j=TL+2, \dots, n \quad (6)$$

연간 우선주·보통주에 대한 배당금과 차입금 상환액은 Equation (7)과 같이 연초잔액(BBY_{j,x})에 이자율(i)을 반영하여 산정한다. 첫째의 연초잔액은 Equation (8)과 같이 총자본투자비에 자본조달비율(f_x)을 반영하여 산출하고, 두해부터의 연초잔액은 Equation (9)와 같이 기존해의 연초잔액에(BBY_{j-1}) 장부상 감가상각액(BD_{j-1})과 추가지출비용(ADJ_{j-1})을 제외하여 매년 잔액을 산정한다. 추가 지출비용은 각 자본의 이연법인세로 Equation (10)과 같이 산정되고, 보통주의 경우에만 Equation (11)과 같이 보통주의 건설중이자(RECAF)도 포함시킨다. 법인세는 Equation (12)와 같이 산출하며 기타 세금 및 보험 비용(OTXI)은 Equation (13)과 같이 물가상승률을 반영한 총 발전소 설비 투자비(PFI)에 기타 세금 및 보험비용비율(f_{OTXI})을 반영하여 산출한다. 최종적으로 Equation (14)에 나타나듯이 자본회수비용, 우선주·보통주에 대한 배당금과

차입금 상환액, 법인세, 기타 세금 및 보험 비용의 합으로 보유비용(CC) 산출한다. 경비(Expense)는 발전운영비와 관련한 금액으로, Equation (15)와 같이 Power-to-Gas 시스템의 경우 수전해 전력소비비용과 운전운영비의 합으로 산정한다.

$$ROI = BBY_{j,x} \times f_x \quad x = d, ps, ce \quad (7)$$

$$BBY = TCI \times f_x \quad x = d, ps, ce \quad (8)$$

$$BBY_j = BBY_{j-1} - (BD_{j-1} + ADJ_{j-1}) \quad j=2, \dots, n \quad (9)$$

$$ADJ_{j,d} = DITX_j \times f_x \quad j=2, \dots, n, x = d, ps \quad (10)$$

$$ADJ_{j,d} = DITX_j \times f_{ce} + RCEAF_j \quad j=1, \dots, n \quad (11)$$

$$ITX = \frac{t}{1-t} (ROI_{ce} + ROI_{ps} + RCEAF) - DITX \quad (12)$$

$$OITX = PFI \times f_{OTXI} \quad (13)$$

$$CC = TCR + ROI_{ce} + ROI_{ps} + ROI_d + ITX + OTXI \quad (14)$$

$$Expense = EC + OMC \quad (15)$$

이후 보유비용(CC)과 경비의 합인 연간 회수하여야 하는 총비용을 균등화시킨다. 보유비용의 경우 매년 불규칙하게 발생하게 되는데 이를 Equation (16)과 같이 일정 시점의 가치로 할인시킨 후 자본회수계수(CRF)를 곱해주어 연도별로 균등하게 증가화한다. 경비는 물가상승률에 대한 영향을 제외하면 매년 일정하게 발생하는 비용이며, Equation (18)과 같이 발전소 운영 전 해 발생한 비용에 균등화인자(constant escalation levelization factor, CELF)를 반영하여 증가화 한다. 균등화된 연간 회수하여야 할 총비용(TRR_L)은 Equation (22)와 같이 균등 보유비용, 균등 전력비용, 균등 운전운영비의 합으로 계산된다.

$$CC_L = CRF \times \sum_{j=1}^n \frac{CC_j}{(1+i_{eff})^j} \quad (16)$$

$$CRF = \frac{i_{eff}(1+i_{eff})^n}{(1+i_{eff})^n - 1} \quad (17)$$

$$EC_L = EC_0 \times CELF_{EC} \quad (18)$$

$$CELF_{EC} = \frac{k_{EC}(1-k_{EC}^n)}{1-k_{EC}} \times CRF \quad k_{EC} = \frac{1+r_{FC}}{1+i_{eff}} \quad (19)$$

$$OMC_L = OMC_0 \times CELF_{OMC} \quad (20)$$

$$CELF_{OMC} = \frac{k_{OMC}(1-k_{OMC}^n)}{1-k_{OMC}} \times CRF \quad k_{OMC} = \frac{1+r_{OMC}}{1+i_{eff}} \quad (21)$$

$$TRR_L = CC_L + FC_L + OMC_L \quad (22)$$

Table 1. Economic index (IEA) for validation [2]

| Contents | | Unit | Value | |
|-----------------------|-------------------------|----------------------------------------|----------------------|-----|
| System financing | Base year | year | 2017 | |
| | Discount rate | % | 8 | |
| Plant operation index | Plant life | year | 25 | |
| | Operating hour | hr | 500 ~ 8000 | |
| | Electrolyser efficiency | % | 64 | |
| | Electricity cost | Electricity cost | \$ MWh ⁻¹ | 40 |
| | | Power consumption | MW | 400 |
| Cost | Electrolyser CAPEX | \$ kW ⁻¹ | 900 | |
| | OPEX of electrolyser | \$ kW ⁻¹ year ⁻¹ | 135 | |

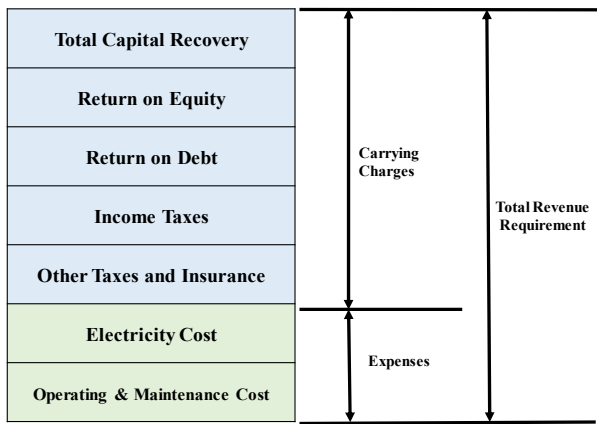


Figure 1. Cost categories for the revenue requirement method of economic analysis of Power-to-Gas system [8].

균등화 수소원가(LCOH)는 균등 연간 회수해야 하는 총비용(TRR_L)에 연간 부산물 판매비용(BPV)을 제외한 금액에서 연간 수소생산량을 나누어 계산된다. Power-to-Gas 시스템에서 부산물은 산소와 열이 될 수 있다. 본 연구에서는 저온형 수전해만 고려하기 때문에 열은 생성되지 않으며, 계산의 단순화를 위하여 산소 판매는 고려하지 않았다.

$$LCOH [\$ kg^{-1}] = \frac{TRR_L - BPV}{Annual Product Capacity} \quad (22)$$

2.2. Power-to-Gas 시스템 경제성분석 방법론 검증

국제에너지기구에서 재생에너지원의 전력을 통해 수전해하여 생산된 수소 원가에 대한 시나리오 별 민감도 분석을 수행하였다. 사전 경제성 분석 방법론의 신뢰도를 확인하기 위해 국제에너지기구에서 최근에 발간한 경제성 분석 보고서와 동일 조건에서 계산 결과를 비교하였다. Table 1은 국제에너지기구에서 사용된 경제성분석 인자를 나타낸다[2]. Total revenue requirement 방법론을 활용하고, 경제성분석 인자를 적용하여 균등화 수소원가를 산정하였다. 국제에너지기구는 배당금, 교체비용 등을 고려하지 않아 본 연구에서도 동일하게 적용하였다. 전기비용 47원 kWh⁻¹인 경우 본 연구의

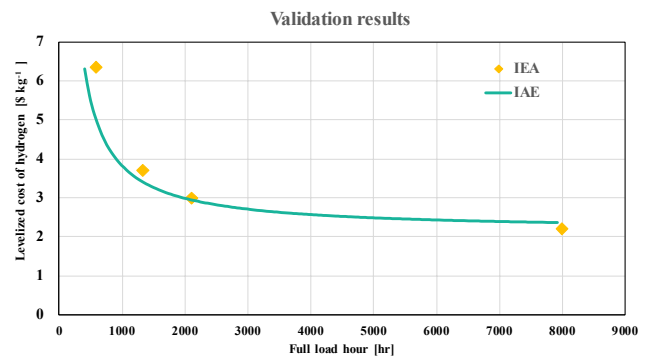


Figure 2. Validation results.

경제성 분석 방법론을 적용하여 산정한 수소 원가와 국제에너지기구의 산정결과를 비교하여 Figure 2에 나타내었으며, 두 결과가 유사하게 도출되어 본 연구에서 적용한 경제성 분석 방법론은 타당한 것으로 판단된다.

2.3. Power-to-Gas 시스템 조건 및 가정

Table 2는 Power-to-Gas 경제성분석을 위해 사용된 경제 지표이다. 물가상승률은 통계청의 2009년부터 2018년부터의 소비자물가상승률의 평균치인 1.96% 적용하였다[10]. 전기 가격의 경우 SMP가 2012년 이후 지속적으로 하락하는 추세이므로 전기 가격의 상승률은 고려하지 않았다[11]. 환율의 경우 2019년 기준 환율로서 1달러 1,170원을 적용하였다[12]. 자기자본(common equity)은 40%과 차입금(Debt)은 60%로 자본투자비가 형성되고 발전사 제공 데이터 기준으로 각 연간 이자(required annual return)는 6.2%이며, 가중평균자본비용(weighted average capital cost, WACC) 수식을 적용하여 계산하여 할인율은 6.2%로 가정하였다. 법인세와 주민세의 합으로 20% 적용, 주민세는 법인세의 10%를 반영하였다[13]. 수전해 장비 운전운영비는 CAPEX의 3%로 설정하였다[7]. 계산을 단순화하기 위해 잔존가치는 없는 것으로 가정하였다. 플랜트는 20년간 운전하며 15년을 회계년수로 설정하였다.

국제에너지기구(IEA)에서는 신재생에너지 발전 비중에 따라 6개의 단계로 구분하고, 각 단계에 따라 활용 가능한 유연성 자원으로 급전지사가 가능한 발전기, 최신 신재생에너지

Table 2. Economic index input summary

| Contents | | Unit | Value | |
|------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|------|
| Overall Economic Index | Annual inflation rate | % | 1.96 | |
| | Discount rate | % | 6.2 | |
| | First FPI supply | % | 40 | |
| | Second FPI supply | % | 60 | |
| | Won-dollar exchange rate | won | 1170 | |
| System financing | Plant design start year | year | 2020 | |
| | Plant construction start year | year | 2021 | |
| | Plant operating start year | year | 2023 | |
| | Common equity | Financing fraction | % | 50 |
| | | Required annual return | % | 6.2 |
| | Debt | Financing fraction | % | 50 |
| | | Required annual return | % | 6.2 |
| | Discount rate | % | 6.2 | |
| | Total income tax rate | % | 20 | |
| | Resident tax rate (% of income tax) | % | 10 | |
| | Fixed operating and maintenance (% of CAPEX) | % | 3 | |
| Plant operation index | Plant life | year | 20 | |
| | Tax life | year | 15 | |
| | Operating hour | hr | 2555 | |
| | Capacity factor | % year ⁻¹ | 29 | |
| | Hydrogen production per unit power | Nm ³ MWh ⁻¹ | 206.67 | |
| | Hydrogen density | Kg Nm ⁻³ | 0.09 | |
| | Electricity cost | Electricity cost | \$ MWh ⁻¹ | 80.9 |
| | | Power consumption | MW | 100 |
| | Labor | Labor number | Person | 7 |
| Average labor cost | | \$ yr ⁻¹ | 42,735 | |
| Replacement | Total unplanned replacement capital cost factor (% of total depreciable costs/year) | % | 0.05 | |
| | Stack cost (% of CAPEX) | % | 45 | |
| | Stack lifetime | hr | 59000 | |
| | Replacement year | year | 23 | |

기술, 수요자원, 에너지저장장치, 네트워크 인프라 등을 제시하였다[14]. 우리나라의 경우 아직 1단계로 재생에너지에 대한 영향이 크지 않아 잉여전력량을 정확히 산정하는데 어려움이 있다. 이에 전력거래소 미래 신재생 변동성을 고려한 실시간 운영예비력 확보 전략 연구 중 2030년 봄철 시뮬레이션 결과를 참고하여 잉여전력 방출 시간을 7시간으로 고려하여 이를 수소생산시간으로 설정하였다[15]. 입력 전력당 수소생산량은 3 MW급 PEM 수전해 Hydrogenics사 HyLYZER 600 제품 기준으로 입력 전력당 수소생산량은 206.67 Nm³ h⁻¹, HHV 효율 75%를 적용하였다[16]. 수소 밀도는 Universal Industrial Gases 데이터 기준을 적용하였다[17]. 전기비용은 2018년 SMP 평균 가격 94.64원 kWh⁻¹으로 적용하였다[11]. 잉여전력량은 100 MW로 가정하였다. 발전소 운영 인력은 7명으로, 연간 인건비는 5,000만원으로 가정하였다. 수전해 교체비용은 NREL

H2A 프로그램 기준으로 적용하였다[18]. PEM 수전해 수명은 FLEXCHX 프로젝트 기준으로 59,000시간이 적용되었다[19]. 계산을 단순화하기 위해 물 사용비용 고려하지 않았다.

3. 결과 및 고찰

3.1. Power-to-Gas 시스템 경제성 분석 결과

장비비용의 경우 수전해 장비만 고려되었으며 2020년 100 MW급 기준으로 수전해 CAPEX는 약 103만원 kW⁻¹이 적용되어 총 103억원의 비용이 추산된다[20]. 장비구매 비용을 기준으로 설치비, 배관비, 계측제어비, 전계장, 재료비, 토지, 건설비, 서비스시설비 등을 산정하나 이를 다 포함한 비용이 CAPEX이므로 총 고정 자본 투자비의 경우 103억원으로 설정된다. 총 자본 투자비는 인플레이션을 고려한 플랜트 설비

Table 3. Capital cost calculation summary

| Contents | | Cost | |
|--------------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------|----------------|
| Fixed Capital Investment | | \$ 88,023,100 | |
| Other outlay | Start-up cost | Annual fixed O&M cost | \$ 2,640,693 |
| | | Electricity cost | \$ 20,667,111 |
| | | Plant Facilities Investment | \$ 88,023,100 |
| | | Start-up cost | \$ 1,980,520 |
| | | Escalated Start-up cost | \$ 2,019,338 |
| | Working Capital | Electricity cost | \$ 20,667,111 |
| | | Escalated Fuel cost | \$ 20,667,111 |
| | | Labor cost | \$ 299,145 |
| | | Contingency | \$ 879,826 |
| | | Working Capital | \$ 4,399,131 |
| | Escalated Working Capital | | \$ 4,573,267 |
| | Allowance for funds used during construction | | \$ 6,856,009 |
| | Total AFUDC after 2 years | | \$ 8,211,924 |
| | Total Capital Investment (TCI) | Total Net outlay | Escalated PFI |
| Start-up cost | | | \$ 2,019,338 |
| Working Capital | | | \$ 4,573,267 |
| Total Net outlay | | | \$ 99,176,153 |
| Total Capital Investment | | \$ 107,388,077 | |
| Total Depreciable Capital Investment | Total Net Capital Investment | Total Capital Investment | \$ 107,388,077 |
| | | Investment Tax Credit | \$ 0 |
| | | Total Net Capital Investment | \$ 107,388,077 |
| | Total Non-depreciable Capital Investment | Working Capital | \$ 4,573,267 |
| | | Common Equity AFUDC | \$ 4,105,962 |
| | Total Non-depreciable Capital Investment | | \$ 8,679,229 |
| Total Depreciable Capital Investment | | \$ 98,708,848 | |

투자비, 시운전비, 운전자본, 건설배당충당금을 합해 산정한다. 시운전비는 한 달 치 고정운전운영비, 전 부하에서 한 달 치 변동운전운영비, 한 달 치 전기비용, 플랜트 설비투자비의 2% 비용을 반영하여 산정하였다. 시운전은 운전하기 한 달 전 실시하므로 건설기간 마지막 해인 2022년 기준으로 인플레이션을 반영하였다. 운전자본은 두 달 치 전기비용, 전 부하에서 두 달 치 변동운전운영비, 세 달 치의 노무비, 언급된 세 비용의 25%의 예비비로 산정하였다. 운전자본도 2022년 기준으로 인플레이션을 반영하였다.

총 자본 투자비는 Table 3와 같이 인플레이션이 반영된 플랜트 설비투자비, 시운전비, 운전자본, 건설중이자의 합으로 1,900억원이 산정된다. 감가상각 대상 자본 투자비의 경우 감가상각 대상 외 금액인 운전자본과 자기자본금 건설배당충당금을 제외하여 1,155억원이 산정된다.

세금반영연도가 15년이므로 수정된 조기원가회수제어(modified accelerated cost recovery system, MACRS) 15년 상각비를 적용하여 감가상각을 수행하였다[21]. 총 자본회수금액(total capital recovery)은 장부상 감가상각액, 이연법인세,

자기자본금 건설배당충당금의 합으로 산정한다. 최종적으로 연간 회수하여야 하는 비용(TRR)은 총자본회수금, 수전해 교체비용, 연간 자기자본금과 차입금에 대한 ROE (return of equity), 법인세, 기타 세금, 전기 비용, 운전운영비의 합으로 산정한다. 수전해 교체비용의 경우 수전해 수명이 59,000시간, 가동률 29%를 기반으로 23년씩 스택을 교체하므로 운전기간동안은 교체할 필요가 없어 연간 발생하는 교체비용만 고려하여 감가상각비용의 0.05%를 반영한 연간 약 5,733만원이 산정되었다. 자기자본금의 배당금과 차입금에 대한 이자는 연초 잔액을 기준으로 이자율을 적용하여 산정하였다. 법인세의 경우 법인세율 20%를 적용하여 경제성분석 방법론에서 제시된 수식으로 산정하였다. 기타 세금은 주민세로서 법인세의 10%를 적용하였다. 전기 비용과 운전운영비의 경우 Table 3에 나타난 연간 비용에 가동률을 반영하여 산정하였다. 할인율을 적용하여 기준연도인 2020년도로 할인하고, 할인된 총 연간 회수하여야 하는 비용(TRR)의 합은 자본회수계수를 곱해 균등화된 총 연간 회수하여야 하는 비용(TRR_L)을 산정한다. 운영기간 동안 발생한 전기비용, 보유비용, 운전운영비용,

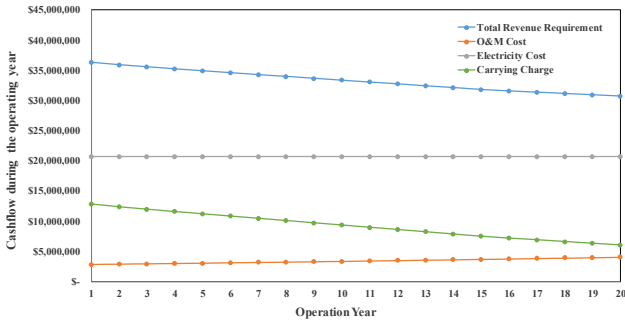
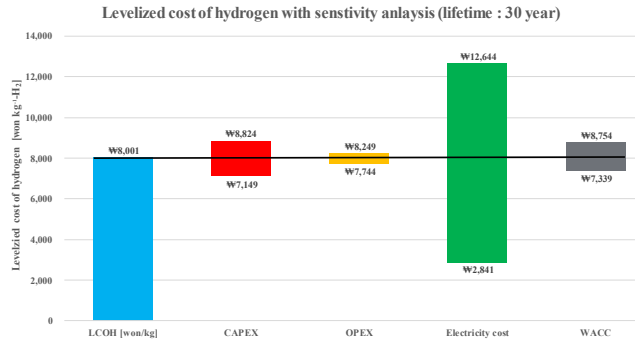
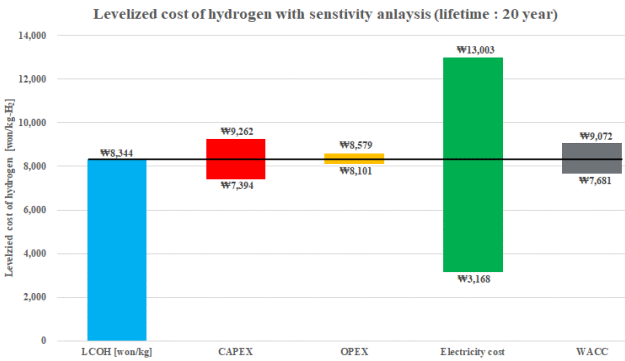


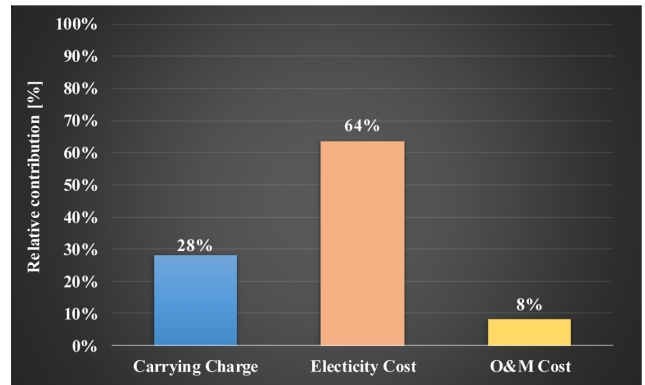
Figure 3. Cashflow during the operating year.



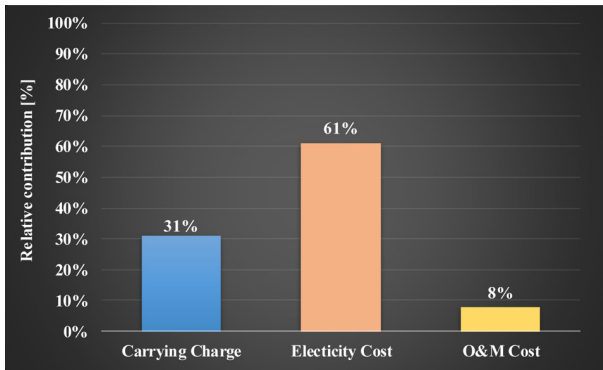
(a) Levelized cost of hydrogen with sensitivity analysis



(a) Levelized cost of hydrogen with sensitivity analysis



(b) Relative contribution of Levelized cost of hydrogen



(b) Relative contribution of Levelized cost of hydrogen

Figure 4. Levelized cost of hydrogen for Power-to-Gas system with 20 year lifetime.

Table 4. Variables and ranges for sensitivity analysis

| Variables | Initial value | Range |
|------------------|-----------------------------|-----------------------------------------------|
| CAPEX | 1,029,600원 kW ⁻¹ | ± 30% |
| OPEX | 3% of CAPEX | ± 30% |
| Electricity cost | 94.64원 kWh ⁻¹ | 0원 kWh ⁻¹ ~ 189원 kWh ⁻¹ |
| WACC | 6.2% | 3.2% ~ 9.2% |

연간 회수하여야하는 총 비용은 Figure 3에 나타나있다. 균등화 총 연간 회수비용에 연간 수소 생산량을 나누어 균등화 수소원가를 산정하였다. Figure 4(a)와 같이 균등화 총 연간 회수비용 약 396억원에 연간 수소 생산량 4,766톤을 나누어 균등 수소원가는 kg당 8,344원 결과가 나타난다. 균등

Figure 5. Levelized cost of hydrogen for Power-to-Gas system with 30 year lifetime.

수소원가에서 각 비용의 비중은 Figure 4(b)와 같이 전기비용이 61%, 보유 비용(carrying charge)은 31%, 운전운영비의 비중은 8%를 차지한다. 균등 수소원가 kg당 8,344원을 기준으로 CAPEX, OPEX, 전기비용, 할인율(WACC)에 대한 민감도 분석을 수행하였고 민감도 분석 범위는 Table 4과 같다. 전기 비용 민감도 분석에서 0원부터 고려한 이유는 잉여전력의 전기는 그리드에 연결될 수 없어 사용가치가 떨어지고, 실제 신재생에너지 비중이 높은 유럽 일부 국가에서는 마이너스 전기까지 나타나기 때문이다. 민감도 분석결과 균등화 수소원가에서 전기비용이 가장 많이 차지하기 때문에 전기비용에 대해 가장 영향을 받는 것으로 파악된다.

3.2. 운전기간 변화에 따른 민감도 분석 결과

균등화 수소비용에 대해 운전기간 변화에 따른 민감도 분석을 수행하였고 그 결과는 Figure 5에 나타나있다. Figure 5(a)와 같이 30년간 운전할 경우, 20년간 운전할 경우보다 균등화 수소원가가 kg당 333원이 감소하여 kg당 8,001원으로 산정되었다. 이는 작동연한을 증가시킴으로서 균등화된 CAPEX의 비용이 감소되어 수소원가가 절감된 것으로 판단된다. 운전기간을 20년으로부터 30년으로 증가시킴으로서 CAPEX와 연관된 보유비용(carrying charge)의 비율이 Figure 5(b)와 같이 31%에서 28%로 감소하고, 운전기간이 증가함으로서 전기비용의 비중이 61%에서 64%로 증가하였다.

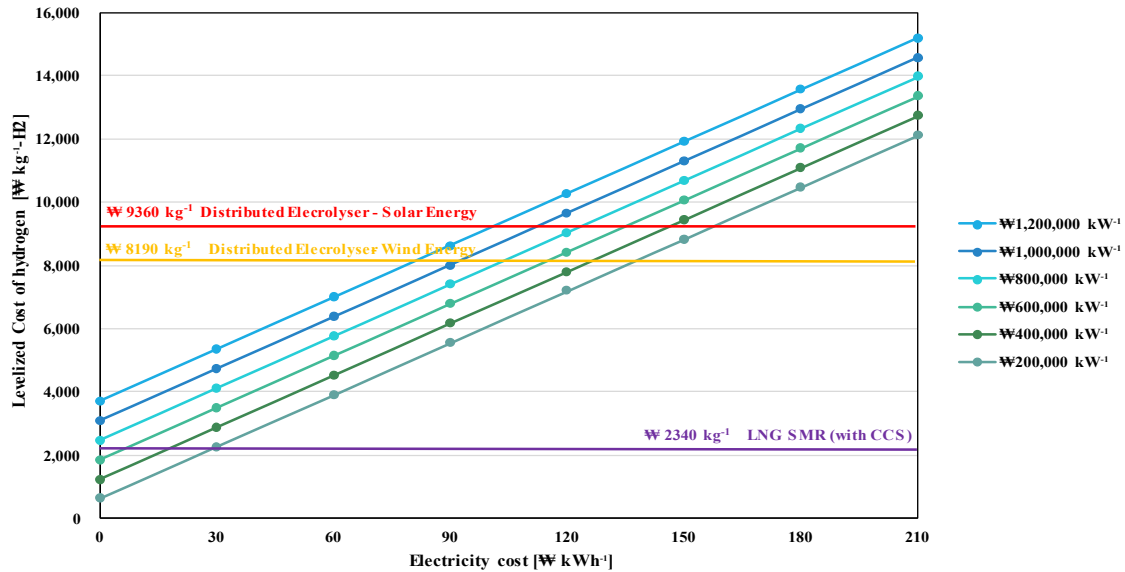


Figure 6. Levelized cost of hydrogen with different electricity cost and CAPEX.

3.3. 전기비용, CAPEX 변화에 따른 민감도 분석 결과

균등화 수소비용에 대해 전기비용, CAPEX 변화에 따른 민감도 분석을 수행하였고 그 결과는 Figure 6에 나타나있다. 맥킨지에서 발표한 한국 수소 산업 로드맵 보고서에 따르면 2020년 기준으로 태양광에너지를 이용한 분산형 수전해의 경우 kg당 9,360원, 풍력에너지를 이용한 분산형 수전해의 경우 kg당 8,190원, CCS (Carbon Capture & Storage) 공정을 포함한 천연가스 개질(steam methane reforming, SMR) 방법으로는 kg당 2,340원의 생산비용이 발생함을 전망하였다[22].

태양광에너지를 이용한 분산형 수전해 수소 생산비용을 달성하기 위해서는 수전해 CAPEX가 120만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 104원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 100만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 115원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 80만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 126원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 60만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 137원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 40만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 149원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 20만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 160원 kWh⁻¹ 수준이 필요하다.

풍력에너지를 이용한 분산형 수전해 수소 생산비용을 달성하기 위해서는 수전해 CAPEX가 120만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 82원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 100만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 94원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 80만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 105원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 60만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 116원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 40만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 127원 kWh⁻¹, 수전해 CAPEX가 20만원 kW⁻¹일 때 전기 가격은 138원 kWh⁻¹ 수준이 필요하다.

궁극적으로 달성할 목표치인 CCS 공정을 포함한 천연가스 개질 수소 생산비용을 달성하기 위해서는 수전해 CAPEX가 최소 60만원 kW⁻¹ 수준이어야 하며, 이 때 전기 가격은 9원 kWh⁻¹이 되어야한다. 수전해 CAPEX가 20만원 kW⁻¹일 경우, 전기 가격은 30원 kWh⁻¹가 필요하다. 결국 Power-to-Gas의 경제성을 확보하기 위해서는 저렴한 CAPEX와 전기 비용이 필

수적임을 확인하였다.

4. 결론

본 연구에서 재생에너지 전기를 수소 형태로 변환하는 100 MW급 Power-to-Gas 시스템의 기초 경제성 평가가 수행되었다. 이 연구의 목적은 Power-to-Gas가 재생에너지 전력의 간헐적 문제를 완화하기 위한 대규모 에너지 저장시스템으로서 가능성을 평가하는 것이다. 국내 기준 100 MW급 Power-to-Gas 시스템 균등화 수소원가는 kg당 8,344원으로 나타났다. 추가적으로 주요 경제성 요인인 전기비용, 수전해 장비 비용, 작동 연한에 따른 민감도 분석을 수행하였다. 전기비용, 수전해 장비 비용의 민감도 분석을 통해 맥킨지에서 전망한 재생에너지를 이용한 분산형 수전해 수소 생산비용과 CCS 공정을 포함한 천연가스 개질 수소 생산비용을 달성하기 위한 수전해 장비 비용 및 전기 비용 범위를 제시하였다. 작동연한의 증가에 의해 순자본투자비와 운전운영비가 줄어들 수 있지만, 궁극적인 목표치인 CCS 공정 포함 천연가스 수소 생산비용을 달성하기 위해서는 저렴한 CAPEX와 전기 비용이 주요 이슈가 될 것이다.

본 연구에서는 수소 생산비용 분석을 수행하였으나 공급비용 기준에서는 수소 저장비용, 운송비용 등을 고려하여 경제성이 크게 달라질 수 있다. 추후 이를 반영한 경제성 분석을 수행할 예정이다.

본 논문의 연구 결과를 통해 Power-to-Gas 시스템의 주요 경제적인자를 파악하였고, 경제성 확보를 위한 범위를 제시하였다. 현재 기준으로 Power-to-Gas 시스템은 천연가스 개질과 비교하여 경제성이 떨어지나, 재생에너지 전력 비중 증가로 인해 장주기 대용량 저장 시스템의 중요성이 점차 증가될 것으로 예상된다. Power-to-Gas 기초 경제성 분석 결과는 Power-to-Gas 시스템 개발을 위한 인센티브 또는 규제/

세금 완화 정책들을 위한 방향을 제시할 수 있을 것으로 판단된다.

감사

본 연구는 2019년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다 (No. 2019281010007B).

Nomenclature

| | |
|-------|----------------------------------------------|
| ADJ | Adjustment |
| AFUDC | Allowance for funds used during construction |
| BBY | Balance beginning of year |
| BD | Book Depreciation |
| BPV | By-product Value |
| CC | Carrying Charge |
| CRF | Capital Recovery Factor |
| DC | Direct Cost |
| DITX | Differed Income Taxes |
| FCI | Fixed Capital Investment |
| FOM | Fixed Operating and maintenance |
| IC | Indirect Cost |
| MACRS | Modified Accelerated Cost Recovery System |
| OO | Other Outlay |
| OTXI | Other Taxes and Insurance |
| PEC | Purchased Equipment Cost |
| PFI | Plant facilities investment |
| RCEAF | Recovery of common-equity AFUDC |
| ROI | Return of investment |
| TCI | Total Capital Investment |
| TCR | Total Capital Recovery |
| TDI | Total Depreciable investment |
| TRR | Total Revenue Requirement |
| TXD | Tax Depreciation |
| WACC | Weighted Average Capital Cost |

Subscript

| | |
|-----|--------------------------------|
| 0 | initial |
| ce | common equity |
| d | debt |
| EC | electricity cost |
| j | jth year |
| L | levelized |
| n | operating year |
| OMC | operating and maintenance cost |
| ps | preferred stock |
| R | replacement |
| t | tax rate |

References

1. MOTEL, "Renewable Energy 3020 Implementation Plan," Sejong (2017). http://www.motie.go.kr/motiee/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=159996&bbs_cd_n=81.
2. IEA, "The Future of Hydrogen," Paris (2019). <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
3. MOTIE, "Hydrogen Economy Roadmap," Sejong (2019). http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=161262&bbs_cd_n=81¤tPage=1&search_key_n=&cate_n=&dept_v=&search_val_v=.
4. IRENA, "Hydrogen: A Renewable Energy Perspective," Abu Dhabi (2019).
5. ENEA, "The Potential of Power-to-Gas," Stockholm (2016). <http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2016/01/ENEA-Consulting-The-potential-of-power-to-gas.pdf>.
6. Tomas. D., Mertens. D., Meeus. M., Van. der L. W., and Francois. I., "Power-to-Gas Roadmap for Flanders," Brussels (2016). https://www.Power-to-Gas.be/sites/default/files/P2G_Roadmap_for_Flanders_-_Final_report.pdf.
7. Agora Verkehrswende, "The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels," Berlin (2018). https://www.agora-energieewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf.
8. Bejan, M., Tsatsaronis, A., and Moran, G., Thermal design and optimization, John Wiley & Sons, New York (1995).
9. Ko, A., Park, S., Kim, J. Y., and Cha, J. M., "Development and Reliability Optimization of Economic Analysis Module for Power Generation System from Industrial Waste Heat Recovery," *J. Energy Eng.* **27**, 50-63 (2018).
10. STATISTICS KOREA, Consumer Price Index, http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1060 (accessed Feb. 16, 2019).
11. KPX, System Marginal Cost, <https://www.kpx.or.kr/www/contents.do?key=225> (accessed Dec. 16, 2019).
12. STATISTICS KOREA, Exchange Rate, http://www.index.go.kr/potal/stts/idxMain/selectPoSttsIdxSearch.do?idx_cd=1068 (accessed Dec. 30, 2019).
13. KISTI, STAR-VALUE, <http://www.starvalue.or.kr/itechvalue/wsp/support/taxRate.jsp> (accessed Dec. 30, 2019).
14. IAE, "Status of Power System Transformation 2019: Power System Flexibility," Paris (2019). https://webstore.iea.org/download/direct/2782?fileName=Status_of_Power_System_Transformation_2019.pdf.
15. E2news, Nuclear Power and Renewable Energy Remains in 2030, <http://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=211220> (accessed Dec. 30, 2019).
16. Hydrogenics, What can 3MW of power do for your business?, https://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/HyLYZER_600_3MW.pdf (accessed Dec. 30, 2019).
17. Universal industrial Gases, Unit Conversion Data for Hydrogen, http://www.uigi.com/h2_conv.html (accessed Dec.

- 30, 2019).
18. NREL, H2A: Hydrogen Analysis Production Case Studies, <https://www.nrel.gov/hydrogen/h2a-production-case-studies.html> (accessed Dec. 16, 2019).
19. FLEXCHX, “Flexible Combined Production of Power, Heat and Transport Fuels from Renewable Energy Sources,” Espoo (2018). http://www.flexchx.eu/pdf/D9_6_FLEXCHX_outcomes_ITW1_May2019.pdf.
20. Glenk, G., and Reichelstein, S., “Economics of Converting Renewable Power to Hydrogen,” *Nat. Energy*. **4**, 216-222 (2019).
21. Jeong, S., Choi, N. H., Moon, C., Moon, S., and Lim, H., “Economic Feasibility Analysis for P2G Using PEM Water Electrolysis,” *Trans. Korean Hydrog. New Energy Soc.* **28**(3), 231-237 (2017). doi:<https://doi.org/10.7316/KHNES.2017.28.3.231>.
22. McKinsey & Company, “Hydrogen Roadmap – Korea,” New York (2018).