

P2G 경제성 분석과 제주도 잉여전기 해소방안

김아름 에너지경제연구원 부연구위원(arkim@keei.re.kr)
안재균 에너지경제연구원 연구위원(jkahn@keei.re.kr)



1. 서론

2030년 재생에너지 발전량 비중 목표를 20%로 하는 ‘재생에너지 3020’ 정책에 따라 국내 태양광과 풍력과 같은 변동성 재생에너지(Variable Renewable Energy, VER)의 보급이 확산되고 있다. 2018년 기준 국내 신재생에너지 발전량은 52,718GWh로 2013년 21,438GWh에 비해 5년 만에 두 배 이상 증가하였다. 특히 제주도는 적극적인 신재생에너지 도입으로 2018년 신재생에너지 발전량이 2013년 대비 6배 이상으로 증가하였으며, 연평균 증가 속도는 2013~2018년 연평균 45.4% 증가하여 같은 기간 우리나라 전체의 신재생 발전량 증가(19.7%)보다 2배 이상 빠르게 증가하고 있다(<표 1> 참조). 또한 제주도는 2019년 발표된 “카본프리 아일랜드(Carbon Free Island, CFI)” 에너지정책에 따라 2030년까지 도내 전력수요 100%에 대응하는 신재생에너지 설비(4,085MW)를 도입할 계획으로 신재생에너지 발전량의 증가는 지속될 것으로 보인다.

1) ‘탄소 없는 섬’ 제주를 만들기 위해 2030년까지 저탄소 에너지시스템을 구축한다는 정책이다. 상세 내용은 제주특별자치도, CFI JEJU 홈페이지 참조. <https://www.jeju.go.kr/group/part29/power/news.htm> (최종접속일 : 2020.9.17.)

표 1 제주도 신재생에너지 발전량

(단위 : GWh, %)

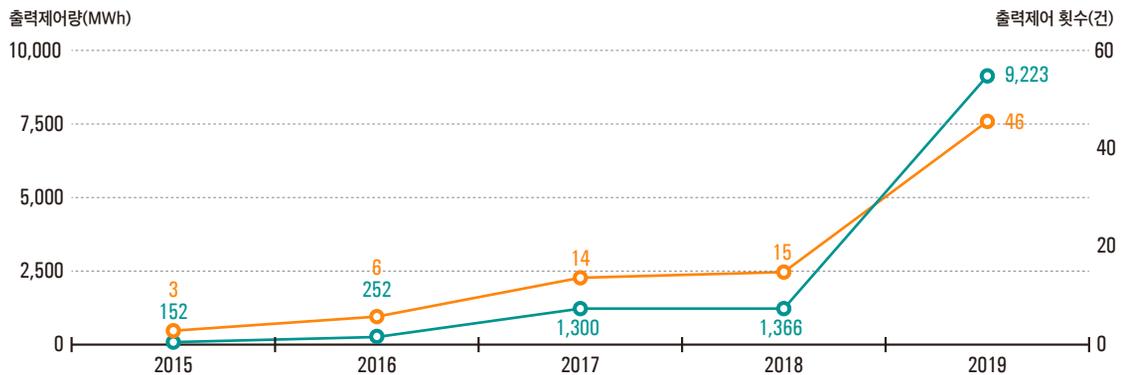
구분	2013	2014	2015	2016	2017	2018	연평균▲ ('13~'18,%)	
전국 신재생에너지	21,438	26,882	37,079	40,656	46,623	52,718	19.7	
제주도 신재생에너지	279 (1.3)	811 (3.0)	1,494 (4.0)	1,789 (4.4)	1,488 (3.2)	1,814 (3.4)	45.4	
태양광	전국	1,605	2,556	3,979	5,122	7,056	9,208	41.8
	제주도	22 (1.4)	48 (1.9)	93 (2.3)	112 (2.2)	171 (2.4)	206 (2.2)	56.4
풍력	전국	1,148	1,146	1,342	1,683	2,169	2,465	16.5
	제주도	247 (21.5)	247 (21.6)	348 (25.9)	466 (27.7)	538 (24.8)	537 (21.8)	16.8

주 : ()는 제주도의 신재생에너지원의 발전량이 전국에서 차지하는 비중을 나타냄.
 자료 : 에너지경제연구원, 「지역에너지 통계연보」

변동성 재생에너지는 자연 조건과 기상 상황에 따라 출력이 결정된다. 이러한 특성으로 변동성 재생에너지의 전원 비중이 높아져 특정 시간대에 출력이 전력수요를 초과하여 잉여전기가 발생한다. 실제로, 제주도에서는 발전량이 전력수요를 초과하여 재생에너지의 출력을 제한하는(Curtailment) 상황이 발생하고 있으며 그 횟수가 증가하고 있다. 제주도 풍력발전의 출력제어 횟수는 2015년 3건, 2016년 6건, 2017년 14건, 2018년 15건 등으로 꾸준히 증가해 왔으며, 2019년에는 출력제어 발생이 46건으로 전년 대비 3배 증가했다. 출력제어량의 경우에는 2019년 9,223MWh을 기록하였는데 이는 2018년 대비 약 6.8배 증가한 것이고, 2015년의 152MWh와 비교해서는 약 61배 증가한 수치이다(그림 1) 참조).

그림 1 제주도 풍력발전 연간 출력제어 실적(2015~2019년)

(단위 : MWh)



자료 : 전력거래소

2020년 12월 준공을 목표로 추진되고 있는 육지에 역송이 가능한 해저연계선 HVDC 3호기(200MW)²⁾가 완공되면 제주도의 출력제어량이 단기적으로는 완화될 것으로 예상된다. 하지만, CFI 2030계획 추진에 따라 신재생에너지의 보급이 지속적으로 확대되므로 제주도 출력제어량은 다시 증가할 것으로 예상된다. 제주특별자치도(2019)가 분석한 시나리오 결과에 따르면 2030년 제주도 출력제어량은 약 0.8TWh으로 추정된다.

이러한 잉여전기를 해소하는 방안으로 P2G(Power to Gas), P2H(Power to Heat)³⁾과 같이 전력과 비전력 부문을 연계하는 섹터커플링(Sector Coupling) 기술을 도입할 수 있다. 즉, 잉여전기가 발생할 때 이를 가스 또는 열로 저장해두었다가 수송과 난방부문에 활용하는 것이다. 예를 들어, P2G 기술을 활용하면 잉여전기를 활용하여 물을 전기분해해 수소를 생산, 저장해 두었다가 연료전지 또는 수송용 연료로 사용할 수 있다. 이러한 기술은 화석연료 사용을 줄여 온실가스 감축 효과를 발휘한다.⁴⁾ ‘수소경제 활성화 로드맵’(관계부처 합동, 2019)에 따르면 우리나라는 2022년까지 MW급 재생에너지 연계 수전해 기술을 확보하고, 대규모 태양광·풍력 발전과 연계하여 수소의 대량생산을 추진한다.

본고에서는 제주도의 변동성 재생에너지 증가에 따른 잉여전기를 해소할 수 있는 수단으로의 P2G 필요성을 살펴보고 P2G의 경제성을 분석한다. 이를 바탕으로 제주도에서의 P2G 적용 방안과 경제성 제고 방안을 논의토록 한다.

2. P2G 개요 및 장점

이번 절에서는 P2G 기술의 주요 특징과 장점을 소개하고, 신재생에너지 연계 P2G를 활용해 저탄소 수소를 생산하고 잉여전기 문제를 해결하는 주요 해외사례를 소개한다.

2.1. P2G의 특징과 장점⁵⁾

P2G는 전력을 연료형태(가스)로 저장하는 에너지저장 기술로, 물을 전기분해하여 생산된 수소(H₂)를 연료형태로 저장·이용하는 기술 또는, 생산된 수소를 이산화탄소(CO₂)와 반응시켜 메탄(CH₄) 등의 연료 형태로 저장·이용하는 기술이다.

P2G로 생산된 수소와 메탄은 연료전지, 가스터빈과 같은 발전연료로 사용될 수 있고, 수송연료로서 연료전지자동차에 사용될 수 있다(그림 2 참조). 이외에도 도서지역에서는 전력과 연료를 동시에 공급해 에너지자립성을 실현하는 수단으로서 활용될 수도 있다. P2G는 기존의 배터리저장시스템과 구별될 수 있는데, 기존 에너지저장방식이 ‘전력 → 전력’으로 저장하는 방법이기에 주로 단기주 저장과

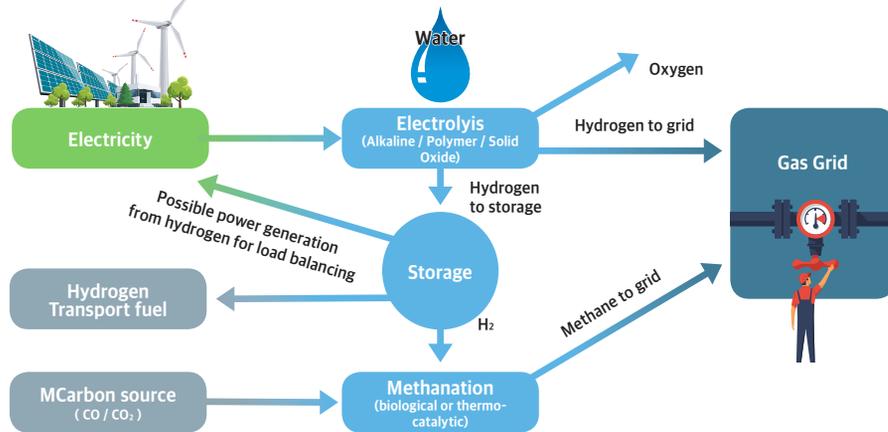
2) 정부는 제7차 전력수급기본계획에 따라 2016년 12월부터 제주-완도 #3HVDC 건설 사업을 추진해 오고 있다.

3) 전력부하가 적은 시간에 히트펌프, 또는 전기보일러로 생산된 열을 축열조에 저장하여 열수요가 있는 시간에 활용하는 Power to Heat 기술은 출력제한 완화 및 난방부문의 탈탄소화를 촉진한다.

4) 윤성권 & 임현지(2019), 재생에너지 기반 섹터커플링 (부문 간 연계) 을 통한 기후변화 대응 연구. 한국기후변화학회지, 10(2), 153-159.

5) 고경호(2014) Power To Gas 기술개요 및 현황, 전기저널. 주요 내용을 발췌, 정리하였다.

그림 2 P2G 기술의 개요



출처 : Oxford Institute for Energy Studies(2018), Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?, p.3

주파수 조정에 적합하다면 P2G는 ‘전력 → 연료형태’로 저장할 수 있어 장기간, 대용량, 고밀도의 에너지 저장이 가능하다는 장점⁶⁾이 있다. 또한, P2G는 화력발전 대상 탄소포집저장기술(CCS)과 연계 가능하고, 수송 및 발전부문에 연료를 공급함으로써 신재생에너지 확대 및 탈탄소화 시너지효과를 발휘하는 장점도 있다(〈표 2〉 참조).

표 2 P2G와 Li-ion 배터리 비교

구분	P2G	Li-ion Battery	비고
저장형태	전력 → 연료	전력 → 전력	CO ₂ 재사용(CCS 연계 가능)
기능 및 역할	신재생 출력 안정화 송전제약 해소	신재생 출력 안정화 주파수, 예비력	<ul style="list-style-type: none"> • P2G: 단방향(과잉출력) • 배터리: 양방향제어(충방전)
설비용량(MW)	0.01~1,000	0.1~20	<ul style="list-style-type: none"> • P2G: 대용량 • 배터리: 소용량
효율	60~70%	85~95%	CH ₄ 기준

자료: 산업통상자원부 고시 제2019-176호, 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준, 2019.11.1

2.2. 해외 P2G 도입 사례

P2G 기술의 장점을 살려 이를 저탄소 수소 생산 및 재생에너지 과잉공급으로 인한 잉여전기 문제 해결에 활용한 주요국들의 사례를 소개한다. 대표적으로 영국 Orkney 섬에서 추진 중인 Orkney Hydrogen Strategy(2019-2025)⁷⁾는 재생에너지 기반의 에너지 자립을 목표로 풍력·조력 발전을 통해 도내 전력수요

6) 제주특별자치도(2019), p.127.

7) Orkney Islands Council(2019), Orkney Hydrogen Strategy, The Hydrogen Islands 2019 - 2025

그림 3 영국 Orkney Islands 에너지 자립섬 구도



출처 : Orkney Islands Council(2019), Orkney Hydrogen Strategy, The Hydrogen Islands 2019-2025

(주민 2.1만명)의 130%를 생산하고, 잉여전기로는 수소를 생산해 지역난방, 산업공정, 수송연료 등 다양한 용도로 사용한다.⁸⁾ Orkney에서는 2021년을 목표로 수소로만 운항되는 여객용 선박도 추진되고 있다. ([그림 3] 참조).

이외에도 독일 Lingen에서는 풍력발전과 연계한 수소 생산 및 수송 시스템('GET H2 Nukleus')을 2022년 가동개시를 목표로 구축하고 있다.⁹⁾ 풍력발전에서 공급된 전력으로 수전해(100MW급 규모)를 통해 생산된 수소는

Lower Saxony주 Lingen에서 North Rhine Westphalia주 Gelsenkirchen까지 연결된 130km 그리드에 공급된다. 석유메이저 BP, 독일 유틸리티 RWE, 화학기업 Evonik 등이 참여한다.

표 3 주요 국가별 수소도시 전략

국가(도시)	주요 내용
영국 (Orkney)	<ul style="list-style-type: none"> Orkney Hydrogen Strategy <ul style="list-style-type: none"> - 풍력·조력 발전으로 생산하고 남은 잉여전기를 수소로 전환 - 필요시 전력·난방 공급 및 수송(선박·전기차)에 사용
독일 (Lingen)	<ul style="list-style-type: none"> GET H2 Initiative <ul style="list-style-type: none"> - 풍력·발전을 활용한 P2G 설비, 수송망(130km) 구축 - 2022년 말까지 구축 예정
네덜란드 (Groningen)	<ul style="list-style-type: none"> NorthH2 project <ul style="list-style-type: none"> - Gasunie, Groningen Seaports, Shell Nederland 컨소시엄이 추진 - 2030년까지 수소생산을 위한 해상풍력발전단지 3~4GW 건설, 2040년까지 해상풍력발전 용량 10GW 확보 - 2040년까지 연간 수소생산 80만 톤 목표

출처 : BBC Future(2019.3.28.), Recharge(2020.3.17.), Gasunie사 홈페이지를 참조하여 저자 작성

8) BBC Future(2019.3.28.), "How hydrogen is transforming these tiny Scottish islands"

9) Recharge(2020.3.17.), "BP and RWE plan Germany's first green hydrogen grid"

네덜란드 Groningen에서는 Gasunie, Groningen Seaports, Shell Nederland 컨소시엄이 유럽 내 최대 규모의 풍력단지를 연계한 대규모 수소생산기지를 2040년까지 목표로 추진하고 있다.¹⁰⁾ 2030년까지 수소 생산에 활용될 해상풍력발전단지(3~4GW)를 건설하고 2040년까지는 해상풍력발전 용량 10GW를 확보한다. 이를 통해 2040년까지 연간 80만 톤의 수소를 생산할 계획이다. 이처럼 주요국들에서 추진 중인 그린수소 생산 및 활용 전략은 저탄소 수소생산 및 잉여전기 해소 방안으로서 P2G 활용의 가능성을 잘 보여준다(<표 3> 참조).

3. 국내 P2G의 경제성 평가

본장에서는 국내 알칼라인 방식의 수소 생산비용을 산정하고 민감도 분석을 통해 이의 경제성을 평가해 본다. 수전해(P2G)를 통한 수소생산 방식에는 크게 알칼라인(Alkaline), 고분자전해질막(PEM, Polymer electrolyte membrane), 고체산화물(SOEC, Solid Oxide Electrolyer Cell) 등이 있는데, 본 절에서는 상업적으로 활용이 높은 수전해 방식 중에서 중대형 시스템에 적합한¹¹⁾ 알칼라인 수전해의 경제성을 분석한다. 경제성 분석방법으로는 균등화발전원가(LCOH, Levelized Cost of Electricity)의 계산법과 유사하게¹²⁾ 균등 총비용에 균등 총수소생산량을 나누어 계산하는 균등화수소원가(LCOH, Levelized Cost of Hydrogen)를 사용한다.

3.1. 국내 알칼라인 방식 수소 생산단가

본 절에서는 2019년 기준 국내 알칼라인 방식의 수소 생산단가를 산출하기 위한 균등화수소원가(LCOH) 산식과 기본 가정 및 기본가정에 따른 결과를 알아본다.

1) 수소 생산단가 추정

본고에서는 균등화수소원가(LCOH) 방식을 통해 수소의 생산단가를 추정한다. 시간당 수소생산량(kg/h)은 수전해기 용량(kW)을 필요전력량(kWh/kg)으로 나누어 산출하는데 여기에는 수전해기의 효율(%)과

수식 1 수소발생량 추정 산식

$$\text{수소발생량}(kg/h) = \frac{\text{수전해기효율}(\%) \times \text{수전해기용량}(kW)}{\text{필요전력량}(kWh/kg)} \times \text{이용률}(\%)$$

주 : 필요전력량은 고위발열량(39.4kWh/kg-H₂) 기준
 자료 : 박정호 외(2020), p.339 공정 모델링 참조

10) Gasunie 홈페이지, "Europe's largest green hydrogen project starts in Groningen", <https://www.gasunie.nl/en/news/europes-largest-green-hydrogen-project-starts-in-groningen> (최종접속일 : 2020.9.17.)

11) 이택홍(2015), 수전해 장치 기술 개요 및 전망. 전기저널, 14-17.

12) Viktorsson et al.(2017), p.3.참조. 균등화발전원가(LCOE) 방식처럼 균등화수소원가(LCOH)를 도출할 수 있다.

수식 2 수소 생산단가(LCOH) 추정 산식

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\text{자본비}_t + \text{운전유지비}_t}{(1 + \text{할인율})^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\text{총 수소생산량}_t}{(1 + \text{할인율})^t}}$$

자료 : 저자 작성

설비이용률(%)도 함께 고려한다([수식 1]¹³⁾). 이를 바탕으로 LCOH 산출식을 도출하면 [수식 2]와 같다. LCOH 산식에서 균등총비용을 계산하는 방법은 다양하지만 본고에서는 [수식 2]와 같이 자본비와 운영유지비를 합한 총비용을 균등한 값으로 계산한다.¹⁴⁾ 총수소생산량(kg)은 설비수명기간 내 가동된 총시간(h) 동안의 수소발생량으로 한다.

2) 2019년 수소 생산단가 추정을 위한 가정

다음으로는 2019년 기준 P2G 경제성을 분석하기 위한 기본 가정을 설명한다. 분석대상 설비는 알칼라인 수전해기로 수명은 10년, 설비투자비는 170만원/kW¹⁵⁾으로 가정한다. 자본비는 설비투자비용과 부대비용

표 4 수소 생산단가(LCOH) 산정 기본 가정

항목	계통연계형	독립형	
설비이용률	75%	25%	
설비효율	60%	60%	
<자본 비용>			
• 설비비용	170만원/kW		
• 부대비용	설비비용의 20%		
<운전유지비용>			
• 전기	- 기본요금	7,750원/kW/월	0원/kW/월
	- 사용요금	79.3원/kWh	0원/kWh
• 상수도	- 기본요금	1,080원/월	
	- 사용요금	950원/톤-H ₂	
• 유지보수	자본비용의 2%		
• 기타	자본비용의 1%		

출처 : 저자 작성

13) 박정호 외(2020), 재생에너지 기반 그린 수소 생산 시스템의 기술 경제성 분석, 한국수소및신에너지학회 논문집, 31(4), 337-344. 참조하여 작성되었다.

14) IEA(2015), p.28. 균등화발전원가(LCOE) 산출식을 참고하여 저자 작성하였다.

15) 2019년 기준으로 국내 관련업계 전문가의 자문을 받아 설정하였다.

의 두 항목으로 구성되며, 운전유지비는 상수도 및 전기요금, 유지보수비, 기타로 구성된다고 가정한다.¹⁶⁾ 수전해 방식을 활용한 수소 생산에는 물과 전기이외에 다른 연료는 투입되지 않으며, 상수도요금과 전기요금은 기본요금과 사용단가¹⁷⁾가 모두 발생한다고 가정한다. 설비효율은 60%(고위발열량 기준)를 가정한다. 기본가정은 계통연계형 수전해기와 독립형 수전해기의 두 가지 경우를 고려한다. 먼저 한국전력으로부터 수전한 전기로 수소를 생산하는 계통연계형 수전해기는 경부하(하루 중 10시간)와 중간부하(하루 중 8시간) 시간대 가동을 전제로 설비이용률이 75%임을 가정한다. 전기요금의 기본요금은 산업용(을) 평균요금인 7,750원/kWh를 적용하고, 사용요금은 산업용(을)¹⁹⁾의 경부하 및 중간부하 요금의 평균인 79.3원/kWh를 적용한다. 계통연계형 수전해기는 충전소 등 수요지 근처에 위치하여 저장비용만 발생하며 별도의 수송비용은 발생하지 않는다고 가정한다.

다음으로 독립형 수전해기는 재생에너지 발전량으로 설비를 가동함을 전제하며, 설비이용률은 태양광 이용률(15%) 및 풍력 이용률(30%)을 3:7 비율로 고려한 평균 수준인 25%로 가정한다.²⁰⁾ 또한 독립형 수전해기는 재생에너지 발전기로부터 생산한 전기를 사용하며 한전으로부터 전기를 공급받지 않는다고 가정하여 별도의 전기요금(기본요금과 사용요금)이 발생하지 않는다고 가정한다. 마지막으로 독립형 수전해기는 수요지와 이격되어 수송 및 저장비용이 발생한다고 가정한다. 다음의 <표 4>는 수소 생산단가 산출을 위한 가정수치를 정리한 것이다.

3) 2019년 수소 생산단가 추정 결과

기본 가정에 따라 계산된 수소 생산단가는 2019년 기준 계통연계형 수전해기의 경우 수소 kg당 8,792원, 독립형 수전해기의 경우 kg당 7,955원으로 설비이용률이 높은 계통연계형 수전해기의 생산단가가 독립형 수전해기의 생산단가보다 837원/kg 더 높은 것으로 산출되었다. 각각의 가정에서 산출된 결과를 항목별로 살펴보면, 계통연계형 수전해기에서 전기요금은 전체 생산단가에서 70%를 차지하며 생산단가 구성항목 중 가장 큰 비중을 차지하는 것으로 분석되었다. 반면, 재생에너지 발전량으로 설비를 가동하여 전기요금이 발생하지 않는 것을 전제로 한 독립형 수전해기의 경우에는 수전해기의 설비비용이 차지하는 비중이 총 생산단가의 80% 이상으로 생산단가를 구성하는 항목 중 가장 큰 비중을 차지하였다(<표 5> 참조). 수소 생산단가에 저장비용과 수송비용을 합한 값인 공급단가의 경우, 계통연계형 수전해기는 9,077원/kg, 독립형 수전해기는 15,896원/kg으로 계산되었다. 이는 2020년 4월 기준 수소충전소의 매입가격, 6,000원~7,500원/kg²¹⁾을 모두 상회하는 수준으로 향후 P2G 활성화를 위해서는 기술개발 촉진과 더불어 전기

16) Lee et al. (2017) 참고. 자본비 항목의 부대비용은 설비비용의 20%로 가정한다. 운전유지비 항목의 유지보수비는 자본비의 2%, 기타비용은 자본비의 1%로 가정한다.

17) 기본요금은 사용량에 상관없이 월정액으로 부과되는 요금이며, 사용단가는 사용량에 따라 부과되는 요금이다.

18) 상수도요금의 경우 기본요금은 수도계량기 규격 15mm 정액요금(1,080원/월) 사용단가는 일반용(50~300톤)에 적용되는 단가(950원/톤 적용)를 적용한다. 전기요금의 경우 본문에 있는 바와 같이 기본가정에 따라 다르게 적용한다.

19) 산업용(을) 전기요금은 광업, 제조업 및 기타사업에 전력을 사용하는 계약전력 300kW 이상의 고객에게 적용한다.

20) 박정호 외(2020)

21) 월간수소경제(2020.4.2), "수소충전소 적자운영으로 문 닫을 판, 정부 지원 '절실'"

표 5 2019년 수소 생산단가(LCOH) 및 공급단가 산정 결과

구분	항목	계통연계형	독립형
생산단가	생산단가(LCOH)	8,792	7,955
	<자본 비용>	2,572	7,717
	• 설비비용	2,144	6,431
	• 보조설비(supplement) 비용	429	1,286
	<운전유지비용>	6,220	237
	• 전기	6,127	0
	- 기본요금	928	0
	- 사용요금	5,199	0~
	• 상수도	16.0	5.7
	- 기본요금	0.1	0.4
	- 사용요금	15.8	5.3
	• 유지보수	51.4	154.3
	• 기타	25.7	77.2
수송, 저장 비용	수송비용	0	7,656
	저장비용	285	285
공급단가	공급단가	9,077	15,896

출처 : 저자 작성

요금 설계 및 수요반응시장에서의 P2G 활용으로 경제성 제고를 모색할 필요가 있다고 판단된다. 특히 독립형 수전해는 생산단가 대비 공급단가가 약 2배로 수송비용의 감소가 경제성 개선에 있어서 중요한 요소임을 나타낸다.

4) 2019년 수소 생산단가(계통연계형) 민감도 분석

다음으로는 민감도 분석을 실시하여 주요 비용항목들이 계통연계형 수소 생산단가에 어떤 영향을 미치는지 알아본다. 민감도 분석 항목으로는 설비효율, 설비비용, 전기요금, 설비이용률 등 4가지를 대상으로 하였고, 각 민감도 분석에서 분석대상 이외의 기본 가정수치는 계통연계형에서 가정한 것을 바탕으로 하였다. [그림 4]는 민감도 결과를 나타낸다.

우선 설비이용률에 따른 수소 생산단가의 변화를 살펴보면, 상시가동을 가정(100%)하면 생산단가는 7,903원/kg이지만 가동률이 하락할수록 생산단가가 크게 증가할 수 있음을 알 수 있다. 설비이용률이 20%까지 낮아지면 수소 생산단가는 18,619원/kg까지 증가한다.

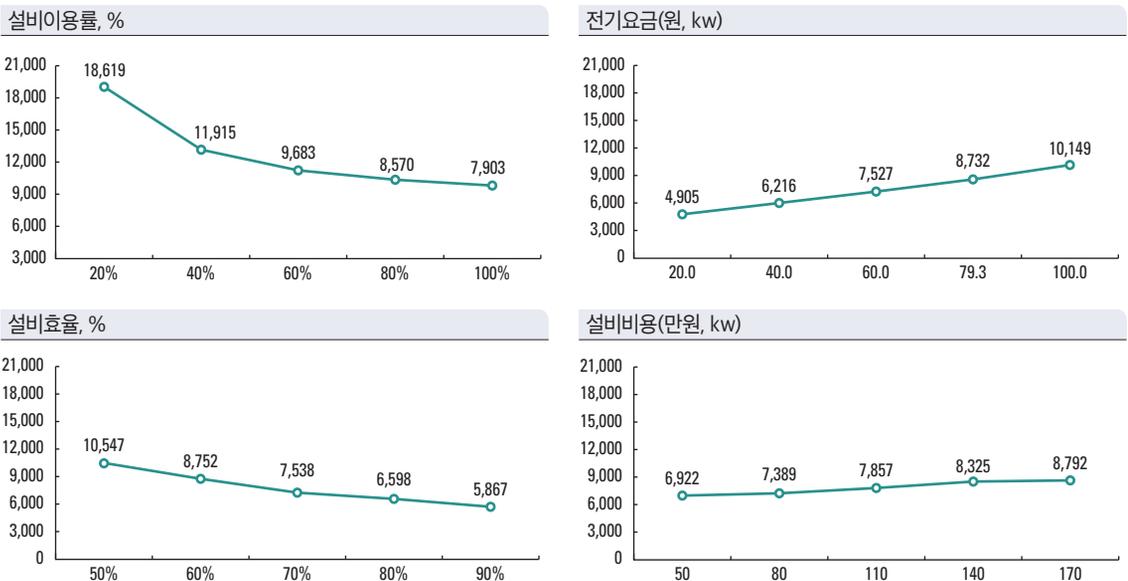
다음으로 전기요금의 변화에 따른 수소 생산단가의 변화를 살펴보면, 전기요금의 기본요금은 계통연계형에서와 마찬가지로 월 7,750원/kWh이 계속 발생한다고 가정하고, 사용단가의 차이에 따라서 수전해 생산단가가 어떻게 달라지는지 살펴보았다. 산업용(을) 전기요금 평균(104.4원/kWh)에 근접한 수준인 100원/

kWh으로 가정 시 수소단가는 10,149원/kg이다. 기본가정에서 가정한 것과 같이 경부하 및 중부하 시간대에 적용되는 요금의 평균(79.3원/kWh) 가까운 80원/kWh일 때 생산단가는 8,792원/kg으로 낮아진다. 전기요금이 20원/kWh 수준으로 낮아지면 생산단가는 4,905원/kg까지 감소할 수 있다. 이는 수소의 생산단가가 전기요금의 수준에 따라 변화됨을 알 수 있다.

설비효율이 기본가정(60%) 수준보다 높거나 낮을 경우를 가정할 때 생산단가는 다음과 같다. 기본가정에서는 2019년 알칼라인 수전해기 설비효율로 60%(65.56kWh/kg)를 가정하였다.²²⁾ 우리나라는 수소 기술 개발 로드맵(안)²³⁾에서 2040년까지 국내기술로 90%에 근접한 수준(43kWh/kg)까지 효율을 개선시킬 수 있을 것으로 보았는데, 본고의 분석에서 효율이 90%까지 개선되었다고 가정할 때 수소 생산단가는 5,867원/kg까지 감소할 수 있다.

마지막으로 설비비용은 2019년 170만원/kg 수준에서 향후 기술발전 등으로 2019년 대비 약 1/3수준까지 감소될 수 있음을 가정하였다. 설비비용이 kW당 50만 원까지 하락하면 수소 생산비용은 6,922원/kg까지 하락할 수 있는 것으로 나타났다. 하지만 본고의 민감도 분석 시나리오에서 설비비용에 의한 단가변화는 최대 8,792원/kg에서 최소 6,922원/kg으로 그 차이가 1,870원/kg 수준에 불과해 설비비용 감소에 의한 수소 생산단가 감소 효과는 다른 요인들(설비효율, 전기요금, 가동률)에 의한 효과보다는 크지 않을 것으로 분석되었다.

그림 4 수소 생산단가(계통연계형) 민감도 분석 결과



자료 : 저자 작성

22) 선행연구에서는 국내 100MW급 알칼라인 수전해기 설비효율을 70%로 가정하였다. 박정호 외(2020) 참고

23) 관계부처합동(2019b), 수소 기술개발 로드맵(안) p.25. 참조

3.2. 2030년 제주도 잉여전기를 활용한 P2G 경제성 분석

다음으로는 2030년 제주도에 잉여전기 발생을 가정하여 수전해기를 가동함을 전제로 P2G 경제성을 알아보기 위한 분석을 실시하였다. 본 절에서는 잉여전기 활용 수전해 경제성 전망을 위한 가정과 그에 따른 분석 결과를 살펴본다.

1) 2030년 잉여전기 활용 수소 생산단가 산정을 위한 가정

2030년의 P2G 경제성을 분석하기 위해 P2G 설비가 잉여 재생에너지 전기로만 가동됨을 가정한다. 따라서 P2G 수전해기의 설비이용률은 제주도 잉여전기 발생 분석 결과²⁴⁾를 반영하여 22.1% 수준으로 가정한다. 전기 기본요금에 대해서는 산업용(을) '선택1'의 평균요금인 6,813원/kW를 적용하였다. 2030년 잉여전기 활용 수소 생산단가 전망은 2019년 가정과 동일하게 계통연계형 수전해기와 독립형 수전해기의 두 가지 경우를 고려한다.

먼저 2030년 계통연계형에서 잉여전기에만 전기를 사용하는 전기요금 규정이 부재하므로 기본요금과 사용요금을 다음과 같이 가정한다. 전기 발생 시에만 전기를 사용하는 수전해기의 기본요금은 주로 발전기 투자비 일부와 송배전비용으로 구성되어 있다고 가정하여 2019년에서 적용한 기본요금인 6,813원/kW/월에서 최소값을 1/3 수준인 2,271원/kW/월까지 책정된다고 가정한다. 또한 수전해기에 투입되는 전기가 잉여

표 6 2030년 생산단가 전망을 위한 입력수치

항목	2030년 계통연계형	2030년 독립형	
설비이용률	22.1%		
설비효율	80%		
<자본 비용>			
• 설비비용	85~127.5만원/kW		
• 부대비용	설비비용의 20%		
<운전유지비용>			
• 전기	- 기본요금	2,271~6,813원/kW/월	0원/kW/월
	- 사용요금	29.6~59.2원/kWh	0원/kWh
• 상수도	- 기본요금	1,080원/월	
	- 사용요금	950원/톤-H ₂	
• 유지보수	자본비용의 2%		
• 기타	자본비용의 1%		

출처 : 저자 작성

24) 제주특별자치도(2019) p.62 참조

전기임을 감안하여 산업용(을)의 경부하 요금 평균인 59.2원/kWh의 50%인 29.6원/kWh이 적용된다고 가정한다. 마지막으로 2019년 가정과 동일하게 수요지 인근에 위치하여 저장비용만 발생한다고 가정한다. 다음으로 2030년 독립형 수전해기는 2019년 가정과 동일하게 재생에너지 발전기로 생산한 전기를 사용하기 때문에 별도의 전기요금(기본요금과 사용요금)이 발생하지 않으며, 원격지에 위치하여 수송 및 저장 비용이 발생한다고 가정한다.

계통연계 및 독립형은 공통적으로 2030년까지 기술 개발에 따라 대규모 수전해기의 설비투자비는 2019년 대비 최소 25%(127.5만원/kW)에서 최대 50%(85만원/kW)까지 낮아질 수 있다고 가정한다.²⁵⁾ 설비효율 역시 앞서 가정한 60%보다 20%p 높은 80% 수준의 효율이 달성될 수 있다고 가정한다.²⁶⁾ 이외 생산단가를 도출하기 위한 입력수치는 앞서 살펴본 기본가정에서와 마찬가지로 분석대상은 알칼라인 수전해기로 수명은 10년이고, 필요 상수도요금은 앞선 기본가정에 적용된 수치를 사용한다(<표 6> 참조).

표 7 2030년 수소 생산단가 및 공급단가 산정 결과

구분	항목	2030년 계통연계형	2030년 독립형
생산단가	생산단가(LCOH)	5,524~10,050	3,377~5,063
	<자본 비용>	3,274~4,911	3,274~4,911
	• 설비비용	2,728~4,092	2,728~4,092
	• 보조설비(supplement) 비용	546~818	546~818
	<운전유지비용>	2,251~5,139	103
	• 전기	2,147~4,987	0
	- 기본요금	692~2,076	0
	- 사용요금	1,455~2,911	0
	• 상수도	5.0	5.0
	- 기본요금	0.3	0.3
	- 사용요금	4.7	4.7
	• 유지보수	65.5~98.2	65.5~98.2
	• 기타	32.7~49.1	32.7~49.1
	수송, 저장 비용	수송비용	0
저장비용		217	217
공급단가	공급단가	5,741~10,267	6,209~7,895

주 : 공급단가 = 생산단가 + 저장비용 + 수송비용

25) BNEF(2019)는 2030년까지 4MW급 수전해 설비비용이 2019년 대비 1/6수준까지 감소할 수 있을 것으로 분석하였다.

26) 관계부처합동(2019b) “수소 기술개발 로드맵(안)”에 따르면 우리나라 수전해기의 필요전력량은 2030년까지 50kg/kWh가 달성될 것으로 전망된다. 이를 바탕으로 본고에서는 2030년 고위발열량 기준 수전해기 효율을 80% 수준으로 가정하였다.

2) 2030년 잉여전기 활용 수소 생산단가 산정 결과

앞서 가정된 입력수치에 따라 계산된 2030년의 잉여전기를 활용한 수전해 수소 생산단가는 설비비용 및 전기요금(기본요금, 사용요금) 수준에 따라 계통연계형 수전해기의 경우 수소 kg당 5,524~10,050원, 독립형 수전해기의 경우 kg당 3,377~5,063원으로 산출되었다. 산출된 생산단가에서 가장 큰 비중을 차지하는 항목은 가정된 설비비용 및 전기요금 수준에 따라 다르지만, 계통연계형 수전해기의 시나리오 최대값을 기준으로 설비비용은 41%, 전기요금은 50%, 독립형 수전해기는 설비비용이 생산단가에서 최대 81%를 차지하는 것으로 나타났다(<표 7> 참조).

다음으로 수소 공급비용을 산출하기 위해 2030년 수소 저장비용은 기술진보에 따라 2019년 대비 24% 하락한 217원/kg, 수송비용은 66% 하락한 7,656원/kg으로 가정한다.²⁷⁾ 계통연계형 수전해기의 공급단가는 5,741~10,267원/kg, 독립형 수전해기의 경우 공급단가는 6,209~7,895원/kg으로 계산되었다.

2030년 잉여전기를 활용한 수전해 수소 공급단가를 앞선 2019년 기준 공급단가와 비교해 보면, 계통연계형 수전해기의 경우 수소 kg당 최대 3,268원, 독립형 수전해기는 최대 4,578원까지 낮아지는 것으로 분석되었다. 이는 수전해기 관련 기술진보의 실현과 잉여전기를 고려한 전기요금이 적용되면 수전해 이용률이 22.1%까지 낮아지더라도 수소 공급단가의 경제성의 개선이 가능함을 의미한다(<표 7> 참조).

3) 2030년 공급단가의 플러스 DR 참여에 따른 민감도 분석

다음으로 앞서 산출된 시나리오별 2030년 수소 공급단가(생산단가+저장비용+수송비용)를 바탕으로 플러스 DR 참여에 따른 민감도 분석을 실시한다. 플러스 DR은 잉여전기가 발생할 것으로 예상되는 시간에 전기를 사용하면 정산금을 지급받는 제도이다.²⁸⁾ 민감도 분석을 실시하기 위해 본고에서는 플러스 DR의 정산금으로 kWh당 55~85원이 지급된다고 가정하였다. <표 8>은 플러스 DR 정산금 수준에 따른 시나리오별 2030년 수소 공급단가 산출 결과를 나타낸다.

표 8 시나리오별 공급단가 결과 (단위: 원/kg)

구분	2030년 계통연계형	2030년 독립형	
플러스DR 정산단가 (원/kWh)	55	3,037~6,179	3,505~5,191
	65	2,546~5,687	3,013~4,699
	75	2,054~5,195	2,521~4,207
	85	1,562~4,704	2,030~3,716

출처 : 저자 작성

27) 김지희 외(2019), 신재생 여유전력을 활용한 수소 생산의 경제성 분석, 에너지포커스, 2019 겨울호, 에너지경제연구원, p.96

28) '플러스 DR'에 대한 자세한 설명은 보고 4장의 "2) 플러스 DR"을 참고.

29) 전기신문(2020.8.18.), "제주 전기과잉 공급 해소되나"

플러스 DR 정산금이 55원/kWh 수준일 때 계통연계형 및 독립형 수전해기의 공급단가 범위는 수소융합 얼라이언스추진단(2017)이 수소충전소 적정 공급가격으로 제시한 5,000원/kg과 '수소경제 활성화 로드맵'이 설정한 2030년 목표가 4,000원/kg을 포함하여 이를 달성할 수 있는 것으로 분석된다. 예를 들어, 플러스 DR 정산금이 55원/kWh이 주어지고 목표가 5,000원/kg을 달성하기 위해서는 계통연계형의 경우 2019년 설비비용의 70%, 전기 기본요금 및 사용요금 모두 2019년 산업용(을) 경부하 평균의 1/2로 적용하고, 독립형은 2019년 설비비용 70%로의 실현이 요구된다. 목표가 4,000원/kg에 이르기 위해서는 계통연계형은 2019년 설비비용 57%, 전기 기본요금 및 사용요금 모두 2019년 산업용(을) 경부하 평균의 1/2로 설정하고, 독립형은 2019년 설비비용의 57%로의 실현이 필요하다.

플러스 DR의 정산금이 65원/kWh 이상부터 계통연계형 및 독립형 수전해기의 시나리오 공급단가 범위는 '수소경제 활성화 로드맵'에 따른 2040년 목표가인 3,000원/kg를 포함한다. 이는 수전해기 공통적으로 기술진보의 실현으로 설비비용의 감소와 계통연계형의 경우 별도의 전기요금 설계로 로드맵의 목표가에 근접할 수 있음을 나타낸다.

4. 소결: 제주 P2G 활용 방안

본 절에서는 앞서 분석된 P2G의 경제성 평가를 바탕으로, P2G 경제성을 제고하는 방안과 제주도에서의 P2G 활용방안을 모색토록 한다.

1) 전용요금제

제3장에서 살펴본 P2G 경제성 분석의 결과에서 주목해야 할 점은 수전해 생산단가에서 전기요금이 차지하는 비중이 크다는 것이다. 2019년 수소 생산단가에서 전기요금의 비중은 각 시나리오에 따라 다르긴 하지만 시나리오별 수소 생산단가의 44~70% 수준으로 분석되었다. 2019년 기준 계통연계형 수전해기의 경우 전기요금은 수전해 생산 단가의 70%를 차지하고, 독립형 수전해기의 경우에도 설비비용(45%)에 이어 전기요금(44%)이 수소 생산단가에서 차지하는 비중이 가장 높았다. 2030년 기준으로 잉여전기를 활용하여 수전해기를 가동한다 하더라도, 계통연계형 수전해기의 생산단가에서 전기요금의 비중은 시나리오별 최대 50%의 높은 비중을 차지하는 것으로 분석되었다.

따라서 수전해의 경제성을 유의미하게 제고시키기 위해서는 실효적인 수요관리 효과를 발휘할 수 있는 실시간 요금제, 또는 계시별 요금제를 개발하여 잉여전기의 위주의 전기를 사용하는 수전해용 기본요금과 사용요금의 설계 마련이 필요할 것으로 판단된다.

2) 플러스 DR

P2G의 경제성을 제고하기 위해서는 수요반응 시장에 P2G의 참여를 보장하는 제도로서 2021년 초²⁹⁾ 국내에서 도입을 추진 중인 '플러스 DR'의 활용을 고려할 수 있다. '플러스 DR'은 정해진 시간에 전기를 사용하면 정산금을 지급받는 수요반응 제도로 기존 DR과는 반대로 운영된다. 즉, 전력공급이 수요를 초과하여 전

력의 순수요가 줄어드는 때에 전력수요를 증가시켜 과잉공급을 해소하는 방법으로 기존에 시행하던 DR에서 공급이 부족할 때 수요를 줄이는 것과 반대 개념으로 계통 안정을 도모할 수 있다. 해외 사례로는 미국 애리조나 전력회사 공공서비스(Public Service Company)의 Reverse Demand Response 프로그램³⁰⁾, 캘리포니아 Pacific Gas and Electric Company(PG&E)사의 XSP(eXcess Supply DR Pilot Program)³¹⁾ 등에서 '플러스 DR' 제도가 시범적으로 운영된 바 있다.

'플러스 DR'의 운영방법은 참여자들이 정해진 시간에 수요를 줄이는 대신 늘려야 한다는 것을 제외하고는 기존 DR과 유사하다. PG&E의 시범 프로그램인 XSP(2015~2017)³²⁾은 전력의 과잉공급이 예상되는 날(이벤트 발생일)의 하루 전(D-1일) '플러스 DR'을 발령하고 참여자는 하루 전 날 정해진 대로 이벤트 발생 당일 DR에 참가하여 전력수요를 증가시킨다. 용량자원은 30kW이상으로 최대 4시간(2시간씩 2회 가능) 참여할 수 있다. 참여자들은 참여기간에 따라 용량요금을 차등 지급³³⁾ 받음으로써 DR 참여에 대해 보상 받을 수 있다.

이렇듯 수전해기가 '플러스 DR' 발령에 참여해 제주도 내 수요 증가가 필요한 때 전기를 소비하여 수소를 생산하게 되면 P2G의 경제성 제고와 동시에 전력계통의 안정성에도 기여할 수 있을 것으로 예상된다.

3) 제주 수송 부문에의 활용

수송 부문은 P2G의 활용분야 중 가장 유망한 분야로 평가된다. 수송 분야에서 수소는 경제성 면에서 이미 국내 디젤 연료단가와 견줄만한 것으로 분석되며³⁴⁾ 향후 수소의 대규모 활용을 위해 수송 분야는 가장 우선적으로 추진해야 하는 분야로 평가된다.³⁵⁾ 또한 향후 보급규모 면에서도 수송 분야는 2050년 수소에너지 수요 중 가장 큰 부분(22%)을 담당할 것으로 전망된다³⁶⁾([그림 5] 참조).

실제 전국 각 지자체에서는 버스, 트럭 등 상용차의 상용화 및 보급 확산을 위한 시범사업이 추진 및 시행되고 있다. 창원시에서는 산업부, 한국자동차연구원과 함께 5톤 수소트럭을 창원지역 쓰레기수거용 수소트럭에 활용하는 시범사업이 추진되고 있고, 울산시는 지난 2018년부터 시내버스 노선에 수소전기버스를 투입하여 운행하고 있다.³⁷⁾ 또한, 인천시에는 2021년 3월 완공을 목표로 인천국제공항 제2여객터미널 인근 부지에 수소전기버스 충전소를 짓고, 이와 함께 수소전기버스 공급이 추진될 예정이다.³⁸⁾

30) IRENA(2019), Innovation landscape for a renewable-powered future, p.101.

31) PG&E(2018), Excess Supply DR Pilot 2015-2017 Summary and Findings (Public Version)

32) XSP 프로그램은 1차 시범사업(2015~2017년)에 이어 2차 시범사업(2018~2020년)을 시행중이다. 본 절에서는 1차 시범사업(2015~2017년)에 대한 내용만을 다룬다.

33) 자세한 내용은 PG&E(2018), p.22.를 참고

34) 수소융합얼라이언스추진단(2017)

35) Enea consulting(2016), The potential of power-to-gas, p.5.

36) Hydrogen council(2017), Hydrogen, scaling up, p.20.

37) 한겨레(2018.10.22.), "울산서 전국 최초로 수소버스 정규노선에 투입"

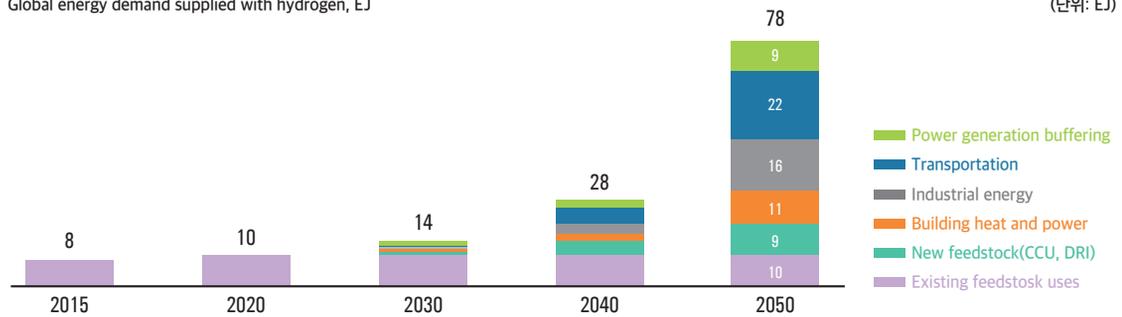
38) 주간한국(2020.5.25.), "수소경제 키포프...상용차를 현대수소차로"



그림 5 세계 수소에너지 수요 전망

Global energy demand supplied with hydrogen, EJ

(단위: EJ)



출처 : Hydrogen council, p.20

이러한 P2G의 수송부문 경제성과 국내 수송 부문 수소 활용 계획을 참고하여 제주도는 P2G에서 생산한 수소를 버스, 또는 트럭 중심의 대형차의 연료로 공급하는 방향으로 추진하는 것이 타당할 것으로 판단된다. 따라서 계통연계형과 독립형 수전해기의 경제성을 제고하기 위해서는 충전소에 인접하여 수송비용을 최소화 할 수 있는 전략 마련이 요구된다.

이상 본고에서 논의된 내용을 정리해보면, 제주도의 잉여전기를 해소하기 위해서 P2G 기술을 도입해 생산한 수소를 수송부문에서 활용하여 수요를 창출하는 한편, 전용요금제와 플러스 DR를 도입해 P2G의 경제성 제고가 요구된다. 이는 지속가능한 수소 생태계를 구축하여 제주도의 카본 프리 아일랜드 비전을 실현 시키는데 기여할 것으로 예상된다.

참고문헌

국내문헌

- 고경호. 2014. Power To Gas 기술개요 및 현황, 전기저널
- 관계부처합동. 2019a. “수소경제 활성화 로드맵”
- 관계부처합동. 2019b. “수소 기술개발 로드맵(안)”
- 김지희, 김영욱, 박정연. 2019. 신재생 여유전력을 활용한 수소 생산의 경제성 분석, 에너지포커스, 2019 겨울호, 에너지경제연구원
- 박정호, 김창희, 조현석, 김상경, 조원철. 2020. 재생에너지 기반 그린 수소 생산 시스템의 기술 경제성 분석. 한국수소 및 신에너지학회 논문집, 31(4), 337-344.
- 수소융합얼라이언스추진단. 2017. 수송용 수소연료의 가격 설정 및 공급체계 구축 방안
- 윤성권, 임현지. 2019. 재생에너지 기반 섹터커플링(부문 간 연계)을 통한 기후변화 대응 연구. 한국기후변화학회지, 10(2), 153-159.
- 에너지경제연구원. 2019. 「지역에너지 통계연보」
- 월간수소경제. 2020.4.2. “수소총전소 적자운영으로 문 닫을 판, 정부 지원 ‘절실’”
- 이택홍. 2015. 수전해 장치 기술 개요 및 전망. 전기저널, 14-17.
- 전기신문. 2020.1.14. “중부발전, 그린수소 사업에 4000억 원 ‘장전’”
- 전기신문. 2020.5.29. “(단독)전기 쓸수록 보상 커진다…정부, ‘그린 DR’ 추진”
- 전기신문. 2020.8.18. “제주 전기과잉 공급 해소되나”
- 제주특별자치도, 카본프리 아일랜드 2030(Carbon Free Island, CFI 2030) 계획
- 제주특별자치도. 2019. 「에너지자립도 실행을 위한 신재생에너지 통합보완 CFI 2030계획 수정보완용역」
- 주간한국. 2020.5.25. “수소경제 키포프…상용차를 현대수소차로”
- 한겨레. 2018.10.22. “울산서 전국 최초로 수소버스 정규노선에 투입”
- Daily Bizon. 2019.7.4. “[수소차의 모든 것] ⑤ 수소차 충전 비용은?”

외국 문헌

- Enea consulting. 2016. The potential of power-to-gas, p.5.
- Hydrogen council. 2017. Hydrogen, scaling up, p.20.
- IEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2015
- IRENA. 2019. Innovation landscape for a renewable-powered future, p.101.
- Lee, B., Chae, H., Choi, N. H., Moon, C., Moon, S., & Lim, H. (2017). “Economic evaluation with sensitivity and profitability analysis for hydrogen production from water electrolysis in Korea.” International Journal of Hydrogen Energy, 42(10), 6462-6471.
- Orkney Islands Council. 2019. Orkney Hydrogen Strategy, The Hydrogen Islands 2019 - 2025
- Oxford Institute for Energy Studies. 2018.10. Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?
- PG&E. 2018. Excess Supply DR Pilot 2015-2017 Summary and Findings (Public Version)
- Recharge, 2020.3.17. “BP and RWE plan Germany’s first green hydrogen grid”
- Viktorsson et al. 2017. A step towards the hydrogen Economy—A life cycle cost analysis of A hydrogen refueling station. Energies

웹사이트

- CFI JEJU 홈페이지, <https://www.jeju.go.kr/group/part29/power/news.htm> (최종접속일 : 2020.9.17)
- Gasunie 홈페이지, “Europe’s largest green hydrogen project starts in Groningen”, <https://www.gasunie.nl/en/news/europes-largest-green-hydrogen-project-starts-in-groningen> (최종접속일 : 2020.9.17)