

PEM 수전해를 이용한 P2G에 대한 경제적 타당성 분석

정선주¹ · 최낙헌² · 문창환² · 문상봉^{2†} · 임한권^{1†}

¹대구가톨릭대학교 신소재화학공학과, ²(주)엘켄텍

Economic Feasibility Analysis for P2G Using PEM Water Electrolysis

SEONJU JEONG¹, NAK HEON CHOI², CHANGHWAN MOON², SANGBONG MOON^{2†}, HANKWON LIM^{1†}

¹Department of Advanced Materials and Chemical Engineering, Catholic University of Daegu, 13-13 Hayang-ro, Hayang-eup, Gyeongsan 38430, Korea

²Elchemtech Co. Ltd, 123 Gasan digital 2-ro, Geumcheon-gu, Seoul 08505, Korea

†Corresponding author :
sbmoon@elchemtech.com
hklim@cu.ac.kr

Received 30 May, 2017
Revised 14 June, 2017
Accepted 30 June, 2017

Abstract >> With worldwide efforts to increase the portion of renewable energy for CO₂ reductions, a lot of attention has been paid to P2G (power-to-gas) in Europe and Japan to efficiently utilize the surplus electricity. In this paper, economic feasibility analysis has been carried out for P2G using PEM water electrolysis by reflecting current economic status in Korea. In addition, efficiency and electricity price required to be competent in Korean market were provided. Based on cash flow diagrams, unit production costs for H₂ and CH₄ were estimated and profitability of P2G using PEM water electrolysis was analyzed.

Key words : Power-to-Gas(전력가스화), PEM water electrolysis(PEM 수전해), Surplus electricity(잉여전력), Methanation reaction(메탄화반응), Economic analysis(경제성분석)

Nomenclature

P2G/PtG	: Power-to-gas
P2F	: Power-to-fuel
PEM	: Polymer electrolyte membrane
CRF	: Capital recovery factor
i	: discount rate
N	: life time
KOGAS	: Korea Gas Corporation
MACRS	: Modified accelerated cost recovery system
CFD	: Cash flow diagram
NPV	: Net present value
CCU	: Carbon capture and utilization

1. 서론

1997년 개최된 교토의정서를 시작으로 최근 파리협정(2015)에서는 협정에 참여하는 195개 당사국에게 온실가스 감축에 대한 의무를 부여하였다. 독일정부는 온실가스를 감축하기 위한 노력의 일환으로 2030년까지 1990년 온실가스 배출 대비 55% 감축을 제시하였고, 이를 달성하기 위해 화석연료에 비해 낮은 탄소배출을 발생시키는 재생에너지 사용 비율을 50%까지 증가시킨다는 계획

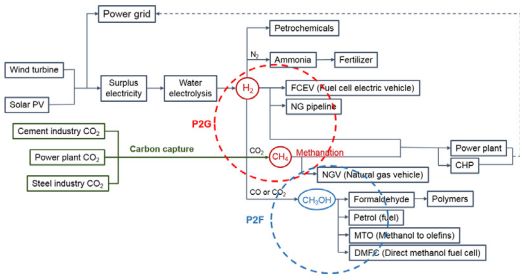
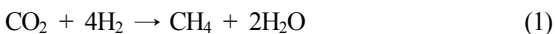


Fig. 1. Overview of power to gas (P2G) and power to fuel (P2F) process

을 발표하였다¹⁾. 우리나라 또한 온실가스 배출 감축을 위한 방안으로 정부는 2030년까지 재생에너지 사용 비율을 20%까지 증가시키는 것을 목표로 제시하였다. 이러한 세계적인 흐름에 편승하여 재생에너지 사용 비율을 늘리게 되면 필연적으로 잉여전력이 발생하게 되며, 이러한 잉여전력은 배터리에 저장되거나, 수전해장치를 통하여 새로운 물질로 전환될 수 있다. 하지만 잉여전력을 저장하는 배터리 기술은 대규모로 운전될 경우 수많은 장애요인으로 인해²⁾ 곧바로 사용되지 않으면 버려지게 되므로 수전해장치를 통해 잉여전력을 최대한 활용하는 것이 좋다.

이러한 시점에서 대표적인 재생에너지원인 풍력 발전과 태양광 발전을 통해 발생하는 잉여전력을 이용하여 유용한 물질로 변환시키는 과정에 대한 연구가 활발하게 진행 중이며³⁻⁶⁾, 이 때 생성되는 물질에 따라 Fig. 1과 같이 각각 power to gas (P2G)와 power to fuel (P2F)로 분류할 수 있다. P2G는 가스 상태의 물질을 생산하는 것으로 주로 수소와 메탄을 만드는 공정을 의미하며, P2F는 메탄올과 같은 연료로 전환시키는 공정을 의미한다.

본 논문에서는 잉여전력을 활용하여 수전해를 실시하고, 이를 통해 수소와 메탄을 생산하는 P2G 공정에 대한 경제성 분석을 수행하였다. 수전해로부터 생성된 수소와 이산화탄소가 반응하여 메탄을 생성하는 Sabatier reaction은 아래 식 (1)과 같다.



본 반응에 필요한 CO₂는 주된 탄소배출원(시멘트 공장, 발전소, 제철소)으로부터 포집하여 사용할 수 있으므로 본 반응을 통해 온실가스 감축에 크게 기여할 수 있다.

수소와 메탄을 생성하기 위한 P2G 공정에서 가장 중요한 요소는 수전해장치로서 대표적으로 고분자 전해질막(polymer electrolyte membrane, PEM) 수전해장치와 알칼리(alkaline) 수전해장치를 들 수 있다⁷⁾. 알칼리 수전해장치는 현재 가장 값싸고 신용도가 높은 기술이지만 간헐 작동을 하는 PEM 수전해장치의 특성이 P2G 공정에 적합하여⁸⁾ 본 논문에서는 PEM 수전해장치를 바탕으로 경제성 분석을 수행하였다.

최근 전 세계적으로 수전해장치를 이용하여 생산된 수소와 포집된 이산화탄소를 이용하여 메탄으로 전환하는 P2G 공정에 대한 경제성 분석이 수행되고 있으며, Shibata는 수전해장치와 메탄화반응기를 통해 생산되는 수소와 메탄이 일본 시장에서 경쟁력을 갖기 위해 필요한 조건을 도출하였다⁵⁾. Kopp 등은 재생에너지를 이용한 연간 4 MW_{el} 규모의 P2G 플랜트의 수소 생산량에 따른 수소 kg 당 전기요금을 분석하였으며, 유럽에서 일반화된 수소 생산 플랜트로부터 경쟁력을 가지기 위한 전기 요금을 EUR 1-3 kg_{H₂}⁻¹로 제시하였다⁸⁾. Breyer 등은 핀란드에 위치한 펄프 공장으로부터 방출된 CO₂와 수전해로부터 얻어진 수소를 이용하여 메탄을 생산하였고, CO₂가 생산되는 곳에서 포집과 이용을 동시에 할 경우 이윤이 생기는 것을 경제성 분석을 통하여 증명하였다⁹⁾.

따라서 본 논문에서는 잉여전력을 이용하여 수전해장치를 통해 생산된 수소와 메탄화반응기를 이용하여 생산된 메탄에 대해 300 Nm³ h⁻¹ 규모를 기준으로 한국형 경제성 분석을 실시하였다. 또한, 향후 기술개발을 통한 수전해장치 및 메탄화반응기의 가격 절감 효과 및 잉여전력 사용으로 인한 낮은 전기 요금 효과를 적용하여 P2G로부터 생산되는 수소와 메탄이 국내시장에서 경쟁력을 가질 수 있는지에 대한 경제성 분석을 진행하였다.

2. 경제성 분석

2.1 경제성 분석

Turton 등에 따르면 기본적으로 총 투자액은 자본금과 운영비의 합으로 구성되는데, 자본금은 새로운 플랜트를 건설할 때 투자되는 비용을 의미하며, 운영비는 플랜트의 연간 운영과 관련된 비용을 의미한다¹⁰⁾. 하나의 공장을 건설할 때, 초기에 지불하게 되는 비용을 초기투자비라고 정의하며, 이를 연간 비용을 나타내는 자본비용으로 환산하고자 초기투자비에 자본회수계수(capital recovery factor, CRF)를 곱해준다.

$$CRF = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2)$$

식 (2)에서 CRF는 할인율(i)과 수명 기간(N)으로 표현되며, 일반적으로 에너지 산업에 대해서는 4-9%의 할인율을 적용하며⁷⁾ 본 연구에서는 중간값인 6%의 할인율을 적용하였다. 본 연구에서는 잉여전력을 사용하여 수소와 메탄을 생산하는데 있어 가장 핵심적인 요소인 수전해장치와 메탄화반응기를 자본금으로 설정하였다. PEM 수전해장치 가격은 EM Korea의 $30 \text{ Nm}^3 \text{ h}^{-1}$ 에 해당하는 가격표를 기준으로 six-tenth 법칙¹⁰⁾을 사용하여 $300 \text{ Nm}^3 \text{ h}^{-1}$ 에 해당하는 $\text{KRW } 4,777,286 (\text{Nm}_{\text{H}_2}^3 \text{ h}^{-1})^{-1}$ 으로 추산하였다¹¹⁾. 메탄화반응기는 Shibata 논문에서 주어진 $\text{€ } 18,000 (\text{Nm}_{\text{CH}_4}^3 \text{ h}^{-1})^{-1}$ 가격을 2016년 기준 $1 \text{ €} = \text{KRW } 1,285$ 로 환산하여 추산하였으며 각 장비의 특성은 Table 1과 같다^{5,12)}.

운영비의 경우 공장을 운영하기 위해 매년 지불되는 비용으로 그 단위는 $\text{KRW } y^{-1}$, $\text{\$ } y^{-1}$ 과 같이 연간 비용의 단위다. 수전해장치와 메탄화반응기를 가동시키는데 있어서 가장 중요한 요소인 전기요금과 공장에 필요한 인건비, 보수유지비, 기타 운영비 등이 운영비에 포함되어있다.

본 연구에서는 전기요금의 변동에 따른 가격

Table 1. Properties of water electrolysis and methanation

Technology	Unit electricity input/ kWh Nm ⁻³	Capital cost/ KRW (Nm ³ h ⁻¹) ⁻¹	Capacity factor/ %
Electrolysis	4.20	4,777,286	80
Methanation	16.35	23,130,000	80

변동을 고찰하고자 kWh 당 $\text{KRW } 20$, $\text{KRW } 40$, $\text{KRW } 60$, $\text{KRW } 80$ 일 경우에 대하여 kg 당 가격을 추산하였다. 인건비의 경우, $300 \text{ Nm}^3 \text{ h}^{-1}$ 규모의 공정을 가동시키기 위해 정규직($\text{KRW } 41,000,000 \text{ y}^{-1}$) 1명이 필요하다고 가정하였고, 보수유지비와 기타 운영비는 선행 연구결과를 참고하여 각각 초기투자비의 2%, 1%로 가정하였다.

2.2 다양한 변수에 따른 경제성 분석

본 연구에서는 초기 투자비(장치의 가격)의 가격변동, 장비의 효율, 전기요금의 변동에 따라 변화되는 KRW Nm^{-3} 와 KRW kg^{-1} 을 확인하였다. 국내 시장을 고려한 수전해장치와 메탄화반응기의 현재 가격의 경우와 향후 기술개발로 인해 초기 투자비가 현재의 50%가 되었을 경우를 가정하여 경제성 분석을 진행함으로써, 앞으로 기술개발이 증진되었을 경우 얻을 수 있는 이익에 대하여 분석하였다. 또한, 효율과 전기요금을 고려함으로써, 현재 국내의 수소와 메탄의 판매가격과 비교하여 경쟁력을 갖기 위해 충족되어야 하는 장비의 효율과 전기요금을 분석하였다. 수소의 판매가격은 천연가스 가격을 기반으로 한 Penner식으로 추산하였으며 그 관계식은 식 (3)과 같다¹³⁾.

$$\text{H}_2 \text{ cost} = 0.286 \times \text{Natural gas price} + 0.15 \quad (3)$$

이 때, 수소가격의 단위는 $\text{\$ kg}^{-1}$ 이며 천연가스 가격 단위는 $\text{\$ MMBtu}^{-1}$ 이다. 천연가스 가격은 한국가스공사(Korea Gas Corporation, KOGAS)에서 제공한 2017년 5월 1일 기준의 산업용 천연가스 도매요금을 바탕으로 계산하였다.

2.3 현금흐름도

본 연구는 현금흐름도를 이용하여 본 공정을 실제로 실행하였을 때 얻을 수 있는 이익에 대하여 분석하였으며, 건설 기간은 2년, 프로젝트 수명을 10년, 세율은 30%라고 가정하였다. 운영 자본 투자금은 전체 자본 투자금의 15%라 가정하였고, 감가상각비는 수정된 조기원가회수제어(modified accelerated cost recovery system, MACRS)로 계산하였다. 300 Nm³ h⁻¹ 규모의 수전해장치로 얻을 수 있는 연간 이윤은 KRW 1,048,248,350, 동일한 규모의 메탄화반응기로 얻을 수 있는 연간 이윤은 KRW 1,363,986,611로 앞서 언급한 Penner식과 KOGAS의 천연가스 도매요금 가격으로부터 계산하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 Nm³ 당 가격에 대한 장치의 효율과 전기요금의 영향

Fig. 2는 장치의 효율과 전기요금에 따른 Nm³ 당 가격을 나타낸 그래프이다. 효율이 낮아질수록 전기요금이 높아질수록 동일한 생산량(300 Nm³ h⁻¹)을 생산하기 위한 비용이 증가함을 확인할 수 있다. 앞서 언급한 수소의 판매가격을 추정하기 위한 Penner식을 사용하였을 때, 국내 수소 판매 가격은 KRW 399 Nm_{H₂}⁻³임을 알 수 있다. 이를 바탕으로, 현재 국내 수전해 장비의 capacity factor가 80%일 경우를 가정하였을 때, 국내 수소 판매 가격으로부터 경쟁성을 가지기 위해서는 전기요금이 KRW 60 kWh⁻¹보다 낮아야한다는 것을 알 수 있다. 반면 P2G로부터 메탄을 생산할 경우, 80%의 capacity factor를 가지는 메탄화반응기는 본 연구에서 제시한 최저 전기요금인 KRW 20 kWh⁻¹의 조건에서도 국내 천연가스 판매가격(KRW 519 Nm_{CH₄}⁻³)과 비교하였을 때 경쟁력을 가지지 못하는 것을 확인할 수 있다.

Fig. 3는 수전해장치와 메탄화반응기에 대한 기

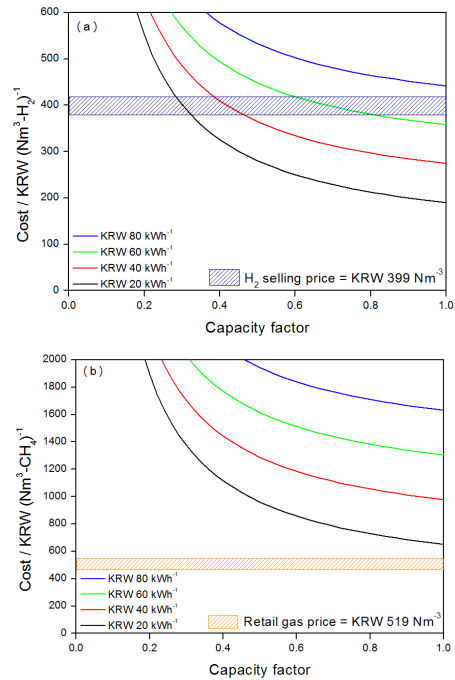


Fig. 2. Production price of (a) H₂ and (b) CH₄ using the current state-of-the-art equipment price

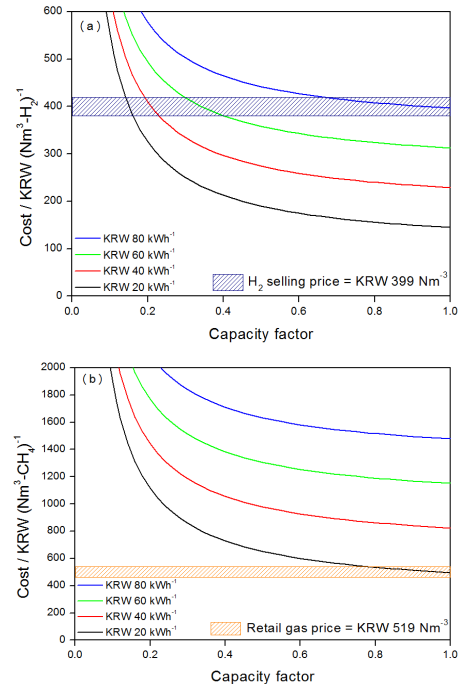


Fig. 3. Production price of (a) H₂ and (b) CH₄ using 50% reduced equipment price

술개발이 계속해서 진행될 경우, 현재 가격의 50%로 절감될 수 있다는 것을 가정하여 Fig. 2와 동일하게 효율과 전기요금에 따른 Nm^3 당 가격을 나타낸 그래프이다. 수전해 장비는 현재 시장을 고려한 가격이었을 때 $\text{KRW } 60 \text{ kWh}^{-1}$ 의 전기요금이 만족되어야만 국내 수소 판매가격으로부터 경쟁력을 가질 수 있었지만, 50% 절감된 가격의 수전해 장비는 본 연구에서 제시한 최고 전기요금 $\text{KRW } 80 \text{ kWh}^{-1}$ 에서도 경쟁력을 가지는 것을 확인할 수 있다. 반면, 메탄화반응기는 장치의 가격이 50% 절감되었을 경우에도 일반적으로는 경쟁력을 가지지 못하지만, 효율이 90% 이상일 경우 $\text{KRW } 20 \text{ kWh}^{-1}$ 에서 경쟁력을 가질 수 있음을 알 수 있다.

3.2 기술개발에 따른 미래 시장 가능성 분석

잉여전력은 소비하지 않으면 버려야하는 일회성 에너지이므로, 재생에너지의 공급량 증가로 인하여 발생될 수 있는 잉여전력을 적극적으로 활용할 수 있는 기술의 개발은 필수적이라 할 수 있다. 따라서 본 연구에서는 최저 전기요금($\text{KRW } 20 \text{ kWh}^{-1}$)을 가정할 경우에 대해 kg 당 수소 및 메탄 가격과 실제 사업 가능성을 분석하였다.

Table 2와 Table 3은 연간 자본비용과 운영비를 합산하여 연간 총액을 추산한 결과를 나타내고 있으며, 더 나아가 생산된 수소와 메탄의 양으로 나눈 단위 kg 당 수소와 메탄의 가격을 나타내고 있다.

전기요금을 $\text{KRW } 20 \text{ kWh}^{-1}$ 로 공급한다고 하였을 때, 현재의 장비가격(100%)을 적용하면 수소는 $\text{KRW } 2,336 \text{ kg}_{\text{H}_2}^{-1}$ 의 가격이 산출됨을 확인할 수 있다. 또한, 장치 기술개발의 증진으로 현재 가격 대비 50%를 절감할 경우, 연간자본비가 50% 절감되고 더불어 50% 절감된 보수유지비와 기타운영비로 인하여 운영비에서도 7% 절감되어 최종적으로 $\text{KRW } 1,727 \text{ kg}_{\text{H}_2}^{-1}$ 의 가격이 산출됨을 확인할 수 있다. 앞서 제시한 국내 수소판매가격(KRW

Table 2. Unit hydrogen cost in case of $\text{KRW } 20 \text{ kWh}^{-1}$ for a production capacity of $300 \text{ Nm}_3 \text{ h}^{-1}$

Items	100%		50%	
	KRW y^{-1}	$\text{KRW kg}_{\text{H}_2}^{-1}$	KRW y^{-1}	$\text{KRW kg}_{\text{H}_2}^{-1}$
Capital cost	243,405,038	1,037	121,702,519	519
Operating cost	304,795,574	1,299	283,297,787	1,208
Electricity	220,800,000	941	220,800,000	941
Labor	41,000,000	175	41,000,000	175
Maintenance	28,663,716	122	14,331,858	61
Other cost	14,331,858	61	7,165,929	31
Total	548,200,612	2,336	405,000,306	1,727

Table 3. Unit methane cost in case of $\text{KRW } 20 \text{ kWh}^{-1}$ for a production capacity of $300 \text{ Nm}_{\text{CH}_4}^3 \text{ h}^{-1}$

Items	100%		50%	
	KRW y^{-1}	$\text{KRW kg}_{\text{CH}_4}^{-1}$	KRW y^{-1}	$\text{KRW kg}_{\text{CH}_4}^{-1}$
Capital cost	756,217,051	402	378,108,526	201
Operating cost	1,160,568,500	617	1,030,462,250	548
Electricity	859,356,000	457	859,356,000	457
Labor	41,000,000	22	41,000,000	22
Maintenance	173,475,000	92	86,737,500	46
Other cost	86,737,500	46	43,368,750	23
Total	1,916,785,551	1,019	1,408,570,776	749

$399 \text{ Nm}_{\text{H}_2}^{-3}$)을 kg_{H_2} 당 KRW 로 환산하면 $\text{KRW } 4,467 \text{ kg}_{\text{H}_2}^{-1}$ 의 값이 나오게 되며, 이는 현재 가격과 현재 가격으로부터 50% 비용절감이 된 경우 모두 수소 판매 시장에서 경쟁력을 가짐을 보여준다.

P2G로 생산된 메탄은 현재의 100% 장치가격일 경우 $\text{KRW } 1,019 \text{ kg}_{\text{CH}_4}^{-1}$ 임을 Table 3에서 확인할 수 있으며, 현재 가격의 50%가 절감될 경우, 연간자본비가 50% 절감되고 더불어 운영비에서는 11%가 추가적으로 절감되어 최종적으로 $\text{KRW } 749 \text{ kg}_{\text{CH}_4}^{-1}$ 임을 확인할 수 있다. 메탄의 경우 현재 시장의 메탄 판매가격은 $\text{KRW } 725 \text{ kg}_{\text{CH}_4}^{-1}$ 이므로 100% 및 50% 반응기 가격인 두 경우 모두 현재 판매 시장에서 경쟁력을 가지지 못함을 확인할 수 있다. 따라서 P2G를 통한 메탄의 생산공정은

향후 기술개발과정을 통해 더욱 향상된 가격 경쟁력을 가져야 한다고 판단된다.

Fig. 4와 Fig. 5는 최저 전기요금(KRW 20 kWh⁻¹)과 현재 가격으로부터 50% 절감된 장치 가격을 가정한 경우에 대하여, P2G로부터 수소와 메탄을 생산하는 공정이 이윤을 추구할 수 있는지를 확인하기 위한 현금흐름도(cash flow diagram, CFD)를 보여주고 있다. 프로젝트 기간을 10년, 건설 기간을 2년으로 가정하였고, 이 때 얻을 수 있는 연간 이윤을 300 Nm³ h⁻¹ 규모의 수소와 메탄에 대하여 2-10%의 할인율을 적용한 결과, 할인율에 따른 다양한 현금흐름도 패턴을 확인할 수 있으며 할인율이 2%인 경우의 수소의 순이익(net present value, NPV)은 기준 단위가 KRW 10⁶일 때 3,973이며 10%인 경우에는 2,038임을 확인할 수 있었다(Fig. 4).

또한, P2G로부터 생산되는 메탄에 대하여 작성된 현금흐름도 결과를 통하여 할인율에 따라 다양한 현금흐름도 패턴이 나타날 수 있음을 확인할 수 있으며, 2%와 10% 할인율을 적용하였을 때

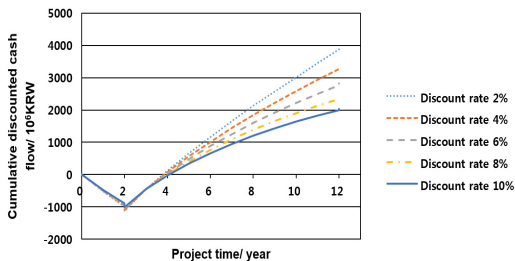


Fig. 4. Cash flow diagram (CFD) for a 50% of a PEM electrolyzer price and KRW 20 kWh⁻¹ of electricity price with different discount rates

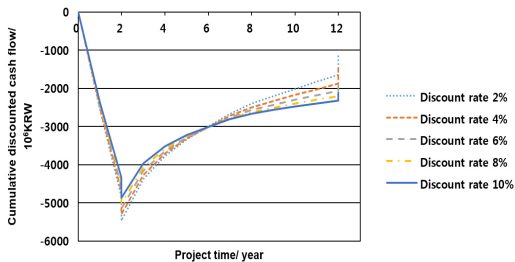


Fig. 5. Cash flow diagram (CFD) for a 50% of a methanation equipment price and KRW 20 kWh⁻¹ of electricity price with different discount rates

NPV는 기준 단위가 KRW 10⁶일 때 각각 -1,131, -2,113로 모두 이윤을 창출하지 못하고 있음을 확인하였다(Fig. 5).

결과적으로, 기술개발로 인해 장비가격이 현재 가격에 비하여 50% 절감되고, 전기요금이 kWh 당 KRW 20의 조건을 충족시킬 때, PEM 수전해장치를 이용한 수소생산은 이윤을 얻을 수 있었지만, 메탄반응기를 통한 메탄 생산은 이윤을 얻을 수 없음을 확인할 수 있었다. Table 3의 결과에 따르면, 연간 300 Nm³ h⁻¹을 생산하기 위해 필요한 총액 중 자본금과 운영비가 각각 27%, 73%를 차지한다는 점과 운영비에서 가장 큰 영향을 미치는 요소는 운영비의 61%를 차지하는 전기요금임을 확인할 수 있다. 따라서 P2G로 생산되는 메탄이 한국의 메탄 시장에서 경쟁력을 가지기 위해서는 전기요금이 KRW 20 kWh⁻¹보다 낮아지거나 혹은 총 금액의 27%를 차지하는 자본금의 비용을 기술개발을 통해 낮춰야 한다고 판단된다.

4. 결론

전 세계적으로 화석연료의 연소로 인한 이산화탄소의 배출을 제한하려는 노력의 일환으로 재생에너지에 대한 관심이 급증하고 있다. 이러한 시점에서 재생에너지의 공급량이 증가할 경우 필연적으로 발생할 수 있는 잉여전력을 적절하게 활용할 수 있는 기술을 개발하는 것은 매우 중요하다고 할 수 있다. 이러한 잉여전력을 활용하는 방법으로서 유럽을 필두로 P2G를 이용한 수소와 메탄 생산이 활발하게 진행 중이며 P2G 공정에 대한 경제적 타당성 분석도 활발하게 진행되고 있다. 따라서 본 연구에서는 P2G를 활용한 수전해장치 및 메탄화반응기를 통한 수소 및 메탄생산공정에 대한 한국형 경제성 분석을 진행하였으며, capacity factor가 80%인 PEM 수전해장치를 이용하여 수소를 생산할 경우, kWh 당 KRW 60의 전기요금이 충족되어야 국내 수소판매가격으로부터 경쟁력을 가질 수 있음을 확인하였다. 반면 메탄의 경우, 기술개발이

진행되어 현재 제시된 메탄화반응기 가격의 50%의 가격이라고 가정하였을 때, capacity factor가 90%까지 기술개발이 진행되어야 본 연구에서 제시한 최저 전기요금(KRW 20 kWh⁻¹) 조건하에서도 경쟁력을 가질 수 있음을 확인할 수 있었다.

잉여전력을 활용한다는 점에서 kWh 당 KRW 20의 최저 전기요금을 적용시키고, 기술개발이 진행되었다고 가정하여 기존 장치 가격의 50%를 기준으로 현금흐름도를 분석하였을 때, P2G로부터 생산되는 수소의 경우 최고 할인율이 적용된 10%에서도 순이익을 얻을 수 있음을 확인하였지만, P2G로부터 생산되는 메탄의 경우 주어진 모든 할인율에서 순이익을 얻을 수 없음을 확인하였다. 또한, 메탄화공정이 순이익을 얻기 위해서는 총 금액에 많은 영향을 미치는 전기요금을 KRW 20 kWh⁻¹보다 낮추거나, 메탄화반응기의 가격을 낮추어야 한다는 것을 확인할 수 있었다. 결론적으로, 본 논문의 연구결과를 통해 P2G를 이용한 수소 및 메탄 생산의 가능성을 제시할 수 있었으며, 본 공정의 경제성을 확보하기 위해 주도적으로 고려해야 할 부분에 대한 방향을 제안할 수 있었다.

후 기

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제이다(No. 20153010041750).

References

1. J. Schedlinsk, "Introduction to energy efficiency and renewable energies in the building sector in Germany", June 22nd, 2015.
2. The International Renewable Energy Agency (IRENA), "Battery storages for renewables: market status and technology outlook", IRENA, UAE, 2015.
3. A. Boretti, "Renewable hydrogen to recycle CO₂ to methanol", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 38, No. 4, 2013, pp. 1806-1812.
4. A. K. Sayah and A. K. Sayah, "Wind-hydrogen utilization for methanol production: An economy assessment in Iran", Renewable Sustainable Energy Rev., Vol. 15, No. 8, 2011, pp. 3570-3574.
5. Y. Shibata, "Is power to gas feasible in Japan?", IEEJ, Japan, 2016.
6. G. Reiter and J. Lindorfer, "Evaluating CO₂ sources for power-to-gas applications - A case study for Austria", J. CO₂ Util., Vol. 10, 2015, pp. 40-49.
7. B. Gim, J. Kim, H. Ko, "Economic evaluation of domestic low-temperature water electrolysis hydrogen production", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 22, No. 4, 2012, pp. 559-567.
8. M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, B. Scheppat, "Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 42, No. 19, 2017, pp. 13311-13320.
9. C. Breyer, E. Tsupari, V. Tikka, and P. Vainikka, "Power-to-Gas an emerging profitable business through creating an integrated value chain", Energy Procedia, Vol. 73, 2015, pp. 182-189.
10. R. Turton, R. C. Bailie, W. B. Whiting, J. A. Shaeiwitz, and D. Bhattacharyya, "Analysis, synthesis, and design of chemical processes", Pearson, USA, 2013.
11. B. Lee, H. Chae, N. H. Choi, C. Moon, S. Moon, and H. Lim, "Economic evaluation with sensitivity and profitability analysis for hydrogen production from water electrolysis in Korea", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 42, No. 10, 2017, pp. 6462-6471.
12. <http://www.x-rates.com/average/?from=EUR&to=KRW&amount=1&year=2016>.
13. A. Shafiee, M. Arab, Z. Lai, Z. Liu, and A. Abbas, "Modelling and sequential simulation of multi-tubular metallic membrane and techno-economics of a hydrogen production process employing thin-layer membrane reactor", Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 41, No. 42, 2016, pp. 19081-19097.