

원자력 수소 경제성 비교를 위한 수소 생산 방법별 생산단가 분석

임미숙*, 방진환*, 윤영식*[†]

*SK(주) 기술원 CRD 연구소

Analysis of Hydrogen Production Cost by Production Method for Comparing with Economics of Nuclear Hydrogen

Mee Sook Lim*, Jin Hwan Bang*, Young-Seek Yoon*[†]

*Corporate R&D Center, SK Institute of Technology, SK Corporation 140-1 Wonchon-dong,
Yuseong-gu, Daejeon 305-712, KOREA

ABSTRACT

It can be obtained from hydrocarbon and water, specially production of hydrogen from natural gas is most commercial and economical process among the hydrogen production methods, and has been used widely. However, conventional hydrogen production methods are dependent on fossil fuel such as natural gas and coal, and it may be faced with problems such as exhaustion of fossil fuels, production of greenhouse gas and increase of feedstock price. Thermochemical hydrogen production by nuclear energy has potential to efficiently produce large quantities of hydrogen without producing greenhouse gases. However, nuclear hydrogen must be economical comparing with conventional hydrogen production method. Therefore, hydrogen production cost was analyzed and estimated for nuclear hydrogen as well as conventional hydrogen production such as natural gas reforming and coal gasification in various range.

주요기술용어 : Nuclear hydrogen(원자력 수소), Hydrogen production cost (수소생산단가), Natural gas reforming(천연가스개질), Coal gasification (석탄 가스화), Capital cost (자본 투자비), Feed cost(원료비)

1. 서 론

수소는 현재 석유 및 석유 화학 산업의 원료 생산에 공정용 가스로 대부분 사용되고 있으나, 이미 1960년대 우주에서 사용하던 연료전지 기술이 최근 개술개발과 함께 자동차 및 분산발전 분야

까지 파급되면서 21세기 궁극적인 미래의 대체 에너지원 또는 에너지 매체(energy carrier)로 생각되고 있다.

현재의 에너지 시스템인 화석연료는 사용 후 NO_x, SO_x, 분진 등과 같은 대기오염물질을 배출한다. 특히, 화석연료의 연소에 따라 배출되는 CO₂는 지구온난화의 주요한 원인이 된다. 이에 반해 수소는 연소시 극미량의 NO_x의 발생을 제외

[†]Corresponding author : yslmoon@skcorp.com

하고는 공해물질이 전혀 생성되지 않고 가스나 액체로 쉽게 저장 및 수송할 수 있다. 따라서 수소를 직접 에너지원으로 이용하고자 미국, 일본, 유럽 등에서는 정부 주도하의 지원을 바탕으로 수송 및 분산형 전원으로서의 이용, 수소 저장 기술 등 다양한 분야에서 시범, 실증사업을 추진하고 있다¹⁾.

그러나 수소에너지 시스템을 실용화하기까지 제조, 저장, 이용 등 여러 분야에 있어서 해결해야 할 과제가 많이 남아 있고 경제성이 확보되지 않아 “닭과 달걀”의 딜레마가 수소에너지 시스템의 실용화에 걸림돌로 작용한다. 따라서 수소 에너지 기술 개발과 아울러 수소를 경제적으로 대량 생산할 수 있는 제조법 및 저장과 수송 등의 다양한 분야의 기술이 선행되어야 한다.

수소를 대량 생산할 수 있는 제조 방법은 주로 석유나 천연가스를 이용한 개질방법 및 석탄 가스화법이 주로 이용된다. 그런데 화석연료의 수증기 개질기술은 석유화학 업체를 중심으로 상용으로 이용되며 가장 경제적인 방법으로 알려져 있다. 미국의 경우 77%, 전 세계적으로 48% 이상이 이 방법을 이용하여 수소를 제조하고 있다²⁾.

가스화 방법은 최근 들어 바이오매스를 이용하여 상업적인 발전 가능성을 보여주나 여전히 석탄을 원료로 사용하며, Kopper-Totzek나 Texaco 가스화 장치는 상업적으로 활용이 가능하다. 이 방법은 수증기 개질법이나 전기분해법 보다 자본비용(capital cost)이 크고 결과적으로 생산단가에 capital charge가 차지하는 비용이 높다. 반면에 연료비용, 중유 및 석탄 등의 가격이 낮아 대규모 시스템에서는 천연가스 개질법과 유사한 생산 경제성을 나타낸다³⁾. 하지만 최근 급속히 상승하고 있는 유가에 따라 원료비가 증가하고 국내의 경우 석탄도입가도 크게 상승함으로 해서 국내 상황에 있어서 전체 생산 단가는 상승할 것으로 예상된다.

화석연료를 이용하는 수소제조 방법은 가격 경쟁력에서는 가장 효율적이다. 하지만 제조 공정에 화석연료가 사용되고 온실가스과 같은 대기오염

물질이 다량 발생하기 때문에 미래의 청정에너지 시스템의 궁극적인 수소제조 방법이라고 할 수 없다. 따라서 태양력이나 풍력, 수력 등의 신재생 에너지를 이용하여 물로부터 수소를 얻는 친환경적인 수소 생산 방법에 대한 연구가 진행되고 있다. 특히, 원자력을 이용한 SI(Sulfur-Iodine) 사이클에 의한 수소제조 방법은 이러한 맥락에서 화석연료에 의존하지 않고 대량으로 수소를 제조할 수 있는 방법으로 주목 받고 있다. 우리나라의 경우 2020년 원자력 수소 플랜트 건설을 목표로 2004년 원자력 수소 생산 기술 개발 및 실증 사업이 시작되었다. 그리고 원자력을 이용한 열화학적 물 분해 방식의 수소 생산에 대한 연구가 미국, 일본, 프랑스 등의 선진국과의 국제 협력을 통해 활발히 진행 중이다⁴⁾.

이 방법은 기존의 전통적인 수소제조 방법에 비해 아직 기술개발 과제가 많이 남아 있다. 하지만 가격 경쟁력이 확보되고 수소 경제 시대 진입 후 안정적인 수요처가 형성되면 대기 오염물질 없이 대량으로 수소를 제조하여 에너지로 공급 가능하다.

본 연구에서는 기존의 화석연료를 이용한 수소 제조 단가와 원자력 수소의 제조단가를 재산정해 봄으로써 원자력 수소의 경제성을 살펴보고 수소 플랜트의 크기에 따라 가격에 영향을 주는 변수에 대해 다양한 범위에서 수소 제조단가를 비교 하였다.

2. 수소 생산 단가

2.1 천연가스 개질법 및 석탄 가스화법

수소 제조 가격은 플랜트의 크기, 제조 방법, 기술 수준 등에 따라 다양하게 산정된다. 최근 수소에너지에 대한 기술적, 사회 경제적 관심이 고조됨에 따라 수소에너지 기술에 대한 경제성을 분석하고 새로운 시장 확보에 대한 기회, 소요 비용, 장애 요인 등을 분석하고자 미국 National Academy 산하의 NRC(National Research Council)에서 미래 수소 생산 및 사용을 위한 전

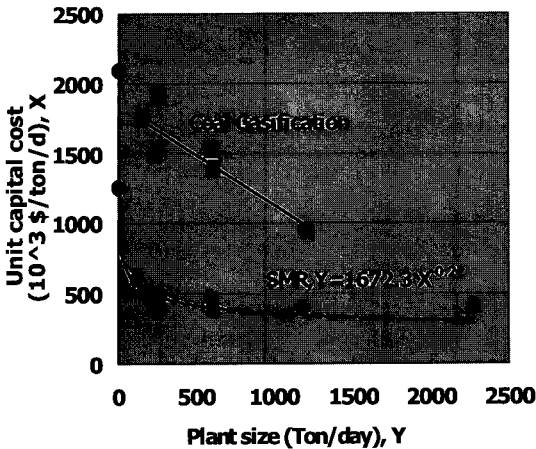


Fig. 1 Unit capital Cost by plant size

략 위원회를 수립하고 보고서를 발간하였다⁵⁾. 이 위원회 보고서에서는 수소 경제와 관련하여 수소 제조 기술에 대한 현재 및 미래의 비용에 대한 자세한 분석이 이루어 졌다. 본 논문에서는 이 자료를 근거로 단가를 재 산정하였다. 수소제조단가는 NRC 및 기타 여러 문헌에서 보고된 capital cost를 조사하여 원하는 용량의 unit capital cost를 먼저 결정하고 원료비 및 기타 O&M비를 가정하여 산정하였다^{3,5)}.

Fig. 1은 천연가스 수증기 개질법(SMR) 및 석탄가스화법(coal gasification)에 대해 문헌에 보고된 플랜트 크기에 따른 capital cost를 나타낸다^{3,5)11)}. 수증기 개질법의 경우 200 ton/day이하 규모에서는 공정규모에 따라 상당히 차이가 나타나지만, 이 이상의 규모에 대해서는 0.5 million \$/ton/day로 거의 비슷한 값을 나타냄을 알 수 있다. 따라서 수증기 개질법의 경우 그림에서 나타난 바와 같은 근사식을 얻을 수 있고 이 식을 사용하여 원하는 용량의 capital cost를 결정하였다. 석탄 가스화법은 주로 150 ton/d이상의 대규모 용량에 주로 사용되며, 천연가스 수증기 개질법에 비해 2~3배 정도 높게 나타난다. 또한, 수증기 개질법과 달리 플랜트 규모가 커질수록 거의 비례적으로 감소한다.

단가 산정 시 사용된 기준과 산정 범위는

Table 1. Basis of hydrogen cost estimation

Parameters	SMR	Coal Gas.
H ₂ Plant size (ton/day)	200 ^{a)} , 760	
Capital Charge rate	16% ^{b)}	
Feed cost (Base case)	6.83 \$/MM Btu HHV ^{c)}	54 \$/Ton ^{d)}
Capital cost (\$/kW H ₂) ^{e)}	200 T/D	1,077
	760 T/D	796
Capital cost (\$/kW H ₂) ^{f)}	200 T/D	1,103
	760 T/D	829
효율	75%(LHV)	64%(Coal basis)
CO ₂ 처리비용	10 \$/Ton CO ₂	
Carbon Tax	50 \$/Ton C	
기타	H ₂ 압축(75 atm)비용 포함, 전기료 : 0.05 \$/kWh	

a) 원자력 수소 600 MWth 용량

b) NRC(National Research Council)기준

c) 2005년 2~8월 국내 평균도입단가

d) 2004년 석탄 도입 평균단가

e) Without CO₂ disposal

f) With CO₂ disposal

Table 1에 나타내었다. 두 방법에 의한 수소 생산 단가는 200 T/D와 760 T/D 용량을 기준으로 산정하였다. 200 T/D는 효율에 따라 다르긴 하지만 SI 사이클에 의한 600 MW급 정도의 원자력 수소 플랜트에 해당하는 용량이다. 760 T/D는 General Atomics사의 600 MW급 고온 원자로 플랜트 4기에 해당하는 용량으로 문헌에 보고된¹²⁾ 원자력 수소 생산단가와 비교하기 위해 같은 용량을 기준으로 하였다. 각 용량에 대해 단가 산정에 사용되는 변수별 sensitivity range를 정하여 단가를 산정한 후 각 변수별 민감도를 살펴보았다.

Table 2와 Table 3에 두 용량에 대해 산정된 결과를 나타내었다.

천연가스 수증기 개질법에 있어서 가장 큰 비중을 차지하는 것은 역시 원료인 천연가스 단가이며, 이 값의 변화에 따라 수소 제조 가격이 상당한 차이를 보인다. 2005년 8월까지 평균도입단가는 6.83 \$/MM Btu HHV이나 8월 단가(7.9

원자력 수소 경제성 비교를 위한 수소 생산 방법별 생산단가 분석

Table 3 Estimated hydrogen cost by natural gas reforming and coal gasification (760 T/D)

Parameters	SMR	Coal Gasification
	H ₂ Cost	H ₂ Cost
Capital Charge rate(%)	14-(16)-18-20	14-(16)-18-20
H ₂ cost (\$/kg)	1.41-(1.44)-1.46-1.48	1.22-(1.29)-1.36-1.43
Feed cost	4.5-5.7-(6.8)-9.0 ^{a)}	36-45-(54)-67 ^{b)}
H ₂ cost (\$/kg)	1.05-1.25-(1.44)-1.72	1.17-1.23-(1.29)-1.38
Capital Cost(\$/kW-H ₂)(without CO ₂ disposal)	212-(282)-352	597-(796)-995
H ₂ cost (\$/kg)	1.37-(1.44)-1.50	1.11-(1.29)-1.48
Capital Cost (\$/kW-H ₂)(with CO ₂ disposal)	236-(315)-394	622-(829)-1,036
H ₂ cost (\$/kg)	1.55-(1.62)-1.69	1.46-(1.65)-1.84

() : Base case, ^{a)} \$/MM Btu HHV, ^{b)} \$/Ton

Table 2 Estimated hydrogen cost by natural gas reforming and coal gasification (200 T/D)

Parameters	SMR	Coal Gasification
	H ₂ Cost	H ₂ Cost
Capital Charge rate(%)	14-(16)-18-20	14-(16)-18-20
H ₂ cost (\$/kg)	1.48-(1.51)-1.54-1.57	1.46-(1.55)-1.64-1.73
Feed cost	4.5-5.7-(6.8)-9.0 ^{a)}	36-45-(54)-67 ^{b)}
H ₂ cost (\$/kg)	1.12-1.33-(1.51)-1.80	1.43-1.49-(1.55)-1.64
Capital Cost(\$/kW-H ₂)(without CO ₂ disposal)	290-(362)-434	757-(1,077)-1,346
H ₂ cost (\$/kg)	1.45-(1.51)-1.58	1.26-(1.55)-1.80
Capital Cost (\$/kW-H ₂)(with CO ₂ disposal)	308-(410)-513	808-(1,103)-1,379
H ₂ cost (\$/kg)	1.61-(1.71)-1.80	1.63-(1.90)-2.16

() : Base case, ^{a)} \$/MM Btu HHV, ^{b)} \$/Ton

\$/MM Btu HHV)만 고려하면 1.69 \$/kg까지 상승한다. 또한, 실제 산업용으로 공급되는 국내 도매가를 고려하면 2005년 11월 기준 9.2 \$/MM Btu HHV이며, 이때 생산단가는 1.7~1.8 \$/kg 정도로 산정되었다. 규모가 커지면 제조 단가도 떨어지나 capital cost의 차이가 크지 않고 석탄 가스화법에 비해 capital cost의 비중이 높지 않아 전체 제조 단가에 대한 영향은 크지 않다. 반면, 석탄 가스화법은 200 T/D규모에 대해 천연가스 개질법보다 capital cost가 크기 때문에 capital cost 변화에 따른 영향이 나타났다. 이 방법 또한 규모가 커질수록 단가가 크게 감소하는데 이는 가장 큰 비중을 차지하는 (unit) capital cost가 크게 감소하기 때문이다. 이러한 영향으로 760 T/D 규모에 있어서 CO₂ 처리비용을 포함하지 않은 경

우 천연가스 개질법보다 더욱 낮은 단가로 산정되었다. 원료단가에 대한 영향은 천연가스 단가 영향보다 크지는 않지만, 여기에서 기준으로 한 석탄원료의 단가는 2004년 국내 석탄 도입단가 기준이며, 2005년 평균 도입단가는 67 \$/ton 이상까지 상승하였으며, 플랜트 크기에 따라 1.38~1.64 \$/kg의 생산단가를 보인다.

CO₂ 처리비용 및 탄소세를 고려한 경우 capital cost는 11~13% 정도 증가하며, 천연가스 개질법보다 석탄 가스화법에 의한 수소 생산단가에 더 크게 영향을 줌으로써 760 T/D 규모에 대해 더 높은 단가로 산정되었다.

언급한 바와 같이 천연가스 개질법은 천연가스 단가가 가장 중요하게 영향을 미치는데 천연가스 가격은 유가와 함께 연동한다. 따라서 유가에 따

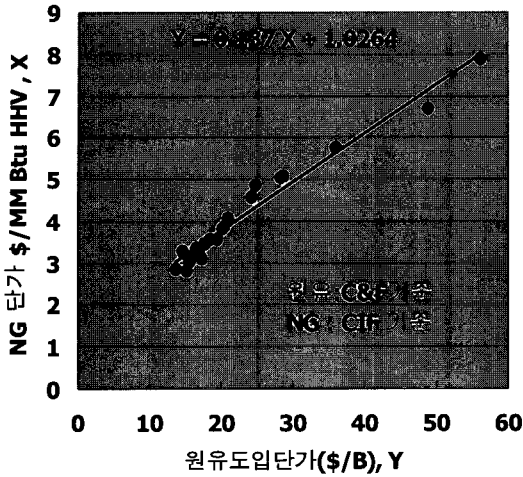


Fig. 2 Import prices of crude oil and natural gas

라 수소 제조 단가가 상당한 차이를 보인다. 유가와 수소제조 단가와와의 관계를 살펴보기 위해 1989년부터 2005년까지 국내 도입 원유 단가와 천연가스 도입단가를 조사하고 두 단가 사이에 상관관계를 살펴본 결과 Fig. 2와 같이 직선적인 관계를 나타내었다.

이러한 상관관계로부터 유가 변동에 따른 천연가스 단가를 적용하여 760 T/D규모의 수소 플랜트에 대해 유가에 따른 수소제조단가를 산정하였

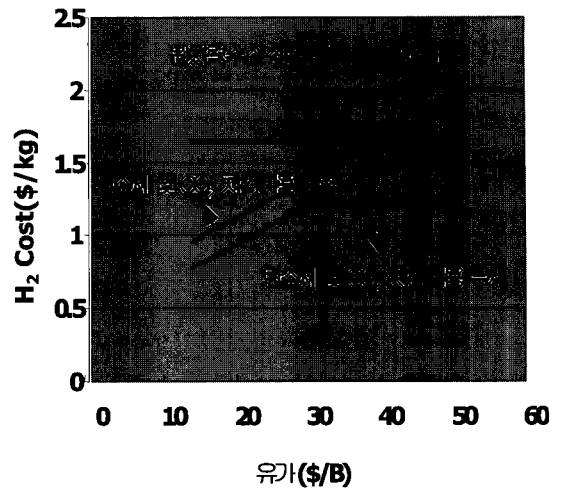


Fig. 3 Cost of hydrogen production by crude oil import price (SMR)

다. 산정된 결과를 Fig. 3에 나타내었고, 산정된 제조 단가에 탄소세 및 CO₂ 처리비용이 추가적으로 적용될 경우 0.18 \$/kg 만큼 단가는 상승한다. 문헌에 보고된¹²⁾ SI 싸이클에 의한 원자력 수소 생산단가를 고려하면 유가가 45 \$/B이상일 경우 원자력에 의한 수소의 생산이 더욱 경제성이 있는 것으로 나타났다.

Table 4 Comparison of hydrogen production cost by production method (단위 : \$/kg, %)

	SMR		Coal Gasif.		Biomass Gasif.		Electrolysis	
Unit Capital Cost (\$/kW-H ₂)	362		1,077		1,366 ^{a)}		2,616 ^{a)}	
Feed	1.14	75.0	0.37	23.7	0.62	29.6	-	-
Electricity	0.04	1.3	0.18	3.2	0.20	2.9	2.70	52.7
Non-Fuel O&M	0.02	2.6	0.05	11.6	0.06	9.6	0.11	2.2
Fixed O&M	0.08	5.3	0.23	14.7	0.29	13.9	0.55	10.7
Capital charge	0.24	15.8	0.73	46.8	0.92	44.0	1.76	34.4
Total	1.51	100	1.55	100	2.09	100	5.12	100

^{a)} 2002, NREL Report

* Biomass Feed Cost : 3.25 \$/MM Btu (2002, NREL Report)

* Electricity cost : 0.05 \$/kWh

* Capital Charge : 16%/yr of capital

* Non-Fuel O&M : 1%/yr of capital

* Fixed O&M : 5%/yr of capital

Table 5 Cost of nuclear hydrogen production based on NERI

항목	NERI
Nuclear Heat (MWth)	2,400
H ₂ 생산량 (Ton/D)	760
Efficiency (%)	52
Annual operation factor (%)	90
Capital cost (\$/kW_H ₂)	1,577
Capital charge (%/yr)	12.6
Nuclear fuel (\$/MW hr)	5.0
O&M cost (\$/MW_H ₂ -hr)	MHR : 2.83 SI Plant : 7.21
H ₂ cost (\$/kg)	1.65
기타	^{a)} O ₂ byproduct 판매비용 불포함(250 ton/hr)

^{a)} O₂ Production values (NG 5 \$/MM Btu basis)
 -Compressed O₂(36 bar) : 35.55 \$/Ton(0.29 \$/kg H₂)
 -Liquefied O₂ : 13.56 \$/Ton(0.09 \$/kg H₂)

2.2 제조 방법별 단가 비교

천연가스 개질법 및 석탄 가스화법 이외에 제조 단가가 비싸긴 하지만 상용으로 이용되는 전기분해법이나 바이오매스를 이용한 수소 제조 방법 등이 있다. 이러한 방법들은 주로 중, 소규모 수소 생산에 이용되며, NREL 보고서^{7,13,14)}를 참고로 200 T/D 규모에 대한 단가를 재 산정하여 천연가스 개질법 및 석탄가스화법에 의한 단가와 비교하였다. Table 4에 그 결과를 나타내었다.

바이오 매스 및 전기분해 법에 의한 수소 제조 단가는 앞서 언급한 두 방법에 비해 상당히 높게 산정되었으며, 석탄가스화법과 동일하게 capital charge cost가 중요한 영향을 미치고 전기분해 법은 역시 전기비용이 50% 이상을 차지한다. 바이오매스 원료 단가는 30% 정도로 capital charge 다음으로 큰 비중을 차지하며, 원료 단가에 따라

생산단가 변동이 크게 예상된다.

NRC의 산정 결과에 의하면 24 T/D의 중규모 수소제조에 있어서 바이오매스 가스화법 및 전기분해법에 의한 단가가 각각 4.63 \$/kg, 4.70 \$/kg으로 비슷하게 산정되었는데 규모에 따라 capital cost가 다르게 적용되었고 전기분해법의 경우 부산물인 O₂의 판매에 의한 비용감소가 고려되었다.

2.3 원자력에 의한 수소 생산

앞서 언급한 바와 같이 현재의 가장 경제적인 수소 생산방법은 천연가스 개질에 의한 수소 생산 방법이다. 원자력을 이용한 수소 생산은 몇 가지 방법이 소개 되고 있는데 원자력을 이용한 물 전기 분해 방식은 전통적인 수증기 개질 방법에 비해 3배 정도(천연가스 단가 : 4.5 \$/million Btu 기준) 더 높게 나타난다. 원자력을 이용한 MHR-SMR(Modular Helium Reactor-Steam Methane Reforming)방식은 전체 수소 생산 단가가 천연가스 가격에 따라 결정된다. 하지만 일반적인 SMR 방식에 의한 것 보다 천연가스 단가의 영향이 더 적게 나타난다. GA 보고서에 의하면, 천연가스 가격이 6 \$/million Btu이상일 경우 원자력에 의한 수소 생산이 경쟁력이 있는 것으로 보고하고 있다¹⁵⁾.

Brown(2003)등은 SI process를 이용한 750 Ton/d 규모의 MHR 플랜트에 대해 715 \$/kWth의 capital cost를 산정하고 51% 효율을 가정하였을 때 수소 생산 단가는 1.42 \$/kg으로 이는 천연가스 가격이 6.2 \$/MM Btu일 경우 수증기 개질법에 의한 수소 제조 단가와 유사한 가격으로 보고 하였다¹⁶⁾.

최근 NERI(Nuclear Energy Research Initiative)에서 GA사의 600 MW급 MHR (Modular Helium Reactor) 4기를 기준으로 한 SI 싸이클에 의한 수소 생산단가를 제시하였다¹²⁾. 이 보고서에서 제시한 산정 기준과 수소 생산단가를 Table 5에 나타내었다. 전체 생산단가 중 capital charge가 60 이상(0.99 \$/kg)을 차지하고 O&M 비용이 24%(0.39

\$/kg), 나머지가 Nuclear fuel의 비용(0.27 \$/kg)이다. 또한, 제시된 기준 가정 이외에 MHR 및 SI 플랜트의 capital cost, capital charge rate, 효율, SI 플랜트 O&M cost, operating factor 등 7가지 변수에 대해 다양한 범위에서 단가를 산정한 결과, capital charge rate가 가장 크게 영향을 주고 최대 26%의 단가 차이를 보였다. capital charge rate 다음으로는 효율이 가장 큰 영향을 주는데 효율이 높을수록 reactor system의 capital charge가 감소함으로써 수소 생산 단가가 낮아진다. SI 공정의 효율이 42%에서 58%까지 변화할 때 단가는 0.47 \$/kg으로 24%의 차이를 나타내었다.

760 T/D에 대해 탄소세 및 CO₂ 처리비용을 고려한 천연가스 개질 및 석탄 가스화법에 의한 단가와 비교하면 각각 1.62 \$/kg, 1.65 \$/kg으로 원자력에 의한 수소생산(SI 사이클) 단가(1.65 \$/kg)와 거의 같은 단가로 산정되었다. 이는 경제적인 방법으로 알려진 화석연료를 이용한 기존의 두 방법에 있어서 유가 상승과 함께 원료단가가 크게 높아졌기 때문이다.

따라서, 원자력에 의한 수소생산은 아직 기존의 수소생산방법에 비해 기술개발에 대한 과제가 많이 남아 있기는 하지만 문헌에 제시된 단가로 생산 가능하다고 가정할 경우 유가가 45 \$/bbl 이상이면 상당히 경쟁력을 가지는 것으로 판단된다. 물론 원자력 수소의 경우 대량 수소 생산시스템으로 수요처까지 저장 및 운송비용이 추가적으로 발생할 가능성이 있지만 부산물로 생산되는 O₂ 판매로 인한 부가 가치를 고려할 경우 단가는 더욱 낮아진다.

2.3 국내 수소 생산 및 유통단가

국내 석유화학 업체들이 보유하고 있는 수소 플랜트는 나프타 개질에 의한 수소 생산 방식이다. 나프타 개질에 의한 수소 생산은 일반적으로 천연가스에 의한 수소 생산방법보다 1.5배 정도 높게 산정되는데 이는 나프타 원료의 단가가 높기 때문이다¹⁷⁾. 국내 나프타 가격 또한 유가에 연

동하는데 2004년 후반부터 시작된 국제 유가 상승에 따라 정유사의 수소 생산단가도 상당히 상승하였다. S사의 경우 수소 생산 변동단가만을 고려 해 보면 2002년 나프타 가격 28.9 \$/bbl 기준으로 1.03 \$/kg 정도였으나, 2005년 나프타 가격 상승(52.8 \$/bbl)으로 1.57 \$/kg 이상까지 상승하였으며, 이중 80% 이상이 나프타 원료비이다. 따라서 생산 경제성을 고려하여 수소 플랜트의 가동률을 조절하면서 외부 도입 수소를 이용하기도 한다.

현재 울산지역을 중심으로 유통되고 있는 수소는 수요처 인근 지역을 중심으로 파이프라인을 형성하여 공급하고 있다. 유통업체에서는 저순도의 수소를 공급받아 PSA를 통해 정제한 후 PSA 후단의 높은 압력과 파이프라인과의 압력차로 공급하고 있다. 유통단가는 원료가격(나프타, LNG, LPG 가격과 연동)과 파이프라인 투자비에 대한 감가상각, 관리비 등으로 구성되며, 공급량에 따라 160~300원/Nm³의 가격으로 유통되고 있다.

5 결 론

- 1) 원자력을 이용한 열화학 사이클에 의한 수소 생산은 화석연료 고갈 및 환경오염 등을 고려할 때 에너지원으로써의 수소를 대량 생산할 수 있는 수소 제조 방법 중의 하나이다.
- 2) 천연가스 수증기 개질법은 현재 가장 경제적으로 수소를 생산할 수 있는 방법으로 capital cost는 수소 플랜트의 크기에 따라 결정된다. 규모가 커질수록 제조 단가도 떨어지나 capital cost가 큰 차이를 보이지 않으므로 전체 생산 단가에 대한 capital cost의 영향은 크지 않다.
- 3) 천연가스 수증기 개질법에서 전체 단가 중 천연가스 단가가 70% 이상을 차지하며, 천연가스 단가는 유가와 연동하므로 유가가 수증기 개질법의 전체 단가에 중요한 요소로 작용한다.
- 4) 석탄 가스화 법은 대규모 수소 생산 시스템에 상업적으로 이용가능하나 capital cost가 다른

방법에 비해 높고 전체 단가의 40% 이상을 차지한다.

- 5) 원자력 수소는 천연가스 개질법이나 석탄가스화법에 비해 해결해야 할 기술적 과제가 남아 있지만 유가가 45 \$/bbl 이상으로 될 경우 경쟁력이 있는 수소 생산 방법이며 부산물인 O₂의 부가가치를 고려할 경우 전체 단가는 더 낮아 질 수 있다.

후 기

본 논문은 과학기술부에서 시행한 “원자력 수소 생산기술 개발 및 실증사업”의 일환으로 수행되었으며, 이에 감사드립니다.

참 고 문 헌

- 1) 수소 연료전지 사업단 기획 보고서, “수소경제 지행 국가 Vision 및 보급목표 달성을 위한 실행 방안”, 산업자원부, 2004, pp. 11-16.
- 2) Edward. Gobina, "Hydrogen as a chemical constituent and as an energy source", Business Opportunity Report, Business Communication Companies Inc., USA, 2003, pp. 2-5.
- 3) L. Basye, S. Swaminathan, "Hydrogen Production costs-A Survey", Sentech, Inc., DOE/GO/10170-178, 1997, pp. 12-15.
- 4) 원자력 연구개발 사업 기획보고서(안), 2003, pp. 1-16.
- 5) “The Hydrogen economy : opportunitics, costs, barrier, and R&D”, Natioanl Research Council and National Academy of Engineering, 2004, pp. 137-193.
- 6) C.E. Grégoire Padró, V. Putsche, "Survey of the Economics of hydrogen technologies", NREL Technical report, NREL/TP-570-27079, 1999, pp. 1-11.
- 7) D. Simbeck and E. Chang, "Hydrogen Supply:Cost Estimate for Hydrogen Pathways-Scoping Analysis", NERL Subcontractor Report, NREL/SR-540-32525, 2002, pp. 7-13.
- 8) M.Mintz, S. folga, J. Molburg and J. Gillette, "Hydrogen distribution Infrastructure", Argonne National Laboratory transportation technology R&D center Fuel cell Workshop, 2002.
- 9) M. Steinberg and H. C. Cheng, "Modern and prospective technologies for hydrogen production from fossil fuels.", International journal of Hydrogen Energy, 1989, Vol. 14, No. 11, pp. 797-820.
- 10) B. Gaudernack, S. Lylum, "Hydrogen from Natural Gas without Release of CO₂ to the Atmosphere.", Stuttgart, Germany: Presented at 11th World Hydrogen energy Conference, 1996.
- 11) J.M.Ogden, T. Kreutz, S. Kartha, L. Iwan, "Hydrogen Energy System Studies", Final Technical Report, Prepared for the United States Department of Energy, DE-FG04-94 AL85803, 1996, pp. 6-11.
- 12) William A. Summers, "Centralized hydrogen production from Nuclear power : Infrastructure analysis and test-case design study", Nuclear Energy Research Initiative Report, 2004, pp. 87-115.
- 13) C. E. Thomas, I. F. Kuhn, Jr., "Electrolytic Hydrogen Production Infrastructure Options Evaluation", Final Subcontract Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-463- 7903, 1995, pp. 9-20.
- 14) M. K. Mann, "Technical and economic assessment of production hydrogen by reforming syngas from the Battelle indirectly heated biomass gasifier", National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-431-8143, 1995, pp. 10-13.
- 15) K.R. Schultz, L.C. Brown, G.E. Besenbruch and C.J. Hamilton, "Large-Scale Production of hydrogen by Nuclear Energy for the hydrogen

- economy", General Atomics Report, 2003, pp. 11-12.
- 16) L.C. Brown, R.D. Lentsch, G.E. Besenbruch K. R. Schultz and J. E. Funk, "Alternative Flowsheets for the Sulfur-Iodine thermochemical hydrogen cycle", General Atomics Report, 2003, pp. 10-13.
- 17) PERP (Process Evaluation Research Planning) Report, "Hydrogen production in refineries", CHEM SYSTEMS, USA, 1993, pp. 34.