

전력가격 평균회귀성을 고려한 연료전지 발전의 실물옵션 분석[†]

박호정*·남영식**

요약 : 분산전원으로서의 장점을 지닌 연료전지는 높은 투자비용과 전력가격의 불확실성에 영향을 받는다. 본 논문에서는 연료전지 투자의 비가역성과 전력가격의 불확실성을 고려한 실물 옵션 모형을 제시하도록 한다. 대부분의 실물옵션 모형은 분석의 편의상 기하학적 브라운 과정을 가정하지만, 본 연구에서는 평균회귀적인 전력가격의 특성을 반영한 경제성 평가모형을 개발하되 투자옵션 가치의 닫힌 해 또한 제시하도록 한다. 20MW급 연료전지 발전을 위한 데이터와 국내 RPS 상황을 고려한 실증분석 결과, 가격 불확실성을 고려하지 않은 경우 연료전지 발전의 투자 경제성은 확보되지만, 가격 불확실성이 존재할 경우 경제성이 저감되는 것으로 나타났다. 이는 연료전지 발전시설의 도입 및 활성화를 위해서 수입과 비용을 포함하는 종합적인 수익구조 개선 외에도 정책적 지원이 추가적으로 필요함을 시사한다.

주제어 : 실물옵션, 평균회귀과정, 연료전지 발전시설

JEL 분류 : C6, D8

접수일(2018년 6월 16일), 수정일(2018년 8월 10일), 게재확정일(2018년 8월 28일)

[†]본 연구는 고려대학교 학술지원연구비에 의하여 수행되었다.

* 고려대학교 식품자원경제학과 교수, KU·KIST그린스쿨 겸임교수, 주저자(e-mail: hjeongpark@korea.ac.kr)

** 충북연구원 공공투자분석센터 전문위원, 교신저자(e-mail: toju11@cri.re.kr)

A Real Options Analysis on Fuel Cell Power Plant considering Mean Reverting Process of Electricity Price

Hojeong Park* and Youngsik Nam**

ABSTRACT : Fuel cell power plant which has advantages as a distributed generation is influenced by high cost of investment and uncertainty of electricity price. This study suggests the model of real options which considers the irreversibility of investment in the fuel cell plant and the uncertainty of electricity price. Most models of real options assume the geometric Brownian motion for convenience, but this study develops the model for the feasibility analysis considering the mean reverting process of electricity price, with the closed form solution on the value of investment option. The result of the empirical analysis considering the data related to the fuel cell generation with the scale of 20MW and the domestic RPS circumstance represents that the investment is feasible without the uncertainty, and is not feasible with the uncertainty. This result implies that the political support as well as the improvement of profit system including revenue and cost are necessary for the activation of the fuel cell power plant.

Keywords : Real options, Mean reverting process, Fuel cell power plant

Received: June 16, 2018, Revised: August 10, 2018, Accepted: August 28, 2018.

* Professor, Department of Food and Resource Economics and KU · KIST GREEN School, First author
(e-mail: hjeongpark@korea.ac.kr)

** Research Fellow, Chungbuk Research Institute, Corresponding author(e-mail: toju11@cri.re.kr)

I. 서론

수소를 이용한 연료전지 발전(fuel cell generation)은 미래 신기술의 개발뿐만 아니라 친환경적이라는 점에서 국내에서는 신에너지로 분류하여 보급하고 있다.¹⁾ 액화천연가스(LNG: Liquefied Natural Gas)를 이용하는 현 수준에서의 연료전지를 신에너지로 포함하는 것은 별개의 쟁점이 되겠지만, 2030년까지 국내 신재생에너지의 발전량 비중을 20%까지 확대하는데 있어서 연료전지 발전이 주요한 옵션 중의 하나인 점은 변함이 없다. 특히 연료전지 발전은 대형 송전탑 건설이 더 이상 용이하지 않은 상황에서 분산전원의 장점을 갖기 때문에 주요 발전사가 투자를 확대하고 있는 추세다.²⁾

해외에서도 연료전지의 보급은 미국, 일본, EU를 중심으로 지속적으로 확대되고 있다. 설치장비(unit) 기준으로 2015년에 76,000대에서 2016년 88,000대로 증가하였는데, 고정형(stationary) 연료전지와 이동형(portable) 연료전지가 대부분을 차지하고 있다(Ann, 2017). 신재생에너지 보급확대를 위해 캘리포니아의 자가발전인센티브제도(SGIP: Self Generation Incentive Program)는 투자비 일부를 리베이트 해주는데, 연료전지는 \$1.49/W로서 풍력의 \$1.02/W, 바이오가스의 \$1.31/W보다 월등히 높은 수준에서 지원된다.³⁾ 일본은 가정용 연료전지 보급을 위해 ENE-FARM 프로그램을 통해 설치 보조금을 지원하는데, 파나소닉과 도시바를 주력회사로 삼은 가운데 2015년 9월 기준으로 이미 12만 기가 상회하는 실적을 달성하였다.

가장 이상적으로는 연료전지에 필요한 수소를 물이나 태양광, 또는 바이오가스 등에서 친환경적인 방식으로 획득하는 것이 바람직할 것이다. 그러나 이는 현재의 기술수준에서 상업적으로는 가용하지 않기 때문에 국내에서는 LNG에서 수소를 분리하는 용융탄산염형(MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell) 방식, 또는 인산염형(PAFC: Phosphoric Acid Fuel Cell) 방식을 취하고 있다.⁴⁾ 아울러, 미국 및 일본과 유사하게 연료전지 보급

1) 우리나라에서는 「신에너지 및 재생에너지 개발 이용 보급 촉진법」에 의해 3개의 신에너지(연료전지, 석탄 액화 가스화, 수소에너지)와 8개의 재생에너지(태양열, 태양광발전, 풍력, 소수력, 해양에너지, 바이오매스, 폐기물에너지, 지열)로 구분하고 있다(한국에너지기술원, www.kier.re.kr)

2) 최근 남부발전과 남동발전은 각기 총 20MW급 규모와 15MW급 규모의 연료전지 발전설비에 투자하고 있다.

3) <https://www.energy.gov/savings/self-generation-incentive-program>

4) 연료전지는 전해질에 따라 다양한 기술로 구분되는데, MCFC와 PAFC는 규모가 큰 연료전지 설비에 적용

을 위한 지원정책을 실시하되, 이를 신재생에너지공급의무화(RPS: Renewable Portfolio Standard) 제도를 통해 달성하고 있다. 즉, RPS의 공급인증서(REC: Renewable Energy Certificate) 발급대상 설비에서 공급된 MWh 기준의 신재생에너지 전력량에 가중치를 곱할 때, 연료전지 발전량에 상대적으로 높은 가중치를 적용함으로써 연료전지 투자의 인센티브를 제고하고 있다.

이와 같은 지원정책에도 불구하고 연료전지 발전설비의 투자가 더디게 진행되는 이유는 높은 초기 투자비용과 전력가격의 불확실성에서 찾을 수 있다. 토빈의 q 이론 관점에서 볼 때 전자의 연료전지 초기 투자비용이 클수록 자본의 한계가치가 투자비용보다 작을 가능성이 크기 때문에 투자 유인이 줄어들게 된다. 여기에 매몰비 성격으로서 비가역성(irreversibility)까지 추가되면 투자 유인은 더욱 감소한다(Abel and Eberly, 1994).

아울러, 태양광 및 풍력발전과 같은 타 신재생에너지 발전에 비해 높은 발전단가 외에도 전력 판매수입을 결정하는 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)의 변동성 역시 투자를 위축시키는 요인이 될 수 있다. SMP, 즉 전력의 시장가격 불확실성은 투자와 관련된 의사결정의 히스테리시스(hysteresis), 즉 비활동(inaction) 상태를 증대시켜 투자를 보다 지연시키는 결과를 초래한다(Stokey, 2009). 따라서 연료전지 투자의 경제성을 분석하기 위해서는 투자의 비가역성과 시장 불확실성을 동시에 반영하는 분석틀이 필요한데, 실물옵션(real options) 모형이 이에 해당된다.

본 논문의 목적은 연료전지 발전의 특수성을 고려한 실물옵션 분석모형을 제시하는데 있다. 연료전지가 RPS 대상에 포함되는 국내 제도의 환경을 분석에 포함함으로써 RPS 가중치의 적정성 여부까지 검토하게 될 것이다. 대부분의 실물옵션 연구에서는 수학적으로 닫힌 해(closed form solution)를 제공한다는 점에서 분석의 편의 상 불확실성을 기하학적 브라운 과정(gBm: geometric Brownian motion)으로 정의하는 경우가 많다. 그러나, 전력시장에서 관찰되는 전력가격은 지수적으로 증가 내지 감소하는 추세인 gBm보다는 특정 평균수준 대에 머무는 이른 바 평균회귀과정(mrp: mean reverting process)을 띠는 경향이 강하다. mrp의 경우 gBm과는 달리 닫힌 해가 존재하지 않기 때문에 복잡한 분석과정이 요구되지만 전력시장의 현실성을 반영하기 위해 반드시 고려

되는 기술이다. PEMFC(Proton Exchange Membrane Fuel Cell)는 주로 수송용에 사용되며, 1960년대의 우주 프로그램에서 개발된 AFC(Alkaline Fuel Cell)는 소규모 시설에 적용된다.

될 필요가 있다. 따라서 본고에서는 전력가격의 gBm 과 mrp 를 모두 포함한 실물옵션 모형을 제시하도록 한다.

연료전지 발전시설의 투자 경제성에 대해 분석한 기존 연구들로는 노철우·김민수(2008), 정희인 외(2009), 삼정 KPMG(2013), 김현제·박명덕(2016), 남영식·강희찬(2017)이 있다. 이 연구들 중 남영식·강희찬(2017)을 제외한 모든 연구들은 연료전지 발전시설에 대한 투자 경제성을 순현재가치법(Net Present Value, NPV) 관점에서 분석하였으며, 삼정 KPMG(2013)와 김현제·박명덕(2016)에서는 연료전지 발전시설의 활성화 방안 역시 제시하였다. 남영식·강희찬(2017)은 연료전지 발전시설의 투자옵션 가치를 전력가격 및 연료가격의 불확실성을 동시에 반영하여 박호정(2012)과 유사한 방식으로 분석하였다. 그러나 남영식·강희찬(2017)은 전력가격의 평균회귀성을 고려하지 않았다는 점에서 본 연구와 구분된다. El-Sharkh et al.(2010)은 진화 프로그래밍(evolutionary programming) 기법을 적용하여 연료전지 발전의 경제성을 확보할 수 있는 수준의 최소운영비용을 분석하였다. Niknam et al.(2013)은 연료전지 발전의 운영비용 외에 최적 입지의 선정까지 분석하였는데, 발전량의 불확실성이 반영된 다양한 시나리오를 포함한 확률모형을 개발하였다. 하지만, Niknam et al.(2013)은 초기 투자비용을 포함하지 않았으며 가격 불확실성 역시 고려하지 않았다. 연료전지 관련 실물옵션 연구는 많지 않으며 대다수 수소전기차를 대상으로 하고 있다. Tsui(2005)는 이항옵션과 블랙-숄즈 모형을 활용하여 수소전기차 투자옵션을 분석하였으며, Li et al.(2016)은 수소전기차라는 신제품의 초기 확산과정을 Bass 모형과 실물옵션에 연계하여 분석하였다. Mahnovski(2006)는 천연가스 사업자의 관점에서 수소 인프라 및 연료전지에 투자하는 실물옵션 분석을 진행하였다. 이와 유사하게 수소 인프라 투자의 실패 가능성을 보기 위하여 Li et al.(2013)은 녹아웃 경계옵션(knock-out barrier option)으로 평가하였는데, 정책적 불확실성이 프로젝트의 성사에 큰 영향을 미치는 것을 보여주었다. 한편, Kroniger and Madlener(2013)는 풍력발전의 잉여전기를 활용한 수소저장장치를 분석하였는데, 풍속의 불확실성과 전력가격의 고저에 따라 전기의 저장 및 매도 의사결정을 위한 실물옵션 모형을 제시하였다.

본 논문은 앞서 언급한 바와 같이 연료전지 발전과 전력시장의 특성을 고려한 경제성 평가모형으로서 실물옵션 모형을 제시한다는 점에서 기존 연구와 차별된다. Tsui(2005)

의 투자옵션은 의사결정의 만기가 존재하는 이른바 유럽형 옵션을 적용하였는데, 대부분의 의사결정에서 그러한 만기가 존재하지 않는다는 점에서 아메리카 유형의 옵션이 적합하다. 따라서 본 논문에서는 전력가격의 gBm 및 mnp 특성을 반영한 만기무한의 아메리카형 옵션(perpetual American option)을 개발하도록 한다. Dixit and Pindyck (1994)에서 재화의 시장가격이 Ornstein-Uhlenbeck의 평균회귀 과정을 따를 경우의 옵션가치 분석절차를 소개한 이후, 상당수 문헌에서 신재생에너지 투자의 mnp 아메리카형 옵션이 연구되었다. Jang et al.(2012)은 국제유가의 평균회귀성과 R&D 투자의 불확실성을 동시에 고려하여 신재생에너지 사업을 이항옵션모형으로 평가하였다. Deter and Kotani(2013)는 석탄가격이 gBm과 mnp의 확률과정을 따를 경우 재생에너지의 투자옵션 가치를 사회적 가치 측면에서 분석하였다. 이들 모형은 모두 이산모형(discrete model)으로서 본 논문에서 채택하는 연속형 동태최적화 모형과는 구분된다. 한편 국내에서는 박호정·장철호(2007)가 소형열병합발전을 대상으로 전력가격의 mnp를 고려한 실물옵션 가치를 분석한 바 있으나, 연료전지를 포함하지는 않았다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. II 장에서는 전력가격의 gBm과 mnp를 고려한 연료전지 투자옵션 모형을 제시하도록 한다. III 장은 MCFC의 연료전지 사업을 대상으로 투자 옵션 가치를 분석하도록 한다. 결론 및 요약은 IV 장에서 제시된다.

II. 분석모형

본 절에서는 연료전지 발전시설의 최적 투자시기 분석을 위해 실물옵션 모형을 소개하도록 한다. 실물옵션 분석은 비가역적인 투자 시 투자이행 시기에 따라 확보 가능한 수익 관련 정보들의 가치를 반영하여 해당 투자의 가치를 평가하는 방법이다. 예를 들어 특정 사업에 대한 투자 이후 발생하는 현금흐름 중 제품의 판매 가격에 불확실성이 존재할 경우, 단순히 향후 예상되는 평균 가격을 적용하는 경우보다 과거 판매가격의 흐름을 고려하여 확률적으로 예상되는 가격을 반영할 경우 투자자 입장에서 안정적인 투자 경제성 평가가 가능하다. 이때 과거 판매가격의 흐름은 판매가격의 역사적 자료(historical data)에서 확보할 수 있는 확률과정 상의 파라미터 값들로 파악할 수 있으며, 이를 고려한 가치평가는 시기에 따른 투자이행의 가치를 반영할 수 있으므로 그렇지 않은 경우보

다 신중한 투자 결정을 가능하게 한다. 그러므로 투자이행 및 이행 이후 발생하는 현금흐름의 불확실성이 갈수록 커져가고 있는 현실 속에서 실물옵션 모형은 투자자 입장에서의 합리적인 의사결정에 대한 근거를 제시할 수 있는 도구로서의 역할을 할 수 있다.

이와 같이 실물옵션 모형은 불확실성을 고려하지 않은 기존 가치평가 방법보다 유용하게 활용될 수 있는 방법이지만, 반대로 분석과정에서의 수리적 복잡성이 수반된다. 그러므로 실물옵션 모형은 모든 상황에 적용하기보다 투자의 비가역성과 투자 이후의 현금흐름에 대한 불확실성이 수익에 영향을 줄 수 있는 경우에, 특히 일정 규모 이상의 투자에 적용하는 것이 바람직하다.

실물옵션 분석 시 투자환경에 존재하는 불확실성은 전력 판매가격의 확률과정으로 반영하였으며, 최적 투자 시기의 기준 시점은 전력 판매가격의 투자 임계값으로 제시하였다. 다각적인 분석을 위해 gBm과 mrp의 확률과정을 각각 반영한 분석결과를 도출하였으며, 확률과정 적용에 따른 최적 투자 임계값의 도출과정은 gBm과 mrp의 순서로 제시하였다. gBm의 확률과정을 따르는 경우의 목적식과 제약식은 식 (1) 및 식 (2)와 같다.

$$V(p(t)) = E0 \int_0^T (p(t)q + p_r q_r + p_h q_h - cq) e^{-\rho t} dt, \quad (1)$$

$$dp(t) = \alpha_{gBm} p(t) dt + \sigma_{gBm} p(t) dw(t). \quad (2)$$

식 (1)의 $V(p(t))$ 는 연료전지 발전시설 투자 이후 발생하는 순 현금흐름으로 나타낼 수 있으며, $p(t)$ 는 전력 판매가격에 해당되는 SMP를, q 는 연간 전력 생산량을 의미한다. 연료전지 발전시설의 경우 전력 외에도 발전과정에서 부산물로 생산되는 열을 열수요처에 공급하는 집단에너지로서의 특성을 가지며, 신재생에너지 보급 활성화를 위한 RPS 시행으로 인해 전력 생산량에 비례하여 REC 확보가 가능하다. REC는 거래시장 내에서 가격이 형성되고 수요자에 의해서 구매될 수 있으므로, 열과 함께 연료전지 발전시설의 추가 수입원으로서의 역할을 한다. 그러므로 식 (1)에서는 전력 생산량 외에도 REC의 연간 평균 가격 및 확보량을 p_r 및 q_r 로, 열의 판매가격 및 판매량을 p_h 및 q_h 로 표기하여 반영하였다. c 는 연료전지 발전시설에 의한 연간 발전량의 단위 생산비용에

해당되며, 이 값은 연료로 활용되는 LNG 비용 및 장기유지보수서비스계약(LTSA: Long Term Service Agreement) 비용을 포함한다. 식(2)는 gBm의 확률과정을 나타내는 식으로 α_{gBm} 와 σ_{gBm} 은 각각 SMP의 평균 증가율과 순간 변동율을 의미하며, $dw(t)$ 는 위너 증분(Wiener increment)으로서 전력 판매가격의 무작위적 변동을 결정하는 요소이다. E0는 $t = 0$ 에서의 기대연산자를 의미하며, T 는 연료전지 발전시설의 수명을 의미한다.

전력 판매가격의 확률과정을 고려한 투자 임계값을 도출하기 위해서는 투자시행 전과 후의 가치평가가 비교가 필요하다. 투자시행 전의 가치는 투자시행 그 자체로서의 가치를 의미하는 옵션가치로 표현되며, 투자시행 후의 가치는 투자 이후 발생하는 순 현금흐름에 의한 가치를 의미하는 사업가치로 표현된다. 먼저 투자시행 이후의 사업가치 $V(p(t))$ 는 gBm의 확률과정을 고려하여 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$V(p) = \frac{pq}{\rho - \alpha_{gBm}} (1 - e^{-(\rho - \alpha_{gBm})T}) - \left[\frac{\sum_{i=r, h} p_i q_i - cq}{\rho} \right] (1 - e^{-\rho T}). \quad (3)$$

식(3)에서의 p 는 E0가 적용되는 과정에서 도출되는 $p(t)$ 의 초기값을 의미한다. 다음으로 gBm 적용 시의 투자시행 이전의 옵션가치를 $F(p)$ 라고 할 때, 확률과정의 미분을 위해 적용되는 이토정리(Ito's lemma)와 해밀톤 자코비 벨만(HJB: Hamiltonian Jacobi Bellman) 방정식을 적용할 경우 다음의 식(4)와 같이 나타낼 수 있다.⁵⁾

$$\rho F(p) = \alpha_{gBm} p F(p)_p + \frac{1}{2} \sigma_{gBm}^2 p^2 F(p)_{pp}. \quad (4)$$

옵션가치 $F(p) = Ap^\beta$ 일 때, 이를 식(4)에 대입하여 정리하면 식(5)와 같은 β 에 대한 2차 방정식으로 나타낼 수 있다.

5) $F(p)_p$ 는 $F(p)$ 를 p 에 대해 1계 미분한 함수를, $F(p)_{pp}$ 는 $F(p)$ 를 p 에 대해 2계 미분한 함수를 의미한다.

$$\frac{1}{2}\sigma_{gBm}^2\beta^2 - \left(\frac{1}{2}\sigma_{gBm}^2 - \alpha_{gBm}\right)\beta - \rho = 0. \quad (5)$$

식 (5)에서 β 에 대한 해를 구할 수 있으며, 이때 β 를 특성근(characteristic root)이라 한다. 식 (5)는 β 에 대한 2차식으로 구성되어 있으므로 두 개의 β 값이 도출되지만, β 가 음의 값을 가질 경우 $\lim_{p \rightarrow 0} Ap^\beta = \infty$ 이 되어 p 가 0에 접근할수록 옵션가치가 무한대가 되므로 양의 β 값만 고려하도록 한다. 이를 고려하여 도출된 β 값은 식 (6)과 같다.

$$\beta = \frac{1}{2} - \frac{\alpha_{gBm}}{\sigma_{gBm}^2} + \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{\alpha_{gBm}}{\sigma_{gBm}^2}\right)^2 + \frac{2\rho}{\sigma_{gBm}^2}}. \quad (6)$$

투자자 입장에서 불확실성을 고려한 최적 투자 의사결정 시점은 옵션가치와 사업가치에서 초기 투자비용을 제외한 순사업가치의 수준 값 및 한계 값이 같아지는 시점을 도출하여 파악할 수 있다. 이를 위해 요구되는 등가조건(value matching condition) 및 한계 조건(smooth pasting condition)은 식 (7) 및 식 (8)과 같으며, 식 (7)과 식 (8)을 동시에 만족하는 투자 임계값은 식 (9)와 같다.

$$Ap^\beta = \frac{pq}{\rho - \alpha_{gBm}}(1 - e^{-(\rho - \alpha_{gBm})T}) - \left[\frac{\sum_{i=r, h} p_i q_i - cq}{\rho} \right] (1 - e^{-\rho T}) - K, \quad (7)$$

$$\beta Ap^{\beta-1} = \frac{q}{\rho - \alpha_{gBm}}(1 - e^{-(\rho - \alpha_{gBm})T}), \quad (8)$$

$$p_{gBm}^* = \left[K + \frac{cq - \sum_{i=r, h} p_i q_i}{\rho} (1 - e^{-\rho T}) \right] \left(\frac{\beta}{\beta - 1} \right) \left(\frac{\rho - \alpha_{gBm}}{q(1 - e^{-(\rho - \alpha_{gBm})T})} \right). \quad (9)$$

식 (7)의 등가조건은 투자의 옵션가치와 프로젝트의 순현재가치를 일치시키는 즉, 비용과 편익의 일치조건으로 이해할 수 있다. 좌변의 Ap^β 은 투자옵션 가치이며, 우변은

투자의 순현재가치이므로 만일 투자옵션 가치가 순현재가치보다 크다면 투자를 연기하여 옵션가치를 보존하는 것이 합리적이다. 반대로, 투자옵션 가치가 순현재가치보다 작다면 해당 사업에 대한 투자가 즉각 이루어지는 것이 합리적이다. 따라서 등가조건은 이 가치들을 일치시키는 수준에서의 p^* 를 산출하는데 필요한 조건이다. 다음 식 (8)의 한계조건은 투자옵션의 한계가치와 프로젝트 순현재가치의 한계가치를 일치시키는 것을 요구하는데, 최적 p^* 를 구하기 위한 조건으로 이해할 수 있다. 결국 식 (7)과 식 (8)을 만족하는 수준에서의 p^* 를 구하게 되면 식 (9)를 얻게 된다.

지금까지는 전력 판매가격이 gBm의 확률과정을 따르는 경우의 투자 임계값 도출과정을 설명하였으며, 다음으로 전력 판매가격이 mrp의 확률과정을 따르는 경우의 투자 임계값 도출과정을 설명하고자 한다. mrp의 확률과정을 고려한 투자 임계값 도출과정에서 앞서 gBm을 적용한 경우의 설명과 중복되는 부분은 생략한다. 먼저 mrp의 적용 시 전력 판매가격의 확률과정을 살펴보면 식 (10)과 같이 나타낼 수 있다.

$$dp(t) = \eta(\bar{p} - p(t))dt + \sigma_{mrp}dw(t). \quad (10)$$

식 (10)에서 η 는 평균 회귀율로 전력 판매가격이 장기적 평균에 수렴하는 속도를, \bar{p} 는 장기적 평균 수준을 의미한다. 식 (10)에서 제시된 확률과정은 Ornstein-Uhlenbeck 과정에 해당되며, 이 확률과정을 따를 경우 $E(p(t)|p) = \bar{p} + (p - \bar{p})e^{-\eta t}$ 의 성질에 의해 사업가치를 식 (11)과 같이 표현할 수 있다.

$$V(p) = q \left[\frac{p - \bar{p}}{\rho + \eta} (1 - e^{-(\rho + \eta)T}) - \left[\frac{\sum_{i=r, h} p_i q_i + \bar{p} - c}{\rho} \right] (1 - e^{-\rho T}) \right]. \quad (11)$$

mrp 적용시의 투자시행 이전의 옵션가치 $F(p)$ 는 아래의 HJB 방정식에 의해 식 (12)와 같이 나타낼 수 있다.

$$\rho F(p) = \eta(\bar{p} - p)F(p)_p + \frac{1}{2}\sigma_{mrp}^2 p^2 F(p)_{pp}. \quad (12)$$

식 (12)의 미분방정식 해를 구하기 위해서는 옵션가치가 $F(p) = Ap^\theta h(p)$ 인 경우를 가정하여 미정계수법을 적용해야 하며, 이를 통해 식(13)과 같은 형태의 해를 얻을 수 있다.

$$F(p) = Ap^\theta \Phi\left(\frac{2\eta p}{\sigma_{mrp}}; \theta, b\right), \quad \theta = \eta \bar{p}(2/\sigma_{mrp}) + 1. \quad (13)$$

식 (13)의 $\Phi()$ 는 아래 식 (14)와 같은 융합초기하함수(confluent hypergeometric function)로 표현된다.

$$\Phi(x; \theta, b) = \sum_{k=0}^{+\infty} \frac{(\theta)_k}{(b)_k} \frac{x^k}{k!}, \quad (i)_k = \Gamma(i+k)/\Gamma(i), \quad \Gamma(i): \text{Gamma function}. \quad (14)$$

mrp를 적용한 최적 투자 임계값 역시 gBm을 적용한 경우와 같이 등가조건 및 한계조건을 동시에 만족하는 조건에서 결정되며, 이들 조건은 식(15) 및 식(16)과 같다.

$$Ap^\theta \Phi\left(\frac{2\eta p}{\sigma_{mrp}}; \theta, b\right) = \left[q \left(\frac{p - \bar{p}}{\rho + \eta} \right) (1 - e^{-(\rho + \eta)T}) - \left[\frac{\sum_{i=r, h} p_i q_i + \bar{p}q - cq}{\rho} \right] (1 - e^{-\rho T}) \right] - K, \quad (15)$$

$$\theta Ap^{\theta-1} \Phi\left(\frac{2\eta p}{\sigma_{mrp}}; \theta, b\right) + Ap^\theta \Phi_p\left(\frac{2\eta p}{\sigma_{mrp}}; \theta, b\right) = \left(\frac{q}{\rho + \eta} \right) (1 - e^{-(\rho + \eta)T}). \quad (16)$$

식 (15)와 식 (16)을 동시에 만족하는 p_{mrp}^* 와 옵션상수 A 는 MATLAB의 fsolve 또는 광범위하게 사용되는 뉴턴-랩슨 등의 방법으로 도출할 수 있다. p_{mrp}^* 은 p_{gBm}^* 과는 달리 수치해석적 방법으로 도출되며, 도출된 값은 p_{gBm}^* 과 비교 제시한다.

III. 연료전지 투자분석

본 연구에서는 연료전지 발전시설에 대한 투자 경제성을 확보할 수 있는 시점인 투자 임계값을 도출하기 위해 발전시설 운영자 입장에서 수입과 비용 관점에서 분석자료를 적용하였다. 발전시설 운영에 따른 수입으로는 전력 판매수입, REC 판매수입, 열 판매수입을 고려하였으며, 비용으로는 발전량에 따라 결정되는 총 운영비용을 고려하였다. 총 수입을 산출하기 위해서 전력 판매가격으로 SMP를, REC 판매가격으로 REC 거래시장에서의 가격을, 열 판매가격으로 발전시설 인근 지역의 열수요처에 판매되는 가격을 반영하였다. 또한 운영비용으로 연료비에 해당되는 LNG 비용 및 운영기간 동안의 종합 유지보수비에 해당하는 LTSA 비용을 반영하였다.

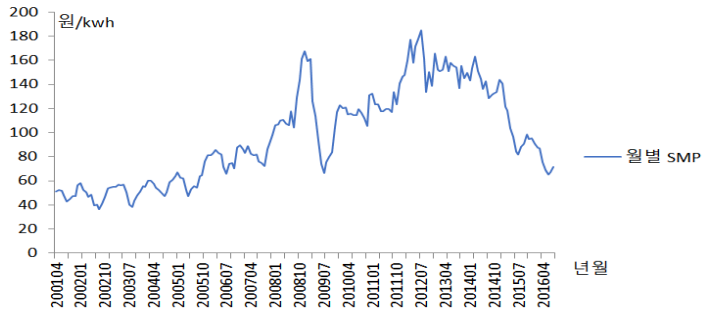
본 연구의 분석결과 도출과정에서 적용된 연료전지 발전시설의 수입 및 비용 관련 값들은 연료전지 종류에 따라 다르게 적용된다. 국내 연료전지 발전시설은 크게 MCFC와 PAFC로 구분되며, 두 방식에 따른 발전효율이나 이용율 등은 큰 차이가 없는 것으로 알려져 있다. 하지만 연료전지 발전시설의 핵심설비인 스택(stack)의 수명은 MCFC의 경우 약 5년, PAFC의 경우 약 10년으로 차이가 있으며, 그 외 폐열 조건 등 설비 공학적 측면에서도 차이가 존재한다. 그러므로 발전시설과 관련된 수치 적용 시 기술적으로 구분된 적용이 필요하며, 본 연구에서는 MCFC 형태의 연료전지 발전시설을 분석대상으로 간주하였다.

본 연구에서는 전력판매 수입의 불확실성을 반영하기 위해 SMP의 확률과정을 고려하였으며, 이에 관한 파라미터 도출을 위해 한국전력거래소(KPX: Korea Power Exchange)에서 운영하는 전력통계정보시스템(EPSIS: Electric Power Statistical Information System)으로부터 2001년 4월부터 2016년 8월까지의 월별 SMP 자료를 확보하였다.

해당 월별 SMP 추세는 전반적으로 증가하였다가 다시 감소하는 모습을 보이고 있다. 시기별 SMP 추세에 대해 살펴보면 2001년부터 2009년 2월까지 증가하는 모습을 보이다가 2009년 8월까지 급락하였으며, 2009년 9월부터 다시 증가하다가 2012년 8월 다시 급락하였다. 이 시기의 SMP 추세 변화는 2008년에 발생한 리먼브라더스 파산과 2012년의 유로존 재정위기 영향으로 인한 글로벌 경기 침체에 영향을 받은 것으로 예상된다. 2014년 3월 이후부터 2016년까지의 기간에는 SMP가 감소하는 추세를 보이고 있는데,

이는 기저발전 공급량 증가, 전력수요 증가 둔화 등 국내 발전 산업의 구조적 변화에 기인한 복합적인 영향으로 간주된다.

〈그림 1〉 월별 SMP 추세(2011~2016)



자료: 전력통계정보시스템(EPSS)에서 자료 확보.

최근 5년간 월별 SMP의 기술통계량은 <표 1>과 같다. <표 1>에 제시된 내용 중 2012년부터 2016년까지의 SMP 평균값을 살펴보면 2012년 160.67원/kwh에서 2016년 76.75원/kwh로 2016년의 SMP가 2012년의 절반 이하로 감소하였으며, 전체 기간 평균 SMP는 126.57원/kwh임을 확인할 수 있다. 월별 SMP의 연간 변동성을 의미하는 표준 편차는 증가와 감소를 반복하며 일정한 추세를 보이지는 않았다. 왜도 및 첨도의 경우 각 연도별 값은 음 또는 양의 값이 불규칙하게 나타났으나, 전체 기간 평균은 각각 0.26 및 0.08로 양의 값을 가지는 것으로 나타났다.

〈표 1〉 최근 5개년 월별 SMP 기술통계량(2012~2016)

(단위: 원/kwh)

구분	2012	2013	2014	2015	2016	전체 평균
연간 평균	160.67	152.06	142.09	101.30	76.75	126.57
표준편차	15.90	6.60	10.34	17.27	10.29	11.82
중앙값	160.44	152.14	142.94	96.04	73.56	125.02
왜도	-0.17	-0.80	0.65	1.24	0.38	0.26
첨도	-0.81	2.04	0.00	1.15	-1.98	0.08

자료: 전력통계정보시스템(EPSS)에서 자료 확보.

주: 2016년 기술통계량은 2016년 1월부터 2016년 8월까지의 SMP를 바탕으로 도출됨.

<표 1>에서 제시된 연도별 SMP 평균값 하락 추세는 연료전지 발전시설 운영에 따른 수입을 감소시키므로, 발전사업자 입장에서 투자 경제성 검토의 당위성을 제공한다. 연료전지 발전시설은 사업 초기부터 연료비 저감을 위한 전용 LNG 요금제 마련, 적정 LTSA 비용 산정 등의 비용 관련 이슈들이 지속적으로 제기되고 있으므로 발전시설 수입의 불확실성을 고려한 다각적 측면에서의 경제성 분석이 요구된다.

본 연구에서는 연료전지 발전시설의 수입 불확실성을 반영하기 위해 SMP가 gBm 및 mnp의 확률과정을 따르는 경우를 각각 고려하였다. 실물옵션 분석 시 고려되는 투자에 대한 기다림의 가치는 분석모형에 적용하는 확률과정에 따라 다르게 산출된다. 분석모형에 반영되는 확률과정은 최종 분석결과에 해당되는 투자 임계값에 직접적인 영향을 미치므로, 실물옵션 분석 시 어떤 확률과정을 반영할지 결정하는 문제는 객관적인 기준을 바탕으로 이루어져야 한다.

gBm 및 mnp의 확률과정은 시간의 흐름에 따른 변화의 특성이 존재하므로 이를 고려하여 각 확률과정을 따르는지 여부를 결정할 수 있으며, 이 결정은 확률과정이 존재할 것으로 예상되는 변수의 과거 시계열 자료를 활용한 단위근 검정(unit root test) 결과를 기준으로 한다. 단위근 검정은 일정 시간 범위를 가지는 시계열 자료의 흐름을 고려하여 해당 자료의 단위근 존재 여부를 확인할 수 있는 방법으로, 시계열 계량경제 분석 시 가성 회귀(spurious regression)를 방지하기 위해 자료의 정상성(stationarity)을 판별하는데 널리 활용되는 검정 방법이다. 특정 변수가 단위근을 가질 경우 해당 변수는 시간의 흐름에 따라 증가 또는 감소하는 모습을 보이며, 단위근을 가지지 않을 경우 해당 변수는 시간의 흐름에 따라 장기적 평균값에 회귀하는 모습을 보인다. 이와 같은 변화는 일정한 변동성 하에서 나타나며, gBm 및 mnp의 확률과정 특성을 고려하여 단위근이 존재하는 경우는 gBm을, 단위근이 존재하지 않는 경우는 mnp를 따르는 것으로 간주할 수 있다.

본 연구에서 2001년부터 2016년까지의 월별 SMP를 활용하여 단위근 검정을 수행한 결과는 <표 2>와 같다.

<표 2> 월별 SMP 단위근 검정결과(2001~2016)

상수항 및 추세항 포함 시 ADF 단위근 검정결과			
t-통계량	-1.462844	p값	0.8388
통계적 유의수준			
1%	-4.008706		
5%	-3.434433		
10%	-3.141157		

<표 2>에 제시된 검정결과는 2001년부터 2016년까지의 월별 SMP에 단위근이 존재한다는 사실을 나타내고 있다. 이를 통해 해당 기간의 SMP가 gBm을 따름을 확인할 수 있으며, 이는 연료전지 발전시설에서 생산되는 전력의 판매가격이 지속적으로 상승 또는 하락할 수 있음을 의미한다.

하지만 최근 기간의 월별 SMP를 대상으로 단위근 검정을 실시할 경우 <표 2>에서 제시된 결과와 다른 결과가 나타났다. 2012년부터 2016년까지의 월별 SMP를 대상으로 실시한 단위근 검정결과는 5% 내에서 통계적으로 유의하게 SMP가 단위근을 가진다는 귀무가설을 기각하는 것으로 나타났다. 이는 해당 기간의 SMP가 mnp를 따름을 의미하며, 단위근 검정결과는 <표 3>과 같다.

<표 3> 월별 SMP 단위근 검정 결과(2012~2016)

상수항 및 추세항 포함 시 ADF 단위근 검정 결과			
t-통계량	-3.584506	p값	0.0405
통계적 유의수준			
1%	-4.133838		
5%	-3.493692		
10%	-3.175693		

SMP는 전력산업의 운영 여건에 따라 결정되므로, 미래 SMP의 경우 장기간의 과거 자료보다 최근 자료의 특성에 더 큰 영향을 받을 가능성이 높다. 한국전기연구원이 2016년에 수행한 연구에서 SMP는 2016년 87.8원/kwh에서 2035년 123.8원/kwh로 증가하는 것으로 전망되었다. 이 전망 결과와 2012년도부터의 SMP를 연계할 경우 장기적 관점에서 SMP는 감소와 증가를 반복하며 평균 수준에 회귀하는 모습을 보임을 확인할 수 있다.

본 연구에서는 <표 3>의 결과 및 SMP 전망값을 고려하여, SMP가 mpr를 따르는 경우를 기준 상황으로 간주한 실물옵션 분석을 진행하고자 한다. 이와 더불어 <표 2>에 제시된 결과를 고려하여 SMP가 gBm을 따르는 경우의 분석 또한 진행하였다. 이와 같은 추가 분석은 현재 예상되는 발전시장 상황뿐만 아니라 예상치 못한 발전시장의 변화까지 고려하여 연료전지 발전시설 투자에 대한 타당성을 검토할 수 있으므로, 발전사업자에게 합리적인 의사결정을 위한 다각적 측면에서의 정보를 제공할 수 있을 것으로 여겨진다.⁶⁾

분석결과의 신뢰성 확보를 위해 투자 임계값 도출에 적용되는 주요 자료들은 실제 연료전지 발전시설 투자 시 반영되는 값들을 적용하였다. SMP, REC 가격, 열판매가격, LNG 가격, LTSA 가격, 그리고 초기 발전시설 건립비용은 OO발전의 연료전지 발전시설 도입을 위한 사업계획서 내용을 참고하였다. 이 중 SMP는 한국전기연구원에서 제시된 2017년부터 2036년까지의 20년간 전망값 평균으로 적용하였다.⁷⁾ 주요 분석자료들에 대한 설명은 <표 4>에 정리하여 나타내었다.

<표 4> 주요 분석자료 설명

구분	설명	출처
SMP	- 전력 판매가격	00발전 사업계획서
REC 가격	- REC 판매 시 적용되는 가격	00발전 사업계획서
열판매가격	- 발전과정에서 부산물로 발생하는 열을 수요자에게 판매 시 적용되는 가격	00발전 사업계획서
LNG 가격	- 발전과정에서 연료비로 활용되는 LNG 구입가격	00발전 사업계획서
LTSA 가격	- 발전시설 운영동안의 인건비 포함 종합수선유지비	00발전 사업계획서
발전시설 건립비용	- 초기에 발전시설 건립을 위해 소요되는 총 건립비용	00발전 사업계획서

- 6) 본 연구에서 단위권 검정은 동일 자료라고 하더라도 기간에 따라 다른 확률과정의 특성을 가질 수 있음을 보여주기 위해 gBm의 경우 2001년부터 2016년까지의 SMP 자료로, mpr의 경우에는 2012년부터 2016년까지의 자료로 구분해서 진행하였다. 그러나 gBm 및 mpr의 확률과정을 고려한 실물옵션 분석 시 각 확률 과정에 대한 파라미터는 모두 2001년부터 2016년까지의 SMP의 역사적 자료를 활용하여 도출하였다. 단위권 검정결과 2001년부터 2016년까지의 SMP는 gBm의 확률과정을 따르는 것으로 나타났으나, gBm 및 mpr를 적용한 분석결과의 상호비교를 위해 동일한 기간의 자료를 활용하여 각 파라미터를 도출하였다.
- 7) 투자임계값 도출 시 초기값으로 한국전기연구원에서 제시한 SMP 전망값 평균(2017년~2036년)을 적용하였다. SMP의 확률과정 파라미터는 역사적 자료에 기반하므로, 전망값 자료가 아닌 과거기간(2001년~2016년) 자료를 적용하였다.

다음으로 앞 절의 투자모형을 활용하여 연료전지 투자가치를 평가하고자 한다. 이를 위해 연료전지 발전시설 운영과정에서 수반되는 수입 및 비용의 적용이 필요하다. 연료전지 발전시설의 수입은 해당 시설 가동으로 생산된 발전량과 이에 기초한 수입항목별 규모 및 가격에 의해 결정된다. 본 연구에서 적용된 연료전지 발전시설 연간 발전량은 국내 연료전지 A 사업자의 기술자료를 적용한 154,526Mwh이며, 이에 따른 REC 및 열생산 규모는 각각 309,052REC 및 880,000Gcal인 것으로 가정한다. 수입항목별 기준가격으로는 SMP 107원/kwh, REC 70,000원/REC, 열판매가격 31,000원/Gcal를 적용하였으며, 연료가격에 해당되는 LNG가격은 770원/Nm³을, 장기유지보수서비스 계약 비용인 LTSA 가격은 3.2억원/MW, 초기 발전시설 건립비용은 1,000억원을 적용하였다.

본 연구에서는 실물옵션 모형에 적용되는 확률과정의 종류에 따라 닫힌 해 또는 수치 해석을 활용한 분석결과를 도출하도록 한다. 이를 위해 모든 분석자료 주기를 월 단위로, 금액은 억 원으로 통일하였다. SMP가 gBm의 확률과정을 따르는 경우, 분석결과 도출에 필요한 파라미터 α_{gBm} 및 σ_{gBm} 은 시계열의 로그정규 분포에서 산출하였다. $y(t) = \ln(p(t)/p(t-1))$ 이고 $y(t)$ 의 평균이 $E_{y(t)}$, 표준편차가 $S_{y(t)}$ 일 경우 α_{gBm} 및 σ_{gBm} 는 식 (17) 및 식 (18)과 같으며, $\alpha_{gBm} = -0.0032$ 및 $\sigma_{gBm} = 0.082$ 의 값을 가지는 것으로 나타났다.

$$\alpha_{gBm} = E_{y(t)} + \frac{S_{y(t)}^2}{2}, \quad (17)$$

$$\sigma_{gBm} = S_{y(t)}. \quad (18)$$

이와 더불어 SMP가 mrp의 확률과정을 따르는 경우, 분석결과 도출에 필요한 파라미터 \bar{p} , η , σ 는 로그우도함수(likelihood function)의 1계 조건식을 구하여 추정하였으며, 이때 로그우도함수는 식 (19)와 같다(박호정, 2018 참조).

$$L(p; \bar{p}, \eta, \sigma) = -\frac{n}{2} \log\left(\frac{\sigma^2}{2\eta}\right) - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \log(1 - e^{-2\eta(t_i - t_{i-1})}) - \frac{n}{\sigma^2} \sum_{i=1}^n \frac{(p_{t_i} - \bar{p} - (p_{t_{i-1}} - \bar{p})e^{-\eta(t_i - t_{i-1})})^2}{1 - e^{-2\eta(t_i - t_{i-1})}}. \quad (19)$$

추정결과, SMP의 장기평균가격 \bar{p} 는 118원/kwh로 나타났으며, 금액단위 일치를 위해 억원 기준으로 $\bar{p} = 1.182e - 09$ /kwh로 전환하여 적용하였다. 아울러 $\eta = 0.0111$, $\sigma = 0.0612$ 인 것으로 추정되었다.

고전적 가치평가 방식인 NPV를 적용한 경제성 분석결과, NPV가 0이 되는 SMP 수준은 66.53원/kwh으로 나타났다. 본 연구의 투자 임계값 도출 시 적용된 기준 SMP는 107원/kwh이므로, SMP의 불확실성이 배제된 NPV 관점에서 연료전지 발전시설 투자는 경제성이 확보되는 것으로 나타났다.

다음으로 SMP의 불확실성을 고려한 경우의 투자 경제성을 확인하기 위해 gBm 및 mrp가 적용된 투자 임계값을 비교 제시하고자 하며, 기준수치가 적용된 투자 임계값은 $p_{gBm}^* = 112.5$ 원/kwh, $p_{mrp}^* = 128.8$ 원/kwh 인 것으로 나타났다. 이는 SMP가 gBm의 확률과정을 따른다면 SMP 수준이 최소한 112.5원/kwh 이상 될 때, mrp의 확률과정을 따른다면 SMP 수준이 최소한 128.8원/kwh 이상 될 때, 연료전지 발전시설에 대한 투자 경제성이 확보될 수 있음을 의미한다. 투자 임계값 도출과정에서 적용된 기준 SMP는 107원/kwh이므로, 현재 적용되고 있는 2의 REC 가중치 하에서 도출된 투자 임계값 분석결과와 gBm 및 mrp를 적용하는 경우 모두 연료전지 발전시설에 대한 투자 경제성을 확보하지 못하는 것으로 나타났다.

연료전지 발전시설에 대한 투자 임계값은 REC 가중치의 변화에 따라 달라질 수 있으므로, REC 가중치 변화에 따른 투자 임계값 민감도분석(sensitivity analysis)을 실시하였다. <표 4>에 제시된 분석결과를 통해 p_{gBm}^* 과 p_{mrp}^* 는 REC 가중치 증가에 따라 감소함을 확인할 수 있으며, 이는 REC 가중치가 증가할수록 연료전지 발전시설 투자에 대한 경제성 확보 가능성이 높아짐을 의미한다. 특히 REC 가중치가 2.2 이상인 경우의 투자 임계값은 gBm 및 mrp를 적용하는 경우 모두 기준 SMP인 107원/kwh보다 낮은 값을 가

지는 것으로 나타나, 발전시설 투자에 대한 경제성 확보가 가능함을 확인할 수 있다. REC 가중치 변화에 따른 발전사업자 입장에서의 투자 경제성 변화는 연료전지 발전사업자 입장에서의 수익구조 개선에 대한 방향성을 제시할 수 있다. 분석결과에 따르면 연료전지 발전시설 투자 및 운영 환경에 존재하는 수입 측면에서의 불확실성을 고려할 경우, 투자 경제성 확보를 위해 REC 가중치의 상향 조정이 필요함을 확인할 수 있다. 이는 다시 말해 현재 연료전지 발전시설의 운영을 통해 확보 가능한 수입을 증가시키거나 소요되는 비용을 감소시켜야 투자에 대한 경제성을 확보할 수 있음을 의미한다. 그러므로 연료전지 발전시설의 도입 활성화를 위해서는 REC 가중치를 상향조정하거나, 연료전지 발전사업자들 사이에서 지속적으로 제기되고 있는 연료비용 절감을 위해 전용 LNG 요금제 신설 등의 대응방안이 마련되어야 할 것으로 여겨진다.

<표 5> REC 가중치에 대한 p_{gBm}^* 및 p_{mrrp}^* 의 민감도 분석 결과

(단위: 원/kwh)

REC 가중치	p_{gBm}^*	p_{mrrp}^*	REC 가중치	p_{gBm}^*	p_{mrrp}^*
1.0	286.71	328.30	1.8	147.34	168.71
1.2	251.86	288.40	2.0	112.50	128.82
1.4	217.02	248.50	2.2	77.66	88.92
1.6	182.18	208.61	2.4	42.81	49.03

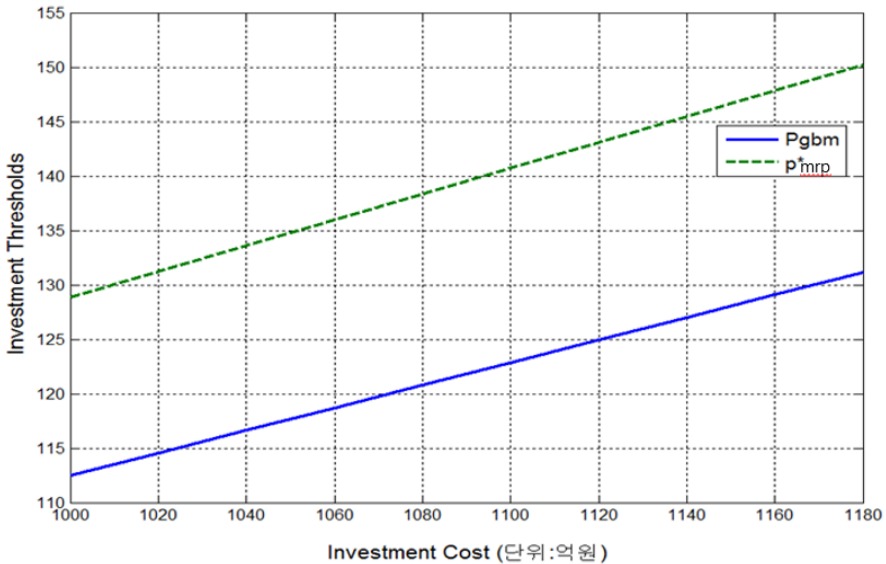
<표 5>에 제시된 투자 임계값을 살펴보면, 동일한 REC 가중치 하에서 SMP가 mrrp를 따르는 경우의 투자 임계값이 gBm을 따르는 경우의 투자 임계값보다 더 큰 값을 가짐을 확인할 수 있다. 이는 SMP가 mrrp를 따르는 경우의 연료전지 발전시설 투자사업에 대한 경제성 확보시점이 gBm을 따르는 경우의 경제성 확보시점보다 지연될 수 있음을 의미한다. gBm 및 mrrp 하에서의 투자 임계값이 다르게 도출되는 이유는 각 확률과정 하에서의 도출방식(gBm(단한 해) 및 mrrp(수치해석))과 구성요소에 차이가 있기 때문이다.

<그림 2>는 gBm 및 mrrp 적용 시 초기 발전시설 건립비용(그림 2의 가로축)에 따른 투자 임계값(그림 2의 세로축) 변화를 나타내고 있다. <그림 2>에 제시된 결과를 통해 연료전지 발전시설 건립에 소요된 비용이 증가할수록 초기 투자비용의 회수 기준점이 되

는 투자 임계값 수준이 증가함을 확인할 수 있다. 이때 투자 임계값의 증가 추세는 발전 시설 건립비용에 선형적으로 비례함을 확인할 수 있으며, <표 5>에서 제시된 결과와 동일하게 mrp 적용 시의 투자 임계값이 gBm 적용 시의 투자 임계값보다 높은 것으로 나타났다.

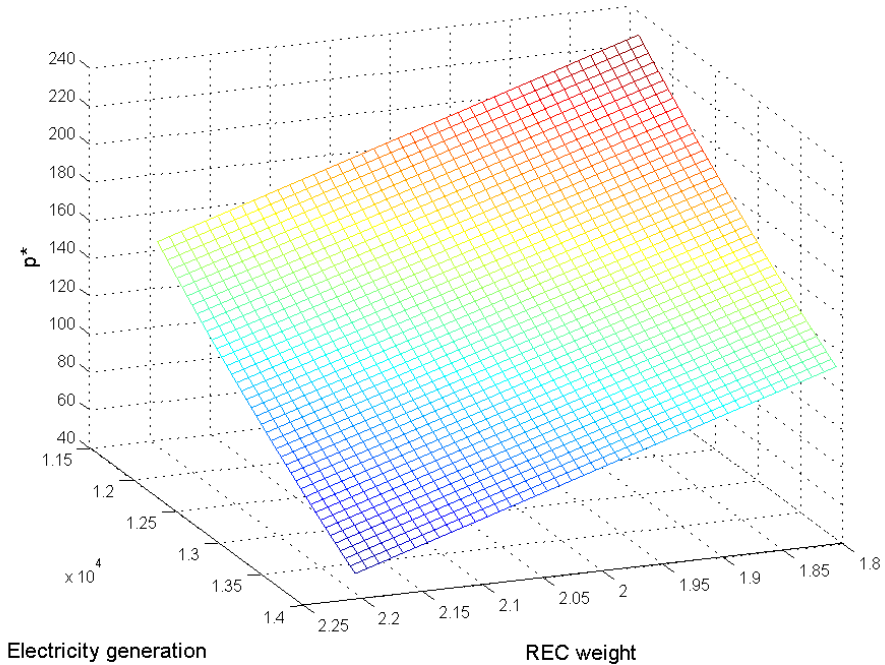
<그림 2> p_{gBm}^* 과 p_{mrp}^* 의 투자비용 대비 민감도 분석

(단위:원/kwh)



<그림 3>은 발전량과 REC 가중치가 mrp 적용 시의 투자 임계값에 미치는 영향을 3차원 그래프로 나타내고 있으며, 이를 통해 발전량 및 REC 가중치가 증가할수록 투자 임계값은 감소함을 확인할 수 있다. 이는 발전량 및 REC 가중치가 증가할 경우 연료전지 발전사업자 입장에서 수입증가 효과가 발생하므로, 발전시설 투자에 대한 경제성 확보 시기가 앞당겨지는 효과로 해석될 수 있다.

〈그림 3〉 발전량과 REC가중치에 따른 투자 임계값 변화



IV. 결론 및 시사점

본 연구에서는 발전사업자 입장에서 연료전지 발전시설 투자에 대한 경제성 분석을 진행하였다. 투자 환경에 존재하는 불확실성을 반영하기 위해 실물옵션 모형을 적용하였으며, 다양한 상황 하에서의 발전시설 투자에 대한 경제성 검토가 가능하도록 SMP가 gBm 및 mpr를 따르는 경우를 모두 고려하였다. 분석결과 발전시설 운영과 관련하여 현재 상황에서는 수입의 불확실성을 고려하지 않을 경우에는 투자 경제성 확보가 가능하지만, 불확실성을 고려할 경우에는 SMP가 gBm 및 mpr를 따르는 경우 모두 투자 경제성을 확보하지 못하는 것으로 나타났다. 연료전지 발전시설의 운영 수입과 직접적인 연관성을 가지는 REC 가중치의 변화에 따른 민감도 분석결과, REC 가중치가 증가할수록 투자에 대한 경제성 확보시기가 앞당겨지는 것으로 나타났으며, 2.2 이상인 경우 수입에

대한 불확실성을 고려하더라도 발전시설에 대한 투자 경제성 확보가 가능한 것으로 나타났다.

본 연구의 분석결과를 통해 다음의 두 가지 결론을 도출할 수 있다. 첫째, 연료전지 발전시설의 도입 활성화를 위해서는 수익구조 개선이 필요하다는 것이다. 현재 발전시설 운영 상황을 고려할 경우 발전시설에 대한 투자 경제성을 확보하지 못한다는 분석결과를 통해 이와 같은 결론을 도출할 수 있다. 첫 번째 결론은 연료전지 발전시설 운영 환경 개선을 위한 다양한 관점에서의 노력이 필요함을 제시한다. 여러 노력들 중 먼저 수입 향상을 목적으로 하는 REC 가중치 증가를 생각할 수 있다. 연료전지 발전시설의 경우 타 신재생에너지 발전원에 비해 큰 값인 2의 가중치를 부여받아 REC를 활용한 수입 보전이 이루어지고 있으나, 초기 투자비용, 연료비, 운영유지비와 같은 비용 문제로 인해 발전시설 투자에 대한 경제성 확보가 용이하지 않은 상황이다. 하지만 REC 가중치 조정은 타 신재생에너지 발전과의 형평성 문제, 국가적 관점에서 균형 잡힌 신재생에너지 발전 환경 구축을 위한 정책 방향성 등을 종합적으로 고려하여 결정해야 하므로 신중하게 논의될 필요가 있다. 그러므로 실질적인 연료전지 발전시설 운영 환경 개선을 위해서는 비용 감소를 목적으로 하는 전용 LNG 요금제 마련 및 비용 현실화와 관련된 합리적인 운영유지비 반영 등에 관한 논의가 필요하다. 전용 LNG 요금제가 시행될 경우 현재 연료전지 발전사업자들이 겪고 있는 연료비 변동성으로 인한 불안정한 수익구조가 안정화될 것으로 예상되며, 합리적인 운영유지비 반영이 이루어질 경우 현실적인 LTSA 산출 및 비용으로의 반영을 통해 발전사업자 입장에서 비용 상승이 야기될 수 있다. 수입 및 비용을 종합적으로 아우르는 수익구조 개선을 달성하기 위해서 정부는 제도적 관점에서의 효율성을, 발전사업자는 기술적 관점에서의 효율성을 확보하기 위한 노력을 기울여야 할 것이다.

둘째, 대규모 투자 경제성 분석 시 투자 및 운영 환경 내에 존재하는 불확실성을 반영할 필요가 있다는 것이다. 이 결론은 불확실성을 반영하지 않은 경우에는 발전시설 투자 경제성을 확보할 수 있으나, 불확실성을 반영한 경우에는 투자 경제성을 확보하지 못하는 분석결과를 통해서 도출된다. 두 번째 결론은 투자 경제성 분석 시 불확실성을 최사선택하여 반영해야 함을 제시한다. 대부분의 투자 사업에는 투자 및 운영 환경에 내재된 불확실성이 존재하지만 모든 투자 사업의 평가 시에 내재된 불확실성을 반영하는 것은 바

람직하지 않다. 불확실성을 반영한 투자 경제성 분석은 일반적으로 분석의 엄밀성을 확보하는 대신 모형의 수리적 복잡성을 동반하므로, 투자 규모가 크지 않거나 내재된 불확실성의 정도가 크지 않은 사업들은 현재 상황에서 예상되는 확정적 환경을 고려한 경제성 분석을 진행하는 것이 바람직하다. 그러나 비가역적인 초기 투자비용이 대규모이거나 사업 환경에 내재된 불확실성이 해당 사업 수익에 유의미한 영향을 미치는 경우에는 불확실성이 배제된 경제성 분석과 불확실성을 고려한 경제성 분석을 동시에 진행하여 다양한 관점에서 투자 타당성을 검토하는 것이 바람직하다. 또한 불확실성을 반영한 경제성 분석 시 모형에 반영하는 확률과정의 선정에 따라서 경제성 확보여부가 다르게 나타날 수 있음에도 유의할 필요가 있다. 본 연구에서는 SMP가 gBm 및 mnp를 따르는 경우 모두 투자 경제성 확보 여부가 동일하게 나타났으나, 이를 결정하는 투자 임계값이 각각 다르게 나타난 결과는 이와 같은 사실을 뒷받침한다.

본 연구에서는 발전사업자 입장에서 연료전지 발전시설에 대한 투자 경제성 분석을 실시하였으나, 향후 연구에서는 연료전지 발전시설 공급자 입장에서의 투자 경제성 분석 또한 진행될 필요가 있다. 발전사업자와 더불어 발전시설 공급자 입장에서의 투자 경제성 분석을 진행할 경우, 연료전지 발전시설의 도입 및 보급 활성화와 관련된 정책적 시사점 제시가 가능할 것으로 기대된다.

[References]

- 김현제·박명덕, “분산형전원 활성화 연구: 연료전지를 중심으로”, 「에너지경제연구원」, 2016.
- 남영식·강희찬, “투입 및 산출요소 확률과정을 고려한 연료전지 발전시설 최적 투자관리 연구”, 「경제학연구」, 제65권 제3호, 2017, pp.77~108.
- 노철우·김민수, “주택면적의 변화에 따른 가정용 초소형 연료전지 코제너레이션 시스템의 경제성 분석에 관한 연구”, 「신재생에너지」, 제4권 제2호, 2008, pp. 45~51.
- 박호정, 「실물옵션과 투자분석」, 리얼포털, 2018.
- 박호정, “실물옵션 모형을 이용한 RPS와 배출권거래제 연계의 신재생에너지 투자효과”,

- 「자원·환경경제연구」, 제21권 제2호, 2012, pp. 301~319.
- 박호정·장철호, “실물옵션을 이용한 소형열병합 발전의 경제성 평가: 전력가격 변동성을 고려하여”, 「자원·환경경제연구」, 제16권 제4호, 2007, pp. 763~779.
- 삼정 KPMG, “연료전지 보급현황 및 보급 활성화 방안 연구”, 한국에너지공단, 2013.
- 정희인·정현석·조성우·편하형·한중훈, “주요변수 변동을 고려한 부생수소 활용 연료전지 발전소 경제성 분석”, 한국가스학회 학술대회, 2009.
- Abel, A.B. and J.C. Eberly, “A unified model of investment under uncertainty”, *American Economic Review*, Vol. 84, 1994, pp. 1369~1384.
- Ann, K., The Fuel Cell and Hydrogen Annual Review 2017 4th Energy Wave.
- Deter, N. and K. Kotani, “Real options approach to renewable energy investment in Mongolia”, *Energy Policy*, Vol. 56, 2013, pp. 136~150.
- Dixit, A. and R. Pindyck, “Investment under Uncertainty”, *Princeton University Press*, 1994.
- El-Sharkh, M. Y., M. Tanrioven, A. Rahman, and M. S. Alam, “Economics of hydrogen production and utilization strategies for the optimal operation of a grid-parallel PEM fuel cell power plant”, 2010, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 35, pp. 8804~8814.
- Jang, Y-S., D-J. Lee, and H-S. Oh, “Evaluation of new and renewable energy technologies in Korea using real options”, *International Journal of Energy Research*, Vol. 37, 2012. pp. 1645~1656.
- Kroniger, D. and R. Madlener, “Hydrogen storage for wind parks: a real options evaluation for an optimal investment in more flexibility”, *FCN working paper*, No. 3. 2013.
- Li, Y., P. J. Engelen, and C. Kool, “A barrier options approach to modeling project failure: the case of hydrogen fuel infrastructure”, Tjalling C. Koopmans Research Institute, Discussion paper series 13-01, 2013.
- Li, Y., C. Kool, and P. J. Engelen, “Hydrogen-fuel infrastructure investment with endogenous demand: a real options approach”, Utrecht University School of Economics, Tjalling C. Koopmans Research Institute, Discussion paper series 16-12, 2016.
- Mahnovski, S., “Robust decisions and deep uncertainty: an application of real options to

- public and private investment in hydrogen and fuel cell technologies”, RAND, 2006.
- Niknam, T., M. Bornapour, A. Gheisari, and B. Bahmani-Firouzi, “Impact of heat, power and hydrogen generation on optimal placement and operation of fuel cell power plants”, *International Journal of Hydrogen Economy*, Vol. 38, 2013, pp. 1111~1127.
- Stokey, Nancy L., “The Economics of Inaction: Stochastic Control Models with Fixed Costs”, Princeton University Press, 2009.
- Tsui, M., “Valuing innovative technology R&D as a real option: application to fuel cell vehicles”, MIT, 2005.