

Real Option 모형과 SAM데이터를 활용한 중국과 태국의 주거용 태양광 투자 시점 분석

Analysis of Investment Time for a Residential Photovoltaic Power System in China and Thailand Applying a Real Option Model and SAM Data

문용마(Yongma Moon)*

초 록

본 논문에서는 중국과 태국의 각 5개 지역에 대해 SAM(System Advisor Model)의 태양광 자료를 활용하여 주거용 태양광 시스템 투자 경제성을 분석하였다. 이는 기존 문헌과 달리 태양광 시스템의 비용 불확실성과 이로 인해 발생할 수 있는 투자자의 의사결정 유연성을 고려할 수 있는 real option 모형을 활용하여 최적 투자 시점의 관점에서 수행되었다. 본 연구결과 real option에 의한 투자 시점과 일반적으로 많이 사용되는 순현재가법에 의한 결과와의 차이가 약 6년에서 14년 정도로 나타났다. 또한, 일부 지역에서는 순현재가법에 의하면 투자가 적정한 것으로 판단되나 real option에 따른 결과는 투자를 지연하는 것이 합리적이라는 결론을 보여준다.

ABSTRACT

This paper provides economic analysis for a residential photovoltaic (PV) power system of 5 districts in China and Thailand, using SAM (System Advisor Model) data. Unlike existing literature, the analysis is conducted from the investment timing perspective, as applying to a real option model which can incorporate the cost uncertainty of the PV system and a resident's option to delay the investment. This study shows that the gap of optimal investment times between a real option model and a generally used net present value model ranges from about 6 to 14 years. Also, we found a contracting result for a particular district that, while the investment is appropriate according to the net present value model, it is more reasonable to delay the PV system investment in terms of the real option model.

키워드 : 태양광, Real Option, 최적투자시점, 거주자, System Advisor Model (SAM)
Photovoltaic Power, Real Option, Optimal Timing, Resident, System Advisor Model (SAM)

1. 서 론

현재 많은 국가들이 환경에 대한 관심을 갖기 시작했고, 2015년 파리에서의 기후 변화 협약 (UNFCCC)을 준수하기 위해 신재생 에너지 기술을 고려하고 있다. 우리나라의 관심 또한 지속적으로 늘어나고 있으며, 국가적 차원에서 파리 기후 협약에서 우리나라는 약 37% 감축 목표를 제시하였다. 이를 실행하기 위해 다각적인 대책마련 및 신재생 에너지원 확대의 방향을 설정하고 있다. 우리나라뿐만 아니라 각국의 정부는 신재생 에너지 공급의무화제도(RPS Renewable Portfolio Standard), 발전차액지원제도(FIT Feed-in-Tariff), 보조금, 세금 공제 등과 같은 여러 가지 정책을 활용하고 있다. 국내의 경우, 다양한 신재생 에너지 중 소규모 발전사업자가 용이하게 진입할 수 있는 시장인 태양광(PV photovoltaic) 시스템의 보급이 급증하고 있는 추세이다.

전 세계적으로 PV 모듈 비용이 지속적으로 감소함에 따라 이러한 추세가 가속화 될 것으로 예상된다. National Renewable Energy Laboratory (NREL)의 보고서에 따르면 캘리포니아의 옥상 주거용 태양광이 2013년에 전력 회사에서 제공하는 전력의 74%를 생성할 수 있을 것이라는 가능성을 보여주었다[10]. 미국에서 가장 적은 태양광 자원을 보유하고 있는 워싱턴주도 27%의 전력을 생산할 수 있을 것으로 예측하였다. 국내의 경우 전력통계정보에 따르면 2019년 2월 현재 발전설비 용량 기준 신재생 발전은 13,579MW로서 전체 119,350MW의 약 11% 수준에 이른다. 이 중 태양광은 7,285MW을 차지하고 있다.

그러나, 일부 연구에 따르면 특히 주거용 태

양광의 확산은 비용의 문제로 생각보다 더디게 확산되고 있다고 보고되고 있다. NREL은 주거용 태양광을 부품단위로 비용분석을 하였고 결과적으로 가격이 낮아지고 있으나 여전히 태양광 발전 확산의 장애물로 인식하고 있다[27]. 또한, 또다른 비용효과분석 연구에서도 태양광 발전기의 비용에 대한 문제를 확산의 주요 문제점으로 지적하고 있다[9]. 비용자체에 대한 문제뿐만 아니라 태양광 확산의 장애요인의 다른 측면으로는 주거용 태양광 비용변화의 불확실성을 들 수 있다. 특히, 주거용 태양광의 경우 그 변동성이 큰 것으로 보고 되고 있다[1]. 그래서, 본 연구에서는 주거용 태양광 발전에 대한 경제성 분석을 비용과 불확실성의 정도에 초점을 맞추어 실시하고자 한다.

물론, 태양광 발전 경제성에 대해서 다양한 해외 및 국내 연구들이 존재한다. 이러한 연구들에서는 일반적으로 많이 사용되는 순현재가법(NPV: net present value method), 내부수익률(IRR: internal rate of return), 투자비 회수기간 분석법(payback period method) 등을 기반으로 분석을 하였으나, 불확실성에 대한 가치를 반영하지 못한 단점이 있다[2, 12, 26, 34]. 또한, 이러한 연구들은 주거용 태양광은 선택적 투자임을 반영하지 못하였다. 경제성이 확보되지 못한다면 투자를 하지 않을 수도 있고 유연하게 기다렸다가 확보가 될 때 투자할 수 있다는 것이다. 이렇게 불확실성 하에서 의사결정이 선택적일 때 의사결정이 변화할 수 있음을 인지할 필요가 있다[25]. 기존의 문헌들에 따르면 이러한 투자의 경우 real option 모형을 사용하는 것이 보다 합리적이라는 결과를 제시하고 있다. 게다가, real option 모형을 다룬 선행연구들도 대부분 선진국의 사례를 다루고 있고 다

른 국가에 대한 연구는 미비하다. 해외 진출을 고려하고 있는 국내의 기업들과 투자자들이 일부 선진국뿐만 아니라 개발도상국에 대한 유사한 연구가 선행될 필요가 있을 것이다.

이에 본 연구에서는 중국과 태국의 일부 지역에 대한 태양광 발전에 대한 경제성 분석을 불확실성과 선택적 의사결정의 가치를 반영하는 모형을 통해 실시하고자 한다. 다음 장에서는 태양광 및 불확실성을 반영한 가치평가 모형인 real option에 대한 문헌 연구를 제시하고 제3장에서는 본 연구에서 활용할 기존의 real option 모형을 구체적으로 설명한다. 제4장에서는 중국 및 태국의 각 지역별 태양광 정보를 제공하는 system advisor model(SAM)의 자료와 이를 기반으로 수치 분석 결과를 제시한다. 또한, 이를 통해 PV 시스템의 최적 투자 시점을 도출하고 기존의 방식과 real option에서 제시한 최적 투자시점을 비교 분석한다. 마지막으로 본 연구의 결론 및 한계점을 제시한다.

2. 문헌 연구

태양광 발전에 대한 경제성 분석 기존 문헌들은 다수 존재한다[2, 4]. 이러한 논문들의 경우 대부분 미래 발생될 전력량과 투입될 비용을 비교하여 현재의 순현재가치로 변환하여 나타낸 LCOE(levelized cost of electricity)의 형태로 경제성을 평가하였다. 국내의 경우, 농촌지구, 공공 학교 건물, 대구시 그린홈 등 다양한 사례에 대한 경제성 분석결과를 보여주고 있다[19, 20, 26]. 이러한 연구들도 유사하게 경제성 평가를 순현재가치 분석, 투자회수기간 분석 및 비용 편익 분석을 통해 경제성 평가를 실시하였다.

그러나, 이러한 투자 분석 방법을 활용한 연구들은 태양광 시스템의 비용 불확실성을 반영하지 못하고 있으며 이로 인해 발생하게 되는 의사결정의 유연성에 대해 고려하지 못하는 단점이 존재한다. NREL[11]에 따르면 태양광 시스템의 가격은 대략 5%에서 8% 정도의 차이가 존재한다고 알려져 있다. 또한, 이러한 불확실성이 있고 현재로서 태양광 시스템을 설치하는 것이 의무가 아니기 때문에 경제성이 확보되지 않는다면 투자를 지연하고 최적의 시점에 투자할 수 있는 의사결정의 유연성을 가지고 있다. 그러나, 앞선 연구들은 이러한 특성을 반영하고 있지 못한 단점이 있다. 그러나, 다른 접근법인 real option 모형은 기존의 순현재가치가 반영하기 어려운 불확실성과 선택의 유연성에 대한 가치를 부가할 수 있다[6]. 즉, 투자자가 투자를 언제 할 것인지를 결정할 수 있는 권한이 존재할 경우 순현재가치에 의해 산정된 가치와 다른 가치를 갖게 되고 이는 real option 모형을 통해 보다 정교하게 추정될 수 있다. 또한, real option 모형은 단순 투자 가치 산정뿐만 아니라 최적의 투자 시점을 도출하는 것에 활용될 수 있다.

Real option의 필요성은 신재생 발전부에서 아직 많지 않으나 일부 문헌을 통해 제시되고 있다. 한 연구에 따르면 기존의 순현재가치에 의한 가치평가에 비해 태양광 사업에 내재된 real option의 가치를 산정하였고, 실제 가치의 14.1% 정도가 평가 절하될 수 있음을 보여주었다[15]. 또다른 연구에서는 발전량, 가격, 장기금리 등의 변동성으로 인하여 풍력발전 투자가치가 변화될 수 있음을 보여주고 있다[17]. 유사하게 서남해 해상풍력에 대하여 real option을 이용한 경제성 평가에서는 사업에 대한 가치를 불확실성 하의 성장옵션을 고려했을 때, 약 1조 원의 가치

중 8천3백억 원의 옵션가치를 가지고 있어 신중한 의사결정이 필요함을 시사했다[7, 18]. 다른 연구에서는 발전차액기준가격(Feed-in Tariff)를 산정하는데 real option 모형을 적용하였다 [16].

이와 같이 real option 모형 필요성에 대한 연구들이 수행되었으나, 본 연구에서 고려하고자 하는 주거용 태양광 시스템의 경제성 분석에 활용한 연구는 거의 진행되지 못하였다. 다만, 최근 연구에서 불확실성과 투자의 선택적 유연성이 부여될 경우 투자시점이 달라질 수 있음을 보여주었고 미국, 독일 일본, 한국의 경우에는 약 6년에서 11년 정도의 차이가 발생할 수 있음을 보여주었다[25]. 그러나, 이 연구는 선진국 또는 국내의 경우에 대한 분석을 실시하였고, 개발도상국에 대한 연구는 이루어지지 못했다. 이뿐만 아니라 경제성 분석을 위한 기초자료인 태양광 발전 데이터와 전기요금제에 대한 연구도 다양하게 이루어지고 있지 않은 현실이다. 대부분의 연구에서는 OECD 주요 국가인 독일, 이탈리아, 영국, 일본, 프랑스, 미국, 캐나다 등의 자료만을 제시하고 있을 뿐이다[5, 14]. 중국의 경우 고객의 범주 및 소비량에 따라 전기요금이 달라지는 것을 간단히 언급하고 있다[8, 24, 32]. 단지, 최근 한 연구에서 중국에서의 태양광 에너지의 투자 시점에 대한 연구를 하였다. 그러나 이 연구 또한 대규모 발전시설에 대한 분석을 실시하였고 자가 소비를 기반으로 한 주거용 태양광에 대한 연구를 제시하지는 않았다[35].

그래서, 본 연구에서는 기존의 연구들과 달리 개발도상국인 중국과 태국을 대상으로 하여 주거용 태양광 시스템에 대한 경제성 분석과 최적 투자 시점에 대한 분석을 불확실성 및 의사

결정의 유연성을 고려한 real option 모형을 통해 실시하고자 한다. 또한, 태양광 시스템 기초 자료로서 일부 기존문헌에서 활용된 System Advisor Model(SAM)의 자료를 활용하고 각국의 요금체계에 대한 자료를 수집하여 분석에 적용하고자 한다[23, 21, 29]. 이는 국내의 기업들이 개발도상국에 대한 투자를 실시한다고 하였을 경우 보다 유연하게 최적 투자 시점을 도출하는데 기초적인 자료로 활용 될 수 있고 기존의 분석방법과의 비교를 통해 실제 의사결정의 차이의 정도를 유추하는데 활용될 수 있을 것이다.

3. 주거용 PV Real Option 가치평가 모형

이 장에서는 불확실성 및 의사결정의 유연성을 고려하는 real option 이론을 기반으로 개발된 주거용 PV 가치평가 모형에 대해서 언급하고자 한다. 본 장에서 제시되는 모형은 Moon and Baran[25]에 의해 제시된 모형으로 태양광 시스템의 불확실성과 투자자의 투자시점에 대한 의사결정이 유연할 수 있음을 반영하였다.

소규모 발전 사업자의 경우와 달리 주거용 태양광 시스템은 거주자에 의해 일차적으로 소비되는 것으로 활용된다[13]. 태양광 시스템이 설치되면 얻을 수 있는 수익 $P(t)$ 는 투자시점 t 에서 $t+L$ 까지 그 수명기간 L 년간 태양광 시스템으로부터 생성된 전력량 $q(\tau)$ 에 $\pi(\tau)$ 의 가격을 곱한 만큼의 전력 회피비용으로 산정될 수 있다. 이를 수식으로 표현하면 다음과 같다. 여기서, 투자 시점 t 는 결정되지 않은 현재 또는 미래의 어떤 시점이 될 수 있다.

$$P(t) = \int_{\tau=t}^{t+L} \pi(\tau)q(\tau)d\tau \quad (1)$$

또한, 앞서 언급된 바와 같이 태양광시스템의 비용은 불확실성을 가지고 있고 이는 $C(t)$ 로 정의한다. 불확실성을 표현하기 위해 비용함수 $C(t)$ 는 기하브라운 모션(Geometric Brownian Motion; GBM)을 가정한다. 이는 시간에 대한 \mathbb{R}^+ 인 변수로 랜덤워크(random walk)의 연속함수의 형태이고 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$dC(t) = \mu C(t)dt + \sigma C(t)dB_t \quad (2)$$

여기서, dB_t = Wiener 과정을 따르는 확률변수의 증분,

μ = 기초자산 미래가치 변화의 평균증가율(mean-drift),

σ = 기초자산의 변동성(volatility).

모수 $\mu \in \mathbb{R}^+$ 와 $\sigma \in \mathbb{R}^+$ 는 수익의 현금흐름의 특성을 반영한다. Wiener 과정의 경우 시간에 따라 임의로 사건이 발생하는 현상을 표현하는 모형이다. 불확실성의 정도를 표현하는 모수 σ , 변동성은 수익이 시간에 따라 변화하는 정도를 나타낸다. 평균증가율(mean-drift) 모수 μ 는 수익 현금흐름이 시간에 따라 변화하는 평균변화율로 해석될 수 있다. 여기서, r 이 할인율이라고 할 때, [14, 21]에서와 동일하게 수렴을 위해 $\mu < r$ 를 가정한다. 또한, 여기서 $C(t) = C(t_0) \exp\left(\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \sigma B_t\right)$ 특성을 가지고 있고 $C(t_0)$ 는 현재 시점의 비용이다. 시간에 따라 임의로 오르거나 내려가는 특징을 가지고 있고 시간에 따라 추세를 가지고 있는 함수로서 해석될 수 있다.

이를 바탕으로 최적의 투자시점 T 의 태양광 총 수입함수 $\Psi(T)$ 는 투자 매몰비용(sunk cost) $C(T) \in \mathbb{R}^+$ 을 고려하였을 때 다음과 같은 함수를 갖게 된다.

$$V(t_0) = \max_{(T \geq t_0)} E \left[\max \left(\eta \int_{\tau=T}^{T+L} \pi(\tau)q(\tau)d\tau - C(T), 0 \right) e^{-r(T-t_0)} \right] \quad (3)$$

태양광 시스템을 소유하고 있는 거주자는 시간 t_0 에 위의 가치함수의 값이 최대가 되는 최적 투자 시점 T 를 선택한다. 최적 투자시점에 태양광 시스템을 설치하고 이로부터 수익을 얻을 수 있다. 그러나, 만약 충분한 투자 가치가 없다면 최적 투자시점은 무한대가 되고 결국은 투자를 하지 않는다는 결과를 얻을 수 있다. 이를 바탕으로 위의 가치 함수를 극대화하는 최적투자 시점과 가치함수, 관련된 변수들을 구하면 아래의 식과 같이 나타난다.

$$V(C) = \begin{cases} a_1 C^{\beta_1} & \text{if } C \geq C^* \\ P - C & \text{if } C < C^* \end{cases} \quad (4)$$

$$C^* = \frac{\beta_1}{(\beta_1 - 1)} P \quad (5)$$

$$a_1 = -\frac{C^{*1-\beta_1}}{\beta_1} \quad (6)$$

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{\mu}{\sigma^2} - \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{\mu}{\sigma^2}\right)^2 + \frac{2r}{\sigma^2}} \quad (7)$$

여기서, 최적 투자 임계점(threshold), C^* 는 풍력발전 투자의 최적 시점에 대한 임계점이다. 또한, $V(P)$ 의 상단에서 제시된 $a_1 C^{\beta_1}$ 부분은 투자자가 가질 수 있는 의사결정의 유연성(decision flexibility)에 대한 가치를 의미한다. 다른 말로, 시간 t 에 얻어질 수 있는 투자자의 수익의 현금흐름이 투자 임계점(C^*)보다 작은

경우 투자자는 전통적인 순현재가법에 의한 순현재가치는 0의 값을 갖고 의사결정의 유연성에 대한 가치를 $a_1 C^{\beta_1}$ 를 갖게 되어 투자를 하지 않고 기다린다면 $a_1 C^{\beta_1}$ 의 가치를 갖게 된다는 것을 의미한다. 참고로, 만약 투자자가 전통적인 순현재가법을 사용하여 투자의 가치를 추정한다면, 일반적으로 의사결정의 유연성에 대한 가치는 반영되지 못한다. 가치 함수의 하단에 있는 것은 수익이 충분히 높다면(임계점보다 높다면) 투자자는 투자비용 I 를 지불하고 풍력발전 투자로부터 $P-C$ 의 투자 이익을 얻게 될 것을 의미한다. 다시 말해, 현재 풍력발전으로 얻을 수 있는 수익이 임계점보다 높으면 즉시 투자를 시행하고, 그렇지 않다면 임계점에 도달할 때까지 기다려야 함을 의미한다.

여기서 제시된 결과 기존의 가치평가 방식의 하나인 순현재가법에 의한 가치함수 및 투자 임계점(C_{NPV}^*)을 구하면 아래와 같이 된다.

$$V_{NPV}(C) = \begin{cases} 0 & \text{if } C < C_{NPV}^* \\ P-C & \text{if } C \geq C_{NPV}^* \end{cases} \quad (8)$$

$$C_{NPV}^* = P \quad (9)$$

그러나, 여기서 임계점은 시간에 대한 함수로 나타나지 않는다. 이를 시간의 함수로 변환을 하기 위해서는 Sun and Lin[32]에서 제시된 바와 같이 아래의 수식을 통해 산정될 수 있다.

$$E(T) = \ln\left(\frac{C^*}{C(t_0)}\right) / \left(\mu - \frac{1}{2}\sigma^2\right) \quad (10)$$

여기서 $C(t_0)$ 는 현재의 시간을 의미한다. 다음 장에서는 위의 모형들을 기반으로 중국과

태국의 일부 지역들에 대한 실제 자료를 활용하여 태양광 시스템의 최적 투자 시점 분석을 실시한다.

4. 사례 연구 및 수치 분석

본 장에서는 Real option 모형에서 요구되는 기초 자료에 대한 설명 및 이를 통한 계수 추정, 민감도 분석 및 수치해석 결과를 제시한다. 또한, 기존의 투자 분석 방법인 순현재가법에 의한 결과와의 차이를 비교 분석한다.

4.1 Real option 모형을 위한 기초자료 분석과 계수 추정

모형에 적합한 분석에 앞서 본 연구에서 사용된 자료의 기초 정보를 제시한다. 분석의 지역적 범위는 중국의 4개 지역(Beijing, Shanghai, Chongqing, Shenzhen)과 태국(Bangkok)으로 선정하였다. 이는 태양광 발전시설 및 기상데이터가 제공이 되는 지역으로 중국의 경우 넓은 지역적 특성을 반영하여 동서남북의 4개 지역을 선택하였다. 이는 미국의 NREL(National Renewable Energy Laboratory)에서 제공하는 SAM(system advisor model)의 데이터베이스를 활용하여 분석을 하였다. 각 지역별 위도, 경도, 고도 및 평균기온은 아래의 <Table 1>과 같다.

첫 번째로 태양광 시스템으로 얻을 수 있는 수익의 측면에서 태양광 발전량에 대해 고려해 본다. 이를 SAM의 2017년도 자료를 활용하여 각 지역에 대한 태양광 발전데이터를 시간대별로 분석하면 <Figure 1>과 같다. 붉은 색으로

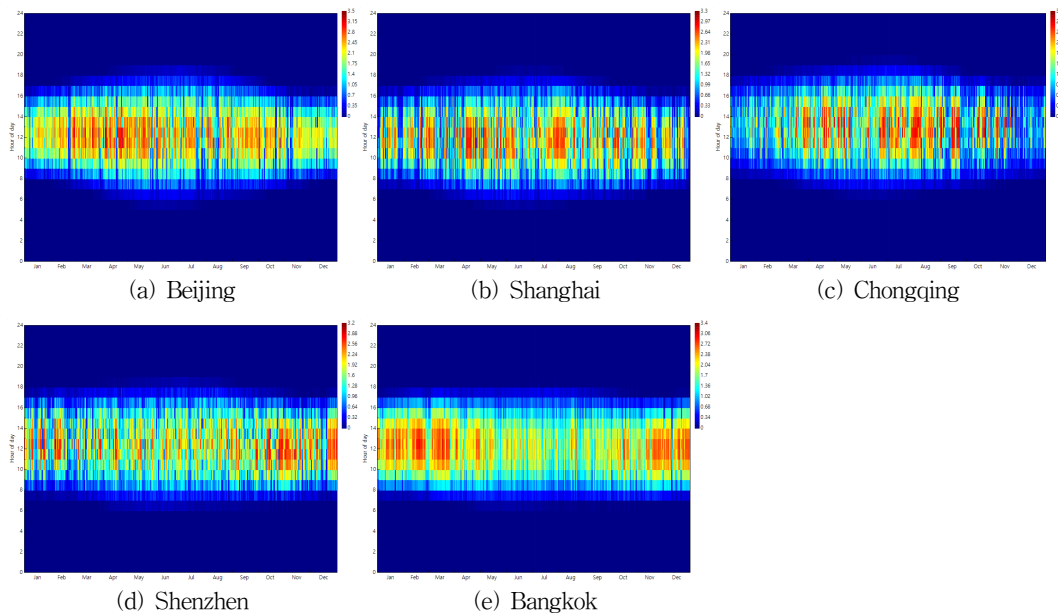
<Table 1> Basic Information for Each District

District	China (Beijing)	China (Shanghai)	China (Chongqing)	China (Shenzhen)	Thailand (Bangkok)
(Latitude, Longitude)	(39.93, 116.28)	(31.17, 121.43)	(29.52, 106.48)	(22.55, 114.1)	(13.92, 100.6)
Elevation	55	7	351	18	12
Average temperature	12.1	16.1	18.3	22.9	28.5

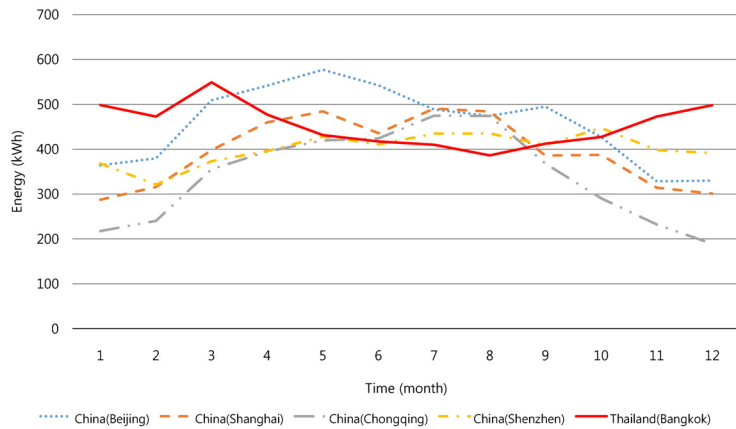
표현된 부분이 높은 발전 현황을 나타내며, 푸른색으로 표현된 부분이 낮은 발전 상태를 보여준다. 상대적으로 위도가 30도 이상의 높은 지역 Beijing, Shanghai, Chongqing은 중간 부분, 즉 여름기간에 상대적으로 높은 발전량과 오랜 시간적 지속성이 있음을 확인할 수 있다. 그에 비해 Shenzhen과 Bangkok의 경우 연간 하루 중 비슷한 시간대에 발전을 하고 있음을 확인할 수 있다. 또한, Bangkok의 경우는 겨울에서 봄에 더욱 발전량이 많음을 알 수 있다.

태양광 발전량을 연중 월간 기준으로 표시하면 <Figure 2>와 같이 나타날 수 있다. Beijing은

5월경에 가장 높은 발전량을, Shanghai, Chongqing, Shenzhen은 7월과 8월에, Bangkok은 3월에 높은 발전량을 보여준다. 또한, Beijing의 경우는 가장 높은 위도에 위치해 있음에도 불구하고 가장 높은 발전량을 보여준다. 또한, 패턴으로는 Bangkok이 다른 지역과는 정반대로 나타남을 확인할 수 있다. SAM에서 제공되는 자료에 따르면, 4kW PV 시스템 96%의 인버터 효율을 기준으로 Beijing, Shanghai, Chongqing, Shenzhen, Bangkok은 각각 연간 5,458kWh, 4,746kWh, 4,082kWh, 4,815kWh, 5,454kWh를 생산하는 것으로 나타나 있다.



<Figure 1> Annual Generated PV Electricity



〈Figure 2〉 Generated Electricity for Each District

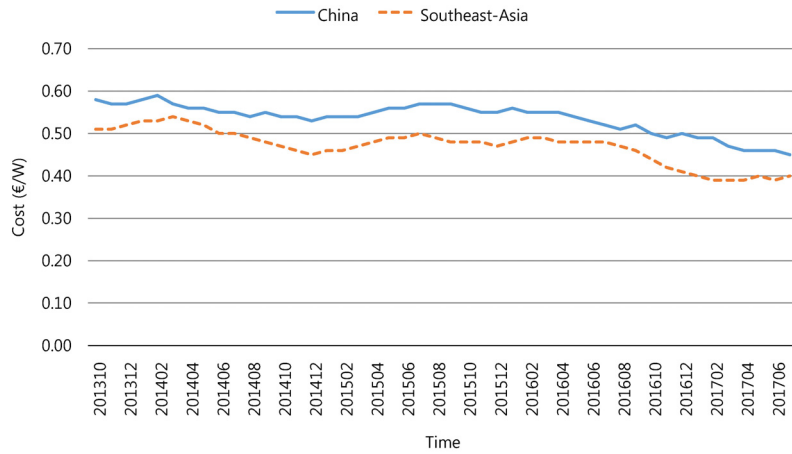
태양광 발전 사업자의 경우 태양광 발전량에 전기요금을 반영하여 수익을 계산할 수 있다. 이에 각 지역별 요금체계를 2017년도 기준으로 조사하였을 때, 나타난 요금은 다음의 표에서 제시된 바와 같다. World energy council의 2014년도 자료에 따르면 중국의 가구당 연간 전기소비량은 1,591kWh 태국은 2,420kWh로 월평균 약 133kWh와 202kWh가 된다[29]. 본 분석에서는 각 국가 및 지역의 평균 소비량을 적용하여 혜택을 산정하였다. 통화를 일관화하기 위해 태양광 패널과 동일한 단위인 2017년 연평균 환율을 적용하여 유로로 환산하였다. 태국의 경우 국내와 같이 기본요금이 설정되어 있고, 중국의 4개 지역은 기본요금은 존재하지 않고 사용량에 따라 요금을 부과하는 체계를 가지고 있다. 앞서 언급된 태양광 발전

량과 요금체계를 고려한 연간 수익의 추정치는 각각 € 87.49, € 84.12, € 69.68, € 107.47, € 128.49가 된다. 태양광 발전량으로는 Beijing과 Bangkok이 가장 많으나, 오히려 Bangkok과 Shenzhen 지역의 수익이 더욱 큰 것으로 나타났다. 특히, 중국 내에서는 남부지역에 위치해 있는 Shenzhen 지역은 태양광 발전량이 낮으나 요금이 비싸 더 많은 수익이 나타남을 알 수 있었다.

두 번째로, 비용에 대한 불확실성과 계수를 추정하기 위해서 pvXchange에서 제공되는 2013년 10월부터 2017년 6월까지의 45개월간의 데이터를 수집하였다[31]. 각각에 대한 가격의 추이는 아래의 〈Figure 3〉과 같다. 가격은 하락하는 추세에 있음을 알 수 있고, 동시에 변동성이 존재함을 확인할 수 있다.

〈Table 2〉 Electricity Rates and Annual Benefits for Each District

District	China (Beijing)	China (Shanghai)	China (Chongqing)	China (Shenzhen)	Thailand (Bangkok)
Basic charge	-	-	-	-	38.22
Consumption Charge(CNY, THB)	0.4883	0.5583	0.52	0.68	4.22
Annual profit(€/yr)	87.49	84.12	69.68	107.47	128.49



〈Figure 3〉 Trends of PV Panel Prices for China and Southeast-Asia

앞서 기술된 real option 모형을 사용하기 위해서는 자료를 비용에 대한 변동성(volatility, σ)과 평균증가율(mean-drift, μ)을 추정할 필요가 있다. 우선, 기하브라운 모션의 연속적인 변화율을 추정하기 위해서 아래와 같이 이산화할 수 있다.

$$\log C_i = \ln\left(\frac{C_i}{C_{i-1}}\right) \quad (11)$$

변환된 자료에 대한 평균값은 $\overline{\log C} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \log C_i$ 로 계산될 수 있고, 여기서 n은 로그 변환값의 개수를 의미한다. 또한, 연간 변동성을 추정하기 위해서는 아래의 수식으로 변환될 수 있다.

$$\sigma = \frac{1}{\sqrt{dt}} \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\log C_i - \overline{\log C})^2} \quad (12)$$

여기서 dt는 비용의 시간 간격을 의미한다. 부가적으로 평균증가율은 다음과 같이 추정될 수 있다.

$$\mu = \frac{\sigma^2}{2} + \frac{\overline{\log C}}{dt} \quad (13)$$

중국과 동아시아 지역의 태양광시스템의 추정 결과는 아래의 표와 같다. 두 지역에 대한 값은 크게 차이가 나지 않으나, 감소의 속도는 중국이 크고, 동아시아 지역은 변동성이 조금 더 큰 것으로 나타났다.

〈Table 3〉 Analysis Results of Historical PV Panel Prices for Each Country

	China	Southeast-Asia
Mean-drift	-0.07	-0.06
Volatility	0.06	0.07

위의 추정을 바탕으로 다음의 표와 같이 수치분석의 기본 시나리오를 수립하였다. 할인율(r)은 태양광 발전에 대한 각국의 가중평균 자본비용(weighted average cost of capital; WACC)을 활용하였다[28]. 또한, 위에서 분석된 평균증가율과 변동성을 기준으로 다음과 같은 범위의 민감도 분석을 실시한다. 또한, 태양광

시스템의 수명은 일반적으로 적용하는 25년을 기준으로 하였다.

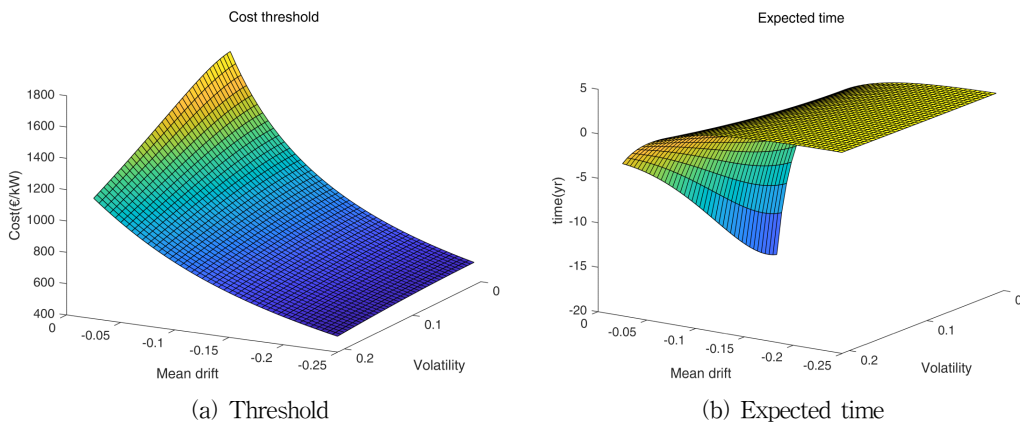
〈Table 4〉 Parameters for Sensitivity Analysis

Parameter	Values
r	0.083, 0.09
μ	-0.12~-0.03
σ	0.01~0.2
D(year)	25

4.2 최적 투자 시점까지의 기대 시간 민감도 분석

본 절에서는 조사된 기초자료를 바탕으로 최적 투자 시점을 각 지역별로 산출하고 주요 계수에 따른 민감도 분석을 실시한다. 또한, 최적 투자시점을 산정하기 위해 real option 모형을 사용하고 이를 통해 산출된 결과와 기존의 방식인 순현재가법과 비교하여 그 차이를 분석하고자 한다. 우선, 〈Table 3〉에서와 같이 각 지역의 평균증가율과 변동성은 산출되었으나, 이를 중

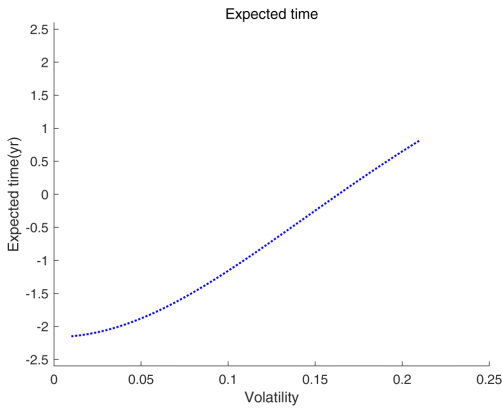
심으로 변화가능성이 존재하기 때문에 이 값들이 달라질 경우 어떠한 변화가 존재하는지를 살펴보고자 한다. 불확실성을 표현하는 평균증가율(mean-drift)과 변동성(volatility)이 변화함에 따른 민감도 분석 결과 그래프는 〈Figure 4〉와 같다. 〈Figure 4(a)〉는 각각의 계수변화에 따른 비용 임계점에 대한 그래프이고, 〈Figure 4(b)〉는 이를 시간으로 환산한 최적 투자 임계점까지의 기대시간의 그래프이다. 〈Figure 4(a)〉에서와 같이 평균증가율이 작을 때, 변동성에 대한 민감도는 평균증가율이 클 때에 비해서 작음을 확인할 수 있다. 이에 비해 변동성이 작을 경우에 평균증가율이 커짐에 따라 임계점이 급격히 상승하고 있음을 확인할 수 있다. 종합하여 보았을 때 변동성이 작고 평균증가율의 값이 클 때 태양광 시스템의 투자가 가장 용이하게 발생할 수 있다. 이는 〈Figure 4(b)〉에서도 유사하게 발생한다. 변동성이 아주 작고 평균증가율이 0에 가까울수록 최적 투자 시점은 음의 값을 취하게 된다. 즉, 다시 말해 이러한 상황에서는 태양광 발전이 현재로 경제성이 있음을 시사하는 것이다.



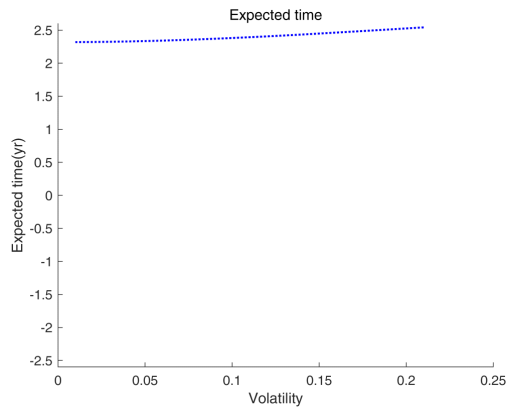
〈Figure 4〉 Sensitivity Analysis with Respect to Mean-Drift And Volatility

또한, 평균증가율을 -0.07 과 -0.2 로 고정하였을 때, 두 경우 모두 변동성이 증가함에 따라 최대투자시점까지의 시간이 증가함을 알 수 있다. 그러나, 상대적으로 -0.2 의 경우 증가하는 폭이 크지 않고 기대 시간이 높음을 알 수 있다. 이에 비해, 태양광 시스템 구축비용이 급격하게 떨어지는 추세가 된다면 투자자의 경우 조금 더 기다리는 것이 최적이라는 결과를 의미한다.

유사하게, 변동성을 0.06 과 0.2 로 고정하였을 때, 두 경우 모두 평균증가율이 증가함에 따라 최적 투자시점까지의 기대시간이 감소함을 알 수 있다. 그러나, 상대적으로 0.2 의 경우 감소하는 폭이 크지 않고 기대 시간이 높음을 알 수 있다. 결국, 태양광 시스템 구축비용의 변동성이 상대적으로 작은 추세가 된다면 투자자의 경우 투자 시점이 빨라질 수 있음을 시사한다.

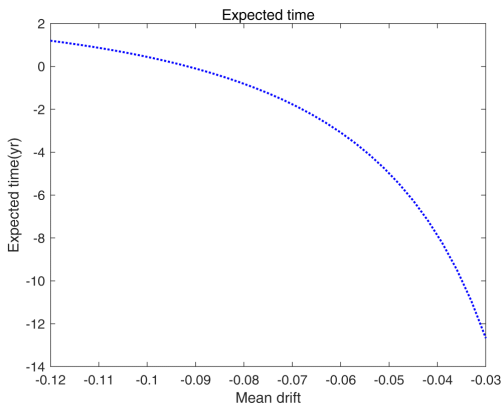


(a) $\mu = -0.07$

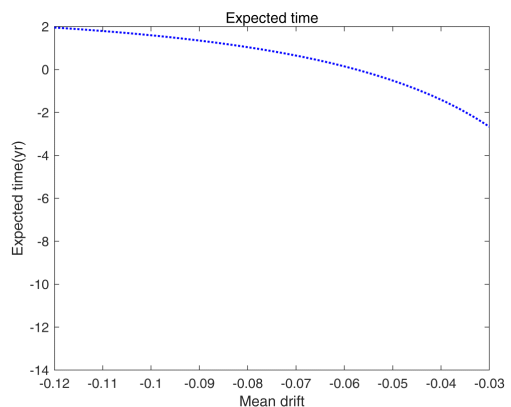


(b) $\mu = -0.2$

〈Figure 5〉 Expected Time to the Optimal Investment Time



(a) $\sigma = 0.06$



(b) $\sigma = 0.2$ (right)

〈Figure 6〉 Expected time to the optimal investment time

<Table 5> Estimation of the Optimal Investment Time in Terms of Real Option and NPV

District	Current Cost (€/W)	50% lower discount rate			Nominal discount rate			50% higher discount rate		
		real option (yr)	NPV (yr)	Gap (yr)	real option (yr)	NPV (yr)	Gap (yr)	real option (yr)	NPV (yr)	Gap (yr)
China (Beijing)	1.02	3.48	-10.62	14.11	-1.76	-10.62	8.86	-4.07	-10.62	6.55
China (Shanghai)	1.02	4.03	-10.07	14.11	-1.21	-10.07	8.86	-3.52	-10.07	6.55
China (Chongqing)	1.02	6.65	-7.45	14.11	1.40	-7.45	8.86	-0.90	-7.45	6.55
China (Shenzhen)	1.02	0.62	-13.48	14.11	-4.62	-13.48	8.86	-6.93	-13.48	6.55
Thailand (Bangkok)	1.96	52.95	35.18	14.19	0.87	-7.91	8.78	-1.42	-7.91	6.48

지금까지 최적 투자 시점이 변동성과 평균증가율이 변할 때 어떠한 변화를 나타내는가에 대해 살펴보았다. 다음으로 기존의 투자가치 평가에 주로 사용되는 순현재가법(NPV)과 real option 모형에 의한 분석 결과를 비교하고 그 차이가 얼마나 되는지를 살펴본다. <Table 5>에서와 같이 중국과 태국 각각 기본 할인율인 8.3%, 9.0%와 50% 낮은 할인율 및 50% 높은 할인율을 적용하여 할인율에 따른 변화도 분석하였다 [28]. 국가별 현재의 비용은 IEA[15]에서 조사된 비용을 유로로 변환하여 사용하였다. 결과, 기본 할인율의 경우 대부분의 경우 음의 값을 가졌다. 이는 현재로서도 투자를 할 수 있는 것을 의미한다. 그러나, Chongqing과 Bangkok은 real option에 의한 결과와 순현재가법에 의한 결과가 각각 상이하게 나타났다. 즉, real option에 의하면 투자보다는 지연전략을 수립하는 것이 보다 합리적이거나 순현재가법에 의하면 현재 투자를 하는 것이 적절하다고 판단하게 된다. 그리고, 전반적으로 순현재가법과 real option 모형의 차이는 중

국의 경우 8.86년, 태국의 경우 8.78년으로 최적 투자 시점에 대한 차이가 상당히 큼을 알 수 있다. 또한, 할인율이 50% 수준으로 낮아지게 된다면 4개의 모든 중국지역은 real option과 순현재가법이 다른 전략을 제시하고 있다. 또한, 중국지역과 태국지역의 차이는 14.11년과 14.19년으로 최적 투자 시점에 대한 추정치의 차이가 더욱 커짐을 확인하였다. 이에 비해 50% 높은 할인율의 경우 real option과 순현재가법의 차이는 6.55년과 6.48년으로 작아졌으나 이 역시 두 방법론에 따른 차이가 무시할 수 없음을 보여준다.

5. 결 론

본 논문에서는 비용 불확실성과 투자자의 의사결정 유연성을 고려하여 중국과 태국의 5개 지역에 대해 SAM 시스템의 태양광 자료를 활용하여 주거 PV 시스템 투자 최적 시점을 분석하였다. 또한, 임계 값에 대해 우리는 변동성,

평균 증가율 및 이익에 대한 민감도 분석을 수행하였다. 분석 결과에 따르면 비용 변동성이 커질수록 거주자는 낮은 비용이 될 때 투자를 하는 것이 바람직하고 또한 최적 투자 시점까지 걸리는 시간이 길어짐을 확인하였다. 이는 태양광 시스템 구축비용의 변동성이 상대적으로 작은 추세가 된다면 투자자의 경우 투자 시점이 빨라질 수 있음을 시사한다. 또한, 비용이 급격하게 감소 할 것으로 예상되면 저렴한 비용으로 투자를 하고 조금 더 기다리는 전략이 더 적절한 것으로 나타났다. 결과적으로 변동성이 작고 평균증가율이 클 때 태양광 시스템의 투자가 가장 용이하게 발생할 수 있음을 확인하였다. 또한, real option에 의한 결정이 순현재가법에 의한 결정보다 훨씬 보수적인 것으로 나타났다. Real option에 의한 의사결정 결과와 순현재가법에 의한 결과의 차이가 약 6년에서 14년 정도로 나타났다. Chongqing과 Bangkok의 경우 real option에 의하면 투자를 지연시키는 결과를 나타내지만 순현재가법의 경우에는 현지점에서 투자하는 것이 바람직한 것으로 산출되었다. 이외에, 직관과는 다르게 중국 내 남부지역에 위치해 있는 Shenzhen 지역은 태양광 발전량이 낮으나 전기요금이 비싸 더 많은 수익이 나타남을 알 수 있다. 본 연구를 통해 불확실성을 반영하고 투자자의 의사결정 유연성을 고려하였을 경우 기존의 방식에 비해 투자 의사결정의 차이가 큼을 알 수 있다. 중국 및 태국을 대상으로 주거용 PV 시스템에 대한 투자를 고려하고 있는 기업에게 기초적인 경제성 분석 및 최적 투자 시점에 대한 분석은 필수 불가결한 것이다. 이러한 투자자들에게 있어서 본 연구의 결과는 기존의 순현재가법에 의한 분석결과보다는 조금 더 신중할 필요가 있음을 시사한다.

그리고, 본 연구에서는 간단한 형태의 수익과 비용을 분석하였다. 그러나, 현실에서는 운영 및 유지 보수 비용 등의 변동 비용을 포함한다면 보다 현실적인 결론을 이끌어 낼 수 있을 것이다. 또한, 본 연구에서 사용된 비용의 경우 자료의 제한성으로 중국 전체의 평균 비용을 활용하였으나 지역별로 보다 상세한 자료가 가용한 경우 분석에 활용하는 것이 보다 바람직할 것이다. 또한, 본 연구에서는 PV 시스템에 대한 1회성 투자에 대하여 분석을 실시하였으나 투자 후 확장 또는 철수 등의 다양한 형태의 의사결정의 유연성을 추가하고 분석할 수 있다.

References

- [1] Barbose, G. L., Darghouth, N. R., Millstein, D., Spears, M., Wiser, R. H., and Buckley, M., et al., "Tracking the Sun VIII: The Installed Price of Residential and Non-Residential Photovoltaic Systems in the United States," Lawrence Berkeley National Laboratory(LBNL), Berkeley, CA(United States), 2015.
- [2] Branker, K., Pathak, M. J. M., and Pearce, J. M., "A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, pp. 4470-4482, 2011.
- [3] Council, W. E., "Energy Efficiency Indicators," <https://wec-indicators.enerdata.net/household-electricity-use.html>, 2016.
- [4] Darling, S. B., You, F., Veselka, T., and

- Velosa, A., "Assumptions and the leveraged cost of energy for photovoltaics," *Energy & Environmental Science*, Vol. 4, pp. 3133-3139, 2011.
- [5] Deloitte, "Direction of Electricity Rate Reorganization," https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/kr/Documents/energy-resources/2016/kr_enr_issue-highlights_20161024.pdf, 2016.
- [6] Dixit, A. K. and Pindyck, R. S., "Investment under Uncertainty," Princeton University Press, 1994.
- [7] Dongsoo, L., Seokjun, Y., Sangmin, K., and Kiho, J., "Economic Evaluation of Offshore Wind Power Demonstration Project by the Real Option Method," *Korean Energy Economic Review*, Vol. 11, pp. 1-26, 2012.
- [8] EC, "Commission Staff Working Document On Significant Distortions In the Economy of the People's Republic of China for the Purposes of Trade Defence Investigation," <http://trade.ec.europa.eu/doclib/html/156474.htm>, 2017.
- [9] Energy and Environmental Economics, I., "Cost Effectiveness of Rooftop Photovoltaic Systems for Consideration in California's Building Energy Efficiency Standards," <http://www.energy.ca.gov/2013publications/CEC-400-2013-005/CEC-400-2013-005-D.pdf>, 2013.
- [10] Gagnon, P., Margolis, R., Melius, J., Phillips, C., and Elmore, R., "Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment," Rep. No. NREL/TP-6A20-65298), Retrieved March, Vol. 30, 2016.
- [11] Goodrich, A., James, T., and Woodhouse, M., "Residential, commercial, and utility-scale photovoltaic (PV) system prices in the United States: current drivers and cost-reduction opportunities," *Contract*, Vol. 303, pp. 275-3000, 2012.
- [12] Hegedus, S. and Luque, A., "Achievements and challenges of solar electricity from photovoltaics," *Handbook of photovoltaic science and engineering*, pp. 1-38, 2011.
- [13] Hoppmann, J., Volland, J., Schmidt, T. S., and Hoffmann, V. H., "The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems: A review and a simulation model," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 39, pp. 1101-18, 2014.
- [14] IEA, "Renewables 2017," International Energy Agency, www.iea.org/publications/renewables2017, 2017.
- [15] IEA, "Trends in Photovoltaic Applications," International Energy Agency, <http://iea-pvps.org/>, 2016.
- [16] Jeon, Y. S. and Kim, H. T., "Feed-in Tariff calculation using real option approach: model derivation and application to photovoltaic generation," *Korean Energy Economic Review*, Vol. 9, pp. 25-53, 2010
- [17] Kim, K. N. and Seonu, S., "Real Options Embedded in a Solar Power Project: A Case Analysis of AJU Energy," Korea

- Business Review, Vol. 15, pp. 101-139, 2011.
- [18] Kim, K. T. Lee, D. J., and Park, S. J., "Evaluation of the Economic Values and Optimal Deployment Timing of R&D Investment in New and Renewable Energy Using Real Option Approach," Journal of the Korean Institute of Industrial Engineers, Vol. 38, pp. 144-156, 2012.
- [19] Kim, K. W., Seo, Y., K., and Hong, W. H., "A Study on the Economic Evaluation of Green Home Applied Photovoltaic System - Focused on Dalseung-Gun of Daegu City in South-Korea," Journal of the Architectural Institute of Korea Planning & Design, Vol. 30, pp. 221-228, 2014.
- [20] Kim, S. H., Lee, Y. H., and Hwang, J. H., et al., "A study on method for improving renewable energy supply ratio for the school building applied PV system," Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 33, pp. 42-49, 2013.
- [21] Kim, S., Lee, H., Kang, Y., Yun, C., Kim, C., and Jang, G. et al., "Analysis of Photovoltaic System using System Advisor Model(SAM)," The Korean Society for New and Renewable Energy, p. 154, 2017.
- [22] Kim, Y. and Chang, B., "Real Option Valuation of a Wind Power Project Based on the Volatilities of Electricity Generation, Tariff and Long Term Interest Rate," New & Renewable Energy, Vol. 10, pp. 41-49, 2014.
- [23] Lee, D. and Kim, K., "Deep Learning Based Prediction Method of Long-term Photovoltaic Power Generation Using Meteorological and Seasonal Information," The Journal of Society for e-Business Studies, Vol. 24, pp. 1-16, 2019.
- [24] Lin, Q., Rizov, M., and Wong, M., "Residential electricity pricing in China," Chinese Economy, Vol. 47, pp. 41-74, 2014.
- [25] Moon, Y. and Baran, M., "Economic analysis of a residential PV system from the timing perspective: A real option model," Renewable Energy, Vol. 125, pp. 783-795, 2018.
- [26] No, S. T. and Kim, J. Y., "A Study on the Evaluation of Electricity Generation System and Economic Feasibility of Small Photovoltaic System for Rural Housing," Journal of the Regional Association of Architectural Institute of Korea, Vol. 17, pp. 135-141, 2015.
- [27] NREL, "U.S. Photovoltaic Prices and Cost Breakdowns," <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64746.pdf>, 2015.
- [28] Ondraczek, J., Komendantova, N., and Patt, A., "WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power," Renewable Energy, Vol. 75, pp. 888-898, 2015.
- [29] Park, S. C., Lee, M.-H., Kim, B.-S., Shin, Y.-h., "Economic Evaluation and Comparison of PV Generation for Korea and California using System Advisory Model (SAM)," The Korean Institute of Electrical Engineers, pp. 227-9, 2016.
- [30] Pindyck, R. S., "Irreversibility, Uncer-

- tainty, and Investment,” *Journal of Economic Literature*, Vol. XXIX, pp. 1110–1148, 1991.
- [31] pvXchange, “Price Index,” http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=en-GB, 2018.
- [32] Sun, C. and Lin, B., “Reforming residential electricity tariff in China: Block tariffs pricing approach,” *Energy Policy*, Vol. 60, pp. 741–752, 2013.
- [33] Wilmott, P., “The mathematics of financial derivatives: a student introduction,” Cambridge University Press, 1995.
- [34] Yang, C. J., “Reconsidering solar grid parity,” *Energy Policy*, Vol. 38, pp. 3270–3273, 2010.
- [35] Zhang, M. M., Zhou, P., and Zhou, D. Q., “A real options model for renewable energy investment with application to solar photovoltaic power generation in China,” *Energy Economics*, Vol. 59, pp. 213–226, 2016.

저 자 소개



문용마

(E-mail: yongma@uos.ac.kr)

2000년

서울대학교 산업공학과 (학사)

2005년

펜실베니아주립대학교 산업공학/경영과학 (석사)

2010년

펜실베니아주립대학교 산업공학 (박사)

2010년~현재

서울시립대학교 경영대학 교수

관심분야

불확실성하의 의사결정, 경제성 분석, 에너지 경영 및 정책