

그린캠퍼스 조성을 위한 부경대학교 옥상 태양광 발전 시스템의 잠재성 평가

송진영¹⁾ · 최요순^{1)*}

Assessment of Rooftop Photovoltaic Potential in the Pukyong National University for Establishing a Green Campus

Jinyoung Song and Yosoon Choi*

Abstract : This paper presents a case study to assess the potential of rooftop photovoltaic(PV) systems for establishing a green campus in the Pukyong National University. 3D building models were created to analyze the effect of cast shadows among buildings. Base on the shadow analysis, non-shaded rooftop areas on 11 buildings for installing the PV arrays were quantitatively evaluated. Grid-connected PV systems were designed that can maximize the electric power production between 9 AM and 4 PM throughout the year. Energy simulations using weather data and the NREL's SAM program were performed to calculate the electric power productions from rooftop PV systems on the 11 buildings. As a result, annual solar power production was estimated as 652,708 kWh. Economic analysis showed that the PV systems can provide economic benefits when the electricity price increases up to 222 KRW/kWh.

Key words : Photovoltaic system, Energy simulation, 3D model, Green campus, Renewable energy

요약 : 본 논문은 부경대학교를 대상으로 그린캠퍼스 조성을 위해 옥상 태양광 발전 시스템을 도입할 경우 기대할 수 있는 잠재적 가능성에 대해 분석한 사례연구 결과를 제시한다. 태양의 위치에 따른 건물 간의 그림자 영향을 분석하기 위하여 캠퍼스의 3차원 건물 모델을 제작하였다. 3차원 모델을 이용한 그림자 영향 분석 결과에 따라 태양전지 어레이를 설치할 수 있는 11개 건물의 옥상 면적을 정량적으로 평가하였다. 연중 오전 9시부터 오후 4시까지 그림자의 영향을 받지 않고 전력을 최대한 생산할 수 있도록 태양전지 어레이의 크기와 배치를 결정하였으며, 기존 전력망과 연계될 수 있는 계통연계형 태양광 발전 시스템을 설계하였다. 기상청의 태양 일사량 관측 자료와 미국 신재생에너지연구소에서 개발한 SAM 프로그램을 활용하여 에너지 시뮬레이션을 수행한 결과, 캠퍼스에 설치될 옥상 태양광 발전 시스템으로부터 연간 652,708 kWh의 전력이 생산될 수 있는 것으로 분석되었다. 옥상 태양광 시스템을 17년간 운영하는 것을 가정하고 시스템 도입을 위한 초기 비용, 유지보수 비용, 연간 전력생산에 따른 수익(전기요금 절감효과)을 고려하여 순 현재가치를 계산한 결과, 향후 전기요금이 222 원/kWh 이상 수준으로 인상될 경우 경제적 이익을 기대할 수 있는 것으로 평가되었다.

주요어 : 태양광 시스템, 에너지 시뮬레이션, 3차원 모델, 그린캠퍼스, 신재생에너지

서론

기후변화 협약과 관련하여 온실가스 감축 부담이 가중될 것으로 예상되는 포스트 교토 체제에 대비하기 위해

2012년 5월 29일 접수, 2012년 6월 21일 심사완료
2012년 6월 21일 게재확정

1) 부경대학교 에너지자원공학과

*Corresponding Author(최요순)

E-mail; energy@pknu.ac.kr; yspower7@gmail.com

Address; Department of Energy Resources Engineering,
Pukyong National University, Busan, Korea

사회 전반에서 다양한 방법으로 온실가스 감축을 위한 노력이 진행되고 있다. 대학의 경우에도 온실가스 감축에 동참하기 위해 그린캠퍼스 확산을 위한 기반 조성과 대학의 온실가스 배출 저감을 위한 실천 프로그램 개발 등을 수행하고 있으며, 그린캠퍼스 협의회를 구성하여 현재 국내 39개 대학의 40개 캠퍼스가 참여하고 있다(<http://www.kagci.org>). 대학은 그 자체로서 거대한 에너지 소비 주체일 뿐만 아니라 대학사회의 구성원과 지역 주민의 생활 및 인식 전반에 큰 영향을 미치고 있기 때문에 온실가스 감축을 통해 포스트 교토 체제에 대비

하기 위해서는 대학사회의 역할이 매우 중요하다고 할 수 있다.

대학의 그린캠퍼스 조성을 통해 온실가스 배출을 줄이기 위해서는 다양한 방법들이 검토될 수 있다. 온실가스 배출의 주요 원인이라 할 수 있는 화석연료의 소비를 줄일 수 있도록 에너지 절약에 대한 구성원들의 인식변화를 유도하는 방법이 있으며, 강의실의 에어컨, 전등, 컴퓨터 등의 기기들을 에너지 효율성이 높은 제품들로 교체하는 것도 하나의 방법이 될 수 있다. 또한, 신재생에너지 기술을 캠퍼스 내에 도입하여 온실가스를 배출하지 않는 그린에너지를 생산하여 사용하는 방법도 검토될 수 있다. 본 연구에서는 그린캠퍼스 조성을 위해 대표적인 신재생에너지 기술 중의 하나인 태양광(photovoltaic, PV) 발전 시스템을 대학 캠퍼스 내에 도입하는 것에 대해 검토하고자 한다.

태양에너지는 석탄, 석유, 천연가스와 같은 전통적인 화석 에너지자원들과 비교할 때 그 양이 무궁무진하며, 지리적으로도 고르게 분포하고 있어 대체 에너지로서 큰 잠재성을 가진다(Dunlop, 2009). 태양광 발전 시스템은 반도체, 염료, 고분자 등의 물질로 이루어진 태양전지를 이용하여 태양에너지를 직접 전기에너지로 변환할 수 있는 장치이며, 공해 물질을 배출하지 않는 장점이 있다(에너지관리공단 신재생에너지센터, 2007). 또한, 비교적 시공이 간편하며, 무인시스템이 용이하여 운영 및 유지관리에 따르는 각종 비용을 최소화할 수 있으므로 대학의 그린캠퍼스 구축을 위해 유용하게 활용될 수 있다(박형동 등, 2011).

캠퍼스 내에 태양광 발전 시스템을 도입하기 위해서는 대학사회의 구성원들과 정책 결정자들에게 태양광 기술의 장점을 알리고, 태양광 발전 시스템의 잠재성을 이해할 수 있도록 정확한 정보를 제공할 필요가 있다. 많은 연구자들에 의해 태양광 발전 시스템의 잠재성을 평가할 수 있는 다양한 시뮬레이션 프로그램들이 개발되어 왔다(예, OLCEL-II(Hoover, 1980), PV F-Chart(Clark et al., 1984), PVFROM(Menicucci, 1986), 4-parameter array performance model(Townsend, 1989), PVSYST(Mermoud, 1995), PVSIM(King et al., 1996), Sandia PV array performance model(King et al., 2004), 5-parameter array performance model(DeSoto et al., 2006), SAM(Gilman et al., 2008)). 특히, 최근에는 San Francisco tool(<http://sf.solarmap.org>), Solar Boston map(<http://gis.cityofboston.gov/solarboston>), Solar Sonoma County map(<http://sonomacountyenergyaction.org>), Cooler Planet(<http://solar.coolerplanet.com>), RoofRay(<http://www.roofray.com>), In My Back Yard(<http://www.nrel.gov/eis/imby>), PVGIS (<http://sunbird.jrc.it/pvgis>),

PV Analyst(Choi et al., 2011) 등 지리정보시스템(Geographic Information Systems, GIS) 기반의 태양광 발전 시스템 잠재성 평가 도구들이 개발되어 활용되고 있다.

본 연구의 목적은 부경대학교의 그린캠퍼스 조성을 위해 캠퍼스에 옥상 태양광 발전 시스템을 도입할 경우 기대할 수 있는 잠재적인 가능성을 분석하는 것이다. 이를 위해, 캠퍼스 건물의 3차원 모델을 생성하여 태양광 발전 시스템이 설치될 수 있는 유용한 옥상 공간을 분석하고, 시중에 유통되고 있는 태양전지 모듈과 인버터의 규격을 고려하여 계통연계형(grid-connected) 태양광 발전 시스템을 설계할 것이다. 또한, 기상청 태양 일사량 관측 자료와 SAM 시뮬레이션 프로그램을 이용하여 옥상 태양광 발전 시스템의 연간 전력 생산량을 예측하고 경제적 효과를 분석해 보고자 한다.

태양광 발전 시스템의 개요

태양광 발전 시스템은 필요한 전력의 양, 전압의 크기, 전류의 유형에 따라 다양한 설계가 가능하며, 기존 전력망(grid)과의 연결 여부에 따라 계통연계형 시스템과 독립형(off-grid) 시스템으로 구분할 수 있다. 본 연구에서는 계통연계형 태양광 발전 시스템을 캠퍼스 건물들의 옥상에 설치하는 것을 가정하였다(Fig. 1). 태양광 발전 시스템은 태양전지를 이용하여 태양 복사 에너지를 전기 에너지로 변환한다. 이때 생성된 직류 전류는 전등, 컴퓨터 등 직류 전류를 사용하는 장치에 직접 사용될 수 있으며, 인버터를 이용하면 교류 전류로 변환되어 전력망에 전송될 수도 있다. 계통연계형 태양광 발전 시스템은 전력망에 연결되어 있으므로 낮 시간에는 사용하고 남은 전기 에너지를 기존 전력망에 공급하여 전력 생산에 대한 경제적 보상을 받을 수 있으며, 밤 시간이나 날씨가 흐린 날에는 전력 생산이 충분하지 않으므로 전력망으로부터 필요한 전기 에너지를 공급받을 수 있다.

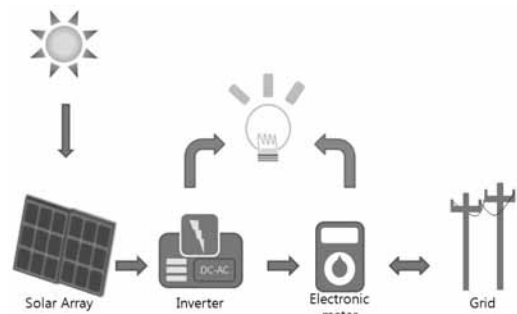


Fig. 1. Schematic of a typical grid-connected PV system.

태양광 발전 시스템의 시공시에는 태양전지 모듈(module)을 조합하여 어레이(array)를 구성한다(Fig. 2). 이때 태양전지 어레이의 크기는 활용 가능한 부지 면적과 필요한 전압과 전력에 크기에 따라 결정된다. 태양전지 모듈은 직렬로 연결된 여러 개의 태양전지 셀(cell)로 구성되며, 셀의 크기는 일반적으로 10~15 cm 정도지만 제조사 별로 상이하다. 태양전지의 변환 효율은 사용된 기술의 종류에 따라 차이가 있으나 일반적으로 5~17% 정도이다(Chiras, 2010). 인버터는 태양전지 어레이에서 생

성되는 직류 전류를 교류 전류로 변환시키는 장치이며, 계통연계형 태양광 발전 시스템의 필수적인 구성요소이다. 또한, 인버터는 온도나 기상 조건 변화에 따라 발생하는 출력 전압과 전류의 변화를 제어하여 태양광 발전 시스템의 전력 생산을 최대로 유지할 수 있도록 한다.

연구지역

연구지역은 부산에 위치한 부경대학교 대연캠퍼스이다(Fig. 3). 연구지역의 총 면적은 104.79 ha이며, 그 중 21.05ha의 부지가 교육, 연구, 학생지원 시설로 사용되고 있다. 연구지역에는 총 64개의 건물들이 입지해있다. 본 연구에서는 건물의 높이와 옥상의 형태, 시설물 설치 가능 여부를 종합적으로 검토하여 64개의 건물 중 옥상 태양광 발전 시스템의 시공이 가능한 11개의 건물을 선정하고, 용도, 옥상 면적, 연간 전력 소비량(2009년과 2010년 전력 소비량의 평균)을 조사하였다(Table 1). 건물별 옥상의 면적은 중앙도서관으로 활용되는 학술정보센터가 가장 넓으며, 학생회관으로 활용되고 있는 가운관이 가장 좁다. 연간 전력 소비량은 학술정보센터가 가장 많으며, 장영실관이 가장 적은 것으로 나타났다. 11개 건물 전체의 연간 전력 소비량은 약 8,903 MWh이다.

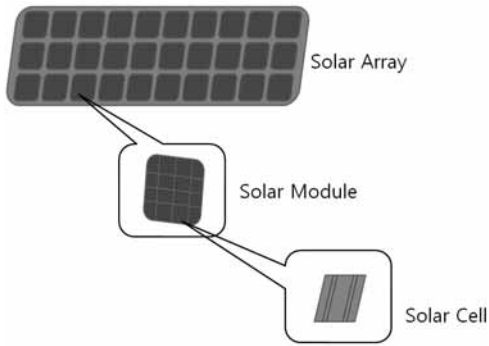


Fig. 2. Schematic of a solar cell, module and array.

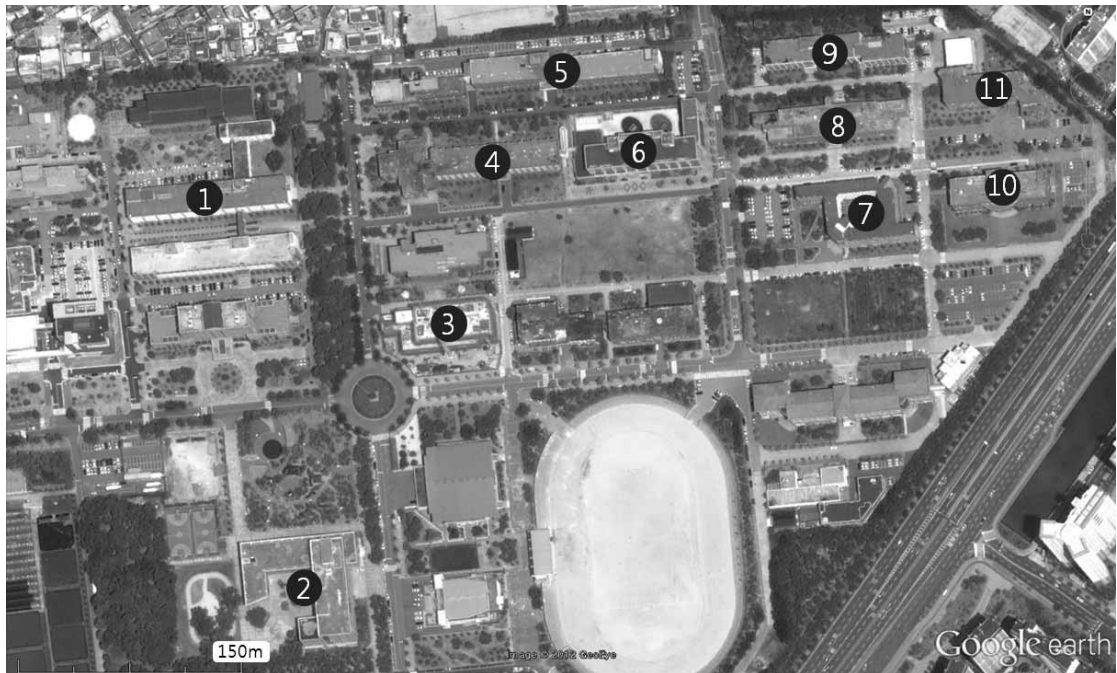


Fig. 3. Aerial view of the study area. 11 buildings (1-11) were selected for assessing the potential of rooftop PV systems. The building names and their annual electrical demands are presented in Table 1.

Table 1. Total rooftop areas and annual electrical demands of the 11 buildings selected in the study area

No.	Building name	Building use	Rooftop area (m ²)	Annual electrical demand (kWh)
1	Nuri building	Education	1,836	763,808
2	Library academic information hall	Education	5,499	2,079,175
3	Gaon building	Support	580	401,810
4	Chungmu building	Education	2,236	847,540
5	Natural sciences 1 building	Education	4,393	1,301,965
6	Environment research center	Research	1,291	1,134,515
7	Business school building	Education	1,410	298,610
8	Hoyeon building	Education	1,722	351,070
9	Natural sciences 2 building	Research	1,366	722,985
10	Cooperative laboratory center	Education	612	272,770
11	Institute of oceanography	Research	1,356	729,110
Σ			22,301	8,903,358

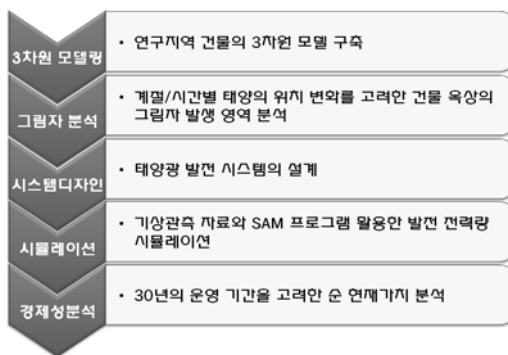


Fig. 4. Overall procedures to assess the potential of rooftop PV systems in the study area.

연구방법

연구지역의 11개 건물에 설치될 옥상 태양광 발전 시스템의 잠재적 가능성을 평가하기 위하여 5단계의 절차에 따라 분석을 수행하였다(Fig. 4).

(1) 3차원 모델링: 태양광 발전 시스템의 설치 지역을 선택하는데 있어 그림자의 영향은 매우 중요하다. 태양 전지 모듈 상에 그림자가 형성될 경우 발전 전력량이 크게 감소할 수 있기 때문이다(Dunlop, 2009). 연구지역의 11개 건물에서는 태양의 위치에 따라 주변 건물로 인해 발생하는 그림자가 건물 외벽을 타고 옥상까지 올라오는 경우가 있다. 따라서 태양의 위치에 따라 그림자가 생성되는 곳과 생성되지 않는 곳을 분석하여 태양광 발전 시스템 설계시 반영할 필요가 있다. 이를 위해, 본 연구에

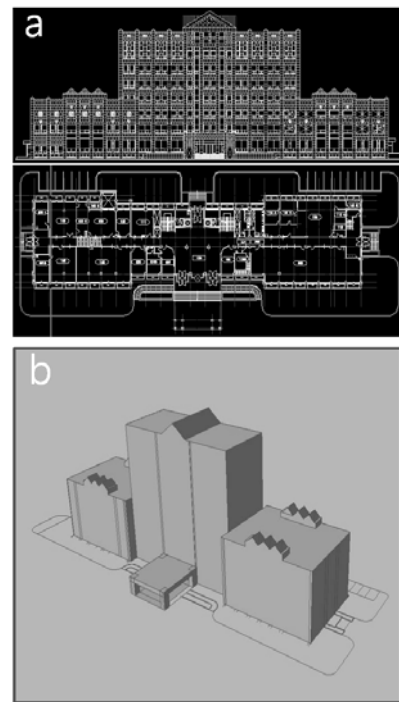


Fig. 5. Example of (a) the blue prints and (b) 3-dimensional building model.

서는 대학 시설관리과에서 제공받은 건축물 설계도면(CAD 도면)과 Google SketchUp(<http://sketchup.google.com>) 프로그램을 이용하여 연구지역 건물의 3차원 모델을 제작하였다(Fig. 5). 3차원 모델 제작시 거리 측정의 최소

단위는 1m로 하였다.

(2) 그림자 분석: 일반적으로 그림자가 발생하는 장소와 그림자 영역의 크기는 시간과 계절에 따라 달라진다. 하루 중 태양의 고도가 높은 정오 시간대에는 그림자가 발생하는 영역이 좁지만 해가 뜨거나 지는 시간대에는 그림자가 발생하는 영역이 넓다. 또한, 계절별로는 그림자의 형성 범위가 여름이 가장 좁고 겨울이 가장 넓다. 여름철에는 태양의 고도가 높고, 겨울철에는 태양의 고도가 낮기 때문이다. 본 연구에서는 건물의 3차원 모델과 Google SketchUp 프로그램을 이용하여 그림자 분석을 수행하였다(Fig. 6a). 태양광 발전 시스템 설치 부지의 보수적인 평가를 위해 계절적으로 태양의 고도가 가장 낮은 12월을 기준으로 연구지역 내의 전력 소비가 많은 시간(09:00-16:00) 동안 건물 옥상에 그림자가 발생하는 영역과 발생하지 않는 영역을 구분하였다(Fig. 6b). 그림자가 발생하지 않는 영역에서는 연중 09:00-16:00 시간대 동안 그림자로 인한 발전 효율의 감소 없이 태양광 발전 시스템을 운영할 수 있기 때문이다.

(3) 시스템 디자인: 건물 옥상에 설치될 태양광 발전 시스템을 설계하기 위해 시중에서 유통되고 있는 태양전지 모듈 중 BP Solar의 SX3195 모듈을 선택하였다(<http://www.bdbatteries.com/pdfs/BPSX3195.pdf>). SX3195 모듈의 경우 50개의 다결정 실리콘 태양전지 셀들(5×10)로 구성되어 있으며, 모듈 한 개의 면적은 1.406 m²이다. 모듈 1개의 최대 정격 출력은 195 W이다. 건물별로 배치될 태양전지 모듈의 수를 결정하기 위하여 Google SketchUp 프로그램을 이용하여 SX3195 모듈의 실제 크기를 반영한 태양전지 어레이를 생성한 후 3차원 건물 옥상의 그림자가 발생하지 않는 영역에 배치하였다(Fig. 6c). 태양전지 어레이가 여러 줄로 배치될 수 있는 경우에는 태양전지 어레이 간의 그림자 영향을 받지 않도록 설치 간격을 조정하였다.

연구지역 11개 건물들의 옥상에는 환풍기, 냉난방 실외기 등의 소규모 시설물들이 설치되어 있다. 이러한 소규모 시설물들은 본 연구에서 제작한 3차원 건물 모델에

반영되어 있지 않다. 소규모 옥상 시설물들로 인해 발생하는 그림자는 태양전지 어레이의 설치 가능 부지 면적에 영향을 줄 수 있으므로, 본 연구에서는 현장 방문을 통해 11개 건물 옥상에 설치된 소규모 시설물들의 위치를 파악하였다. 그 결과에 따라 소규모 시설물들이 건물 옥상 난간 쪽에 5 m 이내의 거리에 위치하는 경우에는 건물을 그룹 A로 분류하였고(Fig. 7a), 옥상 난간으로부터 5 m 범위 밖(옥상 중앙부)에 위치하는 경우에는 그룹 B로 분류하였다(Fig. 7b). 그룹 A에 해당하는 건물에서

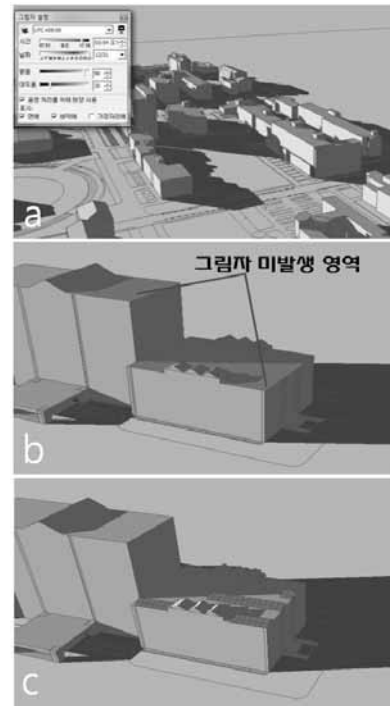


Fig. 6. (a) Shadow analysis using 3D building models and the Google SketchUp program. (b) Identification of the non-shaded areas on the building rooftop. (c) Installation of PV arrays on the non-shaded rooftop area.



Fig. 7. Views of the building group A(a) and B(b).

는 옥상 난간에 의해 발생하는 그림자와 소규모 시설물로 인해 발생하는 그림자가 중첩되는 면적이 크다. 그러나 그룹 B에서는 옥상 난간으로 인해 발생하는 그림자와 소규모 시설물로 인해 발생하는 그림자가 중첩되지 않고 각기 다른 영역에서 발생한다. 따라서 그룹 B의 경우 그룹 A와 비교할 때 소규모 시설물로 인한 그림자 발생 시 태양전지 어레이를 설치할 수 있는 옥상 면적이 더 크게 축소된다. 그룹 A, B에 대해 대표적인 건물을 1개씩 선정하여 상세한 3차원 모델을 생성하고 그림자 분석을 수행한 결과, 그룹 A에서는 소규모 시설물로 인해 태양전지 어레이를 설치할 수 있는 옥상 면적이 약 10% 감소하였으며, 그룹 B에서는 약 20% 감소하였다. 따라서 그룹 A의 건물들에 대해서는 옥상에 최대한 배치할 수 있는 태양전지 모듈의 수에 감쇄계수 0.9를 곱하여 최종적으로 태양광 발전 시스템에 사용될 태양전지 모듈의 수를 결정하였고, 그룹 B의 건물들에 대해서는 감쇄계수로 0.8을 사용하였다.

태양전지 모듈의 설치각도는 태양 빛이 수직으로 입사할 수 있도록 해당지역의 위도와 동일하게 하는 것이 효과적이다(Chiras, 2010). 본 연구에서는 부산지역의 위도인 35°를 고려하여 설치 각도를 산정하고, 설치 방향은 남향으로 설계하였다. 계통연계형 태양광 발전 시스템을 설계하기 위해서는 태양전지에서 생성되는 직류 전류를 교류 전류로 바꿔주는 인버터가 필요하다. 본 연구에서는 전압 특성을 고려하여 BP Solar의 SB4000US 240 V 인버터를 선택하였다(<http://www.solarelectricsupply.com/pdf/Sunny%20Boy/SB3000US-4000US.pdf>).

(4) 시뮬레이션: 설계된 태양광 발전 시스템으로부터 기대할 수 있는 전력 생산량을 예측하기 위하여 미국 신재생에너지연구소에서 개발한 SAM 프로그램에 기상청 태양 일사량 관측 자료와 BP Solar 태양전지 모듈 및 인버터의 성능 특성을 입력하여 시뮬레이션을 수행하였다. SAM 프로그램은 태양광 발전 시뮬레이션을 위한 다양한 수학적 모델을 제공한다. 본 연구에서는 세계적으로 가장 널리 사용되는 Sandia 태양전지 모델(King et al., 2004)과 Sandia 인버터 모델(King et al., 2007)을 사용하여 시뮬레이션을 수행하였다. 하루 중 09:00-16:00 기간 동안 생성되는 전력을 한 시간 단위로 시뮬레이션 하였으며, 시뮬레이션 총 기간은 1년으로 설정하였다.

(5) 경제성 분석: 옥상 태양광 발전 시스템의 도입에 따른 경제적 효과를 분석하기 위하여 식 (1)을 이용하여 순 현재가치를 계산하였다.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (1)$$

여기서 NPV 는 순 현재가치(원), N 은 태양광 발전 시스템의 운영기간(년), C_t 는 태양광 발전 시스템에서 생산되는 연간 전력량을 전기요금을 고려하여 산정한 연도(t)별 수익(원)과 연간 지출한 유지보수 비용(원)의 차, r 은 물가 상승률, C_0 는 태양광 발전 시스템의 가격과 설치 비용 등을 합산한 초기 투자비용(원)을 의미한다. 시스템 운영기간(N)은 태양전지 모듈의 일반적인 내구년 수 고려하여 총 17년으로 설정하였고, 물가 상승률(r)은 통계청에서 공시하는 2012년 5월의 소비자물가지수(<http://www.index.go.kr>)를 기준으로 2.5%로 가정하여 분석을 수행하였다.

분석결과

태양전지 어레이의 설치가능 영역을 보수적으로 평가하기 위해 연중 태양의 고도가 가장 낮은 12월 21일을 기준으로 전력 소비가 많은 시간(09:00-16:00) 동안 30분 간격으로 그림자 분석을 수행하였다(Figs. 8a-8c). 또한, 건물별로 09:00-16:00 기간 동안 그림자가 발생하지 않는 옥상 영역의 면적(태양전지 어레이의 설치가능 영역의 면적)을 분석하였다(Table 2). 연구지역 11개 건물의 옥상 총 면적 22,301 m² 중 14,403 m²가 연중 09:00-16:00 동안 그림자의 영향으로 인한 효율의 저하 없이 태양광 발전 시스템을 운영할 수 있는 것으로 분석되었다. 그림자가 발생하지 않는 옥상 영역에 대해 Google SketchUp 프로그램을 이용하여 BP Solar SX3195 태양전지 모듈을 최대한 배치한 결과 11개 건물에 총 3,967개의 태양전지 모듈을 배치할 수 있었다. 건물별 옥상에 최대한 배치될 수 있는 태양전지 모듈의 수는 대부분 그림자가 발생하지 않는 옥상 영역의 면적에 비례했다(Table 2). 그러나 경관과 유사한 옥상 형태를 가진 건물들의 경우에는 태양전지 어레이를 여러 줄로 배치할 수 있어서 상대적으로 더 많은 태양전지 모듈을 배치할 수 있는 것으로 평가되었다(Fig. 8d).

소규모 옥상 시설물들의 설치 현황에 따라 11개 건물을 A, B 그룹으로 구분하고, 감쇄계수를 적용한 결과 각 건물별로 설치될 태양전지 모듈의 수를 결정할 수 있었다(Table 2). 11개 건물 옥상에 설치될 태양전지 모듈의 수는 총 3,335개이며, 건물별로는 자연과학 1관이 579개로 가장 많았고 가온관은 79개로 가장 적었다. 시뮬레이션을 통해 발전 전력량을 분석한 결과 11개 건물로부터 연간 652,708kWh의 전력이 생산될 수 있는 것으로 예측되었다. 연구지역 내에서 기상조건과 태양전지 모듈의 시공방법을 동일하기 적용했기 때문에 건물별 연간 발전 전력량의 차이는 설치될 태양전지 모듈의 수의 차이에

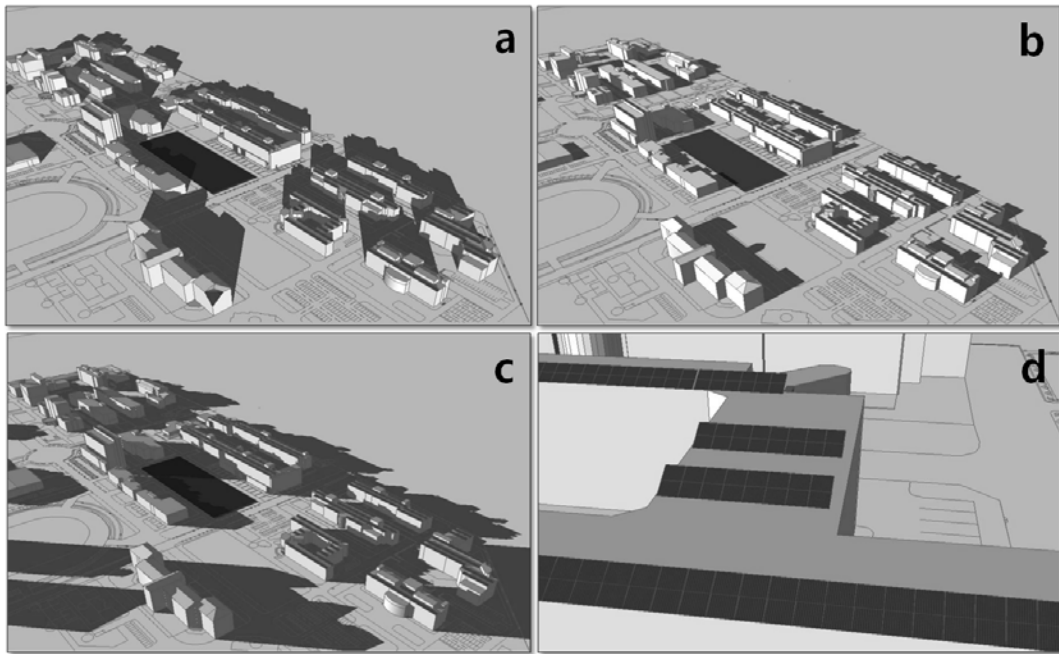


Fig. 8. Results from shadow analysis at the winter solstice: (a) 9:00 AM, (b) 12:30 PM, and (c) 4:00 PM. (d) 3D model of PV arrays installed on the building rooftop.

Table 2. Results from shadow analysis, system design and energy simulation for 11 buildings

No.	Rooftop area (m ²)	Non-shaded rooftop area (m ²)	Number of PV modules	Building group	Reduced number of PV modules	Annual electricity production (kWh/year)
1	1,836	744	89	A	80	14,954
2	5,499	1,420	502	B	401	78,730
3	580	638	82	A	79	14,177
4	2,236	2,680	368	B	294	57,867
5	4,393	2,327	724	B	579	113,773
6	1,291	1,207	330	A	297	58,259
7	1,410	986	406	A	365	71,655
8	1,722	1,303	562	A	505	99,201
9	1,366	1,364	424	B	339	66,526
10	612	392	128	A	115	22,445
11	1,356	1,342	352	B	281	55,121
Σ	22,301	14,403	3,967		3,335	652,708

의해 발생하였다.

건물별로 예상되는 연간 발전 전력량(Table 2)을 2009년, 2010년에 기록된 연간 전력 소비량(Table 1)으로 나누어, 각 건물별로 필요한 전력을 옥상 태양광 발전 시스템 도입을 통해 어느 정도까지 보충할 수 있는지(solar

fraction, %)를 분석하였다(Fig. 9). 호연관의 경우 건물 내에서 필요한 전력의 28%까지 태양광 발전 시스템으로부터 보충할 수 있는 것으로 분석되었다. 연간 발전 전력량이 가장 많을 것으로 예측되었던 자연과학 1관의 경우 solar fraction 값이 약 9%로 낮게 산정되었는데, 이

는 건물의 연간 전력 소비량이 많기 때문이다. 연구지역 11개 건물 전체의 평균 solar fraction 값은 약 7%로 계산되었다.

Solar fraction 값이 연중 일정하게 유지되는지 여부를 확인하기 위하여, 경영관을 대상으로 월별 solar fraction 값을 계산하였다(Fig. 10). 5월에는 40% 이상을 태양광 발전 시스템에서 생산된 전력으로 대체할 수 있으며, 2, 4, 8, 10, 11, 12월도 30% 이상을 대체할 수 있는 것으로 분석되었다. 9월의 경우 상대적으로 발전 전력량은 적은 반면 전력 소비량이 많았기 때문에 solar fraction이 21%로 낮게 나타났다. 태양광 발전 시스템 도입에 따른 효과

는 월별로 차이가 있음을 알 수 있다(Fig. 10).

미국 신재생에너지연구소에서 제공하는 시스템 비용 데이터베이스(<http://sam.nrel.gov/cost>)에 근거하여 11개 건물에 대한 태양광 발전 시스템 도입 비용을 산정한 후 (Table 3) 전기요금의 변화(50 원/kW-300 원/kW)에 따른 순 현재가치를 계산한 결과(Fig. 11), 전기요금이 222 원/kW일 때 순 현재가치가 음에서 양으로 전환되는 것을 알 수 있었다. 따라서 현재의 전기요금 77 원/kW(한국전력에서 공시한 교육기관의 계절별 전기요금의 평균, <http://cyber.kepco.co.kr>) 수준에서는 경제성을 갖지 못하는 것으로 분석되었다. 그러나 향후 전기요금이 222 원/kW

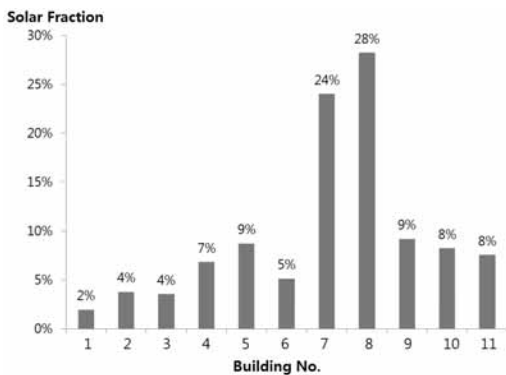


Fig. 9. Annual solar fraction calculated at each building. The building names and their annual electrical demands are presented in Table 1.

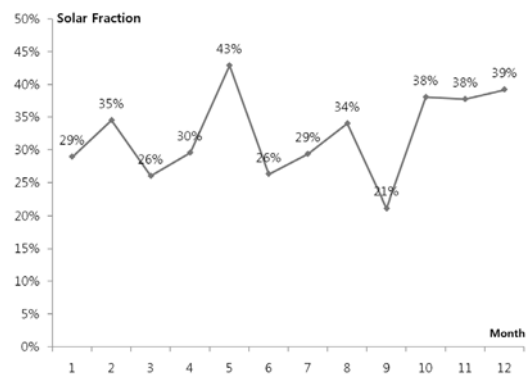


Fig. 10. Monthly solar fraction calculated at the Business school building.

Table 3. Costs for the PV system at each building

No.	Module Cost (KRW)	Inverter Cost (KRW)	Balance-of-System Cost (KRW)	Installation Cost (KRW)	Indirect Cost (KRW)	Operation & Maintenance Cost (KRW/year)
1	30,870,090	7,156,800	2,385,600	3,067,200	3,067,200	4,844,728
2	21,371,568	4,771,200	2,385,600	3,067,200	3,067,200	3,581,840
3	83,111,748	19,084,800	2,385,600	3,067,200	3,067,200	11,790,615
4	117,544,050	28,627,200	2,385,600	3,067,200	3,067,200	16,368,624
5	125,855,310	28,627,200	2,385,600	3,067,200	3,067,200	17,473,668
6	132,979,095	33,398,400	2,385,600	3,067,200	3,067,200	18,420,773
7	125,855,310	28,627,200	2,385,600	3,067,200	3,067,200	17,473,668
8	62,927,442	14,313,600	2,385,600	3,067,200	3,067,200	9,106,975
9	138,915,405	31,012,800	2,385,600	3,067,200	3,067,200	19,210,044
10	41,555,874	9,542,400	2,385,600	3,067,200	3,067,200	6,265,480
11	84,299,010	19,084,800	2,385,600	3,067,200	3,067,200	11,948,448
Σ	965,284,902	224,246,400	26,241,600	33,739,200	33,739,200	136,484,863

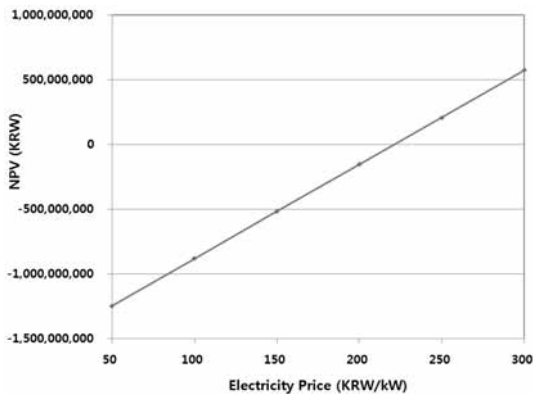


Fig. 11. Net Present Value (NPV) of rooftop photovoltaic systems according to different electricity prices.

이상의 수준으로 인상될 경우 연구지역에 설치될 태양광 발전 시스템이 경제성을 확보할 수 있을 것이라 판단된다.

결론

본 연구에서는 부경대학교 대연캠퍼스를 연구지역으로 선정하여 그린캠퍼스 구축을 위해 계통연계형 옥상 태양광 발전 시스템을 도입할 경우 기대할 수 있는 발전 전력량과 경제적 효과를 분석하였다. 연구지역에서 옥상 태양광 발전 시스템의 설치가 가능한 11개 건물에 대하여 3차원 건물 모델을 생성하고, 그림자 분석을 수행한 결과 총 14,403m²의 옥상 면적에 최대 3,967개의 BP Solar SX3195 태양전지 모듈이 배치될 수 있는 것으로 분석되었다. 3차원 건물 모델에 반영되지 않았던 소규모 옥상 시설물의 분포에 따라 11개 건물을 2개의 그룹으로 분류하고, 감쇄계수를 적용한 결과, 건물별로 설치될 태양전지 모듈의 수를 결정할 수 있었다. 기상청 태양 일사량 관측 자료와 SAM 프로그램을 이용하여 발전 시뮬레이션을 수행한 결과 연구지역 11개 건물 옥상에 설치될 3,335개의 태양전지 모듈로부터 연간 652,708kWh의 전력이 생산되는 것으로 분석되었다.

11개 건물에서 필요한 전력을 태양광 발전 시스템 도입을 통해 보충할 수 있는 비율은 건물별로 상이하지만 평균 7%로 나타났으며, 경영관과 호연관의 경우 20% 이상을 보충할 수 있는 것으로 분석되었다. 또한, 경영관에 대한 분석 결과로부터 태양광 발전 시스템의 도입을 통한 전력 보충율은 월별로 차이가 있음을 알 수 있었다. 2.5%의 물가 상승률과 17년간의 운영기간을 가정하여 순 현재가치를 계산한 결과 현재의 전기요금 수준에서는 경제적으로 이익을 기대하지 어렵지만, 향후 전기요금

222 원/kW 이상으로 인상되는 경우 경제적으로도 이익을 기대할 수 있는 것으로 분석되었다. 또한, 향후 기술의 발전에 따라 태양전지의 변환 효율이 높아지고, 태양광 발전 시스템의 도입 비용이 낮아질 경우에도 연구지역의 옥상 태양광 발전 시스템은 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단된다.

사사

본 연구는 2011학년도 부경대학교의 지원을 받아 수행되었다(PK(PKS)-2011-C-D-2011-0550).

참고문헌

박형동, 현창욱, 서장원, 박지환, 2011, *신재생에너지*, 씨아 이알, 서울, pp. 59-100.

에너지관리공단 신재생에너지센터, 2007, *태양광-1부 태양광 발전*, 북스힐, 서울, pp. 115-226.

Clark, D.R., Klein, S.A. and Beckman, W.A., 1984, "A method for estimating the performance of photovoltaic systems," *Solar Energy*, Vol. 33, No. 6, pp. 551-555.

Chiras, D., 2010, *Power From the Sun - Achieving Energy Independence*, New Society Publishers, Gabriola Island, British Columbia, Canada, pp. 39-62.

Choi, Y., Rayl, J., Tammineedi, C. and Brownson, J.R.S., 2011, "PV Analyst: Coupling ArcGIS with TRNSYS to assess distributed photovoltaic potential in urban areas," *Solar Energy*, Vol. 85, No. 11, pp. 2924-2939.

DeSoto, W., Klein, S.A. and Beckman, W.A., 2006, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, Vol. 80, No. 1, pp. 71-80.

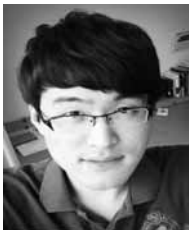
Dunlop, J.P., 2009, *Photovoltaic Systems*, Second ed., American Technical Publishers, Orland Park, Illinois, USA, pp. 101-156.

Gilman, P., Blair, N., Mehos, M., Christensen, C., Janzou, S. and Cameron, C., 2008, *Solar Advisor Model User Guide for Version 2.0*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA, <www.nrel.gov/docs/fy08osti/43704.pdf> (accessed 21.May.2012).

Hoover, E.R., 1980, "SOLCEL-II: An improved photovoltaic system analysis program," *Proceedings of 14th Photovoltaic Specialists' Conference*, San Diego, California, USA, January 7-10, pp. 1258-1261.

King, D.L., Dudley, J.K. and Boyson, W.E., 1996, "PVSIM: A simulation program for photovoltaic cells, modules,

- and arrays,” *Proceedings of 25th IEEE PVSC*, Washington, DC, USA, May 13-17, <<http://photovoltaics.sandia.gov/docs/PDF/pvsim.pdf>> (accessed 21.May.2012).
- King, D.L., Boyson, W.E. and Kratochvil, J.A., 2004, *Photovoltaic Array Performance Model*, Sandia Report No. 2004-3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, USA, <<http://photovoltaics.sandia.gov/docs/PDF/King%20SAND.pdf>> (accessed 21.May.2012).
- King, D.L., Gonzalez, S., Galbraith, G.M. and Boyson, W.E., 2007, *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia Report No. 2007-5036, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, USA, <<http://www.prod.sandia.gov/cgi-bin/techlib/access-control.pl/2007/075036.pdf>> (accessed 21.May.2012).
- Menicucci, D.F., 1986, “Photovoltaic array performance simulation models,” *Solar Cells*, Vol. 18, No. 3-4, pp. 383-392.
- Mermoud, A., 1995, “Use and validation of PVSYS, a user-friendly software for PV-system design,” *Proceedings of 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Nice, France, October 23-27, pp. 736-739.
- Townsend, T.U., 1989, *A Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems*, M.S. Thesis, University of Wisconsin-Madison, Madison, Wisconsin, USA, <<http://sel.me.wisc.edu/theses/townsend89.zip>> (accessed 21.May.2012).



송진영

현재 부경대학교 환경해양대학 에너지자원공학과, 학사과정
(E-mail: sean2249@gmail.com)

최요순

현재 부경대학교 환경해양대학 에너지자원공학과 전임강사
(本學會誌 第48券 第6号 參照)
