



태양광발전시스템의 프로그램별 예측방법 비교 및 성능평가

Comparison of Estimation Methods by Different Photovoltaic Software and Performance Evaluation

정민희*

Min Hee Chung*

* School of Architecture & Building Science, Chung-Ang Univ., South Korea (mhloveu@cau.ac.kr)

ABSTRACT

Purpose: Currently, various simulation programs around the world are being developed in connection with the analysis of photovoltaic systems. Accurate interpretation of simulation programs requires understanding of the differences and characteristics between the programs. Therefore, this study selects solar power analysis program used in Korea and analyzes its characteristics. **Method:** In this study, PVsyst, Solar Pro, and SAM are selected as the photovoltaic simulation program widely used in Korea, and the characteristics and differences of the program are analyzed. Although the analysis algorithms vary depending on the analysis method, this study aims to compare the solar radiation model of slope which is closely related to photovoltaic power generation, photovoltaic module modeling, and temperature model of solar cell which is closely related to power generation efficiency. In addition, the program analyzed the accuracy of the actual generation amount and the predicted value by analyzing the difference. **Result:** Each program differed in the accuracy implementation depending on the understanding of the system. In order to derive an accurate estimated value of the photovoltaic system, it is necessary to select a program suitable for the purpose of the estimation considering the characteristics of each program.

KEYWORD

태양광발전프로그램
예측방법
태양광발전모니터링Photovoltaic Software
Estimation method
PVsyst
SAM
Solar pro

ACCEPTANCE INFO

Received Dec. 4, 2019
Final revision received Dec. 12, 2019
Accepted Dec. 16, 2019

© 2019 KIEAE Journal

1. 서론

1.1. 연구의 배경 및 목적

온실가스와 기후변화 등 지구환경문제 해결을 위해 에너지전환을 위해 세계 각국이 노력하고 있다. 우리 나라 역시 석탄과 원전의 발전 비중을 줄이고 신재생에너지의 비중을 늘리고 있다[1]. 3차 에너지기본 계획에 따르면 현 정부는 탈원전 에너지 전환 로드맵을 확정하고, 그에 대한 보완 대책으로 재생에너지산업의 경쟁력을 강화하고, 발전 비중을 2030년까지 20%까지 높인다는 목표를 제시하였다[2]. 특히 태양광발전시스템은 설비 단가의 하락으로 세계 태양광 설치량이 지속적으로 확대하고 있으며, 우리나라 역시 태양광발전 시스템 관련 시장이 확대되고 있는 추세이다.

태양광발전시스템은 소규모 미니태양광발전부터 대규모 태양광 발전소까지 다양한 규모의 태양광발전시스템 계획이 이루어지고 있다. 건물일체형태양광발전(BIPV), DC 마이크로 그리드, 고집광태양광발전(Concentrator Photovoltaic) 등 다양한 형태의 태양광발전시스템이 소개되고 있다. 또한 태양전지도 기존의 실리콘 계열의 태양전지에서, a-Si, μ c-Si, CIGS, CdTe 등 박막형 태양전지, DSSC, OPV, 유기물 태양전지 등 3세대 태양전지 등 다양한 형태의 태양전지가 개발되고 있다. 태양광발전시스템의 다양한 시도에 따라 실제 계획 전 사전 분석을 통한 사업의 타당성 및 검증이 필요하며, 이를 위해 시뮬레이션 프로그램이 사용되고 있다. 현재, 태양광

발전시스템의 분석과 관련하여 전세계 다양한 시뮬레이션 프로그램이 개발되고 있다. 시뮬레이션 프로그램의 정확한 해석을 위해서는 프로그램간 차이점 및 특성을 이해해야 한다[3]. 따라서 본 연구에서는 국내에서 활용되고 있는 태양광 발전 해석 프로그램을 선정하고 그 프로그램의 특성을 분석하고자 한다.

1.2. 연구의 방법 및 범위

본 연구에서는 국내에서 많이 이용되고 있는 태양광발전 시뮬레이션 프로그램으로 PVsyst, Solar Pro, SAM을 선정하여, 프로그램의 특성 및 차이점을 분석하고자 한다. 해석 알고리즘은 분석 방법에 따라 다양하지만, 본 연구에서는 태양광발전과 밀접한 관계가 있는 경사면의 일사량 산정 모델, 태양광 모듈 모델링, 발전효율에 밀접한 관계가 있는 태양전지의 온도 모델을 대상으로 프로그램간 차이점을 분석하였다. 또한 이 프로그램을 대상으로 실제 발전량과 예측값의 차이를 분석하여 예측 도구로서의 정확도를 분석하고자 하였다.

2. 태양광발전 시뮬레이션 프로그램의 종류 및 특성

2.1. PVsyst

PVsyst는 1992년 스위스 제네바 대학에서 개발된 프로그램으로 가장 오래된 태양광발전시뮬레이션 프로그램 중 하나이다. 2011년

Version 6부터는 PVsyst SA로 프로그램에 대한 배포 및 개발에 관한 권한을 이관하였으며, 기상 데이터베이스에 독일의 기상업체인 Meteonorm의 자료가 포함되었다. 프로그램의 사용자는 건축가, 엔지니어, 연구자 및 학생을 대상으로 개발되었으며, PV시스템 설계에 대한 난이도에 따라 다양하게 분석할 수 있는 인터페이스가 적용되어 있다[4].

PVsyst의 발전 유형은 계통연계형(AC), 독립형, 펌프용(pumping), 직류배전(DC grid (public transportation))을 분석대상으로 한다. 구성은 예비계획(Preliminary design), 프로젝트 설계(Project Design), 데이터베이스(Databases), 툴(Tools)의 4개로 구성되어 있다[5]. 예비계획에서는 시스템의 간단한 입력 변수만으로 월별 생산량을 산출하여 사전 타당성 조사에 활용 할 수 있도록 하였다. 프로젝트 설계 단계에서는 시간별 시뮬레이션이 가능하도록 하였다. 데이터베이스에서는 기상데이터 및 PV시스템의 구성요소에 관한 데이터베이스를 관리한다. 툴에서는 실제 관측된 데이터를 불러들여 프로그램에서 산출된 값과 비교할 수 있도록 하였다.

Meteonorm에서 제공하는 기상데이터는 월평균값을 제공하고 있으며, 시계열 분석을 위해서는 월평균값을 확률분포모델에 따라 가상의 시간별 데이터를 합성하여 사용하였었다. 그러나 Version 6로 업그레이드 되면서 Meteonorm에서 제공하는 시간별 데이터의 활용이 가능해졌다. 그 외에도 세계 지역에서 따라 US TMY2/3, Solar Prospector, Satellites, SolarGIS climData, 3Tiers 등에서 제공하는 시간별 기상데이터를 사용할 수 있다.

2.2. Solar Pro

Solar Pro는 일본의 Laplace System Company에서 개발한 태양광발전시스템 설계 프로그램이다. 1997년 첫 버전이 출시된 이후, 현재 버전 4.6이 출시되어 있다. 3D-CAD 기능이 포함되어 있어, 주변 건물에 의한 음영 및 반사광을 고려한 성능평가가 가능하고, I-V curve, 발전량, 경제성 등을 평가할 수 있다[6]. PV의 설치 방식에 따라 rooftop, ground-mounted, single and dual-axis trackers 로 나누어 계산할 수 있다.

Solar Pro는 Wizard 형태로 인터페이스가 구성되어 있어 사용자가 편리하게 데이터를 입력하여 분석할 수 있다. 3D-CAD환경에서는 음영분석 및 시스템 설계를 구현할 수 있고 위성 이미지 사진을 가지고 실제 시스템 설치에 대한 이미지를 구현할 수 있어 다른 프로그램과의 차별성을 가진다. 기상데이터는 Meteonorm annual data, SolarGIS (TMY data), NSRDB (SUNY 10-km gridded data), METPV-11 등 다양한 형태의 데이터를 활용할 수 있으며, 사용자가 직접 기상정보를 활용하여 분석에 활용하기 위한 기상데이터를 만들어서 사용할 수 있다. PV모듈과 인버터 관련 Database는 PHOTON에서 제공받아 사용하고 있다.

2.3. System Advisor Model(SAM)

SAM은 2007년 미국의 National Renewable Energy Laboratory (NREL)에서 개발한 신재생에너지시스템의 투자자를 위한 의사결정 프로그램이다[7]. SAM은 태양광, 태양열, 풍력 등 다양한 신재생

에너지시스템의 에너지 성능 뿐만 아니라 경제성 분석 또한 가능하며, 소규모 가정용에서부터 대규모 사업단지까지 대부분의 프로젝트에 적용가능하다. 프로젝트 관리자와 엔지니어, 정책분석가 및 연구들을 위해 개발되었으며, 태양광을 포함한 신재생에너지사업의 검토 및 투자를 위한 의사결정지원 프로그램이다.

다른 시뮬레이션 프로그램과는 달리 음영분석은 지원되지 않지만, PVSYST에서 생성된 음영관련 데이터를 불러올 수 있다. 사용자가 입력해야할 데이터가 다른 프로그램에 많아 PV 시스템에 대한 지식이 없는 사용자에게는 어려울 수 있다. 기상데이터는 TMY2, TMY3, EPW 데이터가 사용된다. 기본적으로 시간별 기상데이터를 사용하나, 사용자가 분단위의 기상데이터 파일을 가지고 있다면, 직접 기상데이터 파일을 작성하여 사용할 수 있다. PV 모듈과 인버터 관련 데이터는 CEC (California Electricity Commission) 및 Sandia National Laboratories에서 제공하는 것을 사용하고 있다.

3. 알고리즘 비교

본 연구에서는 프로그램별로 경사면 일사량 산출방법, 모듈 모델링 방법, 태양전지의 온도 계산 방식을 비교하고자 한다.

3.1 경사면의 일사량 계산 알고리즘

경사면 일사량을 구하기 위해서는 기상데이터에 포함된 수평면 직달 일사량과 수평면 확산 일사량을 사용하여 경사면 일사량 변환 모델(Transposition model)에 의해 산출한다. 경사면 일사량 산출 모델은 빛이 모든 방향에서 균일하게 들어온다고 가정된 등방성 모델과 빛이 모든 방향에서 불균등하게 들어온다고 가정된 비등방성 모델로 나뉘며, 비등방성 모델에는 Hay model, HDKR model, Perez model이 있다.

프로그램에 따라 적용되는 모델은 Table 1.과 같다. PVsyst는 Version 5까지는 Hay model을 채택하였으나, Ineichen[8]에 의하면 Perez model의 정확도가 더 높은 것으로 나타나[9], Version 6부터는 Perez model을 기본으로 설정하였다. 그러나 사용자의 선호도에 따라 Hay model로 변경가능하다. Solar Pro는 Hay model을 선정하고 있으며, SAM은 Isotropic model, HDKR model, Perez model 중에서 사용자가 선택할 수 있다.

Table 1. Transposition model by simulation programs

Model	Diffuse irradiance model	Program
Isotropic	$I_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right)$	SAM
Hay	$I_d \left[\frac{I_H - I_d}{I_o} \times \frac{\cos\theta}{\sin H} + \left(1 - \frac{I_H - I_d}{I_o} \right) \times \frac{1 + \cos\beta}{2} \right]$	PVsyst Solar Pro
HDKR	$I_d \left[\left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \left(1 - \frac{I_H - I_d}{I_o} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{I_b}{I_H}} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right]$	SAM
Perez	$I_d \left[\frac{1 + \cos\beta}{2} (1 - F_1) + F_1 \frac{a_1}{a_2} + F_s \sin\beta \right]$	PVsyst SAM

Lui and Jordan[10]의 등방성 모델(Isotropic model)은 일사량을 예측하는 모델 중 가장 간단한 모델로 널리 사용되고 있다. 이 모델은 천공의 빛은 모든 방향에서 균일하게 산란된다고 가정하고 경사면의 각도에 따라 확산일사가 유입되는 것으로 가정하고, 예측은 (식 1)과 같다. 기상조건에 따른 빛의 산란을 정확히 산출하지 못하는 단점이 있다.

$$I_{d\beta} = I_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \quad (\text{식 1})$$

$I_{d\beta}$: Diffused irradiance on an inclined surface
 β : Tilt angle of PV module
 I_d : Diffuse horizontal irradiance

Hay model은 등방성모델을 기본으로 하여 제안된 비등방성 모델로 확산일사량 계산 시 isotropic 부분과 circumsolar 부분으로 나누어 계산한다[11]. Isotropic 부분은 경사면 모듈의 표면에 보이는 실제 각도에 따라 감소되고, circumsolar 부분은 직달 성분으로 고려된다.

$$I_{d\beta} = I_d \left[\frac{I_H - I_d}{I_o} \times \frac{\cos\theta}{\sin H} + \left(1 - \frac{I_H - I_d}{I_o} \right) \times \frac{1 + \cos\beta}{2} \right] \quad (\text{식 2})$$

I_H : Global horizontal irradiance
 I_o : Extraterrestrial solar irradiance
 θ : Angle between incident light and PV module
 H : Solar altitude

HDKR model은 Hay model을 기본으로 수평면 부분의 horizon brightness 성분을 가중하여 계산된 모델로, 확산일사를 isotropic 성분, 태양 주위의 circumsolar 성분, horizon brightness를 고려한 방법이다[12, 13]. 이 모델은 Hay model에 비해 크게 산출되는 경향이 있다.

$$I_{d\beta} = I_d \left[\left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \left(1 - \frac{I_H - I_d}{I_o} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{I_b}{I_H}} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right] \quad (\text{식 3})$$

I_b : Direct horizontal irradiance

Perez model은 HDKR model과 마찬가지로 확산일사의 성분을 isotropic background, circumsolar, horizon zone으로 나누었다[14]. HDKR model과는 달리 각 성분을 미국과 유럽에서 실측한 데이터를 기반으로 대기청명도(ϵ)에 따른 청명계수를 산출하여 만든 계수인 F_1 , F_2 , 태양과 경사면의 입사각을 고려하여 만든 계수인 a_1 , a_2 를 이용하여 (식 4)와 같이 계산된다. Perez 모델이 관측 데이터를 기반으로 계수를 산정한 만큼, 국내 적용시 오차가 발생할 수 있다.

$$I_{d\beta} = I_d \left[\frac{1 + \cos\beta}{2} (1 - F_1) + F_1 \frac{a_1}{a_2} + F_2 \sin\beta \right] \quad (\text{식 4})$$

$$F_1 = \max \{ 0, [f_{11} + \Delta \times f_{12} + Z \times f_{13}] \}$$

$$F_2 = f_{21} + \Delta \times f_{22} + Z \times f_{23}$$

$$a_1 = \max(0, \cos\theta)$$

$$a_2 = \max(\cos 85^\circ, \cos\theta_z)$$

$$\Delta = I_d \frac{AM_o}{I_o}$$

Z : Sun zenith angle

$$AM_o = [\cos a_2 + 0.15(93.9^\circ - Z)^{-1.253}]^{-1}$$

$f_{11}, f_{12}, f_{13}, f_{21}, f_{22}, f_{23}$: Brightness coefficient by sky clearness(ϵ)

3.2. 태양광 모듈 모델링

태양광 모듈은 태양전지가 빛을 받으면 광기전력에 의해 전기를 발생하는 것으로, 태양전지 셀을 직렬/병렬로 구성된다. 모듈에 태양광 입사 시 광기전력 효과를 수학적으로 구현하여 출력 전류를 산출하여 생산된 에너지를 계산한다. Table 2.는 시뮬레이션 프로그램별 태양광모듈 모델링 방법을 정리한 것이다. PVsyst와 Solar Pro는 Standard one-diode model을 사용한다. 특히 PVsyst는 태양전지 타입에 따라 one-diode model을 수정하여 사용하고 있다[15].

SAM에서는 다른 프로그램과는 달리 사용자가 직접 태양광 모듈 모델링 모델을 선택할 수 있다. 모듈에 관한 정보가 많지 않을 때에는 Simple efficiency module model은 (식 6)과 (식 7)에 의해 간단하게 구할 수 있다. CEC module model은 one-diode model을 기본으로 CEC database에 있는 데이터를 사용하거나, 사용자가 CEC database 포맷에 맞게 작성하여 사용할 수 있다.

Table 2. Module models by simulation programs

Program	Module Model
PVsyst	• Standard one-diode model
Solar Pro	• Standard one-diode model
SAM	• Simple efficiency module model • CEC module model • Sandia PV array performance model • Single-diode model

Standard one-diode model에서 PV모듈의 전류는 (식 5)에 의해 산출된다. 전류는 광기전력(I_{ph}), 역포화전류(I_o), 병렬저항(R_s), 직렬저항(R_{sh}), 다이오드 이상계수(D_p) 등 5가지의 파라미터에 의해 계산된다. 이 모델은 기존의 단결정, 혹은 다결정 실리콘 태양전지, CIS에서는 잘 적용되지만, 박막형 태양전지인 비정질 실리콘 계열(a-Si:H), micro-crystalline silicon, CdTe에서는 잘 맞지 않는 것으로 나타나[16], 수식의 계수를 일부 수정하여 사용하고 있다. 비정질 실리콘에 대해서는 기본 모델에서 재결합에 의한 전류 손실(recombination current losses)을 고려하여 전류를 계산한다.

$$I = I_{ph} - I_o [\exp \{ C(V + IR_s) \} - 1] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{식 5})$$

$$C = \frac{q}{D_p k T_c}$$

I_{ph} : Photovoltaic current

I_o : Diode saturation current

R_s : Series resistance

R_{sh} : Shunt resistance

q : Elementary charge

k : Boltzmann constant
 T_c : Module temperature
 D_p : Diode ideality factor

Simple efficiency model은 다른 모델에 비해 정확도는 떨어지지만, 사용자가 쉽게 입력하여 결과값을 도출할 수 있다. 입력변수는 온도 계수(temperature coefficient at maximum power), 면적, 최대전력 전압, 개방전압, 모듈의 설치 방법, 효율 등을 필요로 한다.

$$G = G_b + f_d(G_d + G_r) \quad (\text{식 6})$$

$$P_{mp} = G\eta_m A_m \frac{\gamma_{mp,ref}}{100} (T_c - 25) \quad (\text{식 7})$$

f_d : Diffuse utilization factor
 η_m : Module's conversion efficiency at STC
 A_m : Module area
 $\gamma_{mp,ref}$: Maximum power temperature coefficient
 T_c : Cell temperature

Sandia PV array performance model은 외부환경에서의 현실성을 반영하기 위하여 모듈의 현장측정 모니터링 값을 토대로 만들어진 것으로 시간별 효율에 의한 생산량을 계산할 수 있다[17]. 이 경험적 모델은 인증된 시험 시설에서 모듈 시험을 수 일 동안 수행한 측정에서 계산된 40개의 계수를 필요로 하기 때문에 database내에 있는 시스템이 아닌 다른 시스템의 적용은 어려울 수 있다. Sandia database는 실리콘 계열을 포함한 비정형 실리콘, CIS, CdTe, HIT를 포함한 박막 셀이 있는 모듈이 포함되어 있다. CEC model이나 simple efficiency model보다 저조도 수준에서의 박막 모듈의 성능을 더 정확하게 나타낼 수 있다.

$$I_{sc} = I_{sc,ref} F_1 \left(\frac{G_b F_2 + f_d(G_d + G_r)}{1000} \right) \times [1 + \alpha_{sc,ref}(T_c - 25)] \quad (\text{식 8})$$

$$I_{mp} = I_{mp,ref} (C_0 E_e + C_1 E_e^2) [1 + \alpha_{sc,ref}(T_c - 25)] \quad (\text{식 9})$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + s \Delta T_c \ln(E_e) + \beta_{oc}(T_c - 25) \quad (\text{식 10})$$

$$V_{mp} = V_{mp,ref} + C_2 s \Delta T_c \ln(E_e) + C_3 s [\Delta T_c \ln(E_e)]^2 + \beta_{mp}(T_c - 25) \quad (\text{식 11})$$

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \quad (\text{식 12})$$

I_{sc} : Short circuit current
 $I_{sc,ref}$: Reference short circuit current
 f_d : Fraction of diffuse irradiance used by module
 $\alpha_{sc,ref}$: Normalized short circuit current temperature coefficient
 I_{mp} : Current at the maximum power point
 $I_{mp,ref}$: Reference max power current
 C_0, C_1 : coefficients relating I_{mp} to G

E_e : Effective irradiance on the module surface
 V_{oc} : Open circuit voltage
 $V_{oc,ref}$: Reference open circuit voltage
 s : number of cells in series
 β_{oc} : open circuit voltage temperature coefficient
 V_{mp} : Voltage at the maximum power point
 $V_{mp,ref}$: Reference max power voltage
 C_2, C_3 : coefficients relating V_{mp} to G
 β_{mp} : temperature coefficient
 P_{mp} : Maximum power point

3.3. 태양전지의 온도

태양전지의 에너지 생산량은 모듈의 효율에 의해 결정되는데, 모듈의 효율은 태양전지의 온도에 따라 크게 달라지게 된다. 태양전지의 온도는 외기온도, 일사량, 그리고 풍속에 의해 크게 영향 받는다.

PVsyst는 Faïman module temperature model에 기초하여 (식 13)과 같이 태양전지의 온도를 산출한다. 태양전지의 열적 거동은 입사광으로 인한 공기온도 변화와 셀의 승온 현상에 의해 결정된다. 모듈의 흡수율은 기본값으로 0.9로 설정되어 있으며 모듈의 설치 방식에 따라 열전달계수가 달라진다. 이 모델은 다른 모델과는 달리 모듈의 효율을 고려하고 있다.

$$T_c = T_a + G_{inc} \frac{\alpha(1 - \eta_{PV})}{U_0 + U_1 V_w} \quad (\text{식 13})$$

T_c : Cell temperature (°C)
 T_a : Ambient air temperature (°C)
 α : The adsorption coefficient of the module (default: 0.9)
 G_{inc} : The irradiance incident on the plane of the module or array (W/m²)
 η_{PV} : The efficiency of the PV module
 U_0 : The constant heat transfer component (W/m²K)
 U_1 : The convective heat transfer component (W/m²K)
 V_w : Wind speed (m/s)

Solar Pro는 바람의 유무에 따라 (식 14)와 (식 15)에 의해 셀의 온도를 산출한다. 바람을 고려했을 때는 Sandia module temperature model을 기초로 한 것이다. Solar Pro에서는 셀과 모듈 뒷면의 온도 차이가 발생하지 않는다고 가정하였다.

$$T_c = b_1 T_a + b_2 G_{inc} + b_3 \quad (\text{식 14})$$

$$T_c = G_{inc} e^{(a + b V_w)} + T_a \quad (\text{식 15})$$

b_1 : Air temperature regression coefficient
 b_2 : Irradiance Regression Coefficient
 b_3 : Constant
 a, b : Temperature coefficient by structure and mounting type

SAM에서의 셀 온도는 모듈 모델에 따라 적용하는 모델이 Table 3.과 같다. Sandia 모델은 Sandia module model의 일부분으로 소개되었는데, 모듈의 온도를 경사면 일사량, 설치 방식, 풍속 등에 의해 모듈의 온도를 산출하고 여기에, 셀과 모듈의 뒷면의 온도 차이를 고려하였다. 개방형 평판 모듈의 경우 일반적으로 3°C 정도의 차이가 발생한다고 간주한다. 계산식은 (식 16)과 (식 17)과 같다.

Table 3. Cell temperature models

Module model	Temperature model
Simple efficiency	• Sandia
CEC with database parameters	• NOCT • Heat transfer
CEC with user-specified parameters	• NOCT
Sandia	• Sandia

$$T_m = G_{inc} e^{a+bV_w} + T_a \quad (\text{식 16})$$

$$T_c = T_m + \frac{G_{inc}}{1000} \Delta T \quad (\text{식 17})$$

T_m : module back temperature

a, b, ΔT : Temperature coefficient by structure and mounting type

NOCT model은 공칭 셀작동온도(NOCT, normal operating cell temperature)인 800W/m², 풍속 1m/s 온도 20°C 조건에서의 모듈의 온도를 사용하여 셀의 온도를 (식 18)과 같이 산출한다. 이때, NOCT는 모듈의 설치 방식에 따라 보정된다.

$$T_c = T_a + \frac{G_{inc}}{800} (T_{NOCT,adj} - 20) \times (1 - \frac{\eta}{\tau\alpha}) \times \frac{9.5}{5.7 + 3.8 V_{w,adj}} \quad (\text{식 18})$$

$T_{NOCT,adj}$: The NOCT adjusted for mounting stand-off type depends on the Mounting stand-off option

τ : Transmittance coefficient of the module

$V_{w,adj}$: Wind speed adjusted for height above the ground depends on the Array height

Heat transfer 모델은 Neises[18]에 의해 제안된 것으로 BIPV처럼 지붕이나 벽과 밀접하게 접촉할 경우 인접 표면과의 전도, 대류, 복사 등 열적 거동을 고려한 것이다. 이때의 에너지 밸런스 모델은 정상상태를 가정하였다. 입력변수는 경사면 일사량, 기온, 어레이 경사각도, 경사면의 직달일사량, 천공확산일사량, 지면 확산일사량, 경사 각도, 천정각, 풍속, 노점온도, 대기압, 실내온도, 다락온도이다. 기존의 모델과의 차이점은 건물 내의 온도를 고려하여 모듈의 온도를 산출한다는 것으로, BIPV적용에 따른 모듈의 온도를 산출하였다. Heat transfer 모델은 FORTRAN code로 작성되었으며 Neises의 논문 부록 H에서 상세 code를 확인할 수 있다.

4. 실측값과의 시뮬레이션 결과 비교

4.1 태양광 모니터링 시스템 개요

태양광발전시스템의 실제 에너지 생산량과 시뮬레이션 분석을 통해 예측된 에너지 생산량의 비교를 실시하였다. 모니터링 대상 시스템은 서울시 동작구에 설치하였으며, 건물 옥상에 Fig. 1.과 다결정실리콘계열의 태양전지를 설치하였다. 발전 용량은 250W급 패널 7매, 1.75kW급으로 설치하였으며 계통연계형으로 구성하였다. 설치된 시스템의 세부 사양은 Table 4.와 같다. 모니터링은 18년 12월 ~ 19년 11월, 1년간 실시하였다.



Fig. 1. The PV system being monitored

Table 4. PV system specification

Parameter	Specification
Site location	Dongjak-gu, Seoul
Type of installation	Rooftop installation(elevated)
Orientation & tilt angle	South, 35°
Module type	Multi-crystalline silicon
Module size	1640 mm × 992 mm × 40 mm
Number of Cell	60
Number of modules	7
Maximum power	250 W
V_{oc}	37.7 V
I_{sc}	8.70 A
V_{max}	30.5 V
I_{max}	8.20 A
Type of PV system	Grid connected
Efficiency of module at STC	15.64%
Efficiency of inverter(EU)	96%

4.2 발전 실측값과 예측값과의 비교

각 시뮬레이션 프로그램은 각기 다른 기후데이터를 사용하고 있으며, 프로그램에서 요구되는 기상데이터 값을 통해 관측된 기상데이터를 활용할 수 있다. 다만 본 연구에서는 프로그램상의 특징 비교를 위하여 각 프로그램에서 제공하는 평년기후데이터를 사용하였다. 기후데이터는 과거데이터의 평균 데이터로 작성된 값이므로 실측값과의 차이가 발생할 수 있다. 특히 실측값과 예측값의 차이가 많

이 발생한 것은 5월 ~ 8월이었는데, 2019년 5월은 기상청의 관측값과 비교시, 과거 10년의 5월 평균과 비교했을 때, 강수일이 적고, 맑은 날이 많아 과거보다 더 높은 일사량을 나타내었다. 기상데이터를 사용한 값보다 큰 값이 도출되었다.

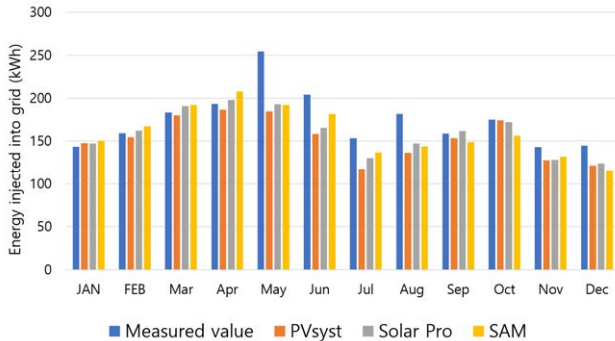


Fig. 2. Monthly energy injected into grid by calculated method

Table 5. The comparison of measured value and estimated value

Month	Measured value (kWh)	PVsyst		Solar Pro		SAM	
		Estimated value (kWh)	Difference (%)	Estimated value (kWh)	Difference (%)	Estimated value (kWh)	Difference (%)
1	143.7	147.8	2.9	147.2	2.4	150.4	4.7
2	159.2	154.7	-2.8	162.4	2.0	167.1	4.9
3	183.5	179.9	-2.0	190.9	4.0	192.1	4.7
4	193.5	186.9	-3.4	197.8	2.2	207.9	7.4
5	254.6	184.6	-27.5	193.0	-24.2	192.0	-24.6
6	204.2	158.6	-22.3	165.6	-18.9	181.9	-10.9
7	153.7	117.5	-23.6	130.2	-15.3	136.7	-11.1
8	181.9	136.4	-25.0	147.3	-19.0	143.9	-20.9
9	158.8	153.5	-3.3	161.9	2.0	148.8	-6.3
10	175.2	174.4	-0.5	172.2	-1.7	156.5	-10.7
11	143.0	127.6	-10.8	128.0	-10.5	132.1	-7.6
12	144.6	121.4	-16.0	124.0	-14.2	115.9	-19.9
Total	2,095.9	1,843.3	-12.1	1,920.3	-8.4	1,925.3	-8.1

1년간 총에너지 생산량은 실측값 2,096 kWh, SAM 1,925kWh, Solar Pro 1,920kWh, PVsyst 1,843kWh으로 나타났다. 3가지 프로그램 모두 실측값 보다는 적은 값이 예측되었는데, 이는 기상조건의 차이로 판단된다. 특히 일사량의 변화가 크고, 높은 기온으로 인한 효율저하가 큰 하절기의 오차가 큰 것으로 나타났다. Solar Pro와 SAM은 거의 유사한 값을 나타내고 있지만, PVsyst는 하절기 다른 프로그램과의 결과값 비교시 온도에 의한 효율 저하가 민감하게 반영된 것으로 판단된다.

5. 결론

본 연구에서는 국내에서 많이 활용되고 있는 태양광발전 시뮬레이션 프로그램을 대상으로 프로그램의 특성 및 차이점을 분석하였다.

경사면의 일사량 산출모델은 직달일사량과 산란일사량의 비율을 어떻게 나누느냐에 따라 크게 달라질 수 있다. 수평면 일사량 관측

데이터를 통해 경사면의 일사량을 산정할 경우 관측데이터와 계산된 데이터와의 비교가 필요하며, 각각 모델에서 비중에 따라 경사면의 일사량이 달라질 수 있다. 특히 Perez model의 경우 관측데이터를 기반으로 계수를 산정하여 제시된 알고리즘으로 국내에 적용되기에는 한계가 있을 것으로 판단된다.

태양전지의 모델링에 있어서 세 프로그램 모두 one-diode model을 기본으로 적용하고 있었다. one-diode model은 기존의 실리콘 태양전지에서는 오차가 적어 잘 묘사되었다고 볼 수 있지만 최근 개발되고 있는 박막형 태양전지나 3세대 태양전지에서는 오차가 있을 수 있다.

태양전지의 온도는 태양광발전량 계산에 있어서 효율 변화를 계산하는 중요한 요소이다. 태양전지의 설치 방법에 따라 태양전지의 온도가 변하며, 적용 기상 데이터에 따라서도 달라질 수 있다. PVsyst는 SAM에 비해 높게 태양전지의 온도를 산출하는 경향이 있다.

PVsyst는 인터페이스가 간단하게 구성되어있어 사용자가 이용하기에 편리한 것으로 판단된다. Solar Pro는 3D로 모델링하여 시스템의 초기 계획을 할 수 있고, 가시적으로 건물에 적용되었을 때의 모습을 확인할 수 있는 강점이 있었다. 이는 사업 초기 시스템의 사업계획 활용 시 유용하게 이용될 수 있을 것으로 판단된다. SAM은 경사면의 일사량 모델, 모듈 모델, 셀 온도 모델별 다양한 모델을 제시하고 있었다. 다른 프로그램에 비해 분석대상 및 해석 알고리즘에 있어서 많은 대상을 포함하고자 하였으나, 사용자가 그에 관한 상세 정보를 알고 있어야지만 정확한 해석이 가능했다.

태양광발전시스템의 정확한 예측값을 도출하기 위해서는 프로그램별 특성을 고려하여 예측 목적에 맞는 프로그램을 선택하는 것이 필요할 것이다.

Acknowledgement

이 논문은 2017년도 정부(미래창조과학부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 기초연구사업임(No. NRF-2017R1C1B2011791).

Reference

- [1] 한국에너지공단, 신재생에너지보급통계, 2016. // (Korea Energy Agency, New & Renewable Energy Supply Statistics, 2016.)
- [2] 산업통상자원부, 제3차 에너지기본계획, 2019.06. // (Ministry of Trade, Industry and Energy, The 3rd Energy Basic Plan, 2019.06.)
- [3] 노상태, 태양광 발전량 예측 도구별 입력 요소 분석 및 실제 발전량 비교에 관한 연구, 산국생태환경건축학회 논문집, 제14권 제6호, 2014, pp.87-92. // (S.T. No, Comparison of measured and predicted photovoltaic electricity generation and input options of various softwares, KIEAE Journal, 2014, 14(6), pp.87-92.)
- [4] PVsyst, <https://www.pvsyst.com/>, 2019.11.25.
- [5] PVsyst. Version 6 University of Geneva, 2994-2012.
- [6] 문영제, 다한테크의 시뮬레이션 툴 소개, 전력전자학회지, 제13권 제4호, 2008, pp.28-32. // (Y.J. Moon, The Introduction of Simulation Tools in Dahantech, The Korean Institute of Power Electronics, 2008, 13(4), pp.28-32.)
- [7] U.S. NREL, System Advisor Model (SAM), <https://sam.nrel.gov/>.
- [8] P. Gilman, photovoltaic model technical reference. No. NREL/TP-6A20-64102. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2015.

-
- [9] P. Ineichen, Global Irradiance on Tilted and Oriented Planes: Model Validations, 2011 <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:23519>.
- [10] B. Liu, R. Jordan, Daily Insolation on Surfaces Tilted Towards Equator: ASHARE, 10, 1951, pp.53-59.
- [11] J. Hay, J. Davies, Calculation of Monthly Mean Ssolar Radiation for Horizontal and Inclined Surfaces: Solar Energy, 23, 1980 pp.301-307.
- [12] J.A. Duffie, W.A. Beckman, W.M. Worek, Solar Engineering of thermal processes, 4th ed. Vol.116, 2003, Wiley, New York, NY, USA.
- [13] D. Reindl, Estimating Diffuse Radiation on Horizontal Surfaces and Total Radiation on Tilted Surfaces. Masters Thesis. University of Wisconsin Madison, Solar Energy Laboratory. 1988.
- [14] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart, Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance: Solar Energy 44(5) 1990, pp. 271-289.
- [15] K. J. Sauer, T. Roessler, C. W. Hansen, Modeling the Irradiance and Temperature Dependence of Photovoltaic Modules in PVsyst, IEEE Journal of Photovoltaics, 5(1), 2014, pp.152-158.
- [16] A. Mermoud, and T. Lejeune, Performance Assessment Of A Simulation Model For PV Modules Of Any Available Technology, in 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference 2010: Valencia, Spain.
- [17] N. J. Blair, A. P. Dobos, P. Gilman. Comparison of Photovoltaic Models in the System Advisor Model. No. NREL/CP-6A20-58057. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2013.
- [18] T. Neises, Development and Validation of a Model to Predict the Temperature of a Photovoltaic Cell, Master thesis, University of Wisconsin-Madison, 2011.