

# 기상 환경 모니터링 데이터를 이용한 태양광발전시스템 발전량 성능 분석

권오현 · 이경수<sup>†</sup>

한국산업기술대학교 에너지·전기공학과

## Photovoltaic System Energy Performance Analysis Using Meteorological Monitoring Data

Kwon Oh-Hyun · Lee Kyung-Soo<sup>†</sup>

Department of Energy &amp; Electrical Engineering, Korea Polytechnic University

<sup>†</sup>Corresponding author: kyungsoolee@kpu.ac.kr

### Abstract

Nowadays, domestic photovoltaic system market has been expanded and the governmental dissemination policy has been continued. There is only PV system output performance analysis which is called Performance Ratio(PR) analysis. However, there exists many parameters that can affect PV system output. This papers shows the PV system energy performance analysis using meteorological monitoring data. The meteorological monitoring system was installed in the H university and we analyzed the PV system which installed in the H university. We also investigated other three PV systems which located less than 3 kilometers from H university. We evaluated total 4 PV systems through the field survey data, design drawing data and power generation data. Finally, we compared the actual measuring data with the simulation data using PVSYST software.

**Keywords:** 태양광발전시스템(Photovoltaic system), 기상환경 시스템(Meteorological monitoring), 성능비(Performance ratio)

### 기호설명

PR : 성능비(%)

 $I_{BC}$  : 경사면에 작용하는 직달광선 ( $kW/m^2$ ) $I_{BH}$  : 수평면에 작용하는 직달광선 ( $kW/m^2$ ) $I_{sc}$  : 광기전류 [A] $I_o$  : 다이오드 포화전류 [A] $R_s$  : 내부 직렬 저항 $R_p$  : 내부 병렬 저항

Journal of the Korean Solar Energy Society  
Vol.38, No.4, pp.11-31, August 2018  
<https://doi.org/10.7836/kses.2018.38.4.011>

pISSN : 1598-6411

eISSN : 2508-3562

Received: 26 March 2018

Revised: 27 June 2018

Accepted: 10 July 2018

Copyright © Korean Solar Energy Society

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution NonCommercial License which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

- q : 전하량 =  $1.602 \times 10^{-19}$ [C]
- $N_{cs}$  : 셀 직렬 개수
- k : 볼츠만 상수 =  $1.381 \times 10^{-23}$ [K/J]
- $T_c$  : 셀 온도 [K]
- $T_a$  : 대기 온도 [K]
- $E_{POA}$ : 경사면에 작용하는 일조강도 [ $W/m^2$ ]
- $U_0$  : 일정한 열 전달 요소 [ $W/m^2K$ ]
- $U_1$  : 대류 열 전달 요소 [ $W/m^2K$ ]
- WS : 풍속 [m/s]
- $R_w$  : 전체 전선 저항
- $E_{out}$  : 일일 시스템(AC) 출력 전력량 [kWh]
- $P_o$  : 표준시험조건(STC)에서 어레이 정격 전력 [kW]
- $H_t$  : 누적 일조강도 [ $Wh/m^2$ ]
- $G_{i,ref}$ : STC기준 일조강도( $1.0[kWh/m^2]$ )
- $E_A$  : 일일 어레이(DC) CNFFUR 전력량 [kWh]

## 그리스 문자

- $\theta$  : 태양과 태양전지 모듈이 이루는 각도 [°]
- $\beta$  : 태양 고도각 [°]
- $\Phi_s$  : 태양 방위각 [°]
- $\Phi_c$  : 태양전지 모듈 방위각 [°]
- $\Sigma$  : 태양전지 모듈 경사각 [°]
- $\gamma$  : 다이오드 이상 계수
- $\alpha$  : 태양전지 모듈 흡착 계수
- $\eta_m$  : 태양전지 모듈 효율[%]

## 1. 서론

최근 태양광발전시스템 보급이 급속도로 확대되면서 태양광발전시스템의 장기간 성능과 품질에 대한 중요성이 부각되고 있다. 태양광발전시스템은 성능 평가시에 발전량 예측이 어렵고, 시스템 내부 고장이나 다른 이상에 따른 성능저하로 인하여 경제적 손해가 발생하는 단점이 있다. 이에 따라 입력에너지인 태양에너지로부터 시스템출력까지의 성능, 발생손실, 고장여부 등을 정확하게 진단할 수 있는 성능진단 기술 개발이 필요한 상황이다. 그러므

로 태양광발전시스템의 에너지손실을 최소화하고 수명이 다할 때까지 항상 최대성능을 유지하기 위해 태양광발전시스템 성능 평가의 기반을 구축해야 한다<sup>1)</sup>. 성능평가 분석이란 태양광발전시스템의 계측 및 모니터링뿐만 아니라, 계측과 모니터링 데이터를 구체적으로 정밀 분석하여 기술개발로 피드백하는 산업화 기술로 연계되는 중요한 기술이다<sup>2)</sup>. 태양광발전시스템의 성능 평가에 대한 국내 연구동향을 살펴보면 Park et al.<sup>3)</sup>은 태양광발전 설치 전 시뮬레이션(PV<sub>system</sub>)을 통해 예측된 발전량과 설치 후 실측 발전량을 비교하였으며, 그 결과 시뮬레이션의 정확성을 입증하였다. Kim et al.<sup>4)</sup>은 시뮬레이션(PV<sub>system</sub>, PV<sub>pro</sub>)을 통한 태양광발전시스템 발전 성능을 태양광발전 설치 후 실측 발전량과 비교 분석하여 최적의 태양광발전시스템 발전 성능 및 효율성을 검토함과 동시에 신뢰성을 확인하였다. 또한 Kim et al.<sup>5)</sup>은 실측 기상 환경 자료를 이용하여 태양광발전시스템의 설치 유형별 발전 특성과 성능을 분석하였으며, 그 결과 태양전지 모듈의 동작 온도 범위와 손실이 설치 유형에 따라 큰 차이가 있음을 보였다. 이와 같이 태양광발전시스템의 발전량에 대한 성능을 평가한다는 것은 평가 결과로부터 설치환경, 설치방식 및 설계구성에 따른 태양광발전시스템의 성능 및 발생손실을 정량적인 값으로 정확하게 평가하는 것을 의미한다. 하지만, 국내 태양광발전시스템 설치 시에 주변 환경 및 다양한 설계사공에 따른 데이터 수집과 운영관리가 체계적으로 이루어지지 않고 있어서 성능평가에 중요한 계측 항목인 일조강도 및 셀 온도 데이터 등이 부재한 경우가 다반사이다<sup>6)</sup>.

따라서 본 논문에는 H대학교 내에 태양광발전시스템과 기상 환경 모니터링 시스템을 구축하여 이를 통해 기상 환경 데이터를 기준 입력에너지로 하여 H대학교 내 태양광발전시스템과 반경 3km 이내에 위치한 타 태양광발전시스템 3곳에 대한 성능평가를 진행하였다. 성능평가는 현장 조사, 설계도 분석 및 모니터링 발전량을 확인하는 절차를 통하여 진행하였다. 또한 PVSYSYST 프로그램을 이용하여 기상환경 데이터, 각 사이트별 시스템 정보 등을 입력하여 최종 발전량 및 손실값을 확인하였다. 각 사이트에서 측정된 발전량과 PVSYSYST 프로그램을 통한 시뮬레이션 발전량을 비교 분석하여 오차값을 제시하였고, 세부 손실항목과 손실값을 제시하였다.

## 2. 태양광발전시스템 정보

### 2.1 기상 환경시스템 정보

Fig. 1에서 경기도 시흥시에 위치한 H대학교는 기상 환경 모니터링 시스템이 구비된 장소이다. 기상 환경 모니



Fig. 1 Meteorological monitoring system and target PV system locations

터링 시스템에서 측정할 수 있는 기상정보는 수평면 일조량, 경사면 일조량, 풍향, 풍속, 외기 온도, 외기 습도, 모듈 온도 등을 측정한다. 각종 기상 장비는 CR1000 데이터 로거를 통하여 1분 평균, 5분 평균, 10분 평균, 1시간 평균에 해당하는 데이터를 주기적으로 취득하고 있다. 본 연구를 위한 분석 기간은 2017년 4월 1일부터 2017년 12월 31일까지 9개월을 설정하였다.

Fig. 2는 H대학교 내에 설치한 기상 환경 모니터링 시스템이다.



**Fig. 2** H University meteorological monitoring system (solar pyranometer, weather vane and anemometer, thermo-hygrometer, data collecting device)

**Table 1** H University meteorological monitoring information

Item	Pyranometer
Sensitivity	10 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$
Measuring range	0~2000 $\text{W}/\text{m}^2$
Item	Weather vane
Sensitivity	1% of reading (10 to 55 m/s)
Measuring range	0~75 m/s
Item	Anemometer
Maximum wind speed	75 m/s
Measuring range	360° mechanical angle
Item	Thermometer
Accuracy	$\pm 0.15^\circ\text{C} \pm 0.1\%$ of measurement
Measuring range	$-40^\circ\text{C} \sim 80^\circ\text{C}$
Item	Hygrometer
Accuracy	$\pm 2\%\text{RH}$ (10~90%RH)
Measuring range	0~100%RH

Table 1은 H대학교 기상 환경 센서의 파라미터를 나타낸다.

## 2.2 분석대상 태양광발전시스템

H대학교, A센터, B센터, 그리고 C센터는 분석하고자 하는 태양광발전시스템의 위치를 나타낸다. 기상 환경 모니터링 시스템이 구비된 장소로부터 반경 약 3 km까지 위치한 4곳의 태양광발전시스템을 분석 대상으로 삼았다.

Table 2는 각각의 분석 대상 태양광발전시스템의 모듈 및 인버터 정보이고, Table 3은 각각의 설치한 태양광발전시스템 기본 설계 정보이다. 근거리에 위치한 4곳의 태양광발전시스템의 경사각, 방위각이 각각 다르게 설계된 것을 확인할 수 있다.

**Table 2** Module and inverter information of 4 sites

(a) H University								
Module item		Content		Unit	Inverter item		Content	Unit
Type		Polycrystalline		-	MPPT voltage range		100~400	Vdc
Voc	Vmp	45.3	37.3	V	DC	Maximum voltage	500	Vdc
Isc	Imp	9.02	8.45	A		Maximum current	90	A
Temperature loss		-0.41		%/°C		Rated power	3.1	kW
Array amount		10		modules	AC	Maximum efficiency	97.21	%
Module efficiency		16.1		%		Euro efficiency	96.76	%
(b) A center								
Module Item		Content		Unit	Inverter Item		Content	Unit
Type		Polycrystalline		-	MPPT voltage range		460~850	Vdc
Voc	Vmp	37.1	30.1	V	DC	Maximum voltage	1000	Vdc
Isc	Imp	8.84	8.32	A		Maximum current	38.3	A
Temperature loss		-0.36		%/°C		Rated power	17	kW
Array amount		132		modules	AC	Maximum efficiency	98.2	%
Module efficiency		15.62		%		Euro efficiency	97.8	%
(c) B center								
Module Item		Content		Unit	Inverter Item		Content	Unit
Type		Polycrystalline		-	MPPT voltage range		200~820	Vdc
Voc	Vmp	37.08	30.08	V	DC	Maximum voltage	820	Vdc
Isc	Imp	8.96	8.33	A		Maximum current	90	A
Temperature loss		-0.5		%/°C		Rated power	30	kW
Array amount		120		modules	AC	Maximum efficiency	98.0	%
Module efficiency		15.62		%		Euro efficiency	96.03	%
(d) C center								
Module Item		Content		Unit	Inverter Item		Content	Unit
Type		Polycrystalline		-	MPPT voltage range		600~880	Vdc
Voc	Vmp	45.7	36.6	V	DC	Maximum voltage	880	Vdc
Isc	Imp	8.91	8.46	A		Maximum current	-	A
Temperature loss		-0.45		%/°C		Rated power	24	kW
Array amount		65		modules	AC	Maximum efficiency	98.15	%
Module efficiency		15.88		%		Euro efficiency	98	%

**Table 3** PV array tilt and azimuth of 4 sites

H University		A center		B center		D center	
Capacity	3.15kW	Capacity	33 kW	Capacity	30 kW	Capacity	20 kW
Tilt	25°	Tilt	30°	Tilt	15°	Tilt	7°, 17°
azimuth	0°(due south)	azimuth	37°(southwest)	azimuth	0°(due south)	azimuth	35°(southeast)

Fig. 3은 분석하고자 하는 4곳의 태양광발전시스템 전경을 나타낸다. 건물에 적용되는 태양광발전시스템의 설치 유형을 살펴보면 H대학교에는 건물 콘크리트 옥상에 철골 가대를 연결하고 옥상 지면과 60 cm 이상 떨어져 있는 태양전지를 경사각 25°로 설치한 평지붕형 형태로 설치되었다. 정남향 방향으로 가로 깔기와 세로 깔기가 복합되어 있다. A센터에는 건물의 아스팔트 방수 시트 등의 방수층 위에 철골 가대를 연결하고 옥상 지면과 5 m 이상 떨어져 있는 태양전지를 경사각 30°로 설치한 평지붕형 형태로 설치되었다. 옥상 면적을 최대한 활용하기 위하여 5단 가로 깔기로 시공하였으며 순풍, 역풍과 같은 풍압 하중에 견디기 위하여 어레이 내 3곳에 모듈 1장에 해당하는 빈 공간을 구성하여 설계하였다. B센터에는 건물 옥상에 아스팔트 상층으로 이루어진 바닥에 태양전지를 경사각 15°로 설치한 평지붕형 형태이다. 1단 세로 깔기 형태로 12행이 지면과 30 cm 이상 떨어져 설치했다. C센터에는 1단 세로 깔기 11행이 지면과 30 cm 이상 떨어져 있는 형태이다. 건물 옥상 바닥이 경사짐에 따라 어레이 경사각이 7°, 17°로 태양전지를 설치한 평지붕형 형태이다.



**Fig. 3** PV system installation view of 4 sites

### 3. 태양광발전시스템 손실 분석

본 논문에서는 태양광발전시스템의 성능 분석을 위해 PVsyst 프로그램을 이용하였다. PVsyst는 스위스 제네바 대학교에서 개발된 태양광발전해석 소프트웨어로써 태양광발전시스템을 구성하는 요소에 대한 다양한 데이터베이스를 포함하고 그림자 및 여러 조건에 대한 분석이 가능하다. 교내 기상 환경 모니터링 시스템의 실측 시간 별 기상자료를 CSV파일로 변환하여 기상정보를 활용하였고, 각 태양광발전시스템의 설계도면을 기준으로 변수를 설

정하고 분석에 활용하였다.

Fig. 4는 PVsyst 프로그램에서 적용하는 태양광발전시스템 발생손실과 에너지 흐름도를 나타내었다. 태양광발전시스템의 손실 요소는 원거리 음영 손실(Far Shadings/Horizon), 근거리 음영 손실(Near Shadings), 입사각 변동 손실(IAM factor on global), 일조강도 손실(Irradiance level loss), 모듈 온도 손실(Module temperature loss), 어레이 미스매치 손실(Array Mismatch loss), 인버터 운전 손실(Inverter operation loss), 그리고 DC/AC 선로손실(Ohmic loss) 등으로 구분할 수 있다. 원거리 음영 손실은 태양광발전시스템의 크기와 10배 이상 거리가 떨어져 있는 건물 및 장애물들이 지평선을 기준으로 태양의 영향을 받는 것을 기준으로 삼았다. 근거리 음영 손실은 태양 고도각이 낮을 때 앞쪽 어레이와 뒤쪽 어레이 사이에 드리워지는 그림자 및 가까운 장애물의 영향을 기준으로 삼았다.

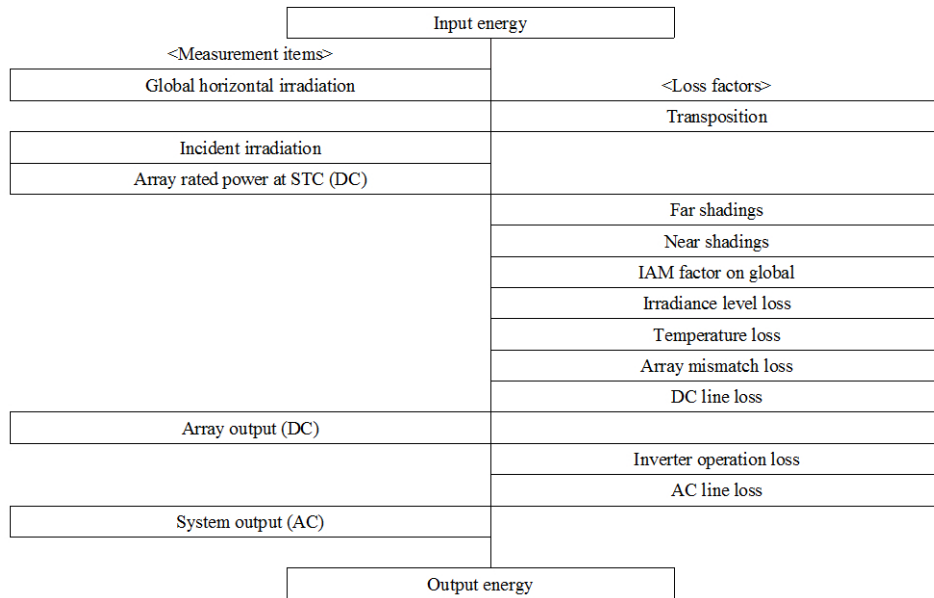


Fig. 4 PV system energy flow and loss diagram

### 3.1 경사면 일조량 변환 손실

교내 수평면 일조량계로 측정된 일조량을 각 태양광발전시스템의 경사각에 따라 변환하기 위해 PVsyst 프로그램에서는 전 수평면 일조량 직산분리 모델인 Perez model과 경사면 일조량을 예측하는 Perez model을 사용한다.

직산분리 모델인 Perez model은 직사광선과 산란광선을 분리하는데 미국과 유럽 15개 지역을 기반으로 Maxwell의 직산분리를 개선한 모델이며 청명계수, 태양 고도각, 대기 질량 등을 매개 변수로 한다<sup>7)</sup>. Perez model에 관한 계산은 참고문헌[8]에 제시하였다.

경사면 일조량 변환 모델인 Perez model은 직사광선, 산란광선, 반사광선이 경사면에 작용하는 정도를 예측하는 모델이다. 다른 모델과의 차이점은 산란광선을 경사면에 작용하는 정도가 태양의 고도각, 태양전지 입사

각, 경험적 계수  $F_1, F_2$ , 태양천정각등을 사용한다<sup>9)</sup>. Perez model에 관한 계산은 참고문헌 [10], [11]에 자세하게 제시하였다. 따라서 분석대상 태양광발전시스템의 경사각에 따른 경사면 일조량이 산출된다.

### 3.2 원거리 음영 손실

진단 대상 태양광발전시스템은 태양빛을 받는 데 설치되어 있는 입지 조건에 따라 큰 차이를 보인다. 따라서 태양광발전시스템이 위치한 곳의 위도에 일치한 태양궤적 다이어그램을 산출하고 태양의 궤적에 따라 음영 손실분석을 진행하였다. 원거리 음영 손실은 지평선을 기준으로 해당 태양광발전시스템의 크기와 10배 이상 떨어져 있는 거리에 지형, 지물의 높이가 태양의 고도 보다 높을 때는 경사면 직사광선의 영향을 받지 않는다<sup>12)</sup>.

$$I_{BC} = I_{BH} \times \frac{\cos\theta}{\sin\beta} \quad (1)$$

식(1)은 수평면 일조량을 직사광선과 산란광선으로 분리해서 경사면에 작용하는 직사광선의 산출 식이다.  $\cos\theta/\sin\beta$ 는 수평면 직사광선 일조량의  $R_B$  factor라고 한다. 즉,  $R_B$  factor는 직사광선이 경사면에 작용하는 요소라고 할 수 있다. 태양궤적다이어그램에서 원거리 음영에 해당되는 영역에서는  $R_B$  factor가 0이다. 따라서 경사면에 직사광선이 작용하지 않는다<sup>13)</sup>.

Fig. 5는 해당 태양광발전시스템을 20°씩 18번 촬영하여 360° 파노라마로 합성한 사진이다. 해당 지역 위도

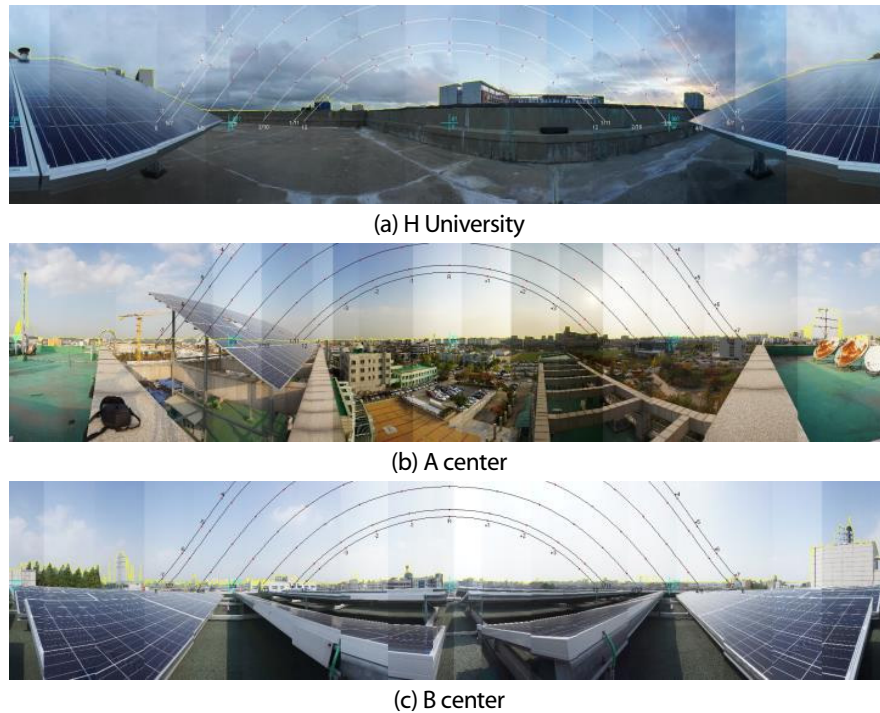


Fig. 5 PV system sun path diagram of 4 sites





(d) C center

Fig. 5 PV system sun path diagram (Continued)

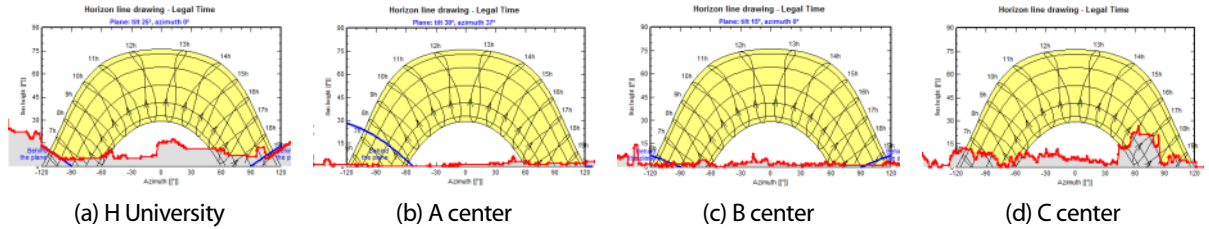


Fig. 6 Far shadings analysis view

인 37°, 남향 기준으로 태양궤적다이어그램을 산출하였다. H대학교는 주변 건물로 인해 하절기와 동절기 일몰 전에 원거리 음영에 대한 영향이 발생한다. A 센터와 B센터는 일출 이후부터 일몰까지 원거리 음영에 대한 영향을 가장 적게 받는다. C센터는 하절기 일출과 동절기 일몰 전에 원거리 음영에 대한 영향이 발생한다.

Fig. 6은 산출한 태양궤적다이어그램을 PVsyst 프로그램 입력한 그림이다. 다음 그림에 따라 태양광발전시스템이 직사광선을 받는 영역을 최대 360개의 점으로 표현되며, PVsyst 프로그램에서 원거리 음영 손실이 정량적으로 계산된다.

### 3.3 근거리 음영 손실

Fig. 7은 태양광발전시스템 설계도면을 기준으로 3차원 모델링을 구현하였다. 태양 고도각이 낮아지게 되는 겨울철에 앞쪽 어레이와 뒤쪽 어레이 사이에 그림자가 드리워질 수 있다. 어레이와 어레이 간에 드리워지는 그림자가 나타날 수 있는 태양광발전시스템은 B센터와 C센터이다. 근거리 음영 영향을 받는 C센터는 장애물을 삽입하였다. 어레이에 음영이 생겼을 때 태양 고도각에 따라 경사면 일조량의 비중을 'Shading Factor tables'를 근거로 산출한다.

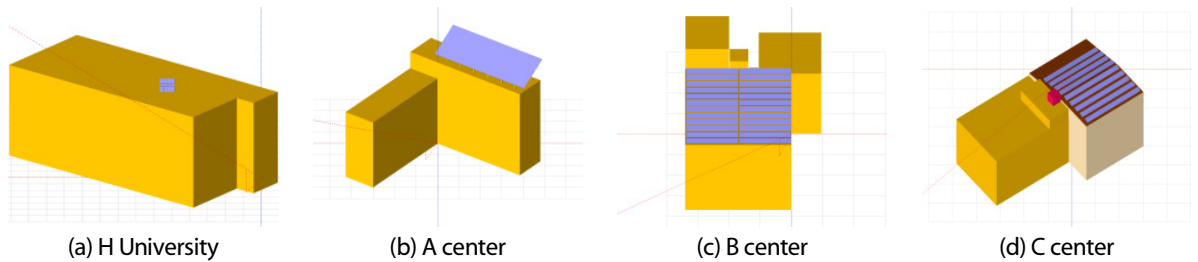


Fig. 7 3-D drawing analysis view

### 3.4 입사각 변동 손실

태양광 모듈에 태양빛의 입사각이 0°일 때 대부분이 태양광 모듈 유리를 통과하지만, 태양광 모듈에 태양빛의 입사각이 증가할수록 모듈 유리의 반사율이 증가하여 발생하는 손실이다. PVsyst 프로그램에서는 ASHRAE IAM Model, Physical Model, Sandia IAM Model이 있다. 시뮬레이션 과정에서는 ASHRAE IAM Model을 사용하였다<sup>12)</sup>.

$$I_{IAM} = 1 - b_0 \left( \frac{1}{\cos\theta} - 1 \right) \quad (2)$$

식(2)은  $b_0$ 와  $\theta$ 가 변수이며, PVsyst 프로그램에서 은 0.05, 0.04 등을 기본값으로 제안한다.  $\theta$ 는 태양빛과 어레이에 법선 사이의 각도로써 Fig. 8과 식(3)으로 산출할 수 있다.

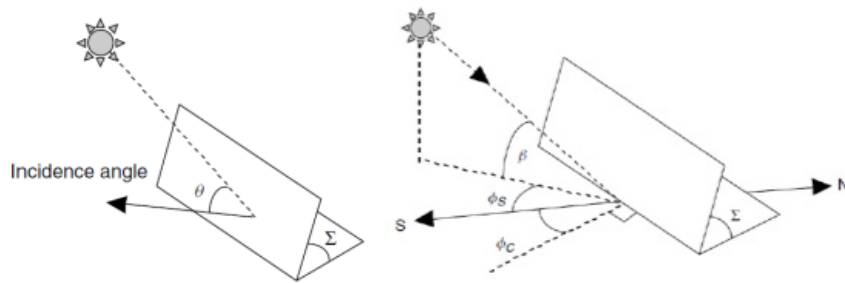


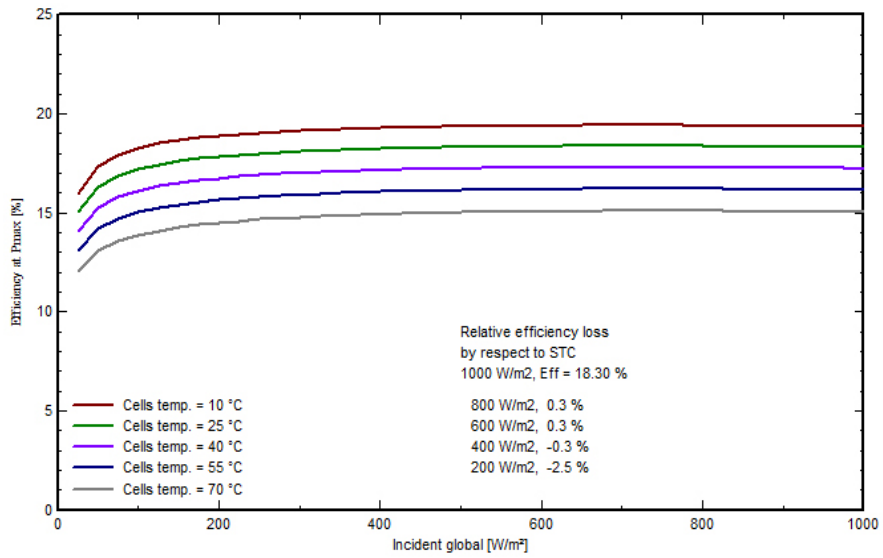
Fig. 8 The angle between the sun and the array<sup>14)</sup>

$$\cos\theta = \cos\beta\cos(\phi_s - \phi_c)\sin\Sigma + \sin\beta\cos\Sigma \quad (3)$$

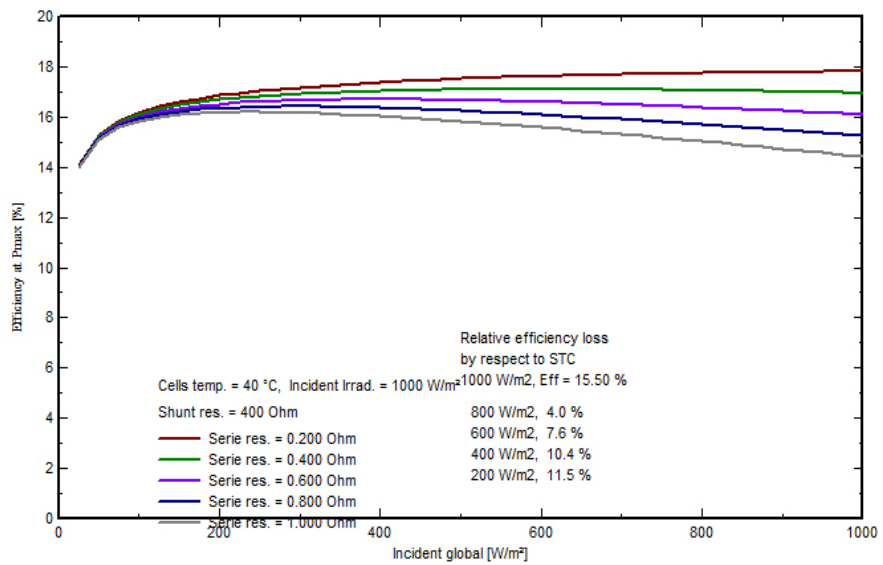
### 3.5 일조강도 손실

PV 어레이는 일조강도에 따라 셀, 모듈의 직렬 저항에 의해서 전압이나 Fill Factor의 특성이 변화되고 특히 일조강도가 낮은 영역에서는 비선형성을 가진다.

Fig. 9의 (a)는 일조강도 대비 모듈의 효율을 온도 별로 나타내었다. 낮은 일조강도 영역에서 효율이 감소하는 것을 확인할 수 있다. (b)는 일조강도 대비 모듈의 효율을 모듈의 내부 직렬 저항 별로 나타내었다. 내부 직렬 저항은 낮은 일조강도 영역에서 모듈 효율에 영향을 미친다. 이는 Single-diode model의 모듈 특성을 나타낸다. Fig. 10은 Single-diode model의 등가 회로이다. 모듈 제조사의 데이터시트에서 알 수 있는 표준시험조건에서  $(V_{mp}, I_{mp})$ ,  $(V_{oc}, 0)$ ,  $(0, I_{sc})$ 를 Single-diode model을 식(4)~(5)에 적용시키면 3개의 방정식을 얻을 수 있다. 따라서 산출된 변수들로 일조강도가 낮은 영역의 모듈 효율이 결정된다<sup>12)</sup>.



(a) Efficiency versus irradiance by temperature curve



(b) Efficiency versus irradiance by internal series resistance curve

Fig. 9 Irradiance loss in PVsyst

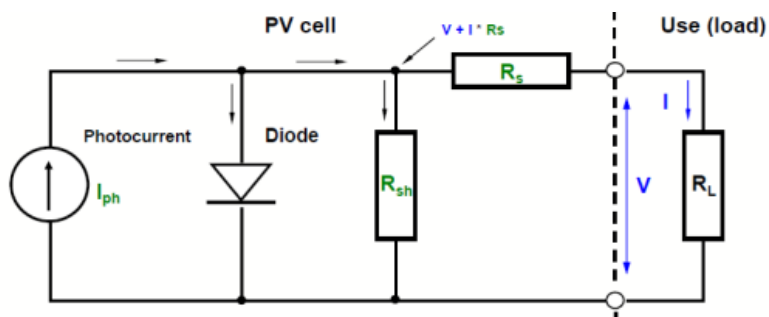


Fig. 10 Equivalent circuit of the single-diode model<sup>12)</sup>

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\{C(V + IR_s)\} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4)$$

$$C = \frac{q}{N_{cs} \gamma k T_c} \quad (5)$$

### 3.6 모듈 온도 손실

태양광발전시스템의 성능은 일조량, 외기온도, 풍속 등과 같은 기상 및 환경조건에 영향을 받는다. 특히 모듈 온도 상승은 시스템 성능에 많은 영향을 미치는 것으로 확인되었다<sup>15)</sup>. 따라서 PVsyst 프로그램은 태양광발전시스템의 모듈 온도를 예측하기 위한 모델을 사용한다. 식(6)은 Faiman module temperature model을 기반한 모듈 온도 예측모델로 분석 대상의 셀 온도를 예측한다.  $U_0$ 값은 설치 형태에 따라 달라지며  $U_1$ 값을 0으로 권장하므로 교내 기상 환경 모니터링 시스템에서 풍속은 반영되지 않았다. Table 4는 분석 대상 태양광발전시스템 별  $U_0$ 값을 정리하였다<sup>12)</sup>.

$$T_c = T_a + \frac{\alpha E_{POA} (1 - \eta_m)}{U_0 + U_1 \times WS} \quad (6)$$

**Table 4** U parameter setting value per PV system

[W/m <sup>2</sup> ]	H University	A center	B center	C center
$U_0$	29	30	25	25

### 3.7 어레이 미스매치 손실

태양전지 모듈을 직렬 연결하면 전류는 동일하고 전압은 모듈 개수만큼 증가한다. 또한 병렬 연결하면 전압은 동일하고 전류는 스트링 개수만큼 증가한다. 하지만 실제 모듈은 동일한 정격출력일지라도 동일한 I-V곡선을 가지지 않는 것을 미스매치 손실이라 한다. 기존 참고문헌[16], [17]에 따라 어레이로 구성된 태양광발전 시스템에서 미스매치 손실은 분석대상 마다 전체 출력의 1%~2%를 기본값으로 설정하였다<sup>18)</sup>.

### 3.8 인버터 운전 손실

인버터의 효율은 하루에도 저출력과 고출력 다양한 변화를 나타내기 때문에 분석대상 태양광발전시스템의 인버터 기준으로 출력에 따른 변환효율에 비중을 두고 측정하는 단위로서 유폴피언 효율과 최대 효율을 설정하였다. Table 5는 분석대상 태양광발전시스템 별 인버터 효율을 정리하였다.

**Table 5** PV system inverter efficiency

[%]	H University	A center	B center	C center
Maximum Efficiency	97.21	98.2	98	98.51
Euro Efficiency	96.76	97.8	96.03	98

### 3.9 선로 손실

DC 선로 손실과 AC 선로 손실은 태양광발전시스템의 설계 도면을 기준으로 선로의 굵기와 길이를 설정하였다. 식(7)~(8)는 선로 손실 비율 산출 식이다. Table 6은 분석 대상 태양광발전시스템 별 선로 손실 비율을 정리하였다.

$$R_{ratio} = \frac{R_w \times I_{sc}^2}{R_{array} \times I_{sc}^2} \tag{7}$$

$$R_{array} = \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \text{ (at STC)} \tag{8}$$

**Table 6** DC and AC line impedance loss ratios

At STC[%]	H University	A center	B center	C center
DC cable loss	0.56	0.8	1.2	0.8
AC cable loss	0.36	0.5	0.2	0.6

## 4. 태양광발전시스템 성능 분석

### 4.1 태양광발전시스템 PR 분석

PR은 태양광발전 어레이의 정격 용량에 대한 태양광발전 시스템 손실의 영향을 나타내는 지표이다. 식(9)는 PR을 산출하는 식이며 식(10)~(12)는 PR 산출에 필요한 시스템 생산량( $Y_f$ ), 기준 생산량( $Y_r$ ), 어레이 생산량( $Y_A$ )이다.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \tag{9}$$

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_o} \tag{10}$$

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \tag{11}$$

$$Y_A = \frac{E_A}{P_o} \tag{12}$$

H대학교 기상 환경 시스템의 실측 기상 환경 자료, 현장방문조사 및 태양광발전시스템의 설계도면을 기준으로 태양광발전시스템의 시뮬레이션을 수행하였다. Fig. 11은 교내외에 위치한 태양광발전설비 4곳에 대해 연간 9개월간의 평균PR 산출값과 어레이 및 시스템 손실값을 나타냈다. L<sub>c</sub>에는 어레이 방위각 및 경사각, 수평선 및 건물에 따른 그림자 영향, 입사각에 따른 반사율, 일조강도, 모듈 표면 온도, 모듈 오염도, 접속함 내 블로킹 다이오드, 직류 선로 그리고 어레이 미스매치 항목이 손실로 고려된다. L<sub>s</sub>에는 인버터 전력변환효율, 인버터 과부하, 인버터 고장, 변압기 및 교류선로 항목이 손실로 고려된다. 연 평균 PR은 H 대학교가 86.5%, A센터 88.1%, B센터 81.7%, C센터 84.6%가 나타났다.

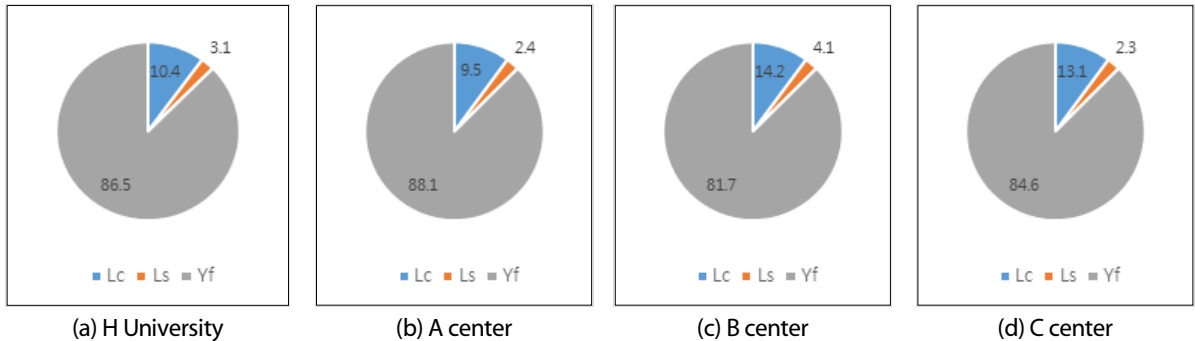


Fig. 11 Annual yield and losses

$$L_c = \text{Collection Loss} = Y_r - Y_A$$

$$L_s = \text{System Loss} = Y_A - Y_f$$

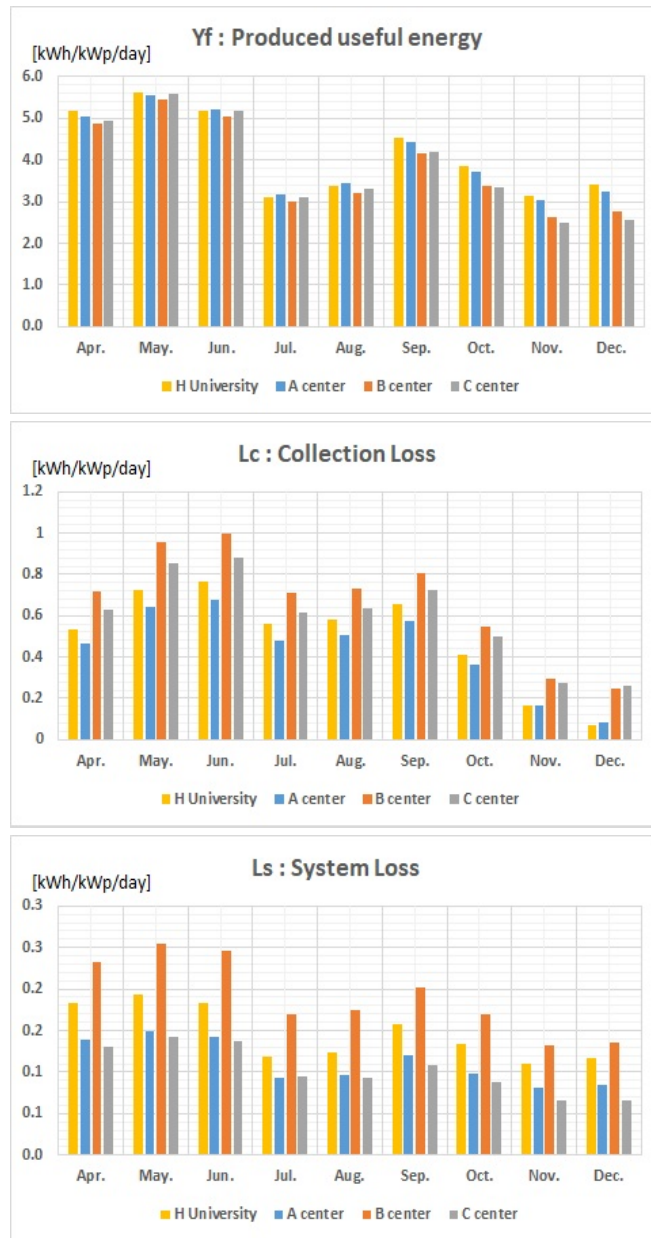
Y<sub>f</sub> = Produced useful energy (inverter output)

Table 7은 장소별 태양광발전시스템을 일일 평균 등가 가동 시간과 손실값을 나타내었다. A센터의 어레이 및 시스템 손실값이 타 장소와 비교하여 가장 낮았고, H대학교가 타 장소와 비교하여 일일 등가 가동시간이 4.15 [kWh/kWp/day]로 가장 높은 값이 산출되었다.

**Table 7** Daily equivalent operating time and loss

[kWh/kWp/d]	H University	A center	B center	C center
Normalized production	4.14	4.09	3.82	3.85
Array losses	0.5	0.44	0.67	0.6
System losses	0.15	0.11	0.19	0.1

Fig. 12는 사이트 별 등가가동 시간을 월마다 나타내었다. 등가가동 시간은 계절에 따라 봄철 과 가을철에 여름과 겨울에 비하여 높게 산출 되는 것을 알 수 있다. 이에 겨울철이 될수록 B센터와 C센터의 등가가동 시간이



**Fig. 12** Comparison of  $Y_f$ ,  $L_s$ , and  $L_c$  by site

H대학교와 A센터보다 점점 낮아지는 이유는 태양 고도각이 점점 낮아짐에 따라 음영의 영향을 크게 받는 것으로 사료된다. 계절마다  $L_c$ 와  $L_s$ 도 차이를 보이게 된다.  $L_c$ 는 계절에 따라 기온이 달라지면서 모듈온도손실에 대한 영향으로 월 별 상이하게 나타나고,  $L_s$ 는 인버터 운전 효율이 일조량에 따라 가중치가 결정되므로 월 별로 상이하게 나타나는 것으로 판단된다.

Table 8은 장소별 태양광발전시스템의 평균 PR과 세부 손실을 분석한 결과이다. 경사면 일조량 변환 비율이 H대학교가 11.2%, A센터 7.8%, B센터 8.6%, C센터 5.7%로써 태양광발전시스템은 경사각과 방위각에 따라 경사면일조량으로 변환되는 비율이 상이한 것을 알 수 있다. 4곳의 태양광발전시스템 모두 모듈 온도 손실이 가장 높게 나타났다. 인버터 효율과 IAM 손실이 그 다음 비중을 나타냈고, H대학교, B센터와 C센터는 음영에 대한 영향이 A센터보다 크게 산출되므로 태양광발전시스템은 입지조건에 영향을 많이 받음을 알 수 있다.

**Table 8** Average PR and detail loss

PR loss[%]	H University	A center	B center	C center
Transposition	+11.2	+7.8	+8.6	+5.7
Far shadings	-3.0	-0.4	-0.4	-1.5
Near shadings	-0.1	-0.1	-2.1	-1.7
IAM factor	-1.6	-2.7	-2.7	-2.7
Irradiance level	-0.3	-0.7	-2.2	-0.8
Temperature	-4.8	-4	-5.5	-5.2
Mismatch	-1.1	-1.1	-1.1	-1.1
Ohmic	-0.6	-1.3	-1.4	-1.4
Inverter efficiency	-3.2	-2.2	-4.5	-2.1
Final yield[%]	86.5	88.1	81.7	84.6

#### 4.2 실제발전량과 시뮬레이션발전량 비교

H대학교 기상 환경 시스템의 기상정보에 따른 근거리 태양광발전시스템의 성능을 PVsyst 프로그램의 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량을 비교하였다. 태양광 발전 설비의 산출된 일일 발전량의 정확도는 예측 값과 실제 값의 차이를 확인하여 예측 값에 대한 검증할 때 주로 사용되는 식(13)인 평균제곱근오차(Root Mean Square Error; RMSE), 식(14)인 평균절대편차(Mean Absolute Deviation; MAD)를 이용하여 분석하였다. RMSE와 MAD는 두 자료의 절대적인 차이인 오차의 양을 나타낼 때 사용한다.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_{1,i} - x_{2,i})^2}{n}} \tag{13}$$



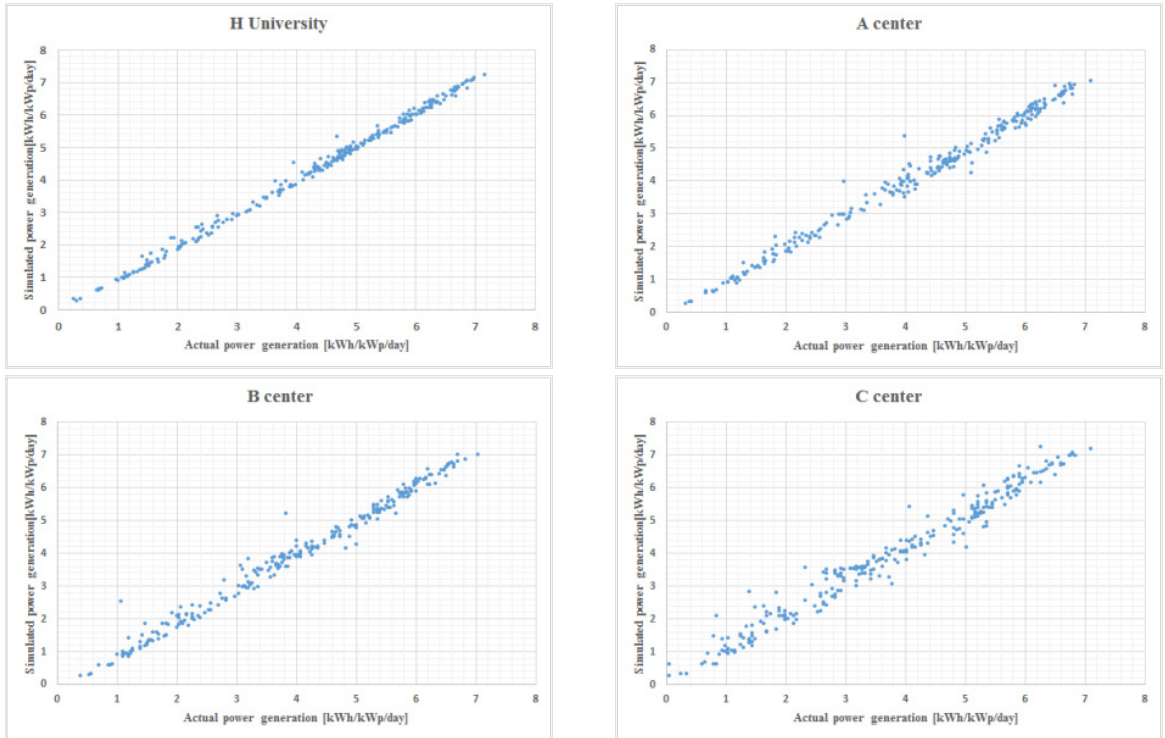


Fig. 13 Daily equivalent operation time comparison graph

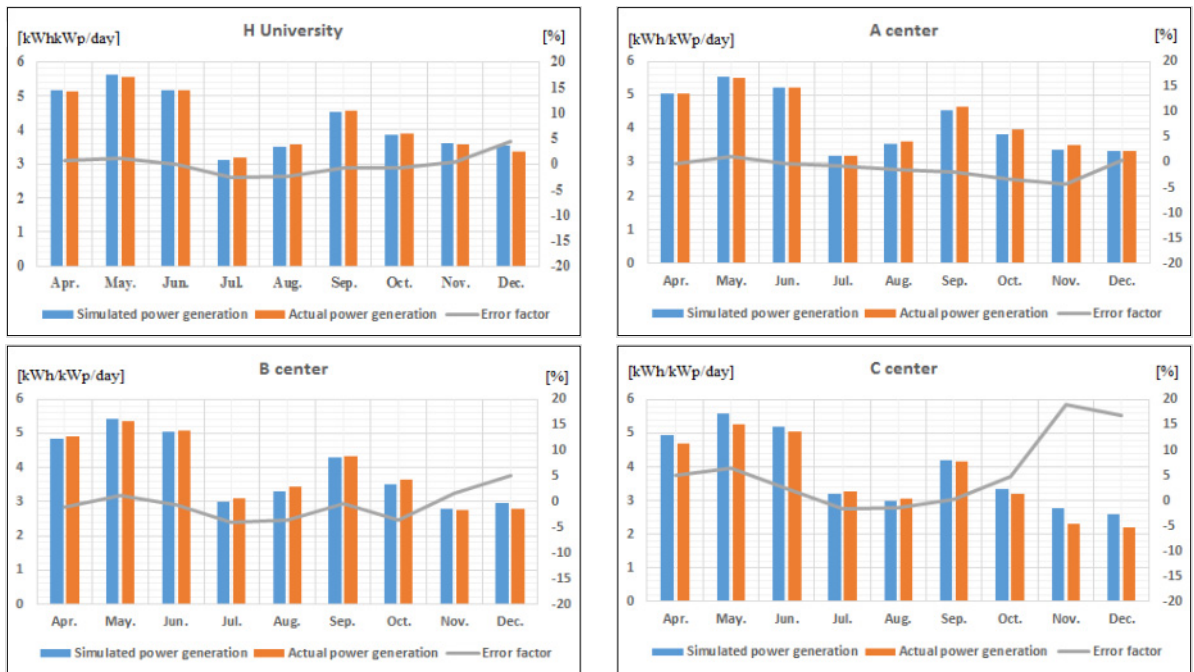


Fig. 14 Comparison of monthly power generation and error factor

$$MAD = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_{1,i} - x_{2,i}| \tag{14}$$

여기서  $x_{1,i}$ 는 측정된 값이며,  $x_{2,i}$ 는 실제 값이다.

용량이 3 kW인 H대학교의 RMSE와 MAD는 0.4 kWh, 0.31 kWh, 용량이 33 kW인 A센터의 RMSE와 MAD는 6.78 kWh, 4.87 kWh, 용량이 30 kW인 B센터는 7.05 kWh, 5.11 kWh, 용량이 20.15 kW인 C센터는 7.21 kWh, 5.35 kWh로 산출되었다. Table 9는 일 평균 1 kWp 당 RMSE값과 MAD값을 나타내었다. H대학교의 RMSE는 0.13 [kWh/kWp/day], MAD는 0.1 [kWh/kWp/day]로써 4곳의 태양광발전시스템 진단대상 중에 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량이 일치하는 결과를 보이고 있다. 이어서 A센터, B센터, C센터 순으로 오차율이 증가하는 것으로 분석되었다.

**Table 9** RMSE, MAD for equivalent operation time

[kWh/kWp/d]	H University	A center	B center	C center
RMSE	0.13	0.21	0.24	0.36
MAD	0.1	0.15	0.17	0.27

Fig. 13은 태양광발전시스템의 일일 등가 가동 시간을 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량을 그래프로 나타내었다. 거리에 따라 H대학교, A센터, B센터, C센터 순으로 표준편차가 커지는 것을 알 수 있다. A센터는 교내 기상 환경 모니터링 시스템으로부터 1.05 km, B센터는 1.45km, C센터는 2.98 km 떨어져 있다. 따라서 교내 기상 환경 모니터링 시스템과 거리가 멀어질수록 분석 대상의 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량이 정확도가 떨어지게 됨을 알 수 있다.

Fig. 14는 태양광발전시스템의 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량을 월별로 비교하고 오차율을 나타내었다. 발전량 비교에 대한 오차율은 식(12)를 이용하여 분석하였다.

$$Error = \frac{x_{1,i} - x_{2,i}}{x_{2,i}} \times 100 [\%]$$

여기서  $x_{1,i}$ 는 측정된 값이며,  $x_{2,i}$ 는 실제 값이다.

4월부터 10월까지 H대학교 실제 발전량과 시뮬레이션 발전량의 월별 오차율은 -2.7 ~ 4.4%, A센터는 -4.26 ~ 1.14%, B센터는 -3.93 ~ 5.16%, D센터는 -1.63 ~ 6.36%로 나타났다. 11월과 12월은 성능평가 장소 4곳 모두 오차가 증감되었으며, 특히 C센터는 18% 내외로 증감되었다. 교내 기상 환경 모니터링 시스템에서 거리에 따라 A센터, B센터, C센터 순으로 오차율 증감 폭이 증가하는 것을 확인하였다.

11월과 12월 발전량에서 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량 차이가 증가한 원인 중 하나는 적설에 의해 실제 성능평가 장소의 발전량이 감소함을 확인하였다. Fig. 15는 12월 적설에 따른 발전량 오차를 나타내었다. 교내 설치된 태양광발전시스템 발전량과 기상 환경 모니터링시스템 데이터를 확인한 결과, 12월 1일과 5일 야간에

적설이 익일 2일과 6일 발전량에 영향을 준 것을 확인하였다. 12월 18일과 30일에는 낮 동안의 적설로 인하여 실제 발전량 감소하는 것으로 확인하였다. 성능평가 장소 중 C센터 오차율이 가장 큰 것은 어레이 경사각이 7°로 설치되어 적설에 따른 눈 녹음이 늦어져서 실제 발전량 손실이 많았던 것으로 추정한다.

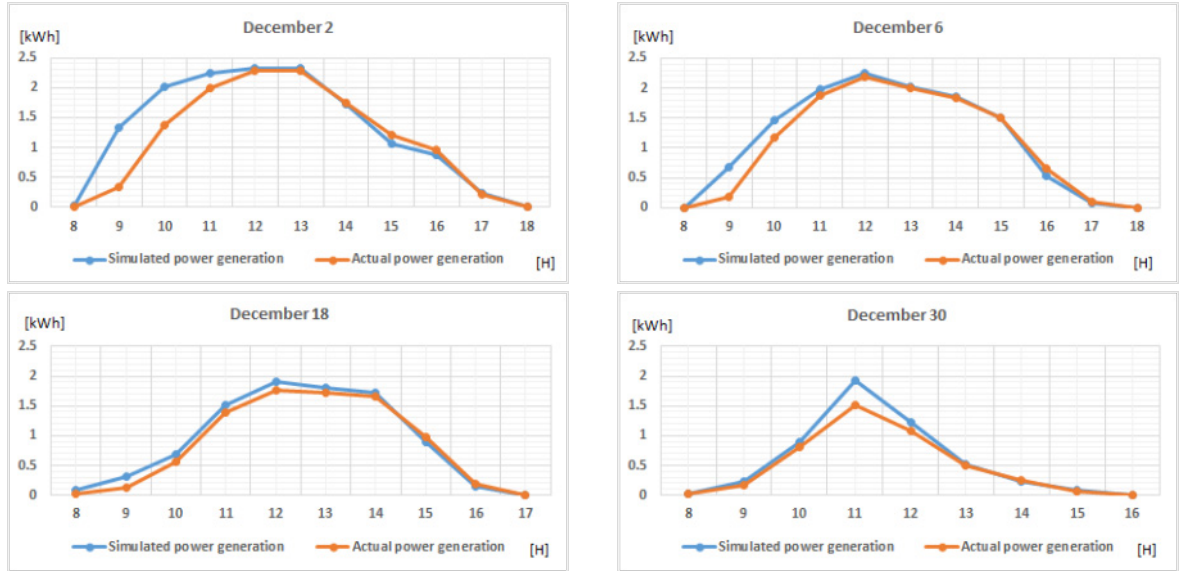


Fig. 15 Actual and simulated power output difference affected by snow effect

### 5. 결론

본 논문에서는 경기도 시흥시에 위치한 H대학교 내 기상 환경 시스템 모니터링을 활용하여 입력에너지를 취득하였다. 취득한 입력에너지를 기준으로 교내외 약 3 km 이내에 위치한 4곳의 태양광발전시스템 현장조사와 설계도면을 기준으로 PVsyst 프로그램으로 해석하기 위한 손실들을 구하는 과정에 따라 4곳의 태양광발전시스템 발전량을 산출하였다. 이에 4곳의 태양광발전시스템 별 PR을 분석하고 일평균 일일 등가 가동시간 및 세부 손실을 나타내었다. 또한 산출된 발전량과 실제 4곳의 태양광발전시스템 발전량의 오차가 기상 환경 시스템 모니터링 사이트로부터 거리에 따라 달라지는지를 분석하였다. 주요 결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 교내 실측 기상정보를 이용한 근거리 태양광발전시스템의 연평균 PR은 H대학교 86.5%, A센터 88.1%, B센터 81.7%, C센터 84.6%로 산출되었다. 해당 결과는 주변 입지 조건에 의한 음영 손실 및 세부 손실들에 따라 결정됨을 확인하였다.
- (2) 교내 실측 기상정보를 이용한 근거리 태양광발전시스템의 1 kWp당 일일 발전량을 비교 하였을 때, H대학교는 Normalized production이 4.16 [kWh/kWp/d], A센터 4.09 [kWh/kWp/d], B센터 3.82 [kWh/kWp/d], C센터 3.85 [kWh/kWp/d]로 산출되었으며 시스템 손실과 어레이 손실이 계절마다 상이하므로 일조량과 모듈 온도에 따라 좌우됨을 확인하였다.

- (3) 교내 실측 기상정보를 이용한 4곳 태양광발전시스템의 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량의 RMSE와 MAD는 각각 H대학교 0.13, 0.1 [kWh/kWp/d], A센터 0.21, 0.15 [kWh/kWp/d], B센터 0.24, 0.17 [kWh/ kWp/d], C센터 0.36, 0.27 [kWh/kWp/d]로 기상 환경 시스템 모니터링 사이트로부터 거리가 멀어질수록 표준편차가 커지는 것을 확인하였다.
- (4) 교내 실측 기상정보를 이용하여 4월부터 10월까지 4곳 태양광발전시스템의 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량의 연간 월별 오차율은 5% 이내로 나타났고, 11월과 12월은 오차가 증가됨을 확인하였다. 이는 동절기의 적설이 실제 발전량에 영향을 준 것으로 확인하였으며, 기상 환경 시스템 모니터링 사이트로부터 약 3 km 이내에 위치한 태양광발전시스템 4곳 사이트의 실제 발전량은 동절기의 적설에 의한 발전량 손실을 제외하고 대부분 일치하는 결과를 얻었다.
- (5) 추후 진단 대상인 태양광발전시스템을 확대함과 동시에 태양광발전시스템 자체의 신뢰 할 수 있는 모니터링데이터를 활용한다면, 시뮬레이션 발전량과 실제 발전량의 오차를 보완할 수 있을 것으로 기대한다.

## 후기

본 연구는 2017년도 한국에너지공단의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 201600990002).

## REFERENCES

1. So, J. H., Yu, G. J., Hwang, H. M., Jo, D. G., Kim, K. S., and Yu, B. G., Development of Performance Diagnosis Technology for Advanced PV system, Korea Institute of Energy Research, Final Report, 2012.
2. Bong, W. G. and Lee, K. S., Solar & Energy Engineering, Ent Media, 2017.
3. Park, J. G., Sim, Y. S., Kim, K. B., and Jeong, S. Y., A Study of Photovoltaic System for Performance Ratio, Conference Journal of The Korea Institute of Electrical Engineers, pp.1082-1083, 2013.
4. Kim, T. W., Kim, M. S., Yoon, J. H., and Shin, U. C., Annual Energy Yield Prediction of PV System Depending on the Sim, Conference Journal of the Korean Solar Energy Society, pp.251-256, 2013.
5. Kim, D. S., Kim, B. J., and Shin, U. C., Evaluation of Electricity Generation According to Installation Type of Photovoltaic System in Residential Buildings, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 37, No. 2, pp. 35-45, 2017.
6. So, J. H., A Performance Evaluation and Analysis of Photovoltaic Systems with Monitered Data, Ph.D thesis, 2007.
7. Lee, H. Y., Yoon, S. H., and Park, C. S., The Effect of Direct and Diffuse Split Models on Building Energy Simulation, Journal of The Architectural Institute of Korea Planning & Design, Vol. 31, No.11, pp. 221-229, 2015.
8. Ineichen, P., Perez, R.R, Seal, R.D, Maxwell, E.L, and Zalenka, A., Dynamic Global-To-Direct Irradiance Conversion Models, ASHRAE transactions, Vol. 98, No. 1, pp.354-369. 1992.
9. Lee, S. H. and Lee, K. S., Verification of Slope Irradiance Reliability in PVsyst, Conference Journal of The Korea Institute of Electrical Engineers, pp.148-149, 2017.

10. Perez, R.R, Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., and Stewart, R., Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance, *Solar Energy*, Vol. 44, Issue. 5, pp.271-289, 1990.
11. Drummond A. J., On the Measurement of Sky Radiation, *Arch Meteor Geophys Bioklim B*, Vol. 7, Issue. 3-4, pp. 413-436, 1956.
12. PVsyst. PVsyst contextual help (bulilt-in software).
13. Lee, J. D., *Solar Power System Master Handbook*, InfotheBooks, 2014.
14. Gilbert, M., *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, 2013.
15. Mavromatakis, F., Kavoussanaki, E., Vignola, F., and Franghiadakis, Y., Measuring and Estimating the Temperature of Photovoltaic Modules, *Solar Energy*, Vol. 110, pp. 656-666, 2014.
16. MacAlpine, S., Deline, C., Erickson, R., and Brandemuehl, M., Module Mismatch Loss and Recoverable Power in Unshaded PV Installations, *IEEE PVSC 2012*, 2012.
17. MacAlpine, S., Brandemuehl, M., and Erickson, R., Beyond the Module Model and Into the Array : Mismatch in Series Strings, *IEEE PVSC 2012*, 2012.
18. Lee, K. S., Loss Analysis of Photovoltaic Module Mismatch, *Conference Journal of The Korea Institute of Electrical Engineers*, pp. 1034-1035, 2017.