



건물형 태양광발전시스템의 설치조건에 따른 어레이/인버터 용량 비율 상한의 세분화 타당성 평가

Assessment of Feasibility for Upper Limit Segmentation of DC/AC Ratio by Installation Conditions of Building PV System

이효문* · 김재원** · 최민주*** · 김동수**** · 윤종호*****

Hyomun Lee* · Jaewon Kim** · Minjoo Choi*** · Dongsu Kim**** · Jongho Yoon*****

* Researcher, Center of Renewable Energy Architecture, Hanbat National Univ., South Korea (leehm0831@gmail.com)

** Coauthor, Master's Student, Hanbat National Univ., South Korea (jaewonkim1031@gmail.com)

*** Coauthor, Ph.D.Candidate, Hanbat National Univ., South Korea (mickey5992@naver.com)

**** Coauthor, Professor, Dept. of Architecture Engineering, Hanbat National Univ., South Korea (dongsu.kim@hanbat.ac.kr)

***** Corresponding author, Professor, Dept. of Architecture Engineering, Hanbat National Univ., South Korea (jhyoon@hanbat.ac.kr)

ABSTRACT

Purpose: In the Republic of Korea, the upper limit for the DC/AC ratio of photovoltaic(PV) systems is conventionally set at 105%, irrespective of installation conditions, such as azimuth and inclination. The upper limit of the DC/AC ratio that does not consider these features causes negative impacts on the economics and performance of building PV systems. Therefore, this study evaluates the feasibility of segmenting the upper limit of the DC/AC ratio based on diverse installation conditions to address these issues. **Method:** To explore this study, a building PV system model with a DC/AC ratio of 104% was developed using a simulation program. With the developed model, an analysis of the operational maximum array power ratio to the designed array power for various installation conditions is carried out. In addition, this study also examined the effects of increasing the DC/AC ratio on performance under specified installation conditions. **Result:** Based on results from analyzing the operational maximum array power ratio to the designed array power, findings indicated that the south-inclined plane achieved approximately 90%, while the east-to-west vertical surfaces ranged between 66% and 80%. Further, the evaluation of the impact of increasing the DC/AC ratio under various installation conditions revealed that augmenting the DC/AC ratio to certain specified conditions notably enhanced both power generation and overall system performance. These results demonstrate that PV systems with identical array capacities can yield significantly different maximum powers based on installation conditions. This study underscores the importance of condition-specific segmentation for determining the upper limit of the DC/AC ratio.

KEYWORD

건물형 태양광발전시스템
어레이/인버터 용량 비율
설치조건
발전 성능

Building PV System
DC/AC Ratio
Installation Conditions
Power Performance

ACCEPTANCE INFO

Received Dec. 18, 2023

Final revision received Dec. 29, 2023

Accepted Jan. 5, 2024

© 2024. KIEAE all rights reserved.

1. 서론

1.1. 연구의 배경 및 목적

2021년 6월 국토교통부는 '2020년 탄소중립 달성을 위한 녹색건축 활성화 방안'을 발표하였다. 기존의 제로에너지건축물(Zero Energy Building, ZEB) 의무화 로드맵을 한 번 더 강화하여 공공부문의 건축물은 2025년부터 ZEB 4등급, 2030년부터 ZEB 3등급 그리고 2050년부터 ZEB 1등급으로 제로에너지건축물 인증 등급을 상향 조정하였다[1]. 이에 따라 건물에 적용할 수 있는 신재생에너지 보급의 중요성이 더욱 강조되고 있다.

건물에 적용할 수 있는 신재생에너지 기술은 지열히트펌프, 연료전지, 태양광, 태양열 등이 있으며, 이 중 태양광발전시스템(Photovoltaic System, 이하 PV 시스템)의 신재생에너지 원별 에너지자립률 민감도가 가장 높게 평가되고 있다[2]. 또한 제로에너지건축물 인증 사례[3]의 신재생에너지 적용 유형을 살펴보면 PV 시스

템은 기본적으로 적용되며 지열, 연료전지 등이 부가적으로 적용되고 있다.

PV 시스템 설계는 모듈의 성능과 인버터의 사양을 토대로 설계한다. 태양광 모듈의 성능은 표준시험조건(STC, Standard Test Conditions)[4]을 기준으로 평가되며 이 조건에서는 일사량, 온도, Air mass 기준을 정하고 있다. 하지만 이는 실제 태양광발전 모듈이 설치되어 운영되는 다양한 외부 조건을 모두 포함하지 못한다. 실제 태양광발전 모듈이 운영되는 조건에선 시시각각 일사량, 온도 및 Air mass가 변화하며, 태양광 모듈의 출력을 큰 영향을 미치는 일사량은 동일 시간일지라도 설치조건(방위각과 경사각)에 의해 크게 다르다[5,6].

현재 우리나라는 한국에너지공단의 '신·재생에너지 설비 지원 등에 관한 지침' 내 '[별표 1] 신·재생에너지 설비 원별 시공 기준'과 전기전공사의 '전기설비 검사·점검 기준'에서 인버터 출력 용량에 대한 총 모듈(어레이)의 용량 비율(DC to AC Ratio, 이하 DC/AC Ratio)을 105%로 상향하고 있다. 하지만 실제 운영 조건에서는 설치조건에 따라 다르게 나타나는 일사 강도에 의해 총 모듈(어레이)

의 출력이 설계 사양(총 모듈 용량)과 차이가 있다. 따라서, 설치조건을 고려하지 않은 DC/AC Ratio 상한은 PV 시스템의 설계, 초기 비용, 발전 성능 등 다양한 측면에서 부정적으로 작용할 수 있다.

특히 건물형 태양광발전시스템은 일반 태양광발전시스템과 달리 건물에 적용되는 특성으로 인해 건물의 형태와 주향에 의해 설치조건이 결정되며, 건축물 입면에 설치되는 경우 표준시험조건에 비해 연중 대부분의 시간에 낮은 일사 강도를 갖는다. 이러한 특성 때문에 DC/AC Ratio는 건물형 태양광발전시스템에서 중요한 설계 요소로 작용할 수 있다.

따라서, 본 연구는 설치조건에 대한 특성을 고려한 설치 조건별 DC/AC Ratio 상한 세분화에 대한 타당성 평가를 목적으로 수행되었다. 해석적인 방법을 활용하여 건물형 태양광발전시스템의 주요 설치조건에 대한 시간별 일사량 변화 경향을 분석하였으며, 모듈 온도와 어레이의 출력 특성을 분석하여 설치조건을 고려한 DC/AC Ratio의 필요성을 평가하였다. 설치 조건별 DC/AC Ratio 제한을 위한 기초자료로 활용될 수 있는 어레이 설계 용량에 대한 어레이 최대 출력비를 산출하였다. 마지막으로 주요 설치조건인 건물형 태양광 모델을 활용하여 DC/AC Ratio 상향에 따른 발전 성능 측면의 영향을 평가하였다.

1.2. 선행연구 고찰

PV 시스템의 DC/AC Ratio에 관한 선행연구는 주로 시스템의 성능, 경제성 측면에서 수행되었다. T. Khatib et al.[7]은 말레이시아 내 4개 지역을 대상으로 인버터의 변환효율을 극대화할 수 있는 DC/AC Ratio를 제안하는 연구를 수행하였으며, 1.21~1.43이 인버터의 변환효율 측면에서 적합한 것으로 평가하였다. J. D. Mondol et al.[8]은 해석적인 방법을 활용하여 인버터의 변환효율 수준(고효율 : 98%, 저효율 : 84%)에 따라 적합한 DC/AC Ratio를 제안하였다. 이 연구에서는 고효율 인버터의 경우 어레이 입력전력(DC)의 대부분을 손실 없이 변환하기 때문에 1.1~1.4가 고효율 인버터의 적정 DC/AC Ratio라고 평가하였으며, 저효율 인버터의 경우 1.2~1.5가 적정 DC/AC Ratio라고 평가하였다. R. Mounetou et al.[9]은 기후에 따른 적정 DC/AC Ratio 제안을 목적으로 수행되었다. PV 모듈의 유형과 성능 저하, 설치조건 등을 고려하였다. 이 연구에서는 사막의 경우 1.22~1.32, 열대기후의 경우 1.37~1.43, 대륙성 기후의 경우 1.43~1.45가 적합한 DC/AC Ratio라고 평가하였다.

PV 시스템의 발전 성능, 발전량, 생애주기 동안의 경제성에 중점을 둔 연구 외에도 DC/AC Ratio 증가에 따른 PV 시스템의 내구성 영향 평가에 관한 연구가 수행되었다. A. Sangwongwanich et al.[10]은 미국과 덴마크의 PV 발전소를 대상으로 DC/AC Ratio가 인버터 수명에 미치는 영향을 평가하였다. DC/AC Ratio 상향은 인버터의 열부하를 증가시켜 인버터의 수명을 절반까지 감소시키는 것으로 분석되었다. 다만, 일사량이 낮은 지역은 상대적으로 인버터의 수명이 길어지는 것으로 평가되어, 지역의 일사량 및 외기온도 등을 고려한 적정 DC/AC Ratio 결정이 필요한 것으로 나타났다.

PV 시스템의 DC/AC Ratio와 관련된 연구는 앞서 언급한 선행연구들처럼 주로 발전 성능과 발전량, 경제성 등을 극대화하기 위한 적

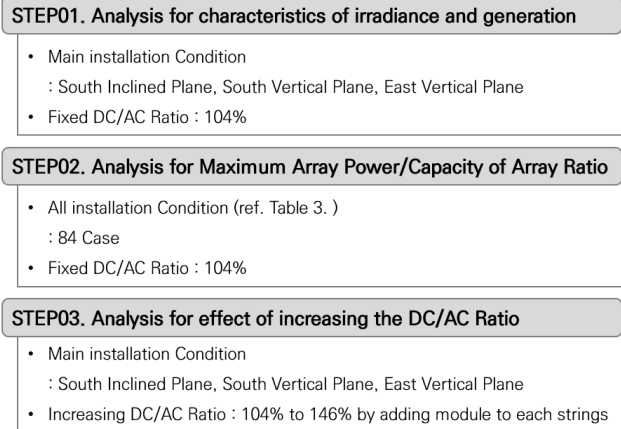


Fig. 1. The overview for detailed analysis topic

정 비율을 도출하는 연구였으며, 이외에는 DC/AC Ratio 증가에 따른 인버터 내구성 영향 평가 연구가 주를 이루었다. 이러한 연구들은 주로 PV 발전소를 대상으로 연구가 수행되었기 때문에 특정 지역의 최적 방위각과 경사각만을 대상으로 연구가 수행되었다. 즉, 건물형 태양광발전시스템에서 나타나는 다양한 방위각 및 경사각에 대한 고려가 부족하다.

2. 연구의 방법 및 범위

본 연구는 건물형 태양광발전시스템의 설치조건에 따른 발전 특성을 고려한 설치 조건별 DC/AC Ratio 상한 세분화에 대한 타당성 평가를 목적으로 수행되었으며, 타당성 평가를 위해 총 3단계의 세부 분석으로 나누어 수행되었다.

Fig. 1.은 세부 분석 내용에 대한 개요를 나타낸 것이다. 첫 번째는 건물형 태양광발전시스템의 주요 설치조건을 대상으로 어레이 표면에 도달하는 일사량과 출력, 전압, 전류 및 모듈 온도 등 발전 특성에 대해 분석하였다. 이 분석을 통해 발전량에 가장 큰 영향을 미치는 일사량과 모듈 온도 등의 설치조건에 따른 차이를 파악할 수 있다. 두 번째는 주요 설치조건을 포함한 다양한 설치조건을 대상으로 어레이 용량에 대한 최대 어레이 출력의 비율을 분석하였다. 이 분석을 통해 어레이 용량에 맞춘 인버터 출력 용량 결정이 설치조건에 따라 운영 측면에서 얼마만큼 비효율적인지 알 수 있으며, 분석 결과는 설치조건에 따른 적정 DC/AC Ratio 결정에 기초자료로써 활용될 수 있다. 마지막은 주요 설치조건을 대상으로 DC/AC Ratio 상향에 따른 발전 성능 측면의 영향을 평가하였다.

2.1. 해석프로그램의 일사량 및 발전 특성 해석 방법

본 연구를 수행하기 위해 태양광발전시스템 해석프로그램인 PVsyst 7.4[11]를 활용하였다. PVsyst는 어레이의 전기적 특성을 해석하기 위해 One-Diode Model을 활용하며, 다양한 One-Diode Model 중 Five Parameter Model[12]을 활용한다.

(Eq. 1)부터 (Eq. 3)은 One-Diode Model을 표현한 것으로 Five parameter인 I_{ph} , I_0 , R_s , R_{sh} , n 은 표준시험조건과 제조사에서 제공하는 태양광발전 모듈의 사양을 활용하여 추정할 수 있으며 q , k , N_{cs}

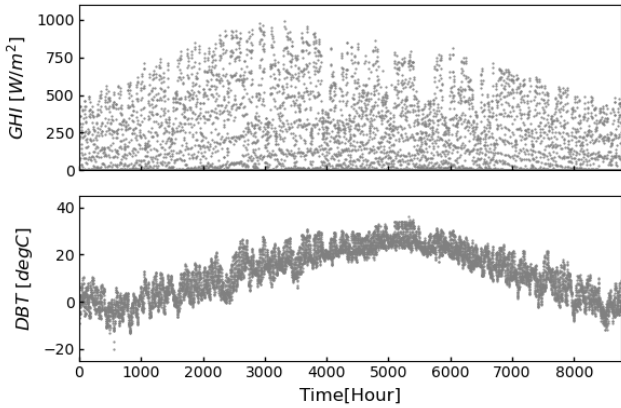


Fig. 2. The GHI and DBT of weather data for simulation

는 상수이다. T_c 는 표준기상자료의 외기온도와 계산된 어레이면 일사량을 이용하여 해석되며, 사용자의 선택에 따라 풍속이 반영된 해석이 가능하다. 본 연구에서는 풍속은 고려하지 않았다. PVsyst는 모듈의 온도 계산에 후면 통기 조건을 고려하여 계산하며 (Eq. 4)와 (Eq. 5)를 통해 계산된다.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{N_s n k T_c}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{Eq. 1})$$

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{STC}} \cdot [I_{ph,STC} + \alpha(T_c - T_{c,STC})] \quad (\text{Eq. 2})$$

$$I_0 = I_{0,STC} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{c,STC}} \right) \cdot e^{\left[\left(\frac{qE_g}{nk} \right) \cdot \left(\frac{1}{T_{c,STC}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \quad (\text{Eq. 3})$$

$$T_c = T_{air} + \frac{1}{U} \times [\beta \times G \times (1 - E_{PV})] \quad (\text{Eq. 4})$$

$$U = U_c + U_v \times V_{wind} \quad (\text{Eq. 5})$$

본 연구에서는 건물 일체형 태양광발전시스템처럼 완벽히 일체화되어 공기가 통하지 않는 조건으로 가정하여 모델링 및 해석하였다. 따라서, U_v 와 V_{wind} 는 0이며, 이때 U_c 는 $15\text{W/m}^2\cdot\text{K}$ 이다. 앞서 설명한 모든 변수가 결정되면 일사량 및 온도 변화에 따른 I-V Curve 및 P-V Curve를 추정하고 이를 통해 발전량을 계산한다. 이때 PVsyst 7.4에서 어레이에 도달하는 일사량은 표준기상자료의 수평면일사량(GHI, Global Horizontal Irradiance)을 활용하여 계산된다. 먼저 GHI와 Decomposition model[13]을 활용하여 법선면 직달일사량(DNI, Direct Normal Irradiance)과 수평면확산일사량(DHI, Horizontal Diffuse Irradiance)을 추정한다. 다음 Transposition Model[14]을 활용하여 설치조건에 대한 일사량을 추정한다.

해석을 위한 기상자료는 미국 냉동공조학회의 IWEC2[15] 표준기상자료 중 대전지역의 기상자료를 활용하였으며, 표준기상자료의 시간별 GHI, 외기온도(DBT, Dry-Bulb Temperature)는 Fig. 2.

Table 1. The specification of PV module in the model

Items [Unit]		Values
Nominal Power at STC [Wp]		390.00
Open Circuit Voltage [V]		48.48
Short Circuit Current [A]		10.14
Voltage of MPP [V]		40.38
Current of MPP [A]		9.66
Efficiency (Module area) [%]		19.36
Temperature Coefficient [%/°C]	Power	-0.36
	Voltage	-0.36
	Current	0.04

*MPP: Maximum Power Point

Table 2. The specification of inverter in the model

Categories	Items [Unit]	Values
Input side (DC PV Field)	Voltage range [V] (start input voltage)	150 ~ 1,000 (188)
	Voltage range of MPPT [V] (nominal MPP voltage)	240 ~ 800 (600)
	Maximum Current [A] (per MPPT)	66 (33)
Output side (AC Grid)	Nominal AC power [kWp]	15
Conversion Efficiency [%]		98.4

에 도식화하였다.

2.2. 해석모델 및 해석 변수 개요

1) 해석모델의 태양광발전시스템

본 연구에서 해석모델의 모듈 사양과 인버터 사양은 변화하지 않았으며, 해석 목적에 따라 설치조건 및 직렬군(String) 내 모듈 연결 개수 등을 변화하였다. 해석모델의 태양광발전시스템은 390Wp의 태양광발전 모듈과 15kW의 출력 용량을 갖는 인버터를 활용하였으며, 사양은 Table 1.과 Table 2.에 나타났다.

2) 주요 설치조건인 일사량 및 발전 특성 분석

세부 분석 내용 중 첫 번째인 주요 설치조건인 일사량과 발전 특성 해석을 위해 태양광발전시스템의 어레이는 모듈을 10(직렬)×4(병렬)로 연결하여 구성하였으며, 어레이의 용량은 15.6kWp로 인버터 출력 용량의 104% 수준이다. 이때 어레이의 최대 출력전압 (V_{mpp})과 최대 출력 전류(I_{mpp})는 각각 403.8V, 38.64A(per MPPT : 19.32A)이며, 모두 인버터의 동작 범위 및 최대 출력 제어(Maximum Power Point Tracking, MPPT) 범위와 최대 입력전류 범위 내에 속한다.

건물형 태양광발전시스템의 설치조건에 따른 일사량과 어레이의 발전 특성을 평가하기 위한 설치조건은 세 가지를 선정하였으며, Fig. 3.에 나타났다.

첫 번째는 우리나라에서 최적 설치조건으로 여겨지는 정남향 경

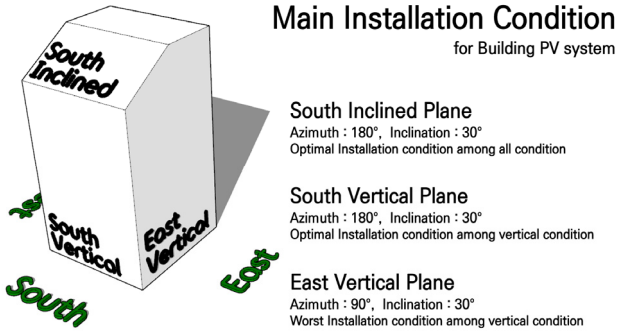


Fig. 3. The main installation conditions for simulation

사면(30°) 조건이다. 두 번째 조건은 건물 입면(수직면) 설치조건 중 가장 높은 발전량[5,6]을 갖는 정남향 수직면이다. 나머지 1개 설치조건은 한국에너지공단의 ‘신·재생에너지 설비 지원 등에 관한 지침’ 내 ‘[별표 1] 신재생에너지 설비 원별 시공 기준’에서 제시하고 있는 건물형 태양광발전시스템의 설치 방위각 중 가장 발전량이 낮은 설치조건 중 하나인 정동향 수직면을 선정하였다. 선행 연구 [5],[6]에 의하면 정동향 수직면과 정서향 수직면의 연간발전량 차이가 매우 적어 정동향만을 연구에 포함하였다.

3) 어레이 용량에 대한 최대 어레이 출력 비율 분석

세부 분석 내용 중 두 번째인 어레이 용량에 대한 최대 어레이 출력 비율은 어레이 설계 용량과 시간별 어레이 출력 최댓값의 비율을 의미한다. 해석을 위해 앞선 주요 설치조건에 대한 일사량 및 발전 특성 분석과 같은 모델(모듈, 인버터, 어레이 용량 등)을 활용하였다. 단, 건물형 태양광발전시스템에 나타날 수 있는 모든 설치조건을 포함하기 위해 설치조건을 다양하게 변화하여 해석하였다.

Table 3.은 방위각 및 경사각에 대한 해석 변수를 나타낸 것으로, 방위각에 대한 변수 12가지와 경사각에 대한 변수 7가지를 조합하여 해석하였다. 다만, 수평면에 대해서는 방위각을 고려하지 않아 총 73회 해석을 수행하였으며, 방위각 360°는 방위각 0°와 같으므로 해석에서 제외하였다.

4) DC/AC Ratio 상향에 따른 영향 분석

DC/AC Ratio 상향에 따른 영향 분석은 주요 설치조건(Fig. 3. 참조)을 대상으로 수행되었으며, DC/AC Ratio 상향을 상향 조절했을 때 발전 성능 측면의 영향을 분석하였다.

Table 4.는 분석을 위한 각 해석모델의 정보를 나타낸 것이다. 모듈과 인버터의 사양은 모두 같은 것으로 가정하였으며, 어레이의 직렬군 내의 모듈 연결 개수를 상향하여 DC/AC Ratio를 조정하였다. 앞선 ‘주요 설치조건에 대한 일사량 및 발전 특성 분석’에 활용되었던 DC/AC Ratio 104% 모델을 Base 모델로 가정하였으며, DC/AC Ratio를 최대 146%까지 상향 조정하여 분석하였다.

3. 연구 결과

3.1. 주요 설치조건에 대한 일사량 및 발전 특성 분석

Fig. 4.는 Fig. 3.의 주요 설치조건에 대한 1년간의 일사량과 어레이

Table 3. The simulation alternative for azimuth & angle of inclination

Categories [Unit]	Alternative
Azimuth [°]	0(North), 30, 60, 90(East), 120, 150, 180(South), 210, 240, 270(West), 300, 330
Angle of inclination [°]	0(Horizontal), 15, 30, 45, 60, 75, 90(Vertical)

Table 4. The simulation alternative for azimuth & angle of inclination

	Base	Alt 01	Alt 02	Alt 03	Alt 04
DC/AC Ratio [%]	104	114	125	135	146
Array power at STC [kWp]	15.6	17.2	18.7	20.3	21.8
Inverter Capacity [kW]	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Modules connection [Series, Parallel]	10, 4	11, 4	12, 4	13, 4	14, 4
Open Circuit Voltage [V]	484.80	533.28	581.76	630.24	679.00
Voltage of MPP [V]	403.80	444.18	484.56	524.94	565.60
Short Circuit Current [A]	40.56	40.56	40.56	40.56	40.56
Current of MPP [A]	38.64	38.64	38.64	38.64	38.64

이 출력(P_{mpp}) 해석 결과를 시간 순서로 나타낸 것이다. 설치조건에 대한 일사량은 어레이에 도달한 일사량을 의미하며, 모든 설치조건에 같은 표준기상자료의 수평면전일사량을 활용하여 해석된 결과이다.

Fig. 4.를 통해 각 설치 조건별로 시간별 일사량과 어레이 출력의 변화 경향이 매우 유사한 것을 알 수 있으며, 히스토그램의 누적 분포 경향 또한 매우 유사함을 확인할 수 있다. 이는 어레이의 출력 특성에 대한 일사량의 민감도가 매우 높음을 의미한다.

설치조건에 따라 시간별 P_{mpp} 특성을 비교하면 정남향 경사면의 경우 다른 설치조건에 비해 연중 높은 P_{mpp} 를 나타냈다. 정남향 수직면은 겨울철에 비교적 높은 P_{mpp} 를 나타냈지만, 여름철에 겨울철의 1/3 수준의 P_{mpp} 를 나타내는 것으로 분석되었다. 정동향 수직면은 정남향 수직면에 비해 계절에 따른 P_{mpp} 변화는 적었지만, 설치용량의 약 25% 수준에 해당하는 4kW 미만의 P_{mpp} 를 나타내는 시간의 빈도가 다른 설치조건에 비해 높게 분석되었다. 이것은 정동향의 경우 일출부터 정오까지 한정된 시간(오전)에서만 태양에 직접적으로 노출되기 때문에 다른 설치조건에 비해 전반적으로 낮은 P_{mpp} 를 나타낸 것으로 판단된다.

각 설치조건 P_{mpp} 에 대한 최댓값은 정남향 경사면은 13.86kW, 정남향 수직면 12.57kW, 정동향 수직면 12.22kW를 나타냈다. 즉, 모든 설치조건에서 어레이 설계 용량(15.6kWp) 대비 낮은 최대 P_{mpp} 를 나타냈으며 어레이 설계 용량 대비 경사면이 약 88.87%, 수직면 설치조건인 경우 정남향이 약 80.55%, 정동향이 약 78.35%로

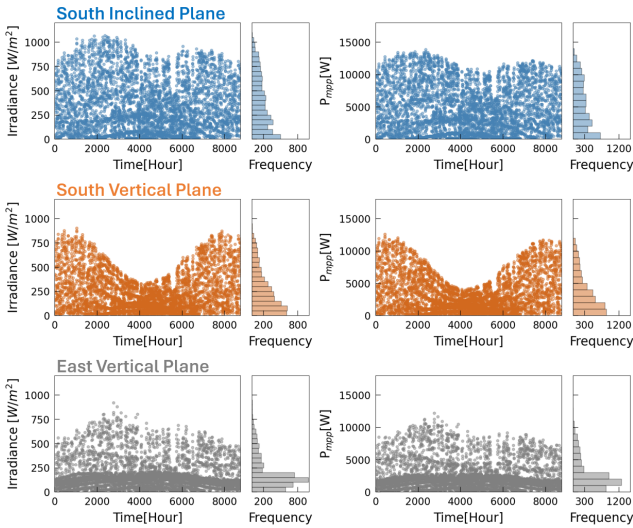


Fig. 4. The simulation results for the irradiance and array power

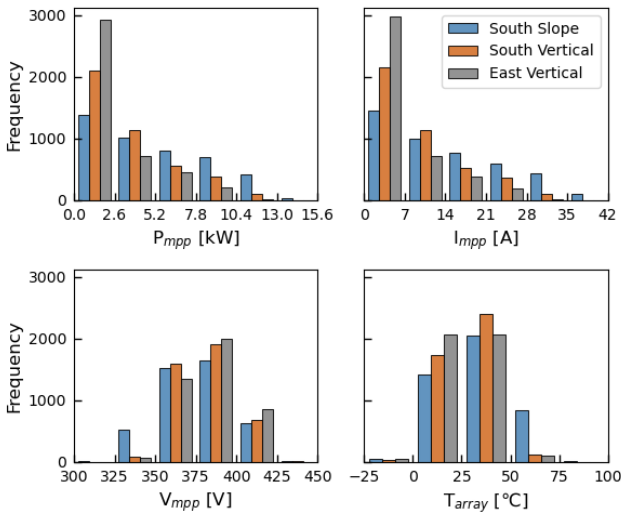


Fig. 5. The histogram for P_{mpp} , I_{mpp} , V_{mpp} and T_{array}

분석되었다. 위 분석을 통해 PV 시스템의 설계 성능과 실제 운영 성능 간 차이가 있는 것을 확인할 수 있다.

특히 건축물의 입면에 설치되는 수직면 설치조건에서는 경사면 설치조건(약 10%)에 비해 설계 성능과 운영 성능 간의 차이가 더 큰 것(약 20%)을 알 수 있다.

Fig. 5.는 각 설치조건에 대한 P_{mpp} , 최대출력점 전류 (I_{mpp}), 최대출력점 전압 (V_{mpp}), 어레이 온도 (T_{array})의 시간별 자료를 활용하여 히스토그램 형태로 나타낸 것이다. 이때 시스템이 동작하지 않은 시간은 제외하였다. Fig. 4.에 대한 분석을 통해 정남향 수직면과 정동향 수직면의 경우 정남향 경사면에 비해 낮은 P_{mpp} 영역에 대한 빈도가 높은 것을 확인할 수 있었다.

이러한 경향은 I_{mpp} 또한 같게 나타났다. 정남향 경사면이 수직면 설치조건에 비해 높은 I_{mpp} 영역에서 동작하는 것으로 분석되었으며, 수직면 설치조건 중에서는 일사 조건이 상대적으로 양호한 정남향 수직면이 높은 I_{mpp} 영역에서 운영되는 것으로 분석되었다.

Table 5. The maximum and minimum of I_{mpp} and V_{mpp}

Items [Unit]	South Inclined	South Vertical	East Vertical
Maximum I_{mpp} [A] (Ratio to designed array I_{mpp})	40.68 (1.0528)	34.17 (0.8843)	35.09 (0.9081)
Maximum V_{mpp} [V] (Ratio to designed array V_{mpp})	433.42 (1.0734)	432.68 (1.0715)	430.11 (1.0652)
Minimum V_{mpp} [V] (Ratio to designed array V_{mpp})	317.78 (0.7870)	327.13 (0.8101)	327.13 (0.8101)

반면 V_{mpp} 는 반대 경향이 나타났다. 설치조건에 대한 V_{mpp} 차이는 T_{array} 에 의한 것으로 T_{array} 에 대한 히스토그램을 보면 정남향 경사면이 다른 설치조건에 비해 고온에서 동작하는 빈도가 높음을 확인할 수 있다. 모든 설치조건이 같은 외기온도에 노출되지만, 설치조건에 따라 어레이에 도달하는 일사량에 차이가 있다. 상대적으로 강한 일사의 노출 빈도가 높은 정남향 경사면은 다른 설치조건에 비해 높은 T_{array} 범위에서 동작하였으며, 전압에 대한 온도계수에 따라 상대적으로 낮은 V_{mpp} 를 나타낸 것이다.

Table 5.는 각 설치조건에 대한 I_{mpp} 와 V_{mpp} 의 최댓값과 최솟값을 나타낸 것이며, 괄호 안의 수치는 어레이의 설계 사양에 대한 각 값의 비율을 나타낸 것이다. V_{mpp} 는 설치조건과 관계없이 유사한 경향을 나타냈다. V_{mpp} 최댓값은 설계 사양의 약 107% 수준으로 분석되었지만, 최솟값의 경우 설계 사양의 약 80% 수준으로 온도 상승에 의한 전압 감소가 큰 것으로 분석되었다.

다만, 해석모델의 입력조건이 후면 통기가 불가능한 것으로 가정되었기 때문에 후면 통기가 가능할 경우 모듈 온도 변화에 따라 V_{mpp} 의 최댓값과 최솟값의 범위 또한 변화할 것으로 예상된다. I_{mpp} 는 최댓값만을 분석하였다. 정남향 경사면의 경우 표준시험조건 일사량보다 강한 일사를 받은 시간에 설계 사양 이상의 I_{mpp} 를 나타낸 것으로 분석되었으며, 설계 사양의 약 105% 수준으로 분석되었다.

3.2. 설치 조건별 설계 사양 대비 최대 출력 비율

설치조건에 따른 출력 특성을 기준으로 적절한 DC/AC Ratio 상한을 제안하기 위해서는 앞선 주요 설치조건뿐만 아니라 다양한 설치조건에 대한 검토가 필요하다. 따라서, 본 장에서는 주요 설치조건 외에 나타날 수 있는 다양한 설치조건에 대한 어레이 용량 대비 최대 P_{mpp} 의 비율을 분석하였다. 이때 최대 P_{mpp} 는 1년간 시간별 P_{mpp} 중 최댓값을 의미한다.

Fig. 6.과 Table 6.은 다양한 설치조건에 대한 어레이 용량 대비 어레이 최대 출력의 비율을 나타낸 것이다.

다양한 설치조건 중 남동향 경사면(방위각 150°, 경사각 60°)이 가장 높은 0.917로 분석되었으며, 정북향 수직면이 0.187로 가장 낮은 비율을 나타냈다. 건물형 태양광발전시스템의 주요 설치조건인 입면(수직면)에서는 정남향 수직면이 0.806으로 가장 높은 비율을 갖는 것으로 분석되었다.

설치조건에 따른 연간 누적 발전량을 도출한 선행 연구[16]와 설치조건에 따른 변화 경향이 다르게 나타났다. 동향부터 서향까지의 설치조건을 기준으로 선행 연구의 경우 설치조건에 따라 비교적 민감하게 연간 누적 일사량이 변화하여 연간 누적 발전량의 최댓값을 기준으로 최솟값이 약 55%의 수준을 나타냈다.

동향부터 서향까지의 설치조건을 기준으로 선행 연구의 경우 설치조건에 따라 비교적 민감하게 연간 누적 일사량이 변화하여 연간 누적 발전량의 최댓값을 기준으로 최솟값이 약 55%의 수준을 나타냈다. 하지만 어레이 용량 대비 어레이 최대 출력의 비율은 최댓값(0.917) 대비 최솟값(0.660)이 약 72%의 수준을 나타냈다. 이러한 경향은 어레이 용량 대비 어레이 최대 출력의 비율은 누적 일사량에 의해 결정되는 것이 아니라 순간적인 일사량에 의해 결정되기 때문에 하늘의 상태(구름, 가지거리 등)에 대한 민감도가 더욱 크게 나타난 결과로 판단된다.

3.3. DC/AC Ratio 상향에 따른 영향 평가

앞선 분석을 통해 DC/AC Ratio 상향에 대해서 설치조건을 고려한 세분화 필요성을 확인하였다. 본 장에서는 DC/AC Ratio 상향에

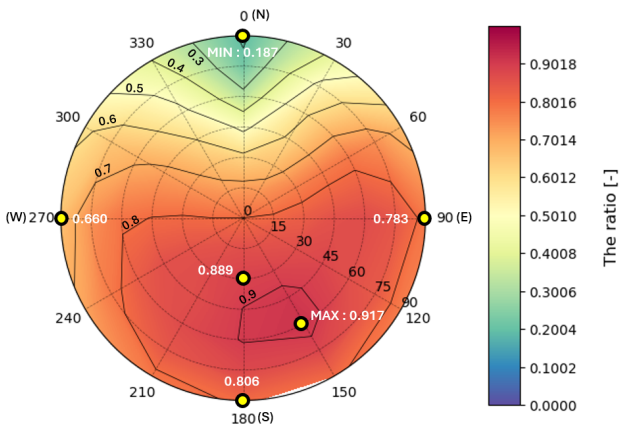


Fig. 6. The ratio of maximum power to capacity for array

Table 6. The ratio of maximum power to capacity for array

Ratio	Angle of inclination [°]							
	0	15	30	45	60	70	90	
Azimuth [°]	0	0.80	0.72	0.62	0.48	0.32	0.22	0.19
	30	0.80	0.73	0.66	0.61	0.58	0.52	0.43
	60	0.80	0.77	0.77	0.78	0.78	0.74	0.67
	90	0.80	0.81	0.83	0.86	0.87	0.85	0.78
	120	0.80	0.84	0.87	0.88	0.86	0.84	0.77
	150	0.80	0.86	0.89	0.91	0.92	0.88	0.81
	180	0.80	0.87	0.89	0.90	0.90	0.88	0.81
	210	0.80	0.85	0.88	0.87	0.87	0.85	0.78
	240	0.80	0.83	0.85	0.86	0.83	0.78	0.71
	270	0.80	0.80	0.81	0.80	0.79	0.74	0.66
	300	0.80	0.76	0.74	0.72	0.69	0.65	0.58
	330	0.80	0.73	0.66	0.60	0.52	0.46	0.40
	360	0.80	0.72	0.62	0.48	0.32	0.22	0.19

다른 설치 조건별 발전 성능 측면의 영향을 분석하였다.

Fig. 7.은 각 해석모델에 대한 연간 누적 발전량(y축)과 Base 모델 대비 발전량 증가 비율(보조 y축)을 나타낸 것이다. DC/AC Ratio 증가에 따라 선형적으로 발전량이 증가하는 경향을 나타내며, 일부 설치조건에서 모델에서 DC/AC Ratio 증가 비율보다 작은 발전량 증가를 나타냈다.

해석 변수 중 DC/AC Ratio가 가장 높은 Alt 04 모델(146%, Base 모델 대비 DC/AC Ratio 42% 상향)을 기준으로 정남향 경사면은 38.2% 발전량이 증가하였으며, 정남향 수직면과 정동향 수직면은 각각 40.1%, 40.5% 증가한 것으로 분석되었다.

해석프로그램에서는 인버터의 입력전력에 대한 상한을 인버터의 최대 출력 전력과 인버터의 변환효율을 활용하여 가정한다. 예를 들어, 본 연구의 해석모델의 인버터 최대 출력은 15.0 kWp이고 변환효율은 98.4%이므로 약 15.244 kWp가 해석모델의 인버터 최대 입력전력이 된다. 이 값을 넘어서는 입력전력이 발생하면 손실로 가정하여 인버터의 출력은 약 15.0kW가 된다.

Fig. 8.은 정남향 경사면 Alt 04 모델의 해석 결과 중 하루(10월 16일)에 대한 시간별 시스템 출력(AC)을 나타낸 것이다.

여기서 'Ideal AC power'는 인버터 입력전력 상한에 의한 손실이 발생하지 않은 상황을 가정한 시스템 출력을 의미하며, 'AC power'는 인버터 입력전력 상한에 의해 손실 포함된 시스템 출력을 의미한다. 'Ideal AC power'에서 'AC power'의 차이가 결국 인버터 입력

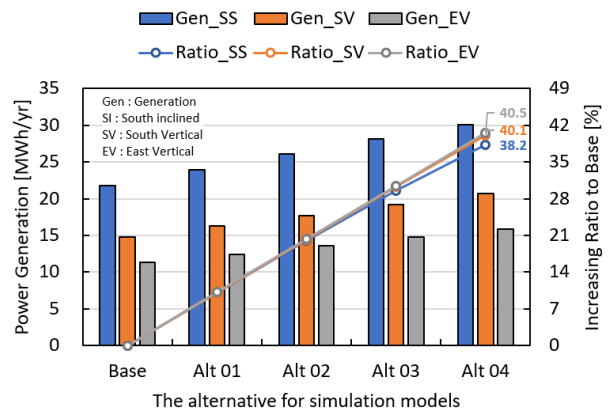


Fig. 7. The annual generation and increasing ratio to Base

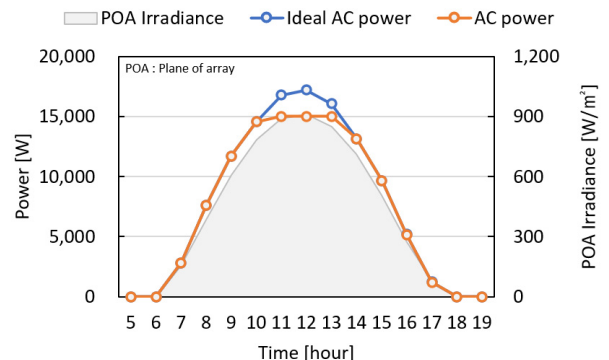


Fig. 8. The profile of AC power for Alt 04 of south inclined plane

용량보다 높은 어레이 출력 때문에 발생한 손실(이하 Clipping Loss)을 의미한다.

모든 설치조건에서 Fig. 8.과 같이 DC/AC Ratio를 증가함에 따라 입력전력 상한에 의한 손실이 발생하였다. 정남향 경사면 설치조건인 모델은 Alt 02(DC/AC Ratio 125%)에서부터 손실이 발생하기 시작하였으며, 수직면 설치조건인 모델은 작은 양이지만 Alt 03(DC/AC Ratio : 135%)에서부터 입력전력 상한에 의한 발전량 손실이 발생하였다.

Table 7.은 각 설치조건에 대한 해석모델의 Clipping Loss를 나타낸 것이며, Fig. 9.는 설치조건에 대한 단위 설치 용량당 연간 누적 발전량을 어레이(Array Yield)와 시스템(Final Yield)으로 분리하여 분석한 결과를 나타내고 있다. 손실이 발생하기 전까지 Array Yield는 Base model과 같은 수준을 유지하며, 손실이 발생하기 시작한 모델(경사면 : Alt 02, 수직면 : Alt 03)부터 점차 감소하기 시작했다. 반면, Final Yield는 DC/AC Ratio 증가에 따라 일부 증가하는 것으로 분석되었으며, 이는 DC/AC Ratio 증가에 따라 인버터 입력전력의 크기가 증가하여, 높은 변환효율에서 동작하는 빈도가 높아졌기 때문에 나타난 현상으로 확인되었다.

하지만 Final Yield 또한 입력전력 상한에 의한 발전량 손실이 증가하게 되면 감소 경향으로 전환된다. 정남향 경사면은 DC/AC Ratio 125%부터 감소 경향으로 전환되었으며, 정남향 수직면은 135%부터 전환되었다. 정동향 수직면은 DC/AC Ratio 146%까지 Final Yield의 감소 경향은 확인되지 않았다.

4. 결론

본 연구는 건물형 태양광발전시스템 측면에서 설치 조건별

Table 7. The clipping loss for each models

Loss [kWh/yr]	Base	Alt 01	Alt 02	Alt 03	Alt 04
South Inclined	0.0	0.0	20.2	147.4	442.6
South Vertical	0.0	0.0	0.0	3.0	41.3
East Vertical	0.0	0.0	0.0	0.6	4.4

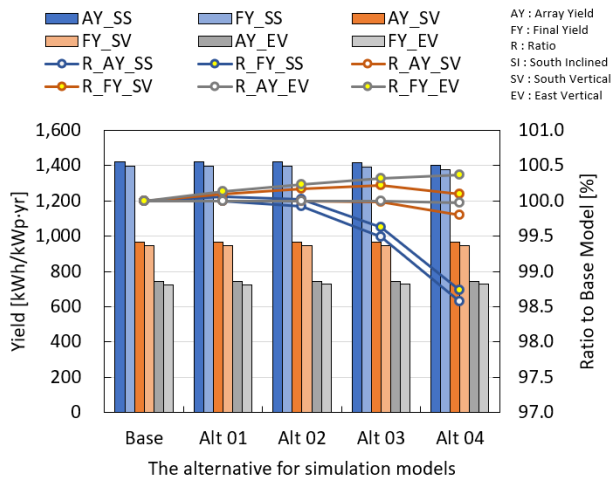


Fig. 9. The yield and ratio to base model

DC/AC Ratio 상한 세분화에 대한 타당성 평가와 설치 조건별 DC/AC Ratio 상향에 따른 발전 성능 측면의 영향을 평가하였다. 해석적인 방법을 통해 이루어졌으며, 대전지역의 표준기상자료와 건물형 태양광발전시스템 해석모델을 활용하였다. 본 연구의 주요 결과는 다음과 같다.

1) 주요 설치조건별 발전 특성 평가

주요 설치조건별 발전 특성 평가 결과, 정남향 경사면을 포함한 모든 설치조건에서 설계 사양 대비 낮은 출력을 나타냈다. 이는 표준 시험조건에서 고려되지 않는 여러 성능 손실 요소(입사각 수정 계수, 모듈 온도 등)의 영향에 의한 것으로 판단된다. 설계 사양 대비 정남향 경사면은 약 88.87%, 정남향 수직면이 80.55%, 정동향 수직면이 78.35% 수준이 최대 출력을 나타냈다.

2) 설치 조건별 설계 사양 대비 최대 출력 비율

앞선 주요 설치조건을 포함한, 다양한 설치조건을 대상으로 설계 사양 대비 최대 출력 비율을 평가하였다. 정북향에 가까운 특정 설치조건을 제외하면 설치조건 변화에 따른 설계 사양 대비 최대 출력 비율에 대한 민감도는 작은 것으로 분석되었다. 동향에서 서향 범위 내의 수직면 설치조건은 약 0.7~0.8 범위를 나타냈으며, 남향의 경사면은 약 0.9 수준의 비율을 갖는 것으로 분석되었다.

3) DC/AC Ratio 상향에 따른 효과 평가

주요 설치조건을 대상으로 DC/AC Ratio 상향에 따른 발전 성능 측면의 영향을 평가하였다. 해석 조건 중 인버터의 입력전력 상한(인버터 출력전력/인버터 변환효율)에 의해 손실이 발생하기 시작한 DC/AC Ratio는 정남향 경사면이 125%, 수직면 조건이 135%로 분석되었다. 손실이 발생하기 전까지는 DC/AC Ratio 상향 비율 만큼 발전량 또한 비례적으로 증가하였으며, 입력전력 증가에 따라 인버터 변화효율 또한 개선되었다. 단, 인버터의 입력전력 상한에 의한 손실이 발생하는 DC/AC Ratio를 기준으로 성능 저하가 발생했다.

건물형 태양광은 건물의 배치 및 형태에 종속되어 설치 위치가 결정되고, 건물 외피만큼의 설치 면적을 갖지만 이마저도 외부 환경(인접 건물, 조경, 시설물 등에 의한 음영)에 의해 더 축소된다. 하지만 시장에 출시된 인버터의 출력 용량은 다양하지 못해 어레이 용량에 비해 큰 출력 용량의 인버터를 설치하거나, 같은 설치조건이라도 작은 용량의 인버터 여러 대를 설치한다. 이는 인버터의 변환효율을 감소시키거나 초기 투자 비용의 증가 등 부정적인 영향을 미친다. 이러한 측면에서 본 연구에서 논하는 DC/AC Ratio 상한의 세분화와 상한의 상향은 위의 문제를 개선할 수 있을 것으로 예상된다.

다만, 본 연구는 해석적인 방법을 활용하여 수행되었기 때문에 한 정적인 조건(용량)과 실제 운영 조건상에서 나타날 수 있는 태양광발전시스템의 동작 상태를 완벽히 구현하지 못한다는 한계가 존재하고, DC/AC Ratio 조정은 PV 시스템의 내구성, 안전, 사고 등을 고려해야 하므로 실험적인 검토뿐만 아니라 다양한 측면의 검토가 필요할 것으로 판단된다.

Acknowledgement

본 연구는 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20223B10100020, RS-2023-00266248).

References

- [1] 국토교통부, 2050년 탄소중립 달성을 위한 녹색건축 활성화 방안, 2021. // (Ministry of Land, Infrastructure and Transport, Green building revitalization plan to achieve carbon neutrality by 2050, 2021.)
- [2] 한국에너지공단, 제로에너지건축물 인증 기술 요소 참고서 Ver.3, 2022. // (Korea Energy Agency, Zero energy building certification technical element reference Ver.3, 2022.)
- [3] 한국에너지공단, 제로에너지건축물 컨설팅 지원 우수사례집, 2022. // (Korea Energy Agency, Best practices for zero energy building consulting support, 2022.)
- [4] International Electrotechnical Commission, IEC TS 61836:2016 - Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols, 2016.
- [5] 김동수, 신우철, 윤종호, 건물적용 태양광발전시스템의 국내지역에 따른 설치각도별 연간 전력 생산량 예측에 관한 연구, 한국생태환경건축학회 논문집, 제14권 제1호, 2014.02, pp.67-74. // (D.S. Kim, U.C. Shin, J.H. Yoon, Annual energy yield prediction of building added PV system depending on the installation angle and the location in Korea, KIEAE Journal, 14(1), 2014.02, pp.67-74.)
- [6] 강은호 외 3인, 건물에너지해석용 국내 표준기상자료들의 일사량 비교 분석 연구, 한국태양에너지학회 논문집, 제42권 제6호, 2022.12, pp.157-171. // (E.H. Kang et al., A comparative analysis of solar radiation in Korea's typical meteorological year for building energy analysis, Journal of the Korean Solar Energy Society, 42(6), 2022.12, pp.157-171.)
- [7] T. Khatib et al., An iterative method for calculating the optimum size of inverter in PV Systems for Malaysia, Przegląd Elektrotechniczny, 88(4a), 2012, pp.281-284.
- [8] J.D. Mondol, Y.G. Yohanis, B. Norton, Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems, Solar Energy, 80(12), 2006.12, pp.1517-1539.
- [9] R. Mounetou et al., Oversizing array-to-inverter (DC-AC) ratio: What are the criteria and how to define the optimum? The 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2014), 2014.09, pp.2813-2821.
- [10] A. Sangwongwanich et al., Impacts of PV array sizing on PV inverter lifetime and reliability, 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2017.10, pp.3830-3837.
- [11] PVsyst, <https://www.pvsyst.com/>, 2023.12.06.
- [12] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, Solar Energy, 80(1), 2006.01, pp.78-88.
- [13] D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie, Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, Solar Energy, 28(4), 1982, pp.293-302.
- [14] Ineichen, P., Global irradiance on tilted and oriented planes: Model validations, 2011, <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:23519>, 2023.12.06.
- [15] ASHRAE, International weather for energy calculations, v 2.0, <https://www.ashrae.org/technical-resources/bookstore/ashrae-international-weather-files-for-energy-calculations-2-0-iwec2>, 2023.12.06.
- [16] 강은호 외 3인, 표준기상자료를 활용한 태양광발전 시스템의 설치 조건별 발전량 예측 노모그램 개발, 한국태양에너지학회 논문집, 제43권 제4호, 2023.08, pp.29-41. // (E.H. Kang et al., Development of predicted power generation nomogram of photovoltaic system by installation conditions using typical meteorological year, Journal of the Korean Solar Energy Society, 43(4), 2023.08, pp.29-42.)