

태양복사모델을 이용한 태양전지판의 최적 경사각에 대한 연구

지준범*, 최영진*, 이규태**

*국립기상연구소 응용기상연구과(jbjee@korea.kr/yjchoikma@korea.kr),
**강릉원주대학교 대기환경과학과(ktleee@gwnu.ac.kr)

The Study on the Optimal Angle of the Solar Panel using by Solar Radiation Model

Jee, Joon-Bum* Choi, Young-Jean* Lee, Kyu-Tae**

*Dept. of Applied Meteorology, National Institute of Meteorological
Research,(bjjee@korea.kr/yjchoikma@korea.kr),

**Dept. of Atmospheric and Environmental Sciences, Gangneung-Wonju National
University(ktleee@gwnu.ac.kr)

Abstract

The angle of solar panels is calculated using solar radiation model for the efficient solar power generation. In ideal state, the time of maximum solar radiation is represented from 12:08 to 12:40 during a year at Gangneung and its average time is 12:23. The maximum solar radiation is 1012 W/m² and 708 W/m² in clear sky and cloudy sky, respectively. Solar radiation is more sensitive to North-South (N-S) slope angle than East-West (E-W) azimuth angle. Daily solar radiation on optimum angle of solar panel is higher than that on horizontal surface except for 90 days during summer.

In order to apply to the real atmosphere, the TMY (typical meteorological Year) data which obtained from the 22 solar sites operated by KMA(Korea Meteorological Administration) during 11 years(2000 to 2010) is used as the input data of solar radiation model. The distribution of calculated solar radiation is similar to the observation, except in Andong, where it is overestimated, and in Mokpo and Heuksando, where it is underestimated. Statistical analysis is performed on calculated and observed monthly solar radiation on horizontal surface, and the calculation is overestimated from the observation. Correlation is 0.95 and RMSE (Root Mean Square Error) is 10.81 MJ.

The result shows that optimum N-S slope angles of solar panel are about 2° lower than station latitude, but E-W slope angles are lower than ± 1°. There are three types of solar panels: horizontal, fixed with optimum slope angle, and panels with tracker system. The energy efficiencies are on average 20% higher on fixed solar panel and 60% higher on tracker solar panel than compared to the horizontal solar panel, respectively.

Keywords : 최적 경사각(Optimum angle), 태양전지판(Solar panel), 태양복사모델(Solar radiation model), TMY(Typical Meteorological Year), 연누적일사량(Accumulated solar radiation)

투고일자 : 2012년 1월 11일, 심사일자 : 2012년 1월 13일, 게재확정일자 : 2012년 4월 24일
교신저자 : 지준범(jbjee@korea.kr)

기 호 설 명

ϕ	: 위도 (°)
ω	: 시간각 (°)
δ	: 태양의 적위 (°)
θ	: 태양 천정각 (°)
θ_{β}	: 남북경사면에서의 태양 천정각 (°)
$\theta_{\beta\gamma}$: 임의 경사면에서의 태양 천정각 (°)
I_g	: 전천일사 (W/m^2)
I_d	: 직달일사 (W/m^2)
I_s	: 산란일사 (W/m^2)

1. 서 론

최근 화석연료의 부족과 지구온난화 문제를 해결하고자 태양에너지, 풍력 등의 신재생 에너지에 대한 관심이 증대되고 있다. 신재생 에너지 발전에서 발전적지의 선정은 가장 중요한 부분으로 다양한 연구들이 진행되고 있다. 조일성 등(2010)과 지준범 등(2011)은 태양복사모델 및 위성자료를 활용하여 한반도의 고해상도의 태양-기상 자원지도를 계산하였다.¹⁾²⁾ 1 km × 1 km 해상도의 위성자료를 이용하여 구름의 특성을 산출하였고 지형의 효과를 고려하여 지형에 의한 차폐를 적용하였다. 이들 결과에 의하면 한반도의 태양에너지 분포를 알 수 있으며 효율이 높은 지역들의 분포를 파악할 수 있다. 그러나 이들 연구에서는 지형유무에 따라 수평면에 도달되는 태양에너지에 대한 것이며 실제 태양광 발전시 태양전지판에 도달되는 것은 아니다.

지구의 자전과 공전은 태양에너지의 시간 변화 및 공간적인 변화를 발생시키고 또한 지

축의 경사로 인하여 동일지역에 도달되는 태양에너지의 계절변화가 나타난다. 지상에 설치되는 태양전지판은 최대 에너지를 얻을 수 있도록 하기위하여 최대한 태양과 직각이 되도록 설치한다. 이를 위해서는 태양전지판이 태양을 추적하여 1년 내내 90°를 유지시킬 수 있는 태양 추적식 전지판의 효율이 높다. 그러나 태양전지판의 효율이 15%에 불과하기 때문에 추적식의 설치는 대단위 태양발전소를 제외한 소규모의 발전 시설에서는 효율이 떨어질 수밖에 없다. 이는 추적식 태양전지판을 움직여 태양을 추적할 수 있도록 설비가 추가로 필요하고 이를 움직일 수 있는 전기가 계속적으로 요구되기 때문이다.³⁾⁴⁾ 따라서 고정식 태양전지판의 설치가 우선되며 전지판의 최적의 경사각 설정은 아주 중요한 요소가 된다. 조덕기 등(2001)은 방위각에 따른 경사면 일사량을 관측자료로 분석하였으며 관측시 경사각을 10° 간격으로 하여 분석하였다.⁵⁾

이 연구에서는 복사모델을 이용하여 경사면의 복사학적 특성을 분석하고 실제 기상자료를 입력하여 태양전지판의 최적 설치각을 계산하고 태양전지판의 설치에 따른 잠재태양에너지를 분석하였다. 최근 태양광 발전의 효율성을 높이기 위하여 추적식 태양전지판의 설치가 이루어지고 있으나 고가이기 때문에 소규모 발전단지 또는 자가 발전 시설에서는 사용에 어려움이 있다. 따라서 이 연구는 고정식 태양전지판의 설치시 최적 경사각으로 태양전지판을 설치하여 태양광 발전의 효율을 극대화시킬 수 있을 것으로 사료된다.

3) Fahrenburch, A. and Bube, R. Fundamentals of solar cells, Academic Press, New York.1983, p. 211.

4) Rizk, J. and Y. Chaiko, Solar Tracking System: More Efficient Use of Solar Panels, World Academy of Sciences, Engineering and Technology, 41, 2008, pp. 313-315.

5) 조덕기, 전일수, 전명석, 강용혁, 오정수, 방위별 경사면일사량 분석에 관한 연구. 한국태양에너지학회 논문집, 21, 2, 2001, pp. 19-24.

1) 조일성, 지준범, 이원학, 이규태, 최영진, 복사모델에 의한 남한의 지표면 태양광 분포, 한국기후변화학회지, 01, 2010, pp. 147-161.

2) 지준범, 조일성, 이규태, 최영진, 지형효과를 고려한 지표면 태양광 분포, 한국지구과학회지, 32, 2011, pp. 190-199.

2. 자료 및 방법

2.1 태양복사모델

지표면 및 태양전지판에 도달되는 태양에너지는 단층태양복사모델 또는 관측기기를 이용하여 계산 및 관측이 가능하다. 관측기기의 설치하는 장기간 관측과 다양한 각도에 대한 관측기기의 설치로 인하여 시간 및 재정적으로 제약이 많다. 그러나 복사모델을 이용한 계산은 적은 시간의 투자로 다양한 실험이 가능하다. 따라서 이 연구에서는 태양에너지 계산을 목적으로 개발된 GWNU 단층 태양복사모델(지준범 등, 2011, 조일성 등, 2010)을 이용하여 수평면 및 다양한 경사각을 고려하여 실험을 하였다. GWNU 태양복사모델은 수평면에 도달되는 태양에너지 계산을 목적으로 하며 대기를 단일층으로 고려하여 계산된다.⁶⁾

Horizontal은 일반적인 태양복사모델의 계산이 이루어지는 수평면이 되며, Solar panel 면은 경사면을 가지는 태양전지판이다. 단층 복사모델에서 수평면에 도달되는 태양에너지를 대신하여 태양전지판에 도달하는 태양에너지의 계산은 비교적 간단하다.

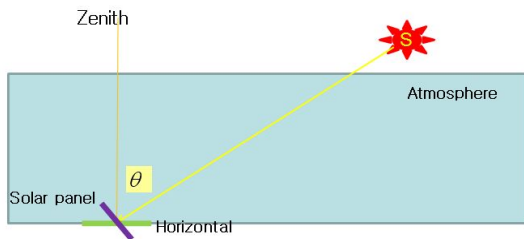


Fig. 1. Horizontal and solar panel in the atmosphere.

Fig. 1에서 경사면의 천정각은 수평면의 천정각(θ)을 적용하면 계산이 가능하다. 수평면과 경사면의 천정각은 아래와 같이 계산할 수 있다.⁷⁾

6) 지준범, 이원학, 조일성, 이규태, 다층상세태양복사모델에 의한 단층 태양복사모델의 보정, 대기지, 21, 2011, pp. 151-162.

7) Iqbal, M., An Introduction to Solar Radiation, Academic Press, New York, USA, 1983, p. 391.

$$\cos\theta = \sin\delta\sin\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega \quad (1)$$

$$\cos\theta_\beta = \sin\delta\sin(\phi - \beta) + \cos\delta\cos(\phi - \beta)\cos\omega \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \cos\theta_{\beta\gamma} = & (\sin\delta\cos\beta - \cos\phi\sin\beta\cos\gamma)\sin\delta \\ & + (\cos\phi\cos\beta + \sin\phi\sin\beta\cos\gamma)\cos\delta\cos\omega \\ & + \cos\delta\sin\beta\sin\gamma\sin\omega \end{aligned} \quad (3)$$

여기서, δ 는 태양의 적위, ϕ 는 위도이고 ω 는 태양의 시간각이다. 경사의 방향은 남북방향(β)과 동서방향(γ)으로 나누어 적용할 수 있다. 따라서 식(1)은 수평면의 태양 천정각이며, 식(2)은 남북경사를 가지는 경사면의 태양 천정각(θ_β) 그리고 식(3)은 남북 및 동서방위각을 가지는 경사면의 태양 천정각($\theta_{\beta\gamma}$)이다. 그러나 이러한 천정각의 적용에 있어서 태양에너지가 대기를 통과하는 광학경로의 길이는 변화하지 않기 때문에 이는 기존 수평면의 천정각을 적용하여 계산하여야 한다.

수평면에 도달되는 전천일사량(I_g)은 직달 일사량(I_d)과 천정각의 코사인의 곱한 값과 산란일사량(I_s)의 합으로 아래식과 같다.

$$I_g = I_d\cos\theta + I_s \quad (4)$$

여기서 경사면의 전천일사량은 태양천정각 θ 를 경사면의 식(2), (3)에 적용하면 간단히 계산된다. 그러나 실제 직달 일사량 및 산란 일사량은 대기의 흡수체를 고려하여 파장별로 계산되기 때문에 계산되는 광학경로는 수평면의 태양천정각을 적용하여 계산한다. 아래의 식은 공기분자와 오존의 상대광학경로를 계산하는 식이다.

$$m_r = [\cos\theta + 0.15(93.885 - \theta)^{-1.253}]^{-1} \quad (5)$$

$$m_o = (1 + h_0/6370)/(\cos^2\theta + 2h_0/6370)^{0.5} \quad (6)$$

이 식들은 수증기, 오존, 혼합기체, 에어로솔 등의 대기 흡수체량을 천정각에 따라 다르게 적용될 수 있다.

2.2 모델입력자료

GWNU 태양복사모델의 수행을 위하여 시간

별 입력자료를 이용하였으며 기후영향을 반영한 연속적인 자료를 사용하기 위하여 지준범 등(2012)의 태양 에너지 연구를 위한 TMY의 자료를 이용하였으며 TMY는 Table 1과 같다.⁸⁾

Table 1. TMY for solar radiation data.

Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.
TMY	2007	2003	2002	2004	2000	2006
Month	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
TMY	2010	2001	2002	2005	2008	2008

태양복사모델 수행을 위한 입력자료는 고도, 지표면 알베도, 전오존량, 에어로솔량, 가강수량, 현지기압, 해면기압과 구름량의 입력자료가 필요하다. 이 연구에서는 이규태 등(2011)의 태양광자원지도 작성을 위해 사용된 2000년부터 2010년의 4km 해상도 자료 중 22개 일사관측 지점과 가장 가까운 격자점의 자료와 일사관측소의 자료를 선택적으로 사용하였다. 각각의 입력자료들은 위성(AQUA, TERA, AURA, SRTM)자료와 기상청의 일사관측소의 관측자료이며 사용된 GWNU 모델의 입력자료 및 원자료의 해상도는 Table 2와 같이 정리된다.⁹⁾

Table 2. Input data for solar radiation model.

Input data	Source	Resolution	
DEM (Digital Elevation Model)	SRTM	3s	Static
Surface Albedo	MODIS(TERA/AQUA)	0.05°×0.05°	Monthly
Total Ozone	OMI(AURA)	1°×1°	Daily
AOD (Aerosol Optical Depth)	MODIS(TERA/AQUA)	1°×1°	Daily
Cloud Amount (Sunshine duration)	KMA	station	Hourly
Temperature, Pressure, TPW (Total Precipitable Water)	KMA	station	Hourly

2.3 연구방법

2.1절의 천정각을 적용한 태양복사 모델을 이

- 8) 지준범, 이승우, 최영진, 이규태, 한반도 태양에너지 연구를 위한 일사량 자료의 TMY 연구를 위한 TMY 구축, 한국신재생에너지학회, 2012, 심사중.
9) 이규태, 조일성, 지준범, 최영진, 한반도에서 해상도 변화에 따른 지표면 일사량의 시공간 분포, 한국신재생에너지학회지, Vol.7, 2011, pp. 22-28.

용하여 참조 상태를 가정하여 일사량을 계산하였다. 참조 상태는 강릉(37.75°N, 128.9°E) 일사관측소 위치를 고려하였고 전오존량 350DU, 에어로솔 광학두께 0.05, 가강수량 2.5 cm-atm 그리고 구름 30%를 입력자료로 하였다. 천정각과 관련된 계산위치의 남북경사각은 0°부터 90°까지 2° 간격으로 계산하였고 동서방위각은 -40°부터 +40°까지 1도 간격으로 계산하여 최대 일사량을 비교하였다. 또한 민감도 조사는 맑을 때와 흐릴 때 그리고 수평면, 최적 경사각 그리고 태양 추적의 태양전지를 고려하여 비교하였다.

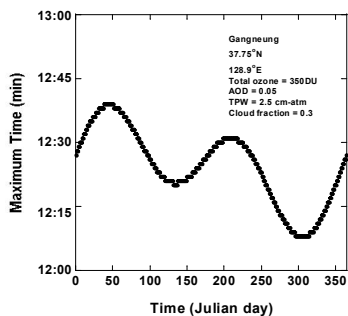
22개 일사관측소의 최적 태양전지판 경사각 설정은 2.2절의 자료를 태양복사 모델에 입력하여 수행하였다. 일차적인 경사각 설정은 지점의 위도를 중심으로 남북경사를 -20°부터 +20°까지 1° 간격, 동서방위각을 -25°부터 +25°까지 1°간격으로 하였고 각각 태양복사모델을 수행하여 맑았을 때와 구름이 있을 때에 대하여 연누적 일사량을 계산하였다. 계산된 연누적 일사량이 최대인 경사각을 최적 경사각으로 선정하였다. 선정된 최적 경사각을 이용하여 수평면, 경사면 그리고 태양추적식의 태양전지판을 고려하여 일사량을 비교분석한다.

3. 결 과

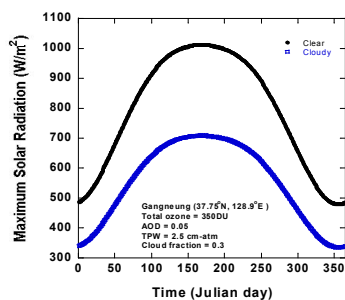
3.1 이론적 태양전지판의 경사

GWNU 모델의 일사량 계산과 일년주기의 태양에너지 특성을 확인하기 위하여 참조 상태를 고려하여 모델을 수행하였다. 강릉(37.75°N, 128.9°E)을 참조 위치로 설정하고 강릉지역의 기후특성을 고려하여 전오존량 350DU, 에어로솔 광학두께 0.05, 가강수량 2.5 cm-atm 그리고 구름 30%를 고려하였다. 모델의 수행은 분 간격으로 1년 동안 수평면에 도달되는 일사량을 계산하였다. Fig. 2는 1년 동안 계산 결과 중 최대 태양에너지가 계산되는 시간과 전천일사량을 나타낸 것이다. 계산 지점인 강릉은 동경표준시(135°E)를 사용하기 때문에

태양의 고도가 최대가 나타나는 시각(남중시각)은 12시를 지나서 나타나며 태양은 지구 자전축의 경사로 인하여 일 년을 주기로 적위와 시간각이 발생되어 일별로 변화가 나타난다. Fig. 2(a)를 보면 최대 일사량이 나타나는 시각은 12시 8분에서 12시 40분에 나타나는 것을 볼 수 있으며 평균시각은 12시 23분이다. Fig. 2(b)는 최대 일사량이 나타나는 시각의 전천복사속을 나타낸 것이다. 맑은 상태일 때는 최대 1012 W/m²의 에너지가 지표면(수평면)에 도달되나 구름이 30% 있는 흐린 날은 708 W/m²의 에너지가 도달된다. 이러한 에너지는 수평면을 기준으로 계산된 것이며 실제 태양전지판을 위도에 따라 경사를 두어 직달 태양에너지가 연중 최대가 되도록 설치한다. 따라서 Fig. 2에서 보는 것과는 달리 여름철에는 더 낮은 에너지를 받게 되고 겨울철에는 더 높은 에너지를 받을 수 있게 된다.

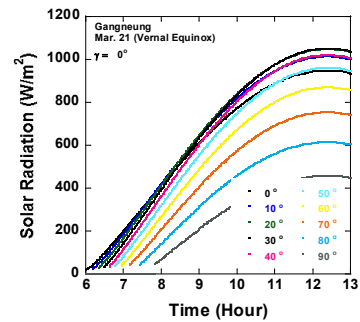


(a) Time of maximum solar radiation

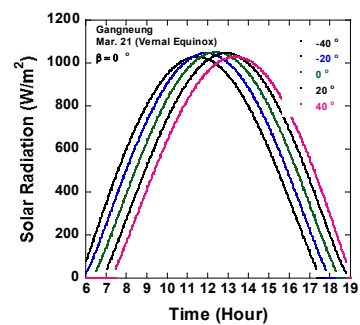


(b) Global solar radiation

Fig. 2. Time of maximum solar radiation and global solar radiation from solar radiation model.



(a) Solar Radiation with β



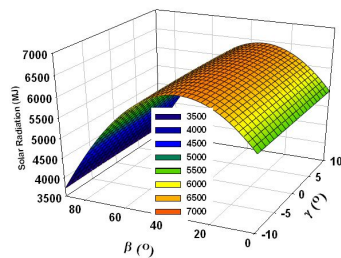
(b) Solar Radiation with γ

Fig. 3. The variation of solar radiation at Gangneung.

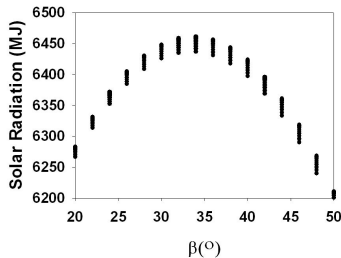
동일한 조건을 고려하여 수평면에 도달되는 태양에너지를 경사면에 도달 할 수 있도록 식 (3)을 적용하였다. 먼저 하루 동안 수평면 및 경사면이 받는 일사량을 실험하였다. 춘분(3월21일)일을 선정하여 계산된 결과를 Fig. 3에 나타내었다. 남북경사(β)는 0°에서 90°까지 10° 간격으로 나타내었고 동서방위(γ)는 -40°에서 +40°까지 20°간격으로 나타내었다. 고정된 동서방위($\gamma=0^\circ$)일 때 수평면에서 받는 일사량과 비교하여 남북경사의 증가에 따라 일사량은 증가되다가 남북경사각이 20°에서 30°사이일 때 최고값을 보인 후 다시 감소되었고 50°이상의 남북경사일 때는 수평면보다 적은 일사량을 받게 된다. 동서방위의 경우는 0°를 중심으로 음의 경사일 때는 오전시간에서 최대값이 나타났고 양의 경사일 때는 오후에 최대값이 나타났다. 또한 0°를 중심으로 동서방위각이 증가함에 따라 최대값이 감소되었고

방위각 $\pm 40^\circ$ 에서는 해가 뜨고 질 때 일사량이 없다가 태양의 고도가 일정한 고도이상으로 상승한 후에 일사량이 나타났다. 남북 경사(β)를 0° 에서 90° 까지 2° 간격, 동서방위(γ)를 -10° 에서 $+10^\circ$ 까지 1° 간격으로 조절하였고 분간격으로 태양복사모델을 수행하여 연누적 일사량을 비교하여 최적 경사각을 계산하였다.

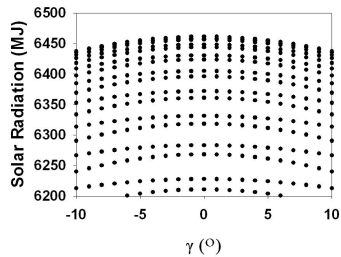
Fig. 4는 경사각에 따른 연누적 일사량으로 남북경사에 대해서는 변화가 컸으나 동서 경사에 대해서는 변화가 크게 나타나지 않았다. Fig. 4(b)와 4(c)는 동서방위각과 남북경사각에 대한 변화를 나타낸 것으로 최대 연누적 일사량은 β 가 33° 이고 γ 가 -1° 일 때 나타났다.



(a) Solar Radiation with β and γ



(b) Solar Radiation with β



(c) Solar Radiation with γ

Fig. 4. Solar radiation with slope of solar panel.

Fig. 4에서 계산된 경사각을 고정식 태양전지판으로 가정하고 수평면 및 추적식 태양전지판을 고려하여 1년 동안 태양에너지의 변화를 계산하였다. Fig. 5는 수평면(horizon), 남북경사만 고려한 고정식(slope), 남북경사 및 동서방위를 고려한 고정식(fixed) 그리고 추적식(tracker) 태양전지판을 기준으로 분단위로 계산하여 일 누적하여 나타내었다.

경사각을 고려한 고정식들의 계산결과는 Fig. 4에서 보인바와 같이 동서방위에 따른 차이는 남북경사와 비교하여 차이가 크게 나타나지 않았다. 고정식의 태양에너지는 수평면의 에너지와 비교하였을 때 여름 90일 동안 작은 에너지가 도달되나 나머지 기간에서는 월등히 높은 것을 확인할 수 있다. 추적식의 경우는 다른 방법과 비교하여 월등히 높은 에너지를 받을 수 있으나 태양전지판이 태양을 추적하게 하는 동력 및 설비를 고려해야 하는 문제점이 있다.

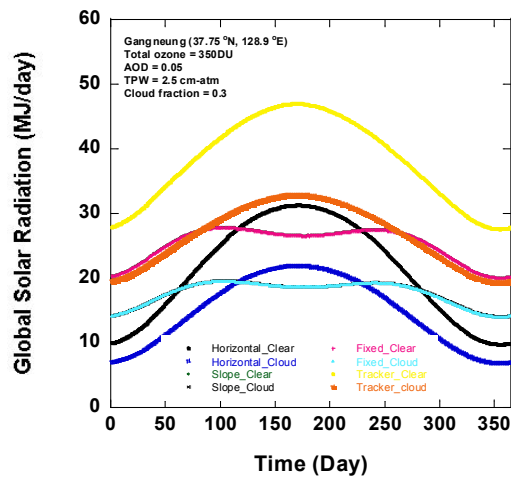


Fig. 5. Time series of daily solar radiation with supposed solar panels.

3.2 최적 태양전지판의 경사

이론적인 계산은 대기의 상태와 구름이 항상 일정하기 때문에 실제에 적용하는 것은 바

람직하지 않다. 그래서 2.2절의 TMY 기상자료를 이용하여 대표적인 22개 일사관측소에 대하여 최적 태양전지판 설치각을 계산하였다. 맑은 날일 때 지표면에 도달되는 일사량은 대기 중의 오존, 에어로솔, 공기분자 및 수증기의 양에 따라서 변화한다. 그러나 구름이 있는 경우는 대부분 구름에 의하여 크게 좌우된다. 이 연구에서 22개 지점의 구름은 일조량 값을 이용하였으며 지상관측 일사량과 계산 일사량을 비교하여 보정하였다. 입력자료를 제외한 태양복사모델의 수행은 3.1과 동일하게 계산하였다. 먼저 모델 계산의 정확성을 알아보기 위하여 22개 일사관측소의 입력자료를 하여 수평면의 일사량을 계산하여 관측값과 비교 검증하였다.

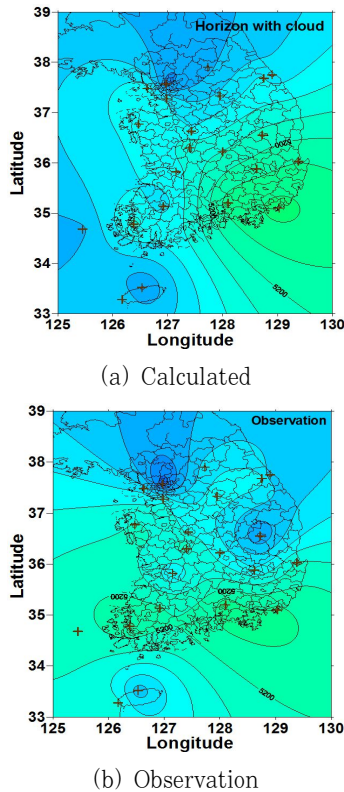


Fig. 6. The distributions of accumulated global solar radiation from GWNU solar radiation model and observation at 22 solar stations.

Fig. 6은 연누적 일사량의 계산결과와 관측자료의 분포이다. 태양복사모델에 의하여 계산된 결과에서 안동에서는 크게 계산되었고 목포와 흑산도에서는 작게 계산되었으나 전체적인 분포는 관측과 유사하였다.

22개 관측소의 월누적 일사량을 이용하여 통계검증을 수행하였으며 Fig. 7에 나타내었다. 검증결과를 보면 모델 계산이 관측과 비교하여 약간 크게 계산되는 것을 볼 수 있고 상관성은 0.95였고 평방근 오차는 10.81 MJ로 높은 정확성을 보였다.

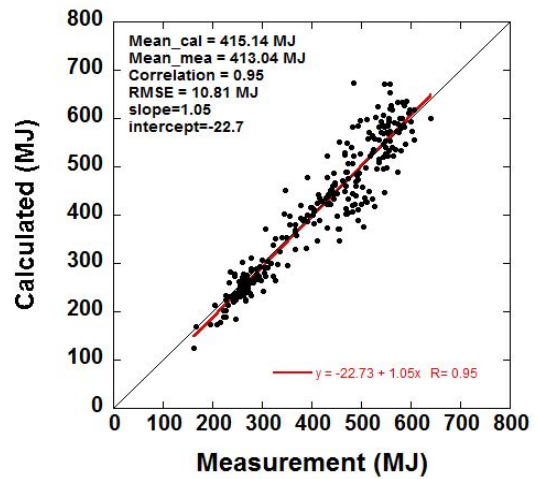


Fig. 7. The relationship between calculated by solar radiation model and observation.

유사한 수평면의 계산을 기초로 하여 각 관측소의 위치에서 최적 태양전지판의 경사각을 계산하였다. 계산 방법은 3.1절에서 계산된 결과를 토대로 남북경사는 위도를 기준으로 -20° 부터 $+20^{\circ}$ 의 경사를 가정하고 동서방위는 -25° 부터 $+25^{\circ}$ 의 경사를 가정하여 맑은 날과 흐린 날을 고려하여 각각 계산하였다. 계산된 연누적 일사량 값을 비교하여 최적 경사각을 선정하였고 선정된 최적 경사각은 Table 3과 같다.

Table 3. Optimum angle of solar panel at 22 solar sites.

Solar station(22)	Clear		with Cloud	
	β	γ	β	γ
Station name(ID)				
Daegwallyung(100)	34	0	35	-1
Chuncheon(101)	34	0	36	1
Gangneung(105)	34	0	36	-1
Seoul(108)	34	0	36	-1
Incheon(112)	34	0	35	0
Wonju(114)	34	0	35	0
Suwon(119)	34	0	35	0
Seosan(129)	33	0	34	0
Cheongju(131)	33	0	34	0
Daejeon(133)	33	0	34	0
Chupoongryung(135)	33	0	34	0
Andong(136)	33	0	35	1
Pohang(138)	33	0	34	0
Daegu(143)	33	0	34	0
Cheonju(146)	33	0	34	-1
Kwangju(156)	32	0	33	-1
Busan(159)	32	0	33	0
Mokpo(165)	32	0	32	0
Heusando(169)	31	-1	31	0
Jeju(184)	30	-1	30	-1
Gosan(185)	30	-1	29	-1
Jinju(192)	32	0	34	0

맑은 상태에서 남북경사는 위도를 기준으로 2° 또는 3° 낮은 경사를 보였으며 동서방위는 0° 를 기준으로 거의 변화가 없었다. 그러나 구름이 있는 실제 대기상태에서는 관측소에 따라 그 특성이 다르게 나타났다. 대부분의 지역에서 맑은 상태와 비교하여 남북경사는 더 크게 나타나 제주와 고산을 제외하고는 관측소의 위도와 2° 이내로 나타났고 서울은 위도보다 더 큰 경사각으로 계산되었다. 제주와 고산지점은 상대적으로 여름철 구름에 의하여 맑은 일사량이 차폐되기 때문에 경사각이 작을 때 많은 일사량을 받기위하여 경사각이 낮게 계산된 것으로 분석되며 서울의 경우는 상대적으로 여름철 높은 일사량으로 겨울철의 일사량을 보충하기 위하여 경사각을 크게 하여야 많은 일사량이 도달되는 것으로 분석된다.

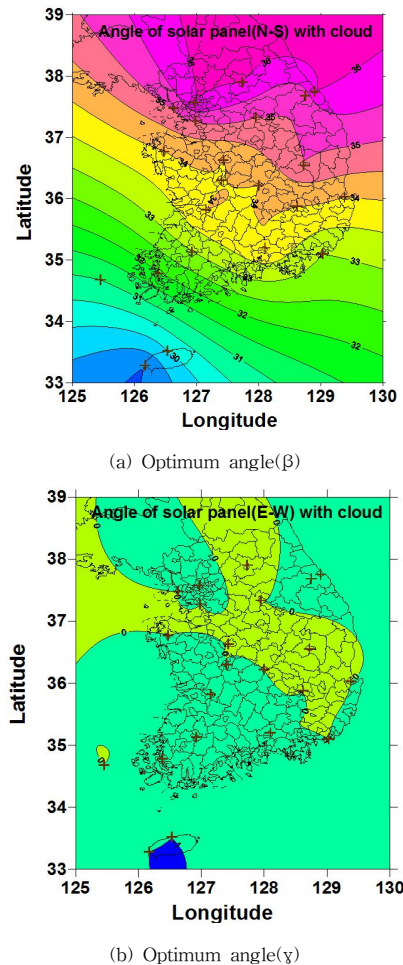
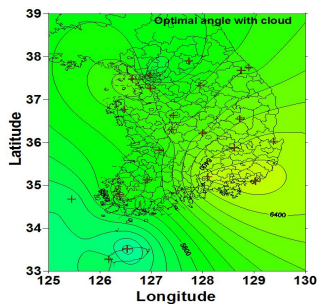
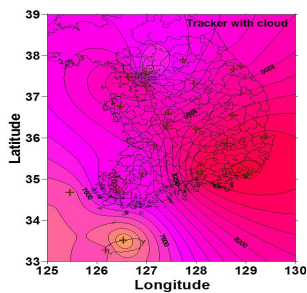


Fig. 8. Optimum angle of solar panel.

각 지점의 태양전지판의 최적 경사(Optimal) 태양전지판과 수평면(Horizon) 태양전지판 그리고 추적식(Tracker) 태양전지판을 고려하였을 때 계산되는 일사량을 비교하였다. Fig. 9는 최적경사(β, γ)일 때의 일사량과 추적식일 때 일사량의 분포를 나타낸 것이다. 일사량의 분포는 Fig. 6(a)과 유사하며 누적일사량의 범위가 다른 것을 확인할 수 있다. 최적 태양전지판일 경우 부산지역에서 6500 MJ 이상이 나타나고 추적식 태양전지판일 경우에는 8700 MJ 이상의 일사량이 나타나는 것으로 계산된다.

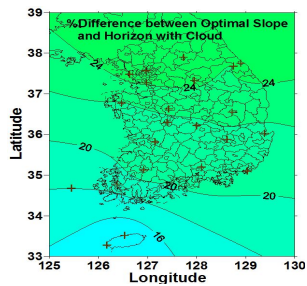


(a) Fixed

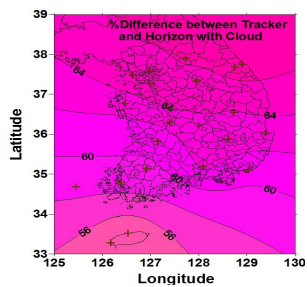


(b) Tracker

Fig. 9. Accumulated solar radiation of fixed and tracker solar panels.



(a) Fixed



(b) Tracker

Fig. 10. The percentage difference of solar radiation between solar panels.

누적 일사량 계산 결과를 수평면 계산 결과 (Fig.6(a))와 비교하여 에너지 효율을 계산하였으며 Fig. 9에 나타내었다. 최적 경사를 고려한 태양전지판의 경우 평균 20% 이상 효율이 나타났으며 태양 추적식 태양전지판의 경우 60% 이상의 효율이 나타났다.

4. 요약 및 제언

태양복사 모델은 컴퓨터 자원을 이용하여 비교적 빠르고 정확하게 태양에너지의 계산을 수행할 수 있다. 태양복사모델의 민감도 및 태양에너지의 특성을 살펴보기 위하여 참조 상태에서 경사각에 따른 이론적인 일사량을 계산하였으며 최대 일사량들을 비교하여 맑을 때와 흐릴 때 그리고 수평면, 최적 경사각 그리고 태양 추적에 따른 일사량의 변화를 살펴보았다.

춘분(3월21일)일을 고려하여 경사면에 도달되는 일사량은 Fig. 3(a)과 같이 수평면에서 받는 일사량과 비교하여 남북경사각이 20°에서 30°사이일 때 최고값이 나타나고 50° 이상의 남북경사일 때는 수평면보다 적은 일사량을 받게 된다. 경사각을 고려한 고정식 태양전지판의 계산결과에서 동서방위에 따른 차이는 남북경사의 결과와 비교하여 차이가 크게 나타나지 않았다.

TMY 기상자료를 이용하여 22개 일사관측소에 대하여 최적 태양전지판 설치각을 계산하였다. 연누적 일사량의 계산결과와 관측자료의 분포는 안동에서는 크게 계산되었고 목포와 흑산도에서는 작게 계산되었으나 전체적인 분포는 관측과 유사하였다. 월누적 일사량을 이용하여 통계 검증한 결과는 모델 계산이 관측과 비교하여 약간 과대 계산되었고 상관성은 0.95였고 평방근 오차는 10.81 MJ로 높은 정확성을 보였다.

맑은 상태에서 남북경사는 위도를 기준으로 2° 또는 3° 낮은 경사를 보였으며 동서방

위각은 0°를 기준으로 거의 변화가 없었으나 대부분의 지역에서 남북경사는 더 크게 나타나 제주와 고산을 제외하고는 관측소의 위도와 2° 이내로 나타났다. 각 지점의 태양전지판의 최적 경사(Optimal) 태양전지판과 수평면(Horizon) 태양전지판 그리고 추적식(Tracker) 태양전지판을 고려하였을 때 계산되는 일사량을 비교하였다. 최적 태양전지판 일 경우 부산지역에서 6500 MJ 이상이 도달하였고 누적 일사량 계산 결과를 수평면 계산 결과와 비교한 결과, 에너지 효율은 최적 경사를 고려한 태양전지판의 경우 평균 20% 이상 효율이 나타났다.

고정식의 경우 계절에 따라 월별 최적 경사를 설정하여 경사각을 조절할 경우 효율적인 태양에너지를 받을 수 있고 발전량의 증가를 가져올 수 있다. 추적식의 경우는 다른 방법과 비교하여 월등히 높은 에너지를 받을 수 있으나 태양전지판이 태양을 추적하게 하는 동력 및 설비를 고려해야 하는 문제가 있으며 지속적인 유지보수가 필요하여 현재의 태양전지판의 효율을 고려할 때 타당성이 떨어질 것으로 분석된다.

후 기

본 연구는 2011년 국립기상연구소 “녹색성장 지원기술 개발연구” 사업의 지원으로 수행되었습니다.

참 고 문 헌

1. 조일성, 지준범, 이원학, 이규태, 최영진, 복사모델에 의한 남한의 지표면 태양광 분포, 한국기후변화학회지, 01, 2010, pp. 147-161.
2. 지준범, 조일성, 이규태, 최영진, 지형효과를 고려한 지표면 태양광 분포, 한국지구과학회지, 32, 2011, pp. 190-199.
3. Fahrenburch, A. and Bube, R. Fundamentals of solar cells, Academic Press, New York.1983, p. 211.
4. Rizk, J. and Y. Chaiko, Solar Tracking System: More Efficient Use of Solar Panels, World Academy of Sciences, Engineering and Technology, 41, 2008, pp. 313-315.
5. 조덕기, 전일수, 전명석, 강용혁, 오정수, 방위별 경사면일사량 분석에 관한 연구. 한국태양에너지학회 논문집, 21, 2, 2001, pp. 19-24.
6. 지준범, 이원학, 조일성, 이규태, 다층상세 태양복사모델에 의한 단층 태양복사모델의 보정, 대기지, 21, 2011, pp. 151-162.
7. Iqbal, M., An Introduction to Solar Radiation, Academic Press, New York, USA, 1983, p. 391.
8. 지준범, 이승우, 최영진, 이규태, 한반도 태양에너지 연구를 위한 일사량 자료의 TMY 연구를 위한 TMY 구축, 한국신재생에너지학회, 2012, 심사중.
9. 이규태, 조일성, 지준범, 최영진, 한반도에서 해상도 변화에 따른 지표면 일사량의 시공간 분포, 한국신재생에너지학회지, Vol.7, 2011, pp. 22-28.