

# 태양광입지선정을 위한 지형분석방법 소개 및 영향분석

김 영득<sup>1)</sup>, 안 인수<sup>2)</sup>, 김 민수<sup>3)</sup>, 장 정호<sup>4)</sup>, \*\*장 문성<sup>5)</sup>

## Analysis of Effects on Topography for P-V system

\*Youngdeug Kim, Insoo Ahn, Minsu Kim, Jeongho Chang, \*\*Moonsoung Chang

**Key words** : topography, Photovoltaic, PV system, Solar Radiation, sun position, Insolation

**Abstract** : In design PV(photovoltaic) system, there are many important factors to consider for best site selection.

It is essential to understand to know the amount of sunlight available and how to minimize the shadings.

This study presents basic concepts for understanding sun's position and insolation. also gives easy tools for topography analysis.

Finally, this study shows some theoretical calculations of power generation losses and disadvantages in economic feasibility.

### Nomenclature

- $\delta$  : solar declination angle, degree
- $\alpha$  : solar altitude angle, degree
- $\phi$  : solar azimuth angle, degree
- $\Theta$  : zenith angle
- $I_D$  : Ddirect
- $I_G$  : global irradiance)

### subscrip

- HRA : Hour angle
- LST : Local solar time
- PSA : Plataforma Solar de Almerya
- AM : Air Mass
- Smodule : radiation incident on a titled surface
- Shoriz : radiation incident on horizontal surface
- Sincident: radiation incident on perpendicular to the sun

## 1. 서론

인류는 에너지 이용을 가속화하면서 눈부신 문명의 발달을 가져왔으나, 에너지의 무기화와 지구온난화라는 가장 큰 난제를 초래했다. 2005년 2월 도쿄 기후협약을 필두로 세계는 화석연료를 대체할 수 있는 신재생에너지 개발의 필요성을 선언했고, 각국은 신재생에너지 개발에 적극 동참하고 있다.

신재생에너지 중 태양광발전 시스템은 발전용량 대비 설치단가가 높으나, 설치 및 유지보수가

용이하다는 장점이 있어 가장 활발하게 성장하고 있다. 발전차액지원 기준단가가 높아 발전량이 발전수익에 미치는 영향이 크며, 따라서 입지선정은 경제성 확보에 매우 중요한 사항이다.

해당 지역의 일사량, 기후(온도, 바람 등), 계통연계, 공사여건 등 태양광발전소 입지선정에 있어 고려해야할 여러 가지 요소들이 있으며, 그 중 주변 지형여건에 의한 영향에 대해 검토하고자 한다.

## 2. 태양의 위치

지구의 자전축이 23.45정도 기울어 공전하기 때문에 일출·몰의 시각과 위치가 매일 다르고 낮의 길이도 변한다. 태양의 위치는 태양적위( $\delta$ ), 태양고도각( $\alpha$ ), 태양방위각( $\phi$ )으로 나타낸다. 태양적위( $\delta$ )는 다음과 같다.

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[ \frac{360}{365} (d - 81) \right] \quad (1)$$

여기서, d=년초(1월 1일)로 부터의 일수

- 
- 1) 한국수자원공사 에너지사업처, Fax: 042-629-2999  
E-mail: kikikoko@kwater.or.kr, 042-629-2962
  - 2) E-mail: ahnis@kwater.or.kr, 042-629-2961
  - 3) E-mail: londonsu@naver.com, 042-629-2964
  - 4) 한국수자원공사 수자원연구원, Fax: 042-870-7699  
E-mail: chany@kwater.or.kr, 042-870-7661
  - 5) 한국수자원공사 에너지사업처, Fax: 042-629-2999  
E-mail: C1025214@hanmail.net, 042-629-2958

태양고도각(  $\alpha$  )은

$$\alpha = \sin^{-1}[\sin\delta\sin\phi + \cos\delta\cos\phi\cos(HRA)] \quad (2)$$

태양방위각(  $\phi$  )은

$$\phi = \cos^{-1}\left[\frac{\sin\delta\cos\alpha + \cos\delta\cos\phi\cos(HRA)}{\cos\alpha}\right] \quad (3)$$

여기서, 시간각(HRA)는 태양시(LST)를 각도로 변환한 값이다. 시간당 태양의 각도는 15도이므로  $HRA=15^\circ \times (LST-12)$ 로 구해진다.

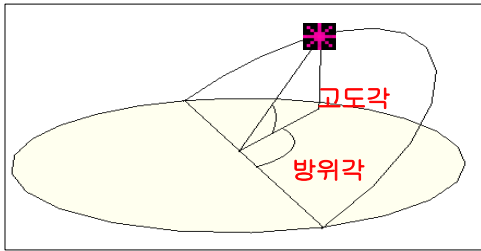


Fig. 1 Concept of sun's position

연중 태양의 위치에 대한 개념도는 Fig. 2와 같으며, 태양의 고도각이  $0^\circ$  인 시점이 일출시각이 되고,  $180^\circ$  인 시점이 일몰시각이 된다.

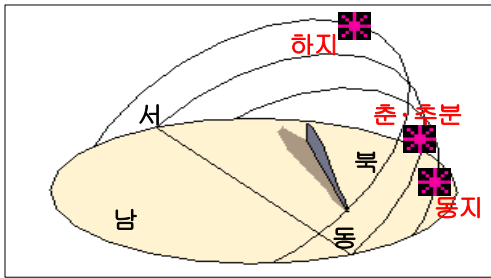


Fig. 2 Solar paths in a year

태양위치 추적에 대한 알고리즘 중 PSA 알고리즘은 복잡한 계산과정을 단순화시켜 1999~2015년 간 태양위치 추적에 대한 오차를 30초 이하로 줄인 것으로 현재 많이 이용되고 있다. 태양의 위치는 회망시각을 Julian시각으로 변환한 뒤 황도좌표계(ecliptic coordinates)에서의 위치를 계산하고 이를 천체좌표계(celestial coordinates)변환 후 최종적으로 지역좌표계(Local coordinates)에서의 태양 위치값으로 변환된다.

### 3. 시간대별 일사량 분포

지표면 일사량은 태양전지가 활용할 수 있는 직접적인 태양광에너지를 의미하는 것으로 이에 대한 수치적 계산 또는 실제 기상자료는 태양광 발전시스템 설계에 있어 매우 중요한 요소이다.

본 연구에서는 기상조건(구름, 온도 등) 및 태양전지 특성 등을 고려하지 않았으며, 지구의 공전과 천체시스템 등의 수학적 계산에 의한 경사면의 일사량을 적용하였다. 최근에는 해당지역

의 기상청 자료 및 모듈과 인버터 등의 주요 기특성을 모의하여 보다 정확한 발전량을 추정하는 프로그램이 많이 선보이고 있다.

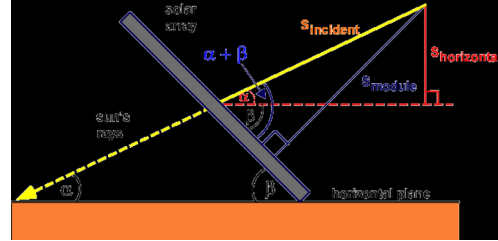


Fig. 3 radiation on a tilted surface

경사면 일사량(Smodule)은 태양광을 수직으로 받을 때 가장 크다. 태양에서 수직인 일사량(Sincident)과 수평면 일사량(Shoriz)간 관계는

$$S_{module} = \frac{S_{horizontal}\sin(\alpha + \beta)}{\sin\alpha} [W/m^2] \quad (4)$$

이다. Fig. 3은 경사면 일사량에 대한 개념도를 나타내며, 수평면 일사량을 구하면 특정 방위각의 경사면의 일사량을 구할 수 있게 된다.

AM(Air Mass)는 빛이 지표면에 이르는 가장 짧은 거리를 통해 공기나 먼지 등에 흡수되어 감소된 태양광 에너지의 크기를 나타내는 것으로 다음과 같이 정의된다.

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (5)$$

여기서,  $\theta$ 는 천정각(zenith angle)으로 태양이 바로 머리위에 있을 때  $\theta$ 는 0이므로 Air Mass는 1이 된다. AM은 태양광이 지표면에 도착하기 전에 지나가야하는 대기의 양을 가장 단거리인 수직방향 대기의 양과 비교하여 나타낸 것으로 결국 태양 일사거리간의 비율과 동일하다.

지표면에서의 표준 스펙트럼은 AM1.5G(는 전천일사량(global radiation)을 의미하며, 이것은 직달일사량(direct radiation)과 산란일사량(diffuse radiation) 모두를 포함한다) 또는 AM1.5D(직달 일사량만 포함한다)이며, AM1.5D의 일사강도는 AM0 스펙트럼의 28%(흡수로 인한 18%, 확산에 의한 10%)정도이고 광역 스펙트럼은 직사광 스펙트럼보다 10%정도 높다. AM1.5G에 대한 일사량은 약  $970W/m^2$ 이지만 계산상의 편의를 위해 표준 AM1.5G는  $1kW/m^2$ 으로 통용된다.

직달 태양광의 세기는 경험적으로 다음과 같이 AM의 함수로 정의될 수 있다.

$$I_D = 1.353 \times 0.7^{(AM^{0.678})} [W/m^2] \quad (6)$$

여기서,  $I_D$ 는 태양광 입사각에 수직인 수평면에 대한 강도를 의미하고,  $1.353 kW/m^2$ 은 태양상수를,  $0.7$ 는 대기권에 의해 감소되는 복사에너지의 양, 그리고  $0.678$ 은 기존의 관측된 자료들을 바탕으로 한 보정계수로, 불규칙한 대기층의 두께 등을 고려한 값이다. 또한 일사강도는 해발높

이  $h$ 가 높을수록 증가하며, 일반적으로 수식 (6)에서  $(1-0.14h)$ 로 곱하여 구할 수 있다. 청명한 날씨에도 산란일사량은 직달일사량의 약 10%정도로 전천일사량  $I_G = 1.1 \times I_D$ 이다.

앞서 언급한 PSA알고리즘에 의하여 태양의 위치를 추적한 뒤 AM함수에 대입하여 연중 일사량을 산출하였다. Turbo C++을 이용하여 계산과정을 프로그래밍 하였고 엑셀시트로 변환후 분석하였다. 매 4분마다(태양의 각도  $1^\circ$ 에 해당) 일사량을 계산하였으며, 위도는  $38^\circ$ 를 기준으로 했다. 모듈의 방위각은 정남방향이며, 경사각은  $30^\circ$ 를 기준으로 했다.

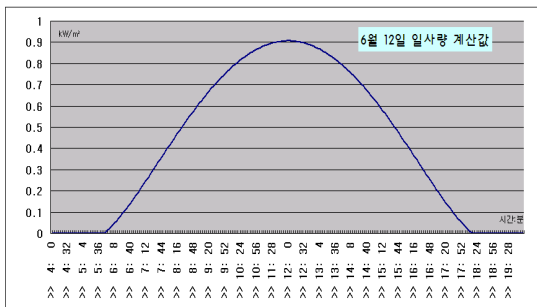


Fig. 4 solar Radiation in June-12(Program)

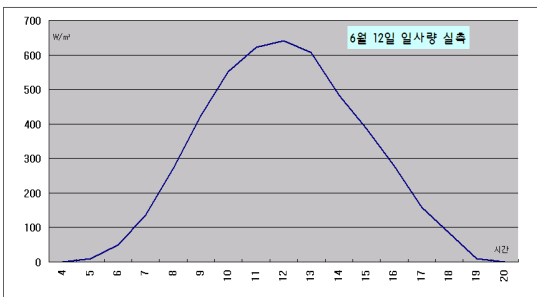


Fig. 5 Solar Radiation on June-12(real)

2008년 6월12일을 기준으로 Fig. 4는 프로그램에 의해 계산된 일사량이며, Fig. 5는 실제 측정된 값이다. 계산치가 실측치보다 다소 높으나 분포곡선은 매우 흡사한 유행을 보인다. 특정 지역의 기후조건 등이 전일 일사량에 균등하게 영향을 준다고 가정하고, 이론적으로 계산된 전일 일사량에 대해 지형고도각에 의한 손실이 차지하는 비율을 적용하기 때문에 계산된 일사량과 측정된 일사량에 대한 별도의 보정은 필요없다.

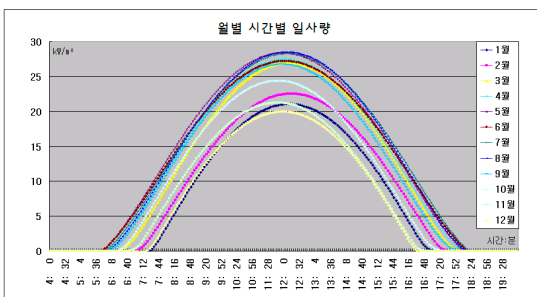


Fig. 6 calculation of solar Radiation

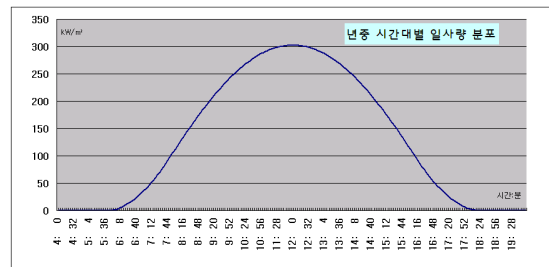


Fig. 7 solar Radiation in every 4 minutes

Fig. 6은 월별 시간대별 일사량 분포이며, 매 월 동일시간대의 일사량을 합산하여 나타내었다. 또한 Fig. 7은 연중 시간대별 일사량분포도이다

#### 4. 지형분석 방법소개

주변에서 쉽게 구할 수 있는 Google Earth와 Sketch Up 프로그램으로 수행할 수 있는 지형분석방법을 소개한다. Sketch Up에서 Google Earth 지형을 삽입할 수 있으며, Terrain 메뉴를 이용하면 Fig. 8처럼 주변 지형을 표시할 수 있다. 또한 Shadow setting 메뉴로 Fig. 9처럼 간단한 그림자의 모의결과를 확인할 수 있다.

발전소 예정지를 기준으로 태양의 방위각 범위내 동서방향 지형의 고도각을 Fig. 10처럼 개략적으로 계산할 수 있다.

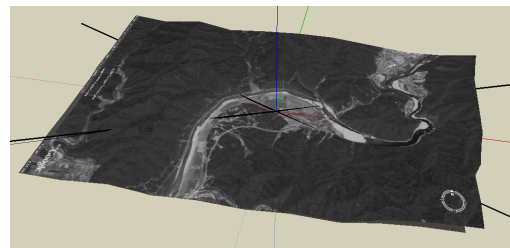


Fig. 8 topography analysis

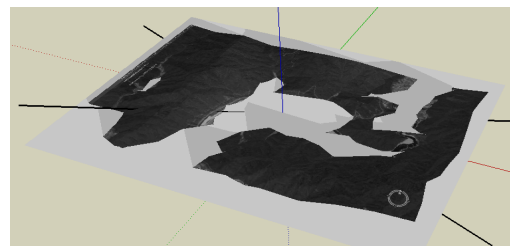


Fig. 9 topography analysis(shadow)

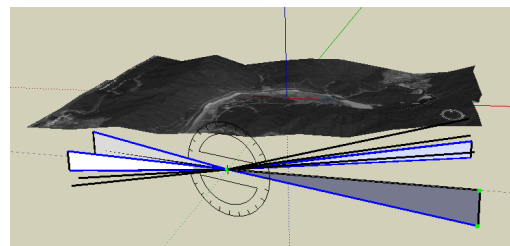


Fig. 10 topography analysis(elevation)

## 5. 지형 장애물에 의한 일사량 감소

Fig. 10의 예제에서 지형고도각은 서쪽이 약 9~10도, 동쪽이 약 4~7도의 분포를 보이고 있다. 태양의 고도가 지형물 고도각보다 낮은 경우 그림자의 영향권이거나 일출·몰 시간이 지연되는 것이므로 일사량을 0으로 가정하였다. Table 1의 지형고도각을 적용할 경우 일사량의 총합은 지형 장애물이 없는 이상적인 경우에 비해 약 0.65%가 감소되었다.

Table 1 elevation(degree) of topography

월	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
동쪽	7	6	5	4	5	6	7	5	4	5	6	7
서쪽	9	9	9	9	9	10	10	9	9	9	9	9

발전설비용량 1,000kWp, 설비용률 15%를 가정할 경우, 지형고도각으로 인한 손실은 총발전량 1,314MWh의 0.65%인 8.6mWh로 발전차액지원 기준금액인 536.04원/kWh(20년 기준)을 적용시 기준 연간 발전수익 704,357천원에 대하여 연간 4,590천원의 손실이 발생하고, 20년간 환산 시 91,803천원의 손실을 가져온다. Fig. 11은 상기 지형조건을 적용 시 모듈 일사량 계산결과이다.

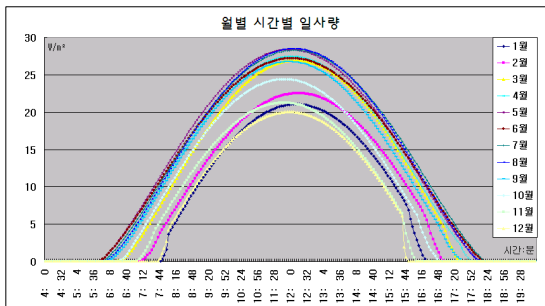


Fig. 11 Radiation with topography condition

## 6. 결론

본 연구에서는 위도 38° 위치에서 모듈 경사각 30°에 대한 이론적인 일사량을 계산하였으며, Google earth 및 Sketch up 프로그램을 이용한 간단한 지형분석 방법을 소개하였다.

지형고도각으로 인한 손실을 이론적으로 계산하여 제시하였다. 하루중 동일 기상조건(비, 구름 등)을 가정할 때, 지형고도각을 벗어난 시간대의 손실량이 지형고도각에 의한 손실량보다 크기 때문에 실제상황에서 지형고도각에 의한 손실량 비중은 낮아질 것이다. 하지만 지형고도각 범위에서의 발전량은 기상조건에 관계없이 무조건 발생하는 손실이므로 지형고도각이 클 경우 신중한 검토가 필요하다.

추가적으로 지형고도각 범위에 따른 이론적 손실을 Table 2에 정리하였다(동서 방향에 대해 동일 고도각을 적용, 발전용량 1,000kWp, 이용률 15%, 발전차액 536.04원/kWh, 20년간 기준).

Table 2 losses from topography condition

적용 고도각(도)	5	10	15	20
손실시간(분/일)	40	80	120	160
기준발전량(MWh)	1,314	1,314	1,314	1,314
손실율(%)	0.18	1.19	3.54	7.73
발전손실(MWh)	2.3	15.7	46.6	101.6
기준발전수익(백만원)	704	704	704	704
손실액(백만원)	1.2	8.4	25.0	54.4
20년간 손실액(백만원)	25	168	499	1,089

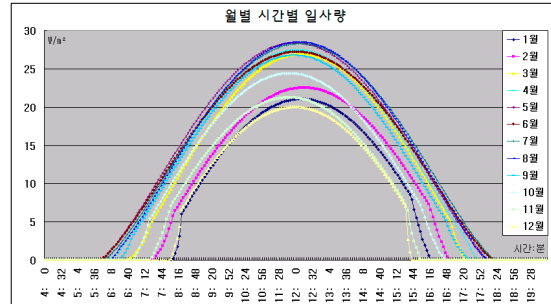


Fig. 12 Radiation with topography elevation 10°

본 연구를 통해 지형물의 고도각에 의한 손실을 이론적으로 제시함으로써 태양광발전소 입지 선정에 도움을 줄 것으로 판단된다.

결론적으로 동서 방향 지형고도각이 10도인 경우 4분×10°×2 = 80분에 해당하는 시간동안 발전손실이 발생하므로 지형여건에 대한 충분한 검토가 필요하며, 특히 추적식 태양광 발전소 검토 시 더욱 신중을 기해야 할 것이다.

## References

- [1] 박영철, 강용혁, 1998, 태양위치계산, 한국태양에너지학회, pp. 526~533 (8 pages)
- [2] 권순용, 2006. 천문학 용어 사전, 천문노트, 천문학 관련자료실, <http://astronote.org>
- [3] 김정민, 김영일, 정광섭, 국내 여러 지역의 집열판 각도 및 방위각에 따른 일사량 연구, 대한설비공학회 학술발표대회논문집, pp. 307~312 (6 pages)
- [4] Meinel A.B. and Meinel M.P., "Applied Solar Energy", Addison Wesley Publishing Co., 1976
- [5] Blanco-Muriel M., Alarcon-Padilla D.C., Lopez-Mratalla D., and Lara-Coira M., "Computing the Solar Vector", Solar Energy Vol. 70, No. 5, pp. 431~441, 2001.