

# 독립형 태양광 발전 시스템의 무정전 전력공급을 위한 시스템 용량 최적 선정에 관한 연구

김기영<sup>1</sup>, 최우진<sup>†</sup>

## A Study on the Optimal System Sizing of the Standalone Photovoltaic Power Generation System for Uninterruptible Power Supply

Ki-Young Kim<sup>1</sup> and Woojin Choi<sup>†</sup>

### Abstract

Renewable energy has been increasingly used and widely acclaimed as one of the solutions to rampant environmental problems. Among numerous kinds of renewable sources, the penetration rate of the PV system is relatively higher than that of others due to ease of installation. However, one disadvantage of the PV system is its dependence on weather condition. The PV system is especially critical when it is used for standalone systems because it cannot operate when the power generated from a PV module is not enough. Therefore, PV systems are often used with an energy storage system, such as batteries, to store backup energy when the weather condition is insufficient to supply power to the system. Blackout time can be reduced by increasing the size of the energy storage system, but it is a trade-off with system cost. In this work, optimal sizing of a standalone PV system is proposed to supply power to the system without blackout. The sizing of PV modules and batteries is performed by a simulation based on actual irradiation data collected during the past five years. The Life cycle costing of each system is evaluated to determine an optimal set of PV modules and batteries among several different combinations. The standalone PV system designed by the proposed method can supply power to the system with no interruption as long as the weather condition is similar to those of the past five years.

**Key words:** Stand-alone PV system, Optimal sizing, Battery, Uninterruptible power supply

### 1. 서 론

화석연료의 고갈과 기후 변화는 인류가 당면한 두 가지 중대한 문제이며, 이를 해결하기 위한 일환으로 신재생에너지의 활용이 날로 증대되어 가고 있다<sup>[1]</sup>. 다양한 신재생에너지원 중 태양광 발전시스템은 무한한 자원인 태양에너지를 전기에너지로 변환하여 이용하는데 초기 설치비를 제외하면 유지보수 비용이 적다는 장점이 있다. 태양광 발전 시스템은 크게 계통 연계형과 독립형

시스템으로 나뉜다<sup>[2]-[7]</sup>. 계통 연계형은 태양광 발전을 통해 발전된 전력을 부하 또는 계통에 공급하여 사용 전력을 절감시킬 수 있으며, 일사조건의 만족되지 못해 태양전지 모듈에서의 발전이 원활하지 못한 경우 계통으로부터 전력을 공급받아 사용하므로 계통에 이상이 생겨 정전이 발생하지 않는 한 부하에 안정적인 전력을 공급할 수 있다는 장점이 있다<sup>[2]</sup>. 그러나 양방향 계통 연계형 인버터의 사용이 필수적이어서 시스템의 구성이 복잡해지고 가격이 높아지며, 설치 시 계통과 접속하기 위해 시스템과 계통 사이를 전기적으로 연결하기 위한 공사비가 발생하게 된다. 특히, 계통과 거리가 먼 위치에 설치되어야 하는 부하의 경우 공사비는 크게 증가하게 되며, 설치에 필요한 공사 기간도 길어져 전체 시스템의 초기 설치비용 때문에 경제성을 담보하기 어렵게 된다. 이러한 문제는 도서산간지역이나 외딴 곳에 설치되어야 하는 부하의 경우 더욱 심각하게 대두되게 되어

Paper number: TKPE-2018-23-2-1

Print ISSN: 1229-2214 Online ISSN: 2288-6281

<sup>†</sup> Corresponding author: cwj777@ssu.ac.kr, Dept. of Electrical Engineering, Soongsil University

Tel: +82-2-820-0652 Fax: +82-2-817-7961

<sup>1</sup> Dept. of Electrical Engineering, Soongsil University

Manuscript received Dec. 30, 2017; revised Jan. 14, 2018; accepted Feb. 5, 2018

계통 연계형 시스템의 사용을 어렵게 만든다. 반면, 태양광 발전이 가능한 일조시간 동안 발전된 전력을 배터리와 같은 에너지 저장장치에 저장한 후 필요시에 사용할 수 있게 하는 독립형 태양광 발전 시스템은 설치 시 공사비 절감과 설치 기간 단축이라는 측면에서 매우 유용하며, 계통과 접속이 어려운 지역에도 용이하게 태양광 발전 시스템을 구축하고 부하에 전력을 공급할 수 있다는 장점으로 인해 그 사용이 확대되고 있다. 그러나 독립형 태양광 발전 시스템의 단점은 정전이 일어나지 않도록 시스템을 설계하는 것이 어렵고, 일사조건이 예상치 못하게 변화하는 경우 공급전력이 부족해 질 수 있어 시스템의 상시 운전이 불가능해 질 수 있다는 단점이 있다. 따라서 시스템 설계 시에 부하와 일사량을 고려하여 적절하게 태양전지 모듈 및 에너지 저장장치의 크기를 결정하여야 하는데 전력공급 부족에 의한 시스템 가동 정지 시간과 시스템 설치비용 사이에서 최적의 결정을 하여야 하는 문제가 발생하게 된다. 즉, 시스템 정지 시간을 줄이기 위해서는 상대적으로 큰 태양전지 모듈 및 에너지 저장장치를 설치하여야 하는데, 이는 시스템의 가격을 상승시켜 경제성을 악화시키게 되며, 시스템의 가격을 낮추기 위해 적은 용량으로 시스템을 설계하면 시스템 정지 시간이 늘어나는 문제가 생기게 된다.

이러한 상충문제를 해결하기 위해 독립형 태양광 시스템의 사이즈를 결정하는 방법에 관한 선행 연구가 다수 있다<sup>[3]-[7]</sup>. 참고문헌 [3]에서는 일사량 데이터와 부조일수에 따라 기존 방식으로 설계된 시스템의 시뮬레이션을 위한 시뮬레이터를 개발하였으나 배터리의 누적 충전상태 계산이 없어 정전시간을 예측할 수 없다는 단점이 있다. 참고문헌 [4]에서는 시스템의 용량 선정 시 태양전지 모듈의 연중 평균 발전량 값 대신 사계절 중 발전량이 가장 낮은 겨울철 발전량을 사용하여 태양전지 모듈의 용량을 계산하고 부조일수 4일에 해당하는 배터리 용량에 예비용량 50%를 추가하는 방식을 통해 좀 더 안정적인 전력 공급을 가능하게 하는 방식을 제시하였다. 그러나 태양전지 모듈의 출력과 부하의 소비 전력량에 관한 정보가 정확히 제시되어 있지 않고, 이를 기반으로 하여 계산된 배터리의 누적 충전상태(SOC; State-of-Charge)에 관한 정보를 제시하지 않았기 때문에 시스템의 실제 가동 정지 시간을 알 수 없다는 문제가 있다. 참고문헌 [5]에서는 태양전지 모듈의 발전량과 부하의 소비 전력량을 고려하여 배터리의 누적 충전상태, 부하손실확률(LLP; Loss of Load Probability), 수명주기비용(LCC; Life Cycle Cost)등을 산출하였으나 이론적인 값들만을 나타내었기 때문에 실제 시스템을 설계 후 구동할 경우 제시된 결과와는 상이한 값이 도출될 수 있다. 참고문헌 [6], [7]에서는 태양전지 모듈의 공칭 단락전류와 개방전압, 배터리의 노화에 따른 누적충전상태의 변화를 분석하여 태양전지 모듈과 배터리의 노화

를 고려한 모델링을 실시함으로써 기존방식보다 좀 더 실제적인 결과를 얻기 위한 시도를 하였다. 또한, 이를 바탕으로 계산한 부하손실확률을 이용하여 시스템 최적화를 시도 하였으나 일사량 데이터를 이용하여 시뮬레이션 된 배터리의 누적 충전상태가 제시되어 있지 않기에 때문에 실제 시스템 구동 시 예상 시간만큼의 가동이 보장되는지는 미지수로 남는 문제가 있다. 대부분의 기존 연구에서는 부조일수를 3일 내지 4일로 정한 상태에서 시스템의 크기를 결정하는 방식으로 이용하였기 때문에 실제 배터리 방전에 의한 시스템 가동정지 기간은 예상보다 길어지게 되며, 따라서 이러한 방식으로 시스템을 설계하는 경우 예상보다 길고 잦은 시스템 가동정지에 따른 불편을 감수해야 하는 단점이 있다.

본 논문에서는 과거 일사량 데이터를 바탕으로 하는 시뮬레이션을 통해 미세먼지 신호등용 독립형 태양광 발전 시스템의 무정전 가동을 위한 최적 시스템의 용량 선정 및 설계 방법을 제시한다. 연간 부조일수를 4일로 설정하고 시스템을 설계하는 기존의 방식 대신 과거 일사량 데이터와 부하손실확률에 기반하여 시스템을 설계하는 방식을 제안한다. 제안된 방법에서는 과거 기상 데이터에 의한 태양전지 모듈의 예상 발전량과 부하의 소비 전력량 계산을 바탕으로 배터리의 누적충전상태를 시뮬레이션 한다. 이후 시뮬레이션 결과를 통해 실제 정전 시간을 확인하고 시스템의 무정전 가동을 위한 최적의 태양전지 모듈 및 배터리의 용량을 재선정 하는 방식으로 시스템을 최적화 시키는 방법을 제시한다.

## 2. 본 론

본 논문에서 독립형 태양광 발전 시스템의 부하는 미세먼지 신호등이다. 최근 황사 및 미세먼지에 의한 폐해가 널리 알려짐에 따라 정부는 국민 건강을 위해 미세먼지의 농도를 마스크를 통해 공보하고 있으며, 각 지자체에서는 일반 시민들에게 이를 시각적으로 알리기 위한 미세먼지 신호등의 설치를 확대해 나가고 있다. 미세먼지 신호등은 주로 시민들의 활동이 많은 공원이나 산책로 등에 설치되는데 계통과 거리가 먼 곳에 위치하는 경우가 많으며, 계통과 가까운 경우에도 시스템 가격에 비해 너무 높은 공사비로 인해 독립형 태양광 발전 시스템을 전원으로 사용하는 경우가 많다. 따라서 본 논문에서는 미세먼지 신호등을 부하로 하는 독립형 태양광 발전 시스템의 무정전 동작을 가능하게 하는 최적의 시스템 용량 선정 및 설계 방법에 관하여 상세히 서술한다.

### 2.1 미세먼지 신호등의 부하 분석

미세먼지 신호등은 사면의 발광다이오드(LED)를 이용하여 대기 중 미세먼지의 농도를 파랑, 초록, 노랑 그리고 빨강의 4가지 색상으로 표시함으로써 대기 오염상태를 직관적으로 인식할 수 있도록 꾸며져 있다. 즉, 파란

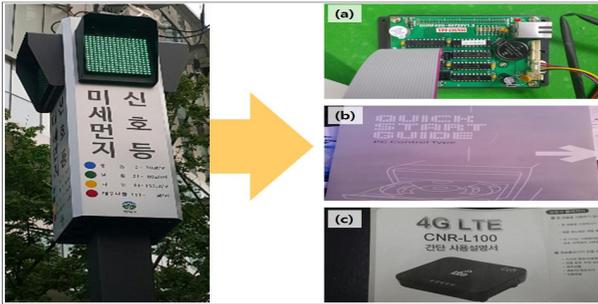


Fig. 1. Components of the fine dust light.

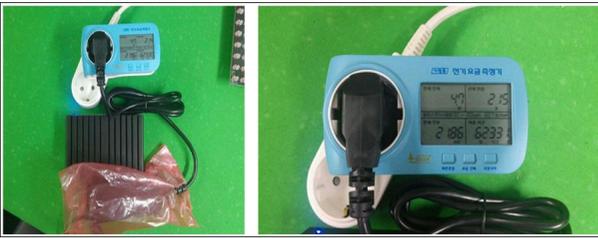


Fig. 2. Measurement of power consumption of the load.

색 LED들이 점등될 때는 대기 오염상태가 쾌적한 것을 말하고 녹색 LED가 점등될 때는 알레르기나 기관지염 등을 앓고 있는 환자의 건강에 경미한 영향이 유발될 수 있음을 뜻한다. 반면에 위와 같은 환자에게 유해한 영향이 유발될 수 있는 수준에서는 노란색 LED들이 점등되며, 일반인에게도 악영향을 미치는 상태에서는 빨간색 LED들이 점등된다<sup>[8]</sup>. 그림 1에는 미세 먼지 신호등의 외형과 이를 구성하는 주요 회로의 사진을 나타내었다. 시스템은 미세먼지 농도를 표시하기 위한 면당 1024개의 RGB LED (256개 X 4면)부와 미세먼지 농도에 따른 LED 제어를 위한 랩탑 컴퓨터(Adapter 사양 12V, 7A), 미세먼지 신호등 설치 지점에서 측정된 미세먼지 농도 정보를 메인 서버에 전송하기 위한 무선 라우터(CNR-L100 4.2V, 2A)로 구성되어 있다.

그림 2와 같이 시스템 각 부분의 소비전력량을 측정 한 결과 RGB LED부(그림 1.(a))는 최대 소비전력이 90.2[W], 제어용 랩탑 컴퓨터(그림 1.(b))는 40[W], 무선 라우터(그림 1.(c))는 8.4[W]로 전체 시스템의 소비전력은 138.6[W]로 측정되었다. 그리고 오전 6시부터 저녁 8시까지 하루 14시간 구동을 기준으로 하는 경우 부하의 하루 소비전력량은 1940.4[Wh]로 계산된다.

### 2.2 과거 기상정보에 기반한 경사면 일사량 계산

독립형 태양광 시스템은 일조시간 동안의 일사량에 전적으로 의존하는 시스템이므로 수평면에 대해 얼마의 경사각을 두었을 때 일사량을 최대로 얻을 수 있는가를 파악하는 것이 중요하다<sup>[9]</sup>. 선행 연구에 의하면 국내의 경우 태양전지 모듈을 남향으로 하여 봄철에서는 지표면에 대한 경사각도가 30°에서, 여름철은 경사각도 15°에서, 가을철과 겨울철에는 경사각도 45°에서 최대의 일

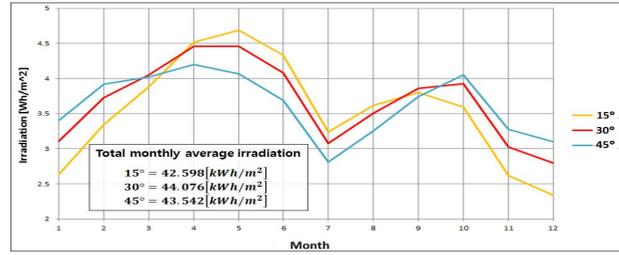


Fig. 3. Irradiation data at each tilt angle in Seoul, 2012.

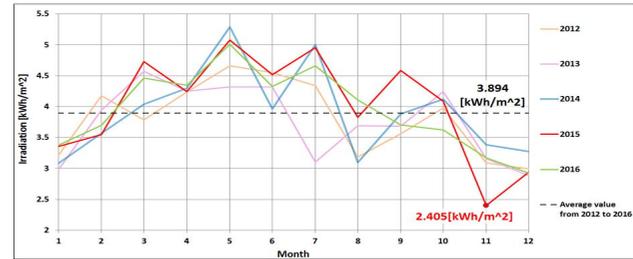


Fig. 4. Monthly average daily irradiation during the past 5 years.

사량을 얻을 수 있는 것으로 조사되어 있다<sup>[10]</sup>. 사계절을 고려하여 보면 태양전지 모듈을 남향으로 하여 지표면에 대한 경사각도가 30°일 때 태양전지 모듈에 조사되는 총일사량이 가장 큰 것으로 나타난다<sup>[10]-[11]</sup>.

특정 지역에서의 과거 일사량은 기상청에 공개되어 있는 정보를 통해 확인할 수 있으나 그 값은 지표면에 대한 경사각이 0°인 수평면에서의 일사량이다. 따라서 경사면에서 얻어지는 일사량을 계산하기 위해서는 Hay and Daives Model과 같은 변환식을 이용하여야 한다<sup>[12]</sup>. 그러나 이러한 변환식은 산란광의 정보를 요구하는데 기상청 데이터는 산란광에 관한 정보를 제공하지 않기 때문에 수평면의 일사량 정보를 경사면 일사량으로 환산하는 것은 불가능하다.

따라서 본 연구에서는 참고문헌 [13]에서 2010년에 측정된 30° 경사면 일사량과 수평면 일사량의 비를 계산하고, 이 비율을 기상청에서 제공하는 수평면에서의 일사량 데이터에 적용하여 해당년도의 30° 경사면 일사량을 식 (1)과 같이 근사적으로 계산하였다.

$$I_t = \gamma \times I_s \quad (1)$$

여기서,  $I_t$  : 해당 년도의 30° 경사면 일사량[kWh/m²]

$\gamma$  : 2010년 측정된 경사면 일사량과 수평면 일사량의 비

$I_s$  : 해당 년도의 수평면 일사량[kWh/m²]

그림 3에는 이러한 방식으로 변환하여 계산한 2012년 서울에서의 경사각별 일별 일사량을 나타낸 그래프이다. 전술한 바와 같이 각도별 월평균 일사량의 총합은 경사각 30도에서 가장 크다는 것을 알 수 있다.

그림 4에는 기상청에서 측정한 2012년부터 2016년까지 과거 5년간의 일사량 정보를 기반으로 식 (1)을 이용하여 환산한 30° 경사면에서의 월평균 일사량을 나타내었다. 기상 상황에 따른 연도별 변동이 관찰되나, 5년간의 평균값은  $3.894[kWh/m^2]$  으로 계산된다.

### 2.3 기존 독립형 태양광 발전시스템의 태양전지 모듈 및 배터리의 용량 선정 방법

본 절에서는 독립형 미세먼지 가로등용 태양광 발전 시스템을 기존 방식에 따라 설계하는 방식을 먼저 소개한다. 독립형 태양광 발전 시스템의 설계에서는 과거 기상정보에 근거하여 계산된 일사량을 바탕으로 예측된 부하 사용 전력량을 고려하여 태양전지 모듈의 크기와 배터리의 용량을 선정한다. 태양전지 모듈에서의 발전량은 단위면적당 일사량을 기반으로 산출되며 이 값을 기반으로 하여 적절한 크기의 태양전지 모듈이 결정되게 된다. 따라서 그림 4에 나타난 과거 5개년도 일사량 데이터 중 연 평균 하루 일사량 데이터와 식 (2)를 통해 태양전지 모듈의 소요 면적을 계산한다<sup>[3]-[5]</sup>.

$$PV_{area} = \frac{E_L}{G_{in} \times TCF \times \eta_{PV} \times \eta_B \times \eta_{conv}} \quad (2)$$

여기서,  $PV_{area}$  : 태양전지 모듈의 소요 면적[m<sup>2</sup>]  
 $E_L$  : 부하의 연간 하루 평균 소비 전력량 [Wh]  
 $G_{in}$  : 태양전지 모듈의 크기 선정을 위한 연 평균 하루 일사량 정보[kWh/m<sup>2</sup>]  
 $TCF$  : 온도계수(0.9)  
 $\eta_{PV}$  : 태양전지 모듈의 효율[%]  
 $\eta_B$  : 납축전지의 충·방전 효율[%]  
 $\eta_{conv}$  : 전력변환기의 효율[%]

과거 5개년도 연 평균 하루 일사량인  $3.894[kWh/m^2]$  와 19.2[%]의 태양전지 모듈의 효율을 적용하여 계산된 태양전지 모듈의 크기  $PV_{area}$  는 3.21[m<sup>2</sup>]이다. 다양한 태양전지 모듈의 제품군 중에서 모듈 1개당 크기와 최대전력이 각각 1.64[m<sup>2</sup>], 315[W]인 LG315N1W를 선택하였고, 식 (3)을 이용하여 태양전지 모듈의 소요 개수를 계산하면 2개가 된다.

$$PV_N = \frac{PV_{area}}{PV_{s\_area}} \quad (3)$$

여기서,  $PV_N$  : 태양전지 모듈의 소요 개수  
 $PV_{s\_area}$  : 선택된 태양전지 모듈 1개의 크기[m<sup>2</sup>]

실시간으로 태양전지 모듈로 입사되는 일사량에 따른

태양전지 모듈의 발전량은 식 (4)와 같이 계산할 수 있다.

$$E_{PV} = PV_{s\_area} \times PV_N \times S_i \times \eta_{PV} \quad (4)$$

여기서,  $E_{PV}$  : 태양전지 모듈에서의 발전량  
 $PV_N$  : 태양전지 모듈의 소요 개수  
 $S_i$  : 태양전지 모듈의 실시간 입사 일사량

일사량이 부하전력을 충족시키기 어려운 기상조건에서도 부하에 전력을 공급하기 위해서는 배터리와 같은 에너지 저장장치의 사용은 필수적이며, 본 연구에서는 납축 배터리를 이용하여 에너지 저장장치를 구성하였다. 기존의 설계 방식에서 배터리의 크기를 결정하는 주요한 요소는 부조일수 인데 일반적으로 4일로 설정하며, 소요되는 배터리의 용량  $Batt_{Wh}$ 은 식 (5)를 이용하여 계산한다<sup>[3]-[5]</sup>.

$$Batt_{Wh} = \frac{N_c \times E_L}{DOD \times \eta_B \times \eta_{conv}} \quad (5)$$

여기서,  $N_c$  : 부조일수  
 $DOD$  : 배터리의 방전심도(Depth of Discharge)

요구되는 배터리 용량을 계산한 이후 아래의 식 (6), (7) 및 (8)에 의해 요구되는 배터리의 직·병렬 수를 산출할 수 있다<sup>[5]</sup>.

$$NB_S = \frac{System\ Voltage}{Nominal\ Battery\ Voltage} \quad (6)$$

$$Batt_{Ah} = \frac{Batt_{Wh}}{System\ Voltage} \quad (7)$$

$$NB_P = \frac{Batt_{Ah}}{Rated\ Battery\ Capacity} \quad (8)$$

여기서,  $Nominal\ Battery\ Voltage$  : 배터리의 공칭 전압  
 $NB_S$  : 소요되는 배터리의 직렬 개수  
 $System\ Voltage$  : 전력변환기의 출력전압  
 $NB_P$  : 소요되는 배터리의 병렬 개수  
 $Rated\ Battery\ Capacity$  : 배터리의 정격 용량

식 (3)에 따라 계산된 태양전지 모듈의 수는 2개이므로 태양전지 모듈용 전력변환기는 태양전지의 출력전압(공칭 최대 출력전압 33.2V 및 공칭 개방 전압 40.6V), 출력전류(공칭 최대 출력 전류 9.5A) 및 출력전력(공칭 최대 출력 315W)을 고려하여 아래 그림 5와 같이 EP SOLAR사의 Tracer-3210A 모델로 결정하였다. 전력변환기의 출력 전압은 그림 4에서 보듯이 태양전지 모듈의 최대전력에 따라 12V 또는 24V로 결정되는 것을 알

Model	Tracer1210A	Tracer2210A	Tracer3210A	Tracer4210A
Nominal system voltage	12/24VDC auto work			
Rated charge current	10A	20A	30A	40A
Rated discharge current	10A	20A	30A	40A
Battery input voltage range	8~32V			
Max. PV open circuit voltage	100V(at minimum operating environment temperature) 92V(at 25°C environment temperature)			
MPP voltage range	$V_{BAT}+2V \sim 72V$			
Max. PV input power	130W(12V) 260W(24V)	260W(12V) 520W(24V)	390W(12V) 780W(24V)	520W(12V) 1040W(24V)

Fig. 5. Specifications of the commercially available solar chargers.

TABLE I  
SPECIFICATION OF CONVENTIONAL METHOD USING ANNUAL AVERAGE DAILY IRRADIATION AND 4 NUMBER OF SUNLESS DAYS

Parameter	value	unit
Annual average daily irradiation	3.894	kWh/m <sup>2</sup>
Size of PV module	1.64	m <sup>2</sup>
Maximum power of a PV module	315	W
Efficiency of a PV module	19.2	%
Number of PV modules	2	EA
Number of Sunless days	4	days
Depth of Discharge	80	%
System Voltage	24	V
Selected Battery Capacity	150	Ah
Number of Batteries	6	EA
Battery Capacity	10,800	Wh

수 있다. 태양전지 모듈의 총 출력은 630W(315W 2개) 이므로 전력변환기의 출력전압은 24V가 되며, 따라서 납축 배터리도 2개씩 직렬 회로로 구성하여야 한다.

표 1에는 본 절에서 설명한 기존 방식에 의해 설계된 독립형 태양광 발전 시스템의 사양을 나타내었다.

### 2.4 기존 방식에 의해 설계된 독립형 태양광 발전 시스템의 배터리 누적 충전 상태 시뮬레이션

본 절에서는 설계된 사양을 바탕으로 실제 정전이 얼마나 일어나는지를 알아보기 위해 과거 5년간의 일사량 정보와 설계된 시스템을 이용하여 배터리의 누적 충전 상태를 시뮬레이션 하는 방법과 결과를 설명한다. 배터리의 실시간 누적 충전상태는 식 (9)와 같이 계산할 수 있다.

$$B_{SOC_n} = B_{SOC_{n-1}} + \frac{E_{PV} - E_L}{Batt_{Wh}} \quad (9)$$

여기서,  $B_{SOC_n}$  : n시간(n=1, 2, 3...)에서 배터리의 초기 누적 충전상태( $1 - DOD \leq B_{SOC_n} \leq 1$ )

$Batt_{Wh}$  : 선정된 배터리의 용량[Wh]

$E_{PV}$  : 태양전지 모듈에서의 시간별 발전량 [Wh]

$E_L$  : 시간별 부하의 소비 전력량[Wh]

기존 방식에 의해 설계된 시스템의 배터리 누적 충전

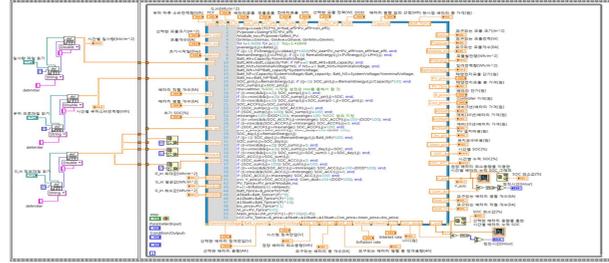


Fig. 6. PV system simulation code by LabView.

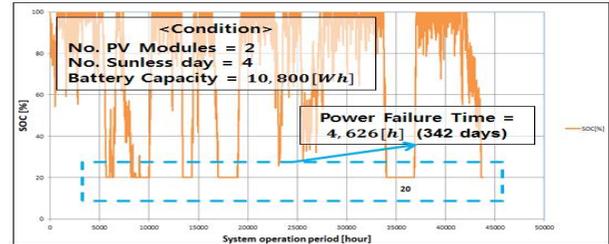


Fig. 7. LabView simulation results of the standalone PV system designed by the conventional method with 2 PV modules.

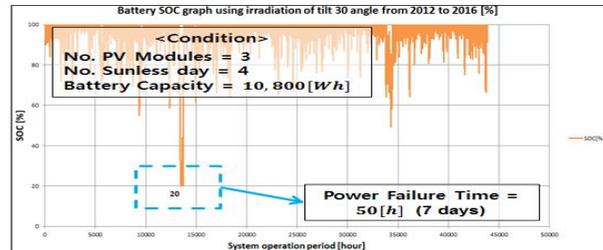


Fig. 8. LabView simulation results of the standalone PV system designed by the conventional method with 3 PV modules.

상태를 시뮬레이션 하기 위해 과거 일사량 정보, 부하 소비 전력 그리고 식 (1), (4) 및 (9)를 이용하여 그림 6 과 같이 LabView 코드를 작성하였다. 태양전지 모듈에서의 발전량을 계산하기 위해 2012년부터 2016년까지 과거 5개 년도의 시간별 일사량 데이터를 이용하였다. 배터리의 방전심도(Depth Of Discharge)는 납축 배터리의 일반적인 제한치인 0.8로 설정하였고, 따라서 배터리의 잔존용량이 전체용량에 대해 20%보다 낮은 시간에서는 정전이 발생하는 것으로 간주하여 구동기간 5년에 대한 총 정전시간을 계산한다.

그림 7은 Labview를 이용한 배터리 누적 충전 상태의 시뮬레이션 결과이다. 기존 방식으로 설계된 미세먼 지 신호등용 독립형 태양광 발전 시스템은 5년간 4,626 시간의 정전이 발생하는 것을 알 수 있다. 1일 1회 이상의 정전이 발생하게 되는 날의 수는 342일로 계수되며, 이는 전체 가동기간의 19%에 해당하는 기간이다. 이러한 결과는 두 가지 이유로 설명될 수 있는데 우선 식(2)에 연 평균 하루 일사량 값을 사용하여 모듈의 면적을 계산함으로써 태양전지 모듈이 평균 일사량 보다 낮은

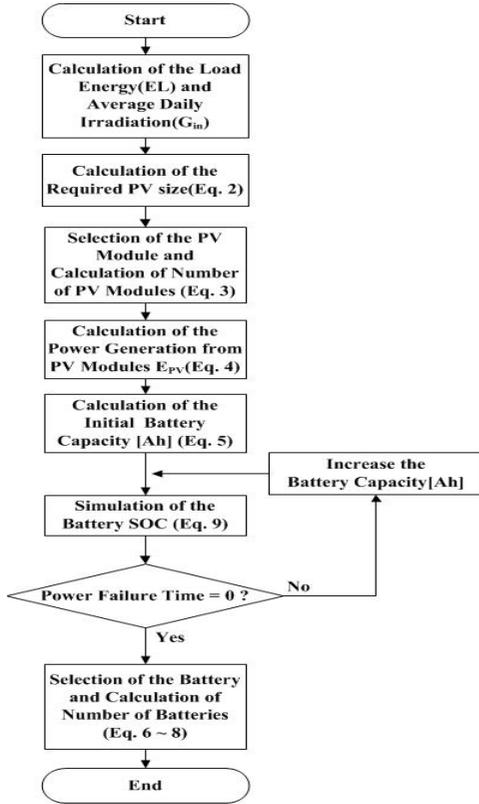
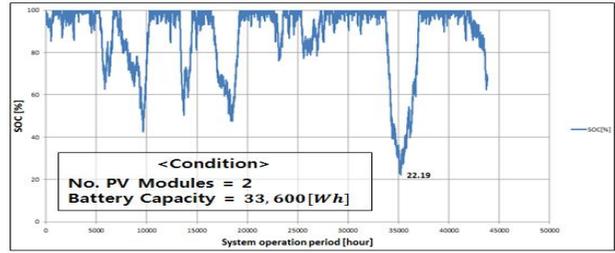


Fig. 9. Flow chart of the proposed design method.

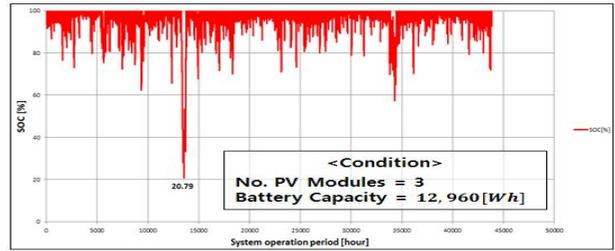
조건의 경우 충분한 전력을 발생시키지 못하기 때문에 나타나는 결과이다. 또 다른 이유는 부조일수를 실제 기상 조건과 무관하게 4일로 선정하여 배터리 용량을 산정하였기 때문에 그 이상의 부조시간에서는 배터리가 전력 공급을 할 수 없는 상태에 놓이기 때문이다. 따라서 기존의 방식에 따라 시스템을 설계하는 경우 미세먼지 신호등이 제대로 역할을 하지 못하는 기간이 많아 사용에 상당한 불편을 초래하게 될 것임을 쉽게 알 수 있다. 그러나 식 (2)에 적용하는 하루 일사량 값과 태양전지 모듈의 수는 반비례 관계가 되고, 이는 곧 정전율과 시스템 비용 사이의 관계가 되어 최적화의 문제로 귀착하게 된다.

만일 식 (2)에 연 평균 하루 일사량 값 대신 그림 4에 나타난 월 평균 하루 일사량의 최소치(2015년도 11월)인  $2.405kWh/m^2$ 을 적용하여 태양전지 모듈의 크기를 재계산하면 모듈 수는 3개(945W)로 증가하게 된다. 이 경우에 대한 배터리 누적 충전 상태를 시뮬레이션 한 결과를 그림 8에 나타내었다. 그림 8에서 보듯이 5년간 50시간의 정전이 발생하며, 1일 1회 이상의 정전이 발생하게 되는 날의 수는 7일이 되어 모듈을 2개 사용하는 경우에 비해 정전 시간 및 일수가 현저히 줄어드는 것을 확인할 수 있다.

따라서 독립형 태양광 발전시스템을 설계할 때 월 평균 최소 일사량을 이용하여 태양전지 모듈의 크기 및 개수를 선정하고 부조일에도 끊임없이 전력을 공급할



(a) 2 PV modules



(b) 3 PV modules

Fig. 10. LabView simulation results of the standalone PV system designed by the proposed method with different number of PV modules.

수 있도록 배터리 용량을 산정하는 것이 무정전 전력공급을 위한 적절한 선택이 될 수 있음을 확인할 수 있다. 그러나 그림 8에서 보듯이 태양전지 모듈의 개수를 늘려 발전량을 증가시켰음에도 불구하고 여전히 정전이 발생하는 문제점이 있으며, 이는 기상 데이터와 무관하게 일정한 4일의 부조일을 예상하여 배터리 용량을 산정하였기 때문에 나타난 결과이다. 따라서 무정전 전원공급을 위해서는 배터리의 용량을 실제 기상 데이터와 부하 소비 전력을 고려하여 계산한 차이 값을 이용하여 산정해야 하는데, 시뮬레이션을 통한 시행 착오법을 이용하여 찾아내는 것이 용이한 방법이 된다. 또한, 무정전 전원 공급이 가능한 태양전지 모듈의 개수와 배터리 용량 조합 중 최소 비용으로 구성된 시스템을 찾아야 최적의 효과를 거둘 수 있게 된다.

### 2.5 제안하는 방식을 이용한 독립형 태양광 발전 시스템의 태양전지 모듈 및 배터리의 용량 선정

본 절에서는 기상데이터를 바탕으로 한 시스템 시뮬레이션을 통해 무정전 전력 공급이 가능한 비용 효율적 시스템을 찾아내는 방법을 제시하고자 한다. 먼저 그림 9는 제안하는 방식의 시스템 설계 순서도이다.

먼저 기존 방식에서처럼 연평균 하루 일사량 값을 이용하여 태양전지 모듈의 개수를 계산하고 정전이 없도록 하는 배터리의 최소 용량을 시뮬레이션을 통한 시행 착오법을 이용하여 산정하였다. 이후 태양전지 모듈의 개수를 증가시키면서 같은 시뮬레이션을 반복하는데 발전량이 증가하면 전력 부족분이 감소하여 시스템에서 요구되는 배터리의 용량은 감소하게 된다. 따라서 태양전지 모듈의 개수 변화에 따른 적절한 배터리 용량을

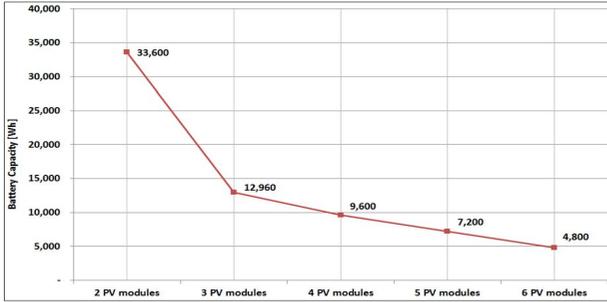


Fig. 11. Variation of the required capacity of the battery module according to the number of PV modules.

재산정하기 위해서 시뮬레이션을 통해 정전시간이 0이 되는 배터리의 최소 용량을 시행착오 방식으로 찾는다.

그림 10은 태양전지 모듈이 2개인 경우와 3개인 경우 정전이 일어나지 않도록 하는 최소한의 배터리 용량을 선정하고 시뮬레이션 한 결과를 나타낸 것이다.

그림 10에서 보듯이 태양전지 모듈이 2개와 3개일 경우 배터리의 최소 용량은 각각 32,612[Wh] 및 12,848[Wh]로 확인된다. 그림 11에는 태양전지 모듈의 수를 2개에서 6개까지 하나씩 증가시키면서 각각의 경우 필요한 배터리의 최소 용량을 구하여 나타낸 그래프이다.

그림 11에서 보듯이 태양전지 모듈의 수가 증가함에 따라 필요한 배터리의 용량은 감소함을 알 수 있다. 그러나 시스템의 경제성 최적화를 위해서는 어떠한 조합이 가장 비용 대비 효과적인지에 관한 분석이 요구되며, 따라서 각각의 조합별 구동기간 동안 소요되는 시스템의 수명주기비용(LCC; Life Cycle Cost)을 비교하여야 한다.<sup>[5],[16]-[17]</sup> 일반적인 시스템의 수명주기비용은 태양전지 모듈 가격, 배터리 가격, 예비 배터리 가격, 전력변환기 가격, 태양전지 모듈의 설치비용 및 유지보수비 등으로 구성되나, 본 논문에서는 정전 발생 시 시스템 불가동에 의해 발생하는 전력 손실 비용도 비용에 포함하여 식 (10)과 같이 계산하였다.

$$LCC = C_{PV} + C_B + C_{B5PW} + C_{B10PW} + C_{B15PW} + C_{conv} + C_{ins} + C_{MPW} + C_{PF} \quad (10)$$

- 여기서,  $C_{PV}$  : 태양전지 모듈의 가격
- $C_B$  : 배터리의 가격
- $C_{B5PW}$  : 5년 후 예비 배터리의 현재 가격
- $C_{B10PW}$  : 10년 후 예비 배터리의 현재 가격
- $C_{B15PW}$  : 15년 후 예비 배터리의 현재 가격
- $C_{conv}$  : 전력변환기의 가격
- $C_{ins}$  : 시스템 설치비용
- $C_{MPW}$  : 시스템 유지보수 비용
- $C_{PF}$  : 정전 발생 시 전력 손실 비용

일반적으로 태양전지 모듈의 수명은 20년 정도로 보

며, 배터리의 수명을 5년으로 간주할 때 모듈의 수명주기 동안 배터리는 3번 교체하여야 한다. 이러한 교체 배터리의 가격 산출은 미래의 가치를 현재의 가치로 환산하는 식 (11)을 통해 계산할 수 있으며, 이 때 물가상승률  $i$ 는 3%로, 이자율  $d$ 는 5%로 가정한다.

$$C_{BnPW} = C_B((1+i)/(1+d))^n \quad (11)$$

여기서,  $n$  :  $n$ 번째 예비배터리 ( $n=5, 10, 15$ )

- $i$  : 물가상승률
- $d$  : 이자율

설치비용의 경우 식 (12)와 같이 태양전지 모듈의 비용인  $C_{PV}$ 의 10%로 계상하며, 시스템의 유지보수 비용은 식 (11)과 유사하게 미래의 가치를 현재의 가치로 환산하여 식 (13)과 같이 나타낼 수 있다. 여기서도 물가상승률  $i$ 는 3%, 이자율  $d$ 는 5%로 가정한다.

$$C_{ins} = C_{PV} \times 0.1 \quad (12)$$

$$C_{MPW} = (M/yr) \times \frac{1+i}{1+d} \times \frac{1 - ((1+i)/(1+d))^N}{1 - ((1+i)/(1+d))} \quad (13)$$

여기서,  $M/yr$  : 시스템 유지보수 비용 (태양전지 모듈 가격의 2%)

- $i$  : 물가상승률
- $d$  : 이자율
- $N$  : 태양전지 모듈의 수명( $N=20$ )

마지막으로 시스템 수명주기비용을 구성하는 요소 중 정전비용  $C_{PF}$ 는 정전 발생으로 인해 경제 활동이 그만큼 정지되어 발생하는 손실 비용을 산출하는 것으로 거시적 접근방법을 이용하였다.<sup>[18]</sup>

$$C_{PF} = \frac{GRDP_{s,l}}{E_{s,c}} \quad (14)$$

여기서,  $GRDP_{s,l}$  : 2015년 서울시 가로등 총 생산지수  
 $E_{s,c}$  : 2015년 서울시 가로등 총 사용전력량

2015년 서울을 기준으로 가로등에 의한 총 생산지수는 서울시 총 생산지수 334,426[억원]<sup>[19]</sup>에 전체 전력 사용량 대비 가로등 전력 사용량의 비율인 0.81[%]를 적용하여 270,885[억원]으로 계산된다. 2015년 한 해 동안 서울시 가로등의 총 사용 전력량은 355,339[kWh]이므로 [20] 정전비용은 7,851[원/kWh]로 계산된다.

그림 12는 태양전지 모듈을 2개에서부터 6개까지 하나씩 증가시키는 경우 시뮬레이션을 통해 얻어진 배터리의 최소 용량을 바탕으로 설계된 시스템의 수명주기비용을 계산하고 비교한 결과이다.

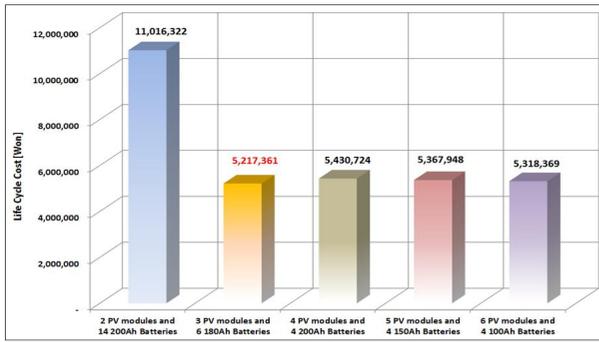


Fig. 12. Comparison of LCC of each combination of PV modules and batteries.

TABLE II  
COMPARED WITH CONVENTIONAL AND PROPOSED  
METHOD TO LLP AND LCC

Parameter	Conventional	Proposed
Total maximum power of PV modules	945[W]	
Number of PV modules	3	
Battery capacity[Wh]	10,800[Wh]	12,960[Wh]
Battery capacity[Ah]	150[Ah]	180[Ah]
Number of batteries	6	
Total system operation time	175,584[h]	
Power interruption hour	200[h]	0[h]
Loss of load probability	0.12[%]	0[%]
PV module cost	1,001,700[won]	
Total battery cost	3,153,663[won]	3,511,058[won]
Cost of controller	275,000[won]	
Installation cost	100,170[won]	
Maintenance cost	329,433[won]	
Power interruption cost	219,828[won]	0[won]
Life cycle cost	5,079,794[won]	5,217,361[won]

그림 11에서 이미 보였듯 태양전지 모듈의 개수를 증가시킬수록 배터리의 용량은 지속적으로 감소하나 그림 12에서 보듯이 시스템의 수명주기 비용은 태양전지 모듈이 증가함에 따라 지속적으로 감소하는 것이 아니며, 태양전지 모듈이 3개일 경우가 비용 측면에서 가장 유리함을 알 수 있다. 이는 태양전지 모듈의 개수가 증가함에 따라 배터리의 개수는 감소하지만 전력변환기의 가격이 높아지고, 설치 및 유지보수 비용 또한 증가함에 따라 생기는 현상이다.

표 2에는 독립형 태양광 발전 시스템의 수명주기인 20년 동안 기존 방식과 제안하는 방식에 의해 최적화된 시스템에 대하여 수명주기비용을 비교하였다. 표 2에서 보듯이 제안된 방식은 기존 방식에 비해 시스템 가격이 2.7% 가량 높으나, 기상 조건이 과거 5년간에 비해 크게 달라지지 않는다는 가정 하에서는 무정전 전력공급이 가능하다는 장점이 있다.

### 3. 결론

본 논문에서는 미세먼지 가로등용 독립형 태양광 발전 시스템에 무정전 전력을 공급하기 위한 시스템의 최적화 설계 방법을 제시하였다. 기존의 방식처럼 부조일수를 4일로 선정하여 배터리 용량을 산정하는 경우 예상보다 훨씬 많은 시간의 정전에 의한 시스템 가동 정지를 감내해야 하며, 이는 시스템의 수명주기비용을 고려할 경우 경제적 설계가 아님을 알 수 있었다. 이러한 단점을 보완하기 위해 무정전 전원 공급이 가능하도록 하는 서로 다른 조합의 태양전지와 배터리 시스템의 사양을 실측 기상 데이터를 이용한 시뮬레이션을 통해 찾아내고, 각 시스템의 수명주기비용을 비교 분석하여 최적의 시스템을 도출하였다. 제안된 방식의 시스템은 기존 방식에 의해 설계된 시스템에 비해 총 소요 비용이 약간 높으나, 무정전 전력 공급이 가능하므로 설치 장소 및 목적에 따라서 유용한 선택이 될 수 있다. 제안된 방법에 의해 시스템을 설계할 경우 독립형 태양광 발전 시스템에 소요되는 배터리의 용량을 정확하게 찾아낼 수 있으며, 시스템 가격의 최소화도 가능하고, 시스템의 정전시간 예측도 가능해진다.

### References

- [1] REN21, Renewables 2016 Global Status Report, <http://www.ren21.net/resources/publications/>.
- [2] H. S. Jang, H. J. An, J. H. Kim, J. B. Sim, and K. M. Son, "Utility-interactive photovoltaic power generation systems with BESS for power quality improvement," *The Korean Institute of Power Electronics Annual Conference*, pp. 69-71, Jul. 2009.
- [3] S. Y. Kang and K. H. Kim, "Simulator development for stand alone PV system design," *The Korean Institute of Power Electronics Annual Conference*, pp. 383-388, Jul. 2003.
- [4] W. H. Lee, M. Y. Lee, J. H. Lee, and H. J. Lee, "Calculation of capacity of solar cell and battery for stable solar system design," *Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society*, Vol. 6, No. 5, pp. 396-400, 2005.
- [5] K. Bataineh and D. Dalalah, "Optimal configuration for design of stand-alone PV system," *Smart Grid and Renewable Energy*, pp. 139-147, 2012.
- [6] R. Posadillo and R. L. Luque, "Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand," *Renewable Energy*, Vol. 33, pp. 1037-1048, 2008.
- [7] S. Semaoui, A. H. Arab, S. Bacha, and B. Azoui, "Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic system with energy management in isolated areas," *Energy Procedia*, Vol. 36, pp. 358-368, 2013.
- [8] UNIMEDIA, Green Light, <http://www.ueni.co.kr/>.

- [9] Y. S. Khoo, A. Nobre, R. Malhotra, and D. Yang, "Optimal orientation and tilt angle for maximizing in-plane solar irradiation for PV applications in Singapore," *IEEE Journal of photovoltaics*, Vol. 4, No. 2, Mar. 2014.
- [10] D. K. Jo and Y. H. Kang, "A study on the analysis of solar radiation on inclined surfaces for the installation of PV systems," *Journal of the Korean Solar Energy Society*, Vol. 27, No. 1, 2007.
- [11] D. S. Kim, U. C. Shin, and J. H. Yoon, "Annual energy yield prediction of building added PV system depending on the installation angle and the location in Korea," *KIEAE Journal*, Vol. 14, No. 1, pp. 67-74, 2014.
- [12] J. A. Duffied and W. A. Beckman, "Solar engineering of thermal processes," Fourth Edition, *WILEY publisher*, Oct. 2005.
- [13] New&Renewable Energy Data Center, Solar Radiation on Slope, [http://kred.kier.re.kr/kier/03\\_dataEnquiry/Solar\\_Slop.aspx](http://kred.kier.re.kr/kier/03_dataEnquiry/Solar_Slop.aspx).
- [14] K. R. Khan, A. A. A. Arkoub, and M. J. Newtown, "Evaluation of loss of load probability and expected energy generation in multi-area interconnected systems with wind generating units," *IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering*, Aug. 2013.
- [15] M. R. Narimani, P. J. Nauert, J. Y. Joo, and M. L. Crow, "Reliability assesment of power system at the presence of demand side management," *IEEE Power and Energy Conference at Illinois*, Feb. 2016.
- [16] M. Kolhe, S. Kolhe, and J. C. Joshi, "Economic viability of stand-alone solar photovoltaic system in comparison with diesel-powered system for India," *Energy Economics*, pp. 155-165, 2002.
- [17] K. T. Aung, "Economic and life cycle analysis of renewable energy systems," *120th ASEE Annual Conference & Exposition*, Jun. 2013.
- [18] C. Y. Park and C. S. Huh, "Assessment of customer interruption cost by regional groups for macro approach," *Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers*, Vol. 19, No. 1, pp. 124-129, Jan. 2005.
- [19] Korea statistical information service, GRDP, [http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx\\_cd=1008](http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1008).
- [20] Korea electric power corporation, Power statistics, [https://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD\\_000283&menuCd=FN05030105](https://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/list.do?boardCd=BRD_000283&menuCd=FN05030105).



### 김기영(金騎永)

1990년 12월 24일생. 2014년 한국 철도대 철도차량전기와 졸업. 2018년 송실대 대학원 전기공학부 졸업(석사).



### 최우진(崔宇鎭)

1967년 1월 7일생. 1990년 송실대 전기공학과 졸업. 1995년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2004년 Texas A&M University 대학원 전기공학과 졸업(공박). 1995년~1998년 (주)대우중공업 중앙연구소 전자기술실. 2005년~현재 송실대 전기공학부 교수. 당 학회 총무이사.