

## 100 kW 이상의 태양광 발전단위에서 전방 잡초 그림자 영향 분석에 의한 비정상 데이터 표준화 연구

김홍명 · 이유리 · 정재학<sup>†</sup>

영남대학교 화학공학부  
38541 경상북도 경산시 대학로 280  
(2020년 4월 2일 접수, 2020년 5월 12일 수정본 접수, 2020년 5월 13일 채택)

## A Study of Standardization of Detecting Abnormal Data by Front Weed's Shadow Effect in over 100 kW Photo Voltaic Power Generation Unit

Hong Myeong Kim, Yu Ri Lee and Jae hak Jung<sup>†</sup>

Department of Chemical engineering, 280, Daehak-ro, Gyeongsan-si, Gyeongsangbuk-do, 38541, Korea  
(Received 2 April 2020; Received in revised form 12 May 2020; accepted 13 May 2020)

### 요 약

대부분의 태양광 발전시설물은 평지에 설치되는 것이 일반적이지만 소형 발전시설의 경우는 경사진 임야 등에 설치되는 경우도 많다. 그 외에는 드물게 건물의 옥상이나 콘크리트 위에 설치되는 경우가 있으나 이는 대부분 25 kW 미만의 소규모 설치이다. 일반 평지나 임야 등에 설치될 경우 관리를 지속적으로 하지 않으면 잡초가 자라고 일정 높이가 이상 자라게 된 잡초는 태양광 모듈에 그림자의 영향을 줄 수 있게 된다. 그러나 잡초가 조금 자란 것이 영향을 주는지 주지 않는지 판단하기 힘들고 지속적인 관리를 위해서는 관리 비용이 발생하기 때문에 잡초가 태양광 발전에 영향을 주는 시점에서 정확하게 관리를 해준다면 가장 최소한의 관리비용으로 최대한의 태양광 발전량을 가져 올 수 있을 것으로 판단된다. 본 연구에서는 잡초가 의한 태양광 모듈의 발전에 영향을 미치는 형태를 모니터링을 통한 발전량 데이터를 분석하여 그 유형을 파악을 하고 모듈에서 잡초의 그림자 영향이 출력의 감소에 어떠한 영향을 주는지 실험을 통해 분석하였다. 이를 바탕으로 잡초의 영향을 모니터링 데이터 상의 수치로 기준을 정하였다. 또한 잡초의 영향을 장기적으로 방치를 하였을 경우 나타나게 되는 현상인 핫스팟(Hot spot) 발생의 기준을 수치적으로 표준화 하였다.

**Abstract** – Majority of over 100 kW capacity photo voltaic (PV) power generation system was constructed on the plate ground of soil. Rarely PV system installed on concrete or building but it usually be under 25 kW capacity. On the soil ground the weeds grown up and it's shadow influenced to decrease of amount of PV power generation. This work analysis the weeds shadow's effect to decrease of amount of PV power generation with 100 kW capacity of real PV power generation system in Yeungnam University, Finally the weed shadow's influence value through the real field monitoring Data is suggested for give a standard management time of weeds to avoid the negative influence on whole power plant. Moreover the hot spot which is generated by long term partial shallow on PV module also can detected with the result of this work. It also suggested as a standard value of monitoring Data.

Key words: Photo voltaic power generation, Shadow effect, Solar module, 100 kW string

### 1. 서 론

Fig. 1과 같이 여러 가지 소형, 대형 태양광 발전 시설들이 증가하고 있다[1]. 그 중 상당수의 발전시설들이 유지 보수가 제대로 이

루어지지 않아 여러 원인에 의해 문제가 발생하였다[2]. 그 원인 중 한 가지는 바닥의 잡초에 의한 음영 형성이다[3]. 대부분의 발전 시설 관리자들은 모니터링 데이터 분석보다는 주기적인 육안 점검으로 관리한다. 태양광 발전소는 보통 초기 시설 설치비용이 크지만 사후 관리 비용이 적다는 것이 장점이다. 대형 발전시설의 경우에는 일반적으로 시설 관리자가 상주하지만 100 kW 이하의 소형 발전소의 경우에는 관리자가 없는 경우가 대부분이다. 이러한 경우에는 직접 육안으로 확인하지 않고는 잡초에 의한 태양광 모듈에의 음영 생성 등을 확인할 수 없다.

<sup>†</sup>To whom correspondence should be addressed.

E-mail: jhjung@ynu.ac.kr

‡이 논문은 POSTECH 이인범 교수님의 정년을 기념하여 투고되었습니다. This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

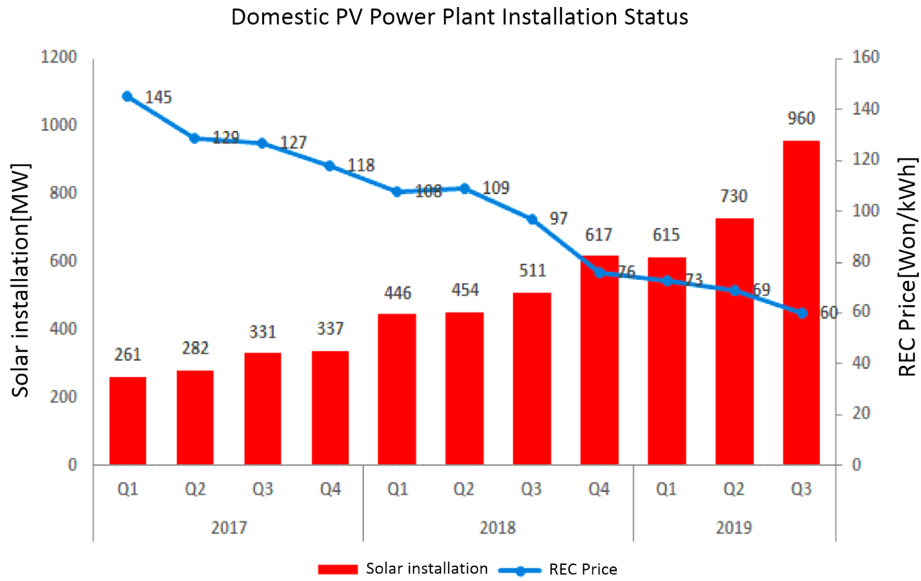


Fig. 1. Domestic PV power plant installation status.

하지만 모니터링 데이터로 이러한 음영 현상을 확인하고 알림을 받을 수 있다면 주기적으로 드는 비용이나 발전소를 직접 육안으로 점검하는 비용을 줄일 수 있을 것이다.

태양전지의 출력을 최대로 유지하기 위해서는 일조량이 많은 지역이 유리하다. 일반적으로 사막 환경에서는 연간 일조량이 높지만 고온 환경 또한 수반하게 되며, 이로 인해 태양전지의 출력이 저하된다[4]. 태양광 발전은 일반적인 평지에 설치를 하여 약간의 낮은 초목이 자라는 환경이 가장 좋다. 이유는 초목에 의해서 주변 온도를 낮추는 효과가 있기 때문이다. 또한 현재 설치되는 대부분의 태양광 발전소의 태양광 모듈은 결정질 실리콘(Si)계열이다. 결정질 실리콘 태양광 모듈은 같은 조건에서 온도가 낮을수록 발전량이 높기 때문이다. Fig. 2에 온도에 따른 발전량 차이를 나타내었다. 따라서 반드시 잡초가 자라는 환경이 나쁜 환경이라고 판단할 수는 없다. 태양광 발전소의 유지 보수 관리가 가능하다면 잔디나 잡초 등이 있는 지역에 설치하는 것이 하나의 장점이 될 수 있다[5,6,7,15].

## 2. 실험

본 실험은 100 kW 태양광 발전시설에서 구조물 아래에는 콘크리트, 구조물과 구조물 사이에는 일반 평지 상태로 잡초가 자라는

환경에서 실험을 진행하였다. 실험 장소는 영남대학교 국가 MW급 태양광발전 R&BD 실증센터로 경상북도 경산시 삼풍동 1번지, 경도 128.7638°E, 위도 35.8188°N이다.

실험군으로 사용된 발전 시설은 400W용량의 모듈 15개를 직렬로 연결되어 있고 총 16개의 스트링이 병렬로 구성되어있다. 데이터는 각 스트링 별로 전압과 전류를 측정하고 있으며 일반적인 발전소와 같은 조건에서 실험하기 위해  $V_{oc}$ 와  $I_{sc}$ 는 측정 하지 않고  $V_{mp}$ 와  $I_{mp}$ 만을 측정하여 그 데이터로 연구를 진행하였다.

태양광 모듈의 경우 그들의 음영이 발전에 큰 영향을 주는 이유는 다음과 같다. 각각의 한 태양광 모듈 내에 셀들이 직렬로 연결이 되어있고, 그 모듈들이 다시 직렬로 연결이 되어 전기를 생산한다. 그 중 하나의 셀이 그늘에 의해서 영향을 받게 되면 그 영향이 모듈을 따라 전체 스트링에 영향을 주는 시스템이다. 비유 하면 각 셀은 전류를 흐르게 하는 관과 같다[8,9,10,16]. 그늘에 의해서 하나의 셀이 전류를 많이 흐르지 못하게 하면 그 셀은 발전 설비가 아닌 저항체로 기능하게 되어 전류 병목현상이 발생하게 되고 직렬로 이루어진 모든 모듈에서 동일한 전류 값이 나타나게 된다. Fig. 3에 발전량이 그림자에 받는 영향을 나타내었다. 한 개의 셀에서 일부를 가린 형태 그리고 두 개의 셀에서 동일한 면적을 가린 형태 등 다양하게 실험을 진행하였다. 이는 잡초에 의한 그림자의 영향을 표현한 것이다.

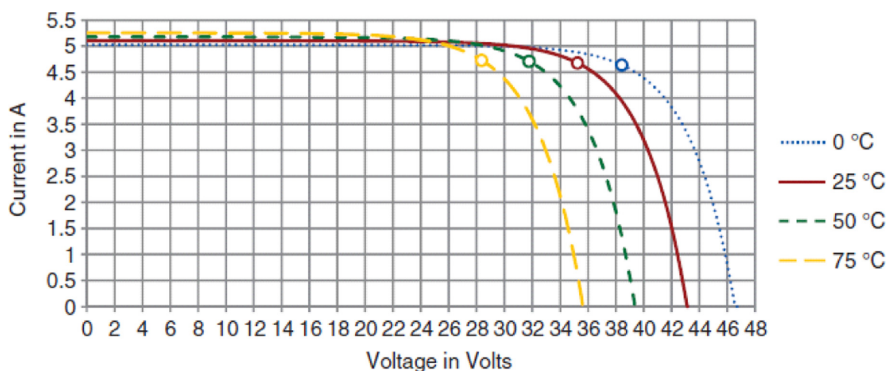


Fig. 2. Characteristic curve of PV module at various module temperatures (Irradiance: 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum: AM1.5).

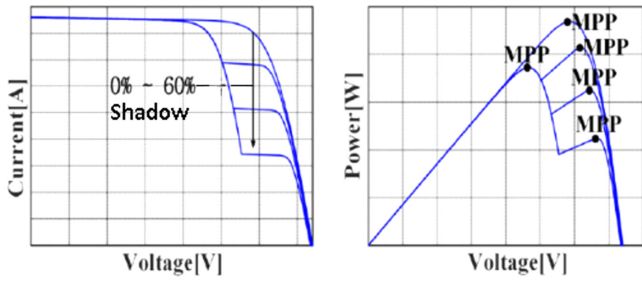


Fig. 3. String characteristic curve by shade.

실제 잡초가 모듈을 가리는 형태는 다양하다. 하지만 기준이 되는 것은 한 개의 셀에 최대가 가리는 그림자의 합계 면적에 영향을 주게 된다. 따라서 이는 한 개의 셀에 얼마나 많은 음영을 가져오느냐에 따라서 달라지는 것과 동일하다[17-21].

따라서 하나의 모듈에서 낮은 전류 값을 가지게 되면 모듈이 포함된 스트링 상에서의 전류 값이 동일하게 낮아지는 현상이 발생하게 된다. 따라서 스트링의 어느 한 부분에 잡초로 인한 그림자가 형성되면 한 두 개의 셀에 영향을 주는 정도이지만 이는 전체 스트링에서 영향을 미칠 것이다. 하지만 대부분의 발전시설에서 사전에 확인하지 못하는 이유는 전체 발전량에는 당장 차이를 보이지 않기 때문이다. 즉, 날마다 일사량에 의해 발전량이 5% 이상 변하는 상태에서 잡초에 의해 1~5% 변화하는 정도를 빠른 시간 내에 확인하는 것은 어렵다. 또한 Fig. 4에서와 같이 잡초는 대부분 정오 시간대의 발전량에는 영향을 미치지 않는다. 이는 잡초의 크기가 일정 높이 이상 자라지 않고서는 오랜 시간 영향을 줄 수 없기 때문이다.

따라서 일출이나 일몰 시간대에 잡초에 의한 영향을 보다더 확연히 확인할 수 있다. 일반적으로 모듈의 내구성 저하에 의한 발전량 저하와는 다른 현상을 보이는 것이다. Fig. 5와 같이 잡초 그림자가 있는 스트링과 그렇지 않는 스트링의 전압으로서 나타나는 영향은 거의 없다.

전압의 경우에는 결정질 실리콘 태양전지의 전기적 특성상 셀의 크기에 상관없이 동일한 전압 값을 나타낸다. 따라서 직렬의 갯수에 따라서 전압의 크기가 나타나고 중간에 빛이 완전히 들어가지 않는 상태의 음영이 아니라면 거의 동일한 전압 값을 나타낸다.

하지만 전류의 경우는 다르다. 위의 실험에서와 같이 1개의 셀 가림으로도 큰 영향을 주게 된다. 본 실험에서는 다음 Fig. 6과 같이 일부 영역에서 모듈에 영향을 줄 정도로 잡초가 자라있는 것을 확인할 수 있다. 이러한 상태에서의 발전량 데이터로 활용하였다.

잡초가 자란 것에 대한 영향은 Fig. 7과 같다.

이에 대한 발전량의 차이는 스트링 1개 기준 94%이다. 일상의 기후는 많은 변화를 가지고 있다. 구름이 있다거나 비가 온다거나 등등 항상 청명한 날이 유지 되지는 않는다. 따라서 월간 발전량 혹은 주간 발전량을 비교한다면 쉽게 확인하는 것은 불가능할 것이다. 그럼에도 일주일 동안의 발전량으로 계산해보면 91%로 청명일 1일 발전량에 비해서도 그 차이는 적다는 것을 확인할 수 있다(Fig. 8).

대부분의 인버터들은 생산되는 전력의 전압과 전류 값을 표시한다. 만약 로그 시스템이 없다면 청명한 날 오전이나 오후에 전력 값을 육안으로 확인한다면 설치 면적 전체를 일일이 확인하는 시간적 비용을 줄일 수 있다. 하지만 전력 표기 기능이 없는 인버터의 경우에는 비접촉식 전류 측정기 등을 활용하여 전압 및 전류 등의 전력 값을

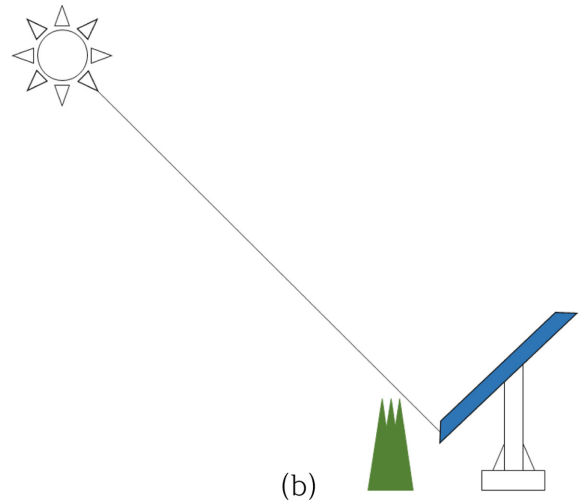
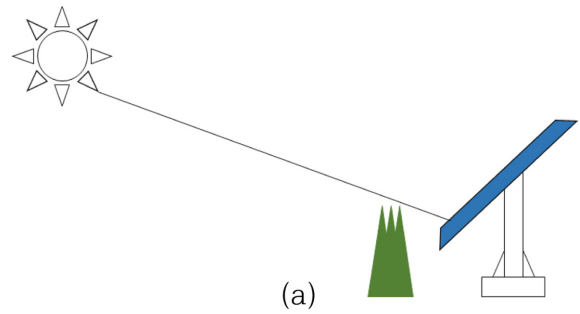


Fig. 4. (a) the altitude and shadow of the sun at sunrise/sunset (b) the altitude and shadow of the sun at noon.

확인 할 수 있다. 이러한 점검을 통해서 발전시스템을 확인한다면 다른 점검 시간을 늘리는데 도움이 될 것이다[22].

Fig. 9에서는 미소한 발전량의 감소를 확인할 수 있다. 실제로 잡초의 크기가 작을 때는 다음 그래프처럼 아주 미비하게 나타나는 경우도 있다.

발전소 단위에서는 이 정도의 전류 감소로 인한 전력량 감소는 큰 영향을 미치지 않는다. 반대로 잡초로 인해서 주변온도의 저하를 가져와 발전 상승을 기대할 수도 있다. 실제 일반 평지에 비해 잡초가 충분히 있는 평지의 경우 한 낮의 기온이 평균 1~2°C 정도 낮게 나타나며 많게는 4~5°C까지도 낮게 나타나는 경우가 있다. 서론에서도 간략하게 설명을 하였지만 잡초에 의해 발전량 상승을 실제 실험을 통해서 알아보면 Table 1과 같다. 발전량은 5°C 차이에 약 2% 변화하는 것을 알 수 있다. 실제 온도에 의한 변화량은 결정질 실리콘계 태양광 모듈에서는 선형으로 나타난다. 실험에 사용된 모듈은 결정질 실리콘계 60Cell 모듈을 사용하여 실험하였다.

하지만 전력량 이외의 다른 문제가 발생할 수 있다. 음영에 의한 전류의 병목현상 발생이 장기간 지속적으로 발생되면 셀의 내구성에 문제가 발생할 수 있다. 실제 잡초 뿐만 아니라 여러 가지 이유로 생긴 그림자의 영향으로 인한 핫스팟의 발생에 관련한 문헌들이 나타나고 있다. 핫스팟의 발생 원인을 여러 가지로 보고 있지만 가장 큰 원인은 그림자로 인한 전류의 병목현상으로 보고 있다. 전류의 병목현상은 난방제품의 코일과 같다. 난방 제품의 코일은 전류를 원활하게 흐르지 못하게 하여 전력을 열로 변환시켜 소비를 시키는 방식이다. 병목현상이란 흐를 수 있는 전류가 한정적이고 이

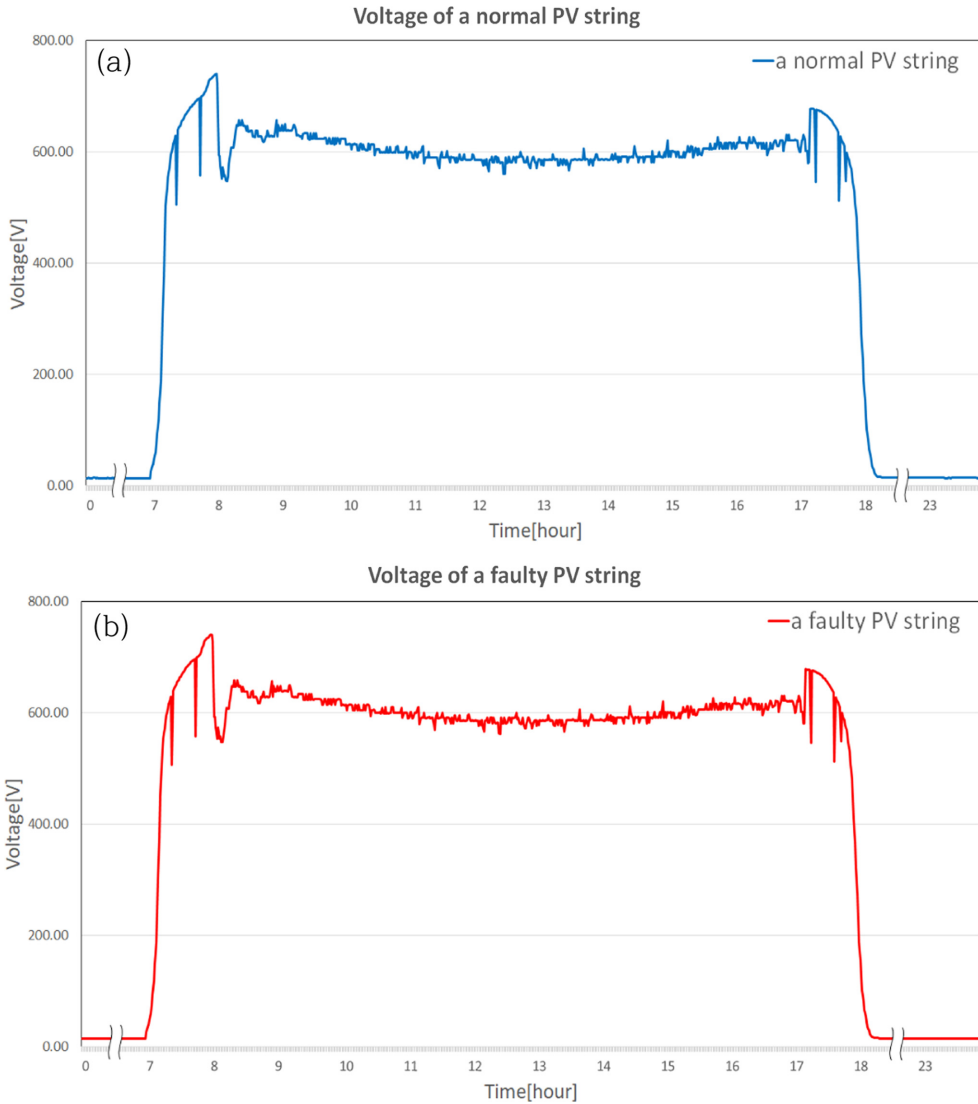


Fig. 5. (a) voltage of normal string, (b) voltage of weed string.



Fig. 6. Real power plant scene.

에 남는 전류가 발생하는 현상을 말한다. 이는 남은 전류를 열로 발생시키기 때문에 병목현상이 나타나는 주변을 핫스팟 존으로 만들게 된다. 즉 잡초의 문제가 장기화되면 그 영향은 보다 악화되어 핫스팟 현상이 발생하게 된다. Fig. 10과 같이 잡초를 장기간 방치하게 되면 해당 부분에서 핫스팟의 셀이 발생하게 된다.

핫스팟이 발생하면 상대적으로 열을 발생하는 현상이 나타나고 이는 모듈에 영향을 미치게 된다. 또한 핫스팟이 계속 존재하면 결국 일정량의 전류를 소비하게 된다. 일반적인 핫스팟의 경우 실내 테스트 환경에서는 확인이 거의 불가능하다. 핫스팟은 순간적인 전류의 공급과 25 °C를 유지하는 환경에서는 발생하지 않는다. 하지만 지속적인 전류의 공급이 있는 연속광원이나 실외에서는 확인이 가능하다. 핫스팟이 발생할 경우 데이터상으로 확인이 가능하려면 모듈에 육안으로 식별이 가능한 손상이 있어야 한다. 하지만 실외에서는 열화상카메라를 이용해 먼저 확인이 가능하다.

초기 핫스팟의 경우는 손실되는 전력에 따라서 그 정도가 데이터의 오차범위 정도일 것이다. 하지만 이를 방치하게 된다면 전류의 손실이 확연하게 보일 것이나 이때는 이미 모듈을 교체해야 하기 때문에 핫스팟을 방치하는 것은 매우 위험하고 어리석은 일이다.

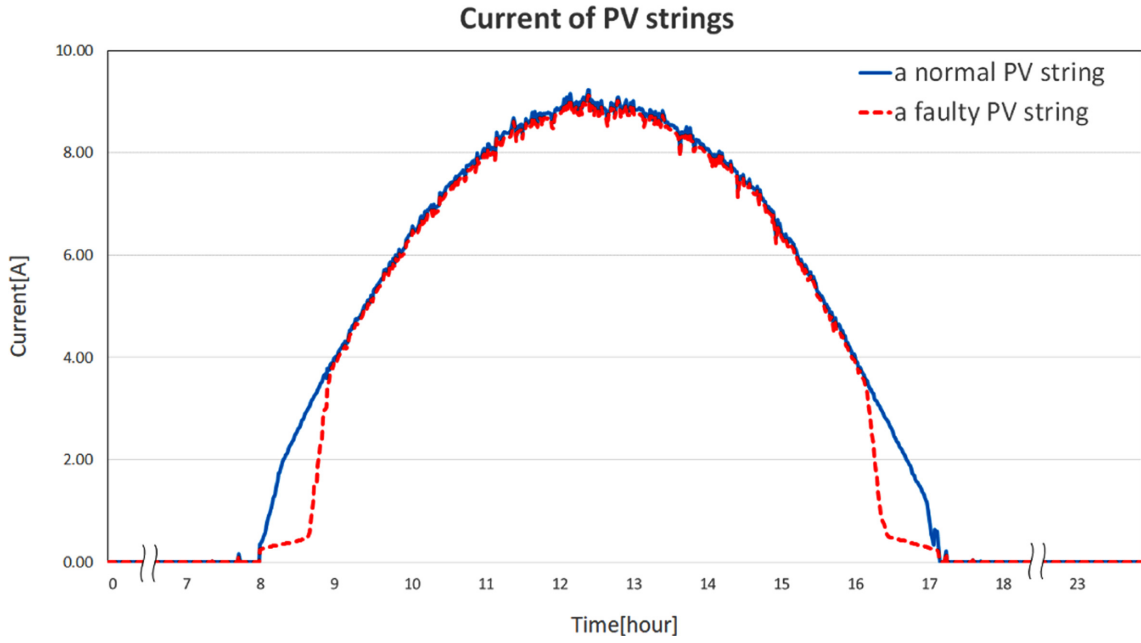


Fig. 7. Current of a day in normal and large weed influence strings.

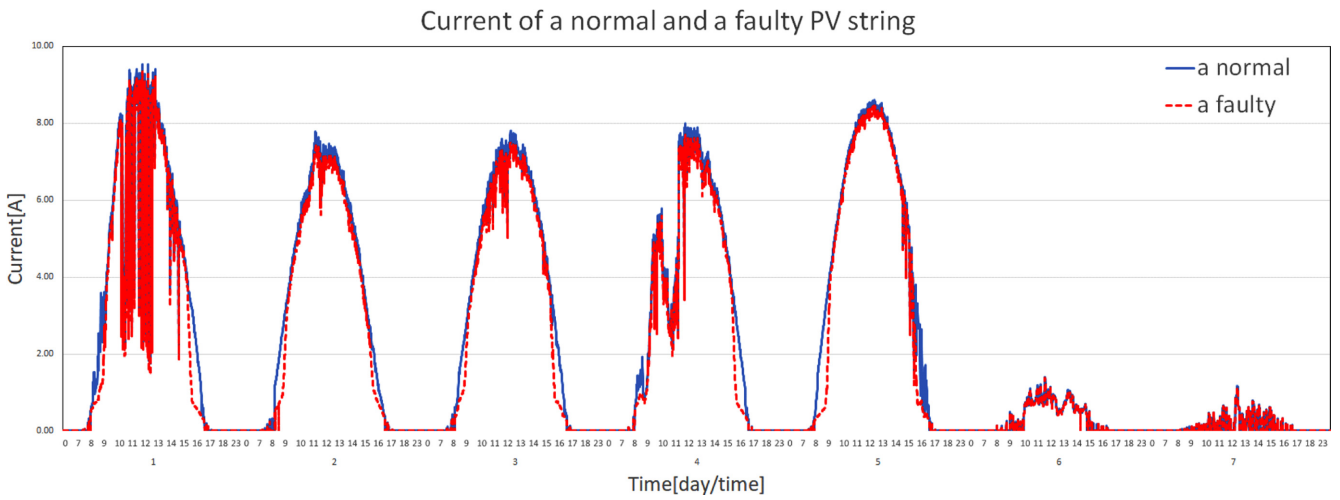


Fig. 8. Current of a week in normal and large weed influence strings.

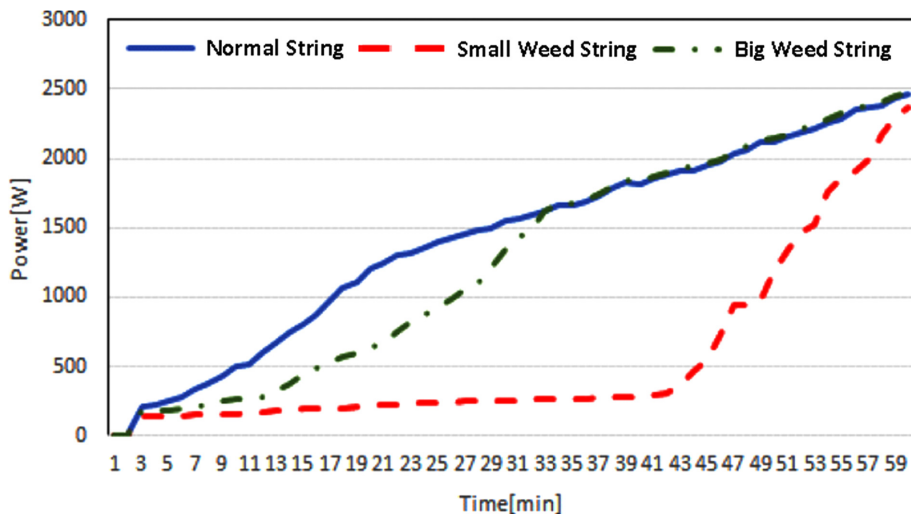
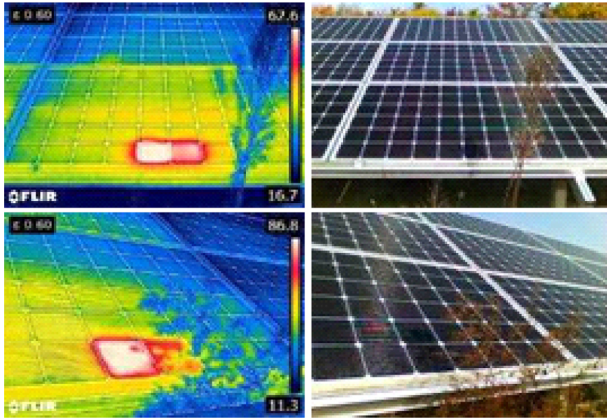


Fig. 9. Power of a day in small weed influence strings.

**Table 1. PV module data at various module temperatures**

Temp. (°C)	40.7	35.1	30	25.3
Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	1000	1000	1000	1000
V <sub>oc</sub> (V)	37.38	38.02	38.65	39.21
I <sub>sc</sub> (A)	8.98	8.97	8.97	8.96
V <sub>mp</sub> (V)	29.36	30.14	30.77	31.36
I <sub>mp</sub> (A)	8.46	8.45	8.47	8.50
Rs (Ω)	0.54	0.49	0.48	0.48
Rsh (Ω)	47.51	44.69	41.68	41.54



**Fig. 10. PV Module with hot spot.**

**Table 2. Current quantity compared to Irradiance before and after module replacement**

Before replacing the PV module				
Normal string		Abnormal string		
Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	Current [A]	Current/Irradiance	Current [A]	Current/Irradiance
810	7.92	0.98	7.72	0.95
820	8.24	1.00	8.06	0.98
830	8.46	1.02	8.28	1.00
840	8.54	1.02	8.37	1.00
850	8.31	0.98	8.12	0.96
860	8.41	0.98	8.21	0.95
870	8.52	0.98	8.30	0.95
880	8.85	1.01	8.64	0.98
890	8.73	0.98	8.52	0.96
900	8.82	0.98	8.57	0.95
910	8.96	0.98	8.73	0.96
920	9.02	0.98	8.76	0.95

Abnormal string				
Before replacing the PV module		After PV module replacement		
Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]	Current [A]	Current/Irradiance	Current [A]	Current/Irradiance
810	7.72	0.953	8.00	0.988
820	8.06	0.983	8.21	1.001
830	8.28	0.998	8.31	1.001
840	8.37	0.996	8.52	1.014
850	8.12	0.955	8.57	1.008
860	8.21	0.955	8.65	1.006
870	8.30	0.954	9.08	1.044
880	8.64	0.982	8.68	0.986
890	8.52	0.957	8.57	0.963
900	8.57	0.952	8.63	0.959



**Fig. 11. Changing PV module.**

핫스팟의 경우 그래프상 특정 부분의 형태가 변하는 것이 아닌 일사량 대비 발전량의 값이 줄어드는 현상을 일으킨다. 핫스팟은 발열로 인한 에너지 손실이므로 발열되는 전력량만큼 손실량이 된다. 따라서 이를 확인 할 수 있는 가장 좋은 방법은 타 스트링에 비해 상대적으로 낮은 전류 값을 나타내는 스트링을 찾는 것이다. 핫스팟 초기의 경우 데이터가 오차 범위 내외이기 때문에 알아내기 힘들다. 심화된 핫스팟을 알아내기 위해 초기 설치시의 청명일 데이터와 비교하여 상대적으로 낮아진 정도를 확인할 필요가 있다.

본 연구에서는 핫스팟이 발생한 모듈을 교체하여 상승된 전류량을 확인함으로써 핫스팟의 영향을 분석하였다. 모듈 교체는 Fig. 11에 나타내었다.

본 실험군에서는 최대 핫스팟의 온도가 127 °C였다. 태양광 모듈은 160 °C 이상 온도가 올라갈 경우 모듈을 만들기 위해 봉지재로 사용되는 고분자인 EVA, backsheet 등이 변화하는 문제가 발생할 수 있다. 초기 핫스팟의 온도는 70 °C 내외로 나타나지만 일정 시간 이상 핫스팟이 유지된다면 셀의 내구성 하락으로 인해서 온도는 상승될 것이며 실험군보다 더 높게 나타날 수도 있다.

셀 부분에서 문제가 발생하면 모듈 전체의 문제가 될 수 있다. 또한 발전소는 모듈이 직렬로 연결되어져 있어 모듈의 문제는 결국 발전소 전체의 문제로 커질 수 있다. 결국 모듈에서 문제가 발생할

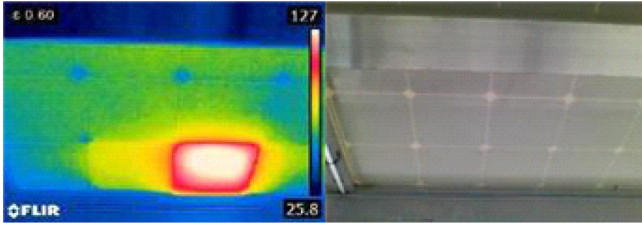


Fig. 12. Max temperature of hot spot.

경우 모듈간의 병목현상이 다시 발생한다는 의미와 같기 때문이다. 순차적으로 병목현상이 발생한 모듈 주변을 시작으로 문제가 발생하는 모듈이 늘어나게 될 것이다.

또한 핫스팟의 경우 육안으로는 확인이 불가능하며 이미 발생한 핫스팟은 다시 원상태로 회복되지 않는다. 따라서 잡초 제거 등의 관리가 소홀하여 핫스팟 발생 될 경우 향후 관리를 하였음에도 불구하고 발전량 하락을 지속적으로 가져 올 수밖에 없다.

### 3. 데이터 분석 및 결론

본 연구를 통해 크게 두 가지 형태의 진단이 가능하다. 첫 번째는 잡초에 의한 발전량 감소, 두 번째는 핫스팟에 의한 발전량 감소이다. 각 진단 방법은 다음과 같이 제시할 수 있다.

첫 번째의 진단 방법은 일출 후 1시간 혹은 일몰 1시간 이전부터의 전류 발전량을 기준으로 할 수 있다. 단 일사량이  $150 \text{ W/m}^2$  미만에서는 전류의 오차범위가 매우 크기 때문에 일사량이  $150\text{-}300 \text{ W/m}^2$ 의 데이터를 모니터링 해야 한다는 것을 알게 되었다. 다음 Table 3와 같이 일출 1시간 동안의 일사량과 발전량 그리고 비교 값을 보면 알 수 있다. 정상 스트링의 전류량 대비 50% 이상의 전류량 감소가 일출 1시간 이내에 발생을 할 경우 이는 잡초에 의한 현상으로 결론 지을 수 있다.

두 번째로 핫스팟에 의한 전류량 감소는 Table 3에 나타난 것처럼 일출과 일몰이 아닌 어느 정도 태양이 고도각을 형성한 시점인 일사량이  $800 \text{ W/m}^2$  이상에서 2% 이상의 전류량 하락이 정상스트링에 비해 나타날 경우 핫스팟에 의해 전력이 열로 변화한다는 것을 알 수 있다.

첫 번째와 두 번째의 비교데이터 식은 다음과 같다.

비교 데이터의 식은 다음과 같다.

$$\text{비교데이터} = \frac{(\text{정상 스트링 전류량} - \text{잡초 스트링 전류량})}{\text{정상스트링전류량}} \times 100 \quad (1)$$

태양광 발전은 신재생에너지 중에서도 풍력이나 수력등과 같이 장소의 영향을 크게 받지 않고 오염이 없는 청정에너지이다. 하지만 태양광 모듈과 시스템은 유지 보수 관리도 매우 중요하다는 것

Table 3. Current in normal and weed strings for 1 hour after sunrise

Time [hh:mm]	Irradiance [ $\text{W/m}^2$ ]	Normal string [A]	Weed string [A]	비교
08:10	152.2	1.08	0.30	72.2
08:20	192.52	1.87	0.34	81.8
08:30	237.71	2.40	0.40	83.3
08:40	284.28	2.90	0.45	84.5
08:50	330.96	3.37	1.88	44.2

을 알 수 있었다. 잡초의 크기가 작을 경우에는 발전에 전혀 영향을 미치지 않고 오히려 주변온도를 낮추어주는 효과가 있어 발전량의 증가에 도움이 될 수 있다. 하지만 일정 크기 이상의 잡초가 자랄 경우에는 발전량 저하로 나타날 수 있다. 이를 판단할 수 있는 방법을 육안 관찰 등의 불확실하고 주관적인 판단이 아닌 데이터 상에서 정확하게 확인 할 수 있는 방안을 본 연구에서 제시하였다. 일반적인 발전 형태와의 차이를 확인하고 그 시점에서는 반드시 제거를 해주어야 하는 이유도 나타내었다. 발전량의 감소는 잡초의 자라는 정도에 따라서 차이가 날 수 있으나 영향이 나타나는 것 자체가 장기적으로 핫스팟이 발생할 수 있다는 것을 의미한다. 향후 핫스팟이 발생한 모듈에 대한 추가적인 테스트를 진행해 보는 것이 필요하다. 본 실험에서는 일반 발전소를 기반으로 연구를 진행하였기 때문에 핫스팟이 일어난 경우를 대상으로 장기적으로 연구하지 못하고 발전소 전체에 큰 영향을 주기 전에 교체를 진행하였다.

추후 핫스팟의 온도 상승이 전체 스트링의 전력크기에 비례하여 발생하는지 혹은 단일 모듈 상에서 온도가 상승하는지에 대한 연구가 필요 할 것이다. 또한 장기적으로 핫스팟을 방치했을 경우 셀과 모듈에 나타나는 영향을 연구하는 것이 필요 할 것이다. 뿐만 아니라 이러한 핫스팟의 케이스를 많이 발굴하여 향후 AI 시스템이 효율적으로 잡초 제거 시점을 알려주는 새로운 태양광 발전 시설 관리 시스템을 제공하는데 본 연구는 매우 중요한 기본적인 연구 결과가 될 것으로 기대된다.

### 감 사

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(No.20183010014320).

### Nomenclature

$P_{max}$	: maximum power
$V_{mp}$	: voltage at maximum power
$I_{mp}$	: current at maximum power
$V_{oc}$	: open circuit voltage
$I_{sc}$	: short circuit current
STC	: standard test condition

### References

1. The Export-import Bank Of Korea, 2020 Quarterly Report.
2. Kim, J. et al., "Environmental Assessment in the Siting of Solar and Wind Power Plants," *J. of Korean Society of Environmental Technology*, **12**, 141-147(2011).
3. Yoon, B. et al., "PV Module Mismatch Power Loss Analysis by Partial Shaded and Study for Improving the Power Loss," *New & Renewable Energy*, **12**, 14-23(2016).
4. Nam, Y. et al., "Analysis on Temperature Dependence of Crystalline Silicon Solar Cells with Different Emitter Types for Desert Environment," *Current Photovoltaic Research*, **2**, 135-139(2014).
5. Ji, S., "Development of Solar Power Generation Prediction Simulator for Solar Power Plant Optimal Design," Yeungnam University M. A. Thesis(2016).
6. Singh, J. P., Walsh, T. M. and Aberle, A. G., "Performance Investi-

- gation of Bifacial PV Modules in the Tropics;” Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 3263-3266(2012).
7. Kim, M., Ji, S., Oh, S. Y. and Jung, J. H., “Prediction Study of Solar Modules Considering the Shadow Effect;” *Current Photovoltaic Research*, **4**(2), 80-86(2016).
  8. Ahn, H.-W. and Park, G.-Y., “Compensation of PV Module Current for Reduction of Mismatch Losses in PV Systems;” *Journal of the Korean Solar Energy Society*, **32**(3), 26-32(2012).
  9. Kaushika, N. D. and Rai, A. K., “An Investigation of Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Cell Networks;” *Energy*, **32**, 755-759(2007).
  10. Picault, D., Raison, B., Bacha, S., de la Casa, J. and Aguilera, J., “Forecasting Photovoltaic Array Power Production Subject to Mismatch Losses;” *Solar Energy*, **84**, 1301-1309(2010).
  11. Noh, H. J., Lee, D. Y. and Hyun, D. S., “An Improved MPPT Converter with Current Compensation Method for Small Scaled PV-application;” *IEEE IES*, **2**, 1113-1118(2002).
  12. Lynch, W. A. and Salameh, M., “Simple Electro-optically controlled Dual Axis Sun Tracker;” *Solar Energy*, **45**, 65-69(1990).
  13. Spence, J. W., Comments on “The Astronomical Almanac’s Algorithm for Approximate Solar Position (1950-2050);” *Solar Energy*, **42**(4), 393-397(1989).
  14. Walraven, R., “Calculating the Position of the Sun;” *Solar Energy*, **20**, 393-397(1978).
  15. Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Aguilera, J. and De La Casa, J., “Changing Photovoltaic Array Interconnections to Reduce Mismatch Losses: a Case Study;” *EEEIC 2010 9th Conference*, 37-40(2010).
  16. Ahn, H.-W., “Analysis of Module Mismatch Loss in Solar PV String and Feasibility Study for Improvement Method;” *J. of Korean Solar Energy Society*, **29**(1), 58-63(2009).
  17. Ko, J.-S. and Chung, D.-H., “Reconfiguration of PV Module Considering the shadow Influence of Photovoltaic System;” *Journal of Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers*, **27**(2), 36-44(2013).
  18. Kim, S., Kang, K.-H., Ahn, H., Han, D.-Y. and Yu, G.-J., “The Electrical Characteristic of Shading Effect in Photovoltaic Module;” *The Korean Solar Energy Society Conference*, 257-262(2008).
  19. Ji, Y.-H., Jung, D.-Y., Kim, J.-G., Kim, J.-H., Lee, T.-W. and Won, C.-Y., “A Real Maximum Power Point Tracking Method for Mismatching Compensation in PV Array Under Partially Shaded Conditions;” *IEEE Tr. on Power Electronics*, **26**(4), 1001-1009(2011).
  20. Korytowski, M. J. and Grainger, B. M., “A Comparative Study of MPPT Method for Distributed Photovoltaic Generation;” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 1-7(2012).
  21. Noguchi, T., Togashi, S. and Nakamoto, R., “Short-Current Pulse-Based Maximum-Power-Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic-and-Converter Module System;” *IEEE Tr. on Industrial Electronics*, **49**(1), 217-223(2002).
  22. Kim, E., Kang, S. and Kim, J., “The Long-term Operating Evaluation of the Grid Connected Photovoltaic System;” *New & Renewable Energy*, **7**(2), 28-35(2011).