

Field aged 태양전지모듈의 노화현상에 따른 전기적 특성 관찰

강기환, 유권종, 안형근*, 한득영*
한국에너지기술연구원, 건국대학교*

Observation of Electrical Properties in Field-aged Photovoltaic Module

Gi-Hwan Kang, Gwon-Jong Yu, HyungKeun Ahn* and Deuk-Young Han*
Korea Institute of Energy Research, Konkuk University*

Abstract

In this paper, degradation in field-aged PV modules including degradation of interconnect, discoloration of encapsulant and hot spot have been observed and analyzed.

From the results, photovoltaic module installed for 6 years shows around 16% drop of electrical properties due to the interconnect degradation and PV module passed 18 years has been found to drop of around 20% mainly by the encapsulant discoloration. Furthermore the difference between low and high temperature of PV array at hot spot goes up to 30°C and it leads to interconnect degradation. On the other hands, the temperature difference was observed to be around 15°C at the encapsulant discoloration spot of PV array.

Key Words : Photovoltaic Module, Life time, Hot spot, Discoloration, Degradation

1. 서론

태양광발전시스템을 구성하는 주요 구성재료중 가장 고가이면서 시스템의 수명을 좌우하는 태양전지모듈은 반도체 소자인 태양전지(solar cells)가 수십개 직렬연결되어 태양빛 에너지를 전기에너지로 변환시키는 청정에너지원이다.

실제로 외부의 환경에 노출되어 발전하는 태양전지모듈의 수명은 약 20년 이상으로, 반 영구적으로 사용이 가능하며, 한번 설치해 놓으면 유지보수 비용이 전혀 들지 않고, 설치장소에 따라서 소형에서부터 대형까지 시스템의 규모를 결정할 수 있는 장점이 있다.

그러나 국내에 보급되어 있는 일부 태양전지모듈을 약 5년이 경과 후 전기적 성능시험을 분석해본 결과 5~25% 가량의 전기적 특성이 감소되는 현상을 발견하였으며[1], 선진국에서도 장기간 Field test한 시스템을 대상으로 시험해본 결과 물리적인 영향에 의해 파손된 것을 제외하고도 전극부분에서의 열화현상 및 완충재 등의 변색 등으로

전기적 성능이 매우 감소되는 것으로 확인되었다.[2]

따라서 본 연구에서는 국내에 실제로 보급되어 있거나, 연구용으로 설치된지 오래된 PV array를 대상으로 하여 태양전지모듈의 노화 현상을 관찰하였으며, 노화 현상이 전기적 성능에 미치는 영향을 관찰하였다.

2. 태양전지모듈의 구조 및 특징

2.1. 태양전지모듈의 구조

일반적으로 상용화된 태양전지모듈의 구조는 그림 1에서 보는바와 같이 Low iron glass /EVA sheet/Cells/EVA sheet/Back sheet의 형태로 구성되어 있으며, Laminator내에서 Heating Plate를 가열시켜서 완충재(Encapsulant)를 녹인 후 진공상태에서 적층(Lamination) 하여 수분이나 기포등을 제거하고, 외부 환경으로부터 태양전지를 보호할 수 있도록 제조하게 된다.[3]

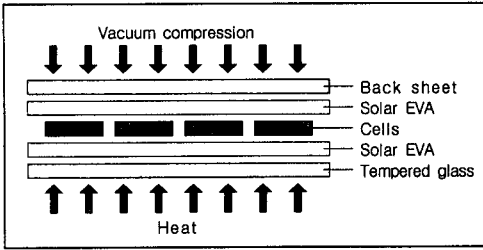


그림 1. 태양전지 모듈의 일반 구조

2.2. 수명저해요인

태양전지모듈의 수명을 단축시키는 주된 손실요인은 태양전지 자체의 특성 열화현상도 있지만 그보다 태양전지를 보호하기 위한 완충재료(EVA sheet)의 변색으로 태양전지에 도달하는 태양빛의 투과율 감소에 의해 전기적 특성을 감소시키고 있으며, 태양전지모듈 제조공정상의 문제점에 의해 외부에서의 온도, 습도의 영향과 주변 환경의 영향으로 태양전지 표면 전극과 태양전지 사이의 연결부가 산화되기 때문이다.

이러한 산화 또는 부식에 의한 전극의 열화현상은 태양전지의 직렬저항을 증대시키고 따라서 발생전류를 감소시켜 결국 전력의 손실을 가져오게 된다[4].

3. 실험

3.1 실험방법

본 실험은 현재 당 연구원에 장기간 연구용으로 설치된 태양전지모듈을 대상으로 하여 노화 현상을 관찰하였으며, 노화 현상에 따른 전기적 특성과 노화현상에서 가장 많이 나타나는 태양전지모듈의 부분적 열적온도특성을 관찰하였다.

실험 대상으로 선택한 시스템중 하나는 국산 태양전지모듈로써 53W급 태양전지모듈을 20직렬 3병렬로 구성하여 1998년도에 설치된 시스템이며, 다른 하나는 외국산 태양전지모듈로써, 42W급 태양전지모듈을 12직렬 2병렬로 구성하여 1986년도에 설치한 시스템이다.

3.2 측정장치

본 실험에서 태양전지모듈의 I-V 특성시험에 사용한 장치는 Sun Simulator(PasanIIIb)로써, AM1.5, 25°C, 1kW/m²의 조건에서 인공광원법에

의해 측정이 가능하며, array의 I-V 특성시험은 자연광원법에 의해 Array Tester(Spire)를 사용하여 측정하였다.

또한, 태양전지모듈의 부분적 열적온도특성을 관찰하기 위하여 Infrared Thermal Imaging System (ThermaCAMS60, FTIR)을 사용하여 관찰하였다.

4. 결과 및 고찰

태양전지모듈은 온도, 습도, 먼지, 자외선 등의 외부환경과 물리적인 충격에 의한 파손 등으로 크게 나눌 수 있으며, 먼지 또는 자외선에 의한 EVA sheet의 변색 등으로 태양빛의 투과율 감소에 의해 전기적인 특성을 감소시키고 태양전지모듈 내부에 온도 상승과 습기의 침투로 인하여 전극의 부식에 의해 접촉저항을 증가시켜 전기적 특성을 감소시키게 된다.[4]

그림 2는 본 실험에서 관찰된 태양전지모듈의 노화현상을 보여주고 있다. 그림 2의 (1)은 태양전지모듈에 사용된 태양전지의 표면 전극이 산화되어 부식된 현상을 볼 수 있으며, 그림 2의 (2)와 (3)은 외부에 설치된지 오래된 태양전지모듈에서 흔히 나타날 수 있는 EVA sheet의 변색 현상을 볼 수 있다. 그림 2의 (4)는 물리적인 충돌에 의해 태양전지모듈 표면 저철분 강화유리가 파손된 현상을 보여주고 있다.

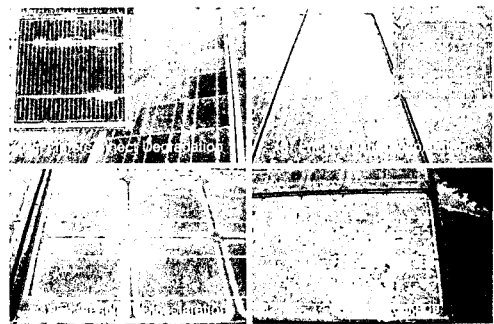


그림 2. Field aged 태양전지모듈의 현상

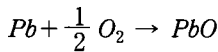
태양전지 표면 전극은 전류의 흐름을 원활하게 하기 위하여 일반적으로 Silver paste를 사용하여 태양전지를 제조하고 있으며, 태양전지 표면전극 위에 SnPbAg paste를 이용하여 태양전지모듈 제조시 태양전지와 태양전지를 연결하고 있다.

그러나 태양전지 표면 전극으로 사용된 Silver

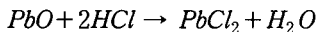
paste나 SnPbAg paste는 습기에 노출되게 되면 부식이 잘되어 태양전지의 전극과 도체리본 또는 도체리본과 도체리본의 접촉부분에서 내부의 열화에 의해 SnPbAg paste의 균열 및 계속적인 스트레스에 의한 파괴로 인하여 접촉저항이 증가하게 되며, 시간이 지날수록 심화되어 태양전지모듈로써의 기능을 할 수 없게 된다.[5]

Interconnection 주위에 염소성분이 존재하면 SnPb합금이 이들과 반응하여 PbCl₂를 생성시키며, PbCl₂는 이산화탄소를 함유한 습도가 높은 공기에 대해 안정하지 못하여 다공질 PbCl₃로 변하여 부식된다. 그 후 SnPb의 합금표면에 다시 산화층이 생기고, 이것은 PbCl₂로 변하며, 또 다시 PbCl₃가 생성되고 이 과정은 SnPb 합금이 모두 부식되어 없어질 때까지 반복된다.

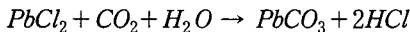
이 과정을 반응식으로 나타내면 아래와 같다.



(금속)(공기)



습기있는 CO₂ 공기 중에서 PbCl₂는



HCl은 솔더 산화물인 PbO와 반응해서 다시 전 과정이 진행된다.[6]

그림 3은 1998년 국내에서 제조된 53W급 단결정 실리콘 태양전지모듈로써, 전극 부분이 산화되어 노화되었을 경우 설치 전과 설치 후 현재의 I-V 특성곡선을 보여주고 있으며, 설치 전 초기 사양은 개방전압(Voc) 21.7V, 단락전류(Isc) 3.35A, 최대전압(Vmp) 17.4V, 최대전류(Imp) 3.04A이다.

설치전 태양전지모듈의 I-V Curve 데이터가 없는 관계로 초기 사양을 근거로 MATLAB을 이용하여 I-V Curve를 산출하였다.

그림 3에서 보는바와 같이 설치 전의 I-V Curve는 설치 6년 후 약 16%의 출력 저하 현상이 나타났다. 이는 태양전지 표면 전극이 산화되어 전극 접촉저항의 증가에 의한 태양전지의 직렬저항이 증가하여 결국 태양전지의 출력 손실을 가져온 결과라 할 수 있다.

태양전지모듈에 완충재로 사용되는 EVA sheet

는 자외선에 노출되면 노화현상으로 변색이 시작된다. 이때 초기에는 백화현상을 나타내며, 시간이 지날수록 심화되어 노랗게 변색된다.

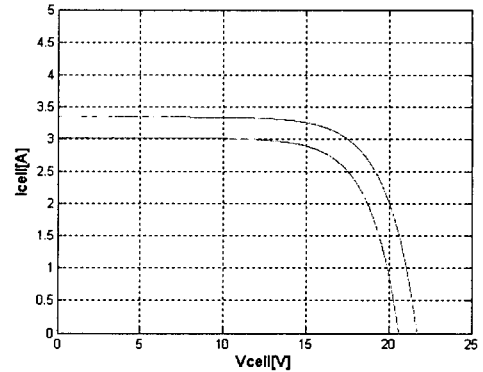


그림 3. 전극 산화된 PV모듈의 I-V Curve

그림 4는 1986년도에 제조된 외국산 태양전지모듈로써, 18년동안 외부환경에 노출되어 자외선에 의해 EVA sheet가 심하게 변색된 태양전지모듈의 I-V 특성곡선을 보여주고 있다. 태양전지모듈의 초기사양은 개방전압(Voc) 18.0V, 단락전류(Isc) 3.26A, 최대전압(Vmp) 14.5V, 최대전류(Imp) 2.9A, 최대출력(Pmax) 42W이다.

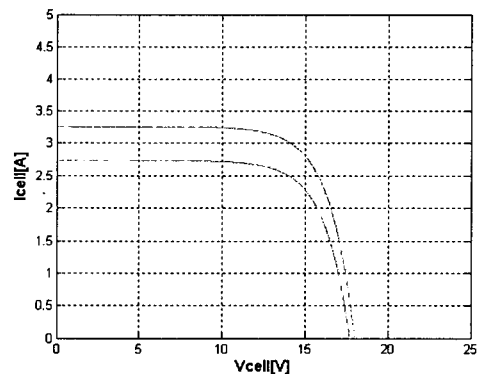


그림 4. 변색된 PV모듈의 I-V Curve

그림에서 보는바와 같이 변색된 태양전지모듈의 I-V Curve는 일사량의 변화에 따른 태양전지의 I-V 특성과 일치하는 것으로써, 자외선에 의한 EVA sheet의 변색이 태양전지 표면에 도달하는 태양빛의 투과율을 방해하므로써, 설치 전 초기의 42W의 발전출력보다 약 20% 저하된 33.5W의 출

력을 나타내었다.

표 1은 2개의 array에 설치된 태양전지모듈의 설치 전과 설치 후의 전기적 특성을 비교하여 나타내고 있으며, 그림 5와 그림 6은 자연광원에서 실측한 array의 I-V Curve와 실측데이터를 근거로 하여, 일사량이 AM1.5 조건에서 설치 전과 설치 후의 I-V Curve를 산출하여 비교한 결과를 보여주고 있다.

표 1. Field aged 태양전지모듈의 특성비교

Model	GMG01530		GL130/M65	
	Before	After	Before	After
Voc	21.7V	20.6V	18.0V	17.7V
Isc	3.35A	2.78A	3.26A	2.65A
Pmax	53.0W	44.5W	42.0W	33.5W
Vmp	17.4V	16.0V	14.5V	14.0V
Imp	3.04A	2.78A	2.90A	2.40A
F.F	72.7%	71.2%	71.6%	71.4%
Ceff.	14.6%	12.3%	14.3%	11.4%
Series	36cells		30cells	
Characteristics	Interconnect Degradation		Discoloration	
Array	20s, 3p		12s, 2p	
Year	1998		1986	

자연광원법에 의해 측정된 I-V Curve는 수시로 일사량이 변화하기 때문에 정확한 비교 데이터는 얻을 수가 없다. 따라서 그림 5와 그림 6은 실측하여 얻은 출력값을 근거로하여 MATLAB을 이용하여 노화 전후의 태양전지모듈의 I-V Curve 비교하여 나타내었다.

앞에서 언급한 전극 산화 현상과 EVA sheet의 변색 현상등은 태양전지모듈의 노화현상이라 할 수 있는데, 이는 곧 태양전지모듈의 부분적 열화현상으로 이어져 시간이 지날수록 태양전지모듈의 수명을 급격하게 저하시키는 원인이 된다.[7]

그림 7은 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성을 관찰하기 위하여 적외선 열화상장치를 이용하여 태양전지 어레이의 표면온도를 측정하였다. 이 결과는 태양전지모듈에 부하를 연결하지 않고 개방 상태에서 측정한 결과이며, 이때 양쪽 단자박스가 위치한 부분이 약 5°C 정도 높은 것으로 나타났으며, 실제로 노화현상이 시작되지 않은 태양전지모

듈의 경우는 위와 같은 결과를 나타내고 있다고 보고하고 있다.[4]

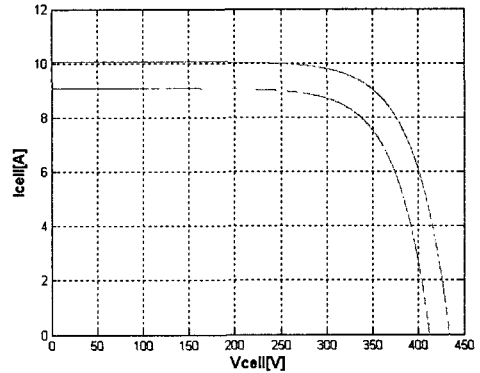


그림 5. 전극 산화 PV시스템의 설치 전후 I-V Curve

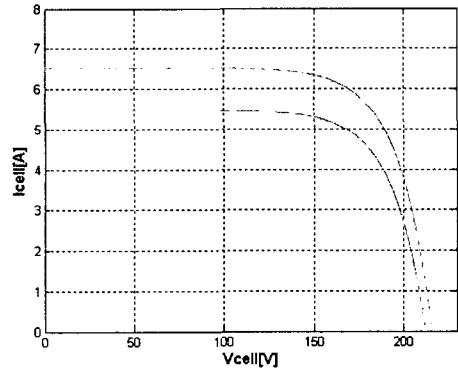


그림 6. 변색된 PV시스템의 설치 전후 I-V Curve

그림 8은 표면 전극이 산화된 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성을 보여주고 있으며, 표면온도가 낮은 부분과 높은 부분의 차이는 약 30°C 이상을 나타내었다.

그림 9는 EVA sheet가 변색된 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성을 보여주고 있으며, 표면온도의 차이는 약 15°C 정도로서, 그림 10의 전극 산화된 태양전지모듈의 열적 온도분포 특성 보다는 낮은 온도차의 특성을 나타내었다.

이러한 현상은 그림 8과 같이 일부 태양전지모듈의 전극이 산화되어 주변에 영향을 주는 현상과는 다르게 그림 9와 같이 전체적으로 태양빛의 투과를 감소시키는 EVA sheet의 변색 현상이 열적 온도특성에는 안정적인 것으로 판단된다.

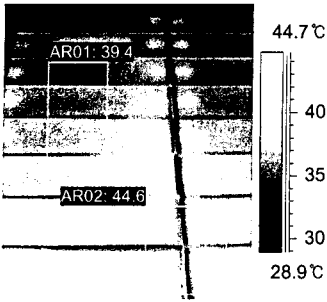


그림 7. 부하 개방상태의 열적온도분포 특성

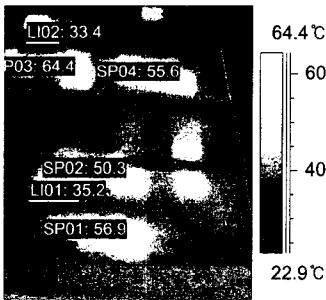


그림 8. 전극 산화된 PV시스템의 열적온도분포 특성

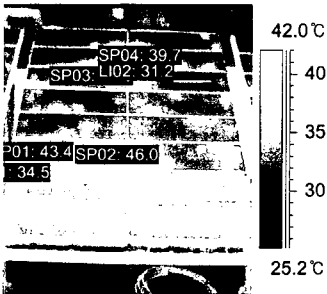


그림 9. 변색된 PV시스템의 열적온도분포 특성

5. 결론

본 연구에서는 태양전지모듈이 실제로 외부에 설치되어 온도, 습도, 자외선 등의 외부환경에 노출되었을 때 발생하는 노화현상에 의한 전기적 손실요인을 관찰하였다.

태양전지모듈의 외부환경에 의한 노화현상으로는 크게 태양전지모듈 제조공정상의 문제점에 의한 습기나 또는 외부에서의 습기 침투로 인한 태양전지 표면 전극의 산화에 의한 접촉저항의 증가와 자외선 노출에 의한 EVA sheet의 변색에 의해

발생되는 태양빛의 투과율 감소에 의해 태양전지 모듈의 출력특성은 감소되었다.

설치 후 6년된 국산 태양전지모듈의 경우 전극의 산화로 인해 약 16%의 출력 특성이 감소되었으며, 열적온도분포 측정결과 약 30°C 이상의 온도차를 나타내어 부분적으로 심각한 열화현상을 관찰할 수 있었다.

또한 설치 후 18년된 외국산 태양전지모듈의 경우 자외선 노출에 의한 EVA sheet의 변색 현상을 관찰할 수 있었으며, 설치 전보다 약 20%의 출력 특성이 감소되었으며, 약 15°C 정도의 온도차를 나타내었다.

참고 문헌

- [1] 강기환, 유권중, 안형근, 한득영, “태양전지모듈에서 Interconnection용 SnPbAg paste가 전기적 특성에 미치는 영향” 한국전기전자재료학회 학제학술대회 논문집, pp71~74, 2003. 7.
- [2] M.A.Quintana, et al., “Diagnostic Analysis of Silicon Photovoltaic Module after 20-Year Field Exposure”, Presented at 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anchorage, Sept. 15~22, 2000.
- [3] 강기환, 유권중, 박경은, 안형근, 한득영, “태양전지모듈 제조를 위한 요소기술 연구”, 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp1365~1367, 2003. 7.
- [4] 新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書, “太陽電池評價技術のの研究開発”, 平成13年度.
- [5] M.A.Quintana and D.L.King “Commonly Observed Degradation in Field-Aged Photovoltaic Modules”, Presented at the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, May 2002.
- [6] 정재필, 신영의, 임승수, “무연 마이크로 솔더링” 삼성실업, 2001. 6.
- [7] D.L.King, J.A.Kratochvil, and M.A.Quintana “Application for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing”, Technical Report about PV Module and arrays, Sandia National Laboratories, April 2000