


대면적 태양전지의 분할 수에 따른 모듈 특성 모델링

김주휘, 이재형 

성균관대학교 전자전기컴퓨터공학과

Module Characteristic Modeling in Terms of the Number of Divisions of Large-Area Solar Cells

Juhwi Kim and Jaehyeong Lee

Department of Electrical Engineering, Sungkyunkwan University, Suwon 16419, Korea

(Received November 10, 2022; Accepted November 16, 2022)

Abstract: In the past, the efficiency of solar cells had been increased in order to increase the efficiency of solar modules. However, in recent years, in order to increase output in the solar industry and market, the competitiveness of solar cells based on large-area solar cells and multi-bus bar has been increasing. Multi-busbar solar module is a technology to reduce power loss by increasing the number and width of the front busbar of the solar cell and reducing the current value delivered by the busbar by half through half-cutting. In the case of the existing M2 ($156.75 \times 156.75 \text{ mm}^2$) solar cell, even with a half-cut, power loss could be sufficiently reduced, but as the area of the solar cell is enlarged to more than M6 ($166 \times 166 \text{ mm}^2$), the need for more divisions emerged. This affected not only solar cells but also inverters required for module array configuration. Therefore, in this study, the electrical characteristics of a large-area solar cell and after division were extracted using Griddler simulation. The output characteristics of the module were predicted by applying the solar cell parameters after division to PSPice, and a guideline for the large-area solar module design was presented according to the number of divisions of the large-area solar cell.

Keywords: Large-area solar cell, Multi-busbar, Simulation, Module characteristic, Half-cut, 3-cut, 4-cut

1. 서론

과거에는 태양광 모듈의 출력을 높이기 위하여 태양전지의 효율을 높여 왔다. 하지만 최근 태양광 산업에서는 모듈의 고출력화를 위하여 기존 M2 ($156.75 \times 156.75 \text{ mm}^2$) 사이즈보다 큰 M6 ($166 \times 166 \text{ mm}^2$) 이상의 대면적 태양전지를 사용하는 추세이다 [1,2]. 대면적 태양전지는 leveled

cost of energy (LCOE)를 감소시키며 빛을 수광하는 영역을 넓혀 출력을 높인다. 하지만 수광면적이 증가함에 따라 태양전지의 전류값이 커지고 높아진 전류는 모듈 제작 시 전력 손실을 유발한다. 이는 모듈 어레이 구성 단계에 사용되는 인버터의 작동범위를 초과할 수 있으며 모듈 출력 저하의 원인이다. 이러한 문제를 해결하기 위하여 다중 버스바를 통해 전류 수집효율을 높이는 multi-busbar (MBB) 태양전지를 half-cut 하는 기술이 대면적 모듈에 많이 사용된다 [3-6]. Multi-busbar 태양전지는 전면 버스바의 두께를 최소화하고 개수를 늘려 버스바 사이의 간격을 최소화하여 전류의 흐름을 원활하게 해주는 기술이다 [7]. 또한, 기존 연결에 사용되던 리본 대신 얇은 원통형

✉ Jae Hyeong Lee; jaehyeong@skku.edu

Copyright ©2023 KIEEME. All rights reserved.
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.

의 wire를 사용하여 태양전지들을 연결하기 때문에 음영 면적이 줄어들고 wire의 곡면에서 발생하는 빛의 반사를 통해 출력을 개선하는 효과가 있다 [8].

Half-cut이란 태양전지를 가로로 2분할하여 태양전지의 전류값을 절반으로 낮춰 모듈 제작과정에서 발생하는 전력 손실을 줄이는 기술이다 [9,10]. 하지만 태양전지가 대면적화됨에 따라 half-cut을 통해 전류값을 낮추어도 여전히 전류값이 높다는 문제가 발생한다. M6 태양전지는 분할 전의 전류가 약 11 A이지만 M12 사이즈의 태양전지는 half-cut 이후에도 약 9 A로 태양전지를 모듈화하였을 때, 여전히 전력 손실이 클 수 있다. 그러므로 대면적 태양전지에서는 3분할 4분할과 같이 half-cut 이상으로 분할 수를 늘려 모듈의 단락전류를 낮출 필요가 있다.

본 연구에서는 Griddler 2.5 Pro를 사용하여 각 분할에 따른 태양전지의 특성을 추출하였으며 PSPice로 변환하여 모듈 모델링을 진행하였다 [11,12]. 태양전지의 대면적화에 맞춰 분할 수를 증가시켰을 때의 모듈 특성을 시뮬레이션 하였으며 대면적 태양전지 사이즈에 따른 모듈 설계의 방향성을 제시하였다.

2. 실험 방법

2.1 대면적 태양전지 특성 추출

본 논문에서는 M6 이상의 대면적 multi-busbar 태양전지를 Griddler 2.5 Pro 시뮬레이션을 통해 특성값을 추출하였다. 우선적으로 시뮬레이션의 정확성을 검증하기 위하여 현재 생산되고 있는 대면적 태양전지의 핑거 수, 두께, 전극 패턴 등을 고려하여 Autocad 2022 툴을 통해 폴 사이즈 태양전지 도면을 설계하였다. 전면 버스바의 개수는 M6 태양전지가 9-busbar, M10은 10-busbar, M12는 12-busbar를 지니며 전극 패턴의 경우 제공하는 도면을 참고하였다. 시뮬레이션을 통해 추출한 태양전지 특성은

제조사에서 제공하는 값과 비교하였으며 M6의 경우 X.F Solar사의 166KBMP-9BBF, M10은 SUNLIKE사의 M182B10B, M12는 RUNERGY사의 태양전지이다. 특성값을 비교한 결과, 표 1과 같이 대부분의 특성에서 약 1% 내외의 오차가 나타났으며 최대 오차는 약 2.8%로 M10의 I_{max}에서 발생하였다.

분할에 따른 태양전지의 특성을 추출하기 위하여 표 1에서 비교한 폴 사이즈 태양전지를 크기에 따라 분할 수를 조절하여 도면을 수정하였다. M6 태양전지의 경우 면적을 고려하여 half-cut으로 분할하였고 M10, M12 태양전지의 경우 그림 1과 같이 4분할까지 분할 수를 증가시켰다.

수정한 도면을 Griddler 2.5 Pro 시뮬레이션에 적용하여 각 분할 수에 따른 특성을 추출하였다. 추출한 분할 셀의 I-V 데이터는 PSPice (OrCAD 17.4, Cadence, USA) 이종 다이오드 모델 소자로 변환하기 위하여 Origin 2021을 이용한 데이터 피팅 과정을 거친다. 변환된 이종 다이오드 모델 소자는 식 (1)을 따르며 단락 전류(I_{sc}), 개방 전압(V_{oc}), 최대 전력(P_m), 최대 전력 전압(V_{max}), 최대 전력 전류(I_{max}), 직렬 저항(R_s) 및 병렬 저항(R_{sh}) 등의 변수를 적용하였다. I_s는 다이오드 포화전류, V_T(=kT/q)는 열전압, T는 태양전지의 온도, q는 전자 전하, n은 다이오드 이상 계수이다 [13-15].

$$I = I_L - I_{s1} \left(\exp \frac{V+I R_s}{n V_T} - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \frac{V+I R_s}{n V_T} - 1 \right) - \frac{V+I R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

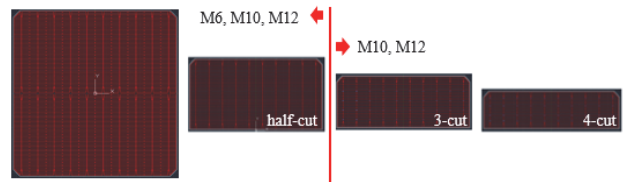


Fig. 1. Drawings of large-area solar cells according to the number of division.

Table 1. Comparison of simulation and manufacturer's large-area solar cell characteristics.

Parameter	M6		M10		M12	
	Griddler	Manufacturer	Griddler	Manufacturer	Griddler	Manufacturer
Voc (V)	0.690	0.686	0.690	0.687	0.689	0.689
Isc (A)	11.116	11.204	13.425	13.48	17.801	18.054
Pmax (W)	6.281	6.28	7.595	7.59	10.111	10.13
Vmax (V)	0.593	0.586	0.594	0.611	0.596	0.593
I _{max} (A)	10.584	10.713	12.784	12.43	16.963	17.088
Fill factor (%)	81.786	81.679	81.894	82.009	82.35	81.461

2.2 태양광 모듈 모델링

2.2.1 태양광 모듈 면적 설계

태양광 모듈의 경우 동일 출력에서 면적이 작을수록 더 높은 효율을 지닌다. Multi-busbar 태양광 모듈의 경우 half-cut 셀의 접합 개수에 따라 스트링 구조가 달라지며 각 구조에 따라 면적이 달라지기 때문에 모듈의 면적 설계를 우선적으로 진행하였다. 구조에 따른 면적을 비교하기 위하여 그림 2와 같이 144개의 half-cut 태양전지를 12접합 12스트링의 (a) 구조, 9접합 16스트링의 (b) 구조, 6접합 24스트링의 (c) 구조로 나누었다. 분할 셀들의 접합 간격의 경우 최근 각광받고 있는 Micro-gap 모듈의 간격과 동일한 0.5 mm이고 string 간의 간격은 2 mm로 고려하였다. Micro-gap 모듈이란 분할 셀 접합 간격을 기존 2 mm에서 0.5 mm 이하로 줄인 것으로 면적을 최소화하는 기술이다. 프레임에 위한 edge 간격의 경우 16 mm, 배선을 위한 리본 간격은 14 mm로 설계하였으며 각 구조에 따른 면적을 표 2에 나타내었다.

동일한 셀 개수가 적용되었을 때, 모듈의 면적을 최소화시킬 수 있는 구조는 25,412.94 cm²의 넓이를 지닌 (a)구조의 12접합 12스트링이다. 해당 구조에서 half-cut을 기준으로 M6의 경우 동일한 144개(풀 사이즈 기준 72개), M12의 경우 모듈의 면적을 고려하여 10접합 12 string인 120개(풀 사이즈 기준 60개)로 분할 수를 달리하여 진행하였다.

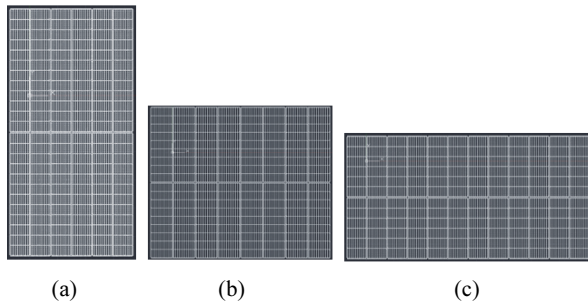


Fig. 2. Module structure according to the number of multi-busbar cell strips connections: (a) 12 connection 12 string, (b) 9 connection 16 string, and (c) 6 connection 24 string.

2.2.2 모델링에 적용되는 손실

태양광 모듈을 제작하는 과정에서 여러 손실들이 발생하며 이를 그림 3과 같이 시뮬레이션에 적용하였다. 태양전지들의 연결 및 정션 박스 부착을 위한 wire, 리본 등 배선 연결 저항에 의한 손실, 전면 커버글라스 및 EVA, wire 등에 의해 발생하는 광 손실이 존재한다. 저항 손실의 경우 태양전지들의 연결을 위해 전면에 솔더링되는 wire에 의한 저항 및 배선 연결에 사용되는 리본에 의한 저항으로 구분된다. Wire에 의한 저항은 wire 자체의 저항 및 접촉 저항의 합으로 식 (2)를 따른다. Wire 자체의 저항은 식 (3)과 같이 wire 비저항(wire resistivity)에 길이(length)를 곱하고 면적(area)을 나누어 계산하였다 [16]. Wire 비저항은 $1.69 \times 10^{-6} \Omega \cdot \text{cm}$. length는 각 분할 수에 따른 wire의 길이, area는 wire의 단면적 넓이인 $(0.13 \text{ mm})^2 \times 3.14$ 로 적용하였다. Wire 접촉 저항은 식 (4)에 나타냈으며 접촉 비저항(contact resistivity)은 $8.0 \times 10^{-7} \Omega \cdot \text{cm}^2$, area는 wire의 단면적 넓이다. Total resistance 값은 표 3에 나타내었으며 mm 단위로 계산하였다.

$$\text{Total Resistance} = \text{Wire Resistance} + \text{Contact Resistance} \quad (2)$$

$$\text{Wire Resistance} = \text{Wire Resistivity} \times \left(\frac{\text{Length}}{\text{Area}} \right) \quad (3)$$

$$\text{Contact Resistance} = \frac{\text{Contact Resistivity}}{\text{Contact Area}} \quad (4)$$

배선 연결에 사용되는 리본은 6 mm 두께의 리본으로 9.5 m Ω /m의 저항을 가지며 태양전지 웨이퍼 사이즈에 따라 길이를 계산하여 적용하였다. M6 태양전지의 경우 27.72 m Ω , M10은 32.66 m Ω , M12는 35.32 m Ω 의 저항을 시뮬레이션에 사용하였다.

광 손실은 1차적으로 태양광 모듈의 전면에 위치한 커버글라스와 EVA sheet에 의해 발생한다. 시뮬레이션에 해당 손실을 적용하기 위하여 광량에 영향을 가장 크게 받는 특성인 I_{sc}를 커버글라스 및 EVA sheet 적용 전후를 비교하였다. I_{sc}는 이전 대비하여 약 2.28%가 감소하였으며 해당값을 손실로 계산하여 전체 광량의 2.28%를 감소시켰다.

Table 2. Comparison of micro-gap module area of M10 solar cell.

Type (M10)	Micro-gap module area		
	Width (mm)	Length (mm)	Area (cm ²)
(a)	1,134	2,241	25,412.94
(b)	1,502	1,692	25,413.84
(c)	2,238	1,143	25,580.34

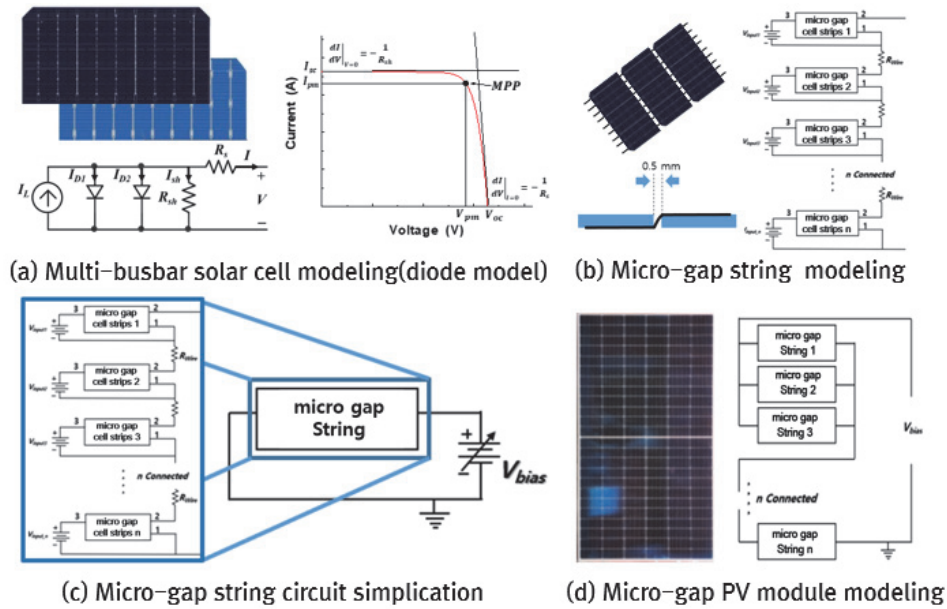


Fig. 3. Simulation schematic of multi-busbar solar module.

Table 3. Total wire resistance according to division.

	M6		M10		M12		
	Half-cut	Half-cut	3-cut	4-cut	Half-cut	3-cut	4-cut
Total Resistance (mΩ)	2.382	2.901	1.937	1.455	4.016	2.680	2.013

2차적인 광 손실은 태양전지들을 연결하기 위해 버스바 위에 솔더링 되는 wire에 의해 발생한다. Wire의 직경은 0.26 mm로 태양전지 전면에 빛을 수광하지 못하는 영역인 버스바 두께 0.1 mm를 제외한 0.16 mm를 wire에 의한 음영으로 고려하였다. 하지만 wire의 경우 외곽에서 빛을 약 70%를 태양전지로 반사시키기 때문에 음영 손실 부분을 30%로 계산하였다 [17,18].

3. 결과 및 고찰

표 4와 표 5에 Griddler 2.5 Pro를 사용하여 추출한 데이터를 PSpice 적용하기 위하여 소자로 변환한 값을 정리하였다. 대면적 태양전지의 종류에 따라 분할 수가 다르며 최대 4분할까지 데이터를 추출하였다.

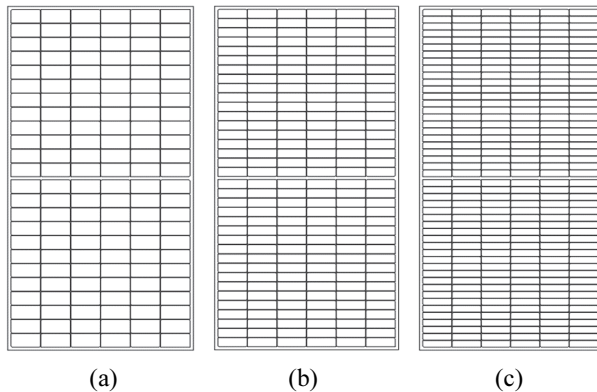
파라미터들 중 오차율은 Vmax에서 약 1.7%의 차이로 가장 크게 발생하였고 출력의 경우 0.3% 이내의 차이를 보

Table 4. Cell strip characteristic values of large-area solar cells extracted with griddler.

Parameter (Griddler)	M6		M10		M12		
	Half-cut	Half-cut	3-cut	4-cut	Half-cut	3-cut	4-cut
Size (cm ²)	137.07	165.07	109.85	82.26	220.48	146.98	110.23
Voc (V)	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
Isc (A)	5.55	6.71	4.46	3.34	8.90	5.93	4.45
Pmax (W)	3.138	3.795	2.516	1.886	5.055	3.372	2.517
Vmax (V)	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59
Imax (A)	5.29	6.39	4.25	3.18	8.48	5.65	4.24
Fill factor (%)	81.74	81.84	81.54	81.66	82.31	82.41	82.01

Table 5. Cell strip characteristic values of large-area solar cells converted to PSPice devices.

Parameter (PSPice)	M6		M10		M12		
	Half-cut	Half-cut	3-cut	4-cut	Half-cut	3-cut	4-cut
Size (cm ²)	137.07	165.07	109.85	82.26	220.48	146.98	110.23
Voc (V)	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
Isc (A)	5.55	6.71	4.46	3.34	8.90	5.93	4.45
Pmax (W)	3.138	3.799	2.520	1.890	5.056	3.375	2.521
Vmax (V)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Imax (A)	5.23	6.32	4.20	3.15	8.42	5.62	4.20
Fill factor (%)	81.70	81.83	81.66	81.80	82.17	82.26	82.05
ΔP_m (%)	0.01	0.11	0.16	0.21	0.02	0.09	0.16

**Fig. 4.** Module structure according to the number of divisions of large-area solar cells: (a) half-cut, (b) 3-cut, and (c) 4-cut.

였다. 해당 값은 소수점 셋째 자리에서 반올림한 값이며 차이가 거의 없음을 확인하였다.

대면적 태양전지를 사용하여 그림 4와 같은 6직렬 2병렬 구조로 모듈 시뮬레이션을 진행하였다. 표 6에 대면적 태양전지에 따라 다른 분할 수를 적용하였을 때의 모듈 특성을 정리하였다. M10 태양전지의 분할 수에 따른 모듈 특

성의 경우 half-cut이 다른 분할 수에 비하여 출력은 더 낮았다. 이는 분할 수가 증가함에 따라 전력손실이 줄어들기 때문에 cell to module (CTM) 손실이 감소했기 때문이다. 그러나 분할 수가 증가하면서 추가적인 분할 셀 간격들이 발생하고 이는 모듈의 면적을 증가시킨다. 그렇기 때문에 출력이 증가하였음에도 면적에 비례하여 효율을 계산한 결과, half-cut 모듈의 효율이 가장 높았다. 또한, 분할 수가 늘어남에 따라 모듈의 전류는 감소하지만 전압은 증가하는데 3분할 이상의 경우 전압이 82.87 V로 모듈 어레이 구성 시, 구동 전압이 너무 높아지는 문제가 발생할 수 있기 때문에 M10은 half-cut이 유리하다.

M12의 경우 half-cut에서 여전히 높은 단락 전류를 보이기 때문에 이로 인한 전력 손실의 정도가 면적 증가에 따른 감소보다 크기 때문에 가장 낮은 출력 578.39 W, 효율 20.61%가 나타났다. 3분할에서 출력이 약 8 W 증가한 586.5 W, 효율이 0.2% 상승한 20.85%로 가장 좋은 특성을 보였다. 또한, M10 3분할과 비교하였을 때, 62.04 V라는 상대적으로 낮은 전압을 지니기 때문에 모듈 어레이 구성에도 유리하다. 그러므로 M12 이상 사이즈의 대면적 모듈의 경우 3분할 이상이 필수적이다.

Table 6. Simulation characteristic values of large-area solar modules.

Parameter (PSPice)	M6		M10		M12		
	Half-cut	Half-cut	3-cut	4-cut	Half-cut	3-cut	4-cut
Size (m ²)	2.126	2.541	2.548	2.554	2.805	2.812	2.818
Voc (V)	49.71	49.71	74.58	99.45	41.36	62.04	82.74
Isc (A)	10.83	13.08	8.71	6.52	17.34	11.57	8.68
Pmax (W)	436.13	526.36	527.42	528.91	578.39	586.50	586.62
Efficiency (%)	20.50	20.71	20.69	20.70	20.61	20.85	20.81
Vmax (V)	42.5	42.6	64.4	86.4	35.2	53.5	71.7
Imax (A)	10.26	12.35	8.18	6.12	16.43	10.96	8.18
Fill Factor (%)	80.98	80.94	81.17	81.46	80.64	81.67	81.61

현재 상용화된 multi-busbar 태양광 모듈의 경우 제조사에서 제공한 데이터를 비교하면 M6 144 half-cell 기준, 약 430~450 W, M10 144 half-cell 530~545 W, M12 120 half-cell 기준 590~605 W 정도의 출력을 지닌다. 시뮬레이션 출력과 시제품 모듈의 출력 최소값 및 최대값과 오차를 비교하면 약 0.7~4.4%이다. 본 논문에서 제시한 대면적 multi-busbar 태양전지 모듈 모델링은 5% 이내의 오차를 지니며, 해당 오차의 경우 사용된 리본 및 태양전지의 특성 차이에서 나타나는 결과로 보인다. 실제 제작 시, 각 공정과정에서 발생하는 손실과 비교하면 오차가 더 감소할 것으로 예상된다.

4. 결론

본 연구에서는 태양전지의 대면적화에 따라 multi-busbar 태양전지의 기존 half-cut보다 분할 수를 증가시켰을 때의 태양광 모듈의 특성을 예측하였다. 대면적 태양전지의 특성을 Griddler 2.5 Pro를 사용하여 시뮬레이션을 진행하였으며 제조사에서 제공하는 특성값과 비교하여 정확성을 검증하였다. 분할한 태양전지 특성값을 PSPice 소자로 변환하였으며 multi-busbar 태양광 모듈 제작 과정에서 발생하는 저항 손실, 광 손실 등을 적용하여 모듈 특성값을 추출하였다. M10 태양광 모듈의 경우 half-cut이 20.71% 효율로 가장 유리하였으며 분할 수가 증가할 경우 전력 손실은 줄어들지만 구동 전압이 높아지기 때문에 모듈 어레이 구성에 어려움이 존재하였다. 하지만 M12 태양광 모듈의 경우 3분할 이상부터 효율이 20.85%로 약 0.2% 이상 증가하였으며 모듈 어레이 구성에서도 문제가 없는 구동 전압을 지니기 때문에 M12 이상의 대면적 태양광 모듈에서는 3분할 이상이 더 유리함을 보였다. 이후 연구에서는 실제 모듈 제작 과정을 거치면서 발생하는 손실들에 대해 시뮬레이션과의 비교가 필요하다.

ORCID

Jae Hyeong Lee

<https://orcid.org/0000-0003-2918-4694>

감사의 글

본 연구는 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구임(No.2021303 0010430, 양면형 모듈 경쟁력 강화를 위한 핵심 기술개발).

REFERENCES

- [1] H. Wirth, *Photovoltaic Module Technology* (Walter de Gruyter GmbH & Co KG, 2020).
- [2] A. Tummali, P. Andrea, and M. Mittag, *Proc. 37th European Specialist Conference and Exhibition (EU PVSEC)* (2020) p. 1091. [DOI: <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-4AV.2.7>]
- [3] J. Müller, D. Hinken, S. Blankemeyer, H. Kohlenberg, U. Sonntag, K. Bothe, T. Dullweber, M. Köntges, and R. Brendel, *IEEE J. Photovoltaics.*, **5**, 189 (2015). [DOI: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2367868>]
- [4] A. Joshi, A. Khan, and S. P. Afra, *Proc. 2019 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET)* (IEEE, Dubai, United Arab Emirates, 2019). [DOI: <https://doi.org/10.1109/ICASET.2019.8714488>]
- [5] U. Kräling, P. Gebhardt, M. Kaiser, and D. Philipp, *Proc. 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion* (2022).
- [6] M. Woodhouse, D. Feldman, V. Ramasamy, B. Smith, T. Silverman, T. M. Barnes, J. Zuboy, and R. Margolis, *Research and Development Priorities to Advance Solar Photovoltaic Lifecycle Costs and Performance*, No. NREL/TP-7A40-80505, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2021. [DOI: <https://doi.org/10.2172/1826113>]
- [7] J. Walter, M. Tranitz, M. Volk, C. Ebert, and U. Eitner, *Energy Procedia*, **55**, 380 (2014). [DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.08.109>]
- [8] S. Braun, R. Nissler, C. Ebert, D. Habermann, and G. Hahn, *IEEE J. Photovoltaics*, **4**, 148 (2013). [DOI: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2286525>]
- [9] H. Hanifi, J. Schneider, and J. Bagdahn, *Proc. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (2015) p. 2529. [DOI: <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20152015-5CV.2.25>]
- [10] S. Guo, J. P. Singh, I. M. Peters, A. G. Aberle, and T. M. Walsh, *Int. J. Photoenergy*, **2013**, 739374 (2013). [DOI: <https://doi.org/10.1155/2013/739374>]
- [11] T. Fellmeth, A. Born, A. Kimmerle, F. Clement, D. Biro, and R. Preu, *Energy Procedia*, **8**, 115 (2011). [DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.06.111>]
- [12] G. Dingemans, *PhD Thesis, Nanolayer Surface Passivation Schemes for Silicon Solar Cells*, Technische Universiteit Eindhoven, Eindhoven (2011). [DOI: <https://doi.org/10.6100/IR719798>]
- [13] D.S.H. Chan and J.C.H. Phang, *IEEE Trans. Electron Devices*, **34**, 286 (1987). [DOI: <https://doi.org/10.1109/T-ED.1987.22920>]
- [14] G. Cibira and M. Koščová, *Appl. Surf. Sci.*, **312**, 74 (2014). [DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2014.05.080>]
- [15] J. Bae, H. Jee, Y. Park, and J. Lee, *Appl. Sci.*, **11**, 11257 (2021). [DOI: <https://doi.org/10.3390/app112311257>]

- [16] J. E. Park, W. S. Choi, and D. G. Lim, *Energies*, **14**, 4035 (2021). [DOI: <https://doi.org/10.3390/en14134035>]
- [17] K. R. McIntosh, M. D. Abbott, M. B. Edwards, R. Evans, and Y. Yao, *Proc. 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* (2016) p. 15. [DOI: <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20162016-1AO.2.1>]
- [18] S. Braun, G. Micard, and G. Hahn, *Energy Procedia*, **27**, 227 (2012). [DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.056>]