

## 습식 화학 공정에 의한 태양전지로부터 고순도 실리콘 회수 및 이를 이용한 태양전지 재제조

노민호<sup>1,3</sup> · 이준규<sup>1</sup> · 안영수<sup>1</sup> · 여정구<sup>1</sup> · 이진석<sup>1†</sup> · 강기환<sup>2</sup> · 조철희<sup>3†</sup>

<sup>1</sup>한국에너지기술연구원 분리변환소재연구실, <sup>2</sup>한국에너지기술연구원 태양광연구실,  
<sup>3</sup>충남대학교 에너지과학기술대학원

## Photovoltaic Performance of Crystalline Silicon Recovered from Solar Cell Using Various Chemical Concentrations in a Multi-Stage Process

Min-Ho Noh<sup>1,3</sup>, Jun-Kyu Lee<sup>1</sup>, Young-Soo Ahn<sup>1</sup>, Jeong-Gu Yeo<sup>1</sup>,  
Jin-Seok Lee<sup>1†</sup>, Gi-Hwan Kang<sup>2</sup> and Churl-Hee Cho<sup>3†</sup>

<sup>1</sup>Separation and Conversion Materials Laboratory, Korea Institute of Energy Research, Daejeon 34129, Republic of Korea

<sup>2</sup>Photovoltaic Laboratory, Korea Institute of Energy Research, Daejeon 34129, Republic of Korea

<sup>3</sup>Graduate School of Energy Science and Technology, Chungnam National University, Daejeon 34134, Republic of Korea

(Received September 17, 2019 : Revised October 10, 2019 : Accepted October 15, 2019)

**Abstract** In this study, using a wet chemical process, we evaluate the effectiveness of different solution concentrations in removing layers from a solar cell, which is necessary for recovery of high-purity silicon. A 4-step wet etching process is applied to a 6-inch back surface field(BSF) solar cell. The metal electrode is removed in the first and second steps of the process, and the anti-reflection coating(ARC) is removed in the third step. In the fourth step, high purity silicon is recovered by simultaneously removing the emitter and the BSF layer from the solar cell. It is confirmed by inductively coupled plasma mass spectroscopy(ICP-MS) and secondary ion mass spectroscopy(SIMS) analyses that the effectiveness of layer removal increases with increasing chemical concentrations. The purity of silicon recovered through the process, using the optimal concentration for each process, is analyzed using inductively coupled plasma atomic emission spectroscopy(ICP-AES). In addition, the silicon wafer is recovered through optimum etching conditions for silicon recovery, and the solar cell is remanufactured using this recovered silicon wafer. The efficiency of the remanufactured solar cell is very similar to that of a commercial wafer-based solar cell, and sufficient for use in the PV industry.

**Key words** solar cell, recovery, silicon, chemical wet etching, remanufacturing.

### 1. 서 론

태양광 발전은 환경친화적이며, 지속 가능한 에너지 자원으로서 대표적인 재생에너지원이다. 2018년 전 세계 태양광 누적 설치량은 약 509 GW로 2017년 407 GW 대비 25% 가량 증가하는 등 태양광 산업의 규모는 지

속적으로 증가하고 있다.<sup>1)</sup> 그러나 태양광 모듈에는 수명이 존재하며 이는 제작 년도에 따라 20~30년으로 다양하지만 많은 양의 태양광 모듈이 1990년대에 설치가 급증하기 시작했고, 머지않은 미래에 상당량의 수명이 다한 태양광 모듈이 발생할 것으로 예상된다.<sup>2)</sup> 또한 유럽 연합(European Union, EU)에서는 2012년부터 전기·

<sup>†</sup>Corresponding author

E-Mail : jslee@kier.re.kr (J. S. Lee, KIER)

choch@cnu.ac.kr (C. H. Cho, CNU)

© Materials Research Society of Korea, 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.

전자 폐기물 처리 지침(waste electrical and electronic equipment, WEEE) 개정을 통해 태양광을 전기·전자 폐기물로 규정하였다.<sup>3)</sup> 따라서 수명이 다한 태양광 모듈을 처리하는 방법이 매우 중요한데 가장 이상적인 방법은 태양광 모듈을 재활용하는 것이며, 이에 따른 다양한 연구가 진행되고있다.<sup>4-10)</sup> 일반적으로 전 세계에 설치된 태양광 모듈은 결정질 실리콘 기반의 모듈로 약 95% 이상을 점유하고 있으며, 저철분 유리, 알루미늄 프레임, 태양전지, 구리 리본, 봉지재인 ethylene vinyl acetate (EVA), 백시트 그리고 정선박스로 구성되어있다.<sup>11)</sup> 태양광 모듈에 존재하는 유용소재 중 실리콘을 회수하는 것이 중요한데, 이는 태양전지를 제조하기 위해 사용되는 폴리 실리콘의 고순도화 공정 비용이 태양광 모듈 제조 비용의 30% 이상을 차지하기 때문이다.<sup>12)</sup> 최적화된 습식 공정을 통해 수명이 다한 폐태양광 모듈로부터 고순도 실리콘을 회수하여 태양광 산업에 적용한다면 환경적·경제적으로 이익을 창출할 수 있을 것으로 기대된다.

태양광 모듈에 사용되는 태양전지에는 다양한 종류가 있지만, 현재 발생하는 폐모듈은 후면전계형(back surface field, BSF) 태양전지를 기반으로 제작되었을 것으로 예상된다. 후면전계형 태양전지는 일반적으로 은(Ag)과 알루미늄(Al)으로 이루어진 전·후면 금속 전극, 반사방지막, 에미터층 및 후면전계층 등으로 이루어져 있으며, 태양전지로부터 실리콘을 회수하기 위해서는 해당 구성 요소들의 제거가 필수적이다. 기존 연구에서는 태양전지로부터 실리콘을 회수하기 위해 혼합액을 이용하거나 반사방지막을 물리적으로 연삭하여 제거하였으며, 이 외에도 유기산을 이용해 은을 회수하는 방법 등 태양전지 내의 구성 요소들을 제거하는 다양한 방법이 존재한다.<sup>13-17)</sup> 그러나 상기의 공정들은 반응성이 매우 높고 회수율이 낮다 또한 유기산의 높은 비용 및 긴 공정 시간 등으로 인해 태양광 산업에 적용하기 어렵다는 단점이 있다.

따라서 종래의 무기산을 사용하여 다단계로 구성된 습

식 공정을 통해 반응성을 제어함과 동시에 목적하는 층을 선택적으로 제거함으로써 실리콘 회수를 극대화하였다. 이때 공정 시간 및 용액의 양은 선행된 예비 실험을 통해 적정 조건을 도출하였고 이를 적용하였다. 습식 공정에서 가장 주요한 용액의 농도를 제어하여 최적 공정을 확보하는 연구를 수행하였으며 공정을 통해 회수한 실리콘 웨이퍼를 기반으로 태양전지를 재제조하여 상용 웨이퍼 기반의 태양전지와 비교하였다.

## 2. 실험 방법

### 2.1 습식 공정을 통한 실리콘 회수

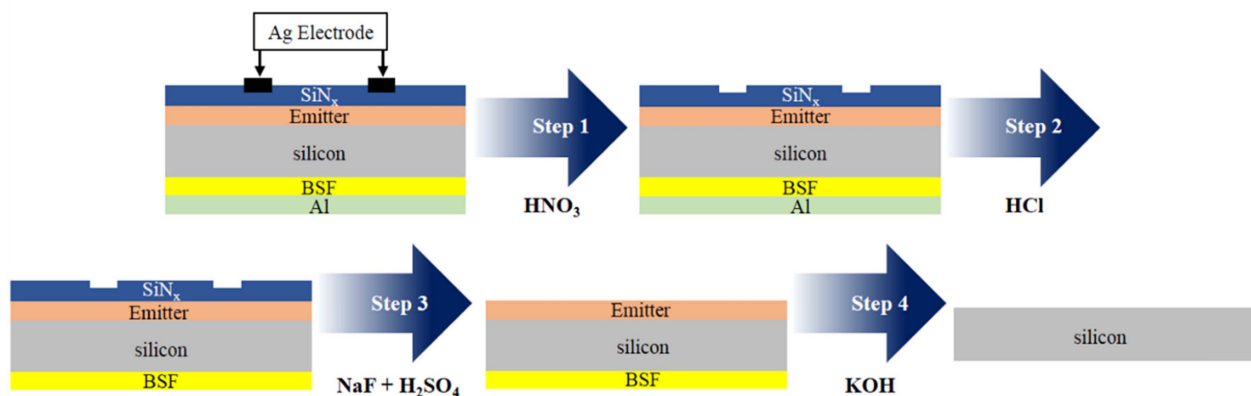
본 논문에서는 p-type, 두께 200  $\mu\text{m}$ 의 3-busbar를 가진 후면전계형 6인치 단결정 실리콘 태양전지를 사용하였다. 공정은 질산( $\text{HNO}_3$ ), 염산( $\text{HCl}$ ), 알칼리염(alkali salt)이 첨가된 황산( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) 및 수산화칼륨( $\text{KOH}$ ) 수용액 순으로 총 4단계에 걸쳐 제거 대상 층을 제거하였으며 공정 순서 개략도를 Fig. 1에 나타내었다.

예비 실험을 통해 공정 시간은 20분, 용액의 양은 태양전지 1개(10 g)를 기준으로 고체 액체의 비율(고액비)이 10인 46 ml로 고정하였다. 모든 공정은 상온에서 이루어졌으며, 교반 속도는 200 RPM이었다. 농도에 따른 제거 목표 층의 제거 효과를 확인하기 위해 각 공정 별로 농도를 변경해가며 실험을 진행하였으며, 단계별 화학 공정의 농도 조건은 Table 1에 나타내었다.

$\text{HF} + \text{HNO}_3$  혼합산을 이용하여 태양전지를 완전 용해시

**Table 1.** Experimental concentrations in each etching process.

Process	Solution	Concentration			
Step 1	$\text{HNO}_3$ (wt%)	10	20	30	40
Step 2	$\text{HCl}$ (wt%)	5	10	15	20
Step 3	$\text{NaF}$ (m) in $\text{H}_2\text{SO}_4$	0.5	0.75	1	1.25
Step 4	$\text{KOH}$ (wt%)	5	10	20	30



**Fig. 1.** Schematic diagram of the process of removing layers from the solar cell surface.

켜 태양전지 한 장에 함유되어있는 Ag 및 Al의 함유량을 확인하였다. 이때 사용한 혼합산의 농도는 각각 50 wt% 이었으며, 비율은 1:5이었다. 유도결합 플라즈마 원자방출분광기(inductively coupled plasma-atomic emission spectroscopy, ICP-AES, ICPS-1000IV, Shimadzu, Japan) 분석을 통해 혼합산 내에 존재하는 Ag 및 Al의 농도를 파악하여 HNO<sub>3</sub> 및 HCl 공정을 통한 Ag와 Al의 제거 효과를 확인하였고, 이차 이온 질량 분석법(secondary ion mass spectroscopy, SIMS, IMS 7f-Auto, France) 분석을 통해 SiN<sub>x</sub> 층의 두께 감소 거동을 확인하였다. 한편 후면전계층의 경우 4-point probe를 통한 면 저항 측정을 통해 제거 효과를 확인하였다. 최종적으로 유도결합 플라즈마 질량분석(inductively coupled plasma-mass spectroscopy, ICP-MS, Thermo iCAP-Q, Thermo Fisher Scientific, USA)을 통해 회수 실리콘의 순도를 측정하였다. 또한 도출된 최적 공정을 통해 태양전지로부터 실리콘 웨이퍼를 회수하였다.

## 2.2 태양전지 재제조

회수된 결정질 실리콘 웨이퍼의 크기는 156 × 156 mm<sup>2</sup>, 두께는 약 150 μm, 비저항 값은 약 0.75 Ω·cm로 나타났다. 회수된 실리콘 웨이퍼는 KOH : isopropanol 혼합액을 사용하여 88 °C의 조건에서 텍스처링(texturing)을 진행하였다. 이후 튜브 퍼니스 내에서 염화포스포릴(phosphorous oxychloride, POCl<sub>3</sub>)을 원료로 사용하여 기체 확산을 통해 에미터층을 형성하였다. 열확산 이후 HF 용액을 사용하여 규산염 유리(phosphosilicate glass, PSG)를 제거하였고, 습식 화학 식각 공정(HF/HNO<sub>3</sub>/H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>/D.I. water)을 통해 edge isolation을 적용하였다. 5nm 두께의 SiO<sub>2</sub>층은 열 산화 공정으로 인해 증착되었다. 반사 방지막(SiN<sub>x</sub>:H)은 플라즈마 화학 기상 증착법(plasma-enhanced chemical vapor deposition) 공정을 통해 증착

하였고 실란(silane), 암모니아(ammonia) 그리고 아르곤(argon) 가스를 사용하였다. 반사 방지막의 두께는 약 760 ~ 770 Å이며, 표면 패시베이션(passivation) 층으로서의 기능 또한 갖고있다. 전, 후면 전극의 경우 Ag 및 Al 페이스트를 사용한 screen-printing 기법을 이용하여 형성하였다. 페이스트 도포 및 건조 후 ohmic contact을 형성하기 위해 IR-lamp를 사용하여 벨트 퍼니스에서 동시 소성하였다. 재제조한 태양전지의 전류-전압 특성은 솔라 시뮬레이터(McScience K210 LAB160)를 사용하여 측정하였다. 동시에 상용 실리콘 웨이퍼를 통해 제작한 태양전지와 회수 실리콘 웨이퍼를 기반으로 재제조한 태양전지의 전기적 특성도 비교하였다.

## 3. 결과 및 고찰

태양전지 한 장을 완전히 녹인 혼합액에서 Ag와 Al의 농도를 확인하기위해 ICP-AES 분석을 진행하였으며 그 결과, Ag와 Al의 농도는 각각 2,796, 23,736 ppm으로 나타났고 각각의 해당량이 용해되었을 때 태양전지의 전, 후면 전극이 모두 제거된 것으로 판단하였다. 전면 Ag전극은 반응식 (1)과 같이 HNO<sub>3</sub>와의 반응을 통해 용해시켰다.<sup>18)</sup> 이때 HNO<sub>3</sub>의 농도를 10, 20, 30 및 40 wt%의 농도로 10 wt%씩 늘려가며 실험을 진행하였으며, Ag의 용출량을 Fig. 2(a)에 나타내었다. 농도가 증가할수록 HNO<sub>3</sub> 내에 용해된 Ag의 양이 증가하는 것을 확인하였다. Ag는 30 wt%에서 2,795 ppm이 검출되었는데 이는 태양전지 1개 내에 존재하는 Ag의 양과 비슷한 수준이었기 때문에 질산 농도 30 wt%에서 태양전지 내 대부분의 Ag가 용해되었다고 판단된다. 한편 후면의 Al 전극을 용해시키기위해 반응식 (2)와 같이 HCl과의 반응을 통해 용해시켰고 사용된 HCl의 농도를 5, 10, 15 및 20 wt%까지 5 wt%의 간격으로 증가시켰다.<sup>19)</sup> 용액의

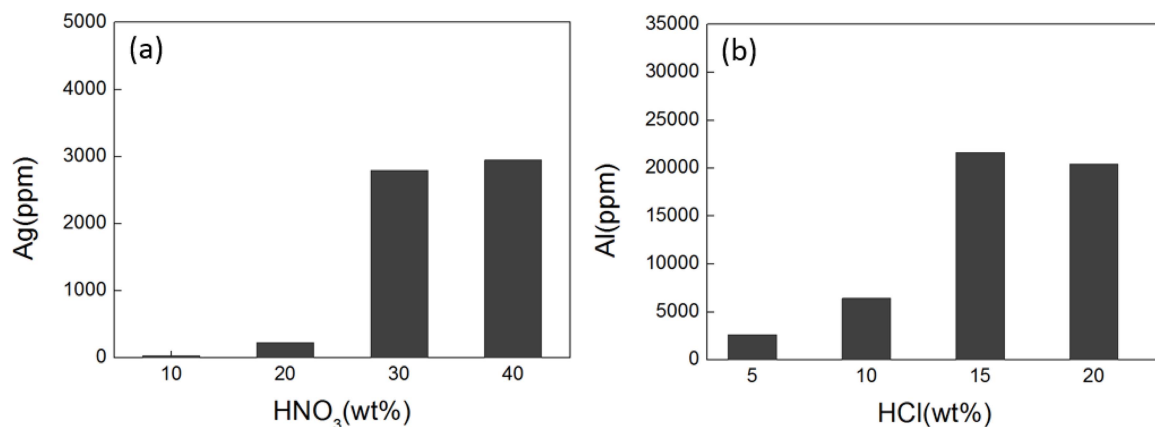


Fig. 2. (a) Ag concentration and (b) Al concentration in the chemical solution measured by ICP-AES.

농도가 증가할 수록 Al의 용해도가 증가하는 것을 확인 하였으며, 이를 Fig. 2(b)에 나타내었다. Al은 15 wt%에서 21,646 ppm이 검출되었으며, 앞서 확인한 태양전지 내의 Al의 양과 비교하였을 때 Al이 완전히 용해되지 않은 것으로 보여진다. Al의 농도가 태양전지를 완전 용해했던 결과와 약 2,000 ppm 이상 낮은 이유는 후면전 계층에 Al-Si 형태로 잔존하는 Al이 HCl에서는 용해되지 않기 때문이다. 결과적으로 HNO<sub>3</sub> 30 wt%, HCl 15 wt%의 농도에서 Ag 및 Al의 용해 농도가 최대치에 도달하였으며, 해당 조건에서 태양전지 내의 Ag 및 Al 제거가 가장 효율적인 것으로 나타났다.

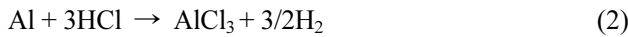
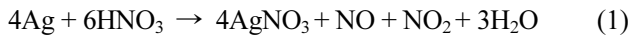


Fig. 3은 SIMS 분석을 통해 NaF의 몰랄농도에 따른 태양전지의 SiN<sub>x</sub> 층의 두께를 확인한 결과이다. 반응식 (3)과 같이 NaF가 첨가된 H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>을 사용해 SiN<sub>x</sub> 층을 제거하였다.<sup>20,21)</sup> H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>에 첨가된 NaF의 몰랄농도가 증가함에 따라 SiN<sub>x</sub>의 두께가 감소하는 것을 확인하였으며, 1 m 및 1.25 m의 조건에서 SiN<sub>x</sub>를 50 nm 이하의 두께로 제거가 가능하였다. SiN<sub>x</sub> 층의 두께가 1 m의 조건에서 1.25 m의 조건과 비슷한 수준을 보였기 때문에 1 m의 조건에서 대부분 제거가 되었다고 판단된다. 이후 반응식 (4)와 같이 KOH 용액을 통해 실리콘을 식각하여 에미터와 후면전계층을 동시에 제거하였다.<sup>22)</sup> KOH의 농도는 5, 10, 20 및 30 wt%의 농도에서 진행되었고 후면전 계 층 제거 효과를 확인하기 위해 4침범(4-point probe)를 통해 후면의 면 저항(sheet resistance)을 측정하였다. 그 결과 KOH 5 및 10 wt%의 조건에서 회수한 실리콘의 면 저항은 각각 17 및 23 Ω/sq가 측정되었고 20 및 30 wt%의 조건에서 회수한 실리콘은 높은 저항 값으로 인해 측정이 불가하였다. 이는 태양전지 제작 시 후면

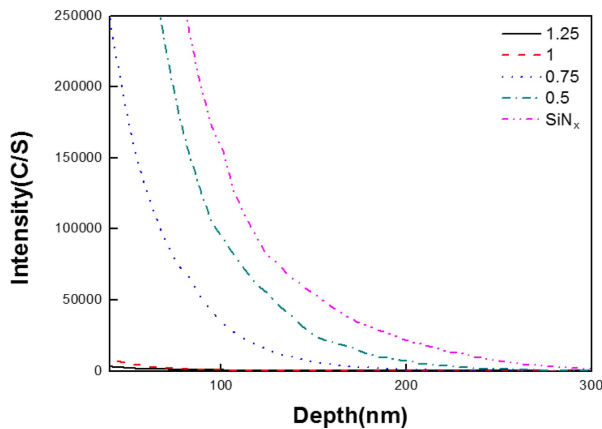
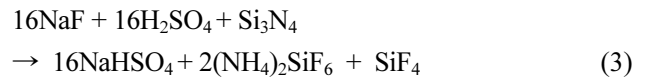


Fig. 3. SIMS reduced data depth profile for SiN<sub>x</sub>.

알루미늄 페이스트 도포 후 소성하는 과정에서 고농도 불순물 효과로 인해 실리콘과의 접촉저항을 줄여주는 Al-Si합금으로 이루어진 후면전계층이 생성되는데 이 후면전 계층이 제거되면서 접촉저항이 증가한 것이 원인으로 판단된다.<sup>23)</sup> 이에 따라 면 저항이 측정되지 않는 조건인 KOH 20 wt%의 농도에서 후면전계층이 제거가 되었다고 판단하였다. 한편 일반적인 에미터층은 약 0.2~0.3 μm의 두께로 형성되고 후면전계층의 경우 약 5 μm의 두께로 형성되기 때문에 상대적으로 두께가 얇은 에미터층은 후면전계층과 함께 제거됐을 것으로 판단된다.<sup>24,25)</sup> 분석 결과를 통해 H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>에 첨가된 NaF 1m, KOH 20 wt%에서 각각 SiN<sub>x</sub> 층과 후면전계층이 대부분 제거가 된 것을 확인하였다.



실험 결과를 통해 태양전지로부터 실리콘을 회수하기 위한 용액의 적정 농도는 HNO<sub>3</sub> 30 wt%, HCl 15 wt%, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>에 첨가된 NaF 1 m 및 KOH 20 wt%으로 확인되었다. 도출된 적정 농도를 기반으로한 최적공정을 통해 실리콘을 회수하였고, ICP-MS 분석을 통해 순도를 확인한 결과를 Table 2에 나타내었다. 결과적으로 실리콘 회수 공정을 통해 7N5의 순도를 갖는 실리콘을 회수할 수 있었다. 일반적으로 태양전지를 제조하기 위해서는 6N 이상의 순도를 지닌 실리콘을 사용하여야 하며 회수한 실리콘의 순도를 보았을 때 태양전지를 제조하기 위해 재사용이 가능함을 확인하였다.<sup>26)</sup> 또한 이러한 높은 순도는 습식 공정을 통해 금속 전극, SiN<sub>x</sub>, 에미터 및 후면전 계 층 대부분이 제거가 되었음을 의미한다.

### 3.2 재제조 태양전지 특성평가

그러나 ICP-MS 분석을 통한 순도 분석은 국부적인 부

Table 2. Metal concentration in recovered silicon determined by ICP-MS.

Element	Concentration (ppb)	Element	Concentration (ppb)
Na	0.07	Fe	0.15
Mg	0	Ni	0.41
Al	5.64	Sn	0.01
K	0.5	Cu	0.31
Ca	0.16	Zn	1.45
Ti	2.07	Ag	28.79
Ba	0.03	Co	0.08
Cr	0.01	Mn	0.07



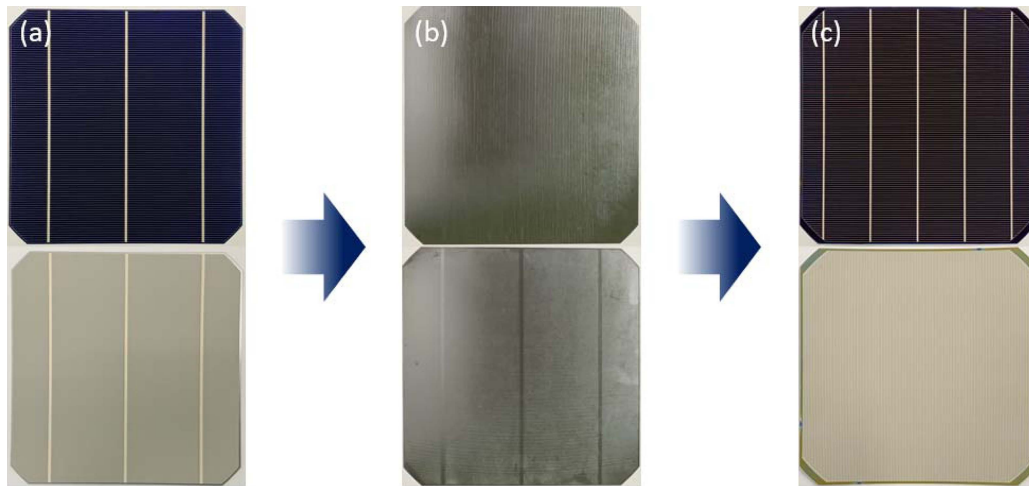


Fig. 4. Pictures of chemical etching process from a 6'' c-Si solar cell: (a)solar cell; (b) recovered c-Si wafer; (c) remanufactured solar cell.

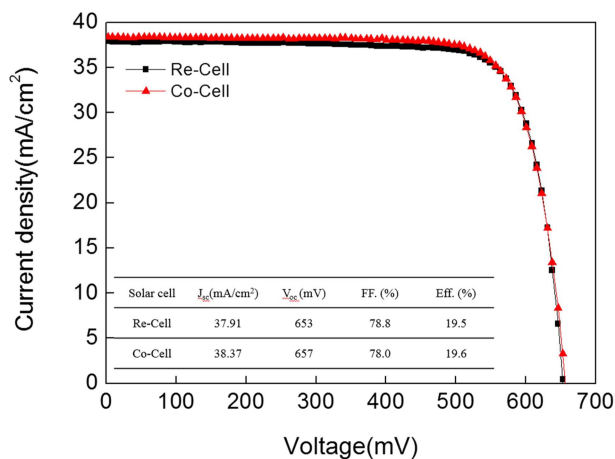


Fig. 5. Light I-V curves of the remanufactured (Re) solar cell and commercial (Co) wafer-based solar cell.

분만을 평가하기 때문에 분석 결과가 대표성을 가진다고 보기 어렵다. 따라서 확보한 최적 습식 공정 조건을 통해 실리콘 웨이퍼를 회수하였다. 회수한 웨이퍼는 KOH 혼합액을 통해 텍스처링을 진행하였고 POCl<sub>3</sub>를 사용하여 에미터층 형성하였다. 또한 PSG 제거, edge isolation 공정 후 반사방지막 증착, Ag 및 Al paste 도포 및 소성 공정을 통해 태양전지를 재제조하여 전기적 특성을 분석을 하였다. 화학공정을 통한 회수 및 재제조 과정을 Fig. 4에 나타내었다.

Fig. 5는 재제조한 태양전지(remanufactured solar cell)와 상용 웨이퍼 기반의 태양전지(commercial wafer based solar cell)의 I-V curve를 나타낸 결과이며, 개방 전압(open-circuit voltage,  $V_{oc}$ ), 단락 전류(short-circuit current,  $J_{sc}$ ), 충전률(fill factor, FF), 효율(eficiency,  $\eta$ ) 등을 통해 전기적 특성을 비교, 평가하였다. 재제조 태양전지와

상용 웨이퍼 기반 태양전지의 효율은 각각 19.5%, 19.6%로 유사한 효율을 보였으나, 재제조 태양전지의 효율이 다소 낮은 것으로 나타났다. 이는 습식 식각공정을 통해 회수한 재제조 태양전지의 두께가 상용태양전지에 비해 두께가 얇은 것이 원인으로 보여진다. 일반적으로 태양전지의 효율은 두께에 영향을 받는데, 이 경우 얇아진 웨이퍼의 두께로 인해 광 경로 길이(optical path length)가 감소하여 광 흡수 에너지가 감소하게 되고 이로 인해 광학적 손실(optical loss)이 발생하게 된다.<sup>27)</sup> 이러한 이유로 재제조한 태양전지가 상용 웨이퍼 기반의 태양전지에 비해 다소 낮은 효율이 나타난 것으로 판단된다.

#### 4. 결 론

본 논문에서는 습식 화학 공정을 통해 태양전지로부터 실리콘을 회수함에 있어, 사용되는 용액의 농도에 따른 제거 대상 층의 거동을 확인하였다. ICP-AES 분석으로 HNO<sub>3</sub> 및 HCl 공정에서의 Ag 및 후면전계층을 제외한 Al의 제거 효과를 확인하였으며, SIMS 분석을 통해 NaF가 첨가된 H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 공정에서의 SiN<sub>x</sub> 층 제거 효과를 확인하였다. 또한 4-point probe를 통해 KOH 공정에서의 후면전계층 제거 효과를 확인하였다. 각 공정에서 농도가 증가함에 따라 목적하는 층의 선택적 제거 효과가 상승하는 것을 확인할 수 있었으며, 최적 습식 공정의 농도는 각각 HNO<sub>3</sub> 30 wt%, HCl 15 wt%, NaF 1 m가 첨가된 H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 및 KOH 20 wt%로 나타났다. 해당 공정을 통해 회수한 실리콘의 순도를 ICP-MS 분석을 통해 분석한 결과 7N5의 순도를 확인하였고 이를 통해 불필요 층이 모두 제거 되었다고 판단했다. 최적 공정 조건을 통해 태양전지로부터 실리콘 웨이퍼를 회수하였고, 이를

기반으로 태양전지를 재제조하여 상용 웨이퍼를 기반으로 제작한 태양전지와 전기적 특성을 비교하였다. 그 결과 재제조 태양전지의 효율은 19.5%로 확인되었고 이는 상용 웨이퍼 기반의 태양전지와 거의 유사한 효율을 나타내었으며 따라서 태양광 산업에 사용하기에 충분할 것으로 판단된다.

## Acknowledgement

This research was financially supported by the Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE) and Korea Institute for Advancement of Technology (KIAT) through the International Cooperative R&D program (No. P0005441).

## References

1. Solar Power Europe. Global Market Outlook For Solar Power 2019 - 2023, Brussels, May (2019).
2. J. Tao and S. Yu, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.*, **141**, 108 (2015).
3. European parliament, Council of the European Union, *WEEE. Off. J. Eur. Union*, L. 197, p. 38-71 (2012).
4. T. Doi, I. Tsuda, H. Unagida, A. Murata, K. Sakuta and K. Korokawa, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.*, **67**, 397 (2001).
5. E. Klugmann-Radziemska, P. Ostrowski, K. Drabczyk, P. Panek and M. Szkodo, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.*, **94**, 2275 (2010).
6. E. Radziemska, T. Seramak and P. Ostrowski, *Adv. Mater. Sci.*, **8**, 18 (2008).
7. G. Granata, F. Pagnanelli, E. Moscardini, T. havlik and L. Toro, *Sol. Energy Mater. So. Cells.*, **123**, 239 (2014).
8. J. Shin, J. Park and N. Park, *Sol. Energy Mater. So. Cells.*, **162**, 1 (2017).
9. M. Tammaro, J. Rimauro, V. Fiandra and A. Salluzzo, *Renew Energy*, **81**, 103 (2015).
10. Y. Kim and J. Lee, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.*, **87**, 317 (2012).
11. E. C. Cho, J. C. Song, Y. H. Cho and J. Yi, *J. Korea Photovoltaic Soc.*, **6**, 124 (2018). (in Korea)
12. J. Tao and S. Yu, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.*, **141**, 108 (2015).
13. J. S. Park and N. C. Park, *Trans. Royal Soc. Chem.*, **4**, 34823 (2014).
14. J. K. Lee, J. S. Lee, Y. S. Ahn, G. H. Kang, H. E. Song, J. I. Lee, M. G. Kang and C. H. Cho, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells.*, **160**, 301 (2017).
15. K. Takami, M. Kobashi, Y. Shiraga, M. Uddinn, Y. Kato and S. Wu, *Mater. Trans.*, **56**, 2047 (2015).
16. J. K. Lee, J. S. Lee, Y. S. Ahn and G. H. Kang, *Sustainability*, **11**, 3659 (2019).
17. J. Park, W. Kim, N. Cho, H. Lee and N. Park, *Green Chem.*, **18**, 1706 (2016).
18. S. K. Sadrnezhaad, E. Ahmadi and M. Mozammel, *J. Mater. Sci. Technol.*, 22 (2006).
19. E.E. Abd El Aal, S. Abd El Wanees, A. farouk and S. M. Abd El Haleem, *Corros. Sci.*, **68**, 14 (2014).
20. T. A. Tahir and O. F. Bahjet, *Diyala J. Pure Sci.*, **13**, 3 (2017).
21. H. Ritala, J. Kiihamaki and M. Heikkila, *Microelectron. Eng.*, **87**, 501 (2010).
22. H. Camon and Z. Moktadir, *Microelectronics J*, **28**, 509 (1997).
23. H. Kim, S. Kim, S. Park, J. Song, Y. D. Kim, S. J. Tark, S. Kwon, S. Yoon, C. Son and D. Kim, *Korean J. Mater. Res.*, **21**, 5 (2011).
24. Tatsuo Saga, *NPG Asia Mater.*, **2**, 96 (2010).
25. S. W. Glunz, R. Preu and D. Biro, *Comprehen Renewable Energy*, **1**, 9 (2012).
26. M. S. Lee and D. H. Kim, *J. Korean Inst. of Resour. Recycling*, **20**, 61 (2011) (in Korea).
27. T. Tiedje, E. Yablonoitch, G. D. Cody and B. G. Brooks, *IEEE Trans Electron DEV*, **31**, 711 (1984).