

TECHNISCHE HOCHSCHULE KÖLN

MASTERTHESIS

**Analyse und Bewertung der End-of-Life
Behandlung der Photovoltaik - Anforderungen
an zukünftige Entwicklungen**

Student:

Christian Velten

Matrikelnummer:

11142673

Betreuerin:

Prof. Dr. Johanna May

Gutachter:

Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Abschlussarbeit zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Science (M.Sc.)

im Studiengang

Erneuerbare Energien

Fakultät 09 für Anlagen, Energie- und Maschinensysteme

24. März 2022

Technology
Arts Sciences
TH Köln

Eigenständigkeitserklärung

Ich versichere, die von mir vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer oder der Verfasserin/des Verfassers selbst entnommen sind, habe ich als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die ich für die Arbeit benutzt habe, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen. Alle Grafiken wurden selbstständig erstellt und die Quellen für die Daten angegeben.

Ort, Datum

Unterschrift

Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Arbeit als PDF-Dokument ausgeliehen werden darf. Sie darf von meiner Betreuerin im Internet veröffentlicht werden (unter Nennung der Autorenschaft).

Ort, Datum

Unterschrift

Kurzfassung

Der zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einem starken Anstieg der Photovoltaikkapazität weltweit. Solarenergie wird als grün und nachhaltig bezeichnet. Diese Aussagen müssen auch auf die End-of-Life-Behandlung zutreffen und die Rohstoffe in den Materialkreislauf zurückgeführt werden. Aktuell werden alte Photovoltaikmodule zumeist von Glasrecyclern durch mechanische Verfahren recycelt. Die Recyclingergebnisse erlauben keine Rückführung der Materialien in den Materialkreislauf, womit die EoL-Behandlung zur Zeit nicht nachhaltig ist. Daher werden in dieser Arbeit die Entwicklungen der EoL-Behandlung darauf untersucht, inwiefern eine zirkuläre Wertschöpfung erreicht werden kann. Zudem werden technologische Entwicklungen der Photovoltaik und deren Einfluss auf die EoL-Behandlung untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass eine zirkuläre Wertschöpfung für PV-Module auf Siliziumbasis erreicht werden kann, jedoch internationale Bemühungen für den Aufbau der notwendigen Infrastruktur erforderlich sind. Zukünftige Produktentwicklungen erfordern intensive Forschungsbemühungen zur Recyclingfähigkeit parallel zu Produktentwicklungen.

Abstract

The continued expansion of renewable energies leads to a big increase in installed photovoltaics power globally. Solar energy is considered as green and sustainable. However, this statement needs to apply to the end-of-life-treatment as well and the used materials need to be used in a circular way. Old modules are currently being recycled by glass recycling companies through mechanical processes. The recycling quality does not enable a circular economy. Hence, photovoltaic cannot be called sustainable as of now. In this work the developments of the end-of-life-treatment and whether a circular economy can be achieved will be analyzed. Additionally, the technological developments of photovoltaic modules and their impact on the end-of-life-treatment will be researched. Results show that a circular economy for silicon based modules can be achieved. However, increased international efforts are required to build up the necessary infrastructure. Future module development needs to be done in parallel to the development of recycling processes.

Keywords: *Photovoltaic, Recycling, Refurbishment, Reuse, End-of-Life*

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich denjenigen danken, die mich bei der vorliegenden Arbeit unterstützt haben. Zunächst gilt mein Dank meiner Betreuerin Prof. Dr. Johanna May, die mir Gelegenheit gegeben hat, dieses interessante Thema zu bearbeiten. Während der Bearbeitungszeit war ein steter Dialog möglich, um die Arbeit zielführend zu bearbeiten.

Weiterhin gilt mein Dank Prof. Dr. Ulrich Schörken, der mir in einem Gespräch Einblick in dessen alte Photovoltaikanlage und den verbundenen Herausforderungen für den Weiterbetrieb gegeben hat.

Zuletzt gilt mein Dank meiner Familie und Angehörigen, die mir in dieser Zeit mit Rat zur Seite standen und Korrektur gelesen haben.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|------------|
| Eigenständigkeitserklärung/Erklärung zur Veröffentlichung | I |
| Kurzfassung/Abstract | II |
| Danksagung | III |
| Inhaltsverzeichnis | IV |
| 1 Motivation | 1 |
| 2 Grundlagen der Photovoltaiktechnologie | 3 |
| 2.1 Aufbau typischer Solaranlagen | 3 |
| 2.2 Aufbau eines typischen Siliziummoduls | 4 |
| 2.3 Aufbau eines typischen Dünnschichtmoduls | 5 |
| 3 Grundlagen der zirkulären Wertschöpfung | 7 |
| 4 Aktueller Stand der EoL-Behandlung | 11 |
| 4.1 Übergeordnete Anlagenteile | 12 |
| 4.1.1 EoL-Behandlung von Kupferkabeln | 12 |
| 4.1.2 EoL-Behandlung von Wechselrichtern | 12 |
| 4.2 EoL-Behandlung von c-Si-Modulen | 13 |
| 4.2.1 EoL-Szenario: Reparaturmöglichkeiten von c-Si-Modulen | 14 |
| 4.2.1.1 Anfangsfehler | 15 |
| 4.2.1.2 Degradationsfehler | 16 |
| 4.2.1.3 Praktische Umsetzung von Reparaturen | 17 |
| 4.2.2 EoL-Szenario: Second-Use von c-Si-Modulen | 17 |
| 4.2.2.1 Einsammeln alter Module | 18 |
| 4.2.2.2 Rezertifizierung alter Module | 18 |
| 4.2.2.3 Second-Hand Markt gebrauchter Module | 19 |
| 4.2.3 EoL-Szenario: Recycling von c-Si-Modulen | 20 |
| 4.2.3.1 Aktuelle Recyclingprozesse für c-Si-Module | 20 |
| 4.2.3.2 Wirtschaftliche Aspekte des Recyclings | 23 |
| 4.2.4 Zusammenfassung des aktuellen Standes der EoL-Behandlung von c-Si-Modulen | 23 |
| 4.3 EoL-Behandlung von Dünnschichtmodulen | 25 |
| 5 Entwicklung der EoL-Behandlung | 27 |
| 5.1 Entwicklungen: Instandhaltung und Second-Use | 27 |
| 5.1.1 Technologische Entwicklungen in der Instandhaltung | 27 |
| 5.1.2 Entwicklungen zu Second-Use | 29 |
| 5.1.3 Zusammenfassung: Entwicklungen zu Reparatur und Second-Use . . | 31 |
| 5.2 Entwicklungen: Recycling | 32 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 5.2.1 | Entwicklungen Recyclingschritte | 32 |
| 5.2.1.1 | Mechanische Verfahren | 33 |
| 5.2.1.2 | Thermische Verfahren | 34 |
| 5.2.1.3 | Chemische Verfahren | 34 |
| 5.2.1.4 | Elektrochemische Verfahren | 36 |
| 5.2.1.5 | Optische Verfahren | 36 |
| 5.2.1.6 | Elektrohydraulische Verfahren | 37 |
| 5.2.2 | Komplette Recyclingprozesse | 37 |
| 5.2.3 | Wirtschaftliche Betrachtungen der Entwicklungen des Recyclings . . | 40 |
| 5.2.4 | Schließen des Materialkreislaufs - Upcycling als Rohmaterialersatz . | 41 |
| 5.2.5 | Zusammenfassung der Entwicklungen zum Recycling | 43 |
| 5.3 | Entwicklungen: Regularien | 43 |
| 5.3.1 | Regularien zur EoL-Behandlung | 44 |
| 5.3.2 | Regularien zu Designaspekten bei der PV-Entwicklung | 45 |
| 5.3.3 | Zusammenfassung der Entwicklungen zu Regularien | 45 |
| 6 | Entwicklungen der PV-Technologie | 46 |
| 6.1 | Entwicklungen des klassischen Designs | 47 |
| 6.2 | Bifazialität | 49 |
| 6.2.1 | Bifaziale Zellen | 50 |
| 6.2.2 | Bifaziale Module | 52 |
| 6.2.3 | Auswirkungen der Bifazialität auf die EoL-Behandlung | 52 |
| 6.3 | Tandemzellen | 53 |
| 6.3.1 | Perowskite | 55 |
| 6.3.2 | EoL-Behandlung von Perowskitzellen | 57 |
| 6.4 | Zusammenfassung der technologischen Entwicklungen | 58 |
| 7 | Zusammenfassung und Diskussion | 60 |
| 7.1 | Zusammenfassung der Ergebnisse | 60 |
| 7.2 | Diskussion der Ergebnisse | 62 |
| 7.3 | Ausblick | 66 |
| | Literaturverzeichnis | 68 |
| | Abbildungsverzeichnis | 78 |
| | Tabellenverzeichnis | 79 |
| | Symbol- & Abkürzungsverzeichnis | 80 |

Kapitel 1

Motivation

In Deutschland wurde zur Jahrtausendwende durch die Einführung des *Erneuerbaren Energien Gesetzes* und des *100.000 Dächer Programms* der Ausbau der Photovoltaik (PV) gefördert [1, 2]. Mit Einspeiseförderungen von 20 Jahren endete für die ersten Anlagen somit kürzlich die Förderung. Altersbedingt erreichen einige dieser Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer, welches ca. 20 Jahre beträgt [3].

Aktuell wird ein weltweiter Ausbau der erneuerbaren Energien forciert, welches zu einem starken Ansteigen an installierten Photovoltaikanlagen führen wird [4]. Die United Nations haben sich mit der *2030 Agenda for Sustainable Development* der Nachhaltigkeit verschrieben und erfordern somit einen nachhaltigen Umgang mit Ressourcen [5]. Hieraus stellt sich folglich die Frage, wie mit PV-Anlagen verfahren wird, wenn diese das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Für die sogenannte End-of-Life-Phase (EoL-Phase) gibt es prinzipiell drei verschiedene Möglichkeiten, wie mit alten PV-Modulen verfahren werden kann: Reparatur und Wiederverwendung (Second-Hand), Recycling und die Entsorgung auf einem Schrottplatz [6]. Im Sinne der Nachhaltigkeitsziele soll die Bestrebung sein, eine zirkuläre Wertschöpfung zu erreichen und so die Entstehung von Abfällen zu vermeiden.

Aufgrund der aktuell noch relativ geringen Mengen jährlich anfallender EoL-Module sind entsprechende Kapazitäten zur Behandlung der anfallenden Schrottmengen solcher Module nicht vorhanden [7]. Auch gibt es weltweit keine einheitlichen Regularien, wie mit EoL-Modulen verfahren werden soll [6]. So werden in Europa durch die *Waste from Electrical and Electronic Equipment (WEEE) Directive* bestimmte Quoten zur Schrottsammlung und -verwertung geregelt [8, 9]. In anderen Teilen der Welt gibt es keine Richtlinien.

Um die zukünftigen Herausforderungen im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung anzugehen, muss die EoL-Behandlung in der Photovoltaik deutliche Fortschritte erzielen. In dieser Arbeit wird die aktuelle Situation zur EoL-Behandlung von PV-Anlagen ohne Speicher untersucht. Zunächst wird hierfür eine technologische Übersicht aktueller Photovoltaikmodule, die gegenwärtig die EoL-Phase erreichen, erarbeitet. Im Anschluss wird das ideale Modell der zirkulären Wertschöpfung im Kontext der Photovoltaik vorgestellt. Basierend darauf wird dann die aktuelle Situation der EoL-Behandlung analysiert und daraus hervorgehende Probleme und Hürden aufgezeigt. Anschließend werden technologische

Entwicklungen bei der EoL-Behandlung dahingehend untersucht, ob diese die Herausforderungen und Probleme ausreichend lösen. Im letzten Teil der Arbeit wird die technologische Entwicklung von Photovoltaikmodulen untersucht. Es wird analysiert, inwieweit diese in die vorgestellten Möglichkeiten der EoL-Behandlung problemlos integrierbar sind oder ob sogar neue Herausforderungen entstehen, für die Lösungen geschaffen werden müssen. Basierend auf den technologischen Entwicklungen, den anstehenden Herausforderungen und den Ausbautrends werden Anforderungen an die EoL-Behandlung der Zukunft gestellt.

Kapitel 2

Grundlagen der Photovoltaiktechnologie

Die Basis für die Untersuchung der EoL-Behandlung von Photovoltaikanlagen stellen die unterschiedlichen PV-Technologien dar. Diese unterscheiden sich nicht nur im Aufbau und den verwendeten Materialien, sondern auch in der Verbreitung und somit auch in der anfallenden Schrottmenge. Aktuell ist der Marktanteil von Photovoltaikmodulen auf Siliziumbasis etwa 90%, gefolgt von Dünnschichttechnologien mit einem Marktanteil von etwa 5% [8, 10]. Sonstige Technologien spielen aktuell und vermutlich auch zukünftig eine untergeordnete Rolle [8]. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit der Fokus auf der EoL-Behandlung und Entwicklung von siliziumbasierten PV-Modulen liegen. Auf Dünnschichtmodule wird in einigen Abschnitten zur Vollständigkeit ebenfalls eingegangen.

2.1 Aufbau typischer Solaranlagen

Um bei der Photovoltaiktechnologie von einer vollständigen EoL-Behandlung sprechen zu können, müssen nicht nur die Module betrachtet werden, sondern auch die übrigen Komponenten einer Anlage. Abbildung 2.1 zeigt einen typischen Aufbau einer klassischen Photovoltaikanlage in vereinfachter Darstellung.

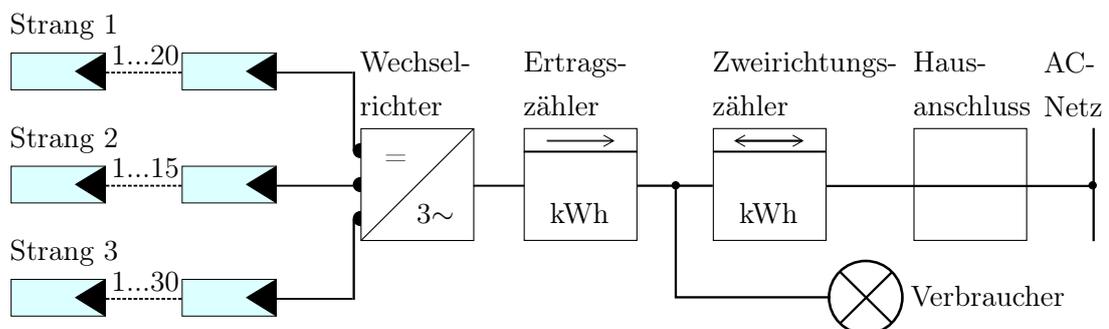


ABBILDUNG 2.1: Beispielhafter Aufbau einer Solaranlage mit Standardkomponenten [11]

Eine Anlage besteht in der Regel aus mindestens einem Strang mit einem oder mehreren Photovoltaikmodulen, welche in dem einfachsten Fall direkt an einem Wechselrichter angeschlossen sind. Der Ertragszähler zeichnet die erzeugte Energie der Anlage auf. Heutzutage verfügen die meisten Anlagen nach dem Einspeisezähler über einen Abgang für den Eigenverbrauch und den direkten Anschluss an den Hausanschluss über den Zweirichtungszähler. Verbunden werden diese Komponenten klassischerweise durch Aluminium- oder Kupferkabel. Zusätzlich werden häufig noch Batteriespeicher eingesetzt. Auf diese wird in dieser Arbeit jedoch nicht weiter eingegangen, da diese eine detaillierte Untersuchung an sich erfordern. [11]

Aus dem beispielhaften Aufbau wird deutlich, dass an einen Wechselrichter viele Module angeschlossen werden können und diese somit massebezogen überwiegen. Somit liegt der Hauptfokus bei der EoL-Behandlung von PV-Anlagen auf den Modulen. Daher werden in den nächsten Abschnitten typische Modulaufbauten und deren Materialzusammensetzung für siliziumbasierte Module und Dünnschichtmodule dargestellt.

2.2 Aufbau eines typischen Siliziummoduls

Abbildung 2.2 zeigt einen vereinfachten Querschnitt des funktionellen, ca. 200 μm dicken Teils klassischer PV-Zellen auf kristalliner Siliziumbasis (c-Si) [11]. Es handelt sich hierbei um eine monofaziale Zelle, bei der nur Strahlung der Vorderseite genutzt wird.

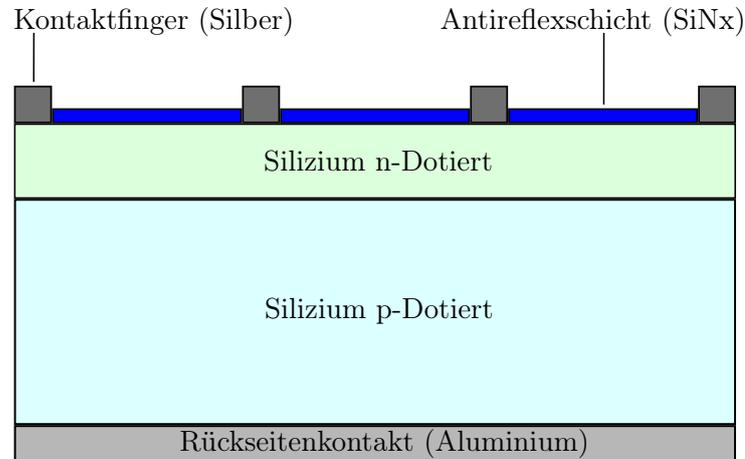


ABBILDUNG 2.2: Schnitt einer Standard Siliziumzelle [11]

Die Hauptbestandteile sind dabei die dotierten n- und p-Schichten aus Silizium, welche zur Absorption des Sonnenlichtes dienen. Durch den Photoeffekt, den aufliegenden Frontkontakten aus Silber und dem Aluminiumrückseitenkontakt entsteht ein nutzbarer Stromfluss. Dieses Design dient nur als Beispiel für Zellaufbauten. Daneben gibt es noch weitere Technologien, wie zum Beispiel die Passivated Emitter and Rear Cell (PERC) Module mit verbessertem elektrischen Feld auf der Rückseite, welche trotzdem auf dem gleichen Prinzip basieren [11]. Neben dem hier vorgestellten Prinzip gibt es noch weitere Prinzipien und Materialkombinationen, die in den letzten Jahren stärker in den Fokus gerückt sind, um

Effizienzverbesserungen zu erreichen. Auf diese Prinzipien wird in Kapitel 6 zur technologischen Entwicklung von PV-Modulen näher eingegangen.

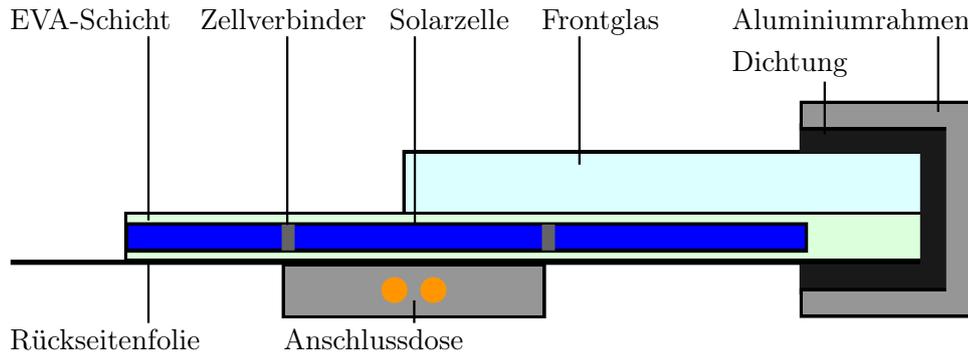


ABBILDUNG 2.3: Schnitt eines typischen Siliziummoduls [11]

Die Grundlage für ein PV-Modul sind dutzende miteinander verschaltete PV-Zellen. Module aus dem Jahr 2000 hatten ca. 32–40 Zellen [11, 12]. Module aktueller PV-Generationen haben teilweise über 100 einzelne Zellen [13]. PV-Module sind zur Handhabung standardisiert und haben häufig eine Fläche von ca. $1,6 \text{ m}^2$ bei einer Dicke von ca. 5 cm und wiegen etwa 20 kg [11, 13]. Abbildung 2.3 zeigt einen schematischen Aufbau von Standardmodulen [11]. Die einzelnen Zellen sind mithilfe von Zellverbindern (Kupfer) verschaltet. Um diese zerbrechliche Zellstruktur über die Fläche des Moduls vor Umwelteinflüssen oder mechanischer Belastung zu schützen, wird das Frontglas nicht direkt auf die Zellen montiert. Stattdessen wird in einem Laminierungsvorgang die Zellstruktur mit den angrenzenden Schichten verklebt. Üblicherweise wird hierfür Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA) verwendet. Die auf der Rückseite mit der EVA-Schicht verklebte Rückseitenfolie dient neben dem Schutz vor Umwelteinflüssen und mechanischer Belastung zusätzlich der elektrischen Isolation und Steigerung des Wirkungsgrades durch zusätzliche Reflektion von Sonnenlicht zurück in die Zellen [14]. Klassische Module sind mit einem abgedichteten Aluminiumrahmen eingefasst. Die Anschlussdose befindet sich auf der Rückseite. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Materialzusammensetzung eines Moduls ist in Abschnitt 4.2 beschrieben.

2.3 Aufbau eines typischen Dünnschichtmoduls

Dünnschichtmodule unterscheiden sich in den Materialkombinationen von c-Si-Modulen grundsätzlich. Es gibt siliziumbasierte Dünnschichtzellen, sogenannte amorphe Siliziumzellen, Dünnschichtzellen basierend auf Cadmium-Tellurid (CdTe) als Halbleiter und weitere Kombinationen [11]. Unabhängig von der verwendeten Materialkombination zeichnen sich Dünnschichtmodule durch deutlich dünnere Strukturen aus. Während c-Si-Zellen ca. $200 \mu\text{m}$ dick sind, sind Dünnschichtzellen beispielsweise nur $3 \mu\text{m}$ dick [8, 11, 15]. In Abbildung 2.4 ist der Querschnitt durch die Zellen und das Modul gezeigt.

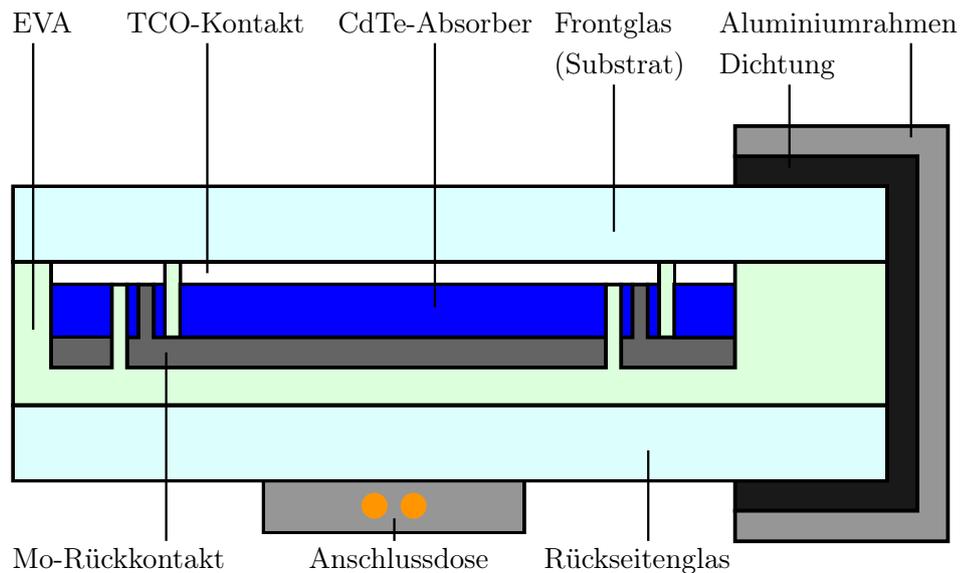


ABBILDUNG 2.4: Schnitt eines typischen Dünnschichtmoduls mit CdTe als Halbleiter [15]

Das dargestellte Dünnschichtmodul ist ein auf CdTe basierendes Modul nach der Ausführung des Marktteilnehmers First Solar [15]. Anders als bei c-Si-Modulen wird bei Dünnschichtmodulen die Zelle und das Modul nicht in separaten Schritten gefertigt, sondern in einem Fertigungsprozess [11, 15]. Hierbei werden die einzelnen Schichten auf ein Substrat, in diesem Fall das Frontglas, aufgetragen und im Anschluss mittels Lasern eingeschnitten. Die einzelnen Schichten werden dabei so geschnitten, dass die einzelnen Zellen in Reihe miteinander verschaltet sind, indem der Front- und Rückkontakt aufgetrennt werden. Im Gegensatz zu c-Si-Modulen wird als Frontkontakt kein Silber, sondern Zinnoxid als TCO-Schicht (Transparent conducting oxide) verwendet. Wie bei c-Si-Modulen dient EVA als Verkapselungsmaterial, um die Zellstruktur zu schützen. In der in Abbildung 2.4 dargestellten Modulstruktur wird das Modul auf der Rückseite durch eine weitere Glasschicht und an den Seiten durch einen abgedichteten Aluminiumrahmen stabilisiert. [15]

Die grundlegenden Strukturen herkömmlicher PV-Module sind hiermit ausreichend dargestellt. Im nächsten Kapitel wird das Modell einer zirkulären Wertschöpfung herausgearbeitet. Dieses dient dann als Grundlage für die Untersuchung der EoL-Behandlung von den hier beschriebenen PV-Modulen.

Kapitel 3

Grundlagen der zirkulären Wertschöpfung

Das Modell einer zirkulären Wertschöpfung beschreibt ein Wirtschaftssystem, welches keinen Abfall verursacht [16]. Die PV-Technologie ist zentraler Bestandteil einer nachhaltigen, sauberen Energieversorgung der Zukunft. Somit muss nicht nur die Energieerzeugung emissionsfrei sein, sondern der Materialfluss ebenso nachhaltig [16]. Um im Folgenden die Materialflüsse in der Photovoltaik besser verstehen zu können und somit Schwächen bei der aktuellen EoL-Behandlung aufzudecken, ist in Abbildung 3.1 der generelle Materialkreislauf der Photovoltaik dargestellt. Grundsätzlich besteht der Materialkreislauf aus der Zufuhr von Rohmaterial, der Produktion, gefolgt von der Nutzungsphase und schließt mit der EoL-Phase ab. Ziel einer idealen zirkulären Wertschöpfung ist es, dass keine Materialflüsse zum Abfall führen. Abfälle werden verursacht,

- wenn EoL-Module nicht dem Recycling zugeführt werden,
- wenn Materialien/Komponenten in keiner Weise verwertet bzw. durch Recyclingprozesse nicht verwertbare Abfälle entstehen,
- wenn Produktionsausschuss bzw. Prozessreste wie Späne nicht recycelt werden. [16]

Eine konservative Schätzung nimmt eine Produktionsausbeute von etwa 98 % an [16]. Daher wird der Fokus in dieser Arbeit auf der EoL-Behandlung und Abfallvermeidung von nutzbaren Modulen liegen. Materialzuflüsse in den Kreislauf entstehen idealerweise nur,

- wenn die Nachfrage an PV größer ist als der Zufluss durch hochwertiges Recycling,
- wenn aufgrund technologischer Fortschritte sich der Anteil der unterschiedlichen Materialien eines Moduls ändert und somit nicht durch hochwertiges Recycling ausgeglichen werden kann,
- wenn aufgrund technologischer Fortschritte neuartige Materialien verwendet werden, die noch nicht im bestehenden Kreislauf enthalten sind. [16]

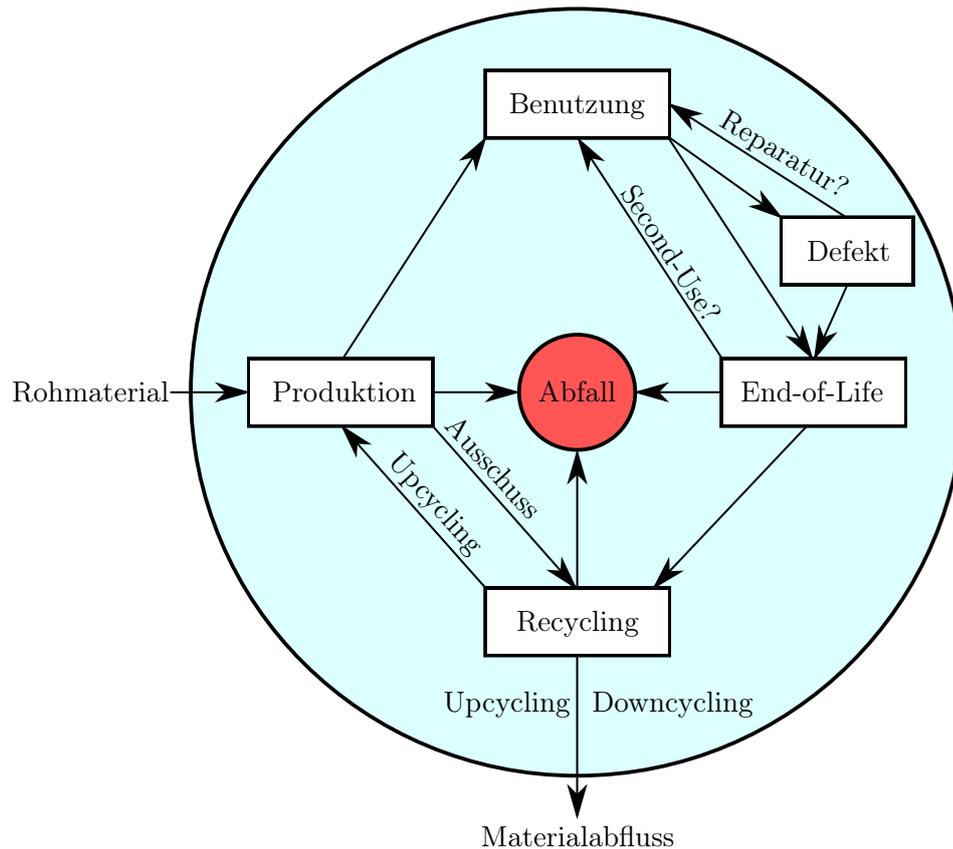


ABBILDUNG 3.1: Kreislauf des Materialflusses bei PV-Modulen [16]

Im Gegensatz dazu stehen die Materialabflüsse. Hierbei steht das Recycling im Vordergrund, wo zwischen Downcycling und Upcycling unterschieden wird [17]. Downcycling beschreibt Recycling, welches minderwertige Materialien hervorbringt. Diese sind nicht geeignet, um sie in den bestehenden Kreislauf zurückzuführen. Als Upcycling wird Recycling bezeichnet, welches sich durch eine hohe Materialqualität auszeichnet oder wenn sogar komplette Komponenten zur erneuten Verwendung gewonnen werden. Durch Upcycling kann der Materialkreislauf hin zur erneuten Produktion geschlossen werden. Bei einer zirkulären Wertschöpfung gibt es kein Downcycling. Trotzdem kommt es auch beim Upcycling zu Materialabflüssen,

- wenn die Nachfrage an PV geringer ist als das durch Upcycling erzeugte Material,
- wenn sich aufgrund von technologischen Fortschritten die Anteile der unterschiedlichen Materialien eines Moduls ändern und somit Teile des hochwertigen Materials nicht mehr benötigt werden,
- wenn aufgrund von technologischen Fortschritten bestehende Materialien ersetzt werden und somit keine Verwendung in der Produktion neuer Module finden. [16]

Um eine Analyse über die zukünftigen Materialflüsse anstellen zu können, muss die Entwicklung des Zubaus von neuen Photovoltaikanlagen über die nächsten Jahrzehnte betrachtet werden. Zur Vereinfachung wird an dieser Stelle angenommen, dass die grundsätzlichen in Kapitel 2 dargestellten Komponenten beibehalten werden. Durch den stetigen Ausbau

der erneuerbaren Energien weltweit und somit auch der Photovoltaik steigt der Rohmaterialbedarf zwangsläufig an. Aufgrund der zu erwarteten Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren kann vorhergesagt werden, wie viel Recyclingbedarf vorhanden sein wird. Darauf müssen sowohl die Prozesse zur EoL-Behandlung als auch idealerweise die Technologien der PV an sich und deren Herstellungsprozesse ausgerichtet sein, um den Materialkreislauf zu schließen.

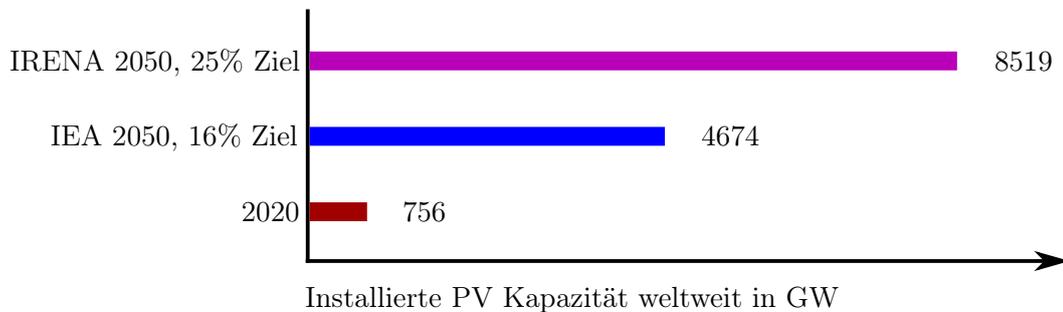


ABBILDUNG 3.2: Installierte PV Kapazität weltweit und Entwicklung [4, 8]

Im Jahr 2020 betrug die global installierte PV Kapazität 756 GWp [18]. In verschiedenen Szenarien für die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden unterschiedliche Kapazitäten für die Zukunft prognostiziert. So wird laut einer Prognose der International Energy Agency (IEA) aus dem Jahr 2014 bei ähnlichem Wachstum der vergangenen Jahre eine Gesamtkapazität von 4674 GWp im Jahr 2050 erwartet, wodurch der Anteil der Photovoltaik an der elektrischen Energieerzeugung 16 % betragen würde [19]. Die International Renewable Energy Agency (IRENA) hat 2019 eine Studie erstellt, in welcher der Energiemix untersucht wurde, der zur Erreichung der Klimaziele der Weltgemeinschaft nötig wäre [4]. Elektrische Energie muss dafür möglichst emissionsfrei erzeugt werden. Erneuerbare Energien erreichen in diesem Szenario einen Anteil von 86 %. Die Photovoltaik trägt in diesem Szenario mit einer installierten Gesamtkapazität von 8519 GWp etwa 25 % der elektrischen Energieerzeugung bei [4]. Auch wenn diese Prognosen stark abweichende Endresultate haben und der tatsächliche Ausbau der Photovoltaik nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden kann, steht auf jeden Fall fest, dass die aktuell weltweit installierte Leistung um ein Vielfaches überschritten werden wird. Die jährlichen Zubauraten werden zunehmen und somit letztlich mit 20 bis 25 Jahren Verzögerung die Menge der anfallenden EoL-Module. Die IRENA hat auf Basis der IEA Studie 2016 eine entsprechende Prognose für die anfallenden Schrottmengen aufgestellt [8]. Abhängig von der durchschnittlichen Lebensdauer der PV-Module wird bis 2050 eine weltweite Schrottmenge zwischen 60 Mt bis 78 Mt erwartet [8]. Im Vergleich dazu wurde für 2016 eine Schrottmenge zwischen 43,500 t bis 250,000 t prognostiziert [8].

Siliziumzellen sind die energetisch aufwendigsten Komponenten in Solarzellen [20]. Der Silberbedarf der globalen PV-Produktion 2019 betrug ca. 10 % des weltweiten Silberbedarfs [20]. Durch die beschriebenen Ausbauziele nimmt dieser Anteil zu und könnte ohne entsprechendes Upcycling zu einer Erschöpfung der Silbervorkommen führen [20]. Es wird also festgestellt, dass die Anforderungen an eine zirkuläre Wertschöpfung zunehmen. Auf

der einen Seite fallen enorme Mengen an verwertbaren EoL-Modulen an und auf der anderen Seite werden entsprechende Mengen an Material für die Produktion neuer PV-Module benötigt. Inwieweit aktuelle Materialflüsse der PV-Technologie dem Idealbild der zirkulären Wertschöpfung entsprechen und wo bestehende Herausforderungen sind, wird im folgenden Kapitel betrachtet.

Kapitel 4

Aktueller Stand der EoL-Behandlung

In den vorherigen Kapiteln wurden die Grundlagen der Photovoltaik anhand der siliziumbasierten Module und der Dünnschichtmodule erläutert. Zudem wurden die Grundsätze einer idealen zirkulären Wertschöpfungskette dargestellt. Mithilfe dieser Grundlagen wird in diesem Kapitel der aktuelle Stand der EoL-Behandlung der Photovoltaik betrachtet. Unter dem Begriff der EoL-Phase wird in dieser Arbeit die Phase der Anlagenteile zusammengefasst, welche sowohl aus funktionalen Gründen als auch aus wirtschaftlichen Gründen die ursprüngliche Aufgabe in der bestehenden Anlage nicht weiter ausführen können und somit im Materialkreislauf eine neue Position einnehmen [21]. Anhand des Schaubilds 3.1 werden für die EoL-Behandlung die folgenden drei zu untersuchenden Szenarien abgeleitet, welche hinsichtlich der aktuellen praktischen Ausführung untersucht werden:

- Reparaturmöglichkeiten bei Defekten
- Second-Use Möglichkeiten alter Module
- Recycling von alten Modulen

Diese drei Szenarien können zur Erzeugung von Abfall führen und müssen somit dahingehend optimiert werden, dass das Ziel der zirkulären Wertschöpfung erreicht wird. Entsprechend der Technologieunterscheidung zwischen c-Si-Modulen und Dünnschichtmodulen werden auch die Szenarien separat betrachtet. Der Fokus wird gemäß der Marktanteile auf c-Si-Modulen liegen. Die Betrachtung erfolgt in den folgenden Abschnitten basierend auf dem aktuellen Stand der praktischen Umsetzung. Inwieweit Entwicklungen und Forschungen die EoL-Behandlung der Photovoltaik verändern, wird in Kapitel 5 betrachtet und mit den in diesem Kapitel aufgezeigten Herausforderungen abgeglichen.

4.1 Übergeordnete Anlagenteile

Analog zur Struktur der Technologiebetrachtung soll an dieser Stelle eine kurze Betrachtung der übergeordneten Anlagenteile und deren EoL-Behandlung erfolgen. Als übergeordnete Anlagenteile, welche nur aufgrund der PV-Anlage existieren, zählen hier die Verkabelung und die Wechselrichter.

4.1.1 EoL-Behandlung von Kupferkabeln

Kupferkabel sind in der Regel mit mindestens einem Kunststoff elektrisch isoliert. Der hohe Wert von Kupfer führt zu einer bereits weltweit etablierten Recyclinginfrastruktur [22]. Kupferkabel haben eine Lebensdauer von bis zu 50 Jahren und überdauern somit die PV-Anlagen. Da die Verkabelung immer anlagenspezifisch erfolgt, ist eine Second-Life Anwendung nur in seltenen Fällen möglich, zum Beispiel bei einem Modultausch. Ansonsten werden ausgediente Kupferkabel durch das etablierte Recyclingsystem erfasst. Beim Recycling von Kupferkabeln wird zunächst die Kunststoffisolierung entfernt und im Anschluss das Kupfer aufbereitet. Auf die Details der einzelnen Schritte soll an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden, da die Verfahren seit langer Zeit etabliert sind. Das so gewonnene Kupfer hat eine Reinheit von ca. 99,5%. [22, 23]

Die Kunststoffe werden ebenfalls recycelt und mithilfe von Spritzgussverfahren neue Kunststoffprodukte hergestellt. Da der Recyclingprozess der Kabel auf den Gewinn des Kupfers zugeschnitten ist, wird häufig keine sortenreine Trennung der verwendeten Kunststoffe im Prozess vorgenommen. Dadurch wird ein hochwertiges Upcycling von den Isolierungen verhindert, sodass minderwertige Kunststoffprodukte hergestellt werden [24]. Zusammenfassend bedeutet das, dass Recycling von Kupferkabeln nur eine bedingte Zyklizität hat, da die Isolierungen nicht hochwertig recycelt werden.

4.1.2 EoL-Behandlung von Wechselrichtern

Analog zu Kupferkabeln machen Wechselrichter nur einen kleinen Anteil einer PV-Anlage aus. Wechselrichter bestehen aus einer Vielzahl von einzelnen Komponenten, welche teilweise modular integriert sind. Die Hauptmaterialien sind diverse Metalle wie Eisen, Aluminium, Kupfer, aber auch Kunststoffe. Generell wird das Recycling von Wechselrichtern durch die WEEE-Richtlinie abgedeckt und somit als Elektroschrott vorschriftsmäßig recycelt. Neben dem klassischen Recycling auf Materialebene, welches aufgrund der vielen Metalle erstrebenswert ist, können Wechselrichter auch aufbereitet werden, indem einzelne Komponenten ausgetauscht werden. Hierdurch können alte Wechselrichter eine Anwendung im Second-Hand Markt erfahren. [25, 26]

Die Lebensdauer von Wechselrichtern beträgt 15 bis 20 Jahre [27]. Damit haben Wechselrichter eine kürzere Lebensdauer als Photovoltaikanlagen. Somit muss im Laufe der Lebensdauer einer PV-Anlage ein Wechselrichtertausch vorgenommen werden. Wenn die Anlage schlussendlich außer Betrieb geht, hat der zweite Wechselrichter nur einen Teil der

erwarteten Lebensdauer erreicht. Eine Verschrottung dieses Wechselrichters ist im Sinne der Nachhaltigkeit negativ zu bewerten. Daher reagieren Hersteller von Wechselrichtern wie die SMA Solar Technology AG auf diesen Missstand auf zwei verschiedene Weisen:

1. Defekte Geräte werden im Servicefall eingezogen, repariert und beim Kunden erneut eingesetzt [28].
2. Bemühungen im Sinne einer zirkulären Wertschöpfung mit den Zielen, die Lebensdauer zu erhöhen und nachhaltigere Materialkombinationen einzusetzen [28].

Die oberflächliche Analyse der EoL-Behandlung der übergeordneten Anlagenteile zeigt, dass weder die Verkabelung noch die Wechselrichter eine vollständig zirkuläre Wertschöpfung aufweisen. Bei der Verkabelung muss sich das Recycling der verwendeten Kunststoffe qualitativ verbessern. Bei den Wechselrichtern muss primär die Lebensdauer erhöht und damit an die der PV-Module angeglichen werden. Eine tiefere Betrachtung der übergeordneten Anlagenteile wird in den zukünftigen Kapiteln nicht vorgenommen, da der Fokus aus Massegründen auf den PV-Modulen liegen wird.

4.2 EoL-Behandlung von c-Si-Modulen

In den folgenden Abschnitten wird die EoL-Behandlung von c-Si-Modulen der anfangs im Kapitel erwähnten Szenarien analysiert und Schwächen herausgearbeitet. Als Grundlage der erfolgreichen EoL-Behandlung dient der in Kapitel 2 dargestellte Zell- und Modulaufbau sowie die Materialzusammensetzung eines beispielhaften c-Si-Moduls.

TABELLE 4.1: Materialzusammensetzung eines Beispielmoduls aus 2007 [29]

| Komponente | Massebezogener Anteil in % |
|--------------------------------|----------------------------|
| Glas | 74,16 |
| Aluminium | 10,30 |
| EVA | 6,55 |
| Rückseitenfolie | 3,60 |
| Solarzelle | 3,48 |
| Kleber, Vergussmassen | 1,16 |
| Kupfer | 0,57 |
| Zinn | 0,12 |
| Blei | 0,07 |
| Silber | 0,006 |
| Si-Anteil (in Zelle enthalten) | 3,00 |

Tabelle 4.1 zeigt die Materialzusammensetzung eines typischen Moduls aus dem Jahr 2007 [29]. Zu erkennen ist, dass die Glasscheiben mit 74,16% den Großteil der massebezogenen Anteile ausmachen, gefolgt von Aluminium (Rahmen, Rückseitenkontakt) und

der EVA-Schicht. Die eigentlichen Solarzellen spielen gewichtsbezogen eine untergeordnete Rolle mit einem Anteil von nur 3,48 %. Das Silizium ist dabei mit 3 % verbaut. Im nächsten Abschnitt wird das erste Szenario der EoL-Behandlung von c-Si-Modulen untersucht.

4.2.1 EoL-Szenario: Reparaturmöglichkeiten von c-Si-Modulen

Das erste Szenario der EoL-Behandlung ist der Defektfall. Wenn ein Modul innerhalb der geplanten Lebensdauer einen Defekt hat und somit nicht mehr in der Anlage weiterbetrieben werden kann, dann muss dieses Modul entweder repariert oder entsorgt werden. Grundsätzlich wird hier zwischen zwei Fehlerarten unterschieden, leistungsreduzierende und sicherheitsreduzierende Fehler [30]. Kosmetische Abweichungen werden hier nicht als Fehler betrachtet, solange keine Auswirkungen auf die Leistung oder Sicherheit des Moduls entstehen. Um die Reparaturmöglichkeiten zu verstehen, muss zunächst die Fehlerursache erkannt werden. Daraus kann dann das Potential einer erfolgreichen Reparatur ermittelt werden. Während der Lebensdauer eines Moduls variiert die Fehlerwahrscheinlichkeit und die Fehlerursache (Abbildung 4.1) [31, 32, 33].

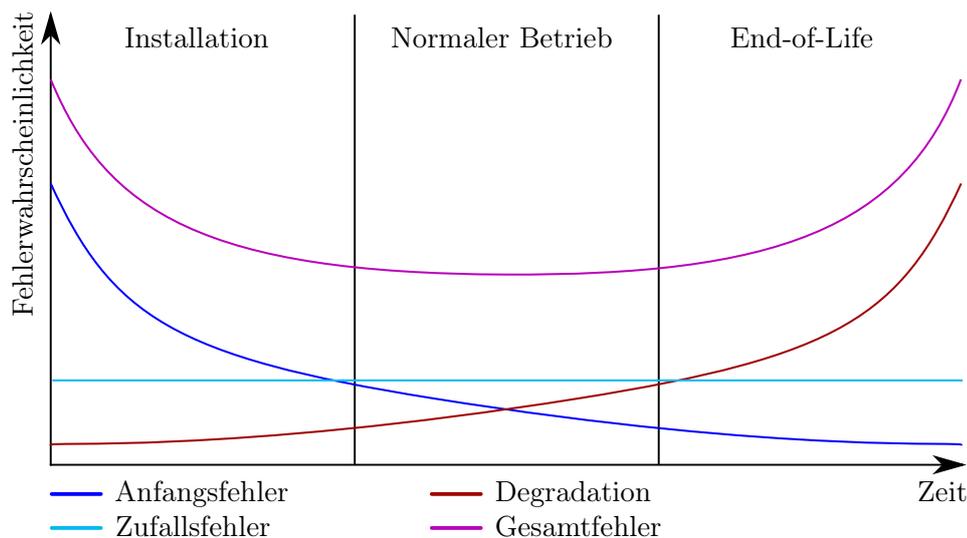


ABBILDUNG 4.1: Qualitatives Prinzip der Fehlerwahrscheinlichkeiten während der Lebenszeit eines PV-Moduls [33]

Nach Installation der Module kann es zu Fehlern kommen, welche aufgrund von unsachgemäßer Installation, Designschwächen oder Produktionsfehlern entstehen. Diese Anfangsfehler treten im Laufe der Lebensdauer immer seltener auf und spielen in der Phase des regulären Betriebs eine untergeordnete Rolle. Mit zunehmendem Alter der Module entwickeln sich aus diversen Gründen Abnutzungserscheinungen, welche die Gesamtfehlerwahrscheinlichkeit erhöhen. Während der gesamten Lebensdauer treten zufällige Fehler auf, welche weder zu den Anfangsfehlern noch zu den Degradationsfehlern gehören [32]. Diese Zufallsfehler werden nicht weiter betrachtet, da sie zahlenmäßig eine untergeordnete Rolle spielen. Als Beispiel von einem Zufallsfehler sei ein Blitzeinschlag in einem Modul genannt, der elektrische Schäden an z.B. Bypassdioden verursachen kann [30]. Derartige Zufallsfehler

können über die komplette Lebensdauer hinweg auftreten und werden nicht durch die Produktionsqualität beeinflusst. In den folgenden Abschnitten werden die Fehlerursachen der Anfangs- und Degradationsfehler genauer untersucht und anschließend in einem weiteren Abschnitt hinsichtlich der Reparaturmöglichkeiten bewertet.

4.2.1.1 Anfangsfehler

Anfangsfehler entstehen innerhalb der ersten Monate und Jahre nach Installation der Module. Die Fehlerursachen beschränken sich in der Regel auf Produktionsfehler, Transportfehler und Installationsfehler [33]. Weder Transportfehler noch Installationsfehler, welche zu mechanischen Defekten führen, können bei offensichtlichen Defekten als Modulfehler an sich gekennzeichnet werden, da diese durch unsachgemäße Behandlung erzeugt wurden. Sichtbare Defekte führen zu keinem Einsatz der Module und werden daher nicht weiter betrachtet. Einige mechanische Einwirkungen erzeugen jedoch keine sichtbaren Mängel und fallen somit nicht sofort auf. So kann es bei unsachgemäßen Transport oder Installation aufgrund von Vibrationen oder Stößen zu Zellbrüchen kommen [30]. Diese Zellbrüche führen zu einer reduzierten Leistungsabgabe der Module. Des Weiteren führen Zellbrüche zu sogenannten „Mismatch-Verlusten“. Das bedeutet, dass Zellen und Module miteinander verschaltet sind, welche unterschiedliche Leistungsparameter haben. Durch den Zellbruch werden die Zellen und Module untereinander inkompatibel. Das führt zur Beanspruchung von den Bypass-Dioden und zur Hotspotbildung, wodurch längerfristige Schäden entstehen. [34]

Neben den sichtbaren, durch externe Handhabung erzeugten Fehlern und den unsichtbaren Zellbrüchen ist eine häufige Fehlerquelle in der Anfangszeit die Anschlussdose [30]. Hier entstehen Fehler häufig während der Installation der Module, indem die Anschlusskabel unsachgemäß angeschlossen werden. Das kann zum Beispiel zu einem Ausfall eines ganzen Modulstranges führen. Diese Fehler lassen sich durch sachgemäßen Anschluss leicht vermeiden. Um das Auftreten dieses Fehlers zu vermeiden, wäre eine Standardisierung der Anschlussdosen hilfreich [30].

Produktionsfehler und die daraus entstehende verkürzte Lebensdauer der Module können in allen Bereichen der Module auftreten. Fehlerquellen dieser Art treten zum Beispiel bei folgenden Produktionsschritten/-komponenten auf: Laminierung, Zellverbinder, Verschraubung [30]. Idealerweise werden diese Module nicht bei Kunden eingesetzt, sondern im Vorfeld bereits aussortiert. Um Module mit Produktionsfehlern im Vorfeld aussortieren zu können, gibt es standardisierte Tests (Standard Test Conditions (STC)) der International Electrotechnical Commission (IEC) [21, 35, 36, 37]. Das Testverfahren *IEC 61215* versucht die auf ein Modul im Laufe der Lebensdauer einwirkenden elektrischen, klimatischen und mechanischen Belastungen mithilfe von Extremwerten in kürzester Zeit nachzubilden [36, 37]. Produktionsfehler können somit bereits vor Installation erkannt werden. Diese Tests sind faktisch jedoch nicht ausreichend, um die tatsächlichen Belastungen oder gar die komplette Lebensdauer nachzubilden [21]. Module werden in den Tests vordefinierten, teils extremen Parametern ausgesetzt. Nicht beachtet werden jedoch die Kombination verschiedener Einflüsse, wodurch einige Produktionsfehler oder Designschwächen

unerkannt bleiben. Daher sind zur weiteren Vermeidung von Anfangsfehlern verbesserte Tests notwendig, um klimatische, mechanische und elektrische Einflüsse sowie deren Kombination entsprechend realistischer Umgebungen nachbilden zu können [21, 35]. Generell spielen Anfangsfehler bis zur Hälfte der Lebensdauer eine eher untergeordnete Rolle. Es wird geschätzt, dass nach ca. elf bis zwölf Jahren Betriebsdauer nur ca. 2 % der Module aufgrund eines frühzeitigen Defekts außer Betrieb gehen müssen [30].

4.2.1.2 Degradationsfehler

Degradationsfehler als Sammelbegriff beinhalten alle durch zeitliche Prozesse entstandenen Veränderungen. Entweder führen diese zu einer deutlichen Verschlechterung der Modulleistung außerhalb der Erwartungen oder führen sogar zu einem Ausfall des Moduls. Zu den zeitlichen Einflüssen zählen unter anderem: Sonneneinstrahlung (insb. UV-Strahlung), Feuchtigkeit, Temperaturschwankungen, Niederschläge (insb. Hagel und Schnee), Wind (Neben generellen mechanischen Kräften kann es zu Materialkontakt durch aufgewirbelte Objekte kommen), Verschattung, sonstige Lufteinflüsse (z.B. Salzgehalt, Staub) und elektrische Belastungen (z.B. Potential induzierte Degradation (PID)) [35]. Im Folgenden werden die häufigsten Degradationsfehler und deren Einfluss auf das Modul vorgestellt. Seitens der Hersteller werden Garantien von 20–25 Jahren gegeben, wobei nach dieser Zeit noch 80 % der ursprünglichen Leistung zur Verfügung stehen soll [38]. Die genauen Garantiezeiträume und Leistungsangaben sind herstellerabhängig. Allen gemein ist, dass eine Moduldegradation immer zu erwarten ist. Daher muss bei der Betrachtung von Degradationsfehlern zwischen erwarteter und unerwarteter Degradation, welche die geplante Lebensdauer reduziert, unterschieden werden. [30]

TABELLE 4.2: Übersicht über die Degradationsmechanismen, die Ursachen und die Effekte auf das Modul [30, 33]

| Degradationsfehler | Ursachen | Effekt |
|--------------------------|--|---------|
| Ablösung Zellverbinder | mechanische Einflüsse, Lötstellen, Hotspots | L, S, F |
| Anschlussdosendefekte | Feuchtigkeit, Anschlussfehler, Designschwächen | L, S, F |
| Defekte Bypass-Diode | mechanische Einflüsse, Produktionsfehler, Klima | L, F |
| Delamination | Klima, UV-Strahlung, mechanische Einflüsse | L, S, F |
| EVA Verfärbung | UV-Strahlung | L, F |
| Hitzespuren | Lötstellen, Zellverbinder, Hotspots | L, S |
| PID | Natriumionenmigration durch Potentialunterschied | L, F |
| Rahmenbruch | mechanische Einflüsse | S, F |
| Ablösung Rückseitenfolie | mechanische Einflüsse | S, F |
| Schnecken Spuren | Silberreaktion mit EVA, Zellbrüche, Feuchtigkeit | - |
| Zellbrüche | mechanische Einflüsse | L, F |

Effekt: L = Leistungsverlust S = Sicherheitsrisiko F = Folgeschäden

In Tabelle 4.2 sind typische Degradationsfehler, deren Hauptursachen und deren Effekte auf das Modul aufgelistet. Die gezeigten Fehler sind allesamt Ursprungsfehler, das heißt, dass diese Fehler teilweise zu Folgefehlern an weiteren Teilen des Moduls führen können, die hier nicht zusätzlich aufgelistet sind. So begünstigt eine Delamination den Eintritt von Feuchtigkeit, was wiederum zu Korrosion führt [30]. Die detaillierten Ursachen und Effekte der einzelnen Degradationsfehler sind in [30] näher erläutert. Je nach klimatischer Umgebung unterscheiden sich die Wahrscheinlichkeiten der auftretenden Fehler [39].

4.2.1.3 Praktische Umsetzung von Reparaturen

Unabhängig von dem Auftreten des Fehlers, am Anfang oder gegen Ende der Lebensdauer, stellt sich die Frage, ob ein defektes Modul repariert werden kann. Hierbei kommt es vor allem darauf an, um was für einen Defekt es sich handelt und ob die betroffene Komponente austauschbar ist. Ein gebrochener Aluminiumrahmen kann zu einem Totalschaden führen, da die Laminierungsstruktur instabil wird [30]. Defekte in der Anschlussdose, inklusive lokal isolierte Defekte der enthaltenen Bypassdioden, lassen sich gut durch ein Austauschen der Anschlussdose oder der Bypassdioden reparieren [40]. Auch eine PID ist reversibel [41]. Die in [40] erwähnten Reparaturszenarien betreffen überwiegend die übrigen Anlagenkomponenten, wie die Verkabelung oder den Wechselrichter. Sonstige Defekte gemäß Tabelle 4.2 lassen aktuell in der Regel aufgrund der Laminierung und der feinen Strukturen des Zellverbundes keine Reparatur zu [42]. Erfolgreich reparierte Module können wiederverwendet werden [42]. In der Praxis werden Reparaturen jedoch nur selten vorgenommen und in der Regel nur bei größeren Mengen defekter Module im Business to Business (B2B) Bereich, da sich somit die Reparaturkosten pro Modul reduzieren [41]. Reparaturkosten pro Modul belaufen sich auf 20 € bis 90 € [41, 42].

4.2.2 EoL-Szenario: Second-Use von c-Si-Modulen

Zum Ende ihrer Lebensdauer wird eine PV-Anlage demontiert. Idealerweise können die alten Module einem weiteren Einsatzzweck zugeführt werden, sofern sie nicht defekt sind. Auch erfolgreich reparierte Module können der Wiederverwendung zugeführt werden. Inwieweit die Wiederverwendung möglich ist und welche Hürden existieren, wird im Folgenden untersucht.

Eine Wiederverwendung ist aus Materialsicht die einfachste und energetisch günstigste Möglichkeit, alte, intakte PV-Module nach Ablauf der ursprünglichen Nutzungsdauer zu verwerten [38, 42]. Die Anwendungsfälle für Second-Use Module sind der Ersatz von defekten Modulen in bestehenden Anlagen und die komplette Neuerrichtung von Anlagen mit Altmodulen, was zum Beispiel in Entwicklungsländern vorkommt [42]. Der Einsatz in Entwicklungsländern, in denen keine Regularien für die finale EoL-Behandlung und keine Recyclinginfrastruktur existiert, ist als nachteilig anzusehen, da die in Europa eingesammelten Module dort letztlich als Abfall entsorgt werden [42]. Für eine reibungslose Wiederverwendung von ausgedienten Modulen sind folgende Schritte notwendig:

1. Einsammeln
2. Rezertifizieren
3. Verkauf auf einem Second-Hand Markt

Inwieweit die einzelnen Schritte aktuell umgesetzt werden, wird in den folgenden Abschnitten analysiert.

4.2.2.1 Einsammeln alter Module

Das Einsammeln der alten Module ist in der WEEE-Richtlinie auf europäischer Ebene geregelt und wird in Deutschland aktuell durch das Elektroggesetz 3 (seit 01.01.2022, davor *Elektroggesetz 2*) auf nationaler Ebene umgesetzt [43]. In diesem Gesetz wird die Handhabung von Elektroschrott definiert. Klassische Photovoltaikmodule werden dabei in die Kategorie 4 „Großgeräte“ eingeordnet. Diese Einordnung bedeutet, dass alte Module unentgeltlich abgeholt bzw. abgegeben werden können. Für die EoL-Behandlung sind die Quoten zur Verwertung der Module wichtig. Vorgeschrieben ist, dass mindestens 85 % der ausgedienten Module eingesammelt werden und mindestens 80 % der Module wiederverwendet oder dem Recycling zugeführt werden müssen. Um diese Ziele zu erreichen, werden die Hersteller und der Vertrieb von Modulen in die Pflicht genommen und sind letztlich für das Einsammeln der von ihnen in den Verkehr gebrachten Module verantwortlich. Gemäß den Anforderungen aus dem Elektroggesetz 3 müssen eingesammelte Mengen gemeldet werden. So wurden 2018 in Deutschland über 7800 t alte Module eingesammelt, wovon circa 900 t zur Wiederverwendung markiert wurden [44]. Um die Forderungen aus dem Elektroggesetz 3 umzusetzen, wurde im Jahr 2007 von der PV-Industrie die Non-Profit Organisation PV CYCLE gegründet [45]. Finanziert von den Mitgliedern sorgt die Organisation dafür, die Forderungen für die Mitglieder umzusetzen und dient als Ansprechpartner für Anlagenbetreiber, um alte Module zu entsorgen. PV CYCLE bietet sowohl den Transport als auch Abgabestellen für Module an. 2010 begann PV CYCLE mit dem Einsammeln von alten PV-Modulen und hat bis einschließlich 2020 über 45 000 t eingesammelt [7]. Dabei ist der Großteil der Module entsprechend der Marktanteile c-Si-Module [7, 46]. Während in Europa die WEEE-Richtlinie eine EoL-Behandlung im Sinne einer zirkulären Wertschöpfung begünstigt, gibt es in anderen Teilen der Welt überwiegend weniger ausgereifte Strukturen. In den USA gibt es keine bundesweiten Regelungen, ebenso in China, Japan und Korea [6]. In diesen Regionen gibt es Initiativen und Fortschritte bei der Erarbeitung von Regelungen [6].

4.2.2.2 Rezertifizierung alter Module

Nach dem Einsammeln von den Modulen findet idealerweise eine Sortierung der Module statt, bei der defekte, nicht reparable Module dem Recycling zugeführt werden und weiterverwendbare Module zur Rezertifizierung vorbereitet werden. Aus den Zahlen von 2018 für Deutschland ist erkenntlich, dass diese Sortierung jedoch nicht vollumfänglich passiert.

Viele funktionstüchtige Altmodule werden direkt dem Recycling zugeführt oder illegal in Entwicklungsländer übergeführt [44].

Der erste Schritt nach der Sortierung ist die Reinigung. Nach einer Reinigung erfolgt zunächst eine visuelle Inspektion der Module, gefolgt von der Isolations- und Leistungsmessung, bei der letztlich der aktuelle Wirkungsgrad bestimmt wird [38, 41]. Weist das Modul keine visuell sichtbaren Schwächen auf und lassen sich aus der Leistungsmessung keine Fehler feststellen, kann dieses Modul der Second-Hand Nutzung zugeführt werden.

Während der Prozess relativ einfach ist, stehen auf der Gegenseite die technischen Risiken von Second-Hand Modulen, welche die Ausbildung eines Second-Hand Marktes erschweren. Diese Risiken liegen in der in Abbildung 4.1 mit zunehmenden Modulalter dargestellten Fehlerwahrscheinlichkeit. Nach Installation eines Altmoduls kann es erneut zu Anfangsfehlern aufgrund von Transport und Montage kommen. Gleichzeitig ist die altersbedingte Fehlerwahrscheinlichkeit höher als bei Neumodulen. Somit ist es nicht möglich, eine Prognose über die verbleibende Lebenszeit anzustellen, wodurch es nicht möglich ist, langfristige Garantien nach der Rezertifizierung zu vergeben. Durch die Installationsfirma bzw. durch die Versicherer wird nach erfolgreicher Reparatur üblicherweise eine zweijährige Garantie festgelegt [47]. Einheitliche Standards zur Rezertifizierung von Second-Hand Modulen existieren noch nicht [41].

4.2.2.3 Second-Hand Markt gebrauchter Module

Neben der theoretischen Nutzbarkeit von Second-Hand Modulen muss zunächst ein Second-Hand Markt vorhanden sein, so dass alte Module zum Verkauf angeboten werden können. Hauptbedingung für das Entstehen eines solchen Marktes ist der wirtschaftliche Vorteil der Käuferseite und der Verkäuferseite [41]. Begünstigt wird dies in Ländern mit Einspeisetarifen wie in Deutschland. Tritt in einer Bestandsanlage ein Moduldefekt auf, dann muss zur Erhaltung der zugesicherten Einspeisevergütung ein Modultausch vorgenommen werden. Ein Repowering, also das Austauschen alter Module gegen neue, ist zwar technisch möglich, bedingt aber den Verlust der Einspeisevergütung. Daraus resultiert eine Nachfrage nach alten Modulen, die zu der jeweiligen Anlage passen. Das wiederum führt zu hohen Preisen pro Wattpeak im Vergleich zu Neubaumodulen. Somit haben Käufer alter Module einen finanziellen Anreiz, da die Einspeisevergütung erhalten bleibt und Verkäufer einen finanziellen Vorteil, da die alten Module zu attraktiven Preisen verkauft werden können. Durch die stetige Reduzierung der Einspeisevergütungen bis hin zur vollständigen Abschaffung wird dieses System aus Angebot und Nachfrage jedoch nicht dauerhaft bestehen bleiben. [41] Aus technischer Sicht ist eine weitere Motivation für das Entstehen eines Second-Hand Marktes die vergleichsweise einfache Möglichkeit, Ersatzmodule gleicher Art zu erhalten und somit Mismatch-Verluste zu vermeiden. Aus finanzieller Sicht lohnt sich dieser Ansatz jedoch bei neuartigen Modulen immer weniger, da die Kosten für Second-Hand Module etwa 50 % des Neupreises betragen, wodurch es aufgrund der zuvor angesprochenen technischen Risiken nicht lohnenswert ist, alte Module einzubauen [41]. Insbesondere bei Betrachtung der Balance of System Costs (BoSC), welche die finanzielle Gesamtaufwendung für die Installation einer PV-Anlage beschreiben, wird deutlich, dass Second-Hand Module

in Industrieändern stetig unattraktiver werden [42]. Seit 2006 haben sich die BoSC um ca. 65 % reduziert, wobei die Module 2006 noch einen Anteil von 71 % an den BoSC hatten und im Jahr 2020 nur noch 40 % [48]. Das bedeutet, dass heutzutage die übrigen Kosten wie Installationskosten im Verhältnis zu den reinen Modulkosten dominieren. Dadurch wird der Erwerb und die Nutzung von potenziell unzuverlässigen Altmodulen unattraktiv, da unter Umständen die Lebensdauer und der Ertrag der Anlage zu gering ist, um die hohen Kosten, verursacht durch Installation usw., zu kompensieren. Stattdessen können durch Repowering neue, effizientere Module mit voller Herstellergarantie eingesetzt werden. Einzig in Entwicklungsländern, wo die Installationskosten aufgrund der niedrigeren Lohnverhältnisse geringer sind, werden vollständige Anlagen aus Altmodulen installiert [42]. In den letzten Jahren haben sich einige Firmen wie zum Beispiel SecondSol darauf spezialisiert, die komplette Prozesskette abzubilden [41, 49]. Auf dem globalen Gesamtmarkt agieren etwa 15 Unternehmen mit einem jährlichen Handelsvolumen von etwa 1 GWp Leistung. Davon stammen ca. 0,3 GWp aus dem europäischen Raum [42]. Die angesprochenen wertvollen, sehr alten Module haben dabei eine geschätzte Gesamtleistung von nur 10 MWp pro Jahr [42].

4.2.3 EoL-Szenario: Recycling von c-Si-Modulen

In den meisten Fällen werden alte und defekte Module derzeit nicht der Wiederverwendung zugeführt, sondern als Schrott klassifiziert und somit entsprechend dem Elektrogesez 3 dem Recycling zugeführt. Gemäß Abbildung 3.1 ist das Recycling idealerweise so durchzuführen, dass das im Upcycling gewonnene Material so hochwertig ist, dass es der Produktion neuer PV-Module zugeführt werden kann. Downcycling oder gar die Erzeugung von Abfall während des Recyclings sollte vermieden werden. In den folgenden Abschnitten wird die aktuelle Situation des Recyclings von alten PV-Modulen analysiert und deren Schwächen herausgearbeitet.

Analog zu dem ersten Schritt bei der Wiederverwendung von alten Modulen müssen die Module zunächst dem Recyclingprozess zugeführt werden. Wie Organisationen wie PV CYCLE operieren, wurde bereits kurz in Abschnitt 4.2.2.1 beschrieben. Das Elektrogesez 3 legt fest, dass 80 % der alten Module dem Recycling zugeführt werden müssen. Es legt nicht fest, in welcher Qualität das Recycling zu erfolgen hat. Somit obliegen die verwendeten Recyclingprozesse der wirtschaftlichen Einschätzung der ausführenden Recyclingbetriebe [38]. Bevor vollständige, kommerziell umgesetzte Recyclingprozesse in Gänze vorgestellt werden, erfolgt zunächst die Analyse der unterschiedlichen Recyclingschritte der einzelnen Komponenten. Dabei werden, um die aktuelle Situation darzustellen, nur kommerziell genutzte Verfahren beschrieben. Technologische Entwicklungen zur EoL-Behandlung werden in Kapitel 5 betrachtet.

4.2.3.1 Aktuelle Recyclingprozesse für c-Si-Module

Die Anschlussdose und die Anschlusskabel werden entweder manuell entfernt oder automatisch mechanisch abgetrennt [38, 50, 51]. Die gewonnenen Kupferkabel werden dem

Kupferrecycling zugeführt, die Kunststoffanschlussdosen können dem Kunststoffrecycling zugeführt werden. Die Stärken und Schwächen des Kupferkabelrecyclings wurde in Abschnitt 4.1.1 bereits beschrieben. Im Anschluss wird der Aluminiumrahmen automatisch abgetrennt und das so gewonnene Aluminium dem bereits etablierten Aluminiumrecyclingprozess zugeführt [41]. Übrig bleibt das Laminat aus Glas, Halbleiter und Rückseitenfolie. Das Laminat wird im Anschluss in diversen mechanischen Verfahren zerkleinert [17, 41]. Mithilfe von verschiedenen Sortiermechanismen (sieben, optisch, Wirbelstrom, etc.) werden die Materialien sortiert [6]. Es ist zu erkennen, dass diese Prozesse lediglich mechanische Recyclingverfahren nutzen. Chemische oder thermische Verfahren kommen nicht zum Einsatz. Bei der mechanischen Zerkleinerung erhält man mit Kunststoff verklebte Glasscherben und Halbleiterreste. Durch die alles miteinander verklebende EVA-Schicht kann das Frontglas und die einzelnen Zellmaterialien nicht sauber getrennt werden [38]. Das hat Einfluss auf die Reinheit der zurückgewonnenen Materialien und somit auf die Zirkularität des Recyclingprozesses. Nur mit ausreichender Reinheit lässt sich ein Upcycling erreichen und somit das Schließen des Materialkreislaufes. Die industriell eingesetzten Recyclingergebnisse können hinsichtlich Upcycling und Downcycling gemäß Tabelle 4.3 eingeteilt werden.

TABELLE 4.3: Einteilung der Recyclingergebnisse nach Upcycling und Downcycling [8]

| Upcycling | Downcycling |
|-----------------|---------------------------|
| Aluminiumrahmen | Kunststoffe Anschlussdose |
| Kupferkabel | Rückseitenfolie |
| | Dichtung |
| | EVA-Schicht |
| | Frontglas |
| | Solarzelle |

Basierend auf der Materialzusammensetzung aus Tabelle 4.1 ergibt sich daraus eine Upcyclingquote von bestenfalls ca. 10 %. Der überwiegende Teil der Materialien unterliegt demnach dem Downcycling. Um die durch das Elektrogengesetz 3 geforderten 80 % Materialquote durch das Recycling zu erreichen, müssen die vom Downcycling betroffenen Materialien anderweitig verwertet werden. Der Großteil der Modulmasse ist das Glas. In den mechanischen Zerkleinerungsverfahren entstehen am Ende kleine Glasscherben, welche jedoch verunreinigt sind. Daher kann dieses Glas nicht zur erneuten Herstellung von Solarglas verwendet werden. Stattdessen wird dieses Glas beispielsweise als Beigabe in der Glaswolleindustrie verwertet [8]. Das Silizium benötigt für eine erneute Nutzung in der Solarindustrie eine Reinheit von deutlich größer als >99 % [52]. In den aktuellen Recyclingprozessen wird diese Reinheit nicht erreicht. Es handelt sich hier um Ferrosilizium mit mindestens 75 % Reinheit [38]. Da das Silizium nur ca. 3 % der Gesamtmasse eines Moduls ausmacht, die Materialtrennung nicht ausreichend ist und der Energieaufwand für das Erreichen des geforderten Reinheitsgrades hoch ist, werden die recycelten Zellüberreste entweder dem Abfall zugeführt oder alternativen Verwendungen, wie zum Beispiel im Straßenbau als Zugabe im Straßenbelag [8, 53]. Die Kunststoffe werden ebenfalls entweder dem Abfall zugeführt

oder als Brennstoff verwendet [8]. Dadurch, dass der Aluminiumrahmen, die Kupferkabel und das recycelte Glas allesamt - entweder über Up- oder Downcycling - eine zweite Verwendung finden, lassen sich die geforderten Recyclingquoten sehr leicht erreichen.

Der hohe Glasanteil und die dadurch hohen Recyclingquoten führen dazu, dass die ersten industriell eingesetzten Recyclingprozesse von Glasrecyclern stammen [8]. Deren Geschäftsmodell basiert auf dem Recyceln von Glas, wodurch alte Module mit hohem Glasanteil und dem zusätzlich finanziell attraktiven Aluminium und Kupfer für Glasrecycler ein lohnenswerter Geschäftsteil ist. Auf der einen Seite ist der Vorteil darin, dass keine dedizierten Recyclinganlagen für PV-Modul aufgebaut werden mussten, um die ersten Module zu recyceln. Auf der anderen Seite haben Glasrecycler keine Interessen daran, ihre Anlagen für hochwertiges Recycling zur Rückgewinnung der Solarzellmaterialien umzurüsten, da dies nicht deren Geschäftsmodell ist. [8]

Um die Materialquote für das Recycling zu verbessern, wurde 2018 in Zusammenarbeit mit PV CYCLE von Veolia die erste dedizierte Recyclinganlage für c-Si-Module eingeweiht [51]. Die Anlage erreicht eine Materialquote von 95 % und hat einen Moduldurchsatz von ca. 1 min bis 1,5 min pro Modul. Diese Anlage nutzt ebenfalls ausschließlich mechanische Zerkleinerungsmechanismen. Die Adaption an die Anforderungen von PV-Modulen erlaubt es, die Abfallquote sehr gering zu halten und die hohe Materialquote zu erreichen. Durch die verbesserten Recyclingprozesse kann zwar kein vollständiges Upcycling erreicht werden, jedoch insgesamt eine bessere Trennung der Materialien, wodurch das Silizium in der Halbleiterindustrie als Ferrosilizium Verwendung finden könnte [38, 51]. Auch Anteile des Glases können zur Produktion von neuem Glas verwendet werden. Die angestrebte Kapazität der Veoliaanlage in 2021 war 4000 t.

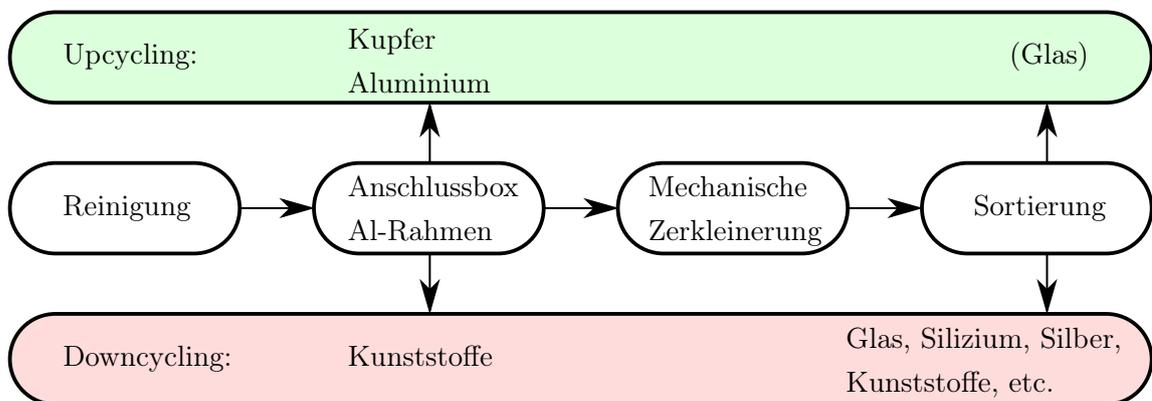


ABBILDUNG 4.2: Aktuelle industriell zum Einsatz kommende Recyclingprozesse und daraus gewonnene Materialien [38, 51]

In Abbildung 4.2 ist der oben beschriebene industriell eingesetzte Recyclingprozess dargestellt. Erkennbar ist, dass lediglich in dem ersten Aufbereitungsschritt nach der Reinigung Materialien in hoher Qualität gewonnen werden. Diese Phase unterscheidet sich fundamental von den weiteren Recyclingschritten, da hier vorrangig komplette Komponenten in einem Schritt entfernt werden. In anderen Worten: aktuelle Zerkleinerungsverfahren ermöglichen zumeist kein Upcycling. Nur bei dem Prozess der Veolia können Teile des Glases erneut in der Glasindustrie verwendet werden.

4.2.3.2 Wirtschaftliche Aspekte des Recyclings

Nachdem im vorherigen Abschnitt die technischen Prozesse beschrieben wurden, sollen nun die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen betrachtet werden, um ein besseres Verständnis für den allgemeinen Status Quo des aktuellen Recyclings zu bekommen. Dazu hilft es zunächst, die unterschiedlichen Materialien hinsichtlich ihres finanziellen Wertanteils zu beurteilen.

TABELLE 4.4: Werteübersicht pro Einheitsmasse eines c-Si-Modules [8]

| Material | Finanzieller Wertanteil in % |
|-----------|------------------------------|
| Silber | 47 |
| Aluminium | 26 |
| Silizium | 11 |
| Kupfer | 8 |
| Glas | 8 |

Tabelle 4.4 zeigt den finanziellen Wertanteil der einzelnen Materialien einer Einheitsmasse von einem c-Si-Modul. Obwohl Silber gemäß Tabelle 4.1 nur mit ca. 0,006 % in alten Modulen verbaut ist, trägt es zu beinahe der Hälfte des Wertes bei. Das durch das Recycling einfach zu gewinnende Aluminium beträgt etwa ein Viertel und das durch die Anschlussdose recycelte Kupfer etwa 8 % des Wertes. Auch wenn das Glas den Großteil der Modulmasse ausmacht, beträgt dieses nur 8 % des Wertes. Mit den aktuellen Recyclingprozessen werden nur das Kupfer und Aluminium durch Upcycling gewonnen. Alle anderen Materialien unterliegen dem Downcycling und können somit nicht für die theoretischen Werte verkauft werden. Das wertvolle Silber wird aufgrund der fehlenden Materialtrennung der Zellen nur selten den weiteren Wertstoffkreisläufen zugeführt, wodurch aus wirtschaftlicher Sicht die wertvollsten Teile der Module nicht zur Finanzierung des Recyclings beitragen. Eine Betrachtung aus 2019 zeigt, dass der tatsächliche Umsatz pro Modul bei ca. 3 \$ pro Modul liegt, was das Recycling aktuell nicht wirtschaftlich macht [38]. Somit benötigen PV-Recycler aktuell finanzielle Unterstützung um die Forderungen des Elektrogesetz 3 zu erfüllen [38]. Welche Probleme es bei der aktuellen EoL-Behandlung von c-Si-Modulen gibt, wird im nächsten Abschnitt zusammengefasst.

4.2.4 Zusammenfassung des aktuellen Standes der EoL-Behandlung von c-Si-Modulen

In den vergangenen Abschnitten wurde die aktuelle Situation der EoL-Behandlung bei c-Si-Modulen beschrieben. Dabei wurde zunächst eine Defektanalyse vorgenommen und anhand dieser die Reparaturmöglichkeiten aufgezeigt. Anschließend wurde eine optimierte Ausnutzung der Lebenszeit durch Second-Use Anwendungen untersucht. Abgeschlossen wurde die Betrachtung mit der Analyse des Recyclings von c-Si-Modulen. Festgestellt wurde, dass bei jeder dieser drei EoL-Möglichkeiten aktuell Schwächen vorhanden sind, die letztlich

dazu führen, dass eine zirkuläre Wertschöpfung aktuell nicht möglich ist. An dieser Stelle werden die Schwächen und Probleme der drei Kategorien zusammengefasst. Diese dienen als Grundlage für die weiteren Untersuchungen in dieser Arbeit. Die nächsten Kapitel beschäftigen sich mit den Entwicklungen der EoL-Behandlung und mit den technologischen Entwicklungen der c-Si-Module und deren Einfluss auf die EoL-Behandlung. Ziel ist es, dass die Entwicklungen der Zukunft die heutigen Probleme reduzieren.

Probleme bei Reparaturmöglichkeiten und Defekten

- Der durch Laminierung entstandene Verbund lässt sich nicht aufbrechen, um einzelne Zellen zu tauschen.
- Unterschiedliche Kombinationen von Witterungseinflüssen lassen Module schneller altern, als unter STC vorhergesagt. Dadurch gibt es eine kürzere Lebensdauer.
- Durch technische Entwicklungen und fehlender Standardisierung bei der Modulentwicklung kommt es zu hoher Diversität von Ersatzteilen.
- Module sind anfällig für mechanische Einflüsse von außen, wie z.B. Transport und Installation.
- Reparaturen alter Module sind im Vergleich zu dem Restwert zu teuer.

Probleme bei Second-Use

- Degradation der Module erlaubt keine genaue Vorhersage der Restlebensdauer.
- Es gibt keine Rezertifizierungsstandards.
- Moderne Second-Hand Module sind gebraucht zu teuer, um mit der reduzierten Restlebensdauer eine Alternative zu Neumodulen zu sein.
- Second-Use kommt in Entwicklungsländern aufgrund geringer BoSC zum Einsatz, obwohl es in diesen Ländern keine Regelungen zur abschließenden Verwertung ausgedienter Module gibt.

Probleme beim Recycling

- Gesetzliche Anforderungen erfordern eine Verwertungsquote, treffen jedoch keine Aussage über die Materialqualität.
- Bis auf den Aluminiumrahmen und das Kupfer der Anschlussdose/-kabel unterliegen alle Materialien dem Downcycling.
- Nur sehr wenige dedizierte PV-Recyclinganlagen existieren weltweit, wodurch die Recyclingprozesse in der Regel nicht auf PV-Module spezialisiert sind.

- Die EVA-Schicht klebt die einzelnen Schichten so zusammen, dass eine Materialtrennung mit rein mechanischen Prozessen nicht möglich ist.
- Der aktuelle Umsatz pro Modul ist zu niedrig, um wirtschaftliche Anreize für das Recycling zu haben.
- Die Zellmaterialien werden in keinem Fall zirkulär dem Wertstoffkreislauf zurückgeführt.

Eine Betrachtung dieser Liste lässt erkennen, dass auf technischer Ebene das zentrale Problem die EVA-Schicht darstellt. Diese verhindert aktuell eine einfache Reparatur der Zellen, sorgt für Degradation, wodurch Prognosen der Restlebensdauer für Second-Use schwierig sind und letztlich sorgt sie für ungenügende Recyclingergebnisse. Als zweites Hauptproblem sind regulatorische Vorgaben zu nennen. Regulatorische Vorgaben könnten helfen, Standards für Komponenten zu schaffen, sodass eine Reparatur auch nach langer Benutzungszeit noch möglich ist. Durch Vorgaben bei Rezertifizierungsprozessen könnten alte Module attraktiver für Second-Use Anwender werden. Im Recycling müssen zum Erreichen einer hohen Upcyclingquote Vorgaben über die Materialqualität und nicht nur über die Recyclingquote vorhanden sein.

4.3 EoL-Behandlung von Dünnschichtmodulen

Nachdem die EoL-Behandlung von c-Si-Modulen besprochen wurde, wird in diesem Abschnitt kurz auf Dünnschichtmodule eingegangen. Die Analyse wird dabei jedoch dem Marktanteil entsprechend kurz gehalten. Bei Dünnschichtmodulen wie z.B. denen von First Solar auf CdTe Basis ist aufgrund der deutlich dünneren Struktur und aufgrund der Reihenverschaltung während des Fertigungsprozess eine Reparatur des Zellverbundes nicht möglich. Reparaturmöglichkeiten sind dementsprechend ähnlich wie bei c-Si-Modulen auf die Anschlussdose und kleine Fehler am Rahmen beschränkt. Hauptaugenmerk bei CdTe-Modulen ist jedoch das Recycling, da im Gegenzug zu c-Si-Modulen Schwermetalle verwendet werden und somit ein umweltbewusstes Materialmanagement vorhanden sein muss. Dem notwendigen Recyclingbedarf hat sich der Hersteller der Module, First Solar, selbst angenommen und betreibt seit 2005 eigene Recyclinganlagen für alte CdTe-Module [54]. Über die Jahre wurden die Prozesse optimiert, wodurch die aktuellste industriell betriebene Anlage von First Solar in der Lage ist, 90 % des Glases und 90 % der verwendeten Halbleitermaterialien hochwertig zu recyceln, sodass diese Materialien zur erneuten Verwendung in der Glas- bzw. Solarindustrie zum Einsatz kommen [15, 41, 54]. Möglich wird diese hohe Materialqualität durch den Einsatz von chemischen Recyclingprozessen, wodurch eine definitive Materialtrennung des Zellverbundes ermöglicht wird.

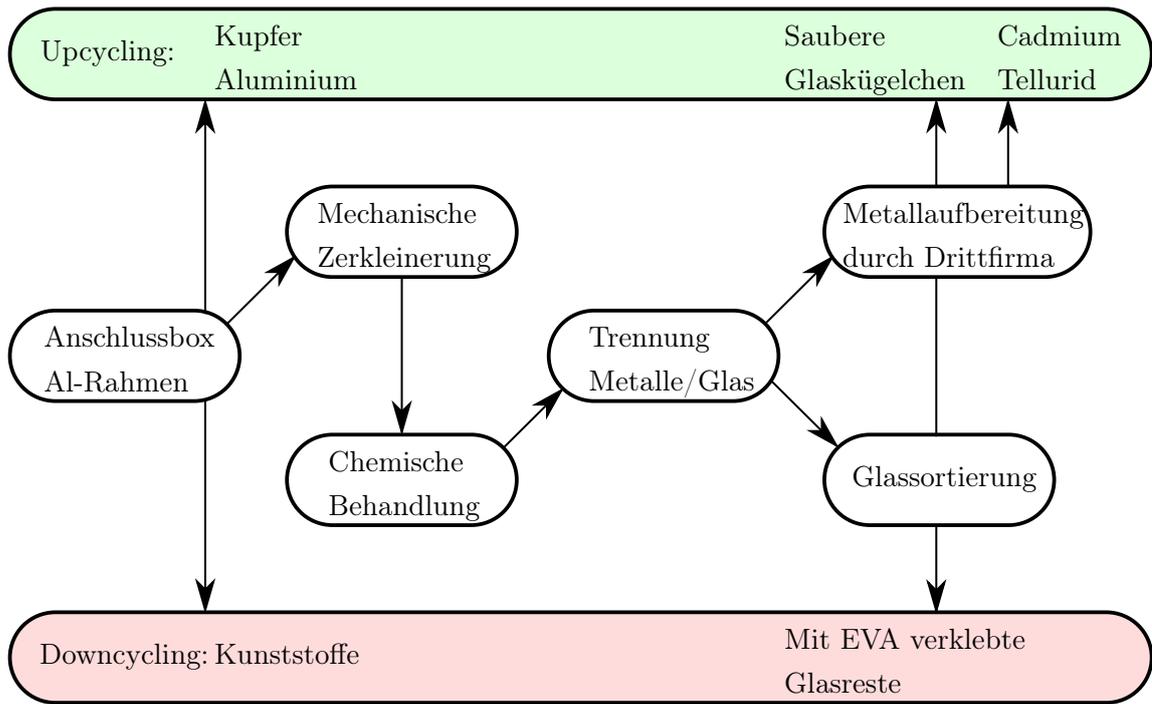


ABBILDUNG 4.3: Aktueller industrieller Recyclingprozess von First Solar und daraus gewonnene Materialien [15, 54]

Der Recyclingprozess von First Solar ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Die Module von First Solar werden ähnlich wie die c-Si-Module anfangs vorbehandelt, indem der Rahmen und die Anschlussdose entfernt werden. Anschließend erfolgen mehrere mechanische Zerkleinerungsprozesse. Die entstandenen Teilchen werden anschließend chemisch mit Wasserstoffperoxid und Schwefelsäure behandelt, um die verklebten Materialien und den Zellverbund aufzulösen. Eine Materialtrennung separiert die Metallelemente des Zellverbundes und die Glasscherben. Die Metalle werden von Drittfirmen qualitativ hochwertig aufbereitet, sodass diese erneut als Rohmaterialien für First Solar zur Verfügung stehen. Durch die chemische Behandlung erreichen die Glasscherben eine so hohe Reinheit, dass diese erneut zur Verwendung in der Glasindustrie für neue Glasprodukte zur Verfügung stehen [15, 54]. Durch diese Prozesskette ist First Solar in der Lage, Upcycling für die selbst produzierten CdTe-Module für den Großteil der verwendeten Materialien durchzuführen. Dadurch, dass diese Technologie bereits auf einem sehr guten Weg ist, eine zirkuläre Wertschöpfung zu erreichen wird mit Betrachtung des geringen Marktanteils eine weitere Untersuchung der EoL-Entwicklung der Dünnschichttechnologie in den folgenden Kapiteln vermieden.

Kapitel 5

Entwicklung der EoL-Behandlung

Die aktuellen Probleme der EoL-Behandlung von c-Si-Modulen wurden in Abschnitt 4.2.4 zusammengefasst. Nachfolgend wird untersucht, wie sich die EoL-Behandlung entwickelt und inwieweit die beschriebenen Herausforderungen angegangen werden. Zu erwarten ist, dass sich viele Lösungsansätze mit der EVA-Schicht beschäftigen, da hier konkrete technische Möglichkeiten bestehen und diese unabhängig von dem zweiten Problemcluster, den regulatorischen Vorgaben, umsetzbar sind. Analog zu der Vorgehensweise in Kapitel 4 werden die Entwicklungen unterteilt in die Kategorien: Instandhaltung, Second-Use und Recycling. In den Fällen, wo ungenügender Fortschritt basierend auf aktuellen Entwicklungen zu erwarten ist, werden Anforderungen an zukünftige Entwicklungen gestellt.

5.1 Entwicklungen: Instandhaltung und Second-Use

Entwicklungen bezüglich der Reparaturmöglichkeiten von alten PV-Modulen beziehen sich auf der einen Seite auf die Technologieebene und auf der anderen Seite auf die regulatorische Ebene. Nur mit regulatorischer Sicherung lohnt es sich, Konzepte zur Reparatur anzubieten, damit die Module im Anschluss eine erneute, gesicherte Anwendung finden. Gleichzeitig ist auf technologischer Ebene die Notwendigkeit für das Entwickeln von Lösungen zur verbesserten Reparatur nur dann gegeben, wenn diese wirtschaftlich betrieben werden können. Die zukünftigen Entwicklungen für die Themen Reparatur und Second-Use müssen miteinander verschmolzen sein und deren Entwicklungen werden zusammen in diesem Abschnitt betrachtet. Zunächst wird unabhängig von den regulatorischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten die technische Seite des Fortschritts betrachtet und analysiert, inwieweit Konzepte zur verbesserten Reparatur von alten Modulen entwickelt werden und welche Komponenten betroffen sind. [42]

5.1.1 Technologische Entwicklungen in der Instandhaltung

In Kapitel 4 wurde beschrieben, dass Reparaturen an der Anschlussdose, den Kabeln und den Bypassdioden bereits vorgenommen werden. Nicht vorgenommen werden Reparaturen

an der Rückseitenfolie und an dem Laminatverbund, bestehend aus Glas, der EVA-Schicht und dem Zellverbund. Aus wirtschaftlichen Gründen ist es am einfachsten, die Teile zu reparieren, die ohne komplizierte Eingriffe von außen zugänglich sind. Aus diesem Grund gibt es Entwicklungen, bei denen die Rückseitenfolie von Modulen an der PV-Anlage direkt repariert werden kann, ohne das Modul zu einer Werkstatt zu schicken [55]. Ein Hauptgrund für die aktuell vorgenommenen Anstrengungen, Rückseitenfolien schnell und unkompliziert zu reparieren ist, dass insbesondere bei systematischen Schwächen der Rückseitenfolie komplette Anlagen betroffen sein können und somit an vielen Modulen Defekte auftreten können [42]. In Europa wird die von kompromittierten Rückseitenfolien betroffene Gesamtkapazität auf etwa 6 GW geschätzt [42]. Daher gibt es diverse Bemühungen, einfache, schnelle und idealerweise vor Ort kostengünstig durchführbare Reparaturtechniken zu entwickeln.

Bei der in [55] untersuchten Methode zum Beheben von Schäden an der Rückseitenfolie wird fließfähiges Silikon auf die Schäden aufgetragen. Reparierte Module zeigten deutlich verbesserte Isolationswerte als vor der Reparatur. Das verwendete Silikon kommt dabei bereits als Dichtungsmaterial in Modulen zum Einsatz, sodass es eine erprobte Lebensdauer hat. Zwar konnten noch keine Langzeitstudien durchgeführt werden, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass es zu keinen zusätzlichen Degradationsmechanismen kommen wird [55]. Auf praktischer Seite hat die Methodik den Vorteil, dass das Silikon ohne Demontage der Module aufgetragen werden kann. Das reduziert die Reparaturkosten und führt zu einem unterbrechungsfreien Betrieb der Anlage [55].

Da der Laminatverbund nicht reparabel ist, liegt der Fokus auf der Entwicklung präventiver Maßnahmen. Regelmäßige Wartung, Inspektion und intelligente Messmethoden sollen dafür sorgen, dass auf Degradation basierende Unstimmigkeiten frühzeitig erkannt werden können [56]. Die in Tabelle 4.2 gezeigten Degradationsfehler können in vielen Fällen zu Folgeschäden führen. Insbesondere in Großanlagen ist es daher sinnvoll, diese Fehler so frühzeitig wie möglich zu entdecken, um entsprechende Folgeschäden zu vermeiden. Wurde dazu bislang eine manuelle Inspektion der Module erforderlich, kann eine schnellere, günstigere und somit häufiger durchzuführende Inspektion mittels Drohnen erfolgen [56].

Ebenfalls in die Kategorie der präventiven Maßnahmen zählen Methoden, welche die externen Ursachen für Degradation bekämpfen. Eine der Ursachen ist dabei eine erhöhte Modultemperatur, welche die chemischen Reaktionen beschleunigt. Hierfür werden Methoden entwickelt, um die Module entweder zu kühlen (z.B. mit Wasser) oder die Zellen mit einer Siliziumdioxidbeschichtung zu versehen [56, 57]. Eine weitere Ursache für diverse Degradationsfehler ist die Modulverschmutzung. Verschmutzung kann zur Bildung von Hotspots, zu chemischen Reaktionen und generell zu einer Leistungsreduzierung führen. Daher gibt es Projekte, die eine regelmäßige Reinigung der Module durch Roboter oder Sprinkleranlagen untersuchen, wobei hier der hohe Wasserbedarf als nachteilig angesehen wird [56].

Grundsätzlich bleiben die Hauptprobleme bezüglich der Reparaturmöglichkeiten alter Module jedoch bestehen, da der Laminatverbund eine Reparatur auf Zellebene nicht zulässt. Auch die Degradationsmechanismen können mit den beschriebenen präventiven Maßnahmen nur verzögert werden. Stetige Verbesserungen der Module und verbesserte STC der

IEC können zudem zu höheren Standards führen. Daher werden die Anforderungen an neue Module durch die STC stetig erhöht, wobei die letzte Änderung 2021 durchgeführt wurde [36, 37].

5.1.2 Entwicklungen zu Second-Use

Aufgrund der im allgemeinen gleichbleibenden Situation bezüglich der Reparaturmöglichkeiten von alten Modulen ändern sich die Gegebenheiten bezüglich attraktiver Second-Use Möglichkeiten nicht. Durch die fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen gibt es Konzepte, die eine Bildung eines Second-Use Systems für alte PV-Module beschreiben [42]. Grundlage der Betrachtungen sind alte Module mit geringem Wiederverkaufswert. Dadurch müssen die Prozesse für Second-Use Anwendungen so günstig sein, dass angenommene Preise von 0,10€/Wp nicht überschritten werden [42]. In Abbildung 5.1 ist der in [42]

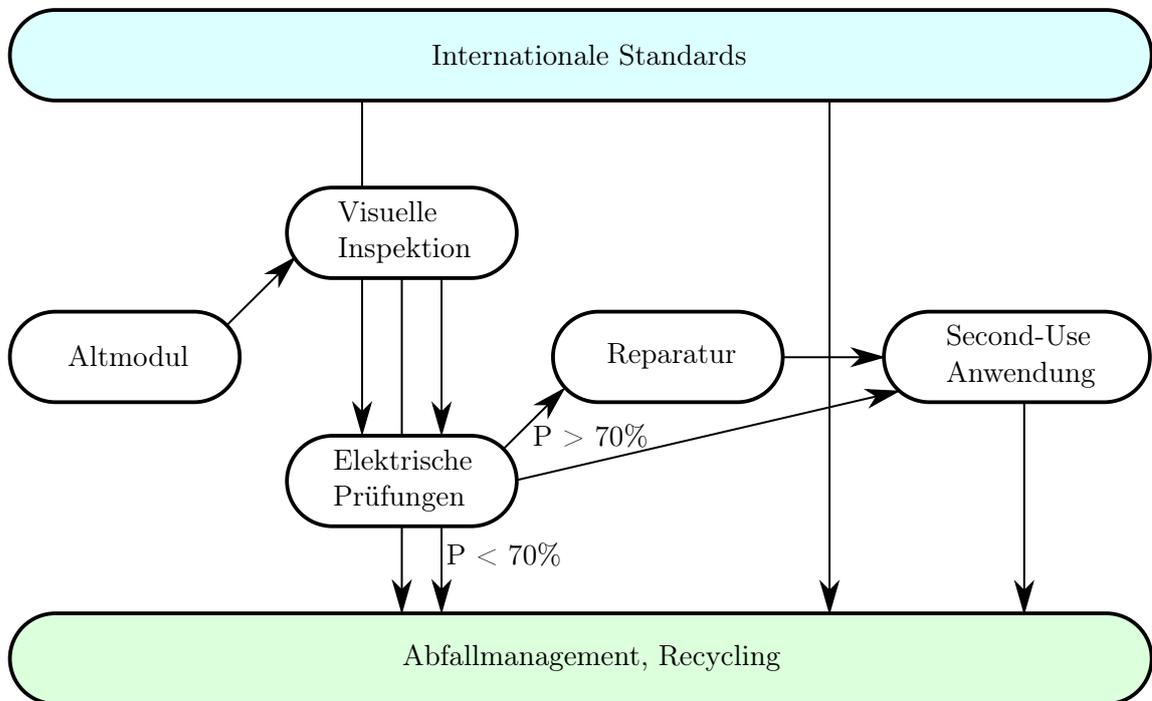


ABBILDUNG 5.1: Prozess für eine Second-Use Verwendung von Altmodulen nach [42]

beschriebene Prozess dargestellt, um einen Second-Hand Markt zu etablieren. Zentrales Element für das Funktionieren eines Second-Hand Marktes sind internationale Standards. Zwei Hauptkriterien sind dabei essenziell:

1. Eine internationale Standardisierung von Prüfungen und Festlegungen, ab wann ein funktionsfähiges Altmodul aufgrund starker Degradation als Schrott gekennzeichnet wird.
2. Eine internationale Standardisierung vom Abfallmanagement, inklusive Recycling.

Für den ersten Punkt schlägt [42] vor, dass Altmodule, die weniger als 70 % der ursprünglichen Leistung aufweisen, als Schrott deklariert werden. Notwendig ist eine solche regulatorische Festlegung, da zur Zeit sogar in Europa durch die WEEE-Richtlinie nicht definiert

ist, ab wann ein Modul als defekt anzusehen ist [9, 42]. Bei klassischen Elektrogeräten ist eine solche Definition einfach, weil diese entweder gemäß Spezifikation funktionieren oder nicht. Bei PV-Modulen, die über die Zeit degradieren, ist ein Modul nach der ursprünglichen Nutzung nicht zwangsweise defekt. Eine solche Festlegung hat Vorteile für die beteiligten Parteien. Betreiber von Altanlagen können durch dieses Kriterium Altmodule, die diese Vorgabe erfüllen, verkaufen. Käufer von Altmodulen haben eine Gewissheit über die Restleistung der Module. Durch die klaren Erwartungshaltungen beider Parteien ist die Grundlage gegeben, Vertrauen in Second-Hand Module zu etablieren.

In dem Prozess werden nach einer visuellen Inspektion, bei der offensichtlich defekte Module, die eine schnelle und kostengünstige Reparatur nicht mehr zulassen, direkt dem Recycling zugeführt. Wenn sowohl die visuelle Inspektion als auch die zukünftig standardisierte elektrische Prüfung von Altmodulen erfolgt ist, können diese Module bei Bedarf repariert werden. Reparaturen werden nach [42] nur für kostengünstige und schnell durchführbare Eingriffe vorgenommen wie z.B. Anschlussdosen, Bypassdioden, Verkabelungen und mit der zuvor beschriebenen Methode die Rückseitenfolie. Nach der anschließenden Zweitnutzung der Altmodule werden auch diese letztlich dem Recycling zugeführt. An dieser Stelle sind internationale Anstrengungen erforderlich, um ein weltweites System zum Einsammeln und Recycling von Altmodulen zu etablieren, damit die in Entwicklungsländern exportierten Second-Hand Module dem Wertstoffkreislauf zugeführt werden können. Das Thema Recycling und die Entwicklungen werden im nächsten Abschnitt genauer betrachtet.

Neben dem generellen Prozess und den gestellten Anforderungen gibt es konkrete Initiativen, die sich mit der optimalen Ausnutzung der Lebensdauer von PV-Anlagen beschäftigen. Die Initiative Circusol wurde mit dem Ziel entwickelt, durch neuartige Geschäftsmodelle einen optimalen Betrieb, Wartung und Zirkularität zu erreichen [58]. Im Bereich der Second-Hand Nutzung von Altmodulen schätzt Circusol, dass die durch Altmodule im Jahr 2030 vorhandene Erzeugungsleistung allein in Europa ca. 13 GW betragen könnten [59]. Um dieses Potenzial auszunutzen, hat Circusol das Product-Service-System (PSS) entwickelt [58]. Das Prinzip des PSS ist im Schaubild 5.2 dargestellt. Zentrales Element ist

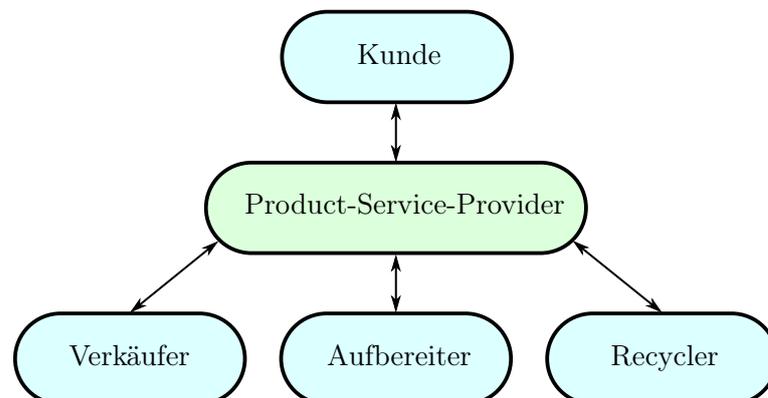


ABBILDUNG 5.2: PSP Konzept von Circusol. [58]

der Product-Service-Provider (PSP), welcher über neuartige Geschäftsmodelle den Kunden einen Service anbietet. Ein Geschäftsmodell ist dabei, dass der PSP die PV-Anlage auf der Fläche des Kunden installiert und dieser im Gegenzug eine Leasinggebühr zahlen muss. Der PSP bleibt somit Eigentümer der Anlage und der Kunde bezieht die erzeugte

Energie der Anlage [58]. Die Vorteile für den Kunden sind dabei, dass dieser lediglich die Fläche zur Verfügung stellen muss und ansonsten sich nicht weiter um die Anlage kümmern muss, während gleichzeitig der gleiche Nutzen vorhanden ist. Die Vorteile des PSP sind dabei, dass dieser mit den zuvor beschriebenen modernen Überwachungsmethoden die Anlage stetig unter Kontrolle hat und somit für eine optimierte Instandhaltung sorgen kann. Durch eine Vielzahl von Anlagen unter Kontrolle eines PSP kommen so große Mengen Altmodule oder defekter Module zusammen, welche dann zentralisiert behandelt werden können, was sich direkt auf die Kosten der Reparaturen auswirkt. Nach Ablauf der zugesicherten Serviceleistung kann der PSP die Altmodule in neuen Anlagen einsetzen. Das Vertrauensproblem eines Second-Hand Marktes wird somit behoben, da es keine Änderung der Besitzverhältnisse gibt. Die einzige Verpflichtung des PSP ist es, die vertraglich zugesicherte Leistung der Anlage zu gewährleisten. Welche Module dabei zum Einsatz kommen ist dabei dem PSP überlassen. Somit kann die Lebensdauer optimal ausgereizt werden und sobald die Module vom PSP als Schrott angesehen werden, kann dieser über ein etabliertes Einsammelsystem diese dem Recycling zuführen. [58]

Neben dieser prinzipiellen Änderung, weg vom produktbasierten hin zum servicebasierten Marktumfeld, spielt gemäß Circusol die Schaffung von Standards eine zentrale Rolle [58]. Dabei profitiert das PSS nicht nur von einer Standardisierung auf regulatorischer Ebene, sondern vor allem auf technologischer Ebene. Durch eine Standardisierung von Komponenten wie Anschlussdosen, Bypassdioden, Rückseitenfolien und den Dimensionen der Module werden Reparaturen und der erneute Einsatz von Altmodulen kostengünstiger [58]. Wie im letzten Kapitel beschrieben sind Second-Hand Module im europäischen Marktumfeld aus finanzieller Sicht nicht attraktiv. Das PSS löst aufgrund der nicht vorhandenen Besitzübergänge und der somit nicht mehr notwendigen Investitionen in die Module dieses Problem teilweise.

5.1.3 Zusammenfassung: Entwicklungen zu Reparatur und Second-Use

Zusammenfassend wird festgestellt, dass es auf Komponentenebene Fortschritte insbesondere bei Reparaturen der Rückseitenfolie gibt. Reparaturen auf Zellebene werden aufgrund des komplexen Laminatverbunds nicht weiter erforscht. Ziel aller Reparaturmaßnahmen ist es, möglichst kostengünstig, schnell und idealerweise ohne Demontage der Module Reparaturen vorzunehmen. Im Bereich der Second-Use Möglichkeiten steht vor allem die Schaffung von internationalen Standards im Fokus, um klare Definitionen zu erhalten, ab wann ein funktionsfähiges Altmodul als Schrott klassifiziert werden kann. Neben den internationalen Standards werden neue Geschäftsmodelle vorgeschlagen. Diese Modelle können die finanziellen Probleme von Altmodulen in Industrieländern umgehen, sorgen für höhere Quoten für Reparaturen und führen zu einem kontrollierten Materialfluss Richtung Recycling. Das Recycling als letzter Schritt des Materialkreislaufs sowie dessen Entwicklungen werden im folgenden Abschnitt betrachtet.

5.2 Entwicklungen: Recycling

Aus den Problemen des aktuellen Recyclings kristallisieren sich drei Themenkomplexe heraus, die durch die Entwicklungen angegangen werden müssen:

1. Die Verbesserung der Recyclingqualität, um dank Upcycling den Materialkreislauf schließen zu können.
2. Die Schaffung internationaler Standards zur Verfolgung der Materialflüsse.
3. Der Aufbau ausreichender, dedizierter Recyclingkapazitäten, um die Schrottmengen der Zukunft verwerten zu können.

Im Sinne einer zirkulären Wertschöpfung ist zur Zeit die mangelhafte Recyclingqualität das größte Problem. Daher werden im folgenden neue Recyclingschritte betrachtet. Im Anschluss werden komplette Recyclingprozesse betrachtet und bewertet, inwieweit diese zur Lösung der Probleme geeignet sind.

5.2.1 Entwicklungen Recyclingschritte

Die aktuell verwendeten Recyclingverfahren zur Materialseparation sind ausschließlich mechanische Zerkleinerungsverfahren. Eine Patentanalyse der IEA über aktuelle Forschungen zeigt, dass der Großteil der Forschungen aus China stammt [6]. Grund dafür ist, dass in China die höchsten Leistungszuwächse von Photovoltaik pro Jahr zu beobachten sind. Beobachtet wurde auch, dass sich fast 50 % aller Forschungen mit dem Recycling der EVA-Schicht befassen, was bezüglich der Anforderungen gemäß der aktuellen Probleme sinnvoll ist. Die Patentanalyse zeigt auch auf, welchen Fokus die einzelnen Recyclingverfahren hinsichtlich der Modulkomponenten haben. So wird mit mechanischen Verfahren hauptsächlich eine Gewinnung des Rahmens angestrebt, während mit thermischen Verfahren das Recycling der EVA-Schicht im Vordergrund steht. Die IEA hat in [6] ebenfalls untersucht, inwieweit sich der Schwerpunkt der Forschungen über die Jahre verändert hat. Dabei stand Anfangs (ab 1990) tatsächlich die Rückgewinnung von den Solarzellen im Fokus, da diese damals den Großteil der Kosten von Neumodulen verursacht haben. Über die Zeit (ab 2000) wurden diese, wie bereits beschrieben, immer günstiger, wodurch zunächst die Gewinnung von Silber aus wirtschaftlichen Gründen und Blei aus Umweltgründen im Vordergrund stand. Hinzu kam der Schwerpunkt auf die massenhafte Rückgewinnung von Glas. Ab 2010 haben sich die aktuell industriell praktizierten Recyclingverfahren entwickelt, mit dem Ziel, kostengünstig so viel Material wie möglich zu recyceln, um die regulatorischen Vorgaben möglichst wirtschaftlich umzusetzen. [6]

Eine Betrachtung der Entwicklung von unterschiedlichen Verfahren zur Materialseparation wird in den folgenden Abschnitten vorgenommen.

5.2.1.1 Mechanische Verfahren

Die aktuellen mechanischen Prozesse bestehen aus unterschiedlichen Kombinationen von Zerkleinerungsverfahren, z.B. Schreddern, Schneiden, Zerstoßen [60]. Zwar können diese Verfahren gemäß [60] durch Anpassung der Korngrößen hinsichtlich der Reinheit teilweise optimiert werden, jedoch lassen sich zum einen keine Komponenten (Glasscheibe, Solarzellen) zurückgewinnen und zum anderen gibt es nach wie vor verunreinigte Teilchen. Aus diesem Grund werden diverse mechanische Verfahren entwickelt, die auf den Gewinn von Komponenten ausgelegt sind. Grundsätzlich ist der in Kapitel 4 beschriebene Prozess von Veolia zur automatischen Entfernung des Aluminiumrahmens und der Anschlussdose die Grundlage weiterer Verfahren.

Ein mögliches mechanisches Verfahren ist das Abkratzen. Abkratzen kann auf unterschiedliche Weise genutzt werden, je nach Ziel des Gesamtprozesses. Eine Anwendung beruht darauf, die Rückseite des Moduls abzukratzen und dabei die Rückseitenfolie, hintere EVA-Schicht, den Zellverbund und Teile der vorderen EVA-Schicht zu entfernen. Zurück bleibt das Frontglas mit einer dünnen EVA-Schicht, die in weiteren chemischen Prozessen entfernt werden kann. Somit kann die komplette Glasscheibe intakt gewonnen werden. [6]

Ein weiterer Prozess des Abkratzens hat zum Ziel, die Glasschicht soweit zu entfernen, dass am Ende nur eine dünne Glasschicht auf dem Laminatverbund verbleibt. Das so gewonnene Glas ist nicht verunreinigt und kann somit hochwertig weitergenutzt werden. Der Laminatverbund wird laut diesem Konzept zur weiteren Aufbereitung zu Metallrecyclern weitergegeben, um wertvolle Metalle, insbesondere Silber, zu gewinnen. [6]

Eine weitere neuartige Methode ist ein Abschneiden des Frontglases bei erhöhten Temperaturen. Hierbei wird das Frontglas vollständig erhalten. Dabei gibt es zwei unterschiedliche Herangehensweisen. Zum einen kann eine erhitzte Klinge genutzt werden, die an der Grenzschicht von EVA und Glas ansetzt. Zum anderen kann nach Erhitzung des Laminatverbundes auf 90 °C bis 120 °C das Glas abgeschnitten werden. Mit diesen beiden Verfahren lässt sich das Frontglas frei von Kontaminationen gewinnen [6]. Ein weiterer Ansatz untersuchte die mechanische Zerkleinerung unter Stickstoffkühlung bei -197 °C. Die anschließende Materialseparation wies einen höheren Separationsgrad auf. [6]

Ein weiteres experimentell untersuchtes Verfahren ist das Abschleifen von der Antireflexschicht, dem Emitter und dem p-n-Übergang der Zelle, um die Zellen in Waferqualität gewinnen zu können und somit durch anschließende Aufbereitungsmaßnahmen erneut verwenden zu können [61]. Für dieses Verfahren muss der Zellverbund bereits freigelegt sein. Die Vorteile aller mechanischen Zerkleinerungsverfahren sind, dass diese einen hohen Moduldurchsatz haben, energetisch günstig sind und eine hohe Materialgewinnungsquote erlauben. Durch die neuen Verfahren wird versucht, die Vorteile beizubehalten, aber gleichzeitig die Recyclingqualität zu erhöhen, indem zum Beispiel hochwertiges Glas gewonnen wird. Trotzdem werden die hier beschriebenen Verfahren in der Regel mit weiteren Verfahren kombiniert, um eine höhere Recyclingqualität zu erreichen. Daher werden als nächstes die thermischen Verfahren untersucht.

5.2.1.2 Thermische Verfahren

Bei den thermischen Verfahren, abseits der thermischen Ergänzungen wie in Abschnitt 5.2.1.1 beschrieben, geht es in erster Linie um die Verbrennung der EVA-Schicht, um das Glas und den Zellverbund gewinnen zu können. Zunächst erfolgen die typischen Vorbereitungsmaßnahmen, wie das Entfernen des Rahmens und der Anschlussdose. Im Anschluss werden die Module auf ca. 500 °C erhitzt. Das EVA wird somit verbrannt und übrig bleiben das saubere Glas und der Zellverbund. Durch Verbrennung der EVA-Schicht wird das Hauptproblem des Laminatverbundes eliminiert. Durch den somit freigelegten Zugang zu dem Glas und dem Halbleiter lassen sich einerseits eine hohe Materialquote und andererseits eine hohe Materialqualität erreichen, wenn der Zellverbund weiteren chemischen Prozessen im Anschluss zugeführt wird. Nachteilig an der thermischen Verbrennung ist, dass zum einen der Kunststoff definitiv irreversibel aus dem Materialkreislauf entfernt wird und zum anderen, dass der Energiebedarf im Vergleich zu mechanischen Verfahren hoch ist. Bei einigen Verfahren entstehen bei der Verbrennung giftige Gase, die beherrscht werden müssen. [6]

Nicht nur die EVA-Schicht kann durch thermische Verbrennung entfernt werden, sondern auch die Rückseitenfolie, welche sich in dem gleichen Temperaturbereich verbrennen lässt [61]. Insbesondere wenn die Rückseitenfolie Fluor enthält, müssen die entstehenden giftigen Gase kontrolliert werden. Bei der Verbrennung der Kunststoffe kommt es neben der verwendeten Höchsttemperatur auch auf die Geschwindigkeit des Temperaturanstiegs an. Die bei der Verbrennung entstehenden Gase, insbesondere die der EVA-Schicht, führen zu der Ausübung von mechanischen Kräften auf den Zellverbund. Ist das Ziel des Recyclingprozesses, intakte Zellen zu gewinnen, so müssen die entstehenden Kräfte durch eine mechanische Fixierung des Laminatverbundes mit Entlüftungsmöglichkeiten und durch eine präzise Erhöhung der Temperatur kontrolliert werden. [61]

5.2.1.3 Chemische Verfahren

Chemische Verfahren versprechen eine optimale Materialseparation und somit einen Weg zu einer hohen Upcyclingquote. Analog zu den thermischen Verfahren werden vor der chemischen Behandlung zunächst die Anschlussdose, die Rückseitenfolie und der Rahmen mechanisch entfernt, um den Laminatverbund freizulegen. In den Abschnitten 5.2.1.1 und 5.2.1.2 wird klar, dass zwar Fortschritte und teilweise Grundlagen für eine optimale Materialseparation gelegt werden, jedoch keines der Verfahren - auch in Kombination - in der Lage ist, eine hohe Upcyclingquote des gesamten Moduls zu erreichen. Die im Folgenden beschriebenen chemischen Verfahren sollen den Materialkreislauf endgültig schließen.

Wie bereits beschrieben, bestand der Fokus der anfänglichen Recyclingforschungen auf der Gewinnung der Zellmaterialien, um die hohen Fertigungskosten zu reduzieren. Offensichtlich haben sich diese Prozesse nicht durchgesetzt. Dies ist auf den veränderten Schwerpunkt des Recyclings zurückzuführen. Zudem stellten die benötigte Zeit für die chemischen Reaktionen sowie die entstehenden, teils toxischen Abfälle anfangs Probleme dar [6, 61]. Ziel der aktuellen Forschung muss somit sein, schnellere Reaktionsgeschwindigkeiten mit der

Vermeidung von toxischen Abfällen zu kombinieren, um die anfallenden Schrottmengen tatsächlich zirkulär zu recyceln.

Es gibt Forschungen zu unterschiedlichen Möglichkeiten, chemische Verfahren zu nutzen. Eine Möglichkeit ist, den Laminatverbund in eine organische Lösung wie Toluol zu geben und dadurch die EVA-Schicht aufquellen zu lassen, wodurch sich anschließend das Glas einfach ohne Beschädigung entfernen lässt [62]. Anhand der Einweichdauer von zwei Tagen, welche bereits durch eine erhöhte Temperatur von 90 °C optimiert wurde, wird die Problematik der Prozessdauer offensichtlich.

In einem weiteren experimentellen Versuch wurde eine Beschleunigung des Quellprozesses mithilfe von Mikrowellen erfolgreich untersucht [63]. Bei diesem Experiment wurden Mikrowellen mit einem Frequenzband von 300 MHz bis 1000 MHz auf das Modul gerichtet. Es wurde beobachtet, dass diese optimal von der Antireflexschicht absorbiert werden. Dadurch wurde die Kontaktfläche zwischen der EVA-Schicht und den Zellen gezielt erhitzt. Aufgrund der unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten wurden die Strukturen durch Brüche aufgetrennt, wodurch sich die organische Lösung schneller verteilen konnte. Durch den Einsatz der Mikrowellen konnten das EVA schneller aufquellen und somit die Glasschicht schneller entfernt werden. Eine komplette Separation des Testmoduls benötigte 2 h. [63]

Nach erfolgreich abgelöster Glasschicht lässt sich das EVA zum Beispiel mit einer alkalischen Lösung (z.B. Natriumhydroxid oder Kaliumhydroxid) bei einer Prozessdauer von etwa einem Tag ablösen, wodurch der Zellverbund freigelegt wird [6]. Experimentell wurde in einer weiteren Studie festgestellt, dass die Verwendung von Ultraschall zur Erhitzung zu einer beschleunigten Ablösung der EVA-Schicht führen kann [64]. In einem dritten chemischen Schritt wird durch das Ätzen des Zellverbunds das Silber gelöst. Dieses Verfahren ist mit ca. 20 Minuten im Vergleich relativ schnell und erlaubt eine vollständige Materialseparation des Zellverbunds [62]. Insbesondere die letzte Anwendungsmöglichkeit chemischer Verfahren ist Grundlage für eine zirkuläre Wertschöpfung für die Materialien des Zellverbundes, da das Silizium mit einer Reinheit von 99,999 % gewonnen werden kann und somit erneut in der PV-Industrie zum Einsatz kommen kann [62]. Werden die Zellen in Waferqualität durch das unter Abschnitt 5.2.1.1 beschriebene mechanische Abschleifen gewonnen, dann kann die raue Oberfläche durch chemische Verfahren geglättet werden [61].

Zuletzt wird ein Recyclingprozess vorgestellt, welcher sich ausschließlich mit dem Recycling der Zellen beschäftigt, also eine Vorbehandlung zur Entfernung aller anderen Modulkomponenten erfordert [20]. Für die chemische Lösung von Silber wird häufig Salpetersäure genutzt, für die Reinigung von Silizium Natriumhydroxid oder Flusssäure. Je nach Reinheitsgrad und Materialquote werden die chemischen Verfahren miteinander kombiniert. Dadurch werden teilweise große Mengen an Chemikalien benötigt, welche insbesondere im Fall von Flusssäure sehr gefährliche Abfälle erzeugen. Daher wurde in [20] ein kombinierter Prozess zum Zellrecycling untersucht. In diesem Prozess wurde die Beziehung zwischen Recyclingqualität und erforderlichen Prozessen auf Zellebene untersucht. Ziel war es, die benötigten Chemikalien zu reduzieren. Dafür wurde das Silber im ersten Schritt nicht mit einer chemischen Ätzung entfernt, sondern mithilfe von Galvanik. Nur die Frontseite der Zelle wurde dafür in die Elektrolytlösung (Versilberungslösung) gegeben. Durch eine

Kontrolle der angelegten Spannung und Stromdichte konnten die Silberkontakte innerhalb weniger Minuten abgelöst werden und gleichzeitig der Elektrolyt erhalten werden. Die Reinheit des Silbers betrug 99,9%, die Materialquote 95%. Dieser Prozess demonstriert eine effiziente Möglichkeit, Salpetersäure zu ersetzen. Die Reinheit des Siliziums nach dem galvanischen Prozess betrug 94,766%. Zur Aufbereitung des Siliziums wurde anschließend eine Behandlung mit Natriumhydroxid vorgenommen, durch die Silizium mit einer Reinheit von 99,99% gewonnen werden konnte. Eine anschließende Behandlung mit Flusssäure erhöhte die Reinheit auf 99,999%. Ein Life-Cycle-Assessment (LCA) dieses Prozesses wurde vorgenommen. Die Ergebnisse demonstrierten, dass die geringsten Umweltbelastungen erzielt wurden, wenn der Prozess ohne die Flusssäurebehandlung durchgeführt wurde, da diese zu erheblichen Gefahren für die Umwelt führt. [20]

Die Beobachtungen heben hervor, dass chemische Prozesse durch die entstehenden chemischen Abfälle problematisch sind. Daher müssen entweder reversible Prozesse entwickelt oder die Nutzung von Chemikalien optimiert werden.

5.2.1.4 Elektrochemische Verfahren

Neben der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Anwendung von Galvanik wurde ein weiteres elektrochemisches Verfahren zur Gewinnung der Zellmaterialien des Zellverbunds in [65] untersucht. Voraussetzung ist eine Vorbehandlung der Module dahingehend, dass die EVA-Schicht bereits entfernt wurde. In diesem experimentellem Versuch kommt eine mit Bor dotierte Diamant-Anode, eine aus Glaskohlenstoff bestehende Kathode und als Elektrolyt Schwefelsäure zum Einsatz. Durch Variation der Schwefelsäurekonzentration und der Anpassung der Stromstärke wurde die elektrochemische Reaktion so optimiert, dass sich die Zellmaterialien von der Zelle ablösen und an der Kathode ablagern. Zwar funktioniert die Reaktion mit jedem der vorhandenen Zellmaterialien, jedoch hängt die benötigte Zeit der einzelnen Reaktionen davon ab, wie edel die Metalle sind. Daher muss die Kathode regelmäßig von den Ablagerungen befreit werden, um somit die Reaktion für die edleren Metalle nicht aufzuhalten. Schlussendlich konnte experimentell bewiesen werden, dass mithilfe elektrochemischer Verfahren eine Separation der Zellmaterialien möglich ist und durch die Verwendung der Schwefelsäure keine chemischen Abfälle entstehen, da diese in in einer reversiblen Reaktion agiert. [65]

5.2.1.5 Optische Verfahren

Alle bis hierhin untersuchten Verfahren haben gemein, dass das EVA generell am Ende nicht recycelt wird. Stattdessen wird es bei den mechanischen Verfahren nicht genügend separiert, bei thermischen Verfahren wird es gänzlich aus dem Materialkreislauf genommen und bei den chemischen wird das EVA in der Regel aufgelöst. Ein in [66] experimentell untersuchtes Verfahren probiert diese Lücke teilweise zu schließen, indem die EVA-Schicht der Zellrückseite mithilfe eines gepulsten Lasers abgelöst wird. Durch eine Optimierung der Leistungsdichte und Pulshäufigkeit konnte die Rückseite der EVA-Schicht durch den Laser erwärmt und anschließend mechanisch entfernt werden. Der Zellverbund wurde durch

die korrekten Einstellungen nicht beschädigt. Vorteile dieses Verfahrens ist die Gewinnung der intakten, nicht verunreinigten EVA-Schicht der Rückseite, welche anschließend den Kunststoffrecyclingprozessen zugeführt werden kann. Somit könnten basierend auf der Schrottnprognose aus Kapitel 3 ca. 1,44 Mt EVA bis 2050 recycelt werden. Durch die selektive Entfernung der rückseitigen EVA-Schicht eröffnen sich in der Theorie Möglichkeiten, defekte Module zu reparieren, wenn die Rückseite beschädigt ist. [66]

5.2.1.6 Elektrohydraulische Verfahren

Klassische mechanische Verfahren leiden unter ungenauer Materialtrennung nach der Zerkleinerung, weil die Partikelgrößen der einzelnen Materialien sich nicht ausreichend unterscheiden, um mit einfachen Siebverfahren eine Trennung zu erreichen [67]. Durch die elektrohydraulische Zerkleinerung (EHZ) wird versucht, dieses Problem anzugehen [67, 68, 69]. Das Prinzip basiert darauf, dass das zu zerkleinernde Modul in einer Flüssigkeit z.B. Wasser versenkt ist und mithilfe von Hochspannungsentladungen Schockwellen durch das flüssige Medium an das Modul übertragen werden. Diese Stöße greifen insbesondere natürliche Schwachstellen des Moduls wie Materialübergänge an, wodurch z.B. die Silberkontakte von dem Silizium abgelöst werden. Dadurch entsteht eine materialelektive Zerkleinerung des Moduls. Die unterschiedlichen Materialien werden dabei in verschiedene Korngrößen zerkleinert, was eine anschließende Trennung durch Siebverfahren ermöglicht [68, 69]. Die Vorteile dieses Verfahren sind die qualitativ höherwertige und schadstofffreie Materialseparation und die damit einhergehende verbesserte Wirtschaftlichkeit [69]. Die Nachteile liegen in dem Verfahren an sich, da es eine präzise Kontrolle der Hochspannungsentladungen erfordert, was gerade bei Anlagen im industriellen Maßstab eine Herausforderung darstellt. Hinzu kommt die Notwendigkeit von weiteren Verfahren zur Trocknung der Materialien, bevor diese sortiert werden können oder der Entwicklung von industriellen dichteabhängigen Sortierverfahren [69].

5.2.2 Komplette Recyclingprozesse

In den vorherigen Abschnitten wurden die Entwicklungen von verschiedenen Verfahrensarten analysiert. In diesem Abschnitt werden vollständige Prozesse analysiert, welche unterschiedliche Verfahren miteinander kombinieren. Diese Prozesse sollen das Ziel haben, eine hohe Upcyclingquote zu erreichen, eine möglichst geringe Umweltbelastung zur Folge zu haben, einen hohen Durchsatz erlauben und gleichzeitig so wirtschaftlich wie möglich zu sein.

Der erste Prozess zum vollständigen Recycling von PV-Modulen ist der sogenannte Full Recovery End-of-Life Photovoltaik-Prozess (FRELP-Prozess) [70]. Das von der Europäischen Union geförderte Forschungsprojekt sollte einen industriell umsetzbaren Recyclingprozess entwickeln, der den Materialkreislauf der verwendeten Materialien der Module schließt. Nach Beendigung der Forschungen im Jahr 2015 sollte eine Anlage mit einer Kapazität von 7000 t PV-Schrott pro Jahr errichtet werden. Aufgrund der damals geringen Schrottmengen wurde die Anlage nie gebaut [71]. Der FRELP-Prozess ist in Abbildung 5.3 dar-

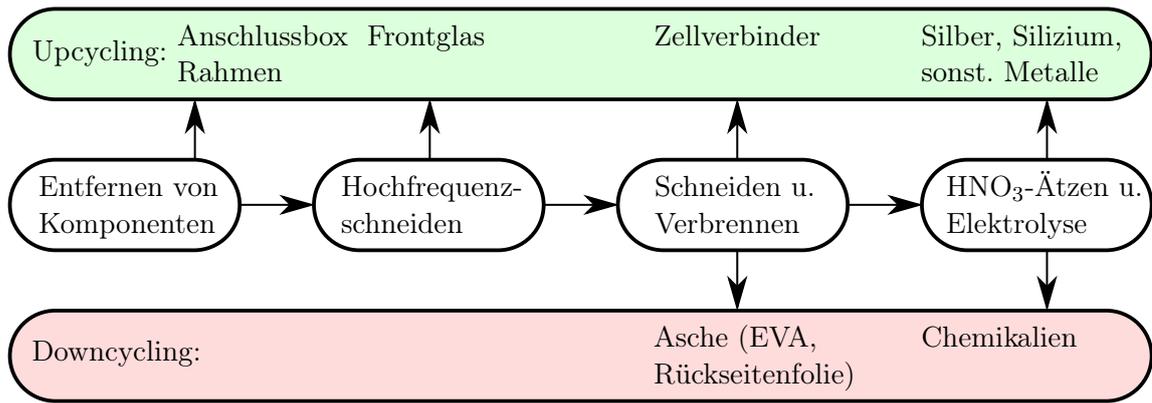


ABBILDUNG 5.3: Wichtigste Recyclingschritte des FRELP-Prozesses [70]

gestellt. Der erste Prozessschritt ist das automatisierte Entfernen des Rahmens und der Anschlussdose. Im zweiten Schritt wird das Glas unter erhöhten Temperaturen mit einem Hochfrequenzmesser von dem restlichen Laminatverbund abgeschnitten. Eine anschließende optische Trennung separiert die sauberen Glasteile (98 % des Glases) von den mit EVA verklebten 2 %. Der Rest des Laminatverbundes wird in kleine Teile zerschnitten, um die nachfolgenden Prozessschritte zu optimieren. Sowohl das EVA als auch die Rückseitenfolie wird im Anschluss verbrannt. Die Asche wird sortiert und die Zellverbinder gewonnen. Der Rest der Asche wird in Salpetersäure gegeben, um die restlichen Metalle von den Zellen zu lösen. Durch eine Filterung kann das Silizium von den gelösten Metallen getrennt werden. Diese werden im letzten Schritt durch Elektrolyse gewonnen. [70]

Basierend auf dem FRELP-Prozess wurde ein umfangreiches LCA durchgeführt. Die Systemgrenzen fangen bei dem Transport des PV-Schrotts an und enden vor der erneuten Nutzung der Rohstoffe [72]. Innerhalb der Systemgrenzen wird angenommen, dass die industriell praktizierte Durchführung eines vollständigen Upcyclingprozesses nicht an einer einzelnen Recyclingstätte erfolgen wird. Stattdessen werden Transportwege zwischen einigen Schritten wie der Verbrennung der Kunststoffe und der chemischen Behandlung notwendig sein. Die größten Umweltbelastung in Kohlenstoffdioxid-Äquivalenten ($\text{CO}_{2\text{eq}}$) wird mit 34 % durch die Kunststoffverbrennung verursacht. Die Summe aller Transporte trägt zu 29 % bei und die chemische Metallaufbereitung hat einen Anteil von 24 %. Mechanische Prozessschritte wie das Entfernen des Rahmens, der Anschlussdose sowie das Schneiden des Glases verursachen insgesamt weniger als 10 % der Belastungen. Die Gesamtbelastung des FRELP-Prozesses in $\text{CO}_{2\text{eq}}$ beträgt etwa 370 kg pro Tonne EoL-Module. [72]

Ein weiterer Recyclingprozess ist ein auf Laborebene durchgeführter Prozess, welcher mechanische, thermische und chemische Verfahren nutzt (Abbildung 5.4) [73]. Weil der Prozess auf Laborebene durchgeführt wurde, ist der erste Schritt, die mechanische Entfernung des Rahmens und der Anschlussdose, manuelle Handarbeit. Als nächstes wird der Laminatverbund in eine organische Toluollösung gegeben. Toluol wurde bereits in vergangenen Studien als effektives Medium zum Behandeln der EVA-Schicht erprobt [62]. Analog zu den Versuchen der Vergangenheit wird in diesem Prozess die Toluollösung auf 90 °C erwärmt, um den Prozess zu beschleunigen. Nach entsprechender Einweichdauer quillt das EVA zwischen Glas und Zellverbund an den Seiten heraus. Die Rückseitenfolie lässt sich abziehen, genau wie die Zellverbinder auf der Rückseite. Die Einweichung in Toluol reicht jedoch nicht aus,

um den Laminatverbund zwischen Glas, EVA und Zellverbund vollständig aufzutrennen. Dies geschieht in diesem Prozess manuell mit einem Meißel. Somit sind bis auf den Mix aus Zellen und EVA alle Komponenten sauber getrennt. Um die Zellüberreste von dem EVA zu lösen, wird das Gemisch bei 500 °C verbrannt, wodurch die EVA-Reste erfolgreich entfernt werden. Die Zellverbinder wurden manuell vom Silizium getrennt. Um die Silberkontakte von dem Silizium zu trennen, wurden die Zellreste in Salpetersäure gegeben. Dieser letzte Prozessschritt löst das Silber vom Silizium. Das Ergebnis ist eine vollständige Separation aller relevanten Modulkomponenten. [73]

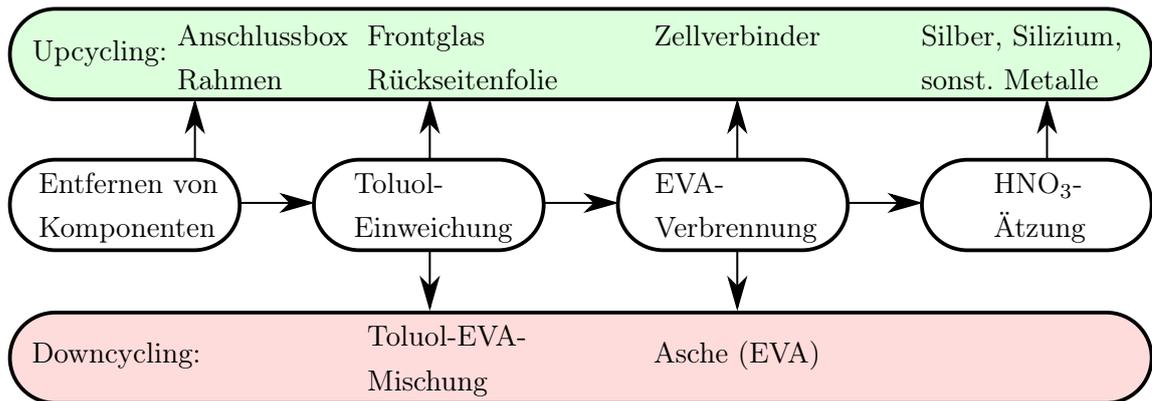


ABBILDUNG 5.4: Recyclingprozess zur Erreichung einer hohen Upcyclingquote nach [73]

Während des kompletten Prozesses in [73] wurden wichtige Parameter wie die Arbeitsdauer, Energieaufwand, Materialnutzung usw. gemessen. Die Messwerte wurden genutzt, um eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und ein LCA vorzunehmen. Die komplette Prozessdauer beträgt ca. 115 h, wobei der Großteil mit ca. 100 h durch den Einweichprozess von Toluol verursacht wird. Die thermische Verbrennung der EVA-Schicht dauert etwa 5 h und die manuellen Arbeiten summieren sich auf etwa 8,5 h. Offensichtlich lassen sich die manuellen Arbeitsschritte durch bereits industriell angewandte, automatisierte Prozesse reduzieren. Die manuellen Arbeitsschritte stellen gleichzeitig die größte Kostenposition dar, sodass diese durch Automatisierung und einer Ausnutzung von günstigeren Arbeitsbedingungen reduziert werden können. Durch den kleinen Labormaßstab werden die Chemikalien und der Laboraufbau nicht optimal genutzt, wodurch die Kosten verhältnismäßig hoch sind. Die Kosten des Recyclingprozesses auf Laborebene betragen abzüglich theoretischen Umsatzes etwa 29 \$/Modul. Die Laborstudie wurde an kleinen Modulen (220 · 250 · 18 mm) durchgeführt und basierend auf den beschriebenen Parametern wurde der Prozess für einen Industriemaßstab optimiert. Automatisierte Prozesse reduzieren die Arbeitskosten und die benötigte Prozessdauer. Außerdem wird eine effizientere Nutzung von Chemikalien und Heizprozessen angenommen. Die Kapazität des theoretischen Prozesses ist auf 1.000.000 kleine Module pro Jahr ausgelegt. Infolge dessen reduzieren sich die Kosten abzüglich Umsatz auf 3,3 \$/Modul, wobei die größte Kostenposition die Einweichung in Toluol ist. Laut den Autoren ist auch dieser Prozess nicht wirtschaftlich, obwohl Upcycling erzielt wird. Bezüglich des LCA wurde der Prozess auf Laborlevel sowohl mit dem optimierten Prozess als auch mit der Entsorgung von Modulen auf Schrottplätzen verglichen. Analog zu der Kostenanalyse sind die Umweltauswirkungen des Laborprozesses durch den hohen

Materialaufwand sehr hoch, es wird kein positiver Effekt durch das Recycling erzielt. Auf industrieller Ebene kann durch die Gewinnung der Modulmaterialien die durch den Recyclingprozess verursachten Umweltbelastungen kompensieren. Somit ist eine Umsetzung dieses Prozesses aus Umweltgründen sinnvoller als eine Entsorgung über Schrottplätze. [73]

5.2.3 Wirtschaftliche Betrachtungen der Entwicklungen des Recyclings

Die beiden vorgestellten Prozesse sind unter aktuellen Bedingungen nicht wirtschaftlich. Auch unter theoretischen, optimierten Industriebedingungen wurde kein kostenneutrales Recycling erreicht. Dieser Umstand wird durch eine theoretische Kombination zweier Recyclingprozesse in [74] bestätigt. In der Studie wurde der FREL-Process und ein weiterer Prozess mit dem Ziel kombiniert, eine hohe Materialqualität und Materialquote möglichst wirtschaftlich zu erreichen. Dieser theoretische Hybridprozess konnte auch unter industriellen Maßstäben nicht wirtschaftlich betrieben werden [74].

In einer technoökonomischen Analyse [17] wurden drei verschiedene Recyclingprozesse hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gegenüber der Entsorgung auf Schrottplätzen verglichen. Der erste Prozess ist der aktuell durchgeführte Recyclingprozess durch Glasrecycler. In dem zweiten Prozess werden mechanische Verfahren mit chemischen kombiniert, sodass sowohl das Glas als auch Siliziumpulver, Kupfer und Silber gewonnen werden. Der dritte Prozess nutzt zusätzlich thermische Verfahren und erlaubt den Gewinn von vollständigen Wafern. Untersucht wurde, inwieweit diese Prozesse gegenüber der Entsorgung auf Schrottplätzen wirtschaftlicher sein können oder nicht. Festgestellt wurde, dass keiner der Prozesse einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber der Schrottplatzentsorgung hat. Zwar steigt der mögliche Umsatz mit der Komplexität der Recyclingprozesse an, da die Materialqualität zunimmt, jedoch steigen die Kosten stärker an. Aus den Ergebnissen stellt sich die Forderung, weltweit die gesetzlichen Vorgaben dahingehend zu ändern, dass die Schrottplatzentsorgung illegal wird, um zumindest ein Mindestlevel an Recycling zu erhalten, da der einfache Glasrecyclingprozess nur unwesentlich teurer ist als die Schrottplatzentsorgung. Damit die beiden Upcyclingprozesse wirtschaftlich werden, ist eine Kostenreduzierung von ca. 30 % notwendig. [17]

Der Preisvorteil von Solargrade-Silizium gegenüber metallurgischem Silizium ist eine Motivation, eine hohe Recyclingqualität zu erreichen [20]. So beträgt der Preis für 1 kg metallurgisches Silizium auf dem Weltmarkt etwa 2 \$, während 1 kg Solargrade-Silizium 9 \$ kostet [20].

Die Wirtschaftlichkeit des Recyclings hat Potenzial zur Verbesserung. Zum einen wird durch den Anstieg des Schrottvolumens die Ausnutzung von industriellen Anlagen erhöht, sodass diese effizienter betrieben werden [17]. Zum anderen kann sich ein konzeptionelles Umdenken des Recyclingumfangs positiv auf die Bilanz auswirken, wenn die wirtschaftliche Betrachtung nicht nur auf den PV-Modulen liegt, sondern zusätzlich die anderen Komponenten der Anlage einbezogen werden. Insbesondere die Betrachtung der Stahlkonstruktion zur Modulmontage auf Freiflächen kann wirtschaftliche Vorteile bringen [17]. Hinzu könnten Änderungen von Rohstoffpreisen kommen, insbesondere wenn Silizium teurer wird, kann die Entwicklung zu Upcycling beschleunigt werden [17].

5.2.4 Schließen des Materialkreislaufs - Upcycling als Rohmaterialersatz

Ziel einer hohen Upcyclingquote ist letztlich die Reduzierung von benötigtem Rohmaterial für die Produktion neuer PV-Module. Daher wird in diesem Abschnitt die mögliche Verwendung von recyceltem Silizium in der Neuproduktion von PV-Modulen betrachtet.

Es stellt sich die generelle Frage, welche Reinheit für die PV-Industrie überhaupt erforderlich ist. In der PV-Industrie kommt hochreines Polysilizium zum Einsatz [52]. Die Reinheit wird zur Vereinfachung als Anzahl der Neunen angegeben. Das verwendete Polysilizium hat eine Reinheit von 8N (99,999 999 %) bis 11N (99,999 999 999 %) [52]. Diese Reinheit ist notwendig, um moderne Zelltypen produzieren zu können, da sich die Reinheit direkt auf die Effizienz auswirkt [52].

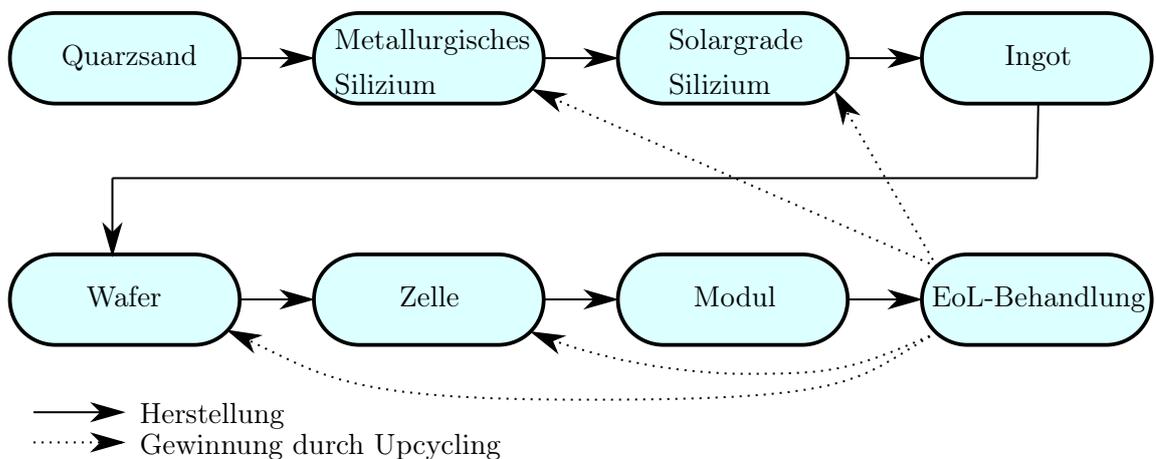


ABBILDUNG 5.5: Aufbereitung von Silizium für die Verwendung in PV-Modulen. [11, 52]

In Abbildung 5.5 sind die unterschiedlichen Phasen der Verarbeitung von Silizium dargestellt, um in PV-Modulen zum Einsatz zu kommen. Die Basis für die Produktion ist Quarzsand, welcher unter hohen Temperaturen reduziert wird [11]. Die Reinheit des metallurgischen Siliziums beträgt 2N [11, 52]. In der Regel wird anschließend das Siemens-Verfahren angewandt, um Solargrade-Silizium in Form von Polysilizium zu erhalten [11, 52]. Dieses wird anschließend aufbereitet, um entweder als polykristalliner oder monokristalliner Ingot in Wafer geschnitten zu werden [11, 52]. Das zur Zeit verwendete Standardmaß G1 hat eine Fläche von $158,75 \cdot 158,75 \text{ mm}^2$ [18]. Die Wafer werden zu Zellen verarbeitet und in einem Modul zusammengeschaltet [11, 52].

Der Prozess zum Recycling der Zellmaterialien in [20] hat gezeigt, dass selbst die Kombination mehrerer chemischer Recyclingverfahren bestenfalls eine Reinheit von 5N erreicht. Gleichzeitig nimmt die durch den Recyclingprozess verursachte Umweltbelastung stark zu. Das bedeutet, dass die aktuell erforschten Recyclingprozesse nicht in der Lage sind, Polysilizium für die Neuproduktion von Wafern in ausreichender Qualität bereitzustellen [20]. Wenn also die Gewinnung von Solargrade-Silizium durch Recycling derzeit nicht realistisch ist, dann stellt sich zwangsläufig die Frage, ob das Silizium der Zellen überhaupt mit Reinheiten von 4N oder 5N recycelt werden muss. Stattdessen kann der Fokus des Recyclings der Zellen darauf liegen, das wertvolle Silber zu gewinnen und eine Reinheit von Silizium von 2N zu erreichen. Dieses kann dann als Zugabe in den Produktionsprozess gegeben

werden und somit als Quelle von metallurgischem Silizium dienen [75]. Damit kann der Bedarf an Rohmaterial gesenkt werden und gleichzeitig die Kosten für das Recycling gering gehalten werden. Eine Studie hat den Einsatz von recyceltem Silizium als Materialersatz wirtschaftlich untersucht [75]. Festgestellt wurde, dass die Nutzung von 2N Silizium aus recycelten Modulen im Vergleich zur Nutzung von Rohmaterialien im Produktionsprozess ähnliche Modulkosten verursacht [75].

Eine weitere Möglichkeit, recyceltes Silizium mit einer Reinheit von 4N oder 5N in der Produktion zu verwenden ist, dieses als Solargrade zu klassifizieren und entsprechend niedrigere Effizienzen der Module in Kauf zu nehmen [75]. Die Anforderungen an die Recyclingkosten steigen somit zusätzlich an, da diese die Einkaufskosten von Solargrade-Silizium aufgrund der geringeren Effizienzen nun unterbieten müssen. Mit den aktuellen Forschungen bezüglich sehr hochwertiger Recyclingverfahren lässt sich diese Anwendung von recyceltem Silizium nicht wirtschaftlich umsetzen [75]. Die Anforderungen an die Recyclingqualität sind dabei nach wie vor hoch, sodass selbst im Fall einer kostenfreien Bereitstellung des recycelten Siliziums an die Modulhersteller die Effizienzabweichung maximal 2,5 % gegenüber neuwertigen Modulen betragen darf [75].

Die Entscheidung, ob sich die Recyclingqualität mit einer Reinheit von 2N oder 4N–5N sich in Zukunft durchsetzen wird, hängt neben den aktuellen Recyclingkosten auch von weiteren Faktoren ab. Basierend auf den Schrottnprognosen wird die Menge an EoL-Modulen zunehmen und gleichzeitig aufgrund der Ausbauziele der Bedarf an Neomodulen hoch bleiben. Der somit hoch bleibende Bedarf an Silizium und die gleichzeitig ansteigende Verfügbarkeit durch recyceltes Silizium kann dazu führen, dass die Modulhersteller den Recyclingmarkt erschließen [75]. Das kann dazu führen, dass intensiv Recyclingprozesse erforscht werden, welche Solargrade-Silizium gewinnen. Energetisch gesehen ist die Herstellung von Solargrade-Silizium aus metallurgischem Silizium sehr aufwendig und somit können die Produzenten von hochwertigem Recycling profitieren [75]. Von zentraler Bedeutung ist, inwieweit die Lernkurve des Recyclings dauerhaft zu niedrigeren Kosten führen kann, wenn die Lernkurve der Modulherstellung zu niedrigeren Herstellungskosten führt [75].

Eine dritte Möglichkeit, Silizium in neuen PV-Modulen zu verwenden, ist die komplette Nutzung von Wafern [61]. Attraktiv ist diese Anwendungsmöglichkeit insbesondere aus Umweltgründen [76]. Die Nutzung von Wafern spart einen Großteil der Emissionen während der Produktion neuer PV-Module. Ein Vergleich der Umweltbelastungen einer Produktion mit und ohne recycelten Wafern ergab, dass über 50 % der Emissionen eingespart werden können, wenn recycelte Wafer zum Einsatz kommen [76]. Daher ist die Erforschung wirtschaftlicher Recyclingprozesse zur Gewinnung von Wafern erstrebenswert.

Der Recyclingprozess muss so ausgelegt sein, dass die Zellen nicht zerstört werden. In dem bereits beschriebenen Prozess in [61] wurde die Antireflexschicht, der Emitter und der p-n-Übergang mechanisch abgeschliffen und anschließend chemisch geglättet. Eine anschließende Aufbereitung durch einen industriellen Standardprozess führte zu einer funktionsfähigen Solarzelle. Die ursprüngliche Dicke der Wafer betrug 200 μm [61]. Der recycelte Wafer war 180 μm dick. Der ursprüngliche Wirkungsgrad betrug 16,5 % bis 17,0 %, während der neue Wirkungsgrad zwischen 16,6 % und 16,9 % lag. Durch diesen Prozess konnte

eine erfolgreiche Neunutzung alter Wafer demonstriert werden und somit energetisch aufwendige Herstellungsprozesse vermieden werden [61].

Auch in anderen Studien wurde dieser Weg des Recyclings untersucht und ebenso festgestellt, dass die neuen Zellen auf einem ähnlichen Effizienzlevel liegen wie die ursprünglichen Zellen [75]. Dabei wurden sogar gebrochene Zellen erneut eingeschmolzen und zu funktionsfähigen Zellen aufbereitet. Es stellt sich aber die grundsätzliche Frage, inwieweit diese bisher nur auf Laborebene getesteten Verfahren auf industrieller Seite relevant werden. Die Aufbereitung und Wiederverwendung von alten Wafern hat auf der technischen Seite Nachteile. Zum einen weichen ältere Waferspezifikationen (Dicke, Flächemaß, Dotierung, usw.) von neuen Technologien ab, wodurch diese nicht nahtlos in eine aktuelle Massenproduktion eingebunden werden können. Zum anderen weichen die Spezifikationen der alten Wafer auch untereinander ab, sodass eine separate Produktionslinie von Alt-Wafern technisch ebenfalls vor Herausforderungen steht. Auf der wirtschaftlichen Seite sorgen stetig fallende Produktionskosten dafür, dass das kostenintensive Recycling der alten Wafer wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig wird und gleichzeitig schlechtere Moduleffizienzen als bei modernen Module erreicht werden. Auch hier hängt die spätere Umsetzung davon ab, wie sich die Lernkurven entwickeln. Lassen sich die Kosten für das Recycling von Wafern durch industrielle Maßstäbe und Lerneffekte reduzieren, könnten die recycelten Wafer in PV-Anwendungen abseits klassischer Module zum Einsatz kommen. [75]

5.2.5 Zusammenfassung der Entwicklungen zum Recycling

Es wurden verschiedene Verfahrensarten vorgestellt. Ein Großteil der Verfahren beschäftigt sich mit dem Recycling der EVA-Schicht, um somit Zugriff auf die Solarzellen zu erhalten. Das EVA wird in der Regel nicht wiederverwendet, hat einen geringen Materialwert und wird daher häufig verbrennt. Die Zellen werden in der Regel chemisch weiterbehandelt, um die wertvollen Silberkontakte zu gewinnen. Durch die vorgestellten Recyclingverfahren können vollständige Prozesse entwickelt werden und die hochwertigen Materialien zur Produktion neuer Module verwendet werden. Die erforderliche Reinheit von Silizium zur Neuproduktion kann durch Recycling nicht erreicht werden. Stattdessen muss das Silizium als 2N Silizium zu Polysilizium aufbereitet werden. Unabhängig von der erreichten Materialqualität ist zur Zeit kein Upcyclingprozess wirtschaftlich attraktiv.

5.3 Entwicklungen: Regularien

Die vorangegangenen Abschnitte haben demonstriert, dass intensive Forschungsanstrengungen auf technischer Seite die Materialquote und Materialqualität von Recyclingprozessen von PV-Modulen erhöhen können. Eine erfolgreiche Schließung des Materialkreislaufes könnte erreicht werden. Die technischen Lösungen stehen jedoch den wirtschaftlichen Herausforderungen gegenüber, da die Prozesse aktuell weit davon entfernt sind, wirtschaftlich zu sein. In vielen Teilen der Welt sehen die Regularien eine entsprechende EoL-Behandlung

zudem nicht vor. Tatsächlich ist eine Entsorgung über Schrottplätze zur Zeit die wirtschaftlichste Methode, um EoL-Module zu entsorgen [17]. Wenn wirtschaftliche Bedingungen eine zirkuläre Wertschöpfung verhindern, sind Regularien eine sinnvolle Methode, um entsprechende Nachhaltigkeitsziele zu erreichen. Sobald die Entsorgung über Schrottplätze entweder mit hohen Kosten verbunden ist oder sogar gesetzeswidrig ist, müssen andere Möglichkeiten zur EoL-Behandlung erschlossen werden [17]. Die WEEE-Richtlinie demonstriert die Wirkung, zeigt aber gleichzeitig die Grenzen auf, da zur Zeit ohne wirtschaftliche Anreize stets die kostengünstigste Variante der EoL-Behandlung industriell umgesetzt wird. Daher wird in diesem Abschnitt die Entwicklung zu Regularien analysiert. Dabei werden sowohl Regularien betrachtet, die die EoL-Behandlung in den Fokus nehmen als auch Regularien, die auf Designaspekte von PV-Modulen abzielen, um die Recyclingfähigkeit als Designaspekt bei der Entwicklung neuer PV-Module zu inkludieren.

5.3.1 Regularien zur EoL-Behandlung

Regularien zur EoL-Behandlung zielen darauf ab, den Materialfluss zu kontrollieren. Im Sinne einer zirkulären Wertschöpfung sollen idealerweise keine Abfälle entstehen und genutztes Material nicht irreversibel recycelt werden. Anhand der Zahlen zum allgemeinen Recycling kann die Größenordnung der Herausforderung abgeschätzt werden. So wurden bis heute weltweit nur 9 % aller produzierten Materialien recycelt [77]. Regionale Unterschiede zeigen, dass die Recyclingquoten weltweit sehr unterschiedlich sind [77]. Während in Europa dank der regulatorischen Vorgaben die Recyclingquote (Down- und Upcycling) ca. 43 % beträgt, ist diese in weiten Teilen der Welt nach wie vor deutlich geringer, da gesetzliche Vorgaben fehlen [77]. Daran ist erkennbar, dass weltweit große Anstrengungen notwendig sind, um eine nachhaltige Materialwirtschaft zu erzielen. Gefordert sind hier insbesondere die Industrieländer, da diese den Großteil an Elektroschrott produzieren und diesen in Entwicklungsländer exportieren, obwohl in diesen entsprechende Recyclingstrukturen fehlen [77].

In den USA fallen PV-Module auf Bundesebene aktuell unter die allgemeine Abfallverwertung und erfahren somit keine spezielle Behandlung [78]. Einzelne Staaten haben kürzlich Regularien entwickelt oder sind aktuell dabei, PV-spezifische Regularien zu entwickeln [78]. Bekanntermaßen sind in Europa die Vorgaben zur EoL-Behandlung in der WEEE-Richtlinie festgeschrieben. Hochwertiges Recycling wird in dieser Richtlinie nicht explizit vorgeschrieben. Stattdessen sollen die verwendeten Recyclingverfahren den Stand der Technik abbilden [77]. Durch die aktuelle Linearität des Materialflusses ist ein Umdenken der Hersteller, Verbraucher und Gesetzgeber erforderlich, um eine zirkuläre Wertschöpfung zu fördern. Das Circuloprojekt fordert an dieser Stelle Richtlinien, welche umweltfreundliche Produktentwicklungen begünstigen [58].

5.3.2 Regularien zu Designaspekten bei der PV-Entwicklung

Wird die zukünftige EoL-Behandlung bei der Entwicklung von PV-Modulen miteinbezogen, dann kann dies eine zirkuläre Wertschöpfung fördern [79]. Dazu hat die IEA 2021 PV-spezifische *Design for Recycling Guidelines* vorgestellt [79]. Die Empfehlungen aus [79] sind:

1. Eine nachhaltige und transparente Identifikationsmöglichkeit von Modulen und deren Zusammensetzung, um auch nach Jahrzehnten ein sicheres Recycling dieser Module vornehmen zu können.
2. Einen Fokus auf die Nutzung von einer Fluor-freien Rückseitenfolie zu legen, da Fluor insbesondere bei Pyrolyse Probleme verursacht.
3. Eine sorgfältige Nutzung von Metallen, um z.B. im Falle von Silber die Weltreserven nicht zu stark zu strapazieren oder z.B. im Fall von Lötstellen auf Blei zu verzichten.
4. Einen Forschungsschwerpunkt auf das Verkapselungsmaterial zu legen, um die EVA Nutzung zu reduzieren, das EVA einfacher entfernen zu können oder gar eine Materialalternative zu EVA zu etablieren.
5. Die Wirtschaftlichkeit und Recyclingfähigkeit im Tandem zu betrachten, wie z.B. rahmenlose Module vs. Module mit Rahmen oder Module mit Rückseitenfolie vs. Glasrückseite.
6. Eine Verbesserung der Abdichtung zu erzielen, um Schäden bei der Entfernung des Rahmens zu vermeiden.

In einer weiteren Studie wurden zudem die aktuelle Varianz an Modulgrößen und Modultypen bemängelt und die Forderung nach Vereinheitlichung gestellt [80]. Bei PV-Modulen muss zudem der Konflikt zwischen Langlebigkeit und Recyclingfähigkeit stärker in den Fokus gerückt werden [79]. Die Erhöhung der Lebensdauer reduziert den stetig benötigten Materialbedarf für die Neuproduktion. Gleichzeitig darf die Erhöhung der Lebensdauer nicht auf Kosten der Recyclingfähigkeit gehen, da ansonsten der Materialkreislauf nicht geschlossen werden kann.

5.3.3 Zusammenfassung der Entwicklungen zu Regularien

Um hochwertige Recyclingprozesse industriell aufzubauen, müssen weltweit Regularien implementiert werden. Die erforderlichen Regularien werden aktuell jedoch nicht implementiert, nur vereinzelt gibt es Fortschritte. Nicht nur die Materialquote und -qualitäten, sondern auch ökologische Designaspekte in der Entwicklung neuer Module müssen spezifiziert werden. Hierfür gibt es theoretische Ansätze, welche die EoL-Behandlung beim Recycling verbessern könnten.

Kapitel 6

Entwicklungen der PV-Technologie

Aus den letzten Kapiteln konnten die Probleme bei der aktuellen und zukünftigen EoL-Behandlung von klassischen PV-Modulen erkannt werden. Die technologische Entwicklung geschieht jedoch nicht nur auf Seite der EoL-Behandlung, sondern vor allem bei der Entwicklung neuer PV-Technologien. Diese umfassen sowohl die Verbesserung der aktuellen Konzepte als auch die Entwicklung neuer Designs. Inwieweit diese Entwicklungen einen Einfluss auf die EoL-Behandlung haben werden, wird in diesem Kapitel untersucht. Dazu werden zunächst Entwicklungen des bislang untersuchten klassischen Moduldesigns analysiert und anschließend neuartige Konzepte vorgestellt. Die Analyse bezieht sich auf die Materialebene und nicht auf physikalische Funktionen.

Wichtig zu erkennen ist, dass die PV-Technologie nach wie vor eine steile Lernkurve aufweist [18]. Die seit 1976 beobachtete Lernrate beträgt zur Zeit 23,8 %. Mit jeder Verdoppelung der hergestellten Gesamtleistung reduziert sich der Preis pro Wattpeak um die Lernrate. Es gibt aktuell keine Anzeichen, dass sich die Lernrate reduzieren wird [18]. Die somit reduzierten Modulkosten haben direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für die EoL-Behandlungen. Dadurch verstärkt sich die Notwendigkeit, kostengünstige EoL-Behandlungen zu erzielen und diese über Regularien zu forcieren.

Ein genereller Trend besteht in der Reduktion von Degradationsmechanismen, um die Lebensdauer zu erhöhen. Es wird daher erwartet, dass die zukünftige Lebenserwartung von PV-Modulen 30 Jahre betragen wird [18]. Die anhaltend steile Lernkurve und die gleichzeitig erhöhten Lebenserwartungen erschweren die Etablierung eines Second-Hand Marktes. Günstigere und modernere Technologien mit 30 Jahren Garantie stehen dann veralteten, teildegradierten Modulen mit kurzer Garantie gegenüber, während die Installationskosten in beiden Fällen gleich sind. Daher wird der Fokus der EoL-Behandlung der Zukunft auf optimierten Recyclingprozessen liegen müssen und die Lebensdauer mithilfe der in Kapitel 5 beschriebenen Ansätzen optimal ausgenutzt werden.

6.1 Entwicklungen des klassischen Designs

Im Laufe der Zeit gab es kontinuierliche Entwicklungen des klassischen Designs, welche auch in Zukunft anhalten werden. Die hier beschriebenen Trends umfassen nur die Veränderungen, die einen Einfluss auf die EoL-Behandlung haben könnten.

Wie beschrieben ist Silber zwar nur ein Bruchteil des Gesamtgewichtes, stellt aber gleichzeitig die wertvollste Komponente dar. Daher wurde besonderer Fokus auf die Reduzierung von Silber bei der Neuentwicklung von Modulen gelegt [18, 81]. In Abbildung 6.1 ist die Entwicklung des Silberbedarfs und eine Prognose bis 2030 dargestellt. Im Jahr 2009 betrug der Silberanteil pro Zelle ca. 0,4 g bis 0,52 g [18, 81]. Bereits im Jahr 2013 hat sich der Silberbedarf um mehr als 50 % reduziert, was insbesondere durch eine damalige Verdoppelung des Silberpreises verursacht wurde [81]. 2020 reduzierte sich der Silberanteil pro Zelle auf unter 0,1 g [18]. Diese stete Entwicklung wird durch ein vom *Fraunhofer ISE* 2018 neu vorgestelltes Feinlinien-Siebdruckverfahren unterstrichen, durch welches die Kontaktfingerbreite um 30 % reduziert werden kann [82]. Laut Prognosen der *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)* wird sich dieser Trend fortsetzen und 2030 ca. 0,05 g Silber pro Zelle benötigt werden [18]. Die Kontaktfingerbreite wird sich demzufolge von aktuell ca. 36 μm auf 20 μm reduzieren [18].

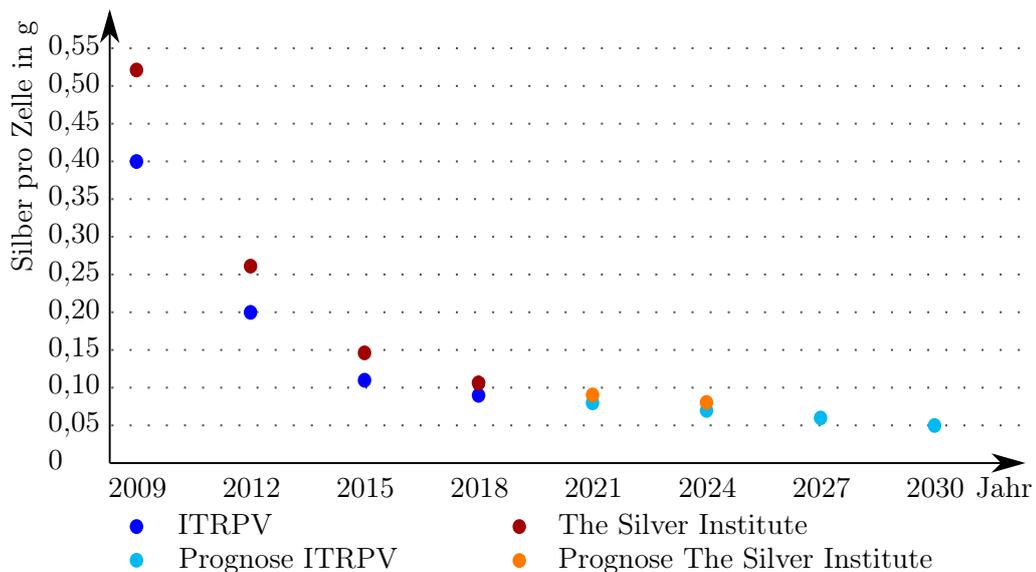


ABBILDUNG 6.1: Entwicklung des Silberbedarfs pro Zelle. Daten aus [18, 81]

Aus diesen Entwicklungen lassen sich Auswirkungen für die EoL-Behandlung schlussfolgern. Module, die aktuell die EoL-Phase erreichen, sind ca. 20-25 Jahre alt und haben somit einen hohen Silberanteil. Trotz dieses Silberanteils ist es jedoch nicht möglich, wirtschaftliches Recycling zu erreichen. Reduziert sich der Silberanteil weiter, sind wirtschaftliche Ziele und somit Anreize, hochwertige Recyclinginfrastrukturen zu errichten, schwerer erreichbar. Die Reduktion von Silber für die Recyclingverfahren bedeutet, dass die chemischen Verfahren schneller ablaufen und somit größere Mengen an Modulen innerhalb der gleichen Zeit recycelt werden können.

Auch die Waferdicke reduzierte sich im Laufe der Zeit. So betrug die Waferdicke 1990 mit

400 μm doppelt so viel wie 2006 [48]. Ab 2008 haben sich die Waferdicken nur noch wenig verändert und liegen aktuell bei ca. 160 μm [18, 48]. Bis 2030 wird dank verbesserter Produktionsprozesse eine Reduktion auf 145 μm prognostiziert [18].

Ein weiterer Trend bei der Waferproduktion betrifft die Wafergröße [18]. Größere Wafer führen zu größeren Zellen und somit zu geringeren Kosten pro Wattpeak, da die Produktionsschritte aus Abbildung 5.5 effizienter werden. Gleichzeitig lassen sich bei Beibehaltung der Zellanzahl größere Module produzieren, mit insgesamt mehr Leistung [48]. Erst kürzlich wurde der alte Waferstandard G1 durch die neue Größe M6 ($166 \cdot 166 \text{ mm}^2$) ersetzt [18]. Zusätzliche Steigerungen der Wafergrößen werden bis 2030 prognostiziert [18]. Es wird angenommen, dass sich die neue Größe M12 ($210 \cdot 210 \text{ mm}^2$) durchsetzen wird [18]. Größere Wafer benötigen zur Zeit noch größere Waferdicken, welche sich ebenfalls in den nächsten Jahren reduzieren werden. In Abbildung 6.2 ist die Entwicklung der Waferdicke dargestellt. Die Waferdicken der Zukunft hängen von der jeweiligen Waferart ab, sodass der Bereich der zu erwartenden Entwicklungen dargestellt ist.

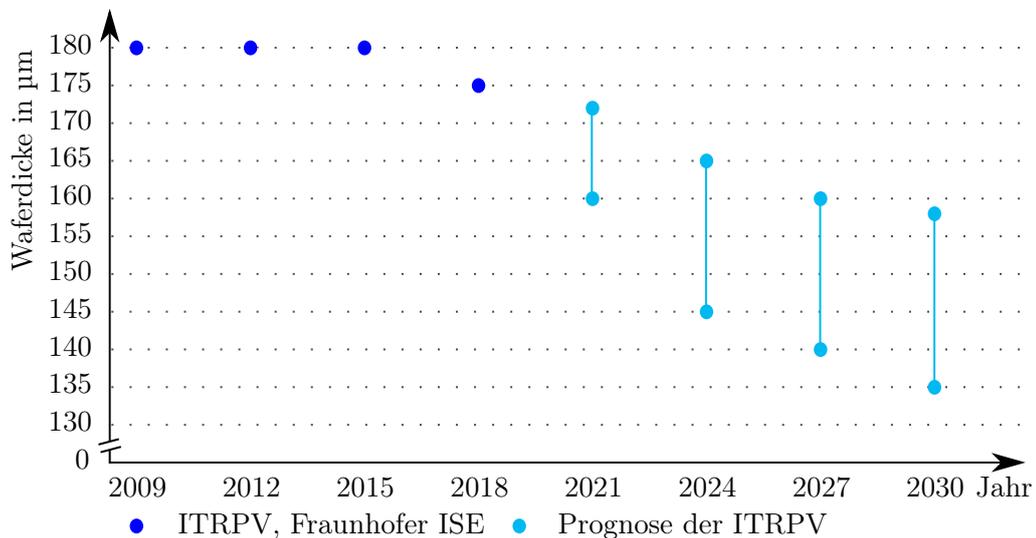


ABBILDUNG 6.2: Entwicklung der Waferdicke. Die Dicke der Wafer hängt von dessen Art ab, entsprechend sind Wertebereiche dargestellt. Daten aus [18, 48]

Mehrere Schlussfolgerungen lassen sich aus diesen Entwicklungen ziehen. Geringere Waferdicken begünstigen Zellbrüche durch mechanische Einwirkungen [34]. Bei weiterer Reduktion könnte somit die Second-Hand Nutzung erschwert werden, wenn durch die zusätzlichen Transporte und Installationen mechanische Belastungen einwirken. Die Möglichkeit, vollständige Zellen beim Recycling zu gewinnen, wird durch dünnere Wafer aufgrund der mechanischen Kräfte (z.B. Rahmendemontage, Gasbildung) erschwert. Die Wirtschaftlichkeit könnte betroffen sein, wenn der Siliziumanteil vom Gesamtgewicht weiter reduziert wird. Ähnliche Auswirkungen entstehen möglicherweise durch die größeren Zellen, da auch hier mechanische Beanspruchungen zu reduzierten Second-Use Möglichkeiten oder erschwertem Zellrecycling führen könnten. Der Trend in der Produktion, Halb- oder Drittelzellen statt vollständigen Zellen zu verbauen, kann diese Auswirkungen negieren [18]. Die so reduzierten Zellgrößen sorgen damit für einen gegenteiligen Effekt bei der EoL-Behandlung und reduziert durch mechanische Beanspruchungen hervorgerufene Fehler.

Wie in Kapitel 4 beschrieben, sorgt EVA für Degradation auf mehreren Ebenen und beeinflusst somit die Lebenserwartung von PV-Modulen. Daher wurde EVA innerhalb der letzten 35 Jahre der Marktnutzung stetig verbessert [83]. Zwar bleibt EVA für die nächsten zehn Jahre laut Prognosen das Hauptverkapselungsmaterial, trotzdem dringen neue Materialien auf den Markt [18, 83, 84]. So wird erwartet, dass der Marktanteil von Polyolefinen als Verkapselungsmaterial innerhalb der nächsten zehn Jahre ansteigen und bis zu 20 % erreichen wird [18]. Polyolefine versprechen ähnliche Eigenschaften wie EVA, haben aber keine Acetat-Gruppen. Diese sind für leistungsreduzierende und Lebensdauer reduzierende Degradation verantwortlich [83, 84].

Die Auswirkungen auf die EoL-Behandlung sind schwer abzuschätzen. Prinzipiell werden die neuen Verkapselungsmaterialien mit dem Hintergrund entwickelt, die Degradation zu reduzieren und somit die Lebensdauer der Module zu erhöhen. Die Recyclingfähigkeit spielt bei der Entwicklung zur Zeit keine Rolle und muss somit noch untersucht werden. Grundsätzlich lässt sich jedoch aussagen, dass jede Erhöhung der Lebensdauer ohne zusätzliche Nachteile einen positiven Effekt auf die Nachhaltigkeit hat und somit die Erforschung neuer Verkapselungsmaterialien als positiv zu bewerten ist.

Weitere Trends des klassischen Designs beziehen sich auf die grundsätzliche Reduzierung der Materialnutzung. Unter anderem wird an dünneren Glasschichten und reduzierter Aluminiumnutzung für den Rückseitenkontakt gearbeitet [18]. Diese Trends reduzieren die Materialzusammensetzung prozentual, führen jedoch aus technischer Sicht zu keinen Einflüssen auf die EoL-Behandlung. Wirtschaftlich wirken sich diese Änderungen im Vergleich zu der drastischen Reduktion von Silber nicht stark aus. Positiv zu bemerken ist, dass in Zukunft zunehmend auf bleihaltige Lötmitter verzichtet wird [18].

6.2 Bifazialität

Die erste größere technologische Änderung wird durch die Zunahme an bifazialen Modulen verursacht. Bifaziale Module sind so konzipiert, dass diese sowohl die Strahlung der Vorderseite als auch die diffuse Strahlung der Rückseite für die Produktion elektrischer Energie nutzen können [85]. Dadurch gibt es diverse Veränderungen am Zell- und Moduldesign. Monofaziale Zellen erreichen in der Spitze eine Effizienz von 22,5 %, welche durch bifaziale Zellen übertroffen wird [85]. Bifaziale Zellen werden dabei nicht ausschließlich in bifazialen Modulen eingesetzt, sondern kommen ebenso in monofazialen Modulen zum Einsatz [18, 85]. Durch eine reflektierende Rückseitenfolie kann transmittiertes Licht zurück in die Zelle geleitet und somit die Lichtausbeute von monofazialen Modulen gesteigert werden [85]. Im Jahr 2020 betrug der Anteil der monofazialen Zellen noch über 70 % [18]. Es wird prognostiziert, dass innerhalb der nächsten zehn Jahre der Anteil von monofazialen Zellen auf etwas über 20 % absinkt und der von bifazialen Zellen auf fast 80 % ansteigt [18]. Überträgt man diese Entwicklung auf die verwendete Modultechnologie, dann betrug der Anteil von monofazialen Modulen mit monofazialen Zellen 2020 über 70 % und innerhalb der nächsten zehn Jahre reduziert sich dieser auf etwas über 20 % [18]. Die bifazialen Zellen kommen mit etwa 20 % in monofazialen Modulen zum Einsatz und somit beträgt der Anteil an bifazialen Modulen in etwa 55 % [18].

6.2.1 Bifaziale Zellen

Der in Abbildung 2.2 dargestellte Zellaufbau bezieht sich auf alte Zellen, welche heute für die EoL-Behandlung relevant sind. Dieses Design wird jedoch in den nächsten fünf Jahren vom Markt verdrängt werden [18]. Bereits vorgenommene Veränderungen umfassen Optimierungen der Lichtausbeute durch eine Oberflächentexturierung. Stetige Bestrebungen, die Wirkungsgrade von PV-Modulen zu erhöhen und gleichzeitig die Produktionskosten zu senken, führten zu teils starken Veränderungen des alten Zelldesigns. Eine neue Zelltechnologie ist eine sogenannte Passivated Emitter Rear Totally diffused (PERT) Zelle mit n-dotiertem Wafer (n-PERT) [85]. Der Aufbau einer n-PERT-Zelle ist in Abbildung 6.3 dargestellt.

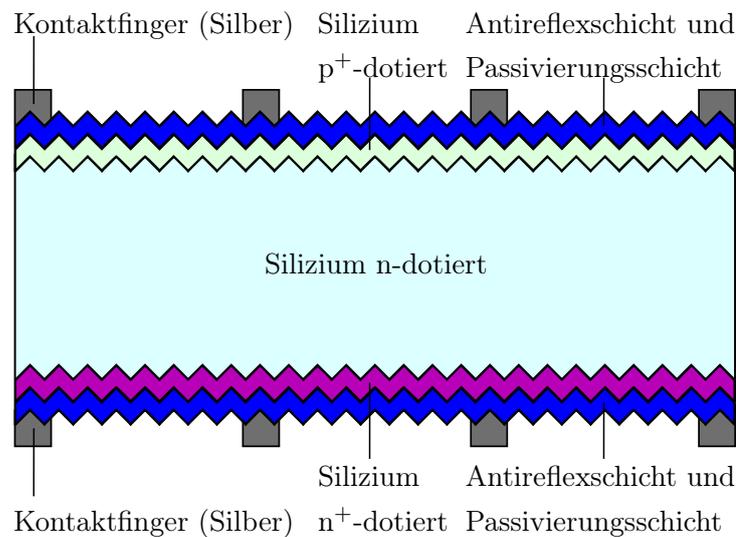


ABBILDUNG 6.3: Aufbau einer n-PERT-Zelle [85]

Limitierende Faktoren zur weiteren Effizienzsteigerung führten zu Entwicklungen auf Waferebene [85]. Statt eines p-dotierten Wafers wird ein n-dotierter Wafer verwendet und statt des n-dotierten Emitters wird ein p-dotierter Emitter verwendet. Eine zusätzliche stark n-dotierte Schicht auf der Rückseite des n-dotierten Wafers führt zu geringeren Rekombinationsverlusten und steigert somit die Effizienz. Sowohl auf der Vorderseite als auch auf der Rückseite befindet sich eine Passivierungsschicht, welche Reaktionen und somit Ladungsträgerverluste an den Grenzatomen verhindert. Der größte Unterschied zu dem alten Zelldesign besteht in den Rückseitenkontakten. Statt eines durchgängigen Aluminiumkontaktes gibt es auch auf der Rückseite ein Gitter aus Silberkontakten, welche durch die Passivierungsschicht durchgestochen sind. [85]

Durch dieses Design kann Strahlung sowohl von der Vorderseite als auch von der Rückseite kommend in die Zelle eindringen und somit Ladungsträger erzeugen. Dieser Zelltyp gehört zu der Gruppe der Zelltypen, welche eine Rückseitenpassivierung haben. Diese Gruppe hat einen aktuellen Marktanteil von 80 %, wobei der Anteil von n-PERT-Zellen in dieser Gruppe zur Zeit nur ca. 5 % beträgt [18]. Der Prognose der ITRPV zufolge wird dieser Anteil innerhalb der nächsten zehn Jahre auf 40 % ansteigen, während sich der Anteil von Zellen mit passiviertem Rückseitenkontakt leicht auf 70 % reduziert [18].

Ebenfalls einwandfrei für die Bifazialität eignet sich der neue Zelltyp mit der Hetero-Junction-Technologie (HJT) [85]. Dieser Zelltyp kombiniert c-Si-Technologien mit Dünnschichttechnologie. Industriell werden bereits Effizienzen von mehr als 24 % erreicht, was die Bedeutung der Bifazialität im Vergleich zur Monofazialität unterstreicht [85].

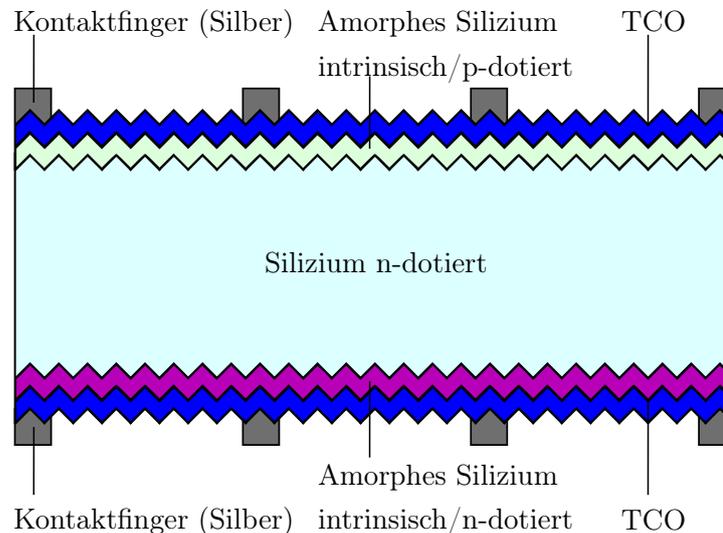


ABBILDUNG 6.4: Aufbau einer HJT-Zelle [85]

Der Aufbau einer HJT-Zelle ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Der Aufbau ähnelt dem einer n-PERT-Zelle mit dem fundamentalen Unterschied, dass es keinen klassischen Emitter gibt und auch die stark n-dotierte Schicht nicht vorhanden ist. Stattdessen kommen eine intrinsische oder p-dotierte amorphe Siliziumschicht auf der Vorderseite und eine intrinsische oder n-dotierte amorphe Siliziumschicht auf der Rückseite des Wafers zum Einsatz. Diese Schichten übernehmen gleichzeitig die Aufgaben der Passivierungsschicht und ermöglichen einen selektiven Ladungsträgertransport. Um den Ladungsträgertransport zu verstärken, werden die Vorder- und Rückseite mit einer TCO-Schicht versehen, welche die Ladungsträger zu den Silberkontakten leiten. [85]

Der Faktor der Bifazialität gibt das Verhältnis aus Rückseiteneffizienz zu Vorderseiteneffizienz unter STC an [18, 85]. Aktuelle Module mit PERC-Zellen haben einen bifazialen Faktor von ca. 70 % [18, 85]. N-PERT- und HJT-Zellen eignen sich mit einem Faktor von ca. 85 % bzw. 92 % am besten für eine bifaziale Verwendung [18, 85]. Der aktuelle Marktanteil von HJT-Zellen beträgt unter 5 % und wird innerhalb der nächsten zehn Jahre auf ca. 15 % anwachsen [18].

HJT-Zellen können aufgrund der Kombination von c-Si-Technologie und Dünnschichttechnologie deutlich dünnere Zelldicken erreichen als andere Technologien [18]. Zelldicken von etwa 145 μm sind für die Halbzellentechnologie klassischer Zellen bis 2031 erwartbar, während HJT-Zellen 110 μm erreichen können [18]. Dem in Abbildung 6.1 dargestellten Trend für benötigtes Silber pro Zelle unterliegen sowohl n-PERT als auch HJT-Zellen. Durch die doppelseitige Silberkontaktierung ist der Silberbedarf innerhalb der nächsten zehn Jahre doppelt so groß wie bei monofazialen Zellen [18]. Bifaziale Zelldesigns, die weiterhin Aluminium als Rückseitenkontakt haben, benötigen aufgrund des nicht mehr durchgehenden Kontaktes deutlich weniger Aluminium als monofaziale Zellen [18].

6.2.2 Bifaziale Module

Die neuen Zelltechnologien mit einem hohen bifazialen Faktor sind quasi symmetrisch hinsichtlich der möglichen Energieausbeute. Als Konsequenz kann durch entweder transparente Rückseitenfolien oder durch Rückseitenglas die Lichtausbeute erhöht werden. Es gibt zur Zeit zwei Möglichkeiten, bifaziale Module zu bauen [18, 85]. Die erste Methode ist, dass der Modulaufbau bis auf die Rückseitenfolie unverändert bleibt. Transparente Rückseitenfolien erlauben Strahlung, die Zelle von der Rückseite zu erreichen. Zur Optimierung werden transparent-gemusterte Rückseitenfolien verwendet, die nicht nur Strahlung von der Rückseite durchlässt, sondern an kritischen Stellen transmittierende Strahlung von der Vorderseite in die Zelle zurück reflektiert [18, 84, 85]. In Zukunft wird die Rückseitenfolie zunehmend durch Glas ersetzt [18]. Der Marktanteil von Glas-Glas Modulen beträgt zur Zeit etwa 20 % und wird innerhalb der nächsten zehn Jahre auf ca. 45 % ansteigen [18]. Der Modulaufbau eines Glas-Glas Moduls ist in Abbildung 6.5 dargestellt.

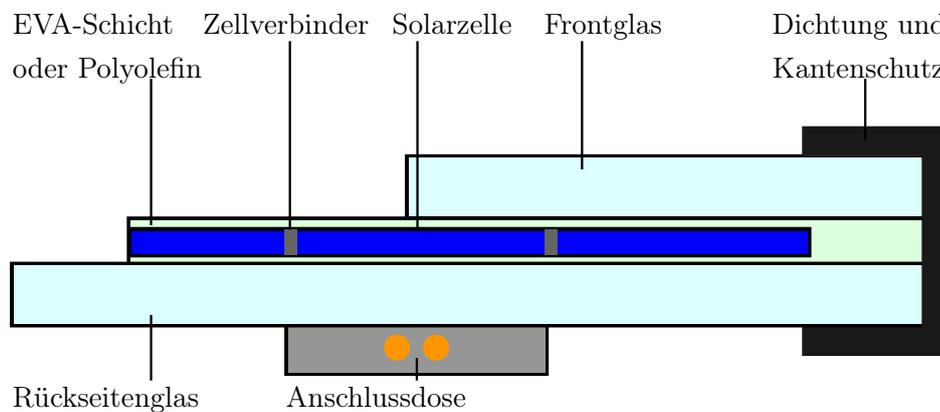


ABBILDUNG 6.5: Aufbau eines bifazialen Glas-Glas Moduls [85]

Durch die Verwendung zweier Glasscheiben kann unter Umständen eine ausreichende mechanische Stabilität erzeugt werden, wodurch auf einen Aluminiumrahmen verzichtet werden kann [18, 85]. Der Anteil an rahmenlosen Modulen beträgt zur Zeit unter 10 % und wird sich bis 2031 auf 20 % steigern [18]. Die Glas-Glas Struktur führt zu einem höheren Modulgewicht [18, 84]. Kompensiert wird das durch die Verwendung von dünneren Glasschichten, was zusätzlich die Kosten reduziert [18, 84].

Eine weitere Veränderung bei bifazialen Modulen ist der Austausch des Verkapselungsmaterials. EVA ist anfällig für lichtinduzierte Degradation, die durch die zweiseitige Bestrahlung beschleunigt wird. Die Verwendung von Polyolefinen als Verkapselungsmaterial ist weniger anfällig als EVA und kann somit eine gute Alternative zu EVA darstellen [18, 84].

6.2.3 Auswirkungen der Bifazialität auf die EoL-Behandlung

Die neuen Zelldesigns (n-PERT und HJT) können zu verschiedenen Auswirkungen auf die EoL-Behandlung führen. Der Ersatz des Aluminiumrückseitenkontaktes durch Silberkontakte kann zu optimierten chemischen Recyclingprozessen führen, da die chemische Ätzung

nur für ein Element optimiert werden muss. Außerdem ist deutlich weniger Silbermasse vorhanden, als Aluminiummasse vorhanden war. Dadurch lassen sich die chemischen Verfahren schneller durchführen. Durch die doppelte Menge an Silber wird das isolierte Zellrecycling aus wirtschaftlicher Sicht attraktiver [17].

Das bifaziale Moduldesign kann ebenfalls zu verschiedenen Auswirkungen auf die EoL-Behandlung führen. Eine schnellere Degradation von EVA ist wahrscheinlich. Zum einen wird die doppelte Menge an Silber verwendet, welches mit den Acetat-Gruppen reagieren kann und zum anderen führt der erhöhte Lichteinfall zu beschleunigter lichtinduzierter Degradation [85]. Aus diesem Grund sind Gegenmaßnahmen wie die Verwendung von Polyolefinen als Verkapselungsmaterial sinnvoll, um die Lebensdauer zu erhöhen. Einen Vorteil bieten rahmenlose Glas-Glas Module, da diese PID komplett verhindern. Dadurch, dass auch die Rückseitenfolie von Degradation betroffen sein kann, wird durch Glas-Glas Module auch an dieser Stelle ein Vorteil für die Lebensdauer erzielt. Das Fraunhofer ISE beschreibt die auf die Kilowattstunde bezogenen reduzierten CO₂-Emissionen auf etwa 22 % bis 27 % [86]. Dies wird durch die erhöhte Lebensdauer dank geringerer Degradation und aufgrund des Wegfalls des energieintensiven Herstellungsprozess des Rahmens verursacht [86].

Besondere Sorgfalt muss der Installation bifazialer Module beigemessen werden. Durch die Verkabelung, ungünstiger Positionierung der Anschlussdose oder des Montagegestells kann es zu stark heterogenem Lichteinfall auf der Rückseite kommen. Dadurch können Hotspots entstehen, welche aufgrund der höheren Ströme von bifazialen Modulen zu beschleunigter Degradation führen können [85]. Weiterhin muss beachtet werden, dass die in Kapitel 5 beschriebenen Reparaturmöglichkeiten auf transparente Rückseitenfolien nicht angewandt werden können, da die Reparaturen für Verschattung der dahinterliegenden bifazialen Zellen führt und somit Hotspots erzeugt.

Bezüglich des Recyclings sind rahmenlose Glas-Glas-Module mit gegenwärtig industriell eingesetzten Recyclingverfahren fast dreimal so teuer wie das klassische Moduldesign [17]. Das liegt vor allem an dem Wegfall des Umsatzes durch den Aluminiumrahmen. Würden hochwertige Upcyclingprozesse eingesetzt, wären bifaziale Glas-Glas-Module zu klassischen Modulen konkurrenzfähig [17]. Die reduzierten Prozesskosten und der zusätzliche Umsatz durch die doppelte Menge an Silber kompensieren den Wegfall des Aluminiumrahmens. Daher ist es wichtig, dass eine hohe Recyclingqualität erreicht wird, wenn bifaziale Module die EoL-Phase erreichen.

6.3 Tandemzellen

Durch die zusätzlichen Effizienzgewinne von bifazialen Modulen werden sich diese schnell etablieren. Jedoch nähern sich diese Technologien dem physikalischen Limit für erreichbare Effizienzen von Einfachsolarzellen auf Siliziumbasis an [48, 87]. Die theoretisch höchste Effizienz ist durch das Shockley-Queisser-Limit und durch den Auger-Effekt auf 29,4 % begrenzt [48, 87, 88]. Bis 2031 werden Zelleffizienzen von industriell gefertigten Einfachzellen von 25 % bis 26 % erwartet [18]. Durch die Annäherung an das theoretische Effizienzlimit werden neue Zellkonzepte entwickelt, um höhere Effizienzen zu erreichen.

Sogenannte Tandemzellen (auch Stapelzellen genannt) sind Mehrfachzellen (engl.: Multi-Junction-Cells), bei denen mindestens zwei Einfachzellen gestapelt werden [88]. Die verwendeten Einfachzellen bestehen aus unterschiedlichen Materialien mit verschiedenen Bandlücken, um einen größeren Teil des Lichtspektrums zur elektrischen Energieerzeugung zu verwerten [88]. Es wurden mehrere Materialkombinationen erforscht, z.B. Dünnschicht-/Dünnschicht, Dünnschicht/Silizium und Kombinationen mit Perowskiten (siehe Abschnitt 6.3.1) [87, 88]. Die theoretisch erreichbare Effizienz gemäß des Shockley-Queisser-Limits bei optimaler Ausnutzung der Bandlücken steigt mit der Anzahl der gestapelten Zellen [87, 88]. Bei Zweifachzellen beträgt die Effizienz bis zu 45 % bei den derzeit erforschten Materialkombinationen [87, 88]. Mehrfachzellen mit vier oder mehr Stapelzellen sind in der Lage, Effizienzen von ca. 55 % zu erreichen [88]. Je mehr Zellen gestapelt werden, desto komplexer sind die Anforderungen an die Einzelzellen, um optimierte Gesamtleistungen zu erreichen. Daher liegt der Fokus im kommerziellen Bereich auf der Entwicklung von Zweifachzellen [88].

Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten, Zweifachzellen zu produzieren (Abbildung 6.6). Die erste ist eine einfache Stapelung der Einfachzellen, sodass diese unabhängig voneinander funktionieren [88]. Die zweite, komplexere Möglichkeit ist, den Rückseitenkontakt der ersten und den Frontkontakt der zweiten Zelle durch eine ladungsträgerselektive Verbindungsschicht (auch Rekombinationsschicht) zu ersetzen, wodurch die beiden Zellen miteinander verschaltet werden [88]. Bis auf den finalen Rückseitenkontakt sind dabei alle Kontakte transparent, um das Licht zu den nachfolgenden Zellen durchzulassen [88]. Diese Variante wird auch als monolithische Tandemzelle bezeichnet, da die vollständige Tandemzelle eine Einheit darstellt [88].

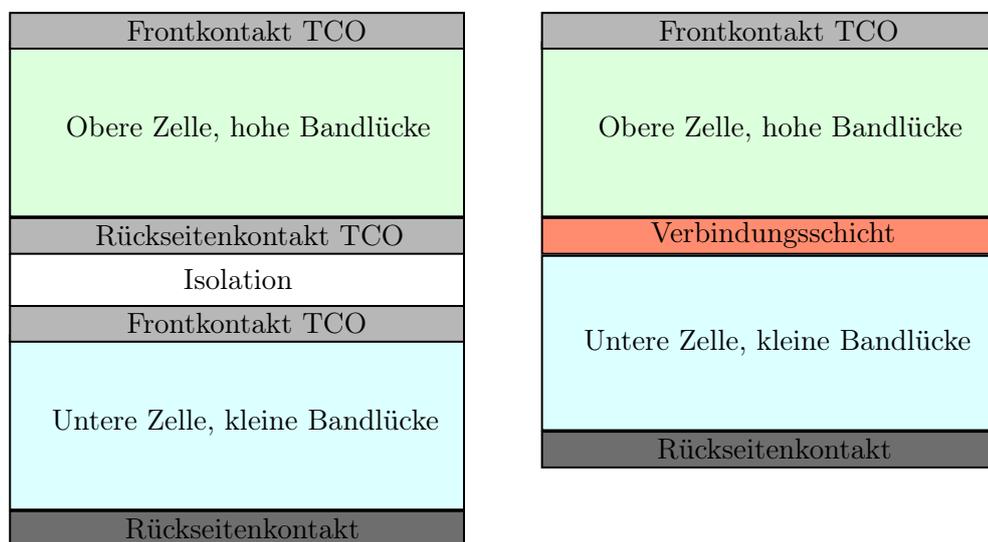


ABBILDUNG 6.6: Tandemzellenkonzepte: Links eine Stapelung mit unabhängigem Einzelzellebetrieb. Rechts eine monolithische Tandemzelle mit Verbindungsschicht [88]

Aktuelle Forschungen und Entwicklungen beschäftigen sich überwiegend mit monolithischen Tandemzellen. Ein Vorteil ist der geringere Materialbedarf durch nicht benötigte interzelluläre Verbindungen und Isolierungen [88]. Die monolithische Struktur bildet zudem

eine Reihenschaltung, wodurch die Verschaltung mit anderen Zellen wie bei dem klassischen Design ist [88]. Zudem werden optische Verluste durch die dünne Schicht zwischen den Einfachzellen bei dem monolithischen Design reduziert [88].

Tandemzellen verschiedener Ausführung werden laut der Prognose der ITRPV den kommerziellen Markt 2023 erreichen [18]. Bis 2031 wird der Marktanteil der Tandemtechnologie auf etwa 5 % ansteigen [18]. Trotz des relativ geringen Marktanteils wird nachfolgend eine Analyse von Tandemzellen auf Basis mit Perowskiten durchgeführt, da diese in fernerer Zukunft durch höhere Effizienzen relevanter werden.

6.3.1 Perowskite

In den vergangenen Jahren wurde eine neue Zelltechnologie mit Perowskiten entwickelt [87, 88, 89]. Konkret werden als vielversprechendste Art von Perowskiten Metall-Halogenid-Perowskite verwendet [88, 89, 90]. Die komplexe Kristallstruktur wird als ABX_3 angegeben, wobei A einem organischen Kation, B einem metallischen Kation und X einem Halogenid entspricht [88, 89, 90, 91]. Als organisches Kation wird häufig Methylammonium (MA) und Formamid (FA) verwendet, aber auch anorganisches Caesium (Cs) wird teilweise der A-Stelle zugeordnet [88, 91]. Das am weitesten verbreitete anorganische Kation ist Blei (Pb) [88, 91]. Iod (I) und Brom (Br) sind die am häufigsten eingesetzten Halogenide [88, 91]. Die einzelnen Komponenten der Metall-Halogenid-Perowskiten werden dabei auf diverse Arten und in unterschiedlichen Stoffverhältnissen kombiniert. So ist zum Beispiel die Dreifach-A-Kation-Struktur weit verbreitet, was z.B. einer $MAFACsPbIBr$ -Struktur entspricht [88, 91]. Generell gibt es sehr viele verschiedene mögliche Strukturen und Verhältnisse, sodass an dieser Stelle nicht weiter ins Detail gegangen wird [88, 91].

Perowskite wurden zunächst als Dünnschichtzellen erforscht und erst ab 2015 wurde intensiv an Tandemzellen mit Perowskitzellen geforscht [88]. Wichtig für die Relevanz als Solarzellenmaterial ist die Tatsache, dass Perowskite eine große, manipulierbare Bandlücke haben und dadurch ideal als Zellmaterial für die oberste Zelle eingesetzt werden können [88, 89]. Hinzu kommt die theoretisch kostengünstige Produktion von Perowskitzellen und Integration in eine monolithische Tandemstruktur, da Perowskite günstig und einfach zu verarbeiten sind [89, 90]. Herausforderungen liegen vor allem im Bereich der Stabilität der Perowskitzellen [89, 90]. Die Zellen degradieren schnell, sodass die Lebensdauer der Zellen nur hunderte bis wenige tausend Stunden betragen [89, 90].

Auf Laborebene wurden Perowskit-Einfachzellen mit einer Effizienzen von 25,7 % demonstriert [92]. Im Einsatz in einer Tandemzelle mit Silizium als untere Zelle wurde im November 2021 eine Rekorderffizienz auf Laborebene von 29,8 % erreicht [92]. Anfang 2022 wurde erstmals in einem Industrieprozess eine Tandemzelle mit Perowskit/Silizium mit einer Effizienz von 28,7 % hergestellt [93]. Der Effizienzgewinn ist in Relation zu der theoretischen Maximaleffizienz von 44,3 % gering [88, 90]. Grundsätzlich gibt es intensive Forschungen, die Tandemzellen mit Perowskiten in den nächsten Jahren zu stabilisieren und zu verbessern [88, 90]. Dafür wurden bislang allein in Kombination mit Silizium als untere Zelle über 30 verschiedene Kombinationen von Perowskiten und Silizium mit unterschiedlichen Verbindungsschichten auf Laborebene erprobt [88].

In Abbildung 6.7 ist eine Tandemzelle mit Perowskit als obere Zelle und Silizium als untere Zelle dargestellt. Da die Entwicklung dieser Technologie noch keine Marktreife hat und entsprechend viele Forschungen mit unterschiedlichen Materialkombinationen experimentieren, ist der dargestellte Aufbau nur ein Beispiel, um die Komplexität aufzuzeigen.

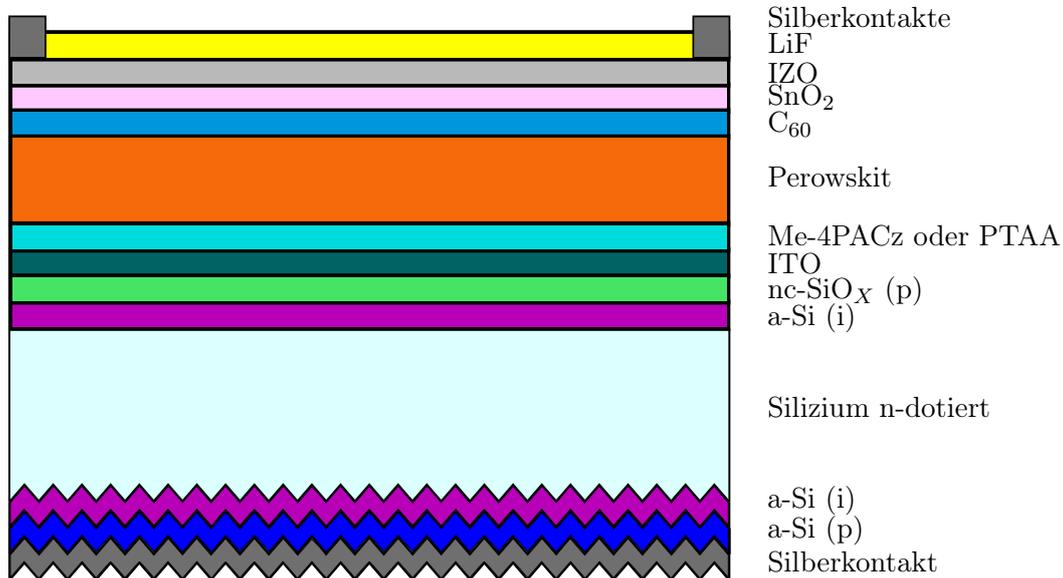


ABBILDUNG 6.7: Beispielhafter Aufbau einer Tandemzelle aus einer Perowskitzelle und einer HJT-Siliziumzelle [88, 89, 90, 91, 94]

In Tabelle 6.1 sind die einzelnen Schichten aus der Abbildung 6.7 mit den zugehörigen Funktionen und Schichtdicken gelistet. Es ist erkenntlich, dass viele Schichten mit zuvor nicht verwendeten Materialkombinationen in Perowskiten zum Einsatz kommen. Die

TABELLE 6.1: Funktionale Schichten und deren Dicke in der Tandemzelle aus Abbildung 6.7. Der obere Teil listet die Schichten aus der Perowskitzelle und der untere Teil repräsentiert die HJT-Zelle. In der Mitte ist die Rekombinations- und Verbindungsschicht [88, 89, 90, 91, 94]

| Funktionale Schicht | Beispielmaterialien | Dicke |
|-----------------------|---|---------|
| Frontkontakt | Silber | 100 nm |
| Antireflexschicht | LiF (Lithiumfluorid) | 100 nm |
| TCO | IZO (Indiumzinkoxid) | 100 nm |
| Elektronenleitung | SnO ₂ (Zinndioxid) | 20 nm |
| Elektronenextraktion | C ₆₀ (Fullerene) | 20 nm |
| Perowskit | MAFACsPbIBr | 400 nm |
| Löchertransport | Me-4PACz, PTAA | < 10 nm |
| Rekombinationsschicht | ITO (Indiumzinnoxid) | 20 nm |
| Verbindungsschicht | nc-SiO _x (nanokristallines Siliziumoxid p-dotiert) | 95 nm |
| Passivierung | a-Si (Amorphes Silizium, intrinsisch) | 5 nm |
| Siliziumwafer | c-Si (monokristallin, n-dotiert) | 260 µm |
| Passivierung | a-Si (Amorphes Silizium, intrinsisch) | 5 nm |
| Löcherkontakt | a-Si (Amorphes Silizium, p-dotiert) | 5 nm |
| Rückkontakt | Silber | 100 nm |

Schicht zur Elektronenextraktion, die Schicht zum Löchertransport und Teile des Perowskitkristalls bestehen aus organischen Verbindungen. In den TCO-Schichten kommen Indium, Zink und Zinn zum Einsatz. Innerhalb des Perowskitkristalls werden Blei, Iod und Brom verwendet. Die TCO-, Löchertransport- und Elektronenextraktionsschichten sind sehr dünn, um zusätzliche Lichtabsorption zu vermeiden [88, 91, 94]. Die Perowskitschicht ist nur einige hundert Nanometer dünn, da diese nur das kurzwellige Licht absorbieren soll und für das langwellige Licht für die HJT-Zelle durchlässig sein soll [88, 91]. Die obere Zelle ist dadurch weniger als 1 μm dick und damit im Vergleich zu der HJT-Zelle mit über 200 μm Dicke sehr dünn. Bisher wurden Perowskitzellen nur auf Laborebene entwickelt und aufgrund der Stabilitätsprobleme noch nicht auf reguläre Zellgrößen skaliert [88, 94, 95]. Um die Stabilitätsprobleme zu reduzieren, könnten Perowskitzellen als Konzentratorzellen eingesetzt werden [95]. Durch die Konzentration des Lichts auf einen kleinen Punkt über optische Einrichtungen wie Spiegel kann die Zellgröße klein gehalten werden [95]. Ein weiterer Vorteil ist der dadurch reduzierte Bedarf an teuren Solarzellen und somit der Reduzierung von toxischen Materialien [95]. Auf praktischer Seite stehen der Konzentratortechnologie der hohe Wartungsaufwand und Platzbedarf im Weg, da die optischen Einrichtungen mechanisch entsprechend dem Sonnenstand nachgeführt werden müssen [95]. Daher wird die Konzentratortechnologie nur eine Nische einnehmen und laut der ITRPV innerhalb der nächsten zehn Jahre keine Rolle spielen [18].

6.3.2 EoL-Behandlung von Perowskitzellen

Aufgrund der Tatsache, dass Perowskitzellen (als Einfachzelle oder als Teil einer Tandemzelle) noch nicht kommerziell eingesetzt werden, gibt es noch keine Erfahrungen bezüglich der Langlebigkeit. Wie bereits beschrieben, ist die Laborzelle zur Zeit nur bis zu wenige tausend Stunden haltbar, bevor die Degradation zu weit fortgeschritten ist. Daher lässt sich auch keine Prognose über die tatsächliche Lebensdauer anstellen. Zudem gibt es zur Zeit noch keine standardisierten Testverfahren für Perowskitzellen [96]. Idealerweise erreichen Perowskitzellen ähnliche Lebensdauern wie Siliziumzellen, sodass die Lebensdauer der Tandemzelle nicht durch eine vorzeitige Degradation einer der Teilzellen limitiert wird [97]. Aktuell degradieren insbesondere die organischen Komponenten der Perowskitzellen durch UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Wärme und Sauerstoff [98]. Durch fehlende Langzeiterfahrung können noch keine präzisen Aussagen über die Degradationsmechanismen der ausgereiften Zellen getroffen werden. Eine wichtige Voraussetzung muss jedoch sein, dass bei zeitlich versetzter Degradation der einzelnen Zellen die stärker degradierte Zelle die andere nicht negativ beeinflusst und weiterhin einen Stromfluss ermöglicht [97].

Hinsichtlich des Recyclings wurden bis jetzt noch keine Verfahren untersucht, um Tandemzellen zu recyceln. Für Einfachzellen mit Perowskiten gibt es bereits diverse Studien, die trotz der fehlenden Marktreife der Perowskitzellen das Recycling von Perowskitzellen untersuchen [96, 98, 99, 100, 101]. Hauptgrund für die frühzeitige Entwicklung von Recyclingverfahren ist die Verwendung von Blei in den Perowskitstrukturen und die damit verbundene Umweltgefahr, wenn dieses nicht sorgsam recycelt wird. Zwar wurden in den letzten Jahren diverse Perowskitzellen mit anderen Metallen als Blei erprobt, jedoch

konnte keine dieser Zellen auch nur ansatzweise die Effizienzlevel und Stabilitätslevel wie bleibasierte Perowskitzellen erreichen [98]. Daher ist eine pro-aktive Entwicklung von Recyclingprozessen für bleibasierte Perowskitzellen notwendig, damit diese erfolgreich im Markt etabliert werden können [98]. In [99] wird die benötigte Menge an Blei, um einen Solarpark mit 1 GWp Leistung zu errichten, auf 800 kg geschätzt. Das Recycling der Perowskitschicht wird hauptsächlich durch die Toxizität von Blei getrieben [99, 101]. Wirtschaftliche Anreize für das Recycling von Perowskitzellen liegen vor allem in der möglichen Gewinnung von den transparenten Leitschichten, insbesondere indiumbasierter Schichten [98]. Um diese Schichten hochwertig zu recyceln, wurde in den meisten Forschungen Dimethylformamid verwendet, um die organischen Schichten und die Perowskitschicht von den TCO-Schichten abzulösen [96, 99, 101]. Eine vollständige Erhaltung der Perowskitschicht wurde mittels Chlorbenzol erreicht [96, 98, 99]. Das Recycling von Blei könnte durch die Erfahrungen des Recyclings von Blei-Säure-Batterien profitieren und konnte bereits mit einer Reinheit von 99,8 % mittels eines elektrochemischen Verfahrens gewonnen werden [96].

Bei den bisherigen Untersuchungen wurden in der Regel Verfahren entwickelt, die auf ältere Perowskitstrukturen (MAPbI_3) angewandt wurden [96, 98, 99]. Zwar konnte bewiesen werden, dass die wertvollen TCO-Schichten wiederverwendbar recycelt werden können und dass auch das Blei aufbereitet werden kann, jedoch müssen sich die Recyclingverfahren an die Entwicklungen der Perowskitforschungen anpassen [96]. Auch die vielen Schichten von Perowskitzellen führen zu einem ähnlichen Konflikt wie bei c-Si-Modulen: Entweder wird die Zelle schichtweise recycelt oder ein vereinfachter Prozess angewandt, um die wertvollsten Komponenten zu gewinnen [96]. Die meisten aktuellen Forschungen haben zum Ziel, die einzelnen Schichten wiederverwenden zu können. Auch hier ist das gleiche Problem wie bei c-Si-Modulen vorhanden. Durch technologische Fortschritte wären alte Perowskitzellen und deren Schichten schwierig in zukünftige Technologien integrierbar. Somit wäre ein Recycling mit dem Ziel, die Rohstoffe zu erhalten, erstrebenswerter [96]. Ein Ansatz dafür ist, dass statt der vollständigen Erhaltung des Perowskiten nur ein Teil erhalten bleibt. So wurde in [100] eine Methode entwickelt, um PbI_2 zu erhalten, welches anschließend in neuen Perowskiten zum Einsatz kommen kann.

6.4 Zusammenfassung der technologischen Entwicklungen

Technologische Entwicklungen des klassischen c-Si-Designs liegen vor allem im Bereich der Materialreduktion zur Kostenoptimierung. Insbesondere der Silberbedarf hat sich in den letzten Jahren stark reduziert und wird sich weiterhin reduzieren. Das hat Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der bisherigen Recyclingprozesse. Neue Technologien wie Bifaziale Module führen zu einer Verdoppelung des Silberbedarfs, da sowohl die Vorder- als auch die Rückseite Silberkontakte hat. Der Wegfall des Aluminiumrückkontaktes bei n-PERT oder HJT-Zellen kann Upcycling vereinfachen. Neue Verkapselungsmaterialien wie Polyolefin versprechen eine Reduktion der Degradation. Zukünftige c-Si-Module haben eine Lebenserwartung von bis zu 30 Jahren.

Als komplett neue Technologie dringen Perowskitzellen im Zusammenhang mit Tandemzellen in den nächsten Jahren auf den Markt, um große Fortschritte bei der Effizienz von Solarmodulen zu erreichen. Perowskitzellen bestehen aus komplexen organisch-anorganischen Metallhalogenen und haben diverse Schichten, die nicht in klassischen c-Si-Zellen vorhanden sind. Zusammenfassend muss erkannt werden, dass das Recycling von Perowskitzellen zusammen mit der Forschung von Perowskitzellen entwickelt werden muss. Hauptgrund dafür ist das verwendete Blei und fehlende Alternativen zum Blei. Die TCO-Schichten sind dabei ein finanzieller Anreiz. Erfolgreiche Untersuchungen auf Laborebene führten zu erneuten Verwendungen von recycelten Komponenten. Im Kontext von Tandemzellen (Perowskit/Silizium) muss festgestellt werden, dass noch keine Recyclingverfahren entwickelt werden. Upcyclingverfahren für Perowskitzellen und Siliziumzellen unterscheiden sich grundsätzlich in den verwendeten Chemikalien, sodass eine vielschichtige Struktur wie in Abbildung 6.7 zu einem hohen Einsatz von Chemikalien führen könnte. Sollten gemäß der ITRPV tatsächlich Tandemzellen mit Perowskiten ab 2023 kommerziell vertrieben werden, dann müssen innerhalb der nächsten Jahre vollständige Recyclingprozesse entwickelt werden, um die komplexen Strukturen recyceln zu können.

Kapitel 7

Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die erarbeiteten Ergebnisse kapitelweise zusammengefasst und die wichtigsten Punkte hervorgehoben. Basierend darauf wird anschließend eine Diskussion der Ergebnisse vorgenommen und entsprechende Anforderungen an die EoL-Behandlung in der Photovoltaik gestellt.

7.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

In dieser Arbeit wurde die End-of-Life Behandlung der Photovoltaik betrachtet. Dazu wurden anfangs die Grundlagen der Photovoltaikanlagen erläutert. Auf Grundlage dieser Analyse wurde der Schwerpunkt auf die EoL-Behandlung von siliziumbasierten Photovoltaikmodulen gelegt. Die Dünnschichttechnologie spielt zur Zeit und auch zukünftig eine untergeordnete Rolle.

Anschließend wurde das Prinzip einer zirkulären Wertschöpfung in der Theorie dargestellt und die idealen Materialflüsse aufgezeigt. Um die Relevanz der Themenstellung hervorzuheben, wurden die aktuellen und zukünftig erwartbaren Ausbaumengen und Schrottmengen analysiert. Es wurde festgestellt, dass bis 2050 über 60 Mt Photovoltaikschrott weltweit erwartet werden. In Kapitel 4 wird der aktuelle Stand der EoL-Behandlung analysiert. Daran kann abgeleitet werden, welche Hürden hin zu einem zirkulären Wertstoffkreislauf und so einer nachhaltigen Materialwirtschaft genommen werden müssen.

Untersucht wurden die Möglichkeiten, defekte Module zu reparieren, alte Module erneut zu nutzen und final wurden aktuelle Recyclingprozesse betrachtet. Hinsichtlich der Reparaturmöglichkeiten wurde zunächst eine Defektanalyse vorgenommen, um die Ursachen für die vielfältigen Defekte besser verstehen zu können. Während der ersten Betriebsjahre sind die Defekte vorrangig auf Fehler bei Transport und Installation und dadurch entstehende mechanische Beanspruchungen zurückzuführen. Im Laufe der Zeit wirken verschiedene Degradationsmechanismen, die zu einer Reduzierung der Effizienz oder gar zu einem Ausfall des Moduls führen. Insbesondere die EVA-Schicht ist für mehrere Degradationsmechanismen verantwortlich und beschränkt somit die Lebensdauer auf 20–25 Jahre.

Die Reparaturmöglichkeiten beschränken sich zur Zeit vornehmlich auf den Bereich der

Anschlussdose und Verkabelung sowie auf den Ersatz von Bypassdioden. Der Laminatverbund lässt sich nicht reparieren, wodurch der altersbedingten Degradation nicht entgegen gewirkt werden kann. Schlussfolgernd sind die Auswirkungen auf die Second-Hand Nutzung gravierend, da alte Module bereits teilweise degradiert sind und somit keine verlässlichen Prognosen über die Restlebensdauer angestellt werden können. Das kann dazu führen, dass alte Module nicht bis zum tatsächlichen Ende ihrer Lebensdauer betrieben werden können, sondern nach Ende der ursprünglichen Nutzungsdauer verschrottet werden.

Erreicht ein Modul das tatsächliche Ende der Nutzung, dann wird dieses Modul idealerweise dem Recycling zugeführt. Um eine Entsorgung auf Schrottplätzen zu vermeiden, werden alte PV-Module seit 2012 auf europäischer Ebene in der WEEE-Richtlinie erfasst. Auf nationaler Ebene wird diese Richtlinie in Deutschland in dem Elektroggesetz 3 umgesetzt und fordert, dass mindestens 85 % der Altmodule eingesammelt und 80 % einer Second-Hand Nutzung bzw. dem Recycling zugeführt werden müssen. Eine Analyse der aktuellen Recyclingprozesse hat gezeigt, dass diese Materialquote sehr einfach realisiert werden kann, da ca. 75 % der Masse eines Moduls aus Glas besteht. Daher werden zur Zeit viele Altmodule von Glasrecyclern recycelt. Es gibt nur sehr wenige dedizierte PV-Recyclinganlagen weltweit, wobei eine Anlage von Veolia eine Materialquote von 95 % erreichen kann. Dadurch, dass die angewandten Recyclingverfahren ausschließlich mechanischer Natur sind, kann keine hohe Reinheit der recycelten Materialien erreicht werden. Hauptgrund ist hierfür die EVA-Schicht, die alle Schichten des Laminatverbunds miteinander verklebt. Die recycelten Materialien werden daher anderweitigen Nutzungen zugeführt. Das bedeutet, dass zur Zeit kein Upcycling erreicht und somit keine zirkuläre Wertschöpfung erreicht wird.

Wirtschaftliche Gründe sprechen zur Zeit gegen hochwertiges Recycling von PV-Modulen. Die verwendeten Kunststoffe sowie das Glas sind im Vergleich zu den Silberkontakten quasi wertlos. Diese werden aktuell nicht durch Upcycling in hoher Reinheit gewonnen, wodurch der Recyclingumsatz zu gering ist. Als Hauptproblem wurde auf technischer Seite die EVA-Schicht identifiziert, die in allen drei Szenarien der EoL-Behandlung für Probleme sorgt. Die EVA-Schicht sorgt für Degradation, verhindert Reparaturen des Laminatverbunds und erlaubt keine saubere Trennung der Materialien beim mechanischen Recycling. Als zweiter Problemcluster wurden internationale Standards identifiziert, da es keine ausreichenden Vorgaben gibt, die die EoL-Behandlung global steuern. Es fehlt an weltweit einheitlichen Vorgaben zum Einsammeln der Module, zur Recyclingquote und Recyclingqualität. Des Weiteren mangelt es an Vorgaben, ab wann ein degradiertes Modul als defekt gilt. Eine offizielle Rezertifizierung basierend auf standardisierten Tests ist auch nicht möglich, wodurch eine Etablierung des Second-Hand Marktes erschwert wird.

Basierend auf dieser Analyse wurden in Kapitel 5 die Entwicklungen der EoL-Behandlung betrachtet. Fortschritte im Bereich der Instandhaltung werden vorrangig durch neue Reparaturverfahren für Defekte der Rückseitenfolie und hinsichtlich präventiver Maßnahmen erwartet. Durch neuartige Geschäftsmodelle wie das von Circusol vorgeschlagene PSS werden Alternativen aufgezeigt, um die Lebensdauer von PV-Modulen zu maximieren. Für eine praktische Umsetzung eines Second-Hand Marktes wird mit 70 % der Ursprungsleistung eine klare Regelung gefordert, ab wann ein altes Modul als defekt gilt, wenn dieses nur degradiert ist.

Fortschritte beim Recycling werden insbesondere auf Laborebene erreicht. Viele neuartige Verfahren zur Erreichung hoher Materialqualitäten wurden untersucht. Davon beschäftigt sich der Großteil mit der Behandlung der EVA-Schicht, um anschließend auf die Zellen Zugriff zu haben. Am weitesten verbreitet sind dabei thermische Verfahren zur Verbrennung der EVA-Schicht und chemische Verfahren, durch die in einem Schritt sowohl das Frontglas als auch der Zellverbund von der EVA-Schicht abgelöst werden. Mithilfe von Ätzverfahren werden die Kontakte von der Zelle gelöst und somit hochwertige Siliziumwafer und Materialien gewonnen. Bei allen Betrachtungen wurde deutlich, dass die wirtschaftlichen Bedenken selbst durch sehr hochwertiges Recycling und dadurch erhöhte Umsätze nicht ausgeräumt werden können. Problematisch sind zum einen der hohe Chemikalienbedarf und zum anderen die benötigte Zeit für chemische Verfahren. Dadurch, dass Upcyclingprozesse nach wie vor nicht industriell eingesetzt werden, wird abermals deutlich, dass regulatorische Vorgaben zur reinen Materialquote nicht ausreichend sind, da die Materialqualität für die Zirkularität entscheidend ist.

In einer zirkulären Wertschöpfung könnten die durch Upcycling gewonnenen Materialien direkt in den Produktionsprozess neuer Module eingesetzt werden. Eine Analyse der aktuellen Produktionsprozesse von hochreinem Silizium mit einer Reinheit von 8N bis 11N zeigt, dass durch Upcycling erzeugtes Silizium nicht als solargrade Silizium infrage kommt. Durch eine dreifache chemische Behandlung kann selbst durch den Einsatz problematischer Flusssäure nur eine Reinheit von 5N erreicht werden.

Welche technologischen Entwicklungen die Photovoltaik in den nächsten Jahren zu erwarten sind, wurde in Kapitel 6 betrachtet. Zunächst wurden Entwicklungen des klassischen Designs analysiert und vorrangig eine Reduzierung der vorhandenen Materialien festgestellt. Hierbei hat vor allem die stete Reduzierung von Silber einen signifikanten Anteil an der fehlenden Wirtschaftlichkeit von Recyclingprozessen. Als eine deutliche Weiterentwicklung des klassischen Designs wurden anschließend bifaziale Zellen und -Module untersucht. Festgestellt wurde, dass aufgrund der doppelten Menge an benötigtem Silber Upcyclingprozesse ähnlich effizient sind wie die des klassischen Designs. Zur Steigerung der Effizienz zukünftiger Module wurde der neue Trend der Perowskitzellen im Tandem mit Siliziumzellen analysiert. Diese bestehen aus zahlreichen neuen nanometerdicken Schichten. Wirtschaftlich wird das Recycling von Perowskitzellen aufgrund der wertvollen TCO-Schichten attraktiv. Notwendig wird das Recycling aber vor allem durch den Einsatz von toxischem Blei, wodurch Recycling erfolgen muss. Das Recycling wird daher parallel zur Produktentwicklung erforscht.

7.2 Diskussion der Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse im Zusammenhang diskutiert. Das Ergebnis wird eine Gesamtanalyse der aktuellen und zukünftigen EoL-Behandlung sein. Es werden Anforderungen an zukünftige Entwicklungen gestellt, um eine langfristig nachhaltige EoL-Behandlung zu erzielen. Ein nachhaltiger Umgang mit den vorhandenen Ressourcen ist auch einer der Grundsätze der UN.

Hinsichtlich der Langlebigkeit ist ersichtlich, dass c-Si-Module zukünftig Lebenserwartungen von bis zu 30 Jahren haben werden. Das wird durch ein besseres Verständnis der Degradationsmechanismen und anschließender Anpassung des Designs erreicht. Die Dauer des ersten Einsatzes ist bei der Modulherstellung unbekannt und kann unterhalb der erwarteten Lebensdauer liegen. Deshalb ist es notwendig, die Gesamtnutzungsdauer zu maximieren. Dabei können international gültige Prüfvorschriften zur Rezertifizierung von Altmodulen helfen und somit eine Second-Hand Nutzung erleichtern. Alternativ können neue Geschäftsmodelle wie das von CircuSol vorgeschlagene PSS die Nutzungsdauer maximieren, da der Weg des Second-Hand Marktes umgangen wird. Ungenügend ist zur Zeit die Zweitnutzung von PV-Modulen in Entwicklungsländern, in denen keine Richtlinien zur EoL-Behandlung existieren. Auch die Infrastruktur für eine angemessene Entsorgung ist oft mangelhaft, wodurch Module letztlich nicht fachgerecht entsorgt werden. Die verwendeten Materialien werden dadurch nicht in den Materialkreislauf zurückgeführt und die Umwelt wird schlimmstenfalls nachhaltig geschädigt. Entwicklungsländer sollten im Zuge der Elektrifizierung von vornherein mit erneuerbaren Energien ausgestattet werden und sind teilweise sogar in isolierten Regionen in Form von Inselanlagen von der Photovoltaik abhängig. Anhand der aktuellen Situation wird ersichtlich, dass die wichtigsten PV-Produzenten und Anwender (westliche Länder, China, etc.) eine hohe Mitverantwortung tragen, um Entwicklungsländer beim Aufbau der Infrastruktur zur nachhaltigen EoL-Behandlung zu unterstützen. Jedoch muss diese Infrastruktur auch weltweit aufgebaut werden, um den Materialfluss von PV-Modulen zu kontrollieren. Die WEEE-Richtlinie ist dafür ein Ansatz in Europa, welcher zur Bildung von PV CYCLE geführt hat. Diese Organisation expandiert mittlerweile auch außerhalb von Europa. Trotzdem fehlen in weiten Teilen der Welt Vorgaben, wie Altmodule nachhaltig behandelt werden sollen. Daher sind weltweite Initiativen erforderlich. Wie diese idealerweise zu gestalten sind, damit alle Länder involviert sind, muss untersucht werden.

Mit zunehmenden Lebenserwartungen neuer PV-Anlagen sind zuverlässige Reparaturmöglichkeiten von Vorteil, um insbesondere Anfangsfehler oder defekte Rückseitenfolien kostengünstig instandsetzen zu können. Dazu werden Möglichkeiten zur Reparatur von Rückseitenfolien entwickelt. Mit Hinblick auf die Entwicklung zu bifazialen Modulen, wo entweder transparente Folien oder Glas als Rückseitenmaterial genutzt werden, sind diese Reparaturen nicht mehr möglich. Aufgrund des Laminatverbundes sind keine neuen Reparaturmaßnahmen in der Entwicklung, wodurch die Notwendigkeit unterstrichen wird, die vorhandenen Degradationsmechanismen zu minimieren. Auch präventive Maßnahmen wie eine Überwachung der Anlagen mit Drohnen kann zu frühzeitiger Erkennung von Schäden führen und somit Folgeschäden vermeiden. Diese entstehen häufig durch Schäden an den von außen zugänglichen Teilen wie der Anschlussdose, welche einfach zu reparieren sind und somit frühzeitig behoben werden sollten. Daher gilt es, insbesondere bei Großanlagen präventive Methoden zu verwenden. Ebenfalls kann eine Standardisierung von reparaturfähigen Komponenten zu einer verbesserten Instandhaltung führen und gleichzeitig bei der Installation die Entstehung von Anfangsfehlern vermieden werden.

Eine Standardisierung von Komponenten ist bei Betrachtung der Lernrate schwierig umzusetzen. Durch stetige Veränderungen der Technik könnten Standardisierungen mit zukünftigen Entwicklungen im Konflikt stehen. Es lässt sich nicht vorhersagen, wie lange eine Technologie als Standard verwendet wird und wann sie abgelöst wird. Das wird anhand der Tatsache deutlich, dass die bifaziale Technologie innerhalb der nächsten zehn Jahre vom Nischenprodukt zum Mainstream werden wird. Gleichzeitig dient die EVA-Schicht als Gegenbeispiel, die schon seit mehr als 30 Jahren Standard ist und auch in Zukunft noch als Stand der Technik angesehen werden wird.

Jedoch können Produktstandards eine positive Auswirkung auf Recyclingverfahren haben. Eine gleiche Positionierung der Anschlussdose oder einheitliche Rahmenmontage kann bei einem automatisierten Demontageprozess zu einer Zeitersparnis führen. Auch andere Recyclingschritte könnten durch Standards optimiert werden, wenn z.B. die notwendige Menge an Chemikalien anhand der Modulzusammensetzung präzise eingestellt werden kann. Aus den Erfahrungen der Anlagenbetreiber und Recyclingunternehmen muss Feedback an die Modulhersteller geleitet werden, um zukünftige Produktentwicklungen nachhaltiger zu gestalten.

Heutige industriell angewandte Recyclingprozesse in dedizierten Recyclinganlagen für PV-Module benötigen ca. 1,5 min pro Modul (Veolia). In diesen Prozessen werden ausschließlich mechanische Verfahren angewandt. Diese Prozesszeit muss im Verhältnis zu der aktuell anfallenden Schrottmenge betrachtet werden und anschließend in Relation zu den zukünftigen Schrottmengen gesetzt werden. Es wird deutlich, dass der starke Anstieg der Schrottmengen bis 2050 nicht nur sehr große Recyclingkapazitäten erfordert, sondern die Prozesse auch entsprechend schnell sein müssen. Dies steht im Konflikt zum Upcycling, welches für eine zirkuläre Wertschöpfung notwendig ist. Upcycling kann nach aktuellen Erkenntnissen nur erreicht werden, wenn chemische Verfahren zum Einsatz kommen. Diese benötigen jedoch deutlich mehr Zeit als mechanische Verfahren. Zudem kann auch nur eine begrenzte Materialqualität erreicht werden, die im Falle von Silizium nicht ausreichend ist, um in der Produktion von neuen Modulen als Polysilizium verwendet zu werden. Eine Optimierung der Prozesszeit kann nur erreicht werden, wenn die Modulproduzenten Vorgaben bezüglich der notwendigen Materialqualität anstellen. Daher ist eine enge Kooperation zwischen Recyclingunternehmen und Modulproduzenten notwendig.

Um dem Konflikt aus hoher Materialqualität und ausreichend schnellen Prozessen entgegenzuwirken, sollte der Fokus auf gezieltem Upcycling liegen. Die EVA-Schicht als Hauptproblem für das Upcycling ist wirtschaftlich nicht attraktiv und kann in der Regel nicht erneut verwendet werden, selbst wenn sie vollständig erhalten bliebe. Das bedeutet, dass die benötigte Zeit, der Chemikalienaufwand und das Recyclingergebnis nicht im angemessenen Verhältnis zueinander stehen. Auch ist der Einsatz alternativer Verkapselungsmaterialien in Zukunft eher beschränkt. Daher müssen industriell eingesetzte Recyclingprozesse auf eine schnelle Entfernung der EVA-Schicht ausgerichtet sein. Das kann z.B. durch eine Verbrennung erfolgen, bei der sowohl das Glas als auch der Zellverbund freigelegt werden. Aufgrund des hohen Energiebedarfs für das Verbrennungsverfahren (ca. 500 °C Verbrennungstemperatur), sollte dieses mithilfe der Kenntnisse über die Modulzusammensetzung

optimiert werden. Die anschließenden chemischen Prozessschritte zur Gewinnung der Zellmaterialien sollten ebenfalls nur soweit optimiert werden, dass die gewonnenen Materialien nicht „zu rein“ sind und somit Chemikalien gespart werden können. Schließlich konnte gezeigt werden, dass Upcycling einen positiven Beitrag zur Nachhaltigkeit leisten kann, insbesondere wenn Chemikalien mehrfach verwendet werden können und keine toxischen Abfälle entstehen. Eine mehrfache Nutzung von Chemikalien muss daher eine zentrale Aufgabe bei der Entwicklung industrieller Recyclingprozesse sein. Ebenfalls muss versucht werden, eine recyclingfreundliche Alternative zu EVA zu finden.

Aufgrund des steten technologischen Wandels sind aufwendige Recyclingverfahren zur Rückgewinnung einzelner Modulkomponenten zur erneuten Nutzung nicht erstrebenswert. Alte Wafer können nicht mit den Wirkungsgraden neuer Wafer konkurrieren und sind somit nicht attraktiv. Die Entwicklung der Waferdicken zeigt, dass alte Wafer dicker sind als neue und diese nicht einfach in neuen Zelltechnologien zum Einsatz kommen können. Außerdem sind alte Wafer auch untereinander inkompatibel, wodurch eine Produktionslinie mit Altwafers praktisch nicht umsetzbar ist.

Technologische Entwicklungen des klassischen Designs werden zur Zeit mit dem Ziel der Wirkungsgradsteigerung und Kostenreduzierung vorgenommen. Die Recyclingfähigkeit ist bei den Entwicklungen aktuell nicht relevant. Gleichwohl haben die Veränderungen jedoch Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Recyclingprozesse, da insbesondere der Anteil des wertvollen Silbers deutlich reduziert wird. Durch die enormen Ausbauziele der Photovoltaik weltweit wird der Silberbedarf trotz reduzierter Silbermengen bei neuartigen Zellen weiter ansteigen und somit für steigende Produktionskosten sorgen. Getrieben durch hohe Rohstoffkosten muss Recycling als zusätzliche Rohstoffquelle für die Modulhersteller erschlossen werden, wodurch ebenfalls Fortschritte beim Upcycling erreicht werden könnten. Während bei den aktuellen Entwicklungen des klassischen Designs und bifazialen Modulen die Recyclingfähigkeit also keine Rolle spielt, wird diese bei der Entwicklung der neuen Tandemtechnologie mit Perowskiten parallel untersucht. Dabei spielt die Wirtschaftlichkeit durch die Gewinnung von einigen Materialien wie den TCO-Schichten eine Rolle. Hauptgrund für die parallele Entwicklung ist jedoch die Verwendung von toxischem Blei in der Perowskitstruktur. Hierbei wird deutlich, dass zur Zeit das Recycling bei der Produktentwicklung nur dann einen hohen Stellenwert hat, wenn es um die Vermeidung toxischer Abfälle geht. Ein Umdenken ist also erforderlich, um nachhaltige Produkte zu entwickeln. Unabhängig von der betrachteten Technologie hat sich zur Zeit noch kein Upcyclingprozess industriell etabliert. Auf der einen Seite ist das für die aktuell anfallenden Schrottmengen nachteilig, auf der anderen Seite ergibt sich dadurch ein Zeitfenster, Upcyclingprozesse mit einem ganzheitlichen Blick zu entwickeln. Zur Zeit leiden Perowskitzellen unter Stabilitätsproblemen. Es kann angenommen werden, dass diese zunehmend kontrolliert werden können. Jedoch lässt sich noch keine Prognose erstellen, ob Perowskitzellen jemals ähnliche Lebensdauern von 25 bis 30 Jahren erreichen wie c-Si-Module. Dadurch könnte es sein, dass bei zunehmender Etablierung von Tandemzellen mit Perowskiten die Lebensdauer dieser nur 15-20 Jahre beträgt. Die Folge ist ein Zeitfenster, bei dem sowohl bifaziale Module als auch Tandemmodule die EoL-Phase gleichzeitig erreichen. Die Entwicklung einer Recyclinginfrastruktur, die möglichst viele Modultypen recyceln kann, muss daher ein

erstrebenswertes Ziel sein. Hierfür sind große Anstrengungen notwendig, da zur Zeit noch keine Recyclingverfahren für Tandemzellen entwickelt werden. Inwieweit c-Si-Module und Tandemmodule also gemeinsam recycelt werden können, muss untersucht werden. Durch die verwendeten teuren Rohstoffe wird das Recycling für die Modulhersteller attraktiv. Somit könnten diese eine entscheidende Rolle bei der Entwicklung von Recyclingprozessen spielen und gleichzeitig anfangen, das Produktdesign für Recycling zu optimieren.

Bei allen Eventualitäten und ausstehenden Forschungen steht jedoch fest, dass Upcyclingprozesse innerhalb der nächsten Jahre industriell verwendet werden müssen. Circulos fordert daher eine Etablierung von ausgereiften Recyclingprozessen bis 2030 [58]. Dieser Zeitraum muss nicht nur dafür genutzt werden, die Recyclingprozesse zu etablieren, sondern muss vor allem dazu genutzt werden, die Infrastruktur der kompletten EoL-Behandlung aufzubauen. Es konnte beobachtet werden, dass die Transportwege einen erheblichen Anteil an der Umweltbelastung der EoL-Behandlung haben. Daher ist es wichtig, dass internationale Anstrengungen unternommen werden, um ein globales Sammel-, Transport-, und Recyclingsystem von PV-Modulen aufzubauen. Neue Technologien wie Tandemmodule sollten nur dann in Entwicklungsländern eingesetzt werden, wenn dort eine entsprechende Infrastruktur zur EoL-Behandlung vorhanden ist.

7.3 Ausblick

Die in dieser Arbeit untersuchte Frage war, wie die EoL-Behandlung in der Photovoltaik zur Zeit erfolgt und ob durch technologische Entwicklungen, sowohl im Bereich der EoL-Behandlung als auch bei der Produktentwicklung, eine zirkuläre Wertschöpfung erreicht werden kann. Festgestellt wurde, dass in der gegenwärtigen Situation keine zirkuläre Wertschöpfung vorhanden ist. Die Hauptprobleme sind der durch die EVA-Schicht verklebte Laminatverbund und fehlende internationale Regulierungen und Bemühungen, die notwendige Infrastruktur zu errichten. Des Weiteren wurde beobachtet, dass zukünftig ausgereifte Recyclingprozesse etabliert werden können, da intensive Forschungsbemühungen auf Laborebene erfolgreiche Ergebnisse versprechen. Abstriche werden hinsichtlich der verwendeten Kunststoffe in Kauf genommen werden müssen, da diese zum einen wirtschaftlich nicht interessant sind und zum anderen nicht erneut als Modulkomponenten verwendet werden, selbst wenn diese separiert werden. Die übrigen zentralen Modulkomponenten können allesamt zirkulär recycelt werden und die Rohstoffe erneut in der Modulproduktion zum Einsatz kommen. Auf Basis der c-Si-Module lässt sich in Zukunft also eine zirkuläre Wertschöpfung erreichen.

Mit Hinblick auf technologische Entwicklungen der PV-Module werden keine negativen Auswirkungen auf technischer Seite des Recyclings von c-Si-Modulen beobachtet. Durch die Bestrebungen, die Materialnutzung zu reduzieren, wird der bereits hohe wirtschaftliche Druck auf Recyclingprozesse weiterhin hoch bleiben. Die Entwicklung von Tandemzellen mit Perowskiten muss noch vollständig erforscht werden. Die auf Laborebene erforschten Recyclingverfahren für Perowskit-Einzelzellen weichen von dem Recycling von c-Si-Zellen ab. Daher muss deren Recyclingfähigkeit parallel zur Produktentwicklung erforscht werden.

Zeitgleich zu den technischen Entwicklungen müssen intensive Verbesserungen auf regulatorischer Ebene weltweit erfolgen, um Upcycling sicher zu stellen. Aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit aller Upcyclingprozesse gibt es zur Zeit keinen Anreiz, diese aufzubauen. Durch den starken Anstieg der Schrottmengen müssen Upcyclingprozesse innerhalb der nächsten Jahre industriell etabliert werden, um eine nachhaltige Materialwirtschaft zu ermöglichen. Generell ist ein vollständiges Umdenken innerhalb der Gesellschaft, Regierungen, Anlagenbetreibern und Modulherstellern notwendig, um die Nachhaltigkeitsziele zu erreichen. Ein proaktiver Aufbau der EoL-Infrastruktur, nicht getrieben durch wirtschaftliche Interessen, sondern mit dem Ziel einer zirkulären Wertschöpfung, ist die Grundlage für eine vollständig grüne und nachhaltige Energieversorgung. Das kann nur durch eine enge Zusammenarbeit aller Beteiligten geschehen.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, “100.000 Dächer-Solarstrom-Programm kurz vor dem Ziel - BMU-Pressemitteilung,” Jun. 2003. [Online]. Verfügbar: <https://www.bmu.de/PM1971> (Zugriff am: 2021-12-04).
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, “Das Erneuerbare-Energien-Gesetz.” [Online]. Verfügbar: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html> (Zugriff am: 2021-12-04).
- [3] Stiftung Elektro-Altgeräte Register, “Regelsetzung Garantiehöhe (PBÜ),” Sep. 2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.stiftung-ear.de/de/themen/elektrog/herstellerbevollmaechtigte/pbs-regeln/pbue/regelsetzung-garantiehoehe> (Zugriff am: 2021-12-04).
- [4] IRENA, “Global Energy Transformation: The REmap transition pathway (Background report to 2019 Edition),” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Tech. Rep., 2019. [Online]. Verfügbar: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_GET_REmap_pathway_2019.pdf
- [5] United Nations, “Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development | Department of Economic and Social Affairs,” 2015. [Online]. Verfügbar: <https://sdgs.un.org/2030agenda> (Zugriff am: 2021-12-04).
- [6] K. Komoto *et al.*, “End-of-Life Management of Photovoltaic Panels: Trends in PV Module Recycling Technologies,” International Energy Agency, Tech. Rep. IEA-PVPS T12-10:2018, Jan. 2018. [Online]. Verfügbar: <https://iea-pvps.org/key-topics/end-of-life-management-of-photovoltaic-panels-trends-in-pv-module-recycling-technologies-by-task-12/> (Zugriff am: 2021-11-06).
- [7] PV Cycle, “Activity Report 2020,” PV Cycle, Tech. Rep., 2021. [Online]. Verfügbar: https://aa097a24-ead7-4961-968d-4ebfc33edcbf.filesusr.com/ugd/0bf0dc_5f57c4010d184ef2a9f34613e6303c2b.pdf (Zugriff am: 2021-11-24).
- [8] IRENA und IEA-PVPS, “End of Life Management: Solar Photovoltaic Panels,” International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA-PVPS T12-06:2016, Aug. 2016. [Online]. Verfügbar: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf (Zugriff am: 2021-11-06).
- [9] European Union, “WEEE Directive,” Apr. 2012. [Online]. Verfügbar: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:02012L0019-20180>

- 704&from=EN (Zugriff am: 2022-02-11).
- [10] H. Wirth, “Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,” Fraunhofer ISE, Tech. Rep., Nov. 2021. [Online]. Verfügbar: www.pv-fakten.de (Zugriff am: 2021-12-14).
- [11] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz*, 10th ed. München: Hanser, 2019.
- [12] Kyocera, “KC120-1.pdf.” [Online]. Verfügbar: <http://www.soltec-solar.com/html/cms/kyocera/KC120-1.pdf> (Zugriff am: 2021-12-12).
- [13] Sunpower, “160.pdf,” 2019. [Online]. Verfügbar: <https://www.photovoltaik-shop.com/mwdownloads/download/link/id/160/> (Zugriff am: 2021-12-12).
- [14] Knut Sander *et al.*, “Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung,” Ökopol Institut für Ökologie und Politik GmbH, Tech. Rep., Jan. 2004. [Online]. Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/2789.pdf> (Zugriff am: 2021-12-12).
- [15] C. A. Miller, I. M. Peters, und S. Zaveri, “Thin Film CdTe Photovoltaics and the U.S. Energy Transition in 2020,” QESST Engineering Research Center, Tech. Rep., 2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.firstsolar.com/en-Emea/-/media/First-Solar/Sustainability-Documents/Sustainability-Peer-Reviews/QESST-Thin-Film-PV-Report-2020.ashx> (Zugriff am: 2021-12-13).
- [16] S. Ovaitt *et al.*, “PV Evolution in the light of Circular Economy,” National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. NREL/CP-5K00-78989, Jun. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1109/PVSC43889.2021.9518683> (Zugriff am: 2021-12-13).
- [17] R. Deng *et al.*, “A techno-economic review of silicon photovoltaic module recycling,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 109, pp. 532–550, Jul. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.020> (Zugriff am: 2021-11-09).
- [18] M. Fischer *et al.*, “International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2020 Results,” Apr. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic> (Zugriff am: 2022-02-19).
- [19] International Energy Agency, “Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy - 2014 edition,” International Energy Agency, Tech. Rep., 2014. [Online]. Verfügbar: https://iea.blob.core.windows.net/assets/e78cd964-9859-48c8-89b5-81fb4a1423b3/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf (Zugriff am: 2022-02-11).
- [20] R. Deng *et al.*, “A sustainable chemical process to recycle end-of-life silicon solar cells,” *Green Chemistry*, vol. 23, no. 24, pp. 10 157–10 167, 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1039/D1GC02263F> (Zugriff am: 2022-02-04).
- [21] K.-A. Weiß *et al.*, “Service Life Estimation for Photovoltaic Modules,” International Energy Agency Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA-PVPS T13-16:2021, 2021. [Online]. Verfügbar: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/07/Report-IEA%E2%80%93PVPS-T13-16_2021_Service_Life_Estimation_4_PV_Modules.pdf (Zugriff am: 2021-12-28).
- [22] Deutsches Kupferinstitut, “Recycling von Kupferwerkstoffen,” Deutsches Kupferinstitut, Tech. Rep., 2011. [Online]. Verfügbar: <https://www.kupferinstitut.de/wp-c>

- ontent/uploads/2021/05/Recycling-von-Kupferwerkstoffen-final.pdf (Zugriff am: 2021-12-05).
- [23] Deutsches Kupferinstitut, “Kupfer in der Elektrotechnik - Kabel und Leitungen,” Deutsches Kupferinstitut, Tech. Rep., 2000. [Online]. Verfügbar: https://www.kupferinstitut.de/fileadmin/user_upload/kupferinstitut.de/de/Documents/Shop/Verlag/Downloads/Anwendung/Elektrotechnik/brosch09.pdf (Zugriff am: 2021-12-05).
- [24] P. Bendix *et al.*, “Förderung einer hochwertigen Verwertung von Kunststoffen aus Abbruchabfällen sowie der Stärkung des Rezyklateinsatzes in Bauprodukten im Sinne der europäischen Kunststoffstrategie,” Umwelt Bundesamt, Tech. Rep. TEXTE 151/2021, Apr. 2021. [Online]. Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-11-23_texte_151-2021_rebaupro_0.pdf
- [25] Peter Fischer und Martin Sauter, “Entwicklung eines recyclingfähigen Solarwechselrichters,” 1998. [Online]. Verfügbar: <https://silo.tips/download/entwicklung-eines-recyclingfaehigen-solarwech-hselrichters> (Zugriff am: 2021-12-19).
- [26] SMA Solar Technology AG, “Recyclingkreislauf einer Photovoltaikanlage,” Aug. 2013. [Online]. Verfügbar: <https://www.sma-sunny.com/recyclingkreislauf-einer-photovoltaikanlage/> (Zugriff am: 2021-12-19).
- [27] Corinna Fischer, Eva Brommer, und Jens Gröger, “Photovoltaik Wechselrichter - Entwicklung der Vergabekriterien für ein klimaschutzbezogenes Umweltzeichen,” Öko-Institut e.V., Tech. Rep., Apr. 2012. [Online]. Verfügbar: <https://www.oeko.de/oekodoc/1457/2012-038-de.pdf> (Zugriff am: 2021-12-19).
- [28] SMA Solar Technology AG, “Nichtfinanzieller Bericht 2019,” SMA Solar Technology AG, Tech. Rep., 2019. [Online]. Verfügbar: https://www.sma.de/fileadmin/content/global/Investor_Relations/Documents/Finanzberichte/2019/SMA-Nichtfinanzieller-Bericht-2019.pdf (Zugriff am: 2021-12-19).
- [29] Knut Sander *et al.*, “Studie zur Entwicklung eines Rücknahme- und Verwertungssystem für Photovoltaische Produkte,” Ökopol GmbH, Tech. Rep., Nov. 2007. [Online]. Verfügbar: https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2012/12655/pdf/Gesamtbericht_PVCycle_de.pdf (Zugriff am: 2021-12-12).
- [30] M. Köntges *et al.*, “Review of failures of photovoltaic modules,” International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, Tech. Rep. IEA-PVPS T13-01:2014, 2014. [Online]. Verfügbar: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf (Zugriff am: 2021-12-28).
- [31] J. Sirkin, “Fraunhofer’s Photovoltaic Durability Initiative Reduces Solar Investment Risks | Cleantech Notes — Fraunhofer Center for Sustainable Energy Systems,” Feb. 2013. [Online]. Verfügbar: <https://www.cleantechnotes.org/2013/02/22/fraunhofers-photovoltaic-durability-initiative-reducing-investment-risks/> (Zugriff am: 2021-12-23).
- [32] A. F. Zielnik und D. P. Dumbleton, “Photovoltaic Module Weather Durability & Reliability Testing,” Atlas Material Testing Technology LLC, Tech. Rep., Jun. 2012. [Online]. Verfügbar: <https://www.atlas-mts.com/-/media/ametekatlas/files/produ>

- ctsservices/testingservices/solarpvtestingservices/atlas25/322_rs_atlas_25_plus_white_paper.pdf?la=en&revision=63b55cbe-c999-4142-8bb4-ba097a95f1b6&has_h=146948E64C3E513A5C91AD0CB42F8F59 (Zugriff am: 2021-12-28).
- [33] A. Gok *et al.*, “Degradation Science and Pathways in PV Systems,” in *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*. Elsevier, 2019, pp. 47–93. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811545-9.00003-3> (Zugriff am: 2021-12-29).
- [34] S. Pingel *et al.*, “Mechanical Stability of Solar Cells within Solar Panels,” *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2009. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.4229/24thEUPVSEC2009-4AV.3.49> (Zugriff am: 2021-12-29).
- [35] J. Kim *et al.*, “A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy,” *Energies*, vol. 14, no. 14, p. 4278, Jul. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.3390/en14144278> (Zugriff am: 2021-12-29).
- [36] International Electrotechnical Commission, “Terrestrial photovoltaic (PV) modules: Design qualification and type approval. Part 1,” International Electrotechnical Commission, Tech. Rep. IEC 61215-1:2021, 2021.
- [37] International Electrotechnical Commission, “Terrestrial photovoltaic (PV) modules: Design qualification and type approval. Part 2,” International Electrotechnical Commission, Tech. Rep. IEC 61215-2:2021, 2021.
- [38] M. Tao *et al.*, “Major challenges and opportunities in silicon solar module recycling,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 10, pp. 1077–1088, 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.3316> (Zugriff am: 2021-12-21).
- [39] D. C. Jordan *et al.*, “Photovoltaic failure and degradation modes,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 4, pp. 318–326, Apr. 2017. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.2866> (Zugriff am: 2021-12-29).
- [40] National Renewable Energy Laboratory *et al.*, “Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems,” National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. NREL/TP-7A40-73822, Dec. 2018. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.2172/1489002> (Zugriff am: 2022-01-05).
- [41] J. A. Tsanakas *et al.*, “Towards a circular supply chain for PV modules: Review of today’s challenges in PV recycling, refurbishment and re-certification,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 6, pp. 454–464, 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.3193> (Zugriff am: 2022-01-08).
- [42] A. van der Heide *et al.*, “Towards a successful re-use of decommissioned photovoltaic modules,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Sep. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.3490> (Zugriff am: 2021-11-24).
- [43] Bundesamt für Justiz, “Elektro- und Elektronikgerätegesetz vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1739), das zuletzt durch Artikel 23 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist.” [Online]. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/elektrog_2015/ElektroG.pdf (Zugriff am: 2022-03-15).
- [44] Deutsche Umwelthilfe, “Strengthening circularity in photovoltaics Challenges and

- opportunities along the lifecycle,” Deutsche Umwelthilfe, Tech. Rep., Oct. 2021. [Online]. Verfügbar: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Kreislaufwirtschaft/210310_White_Paper_Strengthening_Circularity_in_Photovoltaics_ENG_FINAL.pdf (Zugriff am: 2022-01-04).
- [45] PV CYCLE, “PV CYCLE,” 2022. [Online]. Verfügbar: <https://pvcycle.org/about-pv-cycle/> (Zugriff am: 2022-01-07).
- [46] PV Cycle, “Activity Report 2019,” PV Cycle, Tech. Rep., 2020. [Online]. Verfügbar: <https://pvcycle.org/2021/05/10/annual-report-2019/> (Zugriff am: 2021-01-02).
- [47] H. Schwarzburger, “Repairing solar modules: sometimes easier than buying new ones,” Jun. 2017. [Online]. Verfügbar: <https://www.pveurope.eu/solar-modules/repairing-solar-modules-sometimes-easier-buying-new-ones> (Zugriff am: 2022-01-08).
- [48] Fraunhofer ISE, “Photovoltaics Report,” Fraunhofer ISE, Tech. Rep., Jul. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (Zugriff am: 2021-12-05).
- [49] SecondSol GmbH, “SecondSol - Ihr Marktplatz für neue & gebrauchte Photovoltaik-Produkte,” 2022. [Online]. Verfügbar: <https://www.secondsol.com/de/index.htm> (Zugriff am: 2022-01-08).
- [50] Reiling Unternehmensgruppe, “Glasrecycling: Photovoltaik.” [Online]. Verfügbar: <https://www.reiling.de/de/photovoltaik> (Zugriff am: 2022-01-09).
- [51] Veolia, “Recycling photovoltaic panels, a technology unique in France,” 2022. [Online]. Verfügbar: <https://www.veolia.com/en/solution/recycling-photovoltaic-panels-technology-unique-france> (Zugriff am: 2022-01-09).
- [52] M. A. Woodhouse *et al.*, “Crystalline Silicon Photovoltaic Module Manufacturing Costs and Sustainable Pricing: 1H 2018 Benchmark and Cost Reduction Road Map,” National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-72134, Feb. 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.2172/1495719> (Zugriff am: 2022-02-19).
- [53] M. Hasnain Saeed *et al.*, “Sustainable Silicon Waste Material Utilization for Road Construction: An Application of Modified Binder for Marshall Stability Analysis,” *Applied Sciences*, vol. 9, no. 9, p. 1803, Apr. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.3390/app9091803> (Zugriff am: 2022-01-10).
- [54] First Solar, “The Recycling Advantage Cost effective. Sustainable,” 2017. [Online]. Verfügbar: <https://www.firstsolar.com/en-Emea/-/media/First-Solar/Sustainability-Documents/Recycling/First-Solar-Recycling-Brochure.ashx> (Zugriff am: 2022-01-13).
- [55] G. Beaucarne *et al.*, “Repair and preventive maintenance of photovoltaic modules with degrading backsheets using flowable silicone sealant,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Sep. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.3492> (Zugriff am: 2022-01-04).
- [56] International Renewable Energy Agency, “Future of Solar Photovoltaics: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A global transformation paper),” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Tech. Rep., Nov. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/>

- Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf (Zugriff am: 2021-12-04).
- [57] L. Zhu, A. P. Raman, und S. Fan, “Radiative cooling of solar absorbers using a visibly transparent photonic crystal thermal blackbody,” *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 112, no. 40, pp. 12 282–12 287, Oct. 2015. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1073/pnas.1509453112> (Zugriff am: 2022-02-11).
- [58] W. Debacker, “Development of a vision on service-based models enabling local, circular power in a future ecosystem,” CIRCUSOL, Tech. Rep. D1.2, 2019. [Online]. Verfügbar: <https://www.circusol.eu/files/publications/D1.2%20CIRCUSOL%20description%20of%20vision.pdf> (Zugriff am: 2022-01-19).
- [59] Circusol, “Service-based business models for circular economy in the solar power sector,” 2019. [Online]. Verfügbar: <https://www.circusol.eu/files/brand%20resources/Circusol-Brochure-21x21cm.pdf> (Zugriff am: 2022-01-19).
- [60] I. A. Lohmann und T. Scholz, “Gemeinsame Aufbereitung verschiedenartiger Photovoltaikmodule zur Wertstoffrückgewinnung,” Deutschen Bundesstiftung Umwelt, Tech. Rep. 33913, May 2019. [Online]. Verfügbar: https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-33913_01-Hauptbericht.pdf (Zugriff am: 2022-01-09).
- [61] J. Park *et al.*, “An eco-friendly method for reclaimed silicon wafers from a photovoltaic module: From separation to cell fabrication,” *Green Chemistry*, vol. 18, no. 6, pp. 1706–1714, 2016. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1039/C5GC01819F> (Zugriff am: 2022-01-31).
- [62] S. Kang *et al.*, “Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules,” *Renewable Energy*, vol. 47, pp. 152–159, Nov. 2012. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.030> (Zugriff am: 2021-10-22).
- [63] S. Pang *et al.*, “Enhanced separation of different layers in photovoltaic panel by microwave field,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 230, p. 111213, Sep. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111213> (Zugriff am: 2022-02-04).
- [64] M. F. Azeumo *et al.*, “Photovoltaic module recycling, a physical and a chemical recovery process,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 193, pp. 314–319, May 2019. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.01.035> (Zugriff am: 2022-02-01).
- [65] C. Modrzyński *et al.*, “Electrochemical Recycling of Photovoltaic Modules to Recover Metals and Silicon Wafers,” *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 93, no. 11, pp. 1851–1858, Nov. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/cite.202100105> (Zugriff am: 2022-01-25).
- [66] X. Li *et al.*, “Back EVA recycling from c-Si photovoltaic module without damaging solar cell via laser irradiation followed by mechanical peeling,” *Waste Management*, vol. 137, pp. 312–318, Jan. 2022. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.11.024> (Zugriff am: 2022-01-25).
- [67] Fraunhofer ISC, “Elektrohydraulische Zerkleinerung EHZ,” Sep. 2018. [Online].

- Verfügbar: https://www.iwks.fraunhofer.de/content/dam/iwks/de/documents/SonstigeFlyer/EHZ_Flyer_DIN%20Lang_105_Druck%20PDF_09_18.pdf (Zugriff am: 2022-02-03).
- [68] S.-M. Nevala *et al.*, “Electro-hydraulic fragmentation vs conventional crushing of photovoltaic panels – Impact on recycling,” *Waste Management*, vol. 87, pp. 43–50, Mar. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.01.039> (Zugriff am: 2022-02-01).
- [69] B.-P. Song *et al.*, “Recycling experimental investigation on end of life photovoltaic panels by application of high voltage fragmentation,” *Waste Management*, vol. 101, pp. 180–187, Jan. 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.10.015> (Zugriff am: 2022-02-01).
- [70] C. E. Latunussa *et al.*, “Analysis of material recovery from photovoltaic panels.” Publications Office of the European Union, Luxemburg, Tech. Rep. EUR 27797, 2016. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.2788/786252> (Zugriff am: 2022-02-12).
- [71] FRELPLIFE, “Presentazione progetto “Frelp By Sun” alla fiera Ecomondo/KeyEnergy di Rimini,” Oct. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://frelp.info/2019/10/29/presentazione-progetto-frelp-by-sun-alla-fiera-ecomondo-keyenergy-di-rimini/> (Zugriff am: 2022-02-13).
- [72] C. E. Latunussa *et al.*, “Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 156, pp. 101–111, Nov. 2016. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.03.020> (Zugriff am: 2022-02-12).
- [73] P. Dias *et al.*, “Comprehensive recycling of silicon photovoltaic modules incorporating organic solvent delamination – technical, environmental and economic analyses,” *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 165, p. 105241, Feb. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.105241> (Zugriff am: 2022-01-25).
- [74] H. Cui *et al.*, “Technoeconomic analysis of high-value, crystalline silicon photovoltaic module recycling processes,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 238, Art. 111592, May 2022. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2022.111592> (Zugriff am: 2022-01-25).
- [75] R. Deng *et al.*, “Remanufacturing end-of-life silicon photovoltaics: Feasibility and viability analysis,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 29, no. 7, pp. 760–774, Jul. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.3376> (Zugriff am: 2022-01-25).
- [76] E. Klugmann-Radziemska und A. Kuczyńska-Łażewska, “The use of recycled semiconductor material in crystalline silicon photovoltaic modules production - A life cycle assessment of environmental impacts,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 205, Art. 110259, Feb. 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2019.110259> (Zugriff am: 2022-01-25).
- [77] M. E. Holuszko, A. Kumar, und D. C. Espinosa, *Electronic Waste Recycling and Reprocessing for a Sustainable Future*. Weinheim: WILEY-VCH, Jan. 2022. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/9783527816392> (Zugriff am: 2022-02-22).

- [78] T. Curtis *et al.*, “A Circular Economy for Solar Photovoltaic System Materials: Drivers, Barriers, Enablers, and U.S. Policy Considerations,” National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-74550, Mar. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://dx.doi.org/10.2172/1774574> (Zugriff am: 2022-01-05).
- [79] J. Bilbao *et al.*, “PV Module Design for Recycling Guidelines,” International Energy Agency Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA-PVPS T12-23:2020, Oct. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.2172/1832877> (Zugriff am: 2022-02-25).
- [80] T. Radavičius *et al.*, “Circular solar industry supply chain through product technological design changes,” *Insights into Regional Development*, vol. 3, no. 3, pp. 10–30, Sep. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.9770/IRD.2021.3.3> (Zugriff am: 2022-01-19).
- [81] A. Laugharne, “Silver’s important role in solar power,” The Silver Institute, Tech. Rep., Jun. 2020. [Online]. Verfügbar: https://www.silverinstitute.org/wp-content/uploads/2020/06/SilverSolarPower_CRU2020.pdf (Zugriff am: 2021-12-15).
- [82] Fraunhofer ISE, “Neuartige Feinlinien-Siebdruckmetallisierung reduziert Silberverbrauch bei Solarzellenkontakten,” Sep. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2019/neuartige-feinlinien-siebdruckmetallisierung-reduziert-silberverbrauch-bei-solarzellenkontakten.html> (Zugriff am: 2021-12-12).
- [83] G. Oreski *et al.*, “Properties and degradation behaviour of polyolefin encapsulants for photovoltaic modules,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 12, pp. 1277–1288, 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.3323> (Zugriff am: 2022-02-28).
- [84] G. Oreski *et al.*, “Designing New Materials for Photovoltaics: Opportunities for Lowering Cost and Increasing Performance through Advanced Material Innovations,” International Energy Agency Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA PVPS T13 13 :202 1, Apr. 2021. [Online]. Verfügbar: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-13_2021_Designing-new-materials-for-photovoltaics-report.pdf (Zugriff am: 2022-03-04).
- [85] J. Stein *et al.*, “Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications,” International Energy Agency Photovoltaic Power Systems, Tech. Rep. IEA-PVPS T13-14:2021, Apr. 2021. [Online]. Verfügbar: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf (Zugriff am: 2022-03-03).
- [86] Fraunhofer ISE, “Europäische Glas-Glas PV-Module sind besonders klimafreundlich,” Sep. 2021. [Online]. Verfügbar: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2021/2221_ISE_d_PI_CO2-Fussabdruck-von-PV-Modulen.pdf (Zugriff am: 2021-12-12).
- [87] B. Ehrler *et al.*, “Photovoltaics Reaching for the Shockley–Queisser Limit,” *ACS Energy Letters*, vol. 5, no. 9, pp. 3029–3033, Sep. 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1021/acsendergylett.0c01790> (Zugriff am: 2022-03-05).
- [88] A. W. Y. Ho-Baillie *et al.*, “Recent progress and future prospects of perovskite

- tandem solar cells,” *Applied Physics Reviews* 8, 041307, Dec. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1063/5.0061483> (Zugriff am: 2022-03-05).
- [89] S. Laalioui *et al.*, “Progress in perovskite based solar cells: Scientific and engineering state of the art,” *Reviews on advanced materials science*, vol. 59, no. 1, pp. 10–25, Jan. 2020. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1515/rams-2020-0017> (Zugriff am: 2022-03-05).
- [90] L. Schmidt-Mende *et al.*, “Roadmap on organic–inorganic hybrid perovskite semiconductors and devices,” *APL Materials* 9, 109202, Oct. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1063/5.0047616> (Zugriff am: 2022-03-05).
- [91] T. Miyasaka und A. K. Jena, “Research Background and Recent Progress of Perovskite Photovoltaics,” in *Perovskite Photovoltaics and Optoelectronics*, 1st ed. Wiley, Feb. 2022, pp. 1–60. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/9783527826391.ch1> (Zugriff am: 2022-03-07).
- [92] National Renewable Energy Laboratory, “Best Research-Cell Efficiency Chart,” 2022. [Online]. Verfügbar: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (Zugriff am: 2022-03-07).
- [93] Helmholtz-Zentrum Berlin, “From Lab to Fab: World Record Solar Cell Goes from Lab to Industry,” Mar. 2022. [Online]. Verfügbar: https://www.helmholtz-berlin.de/pubbin/news_seite?nid=23428;sprache=en (Zugriff am: 2022-03-08).
- [94] A. Al-Ashouri *et al.*, “Monolithic perovskite/silicon tandem solar cell with >29% efficiency by enhanced hole extraction,” *Science*, vol. 370, no. 6522, pp. 1300–1309, Dec. 2020. [Online]. Verfügbar: <http://dx.doi.org/10.14279/depositonce-15127> (Zugriff am: 2022-03-08).
- [95] P. Sadhukhan *et al.*, “The emergence of concentrator photovoltaics for perovskite solar cells,” *Applied Physics Reviews* 8, 041324, Dec. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1063/5.0062671> (Zugriff am: 2022-03-11).
- [96] F.-W. Liu *et al.*, “Recycling and recovery of perovskite solar cells,” *Materials Today*, vol. 43, pp. 185–197, Mar. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2020.11.024> (Zugriff am: 2022-03-06).
- [97] M. Monteiro Lunardi *et al.*, “A life cycle assessment of perovskite/silicon tandem solar cells: Perovskite/silicon tandem solar cell LCA,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 8, pp. 679–695, Aug. 2017. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1002/pip.2877> (Zugriff am: 2022-02-22).
- [98] F. Yang *et al.*, “Progress in recycling organic–inorganic perovskite solar cells for eco-friendly fabrication,” *Journal of Materials Chemistry A*, vol. 9, no. 5, pp. 2612–2627, 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1039/D0TA07495K> (Zugriff am: 2022-03-06).
- [99] A. Binek *et al.*, “Recycling Perovskite Solar Cells To Avoid Lead Waste,” *ACS Applied Materials & Interfaces*, vol. 8, no. 20, pp. 12 881–12 886, May 2016. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1021/acsami.6b03767> (Zugriff am: 2022-03-06).
- [100] B. Chen *et al.*, “Recycling lead and transparent conductors from perovskite solar modules,” *Nature Communications* 12, 5859, Dec. 2021. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1038/s41467-021-26121-1> (Zugriff am: 2022-03-06).

-
- [101] P. Chhillar *et al.*, “Recycling of Perovskite Films: Route toward Cost-Efficient and Environment-Friendly Perovskite Technology,” *ACS Omega*, vol. 4, no. 7, pp. 11 880–11 887, Jul. 2019. [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.1021/acsomega.9b01053> (Zugriff am: 2022-03-06).

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----|---|----|
| 2.1 | Beispielhafter Aufbau einer Solaranlage mit Standardkomponenten [11] | 3 |
| 2.2 | Schnitt einer Standard Siliziumzelle [11] | 4 |
| 2.3 | Schnitt eines typischen Siliziummoduls [11] | 5 |
| 2.4 | Schnitt eines typischen Dünnschichtmoduls mit CdTe als Halbleiter [15] | 6 |
| 3.1 | Kreislauf des Materialflusses bei PV-Modulen [16] | 8 |
| 3.2 | Installierte PV Kapazität weltweit und Entwicklung [4, 8] | 9 |
| 4.1 | Qualitatives Prinzip der Fehlerwahrscheinlichkeiten während der Lebenszeit eines PV-Moduls [33] | 14 |
| 4.2 | Aktuelle industriell zum Einsatz kommende Recyclingprozesse und daraus gewonnene Materialien [38, 51] | 22 |
| 4.3 | Aktueller industrieller Recyclingprozess von First Solar und daraus gewonnene Materialien [15, 54] | 26 |
| 5.1 | Prozess für eine Second-Use Verwendung von Altmodulen nach [42] | 29 |
| 5.2 | PSP Konzept von Circsol. [58] | 30 |
| 5.3 | Wichtigste Recyclingschritte des FRELP-Prozesses [70] | 38 |
| 5.4 | Recyclingprozess zur Erreichung einer hohen Upcyclingquote nach [73] | 39 |
| 5.5 | Aufbereitung von Silizium für die Verwendung in PV-Modulen. [11, 52] | 41 |
| 6.1 | Entwicklung des Silberbedarfs pro Zelle. Daten aus [18, 81] | 47 |
| 6.2 | Entwicklung der Waferdicke. Die Dicke der Wafer hängt von dessen Art ab, entsprechend sind Wertebereiche dargestellt. Daten aus [18, 48] | 48 |
| 6.3 | Aufbau einer n-PERT-Zelle [85] | 50 |
| 6.4 | Aufbau einer HJT-Zelle [85] | 51 |
| 6.5 | Aufbau eines bifazialen Glas-Glas Moduls [85] | 52 |
| 6.6 | Tandemzellenkonzepte: Links eine Stapelung mit unabhängigem Einfachzellbetrieb. Rechts eine monolithische Tandemzelle mit Verbindungsschicht [88] | 54 |
| 6.7 | Beispielhafter Aufbau einer Tandemzelle aus einer Perowskitzelle und einer HJT-Siliziumzelle [88, 89, 90, 91, 94] | 56 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-----|---|----|
| 4.1 | Materialzusammensetzung eines Beispielmoduls aus 2007 [29] | 13 |
| 4.2 | Übersicht über die Degradationsmechanismen, die Ursachen und die Effekte auf das Modul [30, 33] | 16 |
| 4.3 | Einteilung der Recyclingergebnisse nach Upcycling und Downcycling [8] | 21 |
| 4.4 | Werteübersicht pro Einheitsmasse eines c-Si-Modules [8] | 23 |
| 6.1 | Funktionale Schichten und deren Dicke in der Tandemzelle aus Abbildung 6.7. Der obere Teil listet die Schichten aus der Perowskitzelle und der untere Teil repräsentiert die HJT-Zelle. In der Mitte ist die Rekombinations- und Verbin- dungsschicht [88, 89, 90, 91, 94] | 56 |

Symbol- & Abkürzungsverzeichnis

| Symbol | Beschreibung | Einheit |
|-------------------|---|---------|
| CO _{2eq} | Kohlenstoffdioxid-Equivalent | kg |
| - | Gigawattpeak | GWp |
| - | Megahertz | MHz |
| - | Megawattpeak | MWp |
| 2N | 99 % Reinheit | |
| 4N | 99,99 % Reinheit | |
| 5N | 99,999 % Reinheit | |
| 8N | 99,999 999 % Reinheit | |
| 11N | 99,999 999 999 % Reinheit | |
| a-Si | Amorphes Silizium | |
| ABX ₃ | Allgemeine Perowskitstruktur | |
| B2B | Business to Business | |
| BoSC | Balance of System Costs | |
| Br | Brom | |
| C ₆₀ | Fullerene | |
| c-Si | Kristallines Silizium (crystalline silicon) | |
| CdTe | Cadmium-Tellurid | |
| EHZ | Elektrohydraulische Zerkleinerung | |
| EoL | End-of-Life | |
| EVA | Ethylen-Vinyl-Acetat | |
| FA | Formamid (organisch) | |
| FRELPA | Full Recovery End-of-Life Photovoltaik | |
| HJT | Hetero-Junction-Technology | |
| I | Iod | |
| IEA | International Energy Agency | |
| IEC | International Electrotechnical Commission | |
| IRENA | International Renewable Energy Agency | |
| ITO | Indiumzinnoxid | |
| ITRPV | International Technology Roadmap for Photovoltaic | |
| IZO | Indiumzinkoxid | |
| LCA | Life-Cycle-Assessment | |
| LiF | Lithiumfluorid | |

| Symbol | Beschreibung | Einheit |
|---------------------|--|---------|
| MA | Methylammonium (organisch) | |
| Me-4PACz | Organische Löcherleitschicht | |
| nc-SiO _x | Nanokristallines Siliziumoxid | |
| Pb | Blei | |
| PERC | Passivated Emitter and Rear Cell | |
| PERT | Passivated Emitter Rear Totally diffused | |
| PID | Potential induzierte Degradation | |
| PSP | Product-Service-Provider | |
| PSS | Product-Service-System | |
| PTAA | organische Löcherleitschicht | |
| PV | Photovoltaik | |
| SnO ₂ | Zinndioxid | |
| STC | Standard Test Conditions | |
| TCO | Transparent conducting oxide | |
| WEEE | Waste from Electrical and Electronic Equipment | |
