

Department für Wasser-Atmosphäre-Umwelt Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften

KRITISCHE MINERALISCHE RESSOURCEN VON PHOTOVOLTAIK-DÜNNSCHICHT-TECHNOLOGIEN Eine Analyse unter Betrachtung der technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung

Masterarbeit zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

an der Universität für Bodenkultur Wien

Eingereicht von Martin Cichy, BSc MSc

Betreuer:

Univ.Prof. Dipl.-Phys. Dr.phil.nat. Wolfgang Liebert

Wien, 10. April 2017

Danksagung

Der Verfasser dieser Masterarbeit bedankt sich bei seinem Betreuer Univ.Prof. Dipl.-Phys. Dr.phil.nat. Wolfgang Liebert sowie dem gesamten Team des Institutes für Sicherheits- und Risikowissenschaften für die fachliche Unterstützung, welche diese Masterarbeit in diesem wissenschaftlichen Kontext ermöglichten.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen nicht verwendet, und die den benutzten Quellen entnommenen Inhalte als solche kenntlich gemacht habe.

Zudem versichere ich, diese Masterarbeit bisher weder im In-, noch im Ausland, in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt zu haben.

Kurzfassung

Einer der technologischen Grundpfeiler eines nachhaltigen zukünftigen Energiesystems ist die Photovoltaik (PV), für deren weltweiten Ausbau mineralische Rohstoffe notwendig sind. Im Unterschied zu kristallinen, siliziumbasierenden PV-Technologien beinhalten Dünnschicht-PV-Technologien (CIGS, CdTe und a:Si) kritische mineralische Rohstoffe, was bei einer stärkeren Marktdurchdringung dieser Technologieart zu Risiken führen kann. Unter welchen Annahmen und Bedingungen hinsichtlich der technologischen, marktwirtschaftlichen und politischen Entwicklung Rohstoff-Engpässe beim weiteren Ausbau von PV auf Basis von Dünnschicht-Technologien entstehen bzw. entgegengewirkt werden könnten, wird in dieser Masterarbeit näher analysiert.

Aufbauend auf einer Literaturrecherche wird mithilfe der Entwicklung eines dynamischen Simulationsmodells, welches das Simulationstool Vensim verwendet, eine Szenarioanalyse für den Zeitraum 2015 - 2050 durchgeführt.

Die Untersuchung zeigt, dass mittelfristig die stärkere Etablierung von Dünnschichtaufgrund hohen Kostenreduktionspotentials Technologien, ihres sowie diversen technologischen Vorteilen, trotz ihrer Nutzung von kritischen Materialien, unter gewissen Rahmenbedingungen sinnvoll ist. Hierzu zählen etwa das Anstreben einer frühestmöglichen Substitution der Indium-Zinn-Oxidschicht (spätestens ab 2025), welche als Frontelektrode bei Dünnschicht-PV-Technologien eingesetzt wird, mit unkritischen Stoffen, das unverzügliche Erhöhen der Materialeffizienz von Produktionsanlagen, die Substitution von Molybdän und Tellur sowie das Entwickeln von effizienten Recyclingtechnologien. Die wirksamste Form um kritische Stoffe zu schonen ist jedoch die Materialsubstitution. Daher sollten Dünnschicht-Technologien so weiterentwickelt werden, dass sie dieselben komparativen Vorteile gegenüber anderen PV-Technologien besitzen, jedoch keine kritischen Rohstoffe verwenden.

Schlagwörter: Kritische Rohstoffe, Ressourcen, PV, Dünnschicht, CIGS, CdTe, a:Si

Abstract

Photovoltaic (PV) will play a major role in future sustainable energy systems. Mineral raw materials will be necessary for a world-wide expansion of photovoltaic technologies in the upcoming years. Thin film PV technologies like CIGS, CdTe and a:si contain critical raw materials in opposition to crystalline photovoltaic technologies. The usage of critical raw materials can cause risks especially in case of a stronger market penetration of thin film PV technologies. Under which conditions (technological, marked based or political conditions) raw material shortages arise while increasing the usage of thin film PV technologies, or could be prevented, will be further analysed in this thesis.

Based on a literature research a dynamic simulation model was created with the tool Vensim. Different PV expansions and technological and economic developments were simulated in a scenario analysis for the timeframe 2015-2030.

The investigation shows, that for the expansion of photovoltaic, it is necessary to use technological advantages and cost reduction potential of thin-film solar cells, especially to enter new types of application and markets. Therefore, thin film technologies could have a positive influence on the general development of PV under certain certain framework conditions, like the substitution of the indium tin oxid layer with uncritical materials in all PV technologies, increase of the material efficiency of production plants, substitution of molybdenum and tellurium and development of recycling technologies. Still, the most effective form of protecting critical substances is material substitution. Thus long-term thin-film technologies should be developed, which have the same advantages like other photovoltaic technologies but do not use critical raw materials.

Keywords: Critical raw materials, Resources, PV, Thin film technologies, CIGS, CdTe, a:Si

Inhaltsverzeichnis

1	Einl	eitung	8
	1.1	Problemstellung, Zielsetzung und Forschungsfrage	_ 9
	1.2	Forschungsmethodik	10
	1.3	Aufbau der Arbeit	12
2	Gru	ndlagen von PV-Dünnschicht-Technologien und Ressourcenbestände	e
			13
	2.1	Allgemeine Beschreibung von Photovoltaik	13
	2.1.1	Funktionsprinzip von Solarzellen - Der photoelektrische Effekt	13
	2.1.2	Photovoltaik-Technologien	16
	2.2	Aufbau, Materialzusammensetzung und Herstellungsprozesse von Dünnschic	cht-
	Solarze	ellen	22
	2.2.1	Zellen aus amorphem Silizium	23
	2.2.2	CI(G)S-Zellen	27
	2.2.3	Solarzellen aus Cadmium-Tellurid	34
	2.2.4	Material- und Produktionsnutzungsgrad – Rohstoffnutzung vom Abbau bis z	um
	fertig	en Modul	39
	2.3	Kritische mineralische Stoffe in Dünnschicht-Solarzellen	41
	2.3.1	Definition primäre, sekundäre Rohstoffproduktion und Verbrauch	42
	2.3.2	Definition Ressourcen und Reserven	42
	2.3.3 Phot	Jahresproduktion, Reserven und Ressourcen von Rohstoffen in Dünnschic	cht- 43
	2.3.4	Identifizierung der kritischen mineralischen Stoffe von Dünnschicht-Solarzellen	55
	2.4	Recycling der kritischen mineralischen Stoffe von Dünnschicht-Photovolta	aik-
	Techno	ologien	60
	2.4.1	Recyclingverfahren von Photovoltaik-Dünnschicht-Technologien	60
	2.4.2	Status und Potential für das Rezyklieren von kritischen mineralischen Stoffer	n in
	CdTe	e und CIGS	65
3	Ana	lytische Betrachtung der technischen und ökonomischen Entwicklu	ng
V	on Pho	tovoltaik	67
	3.1	Technologische Entwicklung einzelner Photovoltaiktechnologien	67
	3.1.1	CIGS	67
	3.1.2	CdTe	69
	3.1.3	a-Si	71
	3.2	Marktwirtschaftliche Entwicklung von Photovoltaik	73
	3.2.1	Historische marktwirtschaftliche Entwicklung	73
	3.2.2	Zukünftige marktwirtschaftliche Entwicklung von Photovoltaik Technologien	76

	3.2.3 Ökonomische Betrachtung der Ressourcenproblematik von kritischen Stof Dünnschicht-PV-Technologien	fen in 81	
4	Methodische Vorgangsweise der simulativen Untersuchung von kritis	chen	
miı	neralischen Stoffen von PV-Dünnschicht-Technologien	84	
4	.1 Simulationsmethodik und –programm	84	
4	4.2 Simulationsmodell	84	
	4.2.1 Allgemeiner Photovoltaik Ausbau	86	
	4.2.2 Ausbau und Rohstoffbedarf einzelner Photovoltaik Technologien	90	
	4.2.3 Primäre Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen	97	
	4.2.4 Marktanteile, Marktverschiebung und Rohstoffsubstitution	_ 102	
4	.3 Szenarienentwicklung	_ 104	
	4.3.1 Variierende Simulationsgrößen der Szenarioanalyse	_ 105	
	4.3.2 Szenarien	_ 114	
5	Ergebnisse	116	
5	5.1 Ergebnisse und Interpretation der Szenarioanalyse	_ 116	
	5.1.1 Marktanteile der Dünnschicht-PV-Technologien	_ 116	
	5.1.2 Entwicklung der Leistungen der einzelnen Technologien	_ 122	
	5.1.3 Rohstoffbedarf und Rückgewinnung von Dünnschicht-PV-Technologien	_ 127	
	5.1.4 Entwicklung der Reserven, Reservebasis und Ressourcen	_ 131	
5	5.2 Exkurs: Betrachtung zusätzlicher Fragestellungen	_ 155	
	5.2.1 Auswirkungen der Wachstumsentwicklung von PV auf die Rohstoffentwicklu	ng _ _ 155	
5.2.2 Analyse des Einflusses der Materialnutzungseffizienz der Produktionsanlag die kritischen mineralischen Rohstoffbestände			
	5.2.3 Auswirkungen von Rohstoffsubstitutionen auf die Entwicklung von Dünnso PV-Technologien	hicht- 163	
	5.2.4 Ausblick: Betrachtung einer sehr optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwich bis 2070	klung _ 170	
6	Schlussfolgerung	173	
7	Literaturverzeichnis	177	
8	Tabellenverzeichnis	184	
9	Abbildungsverzeichnis 180		
10	Abkürzungsverzeichnis	196	
11	Anhang	198	

1 Einleitung

Eine der größten Herausforderungen der kommenden Jahre ist die Transformation des Energiesystems, von einem fossilen zu einem erneuerbar geprägten System. Die größten Probleme einer fossilen Energieversorgung sind, neben dem Ausstoß von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre, welche nicht zum natürlichen CO₂ Kreislauf zählen und somit hauptverantwortlich für den "Klimawandel" sind, die Abhängigkeit von limitierenden Ressourcen. Aus diesem Grund sollte bei der Transformation des Energiesystems darauf geachtet werden, zukünftige Rohstoff-Limitationen und -Abhängigkeiten zu vermeiden.

Einer der technologischen Grundpfeiler eines nachhaltigen zukünftigen Energiesystems wird voraussichtlich die Photovoltaik (PV) sein. Diverse Studien prognostizieren, dass der Anteil von PV am gesamten Strommix in den nächsten Jahren und Jahrzenten drastisch erhöht wird. Die Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy von der Internationalen Energieagentur (IEA 2014; S. 20) schätzt ab, dass sich die weltweite installierte Nennleistung von derzeit 242 GWp¹ auf 4.674 GWp² im Jahr 2050 erhöhen wird. Für den weltweiten Ausbau unterschiedlicher PV-Technologien sind mineralische Rohstoffe notwendig. Laut einer Studie des Wuppertal Instituts sind kristalline siliziumbasierende Photovoltaik-Technologien bezüglich der kritischen mineralischen Inhaltsstoffe als unkritisch zu beurteilen. Kritsch zu beurteilen sind jedoch Dünnschicht-PV-Technologien mit Stoffen wie Indium, Gallium oder Selen (Viebahn et al. 2014; S. 49). Diese Stoffe werden in amorphen Silizium (a:Si) – Zellen, Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CI(G)S) – Zellen und Cadmiumtellurid (CdTe) – Zellen verwendet (Viebahn et al. 2014; S. 156).

Dünnschicht-PV-Technologien haben bisher eine geringe – aber bereits wachsende – Marktdurchdringung (2000 bis 2015 – siehe Abbildung 1) gegenwärtig 6,7 % von etwa 57 GWp (ISE 2016; S.18). Laut dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg kann sich der Marktanteil von Dünnschicht-Photovoltaik im Speziellen von CIGS

in den nächsten Jahren erhöhen, da der Wirkungsgrad dieser Technologie gegenüber **PV-Technologien** anderen verstärkt erhöht werden kann (Palm et al. 2016), (Enkhardt 2016). Darüber hinaus werden Dünnschicht-Technologien im Vergleich zu kristallinen Technologien zunehmend attraktiver wegen ihres generell geringeren Materialund



Abbildung 1: Weltweite jährliche PV Produktion in Abhängigkeit von der Technologie; (ISE 2016; S. 18)

¹ Stand Ende 2015 laut ISE (2016; S.14)

² hi-Ren Szenario (IEA 2014)

Energieeinsatzes bei der Produktion, sowie wegen ihrer geringeren Temperaturkoeffizienten, ihrer höheren Wirkungsgrade bei Schwachlichtbedingungen und einer höheren Schattentoleranz (ISE 2016; S. 33), (Palm et al. 2016; S.2ff), (Zimmermann 2016). Zudem besitzen Dünnschicht-Technologien ein hohes Kostenreduktionspotential sollten diese einem ähnlichen Lernkurveneffekt unterliegen wie kristalline PV-Technologien. Diese Vielzahl an Vorteilen könnte in naher Zukunft zu einem Technologieumschwung führen. Aufgrund des hohen Potentials von Dünnschicht-PV-Technologien und deren Verwendung von kritischen Rohstoffen befasst sich diese Masterarbeit mit potentiellen Risiken, die bei einer stärkeren Etablierung dieser Technologieart entstehen können.

1.1 Problemstellung, Zielsetzung und Forschungsfrage

Problemstellung

Diverse Studien beschäftigten sich bisher mit der Identifizierung kritischer Stoffe in Dünnschicht-PV-Technologien (Moss et al. 2011) sowie mit der Grobkalkulation des globalen (Zuser und Rechberg 2011), (Kavlak et al. 2014) bzw. nationalen Rohstoffbedarfes für PV-Technologien von Ländern wie etwa Deutschland (Viebahn et al. 2014). Eine konkretere Untersuchung steht aber noch aus. In den bisherigen Untersuchungen fehlte insbesondere der Aspekt der dynamischen interaktiven Simulation mehrerer Einflussbereiche, wie die Kombination des politisch angestrebten Ausbaupfades mit der technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung von PV, welche in Abhängigkeit von der Entwicklung der Ressourcenbestände der kritischen Stoffe stehen. Über dies hinaus haben sich die technologischen, marktwirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen in den letzten Jahren stark verändert, sodass eine Adaption und Neubewertung der kritischen Stoffe von Dünnschicht-PV notwendig ist.

Ziel der Arbeit

Abgeleitet von der Problemstellung soll in dieser Masterarbeit die technologische und marktwirtschaftliche Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien unter Berücksichtigung von politischen bzw. angestrebten Ausbauzielen analysiert werden, um potentielle Gefahren und Risiken hinsichtlich der Rohstoffbedarfsentwicklung und der Ressourcenbestände von kritischen mineralischen Stoffen aufzuzeigen. Hierbei soll insbesondere analysiert werden unter welchen Annahmen und Bedingungen hinsichtlich der technologischen. marktwirtschaftlichen und politischen Entwicklung Rohstoff-Engpässe beim weiteren Ausbau von PV auf der Basis von Dünnschicht-Technologien entstehen bzw. entgegengewirkt werden könnte.

Forschungsfrage

Die primäre Forschungsfrage dieser Masterarbeit ist:

"Welchen Einfluss hat die technologische und marktwirtschaftliche Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien auf die Rohstoffbestände von kritischen mineralischen Stoffen innerhalb des Zeitraums bis 2050?"

Neben der Analyse der technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung von Dünnschicht-PV soll in dieser Arbeit insbesondere die Aspekte der Technikgestaltung analysiert werden. Welchen Einfluss hat die Materialeffizienz von Produktionsanlagen, Recyclingtechnologien sowie Materialsubstitutionen auf die Entwicklung der Rohstoffbestände bzw. inwiefern können die Rohstoffbestände von kritischen mineralischen Stoffen die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien beeinflussen?

1.2 Forschungsmethodik

Aufbauend auf eine Literaturrecherche bezüglich der technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung der globalen, angestrebten Ausbauziele und der kritischen Dünnschicht-PV-Technologien mineralischen Rohstoffe von sollen eines mithilfe Simulationsmodells und einer Szenarioanalyse potentielle Risiken aufgezeigt werden.

Als wissenschaftliche Methode wird System Dynamic verwendet. Diese Methode eignet sich zur ganzheitlichen Analyse und (Modell-)Simulation komplexer und dynamischer Systeme und zeichnet sich aufgrund der Berücksichtigung verzögerter Ursache-Wirkungs-Effekte, als auch durch Rückkopplungsbeziehungen von einzelnen Variablen, aus (Romeike 2016).

Bei der dynamischen Simulation werden hierbei folgende Bereiche mit der Fokussierung auf Dünnschicht Technologien berücksichtigt:



Abbildung 2: Schematische Darstellung der in der Simulation berücksichtigten Bereiche; (eigene Darstellung)

Wesentlich beim Simulationsmodell ist die Verknüpfung der normativen Zielvorgaben politisch angestrebter PV-Ausbaupfade mit der technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung hinsichtlich Dünnschicht-PV-Technologien, welche in direkter Abhängigkeit zur Verfügbarkeit von Ressourcen stehen, die als kritisch eingestuft werden können. Mithilfe der Entwicklung eines dynamischen Simulationsmodells wird eine Szenarioanalyse durchgeführt.

Die Szenarioanalyse soll den jährlichen Rohstoffbedarf bei unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen hinsichtlich des Ausbaupfades und der Marktdurchdringung von Dünnschicht-PV-Technologien in Kombination mit unterschiedlichen technologischen Entwicklungen und Entwicklungsstadien von Recyclingtechnologien bis 2050 simulieren, um dadurch problematische Situationen von kritischen mineralischen Rohstoffen aufzuzeigen. In diesem Zusammenhang werden für die einzelnen Simulationsbereiche pessimistische und optimistische Entwicklungsszenarien definiert, um dadurch eine Bandbreite einer möglichen PV-Entwicklung abzudecken. In der Szenarioanalyse erfolgt dadurch eine gesamtheitliche Betrachtung, in welcher insbesondere herausgearbeitet wird, inwieweit Ressourcen die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien beeinflussen. Speziell wird analysiert, wie Ressourcenengpässe die Aussichten für eine Erhöhung der Marktdurchdringung von Dünnschicht-Technologien beeinflussen könnten.

In diesem Kontext wird der gesamte Lebenszyklus von Dünnschicht-Solarzellen und somit von der Förderung des Rohstoffes über die Herstellung bis zur Entsorgung samt deren Materialverlusten betrachtet. Sekundäre Komponenten wie Inverter, Kabel, Montagesysteme, etc. werden hingegen bei der Simulation nicht berücksichtigt. Für eine gesamtheitliche Rohstoffbedarfsentwicklung Entwicklung primären Betrachtung der wird die der Rohstoffproduktion für einige weiteren technologischen Anwendungen, aufgrund der umfassenden Einflussgrößen und Komplexität, in der Simulation simplifiziert, mittels einem Trendmodell, exponentiellen berücksichtigt. Die dafür notwendigen jährlichen Wachstumsraten werden basierend auf einer Untersuchung der jährlichen primären Produktionswachstumsraten von 2000 bis 2015 analysiert.

Die Simulationen werden mit einem Tool durchgeführt, das eine ganzheitliche Analyse eines komplexen und dynamischen Systems durchführen kann. Zu den geeigneten Simulationstools zur Analyse von komplexen Energie- und Rohstoff Systemen zählt Vensim, das in dieser Masterarbeit herangezogen wird. Die Auswertung und Aufbereitung der Simulationsergebnisse erfolgt mit Excel.

Aufbauend auf den Simulationsergebnissen werden einige Schlussfolgerungen gezogen. Zunächst werden einigen Risiken der zukünftigen PV-Dünnschicht-Entwicklung hinsichtlich möglicher Ressourcenengpässe aufgezeigt. Abschließend werden technologische und ökonomische Empfehlungen für die Entwicklung der einzelnen Dünnschicht-PV-Technologien formuliert.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die folgende Arbeit umfasst, neben dem einführenden Kapitel, vier Hauptkapitel (siehe Abbildung 3) und eine abschließende Schlussfolgerung. Die ersten beiden Hauptkapitel befassen sich mit den theoretischen Grundlagen für die darauf aufbauende empirische Untersuchung der Forschungsfrage mittels dynamische Simulationen.

Das Kapitel 2 befasst sich mit dem Lebenszyklus gesamten von Dünnschicht PV-Technologien. So werden zunächst die physikalischen und technischen Grundlagen von Photovoltaik-Technologien dargestellt. Des weiteren wird in diesem Kapitel detailliert Zellaufbau. auf den Materialzusammensetzungen und Herstellungsprozesse eingegangen. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen erfolgt die Identifizierung der kritischen



Abbildung 3: Aufbau bzw. Hauptkapitel der Masterarbeit; (eigene Darstellung)

mineralischen Stoffe von Dünnschicht Photovoltaik Technologien und die Erhebung deren jährlichen primären Produktion, Reserven und Ressourcen. Abschließend werden in diesem Kapitel unterschiedliche Recyclingverfahren und -potentiale für Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien betrachtet. Das Kapitel 3 befasst sich mit der technologischen und ökonomischen Entwicklung von Dünnschicht PV Technologien bis 2050. Aufbauend auf den beiden theoretischen Kapiteln wird in Kapitel 4 die methodische Vorgangsweise für die empirische Untersuchung der Forschungsfrage vorgestellt. Hier wird einerseits detailliert auf das Simulationsmodell und dessen zentrale Gleichungen und andererseits auf die Szenarienentwicklung eingegangen. Im Kapitel 5 erfolgt die Darstellung und Interpretation der Ergebnisse. Aufbauend auf den theoretischen und empirischen Erkenntnissen, erfolgt im letzten Kapitel eine Schlussfolgerung und Handlungsempfehlung. Im Anhang sind diverse Definitionen hinsichtlich diversen Subkategorien von Reserven und Ressourcen sowie sämtliche Simulationsannahmen angeführt.

2 Grundlagen von PV-Dünnschicht-Technologien und Ressourcenbestände

Im Kapitel 2 wird näher auf die theoretischen und technischen Grundlagen von Photovoltaik-Technologien eingegangen. So wird zunächst im Abschnitt 2.1 auf allgemeine physikalische Grundlagen, wie dem Photoeffekt und anschließend auf einzelne PV-Technologien und deren Vor- bzw. Nachteile eingegangen. Im Abschnitt 2.2 werden Dünnschicht-Technologien bezüglich deren Zellaufbau, Materialzusammensetzungen und Herstellungsprozesse betrachtet. Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen erfolgt im Abschnitt 2.3 die kritischen mineralischen Stoffe von Identifizierung der Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien. Abschließend werden in diesem Kapitel im Abschnitt 2.4 unterschiedliche von Recyclingverfahren und deren Recyclingpotentiale Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien betrachtet. Somit wird in diesem Kapitel der gesamte Lebenszyklus, von den physikalischen Grundlagen über die Produktion bis hin zum Recycling von Dünnschicht-PV-Technologien erläutert.

2.1 Allgemeine Beschreibung von Photovoltaik

Der Begriff Photovoltaik wird aus dem griechischen Wort "Photo" was so viel bedeutet wie Licht und aus "Volta", was für die Einheit der elektrischen Spannung steht, gebildet. Das bedeutet: Photovoltaik ist die direkte Umwandlung von Sonnenlicht (elektromagnetische Wellen) in Elektrizität (Quaschning 2011; S. 164).

Geschichtlich betrachtet wurde der Grundbaustein für Photovoltaik durch die Entdeckung des Photoeffekts von Becquerel im Jahr 1839 gelegt. Etwa 100 Jahre später begann durch die Entwicklung des p-n Übergangs das Zeitalter der Halbleitertechnik. Die erste Silizium-Solarzelle wurde 1954 in den amerikanischen Bell-Laboratories für die Raumfahrt entwickelt. Seitdem wurde diese Technologie weiterentwickelt. So konnte der Wirkungsgrad kontinuierlich gesteigert werden (siehe Abbildung 9). Außerdem wurden neue Materialien erforscht, die nun in neue Technologgenerationen, wie etwa in Dünnschicht-Technologien, verwendet werden (Quaschning 2011; S. 164).

2.1.1 Funktionsprinzip von Solarzellen - Der photoelektrische Effekt

Die Energie des Lichtes, welches in Form von Photonen zur Verfügung steht, können Elektronen nach dem Energiebändermodell auf eine höhere Bahn anheben. Das vollständige Lösen von Elektronen vom Kern durch Photonen wird als äußerer Photoeffekt bezeichnet. Hierfür ist eine hochenergetische Strahlung mit einer Wellenlänge von unter 90 nm, in Form von Röntgenstrahlung notwendig (Quaschning 2011; S. 167).

Da für Photovoltaik keine hochenergetische Strahlung zur Verfügung steht, sondern Sonnenlicht, welches zum Großteil aus ultravioletter und infraroter Strahlung mit deutlich niedrigeren Energien der Photonen besteht, kommt hier der innere Photoeffekt zum Einsatz (Quaschning 2011; S. 167). Während die Elektronen bei Einzelatomen genau definierte Energiezustände einnehmen, werden die identischen Energieniveaus bei Molekülen mit mehreren Atomen durch Wechselwirkung der Elektronen untereinander in eng benachbarte Niveaus aufgestapelt. Bei einem Festkörper liegen die einzelnen Niveaus so dicht beieinander, dass diese nicht mehr getrennt werden können. Dadurch entstehen so genannte Energiebänder für die einzelnen Energieniveaus der Elektronenbahnen. Diese verschiedenen Energiebänder können jedoch nur eine begrenzte Anzahl von Elektronen aufnehmen (Quaschning 2011; S. 167).

Beim so genannten Bändermodell werden vom ersten Band beginnend die Bänder nacheinander mit Elektronen gefüllt. Das oberste vollständig gefüllte Band wird Valenzband genannt. Das nächsthöhere Band kann entweder teilweise gefüllt oder vollständig leer sein und wird Leitungsband genannt. Der Energieabstand zwischen den Bändern heißt Bandabstand Eg (Quaschning 2011; S. 168).

In Abhängigkeit der Anordnung und Besetzung der Bänder werden die verschiedenen Festkörper in elektrische Leiter, Halbleiter und nicht-leitende Isolatoren eingeteilt. Bei den Leitern überlappen sich das Valenz- und Leitungsband. Dadurch befinden sich im Leitungsband teilweise Elektronen, sodass diese sich innerhalb des Festkörpers bewegen können und dadurch elektrisch leitfähig werden. Bei den Isolatoren ist das Leitungsband unbesetzt. Außerdem können bei Isolatoren Elektronen durch den großen Bandabstand nur schwer vom Valenzband ins Leitungsband gehoben werden. Bei den in Photovoltaik-Anwendungen eingesetzten Halbleitern sind keine Elektronen im Leitungsband. Aufgrund des geringen Bandabstandes können Elektronen durch Einfluss von Strahlung vom Valenzband in das Leitungsband angehoben werden (siehe Abbildung 4). Das Anheben von Elektronen durch Photonen in das Leitungsband heißt innerer Photoeffekt. Grundvoraussetzung hierbei ist jedoch, dass die Energie des Photons nicht geringer als der Bandabstand ist, da ansonsten das Elektron nicht ins Leitungsband angehoben werden kann. Ist die Energie des Photons größer, wird das Elektron in das Leitungsband gehoben, aber ein Teil der Energie geht verloren, da das Elektron wieder in die Leitungsbandkante zurückfällt (Quaschning 2011; S. 168f). Dadurch kann ein Elektron maximal die Energie der Bandlücke annehmen. Diese

Begrenzung des Wirkungsgrades einer Solarzelle ist unter der sogenannten Shockley-Queisser-Grenze bekannt. Bei der ausschließlichen Verwendung nur eines Absorbermaterials bzw. pn-Übergangs können in Solarzellen etwa 30 % des unkonzentrierten Sonnenlichts, unter der Vernachlässigung anderer Verlustquellen, in Strom umgewandelt werden (Hartard 2015; S. 277).

Um den inneren Photoeffekt für Photovoltaik nutzbar zu machen ist ein sogenannter pn-Übergang notwendig. Hierfür sind p- und n-dotierte Halbleiter notwendig. Unter der sogenannten Dotierung versteht man das gezielte Einbringen von Fremdatomen in das Grundmaterial bzw. Schicht (Quaschning 2011; S. 169ff).



Abbildung 4: Anhebung von Elektronen vom Valenz- in das Leitungsband durch das Einwirken von Photonen; (Quaschning 2011; S. 169) Bei der n-Dotierung werden zum Beispiel bei der Herstellung von kristallinen Siliziumzellen gezielt Atome aus der V. Gruppe wie Phosphor oder Antimon mit fünf Valenzelektronen in das Siliziumgefüge mit vier Valenzelektronen eingebaut. Da das fünfte Elektron beim Einbringen keine Bindung eingehen kann, ist es sehr locker im Gefüge gebunden und kann im Vergleich zu einem fest gebundenen Elektron durch geringe Energiezufuhr vom Atom getrennt werden und steht dann als freies Elektron zur Verfügung. Diese Fremdatome werden Donatoren genannt (Quaschning 2011; S. 169ff).

Basierend auf einem ähnlichen Schema erfolgt die p-Dotierung. Hierbei wird das Siliziumgefüge mit Atomen der III. Gruppe, wie zum Beispiel Bor oder Aluminium, welche drei Valenzelektronen besitzen, eingebaut. Da beim Einbringen ein Valenzelektron fehlt, entsteht ein Loch als Störstelle. Diese positiven Ladungsträger können durch geringe Energiezufuhr gelöst werden, sodass sich diese frei bewegen können. Diese Fremdatome werden Akzeptoren genannt (Quaschning 2011; S. 169ff).

Werden die p-dotierten und n-dotierten Halbleiter in Kontakt gebracht, entsteht ein sogenannter pn-Übergang (siehe Abbildung 5). Dies führt dazu, dass die überschüssigen freien Elektronen vom n-Gebiet in das p-Gebiet sowie die überschüssigen Löcher des p-Gebiets in das n-Gebiet diffundieren. In der Übergangszone entsteht ein Gebiet mit wenig freien Ladungsträger, die sogenannte Raumladungszone. In dieser Raumladungszone bildet

sich dort wo die Elektronen ins p-Gebiet diffundieren eine positiv geladene Zone und an der Stelle wo Löcher ins n-Gebiet diffundieren entsteht eine negative Raumladungszone. Dadurch entsteht ein elektrisches Feld zwischen dem n- und p-Gebiet, welches der Bewegung der Ladungsträger entgegengerichtet ist und dadurch die Diffusion aufhält. Anschließend stellt sich die sogenannte Diffusionsspannung ein (Quaschning 2011; S. 172).

Werden in der Raumladungszone mit Hilfe Photonen Elektronen von vom Valenzband ins Leitungsband gehoben, also vom Atom gelöst, so werden diese durch das elektrische Feld in das n-Gebiet dadurch entstandenen aezoaen: die Löcher wandern ins p-Gebiet. Um den schließen. Stromkreis zu muss ein elektrischer Verbraucher angeschlossen werden (siehe Abbildung 6) (Quaschning 2011; S. 173).



Abbildung 5: pn-Übergang und Raumladungszone einer Solarzelle; (Quaschning 2011; S. 172)



Abbildung 6: Prinzip einer Solarzelle (Energiebändermodell); (Quaschning 2011; S. 173)

2.1.2 Photovoltaik-Technologien

Es gibt unterschiedliche Photovoltaik-Technologien, welche verschiedene Materialien, Eigenschaften und Reifegrade aufweisen. Laut Hartard (2015) können Photovoltaik-Technologien in drei Generationen eingeteilt werde, welche in Abbildung 7 dargestellt sind.



Abbildung 7: Darstellung unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien; (Wade 2013 zitiert in Benedek et al. 2014; S. 236)

Erste Generation

Die meisten der derzeit installierten Photovoltaik-Module basieren auf einer mono- oder polykristallinen siliziumbasierten Technologie und sind daher der ersten Generation zuzuordnen. Diese Technologie befindet sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Beim Herstellungsprozess dieser Photovoltaik-Technologien besteht eine hohe Wissensbasis, da dieselben Prozesse bei der Herstellung von Si-Mikroelektronik angewendet werden. Ein weiterer essentieller Vorteil dieser Technologie ist die unlimitierte Ressourcenverfügbarkeit von Silizium. Der größte Vorteil dieser Technologie führt jedoch zu einem gravierenden Nachteil gegenüber Dünnschicht-Technologien: da der Halbleiter Silizium einen vergleichsweise geringen Absorptionskoeffizienten von sichtbaren Licht aufweist, sind Schichtdicken von mehreren Hundert um notwendig, was wiederum den Energieeinsatz bei der Herstellung erhöht (siehe Abbildung 11 bzw. Abbildung 12) (Hartard 2015; S. 276).

Zweite Generation

Zu der sogenannten zweiten Generationen zählen laut Hartard (2015) Dünnschicht-Technologien basierend auf Chalcopyrite, Cadmium-Tellurid oder Gallium-Arsenid. In diesen Dünnschicht-Technologien werden Halbleiter mit höheren Absorptionskoeffizienten im Vergleich zu kristallinen siliziumbasierten Technologie verwendet. Dadurch sind wesentlich geringere Schichtdicken notwendig, was wiederum zu einem geringeren Materialeinsatz und Energiebedarf bei der Herstellung führt. Außerdem erfolgt die Herstellung dieser Photovoltaik-Technologien mit günstigeren Verfahren wie zum Beispiel das Roll-to-Roll Verfahren (siehe Kapitel 2.2.2). All diese Vorteile führen zu einer Reduktion der Produktionskosten dieser Technologie im Vergleich zu kristallinen siliziumbasierten Technologien (Hartard 2015; S. 276). Ein weiterer Vorteil dieser Technologie bezieht sich auf die Einsatzmöglichkeiten. So können Dünnschicht-Technologien auf flexible Folien hergestellt werden, was die Einsatzmöglichkeit vervielfacht. So kann diese Photovoltaik-Technologie auf jeglichen horizontalen und vertikalen Flächen, von der Gebäudeintegration wie zum Beispiel auf Dachziegel oder in der Karosserie von Elektrofahrzeugen bis hin zu Equipment wie Rucksäcke (siehe Abbildung 8) integriert bzw. angebracht werden (Zimmermann 2011; S. 4). Weiterer Vorteil dieser Photovoltaik-Generation ist neben der preiswerten Fertigung, dem geringeren Rohstoffverbrauch sowie dem geringeren Gewicht der Module die höhere Ausbeute bei diffusem Licht. So reagieren Dünnschicht-Module bei diffuse Strahlung, wie zum Beispiel bei Verschattungen mit geringeren Effizienzeinbußen als kristalline siliziumbasierte Technologien. Außerdem ist diese Technologie Temperaturbeständiger, so ist die Leistungsreduktion bei hohen Temperaturen bei Dünnschicht-Module geringer als bei kristallinen siliziumbasierten Technologien (Münch 2016). Der größte Nachteil dieser Technologien ist neben dem geringeren Wirkungsgrad die Verwendung von limitierten kritischen mineralischen Rohstoffen, welche in dieser Arbeit analysiert werden (siehe Kapitel 2.3) (Hartard 2015; S. 273).



Abbildung 8: Flexible CIGS-Module; (Zimmermann 2016)

Dritte Generation

Unter der so genannten dritten Generation fallen alle neuartigen Photovoltaik-Konzepte, welche die Shockley-Queisser Grenze übertreffen können. Der Großteil dieser Konzepte befindet sich derzeit in einem frühen Entwicklungsstadium. Hierzu zählen unter anderem Zellen mit mehreren Absorberschichten bzw. pn-Übergänge wie zum Beispiel Tandem oder Tripple Solarzellen. Bei dieser Technologie werden verschiedene Halbleitermaterial-Kombinationen wie (Galn)P/(Galn)As/Ge oder InGaP/GaAs/InGaAs verwendet (Hartard 2015; S. 283). Der höchste derzeit erzielte Wirkungsgrad einer Tripple-Zelle beträgt unter Laborbedingungen etwa 46 %, siehe Abbildung 9 (ISE 2016; S.25). Diese Zellentechnologie ist jedoch sehr aufwendig und teuer zu produzieren und beinhaltet limitierte kritische Mineralien wie Germanium, Gallium und Indium. Attraktiv aus heutiger Sicht erscheint

ebenfalls die Entwicklung von Tandem oder Trippel Zellen basierend auf den Dünnschichtund Produktionstechnologien der zweiten Generation, da die Effizienz auf diese Weise stark verbessert werden könnte. Diese Variante muss jedoch erst noch erforscht und entwickelt werden (Hartard 2015; S. 283f).

Des Weiteren zählen zu der dritten Generation organische Solarzellen. Bei dieser Technologie konnten bisher Wirkungsgrade von bis zu 11 % erzielt werden, jedoch bei einer sehr geringen Lebensdauer. Neben der Verwendung von organischen Stoffen ist ein Vorteil dieser Technologie, dass diese mittels kostengünstigen Produktionsverfahren auf flexiblen Folien hergestellt werden kann. Derzeit überwiegen bei dieser Technologie jedoch die Nachteile bezüglich der Stabilität und der geringen Effizienz. Außerdem werden zur Erhöhung der Stabilität dieser Zellentechnologie derzeit unterschiedliche Materialen, wie zum Beispiel das toxische Metall Blei, getestet. Da sich diese Technologie in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befindet und derzeit viele unterschiedliche Konzepte entwickelt werden, wird in dieser Arbeit auf diese Technologie nicht näher eingegangen (Hartard 2015; S. 283f).

Technologischer Vergleich der unterschiedlichen Photovoltaik Technologien

Effizienzunterschiede der unterschiedlichen Photovoltaik Technologien

Der Systemwirkungsgrad einer PV-Anlage ist das Verhältnis des Nutzertrages (Wechselstromertrag) zur Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche (Wirth 2016; S. 79). Beim Modulwirkungsgrad beschränkt man sich auf das Verhältnis der abgegebenen elektrischen Leistung des Modules zur eingestrahlten Leistung auf die Modulgesamtfläche. Die Messung der Effizienz erfolgt im Labor unter Normbedingungen (STC³ – standard test conditions) und kann daher von der tatsächlichen Effizienz des Modules abweichen. Der Zellenwirkungsgrad wird unter den gleichen Bedingungen wie der Modulwirkungsgrad gemessen, hierbei wird jedoch ausschließlich die Solarzelle betrachtet (Wirth 2016; S. 78). In Abbildung 9 ist die Entwicklung des Solarzellenwirkungsgrades von unterschiedlichen Photovoltaiktechnologien gegenübergestellt. Dabei ist erkennbar, dass in den letzten Jahren der Wirkungsgrad von PV-Technologien der ersten Generation nur geringfügig erhöht werden konnte. Die PV-Technologien der zweiten Generation, wie CIGS oder CdTe, konnten hingegen ab 2011 ihren Wirkungsgrad kontinuierlich erhöhen, sodass diese derzeit auf einen ähnlichen Effizienzniveau wie Poly- bzw. Multi- kristalline siliziumbasierten Technologien liegen (siehe Abbildung 10). Organische Solarzellen konnten zwischen 2006 und 2013 ihren Wirkungsgrad von etwa 3 % auf 11 % erhöhen. Seither konnte der Wirkungsgrad dieser Solarzellen-Technologie nicht mehr signifikant erhöht werden (ISE 2016; S.25). Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass sich der Forschungsschwerpunkt von der Erhöhung der Effizienz auf die Erhöhung der Stabilität und Lebenszeit verschoben hat, da diese Faktoren für die langfristige Nutzung von organischen Solarzellen maßgeblich sind (Drachman 2016).

³ Sonneneinstrahlung: 1.000 W/m² (bei senkrechtem Lichteinfall), Umgebungstemperatur: 25°C mit einer Toleranz von \pm 2°C, Strahlungsspektrum entsprechend Air Mass = 1.5, Windgeschwindigkeit: 1m/s



Abbildung 9: Entwicklung des Solarzellenwirkungsgrades von unterschiedlichen PV-Technologien unter Laborbedingungen; (ISE 2016; S.25)

In Abbildung 10 wird der Zellenwirkungsgrad mit dem Modulwirkungsgrad der unterschiedlichen PV-Technologien verglichen. Es ist ersichtlich, dass bei kristallinen siliziumbasierten Technologien eine geringe Differenz von 2,1 % (multi) und 2,7 % (mono) als beispielsweise bei CIGS mit 3,5% auftritt (ISE 2016; S.24).



Abbildung 10: Wirkungsgradvergleich von Zellen und Modulen unter Laborbedingungen; (ISE 2016; S.24)

Energy-Payback-Time (EPBT) der unterschiedlichen Photovoltaik Technologien

Die Energy-Payback-Time bzw. Energierücklaufzeit von Photovoltaikanlagen hängen von der Technologie und dem Anlagenstandort ab (Wirth 2016; S. 41).

Diese EPBT beträgt für eine Aufdachanlage in Deutschland, bei einer durchschnittlichen globalen Strahlung von 1.000 kWh/m²/a (horizontale Fläche), in Abhängigkeit der Technologie zwischen 3,3 Jahre für monokristalline Module und 1,1 Jahre für CdTe Module, siehe Abbildung 11 (ISE 2016; S. 33). Dies bedeutet, dass diese Module, bei einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 bis 30 Jahren, während ihrer Lebensdauer zwischen 6- und 27-mal mehr Energie erzeugt als zu ihrer Herstellung benötigt wurde. Dieser Wert wird sich in der Zukunft durch Effizienzverbesserungen und energieoptimierte Herstellungsverfahren noch verbessern (Wirth 2016; S. 41). An sonnenreichen Standorten, wie zum Beispiel in Sizilien kann der EPBT im Vergleich zu Deutschland bei monokristallinen Modulen von 3,3 Jahre auf etwa 1,8 Jahre und bei CdTe Modulen von 1,1 Jahre auf etwa 0,6 Jahren reduziert werden (ISE 2016; S. 32f). In den Abbildung 11 bzw. Abbildung 12 ist ersichtlich, dass die Energierücklaufzeit von Dünnschicht-Technologien grundsätzlich geringer ist als bei PV-Technologien der ersten Generation. Der Großteil des Energiebedarfes bei kristallinen siliziumbasierten Technologien sind auf die Kristallisierungsprozesse und Wafer Erstellung (Ingot/crystal + wafer - hell orange) sowie auf den Silizium Abbau (Si feedstock - orange) zurückzuführen. Bei den Dünnschicht-Technologien ist hingegen der Großteil des Energiebedarfes auf die Beschichtung bzw. Abscheidungsprozesse (Laminate – dunkel Blau) zurückzuführen. Der Energiebedarf für die Produktion des Wechselrichters (Inverter – hell blau) weist bei allen Technologien etwa den gleichen Wert auf (ISE 2016; S. 32f).



Abbildung 11: Energy Pay-Back Time von Aufdach PV-Anlagen am Standort Deutschland; (ISE 2016; S. 33)



Global Irrad.: 1925 kWh/m²/yr, Direct Normal Irrad.: 1794 kWh/m²/yr

Abbildung 12: Energy Pay-Back Time von Aufdach PV-Anlagen am Standort Catania, Sizilien, Italien ; (ISE 2016; S. 32)

In Abbildung 13⁴ ist die Energierücklaufzeit von unterschiedlichen Photovoltaik-Technologien in Abhängigkeit des Wirkungsgrades dargestellt. Hierbei werden jeweils Freilandanlagen für einen sonnenreichen Standort mit einer Globalstrahlung von 1.700 kWh/m²/a, was in etwa jener Globalstrahlung in Spanien oder dem Südwesten der USA entspricht, betrachtet (Goe und Gaustad 2014; S. 46). Es ist ersichtlich, dass kristalline siliziumbasierende PV-Technologien grundsätzlich eine höhere Energierücklaufzeit, unabhängig von der Entwicklung des Wirkungsgrades, gegenüber Dünnschicht-PV-Technologien aufweisen. Zusätzlich zeigt sich, dass bei Zunahme der Effizienz, a-Si und CIGS Solarzellen die Energierücklaufzeit verstärkt reduzieren können. CdTe-Solarzellen profitieren hingegen geringfügiger von einer Effizienzsteigerung bezüglich der Energierücklaufzeit (Goe und Gaustad 2014; S. 45ff).

Die von Goe und Gaustad durchgeführte Analyse berücksichtigt bei der Kalkulation der Energierücklaufzeit neben dem Energieertrag der Anlage und dem Energieeinsatz beim Abbau der Rohstoffe bzw. bei der Produktion und Fertigung auch das Recycling der gesamten PV-Anlage. Somit wird bei dieser Analyse der gesamte Lebenszyklus betrachtet (Goe und Gaustad 2014; S. 42). Die in Abbildung 13 dargestellten vertikalen Balken, stellen den Einfluss der Recyclingrate auf die Energierücklaufzeit in Abhängigkeit des Modulwirkungsgrades dar. Das obere Ende der vertikalen Balken stellt die Energierücklaufzeit ohne Recycling (NR) und das untere Ende der Balken mit gründlichem Recycling (ER) dar. Der Funktionsgraph stellt die

⁴ Die in Abbildung 13 eingezeichneten Sterne stellen den Status im Jahr 2013 dar, dieser Status bezieht sich auf eine typisch installierten PV-Anlage der jeweiligen Technologie unter Berücksichtigung der Recyclingrate (Goe und Gaustad 2014; S. 46).

Energierücklaufzeit bei allgemeinen Recyclingraten der jeweiligen Materialien⁵, welche von der USGS und UNEP ermittelt wurde, dar (Goe und Gaustad 2014; S. 43ff).

Die Analyse zeigt, dass für alle PV-Technologien gilt: je geringer der Modulwirkungsgrad ist, desto größer ist der Einfluss von Recycling auf die Energierücklaufzeit. So reduziert sich die Energierücklaufzeit bei CIGS bei einem Modulwirkungsgrad von 10 % durch gründliches Recycling um etwa 1 Jahre, bei einem Modulwirkungsgrad von 19 % um etwa 0,6 Jahre (Goe und Gaustad 2014; S. 44). In Kapitel 2.4 sind Detailinformationen zum Recycling von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien, bezüglich der technologischen Verfahren und deren Recyclingpotentiale, angeführt.



Abbildung 13: Energy Pay-Back Time von Freilandanlagen von unterschiedlichen PV-Technologien in Abhängigkeit des Modulwirkungsgrades und der Recyclingrate (NR = kein Recycling; ER = gründliches Recycling; MSW = allgemeine Recyclingraten laut USGS/UNEP -Funktionsgraph) bei einer Globalstrahlung von 1.700 kWh/m²/a; (Goe und Gaustad 2014; S. 46)

2.2 Aufbau, Materialzusammensetzung und Herstellungsprozesse von Dünnschicht-Solarzellen

In Abschnitt 2.2 wird detailliert auf den Zellenaufbau, die Materialzusammensetzung sowie auf den Herstellungsprozess von amorphem Silizium (a-Si), CIGS und CdTe-Solarzellen eingegangen.

⁵ Al=36 %, Ag=32 %, Cd=14 %, Cu=30 %, Fe=41 %, Ga=18 %, Ge=30 %, Glas=20 %, In<1 %, Mg=33 %, Mo=33 %, Ni=41 %, Se=0 %, Si=0 %, Sn=22 %, Te=0 %, Ti=52 %, Zn=27 %

2.2.1 Zellen aus amorphem Silizium

Direkte Halbleiter weisen einen hohen Absorptionskoeffizienten auf. Dies ermöglicht es, dass Sonnenlicht mit Hilfe einer Dünnschichtzelle innerhalb eines Mikrometer zu absorbieren. Das bekannteste Dünnschichtmaterial ist amorphes Silizium (Mertens 2015; S. 131).

Anhand der Abscheidung von Silizium aus der Gasphase auf einem Trägermaterial bilden sich amorphe - extrem unregelmäßige - Strukturen aus Siliziumatomen. Bei diesem Vorgang entstehen eine Vielzahl von offenen Bindungen, die man Dangling Bonds nennt. Dieses Material ist grundsätzlich ungeeignet für die Verwendung als Solarzelle. Anhand der Zugabe von Wasserstoff als Passivierung bei der Abscheidung wird versucht die Dangling Bonds abzusättigen. Leider können nicht alle Bindungen gesättigt werden, da hierfür ein derart hoher Wasserstoffanteil notwendig wäre, welcher die optischen Eigenschaften des Materials verschlechtern würde. In Abhängigkeit des Wasserstoffanteils weist die Kristallstruktur eine Bandlücke von $\Delta W_G = 1,7$ bis 1,8 eV auf (Mertens 2015; S. 131).

Zellenaufbau

In Abbildung 14 ist der Zellenaufbau einer a-Si Dünnschichtzelle, welche mit dem PECVD (plasma-enhanced chemical vapour deposition)-Verfahren hergestellt wurde, dargestellt. Zunächst wird auf eine Glasplatte eine transparente Elektrode aus leitendem Oxid (Transparent Conducting Oxide – TCO) angebracht. Typische Materialen sind Zink-Oxid (ZnO) oder Indium-Zinn-Oxid (ITO). Anschließend folgen eine p-dotierte, eine intrinsische (unterdotierte) und eine n-dotierte amorphe Siliziumschicht. Man nennt dies auch pin-Zelle (siehe Abbildung 14). Den Abschluss bildet ein dünner Rückkontakt aus Silber oder Aluminium. Eine Besonderheit dieses Zellentyps ist der geringe Materialaufwand aufgrund der geringen Gesamtdicke von unter 2 μ m. Die in Abbildung 14 dargestellte Zelle ist eine sogenannte Superstrat-Zelle, da die Glasscheibe, auf der die Schichten abgeschieden wurde, über dem Rest der Zelle liegt (Mertens 2015; S. 132f).

Die Lichtabsorption soll möglichst in der intrinsischen p-dotierten Schicht stattfinden, da die erzeugten Elektron-Loch-Paare in dotiertem Material bereits nach wenigen Nanometern rekombinieren. Aus diesem Grund wird dem p-dotierten Bereich Kohlenstoff zugegeben, um die Bandlücke auf etwa 2 eV zu vergrößern, so dass die a-SiC:H-Schicht annähernd transparent wird. Die Bindung von a:Si mit Wasserstoff wird zur Stabilisierung und somit zur Erhöhung der Lebensdauer eingesetzt, da reines amorphes Silizium sehr reaktionsfreudig und instabil ist erfolgt die gezielte Hydrierung zur Absättigung. Im undotierten Bereich ist ebenfalls die Rekombinationswahrscheinlichkeit sehr groß. Daher müssen die Minoritätsträger möglichst schnell in die Heimatgebiete transportiert werden. Dies gelingt durch den Aufbau als pin-Zelle, welche ein hohes elektrisches Feld erzeugt und die Teilchen sofort nach der Erzeugung trennt. In Abbildung 15 ist die Raumladungszone einer a-Si Dünnschichtzelle dargestellt. Analog zum pn-Übergang von c-Si-Zellen diffundieren die Elektronen aus dem n-Gebiet in das intrinsische Gebiet und hinterlassen positive Donatoratome. Da in diesem Bereich eine Rekombination aufgrund des Mangels an Löchern nicht möglich ist, bewegen sich diese weiter, bis sie im p-Gebiet in die Löcher fallen und dort eine negative Raumladung

bilden. Als Ergebnis dieses Vorganges bildet sich ein konstantes elektrisches Feld über dem gesamten i-Gebiet aus (Mertens 2015; S. 133).



Abbildung 14: Aufbau einer Dünnschichtzelle; (Mertens 2015; S. 132)



Materialzusammensetzung und Materialbedarf

Amorphe Siliziumzellen bestehen neben Silizium aus Aluminium und Bor (Solarglas) sowie bei der Verwendung einer ITO-TCO-Schicht aus Indium und Zinn. Als Rückkontakt kann eine Aluminium- bzw. Silberschicht oder ein eisenhaltiges Trägermaterial herangezogen werden (Stolle 2016; S. 21). In Abbildung 16 ist die elementare Zusammensetzung einer a-Si Solarzelle inklusive einer TCO-Schicht mit Indium-Zinn-Oxid (ITO), basierend auf Daten von Öhrlund (2012; S. 65), dargestellt. Es zeigt sich, dass die Zelle jeweils zu 45 % aus Zinn und Aluminium besteht. Der Siliziumanteil beträgt 8 %, der Indiumanteil 2 %. Bor weist in der Untersuchung von Öhrlund (2012) einen geringen Anteil von 0,0003 % auf. Unter Betrachtung des gesamten Moduls weisen die Stoffe wie Silizium, Zinn, Indium oder Bor sowie sonstige Materialien lediglich einen Massenanteil von 5 % auf. Den größten Massenanteil weist hierbei das Trägerglas und Solarglas mit 38 % bzw. 42 % auf. Der Massenanteil von Stahl beträgt nach Daten von Viebahn et al. (2014; S. 173) rund 15 %.





Abbildung 16: Elementare Zusammensetzung^{6,7} einer a-Si Solarzelle inkl. ITO-TCO; (eigene Darstellung), Daten: (Öhrlund 2012; S. 65)

Abbildung 17: Materialzusammensetzung eines durchschnittlichen a-Si Moduls; (eigene Darstellung), Daten: (Viebahn et al. 2014; S. 173)

Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien laut diversen Studien

Die Materialzusammensetzung sowie der Materialbedarf sind von vielen Faktoren, wie von der TCO-Schicht, die jeweiligen Schichtdicken sowie den definierten Systemgrenzen abhängig. Aus diesem Grund variiert der Materialbedarf von Studie zu Studie. Die angebenen Werte der Studie von Öhrlund (2012) beziehen sich ausschließlich auf den Materialgehalt der Zelle. Die Studie von Viebahn et al. (2014) und Moss et al. (2011) berücksichtigen hingegen Vorketten. Bei der Untersuchung von Schlegl (2013) sind keine expliziten Angaben zu den Systemgrenzen angeben.

In Tabelle 1 sind verschiedene Studienergebnisse bezüglich des Materialbedarfs je MWp gegenübergestellt.

	spezifischer Materialbedarf (kg/MWp)				
a-Si Zelle ⁶⁷	Moss et al. (2011: S. 97)	Öhrlund (2012: S. 65)	Schlegl (2013: S.11)	Viebahn et al. (2014: S. 156)	
Aluminium	k. A.	102	k. A.	k. A.	
Bor	k. A.	0,0008	k. A.	k. A.	
Silizium	k. A.	18,4	37	k. A.	
ITO-TCO- Schicht	Einsatz von ITO-TCO	Einsatz von ITO-TCO	Einsatz von ITO-TCO	Einsatz von ITO-TCO	
Zinn	0,714	103,8	k. A.	k. A.	
Indium	5,32	5,32	5	4	

Tabelle 1: Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien von a-Si Solarzellen laut diversen Studien; Daten: (Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156)

Die Gegenüberstellung der Studien zeigt, dass der Indiumbedarf eine geringe Schwankungsbreite aufweist und zwischen 4 und 5,32 kg/MWp beträgt. Der Siliziumbedarf schwankt zwischen 18,4 und 37 kg/MWp. Bezüglich des Zinnbedarfs besteht in der Literatur Uneinigkeit. So weist die Untersuchung von Moss et al. (2011; S. 96) einen Zinnbedarf von 0,7 kg/MWp und die Studie von Öhrlund (2012; S. 65) von 103,8 kg/MWp auf. Der hohe Zinnbedarf bei der Studie von Öhrlund (2012), ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass bei dieser Studie ein Zellentyp herangezogen wurde, welcher als TCO reines Zinn-Oxid in Kombination mit einem ITO-Glas verwendet. Diese Technologiekombination wird von manchen Herstellern verwendet und wurde in der Studie von Öhrlund (2012) angenommen, um den Rohstoffbedarf nicht zu unterschätzen. In der in Kapitel 4. und 5. durchgeführten Analyse wird die Verwendung einer ITO-Schicht als TCO angenommen, welche basierend auf der Studie von Moss et al. (2011) einen spezifischen Indiumbedarf von 44,3 t/GWp, µm bzw. einen spezifischen Zinnbedarf von 5,95 t/GWp, µm angibt (siehe Kapitel 4.2.2).

⁶ Laut Öhrlund (2012) kann das Solarglas von Photovoltaikanlagen Cer und Antimon im geringen Ausmaß beinhalten. Der prozentuelle Anteil ist jedoch nicht bekannt.

⁷ a-Si Solarzellen können laut Öhrlund (2012; S. 65) Germanium beinhalten, die Anteilsmenge ist jedoch nicht bekannt.

Herstellungsverfahren

Bei der Herstellung von a-Si Dünnschichtzellen wird hauptsächlich das Verfahren der plasmaunterstützenden chemischen Gasabscheidung (PECVD – siehe Abbildung 18) verwendet. Bei diesem Verfahren wird Silan (SiH₄) und Wasserstoff (H₂) in einer 200 °C heißen Prozesskammer geleitet. In dieser Kammer gelangen diese in ein starkes Hochfrequenzfeld. Dieses beschleunigt einzelene Elektronen, die wiederum die Moleküle von Silan und Wasserstoff durch Stoßionisation in ihre Bestandteile zerlegen. Die geladenen Teilchen bilden ein Plasma, welches hoch reaktive Ionen enthält und an der Substratoberfläche reagiert bzw. sich niederschlägt. Mit Hilfe einer kontinuierlichen Zuführung der Prozessgase Silan und

Wasserstroff wächst die entstandene Schicht aus a-Si:H immer weiter an. Grundsätzlich würde dieses Verfahren auch ohne Plasmaunterstützung funktionieren, jedoch wären für das Aufbrechen der Ausgangsgase (Selen und Wasserstoff) Temperaturen von mehr als 450 °C, was wiederum die Wahl der Substratmaterialien stark einschränken würde, notwendig (Mertens 2015; S. 132).

Typische Abscheidungsraten liegen bei diesem Verfahren bei etwa 0,2 nm/s. Die Herstellung einer 0,5 µm a-Si:H Schicht benötigt etwa 40 Minuten, was für die



Abbildung 18: Herstellungsverfahren von a-Si Dünnschichtzellen durch Plasma unterstützte Gasphasenabscheidung (PECVD); (Mertens 2015; S. 131)

Massenproduktion einen zu hohen Wert darstellt. Vielversprechende neue Verfahren wie das Very-High-Frequency-PECVD oder Hot-Wire-CVD haben hohe Abscheidungsrate, erzeugen derzeit jedoch noch eine hohe Zahl an Defekten im a-Si:H (Mertens 2015; S. 132).

Wirkungsgrad

Angesichts der großen Bandlücke von 1,75 eV kann Licht oberhalb von etwa 700 nm nicht absorbiert werden. Angesichts dieser Transmissionsverluste liegt der theoretisch mögliche Wirkungsgrad bei 26 %. Der Rekordwirkungsgrad von realen Zellen liegt bei etwa 10 %, Standardzellen kommen auf etwa 7-8 %. Der Grund für diesen geringen Wirkungsgrad liegt an der hohen Defektdichte des a-Si, dem Serienwiederstand der TCO-Schicht und die Degradation unter Lichteinfluss. Die Ursache dieser Degradation ist der Staebler-Wronski-Effekt. Der Grund hierfür liegt in den verspannten Si-Si-Kristallbindungen, die durch den unregelmäßigen Kristallaufbau bedingt sind. Diese schwachen Bindungen werden bei der Rekombination von durch Licht erzeugten Elektron-Lochpaaren aufgebrochen und bilden weitere Rekombinationszentren für die Minoritätsträger. Diese aufgebrochenen Bindungen stellen zusätzliche Raumladungen dar, welche das in der pin-Zelle eingebaute Feld schwächen könnte. Nach einer bestimmten Lichtbestrahlungszeit sind alle schwachen Bindungen aufgebrochen und der Wirkungsgrad stabilisiert sich. Dieser Effekt kann mithilfe von Tempern (ab 150 °C) rückgängig gemacht werden. Außerdem zeigt sich das dünnere iSchichten eine geringere Degradation aufweisen als dicke Schichten, welches an dem größeren elektrischen Feld liegt (Mertens 2015; S. 134f).

In Abbildung 19 ist der Degradation zweier pin-Zellen welche nach der Herstellung für über 10.000 h voller Sonnenstrahlung bei AM (Air mass) 1,5 ausgesetzt wurden. Es zeigt sich, dass nach etwa 3.000 h, was einer Betriebsdauer von etwa 3 Jahre entspricht, eine Leistungsreduzierung von 29 bzw. 37 % eintrat und sich anschließend stabilisierte (Mertens 2015; S. 134).



Abbildung 19: Lichtdegradationsmessung von zwei a-Si-pin-Zellen unterschiedlicher Dicken; (Mertens 2015; S. 134)

Stapelzellen aus amorphem Silizium

Zur Erhöhung des Wirkungsgrades wurden sogenannte Stapelzellen bzw. multi-junction Zellen entwickelt, welche mehrere pin-Zellen aus Materialien unterschiedlicher Bandlücken, die jeweils auf einen bestimmten Spektralbereich optimiert sind, kombinieren. Neben der deutlichen Erhöhung des Anfangswirkungsgrades weisen Stapelzellen den Vorteil auf, dass diese dünner ausgeführt werden können. Was wiederum zu einem höheren elektrischen Feld und dadurch zu einer geringeren Degradation führt (Mertens 2015; S. 135f).

2.2.2 CI(G)S-Zellen

Eine weitere Dünnschicht-Technologie verwendet Materialien aus der Gruppe der Chalkopyrite, die im Allgemeinen unter dem Kürzel CIS bzw. CIGS bekannt sind. Die Gemeinsamkeit dieser Technologiegruppe ist, dass diese die Gitterstruktur von Chalkopyrit (Kupferkies – CuFeS₂) aufweisen. Wie in Tabelle 2 ersichtlich ist, handelt es sich um Verbindungshalbleiter, die aus drei Elementen bestehen (Mertens 2015; S. 140).

Materialkombination	Name	Bandabstand	Kürzel
CulnSe ₂	Kupfer-Indium-Diselenid	1 eV	CISe
CulnS ₂	Kupfer-Indium-Disulfid	1,5 eV	CIS
	Kunfer-Gallium-Diselenid	17 oV	CIGSe CIGS
5404002	Ruplei-Odilum-Diseleniu	1,7 80	

Tabelle 2: Materialkombinationen der Technologiegruppe CIS; (Mertens 2015; S. 140)

Historisch betrachtet begann die Entwicklung von CIS-Zellen in den 1970er Jahren. In den 1990er Jahren wurde durch genauere Erkenntnisse der Materialeigenschaften die Herstellung von Solarmodulen mit Wirkungsgraden von über 10 % möglich (Mertens 2015; S. 141).

Die vielversprechendste Materialkombination ist $Culn_xGa_{(1-x)}Se_2$. Der Anteil x gibt den Indiumanteil in der Materialkombination an. Bei einem Anteil von x=0 erhält man CuGaSe₂ mit einem Bandabstand von 1,7 eV, mit einem Anteil von x=1 ergibt sich CulnSe₂ mit einem Bandabstand von 1 eV. Anhand des Indiumanteils kann bei der CIS Technologiegruppe der Bandabstand beliebig zwischen den Extrempunkten variieren und dadurch der Wirkungsgrad optimiert werden (Mertens 2015; S. 141).

Zellenaufbau

In Abbildung 20 ist der Zellenaufbau einer CIGS-Zelle dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine Substratkonfiguration. In diesem Beispiel wird Glas als Trägermaterial verwendet, Molybdän fungiert als Rückelektrode. Zwischen dem Trägermaterial Glas und Molybdän liegt eine Siliziumnitridschicht, welche eine Barriere für Fremdatomen darstellt. Sie ist notwendig, da Fremdatome beim Herstellungsprozess aus der Glasscheibe in die Absorberschicht diffundieren könnten. Der pn-Übergang wird aus einer p-dotierten CIGS-Absorberschicht und einer dünnen n-dotierten CdS-Schicht gebildet (Mertens 2015; S. 141). Abschließend fungiert als Frontkontakt eine transparente und leitfähige Oxidschicht, wie beispielsweise aluminiumdotiertes Zinkoxid oder ein Indium-Zinnoxid (ITO). Oft wird bei dieser Photovoltaiktechnologie ein Glas-Glas-Standard-Modul gewählt, bei der auf der einen Seite die Dünnschichten auf die Glasscheibe aufgedampft werden und auf der anderen Seite eine Deckglas auflaminiert wird. Dieses Deckglas nimmt eine Schutzfunktion ein und wird vereinzelt mit einer Anti-Reflex-Beschichtung überzogen (Benedek et al. 2014; S. 238f).

Ein derzeitig hoher Forschungsbedarf bzw. Bestreben liegt bei der Substitution des kritischen Minerals Cadmium, jedoch gelingt dies bislang ausschließlich mit Wirkungsgradeinbußen (Mertens 2015; S. 141).



Abbildung 20: Aufbau und Foto einer CIGS-Zelle; (Mertens 2015; S. 141)

Materialzusammensetzung und Materialbedarf

Die Bedeutung des Namenskürzel CIGS steht für Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid bzw. Disulfid. Diese Elemente bzw. chemischen Verbindungen sind nicht nur für die Namensgebung verantwortlich, sondern stellen gleichzeitig die Hauptbestandteile einer CIGS-Solarzelle dar.

Die genaue Zusammensetzung der CIGS-Absorberschicht ist grundsätzlich abhängig vom angestrebten Bandabstand, welcher zwischen 1,04 und 1,68 eV liegen kann. Dieser Bandabstand kann mittels dem Gallium-Indium-Verhältnisses [Ga/(In+Ga)] beeinflusst werden. Die aktuelle CIGS-Zellengeneration besitzt einen Bandabstand zwischen 1,2 bis 1,25 eV bei einem Gallium-Indium-Verhältnis von 25 bis 30 % (Marweder und Reller 2014; S. 257).

Eine Untersuchung von Woodhouse et al. (2013a) sowie von Kavlak et al. (2014) hat ergeben, dass eine durchschnittlicher CIGS-Absorberschicht (p-CIGS) eine Stärke zwischen 1,1 und 2 µm sowie eine Dichte von 5,75 g/cm³ aufweist. Den größten Materialanteil in dieser Schicht weißt nach Kavlak et al. (2014) Selen mit rund 50 % auf. Ein geringerer Anteil von 22 % ist auf Indium sowie 7 % auf Gallium zurückzuführen (Woodhouse et al. 2013a; S. 835). Die durchschnittliche Materialzusammensetzung ist in Abbildung 21 dargestellt.

Optional können bei CIGS-Zellen eine ITO-TCO Schicht aufgetragen werden, welche jedoch in Abbildung 20 nicht explizit dargestellt ist. Diese transparente und elektrisch leitfähige Schicht befindet sich zwischen der Pufferschicht (n-CdS) und der Zink-Oxid Schicht (n-ZnO), welche als Elektrode fungiert. Bei Dünnschichtzellen wird üblicherweise für die TCO (transparent conductive oxide) Schicht Indiumzinnoxid (ITO) eingesetzt (Viebahn et al. 2014; S. 103, S. 148ff).

Abgeleitet von Referenzwerten aus der Rohstoffbewertung des SET-Plans von Moss et al. (2011) kann eine Zusammensetzung der TCO-Schicht von CIGS Modulen abgeleitet werden. In dieser Untersuchung wird je µm TCO-Schicht eine Materialnachfrage von 5,95 kg/MW Zinn und 44,29 kg/MW Indium angeführt. Daraus lässt sich eine Materialzusammensetzung der TCO-Schicht von 11,8 % Zinn und 88,2 % Indium ableiten. Laut Rigby et al. (2011) beträgt die Schichtdicke der ITO-TCO Schicht zwischen 550 und 1.100 nm bei CIGS Solarzellen. Dies würde einen Zinngehalt zwischen 3,27 und 6,55 kg je MWp bzw. einen Indiumgehalt zwischen 24,4 und 48,73 kg je MWp bedeuten.

Die detaillierte Zusammensetzung von CIGS-Zellen bzw. Module (siehe Abbildung 22) wurde im Rahmen einer Studie der Montanuniversität Leoben, welche sich mit Recyclingverfahren von CIGS-Modulen beschäftigt, untersucht (Benedek et al. 2014). Im Zuge dieser Studie wurden zur Charakterisierung der Materialzusammensetzung verschiedene Versuche mit diversen CIGS-Modulen durchgeführt. Dabei wurden besonders Glas-CIGS Module untersucht, welche sich aus einem Frontglas, EVA-Folie, CIGS-Schichten und einem Trägerglas zusammensetzen. Sowohl beim Front- als auch Trägerglas wurden konventionelle Glaswerkstoff ohne besondere zusätzliche Bestandteile verwendet. Die EVA-Folie, welche zwischen Trägerglas und CIGS-Schicht aufgebracht wird ist für die Einkapselung verantwortlich und besteht aus Thermoplaste und daher zu 100 Prozent aus Kohlenwasserstoff (Benedek et al. 2014; S. 245). In Abbildung 22 ist die prozentuelle Zusammensetzung einer charakteristischen CIGS-Zelle dargestellt. Anhand der

Materialzusammensetzung ist der typische Aufbau der CIGS-Zelle (siehe Abbildung 20) erkennbar. Die Zink-Oxid Schicht (n-ZnO) bildet die der EVA-Folie am nächsten stehenden Schicht und stellt eine Elektrode dar. Anschließend folgt eine n-leitende Cadmium-Schwefel Schicht (n-CdS) und CIGS-Schicht (p-CIGS), welche aus Kupfer, Indium, Gallium, Diselenid besteht. Abschließend folgt die zweite Elektrode, welche aus Molybdän besteht und auf dem Trägerglas aufgebracht ist (Benedek et al. 2014; S. 247).



Abbildung 21: Elementare Zusammensetzung einer durchschnittlichen CIGS-Absorberschicht (p-CIGS); (eigene Darstellung), Daten: (Kavlak et al. 2014), (Woodhouse et al. 2013a; S. 835) Abbildung 22: Elementare Zusammensetzung einer CIGS-Zelle; (eigene Darstellung), Daten: (Benedek et al. 2014; S. 247)

In einer Life Cycle Analyse der Swiss Federal Office of Energy, welche die Umweltauswirkungen von Photovoltaik Anlagen analysiert, wurden unter anderem die Massenströme von CIGS-Modulen detailliert betrachtet (Itten und Frischknecht 2015). In dieser Untersuchung wurde eine 3 kWp Anlage analysiert bei der die eingesetzten Module in Deutschland produziert wurden. Die CIGS-Module weisen einen Wirkungsgrad von 10,8 % sowie eine Nennleistung von 108 Wp/m² auf. Für die Untersuchung wurden Daten von Jungbluth et al. (2012) sowie von de Wild-Scholten (2014) herangezogen. In Tabelle 3 ist die Materialzusammensetzung für einen Quadratmeter bzw. MWp sowie die prozentuellen Aufteilung eines CIGS-Moduls dargestellt (Itten und Frischknecht 2015; S. 36f).

Komponenten	spezifische Masse je m ² (kg/m ²)	spezifische Masse je MWp (kg/MWp)	prozentuelle Aufteilung
Frontglas ⁸	7,7	71296,30	44,6%
Trägerglas ⁹	5,3	48796,30	30,5%
Aluminium ⁹	2,2	20781,48	13,0%
Ethylvinylacetate ⁹	0,751	6953,70	4,35%
Polyethylene ⁹	0,470	4354,63	2,72%
Silikon ⁹	0,404	3740,74	2,34%
Polyvinylbuthylene (Folie) ⁹	0,189	1750,00	1,09%
Dioden ⁹	0,144	1333,33	0,83%
Polyamide (glasfaserverstärkter Kunststoff) ⁹	0,0400	370,37	0,231%
Kupfer ⁸	0,0195	180,93	0,113%
Lötflussmittel ⁹	0,0123	113,89	0,071%
Zinn ⁸	0,0123	113,89	0,071%
Zink-Oxide ⁹	0,00909	84,17	0,0526%
Molybdän ⁸	0,00606	56,11	0,0351%
Selen ⁹	0,00560	51,85	0,0324%
Indium ⁸	0,00282	26,11	0,0163%
Gallium ⁸	0,00090	8,32	0,0052%
Cadmiumsulphide ⁹	0,00027	2,49	0,0016%
Gesamt	17,2816	160015	100,0%

Tabelle 3: Materialzusammensetzung eines CIGS-Moduls; (Itten und Frischknecht 2015; S. 37)

Eine differente etwas Materialzusammensetzung eines durchschnittlichen CIGS-Moduls weist die Untersuchung von Wade (2013) auf, siehe Abbildung 23. So zeigt sich, dass der Glasanteil nach der LCA von Itten und Frischknecht (2015) rund 75 % beträgt. Die Untersuchung von Wade zeigt hingegen einen Anteil von 86 % auf. Für das zweithäufigste Element in CIGS-Modulen weist Wade einen Aluminiumanteil 9 % und Itten und von Frischknecht von 13 % auf.



Abbildung 23: Materialzusammensetzung eines durchschnittlichen CIGS-Moduls; (eigene Darstellung), Daten: (Wade 2013 in Benedek et al. 2014; S. 239)

⁸ Materialbedarf ab Regionallager

⁹ Materialbedarf ab Fabrik

Ähnliche Werte enthalten beide Studien bezüglich der Elemente Selen (0,03 % bzw. 0,02 %), Indium (0,016 % bzw. 0,01 %) und Gallium (0,005 % bzw. 0,01 %) auf.

Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien laut diversen Studien

Wie bereits im oberen Bereich beschrieben ist die Materialzusammensetzung sowie der Materialbedarf von vielen Faktoren abhängig. In Tabelle 4 sind Ergebnisse von unterschiedlichen Studien gegenübergestellt. Der Materialbedarf der TCO-Schicht wurde in der Studie von Moss et al. (2013) sowie von Viebahn et. al. (2014) separat betrachtet. In der Studie von Öhrlund (2012) und Schlegl (2013) wurde der Materialbedarf der TCO-ITO-Schicht berücksichtigt jedoch nicht explizit ausgewiesen. Bei der Studie von Itten und Frischknecht (2015) sind keine Angaben zur TCO-Schicht angeführt, aufgrund des verhältnismäßig geringen Indiumbedarfs im Vergleich zu den anderen Studien ist davon auszugehen, dass bei dieser Studie keine TCO-Schicht berücksichtigt wurde.

	spezifischer Materialbedarf (kg/MWp)				
CIGS- Zelle ⁶¹⁰	Moss et al. (2011; S. 97)	Öhrlund (2012; S. 65)	Schlegl (2013; S.11)	Viebahn et al. (2014; S. 156)	Itten und Frischknecht et al. (2015; S. 37)
Kupfer	21,02	16,97	21	k. A.	180,93
Indium	18,99	83,79	75	19	26,11
Gallium	2,34	6,17	2	7,2	8,32
Selen	9,56	84,41	10	39,3	51,85
Cadmium	k. A.	0,93	k. A.	1,3	2,49
Molybdän	k. A.	36,78	k. A.	k. A.	k. A.
ITO- TCO- Schicht	Einsatz von ITO-TCO	Einsatz von ITO-TCO (keine expliziten Angaben des Materialbedarf)	Einsatz von ITO-TCO (keine expliziten Angaben des Materialbedarf)	Einsatz von ITO-TCO	k. A. zum Einsatz von ITO-TCO
Zinn	5,95	29,99	-	k. A.	-
Indium	44,29	k. A.	-	36,5	-

Tabelle 4: Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien von CIGS-Solarzellen laut diversen Studien; Daten: (Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156), (Itten und Frisch-knecht 2015; S. 37)

Die Gegenüberstellung zeigt, dass der Indiumbedarf ohne ITO-TCO-Schicht zwischen 19 und 26,1 kg/MWp und mit ITO-TCO-Schicht zwischen 55,5 und 83,8 kg/MWp liegt. Diese Schwankungen sind auf unterschiedliche Schichtdicken zurückzuführen welche laut Rigby et al. (2011) zwischen 0,55 und 1,1 µm schwanken kann. Über dies zeigt, die Untersuchung von Viebahn et al. (2014; S. 151), dass der Indiumbedarf der ITO-Schicht zwischen 24 und 48 kg/MWp liegt. Der Galliumbedarf liegt bei den diversen Studien zwischen 2 und 8,3 kg/MWp. Eine hohe Uneinigkeit besteht in der Literatur bezüglich des Selenbedarfes, welcher zwischen 9,6 und 84,4 kg/MWp liegt und des Kupferbedarfes welcher laut Moss,

¹⁰ CIGS-Solarzellen können laut Öhrlund (2012; S. 65) Aluminium und Silber beinhalten, die Anteilsmenge ist jedoch nicht bekannt.

Öhlrund und Schlegl etwa 20 kg/MWp beträgt. Die LCA von Itten und Frischknecht, zeigt hingegen einen wesentlich höheren Wert von etwa 180 kg/MWp auf. Die Schwankungen des Materialbedarfes sind einerseits auf unterschiedlichen Materialzusammensetzungen und Schichtdicken, andererseits auf unterschiedlich definierten Systemgrenzen der Studien zurückzuführen. So wurde bei der Studie von Öhrlund (2012) ausschließlich die Solarzelle ohne deren Vorketten betrachtet. Die Untersuchungen von Moss et al. (2012), Viebahn et al. (2014) und Itten und Frischknecht (2015) berücksichtigt hingegen diverse Vorketten der Laminat-und Zell-Produktion. Detaillierte Informationen zu den Materialverlusten beim Herstellungsprozess sind in Kapitel 2.2.4 angeführt. Bei der Untersuchung von Schlegl (2013) sind keine expliziten Angaben zu den Systemgrenzen angeben.

Herstellungsverfahren

Die besten Methoden für die Herstellung von CIGS-Zellen in Bezug auf Kosten, Verarbeitungsraten, Reproduzierbarkeit und Gleichförmigkeit der Zusammensetzung sind laut Marwede und Reller (2014; S. 259) die simultane Vakuum Co-Verdampfung sowie sequentielle Verfahren.

Derzeit wird zur Herstellung als Abscheidungsmethode meist das Verfahren der Co-Verdampfung verwendet. Hierbei werden die einzelnen Elemente bei etwa 500 °C verdampft und lagern sich anschließend auf dem Substrat ab. Anhand der Zugabe von Natrium und zusätzliches Tempern verbessert sich die Kristallstruktur und die elektronischen Eigenschaften des polykristallinen CIGS (Mertens 2015; S. 141). Bei diesem Verfahren wird die CIGS-Schicht in einem einzigen Prozess hergestellt. Anhand der Variationsmöglichkeit des In/Ga – Verhältnisses können bei diesem Verfahren Absorber mit unterschiedlichen Bandabständen hergestellt werden (Marwede und Reller 2014; S. 259).

Beim sequentiellen Verfahren erfolgt die separate Ablagerung der Ausgangsstoffe zur Erstellung einer polykristallinen Schicht. Diese preiswerten Niedertemperaturverfahren, verwenden Verfahren wie zum Beispiel Sputtern, thermische Verdampfung oder galvanische Abscheidung zur gezielten Ablagerung der Ausgangsstoffe (Cu, Ga und In). Im Anschluss erfolgt eine thermische Behandlung sowie das Kristallisieren in einer Se-Atmosphäre bei 400 bis 600 °C (Marwede und Reller 2014; S. 259).

Für eine kostengünstige Massenproduktion wäre ein Herstellungsverfahren notwendig, welches ohne Vakuum und hohe Temperaturen auskommt. Ein in der Entwicklung befindlicher technologischer Ansatz ist es, die, Halbleiter als Nanokristalle in eine wässrige Lösung zu geben und dann wie normale Tinte aufzudrucken. Das Unternehmen Nanosolar verfolgte dieses Konzept und erreichte Zell-Wirkungsgrade von 14,5 %. Kommerzielle Module mit diesem Herstellungsverfahren wurden jedoch bisher nicht auf den Markt gebracht (Mertens 2015; S. 141). Ein weiteres Herstellungsverfahren, welches sich derzeit in der Entwicklung befindet und für die kostengünstige Massenproduktion geeignet ist, ist das sogenannte Roll-to-Roll Verfahren. Bei diesem Verfahren werden CIGS-Zellen auf einer flexiblen Folie von Coil zu Coil in einem Produktionsdurchgang hergestellt. Das Besondere an diesem kostengünstigen Verfahren ist es, dass die Möglichkeit besteht, individuelle je nach Kundenwunsch angepasste Solarmodule herzustellen. Dies ist möglich aufgrund der

Kombination dieses Produktionsverfahrens mit einem Laser, welcher die individuellen Größen zuschneidet, und die anschließende individuelle Aufbringung der Kontakte. Mit Hilfe dieses Herstellungsverfahren können daher flexible CIGS-Module mit unterschiedlichen Abmessungen und Nennspannungen hergestellt werden. Bei diesem Herstellungsverfahren besteht auch die Möglichkeit Kleinserien (<100 Stk.) kostengünstig zu produzieren (Zimmermann 2016).



Abbildung 24: Herstellungsverfahren (Roll-to-Roll) von individuellen flexiblen CIGS-Modulen; (Zimmermann 2016; S. 4)

Wirkungsgrad

Der Rekordwirkungsgrad liegt unter Laborbedingungen bei 21 %. Auf dem Markt befinden sich bereits Module mit einem Wirkungsgrad von über 15 % (Mertens 2015; S. 141).

2.2.3 Solarzellen aus Cadmium-Tellurid

Cadmium-Tellurid (CdTe) ist ein Verbindungshalbleiter der zweiten und dritten Hauptgruppe. Diese direkten Halbleiter haben eine Bandlücke von $\Delta W_G = 1,45 \ eV$ und haben einen maximalen theoretischen Wirkungsgrad von 29,7 %. Einer der größten technologischen Vorteile dieses Materials ist es, dass es sich auf verschiedenen Arten mit hoher Qualität als Dünnschicht abscheiden lässt (Mertens 2015; S. 139f).

Zellenaufbau

In Abbildung 25 ist der prinzipielle Aufbau einer CdTe-Zelle dargestellt. Aufgrund der Tatsache, dass sich Cadmium-Tellurid schlecht n-dotieren lässt, wächst man nach dem Aufbringen der transparenten Elektrode (TCO) aus ITO eine Fensterschicht aus n-dotiertem Cadmium-Sulfid (CdS) auf. Diese beiden Materialen bilden einen Heteroübergang, da die Bandlücken vom nund p- Bereich unterschiedlich sind (Mertens 2015; S. 139f). Mit Hilfe einer Cadmium-Chlorid Behandlung können die Eigenschaften von Absorber und Übergang, welche zunächst relativ schlechte Eigenschaften aufweisen, verbessert werden.

Bei dieser Behandlung wird CdCl₂ aufgebracht und mittels Tempern in die Absorberschicht diffundiert (Mertens 2015; S. 140).

In Abbildung 25 ist ersichtlich, dass die Absorberschicht (p-CdTe) 5-10 µm relativ dick ist, obwohl diese einen hohen Absorptionskoeffizienten besitzt. Dies liegt an der Problematik, dünne Schichten mit hoher Kristallqualität auf großen Flächen zu erzeugen. Daher wird bei dieser Technologie verstärkt an einer Reduktion der Schichtdicken geforscht (Mertens 2015; S. 140).



Abbildung 25: Aufbau einer CdTe-Zelle; (Mertens 2015; S. 140)

Materialzusammensetzung und Materialbedarf

Der Namenskürzel CdTe steht für Cadmium und Tellur, welche die Hauptbestandteile in dieser Solarzellentechnologie sind.

Wie im vorherigen Absatz erläutert besteht eine CdTe-Solarzelle aus einer ITO, n-CdS, p-CdTe Schicht und dem Rückkontakt. Die Absorberschicht (p-CdTe) besteht laut Woodhouse et al. (2013a) aus 53 % Tellur und folglich 47 % Cadmium. Diese Schicht besitzt laut Woodhouse eine Dichte von 5,85 g/cm³. Als Pufferschicht fungiert in CdTe-Solarzellen eine n-dotierte Cadmium-Sulfid Schicht mit einer Dicke laut Goe und Gaustad (2014) zwischen 0,6 und 2 µm bzw. laut Mertens (2015) von etwa 0,15 µm. Für den TCO-Layer welcher als Frontkontakt fungiert, werden laut Moss et al. (2011; S. 96) unterschiedliche Materialien verwendet. Üblicherweise wird indiumdotiertes Zinnoxid (ITO) mit einem Indiumbedarf von etwa 15,9 kg/MWp sowie mit einem Zinnbedarf von 21,4 kg/MWp verwendet. Alternative zum indiumdotiertes Zinnoxid ist Zinnoxid, welches vor allem bei größeren CdTe-Herstellern verwendet wird (Moss et al. 2011; S. 96). Die Schichtdicke dieses Layers beträgt laut Rigby et al. (2011) üblicherweise zwischen 0,2 und 0,5 µm. Als Rückkontakt wird laut Goe und Gaustad (2014) ZnTe:Cu/Ti mit einer Schichtdicke von 0,5 µm verwendet.

In Abbildung 26 ist die prozentuelle Zusammensetzung einer CdTe-Solarzelle, welche nach Daten von Öhrlund (2012; S. 65) ermittelt wurde, dargestellt. In dieser Analyse wurde eine ITO-TCO Schicht berücksichtiat. welche aus 50 % indiumdotierten Zinnoxid (ITO) und 50 % aus einem Glas besteht, welches mit elektrisch leitfähigen durchsichtigen Oxiden beschichtet (TCO-Glas) wurde. Diese Angaben sind insofern relevant, da die ITO-TCO-Schicht maßgeblich den Indium-Zinngehalt Zelle und der Eine ausschließliche charakterisiert. Verwendung eines TCO-Glases ohne Zinn und Indium würde zu einer Unterschätzung sowie eine ausschließliche Verwendung von ITO-Gläser zu einer Überschätzung des Indium- und Zinn-Gehalts führen (Öhrlund 2012; S. 66).



Zusammensetzung^{6,11} einer CdTe-Zelle inkl. ITO-TCO; (eigene Darstellung), Daten: (Öhrlund 2012; S. 65)

In einer Life Cycle Analyse der Swiss

Federal Office of Energy, welche die Umweltauswirkungen von Photovoltaik Anlagen analysiert, wurden unter anderem die Massenströme von CdTe-Modulen detailliert betrachtet (Itten und Frischknecht 2015). In dieser Untersuchung wurde eine 3 kWp Anlage analysiert bei der die eingesetzten Module in Deutschland produziert wurden. Die CdTe-Module weisen einen Wirkungsgrad von 13,4 % sowie eine Nennleistung von 134 Wp/m² auf. Für die Untersuchung wurden Daten von Jungbluth et al. (2012) sowie von de Wild-Scholten (2014) herangezogen. In Tabelle 5 ist die Materialzusammensetzung für einen Quadratmeter bzw. MWp sowie die prozentuelle Aufteilung für ein CdTe-Modul dargestellt (Itten und Frischknecht 2015; S. 36f).
Komponenten	spezifische Masse je m ² (kg/m ²)	spezifische Masse je MWp (kg/MWp)	prozentuelle Aufteilung
Flachglass ⁹	8,3	62238,81	47,07%
Solar Glass ⁸	8,3	62238,81	47,07%
Ethylvinylacetate (Folie) ⁹	0,48	3559,70	2,692%
Polyamide			
(glasfaserverstärkter	0,11	805,97	0,610%
Kunststoff) ⁹			
Stickstoff ⁹	0,073	546,27	0,413%
Salpetersäure ⁹	0,057	426,87	0,323%
Natriumhydroxid ⁹	0,049	367,91	0,278%
Quarzsand ⁹	0,047	349,25	0,264%
Natriumchlorid ⁹	0,045	338,06	0,256%
Schwefelsäure ⁹	0,039	293,28	0,222%
anorganische Chemikalien9	0,038	280,60	0,212%
Helium ⁹	0,036	271,64	0,205%
Cadmium Tellurid ⁹	0,023	173,88	0,131%
Wasserstoffperoxid ⁹	0,017	124,63	0,094%
Kupfer ⁸	0,011	78,36	0,059%
organische Chemikalien9	0,0097	72,69	0,0550%
Cadmium Sulphide ⁹	0,0035	26,27	0,0199%
Silikon ⁹	0,0031	22,91	0,0173%
Isopropanol ⁹	0,0021	15,52	0,0117%
Gesamt	17,7190	132231,4179	100%

Tabelle 5: Materialzusammensetzung eines CdTe-Moduls; (Itten und Frischknecht 2015; S. 38)

Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien laut diversen Studien

Wie bereits im oberen Bereich beschrieben, ist die Materialzusammensetzung sowie der Materialbedarf von vielen Faktoren, wie die Berücksichtigung der ITO-TCO-Schicht, die jeweiligen Schichtdicken als auch von der Definierung der Systemgrenzen der Studien abhängig. In Tabelle 6 sind die Ergebnisse von unterschiedlichen Studien gegenübergestellt. Der Materialbedarf der ITO-TCO-Schicht wurde in der Studie von Moss et al. (2013) sowie von Viebahn et. al. (2014) separat betrachtet. In der Studie von Öhrlund (2012) und Schlegl (2013) wurde der Materialbedarf der TCO-ITO-Schicht berücksichtigt jedoch nicht explizit ausgewiesen, da jedoch bei dieser Zellentechnologie Indium ausschließlich in der ITO-TCO vorliegt, kann hierbei eine Zuordnung erfolgen. Bei der Untersuchung von Zuser und Rechberger (2011) sind ausschließlich Angaben zum Tellur und Cadmium Bedarf von CdTe – Solarzellen angeführt.

	spezifischer Materialbedarf (kg/MWp)				
CdTe- Zelle ^{6,11}	Moss et al. (2011; S. 96)	Zuser und Rechberger (2011; S. 57)	Öhrlund (2012; S. 65)	Schlegl (2013; S.11)	Viebahn et al. (2014; S. 156)
Kupfer	k. A.	k. A.	24,41	206	k. A.
Tellur	93,3	90	90,38	135	99,7
Cadmium	k. A.	90	83,51	143	116,7
ITO-TCO- Schicht	Einsatz von ITO-TCO	k. A.	Einsatz von ITO-TCO (50 % ITO; 50 % TCO-kein Indium)	TCO aus Zinnoxid	Einsatz von ITO-TCO
Zinn	21,4	-	83,86	k. A.	k. A.
Indium	15,9	-	7,95	-	15,5

Tabelle 6: Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien von CdTe-Solarzellen laut diversen Studien; Daten: (Moss et al. 2011; S. 96), (Zuser und Rechberger 2011; S. 57), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156)

Die direkte Gegenüberstellung zeigt, dass die Studie von Öhrlund (2012) den niedrigsten Materialbedarf von Kupfer, Cadmium, Tellur als auch Indium aufweist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese Studie ausschließlich den Materialgehalt der Solarzelle und nicht die Vorketten berücksichtigt. Relativ hohe Werte zeigt hingegen die Analyse von Viebahn et Die Ergebnisermittlung dieser Untersuchung erfolgte, anhand eines al. (2014). Literaturvergleichs diverser Studien, welche auf Aktualität und Plausibilität geprüft wurden. Basierend auf diesen Daten wurden dann arithmetische Mittelwerte erstellt. Anzumerken ist hierbei, dass die Studie von Viebahn et al. (2014) die Material- und Produktionsnutzungsgrade (siehe Kapitel 2.2.4) und somit die Materialverluste der Vorketten nicht explizit betrachtet hat. Grundlegend kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Bandbreite des Materialbedarfes von Cadmium zwischen 83,5 kg/MWp und 143 kg/MWp sowie von Tellur zwischen 90 kg/MWp und 135 kg/MWp liegt (siehe Tabelle 6). Andere Studien weisen hierbei Werte auf, welche zwischen diesen beiden Extremen liegen. Der Indiumbedarf fällt bei CdTe ausschließlich an, wenn ITO als TCO eingesetzt wird. Bei ausschließlicher Verwendung von indiumdotierten Zinnoxid als TCO-Schicht fällt laut Moss et al. (2011), Viebahn et al. (2014) bzw. bei aliquoter Betrachtung nach Öhrlund (2012) ein durchschnittlicher Indiumbedarf von 15,5 bis 16 kg/MWp an.

Herstellungsverfahren

Die zwei führenden Herstellungsverfahren für die Erzeugung von CdTe-Schichten sind das thermische Verdampfen von CdTe- und CdS-Pulver sowie die kathodische elektrolytische Abscheidung von CdTe in Kombination mit einer chemischen Oberflächenablagerung von CdS (Marwede und Reller 2012; S. 39).

¹¹ CdTe Solarzellen können laut Öhrlund (2012; S. 65) Silber, Aluminium, Arsen, Bor, Barium, Chrom, Gallium, Quecksilber, Nickel, Blei, Selen und Zink beinhalten, die Anteilsmengen sind jedoch nicht bekannt.

Das gängigste Herstellungsverfahren ist die thermische Verdampfung über kurze Distanz (CSS-Close Space-Sublimation). Bei diesem Verfahren werden die Halbleiterquellen auf etwa 500 °C erhitzt. Dadurch verdampfen diese und schlagen sich anschließend auf dem niedriger temperierten Substrat nieder (Mertens 2015; S. 139f).

Wirkungsgrad

Der Rekordwirkungsgrad von Cadmium-Tellurid -Zellen liegt bei etwa 21 %. Am Markt sind Module mit Cadmium-Tellurid -Zellen erhältlich, welche einen Wirkungsgrad von über 13 % aufweisen (Mertens 2015; S. 140).

2.2.4 Material- und Produktionsnutzungsgrad – Rohstoffnutzung vom Abbau bis zum fertigen Modul

Der Rohmaterialeinsatz je Watt peak (Wp) ist neben den direkten Charakteristiken einer Solarzelle, wie die Dicke der einzelnen Schichtungen oder den Wirkungsgraden abhängig von der Materialnutzung beim Abbau und Herstellungsprozess sowie vom Wirkungsgrad der Produktionslinie (Marwede und Reller 2012; S. 38). Während des gesamten Herstellungsprozesses treten unterschiedlichste Verluste bei den Stoff- und Energieströmen auf. So treten unter anderem während des Produktionsprozesses Materialverluste, welche vom eingesetzten Verfahren und Equipment abhängig sind, auf. Im folgenden Abschnitt wird daher näher auf die Material- und Produktionsnutzungsgrade eingegangen (Marwede und Reller 2014; S. 259).

Materialnutzungsgrad

Der Materialnutzungsgrad ist definiert als das Verhältnis zwischen dem Beschichtungsgewicht im Modul und dem Gewicht des dafür eingesetzten Rohmaterials. Diese Kennzahl beschreibt somit den Anteil des Rohmaterials, welches sich schlussendlich in der Beschichtung des fertigen Moduls (Substrat) befindet.

 $Materialnutzungsgrad = \frac{Beschichtungsgewicht \ des \ Materials \ im \ fertigen \ Modul}{Gewicht \ des \ eingesetzten \ Rohmaterials}$

Formel 1: Materialnutzungsgrad; (Marwede und Reller 2014; S. 259)

Laut Zuser und Rechberger (2011; S. 58) liegt der Materialnutzungsgrad bei Produktionsverfahren von amorphen Siliziumzellen bei rund 90 %. Grundsätzlich gilt, dass der Materialnutzungsgrad bei Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien, wie CIGS und CdTe primär vom eingesetzten Herstellungsverfahren abhängig ist. Bei der Vakuum-Methode liegt der Materialnutzungsgrad zwischen 20 % und 80 %. Bei Nichtvakuum-Methoden, wie Siebdruck, Galvanotechnik oder Paste Coating, wird das Material direkt an der gewünschten Stelle bzw. Beschichtungsoberfläche angelagert. Bei diesen Verfahren ist eine Materialnutzungsgrad von 100 % erreichbar (Marwede und Reller 2014; S. 259).

Bei der Produktion von CI(G)S und CdTe Solarzellen variiert der Materialnutzungsgrad in Abhängigkeit des Herstellungsverfahrens stark. Im folgenden Abschnitt wird daher explizit auf die Materialnutzungsgrade der verschiedenen Herstellungsprozesse von CIGS und CdTe Solarzellen, welche in Kapitel 2.2.2 und 2.2.3 erläutert wurden, eingegangen.

Materialnutzungsgrad bei der Produktion von CIGS-Zellen

Bei der Produktion von CIGS-Zellen hängt der Materialnutzungsgrad bei der Herstellung mittels Co-Verdampfung vom Geräte-Design, Substratbreite, Prozess und dem verwendeten Verdampfer ab (Marwede und Reller 2014; S. 259). Bei der industriellen Fertigung liegt der Materialnutzungsgrad von Cu, In und Ga, zum Beispiel bei der Beschichtung einer 1,2 bis 1,4 m breiten Glasscheibe (Trägermaterial) bei der Verwendung von Punktquellen zwischen 40 % und 55 % und bei der Verwendung von linearen Verdampfern zwischen 50 % und 70 %. Der Großteil des nicht genutzten Materials (Restmaterial) lagert sich in der Rektionskammer direkt oder als Verbindung mit anderen Stoffen ab (Huber 2012 zitiert in Marwede und Reller 2014; S. 259f).

Bei sequentiellen Verfahren werden Cu, In und Ga üblicherweise gesputtert. Wie viel des Ausgangsmaterials gesputtert wird, hängt von der Form des Targets und deren Länge ab. Auf Planar Targets werden 30 bis 50 % sowie auf Rotary Targets in der Regel 80 % abgetragen. Das Potential bei rotary targets kann hier auf bis zu 90 % erhöht werden. Generell landen wohl etwa 60 bis 90 % des gesputterten Materials im Substrat des PV-Moduls. Die Höhe dieses Prozentsatzes ist abhängig von der Geometrie der Reaktionskammer sowie vom eingesetzten Verfahren (single Substrat oder roll-to-roll). Das restliche Material reichert sich an den Wänden der Reaktionskammer, am Ziel oder an den diversen Anlagenkomponenten wie dem Förderband ab. Aufgrund der oben beschriebenen Materialverluste beträgt der Materialnutzungsgrad bei sequentiellen Verfahren bei der CIGS Produktion zwischen 20 und 80 % (Marwede und Reller 2014; S. 260).

Beim sequentiellen Verfahren erfolgt typischerweise die Reaktion der Ausgangsstoffe in H₂Seoder Se-Dampf bzw. in Kombination mit Schwefel oder Schwefelwasserstoff (H₂S) bei etwa 400 bis 500 °C. Laut Experten ist die Ablagerungseffizienz bei diesem Verfahren grundsätzlich geringer als beim Verdampfen von In, Ga und Cu. Dies liegt daran, dass das ausströmende Gas aus der Reaktionskammer eine hohe Toxizität aufweist und zum Beispiel mit einem Trockenbettabsorber mit Cu-Granulat nachbehandelt werden muss. Mittels dieser Nachbehandlung wird das schädliche H₂Se in ungefährliche anorganischen Se-Salze umgewandelt, welche in weiterer Folge wiederverwendet werden könnten. Ein anderer innovativer technologischer Ansatz zur Lösung dieses Problems ist, dass das ungenutzte Se direkt im Prozess kondensiert und zur Quelle zurückgeführt wird, sodass eine geschlossene Rückführung entsteht. Der Materialnutzungsgrad bei diesem Verfahren ist nicht bekannt (Marwede und Reller 2014; S. 260).

Materialnutzungsgrad bei der Produktion von CdTe-Zellen

Der Materialnutzungsgrad bei CdTe ist wie bei CIGS abhängig vom angewendeten Verfahren. Beim thermischen Verdampfen liegt der Materialnutzungsgrad zwischen 50 und 70 %. Problematisch bei diesem Verfahren ist, dass bei höheren Abscheidungsraten der Großteil des ungenutzten Dampfes an den Wänden oder an anderen Anlagenkomponenten kondensiert und sich niederschlägt. Weniger als 1 % des Dampfes strömt hingegen als Abgas nach außen (Marweder und Reller 2012; S. 39).

Ein Großteil der Wartungsarbeiten liegt in der Reinigung und Abtragung von Materialen von den Anlagenkomponenten. Materialien welche sich lose in der Anlage ansammeln, können mit Hilfe eines Industriestaubsaugers entfernt werden. Diese wenig verunreinigten Materialien können wiederverwendet werden. Jene Materialen, welche sich hingegen an den Wänden oder an den Anlagenkomponenten angereichert haben, müssen mit Hilfe eines Sandstrahlers bzw. mit Schleifmittel abgetragen werden. Gewöhnlich werden diese abgetragenen Materialen zusammen mit den Schleifmitteln entsorgt. Außerdem werden auch Metalle, welche sich im Filterschlamm des chemischen Reinigungsprozesses befinden nicht aufbereitet, da dies weder ökonomisch noch technisch derzeit möglich ist (Marweder und Reller 2012; S. 39).

Ein weiteres noch nicht kommerzielles Herstellungsverfahren von CdTe ist die kathodische elektrolytische Abscheidung. Bei diesem Verfahren wird weniger als 1 % von Cd und Te während des Prozesses verschwendet. Eine Pilotanlage erzielte hierbei einen Materialnutzungsgrad von 95 %. Aufgrund des geringeren Materialverschleißes und den damit verbundenen geringen Material- und Wartungskosten kann diese Fertigungstechnologie zu einer Kostenersparnis von 50 % gegenüber der thermischen Verdampfung führen (Marwede und Reller 2012; S. 39).

Produktionsnutzungsgrad

Der Produktionsnutzungsgrad berücksichtigt den Produktionsausschuss. So können nicht alle produzierten Module, aufgrund von gebrochenen Zellen oder nicht erreichten Produktanforderungen bezüglich Qualität oder Leistung für den Verkauf freigeben werden. Der Produktionsnutzungsgrad beträgt bei der industriellen Fertigung zwischen 90 und 98 %. Bei Pilot-Fertigungsanlagen kann dieser Wert unterschritten werden (Marwede und Reller 2014; S. 260).

Der Produktionsausschuss wird grundsätzlich gesammelt und sofern es möglich ist recycelt, sodass die gewonnen Materialien anschließend wieder für die Produktion verwendet werden können (Detailinformationen zu den Recyclingprozessen siehe Kapitel 2.4) (Marwede und Reller 2014; S. 260).

2.3 Kritische mineralische Stoffe in Dünnschicht-Solarzellen

In Abschnitt 2.3 wird zunächst auf relevante Definitionen und anschließend näher auf die in Dünnschicht-Solarzellen eingesetzten Materialien eingegangen, welche in Kapitel 2.2 ermittelt wurden. Hierbei wird ausführlich auf die Verwendung der Materialien, die Entwicklung der primären Jahresproduktion, Reserven und Ressourcen sowie deren geografische Verteilung eingegangen. Am Ende dieses Kapitels erfolgt eine allgemeine Gegenüberstellung sowie die Identifizierung der kritischen mineralischen Stoffe in Dünnschicht-Solarzellen.

2.3.1 Definition primäre, sekundäre Rohstoffproduktion und Verbrauch

Grundsätzlich wird die Rohstoffproduktion in primär und sekundär untergliedert. Die primäre Produktion bezieht sich auf natürliche Ressourcen, die noch keine Bearbeitung erfahren haben und dadurch aus der Natur gewonnen werden. Bei der sekundären Produktion werden hingegen die Rohstoffe durch Wiederverwertung (Recycling) gewonnen. Die gesamte Produktion aus primären und sekundären Quellen ist nicht zwingend dem Verbrauch gleichzusetzten, da der Bedarf ebenfalls durch Lagerbestände gedeckt werden kann. Zudem kann jedes Land individuell mittels Importe oder Exporte die Bilanz zwischen Verbrauch und Bedarf ausgleichen. Zur Illustration der angeführten Definitionen ist in Abbildung 27 die Aluminium – Rohstoffbilanz der USA aus dem Jahr 2015 angeführt. Hierbei ist ersichtlich, dass der Verbrauch und die Exporte geringfügig höher als die Produktion und Importe sind. Die Differenz wird hier beispielsweise über die Lagerbestände gedeckt, welche 2015 laut USGS (2016; S. 22) 2 Millionen t betrugen.



Abbildung 27: Aluminium Produktion, Importe, Exporte und Lagerbestände der USA im Jahr 2015; (eigene Darstellung) Daten: (USGS 2016; S. 22)

2.3.2 Definition Ressourcen und Reserven

Die Klassifizierung von Reserven und Ressourcen erfolgt global nicht einheitlich. Eine wesentliche und anerkannte Klassifizierung ist diejenige des US Geological Survey (USGS), welche in dieser Arbeit herangezogen wird.

Als Ressourcen werden laut USGS (2016; S. 197) alle natürlichen Vorkommen in gasförmiger, flüssiger oder fester Form bezeichnet, die in oder auf der Erdkruste in einer Menge und Form vorliegen, so dass diese derzeit oder möglicherweise in Zukunft wirtschaftlich abgebaut werden können.

Reserven werden als derzeit wirtschaftlich gewinnbare Ressourcen angesehen. Da die Wirtschaftlichkeit von vielen verschiedenen Variablen abhängt, wie von den physikalischen und chemischen Eigenschaften wie etwa Rohstoffgehalt und -qualität, Bergbau- und

Produktionspraktiken, Steuern, Marktpreis des Rohstoffes, welcher wiederum über die Nachfrage sowie diverse andere Einflussparameter bestimmt wird, verändert sich die Zuordnung von Rohstoffbeständen als Ressourcen oder Reserven kontinuierlich und muss daher fortlaufend dynamisch betrachtet werden.

Zum Beispiel betrugen 1970 die identifizierten und unentdeckten Ressourcen von Kupfer 1,6 Milliarden t und die Reserven wurden mit 280 Millionen t beziffert. Seit den 1970er wurden weltweit fast 500 Millionen t Kupfer abgebaut und die Ressourcen wurden im Jahr 2015 mit 5,6 Milliarden t sowie die Reserven mit 720 Millionen Tonnen beziffert. Das bedeutet, dass sich die Reserven seit 1970 mehr als verdoppelt haben, obwohl mehr Kupfer abgebaut wurde als in den 1970er Jahren als Reserven definiert wurden (USGS 2016; S. 197).

Neben der Hauptuntergliederung in Reserven und Ressourcen werden Rohstoffbestände in Subkategorien, wie etwa als Reservebasis, klassifiziert. Die Reservebasis umfasst jenen Teil der Ressource, welche aktuell oder in einem absehbaren Planungshorizont wirtschaftlich, mit vorhandenen Technologien und unter den vorherrschenden Marktbedingungen abgebaut werden kann. Weitere Definitionen der Klassifizierungen von Rohstoffbeständen laut USGS (2016; S. 197f) sind im Anhang A angeführt.

2.3.3 Jahresproduktion, Reserven und Ressourcen von Rohstoffen in Dünnschicht-Photovoltaik-Zellen

2.3.3.1 Aluminium

Aluminium wird bei amorphen Siliziumzellen (siehe Kapitel 2.2.1), als auch bei diversen Trägerkonstruktionskomponenten bzw. als Rahmenmaterial bei Photovoltaik-Modulen eingesetzt.

Die weltweite Jahresproduktion von Aluminium betrug laut USGS (2016; S. 23) im Jahr 2015 58,3 Millionen Tonnen. Die größten Produzenten von Aluminium sind China, Russland, Kanada, Indien, Vereinigte Arabische Emirate, Australien und USA. Die globalen Ressourcen von Bauxit (Aluminiumerz) wird zwischen 55 und 75 Milliarden Tonnen beziffert, was daraus schließen lässt, dass die zukünftige Deckung der Nachfrage dieses Metalls gewährleistet werden kann. Neben seinem hohen Ressourcenbestand besitzt Aluminium ein sehr hohes Recyclingpotential, so wurde im Jahr 2015 etwa 30 % des Aluminiumbedarfes anhand des Recyclings von Altschrott gedeckt (USGS 2015; S. 22f).

2.3.3.2 Bor

Bor wird in einem geringen Ausmaß in amorphen Siliziumzellen (siehe Kapitel 2.2.1) als auch in speziellen Solargläsern von Photovoltaik-Modulen verwendet.

Bor kommt in den Erzen Kernit, Tincal und Ulexit vor. Kernit wird für die Produktion von Borsäure verwendet, Tincal wird als Rohstoff für die Sodium-Borat-Produktion und Ulexit wird für die Herstellung von Keramik und Spezialgläsern, wie zum Beispiel Solargläser, verwendet. Laut USGS (2016; S. 38) sind 80 % des globalen Borbedarfes auf die Glas- und Keramikproduktion zurückzuführen. Außerdem wird Bor in Schleifmitteln, Reinigungsmitteln, Insektiziden, Isolierungen und für die Produktion von Halbleitern verwendet. Das Recycling von Bor findet derzeit nur im geringen Ausmaß statt und wird daher in den Mineral Commodity Summaries von USGS als irrelevant bezeichnet (USGS 2016; S. 38).

Die Jahresproduktion von Bor betrug im Jahr 2015 laut USGS (2016) 5,96 Millionen Tonnnen, siehe Abbildung 29. Die größten Produzenten sind Türkei, Chile, Argentinien, Russland, Peru

und China. Die Reserven von Bor werden mit 380 Millionen Tonnen beziffert. Die geografische Verteilung der Reserven ist in Abbildung 28 ersichtlich. Für die Weltressourcen sind keine quantitativen Angaben vorhanden. Die Einlagerung von Boraten tritt jedoch ausschließlich in Gebieten mit vulkanischen Aktivitäten und trockenem Klima auf. Laut USGS (2016) treten die Bor-Vorkommen vorwiegend in Süd-Asien beim Alpide Belt, in den USA in der Mojave-Wüste sowie in Südamerika beim Andean Belt auf. Laut USGS treten 70 % der globalen Borvorkommen in der Türkei auf. Aufgrund des derzeitigen Verbrauchsniveaus und der globalen Reserven bzw. Ressourcen, ist laut USGS Bor in absehbarer Zukunft ausreichend vorhanden (USGS 2016; S. 38f).



Abbildung 28: Bor-Reserven; (eigene Darstellung) Daten: (USGS 2016; S. 39)



Abbildung 29: Entwicklung der Produktion von Bor; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

2.3.3.3 Cadmium

Cadmium wird als Nebenprodukt beim Zinkabbau gewonnen und ist einer der Hauptbestandteile von CdTe – Solarzellen (siehe 2.2.3.). Der Rohstoff wird ebenfalls in CIGS Solarzellen verwendet (siehe 2.2.2). Außerdem wird Cadmium in Legierungen, Beschichtungen, NiCd-Batterien, Farbmitteln und Kunststoffstabilisatoren verwendet (USGS 2016; S. 42f).

Die Entwicklung der jährlichen primären Produktion von Cadmium ist in Abbildung 30 dargestellt. Hier zeigt sich, dass sich die Jahresproduktion seit 2002 von etwa 15.800 t kontinuierlich bis ins Jahr 2015 auf 24.200 t erhöhte. Diese erhöhten Produktionsmengen sind vor allem auf die verstärkte Produktion in China und Südkorea zurückzuführen. Neben China und Südkorea sind die größten Cadmiumproduzenten Japan, Kanada, Mexico und Russland.



Abbildung 30: Entwicklung der Produktion von Cadmium; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

Laut USGS (2016; S. 43) sind die aktuellen Reserven von Cadmium nicht bekannt, jedoch beträgt der Cadmiumanteil typischerweise in Zinkerzen etwa 0,3 %. Basierend auf den Zink-Reserven bzw. Ressourcen können daher die globalen Vorkommen von Cadmium geschätzt werden. Basierend auf dieser Herangehensweise betragen die Cadmium-Reserven 570.000 t (siehe Abbildung 31). Die globalen Zink-Ressourcen betragen laut USGS (2016; S. 193) 1,9 Milliarden t, dies entspricht einen Cadmium-Ressourcenbestand von 5,7 Millionen t.

derzeitige jährliche Der Bedarf an Cadmium entspricht daher etwa 0,4 % des Ressourcenbestandes. Aufgrund dieses geringen Verhältnisses und diversen Bestrebungen den Cadmiumbedarf zu reduzieren, sehen Studien wie etwa Viebahn et al. (2014; S. 219), dass die Rohstoffbasis ausreichend vorhanden ist. Außerdem bestehen derzeit auf EU-Ebene durch die RoHS-Richtlinie (EG-Richtlinie 2011/65/EU) bzw. auf nationaler Ebene zum Beispiel durch die deutsche Chemikalienverbotsverordnung,

Bestrebungen zur Verwendungseinschränkungen von Cadmium aufgrund deren Toxizität (Viebahn et al. 2014; S. 219).

Um den primären Cadmiumbedarf zu reduzieren, besteht neben den



Abbildung 31: Cadmium-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 43,193)

Einschränkungen des Bedarfes die Möglichkeit Cadmium aus sekundären Quellen mittels Recyclingverfahren zu gewinnen. Hierbei können etwa alte NiCd-Batterien, diverse Kupfer-Cadmium-Legierungen sowie cadmiumhaltiger Staub aus der CdTe-Zellen Produktion (siehe Kapitel 2.4.2) aufbereitet werden (USGS 2016; S. 42).

2.3.3.4 Gallium

Gallium wird als Nebenprodukt bei der Verarbeitung von Zinkerzen und Bauxit gewonnen. Dadurch ist die Galliumproduktion von der Aluminiumproduktion (Bauxit) bzw. Zinkproduktion abhängig. Gallium wird als Galliumarsenid oder Galliumnitrid in der Wafer-Herstellung für optoelektronische Bauelemente oder integrierte Schaltkreise verwendet. Diese integrierten Schaltkreise (ICs) nehmen etwa 57 % des gesamten Galliumbedarfes in Anspruch. Auf die optoelektronische Bauelemente wie Laserdioden, LEDs, Photodetektoren oder Solarzellen (zB. CIGS-Zellen) entfällt der restliche Galliumbedarf (USGS 2016; S. 64).

Im Jahr 2015 wurden etwa 435 t Gallium produziert. Die größten Gallium-Produzenten sind China, Deutschland, Japan und die Ukraine. Kleinere Galliummengen wurden unter anderem in Ungarn, Südkorea und Russland produziert. Von den 435 t Gallium entfallen rund 160 t auf hochreines Gallium welches in China, Japan, UK, USA und in der Slowakei produziert wurde. Laut USGS werde die gesamten Produktionskapazitäten auf 730 t/a geschätzt, welche die Produktionskapazitäten von hochreines Gallium (230 t/a) inkludieren (USGS 2016; S. 65).

Aufgrund der Tatsache, dass der durchschnittliche Galliumgehalt in Bauxit etwa 50 ppm beträgt, können die Gallium-Ressourcen basierend auf den Bauxit-Ressourcen geschätzt werden. Nach dieser Herangehensweise kann davon ausgegangen werden, dass die Gallium-Ressourcen in Bauxit etwa 1 Millionen t betragen. Ferner beinhalten die Welt-Zink-Ressourcen

eine beträchtliche Menge Gallium. Bei den Zinkerzen kann ebenfalls von einem Galliumgehalt von 50 ppm ausgegangen werden. Da ein Großteil der Bauxitvorkommen bzw. Weiterverarbeitung Zinkvorkommen für die Förderung und industriellen (zB. Aluminiumherstellung) nicht geeignet ist. Ist folglich eine Förderung von Gallium aus diesen Vorkommen unwahrscheinlich. Die USGS geht daher ausschließlich von einem kleinen Prozentsatz des förderbaren Galliums in den Bauxit- und Zink-Ressourcen aus (USGS 2016; S. 65). Quantitative Angaben zu den Gallium Reserven werden nicht explizit angeführt, jedoch wird darauf hingewiesen, dass die Bauxit-Reserven so groß sind, dass diese voraussichtlich in den nächsten Jahrzenten nicht abgebaut werden können. Aufgrund der Tatsache, dass der Großteil der Gallium-Reserven in den Bauxit-Reserven vorliegt, liegt bei Gallium keine Limitation bezüglich der Reserven, sondern in Bezug auf die mögliche Jahresproduktion, die an die Bauxitförderung gebunden ist, vor (USGS 2013; S. 59). Außerdem muss bei der Betrachtung der Ressourcen und Reserven berücksichtigt werden, dass bei Extrahierung von Gallium bei der Aluminiumoxidherstellung technologisch bedingte Verluste von ca. 65 % auftreten (Viebahn et al. 2014; S. 216).

Verschiedene Studien gehen von einer steigenden Nachfrage von Gallium aufgrund der verstärkten Nachfrage von LEDs, integrierten Schaltkreisen sowie Photovoltaik-Zellen aus. So beziffert die Studie von Angerer et al. (2009) den jährlichen Bedarf im Jahr 2030 auf 603 t/a. Viebahn et al. (2014) sieht die Gallium Nachfrage dennoch als unkritisch an, da auch eine erhöhte Gallium-Nachfrage aus der Förderung leicht gedeckt werden könnte (Viebahn et al. 2014; S. 217).

2.3.3.5 Indium

Indium ist einer der Hauptbestandteile von CIGS-Solarzellen und wird außerdem für die Indium-Zinn-Oxid (ITO) Schicht von diversen Dünnschicht-Solarzellen-Technologien, als auch bei LCD-Bildschirmen, verwendet. Auf diese Gruppe entfällt global betrachtet der größte Teil des Indiumbedarfes. Über dies hinaus wird Indium im geringen Ausmaß in diversen Legierungen und elektrischen Bauteilen verwendet (USGS 2016; S. 80).

In Abbildung 32 ist die Entwicklung der jährlichen globalen Produktion von Indium der letzten 15 Jahre dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass sich die globale Indiumproduktion seit dem Jahr 2000 mehr als verdoppelt hat. Dies ist besonders auf die erhöhten Produktionsraten von China zurückzuführen, welche im Zusammenhang mit der verstärkten Produktion von LCD-Flachbildschirmen stehen. Der Trend der letzten Jahre wird sich laut USGS fortführen, da in China eine weitere ITO-Aufbereitungsanlage mit einer jährlichen Produktionsrate von 200 t/a geplant ist (USGS 2016; S. 81). Langfristige Nachfrageprognosen deuten ebenfalls auf einen stark steigenden Indiumbedarf hin. So wird laut Viebahn et al. (2014; S. 216) der Bedarf von Indium in Photovoltaik, LCD-Beschichtungen und für LEDs bis 2030 auf einen jährlichen Bedarf von 1.911 t/a steigen.



Abbildung 32: Entwicklung der Produktion von Indium; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

Indium wird Großteils als Nebenprodukt bei der Zinkgewinnung aus dem Zink-Sulfid-Erzmineral Sphalerit gewonnen. Der Indiumgehalt von Zinkablagerungen unterliegt natürlichen Schwankungen und liegt üblicherweise zwischen 1 und 100 ppm. Die Indiumgewinnung ist jedoch im

hohen Maße von der Zusammensetzung der Zinkerze abhängig. In den meisten Vorkommen ist der Indiumgehalt so gering, dass die Indiumgewinnung unwirtschaftlich ist. Aufgrund dieser Problematik wird in den USGS Mineral Commodity Summaries keine Angabe über die Indium-Ressourcen ausgewiesen (USGS 2016; S. 75). Unter Betrachtung der globalen Zink-Ressourcen, welche laut USGS (2016; S. 193) 1,9 Milliarden t umfassen, würde dies einen globalen



Abbildung 33: Indium-Reserven und -Reservebasis; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2008; S. 81)

Indium-Ressourcenbestand zwischen 1.900 und 190.000 t bedeuten.

In Abbildung 33 sind die Indium-Reserven und -Reservebasis dargestellt. Man erkennt hier deutlich, dass sich die Indium Reserven zum Großteil auf China beschränken. Geringere Vorkommen sind auch in Kanada, Peru und den USA zu finden. Laut USGS (2008; S. 81) werden die Reserven auf 11.000 t und die Reservebasis auf 16.000 t beziffert. Die Reserven von Indium werden seit 2009 von der U. S. Geological Survey (USGS) nicht mehr angegeben. Nach diversen Studien wird Indium explizit als kritisches Metall angesehen, da der Indiumbedarf bei erhöhten Marktanteilen von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien nicht sicher gedeckt werden kann (Viebahn et al. 2014; S. 216).

2.3.3.6 Kupfer

Kupfer ist ein Metall, welches für unterschiedlichste Anwendungen verwendet wird. So ist Kupfer eines der Hauptelemente von CIGS-Solarzellen. Die Hauptanwendungen von Kupfer liegen jedoch im Hochbau (43 %). Außerdem wird es für elektrische Produkte (19 %), Transportequipment (19 %), allgemeine Produkte (12 %) und Industriemaschinen und – anlagen (7 %) verwendet (USGS 2016; S. 54).

In Abbildung 35 ist ersichtlich, dass die Kupferproduktion in den letzten 15 Jahren kontinuierlich gestiegen ist. So betrug die Produktion im Jahr 2000 etwa 13,2 Millionen t und im Jahr 2015 bereits etwa 18,7 Millionen t. Die Hauptproduzenten von Kupfer sind Chile, China, Peru und die USA. Die Reserven betragen etwa 720 Millionen t. Die größten

Reservenbestände besitzen Chile, Australien, Peru und Mexico, wobei die Reserven auf die ganze Welt verteilt sind (siehe Abbildung 34). Die globalen Ressourcen betragen laut USGS rund 5,6 Milliarden t. Davon werde rund 2,1 Milliarden t als identifizierte und 3,5 Milliarden t als unentdeckte Ressourcen ausgewiesen (USGS 2016; S. 55).

Neben der Verwendung von Kupfer aus primären Quellen besteht die Möglichkeit Kupfer zu recyceln. So wurden laut USGS (2016; S. 54) im Jahr 2015 in den USA 160.000 t Kupfer aus alten Schrott sowie 670.000 t aus Produktionsabfällen bei der Herstellung gewonnen. Diese wiederverwendbaren Materialien trugen etwa 32 % zur Deckung des US-Kupferbedarfes bei (USGS 2016; S. 54).



Abbildung 34: Kupfer-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 55)



Abbildung 35: Entwicklung der Produktion von Kupfer; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

2.3.3.7 Molybdän

Molybdän wird in CIGS Solarzellen als Elektrode verwendet. Die Hauptanwendung von Molybdän liegt jedoch in der Stahlproduktion als Legierungselement (74 %) (USGS 2016; S. 54).

Molybdän kann primär gewonnen werden oder als Nebenprodukt beim Kupferabbau. In Abbildung 37 ist die Entwicklung der Produktion von Molybdän dargestellt. Hier erkennbar, dass die ist größten Produzenten China, USA und Chile sind. Auf diese drei Länder verteilt sich ebenfalls der Großteil der mit 11 Millionen t bezifferten globalen Molybdän-Reserven (siehe Abbildung 36). Die globalen Molybdän-Ressourcen werden laut USGS mit 19,4 Millionen t beziffert (USGS 2016; S. 112f).





Der Stoff Molybdän kann nicht separat recycelt werden, da es hauptsächlich als Legierungselement fungiert. Legierungen und Stähle, welche Molybdän beinhalten, können jedoch recycelt werden indem das recycelte Material beim Herstellungsprozess beigemengt wird, sodass der Molybdängehalt in der Legierung bzw. im Stahl erhöht werden kann. Anhand dieses indirekten Recyclings von Molybdän wird etwa 30 % der Nachfrage gedeckt (USGS 2016; S. 112).



Abbildung 37: Entwicklung der Produktion von Molybdän; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

2.3.3.8 Selen

Selen wird in CIGS Solarzellen verwendet. Die Hauptanwendung dieses Elements liegt jedoch in der Glasindustrie, wo es als Entfärbungsmittel zum Einsatz kommt. Außerdem wird Selen als Glasbeschichtung sowie bei der Produktion von Mangan verwendet (USGS 2016; S. 148). In Abbildung 39 ist die Entwicklung der Selen-Produktion, welche hauptsächlich als Nebenprodukt bei der Kupferraffination gewonnen wird, dargestellt. Seit dem Jahr 2000 erhöhte sich die Produktion von etwa 1.400 t/a auf 2.340 t/a. Die größten Produzenten von Selen sind Japan und Deutschland. Neben den Vorkommen von Selen in den Kupfer-Vorkommen, beinhalten Kohlevorkommen etwa 0,5 bis 12 ppm Selen, dies entspricht etwa dem 80 bis 90-fachen des Durchschnittsgehaltes von Selen in den Kupfer Vorkommen. Die Selen Reserven bzw. Ressourcen hängen daher von den Kupfer- und Kohle-Vorkommen ab. Laut USGS (2016; S. 149) werden die Reserven mit 120.000°t beziffert. In Abbildung 38 ist die geografische Verteilung der Reserven dargestellt. Über die globalen Ressourcen sind jedoch keine Daten bekannt (USGS 2016; S. 149). Geht man jedoch

von den durchschnittlichen Vorkommen in den Kupfer- und Kohle-Ressourcen aus so betragen die Selen-Ressourcen 126,9 Millionen t (USGS 2016; S. 55).

Die Studie von Viebahn et al. (2014; S. 218) sieht Selen in Bezug auf eine höhere Marktdurchdringung von CIGS-Solarzellen als kritisch an, da Selen nur als Nebenprodukt gewonnen wird und dadurch primär von der Kupferproduktion abhängt. Außerdem kann Selen in der Glasindustrie nur schlecht substituiert werden. Jedoch ist aufgrund der schwachen Entwicklung der Glasindustrie von keiner Nachfragensteigerung auszugehen. Insofern sieht es Viebahn et al. (2014; S. 218) für möglich, dass ein erhöhter Selenbedarf gedeckt werden kann.



Abbildung 38: Selen-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 149)



Abbildung 39: Entwicklung der Produktion von Selen; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

2.3.3.9 Silizium

Silizium ist das häufigste Element auf der Erde und tritt in der Natur in Form von Quarzen oder Silicaten auf. Silizium wird bei der Aluminiumproduktion, in der chemischen Industrie sowie bei diversen Halbleitertechnologien verwendet. Hierzu zählen unter anderen Computerchips als auch kristalline sowie amorphe Solarzellen (USGS 2016; S. 150).

Die jährliche Produktion von Silizium betrug im Jahr 2015 8,1 Millionen t, wobei etwa 68 % der Produktion auf China entfiel. Neben China produzierten Russland, USA, Norwegen, Brasilien, Frankreich sowie eine Vielzahl andere Länder Silizium. Quantitative Angaben zu den globalen Reserven und Ressourcen von Silizium weist die USGS nicht aus, bemerkt aber, dass Silizium in Form von Siliziumdioxid in verschiedenen natürlichen Formen, wie Quarzit ausreichend zur Verfügung steht (USGS 2016; S. 151).

2.3.3.10 Tellur

Tellur wird primär für CdTe-Solarzellen, als auch geringfügig für Metalllegierungen, verwendet. Tellur wird hauptsächlich aus dem Anodenschlamm, welcher bei der Kupferraffination anfällt, gewonnen. Es kann jedoch ebenfalls aus der Bleigewinnung gewonnen werden (USGS 2016; S. 168).

In Abbildung 42 ist die Entwicklung der Produktion von Tellur dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass die Produktion im Jahr 2015 etwa 120 t betrug und dass lediglich in vier Ländern

(Schweden, Russland, Japan, Kanada) Tellur gewonnen wurde. Die globalen Reserven werden laut USGS (2016; S. 169) mit 24.600 t¹² beziffert und sind weit verteilt (siehe Abbildung 40) (USGS 2016; S. 169). Zu den Ressourcen werden keine quantitativen Angaben angeführt, allerdings wurde in USGS (2009; S. 167) die Reservebasis mit rund 48.000 t (Stand 2008) beziffert.

Aufgrund der fast ausschließlichen Verwendung von Tellur in CdTe Solarzellen, gibt es derzeit kaum Schrott, aus dem Tellur recycelt werden kann. Für das Recyceln von CdTe-Solarzellen sind aufwändige Verfahren notwendig, welche in Kapitel 2.4 näher erläutert sind (USGS 2016; S. 168).





¹² Für einige Länder sind keine Zahlen bekannt und wurden daher nicht berücksichtig.

Aufgrund der geringen globalen Vorkommen von Tellur und dem derzeitigen geringen Verbrauchsniveau stuft Viebahn et al. (2014; S. 221) Tellur als nicht kritisch ein, merkt jedoch an, dass aufgrund der geringen Rohstoffbestände langfristig betrachtet Tellur keine wesentliche Rolle in der Photovoltaik spielen kann.



Abbildung 42: Entwicklung der Produktion von Tellur; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

2.3.3.11 Zinn

Zinn wird bei Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien in der Indium-Zinn-Oxid (ITO) Schicht verwendet. Die Hauptanwendungen von Zinn sind jedoch Dosen und Behälter (22 %), Chemikalien (20 %), Lot (18 %), Legierungen (14 %) sowie diverse andere Anwendungen (26 %).

In Abbildung 43 ist die Entwicklung der Produktion von Zinn dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass die Produktion in den letzten 15 Jahren variierte. Im Jahr 2015 betrug diese etwa 270.000 t. Die größten Produzenten sind China, Indonesien,



Abbildung 41: Zinn-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 175)

Burma, Peru und Bolivien. Die Zinn-Reserven betragen etwa 4,85 Millionen t und verteilen sich auf China, Indonesien, Brasilien, Bolivien sowie diverse weitere Länder (siehe Abbildung 41). Die Ressourcen beschränken sich vor allem auf Westafrika, Südostasien, Australien, Bolivien, Brasilien, China, Indonesien und Russland (USGS 2016; S. 175). Die Reservebasis wird laut USGS (2009; S. 173) mit rund 11 Millionen t beziffert. Eine quantitative Angabe zu den Ressourcen ist im USGS nicht angeführt. Nach einem Report der ITRI werden die Zinn-Ressourcen jedoch mit 11,7 Millionen t beziffert (ITRI 2016; S. 6).

Zinnhaltiger Schrott sowie Abfälle aus dem Herstellungsprozess können recycelt werden. Im Jahr 2015 wurden in den USA etwa 12.600 t Zinn recycelt, was in etwa 30 % des Zinnbedarfes entspricht (USGS 2016; S. 174).



Abbildung 43: Entwicklung der Produktion von Zinn; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

2.3.4 Identifizierung der kritischen mineralischen Stoffe von Dünnschicht-Solarzellen

Basierend auf den in Kapitel 2.2 ermittelten eingesetzten Rohstoffe in Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien und der näheren Erläuterungen zu diesen Stoffen bezüglich Produktionsraten, Reserven und Ressourcen in Kapitel 2.3.3 erfolgt nun die Definition, die Identifizierung und Klassifizierung von "kritischen Rohstoffen". Diese Rohstoffe werden in der folgenden Arbeit und vor allem im empirischen Teil (siehe Kapitel 4) näher analysiert.

2.3.4.1 Definition "Kritische mineralische Rohstoffe"

Zur Definition der Kritikalität sind, neben dem Versorgungsrisiko (supply risk), insbesondere die geopolitischen und ökonomischen Rahmenbedingungen relevant. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit die Definition der Eurpäische Kommission (2010) herangezogen, welche jene Rohstoffe als kritisch definiert, bei denen das Risiko von Versorgungsengpässen und deren volkswirtschaftlichen Auswirkungen größer ist als bei den meisten anderen Rohstoffen. Zur Definition und Klassifizierung dieser kritischen Rohstoffe veröffentlichte die Eurpäische Kommission (2010; S. 6) einen Bericht mit folgender Illustration:



Abbildung 44: Definition von kritischen Rohstoffe über das Versorgungsrisiko und der wirtschaftlichen Bedeutung; (Eurpäische Kommission 2010; S. 6)

In Abbildung 44 ist ersichtlich, dass für die europäische Union folgende Rohstoffe bzw. Rohstoffgruppen als kritisch eingestuft wurden.

Antimon	Indium
Beryllium	Magnesium
Kobalt	Niob
Flusspat	PGM (Ru, Rh, Pd, Os, Ir, Pt)
Gallium	Seltenerdmetalle (Sc, La, Ce, Pr, Nd, Pm, Sm, Eu, Y, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu)
Germanium	Tantal
Graphit	Wolfram

Tabelle 7: Kritische Rohstoffe – EU; (Eurpäische Kommission 2010; S. 6)

2.3.4.2 Kritische mineralische Rohstoffe von Dünnschicht-Solarzellen

Die Identifizierung von kritischen Stoffen in Photovoltaik-Technologien erfolgte bereits in mehreren Studien. So identifizierte Viebahn et al. (2014; S. 148) unter anderem Cadmium, Gallium, Indium, Selen und Tellur als kritisch, siehe Tabelle 8. Eine Untersuchung des MIT sieht vor allem Gallium, Indium, Selen und Tellur als limitierende Rohstoffe an (Kavlak et al. 2014). Die Studie des MIT zeigt, dass eine erhöhte Marktdurchdringung von CIGS und CdTe Solarzellen eine jährliche Erhöhung der Produktionsrate dieser kritischen Metalle von 15-30 % bedeuten würde. Dies könnte zu Produktionsengpässen sowie diversen weiteren Problemen und Risiken führen (Kavlak et al. 2014). Die Studien von Woodhouse et al. (2013a) und Tao et al. (2011) sehen Tellur in CdTe Solarzellen sowie Indium und Gallium in CIGS Solarzellen als kritische Rohstoffe an, welche den Ausbau dieser Technologie begrenzen können. Die Studie von Zuser und Rechberger (2011), welche sich mit der Ressourcenverfügbarkeit beschäftigt, identifiziert hingegen ausschließlich Indium und Tellur in Dünnschicht-Solarzellen als kritisch.

Zeller	ntyp	Kritische Rohstoffe	Betroffene Komponenten	
Dickschicht	mc-Si, c-Si	Silber	-	
Dünnschicht	a-Si	Indium	TCO Substrat	
	CdTe	Cadmium, Tellur	Absorber, Puffer-Schicht, TCO Substrat	
	CI(G)S	Indium, Gallium, Selen, Cadmium	Absorber, Puffer-Schicht, TCO Substrat	
TCO= Das transparent conductiv layer (TCO) ist ein transparentes und elektrisch leitfähiges Oxid.				
* Silber kann in Zukunft substituiert werden (siehe Kapitel 7.1.1.7).				

Tabelle 8: Photovoltaik-Zellentypen und ihre kritischen mineralischen Rohstoffe; (Viebahn et al.2014; S. 148)

Bei der Gegenüberstellung der oben angeführten Untersuchungen zeigt sich, dass kein wissenschaftlicher Konsens bezüglich der kritischen mineralischen Stoffe in Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien besteht. Einigkeit besteht ausschließlich bezüglich der kritischen Stoffe Indium und Tellur. Ausgenommen von der Untersuchung von Zuser und Rechberger (2011), wird auch Gallium in CIGS Solarzellen als problematisch betrachtet. Außerdem sehen Viebahn et al. (2014; S. 148) und (Kavlak et al. 2014) Selen ebenfalls als kritisch an. Als einzige der verglichenen Studien deklariert Viebahn et al. (2014; S. 148) Cadmium als kritisch. In Tabelle 9 sind die einzelnen Dünnschicht-Solarzellen-Technologien mit den eingesetzten Materialien und deren Bedarf. Jahresproduktion, Reserven und Ressourcen gegenübergestellt. In dieser Tabelle wurden die wichtigsten Daten aus dem Kapitel 2.2. und 2.3. zusammengefasst bzw. gegenübergestellt, um die Problematik der Limitation der kritischen Stoffe darzustellen. Ergänzt wird die Darstellung mit zwei Kennzahlen, welche die Jahresproduktion im Verhältnis zu den Reserven bzw. Ressourcen setzten. Je höher dieses Verhältnis ist, desto problematischer ist das Material. Indium zeigt den höchsten Wert auf und ist daher eindeutig als kritisches Material zu identifizieren.

Tellur weist hingegen einen relativ niedrigen Wert auf, ist jedoch ebenfalls als problematisch zu beurteilen. Da ein hoher spezifischer Tellurbedarf von CdTe Solarzellen (90 – 135 kg/MWp) besteht und die Reserven, welche mit 24.600 t beziffert werden, global betrachtet relativ gering sind. Zudem, wird Tellur großteils für CdTe Solarzellen verwendet, was wiederum bedeutet, dass eine erhöhte Produktion von CdTe einen hohen Einfluss auf die Produktionsrate und somit auf die Reserven hat.

Gallium wird in diversen Studien ebenfalls als problematisch bzw. kritisch betrachtet, nicht bezüglich der Reserven oder Ressourcen sondern bezüglich eines potentiellen Produktionsengpasses. Da Gallium hauptsächlich als Nebenprodukt bei der Aluminiumproduktion gewonnen wird, ist diese der bestimmende Faktor. Derzeit werden etwa 435 t/a Gallium gewonnen. Die Produktionskapazität, welche von der Aluminiumproduktion abhängig ist, wird derzeit mit 730 t/a beziffert. Genaue Daten bezüglich der Reserven und Ressourcen sind bei diesem Rohstoff nicht vorhanden, da diese von den Bauxit- und Zink-Vorkommen abhängen (siehe Kapitel 2.3.3.4).

Ein weiterer Rohstoff, welcher als problematisch betrachtet wird, ist Selen aufgrund der Abhängigkeit von der Kupferproduktion und der Tatsache, dass wenig Substitutionsmöglichkeiten der diversen Einsatzgebiete, wie zum Beispiel in der Glasindustrie, bestehen.

Cadmium ist ein Rohstoff, der zwar einen hohen Ressourcenbestand, mit etwa 5,7 Millionen t, aufweist, jedoch werden die Reserven mit lediglich 600.000 t beziffert. Aufgrund der steigenden Produktionsraten der letzten Jahre und ihrer hohen Anteile an den Reserven (etwa 4 %), ist dieser Rohstoff zwar nicht als kritisch zu beurteilen, jedoch kann Cd bei einem höheren Marktanteil von CdTe-Solarzellen durchaus kritischer werden.

Als absolut unkritische Materialien von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien gelten Silizium, Aluminium und Bor aufgrund des geringen Bedarfs. Zinn und Molybdän werden zwar in keiner Studie als problematisch bzw. kritisch angeführt, sollten hingegen auch im Zusammenhang mit Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien beobachtet werden. Da Zinn zum Beispiel einen grundsätzlich hohen jährlichen Verbrauch von etwa 270.000 t/a und verhältnismäßig geringe Reserven (4,85 Mio t) bzw. Ressourcen (13,1 Mio t) aufweist. Molybdän, was bei CIGS Solarzellen eingesetzt wird, sollte aus demselben Grund ebenfalls beobachtet werden.

Die Literaturrecherche zeigt, dass derzeit kein wissenschaftlicher Konsens bezüglich der Klassifizierung von kritischen mineralischen Rohstoffen von Dünnschicht-PV-Technologien besteht. Einigkeit besteht ausschließlich hinsichtlich der Identifizierung von Indium und Tellur als kritisch. Es werden aber auch Gallium, Selen und Cadmium gelegentlich als kritisch deklariert. Aufgrund dieser Uneinigkeit und der globalen Betrachtung der PV und Rohstoffentwicklung werden bei der Untersuchung mittels Simulationen (Kapitel 4) alle Rohstoffe näher betrachtet, welche Dünnschicht-PV-Technologien beinhalten.

Totheologie /	عيدامد طا دانيم فحالم	ا ما	normal d		Anteil -	Anteil -	
Materialien	(t/GWp)	2015 (t/a)	Stand 2015 (t)	Ressourcen - Stand 2015 (t)	Jahresproduktion an Reserven (%)	Jahresproduktion an Ressourcen (%)	Quellen
a-Si							
Aluminium	102	58 300 000	k. A.	55 - 75 Milliarden	k. A.	0,078 % - 0,106 %	(Öhrlund 2012; S. 65), (USGS 2016; S. 22f)
Bor	0,0008	5 960 000	381 000 000	k. A.	1,564%	k. A.	(Öhrlund 2012; S. 65), (USGS 2016; S. 38f)
Silizium	18,4 - 37	8 100 000	k. A.	reichliche Vorkommen in Quarzit, Siliziumdioxid, etc.	k. A.	k. A.	(Öhrlund 2012; S. 65), (Schleg 2013; S.11), (USGS 2016; S. 150f)
Zinn	0,7 - 103,8	269 900	4 850 000	11,7 Mio. t	5,565%	2,307%	(Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (USGS 2016; S. 174f), (ITRI 2016; S. 6)
Indium	4 - 5 3	75.5	Reserven: 10 670 Reservebasis	1 900 - 190 000 (Indium in Zinkahlagerungen zwischen	7 076%	%	(Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schladi 2013: S. 11), (Vielbahn et al. 2014: S. 156)
	c(c - +	667	16 040 (Stand 2007)	(1) 100 to 100 to 1,00	% D / D /	0/ 1/6C - 0/ 1 /0	USGS 2016; S. 80, S. 193), (USGS 2008; S. 81)
CIGS					-		
Kupfer	17 - 180,9	18 735 000	720 000 000	identifizierten Ressourcen: 2,1 Milliarden t unendeckte Ressourcen: 3,5 Milliarden t	2,602%	0,335%	(Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S. 11), (Itten und Frischknecht 2015; S. 37), (USGS 2016; S. 54f)
Indium	26,1 - 83,8	755	Reserven: 10 670 Reservebasis: 16 040 (Stand 2007)	1 900 - 190 000 (Indium in Zinkablagerungen zwischen 1ppm - 100ppm - Zink 1,9 Milliarden t)	7,076%	0,4 % - 39,7 %	(Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S. 11), (Itten und Frischknecht 2015; S. 37), (USGS 2016; S. 54f), (USGS 2016; S. 80, S. 193), (USGS 2008: S. 81)
Gallium	2 - 8,3	435	k. A.	1 000 000 (Gallium in Bauxit 50 ppm; Gallium in Zink nicht inkludiert)	k. A.	0,044%	(Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S. 11), (Itten und Frischknecht 2015; S. 37), (USGS 2016; S. 54f), (USGS 2016; S. 64f)
Selen	9,6 - 84,4	2 340	124 000	Selen in Kohlevorkommen 0,5 bis 12 ppm; entspricht 80 bis 90 fache des Durchschnittsgehaltes von Selen in Kupfer	1,887%	k. A.	(Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S. 11), (Itten und Frischknecht 2015; S. 37), (USGS 2016; S. 54f), (USGS 2016; S. 148f)
Cadmium	0,9 - 2,5	24 200	600 000	5700 000 (0,3 % Cadmium in Zinkerz, Zinkreserven: 200 Mio t; Zinkressourcen: 1,9 Mrd. t)	4,033%	0,425%	(Öhrlund 2012; S. 65), (Viebahn et al. 2014; S. 156), (Itten und Frischknecht 2015; S. 37), (USGS 2016; S. 43) (USGS 2016; S. 193)
Molybdän	36,8	266 720	10 823 000	19 400 000	2,464%	1,375%	(Öhrlund 2012; S. 65), (USGS 2016; S. 112f)
Zinn	6,0 - 30	269 900	4 850 000	11,7 Mio t	5,565%	2,307%	(Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (USGS 2016; S. 174f), (ITRI 2016; S. 6)
CdTe							
Kupfer	24,4 - 206	18 735 000	220 000 000	identifizierten Ressourcen: 2,1 Milliarden t unendeckte Ressourcen: 3,5 Milliarden t	2,602%	0,335%	(Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (USGS 2016; S. 54f)
Tellur	90 - 135	120	Reserven: 24 600 Reservebasis: 48 000 (Stand 2008)	k. A.	0,488%	k. A.	(Moss et al. 2011; S. 96), (Zuser und Rechberger 2011; S. 57), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156), (USGS 2016; S. 168f), (USGS 2009; S. 167)
Cadmium	83,5 - 143	24 200	600 000	5700 000 (0,3 % Cadmium in Zinkerz, Zinkreserven: 200 Mio t; Zinkressourcen: 1,9 Mrd. t)	4,033%	0,425%	(Zuser und Rechberger 2011; S. 57), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156), (USGS 2016; S. 43, S. 193), (USGS 2016; S. 193)
Zinn	21,4 - 83,9	269 900	4 850 000	11,7 Mio. t	5,565%	2,307%	(Moss et al. 2011; S. 96), (Öhrlund 2012; S. 65), (USGS 2016; S. 174f), (ITRI 2016; S. 6)
Indium	8 - 15,9	755	Reserven: 10 670 Reservebasis:	1 900 - 190 000 (Indium in Zinkablagerungen zwischen	7,076%	0,4 % - 39,7 %	(Moss et al. 2011; S. 96), (Öhrlund 2012; S. 65), (Viebahn et al. 2014; S. 156), (USGS 2016; S. 80, S. 193),
			16 040 (Stand 2007)	1ppm - 100ppm - Zink 1,9 Milliarden t)			(USGS 2008; S. 81)

Tabelle 9: Übersichtliche Darstellung des Bedarfs (nach Studien), Jahresproduktion, Reserven und Ressourcen von Materialien verschiedener Dünnschichtzellen-Technologien; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2008, 2009, 2016), (ITRI 2016)

2.4 Recycling der kritischen mineralischen Stoffe von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien

Aufgrund des rasanten Wachstums des Photovoltaik Marktes wird in der Zukunft die Menge an Alt-Modulen steigen. Es ist besonders wichtig, diese Alt-Module einem adäquaten Recyclingprozess zuzuführen, um einerseits primäre Rohstoffquellen, wie kritische mineralische Rohstoffe, und um andererseits um Deponiekapazitäten zu schonen. Aus diesem Grund ist die Rückgewinnung (sekundäre Produktion) von Metallen als auch Glas von großer Bedeutung. Bis dato gibt es für Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien wenig bis keine marktfähigen Recyclingprozesse (Benedek et al. 2014; S. 231).

Die voraussichtliche Lebensdauer von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien beträgt zwischen 25 und 35 Jahre. Umso wichtiger wird bei Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien ein End-of-Life-Management nach der Lebensdauer, da die in den Modulen enthaltenen Metalle zum Teil gefährliche Eigenschaften aufweisen und bei unsachgemäßer Entsorgung bzw. Recycling die Umwelt gefährden könnten. Für eine adäquate Rückgewinnung dieser Metalle ist Know-how sowie die Infrastruktur einer metallurgischen Industrie notwendig. Bei einer Entsorgung dieser PV-Module würden die kritischen Metalle verloren gehen, was in weiterer Folge zu einer stärkeren Abhängigkeit von primären Rohstoffe und eventuellen Versorgungsengpässen aufgrund der relativ geringen weltweiten Produktionsmengen führen könnte (Benedek et al. 2014; S. 232).

2.4.1 Recyclingverfahren von Photovoltaik-Dünnschicht-Technologien

Bisher haben sich zwei marktfähige Photovoltaikrecyclingverfahren etabliert. Ein Verfahren für die Behandlung von kristallinen Silizium-Zellen und ein anderes für die Aufbereitung von CdTe-Zellen mittels mechanischer und chemischer Prozesse. Für die anderen Dünnschicht-Technologien sind die Recyclingverfahren noch in der Entwicklung und wurden bislang hauptsächlich im Labormaßstab getestet (Berger et al. 2010; S. 711).

Laut Marwede et al. (2013; S. 221) ergeben sich bei Photovoltaikzellen drei unterschiedliche Abfallgruppen:

- Produktionsabfälle aus dem Abscheidungsprozess, hierbei handelt es sich zum Großteil um eine Mischung aus Dünnfilmmaterial, Schleifmittel und Oberflächenmaterial von Anlagenkomponenten
- 2. Alt-Module, Defekt-Module und Produktionsabfälle
- 3. unvollständig genutztes reines Rohmaterial (z.B. von Sputter-Targets).

Außerdem unterteilt Marwede et al. (2013; S. 222) den Recyclingprozess von Dünnschicht-Zellen in drei wesentliche Schritte:

- 1. Ablösung der Folie (Delaminierung) durch physikalische, chemische, thermische Zersetzung oder kryogene Versprödung
- 2. Entfernung der Glasbeschichtung und Trennung der metallischen von nichtmetallischen Fraktionen
- 3. Extraktion und Raffination von Elementen.

In Abbildung 45 ist ein Schema eines Dünnschicht-Modulrecyclings dargestellt, welches den Ablauf bzw. Aufbau des Recyclingverfahrens zeigt.



Abbildung 45: Schema eines Dünnschicht-Modulrecyclings; (Wade 2013 zitiert in Benedek et al. 2014; S. 241)

Delaminierung

Im ersten Schritt wird die Laminatschicht, welche das Modul vor dem Eindringen von Feuchtigkeit und vor mechanischen Belastungen schützt, aufgebrochen. Bei älteren Modulgenerationen wurden Einkapselungen verwendet, welche bei neueren Generationen durch Klebstoffe ersetzt wurden. Diese Weiterentwicklung erschwert jedoch das Ablösen der Schichten und somit das Recyceln. Eine Möglichkeit der Delaminierung stellt das physikalische Aufbrechen der Schichten mittels Schreddern oder Mühlen dar. Hierbei werden die Module zerkleinert und in kleine Teilchen gemahlen. Es ist jedoch nicht möglich, die Halbleiterschicht vollständig von dem Glassubstrat zu trennen, aufgrund der Tatsache, dass sich die Laminatfolie nur teilweise vom Glas abschält. Aus diesem Grund folgen nach der Delaminierung andere Verfahrensschritte zur adäquaten Aufbereitung (Marwede et al. 2013; S. 222f).

In Tabelle 10 sind unterschiedliche Delaminierungsprozesse mit deren Entwicklungsstatus sowie Vor- und Nachteilen dargestellt.

Prozess	Status	Vorteile	Nachteile
Physikalische Abtrennung	Markt	 Behandlung unterschiedlicher Abfalltypen möglich 	 Vermischung unterschiedlicher Materialtypen keine Abtrennung der EVA (Ethylen- vinylacetat) -Schicht hoher Feinfraktionanteil, Staubbildung mit Schwermetallen
Pyrolyse	Pilot	 Verbrennung von organischen Komponenten ohne Rückstand 	 langsamer Prozess hoher Energieverbrauch thermische Behandlung führt zu Glasbruch Glaswaschverfahren ist notwendig
Wasser- strahlschneiden	Forschung	 keine Abgasreinigung notwendig chemische Behandlung ohne weiteren Schritte möglich 	 teures und kompliziertes Verfahren keine vollständige Abtrennung der EVA- Schicht
Bestrahlung	Forschung	leichter Zugang zur EVA-Folie	teures Verfahrenlangsamer Prozess
Solvent- Extraktion	Forschung	 Glas und organische Ummantelung wird getrennt wiederverwendbare Lösung Wiederverwendung oder energetische Nutzung der organischen Komponenten 	 Laminierungsfolie kann nicht vollständig vom Glas abgetrennt werden Delaminierungszeit ist von der Fläche abhängig

Tabelle 10: Darstellung unterschiedlicher Delaminierungsprozesse – Entwicklungsstatus, Vorund Nachteile; (Marwede et al. 2013; S. 222f)

Entfernung und Trennung nichtmetallischer Verbindungen aus Metallverbund

Nach der Delaminierung können Dünnschicht-Materialien aus dem Substrat entfernt werden. Hierzu gibt es unterschiedliche Verfahren für die Aufbereitung von intakten und gebrochenen Dünnschicht-Modulen (Marwede et al. 2013; S. 223f).

Für die Aufbereitung von intakten Modulen wurde ein Verfahren (Vakuum-Strahl-Pilotanlage) entwickelt, welches die aktive Dünnschicht vom intakten Trägerglas bei geringen Glasverlusten trennt. Im darauffolgenden Schritt erfolgt die Trennung des Schleifmittels von den Werkstoffen mittels einer Luft- oder Zyklonabscheidung. Mithilfe dieses Anreicherungsschrittes können Konzentrationsraten der Werkstoffe von 25 % erreicht werden. Eine höhere Anreicherungsrate ist mit Hilfe einer Kombination von pneumatischen und mechanischen Separationsschritten möglich (Marwede et al. 2013; S. 223f).

Gebrochene Module werden für die vollständige Trennung der Halbleitermaterialien vom Trägerglas nochmals zerkleinert und anschließend in einem Mischer nassmechanisch behandelt. Im Folgenden wird das Gemisch aus Halbleitern, Glas und EVA-Folie gespült und in einzelne Fraktionen getrennt. In weitere Folge werden Fraktionselemente unter 150 µm dem Flotationsprozess zugeführt, die größeren Fraktionselemente verbleiben hingegen im Rückstand (Marwede et al. 2013; S. 223f).

Delaminierte Module sowie Rückstände und Abfälle aus der Produktion können mit verschiedenen Chemikalien gelaugt werden, um die Metalle aus den Verbindungen zu lösen. Bisher haben sich Salpetersäure, Schwefelsäure, Salzsäure, Natronlauge und salzsaure Eisenchloridlösungen als Säuren für die Laugung zur Rückgewinnung von Dünnschicht-Materialien etabliert. Nach der Laugung besteht die Möglichkeit feste Rückstände wie Glas oder die Laminatfolie mithilfe mechanischer oder gravimetrischer Fest-Flüssig-Trennung abzutrennen (Marwede et al. 2013; S. 223f).

In Tabelle 11 sind verschiedene Prozesse in Abhängigkeit deren Entwicklungsstatus und Vorund Nachteile dargestellt.

Prozess	Status	Vorteile	Nachteile
Trocken/nassm echanische Prozesse	Markt	 einfacher Prozess keine Nutzung von Chemikalien geringer Energieverbrauch Geräteverfügbarkeit 	 keine Entfernung der gelösten Feststoffe
Laugung	Markt/Pilot/ Forschung	 komplette Ablösung der Metalle von der Glasschicht Extraktion der Metalle aus der Lösung möglich 	 hoher Chemikalienverbrauch schwierige Kontrolle der chemischen Reaktion (Bildung saurer Dämpfe möglich) mögliche Einkapselung organischer Bestandteile im Glas
Ätzen in chlorhaltiger Gasatmosphäre	Pilot	wenige Prozessschritte	 hoher Reinheitsaufwand (unterschiedliche Halbleiter) hoher Energieverbrauch
nass- mechanischer Abrieb	Pilot	 keine Nutzung von Chemikalien 	Halbleitermaterialien sind anzureichern
Vakuum- Abstrahlung	Pilot	 Schleif- und Strippmaterial sind in einem geschlossenen System Entfernung der Halbleiterschicht ist das Hauptziel 	 lange Prozessdauer Verunreinigung der Metalle durch Schleifmittel Prozess nur für delaminierte Module Halbleitermaterialien sind anzureichern

Tensid- Anwendung	Pilot	 Tenside sind wiedereinsetzbar keine mechanische oder thermische Einwirkung komplette Ablösung der Metalle von der Glasschicht organische Komponenten bleiben 	 Delaminierungszeit von der Fläche abhängig Emulsionen müssen an Zellentypen angepasst werden
		erhalten	

Tabelle 11: Darstellung unterschiedlicher Entfernungs- und Trennungverfahren; (Marwede et al. 2013; S. 223f).

Extraktion und Raffination von Elementen

Zur Herstellung von Dünnschicht-Modulen benötigt es eine Metallreinheit von bis zu 99,999 %. Aus diesem Grund müssen die im Recyclingprozess gewonnen Metalle angereichert, separiert und raffiniert werden (Marwede et al. 2013; S. 224f).

In Tabelle 12 sind zwei Separations- und Anreicherungsprozesse dargestellt welche sich bisher am Markt etabliert haben.

Prozess	Status	Vorteile	Nachteile
Pyrometallurgie	Markt	 Etablierter Prozess für flexible Ausgangsmaterialien 	 Materialverluste in der Schlacke Vorabanreicherung der Zielmetalle hoher Durchsatz notwendig
Hydrometallurgie	Markt	 geringe und kontrollierbare Emissionen robustes und geprüftes Verfahren einfaches Wassermanagement gewerblich anwendbar 	 Anpassung chemischer Prozesse an die jeweilige Technologie Viele Separations- und Konzentrierungsschritte

Tabelle 12: Separations- und Anreicherungsprozesse für in PV-Modulen enthaltenen Metalle; (Marwede et al. 2013; S. 224f)

2.4.2 Status und Potential für das Rezyklieren von kritischen mineralischen Stoffen in CdTe und CIGS

Die Überprüfung des Recyclingpotentials von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien zeigt, dass theoretisch ein sehr hohes Recyclingpotential erzielt werden kann. Dieses Recyclingpotential konnte jedoch bisher ausschließlich unter Laborbedingungen und teilweise bei Pilotanlagen erzielt werden (Marwede und Reller 2014; S. 260).

Wie im Kapitel 2.4.1 beschrieben kann laut Marwede et al. (2013; S. 221) Recycling von PV-Modulen auf drei verschiedene Abfallgruppen (Produktionsabfälle, Alt- oder Defekte Module und unvollständig genutztes Rohmaterial) unterteilt werden. Unvollständig genutztes reines Rohmaterial kann grundsätzlich ohne Aufbereitungsverfahren wiederverwendet werden. In Bezug auf die Wiederverwendungsrate von Produktionsabfälle, wie niedergeschlagenes Material an Wänden oder Komponenten (Detailinformationen siehe Kapitel 2.2.4), besteht in der Fachliteratur aufgrund eines Informationsmangels und der Vielzahl an unterschiedlichen Verfahren Uneinigkeit (Marwede und Reller 2014; S. 260). Laut Woodhouse et al. (2013a) und Fthenakis (2010) beträgt die Wiederverwendungsrate bei Herstellungsverfahren von CIGS 25 % und CdTe 20 %. Marwede und Reller (2012; S. 43)¹³ gehen hingegen von einer wesentlich höheren Wiederverwendungsrate der Produktionsabfälle bei Herstellungsverfahren von CdTe von 50 % bis 75 % aus. Auch Niederschlag und Stelter (2009) gehen von einer höheren Wiederverwendungsrate von 70 % für die Wiederverwendung von Indium aus den Produktionsabfällen bei der Herstellung von CIGS-Modulen aus.

Cadmium-Tellurid-Solarmodule

Das Recyclingpotential von alten oder defekten Modulen wird derzeit bei diversen Forschungsund Pilotanlagen erforscht. Das höchste bisherige erreichte Recyclingpotential einer Pilotanlage für die Wiederaufbereitung von CdTe-PV-Modulen liegt etwas über 90 % (Marwede und Reller 2014; S. 260). Für Cadmium-Tellurid-Zellen wurde neben der Entwicklung von Recyclingsystemen ein Rücknahmesystem für Alt-Module in Deutschland eingeführt. Hierbei haben sich diverse Hersteller zu einer Rücknahme der von ihnen produzierten Module verpflichtet (BSW 2009; IWR 2005). Daher ist davon auszugehen, dass in Zukunft CdTe-Module recycelt werden. Infolge der Verwendungsbeschränkungen von Cadmium und der Tatsache, dass Cadmium als Nebenprodukt preiswert gewonnen wird, besteht Zweifel, ob es eine Nachfrage für das recycelte Cadmium geben wird (Viebahn et al. 2014; S. 234).

CIGS-Solarmodule

Für das Recyceln von CIGS-Modulen gibt es bis dato keine marktreifen Technologien, etliche befinden sich jedoch in verschiedenen Entwicklungsstadien (Benedek et al. 2014; S. 248). Das Recyceln von Gallium und Galliumverbindungen in CIGS-Modulen erfolgt bisher insbesondere bei Produktionsabfällen. Die weltweite Recyclingkapazität für Gallium bzw.

¹³ Wiederverwendungsrate von 50% bis 75% (Stand 2010); prognostizierte Wiederverwendungsrate für 2040 zwischen 75% und 99%

Galliumverbindungen liegt nach USGS (2009, S. 61) bei 78 t/a. Die tatsächlich recycelte Menge von Gallium ist wesentlich geringer und wird auf ungefähr 40 t/a geschätzt. In den meisten Anwendungen wird Gallium am Ende der Nutzungsphase nicht recycelt, dadurch geht in der Regel das eingesetzte Gallium verloren. Angesichts der geringen Mengenströme an Gallium im Elektronikschrott wäre es laut Viebahn kaum ökonomisch, die Recyclingprozesse gezielt für Gallium zu optimieren. Es könnten sich jedoch ökonomische Lösungen bei der kombinierten Rezyklierung von verschiedenen kritischen mineralischen Stoffe aus Elektroschrott ergeben (Viebahn et al. 2014; S. 233f).

Auch beim Indium überwiegt das Recycling von Abfällen aus der Produktion, wie etwa Niederschläge von Indium in der Sputterkammer (Viebahn et al. 2014; S. 233f). Der Großteil des Indiums wird daher als Indiumzinnoxid zurückgewonnen (Viebahn et al. 2014; S. 233f). Aufgrund der geringen Indiumkonzentrationen ist das Recycling von Altschrotten erschwert (Rüth 2009; S. 28f). Laut der United States Geological Survey sind keine Angaben für die globalen Recyclingmengen von Indium verfügbar (USGS 2013, S. 74).

Bei Selen findet derzeit ausschließlich ein Recycling aus Elektronikprodukten statt. Die jährlichen Recyclingmengen sind auch für dieses kritische Mineral nicht verfügbar (USGS 2013, S. 142).

Für die kritischen Mineralien wie Gallium, Indium und Selen in CIGS-Modulen ist laut Viebahn et al. (2014; S. 233f) davon auszugehen, dass ein Recycling der zur Dotierung eingesetzten geringen Stoffmengen kaum machbar und ökonomisch möglich sein wird.

3 Analytische Betrachtung der technischen und ökonomischen Entwicklung von Photovoltaik

Im Kapitel 3 wird näher auf die zukünftige technologische und ökonomische Entwicklung von PV-Technologien bis 2050 eingegangen. Dieses Kapitel stellt somit die Basis für plausible Annahmen der Szenarien für die Simulation in Kapitel 4 dar.

3.1 Technologische Entwicklung einzelner Photovoltaiktechnologien

Technologien unterliegen stets einem Verbesserungs- bzw. Weiterentwicklungsprozess. Aufgrund von technologischen Innovationen kann die ökonomische oder ökologische Attraktivität einzelner Technologien erhöht werden. Bezogen auf Photovoltaik-Technologien zählen zur technologischen Entwicklung unter anderem Produktionsverbesserungen, Produktinnovationen wie zum Beispiel flexible Solarzellen, Effizienzverbesserungen, Erhöhung der Lebensdauer, Reduktion des Materialeinsatzes sowie die Substitution von kritischen Stoffen (Rigby et al. 2011).

3.1.1 CIGS

Diverse Studien prognostizieren unterschiedlichste technologische Entwicklungen des Wirkungsgrades von CIGS Solarzellen. In Abbildung 46 sind Wirkungsgradprognosen von CIGS-Modulen nach den STC(Standard Test Conditions)-Bedingungen aus diversen Studien der historischen Entwicklung gegenübergestellt. Hierbei zeigt sich, dass aktuelle Prognosen, wie etwa jene der IEA (2014) oder Palm et al. (2016) wesentlich optimistischer prognostizieren als ältere Untersuchungen. Im Frühjahr 2016 wurde laut dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ein Modulwirkungsgrad von 17,5 % erzielt (roter Punkt) (ISE 2016; S. 24). Die rote Linie in Abbildung 46 stellt einerseits die historische Entwicklung des Modulwirkungsgrades von 2007 bis 2015 und andererseits eine Prognose nach Palm et al. (2016; S. 3) von 2015 bis 2018, welcher dann mit 18 % beziffert wird, dar. Eine etwas optimistischere Entwicklung dieser Technologie prognostiziert die IEA (2014) (graue Linie), welche die Wirkungsgraderhöhung mit 19 % bis 2017 bzw. 22 % bis 2025 beziffert. Andere Prognosen sehen hingegen die Entwicklung etwas pessimistischer, wie etwa eine Untersuchung des MIT (gepunktete Linien), welche die Erhöhung des Wirkungsgrades unter optimistischen Rahmenbedingungen mit 20 % bis in das Jahr 2030 prognostiziert (Kavlak et al. 2014). Unter pessimistischen Rahmenbedingungen würde der Wirkungsgrad laut dieser Studie auf dem Niveau des Jahres 2014 verbleiben (Kavlak et al. 2014). Weitere Studien, wie etwa Viebahn (2014; S. 158), Rigby (2011; S. 22) oder Frankl et al. (2006; S. 39)¹⁴ prognostizieren eine Erhöhung des Modulwirkungsgrades auf 25 % bis in das Jahr 2050. Andere Prognosen bewerten hingegen den Wirkungsgrad im Jahr 2050 mit lediglich 18 % (Frankl et al. 2006; S. 43) bzw. 21 % (EU Kommission 2011; S. 21). Der maximale theoretische

¹⁴ optimistische Szenario

Wirkungsgrad wird aufgrund physikalischer Grenzen bei dieser Solarzellen-Technologie laut Bhandari et al. (2015; S. 139) mit 29 % beziffert.



Abbildung 46: Wirkungsgradprognose von CIGS-Modulen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)

Neben der Erhöhung des Wirkungsgrades wird die Reduktion der Schichtdicke des Absorberlayers zur Reduktion des Materialeinsatzes angestrebt. Diverse Studien wie etwa Rigby et al. (2011), Zuser und Rechberger (2011)¹⁵, Kavlak et al. (2014)¹⁶ oder Viebahn et al. (2014; S. 158) gehen von einer Reduktion der Absorberschicht von der derzeitigen Schichtdicke von etwa 2 – 3 µm auf etwa 1 µm bis 2050 aus. Optimistische Prognosen wie etwa die von Zuser und Rechberger (2011) gehen sogar von einer Reduktion der Absorberschicht auf etwa 0,8 µm bis 2040 aus (siehe Abbildung 47).

¹⁵ Neutrales Szenario bis 2040

¹⁶ Szenario "niedrige Materialintensität" Reduktion der Schichtdicke auf 1,1 μm bis 2030



Abbildung 47: Prognose Absorberschichtdicke von CIGS Solarzellen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)

Neben den Wirkungsgraderhöhungen und der Reduktion der Schichtdicken wird laut diversen Studien eine Materialsubstitution von kritischen Stoffen prognostiziert. So geht etwa Viebahn et al. (2014; S. 157) davon aus, dass die elektrisch leitfähigen Oxide (TCO) aus indiumdotiertem Zinnoxid (ITO) in allen Dünnschicht-Zelltypen wie CIGS, CdTe oder a-Si durch Materialien wie Carbon-Nanotubes, fluordotiertes Zinnoxid (FTO) oder aluminiumdotiertes Zinkoxid (AZO) bis spätestens 2050 ersetzt werden. Außerdem könnte langfristig betrachtet CdS als "buffer layer" in CIGS-Zellen unter anderem mit (Zn,Mg)O-Schichten substituiert werden. Viebahn et al. (2014; S. 103, 157) geht von dieser Substitution ab 2050 aus.

Der Indiumbedarf könnte außerdem kurzfristig durch die Erhöhung des Galliumanteils (siehe Kapitel 2.2.2 bzw. 5.2.2) in CI(G)S Zellen oder auch langfristig mit Hilfe indiumfreier und galliumfreier Absorber-Materialsysteme auf Cu₂ZnSnS₄ (CZTS)- sowie Cu₂ZnSnSe₄ (CZTSe)-Basis reduziert werden. Diese technologische Entwicklung ist jedoch schwierig zu prognostizieren und wird daher in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Die durchschnittliche Lebensdauer liegt laut Bhandari et al. (2015; S. 139) bei CIGS-Modulen bei 26,7 Jahren.

3.1.2 CdTe

Die technologische Entwicklung von CdTe Solarzellen beschränkt sich nicht nur auf die Effizienzverbesserungen sondern wie bei CIGS Solarzellen auch auf die Materialreduktion sowie die Materialsubstitution von kritischen Stoffen.

Diverse Studien prognostizieren unterschiedlichste technologische Entwicklungen des Wirkungsgrades von CdTe Modulen. In Abbildung 48 sind diese Prognosen der historischen Entwicklung gegenübergestellt. Hierbei zeigt sich, dass die Prognose der IEA (2014) sowie jene von Bhandari et al. (2015; S. 139) den realen Verlauf sehr gut prognostizierten. Die orange Linie von Bhandari et al. (2015; S. 139) stellt einerseits die historische Entwicklung des Wirkungsgrades von 2006 bis 2013 sowie andererseits eine Prognose von 2013 bis 2017 dar. Der aktuelle¹⁷ Wirkungsgrad beträgt laut dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 18,6 % für CdTe-Photovoltaik Module (roter Punkt) (ISE 2016; S. 24). Die Prognose der IEA (2014; S. 28) postuliert, dass der Modulwirkungsgrad auf 19 % bis 2017 bzw. 22 % bis 2025 steigt. Diverse andere Prognosen unterschätzten jedoch die Entwicklung des Wirkungsgrades von CdTe-Photovoltaikmodulen, wie etwa die Prognose des MIT (gepunktete Linien) aus dem Jahr 2014, welche eine Erhöhung des Modulwirkungsgrades auf 18 % bis in das Jahr 2030 unter optimistischen Rahmenbedingungen bzw. einen wesentlich geringeren Wert unter pessimistischen Rahmenbedingungen vorhersagten (Kavlak et al. 2014). Weitere Studien, wie etwa Rigby et al. (2011; S. 18), Zuser und Rechberger (2011; S. 58), (EU Kommission 2011; S. 21) oder (Frankl et al. 2006; S. 39)¹⁸ unterschätzen ebenfalls die Entwicklung, denn bereits 2016 wurden die prognostizierten Werte für 2030 bzw. 2050 übertroffen.

Ist-Stand März 2016; (ISE 2016; S. • 23 24) pessimistisch Annahme; (Frankl et 22 al. 2006: S. 43) 21 optimistisch Annahme; (Frankl et al. 2006; S. 39) 20 (EU Kommission 2011: S. 29) 19 Modulwirkungsgrad (%) (Rigby et al. 2011; S. 18) 18 17 pessimistische Szenario: (Zuser und Rechberger 2011; S. 58) 16 neutrales Szenario; (Zuser und 15 Rechberger 2011; S. 58) optimistisches Szenario; (Zuser und 14 Rechberger 2011; S. 58) 13 (Viebahn et al. 2014; S. 158) 11 12 Szenario-hohe Materialintensität: 11 (Kavlak et al. 2014) 4 Szenario-mittlere Materialintensität; 10 (Kavlak et al. 2014) Szenario-niedrige Materialintensität; 9 (Kavlak et al. 2014) 8 (IEA 2014; S. 28) 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050 (Bhandari et al. 2015; S. 139) lahre

Der maximale theoretische Wirkungsgrad wird aufgrund physikalischer Grenzen bei dieser Solarzellen Technologie laut Bhandari et al. (2015; S. 139) mit 29 % beziffert.

Abbildung 48: Wirkungsgradprognose von CdTe-Modulen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)

Neben der Erhöhung des Wirkungsgrades geht mit der technologischen Entwicklung die Reduktion der Schichtdicke des Absorberlayers einher (siehe Abbildung 49). Diverse Studien wie etwa Rigby et al. (2011), Zuser und Rechberger (2011)¹⁹, Kavlak et al. (2014)²⁰ oder Viebahn et al. (2014; S. 158) gehen von einer Reduktion der Absorberschicht von der derzeitigen Schichtdicke von etwa 1,8 – 3 µm auf etwa 1 µm aus. Optimistische Prognosen

¹⁷ Stand März 2016

¹⁸ pessimistische Annahme

¹⁹ Neutrales Szenario

²⁰ Szenario-niedrige Materialintensität

wie etwa die von Zuser und Rechberger (2011) gehen sogar von einer Reduktion der Absorberschicht auf etwa 0,8 μ m bis 2040 aus (siehe Abbildung 49) Pessimistische Prognosen gehen hingegen davon aus, dass keine Reduktion der Schichtdicke eintreten wird (Kavlak et al. 2014)²¹.



Abbildung 49: Prognose Absorberschichtdicke von CdTe Solarzellen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)

Neben den Wirkungsgraderhöhungen und der Reduktion der Schichtdicken wird laut diversen Studien eine Materialsubstitution von kritischen Stoffen prognostiziert. So geht etwa Viebahn et al. (2014; S. 157) davon aus, dass die elektrisch leitfähigen Oxide (TCO) aus indiumdotiertem Zinnoxid (ITO) in allen Dünnschicht-Zelltypen wie CIGS, CdTe oder a-Si Carbon-Nanotubes, fluordotiertes durch Materialien wie Zinnoxid (FTO) oder aluminiumdotiertes Zinkoxid (AZO) bis spätestens 2050 ersetzt werden. Außerdem könnte langfristig Betrachtet CdS als "buffer layer" in CdTe-Zellen unter anderem mit (Zn,MG)O-Schichten substituiert werden. Viebahn et al. (2014; S. 103, 157) geht davon aus, dass diese Substitution ab 2050 eintreten wird.

Die durchschnittliche Lebensdauer liegt laut Bhandari et al. (2015; S. 139) bei CdTe Module bei 28,3 Jahren.

3.1.3 a-Si

Die technologische Entwicklung von a-Si Solarzellen beschränkt sich, wie bei CIGS oder CdTe nicht nur auf die Effizienzverbesserungen, sondern auch auf die Materialreduktion sowie die Materialsubstitution von kritischen Stoffen. Aufgrund der Tatsache, dass kritische Stoffe ausschließlich die ITO-TCO-Schicht beinhaltet, haben Effizienzverbesserungen einen geringen Einfluss bzw. die Reduktion der Absorberschichtdicke keinen Einfluss auf die

²¹ Szenario-hohe Materialintensität

Rohstoffvorräte von kritischen Stoffen. Aus diesem Grund besteht bei dieser Technologie vor allem das Bestreben, die indiumdotierten Zinnoxide (ITO) in der TCO Schicht zu substituieren. Bereits heute werden teilweise indiumfreie TCOs bei a-Si verwendet. Daher geht Viebahn et al. (2014; S. 157) davon aus, dass spätestens 2025 alle Zellen mit einem a-Si-Absorber indiumfrei sind und durch Materialen wie fluordotiertes Zinnoxid (FTO), aluminiumdotiertes Zinkoxid (AZO) oder Carbon-Nanotubes ersetzt werden.

Obwohl bei a-Si Solarzellen kritische Metalle derzeit ausschließlich in der TCO-Schicht vorkommen, hat die Entwicklung des Wirkungsgrades einen hohen Einfluss auf die Produktionskosten und somit auf die Entwicklung der Marktanteile. Aus diesem Grund ist in Abbildung 50 die Wirkungsgradprognose von a-Si Modulen von diversen Studien mit der historischen Wirkungsgradentwicklung gegenübergestellt. Der aktuelle Modulwirkungsgrad beträgt laut dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme 10.9 % (roter Punkt) (ISE 2016; S. 24). Die historische Entwicklung von 2009 bis 2013 sowie eine Prognose von 2013 bis 2015 stellt die orange Linie dar (Bhandari et al. 2015; S. 139). Hierbei zeigt sich, dass die Prognosen von Zuser und Rechberger (2011; S. 58) diese Entwicklung unterschätzt haben. Die Prognose von Frankl et al. (2006) prognostizierte hingegen die Entwicklung mit ihrem pessimistischen und optimistischen Szenario sehr gut. So liegt der aktuelle Modulwirkungsgrad zwischen den beiden Prognosen. Die Prognose von Rigby et al. (2011) hat hingegen die Entwicklung zu optimistisch prognostiziert. Die hohe Wirkungsgradsteigerung ab dem Jahr 2030 bei der Prognose von Rigby et al. (2011; S. 20) ist auf die Annahme zurückzuführen, dass sich multijunction Zellen gegenüber single-junction Zellen kommerziell durchsetzen. Basierend auf den langfristen Wirkungsgradprognosen der diversen Studien lässt sich daraus schließen, dass sich der Wirkungsgrad bis 2050 bei single-junction a-Si Solarzellen auf zwischen 15 und 20 % und bei multi-junction a-Si Solarzellen auf etwa 35 % erhöhen könnten. Der maximale theoretische Wirkungsgrad von single-junction a-Si Solarzellen wird aufgrund physikalischer Grenzen laut Bhandari et al. (2015; S. 139) mit 24 % beziffert. Die durchschnittliche Lebensdauer liegt laut Bhandari et al. (2015; S. 139) bei a-Si Modulen bei 30 Jahren.

Aufgrund der Tatsache, dass keine kritischen Stoffe in der Absorberschicht von a-Si Solarzellen beinhaltet sind, wird in dieser Masterarbeit nicht explizit auf die Schichtdicke eingegangen.


Abbildung 50: Wirkungsgradprognose von a-Si Modulen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)

3.2 Marktwirtschaftliche Entwicklung von Photovoltaik

Der Abschnitt 3.2 befasst sich mit der historischen und zukünftigen marktwirtschaftlichen Entwicklung von Photovoltaik mit der Fokussierung auf Dünnschicht-Technologien. Über diese hinaus wird vertiefend auf ökonomische Betrachtungen der Ressourcenproblematik von kritischen Stoffe, welche in Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien eingesetzt werden, eingegangen.

3.2.1 Historische marktwirtschaftliche Entwicklung

Die Ausgangsbasis für die zukünftige Entwicklung stellt die historische energiewirtschaftliche Entwicklung dar. So ist in Abbildung 51 die globale kumuliert installierten PV-Leistung dargestellt. Um eine valide historische Entwicklung abzubilden wurden drei unterschiedliche Studien gegenübergestellt. Die Abbildung 51 zeigt, dass die Studien geringfügig unterschiedliche Leistungswerte aufweisen. Die nähere Analyse der Daten zeigt, dass eine Korrelation unter den verschiedenen Datensätzen besteht. So wurden basierend auf der kumulierten installierten Leistung die Marktwachstumsraten abgeleitet, welche signifikant korrelieren. Die Analyse zeigt ein exponentielles Wachstum der global installierten PV-Leistung. So Betrug beispielsweise die jährlich neu installierte Leistung im Jahr 2015 etwa gleich viel wie die bis 2011 gesamt installierte Leistung. Die Marktwachstumsrate, welche sich auf die kumulierte installierte Leistung bezieht, betrug in den letzten 15 Jahren zwischen 23 und 85%, wobei die maximale Marktwachstumsrate zwischen 2010 und 2011 erzielt wurde. Die Marktwachstumsrate im Jahr 2015 betrug laut European Photovoltaic Industry Association (EPIA) (Rekinger et al. 2015) 36 % bzw. laut Teske et al. (2015; S. 79) 29%. Die global kumulierte installierte Leistung betrug laut ISE (2016; S. 13) 242 GWp, wobei 21 % in China,



16 % in Deutschland, 16 % in Rest Europa, 14 % in Japan, 13 % in Nordamerika, 8 % in Italien sowie 12 % in den restlichen Ländern installiert ist.

Abbildung 51: Kumulierte globale installierte PV-Leistung und deren jährliches Marktwachstum; (eigene Darstellung) (Daten: ISE (2016; S. 13), Teske et al. (2015; S. 79), Rekinger et al. (2014; S. 17), Rekinger et al. (2015; S. 12))

Die historische Entwicklung der Marktanteile der PV-Technologien an der jährlich neu installierten Leistung zeigt, dass kristalline PV-Technologien bisher den Markt dominiert haben. So lag der Marktanteil der jährlich neu installierten Leistung zwischen 68% und 100% in den letzten 35 Jahren (siehe Abbildung 52). Allerdings zeigt dieser Vergleich ebenfalls, dass der Marktanteil einer Technologie innerhalb weniger Jahre drastisch erhöht oder reduziert werden kann. So erhöhte sich beispielsweise am Beginn der 80er der Anteil von Dünnschicht-Technologien von 0 auf über 30% innerhalb von 7 Jahren bzw. von 2005 bis 2009 um etwa 12 %.



Abbildung 52: Entwicklung der Marktanteile unterschiedlicher Photovoltaik Technologien; (ISE 2016; S. 19)

In Abbildung 53 ist die Entwicklung der Marktanteile der einzelnen Dünnschicht-PV-Technologien dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass CdTe in den letzten Jahren die höchsten Marktanteile aufwies. Ab dem Jahr 2009 reduzierten sich jedoch diese Anteile kontinuierlich. Auf der anderen Seite erhöhten sich die Anteile von CIGS, sodass diese Technologie eine immer bedeutsamere Rolle unter den Dünnschicht-Technologien einnimmt. Im Jahr 2015 betrugen die Marktanteile der neu installierten Anlagen von a:Si 0,6 %, von CIGS 2 % und von CdTe etwa 4,6 %.



Abbildung 53: Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien; (ISE 2016; S. 20)

3.2.2 Zukünftige marktwirtschaftliche Entwicklung von Photovoltaik Technologien

3.2.2.1 Energiewirtschaftliche Entwicklung der kumulierten installierten PV-Leistung

Die zukünftige energie- und marktwirtschaftliche Entwicklung von Photovoltaik-Technologien zu prognostizieren ist ein schwieriges Unterfangen. So stellte etwa die Studie von Teske et al. (2015; S. 79) die tatsächliche Entwicklung von PV (blaue Linie) mit diversen Energieszenarien, wie etwa jenen der IEA World Energy Outlooks von 2000 bis 2011, gegenüber (siehe Abbildung 54). Dabei ist ersichtlich, dass jedes der untersuchten Szenarien die Entwicklung seit 2010 unterschätzt hat. So prognostizierte beispielsweise die IEA im Jahr 2010 im optimistisch orientieren 450ppm Szenario eine kumulierte installierte Leistung von 88,9 GWp im Jahr 2015, die tatsächlich installierte Leistung lag hingegen über zweieinhalb Mal höher. Basierend auf diesen Erkenntnissen müssen Szenarien grundlegend skeptisch betrachtet werden, da selbst bei einem kurzen Prognosezeitraum erhebliche Abweichungen auftreten können.

	250,000																
	200,000																/
	150,000																
	100,000																
	50,000																
	0																
	DEAL	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	DEE	1,420	1,762	2,230	2,010	3,939	5,361	0,950	9,550	15,675	22,070	39,078	67,300	97,311	135,663	174,003	225,000
1		0	0	0.005	0.740	0 540	4.070	0 540	0 400	11.005	17.005	05.000	40.550	55 410	70.075	05 100	100.000
2	SG II 2001			2,205	2,742	3,340	4,079	6,549	0,490	11,200	18 552	20,000	40,550	46 147	55 065	65 782	75,600
	SG III 2004						5,020	7 979	0,000	12,005	20.305	20,012	49,000	59.017	72,911	97,606	102.400
	SG IV 2007 (ADVANCED)							1,012	9,030	12 714	20,000	28,420	50.040	71 218	02,306	113 574	134 752
	SG V 2008 (ADVANCED)								3,007	13,760	20,835	25,447	50,655	75,863	101.070	126 278	151 486
	SG VI 2010 (ADVANCED)									10,700	20,000	36,629	65,191	93,754	122,317	150,879	179.442
	ER 2007											22,694	38,155	53,616	69.077	84,539	100,000
	ER 2008											20,606	31,350	42,094	52,838	63,581	74,325
	ADVANCED ER 2010																107,640
	ADVANCED ER 2012																234,000
	IEA WEO 2000 (REF)	1428	1,625	1,822	2,020	2,217	2,414	2,611	2,808	3,006	4,516	3,400	3,820	4,240	4,660	5,080	5,500
	IEA WEO 2002 (REF)			2236	2,957	3,677	4,398	5,118	5,839	6,559	7,280	8,000	9,000	10,000	11,000	12,000	13,000
	IEA WEO 2005 (REF)						5361	5,574	5,787	6,000	6,213	6,425	8,011	9,597	11,183	12,770	14,356
	IEA WEO 2007 (REF)								9550	21,184	32,818	44,452	51,537	58,622	65,708	72,793	79,878
																	44.452
	IEA WEO 2009 (REF)																44,402
	IEA WEO 2009 (REF) IEA WEO 2010 (REF)																70,339
	IEA WEO 2009 (REF) IEA WEO 2010 (REF) IEA WEO 2010 (450PPM)																70,339 88,839
-	IEA WEO 2009 (REF) IEA WEO 2010 (REF) IEA WEO 2010 (450PPM) IEA WEO 2011 (REF)																70,339 88,839 114,150

Abbildung 54: Gegenüberstellung der historischen Entwicklung und Prognosen der kumulierten installierten PV-Kapazität; (Teske et al. 2015; S. 79)

In Abbildung 55 sind diverse langfristige Entwicklungsprognosen von Photovoltaik von unterschiedlichen Studien gegenübergestellt. Hierbei zeigt sich, dass die Prognosebandbreite der einzelnen Szenarien im Jahr 2050 zwischen 803 und 9.295 GWp liegt. Um die Auswirkungen von PV auf die Ressourcen zu analysieren wird eine Bandbreite für den PV-Ausbau definiert, welche den orange markierten Bereich umfasst. Diese Bandbreite reicht vom

pessimistischen Referenz Szenario (Ref) der Studie von Teske et al. (2015; S. 74) mit 803 GWp bis zum Szenario mit hohen regenerativen Anteil (hi-ren) der IEA (2014; S. 20) mit 4.674 GWp im Jahr 2050. Das Advanced Revolution ADV [R] und das basic Energy Revolution E[R] Szenario der Studie von Teske et al. (2015; S. 74) werden im Vergleich zu den anderen Szenarien aus technologischer²² Sicht als zu ambitioniert angesehen und daher in der empirischen Analyse im Kapitel 4 nicht berücksichtigt.



Abbildung 55: Langfristige Entwicklungsprognosen von Photovoltaik; (eigene Darstellung) Daten: (Literatur siehe Abbildung)

Realistische Marktentwicklung

Die historische Entwicklung des PV-Marktes zeigt, dass die Wachstumsrate stets variiert. Wie im Kapitel 3.2.1 erläutert reduzierte sich die Wachstumsrate der global installierten PV-Leistung von über 70 % im Jahr 2010 auf unter 30 % im Jahr 2015. Laut Experten wird sich

²² Diese Sichtweise gilt aus rein technologischer Sicht, jedoch nicht aus klimapolitischer Notwendigkeit.

dieser Trend fortsetzen. Ein Experten Workshop ermittelte hierbei, dass die Wachstumsrate durchschnittlich bis 2020 etwa 20 %, in der Periode von 2020 bis 2030 etwa 14 % sowie etwa 8 % zwischen 2030 bis 2040 und schließlich in der Periode zwischen 2040 bis 2050 etwa 4 % betragen wird. Basierend auf dieser Experteneinschätzung ist abzuleiten, dass der PV-Markt letztlich keinem linearen oder exponentiellen sondern einem sigmoiden, logistischen Wachstum unterliegt (Mayer et al. 2015; S. 21).

In Abbildung 56 ist die exponentielle und sigmoide PV-Entwicklung der kumulierten installierten globalen Leistung von drei verschiedenen Szenarien, mit unterschiedlichen durchschnittlichen Wachstumsraten (Compound Annual Growth Rate (CAGR 10 %, CAGR 7,5 %, CAGR 5 %)), aus der Studie von Mayer et al. (2015) gegenübergestellt. Hier ist zu erkennen, dass bei einer sigmoiden Entwicklung ein frühzeitigerer verstärkter PV-Ausbau gegenüber der exponentiellen Wachstumsentwicklung eintritt. Dieser Entwicklungsverlauf ist insbesondere für den jährlichen Rohstoffbedarf von PV und somit für die Entwicklung der Reserven- und Ressourcenbestände relevant. Die Modellierung dieser sigmoiden Wachstumsentwicklung ist in Kapitel 4.2.1 detailliert erläutert.



Abbildung 56: Realistisches PV-Marktwachstum; (Mayer et al. 2015; S. 23)

3.2.2.2 Entwicklung der Marktanteile der einzelnen Photovoltaik-Technologien

Die Prognose der Entwicklung der Marktanteile der einzelnen PV-Technologien ist eine komplexe Materie, da eine Vielzahl an Faktoren mitwirken. Einen signifikanten Einfluss auf die Entwicklung der Marktanteile der einzelnen PV-Technologien hat neben dem Modulpreis insbesondere das Verhältnis zwischen Modulpreisen und BOS-Kosten²³ (Balance-of-System-Kosten) (Viebahn et al. 2014; S. 113ff).

²³ Kosten für notwendige Subkomponenten wie Wechselrichter, Verkabelung, Unterkonstruktion, etc.

Entwicklung der Modulpreise der unterschiedlichen Photovoltaik Technologien

In allen Bereichen der industriellen Produktion gehen steigende Produktionsmengen mit sinkenden Produktionskosten einher. Dieser Effekt kann in der sogenannten Lernkurve zusammengefasst werden. In Bezug auf Photovoltaik zeigt die Lernkurve den Zusammenhang zwischen dem leistungsbezogenen Preis eines Solarmoduls und der kumulierten Produktion dieser Technologie. Zur Darstellung der Zusammenhänge werden bei Lernkurven die Achsen logarithmisch dargestellt. Aus der historischen Lernkurve aller kommerziell verfügbaren PV-Technologien (Abbildung 57) lässt sich ablesen, dass in den vergangenen Jahrzenten eine Verzehnfachung der Produktionsmenge in etwa eine Halbierung des Preises zur Folge hatte. Diese Erkenntnisse können für Prognosen für die künftigen, produktionsmengenabhängigen Preisentwicklungen herangezogen werden (Wesselak und Voswinckel 2012; S. 2f).

Bei der direkten Gegenüberstellung der Lernkurven von kristallinen siliziumbasierten PV-Modulen mit entsprechender Dünnschicht-Photovoltaik zeigt sich, dass sich beide Technologien derzeit auf einem ähnlichen Preisniveau befinden, obwohl die bisherige kumulierte Produktionsmenge von Dünnschicht-Technologien wesentlich geringer ist. So wurden bisher etwa 24 GWp Dünnschicht-PV und 234 GWp kristalline siliziumbasierte PV produziert. Folglich lässt sich daraus schließen, dass aufgrund des Lernkurveneffektes bei künftigen erhöhten Produktionsmengen von Dünnschicht-PV eine ähnliche Preisreduktion, wie bei kristallinen siliziumbasierten Technologien, eintreten könnte (ISE 2016; S. 42).



Abbildung 57: Historische Lernkurve aller kommerziell verfügbaren PV-Technologien; (ISE 2016; S. 41)

Abbildung 58: Lernkurvenvergleich von kristallinen siliziumbasierten PV-Technologien mit Dünnschicht-PV-Technologien; (ISE 2016; S. 42)

Einfluss des Verhältnisses zwischen Modulpreisen und BOS-Kosten auf die Entwicklung der Marktanteile

Einen signifikanten Einfluss auf die Entwicklung Marktanteile der einzelnen PV-Technologien hat das Verhältnis zwischen Modulpreisen und BOS-Kosten²³ (Balance-of-System-Kosten) (Viebahn et al. 2014; S. 113ff). Aufgrund der sinkenden Modulpreise nimmt grundlegend die Bedeutung der BOS-Kosten kontinuierlich zu, weil sich das Verhältnis zwischen Modulkosten und BOS-Kosten verkleinert (siehe Abbildung 59).



Abbildung 59: Entwicklung des durchschnittlichen Preises von PV-Aufdachanlagen in Deutschland und deren Unterteilung in Modul- und BOS-Kosten; (ISE 2016; S. 40)

So betrugen im Jahr 2008 die BOS-Kosten zwischen 26% und 29% und erhöhten sich auf etwa 52% im Jahr 2015 (ISE 2016; S. 40). Für Dünnschicht-Technologien stellt diese Entwicklung der letzten Jahre einen Wettbewerbsnachteil dar. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass Dünnschicht-Technologien einen geringeren Wirkungsgrad aufweisen und daher ein erhöhter Flächenbedarf und BOS-Kosten entstehen, um dieselbe Leistung zu installieren (Viebahn et al. 2014; S. 113ff). Eine Erhebung der einzelnen Kostenbestandteile von Rigby et al. (2011; S. 8) verdeutlicht den Unterschied der einzelnen Technologien.



Abbildung 60: Gegenüberstellung der Kostenbestandteile einer Aufdachanlage mit kristallinen und Dünnschicht-PV-Modulen; (Rigby et al. 2011; S. 8)

Die Studie von Viebahn et al. (2014; S. 113ff) untersuchte die PV-Marktentwicklung in Deutschland und geht in ihrem pessimistischen Szenario davon aus, dass die Marktanteile sich bis 2050 auf dem derzeitigen Niveau weiterentwickeln, sodass im Jahr 2050 etwa 98% der neu installierten Anlagen kristalline und 2 % Dünnschicht-PV-Module sind. Die Studie geht jedoch davon aus, dass sich CdTe nicht am Markt etablieren kann, sodass 1,32% der neu installierten Dünnschicht-Module auf CIGS und 0,68% auf a:Si im Jahr 2050 zurückzuführen sind. Im optimistischen Szenario der Studie von Viebahn et al. (2014; S. 113ff) wird hingegen davon ausgegangen, dass die Dünnschicht-Anteile bis 2050 auf 42% erhöht werden können, wobei etwa 31 % auf CIGS und 11 % auf a:Si zurückzuführen sind. Eine weitere Studie von (Zuser und Rechberger 2011; S. 58) geht davon aus, dass sich die Marktanteile von a:Si, CIGS und CdTe kontinuierlich auf jeweils 25% bis in das Jahr 2040 erhöhen.

Als Fazit aus dieser Gegenüberstellung kann abgeleitet werden, dass die Entwicklung der Wirkungsgrade signifikanten Einfluss auf die Entwicklung der Marktanteile ausübt. Sollte daher die Wirkungsgrade von Dünnschicht-Technologien gegenüber kristallinen Technologie erhöht werden können so kann zukünftig von höheren Marktanteilen ausgegangen werden, da neben der Reduktion der Modulkosten eine Reduktion der BOS-Kosten erwartet werden kann. Studien gehen in ihren pessimistischen Szenarien davon aus, dass die derzeitigen Marktanteile bis 2050 konstant bleiben. In optimistischen Szenarien tritt eine Dünnschicht Renaissance ein, sodass die Marktanteile stark erhöht werden können und dadurch die Marktanteile von kristallinen PV-Modulen sukzessive verdrängt werden.

3.2.3 Ökonomische Betrachtung der Ressourcenproblematik von kritischen Stoffen in Dünnschicht-PV-Technologien

3.2.3.1 Ökonomische Theorien bei Verknappungen und Rohstoffengpässen

Zum gesamten Rohstoffversorgungssystem gehören die Lagerstätten, die Investition in ein Bergwerk, um Rohstoffe aus der Lagerstätte zu produzieren, ein Transportsystem für die Produkte zum Verbraucher (Lagerstätten liegen selten dort, wo die Verbraucher sitzen) und schließlich der Markt als Verbraucher, der gewillt ist, für die Produkte zu zahlen. Knappheit am Markt, welcher zu Preissteigerungen führt, hat daher nicht zwingend mit geologischer Knappheit zu tun. So können Preissteigerungen am Markt auf Engpässe in der gesamten beschriebenen Kette zurückzuführen sein (Wellmer 2014; S. 126). Grundlegend kann die Etablierung einer neuen Technologie zu einem erhöhten Rohstoffbedarf führen was wiederum zu Kapazitätsengpässen und einem steigenden Marktpreis führt. Die Ressourcen des benötigten Rohstoffes können jedoch in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Grundsätzlich ist in diesem Kontext ebenfalls anzumerken, dass die Reserven preisabhängig sind. Steigen die Rohstoffpreise, kann zu höheren Gewinnungskosten produziert werden und so die Abbauwürdigkeitsgrenzen gesenkt werden, was dazu führt, dass aus Ressourcen Reserven werden (Wellmer 2014; S. 128). Zum Verdeutlichen der Beziehung zwischen Angebot und Nachfrage von kritischen Rohstoffen, kann das Cobweb Theorem von Ezekiel (1938) herangezogen werden. Dieses Modell dient als Erklärungsansatz für den um das Marktgleichgewicht oszillierenden Marktpreis von Gütermärkten. Es beschreibt die Angebots- Nachfragebeziehung unter Betrachtung der verzögerten Mengenanpassung der Anbieter und deren unterschiedlichen Preis- und Mengenreaktionen. Abbildung 61 zeigt, dass bei einem höheren Preis das Angebot steigt, die Nachfrage jedoch sinkt. Der Schnittpunkt der beiden Kurven S₁ bestimmt den Preis und definiert das Marktgleichgewicht (Vollkommener Markt). Geht der Markt davon aus, dass ein Engpass besteht, so steigt der Preis. Eine Steigerung des Preises von p₁ auf p₂ führt dazu, dass die Rentabilität steigt und zum Beispiel stillgelegte Minen wieder fördern bzw. neue Minen erschlossen werden, sodass sich die Angebotsmenge von a₁ auf a₂ erhöht. Aufgrund des höheren Preises reduziert sich hingegen der Bedarf, sodass der Preis sich von p₂ auf p₃ reduziert. Durch diese Preisänderung kann wiederum ausschließlich die Menge a₃

wirtschaftlich gefördert werden. Nach dem Cobweb Theorem können bei diesem oszillierenden Verhalten Extremsituationen, wie etwa starke Preisänderungen, entstehen. Grundsätzlich tritt dieses Verhalten verstärkt vor der Etablierung eines neuen Gleichgewichtes ein.

Das Modell zeigt, dass Angebot und Nachfrage sich einander stark beeinflussen und entgegengewirkt sind. Im Modell wird davon ausgegangen, dass auf Preisänderungen schnell reagiert wird. In der realen Welt der Rohstoffmärkte bestehen hingegen lange Vorlaufzeiten und hohe Kapitalanforderungen für neue Projekte. Aus diesem Grund wird auf kurzfristige Preisänderungen nicht unmittelbar reagiert. Es wird dagegen versucht so lange wie möglich das



Abbildung 61: Cobweb theorem von Ezekiel; (Wellmer und Dalheimer 2012; S. 716)

Tagesgeschäft beizubehalten und zukünftige Investitionen zurückzuhalten (Wellmer und Dalheimer 2012; S. 715f). Außerdem muss aufgrund des subventionierten PV-Marktes kritisch hinterfragt werden, inwiefern der PV-Ausbau auf kurzfristige Rohstoff-Preisänderungen reagiert. Bei der simulativen Untersuchung (siehe Kapitel 4) wird daher davon ausgegangen, dass der PV-Markt ausschließlich auf gravierende Änderungen der Rohstoffbestände, wie etwa die Erschöpfung der Reserven oder Reservenbasis (sieh Definition Kapitel 2.3.2), reagiert.

3.2.3.2 Ökonomische Theorien zu Ressourcenengpässen – Angebots- und nachfrageseitige Maßnahmen

Laut Wellmer (2014; S. 131) ist der wesentliche Treiber für Innovation und Kreativität auf Rohstoffmärkten der materielle Anreiz und somit Geld durch neue, bessere Lösungen zu verdienen bzw. zu sparen. Wie bereits im Kapitel 3.2.3.1 beschrieben führt eine Verknappung

zu einem Preisanstieg. Dieser Preisanstieg führt wiederum zu Reaktionen auf Angebots- und Nachfrageseite bis wieder ein Gleichgewichtzustand eintritt, siehe Abbildung 62.

Auf der Angebotsseite führt ein Preisanstieg beispielsweise zur Erhöhung der primären Rohstoffförderung sowie zu verstärkten Investitionen in neue Produktion. Hinsichtlich der sekundären Rohstoffe, kann ein erhöhter Preis zu einer erhöhten Aufbereitung von niedrighaltigem Schrott oder der Verbesserung von Recyclingverfahren führen.

Die Nachfrageseite wird bei einem Preisanstieg verstärkt versuchen den Bedarf zu reduzieren. Hier erfolgt primär ein sparsamerer Materialverbrauch. Weitere Maßnahmen zur Reduktion des Bedarfes ist die Materialsubstitution. Bei Dünnschicht-PV-Technologien würde dies beispielsweise die Substitution der Indiumzinnoxid Schicht (ITO) durch Carbon-Nanotubes, fluor-dotiertes, aluminium-dotiertes oder reines Zinnoxid bedeuten. Die derzeitigen Nachteile dieser Substitutionsmaterialen, wie etwa deren Eigenschaften oder Effizienz, können beispielsweise durch veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen wettgemacht werden und somit zukünftig eingesetzt werden (Viebahn et al. 2014; S. 103).

Eine weitere Möglichkeit besteht durch die Anwendung neuer Technologien mit anderen Rohstoffprofilen. Die Technologie, welche limitierende Rohstoffe beinhaltet, kann insofern ersetzt werden, da nicht der Rohstoff selbst benötigt wird sondern die Funktion bzw. der

Nutzen der Technologie. Aus diesem Grund begrenzen die sogenannten Back-Stop Technologien den Abbaupfad von erschöpfbaren Ressourcen. Als Back-Stop Technologie, werden jene Technologien bezeichnet, welche Rohstoffe ohne Mengenbegrenzungen (Bakstop-Ressource) verwenden (Wellmer 2014; S. 131).

Basierend auf diesen Erkenntnissen kann davon ausgegangen werden, dass die Ressourcen von kritischen Stoffen nicht vollständig erschöpft werden, da erhöhter ein Marktpreis diverse Mechanismen auf Angebotsund Nachfrageseite aktiviert. Über dies hinaus führt Wellmer (2014; S. 129) die These an, dass mineralische Rohstoffe im Gegensatz zu fossilen Rohstoffen grundsätzlich nicht aufgebraucht



Abbildung 62: Regelkreis der Rohstoffversorgung; (Wellmer 2014; S. 131)

werden können, da Atome nicht verloren gehen, fügt jedoch hinzu dass aufgrund von thermodynamischen Verlusten weitere Konzepte notwendig sind, um die Zukunft langfristig meistern zu können.

4 Methodische Vorgangsweise der simulativen Untersuchung von kritischen mineralischen Stoffen von PV-Dünnschicht-Technologien

Aufbauend auf den theoretischen Kapiteln erfolgt im Kapitel 4 die Erläuterung der methodischen Vorgangsweise der empirischen Untersuchung mittels einem Simulationsmodell (Abschnitt 4.2) und einer Szenarioanalyse (Abschnitt 4.3).

4.1 Simulationsmethodik und –programm

Als wissenschaftliche Methode wird System Dynamic verwendet. Diese Methode eignet sich zur ganzheitlichen Analyse und (Modell-)Simulation komplexer und dynamischer Systeme und zeichnet sich aufgrund der Berücksichtigung verzögerter Ursache-Wirkungs-Effekte, als auch durch Rückkopplungsbeziehungen von einzelnen Variablen, sowie durch die Berücksichtigung von Nichtlinearitäten, aus. Diese Methodik verfolgt das Ziel, Systeme mit Hilfe qualitativer und quantitativer Modelle nicht nur zu beschreiben, sondern auch zu verstehen wie Rückkopplungsstrukturen das Systemverhalten determinieren (Romeike 2016).

Diese dynamische Simulationsmethodik kann mittels unterschiedlicher Programme, wie Analytica, GoldSim, NetLogo, Simulink oder Vensim modelliert werden. In dieser Arbeit wird das Simulationsprogramm Vensim herangezogen. Dieses Programm verwendet zur numerischen Lösung von Anfangswertproblemen bzw. Differentialgleichungen das explizite Euler-Verfahren. Aufgrund der Tatsache, dass dieses Verfahren von konstanten Werten aller verwendeten Variablen über das gewählte Zeitintervall für die Simulationszeitschritte (Time Step) ausgeht, wird zur Geringhaltung des Simulationsfehlers, sowie zur Erhöhung der Dynamik des Simulationsmodells, ein Simulationszeitschritt (Time Step) von 0,25 Jahren gewählt. Die Simulationszeitdauer für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen beträgt von 2015 (Index t_0) bis 2050 (Index t_{140}).

4.2 Simulationsmodell

Im Abschnitt 4.2 wird detailliert auf das dynamische Simulationsmodell und insbesondere auf dessen zentrale Formeln und Funktionsweise eingegangen. Über dies hinaus werden die Einflussvariablen, welche Konstanten, Annahmen und Entwicklungsverläufe umfassen, beschrieben bzw. erläutert. Die wichtigsten quantitativen Annahmen dieser Einflussvariablen werden im Kapitel 4.3 erläutert. Hierbei werden insbesondere jene Einflussvariablen behandelt, welche in der Szenarioanalyse variieren. Weitere Annahmen sind im Anhang B angeführt.

Das Simulationsmodell untergliedert sich grundsätzlich in vier Hauptbereiche, welche im Prinzipschema (siehe Abbildung 63) ersichtlich sind. Der erste Hauptbereich bezieht sich auf den allgemeinen Photovoltaik-Ausbau. Dabei wird basierend auf einer angestrebten installierten PV-Leistung im Jahr 2050 und mit Hilfe einer Wachstumskurve sowie einer angenommenen maximalen jährlichen Ausbaurate, die PV-Ausbaurate sowie die davon abgeleitete kumulierte installierte PV-Leistung in jedem Simulationsschritt ermittelt. Außerdem werden in diesem Bereich die sogenannten End-of-Life Module berücksichtigt, das sind jene Module, welche nach ihrer Lebenszeit aus dem System fallen. Detailinformationen zu diesem Bereich sind im Abschnitt 4.2.1 erläutert.

Im zweiten Hauptbereich erfolgt zunächst die Ermittlung der neu installierten Leistung jeder PV-Technologie (CIGS, CdTe, a-Si und c-Si) basierend auf der im ersten Hauptbereich ermittelten jährlichen PV-Ausbau und den aus dem vierten Hauptbereich ermittelten Marktanteilen. Basierend auf diesen Daten kann mit Hilfe der Entwicklung des Modulwirkungsgrades, der Schichtdicken, des Materialnutzungsgrades und des Wirkungsgrades der Produktionslinien sowie diversen Konstanten (Dichte der Solarzelle, Solarkonstante) der Rohstoffbedarf ermittelt werden. Detailinformationen zu diesem Bereich werden im Abschnitt 4.2.2 erläutert.

Im dritten Hauptbereich erfolgen die Simulation sowie die Ermittlung des Einflusses auf die Reserven bzw. Ressourcen. Für die Ermittlung des Einflusses auf die Reserven bzw. Ressourcen wird einerseits der Rohstoffbedarf der einzelnen PV-Technologien aus dem zweiten Hauptbereich herangezogen und andererseits der primäre Rohstoffbedarf von sonstigen Anwendungen berücksichtigt, welcher in diesem Hauptbereich vereinfacht simuliert wird. Detailinformationen zu diesem Bereich werden im Abschnitt 4.2.3 angeführt.

Im letzten Hauptbereich der Simulation werden die Marktanteile der einzelnen Technologien ermittelt, welche von der Ressourcenverfügbarkeit abhängig sind. Dies erfolgt zunächst durch die Annahme einer Marktentwicklung für die einzelnen PV-Technologien. Sollte wegen einer Ressourcenverknappung der Ausbau einer PV-Dünnschicht-Technologie limitiert werden, so

werden die Marktanteile sukzessive von einer anderen Dünnschicht PV-Technologie übernommen. Ergeben sich jedoch für alle Dünnschicht-Technologien limitierende Stoffe, SO werden diese Marktanteile von konventionellen kristallinen PV-Technologien substituiert. Neben dieser Marktsubstitution können in diesem Bereich außerdem Materialsubstitutionen definiert werden. Detailinformationen zu diesem Bereich sind im Abschnitt 4.2.4 angeführt.



Abbildung 63: Prinzipschema des dynamischen Simulationsmodells; (eigene Darstellung)

4.2.1 Allgemeiner Photovoltaik Ausbau

Der Simulationsbereich "Allgemeiner Photovoltaik Ausbau", stellt die Basis für das gesamte Simulationsmodell dar und wird maßgeblich von drei Variablen beeinflusst. Die primäre Einflussvariable ist die angestrebte global installierte Photovoltaik Leistung im Jahr 2050. Aufgrund der Signifikanz dieser Variable wird diese in der Szenarioanalyse (siehe Kapitel 4.3) variiert. Weitere Einflussparameter dieses Simulationsbereiches sind die Wachstumskurve sowie die maximale jährliche Wachstumsrate der kumulierten installierten PV-Leistung.

Die historische Entwicklung des PV-Marktes zeigt, dass die Wachstumsrate stets variiert. Wie im Kapitel 3.2.1 erläutert, reduzierte sich die Wachstumsrate der global installierten PV-Leistung von über 70 % im Jahr 2010 auf unter 30 % im Jahr 2015. Laut Experten wird sich dieser Trend fortsetzen. Ein Experten Workshop ermittelte, dass die Wachstumsrate durchschnittlich bis 2020 etwa 20 %, in der Periode von 2020 bis 2030 etwa 14 % sowie etwa 8 % zwischen 2030 bis 2040 und schließlich in der Periode zwischen 2040 bis 2050 etwa 4 % betragen wird. Basierend auf dieser Experteneinschätzung ist abzuleiten, dass der PV-Markt keinem exponentiellen sondern einem sigmoiden, logistischem Wachstum unterliegt (Mayer et al. 2015; S. 21).

Zur Berücksichtigung dieser Thematik, wird im Simulationsmodell eine Wachstumskurve implementiert, welche das Marktwachstum in Abhängigkeit der Zielerreichung der angestrebten kumulierten PV-Leistung im Jahr 2050 darstellt. Die Annahmen dieser Wachstumskurve (siehe Abbildung 64) orientieren sich hierbei an der Experteneinschätzung laut Mayer et al. (2015; S. 21)²⁴. Die auf der x-Achse aufgetragene Kennzahl dient als Inputgröße und zeigt den Grad der Zielerreichung an. Beträgt das Verhältnis der aktuell kumuliert installierten PV-Leistung zur angestrebten PV-Leistung im Jahr 2050 beispielsweise null, so beträgt die prozentuelle Wachstumsrate 100 % bzw. bei einem Verhältnis von 100, was einer vollkommenen Zielerreichung entspricht, beträgt die prozentuelle Wachstumsrate 0 %.

 $^{^{24}}$ 2014-2020: 20% (entspricht in Abbildung 64 x=0 y=100), 2020-2030: 14% (entspricht in Abbildung 64 x=25 y=70), 2030-2040: 8% (entspricht in Abbildung 64 x=50 y=40), 2040-2050: 4% (entspricht in Abbildung 64 x=75 y=20)

Zur Ermittlung der jährlichen Wachstumsrate wird diese mit der maximalen jährliche

Wachstumsrate multipliziert (siehe Formel 1). Nach dem Global Market Outlook der European Photovoltaic Industry Association (EPIA), welcher sich auf kurzfristige Marktprognosen spezialisiert, beträgt die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate, bezogen auf die global installierte PV Leistung, für den Prognosezeitraum von 2015 bis 2019 im Low Szenario 17,3 % und im High Szenario 24,8 %²⁵. Für das Jahr 2016 beziffert diese Studie eine Wachstumsrate im Low Szenario mit etwa 19 % und im High Szenario mit etwa 26 % (Rekinger et al. 2015; S. 15). Im Simulationsmodell wird als maximal jährliche Wachstumsrate der Mittelwert der prognostizierten Wachstumsrate des Jahres 2016 von beiden Szenarien herangezogen, welcher 22,5 % beträgt. historische Entwicklung Die der jährlichen Wachstumsraten des PV-Marktes ist in Kapitel 3.2.1 näher erläutert.

Zur Illustration des Verhaltens des Simulationsmodells ist in Abbildung 65 die Entwicklung der jährlichen Wachstumsrate des PV-Marktes bei einer optimistischen PV-Entwicklung (siehe Kapitel 4.3.1) dargestellt. Hierbei zeigt sich eine sigmoid/logistische Wachstumsentwicklung der jährlichen PV-Wachstumsrate bezogen auf die kumuliert installierte Leistung, wobei Graph Lookup - Wachstumskurve PV Markt



Abbildung 64: Wachstumskurve PV Markt; (eigene Darstellung) Daten: (Mayer et al. 2015; S. 21)



Abbildung 65: Jährliche Wachstumsrate des PV-Marktes bei optimistischer PV-Entwicklung; (eigene Darstellung)

insbesonders zwischen 2020 und 2030 die Wachstumsrate sich verhältnismäßig stärker reduziert als in den anderen Dekaden. Überdies zeigt Abbildung 65, dass sich ab etwa 2040 ein konstantes Marktwachstum von etwa 2 % einpendelt, welches vor allem auf die sukzessive Ersetzung von End-of-Life Modulen zurückzuführen ist (siehe Kapitel 4.3.1 - Abbildung 81).

²⁵ Die EPIA-Studie geht von einer global installierten PV-Leistung im Jahr 2014 von 178,391 GWp aus und prognostiziert im Low Szenario für 2019 396,146 GWp bzw. im High Szenario 540,009 GWp

Die zentralen Formeln des Simulationsbereichs "Allgemeiner Photovoltaik Ausbau" werden im folgenden Abschnitt erläutert.

$$q_{PV}(t_n) = Wachstumskurve PV Markt\left(\frac{P_{PV}(t_n) * 100}{P_{PV}(t_{140})}\right) * q_{PV,max}$$
(1)

$q_{PV}(t_n)$	jährliche Wachstumsrate des PV-Markt zum Zeitpunkt t_n [%]
$P_{PV}(t_n)$	kumulierte installierte PV-Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp]
$P_{PV}(t_{140})$	angestrebte kumulierte installierte PV-Leistung zum Zeitpunkt t_{140} = 2050 [GWp]
<i>q</i> _{PV,max}	maximale jährliche Wachstumsrate PV-Markt [%] = 22,5 %

Basierend auf der jährlichen Wachstumsrate des PV-Marktes erfolgt die Ermittlung der PV-Ausbaurate durch die Multiplikation mit der kumulierten installierten PV Leistung des letzten Simulationsschrittes (siehe Formel 2).

$p_{PV}(t_n) = P_{PV}(t_{n-1}) * q_{PV}(t_n) $ (6)	(2)
--	-----

$p_{PV}(t_n)$	PV-Ausbaurate
	(jährlich neu installierte PV-Leistung zum Zeitpunkt t_n) [GWp/a]
$P_{PV}(t_{n-1})$	kumuliert installierte PV-Leistung zum Zeitpunkt t_{n-1} [GWp]
$q_{PV}(t_n)$	jährliche Wachstumsrate des PV-Markt zum Zeitpunkt t_n [%]

Die kumulierte installierte PV Leistung wird basierend auf Formel (3) ermittelt. Neben der in Formel (2) ermittelten PV-Ausbaurate wird zur Kalkulation der kumulierten installierten PV Leistung die Rate der End-of-Life Module (siehe Formel 4) benötigt. Diese End-of-Life Module sind insofern relevant, da die Produktion von PV-Modulen die installierte Leistung überschreitet und dadurch ein höherer Rohstoffbedarf anfällt. Die Ermittlung der kumuliert installierten bzw. produzierten PV Leistung erfolgt durch das Integrieren der PV-Ausbaurate über die Zeit. Als Ausgangswert wird die im Jahr 2015 (Index t₀) installierte PV Leistung herangezogen, welche laut dem Fraunhofer Institut 242 GWp beträgt (ISE 2016; S. 14).

$P_{PV}(t_{140}) = \int_{t_0=2015}^{t_{140}=2050} p_{PV}(t_n) - p_{PV,ELM}(t_n) (t) dt $ (3)	(3)
--	-----

$P_{PV}(t_{140})$	kumuliert installierte PV Leistung zum Zeitpunkt t_{140} [GWp]
$p_{PV}(t_n)$	PV-Ausbaurate

	(jährlich neu installierte PV-Leistung zum Zeitpunkt t_n) [GWp/a]
$p_{PV,ELM}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen End of Life PV Module/Leistung
	zum Zeitpunkt <i>t_n</i> [GWp/a]

Primäre Einflussvariable auf die Ermittlung der End-of-Life Module hat die Lebenszeit der einzelnen PV-Technologien. Die Lebenszeit wurde nach Bhandari et al. (2015; S. 139) angenommen und ist in Tabelle 13 angeführt.

Technologie	Lebenszeit [a]
Kristalline PV-Technologien	30
(mono-Si; poly-Si)	
a:Si	30
CdTe	28,3
CIGS	26,7

Tabelle 13: Lebenszeit von PV-Technologien; (eigene Darstellung) Daten: (Bhandari et al. 2015; S. 139)

Zur Ermittlung der jährlich ausscheidenden Leistung durch End-of-Life Module wurden im Simulationsmodell einerseits die historisch jährlich installierten PV-Leistungen der einzelnen Technologien, nach Daten von ISE (2016) und Rekinger et al. (2014, 2016), und andererseits die im Simulationsmodell ermittelten PV-Ausbauraten der einzelnen Technologien berücksichtigt. Anschließend wurden im Simulationsmodell diese Raten der jährlich neu installierten Leistungen mit Hilfe einer Wirkungsverzögerungs-Funktion (Delay-Funktion) im Ausmaß ihrer Lebenszeit zeitversetzt und dem System als End-of-Life Module rückgeführt.

$$p_{PV,ELM,i} = p_{PV,ELM,c-Si}(t_n) + p_{PV,ELM,a:Si}(t_n) + p_{PV,ELM,CIGS,i} + p_{PV,ELM,CdTe}(t_n)$$
(4)

$p_{PV,ELM}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen End of Life PV Module/Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp/a]							
$p_{PV,ELM,c-Si}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen c-Si End of Life PV Module/Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp/a]							
$p_{PV,ELM,a:Si}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen a:Si End of Life PV Module/Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp/a]							
$p_{PV,ELM,CIGS}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen CIGS End of Life PV Module/Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp/a]							
$p_{PV,ELM,CdTe}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen CdTe End of Life PV Module/Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp/a]							

In Abbildung 66 ist ein Baumdiagramm dargestellt, welches die Zusammenhänge der Simulation der kumulierten bzw. gesamt installierten PV-Leistung illustriert. Der Simulationsbereich "Allgemeiner Photovoltaik Ausbau" des Vensim-Modells ist in Abbildung 67 dargestellt, in der die einzelnen Einflussvariablen und Simulationsgleichungen als einzelne grafische Elemente dargestellt sind. Die grün markierten Elemente sind Inputparameter der Simulation, wobei die dunkelgrün markierten Elemente in der Szenarioanalyse variieren bzw. die hellgrün markierten Elemente nicht variieren (siehe Kapitel 4.3.1).



Abbildung 66: Baumdiagramm der gesamt installierten PV Leistung des Simulationsmodells; (eigene Darstellung)



Abbildung 67: Vensim Simulationsmodell – Allgemeiner Photovoltaik Ausbau; (eigene Darstellung)

4.2.2 Ausbau und Rohstoffbedarf einzelner Photovoltaik Technologien

Der zweite Hauptbereich der Simulation beschäftigt sich mit der Ermittlung der jährlich neu installierten PV-Leistung der einzelnen Technologien (CIGS, CdTe, a-Si und c-Si) und leitet davon mit Hilfe des Modulwirkungsgrades, der Schichtdicken, des Materialnutzungsgrades und des Wirkungsgrades der Produktionslinien sowie diversen Konstanten (Dichte der Solarzelle, Solarkonstante) den Rohstoffbedarf der eingesetzten Stoffe ab.

Ausbau einzelner Photovoltaik Technologien

Die jährlich neu installierte Leistung der einzelnen PV-Technologien kann über die Multiplikation der in Formel 2 ermittelten "jährlich neu installierten PV Leistung" mit den Marktanteilen der einzelnen Technologien ermittelt werden (siehe Formel 5). Die Entwicklung dieser Marktanteile und deren Abhängigkeit von der Ressourcenverfügbarkeit wird näher im Abschnitt 4.2.4 erläutert.

$p_{\alpha}(t_n) = p_{PV}(t_n) * q_{R,\alpha}(t_n) $ (5)	
--	--

$p_{\alpha}(t_n)$	Ausbaurate der PV Technologie α (jährlich neu installierte PV-Leistung der Technologie α zum Zeitpunkt t_n) [GWp/a]							
$p_{PV}(t_n)$	PV-Ausbaurate (jährlich neu installierte PV-Leistung zum Zeitpunkt t_n) [GWp/a]							
$q_{R,\alpha}(t_n)$	Marktanteil der PV-Technologie α in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit zum Zeitpunkt t_n [%]							

Die insgesamt produzierte Leistung der einzelnen PV Technologien wird mittels Integration der PV-Ausbaurate über die Zeit ermittelt. Zur Ermittlung der installierten Leistung muss überdies hinaus die sogenannten End-of-Life Module von der jährlich neu installierten Leistung subtrahiert werden (siehe Formel 6).

$P_{\alpha}(t_{140}) = \int_{t_0=2015}^{t_{140}=2050} p_{\alpha}(t_n) - p_{ELM,\alpha}(t_n)(t) dt $ (6)	(6)
---	-----

$P_{\alpha}(t_{140})$	Kumulierte installierte PV Leistung der PV-Technologie α zum Zeitpunkt $t_{140} = 2050$ [GWp]
$p_{\alpha}(t_n)$	Ausbaurate der PV Technologie α (jährlich neu installierte PV-Leistung der Technologie α zum Zeitpunkt t_n) [GWp/a]
$p_{ELM,\alpha}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen End of Life PV Module/Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp/a]

Die Ermittlung der End-of-Life Module erfolgt separat für jede Technologie. Zur Illustration der kausalen Zusammenhänge der End-of-Life Module ist in Abbildung 68 ein Baumdiagramm, am Beispiel von amorphen Silizium, dargestellt. Das Element "PV Delay a Si Produktion" berücksichtigt eine Wirkungsverzögerungs-Funktion (Delay-Funktion), welche die Raten der jährlich neu installierte a:Si Leistung im Ausmaß ihrer Lebenszeit zeitversetzt, sodass diese dem System als End-of-Life Module rückgeführt werden.



Abbildung 68: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der jährlich anfallenden a:Si End-of-Life Module; (eigene Darstellung)

Die ermittelten End-of-Life Module jeder Technologie werden überdies dem ersten Simulationsbereich "Allgemeiner Photovoltaik Ausbau" übermittelt und beeinflussen dadurch die global kumuliert installierte PV-Leistung sowie die jährliche Wachstumsrate.

In Abbildung 69 ist das Vensim Modell zur Simulation der Ausbaurate der jährlich neu installierten (Formel 5), kumuliert installierten PV-Leistung (Formel 6) sowie der jährlichen End-of-Life Module von a:Si dargestellt. Das hellgrün markierte Element "Historische jährlicher a:Si Ausbau" stellt ein Annahme und keine Funktion im Vensim-Modell dar.



Abbildung 69: Vensim Simulationsmodell – Modellierung der installierten a:Si Leistung und deren End-of-Life Module; (eigene Darstellung)

Rohstoffbedarf einzelner Photovoltaik Technologien

Die zentrale Formel zur Ermittlung des Rohstoffbedarfes der einzelnen PV Technologien wurde von einem Paper des MIT (Kavlak et al. 2014) adaptiert und folgendermaßen in das Simulationsmodell implementiert.

$$m_{B,\alpha,x}(t_n) = \frac{d_{\alpha,L}(t_n) * \rho_{\alpha} * \omega_{\alpha,M,x}}{\sigma * \eta_{\alpha}(t_n) * \eta_{M,\alpha}(t_n) * \eta_{P,\alpha}(t_n)}$$
(7)

$m_{B,lpha,x}(t_n)$	Spezifischer Materialbedarf des Stoffes x der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/GWp]
$d_{\alpha,L}(t_n)$	Dicke des Absorberlayers/Solarzelle der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [m]
$ ho_{lpha}$	Dichte der Solarzelle der PV-Technologie α [t/m ³]
$\omega_{\alpha,M,x}$	Massenanteil des Stoffes x im Absorberlayer/Solarzelle der PV-Technologie α [%]
σ	Solarkonstante [GW/m ²]
$\eta_{\alpha}(t_n)$	Modulwirkungsgrad der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$\eta_{M,lpha}(t_n)$	Materialnutzungsgrad bei der Produktion der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$\eta_{P,\alpha}(t_n)$	Entwicklung des Wirkungsgrades der Produktionslinie der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]

Basierend auf der Ermittlung des spezifischen Rohstoffbedarfes (Formel 7) wird anhand der Multiplikation mit der in Formel 5 ermittelten jährlichen neu installierten Leistung der Rohstoffbedarf jedes einzelnen Stoffes jeder PV Technologie ermittelt.

Der Rohstoffbedarf der ITO-TCO-Schicht wurde im Simulationsmodell separat betrachtet. Hierbei wurde grundsätzlich angenommen, dass jede Dünnschicht-Technologie dieselbe Materialzusammensetzung der ITO-TCO-Schicht aufweist. Laut Moss et al. (2011; S. 97) beträgt der spezifische Indiumbedarf 44,3 t/GWp je µm ITO-TCO-Schicht bzw. spezifische Zinnbedarf 5,95 t/GWp je µm ITO-TCO. Der gesamte Zinn- bzw. Indiumbedarf kann in weiterer Folge durch die Multiplikation mit der jährlich neu installierten PV Leistung und der TCO-ITO Schichtdicke der jeweiligen Technologie ermittelt werden (siehe Formel 8). Zur Ermittlung des gesamten jährlichen Rohstoffbedarfes der einzelnen Stoffe, werden die jeweiligen Materialbedarfe der Solarzelle und der ITO-TCO-Schicht jeder Technologie summiert.

 $M_{B,ITO-TCO,\alpha,x}(t_n) = p_{\alpha}(t_n) * d_{ITO-TCO,\alpha,L}(t_n) * m_{B,PV,ITO-TCO,x}(t_n)$ (8)

$M_{B,ITO-TCO,\alpha,x}(t_n)$	Materialbedarf des Stoffes x der ITO-TCO-Schicht der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$p_{\alpha}(t_n)$	Ausbaurate der PV Technologie α (jährlich neu installierte PV-Leistung der Technologie α zum Zeitpunkt t_n) [GWp/a]
$m_{B,PV,ITO-TCO,x}(t_n)$	spezifischer Materialbedarf des Stoffes x je m ITO-TCO-Schicht von Dünnschicht-PV-Technologien zum Zeitpunkt t_n [t/GWp,m]
$d_{ITO-TCO,\alpha,L}(t_n)$	Dicke der ITO-TCO-Schicht der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [m]

In Abbildung 70 ist ein Baumdiagramm dargestellt, welche die kausalen Zusammenhänge zur Ermittlung der jährlichen Rohstoffbedarfe der einzelnen Stoffe, am Beispiel des jährlichen Indiumbedarfes der CIGS-Produktion illustriert.



Abbildung 70: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der jährlichen Indiumbedarfes der CIGS Produktion; (eigene Darstellung)

Rohstoffrückgewinnung und Recycling von Dünnschicht-PV-Technologien

Die Notwendigkeit der Wiederverwendung von Produktionsabfällen sowie das Recycling von Modulen werden bei einer höheren Marktdurchdringung, vor allem in Bezug auf kritische Rohstoffe, immer bedeutsamer. Aufgrund dieser Relevanz, wurde im Simulationsmodell die Materialrückgewinnung aus den Produktionsabfällen (Ablagerungen in Kammern, nicht genutztes Material bei der Produktion, etc.), Materialrückgewinnung aus dem Module Produktionsausschuss (produzierte mit Glasbruch, nicht ausreichende Qualitätsanforderungen, etc.) sowie die Materialrückgewinnung aus End-of-Life Modulen Detailinformationen zu Rohstoffrückgewinnung berücksichtigt. und Recycling von Dünnschicht-PV-Technologien sind im Kapitel 2.4 angeführt.

Ausgangsbasis zur Kalkulation der Materialrückgewinnung ist die Ermittlung des Abfallstromes, welcher sich aus der Differenz des Materialbedarfes (Index B) $M_{B,\alpha,x,i}$ und des Materialgehaltes (Index G) in den PV Modulen ermitteln lässt. Der Materialgehalt lässt sich

hierbei durch die Multiplikation des Materialbedarfes $M_{B,\alpha,x,i}$ mit dem Materialnutzungsgrad $\eta_{M,\alpha,i}$ und dem Wirkungsgrad der Produktionslinie $\eta_{P,\alpha,i}$ ermitteln (siehe Formel 9-10).

Die Materialrückgewinnung aus den Produktionsabfällen²⁶ ist im Simulationsmodell mit folgender Formel implementiert:

$$M_{R,P,\alpha,x}(t_n) = (M_{B,\alpha,x}(t_n) - M_{B,\alpha,x}(t_n) * \eta_{M,\alpha}(t_n) * \eta_{P,\alpha}(t_n)) * \frac{(1 - \eta_{M,\alpha}(t_n))}{(1 - \eta_{M,\alpha}(t_n)) + (1 - \eta_{P,\alpha}(t_n))} * \eta_{WP,\alpha}(t_n)$$
(9)

$M_{R,P,\alpha,x}(t_n)$	Materialrückgewinnung des Stoffes x aus den Produktionsabfällen der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$M_{B,\alpha,x}(t_n)$	Materialbedarf des Stoffes x der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$\eta_{M,lpha}(t_n)$	Materialnutzungsgrad bei der Produktion der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$\eta_{P,lpha}(t_n)$	Wirkungsgrad der Produktionslinie der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$\eta_{WP,\alpha}(t_n)$	Wiederverwendungsrate der Produktionsabfälle der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]

Die Materialrückgewinnung aus dem Produktionsausschuss²⁷ welche ist im Simulationsmodell mit folgender Formel implementiert:

$$M_{R,PA,\alpha,x}(t_n) = (M_{B,\alpha,x}(t_n) - M_{B,\alpha,x}(t_n) * \eta_{M,\alpha}(t_n) * \eta_{P,\alpha}(t_n)) * \frac{(1 - \eta_{P,\alpha}(t_n))}{(1 - \eta_{M,\alpha}(t_n)) + (1 - \eta_{P,\alpha}(t_n))} * \eta_{SPA,\alpha}(t_n) * \eta_{R,\alpha}(t_n)$$
(10)

$M_{R,PA,\alpha,x}(t_n)$	Materialrückgewinnung des Stoffes x aus den Produktionsausschuss der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$M_{B,\alpha,x}(t_n)$	Materialbedarf des Stoffes x der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$\eta_{M,lpha}(t_n)$	Materialnutzungsgrad bei der Produktion der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$\eta_{P, \alpha}(t_n)$	Wirkungsgrad der Produktionslinie der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]

²⁶ Nicht genutztes Material bei der Produktion (siehe Kapitel 2.2.4)

²⁷ Ausselektierte fertig produzierte Module, aufgrund nicht erreichten Qualitätsanforderungen (siehe Kapitel 2.2.4)

$\eta_{SPA,lpha}(t_n)$	Sammelrate des Produktionsausschusses der PV-Technologie α zum
	Zeitpunkt t_n [%]
$\eta_{R,\alpha}(t_n)$	Recyclingrate von Modulen der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]

Zur Ermittlung der Materialrückgewinnung aus End-of-Life Modulen wird der Materialgehalt der Altmodule benötig. Dieser wird mit Hilfe einer Wirkungsverzögerungs-Funktion (Delay-Funktion), welche den Materialgehalt der neu produzierten Module um die Lebenszeit der Module verzögert, ermittelt. Neben den Materialgehalt ist die anfallende Menge an End-of-Life Modulen sowie die Recyclingrate und Sammelrate zur Ermittlung der Materialrückgewinnung notwendig (siehe Formel 11).

$$M_{R,ELM,\alpha,x}(t_n) = M_{G,Delay,\alpha,x}(t_n) * P_{ELM,\alpha}(t_n) * \eta_{R,\alpha}(t_n) * \eta_{ELM,\alpha}(t_n)$$
(11)

$M_{R,ELM,\alpha,x}(t_n)$	Materialrückgewinnung des Stoffes x aus End-of-Life Module der PV- Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$M_{G,Delay,\alpha,x}(t_n)$	Materialgehalt des Stoffes x in End-of-Life Solarzellen der PV- Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/GWp]
$P_{ELM,\alpha}(t_n)$	Rate der aus dem System genommenen End of Life PV Module/Leistung zum Zeitpunkt t_n [GWp/a]
$\eta_{ELM,lpha}(t_n)$	Sammelrate von End-of-Life Module der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$\eta_{R,\alpha}(t_n)$	Recyclingrate von Modulen der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]

In Abbildung 71 ist die Materialrückgewinnung aus Produktionsabfällen, Produktionsausschuss und End-of-Life Modulen am Beispiel der Indiumrückgewinnung aus der CIGS Produktion und Solarzellen, welche den Produktionsausschuss (Module) und Endof-Life Module umfassen, dargestellt.



Abbildung 71: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der jährlichen Indiumrückgewinnung der CIGS Produktion und Solarzellen; (eigene Darstellung)

4.2.3 Primäre Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen

Zur Ermittlung der jährlichen Rohstoffproduktion wurde die vereinfachte Annahme getroffen, dass der Rohstoffbedarf der Rohstoffproduktion entspricht und somit keine Überschüsse produziert bzw. Lagerbestände abgebaut werden. Die primäre Rohstoffproduktion, setzt sich daher aus der Summe des Materialbedarfs der einzelnen PV-Technologien sowie der restlichen Anwendungen, abzüglich der Materialrückgewinnung aus PV-Technologien, zusammen (siehe Formel 12).

$$M_{PP,x}(t_n) = \sum (M_{B,a:Si,x}(t_n) + M_{B,CdTe,x}(t_n) + M_{B,CIGS,x}(t_n)) - \sum (M_{R,a:Si,x}(t_n) + M_{R,CdTe,x}(t_n) + M_{R,CIGS,x}(t_n)) + M_{PP,REST,x}(t_n)$$
(12)

$M_{PP,x}\left(t_{n} ight)$	Jährliche primäre Rohstoffproduktion des Stoffes x zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$M_{B,\alpha,x}(t_n)$	Materialbedarf des Stoffes x der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]

$M_{R,\alpha,x}(t_n)$	Materialrückgewinnung des Stoffes x der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$M_{PP,REST,x}(t_n)$	Primäre Materialproduktion des Stoffes x aus sonstigen Anwendungen zum Zeitpunkt t_n [t/a]

Die primäre Rohstoffproduktion für die restlichen Anwendungen $M_{PP,REST,x}$ wird in der Simulation simplifiziert berücksichtigt (siehe Szenarioanalyse – Kapitel 4.3.1). Die vereinfachte Annahme kann auch so beschrieben werden: Die Ausgangswerte der Simulation der primären Rohstoffproduktion für die restlichen Anwendungen wird als Differenz der gesamten primären Rohstoffproduktion des Rohstoffbedarfes für PV Technologien festgelegt. Als Datenbasis für die Simulation wurden die jährlichen USGS Berichte herangezogen (siehe Kapitel 2.3.3).



Indium- Reserven: 10.670 t	95.000 t - 84.330 t	Wachstumsrate 5,567 %
Indium- Reservebasis: 16.040 t	84.299 t - 78.960 t	Wachstumsrate 5,567 % - 0 %
Indium Ressourcen: 95.000 t	< 78.960 t	Wachstumsrate 0 % -100 %

Abbildung	72: \	Nach	stumskurve	der	primă	iren	Tabelle	14:	Wachstumsrat	e der
Rohstoffpro	oduktio	n	(Indium)	für	sons	tige	primären	h	ndiumproduktior	n für
Anwendung	gen	in	Abhän	gigkeit	t	der	sonstige		Anwendungen	in
Ressourcer	nverfüg	Jbark	eit ; (eigene	Darste	llung)		Abhängig	keit		der
							Ressource	enver	fügbarkeit	(eigene
							Darstellur	ng)		

Überdies ist in der Simulation eine Marktrückkoppelung der primären Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen in Abhängigkeit der globalen Ressourcenverfügbarkeit implementiert. Dabei wurde grundlegend angenommen, dass die angestrebte jährliche Wachstumsrate bis zur vollständigen Erschöpfung der derzeit bezifferten Reserven nicht beeinflusst wird. Nach Erreichen des Endes der heute bekannten Reserven, reduziert sich die jährliche Wachstumsrate kontinuierlich bis zur vollständigen Erschöpfung der Reservebasis auf null, was eine Marktstagnation bedeutet. Ist die Reservebasis ebenfalls erschöpft, so wird angenommen, dass die primäre Rohstoffproduktion aufgrund der unwirtschaftlichen

Rahmenbedingungen sukzessive zurückgeht, was wiederum zu einer Marktschrumpfung führt. Hierbei wird angenommen, dass bei vollständiger Erschöpfung der Ressourcen die Wachstumsrate - 100 % beträgt. Die getroffenen Annahmen beruhen einerseits auf Basis der Definitionen von Reserven und Reservenbasis, welche besagen, dass die Rohstoffe aktuell bzw. in einem absehbaren Planungshorizont wirtschaftlich, mit vorhandenen Technologien und unter den vorherrschenden Marktbedingungen abgebaut werden können und andererseits auf ökonomische Theorien zu Ressourcenengpässen, welche besagen, dass eine Verknappung zu einem Preisanstieg führt. Dieser Preisanstieg führt wiederum zu Reaktionen auf Angebots- und Nachfrageseite bis ein Gleichgewichtszustand wieder eintritt (siehe Kapitel 2.3.2 bzw. 3.2.3)

Zur Illustration der oben angeführten Annahmen ist in Abbildung 72 und Tabelle 14 die Wachstumskurve der primäreren Indiumproduktion für sonstige Anwendungen und deren Abhängigkeit von der Ressourcenverfügbarkeit dargestellt. Überdies ist in Abbildung 73 das Verhalten des Modells am Beispiel der Indiumrohstoffbestände des Szenarios 29 (siehe Kapitel 4.3.2) dargestellt.





Abbildung 73: Illustration des Modellverhaltens der Marktwachstumsrate von sonstigen Anwendungen in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit am Beispiel von Indium (Szenario 29); (eigene Darstellung) Die Implementation der jährlichen primären Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen erfolgt in das Simulationsmodell mittels folgender Formel.

$$M_{PP,REST,x}(t_{n}) = M_{PP,REST,x}(t_{n-1}) * q_{PP,REST,x}(t_{n})$$

$$= M_{PP,REST,x}(t_{n-1}) *$$
Wachstumskurve primäre Rohstof f produktion REST(R_x(t_n))/100
(13)

$M_{PP,REST,x}\left(t_{n} ight)$	jährliche primäre Produktion des Stoffes x für sonstige Anwendungen zum Zeitpunkt t_n [t/a]
$M_{PP,x}\left(t_{n-1}\right)$	jährliche primäre Produktion des Stoffes x für sonstige zum Zeitpunkt t_{n-1} [t/a]
$q_{PP,REST,x}(t_n)$	Wachstumsrate der jährlichen primären Produktion des Stoffes x zum Zeitpunkt t_n [%]
$R_x(t_n)$	Ressourcenbestand des Stoffes x zum Zeitpunkt t_n [t]

Die Kalkulation des aktuellen Reserven-, Reservebasis-, Ressourcenbestandes erfolgt durch die Subtraktion der über die Zeit Integrierten jährlichen primären Rohstoffproduktionen von den Beständen am Beginn der Simulation (siehe Formel 14).

$$M_{Reserven/Reservebasis/Ressourcen,x}(t_{140}) = M_{Bestand,x}(t_0) - \int_{t_{0=2015}}^{t_{140}=2050} M_{PP,x}(t_n)(t) dt$$
(14)

$M_{Reserven/Reservebasis/Ressourcen,x}(t_{140})$	Reserven-/Reservebasis-/Ressourcenbestand des
	Stoffes x zum Zeitpunkt $t_{140} = 2050$ [t]
$M_{Bestand}(t_0)$	Reserven/Reservebasis/Ressourcen Bestand des
	Stoffes x zum Zeitpunkt $t_0 = 2015$ [t]
$M_{PP,x}\left(t_{n} ight)$	Jährliche primäre Rohstoffproduktion des Stoffes x
	zum Zeitpunkt t_n [t/a]

In Abbildung 74 ist die primäre Rohstoffproduktion und deren Einfluss am Beispiel der Indiumproduktion dargestellt. Der Einfluss der primären jährlichen Indiumproduktion auf die Reserven, Reservebasis und Ressourcen sowie auf diverse Marktanteile von verschiedenen PV-Technologien und der primären Rohstoffproduktion ist in Abbildung 75 dargestellt.



Abbildung 74: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der primären jährlichen Indiumproduktion; (eigene Darstellung)



Abbildung 75: Baumdiagramm des Simulationsmodells des Einflusses der primären jährlichen Indiumproduktion; (eigene Darstellung)

Das Vensim-Modell zur Simulation der primären Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen am Beispiel von Indium ist in Abbildung 76 dargestellt.



Abbildung 76: Vensim Simulationsmodell – Primäre Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen am Beispiel von Indium; (eigene Darstellung)

4.2.4 Marktanteile, Marktverschiebung und Rohstoffsubstitution

1

0

Die primäre Aufgabe dieses Simulationsbereiches ist die Ermittlung der Marktanteile der einzelnen PV-Technologien. Diese Marktanteile sind einerseits von den zur Verfügung stehenden Ressourcen und andererseits von der technologischen Entwicklung (vorrangig hinsichtlich einer potentiellen Materialsubstitution) abhängig. Außerdem beeinflusst die Entwicklung der konkurrierenden PV-Technologien die Marktanteile einzelner Technologien.

Ausgangsbasis der Simulation sind angenommene Entwicklungspfade der Marktanteile der einzelnen PV-Technologien, welche in der Szenarioanalyse variieren (siehe Kapitel 4.3). Diese angestrebte Entwicklung steht jedoch in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit und kann dadurch vom Simulationsmodell

beeinflusst werden. gezielt Diese dynamische erfolgt Beeinflussung im Simulationsmodell mittels Einflussfaktoren. Hierbei wurde grundsätzlich angenommen, dass kein Markteinfluss erfolgt, bis die aus heutiger Sicht bezifferten Reserven vollständig aufgebraucht sind, was einen Einflussfaktor von eins bedeutet. Steiat der primäre Rohstoffbedarf über die heute bekannte Menge an Reserven, reduziert so sich der Einflussfaktor kontinuierlich gegen null bis die gesamte Ressource aufgebraucht ist.



Abbildung 77: Einfluss der Ressourcen auf die Marktanteile von PV-Technologien am Beispiel von Zinn; (eigene Darstellung)

Sollte im Laufe des Simulationszeitraums eine Materialsubstitution einer PV-Technologie erfolgen, mit der ein kritischer Rohstoff (zumindest weitgehend) ersetzt wird, so wird der entsprechende Einflussfaktor auf die Marktanteile wieder auf eins gesetzt. In Abbildung 77 ist der Einflussfaktor von Indium in Abhängigkeit der Ressourcen dargestellt.

Darüber hinaus ist im Simulationsmodell, die Funktion (Formel 15) implementiert, dass ausschließlich der geringste Einflussfaktor die Marktanteile der betroffenen PV-Technologie beeinflusst. Diese Herangehensweise zur Darstellung des Einflusses von Ressourcen auf das Marktwachstum orientiert sich hierbei an der ökonomischen Theorie nach Wassily Leontief der sogenannten "Leontief-Produktionsfunktion" sowie an dem aus der Ökologie stammenden Minimumgesetz von Justus von Liebig.

$MA_{\alpha}(t_{n}) = MA_{Pfad,\alpha}(t_{n}) * MIN(E_{R1}(t_{n}), E_{R2}(t_{n}), E_{Rn}(t_{n})) $ (15)

$MA_{\alpha}(t_n)$	Marktanteil der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$MA_{Pfad,\alpha}(t_n)$	angestrebter Marktanteil der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$E_{R1}(t_n)$	Einflussfaktor der in der PV-Technologie verwendeten Ressource 1
	zum Zeitpunkt t_n [-]
$E_{R2}(t_n)$	Einflussfaktor der in der PV-Technologie verwendeten Ressource 2
	zum Zeitpunkt t _n [-]
$E_{Rn}(t_n)$	Einflussfaktor der in der PV-Technologie verwendeten Ressource zum
	Zeitpunkt t_n [-]

Erfolgt eine gezielte Marktbeeinflussung aufgrund einer limitierenden Ressource so ermittelt das Simulationsmodell die Differenz zum angestrebten Entwicklungspfade der Marktanteile (siehe Formel 16). Diese Differenz der Marktanteile wird wiederrum von einer anderen PV-Technologie übernommen. In Tabelle 15²⁸ sind alle Marktverschiebungsmechanismen dargestellt, welche im Simulationsmodell implementiert wurden. Dabei zeigt sich, dass bei einer Marktschrumpfung einer Dünnschicht-PV-Technologie die Marktanteile primär von einer anderen Dünnschicht-Technologie substituiert werden. Es werden die reduzierten Marktanteile von CdTe durch CIGS bzw. von CIGS durch CdTe substituiert, sollte die substituierende Technologie keine limitierende Ressource beinhalten. Reduzieren sich die Marktanteile von CIGS als auch von CdTe, so übernimmt a:Si deren Marktanteile. Marktverschiebungsszenarien, in denen Marktanteile von a:Si durch CIGS bzw. CdTe substituiert werden, wurden im Simulationsmodell nicht berücksichtigt, da dieselben kritischen Stoffe, die a:Si beinhaltet, ebenfalls in CdTe und CIGS (in Form von Indium und Zinn in der ITO-Schicht) vorkommen. Treten bei allen Dünnschicht-Technologien Ausbaubegrenzungen durch limitierende Ressourcen auf, so erfolgt eine Marktverschiebung hin zu konventionellen kristallinen PV-Technologien (c-Si).

$\Delta MA_{\alpha}(t_n) = MA_{Pfad,\alpha}(t_n) - MA_{\alpha}(t_n) \qquad ($	(16)
---	------

$\triangle MA_{\alpha}(t_n)$	Differenz zwischen dem angestrebten und tatsächlichen Marktanteil der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$MA_{Pfad,\alpha}(t_n)$	angestrebter Marktanteil der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]
$MA_{\alpha}(t_n)$	Marktanteil der PV-Technologie α zum Zeitpunkt t_n [%]

²⁸ Symbolbedeutung: - Marktanteile reduzieren sich gegenüber dem angestrebten Entwicklungspfad; = keine Veränderung der Marktanteile gegenüber dem angestrebten Entwicklungspfad

Reduktion der Marktanteile der PV- Technologie gegenüber des Entwicklungspfades aufgrund des negativen Einflusses von Ressourcen	Marktverschiebung:
CdTe	$\triangle CdTe \rightarrow CIGS$
CIGS	$\triangle CIGS \rightarrow CdTe$
CdTe, CIGS	$\triangle CdTe + \triangle CIGS \rightarrow a:Si$
a:Si, CdTe, CIGS	$\triangle a:Si + \triangle CdTe + \triangle CIGS \rightarrow c:Si$

Tabelle 15: Im Simulationsmodell implementierte Marktverschiebungsszenarien der PV-Technologien in Abhängigkeit der Ressourcen; (eigene Darstellung)

Die Marktanteile von kristallinen PV-Technologien (c-Si) werden im Simulationsmodell durch Subtraktion der einzelnen Dünnschichtmarktanteile ermittelt (siehe Formel 17).

$$MA_{c-Si}(t_n) = 100 - MA_{a:Si}(t_n) - MA_{CdTe}(t_n) - MA_{CIGS}(t_n)$$
(17)

$MA_{c-Si}(t_n)$	Marktanteil kristalliner PV-Technologie zum Zeitpunkt t_n [%]
$MA_{a:Si}(t_n)$	Marktanteil der Dünnschicht-PV-Technologie a: Si zum Zeitpunkt t_n [%]
$MA_{CdTe}(t_n)$	Marktanteil der Dünnschicht-PV-Technologie CdTe zum Zeitpunkt t_n [%]
$MA_{CIGS}(t_n)$	Marktanteil der Dünnschicht-PV-Technologie CIGS zum Zeitpunkt t_n [%]

Damit ist die Beschreibung der vier Bereiche des Simulationsmodells (vgl. Abbildung 63) abgeschlossen.

4.3 Szenarienentwicklung

Basierend auf dem im Kapitel 4.2 erläuterten Simulationsmodell erfolgt im Abschnitt 4.3 eine Szenarioanalyse zur Ermittlung der Auswirkungen von Dünnschicht-PV-Technologien auf die jährlichen primären Produktionsraten, Reserven und Ressourcenbestände. In der Szenarioanalyse werden ausgewählte Simulationsbereiche bzw. Simulationsgrößen mit einer pessimistischen und optimistischen Entwicklung angenommen. Die Annahmen, welche im Kapitel 4.3 erläutert werden, orientieren sich jeweils an Ergebnissen der Literaturrecherche,

welche in Kapitel 2 und 3 angeführt sind. Im folgenden Abschnitt werden zunächst jene Simulationsgrößen erläutert, welche in der Szenarioanalyse variieren (4.3.1). Anschließend werden die daraus abgeleiteten Szenarien beschrieben (4.3.2).

4.3.1 Variierende Simulationsgrößen der Szenarioanalyse

Das Simulationsmodell besitzt eine Vielzahl an Inputparametern, welche zum Großteil aus Konstanten und Entwicklungsannahmen bestehen (siehe Anhang B). Aus diesem Pool an Inputparametern, wurden für die Szenarioanalyse jene Parameter ausgewählt, welche die technologische und marktwirtschaftliche Entwicklung sowie die Ressourcen maßgeblich beeinflussen. Diese Inputparameter mit deren optimistischen und pessimistischen Entwicklung werden im folgenden Abschnitt erläutert.

Angestrebte Photovoltaik Leistung im Jahr 2050

Einer der Haupteinflussparameter auf den Ressourcenbedarf ist die Entwicklung der global kumuliert installierten PV-Leistung. Wie bereits in Kapitel 3.2.2 erläutert prognostizieren diverse Studien unterschiedlichste Entwicklungen. Um einen realistischen Entwicklungsbereich der global installierten PV-Leistung abzudecken erfolgt in der Szenarioanalyse die Simulation mit einer pessimistischen und optimistischen PV Entwicklung. Die pessimistische Prognose richtet sich hier an das Referenzszenario von Teske et al. (2015; S. 74), welche eine Erhöhung der globalen kumulierten installierten PV-Leistung von 242 GWp im Jahr 2015 (ISE 2016; S. 13) auf 803 GWp im Jahr 2050 prognostiziert. Die optimistische Prognose orientiert sich an dem hi-Ren Szenario der IEA (2014; S. 20), welche die globale kumulierte installierte PV-Leistung im Jahr 2050 mit 4.674 GWp beziffert (siehe Abbildung 78).



Gesamt installierte PV Leistung : angestrebte PV Leistung 803 GWp Gesamt installierte PV Leistung : angestrebte PV Leistung 4674 GWp

Abbildung 78: Pessimistische (blaue Kurve) und optimistische (rote Kurve) Entwicklung der global installierten PV-Leistung von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)

Wie in Abbildung 78 ersichtlich ist, wird angenommen, dass der PV-Markt einer sigmoid/logistischen Wachstumskurve (siehe 3.2.2.1), welche sich nach Erreichen der angestrebten Leistung etwas abneigt, unterliegt. Diese geringfügige Reduktion ist auf das im Simulationsmodell berücksichtigte träge Verhalten des Marktes zurückzuführen, welche die End-of-Life Module nicht absolut sondern sukzessive in Abhängigkeit der Wachstumsraten der Vorjahre ersetzt. Zur besseren Illustration des Verhaltens des Simulationsmodells sind in Abbildung 79 bis Abbildung 81 die global installierte PV-Leistung, die jährlichen Wachstumsraten des PV-Marktes, die Ausbaurate der jährlich neu installierten PV-Leistung Rate und die End-of-Life Module bei optimistischer Entwicklung²⁹ bis 2100 gegenübergestellt³⁰. Hierbei zeigt sich, dass die jährliche Wachstumsrate des PV-Marktes sinkt, wenn die Gesamtleistung der neu installierten Module höher als jene der End-of-Life Module ist bzw. sie steigt sofern die Gesamteleistung der neu installierten Module geringer als diejenige der End-of-Life Module ist. Aufgrund dieser dynamischen Abhängigkeit der einzelnen Simulationsgrößen erfolgt ein sogenanntes Einschwingen auf den angestrebten guantitativen Wert (siehe Abbildung 79).



Abbildung 79: Optimistische Entwicklung der global installierten PV-Leistung von 2015 bis 2100; (eigene Darstellung)

²⁹ Angestrebte PV-Leistung von 4.674 GWp. Dieser Wert gilt grundsätzlich bis 2050. Grundannahme dieser Gegenüberstellung ist daher, dass der PV-Markt bei der angestrebten PV-Leistung von 4.674 GWp gesättigt ist.

³⁰ Die Abbildungen Abbildung 79 bis Abbildung 81 sollen nicht die Entwicklung des PV-Marktes bis 2100 sondern die Funktionalität und Verhalten des Simulationsmodells zeigen. Da im Simulationsmodell fundierte Daten bis ausschließlich 2050 hinterlegt wurden.



Abbildung 80: Jährliche Wachstumsrate des PV-Marktes bei optimistischer Entwicklung von 2015 bis 2100; (eigene Darstellung)



Abbildung 81: Gegenüberstellung der jährlich neu installierten PV-Leistung (blaue Linie) und der der End-of-Life Module (Altmodule) (grüne Linie) bei optimistischer Entwicklung von 2015 bis 2100; (eigene Darstellung)

Entwicklung der Dünnschicht-PV-Marktanteile

Zur Ermittlung der neu installierten PV-Leistung der einzelnen Technologien sind neben der gesamt installierten PV-Leistung die jährlichen Marktanteile relevant. Basis zur Ermittlung der Marktanteile sind die angenommenen Entwicklungspfade ohne Ressourcenabhängigkeit, welche in der Szenarioanalyse mit einer pessimistischen und optimistischen Entwicklung der Dünnschicht-Technologien berücksichtigt wurden. Bei der pessimistischen Entwicklung wurde angenommen, dass sich Dünnschicht-Technologien nicht etablieren und auf dem Marktanteil des Jahres 2015³¹ verbleiben. Bei der optimistischen Entwicklung etablieren sich Dünnschicht-Technologien und steigern deren Marktanteile bis 2040 auf 25 %. Die Annahmen für die Szeanrioanalyse orientieren sich hierbei an der Untersuchung von Zuser und Rechberger (2011; S. 60). Andere Studien wie etwa jene von Viebahn et al. (2014) gehen ebenfalls von einem hohen Potential von Dünnschicht Technologien aus. So geht Viebahn et al. (2014; S. 121) in seinem Szenario "Dünnschicht-Renaissance" etwa von einer Erhöhung der Marktanteile von Dünnschicht-Technologien in Deutschland auf 42 % aus. Wobei 30,7 % auf CIGS und 11,3 % auf a:Si Solarzellen zurückzuführen sind. Im Kapitel Entwicklung der Marktanteile der einzelnen Photovoltaik-Technologien 3.2.2.2 wird näher auf die historische und zukünftige Entwicklung der Marktanteile eingegangen.

In Abbildung 82 bis Abbildung 84 sind die für die Szenarioanalyse angenommenen konventionellen bzw. pessimistischen und optimistischen Entwicklungspfade der einzelnen PV-Technologien ohne Ressourcenabhängigkeit dargestellt.



Entwicklung Marktanteil a Si ohne Ressourcenabhängigkeit : konventionelle Entwicklung der Dünnschicht Marktanteile — Entwicklung Marktanteil a Si ohne Ressourcenabhängigkeit : optimistische Entwicklung der Dünnschicht Marktanteile —

Abbildung 82: Optimistischer (rote Linie) und pessimistischer (blaue Linie) Entwicklungspfad der a:Si-Marktanteile (ohne Ressourcenabhängigkeit) an dem jährlichen globalen PV-Zubau von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)

³¹ a:Si = 0,6 %; CdTe = 4,6 %; CIGS = 2 %


Entwicklung Marktanteil CdTe ohne Ressourcenabhängigkeit : konventionelle Entwicklung der Dünnschicht Marktanteile — Entwicklung Marktanteil CdTe ohne Ressourcenabhängigkeit : optimistische Entwicklung der Dünnschicht Marktanteile —

Abbildung 83: Optimistischer (rote Linie) und pessimistischer (blaue Linie) Entwicklungspfad der CdTe Marktanteile (ohne Ressourcenabhängigkeit) an dem jährlichen globalen PV-Zubau von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)



Entwicklung Marktanteil CIGS ohne Ressourcenabhängigkeit : konventionelle Entwicklung der Dünnschicht Marktanteile — Entwicklung Marktanteil CIGS ohne Ressourcenabhängigkeit : optimistische Entwicklung der Dünnschicht Marktanteile

Abbildung 84: Optimistischer (rote Linie) und pessimistischer (blaue Linie) Entwicklungspfad der CIGS Marktanteile (ohne Ressourcenabhängigkeit) an dem jährlichen globalen PV-Zubau von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)

Technologische Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien

Einen weiteren Einfluss auf die Ressourcen hat die technologische Entwicklung der einzelnen PV-Technologien. In der Szenarioanalyse wird daher die pessimistische und optimistische Entwicklung des Modulwirkungsgrades und der Absorberlayerdicke berücksichtigt.

Folgende Annahmen wurden getroffen:

Bei CdTe-Modulen entwickelt sich der Modulwirkungsgrad von 18,6 % im Jahr 2015 (ISE 2016; S. 24) auf 22 % (Viebahn et al. 2014; S. 158, Frankl et al. 2006; S. 39) bei einer pessimistischen Entwicklung bzw. auf 25 %³² bei einer optimistischen Entwicklung im Jahr 2050 (siehe Abbildung 85). Die Absorberlayerdicke reduziert sich bei CdTe Solarzellen von 2,5 μm (Kavlak et al. 2014) auf 2 μm bei pessimistischer bzw. auf 0,8 μm bei optimistischer Entwicklung bis in das Jahr 2040 (Zuser und Rechberger 2011; S. 58) (siehe Abbildung 86).



Abbildung 85: Optimistische (rote Linie) und pessimistische (blaue Linie) Entwicklung des Modulwirkungsgrades von CdTe von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)

³² 22 % im Jahr 2025 (IEA 2014; S. 28); 25 % im Jahr 2050 (eigene Annahme)



Abbildung 86: Optimistische (rote Linie) und pessimistische (blaue Linie) Entwicklung der Absorberschichtdicke von CdTe von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)

Bei CIGS Modulen entwickelt sich der Modulwirkungsgrad von 17,5 % im Jahr 2015 (ISE 2016; S. 24) auf 21 % (EU Kommission 2011; S. 29) bei der pessimistischen Entwicklung bzw. 25 %³³ bei der optimistischen Entwicklung im Jahr 2050 (siehe Abbildung 87). Die Absorberlayerdicke reduziert sich bei CIGS Solarzellen von 2 μm (Kavlak et al. 2014) (Zuser und Rechberger 2011; S. 58) auf 1,4 μm bei pessimistischer bzw. 0,8 μm bei optimistischer Entwicklung bis in das Jahr 2040 (Zuser und Rechberger 2011; S. 58).

³³ 22 % im Jahr 2025 (IEA 2014; S. 28); 25 % im Jahr 2050 (Frankl et al. 2006; S. 39), (Rigby et al. 2011; S. 22), (Viebahn et al. 2014; S. 158)







Entwicklung Absorberschichtdicke CIGS Solarzellen : pessimistische technologische Entwicklung von Dünnschicht PV — Entwicklung Absorberschichtdicke CIGS Solarzellen : optimistische technologische Entwicklung von Dünnschicht PV —

Abbildung 88: Optimistische (rote Linie) und pessimistische (blaue Linie) Entwicklung der Absorberschichtdicke von CIGS von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)

• Bei a:Si-Solarzellen wird der Modulwirkungsgrad und die Absorberschichtdicke nicht explizit berücksichtigt, da kritische Stoff bei dieser Technologie ausschließlich in der ITO-TCO-Schicht vorkommen, welche in der Simulation separat betrachtet wird.

Stoffliche Wiederverwendung und Recycling von Dünnschicht-PV-Technologien

Um den Einfluss von stofflicher Wiederverwendung und Recycling auf die Ressourcenverfügbarkeit zu simulieren, erfolgt in der Szenarioanalyse die Simulation mit und ohne stofflicher Wiederverwendung und Recyclingtechnologien.

Die Annahmen hinsichtlich der Entwicklungen der Wiederverwendungsraten von Produktionsabfällen sowie Recyclingraten und der Sammelraten von Produktionsausschüssen und End-of-Life Modulen (Altmodule - welche aus dem System genommen werden) der einzelnen Technologien ist im Anhang B angeführt.

Entwicklung der Wachstumsrate der primären Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen

Die in dieser Arbeit analysierten Rohstoffe werden nicht nur für PV-Technologien, sondern ebenfalls für diverse andere Anwendungsbereiche verwendet. Um den Einfluss der primären Rohstoffproduktion von sonstigen Anwendungen sowie die Entwicklung von PV-Technologien auf die Ressourcenverfügbarkeit zu simulieren, erfolgt bei der Szenarioanalyse die Simulation mit und ohne jährlicher Wachstumsrate der primären Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen. Das bedeutet: in der Szenarioanalyse erfolgt einerseits die Simulation mit einem kontinuierlichen primären Rohstoffbedarf für sonstige Anwendungen, welcher für den gesamten Simulationszeitraum auf dem Niveau des Jahres 2015 liegt. Anderseits erfolgen Simulationen mit der Berücksichtigung einer jährlichen Wachstumsrate der primären Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen. Hierbei werden die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der primären Produktion der einzelnen Rohstoffe von 2000 bis 2015 herangezogen, welche in Tabelle 16 dargestellt sind.

Rohstoff	Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate von 2000 bis 2015
Cadmium	1,37 %
Gallium	10,293 %
Indium	5,567 %
Kupfer	2,362 %
Molybdän	4,954 %
Schwefel	1,365 %
Selen	3,459 %
Tellur	0 %
Zinn	0,842 %

Tabelle 16: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der Rohstoffe in Dünnschicht-PV-Technologien von 2000 bis 2015; (eigene Darstellung) (Daten: USGS 2002 – 2015)

4.3.2 Szenarien

Wie bereits im vorherigen Abschnitt erläutert, wird in der Szenarioanalyse der Einfluss von verschiedenen Simulationsparametern auf die jährliche primäre Prouktion, Reserven und Ressourcen von Rohstoffen, welche in Dünnschicht-PV-Technologien vorkommen, detailliert analysiert. Hierzu zählen insbesondere folgende Simulationsparameter:

- Angestrebte Photovoltaik Leistung im Jahr 2050
- Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-PV-Technologien
- Technologische Entwicklung (Modulwirkungsgrad und Absorberlayerdicke) von Dünnschicht-PV-Technologien
- Stofflichen Wiederverwendung und Recycling von Dünnschicht-PV-Technologien
- Entwicklung der Wachstumsrate der primären Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen

Aufgrund der Tatsache, dass die fünf oben angeführten Simulationsparameter jeweils mit einer pessimistischen und optimistischen Entwicklung simuliert werden, ergeben sich bei der Simulation aller möglichen Konstellationen 32 verschiedene Szenarien, welche in Tabelle 17 angeführt sind. Im Folgenden werden alle diese Szenarien simuliert sowie die Ergebnisse im Kapitel 5 grafisch gegenübergestellt. Anschließend werden einzelne markante Szenarien ausgewählt und detaillierter analysiert. Überdies hinaus erfolgt am Ende des 5. Kapitels die Betrachtung zweier zusätzlicher Szenarien bis 2070 mit einer sehr optimistischen PV- und Dünnschicht Entwicklung.

Szenarien	Angestrebte Photovoltaik Leistung im Jahr 2050	Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-PV- Technologien	Technologische Entwicklung von Dünnschicht-PV- Technologien	Stofflichen Wiederverwendung und Recycling von Dünnschicht-PV- Technologien	Entwicklung der Wachstumsrate der primären Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen
1. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
2. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	pessimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
3. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	optimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
4. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	optimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
5. Szenario	pessimistisch	optimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
6. Szenario	pessimistisch	optimistisch	pessimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
7. Szenario	pessimistisch	optimistisch	optimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
8. Szenario	pessimistisch	optimistisch	optimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
9. Szenario	optimistisch	pessimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
10. Szenario	optimistisch	pessimistisch	pessimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
11. Szenario	optimistisch	pessimistisch	optimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
12. Szenario	optimistisch	pessimistisch	optimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
13. Szenario	optimistisch	optimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
14. Szenario	optimistisch	optimistisch	pessimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
15. Szenario	optimistisch	optimistisch	optimistisch	keine Etablierung	kein Erhöhung
16. Szenario	optimistisch	optimistisch	optimistisch	Etablierung	kein Erhöhung
17. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
18. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	pessimistisch	Etablierung	Erhöhung
19. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	optimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
20. Szenario	pessimistisch	pessimistisch	optimistisch	Etablierung	Erhöhung
21. Szenario	pessimistisch	optimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
22. Szenario	pessimistisch	optimistisch	pessimistisch	Etablierung	Erhöhung
23. Szenario	pessimistisch	optimistisch	optimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
24. Szenario	pessimistisch	optimistisch	optimistisch	Etablierung	Erhöhung
25. Szenario	optimistisch	pessimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
26. Szenario	optimistisch	pessimistisch	pessimistisch	Etablierung	Erhöhung
27. Szenario	optimistisch	pessimistisch	optimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
28. Szenario	optimistisch	pessimistisch	optimistisch	Etablierung	Erhöhung
29. Szenario	optimistisch	optimistisch	pessimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
30. Szenario	optimistisch	optimistisch	pessimistisch	Etablierung	Erhöhung
31. Szenario	optimistisch	optimistisch	optimistisch	keine Etablierung	Erhöhung
32. Szenario	optimistisch	optimistisch	optimistisch	Etablierung	Erhöhung

Tabelle 17: Szenarienübersicht; (eigene Darstellung)

5 Ergebnisse

Im Abschnitt 5.1 wird auf die Ergebnisse der Szenarionanalyse eingegangen. Hierbei werden zunächst die Marktanteile und installierten Leistungen der einzelnen Technologien dargestellt. Darauf aufbauend wird auf den Rohstoffbedarf der Technologien sowie die Entwicklung der Reserven und Ressourcen eingegangen. Zusätzliche Fragestellungen, welche nicht konkret im Rahmen der Szenarioanalyse beantwortet werden konnten, werden im Abschnitt 5.2 näher betrachtet. An dieser Stelle erfolgt die Betrachtung des Einflusses der Wachstumsentwicklung von PV, die Analyse des Einflusses der Materialnutzungseffizienz von Produktionsanlagen, die Betrachtung der Auswirkungen von Rohstoffsubstitutionen sowie die Betrachtung einer sehr optimistischen PV—und Dünnschicht Entwicklung bis 2070.

5.1 Ergebnisse und Interpretation der Szenarioanalyse

5.1.1 Marktanteile der Dünnschicht-PV-Technologien

Einflussfaktoren

Wie bereits im Kapitel 4.2.4 erläutert, ist die Ausgangsbasis zur Ermittlung der Marktanteile ein angenommener Entwicklungspfad (siehe Abbildung 82 - Abbildung 84), welcher zunächst unabhängig von den zur Verfügung stehenden Ressourcen angenommen wird. Der Konnex zwischen Ressourcenverfügbarkeit und Marktanteile wird mittels Einflussfaktoren im Simulationsmodell hergestellt. Bei der Erstellung des Einflussfaktors, welcher basierend auf der Leontief-Produktionsfunktion (siehe Kapitel 4.2.4) erstellt wurde, wird davon ausgegangen, dass ausschließlich die geringste zur Verfügung stehende Ressource den Marktanteil einer Technologie beeinflusst. In Abbildung 89 ist der Einflussfaktor von CdTe des Szenarios 32 dargestellt. Es zeigt sich, dass die limitierende Ressource von 2024 bis 2039 Indium bzw. von 2039 bis 2050 Zinn ist. Die höhere Steigung des Einflussfaktors von Zinn gegenüber jener von Indium und den sich dadurch ergebenden stärkeren negativen Einfluss ist auf den höheren prozentuellen Anteil der Reserven an den Ressourcen zurückzuführen. So betragen basierend auf Daten von 2015 (USGS 2016, ITRI 2016) die Indiumreserven rund 11% der Indiumressourcen bzw. die Zinnreserven rund 41% der Zinnressourcen. Indium und Zinn kommen ausschließlich bei CdTe Solarzellen in der ITO-TCO-Schicht vor. Die Basisstoffe dieser Technologie (wie Cadmium und Tellur) würden hingegen erst ab 2038 (in einem wesentlich geringeren Ausmaß) die Marktanteile beeinflussen.



Abbildung 89: Einflussfaktoren verschiedener Ressourcen auf CdTe Marktanteile - Szenario 32; (eigene Darstellung)



Abbildung 90: Entwicklung der CdTe Einflussfaktoren aller Szenarien; (eigene Darstellung)

In Abbildung 90 sind die Einflussfaktoren (vgl. Kapitel 4.2.4) von CdTe von allen 32 Szenarien gegenübergestellt. Es ist erkennbar, dass die primäre Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen einen hohen Einfluss auf die Einflussfaktoren hat. So beträgt etwa im Jahr 2050 der Einflussfaktor bei den Szenarien, welche von keinem Wachstum der primären Produktion für sonstige Anwendungen ausgehen, 0,33 und bei jenen, die von einem Wachstum ausgehen, etwa 0,13. Außerdem zeigt die Abbildung, dass durch die technologische oder marktwirtschaftliche Entwicklung von CdTe Solarzellen ausschließlich auf die Indium-Ressourcen und nicht auf die Zinn-Ressourcen Einfluss genommen werden kann, welches an der Streuung der Linien vor 2040 bzw. der Bündelung der Linien nach 2040 erkennbar ist (siehe Vergleich Abbildung 89 mit Abbildung 90). Dies liegt daran, dass der Indiumbedarf von

Dünnschicht-PV-Technologien einen höheren Anteil am gesamten Rohstoffbedarf, als beispielsweise Zinn, aufweist. So beträgt der Rohstoffbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien bezogen auf den gesamten Rohstoffbedarf im ersten Simulationsjahr bei Indium zwischen 12 % und 16 % und bei Zinn etwa 0,004 %.

Der Einflussfaktor von CIGS-Solarzellen weist einen ähnlichen Verlauf auf, wie jener von CdTe, da die beiden limitierenden Stoffe ebenfalls Indium und Zinn sind (detailliertere Erläuterung siehe Einflussfaktoren - CdTe). Zudem zeigt Abbildung 91, dass Molybdän, welches als Rückkontaktmaterial herangezogen wird (siehe Kapitel 2.2.2), die nächste limitierende Ressource wäre, wenn Indium oder Zinn substituiert werden sollte. Stoffe wie Schwefel, Selen, Kupfer, Gallium oder Cadmium weisen hingegen keine bzw. eine geringe limitierende Wirkung auf die marktwirtschaftliche Entwicklung von CIGS Solarzellen auf. Die Entwicklung der Einflussfaktoren aller 32 untersuchten Szenarien zeigen ebenfalls bei der CIGS Technologie (Abbildung 92) ein ähnliches Bild wie bei CdTe (Abbildung 90), welches ebenso auf die Verwendung der selben limitierenden Rohstoffe – Indium und Zinn – zurückzuführen ist.



Abbildung 91: Einflussfaktoren verschiedener Ressourcen auf CIGS Marktanteile - Szenario 32; (eigene Darstellung)



Abbildung 92: Entwicklung der CIGS-Einflussfaktoren aller Szenarien; (eigene Darstellung)

Bei a:Si-Solarzellen kommen ausschließlich kritische Rohstoffe wie Indium oder Zinn in der ITO-TCO-Schicht vor. Studien wie jene von (Viebahn et al. 2014; S. 151, 158) gehen jedoch davon aus, dass diese Stoffe ab 2025 substituiert werden können (Detailinformationen siehe Kapitel 5.2.3). Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass bei dieser Technologie keine Ressourcenlimitationen vorliegen wird, welches sich in der Entwicklung der Einflussfaktoren auf einem konstanten Niveau von Eins widerspiegelt.

Entwicklung der Marktanteile

Die Marktanteile der einzelnen Technologien an der jährlich neu installierten PV-Leistung weisen durch die Berücksichtigung der Einflussfaktoren eine differente Entwicklung gegenüber dem angestrebten Entwicklungspfad auf. Darüber hinaus wurde im Simulationsmodell die Verschiebung der Marktanteile berücksichtigt. Hierbei gilt die Prämisse, dass Dünnschicht-Technologien bevorzugt von Dünnschicht-Technologien substituiert werden (siehe Kapitel 4.2.4). In Abbildung 93 ist die Entwicklung der Marktanteile und die Abweichung vom angestrebten Entwicklungspfad am Beispiel des Szenarios 32 dargestellt. Hier ist ersichtlich das CdTe und CIGS bis 2025 dem Entwicklungspfad folgen. Von 2025 bis 2040 weisen beide Technologien ein geringeres Wachstum als der Entwicklungspfad auf und ab 2040 reduziert sich der Marktanteil kontinuierlich. Der sprunghafte Anstieg im Jahr 2025 ist hier auf die Substitution von Indium in a:Si-Solarzellen zurückzuführen. Die Reduktion der Markteile von CIGS und CdTe ab 2040 ist vor allem auf die erschöpften Zinn-Reserven zurückzuführen. Außerdem ist in der Abbildung ersichtlich, dass die vom Entwicklungspfad abweichenden Marktanteile vollständig von a:Si substituiert werden. Dies ist vor allem auf den Umstand zurückzuführen, dass bei dieser Technologie auf lange Sicht (nach der Substitution der ITO-TCO-Schicht) keine kritischen Stoffe mehr eingesetzt werden.



Abbildung 93: Gegenüberstellung der angestrebten Marktanteile in Abhängigkeit der Ressourcen bzw. nach Marktverschiebung basierend am Beispiel des 32. Szenarios; (eigene Darstellung)

Die Entwicklung der Marktanteile von allen Szenarien der PV-Technologien CdTe, CIGS und a:Si wird in Abbildung 94 bis Abbildung 96 dargestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass im Szenario 8 die höchsten Marktanteile von CdTe und CIGS im Jahr 2035 erzielt werden können, welche bei etwa 20 % bzw. 18 % liegen. Anschließend erfolgt aufgrund der limitierenden Zinn-Ressourcen eine kontinuierliche Reduktion der Marktanteile. Die Gegenüberstellung der Szenarien zeigt, dass sowohl eine fortschrittliche technologische Entwicklung als auch die Etablierung der stofflichen Wiederverwendung bzw. Recyclingtechnologien die Reduktion ausschließlich verzögern können. Da auch bei einer geringen Marktdurchdringung von Dünnschicht-PV-Technologien (gestrichelte Linien) mit einer Reduktion der Marktanteile von CIGS und CdTe zu rechnen ist. Dies zeigt, dass eine Substitution des Stoffes Zinn bei Dünnschicht-PV-Technologien von großer Relevanz ist (siehe Kapitel 5.2.2).



Abbildung 94: Entwicklung der CdTe-Marktanteile aller Szenarien nach Marktverschiebung; (eigene Darstellung)



Abbildung 95: Entwicklung der CIGS-Marktanteile aller Szenarien nach Marktverschiebung; (eigene Darstellung)



Abbildung 96: Entwicklung der a:Si-Marktanteile aller Szenarien nach Marktverschiebung; (eigene Darstellung)

5.1.2 Entwicklung der Leistungen der einzelnen Technologien

Basierend auf der jährlich neu installierten PV-Leistung (siehe Abbildung 78) und den Marktanteilen kann für jede Technologie die jährlich neu installierte Leistung (Ausbaurate) bzw. die kumuliert installierte Leistung ermittelt werden.

In Abbildung 97 ist die jährlich neu installierte CdTe Leistung von allen Szenarien dargestellt. Es zeigt sich, dass die jährlich neu installierte CdTe Leistung zwischen 0,2 und 32 GWp/a schwankt. Die maximale Ausbaurate wird hierbei im Szenario 16 im Jahr 2028 bzw. die minimalste Ausbaurate im Szenario 17 im Jahr 2050 erzielt.

Wie aus der Abbildung 97 bzw. aus allen Abbildungen dieses Abschnitts ersichtlich ist, untergliedert sich sowohl die Entwicklung der jährlich neu installierten Leistung als auch jene der kumuliert installierten Leistungen in vier verschiedene Gruppen. Diese Gruppen werden durch dieselbe angestrebte kumulierte Photovoltaikleistung im Jahr 2050 und dieselbe angenommene pessimistische oder optimistische marktwirtschaftliche Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien charakterisiert.

	Pessimistische Entwicklung der kumuliert installierten PV-Leistung bis 2050 und pessimistische Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-PV-Technologien
<u> </u>	Pessimistische Entwicklung der kumuliert installierten PV-Leistung bis 2050 und optimistische Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-PV-Technologien
	Optimistische Entwicklung der kumuliert installierten PV-Leistung bis 2050 und pessimistische Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-PV-Technologien
•••••	Optimistische Entwicklung der kumuliert installierten PV-Leistung bis 2050 und optimistische Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-PV-Technologien

Die streuende Entwicklung der jährlich neu installierten Leistungen bzw. der kumuliert installierten Leistungen der einzelnen Gruppen ist ausschließlich auf den Einfluss der Ressourcen zurückzuführen. Hierbei zeigt sich eine geringfügig differente Entwicklung aufgrund der fortschrittlichen technologischen Entwicklung bzw. der Etablierung von Recyclingtechnologien. Einen wesentlich höheren Einfluss hat hingegen die Entwicklung der primären Produktion für sonstige Anwendungen. So beträgt beispielsweise die jährlich neu installierte CdTe Leistung im Jahr 2050 im Szenario 16 6,5 GWp/a und im Szenario 32 2,5 GWp/a.



Abbildung 97: Entwicklung der jährlich neu installierten CdTe-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)

Die unterschiedliche Entwicklung der jährlich neu installierten CdTe-Leistung zeigt sich in Abbildung 98 in Form einer differenten Entwicklung der kumuliert installierten Leistung. So beträgt im Jahr 2050 die kumuliert installierte CdTe-Leistung bei einer optimistischen PV- und Dünnschichtentwicklung im Szenario 16 578,7 GWp. Diese Leistung reduziert sich im Szenario 14 bei einer pessimistischeren technologischen Entwicklung auf 573,6 GWp bzw. im Szenario 15 bei ausbleibend/fehlender Etablierung von Recyclingtechnologien auf 570,4 GWp. Tritt eine Kombination einer pessimistischeren technologischen Entwicklung und der fehlenden Etablierung von Recycling-Technologien ein, so reduziert sich die kumuliert installierte CdTe-Leistung auf 564,8 GWp. Einen wesentlich größeren Einfluss hat hingegen der primäre Rohstoffbedarf für sonstige Anwendungen. So reduziert sich die kumuliert installierte CdTe-Leistung bei der Berücksichtigung einer Wachstumsrate des primären Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen um etwa 49 GWp³⁴.

Zudem zeigt Abbildung 98, dass die kumulierte installierte CdTe-Leistung im Jahr 2050 bei einer generell optimistischen PV-Entwicklung und pessimistischen Dünnschichtentwicklung zwischen 147 und 160 GWp sowie bei einer pessimistischen PV-Entwicklung und

³⁴ Gegenüberstellung der Szenarien 16 und 32

optimistischen Dünnschicht Entwicklung zwischen 64 und 74 GWp beträgt. Bei einer pessimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung beträgt im Jahr 2050 die kumuliert installierte CdTe-Leistung zwischen 18 und 20 GWp.



Abbildung 98: Entwicklung der kumuliert global installierten CdTe-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)

Einen ähnlichen Entwicklungsverlauf wie CdTe weist die CIGS-Technologie auf. Die maximale jährliche Ausbaurate von 25,9 GWp/a wird bei dieser Technologie im Jahr 2031,5 im Szenario 16 erzielt. Bei einer pessimistischen PV-Entwicklung und optimistischen Dünnschichtentwicklung wird vergleichsweise im Szenario 12 eine maximale jährliche Ausbaurate von 4,36 GWp/a erreicht.



Abbildung 99: Entwicklung der jährlich neu installierten CIGS-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)

Die kumulierte installierte CIGS-Leistung beträgt bei einer grundsätzlich optimistischen PV und Dünnschichtentwicklung im Jahr 2050 zwischen 405 und 460 GWp. Bei einer optimistischen PV- und pessimistischen Dünnschicht-Entwicklung reduziert sich diese auf etwa 59 bis 65 GWp. Tritt eine pessimistische PV-Entwicklung ein, so reduziert sich bei einer optimistischen Entwicklung von Dünnschicht-Technologien die installierte CIGS-Leistung auf zwischen 47 und 57 GWp bzw. bei einer reinen pessimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung auf etwa 7 bis 8 GWp.



Abbildung 100: Entwicklung der kumuliert global installierten CIGS-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)

Im Vergleich zu den jährlichen Ausbauraten von CdTe und CIGS zeigt Abbildung 101, dass bei a:Si nach erzielen einer maximalen Ausbaurate von 57,6 GWp im Jahr 2032 keine kontinuierliche Reduktion der Ausbaurate, sondern ab 2046 aufgrund der Substitution der CdTe und CIGS-Marktanteile, eine Erhöhung eintritt. Diese Entwicklung zeigt sich ebenfalls in Abbildung 102, da die kumuliert installierte Leistung nicht abflacht, sondern kontinuierlich wächst. Außerdem zeigt Abbildung 102, dass aufgrund der Ressourcenlimitationen keine Reduktion, sondern eine Anhebung der neu installierten Leistung eintritt. Da a:Si keine kritischen Rohstoffe beinhaltet und dadurch eine Marktverschiebung von CdTe und CIGS zu a:Si eintritt. So beträgt beispielsweise bei einer optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung die kumuliert installierte a:Si-Leistung im Jahr 2050 im Szenario 32 etwa 1.223 GWp und im Szenario 16 1.134 GWp bei einer pessimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung im Szenario 4 10,2 GWp.



Abbildung 101: Entwicklung der jährlich neu installierten a:Si-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)



Abbildung 102: Entwicklung der kumuliert global installierten a:Si-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)

Trotz steigender Marktanteile von Dünnschicht-PV-Technologien werden kristalline PV-Technologien weiterhin in Bezug auf die kumuliert installierte Leistung eine bedeutsame Rolle einnehmen. So beträgt der Marktanteil von kristallinen Technologien, bezogen auf die kumulierte installierte PV-Leistung, im Jahr 2050 bei pessimistischer Dünnschicht Entwicklung, zwischen 93,2 % und 94,2 % und bei optimistischer Dünnschicht-Entwicklung zwischen 47,7 % und 49,8 %. Bei einer grundsätzlich optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung beträgt die kumuliert installierte kristalline PV-Leistung im Jahr 2050 2003 GWp bzw. bei einer pessimistischen Dünnschicht Entwicklung 3915 GWp. Bei einer pessimistischen PV- Entwicklung und optimistischen Dünnschicht Entwicklung würde die kumuliert installierte kristalline PV-Leistung im Jahr 2050 292 GWp bzw. bei einer pessimistischen Dünnschicht-Entwicklung 552 GWp betragen.



Abbildung 103: Entwicklung der jährlich neu installierten c-Si-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)

5.1.3 Rohstoffbedarf und Rückgewinnung von Dünnschicht-PV-Technologien

Auswirkungen der technologischen Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien auf den Rohstoffbedarf

Mit Hilfe der technologischen Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien kann durch die Erhöhung des Wirkungsgrades, die Reduktion der Schichtdicken und durch verbesserte Herstellungsverfahren, welche einen höheren Materialnutzungsgrad aufweisen, der Rohstoffbedarf reduziert werden. So zeigt die direkte Gegenüberstellung der Szenarien 30 und 32 die Reduktion des spezifischen Rohstoffbedarfes von CdTe (Abbildung 104) bzw. CIGS (Abbildung 105) bei einer optimistischeren technologischen Entwicklung. Außerdem zeigen die Abbildungen, dass ein hohes Abbaupotential hinsichtlich der eingesetzten Hauptrohstoffe, wie beispielsweise Cadmium und Tellur bei CdTe bzw. Kupfer, Gallium und Selen bei CIGS besteht. Indium besitzt vergleichsweise ein geringeres Abbaupotential, da Indium nicht nur in der Absorberschicht, sondern auch in der ITO-TCO-Schicht bei CIGS-Zellen vorkommt. Stoffe, welche in der ITO-Schicht eingesetzt werden, weisen keine Spreizung aufgrund einer fortschrittlichen technologischen Entwicklung auf, die durch die Erhöhung des Wirkungsgrades und die Reduktion der Absoberschichtdicke definiert ist. Die Reduktion des Rohstoffbedarfes zur Herstellung der ITO-TCO-Schicht wird hingegen durch Reduktion der ITO-Schicht und durch Erhöhung des Materialnutzungsgrades der Herstellungsverfahren erzielt, wobei für beide Szenarien die identische Entwicklung angenommen wurde.



Abbildung 104: Betrachtung des technologischen Einflusses auf den spezifischen Rohstoffbedarf von CdTe basierend auf der Gegenüberstellung der Szenarien 30 und 32; (eigene Darstellung)



Abbildung 105: Betrachtung des technologischen Einflusses auf den spezifischen Rohstoffbedarf von CIGS basierend auf der Gegenüberstellung der Szenarien 30 und 32; (eigene Darstellung)

Einfluss der stofflichen Wiederverwendung von Produktionsabfällen und des Recyclings von Dünnschicht-PV-Technologien auf den primären Rohstoffbedarf

Die stoffliche Wiederverwendung durch die Aufbereitung von ungenutztem Material bzw. stofflichem Abfall bei der Herstellung oder durch das Recycling von End-of-Life Modulen wird insbesondere bei steigenden Rohstoffpreisen an Bedeutung zunehmen.

In Abbildung 106 sind die Zusammenhänge der neu installierten PV-Leistung, End-of-Life-Modulen sowie deren Rohbedarf und Rohstoffrückgewinnung für die Technologie CdTe bzw. in Abbildung 107 für CIGS illustriert. In diesen beiden Abbildungen ist ersichtlich, dass End-of-Life Module erst ab etwa 2040 bis 2045 in einem relevanten Ausmaß anfallen. So werden etwa im Szenario 32 ab dem Jahr 2046 weniger CdTe-Leistung neu installiert als End-of-Life-Module anfallen. Bei CIGS tritt dies im Szenario 32 ab dem Jahr 2047 ein. Außerdem zeigen Abbildung 106 und Abbildung 107, dass der Peak des Rohstoffbedarfes vor dem Peak der neu installierten CdTe- bzw. CIGS-Leistung eintritt. Dies liegt an der fortschrittlichen technologischen Entwicklung und der damit zusammenhängenden Reduktion des Der Peak stofflichen Rohstoffbedarfes je GWp. der Wiederverwendung aus Produktionsabfällen tritt aus demselben Grund verspätet auf. Die nähere Analyse des Szenarios 32 zeigt, dass bei CdTe-Solarzellen derzeit die Rohstoffwiedergewinnung eine untergeordnete Rolle einnimmt. Die aus Produktionsabfällen gewonnenen Stoffe können jedoch im untersuchten Szenario 32 bis 2025 etwa 10 % bzw. bis 2036 etwa 20 % des Rohstoffbedarfes an Cadmium oder Tellur zur Herstellung von CdTe-Solarzellen decken. Durch das Recycling von Altmodulen besteht hingegen die Möglichkeit den Bedarf vollständig durch die Gewinnung von sekundären Stoffen zu decken. Im Szenario 32 tritt diese Situation ab 2044 ein.

Bei CIGS besteht eine ähnliche Entwicklung, so zeigt die nähere Analyse des Szenarios 32, dass beispielsweise 10 % des Indiumbedarfes für die Produktion von CIGS-Modulen durch die stoffliche Aufbereitung von Produktionsabfällen im Jahr 2036 erreicht wird. Die vollständige Deckung des Indiumbedarfes von neu produzierten Modulen ist durch die stoffliche Wiederverwendung von Produktionsabfällen und dem Recycling von End-of-Life-Modulen möglich und tritt im Szenario 32 ab dem Jahr 2047 ein. Die anderen eingesetzten Stoffe in CIGS-Solarzellen weisen eine ähnliche Entwicklung auf (siehe Abbildung 107).



Abbildung 106: Gegenüberstellung von der jährlich neu installierten CdTe-Leistung mit deren Rohstoffbedarf sowie der End of Life Module und der Rohstoffrückgewinnung des Szenarios 32; (eigene Darstellung)



Abbildung 107: Gegenüberstellung von der jährlich neu installierten CIGS-Leistung mit deren Rohstoffbedarf sowie der End of Life-Module und der Rohstoffrückgewinnung des Szenarios 32; (eigene Darstellung)

Bei a:Si wird davon ausgegangen, dass die kritischen Stoffe Indium und Zinn ab dem Jahr 2025 vollständig substituiert werden. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt nicht näher auf die stoffliche Wiederverwendung von Produktionsabfällen bzw. Rückgewinnung von Altmodulen dieser Technologie eingegangen.

5.1.4 Entwicklung der Reserven, Reservebasis und Ressourcen

Im folgenden Abschnitt wird detailliert auf die Entwicklung der Reserven, Reservebasis und Ressourcen von den in dieser Arbeit analysierten Stoffen eingegangen. Überdies wird die Entwicklung des jährlichen Rohstoffbedarfes von Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion untersucht. Hierbei werden speziell jene Szenarien mit der niedrigsten (4) und höchsten (29) primären Rohstoffproduktion gegenübergestellt. Außerdem erfolgt in diesem Abschnitt eine Beurteilung der Rohstoffe basierend auf diversen Kennzahlen sowie eine Interpretation der Entwicklungsverläufe der jährlichen primären Produktion und der Reserven, Reservebasis und Ressourcen bis 2050. Die Beurteilung der Rohstoffe erfolgt in die Kategorisierung unproblematisch, problematisch und kritisch. Wobei die Klassifizierung "problematisch" bedeutet, dass die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien gefährdet werden kann während die Klassifizierung kritisch bedeutet, dass definitiv negativ beeinflusst wird, sollten sich die Rahmenbedingungen (Substituieren des Rohstoffes, etc.) nicht signifikant ändern.

Am Ende des Abschnitts erfolgen eine Gegenüberstellung der zentralen Kennzahlen und eine Auflistung der zentralen Erkenntnisse der Szenarioanalyse zu jedem Rohstoff.

Anzumerken ist, dass in diesem Abschnitt bei diversen Abbildungen von Reserven- und Ressourcenentwicklungen nicht alle Szenarien dargestellt sind, da der Einfluss der PV-Entwicklung bei diversen Rohstoffen minimalst ist und dadurch nahezu idente Kurvenverläufe aufweist. Bei diesen Abbildungen ist insbesondere auf die Linienart zu achten.

Cadmium

Die Untersuchung von Cadmium zeigt, dass neben der toxischen Problematik (Viebahn et al. 2014; S. 219) auch andere Schwierigkeiten bei diesem Rohstoff auftreten können.

So zeigen die Simulationsergebnisse, dass die jährliche primäre Cadmiumproduktion für PV als auch sonstigen Anwendungen im Szenario mit dem höchsten Rohstoffbedarf³⁵ von derzeit 24.240 t/a auf maximal 33.132 t/a erhöht werden müsse (siehe Abbildung 108). Der maximale Cadmiumbedarf für Dünnschicht-PV-Technologien beträgt hingegen 1.343 t/a³⁶. Hinzuweisen ist in diesem Kontext jedoch auf die Tatsache, dass Cadmium als Nebenprodukt bei der Zinkverhüttung erzeugt wird und daher ein unmittelbarer Zusammenhang mit dem Hauptprodukt steht. Im Jahr 2015 wurden 13,4 Millionen t Zink abgebaut (USGS 2016; S. 193). Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Cadmiumgehalts in Zinkerz von 0,3 % (USGS 2016; S. 43) bedeutet dies eine theoretische maximale Cadmiumproduktion von 40.200 t/a. Das bedeutet, dass selbst bei einer konstanten Entwicklung der Zinkproduktion der maximale Cadmiumbedarf theoretisch gedeckt werden kann.

³⁵ Szenario 29 – im Jahr 2037,75. Die sukzessive Reduktion der jährlichen primären Cadmiumproduktion ab dem Jahr 2036 ist auf die im Simulationsmodell implementierten Mechanismen bei Erschöpfung der Reserven zurückzuführen.

³⁶ Szenario 14 – im Jahr 2026,5

Bezogen auf den gesamten Simulationszeitraum (2015 bis 2050) beträgt der Cadmiumbedarf für Dünnschicht-PV-Technologien zwischen 762 t (Szenario 19) und 23.958 t (Szenario 14). Die höchste Cadmiumrückgewinnung aus der Aufbereitung und Wiederverwendung von Produktionsabfällen und durch Recycling von PV-Alt-Modulen wird im Szenario 14 mit 4.276 t erzielt. Die gesamte primäre Cadmiumproduktion für den Simulationszeitraum (2015 bis 2050) beträgt in den untersuchten Szenarien zwischen 844.083³⁷ und 1.020.230 t³⁸. Daraus lässt sich schließen, dass selbst bei einer optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung der Cadmiumbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien lediglich eine untergeordnete Rolle einnehmen wird, da maximal 2,8 % der primären Produktion auf Dünnschicht-PV-Technologien zurückzuführen ist. Daher werden die Reserven und Ressourcen von PV-Dünnschicht-Technologien nur geringfügig beeinflusst.

Die Reichweite der aktuell bezifferten Cadmium-Reserven liegt in den untersuchten Szenarien zwischen 20 und 24 Jahren³⁹. Abbildung 109 zeigt, dass der Rohstoffbedarf für sonstige Anwendungen die Entwicklung der Reserven signifikant beeinflusst. So untergliedert sich die Entwicklung der Reserven in zwei Gruppen - eine Gruppe mit einer konstanten primären Rohstoffproduktion (unterbrochene Linien) und eine anderen Gruppe, welche zusätzlich eine Wachstumsrate bei der primären Rohstoffproduktion (durchgezogene Linien) für sonstige Anwendungen berücksichtigt. Der direkte Einfluss der Dünnschicht-PV-Technologie auf die Reserven-Reichweite beträgt etwa ein halbes Jahr (siehe Tabelle 18).

Szenario	•		Cadmium- Reserven im Jahr 2036 [t]	Reichweite der Cadmium-Reserven
Pessimistische PV und Dünnschicht Entwicklung	17		12.539	2036,5
	18	Einfluss von Recyclingtechnologien von Dünnschicht-PV	12.626	2036,5
	19	Einfluss einer fortschrittlicheren technologischen Entwicklung von Dünnschicht-PV	13.016	2036,5
	20	Einfluss einer fortschrittlicheren technologischen Entwicklung und Recyclingtechnologien von Dünnschicht-PV	13.063	2036,5
Optimistische PV und Dünnschicht Entwicklung	29		-4.750	2036
	30	Einfluss von Recyclingtechnologien von Dünnschicht-PV	-2.857	2036
	31	Einfluss einer fortschrittlicheren technologischen Entwicklung von Dünnschicht-PV	4.715	2036,25
	32	Einfluss einer fortschrittlicheren technologischen Entwicklung und Recyclingtechnologien von Dünnschicht-PV	5.589	2036,25

Tabelle 18: Einfluss der Entwicklung von Dünnschicht-PV auf die Cadmium-Reserven im Jahr2036; (eigene Darstellung)

³⁷ Szenario 4

³⁸ Szenario 29

³⁹ Erschöpfung der Cadmimum-Reserven zwischen 2036 und 2040

In Tabelle 18 ist erkennbar, dass bei einer pessimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung die technologische Entwicklung sowie Recyclingtechnologien nahezu keinen Einfluss auf die Reserven ausüben. Bei einer optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung besteht ein geringfügig höherer Einfluss. So durch eine fortschrittlichere technologische Entwicklung die Cadmium Reservenreichweite um ein Quartal erhöht werden. Einen geringen Einfluss haben jedoch Recyclingtechnologien. Dies liegt hauptsächlich daran, dass bis etwa 2040 nur geringe Mengen an Dünnschicht-Alt-Modulen anfallen. Daher beeinflusst in diesem Aspekt die Reichweite der Cadmium-Reserven hauptsächlich die stoffliche Wiederverwendung von Produktionsabfällen.



Abbildung 108: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfs für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Cadmium der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)



Abbildung 109: Entwicklung der Cadmium-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene

Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Als unproblematisch zu beurteilen ist hingegen die Ressourcenverfügbarkeit. So reduzieren sich im gesamten Simulationszeitraum die Cadmium-Ressourcen von 5,7 Millionen t auf einen Bereich zwischen 4,685 und 4,861 Millionen t im Jahr 2050 (siehe Abbildung 110). Wie Abbildung 110 zeigt, beeinflussen Dünnschicht-PV-Technologien die Ressourcen kaum. So beträgt beispielsweise die Differenz der Ressourcenbestände im Jahr 2050 bei einer konträren PV-Entwicklung und einer konstanten primären Produktion für sonstige Anwendungen 20.540 t⁴⁰ bzw. 12.660 t⁴¹ bei der Berücksichtigung einer Wachstumsrate der primären Produktion für sonstige Anwendungen.



Abbildung 110: Entwicklung der Cadmium-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Die Untersuchung zeigt, dass die Cadmium-Ressourcen über 2050 hinweg ausreichend zur Verfügung stehen werden. Im Untersuchungszeitraum reduzieren sich die Ressourcen zwischen 14,7 % und 17,8 %, wobei zwischen 0,1 % und 2,8 % der primären Produktion auf Dünnschicht-Technologien zurückzuführen sind. Die wirtschaftliche Förderung dieses Rohstoffes (Reserven) ist, unter den angenommenen Bedingungen, jedoch nur zwischen 2036 und 2040 gegeben. Aus diesem Grund ist dieser Rohstoff aus heutigen Gesichtspunkten als problematisch zu betrachten. Da sich der Rohstoffpreis bei Erschöpfung der Reserven erhöhen kann, sollten sich die geologischen, technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bis zum Eintreten dieses Zustandes nicht ändern.

⁴⁰ Gegenüberstellung der Szenarien 4 und 13

⁴¹ Gegenüberstellung der Szenarien 20 und 29

Gallium

Die Szenarioanalvse zeigt, dass Gallium als unproblematisch hinsichtlich der Ressourcenverfügbarkeit zu beurteilen ist. So reduzieren sich bis 2050 die Ressourcen zwischen 0,03 % und 10,3 %. Wie Abbildung 112 zeigt, beeinflussen Dünnschicht-PV-Technologien die Ressourcen kaum. Dies zeigt sich ebenfalls bei der Gegenüberstellung der Entwicklung der jährlichen primären Produktion und des Bedarfs von Dünnschicht-PV-Technologien (siehe Abbildung 111). So beträgt die jährliche primäre Galliumproduktion derzeit 435 t/a und erhöht sich in den untersuchten Szenarien bei einer jährlichen Wachstumsrate von 10,3 % (siehe Tabelle 16) auf maximal 15.012 t/a⁴². Der Galliumbedarf für Dünnschicht-PV-Technologien beträgt in den untersuchten Szenarien maximal 92 t/a⁴³ (siehe Abbildung 109). Anzumerken ist in diesem Kontext, dass Gallium als Nebenprodukt der Aluminiumproduktion und Zinkproduktion gewonnen wird. So betrug die Förderung von Bauxit im Jahr 2015 274 Millionen t und von Zink 13,4 Millionen t. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Galliumgehaltes in Bauxit und Zink von 50ppm (USGS 2016; S. 65) beträgt die theoretische maximale Galliumproduktion 14.370 t. Das bedeutet, dass derzeit etwa 3 % der theoretischen maximalen Produktion genutzt werden. Aufgrund dieses geringen Prozentsatzes ist mit keinem theoretischen Engpass bei der jährlichen Produktion zu rechnen. Praktisch können jedoch Förderengpässe bei einem starken Bedarfsanstieg entstehen, da zusätzliche Aufbereitungsanlagen notwendig werden.



Abbildung 111: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Gallium der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)

⁴² Szenario 17-32 – im Jahr 2050

⁴³ Szenario 14 – im Jahr 2028,25



Abbildung 112: Entwicklung der Gallium-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Unter Betrachtung des gesamten Simulationszeitraumes (2015 bis 2050) beträgt der Galliumbedarf für Dünnschicht-PV-Technologien zwischen 43 und 1.701 t. Die höchste Galliumrückgewinnung aus der Aufbereitung und Wiederverwendung von Produktionsabfällen und durch Recycling von PV-Alt-Modulen wird im Szenario 14 mit 231 t erzielt. Die gesamte primäre Galliumproduktion für den Simulationszeitraum beträgt in den untersuchten Szenarien zwischen 15.114 und 146.991 t. Von der gesamten primären Produktion sind zwischen 0,03 % und 10,3% auf Dünnschicht-Technologien zurückzuführen.

Die Untersuchung zeigt, dass die Gallium-Ressourcen über 2050 hinweg ausreichend zur Verfügung stehen werden. Aufgrund der Tatsache, dass Gallium als Nebenprodukt bei der Aluminiumproduktion bzw. Zinkproduktion gewonnen wird, ist die Förderung dieses Rohstoffes nicht an Ressourcen, sondern an die Kapazitäten der Extraktionsanlagen gebunden. Daher müssen bei Produktionsengpässen keine neuen Lagerstätten erkundet und erschlossen werden. Obwohl sehr hohe Ressourcenbestände von Gallium bzw. Bauxit und Zink bestehen, ist Gallium aufgrund der geringen Kapazitäten der Extraktionsanlagen und des hohen Bedarfswachstums der letzten Jahre als problematisch zu beurteilen.

Indium

Indium ist ein Rohstoff, dessen Bedeutung in Zukunft angesichts der Verwendung sowohl in Dünnschicht-Zellen als auch in LCD-Beschichtungen oder LEDs, zunehmen wird (Viebahn et al. 2014; S. 216). Die nähere Untersuchung dieses Rohstoffes zeigt, dass die technologische und energiewirtschaftliche Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien einen sehr starken Einfluss auf die Reserven, Reservenbasis und Ressourcen ausüben.

So beträgt die jährliche primäre Indiumproduktion derzeit 755 t/a und erhöht sich in den untersuchten Szenarien auf maximal 2.720 t/a⁴⁴ (siehe Abbildung 113). Der maximale Indiumbedarf für Dünnschicht-PV-Technologien beträgt 1.772 t/a⁴⁵. Diese starke Produktionserhöhung ist primär auf die erhöhte Produktion von Dünnschicht-PV zurückzuführen. Aufgrund der Tatsache, dass Indium derzeit ausschließlich als Nebenprodukt bei der Zink-, Blei- und Zinngewinnung gewonnen wird und daher von der Produktion dieser Stoffe abhängig ist, muss in diesem Kontext auf die Problematik hingewiesen werden, dass ein verstärkter Ausbau von Dünnschicht-Solarzellen zu einem Förderungsengpass von Indium führen kann. So beträgt laut USGS (2016; S.81) der Indiumgehalt in Zinkerzen zwischen 1 und 100 ppm. Bezogen auf die jährliche Zinkproduktion von 13,4 Millionen t im Jahr 2015 (USGS 2016; S. 193) würde dies eine maximale theoretische Indiumproduktion aus Zink zwischen 13.4 t und 1.340 t bedeuten. Daher kann die Deckung des jährlichen Indiumbedarfes als Nebenprodukt der Zinkproduktion nicht gewährleistet werden, insbesondere nicht, wenn die primäre Zinkproduktion weniger stark als die Indiumproduktion steigen würde. Basierend auf diesen Erkenntnissen ist davon auszugehen, dass bei einer höheren Marktdurchdringung von Dünnschicht-PV zusätzliche Aufbereitungsanlagen zur Indiumextraktion notwendig werden. Die Untersuchung zeigen, dass bei einer optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung ein erhöhter Bedarf vor allem bis 2026 besteht (siehe Abbildung 113). Sollte dieses Szenario mit diesem raschen Indiumbedarfsanstieg eintreten, so bestünde die theoretische Gefahr eines Engpasses hinsichtlich der Indiumaufbereitungsanlagen.

Unter Betrachtung des gesamten Simulationszeitraumes (2015 bis 2050) beträgt der Indiumbedarf für Dünnschicht-PV-Technologien zwischen 1.144⁴⁶ und 33.468 t⁴⁷. Die höchste Indiumrückgewinnung aus der Aufbereitung und Wiederverwendung von Produktionsabfällen und durch Recycling von PV-Alt-Modulen wird im Szenario 14 mit 4.837 t erzielt. Die gesamte benötigte primäre Indiumproduktion für den Simulationszeitraum beträgt in den untersuchten Szenarien zwischen 22.752⁴⁸ und 47.727 t⁴⁹. Der Indiumbedarf von Dünnschicht-PV bezogen auf die gesamte primäre Produktion hängt von der PV- und Dünnschicht-Entwicklung ab und teilt sich folgendermaßen auf:

⁴⁴ Szenario 29 – im Jahr 2027

⁴⁵ Szenario 14 – im Jahr 2028,25

⁴⁶ Szenario 19

⁴⁷ Szenario 14

⁴⁸ Szenario 4

⁴⁹ Szenario 29

PV-Entwicklung	Dünnschicht Entwicklung	Min.	Max.
pessimistisch	pessimistisch	3,8 %	5,5 %
pessimistisch	optimistisch	12,9 %	19,4 %
optimistisch	pessimistisch	21,1 %	29,3 %
optimistisch	optimistisch	62,5 %	80,6 %

Tabelle 19: Indiumbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien bezogen auf die gesamte primäre Produktion; (eigene Darstellung)

In Tabelle 19 ist ersichtlich, dass selbst bei einer rein pessimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung bis zu 5,5°% der primären Indiumproduktion für Dünnschicht-PV-Technologien herangezogen werden und dass sich dieser Anteil auf bis diese auf bis zu 80,6 % erhöhen kann bei einer rein optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung. Daraus lässt sich schließen, dass die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien die Entwicklung der Indium-Reserven, -Reservenbasis und -Ressourcen signifikant beeinflussen. Diese starke Abhängigkeit zeigt sich beispielsweise in der Reichweite der Reserven, Reservenbasis und Ressourcen. So zeigt die Untersuchung, dass die Indium-Reserven zwischen 2023 und 2030 (siehe Abbildung 114) erschöpft sind bzw. die Indium-Reservebasis zwischen 2026 und 2038 (siehe Abbildung 115). Zudem zeigen die Abbildungen, dass die energiewirtschaftliche Entwicklung einen hohen Einfluss auf die Reichweite der Reserven bzw. Reservenbasis ausübt. So reduziert sich beispielsweise die Indium-Reservenreichweite bei einer optimistischen PV- und Dünnschicht- Entwicklung gegenüber einer pessimistischen Entwicklung von 2026 auf 2023,25⁵⁰. Eine fortschrittlichere technologische Entwicklung als auch Recyclingverfahren haben hingegen nur einen geringen Einfluss auf die Reserven- bzw. Ressourcen-Reichweite (siehe Abbildung 114 bzw. Abbildung 115).

In den untersuchten Szenarien reduzieren sich die Ressourcen von 95.000 t auf einen Bereich von 47.299 bis 72.339 t im Jahr 2050. Wie Abbildung 116 zeigt, beeinflussen Dünnschicht-PV-Technologien die Entwicklung der Ressource. Dementsprechend beträgt beispielsweise die Differenz der Ressourcenbestände im Jahr 2050 bei einer konträren PV-Entwicklung und einer konstanten primären Produktion für sonstige Anwendungen 22.814 t⁴⁰ bzw. 17.777 t⁴¹ bei der Berücksichtigung einer Wachstumsrate bei der primären Produktion für sonstige Anwendungen.

⁵⁰ Gegenüberstellung Szenario 20 und 32



Abbildung 113: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Indium der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)



Abbildung 114: Entwicklung der Indium-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 115: Entwicklung der Indium-Reservebasis(gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 116: Entwicklung der Indium-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Die Untersuchung zeigt, dass die Indium-Ressourcen über 2050 hinweg nicht ausreichend zur Verfügung stehen werden. Im Untersuchungszeitraum reduzieren sich die Ressourcen zwischen 23,9 und 50,2 %, wobei zwischen 3,77 % und 80,6 % der primären Produktion auf Dünnschicht-Technologien zurückzuführen sind. Die wirtschaftliche Förderung von Indium

(Reserven), ist unter heutigen Rahmenbedingungen nur bis zu einem Zeitraum von 2023 bis 2030 gegeben. Werden darüber hinaus Prognosen hinsichtlich der technologischen, geologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung berücksichtigt (Reservebasis), so ist eine wirtschaftliche Förderung bis zwischen 2025,5 und 2037,75 gegeben. Aufgrund dieses problematischen Engpasses und der Problematik von potentiellen Förderengpässen ist Indium aus heutigen Gesichtspunkten als kritisch zu betrachten.

Kupfer

Die Szenarioanalyse zeigt, dass die wirtschaftliche Förderung (Reserven) von Kupfer bis 2050 unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht garantiert werden kann. Deshalb zeigt Abbildung 118, dass bei Annahme einer konstanten primären Produktionsentwicklung (durchgezogene Linien), sich die Reserven bis 2050 nicht erschöpfen. Geht man jedoch davon aus, dass die primäre Kupferproduktion mit derselben durchschnittlichen Wachstumsrate wie zwischen 2000 und 2015 wächst (unterbrochene Linien), so werden ab 2042,5 die heute bezifferten Reserven erschöpft sein. Daneben zeigt diese Abbildung, dass die technologische oder energiewirtschaftliche Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien praktisch keinen Einfluss auf die Kupfer-Reserven ausüben. Dies liegt daran, dass der Kupferbedarf von Dünnschicht-PV einen verhältnismäßig geringen Bedarf, bezogen auf die gesamte primäre Rohstoffproduktion, aufweist (siehe Abbildung 117). Dementsprechend beträgt diese Kennzahl bezogen auf den gesamten Simulationszeitraum zwischen 0,00003 – 0,0165 %.

Aufgrund des sehr hohen Ressourcenbestandes (siehe Abbildung 119), welcher über 2050 hinweg zur Verfügung stehen wird, und der hohen globalen Relevanz ist Kupfer als unproblematisch anzusehen.



Abbildung 117: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht- PV sowie der gesamten primären Produktion von Kupfer der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)



Abbildung 118: Entwicklung der Kupfer-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 119: Entwicklung der Kupfer-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Molybdän

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien keinen Einfluss auf die Molybdän-Reserven bzw. -Ressourcen ausüben.

Dies liegt daran, dass der Molybdänbedarf von Dünnschicht-PV einen verhältnismäßig geringen Bedarf bezogen auf die gesamte primäre Rohstoffproduktion aufweist. So beträgt diese Kennzahl bezogen auf den gesamten Simulationszeitraum (2015 bis 2050) zwischen 0,003 % - 0,13 %.

Die untersuchten Szenarien zeigen, dass bei Annahme einer konstanten primären Produktionsentwicklung (durchgezogene Linien), sich die Reserven bis 2050 nicht erschöpfen. Geht man jedoch davon aus, dass die primäre Molybdänproduktion mit derselben durchschnittlichen Wachstumsrate wie zwischen 2000 und 2015 wächst (unterbrochene Linien), so werden ab 2037,5 die heute bezifferten Reserven erschöpft sein (siehe Abbildung 121). Die Auswirkungen auf die jährliche primäre Produktionsrate bei Erschöpfung der Reserven ist in Abbildung 120 ersichtlich. Hierbei ist erkennbar, dass sich die jährliche primäre Produktionsrate kontinuierlich reduziert. In den untersuchten Szenarien reduzieren sich die Molybdän-Ressourcen zwischen 48,1 %³⁷ und 77 %³⁸ (siehe Abbildung 122).



Abbildung 120: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Molybdän der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)



Abbildung 121: Entwicklung der Molybdän-Reserven aller Szenarien (gestrichelte Linien -Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 122: Entwicklung der Molybdän-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Die Untersuchung zeigt, dass das Bestehen der heute bezifferten Reserven bis 2050 nicht gegeben ist. Des Weiteren reduzieren sich die bestehen Ressourcen im Simulationszeitraum sehr stark, sodass dieser Rohstoff als problematisch zu beurteilen ist.
Schwefel

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass einerseits die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien keinen Einfluss auf die Entwicklung der Schwefel-Ressourcen ausüben und andererseits keine Rohstofflimitationen über den gesamten Simulationszeitraum bestehen. So reduziert sich die Schwefel-Ressourcen in den untersuchten Szenarien lediglich bis 2050 zwischen 0,4 % und 0,5 % (siehe Abbildung 124). Aus diesen Gründen ist Schwefel als unkritisch zu betrachten.



Abbildung 123: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Schwefel der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)



Abbildung 124: Entwicklung der Schwefel-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Selen

Selen wird sowohl in der Glasindustrie als auch bei CIGS Zellen eingesetzt. Die nähere Untersuchung dieses Rohstoffes zeigt, dass hinsichtlich der Ressource Selen als unproblematisch zu beurteilen ist, da ein grundsätzlich hoher Ressourcenbestand vorhanden ist, sodass sich die Ressourcen bis 2050 lediglich zwischen 0,06 und 0,13 % reduzieren (siehe Abbildung 127).

Problematisch bei Selen ist hingegen die Tatsache, dass der Rohstoff derzeit hauptsächlich als Nebenprodukt bei der Kupferproduktion gewonnen wird (Viebahn et al. 2014; S. 218). Daher stehen Produktionssteigerungen in Abhängigkeit anderer Materialien. Aufgrund der Tatsachen, dass Selen in der Glasindustrie schlecht substituierbar ist (Viebahn et al. 2014; S. 218) und im "worst case" (Szenario 29) mit einer Erhöhung der jährlichen primären Produktion von derzeit 2.340 t/a auf bis zu 7.662 t/a im Jahr 2050 (siehe Abbildung 125) zu rechnen ist, ist Selen als problematisch einzustufen. Der maximale jährliche Bedarf für Dünnschicht-PV-Zellen beträgt in der Szenarioanalyse 656 t/a⁵¹. Bezogen auf den gesamten Simulationszeitraum beträgt der Selenbedarf von Dünnschicht-PV zwischen 305 und 12.152 t. Dies entspricht etwa 0,2 bis 13,3 %⁴⁷ der gesamten primären Selenproduktion von 2015 bis 2050.

Darüber hinaus ist das Bestehen der heute bezifferten Reserven, vor allem bei Berücksichtigung einer Wachstumsrate der primären jährlichen Produktion, bis 2050 nicht gegeben. Im Szenario 29, dem Szenario mit dem höchsten Selenbedarf, sind die derzeit bezifferten Reserven ab 2044,25 vollständig erschöpft (siehe Abbildung 126).



Abbildung 125: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Selen der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)

⁵¹ Szenario 14 – im Jahr 2028,25



Abbildung 126: Entwicklung der Selen-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 127: Entwicklung der Selen-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Tellur

Tellur wird hauptsächlich für CdTe-Solarzellen eingesetzt. So zeigt Abbildung 128, dass im Szenario 4 rund 38 % bzw. im Szenario 29 rund 93 % für Dünnschicht-PV-Zellen eingesetzt werden. Diese starke Abhängigkeit zeigt sich ebenfalls in der Entwicklung der Reserven bzw. Reservebasis. So zeigt Abbildung 129, dass bei Eintreten eines optimistischen PV- und Dünnschicht-Ausbaus, bei einer gleichzeitigen pessimistischen technologischen Entwicklung sowie unter der Annahme, dass sich Recyclingtechnologien nicht etablieren, es unabhängig von der Entwicklung der primären Produktion für sonstige Anwendungen⁵², zu einer Erschöpfung der Reserven bis 2050. Im gesamten Simulationszeitraum reduziert sich die Reservebasis zwischen 5 % und 59 % (siehe Abbildung 130).



Abbildung 128: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Tellur der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)

Basierend auf diesen Simulationsergebnissen ist davon auszugehen, dass eine wirtschaftliche Förderung von Tellur bis 2050 gewährleistet ist. Problematisch ist hingegen die Tatsache, dass eine grundsätzlich geringe Reservenbasis und somit insgesamt geringe Mengen dieses Rohstoffes zur Verfügung stehen, was wiederum dazu führen kann, dass Tellur über das Jahr 2050 hinweg keine wesentliche Rolle in der Photovoltaik einnehmen kann (vgl. Viehbahn et al. 2014; S. 221). Aufgrund dieser Tatsache und den Fakten, dass Tellur derzeit hauptsächlich als Nebenprodukt bei der Kupferraffination gewonnen wird sowie eine hohe Abhängigkeit zwischen dem Bedarf für Dünnschicht-PV und der jährlichen primären Produktion besteht, ist bei einer Dünnschicht-Revolution mit potentiellen Förderengpässen zu rechnen und daher der Rohstoff als problematisch zu beurteilen. Diese Engpässe können vor allem bis 2030

⁵² Szenario 13 und 29

auftreten, da bei einer Dünnschicht Revolution mit einer Erhöhung der derzeitigen jährlichen Produktionsmengen von 120 t/a auf über 1.500 t/a bis zum Jahr 2026 zu rechnen ist (siehe Abbildung 128).



Abbildung 129: Entwicklung der Tellur-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 130: Entwicklung der Tellur-Reservebasis (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Zinn

Der Zinnbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien nimmt eine untergeordnete Rolle bezogen auf den gesamten primären Bedarf ein. So zeigt Abbildung 131, dass bei einer optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung der maximale Zinnbedarf im Jahr 2028 189 t/a beträgt. Vergleichsweise beträgt zur gleichen Zeit die gesamte primäre Rohstoffproduktion über 300.000 t/a. Im gesamten Simulationszeitraum beträgt der Zinnbedarf von Dünnschicht-PV bezogen auf die gesamte primäre Produktion zwischen 0,001 % und 0,04 %.

Dieser grundsätzlich hohe Zinnbedarf führt dazu, dass unabhängig von der Entwicklung von Dünnschicht-PV, die Reserven bei einer konstanten Entwicklung der primären Produktion ab dem Jahr 2033 bzw. bei der Berücksichtigung einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 0,842% ab dem Jahr 2032 erschöpft sind (siehe Abbildung 132). In den untersuchten Szenarien reduzieren sich die Reservebasis zwischen 86 und 98 % (siehe Abbildung 133) bzw. die Ressourcen zwischen 81 und 93 % (siehe Abbildung 134). Aufgrund dieser sehr hohen Abbaupotentiale bis 2050 ist Zinn als kritischer Rohstoff zu beurteilen.



Abbildung 131: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Zinn der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)



Abbildung 132: Entwicklung der Zinn-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 133: Entwicklung der Zinn-Reservebasis (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)



Abbildung 134: Entwicklung der Zinn-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)

Zusammenfassung Reserven und Ressourcen

In der Analyse der Reserven, Reservebasis und Ressourcen wird als Kennzahl das Abbaupotential herangezogen. Diese Kennzahl berechnet sich folgendermaßen:

$$Abbaupotential [\%] = \left(1 - \frac{Bestand im Jahr 2050 [t]}{Bestand im Jahr 2015 [t]}\right) * 100$$
(18)

Eine Gegenüberstellung der Abbaupotentiale der Reserven, Reservebasis und Ressourcen der einzelnen Stoffe ist in Tabelle 20 angeführt. Ein Abbaupotential von 100 % bedeutet beispielsweise, dass die im Jahr 2015 ausgewiesenen Reserven, Reservebasis oder Ressourcen im Jahr 2050 vollständig erschöpft sind und somit 0 betragen. Erfolgt eine weitere Förderung dieses Rohstoffes so erhöht sich diese Kennzahl über 100 %.

	Abbaupotential der Reserven bis 2050 [%]			Abbaupotential der Ressourcen bis 2050 [%]		
	Szenarien mit konstantem Rohstoffbedarf - sonstige Anwendungen	Szenarien mit wachsendem Rohstoffbedarf - sonstige Anwendungen	Prognostizierte Reichweite der Reserven [a]	Szenarien mit konstantem Rohstoffbedarf - sonstige Anwendungen	Szenarien mit wachsendem Rohstoffbedarf - sonstige Anwendungen	
Cadmium	139,8 % – 143,2 %	167 % - 169,2 %	2036 bis 2040	14,7 % -15,1 %	17,6 % - 17,8 %	
Gallium	-		-	1,37 % - 1,52%	12,94 % - 13,08 %	
Indium	212,4 % - 426,2 %	280,4 % - 447,1 %	2023 bis 2030	23,9 % - 47,9 % %	31,5 % - 50,2 %	
Kupfer	91,1 % - 91,1 %	138,4 % - 138,4 %	ab 2043	11,7 % - 11,7 %	17,8 % - 17,8 %	
Molybdän	86,25 % - 86,36 %	137,94 % - 137,95	ab 2038	48,12 % - 48,18 %	76,95 % -76,96 %	
Schwefel	-	-	-	0,4 % - 0,4 %	0,5 % - 0,5 %	
Selen	64,61 % - 74,13 %	124,67%-133,50%	ab 2044	0,06 % - 0,07 %	0,12 % - 0,13 %	
Tellur	9,2 % - 113,4 %	9,1 % - 107,7 %	ab 2041 ⁵³	4,8 % - 59,3 % ⁵⁴	4,8 % - 56, 4 % ⁵⁴	
Zinn	194,77%-194,84%	223,24%-223,30%	2032 bis 2033	80,74 % - 80,77 %	92,54 % - 92,57 %	

Tabelle 20: Gegenüberstellung der Abbaupotentiale (Ausgangsjahr 2015; Bezugsjahr 2050) der Reserven, Reservebasis und Ressourcen der einzelnen Rohstoffe; (Cichy 2017; S. 15)

Die Gegenüberstellung zeigt, dass keine Ressource im Simulationszeitraum (2015 bis 2050) vollständig aufgebraucht sein wird. Kritisch zu betrachten sind jedoch jene Rohstoffe, die ein hohes Ressourcen-Abbaupotential wie etwa Zinn, Molybdän oder Indium aufweisen. Außerdem zeigt die Gegenüberstellung, dass eine wirtschaftliche Förderung unter derzeitigen Bedingungen (Reserven) definitiv von Cadmium, Indium und Zinn bis 2050 ausgeschlossen werden kann. Unter der Einbeziehung des zukünftigen technologischen Fortschritts und der Marktbedingungen ist eine wirtschaftliche Förderung von Tellur und Zinn bis 2050 gegeben, jedoch nicht von Indium.

Eine übersichtliche Darstellung der qualitativen Beurteilung der Rohstoffe und zentralen Erkenntnisse aus der Szenarioanalyse ist in folgender Tabelle dargestellt.

⁵³ Reservenerschöpfung bis 2050 nur bei Szenarien mit optimistischem PV- und Dünnschicht- Ausbau und pessimistischer technologischer Entwicklung sowie bei Nicht-Etablierung von Recyclingtechnologien.

⁵⁴ Bewertung der Tellur-Reservenbasis

	Beurteilung	Begründung		
Cadmium	problematisch	 Cadmium wird als Nebenprodukt der Zinkverhüttung erzeugt, daher ist eine Erhöhung der jährlichen primären Produktion vom Hauptprodukt abhängig. Erschöpfung der Reserven – wirtschaftliche Förderung des Rohstoffes aus heutiger Sicht bis 2050 nicht gewährleistet Ressourcen stehen ausreichend zur Verfügung 		
Gallium	problematisch	 Gallium wird als Nebenprodukt bei der Aluminiumproduktion erzeugt, daher ist eine Erhöhung der jährlichen primären Produktion vom Hauptprodukt abhängig – aufgrund der sehr hohen Produktionsraten von Aluminium und der Tatsache, dass bisher wenige Anlagen für die Galliumextraktion herangezogen werden, sind keine langfristigen Förderengpässe zu erwarten. Aufgrund des hohen Bedarfswachstums von Gallium ist jedoch kurzfristig mit potentiellen Förderenpässen zu rechnen. 		
Indium	kritisch	 Indium wird als Nebenprodukt bei der Zink-, Blei und Zinngewinnung gewonnen und ist daher von der Produktion des Hauptprodukts abhängig bzw. von der zur Verfügung stehenden Aufbereitungsanlagen – potentielle Förderengpässe Erschöpfung der heute bezifferten Reserven bis 2050 Erschöpfung der Reservebasis bis 2050 - wirtschaftlich Förderung des Rohstoffes, unter Einbeziehung des zukünftigen technologischen Fortschritts und der Marktbedingungen bis 2050 nicht gewährleistet Hohes Abbaupotential der Ressourcen (bis zu 50,2 % 2050) 		
Kupfer	unproblematisch	 Erschöpfung der heute bezifferten Reserven bis 2050, wenn die primäre Produktion im selben Ausmaß wächst wie von 2000 bis 2015 Hohe Ressourcenverfügbarkeit 		
Molybdän	problematisch	 Erschöpfung der heute bezifferten Reserven bis 2050, wenn die primäre Produktion im selben Ausmaß wächst wie von 2000 bis 2015 Hohes Abbaupotential der Ressourcen (bis 77 % bis 2050) – langfristige Rohstoffversorgung über das Jahr 2050 hinweg nicht gewährleistet 		
Schwefel	unproblematisch	 Keine Engpässe bei der jährlichen primären Produktio zu erwarten Voraussichtlich keine Ressourcenlimitationen 		
Selen	 Selen wird als Nebenprodukt bei der Kupfer gewonnen, daher ist eine Erhöhung der jäh primären Produktion vom Hauptprodukt al Schlecht substituierbar in der Glasindustrie (Hauptanwendung) Erschöpfung der Reserven – wirtschaftlicher des Rohstoffes aus heutiger Sicht, bei Wac primären Produktion im selben Ausmaß wir bis 2015, bis 2050 nicht gewährleistet 			

		Ressourcen stehen ausreichend zur Verfügung
Tellur	problematisch	 Tellur wird als Nebenprodukt bei der Kupferraffination gewonnen, aufgrund der hohen Abhängigkeit zwischen dem Bedarf von Dünnschicht-PV und der jährlichen primären Produktion sind hohe Produktionssteigerungen bei einer PV- und Dünnschicht-Revolution notwendig, was zu Förderengpässen führen kann. Erschöpfung der Reserven – wirtschaftliche Förderung des Rohstoffes aus heutiger Sicht bis 2050, bei einer optimistischen PV und Dünnschicht, nicht gewährleistet. Grundsätzlich stehen global betrachtet geringe Mengen dieses Rohstoffes zur Verfügung, daher ist die Rolle dieses Rohstoffes in der PV über das Jahr 2050 hinweg kritisch zu hinterfragen.
Zinn	kritisch	 Erschöpfung der heute bezifferten Reserven bis 2050 Hohes Abbaupotential der Reservebasis (bis zu 98,5 % bis 2050) - wirtschaftliche Förderung des Rohstoffes, unter Einbeziehung des zukünftigen technologischen Fortschritts und der Marktbedingungen, langfristig über das Jahr 2050 hinweg nicht gewährleistet. Hohes Abbaupotential der Ressourcen (bis zu 92, 6 % bis 2050) – langfristige Rohstoffversorgung über das Jahr 2050 hinweg nicht gewährleistet.

Tabelle 21: Übersichtliche Darstellung der qualitativen Beurteilung der Rohstoffe und Erkenntnisse aus der Szenarioanalyse; (eigene Darstellung)

5.2 Exkurs: Betrachtung zusätzlicher Fragestellungen

5.2.1 Auswirkungen der Wachstumsentwicklung von PV auf die Rohstoffentwicklung

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Wachstumsentwicklung von PV einen hohen Einfluss auf die Entwicklung der kumulierten sowie jährlich neu installierten Leistung, auf die Marktanteile der einzelnen Technologien sowie auf den jährlichen primären Rohstoffbedarf und dadurch auf die Entwicklung der Rohstoffbestände ausübt. Da aus heutiger Sicht ein sigmoider/logistischer Wachstum von PV zwar von diversen Autoren (siehe Kapitel 3.2.2.1) als wahrscheinlicher angesehen wird, jedoch ebenfalls ein exponentielles Wachstum eintreten kann, wird in diesem Zusammenhang auch dieses Wachstumsverhalten näher analysiert.

Der Einfluss des Wachstumsverhaltens zeigt Abbildung 135. Hierbei ist ersichtlich, dass die kumulierte installierte Leistung im Jahr 2050 den selben Betrag beim Szenario 32 mit einer sigmoiden/logistischen und exponentiellen Entwicklung der Wachstumskurve aufweist. Bei der exponentiellen Entwicklung ist die Wachstumsrate über den gesamten Simulationsbereich konstant, welche hingegen beim sigmoiden/logistischen Wachstumsraten zeigen sich bei der 3.2.2). Die Auswirkungen dieser unterschiedlichen Wachstumsraten zeigen sich bei der Gegenüberstellung der jährlich neu installierten Leistung (siehe Abbildung 136) mit einer sigmoiden/logistischen und exponentiellen Wachstumsentwicklung. Hierbei zeigt sich, dass

beim sigmoiden/logistischen Wachstum ein Peak der jährlich neu installierten Leistung zwischen 2025 und 2030 beim Szenario 32 eintritt. Beim exponentiellen Wachstum steigt diese jedoch kontinuierlich an, sodass der jährliche Ausbau beispielsweise beim Szenario 32 mit exponentiellem Wachstum bis etwa 2037 geringer und nach 2037 höher ausfällt.



Abbildung 135: Kumuliert installierte PV-Leistung des Szenarios 32 mit unterschiedlicher Entwicklung der Wachstumsraten; (eigene Darstellung)

Abbildung 136: Ausbaurate der neu installierten PV-Leistung des Szenarios 32 mit unterschiedlicher Entwicklung der Wachstumsraten; (eigene Darstellung)

Die nähere Analyse zeigt, dass aufgrund des zunächst geringeren Ausbaus, ein geringerer Rohstoffbedarf, insbesondere der limitierenden bzw. kritischen Rohstoffe wie Indium und Zinn, besteht. Aufgrund des zunächst geringeren Rohstoffbedarfes erhöht sich die Reservenreichweite und dadurch tritt kein negativer Impact auf die Entwicklung der Dünnschicht-Technologien CdTe und CIGS ein. Diese Entwicklung führt dazu, dass sich bei der exponentiellen Wachstumsentwicklung die Marktanteile von Dünnschicht-Technologien beim Szenario 32 um über 2% erhöhen (siehe Abbildung 137).



Abbildung 137: Gegenüberstellung der Entwicklung der Marktanteile der Dünnschicht-PV-Technologien des Szenarios 32 bei unterschiedlicher Entwicklung der Wachstumsrate; (eigene Darstellung)

Basierend auf der gesamten jährlichen neu installierten Leistung und den Marktanteilen ergeben sich die jährlich neu installierten Leistungen der einzelnen Technologien (siehe Abbildung 138). Hierbei zeigt sich, dass aufgrund der differenten Entwicklung eine Verzögerung der maximalen jährlichen Ausbauraten bei CIGS um etwa 9 Jahre und bei CdTe um etwa 12,5 Jahre eintritt.



Abbildung 138: Gegenüberstellung der Entwicklung der jährlich neu installierten PV-Leistung der einzelnen PV-Technologien des Szenarios 32 bei unterschiedlicher Entwicklung der Wachstumsrate; (eigene Darstellung)

Die Analyse zeigt, dass eine adaptive Entwicklung des Ausbaus der jährlich neu installierten Leistung der einzelnen PV-Technologien nahezu keinen Einfluss auf die Entwicklung der primären Rohstoffproduktion bzw. Rohstoffbestände von Kupfer, Molybdän, Schwefel und Zinn ausübt. Ein geringer Einfluss erfolgt auf die primäre Rohstoffproduktion bzw. Rohstoffbestände von Cadmium, Selen und Gallium sowie ein hoher Einfluss auf die primäre Rohstoffproduktion bzw. Rohstoffbestände von Indium und Tellur (siehe Abbildung 139 bis Abbildung 142). Die Höhe des Einflusses ist vor allem vom Anteil des Rohstoffbedarfes von Dünnschicht-PV-Technologien am gesamten Rohstoffbedarf abhängig. Je höher der Rohstoffbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien am gesamten Rohstoffbedarf ist, desto höher ist der Einfluss einer adaptiven PV-Entwicklung auf die Entwicklung der primären Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen.



Abbildung 139: Entwicklung des primären Abbildung 140: Entwicklung des primären Indiumbedarfes Szenarios des 32 unterschiedlichen Marktwachstumsraten; unterschiedlichen (eigene Darstellung)

mit Tellurbedarfes des **Szenarios** 32 mit Marktwachstumsraten; (eigene Darstellung)



Abbildung 141: Entwicklung der Indium-Reservebasis **Szenarios** des 32 mit unterschiedlichen Marktwachstumsraten; (eigene Darstellung)

Abbildung 142: Entwicklung der Tellur-Reservebasis des **Szenarios** 32 mit unterschiedlichen Marktwachstumsraten; (eigene Darstellung)

5.2.2 Analyse des Einflusses der Materialnutzungseffizienz der Produktionsanlagen auf die kritischen mineralischen Rohstoffbestände

Im folgenden Abschnitt wird näher auf die Auswirkungen der Materialnutzungseffizienz von Produktionsanlagen zur Herstellung von CIGS und CdTe auf den Rohstoffbedarf bzw. deren Auswirkung auf die Rohstoffbestände eingegangen. Derzeit beträgt der Materialnutzungsgrad in Abhängigkeit des eingesetzten Verfahrens zwischen 50% und 70% für die Herstellung von CIGS- und CdTe-Solarzellen. Laut Experten soll sich der Materialnutzungsgrad bis 2050 auf rund 90% erhöhen (siehe Kapitel 2.2.4) (Marwede und Reller 2012), (Marwede und Reller 2014; S. 260), (Zuser und Rechberger 2011; S. 58).

Um die Auswirkungen der Materialnutzungseffizienz von Produktionsanlagen auf den jährlichen Rohstoffbedarf sowie die Rohstoffbestände zu analysieren erfolgt in diesem Abschnitt eine Gegenüberstellung des Szenarios 32, welches eine Steigerung der Effizienz auf 90 % bis 2050 berücksichtigt mit einem adaptierten Szenario 32, welches eine konstante Entwicklung der Effizienz am Niveau von 2015 annimmt.

In Abbildung 143 und Abbildung 144 sind die Auswirkungen der Materialeffizienz der Produktionsanlagen auf den spezifischen Rohstoffbedarf von CIGS und CdTe ersichtlich. Hierbei zeigt sich, dass bei konstant bleibender Materialeffizienz der spezifische Rohstoffbedarf von CIGS und CdTe im Jahr 2050 um bis zu 80% höher liegt als bei Berücksichtigung einer steigenden Materialeffizienz.



Abbildung 143: Entwicklung des spezifischen Rohstoffbedarfes des CdTe-Absorberlayers; (eigene Darstellung)



Abbildung 144: Entwicklung des spezifischen Rohstoffbedarfes des CIGS-Absorberlayers; (eigene Darstellung)

Die Auswirkungen des höheren spezifischen Rohstoffbedarfes von CIGS und CdTe auf den jährlichen primären Rohstoffbedarf zeigen sich vorrangig bei jenen Stoffen, bei denen ein hoher Anteil der primären Produktion auf Photovoltaik zurückzuführen ist (z.B. Indium, Tellur). In Abbildung 145 und Abbildung 146 sind die primäre Rohstoffproduktion mit dem Rohstoffbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien mit einer konstanten und steigenden Materialeffizienz der Produktionsanlagen gegenübergestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass durch die Effizienzerhöhung der Produktionsanlagen der jährliche Rohstoffbedarf von PV zwischen 2025 bis 2035 signifikant reduziert werden kann. Der teilweise höhere Rohstoffbedarf von PV im Vergleich zur primären Rohstoffproduktion ist auf die Deckung des Bedarfes mittels sekundären Rohstoffen, welche durch Recycling gewonnen werden, zurückzuführen. Darüber hinaus zeigt sich, dass der maximale jährliche Rohstoffbedarf beispielsweise von Tellur von 776 t/a auf 650 t/a reduziert werden kann (siehe Abbildung 146). Die Auswirkungen dieses reduzierten Bedarfes zeigt sich bei Tellur ebenfalls in der Entwicklung der Reservebasis (siehe Abbildung 148), sodass diese im Jahr 2050 statt 33.335 t nun 35.650 t beträgt.



Abbildung 145: Entwicklung Darstellung)

des Abbildung 146: Entwicklung des Indiumbedarfes von PV sowie der primären Tellurbedarfes von PV sowie der primären Produktion des Szenarios 32 in Abhängigkeit Produktion des Szenarios 32 in Abhängigkeit der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene Darstellung)



Abbildung 147: Entwicklung der Indium-Reservebasis des **Szenarios** 32 in Abhängigkeit der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene Darstellung)

Abbildung 148: Entwicklung der Tellur-Reservebasis des Szenarios 32 in Abhängigkeit der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene Darstellung)

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass durch die Effizienzerhöhung der Produktionsanlagen der jährliche Rohstoffbedarf insbesondere bei einem hohen PV-Ausbau zwischen 2025 und 2035 signifikant reduziert werden kann. Durch diese Reduktion kann eine Entlastung hinsichtlich der Extraktionsanlagen, welche für die Förderung von kritischen Stoffen als Nebenprodukt notwendig sind, stattfinden und somit potentielle Engpässe unterbinden. Die Auswirkungen einer höheren Materialeffizienz auf die Rohstoffbestände ist hingegen als geringfügig einzustufen, ausgenommen ist hierbei Tellur bzw. Indium. Auf diese beiden Rohstoffe hat eine höhere Materialeffizienz der Produktionsanlagen einen geringfügig positiven Einfluss auf die Entwicklung der Rohstoffbestände.

5.2.3 Auswirkungen von Rohstoffsubstitutionen auf die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien

ITO-Substitution

Für die transparente elektrisch leitfähige Oxidschicht (TCO) von Dünnschicht-Zellen wird als marktgängiges Material Indiumzinnoxid (ITO) eingesetzt. Wie im Kapitel 5.1.4 erläutert, sind Indium sowie Zinn als kritischer Rohstoff zu beurteilen und können daher die Entwicklung dieser Technologie hemmen. Aus diesem Grund ist die Substitution dieser Stoffe äußerst wichtig. Diverse Studien wie etwa Viebahn et al. (2014; S. 158) oder de Wild-Scholten (2012) gehen davon aus, dass bis 2025 Indiumzinnoxid in a:Si-Zellen substituiert werden kann und bis 2050 bei CdTe- und CIGS- Solarzellen. Laut den Studien von Viebahn et al. (2014; S. 158) oder de Wild-Scholten (2012) ist die vorzeitige Substitution von ITO in a:Si Solarzellen gegenüber anderen Technologien auf die Tatsache zurückzuführen, dass bereits in heutigen a:Si Zellen häufiger indiumfreie TCOs Verwendung finden. Bis zur vollständigen Substitution der Stoffe wird von einer kontinuierlichen Reduktion der ITO-Schichtdicke ausgegangen, sowie es in der Szenarioanalyse implementiert wurde. Die Szenarioanalyse zeigt jedoch, dass diese langsame Entwicklung problematisch ist. Aus diesem Grund ist eine frühzeitige Substitution von Indidumzinnoxid in der TCO-Schicht empfehlenswert, um einem negativen Einfluss bei der Entwicklung von CdTe und CIGS entgegenzuwirken.

Um die Auswirkungen einer vorzeitigen Substitution der Indiumzinnoxid in der TCO-Schicht von CdTe und CIGS zu analysieren, erfolgt basierend auf das Szenario 32 eine zusätzliche Simulation bei der Indiumzinnoxid in der TCO-Schicht ab 2025 bei CdTe und CIGS vollständig substituiert werden.

In Abbildung 149 sind die Entwicklungen der Einflussfaktoren von CdTe des Szenarios 32 mit (grüne unterbrochene Linie) und ohne ITO-Substitution (schwarze unterbrochene Linie) gegenübergestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass bei Substitution der ITO-Schicht die wesentlichen kritischen Rohstoffe, welche die Entwicklung der Technologie signifikant hemmen, ebenfalls substituiert werden, sodass sich der Einflussfaktor im Jahr 2050 von 0,13 auf 0,92 erhöht. Basierend auf den Simulationsergebnissen wäre bei Substitution der ITO-Schicht Cadmium der einschränkende Rohstoff bei der Entwicklung von CdTe-Solarzellen. Tellur hingegen würde die Entwicklung bis 2050 nicht negativ beeinflussen, da einer der Grundannahmen des Simulationsmodells ist, dass erst bei Erschöpfung der heute bezifferten Reserven von einem negativen Einfluss ausgegangen werden kann.

In Abbildung 150 sind die Entwicklungen der Einflussfaktoren von CIGS des Szenarios 32 mit (grüne unterbrochene Linie) und ohne ITO-Substitution (schwarze unterbrochene Linie) gegenübergestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass sich basierend auf der ITO-Substitution der negative Einfluss von Indium reduziert bzw. jener von Zinn wegfällt. Eine wichtige Erkenntnis dieser Gegenüberstellung ist, dass ab etwa 2040 bei der ITO-Substitution Molybdän die nächst folgende limitierende Ressource ist. Daher ist für eine langfristige Etablierung dieser Technologie die Substitution von Molybdän ab 2040 empfehlenswert. Anzumerken ist hierbei, dass im Szenario 32 von einem Wachstum der jährlichen primären Molybdänproduktion ausgegangen wird. Tritt dieses Wachstum nicht bzw. in geringerer Form ein, so ist von keiner negativen Wirkung auf die Entwicklung von CIGS-Solarzellen bis 2050 auszugehen. Grundsätzlich kann daher davon ausgegangen werden, dass die ITO-Substitution ab 2025 einen stark positiven Einfluss auf die Entwicklung des Einflussfaktors hat, welcher sich im Jahr 2050 von 0,13 auf 0,52 erhöht



Abbildung 149: Einfluss der ITO-Substitution auf die Entwicklung des CdTe-Einflussfaktors dargestellt am Beispiel des 32ten Szenarios; (eigene Darstellung)



Abbildung 150: Einfluss der ITO-Substitution auf die Entwicklung des CIGS-Einflussfaktors dargestellt am Beispiel des 32. Szenarios; (eigene Darstellung)

In Abbildung 151 ist die Entwicklung der Marktanteile des Szenarios 32 mit (gestrichelte Linie) bzw. ohne ITO-Substitution (durchgezogene Linie) dargestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass die Marktanteile von CdTe und CIGS signifikant erhöht werden können, was wiederum dazu führt, dass die Marktanteile von a:Si reduziert werden. Grundsätzlich wird bei allen Technologien dieselbe Entwicklung der Marktanteile angenommen. Die höheren Marktanteile von a:Si sind auf Marktverschiebungen zurückzuführen, da a:Si keine kritischen Stoffe, unter der Annahme dass diese ab 2025 substituiert werden im Gegensatz zu CdTe und CIGS, beinhaltet (Erläuterung siehe Kapitel 5.1.1). Diese Marktverschiebung ist ebenfalls im Jahr 2036 durch das Verschieben der Marktanteile von CdTe zu a:Si ersichtlich, was auf den negativen Einfluss durch Erschöpfung der Cadmium-Reserven zurückzuführen ist. Dieselbe Entwicklung wie bei den Marktanteilen ist bei der Entwicklung der jährlich neu installierten PV-Leistung in Abbildung 152 ersichtlich.



Abbildung 151: Gegenüberstellung der Entwicklung der Marktanteile des Szenarios 32 mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution; (eigene Darstellung)



Abbildung 152: Gegenüberstellung der Entwicklung der jährlich neu installierten Leistung mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution - Szenario 32; (eigene Darstellung)

Die Auswirkungen der ITO-Substitution des Szenarios 32 auf die Rohstoffbestände sind in Abbildung 153 und Abbildung 154 am Beispiel von Indium und Tellur dargestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass die ITO-Substitution positive Auswirkungen auf die Entwicklung der Indium-Reservebasis hat (unterbrochene orange Linie). So beträgt im Jahr 2050 die Indium-Reservebasis statt -27.295 t nur -19.738 t. Negativen Einfluss hat hingegen die ITO-Substitution auf die Tellur-Reservebasis, da Indium und Zinn die Marktanteile nicht beeinflussen, was in den Jahren 2025 bis 2036 zu einer Verschiebung der Marktanteile von CIGS zu CdTe führt. Diese Entwicklung führt dazu, dass ein verstärkter Tellurbedarf entsteht. So beträgt im Jahr 2050 die Tellur-Reservebasis statt 32.842 t nun 35.651 t.



Abbildung 153: Entwicklung Indium-Reservebasis mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution - Szenario 32; (eigene Darstellung)

Abbildung 154: Entwicklung Tellur-Reservebasis mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution - Szenario 32; (eigene Darstellung)

Änderung des Gallium-Indium-Verhältnisses von CIGS-Solarzellen

Neben der Substitution der ITO-Schicht besteht bei CIGS-Solarzellen die Möglichkeit, das Gallium-Indium-Verhältnis zu ändern um Indium durch Gallium zu substituieren. Wie im Kapitel 2.2.2 beschrieben, ändert sich durch variieren des Gallium-Indium-Verhältnisses der Bandabstand und hat somit Einfluss auf die Performance der Zelle. Eine Erhöhung des Galliumanteils führt zu einer Vergrößerung des Bandabstandes (siehe Kapitel 2.2.2 - Tabelle 2), was wiederum dazu führt, dass energiereiche Photonen für das Anheben der Elektronen vom Valenzband in das Leitungsband notwendig sind (Erklärung siehe Kapitel 2.1.1). Das bedeutet, dass bei CIGS-Zellen mit einem höheren Gallium-Anteil vor allem bei Solarstrahlung, bei der die Photonen eine geringere Energiemenge aufweisen, mit Performancedefiziten zu rechnen ist. Dadurch ist die Optimierung des Gallium-Indiumverhältnisses eine Gratwanderung zwischen Performance der Solarzelle und des Rohstoffeinsatzes.

Die aktuelle CIGS-Zellengeneration besitzt ein Gallium-Indium-Verhältnis von 25 bis 30 % (Marwede und Reller 2014; S. 257). Um die Auswirkungen der gezielten Veränderung des Gallium-Indium-Verhältnis auf die Ressourcen zu analysieren, erfolgt eine zusätzliche Simulation am Beispiel des Szenarios 32 mit ITO-Substitution, bei der das Verhältnis umgekehrt wird, sodass der Galliumanteil statt 25% nun 75 % beträgt. Anzumerken ist hierbei, dass eine fiktive Situation simuliert wird, da die aktuelle Entwicklung auf einen wesentlich geringeren Galliumanteil hindeutet.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass durch die Veränderung des Gallium-Indium-Verhältnisses, ein geringerer Indiumbedarf entsteht, was wiederum dazu führt, dass die Indium-Ressource eine Entwicklung auf einem geringfügig höheren Niveau aufweist. So betragen beispielsweise im Jahr 2050 die Ressourcen im Szenario 32 51.665 t, mit ITO-Substitution 59.222 t und mit zusätzlicher Adaption des Gallium-Indium–Verhältnisses 60.429 t (siehe Abbildung 157). Auf der anderen Seite steigt der Galliumbedarf. So betragen die Gallium-Ressourcen im Szenario 32 952.505 t, mit ITO-Substitution 952.432 t und mit zusätzlicher Adaption des Gallium-Indium–Verhältnisses 950.488 t (siehe Abbildung 156). Diese adaptive Entwicklung der Ressourcen führt dazu, dass die Marktanteile von CIGS geringfügig erhöht werden, sodass die jährlich neu installierte CIGS-Leistung geringfügig steigt (siehe Abbildung 155). Durch diese Veränderung der Marktanteile hat das Verändern des Gallium-Indium–Verhältnisses ebenfalls geringfügigen Einfluss auf die analysierten Ressourcen.

Die gesamte Analyse zeigt, dass das gezielte Verändern des Gallium-Indium–Verhältnisses einen geringfügigeren Einfluss auf die Entwicklung der Ressourcen als beispielsweise die ITO-Substitution ausübt. Aus diesem Grund müsste detailliert erforscht werden, welchen negativen Einfluss eine derartige Veränderung des Gallium-Indium–Verhältnisses auf die Performance der CIGS-Zellen ausübt und diese mit den Vorteilen hinsichtlich der Rohstoffentwicklung abwägen.



Abbildung 155: Gegenüberstellung der Entwicklung der jährlich neu installierten CIGS - Leistung ohne/mit ITO-Substitution bzw. Veränderung des Gallium-Indium Verhältnisses - Szenario 32; (eigene Darstellung)



Abbildung 156: Entwicklung der Gallium-Ressourcen ohne/mit ITO-Substitution bzw. mit Veränderung des Gallium-Indium Verhältnisses - Szenario 32; (eigene Darstellung)



Abbildung 157: Entwicklung der Indium-Ressourcen ohne/mit ITO-Substitution bzw. mit Veränderung des Gallium-Indium Verhältnisses - Szenario 32; (eigene Darstellung)

Indiumfreie und galliumfreie Dünnschicht - Solarzellen

Neben der Substitution der ITO-Schicht und der gezielten Veränderung des Indium-Gallium-Verhältnisses bei CIGS-Zellen besteht die Möglichkeit, zukünftig indiumfreie und galliumfreie Absorber herzustellen. Hierbei besteht die Möglichkeit, auf CZTS- (Cu₂ZnSnS₄) sowie CZTSe- (Cu₂ZnSnSe₄) Basis Zellen zu produzieren (Viebahn et al. 2014; S. 157). Diese Zellentypen befinden sich derzeit noch in einer frühen Entwicklungsphase und weisen daher noch sehr geringe Wirkungsgrade auf. So beträgt der CZTS-Wirkungsgradweltrekord für eine 1 cm² CZTS-Solarzelle 7,6 % und für eine 0,4 cm² CZTS-Solarzelle 12,6 % (Stand 27. April 2016) (Gifford 2016). Aufgrund diverser Defizite kann sich diese technologische Weiterentwicklung derzeit bzw. mittelfristig nicht am Markt etablieren, jedoch langfristig betrachtet könnte diese Solarzellentechnologie in Kombination mit der ITO-Substitution die Ressourcenproblematik bei Dünnschicht-Solarzellen lösen.

5.2.4 Ausblick: Betrachtung einer sehr optimistischen PV- und Dünnschicht-Entwicklung bis 2070

In der bisherigen Arbeit wurden insbesondere zwei realistische PV-Ausbauszenarien⁵⁵ bis 2050 simuliert und analysiert (siehe Kapitel 4.3.1). Aufgrund des global betrachteten hohen Ausbaupotentials von PV wird in diesem Abschnitt ein sehr optimistisches Ausbauszenario der International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV 2016), welches die global kumulierte installierte Leistung im Jahr 2070 mit 31 TWp beziffert, simuliert und deren Auswirkungen auf die kritischen mineralischen Rohstoffe bis 2070 betrachtet.

Die Simulation dieses Ausbauszenarios basiert auf dem im Kapitel 4.2 beschriebenen Simulationsmodell, sowie der Annahme einer optimistischen technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien und einer wachsenden Rohstoffproduktion für sonstige Anwendungen (siehe Kapitel 4.3.1). Um den Einfluss der stofflichen Wiederverwendung und des Recyclings von Dünnschicht-PV-Technologien darzustellen, erfolgt die Simulation jeweils ohne bzw. mit der Etablierung von stofflichen Wiederverwendungs- und Recyclingverfahren. Für den Zeitraum 2050 bis 2070 werden vereinfacht die Simulationsinputparameter konstant am Niveau von 2050 angenommen. Zudem wird basierend auf Viebahn et al. (2014) angenommen, dass ab 2050 die TCOs aller Dünnschicht-Technologien indium- und zinnfrei sein werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sich aufgrund der limitierenden Einflüsse der Rohstoffverfügbarkeit Dünnschicht-Technologien bis 2050 nicht großflächig etablieren können, sodass kristalline Technologien den größten Anteil der kumulierten installieren Leistung einnehmen (siehe Abbildung 158 bzw. Abbildung 159). Ab 2050 zeigt sich, dass a:Si-Solarzellen sich großflächig am Markt etablieren können. Dies liegt insbesondere daran, dass in der Simulation angenommen wurde, dass die TCO-Schicht bei a: Si ab 2025 indiumfrei bzw. ab 2050 zinnfrei sein wird. Dadurch würde diese Technologie keine limitierenden Rohstoffe mehr beinhalten und kann sich dadurch am Markt entfalten. Darüber hinaus ist in diesem Kontext anzumerken, dass die im Simulationsmodell implementierten Marktverschiebungsmechanismen, von CIGS bzw. CdTe zu a:Si, aufgrund von Rohstofflimitationen (siehe Kapitel 4.2.4) eintreten. Bei CdTe-Solarzellen zeigt sich, dass die Substitution von Indium und Zinn ab 2050 einen kurzfristig positiven Effekt auf die Entwicklung der Marktanteile ausübt. Langfristig kann sich diese Technologie jedoch nicht großflächig am Markt etablieren, da insbesondere ab etwa 2055 (siehe Tabelle 22) durch die Erschöpfung der Tellur-Reserven ein verstärkter negativer Einfluss ausgeht. Überdies zeigt Tabelle 22, dass die Tellurreservenbasis ein sehr hohes Abbaupotential (Formel 18 – Kapitel 5.1.4), welches zwischen 86% und 94% liegt, aufweist, sodass eine großflächige bzw. langfristige Etablierung dieser Technologie nicht gewährleistet werden kann. Außerdem zeigen die Simulationsergebnisse, dass insbesondere der Rohstoff Indium der großflächigen Etablierung von CIGS entgegenwirkt. So zeigen die Simulationsergebnisse, dass sich ohne Etablierung von Recyclingtechnologien die Indium-Ressourcen 2059 erschöpfen werden (siehe Tabelle

⁵⁵ Kumulierte installierte Leistung im Jahr 2050 bei den pessimistischen Szenarien: 803 GWp bzw. bei den optimistischen Szenarien 4.674 GWp.

22). Durch die Etablierung von Recyclingtechnologien kann der Erschöpfung der Indium-Ressourcen im untersuchten Szenario entgegengewirkt werden, sodass die Marktanteile, auf einem relativ niedrigen Niveau bis 2070 erhalten bleiben können (siehe Abbildung 158 bzw. Abbildung 159). Ferner ist hervorzuheben, dass sich die Zinn-Ressourcen im untersuchten Szenario bis 2055 erschöpfen werden. Daher ist insbesondere eine frühzeitige Substitution von Zinn empfehlenswert, um potentiell negativen Auswirkungen auf die Etablierung von Dünnschicht-Technologien entgegenzuwirken.



Abbildung 158: Entwicklung der global kumulierten installierten Leistung der einzelnen PV-Technologien (ohne Recycling) bis 2070 basierend auf dem 31 TWp Szenario der ITRPV; (eigene Darstellung)



Abbildung 159: Entwicklung der global kumulierten installierten Leistung der einzelnen PV-Technologien (mit Recycling) bis 2070 basierend auf dem 31 TWp Szenario der ITRPV; (eigene Darstellung)

	Abbaupotential der Reserven bis 2070 [%]		Prognostizierte	Abbaupotential der Ressourcen bis 2070 [%]		Prognostizierte
	Szenario ohne Recycling	Szenario mit Recycling	Reserven [a]	Szenario ohne Recycling	Szenario mit Recycling	Reichweite der Ressourcen [a]
Cadmium	206,3 %	206,0 %	2036	21,72 %	21,68 %	-
Gallium	-	-	-	75,47 %	75,47 %	
Indium	975,76 %	808 %	2023	100 %	90,75 %	ab 2059
Kupfer	191,5 %	191,5 %	2043	24,63 %	24,63 %	
Molybdän	138,23 %	138,21 %	2038	77,12 %	77,11 %	
Schwefel	-	-	-	0,95 %	0,95 %	
Selen	311,01 %	308,84 %	2044	0,304 %	0,302 %	
Tellur	180,1 %	163,76 %	2052 - 2055	94,3 % ⁵⁶	85,7 % ⁵⁶	
Zinn	241,67 %	241,67 %	2032	100 %	100 %	2055

Tabelle 22: Gegenüberstellung der Abbaupotentiale (Ausgangsjahr 2015; Bezugsjahr 2070) der Reserven und Ressourcen der einzelnen untersuchten Rohstoffe basierend auf dem 31 TWp Szenario der ITRPV; (eigene Darstellung)

⁵⁶ Bewertung der Tellur-Reservenbasis

6 Schlussfolgerung

Die Literaturrecherche zeigt, dass derzeit kein wissenschaftlicher Konsens bezüglich der Bedeutung kritischer mineralischer Ressourcen für die mittel- und langfristigen Perspektiven von Dünnschicht-PV-Technologien besteht. Einigkeit besteht ausschließlich hinsichtlich der Identifizierung der kritischen Stoffe Indium und Tellur in Dünnschicht-PV-Technologien. Es werden aber auch Gallium, Selen und Cadmium gelegentlich als kritisch deklariert.

Die Untersuchung zeigt, dass die technologische und marktwirtschaftliche Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien einen hohen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der jährlichen Produktionsraten, Reserven und Ressourcen von Indium und Tellur ausüben wird, sowie einen geringen Einfluss auf diejenigen von Cadmium, Selen und Gallium. Rohstoffe wie Kupfer, Molybdän, Schwefel oder Zinn werden vom PV-Ausbau nicht beeinflusst. Die Höhe des Einflusses ist vor allem vom Anteil des Rohstoffbedarfes von Dünnschicht-PV-Technologien am gesamten Rohstoffbedarf abhängig. Je höher der Rohstoffbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien am gesamten Rohstoffbedarf ist, desto höher ist der Einfluss der Dünnschicht-PV-Entwicklung auf die Entwicklung der primären Rohstoffproduktion, der Reserven und Ressourcen.

Darüber hinaus zeigt die Analyse, dass sich keine Ressource, die derzeit in Dünnschicht-PV-Technologien eingesetzt wird, im untersuchten Simulationszeitraum 2015 bis 2050 vollständig erschöpft. Kritisch zu betrachten sind jedoch jene Rohstoffe, die ein hohes Potential zur massiven Reduktion heute bekannter Reserven und Ressourcen (Abbaupotential), wie etwa Zinn, Molybdän oder Indium, aufweisen. Außerdem zeigen die Simulationsergebnisse, dass eine wirtschaftliche Förderung benötigter Rohstoffe unter derzeitigen Rahmenbedingungen (Reserven) im Falle von Cadmium, Indium und Zinn bis 2050 definitiv ausgeschlossen werden kann. Unter Einbezug des zukünftigen technologischen Fortschritts im Bereich der PV-Technologien und der zukünftig absehbaren Marktbedingungen für Rohstoffe (Reservebasis) ist eine wirtschaftliche Förderung von Tellur und Zinn bis 2050 gegeben, jedoch gilt dies nicht für Indium.

Neben den potentiellen Engpässen hinsichtlich der Rohstoffbestände können Förderengpässe vor allem bei jenen Stoffen entstehen, die als Nebenprodukt gewonnen werden. Hierzu zählen etwa Cadmium, Gallium, Indium, Selen und Tellur. Bei diesen Stoffen ist die Förderung nicht primär an die Rohstoffverfügbarkeit, sondern an das Fördervolumen des Hauptproduktes und die Kapazitäten der Extraktionsanlagen gebunden. Daher müssen bei Produktionsengpässen keine neuen Lagerstätten erkundet und erschlossen, sondern neue Extraktionsanlagen installiert werden. Engpässe können bei diesen Stoffen insbesondere dann entstehen, wenn kurzfristig ein höherer Bedarf besteht und insbesondere wenn der Bedarf für das Nebenprodukt eine höhere Wachstumsrate als das Hauptprodukt aufweist. Als problematisch hinsichtlich potentieller Förderengpässe wurden Indium, Tellur und Gallium identifiziert.

Als potentiell limitierende Rohstoffe für die Entwicklung von Dünnschicht-PV-Technologien wurden Indium und Zinn identifiziert. Diese beiden Stoffe werden als Indiumzinnoxid-(ITO)-Schicht, welche als Elektrode fungiert, bei Dünnschicht-PV-Technologien (CIGS, CdTe und a:Si) eingesetzt sowie Indium bei CIGS-Solarzellen in der Absorberschicht. Die nähere

Analyse zeigt, dass aufgrund der Erschöpfung der Indium-Reserven zwischen 2023 und 2030 mit negativen Auswirkungen auf die marktwirtschaftliche Entwicklung von CIGS und CdTe zu rechnen ist und somit den weiteren Ausbau einschränken kann. Zudem zeigen die Simulationsergebnisse, dass ab etwa 2040 ein verstärkter negativer Einfluss von der Zunehmend reduzierten Verfügbarkeit von Zinn ausgeht und somit den Ausbau von Dünnschicht-PV-Technologien, die Zinn verwenden, limitieren kann. Basierend auf ökonomischen Theorien wird jedoch davon ausgegangen, dass bei Engpässen bzw. Verknappung der Ressourcen der Rohstoffpreis ansteigt und damit angebots- und nachfrageseitige Maßnahmen angeregt werden. Hierzu zählt etwa die Substitution der Indiumzinnoxid-Schicht (ITO) durch Carbon-Nanotubes, fluor-dotiertes, aluminium-dotiertes oder reines Zinnoxid, was jedoch aufgrund der Erkenntnissen dieser Arbeit nicht empfohlen wird. Die derzeitigen Nachteile dieser Substitutionsmaterialen, wie etwa deren Eigenschaften oder Effizienz, können beispielsweise durch veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen wettgemacht werden und somit zukünftig eingesetzt werden.

Des Weiteren zeigt die Analyse, dass der Einfluss der technologischen Weiterentwicklung durch einen erhöhten Wirkungsgrad bzw. geringere Schichtdicken den limitierenden Abbau der Ressourcen geringfügig hinauszögert, jedoch nicht behebt. So kann beispielsweise die Erschöpfung der Indium-Reserven durch eine fortschrittliche technologische Entwicklung um etwa drei Monate hinausgezögert werden. Überdies beeinflusst eine fortschrittliche technologische Entwicklung die Entwicklung der Tellur-Rohstoffbestände. Bei anderen Stoffen, bei denen der Anteil des Bedarfes von Dünnschicht-PV-Technologien einen geringeren Anteil aufweist als beispielsweise bei Indium und Tellur, ist der Einfluss einer fortschrittlichen technologischen Entwicklung marginal.

Ein höherer Einfluss geht hingegen von der Entwicklung der jährlich neu installierten PV-Leistung sowie der Marktanteile der einzelnen Technologien auf die Rohstoffbestände aus. So zeigen die Simulationsergebnisse beispielsweise, dass sich die Reichweite der Indium-Reserven bei einem optimistischen Ausbau von PV- und Dünnschicht-Technologien gegenüber einer pessimistischeren Entwicklungsannahme von 2026 auf etwa 2023 reduzieren kann. Die nähere Analyse zeigt, dass selbst die Entwicklung der Wachstumsrate der jährlich neu installierten PV-Anlagen einen Einfluss auf die Entwicklung der Reservebestände von Indium, Tellur, Cadmium, Selen und Gallium ausübt. Hierbei zeigt sich, dass bei einem exponentiellen Wachstum gegenüber einem sigmoiden/logistischen Wachstum, ein zunächst geringerer Rohstoffbedarf entsteht und dadurch die Reichweite der Reserven erhöht. Dieser Effekt führt dazu, dass ein negativer Einfluss auf die Entwicklung der Dünnschicht-Technologien CdTe und CIGS verspätet eintritt, sodass die Marktanteile der betroffenen Technologien bei einem exponentiellen Wachstum um teilweise über 2 % höher liegen als bei einer sigmoiden Wachstumsentwicklung.

Ein essentielles Problem von CIGS- und CdTe-Solarzellen ist der Rohstoffnutzungsgrad bei der Produktion. So beträgt der Materialnutzungsgrad bei der Produktion von CIGS und CdTe in Abhängigkeit des Verfahrens derzeit zwischen 50% und 70%. Problematisch ist vor allem, dass sich der Großteil des Restmaterials an den Wänden der Produktionskammer sowie an anderen Anlagenkomponenten niederschlägt und sich dadurch mit anderen Stoffen verbindet bzw. verunreinigt wird. Diese Tatsache führt dazu, dass derzeit die bei Wartungsarbeiten von

den Wänden abgetragenen, eigentlich wertvollen Rohstoff-Materialien zusammen mit den Schleifmitteln entsorgt werden, was hinsichtlich der Verwendung von kritischen Rohstoffen ein essentielles Problem darstellt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass für den Zeitraum bis 2040 eine Steigerung der Materialeffizienz von Produktionsanlagen einen größeren positiven Einfluss auf die Rohstoffreichweite hat als das Recycling von Altmodulen. Dies liegt vor allem daran, dass aufgrund der Annahme einer durchschnittlichen Lebensdauer der PV-Module von 30 Jahren erst ab etwa 2040 hohe Mengen von End-of-Life-Modulen anfallen werden, die dem Recycling zugeführt werden könnten. Dennoch gilt, dass bereits heute eine wesentliche Forderung an die aktuelle Modulentwicklung darin besteht, durch die Gestaltung der PV-Technologien und das Design ihrer Produktionsprozesse ein adäquates und effizientes späteres Recycling der Alt-Module zu ermöglichen. So können einerseits primäre Quellen kritischer mineralischer Rohstoffe und andererseits antizipierbare Deponiekapazitäten geschont werden. Aus diesem Grund ist die Rückgewinnung und Rückgewinnbarkeit von Metallen als auch von Glas von großer Bedeutung.

Bis dato gibt es für Dünnschicht-Technologien wenig bis keine marktfähigen Recyclingprozesse. Die Schonung der primären Ressourcen für einige kritische Mineralien wäre aber essenziell, die durch Optimierung der "Gewinnung" sekundärer Ressourcen ermöglicht werden kann. Problematisch erscheint gegenwärtig, dass aufgrund der geringen Mengenströme der kritischen Rohstoffe in Dünnschicht-Technologien und ihrer Produktion (sowie im Elektronikschrott) die Wiedergewinnung einzelner Stoffe derzeit nicht ökonomisch ist und andererseits grundlegende Zweifel bestehen, ob es rechtzeitig eine Nachfrage für diese recycelten Stoffe geben wird, da diverse kritische Stoffe derzeit noch preiswerter als Nebenprodukt gewonnen werden.

Für die großflächige Etablierung von PV ist eine kontinuierliche Weiterentwicklung von PV-Technologien notwendig und insbesondere die Erschließung neuer komparativer technologischer Vorteile, neuer Märkte und Anwendungsformen, welche sich durch flexible und dünnere Solarzellen charakterisieren lassen, sowie eine Kostendegression. Aus diesem Grund ist mittelfristig die stärkere Etablierung von Dünnschicht-Technologien trotz ihrer Nutzung von kritischen Materialien unter gewissen Rahmenbedingungen sinnvoll. Hierzu zählen etwa das Anstreben einer frühestmöglichen Substitution von Indium und Zinn (ITO) in der TCO-Schicht in allen PV-Technologien (spätestens ab 2025), das unverzügliche Erhöhen der Materialeffizienz von Produktionsanlagen auf über 90 %, die Substitution von Molybdän und Tellur sowie das Entwickeln und der Einsatz von effizienten Recyclingtechnologien, sowie die Beachtung der Gestaltungsanforderung an aktuell produzierte Module, gut recyclingfähig zu sein. Die Schonung der primären Ressourcen für einige kritische Mineralien muss stärker in den Blick kommen. Die wirksamste Form, um die mangelnde Verfügbarkeit kritischer Rohstoffe nicht zum Show-Stopper für das Ziel einer schnell wachsenden Etablierung von Dünnschicht-PV-Technologien werden zu lassen, ist jedoch die Materialsubstitution. Daher sollten Dünnschicht-Technologien so weiterentwickelt werden, dass sie dieselben komparativen Vorteile gegenüber anderen PV-Technologien besitzen, jedoch keine kritischen Rohstoffe verwenden.

Handlungsempfehlungen

- Frühestmögliche Substitution der ITO-Schicht (Empfehlung ab 2025) in allen Dünnschicht-Technologien mit indium- und zinnfreien Substitutionsmaterialien
 - Die Arbeit zeigt, dass durch die vorzeitige Substitution der indiumdotierten Zinnoxidschicht positive Auswirkungen auf die marktwirtschaftliche Entwicklung von CIGS und CdTe sowie auf die Indium-Ressourcen ausgeübt werden.
- Anstreben der Substitution von Molybdän in CIGS-Solarzellen für die langfristige Etablierung der Technologie
- Substitution von Tellur in Dünnschicht-Technologien, da Tellur eine grundlegend geringe Rohstoffbasis besitzt und somit für die langfristige Etablierung nicht geeignet ist
- Verstärkte Forschung hinsichtlich höherer Materialeffizienz von Produktionsanlagen von CIGS und CdTe Frühestmögliche Erhöhung der Effizienz auf 90%
- Neben dem Hauptaugenmerk auf die Materialeffizienzerhöhung von Produktionsanlagen sollten Recyclingtechnologien ebenso erforscht werden. Hierbei gilt es folgende Problematiken zu lösen:
 - Aufgrund der geringen Mengenströme der kritischen Stoffe in Dünnschicht-Technologien und im Elektronikschrott ist die Wiedergewinnung einzelner Stoffe derzeit kaum ökonomisch sinnvoll. Daher müssen Recyclingprozesse entwickelt werden, welche mehrere kritische Stoffe wiedergewinnen können.
 - Schaffung eines Marktes für sekundäre kritische Stoffe Diverse kritische Stoffe werden derzeit preiswert als Nebenprodukt gewonnen. Daher besteht Zweifel, ob es eine Nachfrage für diese recycelten Stoffe geben wird.
- Verstärkte Erforschung von indium- und zinnfreien Dünnschicht-Technologien, wie etwa multi-junction a:Si-Solarzellen oder Solarzellen auf Basis von CZTS- (Cu2ZnSnS4) sowie CZTSe- (Cu2ZnSnSe4).

7 Literaturverzeichnis

- Angerer, G.; Erdmann, L.; Marscheider-Weidemann, F.; Scharp, M.; Lüllmann, A.; Handke, V.; Marwede, M., 2009, Rohstoffe für Zukunftstechnologien. Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage. ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale. Karlsruhe: Fraunhofer IRB Verlag.
- Benedek, L, Luidold, S., Schnideritsch, H., Antrekowitsch, H., 2014, Recyclingkonzepte für Photovoltaikmodule. Recycling und Rohstoffe, Band 7, TK-Verlag, Berlin, Seite 231-250, ISBN 978-3944310091.
- Berger, W., Simon, F.,G., Weimann, K., Alsema, E.,A., 2010, A novel approach for the recycling of thin film photovoltaic modules. In: Resources, Conservation and Recycling, Ausgabe 54, Seite 711-718.
- BSW, 2009, Cadmium-Tellurid (CdTe) Photovoltaiktechnologie. Bundesverband Solarwirtschaft. Online: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Hintergrund_CdTe_0309.pdf, Abruf: 10.05.2016.
- Bhandari, K., P., Collier, J., M., Ellingson, R., J., Apul, D., S., 2015, Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 47, Seite 133 – 141.

Cichy, M., Liebert, W., 2017, KRITISCHE MINERALISCHE RESSOURCEN VON PHOTOVOLTAIK-DÜNNSCHICHT-TECHNOLOGIEN – Eine Analyse unter Betrachtung der technologischen und marktwirtschaftlichen Entwicklung. IEWT 2017, Wien

- Drachman, P., 2016, Farbstoff-Solarzellen und Organische Photovoltaik: Dritte Generation der Dünnschicht-Technologie vor dem Durchbruch. Online: http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report/farbstoff-solarzellen-und-organische-photovoltaik.html, Abruf: 15.06.2016.
- Enkhardt, S., 2016, ZSW/HZB-White Paper: CIGS-Dünnschicht holt gegenüber kristalliner Technologie auf. pv magazine group GmbH & Co. KG, http://www.pvmagazine.de/nachrichten/details/beitrag/zsw-hzb-white-paper--cigs-dnnschicht-holtgegenber-kristalliner-technologie-

auf_100021837/?L=1%252F&cHash=5b999fb803be880e64e8e6cc9e6bc4a5, Abruf: 9.2.2016.

- Eurpäische Kommission, 2010, Critical raw materials for the EU. Report of the Ad-hoc Working Group on defining critical raw materials
- EU Kommission, 2011, COMMISSION STAFF WORKING PAPER Materials Roadmap Enabling Low Carbon Energy Technologies. 13.12.2011, SEC(2011) 1609 final, Brüssel.
- Ezekiel, M., 1938, The cobweb theorem, in: The quarterly journal of economics, Band 52, S. 255-280, Cambridge.
- Fthenakis, V., M., 2010, Long-term estimates of primary & secondary sources of thin-film PV materials: Recycling and sustainability of PV. 35th IEEE PVSC, 23 June, Honolulu.
- Frankl, P., Menichetti, E., Raugei, M., Lombardelli, S., Prennushi, G., 2006, RS 1a: Final report on technical data, costs and life cycle inventories of PV applications. Deliverable no 11.2, NEEDS New Energy externalities Developments for Sustainability, Ambiente.
- Gifford, J., 2016, UNSW takes out CZTS efficiency world record. Pv magazine, 27. April 2016, Online: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/unsw-takes-out-cztsefficiency-world-record_100024322/#axzz4KcjIH5sF, Abruf: 18.9.2016.
- Goe, M., Gaustad, G., 2014, Strengthening the case for recycling photovoltaics: An energy payback analysis. In: Applied Energy, Volume 120, Seite 41-48.
- S. Hartard, W. Liebert (Hrsg.), Competition and Conflicts on Resource Use, Natural Resource Management and Policy 46, DOI 10.1007/978-3-319-10954-1_19
- Huber, F., 2012, Persönliche Kommunikation (26 September 2012) mit F. Huber, Head Office, Dr.Eberl MBE-Komponenten GmbH, Weil der Stadt.
- IEA, 2014, Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy. 2014 edition, Energy Technology Perspectives, Internationale Energy Agency, Paris.
- IEA, 2015, World Energy Outlook 2015, IEA, ISBN: 978-92-64-24366-8
- ISE, 2016, Photovoltaicy Report 6. Juni 2016. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg.

- ITRI, 2016, 2016 Report on Global Tin Resources & Reserves Security of long-term tin supply, Hertfordshire.
- ITRPV, 2016, International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2015 Results including maturity reports, Seventh Edition, October 2016, Frankfurt am Main.
- Itten, R., Frischknecht, R., 2015, LCI of the global crystalline photovoltaics supply chain and Chinese multi-crystalline supply chain. Version: 05/11/2015, Swiss Federal Office of Energy, Uster.
- IWR, 2005, First Solar unterzeichnet Versicherungsvertrag zur Finanzierung der Rücknahmeund Recyclingkosten für Solarmodule nach Ablauf der Lebensdauer. Original-Pressemitteilung vom 25.05.2005, Online: http://www.iwrpressedienst.de/Textausgabe.php?id=1873, Abruf: 10.5.2016.
- Jungbluth, N., Stucki, M., Flury, K., Frischknecht, R., Büsser, S., 2012, Life Cycle Inventories of Photovoltaics. Version: 2012, Swiss Federal Office of Energy, Uster.
- Kavlak, G., McNerney, J., Jaffe, R., L., Trancik, J., E., 2014, Growth in Metals Production for Rapid Photovoltaics Deployment. In: IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC) (June 2014).
- Marwede, M., Reller, A., 2012, Future recycling flows of tellurium from cadmium telluride photovoltaic waste. In: Resources, Conservation and Recycling, Ausgabe 69, Seite 35-49.
- Marwede, M., Berger, W., Schlummer, M., Mäurer, A., Reller, A., 2013, Recycling paths for thin-film chalcogenide photovoltaic waste – Current feasible processes. In: Renewable Energy, Volume 55, Seite 220-229.
- Marwede, M., Reller, A., 2014, Estimation of Life Cycle Material Costs of Cadmium Telluride– and Copper Indium Gallium Diselenide–Photovoltaic Absorber Materials based on Life Cycle Material Flows. In: Journal of Industrial Ecology, Volume 18, Number 2, Seite 254-267.
- Mayer, J., N., Philipps, S., Hussein, N., S., Schlegl, T., Senkpiel, C., 2015, Current and Future Cost of Photovoltaics - Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Fraunhofer ISE, Freiburg.

- Mertens, K., 2015, Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. 3. Auflage, Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, Steinfurt, ISBN 978-3-446-44232-0.
- Moss, R., L., Tzimas, E., Kara, H., Willis, P., Kooroshy, J., 2011, Critical Metals in Strategic Energy Technologies - Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Petten, ISBN 978-92-79-20699-3.
- Moss, R., L., Tzimas, E., Kara, H., Willis, P., Kooroshy, J., 2013, Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector - Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. European Commission, Joint Research Centre, Oakdene Hollins, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, Petten, ISBN 978-92-79-30390-6.
- Münch,C.,2016,Dünnschichtmodule.Online:http://www.photovoltaik.org/wissen/duennschichtmodule, Abruf: 13.05.2016.0
- Niederschlag, E., Stelter, M., 2009, 145 Jahre Indium Ein Metall mit Zukunft, World of metallurgy-Erzmetall, 62. Jahrgang, Heft 1, Seite 17-22.
- Öhrlund, I., 2012, Future Metal Demand from Photovoltaic Cells and Wind Turbines. EUROPEAN PARLIAMENT - Science and Technology Options Assessment, Reports No. PE 471.604, Brüssel.
- Quaschning, V., 2011, Regenerative Energiesysteme: Technologie Berechnung Simulation. 7. Auflage, Hanser Verlag, Berlin, ISBN: 978-3-446-42732-7.
- Palm, J., Karg, F., Schneider, H., Kushiya, K., Stolt, L., Tiwari, A., Niemi, E., Beck, M., Eberspacher, C., Wohlfart, P., Bayman, A., Schoop, U., Wieting, B., Ramanathan, K., Dimmler, B., Kuhn, C., Whitelegg, S., Rühle, U., Lincot, D., Naghavi, N., Walter, T., Schlatmann, R., Lux-Steiner, M., Kuypers, A., Szyszka, B., Siebentritt, S., Lechner, P., Powalla, M., Noufi, R., Schock, H., W., 2016, WHITE PAPER FOR CIGS THIN FILM CELL TECHNOLOGY. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart.
- Rekinger, M., Masson, G., Orlandi, S., Fontaine, B., 2014, Global Market Outlook For Solar Power / 2014 – 2018. EPIA, Brüssel.
- Rekinger, M., Thies, F., Masson, G., Orlandi, S., 2015, Global Market Outlook For Solar Power / 2015 2019. EPIA, Brüssel.
- Rigby, P., Fillon, P., Gombert, A., Herrero Rueda, J., Kiel, E., Mellikov, E, Poortmans, J., Schropp, R., Schwirtlich, I., A., Warren, P., 2011, Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies Photovoltaic Technology. JRC Scientific and Technical Reports No. EUR 25172 EN – 2011, Strategic Energy Technology Plan, Ispra.
- Romeike, F., 2016, System Dynamics. https://www.risknet.de/wissen/rm-methoden/systemdynamics/, Abruf: 20.03.2016.
- Rüth, E., 2009, Die Nullnummer. Indium ist wertvoll, unverzichtbar und knapp. In Deutschland wird es nicht recycelt. Warum?. Recycling Magazin, 64. Jahrgang, Ausgabe 10, 28–29.
- Schlegl, T., 2013, ENTWICKLUNGSLINIEN DER PV-TECHNOLOGIEN UND MATERIAL-SUBSTITUTIONSMÖGLICHKEITEN - Strategische Metalle für die Energiewende. 25. Februar 2013, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Tutzing.
- Stolle, T., 2016, Zukünftiges Abfallaufkommen von Photovoltaikmodulen Materialfluss- und Reifegradanalyse für das Recycling. Diplomica Verlag, Hamburg, ISBN: 978-3-95934-937-6.
- Tao, C., S., Jiang, J., Tao, M., 2011, Natural resource limitations to terawatt-scale solar cells. In: Solar Energy Materials & Solar Cells, Volume 95, Seite 3176-3180.
- Teske, S., Sawyer, S., Schäfer, O., Pregger, T., Simon, S., Naegler, T., 2015, energy [r]evolution – A sustainable World Energy Outlook 2015. Report 5th edition 2015 world energy scenario, Greenpeace international, global wind energy Council, Solar Power Europe, Stuttgart.

USGS, 2002, Mineral Commodity summaries 2002. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2003, Mineral Commodity summaries 2003. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2004, Mineral Commodity summaries 2004. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2005, Mineral Commodity summaries 2005. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2006, Mineral Commodity summaries 2006. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2007, Mineral Commodity summaries 2007. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2008, Mineral Commodity summaries 2008. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2009, Mineral Commodity summaries 2009. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2010, Mineral Commodity summaries 2010. U. S. Geological Survey, Washington

USGS, 2011, Mineral Commodity summaries 2011. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2012, Mineral Commodity summaries 2012. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2013, Mineral Commodity summaries 2013. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2014, Mineral Commodity summaries 2014. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2015, Mineral Commodity summaries 2015. U. S. Geological Survey, Washington.

USGS, 2016, Mineral Commodity summaries 2016. U. S. Geological Survey, Washington.

- Viebahn, P., Arnold, K., Friege, J., Krüger, C., Nebel, A., Samadi, S., Soukup, O., Ritthoff, M., Teubler, J., Wiesen, K., 2014, KRESSE - Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal.
- Wade, A., 2013, 18. Kolloquium Abfall & Altlasten aktuell Recyclingpotentiale bei Photovoltaikanlagen. 19.11.2013, zitiert in (Benedek et al. 2014).
- Wellmer, F., W., Dalheimer, M., 2012, The feedback control cycle as regulator of past and future mineral supply. In: Miner Deposita (2012), Volume 47, Seite 713 – 729, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Wellmer, F., W., 2014, Wie lange reichen unsere Rohstoffvorräte? Was sind Reserven und Ressourcen?. In: UmweltWirtschaftsForum 22(2-3), Seite 125-132, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Wesselak, V., Voswinckel, S., 2012, Photovoltaik Wie Sonne zu Strom wird. Springer Vieweg, Berlin Heidelberg, ISBN 978-3-642-24296-0.

- de Wild-Scholten, M., 2012, Life Cycle Assessment of Photovoltaik Systems. Teilbericht des BMU-Forschungsvorhaben "Aktualisierung von Ökobilanzen für Erneuerbare Energien im Bereich Treibausgase und Luftschadstoffe" (Förderkennzeichen 0325188). smart - green scans.
- de Wild-Scholten, M.,J., 2014, Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data Collection. SmartGreenScans, Groet.
- Wirth, H., 2016, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland Fassung vom 22.4.2016. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg.
- Woodhouse, M., Goodrich, A., Margolis, R, James, T., L., Lokanc, M., Eggert, R., 2013a, Supply-chain dynamics of tellurium, indium, and gallium within the context of PV module manufacturing costs. In: IEEE Journal of Photovoltaics, Volume 3, Number 2, Seite 833-837.
- Woodhouse, M., Goodrich, A., Margolis, R, James, T., Dhere, R., Gessert, T., Barnes, T., Eggert, R., Albin, D., 2013b, Perspectives on the pathways for cadmium telluride photovoltaic module manufacturers to address expected increases in the price for tellurium. In: Solar Energy Materials & Solar Cells, Volume: 115, Seite 199-212.
- Zimmermann, A., 2011, SimpliCIS Flexible Dünnschichtsolarzelle für die Gebäude- und Fahrzeugintegration. Blue Globe Report Erneuerbare Energien, 11/2011, Wien.
- Zimmermann, A., 2016, Monoscribe Roll-to-Roll Monolithic Interconnection of Customizable Thin-film Solar Modules. 24. Feb 2016, Sunplugged GmbH, Online: http://www.solarera.net/files/1214/5751/8817/Zimmermann_Monoscribe_public.pdf, Abruf: 13.05.2016.
- Zuser, A., Rechberger, H., 2011, Considerations of resource availability in technology development strategies: The case study of photovoltaics. In: Resources, Conservation and Recycling, Ausgabe 56, Seite 56-65.

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien von a-Si Solarzellen laut diversen Studien; Daten: (Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156)
Tabelle 2: Materialkombinationen der Technologiegruppe CIS; (Mertens 2015; S. 140)27
Tabelle 3: Materialzusammensetzung eines CIGS-Moduls; (Itten und Frischknecht 2015; S. 37)
 Tabelle 4: Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien von CIGS-Solarzellen laut diversen Studien; Daten: (Moss et al. 2011; S. 97), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156), (Itten und Frisch-knecht 2015; S. 37)
Tabelle 5: Materialzusammensetzung eines CdTe-Moduls; (Itten und Frischknecht 2015; S. 38)
Tabelle 6: Gegenüberstellung des Materialbedarfs von ausgewählten Materialien von CdTe- Solarzellen laut diversen Studien; Daten: (Moss et al. 2011; S. 96), (Zuser und Rechberger 2011; S. 57), (Öhrlund 2012; S. 65), (Schlegl 2013; S.11), (Viebahn et al. 2014; S. 156)
Tabelle 7: Kritische Rohstoffe – EU; (Eurpäische Kommission 2010; S. 6)56
Tabelle 8: Photovoltaik-Zellentypen und ihre kritischen mineralischen Rohstoffe; (Viebahn et al. 2014; S. 148)
Tabelle 9: Übersichtliche Darstellung des Bedarfs (nach Studien), Jahresproduktion, Reserven und Ressourcen von Materialien verschiedener Dünnschichtzellen-Technologien; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2008, 2009, 2016), (ITRI 2016)
Tabelle 10: Darstellung unterschiedlicher Delaminierungsprozesse – Entwicklungsstatus, Vor- und Nachteile; (Marwede et al. 2013; S. 222f)
Tabelle 11: Darstellung unterschiedlicher Entfernungs- und Trennungverfahren; (Marwede et al. 2013; S. 223f)64
Tabelle 12: Separations- und Anreicherungsprozesse für in PV-Modulen enthaltenen Metalle;(Marwede et al. 2013; S. 224f)
Tabelle 13: Lebenszeit von PV-Technologien; (eigene Darstellung) Daten: (Bhandari et al.2015; S. 139)
Tabelle 14: Wachstumsrate der primären Indiumproduktion für sonstige Anwendungen in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit (eigene Darstellung)
Tabelle15: Im Simulationsmodell implementierte Marktverschiebungsszenarien der PV-Technologien in Abhängigkeit der Ressourcen; (eigene Darstellung)104
Tabelle 16: Durchschnittliche jährliche Wachstumsrate der Rohstoffe in Dünnschicht-PV- Technologien von 2000 bis 2015; (eigene Darstellung) (Daten: USGS 2002 – 2015)113
Tabelle 17: Szenarienübersicht; (eigene Darstellung) 115

Tabelle 18: Einfluss der Entwicklung von Dünnschicht-PV auf die Cadmium-Reserven im Jahr2036; (eigene Darstellung)132
Tabelle 19: Indiumbedarf von Dünnschicht-PV-Technologien bezogen auf die gesamteprimäre Produktion; (eigene Darstellung)138
Tabelle 20: Gegenüberstellung der Abbaupotentiale (Ausgangsjahr 2015; Bezugsjahr 2050)der Reserven, Reservebasis und Ressourcen der einzelnen Rohstoffe; (Cichy 2017; S.15)
Tabelle 21: Übersichtliche Darstellung der qualitativen Beurteilung der Rohstoffe und Erkenntnisse aus der Szenarioanalyse; (eigene Darstellung)
Tabelle 22: Gegenüberstellung der Abbaupotentiale (Ausgangsjahr 2015; Bezugsjahr 2070)der Reserven und Ressourcen der einzelnen untersuchten Rohstoffe basierend auf dem31 TWp Szenario der ITRPV; (eigene Darstellung)
Tabelle 23: Allgemeine Simulationsannahmen; (eigene Darstellung) 201
Tabelle 24: Simulationsannahmen - Allgemeiner Photovoltaik Ausbau; (eigene Darstellung)
Tabelle 25: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von c-Si; (eigene Darstellung)
Tabelle 26: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von a:Si; (eigene Darstellung)
Tabelle 27: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von CdTe; (eigene Darstellung)
Tabelle 28: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von CIGS; (eigene Darstellung)204
Tabelle 29: Simulationsannahmen - Primäre Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen; (eigene Darstellung)
Tabelle 30: Simulationsannahmen – Ressourceneinfluss auf die Marktanteile; (eigene Darstellung)
Tabelle 31: Simulationsannahme – Rohstoffsubstitution und Entwicklung der a:Si-Marktanteile ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit; (eigene Darstellung)206
Tabelle 32: Simulationsannahme – Rohstoffsubstitution und Entwicklung der CdTe- Marktanteile ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit; (eigene Darstellung)206
Tabelle 33: Simulationsannahme – Rohstoffsubstitution und Entwicklung der CIGS- Marktanteile ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit; (eigene Darstellung)207

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Weltweite jährliche PV Produktion in Abhängigkeit von der Technologie; (ISE 2016; S. 18)
Abbildung 2: Schematische Darstellung der in der Simulation berücksichtigten Bereiche; (eigene Darstellung)10
Abbildung 3: Aufbau bzw. Hauptkapitel der Masterarbeit; (eigene Darstellung)12
Abbildung 4: Anhebung von Elektronen vom Valenz- in das Leitungsband durch das Einwirken von Photonen; (Quaschning 2011; S. 169)14
Abbildung 5: pn-Übergang und Raumladungszone einer Solarzelle; (Quaschning 2011; S. 172) 15
Abbildung 6: Prinzip einer Solarzelle (Energiebändermodell); (Quaschning 2011; S. 173)15
Abbildung 7: Darstellung unterschiedlicher Photovoltaik-Technologien; (Wade 2013 zitiert in Benedek et al. 2014; S. 236)
Abbildung 8: Flexible CIGS-Module; (Zimmermann 2016)17
Abbildung 9: Entwicklung des Solarzellenwirkungsgrades von unterschiedlichen PV- Technologien unter Laborbedingungen; (ISE 2016; S.25)
Abbildung 10: Wirkungsgradvergleich von Zellen und Modulen unter Laborbedingungen; (ISE 2016; S.24)
Abbildung 11: Energy Pay-Back Time von Aufdach PV-Anlagen am Standort Deutschland; (ISE 2016; S. 33)20
Abbildung 12: Energy Pay-Back Time von Aufdach PV-Anlagen am Standort Catania, Sizilien, Italien ; (ISE 2016; S. 32)21
Abbildung 13: Energy Pay-Back Time von Freilandanlagen von unterschiedlichen PV- Technologien in Abhängigkeit des Modulwirkungsgrades und der Recyclingrate (NR = kein Recycling; ER = gründliches Recycling; MSW = allgemeine Recyclingraten laut USGS/UNEP - Funktionsgraph) bei einer Globalstrahlung von 1.700 kWh/m²/a; (Goe und Gaustad 2014; S. 46)
Abbildung 14: Aufbau einer a-Si Dünnschichtzelle; (Mertens 2015; S. 132)24
Abbildung 15: Raumladungszone einer a-Si Dünnschichtzelle; (Mertens 2015; S. 133)24
Abbildung 16: Elementare Zusammensetzung ^{6,7} einer a-Si Solarzelle inkl. ITO-TCO; (eigene Darstellung), Daten: (Öhrlund 2012; S. 65)
Abbildung 17: Materialzusammensetzung eines durchschnittlichen a-Si Moduls; (eigene Darstellung), Daten: (Viebahn et al. 2014; S. 173)24
Abbildung 18: Herstellungsverfahren von a-Si Dünnschichtzellen durch Plasma unterstützte Gasphasenabscheidung (PECVD); (Mertens 2015; S. 131)
Abbildung 19: Lichtdegradationsmessung von zwei a-Si-pin-Zellen unterschiedlicher Dicken; (Mertens 2015; S. 134)27
Abbildung 20: Aufbau und Foto einer CIGS-Zelle; (Mertens 2015; S. 141)28

Abbildung 21: Elementare Zusammensetzung einer durchschnittlichen CIGS-Absorberschicht (p-CIGS); (eigene Darstellung), Daten: (Kavlak et al. 2014), (Woodhouse et al. 2013a; S. 835)
Abbildung 22: Elementare Zusammensetzung einer CIGS-Zelle; (eigene Darstellung), Daten: (Benedek et al. 2014; S. 247)
Abbildung 23: Materialzusammensetzung eines durchschnittlichen CIGS-Moduls; (eigene Darstellung), Daten: (Wade 2013 in Benedek et al. 2014; S. 239)
Abbildung 24: Herstellungsverfahren (Roll-to-Roll) von individuellen flexiblen CIGS-Modulen; (Zimmermann 2016; S. 4)
Abbildung 25: Aufbau einer CdTe-Zelle; (Mertens 2015; S. 140)35
Abbildung 26: Elementare Zusammensetzung ^{6,11} einer CdTe-Zelle inkl. ITO-TCO; (eigene Darstellung), Daten: (Öhrlund 2012; S. 65)
Abbildung 27: Aluminium Produktion, Importe, Exporte und Lagerbestände der USA im Jahr 2015; (eigene Darstellung) Daten: (USGS 2016; S. 22)
Abbildung 28: Bor-Reserven; (eigene Darstellung) Daten: (USGS 2016; S. 39)44
Abbildung 29: Entwicklung der Produktion von Bor; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)44
Abbildung 30: Entwicklung der Produktion von Cadmium; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)45
Abbildung 31: Cadmium-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 43,193)46
Abbildung 32: Entwicklung der Produktion von Indium; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)
Abbildung 33: Indium-Reserven und -Reservebasis; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2008; S. 81)
Abbildung 34: Kupfer-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 55)
Abbildung 35: Entwicklung der Produktion von Kupfer; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)
Abbildung 36: Molybdän-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 113)50
Abbildung 37: Entwicklung der Produktion von Molybdän; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)
Abbildung 38: Selen-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 149)52
Abbildung 39: Entwicklung der Produktion von Selen; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)
Abbildung 40: Tellur-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 169)53
Abbildung 41: Zinn-Reserven; (eigene Darstellung), Daten: (USGS 2016; S. 175)54
Abbildung 42: Entwicklung der Produktion von Tellur; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)
Abbildung 43: Entwicklung der Produktion von Zinn; (eigene Darstellung), Daten: USGS (2002 - 2016)

Abbildung 44: Definition von kritischen Rohstoffe über das Versorgungsrisiko und der wirtschaftlichen Bedeutung; (Eurpäische Kommission 2010; S. 6)
Abbildung 45: Schema eines Dünnschicht-Modulrecyclings; (Wade 2013 zitiert in Benedek et al. 2014; S. 241)
Abbildung 46: Wirkungsgradprognose von CIGS-Modulen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)
Abbildung 47: Prognose Absorberschichtdicke von CIGS Solarzellen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)
Abbildung 48: Wirkungsgradprognose von CdTe-Modulen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)
Abbildung 49: Prognose Absorberschichtdicke von CdTe Solarzellen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)
Abbildung 50: Wirkungsgradprognose von a-Si Modulen bis 2050; (eigene Darstellung) Daten: (siehe Abbildung)
 Abbildung 51: Kumulierte globale installierte PV-Leistung und deren j\u00e4hrliches Marktwachstum; (eigene Darstellung) (Daten: ISE (2016; S. 13), Teske et al. (2015; S. 79), Rekinger et al. (2014; S. 17), Rekinger et al. (2015; S. 12))
Abbildung 52: Entwicklung der Marktanteile unterschiedlicher Photovoltaik Technologien; (ISE 2016; S. 19)
Abbildung 53: Entwicklung der Marktanteile von Dünnschicht-Photovoltaik-Technologien; (ISE 2016; S. 20)
Abbildung 54: Gegenüberstellung der historischen Entwicklung und Prognosen der kumulierten installierten PV-Kapazität; (Teske et al. 2015; S. 79)
Abbildung 55: Langfristige Entwicklungsprognosen von Photovoltaik; (eigene Darstellung) Daten: (Literatur siehe Abbildung)77
Abbildung 56: Realistisches PV-Marktwachstum; (Mayer et al. 2015; S. 23)
Abbildung 57: Historische Lernkurve aller kommerziell verfügbaren PV-Technologien; (ISE 2016; S. 41)
Abbildung 58: Lernkurvenvergleich von kristallinen siliziumbasierten PV-Technologien mit Dünnschicht-PV-Technologien; (ISE 2016; S. 42)
Abbildung 59: Entwicklung des durchschnittlichen Preises von PV-Aufdachanlagen in Deutschland und deren Unterteilung in Modul- und BOS-Kosten; (ISE 2016; S. 40)80
Abbildung 60: Gegenüberstellung der Kostenbestandteile einer Aufdachanlage mit kristallinen und Dünnschicht-PV-Modulen; (Rigby et al. 2011; S. 8)
Abbildung 61: Cobweb theorem von Ezekiel; (Wellmer und Dalheimer 2012; S. 716)82
Abbildung 62: Regelkreis der Rohstoffversorgung; (Wellmer 2014; S. 131)83
Abbildung 63: Prinzipschema des dynamischen Simulationsmodells; (eigene Darstellung)85
Abbildung 64: Wachstumskurve PV Markt; (eigene Darstellung) Daten: (Mayer et al. 2015; S. 21)

Abbildung 65: Jährliche Wachstumsrate des PV-Marktes bei optimistischer PV-Entwicklung; (eigene Darstellung)
Abbildung 66: Baumdiagramm der gesamt installierten PV Leistung des Simulationsmodells; (eigene Darstellung)
Abbildung 67: Vensim Simulationsmodell – Allgemeiner Photovoltaik Ausbau; (eigene Darstellung)90
Abbildung 68: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der jährlich anfallenden a:Si End-of-Life Module; (eigene Darstellung)
Abbildung 69: Vensim Simulationsmodell – Modellierung der installierten a:Si Leistung und deren End-of-Life Module; (eigene Darstellung)
Abbildung 70: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der jährlichen Indiumbedarfes der CIGS Produktion; (eigene Darstellung)
Abbildung 71: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der jährlichen Indiumrückgewinnung der CIGS Produktion und Solarzellen; (eigene Darstellung)97
Abbildung 72: Wachstumskurve der primären Rohstoffproduktion (Indium) für sonstige Anwendungen in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit ; (eigene Darstellung)98
Abbildung 73: Illustration des Modellverhaltens der Marktwachstumsrate von sonstigen Anwendungen in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit am Beispiel von Indium (Szenario 29); (eigene Darstellung)
Abbildung 74: Baumdiagramm des Simulationsmodells zur Ermittlung der primären jährlichen Indiumproduktion; (eigene Darstellung)101
Abbildung 75: Baumdiagramm des Simulationsmodells des Einflusses der primären jährlichen Indiumproduktion; (eigene Darstellung)101
Abbildung 76: Vensim Simulationsmodell – Primäre Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen am Beispiel von Indium; (eigene Darstellung)101
Abbildung 77: Einfluss der Ressourcen auf die Marktanteile von PV-Technologien am Beispiel von Zinn; (eigene Darstellung)102
Abbildung 78: Pessimistische (blaue Kurve) und optimistische (rote Kurve) Entwicklung der global installierten PV-Leistung von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)105
Abbildung 79: Optimistische Entwicklung der global installierten PV-Leistung von 2015 bis 2100; (eigene Darstellung)
Abbildung 80: Jährliche Wachstumsrate des PV-Marktes bei optimistischer Entwicklung von 2015 bis 2100; (eigene Darstellung)107
Abbildung 81: Gegenüberstellung der jährlich neu installierten PV-Leistung (blaue Linie) und der der End-of-Life Module (Altmodule) (grüne Linie) bei optimistischer Entwicklung von 2015 bis 2100; (eigene Darstellung)
Abbildung 82: Optimistischer (rote Linie) und pessimistischer (blaue Linie) Entwicklungspfad der a:Si-Marktanteile (ohne Ressourcenabhängigkeit) an dem jährlichen globalen PV- Zubau von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)

Abbildung 83: Optimistischer (rote Linie) und pessimistischer (blaue Linie) Entwicklungspfad der CdTe Marktanteile (ohne Ressourcenabhängigkeit) an dem jährlichen globalen PV- Zubau von 2015 bis 2050: (eigene Darstellung)
Abbildung 84: Optimistischer (rote Linie) und pessimistischer (blaue Linie) Entwicklungspfad der CIGS Marktanteile (ohne Ressourcenabhängigkeit) an dem jährlichen globalen PV- Zubau von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)
Abbildung 85: Optimistische (rote Linie) und pessimistische (blaue Linie) Entwicklung des Modulwirkungsgrades von CdTe von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)110
Abbildung 86: Optimistische (rote Linie) und pessimistische (blaue Linie) Entwicklung der Absorberschichtdicke von CdTe von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)111
Abbildung 87: Optimistische (rote Linie) und pessimistische (blaue Linie) Entwicklung des Modulwirkungsgrades von CIGS von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)112
Abbildung 88: Optimistische (rote Linie) und pessimistische (blaue Linie) Entwicklung der Absorberschichtdicke von CIGS von 2015 bis 2050; (eigene Darstellung)
Abbildung 89: Einflussfaktoren verschiedener Ressourcen auf CdTe Marktanteile - Szenario 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 90: Entwicklung der CdTe Einflussfaktoren aller Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 91: Einflussfaktoren verschiedener Ressourcen auf CIGS Marktanteile - Szenario 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 92: Entwicklung der CIGS-Einflussfaktoren aller Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 93: Gegenüberstellung der angestrebten Marktanteile in Abhängigkeit der Ressourcen bzw. nach Marktverschiebung basierend am Beispiel des 32. Szenarios; (eigene Darstellung)
Abbildung 94: Entwicklung der CdTe-Marktanteile aller Szenarien nach Marktverschiebung; (eigene Darstellung)
Abbildung 95: Entwicklung der CIGS-Marktanteile aller Szenarien nach Marktverschiebung; (eigene Darstellung)
Abbildung 96: Entwicklung der a:Si-Marktanteile aller Szenarien nach Marktverschiebung; (eigene Darstellung)
Abbildung 97: Entwicklung der jährlich neu installierten CdTe-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 98: Entwicklung der kumuliert global installierten CdTe-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 99: Entwicklung der jährlich neu installierten CIGS-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 100: Entwicklung der kumuliert global installierten CIGS-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)

Abbildung 101: Entwicklung der jährlich neu installierten a:Si-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 102: Entwicklung der kumuliert global installierten a:Si-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 103: Entwicklung der jährlich neu installierten c-Si-Leistung in den verschiedenen Szenarien; (eigene Darstellung)
Abbildung 104: Betrachtung des technologischen Einflusses auf den spezifischen Rohstoffbedarf von CdTe basierend auf der Gegenüberstellung der Szenarien 30 und 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 105: Betrachtung des technologischen Einflusses auf den spezifischen Rohstoffbedarf von CIGS basierend auf der Gegenüberstellung der Szenarien 30 und 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 106: Gegenüberstellung von der jährlich neu installierten CdTe-Leistung mit deren Rohstoffbedarf sowie der End of Life Module und der Rohstoffrückgewinnung des Szenarios 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 107: Gegenüberstellung von der jährlich neu installierten CIGS-Leistung mit deren Rohstoffbedarf sowie der End of Life-Module und der Rohstoffrückgewinnung des Szenarios 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 108: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfs für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Cadmium der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)
Abbildung 109: Entwicklung der Cadmium-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)
Abbildung 110: Entwicklung der Cadmium-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)
Abbildung 111: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Gallium der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)
Abbildung 112: Entwicklung der Gallium-Ressourcen (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)
Abbildung 113: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Indium der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)
Abbildung 114: Entwicklung der Indium-Reserven (gestrichelte Linien - Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen;

- Abbildung 121: Entwicklung der Molybdän-Reserven aller Szenarien (gestrichelte Linien -Szenarien mit konstanter Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen; durchgezogene Linien – Szenarien mit wachsender Entwicklung des Rohstoffbedarfes von sonstigen Anwendungen); (eigene Darstellung)......144

- Abbildung 131: Gegenüberstellung der Entwicklung des Bedarfes für Dünnschicht-PV sowie der gesamten primären Produktion von Zinn der Szenarien 4 und 29; (eigene Darstellung)

- Abbildung 135: Kumuliert installierte PV-Leistung des Szenarios 32 mit unterschiedlicher Entwicklung der Wachstumsraten; (eigene Darstellung)......156

Abbildung 137: Gegenüberstellung der Entwicklung der Marktanteile der Dünnschicht-PV- Technologien des Szenarios 32 bei unterschiedlicher Entwicklung der Wachstumsrate; (eigene Darstellung)
Abbildung 138: Gegenüberstellung der Entwicklung der jährlich neu installierten PV-Leistung der einzelnen PV-Technologien des Szenarios 32 bei unterschiedlicher Entwicklung der Wachstumsrate; (eigene Darstellung)
Abbildung 139: Entwicklung des primären Indiumbedarfes des Szenarios 32 mit unterschiedlichen Marktwachstumsraten; (eigene Darstellung)
Abbildung 140: Entwicklung des primären Tellurbedarfes des Szenarios 32 mit unterschiedlichen Marktwachstumsraten; (eigene Darstellung)
Abbildung 141: Entwicklung der Indium-Reservebasis des Szenarios 32 mit unterschiedlichen Marktwachstumsraten; (eigene Darstellung)159
Abbildung 142: Entwicklung der Tellur-Reservebasis des Szenarios 32 mit unterschiedlichen Marktwachstumsraten; (eigene Darstellung)
Abbildung 143: Entwicklung des spezifischen Rohstoffbedarfes des CdTe-Absorberlayers; (eigene Darstellung)
Abbildung 144: Entwicklung des spezifischen Rohstoffbedarfes des CIGS-Absorberlayers; (eigene Darstellung)
Abbildung 145: Entwicklung des Indiumbedarfes von PV sowie der primären Produktion des Szenarios 32 in Abhängigkeit der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene Darstellung)
Abbildung 146: Entwicklung des Tellurbedarfes von PV sowie der primären Produktion des Szenarios 32 in Abhängigkeit der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene Darstellung)
Abbildung 147: Entwicklung der Indium-Reservebasis des Szenarios 32 in Abhängigkeit der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene Darstellung)162
Abbildung 148: Entwicklung der Tellur-Reservebasis des Szenarios 32 in Abhängigkeit der Effizienz der Produktionsanlagen; (eigene Darstellung)
Abbildung 149: Einfluss der ITO-Substitution auf die Entwicklung des CdTe-Einflussfaktors dargestellt am Beispiel des 32ten Szenarios; (eigene Darstellung)
Abbildung 150: Einfluss der ITO-Substitution auf die Entwicklung des CIGS-Einflussfaktors dargestellt am Beispiel des 32. Szenarios; (eigene Darstellung)
Abbildung 151: Gegenüberstellung der Entwicklung der Marktanteile des Szenarios 32 mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution; (eigene Darstellung)166
Abbildung 152: Gegenüberstellung der Entwicklung der jährlich neu installierten Leistung mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution - Szenario 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 153: Entwicklung Indium-Reservebasis mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution - Szenario 32; (eigene Darstellung)167

Abbildung 154: Entwicklung Tellur-Reservebasis mit (gestrichelt) und ohne (durchgezogen) ITO-Substitution - Szenario 32; (eigene Darstellung)167
Abbildung 155: Gegenüberstellung der Entwicklung der jährlich neu installierten CIGS - Leistung ohne/mit ITO-Substitution bzw. Veränderung des Gallium-Indium Verhältnisses - Szenario 32; (eigene Darstellung)
Abbildung 156: Entwicklung der Gallium-Ressourcen ohne/mit ITO-Substitution bzw. mit Veränderung des Gallium-Indium Verhältnisses - Szenario 32; (eigene Darstellung) 169
Abbildung 157: Entwicklung der Indium-Ressourcen ohne/mit ITO-Substitution bzw. mit Veränderung des Gallium-Indium Verhältnisses - Szenario 32; (eigene Darstellung) 169
Abbildung 158: Entwicklung der global kumulierten installierten Leistung der einzelnen PV- Technologien (ohne Recycling) bis 2070 basierend auf dem 31 TWp Szenario der ITRPV; (eigene Darstellung)
Abbildung 159: Entwicklung der global kumulierten installierten Leistung der einzelnen PV- Technologien (mit Recycling) bis 2070 basierend auf dem 31 TWp Szenario der ITRPV;
(eigene Darstellung)171
 (eigene Darstellung)
 (eigene Darstellung)
 (eigene Darstellung)

10 Abkürzungsverzeichnis

а	Jahr
a:Si	amorphen Silizium
AZO	aluminiumdotiertes Zinkoxid
CdTe	Cadmiumtellurid
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
c-Si	kristalline Silizium
Cu	Kupfer
Eg	Bandabstand
EPBT	Energy-Payback-Time
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
eV	Elektronenvolt
EVA	Ethylenvinylacetat
FTO	fluordotiertes Zinnoxid
Ga	Gallium
GWp	Giga Watt Peak
IEA	International Energy Agency
In	Indium
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
ІТО	Indium-Zinn-Oxid
ITRPV	International Technology Roadmap for Photovoltaic
kWh	Kilowattstunden
LCA	Life Cycle Assessment
LCD	liquid crystal display
LED	light-emitting diode
m²	Quadratmeter
PECVD-Verfahren	plasmaunterstützte chemische Gasphasenabscheidung
PV	Photovoltaik

ROW	Rest of the World
Se	Selen
STC	Standard Test Conditions
ТСО	Transparent Conducting Oxide
USGS	U. S. Geological Survey
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden- Württemberg
ZnO	Zink-Oxid

11 Anhang

Anhang A – Definition von Ressourcen und Reserven

Im folgenden Abschnitt sind die Definitionen und Beschreibungen von Subkategorien von Reserven und Ressourcen nach USGS (2016; S. 197f) angeführt.

Ressourcen ("Resource"): Umfassen natürliche Vorkommen in gasförmiger, flüssiger oder fester Form in oder auf der Erdkruste, welche in einer Form und Menge vorliegen bzw. einen Konzentrationsgrad aufweisen, sodass diese derzeit oder in Zukunft ökonomisch abgebaut werden könnten.

Originale Ressourcen ("Original Resource"): Die Menge einer Ressource vor der Produktion.

Identifizierte Ressourcen ("Identified Resources"): Ressourcen deren Lage, Gütegrad, Qualität und Quantität bekannt sind oder anhand von geologischen Beweisen geschätzt werden kann. Identifizierte Ressourcen umfassen wirtschaftlich, geringfügig wirtschaftlich und unwirtschaftliche Komponenten.

Demonstrierte ("Demonstrated") Ressourcen: Bezeichnet die Summe der gemessenen und angezeigten Ressourcen.

Gemessene ("Measured") Ressourcen: Bezeichnet die Menge deren Gütegrad bzw. Qualität, mit Hilfe von Probebohrungen bzw. diversen Analysen und Messungen detailliert berechnet werden kann. Die geologische Umgebung kann daher so gut definiert werden, dass Größe, Form, Tiefe und Mineralgehalt nachgewiesen werden kann.

Angezeigte ("Indicated") Ressourcen: Bezeichnet die Menge deren Gütegrad bzw. Qualität, mit Hilfe von Informationen berechnet wird, welche aus Probeentnahmen bzw. diversen Analysen und Messungen (ähnlich wie bei Measured) stammen. Aufgrund des größeren Zeitabstandes oder Wegabstandes, können jedoch keine detaillierten bzw. exakten Angaben ausgewiesen werden. Die Erkenntnisse, welche aus diesem Verfahren gewonnen werden können, sind jedoch ausreichend um auf Zusammenhänge bzw. Kontinuität zwischen den Beobachtungspunkten zu schließen.

Reservebasis ("Reserve Base"): Reservebasis umfasst jenen Teil der Ressource, welcher aktuell oder in einem absehbaren Planungshorizont wirtschaftlich, mit vorhandenen Technologien und unter den vorherrschenden Marktbedingungen abgebaut werden kann. Die Reservebasis umfasst jene Ressourcen, welche gegenwertig wirtschaftlich ("Reserves") bzw. geringfügig wirtschaftlich ("Marginal Reserves") abgebaut werden können und jene, die derzeit noch unwirtschaftlich ("subeconomic Resources"), unter Betrachtung der technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, sind (siehe Abbildung 161).

Abgeleitete ("Inferred") Ressourcen: Die Schätzungen basieren auf vermutete Zusammenhänge bzw. Kontinuitäten zwischen den nachgewiesenen und hingewiesenen Ressourcen, welche mittels geologischen Beweisen ermittelt wurden. Die Ermittlung von erschlossenen Ressourcen kann, aber muss nicht mittels Proben oder Messungen unterstützt werden.

Abgeleitete Reservebasis ("Inferred Reserve Base"): Die abgeleitete Reservebasis ist ein Teil der identifizierten Ressourcen, basierend auf der abgeleitete Reserven geschätzt werden. Diese quantitativen Schätzungen basieren weitgehend auf Erkenntnisse von geologischen Messverfahren.

Unentdeckte Ressourcen ("Undiscovered Resources"): Ressourcen deren Existenz vermutet wird ohne es beweisen zu können. In Abhängigkeit des Standortes können diese zu den wirtschaftlichen, marginal wirtschaftlichen und unwirtschaftlichen Ressourcen gezählt werden. Unentdeckte Ressourcen werden in hypothetische und spekulative Ressourcen unterteilt.

Hypothetische Ressourcen ("Hypothetical Resources") sind unentdeckte Ressourcen deren Existenz aufgrund der Ähnlichkeit zu bekannten Mineralkörpern, bezüglich der Produktionsgebiete bzw. Regionen und den analogen geologischen Bedingungen vermutet werden.

Spekulative Ressourcen ("Speculative Resources") sind unentdeckte Ressourcen, auf deren Verfügbarkeit, aufgrund des Wissens über ähnliche Mineralbestände sowie den vorherrschenden geologischen Bedingungen, spekuliert wird.

Wirtschaftlichkeit ("Economic"): Bezieht sich auf den profitablen Abbau oder Produktion, unter definierten Investitionsannahmen, welche mit analytischen Verfahren nachgewiesen wird.

Unwirtschaftliche Ressourcen ("Subeconomic Resources"): Bezieht sich auf jenen Teil von Ressourcen, welcher nicht wirtschaftlichen Kriterien entspricht.

Andere Vorkommen ("Other Occurrences"): Beinhaltet Materialien, welche aufgrund der zu niedrigen Qualität oder diversen anderen Gründen nicht berücksichtigt wurden.

In Abbildung 160 sind die Zusammenhänge von Ressourcen und Reserven sowie deren Subkategorien dargestellt.

	IDENTIFIED RESOU	RCES			OURCES
Cumulative Production	Demonstrated Measured Indicated	Inferred	Proba Hypothetical	ability Range	e peculative
ECONOMIC	Reserves	Inferred Reserves			
MARGINALLY ECONOMIC	Marginal Reserves	Inferred Marginal Reserves	-	+	
SUBECONOMIC	Demonstrated Subeconomic Resources	Inferred Subeconomic Resources		+ 	
Other Occurrences	Includes n	onconventiona	I and low-grade ma	terials	

Abbildung 160: Klassifikation von Ressourcen und Reserven sowie deren Subkategorien; (USGS 2016; S. 199)



Abbildung 161: Klassifikation von Reservebasis und vermutete Reservebasis; (USGS 2016; S. 199)

Anhang B – Simulationsannahmen:

Im Anhang B sind die Simulationsannahmen des Vensim-Modells angeführt. Die Annahmen unterscheiden zwischen Konstanten und Entwicklungsannahmen. Diese Entwicklungsannahmen können einerseits in Abhängigkeit der Zeit oder andererseits in Abhängigkeit von anderen Simulationsgrößen wie etwa Ressourcen stehen. Die Entwicklungsannahmen sind in den unten angeführten Tabellen als Programmiercodes angeführt. Die Erläuterung des Programmiercodes und deren grafische Darstellung ist in Abbildung 162 am Beispiel des Wirkungsgrades der a:Si Produktionslinie dargestellt.



Abbildung 162: Lookup – Entwicklung des Wirkungsgrades der a:Si-Produktionslinie; (eigene Darstellung), Daten: (Marwede und Reller 2014; S. 260)

Die in den Tabellen angeführten grau hinterlegten Annahmen sind Teil der Szenarioanalyse, welche detailliert in Kapitel 4.3 erläutert sind.

Allgemeine Annahmen

Einflussvariable	Einheit	Annahme	Quelle
Start Simulationsjahr bzw. Initial Time	а	2015	
Ende Simulationsjahr bzw. Final Time	а	2050	
Time Step	а	0,25	
Integration Type		Euler	
Solarkonstante	GWp/m ²	1,36E-06	(Quaschning 2011; S. 53)
spezifischer Indiumbedarf TCO - ITO Schicht	t/GWp,µm	44,3	(Moss et al. 2011; S. 97)
spezifischer Zinnbedarf TCO - ITO Schicht	t/GWp,µm	5,95	(Moss et al. 2011; S. 97)
Berücksichtigung der primären Rohstoffproduktion REST		1	
Berücksichtigung der Ressourcenverfügbarkeit bei der jaehrlichen Veränderungsrate REST		1	
Entwicklung der PV Marktanteile		1; 0	
technologische Entwicklung Dünnschicht PV		1; 0	
Recycling von Dünnschicht PV		1; 0	
Berücksichtigung der jaehrlichen Wachstumrate der			
primären Rohstoffproduktion REST		1; 0	

Tabelle 23: Allgemeine Simulationsannahmen; (eigene Darstellung)

1. Simulationsbereich: Allgemeiner Photovoltaik Ausbau

Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
		902: 4674	(Teske et al. 2015; S. 74);
PV Leistung 2050	GWp	003, 4074	(IEA 2014; S. 20)
		Lookup: [(0,0)-(100,100)],	Datenbasis:
Wachstumskurve PV Markt	k.E. , %	(0,100),(25,70),(50,40),(75,20),(100,0)	(Mayer et al. 2015; S.21)
			Datenbasis:
max jährliche Wachstumsrate PV Markt	%	22,5	(Rekinger et al. 2015; S. 15)

Tabelle 24: Simulationsannahmen - Allgemeiner Photovoltaik Ausbau; (eigene Darstellung)

2. Simulationsbereich: Ausbau und Rohstoffbedarf einzelner Photovoltaik Technologien

c-Si - Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
c Si Modul Lebensdauer	а	30	(Bhandari et al. 2015; S. 139)
Historischer jährlicher c Si Ausbau	a, GWp	Lookup: [(2000,0)-(2050,60)],(2000,0.264), (2001,0.298),(2002,0.427),(2003,0.543), (2004,1.034),(2005,1.32),(2006,1.439), (2007,2.262),(2008,5.728),(2009,6.092), (2010,14.883),(2011,26.254),(2012,26.416), (2013,33.584),(2014,37.365),(2015,59.053), (2015,5,0),(2050,0)	Datenbasis: (Rekinger et al. 2014; S. 18), (Rekinger et al. 2015; S. 10), (ISE 2016)

Tabelle 25: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von c-Si; (eigene Darstellung)

a:Si - Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
Entwicklung des Wirkungsgrades der	0.9/	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: (Marwede und
a:Si Produktionslinie	a, 70	(2015,90),(2030,98),(2050,98)	Reller 2014; S. 260)
Entwicklung des Materialnutzungsgrades der	0.9/	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: (Zuser und
a:Si Produktion	a,70	(2015,90),(2050,90)	Rechberger 2011; S. 58)
Entwicklung der TCO - ITO Schichtdicke der	0. UM	Lookup: [(2015,0)-(2050,1)],	Datenbasis:
a:Si Solarzellen	a, µm	(2015,0.1),(2020,0.1),(2025,0),(2050,0)	(Viebahn et al. 2014; S. 151-158),
a:Si Modul Lebensdauer	а	30	(Bhandari et al. 2015; S. 139)
Entwicklung der Recyclingrate von a:Si Selarzellen	a %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Annahme orientiert an (Marwede
	a,%	(2015,0),(2030,90),(2050,97)	und Reller 2014; S. 256)
Entwicklung der Wiederverwendungsrate	a %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Annahme orientiert an (Marwede
der Produktionsabfaelle von a Si Solarzellen	a, 70	(2015,0),(2050,50)	und Reller 2014; S. 256)
Entwicklung der Sammelrate von a Si Modulen	a %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Annahme orientiert an (Marwede
aus Produktionsausschuessen	a, 70	(2015,0),(2030,100),(2050,100)	und Reller 2014; S. 256)
Entwicklung der Sammelrate von End of Life	a %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Annahme orientiert an (Marwede
a Si Modulen	a, 70	(2015,0),(2030,40),(2050,85)	und Reller 2014; S. 256)
		Lookup: [(2000,0)-(2050,1.5)],(2000,0.026),	
		(2001,0.026),(2002,0.027),(2003,0.023),	Datanbasis:
		(2004,0.044),(2005,0.056),(2006,0.062),	(Polyinger et al. 2014; S. 19)
Historischer jaehrlicher a Si Ausbau	a, GWP/a	(2007,0.102),(2008,0.333),(2009,0.22),	(Rekinger et al. 2014 , S. 10),
		(2010,0.513),(2011,1.363),(2012,1.045),	(ISE 2016)
		(2013,0.481),(2014,0.241),(2015,0.382),	(ISE 2010)
		(2015.5,0),(2050,0)	

Tabelle 26: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von a:Si; (eigene Darstellung)

CdTe - Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
pessimistische Entwicklung des Wirkungsgrades	0/	Lookup: [(2015,0)-(2050,30)],	Datenbasis: (Viebahn et al. 2014;
von CdTe Modulen	a,%	(2015,18.6),(2050,22)	S. 158), (Frankl et al. 2006; S.
optimistische Entwicklung des Wirkungsgrades		Lookup: [(2015.0)-(2050.30)].	
von CdTe Modulen	a,%	(2015.18.6).(2025.22).(2050.25)	Datenbasis: (IEA 2014; S. 28)
Entwicklung des Wirkungsgrades der CdTe		Lookup: [(2015.0)-(2050.100)].	Datenbasis: (Marwede und
Produktionslinie	a,%	(2015.85).(2050.97)	Reller 2014: S. 260)
Entwicklung des Materialnutzungsgrades		Lookup: [(2015.0)-(2050.100)].	Datenbasis: (Marwede und
der CdTe Produktion	a,%	(2015.50).(2050.90)	Reller 2014: S. 260). (Zuser und
Dichte CdTe Solarzelle	t/m ³	5.85	(Woodhouse et al. 2013b; S. 201)
CdTe Modul Lebensdauer	а	28.3	(Bhandari et al. 2015; S. 139)
			Datenbasis: (Kavlak et al. 2014).
pessimistische Entwicklung der Dicke des	a. um	Lookup:[(2015,0)-(2050,3)],	(Zuser und Rechberger 2011:
Absorberlayers von CdTe Solarzellen	, p	(2015,2.5),(2020,2.5),(2040,2),(2050,2)	S. 58)
			Datenbasis: (Kavlak et al. 2014).
optimistische Entwicklung der Dicke des	a um	Lookup: [(2015,0)-(2050,3)],(2015,2.5),	(Zuser und Rechberger 2011)
Absorberlayers von CdTe Solarzellen	ся, р.:::	(2020,1.4),(2040,0.8),(2050,0.8)	S. 58)
Entwicklung der Dicke der n CdS Schicht von		Lookup: [(2015.0)-(2050.3)].	Datenbasis:
CdTe Solarzellen	a, µm	(2015.0.15).(2050.0.15)	(Mertens 2015: S. 140)
Entwicklung der TCO-ITO Schichtdicke bei		Lookup: [(2015.0)-(2050.1)].	Datenbasis: (Viebahn et al. 2014:
CdTe Solarzellen	a, µm	(2015.0.5).(2050.0.2)	S. 151). (Rigby et al. 2011)
Entwicklung der Schichtdicke des Rückkontaktes der		Lookup: [(2015.0)-(2050.1)].	Datenbasis:
CdTe Solarzellen	a, µm	(2015.0.5).(2050.0.5)	(Goe und Gaustad 2014: S. 43)
Massenanteil von Tellur in CdTe Absorberlaver	%	53	(Woodhouse et al. 2013a; S. 835)
	, .		Datenbasis:
Massenanteil von Cadmium in CdTe Absorberlayer	%	47	(Woodhouse et al. 2013a: S. 835)
Massenanteil von Kupfer in CdTe Solarzellen	%	8	Datenbasis: (Öhrlund 2012; S. 65)
Entwicklung der Wiederverwendungsrate der		Lookup: [(2015.0)-(2050.100)].	Datenbasis: Marwede und
Produktionsabfaelle von CdTe Solarzellen	a,%	(2015,0),(2030,25),(2050,50)	Reller (2014; S. 256)
		Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: Marwede und
Entwicklung der Recyclingrate von CdTe Solarzellen	a,%	(2015.0).(2030.90).(2050.97)	Reller (2014: S. 256)
Entwicklung der Sammelrate von CdTe Modulen	0/	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: Marwede und
aus Produktionsausschüssen	a,%	(2015,0),(2030,100),(2050,100)	Reller (2014; S. 256)
Entwicklung der Sammelrate von		Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: Marwede und
End of Life CdTe Modulen	a,%	(2015,0),(2030,40),(2050,85)	Reller (2014; S. 256)
		Lookup: [(2000,0)-(2050,3)],(2000,0),	
		(2001.0).(2002.0).(2003.0).(2004.0.011).	
		(2005.0.014).(2006.0.046).(2007.0.153).	Datenbasis:
Historischer jährlicher CdTe Ausbau	a.GWp	(2008.0.533).(2009.0.954).(2010.1.369).	(Rekinger et al. 2014; S. 18),
··· · · · · · · · · · · · · · · · · ·		(2011.1.968).(2012.1.598).(2013.1.665).	(Rekinger et al. 2015; S. 10),
		(2014.1.525).(2015.2.894).(2015.5.0).	(ISE 2016)
		(2050.0)	
			Datenbasis: (Frankl et al. 2006;
		Lookup: [(2000.0)-(2015.80)].	S. 43).
historischer Tellurgehalt von CdTe Solarmodulen	a, t/GWp	(2006,75.6),(2015,30.49)	(Zuser und Rechberger 2011;
		(, , (,	S. 58). (Woodhouse et al. 2013)
historischer Cadmiumgehalt von CdTe Solarmodulen			Datenbasis: (Frankl et al. 2006;
		Lookup: [(2000.0)-(2015 80)]	S. 43).
	a, t/GWp	(2006,67),(2015,27.03)	(Zuser und Rechberger 2011;
			S. 58), (Woodhouse et al. 2013)
			Datenbasis: (Frankl et al. 2006:
historia da a Kurfana da Kura OdTa Osla		Lookup: [(2000,0)-(2015,80)],	S. 43),
nisionscher Kuptergenalt von Colle Solarmodulen	a, t/GWp	(2006,15.8),(2015,4.6)	(Zuser und Rechberger 2011:
			S. 58), (Woodhouse et al. 2013)

Tabelle 27: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von CdTe; (eigene Darstellung)

CIGS - Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
pessimistische Entwicklung des Wirkungsgrades	a. %	Lookup: [(2015,0)-(2050,30)],	Datenbasis:
von CIGS Modulen	α, 70	(2015,17.5),(2025,18),(2050,21)	(EU Kommission 2011; S. 29)
optimistische Entwicklung des Wirkungsgrades	a, %	Lookup: [(2015,0)-(2050,30)],	Datenbasis: (IEA 2014; S. 28),
von CIGS Modulen	,	(2015,17.5),(2025,22),(2050,25)	(Rigby et al. 2011; S. 22)
Entwicklung des Wirkungsgrades der	a, %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],(2015,90),	Datenbasis: (Marwede und
	-	(2030,98),(2050,98)	Reller 2014; S. 260)
Entwicklung des Materialnutzungsgrades	o %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Paller 2014: S. 260) (Zuppr und
bei CIGS Produktion	a, 70	(2015,50),(2050,90)	Rechberger 2011: S 58)
Dichte CIGS Solarzelle	t/m ³	5.75	(Woodhouse et al. 2013a: S. 835)
CIGS Modul Lebensdauer	a	26.7	(Bhandari et al. 2015: S. 139)
neesimistische Entwicklung der Dieke des			Datenbasis: (Kavlak et al. 2014),
Abertherlevere ven CICS Selerzellen	a, µm	(2015, 2) $(2020, 1, 6)$ $(2020, 3)$],	(Zuser und Rechberger 2011; S.
		(2013,2),(2020,1.0),(2040,1.4),(2030,1.4)	58)
optimistische Entwicklung der Dicke des		Lookup: [(2015.0)-(2050.3)]	Datenbasis: (Kavlak et al. 2014),
Absorberlavers von CIGS Solarzellen	a, µm	(2015.2),(2020.1.4),(2040.0.8),(2050.0.8)	(Zuser und Rechberger 2011;
			S. 58)
Entwicklung der TCO-ITO Schichtdicke bei	a, µm	Lookup: [(2015,0)-(2050,10)],	Datenbasis: (Viebann et al. 2014;
Entwicklung des Rueckenkontaktes von		(2015,1.1),(2050,0.55)	S. 151), (Rigby et al. 2011)
CIGS Solarzellen	a, µm	(2015 1) (2050 0 5)	2014: S 43)
Entwicklung der Dicke der n CdS Schicht von		Lookup: [(2015.0)-(2050.3)].	Datenbasis:
CIGS Solarzellen	a, µm	(2015,0.04),(2050,0.04)	(Mertens 2015; S. 141)
Massenanteil von Kupfer in CIGS Absorberlayer	%	21	Datenbasis: (Kavlak et al. 2014)
Massenanteil von Indium in CIGS Absorberlayer	%	22	(Kavlak et al. 2014)
Massenanteil von Gallium in CIGS Absorberlayer	%	7	(Kavlak et al. 2014)
Massenanteil von Cadmium in der n CdS Schicht	%	72.5	(Benedek et al. 2014: S. 247)
von CIGS Solarzellen		1-	(· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·
Massenanteil von Schwefel in der n CdS Schicht	%	27,5	(Benedek et al. 2014; S. 247)
Von CIGS Solarzellen Massenanteil von Solon in CIGS Abserberlever	0/.	50	(Kaylak at al. 2014)
Entwicklung der Wiederverwendungsrate	/0	Lookup: [(2015.0)-(2050.100)]	Datenbasis: Marwede und
der Produktionsabfaelle von CIGS Solarzellen	a, %	(2015.0).(2050.50)	Reller (2014: S. 256)
Entwishing a day Departie method of 0100 October line	- 0/	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: Marwede und
Entwicklung der Recyclingrate von CIGS Solarzellen	a, %	(2015,0),(2030,90),(2050,97)	Reller (2014; S. 256)
Entwicklung der Sammelrate von CIGS Modulen	a %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: Marwede und
aus Produktionsausschuessen	α, 70	(2015,0),(2030,100),(2050,100)	Reller (2014; S. 256)
Entwicklung der Sammelrate von	a, %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	Datenbasis: Marwede und
End of Life CIGS Modulen		(2015,0),(2030,40),(2050,85)	Reller (2014; S. 256)
		(2004 0) (2002 0) (2003 0) (2004 0) (2005 0)	Dataphasis:
		(2001,0),(2002,0),(2003,0),(2004,0),(2003,0)	(Rekinger et al. 2014: S. 18)
Historischer jährlicher CIGS Ausbau	a, GWp/a	(2009.0.073).(2010.0.342).(2011.0.696).	(Rekinger et al. 2015; S. 10),
		(2012,0.806),(2013,1.277),(2014,1.003),	(ISE 2016)
		(2015,1.272),(2015.5,0),(2050,0)	· · · · ·
			Datenbasis:
historischer Kupfergehalt in CIGS Solarmodulen	a t/GWp	Lookup: [(2000,0)-(2015,80)],	(Frankl et al. 2006; S. 43),
	a, t e p	(2006,22.08),(2015,10.1)	(Zuser und Rechberger 2011;
			S. 58), (Woodhouse et al. 2013)
		Lookup: [(2000.0) (2015.00)]	Datenbasis:
historischer Indiumgehalt in CIGS Solarmodulen	a, t/GWp	LOOKUD: [(2000,0)-(2015,80)], (2006,71,86) (2015,50,21)	(Franki et al. 2006; S. 43), (Zusor und Pochborger 2011)
		(2000,71.00),(2013,39.31)	S 58) (Woodbouse et al. 2013)
			Datenbasis:
		Lookup: [(2000,0)-(2015,80)],	(Frankl et al. 2006; S. 43),
historischer Galliumgehalt in CIGS Solarmodulen	a, t/Gwp	(2006,7.36),(2015,3.37)	(Zuser und Rechberger 2011;
			S. 58), (Woodhouse et al. 2013)
			Datenbasis:
historischer Selengehalt in CIGS Solarmodulen	a. t/GWp	Lookup: [(2000,0)-(2015,80)],	(Frankl et al. 2006; S. 43),
	· ·	(2006,52.58),(2015,24.04)	(Zuser und Rechberger 2011;
			S. 58), (Woodhouse et al. 2013)
		Lookup: [(2000.0)-(2015.80)]	(Frankliet al. 2006: S. 43)
historischer Cadmiumgehalt in CIGS Solarmodulen	a, t/GWp	$(2006 \ 1 \ 22)$ (2015 0 7)	(Zuser und Rechberger 2011)
		(,(,(,(,),(,),(,(_,),((,,)	S. 58), (Woodhouse et al. 2013)
			Datenbasis:
historischer Schwefelgehalt in CIGS Solarmodulen	a t/GW/n	Lookup: [(2000,0)-(2015,80)],	(Frankl et al. 2006; S. 43),
	a, 0000	(2006,0.46),(2015,0.26)	(Zuser und Rechberger 2011;
			S. 58), (Woodhouse et al. 2013)
		Lookup: [(2000.0) (2015.80)]	Datenbasis:
historischer Molybdängehalt in CIGS Solarmodulen	a, t/GWp	(2006 21 03) (2015 12 02)	(7user und Rechberger 2011)
			S, 58), (Woodhouse et al. 2013)
<u> </u>			, ,, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,

Tabelle 28: Simulationsannahmen - Ausbau und Rohstoffbedarf von CIGS; (eigene Darstellung)

3. Simulationsbereich: Primäre Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen

Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
jährliche primäre Zinnproduktion im Jahr 2015	t/a	270000	(USGS 2016)
Zinnreserven	t	4850000	(USGS 2016)
Zinprosonyobasis	+	11000000	(USCS 2000: S 173)
Zinneseivebasis	۱ ۲	11700000	(ITDL 2016; C, C)
	τ	11700000	(II RI 2016;S. 6)
jährliche Veränderungsrate der Zinnproduktion Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	%	0,842	(USGS 2002 - 2016)
Real of the full angight don Readed real to the grant of		Lookup: [(0 -100)-(1 17e+007 10)]	
jährliche Veränderungsrate der Zinnproduktion	+ 0/	(0, 400) (700000 0) (0.05000 0.040)	(110,00,0000,001,0)
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	t, %	(0,-100),(700000,0),(6.85e+006,0.842),	(USGS 2002 - 2016)
		(1.17e+007,0.842)	
jährliche primäre Galliumproduktion im Jahr 2015	t/a	435	(USGS 2016)
Galliumressourcen	t	1095000	(USGS 2016; S. 175)
jährliche Veränderungsrate der Galliumproduktion		10.000	(11000000000000000000000000000000000000
Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	%	10,293	(USGS 2002 - 2016)
		Lookup: [(0100)-(1.095e+006.100)].	
janriiche veranderungsrate der Galliumproduktion	t %	(0 -100) (547500 10 293)	(USGS 2002 - 2016)
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	ι, π	$(1, 0050\pm006, 10, 203)$	(00002002 2010)
iäheliska seissäss. Os desiverans duletises ins. Jaho 0045	4/-	(1.0950+000,10.293)	(110,00,004,0)
Janriiche primare Cadmiumproduktion im Janr 2015	t/a	24200	(USGS 2016)
Cadmiumreserven	t	60000	(USGS 2016; S. 43)
Cadmiumressourcen	t	5700000	(USGS 2016; S. 43)
jährliche Veränderungsrate der Cadmiumproduktion	0/	1.27	(11909 2002 2016)
Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	/0	1,37	(0000 2002 - 2010)
jährliche Veränderungsrate der Cadmiumproduktion		Lookup: [(0,-100)-(5.7e+006.10)].	(1)000 0000 0717
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	t, %	(0 - 100) (5 1e+006 1 37) (5 7e+006 1 37)	(USGS 2002 - 2016)
jährliche primäre Indiumproduktion im Johr 2015	t/o	755	(USGS 2016)
	va	155	(1900 2010)
Indiumreserven	t	10670	(USGS 2008; S. 81)
Indiumreservebasis	t	16040	(USGS 2008; S. 81)
Indiumressourcen	+	95000	(USGS 2008; S. 81),
Indianiessourcen	L	95000	(USGS 2016; S. 193)
jährliche Veränderungsrate der Indiumproduktion			
Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	%	5,567	(USGS 2002 - 2016)
		Lookup: [(0, 100) (05000 10)]	
jährliche Veränderungsrate der Indiumproduktion		LOOKUP. [(0,-100)-(95000,10)],	(1000.0000.0010)
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	t, %	(0,-100),(78960,0),(84330,5.567),	(USGS 2002 - 2016)
······································		(95000,5.567)	
jährliche primäre Selenproduktion im Jahr 2015	t/a	2340	(USGS 2016)
Selenreserven	t	124000	(USGS 2016; S. 149)
Selenressourcen	t	126933000	(USGS 2016: S. 149)
jährliche Veränderungsrate der Selenproduktion			(
Post ohno Abhängigkoit der Possourconverfügbarkeit	%	3,459	(USGS 2002 - 2016)
janriiche veranderungsrate der Selenproduktion	t. %	Lookup:[(0,-100)-(1.26933e+008,10)],(0,-	(USGS 2002 - 2016)
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	.,	100),((
jährliche primäre Molyhdäpproduktion im Jahr 2015	t/a	266720	(USGS 2016)
	va	200120	(0000 2010)
Molybdänreserven	t	10823000	(USGS 2016; S. 113)
Molybdänressourcen	t	19400000	(USGS 2016; S. 113)
jährliche Veränderungsrate der Molvbdaenproduktion			(11000000000000000000000000000000000000
Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	%	4,954	(USGS 2002 - 2016)
		Lookup: [(0 -100)-(1 94e+007 10)]	
jährliche Veränderungsrate der Molybdaenproduktion	+ 0/	(0, 100) (8 5770, 006, 4, 054)	(11808 2002 2016)
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	ι, /ο	(0, 100), (0.07767000, 4.304),	(0000 2002 - 2010)
		(1.94e+007,4.954)	(11000.0010)
janriiche primare Kupterproduktion im Jahr 2015	t/a	18735000	(USGS 2016)
Kupferreserven	t	72000000	(USGS 2016; S. 55)
Kupferressourcen	t	560000000	(USGS 2016; S. 55)
jährliche Veränderungsrate der Kupferproduktion	0/	2,262	(11808 2002 2010)
Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	%	2,362	(USGS 2002 - 2016)
jährliche Veränderungsrate der Kunferproduktion		1 ookup: $[(0, -100) - (5, 6e + 0.09, 10)] (0, -100)$	
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	t, %	$(4.88_{2}+0.09.2.362)$ (5.66+0.09.2.362)	(USGS 2002 - 2016)
iährliche primäre Schwefelpreduktion im Johr 2015	t/o	70100000	(11808 2016)
	ı/a	70100000	(USGS 2016)
Schweteiressourcen	t	6,05E+11	(USGS 2016; S. 163)
jährliche Veränderungsrate der Schwefelproduktion	%	1 365	(USGS 2002 - 2016)
Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	/0	1,000	
jährliche Veränderungerete der Schwefelmeduluti-		Lookup: [(0,-100)-(-2.14748e+009,10)],	
Dest in Able in signature der Schwereiproduktion	t, %	(0,-100),(3.025e+011,1.365),	(USGS 2002 - 2016)
Rest in Abnangigkeit der Ressourcenverfuegbarkeit	, , , <u>,</u>	(6.05e+011.1.365)	
jährliche primäre Tellurproduktion im Jahr 2015	t/a	120	(USGS 2016)
Tellurreserven	+	24600	(USGS 2016: \$ 160)
Tollurrooon/obooio	L L	47000	
	t	47000	(0363 2006; 5. 1/1)
jahrliche Veränderungsrate der Tellurproduktion	%	0	(USGS 2002 - 2016)
Rest ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	/0	, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	(1100 2002 2010)
jährliche Veränderungsrate der Tellurproduktion	+ 0/	Lookup: [(0,-100)-(47000,10)],	(11565 2002 2016)
Rest in Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	ι, 70	(0,-100),(22400,0),(47000,0)	(0000 2002 - 2010)

Tabelle 29: Simulationsannahmen - Primäre Rohstoffproduktion, Reserven und Ressourcen;(eigene Darstellung)

4. Simulationsbereich: Marktanteile, Marktverschiebung und Rohstoffsubstitution

Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
Einfluss der Molybdän Ressourcen auf die Entwickl.	+	Lookup: [(0,0)-(1.94e+007,10)],	(11909 2016: 9, 112)
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(8.577e+006,1),(1.94e+007,1)	(0303 2010, 3. 113)
Einfluss der Schwefel Ressourcen auf die Entwicklung	+ -	Lookup: [(0,-5)-(6.05e+011,10)],	(11969 2016: 5, 163)
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(3.025e+011,1),(6.05e+011,1)	(0000 2010, 0. 103)
Einfluss der Selen Ressourcen auf die Entwicklung	+ -	Lookup: [(0,0)-(1.269e+008,10)],	(USGS 2016: S 149)
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(1.26809e+008,1),(1.26933e+008,1)	(0303 2010, 3. 149)
Einfluss der Gallium Ressourcen auf die Entwicklung		Lookup: [(0,0)-(1.095e+006,10)],	(11909 2016: 9, 175)
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(547500,1),(1.095e+006,1)	(0303 2010, 3. 175)
Einfluge der Zinn Besseureen auf die Entwicklung		1 ookup: [(0,0), (1,170,007,1)]	(ITRI 2016;S. 6),
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	t, -	(0,0) (6,850,006,1) (1,170,007,1)	(USGS 2009; S. 173),
		(0,0),(0.030+000,1),(1.170+007,1)	(USGS 2016; S. 175)
Einfluss der Indium Ressourcen auf die Entwicklung	+	Lookup: [(0,0)-(95000,1)],	(USGS 2016; S. 193),
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(84330,1),(95000,1)	(USGS 2008; S. 81)
Einfluss der Kupfer Ressourcen auf die Entwicklung	+	Lookup: [(0,0)-(5.6e+009,10)],	(11909 2016: 9 55)
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(4.88e+009,1),(5.6e+009,1)	(0303 2010, 3. 55)
Einfluss der Cadmium Ressourcen auf die Entwickl.	+	Lookup: [(0,0)-(5.7e+006,10)],	(11909 2016: 9, 42)
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(5.1e+006,1),(5.7e+006,1)	(0303 2010, 3. 43)
Einfluss der Tellur Ressourcen auf die Entwicklung	+	Lookup: [(0,0)-(47000,10)],	USGS 2016; S. 169),
der Marktanteile von Dünnschicht PV Technologien	ι, -	(0,0),(22400,1),(47000,1)	(USGS 2006; S. 171)

Tabelle 30: Simulationsannahmen – Ressourceneinfluss auf die Marktanteile; (eigene Darstellung)

a:Si - Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
Substitution von Indium in a:Si		1	(Viebahn et al. 2014; S. 158)
Substitution von Indium in a:Si ab dem Jahr	а	2025	(Viebahn et al. 2014; S. 158)
Substitution von Zinn in a:Si		1	(Viebahn et al. 2014; S. 158)
Substitution von Zinn in a:Si ab dem Jahr	а	2025	(Viebahn et al. 2014; S. 158)
konventionelle Entwicklung der a:Si Marktanteil ohne	o %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	(ISE 2016), (Zuser und
Abhängigkeit der Ressourcenverfuegbarkeit	a, 70	(2015,0.6),(2050,0.6);	Rechberger 2011; S. 60)
optimistische Entwicklung der a:Si Marktanteil ohne	o %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	(ISE 2016), (Zuser und
Abhängigkeit der Ressourcenverfuegbarkeit	a, 70	(2015,0.6),(2020,11),(2040,25),(2050,25)	Rechberger 2011; S. 60)

Tabelle 31: Simulationsannahme – Rohstoffsubstitution und Entwicklung der a:Si-Marktanteile ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit; (eigene Darstellung)

CdTe - Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
Substitution von Tellur in CdTe		0	
Substitution von Tellur in CdTe ab dem Jahr		-	
Substitution von Kupfer in CdTe		0	
Substitution von Kupfer in CdTe ab dem Jahr		-	
Substitution von Zinn in CdTe		0	
Substitution von Zinn in CdTe ab dem Jahr		-	
Substitution von Cadmium in CdTe		0	
Substitution von Cadmium in CdTe ab dem Jahr		-	
Substitution von Indium in CdTe		0	
Substitution von Indium in CdTe ab dem Jahr		-	
konventionelle Entwicklung der CdTe Marktanteil	o %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	(ISE 2016), (Zuser und
ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfuegbarkeit	a, 70	(2015,4.6),(2050,4.6);	Rechberger 2011; S. 60)
optimistische Entwicklung der CdTe Marktanteil	o %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	(ISE 2016), (Zuser und
ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfuegbarkeit	a, 70	(2015,4.6),(2020,10.5),(2040,25),(2050,25)	Rechberger 2011; S. 60)

Tabelle 32: Simulationsannahme – Rohstoffsubstitution und Entwicklung der CdTe-Marktanteile ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit; (eigene Darstellung)

CIGS - Einflussvariable	Einheit	Annahme/Programmiercode	Quelle
Substitution von Molybdän in CIGS		0	
Substitution von Molybdän in CIGS ab dem Jahr		-	
Substitution von Gallium in CIGS		0	
Substitution von Gallium in CIGS ab dem Jahr		-	
Substitution von Kupfer in CIGS		0	
Substitution von Kupfer in CIGS ab dem Jahr		-	
Substitution von Zinn in CIGS		0	
Substitution von Zinn in CIGS ab dem Jahr		-	
Substitution von Schwefel in CIGS		0	
Substitution von Schwefel in CIGS ab dem Jahr		-	
Substitution von Selen in CIGS		0	
Substitution von Selen in CIGS ab dem Jahr		-	
Substitution von Cadmium in CIGS		0	
Substitution von Cadmium in CIGS ab dem Jahr		-	
Substitution von Indium in CIGS		0	
Substitution von Indium in CIGS ab dem Jahr		-	
konventionelle Entwicklung der CIGS Marktanteil	o %	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	(ISE 2016), (Zuser und
ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	a, 70	(2015,2),(2020,2),(2040,2),(2050,2)	Rechberger 2011; S. 60)
optimistische Entwicklung der CIGS Marktanteil	0.9/	Lookup: [(2015,0)-(2050,100)],	(ISE 2016), (Zuser und
ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit	a, %	(2015,2),(2020,3.5),(2040,25),(2050,25)	Rechberger 2011; S. 60)

Tabelle 33: Simulationsannahme – Rohstoffsubstitution und Entwicklung der CIGS-Marktanteile ohne Abhängigkeit der Ressourcenverfügbarkeit; (eigene Darstellung)

Anhang C – Simulationsmodell



Abbildung 163: Vensim Simulationsmodell; (eigene Darstellung)

