

GEBÄUDEINTEGRIERTE PHOTOVOLTAIK Lebenszyklus und Ökobilanz ausgewählter Photovoltaik-Systeme

Master Thesis zur Erlangung des akademischen Grades
„Master of Engineering“

eingereicht bei
Dipl.-Ing. Dr. techn. Helmuth Kreiner

Mag. Walter Liesinger

8820644

Klagenfurt, 28.02.2015

Eidesstattliche Erklärung

Ich, **WALTER LIESINGER**, versichere hiermit

1. dass ich die vorliegende Master These, "GEBÄUDEINTEGRIERTE PHOTOVOLTAIK. LEBENSZYKLUS UND ÖKOBILANZ AUSGEWÄHLTER PHOTOVOLTAIK-SYSTEME", 110 Seiten, gebunden, selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfen bedient habe, und
2. dass ich diese Master These bisher weder im Inland noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Wien, 28.02.2015

Unterschrift

Die vorliegende Arbeit entstand unter der Begleitung von Dipl.-Ing. Dr. techn. Helmuth Kreiner und Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Alexander Passer MSc. und wurde im Rahmen des Forschungsprojekts „Smart City Project Graz Mitte“ (FFG Projektnummer 836094; Ausschreibung Fit4Set, 2.AS-2011) im Auftrag des Instituts für Materialprüfung und Baustofftechnologie – Arbeitsgruppe Nachhaltigkeitsbewertung durchgeführt.

Für die erkenntnisreichen Diskussionen, die fachliche und methodische Unterstützung sowie die angenehme und menschliche Art der Begleitung möchte ich mich herzlich bedanken.

Der Dank gilt auch meiner Familie (Birgit, Lena und Valentin), insbesondere für ihre Geduld, sowie Mag. Gabriele Liesinger für das Korrekturlesen.

KURZFASSUNG

Gebäudeintegrierte Photovoltaik bildet in ihrer technischen Anwendung eine Schnittstelle zwischen der Bautechnik und der Haustechnik – Photovoltaik als Element der Bautechnik, welches Strom erzeugt. In der gegenständlichen Arbeit werden Photovoltaik-Systeme auf Basis kristalliner Photovoltaik-Zellen, Dünnschichtzellen mit Cadmiumtellur als Halbleitermaterial sowie Farbstoffzellen untersucht. Ziel ist es, eine differenzierte Sicht auf die Anforderungen gebäudeintegrierter Photovoltaik-Lösungen im Vergleich zur „klassischen“ Photovoltaik zu erreichen. Dazu werden die technischen und wirtschaftlichen Potentiale untersucht und die Anforderungen an gebäudeintegrierte Photovoltaik beschrieben. Planung und Umsetzung sind dabei immer unter dem Aspekt des Lebenszyklus von Produkten durchzuführen. Zur Ermittlung der Umweltwirkung der ausgewählten Photovoltaik-Systeme soll in der vorliegenden Arbeit die Methode der Ökobilanz angewendet werden. Ziel dieser ökologischen Betrachtung ist ein Verständnis dafür zu entwickeln, welche Parameter im Rahmen einer Ökobilanz für Photovoltaikanlagen erfüllt sein müssen, um auf Basis der Ergebnisse Produktvergleiche zu ermöglichen. Die detaillierte Untersuchung und Modellierung der Herstellungsphase von Photovoltaik-Modulen mit der Analyse des Rohstoff-, Material- und Energieeinsatzes ist dabei ein wesentlicher Schritt der Ergebnisermittlung.

Gebäudeintegrierte Photovoltaik hat aus Sicht des Autors neben dem technischen auch das volkswirtschaftliche Potential an Bedeutung zu gewinnen, wenn es gelingt, die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten durch wirtschaftlich konkurrenzfähige und technisch flexible Produkte umzusetzen. Die Substitution von Fassaden- und Dachelementen durch gebäudeintegrierte Photovoltaik-Elemente bringt eine Änderung der Funktionsanforderung, des sogenannten „funktionalen Äquivalentes“, mit sich. Bei der Berechnung der Ökobilanz von gebäudeintegrierten Photovoltaik-Modulen sind bei der standortbezogenen Berechnung neben der Nennleistung jedenfalls auch der Aufstellungsort, Orientierung und Neigung sowie die Ausführungsart und Einbausituation zu berücksichtigen. Die Beachtung länderspezifischer Energieressourcen spielt dabei ebenfalls eine entscheidende Rolle. Die Auswertungen der Ökobilanz unterschiedlicher Photovoltaik-Systeme zeigen, dass die Wahl der Systemgrenzen einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse hat. In der Gesamtbetrachtung zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit jedoch keinen eindeutigen Vorteil für ein Photovoltaik-System. Die Berechnung der ganzheitlichen Umweltwirkungen eines Photovoltaik-Systems kann daher nur im Kontext mit dem konkreten Anwendungsfall erfolgen.

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung.....	1
2. Photovoltaik-Systeme	2
3. Gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV)	7
3.1 Potential für gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV).....	7
3.2 Arten gebäudeintegrierter Photovoltaik (GIPV).....	13
3.2.1 Fassadenintegrierte Photovoltaik	14
3.2.2 Dachintegrierte Photovoltaik	15
3.2.3 Verschattung aus Photovoltaik-elementen	16
3.3 Anforderungen an GIPV	17
4. Ökobilanz (LCA) von Photovoltaikanlagen.....	20
4.1 Grundlagen der Ökobilanz (LCA)	20
4.2 Anwendung der Ökobilanz für Photovoltaikanlagen (PV-LCA).....	29
4.2.1 Übersicht PV-LCA.....	29
4.2.2 Zusätzliche Anforderungen PV-LCA	32
4.3 Lebenszyklus und Sachbilanz von Photovoltaikanlagen	33
4.3.1 Rohstoffe	34
4.3.2 Veredelung der Rohmaterialien.....	42
Exkurs 1 – Schadstoffeigenschaften von Cadmium	46
4.3.3 Herstellung Photovoltaik-Zelle.....	52
Exkurs 2 – Produktionsoptimierung	55
4.3.4 Herstellung Photovoltaik-Module.....	60
Exkurs 3 – Länderbezogener Energiemix	63
4.3.5 Photovoltaikanlagen.....	73
Exkurs 4 – Wirkungsgradverbesserung	75
4.3.6 Performance Ratio (PR).....	77
4.3.7 Nutzungsphase Photovoltaikanlage	78
4.3.8 Entsorgungsphase Photovoltaikanlage	80

4.3.9 Übersicht relevanter Sachbilanzdaten und Kenngrößen	83
5. Ergebnisse.....	84
5.1 Wirkungsabschätzung PV-Module (1 kWh Leistung).....	85
5.2 Wirkungsabschätzung von PV-Anlagen in Abhängigkeit ihrer Ausführung	88
5.3 Systemeffizienz einer 3 kW _p PV-Anlage bezogen auf die Nutzungsdauer..	89
5.4 Systemeffizienz von 3 kW _p PV-Anlage – 50 Jahre Gebäudenutzung	92
6. Zusammenfassung	95
7. Ausblick	97
Verzeichnisse	98
Abkürzungsverzeichnis	98
Abbildungsverzeichnis.....	101
Diagrammverzeichnis.....	102
Tabellenverzeichnis.....	103
Literatur- und Quellenangaben	104
Bücher, Zeitschriften und Vortragsunterlagen.....	104
Normen, Verordnungen und Richtlinien.....	108
Internetquellen	109

1. EINLEITUNG

Die Photovoltaik hat im Kontext erneuerbarer Energien in den letzten Jahren ihre Position als Schlüsseltechnologie bezogen. Sonnenenergie gehört damit zu den wichtigsten Energieträgern bei der Energiewende. Im Mittelpunkt der Diskussion stehen die immer größer werdenden Kapazitäten und Anteile von genutzter Sonnenenergie an der Stromgewinnung. Hierbei stellt sich unter anderem auch die Frage, welche ökologischen Rahmenbedingungen die Stromerzeugung ermöglichen. Darunter ist zu verstehen, dass die Phase der Herstellung von Photovoltaikanlagen und der damit verbundene Einsatz von Rohstoffen und Energie zu analysieren ist. Dann zeigt sich, dass Photovoltaik nicht gleich Photovoltaik ist, sondern dass das Ziel der Stromerzeugung durch unterschiedliche Technologien und Materialien bewerkstelligt wird. Ein pauschaler Vergleich der Photovoltaikanlagen erscheint daher als nicht zweckmäßig. Vielmehr müssen Aspekte wie Funktionsanforderung, Ausrichtung der Anlage oder unterschiedliche Einbauarten näher untersucht werden.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, nach einer Einführung ausgewählter Photovoltaik-Systeme (Kapitel 2), eine differenzierte Sicht auf die Anforderungen gebäudeintegrierter Photovoltaiklösungen im Vergleich zur „klassischen“ Photovoltaik zu erreichen. Dazu werden das technische und wirtschaftliche Potential untersucht (Kapitel 3.1), die Arten gebäudeintegrierter Photovoltaik beschrieben (Kapitel 3.2) und erläutert, welche Bedingungen in der Umsetzung beachtet werden müssen (Kapitel 3.3). Die Ausarbeitung dieser Fragestellung zeigt, dass sich alle Lösungsansätze auf den Lebenszyklus der Produkte beziehen. Dies gilt sowohl für die ökologische als auch für die ökonomische Betrachtung. Herstellung, Nutzung und Entsorgung von Photovoltaikanlagen werden in der vorliegenden Arbeit im Rahmen einer Ökobilanz analysiert. Dazu werden die Grundlagen der Ökobilanz beschrieben (Kapitel 4.1) und speziell für Photovoltaikanlagen angewandt (Kapitel 4.2). Aus der Beschreibung des Lebenszyklus und den Sachbilanzdaten von Photovoltaikanlagen (Kapitel 4.3) wird die Wirkungsabschätzung abgeleitet und als Ergebnis berechnet (Kapitel 5).

Ziel dieser ökologischen Betrachtung ist es, unterschiedliche Photovoltaik-Technologien in ihrer Umweltwirkung einordnen zu können, aber auch ein Verständnis dafür zu entwickeln, welche Parameter erfüllt sein müssen, um auf Basis der Ergebnisse Produktvergleiche zu ermöglichen.

2. PHOTOVOLTAIK-SYSTEME

Photovoltaikanlagen sind technische Systeme mit dem Ziel der Stromerzeugung. Zur Zielerreichung werden unterschiedliche Technologien eingesetzt. Wesentliche Bestandteile einer Anlage sind die PV-Zellen, welche zu PV-Modulen verbunden werden sowie zusätzliche Anlagenkomponenten, welche den erzeugten Strom wandeln (Wechselrichter) und im Netz verteilen. Sofern es sich nicht um eine gebäudeintegrierte Photovoltaikanlage handelt, ist die Auf- und Einbaukonstruktion aus Aluminium oder Stahl, welche die Anlage mit dem Gebäude oder dem Boden verbindet, ebenfalls als Bestandteil der Photovoltaikanlage zu betrachten.

Die „kleinste“ Einheit einer Photovoltaikanlage ist die PV-Zelle. Bei rund 92% der weltweit produzierten PV-Zellen ist Silizium (Si) das Halbleitermaterial.¹ In der technischen Anwendung werden PV-Zellen als

- mono- bzw. singlekristalline Siliziumzellen (s-Si),
- poly- bzw. multikristalline Siliziumzellen (m-Si),
- Ribbonszellen (r-Si) sowie als
- amorphe Siliziumzellen (a-Si)

ausgeführt.

Wesentliche Unterschiede dieser Ausführungsvarianten spiegeln sich im Wirkungsgrad, in den Herstellungsprozessen und den Erzeugungs- und Produktkosten wider. So haben etwa singlekristalline PV-Zellen in der kommerziellen Nutzung einen Wirkungsgrad zwischen 16-22%, multikristalline PV-Zellen 14-18% und amorphe Siliziumzellen, die als Dünnschichtzellen ausgeführt sind, 6-8% Wirkungsgrad.² Ein geringerer Materialeinsatz, kostengünstigere Produktionsmöglichkeiten und preiswertere Produkte sind der Ausgleich geringerer Wirkungsgrade. Single- und multikristalline Siliziumzellen sind gegenwärtig mit rund 90% der weltweit verbauten PV-Zellen unangefochten an der Spitze.³

Alternativ zu diesen „klassischen“ PV-Zellen der ersten Generation sind Dünnschichtzellen eine Entwicklung, bei der eine dünne Schicht (wenige μm) eines Halbleitermaterials auf Trägermaterialien wie Glas, Kunststoff oder Metall aufgedampft

¹ Vgl. Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, S. 4 und 19.

² Die Wirkungsgrade sind der einschlägigen Literatur entnommen.

Vgl. insbesondere: IEA-PVPS, Trends 2014 in Photovoltaic Applications, S. 5ff.

³ Vgl. Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, S. 4. (Marktanteil s-Si: 35%, m-Si: 55%)

wird. Als Halbleitermaterialien werden neben Silizium vorzugsweise Cadmiumtellur (CdTe), Cadmiumsulfid (CdS), Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) oder Galliumarsenid (GaAs) verwendet. Die Wirkungsgrade dieser Dünnschichtzellen liegen zwischen 10-15%, bei Galliumarsenid um 21%.⁴

Weitere Zelltypen sind sogenannte *emerging photovoltaics*, PV-Zellen aufstrebender Technologien. Zu diesen zählen Kesterit-, Quantumdot-, Perowskit-Solarzellen, organische PV-Zellen⁵ oder aber Farbstoffzellen, die auch als „Grätzel-Zelle“ bezeichnet werden und in der gegenständlichen Arbeit ausführlicher behandelt werden. Die Grätzel-Zelle ist eine Dünnschicht-Farbstoffzelle (*Dye Solar Cell*, kurz: DSC), welche auf Basis der photochemischen Energiewandlung funktioniert.

Einen Überblick unterschiedlicher PV-Zellen, unter Angabe der maximal erzielten Wirkungsgrade, bietet die laufend aktualisierte Grafik des *The National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

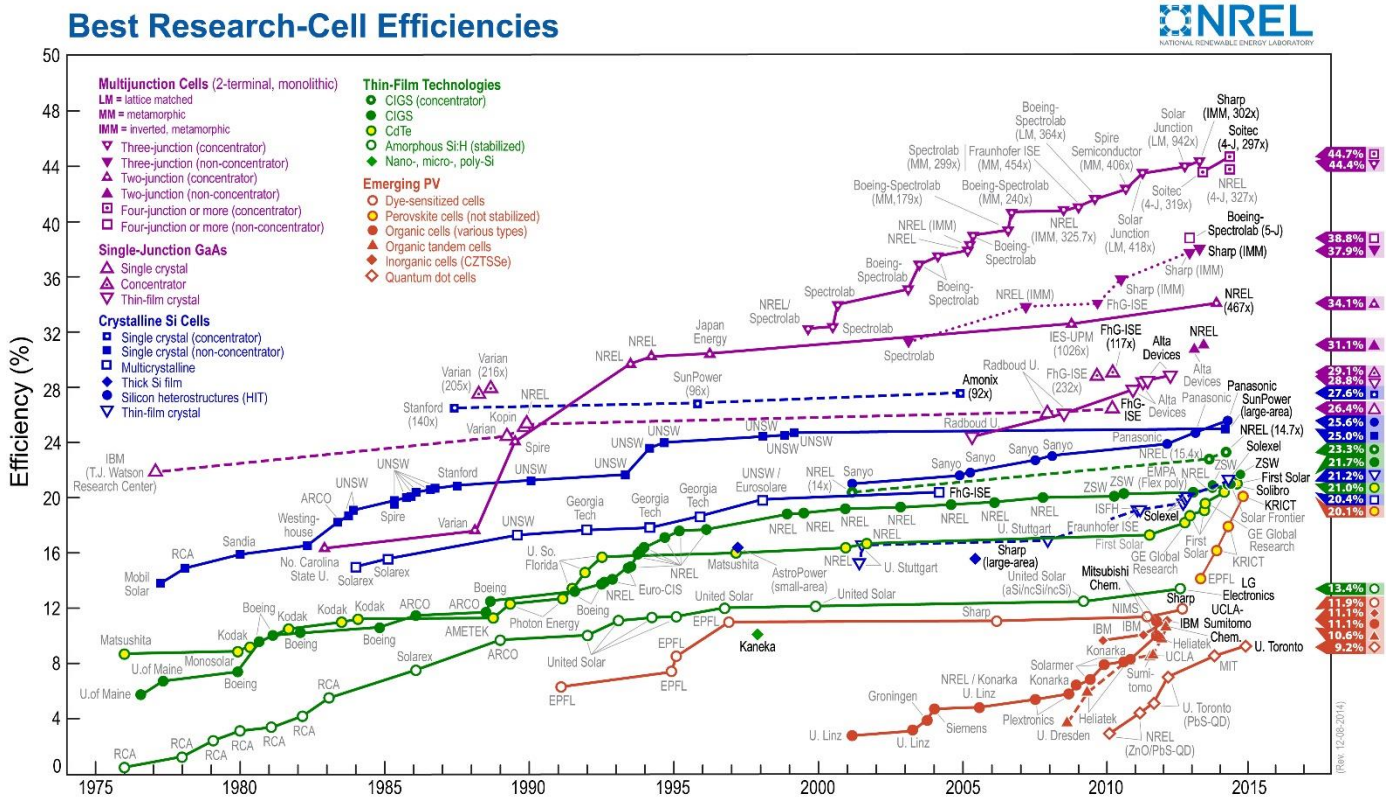


Abbildung 1: NREL Wirkungsgrade

This plot is courtesy of the National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO (Rev. 12-08-2014)

⁴ Vgl. Kaltschmitt/Streicher (Hrsg.), Regenerative Energien, S. 168ff.

⁵ Vgl. Trimmel, Trends bei neuen Materialien für PV-Zellen.

Photovoltaik erzeugt Strom, indem solare Strahlungsenergie direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Dazu sind folgende Schritte notwendig:

- Absorption von Photonen aus dem Sonnenlicht
- Abgabe der Energie an ein Elektron und Erzeugung eines Ladungsträgerpaars
- Trennung der Ladungsträger
- Transport der Ladungsträger zu den Kontakten⁶

Der photoelektrische Effekt beruht darauf, dass in der PV-Zelle durch Lichteinstrahlung eine elektrische Spannung entsteht. Silizium als Halbleitermaterial wird mit Fremdatomen (Bor und Phosphor) dotiert. Zwischen den dadurch entstehenden n- und p-Schichten, am sogenannten p-n-Übergang, wird ein elektrisches Feld erzeugt. In der n-Schicht ist die Konzentration frei beweglicher Elektronen größer als in der p-leitenden Schicht. Umgekehrt ist in der p-Schicht die Konzentration an positiven Ladungsträgern größer als in der n-leitenden Schicht. Durch die Lichteinstrahlung findet eine Ladungstrennung statt. Die frei beweglichen Elektronen des Halbleiters wandern in Richtung p-n-Übergang. Werden p- und n-Schicht über einen äußeren Kontakt kurzgeschlossen, fließt Strom. Der Strom steigt dabei proportional mit der Bestrahlungsstärke.⁷

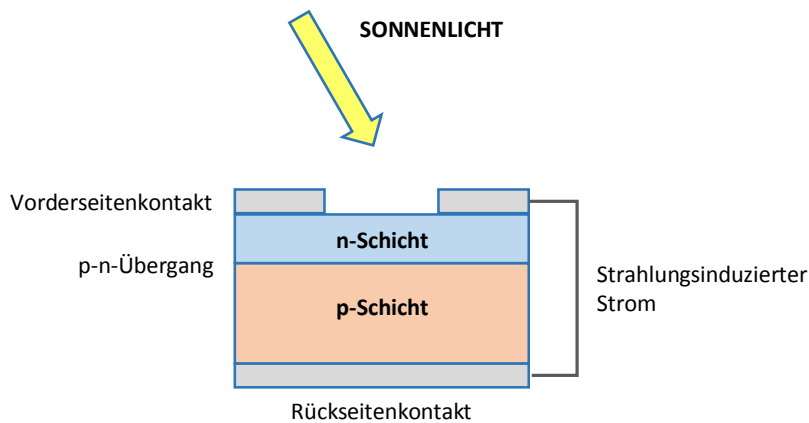


Abbildung 2: Prinzip photoelektrischer Effekt

⁶ Vgl. Würfel, Untersuchungen zum Elektronentransport, S. 32f.

⁷ Vgl. Meyer, Grätzel Zelle, 4ff. und Kaltschmitt/Streicher (Hrsg.), Regenerative Energien, S. 163ff.

Im Gegensatz zum photoelektrischen Effekt nutzt die Farbstoffzelle den photochemischen Effekt zur Stromerzeugung. Die photochemische Energiewandlung beruht auf der in der Natur vorkommenden Photosynthese von Pflanzen. Farbstoffe regen dabei das Halbleitermaterial Titandioxid (TiO_2) zur Ladungsinjektion an, wodurch analog dem p-n-Übergang ein elektrisches Feld entsteht. Als Farbstoff wird in der kommerziellen Anwendung der Grätzel-Zelle ein synthetisch hergestellter Farbstoff, auf dem Platingruppenmetall Ruthenium (Ru) basierend, verwendet. Die Farbstoffzelle besteht aus zwei elektrisch leitenden Glasplatten, der negativ geladenen Anode und der positiv geladenen Kathode. An der Anode wird die Titandioxidschicht durch den Ruthenium-Farbstoff sensibilisiert. Ziel des Farbstoffes ist, so viel Licht wie möglich zu absorbieren. Der Farbstoff wird dabei in einen angeregten Zustand versetzt, der möglichst lange andauern soll. Er ist die Voraussetzung, dass ein Elektron abgegeben und vom Halbleitermaterial aufgenommen wird, welches sich dadurch negativ auflädt. An der Kathode wird durch Platin oder Graphit der Elektronenfluss gewährleistet. Durch Anlegen eines externen Stromkreises an den beiden Glasplatten sowie durch Füllung des Spaltes zwischen Anode und Kathode mit einer Elektrolytflüssigkeit wird der Stromkreis geschlossen.⁸

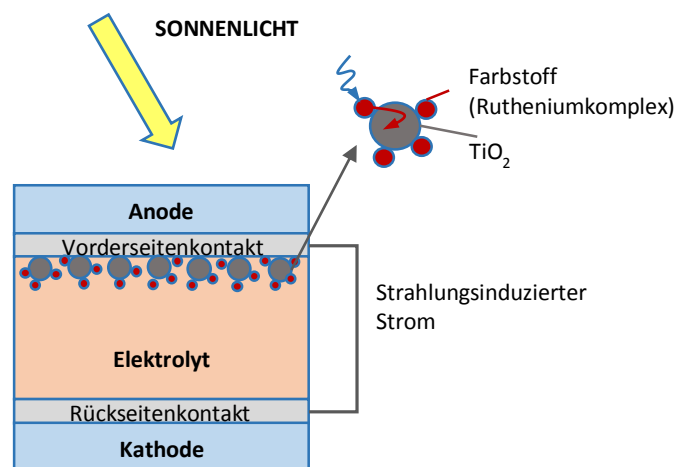


Abbildung 3: Prinzip photochemischer Effekt

Im Labor erreicht die Grätzel-Zelle einen Wirkungsgrad von rund 10-11%. Ähnlich den anderen Dünnschichtzellen wird der geringere Wirkungsgrad durch günstigere Produktionskosten, durch Flexibilität in Form und Farbe sowie durch eine bessere Tageslichtausbeute, insbesondere auch bei diffusem Licht, ausgeglichen.⁹

⁸ Vgl. Meyer, Grätzel Zelle, S. 10ff.

⁹ Vgl. Kroon, Robust DSC und Toyoda, u.a., Outdoor performance.

Die Farbstoffsolarzelle steht vor der kommerziellen Markteinführung. Umso interessanter erscheint es, diese Technologie mit den Errungenschaften der siliziumbasierten PV-Technologie und den Dünnschichtzellen, insbesondere jener auf CdTe-Technologie, zu vergleichen. Abbildung 4 zeigt daher im Überblick, welche Photovoltaik-Technologien in den folgenden Kapiteln näher betrachtet werden.

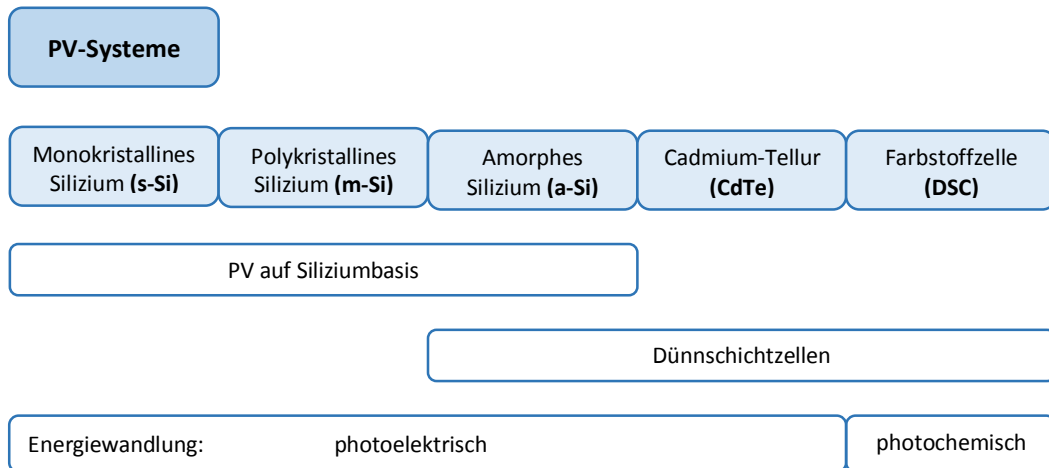


Abbildung 4: Übersicht PV-Systeme

In Kapitel 3 werden die angeführten PV-Systeme hinsichtlich ihrer Voraussetzungen und Eignung, als gebäudeintegrierte Bauteile eingesetzt zu werden, untersucht. Die Betrachtung der Ökobilanz wird in Kapitel 4 vorgenommen.

3. GEBÄUDEINTEGRIERTE PHOTOVOLTAIK (GIPV)

Die technische Anwendung gebäudeintegrierter Photovoltaik (GIPV) bildet eine Schnittstelle der Bautechnik mit der Haustechnik. Neben den bautechnischen Funktionen wie z.B. Wetter-, Sonnen- oder Schallschutz wird die zusätzliche Funktion der Stromproduktion übernommen. GIPV erfordert daher hinsichtlich der Planung und Umsetzung nach Strategien, um sich erfolgreich am Markt zu etablieren. In diesem Kapitel wird untersucht, welches technische und wirtschaftliche Potential für GIPV gegeben ist und welche Arten von GIPV mit welchen Anforderungen realisiert werden können.

3.1 Potential für gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV)

Zur Bestimmung des Potentials gebäudeintegrierter Photovoltaik sind die Sichtweisen der handelnden Architekten und Planer, die technischen und ökonomischen Randbedingungen sowie der aktuelle Stand europäischer Normen hinsichtlich GIPV zu untersuchen.

Einen wesentlichen Beitrag zur Beantwortung dieser Fragen bieten die Arbeiten der Internationalen Energieagentur (*International Energy Agency* – IEA). Die IEA wurde 1974 als Reaktion auf die Ölkrise als autonome Institution der OECD mit Sitz in Paris gegründet. Das „*Photovoltaic Power System Program*“ (IEA-PVPS) ist ein gemeinschaftliches Forschungs- und Entwicklungsprogramm zum Thema Photovoltaik, im Rahmen der IEA-Arbeiten zu erneuerbaren Energien, an dem 29 Staaten (darunter auch Österreich) seit der Gründung im Jahr 1993 teilnehmen.¹⁰

Im Rahmen der IEA-PVPS-Studie „*Potential for Building Integrated Photovoltaics*“ wurde im Jahr 2002 das technische Potential zur Umsetzung gebäudeintegrierter Photovoltaiklösungen untersucht. Unter den Gesichtspunkten der architektonischen und solartechnischen Eignung sind jene Dach- und Fassadenflächen ermittelt worden, die als relevante Flächen für GIPV zur Verfügung stehen. Bei der Flächenermittlung sind bei der architektonischen Eignung Flächenkorrekturen durch z.B. Denkmalschutz oder Verschattung und bei der solartechnischen Eignung sind Strahlungsintensität, Orientierung und Neigung berücksichtigt.¹¹

¹⁰ Weitere Informationen online unter: www.iea-pvps.org

¹¹ Vgl. IEA-PVPS, *Potential for Building Integrated Photovoltaics*, S. 4ff.

Als wesentliche Ergebnisse dieser Studie seien an dieser Stelle genannt:

- Technisch nutzbare GIPV-Fläche für Österreich:
 - Dach: 140 km²
 - Fassade: 52 km²
- Potentieller Anteil durch GIPV am Stromverbrauch:
 - 35% für Österreich (58% USA, 15% Japan)
 - davon 5-7% durch Fassadenintegration¹²

Neben diesem Potential GIPV zu verwirklichen, stellt sich die Frage nach der Motivation der Architekten, diese Möglichkeit im Entwurf und der Konstruktion von Gebäuden auch anzuwenden. Eine internationale Umfrage durchgeführt im Rahmen des IEA-PVPS Task 41 „*Solar Energy and Architecture*“ hat 613 Architekten in 14 Ländern unter anderem danach befragt, ob sie Erfahrungen mit dem Thema Photovoltaik bzw. GIPV haben und welche Hindernisse und Strategien sie für eine erfolgreiche Integration von Photovoltaik in der Planungsarbeit sehen.¹³

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Studie sind:

- 42% der Architekten (Österreich 43%) antworteten mit „Ja“ auf die Frage, ob in der Planungsarbeit Photovoltaik als Aufbaukonstruktion bereits durchgeführt wurde.
- 27% der Architekten (Österreich 35%) beantworteten die Frage mit „Ja“, ob sie Planungen von GIPV in der Architektur, unter spezieller Berücksichtigung der architektonischen Integration von Photovoltaik, bereits durchgeführt haben.¹⁴
- Hindernisse erfolgreicher PV-Integration im architektonischen Prozess

(Die 3 meistgenannte Antworten aus einer Auswahl von 18 Fragen):

- 73% Ökonomisch nicht vertretbar (Österreich 75%)
- 54% Mangel an Information beim Bauherrn (Österreich 55%)
- 50% Mangel an Interesse des Bauherrn (Österreich 55%)¹⁵

¹² IEA-PVPS, Potential for Building Integrated Photovoltaics, Table 4+5, S. 8.

¹³ Vgl. IEA-PVPS, Solar Energy and Architecture, S.12ff.

¹⁴ IEA-PVPS, Solar Energy and Architecture, Figure 3, S. 19 bzw. Figure 28, S. 49.

¹⁵ IEA-PVPS, Solar Energy and Architecture, Figure 6, S. 22 bzw. Figure 29, S. 50.

- Strategien, um PV-Integration im architektonischen Prozess voranzutreiben
(Die 3 meistgenannte Antworten aus einer Auswahl von 7 Fragen):
 - 74% Niedrigere Produktpreise (Österreich 75%)
 - 58% Staatliches Anreizsystem notwendig (Österreich 75%)
 - 49% Ansprechende architektonische Produkte (Österreich 40%)¹⁶

Durch staatliche Unterstützung wurde die Photovoltaikindustrie zur treibenden Kraft erneuerbarer Energien. Die Förder- und Forschungsprogramme in Deutschland haben gezeigt, wie Innovationen umzusetzen sind. Gegenwärtig ist es Frankreich, das mit finanzieller Unterstützung durch Förderprogramme GIPV vorantreibt und dadurch eine Reihe von zertifizierten Produktentwicklungen am Markt unter den Gesichtspunkten von Technik, Architektur und Rechtssicherheit ermöglicht.¹⁷

Ein breit angelegtes Forschungs- und Technologieprogramm (2014-2017) in Österreich ist „*e!MISSION.at – Energy Mission Austria*“ des Klima- und Energiefonds zur Bereitstellung nachhaltiger und leistbarer Energie. Im Rahmen dieses Programmes wird das Projekt „*PV@Fassade*“ bearbeitet, mit dem Schwerpunkt der Integration von PV-Modulen in Fassadenelementen hinsichtlich Konstruktion, Verschaltung, Design, Materialien sowie Langlebigkeit und Effizienz der PV-Komponenten. Ein anderes innovatives Projekt im Zusammenhang mit gebäudeintegrierter Photovoltaik ist der „*Science Tower*“, Graz. In diesem Leuchtturmprojekt soll der fassadenintegrierte Einsatz der Grätzel-Zelle erstmals großflächig realisiert werden.¹⁸

Nach aktuellen Erhebungen ist die Bandbreite der Kosten für gebäudeintegrierte Photovoltaiklösungen im Vergleich zur herkömmlichen Photovoltaik um den Faktor 1,3- bis 40-mal höher. Zudem ist die Marktdurchdringung mit 1-3% sehr gering. Mit Start des IEA-PVPS Task 15 (Ende 2014) „Photovoltaik in der gebauten Umwelt. Beschleunigung der Implementierung von GIPV“ soll bis 2020 der Marktanteil auf mindestens 10% steigen und der Preisrahmen einen Faktor von 1,0-1,6 GIPV/PV erreichen. Dieses Programm soll daher Lösungen zu den aufgezeigten Hindernissen bzw. Strategien im Zusammenhang mit GIPV finden.¹⁹

¹⁶ IEA-PVPS, Solar Energy and Architecture, Figure 7, S. 24 bzw. Figure 43, S. 64.

¹⁷ Vgl. Schuetze, Integration of Photovoltaics in Buildings.

¹⁸ Vgl. Eder, Integration von Photovoltaik in Gebäude, S. 8 bzw. 11.

¹⁹ Vgl. Eder, Integration von Photovoltaik in Gebäude, S. 16.

Arbeitsbereiche und Projektschwerpunkte:

- Subtask A: Projektanalyse – Projektdatenbank aktueller Projekte und GIPV-Produkte
- Subtask B: Wirtschaft und Markt – Darstellung des Nutzens und von Entscheidungsprozessen
- Subtask C: Internationales Netzwerk für GIPV-Spezifikationen
- Subtask D: Umweltverträglichkeit – Bewertung und Abschätzung
- Subtask E: Demonstrationsprojekte – vom Prototypen zum Markteintritt²⁰

GIPV-Produkte müssen Anforderungen hinsichtlich flexibler Größe und Form, Farbe und Struktur sowie einer möglicherweise geforderten Transparenz erfüllen. Bezogen auf den Wirkungsgrad ist jedoch vor allem bei den kristallinen PV-Modulen darauf zu achten, dass farbige Siliziumzellen und transparente Siliziummodule eine Verschlechterung des Wirkungsgrades mit sich bringen. Durch Variation der Anti-Reflexionsschicht lassen sich unterschiedliche Farben erzielen, allerdings wird der Anteil des Lichtes, das an der Oberfläche reflektiert wird, erhöht. Damit verbunden ist der Abfall des Wirkungsgrades bis zum Niveau einer Dünnschichtzelle (rund 10-11%). Bei semitransparenten PV-Zellen werden mikroskopisch kleine Löcher erzeugt, welche die Zelle lichtdurchlässig werden lassen. Der Gesamtanteil der Lochgröße kann dabei bis zu 30% betragen, allerdings wiederum verbunden mit erheblichen Wirkungsgradverlusten. Ein gewisser Grad an Transparenz lässt sich auch dadurch herstellen, dass Glas/Glas-Laminare verwendet werden und durch Abstände von 1-30 mm zwischen den Zellen ein Lichtdurchlass ermöglicht wird. Bei Dünnschichtzellen erfolgt die Festlegung von Größe und Form beim Herstellungsprozess. Die Module werden opak oder semitransparent, mit einer unterschiedlich bereitgestellten Farbauswahl, angeboten.²¹

Inwieweit sich zukünftig auch tatsächlich „durchsichtige“ Solarmodule realisieren lassen, etwa als äußere Schicht einer Doppelfassade, ist nach Ansicht des Autors eine vom Markt geforderte Eigenschaft im Zusammenhang mit transparenten PV-Modulen. Die Beantwortung dieser Frage hängt jedoch davon ab, welche Forschungsergebnisse zu organischen Solarzellen oder den Farbstoffsolarzellen erzielt werden.

²⁰ Vgl. Mayr, PV grid integration and BIPV in the IEA PVPS, S. 20.

²¹ Vgl. Technologietransfer Solarfassade, Anforderungen, S. 9ff.

Die architektonisch und ästhetisch bedingten Erfordernisse hinsichtlich Form, Farbe und Struktur lassen erkennen, dass Photovoltaik unter dem Aspekt der Substitution von Fassaden- und Dachelementen eine erweiterte Funktion hat. Dieses Faktum wird auch im europäischen Normenwerk berücksichtigt. Die im Entwurf befindliche ÖNORM prEN 50583 „*Photovoltaics in buildings – Part 1: Modules; Part 2: Systems*“ widmet sich der gebäudeintegrierten Photovoltaik. Die Norm beschreibt die Anforderungen hinsichtlich Nutzung und Leistung der Module, getrennt nach GIPV-Modulen mit und ohne Glas. PV-Module gelten als gebäudeintegriert, wenn sie die Bedingungen für die Vermarktung von Bauprodukten (in Sinne der CPR 305/2011²²) erfüllen. Demnach sind die Grundanforderungen an Bauwerke in ihrem Ganzen und in ihren Teilen definiert hinsichtlich:

- Mechanische Festigkeit und Standsicherheit
- Brandschutz
- Hygiene, Gesundheit und Umweltschutz
- Sicherheit und Barrierefreiheit bei der Nutzung
- Schallschutz
- Energieeinsparung und Wärmeschutz
- Nachhaltige Nutzung der natürlichen Ressourcen²³

Gebäudeintegrierte PV-Module müssen eine oder mehrere der folgenden Funktionen erfüllen:

- *mechanical rigidity or structural integrity*
- *primary weather impact protection: rain, snow, wind, hail*
- *energy economy, such as shading, daylighting, thermal insulation*
- *fire protection*
- *noise protection*
- *separation between indoor and outdoor environments*
- *security, shelter or safety*²⁴

²² Verordnung (EU) 305/2011 vom 9. März 2011 zur Festlegung harmonisierter Bedingungen für die Vermarktung von Bauprodukten. (Bauprodukten-Richtlinie)

²³ Bauprodukten-Richtlinie EU 305/2011 – Anhang I.

²⁴ ÖNORM prEN 50583-1, Pkt. 3.1 – building-integrated photovoltaic modules BIPV-modules.

Die Stromerzeugung allein genügt nicht, als gebäudeintegrierte Funktion qualifiziert zu werden. Es sind darüber hinaus Gebäudfunktionen der Fassade, wie Wetter- schutz, Verschattung, Wärmeschutz, Feuer- oder Lärmschutz zu erfüllen. Allerdings werden neben den Anforderungen an Bauprodukte auch elektrische Anforderungen nach der Niederspannungsrichtlinie LVD 2006/95/EC²⁵ gestellt. In dieser Richtlinie geht es um den Schutz vor Gefahren, die von elektrischen Betriebsmittel ausgehen können bzw. um den Schutz vor Gefahren, die durch äußere Einwirkungen auf elektrische Betriebsmittel entstehen können.

Es gelten die Normen ÖNORM EN 61215²⁶ und ÖNORM EN 61646²⁷ hinsichtlich der Bauarteignung und Bauartzulassung für kristalline Silizium PV-Module bzw. für Dünnschichtsolarmodule.

Der ÖNORM prEN 50583 entsprechend werden PV-Module, für welche die Definition „gebäudeintegrierte Photovoltaik“ nicht gilt, als „BAPV-modules“ (*building attached photovoltaic modules*) bezeichnet. Es sind damit diejenigen Anwendungen gemeint, welche vor oder über der eigentlichen Gebäudehülle montiert werden, ohne wesentliche bauliche Verbindung zum Gebäude.²⁸

GIPV hat in ihrer technischen Anwendung eine gleichbedeutende Funktion in der Stromerzeugung, aber auch als Bauelement der Gebäudehülle. Diese Funktionsanforderung erfordert neuartige Produkte hinsichtlich Form, Farbe und Struktur, aber auch ein Maximum an Effizienz der PV-Module. Damit verbunden ist die volkswirtschaftliche Chance einer Steigerung der Wertschöpfungskette und die Schaffung von Arbeitsplätzen.²⁹

²⁵ Richtlinie 2006/95/EG vom 12. Dezember 2006 zur Angleichung der Rechtsvorschriften betreffend elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen.

²⁶ ÖNORM EN 61215 Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-)Module. Bauarteignung und Bauartzulassung. (Diese Norm wird dzt. überarbeitet und befindet sich seit Juni 2014 im Normentwurf.)

²⁷ ÖNORM EN 61646 Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik (PV)-Module. Bauarteignung und Bauartzulassung.

²⁸ Vgl. ÖNORM EN 50583-1, Pkt. 3.2 – building attached photovoltaic modules BAPV-modules.

²⁹ Vgl. Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 2, Kap. 5.

3.2 Arten gebäudeintegrierter Photovoltaik (GIPV)

Die Gebäudehülle als Schnittstelle zwischen dem kontrollierten inneren Raumklima und dem schwankenden Außenklima muss eine Reihe unterschiedlicher Funktionen erfüllen. Unabhängig von Form und Material sind dies zumindest folgende Funktionen:

- Wetterschutz (Wind, Sonne, Regen, Hagel) und Witterungsdichtheit
- Verschattung
- Lärmschutz
- Wärmeschutz und Luftdichtheit
- Brandschutz
- Schutz vor Erdbeben und anderen Sonderlasten

Darüber hinaus übernehmen Fassade und Dach Regulierungs- und Steuerungsfunktionen für das Raumklima und die Tageslichtverfügbarkeit. Im Zusammenhang mit GIPV sind diese Funktionen, zumindest in einzelnen Bereichen, von gebäudeintegrierten Photovoltaikerelementen zu erfüllen.³⁰

Es lassen sich folgende GIPV-Arten unterscheiden:

- Fassadenintegrierte Photovoltaik
Als Einsatzbereich gelangen vorgehängte hinterlüftete Fassaden, Vorhangfassaden in Pfosten-Riegel-Bauweise oder als Elementfassaden sowie Doppelfassaden zur Anwendung.
- Dachintegrierte Photovoltaik
Atrien und Überdachungen bilden eine horizontale oder geneigte Oberfläche, die für die Integration von Photovoltaikerelementen zur Verfügung steht.
- Verschattung aus Photovoltaikerelementen
Verschattungselemente erfüllen die Funktion des Schutzes vor sommerlicher Überwärmung, des Sonnenschutzes und der Stromerzeugung.³¹

³⁰ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 44.

³¹ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 45.

3.2.1 Fassadenintegrierte Photovoltaik

A) Vorgehängte hinterlüftete Fassade (Kaltfassade)

Diese Fassadenkonstruktion ist Teil der aus zwei Schichten bestehenden tragenden Außenwand. Dabei fungiert die äußere Schicht als Witterungsschutz und kann Photovoltaikmodule integrieren. Die innere Schicht der Außenwand ist durch einen Luftraum abgesetzt und dient dem Wärmeschutz. Vorgehängte hinterlüftete Fassaden sind mit der massiven Innenschicht verankert und eignen sich vor allem auch bei der Gebäudesanierung. PV-Module lassen sich bei diesem Fassadentyp sehr gut integrieren. Der Hohlraum zwischen den Schichten hat bei der Photovoltaikintegration den Vorteil, die Modultemperatur niedrig zu halten, und bietet Platz für die erforderliche Verkabelung und die Positionierung der Verteilerdosen. Die Durchführung der Kabel in das Gebäudeinnere stellt eine mögliche Schwachstelle dar und muss daher präzise ausgeführt werden. Hinsichtlich Wartung, Reinigung und Austausch defekter Photovoltaikmodule erweist sich die vorgehängte Fassade als unproblematisch, da die Zugänglichkeit von außen gegeben ist.³²

B) Vorhangfassade (Warmfassade)

Bei diesem Fassadentyp übernimmt die Fassade neben dem Wetter- auch den Wärmeschutz. Vielfach werden diese Fassaden aus Aluminium- oder Stahlprofilen mit entsprechend hohem Verglasungsanteil ausgeführt.

Bei der Pfosten-Riegel-Fassade bilden Pfosten (vertikale Bauteile) und Riegel (horizontale Bauteile) einen Rahmen, der die Fenster- und Brüstungsbereiche festlegt. PV-Module können sowohl im Fenster- als auch im Brüstungsbereich montiert werden. Wesentlich bei der Konstruktion im Brüstungsbereich ist die Bildung eines entwässerbaren und belüfteten Zwischenraums. Weiters muss die Positionierung der Verteilerdosen und die Kabelführung entlang der Pfosten und Riegel oder durch diese hindurch beachtet werden. Eine gute Zugänglichkeit von außen für Wartung und Austausch muss berücksichtigt werden. Auf Größe und Gewicht der PV-Module ist zu achten, um im Betrieb einen Austausch zu ermöglichen.³³

Die Elementfassade hat den Vorteil, dass der Zusammenbau der Fassadenelemente nicht auf der Baustelle, sondern im Werk geschieht und so Montagezeiten vor Ort verringert werden und durch die Möglichkeit der gebäudeinnenliegenden Montage keine Einrüstung des Gebäudes notwendig ist. Für die Integration von PV-Modulen

³² Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 69ff.

³³ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 87ff.

bringt die Werksherstellung den Vorteil mit sich, dass alle Durchführungen durch die Rahmenbauteile für die Verkabelung unter Werksbedingungen abgedichtet und einer Qualitätskontrolle unterzogen werden können.³⁴

C) Doppelfassade

Doppelfassaden bestehen aus zwei voneinander getrennten Wandschichten, die durch einen luftdurchströmten, oft auch begehbaren Zwischenraum, getrennt sind. Dieser Zwischenraum dient als thermische Pufferschicht und gleicht Temperaturschwankungen im Sommer und Winter durch natürliche oder mechanische Lüftung aus. Im Zwischenraum können auch die Verschattungselemente angebracht werden. Die innere Wandschicht dient dem Wärmeschutz, die äußere Schicht dem Witterungsschutz. In der äußeren, meist aus Glas ausgeführten Schicht werden die PV-Module integriert. Photovoltaikmodule können auch als Sonnenschutz fungieren. Die Wartung und der Austausch von Fassaden- und Photovoltaikmodulen erfolgt je nach Konstruktion von innen oder außen.³⁵

Fassadenintegrierte Photovoltaik hat ihre Anwendung in der Substitution von Fassadenelementen oder in Glasfassaden, durch den Einsatz meist semitransparenter PV-Glasmodule. Bei der Konstruktion ist auf einen modularen Aufbau, die einfache Demontage und eine leichte Zugänglichkeit für Wartungsaufgaben zu achten. Um den Wirkungsgrad der Photovoltaik nicht zu verringern, ist bei mehrschichtigen Wandaufbauten eine gute Hinterlüftung der PV-Module zu gewährleisten.³⁶

3.2.2 Dachintegrierte Photovoltaik

Neben der Fassade bietet vor allem das Dach eine gute Möglichkeit der Photovoltaikintegration.

Schrägdächer eignen sich dadurch, dass in der Regel keine zusätzliche Nutzung gegeben ist, Ausrichtung und Neigung eine effiziente Stromgewinnung unterstützen und vor allem im dicht verbauten städtischen Bereich keine Verschattungsprobleme auftreten. Die Dachkonstruktion muss bei Photovoltaikintegration kaum angepasst werden, da die PV-Module geringe Bautiefen und ein geringes Modulgewicht haben. Analog dem Fassadenaufbau ist eine Kaltdachkonstruktion besser geeignet, da die

³⁴ Vgl. Roberts/Guarento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 99ff.

³⁵ Vgl. Roberts/Guarento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 115ff.

³⁶ Vgl. Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Kap. 5.3 und 5.4.

Luftschicht positiv auf den Wärmeabtransport der Modulrückseite wirkt und so einen höheren Wirkungsgrad ermöglicht.³⁷

Flachdächer bieten Platz, mit aufgeständerten Konstruktionen Photovoltaik in optimaler Ausrichtung und Neigung zu positionieren. Diese Anwendung gilt jedoch nicht als GIPV. Auch ist die Nutzung von Flachdächern für Technik auf ein Mindestmaß zu reduzieren, da Flachdächer vor allem im städtischen Bereich als Frei- und Grünflächen genutzt werden sollten, um so zusätzliche Aufenthaltsräume zu schaffen und zu einer Verbesserung des Mikroklimas beizutragen.³⁸

Glasdächer bilden ein wesentliches Element der Architektur, wenn es darum geht, Innenräume mit natürlichem Licht zu durchfluten. Die Steuerung des Lichteinfalls, das Verhindern übermäßiger Wärmeverluste im Winter bzw. die Gefahr sommerlicher Überwärmung des Innenraums sowie die Dichtheit von Glasdächern stellen eine besondere Herausforderung in ihrer Ausführung dar. Photovoltaik lässt sich in Glasdächern sehr gut integrieren.³⁹

3.2.3 Verschattung aus Photovoltaikerelementen

PV-Module eignen sich auch mit Anforderungen des Sonnenschutzes kombiniert zu werden. Die Ausführung kann durch starre oder bewegliche Konstruktion erfolgen. Starre Sonnenschutzsysteme haben den Vorteil geringerer Wartungsanforderungen. Abhängig vom Einstrahlwinkel der Sonne ist die Sonnenschutzwirkung gegeben. Dadurch lässt sich jedoch nicht über den gesamten Tagesverlauf eine optimale Wirkung bereitstellen, wodurch zusätzlich ein Blendschutz erforderlich ist. Bewegliche Sonnenschutzsysteme haben den Vorteil, dass über den Tagesverlauf eine effektive Sonnenschutzwirkung gegeben ist und die Stromgewinnung der PV-Module durch die Anpassung der Neigung optimiert wird.⁴⁰

Sonnenschutzlamellen werden abhängig von der Größe direkt an der Rahmenkonstruktion der Fassade oder durch die Fassade hindurch am Rohbau montiert. Der außen liegende Sonnenschutz hat vor allem hohen Windlasten standzuhalten. PV-Module sind daher mit entsprechenden Schutzvorrichtungen auszuführen. Eine gegenseitige Verschattung der Lamellen muss vermieden werden. Dementsprechend

³⁷ Vgl. Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Kap. 5.1.

³⁸ Vgl. Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Kap. 5.2.
Siehe dazu auch die Zertifizierungsanforderung DGNB/ÖGNI Steckbrief 24 – Gebäudebezogene Außenraumqualität.

³⁹ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 129ff.

⁴⁰ Vgl. Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Kap. 5.6.

sind großflächigere Anwendungen jenen mit mehreren schmalen Lamellen vorzuziehen. Photovoltaiklamellen können mit einem gewissen Abstand vom Fenster positioniert und über einen Steg für Wartung und Reinigung zugänglich gemacht werden. Auch große Sonnensegel sind ein weiteres Anwendungsgebiet. Größere und robustere Verschattungssysteme sind hinsichtlich Zugänglichkeit zu den PV-Modulen, Befestigungspunkten, Verteilerdosen und der Verkabelung für Instandhaltungs- und Austauscharbeiten entsprechend auszuführen.⁴¹

3.3 Anforderungen an GIPV

Da die GIPV im Gegensatz zu „klassischen“ Photovoltaikanlagen eine wesentlich andere Anforderung erfüllt, sind Optimierungsmaßnahmen hinsichtlich der Anlagen-effizienz differenzierter zu sehen. Ausrichtung und Neigung der Photovoltaik lassen sich konstruktiv nur bedingt beeinflussen. Dagegen können Systemverluste durch Verschattung oder Wirkungsgradverluste durch erhöhte Temperaturen der PV-Module in der Planung berücksichtigt und durch geeignete Maßnahmen verhindert werden.

A) Effizienzverluste durch suboptimale Orientierung und Neigung

Lage und Ausrichtung eines Gebäudes lassen sich im Planungsprozess nicht immer bestimmen. Entscheidend für die Effizienz einer Photovoltaikanlage ist jedoch die Orientierung, also die Zuwendung der PV-Module zur Himmelsrichtung sowie der Einbauwinkel. Idealtypisch liegt das Optimum bei einer Neigung von 30° in Richtung Süden (100%). Horizontale (0°) und Vertikale (90°) verringern den Ertrag, durch eine verminderte Sonneneinstrahlung.⁴²

Tabelle 1 zeigt die Erträge in [%] bezogen auf das Optimum. Die Werte sind anhand der einschlägigen Literatur ermittelt.⁴³

Tabelle 1: Effizienzverluste durch suboptimale Orientierung und Neigung

	Süden	Südosten / Südwesten	Osten / Westen	Norden
30° Neigung	100%	95%	85%	62%
0° Flachdach	85%	85%	85%	85%
90° Fassade	70%	67%	59%	43%

⁴¹ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 61ff.

⁴² Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 33ff. und Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Kap. 8.1.1.

⁴³ Siehe insbesondere: Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 34.

Die Tabellenwerte lassen sich wie folgt interpretieren: Auf den Wirkungsgrad bezogen sind Photovoltaikmodule im geneigten Dachaufbau mit einem Ertrag von 85-100% in Ausrichtung Ost-Süd-West im Vorteil. Horizontal ausgerichtete Photovoltaikanlagen, etwa in einer PV-integrierten Glasdachausführung, sind mit einem Leistungsverlust von -15% bezogen auf das Optimum als gut einzustufen. Auch wenn fassadenintegrierte Photovoltaikanlagen mit einem Ertrag von 59-70% in Ausrichtung Ost-Süd-West ein eher befriedigendes Ergebnis bringen, ist diese Variante dennoch interessant, da Fassaden flächenmäßig in der Regel größer als Dächer sind und der geringere Wirkungsgrad somit durch Fläche kompensiert wird.

B) Effizienzverluste durch Verschattung

Neben der Lage und Ausrichtung eines Gebäudes ist die Positionierung der Photovoltaikanlage bezogen auf das Gebäude ein wesentliches Kriterium für den Grad der Effizienz. Die Ausrichtung der PV-Module ist auf Verschattung hin zu überprüfen. Einerseits muss vermieden werden, dass eigene Gebäudeteile Schatten auf die Anlage werfen, andererseits sind externe Verschattungsquellen wie gegenüberliegende Gebäude oder Bäume in die Analyse miteinzubeziehen. Spezielle Software kann durch die Erstellung von 3D-Gebäudemodellen Verschattungssituationen simulieren. Dabei sind insbesondere folgende kritische Tage zu betrachten: Winter- und Sommersonnenwende (21.12. bzw. 21.6.) sowie die Tag- und Nachtgleichheit am 31.3.⁴⁴

Verschattung bewirkt, dass die PV-Zelle zu einem elektrischen Widerstand wird und so alle in Serie geschalteten PV-Module eines Stranges bei der Stromerzeugung versagen. Um eine mögliche, auch temporär auftretende Verschattung auszugleichen, werden die PV-Module mit Bypass-Dioden versehen, die eine Überhitzung der Module vermeiden und den Leistungsabfall der Anlage minimieren.⁴⁵

C) Effizienzverluste durch Temperatursteigerung

Die Oberflächentemperatur eines PV-Moduls beeinflusst die Effizienz einer Photovoltaikanlage. Jener Anteil der Sonneneinstrahlung, der nicht zur Stromgewinnung dient, wird in Wärme umgewandelt und erhöht so die Temperatur der PV-Module. Je höher diese wird, umso mehr nimmt der Wirkungsgrad ab. Für Siliziumzellen wird ein

⁴⁴ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 35 und Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Kap. 8.1.2.

⁴⁵ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 39.

Richtwert von -0,4% pro Grad Celsius angesetzt. Aus diesem Grund ist insbesondere bei der GIPV auf eine gute Hinterlüftung der Konstruktion zu achten.⁴⁶

Für vertikal ausgerichtete Photovoltaikanlagen integriert in die Fassade gelten gegenüber frei stehenden Solarfeldern folgende Leistungsreduzierwerte:⁴⁷

- Mit guter Hinterlüftung -3,9%
- Mit schlechter Hinterlüftung -4,8%
- Ohne Hinterlüftung -8,9%

Für Dünnschichtzellen, die nicht so anfällig bei einem Temperaturanstieg sind, wird die Hälfte der angegebenen Prozentpunkte angesetzt.⁴⁸

Als Ergebnisse der Analyse zu gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen lässt sich festhalten:

- Das flächenmäßige Potential für GIPV ist sowohl beim Neubau als auch im Bestand enorm. Die Umsetzung erfordert jedoch noch Aufklärungsarbeit dem Bauherrn gegenüber sowie entsprechende Rahmenbedingungen der Politik.
- GIPV muss in der Anwendung sowohl Standardprodukt sein, aber in gleicher Weise flexible, architektonische Gestaltungsmöglichkeiten zur Verfügung stellen. Daraus ergeben sich spezifische Anforderungen an Planung und Ausführung.
- Besser angepasste Produkte ermöglichen eine höhere Marktdurchdringung mit dem Effekt der Kostenreduktion. Damit verbunden ist eine Steigerung der volkswirtschaftlichen Bedeutung von GIPV.

Die Substitution von Fassaden- und Dachelementen durch GIPV-Elemente bringt eine Änderung der Funktionsanforderung (des funktionalen Äquivalentes⁴⁹) mit sich und muss sich in der Ökobilanz (LCA) und in der Lebenszykluskostenrechnung (LCC) widerspiegeln. Eine isolierte Betrachtung auf die Errichtung ist zu vermeiden, vielmehr ist der gesamte Lebenszyklus abzubilden. Das folgende Kapitel zur Ökobilanz von Photovoltaikanlagen ist eine wesentliche Grundlage zur Ermittlung der ökologischen Wirkung gebäudeintegrierter Photovoltaik bezogen auf den Lebenszyklus.

⁴⁶ Vgl. Roberts/Guarento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 40.

⁴⁷ Vgl. Roberts/Guarento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 40.

⁴⁸ Vgl. Fechner, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1, Kap. 8.1.3.

⁴⁹ Siehe unten Seite 22.

4. ÖKOBILANZ (LCA) VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Ökobilanzen sind die Zusammenstellung und Beurteilung möglicher Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebenszyklus.⁵⁰

In diesem Kapitel wird die Ökobilanz nach einer allgemeinen Einführung (Kapitel 4.1) speziell als Ökobilanz von Photovoltaikanlagen beschrieben. Die Anwendung der Ökobilanz von Photovoltaikanlagen erfordert einen klar definierten Untersuchungsrahmen (Kapitel 4.2). Auf diesen Untersuchungsrahmen bezogen ist der Lebenszyklus von Photovoltaikanlagen zu analysieren (Kapitel 4.3). Die Herstellungsphase ist dabei jene Phase des Lebenszyklus, welche am ausführlichsten betrachtet wird. Dabei sind folgende Begriffe zu unterscheiden:

- Rohstoff: Rohstoffe (z.B. Platinerze) werden der Ökosphäre durch Abbau entnommen und zu Materialien (z.B. Platin) weiterverarbeitet.⁵¹
- Material: Aus Rohstoffen werden durch Verarbeitung Materialien erzeugt, um Produkte herzustellen (z.B.: Silizium, als Material aus dem Rohstoff Quarz gewonnen, wird zur Herstellung von PV-Zellen verwendet).
- Produkt: Ein Produkt ist die Summe der verarbeiteten Materialien bzw. die Weiterverarbeitung von Vorprodukten. (PV-Zellen als Vorprodukt werden beispielsweise zum Produkt PV-Modul weiterverarbeitet.)

4.1 Grundlagen der Ökobilanz (LCA)

Die Ökobilanz, im Englischen als *Life Cycle Assessment* (LCA) bezeichnet, ist eine nach ISO 14040 und ISO 14044⁵² international genormte Methode zur Abschätzung der Umweltwirkungen eines Produktes, unter Betrachtung des gesamten Lebenszyklus. Unter Lebenszyklus wird verstanden, dass „von der Wiege bis zur Bahre“ (*cradle-to-grave*) der Lebensweg eines Produktes von der Rohstoff- und Energiegewinnung, über die Herstellung von Zwischen- und Endprodukten, die Nutzungsphase bis zur Verwertung bzw. Deponierung auf seine Umweltverträglichkeit hin untersucht wird.⁵³

⁵⁰ Vgl. ÖNORM EN 15804, Pkt. 3.14 Begriff Ökobilanz LCA.

⁵¹ Siehe auch: Wuppertal Institut, KRESSE, S. 43.

⁵² ÖNORM EN ISO 14040 Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen und
ÖNORM EN ISO 14044 Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen.

⁵³ Vgl. ÖNORM EN ISO 14040, Einleitung.

Ein Produktsystem wird hinsichtlich seiner „Inputs“ wie Rohstoffe, Energie, Wasser sowie Hilfs- und Betriebsstoffe und seiner „Outputs“ wie Emissionen, Abfall, Abwasser und Produkte bestimmt und berechnet.⁵⁴

Die Methodik der Bestimmung und Berechnung erfolgt dabei aus unterschiedlichen Festlegungen, von denen die „Systemgrenze“, die „funktionale Einheit“ sowie das „funktionale Äquivalent“ eine wichtige Rolle haben.

Die kleinste Einheit einer Ökobilanz bildet der „Prozess“. Prozesse beschreiben unter Angabe des Elementflusses die Stoff- und Energieentnahme aus der Umwelt (*Input*) und die Emissionen in die Umwelt (*Output*). Die Systemgrenze bestimmt, welche Prozesse für den Betrachtungsgegenstand berücksichtigt werden. Die Summe der Prozesse stellt das System dar, welches sich von der Umwelt abgrenzt. Alle Prozesse, die zur Herstellung, dem Betrieb und der Entsorgung eines Produktes unter Angabe seiner Elementflüsse erforderlich sind, werden als Teil des Systems betrachtet. Einzelne Prozesse werden zu Prozessmodulen zusammengefasst, um die Umweltwirkung dort zuzuordnen, wo sie im Verlauf des Lebenszyklus auftritt (Modularitätsprinzip).⁵⁵

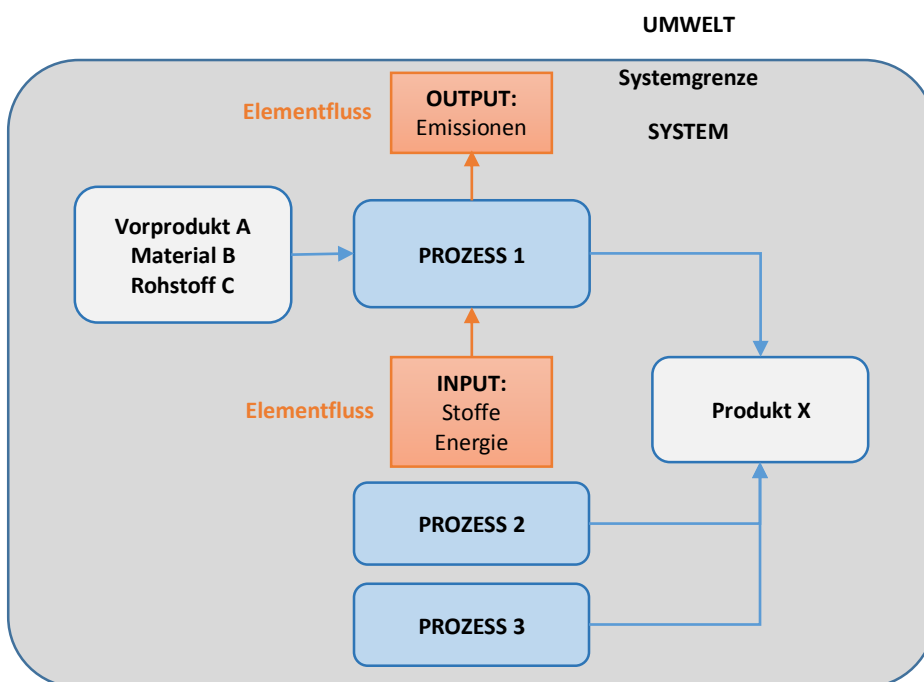


Abbildung 5: Prozess, Elementfluss, System/Umwelt (in Anlehnung an Klöpffer⁵⁶)

⁵⁴ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 11.

⁵⁵ Vgl. ÖNORM EN 15978, Pkt. 7.4 Systemgrenze und ÖNORM EN 15804, Pkt. 6.3.4 Systemgrenze sowie Klöpffer, Ökobilanz, S. 65f.

⁵⁶ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 67.

Die ÖNORM EN 15804 definiert, welche Phasen des Lebenszyklus eines Produktes im Rahmen einer Ökobilanz zu berücksichtigen sind.

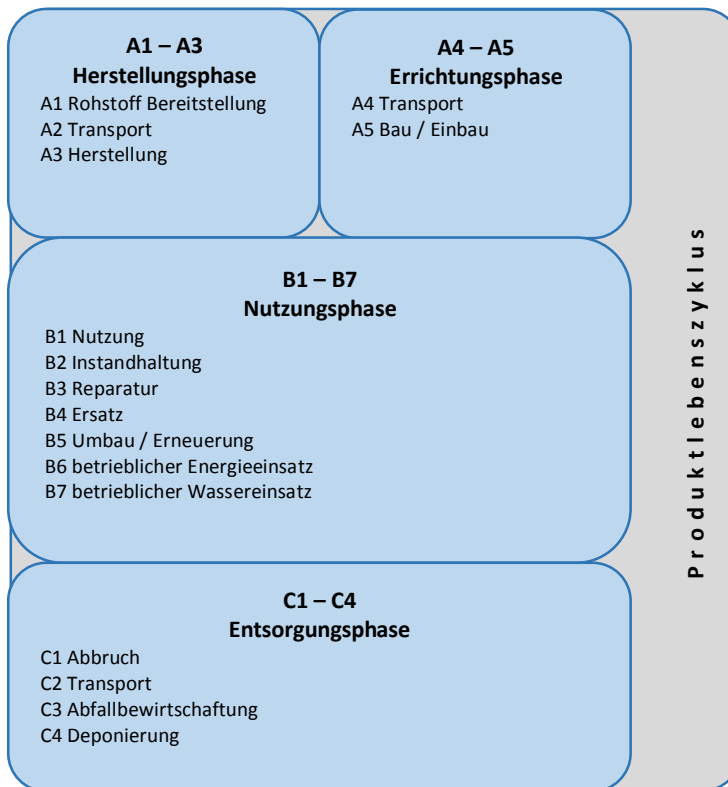


Abbildung 6: Lebenszyklusmodule (nach ÖNORM EN 15804)

Neben den Modulen A-C gibt es mit dem Modul D eine weitere Bilanzierungsebene, die allerdings außerhalb des Produktlebenszyklus angesiedelt ist. Modul D enthält die Wiederverwendungs-, Rückgewinnungs- und Recyclingpotentiale außerhalb der Systemgrenze.⁵⁷

Die „funktionale Einheit“ (*functional unit*⁵⁸) wird als Bezugsgröße bei der Quantifizierung von Produkten herangezogen. Die funktionale Einheit ist die Menge einer Nutzeinheit (Produkt oder Dienstleistung) bezogen auf den Lebenszyklus. D.h., dass die funktionale Einheit die Basis für die Addition von *Input*- und *Output*-Daten der Ökobilanz bildet und sich alle Informationen darauf beziehen können.⁵⁹

⁵⁷ Vgl. ÖNORM EN 15978, Bild 6 und Pkt. 8.8 bzw. ÖNORM EN 15804, Bild 1 und Pkt. 6.3.4.6

⁵⁸ Wird in der Literatur auch mit „funktioneller Einheit“ übersetzt. Entspricht aber der Bedeutung von „funktionaler Einheit“, wie sie auch in der ÖNORM übersetzt ist.

⁵⁹ Vgl. ÖNORM EN 15804, Pkt. 6.3.1 Funktionale Einheit

Neben der funktionalen Einheit ist das „funktionale Äquivalent“ eine relevante Betrachtungsgröße, welche die Grundlage für Vergleiche von quantifizierten funktionalen Anforderungen ist. Damit steht der Nutzen eines Produktes im Vordergrund.⁶⁰ Eine Photovoltaikanlage mit z.B. „3 kWp Leistung“ stellt an sich noch keinen Nutzen dar. Vielmehr muss die Nutzungssituation (Aufstellungs- und Einbausituation), die Flächenverfügbarkeit und der Betrachtungszeitraum angegeben werden. Das funktionale Äquivalent ist dann ‚eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 3 kWp, am Standort Graz, fassadenintegriert, mit einer max. Fläche von 40 m², über einen Betrachtungszeitraum von mindestens 20 Jahren‘. Über die funktionale Einheit und das funktionale Äquivalent ist so die Vergleichbarkeit von Produkten gegeben.

Die Struktur der Ökobilanz nach ISO 14040 besteht aus folgenden Komponenten:⁶¹

- Festlegung der Ziele und des Untersuchungsrahmens
- Sachbilanz
- Wirkungsabschätzung
- Auswertung

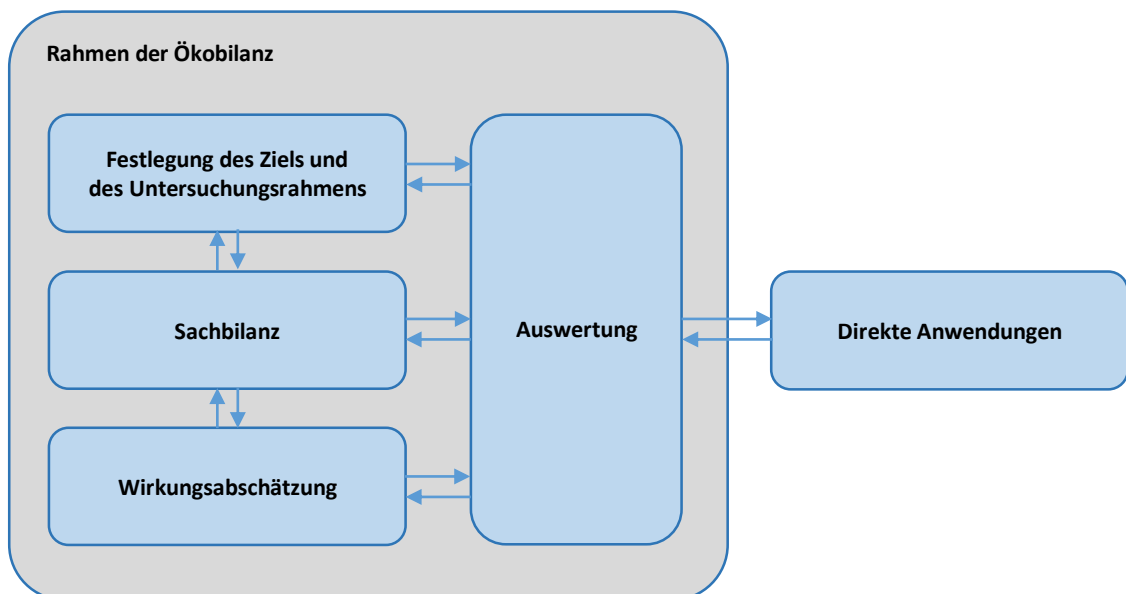


Abbildung 7: Rahmen der Ökobilanz (nach ISO 14040)

⁶⁰ Vgl. ÖNORM EN 15804, Pkt. 3.11 Funktionales Äquivalent

⁶¹ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 10ff.; zur Einführung siehe auch.: König, u.a., Lebenszyklusanalyse in der Gebäudeplanung, S.38-57.

Die Doppelpfeile deuten ein für die Ökobilanz iteratives Vorgehen an. D.h., Ökobilanzen nähern sich schrittweise durch Rückkoppelungen der einzelnen Komponenten an die Lösung an.⁶²

Direkte Anwendungen einer Ökobilanz helfen beim Aufzeigen von Möglichkeiten zur Verbesserung der Umwelteigenschaften von Produkten, als Informationsgrundlage für Entscheidungsträger, z.B. bei der strategischen Planung oder bezogen auf politische Entscheidungen sowie für das Marketing, z.B. beim Erstellen einer Umweltproduktdeklaration (EPD) für ein Produkt.⁶³

A) Festlegung der Ziele und des Untersuchungsrahmens

Die Zieldefinition legt fest, was untersucht wird (Anwendungsbereich), warum eine Ökobilanz erstellt wird (Erkenntnisinteresse) und für wen die Ökobilanz durchgeführt wird (Zielgruppe). Der Untersuchungsrahmen definiert die Systemgrenze, legt die funktionale Einheit fest, gibt eine Übersicht über Datenverfügbarkeit und Tiefe der Studie und beschreibt die Art der Wirkungsabschätzung. Punkte, die an dieser Stelle definiert und im Zuge der Sachbilanz, der Wirkungsabschätzung und der Auswertung detailliert ausgearbeitet werden.⁶⁴

B) Sachbilanz

Die Sachbilanz baut sich durch die Aneinanderreihung und Verknüpfung von „Prozessmodulen“ auf. In Abhängigkeit der Systemgrenzen wird das System modelliert und daraus abgeleitet die Sachbilanz berechnet.

Ein wesentliches Element der Sachbilanz ist die „Allokation“. Hauptsächlich bei Koppelprodukten tritt die Frage der Allokation auf, immer dann, wenn in einem Prozessmodul mehrere Produkte hergestellt werden und die Systemgrenze aufgrund des Betrachtungsrahmens nicht erweitert werden kann. Die Allokation muss die Umweltbelastung von *Input* und *Output* auf die zu differenzierenden Produkte aufteilen. Die beiden gängigsten Allokationsmethoden sind die nach „Masse“ bzw. nach „Preis“. Bei der Allokation nach Masse wird die Umweltbelastung im Masseverhältnis der Koppelprodukte aufgeteilt. Üblich ist als funktionale Einheit „kg“. Wenn Herstellungsprozesse ein Produkt erzeugen und sich im Zuge der Herstellung Nebenprodukte gewinnen lassen und unter der Voraussetzung, dass diese Neben-

⁶² Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 14.

⁶³ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 12.

⁶⁴ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 27.

produkte aus einer ökonomischen Betrachtung nicht ohne Hauptprodukt erzeugt würden, kann als Allokation der „ökonomische Wert“ herangezogen werden.⁶⁵

Bei der Rohstoffgewinnung von Kupfer zeigt sich, dass Tellur als Nebenprodukt gewonnen werden kann. Wirtschaftlich gesehen ist der Rohstoffabbau mit dem Ziel der Tellurgewinnung uninteressant. Nur im Zusammenhang mit der Kupferherstellung lässt sich Tellur wirtschaftlich gewinnbringend erzeugen. In diesem Fall Masse als Allokation heranzuziehen, würde der Angemessenheit in der Verteilung der Umweltbelastungen bei der Rohstoffgewinnung widersprechen und es erscheint eine Differenzierung aufgrund des ökonomischen Interesses zweckmäßiger.

Da Allokationen Festlegungen sind, ist im Rahmen der Sachbilanz die Allokationsregel transparent darzustellen.

Neben der Materialanalyse ist die Energieanalyse von Produkten eine wichtige Grundlage der Sachbilanz. Der Endenergiebedarf eines Produktionsprozesses kann durch Messung ermittelt werden. Der vom Verbraucher konsumierte Strom hat jedoch Förderung, Transport, den Wirkungsgrad der Energieumwandlung und Netzverluste zu berücksichtigen. Diese Berücksichtigung aller Erzeugungs- und Transportfaktoren bezogen auf den Endenergiebedarf wird als Primärenergie bezeichnet.⁶⁶

Über Konversionsfaktoren wird die Endenergie auf die Primärenergie umgerechnet. Die Konversionsfaktoren für Österreich sind der OIB Richtlinie 6 zu entnehmen. Der Umwandlungsfaktor für Strom (Österreich-Mix) ist 2,62.⁶⁷ Konversionsfaktoren sind auch dadurch bestimmt, wie die Energieherstellung in den einzelnen Ländern erfolgt. Der Strommix eines Landes berücksichtigt die Anteile unterschiedlicher Stromgewinnungsverfahren wie z.B. Wasserkraft, fossile Energieträger, Kernenergie, erneuerbare Energieträger, aber auch den Anteil an Importenergie. Eine Aufstellung zum Strommix ausgewählter Länder ist in der „*IEA Electricity Information*“ publiziert.⁶⁸

Entscheidend für die Ergebnisermittlung im Rahmen einer Ökobilanz sind die für *Input*- und *Output*-Prozesse notwendigen Daten als Berechnungsgrundlage. Die Datenherkunft, ihre Qualität und Dokumentation tragen wesentlich zum Gelingen der Ökobilanzberechnung bei. Sachbilanzen werden auf Basis von spezifischen oder generischen Daten erstellt. Dabei sind spezifische Daten Informationen aus primären, für den Prozess individuell ermittelten Daten (Primärdaten). Spezifische Datensätze lassen sich über Materialeinsatz, Energie, Betriebs- und Hilfsstoffe, Abfall und

⁶⁵ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 94ff.

⁶⁶ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 74ff.

⁶⁷ OIB Richtlinie 6. Energieeinsparung und Wärmeschutz, S. 6.

⁶⁸ Siehe IEA Statistics, Electricity Information 2014.

Transport ermitteln und auf eine für die Ökobilanz sinnvolle funktionale Einheit beziehen ([kg], [m²],...). Demgegenüber sind generische Daten Informationen, die als allgemeine, nicht prozessspezifische Daten einen Mittelwert aus gleichwertigen Primärdaten bilden oder repräsentative Einzelwerte sind. Generische Hintergrunddaten werden meist bei Prozessen der Vorkette (Vorprodukte, Rohstoffgewinnung, Energiebereitstellung,...) verwendet. So ist etwa der Stromverbrauch bei Produktionsprozessen als spezifischer Datensatz ermittelbar. Der spezifische Wert ist jedoch mit dem generischen Datensatz der Vorkette der Energiebereitstellung, z.B. Strommix Österreich, EU-27 oder UCTE, zu verknüpfen, da die *Input*- und *Output*-Daten der Sachbilanz in Abhängigkeit der Vorkette unterschiedlich sind und im Rahmen der Wirkungsabschätzung zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.⁶⁹

Die Berechnungsergebnisse der Ökobilanz für die Silizium-Produktion sind beispielsweise davon abhängig, ob die Produktion mit dem norwegischen Strommix, der sehr stark von Wasserkraft abhängig ist, oder mit dem chinesischen Strommix, basierend auf Kohle, berechnet werden.

Input- und *Output*-Daten der Sachbilanz stehen als „*Life Cycle Inventory*“ (LCI) in umfangreichen Datenbanken zur Verfügung.

Für das Bauwesen stellt die *Ökobaudat*-Datenbank des deutschen Ministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) eine umfangreiche Datensammlung zur Bestimmung der ökologischen Umweltwirkungen von Gebäuden zur Verfügung. Die *Ökobaudat* umfasst mit Stand 12/2014 rund 700 generische und spezifische Datensätze.⁷⁰

Die kostenpflichtige Datenbank *ecoinvent* (Version 3.1 und 2.2) ist durch einen Zusammenschluss führender Schweizer Forschungsunternehmen verfügbar.⁷¹

Ecoinvent ist nach Meinung des Autors die qualitativ beste Sachbilanz-Datenbank. Die Inhalte der Datensätze sind detailliert, transparent und durch eine umfassende Dokumentation gut nachvollziehbar.

⁶⁹ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 124ff.

⁷⁰ Online-Datenbank: www.oekobaudat.de

⁷¹ Online unter: www.ecoinvent.ch

C) Wirkungsabschätzung

Die Wirkungsabschätzung leitet aus den *Input*- und *Output*-Daten der Sachbilanz potentielle Umweltwirkungen ab.⁷²

Bestandteile der Wirkungsabschätzung sind:

- Auswahl von Wirkungskategorien, Wirkungsindikatoren und Charakterisierungsmodellen
- Zuordnung der Sachbilanzergebnisse (Klassifizierung)
- Berechnung der Wirkungsindikatorwerte (Charakterisierung)⁷³

Wirkungskategorien werden wie folgt unterschieden:

- *Output*-bezogene Wirkungskategorien (Umweltwirkung)⁷⁴

Beispiele:

Tabelle 2: *Outputbezogene Umweltwirkungen*⁷⁵

Wirkungskategorie	Wirkungsindikator	Charakterisierungsmodell
Treibhauseffekt (Klimaänderung)	Verstärkung der Infrarotstrahlung	Treibhauspotential GWP _{20a/100a/200a} [kg CO ₂ -Äquivalent]
Ozonschichtabbau („Ozonloch“)	Bildung von Chlor-(und Brom-) Atomen durch Photolyse	Ozonschichtabbaupotential ODP _{5a-40a} [kg CFC-11-Äquivalent]
Ozonbildung („Sommersmog“)	Photosmogbildung	Ozonbildungspotential POCP _{high/low NOx} [kg Ethen-Äquivalent]
Versauerung	Freisetzung von Protonen	Versauerungspotential AP [kg SO ₂ -Äquivalent]
Eutrophierung (Überdüngung)	Bildung von Biomasse durch düngend wirkende Einträge	Eutrophierungspotential EP [kg NO _x , PO ₄ -Äquivalent]

- Toxizitätsbezogene Wirkungskategorien⁷⁶
 - Humantoxizität
 - Ökotoxizität
- *Input*-bezogene Wirkungskategorien (Ressourceninanspruchnahme)⁷⁷
 - MIT (Materialintensitätsanalyse)
 - Energie-*Input* (z.B. zur Berechnung *Energy Payback Time* EPBT bei Photovoltaikanlagen)

⁷² Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 195ff.

⁷³ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 202.

⁷⁴ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 251ff.

⁷⁵ In Anlehnung an Klöpffer, Ökobilanz, S. 206 und ÖNORM EN 15804, Tabelle 3 (Parameter zur Beschreibung der Umweltwirkungen).

⁷⁶ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 289ff.

⁷⁷ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 229ff.

Den Wirkungskategorien werden bei der Klassifizierung die Ergebnisse der Sachbilanz zugeordnet.⁷⁸ Emissionen in [kg] mit versauernder Wirkung wie SO₂, NO_x, NH₃,... werden der Wirkungskategorie „Versauerung“ zugewiesen, jene mit Wirkung auf das Klima wie CO₂, CH₄, N₂O,... werden der Wirkungskategorie „Treibhauseffekt“ zugeordnet. Daraus ergibt sich der Charakterisierungsfaktor, hier das Versauerungspotential AP bzw. das Treibhauspotential GWP. Die Charakterisierungsmodelle und die dazugehörigen Wirkungsfaktoren quantifizieren bei der Versauerung die Freisetzung von Protonen und beim Treibhauseffekt die Verstärkung der Infrarotstrahlung bezogen auf eine Referenzsubstanz (SO₂ bzw. CO₂) und führen zum Ergebnis auf Basis des Wirkungsindikatorwertes (kg SO₂-Äquivalent bzw. CO₂-Äquivalent). Der Wirkungsfaktor ist dabei ein Umrechnungsfaktor (hier 25), der eine Emission (z.B. CH₄) auf das entsprechende CO₂-Äquivalent umrechnet. D.h., dass 1 kg CH₄ in der Berechnung des Treibhausgaspotentials 25 kg CO₂-Äquivalenten entspricht.

Sachbilanz 1 kg Kupfer	Wirkungsfaktor	Wirkungskategorie	Wirkungsindikator [Indikatorwert]	Charakterisierungsmodell u. -faktor	Ergebnis
0,04 kg Schwefeldioxid 0,01 kg Stickstoffoxid 0,01 kg Ammoniak	SO ₂ : 1 (x 0,04) NO: 0,7 (x 0,01) NH ₃ : 1,88 (x 0,01)	Versauerung	Freisetzung von Protonen [kg SO ₂ -Äq.]	CML 2001; Versauerungspotential Acidification Potential AP	0,066 kg SO₂-Äq.
1,69 kg Kohlendioxid 0,07 kg Distickstoffmonoxid 0,06 kg Methan	CO ₂ : 1 (x 1,69) N ₂ O: 298 (x 0,07) CH ₄ : 25 (x 0,06)	Treibhauseffekt Klimaänderung	Verstärkung der Infrarotstrahlung [kg CO ₂ -Äq.]	IPCC 2007; Treibhauspotential Global Warming Potential GWP	24,05 kg CO₂-Äq.

Abbildung 8: Beispiele Sachbilanz und Wirkungskategorien

D) Auswertung

Die Auswertung ist jene Komponente der Ökobilanz, in der aus den Zuordnungen der Sachbilanz und den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung Schlussfolgerungen gezogen und Empfehlungen in Abhängigkeit der Zielsetzung und des Untersuchungsrahmens formuliert werden.⁷⁹

⁷⁸ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 205f.

⁷⁹ Vgl. Klöpffer, Ökobilanz, S. 355ff.

4.2 Anwendung der Ökobilanz für Photovoltaikanlagen (PV-LCA)

Die in den Grundlagen der Ökobilanz beschriebenen Komponenten werden nun spezifisch für Photovoltaikanlagen angewandt. Die Ökobilanz für Photovoltaikanlagen ist analog den in Kapitel 4.1 beschriebenen Grundlagen durchzuführen und wird in Kapitel 4.2.1 exemplarisch dargestellt. Zusätzlich sind aber, bedingt durch unterschiedliche Photovoltaik-Technologien und den damit verbundenen Wirkungsgraden, ergänzende Anforderungen zu berücksichtigen (Kapitel 4.2.2).

4.2.1 Übersicht PV-LCA

Die Ökobilanz wird für ausgewählte PV-Systeme berechnet.

Im Fokus stehen

- kristalline Siliziumzellen (s-Si und m-Si),
- amorphe Siliziumzellen (a-Si),
- Dünnschichtzellen auf Cadmiumtellur-Basis (CdTe) und
- Farbstoffzellen (DSC).

Entlang des Produktlebenszyklus werden die Lebenszyklusmodule

- Rohstoffbereitstellung und Transport,
- Herstellung,
- Nutzung und
- Entsorgung

betrachtet.

Untersuchungsgegenstände bilden

- die PV-Zelle,
- das PV-Modul und
- die PV-Anlage.

Abbildung 9 zeigt den Untersuchungsrahmen und die Systemgrenze der PV-LCA.

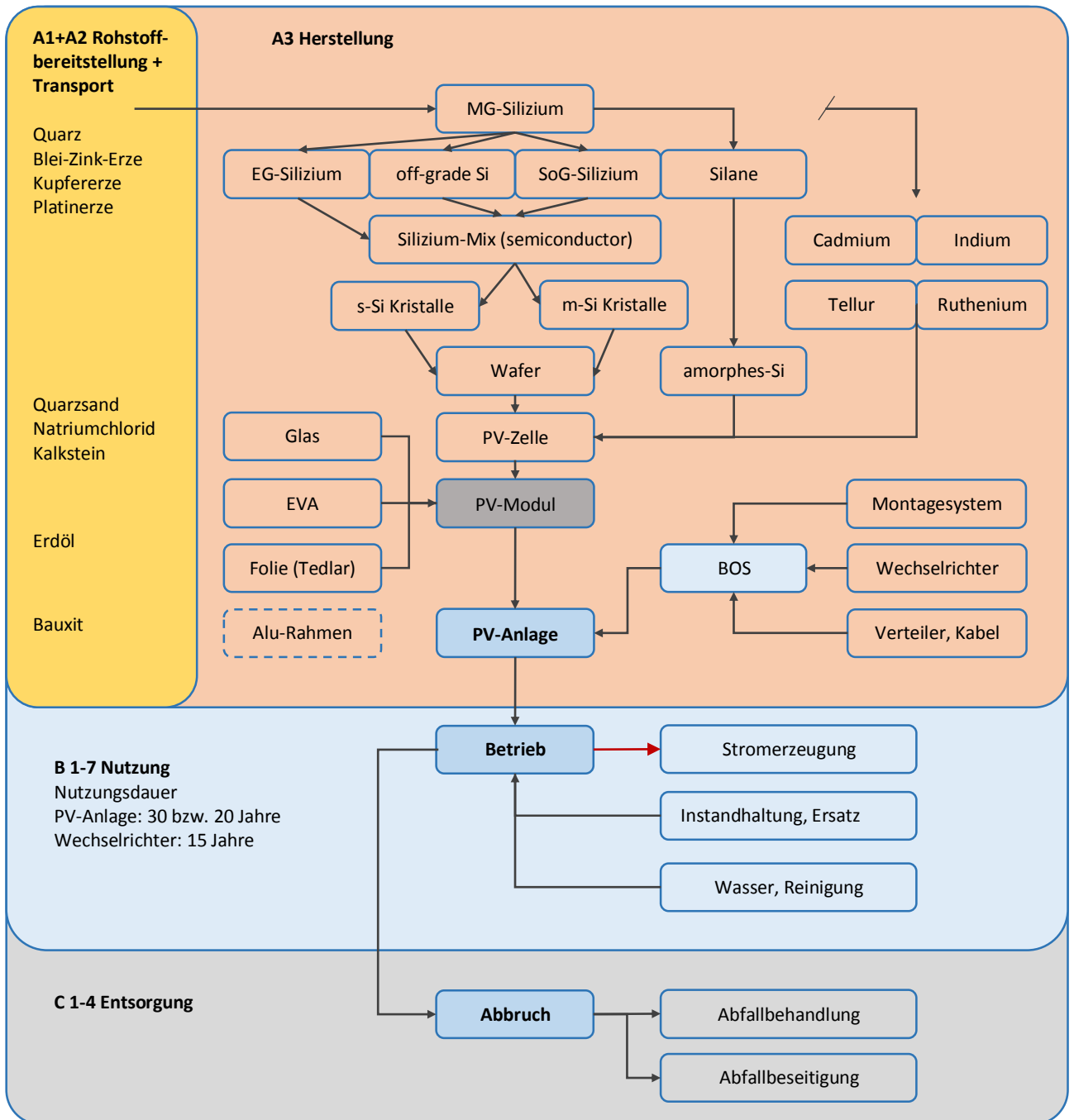


Abbildung 9: Untersuchungsrahmen und Systemgrenze

Die Erfassung und Analyse der Sachbilanzdaten, das *Life Cycle Inventory* (LCI), und die Berechnung der Wirkungsabschätzung werden mit *openLCA* als Software⁸⁰ und der *ecoinvent*-Datenbank (Version 2.2) durchgeführt. *openLCA* ist eine „*open source software*“, die von der Firma *GreenDelta*, Berlin betreut wird.⁸¹

Eine wesentliche Grundlage bei der Bestimmung der Sachbilanzdaten bilden die Allokationen, welche in der Herstellungsphase entsprechend ausgewiesen sind.

Die Berechnung der Wirkungsabschätzung wird mit den in *openLCA* hinterlegten Bewertungsmethoden (*Impact Assessment Methods*)

- *IPCC 2007*⁸² und
- *CML 2001*⁸³

durchgeführt.

Das Ergebnis wird für folgende Wirkungskategorien ermittelt:

- Treibhauseffekt
berechnet wird das Treibhauspotential GWP (*Global Warming Potential*)
- Versauerung
berechnet wird das Versauerungspotential AP (*Acidification Potential*)
- Eutrophierung
berechnet wird das Überdüngungspotential EP (*Eutrophication Potential*)
- Ozonbildung
berechnet wird das Ozonbildungspotential POCP (*Photochemical Ozone Creation Potential*)
- Ozonschichtabbau
berechnet wird das Ozonschichtabbaupotential ODP (*Ozon Depletion Potential*)

⁸⁰ Siehe dazu: Lüdemann/Feig, Vergleich von Softwarelösungen für die Ökobilanzierung.

⁸¹ Informationen zu *openLCA* und *GreenDelta* online unter: www.openlca.org bzw. www.greendelta.com.

⁸² *IPCC 2007* ist eine Berechnungsmethode zum Klimawandel bezogen auf 20, 100 und 500 Jahre CO₂-Verweildauer in der Atmosphäre, entwickelt vom International Panel of Climate Change (IPCC).

⁸³ *CML 2001* ist eine Ökobilanz-Berechnungsmethode vom Institute of Environmental Sciences (CML) der Universität Leiden (Niederlande) entwickelt. Onlineinformationen unter: www.cml.leiden.edu

4.2.2 Zusätzliche Anforderungen PV-LCA

Ergänzend zu den allgemeinen Grundlagen einer Ökobilanz wurde im Rahmen des IEA-PVPS Task 12 ein Leitfaden „*Methodology Guidelines on Life-Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity*“ zur Qualitätsentwicklung und zur Steigerung der Plausibilität von LCA-Ergebnissen in der Photovoltaik herausgegeben. Ziel des Leitfadens ist die Entwicklung einer einheitlichen Methode in Bezug auf das Systemmodell, die funktionale Einheit, Systemgrenzen und Fragen hinsichtlich der Allokation, mit dem Ziel der Vergleichbarkeit verschiedener LCA-Studien.⁸⁴

Im Leitfaden wird als Minimum die Angabe folgender Parameter bei der Erstellung einer Ökobilanz genannt:⁸⁵

- Sonneneinstrahlung (*Irradiation level*): abhängig von Standort und Ausrichtung⁸⁶
- Wirkungsgrad: PV-Zellen und PV-Modul Effizienzrate
- *Performance Ratio* (PR): Kennzahl zur Bestimmung des Gesamtwirkungsgrades einer Photovoltaikanlage⁸⁷
- Datenherkunft der *Life Cycle Inventories* (LCI)
- PV-Installationstyp: Montageort ist Dach, Fassade oder Boden
- Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten⁸⁸ und Wirkungsgradverlust der Anlage bezogen auf die Nutzungsdauer⁸⁹
- Systemgrenzen: Betrachtung aller PV-Komponenten (PV-Module und BOS) über den Lebenszyklus
- Produktionsbedingungen: z.B. länderspezifische Betrachtung des Energieverbrauchs

⁸⁴ Vgl. IEA-PVPS, *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment*.

⁸⁵ Vgl. IEA-PVPS, *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment*, S. 10.

⁸⁶ Zu unterscheiden ist: irradiance (Strahlungsintensität, Bestrahlungsstärke) in (W/m²) und irradiation (Bestrahlung, Einstrahlung) in (kWh/m²a).

Ein grafischer Überblick über die Sonneneinstrahlung in Österreich und Europa ist online verfügbar unter: re.jrc.ec.europa.eu/pvgis

⁸⁷ Beschrieben im Internationalen Standard ÖNORM EN 61724 Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme. Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse (IEC 61724).

⁸⁸ Module, Transformer, Verkabelung, Rahmenkonstruktion: 30 Jahre; Wechselrichter: 15 Jahre für Kleinanlagen, 10 Jahre für größere Installationen.

⁸⁹ 0,7% pro Jahr Wirkungsgradverlust bzw. 80% Wirkungsgrad nach 30 Jahren.

- Angabe der expliziten Ziele der Studie: z.B. Berechnung von Prototypen oder industrielle Fertigung, Studie gegenwärtiger Produktionsbedingungen oder zukünftige Ausblicke

Ergänzende Angaben der Ökobilanz sind:⁹⁰

- LCA-Methode (insbesondere, wenn die Berechnung nicht prozessorientiert erfolgt)
- Software und Datenbank der LCA-Berechnung
- Energierücklaufzeit EPBT-Berechnungsmethode
- Angabe der Voraussetzungen und Annahmen zur LCA-Berechnung relevanter Materialien und Produkte

4.3 Lebenszyklus und Sachbilanz von Photovoltaikanlagen

Bei der Erstellung einer Ökobilanz für Photovoltaikanlagen ist insbesondere die Herstellungsphase relevant, da sich in dieser Phase die wesentlichen Bilanzergebnisse hinsichtlich Stoffe, Produkte und Energie ergeben. Inkludiert sind die Rohstoffgewinnung und -verarbeitung sowie alle Verarbeitungs- und Herstellungsprozesse. Dieser *Input* der Herstellungsphase ist dem *Output* der Nutzungsphase gegenüberzustellen. Die Betrachtung erfolgt unter dem Gesichtspunkt der Energiegewinnung im Vergleich zu den dafür aufgewendeten Stoffen, Produkten und Energien. Die Nutzung der Photovoltaikanlage ist ohne weiteren Energieeinsatz möglich. Im Rahmen des Betriebes ist auf die Erreichung eines optimalen Gesamtwirkungsgrades der Anlage zu achten. Die Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten ist zu berücksichtigen und am Ende der Lebensdauer ist die Entsorgung, das Recyclingpotential und eine allfällige Deponierung zu betrachten. Für Photovoltaikanlagen gilt, dass die Bedeutung dieses Themas in naher Zukunft zunehmen wird. Gegenwärtig fallen zur Entsorgung hauptsächlich PV-Module an, die beim Transport oder der Montage kaputt oder durch äußere Umstände wie z.B. Unwetter und Hagel zerstört werden.

In diesem Kapitel werden Rohstoffe und Materialien analysiert, die durch ihre Eigenschaften eine Schlüsselqualifikation in der Photovoltaikindustrie haben. Insbesondere jene, welche als Halbleitermaterialien die entscheidende Rolle beim

⁹⁰ Vgl. IEA-PVPS, Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment, S. 11.

Prozess der Stromerzeugung einnehmen. Bei allen Rohstoffen, Materialien und Produkten wird auf die Repräsentanz in der *ecoinvent*-Datenbank verwiesen, indem die entsprechenden Datensätze als *Life Cycle Inventory* (LCI) angeführt sind. Diese LCI-Datensätze sind die Berechnungsbasis für die Wirkungsabschätzung. Sofern in manchen Fällen eine Anpassung des originalen Datensatzes der *ecoinvent*-Datenbank (Version 2.2) vorgenommen wird, ist die Änderung entsprechend ersichtlich gemacht. Die Analyse verweist auch auf die für die Datensätze relevanten Allokationen.

4.3.1 Rohstoffe

A) Quarz

Rohstoff für alle auf Silizium (Si) basierenden PV-Zellen ist Quarzkies bzw. Quarzsand. Quarz ist ein leicht abzubauen und daher kostengünstiger Rohstoff. Silizium ist das zweithäufigste Element der Erde, entsprechend ausreichend und ortsunabhängig ist das Vorkommen. Chemisch gesehen ist Quarz SiO_2 (Siliziumdioxid). In einem energieintensiven Prozess wird Quarz bei sehr hohen Temperaturen (bis 2.000°C) zu Rohsilizium MG-Si (*metallurgical grade*) mit einem Reinheitsgrad von rund 99% verarbeitet. In einem Lichtbogenreduktionsofen wird Quarz unter Zugabe von Kohlenstoff (Kohle und Holz) zunächst zu SiO gewandelt. Anschließend entsteht, in einem weiteren Reaktionsverfahren unter Bildung von CO_2 , Rohsilizium. Das Verhältnis von eingesetztem Rohstoff (SiO_2) zu Rohsilizium (MG-Si) beträgt rund 2,5:1, d.h. für 1 kg Rohsilizium sind 2,5 kg Quarz aufzubringen.⁹¹

Derzeit wird rund 1% des MG-Siliziums in der Elektronik- und Photovoltaikindustrie verwendet. Bis 2025 soll dieser Wert auf 12-24% ansteigen. Langfristig sollte die Photovoltaikindustrie jedoch aufgrund geschlossener Materialkreisläufe wieder unbedeutend für die Rohstoffnachfrage werden.⁹²

⁹¹ Vgl. Jungbluth, u.a., *Life Cycle Inventories of Photovoltaics*, S. 18ff. und Schwister (Hrsg.), *Taschenbuch der Chemie*, S. 323f.

⁹² Vgl. Behrendt, u.a., *Ressourceneffiziente Photovoltaik*, S. 56.

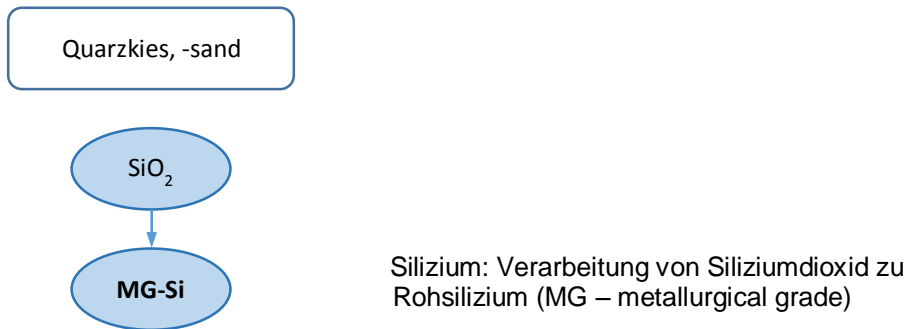


Abbildung 10: Rohstoffe – Quarz

Die *ecoinvent*-Datenbank stellt für diesen Umwandlungsprozess einen LCI-Datensatz zur Verfügung (*MG-silicon, at plant*).⁹³

Da ein sehr hoher Anteil der europäischen Siliziumerzeugung in Norwegen stattfindet, ist in diesem Datensatz der norwegische Energiemix hinterlegt, der sich durch seinen hohen Anteil an Wasserkraft auszeichnet. Hinsichtlich der Ökobilanz ist bereits an dieser Stelle festzuhalten, dass die energieaufwendige Produktion von PV-Anlagen auf Siliziumbasis bessere Ergebnisse erzielt, wenn erneuerbare Energien im Energieaufkommen für die Berechnung herangezogen werden. Wird jedoch in China produziert, ist damit, durch den hohen Kohleanteil im chinesischen Strommix, eine entsprechende Verschlechterung der Ökobilanzwerte verbunden.⁹⁴

B) Sulfidische Blei-Zink-Erze

Die Gewinnung von Zink (Zn) und Blei (Pb) erfolgt über den gemeinsamen Abbau sulfidischer Blei-Zink-Erze. Zinkblende (Sphalerit ZnS) ist das wichtigste Zinkerz⁹⁵. Sein Vorkommen ist weit verbreitet. Die größten Abbaugelände befinden sich jedoch in Australien, China und Peru. Die Erzreserven⁹⁶ sind, sofern keine neuen Lagerstätten erschlossen werden, mittelfristig (20-35 Jahre) erschöpft. Der Abbau der Zinkerze erfolgt meist im Untertagebau. Für 1 kg Zink sind rund 25 kg Zinkerz abzubauen.⁹⁷ Das Verhältnis von Zink und Blei im Erz beträgt 70% Zink und 30% Blei. Die

⁹³ Jungbluth, u.a., *Life Cycle Inventories of Photovoltaics*, S. 24.

⁹⁴ Siehe Exkurs 3 – Länderspezifischer Energiemix, S.63.

⁹⁵ Vgl. Okrusch/Matthes, *Mineralogie*, S. 356.

⁹⁶ Reserven bezeichnen nachgewiesene, technisch und wirtschaftlich sinnvoll abbaubare Rohstoffmengen; während Ressourcen nachgewiesene, jedoch technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll abzubauende Rohstoffe sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche Rohstoffmengen bezeichnet.

Vgl. Wuppertal Institut, *KRESSE*, S. 43.

⁹⁷ Wuppertal Institut, *MIT Wertetabelle*, S. 1.

Allokation nach ökonomischen Wert beträgt Zinkkonzentrat 79% und Bleikonzentrat 21%.⁹⁸

Zink steht in keinem direkten Zusammenhang mit der Photovoltaikproduktion, es wird jedoch im Zuge der Zinkverarbeitung Cadmium (Cd) als Nebenprodukt gewonnen. Hoch cadmiumhältige Mineralien sind Cadmiumblende (Greenockit), Otavit und Monteponit.⁹⁹ Pro 1.000 kg Zink lassen sich 3-5 kg Cadmium gewinnen.¹⁰⁰

Cadmium ist ein wesentliches Element bei der Herstellung von Cadmium-Tellur (CdTe)-Halbleitern zur Produktion von Dünnschichtzellen. Weitere Koppelmaterialien der Zink- und Bleigewinnung sind Indium und Silber. Indium wiederum ist mit Kupfer und Gallium Bestandteil der CIS-Dünnschichtsolarzellen. Die Produktherstellung dieser Dünnschichttechnologie wird im Folgenden jedoch nicht weiter ausgeführt.

Zinkkonzentrate werden durch Sinterprozesse oder mittels Röstung verarbeitet. Während der Zink-Elektrolyse entsteht Cadmiumschlamm als Nebenprodukt. Bei der Erzeugung von 1 kg Zink sind 0,0034 kg Cadmiumschlamm zu gewinnen.¹⁰¹

Da der Cadmiumschlamm keinen ökonomischen Wert hat, wird er bei der Allokation abgetrennt (cut-off).¹⁰² Die Weiterbearbeitung des Cadmiumschlammes bildet so den Startpunkt bei der Zuordnung von Umweltbelastungen. Die Vorkette an Rohstoffabbau und -aufbereitung bei der Produktion von Cadmium geht nicht in die Ökobilanz ein.

Reines Cadmium wird durch Verhüttung oder Elektrolyse aus Cadmiumschlamm gewonnen (Reinheitsgrad: 99,9999%).¹⁰³

Neben den technischen Schmelzverfahren ist die Elektrolyse ein elektrochemisches Verfahren, das im Produktionsprozess elektrischen Strom als Basis benötigt und daher einen wesentlichen *Input* zur Sachbilanz bei der Gewinnung von Metallen beiträgt. Unter Elektrolyse ist die chemische Veränderung (Reduktion, Oxidation, Zersetzung) eines Stoffes unter Einfluss von elektrischem Strom zu verstehen. Werden zwei Elektroden in eine Elektrolytlösung oder –schmelze gelegt, wirkt der negative Pol (Kathode) als Elektronenlieferant. Elektronen fließen von der Kathode zum positiven Pol (Anode) und ermöglichen so die Trennung der Metalle.¹⁰⁴

⁹⁸ Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 32.

⁹⁹ Vgl. Schwister (Hrsg.), Taschenbuch der Chemie, S. 412.

¹⁰⁰ Vgl. Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 26ff.

¹⁰¹ Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 60.

¹⁰² Vgl. Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 55f.

¹⁰³ Vgl. Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 61f.

¹⁰⁴ Vgl. Schwister (Hrsg.), Taschenbuch der Chemie, S. 770f.

Für die Cadmiumproduktion stellt die *ecoinvent*-Datenbank folgende LCI-Datensätze zur Verfügung:

- Cadmiumschlamm als Nebenprodukt der Zink-Elektrolyse (*cadmium sludge, from zinc electrolysis, at plant*)
- Cadmium (99,9%), weltweite Durchschnittsdaten, bezogen auf die primären Produktionsprozesse (*cadmium, primary, at plant*)¹⁰⁵

Indium (In) kommt in der Photovoltaikindustrie, neben seinem Einsatz als Halbleitermaterial für CIS-Dünnschichtzellen, auch als Bestandteil der Indium-Zinnoxide (ITO) für die Beschichtung von leitenden, transparenten Oxidschichten (*Transparent Conductive Oxide – TCO*) zum Einsatz.

Bei der Röstung von Zinkkonzentrat entsteht ein indiumreicher Flugstaub (0,34 kg bezogen auf 1 kg Zink¹⁰⁶), der durch Laugungsprozesse in Indiumzementat (> 95% In) übergeführt wird. Durch Elektrolyse und andere Raffinationsmethoden wird Indium mit einem Reinheitsgrad von 99,99% und höher hergestellt. Bezogen auf die Produktion von 1 kg Indium sind für diese Prozesse rund 243.000 kg an Erzen aufzubringen.¹⁰⁷

Die *ecoinvent*-Datenbank stellt für die Indiumproduktion folgende LCI-Datensätze zur Verfügung:

- Laugungsprozesse von indiumhaltigem Flugstaub (*leaching residues, indium rich, from zinc circuit, at smelter*)
- Indium (99,999%), europäische Durchschnittsdaten, bezogen auf die primären Produktionsprozesse (*indium, at regional storage*)¹⁰⁸

Vorprozess:

- Zinkkonzentrate, als Koppelprodukt der Blei-Zink-Erze (*zinc concentrate, mining and beneficiation*)¹⁰⁹

¹⁰⁵ Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 60 und 63.

¹⁰⁶ Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 60.

¹⁰⁷ Vgl. Hasani, u.a., Gallium und Indium, S. 19ff.

¹⁰⁸ Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 60 und 69.

¹⁰⁹ Classen, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, S. 33 und 34.

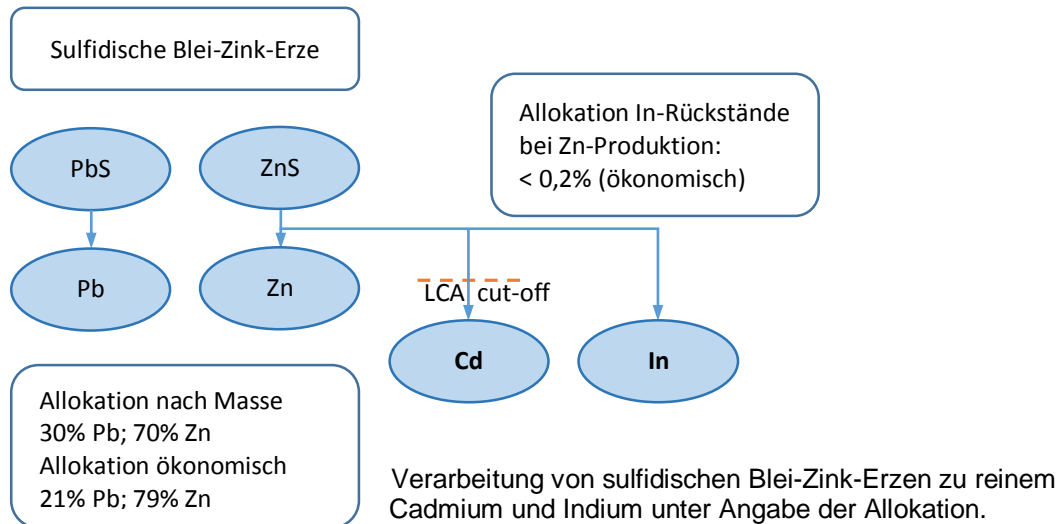


Abbildung 11: Rohstoffe – Sulfidische Blei-Zink-Erze

Indium wird als kritischer Rohstoff gesehen. Die weltweite Nachfrage steigt seit einigen Jahren sehr stark an, insbesondere im Bereich der LCD-Beschichtung und für LED's. Eine verstärkte Nachfrage der Photovoltaikindustrie würde die Nachfrage weiter verschärfen, wodurch eine Deckung dieser Nachfrage nicht mehr gewährleistet werden kann.¹¹⁰ Bis 2025 könnte die Photovoltaikindustrie 50-100% der heutigen Indiumproduktion benötigen.¹¹¹ Indium wird daher zukünftig in der TCO-Anwendung durch Materialien wie fluordotiertes Zinnoxid (FTO) oder aluminiumdotiertes Zinkoxid (AZO) substituiert.¹¹²

C) Kupfererze

Porphyrische Kupfererz-Lagerstätten sind die größten und wirtschaftlich bedeutendsten Kupfererzstätten, mit einem Produktionsanteil von über 50% an der Weltproduktion. Zu den porphyrischen Kupfererzen gehört unter anderem der Chalkopyrit (Kupferstein CuFeS_2), mit einem Kupferanteil von rund 0,3-2% (z.B. Twin Battles, Arizona – Kupfer-Anteil: 0,8%). Der prozentuell niedrige Kupfer-Anteil im Erz wird durch die räumlich große Ausdehnung der Minen ausgeglichen. Zudem gibt es eine hohe Anzahl an Lagerstätten, von denen die größten Produzenten für die Kupfererzgewinnung in Chile, Indonesien und den USA sind.¹¹³ Längerfristig ist keine Verknappung der Kupfererze zu erwarten, da ausreichend Reserven bekannt sind,

¹¹⁰ Vgl. Wuppertal Institut, KRESSE, S. 148ff. bzw. 215f.

¹¹¹ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 61.

¹¹² Vgl. Wuppertal Institut, KRESSE, S. 157.

¹¹³ Vgl. Okrusch/Matthes, Mineralogie, S. 349ff.

ständig neue Lagerstätten entdeckt werden und der Anteil an Sekundärkupfer steigt.¹¹⁴ Kupferstein wird nach dem Abbau mit Koks geröstet. Es entsteht Kupferoxid (Cu_2O), das pyrometallurgisch von Eisenverbindungen befreit und anschließend mit Luft in Rohkupfer, dem sogenannten Zementkupfer, überführt wird. Über weitere Raffinationsprozesse entsteht Elektrolyt-Kupfer mit einem Reinheitsgrad von 99,99%.¹¹⁵ Für 1 kg Rohkupfer werden zwischen 145 kg¹¹⁶ und 350 kg¹¹⁷ Erz benötigt. Das Erz enthält neben Kupfer (Cu) auch Molybden (Md), das einen wirtschaftlichen Wert hat. Die Allokation nach ökonomischem Wert erfolgt im Verhältnis Kupfer 99% und Molybden 1%.¹¹⁸

Die Kupfergewinnung hat im Rahmen der PV-Technologie keine wesentliche Bedeutung. Als Nebenprodukt wird jedoch das für Dünnschichtzellen benötigte Tellur gewonnen. Die Veredelung des Rohkupfers erfolgt über eine elektrolytische Reinigung. Dabei wird an der Anode ein Schlamm mit Silber- und Tellurgehalt gewonnen. Bei der Herstellung von 1 kg reinem Kupfer entstehen 0,0016 kg von diesem Silber-/Tellurschlamm, das mit einer ökonomische Allokation von 0,2% gegenüber der primären Kupferproduktion in die weitere Berechnung eingeht.¹¹⁹

Der nächste Produktionsprozess ist die Abspaltung von Silber und Tellurzement. Die Erzeugung von 1 kg Silber setzt 5 kg Silber-/Tellurschlamm voraus, in dem 0,049 kg Tellurzement enthalten sind. Die Allokation der Koppelprodukte Silber (aus der Kupfergewinnung) und Tellurzement erfolgt über den ökonomischen Wert im Verhältnis 92% Silber und 8% Tellurzement. Tellurzement wird anschließend zu reinem Tellur (Te) weiterverarbeitet.¹²⁰

¹¹⁴ Vgl. Kolb, Nachhaltiges Bauen in der Praxis, S. 207.

¹¹⁵ Vgl. Schwister (Hrsg.), Taschenbuch der Chemie, S. 403.

¹¹⁶ Kolb, Nachhaltiges Bauen in der Praxis, S. 207.

¹¹⁷ Wuppertal Institut, MIT Wertetabelle, S. 1.

¹¹⁸ Vgl. Classen/Althaus, Copper, Molybdenum & Telluride, S. 24.

¹¹⁹ Vgl. Classen/Althaus, Copper, Molybdenum & Telluride, S. 64ff.

¹²⁰ Vgl. Classen, u.a., Gold and Silver, S. 106ff.

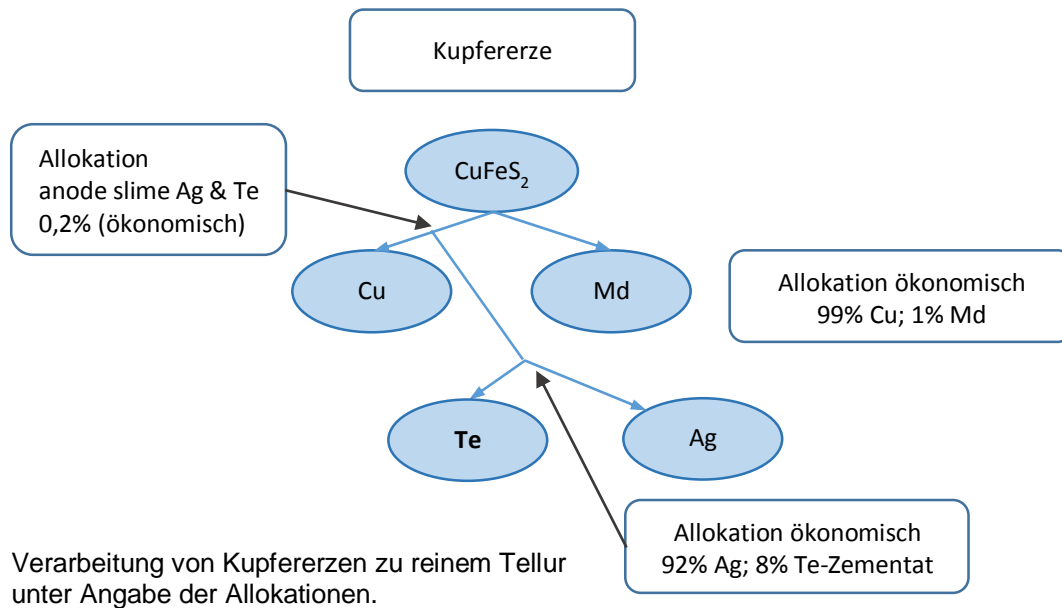


Abbildung 12: Rohstoffe – Kupfererze

Die *ecoinvent*-Datenbank stellt für die Tellurproduktion folgende LCI-Datensätze zur Verfügung:

- Silber-/Tellurschlamm als Nebenprodukt der Kupfererzeugung (*anode slime, silver and tellurium containing, primary copper production*)
- Tellurzement als Koppelprodukt der Silbergewinnung (*copper telluride cement, from copper production*)¹²¹

Vorprozesse sind:

- Kupferproduktion (*copper, primary, at refinery*)
- Kupferkonzentrat als Koppelprodukt mit Molybdenkonzentrat (*copper concentrate, at beneficiation*)
- Bergbau nicht-eisenhaltiger Metalle im Tagebau (*non-ferrous metal mine, surface*)
- Bergbau nicht-eisenhaltiger Metalle im Untertagebau (*non-ferrous metal mine, underground*)¹²²

¹²¹ Classen/Althaus, Copper, Molybdenum & Telluride, S. 68 bzw. Classen, u.a., Gold and Silver, S. 110.

¹²² Classen/Althaus, Copper, Molybdenum & Telluride, S. 29, 30 bzw. 38.

D) Sulfidische Platinerze

Platingruppenmetalle (PGM) werden durch den Abbau in Chromit-Lagerstätten gewonnen. Das Vorkommen unterscheidet sich nach den PGM-Anteilen im Chromeisenstein. In den stratiformen Chromit-Lagerstätten (Bushveld Typ, Südafrika) sind die PGM-Anteile mit 3,5-19 g/t am höchsten (z.B. UG2 Bushveld Komplex mit Vorräten von $5,4 \cdot 10^9$ Tonnen). Einen innerhalb der Platinmetalle hohen Anteil an Ruthenium ist in den podiformen (alpinotypen) Lagerstätten des Ural, im ultrabasischen Massiv von Kempirsai, zu finden.¹²³

Von rückläufiger Bedeutung für die Gewinnung von Erzen für die PGM-Erzeugung sind die Nickelmagnetkies-Kupfererz-PGM-Lagerstätten in Sudbury (Ontario, Kanada). Diese lieferten über Jahrzehnte 80% der Nickel- und 35% der weltweiten PGM-Produktion. Zur podiformen Erzformation zählt auch das Merensky Reef in Südafrika mit einem Anteil von 3-11 g/t PGM und 33.000 Tonnen Reserven plus 41.000 Tonnen im neu entdeckten Platreef.¹²⁴

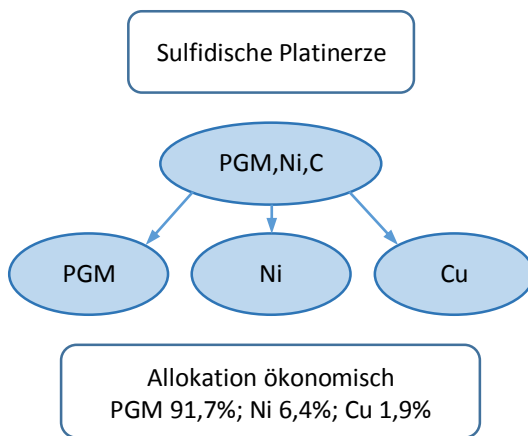
Die Verarbeitung von Chromeisenstein führt zu den Koppelprodukten Rohplatin, Nickel und Kupfer, meist auch mit einem Anteil an Gold und Silber. Die Lagerstätten in Südafrika werden primär wegen der PGM abgebaut, während die Abbaustätten in Norilsk in Russland wegen der Nickel- und Kupferförderung betrieben werden und die PGM die Koppelprodukte sind. Der Abbau der Erze wird im Untertagebau unter sehr schwierigen Bedingungen durchgeführt. Bei einem PGM-Gehalt von 10 g/t Erz werden für 1 kg Rohplatin 100.000 kg Platinerze benötigt. Der Bergbau stellt mit rund 70% der Betriebskosten und einem Energieanteil von 45% die größte Kostengruppe bei der Herstellung von Rohplatin dar. Nach dem Erzabbau werden die Platinerze sortiert, getrocknet und eingeschmolzen. Beim Schmelzprozess trennen sich die unedlen Begleitelemente bei Temperaturen um 1.600°C ab und es bilden sich eine leichtere, silikat- und eisenhaltige Schlacke und ein dichter Rohstein, mit den Bestandteilen PGM, Nickel, Kupfer, Kobalt, Eisen und Schwefel. Bei der Konvertierung werden das Eisen und der Schwefel durch Oxidation entfernt. Anschließend wird der „weiße Stein“ abgegossen, kontrolliert abgekühlt (*slow-cooling*) und gemahlen. Durch Magnetabscheidung werden die PGM-haltigen Materialanteile vom Cu-/Ni-Gebilde getrennt und mittels hydrometallurgischer Verfahren in Lösung gebracht.¹²⁵

¹²³ Vgl. Okrusch/Matthes, Mineralogie, S. 326ff.

¹²⁴ Vgl. Okrusch/Matthes, Mineralogie, S. 328f.

¹²⁵ Vgl. Eibisberger, Pyrometallurgische Gewinnung von Platingruppenmetallen, S. 10ff.

Die Allokation erfolgt nach ökonomischen Gesichtspunkten: PGM 91,7%, Nickel 6,4% und Kupfer 1,9%.¹²⁶



Verarbeitung sulfidischer Platinerze zu Rohplatin (Platingruppenmetalle) unter Angabe der Allokation zu den Koppelprodukten Nickel und Kupfer.

Abbildung 13: Rohstoffe – Platinerze

4.3.2 Veredelung der Rohmaterialien

A) Rohsilizium

Der Großteil des metallurgischen Rohsiliziums wird für die Aluminiumverarbeitung und die chemische Industrie verwendet. Lediglich rund 1% wird in der Elektronikindustrie eingesetzt.¹²⁷

Die Verarbeitung des Rohsiliziums (MG-Si) zu hochreinem Silizium (EG-Si) zum Einsatz in der Microchip-Industrie erfolgt mehrheitlich mittels dem Trichlorsilan-Prozess. Als Koppelprodukt entsteht neben hochreinem Silizium das sogenannte *off-grade*-Silizium, ein „Abfallprodukt“ der Halbleiterindustrie, geeignet für die Photovoltaikindustrie, aber zur Chipproduktion von zu geringer Reinheit. Als weiteres Koppelprodukt wird Siliziumtetrachlorid (SiCl₄) gewonnen, das für die Siliconproduktion in der Kunststoffindustrie eingesetzt wird.¹²⁸

Die Allokation dieses *Multi-Output*-Prozesses mit den Produkten Silizium „*electronic grade*“ (EG), Silizium „*off-grade*“ sowie Siliziumtetrachlorid (SiCl₄) wird in der *ecoinvent*-Datenbank wie folgt vorgenommen:

¹²⁶ Berechnung siehe S. 48.

¹²⁷ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 54ff.

¹²⁸ Vgl. Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 31ff.

- *Material-Input* (Rohsilizium, Hydrochlorid und Hydrogen): Allokation nach Masse auf alle drei Produkte aufgeteilt.
- Energie und Emissionen: werden den beiden Produkten der Siliziumreinigung (*electronic-grade* und *off-grade*) nach ökonomischem Wert zugeordnet, da die Siliziumtetrachloridproduktion keinen derart hohen Energiebedarf benötigt.
- Chemikalieneinsatz und Infrastruktur: Allokation nach ökonomischem Wert auf alle drei Produkte aufgeteilt. Dabei werden folgende Werte angesetzt:
 - Silizium *electronic-grade*: 75 EUR/kg
 - Silizium *off-grade*: 20 EUR/kg
 - Siliziumtetrachlorid: 15 EUR/kg¹²⁹

Bedingt durch den jährlich steigenden Bedarf an Silizium für die Produktion von PV-Zellen, hat sich ein Verfahren etabliert, das nicht jenen Reinheitsgrad erreicht, der für die Elektronikindustrie erforderlich ist, jedoch als *solar grade*-Silizium (SoG) ein Halbleitermaterial darstellt, welches den Anforderungen der Photovoltaikindustrie entspricht. Dieses Verfahren, das sogenannte „modifizierte Siemensverfahren“ zur Siliziumreinigung, hat den Vorteil, dass die Produktion günstiger und der Energieeinsatz gegenüber dem Standard-Siemensverfahren geringer ist.¹³⁰

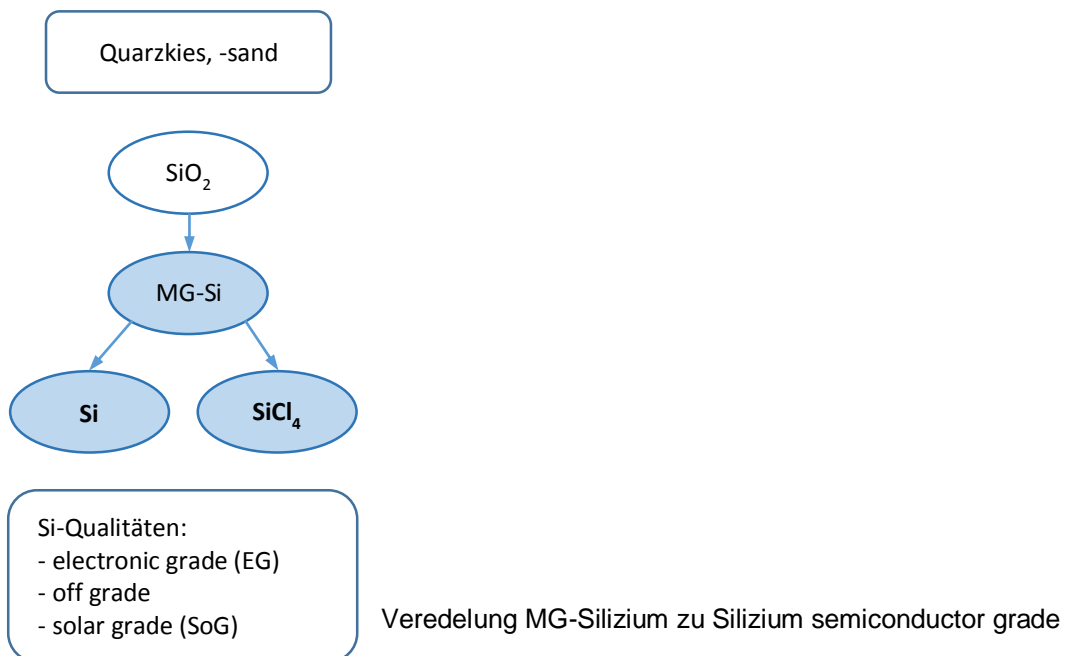


Abbildung 14: Veredelungsprozess Silizium

¹²⁹ Vgl. Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 33f.

¹³⁰ Vgl. Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 37ff.

Ecoinvent stellt für diesen Prozessschritt der Siliziumreinigung folgende LCI-Datensätze zur Verfügung:

- Silizium electronic-grade (*silicon, electronic grade, at plant*)
- Silizium off-grade (*silicon, off-grade, at plant*)
- Silizium solar-grade (*silicon, solar grade, modified Siemens process, at plant*)
- Silizium Produktionsmix (*silicon, production mix, photovoltaics, at plant*), mit folgenden Anteilen:
 - *electronic-grade* 14,6%
 - *off-grade* 5,2%
 - *solar-grade* 80,2%¹³¹

B) Cadmium, Tellur

Um Cadmium und Tellur als Halbleitermaterialien einsetzen zu können, ist ein gewisser Reinheitsgrad erforderlich. Metallurgisch reines Cadmium wird durch die Prozesse der Zonenraffinierung oder Vakuumdestillation bis zu einem Reinheitsgrad von 99,9999% gereinigt.¹³²

Tellurzement wird zu reinem Tellur mit einem Reinheitsgrad von 99,999% durch Auslaugung und Elektrolyse verarbeitet.¹³³

Cadmium und Tellur werden bei hohen Temperaturen zum Halbleitermaterial CdTe verschmolzen. Ebenso wird Cadmium mit Hydrogensulfid (H₂S) zum halbleiterfähigen Cadmiumsulfid (CdS) verarbeitet. CdS findet als Halbleitermaterial seine Anwendung bei der Herstellung von Dünnschichtzellen.¹³⁴

Die Kapazität der Produktion von Cadmium wird derzeit analog dem Zink mit 20-35 Jahren geschätzt. Bedingt durch die angenommenen Reserven, ist jedoch längerfristig mit keinem Versorgungsengpass zu rechnen. Die Verfügbarkeit von Tellur ist beim Verbrauch auf heutiger Basis ebenfalls langfristig gesichert. Da Tellur am Markt ein wenig nachgefragter Rohstoff ist, könnte sich diese Einschätzung allerdings rasch ändern, sollten Produkte mit einem erhöhten Tellurbedarf am Markt auftreten.¹³⁵

Der Marktpreis für Cadmium (99,99% Reinheitsgrad) beträgt aktuell rund 2.000 US Dollar pro Tonne. Nach einem Preis von 5.900 US Dollar Anfang 2010 hat sich der Cadmiumpreis seit 3 Jahren auf dem aktuellen Preisniveau eingependelt. Cadmium

¹³¹ Vgl. Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 37, 39 bzw. 41.

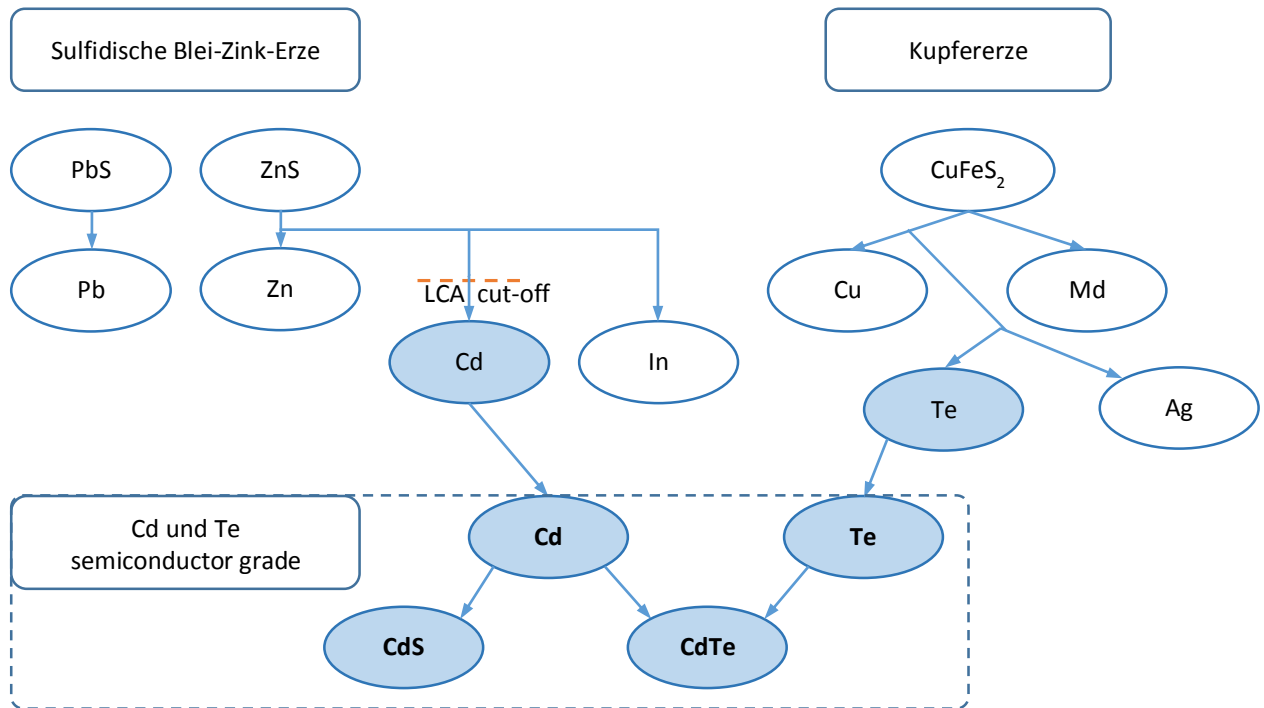
¹³² Vgl. Tuchschnid/Classen, Semiconductors, S. 23f.

¹³³ Vgl. Tuchschnid/Classen, Semiconductors, S. 7ff.

¹³⁴ Vgl. Tuchschnid/Classen, Semiconductors, S. 24.f

¹³⁵ Vgl. Wuppertal Institut, KRESSE, S. 220.

gehört damit zu den günstigen Halbleitermaterialien in der Photovoltaikindustrie. Im Gegensatz dazu ist Tellur (99,99% Reinheitsgrad) mit einem Tonnenpreis von aktuell 130.000 US Dollar teurer. Mitte 2011 musste für eine Tonne Tellur 425.000 US Dollar gezahlt werden.¹³⁶



Veredelung des reinen Cadmium und Tellur zu halbleiterfähigen Materialien. Weiterverarbeitung zu Cadmiumsulfid und Cadmiumtellur.

Abbildung 15: Veredelung Cadmium und Tellur

Die entsprechenden *ecoinvent*-Datensätze sind:

- Cadmium (99,9999%) Halbleitermaterial (*cadmium, semiconductor-grade, at plant*)
- Tellur (99,999%) Halbleitermaterial (*tellurium, semiconductor-grade, at plant*)
- Cadmiumtellur CdTe (Anteil Cadmium 47%; Anteil Tellur 53%) (*cadmium telluride, semiconductor-grade, at plant*)
- Cadmiumsulfid CdS (*cadmium sulphide, semiconductor-grade, at plant*)¹³⁷

¹³⁶ Marktpreise für Cadmium und Tellur online abgefragt unter: www.metal-pages.com

¹³⁷ Tuchschnid/Classen, Semiconductors, S. 11, 26, 28 bzw. 30.

Exkurs 1 – Schadstoffeigenschaften von Cadmium

Cadmium und seine Verbindungen sowie Tellur sind giftig, lagern sich in Niere und Leber ab und gelten als krebserregend.¹³⁸

Die Verbindung CdTe ist jedoch ungefährlich, da sich die physikalischen Eigenschaften von CdTe im Vergleich zu reinem Cadmium und Tellur unterscheiden. Cadmium wird in der CdTe-Verbindung immobilisiert, wodurch eine Emission in die Umwelt unterbunden wird. Lediglich bei einigen Produktionsschritten der Herstellung und bei einer Trennung des Verbundes ist eine Umweltbelastung möglich.¹³⁹

EU-Richtlinie 2011/65/EU zur Beschränkung der Verwendung gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten (RoHS-Richtlinie):

Ziel dieser Richtlinie ist unter anderem, dass der Einsatz von Cadmium auf die Fälle zu beschränken ist, in denen es keine angemessenen Alternativen gibt. Cadmium ist daher als Stoff deklariert, der bei Elektro- und Elektronikgeräten nicht in Verkehr gebracht werden darf (Art. 4-1). In Art. 2-4i wird jedoch darauf verwiesen, dass der Geltungsbereich dieser Richtlinie nicht für PV-Module gilt, sofern sie in einem System verwendet werden, welches der Energieerzeugung aus Sonnenlicht dient und von Fachpersonal entworfen, zusammengesetzt und installiert wurde.¹⁴⁰ Diese Position wurde auch in der zuletzt verlautbarten „Delegierten Richtlinie 2014/76/EU vom 13. März 2014 zur Änderung der Richtlinie 2011/65/EU“ nicht geändert.¹⁴¹

In Österreich ist die RoHS-Richtlinie in der Elektroaltgeräte-Verordnung (EAG-VO BGBl. II Nr. 121/2005) umgesetzt. Die Verordnung enthält die Bestimmungen über die Rücknahmeverpflichtung von Elektroaltgeräten und die Verpflichtung zur Finanzierung durch die Hersteller. Mit der EAG-VO Novelle 2014 vom 5. August 2014 wird die EU-Elektroaltgeräte-Richtlinie 2012/19/EU (WEEE-RL II) umgesetzt. Der Geltungsbereich der Verordnung umfasst nun auch PV-Module. Damit verbunden ist auch eine definierte Sammel- bzw. Verwertungsquote.¹⁴²

Durch die toxische Eigenschaft von Cadmium stellt sich die Frage, wie sich CdTe-Module bei einem Brand verhalten. Generell ist anzuführen, dass die Cadmium-

¹³⁸ Vgl. Schwister (Hrsg.), Taschenbuch der Chemie, S. 352 bzw. 412.

¹³⁹ Vgl. Bundesverband Solarwirtschaft, Cadmium-Tellurid (CdTe) Photovoltaiktechnologie.

¹⁴⁰ Vgl. Richtlinie 2011/65/EU zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten.

¹⁴¹ Vgl. Delegierte Richtlinie 2014/76/EU zur Änderung des Anhangs III der Richtlinie 2011/65/EU.

¹⁴² Vgl. Änderung der Elektroaltgeräteverordnung (EAG-VO-Novelle 2014).

Emissionen bezogen auf den Lebenszyklus 90- bis 300-mal geringer als bei Kohlekraftwerken und auch geringer als bei c-Si PV-Zellen sind, weil diese mehr Energie bei der Erzeugung benötigen.¹⁴³ Experimentelle Untersuchungen haben ergeben, dass bei einem Brand des gesamten Gebäudes bei einem Temperaturbereich zwischen 760-1.100°C nur 0,5% des Cadmiums emittieren. Selbst bei der vollständigen Freisetzung des Cadmiums bei Temperaturen höher als 1.100°C ist aufgrund der geringen Menge an Cadmium mit keiner gesundheitlichen Gefährdung zu rechnen.¹⁴⁴

C) Rohplatin

Aus den Platinerzen, die einen hohen Gehalt an Platingruppenmetallen haben, wird primäres Rohplatin gewonnen, das in mehreren Trennverfahren (Grobtrennung und Feinreinigung) weiterverarbeitet wird. Rohplatin ist das Ausgangsprodukt für die Metalle: Platin (Pt), Palladium (Pd), Rhodium (Rh), Ruthenium (Ru), Iridium (Ir) und Osmium (Os).

In der *ecoinvent*-Datenbank sind die LCI-Daten für Platin, Palladium und Rhodium für Südafrika und Russland hinterlegt. Zur Herstellung des Rohplatins sind folgende Herstellungsprozesse angegeben:

- Rohstoffabbau – *platinum group metal production, primary (mining)*
- Veredelung (Reduktion von Erz) – *platinum group metal production, primary (beneficiation)*
- Schmelzverfahren (Phyrometallurgie) – *platinum group metal production, primary (metallurgy)*
- Magnetabscheidung – *platinum group metal production, primary (separation from non-ferrous metals)*
- Feinreinigung – *platinum group metal production, primary (refining)*¹⁴⁵

Die Allokation des Rohplatins auf Platin, Palladium und Rhodium mit den Koppelprodukten Nickel und Kupfer erfolgt in der *ecoinvent*-Datenbank unter ökonomischen Gesichtspunkten.¹⁴⁶

¹⁴³ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 40.

¹⁴⁴ Vgl. Fthenakis, u.a., Emissions and Encapsulation of Cadmium in CdTe PV Modules During Fires.

¹⁴⁵ Classen/Althaus, Platinum Group Metals (PGM), S. 36-40.

¹⁴⁶ Vgl. Classen/Althaus, Platinum Group Metals (PGM), S. 14.

Tabelle 3: Allokation Platin, Palladium, Rhodium, Nickel und Kupfer (ecoinvent)

	Pt	Pd	Rh	Ni	Cu	
Preis USD/t	14.017.726	9.420.169	30.703.965	6.647	1.986	USD
Anteil PGM 1kg; Ni und Cu als Koppelprodukte	0,68	0,29	0,03	147	104	kg
	9.532.054	2.731.849	921.119	977.109	206.544	14.368.675
Allokation nach Preis (ökonom.)	66,3%	19,0%	6,4%	6,8%	1,4%	100%

Das für Farbstoffzellen relevante Ruthenium ist in der *ecoinvent*-Datenbank nicht ausgewiesen. Aus diesem Grund wird zur Berechnung der Umweltwirkung der Farbstoffzelle eine Allokation innerhalb der PGM durchgeführt.

Der nachstehenden Tabelle 4 sind die Pt-, Pd-, Rh-, Ir- und Ru-Anteile bezogen auf 1 kg PGM sowie die Anteile der Koppelprodukte Nickel und Kupfer zu entnehmen. Die Anteilsverteilung bezieht sich auf Platinerze, wie sie in den Minen Südafrikas vorkommen, mit einem durchschnittlichen PGM-Gehalt von 7 g/t Erz.¹⁴⁷ Die Allokation der PGM zu den Koppelprodukten erfolgt unter ökonomischen Kriterien. Innerhalb der PGM ist die Allokation sowohl nach ökonomischen Kriterien als auch nach Masse angeführt. Der Gold-Anteil von 0,2 g/t Erz wird in der Allokation nicht berücksichtigt. Die Preise in US Dollar für 1 kg sind der Durchschnittswert der letzten 5 Jahre.¹⁴⁸

Tabelle 4: Allokation PGM, Nickel und Kupfer (eigene Berechnung)

	Pt	Pd	Rh	Ir	Ru	Ni	Cu	Summe
Anteil g/t	3,44	2,23	0,45	0,17	0,72			7,01
Anteil in kg (bezogen auf 1 kg PGM)	0,49	0,32	0,06	0,02	0,10	147	104	
Preis USD/kg	54.675	24.410	56.227	28.925	4.303	19	8	
Wert bezogen auf 1 kg PGM	26.830	7.765	3.609	701	442	2.768	801	42.917
Allokation (ökonomisch)	63%	18%	8%	2%	1%	6%	2%	100%
Allokation ökonomisch; innerhalb PGM nach Masse	45%	29%	6%	2%	10%	6%	2%	100%

¹⁴⁷ Vgl. Lutz, u.a., Umweltwirkungen der Farbstoffzelle, S. 30.

¹⁴⁸ Quelle: Johnson Matthey Precious Metals Management www.platinum.matthey.com, London Metal Exchange (LME) www.lme.com und Westmetall GmbH&Co.KG www.westmetall.com

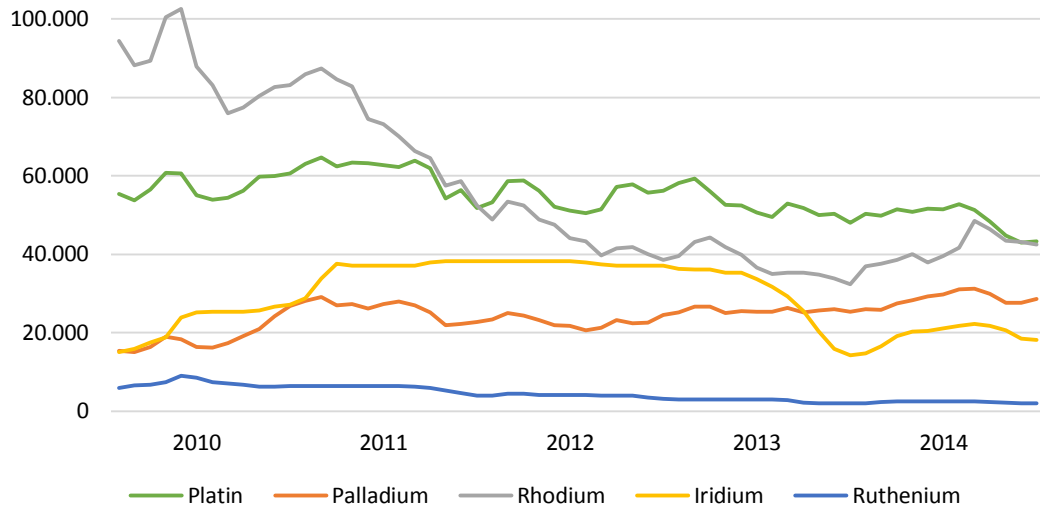


Diagramm 1: Preisentwicklung PGM (Pt, Pd, Rh, Ir und Ru), 2010-2014, in USD/kg

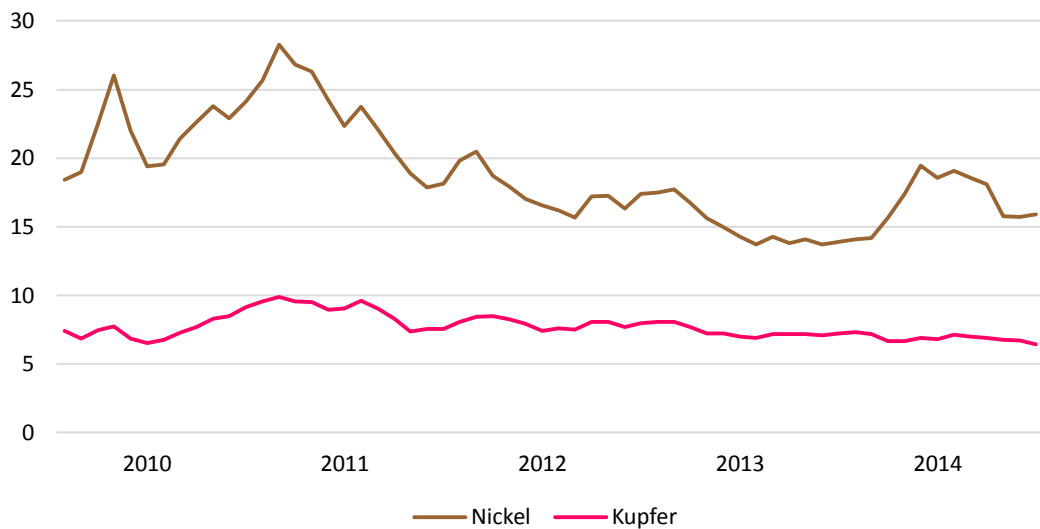


Diagramm 2: Preisentwicklung Nickel und Kupfer, 2010-2014, in USD/kg

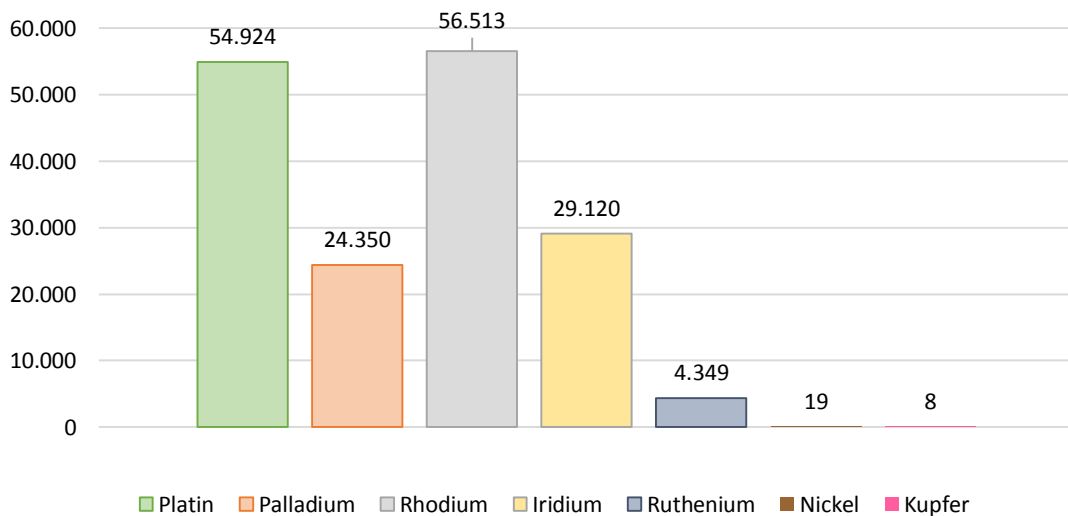
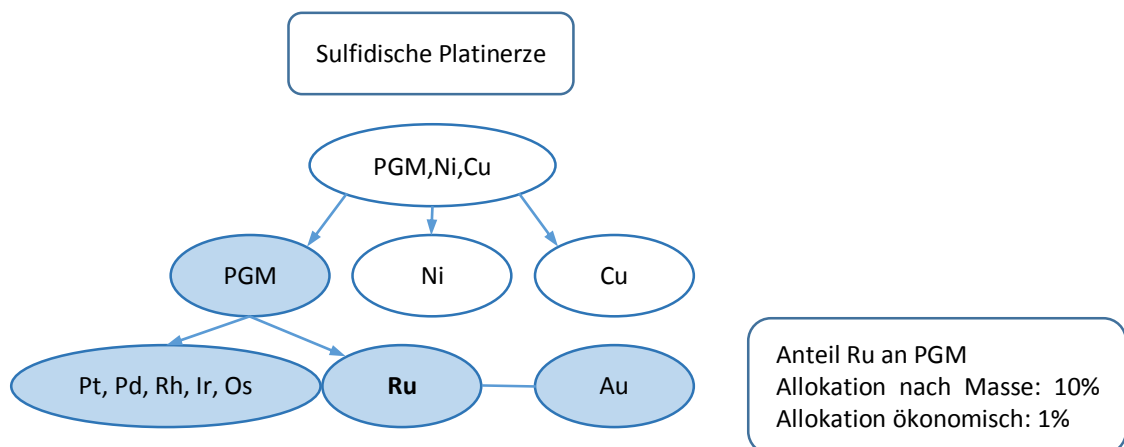


Diagramm 3: Durchschnittspreise PGM, Ni, Cu, 2010-2014, in USD/kg

Farbstoffe auf Basis von Ruthenium sind ein wichtiger Bestandteil der Farbstoffzellen. Ruthenium ist neben Platin und Palladium das dritthäufigste Platingruppenmetall. Der Anteil im Erz liegt zwischen 0,3-1 g/t¹⁴⁹. Für 1 kg Ruthenium sind bis zu 3.000.000 kg Platinerze erforderlich.

Bei der Trennung der PGM wird Ruthenium durch Oxidation mit Cl₂ und Destillation in das flüchtige Rutheniumtetraoxid (RuO₄) gewandelt, das so rein anfällt, dass keine weitere Feinreinigung erforderlich ist. Das flüchtige RuO₄ wird anschließend in metallisches Ruthenium übergeführt. Rutheniumtetraoxid ist toxisch und es besteht Explosionsgefahr, reines Ruthenium dagegen ist ungiftig und auch die bekannten Ruthenium-Farbstoffe sind als unbedenklich einzustufen. Es gibt diesbezüglich keine Gefahrstoffkennzeichnungen oder Grenzwerte.¹⁵⁰



Trennung der Platingruppenmetalle (PGM) unter Angabe des Allokationsanteiles für Ruthenium.

Abbildung 16: Trennung der Platingruppenmetalle (PGM)

Ruthenium wird hauptsächlich in der elektronischen, der chemischen und der elektrochemischen Industrie eingesetzt.

Ruthenium als Koppelprodukt der Platinproduktion hat in der Nachfrage am Markt einen geringeren Stellenwert als Platin. Dementsprechend ist Ruthenium mit derzeit 58 USD/Oz ein günstiges Produkt innerhalb der PGM. Der Durchschnittspreis der letzten 5 Jahre beträgt 123 USD/Oz. Im Februar 2007 erreichte die Unze Ruthenium ein Allzeithoch von 851 USD.¹⁵¹

¹⁴⁹ Lutz, u.a., Umweltwirkungen der Farbstoffzelle, S. 26.

¹⁵⁰ Vgl. Lutz, u.a., Umweltwirkungen der Farbstoffzelle, S. 35ff.

¹⁵¹ Quelle: Johnson Matthey Precious Metals Management www.platinum.matthey.com

Allokationen nach Masse sind nach Meinung des Autors jenen nach ökonomischen Kriterien vorzuziehen. Bedingt durch Preisschwankungen sind die ökologischen Auswirkungen in Abhängigkeit vom Markt variabel. Allokation nach Masse führt dagegen zu einer stabilen Berechnungsbasis. Für Ruthenium bedeutet dies, dass die Allokation nach Masse innerhalb der PGM 10% beträgt, eine wirtschaftliche Betrachtung diesen Wert jedoch auf 1% reduziert.

Diagramm 4 und 5 zeigen zusammenfassend und überblicksmäßig den ökologischen Rucksack der in diesem Kapitel behandelten Rohstoffe und Materialien. Die angeführten Massen in kg-Erz je 1 kg des angegebenen Materials sind Richtgrößen, die das Mengenverhältnis lediglich andeuten sollen, da Erze die genannten Materialien in unterschiedlicher Konzentration enthalten. Auch dürfen aus dem Mengenverhältnis keine direkten Rückschlüsse auf die Produkte geschlossen werden, in denen diese Materialien eingesetzt werden, da sich die Mengen je funktionaler Einheit in der technischen Anwendung fundamental unterscheiden. Dennoch soll dargestellt werden, welche Mengen gefördert werden müssen, auch wenn in der Produkthanwendung nur geringe Mengen des Materials eingesetzt werden.

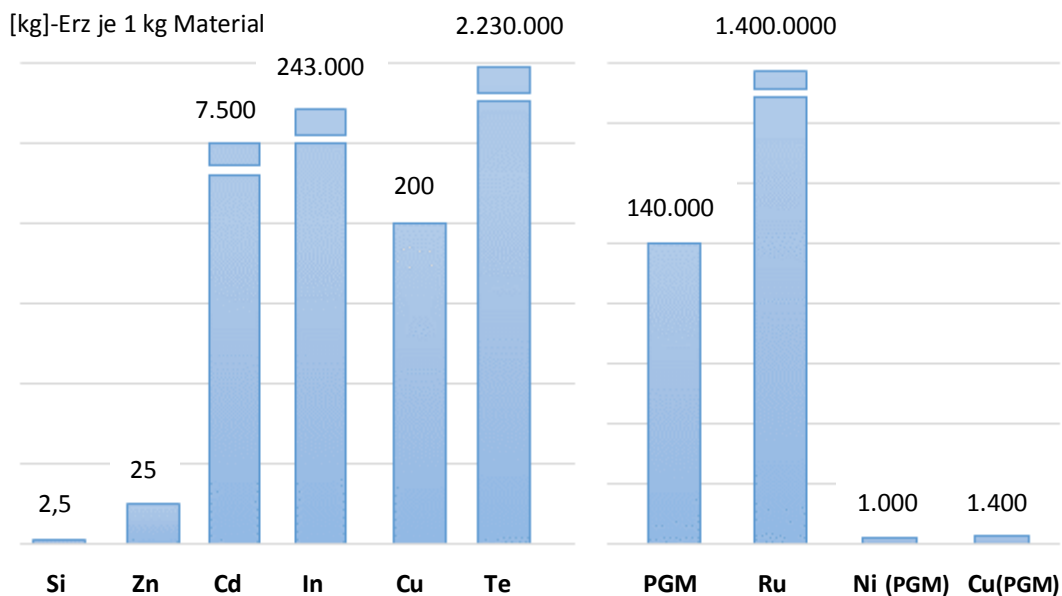


Diagramm 4: Ökologischer Rucksack

Diagramm 5: Ökologischer Rucksack PGM (Südafrika)

In den beiden folgenden Abschnitten werden der Materialeinsatz zur Herstellung von PV-Zellen und die Verarbeitungsprozesse zu PV-Modulen dargestellt.

4.3.3 Herstellung Photovoltaik-Zelle

A) Single- und multikristalline PV-Zellen (s-Si und m-Si)

A1) Kristallzüchtung

Wichtigster Bestandteil der singlekristallinen PV-Zellen sind einkristalline Wafer. Die Waferproduktion beginnt mit der Kristallzüchtung. Dabei wird das Tiegelziehverfahren (Czochralski-Verfahren) vom Zonenschmelzverfahren (Float-Zone-Verfahren) unterschieden.

Beim Czochralski-Verfahren wird ein einkristalliner Zylinder aus einer Siliziumschmelze gezogen. Der Schmelzpunkt von Silizium beträgt 1.450°C. Ein Impfkristall wird in die Schmelze eingetaucht und langsam rotierend herausgezogen. Die dabei entstehenden Siliziumstäbe werden als Ingots bezeichnet. Beim alternativen Zonenschmelzverfahren werden multikristalline Siliziumstäbe unter Rotation der Länge nach aufgeschmolzen und mit einem Impfkristall in Berührung gebracht, sodass beim Abkühlen das Silizium als Einkristall erstarrt. Bei beiden Verfahren wird die Siliziumschmelze mit Bor dotiert, d.h. bewusst verunreinigt, um die p-leitende Schicht zu erzeugen.¹⁵²

In der *ecoinvent*-Datenbank wird das Tiegelschmelzverfahren im LCI-Datensatz verwendet.¹⁵³

Erster Produktionsschritt bei der Waferherstellung multikristalliner PV-Zellen ist das Schmelzen und Gießen des Siliziums im Blockgussverfahren. Beim gezielten Erkalten des Siliziumblockes entsteht eine Vielzahl an Kristallen unterschiedlichster Ausrichtung. Für die Schmelze und die Kristallisation werden dabei zwei unterschiedliche Tiegel verwendet. Als Variante kommt das Bridgman-Verfahren zur Anwendung. Der Vorgang des Schmelzens und der Kristallisation wird dabei in einem Tiegel durchgeführt. Auch bei multikristallinen PV-Zellen wird die Siliziumschmelze mit Bor dotiert. Die Gussblöcke werden nach der gezielten Kristallbildung in Blöcke (Ingots) gesägt.¹⁵⁴

¹⁵² Vgl. Mertens, Photovoltaik, S. 115f.

¹⁵³ Vgl. Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 42ff.

¹⁵⁴ Vgl. Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 45ff.

A2) Herstellung von Wafer und PV-Zelle

Nach der Kristallzüchtung werden die Ingots zu Wafern geschnitten. Wafer haben eine Dicke von 0,18-0,20 mm. Die Bearbeitung muss sorgfältig erfolgen, da Silizium ein sehr hartes und sprödes Material ist und ein Bruch beim Zersägen oder das „Ausfransen“ der Kanten zu verhindern ist und Oberflächendefekte zu vermeiden sind. Nach dem Zersägen werden die Wafer chemisch gereinigt und Oberflächenfehler ausgebessert. Anschließend wird die Dotierung mit Phosphor bei einer Temperatur von rund 800-900°C vorgenommen. Phosphor-Atome diffundieren dabei in den Wafer und bilden die n-leitende Schicht des p-n-Übergangs. Auf die Vorderseite des Wafers wird eine Anti-Reflexionsschicht aufgebracht. Ziel ist die Steigerung des Wirkungsgrades, da die Anti-Reflexionsschicht die Absorption des Lichtes in die PV-Zelle unterstützt. Vor- und Rückseite der Wafer werden mittels Druckbeschichtung oder Aufdampfen metallisiert, um die erzeugte elektrische Energie über Kontakte abzuführen. Kontaktflächen werden dabei aus Silber oder Aluminium, oft mit Titan- oder Palladiumlegierungen versehen, ausgeführt. Die Kontaktflächen sind Verlustflächen, da sich die für die Stromgewinnung relevante Fläche verringert. Der Herstellungsprozess einer PV-Zelle wird schließlich mit einer Qualitätskontrolle abgeschlossen.¹⁵⁵

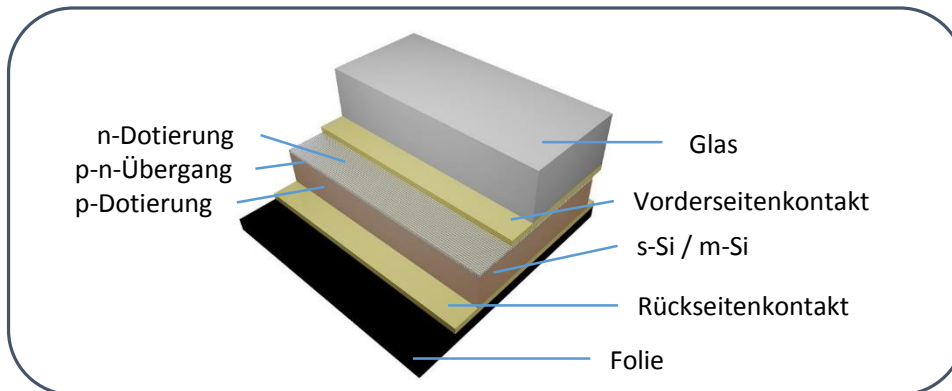


Abbildung 17: Schematischer Schichtaufbau einer kristallinen Siliziumzelle (c-Si)

¹⁵⁵ Vgl. Mertens, Photovoltaik, S. 119ff. und Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 49ff.

Für die Herstellung single- und multikristalliner PV-Zellen, wie in diesem Abschnitt beschrieben, sind in der *ecoinvent*-Datenbank folgende LCI-Datensätze hinterlegt:

- Kristallzüchtung
 - Czochralski-Verfahren (*CZ single crystalline silicon, photovoltaics, at plant*)
 - Multikristallines Gussverfahren (*silicon, multi-Si, casted, at plant*)¹⁵⁶
- Wafer
 - Wafer, singlekristallin (*single-Si wafer, photovoltaics, at plant*)
 - Wafer, multikristallin (*multi-Si wafer, at plant; multi-Si wafer, ribbon, at plant*)¹⁵⁷
- PV-Zelle
 - PV-Zelle, singlekristallin (*photovoltaic cell, single-Si, at plant*)
 - PV-Zelle, multikristallin (*photovoltaic cell, multi-Si, at plant; photovoltaic cell, ribbon-Si, at plant*)¹⁵⁸
- Metallisation
 - Metallisationspaste, Vorderseite, Silber, Blei (*metallization paste, front side, at plant*)
 - Metallisationspaste, Rückseite, Silber, Blei (*metallization paste, back side, at plant*)
 - Metallisationspaste, Rückseite, Aluminium (*metallization paste, front side, aluminium, at plant*)¹⁵⁹

Die Ergebnisse der Ökobilanz bezogen auf die Kristallzüchtung, die Waferproduktion und die Herstellung der PV-Zellen sind wesentlich davon abhängig, wie hoch der Energieverbrauch, insbesondere bei der Züchtung der Kristalle, ist und welche Waferdicke bei der Produktion erzielt wird. Denn je geringer die Waferdicke desto mehr Wafer können, bezogen auf die Einheit von 1 kg, hergestellt werden. Das Ergebnis der Ökobilanz kann durch das Recycling von Verschnitt und Bruch bei der Wafererzeugung verbessert werden.

¹⁵⁶ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 45 bzw. 47.

¹⁵⁷ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 54.

¹⁵⁸ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 64.

¹⁵⁹ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 67.

Exkurs 2 – Produktionsoptimierung

Die Auswirkung optimierter Produktionsmethoden in Bezug auf die Ökobilanz wird in diesem Exkurs dargestellt. Berechnet werden die Treibhausgasemissionen (nach IPCC 2007) bezogen auf die Herstellung von 1 m² PV-Zelle, m-Si im Vergleichszeitraum 2004-2012.

LCA-Berechnungen sind nicht statisch festzuschreiben. Durch Forschung & Entwicklung werden Innovationen technisch umgesetzt. Anhand der einschlägigen Literatur wird diese Dynamik einer an geänderte Produktionsbedingungen angepassten Berechnung gezeigt. Die Datengrundlage wurde im Jahr 2004 im *CrystalClear*-Projekt erarbeitet. Gemeinsam mit 11 europäischen und amerikanischen PV-Unternehmen wurde in diesem Projekt lebenszyklusbasiert die Basis für die Bewertung der Umweltwirkungen von Photovoltaikanlagen erarbeitet. Die LCI-Datensätze werden seit diesem Zeitpunkt in regelmäßigen Abständen angepasst.

Tabelle 5: Datengrundlage Produktion 2004-2012

Bezugsjahr	2004	2005	2009	2012
Datengrundlage	Alselma und de Wild-Scholten ¹⁶⁰	IEA Task 12 ¹⁶¹	Ecoinvent Report; Jungbluth ¹⁶²	Ecoinvent Report; Jungbluth ¹⁶³
Wafer [1 m²] (Kristallzüchtung und Sägen)	keine Berücksichtigung Recycling	inkl. Recycling von ‚ingot cut-offs‘ und Waferbruch	inkl. Recycling von ‚ingot cut-offs‘ und Waferbruch	inkl. Recycling von ‚ingot cut-offs‘ und Waferbruch
Wafer Dicke [µm]	285	240	240	200
Materialinput [kg]	1,67	1,30	1,14	0,93
Input Strom [kWh]	30,00	30,00	8,00	8,00
Input Wärme [MJ]	4,00	4,00	4,00	4,00
Zelle [1 m²]				
Materialinput [kg]	1,06	1,06	1,06	1,06
Input Strom [kWh]	37,80	30,00	30,00	30,00
Input Wärme [MJ]	4,76	4,76	4,76	4,76
kg CO₂-Äq./m²	167,1	131,9	118,7	97,4

¹⁶⁰ Vgl. De Wild-Scholten/Alselma, Environmental life cycle inventory of crystalline silicon photovoltaic module production.

¹⁶¹ Vgl. IEA-PVPS, Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems.

¹⁶² Vgl. Jungbluth, u.a., Photovoltaics, S. 47ff.

¹⁶³ Vgl. Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 49ff.

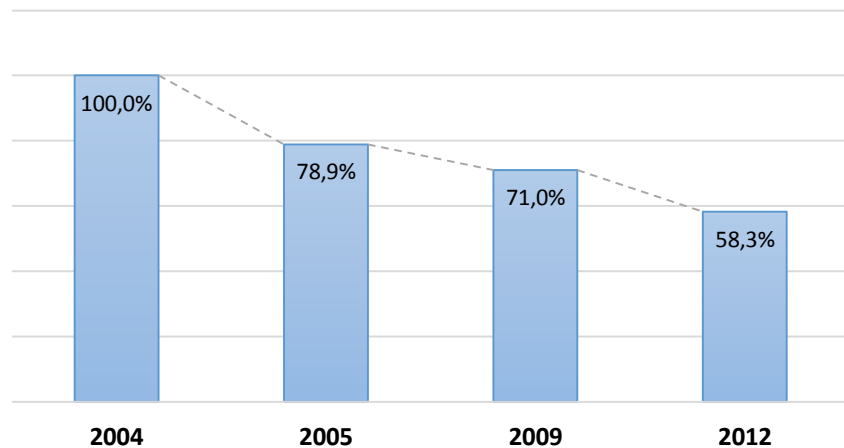


Abbildung 18: Prozentuelle Verbesserung des Produktionsprozesses

Die Entwicklung, dass sich innerhalb des betrachteten Zeitraums die Klimabelastung um mehr als 40% reduziert hat, ist unter anderem auf die Verringerung des Materialverbrauchs (um rund -45%) durch eine Reduzierung der Waferdicke zurückzuführen.

Zukünftig ist mit einer weiteren Verringerung der Waferdicke auf 80 µm zu rechnen. Die Verminderung der Materialverluste von derzeit 50% beim Sägen der Wafer und Recyclingprozesse sind ein Ansatz, die Materialeffizienz zu steigern. Das Recycling von produktionsbedingtem Bruch wirkt sich heute schon positiv auf die erforderlichen Materialmengen aus. Eine zweite Stellschraube ist die Reduktion der erforderlichen Produktionsenergie durch geänderte Produktionsabläufe.¹⁶⁴

Zur Bestimmung der Material- und Ressourceneffizienz in der Photovoltaikindustrie ist es notwendig ein Benchmarking zu entwickeln, um auf Prozessebene (Material, Energie), auf PV-Zellen- und Modulebene (Wirkungsgrad, Materialkosten), auf Unternehmensebene (Produktionsablauf, Abfall) und auf Systemebene (Flächenbedarf, Nutzungsdauer) Vergleichswerte für Verbesserungsprozesse einzuführen.¹⁶⁵

A3) Amorphe PV-Zellen (a-Si)

Ausgangsmaterial für die Erzeugung von amorphen PV-Zellen (a-Si) sind die aus MG-Silizium hergestellten Silane (Siliziumtetrahydrid SiH_4).¹⁶⁶ Mittels chemischer Gasphasenabscheidung (PECVD-Verfahren) wird die Siliziumschicht als aktives Halbleitermaterial im µm-Bereich auf ein Trägermaterial (Substrat), meist Glas oder

¹⁶⁴ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 68f.

¹⁶⁵ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 105.

¹⁶⁶ LCI-Datensatz *ecoinvent*: Silizium Tetrahydride (*silane, at plant*) Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 201ff.

Kunststoff, aufgetragen. Damit ist die Siliziumschicht dünner als bei den zuvor beschriebenen s-Si und m-Si PV-Zellen. Die Verarbeitungstemperaturen liegen nicht über 200°C, wodurch der Energieaufwand gegenüber s-Si und m-Si PV-Zellen entscheidend geringer ist. Die Dotierung erfolgt analog dem kristallinen Silizium mit Bor (p-Dotierung) und Phosphor (n-Dotierung). Zwischen der p- und n-Schicht ist jedoch eine undotierte Zwischenschicht (i-Schicht) vorzusehen. Diese Schicht soll möglichst viel Licht absorbieren und das elektrische Feld erzeugen. Die amorphe Siliziumschicht ist eingebettet zwischen einer leitenden, transparenten Oxidschicht (*Transparent Conductive Oxide* – TCO) und einem rückseitigen Leiter. Die TCO-Schicht als Vorderseitenkontakt wird aufgrund der positiven Materialeigenschaften hauptsächlich aus Indium-Zinnoxid (ITO) hergestellt.¹⁶⁷

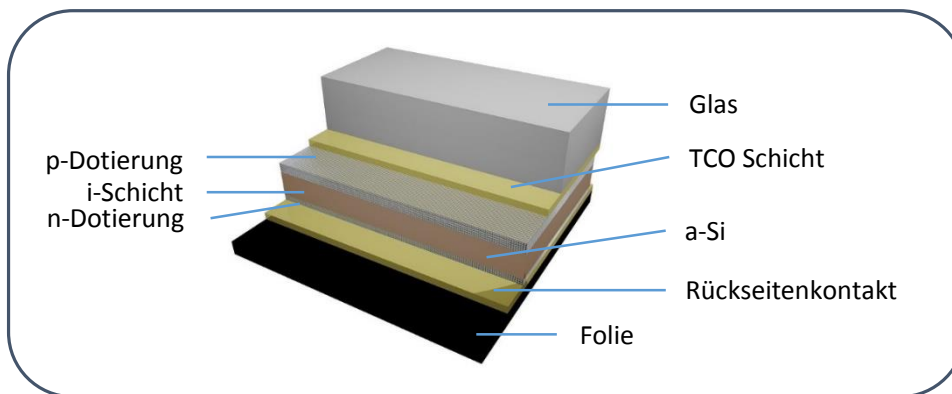


Abbildung 19: Schematischer Schichtaufbau einer amorphen Siliziumzelle (a-Si)

a-Si-Zellen haben den Vorteil material- und energiesparend hergestellt zu werden und sind dadurch kostengünstig. Zudem sind die Zellgrößen flexibel an die Anforderungen anzupassen. Nachteil der a-Si-Zelle ist jedoch die Degradation unter Lichteinfluss, wodurch der Wirkungsgrad um 2-3% nach Inbetriebnahme sinkt und in der kommerziellen Anwendung nicht über 6-8% kommt. Zur Leistungssteigerung werden daher Tandem- und Stapelzellen entwickelt, die neben a-Si in Kombination z.B. auch mikrokristallines Silizium ($\mu\text{c-Si}$) einsetzen.¹⁶⁸

B) CdTe Dünnschichtzellen

Cadmiumtellur ist ein direkter Halbleiter mit einem hohen Absorptionskoeffizienten und ohne zusätzliche Dotierung p-leitend. Analog zur a-Si-Zelle können dünne Halbleiterschichten das elektrische Feld erzeugen. Als n-leitendes Halbleitermaterial wird

¹⁶⁷ Vgl. Lehner, Amorphes Silizium.

¹⁶⁸ Vgl. Angerer, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien, S. 138f.

Cadmiumsulfid (CdS) verwendet. Substratmaterial ist in der Regel Glas. Die Abscheidetemperatur für CdTe liegt zwischen 500-650°C. Die leitenden CdTe- und CdS-Schichten sind eingebettet zwischen einem TCO-Kontakt (z.B. Zinnoxid) auf der Vorderseite und einem Rückseitenkontakt.¹⁶⁹

Das Aufbringen des CdTe- und CdS-Halbleitermaterials auf das Trägermaterial durch Verdampfung bringt allerdings Materialverluste von bis zu 40% des eingesetzten Materials mit sich.¹⁷⁰

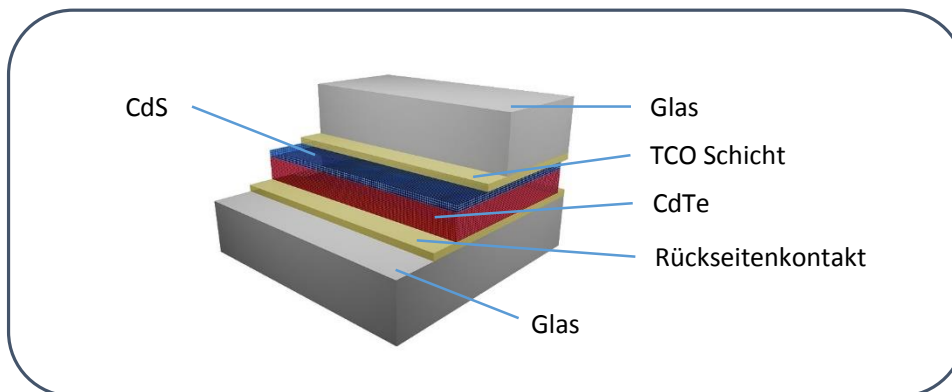


Abbildung 20: Schematischer Schichtaufbau CdTe-Dünnschichtzelle

Vorteil der CdTe-Dünnschichtzellen ist die Unempfindlichkeit gegenüber Licht. Es kommt nicht wie bei der a-Si-Zelle zu einer Degradation. Weitere Vorteile sind die aufrechte Funktion auch bei diffusem Licht, im Gegensatz zu kristallinen PV-Zellen, sowie eine Unempfindlichkeit gegen erhöhte Modultemperaturen. Dadurch eignet sich dieser Zelltyp auch besonders gut für gebäudeintegrierte Lösungen.¹⁷¹

C) Farbstoffzellen (*Dye Solar Cell*)

Bei den Farbstoffzellen erfolgt die Absorption von Licht nicht über ein Halbleitermaterial (Silizium, CdTe,...), sondern über einen metall-organischen Farbstoffkomplex auf Basis von Ruthenium. Dafür kommen auch andere Farbstoffe auf rein organischer Basis in Frage. Es ist jedoch stets die technische Lebensdauer eines Produktes in Betracht zu ziehen und genau bei dieser Frage spiegelt sich die Problematik der Farbstoffzelle wider, jene nach der durchgängigen Leistungsfähigkeit innerhalb eines Zeitraumes von mindestens 20 Jahren, ohne dass sich der Wirkungsgrad wesentlich verschlechtert. Genau diese Möglichkeit scheint durch den Ruthe-

¹⁶⁹ Vgl. Angerer, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien, S. 141f.

¹⁷⁰ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 37.

¹⁷¹ Vgl. Angerer, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien, S. 141f.

niumfarbstoffkomplex möglich zu sein. Die Anforderung an den Farbstoff ist eine hohe Absorption des Lichts, welches das breite, dem Sonnenlicht angepasste Absorptionsspektrum in sich vereint.¹⁷²

Die Kombination des Farbstoffes mit dem Halbleitermaterial Titandioxid (TiO_2), das selbst unsensibel für Absorption ist, bildet eine Einheit. Elektronen werden durch den Farbstoff angeregt und es erfolgt die Injektion des Elektrons in das Titandioxid, wodurch der Stromkreislauf angestoßen wird.¹⁷³

Titandioxid ist ungiftig. Titan (Ti) selbst ist ein recht häufig vorkommendes Element der Erdkruste und das Vorkommen ist auf mindestens 280 Jahre gesichert. 95% des erzeugten Titans wird als Titandioxid verwendet. Natürlich kommt Titandioxid als Rutil vor. Da das natürliche Vorkommen nicht ausreicht, wird es aus titanhaltigen Eisenschlacken und aus Illment erzeugt. Wirtschaftlich betrachtet ist Titandioxid ein günstiges Produkt.¹⁷⁴

Trägermaterial der Farbstoffzelle ist meist Glas, das an der Innenseite mit einer transparenten, elektrisch leitfähigen Schicht (TCO) aus Zinndioxid (SnO_2) oder Indium-Zinnoxid (ITO) beschichtet ist. Der Einsatz von Polymeren (z.B. Polyethylene) als Substrat wird wegen der Flexibilität in der Herstellung und den geringen Kosten alternativ zu Glas erforscht, erzielt gegenwärtig jedoch nur geringe Wirkungsgrade.¹⁷⁵ Auf die dem Licht hin zugewandte Arbeitselektrode (Anode) wird eine mikrometerdünne Schicht von Titandioxid (TiO_2) mittels Siebdruckverfahren aufgebracht. Die Arbeitselektrode wird mit dem Farbstoff in Verbindung gebracht. Der Farbstoff ist an die Oberfläche der TiO_2 -Nanokristalle gebunden. Auf die Gegenelektrode (Kathode), ebenfalls aus Glas und TCO-beschichtet, wird eine Platinschicht aufgedruckt. Zur Erzielung eines aufrechten elektrischen Stromkreises in der Zelle werden auf beide Elektroden Silberbahnen gedruckt. Die Druckmaterialien liegen in Form einer zähflüssigen Paste vor und werden nach dem Druckvorgang getrocknet und bei rund 500°C gesintert. Sinterung ist ein thermisches Verfahren, bei dem überschüssige Bestandteile verbrannt und die Materialien verdichtet werden.¹⁷⁶

¹⁷² Vgl. Würfel, Untersuchungen zum Elektronentransport, S. 55ff.

¹⁷³ Vgl. Würfel, Untersuchungen zum Elektronentransport, S. 8.

¹⁷⁴ Vgl. Angerer, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien, S. 262ff.

¹⁷⁵ Vgl. Mehmood, Recent Advances in Dye Sensitized Solar Cells, S. 2.

¹⁷⁶ Vgl. Angerer, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien, S. 130ff. und Würfel, Untersuchungen zum Elektronentransport, 51ff.

Zwischen den beiden Elektroden wird ein Elektrolyt eingebracht, der für den Transport der Elektronen zwischen der platinbeschichteten Gegenelektrode zum Farbstoff hin zuständig ist. Das für Farbstoffzellen am besten geeignete System ist das Iodid/Triiodid-Redoxpaar. Redoxpaare sind Teilreaktionen, die aus Reduktion und Oxidation bestehen. Reduktion ist dabei jener Vorgang, bei dem ein Teilchen Elektronen aufnimmt (hier: TiO_2), während bei der Oxidation einem Teilchen Elektronen entzogen werden (hier: Pt).¹⁷⁷ Neben der Aufgabe des Ladungstransports ist der Elektrolyt dafür verantwortlich, dass die Elektronen effektiv im TiO_2 transportiert werden.¹⁷⁸ Problematisch könnte sich die Kombination aus der platinbeschichteten Elektrode mit dem Iodid/Triiodid-Redoxpaar erweisen, dann nämlich, wenn sich in der Langzeitanwendung die Eigenschaften des Elektrolytes verschlechtern und sich das Platin vom Trägermaterial ablöst.¹⁷⁹

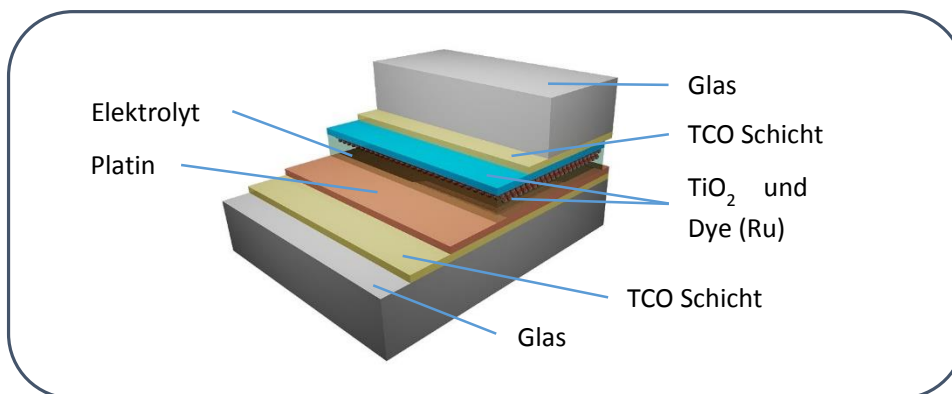


Abbildung 21: Schematischer Schichtaufbau Farbstoffzelle (DSC)

4.3.4 Herstellung Photovoltaik-Module

A) s-Si und m-Si PV-Module

PV-Zellen werden zu PV-Modulen weiterverarbeitet und als Glas/Folien- oder Glas/Glas-Laminat gerahmt oder ungerahmt ausgeführt. Die PV-Zellen werden in Serie zu Strängen in einer Reihe verlötet. Abhängig von der Modulgröße werden mehrere dieser Stränge untereinander gelegt und mit dem Trägermaterial der Vorder- und Rückseite verkapselt.

¹⁷⁷ Vgl. Schwister (Hrsg.), Taschenbuch der Chemie, S. 218f.

¹⁷⁸ Vgl. Würfel, Untersuchungen zum Elektronentransport, S. 58ff.

¹⁷⁹ Vgl. Mehmood, Recent Advances in Dye Sensitized Solar Cells, S. 8.

Modulkomponenten sind neben der PV-Zelle:

- Vorderseitenglasscheiben (Frontglas)
- EVA-Folien (Ethylvinylacetat) zur Verkapselung der PV-Zellen
- Rückseitenfolien oder Rückseitenglasscheiben

Als Frontglas wird Flachglas (Floatglas), meist als Weißglas mit geringem Eisenoxidgehalt, verwendet. Dadurch ist es besonders lichtdurchlässig. Wegen der hohen thermischen Belastung im Betrieb wird das Glas vorgespannt, ebenso kommen Einscheiben- und Verbundsicherheitsgläser zum Einsatz.¹⁸⁰

Die PV-Zellen werden mit Ethylvinylacetat (EVA) verkapselt. Dabei wird im Vakuum unter Druck und bei Temperaturen bis zu 150°C die PV-Zelle mit der EVA-Folie laminiert. Die Folie schmilzt, umschließt die PV-Zelle vollständig und bildet eine dauerhafte Verbindung zu Frontglas und Rückseitenfolie bzw. Rückseitenglas. EVA-Folien sind nicht UV-beständig und müssen daher vom Frontglas geschützt werden. Alternative Folien sind z.B. Polytetrafluorethylen (PTFE), bekannt als „Teflon“, die UV-beständig sind oder thermoplastische Polyurethanfolien (TPU). Die Verkapselung ist ein entscheidender Herstellungsprozess bezogen auf die Lebensdauer von PV-Modulen, da die Module Witterungseinflüssen und großen mechanischen Belastungen ausgesetzt sind. Problematisch erscheint derzeit der Verbund aus Silizium, Glas, EVA und Rückseitenfolie im Hinblick auf eine sortenreine Trennung der Kunststoffe und des Glases. Die unterste Ebene der PV-Module bildet die Rückseitenfolie, meist eine dünne, lichtundurchlässige Schicht aus Polyvinylfluorid (PVF), bekannt als Tedlar oder Polyethylen-Terephthalat (PET). Alternativ werden auch Rückseitengläser als Glas/Glas-Laminat eingesetzt, meist dann, wenn keine opake Anwendung gewünscht wird.¹⁸¹

Das Laminat wird für Aufbaukonstruktionen mit einem Rahmen, meist aus Aluminium versehen. Dagegen kommen rahmenlose Module in speziellen Profilsystemen zur Anwendung. PV-Zellen haben in der Regel eine quadratische Form von 100-156 mm und werden in Standardgrößen zwischen 1,0 bis 1,5 m² als PV-Modul ausgeführt.¹⁸²

Ecoinvent LCI-Datensätze für PV-Module:

- Ungerahmt laminiertes s-Si-Modul (*photovoltaic laminate, single-Si, at plant*)
- Ungerahmt laminiertes m-Si-Modul (*photovoltaic laminate, multi-Si, at plant*)

¹⁸⁰ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 22ff.

¹⁸¹ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 23.

¹⁸² Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 25f.

- Ungerahmt laminiertes ribbon-Si-Modul (*photovoltaic laminate, ribbon-Si, at plant*)
- Mit Aluminiumrahmen laminiertes s-Si-Modul (*photovoltaic panel, single-Si, at plant*)
- Mit Aluminiumrahmen laminiertes m-Si-Modul (*photovoltaic panel, multi-Si, at plant*)
- Mit Aluminiumrahmen laminiertes ribbon-Si-Modul (*photovoltaic panel, ribbon-Si, at plant*)¹⁸³

Diagramm 6 zeigt zusammenfassend den Herstellungsverlauf eines PV-Moduls unter Angabe des spezifischen Stromverbrauchs je Produktionsschritt und die damit verbundene CO₂-Umweltbelastung für s-Si und m-Si PV-Module. Die Bereitstellung von Strom ist eine maßgeblich verantwortliche Stellgröße bei der Ermittlung der CO₂-Bilanz. Infolge hoher Temperaturanforderungen sind die Silizium-Reinigung zur Erlangung der Halbleiterfähigkeit sowie die Einkristallzüchtung bei singlekristallinen PV-Zellen energieintensive Prozesse. Am Ergebnis von 145 kg CO₂-Äq. (s-Si) und 121 kg CO₂-Äq. (m-Si) bezogen auf je 1 m² PV-Modul beträgt der Stromanteil rund 55% bei s-Si und 27% bei m-Si PV-Modulen. Ein Produktionsansatz für die Zukunft ist, dass anstelle des energieintensiven modifizierten Siemensverfahrens durch Flussbett-Reaktoren der Energiebedarf um 70% reduziert werden kann.¹⁸⁴

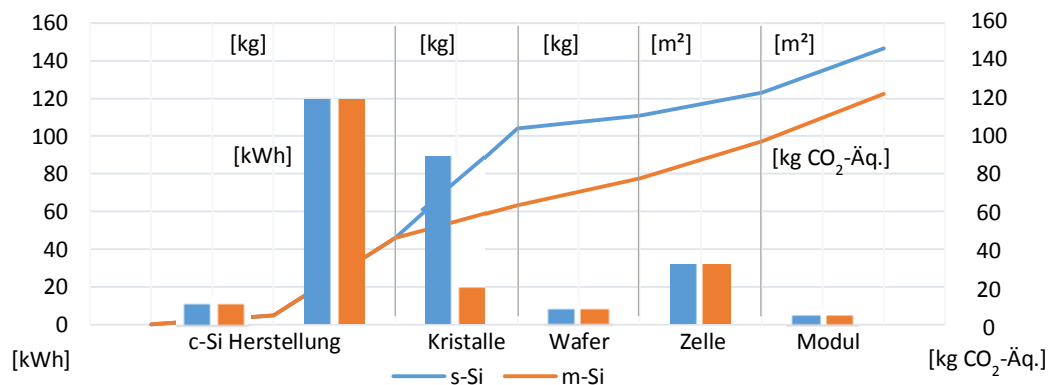


Diagramm 6: CO₂-Entwicklung (nach IPCC 2007) und Stromaufwand für s-Si und m-Si PV-Module

¹⁸³ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 67f.

¹⁸⁴ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 64f.

Exkurs 3 – Länderbezogener Energiemix

Die LCI-Datensätze der *ecoinvent*-Datenbank beziehen sich meist auf Herstellungsprozesse, die anhand konkreter Produktionsabläufe eines Unternehmens ermittelt werden. So wird z.B. die MG-Siliziumherstellung der Fa. Elkem in Norwegen oder die Siliziumreinigung der Fa. Wacker in Deutschland als Datenreferenz herangezogen. Diese sehr energieintensiven Produktionsprozesse sind in den Datensätzen mit einem hohen Anteil an Wasserkraft und damit an erneuerbarer und umweltschonender Energieaufbringung verbunden. Anhand der Referenzdatensätze der *ecoinvent*-Datenbank wird in diesem Exkurs eine länderspezifische Anpassung des Energiemix nach Erzeugerländern für kristalline PV-Module durchgeführt. Zusätzlich wird der Energiemix für eine rein chinesische Produktionskette angenommen. Angemerkt sei, dass die Änderungen nicht die Werte der Produktion ändern, sondern auf Basis der bestehenden Produktion den zugeordneten Energiemix anpassen. Der Energiemix¹⁸⁵ bezogen auf die reale Produktion im Jahr 2013 wird länderspezifisch wie folgt angesetzt:¹⁸⁶

Tabelle 6: Länderspezifische Anteile in der PV-Herstellung

	Polysilikon Herstellung	Wafer Herstellung	PV-Zelle (Produktion)	PV-Modul (Produktion)
China	37,5%	70,6%	58,0%	65,0%
Deutschland	21,0%	1,9%	3,0%	4,0%
USA	18,3%	--	2,0%	2,0%
Korea	18,3%	6,2%	1,0%	3,0%
Japan	2,1%	2,9%	8,0%	9,0%
Malaysia	2,8%	1,7%	7,0%	6,0%
Taiwan	--	16,7%	18,0%	--
Rest			3,0%	11,0%

Berechnet werden die Wirkungskategorien

- Treibhauseffekt (GWP)
- Versauerung (AP)
- Eutrophierung (EP)
- Ozonbildung (POCP)
- Ozonschichtabbau (ODP)

¹⁸⁵ Energiemix für China, Korea, Japan, Malaysia und Taiwan angepasst für das Jahr 2008
Vgl. Itten, u.a., Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid, S. 46ff.

¹⁸⁶ Vgl. IEA-PVPS (Hrsg.), Trends 2014 In Photovoltaic Applications, S. 43f.

Wirkungsmethode: CLM 2001,

bezogen auf die Produktion von 1 m² PV-Modul (s-Si und m-Si).

Berechnungsvarianten:

- *Ecoinvent* (LCI-Datensätze)
- Länderspezifischer Energiemix (nach Tabelle 6)
- Energiemix China

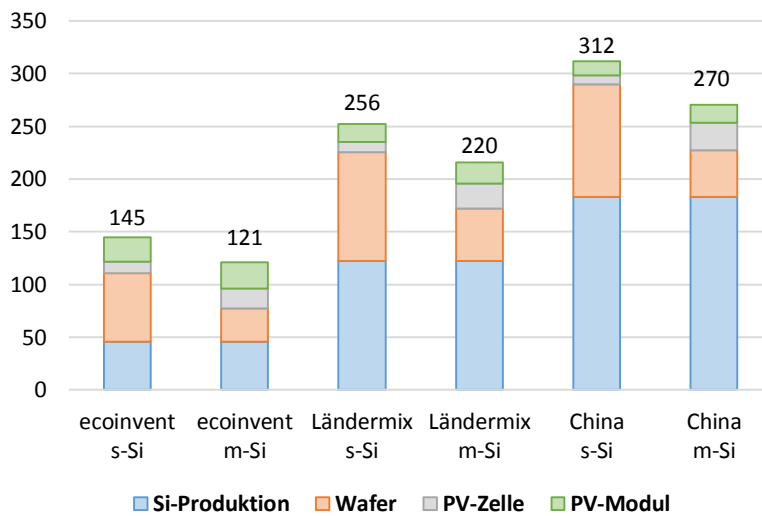


Diagramm 7: Treibhauseffekt GWP in [kg CO₂-Äq.] für 1 m² PV-Modul

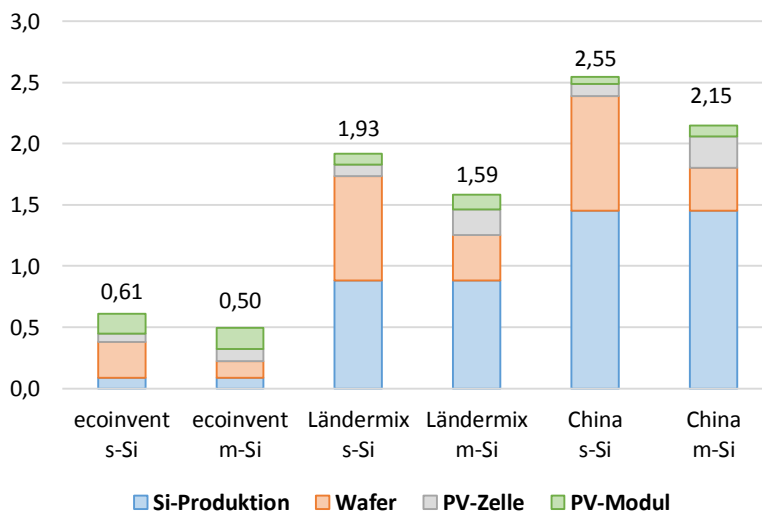


Diagramm 8: Versauerung AP in [kg SO₂-Äq.] für 1 m² PV-Modul

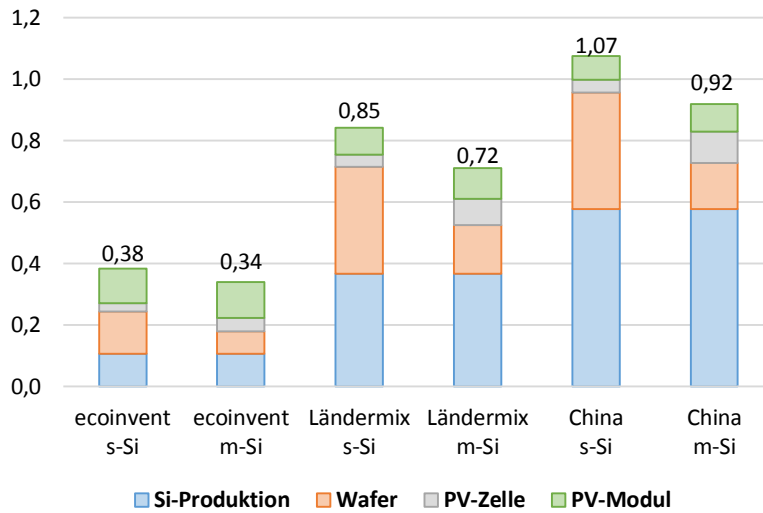


Diagramm 9: Eutrophierung EP in [kg NO_x-Äq.] für 1 m² PV-Modul

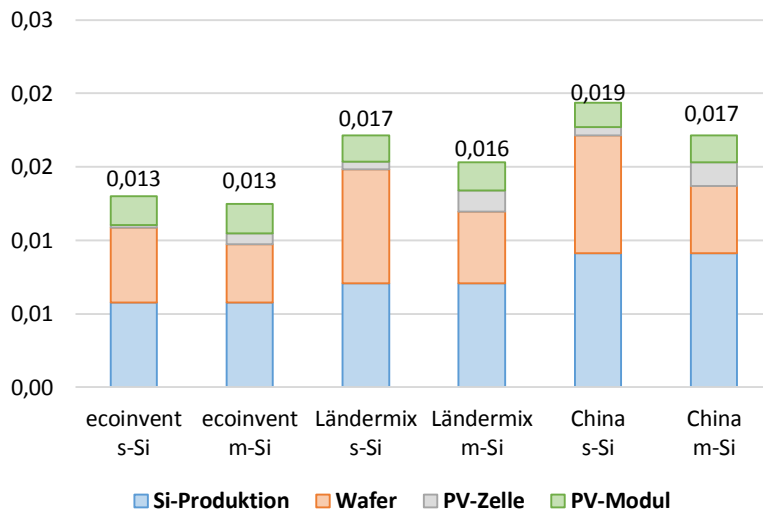


Diagramm 10: Ozonbildung POCP in [kg Ethen-Äq.] für 1 m² PV-Modul

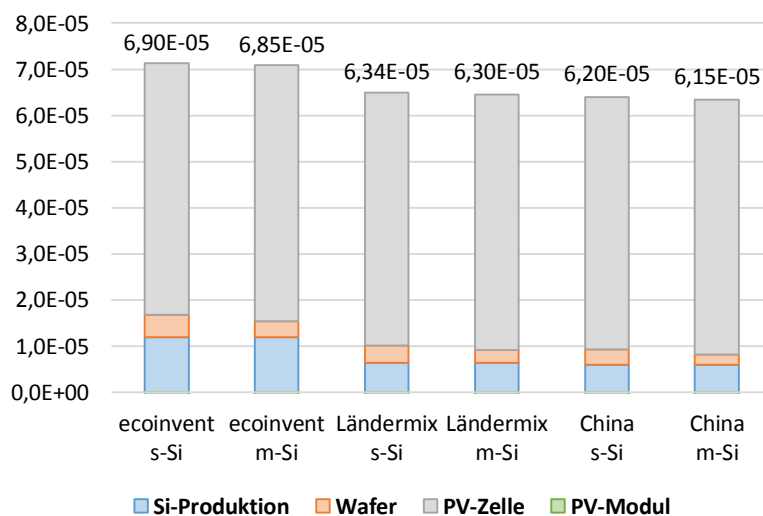


Diagramm 11: Ozonschichtabbau ODP in [kg CFC-11-Äq.] für 1 m² PV-Modul

Ein hoher Anteil an Kohle insbesondere im chinesischen Energiemix zeigt, dass die Ergebnisse um das Zwei- bis Dreifache gegenüber der *ecoinvent*-Berechnungsbasis ansteigen. Die Beachtung des Produktionslandes hat bei der Ermittlung der Ökobilanz für Photovoltaikanlagen einen entscheidenden Einfluss auf die Berechnung und muss daher in der Ergebnisdarstellung entsprechend berücksichtigt werden.

B) a-Si PV-Module

Der Vorteil von amorphen Silizium PV-Modulen ist, dass das Trägermaterial, im Gegensatz zu kristallinen PV-Zellen, in Form und Größe nach den Anwendungsanforderungen zugeschnitten und mit dem Halbleitermaterial beschichtet werden kann. Dünnschichtzellen werden ebenfalls verkapselt, um die Belastungsanforderungen zu erfüllen. Fertiggestellte Module werden einer Qualitätskontrolle unterzogen und der Wirkungsgrad wird gemessen.¹⁸⁷

Ecoinvent LCI-Datensatz für a-Si-Module:

- Ungerahmt laminiertes a-Si-Modul (*photovoltaic laminate, a-Si, at plant*)
- Mit Aluminiumrahmen laminiertes a-Si-Modul (*photovoltaic panel, a-Si, at plant*)¹⁸⁸

C) CdTe PV-Module

Auf das Trägermaterial Glas werden der TCO-Vorderseitenkontakt, die Halbleitermaterialien CdTe und CdS sowie der Rückseitenkontakt aufgetragen. Dieses „Rohmodul“ wird anschließend ähnlich den kristallinen PV-Modulen mit einer EVA-Folie und einem Rückseitenglas verkapselt. Die Rückseite kann auch mit Tedlar oder Metallfolie beschichtet sein.¹⁸⁹

Ecoinvent LCI-Datensatz für CdTe-Module:

- Ungerahmt laminiertes CdTe-Modul (*photovoltaic laminate, CdTe, mix, at regional storage*)¹⁹⁰

¹⁸⁷ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 25.

¹⁸⁸ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 91.

¹⁸⁹ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 25.

¹⁹⁰ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 79.

Dabei bezieht sich der LCI-Datensatz in *ecoinvent* auf den Produktionsprozess von First Solar an seinen Standorten in den USA, Deutschland und Malaysia. Damit werden auch der unterschiedliche Energiemix und die Transportwege dieser Länder berücksichtigt.

Anteile am LCI-Datensatz *photovoltaic laminate, CdTe, mix, at regional storage*:

- 12,2% Produktion USA (*photovoltaic laminate, CdTe, mix, at plant, US*)
- 22,4% Produktion Deutschland (*photovoltaic laminate, CdTe, mix, at plant, DE*)
- 65,4% Produktion Malaysia (*photovoltaic laminate, CdTe, mix, at plant, MY*)¹⁹¹

D) DSC PV-Module

Als Übergangstechnologie (von der Entwicklungsphase zur kommerziellen Nutzung) gibt es für Farbstoffmodule noch keine in der Literatur beschriebenen industriellen Produktionsprozesse. Aus Sicht des Autors lässt sich jedoch abschätzen, dass der Material- und Energieverbrauch und damit auch die Herstellungskosten geringer sind als jene anderer Dünnschichttechnologien. Mit der Erstellung eines LCI-Datensatzes für die Herstellung von 1 m² Farbstoffzelle wird die Voraussetzung zur Berechnung der Umweltwirkungen geschaffen, da in der *ecoinvent*-Datenbank diesbezüglich kein Datensatz hinterlegt ist.

Als Grundlage für die Erforschung der Farbstoffzelle wurde in den Jahren 2008-2011 das Projekt „*Robust DSC*“ durchgeführt. Ziel des Projektes war die Forschung zu Materialien und Produktionsprozessen für Farbstoffzellen mit einer Zelleneffizienz von 14% und die Entwicklung einer stabilisierten Moduleffizienz von 7% zur Einführung in den PV-Markt. Dazu wurde das Degradationsverhalten in Outdoor-Tests untersucht und die PV-Module wurden Standardtests nach dem internationalen Standard IEC 61215¹⁹² unterzogen. Untersuchungen zur Ökobilanz bildeten einen weiteren Forschungsschwerpunkt. Das Projekt wurde von universitären Instituten (z.B. *EPFL*, Schweiz), Forschungseinrichtungen (z.B. *ECN*, Niederlande) und Industrieunternehmen (z.B. *3G solar*, Israel) durchgeführt.¹⁹³

¹⁹¹ Jungbluth, u.a., *Life Cycle Inventories of Photovoltaics*, S. 80.

¹⁹² Vgl. ÖNORM EN 61215 Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-)Module.

¹⁹³ Vgl. Kroon, *Robust DSC*.

Dem Endbericht ist die Beschreibung von acht Prozessschritten zur Herstellung von Farbstoffzellen zu entnehmen:

- Glasbearbeitung: Zuschnitt, Strukturierung mit TCO, Lochbohrung für Elektrolytbefüllung und Reinigung (Standardindustrieprozess).
- TiO₂, Pt- und Ag-Siebdruck und Trocknung bei rund 170°C.
- Sinterung der Elektroden bei einer Temperatur zwischen 450-550°C.
- Einfärbung des TiO₂-Layers mit einem Farbstoff. Dieser Prozessschritt stellt derzeit mit einer Dauer von mehreren Stunden ein Problem für die industrielle Fertigung dar. Daher konzentriert sich die Forschung darauf, geeignete Farbstoffkomplexe zu entwickeln, die den Färbungsprozess beschleunigen, ohne sich negativ auf das Verhalten der Elektroden und das Elektrolyt auszuwirken.
- Versiegelung z.B. mit Glaslot und Verschmelzung der Substrate bei rund 600°C.
- Füllung der Farbstoffzelle mit einer Elektrolytflüssigkeit und Verschließen der Füllöffnung.
- Ausführung der Farbstoffzellen zu PV-Modulen (Modulbau)
- Qualitätskontrolle und Performancetest.¹⁹⁴

H. Greijer hat 2001 erstmals einen LCI-Datensatz für Farbstoffzellen veröffentlicht.¹⁹⁵ M.J. de Wild-Scholten stellt 2007 in ihrem Artikel „*Environmental life cycle analysis of dye sensitized solar devices; status and outlook*“ einen detaillierteren LCI-Datensatz für die Berechnung der Ökobilanz einer Farbstoffzelle zur Verfügung. Die Aufstellung der Materialien und des Energieeinsatzes zur Herstellung einer Glas/Glas-Farbstoffzelle mit 1 m² Fläche sind diesem Artikel entnommen und in der folgenden Tabelle angeführt.¹⁹⁶

¹⁹⁴ Vgl. Kroon, Robust DSC, S. 28f. Siehe dazu auch Würfel, Untersuchungen zum Elektronentransport, S. 51 und Goldstein, Development of large area photovoltaic dye cells at 3GSolar, S. 638ff.

¹⁹⁵ Greijer, u.a., Environmental aspects of electricity generation from a nanocrystalline dye sensitized solar cell system.

¹⁹⁶ De Wild-Scholten, Environmental life cycle analysis of dye sensitized solar devices.

Tabelle 7: LCI-Datensatz Farbstoffzelle (nach M.J. de Wild-Scholten)

Life Cycle Inventory data	g/m ² module	Comment
<i>Resources</i>		
Iodine, in ground	0,45	In liquid electrolyse
<i>Electricity</i>		
Electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	12 kWh/m ²	Electricity consumption + 10% overhead
<i>Transport</i>		
Transport, lorry 32t RER	7,63 tkm	Assuming 500 km distance
<i>Materials</i>		
Solar glass, low-iron, at regional storage RER	15.000	Glass 2x3 mm thickness
Tin oxide deposition by APCVD (own estimation)	1 m ² /m ² module	TCO layer of 500 nm thickness
Metallization paste, silver	7,2	For screenprinting Ag metal grid
Titanium dioxide, production mix, at plant RER	16	
Chemicals organic, at plant GLO	50	Terpineol in TiO ₂ screenprint paste and other chemicals
Chemicals organic, at plant GLO	3,5	Ethylcellulose in TiO ₂ synthesis
Platinum, at regional storage RER	0,1	Ruthenium (not in database)
Acetone cyanohydrin, at plant RER	20	Acetonitrile (not in database)
Platinum, at regional storage RER	0,05	Pt electrode
Polyethylene, LLDPE, granulate, at plant RER	23	Hotmelt foil of LLDPE
Polyester resin, unsaturated, at plant RER	130	Protective foil of polyethylene
Chemicals organic, at plant, GLO	160	Junction box
<i>Waste treatment</i>		
Disposal, polyethylene, 0,4% water, to municipal incineration CH	18,6	Waste of hot melt foil to municipal incineration
Disposal, plastics, mixture, 15,3% water, to municipal incineration CH	130	Protective foil of hot melt foil to municipal incineration

Zur Berechnung der Umweltwirkungen wird dieser LCI-Datensatz wie folgt angepasst:

- Das Glas/Glas-Laminat wird hinsichtlich der Glasmenge dem Datensatz der CdTe-Dünnschichtzelle angepasst. Hintergrund ist, dass der Anteil an Glas in der Berechnung der Ökobilanz eine hohe Umweltwirkung hat und daher im Sinne der Vergleichbarkeit unterschiedliche Voraussetzungen zu einer Verzerrung des Ergebnisses führen.
- Ein Anteil von 7 g Zinn für die TCO-Beschichtung wird eingefügt.¹⁹⁷

¹⁹⁷ Angerer, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien, S. 133.

- Der Anteil TiO₂ wird von 16 auf 30 g erhöht.¹⁹⁸
- Für den Farbstoff auf Rutheniumbasis wird ein eigener Datensatz „*ruthenium, at refinery ZA*“ eingefügt.
- Der Datensatz „*platinum, at regional storage RER*“ wird durch den Datensatz „*platinum, at refinery ZA*“ ersetzt. Damit ist nur die Primärproduktion berücksichtigt.

(Zur besseren Übersicht sind geänderte Daten in der Tabelle *kursiv* dargestellt.)

Tabelle 8: LCI-Datensatz Farbstoffzelle (eigener Datensatz)

LCI-Daten	g/m ² Modul	Bemerkung
<i>Ressourcen</i>		
Iodine, in ground	0,45	Elektrolyt (flüssig)
<i>Energie (Strom)</i>		
Electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	12 kWh/m ²	Stromverbrauch + 10% Overhead
<i>Transport</i>		
Transport, lorry 32t RER	7,63 tkm	500 km Transport
<i>Materialien</i>		
Solar glass, low-iron, at regional storage RER	8.380	Glasanteil analog der CdTe-Dünnschichtzelle
<i>Flat glass, uncoated, at plant RER</i>	8.130	Glasanteil analog der CdTe-Dünnschichtzelle
<i>Tempering, flat glass RER</i>	8.380	Glasanteil analog der CdTe-Dünnschichtzelle
<i>Tin, at regional storage RER</i>	7	Zinn (SnO ₂) für TCO-Beschichtung
Metallization paste, silver	7,2	Leitfähigkeit durch Ag-Beschichtung
Titanium dioxide, production mix, at plant RER	30	TiO ₂ -Beschichtung Anode
Chemicals organic, at plant GLO	50	Terpineol in TiO ₂ -Beschichtungspaste u.a. Chemikalien
Chemicals organic, at plant GLO	3,5	Ethylcellulose in TiO ₂
<i>Ruthenium, at refinery ZA</i>	0,1	Ruthenium – eigener Datensatz bezogen auf PGM-Herstellung; Allokation nach Tabelle 4 (PGM, Ni, Cu ökonomisch; innerhalb PGM nach Masse)
<i>Platinum, at refinery ZA</i>	0,05	Pt-Beschichtung Kathode
Polyethylene, LLDPE, granulate, at plant RER	23	Klebefolie (LLDPE)
Polyester resin, unsaturated, at plant RER	130	Schutzfolie (Polyethylen)

¹⁹⁸ Angerer, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien, S. 133.

LCI-Daten	g/m ² Modul	Bemerkung
Chemicals organic, at plant, GLO	160	Verteilerkasten
<i>Waste treatment</i>		
Disposal, polyethylene, 0,4% water, to municipal incineration CH	18,6	Abfall Klebefolie
Disposal, plastics, mixture, 15,3% water, to municipal incineration CH	130	Abfall Schutzfolie

Die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung zeigen, dass der größte Umweltbeitrag vom Solarglas stammt. Weitere größere Einflussfaktoren sind der Energieverbrauch bei der Produktion, hier insbesondere das Sintern der TiO₂-Layer und das Laminieren.¹⁹⁹ Die Verwendung der Materialien Ruthenium, Platin und Silber spielen dagegen eine vernachlässigbare Rolle. Während s-Si und m-Si PV-Module einen großen Anteil ihrer Umweltwirkung durch einen hohen Energieverbrauch für die Herstellung des gereinigten Halbleitermaterials Silizium haben, spielt die Verwendung von Halbleitermaterialien bei Dünnschichtzellen im Ergebnis der Ökobilanz eine untergeordnete Rolle. Vielmehr sind die eingesetzten Glasmengen und der Energieverbrauch bei der Modulherstellung entscheidende Parameter bei der Berechnung der Ökobilanz. Die detaillierten Ergebnisse werden in Kapitel 5 dargestellt.

Diagramm 12 zeigt den Energieaufwand der Vorprozesse zur Herstellung von 1 kg Silane (SiH₄), Cadmiumtellur und Ruthenium, den Energieaufwand des Produktionsprozesses Modulherstellung und die Menge der angewendeten Materialien bezogen auf 1 m² PV-Modul. Als Ergebnislinie ist die Freisetzung von CO₂ (nach IPCC) in kg CO₂-Äq. dargestellt.

¹⁹⁹ Vgl. De Wild-Scholten, Environmental life cycle analysis of dye sensitized solar devices.

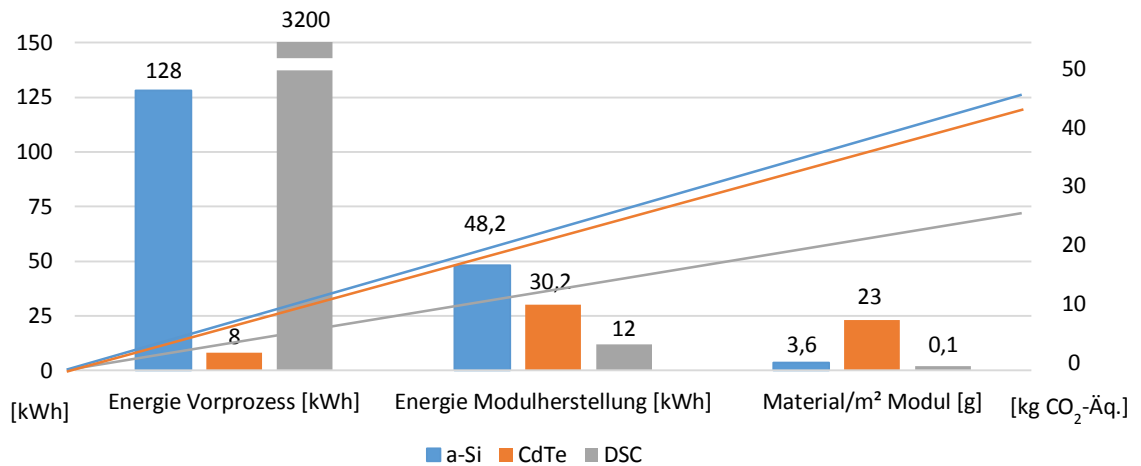


Diagramm 12: Energieaufwand a-Si, CdTe, DSC (Vorprozesse und Modulherstellung) sowie CO₂-Freisetzung

Tabelle 9: CO₂/m² Modul (a-Si, CdTe, DSC) inkl. Anteile Energie, Glas und Halbleiter

	a-Si	CdTe	DSC
CO₂ [kg CO₂-Äq.]/m² Modul	49,41	50,44	29,9
Anteil Energie	75%	44%	21%
Anteil Glas	--	38%	64%
Anteil Halbleitermaterial	0,45%	0,73% (CdTe) 0,03% (CdS)	2,7% (Pt) 0,6% (TiO ₂) 0,8% (Ru) Dye

Wie in Tabelle 9 ersichtlich, ist der Glasanteil am Gesamtergebnis eine entscheidende Berechnungsgröße. Insbesondere bei Dünnschichtzellen ist daher beim Vergleich von Berechnungsergebnissen darauf zu achten, ob es sich bei den ausgewiesenen Datensätzen um Glas/Kunststoff- oder Glas/Glas-Laminat handelt oder ob das Trägermaterial Kunststoff (z.B. Polyethylen) ist. Nur wenn alle Varianten das funktionale Äquivalent erfüllen, ist ein Ergebnisvergleich möglich.

Der in Kapitel 4.3.1 abschließend dargestellte Rohstoffeinsatz relevanter Materialien der Photovoltaikindustrie wird nun bezogen auf die funktionale Einheit von 1 m² PV-Modul angepasst und ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

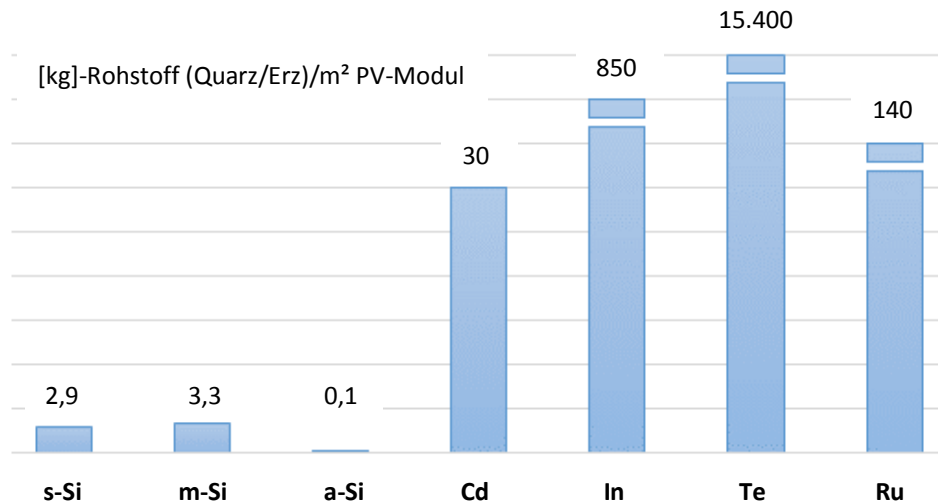


Diagramm 13: Rohstoffeinsatz der untersuchten Materialien bezogen auf 1 m² PV-Modul

Nennleistung und Größe von PV-Modulen bestimmen den Wirkungsgrad einer Photovoltaikanlage. Wird die PV-Modulfläche für eine Leistung von 1 kWh ausgelegt, so wird die Fläche mit zunehmendem Wirkungsgrad kleiner. Da es eine direkte Abhängigkeit zwischen Wirkungsgrad, Modulfläche und die durch die Modulfläche bestimmte Umweltwirkung der Ökobilanz gibt, werden im folgenden Kapitel Photovoltaikanlagen als Gesamtsystem hinsichtlich des Wirkungsgrades von PV-Modulen, aber auch mit Bezug auf weitere Einflussfaktoren, die den Gesamtwirkungsgrad der Photovoltaikanlage beeinflussen, betrachtet.

4.3.5 Photovoltaikanlagen

A) BOS (*Balance-of-system*)

PV-Module stellen die wichtigste Anlagenkomponente einer PV-Anlage dar.

Weitere Komponenten einer PV-Anlagen sind:

- Wechselrichter
Zur Wandlung des von den PV-Modulen erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom, wie er im Gebäude und zur Einspeisung in das Stromnetz notwendig ist, werden Wechselrichter eingesetzt.
- Verteilerkästen und elektrische Installationen (Verkabelung)
- Sicherungen, Erdung, Blitzschutz und Messeinrichtung (Zähler)
- Auf- und Einbaukonstruktionen (Montagekonstruktionen für Dach, Fassade oder Bodenaufstellung)

Diese Anlagenkomponenten werden als *Balance-of-system* (BOS) bezeichnet.

Die Ökobilanz dieser Komponenten zeigt, dass zwischen 50-66% der Umweltwirkungen den Ein- und Aufbaumaterialien wie Stahl, Aluminium und Dichtungen zuzuordnen sind. Die elektrischen Einbauten wie Wechselrichter, Verteiler und Verkabelung haben diesbezüglich keinen dominanten Einfluss.²⁰⁰

Die *ecoinvent*-Datenbank stellt für die BOS-Komponenten folgende LCI-Datensätze zur Verfügung:

- Montagekonstruktion für Schrägdach, integriert bzw. auf Dach montiert
(*slanted roof construction, integrated bzw. mounted, on roof RER*)
- Montagekonstruktion für Flachdach
(*flat roof construction, on roof RER*)
- Montagekonstruktion für Fassade, integriert bzw. vor Fassade montiert
(*facade construction, integrated bzw. mounted, at building RER*)
- Montagekonstruktion für Bodenaufstellung
(*open ground construction, on ground RER*)

- Wechselrichter 500 W, 2.500 W bzw. 500 kW
(*inverter, 500 W / 2.500 W / 500 kW, at plant RER*)

- Elektroinstallationen (*electric installation, photovoltaic plant, at plant CH*)

B) Anlagenwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad bestimmt wesentlich die Ergebnisse der Ökobilanz und damit die Effizienz von Photovoltaikanlagen. Steigende Wirkungsgrade bewirken einen verminderten Material- und Energie-*Input*. Die funktionale Einheit von 1 kWh Anlagenleistung bedeutet, dass bei geringeren Wirkungsgraden die erforderliche Fläche der PV-Module höher ist.

²⁰⁰ Vgl. Sinha/De Wild-Scholten, Life Cycle Assessment of utility-scale CdTe PV Balance of Systems.

In der einschlägigen Literatur werden für die kommerzielle Nutzung folgende Wirkungsgrade angesetzt:

Tabelle 10: Wirkungsgrad PV-Systeme

PV-System	s-Si	m-Si	a-Si	CdTe	DSC
Zellwirkungsgrad kommerzielle Nutzung (von-bis) [%]	19,0 (16,0 - 22,0)	16,0 (14,0 - 18,0)	7,0 (6,0 – 8,0)	12,0 (10,0 - 14,0)	
Modulwirkungsgrad kommerzielle Nutzung (von-bis) [%]	15,0 (12,0 - 18,0)	14,0 (11,0 - 17,0)	7,0 (6,0 – 8,0)	12,0 (10,0 - 14,0)	7,2 ²⁰¹ (9,0)
Erforderliche Fläche [m ² /kW _p]	6,7	7,1	14,3	8,3	13,9 (11,1)
Modulwirkungsgrad [%] / Fläche [m ²] ecoinvent	14,0 / 7,1	13,6 / 7,4	6,5 / 15,5	11,70 / 8,5	--
Max.Zellwirkungsgrad nach NREL ²⁰²	25,0% SunPower	20,4% FhG-ISE	13,4% LG Electronics	21,0% First Solar	11,9% Sharp

Die Bestimmung des Wirkungsgrades wird nach Standardtestverfahren (STC) durchgeführt:

- Temperatur der PV-Zelle: 25°C
- Strahlungsstärke: 1 kW/m²
- Spektrale Lichtverteilung: 1,5

Die Bedingungen entsprechen einem Sonnentag mit 0°C, nachmittags, wenn die Sonne im Winkel von 60° über dem Horizont steht.²⁰³

Exkurs 4 – Wirkungsgradverbesserung

Analog dem Exkurs „Produktionsoptimierung“ in Kapitel 4.3.3 wird an dieser Stelle ein weiteres Beispiel angeführt, wie sich eine geänderte Produktion auf die Ergebnisse der Ökobilanz auswirkt. Die Entwicklung der CdTe-Dünnschichtzelle (mit den *ecoinvent* LCI-Daten der Firma *FirstSolar*, USA) hat in den Jahren 2009-2011 eine Verbesserung des Wirkungsgrades und eine Verringerung der Produktionsenergie

²⁰¹ Derzeit gibt es noch keine kommerzielle Nutzung der Farbstoffzelle. Der Wirkungsgrad von 7,2% wird deshalb herangezogen, weil dieser Wirkungsgrad für eine kommerzielle Nutzung als Mindestanforderung erreicht werden muss, um hinsichtlich der Umweltauflagen mit der CdTe-Dünnschichtzelle konkurrenzfähig zu sein. (Siehe Kapitel 5 – Ergebnisse)

²⁰² Siehe oben S. 3.

²⁰³ Vgl. Roberts/Guariento, Gebäudeintegrierte Photovoltaik, S. 30.

ergeben. Durch die Erhöhung des Wirkungsgrades (von 9,5% auf 11,7%) reduziert sich die Modulfläche um 23%, bezogen auf die gleiche Nennleistung der PV-Module. Die Verringerung der Fläche ist dabei proportional zur Verbesserung der Ökobilanz-ergebnisse. Kleinere Module benötigen auch weniger Material für den dachintegrierten Aluminium-Konstruktionsrahmen.

Die Grundlagen und Ergebnisse bezogen auf eine 3 kWp Anlage mit CdTe-Dünnschicht-Technologie sind Tabelle 11 und Diagramm 14 zu entnehmen.

Tabelle 11: Datengrundlage 2009-2011 (3 kWp Anlage CdTe)

Bezugsjahr	2009	2011
Datengrundlage 3 kWp-Anlage CdTe	Ecoinvent Report; Jungbluth ²⁰⁴	Ecoinvent Report; Jungbluth ²⁰⁵
Modulfläche [m ²]	34,4	26,4
Wirkungsgrad	9,5%	11,7%
CdTe-Anteil [g]	43	23
Energie Modulherstellung [kWh/m ²]	58,1	30,2
Ländermix	DE / US	MY / DE / US
kg CO₂-Äq./kWh²⁰⁶	0,077	0,050

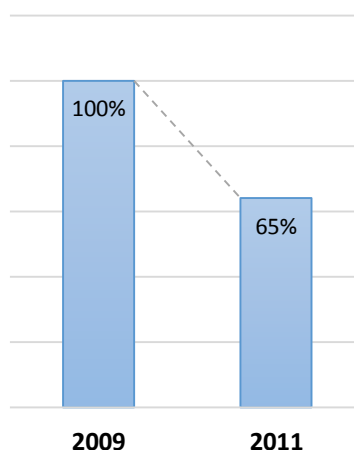


Diagramm 14: Prozentuelle Verbesserung CdTe-Anlage

Angemerkt sei auch, dass im Datensatz von 2011 der länderspezifische Strommix der Herstellerländer Malaysia (65%), Deutschland (22%) und USA (13%) mit dem entsprechenden Produktionsanteil berücksichtigt wird.

²⁰⁴ Jungbluth, u.a., Photovoltaics, S. 71ff.

²⁰⁵ Jungbluth, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, S. 76ff.

²⁰⁶ Berechnung nach IPCC 2007, bezogen auf eine 3 kWp Anlage mit einer Sonneneinstrahlung von 1.000 kWh/kW_p und einer Nutzungsdauer von 20 Jahren.

4.3.6 Performance Ratio (PR)

Die *Performance Ratio* ist eine Kennzahl, die als Bewertung für die Gesamteffizienz einer Photovoltaikanlage heranzuziehen ist. Die *Performance Ratio* ist das Verhältnis zwischen dem theoretisch möglichen Energieertrag, bezogen auf die berechnete nominale Anlagenleistung, zur tatsächlich erzeugten Energie. Die nominale Anlagenleistung ergibt sich dabei aus Standort und Ausrichtung der Photovoltaikanlage in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der PV-Module, ermittelt unter Standardtestbedingungen. Der tatsächlich erzeugte Anlagenenertrag wird über geeichte Messvorrichtungen ermittelt. Die *Performance Ratio* als tatsächlicher System- bzw. Gesamtanlagenwirkungsgrad wird als Qualitäts- und Vergleichswert zu anderen Anlagen angegeben.²⁰⁷

Arbeitet die Anlage verlustfrei, so ist die $PR = 1$ (100%). Es gibt jedoch eine Reihe physikalischer Bedingungen bzw. betriebsbedingter Einflüsse, die als Verlustgrößen die *Performance Ratio* auf Werte von durchschnittlich 0,80-0,90 reduzieren.²⁰⁸

Als Zeitraum zur Bestimmung der *Performance Ratio* wird in der Praxis ein volles Jahr angesetzt.

Folgende Faktoren haben einen Einfluss auf die *Performance Ratio*:

- Wirkungsgrad des Wechselrichters und interne Anlagenverluste
Die Wandlung des Gleichstroms in Wechselstrom durch Wechselrichter erreicht einen Wirkungsgrad >95%. Erforderlich ist, dass Wechselrichter vor allem im Teillastbereich gut funktionieren, um erhöhte Verluste zu vermeiden, wenn die Anlage nicht voll ausgelastet ist. Leitungsverluste treten abhängig vom Material und der Kabeldimensionierung auf und bewirken eine weitere Verminderung des Wirkungsgrades.²⁰⁹
- Tatsächliche jährliche Sonneneinstrahlung
Da die Anzahl der jährlichen Sonnenstunden variiert, ist auch der tatsächlich zu erzielende Stromertrag unterschiedlich. Analog den Heizgradtagen könnte nach Meinung des Autors zum Ausgleich, bezogen auf die mittlere Sonnenstundenzahl pro Jahr, ein Vergleichsmaß in Form sogenannter „Sonnensturentage“ eingeführt werden.

²⁰⁷ Vgl. SMA, Performance Ratio.

²⁰⁸ Vgl. Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, S. 5.

²⁰⁹ Vgl. Mertens, Photovoltaik, S. 184ff.

- Verschattungsgrad der PV-Module
Verschattung führt zum Teil zu wesentlichen Wirkungsgradverlusten. In der Planung ist neben der Dauerverschattung durch z.B. Bäume oder andere Gebäude auf partielle Verschattungszeiten durch die Änderung des Sonnenstandes zu achten.²¹⁰
- Verschmutzungsgrad der PV-Module
Je stärker der Grad der Verschmutzung ist, umso geringer ist die Absorption des Sonnenlichtes. Dies führt zu einer Verringerung der Leistung. Neben der Verschmutzung durch Staub und umweltbedingten Ablagerungen ist auch auf saisonale Verunreinigungen wie Pollen im Frühjahr, Laub im Herbst und Schnee im Winter zu achten.
- Temperatur der PV-Module
Je höher die Modultemperatur, umso geringer wird der Systemwirkungsgrad. Deshalb ist insbesondere bei einem gebäudeintegrierten Einsatz auf eine ausreichende Hinterlüftung zu achten.²¹¹
- Alterungsverhalten von PV-Modulen
Der Wirkungsgrad der PV-Module sinkt im Durchschnitt um rund 1% pro Jahr. Die meisten Hersteller geben daher eine Garantie auf 20 Jahre, mit einem dann erreichten Wirkungsgrad von 80%, bezogen auf den errechneten Anfangswert.²¹²

4.3.7 Nutzungsphase Photovoltaikanlage

Primäres Ziel der Nutzungsphase einer Photovoltaikanlage ist die Generierung von einem möglichst hohen Energieertrag. Um dieses Ziel zu erreichen, sind neben den bereits beschriebenen Voraussetzungen in der Herstellungsphase auch im Betrieb Maßnahmen durchzuführen, um den Anlagenwirkungsgrad nicht zu verschlechtern. Instandhaltung und Reinigung sind die wesentlichen *Inputs* während der Nutzungsphase.

Die Instandhaltung besteht aus geplanten Tätigkeiten wie Wartung, Inspektion sowie Sichtkontrollen und ungeplanten Tätigkeiten, den Instandsetzungen, immer dann, wenn die Anlage defekt ist und repariert werden muss. Am Ende der Nutzungsdauer einzelner Anlagenkomponenten ist der Ersatz vorzunehmen. Für Wartung und

²¹⁰ siehe Kapitel 3, S. 18.

²¹¹ siehe Kapitel 3, S. 18f.

²¹² Vgl. Mertens, Photovoltaik, S. 247.

Instandsetzung ist auf eine gute Zugänglichkeit der Anlagenteile, insbesondere der Elektroanschlüsse und Verteilerkästen zu achten. Der Tausch von PV-Modulen, meist von außen vorzunehmen, ist bereits in der Planungsphase zu berücksichtigen und hat so zu erfolgen, dass Fassade und Dachelemente frei zugänglich sind.²¹³

Um die funktionale und technische Qualität einer Anlage zu erhalten, ist eine „Reparatur“ (Modul B3 der ÖNORM EN 15804) dann gegeben, wenn z.B. ein einzelner Wechselrichter während der angenommenen Nutzungsdauer von 15 Jahren ausgetauscht werden muss, während die generelle Funktionsfähigkeit der Anlage durch Tausch aller Wechselrichter nach 15 Jahren als „Ersatz“ (Modul B4) zu werten ist. Modul B5 „Umbau, Erneuerung“ entfällt bei der Betrachtung von Photovoltaikanlagen.²¹⁴

Die technische Lebensdauer von PV-Modulen ist jene Zeitspanne von der Produktion bis zu dem Zeitpunkt, an welchem die PV-Module aufhören, Strom zu produzieren. Die technische Lebensdauer wird dabei vom Alterungsverhalten insbesondere von Kunststoffen und Gummi beeinflusst. Für c-Si-Module ist mit einer technischen Lebensdauer von 30-35 Jahren zu rechnen. Dünnschichtzellen haben nach Einschätzung der einschlägigen Literatur jedoch eine kürzere Lebensdauer.²¹⁵

Die technische Lebensdauer ist von der Nutzungsdauer zu unterscheiden. Diese ist jener Zeitraum einer Anlage oder ihrer Komponenten, in der die technische und funktionale Anforderung erfüllt wird.²¹⁶

Hinsichtlich der Nutzungsdauer von PV-Modulen und Wechselrichter wird in der vorliegenden Arbeit seitens des Autors folgende Festlegung getroffen:

- Nutzungsdauer c-Si-Module: 30 Jahre
- Nutzungsdauer Dünnschichtzellen: 20 Jahre
- Nutzungsdauer Wechselrichter: 15 Jahre.

Zur Erfüllung und Aufrechterhaltung der Anlagenfunktion ist ein Wechselrichtertausch bezogen auf die Nutzungsdauer der PV-Module in der Berechnung der Ökobilanz zu berücksichtigen.

Der Einfluss von verschmutzten PV-Module sowie die Verschattung durch z.B. Laub wirkt sich, wie schon beschrieben, negativ auf den Wirkungsgrad und damit auf die *Performance Ratio* der Photovoltaikanlage aus. Deshalb ist die Reinigung, geplant

²¹³ Zur Definition der Begriffe „Instandhaltung“, „Wartung“, „Inspektion“ und „Instandsetzung“ siehe ÖNORM EN 13306 Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung.

²¹⁴ Vgl. ÖNORM EN 15804, Pkt. 6.3.4.4.2

²¹⁵ Vgl. Sander, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte, S. 29f.

²¹⁶ Vgl. ÖNORM EN 15978, Pkt. 3.33 (Nutzungsdauer).

oder anlassbezogen, eine wichtige Maßnahme zum Erhalt eines hohen Wirkungsgrades. Die oft angeführte Selbstreinigungskraft von PV-Modulen durch Regen ist einerseits richtig, andererseits tragen aber Regen und Wind neue Schmutzpartikel auf die PV-Module auf. Ruß, Kalkablagerungen, Flechten und Algen sowie Insekten lassen sich durch Regen nicht einfach entfernen. Reinigungsverfahren mit Druckluft oder aggressive Reinigungsmittel sind nicht zu empfehlen, da die Moduloberfläche zerstört werden kann. In der Praxis bewährt sind Reinigungsvorgänge mit aufbereitetem Wasser auf Basis von Umkehrosmose- oder Ionenaustauschverfahren.²¹⁷ Der Wasserverbrauch für Reinigungstätigkeiten ist in der Berechnung der Ökobilanz als *Input* zu berücksichtigen.

Das Energiemonitoring ist eine wichtige Aufgabe während der Nutzungsphase, um die Anlagenleistung konkret bestimmen zu können. Dem in der Ökobilanz berechneten *Input* an Energie zur Herstellung lässt sich die jährlich gewonnene Energie der Photovoltaikanlage gegenüberstellen. Der gesamte Energie-*Input* dividiert durch den jährlichen Energie-*Output* berechnet die sogenannte *Energy Payback Time* (EPBT), eine Kennzahl, welche die Energierücklaufzeit beschreibt.

Die Messung des erzeugten Stroms hat als weitere Aufgabe, die Anlagenleistung auf einen Leistungsabfall durch z.B. defekte PV-Zellen oder Verschmutzung zu kontrollieren. Einer Studie zufolge arbeitet in Deutschland jede achte Photovoltaikanlage unrentabel. Sichtkontrollen und Monitoringlösungen bieten Abhilfe, den Leistungsabfall zu erkennen und Gegenmaßnahmen zu setzen.²¹⁸

4.3.8 Entsorgungsphase Photovoltaikanlage

Die Entsorgung von Photovoltaikanlagen ist Teil des Maßnahmenpaketes zur Erhöhung der Ressourceneffizienz. Für Produktion und Herstellung wurde in der vorliegenden Arbeit auf die Minimierung des Materialbedarfs im Produkt und auf die Maximierung der Fertigungs-Prozessausbeute verwiesen. Nach Ablauf der Nutzungsdauer von Photovoltaikanlagen und hier insbesondere der PV-Module ist beim Recycling auf die Maximierung der dem Recycling zugeführten Materialien und die Maximierung der Recycling-Prozessausbeute zu achten.²¹⁹

²¹⁷ Vgl. Orben, Solar- und PV-Anlagen. Dreck drückt Leistung, S. 38f.

²¹⁸ Vgl. Hoffmann, PV-Anlagen. Jede achte unprofitabel, S. 36f.

²¹⁹ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 47.

Aktuell umfasst der Recyclingumfang hauptsächlich die bei Transport oder Montage zu Bruch gehenden PV-Module sowie spontanen Glasbruch, seltener Zerstörung durch Unwetter oder Vandalismus. Aber bereits 2020 wird mit einem Recycling von 130.000 Tonnen Altmodulen gerechnet. Daher wird aktuell die Recyclinginfrastruktur aufgebaut.²²⁰ Unterstützt wird dieser Prozess seit 2007 von „PV-Cycle“, einem freiwilligen Rücknahme- und Recycling-Programm der Photovoltaikindustrie für Altmodule. Ergebnis dieser Entwicklung sollen geschlossene Stoffströme innerhalb der Photovoltaik-Wertschöpfungskette sein.²²¹

Behandlungsverfahren für PV-Module:

- Chemische Trennung

Der Modulverbund aus Silizium, Glas, EVA und Rückseitenfolie wird unter Einsatz von Säuren und Lösungsmitteln gelöst. Problematisch bei diesem Verfahren ist die Entsorgung der Chemikalien.

Die Firma *FirstSolar* erprobt als Pilotprojekt ein chemisches Separationsverfahren von CdTe-Modulen, welches aus folgenden Prozessschritten besteht:

- Zerkleinerung und chemische Aufschließung der PV-Module
- Abtrennung der Kunststoffe
- Die CdTe-Halbleiter und der metallische Rückkontakt werden im Schwefelsäurebad mit einer Rückgewinnungsquote von 95% gelöst und neutralisiert.
- Anschließende Weiterverarbeitung des entstehenden Schlammes in der Metallverhüttung.
- Glasbruch wird mit einer Quote von 90% zurückgewonnen.
- Aufgrund der derzeit anfallenden geringen Abfallmengen ist jedoch kein ökonomisch sinnvoller Betrieb der Anlage möglich.²²²

- Thermische Trennung

Bei diesem Verfahren werden die PV-Module erhitzt, wobei die organischen Materialien oxidieren und anorganische Bestandteile (wie Glas oder Wafer) sowie die Asche der Kunststoffe übrig bleiben. Technisch kann die thermische Trennung z.B. über die Wirbelschichtfeuerung durchgeführt werden. Dabei sind in einem Pilotprojekt der *BP Solar* 80% der Wafer und 100% vom Glas

²²⁰ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 108.

²²¹ Onlineinformationen unter: germany.pvcycle.org

²²² Vgl. Sander, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte, S. 55ff.

zurückgewonnen worden. Das Problem bei diesem Verfahren ist jedoch das hohe Aufkommen an Staub.²²³

- Mechanische Trennung

Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass keine Chemikalien verwendet werden. Der Prozess für das Recycling von Dünnschichtzellen durchläuft dabei folgende Schritte:

- Demontage
- Trennung der Dünnschicht vom Träger durch Pressluft/Düsenstrahl
- Trennung Sandstaub von der Restmasse (Nassverfahren)
- Trennung der Dünnschichtstücke von der Restmasse²²⁴

Im Recyclingprozess werden die beschriebenen Verfahren meist kombiniert. Es erfolgt die thermische Trennung von Silizium, Glas und Kunststoff und anschließend die chemische Aufbereitung des PV-Zellenbruchs zur Reinigung und Erzeugung von neuen Wafern.²²⁵

Für amorphe Silizium PV-Module gibt es derzeit noch keine geeignete Recyclingstrategie, es ist jedoch Glasrecycling möglich.²²⁶ Ebenfalls keinen Recyclingansatz gibt es für Farbstoffzellen. Recycling von Platingruppenmetallen wird überwiegend für Platin durchgeführt und ist vor allem als Rückgewinnungsprozess für Abgaskatalysatoren in der Literatur beschrieben.²²⁷

Glas- und Kunststoffrecycling

Die Trennung von EVA und Silizium vom Glas ist aufwändig. Ist der verbleibende Anteil dieser Stoffe zu hoch, können die Recyclinganforderungen nicht erfüllt werden und es findet ein Downcycling zu Glaswolle, Faser- oder Behälterglas statt. Downcycling ist jedoch immer mit einem nicht erwünschten Preisverfall der zurückgewonnenen Stoffe verbunden.²²⁸ Ebenso ist der Verbund aus Glas, EVA und Rückseitenfolie (Tedlar) problematisch, da sich daraus keine reinen Kunststoffsorten mehr gewinnen lassen. Eine Substitution der Tedlar-Folien ist derzeit nicht in Sicht.²²⁹

²²³ Vgl. Sander, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte, S. 57ff.

²²⁴ Vgl. Sander, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte, S. 64.

²²⁵ Vgl. Sander, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte, S. 65.

²²⁶ Vgl. Sander, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte, S. 67.

²²⁷ Vgl. Wuppertal Institut, Metallische Rohstoffe, weltweite Wiedergewinnung von PGM und Materialien für Infrastrukturen.

²²⁸ Vgl. Behrendt, u.a., Ressourceneffiziente Photovoltaik, S. 85.

²²⁹ Vgl. Sander, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte, S. 21.

4.3.9 Übersicht relevanter Sachbilanzdaten und Kenngrößen

Nachdem der Lebenszyklus ausgewählter Photovoltaik-Systeme dargestellt und damit verbunden die Sachbilanz erstellt ist, werden abschließend in Tabelle 12 die wichtigsten Daten und Kenngrößen zusammengefasst.

Tabelle 12: Übersicht Sachbilanzdaten und Kenngrößen²³⁰

Relevante Materialien	Si		In	Cd	Te	Ru	Pt	
Rohstoff	Quarz		Blei-Zink-Erze		Kupfer- erze	Platinerze		
Rohstoffeinsatz to-Erz/kg Material	0,0025		243	7.500	2.230	1.400	290	
PV-System	s-Si	m-Si	a-Si		CdTe		DSC	
Rohstoffeinsatz kg-Erz/m ² PV-Modul	2,9	3,3	0,1	850	30	15.400	140	14,5
Technologie	Kristalline Solarzellen		Dünnschichtzellen					
Energiewandlung	photoelektrisch					photochemisch		
Marktanteil	35%	55%	2%		4%		--	
Modulwirkungsgrad (durchschnittlich)	15,0%	14,0%	7,0%		12,0%		7,2%	
Wirkungsgrad (max. nach NREL)	25,0%	20,4%	13,4%		21,0%		11,9%	
Modulfläche 1kW _p [m ²]	6,7	7,1	14,3		8,3		13,9	
Gesamtenergie- aufwand [kWh/m ²] PV-Modul	234	190	48		31		12	
Länderspezifischer Energimix	Basis: ecoinvent Var.1: %-Anteil Herstellerländer Var.2: China		USA		Malaysia, USA, Deutschland		UCTE	
Eignung GIPV	> Wirkungsgrad, keine flexiblen Maße, teuer		Flexible Abmessungen und Formgebung möglich, günstiger als c-Si			Flexibel in Größe, Form und Farbe, < Wirkungsgrad		
Marktpreis (aktuell) in USD/kg	20 (Polysilicon)		660	2	130	2.050	44.800	
Toxizität	ungiftig		gering	giftig	giftig	ungiftig		
				CdTe: ungiftig				
Nutzungsdauer	30	30	20		20		20	
Performance Ratio	0,80-0,90							
Recyclingkonzept	Maltha Recycling Prozess; Trennverfahren Deutsche Solar		keines		Separationsver- fahren (FirstSolar)		keines	

²³⁰ Die Sachbilanzdaten und Kenngrößen der Übersicht sind Ergebnisse und Festlegungen des Kapitels 4.3 „Lebenszyklus und Sachbilanzdaten von Photovoltaikanlagen“.

5. ERGEBNISSE

Nach der Darstellung von Lebenszyklus und Sachbilanz ausgewählter Photovoltaik-Technologien wird in diesem Kapitel deren Umweltwirkung berechnet. Das Ergebnis wird für folgende Wirkungskategorien ermittelt:

- Treibhauseffekt (GWP)
- Versauerungspotential (AP)
- Eutrophierung (EP)
- Ozonbildung (POCP)
- Ozonschichtabbau (ODP)

Die Ergebnisdarstellung erfolgt in vier Schritten:

- Wirkungsabschätzung von PV-Modulen mit einer Leistung von 1 kWh (Kapitel 5.1)
- Wirkungsabschätzung von PV-Anlagen in Abhängigkeit ihrer Ausführung (Kapitel 5.2)
- Systemeffizienz von PV-Anlagen unter Berücksichtigung der Nutzungsdauer (Kapitel 5.3)
- Systemeffizienz von PV-Anlagen bezogen auf eine Gebäudenutzungsdauer von 50 Jahren (Kapitel 5.4)

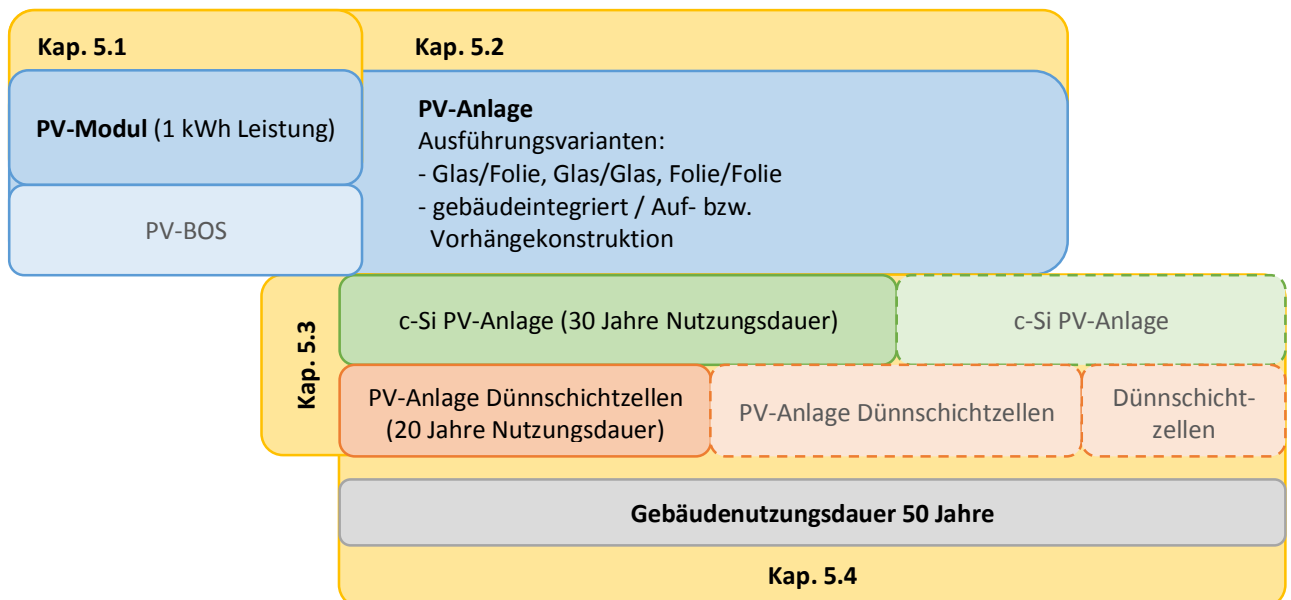


Abbildung 22: Übersicht Ergebnisdarstellung

5.1 Wirkungsabschätzung PV-Module (1 kWh Leistung)

Basis der Berechnung sind die *ecoinvent* LCI-Datensätze für folgende PV-Module:

- s-Si (Glas/Folien-Laminat ohne Rahmen)
- m-Si (Glas/Folien-Laminat ohne Rahmen)
- a-Si (Folien/Folien-Laminat ohne Rahmen)
- CdTe (Glas/Glas-Laminat ohne Rahmen)
- DSC (Glas/Glas-Laminat ohne Rahmen), wie in Tabelle 8 aufgelistet (eigener Datensatz), mit einem Wirkungsgrad von 7,2% bzw. 9%.

Die Moduldatensätze werden mit der Modulfläche (abhängig vom Wirkungsgrad), wie in Tabelle 10 beschrieben, multipliziert, um auf eine einheitliche und dadurch vergleichbare Bezugsgröße von 1 kWh Leistung zu gelangen.

Auf der bestehenden Datengrundlage aufbauend wird eine Variantenberechnung für folgende PV-Module simuliert:

- a-Si (Glas/Glas-Laminat ohne Rahmen)
- CdTe (Glas/Folien-Laminat ohne Rahmen)
- DSC (Glas/Folien-Laminat ohne Rahmen)

Wirkungsmethode: CLM 2001

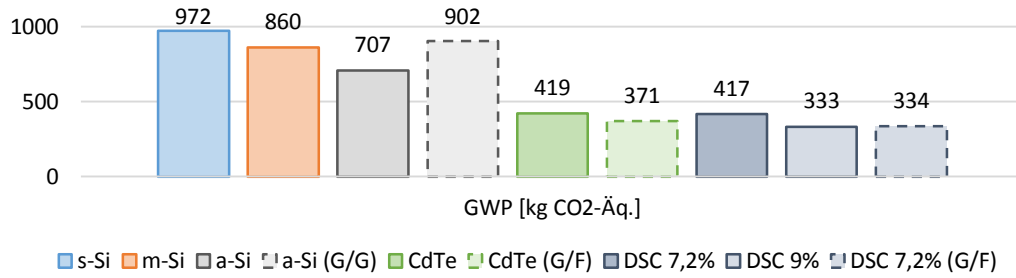


Diagramm 15: Treibhauseffekt GWP in [kg CO₂-Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung

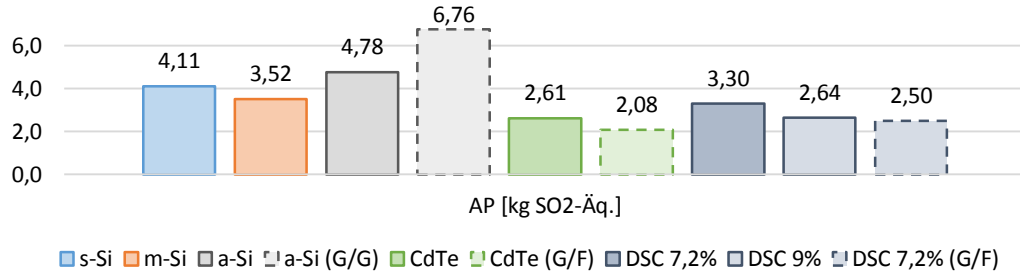


Diagramm 16: Versauerung AP in [kg SO₂-Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung

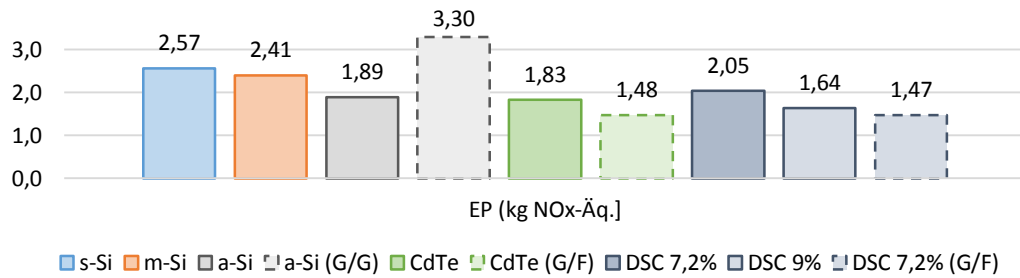


Diagramm 17: Eutrophierung EP in [kg NO_x-Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung

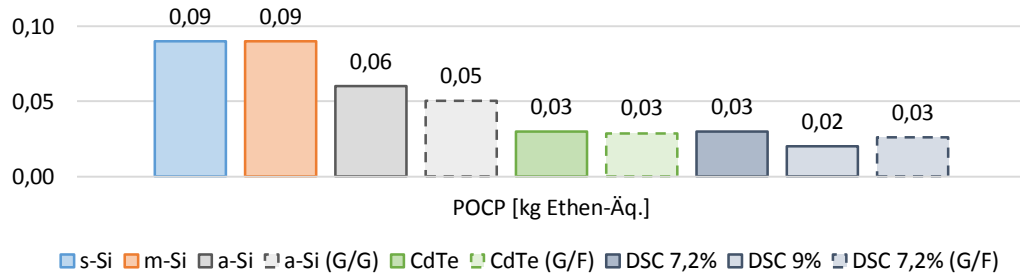


Diagramm 18: Ozonbildung POCP in [kg Ethen-Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung

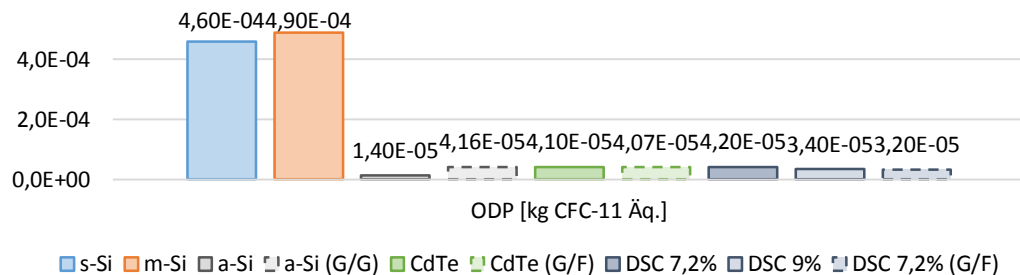


Diagramm 19: Ozonschichtabbau ODP in [kg CFC-11-Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung

Tabelle 13: Produktanteile [%] am GWP (s-Si und m-Si)

GWP	s-Si	m-Si
PV-Zelle	78,0%	73,9%
Glas	7,6%	9,1%
EVA	1,9%	2,2%
Tedlar	1,7%	2,1%
Rest	10,8%	12,7%

Tabelle 14: Produktanteile [%] am GWP (Dünnschichtzellen)

GWP	a-Si	CdTe	DSC
Strom Modulherstellung	75,3%	42,7%	21,3%
Glas	0,0%	34,0%	57,2%
Folien	10,0%	2,6%	3,4%
Halbleitermaterial	0,5%	0,7%	2,6%
Farbstoff (DSC)	0,0%	0,0%	0,8%
Rest	14,2%	20,0%	14,7%

Die Herstellung kristalliner PV-Zellen hat den größten Anteil an der Umweltwirkung bezogen auf alle Wirkungskategorien. Dadurch ist die Umweltbelastung kristalliner PV-Module höher als jene von Dünnschichtzellen.

Innerhalb der Gruppe der Dünnschichtzellen sind der Energieeinsatz bei der Modulherstellung sowie der Glasanteil ein entscheidender Faktor bei der Ermittlung der Umweltbelastungswerte. Da die a-Si-Dünnschichtzelle den höchsten Energieeinsatz bei der Modulfertigung hat, ergibt sich für diese Technologie eine höhere Umweltbelastung. Bezogen auf den Treibhauseffekt (GWP) zeigt sich, dass die Farbstoffzelle zumindest einen Wirkungsgrad von 7,2% erreichen muss, um mit der CdTe-Dünnschichtzelle eine gleiche Umweltwirkung zu erreichen. Für Dünnschichtzellen gilt, dass die Vorprozesse der Herstellung sowie der Einsatz der Halbleitermaterialien einen geringen Einfluss auf das Ergebnis haben.

Die Betrachtung der Varianten macht deutlich, dass der Einsatz von Glas/Folien-, Glas/Glas- oder Folien/Folien-Laminaten wesentliche Auswirkungen auf das Berechnungsergebnis hat.

5.2 Wirkungsabschätzung von PV-Anlagen in Abhängigkeit ihrer Ausführung

Die unterschiedliche Ausführung von PV-Anlagen bringt eine gewisse Ergebnisbandbreite mit sich. So sind der Einsatz von Glas oder Folie als Trägermaterial sowie die Einbausituation mit Montagekonstruktion und Modulrahmen von integrierten Lösungen zu unterscheiden.

Die folgende Berechnung bezieht sich auf eine 3 kWh Anlage (inkl. der BOS-Komponenten Wechselrichter, Einbauelemente im Schrägdach und elektrische Installation). Die prozentuelle Verteilung der Umweltbelastung zwischen den einzelnen Komponenten bezogen auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt (GWP) einer s-Si-Anlage ist Tabelle 15 zu entnehmen:

Tabelle 15: Umweltwirkung GWP [%] PV-Komponenten

PV-Anlagenkomponente	Anteil
PV-Modul	71%
Montagekonstruktion (Einbau Schrägdach)	17%
Wechselrichter (2x bezogen auf die Nutzungsdauer von 30 Jahren)	8,5%
Elektrische Installationen	3,5%

Diagramm 20 zeigt die Bandbreite der Berechnungsergebnisse bezogen auf die Wirkungskategorie „Treibhauseffekt (GWP)“.

Referenzanlage ist eine 3 kWh s-Si-Anlage – Glas/Folien-Laminat ohne Rahmen (Faktor 100%).

Der Ausgangswert bezieht sich für alle PV-Systeme auf ein Glas/Folien-Laminat. Eine Änderung auf Glas/Glas zeigt, dass die Ausführung der Modulrückseite in Glas verglichen mit der Verwendung von Kunststoff eine höhere Umweltbelastung ergibt. Sofern c-Si-Anlagen nicht gebäudeintegriert eingesetzt werden, ist die Auf- bzw. Vorhängekonstruktion für Dach und Fassade ebenfalls als Ökobilanzwert zu berücksichtigen. Für Dünnschichtzellen wird ein ausschließlich gebäudeintegrateder Einsatz angenommen.

Die Bandbreite des Ergebnisses für Farbstoffzellen ergibt sich durch eine Wirkungsgradannahme zwischen 7,2-9%.

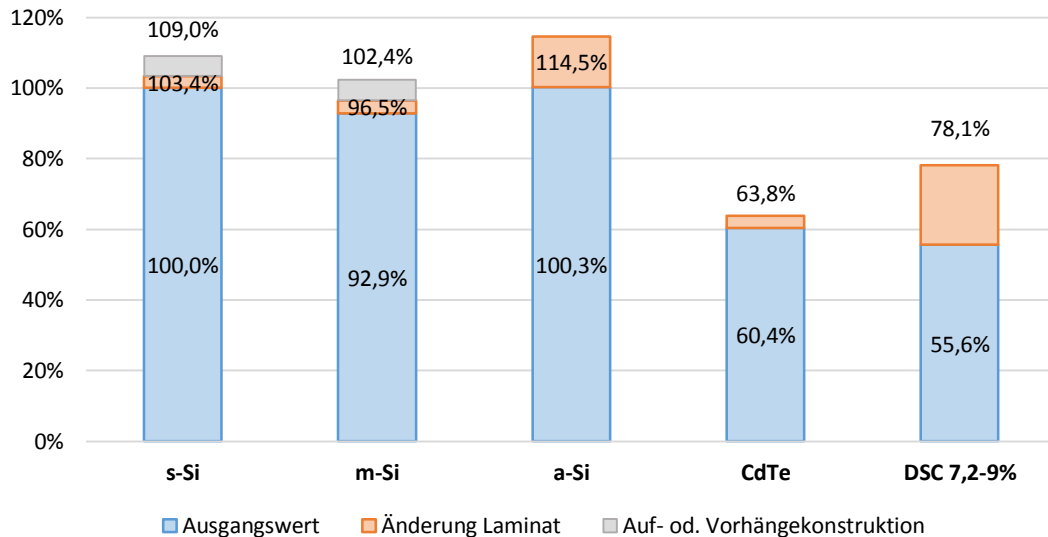


Diagramm 20: Ergebnis bezogen auf die PV-Ausführung

5.3 Systemeffizienz einer 3 kW_p PV-Anlage bezogen auf die Nutzungsdauer

In diesem Kapitel wird die Berechnung einer standardisierten 3 kW_p Referenzanlage (Faktor 100) nach CML 2001 bezogen auf die Nutzungsdauer durchgeführt.

- Einbauwinkel 30°, Südausrichtung (optimale Neigung und Lage)
- Sonneneinstrahlung: 1.000 kWh/kW_p
- Nutzungsdauer:
 - 30 Jahre (für s-Si und m-Si PV-Module)
 - 20 Jahre (für a-Si, CdTe und DSC PV-Module)

Ermittelt wird die Umweltbelastung der Herstellungs- und Nutzungsphase bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie über die gesamte Nutzungsdauer.²³¹

²³¹ Für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren ergibt dies eine Stromerzeugung von 60.000 kWh; bezogen auf 30 Jahre sind dies 90.000 kWh. Das Ergebnis wird ermittelt, indem die in openLCA berechneten Ergebnisse der Sachbilanz durch den Wert der Stromerzeugung dividiert werden.

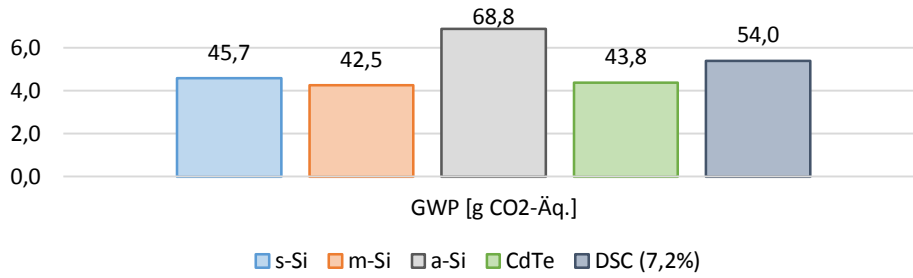


Diagramm 21: Treibhauseffekt GWP in [g CO₂-Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie

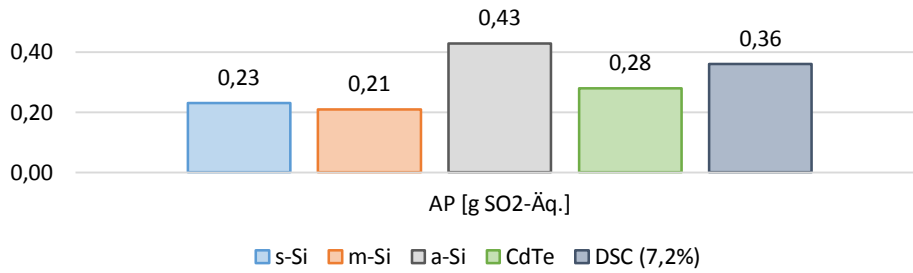


Diagramm 22: Versauerung AP in [g SO₂-Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie

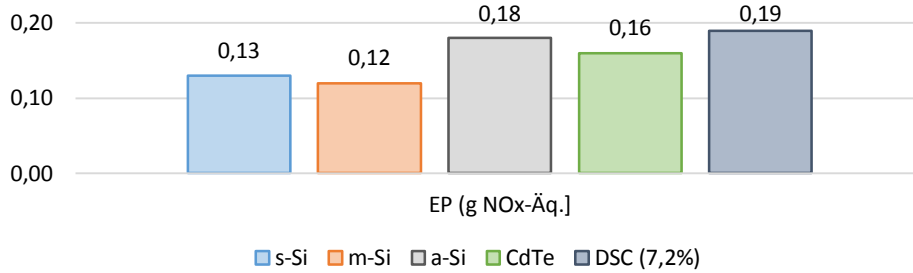


Diagramm 23: Eutrophierung EP in [kg NO_x-Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie

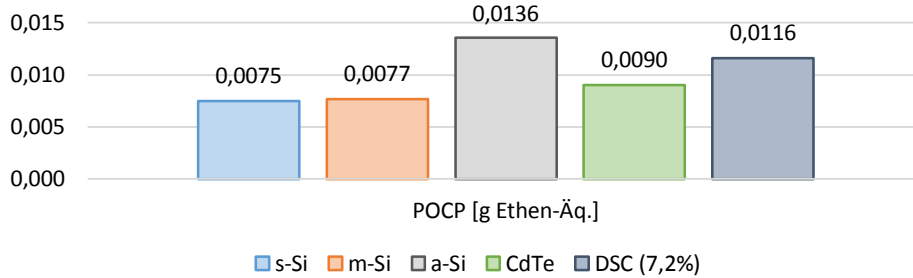


Diagramm 24: Ozonbildung POCP in [g Ethen-Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie

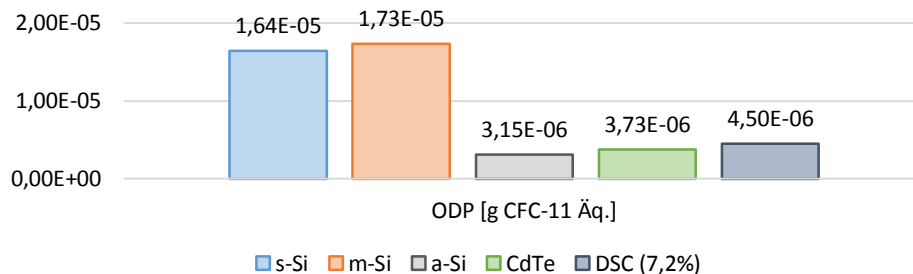


Diagramm 25: Ozonschichtabbau ODP in [g CFC-11-Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie

Tabelle 16: Ergebnis Systemeffizienz 3 kW_p PV-Anlage bezogen auf die Nutzungsdauer

Faktor 100	s-Si	m-Si	a-Si	CdTe	DSC (7,2%)
Nutzungsdauer²³²	30 Jahre		20 Jahre		
GWP [g CO₂-Äq.]	45,7	42,5	68,8	43,8	54,0
AP [g SO₂-Äq.]	0,23	0,21	0,43	0,28	0,36
EP [g NO_x-Äq.]	0,13	0,12	0,18	0,16	0,19
POCP [g Ethen-Äq.]	0,0075	0,0077	0,0136	0,0090	0,0116
ODP [g CFC-11-Äq.]	1,64E-05	1,73E-05	3,15E-06	3,73E-06	4,50E-06

Da sich die Werte der Tabelle 16 auf den Wirkungsgrad unter Testbedingungen beziehen, sind in Abhängigkeit von Aufstellungsort, Orientierung, Neigung, Produktionsort und *Performance Ratio* die Korrekturfaktoren der Tabelle 17 für eine standortbezogene Berechnung zu verwenden. Der Referenzfaktor 100 ist dabei mit den angegebenen Korrekturfaktoren zu multiplizieren.

(Ein Korrekturfaktor < 1,0 verringert die Umweltbelastung, während ein Faktor > 1,0 die Belastung erhöht.)

Tabelle 17: Korrekturfaktoren bezogen auf das Ergebnis der Tabelle 16

Korrekturfaktoren	s-Si	m-Si	a-Si	CdTe	DSC (7,2%)
Aufstellungsort²³³ Wien, Innsbruck St. Pölten Linz Salzburg, Bregenz Eisenstadt, Klagenfurt Graz			0,78 0,83 0,81 0,76 0,75 0,76		
Orientierung Süd Südost/Südwest Ost/West Nord			1,00 1,05 1,18 1,62		
Neigung 30° 0°/60° 90° (Fassade)			1,00 1,18 1,43		
Glas/Folien-Laminat				0,95 0,90 0,89 1,00 1,02	0,85 0,89 0,85 0,90 0,90

²³² Festlegung der Nutzungsdauer: siehe S. 79.

²³³ Die Basiswerte zur Berechnung der Sonneneinstrahlung [kWh/m²a] für Österreich sind dem PV-Rechner der Österreichischen Energieagentur entnommen. Download unter: http://www.klimaaktiv.at/tools/erneuerbare/pv_rechner.html.

Korrekturfaktoren		s-Si	m-Si	a-Si	CdTe	DSC (7,2%)
Glas/Glas-Laminat	GWP	1,03	1,04	1,14	--	--
	AP	1,07	1,08	1,23		
	EP	1,10	1,11	1,39		
	POCP	1,00	1,00	0,96		
	ODP	1,01	1,01	1,44		
Vor- und Aufbau-konstruktion	GWP	1,09	1,09	--	--	--
	AP	1,08	1,10			
	EP	1,07	1,07			
	POCP	1,18	1,18			
	ODP	1,01	1,01			
Performance Ratio		1,18				
Länderspez. Energiemix (Tabelle 6)	GWP	1,77	1,52	1,0	1,0	1,0
	AP	3,16	2,60			
	EP	2,21	1,87			
	POCP	1,34	1,20			
	ODP	0,92	0,91			
Energiemix China	GWP	2,15	1,87	1,0	1,0	1,0
	AP	4,16	3,51			
	EP	2,80	2,39			
	POCP	1,49	1,32			
	ODP	0,90	0,89			

5.4 Systemeffizienz von 3 kW_p PV-Anlage – 50 Jahre Gebäudenutzung

Abschließend werden in diesem Kapitel die Ergebnisse für eine 3 kW_p PV-Anlage bezogen auf eine Gebäudenutzungsdauer von 50 Jahren dargestellt. Dabei wird die Stromerzeugung über einen Betrachtungszeitraum von 50 Jahren mit Photovoltaik angenommen. Bezogen auf die Nutzungsdauer der PV-Module (30 Jahre c-Si-Technologie, 20 Jahre Dünnschichtzellen) und der Wechselrichter (15 Jahre) bedeutet dies, dass im angegebenen Zeitraum die PV-Module 1- bis 2-mal und die Wechselrichter 2-mal getauscht und damit berechnet werden müssen. Analog der Berechnung in Kapitel 5.3 wird die Umweltwirkung der Herstellungs- und Nutzungsphase bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie über die gesamte Gebäudenutzungsdauer ermittelt.²³⁴

Wirkungsmethode: CML 2001

- Einbauwinkel 30°, Südausrichtung (optimale Neigung und Lage)
- Sonneneinstrahlung: 1.000 kWh/kW_p

²³⁴ Für eine Nutzungsdauer von 50 Jahren ergibt dies eine Stromerzeugung von 150.000 kWh. Das Ergebnis wird ermittelt, indem die in openLCA berechneten Ergebnisse der Sachbilanz durch den Wert der Stromerzeugung dividiert werden.

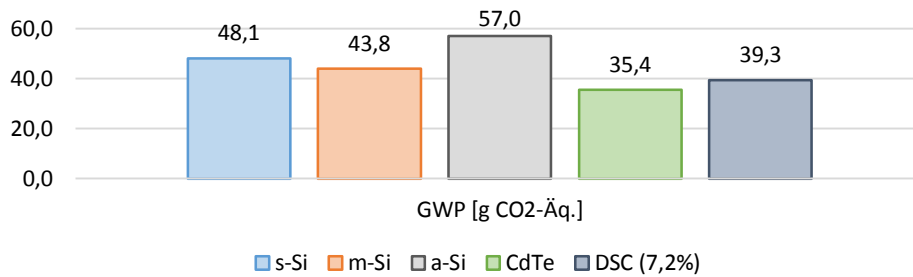


Diagramm 26: Treibhauseffekt GWP in [g CO₂-Äq.] bezogen auf 50 Jahre Lebensdauer

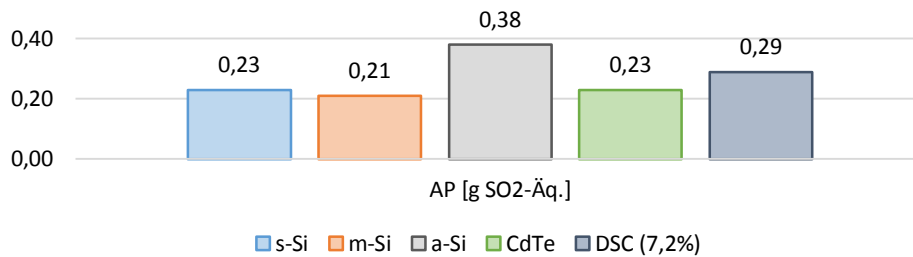


Diagramm 27: Versauerung AP in [g SO₂-Äq.] bezogen auf 50 Jahre Lebensdauer

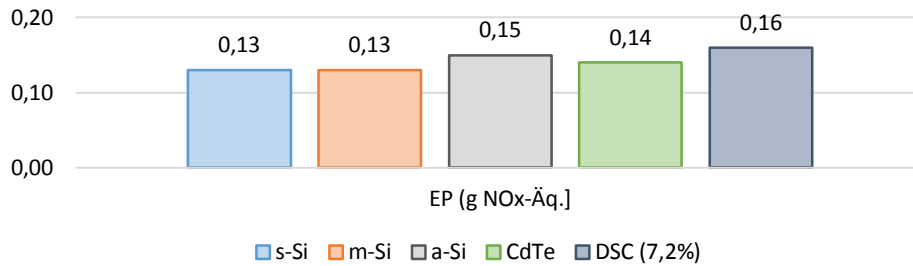


Diagramm 28: Eutrophierung EP in [g NO_x-Äq.] bezogen auf 50 Jahre Lebensdauer

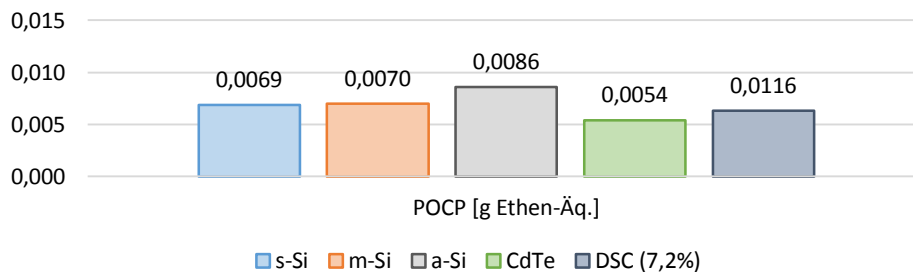


Diagramm 29: Ozonbildung POCP in [g Ethen-Äq.] bezogen auf 50 Jahre Lebensdauer

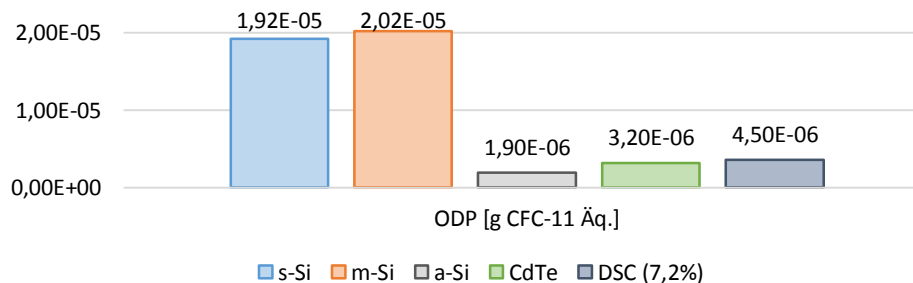


Diagramm 30: Ozonschichtabbau ODP in [g CFC-11-Äq.] bezogen auf 50 Jahre Lebensdauer

Tabelle 18: Ergebnis Systemeffizienz 3 kW_p PV-Anlage 50 Jahre Gebäudenutzung

Faktor 100	s-Si	m-Si	a-Si	CdTe	DSC (7,2%)
Gebäudenutzung	<i>50 Jahre</i>				
GWP [g CO₂-Äq.]	48,1	43,8	57,0	35,4	39,3
AP [g SO₂-Äq.]	0,23	0,21	0,38	0,23	0,29
EP (g NO_x-Äq.)	0,13	0,13	0,15	0,14	0,16
POCP [g Ethen-Äq.]	0,0069	0,0070	0,0086	0,0054	0,0063
ODP [g CFC-11-Äq.]	1,92E-05	2,02E-05	1,90E-06	3,20E-06	3,60E-06

Für eine angenommene Gebäudenutzungsdauer von 50 Jahren bedeutet der einmalige Tausch der kristallinen PV-Module im Vergleich zum zweimaligen Tausch der Dünnschichtzellen, dass sich die Systemeffizienz gegenüber der Berechnung in Kapitel 5.3 (Systemeffizienz bezogen auf die Nutzungsdauer, GWP) für die c-Si-Module um 3-5% verschlechtert, während sich die Systemeffizienz der Dünnschichtzellen zwischen 17% (a-Si) und 27% (DSC) verbessert.

Die Ergebnisse der Systemeffizienz für die betrachteten Photovoltaik-Technologien in den Kapiteln 5.3 und 5.4 zeigen, dass es auf Basis der *ecoinvent*-Daten keinen wesentlichen Vorteil einer Technologie gibt. Eine Ausnahme ist das Ozonschichtabbaupotential, bei welchem die Dünnschichtzellen bessere Werte erzielen.

Amorphe Siliziumdünnschichtzellen schneiden tendenziell am schlechtesten ab, bedingt durch den geringen Wirkungsgrad und der damit verbundenen größeren Modulfläche. Wird vorausgesetzt, dass die Ausführung von a-Si-Dünnschichtzellen als Glas/Glas-Laminat erfolgt, sind die Ergebnisse entsprechend der Berechnung in Kapitel 5.1 nach oben zu korrigieren.

Bei einem angenommenen Wirkungsgrad knapp oberhalb der a-Si-Dünnschichtzellen sind die Berechnungsergebnisse der Farbstoffzelle deutlich besser. Damit verbunden ist auch das Potential, dass diese Technologie hinsichtlich der Umweltwirkung bessere Ergebnisse erzielen kann, nämlich dann, wenn sich der Wirkungsgrad dem Wert der CdTe-Dünnschichtzelle annähert.

6. ZUSAMMENFASSUNG

Photovoltaik erreicht ihr Ziel der Stromerzeugung durch den Einsatz unterschiedlicher Technologien. Die Substitution von Fassaden- und Dachelementen durch gebäudeintegrierte Photovoltaiklösungen erfordert eine differenzierte Sicht im Vergleich zur „klassischen“ Photovoltaik. Das funktionale Äquivalent gebäudeintegrierter Photovoltaik, die quantifizierbare funktionale Anforderung, ist durch Qualitätsaspekte zu ergänzen, wie z.B. ästhetische Kriterien im Gebäudeentwurf oder die Ausführung spezieller Farben, Formen und Strukturen. Planung und Umsetzung sind dabei immer unter dem Aspekt des Lebenszyklus von Produkten sowohl ökologisch (LCA) als auch ökonomisch (LCC) durchzuführen. Gebäudeintegrierte Photovoltaik hat aus Sicht des Autors das Potential volkswirtschaftlich an Bedeutung zu gewinnen, wenn es gelingt, die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten durch die Bereitstellung wirtschaftlich konkurrenzfähiger Produkte umzusetzen. Das theoretische und technische Potential dafür ist jedenfalls ausreichend gegeben.

Hinsichtlich der ökologischen Wirkung gebäudeintegrierter Produktlösungen hat die vorliegende Arbeit gezeigt, dass die Ökobilanz eine Methode ist, unterschiedliche Photovoltaik-Technologien auf ihre Umweltbelastung hin zu analysieren und über Wirkungskategorien das Potential der Klimaerwärmung, Versauerung und Überdüngung, aber auch das Ozonbildungs- und Ozonabbaupotential zu berechnen. Die Analyse der Sachbilanz zeigt dabei, dass insbesondere der Rohstoff-, Material- und Energieeinsatz bei der Herstellung von Photovoltaik-Zellen die wesentliche Einflussgröße bei der Ergebnisermittlung ist. Basierend auf den durchgeführten Sensitivitätsanalysen kann abgeleitet werden, dass kristalline Photovoltaik-Technologien einen geringen Rohstoffeinsatz erfordern, jedoch Herstellung und Verarbeitung energieintensive Prozesse sind. Dagegen ist bei Dünnschichtzellen die Bereitstellung der Rohstoffe für die Verarbeitung zu Halbleitermaterialien mit einer zum Teil sehr hohen Materialintensität verbunden, während der Energieaufwand bei der Zellen- und Modulherstellung und der geringere Bedarf an Halbleitermaterialien die Ergebnisse der Umweltwirkung positiv beeinflussen.

Für einen aussagekräftigen Vergleich der Ergebnisse unterschiedlicher Photovoltaik-Systeme ist die vorherige Festlegung eines funktionalen Äquivalentes und dessen Berücksichtigung bei der Interpretation der Ergebnisse entscheidend. Dabei sind bei der standortbezogenen Berechnung neben der Nennleistung der Photovoltaik-Module jedenfalls der Aufstellungsort, Orientierung und Neigung, Ausführungsart

(Glas/Folie-, Glas/Glas- oder Folie/Folie-Laminat) und Einbausituation (gebäudeintegriert oder als Auf- bzw. Vorbaukonstruktion) zu berücksichtigen. Einen erheblichen Einfluss auf das Berechnungsergebnis hat die Berücksichtigung von Sachbilanzdaten, welche länderspezifische Produktions- und vor allem Energieprozesse bei der Modulherstellung einbeziehen. Insofern spielen der Produktionsort und die Herstellungsverfahren eine wichtige Rolle. In der Nutzungsphase ist über das Energiemonitoring der tatsächliche Ertrag der Photovoltaikanlage zu ermitteln. Eine optimiert ausgeführte Reinigung und regelmäßige Wartungen sind dabei Maßnahmen zur Erzielung einer hohen *Performance Ratio* in der Anlagennutzung.

Die Festlegung der Nutzungsdauer von Photovoltaikanlagen ist eine weitere Einflussgröße auf das Berechnungsergebnis. Die Systemeffizienz einer Anlage unterscheidet sich je nachdem, ob die kontinuierliche Anlagenleistung über einen Zeitraum von 20 oder 30 Jahren in die Berechnung eingeht. Am Ende der Lebensdauer ist die Anlage mit ihren Komponenten und Materialien einer geordneten Entsorgung zuzuführen, mit dem Ziel eines geschlossenen Materialkreislaufs.

Auf Basis der in der gegenständlichen Arbeit getroffenen Annahmen hinsichtlich der Nutzungsdauer und des Wirkungsgrades von Photovoltaik-Modulen sind die berechneten Ergebnisse, abhängig von der Systemgrenze und dem festgelegten Betrachtungszeitraum, differenziert zu interpretieren. Photovoltaik-Module mit CdTe-Dünnschichtzellen sowie Farbstoffzellen erzielen im Vergleich zu kristallinen und amorphen Siliziumzellen eine bessere Umweltwirkung bezogen auf 1 kWh Leistung. Dagegen ist die Systemeffizienz von Photovoltaikanlagen mit kristallinen Siliziumzellen bezogen auf die angenommene Nutzungsdauer gegenüber den Dünnschichtzellen als besser einzustufen. Bezogen auf eine Gebäudenutzungsdauer von 50 Jahren zeigen die Berechnungen der Systemeffizienz von Photovoltaikanlagen, dass die untersuchten Systeme ähnliche Ergebnisse erzielen, mit Ausnahme der amorphen Siliziumzelle, welche schlechter abschneidet.

Die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung zeigen daher in der Gesamtbetrachtung, dass in Bezug auf die Umweltwirkung der untersuchten Photovoltaik-Technologien kein eindeutiger Vorteil einer Technologie ersichtlich ist. Eine Ausnahme bildet die Berechnung zum Ozonschichtabbau (ODP), bei welcher die Dünnschichtzellen deutlich besser abschneiden. Die Berechnung der ganzheitlichen Umweltwirkungen eines Photovoltaik-Systems kann daher nur im Kontext mit dem konkreten Anwendungsfall erfolgen.

7. AUSBLICK

Ausgehend von den Analysen und Ergebnissen der vorliegenden Arbeit sind nach Meinung des Autors folgende weiterführende Schritte im Zusammenhang mit gebäudeintegrierter Photovoltaik und ihrer Umweltwirkung zu setzen:

- Detaillierte Ausarbeitung anhand konkreter Projektbeispiele, wie sich die Substitution von gebäudeintegrierter Photovoltaik ökologisch, aber auch ökonomisch auswirkt.
- Im Zuge der Bearbeitung konkreter Projekte sind zur Absicherung der Ökobilanzergebnisse zusätzliche Sensitivitätsanalysen notwendig.
- Entwicklung eines Benchmarking-Systems zur Bestimmung der Material- und Ressourceneffizienz in der Photovoltaikindustrie.
- Weiterführung der *Life Cycle Inventories* (LCI) durch Erstellung und Aktualisierung von produkt- und herstellungsspezifischen Datensätzen.
- Entwicklung von Monitoringsystemen zur Ermittlung konkreter Leistungswerte im Betrieb.

VERZEICHNISSE**Abkürzungsverzeichnis**

Ag	Silber (Argentum); Element der 11. Gruppe (I. Nebengruppe)
AP	Acidification Potential (Versauerungspotential)
APCVD	Atmospheric Pressure Chemical Vapour Deposition (chemische Gasphasenabscheidung bei Atmosphärendruck)
a-Si	amorphes Silizium
Au	Gold (Aurum); Element der 11. Gruppe (I. Nebengruppe)
AZO	aluminiumdotiertes Zinnoxid
BAPV	Building Attached Photovoltaic
BIPV	Building Integrated Photovoltaic
BOS	Balance-of-system
Cd	Cadmium; Element der 12. Gruppe (II. Nebengruppe)
CdS	Cadmiumsulfid
CdTe	Cadmiumtellur
CFC	Chlorofluorocarbon
CH	Ländercode für die Schweiz (ecoinvent)
CIS	Kupfer-Indium-Diselenid
Cl ₂	Chlor
CML	Centrum voor Milieuwetenschappen Leiden (Universität Leiden, Niederlande)
CO ₂	Kohlendioxid
CPR	Construction Product Regulation (Bauprodukten Richtlinie)
c-Si	kristallines Silizium (umfasst s-Si und m-Si)
Cu	Kupfer; Element der 11. Gruppe (I. Nebengruppe)
CuFeS ₂	Kupferstein
DE	Ländercode für Deutschland (ecoinvent)
DGNB	Deutsche Gesellschaft für nachhaltiges Bauen
DSC	Dye Solar Cell (Farbstoffzelle)
EAG-VO	Elektroaltgeräte-Verordnung
EPBT	Energy Payback Time
ECN	Energy research Centre 98ft he Netherlands
EG-Si	Electronic-grade Silizium

EP	Eutrophication Potential (Überdüngungspotential)
EPD	Environmental Product Declaration (Umweltproduktdeklaration)
EPFL	École polytechnique fédérale de Lausanne, Schweiz
EU-27	Strommix der EU-27 Mitgliedsstaaten
EVA	Ethylvinylacetat
FTO	fluordotiertes Zinnoxid
GaAs	Galliumarsenid
GIPV	Gebäudeintegrierte Photovoltaik
GLO	Global (Ländercode ecoinvent)
GWP	Global Warming Potential (Treibhauspotential)
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
In	Indium; Element der 13. Gruppe (III. Hauptgruppe)
IPCC	International Panel of Climate Change
Ir	Iridium; Element der 9. Gruppe (Cobaltgruppe)
ITO	Indium-Zinnoxide
kW _p	Kilowatt-Peak
LCA	Life Cycle Assessment (Ökobilanz)
LCC	Life Cycle Costing (Lebenszykluskosten)
LCI	Life Cycle Inventories
LLDPE	Linear low-density Polyethylene (Lineares Polyethylen niederer Dichte)
LVD	Low Voltage Directive (Niederspannungsrichtlinie)
μc-Si	mikrokristallines Silizium
Md	Molybden; Element der 6. Gruppe (VI. Nebengruppe)
MG-Si	Metallurgical-Grade Silizium
MIT	Materialintensitätsanalyse
m-Si	multikristallines Silizium
MY	Ländercode für Malaysia (ecoinvent)
Ni	Nickel; Element der 10. Gruppe (Nickelgruppe)
NO _x	Stickoxide
NREL	The National Renewable Energy Laboratory
ODP	Ozone Depletion Potential (Ozonschichtabbaupotential)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
ÖGNI	Österreichische Gesellschaft für nachhaltige Immobilienwirtschaft
OIB	Österreichisches Institut für Bautechnik

Os	Osmium; Element der 8. Gruppe (Eisengruppe)
Pb	Blei; Element der 14. Gruppe (IV. Hauptgruppe)
PbS	Bleisulfid
Pd	Palladium
PECVD	Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition (plasmaunterstützte Gasphasenabscheidung)
PET	Polyethylen-Terephthalat
PGM	Platingruppenmetalle
POCP	Photochemical Ozone Creation Potential (Ozonbildungspotential)
PR	Performance Ratio
Pt	Platin; Element der 10. Gruppe (Nickelgruppe)
PTFE	Polytetrafluorethylen (Teflon)
PV	Photovoltaik
PVF	Polyvinylfluorid (Tedlar)
PVPS	Photovoltaic Power System Program
RER	Ländercode für Europa (ecoinvent)
Rh	Rhodium; Element der 9. Gruppe (Cobaltgruppe)
RoHS	Restriction of Hazardous Substances (Beschränkung der Verwendung gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten)
r-Si	Ribbon-Siliziumzellen
Ru	Ruthenium; Element der 8. Gruppe (Eisengruppe)
RuO ₄	Rutheniumtetroxid
Si	Silizium; Element der 14. Gruppe (IV. Hauptgruppe)
SiCl ₄	Siliziumtetrachlorid
SiH ₄	Siliziumtetrahydrid (Silane)
SiO ₂	Siliziumdioxid (Quarz)
SnO ₂	Zinndioxid
SO ₂	Schwefeldioxid
SoG	Solar-grade
s-Si	singlekristallines Silizium
STC	Standard Test Conditions (Standardtestverfahren)
TCO	Transparent Conductive Oxide
Te	Tellur; Element der 16. Gruppe (VI. Hauptgruppe)
Ti	Titan; Element der 4. Gruppe (IV. Nebengruppe)
TiO ₂	Titandioxid
TPU	thermoplastische Polyurethanfolie

UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
US	Ländercode für die USA (ecoinvent)
WEEE	Waste of Electrical and Electronic Equipment
ZA	Ländercode für Südafrika (ecoinvent)
Zn	Zink
ZnS	Sphalerit (Zinkblende)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: NREL Wirkungsgrade.....	3
Abbildung 2: Prinzip photoelektrischer Effekt	4
Abbildung 3: Prinzip photochemischer Effekt	5
Abbildung 4: Übersicht PV-Systeme	6
Abbildung 5: Prozess, Elementfluss, System/Umwelt	21
Abbildung 6: Lebenszyklusmodule (nach ÖNORM EN 15804).....	22
Abbildung 7: Rahmen der Ökobilanz (nach ISO 14040).....	23
Abbildung 8: Beispiele Sachbilanz und Wirkungskategorien	28
Abbildung 9: Untersuchungsrahmen und Systemgrenze.....	30
Abbildung 10: Rohstoffe – Quarz	35
Abbildung 11: Rohstoffe – Sulfidische Blei-Zink-Erze.....	38
Abbildung 12: Rohstoffe – Kupfererze	40
Abbildung 13: Rohstoffe – Platinerze	42
Abbildung 14: Veredelungsprozess Silizium	43
Abbildung 15: Veredelung Cadmium und Tellur	45
Abbildung 16: Trennung der Platingruppenmetalle (PGM)	50
Abbildung 17: Schematischer Schichtaufbau einer kristallinen Siliziumzelle (c-Si) ..	53
Abbildung 18: Prozentuelle Verbesserung des Produktionsprozesses	56
Abbildung 19: Schematischer Schichtaufbau einer amorphen Siliziumzelle (a-Si) ..	57
Abbildung 20: Schematischer Schichtaufbau CdTe-Dünnschichtzelle.....	58
Abbildung 21: Schematischer Schichtaufbau Farbstoffzelle (DSC)	60
Abbildung 22: Übersicht Ergebnisdarstellung.....	84

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Preisentwicklung PGM (Pt, Pd, Rh, Ir und Ru), 2010-2014, in USD/kg	49
Diagramm 2: Preisentwicklung Nickel und Kupfer, 2010-2014, in USD/kg	49
Diagramm 3: Durchschnittspreise PGM, Ni, Cu, 2010-2014, in USD/kg	49
Diagramm 4: Ökologischer Rucksack	51
Diagramm 5: Ökologischer Rucksack PGM (Südafrika)...	51
Diagramm 6: CO ₂ -Entwicklung (nach IPCC 2007) und Stromaufwand für s-Si und m-Si PV-Module	62
Diagramm 7: Treibhauseffekt GWP in [kg CO ₂ -Äq.] für 1 m ² PV-Modul	64
Diagramm 8: Versauerung AP in [kg SO ₂ -Äq.] für 1 m ² PV-Modul	64
Diagramm 9: Eutrophierung EP in [kg NO _x -Äq.] für 1 m ² PV-Modul	65
Diagramm 10: Ozonbildung POCP in [kg Ethen-Äq.] für 1 m ² PV-Modul.....	65
Diagramm 11: Ozonschichtabbau ODP in [kg CFC-11-Äq.] für 1 m ² PV-Modul.....	65
Diagramm 12: Energieaufwand a-Si, CdTe, DSC (Vorprozesse Modulherstellung)	72
Diagramm 13: Rohstoffeinsatz der untersuchten Materialien bezogen auf 1 m ² PV-Modul	73
Diagramm 14: Prozentuelle Verbesserung CdTe-Anlage.....	76
Diagramm 15: Treibhauseffekt GWP in [kg CO ₂ -Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung	86
Diagramm 16: Versauerung AP in [kg SO ₂ -Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung	86
Diagramm 17: Eutrophierung EP in [kg NO _x -Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung	86
Diagramm 18: Ozonbildung POCP in [kg Ethen-Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung.....	86
Diagramm 19: Ozonschichtabbau ODP in [kg CFC-11-Äq.] PV-Modul 1 kWh Leistung	86
Diagramm 20: Ergebnis bezogen auf die PV-Ausführung	89
Diagramm 21: Treibhauseffekt GWP in [g CO ₂ -Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie.....	90
Diagramm 22: Versauerung AP in [g SO ₂ -Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie.....	90
Diagramm 23: Eutrophierung EP in [kg NO _x -Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie.....	90
Diagramm 24: Ozonbildung POCP in [g Ethen-Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie.....	90
Diagramm 25: Ozonschichtabbau ODP in [g CFC-11-Äq.] bezogen auf 1 kWh erzeugter Energie.....	90

Diagramm 26: Treibhauseffekt GWP in [g CO ₂ -Äq.] bezogen auf 50 Jahre	
Lebensdauer	93
Diagramm 27: Versauerung AP in [g SO ₂ -Äq.] bezogen auf 50 Jahre	
Lebensdauer	93
Diagramm 28: Eutrophierung EP in [kg NO _x -Äq.] bezogen auf 50 Jahre	
Lebensdauer	93
Diagramm 29: Ozonbildung POCP in [g Ethen-Äq.] bezogen auf 50 Jahre	
Lebensdauer	93
Diagramm 30: Ozonschichtabbau ODP in [g CFC-11-Äq.] bezogen auf 50 Jahre	
Lebensdauer	93

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Effizienzverluste durch suboptimale Orientierung und Neigung	17
Tabelle 2: Outputbezogene Umweltwirkungen	27
Tabelle 3: Allokation Platin, Palladium, Rhodium, Nickel und Kupfer (ecoinvent)	48
Tabelle 4: Allokation PGM, Nickel und Kupfer (eigene Berechnung)	48
Tabelle 5: Datengrundlage Produktion 2004-2012	55
Tabelle 6: Länderspezifische Anteile in der PV-Herstellung	63
Tabelle 7: LCI-Datensatz Farbstoffzelle (nach M.J. de Wild-Scholten)	69
Tabelle 8: LCI-Datensatz Farbstoffzelle (eigener Datensatz)	70
Tabelle 9: CO ₂ /m ² Modul (a-Si, CdTe, DSC) inkl. Anteile Energie, Glas und Halbleiter.....	72
Tabelle 10: Wirkungsgrad PV-Systeme	75
Tabelle 11: Datengrundlage 2009-2011 (3 kW _p Anlage CdTe)	76
Tabelle 12: Übersicht Sachbilanzdaten und Kenngrößen.....	83
Tabelle 13: Produktanteile [%] am GWP (s-Si und m-Si)	87
Tabelle 14: Produktanteile [%] am GWP (Dünnschichtzellen)	87
Tabelle 15: Umweltwirkung GWP [%] PV-Komponenten.....	88
Tabelle 16: Ergebnis Systemeffizienz 3 kW _p PV-Anlage bezogen auf die Nutzungsdauer	91
Tabelle 17: Korrekturfaktoren bezogen auf das Ergebnis der Tabelle 16	91
Tabelle 18: Ergebnis Systemeffizienz 3 kW _p PV-Anlage 50 Jahre Gebäudenutzung.....	94

LITERATUR- UND QUELLENANGABEN

Bücher, Zeitschriften und Vortragsunterlagen

Angerer, Gerhard, u.a., Rohstoffe für Zukunftstechnologien. Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage, Fraunhofer Verlag, Stuttgart ²2009.

Behrendt, Siegfried, u.a., Roadmap: Ressourceneffiziente Photovoltaik 2020+, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal 2010.
PDF Download: <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/3698>.

Bundesverband Solarwirtschaft, Cadmium-Tellurid (CdTe) Photovoltaiktechnologie.
PDF-Download:
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Hintergrund_CdTe_0309.pdf

Classen, Mischa/Althaus, Hans-Jörg, Copper, Molybdenum & Telluride and Silver containing byproducts, in: Classen, Mischa, u.a., Life Cycle Inventories of Metals. Final report ecoinvent data v2.1, No. 10, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf 2009. Online unter: www.ecoinvent.ch

Classen, Mischa/Althaus, Hans-Jörg, Platinum Group Metals (PGM). Platinum, Palladium, Rhodium, in: Classen, Mischa, u.a., Life Cycle Inventories of Metals. Final report ecoinvent data v2.1, No. 10, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf 2009. Online unter: www.ecoinvent.ch

Classen, Mischa, u.a., Gold and Silver, in: Classen, Mischa, u.a., Life Cycle Inventories of Metals. Final report ecoinvent data v2.1, No. 10, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf 2009. Online unter: www.ecoinvent.ch

Classen, Mischa, u.a., Lead, Zinc and the Co-Products Cadmium and Indium, in: Classen, Mischa, u.a., Life Cycle Inventories of Metals. Final report ecoinvent data v2.1, No. 10, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf 2009. Online unter: www.ecoinvent.ch

De Wild-Scholten, Mariska, Environmental life cycle analysis of dye sensitized solar devices; status and outlook, Proceedings of the 22nd European photovoltaic solar energy conference, Milan, Italy: WIP-Renewable Energies, 2007.

De Wild-Scholten, Mariska/Alsema, Erik, Environmental life cycle inventory of crystalline silicon photovoltaic module production, Materials Research Society, Boston, USA, 2005.

Eder, Gabriele, Integration von Photovoltaik in Gebäude: Aktuelle nationale Forschungstrends, Kongressunterlage PV-Kongress, Linz 2014.

Eibisberger, Gert, Pyrometallurgische Gewinnung von Platingruppenmetallen, Bakkalaureatsarbeit, Montanuniversität, Leoben 2010.

Fechner, Hubert, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 1. Technologiestatus, Erfahrungen, Best Practice-Beispiele und Visionen der GIPV Technologie. Eine Studie im Auftrag des Österreichischen Klima- und Energiefonds, Wien 2009.

PDF-Download:

<https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Studien/GIPVStudieTeil1.pdf>

Fechner, Hubert, u.a., Gebäudeintegrierte Photovoltaik Teil 2. Perspektiven, Potentiale und volkswirtschaftliche Bedeutung der GIPV-Technologie. Eine Studie im Auftrag des Österreichischen Klima- und Energiefonds, Wien 2009.

PDF-Download:

<https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Studien/GIPVStudieTeil2.pdf>

Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, Freiburg 2014. PDF-Download:

<http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report-slides.pdf>

Frontini, Francesco, PV-Integration in der Schweiz. Vom BIPV zum multifunktionalen Bauelement, Kongressunterlage PV-Kongress, Linz 2014.

Fthenakis, Vasilis, u.a., Emissions and Encapsulation of Cadmium in CdTe PV Modules During Fires, in: Progress in Photovoltaics, Vol. 13, 2005, S. 713-723.

Goldstein, Jonathan, Development of large area photovoltaic dye cells at 3GSolar, in: Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 94, 2010, S. 638-641.

Greijer, Helena, u.a., Environmental aspects of electricity generation from a nanocrystalline dye sensitized solar cell system, in: Renewable Energy 23, 2001, S. 27-39.

Hasani, Besmir, u.a., Gallium und Indium. Gewinnung, Anwendung und Recycling, Bakkalaureatsarbeit, Montanuniversität, Leoben 2013.

Hoffmann, Sandra, PV-Anlagen. Jede achte unprofitabel, in: Der Facility Manager, Heft 9, 2012, S. 36f.

IEA-PVPS, Building Integration of Solar Thermal and Photovoltaics – Barriers, Needs and Strategies, Report T41.A.1:2012.

IEA-PVPS, Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems, Report T12-02:2011.

IEA-PVPS, Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, 2nd edition, Report T12-03:2011.

IEA-PVPS, Potential for Building Integrated Photovoltaics, Report T7-4:2002.

IEA-PVPS, Trends 2014 in Photovoltaic Applications, Report T1-25:2014.

IEA Statistics, Electricity Information 2014, Paris 2014.

Itten, René, u.a., Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid, Uster 2014.

PDF-Download:

<http://esu-services.ch/fileadmin/download/publicLCI/itten-2012-electricity-mix.pdf>

Jungbluth, Niels, u.a., Life Cycle Inventories of Photovoltaics, Uster 2012.

PDF-Download:

<http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/publicLCI/jungbluth-2012-LCI-Photovoltaics.pdf>

Jungbluth, Niels, u.a., Photovoltaics, in: Dones, Roberto, u.a. (Hg.), Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz, ecoinvent report No. 6-XII, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf 2009.

Kaltschmitt, Martin/Streicher, Wolfgang (Hrsg.), Regenerative Energien in Österreich. Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potentiale, Nutzung, Vieweg+Teubner, Wiesbaden 2009.

Klöpffer, Walter und Grahl, Birgit, Ökobilanz (LCA). Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf, Wiley-VCH Verlag, Weinheim 2009.

Kolb, Bernhard, Nachhaltiges Bauen in der Praxis, Blok-Verlag, München 2004.

König, Holger u.a., Lebenszyklusanalyse in der Gebäudeplanung. Grundlagen, Berechnung, Planungswerkzeuge, Detail Green Books, München 2009.

Kroon, Jan, Robust DSC. Efficient and Robust Dye sensitizes Solar Cells and Modules. Project final Report, 2011. PDF-Download:

http://www.robustdsc.eu/fileadmin/robust/user/documents/final_publishable_report_ROBUST_DSC_for_public_website.pdf

Lüdemann, Lynn/Feig, Katrin, Vergleich von Softwarelösungen für die Ökobilanzierung – eine softwareergonomische Analyse, in: Logistics Journal, 2014.

PDF-Download:

http://www.logistics-journal.de/not-reviewed/2014/09/3991/luedemann_2014.pdf

Lutz, Andreas, u.a., Umweltwirkungen der Farbstoffzelle – Analyse des Ruthenium-Vorkommens und Bewertung des Ruthenium-Farbstoffs, Bericht aus dem BMBF-Forschungsprojekt ColorSol®, 2007. PDF-Download:

http://www.colorsol.de/content/dam/colorsol/de/documents/Rutheniumstudie_tcm294-101481tcm882-60885.pdf

Mayr, Christoph, PV grid integration and BIPV in the IEA PVPS, Kongressunterlage PV-Kongress, Linz 2014.

Mehmood, Umer, u.a., Recent Advances in Dye Sensitized Solar Cells, in: Hindawi, Advances in Materials Science and Engineering, Vol. 2014, Article ID 974782, 2014.

Mertens, Konrad, Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, Hanser Fachbuchverlag, Leipzig 2013.

Meyer, Thomas, Die Grätzel Zelle – Die photochemische Solarenergiewandlung im Vergleich zur Photovoltaik auf Siliziumbasis, Grin Verlag, Norderstedt 2004.

Okrusch, Martin/Matthes, Siegfried, Mineralogie. Eine Einführung in die spezielle Mineralogie, Petrologie und Lagerstättenkunde, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg 2014.

Orben, Steffen, Solar- und PV-Anlagen. Dreck drückt Leistung, in: Der Facility Manager, Heft 9, 2012, S. 38f.

Roberts, Simon/Guariento Nicolò, Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Ein Handbuch, Birkhäuser, Berlin 2009.

Sander, Knut, u.a., Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung, Hamburg/Leipzig 2004. PDF-Download:
<http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/2789.pdf>

Schuetze, Thorsten, Integration of Photovoltaics in Buildings. Support Policies Addressing Technical and Formal Aspects, in: Energies, Vol. 6, 2013, S. 2982-3001.

Schwister, Karl (Hrsg.), Taschenbuch der Chemie, Hanser Verlag, München 2010.

Sinha, Parikhit/De Wild-Scholten, Mariska, Life Cycle Assessment of utility-scale CdTe PV Balance of Systems, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, 2012.

SMA Solar Technology AG, Performance Ratio.
PDF-Download: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-UDE100810.pdf>

Technologietransfer Solarfassade, Anforderungen. PDF-Download:
<http://www.solarfassade.info/de/schulungsunterlagen/anforderungen.php>

Toyoda, Tatsuo, u.a., Outdoor performance of large scale DSC modules, in: Journal of Photochemistry and Photobiology A: Chemistry 164, 2004, S. 203-207.

Trimmel, Gregor, Trends bei neuen Materialien für PV-Zelle, Kongressunterlage PV-Kongress, Linz 2014.

Tuchs Schmid, Matthias/Classen, Mischa, Semiconductors: Tellurium, Gallium and Cadmium Compounds, in: Classen, Mischa, u.a., Life Cycle Inventories of Metals. Final report ecoinvent data v2.1, No. 10, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf 2009. Online unter: www.ecoinvent.ch

Wuppertal Institut, KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Wuppertal 2014.

PDF-Download:

http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/KRESSE_Endbericht.pdf

Wuppertal Institut, Metallische Rohstoffe, weltweite Wiedergewinnung von PGM und Materialien für Infrastrukturen, Wuppertal 2010. PDF-Download:

http://ressourcen.wupperinst.org/downloads/MaRess_AP2_8_AbschlussBer.pdf

Wuppertal Institut, MIT Wertetabelle (Stand 3. Februar 2014). PDF-Download:

http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/MIT_2014.pdf

Würfel, Uli, Untersuchungen zum Elektronentransport im nanoporösen TiO₂ von Farbstoffzellen, Dissertation Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg im Breisgau 2006.

Normen, Verordnungen und Richtlinien

ÖNORM EN 13306:2010 Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung

ÖNORM EN 15804:2014 Nachhaltigkeit von Bauwerken – Umweltproduktdeklarationen – Grundregeln für die Produktkategorie Bauprodukte

ÖNORM EN 61215:2006 Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik-(PV-)Module. Bauarteignung und Bauartzulassung.

ÖNORM EN 61646:2009 Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik (PV)-Module. Bauarteignung und Bauartzulassung.

ÖNORM EN 61724:1999 Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme. Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse (IEC 61724).

ÖNORM EN ISO 14040:2009 Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen.

ÖNORM EN ISO 14044:2006 Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen.

ÖNORM prEN 50583:2014 Photovoltaics in buildings – Part 1: Modules.

ÖNORM prEN 50583:2014 Photovoltaics in buildings – Part 2: Systems.

Delegierte Richtlinie 2014/76/EU der Kommission vom 13. März 2014 zur Änderung – zwecks Anpassung an den technischen Fortschritt – des Anhangs III der Richtlinie 2011/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich einer Ausnahme für Quecksilber in handgefertigten Leuchtstoffentladungsröhren zur Verwendung in Anzeigen, Dekorations-, Architektur- und Spezialbeleuchtungen und in Lichtkunstwerken.

EAG-VO-Novelle 2014, Änderung der Elektroaltgeräteverordnung vom 5. August 2014.

Österreichisches Institut für Bautechnik, OIB Richtlinie 6. Energieeinsparung und Wärmeschutz, 2011.

Richtlinie 2006/95/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Dezember 2006 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliederstaaten betreffend elektrische Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen.

Richtlinie 2011/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Juni 2011 zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten.

Verordnung (EU) Nr. 305/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. März 2011 zur Festlegung harmonisierter Bedingungen für die Vermarktung von Bauprodukten und zur Aufhebung der Richtlinie 89/106/EWG des Rates.

Internetquellen

http://www.cml.leiden.edu	Homepage der Universität Leiden, Niederlande
http://www.ecoinvent.ch	Portal der ecoinvent-Datenbank
http://germany.pvcycle.org	PV-Cycle, europäisches Rücknahme und Recyclingprogramm für Photovoltaik
http://www.greendelta.com	Software und Consultingunternehmen, Berlin Schulung und Support der openLCA-Software
http://www.iea-pvps.org	Portal der Internationalen Energieagentur – Photovoltaik Power System Program

Literatur- und Quellenangaben

http://www.klimaaktiv.at	Portal der Österreichischen Energieagentur im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW)
http://www.lme.com	Portal der London Metal Exchange
http://www.metal-pages.com	Portal der Argus Media Company
http://www.oekobaudat.de	Portal der Ökobaudat-Datenbank
http://www.openlca.org	open-source Software für LCA
http://www.platinum.matthey.com	Portal von Johnson Matthey Metal Management
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis	Institut for Energy and Transport – Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)
http://www.westmetall.com	Homepage der Firma Westmetall