

CLIMATE CHANGE

35/2021

Abschlussbericht

Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen

CLIMATE CHANGE 35/2021

EVUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie

Forschungskennzahl 37EV 16 119 0
FB000545

Abschlussbericht

Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen

von

Jasmin Hengstler, Manfred Russ, Alexander Stoffregen, Aline Hendrich,
Simone Weidner

Sphera Solutions GmbH, Leinfelden-Echterdingen

Dr. Michael Held, Ann-Kathrin Briem
Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, Stuttgart

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Sphera Solutions GmbH
Hauptstraße 111-113
70771 Leinfelden-Echterdingen

Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP
Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung
Wankelstraße 5
70563 Stuttgart

Abschlussdatum:

März 2021

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Matthias Futterlieb

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Mai 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen

In der Vergangenheit wurden bereits Studien zur Ermittlung und Bewertung der Umweltwirkungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen durchgeführt. Diese sind jedoch aufgrund der fortgeschrittenen, technologischen Weiterentwicklungen mittlerweile veraltet oder decken oft nur einzelne Aspekte, wie bestimmte Technologien, Komponenten oder Lebenswegabschnitte, ab. Ziel der Studie ist die Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. Im Rahmen einer Literaturrecherche erfolgte zunächst eine Analyse der aktuellen Markt- und Technologieentwicklungen sowie des Stands des Wissens der verfügbaren Ökobilanzstudien von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Durch den Abgleich der erfassten Ökobilanzstudien mit den aktuellen Markt- und Technologieentwicklungen wurde der Aktualisierungsbedarf für die Ökobilanzierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ermittelt. Anschließend wurden umfangreiche Ökobilanzstudien von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Technik erstellt. Die Ökobilanzstudien wurden gemäß den internationalen Normen zur Ökobilanzierung ISO 14040 und 14044 durchgeführt und einer Kritischen Prüfung durch ein Gremium unabhängiger Experten unterzogen. Die Studie liefert aktualisierte Ökobilanzinventare und wichtige Erkenntnisse über den aktuellen Stand des Wissens im Bereich der Ökobilanzierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Technologien von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in den letzten Jahren stark weiterentwickelt haben.

Abstract: Update and Evaluation of the Life Cycle Assessment of Wind Energy and Photovoltaic Systems Considering Current Technology Developments

In the past, studies have been carried out to assess the environmental impacts of wind and photovoltaic energy generation systems. However, due to advances in both technologies, these studies are now outdated or narrow in scope - only covering specific technologies, components or life cycle stages. The aim of this study is to evaluate and update the existing body of LCA work around wind and photovoltaic energy systems, taking into account current technological developments. Within the framework of a literature review, an analysis of the current market and technologies as well as the state of knowledge of available relevant LCA studies was carried out. Through the literature review, it was determined that the body of work around LCA of photovoltaic and wind systems needed to be updated. A comprehensive LCA study of wind and photovoltaic systems was performed, taking into account the current state of both technologies. The assessments were carried out in accordance with the international standards for LCA, ISO 14040 and 14044, and underwent a critical review by a panel of independent experts. The study provides updated life cycle inventories and insights into the current state of knowledge in the field of LCA for wind and photovoltaic energy systems. The results show that wind and photovoltaic technologies have developed considerably in recent years.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	12
Tabellenverzeichnis	19
Abkürzungsverzeichnis.....	26
Zusammenfassung.....	31
Summary	36
1 Einleitung.....	41
2 Aufbau der Studie.....	42
3 Stand der Technik und bisherige Ökobilanzen im Bereich der Photovoltaik	43
3.1 Markt- und Technologieentwicklung	43
3.1.1 Vorbemerkung	43
3.1.2 Entwicklung der Photovoltaikindustrie.....	43
3.1.2.1 Produktionsstandorte und -kapazitäten.....	43
3.1.2.2 Verteilung der marktrelevanten Technologien	45
3.1.2.3 Verteilung der Produktionsstandorte	45
3.1.3 Märkte und weltweit installierte Leistung.....	46
3.1.3.1 Globale Märkte	46
3.1.3.2 Technische Entwicklung.....	50
3.1.3.3 Performance Ratio	52
3.1.4 Entwicklungs- und Zukunftstrends	52
3.1.4.1 Photovoltaikindustrie	52
3.1.4.2 Globale Märkte	52
3.1.4.3 Größenklassen zukünftiger PVA	53
3.1.4.4 Technologietrends	53
3.2 Recherche und Bewertung bisheriger Ökobilanzen der PVA.....	55
3.2.1 Vorgehensweise zur Literaturrecherche.....	55
3.2.2 NREL-Harmonisierungsstudien	56
3.2.3 Relevante Ökobilanzstudien	58
3.2.3.1 Metastudien.....	59
3.2.3.2 Bewertung der Ökobilanzstudien	63
3.2.4 Methodenleitfäden für die Ökobilanzierung der PVA	79
3.2.4.1 Methodenleitfaden der IEA PVPS Task 12	80
3.2.4.2 PEFCR für PV-Module in PV-Stromerzeugungssystemen	83
3.2.5 Sachbilanzquellen für die Ökobilanzierung der PVA.....	87

3.3	Aktualisierungsbedarf für die Ökobilanzen der PVA.....	90
4	Stand der Technik und bisherige Ökobilanzen im Bereich der Windenergie.....	93
4.1	Markt- und Technologieentwicklung.....	93
4.1.1	Nutzung der Windenergie in Deutschland.....	93
4.1.2	Entwicklung der installierten Leistung.....	94
4.1.3	Technische Entwicklung in Deutschland.....	97
4.1.3.1	Entwicklung von Größe und Leistung.....	97
4.1.3.2	Hersteller	100
4.1.3.3	Aufbau und Konzepte	101
4.1.3.4	Marktrelevante Technologien	102
4.1.4	Entwicklungs- und Zukunftstrends	105
4.1.4.1	Technische Entwicklung.....	105
4.1.4.2	Entwicklung der Märkte.....	107
4.2	Recherche und Bewertung von Ökobilanzen der WEA.....	107
4.2.1	Vorgehensweise zur Literaturrecherche.....	107
4.2.2	Relevante Ökobilanzstudien	108
4.2.2.1	Übersicht der Ökobilanzstudien	108
4.2.2.2	Methodenleitfäden zur Ökobilanzierung der WEA	112
4.3	Aktualisierungsbedarf für Ökobilanzen der WEA	114
5	Ziel und Untersuchungsrahmen für die Ökobilanzierung moderner Photovoltaik- und Windenergieanlagen	116
5.1	Ziel.....	116
5.2	Allgemeiner Untersuchungsrahmen	117
5.2.1	Untersuchte Produktsysteme	117
5.2.1.1	PVA.....	117
5.2.1.2	WEA	118
5.2.2	Funktionelle Einheit	119
5.2.2.1	PVA.....	119
5.2.2.2	WEA	121
5.2.3	Systemgrenze.....	121
5.2.3.1	PVA.....	121
5.2.3.2	WEA	122
5.2.3.3	Zeitlicher Erfassungsbereich	123
5.2.3.4	Technologischer Erfassungsbereich.....	124

5.2.3.5	Geografischer Erfassungsbereich	124
5.2.4	Allokationsverfahren.....	124
5.2.4.1	Multi-Output Allokation	124
5.2.4.2	End-of-Life Allokation	124
5.2.5	Abschneidekriterien.....	125
5.2.6	Auswahl der Wirkungsabschätzungsmethodik und der Wirkungskategorien.....	126
5.2.7	Methoden zur Auswertung.....	130
5.2.8	Anforderungen an die Datenqualität.....	130
5.2.9	Art und Format der Ökobilanzstudie	131
5.2.10	Software und Datenbanken	131
5.2.11	Art der Kritischen Prüfung	132
6	Ökobilanzierung moderner Photovoltaikanlagen	134
6.1	Grundlegende Annahmen.....	134
6.1.1	Herstellung.....	134
6.1.2	Nutzung.....	134
6.1.3	Lebensende.....	135
6.1.4	Transporte.....	136
6.2	Sachbilanz.....	136
6.2.1	Daten und Datenquellen.....	136
6.2.2	Berechnungsverfahren.....	139
6.2.3	Szenarien und Sensitivitäten.....	139
6.3	Modellstruktur	140
6.3.1	Modellierung der Herstellungsphase.....	141
6.3.2	Modellierung der Nutzungsphase.....	142
6.3.3	Modellierung des Lebensendes	143
6.4	Modellumsetzung und Ökobilanzergebnisse.....	146
6.4.1	Anlagenkomponenten/ Balance of System (BOS)	146
6.4.1.1	Inverter	147
6.4.1.2	Unterkonstruktion	155
6.4.1.3	Elektrische Leitungen (DC).....	160
6.4.2	Kristalline Siliziumwafer-PV (c-Si PV).....	163
6.4.2.1	Vorgehensweise für die Aktualisierung der Ökobilanzen von c-Si PV-Modulen	164
6.4.2.2	Ökobilanzergebnisse der Stromerzeugungsmixe für die Produktionsszenarien.....	177
6.4.2.3	Ökobilanzergebnisse Mono c-Si PV	180

6.4.2.4	Ökobilanzergebnisse Multi c-Si PV	192
6.4.2.5	Zwischenfazit c-Si PV	202
6.4.3	Cadmiumtellurid Dünnschicht-Photovoltaik (CdTe PV).....	204
6.4.3.1	Daten und Ökobilanz-Modelle	204
6.4.3.2	Stromerzeugungsmixe für CdTe PV-Modulherstellung	209
6.4.3.3	Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CdTe-Modulen	212
6.4.3.4	Umweltprofil der CdTe PV-Stromerzeugung	216
6.4.3.5	Zwischenfazit CdTe PV	220
6.4.4	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid Dünnschicht-PV (CIGS PV).....	222
6.4.4.1	Daten und Ökobilanz-Modelle	222
6.4.4.2	Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CIGS PV-Modulen	228
6.4.4.3	Zwischenfazit CIGS PV.....	235
6.4.5	Relevante Elementarflüsse, Emissionen, Verbräuche	236
6.4.5.1	Elektrische Leitungen (DC).....	237
6.4.5.2	Unterkonstruktionen	238
6.4.5.3	Inverter	238
6.4.5.4	c-Si PV-Module.....	239
6.4.5.5	CdTe PV-Module	239
6.4.5.6	CIGS PV-Module.....	240
6.4.6	Energy Payback Time (EPBT).....	241
6.5	Sensitivitäts- und Szenarioanalyse.....	243
6.5.1	Signifikante Parameter der Modulherstellung	243
6.5.2	Signifikante Parameter der Nutzungsphase	245
6.5.3	Signifikante Parameter des Lebensendes	249
6.5.3.1	Anlagenkomponenten	249
6.5.3.2	c-Si PV Module	249
6.5.3.3	Dünnschicht PV-Module	250
6.6	Einordnung der Ergebnisse	251
6.6.1	Einordnung gegenüber konventionellen Stromerzeugungsarten mit fossilen Energieträgern	253
6.7	Auswertung.....	255
6.7.1	Wesentliche Untersuchungsergebnisse.....	256
6.7.2	Annahmen und Einschränkungen	258
6.7.3	Bewertung der Datenqualität	259

6.7.3.1	Präzision und Vollständigkeit.....	259
6.7.3.2	Konsistenz und Reproduzierbarkeit.....	260
6.7.3.3	Repräsentativität	261
6.7.4	Modellbewertung	262
6.7.5	Bewertung und Ausblick	263
7	Ökobilanzierung moderner Windenergieanlagen.....	270
7.1	Sachbilanz.....	270
7.1.1	Methode der Datensammlung und Qualitätssicherung	270
7.1.2	Berechnungsverfahren.....	270
7.1.3	Daten und Datenquellen.....	271
7.1.3.1	Überblick über die Produktsysteme	271
7.1.3.2	Herstellung.....	273
7.1.3.3	Nutzung.....	279
7.1.3.4	Rückbau und Verwertung am Lebensende.....	282
7.1.4	Hintergrunddaten	285
7.1.5	Modellstruktur	285
7.2	Ökobilanzergebnisse	285
7.2.1	Ergebnisse	285
7.2.1.1	Ergebnisse des Offshore-Windparks.....	285
7.2.1.2	Ergebnisse des Onshore-Windparks am Starkwindstandort	291
7.2.1.3	Ergebnisse des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort	298
7.2.1.4	Übersicht über die GWP-Ergebnisse der Offshore- und Onshore-Windparks	304
7.2.1.5	Spezifische LCA-Ergebnisse der Herstellung der WEA und der Verkabelung	305
7.2.2	Energy Payback Time (EPBT).....	307
7.3	Einordnung der Ergebnisse	307
7.4	Sensitivitätsanalyse	312
7.5	Szenarioanalyse.....	316
7.5.1	GWP-Ergebnisse der Szenarien des Offshore-Windparks	316
7.5.2	GWP-Ergebnisse der Szenarien des Onshore-Windparks am Starkwindstandort.....	319
7.5.3	GWP-Ergebnisse der Szenarien des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort....	322
7.5.4	Übersicht über die LCA-Ergebnisse der Szenario-Bandbreiten	326
7.6	Auswertung.....	338
7.6.1	Wesentliche Untersuchungsergebnisse.....	338
7.6.2	Annahmen und Einschränkungen	340

7.6.3	Bewertung der Datenqualität	342
7.6.3.1	Präzision und Vollständigkeit.....	342
7.6.3.2	Konsistenz und Reproduzierbarkeit.....	343
7.6.3.3	Repräsentativität	343
7.6.4	Modellbewertung	343
7.6.5	Bewertung und Ausblick	344
8	Schlussfolgerungen.....	348
9	Quellenverzeichnis	350
A	Photovoltaik	366
A.1	Mono c-Si PV	366
A.2	Multi c-Si PV	372
B	Windenergieanlagen	378
C	Gutachten der Kritischen Prüfung.....	390

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht über Kapitel und Autoren der vorliegenden Studie (eigene Darstellung)	42
Abbildung 2:	Weltweite Produktion von PV-Modulen 2005-2018 [4].....	44
Abbildung 3:	Marktanteil der Dünnschichttechnologien 2000-2017 [5].....	45
Abbildung 4:	Die größten Solarkonzerne nach Umsatz im Jahr 2017 (eigene Darstellung, basierend auf Statista-Daten) [12].....	46
Abbildung 5:	Kumulierte globale PV-Installationen 2000-2017 [8]	47
Abbildung 6:	Verteilung der weltweit installierten PV-Leistung im Jahr 2017 [8].....	48
Abbildung 7:	Anzahl neuer PVA und deren durchschnittliche Größe in Deutschland 2000-2017 (eigene Darstellung mit Zahlen von [5])	49
Abbildung 8:	Entwicklung des Wirkungsgrades von kommerziellen PV-Modulen seit 2006 (Daten bis 2012 von de Wild-Scholten [15], erweitert durch eigene Recherchen).....	51
Abbildung 9:	Datenalter bei Veröffentlichung der analysierten Ökobilanzstudien (eigene Darstellung)	67
Abbildung 10:	Abgleich des Modulwirkungsgrades der mono c-Si-Szenarien mit dem Stand der Technik	68
Abbildung 11:	Abgleich des Modulwirkungsgrades der multi c-Si-Szenarien mit dem Stand der Technik	69
Abbildung 12:	Abgleich des Modulwirkungsgrades der CdTe-Szenarien mit dem Stand der Technik (eigene Darstellung)	70
Abbildung 13:	Abgleich des Modulwirkungsgrades der CIGS-Szenarien mit dem Stand der Technik (eigene Darstellung)	71
Abbildung 14:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für mono c-Si-Module (eigene Darstellung).....	72
Abbildung 15:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für multi c-Si-Module (eigene Darstellung).....	73
Abbildung 16:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für CdTe-Module	75
Abbildung 17:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für CIGS Module	76
Abbildung 18:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für a-Si-Module	77
Abbildung 19:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für μ c-Si-Module	78
Abbildung 20:	Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland [68] (eigene Darstellung)	95

Abbildung 21:	Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Windenergie in der Europäischen Union (EU-28) [68] (eigene Darstellung)	96
Abbildung 22:	Globale installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2019 [68] (eigene Darstellung)	97
Abbildung 23:	Systemgrenze der betrachteten PVA-Systeme (eigene Darstellung)	122
Abbildung 24:	Systemgrenze der betrachteten WEA-Produktsysteme (eigene Darstellung)	123
Abbildung 25:	Modellstruktur zur Ökobilanzierung der PV-Anlagen (eigene Darstellung)	141
Abbildung 26:	Modellstruktur zur Ökobilanzierung des Lebensendes (eigene Darstellung)	145
Abbildung 27:	Aufbau und Massenanteile der untersuchten Inverter (eigene Darstellung)	148
Abbildung 28:	Inverter: Modellstruktur zur Abbildung des Lebenszyklus (eigene Darstellung)	150
Abbildung 29:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Inverter für Herstellung, Lebensende und Nachtstromverbrauch [je kWp] (eigene Darstellung)	152
Abbildung 30:	Ökobilanzergebnisse der Inverter für Herstellung, Lebensende und Nachtstromverbrauch (Detailergebnisse, relative Darstellung) (eigene Darstellung).....	153
Abbildung 31:	Materialinput der untersuchten Unterkonstruktion (eigene Darstellung)	156
Abbildung 32:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Unterkonstruktion (eigene Darstellung)	157
Abbildung 33:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Unterkonstruktion (detaillierte Darstellung) (eigene Darstellung)	158
Abbildung 34:	Materialinput der untersuchten elektrischen Leitungen (eigene Darstellung)	160
Abbildung 35:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der elektrischen Leitungen [je kWp] (eigene Darstellung)	161
Abbildung 36:	Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der elektrischen Leitungen für Dach- und Freiflächenanlagen (eigene Darstellung)	162
Abbildung 37:	Materialinput der betrachteten c-Si PV-Module (eigene Darstellung nach [52])	168
Abbildung 38:	Modellstruktur der Herstellung von c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung)	169

Abbildung 39:	Prozessdiagramm für die Erstbehandlung von c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung)	172
Abbildung 40:	Festlegung der Produktionsszenarien für die Analyse der prozess- und standortabhängigen Einflussfaktoren.....	175
Abbildung 41:	Vergleich der verwendeten Stromerzeugungsmixe nach Energieträgern (eigene Darstellung)	177
Abbildung 42:	Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe (eigene Darstellung)	179
Abbildung 43:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Mono c-Si PV-Module für untersuchte Szenarien (eigene Darstellung).....	181
Abbildung 44:	Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von mono c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung).....	184
Abbildung 45:	Ergebnisse des c-Si PV-Modulrecyclings (inkl. Gutschriften), relative Darstellung (eigene Darstellung).....	185
Abbildung 46:	Treibhauspotenzial der mono c-Si PV Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung)	188
Abbildung 47:	Treibhauspotenzial der mono c-Si PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung)	190
Abbildung 48:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Multi c-Si PV-Module für untersuchte Szenarien (eigene Darstellung).....	193
Abbildung 49:	Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von multi c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung)	196
Abbildung 50:	Treibhauspotenzial der multi c-Si Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung)	198
Abbildung 51:	Treibhauspotenzial der multi c-Si Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung)	200
Abbildung 52:	Materialinput für die Herstellung von CdTe PV-Modulen (eigene Darstellung)	206
Abbildung 53:	Modellstruktur zur Abbildung der CdTe-Modulherstellung in der Ökobilanz (eigene Darstellung)	207
Abbildung 54:	Prozessdiagramm des Recyclingverfahrens für CdTe PV-Module (eigene Darstellung)	209
Abbildung 55:	Zusammensetzung der Stromerzeugungsmixe MY und US nach Energieträgern (eigene Darstellung)	210
Abbildung 56:	Vergleich der Wirkungsabschätzung der MY und US-Stromerzeugung (eigene Darstellung).....	212

Abbildung 57:	Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CdTe PV-Modulen mit Produktion in MY, US, DE (eigene Darstellung) 213
Abbildung 58:	Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CdTe PV-Modulen (detaillierte Darstellung) (eigene Darstellung) 214
Abbildung 59:	Wirkungsabschätzung des CdTe PV-Modulrecyclings (eigene Darstellung) 215
Abbildung 60:	Treibhauspotenzial der CdTe PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung) 217
Abbildung 61:	Treibhauspotenzial der CdTe PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung) 219
Abbildung 62:	Modellstruktur zu Abbildung der CIGS-Modulherstellung in der Ökobilanz (eigene Darstellung) 224
Abbildung 63:	Zusammensetzung der Stromerzeugungsmixe DE und CN (eigene Darstellung) 226
Abbildung 64:	Vergleich der Wirkungsabschätzung der Stromerzeugungsmixe DE, CN, CN-CQ (eigene Darstellung).....227
Abbildung 65:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CIGS PV-Modulen für DE, CN, CN-CQ (eigene Darstellung) 228
Abbildung 66:	Vergleich der Ökobilanzergebnisse der CIGS PV-Module, für DE, CN, CN-CQ (detaillierte Darstellung) (eigene Darstellung).....229
Abbildung 67:	Sensitivitätsanalyse: Einfluss der klimatischen Bedingungen auf den Strombedarf der CIGS-Produktion (eigene Darstellung) .231
Abbildung 68:	Treibhauspotenzial CIGS PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung) 233
Abbildung 69:	Treibhauspotenzial CIGS PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m ² *a)) (eigene Darstellung) 234
Abbildung 70:	Einfluss des Stromerzeugungsmix auf das Treibhauspotenzial der PV-Modulherstellung 244
Abbildung 71:	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der PV-Stromerzeugung, Dachanlage, 1.200 kWh/(m ² *a) (eigene Darstellung) 247
Abbildung 72:	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der PV-Stromerzeugung, Freiflächenanlage, 1.200 kWh/(m ² *a) (eigene Darstellung) ..248
Abbildung 73:	Einordnung der Studienergebnisse zu den Ergebnissen der Literaturrecherche (eigene Darstellung) 252
Abbildung 74:	Einordnung der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung gegenüber fossilen Stromerzeugungsarten (eigene Darstellung) 254

Abbildung 75:	Einordnung des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung gegenüber fossilen Stromerzeugungsarten (eigene Darstellung)	255
Abbildung 76:	Gewichte der Komponenten der WEA [145] (eigene Darstellung)	274
Abbildung 77:	LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks, pro kWh Strom (eigene Darstellung) ...	287
Abbildung 78:	GWP-Ergebnis des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom (eigene Darstellung)	289
Abbildung 79:	Relative Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios für die Herstellung der durchschnittlichen WEA auf See und Kabel pro kWh Strom (eigene Darstellung)	290
Abbildung 80:	Absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom (eigene Darstellung)	291
Abbildung 81:	LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)	293
Abbildung 82:	GWP-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)	295
Abbildung 83:	Relative Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios für die Herstellung der durchschnittlichen Onshore (Starkwind) WEA und Kabel pro kWh Strom (eigene Darstellung)	296
Abbildung 84:	Absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung) .	297
Abbildung 85:	LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)	299
Abbildung 86:	GWP-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)	301
Abbildung 87:	Relative Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios für die Herstellung der durchschnittlichen Onshore (Schwachwind) WEA und Kabel pro kWh Strom (eigene Darstellung)	302
Abbildung 88:	Absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)	304

Abbildung 89:	GWP-Ergebnisse der Basisszenarien der durchschnittlichen Windparks pro kWh Strom (eigene Darstellung) 305
Abbildung 90:	Einordnung der Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen fossiler Stromerzeugungsarten verschiedener Quellen (Darstellung in relativen Werten mit Skalierung des Braunkohle-Ergebnisses aus den GaBi-Datenbanken auf 100 %) [169] [200] (eigene Darstellung) 310
Abbildung 91:	Einordnung der Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie in die Ergebnisbandbreiten aus bestehenden Ökobilanzen zu WEA (eigene Darstellung) 311
Abbildung 92:	GWP-Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Offshore-Windparks (eigene Darstellung) 313
Abbildung 93:	GWP-Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Starkwind) (eigene Darstellung) 314
Abbildung 94:	GWP-Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Schwachwind) (eigene Darstellung).....316
Abbildung 95:	GWP-Ergebnis von Szenario 1 des Offshore-Windparks (eigene Darstellung) 317
Abbildung 96:	GWP-Ergebnis von Szenario 2 des Offshore-Windparks (eigene Darstellung) 318
Abbildung 97:	GWP-Ergebnis von Szenario 3 des Offshore-Windparks (eigene Darstellung) 319
Abbildung 98:	GWP-Ergebnis von Szenario 1 des Onshore-Windparks am Starkwindstandort (eigene Darstellung) 320
Abbildung 99:	GWP-Ergebnis von Szenario 2 des Onshore-Windparks am Starkwindstandort (eigene Darstellung) 321
Abbildung 100:	GWP-Ergebnis von Szenario 3 des Onshore-Windparks am Starkwindstandort (eigene Darstellung) 322
Abbildung 101:	GWP-Ergebnis von Szenario 1 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung).....323
Abbildung 102:	GWP-Ergebnis von Szenario 2 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung).....324
Abbildung 103:	GWP-Ergebnis von Szenario 3 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung).....325
Abbildung 104:	GWP-Ergebnis von Szenario 4 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung).....326
Abbildung 105:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für GWP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung).....329
Abbildung 106:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für AP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung).....332

Abbildung 107:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für EP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung).....	335
Abbildung 108:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für POCP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung).....	338

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ergebnisse des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung für untersuchte Szenarien (gerundete Werte)	33
Tabelle 2:	Ergebnisse des Treibhauspotenzials der Windstromerzeugung nach Standort	34
Tabelle 3:	Aktuelle Wirkungsgrade von Laborzellen ausgewählter Technologien [14]	50
Tabelle 4:	Modulwirkungsgrade kommerzieller Module von marktrelevanten Herstellern	51
Tabelle 5:	Übersicht über die NREL-Harmonisierungsstudien	56
Tabelle 6:	Harmonisierte Ergebnisse der NREL-Studien [24] [23]	57
Tabelle 7:	Übersicht der betrachteten Metastudien	59
Tabelle 8:	Kriterien zur Studienauswahl innerhalb der Metastudien sowie Ergebnisse der Harmonisierung	60
Tabelle 9:	Parameterwerte für die Harmonisierung in den Metastudien und Vergleich mit der NREL-Harmonisierung	63
Tabelle 10:	Verwendete Parameter in den ausgewerteten Studien	65
Tabelle 11:	Empfehlungen zu den Annahmen der Nutzungsparameter des Methodenleitfadens der PVPS Task 12 (Auszug)	81
Tabelle 12:	Funktionellen Einheit	82
Tabelle 13:	Rahmenbedingungen und Annahmen des PEFCR für PV-Module in PV-Stromerzeugungssystemen [22] (Auszug)	85
Tabelle 14:	Übersicht der von der PVPS Task 12 bereitgestellten und in der Vorstudie des PEFCR-PV verwendeten Sachbilanzdaten zur PV-Modulherstellung und -recycling	89
Tabelle 15:	Entwicklung der Wirkungsgrade kommerzieller Module der c-Si und Dünnschicht-PV (eigene Zusammenstellung)	90
Tabelle 16:	Bruttostromerzeugung 2019 nach Energieträgern [67]	93
Tabelle 17:	Entwicklung der technischen Daten von WEA an Land und auf See von 1980 bis 2020 [72]	97
Tabelle 18:	Entwicklung der technischen Daten von neu installierten WEA an Land von 2000 bis 2018 [74]	98
Tabelle 19:	Top 10 der 2018 errichteten Onshore-Anlagentypen in Deutschland [74]	100
Tabelle 20:	Zubau von Onshore-WEA 2020 in Deutschland nach Hersteller (Stand: November 2020) [88]	100
Tabelle 21:	Zubau von Offshore-WEA 2020 in Deutschland nach Hersteller (Stand: November 2020) [88]	101
Tabelle 22:	Technologievarianten der WEA in Deutschland (für den deutschen Markt relevante Technologien sind fett gedruckt, Stand: Juli 2017)	104

Tabelle 23:	Prognose der weltweiten Entwicklung der technischen Daten von WEA bis 2030 nach [95].....	106
Tabelle 24:	Prognose der technischen Daten neu installierter WEA 2025 und 2030 nach [96].....	106
Tabelle 25:	Ökobilanzstudien nach Aktualität und angegebenen Anlageninformationen	108
Tabelle 26:	Übersicht und Auswahl der untersuchten Ökobilanzstudien.....	111
Tabelle 27:	Analyse der relevanten Studien nach Ziel und Untersuchungsrahmen (41 Studien)	112
Tabelle 28:	Analyse der Technologievielfalt in den untersuchten Ökobilanzstudien.....	113
Tabelle 29:	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der untersuchten Studien.....	114
Tabelle 30:	Abgleich der technischen Parameter von durchschnittlichen Onshore- und Offshore-WEA (Stand: 2016) mit den, in den untersuchten Ökobilanzstudien, betrachteten Anlagen	115
Tabelle 31:	Untersuchte PV-Module (eigene Zusammenstellung)	117
Tabelle 32:	Untersuchte Anlagenkomponenten.....	118
Tabelle 33:	Referenzflüsse für Basisszenarien	119
Tabelle 34:	Weitere verwendete Referenzflüsse für Modellierung und Auswertung der PVA.....	120
Tabelle 35:	Durchschnittliche Referenzflüsse der betrachteten Produktsysteme [145]	121
Tabelle 36:	Gesamtgewichte der betrachteten Produktsysteme [145]....	121
Tabelle 37:	Beschreibung der Wirkungskategorien	127
Tabelle 38:	Beschreibung des Umweltbezogenen Indikators.....	128
Tabelle 39:	Annahmen und Parameter der Nutzungsphase	135
Tabelle 40:	Übersicht der Datenquellen dieser Studie	137
Tabelle 41:	Inverter: Kennwerte und Eckdaten für die Ökobilanzierung, basierend auf Angaben SMA [167] [165] [166].....	147
Tabelle 42:	Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse der untersuchten Inverter	155
Tabelle 43:	Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse der Unterkonstruktion je m ² Modulfläche (eigene Berechnung) ..	159
Tabelle 44:	Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse der elektrischen Leitungen	163
Tabelle 45:	Sachbilanzdatenquellen für die Modellierung der c-Si PV-Module	165
Tabelle 46:	Produktspezifikationen der untersuchten c-Si PV-Module nach [52] (Tab. 4.22 und Tab 4.28) und eigene Annahmen für die Ökobilanzaktualisierung	167

Tabelle 47:	Hinterlegte Strommixe an den unterschiedlichen Produktionsstandorten der c-Si PV-Module (nach PVPS-LCI (2015) [47]; PEFCR-PV [57]).....	170
Tabelle 48:	Übersicht der aktualisierten Prozesswerte der c-Si Prozesskette für die nachfolgenden Ökobilanzanalysen	173
Tabelle 49:	Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe [je kWh], c-Si PV-Modulherstellung ..	180
Tabelle 50:	Treibhauspotenzial der mono c-Si PV Modulherstellung und des Lebensendes vor und nach der Datenaktualisierung (inkl. Recyclinggutschriften)	182
Tabelle 51:	Ergebnisse des Recyclings von mono- und multi c-Si PV-Modulen	186
Tabelle 52:	Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der mono c-Si PV-Module im Produktionsszenario AB	187
Tabelle 53:	Umweltprofil der mono c-Si PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen am Beispiel von Szenario AB.....	191
Tabelle 54:	Vergleich der Bandbreiten des Treibhauspotenzials der mono c-Si PV-Stromerzeugung vor und nach der Aktualisierung (Dach und Freiflächenanlagen).....	192
Tabelle 55:	Treibhauspotenzial der multi c-Si PV-Modulherstellung und des Lebensendes vor und nach der Datenaktualisierung (inkl. Recyclinggutschriften)	194
Tabelle 56:	Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der multi c-Si PV-Module im Produktionsszenario AB	197
Tabelle 57:	Umweltprofil der multi c-Si PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen am Beispiel des Basisszenarios AB	200
Tabelle 58:	Vergleich der Bandbreiten des Treibhauspotenzials der multi c-Si PV Stromerzeugung vor und nach der Aktualisierung.....	202
Tabelle 59:	Produktspezifikationen für CdTe PV-Module	205
Tabelle 60:	Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe [je kWh], CdTe PV-Modulherstellung	212
Tabelle 61:	Ökobilanzergebnisse des Lebensendes von CdTe PV-Modulen [je m ²]	216
Tabelle 62:	Ökobilanzergebnisse CdTe PV-Modul (Herstellung und Lebensende) [je m ²].....	216
Tabelle 63:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials der CdTe PV-Stromerzeugung	219
Tabelle 64:	Ergebnisse der CdTe PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen	220

Tabelle 65:	Produktspezifikationen CIGS PV-Modul, basierend auf Herstellerangaben NICE Solar Energy und Produktbroschüre [164]	222
Tabelle 66:	Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe [je kWh], CIGS PV-Modulherstellung	227
Tabelle 67:	Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CIGS PV-Modulen [pro m ²]	230
Tabelle 68:	Bandbreiten des Treibhauspotenzials der CIGS PV-Stromerzeugung	234
Tabelle 69:	Ergebnisse der CIGS PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen	235
Tabelle 70:	Bandbreiten der EPBT für Standorte in Deutschland und Südeuropa (eigene Berechnung)	242
Tabelle 71:	Parametervariationen der Sensitivitätsanalyse der Nutzungsphase (eigene Annahmen)	246
Tabelle 72:	Ergebnisse des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung für untersuchte Szenarien (gerundete Werte)	267
Tabelle 73:	Definition der Standorttypen nach DIBt [202] und DIN EN 1991-1-4/NA [203] und IEC 61400 [201]	272
Tabelle 74:	Beschreibung der standortspezifischen, prototypischen Windparks [145]	272
Tabelle 75:	Parameter der in der Studie betrachteten durchschnittlichen WEA nach Standort [145]	273
Tabelle 76:	Gründungsart und Fundament der betrachteten WEA nach Standort [145]	275
Tabelle 77:	Turm der betrachteten WEA nach Standort [145]	275
Tabelle 78:	Gondel der betrachteten WEA nach Standort [145]	276
Tabelle 79:	Nabe der betrachteten WEA nach Standort [145]	276
Tabelle 80:	Rotorblätter der betrachteten WEA nach Standort [145]	277
Tabelle 81:	Transporte für die Herstellung der WEA [145]	277
Tabelle 82:	Herstellung der WEA-Komponenten [145]	277
Tabelle 83:	Verkabelung der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]	278
Tabelle 84:	Umspannwerke der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]	279
Tabelle 85:	Logistik der betrachteten Produktsysteme [145]	279
Tabelle 86:	Installation/Aufbau der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]	280
Tabelle 87:	Eingangsparameter der Energieertragsberechnung der WEA [145]	281
Tabelle 88:	Jährlicher Energieertrag und Volllaststunden der WEA nach Standort [145]	281

Tabelle 89:	Wartung der betrachteten Produktsysteme nach Standort über die Lebenszeit [145].....	282
Tabelle 90:	Rückbau der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]	282
Tabelle 91:	Behandlung der Materialien und Komponenten am Lebensende [145] [204] [205] [206]	283
Tabelle 92:	LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom.....	287
Tabelle 93:	LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom .	293
Tabelle 94:	LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom	299
Tabelle 95:	Spezifische LCA-Ergebnisse des Basisszenarios der Herstellung der betrachteten WEA, bezogen auf eine Anlagenleistung von 1 MW	306
Tabelle 96:	Spezifische LCA-Ergebnisse des Basisszenarios der Herstellung der betrachteten Verkabelung, bezogen auf einen Meter Kabellänge	306
Tabelle 97:	Berechnete Energy Payback Time (EPBT) nach Standort	307
Tabelle 98:	Einordnung der GWP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)	308
Tabelle 99:	Einordnung der AP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)	308
Tabelle 100:	Einordnung der EP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)	309
Tabelle 101:	Einordnung der POCP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)	309
Tabelle 102:	Einordnung der Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie in die	

	Ergebnisbandbreiten aus bestehenden Ökobilanzen zu WEA	311
Tabelle 103:	Parametervariation der Sensitivitätsanalyse des Offshore-Windparks.....	312
Tabelle 104:	Parametervariation der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Starkwind)	313
Tabelle 105:	Parametervariation der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Schwachwind)	315
Tabelle 106:	Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für GWP (Szenarienkombination)	326
Tabelle 107:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für GWP (Szenarienkombination)	329
Tabelle 108:	Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für AP (Szenarienkombination)	330
Tabelle 109:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für AP (Szenarienkombination)	332
Tabelle 110:	Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für EP (Szenarienkombination)	333
Tabelle 111:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für EP (Szenarienkombination)	335
Tabelle 112:	Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für POCP (Szenarienkombination)	336
Tabelle 113:	Ergebnisbandbreiten der Windparks für POCP (Szenarienkombination)	338
Tabelle 114:	GWP-Ergebnisse der WEA nach Standort.....	344
Tabelle 115:	Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Mono c-Si PV-Modulen für untersuchte Produktionsszenarien; Ergebnisse mit Recyclinggutschriften.....	366
Tabelle 116:	Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Mono c-Si PV-Modulen für untersuchte Produktionsszenarien; Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften.....	367
Tabelle 117:	Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung in China (CN) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen	367
Tabelle 118:	Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung im asiatisch-pazifischen Raum (APAC) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen.....	368
Tabelle 119:	Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung in den vereinigten Staaten (US) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen.....	370

Tabelle 120:	Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung in Europa (EU) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen.....	371
Tabelle 121:	Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Multi c-Si PV-Modulen für untersuchte Szenarien; Ergebnisse mit Recyclinggutschriften	372
Tabelle 122:	Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Multi c-Si PV-Modulen für untersuchte Szenarien; Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften	372
Tabelle 123:	Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung in China (CN) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen	373
Tabelle 124:	Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung im asiatisch-pazifischen Raum (APAC) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen.....	374
Tabelle 125:	Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung in den vereinigten Staaten (US) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen.....	375
Tabelle 126:	Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung in Europa (EU) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen	377
Tabelle 127:	Verwendeten Hintergrunddatensätze der GaBi-Datenbanken [168]	378

Abkürzungsverzeichnis

APV	LAGA-Ausschuss für Produktverantwortung; FV
μ-Si	Silizium Dünnschicht-PV mit mikrokristallinen Zellen
AC	Wechselstrom (englisch: Alternating Current)
ADP	Abiotischer Ressourcenverbrauch (englisch: Abiotic Depletion Potential)
AP	Versauerungspotenzial (englisch: Acidification Potential)
APAC	Asiatisch-pazifischer Raum (ohne China)
a-Si	Amorphe Silizium Dünnschicht
BAU	Szenario: Vorgehen wie bisher; Keine Änderung in Prozessen (Englisch: Business as Usual)
BauGB	Baugesetzbuch
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BOS	Balance of System, zusätzliche Komponenten einer PV-Anlage neben PV-Modulen, wie Inverter, Unterkonstruktion, Elektrik
CBD	Chemische Badabscheidung (englisch: Chemical Bath Desposition)
CdS	Cadmiumsulfid
CdTe	Cadmiumtellurid
CFK	Kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
CIEMAT	Spanisches Forschungszentrum für Energie, Umwelt und Technologie (spanisch: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
CML	Centrum voor Milieukunde (CML), Institut für Umweltwissenschaften der Universität Leiden, Niederlande
CN	Länderkürzel für China
CN-CQ	Chongqing in China
CO₂	Kohlendioxid
COD	Chemischer Sauerstoffbedarf (englisch: Chemical Oxygen Demand)
c-Si	Kristallines Silizium
dB(A)	Dezibel
DC	Gleichstrom (englisch: Direct Current)
DE	Länderkürzel für Deutschland
DK	Länderkürzel für Dänemark
EF	Ökologischer Fußabdruck (englisch: Environmental Footprint)
ENEA	Italienischen Agentur für neue Technologien, Energie und nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung (italienisch: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA))
EoL	Lebensende (englisch: End-of-Life)
EP	Eutrophierungspotenzial (englisch: Eutrophication Potential)

EPBT	Energetische Amortisationszeit (englisch: Energy Payback Time)
EPD	Umweltproduktdeklaration (englisch: Environmental Product Declaration)
EU	Europa
EU-28	Europäische Union mit 28 Mitgliedstaaten (inklusive Großbritannien)
g	Gramm
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
GK	Geländekategorie
GW	Gigawatt
GWP	Treibhauspotenzial (englisch: Global Warming Potential)
HFCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie
IC	Chipherbleiterbausteine (englisch: Integrated Circuit)
IEA	Internationale Energieagentur (englisch: International Energy Agency)
IGBT	Halbleiterbauteil in der Leistungselektronik (englisch: Insulated-gate Bipolar Transistor)
ILCD	International Reference Life Cycle Data System
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
ITRPV	Internationale, technische Roadmap für Photovoltaik (englisch: International Technology Roadmap for Photovoltaic)
JP	Länderkürzel für Japan
JRC	Joint Research Centre der Europäischen Kommission
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KR	Länderkürzel für Südkorea
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt, peak. Nennleistung einer PV-Anlage unter Standardtestbedingungen
LCA	Ökobilanz (englisch: Life Cycle Assessment)
LCI	Sachbilanz (englisch: Life Cycle Inventory)
m	Meter
mg	Milligramm
MG-Silizium	Metallurgisches Silizium
MJ	Megajoule
mm	Millimeter
mono c-Si	Monokristallines Silizium
multi c-Si	Multikristallines Silizium
MW	Megawatt

MY	Länderkürzel für Malaysia
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan (englisch: National Energy and Climate Plan, NECP)
NMVOC	Organische Verbindungen ohne Methan (englisch: Non-methane Volatile Compounds)
NO	Länderkürzel für Norwegen
NO₂	Stickstoffdioxid
NO_x	Stickstoffoxid (Sammelbegriff für Stickstoffmonoxid und -dioxid)
OEF	Ökologischer Fußabdruck von Organisationen (englisch: Organisational Environmental Footprint)
OPT	Szenario: Optimistische Verbesserung (englisch: Optimistic Improvement)
PED	Primärenergiebedarf (englisch: Primary Energy Demand)
PED, n. ern.	Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Ressourcen (englisch: Primary Energy Demand from Non-renewable Energy Sources)
PEF	Ökologischer Fußabdruck von Produkten (englisch: Product Environmental Footprint)
PEFCR	Product Environmental Footprint Category Rules
PEFPV	In diesem Bericht: Abkürzung für die PEFCR-PV Vorstudie im Bereich der Photovoltaik
PERC	Solarzelle mit passiviertem Emitter auf der Rückseite (englisch: Passive Emitter Rear Contact)
POCP	Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (Sommersmogpotenzial) (englisch: Photochemical Ozone Creation Potential)
PR	Leistungskennzahl (englisch: Performance Ratio)
PV	Photovoltaik
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme (Forschungsprogramm der Internationalen Energieagentur im Bereich der Photovoltaik)
REAL	Szenario: Realistische Verbesserung (englisch: Realistic improvement)
SF₆	Schwefelhexafluorid
SG-Silizium	Polysilizium in Solarqualität (englisch: solar grade)
SGRE	Siemens Gamesa Renewable Energy
Si	Silizium
SO₂	Schwefeldioxid
SP	Service Pack
t	Tonne
ts	Abkürzung für thinkstep (seit September 2020: Sphera)
TGA	Technische Gebäudeausstattung
THG	Treibhausgas
tkm	Tonnenkilometer
TW	Terawatt
US	Länderkürzel für die Vereinigten Staaten von Amerika

WEA	Windenergieanlage
WZ	Windzone

Glossar

Lebenszyklus	Die Betrachtung eines Produktsystems als "aufeinander folgende und miteinander verbundene Stufen eines Produktsystems von der Rohstoffgewinnung oder Rohstoffherzeugung bis zur endgültigen Beseitigung" [1]. Dies beinhaltet alle Material- und Energie-Inputs sowie die Emissionen in Luft, Boden und Wasser.
Ökobilanz	"Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Outputflüsse und der potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebensweges" [1].
Sachbilanz	"Bestandteil der Ökobilanz, der die Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs eines gegebenen Produktes im Verlauf seines Lebensweges umfasst" [1].
Wirkungsabschätzung	"Bestandteil der Ökobilanz, der dem Erkennen und der Beurteilung der Größe und Bedeutung von potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf des Lebensweges des Produktes dient" [1].
Auswertung	"Bestandteil der Ökobilanz, bei dem die Ergebnisse der Sachbilanz oder der Wirkungsabschätzung oder beide bezüglich des festgelegten Ziels und Untersuchungsrahmens beurteilt werden, um Schlussfolgerungen abzuleiten und Empfehlungen zu geben" [1].
Funktionelle Einheit	"Quantifizierter Nutzen eines Produktsystems für die Verwendung als Vergleichseinheit" [1].
Allokation	"Zuordnung der Input- oder Outputflüsse eines Prozesses oder eines Produktsystems zum untersuchten Produktsystem und zu einem oder mehreren anderen Produktsystemen" [1].
Vordergrundsystem	„Diejenigen Prozesse des Systems, die spezifisch für es sind [...] und/oder direkt von den in der Studie untersuchten Entscheidungen betroffen sind“ [2]. Dies umfasst in der Regel alle Phasen des Lebenszyklus, auf die der Hersteller einen maßgeblichen Einfluss ausübt. Als allgemeine Regel sollten spezifische (primäre) Daten für das Vordergrundsystem verwendet werden.
Hintergrundsystem	„Diejenigen Prozesse, für die aufgrund des Mittelungseffekt über Lieferanten ein homogener Markt mit durchschnittlichen Daten als ausreichend repräsentativ für den Prozess angesehen werden kann“ aufgrund ausgegangen werden kann [...] und/oder diejenigen Prozesse, die im Rahmen des Systems betrieben werden, aber die sich nicht unter direkter Kontrolle oder entscheidendem Einfluss des Produzenten befinden [2]. Als allgemeine Regel sind sekundäre Daten für das Hintergrundsystem angemessen, insbesondere wo primäre Daten schwierig zu erhalten sind.
Kritische Prüfung	„Verfahren, das dazu dient, die Konsistenz einer Ökobilanz mit den Grundsätzen und Anforderungen der Internationalen Norm an Ökobilanzen sicherzustellen“ [3].

Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie wurden Ökobilanzen von modernen Photovoltaik- und Windenergieanlagen unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Technik und derzeit relevanter Produktionsstandorte durchgeführt. Moderne Anlagen repräsentierten dabei Anlagen mit marktreifen Technologien, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Bei den Analysen wurden technisch mögliche, optimale Bedingungen für die Aufstellung in Deutschland untersucht. So wurden im Fall der Photovoltaikanlage (kurz: PV-Anlage) für den jeweiligen betrachteten Standort Anlagen mit optimaler Ausrichtung zur Sonne analysiert. Verschattungen oder eine nicht-optimale Ausrichtung der Module wurden nicht berücksichtigt. Im Fall der Windenergieanlage wurden für den jeweiligen betrachteten Standort optimale Windbedingungen und Volllaststunden angenommen.

Die Bearbeitung des Projekts orientierte sich an den folgenden Leitfragen:

- Welche Umweltwirkungen werden durch die Stromproduktion aus Windenergie und Photovoltaik (PV) über den gesamten Lebenszyklus verursacht?
- Welche Unterschiede weisen die verschiedenen Technologievarianten hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen auf?
- Welche Bereiche können durch Veränderung und technische Weiterentwicklung insbesondere zu einer Optimierung der Ökobilanz beitragen?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wurde zunächst eine umfassende Recherche der Markt- und Technologieentwicklungen im Bereich der PV- und Windenergieanlagen durchgeführt und die Ergebnisse bestehender Ökobilanzstudien zusammengestellt. Auf dieser Grundlage wurde der Aktualisierungsbedarf für die Ökobilanzen von PV- und Windenergieanlagen identifiziert und die Forschungsschwerpunkte für die vertiefenden Ökobilanzen festgelegt.

Die Ökobilanzen wurden gemäß den ISO-Normen 14040 [1] und 14044 [3] durchgeführt und einer Kritischen Prüfung durch ein Gremium unabhängiger Experten unterzogen.

Ergebnisse der Ökobilanz von Photovoltaikanlagen

Die Recherche der Markt- und Technologieentwicklungen hat die große Dynamik auf dem Photovoltaikmarkt aufgezeigt, die durch eine starke Verlagerung der Produktionen nach China und in den asiatischen Raum geprägt ist. Ähnliche Tendenzen wurden hinsichtlich des PV-Zubaus identifiziert. Während die PV in Deutschland und Europa in den Jahren von ca. 2008-2013 einen Boom erlebte, hat vor allem der Ausbau an installierter PV-Leistung in China und Asien zuletzt stark zugenommen. Bei den PV-Technologien dominiert weiterhin die mono- und multikristalline Silizium PV-Technologie mit einem Marktanteil von über 95 %. Im Bereich der Dünnschichttechnologien sind vor allem Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) relevant. Die Bedeutung weiterer Dünnschichttechnologien ist in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Die Analyse der Technologieentwicklungen zeigte zudem, dass bei allen PV-Technologien in den letzten Jahren signifikante Fortschritte in der Produktion erreicht wurden, die zur einer Steigerung der Energieeffizienz in der Fertigung und deutlichen Steigerung der Modulwirkungsgrade geführt hat. Bei den c-Si PV-Technologien betraf dies vor allem die Prozesskette vom metallurgischen Silizium bis zur Wafer-Fertigung. Zusätzlich ist die Technologie der PERC-Solarzellen bei der c-Si PV auf dem Vormarsch, die höhere Wirkungsgrade gegenüber den herkömmlichen Solarzellen ermöglicht und daher an

Marktrelevanz gewinnt. Bei den Dünnschichttechnologien gab es Verbesserungen in der Prozessführung, z. B. in der Halbleiterbeschichtung, welche zu höheren Modulwirkungsgraden geführt haben.

Im Zuge der Datenaktualisierung konnten für die CIGS-PV und für die Inverter aktuelle Industriedaten in Zusammenarbeit mit NICE Solar Energy und SMA erhoben werden. Für mono- und multi c-Si PV war dies nicht möglich. Ein Grund hierfür war der Rückgang der c-Si Zellproduktion aus Deutschland und Europa. Dementsprechend konnten keine Daten für die PERC-Solarzellenfertigung erhoben werden, sodass in dieser Studie konventionelle c-Si Solarzellen auf Grundlage der von der PVPS Task 12 veröffentlichten Sachbilanzdaten untersucht wurden. Diese wurden an den relevanten Prozessdaten mit Unterstützung von Industrieexperten und Literaturdaten angepasst. Die Anpassung umfasst im Wesentlichen den Energiebedarf und die Materialeffizienz der Prozesskette vom Silizium bis zur Wafer-Fertigung. Die Ökobilanzierung der PV-Systeme und PV-Stromerzeugung wurde für generische Dach- und Freiflächenanlagen mit Standorten in Deutschland und Südeuropa durchgeführt.

Für die Herstellung der PV-Module wurden zudem die relevanten Produktionsregionen abgebildet. Die Ergebnisse der untersuchten PV-Technologien und Produktionsszenarien zeigen einen großen Einfluss des Energieverbrauchs in der Herstellung auf die Ergebnisse der Ökobilanz. Da sich die Stromerzeugung an den untersuchten Produktionsstandorten aufgrund der länderspezifischen Stromerzeugungsmixe teilweise sehr voneinander unterscheidet, resultieren für die untersuchten Produktionsstandorte der PV-Modulherstellung große Bandbreiten in den Ökobilanzergebnissen.

Die Ergebnisse des Modulrecyclings zeigen, dass der potentielle Nutzen der Verwertung und des Recyclings der rückgewonnenen Wertstoffe größer ist, als die im Betrieb der Recyclinganlagen verursachten Umweltwirkungen. Das PV-Modulrecycling kann somit einen Beitrag dazu leisten, die Umweltwirkungen über den Lebenszyklus der PV-Module weiter zu senken. Je nach Wirkungskategorie und Technologie liegen diese Einsparungen in einer Größenordnung von ca. 3 bis 15 % der PV-Modulherstellung.

Um das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung zu berechnen, wurden die Umweltwirkungen des Lebenszyklus der PV-Anlagen durch den gesamten Stromertrag der PV-Anlagen geteilt. Diese Analyse beinhaltete zusätzlich die Lebenszyklusergebnisse der weiteren benötigten Anlagenkomponenten wie Inverter, Unterkonstruktion und elektrische Leitungen.

Wichtige Einflussfaktoren für die Berechnung des Stromertrags und damit auch des Umweltprofils der Stromerzeugung einer PV-Anlage sind neben der Moduleffizienz die zugrunde gelegten Nutzungsparameter für die Berechnung des Stromertrags. In dieser Studie wurde eine Anlagennutzungsdauer von 30 Jahren, ein durchschnittliches Performance Ratio inkl. Degradationsverlusten von 0,75 für Dachanlagen bzw. 0,8 für Freiflächenanlagen für optimal zur Sonne ausgerichtete PV-Anlagen angenommen. Es wurden zwei generische Anlagenstandorte in Deutschland, mit einer durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²*a), und in Südeuropa, mit 1.700 kWh/(m²*a), angenommen. Die angenommenen technologiespezifischen Moduleffizienzen richten sich nach aktuellen kommerziellen PV-Modulen und liegen bei 18 % für Mono c-Si PV, 16,8 % Multi c-Si PV, 17 % für CdTe PV und 14,6 % für CIGS PV.

Auf dieser Grundlage wurden die Bandbreiten der Ökobilanzergebnisse der PV-Stromerzeugung über die untersuchten Produktionsszenarien berechnet, welche im Folgenden am Beispiel des Treibhauspotenzials zusammengefasst sind.

Tabelle 1: Ergebnisse des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung für untersuchte Szenarien, gerundete Werte

PV-Technologie	Treibhauspotenzial PV-Strom für deutschen Anlagenstandort (1.200 kWh/(m ² *a)) [g CO ₂ -Äquivalente/kWh]	Treibhauspotenzial PV-Strom für südeuropäische Anlagenstandort (1.700 kWh/(m ² *a)) [g CO ₂ -Äquivalente kWh]
Mono c-Si (18 %)*	(32) 43 – 63	(22) 30 - 44
Multi c-Si (16,8 %)*	(29) 36-47	(21) 25-33
CIGS** (14,6 %)**	24 (33)	17 (23)
CdTe (17 %)**	(16) 17 – 20	(11) 12 - 14

*Werte c-Si für Produktionen in CN, APAC, US. Werte in Klammer stehen für das zusätzlich untersuchte Szenario einer europäischen Produktion. Für dieses wurde angenommen, dass es weiterhin eine durchgehende Produktion inkl. aller vorgelagerten Prozesse in Europa stattfinden würde. **Werte CIGS für Produktionen in DE und in Klammern das CN-CQ-Szenario; ***Werte CdTe für Produktionen in MY und US, (DE-Szenario, unter Annahme eines deutschen Produktionsstandorts). Angenommene Nutzungsparameter: Anlagenlaufzeit/ Modullebensdauer: 30 Jahre; Inverterlebensdauer: 20 Jahre; Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dachanlage 0,75, Freiflächenanlage 0,8.

In einer Sensitivitätsanalyse wurden zudem die Abhängigkeiten der Nutzungsphasenparameter auf das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung untersucht. Hierzu wurden Anlagenlaufzeit, Performance Ratio, Degradation und Inverterlebensdauer variiert. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass sich das Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung deutlich erhöhen kann, wenn die Anlagenlaufzeit unter den angenommenen 30 Jahren liegt und sich dadurch der Stromertrag verringert. Die Abweichungen zur Basisauswertung liegen über alle Parametervariationen in einem Bereich von ca. -8 % bis +38 %. Eine möglichst lange Anlagenutzung wirkt sich somit positiv auf das Ökobilanzergebnis der PV-Stromerzeugung aus. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse haben gezeigt werden, dass die Treibhauspotenziale der PV-Stromerzeugung selbst im ungünstigen angenommenen Fall bei allen betrachteten PV-Technologien teilweise deutlich unterhalb von 100 g CO₂-Äquivalente/kWh liegen. Somit liegen die Treibhauspotenziale der PV-Stromerzeugung deutlich unter den Werten konventioneller fossiler Stromerzeugungsarten wie Erdgas (ca. 490 g CO₂-Äquivalente/kWh) oder Kohleverstromung (Braunkohle ca. 1.140 g CO₂- Äquivalente/kWh).

Die berechneten Energy Payback Times der untersuchten PV-Anlagen, liegen an einem deutschen Anlagenstandort zwischen 0,9 und 2,1 Jahren (mono c-Si: ca. 2,1 Jahre; multi c-Si: ca. 1,7 Jahre; CIGS: ca.1,3 Jahre; CdTe: ca. 0,9 Jahre). Der investierte Primärenergieaufwand für die Herstellung, die Nutzung und das Lebensende der PV-Anlagen amortisiert sich somit nach einer sehr kurzen Anlagenlaufzeit. Durch die Substitution der fossilen Stromerzeugung kann ein wichtiger Beitrag zur Senkung des Primärenergiebedarfs und zur Schonung fossiler (nicht-erneuerbarer) Ressourcen geleistet werden.

Ergebnisse der Ökobilanz von Windenergieanlagen

Die Stromerzeugung aus Windenergie gewinnt in Deutschland seit der Jahrtausendwende kontinuierlich an Bedeutung und nimmt inzwischen einen beachtlichen Anteil an der deutschen Stromerzeugung ein (2020: 27 %). Ebenso rasant hat sich die Technologie der Windenergieanlagen entwickelt. So ging mit steigender Nabenhöhe, steigendem

Rotordurchmesser und steigender Rotorfläche ein Anstieg der installierten Leistung und des jährlichen Energieertrags der Anlagen einher. Zukünftig wird erwartet, dass sich der Trend zu größeren und leistungstärkeren Anlagen fortsetzen wird.

Um die Umweltwirkungen der Stromerzeugung aus Windenergie unter Berücksichtigung der aktuellen technologischen Entwicklungen zu untersuchen und die relevanten Einflussfaktoren über den gesamten Lebenszyklus zu ermitteln, wurde für die Erstellung der Ökobilanz auf Angaben der Hersteller und Betreiber moderner Windenergieanlagen zurückgegriffen und diese um Literaturdaten und Expertenabschätzungen ergänzt.

Im Fokus standen existierende Anlagen verschiedener Hersteller, die einen Mix der für den deutschen Markt relevanten Technologien repräsentieren. Es wurden Anlagen an drei Standorten in Deutschland untersucht: Offshore, Onshore (Starkwind) und Onshore (Schwachwind). Es wurden Triebstränge mit Getriebe und ohne Getriebe (Direktantrieb) analysiert. Für die Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie wurden fremd- und permanenterregte Synchrongeneratoren und doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren betrachtet. Als Bremssysteme wurden die mechanische Scheibenbremse und die aerodynamische Bremse mit Pitch-Regelung untersucht.

Neben den Komponenten der Windenergieanlage (Fundament, Turm, Gondel inklusive Getriebe, Generator und weitere Komponenten des Triebstranges, Nabe sowie Rotorblätter) wurden auch die Komponenten eines Windparks (Verkabelung zwischen den Windenergieanlagen und zum Netzanschlusspunkt sowie Umspannwerke auf See und/oder an Land) anteilig betrachtet.

Die Ergebnisse der Ökobilanz sind beispielhaft für das Treibhauspotenzial dargestellt (Tabelle 2). Der Offshore-Windpark erzielt aufgrund der hohen Volllaststunden das niedrigste Ergebnis für das Treibhauspotenzial, gefolgt vom Onshore-Windpark am Starkwindstandort. Der Onshore-Windpark am Schwachwindstandort zeigt das höchste Ergebnis.

Tabelle 2: Ergebnisse des Treibhauspotenzials der Windstromerzeugung nach Standort

Treibhauspotenzial	Ergebnis des Basisszenarios [g CO ₂ -Äquivalente/kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz]	Ergebnisbandbreiten [g CO ₂ -Äquivalente/kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz]
Offshore	7,3	5,4-11,8
Onshore (Starkwind)	7,9	6,1-11,2
Onshore (Schwachwind)	10,6	5,2-15,6

Die Herstellung der Windenergieanlage hat über alle betrachteten Wirkungskategorien und -indikatoren (Treibhauspotenzial, Versauerungspotenzial, Eutrophierungspotenzial und nicht-erneuerbarer Primärenergiebedarf) hinweg die mit Abstand größten Umweltwirkungen. Die Kategorie beinhaltet die Herstellung des Fundaments, des Turms, der Gondel, der Nabe, der Rotorblätter sowie die Transporte. Verursacht wird der hohe Anteil an den Gesamtergebnissen hauptsächlich durch die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Beton und Metalle (Stahl, Gusseisen, Edelstahl, Aluminium und Kupfer). Die Herstellung der Kabel hat den zweitgrößten Anteil an den Umweltwirkungen. Dies ist ebenfalls zurückzuführen auf die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle. Eine weniger bedeutende Rolle an den Gesamtergebnissen spielen die Herstellung der Umspannwerke, die Wartung (inklusive der Bereitstellung von Ersatzteilen), Transporte und die Logistik. Die Installation und der Rückbau haben ebenfalls einen geringen Anteil an den Gesamtergebnissen. Im Basisszenario werden für die Verwertung am Lebensende Gutschriften für das Materialrecycling mit teilweise

signifikanten Auswirkungen auf die Gesamtergebnisse vergeben. Die höchsten Gutschriften ergeben sich für die Metalle.

Nachfolgend sind die für das Gesamtergebnis der betrachteten Windenergieanlage relevanten Einflussgrößen zusammengefasst:

- Art und Menge der eingesetzten Materialien in der Windenergieanlage und den Kabeln, insbesondere dabei die Metalle,
- Recyclingraten der Metalle am Lebensende und gewähltes Allokationsverfahren am Lebensende,
- Stromertrag über die Lebensdauer der Anlage.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass sich die Ökobilanzergebnisse von Windenergieanlagen in den letzten Jahren weiter verbessert haben. Da der Fokus der Studie auf marktreifen Technologien liegt und nicht der gesamte Bestand der Windenergieanlagen betrachtet wird, lassen sich die Ergebnisse der vorliegenden Studie im unteren Bereich der Ergebnisbandbreiten bestehender Ökobilanzen einordnen.

Auf Basis der durchgeführten Sensitivitäts- und Szenarioanalysen zu Wassertiefe (im Fall der Offshore-Anlagen), Gründung und Turmkonstruktion der Anlagen (im Fall der Onshore-Anlagen), Länge der Kabel, Laufzeit und Volllaststunden der Anlagen, Allokationsverfahren am Lebensende und der darin untersuchten Parametereinstellungen wurden die Ergebnisbandbreiten für die betrachteten Umweltwirkungskategorien berechnet. Ausgehend vom Ergebnis des Basisszenarios variieren die Ergebnisse je nach Standort und betrachteter Wirkungskategorie zwischen -51 % bis +61 %. Die großen Ergebnisbandbreiten zeigen, dass die Unsicherheiten in den Ergebnissen bedeutsam sind. Sie erscheinen aber als ausreichend robust im Hinblick auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen der Studie.

Die berechnete Energy Payback Time, also die energetische Amortisationszeit, der betrachteten Windenergieanlagen wird stark von anlagen- und standortspezifischen Einflussfaktoren beeinflusst. Die Ergebnisse zeigen, dass die über den Lebenszyklus der untersuchten Anlagen eingesetzte Primärenergie je nach Standort und gewähltem Referenzstrommix bereits nach 2,5 bis 11 Monaten Anlagenlaufzeit in Form des erzeugten Windstroms zurückgewonnen werden kann.

Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass sich die Technologien zur Stromerzeugung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen in den letzten Jahren stark weiterentwickelt haben. Durch den höheren Stromertrag bei effizienterem Ressourceneinsatz konnten im Vergleich zu älteren Ökobilanzstudien die Umweltwirkungen in der Stromerzeugung gesenkt werden. Die Ökobilanzen moderner PV- und Windenergieanlagen sind sehr von den Parametern und den Rahmenbedingungen der Nutzungsphase abhängig, vor allem von den individuellen Einstrahlungs- bzw. Windbedingungen am Anlagenstandort und von der Nutzungsdauer. Eine maßgebliche Stellschraube verbesserter Ökobilanzen sind demnach lange und den Stromertrag maximierende Anlagenlaufzeiten. Die dynamischen Markt- und Technologieentwicklungen im Bereich der Photovoltaik und Windenergie legen nahe, die Ökobilanzen in regelmäßigen Abständen zu aktualisieren und zusätzlich Daten zu neuen Technologien und Produktionsstandorten zu erheben. Wenn Ökobilanzdaten für die jeweils neueste Anlagengeneration zur Verfügung stehen, kann perspektivisch eine präzisere Ökobilanzierung des gesamten Anlagenparks erfolgen.

Summary

This study used life cycle assessment (LCA) to calculate the environmental footprint of two modern electricity generation technologies – solar photovoltaic (PV) and wind turbine systems. The study focused on the latest market-ready, state-of-the-art technologies and optimized project siting. The analyses examined technically feasible, optimal conditions for installation in Germany. For PV systems, systems with optimized solar irradiation and orientation were analysed for the locations under consideration. Shading or a non-optimal orientation of the modules were not considered in the study. In the case of wind systems, optimal wind conditions and full load hours were assumed for the locations considered.

The study aimed to answer the following questions:

- What environmental impacts are caused by electricity generation from wind and PV over the systems' life cycle?
- What are the differences in environmental impacts between the various technologies?
- How can the life cycle of the technologies be optimised through innovation and further technical development?

To answer these questions, comprehensive research of market and technology developments in the field of PV and wind energy systems was conducted, including a literature review and compilation of results from existing LCA studies. The results of this research were the basis for updating the LCAs of PV and wind energy systems and helped determine the research priorities for the in-depth LCA.

This study was carried out in accordance with the international standards for LCA, ISO 14040 [1] and ISO 14044 [3], and were subjected to a critical review by a panel of independent experts.

LCA results of the PV energy system

Review of market and technology developments has shown the evolving dynamics of the PV market, which is characterised by a strong shift of PV manufacturing to China and the larger Asian region. Similar trends were identified with regard to PV installations. While PV systems experienced a boom in Germany and Europe from about 2008-2013, the installed PV capacity in China and Asia has increased significantly during the past several years. Among PV technologies, mono- and multicrystalline silicon technologies dominate the market with a share of over 95 %. With regard to thin-film PV technologies, cadmium telluride (CdTe) and copper indium gallium diselenide (CIGS) are relevant. The importance of other thin-film technologies has declined in recent years, e.g. amorphous silicon (a-Si). The analysis of technology developments also showed that in recent years significant progress has been made in the production of all PV technologies, which has led to more energy efficient production as well as increases in module efficiency. In the case of crystalline silicon (c-Si), significant improvements have been made in the process chain – from metallurgical silicon to the production of c-Si wafers. In addition, the passivated emitter rear cell (PERC) solar cell technology is increasing its relevance in c-Si PV, as it enables higher efficiencies compared to conventional solar cells. For thin-film technologies, there have been improvements in production processes such as use of semiconductor coatings, which have led to higher module efficiencies.

During the data collection phase of this study, current industry data were collected for CIGS PV and for inverters in cooperation with the companies NICE Solar Energy and SMA. This was not possible for mono- and multi- c-Si PV. A reason for this was the decline in c-Si cell production in Germany and Europe. Accordingly, no data could be collected for PERC solar cell production. As such, only conventional c-Si solar cells were investigated in this study which were based on the life cycle inventory data published by the IEA PVPS Task 12. Relevant process data were updated with the support of industry experts as well as information from literature. Process updates mainly include the adjustment of the energy demand and material efficiency of the process chain from the metallurgical grade (MG) silicon to the c-Si wafer production.

The LCA of the PV systems and PV power generation was conducted for generic rooftop and ground-mounted systems with locations in Germany and Southern Europe.

The analysis of PV module production covers the relevant production regions. The results of the investigated PV technologies and production scenarios demonstrate a large contribution by the production phase of the PV system to energy consumption in the LCA results. Since the environmental profiles of electricity generation at the investigated production sites differ significantly according to the country-specific electricity generation mixes, the LCA results show wide ranges in the environmental profiles.

The results of module recycling show that the potential benefits of the recycling of recovered materials are higher than the environmental burdens associated with the operation of the recycling facilities. Thus, PV module recycling can contribute to further reducing environmental impacts over the life cycle of the PV system. Depending on the impact category and PV technology, these savings range from approximately 3 to 15 % of PV module production.

The environmental profile of PV electricity generation was calculated on a per-unit energy basis, by dividing the environmental impacts of the PV system life cycle by the total electricity output of the system. This analysis also included the life cycle results of other required system components such as inverters, mounting structures and electrical cables.

In addition to module efficiency, relevant parameters for the calculation of the electricity yield (and thus for the environmental profile of the electricity generation by the PV system) are the utilisation parameters. In this study, the assumed useful lifetime of PV-Systems is 30 years with an average performance ratio including degradation losses of 0.75 for rooftop plants and 0.8 for ground-mounted plants with optimal orientation to the sun. Two generic locations were investigated: an average annual solar irradiation of 1,200 kWh/(m²*a) in Germany, and 1,700 kWh/(m²*a) in Southern Europe. The assumed technology-specific module efficiencies are based on current commercial PV modules and are 18 % for mono c-Si PV, 16.8 % multi c-Si PV, 17 % for CdTe PV, and 14.6 % for CIGS PV.

On this basis, the ranges of environmental profiles of PV power generation over the production scenarios studied were calculated. Results of the global warming potential are presented in Table 1.

Table 1: Global warming potential of PV electricity generation, for investigated scenarios, rounded values

PV technology	GWP of electricity generated by PV plants located in Germany (solar irradiation 1,200 kWh/(m ² *a)) [g CO ₂ equivalents/kWh]	GWP of electricity generated by PV plants located in Southern Europe (solar irradiation 1,700 kWh/(m ² *a)) [g CO ₂ equivalents/kWh]
Mono c-Si (18 %)*	(32) 43 – 63	(22) 30 - 44
Multi c-Si (16.8 %)*	(29) 36-47	(21) 25-33
CIGS* (14.6 %)**	24 (33)	17 (23)
CdTe (17 %)**	(16) 17 – 20	(11) 12 - 14

* Values for c-Si PV module production in CN, APAC, US. Values in parenthesis represent the results of an additionally investigated scenario of European module production. For this scenario, it is assumed that there is still continuous production in Europe that covers all relevant upstream processes. **Values for CIGS module production in Germany (DE) and in parenthesis for China (CN-CQ scenario); ***Values for production of CdTe modules in MY and US. Values in parenthesis represent an additional scenario of a German module production (DE). Assumed utilisation parameters: Useful lifetime and module lifetime: 30 years; inverter lifetime: 20 years; performance ratio incl. degradation losses: rooftop plant 0.75, ground-mounted plant 0.8.

In a sensitivity analysis, the dependencies of the utilisation parameters on the environmental profile of PV power generation were investigated in more detail. For this purpose, system lifetime, performance ratio, degradation and inverter lifetime were varied. The sensitivity analysis shows that the global warming potential of PV electricity generation can increase significantly with a lifetime less than the assumed 30 years, as it reduces the electricity yield of the PV system. The deviations from the baseline scenarios are in a range of about -8 % to +38 % across all parameter variations. Thus, a longer system lifetime has a positive effect on the LCA results of electricity generation by PV systems. However, it was also demonstrated that the global warming potential of PV electricity generation was still below 100 g CO₂-eq./kWh, in the most case significantly lower, even in the scenario with the most unfavourable utilisation parameters. Hence, the global warming potential of electricity from solar PV is significantly below that of conventional fossil electricity generation technologies such as electricity from natural gas (approx. 490 g CO₂-eq./kWh) or coal-fired power generation (lignite approx. 1,140 g CO₂-eq./kWh).

The calculated Energy Payback Time of analysed PV systems located in Germany is between 0.9 and 2.1 years (mono c-Si: 2.1 years; multi c-Si: 1.7 years; CIGS: 1.3 years; CdTe: 0.9 years). The invested primary energy demand for the production, utilisation and the end-of-life of the PV systems is amortised after a very short system lifetime. Thus, by substituting fossil power generation, PV systems can provide important contributions to reducing primary energy demand and conserving fossil (non-renewable) resources.

LCA results of the wind energy system

Electricity generation from wind turbines has steadily gained importance in Germany since the turn of the millennium and now accounts for a considerable share of German power generation (2020: 27 %). The wind turbine technology has developed just as rapidly. An increase in hub height, rotor diameter and rotor area has been accompanied by increases in installed capacity and annual energy yield of the turbines. In the future, the trend towards larger and more powerful turbines is expected to continue.

The assessment of the environmental impacts of electricity generation from wind and determination of relevant influencing factors over the life cycle takes into account current technological developments. Information provided by manufacturers and operators of modern wind energy systems was used to prepare the LCA and was supplemented with data from literature reviews and expert consultations.

The focus was on existing wind energy systems from various manufacturers representing a mix of technologies relevant to the German market. Three turbine types considered to be representative were investigated: offshore, onshore (strong wind) and onshore (weak wind). Drive trains with gearboxes and without gearboxes (direct drive) were analysed. For the conversion of mechanical to electrical energy, externally excited and permanent magnet excited synchronous generators, and doubly fed asynchronous generators were considered. Mechanical disc brake and aerodynamic brake with pitch control were investigated as braking systems.

The components of the wind turbine (foundation, tower, nacelle including gearbox, generator and other components of the drive train, hub as well as rotor blades) as well as the components of the wind farm (cables between the wind turbines and to the grid connection point as well as offshore and/or onshore substations) were considered proportionally.

As an example, the results of the global warming potential are presented in Table 2. Due to its high full load hours, the offshore wind farm achieves the lowest result for the global warming potential, followed by the high-wind onshore wind farm. The baseline scenario of the weak-wind onshore wind farm shows the highest results.

Table 2: Results of the global warming potential of wind electricity generation, by location

Global warming potential	Result of the base case scenario [g CO ₂ equivalents/kWh electricity fed into the German grid]	Result ranges [g CO ₂ equivalents/kWh electricity fed into the German grid]
Offshore	7.3	5.4-11.8
Onshore (strong wind)	7.9	6.1-11.2
Onshore (weak wind)	10.6	5.2-15.6

The manufacturing of the wind turbine has by far the largest environmental impact across all considered impact categories and indicators (global warming potential, acidification potential, eutrophication potential, and non-renewable primary energy demand). This category includes the manufacturing of the foundation, tower, nacelle, hub, rotor blades, and the transportation and manufacturing process of the wind turbine components. The large contribution is mainly caused by the production of large quantities of materials used, such as concrete and metals (steel, cast iron, stainless steel, aluminium, and copper). The manufacturing of substations, maintenance (including the provision of spare parts), transportation and logistics play a less significant role. Installation and dismantling also have a small contribution to the results. In the baseline scenario, end-of-life credits were given for recycled materials, with significant impact on the overall results. The largest credits were given for metals.

Relevant parameters for the considered wind energy systems are as follows:

- Type and quantity of materials used in the wind turbine and cables, particularly metals;
- Recycling rates of the metals at end of life and selected allocation method at end of life; and

- Electricity yield over the lifetime of the wind energy system.

The results of this study show that the environmental impacts of wind energy systems have improved in recent years. Since the focus of the study was on market-ready technologies, the results could be classified in the lower end of the range of results for existing LCAs of wind energy systems.

Sensitivity and scenario analysis were performed on several parameters. Water depth (for offshore systems) and turbine foundation and tower construction (for onshore systems) were considered, as well as cable length, lifetime and full load hours, and end-of-life allocation for all system types. The range of results for the considered environmental impact categories were calculated based on the analyses performed. Compared to the baseline scenario, the results vary between -51 % and +61 %, depending on the location and the impact category. The large ranges of results show that the uncertainties in the results are significant. However, they appear to be sufficiently robust with regard to the objective and the scope of the study.

The calculated energy payback time of the wind energy systems under consideration is strongly affected by system- and site-specific factors. The results show that the primary energy used over the life cycle of the investigated systems can be recovered as generated wind electricity after six months to one year of system operation.

Conclusion

The results demonstrate that solar PV and wind turbine technologies for electricity generation have developed considerably in recent years. While making the resource input more efficient and increasing the electricity yield, the environmental impacts of electricity generation have been reduced as compared to older LCA studies. The environmental profile of modern PV and wind energy systems is strongly dependent on the parameters of the use phase, especially the individual location with its solar irradiation or wind speed and the project lifetime. Long system lifetimes are preferable to maximise the electricity yield of the systems. Considering the dynamic market and technology developments in the field of PV and wind energy systems, it seems useful to update the body of LCA work at regular intervals and to collect additional data on new technologies and production sites. Given that LCA analyses are available for each generation of PV and wind turbine technology, it might simplify a more coherent LCA analysis of the complete range of generation technologies currently in use.

1 Einleitung

Die Photovoltaik und Windenergie stellen in Deutschland Schlüsseltechnologien für die Energiewende dar. Beide Stromerzeugungstechnologien sind von starken technologischen Weiterentwicklungen gekennzeichnet.

Um eine nachhaltige Entwicklung der Technologien sicherzustellen, ist es erforderlich, die Energie- und Materialbilanzen sowie weitere Umweltauswirkungen des gesamten Lebenszyklusses zu bewerten und damit Grundlagen für eine umweltverträgliche Weiterentwicklung der Technologien zu schaffen.

Die Analyse der potenziellen Umweltwirkungen wird mit Hilfe der Methodik der Ökobilanz (englisch: Life Cycle Assessment, LCA) durchgeführt. Gemäß ISO 14044 [3] umfasst eine Ökobilanz die „Zusammenstellung und Beurteilung der Input- und Outputflüsse und der potenziellen Umweltwirkungen eines Produktsystems im Verlauf seines Lebensweges“. In diesem Kontext werden als Inputflüsse stoffliche und energetische Ressourcen und als Outputflüsse Produkte, Emissionen (in Luft, Wasser und Boden) und Ablagerungsgüter, die während des gesamten Lebenszyklusses der zu untersuchenden Produktsysteme (Herstellung, Betrieb und Verwertung/Entsorgung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen) anfallen, verstanden. Potenzielle Wirkungen des Produktsystems auf die Umwelt umfassen zum Beispiel den Treibhauseffekt, die Versauerung, die Eutrophierung (Überdüngung) und weitere Umweltkategorien.

In der Vergangenheit wurden bereits Studien zur Ermittlung und Bewertung der Umweltwirkungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen durchgeführt. Diese sind jedoch aufgrund der fortgeschrittenen, technologischen Weiterentwicklungen mittlerweile veraltet oder decken oft nur einzelne Aspekte, wie bestimmte Technologien, Komponenten oder Lebenswegabschnitte, ab. Aus diesem Grund beauftragte das Umweltbundesamt (UBA) das Forschungsprojekt „Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen“ (Forschungskennzahl: EVUPLAN 37EV161190), um die Ökobilanzen von Photovoltaik- sowie Windenergieanlagen zu aktualisieren. Das Projekt erstreckte sich von Februar 2017 bis März 2021. Dabei übernahm das Fraunhofer-Institut für Bauphysik (Fraunhofer IBP) alle Untersuchungen mit Bezug auf die Photovoltaikanlagen (PVA), während Sphera alle Analysen, Ökobilanzen und Bewertungen im Bereich Windenergieanlagen (WEA) durchführte.

Die Ergebnisse aus diesem Forschungsprojekt werden in der vorliegenden Studie präsentiert.

2 Aufbau der Studie

Die Studie ist folgendermaßen gegliedert (siehe Abbildung 1):

Zunächst beschäftigt sich die Studie mit der Ermittlung des aktuellen Standes der Technik und der Analyse von bisherigen Ökobilanzstudien von PVA und WEA, um den Aktualisierungsbedarf für die Ökobilanzierung von modernen Anlagen zu ermitteln. Moderne Anlagen repräsentieren dabei Anlagen mit marktreifen Technologien, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Im Rahmen einer Literaturrecherche erfolgte zunächst eine Analyse der aktuellen Markt- und Technologieentwicklungen sowie des Stands des Wissens der verfügbaren Ökobilanzstudien von WEA und PVA. Durch den Abgleich der erfassten Ökobilanzstudien mit den aktuellen Markt- und Technologieentwicklungen wurde der Aktualisierungsbedarf für die Ökobilanzierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ermittelt. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Kapitel 3 (PVA) und Kapitel 4 (WEA) zusammengefasst. Es wird darauf hingewiesen, dass die in Kapitel 3 und 4 vorgestellten Studien und Ökobilanzen lediglich zur Ermittlung des Stands des Wissens dienen. Der Bericht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit dieser Quellen, sondern hat zum Ziel, die Tendenzen der Ökobilanzergebnisse der veröffentlichten Studien der letzten Jahre aufzuzeigen.

Aufbauend auf der Ermittlung des Aktualisierungsbedarfs für Ökobilanzen der PVA und WEA werden die Ökobilanzen der modernen PVA und WEA gemäß den Anforderungen der internationalen Normen zur Ökobilanzierung ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] durchgeführt und umfassen dabei die vier Phasen einer Ökobilanz. Das „Ziel und der Untersuchungsrahmen“ für die Ökobilanzierung der modernen PVA und WEA werden in Kapitel 5 festgelegt. Die für das jeweilige Produktsystem spezifische „Sachbilanz“ (beinhaltet die Datensammlung und Quantifizierung der In- und Outputs), die „Wirkungsabschätzung“ (bewertet die potenziellen Umweltauswirkungen) sowie die „Auswertung“ und Interpretation der gewonnenen Ökobilanzergebnisse in Bezug auf das Ziel und den festgelegten Untersuchungsrahmen werden in Kapitel 6 (PVA) und in Kapitel 7 (WEA) präsentiert.

Kapitel 8 fasst die Schlussfolgerungen und Empfehlungen der Studie zusammen.

Abbildung 1: Übersicht über Kapitel und Autoren der vorliegenden Studie (eigene Darstellung)

Kapitel	Titel	Autor(en)
Kapitel 1	Einleitung	Fraunhofer IBP & Sphera
Kapitel 2	Aufbau der Studie	Fraunhofer IBP & Sphera
Kapitel 3	Stand der Technik und bisherige Ökobilanzen im Bereich der Photovoltaik	Fraunhofer IBP
Kapitel 4	Stand der Technik und bisherige Ökobilanzen im Bereich der Windenergie	Sphera
Kapitel 5	Ziel und Untersuchungsrahmen für die Ökobilanzierung moderner Photovoltaik- und Windenergieanlagen	Fraunhofer IBP & Sphera
Kapitel 6	Ökobilanzierung moderner Photovoltaikanlagen	Fraunhofer IBP
Kapitel 7	Ökobilanzierung moderner Windenergieanlagen	Sphera
Kapitel 8	Schlussfolgerungen	Fraunhofer IBP & Sphera

3 Stand der Technik und bisherige Ökobilanzen im Bereich der Photovoltaik

Die Rechercheergebnisse zu den Markt- und Technologieentwicklungen (Kapitel 3.1) wurden im Rahmen einer vorgenommenen Aktualisierung um die Veröffentlichungen aus dem Jahr 2017 erweitert. Für die recherchierten Ökobilanzstudien und Zusammenstellung der Studienergebnisse (Kapitel 3.2) wurden bis zum Jahr 2016 veröffentlichten Ökobilanzstudien in Betracht gezogen.

3.1 Markt- und Technologieentwicklung

3.1.1 Vorbemerkung

Statistiken über die weltweite PV-Produktion und Installationen sind mit Unsicherheiten behaftet. Besonders bei Produktionsstatistiken kommt es zu Ungenauigkeiten, da auf unterschiedliche Weise Bericht erstattet werden kann: Produktionszahlen, Verkaufszahlen und Versandzahlen können nicht eindeutig verrechnet werden. Ebenso ist eine klare Unterscheidung zwischen Zell- und Modulproduktion nicht in allen untersuchten Quellen möglich. Diese Faktoren können zu einer Doppelrechnung entlang der Lieferkette führen. Zusätzlich ist zu beachten, dass Jahresproduktionszahlen nicht zwingend mit den im selben Jahr installierten Mengen übereinstimmen. Zahlen bezüglich PV-Installationen liefern verlässlichere Ergebnisse. Allerdings kommt es auch hier zu Ungenauigkeiten, z.B. da manche Länder die Kapazitäten bezogen auf den Wechselstrom (AC) aufführen (z.B. Spanien, Japan und Kanada), während die meisten Länder mit Kapazitäten bezogen auf Gleichstrom (DC) rechnen [4].

Dennoch sind klare Tendenzen auf den Märkten zu erkennen, welche im Folgenden zusammengefasst werden. Diese basieren maßgeblich auf den folgenden Berichten:

- Fraunhofer ISE (2019) – Photovoltaics Report [5]
- Fraunhofer ISE (2019) – Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland [6]
- IEA PVPS (2018) – Trends 2018 in Photovoltaic Applications [7]
- Solar Power Europe (2018) – Global Market Outlook For Solar Power 2018-2022 [8]
- Joint Research Centre (JRC) (2018) – PV Status Report 2018 [4]
- Renewables 2018 Global Status Report [9]

3.1.2 Entwicklung der Photovoltaikindustrie

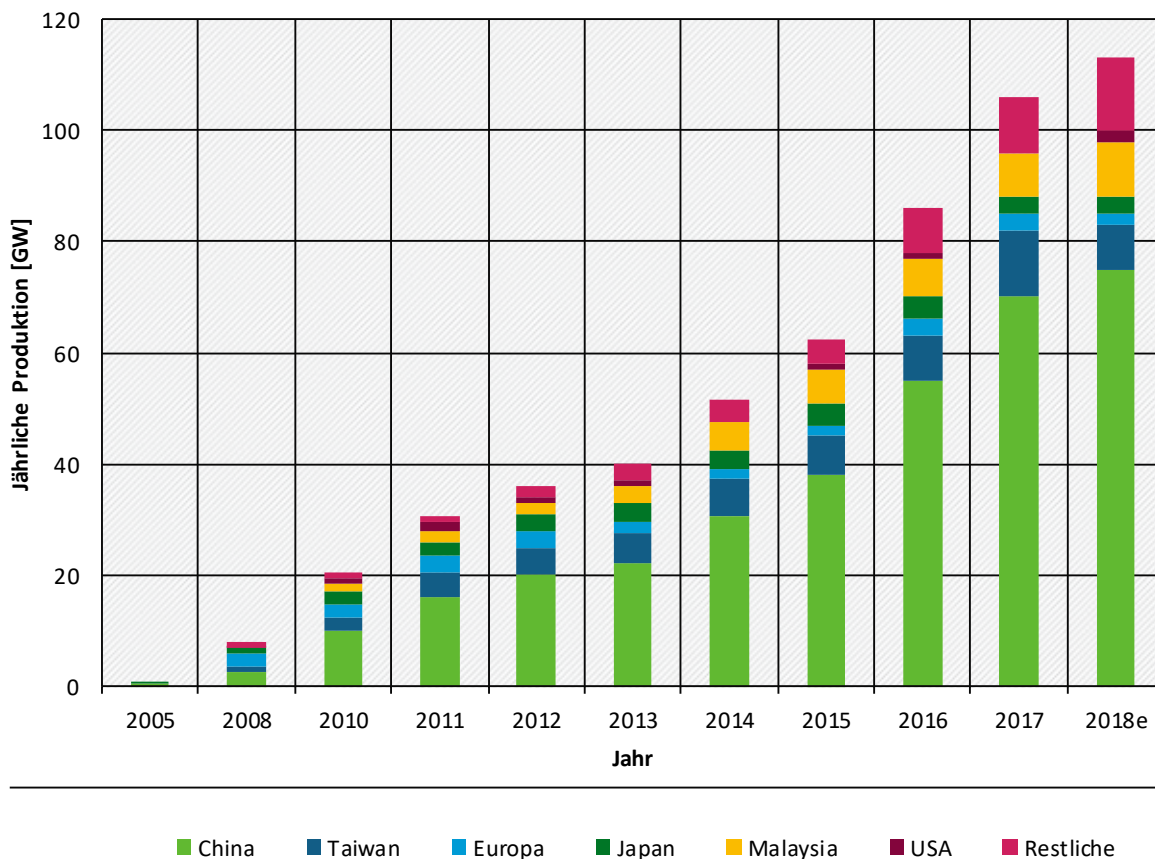
3.1.2.1 Produktionsstandorte und -kapazitäten

Während Ende der 1990er und Anfang der 2000er Jahre Japan, Europa und die USA die Hauptproduktionsstandorte für PV-Module waren, entstand ab ca. 2006 die weltweit größte PV-Industrie in China. Seit 2009 ist China der international größte Photovoltaikproduzent und baut seine Führung weiter aus: in 2017 wurden mehr als zwei Drittel aller PV-Module in China und Taiwan produziert (insgesamt über 80 GW), vornehmlich PV-Module der c-Si-Technologie [5] [7]. Zudem entstanden in den letzten Jahren im asiatischen Raum neue und erweiterte Produktionsstandorte, beispielweise in Malaysia und den Philippinen. Der Wandel hin zu einer Produktion im (fast ausschließlich) asiatischen Raum scheint sich zu festigen [4]. Die Entwicklung seit 2005 ist in Abbildung 2 dargestellt. Neben der prozentualen Verschiebung der

Produktionskapazitäten nach Asien ist ein deutlicher Anstieg der produzierten Mengen von einigen GW in 2005 auf über 100 GW in 2017 erkennbar.

Abbildung 2: Weltweite Produktion von PV-Modulen 2005-2018 [4]

Weltweite Produktion von PV-Modulen 2005-2018



Quelle: Darstellung Fraunhofer IBP, basierend auf: Jäger-Waldau, A., „PV Status Report 2018“, Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission, 2018

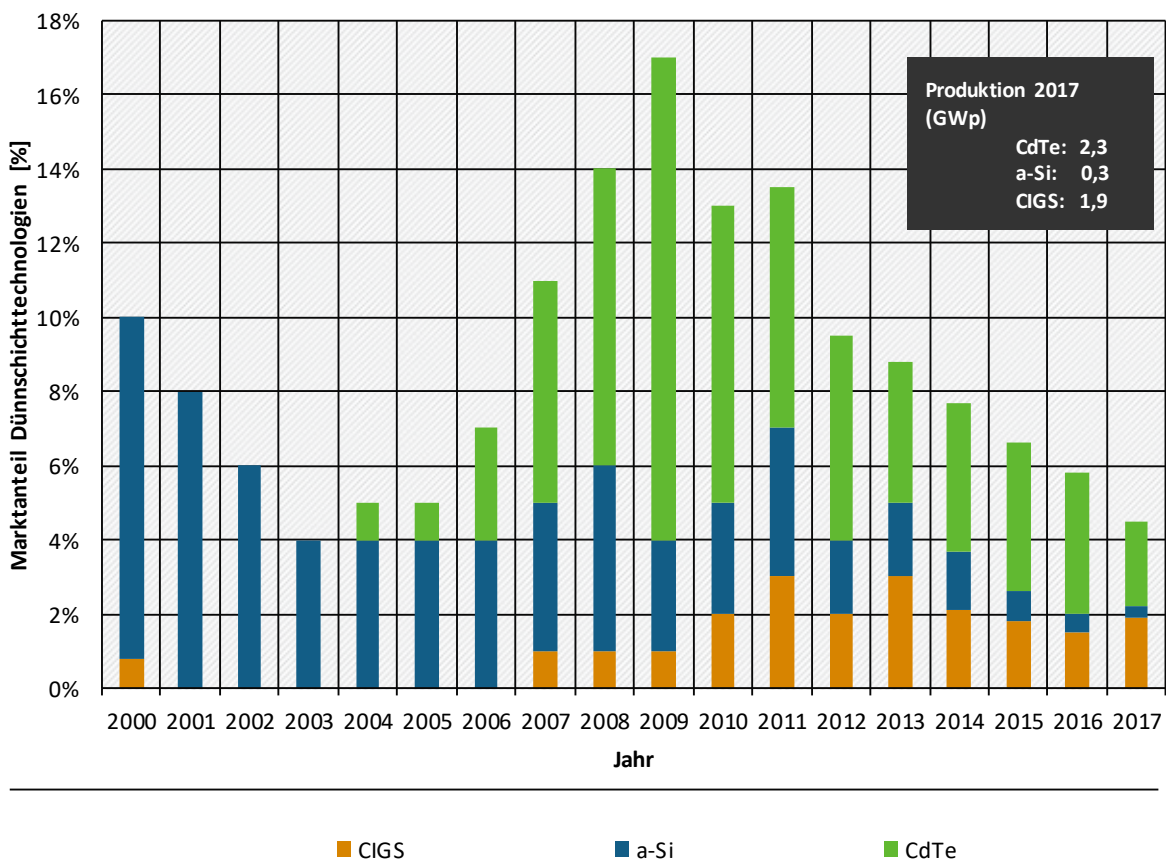
Die größte Photovoltaikindustrie Europas befindet sich in Deutschland, jedoch mussten einige Firmen in den letzten Jahren Insolvenz anmelden oder wurden von anderen Firmen übernommen. Ein Beispiel ist die im Mai 2017 angemeldete Insolvenz der SolarWorld AG, einer der größten deutschen Modulhersteller [10]. Diese Konsolidierung ist ein Phänomen, das die PV-Branche nicht nur hierzulande, sondern weltweit beeinflusst. Dies ist auf die momentan herrschende Überproduktion und den daraus resultierenden starken Wettbewerb und Preisdruck entlang der Wertschöpfungskette zurückzuführen [4]. Langfristig wird jedoch erwartet, dass sich die Situation für Modulhersteller in Deutschland wieder verbessert. Wirth [6] begründet dies unter anderem durch steigende Frachtkosten und -zeiten und gleichzeitig sinkenden Herstellungskosten von Modulen, sodass der Import aus Asien im Vergleich zu heute an Attraktivität verlieren könnte. Wie stark sich diese Faktoren auf die deutsche Marktsituation auswirken werden, lässt sich jedoch schwer einschätzen.

3.1.2.2 Verteilung der marktrelevanten Technologien

Grundsätzlich wird zwischen kristallinen Silizium Wafer-Technologien (mono c-Si und multi c-Si) und Dünnschichttechnologien (CdTe, CIGS, a-Si) unterschieden. Auf dem Weltmarkt dominieren seit langem die Si-Wafer-Technologien, zuletzt mit einem Anteil von ca. 95 % in 2017 (davon ca. 65 % multi c-Si und 35 % mono c-Si) [5]. Bedingt durch einen Siliziummangel zwischen 2004 und 2009 verzeichnete der Anteil der c-Si-Technologien in diesem Zeitraum einen Einbruch. Gleichzeitig bot dies den Dünnschichttechnologien neue Möglichkeiten und einen kurzen „Durchbruch“ auf dem Markt [4]. Die Entwicklung des Anteils der Dünnschichttechnologien seit 2000 ist in Abbildung 3 dargestellt. Deutlich erkennbar ist der kurzzeitige Anstieg auf einen Anteil von über 16 % in 2009. Als die c-Si-Technologien erneut konkurrenzfähig wurden, wurde der „Vormarsch“ der Dünnschichttechnologien wieder gedämpft. Dies zeichnete sich auch in den absoluten Produktionsmengen ab.

Abbildung 3: Marktanteil der Dünnschichttechnologien 2000-2017 [5]

Marktanteil der Dünnschichttechnologien 2000-2017



Quelle: Darstellung Fraunhofer IBP, basierend auf: Fraunhofer ISE, „Photovoltaics Report 2018“, 2019.

3.1.2.3 Verteilung der Produktionsstandorte

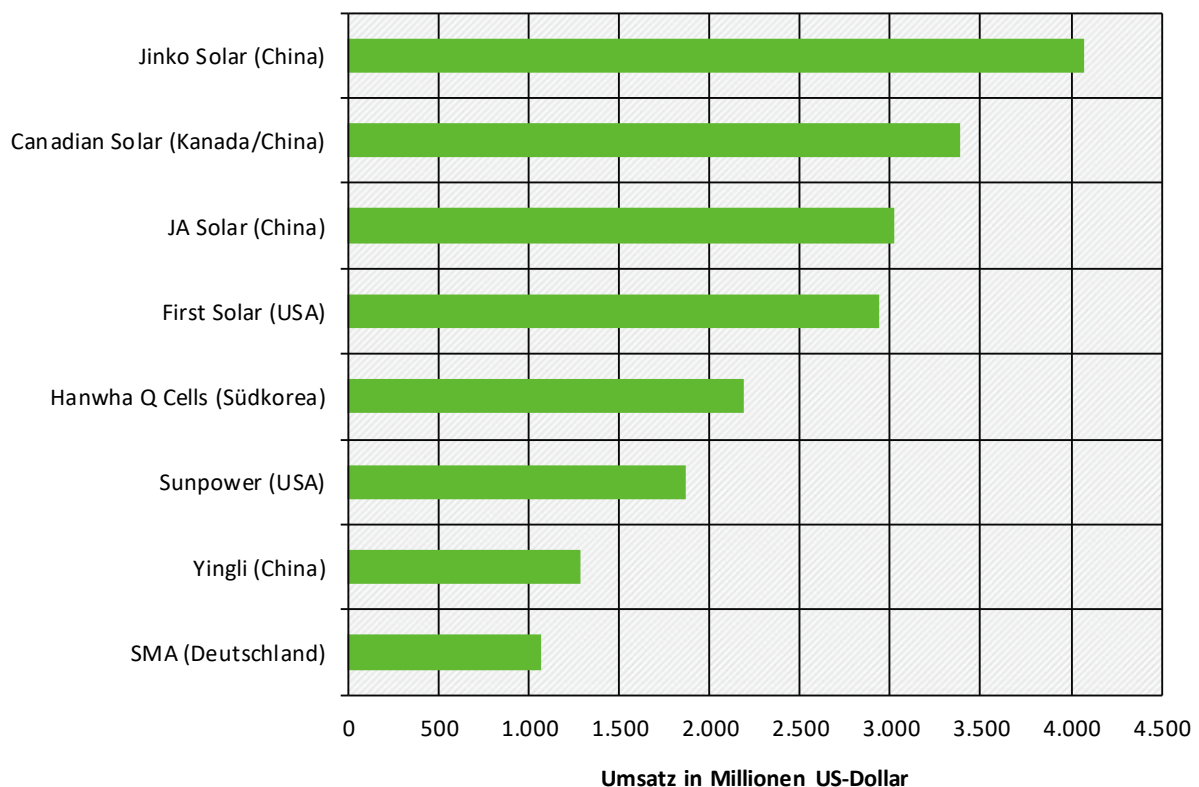
Bei Betrachtung der Produktionszahlen der 20 größten Solarzellenhersteller (von insgesamt ca. 100 weltweit) fällt auf, dass sich darunter 19 Firmen befinden, die Si-Wafer basierte Zellen

herstellen. Bis auf wenige Ausnahmen sind diese Firmen in Asien und vor allem China angesiedelt. Zwei der Firmen weisen Verbindungen nach Deutschland auf. Hanwha betreibt durch die Übernahme von Q CELLS einen Forschungsstandort in Deutschland und Shunfeng International Clean Energy Ltd. hat die zwei deutschen Tochterunternehmen S.A.G. Solarstrom Group und Sunways AG [4]. Bei den Dünnschichttechnologien sind First Solar (CdTe) mit Produktionsstandorten in Ohio und Malaysia, sowie Solar Frontier (CIS) mit Sitz in Japan die Marktführer [4] [11].

Im Hinblick auf den Umsatz in der gesamten Solarbranche steht Jinko Solar mit knapp über 4 Milliarden US-Dollar Umsatz im Jahr 2017 an der Spitze. Abbildung 4 zeigt den Umsatz der acht größten Firmen im PV-Bereich. Dabei findet sich mit dem Wechselrichterhersteller SMA auch eine deutsche Firma.

Abbildung 4: Die größten Solarkonzerne nach Umsatz im Jahr 2017 (eigene Darstellung, basierend auf Statista-Daten) [12]

Die größten Solarkonzerne nach Umsatz im Jahr 2017



Quelle: Darstellung Fraunhofer IBP, basierend auf Statista.

3.1.3 Märkte und weltweit installierte Leistung

3.1.3.1 Globale Märkte

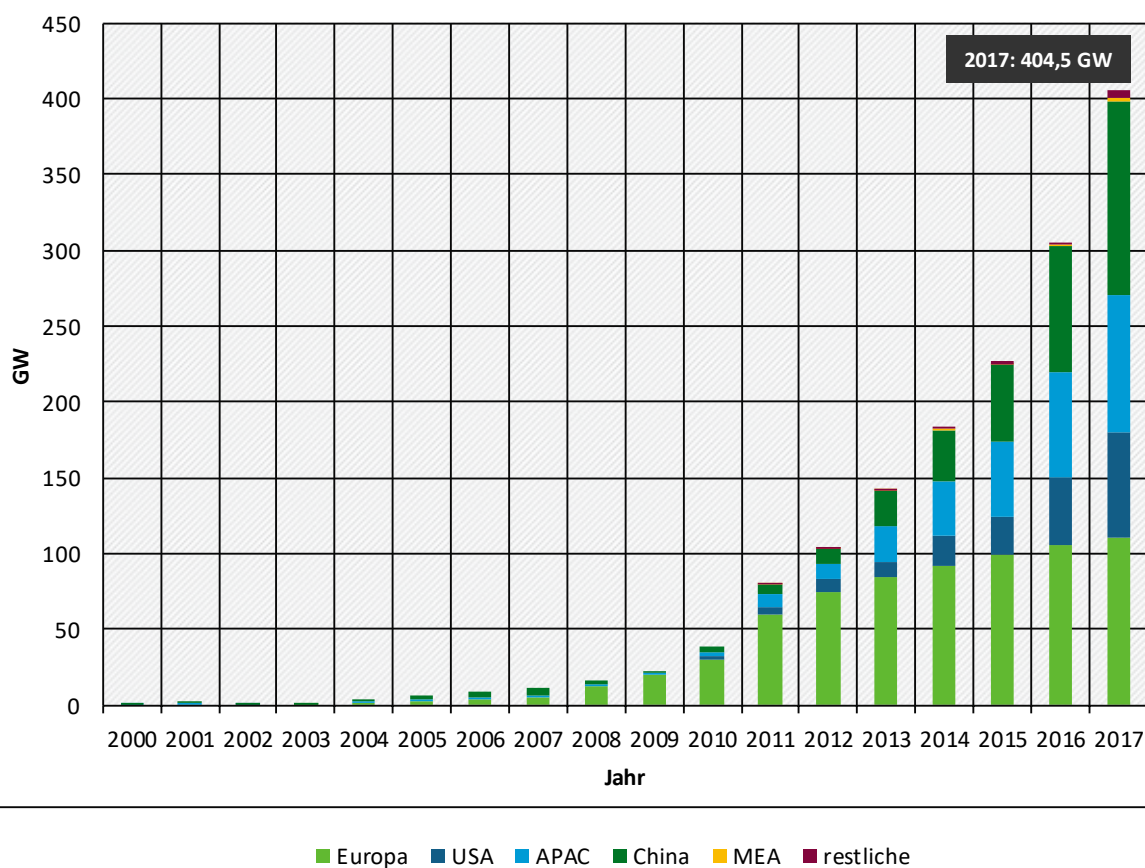
Der globale Photovoltaikmarkt wächst weiter stark. Die kumulierte jährliche Wachstumsrate von Photovoltaikinstallationen weltweit zwischen 2010 und 2017 betrug 24 % [5]. Im Zeitraum

der letzten zehn Jahre vergrößerte sich die weltweit installierte Leistung von etwa 9 GW in 2007 auf über 400 GW in 2017 mehr als 44-fach [8].

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der weltweit installierten Leistung nach Ländergruppen im Zeitraum 2000-2017. Auch hier ist in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme in den asiatischen Ländern festzustellen. Nachdem Deutschland als eines der Pionierländer lange an der Spitze der größten installierten PV-Leistung stand, zog China im Jahr 2015 gleich. In beiden Ländern befanden sich zu diesem Zeitpunkt ca. 20 % der weltweit installierten PV-Leistung [5] [7]. In den folgenden zwei Jahren baute China seine Führung weiter aus und lag Ende 2017 mit 32 % der weltweit installierten Leistung an der Spitze. Gleichzeitig überholten dann auch Japan und die USA Deutschland. Insgesamt stieg die weltweit installierte Leistung bis Ende 2017 auf über 400 GW nachdem zuvor 2015 die 200 GW Marke und 2016 die 300 GW Marke überschritten wurden. Die ungefähre aktuelle Verteilung der Top 10 Länder kann Abbildung 6 entnommen werden. Damit stehen mehr als Dreiviertel aller weltweit installierten PV-Anlagen in nur sechs Ländern [8].

Abbildung 5: Kumulierte globale PV-Installationen 2000-2017 [8]

Kumulierte globale PV-Installationen von 2000-2017



*APAC: Asiatisch pazifischer Raum ohne China; MEA: Mittlerer Osten und Afrika

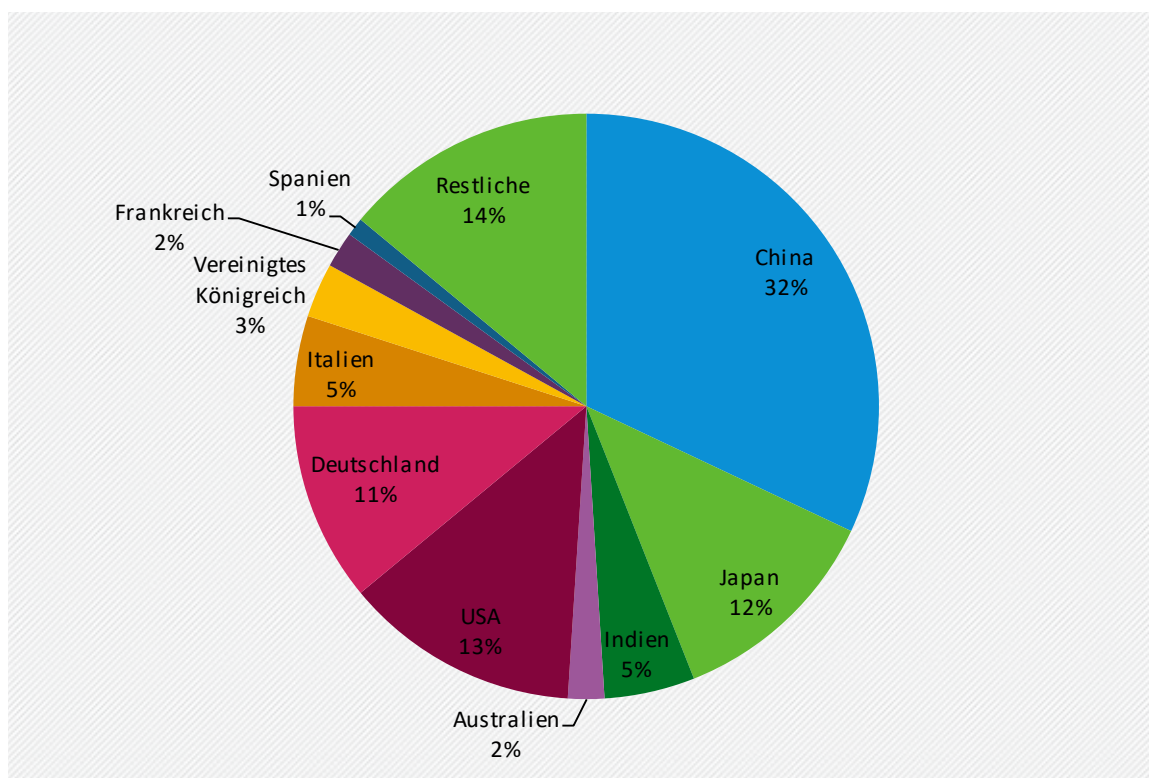
Quelle: Darstellung Fraunhofer IBP, basierend auf: Schmela, M., Beauvais, A., Chevillard, N., Guillén Paredes, M., Heisz, M., Rossi, R., „Global Market Outlook For Solar Power 2018-2022“, Solar Power Europe, 2018.

Beim jährlichen Zubau in Europa wurden im Jahr 2015 erstmals seit dem Peak in 2011 wieder mehr Anlagen installiert als im Vorjahr, was vor allem auf die hohen Installationszahlen aus dem Vereinigten Königreich zurückzuführen war (3,7 GW von insgesamt 8,2 GW in Europa im Jahr

2015) [13]. Dieser Aufschwung wurde allerdings im Jahr 2016 erneut gebremst. Die Neuinstallationen sanken auf 6,7 GW, was sich zum großen Teil mit dem Kurswechsel der Regierung des Vereinigten Königreichs begründen lässt [13]. 2017 waren wieder mehr Installationen in Europa zu beobachten (9,2 GW), was aber vor allem am deutlichen Ausbau in der Türkei lag. In Deutschland waren die Zahlen zwischen 2013 und 2015 stark rückläufig. Mit 1,52 GW in 2016 und 1,8 GW in 2017 blieb das Niveau in den letzten Jahren dann ungefähr gleich. Allerdings wurde das Ziel von 2,5 GW jährlicher Installation weiterhin verfehlt [8]. Grund dafür ist vor allem die Anpassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und die damit einhergehenden Einschränkungen für Betreiber neuer Anlagen. So wurden zum einen die Einspeisevergütungen deutlich abgesenkt, aber auch Maßnahmen beschlossen, durch die beispielsweise Betreiber von Anlagen über 10 kWp eine anteilige EEG-Umlage auf ihren eigenverbrauchten Strom zahlen müssen [6]. Neue Anlagen ab einer Nennleistung von 10 MWp waren von der Förderung ausgenommen [6]. Generell kann man an der europäischen Entwicklung im PV-Bereich den hohen Einfluss der regulatorischen Ebene erkennen.

Abbildung 6: Verteilung der weltweit installierten PV-Leistung im Jahr 2017 [8]

Verteilung der weltweit installierten PV-Leistung im Jahr 2017



Quelle: Darstellung Fraunhofer IBP basierend auf: Schmela, M., Beauvais, A., Chevillard, N., Guillén Paredes, M., Heiz, M., Rossi, R., „Global Market Outlook For Solar Power 2018-2022.“ Solar Power Europe. 2018.

3.1.3.1.1 Größenklassen installierter Anlagen

Weltweit gesehen sind aktuell ca. zwei Drittel der installierten Photovoltaikleistung zentralisierten Kraftwerken zuzuschreiben. Zu diesen zählen leistungsstarke Anlagen, in der

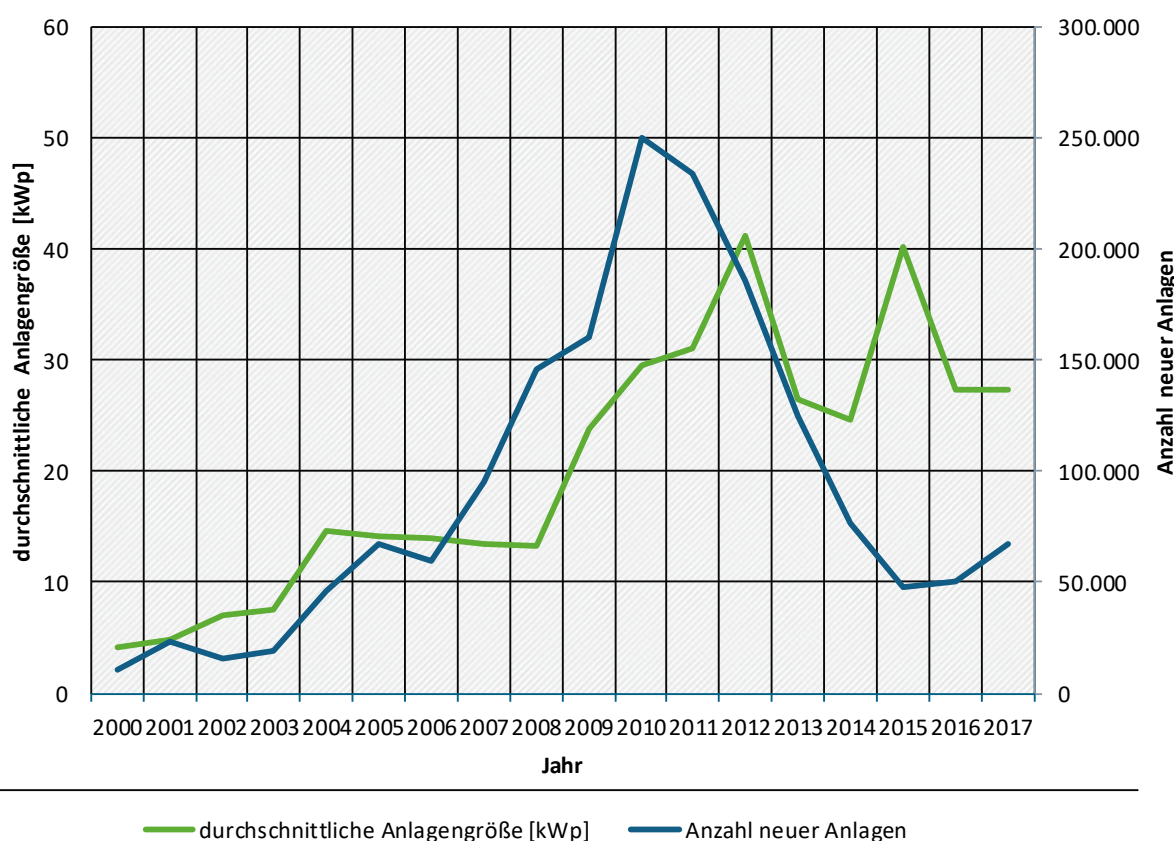
Regel Freiflächenanlagen. Seit Mitte der 2000er wuchs ihr Anteil deutlich im Vergleich zu dezentralen Anlagen, die z. B. auf Hausdächern zu finden sind. Der Off-Grid-Sektor mit netzunabhängigen dezentralen Anlagen wächst zwar absolut gesehen, sein Anteil ist aber verschwindend gering [7].

Die Situation in den einzelnen europäischen Ländern ist, abhängig von der jeweiligen Landespolitik und den klimatischen Bedingungen, sehr unterschiedlich ausgeprägt. Während beispielsweise in Spanien große Freiflächenanlagen im MW-Bereich überwiegen, sind in den Niederlanden vor allem kleine Solaranlagen auf Wohngebäuden zu finden [13].

In Deutschland waren im Jahr 2017 ca. drei Viertel aller Anlagen dezentral (Dachanlagen auf Wohnhäusern, gewerblichen und industriellen Gebäuden) und rund ein Viertel zentralisierte Großanlagen [7]. Während Mitte der 2000er Jahre hauptsächlich kleine Anlagen installiert wurden, geht der Trend in den letzten Jahren zu größeren, zentralisierten Anlagen (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7: Anzahl neuer PVA und deren durchschnittliche Größe in Deutschland 2000-2017 (eigene Darstellung mit Zahlen von [5])

Anzahl neuer PVA und deren durchschnittliche Größe in Deutschland 2000-2017



Quelle: Darstellung Fraunhofer IBP, basierend auf: Fraunhofer ISE, „Photovoltaics Report 2018“, 2019.

3.1.3.2 Technische Entwicklung

3.1.3.2.1 Wirkungsgrade

Grundsätzlich muss zwischen Zell-, Modul- und Anlagenwirkungsgraden sowie zwischen den im Labor getesteten und den kommerziell verfügbaren Systemen unterschieden werden. Der Wirkungsgrad von Testzellen ist höher als der des dazugehörigen kommerziellen Moduls. Ebenso werden die Laborwerte meist erst zeitversetzt bei kommerziellen Systemen erreicht. Hierbei ist zudem zu beachten, dass manche Labor-Rekordwerte für Zellaufbauten (z. B. hohe Schichtdicken bei Dünnschichttechnologien) erreicht werden, für die eine Überführung in den Markt unwahrscheinlich ist.

Das National Renewable Energy Laboratory (NREL) stellt auf seiner Homepage¹ eine Übersicht bereit, auf der die aktuellen Wirkungsgradrekorde aus Laboren dargestellt werden. Das Schaubild wird regelmäßig aktualisiert. Es werden nur Rekorde aufgenommen, die unter standardisierten Bedingungen in dafür ausgerüsteten Laboren bestätigt werden (z.B. beim Fraunhofer ISE in Freiburg oder vom TÜV Rheinland). Tabelle 3 fasst die aktuellen Wirkungsgrade von Laborzellen marktrelevanter Technologien im Zeitverlauf zusammen.

Tabelle 3: Aktuelle Wirkungsgrade von Laborzellen ausgewählter Technologien [14]

Technologie	Rekordhalter	Laborzellenwirkungsgrad [%]
mono c-Si	Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH)	26,1
multi c-Si	Fraunhofer ISE	22,3
CdTe	First Solar	22,1
CIGS	Solar Frontier	22,9
a-Si	AIST	14,0

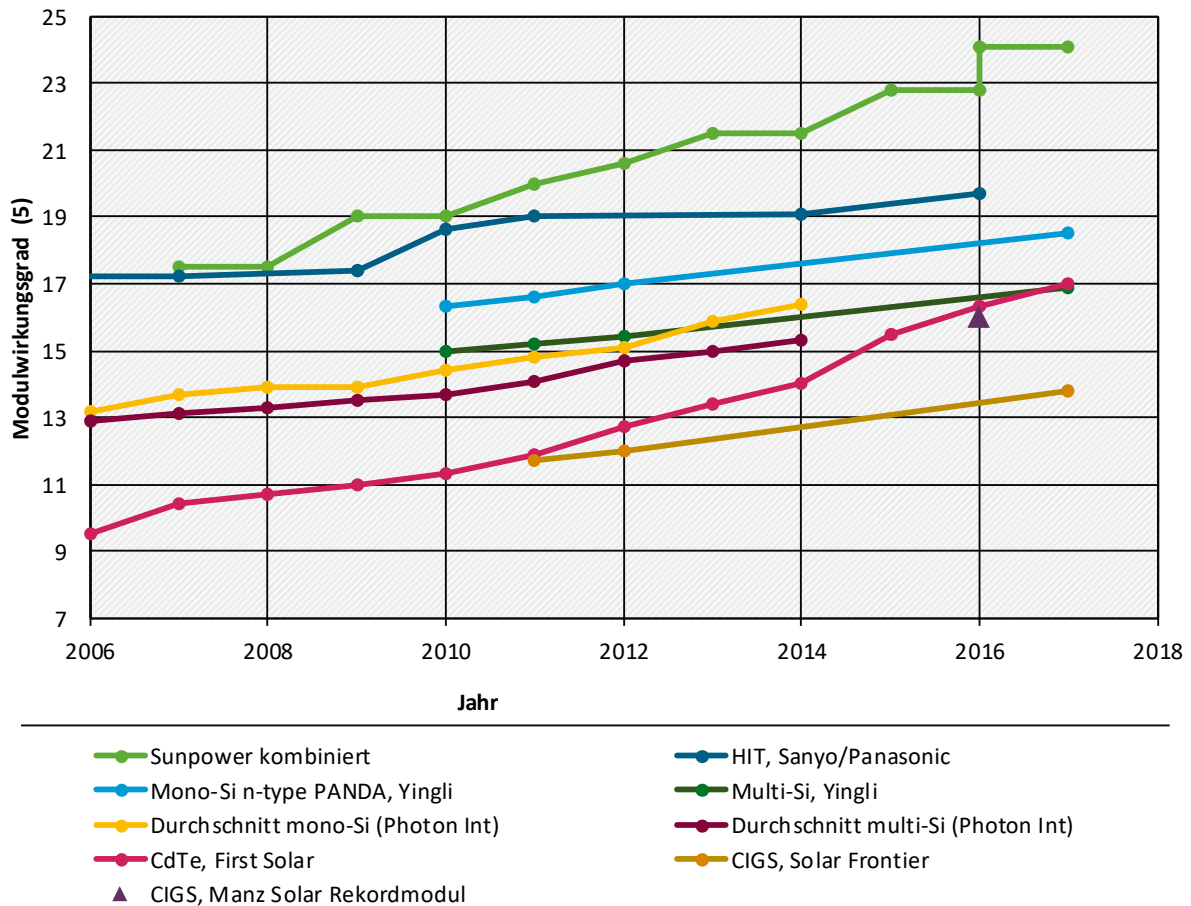
Zudem sind die Wirkungsgrade kommerzieller PV-Module im letzten Jahrzehnt kontinuierlich gestiegen, wie deutlich in Abbildung 8 zu erkennen ist.

Beispielsweise stieg laut Fraunhofer ISE der Wirkungsgrad von mono c-Si-Modulen in den letzten zehn Jahren im Schnitt von 12 % auf 17 %. Im gleichen Zeitraum stiegen die Wirkungsgrade bei kommerziellen CdTe-Dünnschichtmodulen von 9 % auf 16 % [5]. Die Dünnschichttechnologien erreichen im kommerziellen Bereich bereits ein vergleichbares Niveau von multi c-Si-Modulen. Dies wird auch in Tabelle 4 sichtbar, in der die Modulwirkungsgrade einiger kommerziell erhältlicher Module von marktrelevanten Herstellern aufgelistet sind.

¹ <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>; letzte Überprüfung der Daten am 15.03.2019 (Version vom 03.01.2019).

Abbildung 8: Entwicklung des Wirkungsgrades² von kommerziellen PV-Modulen seit 2006 (Daten bis 2012 von de Wild-Scholten [15], erweitert durch eigene Recherchen)

Entwicklung des Wirkungsgrades von kommerziellen PV-Modulen seit 2006



*Daten bis 2012 basieren auf "de Wild-Scholten"

Quelle: Darstellung Fraunhofer IBP, basierend auf "de Wild-Scholten, M. J., „Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems.“ Bd. 119. Nr. 296–305. 2013“ und eigene Rechercheergebnisse

Tabelle 4: Modulwirkungsgrade kommerzieller Module von marktrelevanten Herstellern

Technologie	Hersteller	η Modul [%]	Kommentar
mono c-Si	SunPower	21,5	X-Series, Modul SPR-X21-345, 345 W
mono c-Si	Trina Solar	18,8	TSM-365 DE14A (II) Modul, 365 W
mono c-Si	Yingli	18,5	PANDA 60 Cell Series, Modul YL300C-30b, 300 W
multi c-Si	Trina Solar	17,3	TSM-335 PD14 Modul, 335 W
multi c-Si	Yingli	16,9	YGE 60 Cell Series 2, Modul YL275P-29b, 275 W
CdTe	First Solar	17,0	Series 4™ Modul, 122,5 W
CIGS	Manz Solar	14,6	CIGSfab, durchschnittlich garantierter Wirkungsgrad
CIGS	Solar Frontier	13,8	Modul SF170-S, 170 W

² SunPower kombiniert für 2007-2008: 1. Generation, 2009-2012: E Series, 2013-2017: X Series

Technologie	Hersteller	η Modul [%]	Kommentar
a-Si	Oerlikon/TEL Solar	10-11	Stand 2012 (inzwischen insolvent)

3.1.3.3 Performance Ratio

Das Performance Ratio beschreibt das Leistungsverhältnis einer Photovoltaik-Anlage. Dazu wird der tatsächliche Stromertrag (z. B. nach Wechselrichter-, und Leitungsverlusten) zum theoretisch maximalen Ertrag der Module ins Verhältnis gesetzt. Nach [5] erhöhte sich in Deutschland das Performance Ratio von durchschnittlich ca. 70 % in den 1990er Jahren auf über 80 %. Teilweise werden sogar bis zu 90 % erreicht. Erkennbar ist zudem, dass die Abweichungen vom Durchschnitt mit der Zeit zurückgingen. Ein Performance Ratio von 92 % scheint durch weitere Optimierungen heutiger Systemkomponenten und Minimierung von Verschattung zukünftig realisierbar zu sein [16] [17].

3.1.4 Entwicklungs- und Zukunftstrends

3.1.4.1 Photovoltaikindustrie

Es wird erwartet, dass die Entwicklung hin zu einer von asiatischen Firmen und Produktionsstandorten dominierten PV-Industrie in den nächsten Jahren fortschreitet. Es wird ein weiterer Anstieg der Produktionskapazitäten in China, und bedingt durch die steigenden Einfuhrzölle chinesischer PV-Module, in weiteren asiatischen Ländern erwartet. Hierbei werden auch westliche Firmen der Solarbranche Standorte in Asien erschließen oder vergrößern. Eines der Länder, die von der nächsten Investitionswelle profitieren werden, könnte beispielsweise Indien sein [13] [8].

3.1.4.2 Globale Märkte

Weltweit gesehen wird der PV-Markt in den nächsten Jahren voraussichtlich weiterwachsen. Auch wenn sich genaue Prognosen nur bedingt abgeben lassen, wurden die bisherigen meist übertroffen. So wurde die IEA-Roadmap von 2010 im Jahr 2014 angepasst, da die Entwicklungen weit höher lagen als erwartet. Die in 2010 prognostizierten Installationen für 2020 sind bereits 2014 mehr als verdoppelt worden und weitere Prognosen bis 2050 wurden aufgestellt [18].

Die Szenarien des „Global Market Outlook 2018“ von Solar Power Europe untersuchen den Ausbau der PV und die möglichen Ausprägungen unter pessimistischen (geringer Ausbau) und optimistischen (starke Zunahme) Rahmenbedingungen sowie einen durchschnittlichen zu erwartenden Trend. Im Jahr 2017 lag der Ausbau der PV bei 99,1 GW. In den Jahren 2020 bis 2022 wird eine durchschnittliche Steigerung des PV Ausbaus von ca. 12 Prozent pro Jahr erwartet. Die Bandbreiten liegen dabei bei 100,6Gw im pessimistischen Szenario und 232,6 GW im optimistischen Szenario. Die kumulierten Installationen liegen laut diesen Szenarien im optimistischen Szenario im Jahr 2022 bei ca. 1,27 TW global installierte PV-Leistung, im pessimistischen Szenario bei ca. 813 GW. Trotz dieser global gesehen optimistischen Aussagen wird in den Prognosen betont, dass gerade auf einem Markt, der von wenigen Ländern dominiert wird, unvorhersehbare politische Entwicklungen einen starken Einfluss auf das Geschehen haben können.

Eine Prognose für die zukünftige Entwicklung der c-Si Branche ist in der „International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)“ zu finden [19]. Die neunte Edition erschien im September 2018. Neben der technischen Entwicklung werden drei denkbare Szenarien zur Markt- und Kapazitätsentwicklung bis 2050 vorgestellt. Einem Szenario liegen eher konservative Entwicklungen analog zu Prognosen der IEA zugrunde. Den anderen beiden

Szenarien liegt ein progressiver Ansatz zugrunde. In allen Szenarien gibt es einen bedeutenden Modulmarkt und zunächst steigende Produktionskapazitäten, bis ein stabiles Niveau erreicht wird. Dabei sind Schwankungen in den Marktprognosen zu erkennen. Diese Kurven lassen sich durch zu ersetzende alte Module erklären (je nach Szenario wird von 25 oder 30 Jahren Modullebensdauer ausgegangen).

Jedoch wird auch in diesem Bericht darauf hingewiesen, dass durch den langanhaltenden Anstieg ein potenziell kritischer Zustand in der Nachfrage entstehen kann. Werden diese Nachfragespitzen nicht richtig bewältigt, könnte es zu einer Überhitzung der Märkte mit der Folge von Produktionsüberkapazitäten führen, vergleichbar mit der Situation von 2012-2016. Langfristig wird das Recycling von alten Modulen aufgrund der größeren Rückläufe an Relevanz gewinnen.

3.1.4.3 Größenklassen zukünftiger PVA

Für die nächsten Jahre wird erwartet, dass vor allem große PV-Kraftwerke („utility scale“) installiert werden. Auf lange Sicht werden jedoch auch die Anteile der dezentralen Dachanlagen wieder steigen. Die installierte Leistung der Dachanlagen lag 2017 bei 27,9 GW und sollte nach den Szenarien des Global Market Outlook [8] bis 2020 in einem Bereich von ca. 40 GW bis ca. 84 GW liegen. In der Regel werden bei Erschließung neuer Märkte Freiflächenanlagen vorrangig installiert, da sie kostengünstiger und im Verhältnis zur installierten Leistung mit geringerem Administrationsaufwand verbunden sind und somit höhere Renditen erwirtschaften. Hier lag die installierte Leistung 2017 bei 71,2 GW und in einem Bereich von ca. 60 GW bis 149 GW im Jahr 2022. Anschließend, wenn die Märkte etabliert sind, werden vermehrt Dachanlagen installiert, bis hin zu einer Selbstversorgung der Verbraucher [8].

3.1.4.4 Technologietrends

c-Si-Technologien

Die ITRPV gibt einen Überblick über die zu erwartenden Trends in der c-Si Branche für die kommenden zehn Jahre, von der Herstellung der relevanten Materialien über die verwendeten Prozesse bis hin zu Zell- und Modulproduktion der c-Si-Technologien [19]. Diese werden in den nächsten Abschnitten zusammengefasst.

Allgemein sollen die zukünftig verwendeten Technologien zu mehr Effizienz, weniger Materialverbrauch und höheren Wirkungsgraden der Zellen führen. Dafür werden unter anderem günstigere, aber auch weniger umwelt- und gesundheitsschädliche Materialien eingesetzt, z.B. soll Blei größtenteils ersetzt werden, sofern es noch verwendet wird. Auch der Silberverbrauch soll vermindert werden. In der Polysiliziumherstellung soll der Anteil an den weniger energieintensiven Wirbelschichtreaktoren im Verhältnis zum etablierten Siemensprozess steigen. Bei der Waferherstellung sowohl von multi c-Si als auch von mono c-Si sollen vermehrt Diamantdrahtsägen zum Einsatz kommen, um dünnere Wafer bei weniger Materialverlust zu erhalten. Bisher liegt die Waferdicke bei ca. 180 µm. Es bestehen bereits technische Lösungen, um 150 µm-Wafer zu produzieren, zukünftig sind Dicken bis zu 100 µm vorstellbar, wobei eine Mindestdicke zur Eigenstabilität der Wafer nötig ist. Für die Beschichtung der Wafer wird erwartet, dass der Siebdruck weiterhin das meistverwendete Verfahren bleibt.

Hinsichtlich der Technologieverteilung wird von der ITRPV prognostiziert, dass sich der Anteil von n-dotierten Zellen im Vergleich zu p-dotierten Zellen auf dem Markt vergrößert und im Jahr 2028 fast 30 % erreichen soll. Auch der Anteil der PERC-Technologie soll weiter deutlich steigen (bis 2028 auf ca. 60 %) [19]. Die Mehrkosten, die sich für die Anpassung einer konventionellen

Produktionsanlage an diese Technologie ergeben, sind im Verhältnis zur erreichbaren Wirkungsgradsteigerung gering [13].

Dieser Trend wurde auch in der deutschen Forschungslandschaft erkannt. Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung fördern das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Solarstromforschung mit über zehn Projekten, von denen sich mehrere mit der technischen Weiterentwicklung der PERC-Technologie beschäftigen.³

Dünnschichttechnologien

Auch bei den Dünnschichttechnologien ist eine stetige Weiterentwicklung zu erwarten. Bereits heute sind die Wirkungsgrade von CdTe-Modulen aus der Massenproduktion mit über 16 % (First Solar) vergleichbar mit den Modulwirkungsgraden von multi c-Si-Modulen. Neben einer weiteren Steigerung der Wirkungsgrade, beispielsweise durch optimierte Prozessführung in den Beschichtungsprozessen, ist bei den Dünnschichttechnologien ebenfalls ein geringerer Materialeinsatz zu erwarten. Zudem ist durch die steigenden Produktionskapazitäten mit einem verringerten Stromverbrauch in der Herstellung zu rechnen.

IEA-Entwicklungsszenarien zu PV-Technologien für das Jahr 2050

Eine Ökobilanzstudie (LCA) der International Energy Agency (IEA) beschäftigt sich mit den Auswirkungen von technologischen Weiterentwicklungen, welche in drei Szenarien für das Jahr 2050 gruppiert sind [20]. Die c-Si-Technologien werden von mono c-Si und die Dünnschichttechnologien von CdTe vertreten. Die Zukunftsszenarien für mono c-Si sind stark an die Prognosen der ITRPV angelehnt und berücksichtigen Wirkungsgradsteigerungen der Zellen und Module, abnehmende Waferdicken und Sägeverluste sowie eine Verringerung des Silberanteils der Solarzellen und den zunehmenden Einsatz von Fluidized-Bed-Reaktoren für die Herstellung von Polysilizium. Weiterhin werden Verringerungen der Glasdicken von 4 mm auf 3 mm untersucht. Bei den Szenarien für CdTe wird neben der prognostizierten Wirkungsgradsteigerung eine Abnahme der Schichtdicke, eine Verminderung des Stromverbrauchs in der Herstellung und dünneres Trägerglas angenommen. Gleichzeitig wird eine höhere Lebensdauer für beide Technologien von bis zu 40 Jahren im optimistischen Szenario zugrunde gelegt.

Die Empfehlungen, die die IEA in ihrer „Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy“ aus dem Jahr 2014 ausspricht, spiegeln die oben genannten Entwicklungen wider [18]. Diese umfassen im Wesentlichen Maßnahmen zur Steigerung der Wirkungsgrade, zur Verringerung der Degradation, Erhöhung von Wafer-Größen bei gleichzeitiger Reduzierung des Silizium- und Silberverbrauchs. Zudem werden u. a. Vorschläge gemacht, spezielle Materialien und Systeme für die Gebäude- oder Straßenintegration zu entwickeln.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die PV-Industrie auch in der Zukunft weiter wandeln wird. Herstellungsprozesse werden stetig weiterentwickelt und verbessert. Die Entwicklungen in der PV-Industrie zielen maßgeblich auf eine wirtschaftlichere Produktion ab, die auf den ersten Blick einen positiven Effekt auf das Umweltprofil der PV-Module haben kann (weniger Material- und Energieeinsatz bei gleichzeitiger Wirkungsgradsteigerung). Dies sollte jedoch durch weiterführende Untersuchungen bestätigt werden. Zudem zeigen die Veränderungen des PV-Marktes und der Produktionskapazitäten den Bedarf einer regelmäßigen Aktualisierung der Ökobilanzen der relevanten PV-Technologien, um eine belastbare

³ <https://www.solarstromforschung.de/projekte/>

Einschätzung der potenziellen Umweltwirkungen und des ökologischen Nutzens der PV als Teil der Stromerzeugung zu erhalten.

3.2 Recherche und Bewertung bisheriger Ökobilanzen der PVA

Nachfolgend wird in Kapitel 3.2.1 die Vorgehensweise für die Literaturrecherche und die Aufbereitung der Rechercheergebnisse erläutert. In Kapitel 3.2.2 und 3.2.3 werden die relevanten Harmonisierungs- und Metastudien sowie die weiteren erfassten Ökobilanzveröffentlichungen aus dem Zeitraum 2011-2016 vorgestellt und ein Vergleich der untersuchten Studien am Beispiel der Treibhauspotenziale der PV-Stromerzeugung, unterteilt in die jeweiligen PV-Technologien, durchgeführt (Kapitel 3.2.3.2). Anschließend werden die Methodenleitfaden für die Ökobilanzierung von PV-Systemen der IEA PVPS Task 12 [21] und der Leitfaden zur Erstellung eines Product Environmental Footprint (PEF) [22] beschrieben (Kapitel 3.2.4). Kapitel 3.2.5 stellt zudem die recherchierten öffentlich zugänglichen Sachbilanzquellen für die Ökobilanz von PV-Anlagen zusammen.

3.2.1 Vorgehensweise zur Literaturrecherche

Für die Zusammenstellung des aktuellen Stands des Wissens wird eine umfassende Recherche von Veröffentlichungen in relevanten Fachzeitschriften und mit klarem Bezug auf die LCA durchgeführt. Als Betrachtungszeitraum dienen Veröffentlichungen aus dem Zeitraum 2006-2016.

Ausgangspunkt für die Recherche sind die Studien des National Renewable Energy Laboratory (NREL) der USA (Kapitel 3.2.2), in welcher umfassende Recherchen zu Ökobilanzstudien im Bereich der Photovoltaik Studien aus dem Zeitraum von 1980 bis 2011 durchgeführt sind. Zudem führen diese Studien eine Harmonisierung der Ökobilanzergebnisse hinsichtlich der Rahmenbedingungen durch, um die Ergebnisse der erfassten Studien vergleichbar zu machen.

Darauf aufbauend wird die Recherche um Ökobilanzstudien im Zeitraum 2011 bis 2016 erweitert (Kapitel 3.2.3). Hierbei werden Studien zu den marktrelevanten PV-Technologien priorisiert. Studien mit einem sehr spezifischen Fokus auf neue Technologien und Anwendungsfelder werden nicht weiter betrachtet. Auf Grundlage der erfassten Veröffentlichungen und Studien wird die Suche im Forschungsumfeld der jeweiligen Studien erweitert. Ältere Studien werden ausschließlich im Falle einer hohen Relevanz für das Forschungsfeld berücksichtigt, beispielsweise, wenn diese oft zitiert sind und einen hohen Detailgrad und Datentransparenz aufwiesen. Grundsätzlich werden Journalartikel, Konferenzpaper und ausführliche Reporte (u. a. graue Literatur) aufgenommen. Damit im Nachgang zur Recherche ein Abgleich der Studien und Veröffentlichungen möglich ist, wird als Kernanforderung definiert, dass die Veröffentlichungen mindestens Ergebnisse der Wirkungskategorie Treibhauspotenzial (GWP) und der Energy Payback Time (EPBT) beinhalten, da diese Werte auch bei Verwendung unterschiedlicher Wirkungsmethoden (z.B. CML2001, ReCiPe, EcoIndicator, etc.) die höchste Vergleichbarkeit bieten. Ergebnisse zu weiteren Wirkungskategorien werden in der Recherche mit aufgenommen und dokumentiert.

Ein weiteres Kriterium an die Veröffentlichungen ist die transparente Berichterstattung im Hinblick auf die Modellparameter, Datengrundlagen und die Dokumentation der wesentlichen Rahmenbedingungen, um die Nachvollziehbarkeit und Plausibilität der Ergebnisse sicherzustellen. Nach dem ersten Screening von 154 Dokumenten werden 68 Ökobilanzstudien für die weitere Betrachtung erfasst. Im Rahmen der Recherche werden zudem mehrere Metastudien zur Ökobilanz von PV-Systemen erfasst, die wichtige Anknüpfungspunkte für die

weitere Recherche und Analyse der Veröffentlichungen liefern. Diese Studien werden im Folgenden kurz vorgestellt.

3.2.2 NREL-Harmonisierungsstudien

Im Rahmen einer vom National Renewable Energy Laboratory (NREL) ausgehenden, großangelegten Harmonisierungsstudie der Ökobilanzen von Stromerzeugungstechnologien, finden sich die beiden umfassendsten und meistzitierten Metastudien im Bereich LCA von PV [23] [24]. Die beiden Studien aus dem Jahr 2012 analysieren die bis zu diesem Zeitpunkt veröffentlichten LCA-Studien zur PV und wählen die relevantesten für eine Harmonisierung der Treibhausgasemissionen aus. Zur Harmonisierung der Ökobilanzergebnisse aus den untersuchten Studien wurden die Annahmen zur Anlagennutzungsdauer (Lebensdauer), Sonneneinstrahlung am Anlagenstandort und Performance Ratio, Moduleffizienz angeglichen, um eine einheitliche Vergleichsbasis zu erhalten.

Harmonisierungsstudien, die vom gleichen Autorenteam stammen, sind nach c-Si (Hsu et al., 2012 [24]) und Dünnschichttechnologien (Kim et al., 2012 [23]) getrennt.

Hsu et al. überprüfen insgesamt 397 Dokumente, von denen nach drei Auswahlrunden nur 13 Studien zum Thema c-Si-PV die Auswahlkriterien erfüllen. Die drei Hauptkriterien im Schritt des Screenings sind hohe Ansprüche an die Qualität der verwendeten LCA-Methodik, Transparenz in der Berichterstattung und Aktualität der bilanzierten Technologie. Außerdem müssen die Angaben zu den relevanten Einflussgrößen und Parametern und numerische Ergebnisse vorliegen, damit eine Harmonisierung stattfinden kann.

Im Hinblick auf die Dünnschichttechnologien werden von Kim et al. zunächst 109 Studien betrachtet und anschließend fünf Studien für die Harmonisierung ausgewählt. Hier zeigt sich bereits, dass die Dünnschichttechnologien weniger in der LCA-Literatur vertreten sind als die c-Si-Technologien. Die Vorgehensweise bei der Auswahl stimmt dabei mit der von Hsu et al. überein.

Auch der Harmonisierungsansatz ist analog in beiden Studien. Tabelle 5 fasst die wichtigsten Informationen zu den Studien und den verwendeten Parametern zusammen.

Tabelle 5: Übersicht über die NREL-Harmonisierungsstudien

Kategorie	Parameter	Hsu et al., 2012 [24]	Kim et al., 2012 [23]
Allgemein	Technologie	c-Si	Dünnschicht
Allgemein	Überprüfte Studien	397	109
Allgemein	Harmonisierte Studien	13 Studien, 41 Szenarien	5 Studien, 5 Szenarien
Allgemein	Zeitraumen der Studien	2000-2009 veröffentlicht	2006-2009 veröffentlicht
Parameter für Harmonisierung	Einstrahlung [kWh/m²a]	1.700	2.400 und 1.700
Parameter für Harmonisierung	Performance Ratio [-]	0,8 (Freiflächen) / 0,75 (Dach)	0,8 (Boden) / 0,75 (Dach)
Parameter für Harmonisierung	Degradationsrate [%/a]	0,5	0,5

Kategorie	Parameter	Hsu et al., 2012 [24]	Kim et al., 2012 [23]
Parameter für Harmonisierung	Lebensdauer [a]	30	30
Modulwirkungsgrad [%]	mono c-Si	anfänglich: 14,0 durchschnittlich über Lebensdauer: 13,0	-
Modulwirkungsgrad [%]	multi c-Si	anfänglich: 13,2 durchschnittlich über Lebensdauer: 12,3	-
Modulwirkungsgrad [%]	a-Si	-	6,3
Modulwirkungsgrad [%]	CdTe	-	10,9
Modulwirkungsgrad [%]	CIGS	-	11,5

Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Harmonisierung. Alle Ergebnisse beziehen sich auf einen „globalen“ Standort und auf eine Lebensdauer von 30 Jahren. Für die c-Si-Module sind die harmonisierten Medianwerte für verschiedene Fälle gegeben, z.B. ein Median über beide betrachteten Technologien und beide betrachteten Installationstypen von 45 g CO₂/kWh. Der Median war für diesen Fall vor der Harmonisierung 57 g CO₂/kWh. Die anderen harmonisierten Fälle reichen von 40 g CO₂/kWh als Median der mono c-Si Systeme hin zu 48 g CO₂/kWh für Freiflächeninstallationen (beider Technologien). Da im Falle der Dünnschichtmodule nur von fünf Studien Ergebnisse vorlagen, die harmonisiert wurden, wurden keine Durchschnittswerte gebildet. Die Ergebnisse reichen von 14 g CO₂/kWh für CdTe-Dach- oder Freiflächeninstallationen bei einer Einstrahlung von 2.400 kWh/m²a bis zu 54 g CO₂/kWh für CIGS-Dachinstallationen bei einer Einstrahlung von 1.700 kWh/m²a.

Tabelle 6: Harmonisierte Ergebnisse der NREL-Studien [24] [23]

Studie	Sonnen-einstrahlung [kWh/m ²]	Technologie	Wirkungs-grad [%]	Performance Ratio [-]	Installationstyp	THG Emissionen [g CO ₂ -Äq./kWh]
Hsu et al., 2012	1.700	c-Si	-	-	-	45
Hsu et al., 2012	1.700	mono c-Si	14	-	-	40*
Hsu et al., 2012	1.700	multi c-Si	13,2	-	-	47*
Hsu et al., 2012	1.700	c-Si	-	0,8	Freifläche	48
Hsu et al., 2012	1.700	c-Si	-	0,75	Dach	44
Kim et al., 2012	2.400	a-Si	6,3	0,8	Freifläche	20

Studie	Sonnen-einstrahlung [kWh/m²]	Techno-logie	Wirkungs-grad [%]	Performance Ratio [-]	Installationstyp	THG Emissionen [g CO ₂ -Äq./kWh]
Kim et al., 2012	2.400	CdTe	10,9	0,8	Freifläche	14/16**
Kim et al., 2012	2.400	CIGS	11,5	0,8	Freifläche	26/36**
Kim et al., 2012	2.400	a-Si	6,3	0,75	Dach	21
Kim et al., 2012	2.400	CdTe	10,9	0,75	Dach	14/17**
Kim et al., 2012	2.400	CIGS	11,5	0,75	Dach	27/38**
Kim et al., 2012	1.700	a-Si	6,3	0,8	Freifläche	28
Kim et al., 2012	1.700	CdTe	10,9	0,8	Freifläche	20/23**
Kim et al., 2012	1.700	CIGS	11,5	0,8	Freifläche	37/51**
Kim et al., 2012	1.700	a-Si	6,3	0,75	Dach	29
Kim et al., 2012	1.700	CdTe	10,9	0,75	Dach	20/24**
Kim et al., 2012	1.700	CIGS	11,5	0,75	Dach	38/54**

*Durch den Harmonisierungsschritt liegen die THG-Emissionen der mono Si-Technologie unter den Werten der multi Si-Technologien. Es wird angenommen, dass dies von einem bzw. mehreren geringen Werten der mono c-Si-LCA herrührt. In Einzelstudien (z.B. von de Wild-Scholten) liegen die Werte des multi c-Si unter den Werten der mono c-Si-Technologien.

**Im Falle der Dünnschichttechnologien CdTe und CIGS lagen jeweils zwei Studien vor, für die die Werte durch Harmonisierung der Annahmen der Nutzungsphase abgeglichen wurden. Daher wurden separate Ergebnisse der einzelnen Studien angegeben.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die NREL-Studien im Anschluss an eine umfassende Literaturrecherche bei ihrer engeren Auswahl so anspruchsvolle Kriterien anwenden, dass sie als Meilenstein der LCA von PV-Technologien bezeichnet werden können.

Als Konsequenz wird in diesem Bericht der Fokus auf Studien gelegt, die ab 2011 veröffentlicht wurden, da der Zeitraum von 1980 bis 2011 bereits durch die NREL-Studien ausreichend abgedeckt wurde.

3.2.3 Relevante Ökobilanzstudien

Aufbauend auf den Ergebnissen der NREL-Studien wurde die Recherche der Ökobilanzstudien im Bereich der Photovoltaik um Veröffentlichungen aus dem Zeitraum 2011–2016 erweitert. Hierzu wurden in Kapitel 3.2.3.1 weitere Metastudien erfasst.

Auf Grundlage der zusätzlich erfassten Studien folgt in Kapitel 3.2.3.2 zuerst eine erweiterte Auswertung hinsichtlich der Aktualität und Datenalter der verwendeten Sachbilanzdaten der Studien sowie ein Abgleich der getroffenen Annahmen technischer Parameter mit dem Stand der Technik im Jahre der Veröffentlichungen. Danach folgt ein Vergleich der Studienergebnisse auf Basis der Treibhauspotenziale der PV-Stromerzeugung.

3.2.3.1 Metastudien

Neben der NREL-Harmonisierungsstudie wurden sieben aktuelle Metastudien in der Recherche erfasst und genauer betrachtet. Diese sind in Tabelle 7 beschrieben.

Die Analyse der in Tabelle 7 erfassten Metastudien zeigt, dass sich die meisten Untersuchungen auf einen spezifischen Aspekt im Bereich LCA von PV fokussieren. So betrachten Koppelaar (2016) [25] und Wong et al. (2016) [26] nur kristalline PV-Technologien im Hinblick auf energetische Indikatoren, während Bhandari et al. (2015) [27] sowie Nugent und Sovacool (2014) [28] zwar verschiedene Technologien betrachten, jedoch ebenfalls nur im Hinblick auf energetische Indikatoren bzw. nur auf Treibhausgasemissionen (THG). Bei Asdrubali et al. (2015) [29] werden weitere Umweltkategorien betrachtet und harmonisiert. Allerdings werden hier die verschiedenen PV-Technologien zusammengefasst im Vergleich zu anderen erneuerbaren Technologien betrachtet, sodass keine Rückschlüsse auf die einzelnen PV-Technologien möglich sind. Die Studie von Gerbinet et al. (2014) [30] ist die einzige Studie mit einem weiteren Fokus. Hier werden die verschiedenen Technologien differenziert betrachtet und beschrieben. Allerdings liefern Gerbinet et al. (2014) keine Beschreibung ihres Auswahlverfahrens für die betrachteten Studien und führen keine Harmonisierung der Ergebnisse durch. Auch bei der Analyse von Peng et al. (2013) [31] sind keine Informationen über die Kriterien der Harmonisierung und Auswahl der Studien dokumentiert. Dennoch gibt sie als eine der ausführlicheren Studien einen guten Überblick über die verschiedenen Technologien im Hinblick auf EPBT und THG-Emissionen.

Tabelle 7: Übersicht der betrachteten Metastudien

Autor(en)	Jahr	Kriterien für Auswahl der Studien angegeben?	Betrachtete PV-Technologien	Energetische Indikatoren	Treibhauspotenzial	weitere Indikatoren	Harmonisierung
Koppelaar	2016	ja, Indikatorsystem mit qualitativer Bewertung	nur c-Si	EPBT*, NER**	-	-	ja
Wong et al.	2016	nein	nur c-Si	EPBT	ja	-	nein, nur Review
Bhandari et al.	2015	ja	c-Si und Dünnschicht	EBPT, EROI***	-	-	ja
Nugent und Sovacool	2014	ja	c-Si und Dünnschicht	-	ja	-	nein, nur Review

Autor(en)	Jahr	Kriterien für Auswahl der Studien angegeben?	Betrachtete PV-Technologien	Energetische Indikatoren	Treibhauspotenzial	weitere Indikatoren	Harmonisierung
Asdrubali et al.	2015	ja	verschiedene Technologien zusammengefasst für Vergleich mit anderen Erneuerbaren	EPBT, CED****	GWP	AP, EP, POCP, Land Use, Water Consumption	ja
Gerbinet et al.	2014	nein, nur Studien nach 1990	c-Si und Dünnschicht, andere auch erwähnt	EPBT	ja	CML, EcoIndicator99, ReCiPe	nein, nur Review
Peng et al.	2013	nein, nur bei c-Si Studien ab 2005	c-Si, Dünnschicht, HCPV und andere	EPBT	ja	-	nein, nur Review

*EPBT: Energy Payback Time (Energieamortisationszeit)

**NER: Net Energy Ratio (Nettoenergieverhältnis)

***CED: Cumulative energy demand (kumulierter Energieaufwand)

****EROI: Energy return on Energy investment (beschreibt das Verhältnis der nutzbaren Energie zur investierten Energie)

Bewertungskriterien der Metastudien zu Ökobilanzen der PVA

Vier der betrachteten Metastudien nennen klare Kriterien, nach denen sie die untersuchten Studien erfassen und auswählen. Drei der Metastudien führen anschließend auch eine Harmonisierung der ermittelten Ergebnisse durch. Die genannten Kriterien der Metastudien und die jeweiligen Ergebnisse der Harmonisierung sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Kriterien zur Studienauswahl innerhalb der Metastudien sowie Ergebnisse der Harmonisierung

Metastudie	Anzahl betrachteter Studien	Kriterien	Ergebnisse der Harmonisierung
Koppelaar, 2016	29 Studien	6 Indikatoren und qualitative Bewertung über Punktesystem (1-5 Punkte): ● Verlässlichkeit der Daten ● Vollständigkeit des Systems (Systemgrenze) ● Vollständige Abbildung der einzelnen Produktionsschritte ● Alter der Daten ● Standortbedingungen ● Technologische Einheitlichkeit	EPBT (Jahre) / NER (-): mono c-Si: 3,9 / 8,6 multi c-Si: 2,9 / 9,3 Sofern nur Daten ab 2008 herangezogen werden, halbiert sich die EPBT und das NER verdoppelt sich.
Bhandari et al., 2015	von 232 überprüften Veröffentlichungen werden 11 für EPBT und 23 für EROI verwendet	● mono c-Si, multi c-Si, a-Si, CdTe oder CIGS müssen im Fokus stehen.	EPBT (Jahre) / EROI (-): mono c-Si: 4,1 / 8,7 multi c-Si: 3,1 / 11,6

Metastudie	Anzahl betrachteter Studien	Kriterien	Ergebnisse der Harmonisierung
		- Energieangaben für cradle-to-gate Prozesse sowie Primärdaten für Modul und BOS müssen vorhanden sein. - Daten für Parameter, die von der PVPS empfohlen werden, müssen vorhanden sein. - EPBT wurde durch eine eigene Rechnung verifiziert und bis zu 10 % Abweichung wurden akzeptiert. - Aktualität (ab 2000).	a-Si: 2,3 / 14,5 CdTe: 1,0 / 34,2 CIGS: 1,7 / 19,9
Asdrubali et al., 2015	12 Studien haben Bezug auf PV	für das Screening (angelehnt an NREL-Harmonisierung): - Qualität (der befolgten LCA Methodik) - Transparenz und Vollständigkeit (Goal and Scope, Systemgrenzen, Annahmen; etc.) - Aktualität oder zukünftige Relevanz der Technologie	Durchschnitt über PV-Technologien: AP**: > 400 mg SO ₂ -Äq/kWh* EP**: 22,4 mg PO ₄₃ -Äq/kWh GWP**: 29,2 g CO ₂ -Äq/kWh POCP**: ~50 mg C ₂ H ₄ -Äq/kWh* CED**: 0,61 MJ/kWh
Nugent und Sovacool, 2014	von 153 geprüften Studien werden 41 verwendet (davon beziehen sich 23 auf PV, der Rest auf Wind)	Relevanz bzgl. GHG Emissionen - Aktualität (ab 2003) - durch Peer Review geprüft - Originalität (neue Primärdaten) - Vollständigkeit (alle GHGs berücksichtigt, nicht nur CO₂)	keine Harmonisierung

*Werte wurden aus Ergebnisdigramm abgelesen

**AP: Versauerungspotenzial; EP: Eutrophierungspotenzial, GWP: Treibhauspotenzial; POCP: Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial; CED: Kumulierter Energieaufwand (vergleichbar mit Primärenergiebedarf (PED))

Aus den genannten Kriterien können einige übereinstimmende Hauptkriterien abgeleitet werden. Aktualität wird bei allen vier Metastudien als wesentliches Kriterium herangezogen. Einerseits spielt das Alter der verwendeten Daten eine Rolle, andererseits auch die gegenwärtige und zukünftige Relevanz der betrachteten Technologie. Gerade bei der raschen Entwicklung in der PV-Industrie ist die Verwendung aktueller Daten notwendig, um belastbare Ergebnisse zu generieren. Die meisten Metastudien ziehen als Kriterium das Veröffentlichungsjahr der Studien heran. So betrachten beispielsweise Nugent und Sovacool (2014) [28] nur Studien, die jünger als 10 Jahre sind. Koppelaar (2016) [25] geht einen Schritt weiter, indem zusätzlich der Zeitpunkt der Datenerhebung analysiert wird. Koppelaar kommt zu dem Schluss, dass durchschnittlich sieben Jahre zwischen Datenerhebung und

Studienveröffentlichung liegen; eine vergleichsweise lange Zeit für die sich schnell entwickelnde PV-Welt, jedoch durchaus im üblichen Rahmen von veröffentlichten Ökobilanzstudien.⁴

Neben der Aktualität spielt die Herkunft der Daten eine große Rolle. Viele Studien nutzen keine oder nur teilweise Primärdaten für ihre Berechnungen und beziehen einen Großteil Ihrer Daten aus Sekundärquellen. Dies kann dazu führen, dass unterschiedliche Studien auf der gleichen Datenbasis aufbauen und somit für einen Vergleich und Plausibilitätsprüfung der Daten nur bedingt genutzt werden können.

Ein weiteres, mehrfach genanntes Kriterium ist die Vollständigkeit der Studie. Hier wird einerseits die Vollständigkeit im Hinblick auf die angewandte Methodik angesprochen, andererseits eine vollständige und transparente Berichterstattung gefordert. Für eine vollständige LCA-Studie müssen unter anderem alle relevanten Lebenszyklusphasen betrachtet worden sein. Die Einhaltung bekannter Regeln, die in den Normen ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3], festgelegt sind oder in den Richtlinien der IEA PVPS Task 12 Gruppe [21] empfohlen werden, führt zu Vollständigkeit und methodischer Konsistenz. Der Aufruf zu mehr Konsistenz und Transparenz ist in fast allen erwähnten Metastudien im Fazit zu finden. Auch die geforderte Transparenz kann durch Nennung der in den IEA PVPS Richtlinien empfohlenen Parameterangaben erreicht werden [21].

Als letztes Kriterium ist die Qualität der Daten und Studien zu nennen. Diese ist allerdings so eng mit den anderen Kriterien verwoben, dass sie als logische Schlussfolgerung angesehen werden kann. Die Metastudien achten hierbei beispielsweise darauf, ob die Studien durch ein Peer-Review geprüft sind [28], oder führen eigene Kontrollrechnungen durch, bevor ein Artikel als geeignet befunden wird [27].

Abschließend lassen sich die von verschiedenen Autoren übereinstimmend angewandten Kriterien zur Bewertung von LCA-Studien im PV-Bereich zusammenfassen als:

- Aktualität der Daten und Technologie
- Originalität der Daten
- Vollständigkeit
- Transparenz und Qualität in der Methodik und Berichterstattung

Die Harmonisierungsansätze der betrachteten Metastudien stimmen weitestgehend miteinander überein und lehnen sich an die Parameter der NREL-Harmonisierung an. Eine Übersicht über die verwendeten Parameter gibt Tabelle 9. Die Ergebnisse der Harmonisierungen in den Metastudien sind nur im Falle von Koppelaar (2016) [25] und Bhandari et al. (2015) [27] vergleichbar, da in diesen beiden Studien eine Harmonisierung über die EPBT erfolgte. Die Werte der EPBT fallen bei Koppelaar (2016) [25] geringer aus, was vermutlich auf das höhere Performance Ratio von 0,8 im Vergleich zu 0,75 bei Bhandari et al. (2015) [27] zurückzuführen ist. Außerdem sind die von Koppelaar angenommenen Wirkungsgrade unbekannt und könnten zusätzlich abweichen. Mit Ausnahme der Modulwirkungsgrade, die relativ schnell gesteigert werden konnten stimmen die gewählten Parameter mit dem Stand der Technik überein.

⁴ Von Beginn bis zur Veröffentlichung von Ökobilanzstudien werden häufig mehrere Jahre benötigt: Sachbilanzdaten basieren häufig auf Jahresmittelwerten eines Referenzjahres. Weiterhin ist das Referenzjahr der Primärdaten des Vordergrundsystems (z.B. Prozessdaten) mit Sekundärdaten des Hintergrundsystems (z. B. einer Ökobilanzdatenbank, bei professionellen Datenbanken ca. 3-4 Jahre alt) zu unterscheiden.

Tabelle 9: Parameterwerte für die Harmonisierung in den Metastudien und Vergleich mit der NREL-Harmonisierung

Kategorie	Parameter / Technologie	Koppelaar, 2016	Bhandari et al., 2015	Asdrubali et al., 2015	NREL-Harmonisierung Hsu et. al 2012, Kim et al. 2012
Nutzung	Einstrahlung [kWh/m²a]	1.700	1.700	1.700	1.700
Nutzung	Performance Ratio [-]	0,8	0,75	0,8 (Freifläche) 0,75 (Dach)	0,8 (Freifläche) 0,75 (Dach)
Nutzung	Degradationsrate [%/a]	0,7	0,5	-	0,5
Nutzung	Lebensdauer [a]	25	30	30	30
Modulwirkungsgrad [%]	mono c-Si	-	13*	20	13,0**
Modulwirkungsgrad [%]	multi c-Si	-	12,3*	15	12,3**
Modulwirkungsgrad [%]	a-Si	-	6,3*	6,3	6,3**
Modulwirkungsgrad [%]	CdTe	-	10,9*	10,9	10,9**
Modulwirkungsgrad [%]	CIGS	-	11,5*	11,5	11,5**

*Studienergebnisse Bhandari et. Al und NREL-Harmonisierung berücksichtigen einen durchschnittlichen Modulwirkungsgrad über die Lebensdauer

**Aus der Studie zu den Dünnschichttechnologien ist nicht klar ersichtlich, ob die Degradation in die Berechnung des Modulwirkungsgrades einbezogen wurde.

Zwischenfazit

Die Ergebnisse der NREL-Harmonisierungsstudien (Kapitel 3.2.2) und der recherchierten Metastudien (Kapitel 3.2.3.1) zeigen die Vielzahl von Ökobilanzstudien die im Bereich Photovoltaik veröffentlicht wurden. Es wird deutlich, dass davon nur ein Bruchteil verwertet werden kann, da in den meisten Fällen die Dokumentation der Annahmen nicht ausreicht, um die Ergebnisse hinsichtlich ihrer Belastbarkeit und Plausibilität zu prüfen. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse der Studien die Bandbreiten auf, die aus der Verwendung unterschiedlicher Annahmen, Primärdaten, aber auch Hintergrunddaten resultieren. Dies lässt darauf schließen, dass für einen belastbaren Vergleich mehrerer PV-Technologien, aber auch gegenüber anderen Stromerzeugungsarten, ein einheitliches Vorgehen und Datengerüst (konsistente Datentiefe und Datenstruktur) für das Hintergrundsystem (z. B. verwendete Ökobilanzdaten und Version) für alle untersuchten Technologien verwendet werden sollte.

Aus diesem Grund ist ein allgemeiner Vergleich der Ergebnisse unterschiedlicher Studien nur in den seltensten Fällen und nur nach sorgfältiger Überprüfung der festgelegten Rahmenbedingungen und getroffenen Annahmen möglich.

3.2.3.2 Bewertung der Ökobilanzstudien

Im Folgenden wird aufbauend auf den Ergebnissen der aufgeführten Metastudien (Kapitel 3.2.3.1) eine Erweiterung der Analyse von Ökobilanzstudien für den Zeitraum 2011-2016 durchgeführt.

Zunächst wurden 68 Ökobilanzstudien mit 226 Szenarien überprüft. Für die nähere Betrachtung wurden 43 Studien mit Veröffentlichungsdatum nach 2011 herangezogen. 18 dieser Studien wurden nachträglich ausgeschlossen, weil sie entweder keine marktrelevanten Technologien, sondern beispielsweise organische PV-Zellen, betrachten, oder weil sie Qualitätskriterien nicht einhalten (z. B. keine transparente Dokumentation der Annahmen, nicht plausibel, nicht nachvollziehbare Ergebnisse). Weiterhin wurden Szenarien mit sehr spezifischem Fokus und Extremszenarien (sehr konservative bzw. optimistische Annahmen) von der weiteren Untersuchung ausgeschlossen. Nach Anwendung der Auswahlkriterien verblieben 25 relevante Studien mit 91 Szenarien, die weiter untersucht wurden.

Bewertung

Auf Grundlage der Rechercheergebnisse lassen sich verschiedene Aussagen treffen:

- c-Si-Technologien werden deutlich häufiger untersucht als Dünnschichttechnologien.
- Mono c-Si wird in rund einem Viertel der betrachteten Szenarien untersucht.
- Zusammen mit einem Anteil von einem Drittel für multi c-Si beschäftigen sich somit über die Hälfte der Szenarien mit waferbasierten Si-Technologien.
- Bei den Dünnschichttechnologien decken CdTe ca. 13 %, CIGS ca. 8 %, a-Si ca. 5 % und mikrokristalline Silizium ($\mu\text{c-Si}$)-Technologien ca. 9 % der Szenarien ab. Bei den $\mu\text{c-Si}$ -Technologien ist anzumerken, dass der Großteil der Szenarien (insgesamt 6) aus einer einzelnen Studie stammt.

Bezüglich der verwendeten Parameter kristallisieren sich teilweise deutliche Trends heraus. In 80 % der Szenarien wird mit einer Lebensdauer von 30 Jahren gerechnet, 15 % rechnen mit 25 Jahren und in nur zwei Szenarien wurde eine Lebensdauer von 20 Jahren betrachtet. Jeweils ein Szenario betrachtete eine Lebensdauer von 40 und 50 Jahren. Hierbei handelt es sich um eine Sensitivitätsanalyse in Stylos und Koroneos (2014) [32].

Die standortabhängige Sonneneinstrahlung liegt bei ca. einem Drittel der Szenarien bei genau $1.700 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und bei über der Hälfte (ca. 58 %) im Bereich von $1.600\text{-}1.800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Der Rest der Szenarien rechnet mit höheren oder niedrigeren Werten oder es werden keine Angaben zur Einstrahlung gemacht. Im letzteren Fall wird jedoch in der Regel der Standort angegeben. Hintergrund sind die unterschiedlichen Zwecke von PV-Ökobilanzen. So werden für Technologiepotenzialanalysen häufig drei generische Werte für PV-Standorte (z.B. 1.200 , 1.700 , $2.400 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$) herangezogen, um die Bandbreite für typische Anlagenstandorte abzubilden, während Studien mit konkretem Anlagen- und Standortbezug spezifische, oft gemessene Sonneneinstrahlungsdaten oder Ertragsdaten verwenden.

Über die Hälfte der Szenarien bezieht sich auf einen europäischen Standort (Europa als Gebiet, einzelne europäische Länder und auch spezifische Standorte in den Ländern). Weitere wichtige Standorte liegen in den USA (14 Szenarien aus 3 Studien) oder China (7 Szenarien aus 4 Studien).

Fast die Hälfte der untersuchten Szenarien (ca. 47 %) betrachtet Freiflächensysteme, etwas weniger Szenarien (ca. 42 %) beschäftigen sich mit Dachinstallationen. Bei den übrigen Szenarien wird entweder keine Angabe zum Installations- und Kraftwerkstyp gemacht, oder der Anlagentyp entfällt, da nur die Produktion der PV-Module betrachtet wird. Ein Szenario betrachtet ein System, das an einer Mauer (vermutlich Fassadenintegration) installiert ist [33]. Der Durchschnitt des in den erfassten Szenarien angegebenen Performance Ratio beträgt 0,78.

Dabei wird meist 0,8 für Freiflächen- und 0,75 für Dachinstallationen angenommen. Die genannten Werte sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Verwendete Parameter in den ausgewerteten Studien⁵

Studienparameter	Wert / Bereich	Anzahl der Szenarien (von 91)
Technologien	mono c-Si	23
Technologien	multi c-Si	31
Technologien	CdTe	12
Technologien	CIGS	7
Technologien	a-Si	5
Technologien	μc/nc-Si	8
Lebensdauer (a)	15	0
Lebensdauer (a)	20	2
Lebensdauer (a)	25	14
Lebensdauer (a)	30	73
Sonneneinstrahlung (kWh/m²)	genau 1.700	32
Sonneneinstrahlung (kWh/m²)	1.600-1.800	53
Sonneneinstrahlung (kWh/m²)	genau 1.800	4
Sonneneinstrahlung (kWh/m²)	< 1.311	18
Sonneneinstrahlung (kWh/m²)	> 1.800	7
Sonneneinstrahlung (kWh/m²)	andere	13
Standorte	europäische Länder	51
Standorte	USA	14
Standorte	China	7
Standorte	andere Länder	13
Standorte	kein Standort	6
Anlagentyp	Freiflächen (meist PR = 0,8)	43
Anlagentyp	Dach (meist PR = 0,75)	38
Anlagentyp	keine Angabe	9
Anlagentyp	andere	1

⁵ [15], [32], [33], [35], [38], [39], [43], [40], [44], [42], [46], [47], [48], [49], [50], [60], [62], [208], [214], [211], [213], [216], [217], [215], [212]

3.2.3.2.1 Aktualität und Datenalter

Die Referenzjahre der betrachteten Untersuchungen reichen von 2005 bis 2015. Hierbei muss zwischen dem Technologiereferenzjahr (Modulwirkungsgrad etc.) und dem Referenzjahr der verwendeten Sachbilanzdaten für die Abbildung der Herstellungsphase unterschieden werden.

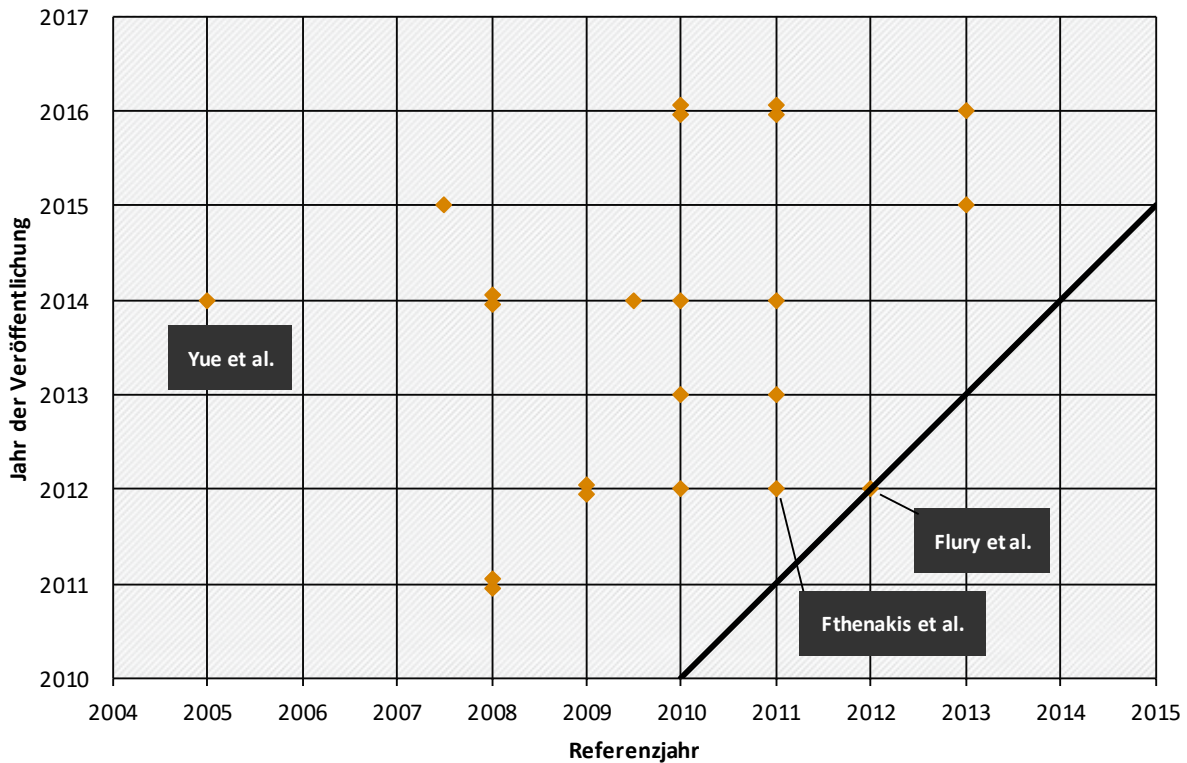
Meist wird nur für die betrachtete Technologie ein Referenzjahr angegeben. Das konkrete Alter der teilweise deutlich älteren Sachbilanzdaten geht jedoch aus den wenigsten Studien hervor. Einen groben Überblick liefert Abbildung 9. Hierbei wurde von allen betrachteten Studien soweit möglich das Sachbilanzdatenalter ermittelt (meist das Veröffentlichungsdatum der verwendeten Sachbilanzdatenbank). Als Durchschnitt lässt sich ein Datenalter von über vier Jahren bis zur Veröffentlichung festhalten. Dies ist für Ökobilanzstudien kein überdurchschnittlich langer Zeitraum. In der Regel sind die Daten bei Veröffentlichung einige Jahre alt, da von der primären Datenaufnahme über die Verarbeitung in der Studie bis zur Veröffentlichung eine gewisse Zeit verstreicht.

Auch bei der Verwendung von Sachbilanz (LCI⁶)-Datenbanken als Hintergrundsystem kommt es zu diesem Phänomen. So lässt sich beispielsweise der Datenpunkt links im Diagramm erklären. Hier wurde, da eigene (Primär-)Daten fehlten, auf die Datensätze der Ecoinvent v2.2 Datenbank [34] zurückgegriffen, bei der die Sachbilanzdaten von PV-Modulen aus dem Jahr 2005 stammen. Auch andere Studien verwenden im Hintergrund die Ecoinvent v2.2 Datenbanken (erst in Version 3 erfolgte ein Update der PV-Datensätze). Allerdings nutzen die meisten Studien die öffentlichen Daten nur ergänzend zu selbst erfassten Daten. Hierbei fehlen dann aber oft detaillierte Informationen, mit denen sich die Auswirkungen auf die Ergebnisse einschätzen lassen. Somit ist nicht nachvollziehbar, welcher Datenumfang auf neu erhobenen Daten basiert und welche Datenlücken aus den älteren Sachbilanzdaten geschlossen werden. Die zwei Studien mit der höchsten Übereinstimmung zwischen Referenzjahr und Veröffentlichung sind Flury et al. (2012) [35] und Fthenakis et al. (2011) [36]. Bei Flury et al. lagen Planungsdaten der Firma Oerlikon Solar für eine Produktion im Jahr 2012 vor, bei Fthenakis et al. waren Produktionsdaten von SunPower aus dem Jahr 2011 vorhanden.

⁶ LCI: Life Cycle Inventory

Abbildung 9: Datenalter bei Veröffentlichung der analysierten Ökobilanzstudien (eigene Darstellung)

Datenalter bei Veröffentlichung der analysierten Ökobilanzstudien



Quelle: Fraunhofer IBP

Wie bereits in Zusammenhang mit den Metastudien (siehe Kapitel 3.2.3.1) erwähnt, zeigt sich auch bei dieser Auswertung, dass die verwendeten Sachbilanzdaten einige Jahre älter als das Veröffentlichungsjahr sind, da zwischen der Datenaufnahme, der Ökobilanzierung, Berichterstattung und Veröffentlichung oft ein längerer Bearbeitungszeitraum liegt. Diese Tendenzen decken sich mit Koppelaar 2016, der ein durchschnittliches Datenalter von 7 Jahren⁷ im Vergleich zum Veröffentlichungsdatum angibt [25].

Zudem ist eine genauere Einschätzung des tatsächlichen Datenalters in den meisten Fällen aufgrund fehlender Dokumentation nicht möglich. Eine belastbarere Einschätzung erfordert eine detailliertere Aufschlüsselung des Alters der verwendeten Daten des Vordergrundsystems (z.B. Referenzjahr in dem eine Produktionslinie vermessen wurde, Alter der Produktionslinie) sowie der für die Modellierung des Hintergrundsystems verwendeten Sachbilanzinventare (z.B. Nennung der verwendeten Ökobilanzdatenbank, Version und Referenzjahr der Datensätze).

⁷ Hierbei ist zu beachten, dass Koppelaar einen größeren Zeitraum (Studien ab dem Jahr 2000) berücksichtigt.

3.2.3.2.2 Abgleich der Annahmen mit dem Stand der Technik

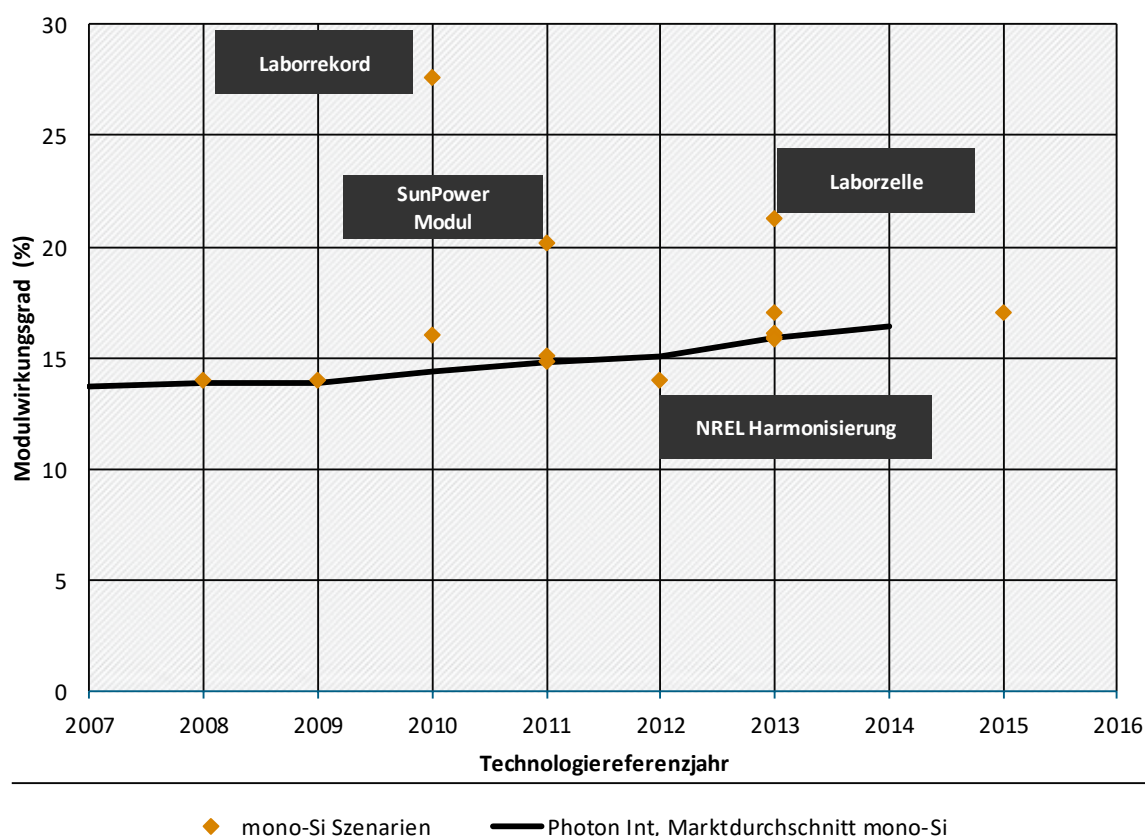
Im Folgenden wird ein Abgleich der 25 untersuchten Studien mit dem Stand der Technik im jeweils genannten Referenzjahr anhand der Modulwirkungsgrade durchgeführt.

Die betrachteten LCA-Studien verwenden in der Regel aktuelle Annahmen für den jeweiligen Wirkungsgrad der PV-Technologien. Dies wird in den folgenden Diagrammen deutlich.

Abbildung 10 zeigt einen Abgleich der mono c-Si-Szenarien mit den berichteten Marktdurchschnittswerten des Photon International Magazin [37]. Diese Statistik basiert auf den im Jahr 2014 veröffentlichten Daten. Bei den blauen Punkten handelt es sich um Szenarien, in denen mit Laborzellenwirkungsgraden gerechnet wird (für eine Sensitivitätsanalyse) (Ito et al., 2016, Kim, Lee et al., 2014 [38], [39]. Fthenakis et al. (2012) [40] betrachtet Module von SunPower, die für ihre hohen Wirkungsgrade bekannt sind. Auch hier stimmt der in der Studie angenommene Wert mit dem in diesem Jahr aktuellen kommerziellen Wirkungsgrad von SunPower-Modulen überein (vgl. Abbildung 8). Der Wirkungsgrad, auf den in der NREL-Harmonisierung harmonisiert wurde, liegt etwas unter dem Marktdurchschnitt in diesem Jahr, da sich dieser auf die zu harmonisierenden Studien der Jahre davor bezieht.

Abbildung 10: Abgleich des Modulwirkungsgrades der mono c-Si-Szenarien mit dem Stand der Technik

Abgleich des Modulwirkungsgrades der mono c-Si-Szenarien mit dem Stand der Technik

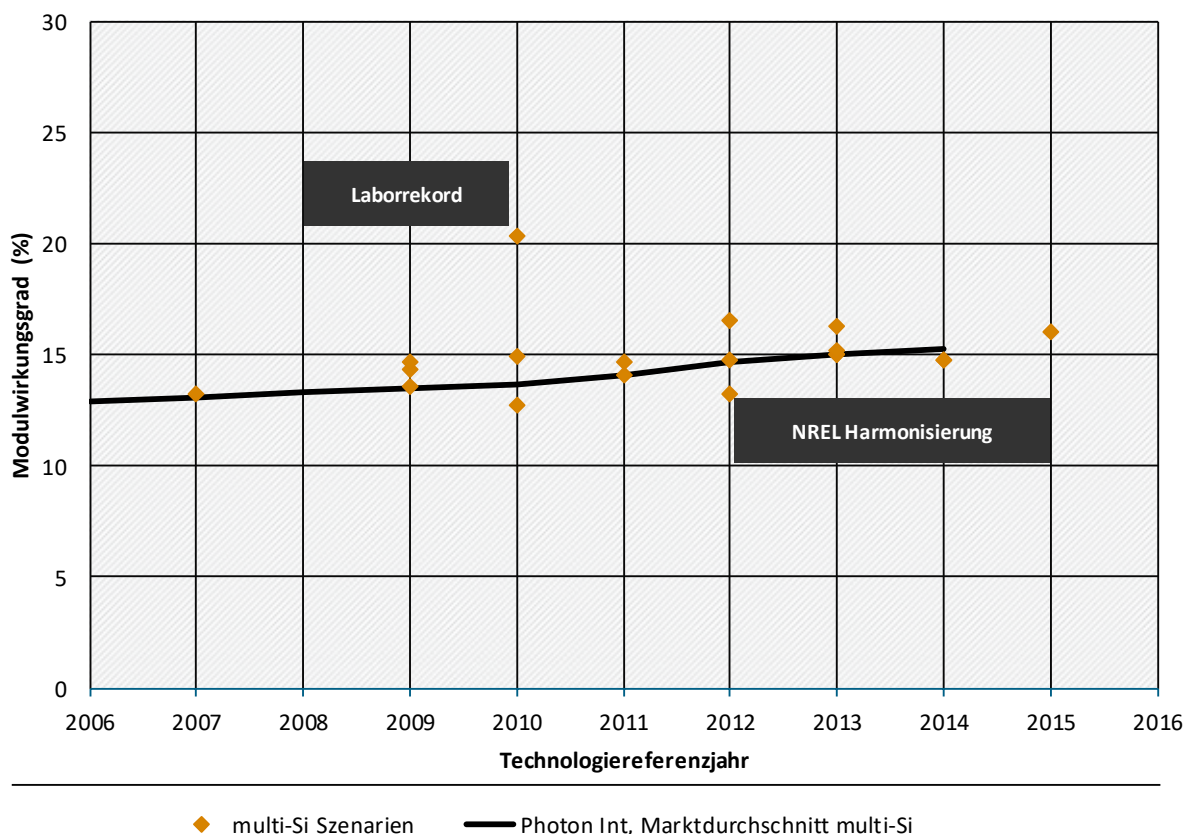


Quelle: Fraunhofer IBP

Bei den multi c-Si-Szenarien stellt sich die Situation ähnlich dar (Abbildung 11). Die Streuung der Werte ist etwas höher. Dazu tragen vor allem die Szenarien aus Liu et al. (2015) [33] bei, bei denen es sich um acht real installierte Systeme handelt. Außerdem findet sich wieder ein Szenario aus Kim, Lee et al. (2014) [39], in dem mit einem hohen Laborzellenwirkungsgrad gerechnet wird. Auch der Wert der NREL-Harmonisierung liegt wieder etwas unter dem Marktdurchschnitt des entsprechenden Jahres.

Abbildung 11: Abgleich des Modulwirkungsgrades der multi c-Si-Szenarien mit dem Stand der Technik

Abgleich des Modulwirkungsgrades der multi c-Si-Szenarien mit dem Stand der Technik

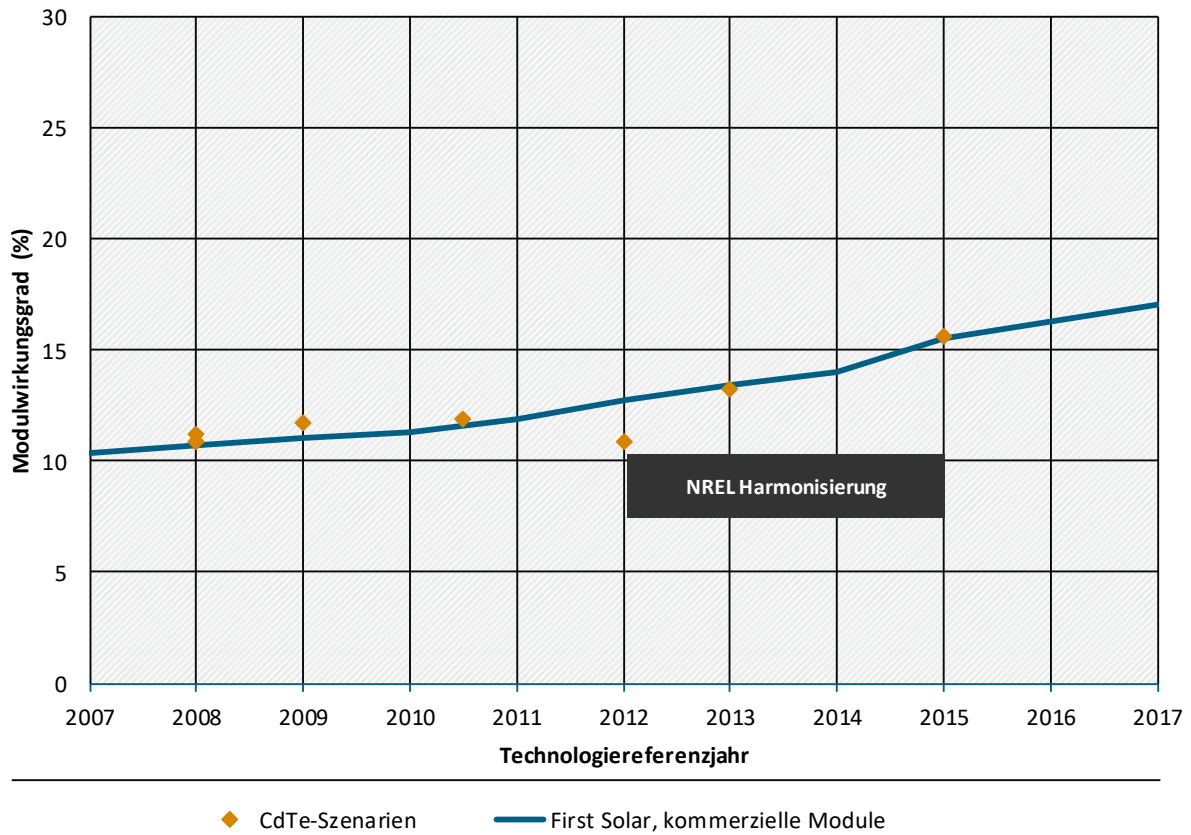


Quelle: Fraunhofer IBP

Auch bei den Dünnschichttechnologien stimmen die Wirkungsgrade aus den betrachteten Studien mit dem Stand der Technik im jeweiligen Referenzjahr überein (Abbildung 12). Für CdTe sind keine Werte zum Marktdurchschnitt verfügbar, weshalb dort die Angaben des Marktführers First Solar verwendet werden. Da sich die meisten Studien auf Daten von First Solar beziehen, sind dort keine Abweichungen festzustellen.

Abbildung 12: Abgleich des Modulwirkungsgrades der CdTe-Szenarien mit dem Stand der Technik (eigene Darstellung)

Abgleich des Modulwirkungsgrades der CdTe-Szenarien mit dem Stand der Technik

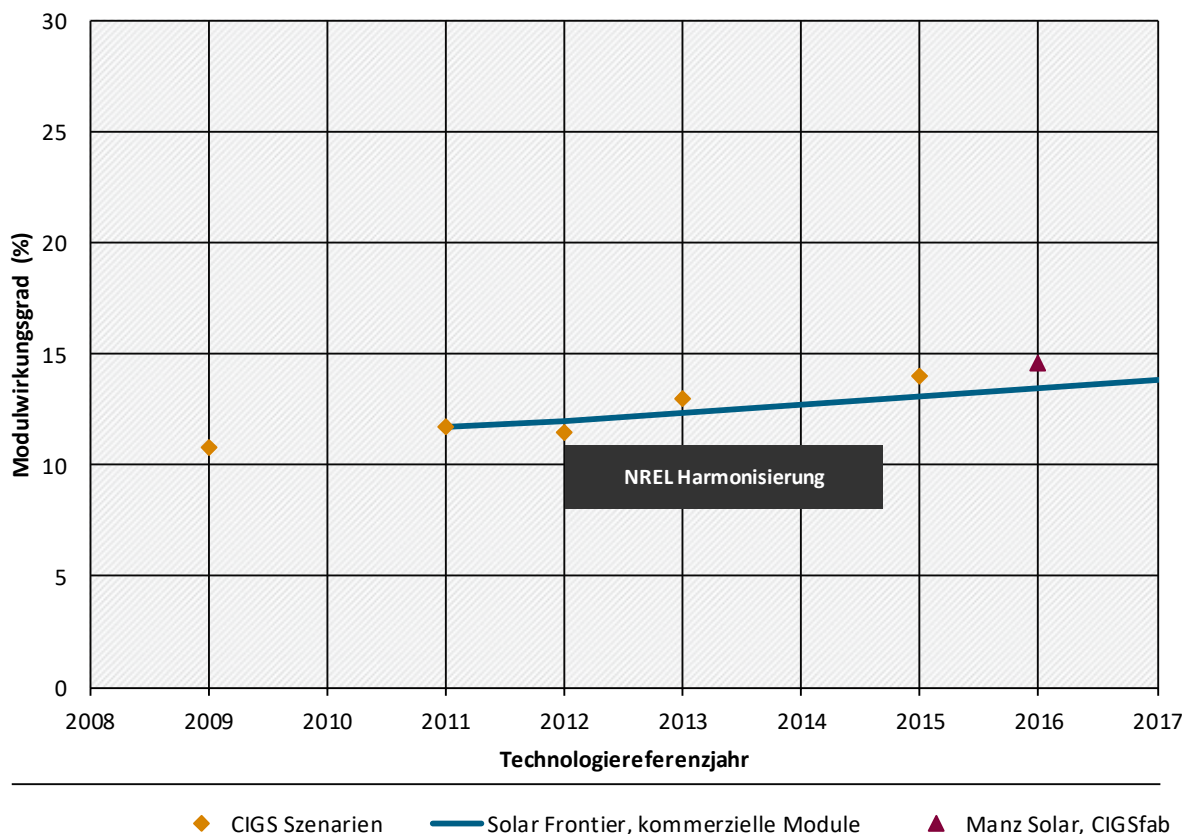


Quelle: Fraunhofer IBP

Für die CIGS-Szenarien werden die Werte zusammen mit einer Trendlinie des Marktführers Solar Frontier in Abbildung 13 dargestellt. Außerdem ist der aktuell garantierte Wirkungsgrad der CIGSfab von Manz Solar [41] abgebildet. Auch bei den Dünnschichttechnologien liegen die Werte aus der NREL-Harmonisierung leicht unter dem Marktdurchschnitt.

Abbildung 13: Abgleich des Modulwirkungsgrades der CIGS-Szenarien mit dem Stand der Technik (eigene Darstellung)

Abgleich des Modulwirkungsgrades der CIGS-Szenarien mit dem Stand der Technik



Quelle: Fraunhofer IBP

3.2.3.2.3 Ergebnisse der Studien am Beispiel Treibhauspotenzial

Die folgenden Diagramme stellen einen Auszug aus den betrachteten Studien hinsichtlich des Treibhauspotenzials (Global Warming Potential; GWP) pro kWh PV-Stromertrag dar. Es werden die Szenarien für eine Sonneneinstrahlung von 1.600-1.800 kWh/m²a vorgestellt, da in diesem Bereich die größte Anzahl an Szenarien vorliegt, um einen Vergleich zu ermöglichen. Zusätzlich erfolgt ein Abgleich mit den harmonisierten Werten der NREL (jeweils letzte Zeile), sodass sich auf Basis der Diagramme grobe Bandbreiten und Tendenzen ableiten lassen.

Die Beschriftung der einzelnen Einträge beinhaltet die wichtigsten Informationen zur Studie und zu den verwendeten Szenarien: Autor, Veröffentlichungsjahr, Herstellungsort (in Klammern) bzw. verwendeter Strommix bei der Produktion sowie angenommene Sonneneinstrahlung. In Einzelfällen sind weitere Parameter angegeben, um die Szenarien unterscheiden zu können.

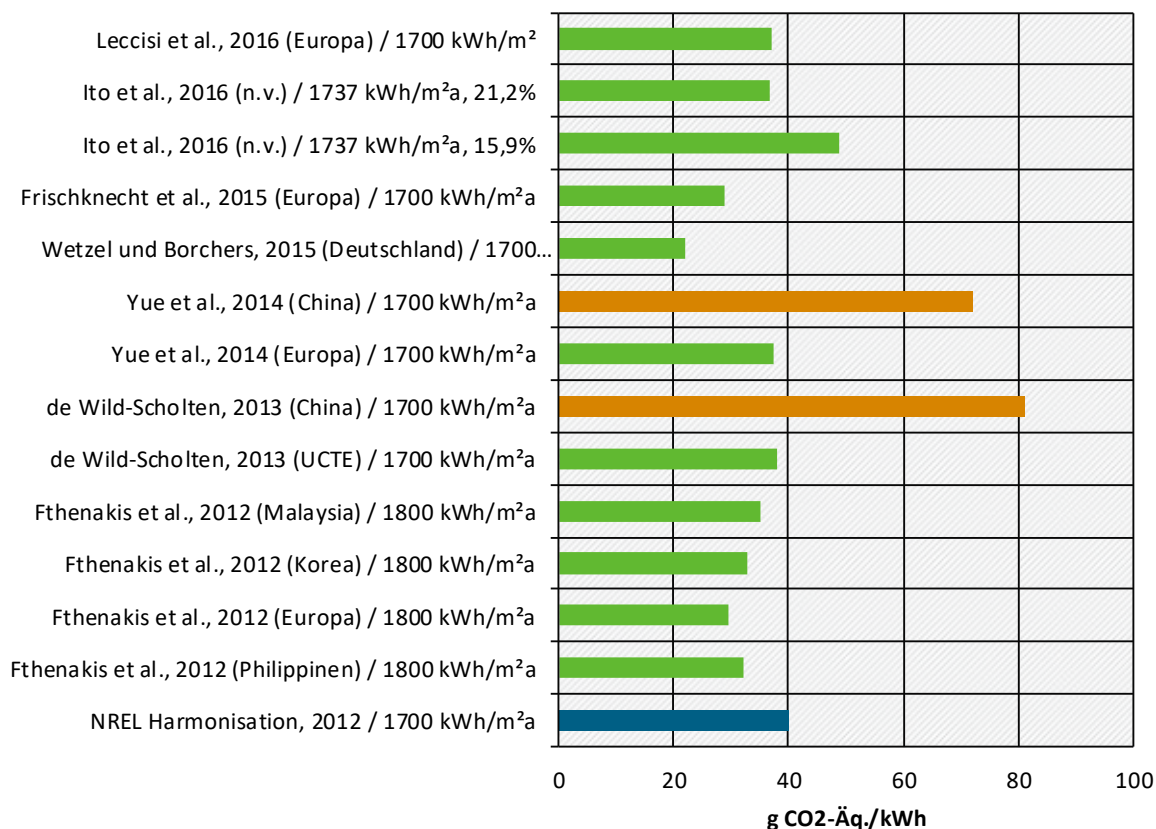
Mono c-Si

In Abbildung 14 sind die Treibhauspotenzialergebnisse je kWh Stromerzeugung für ausgewählte Szenarien dargestellt. Die Ergebnisse liegen überwiegend in einem Bereich von 20-40 g CO₂-Äq./kWh, das harmonisierte Ergebnis der NREL-Studie bei ca. 40 g CO₂-Äq./kWh. Höhere Werte sind für die Szenarien chinesischer Produktionsstandorte (orange Balken) zu erkennen, welche

vermutlich darauf zurückzuführen sind, dass für diese Szenarien der chinesische Strommix verwendet wurde.

Abbildung 14: Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für mono c-Si-Module (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial mono c-Si, 1700-1800 kWh/m²a



Quelle: Fraunhofer IBP

Die vergleichsweise geringen Werte von Wetzel und Borchers (2015) [42] liegen zum einen daran, dass in dieser Studie keine weiteren Komponenten der PV-Anlagen wie Inverter, Unterkonstruktion oder elektrische Leitungen (englisch: Balance-of-System, BOS) berücksichtigt wurde, welches die Ergebnisse um ca. 6-8 g CO₂-Äq./kWh erhöhen würden. Zudem wurde in dieser Studie der deutsche Strommix für die Produktion hinterlegt und Industriedaten für den Status 2013 verwendet, für welche ein geringerer Energieverbrauch und weniger Materialverluste angenommen werden. Bei den Ergebnissen von Ito et al., 2016 [38] wird der Einfluss der unterschiedlichen Modulwirkungsgrade auf das Treibhauspotenzial der Stromerzeugung deutlich.

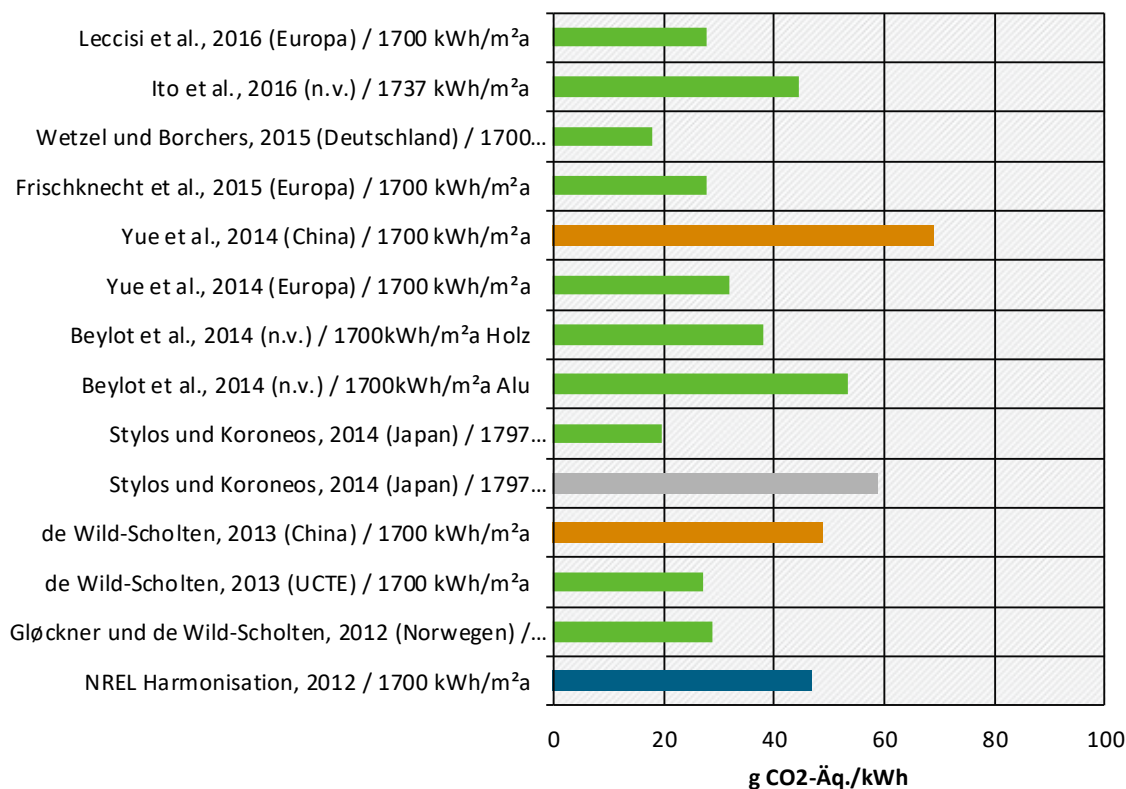
Multi c-Si

Die Ergebnisse des Treibhauspotenzials von multi c-Si-PV-Systemen zeigen ähnliche Tendenzen wie die mono c-Si-PV-Systeme. Die auf den ersten Blick größeren Bandbreiten der Treibhauspotenzialwerte sind auf die höhere Anzahl von Szenarien aus unterschiedlichen

Studien zurückzuführen, sodass dort Unterschiede in den Sachbilanzdaten, Annahmen und verwendeten Datenbanken stärker zum Vorschein kommen.

Abbildung 15: Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für multi c-Si-Module (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial multi-Si, 1700-1800 kWh/m²a



Quelle: Fraunhofer IBP

Im Vergleich zum harmonisierten Wert der NREL-Studie berichtet ein größerer Anteil der Studien niedrige Treibhauspotenziale. Höhere Werte von Yue et al. (2014) [43] und de Wild-Scholten (2013) [15] für chinesische Produktionsstandorte sind wie oben beschrieben vermutlich auf den hinterlegten chinesischen Energiemix zurückzuführen.

Stylos und Koroneos (2014) [32] betrachten PV-Systeme mit zusätzlichem Batteriespeicher, sodass sich im Falle des Szenarios mit 14,1 % Modulwirkungsgrad die höheren Werte über das Batteriesystem erklären. Das Szenario mit 17 % Modulwirkungsgrad stellt ein Zukunftsszenario dar und berücksichtigt neben dem höheren Wirkungsgrad zudem Weiterentwicklungen im Modullayout, beispielsweise die Verwendung dünnerer Wafer. Da diese beiden Szenarien einen spezifischen Fokus haben, der sich von den anderen Studien unterscheidet, sind Vergleiche zu den Ergebnissen der anderen Studien und Szenarien nicht möglich. Beylot et al. (2014) [44] untersuchen zudem den Einfluss unterschiedlicher Werkstoffe der Unterkonstruktion, wodurch sich die Unterschiede in den beiden Szenarien erklären lassen.

Ito et al. (2016) [38] verwenden eine ältere Version der Ecoinvent-Datenbank (v 2.2, letztes Update 2010). Zudem sind der Produktionsstandort und der verwendete Energiemix nicht aus der Veröffentlichung ersichtlich.

CdTe

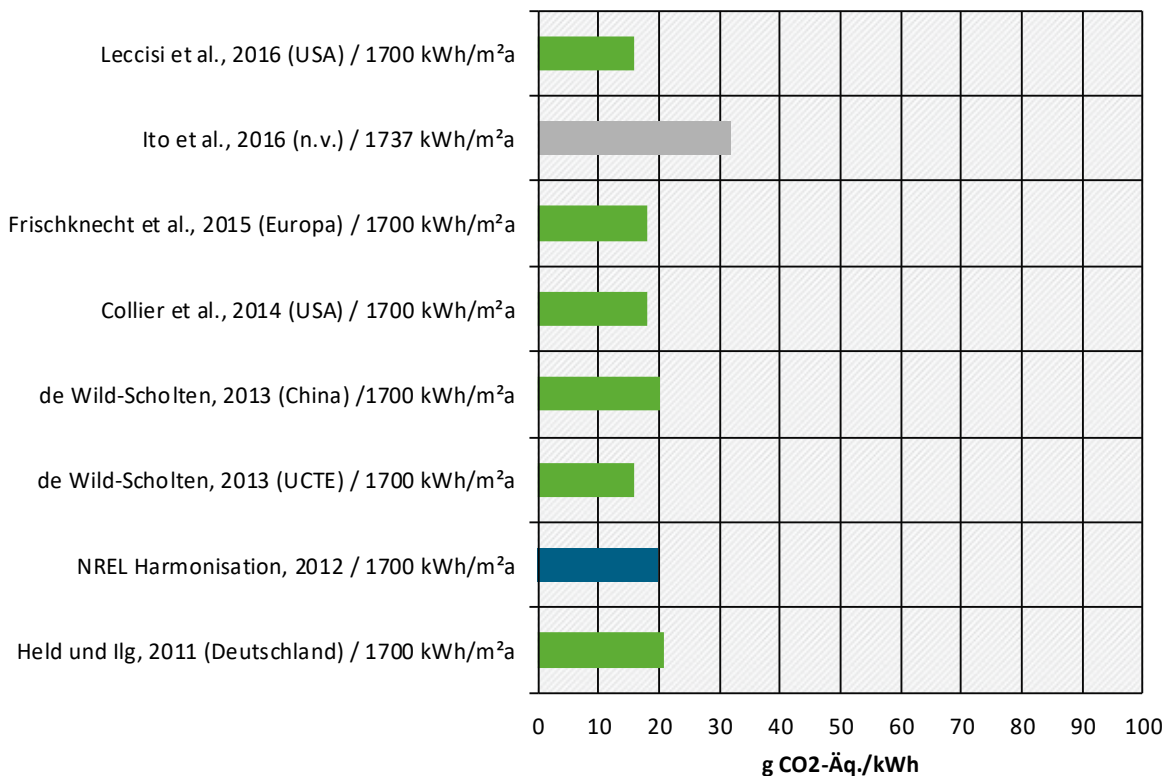
Die Ergebnisse der CdTe-Stromerzeugung liegen in einem Bereich von ca. 16-21 g CO₂-Äq./kWh, wobei die aktuelleren Studien geringere Werte aufweisen. Da der Energieverbrauch während der Produktion der CdTe-Module (z.B. Beschichtungsprozess) einen wesentlichen Einfluss auf die Ökobilanz der Modulherstellung hat, sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Ergebnissen mit vergleichbarem Referenzjahr erklärbar.

Beispielsweise basieren die Ergebnisse von Held, Ilg (2011) [45] auf dem deutschen Strommix, die Ergebnisse von de Wild-Scholten (2013) [15] auf dem UCTE⁸-Strommix. Grundlage der Ökobilanz von Held, Ilg (2011), war der First Solar Produktionsstandort in Frankfurt (Oder). Da dieser nicht mehr betrieben wird, sondern die Produktion aktuell in den USA und Malaysia stattfindet, sind die Ergebnisse auf Grundlage des deutschen Strommix nicht mehr repräsentativ für heutige Module.

⁸ UCTE: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Europäisches Verbundsystem der Stromnetze durch den Zusammenschluss der nationalen Übertragungsnetze der kontinentaleuropäischen Länder.

Abbildung 16: Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für CdTe-Module

Treibhauspotenzial CdTe, 1700-1740 kWh/m²a



Quelle: Fraunhofer IBP

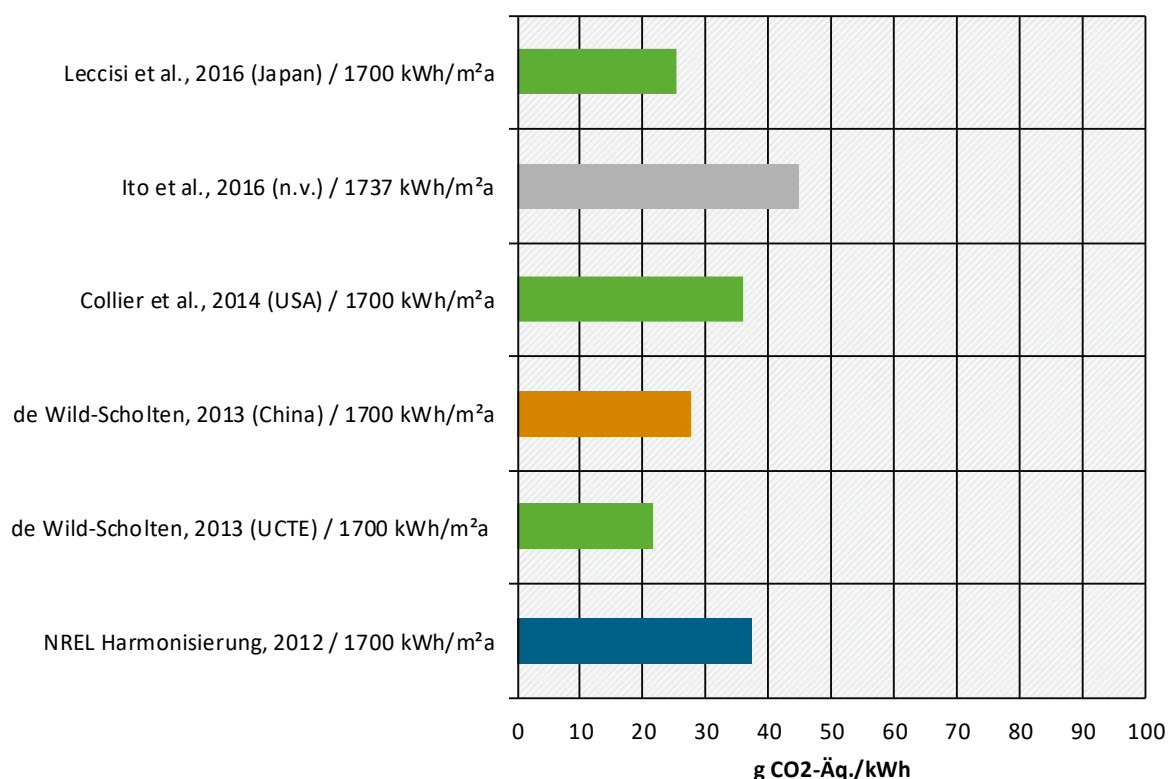
Die Ergebnisse von Ito et al. (2016) [38] sind in dieser Darstellung ausgegraut, da in dieser Studie Annahmen aufgeführt sind, die ein anderes Ergebnis erwarten lassen würden (z.B. französischer Produktionsstandort) und gleichzeitig Informationen zu den relevanten Annahmen (z.B. verwendeter Energiemix) fehlen. Daher konnte keine Plausibilitätsprüfung vorgenommen werden.

CIGS

Wie bei den CdTe-Dünnschichtmodulen stellen der Energieverbrauch der Produktion und der dafür bezogene Strommix wesentliche Einflussfaktoren für die Ökobilanz der Herstellung von CIGS-Modulen dar.

Abbildung 17: Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für CIGS Module

Treibhauspotenzial CIGS, 1700 kWh/m²a



Quelle: Fraunhofer IBP

Wie aus Abbildung 17 zu entnehmen ist, liegen die Treibhauspotenziale der CIGS-Module in einem Bereich von ca. 21-45 g CO₂-Äq./kWh, wobei der höhere Wert von Ito et al. nicht auf Plausibilität geprüft werden konnte (vgl. CdTe-Module). Da alle Studien unterschiedliche Produktionsstandorte annehmen, können die Abweichungen in den Treibhauspotenzialen mit hoher Wahrscheinlichkeit auf die unterschiedlichen Umweltprofile des jeweils zugrundeliegenden Strommix zurückgeführt werden.

Die Ergebnisse von de Wild-Scholten (2013) [15] basieren auf einem Industriemix von Avancis und Solar Frontier-Modulen. Die Treibhauspotenziale wurden für eine Dachinstallation berechnet. Das Hintergrundsystem wurde mit der EcoInvent v2.2+ Datenbank modelliert. Leccisi et al. (2016) [46] verweisen für die Analyse der Freiflächenanlage bei den Sachbilanzdaten auf den Sachbilanzbericht der IEA PVPS Task 12 [47] (Kapitel 3.2.5) als Technologiereferenz wird das Jahr 2015 (Moduleffizienz 14 %) angegeben.

Collier et al. (2014) [48] verweisen in der Veröffentlichung auf eigene Modelle, welche mit der GaBi-Software und den zugehörigen Datenbanken erstellt wurden. Die Daten wurden weiterhin mit den Sachbilanzdaten der IEA PVPS Task 12 [47] abgeglichen. Auch Collier et al (2014) bezieht die Ergebnisse auf eine Dachinstallation (berücksichtigt über ein PR von 0,75), wobei die Herstellung der Komponenten des BOS nicht berücksichtigt wurden. Die höheren

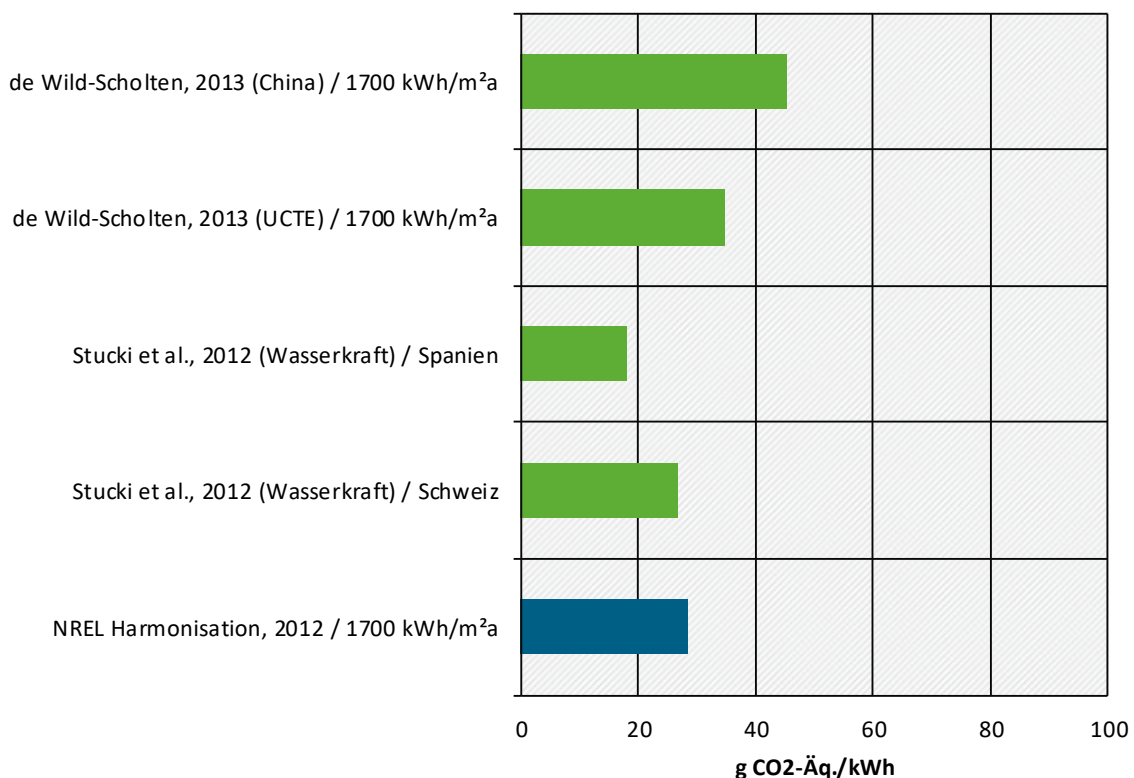
Treibhauspotenziale im Vergleich zu den anderen Studien sind mit hoher Wahrscheinlichkeit auf den Stromerzeugungsmix der US-Produktion zurückzuführen.

Si-Dünnschicht (a-Si, $\mu\text{-Si}$)

In Abbildung 18 sind die Treibhauspotenziale für die Stromerzeugung für a-Si-Dünnschichtmodule dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass die Ergebnisse von Stucki et al. (2012) [49] eine ausschließlich auf Wasserkraft basierende Stromerzeugung berücksichtigen, was die geringeren Treibhauspotenziale erklärt.

Abbildung 18: Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für a-Si-Module

Treibhauspotenzial a-Si, 1700 kWh/m²a



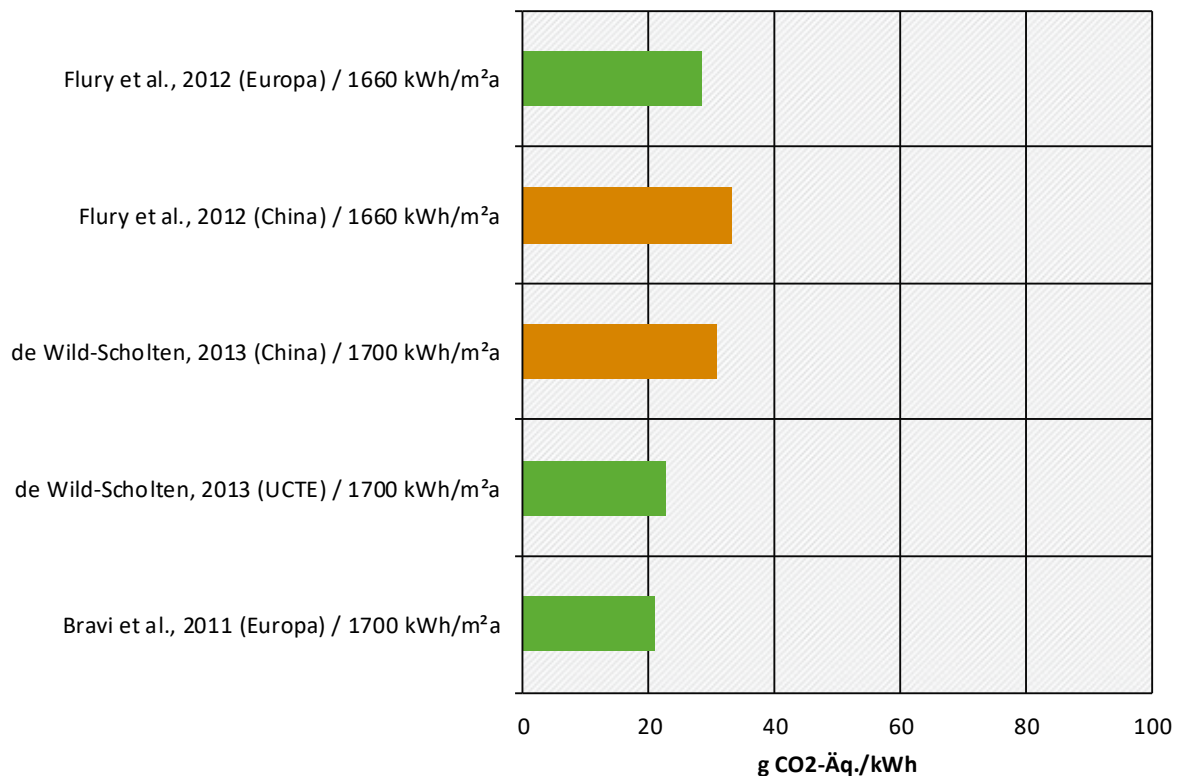
Quelle: Fraunhofer IBP

Weiterhin wurde aufgrund der wenigen verwertbaren Ergebnisse von a-Si-Modulen keine Eingrenzung der Ergebnisse nach Sonneneinstrahlungswerten vorgenommen. So wurden die Ergebnisse von Stucki et al. für einen Standort in Spanien und in der Schweiz berechnet⁹, was die Abweichungen zwischen den vorgestellten Ergebnissen erklärt. Die angenommenen Modulwirkungsgrade variieren in den Studien zwischen 6-7 %.

⁹ Es sind keine Sonneneinstrahlungswerte angegeben. Typische Werte für Spanien liegen bei ca. 1.900 kWh/m²a, für die Schweiz bei ca. 1.100-1.200 kWh/m²a.

Abbildung 19: Bandbreiten des Treibhauspotenzials pro kWh für μ c-Si-Module

Treibhauspotenzial μ c-Si, 1660-1700 kWh/m²a



Quelle: Fraunhofer IBP

Die Ergebnisse für μ c-Si-Module sind in Abbildung 19 dargestellt. Die Studien von Flury et al. (2012) [35] und de Wild-Scholten (2013) [15] basieren auf Produktionsdaten einer OERLIKON-Produktionslinie und der EcoInvent v2.2+ Datenbank. Bravi et al. (2011) [50] verweisen bei den Produktionsdaten auf Primärdaten der Firma PRAMAC und nutzen eine ältere Version der EcoInvent-Datenbank (v2.0).

3.2.3.2.4 Zwischenfazit

Die Ergebnisse der Treibhauspotenziale in den untersuchten Studien zeigen teilweise deutliche Bandbreiten auf, welche sich vor allem bei den Dünnschichttechnologien über den angenommenen Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort ergeben. Bei den c-Si-Modulen ergeben sich aufgrund der größeren Anzahl an Studien etwas größere Bandbreiten in den Ergebnissen, wobei auch bei diesen Studien der verwendete Energiemix in der Prozesskette bis zur Zellherstellung eine wichtige Rolle spielt. Diese Schlussfolgerung basiert auf einer eigenen Einschätzung der Ergebnisse, da eine detaillierte Analyse und Plausibilitätsprüfung einiger Studien aufgrund fehlender Angaben der relevanten Parameter nicht möglich war. Zudem wurden in einigen Fällen keine Angaben zur Datenbasis des Vordergrund- und Hintergrundsystems gemacht.

Für eine belastbarere Einschätzung müssen die verwendeten Sachbilanzdaten hinsichtlich ihrer Aktualität (Primärdaten der Produktion und Abgleich zum Stand der Technik) überprüft werden und das Hintergrundsystem auf einer konsistenten Grundlage basieren, z.B. durch Verwendung einer aktuellen Ökobilanzdatenbank. So kann mit methodischen Unterschieden, beispielsweise bei der Allokation von Koppelprodukten in der Energie- und Materialvorkette, umgegangen werden.

Trotz der identifizierten Bandbreiten im Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung weisen alle Studien ein deutlich geringeres Treibhauspotenzial im Vergleich zu konventionellen Stromerzeugungstechnologien mit fossilen Energieträgern auf.

Ein wesentliches Kriterium für geringe Treibhauspotenziale ist, dass geeignete Bedingungen in der Nutzungsphase der PV-Anlagen sichergestellt werden, sodass diese einen hohen Stromertrag über die Nutzungsdauer aufweisen (z.B. lange Anlagenlaufzeit, optimale Ausrichtung der Module, hohe Sonneneinstrahlung am Anlagenstandort).

Hierbei ist zu beachten, dass sich die Rahmenbedingungen je nach Fragestellung, vor allem die Annahmen für die Nutzungsphase (Ertrag, Lebensdauer, etc.), deutlich unterscheiden können und es daher zu Abweichungen in den Ergebnissen kommen kann. Beispielsweise kann eine Studie mit dem Ziel einer Potenzialanalyse einer Technologie (Nutzung allgemeiner Annahmen zu Wirkungsgraden und technischen Anlagenparametern), oder für die Bewertung einer konkreten Anlage an einem Standort (spezifische Anlagenparameter unter den realen Bedingungen) durchgeführt werden. Dementsprechend ergeben sich Bandbreiten für Umweltprofile der PV-Stromerzeugung, die ggf. in der Bewertung berücksichtigt werden müssen.

3.2.4 Methodenleitfäden für die Ökobilanzierung der PVA

Die methodischen Ansätze, gewählten Rahmenbedingungen und Annahmen bei der Erstellung von Ökobilanzen haben einen hohen Einfluss auf die ermittelten Umweltprofile der PV-Stromerzeugung und Vergleichbarkeit der Studienergebnisse. Hier sind beispielsweise die getroffenen Annahmen zu den freien Parametern in der Nutzungsphase zu nennen, wie die

- Anlagennutzungsdauer,
- Lebensdauer von PV-Modulen und BOS-Komponenten,
- Sonneneinstrahlung am Anlagenstandort,
- Modulausrichtung zur Sonne,
- Modulwirkungsgrade,
- oder Performance Ratio.

Diese haben einen wesentlichen Einfluss auf den Gesamtstromertrag einer PV-Anlage und wirken sich dementsprechend auf das Ökobilanzergebnis der PV-Stromerzeugung aus. Unterschiedliche Annahmen dieser und weiterer Parameter führten dazu, dass Ökobilanzen von PV-Systemen in der Vergangenheit zu großen Bandbreiten in den Ergebnissen geführt haben.

Sind die zu Grunde gelegten Annahmen in der Ergebnisveröffentlichung nicht ausreichend dokumentiert, verlieren die Ergebnisse an Belastbarkeit, da diese dann nicht mehr nachvollziehbar sind und keine Plausibilitätsprüfung für die Interpretation der Ergebnisse erfolgen kann.

Aus diesem Grund wurde die Arbeitsgruppe im Rahmen des Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) der IEA gegründet (PVPS Task 12) [51], welche unter anderem das Ziel verfolgt, die methodische Vorgehensweise von PV-Ökobilanzen zu vereinheitlichen und eine belastbare Datenbasis für die Durchführung von Ökobilanzstudien bereitzustellen (siehe auch Kapitel 3.2.5).

Zusätzlich wurde in den letzten Jahren von der Europäischen Kommission die Pilotphase für den Product Environmental Footprint (PEF) gestartet, welcher langfristig für die Erstellung von Umweltsteckbriefen von Produkten genutzt werden soll und dadurch die direkte Vergleichbarkeit von Produkten verschiedener Hersteller ermöglichen soll, beispielsweise zur Unterstützung von Kauf- oder Investitionsentscheidungen. Für den PEF werden aktuell sogenannte PEFCR (Product Environmental Footprint Category Rules) erarbeitet, welche ein einheitliches Regelwerk für die Erstellung von PEFs der jeweiligen Produktgruppen darstellen. Die PEFCR für die PV-Stromerzeugung (*Photovoltaic Modules used in Photovoltaic Power Systems for Electricity Generation*) [22] wurde am 9. November 2018 veröffentlicht.

Diese Leitfäden werden im Folgenden vorgestellt, da beide von hoher Relevanz für die Erstellung von Umweltinformationen von PV-Systemen sind, jedoch in ihrer Ausrichtung unterschiedliche Ziele verfolgen.

3.2.4.1 Methodenleitfaden der IEA PVPS Task 12

Der Ökobilanzleitfaden für PV-Systeme der IEA PVPS Task 12 Arbeitsgruppe (aktuell in der 3. Fassung von 2016) [21] gibt Empfehlungen zu methodischen Fragestellungen für Ökobilanzierung von PV-Systemen und legt Mindestanforderung an die Dokumentation von Ökobilanzergebnissen in Veröffentlichungen fest, um die Nachvollziehbarkeit und Plausibilität von Studienergebnissen zu erhöhen.

Dadurch soll die Transparenz von Ergebnissen sichergestellt und die Vergleichbarkeit von Ökobilanzergebnissen unterschiedlicher Studien ermöglicht werden. Für die Ökobilanz von PV-Systemen müssen an einigen Stellen, maßgeblich in der Nutzungsphase, Annahmen getroffen werden, die einen hohen Einfluss auf die Ökobilanzergebnisse der PV-Stromerzeugung haben. Dafür legt der Methodenbericht Empfehlungen für die Durchführung von PV-Ökobilanzen vor.

Diese umfassen:

- Annahmen zu Nutzungsparametern (sofern keine anlagenspezifischen Werte vorliegen)
- Funktionelle Einheiten und Referenzflüsse für die PV-Stromerzeugung, PV-Module und weiteren Anlagenkomponenten (Inverter, Unterkonstruktion, elektrische Leitungen)
- Systemgrenzen
- Allokationsmethoden
- Auswahl der Wirkungskategorien für die Wirkungsabschätzung
- Berechnung der Energy Payback Time von PV-Systemen
- Dokumentation der Schlüsselparameter in der Ergebnisdarstellung

Ein Auszug der Empfehlungen ist in Tabelle 11 (Nutzungsparameter) und Tabelle 12 (Funktionelle Einheit) und im nachfolgenden Fließtext aufgeführt. Für die vollständige Zusammenstellung der Empfehlungen wird auf den Methodenleitfaden [21] verwiesen.

Tabelle 11: Empfehlungen zu den Annahmen der Nutzungsparameter des Methodenleitfadens der PVPS Task 12 (Auszug)

Parameter	Einheit	Wert	Kommentar
Lebensdauer PV-Module	Jahre	30	Dieser Wert wird für PV-Module mit Glas-Glas oder Glas-Kunststoff-Aufbau empfohlen. Für flexible Module wird darauf hingewiesen, dass die Lebensdauer geringer ausfallen kann.
Lebensdauern Inverter Kleine PV-Anlagen Große PV-Anlagen	Jahre	15 30	Kleine Anlagen (z. B. Haus- / Dachanlagen) Größere Inverter Stationen: Zusätzliche Annahme von ca. 10 % an Austauschteilen durch Wartung
Lebensdauer Transformatoren	Jahre	30	[-]
Lebensdauer Unterkonstruktion	Jahre	30-60	30 Jahre für Dach- und Fassadeninstallationen, 30-60 Jahre für Freiflächenanlagen. Bei unterschiedlichen Nutzungsdauern von PV-Anlagen und Unterkonstruktion wird empfohlen eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen.
Lebensdauer Verkabelung	Jahre	30	[-]
Lebensdauern Produktionsanlagen	Jahre	<30	Es wird darauf hingewiesen, dass aufgrund der schnellen Entwicklungen in PV-Bereich Produktionsanlagen früher als in der Industrie üblich ausgetauscht werden können. Daher ist eine Dokumentation der Annahmen erforderlich, sofern betrachtet.
Performance Ratio für Dachanlage / Freiflächenanlage	Faktor	0,75 / 0,8	Diese Daten dienen als Annahmen für durchschnittliche PR inklusive Degradationsverluste, sofern keine anlagenspezifischen PR-Daten vorliegen. Sofern anlagenspezifische Daten vorliegen, ist bei Lebenszyklusuntersuchungen eine zusätzliche Abnahme des PR durch Degradation mit zu berücksichtigen.
Degradation	% / Jahr	0,7	Vorrangig sollen ermittelte Werte aus dem Anlagenbetrieb verwendet werden. Sind diese Daten nicht verfügbar kann bei etablierten Technologien auf diesen Wert als Annäherung zurückgegriffen werden. Es soll eine lineare Degradation angenommen werden, die nach 30 Jahren bei ca. 80 % des anfänglichen Ertrags liegt. Sofern standortspezifische Daten extrapoliert werden, ob Degradation betrachtet wurde und ggf. die Werte dokumentiert werden.

Tabelle 12: Funktionellen Einheit

Annahmen der Funktionellen Einheiten	Einheit	Wert	Kommentar
PV-Stromerzeugung	kWh	1	Nutzbarer Strom (AC), z.B. zur Einspeisung in Stromnetze (Umweltprofil der Stromerzeugung oder Lebenszyklusvergleich zu anderen PV-Technologien oder Stromerzeugungssystemen)
Unterkonstruktion und flächenabhängige Installationen	m ²	1	Die PV- Modulfläche ist auf Grund der unterschiedlichen technologiespezifischen Leistungswerte und Performance Ratio nicht für den Vergleich von PV-Technologien geeignet.
Elektrische Komponenten	kWp	1	Nennleistung des elektrischen Systems. Empfehlung für alle elektrischen Komponenten des BOS, wie Inverter, Transformer, Verkabelung. Weiterhin kann diese funktionelle Einheit für den Vergleich von PV-Technologien (z.B. der Umweltwirkungen der Herstellungsphase) verwendet werden.

Systemgrenzen

Systemgrenzen sollen alle relevanten Komponenten eines PV-Systems umfassen (PV-Modul und BOS), es sollen die Energie- und Stoffströme des gesamten Lebenszyklus berücksichtigt werden. In der Herstellung sind hierbei auch die Overheads (Kühlung, Beleuchtung der Produktionshallen, etc.) genannt. Ausgeschlossen oder separat darzustellen sind Aufwendungen, die durch Forschung und Entwicklung, Verwaltung etc. verursacht werden. Die Herstellung und das Lebensende von Produktionsanlagen sollen mitberücksichtigt werden, sofern hierzu Daten vorliegen und diese separat ausgewiesen werden können.

Auswertungsgrößen der Wirkungsanalyse

Die Wirkungsmethode soll auf Basis eines Mid-Point-Assessments gewählt werden. Dadurch ist die separate Ausweisung und Zuordnung von Emissionen zu spezifischen Umwelteffekten mittels Wirkungskategorien möglich.

Wirkungskategorien

In den frühen Versionen des Methodenleitfadens wurden folgende Wirkungskategorien für die Wirkungsabschätzung empfohlen:

- Treibhauspotenzial (GWP)
- Primärenergieverbrauch (PED) bzw. kumulativer Energieverbrauch (CED)
- Versauerungspotenzial (AP)
- Eutrophierungspotenzial (EP)
- Ozonabbaupotenzial (ODP)
- Toxizität (Mensch, Ökotoxizität)
- Abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP)
- Landnutzung und Wasserverbrauch (optional)

Die aktuelle, 3. Version des Methodenleitfadens empfiehlt ein erweitertes Set an Wirkungskategorien in Anlehnung an die Vorgaben des aktuellen PEFCR Dokuments (siehe Tabelle 11).

Berichterstattung und Ergebniskommunikation

Für die Berichterstattung und Ergebniskommunikation wird zudem die Dokumentation der folgenden Schlüsselparameter empfohlen:

- Untersuchte PV-Technologie
- Sonneneinstrahlung und Anlagenstandort
- Modulwirkungsgrad und Degradationsrate
- Performance Ratio
- Referenzjahr der Daten
- Anlagentyp (Dach-, Freiflächenanlage, feste Installation oder Trackersystem)
- Angenommene Lebensdauern der Anlage, PV-Module und BOS Komponenten
- Systemgrenze
- Berücksichtigung von Installation, Wartung, Entsorgung, Transporte, Recycling für alle Komponenten der PV-Anlage
- Angaben zum Produktionsstandort, verwendeter Energiemix
- Explizites Ziel der Studie, Annahmen zu technischen Parametern, Modellierungsannahmen, Art der Produktion (kommerziell, Pilotanlage, etc.)
- Durchführende und beteiligte Institutionen der Studie

Weitere Angaben beziehen sich auf:

- den Zeitrahmen der Daten und berücksichtigte Lebenszyklusphasen
- den Ort/Land/Region der Produktion (Module und Komponenten)
- die angewandte LCA-Methode, falls nicht diese nicht prozess-basiert durchgeführt wurde
- das ausdrückliche Ziel der Studie, inklusive technische Annahmen und Modellannahmen und Name der Auftrag gebenden Organisation
- verwendete LCA Software; Sachbilanz-Datenbank und verwendete Wirkungsabschätzungsmethode inkl. Angabe der Versionen
- Annahmen bezogen auf die Produktion der Haupt-Inputmaterialien
- Stromquelle, falls bekannt

3.2.4.2 PEFCR für PV-Module in PV-Stromerzeugungssystemen

Im Gegensatz zur Ökobilanzierung, die je nach Ziel und Untersuchungsrahmen auf unterschiedliche Definitionen der funktionellen Einheit, Rahmenbedingungen oder variierende Systemgrenzen zurückgreifen kann, legen die PEFCR ein starres Regelwerk vor, mit dem Ziel

Umweltinformationen für Produkte einer spezifischen Produktgruppe zu generieren und gleichzeitig die Vergleichbarkeit zu anderen z.B. konkurrierenden Produkten auf dem Markt sicherzustellen. Daher wird eine konsistente Berechnungsbasis vorgelegt.

Ähnliche Regelwerke sind bereits im Rahmen der Umweltproduktdeklarationen (englisch: Environmental Product Declaration, EPD) bekannt. In Deutschland werden solche EPD aktuell vornehmlich für Bauprodukte erstellt, in anderen Ländern sind EPD bereits für weitere Branchen entwickelt. Da jedes Land über ein eigenes EPD-System verfügt, welche sich in den meisten Fällen nur in wenigen Aspekten voneinander unterscheiden, kann es vorkommen, dass Hersteller mehrere EPD für ihre Produkte erstellen müssen. Mit dem PEF-Programm verfolgt die Europäische Kommission nun das Ziel, einen einheitlichen europaweiten Ansatz für die Berechnung von Umweltproduktinformationen zu schaffen. In der laufenden Pilotphase werden derzeit 26¹⁰ unterschiedliche Produktgruppen, unter anderem PV-Module in PV-Stromerzeugungssystemen, analysiert und produktgruppenspezifische PEFCR und Pilotstudien erstellt.

Die PEFCR für PV-Module in PV-Stromerzeugungssystemen¹¹ [22] wurde durch einen externen Expertenkreis geprüft und am 9. November 2018 veröffentlicht und richtet sich an Produkte die in der EU und in der europäischen Freihandelsassoziation (EFTA) verkauft werden. Bisher befindet die PEF-Initiative der EU in der Pilotierung und ist noch nicht verpflichtend.

Der PEFCR ging die Vorstudie PEF screening report of electricity from photovoltaic panels in the context of the EU Product Environmental Footprint Category Rules Pilots aus dem Jahr 2016 voraus [52] (vgl. Kapitel 3.2.5), welche als Testanwendung und Plausibilitätsprüfung sowie der Ableitung von Benchmarkwerten diene.

Die Erstellung der PEFCR wurde in Übereinstimmung mit den nachfolgenden Dokumenten durchgeführt:

- PFCR Leitfaden, Version 6.3 [53]
- Leitfaden des Product Environmental Footprint (PEF), Anhang II [54]
- IEA PVPS Task 12 Methodenleitfaden für die Ökobilanzierung oder PV-Stromerzeugung [21]
- Produktkategorieregeln des internationalen Systems (IES) für Umweltproduktdeklarationen (EPD) [55]
- Produktkategorieregeln des europäischen Standards für Umweltproduktdeklarationen im Baubereich (EN 15804 2013) [56]

Die Sachbilanzdaten der PEFCR für die unterschiedlichen PV-Technologien [57] basieren auf den nachfolgend aufgeführten Datenquellen und entsprechen größtenteils den veröffentlichten Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 [47] (vgl. Kapitel 3.2.5):

- de Wild-Scholten (2014; mono c-Si, multi c-Si und CIS [58],
- Flury et al. (2012; micro-Si) [35]
- First Solar (CdTe) [59]

¹⁰ http://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/ef_pilots.htm.

¹¹ Englischer Titel: „Photovoltaic Modules used in Photovoltaic Power Systems for Electricity Generation“

- Itten und Frischknecht (2014; mono c-Si, multi c-Si, CIS und CdTe) [60]
- ecoinvent Datenbank in der Version 2.2+; KBOB, 2014), [61]
- Sachbilanzbericht der IEA PVPS Task 12 zur Herstellung von PV-Modulen und Anlagenkomponenten [21]
- Jungbluth et al. (2012) [62]

Auf dieser Grundlage wurden die Umweltprofile und Benchmark-Werte der PECR für die PV-Technologien berechnet.

Im Folgenden sind einige Rahmenbedingungen des PEFCR von PV-Modulen in PV-Stromerzeugungssystemen zusammengefasst:

Tabelle 13: Rahmenbedingungen und Annahmen des PEFCR für PV-Module in PV-Stromerzeugungssystemen [22] (Auszug)

Festgelegte Rahmenbedingungen und Parameter	Beschreibung
Betrachtungsgegenstand	Herstellung eines spezifischen PV-Moduls für den Einsatz zur Stromerzeugung in PV-Anlagen
Untersuchungsrahmen	Stromerzeugung (DC) mit PV-Modulen, inkl. aller Umweltwirkungen über den gesamten Lebenszyklus
Einheit der Analyse	1 kWh DC elektrische Energie eines PV-Moduls. Zusätzlich sind folgende Funktionsbeschreibungen anzugeben: - Funktion / Service (Was?): DC elektrische Energie, gemessen am Ausgang der Anschlussdose des PV-Moduls. Menge der Funktion (Wie viel?): 1 kWh DC elektrische Energie - Qualitätslevel (Wie gut?): DC elektrische Energie am PV-Modul mit vorgegebener Spannung Menge über die Servicebereitstellung (Wie lange?): DC elektrische Energie am PV-Modul über eine Nutzungsdauer von 30 Jahren
Repräsentatives Produkt	Durchschnittliches PV-Modul (virtueller Industriemix) mit gleicher Nennleistung in europäischer Installation. Einschränkung: Die Nennleistung darf nicht unter 100 Watt und die Modulfläche nicht kleiner als 0,5 m ² sein. Das Modul muss in einer PV-Anlage installiert sein (Dach- oder Freifläche).
Stromertrag	Die Berechnung erfolgt über eine jährliche Ausbeute, welche repräsentativ für die europäische Situation ist und 1.090 kWh/kWp entspricht. Es wurde eine durchschnittliche Solarstrahlung von 1.331 kWh/(m ² *a) angenommen.
Degradation	Annahme 0,7 %, sofern keine detaillierten nachweisbaren Messungen vorliegen. Der jährliche Stromertrag inkl. Degradation und über den Zeitraum von 30 Jahren beträgt 975 kWh/kWp. Produktspezifische jährliche Ausbeutedaten und Degradationsdaten sollen bei Hinweisen wie Zertifikaten und Messungen herangezogen werden.

Festgelegte Rahmenbedingungen und Parameter	Beschreibung
Sachbilanz: Stücklisten	Stücklisten müssen einem definierten Format entsprechen und muss den Materialmix und die Zuordnung nach Materialgruppen erfüllen. Der Erfassungszeitraum der Produktionsspezifischen Daten soll mindestens 12 Monate abdecken. Für die Modellierung / Erstellung der PEF-Steckbriefe von PV-Modulen werden zudem Datensätze vorgegeben und über die Webseite des PEF zur Verfügung gestellt.
Systemgrenze	Die Systemgrenze umfasst die Herstellung, Nutzung und das Lebensende des PV-Moduls, sowie der Unterkonstruktion für die Installation. Inverter und weitere Kabelführungen (AC) liegen außerhalb der Systemgrenze.
Modellierung	Die einzelnen Lebenszyklusphasen müssen separat modelliert werden.
Vorketten	Es sind alle mit dem PV-Modul verbundenen Vorketten bis hin zum Rohstoffabbau zu betrachten. Herstellung und Entsorgung von Verpackungsmaterialien sind zu berücksichtigen.
Nutzungsphase	Berechnung der Nutzungsphase auf Basis eines gemittelten Stromertrags von 975 kWh/kWp.
Lebensende / Szenarien	Das Lebensende muss den Rückbau der Module und der Unterkonstruktion und der elektrischen Leitungen inkl. der Transporte zur Erstbehandlungsanlage berücksichtigen. Altmodule müssen gemäß WEEE-Direktive behandelt und recycelt werden und dürfen nicht verbrannt oder direkt deponiert werden. Das Recycling soll nur so weit ausgewiesen werden, wie PV-Modul-Recycling stattfindet; ansonsten soll eine Entsorgung auf einer Inert-Deponie angenommen werden. Sofern große Unsicherheit bei der Regelung der Wiederverwendung der elektrischen Ausstattung, soll keine Wiederverwendung angenommen werden. Unterkonstruktionen und elektrische Installation werden meist beim Rückbau von den PV-Systemen getrennt und in Stahl- Aluminium- und Kupferrecyclinganlagen behandelt. Die PEFCR gibt zudem Rechenvorschriften für die Modellierung und Berechnung von Recyclinggutschriften von PV-Systemen vor.
Wirkungskategorien / Auswertungsgrößen	Die PEFCR gibt einen Satz von insgesamt 16 Indikatoren vor. Diese umfassen das Treibhauspotenzial, Ozonabbaupotenzial, Toxizitätsindikatoren, Feinstaub, ionisierende Strahlung, Sommersmogbildungspotenzial, Versauerungspotenzial, Eutrophierungspotenzial (Land, Frischwasser), Ressourcenindikatoren, wie Landnutzung, Wasserverbrauch, energetischer und stofflicher Ressourcenverbrauch). Zusätzlich wird die Verursachung von radioaktivem Abfall als Indikator mit aufgenommen. Da die Toxizitätsindikatoren vergleichsweise hohe Unsicherheiten in den Ergebnissen aufweisen, sollen diese zwar berechnet und in die Charakterisierung miteinbezogen werden, jedoch nicht für die weitere Kommunikation genutzt werden. Darüber hinaus legt die PEFCR Regeln für die Gewichtung der relevantesten Wirkungskategorien vor.

Festgelegte Rahmenbedingungen und Parameter	Beschreibung
Weitere Indikatoren	Zusätzlich sind die folgenden weiteren Indikatoren zu berücksichtigen: Radiotoxizitätspotenzial von nuklearen Abfällen: getrennt von den – Wirkungskategorien auszuwerten; in LCIA vor der Normierung; nicht beim Benchmarking verwenden [22], s.33, Tab. 3.7) Biodiversität wird zwar nicht als weiterer Indikator genannt, aber wird detailliert beschrieben. Gilt als nicht relevant für PV (siehe [22], Kapitel 7.4.2, S.114 f)
Umgang mit Multifunktionalität	PV-Module erfüllen eine Multifunktionalität, wenn sie beispielsweise anstelle von Dachziegeln in das Dach montiert werden. Solche Systeme sind in der aktuellen PEFCR ausgeschlossen.
Verifizierung	Die PCR legt Regeln zur Überprüfung der berechneten Ergebnisse durch externe Prüfer vor.

Die PEFCR enthält zudem detaillierte Anweisungen hinsichtlich der Anforderungen an Datenqualität, Daten des Vordergrund- und Hintergrundsystems sowie Quellen¹² zur Schließung von Datenlücken. Weiterhin beinhaltet das PEFCR ein Regelwerk für Benchmarks, Interpretation, Berichterstattung und verschiedene Veröffentlichungsarten.

Aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung des PEF sind die daraus erzeugten Umweltinformationen ausschließlich für den im PEF vorgesehenen Anwendungsfall verwendbar. Die im Rahmen einer PEF-Studie dokumentierten Sachbilanzdaten lassen sich jedoch aufgrund ihrer Struktur und der hohen Anforderungen an die Datenqualität für die Durchführung weiterer Ökobilanzen verwenden.

3.2.5 Sachbilanzquellen für die Ökobilanzierung der PVA

Eine wesentliche Herausforderung der Ökobilanzierung der PVA ist der Zugang zu aktuellen hersteller- und technologiespezifischen Sachbilanzdaten, die für die Erstellung der Ökobilanzmodelle verwendet werden können. Da die hierfür erforderlichen Daten in der Regel auf vertraulichen Industriedaten basieren, werden, sofern diese veröffentlicht werden, in einer stark aggregierten Form (black box) bereitgestellt. Sofern detaillierte Daten zu einzelnen Prozessschritten vorliegen, werden diese in der Regel anonymisiert, indem Durchschnittswerte der Daten verschiedener Hersteller zu einem Datensatz zusammengestellt werden.

Die wichtigste Quelle für öffentlich verfügbare Sachbilanzdaten im Bereich der PV sind die Sachbilanzberichte der **IEA PVPS Task 12** [51]. In unterschiedlichen Berichten werden detaillierte Informationen zur Herstellung und dem Recycling von PV-Modulen der marktrelevanten Technologien sowie der weiteren Systemkomponenten von PV-Anlagen bereitgestellt. Hierbei sind insbesondere die folgenden Berichte zu nennen:

- “Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems”. [47] (PVPS-LCI (2015)),
- “PV-Modulen in Europa. “Life Cycle Inventory of Current Photovoltaic Module Recycling Processes in Europe” [63] (PVPS-LCI (2017)),

¹² In diesem Fall wird auf den PVPS Task 12 LCI Bericht (2015) verwiesen [47].

- “Life Cycle Assessment of Current Photovoltaic Module Recycling” [64] (PVPS-LCA (2018)),
- “Life Cycle Assessment of Future Photovoltaic Electricity Production from Residential-scale Systems Operated in Europe” (PVPS-LCA (2015)) [65].

Der Sachbilanzbericht aus dem Jahr 2015 [47] (im Weiteren PVPS-LCI (2015) genannt) umfasst die Herstellung von PV-Modulen und PV-Anlagen inkl. der Inverter, Unterkonstruktionen und elektrischer Leitungen von Dach- und Freiflächenanlagen. Die Daten der PV-Modulherstellung umfassen Industriedaten der Technologien CdTe, CIGS, mono- und multi c-Si für verschiedene Produktionsstandorte (vgl. Tabelle 14), Marktmitte sowie aggregierte Daten einer High Concentration PV-Anlage. Die Herstellungsdaten der PV-Module beziehen sich dabei weitestgehend auf die Studien von Jungbluth et al. (2012) [62], welche mit Daten von de Wild-Scholten (2014) [58] aktualisiert und ergänzt wurden. Die letzte Aktualisierung des Sachbilanzberichts erfolgte im Jahre 2015. Die Sachbilanzdaten der Modulherstellung und Komponenten zu den einzelnen PV-Technologien liegen für die Jahre 2010 und 2011 vor, sodass diese nicht alle technologischen Weiterentwicklungen und Verbesserungen in der Prozessführung der letzten Jahre abbilden. Dennoch stellt dieser Bericht die aktuellste und detaillierteste öffentliche Sachbilanzquelle dar. Da diese Daten zudem in der EcoInvent-Ökobilanzdatenbank verfügbar sind, sind diese die Basis für einen Großteil der aktuelleren Ökobilanzstudien im PV-Bereich. Abgesehen vom Datenalter wird die Qualität dieser Sachbilanzdaten als sehr gut eingeschätzt, unter anderem, da die Autoren der Studie aus Forschung und Industrie langjährige Erfahrungen im Bereich der Ökobilanz von PV-Systemen vorweisen können und Zugriff auf Industriedaten haben. Aufgrund der transparenten Struktur können diese Daten für die Durchführung von Ökobilanzen verwendet werden. Die Sachbilanzdaten liegen für das Vordergrundsystem vor, sodass für die Modellierung des Hintergrundsystems (Materialherstellung, Energiebereitstellung etc.) auf aktuelle Ökobilanzdatenbanken zurückgegriffen werden muss.

Der Recyclingbericht aus dem Jahr 2017 (PVPS –LCI (2017) [63] umfasst eine Zusammenstellung von Prozessdaten für die Erstbehandlung und das Recycling von siliziumbasierten PV-Modulen in Europa. Datengrundlage hierfür ist die Befragung von fünf Erstbehandlungsanlagen in Europa, davon jeweils zwei Standorte in Deutschland und Italien sowie ein weiterer Standort in Belgien. Vier der Standorte nutzen mechanische Verfahren (drei Flachglasrecycler und ein Metallrecycler), der fünfte Standort ist eine Pilotanlage für ein kombiniertes Verfahren aus mechanischen, thermischen und chemischen Prozessen. Der Sachbilanzbericht umfasst eine Beschreibung der angewandten Verfahren, die durchschnittlichen Materialströme der End-of-Life PV-Module sowie die relevanten Prozessgrößen wie Energiebedarf, Prozessmittel, Durchsätze und Material(output)fraktionen für die weitere Verwertung der rückgewonnenen Materialien.

Der Ökobilanzbericht zum PV-Modul Recycling aus dem Jahr 2018 (PVPS-LCA (2018)) [64] verweist im Bereich des c-Si PV-Modulrecyclings auf den PVPS-LCI2017 Bericht und ergänzt die Daten um das CdTe-PV Modulrecyclingverfahren von First Solar von Sinha et al. (2012) [66]. Neben den Sachbilanzdaten werden in diesem Bericht Ökobilanzen zu den einzelnen Verfahren und unter Berücksichtigung unterschiedlicher Modellierungsansätze vorgestellt.

Der vierte aufgeführte Bericht (PVPS-LCA 2015, Itten und Frischknecht (2014)) beinhaltet die Analyse von Zukunftsszenarien inkl. der zugehörigen Sachbilanzdaten zu verschiedenen Materialherstellungsrouten von c-Si PV-Systemkomponenten (siehe auch Kapitel 3.2.4).

Neben den Sachbilanzberichten der PVPS Task 12 liefert die Studie von Flury et al. (2012) [35] Daten der Herstellung von μ c-Si PV-Modulen der mittlerweile insolventen Produktion von Oerlikon Solar.

Auch die **Vorstudie des PEFCR von PV-Modulen** [52] in Stromerzeugungssystemen bezieht sich überwiegend auf die oben aufgeführten Sachbilanzdatenquellen, die als Grundlage für die Abbildung der Referenzsysteme im PEFCR-PV Dokument [22] dienen. So stimmen die Sachbilanzdaten der Herstellung von mono-, multi c-Si, CdTe und CIGS PV-Modulen, der Unterkonstruktionen und elektrischen Leitungen mit den Sachbilanzdaten des PVPS-LCI (2015) [47] größtenteils überein. Zusätzlich werden die Daten von Flury et al. (2012) für die Abbildung von μ c-Si PV-Modulen herangezogen. Weiterhin beinhaltet die Vorstudie des PEFCR-PV Daten zu EU-Importmengen und Transportdistanzen der PV-Module sowie Prozessdaten für die Installation und Montage (Dach- und Freiflächenanlagen), Reinigung (Wasserverbrauch) während des Anlagenbetriebs. Die Erstbehandlung der CdTe PV-Module am Lebensende wurde auf Grundlage der Daten von Sinha et al. (2012) [66] abgebildet. Für die weiteren PV-Technologien lagen zum Zeitpunkt der Studie keine Daten zu technologiespezifischen Erstbehandlungsverfahren von c-Si, CIGS und μ c-Si PV-Modulen vor (der Sachbilanzbericht der PVPS Task zum c-Si Recycling wurde erst Ende 2017 veröffentlicht), sodass für diese PV-Technologien eine Abschätzung über Anpassungen des CdTe Recyclingverfahrens getroffen wurde. Für die Modellierung der PV Systeme wurden die Ökobilanzdatenbank ecoinvent data v2.2+ (KBOB, 2014) verwendet.

In Tabelle 14 sind die oben beschriebenen Sachbilanzdaten zur PV-Modulherstellung und -recycling sowie deren Verwendung zusammengefasst.

Tabelle 14: Übersicht der von der PVPS Task 12 bereitgestellten und in der Vorstudie des PEFCR-PV verwendeten Sachbilanzdaten zur PV-Modulherstellung und -recycling

Lebenszyklusphase	Technologie	Primärquelle	Referenzjahr	Datenbasis	Produktions-, bzw. Recyclingstandort	Verwendet in
Herstellung	Mono / multi c-Si	Jungbluth et al. 2012, de Wild-Scholten 2014	2011	Anonymisierte Industriedaten	CN, US, APAC, GLO, EU (EU-Mix mit Prozessschritten in DE, NO, EU)	PVPS-LCI (2015) [47], PEFPV (2016) [52]
Herstellung	CdTe	Jungbluth et al., 2012	2010/2011	First Solar	(DE), MY, US	PVPS-LCI (2015) [47], PEFPV (2016) [52]
Herstellung	CIGS	de Wild-Scholten 2014 Jungbluth et al., 2012	2010	Avancis, Solar Frontier	DE	PVPS-LCI (2015) [47], PEFPV (2016) [52]
Herstellung	μ c-Si	Flury et. al (2012)	2012	Oerlikon	CN	PEFPV (2016) [52]

Lebenszyklusphase	Technologie	Primärquelle	Referenzjahr	Datenbasis	Produktions-, bzw. Recyclingstandort	Verwendet in
Lebensende / Recycling	Mono / multi c-Si	Wambach et al., 2017	2017	Industriedaten von fünf Anlagenbetreibern, teilweise anonymisiert, u.a. Exner Trenntechnik, Maltha Recycling,	DE, IT, BE	PVPS-LCA (2018) [64]
Lebensende / Recycling	CdTe	Sinha et al., 2012	2011	First Solar Recyclingverfahren am Standort Frankfurt (Oder)	DE	PVPS-LCA (2018) [64]; PEPFV (2016) [52]

Länderkürzel: China (CN), vereinigte Staaten (US), asiatisch-pazifischer Raum ohne China (APAC), global (GLO), Europa (EU), Deutschland (DE), Norwegen (NO), Malaysia (MY), Italien (IT), Belgien (BE).

3.3 Aktualisierungsbedarf für die Ökobilanzen der PVA

Die Rechercheergebnisse zeigen, dass die mono- und multikristalline Silizium-Wafer Technologie den Photovoltaikmarkt mit einem Anteil von über 95 % an produzierten und installierten Modulen bestimmt (Kapitel 3.1.2). Im Bereich der Dünnschichttechnologien sind aktuell CdTe und CIGS marktrelevant. Der Anteil an Siliziumdünnschicht (a-Si, μ c-Si) ist in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Die Anteile weiterer PV-Technologien spielen derzeit eine untergeordnete Rolle. Seit dem Jahr 2010 sind die Produktionskapazitäten stark angestiegen, wobei ein starker Trend der Verlagerung der Produktionsstandorte in Richtung China und dem asiatischen Raum festzustellen ist. Europäische Produktionen wurden stark zurückgefahren bzw. nach Asien verlagert. Im Zuge des starken Anstiegs der Produktionskapazitäten gab es eine Reihe an technischen Weiterentwicklungen in den Produktionsprozessen, die sich zum einen in steigenden Modulwirkungsgraden, zum anderen in einer Verringerung der Energieverbräuche in der Prozesskette vom metallurgischen Silizium bis zur Waferherstellung widerspiegeln. Bei den Dünnschichttechnologien konnten Produktionsverfahren z. B. der Halbleiterbeschichtungsprozesse optimiert werden und dadurch weitere Steigerungen der Moduleffizienz erreicht werden.

Tabelle 15: Entwicklung der Wirkungsgrade kommerzieller Module der c-Si und Dünnschicht-PV (eigene Zusammenstellung)

PV-Technologie	Modulwirkungsgrad im Jahr 2006 [%]	Modulwirkungsgrad im Jahr 2010 [%]	Aktueller Modulwirkungsgrad [%]
Cadmiumtellurid (CdTe)	~ 9-10 %	~ 11-12 %	15-17 %
Kupfer-Indium-(Gallium)-Di-Selenid (CIGS)	12 %	~ 12 %	14,6 %
Monokristallines Silizium (mono c-Si)	~ 14 %	~ 15 %	~ 18 %

PV-Technologie	Modulwirkungsgrad im Jahr 2006 [%]	Modulwirkungsgrad im Jahr 2010 [%]	Aktueller Modulwirkungsgrad [%]
Multikristallines Silizium (multi c-Si)	~ 13 %	~ 14 %	~ 16,8 %

Bei den c-Si PV-Technologien wurden die Waferdicken der mono- und multi-c-Si Zellen weiter reduziert. Während vor zehn Jahren Waferdicken von ca. 190-200 µm üblich waren, liegen die Waferdicken heutiger mono c-Si Solarzellen bei ca. 160 µm und ca. 180 µm bei den multi-c-Si Solarzellen. Zudem werden Wafer-Produktionen auf das Diamantsägeverfahren umgestellt, welches dünnere Wafer ermöglicht und den Anteil der Sägeabfälle reduziert. Zudem wurde in den letzten Jahren der Einsatz von Silber in der Zellherstellung stark reduziert. Weiterhin ist zu erwarten, dass langfristig ein Umstieg auf Solarzellen der PERC-Technologie (Passivated Emitter and Rear Cell) erfolgen wird, welche eine weitere Steigerung der Modulwirkungsgrade ermöglicht. Es ist anzunehmen, dass die Modulherstellung mit Zellen dieser Technologie in den nächsten Jahren stark zunehmen wird, auch aus wirtschaftlichem Interesse der Hersteller.

Die Rechercheergebnisse zu verfügbaren Ökobilanzstudien im Bereich der PV zeigen, dass bereits eine Vielzahl Studien veröffentlicht wurden, von denen jedoch nur ein geringer Anteil die notwendige Dokumentation und Transparenz für eine weitere Verwertung in dieser Studie aufweisen. Dies betrifft neben der Dokumentation der verwendeten Sachbilanzdaten auch Angaben zu den getroffenen Annahmen für die Berechnung der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung. Zudem beschränken sich die Ökobilanzergebnisse der meisten Veröffentlichungen auf das Treibhauspotenzial (GWP), sodass ein Abgleich der Studienergebnisse nur auf Grundlage dieser Wirkungskategorie erfolgen konnte.

Hinsichtlich der Aktualität der verwendeten Daten zeigt sich, dass die Berechnung der Nutzungsphase, beispielsweise die angenommenen Wirkungsgrade der PV-Module in den meisten Studien mit dem Stand der Technik aus dem Veröffentlichungsjahr übereinstimmen, während die Sachbilanzdaten für die Abbildung der Modulherstellung häufig deutlich älter sind. Dies ist unter anderem auch darauf zurückzuführen, dass hierfür in der Regel vertrauliche Herstellerdaten erforderlich sind.

Dies ist auch der Grund warum Sachbilanzdaten für Photovoltaik nur eingeschränkt öffentlich verfügbar sind. Unter den öffentlich verfügbaren Sachbilanzdaten sind. Hier sind vor allem die Sachbilanzberichte der IEA PVPS Task 12 zu nennen, welche auch in großen Teilen als Datengrundlage für die Vorstudie des PEFCR-PV herangezogen wurde. Der Sachbilanzbericht der PVPS Task 12 aus dem Jahr 2015 [47] enthält zudem Daten zu weiteren Komponenten von PV-Anlagen, wie Inverter, Unterkonstruktion und elektrischen Leitungen. Die Daten zur Herstellung der Inverter sind im PVPS-Sachbilanzbericht stark aggregiert, sodass dort eine Aktualisierung der Sachbilanzdaten sinnvoll erscheint. Sachbilanzdaten zur Erstbehandlung und dem Recycling von PV-Modulen liefern Wambach et al., 2017 [63] (c-Si PV-Module) und Sinha et al., 2012 [66] (CdTe PV-Module).

Im Bereich der PERC-Solarzellen konnten keine Sachbilanzdatenquellen erfasst oder recherchiert werden. Aufgrund der steigenden Relevanz an der kristallinen Modulproduktion besteht ein hoher Bedarf, Sachbilanzdaten für die Herstellungsprozesse dieser Solarzellen in nachfolgenden Studien zu erheben.

Aus den Rechercheergebnissen wurde folgender Aktualisierungsbedarf für die Ökobilanzen abgeleitet:

Herstellung von mono- und multi c-Si PV-Modulen, insbesondere die Prozesse in der Vorkette der Waferherstellung

- Die Herstellung von PERC-Solarzellen und PERC-Modulen
- Aktualisierung der Herstellungsdaten von CIGS-Modulen
- Erweiterung der Datenbasis für Inverter für Dach- und Freiflächenanlagen
- Anpassung an die heutigen Produktionsstandorte von PV-Modulen unter Berücksichtigung der länderspezifischen Energiebereitstellungsmixe
- Einheitliche Methodik und Hintergrunddaten (Ökobilanzdatenbanken) für die Modellierung der PV-Module und Anlagenkomponenten

Für CdTe PV-Module sind Produktionsdaten des Marktführers First Solar verfügbar. Der Aktualisierungsbedarf betrifft vor allem die verwendeten Ökobilanzdaten für die Modellierung der Materialherstellung und der Energiebereitstellung unter Berücksichtigung der heutigen Produktionsstandorte.

Im Rahmen der Aktualisierung der Produktionsdaten konnten Industriedaten für CIGS PV-Module der Firma NICE Solar Energy und Inverter der Firma SMA erhoben werden. Für die Herstellung von c-Si- und PERC-Zellen war es aufgrund der fehlenden Beteiligung von Modulherstellern nicht möglich, einen Datenaustausch und eine Datenaktualisierung durchzuführen. Daher konnte die Herstellung von PERC-Modulen im Rahmen dieser Studie nicht abgebildet werden.

Für die Aktualisierung der Produktionsdaten der mono- und multi-c-Si Module werden daher vereinfachte Aktualisierungsszenarien auf Grundlage des Sachbilanzberichts der PVPS Task 12 erstellt, welche an den relevanten Prozessdaten mithilfe von Literaturdaten und Expertenbefragungen aktualisiert werden und eine erste Einschätzung des Einflusses der Weiterentwicklungen auf die Ökobilanz der mono und multi c-Si Technologien ermöglichen.

4 Stand der Technik und bisherige Ökobilanzen im Bereich der Windenergie

Die Rechercheergebnisse zu den Markt- und Technologieentwicklungen (Kapitel 4.1) wurden im Rahmen einer vorgenommenen Aktualisierung um Veröffentlichungen aus dem Jahr 2020 erweitert. Für die recherchierten Ökobilanzstudien und die Zusammenstellung der Studienergebnisse (Kapitel 4.2) wurden bis zum Jahr 2016 veröffentlichte Ökobilanzstudien in Betracht gezogen.

4.1 Markt- und Technologieentwicklung

4.1.1 Nutzung der Windenergie in Deutschland

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die Bruttostromerzeugung in Deutschland durch konventionelle und erneuerbare Energieträger im Jahr 2019. So wurden rund 40 % (rund 242,5 TWh der insgesamt 610,2 TWh) der Bruttostromerzeugung in Deutschland durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt. Die Bruttostromerzeugung aus Windenergie trägt dabei mit 126 TWh und beträchtlichen Anteilen von rund 21 % zu der gesamten Bruttostromerzeugung und von rund 42 % zu der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. 80 % des Bruttostroms durch Windenergie wurden an Land und 20 % auf See erzeugt. Damit wurde der Wind im Jahr 2019 zum wichtigsten Energieträger der deutschen Bruttostromerzeugung [67].

Tabelle 16: Bruttostromerzeugung 2019 nach Energieträgern [67]

Bruttostromerzeugung 2019	[TWh]	[%]
Braunkohle	114,0	18,7 %
Steinkohle	57,1	9,4 %
Kernenergie	75,1	12,3 %
Erdgas	91,0	14,9 %
Mineralöl	5,1	0,8 %
Erneuerbare, darunter:	242,5	39,7 %
Wind onshore (an Land)	101,2	16,6 %
Wind offshore (auf See)	24,7	4,0 %
Wasserkraft (Lauf- und Speicherwasser)	20,1	3,3 %
Biomasse	44,2	7,2 %
Photovoltaik	46,4	7,6 %
Hausmüll (regenerativer Anteil)	5,8	1,0 %
Geothermie	0,2	0,0 %
Sonstige, darunter:	25,4	4,2 %
Pumpspeicher (Pumpstromerzeugung)	5,6	0,9 %
Hausmüll (nicht regenerativer Anteil)	5,8	1,0 %

Bruttostromerzeugung 2019	[TWh]	[%]
Industrieabfall	0,9	0,1 %
Sonstige (berechnet)	13,1	2,1 %
Gesamt	610,2	100,0 %

4.1.2 Entwicklung der installierten Leistung

Wie in Abbildung 20 zur Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland zu sehen ist, gewinnt die Windenergie bei der Stromerzeugung seit der Jahrtausendwende kontinuierlich an Bedeutung [68].

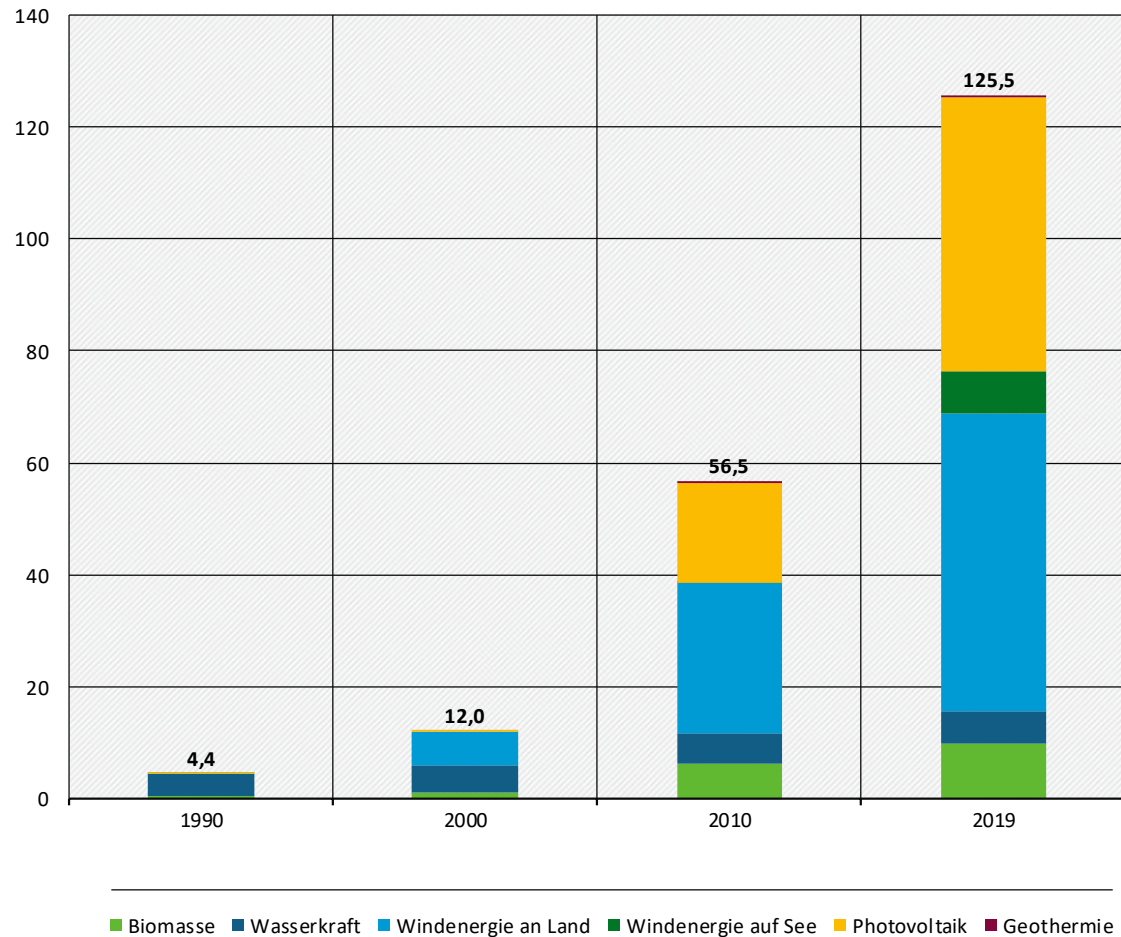
Im Jahr 2019 erfolgte der Zubau von 325 Windenergieanlagen (WEA) an Land mit einer Gesamtleistung von 1.078 MW. Gleichzeitig wurden 82 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 97 MW zurückgebaut. Daraus resultiert ein Netto-Zubau von 243 WEA mit einer Gesamtleistung von 981 MW [69]. Auf See wurden 2019 insgesamt 160 WEA mit einer Gesamtleistung von 1.111 MW zugebaut und in Betrieb genommen [70].

Ende 2019 lag der Bestand in Deutschland bei 30.925 WEA. Davon installiert waren 95 % der Anlagen an Land (29.456) und lediglich 5 % der Anlagen auf See (1.469). Die installierte Windenergieleistung betrug dabei 61,4 GW. Davon waren 88 % (53,9 GW) der WEA an Land und 12 % (7,5 GW) auf See installiert [69] [70].

Der Ausbau der erneuerbaren Energien trägt wesentlich zum Klimaschutz bei. Fossile Energieträger werden zunehmend durch erneuerbare Energien ersetzt. Dadurch können Treibhausgasemissionen im Strom-, Wärme und Transportsektor vermieden werden. So konnten im Jahr 2019 allein im deutschen Stromsektor rund 158 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente Treibhausgasemissionen eingespart werden. Dabei wurde der Großteil, 89 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente, durch die Erzeugung von Strom aus Windenergie vermieden [68].

Abbildung 20: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland [68] (eigene Darstellung)

Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2019 [GW]

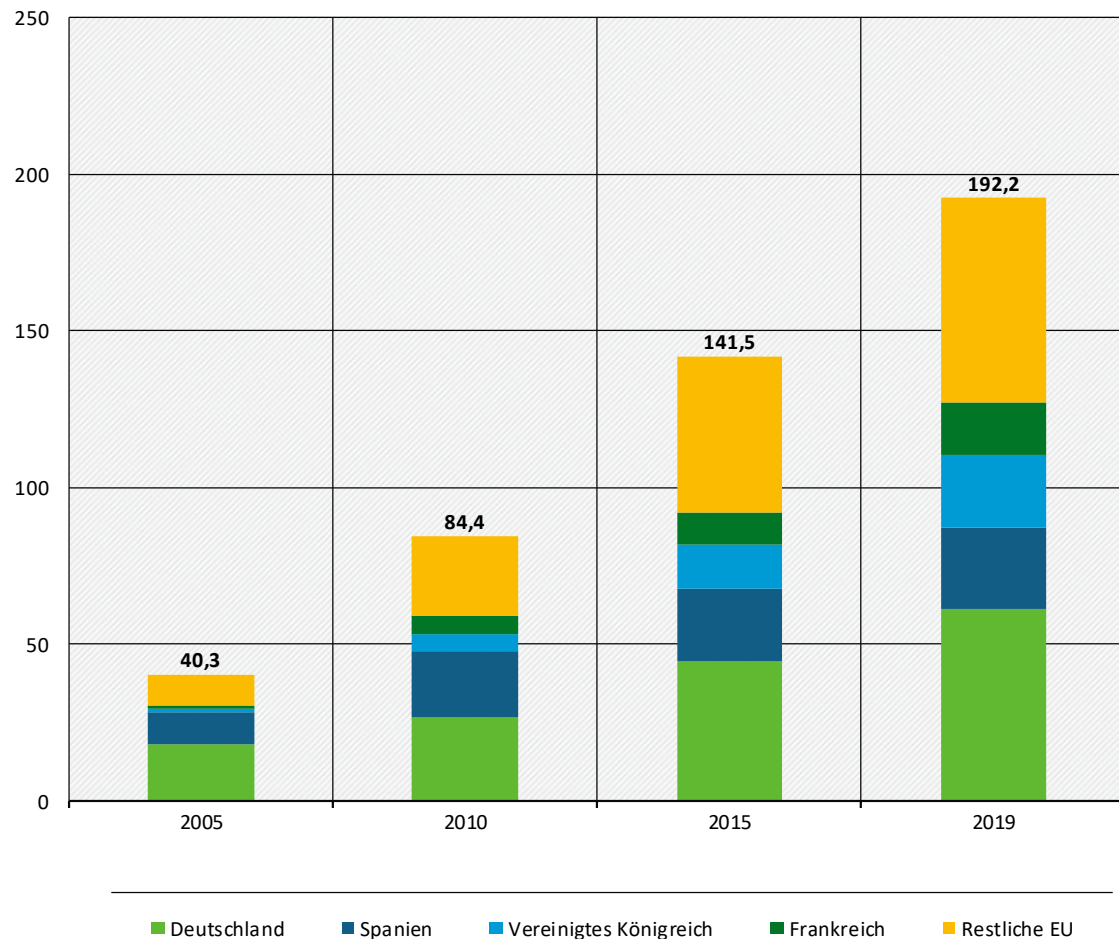


Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019, Berlin, 2020

Auch die Europäischen Union (EU-28) verzeichnet einen kontinuierlichen Anstieg der installierten Windenergieleistung. Ende 2019 betrug die installierte Leistung in der Europäischen Union (EU-28) rund 192,2 GW (siehe Abbildung 21). Im europäischen Vergleich ist in Deutschland mit einem Anteil von 32 % an der gesamten, installierten Leistung die höchste Windenergieleistung installiert, gefolgt von Spanien (13 %), dem Vereinigten Königreich (12 %) und Frankreich (9 %). Beim Zubau von installierter Leistung belegte das Vereinigte Königreich im Jahr 2019 mit 2,4 GW den ersten Platz, gefolgt von Spanien mit 2,3 GW und Deutschland mit 2,2 GW. Im Jahr 2018 lag Deutschland beim Zubau auf dem ersten Platz [68].

Abbildung 21: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Windenergie in der Europäischen Union (EU-28) [68] (eigene Darstellung)

Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Windenergie in der Europäischen Union (EU-28) 2005-2019 [GW]



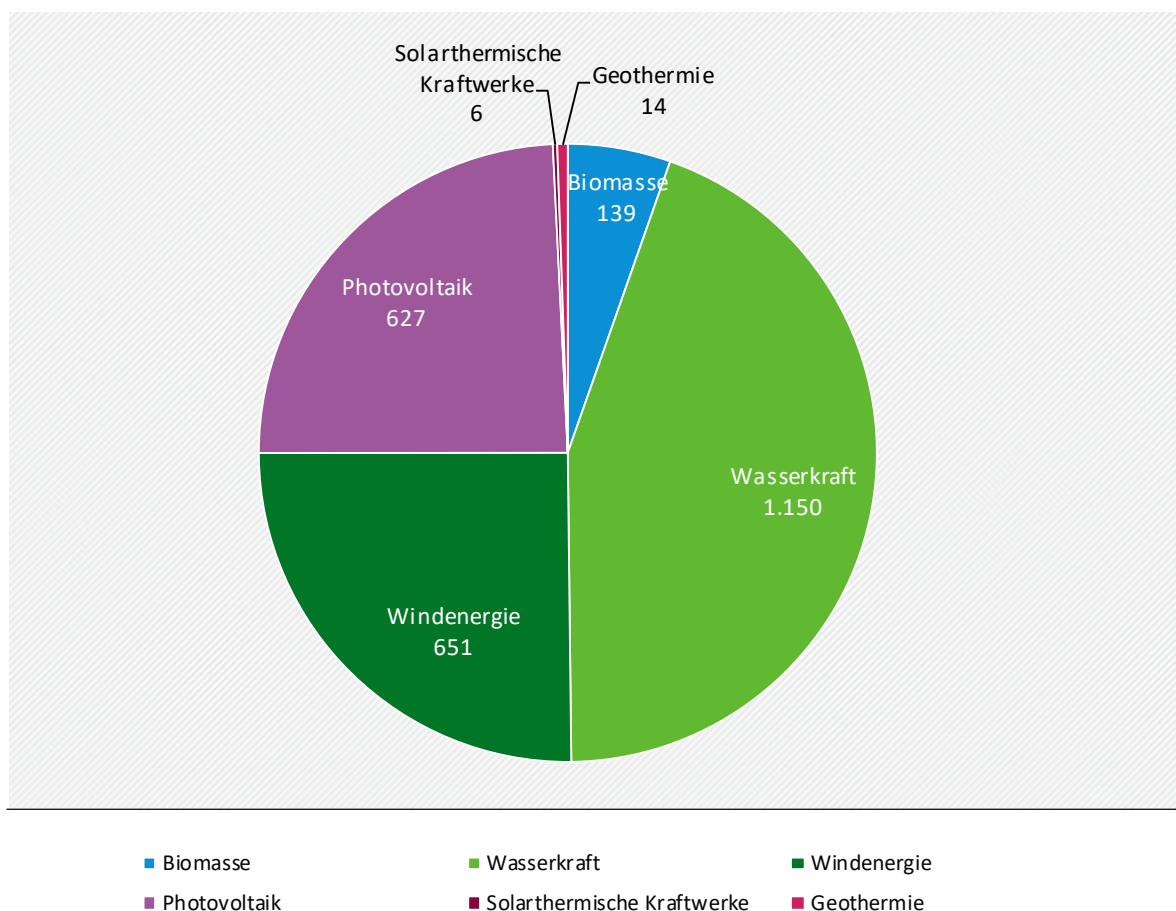
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019, Berlin, 2020

Global gewinnt die Stromerzeugung aus Windenergie ebenfalls zunehmend an Bedeutung. Wie in Abbildung 22 ersichtlich ist, betrug die weltweit installierte Windenergieleistung Ende 2019 rund 651 GW [68]. Verglichen mit der weltweit installierten Leistung liegt Deutschland nach China und den USA auf dem dritten Platz [71].

Abbildung 22: Globale installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2019 [68] (eigene Darstellung)

Globale installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2019 [GW]

Installierte Leistung 2019: rund 2.588 GW



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019, Berlin, 2020

4.1.3 Technische Entwicklung in Deutschland

4.1.3.1 Entwicklung von Größe und Leistung

Tabelle 17 zeigt die Entwicklung der technischen Daten des jeweils größten Anlagentyps von WEA von 1980 bis 2020. So erfolgte mit einer Erhöhung der Nabenhöhe, des Rotordurchmessers und der Rotorfläche ein Anstieg der installierten Leistung und des jährlichen Energieertrags von WEA.

Tabelle 17: Entwicklung der technischen Daten von WEA an Land und auf See von 1980 bis 2020 [72]

Parameter	Einheit	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2015	2020
Maximale Nennleistung	kW	30	80	250	600	1.500	3.000	7.000	12.000
Maximaler Rotordurchmesser	m	15	20	30	46	70	90	130	220
Maximale Nabenhöhe	m	30	40	50	78	100	105	150	150

Parameter	Einheit	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2015	2020
Maximaler Jahresenergieertrag	MWh/a	35	95	400	1.250	3.500	6.900	15.000	67.000

Es folgt eine separate Betrachtung der technischen Entwicklung von WEA an Land und auf See.

4.1.3.1.1 WEA an Land (Onshore)

Ausgehend von einer Anlagenleistung von bis zu 500 kW führte eine rasche Entwicklung seit Anfang der 1990er Jahre zu immer größeren und leistungstärkeren Anlagen [73]. Die Entwicklung von Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe von zugebauten WEA an Land über den Zeitraum von 2000 bis 2018 ist in Tabelle 18 dargestellt. Die Leistung stieg in dem Zeitraum um 190 % von 1,12 MW auf 3,23 MW [74]. Betrag der Rotordurchmesser einer durchschnittlichen WEA an Land im Jahr 1980 ca. 10 m, so wurden im Jahr 2000 WEA mit einem durchschnittlichen Rotordurchmesser von 58 m und im Jahr 2018 von 118 m (+103 % im Vergleich zu 2000) gebaut [75] [74]. Die durchschnittliche Nabenhöhe stieg in dem Zeitraum von 2000 bis 2018 um rund 80 % von 71 m auf 132 m [74].

Für das Jahr 2019 ergibt sich bei einer Anzahl von 29.456 WEA und einer installierten Gesamtleistung von 53.912 MW eine durchschnittliche, installierte Leistung je WEA an Land von rund 1,83 MW [69]. Basierend auf den durchschnittlichen, jährlichen Volllaststunden der Jahre 2017 bis 2019 ergeben sich für WEA an Land durchschnittliche Volllaststunden von rund 1.800 Stunden pro Jahr [76].

Die durchschnittliche, im Jahr 2019 zugebaute WEA an Land hat eine Anlagenleistung von 3,3 MW, einen Rotordurchmesser von 119 m, eine Nabenhöhe von 133 m sowie eine spezifische Flächenleistung von 302 W/m² [69].

Tabelle 18: Entwicklung der technischen Daten von neu installierten WEA an Land von 2000 bis 2018 [74]

Parameter	Einheit	2000	2005	2010	2018
Durchschnittliche Nennleistung	kW	1.115	1.719	1.994	3.233
Durchschnittlicher Rotordurchmesser	m	58	73	80	118
Durchschnittliche Nabenhöhe	m	71	89	99	132

Neben der Entwicklung von immer größeren und leistungstärkeren Anlagen ist in den letzten Jahren auch eine zunehmende Differenzierung nach Stark- und Schwachwindanlagen zu beobachten, die deutlich in den Produktpaletten der Hersteller erkennbar ist. Die früher üblichen „Allzweckanlagen“ sind heutzutage eher die Ausnahme. Bei windschwächeren Standorten wird der Fokus auf Schwachwindanlagen gelegt, um auch dort einen wirtschaftlichen Energieertrag und eine hohe Volllaststundenzahl zu ermöglichen. Durch größere Nabenhöhen werden die höheren und gleichmäßigeren Windgeschwindigkeiten in großen Höhen ausgenutzt. Gleichzeitig kompensiert ein größeres Verhältnis zwischen Rotorfläche und Nennleistung bzw. eine geringere spezifische Flächenleistung die im Vergleich zu windreichen Standorten niedrigeren Windgeschwindigkeiten [73].

Optimierte Schwachwindanlagen erreichen ihre Nennleistung schon bei geringeren Windstärken und nutzen den Schwachwindbereich von kleiner 7,5 m/s

Durchschnittsgeschwindigkeit auf Nabenhöhe besser aus. Deshalb verfügen sie durch ihre höhere Auslastung über einen vergleichsweise höheren Energieertrag [73]. Zu speziellen Schwachwindanlagen gehören zum Beispiel:

- Vestas V150-4.0/4.2 MW (Nennleistung 4,2 MW, Rotordurchmesser 150 m, verschiedene Nabenhöhen [77])
- Enercon E-141 EP4 (Nennleistung 4,2 MW, Rotordurchmesser 141 m, Nabenhöhe 99-159 m [78])
- Siemens SWT-3.15-142 (Nennleistung 3,15 MW, Rotordurchmesser 142 m, Nabenhöhe 109-165 m [79])
- Nordex N149/4.0-4.5 (Nennleistung 4,0-4,5 MW, Rotordurchmesser 149 m, Nabenhöhe 105-164 m [80])

An windreichen Standorten werden weiterhin Anlagen mit vergleichsweise hohen Nennleistungen, kleinen Rotordurchmessern und niedrigen Türmen eingesetzt [81]. Typische, im Jahr 2017 installierte Starkwindanlagen werden beispielsweise repräsentiert durch die folgenden Modelle:

- Enercon E-101 E2 (Nennleistung 3,5 MW, Rotordurchmesser 101 m, Nabenhöhe 74 m [82])
- Siemens SWT-3.4-101 (Nennleistung 3,5 MW, Rotordurchmesser 101 m, Nabenhöhe 74,5 – 94 m [83])
- Senvion 3.4M104 (Nennleistung 3,4 MW, Rotordurchmesser 104 m, Nabenhöhe 73-100 m [84])

4.1.3.1.2 WEA auf See (Offshore)

In den 1980er Jahren wurden die Wattenmeere vor der deutschen Nordseeküste zum Nationalpark erhoben, der Ende der 1990er Jahre zur Tabuzone für WEA erklärt wurde. Damit steht lediglich die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) zur Windenergienutzung zur Verfügung. In Deutschland wurde im Jahr 2008 mit dem Bau des ersten Windparks auf See begonnen, welcher 12 WEA mit jeweils 5 MW Leistung beinhaltetete (Testfeld: Alpha-Ventus) [85].

Verglichen mit WEA an Land sind durch starke und stetige Winde auf See bis zu 4.500 Volllaststunden und damit höhere spezifische Energieerträge zu erreichen [86]. Die Energieausbeute kann dabei schätzungsweise um bis zu 40 % höher sein als an Land [87].

Für das Jahr 2019 ergibt sich bei einer Anzahl von 1.469 WEA und einer installierten Gesamtleistung von 7.516 MW eine durchschnittliche, installierte Leistung je WEA auf See von rund 5,12 MW [70]. Basierend auf den durchschnittlichen, jährlichen Volllaststunden der Jahre 2017 bis 2019 ergeben sich für WEA auf See durchschnittliche Volllaststunden von rund 3.200 Stunden pro Jahr [76].

Die durchschnittliche, im Jahr 2019 zugebaute WEA auf See hat eine Anlagenleistung von 6,9 MW, einen Rotordurchmesser von 155 m, eine Nabenhöhe von 104 m sowie eine spezifische Flächenleistung von 367 W/m^2 [70].

4.1.3.2 Hersteller

Tabelle 19 zeigt eine Übersicht über die im Jahr 2018 am häufigsten an Land errichteten WEA in Deutschland [74]. Der Nennleistungsbereich der Top 10 der installierten Anlagentypen liegt zwischen 2,3 MW und 4,2 MW. Diese Anlagentypen machen zusammen zwei Drittel des Gesamtzubaus an Onshore-WEA im Jahr 2018 aus. Unter den Top 10 der 2018 errichteten Onshore-Anlagentypen befinden sich fünf Anlagen von Enercon, vier Anlagen von Vestas und eine Anlage von Nordex.

Tabelle 19: Top 10 der 2018 errichteten Onshore-Anlagentypen in Deutschland [74]

Rang 2018	Hersteller	Anlage	Rang 2017
1	Enercon	E-115/3,0 MW	1
2	Enercon	E-141 EP4/4,2 MW	17
3	Vestas	V126/3,45 MW	8
4	Enercon	E-126 EP4/4,2 MW	18
5	Vestas	V112/3,45 MW	9
6	Enercon	E-101/3,05 MW	6
7	Enercon	E-82 E2 2,3 MW	3
8	Vestas	V117/3,45 MW	14
9	Vestas	V136/3,45 MW	19
10	Nordex	N131/3300	5

Ranglisten der führenden WEA-Hersteller in Deutschland, sortiert nach der Gesamtleistung, werden in Tabelle 20 für Onshore-WEA und in Tabelle 21 für Offshore-WEA aufgeführt. Marktführer im Onshore-Bereich ist Enercon mit einem Anteil von 33 % am Leistungszubau, gefolgt von Vestas (31 %), Nordex (19 %) und General Electric (GE) (11 %).

Tabelle 20: Zubau von Onshore-WEA 2020 in Deutschland nach Hersteller (Stand: November 2020) [88]

Rang 2020	Hersteller	Anlagenanzahl	Leistung [MW]	Durchschnittliche Leistung [MW]
1	Enercon	119	331,6	2,8
2	Vestas	90	319,9	3,6
3	Nordex	49	189,9	3,9
4	General Electric (GE)	30	107,4	3,6
5	VENSYS Energy AG	12	42,0	3,5
6	Siemens	7	22,4	3,2
7	eno energy GmbH	1	4,0	4,0
8	DeWind GmbH	1	1,3	1,3

Rang 2020	Hersteller	Anlagenanzahl	Leistung [MW]	Durchschnittliche Leistung [MW]
9	Lely Aircon B.V.	1	0,0	0,0

Beim Zubau von Offshore-WEA teilen sich im Jahr 2020 (Stand: November 2020) weitgehend Siemens, mit einem Anteil am Leistungszubau von 54 %, und Senvion, mit einem Anteil von 46 %, den Markt.

Tabelle 21: Zubau von Offshore-WEA 2020 in Deutschland nach Hersteller (Stand: November 2020) [88]

Rang 2020	Hersteller	Anlagenanzahl	Leistung [MW]	Durchschnittliche Leistung [MW]
1	Siemens	16	117,6	7,4
2	Senvion	16	101,3	6,3

4.1.3.3 Aufbau und Konzepte

Eine WEA setzt sich im Wesentlichen aus folgenden Komponenten zusammen:

- Rotor,
- Gondel mit Antriebsstrang (inklusive Generator und gegebenenfalls Getriebe),
- Turm,
- Fundament sowie
- Hilfsaggregate/sonstige Einrichtungen.

Bis Anfang der 1990er Jahre dominierten stall-geregelte Anlagen den Markt. Diese speisen mit einem Asynchrongenerator mit konstanter, an der Netzfrequenz ausgerichteter, Drehgeschwindigkeit direkt ins Netz ein. Eine Blattwinkelverstellung ist bei der Stall-Regelung deshalb nicht vorgesehen. Die Anlagen sind dadurch robust. Andererseits ist eine optimale Nutzung der wechselnden Windgeschwindigkeiten während des Betriebs der WEA damit nicht möglich.

Aus diesem Grund erschienen Mitte der 1990er Jahre drehzahlvariable, windgeführte Anlagen mit Blattwinkelverstellung auf dem Markt. Bei windgeführten Anlagen passt sich die Rotordrehzahl stets an die variierenden Windgeschwindigkeiten an. Die Drehzahl der WEA und die Windgeschwindigkeit sind proportional zueinander. Der Generator erzeugt damit einen Drehstrom von variabler Frequenz und Spannung. Dieser wird mittels AC-DC-AC-Konverter zunächst gleichgerichtet und dann in einen 50 Hz Drehstrom umgewandelt.

Im Laufe der Jahre entwickelten sich zwei typische elektromechanische Konzepte [75]:

- drehzahlvariable WEA mit Synchrongenerator und Umrichter (Vollumrichter) mit Gleichspannungszwischenkreis - ohne Getriebe
- drehzahlvariable WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator und Umrichter (Teilumrichter) im Läuferkreis - mit Getriebe.

Bei einer WEA auf See sind, neben den zu Beginn des Kapitels erwähnten Komponenten, zwei Komponenten von besonderer Bedeutung:

- die Tragstruktur, die neben der Gründung eine spezielle Unterstruktur erfordert, um den Turm mit dem Meeresboden zu verbinden, sowie
- die Netzanbindung an das Festland.

Bei der Netzanbindung einer Offshore-WEA an das Festland wird zwischen folgenden zwei Arten unterschieden:

- Drehstrom-Einzelanbindung: Alle WEA eines Windparks sind an eine Offshore-Umspannplattform angeschlossen. Die Umspannplattform transformiert den Strom für die Übertragung ans Festland auf ein höheres Spannungsniveau. Bei allen Leitungen zwischen den WEA und der Umspannplattform sowie zwischen der Umspannplattform und der Netzanbindung an Land handelt es sich um Drehstrom-Verbindungen [89].
- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie-Cluster-Anbindung (kurz: HGÜ-Cluster-Anbindung): Diese Art der Anbindung wird bei mehreren Windparks und/oder einer großen Entfernung zur Küste angewandt. Dabei sind die Offshore-Umspannplattformen mehrerer Windparks an eine Offshore-Konverterplattform angeschlossen. Die Konverterplattform wandelt den Strom für die Übertragung ans Festland zur Reduktion von Übertragungsverlusten in einen Gleichstrom um [89].

4.1.3.4 Marktrelevante Technologien

Tabelle 22 zeigt eine Übersicht über die wichtigsten technologischen Komponenten einer WEA. Die für den deutschen Markt relevanten Technologien (Stand: Juli 2017) sind in der Tabelle **fett** hervorgehoben. Die Technologien werden im Folgenden näher erläutert.

Da drehzahlvariable Anlagen leichter den örtlichen und zeitlichen Gegebenheiten des Windes anzupassen sind, setzten sie sich im Leistungsbereich ab 2 MW durch [75].

Bezüglich der Flügellanzahl finden sich auf dem deutschen Markt hauptsächlich Dreiflügler, während Zweiflügler die absolute Ausnahme darstellen. Die Rotorblätter selbst basieren überwiegend auf glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) oder einem Mix aus glas- und kohlenstofffaserverstärktem Kunststoff (GFK und CFK) [75].

Rotornaben können starr, gelenkig oder auch pendelnd ausgeführt werden. In der Serienproduktion finden sich fast ausschließlich starre Naben [75].

Für WEA sind aus Sicherheitsgründen zwei unabhängige Bremssysteme vorgeschrieben, von denen mindestens eines aerodynamisch sein muss. Mögliche Ausführungen sind Pitch-Control und Stall-Control. Während beim Pitch (Großteil der Anlagen in Deutschland) das gesamte Rotorblatt gedreht wird, werden beim Stall nur die Blattspitzen gedreht. Als mechanische Bremse wird meist eine Scheibenbremse eingesetzt, die bei Anlagen mit einer Leistung von kleiner 600 kW auf der langsamen Welle und bei Anlagen mit einer Leistung von größer 500 kW auf der schnellen Welle arbeitet.

Je nach elektromechanischem Anlagenkonzept besitzt eine Anlage entweder ein Getriebe oder verfügt über einen Direktantrieb ohne Getriebe. Die Getriebeart hängt dabei unter anderem von der Leistungsklasse ab. Auf dem deutschen Markt sind hauptsächlich dreistufige Getriebe mit Planeten- und Stirnradstufe(n) zu finden. Anlagen ohne Getriebe nutzen einen Synchrongenerator zur Energiewandlung, der durch einen Magneten permanent erregt oder mit Hilfe einer zusätzlichen Energiequelle fremderregt werden kann. Anlagen mit Getriebe sind dagegen überwiegend mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator ausgestattet, vereinzelt auch mit fremderregtem Synchrongenerator. Bei der Verwendung von

Permanentmagneten wird keine zusätzliche Energiequelle benötigt, was einen guten Wirkungsgrad ermöglicht. Andererseits ist damit keine einfache Beeinflussung der Ausgangsspannung über den Erregerstrom möglich. Auch der Materialverfügbarkeit von beispielsweise Neodym-Eisen-Bor-(NdFeB)-Magneten, welche bei permanenterregten Generatoren zum Einsatz kommen, sind Grenzen gesetzt. Fremderregung dagegen hat den Vorteil der einfachen Einstellung der Ausgangsspannung über den Erregerstrom. Nachteilig ist jedoch die Aufwendung einer zusätzlichen Energiequelle. Zudem führt der Einsatz von beispielsweise großen Mengen an Kupfer zu einem hohen zusätzlichen Gewicht. Die verschiedenen Technologieoptionen bringen Vor- und Nachteile mit sich. Es hat sich gezeigt, dass getriebelose WEA eine Vielzahl von Vorteilen aufweisen. Durch die geringere Anzahl von rotierenden Teilen fallen geringere Wartungs- und Instandhaltungskosten an. Außerdem wirkt sich die geringere Drehzahl des Generators vorteilhaft auf den Wartungsaufwand aus, da weniger Schmieröl erforderlich ist und gleichzeitig eine höhere Nutzungsdauer der Lager erreicht werden kann [90]. Darüber hinaus bringt die höhere Gesamteffizienz einen höheren Energieertrag mit sich, insbesondere ist die Effizienz des Antriebs bei niedrigen Windgeschwindigkeiten höher als bei Anlagen mit Getriebe [91]. Auf der anderen Seite ist der Generator bei getriebelosen Anlagen deutlich größer, was bei Versagen zu kostenintensiver Reparatur oder Ersatz führen kann [90]. Derzeit setzen Vestas, Senvion und Nordex vollständig auf Anlagen mit Getriebe, während Enercon sich ausschließlich auf getriebelose Anlagen spezialisiert hat. In dem Portfolio von Siemens finden sich neben hauptsächlich direkt angetriebenen WEA auch einzelne Anlagen mit Getriebe (onshore und offshore). Mit einem Anteil von 43 % dominieren direkt angetriebene WEA den deutschen Markt, gefolgt von Getriebeanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (34 %) und Asynchrongenerator in Kombination mit Vollumrichtern (15 %) [92].

Die Gondel, die den Antriebsstrang sowie weitere Anlageneinrichtungen umhüllt, ist größtenteils aus Stahl und Aluminium, oder einer Kombination aus Aluminium, Glasfaser und Epoxidharz, gefertigt. Um die Gondel mit Rotor kontinuierlich optimal zum Wind auszurichten, verfügen moderne Anlagen über eine aktive Windrichtungsnachführung (die sowohl für luv als auch für lee geeignet ist). Hierzu werden ein oder mehrere elektrische oder hydraulische Azimutmotoren eingesetzt.

Als Material für den Turm wird meist Stahl oder Beton eingesetzt. Für größere Anlagen werden auch sogenannte Hybriddtürme, bestehend aus Stahl und Beton, verwendet. Betontürme können einerseits in Fertigteilen zum Aufstellungsort transportiert und vor Ort zusammengebaut werden. Alternativ ist die Nutzung von Ortbeton möglich. Stahltürme können als Stahlrohrturm oder als Gittermast realisiert werden. Aus optischen Gründen und aufgrund hoher Lohnkosten durch eine größtenteils manuelle Fertigung kommen in Deutschland hauptsächlich Stahlrohrtürme zum Einsatz [75].

Der Transformator, in dem die Niederspannung in Mittelspannung umgewandelt wird, ist in den meisten Fällen in einem separaten kleinen Gebäude oder Container untergebracht, manchmal aber auch im Turm oder oben in der Gondel. Er kann als Gießharztransformator oder Öltransformator ausgeführt werden.

Für das Fundament von Onshore-Anlagen eignen sich aufgrund der zunehmenden Größe der Anlagen inzwischen nur noch Stahl-Beton-Gründungen [93].

Offshore-WEA benötigen aufgrund der Installation unter der Wasseroberfläche eine spezielle Tragstruktur. Insgesamt besteht die Tragstruktur aus dem Turm, der Unterstruktur sowie der Gründung. Die Unterstruktur wird über ein sogenanntes Transition Piece, ein Stahlrohr mit Plattform, an den Turm angeschlossen [94]. Die Unterstruktur kann fest oder schwimmend

ausgelegt sein. Bei festen Unterstrukturen wird zwischen den Varianten Monopile und Mehrpfahlgründung (Jackets, Tripods, Tripiles) unterschieden. Schwimmende Alternativen sind der Halbtaucher, das sogenannte Spar Buoy, ein flaschenförmiger, ballastierter Auftriebskörper, und die sogenannte Barge, ein pontonähnlicher Schwimmkörper. Gründungstypen sind die gerammte Pfahlgründung, die Schwerkraftgründung sowie die sogenannte Suction Bucket-Gründung, auch Becherfundament genannt, bei der Stahlzylinder im Meeresboden festgesaugt werden. 75 % aller Offshore-Anlagen auf dem deutschen Markt haben eine Monopile-Unterstruktur mit Pfahlgründung [75].

Tabelle 22: Technologievarianten der WEA in Deutschland (für den deutschen Markt relevante Technologien sind fett gedruckt, Stand: Juli 2017)

Merkmal	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Drehzahl	variabel (windgeführt)	fest	-
Flügelanzahl	Dreiflügler	Zweiflügler	-
Rotorblatt	GFK	GFK und CFK	-
Aerodynamische Bremse	Pitch-Control	Stall-Control	-
Mechanische Bremse (Scheibenbremse)	auf schneller Welle (> 500 kW)	auf langsamer Welle (< 600 kW)	-
Getriebe	mit Getriebe	Direktantrieb	-
Getriebeart (P - Planeten-, S - Stirnradstufe)	2 P, 1 S (≥ 2.500 kW)	2 P hybrid (≥ 2.500 kW)	1 P, 2 S (300 - 2.500 kW)
Generator	Synchrongenerator (permanent / fremderregt)	Doppelt gespeister Asynchrongenerator	Asynchrongenerator
Gondel	Stahl/ Aluminium	Alu/ Glasfaser/ Epoxidharz	-
Windrichtungsnachführung	Aktiv (Iuv), Azimutmotor (elektrisch/hydraulisch)	Passiv (lee)	-
Turm	Stahl-Betonfertigteile-Hybrid	Stahl	Beton-Fertigteile
Transformator - Ort	außerhalb WEA	im Turm	in Gondel
Transformator - Bauart	Gießharztransformator	Öltransformator	-
Onshore: Fundament	Stahlbeton, Flachgründung	Stahlbeton, Pfahlgründung	Stahlbeton, Flachgründung mit Auftrieb
Offshore: Tragstruktur	-	-	-

Merkmal	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Unterstruktur	-	-	-
fest	Monopile	Mehrpfahlgründung (Jackets, Tripods, Tripiles)	-
schwimmend	Halbtaucher	Spar Buoy	Barge
Gründung	gerammte Pfahlgründung	Schwerkraftgründung	-

Die Windenergietechnologie entwickelt sich stetig weiter. Zusammengefasst sind die bedeutendsten Entwicklungen moderner WEA ein flexibles Nabenmaterial, wodurch Ausfällen aufgrund von starken Windböen vorgebeugt werden soll. Neben dem verstärkten Bau von WEA der Leistungsklasse 5 bis 10 MW (vor allem offshore) sind die Einführung getriebeloser Anlagen zu erwähnen. Zusätzlich stellt die Nutzung von Permanentmagneten im Generator (statt Elektromagneten) eine wichtige Entwicklungsstufe dar, wodurch die Anlagen weniger im Standby betrieben werden müssen (Stand 2014) [90]. Allerdings mündete ein zunächst steigender Marktanteil permanenterregter Generatoren von ca. 20 % nach einem kurzen Hoch im Zeitraum 2010-2014 in einem geringeren Marktanteil von 10 % im Jahr 2016 [92].

4.1.4 Entwicklungs- und Zukunftstrends

4.1.4.1 Technische Entwicklung

Zukünftig wird erwartet, dass sich der Trend zu größeren und leistungsstärkeren WEA in den nächsten Jahren fortsetzen wird. Innovationen und technologische Verbesserungen hin zu Turbinen mit höherer installierter Leistung, Nabenhöhen und Rotordurchmessern verbessern die Energieerträge und senken die Kapital- und Betriebskosten je Einheit installierter Leistung. Aus Optimierungsgründen wird sich das Angebot (Anlagenkonfiguration/-auslegung) stärker an den spezifischen Anforderungen der Standorte orientieren und sich die Differenzierung nach Stark- und Schwachwindanlagen noch stärker ausprägen [81]. Aufgrund der unterschiedlichen topografischen Gegebenheiten innerhalb Deutschlands werden leistungsstarke Anlagen mit kleineren Rotordurchmessern und hoher spezifischer Flächenleistung im windstarken Norden des Landes installiert werden. Vor allem für windschwache Regionen wird erwartet, dass die Entwicklung weiter in Richtung Anlagen mit größeren Nabenhöhen und Rotordurchmessern (bei kleinerer Flächenleistung) geht. Eine geringere Nennleistung soll dabei bewirken, dass diese schneller erreicht und damit in windschwachen Regionen ein größerer Energieertrag erzielt werden kann. Damit geht eine Zunahme der Typenzertifizierungen von Anlagen in Schwachwindklassen einher, die voraussichtlich in windschwachen Regionen mit weitläufigen Flächen zum Einsatz kommen werden.

Eine weltweite Befragung von 163 führenden Experten aus dem Bereich Windenergie ergab, dass eine durchschnittliche Onshore-WEA im Jahr 2030 voraussichtlich eine Nabenhöhe von 115 m, einen Rotordurchmesser von 135 m und eine installierte Leistung von 3,25 MW aufweisen wird (Tabelle 23). Einige Experten gingen laut dieser Umfrage sogar davon aus, dass die durchschnittliche Leistung von Onshore-WEA auf bis zu 6 MW ansteigen könnte. Durchschnittliche Offshore-WEA sollen im Jahr 2030 eine Nabenhöhe von 125 m, einen Rotordurchmesser von 190 m und eine Leistung von 11 MW aufweisen [95].

Tabelle 23: Prognose der weltweiten Entwicklung der technischen Daten von WEA bis 2030 nach [95]

Parameter	Einheit	Onshore 2030	Offshore 2030
Durchschnittliche Leistung	[MW]	3,25 (max. 6)	11
Durchschnittlicher Rotordurchmesser	[m]	135	190
Durchschnittliche Nabenhöhe	[m]	115	125
Durchschnittliche, spezifische Flächenleistung	[W/m ²]	250	375

Auch die International Renewable Energy Agency (IRENA) geht in ihrer, im Oktober 2019 veröffentlichten Studie zur globalen Energietransformation von einem signifikanten Anstieg der installierten Leistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser von WEA bis 2025 bzw. 2030 aus. Die Ergebnisse der Studie zeigt Tabelle 24. Demnach könnten Onshore-WEA im Jahr 2025 einen Rotordurchmesser von 170 m haben und eine Leistung von 5,8 MW erzielen. Im Jahr 2025 werden bei Offshore-WEA Rotordurchmesser von 220 m und Leistungen von 12 MW erwartet und bis zum Jahr 2030 Rotordurchmesser von mehr als 230 m und Leistungen von 15-20 MW [96].

Tabelle 24: Prognose der technischen Daten neu installierter WEA 2025 und 2030 nach [96]

Parameter	Einheit	Onshore 2025	Offshore 2025	Offshore 2030
Durchschnittliche Leistung	[MW]	5,8	12	15-20
Durchschnittlicher Rotordurchmesser	[m]	170	220	> 230

Eine Vielzahl von Forschungsprojekten untersucht Innovationen in den Bereichen Design, Materialbedarf und Herstellung. Dazu gehören:

- Innovationen bei der Konstruktion von Rotorblättern und Materialien,
- Optimierte Leistungselektronik,
- „Smarte“ Windenergieanlagen durch neue Technologien zur Überwachung und Steuerung, und
- Recycling von Materialien [96].

Zu den zusätzlichen Trends im Offshore-Bereich gehören:

- Technische Weiterentwicklungen von schwimmenden Offshore-Fundamenten, und
- Umstellung von Hochspannungs-Wechselstrom-Übertragung auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) [96].

Neben der Weiterentwicklung der Anlagentechnik stehen die Verwendung und Vermarktung des Produktes Strom und die Systemintegration, zum Beispiel durch Power-to-Gas-Anlagen an Windparks oder die Vernetzung mit Photovoltaik und Speichern in Modellvorhaben, im Vordergrund [62] [96] [97].

4.1.4.2 Entwicklung der Märkte

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Prognosen zum Ausbau der Windenergieleistung in Deutschland, Europa und global bis zum Jahr 2030.

Die Ziele der Bundesregierung nach dem Klimaschutzprogramm 2030 und nach Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2021 sehen vor, bis zum Jahr 2030 einen Anteil an erneuerbaren Energien im Stromverbrauch von 65 % zu erreichen [68]. Dabei soll die Windenergienutzung in Deutschland weiter ausgebaut werden. Nach dem, im September 2019 vorgelegten, 18-Punkte-Arbeitsplan zur Stärkung des Windenergieausbaus an Land („Aktionsprogramm zur Stärkung der Windenergie an Land“) sollen demnach einerseits geeignete, neue Standorte für WEA festgelegt werden. Andererseits sollen unter dem Schlagwort „Repowering“ alte und kleinere Anlagen durch moderne und leistungsstärkere Anlagen ersetzt werden [98]. Nach den Plänen der, im Juni 2020 verabschiedeten, Änderung im "Windenergie-auf-See-Gesetz" soll sich die installierte Leistung von Windenergie auf See bis zum Jahr 2030 auf eine Leistung von 20 GW und bis zum Jahr 2040 auf eine Leistung von 40 GW erhöhen [99].

Sollten die Angaben der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union in deren nationalen Energie- und Klimaplänen (englisch: National Energy and Climate Plan, kurz: NECP) (Stand: Juli 2020) umgesetzt werden, würde Europa im Jahr 2030 über eine installierte Windenergieleistung von insgesamt 339 GW verfügen, davon 268 GW an Land und 71 GW auf See [100].

Die International Renewable Energy Agency (IRENA) geht in ihrer im Oktober 2019 veröffentlichten Studie zur globalen Energietransformation von einer weltweiten Windenergieleistung von 2.015 GW bis zum Jahr 2030 aus, davon 1.787 GW an Land und 228 GW auf See [96].

In ihrem „Offshore Wind Outlook 2019“ prognostiziert die International Energy Agency (IEA) einen signifikanten Ausbau des Offshore-Windenergiesektors in Europa, aber auch weltweit. So soll die installierte Leistung von Offshore-WEA allein in Europa von 2018 bis 2030 um das Vierfache (auf über 77 GW) ansteigen und der globale Offshore-Windmarkt bis zum Jahr 2040 jährlich um 13 % wachsen [101]. Nach dem „Global Offshore Wind Report 2020“ des Global Wind Energy Council (GWEC) soll die weltweit installierte Offshore-Windenergieleistung von 29 GW Ende 2019 auf über 234 GW im Jahr 2030 ansteigen [102].

4.2 Recherche und Bewertung von Ökobilanzen der WEA

4.2.1 Vorgehensweise zur Literaturrecherche

Zur Erfassung und Bewertung des Stands des Wissens zu Ökobilanzstudien von WEA wurde eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt. Im Rahmen dieser Recherche wurden zunächst Fachveröffentlichungen aus den Jahren 2004 bis 2016 erfasst. Im nächsten Schritt wurden die Studien hinsichtlich ihrer Relevanz überprüft:

- Da sich der Stand der Technik bei Anlagenleistungen im Megawatt-Bereich bewegt, werden Studien mit betrachteten Anlagenleistungen von kleiner 1,5 MW von den weiteren Betrachtungen ausgenommen.
- Studien mit unzureichender Datenverfügbarkeit (das heißt unvollständige, unzuverlässige oder inkonsistente Informationen zu den verwendeten Daten) werden ebenfalls von den weiteren Betrachtungen ausgenommen.

Anschließend wurden die, als relevant eingestuft, Studien hinsichtlich der Anforderungen der internationalen Normen zur Ökobilanzierung ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] geprüft.

4.2.2 Relevante Ökobilanzstudien

4.2.2.1 Übersicht der Ökobilanzstudien

Insgesamt wurden 56 Ökobilanzstudien von WEA erfasst. Von diesen 56 Ökobilanzstudien wurden 24 Studien von WEA-Herstellern und 4 Studien von Stromversorgungsunternehmen durchgeführt. Bei den restlichen 28 Literaturquellen handelt es sich um wissenschaftliche bzw. sonstige Veröffentlichungen.

14 Studien stammen von Vestas (mehr als die Hälfte der Herstellerstudien), jeweils 5 Studien von Siemens und Gamesa und jeweils 2 Studien von den Energieversorgern Vattenfall und Iberdrola. Als weitere Literaturquellen dienten 23 wissenschaftliche Artikel, 1 Dissertation, 2 Diplomarbeiten sowie 2 weitere Veröffentlichungen.

Die Mehrheit der untersuchten Studien (über 70 %) befasst sich mit WEA an Land. 12 der Studien betrachten WEA auf See. 2 Veröffentlichungen setzten sich mit WEA auf See und an Land auseinander.

Die Herstellerstudien analysieren hauptsächlich Windparks. Bei Standorten an Land bestehen die analysierten Windparks aus 4 bis 35 Anlagen. Die analysierten Windparks auf See beinhalten bis zu 80 Einzelanlagen. Die Umweltdeklarationen¹³ der Energieversorger Vattenfall und Iberdrola beziehen sich auch auf die Betrachtung von kompletten Windparks. Bei den Onshore-Standorten reicht die Leistung der betrachteten Turbinen von 250 W bis 5 MW und bei den Offshore-Standorten von 1,5 bis 7,0 MW.

Die 56 erfassten Ökobilanzstudien sind in Tabelle 25 dargestellt, mit Angaben zu Autor, Erscheinungsjahr, Anzahl und Leistung der betrachteten WEA. Auch das Ergebnis der Relevanzprüfung, wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben, basierend auf der betrachteten Anlagenleistung und der Datenverfügbarkeit, ist in der Tabelle festgehalten. Von den 56 erfassten Ökobilanzstudien wurden somit 41 Studien als relevant eingestuft und im folgenden Kapitel 4.2.2.2 genauer untersucht.

Tabelle 25: Ökobilanzstudien nach Aktualität und angegebenen Anlageninformationen

Nr.	Autor	Erscheinungsjahr	Anzahl der untersuchten WEA	Leistung der untersuchten WEA	Relevant (ja/nein) (ggf. Begründung)
1	Ardente et al.	2008	11	660 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
2	Chen et al.	2011	24	1,25 MW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
3	Dolan and Heath [103]	2012	Keine Angabe	On- und Offshore	Ja
4	Fleck and Huot	2009	5	400 W	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
5	Guezuraga et al. [104]	2012	1	1,8 MW	Ja

¹³ Eine Umweltproduktdeklaration (englisch: Environmental Product Declaration, kurz: EPD) ermöglicht es, Produkte hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen zu bewerten und auszuzeichnen. Eine EPD beruht auf Daten aus Ökobilanzen, die mit der ISO 14040 [1] konform sind und enthält ggf. weitere Angaben.

Nr.	Autor	Erscheinungsjahr	Anzahl der untersuchten WEA	Leistung der untersuchten WEA	Relevant (ja/nein) (ggf. Begründung)
6	Hondo	2005	1	300 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
7	Kabir et al.	2012	20	5 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
7	Kabir et al.	2012	5	20 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
7	Kabir et al.	2012	1	100 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
8	Khan et al.	2005	1	500 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
9	Mallia and Lewis [105]	2012	384	1,5-2,3MW	Ja
10	Manish et al.	2006	18	500 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
11	Martinez et al. [106]	2009	1	2 MW	Ja
12	Mithraratne	2009	1	1,5 kW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
13	Oebels and Pacca [107]	2013	14	1,5 MW	Ja
14	Padey et al. [108]	2013	Keine Angabe	2 MW	Ja
15	Pehnt [109]	2006	1	1,5 MW	Ja
16	Querini et al. [110]	2012	1	2 MW	Ja
17	Songlin et al.	2011	1	2 MW	Nein (Datenverfügbarkeit unzureichend)
18	Tremeac and Meunier [111]	2009	1	4,5 MW	Ja
18	Tremeac and Meunier [111]	2009	1	250 W	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
19	Wagner et al. [112]	2011	12	5 MW	Ja
20	Weinzettel et al. [113]	2009	40	5 MW	Ja
21	Wiedmann et al.	2011	Keine Angabe	2 MW	Nein (Datenverfügbarkeit unzureichend)

Nr.	Autor	Erscheinungsjahr	Anzahl der untersuchten WEA	Leistung der untersuchten WEA	Relevant (ja/nein) (ggf. Begründung)
22	Zimmermann, Gößling [114]	2012	1	2,3 MW	Ja
23	Huang et al.	2016	Keine Angabe	Keine Angabe	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
24	Tryfonidou [115]	2010	40	RePower 5M	Ja
24	Tryfonidou [115]	2010	40	E-112/5MW	Ja
25	Oeser [116]	2006	1	5 MW	Ja
26	Geuder [117]	2004	1	E66/1,5 MW	Ja
27	Memmler et al. (UBA) [118]	2014	1	1,3 MW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
27	Memmler et al. (UBA) [118]	2014	1	3,6 MW	Ja
28	Viebahn (BMWi) [119]	2014	1	E-82/2,3 MW	Ja
28	Viebahn (BMWi) [119]	2014	1	E-112/4,5 MW	Ja
29	Vestas	2006	Keine Angabe	V82 – 1,65 MW	Nein (Datenverfügbarkeit unzureichend)
30	Vestas	2004	25	V80 – 2,0 MW	Nein (Datenverfügbarkeit unzureichend)
31	Vestas [120]	2011	Keine Angabe	V80 – 2,0 MW	Ja
32	Vestas [121]	2011	25	V90 – 2,0 MW	Ja
33	Vestas [122]	2011	28	V100 – 2,0 MW	Ja
34	Vestas [123]	2015	25	V100 – 2,0 MW	Ja
35	Vestas [124]	2012	~35	V100 – 2,6 MW	Ja
36	Vestas [125]	2012	~16	V90 – 3,0 MW	Ja
37	Vestas [126]	2011	33	V112 – 3,0 MW	Ja
38	Vestas [127]	2015	25	V110 – 2,0 MW	Ja
39	Vestas [128]	2014	~15	V105 – 3,3 MW	Ja
40	Vestas [129]	2015	~15	V112 – 3,3 MW	Ja
41	Vestas [130]	2014	~15	V117 – 3,3 MW	Ja
42	Vestas [131]	2014	30	V126 – 3,3 MW	Ja

Nr.	Autor	Erscheinungsjahr	Anzahl der untersuchten WEA	Leistung der untersuchten WEA	Relevant (ja/nein) (ggf. Begründung)
43	Gamesa	2014	4	G58 – 0,85 MW	Nein (Anlagenleistung kleiner 1,5 MW)
44	Gamesa [132]	2013	25	G90 – 2,0 MW	Ja
45	Gamesa [133]	2014	15	G114 – 2,0 MW	Ja
46	Gamesa [134]	2015	4	G132 – 5,0 MW	Ja
47	Gamesa [135]	2015	4	G128 – 5,0 MW	Ja
48	Siemens	2015	Keine Angabe	SWT – 2,3 - 108	Nein (Datenverfügbarkeit unzureichend)
49	Siemens [136]	Keine Angabe	20	SWT – 3,2 - 113	Ja
50	Siemens [137]	Keine Angabe	80	SWT – 4,0 - 130	Ja
51	Siemens [138]	Keine Angabe	80	SWT – 6,0 – 154	Ja
52	Siemens [139]	Keine Angabe	80	SWT – 7,0 – 154	Ja
53	Vattenfall [140]	2013	180	Keine Angabe - On/Offshore	Ja
54	Vattenfall [141]	2016	>300	Keine Angabe - On/Offshore	Ja
55	Iberdrola [142]	2015	25	G90 – 2,0 MW	Ja
56	Iberdrola [143]	2015	24	G90 – 2,0 MW	Ja

Tabelle 26 stellt eine Zusammenfassung der untersuchten Ökobilanzstudien nach Autor dar.

Tabelle 26: Übersicht und Auswahl der untersuchten Ökobilanzstudien

Autor	Studientyp	Anzahl der untersuchten Studien	Anzahl der als relevant eingestuften Studien
Vestas	Ökobilanz (LCA)	14	12
Gamesa	Ökobilanz (LCA)	5	4
Siemens	Umweltdeklaration (EPD) ¹³	5	4
Vattenfall	Umweltdeklaration (EPD) ¹³	2	2
Iberdrola	Umweltdeklaration (EPD) ¹³	2	2
Sonstige	Wissenschaftliche Artikel	23	12
Sonstige	Dissertation/Diplomarbeit	3	3

Autor	Studientyp	Anzahl der untersuchten Studien	Anzahl der als relevant eingestuften Studien
Sonstige	Sonstiges	2	2
Summe	Summe	56	41

4.2.2.2 Methodenleitfäden zur Ökobilanzierung der WEA

4.2.2.2.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

Die, als relevant eingestuften, Ökobilanzstudien wurden hinsichtlich der Anforderungen der internationalen Normen zur Ökobilanzierung ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] überprüft. Eine kurze Übersicht zeigt Tabelle 27.

Tabelle 27: Analyse der relevanten Studien nach Ziel und Untersuchungsrahmen (41 Studien)

Aspekte	Ergebnisse	Häufigkeit
Ziel und Untersuchungsrahmen	Umfassende Ökobilanz	61 %
Funktionelle Einheit	1 kWh elektrische Energie, eingespeist ins Stromnetz	100 %
Systemgrenze	bis Umspannwerk (Eingang)/Netzanschlusspunkt	66 %
Zeitlicher Bezug	2007 bis 2013	49 %
Allokation	Allokationsangaben vorhanden	56 %
Abschneidekriterien	keine Angaben	56 %
Kritische Prüfung	durchgeführt	59 %

Ziel und Untersuchungsrahmen der untersuchten Studien unterscheiden sich wesentlich. Während die Hersteller- und Energieversorgerstudien meist darauf abzielen, eine umfassende Ökobilanz zu erstellen, legen andere Studien ihren Fokus teilweise auf spezielle Aspekte, wie z.B. den CO₂-Fußabdruck oder den abiotischen Ressourcenverbrauch und stellen somit streng genommen keine Ökobilanzstudie dar. So werden in 61 % der untersuchten Studien umfassende Ökobilanzergebnisse angegeben.

In allen berücksichtigten Studien wird folgende funktionelle Einheit definiert: 1 kWh elektrische Energie, eingespeist ins Stromnetz.

Auch bei der Wahl der Systemgrenze gibt es Unterschiede. So betrachtet eine Studie lediglich die WEA, während bei 2/3 der Studien die Systemgrenze alle Komponenten bis zum Netzanschlusspunkt (WEA und Gründung, Verkabelung der WEA mit der Transformatorstation, Kabelstrecke zum Netzanschlusspunkt) umfasst. Dieser wird in den meisten Fällen durch den Eingang ins Umspannwerk repräsentiert. 10 % der Studien berücksichtigen darüber hinaus das Umspannwerk und 15 % der Studien die Verteilung der elektrischen Energie bis zum Verbraucher. Für Offshore-WEA liegen zwei detaillierte Betrachtungen einer Kernbilanz des kompletten Windparks bis zum Netzanschlusspunkt vor, sowie eine Peripheriebilanz, in der der notwendige Ausbau des Übertragungsnetzes und die Bereitstellung zusätzlicher Regel- und Reserveenergie einbezogen sind.

Fast die Hälfte der Studien stammt aus dem Zeitraum 2007 bis 2013 und etwa ein Drittel aus den Jahren 2014 bis 2016. Etwa die Hälfte der Studien enthält die Aussage, dass die untersuchten Anlagentypen dem Stand der Technik zum Zeitpunkt der Erstellung der Studien entsprechen. Die restlichen Studien machen hierzu keine Angaben. Zwei der untersuchten Studien betrachten Anlagen, die dem Stand der Technik zum Zeitpunkt der Erstellung der Studien voraus waren.

56 % der Studien geben Allokationskriterien an und 44 % der Studien Abschneidekriterien. In den restlichen Studien finden sich hierzu keine Angaben. Hierdurch ist die Transparenz der Studien und somit die Belastbarkeit der Ergebnisse dieser Studien eingeschränkt.

59 % der Studien wurden einer kritischen Prüfung durch ein unabhängiges Expertengremium unterzogen. Fast 90 % der Herstellerstudien wurden von unabhängigen Experten begutachtet. In den restlichen Studien, den Diplomarbeiten und einer Dissertation finden sich hierzu entweder keine Angaben oder es wird explizit erwähnt, dass keine kritische Prüfung erfolgte.

4.2.2.2.2 Technologien

Tabelle 28 gibt einen Überblick über die technologischen Ausprägungen bezüglich Getriebe, Generator, Turmmaterial und Offshore-Unterstruktur in den ausgewerteten Studien. Daraus wird ersichtlich, dass Anlagen mit Getriebe (68 %) sowie mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (46 %) die Untersuchungen dominierten. Überwiegend wurden Anlagen mit Stahl als Turmmaterial (61 %) untersucht. Ökobilanzstudien zu Offshore-WEA analysierten in 70 % der Fälle eine feste Unterstruktur (Monopile oder Mehrfachgründung). Die Analyse untermauert die bereits erwähnte Technologievielfalt bei WEA.

Tabelle 28: Analyse der Technologievielfalt in den untersuchten Ökobilanzstudien

Anlagenelement	Technologievariante	Anteil
Getriebe	Mit Getriebe	68 %
Getriebe	Ohne Getriebe	20 %
Getriebe	Beide Varianten in der Studie	7 %
Getriebe	Keine Angabe	5 %
Generator	Synchrongenerator	20 %
Generator	Doppelt gespeister Asynchrongenerator	46 %
Generator	Asynchrongenerator	0 %
Generator	Mehrere Varianten in der Studie	5 %
Generator	Keine Angabe	29 %
Turmmaterial	Beton	0 %
Turmmaterial	Stahl	61 %
Turmmaterial	Hybrid	7 %
Turmmaterial	Nicht eindeutig ¹⁴	10 %
Turmmaterial	Keine Angabe	22 %

¹⁴ Eine untersuchte Studie betrachtet Stahl als Turmmaterial und Beton als Szenario; eine weitere Studie betrachtet verschiedene Türme (2x Hybrid, 1x Stahl).

Anlagenelement	Technologievariante	Anteil
Unterstruktur Offshore	Fest – Monopile	30 %
Unterstruktur Offshore	Fest – Mehrpfahlgründung	40 %
Unterstruktur Offshore	Schwimmend	10 %
Unterstruktur Offshore	Nicht eindeutig	10 %
Unterstruktur Offshore	Keine Angabe	10 %

4.2.2.2.3 Wirkungsabschätzungsergebnisse

Die Auswertung der relevanten Studien hinsichtlich der Wirkungsabschätzung zeigt Tabelle 29. Die Ergebnisse machen deutlich, dass in den Studien signifikante Bandbreiten in den Ergebnissen der Umweltwirkungskategorien Treibhauspotenzial (GWP), Versauerungspotenzial (AP) und Eutrophierungspotenzial (EP) bestehen. Die Unterschiede erklären sich vor allem durch die Technologieentwicklung der letzten Jahre und die verschiedenen Definitionen von Ziel und Untersuchungsrahmen der Studien.

Tabelle 29: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der untersuchten Studien

Ergebnisse	Einheit	Wertebereich
Treibhauspotenzial (GWP)	[g CO ₂ -Äquivalente/kWh]	3,2-38,3
Versauerungspotenzial (AP)	[mg SO ₂ -Äquivalente/kWh]	24-215
Eutrophierungspotenzial (EP)	[mg PO ₄ -Äquivalente/kWh]	2,6-34

4.3 Aktualisierungsbedarf für Ökobilanzen der WEA

In Tabelle 30 ist ein Abgleich der technischen Parameter von durchschnittlichen Onshore- und Offshore-WEA (Stand: 2016) mit den, in den untersuchten Ökobilanzstudien, betrachteten Anlagen dargestellt. Die Onshore-WEA sind, entsprechend den aktuellen Entwicklungen, nach Starkwindstandorten (durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 100 m von 7,8 m/s) und Schwachwindstandorten (durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 100 m von 6,5 m/s) unterteilt.

Einige WEA sind sowohl für Schwach-, Mittel- und teilweise Starkwind ausgelegt. In diesen Fällen wurden die Anlagendimensionen sowohl für Schwachwind als auch für Starkwind berücksichtigt. Die Aufstellung basiert auf den 41 ausgewerteten Studien, wobei nicht in allen Studien alle relevanten Parameter, wie durchschnittliche Windgeschwindigkeit, Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe, vorlagen.

In den untersuchten Studien entsprechen insbesondere die Anlagen an Schwachwindstandorten hinsichtlich der wichtigsten Anlagencharakteristika (Nennleistung und Dimensionen) nicht dem aktuellen Stand der Technik.

Tabelle 30: Abgleich der technischen Parameter von durchschnittlichen Onshore- und Offshore-WEA (Stand: 2016) mit den, in den untersuchten Ökobilanzstudien, betrachteten Anlagen

Kriterien	Onshore (Starkwind) Stand der Technik	Onshore (Starkwind) Ökobilanzstudien	Onshore (Schwachwind) Stand der Technik	Onshore (Schwachwind) Ökobilanzstudien	Offshore Stand der Technik	Offshore Ökobilanzstudien
Leistung (MW)	3-4,x	1,5-5,0	3-4,x	1,8-2,6	5-9,x	1,5-7,0
Rotordurchmesser (m)	100-130	80-132	130-150	70-126	120-170	105-154
Nabenhöhe (m)	bis 120	60-140	130-170	70-117	80-110	80-124

Mit der Aktualisierung der Ökobilanzen von WEA in Kapitel 7 erfolgt die angestrebte Verbesserung der Ökobilanzdatenbasis. Dies wird erreicht durch:

- ein einheitliches Vorgehen in der Methodik und Modellierung,
- eine hohe Datenqualität (Primärdaten aus der Industrie) und eine Repräsentativität für Standorte in Deutschland sowie
- Szenario- und Sensitivitätsanalysen, aus denen jeweils realistische Ergebnisbandbreiten für die verschiedenen Standorttypen einer WEA resultieren.

5 Ziel und Untersuchungsrahmen für die Ökobilanzierung moderner Photovoltaik- und Windenergieanlagen

5.1 Ziel

Das Ziel der vorliegenden Studie ist die Ermittlung und Bewertung ausgewählter Umweltwirkungen **moderner PVA** und **moderner WEA** über den gesamten Lebenszyklus.

Moderne Anlagen repräsentieren dabei Anlagen mit marktreifen Technologien, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen.

Bei den PVA sind dies vor allem c-Si Technologien basierend auf mono- und multikristallinen Wafern sowie die Dünnschicht PV-Technologien CdTe und CIGS. (vgl. Kapitel 3). Neuartige Technologien ohne breite kommerzielle Anwendung wie beispielsweise Perowskite werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Im Fall der WEA stehen existierende Anlagen verschiedener Hersteller im Fokus, die einen Mix der für den deutschen Markt relevanten Technologien repräsentieren (vgl. Kapitel 4). Dabei werden Anlagen an Land und auf See untersucht. Die Anlagen sind mit drei Rotorblättern aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) ausgestattet. Es wurden Triebstränge mit Getriebe und ohne Getriebe (Direktantrieb) analysiert. Für die Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie wurden fremd- und permanenterregte Synchrongeneratoren und doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren betrachtet. Als Bremssysteme wurden die mechanische Scheibenbremse und die aerodynamische Bremse mit Pitch-Regelung untersucht.

Es werden ausschließlich technisch mögliche, optimale Bedingungen für die Aufstellung in Deutschland, und im Fall der PVA zusätzlich für die Aufstellung in Europa, untersucht. So werden im Fall der PVA für den jeweiligen betrachteten Standort Anlagen mit Sonneneinstrahlung unter optimalen Winkel analysiert. Die Berücksichtigung von Verschattungen oder eine nicht-optimale Ausrichtung der Module ist nicht Gegenstand der Untersuchung. Im Fall der WEA werden für den jeweiligen betrachteten Standort optimale Windbedingungen und Volllaststunden angenommen.

Die folgenden Leitfragen begleiten die Studie über die gesamte Dauer:

- Welche Umweltwirkungen werden durch die Stromproduktion aus Windenergie und Photovoltaik über den gesamten Lebenszyklus verursacht?
- Welche Unterschiede weisen die verschiedenen Technologievarianten hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen auf?
- Welche Bereiche können durch Veränderung und technische Weiterentwicklung insbesondere zu einer Optimierung der Ökobilanz beitragen?

Die vorliegende Studie unterstützt die Diskussion ökologischer Aspekte rund um den Ausbau der Photovoltaik als Freilandanlagen und Dachinstallationen sowie der Windenergienutzung an Land und auf See in Deutschland.

Die Ergebnisse der Studie sollen vor allem:

- politischen Entscheidungsträger im Rahmen der Energiewende und im Bereich der erneuerbaren Energien unterstützen sowie

- Experten, Fachspezialisten und die technisch interessierte Bevölkerung über gewonnene Erkenntnisse informieren.

Die Studie betrachtet PVA und WEA jeweils für sich. Ein Vergleich zwischen den beiden Technologien ist weder Ziel noch Bestandteil der Studie.

Die Durchführung der Studie erfolgt gemäß den Anforderungen der internationalen Normen zur Ökobilanzierung ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3].

Die Ergebnisse der Studie sind für die Verwendung in zur Veröffentlichung vorgesehenen, vergleichenden Aussagen bestimmt. Daher wird die Ökobilanzstudie gemäß ISO 14044 [3] einer Kritischen Prüfung durch ein Gremium unabhängiger Experten unterzogen. Die Prüfung erfolgte nach Abschluss der Studie und bezog sich auf die Kapitel 5 bis 8.

5.2 Allgemeiner Untersuchungsrahmen

Die folgenden Abschnitte beschreiben den allgemeinen, beide Studienteile (PVA und WEA) gleichermaßen betreffenden, Untersuchungsrahmen der Studie basierend auf den genannten Zielen. Dies beinhaltet unter anderem die Identifizierung der zu untersuchenden Produktsysteme, ihre Funktion(en), funktionelle Einheit und Referenzflüsse, sowie die Systemgrenze, Allokationsverfahren und Abschneidekriterien der Studie.

5.2.1 Untersuchte Produktsysteme

5.2.1.1 PVA

Die Festlegung der untersuchten Produktsysteme für die Ökobilanzierung von PVA basiert auf der Auswahl der zu aktualisierenden Photovoltaik-Technologien in Kapitel 3. Dabei werden Dünnschichttechnologien und c-Si Wafer Technologien untersucht.

Eine Übersicht zu den untersuchten PV-Module und einzelnen Anlagenkomponenten sind nachfolgend aufgeführt:

- Inverter (Kapitel 6.4.1.1)
- Unterkonstruktionen (Kapitel 6.4.1.2)
- Elektrische Leitungen (Kapitel 6.4.1.3)
- c-Si PV Module (Kapitel 6.4.2)
- CdTe PV Module (Kapitel 6.4.3)
- CIGS PV Module (Kapitel 6.4.4)

Die Kenndaten der untersuchten PV-Module und Anlagenkomponenten sind in Tabelle 31 und Tabelle 32 zusammengefasst. Eine detailliertere Dokumentation mit getroffenen Annahmen befindet sich in Kapitel 6.4.

Tabelle 31: Untersuchte PV-Module (eigene Zusammenstellung)

Kennwert	Mono c-Si	Multi c-Si	CdTe	CIGS
Fläche [m ² /Modul]	1,6 ⁽¹⁾	1,6 ⁽¹⁾	0,72 ⁽⁴⁾	0,72 ⁽⁵⁾
Gewicht [kg/m ²]	11,7 ⁽¹⁾	11,2 ⁽¹⁾	17,1 ⁽¹⁾	16,4 ⁽⁵⁾

Kennwert	Mono c-Si	Multi c-Si	CdTe	CIGS
Modulwirkungsgrad [%]	18 ⁽²⁾	16,8 ⁽²⁾	15,3-17 ⁽⁴⁾	14,6 ⁽⁵⁾
Waferdicken [μm]	160 ⁽³⁾	180 ⁽³⁾	2,5 ⁽⁴⁾	<2 ⁽⁵⁾

1) PVPS-LCI Bericht 2015 [47], PEPV Vorstudie [52]; 2) Eigene Annahmen auf Grundlage von ISE PV-Report [5] sowie Überprüfung der Produktdatenblätter marktrelevanter Hersteller; 3) Eigene Annahmen auf Grundlage von Canadian Solar [162] und ITRPV [19], 4) Produktdatenblatt First Solar PV-Module Serie 4 [163]; 5) Herstellerangaben NICE Solar Energy und Produktbroschüre [164].

Tabelle 32: Untersuchte Anlagenkomponenten

Anlagenkomponente	Parameter und Einheit	Dachanlage (Privatnutzung)	Dachanlage (kommerzielle Nutzung)	Freiflächenanlage (Zentralwechselrichter für PV-Kraftwerke)
Inverter ⁽¹⁾	Nennleistung (AC) [kW]	2,5	25	2.200
Inverter ⁽¹⁾	Gesamtmasse [kg]	ca. 9	ca. 61	ca. 4.000
Inverter ⁽¹⁾	Wirkungsgrad (EU-Wert) [%]	96,7 %	98,1 %	98,4 %
Inverter ⁽¹⁾	Nachtstromverbrauch [W]	0,16	1	300
Unterkonstruktion	Materialinput in kg/m ² Modulfläche	ca. 4,5	ca. 4,5	ca. 13
Elektrische Installation	Materialinput in kg/kWp Anlagenleistung	ca. 11	ca. 11	ca. 2,8

1) Kennwerte basierend auf den Datenblättern und Herstellerangaben der untersuchten SMA-Inverter [165] [166] [167]; 2) Basierend auf PVPS LCI Bericht 2015 [47], PEPV Vorstudie [52]

5.2.1.2 WEA

Für die Ökobilanzierung von WEA werden auf Basis der Literaturanalyse und des daraus abgeleiteten Stands der Technik in Kapitel 4, abhängig vom Standort, drei verschiedene Typen von WEA definiert und untersucht:

- Offshore
- Onshore (Starkwind)
- Onshore (Schwachwind)

Diese stellen die zu untersuchenden Produktsysteme dar. Sie werden in Kapitel 7 definiert.

In den meisten Herstellerstudien werden die potenziellen Umweltwirkungen von Windparks untersucht (vgl. Kapitel 4). Ein Windpark (auch Windfarm genannt) besteht in der Regel aus mehreren WEA, Verkabelungen und Umspannwerken. Im Rahmen der Studie werden, neben den Komponenten der WEA, auch die Komponenten eines Windparks anteilig betrachtet.

Zu den Komponenten einer WEA zählen:

- Fundament,

- Turm,
- Gondel, inklusive Getriebe, Generator und weitere Komponenten des Triebstranges,
- Nabe, sowie
- Rotorblätter.

Zu den Komponenten eines Windparks gehören:

- Verkabelung zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt, sowie
- Umspannwerke auf See und/oder an Land.

Jeder betrachtete Standort repräsentiert einen Mix der, in Tabelle 22 von Kapitel 4, aufgeführten und fett hervorgehobenen, für den deutschen Markt relevanten Technologien (Stand: Juli 2017). Die Daten und Ergebnisse werden jedoch ausschließlich in aggregierter Form dargestellt, da eine Offenlegung der, von den Industriepartnern bereitgestellten, Daten im Rahmen dieser Studie aus Vertraulichkeitsgründen leider nicht möglich ist. Welche Technologievarianten jeweils untersucht wurden, wird detailliert in Kapitel 7 beschrieben.

5.2.2 Funktionelle Einheit

5.2.2.1 PVA

Die funktionelle Einheit der PVA ist 1 kWh elektrische Energie aus PV-Stromerzeugung (Wechselstrom (AC) nach Inverter).

Als Referenzfluss wird der Flächenfluss „PV-Modul“ (m²) mit dem entsprechenden Flächengewicht (kg/m²) und Nennleistung (kWp/m²) der spezifischen PV-Module gewählt.

Die Skalierung der weiteren notwendigen Systemkomponenten erfolgt anhand dieser modulspezifischen Kennwerte (vgl. Tabelle 34).

Um die Lebenszyklusergebnisse der PV-Module und Systemkomponenten anhand der funktionellen Einheit darzustellen, werden die Umweltwirkungen des gesamten Lebenszyklus der PV-Anlage über den gesamten PV-Stromertrag linear verteilt:

$$Umweltprofil_{Stromerzeugung} = \frac{\sum Umweltprofil_{Lebenszyklus\ Anlage}}{\sum Stromertrag_{Lebenszyklus\ Anlage}} \left[\frac{Umweltwirkung}{kWh} \right]$$

Die Ergebnisdarstellung des Lebenszyklus und der einzelnen Lebenszyklusphasen erfolgt zunächst anhand ihrer gesamten Umweltbeiträge und wird anschließend auf die funktionelle Einheit umgerechnet.

In Tabelle 33 sind die verwendeten Skalierungen der Referenzflüsse für die untersuchten PV-Systeme und Standorte in m²/kWh aufgelistet.

Tabelle 33: Referenzflüsse für Basisszenarien

Anlagentyp	Referenzfluss	Einheit	Deutscher Standort mit einer Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m ² *a)	Südeuropäischer Standort mit einer Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m ² *a)
Dach	Mono c-Si PV-Modul mit 18 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,06E-04	1,45E-04

Anlagentyp	Referenzfluss	Einheit	Deutscher Standort mit einer Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m ² *a)	Südeuropäischer Standort mit einer Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m ² *a)
Dach	Multi c-Si PV-Modul mit 16,8 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,20E-04	1,56E-04
Dach	CdTe PV-Modul mit 15,3 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,42E-04	1,71E-04
Dach	CdTe PV-Modul mit 17 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,18E-04	1,54E-04
Dach	CIGS PV-Modul mit 14,6 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,54E-04	1,79E-04
Freifläche	Mono c-Si PV-Modul mit 18 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	1,93E-04	1,36E-04
Freifläche	Multi c-Si PV-Modul mit 16,8 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,07E-04	1,46E-04
Freifläche	CdTe PV-Modul mit 15,3 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,27E-04	1,60E-04
Freifläche	CdTe PV-Modul mit 17 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,04E-04	1,44E-04
Freifläche	CIGS PV-Modul mit 14,6 % Modulwirkungsgrad	m ² /kWh	2,38E-04	1,68E-04

Annahmen der Nutzungsphase für Basisszenarien: Modul- / Anlagenlebensdauer: 30 Jahre; Inverterlebensdauer: 20 Jahre; Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8.

Die weiteren verwendeten Referenzflüsse für die Modellierung der PVA sind in Tabelle 34 aufgeführt.

Tabelle 34: Weitere verwendete Referenzflüsse für Modellierung und Auswertung der PVA

Referenzflüsse der modellierten Systemkomponenten	Einheit (Skalierungsgröße für die Systemmodellierung)	Masse/Einheit
Mono c-Si PV-Modul mit 18 % Modulwirkungsgrad	1 m ²	11,7 kg/m ²
Multi c-Si PV-Modul mit 16,8 % Modulwirkungsgrad	1 m ²	11,2 kg/m ²
CdTe PV-Modul mit 15,3 % Modulwirkungsgrad	1 m ²	17,1 kg/m ²
CdTe PV-Modul mit 17 % Modulwirkungsgrad	1 m ²	17,1 kg/m ²
CIGS PV-Modul mit 14,6 % Modulwirkungsgrad	1 m ²	16,4 kg/m ²
Unterkonstruktion, Dachinstallation, Schrägdachmontage	1 m ² Modulfläche	4,5 kg/m ² Modulfläche
Unterkonstruktion, Freiflächenanlage	1 m ² Modulfläche	13 kg/m ² Modulfläche
Elektrische Leitungen (DC), Dachinstallation, Schrägdachmontage	1 kWp Modulleistung	11 kg/ kWp

Referenzflüsse der modellierten Systemkomponenten	Einheit (Skalierungsgröße für die Systemmodellierung)	Masse/Einheit
Elektrische Leitungen (DC), Freiflächenanlage	1 kWp Modulleistung	2,8 kg/ kWp
Inverter, 2,5 kWp	2,5 kW/Stück	3,6 kg/kWp
Inverter, 25kWp	25 kW/Stück	2,4 kg/kWp
Zentralwechselrichter 2,2 MWp	2.200 kW/Stück	1,8 kg/kWp

5.2.2.2 WEA

Die funktionelle Einheit der WEA ist 1 kWh elektrische Energie, eingespeist in das deutsche Stromnetz.

Als Referenzfluss wird der Mengenfluss der betrachteten Produktsysteme (in WEA/kWh) mit den entsprechenden Gesamtgewichten je WEA gewählt. Die durchschnittlichen Referenzflüsse sind in Tabelle 35 und die Gesamtgewichte der betrachteten WEA in Tabelle 36 dargestellt.

Tabelle 35: Durchschnittliche Referenzflüsse der betrachteten Produktsysteme [145]

Produktsystem	Offshore	Onshore (Starkwind)	Onshore (Schwachwind)
Referenzfluss [WEA/kWh]	1,47E-09	4,94E-09	5,44E-09

Tabelle 36: Gesamtgewichte der betrachteten Produktsysteme [145]

Produktsystem	Offshore	Onshore
Gesamtgewicht [kg/WEA]	1.400.000-2.900.000	1.900.000-3.800.000

Um die Lebenszyklusergebnisse der WEA anhand der funktionellen Einheit darzustellen, werden die Umweltwirkungen des gesamten Lebenszyklusses der WEA über den gesamten Stromertrag über die Anlagenlaufzeit linear verteilt (analog zu PVA).

5.2.3 Systemgrenze

5.2.3.1 PVA

Im Rahmen der Studie wird der gesamte Lebenszyklus der PV-Module und PV-Anlagen betrachtet.

Der Untersuchungsrahmen der Studie beinhaltet die für eine PVA erforderlichen Komponenten, welche neben den PV-Modulen die Inverter, die Unterkonstruktionen und die elektrischen Leitungen (DC) zum Inverter umfassen.

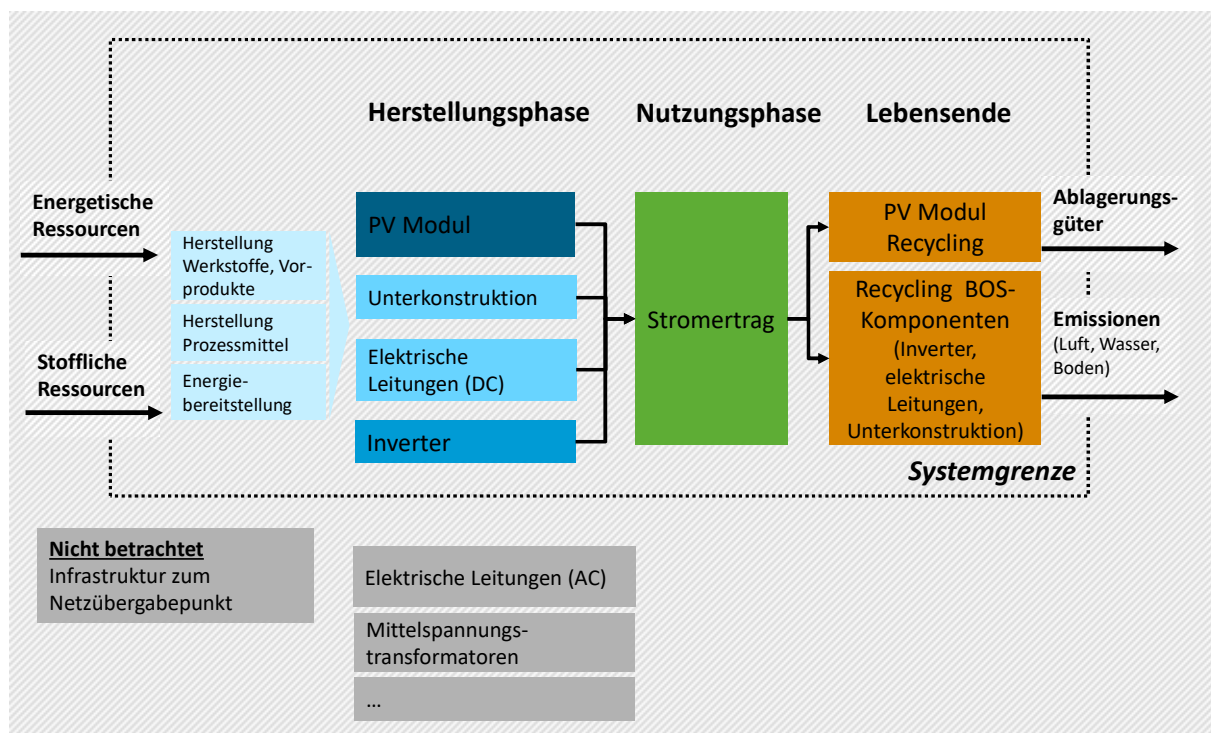
Die Systemgrenze umfasst den Rohstoffabbau, die Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, die Produktion, die Nutzung und das Lebensende der PV-Module und Anlagenkomponenten. Zusätzlich sind die Transporte in der Herstellung und am Lebensende berücksichtigt (siehe Abbildung 23).

Zusätzliche Reinigungs- und Wartungsarbeiten der PV-Module während der Nutzungsphase werden nicht berücksichtigt, da hierfür keine repräsentativen Daten gesammelt werden konnten. In der Vorstudie des PEFCEP-PV [52] wird ein Wasserbedarf (ohne zusätzliche

Reinigungsmittel) für die Reinigung der PV Module mit 20 Litern/m² über die Anlagennutzungsdauer berücksichtigt. Aus den Ergebnissen der Studie lässt sich schließen, dass die Auswirkungen auf die untersuchten Wirkungskategorien mit einem Anteil von deutlich unter 1 % vernachlässigbar sind.

Mögliche Wartungen der benötigten Inverter werden vereinfacht über die geringere Lebensdauer von 20 Jahren mit abgedeckt. Durch die kürzere Lebensdauer ist ein Austausch der Inverter während der Nutzungsdauer der PV-Anlage von 30 Jahren notwendig. Hierfür wird die Herstellung der zusätzlich benötigten Inverter anteilig der Restnutzungsdauer von 10 Jahren angerechnet.

Abbildung 23: Systemgrenze der betrachteten PVA-Systeme (eigene Darstellung)



Die Systemgrenze wird auf Input-Seite von Ressourcen der Energie- und Materialherstellung und auf Output-Seite von Emissionen und Ablagerungsgütern überschritten.

In der Studie werden die Herstellung von benötigten Anlagen- und Infrastrukturen am Produktionswerk der PV-Module und der Anlagenkomponenten sowie die notwendige Infrastruktur vom Inverter bis zum Netzübergabepunkt, wie Wechselstromleitungen (AC) oder Mittelspannungstransformatoren (Freiflächenanlagen) nicht berücksichtigt und liegen außerhalb der Systemgrenze.

5.2.3.2 WEA

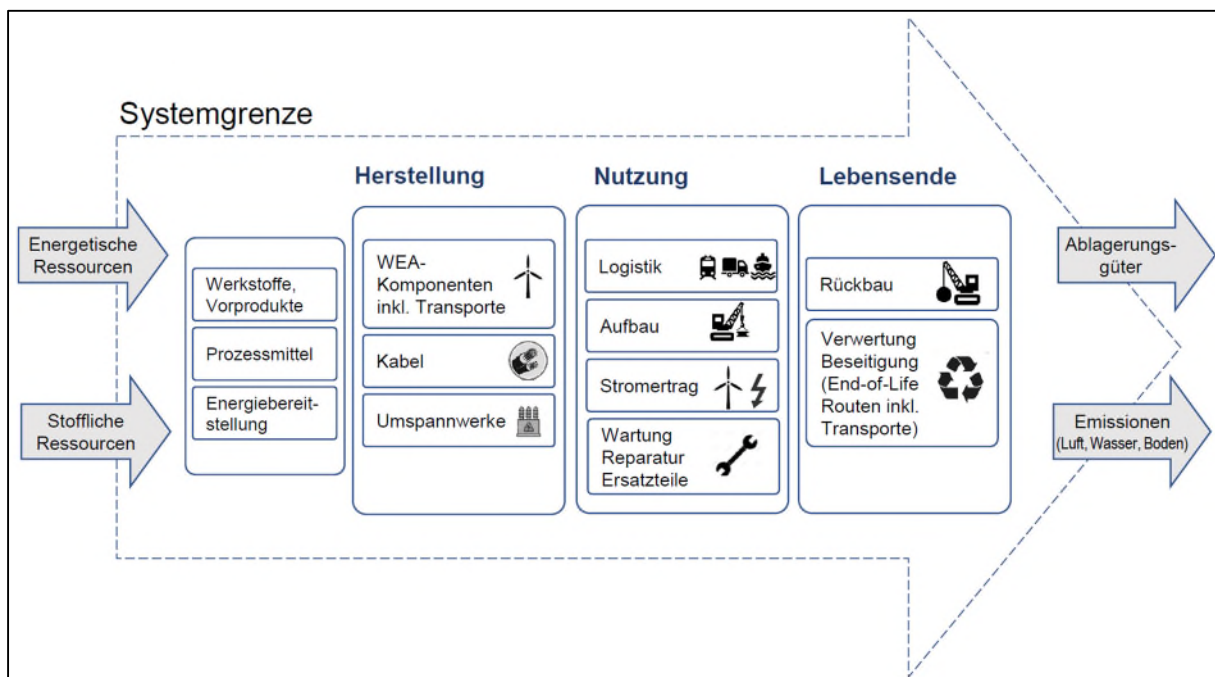
Die Systemgrenze der WEA-Systeme beinhaltet den kompletten Lebensweg der Produktsysteme und umfasst den Rohstoffabbau, die Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, die Produktion, sowie die Nutzung und das Lebensende der Produktsysteme:

- Herstellung der WEA- Produktsysteme:
 - Herstellung der Materialien,
 - Transport der Materialien zu den Produktionswerken,

- Herstellung der Komponenten der WEA, der Kabel und Umspannwerke.
- Nutzung der WEA- Produktsysteme:
 - Logistik: Transport der Komponenten der WEA, des Krans, sowie Rohstoffe zum Bau des Fundaments sowie der Zuwegung und Kranstellfläche (z.B. Schotter, Sand, Kies, Zement) zur Baustelle,
 - Aufbau/Installation: Energieeinsatz zum Aufbau der WEA, Herstellung des Fundaments, Aufbau von Zuwegung, Kranstellfläche, Netzanbindung,
 - Stromertrag,
 - Wartung: Transporte zwischen Servicestation und WEA, Verbrauchsmaterialien und Abfälle aus der Wartung und Materialersatz (Reparatur bzw. Ersatzteile).
- Lebensende (englisch: End of Life, EoL) der WEA-Produktsysteme:
 - Rückbau,
 - Transporte der rückgebauten Materialien zum Entsorgungsbetrieb,
 - Verwertung, Beseitigung oder Deponierung.

Eine schematische Darstellung der Systemgrenze der betrachteten Produktsysteme zeigt Abbildung 24.

Abbildung 24: Systemgrenze der betrachteten WEA-Produktsysteme (eigene Darstellung)



Die einzelnen Lebenswegabschnitte und Komponenten werden in Kapitel 7 näher beschrieben.

5.2.3.3 Zeitlicher Erfassungsbereich

Die Studie befasst sich mit marktreifen Technologien, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Die Vordergrunddaten der WEA sind repräsentativ für die Jahre 2017 bis 2018. Vordergrunddaten der PVA zu den Leistungskennwerten, z. B. Modulwirkungsgrade, sind

repräsentativ für die Jahre 2017 bis 2018, verwendete Ausgangsdaten für die Modellierung und Aktualisierung für die Jahre 2010 bis 2015. Die Hintergrunddaten der GaBi-Datenbanken sind repräsentativ für die Jahre 2011 bis 2018 [168].

5.2.3.4 Technologischer Erfassungsbereich

Die Studie beabsichtigt, marktreife Technologien abzubilden, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Es werden ausschließlich technisch mögliche, optimale Bedingungen für die Aufstellung in Deutschland untersucht. So werden im Fall der PVA für den jeweiligen betrachteten Standort Anlagen mit Sonneneinstrahlung unter optimalen Winkel analysiert. Die Berücksichtigung von Verschattungen oder eine nicht-optimale Ausrichtung der Module ist nicht Gegenstand der Untersuchung. Im Fall der WEA werden für den jeweiligen betrachteten Standort optimale Windbedingungen und Volllaststunden angenommen. Es ist vorgesehen, dass die in der Studie behandelten Technologien so spezifisch wie möglich abgebildet werden.

5.2.3.5 Geografischer Erfassungsbereich

Die Ergebnisse dieser Studie sind für Standorte in Deutschland (WEA und PVA mit Standort mit moderater Sonneneinstrahlung) und Südeuropa (PVA, Standort mit hoher Sonneneinstrahlung) gültig. Die Herstellung umfasst dabei auch Produktionsstandorte außerhalb von Deutschland, z.B. China für PVA oder Dänemark für WEA.

5.2.4 Allokationsverfahren

5.2.4.1 Multi-Output Allokation

Multifunktionalität bezieht sich auf die Herstellung von mehr als einem Produkt in einem Produktsystem. Die Multi-Output Verfahren folgen im Allgemeinen den Anforderungen der ISO 14044, Abschnitt 4.3.4.2 [3]. Es wird folgende Hierarchie für multifunktionale Prozesse empfohlen:

1. Teilung des betroffenen Prozesses in Teilprozesse,
2. Erweiterung des Produktsystems,
3. Wenn eine Allokation nicht vermieden werden kann, ist folgende Hierarchie anzuwenden:
 - a. Allokation nach physikalischen Beziehungen zwischen den Produkten (z.B. Energie (Heizwert) oder Masse),
 - b. Allokation nach anderen Beziehungen zwischen den Produkten (z.B. Marktwert).

Multifunktionalität tritt im Vordergrundssystem der PVA und WEA nicht auf.

Die verwendeten Hintergrunddatensätze zur Energiebereitstellung, Material- und Werkstoffherstellung und zu Fertigungs- und Verarbeitungsprozessen wurden unter Anwendung der am besten geeigneten Option zur Lösung der Multifunktionalität für das jeweilige Produkt modelliert. Die verwendeten Methoden sind in [169] dokumentiert und öffentlich verfügbar. Es werden Allokationen nach Energieinhalt (unterer Heizwert), Masse oder Marktwert angewandt.

5.2.4.2 End-of-Life Allokation

End-of-Life Allokationsverfahren folgen im Allgemeinen den Anforderungen der ISO 14044, Abschnitt 4.3.4.3 [3]. Bei der End-of-Life Allokation gelten folgende Bedingungen:

- Materialrecycling („Avoided Burden“):
Offene Schrottinputs in der Herstellungsphase werden vom Schrott abgezogen, der am Ende des Lebenswegs dem Recycling zur Verfügung steht, um den Netto-

Schrottoutput des Produktlebenszyklus zu berechnen. Dieser verbleibende Schrott wird dann einer stofflichen Verwertung unterzogen, wobei die notwendigen Prozessschritte mit durchschnittlichen Industriedaten modelliert werden. Die ursprüngliche Umweltlast des Primärmaterials wird dann zwischen dem ersten und zweiten Lebenszyklus aufgeteilt, indem das Primärmaterial anhand der Masse des zurückgewonnenen Sekundärmaterials substituiert wird. Das bedeutet, es wird eine Gutschrift für die Substitution von Primärmaterial vergeben, um die Umweltlasten angemessen zwischen den Produktlebenszyklen zu verteilen.

- **Energierückgewinnung („Avoided Burden“):**
In Fällen, in denen Materialien einer Abfallverbrennung zugeführt werden, werden sie mit Inventaren verknüpft, die die Abfallzusammensetzung, den Heizwert sowie die regionsspezifische Effizienz und das Wärme-zu-Strom-Verhältnis berücksichtigen. Gutschriften für den erzeugten Strom und die erzeugte Wärme werden mit dem regionalen Strommix und thermischer Energie aus Erdgas verrechnet. Letzteres führt durch die innerhalb der fossilen Brennstoffe relativ geringen Emissionen von Erdgas zu einer konservativen Abschätzung der vermiedenen Umweltlast.
- **Deponierung („Avoided Burden“):**
In Fällen, in denen Materialien deponiert werden, werden sie mit Inventaren verknüpft, die die Abfallzusammensetzung, regionale Leckageraten, Deponiegaserfassung und die Nutzungsrate (Abfackeln vs. Stromproduktion) berücksichtigen. Gutschriften für den erzeugten Strom werden mit dem regionalen Strommix verrechnet.

Eine detaillierte Beschreibung des End-of-Life erfolgt für PVA in Kapitel 6.3.3 und für WEA in Kapitel 7.1.3.4 der Studie.

5.2.5 Abschneidekriterien

Für Prozesse innerhalb der Systemgrenze werden alle verfügbaren Energie- und Stoffstromdaten in das Modell aufgenommen. In Fällen, in denen keine passenden Inventare verfügbar sind, um einen Input oder Output zu repräsentieren, werden Proxy-Daten auf Basis konservativer Annahmen hinsichtlich der Umweltauswirkungen verwendet. Die gewählten Proxy-Daten sind in Kapitel 6.2 (PVA) und Kapitel 7.1.3 (WEA) dokumentiert. Der Einfluss dieser Daten auf die Ergebnisse wurde analysiert und in Kapitel 6.4 (PVA) und Kapitel 7.2 (WEA) behandelt.

Für die Modellierung der PV-Module und Anlagenkomponenten werden folgende Abschneidekriterien angewandt:

- Keine Betrachtung der Herstellung von Infrastrukturen an den Produktionsstandorten, Straßen und Kabelleitungen zu den Anlagenstandorten, etc.
- Keine Betrachtung von Reinigungs-, Wartungs- und Reparaturarbeiten während der Nutzungsphase.

Für die Modellierung der WEA-Systeme werden folgende Abschneidekriterien angewandt:

- Keine Berücksichtigung der Planungs- und Erkundungsphase.

- Keine Betrachtung der Herstellung der Infrastruktur von Produktionsstandorten sowie Straßen zu den Anlagenstandorten.
- Verpackungen der eingekauften Materialien und Komponenten sind teilweise berücksichtigt.
- Zusammenbau der Komponenten, z.B. Schweißen der Turmsegmente ist vernachlässigt.
- Die Oberflächenbehandlung, sofern bekannt (z.B. Feuerverzinkung) ist berücksichtigt. Wenn keine Daten vorlagen (z.B. Lackierung von Gussbauteilen) wurde sie jedoch vernachlässigt.

Die Abschneidekriterien der aus den Ökobilanzdatenbanken verwendeten Datensätze zur Energiebereitstellung, Material- und Werkstoffherstellung und zu Fertigungs- und Verarbeitungsprozessen sind in [169] dokumentiert und öffentlich verfügbar.

5.2.6 Auswahl der Wirkungsabschätzungsmethodik und der Wirkungskategorien

Im Zuge der Wirkungsabschätzung (englisch: Life Cycle Impact Assessment, LCIA) werden die relevanten Stoffströme und Emissionen der Sachbilanz sogenannten Wirkungskategorien zugeordnet (Klassifizierung) und hinsichtlich ihres jeweiligen Wirkungspotenzials charakterisiert. Zweck der Klassifizierung und Charakterisierung ist der Erhalt eines Indikatorwertes je Wirkungskategorie.

Eine Vielzahl an Bewertungsmethoden steht für eine Anwendung im europäischen Kontext zur Verfügung. An dieser Stelle werden die Wirkungsabschätzungsmethodiken Product Environmental Footprint (PEF), ReCiPe und CML angeführt.

- Die PEF-Methodik ist eine Initiative der Europäischen Kommission mit dem Ziel, eine harmonisierte Methodik für die Berechnung des ökologischen Fußabdrucks von Produkten zu erarbeiten [170] [171] [172].
- Die ReCiPe-Methodik wurde in Zusammenarbeit mit dem niederländischen Nationalen Institut für öffentliche Gesundheit und Umwelt (RIVM), der Radboud Universität Nijmegen, der norwegischen Universität für Wissenschaft und Technologie und PRé entwickelt [173] [171].
- Die CML-Methodik¹⁵ [174] wurde für den europäischen Kontext entwickelt und ist unter LCA-Anwendern weit verbreitet und anerkannt.

Aufgrund der oben genannten Gründe verwendet die vorliegende Studie hauptsächlich die Wirkungsabschätzungsmethodik CML 2001 (CML 2001, Version Januar 2016). Für Wirkungskategorien, für die CML-Charakterisierungsfaktoren nicht verfügbar waren, kamen alternative Methoden zum Einsatz.

Wirkungskategorien und umweltbezogene Indikatoren, die für das Ziel der Studie als relevant angesehen werden, sind in Tabelle 37 und Tabelle 38 dargestellt und beschrieben.

Das Treibhauspotenzial (GWP) und der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf (PED, n. ern.) wurden aufgrund ihrer Relevanz für den Klimawandel und die Energieeffizienz ausgewählt. Die

¹⁵ Die CML-Methode wurde am „Centrum voor Milieukunde“ in Leiden (Niederlande) entwickelt. Gemäß DIN EN ISO 14040 [1] wird sie zur Ökobilanzierung von Produkten, Prozessen oder ganzen Betrieben verwendet, wobei Stoff- und Energieflüsse in unterschiedlichen Wirkungskategorien bewertet werden. Das Ziel der CML-Methode ist es, alle direkten stofflichen und energetischen Austauschbeziehungen zwischen der natürlichen Umwelt und dem Produktsystem quantitativ abzubilden.

Wirkungskategorie Treibhauspotenzial wurde anhand der aktuellen IPCC-Charakterisierungsfaktoren aus dem 5th Assessment Report [175] für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren (GWP100) bewertet, da dies der zurzeit am meisten verbreitete Indikator ist. Im Rahmen der Studie wurde der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf betrachtet. Aufgrund der Tatsache, dass regenerative Energiequellen als unerschöpflich angesehen werden, spielt der erneuerbare Primärenergiebedarf eine vernachlässigbare Rolle.

Versauerungs- (AP), Eutrophierungs- (EP), und Sommersmogpotenziale (POCP)¹⁶ wurden ausgewählt, da sie eng mit der Luft-, Wasser- und Bodenqualität zusammenhängen und sie die potenziellen Umweltlasten von allgemein gesetzlich geregelten Emissionen, wie Stickoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂), organischen Verbindungen (englisch: Volatile Organic Compounds, VOC) und anderen, erfassen.

Tabelle 37: Beschreibung der Wirkungskategorien

Wirkungskategorie	Beschreibung	Einheit
Treibhauspotenzial (GWP) (englisch: Global Warming Potential)	Ein Maß für Treibhausgas-Emissionen wie CO ₂ und Methan. Diese Emissionen verursachen einen Anstieg in der Absorption von Infrarotstrahlung, die von der Erde emittiert wird, durch die Atmosphäre, wodurch der natürliche Treibhauseffekt verstärkt wird. Dies kann wiederum nachteilige Auswirkungen auf die Ökosystemqualität, die menschliche Gesundheit und materiellen Wohlstand haben [175].	[kg CO ₂ -Äq.]
Versauerungspotenzial (AP) (englisch: Acidification Potential)	Ein Maß für die Emissionen, die eine versauernde Auswirkung auf die Umwelt haben. Versauerungspotenzial ist ein Maß für die Fähigkeit eines Moleküls, in Gegenwart von Wasser die Wasserstoffionenkonzentration (H ⁺) zu erhöhen, wodurch der pH-Wert verringert wird. Mögliche Auswirkungen sind Fischsterben, Waldsterben und die Zerstörung von Baumaterialien [176].	[kg SO ₂ -Äq.]
Eutrophierungspotenzial (EP) (englisch: Eutrophication Potential)	Überdüngung deckt alle potenziellen Umweltwirkungen eines Überangebots an Makronährstoffen ab, deren wichtigste Vertreter Stickstoff (N)- und Phosphor (P)-Verbindungen sind. Nährstoffanreicherung kann einen unerwünschten Wandel der Artenzusammensetzung sowie eine gesteigerte Biomasseproduktion sowohl in aquatischen als auch in terrestrischen Ökosystemen verursachen. In aquatischen Ökosystemen kann dies durch den zusätzlichen Sauerstoffbedarf der Biomassezerersetzung zu einem unzureichendem Sauerstoffgehalt führen [176].	[kg Phosphat-Äq.]

¹⁶ Anmerkung: Das Sommersmogpotenziales (POCP) der CML-Methodik weist die Besonderheit auf, dass NO-Emissionen - im Gegensatz zu den anderen existierenden Wirkungsabschätzungsmethoden - einen negativen Charakterisierungsfaktor aufweisen. Der negative Faktor entsteht dadurch, dass das ausgestoßene Stickstoffmonoxid die Eigenschaft besitzt, bodennahes Ozon zu binden ($\text{NO} + \text{O}_3 \rightarrow \text{NO}_2 + \text{O}_2$). Dieser Effekt wird beim verwendeten CML-Charakterisierungsschlüssel durch den negativen Wert des NO-Charakterisierungsfaktors berücksichtigt. Dies führt insbesondere bei Transportprozessen zu negativen Ergebnissen da die Wirkungen des Stickstoffmonoxids die Wirkungen der weiteren verursachten Emissionen überwiegen. Dies kann zu irreführenden Interpretationen führen, weshalb die Ergebnisse in dieser Kategorie, insbesondere bei strategischen Entscheidungen, kritisch zu hinterfragen sind. Zudem ist dadurch die Vergleichbarkeit der mit der CML-Methode erstellten Ergebnisse zu anderen Methoden, z.B. ReCiPe [210] nicht gegeben. Für vertiefende Informationen zu den Charakterisierungsfaktoren der CML-Berechnungsmethode wird auf [174] verwiesen.

Wirkungskategorie	Beschreibung	Einheit
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial / Sommersmogpotenzial (POCP) (englisch: Photochemical Ozone Creation Potential)	Ein Maß für die Emissionen von Ausgangsstoffen, die in Bodennähe unter dem Einfluss von UV-Licht und in Gegenwart von Stickoxiden durch die Reaktion von VOC und Kohlenmonoxid zur Smogbildung (insbesondere Ozon) beitragen. Bodennahes Ozon kann schädlich für die menschliche Gesundheit, Ökosysteme und Pflanzen sein [176].	[kg Ethen-Äq.]

Tabelle 38: Beschreibung des Umweltbezogenen Indikators

Umweltbezogener Indikator	Beschreibung	Referenzeinheit
Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Quellen (unterer Heizwert) (PED, n. ern.)	Ein Maß für die aus der Erde extrahierte Primärenergie - PED aus nicht-erneuerbaren Energieträgern (z.B. Erdöl, Erdgas, etc.). Der Wirkungsgrad der Energieumwandlung zu Strom, Wärme oder Dampf wird dabei berücksichtigt [176].	[Megajoule (MJ)]

Darüber hinaus wurde die energetische Amortisationszeit (englisch: Energy Payback Time, EPBT) der Anlagen betrachtet. Die EPBT beschreibt den Zeitpunkt, an dem sich das betrachtete Produktsystem energetisch amortisiert. Da dieser Wert nur einen kleinen Ausschnitt des Lebenszyklusses eines Systems beschreibt, ist er keine klassische Bewertungsgröße im Sinne der Ökobilanz. Die EPBT wird jedoch in vielen Studien verwendet um den Zeitpunkt zu bestimmen, ab dem eine Stromerzeugungsanlage durch ihre Stromerzeugung einen Beitrag zur Verringerung des Primärenergiebedarfs in einem Energiesystem (z.B. einem länderspezifischen Stromerzeugungsmix) leistet.

Keine Betrachtung fanden im Rahmen der vorliegenden Studie die folgenden Wirkungskategorien und Indikatoren:

- **Ozonabbaupotenzial (ODP):** Das Montreal Protokoll über Stoffe, die zu einem Abbau der Ozonschicht führen, trat im Jahr 1989 mit dem Ziel in Kraft, die Emissionen ozonabbauender Emissionen schrittweise zu reduzieren. Das Protokoll wurde von allen Mitgliedern der Vereinten Nationen ratifiziert – ein bisher nie dagewesenes Niveau internationaler Kooperation. Mit wenigen Ausnahmen wurde die Verwendung von Fluorchlorkohlenwasserstoffen (FCKW) eingestellt und der vollständige Ausstieg aus der Verwendung der weniger aktiven teilhalogenierten Fluorchlorkohlenwasserstoffen (HFCKW) wird bis 2030 abgeschlossen sein. Infolgedessen wird erwartet, dass die Ozonschicht zwischen 2050 und 2070 wieder das Niveau von 1980 erreichen wird. In den untersuchten Vordergrundsystemen werden keine ozonschädigenden Substanzen emittiert. Aus diesen Gründen wurde das Ozonabbaupotenzial (ODP) in dieser Studie nicht berücksichtigt.
- **Wirkungskategorien zur Toxizität** wurden nicht berücksichtigt, da die Charakterisierungsfaktoren in dieser Wirkungskategorie noch nicht ausreichend belastbar und wissenschaftlich abgesichert sind. Die Weiterentwicklungen der Charakterisierungsfaktoren in den vergangenen Jahren führten häufig zu deutlichen Veränderungen in der Bewertung einzelner Emissionen, was starke Schwankungen in den Ergebnissen hervorrief. USEtox™ wird als der derzeit beste verfügbare Ansatz angesehen, um Toxizität in Ökobilanzen zu bewerten, und ist die Konsensmethodik der UNEP-SETAC Life Cycle Initiative. Die Präzision der aktuellen USEtox™ Charakterisierungsfaktoren liegt innerhalb eines Faktors 100-1.000 für

Humantoxizität und innerhalb eines Faktors 10-100 für Süßwasser-Ökotoxizität [177]. Dies ist eine substantielle Verbesserung gegenüber vormals erhältlichen Charakterisierungsmodellen für Toxizität, aber immer noch erheblich höher als für die in Tabelle 37 aufgeführten Wirkungskategorien.

- Abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP) (elementare Ressourcen): Die Kategorie „ADP, elementar“ wurde in der Studie nicht ausgewertet, obwohl die Relevanzanalyse des Verbrauchs an kritischen und seltenen Rohstoffen im Bereich der eingesetzten Materialien der PV-Module und der Elektronikkomponenten in den Invertern sowie beim Einsatz von Permanentmagneten in WEA von Interesse sein könnte. Grund hierfür war, dass die Ergebnisse des ADP je nach verwendetem Hintergrundsystem (Ökobilanzdatenbank) sehr stark voneinander abweichen können und im schlimmsten Fall zu unterschiedlichen Ergebnissen und Schlussfolgerungen führen. So sind in der CML-Kategorie „APD, elementar“ (Stand 2016) nicht für alle verwendeten Halbleitermetalle Charakterisierungsfaktoren verfügbar. Zudem können durch die unterschiedlichen Allokationsmethoden der Ökobilanzdaten widersprüchliche Aussagen hinsichtlich der relevanten Elementarflüsse und Materialien entstehen. Weiterhin muss sichergestellt sein, dass die ADP-relevanten Elementarflüsse in allen für die Modellierung verwendeten Datensätzen in einer vergleichbaren Qualität und konsistenten Form vorliegen, da in dieser Kategorie bereits geringe Unterschiede in der Datengenauigkeit einen erheblichen Einfluss auf das Gesamtergebnis haben können. Daher wurde die Auswertung dieser Kategorien in der Studie nicht berücksichtigt.
- Der Wasserverbrauch, d.h. das anthropogene Entfernen von Wasser aus einem Wassereinzugsgebiet durch Verfrachtung, Verdunstung, oder Evapotranspiration, ist von hoher politischer Relevanz. Die UNO schätzt, dass rund eine Milliarde Menschen auf der Welt keinen Zugang zu sauberem Trinkwasser haben, was eine Vielzahl von Problemen rund um Ökosystemqualität, Gesundheit und Ernährung mit sich bringt. Bei der Folgenabschätzung des Wasserverbrauchs ist die Regionalisierung des Wasserverbrauchs entscheidend. Während der Verbrauch von Wasser in wasserreichen Gebieten nur sehr geringe Auswirkungen haben kann, können die Auswirkungen in trockenen Gebieten durchaus gravierend sein. Diese Auswirkungen werden durch die Charakterisierung des Wasserverbrauchs an einem bestimmten Ort mit regional spezifischen Charakterisierungsfaktoren bestimmt [178]. Die in dieser Studie verwendeten Vordergrunddaten sind nicht für eine Auswertung des Wasserverbrauchs geeignet. Daher wurde die Kategorie in dieser Studie nicht berücksichtigt.
- Auswirkungen Land nutzender Prozesse können mit Hilfe der LANCA® -Methodik bewertet werden. Dabei können Landnutzungsindikatoren wie Erosionswiderstand, mechanische und physikochemische Filterkapazität von Grundwasser, Grundwasserneubildungskapazität und biotisches Produktionspotenzial analysiert werden. Aufgrund der fehlenden Datenverfügbarkeit erfolgte jedoch keine Betrachtung der Landnutzung [179].
- Weitere Umweltaspekte, die für die Produktsysteme relevant sein könnten, jedoch aufgrund fehlender Datenverfügbarkeit nicht untersucht wurden sind: direkte Tötung/Verletzung von Lebewesen (z.B. Vögel, Fledermäuse oder Insekten), Flächenverbrauch, Lärm und Schattenschlag.

Weitere Informationen zu den Wirkungsabschätzungsmethodiken, Umweltwirkungskategorien und Umweltindikatoren sind in den GaBi Modeling Principles verfügbar [171]. Es sei darauf hingewiesen, dass die in Tabelle 37 aufgeführten Wirkungskategorien Wirkpotenziale darstellen, d.h. sie sind Annäherungen an Umweltwirkungen, die auftreten könnten, falls die Emissionen tatsächlich dem zugrundeliegenden Wirkmechanismus folgen und in der Umwelt auf bestimmte Randbedingungen treffen. Hinzu kommt, dass die Sachbilanz nur diejenige Untermenge der absoluten Umweltlasten beinhaltet, die mit der funktionellen Einheit korrespondieren. Wirkungsabschätzungsergebnisse sind daher relative Aussagen und machen keine Voraussagen über Auswirkungen auf Wirkungsendpunkte, Schwellenwertüberschreitungen, Sicherheitsspannen oder Risiken.

Da diese Studie beabsichtigt, vergleichende Aussagen zu unterstützen, wird gemäß den Normen ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] keinerlei Gruppierung oder kategorienübergreifende Gewichtung durchgeführt. Stattdessen wird jede Wirkungskategorie bzw. jeder Umweltindikator separat betrachtet und ohne Bezugnahme auf andere Wirkungskategorien bzw. Umweltindikatoren diskutiert, bevor abschließende Schlussfolgerungen und Empfehlungen getroffen werden.

5.2.7 Methoden zur Auswertung

Die Ergebnisse der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung werden in Bezug auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen interpretiert. Die Auswertung behandelt die folgenden Themen:

- Identifizierung der wesentlichen Erkenntnisse, wie die, in relevantem Maße zu den Ergebnissen der betrachteten Wirkungskategorien beitragenden, Prozessschritte oder Einflussgrößen und Erkenntnisse aus den durchgeführten Sensitivitäts- und Szenarioanalysen,
- Annahmen und Einschränkungen für die untersuchten Produktsysteme,
- Bewertung der Datenqualität anhand ihrer Präzision (gemessen, berechnet, Literaturwerte oder geschätzt), Vollständigkeit (z.B. nicht berichtete Emissionen), Konsistenz (Grad der Einheitlichkeit der angewandten Methoden) und Repräsentativität (geographisch, zeitlich und technologisch),
- Modellbewertung anhand der Vollständigkeit und Konsistenz,
- Bewertung und Ausblick, sowie
- Schlussfolgerungen

Die Auswertung der Ergebnisse und die Schlussfolgerungen erfolgen in Kapitel 6.7 für PVA, Kapitel 7.6 für WEA und zusammenfassend für PVA und WEA in Kapitel 8.

5.2.8 Anforderungen an die Datenqualität

Unter den gegebenen zeitlichen und technischen Randbedingungen sind die Daten der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung so präzise, vollständig, konsistent, reproduzierbar und repräsentativ wie möglich in Bezug auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen der Ökobilanzstudie.

- Im Allgemeinen werden gemessene Primärdaten von Herstellern und Betreibern von PVA und WEA als maximal präzise angesehen, gefolgt von berechneten Daten, Literaturdaten und geschätzten Daten. Das Ziel ist es, alle relevanten

Vordergrundprozesse der untersuchten Produktsysteme mittels gemessener oder berechneter Primärdaten oder mittels Literaturdaten, welche auf gemessenen Industriedaten beruhen, abzubilden.

- Vollständigkeit wird anhand der Vollständigkeit der Inputs und Outputs je Einheitsprozess beurteilt sowie anhand der Vollständigkeit der Einheitsprozesse an sich. Ziel ist die Erfassung aller relevanten Daten.
- Konsistenz bezieht sich auf Modellannahmen und Datenquellen. Das Ziel ist sicher zu stellen, dass Unterschiede in den Ergebnissen auf tatsächliche Unterschiede zwischen den Produktsystemen zurückzuführen sind und nicht durch Inkonsistenzen in Modellannahmen, Datenquellen, Emissionsfaktoren oder anderen Artefakten hervorgerufen werden.
- Reproduzierbarkeit drückt den Grad aus, in dem Dritte in der Lage wären, die Ergebnisse der Studie anhand der Informationen dieses Berichts zu reproduzieren. Das Ziel ist es, hinreichend transparent zu sein, so dass Dritte in der Lage sind, die Ergebnisse zu approximieren. Diese Fähigkeit mag durch den Ausschluss vertraulicher Primärdaten der Hersteller und Betreiber von PVA und WEA oder Zugang zu denselben Hintergrunddaten eingeschränkt sein.
- Repräsentativität drückt den Grad aus, zu dem die Daten jenen geographischen, zeitlichen und technologischen Anforderungen entsprechen, die in der Beschreibung des Untersuchungsrahmens der Ökobilanzierung von PVA und WEA definiert wurden. Das Ziel ist es, möglichst repräsentative Primärdaten für alle Vordergrundprozesse der untersuchten Produktsysteme und möglichst repräsentative, durchschnittliche Industriedaten für alle Hintergrundprozesse zu verwenden. Falls solche Daten nicht verfügbar sind (z.B. keine durchschnittlichen Industriedaten für ein bestimmtes Land), sind die besten verfügbaren Proxy-Daten zu verwenden.

Eine Bewertung der Datenqualität hinsichtlich dieser Anforderungen erfolgt für PVA in Kapitel 6.7.3 und für WEA in Kapitel 7.6.3 der vorliegenden Studie.

5.2.9 Art und Format der Ökobilanzstudie

Analog zu den Anforderungen der Normen ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] stellt diese Studie die Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Ökobilanzen vollständig, korrekt, und unvoreingenommen in Bezug auf die angesprochene Zielgruppe dar. Die Ergebnisse, Daten, Methoden, Annahmen, und Einschränkungen werden auf transparente Weise und mit hinreichendem Detaillierungsgrad berichtet, um den Leser die inhärenten Komplexitäten, Einschränkungen, und Zielkonflikte der Ökobilanzen zu vermitteln. Dies ermöglicht es, die Ergebnisse entsprechend dem Ziel der Studie zu interpretieren und zu verwenden.

5.2.10 Software und Datenbanken

Die Ökobilanzmodelle (LCA-Modelle) werden mit Hilfe der GaBi 9 Software von Sphera erstellt. Die GaBi-Datenbanken liefern die Sachbilanzdaten für die Hintergrundsysteme. Für die Untersuchung der PVA und WEA wird das Service Pack (SP) 39 (Veröffentlichung im Juli 2019) der GaBi Ökobilanz-Datenbanken [168]¹⁷ verwendet.

¹⁷ Das Referenzjahr der verwendeten Strommixe des SP39 der GaBi Ökobilanz-Datenbanken ist 2015.

Grund für die Verwendung der GaBi Software und Ökobilanzdatenbanken ist die Verfügbarkeit von länderspezifischen, konsistenten und aktuellen Sachbilanzinventaren. Die GaBi Ökobilanzdatenbanken wurden im Verlauf der letzten 30 Jahren entwickelt und sind mit über 15.000 regions- und länderspezifischen Datensätzen eine der größten, intern konsistenten Datenbanken, die auf dem Markt erhältlich sind. Die Datensätze basieren zu einem großen Teil auf Primär- und Literaturdaten, die während der Projektarbeit mit Unternehmen, Verbänden und öffentlichen Einrichtungen einschließlich aller relevanten Industriesektoren weltweit gesammelt wurden. Alle Datensätze werden in Übereinstimmung mit der ISO 14044 [3] erstellt und jährlich aktualisiert.

Verfahren und Prozesse der Qualitätssicherung sind dabei ein wichtiger Bestandteil der Datenbankverwaltung. Jährlich durchlaufen die Datensätze einen internen Qualitätssicherungsprozess. Außerdem wurden die Datenbanken seit 2012 mehrfach von verschiedenen, externen Organisationen unabhängig geprüft:

- Die Kompatibilität ausgewählter Datensätze mit dem International Reference Life Cycle Data System (ILCD) über alle Branchen hinweg wurde von der nationalen, italienischen Agentur für neue Technologien, Energie und nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung (italienisch: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)) im Auftrag des Joint Research Centres (JRC) der Europäischen Kommission überprüft.
- Vor dem Hintergrund der Product and Organisational Environmental Footprint (PEF/OEF)-Initiative der Europäischen Kommission hat das spanische "Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)" die Datensätze im Auftrag der Europäische Kommission mit Schwerpunkt auf Energiesysteme überprüft.
- Als Anbieter der GaBi Software und Ökobilanzdatenbanken lieferte Sphera von 2016 bis 2017 mehr als die Hälfte der offiziellen Environmental Footprint (EF) 2.0 Datenbanken an die Europäische Kommission und arbeitet an der Version EF 3.0. Alle EF-Datensätze wurden einer externen, unabhängigen Überprüfung unterzogen, wodurch auch die Qualität der zugrundeliegenden LCA-Modelle sichergestellt wurde. Dies umfasst die Bereiche Energie, Transport, Verpackung (nicht aus Kunststoff), Kunststoffe, Altlasten (einschließlich Recycling, Energierückgewinnung, Deponierung), Mineralien und Metalle, Elektrik und Elektronik.
- Zusätzlich führte Sphera einen fortlaufenden Prozess zur Prüfung der Datenbanken ein, der auch die Überprüfung des Entwicklungsprozesses der Datensätze durch die unabhängige, externe Prüfgesellschaft DEKRA beinhaltet [171].

Daher sind die GaBi Software und Datenbanken bestens geeignet für die Berechnung der Umweltwirkungen von PVA- und WEA-Produktsystemen.

5.2.11 Art der Kritischen Prüfung

Die Ergebnisse der Studie sind für die Verwendung in, zur Veröffentlichung vorgesehenen, vergleichenden Aussagen bestimmt. Daher wurde die Studie gemäß ISO 14044 [3] und ISO/TS 14071 [180] einer Kritischen Prüfung durch ein Gremium unabhängiger Experten unterzogen:

- Prof. Dr. Matthias Finkbeiner (Gremiumsvorsitzender) (Sustainability Consulting Finkbeiner)

- Prof. Dr. Marzia Traverso (Institut für Nachhaltigkeit im Bauwesen (INaB) der RWTH Aachen)
- Prof. Dr. Jens Hesselbach (Universität Kassel)

Das Gremium verfügt über Fachwissen zu den verschiedenen technischen Systemen und angewandten Methoden. Die Prüfer agierten als unabhängige Gutachter und nicht als Vertreter oder im Auftrag Ihrer Organisation.

Die Prüfung erfolgte nach Abschluss der Studie und bezog sich auf die Kapitel 5 bis 8. Eine Validierung der Lebenszyklusmodelle und der verwendeten Daten war nicht Gegenstand der Prüfung. Der Bericht der Kritischen Prüfung befindet sich in Anhang C.

6 Ökobilanzierung moderner Photovoltaikanlagen

Dieses Kapitel beinhaltet die Sachbilanz, Analysen, Ergebnisse und die Auswertung der Ökobilanzierung der PVA.

6.1 Grundlegende Annahmen

6.1.1 Herstellung

Für die Herstellung der PV-Module werden Produktionsszenarien für unterschiedliche Produktionsstandorte und -regionen betrachtet, welche sich nach den Marktentwicklungen der letzten Jahre richten und die Regionen mit den relevanten Produktionskapazitäten abbilden sollen. Diese werden in den Einzelkapiteln genauer erläutert.

c-Si PV

Bei der c-Si PV werden Produktionen in China (CN), im asiatisch pazifischen Raum (APAC) und in den vereinigten Staaten (US) betrachtet. Zusätzlich soll das Umweltprofil einer europäischen Produktion ermittelt werden, unter der Annahme, dass es weiterhin durchgängige c-Si PV-Modulproduktionen in Europa geben würde, die alle Prozessschritte von der Siliziumkette über die Wafer- und Zellherstellung bis zur Fertigung der PV-Module abdecken.

CdTe PV

Die heutigen Produktionsstandorte mit relevanten Produktionskapazitäten sind die Produktionswerke von First Solar in Malaysia (MY) und in den USA (US). In einem zusätzlichen Szenario wird zudem das Umweltprofil einer Modulherstellung in Deutschland (DE) untersucht. Für den im Jahr 2018 in Betrieb genommenen Produktionsstandort in Vietnam liegen keine Daten vor.

CIGS PV

Die in dieser Studie erhobenen Industriedaten beschreiben die Produktionsbedingungen für eine Fertigung in Deutschland (DE) mit Referenzjahr 2015 sowie Planungsdaten für eine zukünftig in Betrieb genommene Produktionsanlage in Chongqing in China (CN-CQ).

Komponenten des Balance of System (BOS)

Für die Herstellung der Inverter, der Unterkonstruktion und der elektrischen Leitungen wird eine europäische Produktion (EU-28) angenommen. Gerade bei den Invertern wird eine Vielzahl der verbauten Materialien, Bauteile und Komponenten über Zulieferer bezogen, welche am Produktionsstandort verbaut werden. Bei den mechanischen und elektrischen Komponenten wird angenommen, dass diese aus dem europäischen Raum bezogen werden. Für die Herstellung der verbauten Elektronikbauteile der bestückten Leiterplatten der Inverter werden die Prozesse der GaBi-Datenbank verwendet, welche den globalen Produktionsmix abbilden.

6.1.2 Nutzung

Es werden zwei Anlagenstandorte mit unterschiedlichen durchschnittlichen Sonneneinstrahlungswerten bei optimaler Ausrichtung der Module untersucht. Damit sollen die Bedingungen für PV-Anlagenstandorte mit moderater und hoher Sonneneinstrahlung abgebildet werden:

- Moderate Sonneneinstrahlung, z.B. Deutschland: 1.200 kWh/(m²*a)
- Hohe Sonneneinstrahlung, z.B. Südeuropa: 1.700 kWh/(m²*a)

Tabelle 39 fasst die Parameter und Annahmen für die Berechnung der Nutzungsphase zusammen. Diese Annahmen für die Basisauswertungen richten sich nach den Empfehlungen des Methodenleitfadens der PVPS Task 12 [21] und wurden gewählt, um eine möglichst hohe Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen anderer Studien zu gewährleisten. Die Parameterwerte in eckigen Klammern beschreiben die Parametervariationen der Sensitivitätsanalyse (Kapitel 6.5).

Tabelle 39: Annahmen und Parameter der Nutzungsphase

Kategorie	Parameter	Einheit	Freiflächenanlage	Dachanlage
Standort	Sonneneinstrahlung am Anlagenstandort (optimale Ausrichtung)	[kWh/(m ² *a)]	Moderate Sonneneinstrahlung (z.B. Deutschland: 1.200); Hohe Sonneneinstrahlung (z.B. Südeuropa: 1.700)	Moderate Sonneneinstrahlung (z.B. Deutschland: 1.200); Hohe Sonneneinstrahlung (z.B. Südeuropa: 1.700)
Anlage	Nutzungsdauer PV-Anlage	[a]	30 [20; 25]	30 [20; 25]
Anlage	Performance Ratio inkl. Degradationsverluste (Basisauswertungen)	-	0,8	0,75
Anlage	Performance Ratio (Sensitivitätsanalyse)	-	[0,8-0,7]	[0,75-0,85]
Anlage	Jährliche Degradation (Sensitivitätsanalyse)	[%/a]	[0,3-0,7]	[0,3-0,7]
Inverter	Lebensdauer Inverter	[a]	20 [15;30]	20 [10;15]
Inverter	Nachtstromverbrauch	[W]	spezifischer Inverterkennwert	spezifischer Inverterkennwert
Inverter	Nachtstunden pro Jahr	[h/a]	4.380	4.380
Inverter	Wirkungsgrad	[%]	spezifischer Inverterkennwert	spezifischer Inverterkennwert
Unter-konstruktion und elektrische Leitungen	Lebensdauer	[a]	entspricht Anlagennutzungsdauer	entspricht Anlagennutzungsdauer
Modul-parameter	Lebensdauer PV-Modul	[a]	30 [20; 25]	30 [20; 25]
Modul-parameter	Moduleffizienz	[%]	spezifischer Modulkennwert	spezifischer Modulkennwert

6.1.3 Lebensende

Das Lebensende der PV-Module wird über technologiespezifische Recyclingverfahren für einen europäischen Standort (EU-28) abgebildet. Für die Betrachtung des Lebensendes der Inverter und der weiteren Anlagenkomponenten wird ein Screening-Modell verwendet, mit dem sich die

materialspezifischen Verwertungs- und Entsorgungswege abbilden lassen. In diesem Modell wird ein europäischer Standort (EU-28) angenommen.

6.1.4 Transporte

Die Transporte der zugelieferten Materialien über die Prozesskette der Herstellung sind in den verwendeten Sachbilanzdaten berücksichtigt (vgl. PVPS LCI 2015 [47]/ PEFCR-PV Vorstudie [52]). Diese sind in den Modellen der einzelnen Prozessschritte hinterlegt und werden aufgrund der geringen Relevanz am Gesamtergebnis nicht separat ausgewiesen.

Für die Berechnung der Umweltprofile der Stromerzeugung mit PVA in Deutschland und im europäischen Raum werden folgende Transporte angenommen (siehe Abbildung 25) und in Kapitel 6.4.2.3.2 (mono c-Si), 6.4.2.4.2 (multi c-Si), 6.4.3.4 (CdTe) und 6.4.4 (CIGS) in den Ergebnisdiagrammen der PV-Stromerzeugung ausgewiesen.

- Transporte der PV-Module vom Produktionsstandort nach Europa (Frachtschiff)
 - aus China mit 20.000 km
 - aus dem asiatisch pazifischen Raum mit 15.550 km
 - aus Malaysia mit 14.800 km
 - aus den USA mit 6.500 km
- Transporte innerhalb Europas (LKW, pauschal 950 km)
- Transporte der PV-Module und Anlagenkomponenten zum Anlagenstandort (LKW, pauschal 100 km)
- LKW-Transporte der ausgedienten c-Si PV-Module und Anlagenkomponenten am Lebensende mit 300 km, bei CIGS und CdTe-Modulen mit 700 km. Die höheren angenommenen Distanzen der Dünnschicht PV-Module richten sich nach den Annahmen des PVPS Task 12 Recyclingberichts. Sie sind begründet, dass für diese Technologien spezifische Recyclingverfahren notwendig sind (aktuell in der CdTe Recyclinganlage in Frankfurt (Oder)), während c-Si PV-Module aktuell hauptsächlich in Flachglasrecyclinganlagen mit mehreren Standorten in Europa behandelt werden.

6.2 Sachbilanz

Aufbauend auf der Festlegung des Untersuchungsrahmens der Studie werden in der Sachbilanz (englisch: Life Cycle Inventory, LCI) alle relevanten Stoffströme (Energie- und Materialinputflüsse, Produkte, Nebenprodukte, Abfall, Emissionen in Luft, Wasser und Boden) der betrachteten Komponenten der PVA über den gesamten Lebenszyklus (Herstellung, Nutzung und Verwertung/Entsorgung) berücksichtigt.

6.2.1 Daten und Datenquellen

Die Modellierung der PV-Module und Anlagenkomponenten erfolgt auf Grundlage der in Tabelle 40 aufgeführten Datenquellen. In den nachfolgenden Analysen werden zunächst die einzelnen Systemkomponenten und PV-Module untersucht und nachfolgend das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung unterschiedlicher generischer PV-Anlagen analysiert. Um die Interpretation der Ergebnisse zu erleichtern, findet sich die detailliertere Dokumentation der verwendeten Sachbilanzdaten in den jeweiligen Unterkapiteln des Ergebniskapitels 6.4.

Die Industriedaten wurden in Zusammenarbeit mit relevanten Herstellern der Technologien und Anlagenkomponenten erhoben. Sofern es nicht möglich war, aktuelle Industriedaten aus erster Hand zu erheben, wurden Daten auf Basis der Literaturdaten verwendet. Die Datenquellen erlauben es, die verwendeten Sachbilanzinventare der Ökobilanzanalysen dieser Studie nachzuvollziehen.

Die Daten des Hintergrundsystems basieren auf den GaBi-Datenbanken (SP39, 2019) [168]. Die Datensätze repräsentieren den Stand der Technik der Energiebereitstellung, der Werkstoffherstellung und der industriellen Fertigungs- und Verarbeitungsprozesse. Die Verteilung der Energieträger und Stromerzeugungsarten der Stromerzeugungsmixe beziehen sich auf das Referenzjahr 2015. Mithilfe dieser Datenbanken lassen sich die notwendigen Hintergrunddaten entsprechend der geografischen Lage und des Import- und Produktionsmix abbilden.

In Tabelle 40 sind die verwendeten Datenquellen für die Ökobilanzierung der PV-Anlagen zusammengefasst. Eine detailliertere Beschreibung der Daten folgt in Kapitel 6.4.

Tabelle 40: Übersicht der Datenquellen dieser Studie

Anlagenkomponente	Technologie/ Lebenszyklusphase	Datenbasis	Quelle
CIGS PV-Modul	Herstellung	Messdaten (2015) für einen deutschen Produktionsstandort mit einer Produktionskapazität von ca. 20 MW _p /a. Planungsdaten für einen chinesischen Produktionsstandort mit einer Produktionskapazität von ca. 306 MW _p /a.	Herstellerangaben NICE Solar Energy
CIGS PV-Modul	Recycling	Abschätzung gemäß den Annahmen der PEFCR PV Vorstudie. (Adaptierte Daten des Recyclingverfahrens für CdTe PV-Module)	PEFCR-PV Vorstudie, Tab. 4.15 [52]
CdTe	Herstellung	Produktionsdaten (First Solar) für Produktionsstandorte in Malaysia (MY) und in den vereinigten Staaten (US). (Messdaten 2010)	PEFCR-PV Vorstudie, Tab. 4.2 [52]; PVPS-LCI 2015 Tab. 5.2.1 [21]
CdTe	Recycling	Prozessdaten (First Solar) für die Recyclinganlage in Frankfurt (Oder) (2010)	PVPS LCA 2018; Tab.3,5, 3.7, [64], PEFCR-PV Vorstudie [52]; Tab. 4.9; basierend auf Sinha et. al 2012 [66]

Anlagenkomponente	Technologie/ Lebenszyklusphase	Datenbasis	Quelle
c-Si	Herstellung	Basisdaten basierend auf anonymisierten Industriedaten für mono c-Si und multi c-Si PV-Module, inkl. Unterteilung in die relevanten Prozessschritte von der Siliziumvorkette, Wafer- und Zellenherstellung) bis hin zur Modulherstellung. Referenzjahr der Daten (ca. 2011)	PEFCR-PV Vorstudie [52]: Tab: 4.29 (mono), Tab. 4.23 (multi); PVPS-LCI 2015 [21]: Tab. 5.1.4.1.1.; 5.1.4.2.; 5.1.4.2.1; 5.1.4.2.2; 5.1.4.3.1; 5.1.6.1.
c-Si	Herstellung	Aktualisierungsszenarien auf Basis von Literaturdaten: Anpassung der relevanten Prozessparameter der Prozessschritte der Siliziumvorkette (hauptsächlich Anpassung des Energiebedarfs).	ITRPV [19], Canadian Solar [162], siliconsultant [181] Plausibilitätsprüfung der Annahmen (Si-Vorkette) und Ergänzung durch Abgleich der Annahmen mit Wacker [182]
c-Si	Recycling	Prozessdaten eines Erstbehandlungsverfahrens von c-Si PV-Modulen über Flachglasrecyclinganlage.	PVPS Recycling LCI 2017], Tab. 8, respondent #3, [63]
Inverter	Herstellung, Nutzung	Detaillierte Ökobilanzdaten und Stücklisten für einen 2,5 kW-Inverter (Sunnyboy) und Zentralwechselrichter (Sunny Central) 2.200 kWp sowie vereinfachte Abschätzung eines 25 kW-Inverters (Tripower)	Industriedaten (SMA)
Inverter	Lebensende	Abschätzung über den in Kapitel 6.3.3 beschriebenen Screening-Ansatz	
Unterkonstruktion	Herstellung	Materialeinsatz für die Herstellung von Unterkonstruktionen einer - Freiflächenanlage (inkl. Fundament) - Dachanlage (Schrägdach-, Aufdachmontage)	PVPS-LCI (2015) [47], Tab. 5.5.1 (basierend auf Jungbluth et al. 2012 [62])
Unterkonstruktion	Lebensende	Abschätzung über den in Kapitel 6.3.3 beschriebenen Screening-Ansatz	
Elektrische Leitungen	Herstellung	Materialeinsatz für die Herstellung elektrischer Leitungen (DC) für - Freiflächenanlage: (basierend auf einer 570 kWp-Anlage) - Dachanlage (basierend auf einer 3 kWp-Anlage)	PEFCR-PV Vorstudie [52]: 3 KW: Tab. 4.34, 570 KWp: Tab. 4.35; basierend auf Jungbluth et al 2012 [62]

Anlagenkomponente	Technologie/ Lebenszyklusphase	Datenbasis	Quelle
Elektrische Leitungen	Lebensende	Abschätzung über den in Kapitel 6.3.3 beschriebenen Screening-Ansatz	-

6.2.2 Berechnungsverfahren

Zunächst werden Berechnungen für die einzelnen Systemkomponenten der PV-Systeme durchgeführt. Dabei richten sie sich nach den für die Modellierung der PV-Systeme und Anlagentypen notwendigen Referenzgrößen (Kapitel 6.3).

- Die Analyse der Inverter und der elektrischen Leitungen erfolgt daher in Bezug zur kWp-Leistung der verbauten Module der PV-Anlage.
- Die Analyse der Unterkonstruktion und der PV-Module erfolgt in Bezug zu 1 m² Modulfläche.

Die anschließende Berechnung der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung erfolgt für die festgelegte funktionelle Einheit von 1 kWh. Dies ermöglicht die Einordnung der Umweltwirkung im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsarten. Das Umweltprofil der Stromerzeugung (Kapitel 5.2.2) errechnet sich über die Summe der über den Lebenszyklus der PV-Systeme entstehenden Umweltwirkungen, welche durch den Stromertrag über die Anlagenlaufzeit geteilt wird.

Zusätzlich erfolgt in Kapitel 6.4.5 die Berechnung der Energy Payback Time (EPBT).

6.2.3 Szenarien und Sensitivitäten

Neben der Aktualisierung der PV-Ökobilanzen sollen im Rahmen dieser Studie die relevanten Einflussfaktoren der einzelnen Lebenszyklusphasen identifiziert werden und die Sensitivitäten dieser Faktoren auf die Ökobilanzergebnisse ermittelt werden. Zusätzlich soll in Form von Szenarien der Einfluss der regionalen Bedingungen am Produktionsstandort sowie die Sensitivitäten der relevanten Einflussfaktoren der Nutzungsphase auf die Ökobilanz untersucht werden.

Produktionsszenarien

Der Fokus in der Herstellungsphase liegt dabei auf den standortabhängigen Einflussfaktoren, welche im Rahmen dieser Studie über Produktionsszenarien mit unterschiedlichen Energievorketten (insbesondere des Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort) abgebildet werden.

Modellierungsansatz für die Betrachtung des Lebensendes

Für das Lebensende der PV-Module und BOS-Komponenten wird der Einfluss der Modellierungsansätze für die Verrechnung von Recycling- und Verwertungsgutschriften rückgewonnener Wertstoffe untersucht und die Abweichungen zur Basisauswertung inkl. einer Gutschriftverrechnung dargestellt und diskutiert.

Variation der Nutzungsphasenparameter

Da die getroffenen Annahmen der Anlagenparameter in der Nutzungsphase, wie Komponentenlebensdauern und Anlagennutzungsdauer, einen hohen Einfluss auf die

Ökobilanzergebnisse der PV-Stromerzeugung haben, befasst sich Kapitel 6.5 ausführlicher mit den Sensitivitäten der Parametervariationen.

Nomenklatur der Produktions- und Nutzungsszenarien

Für eine bessere Lesbarkeit der Ergebnisdiagramme der PV-Stromerzeugung wurden die Bezeichnungen der Auswertungen stark reduziert. Hierfür wurde die folgende Nomenklatur verwendet:

- PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Länderkürzel Produktionsstandort, Anlagentyp

Die Auswertung steht beispielsweise für eine PV- Freiflächenanlage mit in Malaysia produzierten CdTe PV-Modulen mit einem Modulwirkungsgrad von 17 %.

- CdTe (17 %), MY, Freifläche

Bei den c-Si PV-Technologien muss auf veröffentlichte Sachbilanzdaten für den Zeitraum 2010-2012 zurückgegriffen werden. In den letzten Jahren sind die Produktionsmengen zur Herstellung von Polysilizium, Si-Einkristall und Si-Blockguss stark gestiegen. Im Zuge der gestiegenen Produktionskapazitäten hat sich der Energiebedarf der Prozesse zunehmend verringert, was in den verwendeten Sachbilanzdaten aufgrund des Datenalters nicht vollständig berücksichtigt ist. Daher werden für die c-Si Technologien zusätzlich zur Analyse der unterschiedlichen Produktionsstandorte drei weitere Szenarien gerechnet, die den Einfluss dieser Entwicklungen auf die Ökobilanzergebnisse der PV-Module aufzeigen sollen. Diese Szenarien werden zusätzlich in der Nomenklatur aufgeführt:

- PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Länderkürzel Produktionsstandort, Aktualisierungsszenario, Anlagentyp
 - Beispiel: Mono c-Si (18 %); CN; Szenario A, Schrägdach

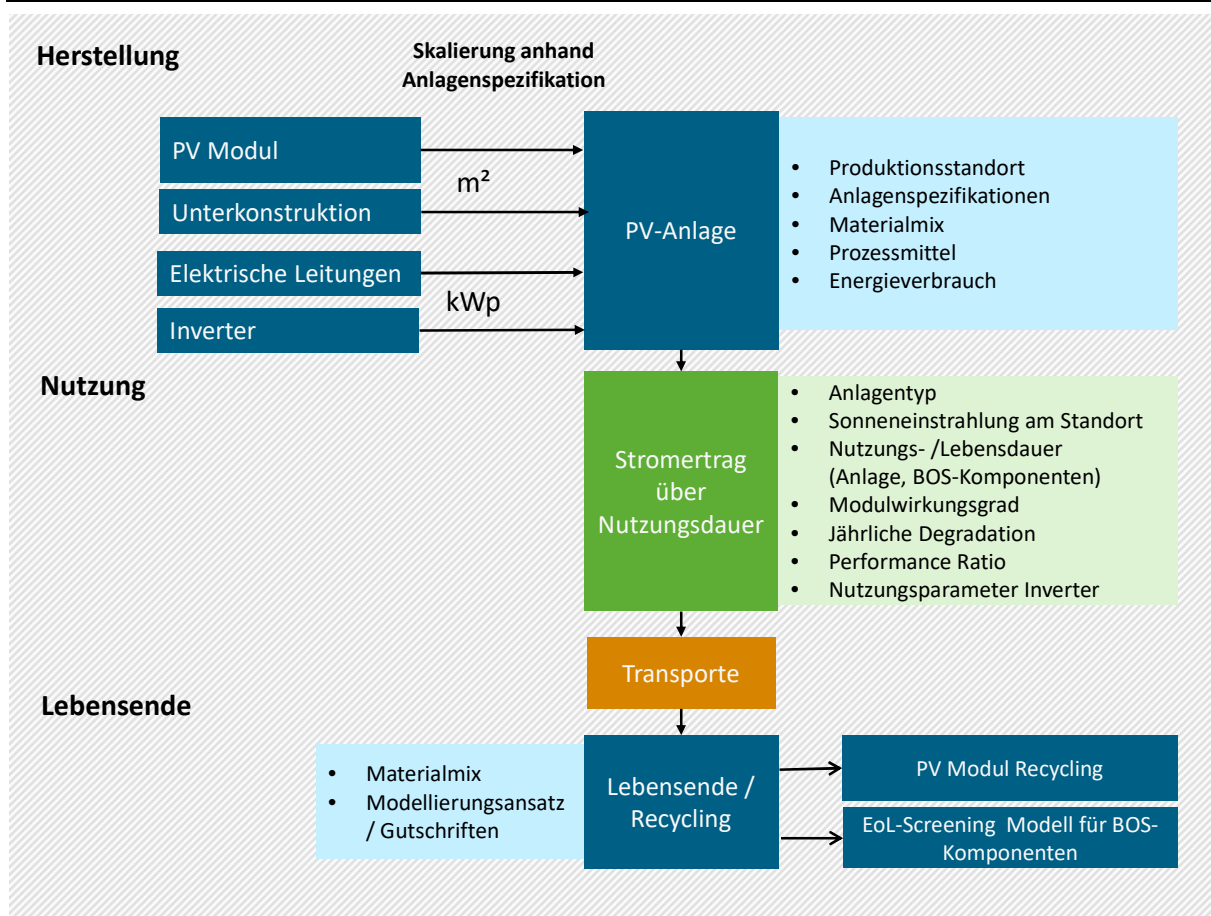
Eine Beschreibung Produktionsszenarien der c-Si PV-Technologien findet sich Kapitel 6.4.2.1.

6.3 Modellstruktur

In Abbildung 25 ist die Struktur des Lebenszyklusmodells für die Analyse der Photovoltaikanlagen dargestellt. Das Modell bildet die Lebenszyklusphasen Herstellung, Nutzung, Transporte und das Lebensende ab und besteht aus neun Teilmodellen.

Die Aufteilung der Herstellungsphase und des Lebensendes in Module und Anlagenkomponenten dient der besseren Übersicht der Auswertung des Lebenszyklus. So lassen sich die relevanten Beiträge zu den betrachteten Wirkungskategorien im Lebenszyklus und in den einzelnen Lebenszyklusphasen identifizieren. Diese Modellstruktur wird für alle untersuchten PV-Technologien und Anlagentypen übernommen.

Abbildung 25: Modellstruktur zur Ökobilanzierung der PV-Anlagen (eigene Darstellung)



6.3.1 Modellierung der Herstellungsphase

Die Modellierung der Herstellungsphase erfolgt mit den Industrie-/Importmixen der GaBi Materialdatensätze [168].

Die Herstellung der Aluminiumrahmen der c-Si PV-Module, die Kupferleitungen in den Anschlusskabeln und die elektrischen Leitungen der PV-Anlagen wurden mit Primärmaterialdatensätzen modelliert. In den nachfolgenden Analysen können damit die resultierenden Bandbreiten der Modellierungsansätze am Lebensende auf die Ökobilanz aufgezeigt werden. Zusätzlich ermöglicht dieser Ansatz die Relevanz des Recyclings und der Verwertung der rückgewonnenen Materialien aufzuzeigen. Da Aluminiumprofile und Kupferleitungen im jeweiligen Produktionsmix höhere Sekundärmaterialanteile beinhalten können, können sich die Anteile der Lebenszyklusphasen der Herstellung und des Lebensendes verschieben. Beispielsweise können die Umweltwirkungen der Herstellung durch den höheren Einsatz an Sekundärmaterialien in der Herstellungsphase reduziert werden. Gleichzeitig reduzieren sich die Gutschriften des Materialrecyclings am Lebensende, welche für die Substitution von Primärmaterialien gegeben werden.

Gussbauteile aus Aluminiumgusslegierung werden in der Regel mit hohen Anteilen an Sekundärmaterialien hergestellt und werden im Herstellungsmodell über Sekundärmaterialien abgebildet. In dieser Studie betrifft das hauptsächlich die Komponenten der Wechselrichter, insbesondere die Aluminiumdruckgussgehäuse des 2,5 kW- und 25 kW-Inverters.

Anlagenkomponenten

Die Modellierung der Herstellungsphase der untersuchten Inverter, Unterkonstruktion und der elektrischen Leitungen erfolgt anhand der hierarchischen Struktur der untersuchten Produkte. Bei den Invertern erfolgt eine Unterteilung der Herstellungsmodelle gemäß den Funktions- und Bauteilgruppen, beispielsweise in Gehäuse, Drossel, bestückte Leiterplatten, etc. In der späteren Wirkungsanalyse lassen sich dadurch die relativen Anteile der einzelnen Baugruppen aufzeigen und die relevanten Einflussfaktoren auf die untersuchten Wirkungskategorien identifizieren.

Die Modellierung der mechanischen Komponenten umfasst die spezifischen Herstellungsprozesse der verwendeten Materialien. Darüber hinaus werden die grundlegenden Fertigungs- und Verarbeitungsprozesse der Bauteile berücksichtigt (z.B. umfasst die Herstellung eines Stahlgehäuses die Herstellung des Stahlblechs sowie die weitere Verarbeitung über einen Biege- und Stanzprozess.). Für die Modellierung der elektronischen Bauteile und die Herstellung der bestückten Leiterplatten werden die Datensätze der GaBi-Elektronikdatenbank herangezogen [168]. Die Modellierung erfolgt anhand der spezifischen Eigenschaften der verbauten Komponenten, wie Funktion, Technologie, Gehäuse- und Bauform, Größe und Abmessungen. Bei Chip-Bausteinen (IC) wird zusätzlich eine Einordnung über die Anzahl der Pins sowie der Halbleiter-Fläche (Die-Fläche) vorgenommen.

PV-Module

Die Modellierung der PV-Module erfolgt, sofern es die Sachbilanzdaten zulassen, unterteilt in die relevanten Prozessschritte, Materialien und Komponenten. Wie bei den weiteren Anlagenkomponenten werden bei den eingesetzten konventionellen Werkstoffen der PV-Module die grundlegenden Herstellungs- und Verarbeitungsprozesse berücksichtigt (z.B. Glasherstellung, Aluminiumrahmen der c-Si PV-Module). Die Modellierung der PV-Modulherstellung und der vorgeschalteten Prozesse der c-Si PV-Zellenherstellung (Solarsilizium, Wafer, Zelle) erfolgt anhand der zur Verfügung gestellten Sachbilanzdaten und wird in den Kapiteln 6.4.2, 6.4.3 und 6.4.4 genauer beschrieben.

6.3.2 Modellierung der Nutzungsphase

In dieser Studie werden die potenziellen Wartungs- und Reinigungsarbeiten im Anlagenbetrieb nicht berücksichtigt. Dadurch entstehen während der Nutzungsphase der PV-Module, der Unterkonstruktion und der elektrischen Leitungen keine Wirkungen in den untersuchten Wirkungskategorien.

Die Nutzungsphase der Inverter beinhaltet den Nachtstromverbrauch der Anlage gemäß Kapitel 5.2.3.1. Der Nachtstromstrombedarf wird in dieser Studie über den EU-28-Strommix gedeckt.

Für die Berechnung der Umweltprofile der Stromerzeugung aus den untersuchten PV-Anlagen wird der in der Nutzungsphase gewonnene Stromertrag benötigt. Dieser variiert je nach PV-Technologie, Anlagentyp und den Nutzungsparametern am Anlagenstandort. Hierfür werden die Nutzungsparameter aus Tabelle 39 herangezogen.

Der Stromertrag berechnet sich wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Stromertrag (über Nutzungsdauer je 1m}^2 \text{ Modulfläche)} &= (\text{Moduleffizienz} * \text{Performance Ratio} * \\ &\text{Nutzungsdauer}_{[a]} * \text{Sonneneinstrahlung (Anlagenstandort)}_{[\text{kWh}/(\text{m}^2 * a)]}) \\ &- \text{Degradationsverluste (Nutzungsdauer)}_{[\text{kWh}/\text{m}^2]} \end{aligned} \quad \left| \text{[kWh/m}^2 \text{]} \right.$$

6.3.3 Modellierung des Lebensendes

Komponenten des Balance of System (BOS)

Die Abschätzung des Lebensendes der Inverter, Unterkonstruktionen und der elektrischen Leitungen erfolgt mithilfe eines generischen Screening-Modells, mit dem sich die werkstoffspezifischen Recycling-, Verwertungs- und Entsorgungsverfahren abbilden lassen.

Das Modell berücksichtigt zusätzlich den Transport zur Recyclinganlage (Annahme 300 km) und den Energiebedarf für die Zerkleinerung und Fraktionierung über einen Schredder-Prozess. Das Screening-Modell wird mithilfe von Parametern an den spezifischen Werkstoffmix der betrachteten Komponente angepasst.

Werkstoffspezifische Recycling-, Verwertungs- und Entsorgungsprozesse werden mithilfe verfügbarer Datensätze der GaBi-Datenbanken abgebildet [168]. Zusätzlich erlaubt das Screening-Modell die Auswahl, ob Gutschriften für die Verwertung und das Recycling rückgewonnener Materialien verrechnet werden sollen. Im Fall, dass keine Gutschriften verrechnet werden, werden nur Umweltwirkungen berücksichtigt, die durch das Schreddern, das Verbrennen von Kunststoffen und organischen Werkstoffen und durch die Entsorgung von Abfällen entstehen. Zusätzliche Beiträge aus dem Recycling von Metallen werden nicht betrachtet.

Folgende Ansätze werden verwendet:

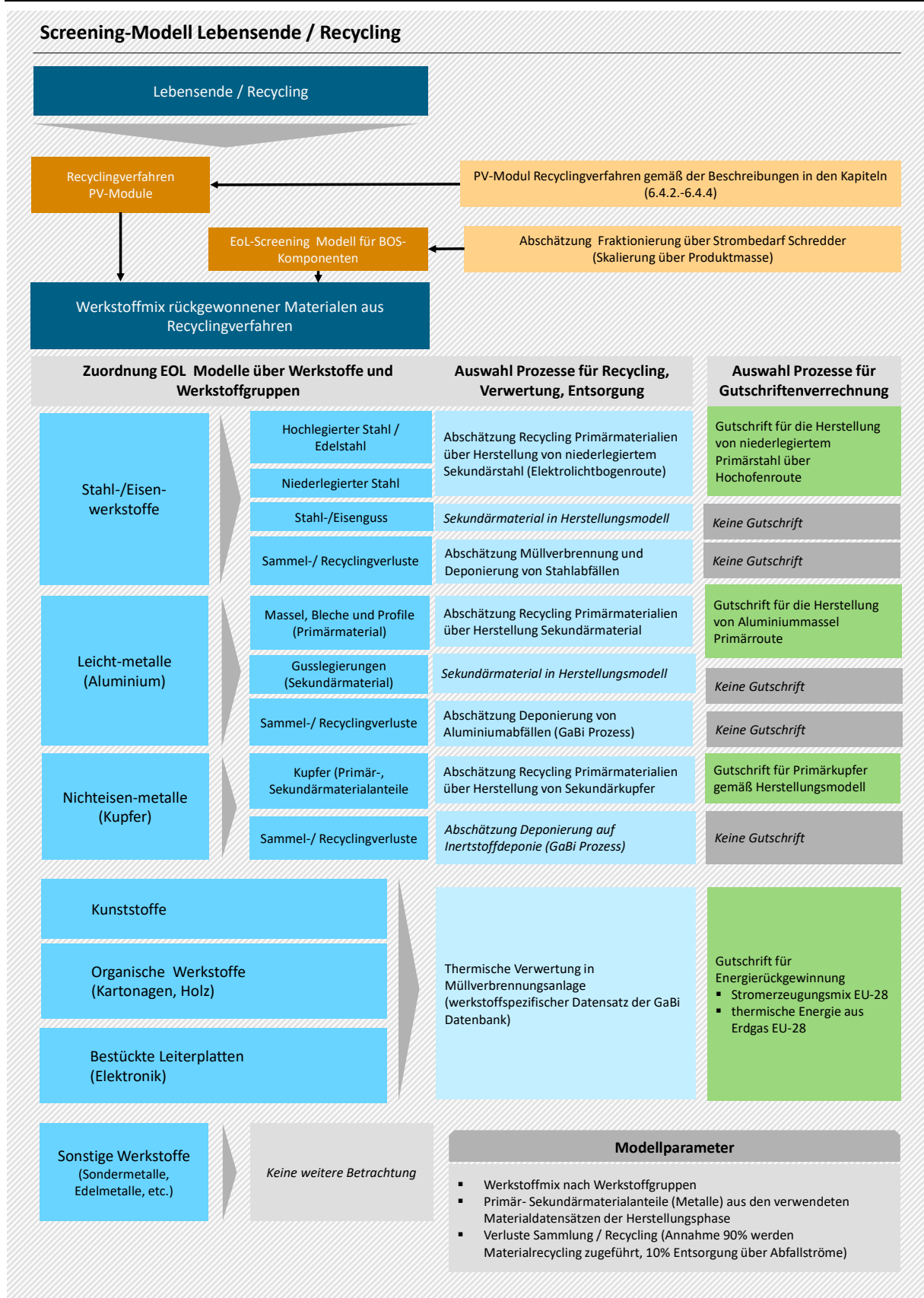
- **Recycling von Metallen:** Die Recyclingmodelle von Stahl, Leicht- und Buntmetallen beinhalten das Einschmelzen des Metallschrotts, die Entsorgung auf Wertstoffdeponien (einstellbar über die Sammelquote) sowie die potenziellen Recyclinggutschriften für die Kreislaufschließung und die dadurch vermiedenen Umweltbeiträge der Produktion von Primärmaterialien (Substitution). Der Primärwerkstoffanteil lässt sich entsprechend der verwendeten Materialdatensätze der Herstellungsphase spezifisch einstellen. Damit wird die Konsistenz über den gesamten Lebenszyklus sichergestellt und Doppelzählungen im Lebenszyklus vermieden. Das Wiedereinschmelzen des Metallschrotts (Edelstahl, Stahl, Kupfer, Aluminium) wird über Datensätze der Sekundärmaterialherstellung der entsprechenden Metalle abgeschätzt. Das Recycling von Stahl- und Edelstahlschrott wird über die Herstellung von niedrig legiertem Sekundärstahl über die Lichtbogenofenroute (EAF) abgebildet. Die Gutschriften werden über niedriglegierten Primärstahl der Hochofenroute berechnet. Das Wiedereinschmelzen von Aluminiumschrott wird über einen Herstellungsdatensatz von Sekundäraluminium (Massel) abgebildet. Die Gutschrift erfolgt über die Herstellung von Primäraluminium (Massel). Das Wiedereinschmelzen von Kupferschrott wird die Sekundärkupferherstellung abgeschätzt. Die Berechnung der Gutschrift erfolgt über Primärkupfer.
Für Aluminiumgusslegierungen werden keine Gutschriften berechnet da diese in der Regel mit hohen Sekundärmaterialanteilen hergestellt werden und als Sekundärmaterialien im Herstellungsmodell berücksichtigt sind.
- **Thermische Verwertung:** Die Verwertung von Kunststoffen und brennbaren organischen Werkstoffen (Holz, Papier) wird über spezifische Müllverbrennungsprozesse der Werkstoffgruppen der GaBi-Datenbanken abgebildet [168]. Gutschriften werden für die Abwärmenutzung und Stromerzeugung in der Müllverbrennung und die Substitution des entsprechenden länderspezifischen Energiemix berechnet. In dieser Studie werden die Datensätze des

Stromerzeugungsmix EU-28 und thermischer Energieerzeugung aus Erdgas (EU-28) für die Berechnung der Gutschriften verwendet.

- **Entsorgung von Abfällen (fest, flüssig):** Die Entsorgung von Feststoffen wird anhand von werkstoffspezifischen Deponie-Prozessen der GaBi-Datenbank berücksichtigt [168]. Je nach Werkstoff und Abfallart ist den verwendeten Datensätzen der Deponierung ein Müllverbrennungsprozess vorgeschaltet, z. B. bei hausmüllähnlichen Abfällen. Die Entsorgung von Inertstoffen wird über Inertstoffdeponiedatensätze abgebildet. Flüssigabfälle in der Herstellungsphase der untersuchten Module und BOS-Komponenten werden über GaBi-Prozesse zur Abwassernachbehandlung abgebildet [168].
- **Elektrik/Elektronik:** Die Verwertung von bestückten Leiterplatten wird über einen spezifischen GaBi-Datensatz über einen Verbrennungsprozess von Leiterplatten in einer Müllverbrennungsanlage abgebildet [168]. Rückgewonnene Energie wird für die Strom- und Wärmeerzeugung verwendet und in Form einer Gutschrift des Stromerzeugungsmix (EU-28) und der Erzeugung thermischer Energie aus Erdgas (EU-28) verrechnet. Weitere Prozessschritte für die Rückgewinnung und das Recycling von Sonder- und Edelmetallen aus den Elektronikbauteilen und Leiterplatten werden nicht berücksichtigt.

In Abbildung 26 ist die Modellstruktur zur Abbildung des Lebensendes schematisch dargestellt.

Abbildung 26: Modellstruktur zur Ökobilanzierung des Lebensendes (eigene Darstellung)



PV-Module

Die Modellierung des Lebensendes und Recyclings der PV-Module erfolgt anhand der in der Literatur verfügbaren Sachbilanzdaten zu den jeweiligen Technologien und wird in den entsprechenden Kapiteln weiter erläutert. Die Verwertung und das Recycling der rückgewonnenen Materialien (Kunststoffe, Stahl, Aluminium, Kupfer) werden über den oben beschriebenen Ansatz abgebildet.

Zusätzlich wird für das Glasscherbenrecycling folgender Ansatz verwendet. Der ökologische Nutzen des Glasscherbenrecyclings wird über die drei folgenden Aspekte beschrieben:

- **Materialsubstitution:** Da die Glasscherben zur Herstellung weiterer Glasprodukte genutzt werden können, wird eine Gutschrift für die Substitution von primären Rohstoffen (den vermiedenen Abbau an primären Rohstoffen) der Glasherstellung gegeben.
- **Reduzierung der CO₂-Emissionen im Schmelzprozess:** Der Rohmaterialmix der Glasherstellung besteht aus mit Kohlenstoff angereicherten Rohstoffen wie Feldspat, Dolomit und Soda. Dieser Kohlenstoff-Gehalt wird während des Schmelzprozesses reduziert und in Form von CO₂-Emissionen freigegeben. Diese CO₂-Emissionen tragen mit bis zu dreißig Prozent zu den CO₂-Emissionen des Schmelzprozesses bei [183]. Da die Glasscherben schon in reinem Zustand vorliegen, kann durch die Beigabe der Glasscherben zum Materialmix der CO₂-Ausstoß im Schmelzprozess gesenkt werden. Der Anteil der dadurch vermiedenen CO₂-Emissionen wird in der folgenden Untersuchung mit einer Gutschrift berücksichtigt.
- **Reduzierung des Energieverbrauchs im Schmelzprozess:** Da die Glasscherben schon in Reinform vorliegen, verringert sich der für das Aufschmelzen des Materialmix benötigte Energiebedarf. Durch die Beigabe von Glasscherben kann daher der Energieverbrauch im Schmelzprozess um etwa drei Prozent pro zehn Prozent Scherbenanteil reduziert werden [184] [185] [186] [187]. Der durch den Scherbenanteil reduzierte Energieverbrauch sowie die vermiedenen Emissionen im Schmelzprozess werden in der folgenden Untersuchung mit einer Gutschrift berücksichtigt.

6.4 Modellumsetzung und Ökobilanzergebnisse

Die Ergebnisse werden zunächst für die Lebenszyklen der einzelnen Systemkomponenten (siehe Kapitel 6.4.1) und PV-Module (siehe Kapitel 6.4.2 (c-Si), Kapitel 6.4.3 (CdTe) und 6.4.4 (CIGS)) berechnet. Anschließend wird für die untersuchten PV-Technologien das Umweltprofil der Stromerzeugung ermittelt (siehe Kapitel 6.4.2 bis 6.4.4). Die Berechnungen werden für eine Freiflächenanlage und eine Dachanlage (Schrägdach, aufmontiert) durchgeführt.

6.4.1 Anlagenkomponenten/ Balance of System (BOS)

Für die Berechnung des Umweltprofils der PV-Stromerzeugung müssen neben den PV-Modulen weitere Systemkomponenten betrachtet werden (Balance of System (BOS)). Die Studie bildet das BOS über folgende Komponenten ab:

- Wechselrichter / Inverter
- Unterkonstruktion
- Elektrische Leitungen (DC) der PV-Anlage

Für die Ökobilanzierung der Inverter wurden Daten für drei Invertertypen mit Unterstützung der Firma SMA erhoben. Für die Abbildung der Unterkonstruktion und der elektrischen Leitungen werden bestehende, öffentlich verfügbare Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 [47] herangezogen.

6.4.1.1 Inverter

6.4.1.1.1 Daten und Ökobilanzmodelle der untersuchten Invertertypen

Im Rahmen der Studie wurde mit Unterstützung von SMA eine Analyse von drei Inverter-Typen durchgeführt. Die Inverter werden in unterschiedlichen Leistungsgrößen eingesetzt und decken damit Inverter die wichtigsten Einsatzbereiche von PV-Anlagen ab:

- 2,5 kW Inverter für kleinere Dachanlagen, z.B. Privatanutzer
- 25 kW Inverter für größere Anlagen, z.B. gewerbliche Flächen (Dach-/ Freiflächenanlagen)
- 2,2 MW Zentralwechselrichter für Großkraftwerke auf Freiflächen

Vergleichbare Invertertypen werden auch von anderen Herstellern angeboten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich diese Invertertypen vom grundsätzlichen Aufbau nicht wesentlich unterscheiden.

In Tabelle 41 sind die wichtigsten Daten der untersuchten Inverter zusammengefasst.

Tabelle 41: Inverter: Kennwerte und Eckdaten für die Ökobilanzierung, basierend auf Angaben SMA [167] [165] [166]

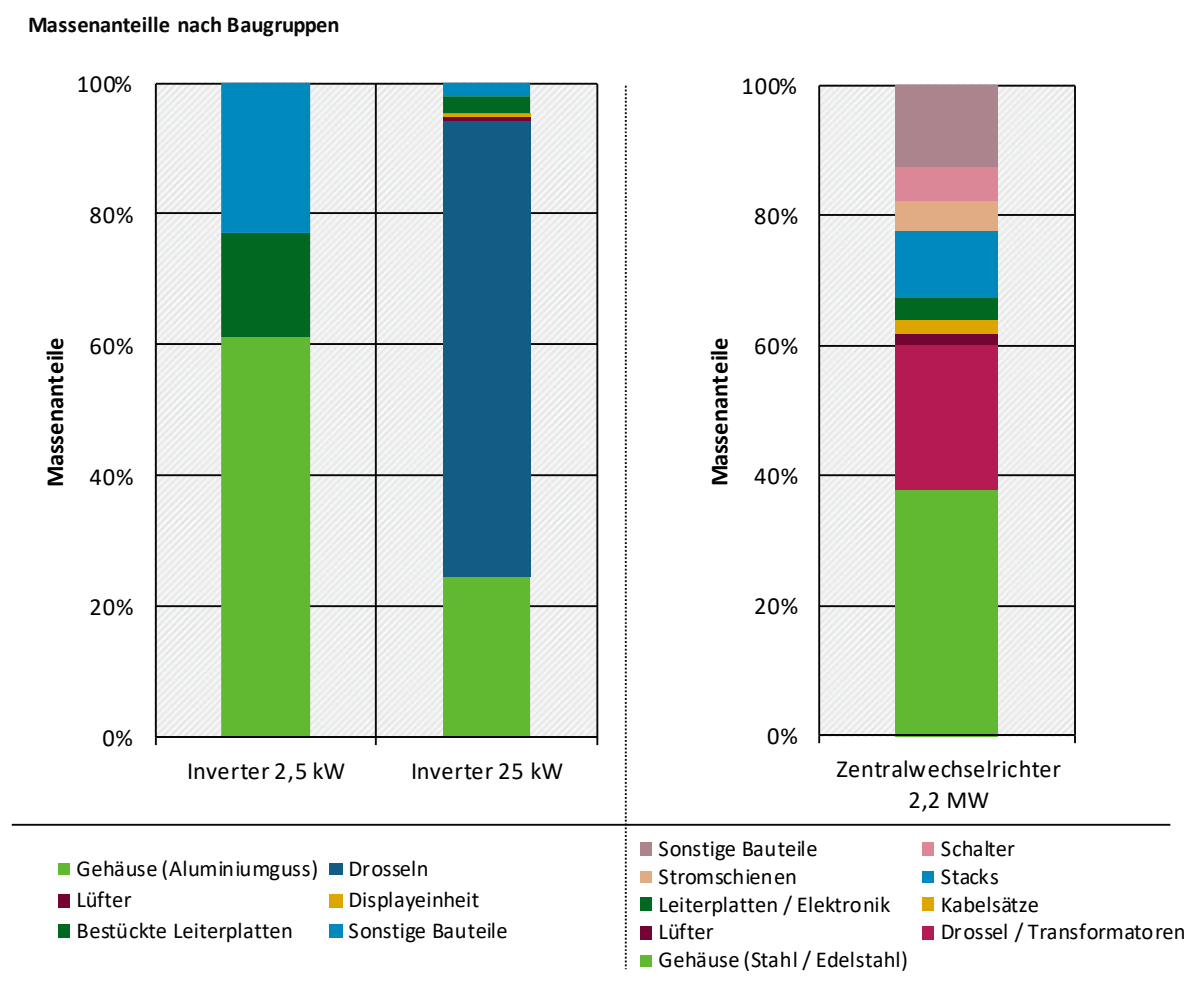
Parameter	Inverter 2,5 kW	Inverter 25 kW	Zentralwechselrichter 2,2 MW
Bemessungsleistung AC (Dauerbetrieb)	2,5 kW	25 kW	2.200 kW
Gesamtmasse	ca. 9 kg	ca. 61 kg	Ca. 4.000 kg
Wirkungsgrad (EU-Wert)	96,7 %	98,1 %	98,4 %
Eigenstromverbrauch (nachts)	0,16 Watt	1 Watt	300 Watt
Datenbasis	Detaillierte Material- und Bauteillisten sowie Angaben zu Verbrauchsmitteln und Abfällen am Produktionsstandort	Fotodokumentation des Inverters und der bestückten Leiterplatten, Gehäusemassen, technische Datenblätter, weiterer Austausch mit der Entwicklungsabteilung	Detaillierte Material und Bauteillisten sowie Angaben zu Verbrauchsmitteln und Abfällen am Produktionsstandort
Modellierung	Detaillierte Ökobilanz	Ökobilanz-Screening	Detaillierte Ökobilanz

Für den 2,5 kW-Inverter und den Zentralwechselrichter wurden umfassende Sachbilanzdaten aus vorhergegangenen Ökobilanzstudien von SMA bereitgestellt. Diese Sachbilanzdaten umfassen detaillierte Materialbilanzen und Bauteillisten der Produkte und Einzelkomponenten sowie den Einsatz der weiteren Verbrauchsmittel am Produktionsstandort.

Für den 25 kW-Inverter lagen keine detaillierten Sachbilanzdaten vor, sodass für dieses Modell ein Ökobilanz-Screening durchgeführt werden musste. Zusammen mit dem Hersteller wurden die wichtigsten Produkteigenschaften erfasst und Daten zu den Massen und Abmessungen der Bauteile und Komponenten erhoben. Für die bestückten Leiterplatten wurden Abmessungen und Spezifikationen der verbauten Elektronikbauteile dokumentiert, auf deren Basis eine Abschätzung vorgenommen wurde. Weitere Informationen zu Verbrauchsmitteln am Produktionsstandort und Transporten wurden aus den bestehenden Ökobilanzstudien übernommen. Technische Kennwerte sowie die Masse der Verpackungsmaterialien wurden aus dem technischen Datenblatt des Inverters übernommen. Da vor allem die Massen der Drosseln anhand der Gesamtmasse und den Komponentenabmessungen abgeschätzt werden mussten, sind die Ergebnisse des 25 kW-Inverters mit höheren Unsicherheiten zu bewerten als für die anderen untersuchten Inverter.

Abbildung 27 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Aufbaus und der Massenverteilung der untersuchten Inverter.

Abbildung 27: Aufbau und Massenanteile der untersuchten Inverter (eigene Darstellung)



Die Inverter mit 2,5 kW und 25 kW ähneln sich in ihrem grundsätzlichen Aufbau, wobei sich deutliche Unterschiede in den Massenanteilen der verbauten Komponenten ergeben.

Der 2,5 kW-Inverter mit ca. 9 kg Gesamtmasse besteht im Wesentlichen aus einem Aluminiumgussgehäuse, bestückten Leiterplatten und weiteren elektrischen und mechanischen

Komponenten wie Kabel, Kunststoffbauteile, Stecker, Stromunterbrecher, Schalter, kleinere Transformatoren /Drosseln etc., welche unter „sonstige Bauteile“ zusammengefasst sind. Das Aluminiumgehäuse hat mit einem Massenanteil von ca. 60 % den höchsten Anteil an der Gesamtmasse.

Der 25 kW-Inverter, mit einer Gesamtmasse von ca. 61 kg, verfügt über ein Aluminiumgussgehäuse, verschiedene Drosseln, bestückte Leiterplatten eine Displayeinheit, Lüfter sowie weitere elektrische und mechanische Bauteile, welche unter „sonstige Bauteile“ zusammengefasst sind. Beim 25 kW-Inverter sind vor allem die verbauten Drosseln und das Aluminiumgehäuse massenrelevant.

Der Zentralwechselrichter für Freiflächenanlagen, mit einer Gesamtmasse von ca. 4 Tonnen, unterscheidet sich im Aufbau, den eingesetzten Komponenten und der Komplexität deutlich von den anderen Invertern. Die Unterteilung in Komponenten und Baugruppen (siehe Abbildung 27) stellt bereits eine deutliche Vereinfachung der Produktstruktur dar. Massenrelevante Baugruppen sind das Gehäuse, die verbauten Drosseln, die Stacks, verbaute Schalter, Stromschienen, Elektronikbaugruppen und Kabelsätze. Unter „sonstige Bauteile“ sind vor allem weitere mechanische Komponenten, wie Schrauben, Montagebleche, Kunststoffkomponenten, Stecker, etc. zusammengefasst.

6.4.1.1.2 Modellstruktur

Für die Ökobilanzierung der Inverter wurde ein umfassendes Lebenszyklusmodell erstellt. Die Modellstruktur ist in Abbildung 28 dargestellt.

Herstellungsphase

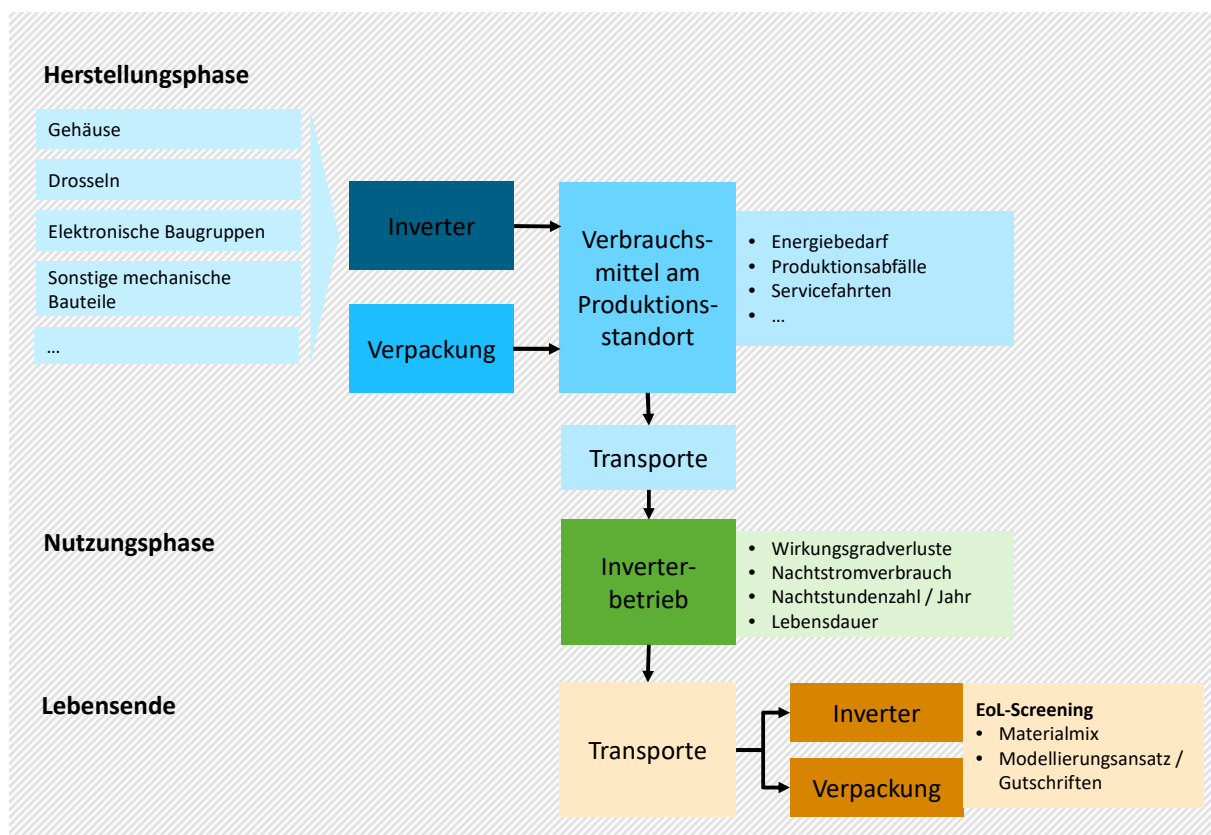
Das Modell der Inverter beinhaltet alle notwendigen Prozesse der Materialherstellung sowie material- und bauteilspezifische Fertigungs- und Verarbeitungsprozesse. Es wird ein Produktionsstandort in Deutschland abgebildet. Da es sich bei den Komponenten hauptsächlich um Zulieferkomponenten aus dem europäischen Raum handelt, welche am Produktionsstandort verbaut werden, wurde der Energiemix der grundlegenden Fertigungs- und Verarbeitungsprozesse außerhalb des Produktionsstandorts über den europäischen Stromerzeugungsmix (EU-28) abgeschätzt. Datensätze der Herstellung konventioneller Werkstoffe, wie Stahl/ Eisen, Aluminium, Kupfer, Kunststoffe, etc. werden über die Datensätze deutscher Materialmixe abgebildet, welche bereits einen Importmix aus anderen Ländern beinhalten.

Bestückte Leiterplatten und Elektronikbauteile wurden anhand ihrer Funktion, Bauform, und Bauteilspezifikation mithilfe des erweiterten Umfangs der GaBi- Datenbank (z.B. Elektronik-Zusatzdatenbank) abgeschätzt [168]. Die Herstellung der in den Invertern verbauten Leistungselektronik-Halbleiterbauteile (IGBT) wurde über ein Screening-Modell des Fraunhofer IBP abgeschätzt.

Zusätzlich berücksichtigt das Modell die benötigten Verpackungsmaterialien, wie Holzplatten, Kunststoffverpackungsfolie, kleinere Stahl- und Aluminiumprodukte.

Der Energieverbrauch am Produktionsstandort (DE) beinhaltet die elektrische und thermische Energiebereitstellung sowie den Bezug von Fernwärme. Zusätzlich sind Servicefahrten am Produktionsstandort, aufkommende Produktions- und Verpackungsabfälle berücksichtigt.

Abbildung 28: Inverter: Modellstruktur zur Abbildung des Lebenszyklus (eigene Darstellung)



Nutzungsphase

Die Nutzungsphase der Inverter beinhaltet die potenziellen Umweltwirkungen, die durch den Energieverbrauch der Inverter im Betrieb entstehen. Diese umfassen zum einen die Wirkungsgradverluste, welche über die Verluste an erzeugtem PV-Strom beschrieben werden, zum anderen den Nachtstromverbrauch, welcher über den am Anlagenstandort bezogenen Netzstrommix abgebildet wird. Für die Berechnung des externen Stromverbrauches (z.B. Nachtstromverbrauchs) werden die Annahmen der SMA-Ökobilanzen herangezogen. Diese gehen von einer Gesamtdauer von 4.380 h/Jahr aus in denen Strom aus dem lokalen Stromnetz bezogen wird. Dieser Wert entspricht der Hälfte der Stunden eines Jahres (8.760 h/Jahr).

Da die Invertermodelle in den nachfolgenden Analysen im gesamten PV-System verwendet werden, wird die Nutzungsphase in diesem Kapitel ausschließlich über den Nachtstromverbrauch (EU-28 Stromerzeugungsmix) berücksichtigt. Wirkungsgradverluste im Anlagenbetrieb werden in den nachfolgenden Analysen der Kapitel 6.4.2 bis 6.4.4 über das Performance Ratio mit abgebildet. Es wird eine Inverterlebensdauer von 20 Jahren angenommen. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.5 wird zusätzlich der Einfluss variierender Inverterlebensdauern auf die Ökobilanz der PV-Stromerzeugung untersucht.

Lebensende

Die Abschätzung des Lebensendes der Inverter erfolgt über das generische EoL-Screeningmodell (Kapitel 5.2.3.1). Recyclinggutschriften werden nur für das Recycling konventioneller Industriewerkstoffe wie Stahl, Aluminium, Kupfer und die thermische Verwertung von Kunststoffen und organischen Materialien gegeben. Das Recycling der im Verbund vorliegenden Metalle, z.B. aus den bestückten Leiterplatten und Elektronikbauteilen (z.B. Kupfer, Gold, Silber, etc.) sowie weiterer Sondermaterialien werden nicht berücksichtigt. Das Lebensende der

Verpackungsmaterialien wird über eine thermische Verwertung der Verpackungsmaterialien in der Müllverbrennung abgeschätzt.

Transporte

Die Transporte basieren auf Informationen der von SMA bereitgestellten Ökobilanzstudien und berücksichtigen Annahmen zu den Transportdistanzen für die Anlieferung der verwendeten Materialien, Bauteile und Komponenten an den deutschen Produktionsstandort. Die Transportdistanzen wurden über die Entfernungen der Länder mit den wichtigsten Zulieferern abgeschätzt. Aufgrund der Vielzahl der Importländer wurden in dieser Studie Durchschnittswerte über die Transportdistanzen gebildet. Zusätzlich wurde angenommen, dass die Elektronikbauteile und -komponenten überwiegend aus dem außereuropäischen Raum bezogen werden. Hierfür werden Schiffstransporte mit Transportdistanzen von ca. 13.400 km sowie zusätzliche LKW-Transporte im Produktionsland und zur Anlieferung an den Produktionsstandort in Deutschland von ca. 900 km angenommen. Bei den restlichen Materialien und Komponenten wird angenommen, dass diese aus europäischen Ländern bezogen werden und per LKW mit einem durchschnittlichen Transportweg von 1.200 km angeliefert werden.

Für den Transport ausgedienter Inverter zur Recyclinganlage wird ein LKW-Transport von 300 km angenommen.

6.4.1.1.3 Ökobilanzergebnisse

Abbildung 29 zeigt den Vergleich der Gesamtergebnisse der untersuchten Inverter-Typen für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren. Für eine bessere Vergleichbarkeit werden die Ergebnisse zunächst je kW Inverterleistung und in Bezug zum 2,5 kW Inverter (=100 %) dargestellt. Anschließend folgt mit Abbildung 30 eine detaillierte Darstellung und Diskussion anhand der untersuchten Lebenszyklusphasen. Die Lebenszyklusergebnisse der weiteren Analysen sind in der nachfolgenden Tabelle 42 zusammengefasst.

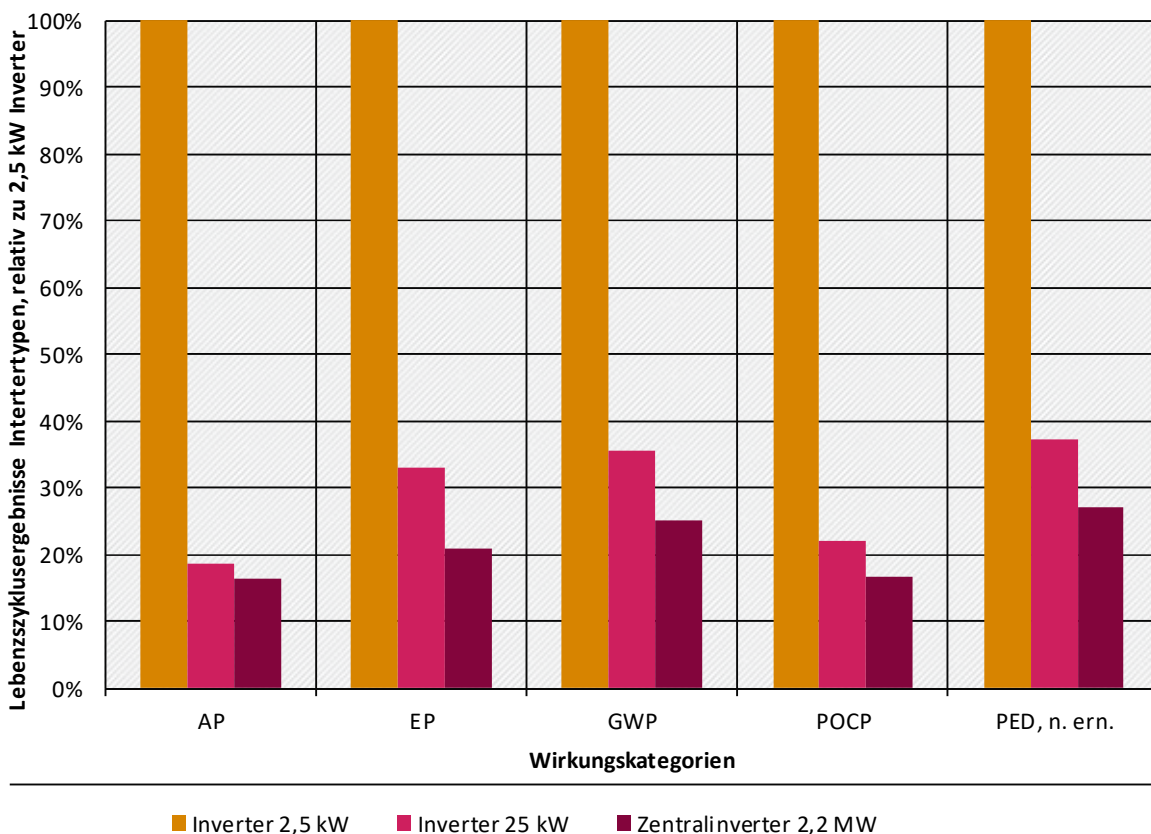
Bei den nachfolgenden Ergebnissen ist zu beachten, dass die Modellierung der Inverter-Nutzungsphase für eine weitere Verwendung im PV-System erfolgte und daher ausschließlich der Nachtstromverbrauch des Inverters berücksichtigt wurde. Wirkungsgradverluste werden in den nachfolgenden Analysen der PV-Systeme (Kapitel 6.4.2 und folgende) über das Performance Ratio mit abgebildet. Somit können die folgenden Ergebnisse nicht für die Einzelbewertung der Inverter verwendet werden, sondern bilden den Teil der Inverter im Ökobilanzmodell der untersuchten PV-Anlagen ab (siehe auch Abbildung 25).

Die Ergebnisse aus Abbildung 29 zeigen, dass der 2,5 kW-Inverter je kWp in allen betrachteten Wirkungskategorien deutlich über den Ergebnissen des 25 kW-Inverters und des Zentralwechselrichter liegt, was sich maßgeblich über den höheren Materialeinsatz je kW-Inverterleistung und den vergleichsweise hohen Massenanteil der elektronischen Baugruppen des 2,5 kW-Inverters erklären lässt.

Abbildung 29: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Inverter für Herstellung, Lebensende und Nachtstromverbrauch [je kWp] (eigene Darstellung)

Vergleich der Ökobilanzergebnisse der untersuchten Invertertypen je kWp (2,5 kWp Inverter = 100%)

Annahmen der Nutzungsphase: 20 Jahre inkl. Nachtstromverbrauch, Wirkungsgradverluste nicht berücksichtigt



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP

Abbildung 30 liefert eine detailliertere Darstellung des Einflusses der einzelnen Lebenszyklusphasen an den Gesamtergebnissen. Im Gegensatz zu Abbildung 29 werden hierfür die Lebenszyklusergebnisse der jeweiligen Inverter auf 100 % gesetzt. Mit dieser Darstellung wird die Relevanz der einzelnen Lebenszyklusphasen an den Gesamtergebnissen der untersuchten Invertertypen aufgezeigt, es ist jedoch zu beachten, dass dadurch kein direkter Vergleich der Absolutwerte zwischen den Invertern möglich ist.

Während beim 2,5 kW-Inverter die Herstellungsphase in allen betrachteten Wirkungskategorien zu über 90 % zu den Ergebnissen beiträgt, nehmen die Anteile der Herstellungsphase mit steigender Leistungsklasse der Inverter ab. Dies ist maßgeblich auf den geringeren Materialeinsatz je kW Inverterleistung und die geringeren Massenanteile der bestückten Leiterplatten bei den Invertern der höheren Leistungsklassen zurückzuführen (vgl. Abbildung 27). Durch die geringeren Umweltwirkungen der Herstellungsphase je kW Inverterleistung steigen die relativen Anteile der Overheads und des Nachtstromverbrauchs am Lebenszyklus des 25 kW-Inverters und des Zentralwechselrichters im Vergleich zum 2,5 kW-Inverter.

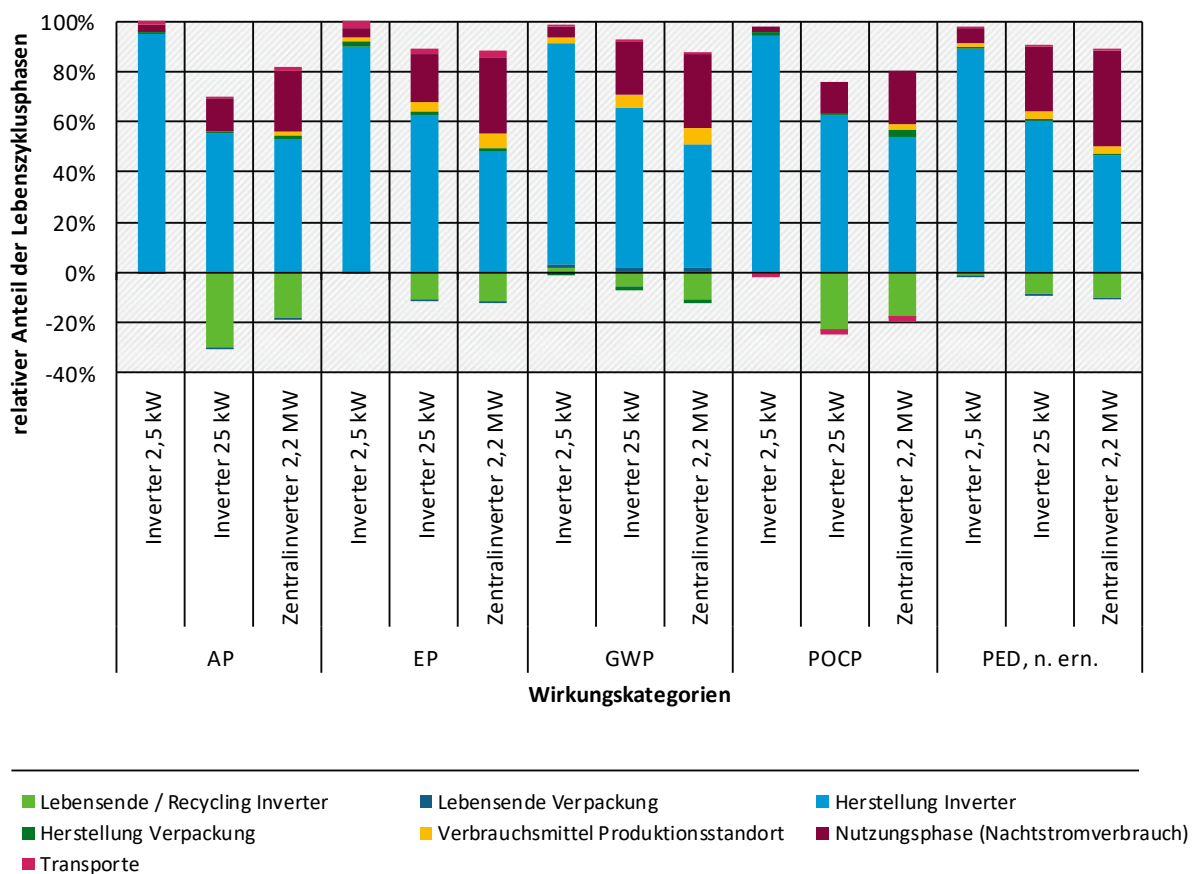
Die höheren Gutschriften am Lebensende des 25 kW-Inverters und des Zentralwechselrichters sind hauptsächlich auf den unterschiedlichen Materialmix der Inverter zurückzuführen und wird in den nachfolgenden Absätzen genauer erläutert. Weiterhin ist festzustellen, dass die

vergleichsweise geringen Anteile der Transporte mit steigender Größe der Inverter weiter an Einfluss am gesamten Lebenszyklus verlieren.

Abbildung 30: Ökobilanzergebnisse der Inverter für Herstellung, Lebensende und Nachtstromverbrauch (Detailergebnisse, relative Darstellung) (eigene Darstellung)

Ökobilanzergebnisse der untersuchten Invertertypen

Annahmen der Nutzungsphase: 20 Jahre inkl. Nachtstromverbrauch, Wirkungsgradverluste nicht berücksichtigt



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP

2,5 kWp-Inverter

Beim 2,5 kW-Inverter sind die Umweltwirkungen der Herstellungsphase mit Anteilen zwischen 75 % und 88 % in den fünf untersuchten Wirkungskategorien auf die Herstellung der bestückten Leiterplatten zurückzuführen. Diese werden trotz der vergleichsweise geringen Massenanteile im Wesentlichen durch die Herstellung der Chipbausteine (z.B. ICs) und die Herstellung der Leiterplatten verursacht (Abbildung 27). Relevante Einflussgrößen sind hierbei die energieintensiven Herstellungsprozesse und aufwändigen Produktionsverfahren (z.B. mehrlagige Leiterplatte, Chipherstellung) sowie der Einsatz von Sonder- und Edelmetallen in den Elektronikbauteilen.

Die Herstellung des Aluminiumgehäuses liegt in den untersuchten Wirkungskategorien zwischen 8 %-13 %. Hierbei ist zu beachten, dass für die Modellierung gemäß der Legierungsinformation eine Aluminiumgusslegierung aus Sekundäraluminium angenommen wurde. Durch den Einsatz von Primäraluminium würden sich die relativen Anteile des Gehäuses signifikant erhöhen.

Die vergleichsweise geringen Gutschriften am Lebensende lassen sich dadurch erklären, dass für das Recycling von Sekundärmaterialien keine Gutschriften vergeben werden, um eine Doppelzählung zu vermeiden. Für das Recycling des Aluminiumgehäuses werden daher keine Gutschriften verrechnet, zudem besteht der 2,5 kWp-Inverter nur zu geringen Anteilen aus konventionellen recyclingfähigen Materialien. Im Vergleich zu den anderen Invertern sind im 2,5 kW-Inverter zudem keine massenrelevanten Transformatoren und Drosseln verbaut, welche zu Gutschriften für das Recycling der Kupfer- und Stahlkomponenten führen würden.

25 kWp-Inverter

Die Umweltwirkungen der Herstellungsphase des 25 kW-Inverters werden in den untersuchten Wirkungskategorien hauptsächlich von der Herstellung der Drosseln (ca. 40-58 %), den bestückten Leiterplatten (ca. 20-33 %) und des Gehäuses (ca. 8-10 %) verursacht. Wie beim 2,5 kW-Inverter fallen auch hier die hohen Anteile der bestückten Leiterplatten an den Umweltwirkungen im Vergleich zu deren Massenanteilen auf. Die vergleichsweise hohen Gutschriften des 25 kW-Inverters am Lebensende resultieren vor allem aus den Gutschriften für das Kupfer-, und Stahlrecycling der Drosseln sowie in geringeren Anteilen aus den verbauten mechanischen und elektromechanischen Bauteilen. Die Gutschriften des Kupferrecyclings machen sich zudem im Versauerungspotenzial (AP) und Sommersmogbildungspotenzial (POCP) bemerkbar, welche sich über die vermiedenen SO₂- und NO_x – Emissionen aus der Primärkupferherstellung erklären lassen.

2,2 MWp-Zentralwechselrichter

Beim Zentralwechselrichter verteilen sich die Anteile der Herstellung aufgrund der höheren Komplexität des Produktes auf mehrere Komponenten und Baugruppen. In den untersuchten Wirkungskategorien liegen die Anteile der Elektronikbauteile bei ca. 15-20 %, des Gehäuses bei ca. 12-20 %, der verbauten Komponenten des Stacks bei ca. 13-16 % (wobei die Herstellung der IGBTs im Vergleich zu ihrem Massenanteil einen hohen Einfluss aufweisen), der Drosseln bei ca. 10-15 % und der Stromschienen bei ca. 9-11 %. Die Anteile der Herstellung der Schalter an der Herstellungsphase liegen im EP, GWP und PED zwischen 7 und 10 %, im AP bei ca. 18 % und im POCP bei ca. 13 %. Die höheren Anteile im AP und POCP sind vor allem auf den Edelmetalleinsatz zurückzuführen. Die Gutschriften am Lebensende sind hauptsächlich auf das Recycling der Buntmetalle (Kupfer), Leichtmetalle (Aluminium) und der Stahlbauteile zurückzuführen. Im AP führt das Kupferrecycling zu den höchsten Gutschriften, gefolgt vom Aluminium- und Stahlrecycling. Im EP und GWP resultieren die Gutschriften aus dem Stahl- und Aluminiumrecycling sowie zu geringeren Anteilen aus dem Kupferrecycling, im POCP aus dem Stahl-, Kupfer- und Aluminiumrecycling.

Lebenszyklusergebnisse nach Modellierungsansatz

Der Vergleich der Ergebnisse einer Modellierung mit und ohne Gutschriftverrechnung am Lebensende zeigt beim 2,5 kW-Inverter nur kleine Unterschiede in den Ergebnissen, da das Aluminiumgussgehäuse in der Herstellungsphase mit Sekundärmaterialien abgebildet wurde. Beim 25 kW-Inverter liegen die Ergebnisse inkl. Gutschriftverrechnung im ca. 10-30 % unter den Ergebnissen ohne Gutschriftverrechnung, im AP sogar bei 40 %, was auf die hohen Kupfermassenanteile in den Drosseln zurückzuführen ist. Beim Zentralwechselrichter liegen die Werte inkl. Gutschriftenverrechnung ca. 12-22 % unter den Werten der Modellierung ohne Gutschriftenverrechnung.

Tabelle 42 fasst die Ergebnisse je kW Inverterleistung für den Modellierungsansatz mit und ohne Recyclinggutschriften zusammen. In dieser Form werden die Ergebnisse für die nachfolgende Analyse der PV-Anlagen (Kapitel 6.4.2 bis 6.4.4) verwendet. Die Ergebnisse

umfassen hierbei die Herstellung, das Lebensende und den Nachtstromverbrauch über die Nutzungsdauer von 20 Jahren.

Tabelle 42: Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse der untersuchten Inverter

Ergebnisse der Inverter für Herstellung, Lebensende und Nachtstromverbrauch (20 Jahre) (je kWp)	AP [kg SO ₂ -Äq.]	EP [kg Phosphat-Äq.]	GWP [kg CO ₂ -Äq.]	POCP [kg Ethen-Äq.]	PED, n. ern. [MJ]
Lebenszyklus Inverter 2,5 kW (mit Recyclinggutschrift)	2,33E-01	1,67E-02	5,26E+01	1,59E-02	7,14E+02
Lebenszyklus Inverter 25 kW (mit Recyclinggutschrift)	3,90E-02	4,91E-03	1,77E+01	3,38E-03	2,48E+02
Lebenszyklus Zentralinverter 2,2 MW (mit Recyclinggutschrift)	3,70E-02	3,40E-03	1,29E+01	2,58E-03	1,87E+02
Lebenszyklus Inverter 2,5 kW (ohne Recyclinggutschrift)	2,34E-01	1,69E-02	5,36E+01	1,60E-02	7,30E+02
Lebenszyklus Inverter 25 kW (ohne Recyclinggutschrift)	6,94E-02	5,69E-03	2,00E+01	4,86E-03	2,79E+02
Lebenszyklus Zentralinverter 2,2 MW (ohne Recyclinggutschrift)	4,80E-02	3,98E-03	1,54E+01	3,31E-03	2,13E+02

6.4.1.2 Unterkonstruktion

6.4.1.2.1 Daten und Ökobilanz-Modelle

Für die Abbildung der Herstellung der Unterkonstruktion werden die von der PVPS Task 12 veröffentlichten Sachbilanzdaten für eine Freiflächenanlage und eine Dachanlage herangezogen (PVPS LCI (2015), Tab 5.3.1) [47].

Es werden folgende Daten verwendet:

- Unterkonstruktion der Dachanlage (Slanted roof construction, on roof)
- Unterkonstruktion für Freiflächenanlagen (Open ground construction, on ground)

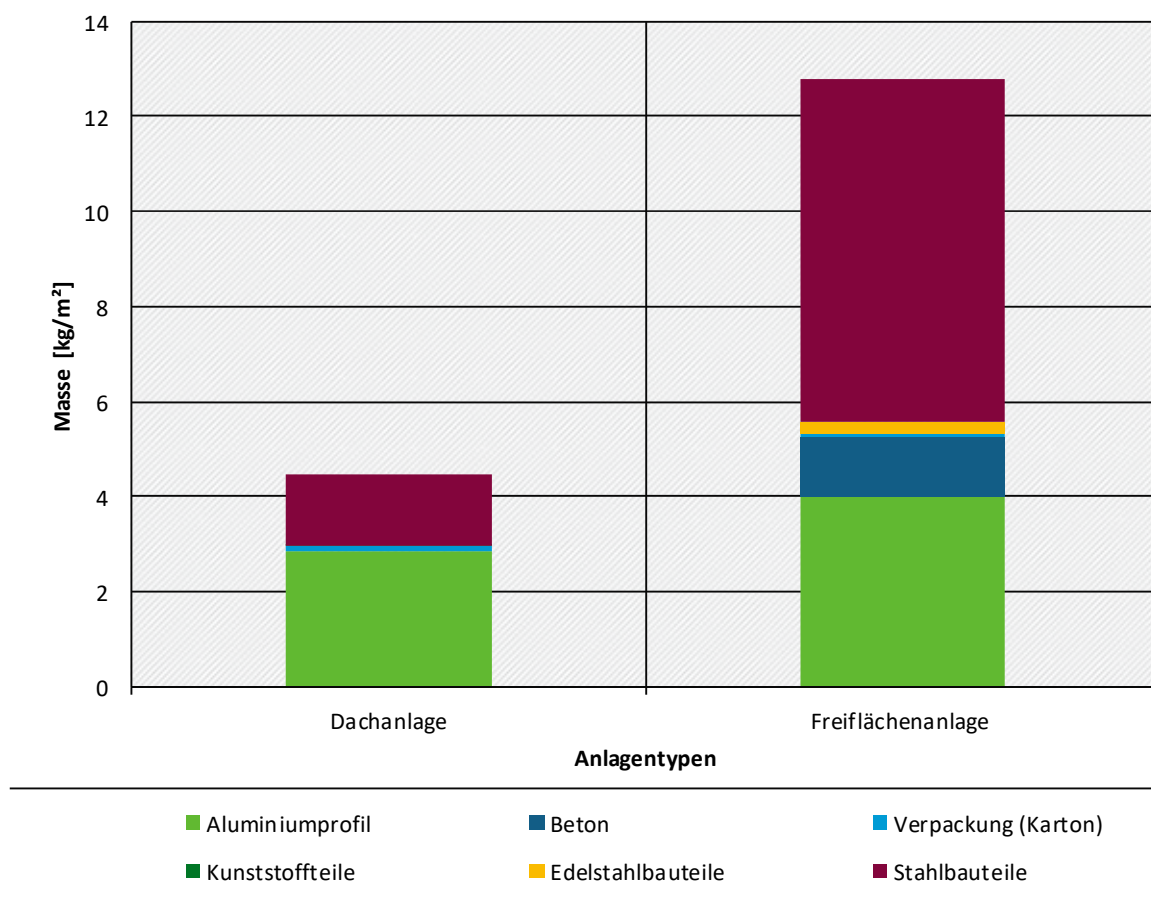
Die Sachbilanzdaten der Herstellungsphase beinhalten den erforderlichen Materialinput der Unterkonstruktion, die notwendigen Transporte und die Entsorgung anfallender Abfälle.

Die Berechnung des Lebensendes erfolgt über das in Kapitel 6.3.3 vorgestellte End-of-Life Modell, welches an den Materialmix der betrachteten Unterkonstruktion angepasst wird.

Der Materialinput für die Modellierung der untersuchten Unterkonstruktion ist in Abbildung 31 in Bezug zu 1 m² Modulfläche dargestellt und beinhaltet den Einsatz der benötigten Materialien für die Herstellung inklusive der in der Herstellung entstehenden Abfälle. Für eine einfachere Darstellung wurden die eingesetzten Materialien in Gruppen zusammengefasst.

Abbildung 31: Materialinput der untersuchten Unterkonstruktion (eigene Darstellung)

Bezogen auf 1m² Modulfläche



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP basierend auf PVPS LCI 2015

Die Unterkonstruktionen der Anlagen unterscheiden sich vor allem in den Gesamtmassen der eingesetzten Materialien. Durch die erforderliche Tragestruktur bei einer Freiflächenanlage ist die Masse der Unterkonstruktion mit 13 kg/m² Modulfläche deutlich höher als bei der Dachinstallation (ca. 4,5 kg/m² Modulfläche). Die höhere Masse resultiert aus dem Materialaufwand der Stahlprofile und der Betonverankerungen, die bei der Dachinstallation nicht notwendig sind. Zudem weist die Trägerstruktur der Freiflächenanlage einen höheren Verbrauch an Aluminiumprofilen auf (ca. 40 % höher als bei der Trägerstruktur der Dachinstallation). Hierbei ist zu beachten, dass auf dem Markt eine Vielzahl unterschiedlicher Unterkonstruktionssysteme erhältlich ist und sich diese im Materialbedarf und Materialmix ggf. stark unterscheiden können.

Wie in Kapitel 6.3.1 beschrieben wird die Herstellung der Unterkonstruktion über Primärmaterialien abgebildet, um den Einfluss des Materialrecyclings am Lebensende und die Bandbreite der Ergebnisse mit und ohne Berücksichtigung dieser Gutschriften zu verdeutlichen. Dadurch verlagern sich die berechneten Umweltwirkungen stärker in Richtung der Herstellungsphase, gleichzeitig erhöhen sich die Gutschriften für das Recycling am Lebensende, sodass sich keine signifikanten Veränderungen im Gesamtergebnis der Herstellung und des Lebensendes ergeben.

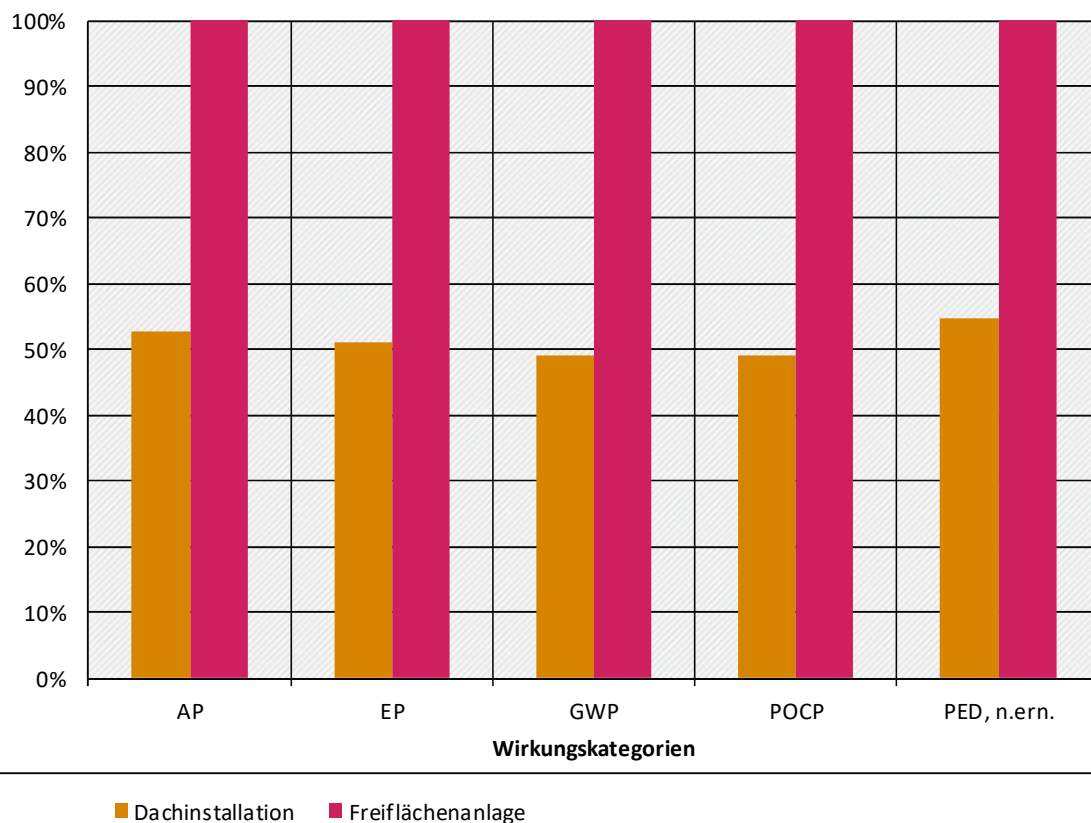
6.4.1.2.2 Ökobilanzergebnisse

Abbildung 32 zeigt den Vergleich der Gesamtergebnisse der untersuchten Unterkonstruktion. Die Ergebnisse sind in Bezug zur Freiflächenanlage (=100 %) dargestellt. Es wird deutlich, dass der Einfluss der Unterkonstruktion einer PV-Dachanlage in allen untersuchten Wirkungskategorien etwa. 50 % geringer als bei der Unterkonstruktion der Freiflächenanlage ist. Dies lässt sich vor allem über das höhere Gewicht bei ähnlichem Materialmix erklären.

Abbildung 32: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Unterkonstruktion (eigene Darstellung)

Vergleich Ökobilanzergebnisse der Unterkonstruktionen (Herstellung und Lebensende)

je m² PV-Modulfläche , Ergebnisse für Freiflächenanlage = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP basierend auf PVPS LCI 2015

Abbildung 33 gibt einen tieferen Einblick in die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung. Hierzu sind die Ergebnisse der Herstellungsphase und des Lebensendes als relative Anteile an den Gesamtergebnissen der untersuchten Unterkonstruktion dargestellt.

Dachinstallation

Die Herstellungsphase der Trägerstruktur für eine Dachanlage wird in allen Wirkungskategorien maßgeblich durch die Herstellung der Aluminiumprofile dominiert. Die Herstellung der Stahlbauteile hat im Vergleich zu den Massenanteilen einen geringeren Anteil. Die Herstellung der weiteren Bauteile (z.B. Kunststoffe) sowie die Entsorgung der anfallenden Abfälle und die Transporte spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Ähnlich verhält es sich bei den Ergebnissen des Lebensendes. In Abbildung 33 sind die Ergebnisse inklusive der Verrechnung der potenziellen Gutschriften für das Recycling und die Verwertung der Materialien am Lebensende dargestellt. Hierzu sind die Lebenszyklusergebnisse der Unterkonstruktionen der Dach- und Freiflächen jeweils auf 100 % gesetzt. Mit dieser Darstellung wird die Relevanz der einzelnen Lebenszyklusphasen an den Gesamtergebnissen der untersuchten Unterkonstruktionen aufgezeigt. Es ist jedoch zu beachten, dass dadurch kein direkter Vergleich der absoluten Ergebnisse der Unterkonstruktionen möglich ist.

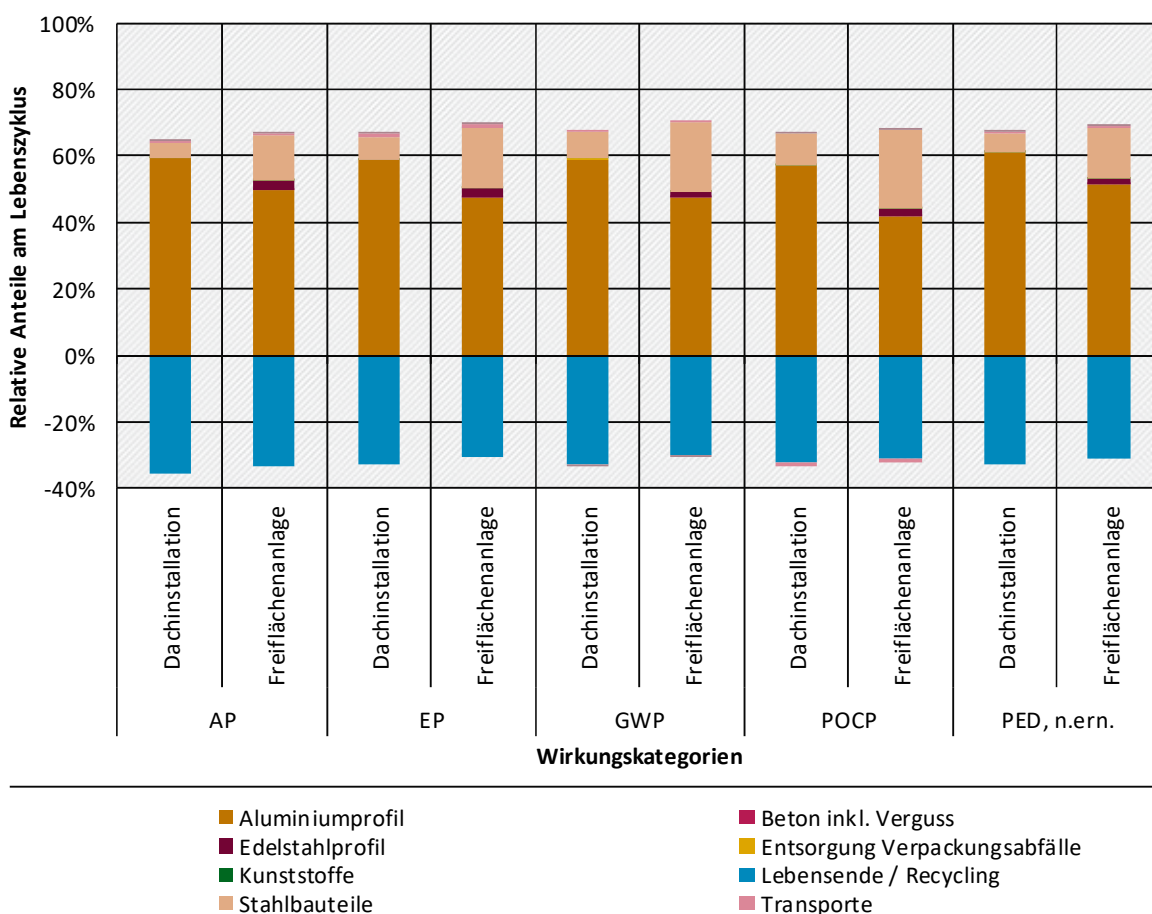
Das Recycling der Aluminiumprofile trägt in allen Wirkungskategorien maßgeblich zu den Gutschriften bei. Die relativen Anteile des Recyclings der Aluminium- und Stahlbauteile liegen auch am Lebensende in einem ähnlichen Verhältnis wie bei der Herstellungsphase. Die thermische Verwertung der Kunststoffbauteile und der Verpackungsmaterialien verursacht durch die Verbrennungsemissionen einen Beitrag zum GWP.

Je nach gewähltem Bewertungsansatz des Lebensendes liegen die Ergebnisse der Dachanlage mit dem Gutschriftenansatz bei ca. 45-50 % der Ergebnisse des Ansatzes ohne Verrechnung von Gutschriften (Tabelle 43).

Abbildung 33: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Unterkonstruktion (detaillierte Darstellung) (eigene Darstellung)

Ökobilanzergebnisse der Unterkonstruktionen für Dach- und Freiflächenanlagen

Herstellung und Lebensende



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP basierend auf PVPS LC1 2015

Freiflächenanlage

Die Ergebnisse der Unterkonstruktion der Freiflächenanlage sind hinsichtlich der relativen Verteilung der eingesetzten Materialien mit den Ergebnissen der Dachunterkonstruktion vergleichbar. Auch bei der Freiflächenanlage wird die Herstellungsphase in allen Wirkungskategorien von der Herstellung der Aluminiumprofile dominiert. Die Anteile der Herstellung der Stahlbauteile sind im Vergleich zu ihren Massenanteilen gering, wobei der Anteil am gesamten Lebenszyklus aufgrund der höheren verbauten Massen gegenüber der Dachinstallation zunimmt. Der Anteil des Betons an den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung ist in Bezug auf die Masse vergleichsweise gering. Die weiteren verbauten Komponenten aus Edelstahl und Kunststoff haben aufgrund ihrer geringeren Massenanteile nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse der Herstellungsphase. Auch die Entsorgung der anfallenden Abfälle und die Transporte spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Die Gutschriften für das Recycling und die Verwertung der rückgewonnenen Materialien sind hauptsächlich auf das Recycling der Aluminiumprofile und Stahlbauteile zurückzuführen. Der Anteil der Verbrennungsemissionen der Kunststoffbauteile und der Verpackungsmaterialien aus der thermischen Verwertung ist gering.

Im Vergleich zum Modellierungsansatz ohne Gutschriftverrechnung liegen die Ergebnisse inkl. der Recyclinggutschriften in den untersuchten Wirkungskategorien bei ca. 45-55 %.

Somit hat das Recycling der eingesetzten Materialien einen hohen Einfluss auf die Ökobilanz der Unterkonstruktion. Es ist daher sicherzustellen, dass diese am Lebensende einem Recyclingprozess zugeführt werden. Gleichzeitig lassen sich die eingesetzten Stahl-, Edelstahl- und Aluminiumprofile der Unterkonstruktion sehr gut recyceln, da diese nicht in Materialverbünden vorliegen und leicht voneinander zu trennen sind. Zudem bestehen in Deutschland und Europa etablierte Recyclinginfrastrukturen. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Materialien am Lebensende der Unterkonstruktion recycelt werden.

Das Szenario ohne Berücksichtigung von Recycling- und Verwertungsgutschriften stellt somit einen ungünstigen, eher unwahrscheinlichen Fall dar. Es dient in dieser Studie vor allem dazu, die Bandbreiten und den Einfluss auf die Ökobilanzierung zu verdeutlichen.

In Tabelle 43 sind die Ergebnisse der untersuchten Unterkonstruktion und Modellierungsansätze zusammengefasst. Die Bezugsgröße der Ergebnisse ist 1 m² Modulfläche.

Tabelle 43: Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse der Unterkonstruktion je m² Modulfläche (eigene Berechnung)

Unterkonstruktion je m ² Modulfläche	AP [kg SO ₂ - Äq./m ²]	EP [kg Phosphat- Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ - Äq./m ²]	POCP [kg Ethen- Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
Dachinstallation (mit Recyclinggutschrift)	4,72E-02	3,93E-03	1,61E+01	3,43E-03	2,15E+02
Freiflächenanlage (mit Recyclinggutschrift)	8,87E-02	7,71E-03	3,28E+01	6,82E-03	3,93E+02
Dachinstallation (ohne Recyclinggutschrift)	1,06E-01	7,78E-03	3,18E+01	6,47E-03	4,21E+02
Freiflächenanlage (ohne Recyclinggutschrift)	1,83E-01	1,41E-02	5,97E+01	1,25E-02	7,24E+02

6.4.1.3 Elektrische Leitungen (DC)

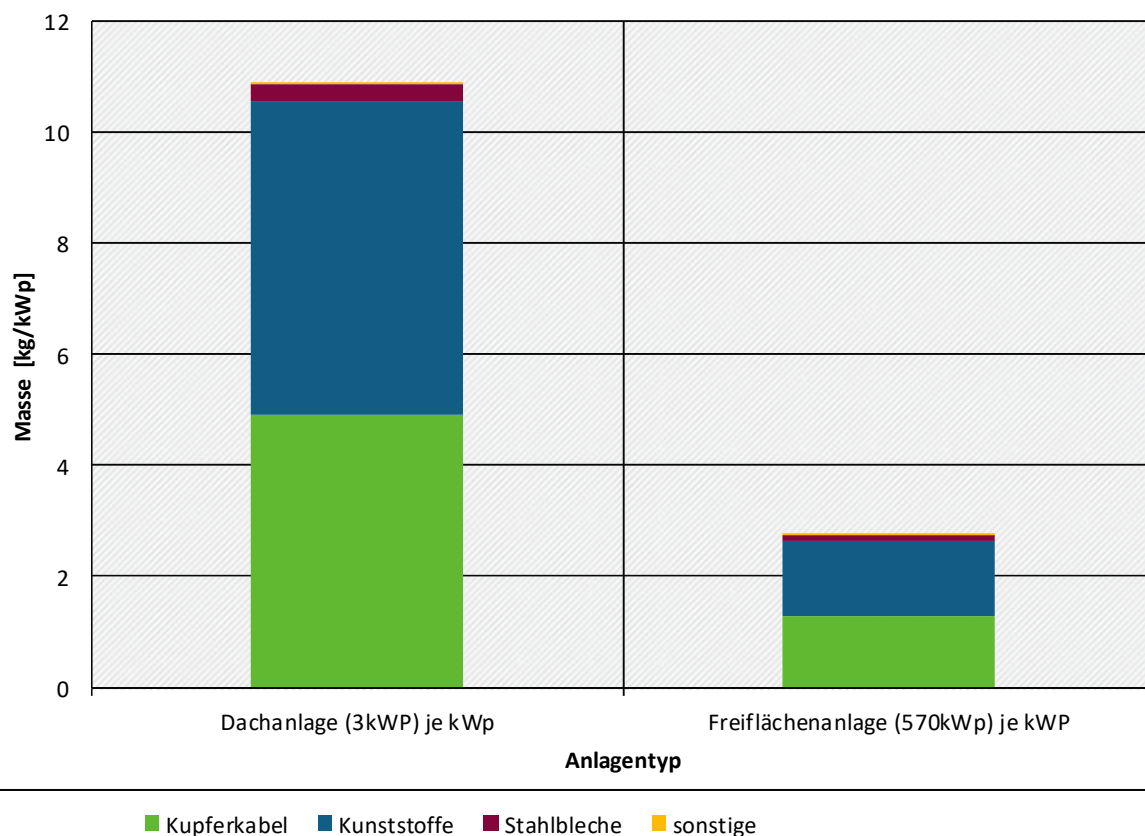
6.4.1.3.1 Daten und Ökobilanz-Modelle

Für die Modellierung der elektrischen Leitungen werden die Sachbilanzdaten für eine 3 kWp-Dachanlage und eine 570 kWp-Freiflächenanlage aus der PEFCR-PV Vorstudie herangezogen (Tab. 4.34, Tab. 4.35) [52]. Diese basieren auf der Studie von Jungbluth 2012 [62]. Die Ergebnisse sind in Bezug zu 1 kWp Anlagenleistung dargestellt, um eine bessere Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Die Sachbilanzdaten beinhalten den erforderlichen Materialinput, notwendige Transporte und die Entsorgung der Abfälle. Auch für die elektrischen Leitungen wird das Lebensende über das in Kapitel 6.3.3 beschriebene generische End-of-Life Modell abgebildet. Für eine übersichtlichere Darstellung wurden die eingesetzten Materialien in Abbildung 34 zu Materialgruppen zusammengefasst. Die Darstellung beinhaltet die für die Herstellung benötigten Inputmengen.

Abbildung 34: Materialinput der untersuchten elektrischen Leitungen (eigene Darstellung)

Materialinput für die Herstellung der elektrischen Leitungen (DC)

Dach- und Freiflächenanlagen, bezogen auf 1kWp Anlagenleistung



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP nach PVPS LCI 2015

Bezogen auf die Anlagenleistung liegt die Masse der elektrischen Leitungen einer Dachanlage mit ca. 11 kg/kWp deutlich über dem Materialbedarf einer Freiflächenanlage (ca. 2,8 kg/kWp). Dies lässt sich vor allem über Skalierungseffekte erklären, da bei größeren Freiflächenanlagen die elektrischen Leitungen effizienter ausgelegt werden können und dadurch im Vergleich zu den Dachinstallationen je kWp z. B. Kabellänge eingespart werden kann.

Da die elektrischen Leitungen hauptsächlich die zu verlegenden DC-Kabel repräsentieren, ergeben sich nur geringe Unterschiede im Materialmix.

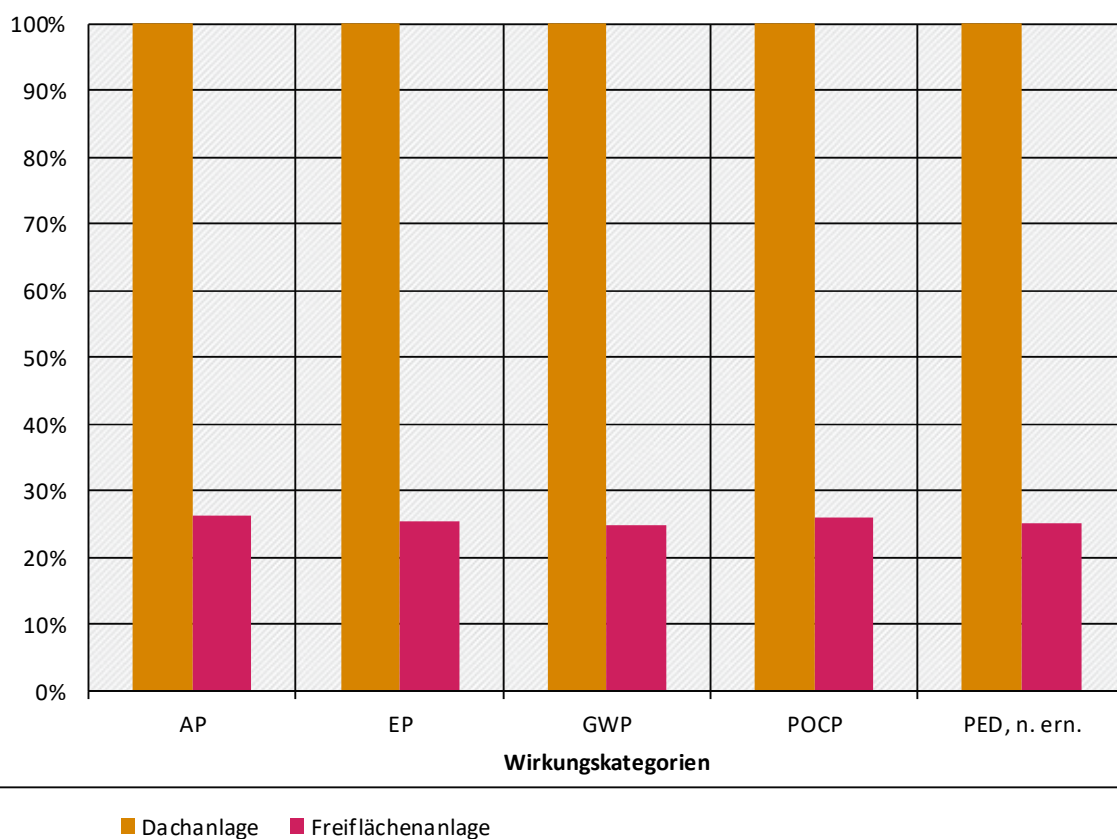
6.4.1.3.2 Ökobilanzergebnisse

Abbildung 35 zeigt den Vergleich der Gesamtergebnisse der elektrischen Leitungen. Die Ergebnisse sind in Bezug zur Dachanlage (=100 %) dargestellt. Im Vergleich zu den elektrischen Leitungen der Dachanlage sind die Werte der Freiflächenanlage deutlich geringer und liegen in den betrachteten Wirkungskategorien bei ca. 25 % der Werte der Dachanlage. Dies entspricht in etwa dem Massenverhältnis der elektrischen Leitungen der beiden Anlagentypen zueinander, und lässt sich weiterhin über die geringen Unterschiede im Materialmix erklären.

Abbildung 35: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der elektrischen Leitungen [je kWp] (eigene Darstellung)

Vergleich der Ökobilanzergebnisse der elektrischen Leitungen (DC) (Herstellung und Lebensende)

je kWp Anlagenleistung, Ergebnisse der Elektrik für Dachanlagen = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP basierend auf PVPS LC1 2015

In Abbildung 36 sind die Ergebnisse der Herstellungsphase und des Lebensendes anhand ihrer relativen Anteile am gesamten Lebenszyklus der elektrischen Leitungen detaillierter dargestellt. Hierzu sind die Gesamtergebnisse der elektrischen Leitungen für Dach- und Freiflächenanlagen auf jeweils 100 % skaliert. Mit dieser Darstellung ist daher kein direkter Vergleich der Absolutergebnisse zwischen den elektrischen Leitungen möglich. Aufgrund der vergleichbaren Materialmixe der elektrischen Leitungen für eine Dach- und Freiflächenanlage sind nur geringe Abweichungen festzustellen. Die Herstellung der Kupferleitungen tragen in allen untersuchten

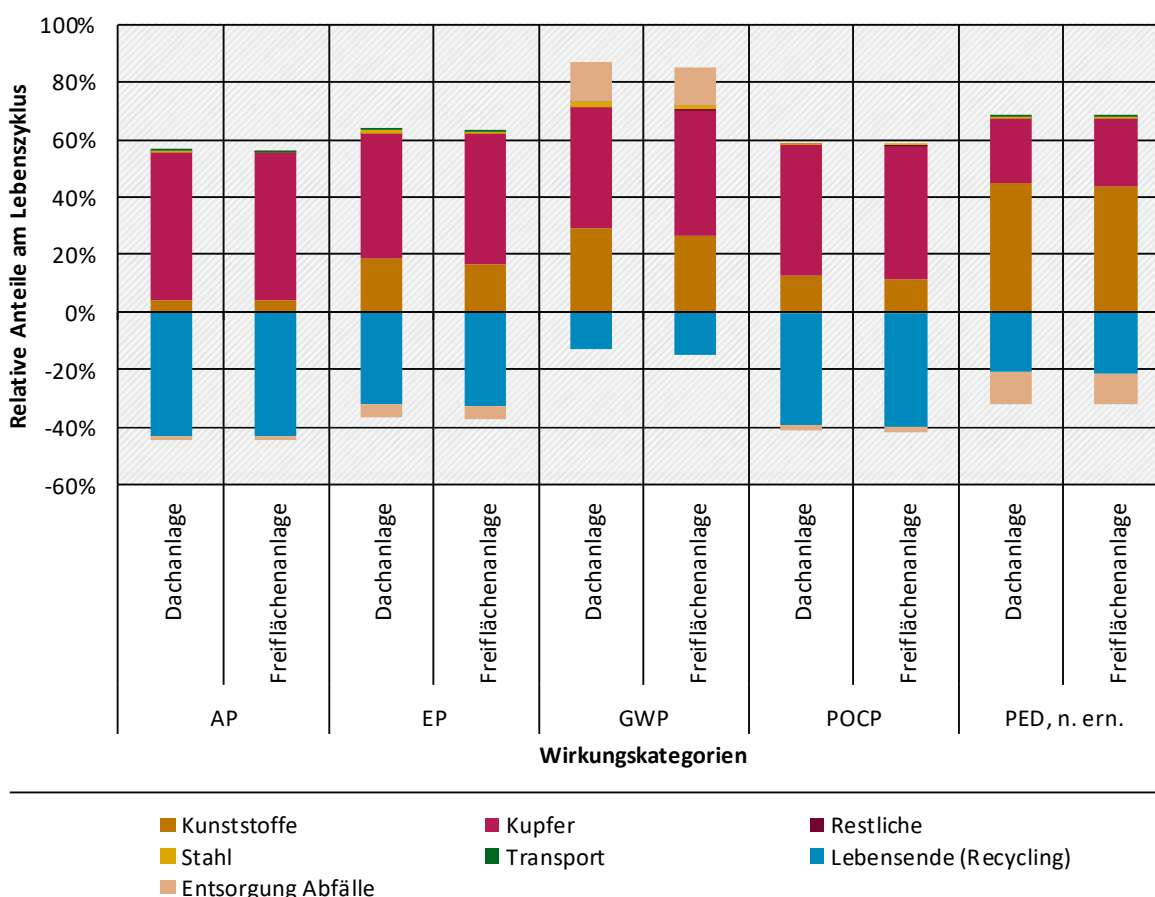
Wirkungskategorien maßgeblich zu den Ergebnissen der Herstellungsphase bei. Die hohen Anteile im Versauerungspotenzial (AP), Eutrophierungspotenzial (EP) und im Sommersmogbildungspotenzial (POCP) sind auf die hohen SO_2 -(AP) und NO_x -Emissionen (EP, POCP) in der Herstellung des Kupfers über die Primärroute zurückzuführen. Diese sind maßgeblich auf die Bereitstellung der notwendigen thermischen Energie und auf die freigesetzten Emissionen beim Aufschmelzen der sulfidischen Erze zurückzuführen.

Die Herstellung der Kunststoffbauteile ist vor allem im EP, GWP, POCP und im PED, n. ern. relevant. Die hohen Anteile der Kunststoffbauteile im PED sind auf den in dem Rohölprodukt gebundenen Energiegehalt zurückzuführen.

Weiterhin fällt der hohe Anteil der Abfallentsorgung während der Herstellung und Installation auf, welcher hauptsächlich durch die Entsorgung und thermische Verwertung von Kunststoffbauteilen und Verpackungsmaterialien entsteht. Positive Werte im GWP sind auf die Verbrennungsemissionen (hauptsächlich CO_2) in der Müllverbrennung zurückzuführen. In den weiteren Wirkungskategorien sind die Gutschriften der Kunststoffe auf die Nutzung der rückgewonnenen Energie für die Stromerzeugung zurückzuführen.

Abbildung 36: Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der elektrischen Leitungen für Dach- und Freiflächenanlagen (eigene Darstellung)

Herstellung und Lebensende



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP basieren auf PVPS LC1 2015

Am Lebensende sind vor allem die Gutschriften für das Materialrecycling relevant. Das Lebensende der Kunststoffe wird durch eine thermische Verwertung berücksichtigt. Wie oben

beschrieben, resultiert dies in geringen Gutschriften in den Kategorien AP, EP, POCP und PED, n. ern.. Durch die Verbrennung der Kunststoffe entstehen klimawirksame Emissionen, maßgeblich CO₂-Emissionen, welche das GWP erhöhen. Dadurch reduzieren sich die Gutschriften des Materialrecyclings und -verwertung in dieser Kategorie um ca. 50 %.

Im Vergleich zum Modellierungsansatz ohne Gutschriftverrechnung liegen die Ergebnisse inkl. einer Verrechnung der Recyclinggutschriften in den Wirkungskategorien AP, EP und POCP bei ca. 20-40 %. Diese deutlich geringeren Werte lassen sich vor allem über die Gutschriften für das Kupferrecycling und die dadurch vermiedenen SO₂- und NO_x-Emissionen aus der Primärkupferherstellung erklären. In der Primärkupferherstellung werden diese durch die energieintensiven thermischen Prozesse und die freigesetzten Emissionen des Aufschmelzens der sulfidischen Erze verursacht.

In den Kategorien Treibhauspotenzial und Primärenergiebedarf liegen die Ergebnisse der elektrischen Leitungen inklusive Recyclinggutschriften bei ca. 50 % bis 60 % der Werte ohne Gutschriftenverrechnung (vgl. auch Tabelle 44).

Somit hat das Materialrecycling, insbesondere das Recycling des Kupferanteils der Kabel, einen hohen Einfluss auf die Ökobilanz der elektrischen Leitungen. Eine Rücknahme und Verwertung müssen am Lebensende der PV-Anlage sichergestellt werden. Auch bei den Kupferkabeln kann davon ausgegangen werden, dass sie sich sehr gut recyceln lassen, da hierfür eine etablierte Recyclinginfrastruktur besteht.

Tabelle 44 fasst die Ergebnisse der elektrischen Leitungen jeweils mit und ohne Gutschriftverrechnung zusammen. Die Bezugsgröße der Ergebnisse ist 1 kWp Anlagenleistung.

Tabelle 44: Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse der elektrischen Leitungen

Elektrische Leitungen je kWp	AP [kg SO ₂ -Äq./kWp]	EP [kg Phosphat-Äq./kWp]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWp]	POCP [kg Ethen-Äq./kWp]	PED, n. ern. [MJ/kWp]
Dachanlage (mit Recyclinggutschrift)	7,49E-02	4,90E-03	3,77E+01	5,65E-03	3,68E+02
Freiflächenanlage (mit Recyclinggutschrift)	1,92E-02	1,23E-03	9,22E+00	1,43E-03	9,31E+01
Dachanlage (ohne Recyclinggutschrift)	3,67E-01	1,24E-02	6,61E+01	1,92E-02	7,18E+02
Freiflächenanlage (ohne Recyclinggutschrift)	9,71E-02	3,20E-03	1,65E+01	5,02E-03	1,81E+02

6.4.2 Kristalline Siliziumwafer-PV (c-Si PV)

Aus der durchgeführten Literaturstudie und der Bewertung des Aktualisierungsbedarfs von PV-Ökobilanzen in Kapitel 3 geht hervor, dass im Bereich der PERC-Technologien zu große Datenlücken bestehen, um eine belastbare Ökobilanzierung durchzuführen. Im Verlauf der Studie war es nicht möglich, die entsprechenden Industriepartner der Modulherstellung und Zellfertigung mit einzubinden, um diese Lücken zu schließen. Aus diesem Grund fokussieren sich die nachfolgenden Szenarien auf konventionelle c-Si PV-Module mit mono- und multi c-Si Solarzellen. Im Rahmen der Untersuchung werden die Daten der relevanten Prozesse aktualisiert und die Modulherstellung in verschiedenen Produktionsländern untersucht. Das Kapitel ist dazu in die folgenden Teile untergliedert. Zunächst wird in Kapitel 6.4.2.1 die

verfügbare Datengrundlage und die Vorgehensweise für die Aktualisierung der Ökobilanzen von mono und multi c-Si PV-Systemen vorgestellt und die wesentlichen Annahmen und Quellen für die Aktualisierung der Prozessdaten zusammengefasst (Kapitel 6.4.2.1.3). Auf dieser Grundlage erfolgt in Kapitel 6.4.2.1.4 die Festlegung der Produktionsszenarien für die Ökobilanzanalysen.

Der Stromerzeugungsmix in der Produktion weist einen hohen Einfluss auf das Umweltprofil der Modulherstellung auf. Daher werden zunächst die Ökobilanzergebnisse der Stromerzeugungsmixe an den untersuchten Produktionsstandorten verglichen (Kapitel 6.4.2.2). Die Analysen erleichtern später die Interpretation der Ökobilanzergebnisse der Produktionsszenarien.

In den Kapiteln 6.4.2.3 und 6.4.2.4 werden die Ökobilanzergebnisse für die mono und multi c-Si PV-Systeme vorgestellt. Zunächst werden die Ergebnisse der Herstellungsphase und des Lebensendes der PV-Module diskutiert. Anschließend erfolgt die Analyse des Umweltprofils der PV-Stromerzeugung für c-Si PV-Systeme am Beispiel von Freiflächen und Dachanlagen an Standorten mit moderater und hoher Sonneneinstrahlung.

Abschließend werden die wichtigsten Erkenntnisse der Ökobilanzanalyse (Kapitel 6.4.2.5) zusammengefasst.

6.4.2.1 Vorgehensweise für die Aktualisierung der Ökobilanzen von c-Si PV-Modulen

Für die Aktualisierung der Ökobilanzen von c-Si PV-Modulen konnten keine aktuellen Sachbilanzdaten mit den Modulherstellern und Zulieferern ausgetauscht werden. Deshalb wurden die veröffentlichten Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 [47] und der Vorstudie zum Product Environmental Footprint (PEF) von PV-Systemen [52] zur Einschätzung der potenziellen Umweltwirkungen aktueller c-Si PV-Module herangezogen. Insbesondere bei den Prozessen der Herstellung von Polysilizium, Si-Einkristall und Si-Blockguss gab es aufgrund der gestiegenen Produktionskapazitäten und der damit verbundenen Prozessanpassungen weitere Entwicklungen zur Verringerung des Prozessenergiebedarfs. Dies hat einen hohen Einfluss auf die Ökobilanzergebnisse der c-Si PV-Modulherstellung, ist jedoch in den verwendeten Sachbilanzdaten aufgrund des Datenalters noch nicht vollständig berücksichtigt. Für die Aktualisierung der Ökobilanzen werden daher die Verbrauchswerte der wichtigsten Prozessgrößen (z.B. des Energieverbrauchs) an die Werte heutiger Produktionen angepasst. Dadurch lassen sich diese Entwicklungsschritte in Form vereinfachter Szenarien analysieren.

Für die Aktualisierung erfolgte zunächst die Modellierung und Auswertung der Modulherstellung auf Grundlage der verfügbaren Sachbilanzdaten. Mithilfe einer Hot-Spotanalyse der einzelnen Prozessschritte wurden die relevanten Einflussfaktoren für die Ökobilanz ermittelt und die Prozessgrößen identifiziert, die in Summe mindestens 90 % der Wirkungen in den untersuchten Wirkungskategorien verursachen. Für diese Prozessgrößen erfolgte anschließend der Abgleich und die Aktualisierung anhand von Literaturwerten. Um die Aktualität der recherchierten Prozessdaten sicherzustellen erfolgte ein telefonischer Austausch mit Wacker [182], in dem die recherchierten Werte und Annahmen auf Plausibilität überprüft wurden.

Im Rahmen der Datenaktualisierung konnten ausschließlich die Prozessdaten der Prozesskette vom metallurgischen Silizium bis zur Herstellung der mono und multi c-Si Wafer aktualisiert werden. Zu den weiteren Prozessschritten der Herstellung der Solarzellen und c-Si PV Module konnten keine aktuelleren Daten erfasst werden, sodass diese weiterhin über die veröffentlichten Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 [47] abgebildet werden.

Auf dieser Grundlage erfolgt anschließend die Festlegung und Beschreibung der Produktionsszenarien für die nachfolgende Ökobilanzanalyse der c-Si PV-Module und der c-Si PV-Stromerzeugung.

Die Kapitel 6.4.2.1.1 bis 6.4.2.1.4 fassen die wesentlichen Schritte zur Aktualisierung der Sachbilanzdaten und für die Festlegung der Produktionsszenarien der c-Si PV-Module zusammen.

Da im Projektverlauf keine vollständige Aktualisierung aller Prozess- und Sachbilanzdaten vorgenommen werden konnte, dienen die nachfolgenden Ökobilanzergebnisse der ersten Einschätzung der Auswirkungen technischer Weiterentwicklung in der Siliziumprozesskette (ab ca. 2007) auf die Ökobilanz der c-Si PV-Module und auf das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung. Für belastbarere Ergebnisse ist eine umfassendere Datenaufnahme und Analyse der gesamten Prozessketten in Zusammenarbeit mit den marktrelevanten Herstellern und Zulieferern notwendig.

6.4.2.1.1 Ausgangsdaten

In dem Kapitel werden die relevanten Produktspezifikationen und der Materialinput der mono und multi c-Si PV-Module sowie die Struktur des Ökobilanzmodells anhand der wesentlichen Prozessschritte der Modulherstellung und des Lebensendes vorgestellt.

Sachbilanzdaten

Die Sachbilanzdaten der Herstellungsphase der mono und multi c-Si PV-Module basiert auf den veröffentlichten Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 [47]. Die Daten der Modulherstellung und vorgelagerten Prozesse basieren auf den Sachbilanzdaten von Jungbluth 2012 [62], welche im Rahmen der Aktualisierung des Sachbilanzberichts im Jahr 2015 mit Daten von de-Wild Scholten 2014 [58] ergänzt bzw. aktualisiert wurden. Die Modellierung des Lebensendes der c-Si PV-Module erfolgt beispielhaft anhand eines Erstbehandlungsprozesses einer Glasrecyclinganlage. Hierzu wird der Bericht „Life Cycle Inventory of Current Photovoltaic Module Recycling Processes in Europe“ der PVPS Task 12 aus dem Jahr 2017 [63] herangezogen, welche auf einer Datenabfrage der Betreiber von Erstbehandlungsanlagen basieren.

In Tabelle 45 sind die verwendeten Datentabellen der Sachbilanzberichte zusammengestellt. Für eine detailliertere Aufstellung der Sachbilanzdaten wird auf die angegebenen Tabellen der Sachbilanzberichte verwiesen.

Tabelle 45: Sachbilanzdatenquellen für die Modellierung der c-Si PV-Module

Lebenszyklusphase	Prozessschritt	Datenquelle Mono c-Si PV- Modul	Datenquelle Multi c-Si PV- Modul	Basierend auf
Herstellung	metallurgisches Silizium (MG-Si)	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.4.1.1	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.4.1.1	Jungbluth 2012 [62]
Herstellung	Polysilizium, Solarsilizium (solar grade, SG-Si)	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.4.3.1,	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.4.3.1,	Jungbluth 2012 [62]
Herstellung	Polysilizium, <i>electronical grade;</i> <i>electronical off-grade</i>	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.4.2.1 5.1.4.2.2	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.4.2.1 5.1.4.2.2	Jungbluth 2012 [62]

Lebenszyklusphase	Prozessschritt	Datenquelle Mono c-Si PV- Modul	Datenquelle Multi c-Si PV- Modul	Basierend auf
Herstellung	Siliziumeinkristall	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.6.1	-	Jungbluth 2012 [62] mit Erweiterung nach de Wild-Scholten 2014 [58]
Herstellung	Siliziumblockguss	-	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.6.2.	Jungbluth 2012 [62] mit Erweiterung nach de Wild-Scholten 2014 [58]
Herstellung	Wafer	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.7.1; Tab. 5.1.7.2	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.7.1; Tab. 5.1.7.2	Jungbluth 2012 [62] mit Erweiterung nach de Wild-Scholten 2014 [58]
Herstellung	Zelle	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.8.1.1; Tab. 5.1.8.1.2	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.8.1.1; Tab. 5.1.8.1.2	Jungbluth 2012 [62] mit Erweiterung nach de Wild-Scholten 2014 [58]
Herstellung	Modul inkl. Aluminiumrahmen	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.8.2.1 bis Tab. 5.1.8.2.4	PVPS-LCI (2015); Tab. 5.1.8.2.1 bis Tab. 5.1.8.2.4	Jungbluth 2012 [62] mit Erweiterung nach de Wild-Scholten 2014 [58]
Lebensende	Erstbehandlung in Flachglasrecyclinganlage	PVPS LCI 2017, Tabelle 8, Respondent 3	PVPS LCI 2017, Tabelle 8, Respondent 3	Wambach 2017 [63]

Produktspezifikationen

In Tabelle 46 sind die angenommenen Produktspezifikationen der c-Si PV-Module zusammengefasst. Die Produktspezifikationen repräsentieren c-Si PV-Module des Jahres 2011. Seitdem konnten die Modulwirkungsgrade weiter gesteigert werden, während gleichzeitig dünnere Wafer realisiert werden. Daher werden die Annahmen für die nachfolgende Ökobilanzaktualisierung an die durchschnittlichen Modulwirkungsgrade und Waferdicken heutiger kommerzieller Module angepasst.

Tabelle 46: Produktspezifikationen der untersuchten c-Si PV-Module nach [52] (Tab. 4.22 und Tab 4.28) und eigene Annahmen für die Ökobilanzaktualisierung

Produktspezifikation	Einheit	Annahmen der PEFCR-PV Vorstudie (2016) Mono c-Si	Annahmen der PEFCR-PV Vorstudie (2016) Multi c-Si	Anpassungen für diese Studie Mono c-Si	Anpassungen für diese Studie Multi c-Si
Modulfläche	[m ² /Modul]	1,6	1,6	[-]	[-]
Masse	[kg/m ²]	11,7	11,2	[-]	[-]
Modulwirkungsgrad (Standardtestbedingungen)	[%]	15,1	14,7	18**	16,8**
Waferdicke	[µm]	190	200	160*	180*
Solarzellenabmessungen	[mm*2]	156*156	156*156	[-]	[-]
Modulaufbau		Glas/Rückseiten-folie, inkl. Aluminiumrahmen	Glas/Rückseiten-folie, inkl. Aluminiumrahmen	[-]	[-]

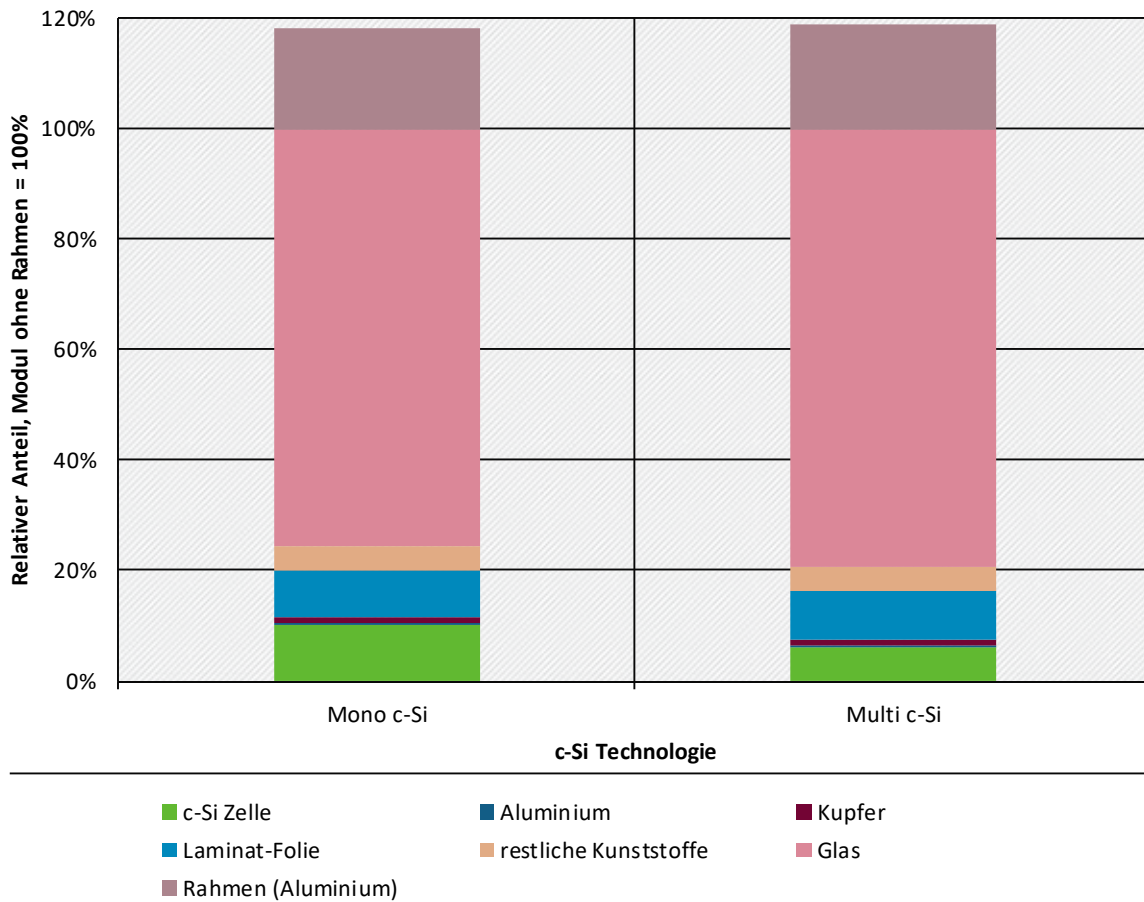
*ITRPV, Canadian Solar [162]; **eigene Annahmen basierend auf ISE PV-Report 2019 [5] sowie Überprüfung der Produktdatenblätter marktrelevanter Hersteller

Materialinput

Der Materialinput für die Herstellung der c-Si PV-Module inkl. Aluminiumrahmen ist in Abbildung 37 dargestellt. Der Materialinput für die Herstellung des ungerahmten PV-Moduls entspricht dabei 100 %. Bei gerahmten Modulen steigt der Materialinput um ca. 19 %. Der Materialinput beinhaltet den notwendigen Materialaufwand für die Herstellung der c-Si PV-Module inklusive der Materialverluste in den einzelnen Prozessschritten, jedoch ohne Berücksichtigung des Verbrauchs an Prozessmitteln und Arbeitsmaterialien. Somit unterscheidet sich der Materialinput vom Materialmix der gefertigten Module. Der höhere Massenanteil der c-Si Zellen des mono c-Si PV-Moduls gegenüber dem multi c-Si PV-Modul lässt sich über die höheren Materialverluste in den Prozessen der Wafervorketten erklären. Dies gilt obwohl bei multi c-Si Zellen dickere Wafer eingesetzt werden.

Abbildung 37: Materialinput der betrachteten c-Si PV-Module (eigene Darstellung nach [52])

Materialinput ohne Prozessmittel und Arbeitsmaterialien



Quelle: Fraunhofer IBP, basierend auf PVPS / PEFPV

Prozesskette der Herstellung

Die Sachbilanzdaten des PVPS-LCI 2015 [47] sind in die relevanten Prozessschritte von der Siliziumprozesskette bis hin zur Modulherstellung unterteilt. Dadurch lassen sich die Anteile der einzelnen Prozessschritte auf die Ökobilanz der Modulherstellung aufzeigen.

In Abbildung 38 ist das Datengerüst und die Aufteilung in die einzelnen Prozessschritte für die Modellierung der PV-Module vereinfacht dargestellt. Die Sachbilanzdaten umfassen alle relevanten Material- und Energieströme inklusive der benötigten Prozessmittel, Emissionen und anfallenden Abfälle in den Prozessschritten.

Die Prozesskette ist in folgende Schritte unterteilt:

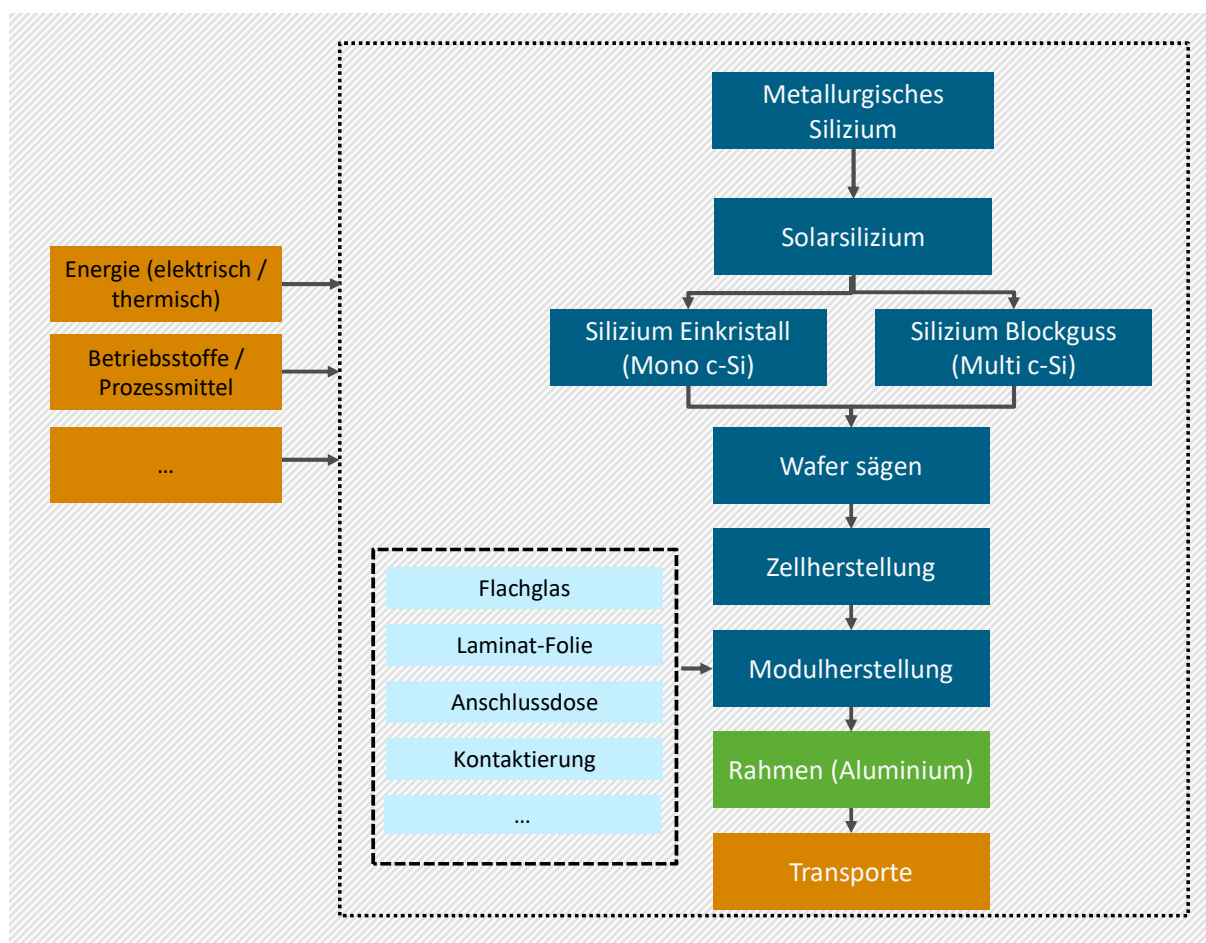
- Herstellung von metallurgischem Silizium (MG-Si)
- Aufbereitung zu Polysilizium in Solarqualität (SG-Si)
- Herstellung eines mono c-Si Einkristalls über den Czochralski-Prozess bzw. die Herstellung eines multi c-Si Blockgusses
- Waferherstellung
- Solarzellenherstellung

- Modulherstellung

Zusätzlich umfassen die Sachbilanzdaten Angaben zu den Marktmixen der Zwischenprodukte sowie Informationen zu den notwendigen Transporten in den einzelnen Prozessschritten. Die Distanzen für die Transporte der gefertigten Module vom Produktionsstandort zum Anlagenstandort werden gemäß den Angaben in Kapitel 5.2.3.1 abgeschätzt.

Die Sachbilanzdaten umfassen Daten für Produktionen in China (CN), im asiatisch-pazifischen Raum (APAC), in den Vereinigten Staaten (US) und Europa (EU).

Abbildung 38: Modellstruktur der Herstellung von c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung)



Die Sachbilanzdaten der Modulherstellung in den unterschiedlichen Produktionsländern /-regionen (Tabelle 45) unterscheiden sich hauptsächlich durch die länderspezifischen Energiebereitstellungsmixe (elektrische und thermische Energie), die für die Modellierung verwendet werden. Die Angaben zum Material- und Energieverbrauch und dem Prozessmitteleinsatz sind für alle Standorte gleich bzw. unterscheiden sich nur geringfügig, sodass die unterschiedlichen Ergebnisse in der nachfolgenden Wirkungsanalyse maßgeblich auf die unterschiedlichen Umweltprofile der Energiebereitstellung zurückzuführen sind.

Tabelle 47 fasst die Annahmen der Energiebereitstellungsmixe nach Prozessschritt und Produktionsstandort zusammen. Für Produktionen in China und in den vereinigten Staaten (US) gibt der PVPS-LCI 2015 [47] in allen Prozessschritten den chinesischen bzw. US-Strommix an. Für die Produktion im asiatisch-pazifischen Raum erfolgt eine Unterteilung der erhobenen Sachbilanzdaten in die Produktionsländer mit den größten Produktionskapazitäten gemäß des Referenzjahrs (2011). Für die Prozessschritte der Herstellung vom MG-Silizium bis zur

Einkristallherstellung (mono c-Si) bzw. Blockgussherstellung (multi c-Si) wird der südkoreanische Strommix angenommen. Für die weiteren Prozessschritte von der Waferherstellung bis zum gefertigten PV-Modul wird der japanische Stromerzeugungsmix angenommen. Auch die Sachbilanzdaten der europäischen Produktion referenzieren auf Produktionen aus dem Jahr 2011 und die für dieses Jahr relevanten Produktionsländer. Für die Prozesse der Herstellung des MG-Siliziums und des Solarsiliziums werden die europäischen Produktionen mit den relevanten Produktionskapazitäten anhand der standortspezifischen Strommixe abgebildet. Für europäische Produktionen von MG-Silizium sind die Produktion in Norwegen angenommen (z.B. ELKEM [188]). Relevante europäische Produktionen von Solarsilizium versorgen ihre Produktionen mit Wasserkraftstrom und Strom aus Kraft-Wärmekopplung (z.B. betreibt Wacker in Deutschland ein Wasserkraftwerk, das einen Teil des Strombedarfs deckt, die norwegischen Produktionen werden überwiegend mit Strom aus Wasserkraft versorgt [189]). Für alle nachfolgenden Prozesse wird der europäische Stromerzeugungsmix (hier, der EU-28 Strommix) angenommen.

Kapitel 6.4.2.2 liefert eine detailliertere Aufschlüsselung und Vergleich der unten aufgeführten länderspezifischen Stromerzeugungsmixe.

Tabelle 47: Hinterlegte Strommixe an den unterschiedlichen Produktionsstandorten der c-Si PV-Module (nach PVPS-LCI (2015) [47]; PEFCR-PV [57])

Prozessschritt	Stromerzeugungsmix des Produktions-szenarios China (CN)	Stromerzeugungsmix des Produktions-szenarios Asiatisch-Pazifischer Raum (APAC)	Stromerzeugungsmix des Produktions-szenarios Vereinigte Staaten (US)	Stromerzeugungsmix des Produktions-szenarios Europa (EU)
Metallurgisches Silizium	CN	KR (PVPS LCI-2015) RAS (PEFCR-PV)	US	NO
Solarsilizium	CN	KR	US	NO, Wasserkraft (EU-28); Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (EU-28)
Mono c-Si Einkristall	CN	KR	US	EU-28
Multi c-Si Blockguss	CN	KR	US	EU-28
Mono c-Si Wafer	CN	JP	US	EU-28
Multi c-Si Wafer	CN	JP	US	EU-28
Mono c-Si Zelle	CN	JP	US	EU-28
Multi c-Si Zelle	CN	JP	US	EU-28
Mono c-Si PV-Modul	CN	JP	US	EU-28
Multi c-Si PV-Modul	CN	JP	US	EU-28

Im PVPS-LCI 2015 [47] sind zusätzlich die Marktmixe von Polysilizium und Wafern für die Produktionen in China, im asiatisch-pazifischen Raum, in den vereinigten Staaten und in Europa

angegeben. Die Marktmixe geben hierbei die Verteilung der zusätzlich importierten Produkte aus den anderen Produktionsländern / Regionen an, um den Bedarf an den jeweiligen Standorten zu decken. Ein Teilziel dieser Studie ist es, den Einfluss der standortbezogenen Rahmenbedingungen, auf das Umweltprofil der untersuchten PV-Module und der PV-Stromerzeugung aufzuzeigen, beispielsweise durch die spezifischen Stromerzeugungsmixe am Produktionsstandort. Daher wird in den nachfolgenden Analysen auf die Abbildung dieser Marktmixe verzichtet, da sich dadurch nicht der direkte Einfluss der standortspezifischen Rahmenbedingungen aufzeigen lässt.

Lebensende / PV-Modul Recycling

Am Lebensende werden die PV-Module einem Erstbehandlungsprozess zugeführt und rückgewonnene Fraktionen und Materialien recycelt, thermisch verwertet oder beseitigt. Derzeit erfolgt die Erstbehandlung von c-Si PV-Modulen in Europa hauptsächlich von Flachglasrecyclingunternehmen (in Deutschland z.B. der Firma Reiling [190] oder Metallrecyclingunternehmen (z.B. durch die Firma Exner Trenntechnik [191]. Mit diesen Verfahren wird das Laminat aufgetrennt und die rückgewonnenen Bulkmaterialien einem Materialrecycling zugeführt. Diese Verfahren werden für beide betrachteten c-Si-Modultypen (mono und multi c-Si) angewandt.

Im Jahr 2018 wurde in Frankreich von der Firma Veolia [192] die erste Recyclinganlage in Betrieb genommen, die ausschließlich c-Si PV-Module recycelt und den Rücklaufstrom an französischen EoL PV-Modulen bedienen soll. Weiterhin werden in verschiedenen Forschungsprojekten spezifische Recyclingverfahren von c-Si PV-Modulen entwickelt, die neben den Bulkmaterialien wie Aluminium, Glas, Kunststoffe oder Kupfer auch das Recycling der im Modul enthaltenen Edelmetalle (Silber) und das Siliziums ermöglichen sollen (beispielsweise das Forschungsprojekt ELSI [193]. Zu diesen Verfahren wurden bisher keine Sachbilanzdaten veröffentlicht und können in dieser Studie nicht berücksichtigt werden. Da die weiteren notwendigen Prozessschritte für die Aufbereitung und das Recycling der rückgewonnenen Materialanteile nicht adäquat abgebildet werden können, besteht das Risiko, dass stark vereinfachte Szenarien zu Fehlinterpretationen führen.

Die Abbildung des Erstbehandlungsprozesses von c-Si PV-Modulen erfolgt in dieser Studie am Beispiel der Erstbehandlung über eine Flachglasrecyclinganlage. Hierfür werden die Prozessdaten aus dem PVPS-Bericht 2017 [63], Tabelle 8] herangezogen. Diese Daten wurden im Rahmen einer Befragung von Recyclingunternehmen erfasst und umfassen den Verbrauch an elektrischer Energie, Kraftstoffen sowie Angaben für die weitere Behandlung der rückgewonnenen Materialien. Für diese Studie werden die Sachbilanzdaten des „Respondent #3“ (Maltha-Recycling) herangezogen¹⁸. Weiterführende Ökobilanzen zum Recycling c-Si PV-Modulen liefert zudem die Studie von Stolz et. al. [64].

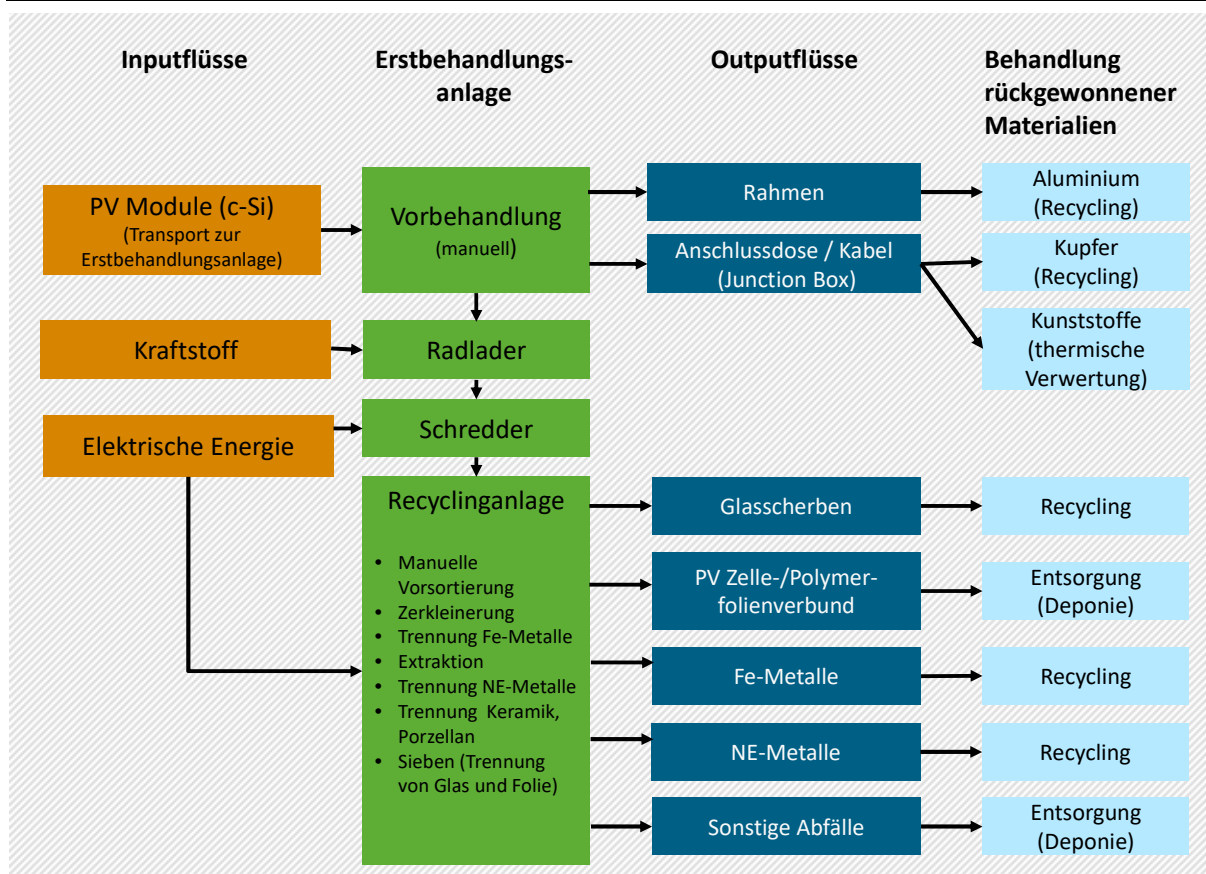
Der angegebene Materialmix der End-of-Life (EoL)-Module unterscheidet sich von dem Mix der in dieser Studie untersuchten Module. Daher wurde der Materialmix der rückgewonnenen Materialien entsprechend angepasst. Zudem wurde der Energieverbrauch über EU-28 Prozesse (Stromerzeugungsmix und Kraftstoffherstellung) abgebildet, um einen Recyclingstandort in Europa abzubilden.

Das Prozessdiagramm ist in Abbildung 39 dargestellt. Nach der Vorbehandlung der PV-Module, bei der Rahmen und Anschlussdose vom Modul entfernt werden, werden die EoL-Module zunächst in einem Schredder vorzerkleinert und der Materialverbund anschließend in der Flachglasrecyclinglinie über mehrere Prozessschritte getrennt. Für den Transport der EoL-

¹⁸ Inzwischen hat Maltha an diesem Standort das Recycling von PV-Modulen eingestellt. Das grundlegende Verfahren wird jedoch auch von anderen Firmen angewandt.

Module wird am Recyclingstandort ein Radlader verwendet. Von den rückgewonnenen Materialien werden Aluminium, Kupfer, Glasscherben, Eisen- und Nichteisenmetalle einem weiteren Recycling zugeführt. Die restlichen Abfälle werden entsorgt und deponiert.

Abbildung 39: Prozessdiagramm für die Erstbehandlung von c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung)



6.4.2.1.2 Ergebnisse der Hot-Spot-Analyse der c-Si PV-Modulherstellung

Aus der Hot-Spot-Analyse¹⁹ der Herstellung von c-Si PV-Module auf Basis der Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV geht hervor, dass der Si-Materialinput, das Materialverhältnis (Input zu Output) und der Energieverbrauch (elektrisch, thermisch) in den Prozessschritten vom metallurgischen Silizium bis hin zur gefertigten Zelle die wesentlichen Einflussgrößen auf die untersuchten Wirkungskategorien sind.

Bei der Herstellung von multikristallinen Si-Zellen hat zudem der Silberanteil in den Metallisierungspasten mit 10 % einen vergleichsweise hohen Anteil am Versauerungspotenzial (AP). Bei den monokristallinen Si-Zellen liegt der Anteil nur bei ca. 4 %. Die unterschiedlichen Anteile des Silbers am Versauerungspotenzial der Zellherstellungen ist darauf zurückzuführen, dass bei der Herstellung der mono c-Si Wafer höhere Umweltwirkungen als bei den multi c-Si Wafern entstehen. Dem entsprechend verschieb sich bei der mono c-Si Zelle die Relevanz in Richtung des Wafer-Inputs.

Die Umweltwirkungen der Modulherstellung sind beim mono c-Si PV-Modul mit ca. 90 %, beim multi c-Si PV-Modul mit ca. 75-85 % auf die Herstellung der verwendeten c-Si Zellen und

¹⁹ Hinweis: Die Hot-Spot-Analyse wurde zu Projektbeginn mit den GaBi-Datenbanken, Version 2017, SP36 durchgeführt. Um den aktuellsten Stand der Hintergrunddaten für die Modellierung zu gewährleisten, wurden regelmäßige Datenbankupdates durchgeführt. Die nachfolgenden Ökobilanzergebnisse der Aktualisierung wurden auf Grundlage der GaBi-Datenbanken, Version 2019, SP39 erstellt.

vorgelagerten Produktionsprozesse zurückzuführen. Von den weiteren Modulkomponenten ist die Herstellung der Glasscheibe von Bedeutung, was auf die hohen Massenanteile am Gesamtmodul zurückzuführen ist.

6.4.2.1.3 Aktualisierung der Prozessdaten der c-Si PV-Modulherstellung

Auf Grundlage der Schwachstellenanalyse wurden die Werte der relevanten Prozessgrößen mit aktuellen veröffentlichten Werten der PV-Industrie, abgeglichen und für die Aktualisierung daraufhin angepasst.

Aufgrund der unterschiedlichen Qualitäten der angenommenen Parameterwerte wurde die Aktualisierung in drei Szenarien unterteilt, welche aufeinander aufbauen. Dadurch lassen sich in der nachfolgenden Wirkungsanalyse (Kapitel 6.4.2.3 und 6.4.2.4) Aussagen über den Einfluss der einzelnen Annahmen treffen. Für die Parameter der Si-Prozesskette konnten konkrete Prozesswerte für die Aktualisierung verwendet werden (Tabelle 48; Szenario A). Bei der Herstellung der Wafer wurden das Materialverhältnis und der verringerte Materialeinsatz durch die Verwendung dünnerer Wafer (Szenario B) und den Einsatz von Diamantsägen (Szenario C) angepasst. Am Modulaufbau wurden keine Anpassungen vorgenommen.

In Tabelle 48 sind die getroffenen Annahmen für die Prozessaktualisierung aufgeführt. Diese basieren vornehmlich auf Angaben zum Energieverbrauch der Canadian Solar Studie [162] und der ITRPV Roadmap [19]. Weiterhin wurden die recherchierten Daten in Austausch mit Wacker [182] auf Plausibilität überprüft und im Falle der Solarsiliziumherstellung um weitere Prozessgrößen ergänzt.

Tabelle 48: Übersicht der aktualisierten Prozesswerte der c-Si Prozesskette für die nachfolgenden Ökobilanzanalysen

Szenario	Prozessschritt; Prozessgröße	Basiswerte PVPS/PEFPV	Aktualisierung in dieser Studie	Kommentar/ Quelle
Szenario A	Metallurgisches Silizium (MG-Si)	[-]	Keine relevanten Veränderungen zu den Prozessdaten, daher keine Anpassung	Plausibilisierung der Annahmen mit Wacker [182]
Szenario A	Solarsilizium (SG-Si); Herstellungsmix	Mix aus Elektroniksilizium, Off-grade Elektroniksilizium, Solarsilizium	100 % Solarsilizium	Plausibilisierung der Annahmen mit Wacker [182]
Szenario A	Solarsilizium (SG-Si); MG Silizium	1,13 kg/kg SG-Si	1,1 kg/kg SG-Si	Plausibilisierung der Annahmen mit Wacker [182]
Szenario A	Solarsilizium (SG-Si); Elektrische Energie	110 kWh/kg SG-Si	60 kWh/kg SG-Si	Plausibilisierung der Annahmen mit Wacker [182]; Canadian Solar [162];
Szenario A	Solarsilizium (SG-Si); Thermische Energie	185 MJ/kg SG-Si	60-80 MJ/kg SG-Si Annahme 70 MJ/kg SG-Si	Plausibilisierung der Annahmen mit Wacker

Szenario	Prozessschritt; Prozessgröße	Basiswerte PVPS/PEFPV	Aktualisierung in dieser Studie	Kommentar/ Quelle
Szenario A	Solarsilizium (SG-Si); Salzsäure	~1,6 kg/kg SG-Si	ca. 30-50 % dieser Menge Annahme 0,65 kg/kg SG-Si	Plausibilisierung der Annahmen mit Wacker [182]
Szenario A	Silizium Einkristall (mono c-Si) ¹ ; elektrische Energie	~68,2 kWh/kg Einkristall	35 kWh/kg Einkristall	Plausibilisierung der Annahmen mit Wacker [182], siliconsultant [181]
Szenario A	Silizium Blockguss (multi c-Si) ¹ ; Elektrische Energie	~15,5 kWh/kg Blockguss	6,5 kWh/kg Blockguss	Verringerung von 8 kWh/kg (2012) auf 6,5 kWh/kg (2018), Canadian Solar [162]
Szenario B	Waferdicken (Reduktion Materialinput) Mono c-Si	190 µm	160 µm	ITRPV 2016 [19]
Szenario B	Waferdicken (Reduktion Materialinput) Multi c-Si	200 µm	180 µm	ITRPV 2016 [19]
Szenario C	Einsatz einer Diamantsäge in der Waferherstellung (Reduktion Materialinput) Mono / Multi c-Si	Slurry-Sägeverfahren	Einsatz Diamantsägeverfahren, Reduktion der Materialverluste um ca. 22 %	Canadian Solar [162]

¹In den verwendeten Sachbilanzdaten beinhalten die Prozessdaten der Si-Einkristallherstellung und Si-Blockgussherstellung die Annahme, dass für die Herstellung des Si-Einkristalls 25 % des benötigten SG-Siliziums über recyceltes SG-Silizium verwendet wird. Für die Herstellung des Si-Blockguss wird 30 % recyceltes SG-Silizium angenommen. Das recycelte SG-Silizium wird bei dieser Annahme aus den Sägeverlusten des Zuschnitts des Einkristalls bzw. des Blockgusses zurückgewonnen. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Herstellung des Einkristalls und Blockguss ausschließlich aus primärem SG-Silizium erfolgt.

Die Annahmen der Aktualisierungsszenarien aus Tabelle 48 wurden in die Ökobilanzmodelle eingearbeitet und ermöglichen es, die Auswirkungen der geänderten Annahmen auszuwerten. In den nachfolgenden Auswertungskapiteln 6.4.2.3 und 6.4.2.4 sind die Ergebnisse vor und nach der Aktualisierung gegenübergestellt. Dadurch lässt sich der Einfluss der aktualisierten Prozessparameter auf die Ökobilanz der c-Si PV-Module einordnen.

6.4.2.1.4 Festlegung der Produktionsszenarien für c-Si PV

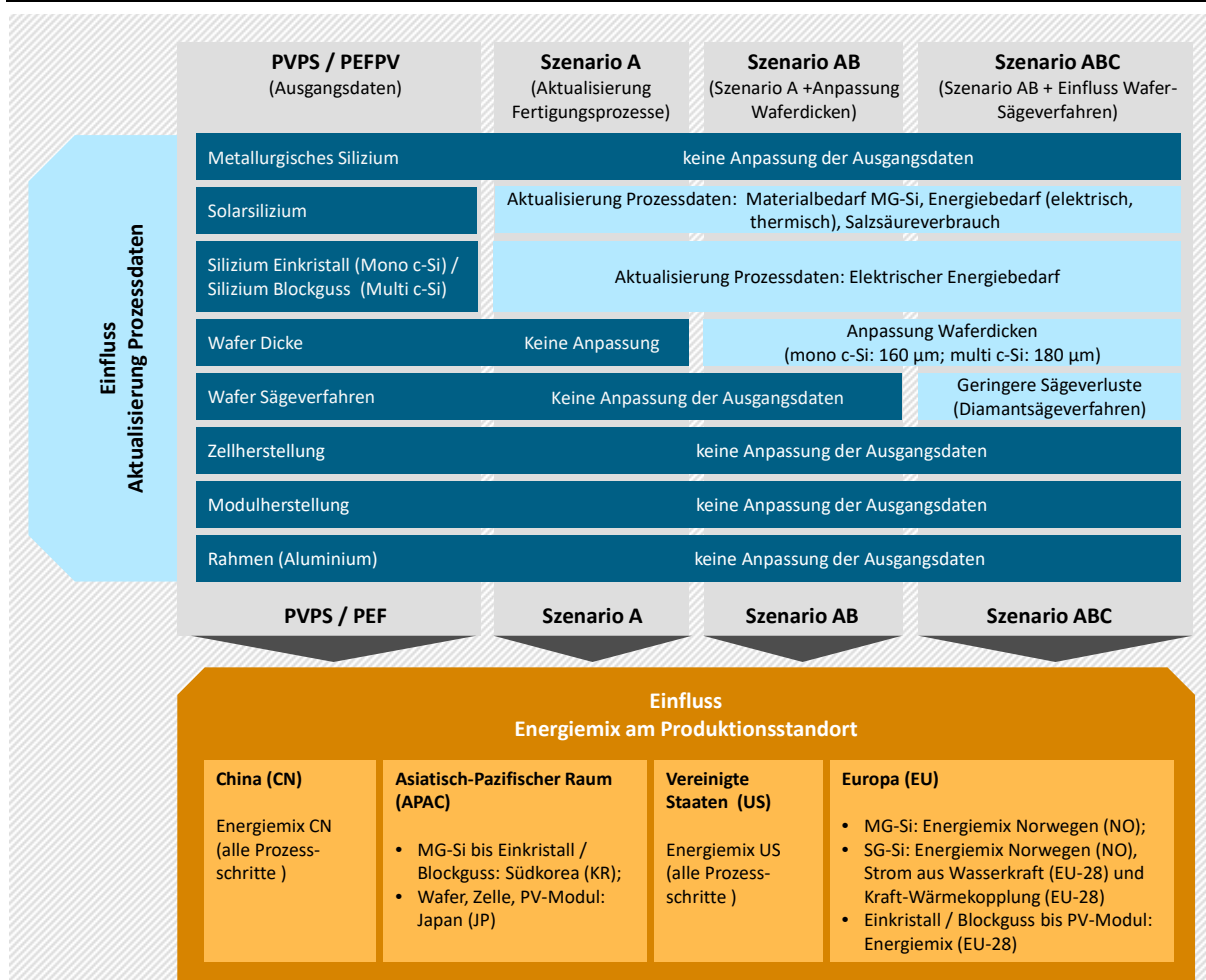
Mit den Produktionsszenarien sollen die nachfolgenden zwei Fragestellungen beantwortet werden:

- Welchen Einfluss haben die Technologie- und Prozessentwicklungen der letzten 10 Jahre (seit ca. 2007) auf die Ökobilanz der c-Si PV?

- Welchen Einfluss haben die Rahmenbedingungen am Produktionsstandort auf die Ökobilanz der PV-Modulherstellung (z. B. durch die Verlagerungen der Produktionsstandorte in den vornehmlich asiatischen Raum)?

Um die Fragen zu beantworten, wird der in Abbildung 40 dargestellte Ansatz zur Bildung der Produktionsszenarien verwendet.

Abbildung 40: Festlegung der Produktionsszenarien für die Analyse der prozess- und standortabhängigen Einflussfaktoren



Es werden zunächst drei Szenarien A, AB, und ABC festgelegt, die ausgehend von den Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV eine schrittweise Aktualisierung der Prozessdaten, der Waferdicken und der geringeren Sägeverluste des Diamantsägeverfahrens vornehmen:

- **Szenario A** bildet die Effizienzsteigerungen in den Prozessen der Siliziumwaferkette ab. Vor allem der Energieverbrauch in diesen Prozessschritten hat einen relevanten Einfluss auf die Ökobilanz der PV-Modulherstellung und konnte in den letzten Jahren deutlich reduziert werden.
- **Szenario AB** baut auf den Ergebnissen des Szenario A auf und berücksichtigt zusätzlich den geringeren Materialeinsatz in der Waferkette, der sich aus den geringeren Waferdicken heutiger c-Si Module in Vergleich zu den Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV ergibt. Durch den geringeren Materialbedarf für die Waferherstellung reduzieren sich die Umweltwirkungen der vorgelagerten Prozesse. Mit Szenario AB soll der Einfluss dieser Entwicklung auf die Ökobilanz der c-Si PV-Module aufgezeigt

werden. Dieses Szenario wird zudem als Basisszenario für die weiterführenden Analysen der Herstellungsphase und der Berechnung der Umweltprofile der c-Si PV-Stromerzeugung verwendet.

- **Szenario ABC** untersucht zusätzlich die Auswirkungen der Einführung des neuen Diamantsägeverfahrens in der Waferherstellung, welches sich aufgrund der weiteren Material- und Kosteneinsparungen zukünftig durchsetzen dürfte. Da nur grobe Angaben zu den Materialeinsparungen (geringere Abfallmengen) und zudem keine detaillierten Sachbilanzdaten zu den Sägeprozessen und eventuellen Auswirkungen auf die nachgelagerten Prozessschritte vorliegen, dient das Szenario ABC der Einschätzung der potenziellen Bandbreiten in der Ökobilanz der Modulherstellung.

Die Szenarien berücksichtigen zusätzlich die regionalen Rahmenbedingungen der heutigen relevanten Produktionen, indem die länderspezifischen Stromerzeugungsmixe der Produktionsstandorte abgebildet werden. Die nachfolgenden Auswertungen beschränken sich dabei auf die folgenden Länder und Regionen:

- China (CN)
- Asiatisch-pazifischer Raum ohne China (APAC)
- Vereinigte Staaten (US)

In einem weiteren Europaszenario (EU) soll zudem das Umweltprofil einer europäischen Produktion ermittelt werden, unter Annahme, dass es weiterhin durchgängige c-Si PV-Produktionen in Europa geben würde, die alle Prozessschritte von der Siliziumkette über die Wafer- und Zellherstellung bis zur Fertigung der PV-Module abdecken. Hierfür werden die Annahmen zur Zusammensetzung der Stromerzeugungsmixe aus dem PVPS Task 12 Sachbilanzbericht [47] übernommen.

Wie in Tabelle 47 dargestellt ist, beinhaltet dieses Szenario hohe Anteile an Wasserkraftstrom aus Norwegen (NO) in den Prozessschritten der Herstellung des metallurgischen Si und des Solarsiliziums, sodass dieses Szenario einen sehr günstigen Fall für die Ökobilanz der c-Si PV-Module darstellt. Mit Hilfe dieses Szenarios kann somit auch die Spanne der resultierenden Bandbreiten durch das Umweltprofil der bezogenen Stromerzeugungsmixe am Produktionsstandort verdeutlicht werden.

Nomenklatur der Szenarien für die nachfolgenden Auswertungen

Für eine bessere Lesbarkeit der Ergebnisdiagramme der PV-Stromerzeugung (Kapitel 6.4.2.3.2 und 6.4.2.4.2) wurde die folgende Nomenklatur für die Bezeichnungen der Szenarien verwendet:

- PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Länderkürzel Produktionsstandort, untersuchtes Produktionsszenario, Anlagentyp

Das Szenario mit der Bezeichnung

- c-Si (mono) (18 %), CN, Szenario AB, Freifläche

beschreibt zum Beispiel die Umweltwirkungen einer Freiflächen PV-Anlage, die mit in China produzierten mono c-Si PV-Modulen mit einem Modulwirkungsgrad von 18 % ausgestattet ist. Das Szenario AB beschreibt weiterhin die zugrundeliegenden Annahmen des Produktionsszenarios (hier: Effizienzsteigerungen in der Siliziumwaferkette und geringere Waferdicken). Zusätzlich werden die Ergebnisse der Szenarien mit den Ergebnissen der

Ausgangsdaten des PVPS Task 12 Sachbilanzberichts [47] und der PEFCR-PV Vorstudie [52] verglichen. Diese sind mit dem Hinweis „PVPS/PEFPV“ gekennzeichnet.

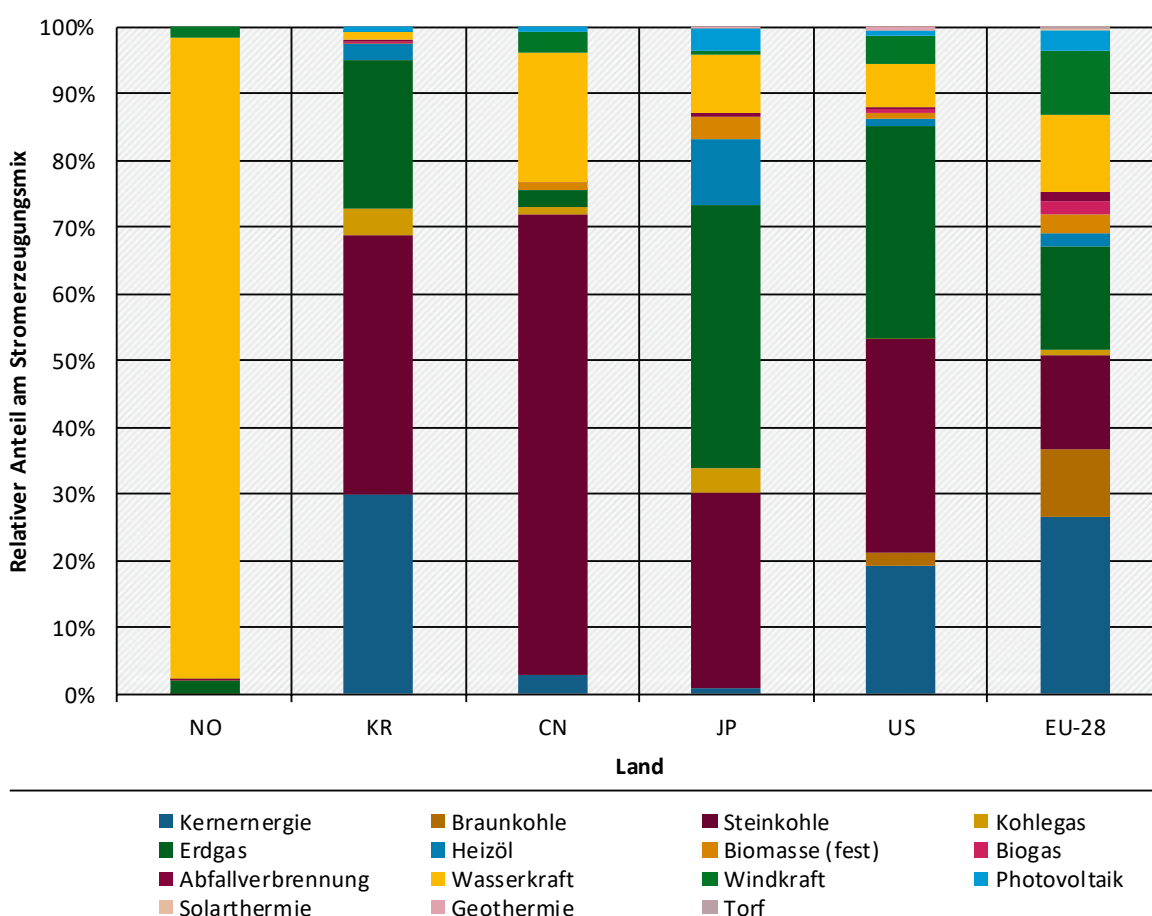
6.4.2.2 Ökobilanzergebnisse der Stromerzeugungsmixe für die Produktionsszenarien

Die Sachbilanzdaten der Modulherstellung für die unterschiedlichen Produktionsszenarien CN, US, APAC und EU unterscheiden sich hauptsächlich in den verwendeten Stromerzeugungsmixen. Da der Strombedarf und die Umweltwirkungen der Stromerzeugung einen hohen Einfluss auf die Ökobilanz der PV-Modulherstellung hat, werden zunächst die Stromerzeugungsmixe und Einflussgrößen auf die untersuchten Wirkungskategorien vorgestellt. Dadurch lassen sich die Ergebnisse der nachfolgenden Auswertungen der mono- und multi c-Si PV-Module (Kapitel 6.4.2.3 und 6.4.2.4) besser nachvollziehen und interpretieren.

Abbildung 41 stellt die Zusammensetzungen der verwendeten Stromerzeugungsmixe nach Energieträgern dar. Hierbei ist zu beachten, dass sich der Strommix der Produktionsszenarien APAC und EU, wie in Tabelle 47 aufgeführt, aus verschiedenen Länderstrommischen in den einzelnen Produktionsschritten zusammensetzt (APAC: Strommix KR und JP; EU: Strommix NO, Strom aus Wasserkraft, EU-28 Strommix). Im chinesischen (CN) und amerikanischen (US) Produktionsszenario wird durchgehend der länderspezifische Strommix verwendet.

Abbildung 41: Vergleich der verwendeten Stromerzeugungsmixe nach Energieträgern (eigene Darstellung)

Vergleich der verwendeten Stromerzeugungsmixe nach Energieträgern



Quelle: Fraunhofer IBP, basierend auf GaBi SP39, Referenzjahr 2015

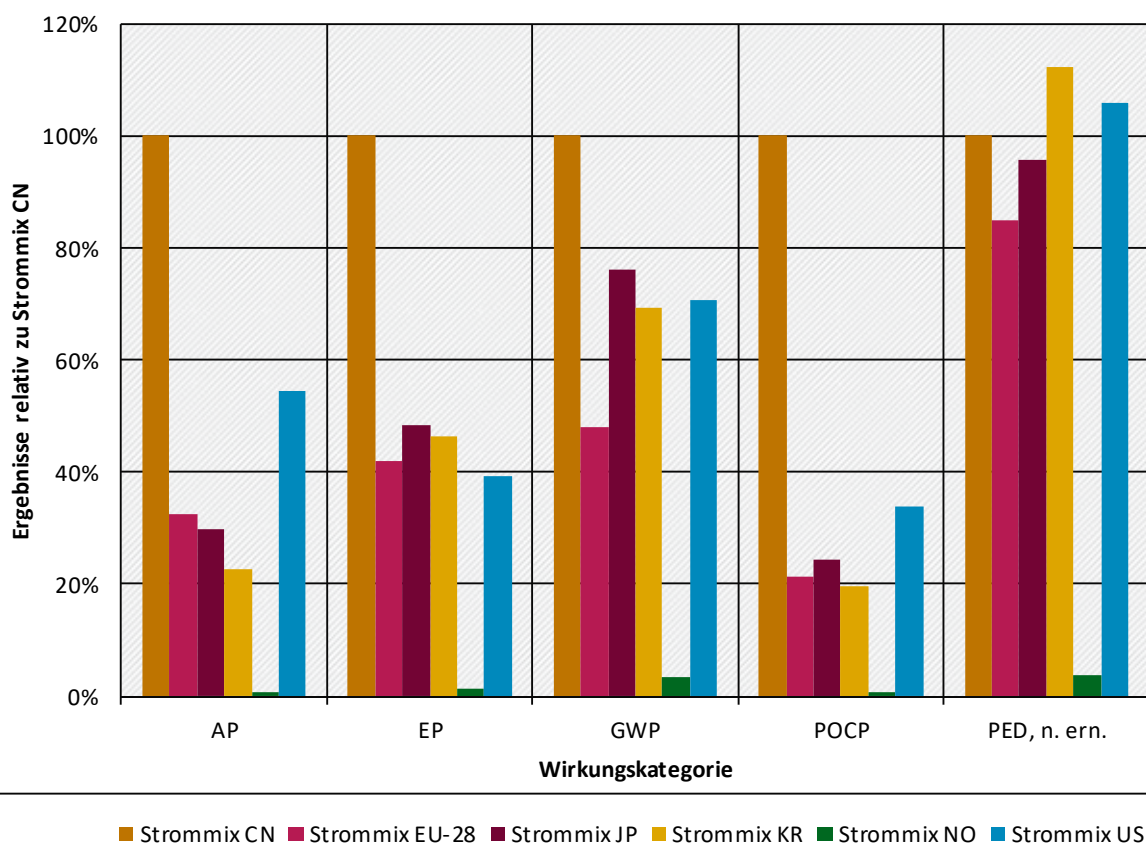
Aus Abbildung 41 sind die starken Unterschiede in den länderspezifischen Stromerzeugungsmixen ersichtlich. Die Stromerzeugung in China wird zu 69 % aus Steinkohle und ca. 19 % aus Wasserkraft gewonnen. Der US-amerikanische Stromerzeugungsmix setzt sich zu ca. 32 % aus Steinkohle, ca. 32 % aus Erdgas, ca. 19 % aus Kernenergie und ca. 14 % aus erneuerbarer Stromerzeugung (vor allem Wind- und Wasserkraft) zusammen. Der südkoreanische Stromerzeugungsmix setzt sich hauptsächlich aus Steinkohle- (ca. 39 %), Kernenergie (ca. 30 %) und Erdgas (ca. 22 %) zusammen. Der japanische Strommix besteht zu rund 39 % aus Erdgas, 29 % aus Steinkohle, 10 % Strom aus Heizöl, ca. 17 % aus erneuerbarer Stromerzeugung wie Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Windkraft und ca. 5 % an anderen Stromerzeugungsarten. Der norwegische Stromerzeugungsmix basiert wiederum zu über 96 % auf Wasserkraft. Der europäische Stromerzeugungsmix (EU-28) besteht zu ca. 27 % aus Kernenergie, 14 % Steinkohle, ca. 16 % Erdgas, 12 % Wasserkraft, 10 % Braunkohle, 9 % Windkraft und ca. 10 % aus weiteren erneuerbaren Stromerzeugungsarten (z.B. PV, Biogas, Biomasse) zusammen. Eine detailliertere Auflistung der Stromerzeugungsmixe kann auf der Webseite der GaBi-Datenbankdokumentationen eingesehen werden [169].

Daraus resultieren für die länderspezifischen Stromerzeugungsmixe sehr unterschiedliche Umweltprofile, welche in Abbildung 42 in Relation zum chinesischen Stromerzeugungsmix dargestellt sind.

Der chinesische Stromerzeugungsmix weist aufgrund des hohen Anteils an Stromerzeugung aus Steinkohle in allen untersuchten Wirkungskategorien die höchsten Werte auf. Im AP, EP und POCP liegen die Werte des CN-Strommix um ca. das Zwei- bis Dreifache über den Werten des US-Strommix, um einen Faktor 2-4 höher als der japanische Strommix und ca. Faktor 2-5 höher als der südkoreanische Stromerzeugungsmix. In diesen Kategorien sind vor allem die hohen SO₂- (AP, POCP) und NO_x-Emissionen (AP, EP, POCP) der Steinkohlekraftwerke für die hohen Wirkungen verantwortlich, im POCP zusätzlich NMVOC-Emissionen. Im GWP fallen die Unterschiede zu den anderen Stromerzeugungsmixen geringer aus.

Abbildung 42: Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe (eigene Darstellung)

Strommix CN = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Die höheren Werte der Stromerzeugungsmixe US und KR im PED, n. ern. resultieren aus den höheren Anteilen an fossiler Stromerzeugung²⁰, wie Steinkohle, Kernenergie und Erdgas.

Der norwegische Stromerzeugungsmix hat aufgrund des hohen Anteils an Wasserkraft im Stromerzeugungsmix die geringsten Wirkungen in allen betrachteten Kategorien. Dieser Strommix wird im Europaszenario für die Prozessschritte der Herstellung des metallurgischen Siliziums und des Solarsiliziums verwendet (vgl. Kapitel 6.4.2.1.1, Tabelle 47).

In Tabelle 49 sind die Ergebnisse der Umweltwirkungen aus den betrachteten Stromerzeugungsmixen zusammengefasst.

²⁰ Anteile fossile und erneuerbare Stromerzeugung: CN: ca. 75,7 % fossil, 24,3 % erneuerbar; KR: 97,4 % fossil, 2,6 % erneuerbar; US: ca. 86,1 % fossil, 13,9 % erneuerbar.

Tabelle 49: Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe [je kWh], c-Si PV-Modulherstellung

Strommix	AP [kg SO ₂ - Äq./kWh]	EP [kg Phosphat- Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
Strommix CN	3,49E-03	2,54E-04	8,36E-01	3,31E-04	8,70E+00
Strommix JP	1,04E-03	1,24E-04	6,35E-01	8,09E-05	8,22E+00
Strommix KR	8,60E-04	1,29E-04	6,27E-01	6,99E-05	1,05E+01
Strommix NO	2,29E-05	3,67E-06	2,99E-02	1,96E-06	3,49E-01
Strommix US	1,75E-03	9,52E-05	5,85E-01	1,06E-04	9,35E+00
Strommix EU-28	1,18E-03	1,11E-04	4,18E-01	7,50E-05	7,52E+00

6.4.2.3 Ökobilanzergebnisse Mono c-Si PV

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Wirkungsanalyse für die Herstellung und das Lebensende der mono c-Si PV-Module auf Basis der PVPS/PEFPV-Daten und für die in Kapitel 6.4.2.1.4 festgelegten Szenarien A, AB, ABC dargestellt.

In Kapitel 6.4.2.3.1 werden zunächst die Ökobilanzergebnisse der untersuchten Szenarien für die Produktionsstandorte in CN, US, APAC und EU im Verhältnis zu den Ergebnissen vor der Aktualisierung auf Basis der Modellierung (PVPS/PEFPV-Daten) dargestellt. Im Anschluss folgt eine detailliertere Analyse der Produktionsszenarien auf Basis des Szenarios AB (Prozessaktualisierung und Anpassung der Waferdicken) inklusive einer detaillierteren Betrachtung des Modulrecyclings am Lebensende.

Die Berechnung der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung wird im anschließenden Kapitel 6.4.2.3.2 auf Grundlage des Basisszenarios AB durchgeführt. Abschließend werden die Bandbreiten des Treibhauspotenzials über alle untersuchten Szenarien aufgezeigt.

6.4.2.3.1 Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes

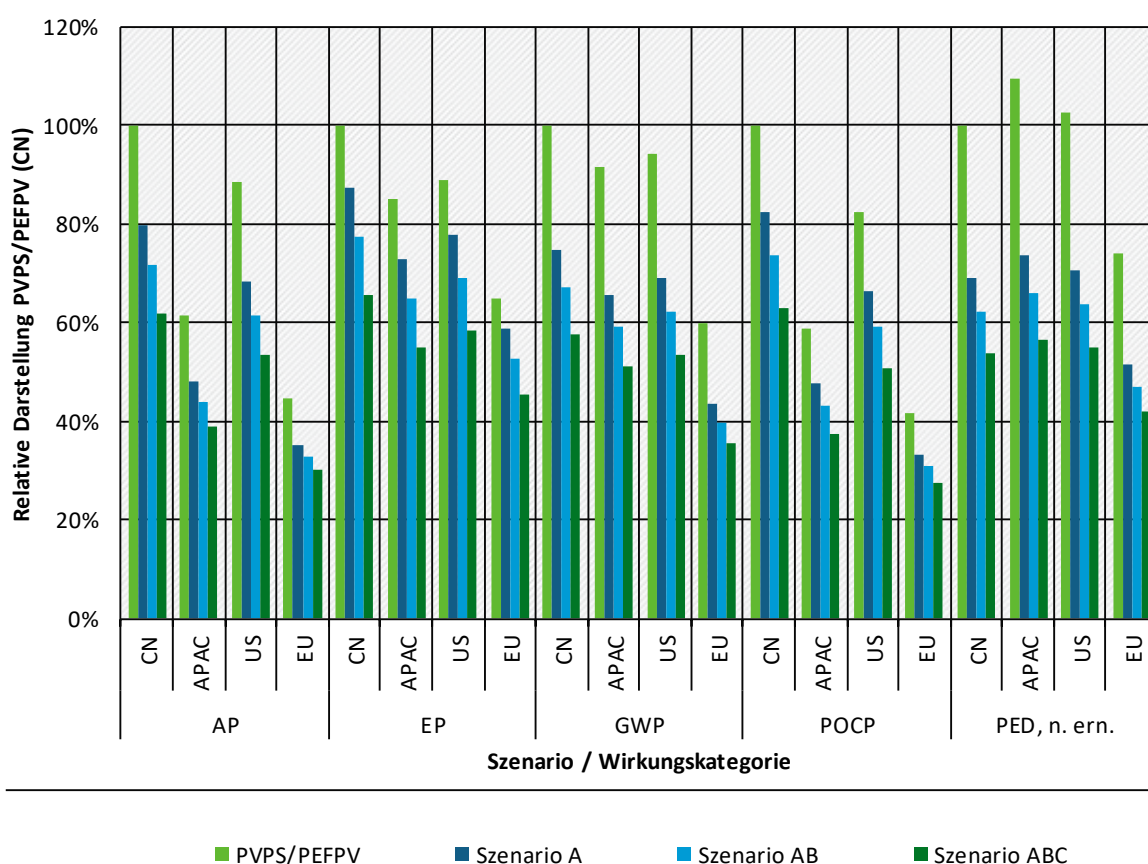
Vergleich der Produktionsszenarien

Abbildung 43 zeigt die Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der untersuchten Aktualisierungsszenarien (A-ABC) im Vergleich zu den Modellierungen der Ausgangsdaten nach PVPS/PEFPV. Hierzu sind die Ergebnisse nach PVPS/PEFPV für eine chinesische Produktion (Szenario PVPS/PEFPV, CN) auf 100 % skaliert. Die Ergebnisse der weiteren Auswertungen sind in Relation zu diesen Ergebnissen dargestellt.

Abbildung 43: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Mono c-Si PV-Module für untersuchte Szenarien (eigene Darstellung)

Herstellung und Lebensende von Mono c-Si Modulen

Ergebnisse PVPS/PEFPV (CN) = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Der Vergleich der Ergebnisse für die unterschiedlichen Produktionsstandorte zeigt, dass die chinesische Produktion (CN) in allen untersuchten Szenarien A-ABC aufgrund der höheren Umweltwirkungen im Stromerzeugungsmix die höchsten Werte in den untersuchten Wirkungskategorien aufweist, gefolgt von den Produktionen in US und APAC.

Das zusätzlich analysierte Szenario einer durchgängigen europäischen Produktion (EU)²¹ mit hohen Anteilen an Wasserkraftstromerzeugung in den Prozessschritten der MG-Silizium und Solarsiliziumherstellung (Tabelle 47) weist die geringsten Werte auf.

²¹ Annahme dieses Szenarios ist, dass die notwendigen Prozessschritte in Europa stattfinden (vgl. Kapitel 6.4.2.1.4).

Für die Auswertungen der Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV liegen die Ergebnisse der US-Produktion in den betrachteten Wirkungskategorien zwischen 82-94 %, die Ergebnisse der APAC-Produktion zwischen 59-92 % und die Ergebnisse des EU-Szenarios zwischen 42-65 % bezogen auf die Auswirkungen der CN-Produktion (=100 %). Nur im Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Ressourcen liegen die Ergebnisse der US-Produktion und der APAC-Produktion über den Werten der CN-Produktion. Dies ist, wie in Kapitel 6.4.2.2 ausgeführt, auf die höheren Anteile an fossiler Stromerzeugung (Steinkohle, Kernenergie, Erdgas) zurückzuführen.

Die Sachbilanzdaten der Produktionsstandorte unterscheiden sich hauptsächlich in den länderspezifischen Energiebereitstellungsmixen (Kapitel 6.4.2.1.1). Daraus lässt sich schließen, dass der Stromerzeugungsmix an den Produktionsstandorten aufgrund der energieintensiven Si-Prozesskette einen wesentlichen Einfluss auf das Umweltprofil der Herstellung der mono c-Si PV-Module hat.

Einfluss der Aktualisierungsszenarien

Im Vergleich zu den Ergebnissen der Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV führen die Annahmen der Aktualisierungsszenarien (Szenario A, AB, ABC) in allen untersuchten Wirkungskategorien zu einer deutlichen Verringerung der Umweltwirkungen, wobei weiterhin die oben genannten Tendenzen in den Umweltprofilen der einzelnen Produktionsstandorte erkennbar sind.

Die Anpassungen der Energieverbrauchswerte der Prozessschritte (Szenario A) führen zu den größten Verringerungen in den Umweltprofilen. In der europäischen Produktion (EU) fallen die Reduktionen der energieoptimierten Prozessschritte geringer aus. Dies ist insbesondere auf die hohen Anteile an regenerativer Stromerzeugung (NO-Stromerzeugungsmix, EU-28-Wasserkraftmix) in den Herstellungsschritten des metallurgischen und des Solarsiliziums zurückzuführen (Erläuterungen in Kapitel 6.4.2.1.1 und Tabelle 47), was dazu führt, dass in diesen Prozessschritten der gesunkene Energieverbrauch nur einen geringen Einfluss auf die Umweltbilanz hat. Signifikante Verringerungen werden in diesem Produktionsszenario erst in den nachfolgenden Prozessstufen, der Herstellung des mono Einkristalls und der Wafer erreicht, bei denen die Stromversorgung über den EU-28-Strommix angenommen wurde.

Durch die zusätzlichen Annahmen dünnerer Wafer (Szenario AB) und geringerer Sägeverluste durch das Diamantsägeverfahren (Szenario ABC) reduzieren sich die Umweltwirkungen weiter, da sich die geringeren Materialverluste in diesem späten Prozessschritt über die gesamte vorgelagerte Si-Prozesskette auswirken.

Die Größenordnungen der Verbesserungen im Umweltprofil vor und nach der Aktualisierung sind in der folgenden Tabelle am Beispiel des Treibhauspotenzials dargestellt.

Tabelle 50: Treibhauspotenzial der mono c-Si PV Modulherstellung und des Lebensendes vor und nach der Datenaktualisierung (inkl. Recyclinggutschriften)

Land / Produktionsstandort	Treibhauspotenzial vor der Aktualisierung (basierend auf PVPS, PEFPV) [kg CO ₂ -Äq./m ² Modul]	Treibhauspotenzial nach der Aktualisierung, Bandbreite über alle untersuchten Szenarien [kg CO ₂ -Äq./m ² Modul]
China (CN)	353	203-264
Asiatisch-pazifischer Raum ohne China (APAC)	324	180-232

Land / Produktionsstandort	Treibhauspotenzial vor der Aktualisierung (basierend auf PVPS, PEFPV) [kg CO ₂ -Äq./m ² Modul]	Treibhauspotenzial nach der Aktualisierung, Bandbreite über alle untersuchten Szenarien [kg CO ₂ -Äq./m ² Modul]
Vereinigte Staaten (US)	333	188-244
<i>Europaszenario (EU)</i>	<i>211</i>	<i>125-153</i>

Detailliertere Analyse der Produktionsszenarien auf Basis des Szenarios AB

Abbildung 44 und Abbildung 45 liefern einen detaillierteren Einblick zur Relevanz der einzelnen Prozessschritte. Hierzu sind die Anteile der Prozessschritte in der Herstellung und das Recycling am Lebensende aufgetragen. Beim Lesen des Diagramms und der Anteile der einzelnen Prozessschritte der Si-Prozesskette an den Gesamtergebnissen ist zu beachten, dass diese, ausgenommen der Herstellung des metallurgischen Siliziums, nur die Umweltwirkungen der verwendeten Prozessmittel darstellen. Für eine Bewertung der Einzelprodukte, z.B. der mono c-Si Wafer, müssen die Ergebnisse der vorgelagerten Schritte mit aufsummiert werden (MG-Silizium, SG-Silizium, Einkristall und Wafer). Zudem wirken sich Materialverluste eines Prozessschritts, z.B. beim Sägen der Wafer, direkt auf den Input der vorgelagerten Prozesse aus. Die Ergebnisse sind daher nur im Zusammenhang des gesamten PV-Moduls gültig, nicht aber für die Produkte aus den einzelnen Prozessschritten. Das bedeutet, je später ein Prozessschritt mit Materialverlusten in der Prozesskette liegt, desto höher ist der erforderliche Einsatz der Produkte aller vorgelagerten Prozesse.

In Abbildung 44 sind die relativen Anteile der einzelnen Prozessschritte der Modulherstellung und des Lebensendes für das Basisszenarios AB dargestellt. Auch hier wird der hohe Einfluss des Umweltprofils des Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort deutlich. Da sich die Umweltprofile der Stromerzeugungsmixe in den untersuchten Wirkungskategorien stark unterscheiden, variieren die Umweltwirkungen der energieintensiven Prozesse, wie etwa die Herstellung des Solarsiliziums (Polysilizium) und des Einkristalls. Beim Europaszenario (EU) nimmt die Relevanz der Herstellung des SG-Siliziums ab, da dort Strom aus Wasserkraft verwendet wird und die Umweltwirkungen der Stromerzeugung somit sehr gering sind.

Im Eutrophierungspotenzial (EP) wird zudem der hohe Anteil der Einkristallherstellung (Nr. 03 in Abbildung 44) an den Gesamtergebnissen deutlich. Hierfür sind neben dem Stromverbrauch auch die Prozessemissionen (chemischer und biologischer Sauerstoffbedarf, Nitratemissionen in Wasser) relevant. Im Rahmen der Aktualisierungsarbeiten war es nicht möglich, diese Prozessemissionen mit heutigen Prozessen abzugleichen bzw. Emissionsdaten aktueller Produktionen zu erheben. Diese Informationen sollten in weiterführenden Arbeiten ergänzt werden, um belastbarere Ergebnisse für das EP zu erhalten.

In allen anderen Prozessschritten bis zur Waferherstellung hat der hinterlegte Stromerzeugungsmix den höchsten Einfluss auf die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung.

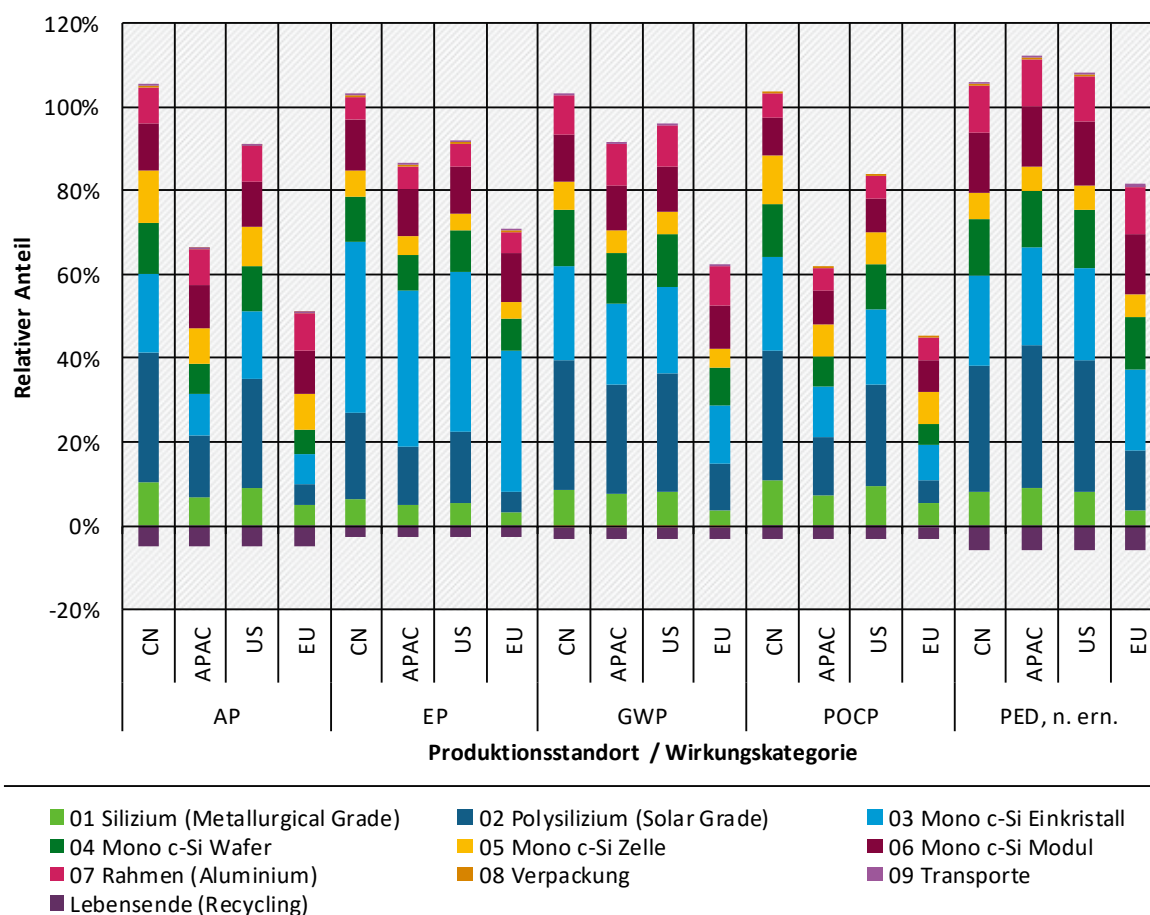
In der Zellherstellung hat zudem der Silberanteil in den Metallisierungspasten einen vergleichsweise hohen Anteil an den verursachten Wirkungen des AP und POCP. Aktuelle Studien / Roadmaps gehen davon aus, dass der Silberbedarf in der Zellherstellung in den nächsten Jahren weiter sinken wird, sodass sich auch die Wirkung des Silbereinsatzes in diesem Prozessschritt reduzieren wird, beispielsweise wird in der ITRPV Roadmap 2018 [19] ein Rückgang von 100 mg Silber / Zelle (156x156mm Zellen) im Jahr 2017 auf ca. 60 mg/ Zelle im Jahr 2025 und ca. 50 mg/Zelle im Jahr 2028 erwartet.

Der Prozessschritt Modulherstellung (Nr. 06 in Abbildung 44) beinhaltet die benötigten Materialien wie Glasscheiben, Kupferkabel, Laminatfolie, Kunststoffbauteile (z.B. der Anschlussdose). In diesem Prozessschritt hat die Herstellung der Glasscheibe aufgrund des hohen Massenanteils am Gesamtmodul den höchsten Anteil, gefolgt vom Stromverbrauch und den eingesetzten Kunststoffen.

Abbildung 44: Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von mono c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung)

Mono c-Si PV - Auswertungen des Basisszenarios (Szenario AB)

Ergebnisse CN = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

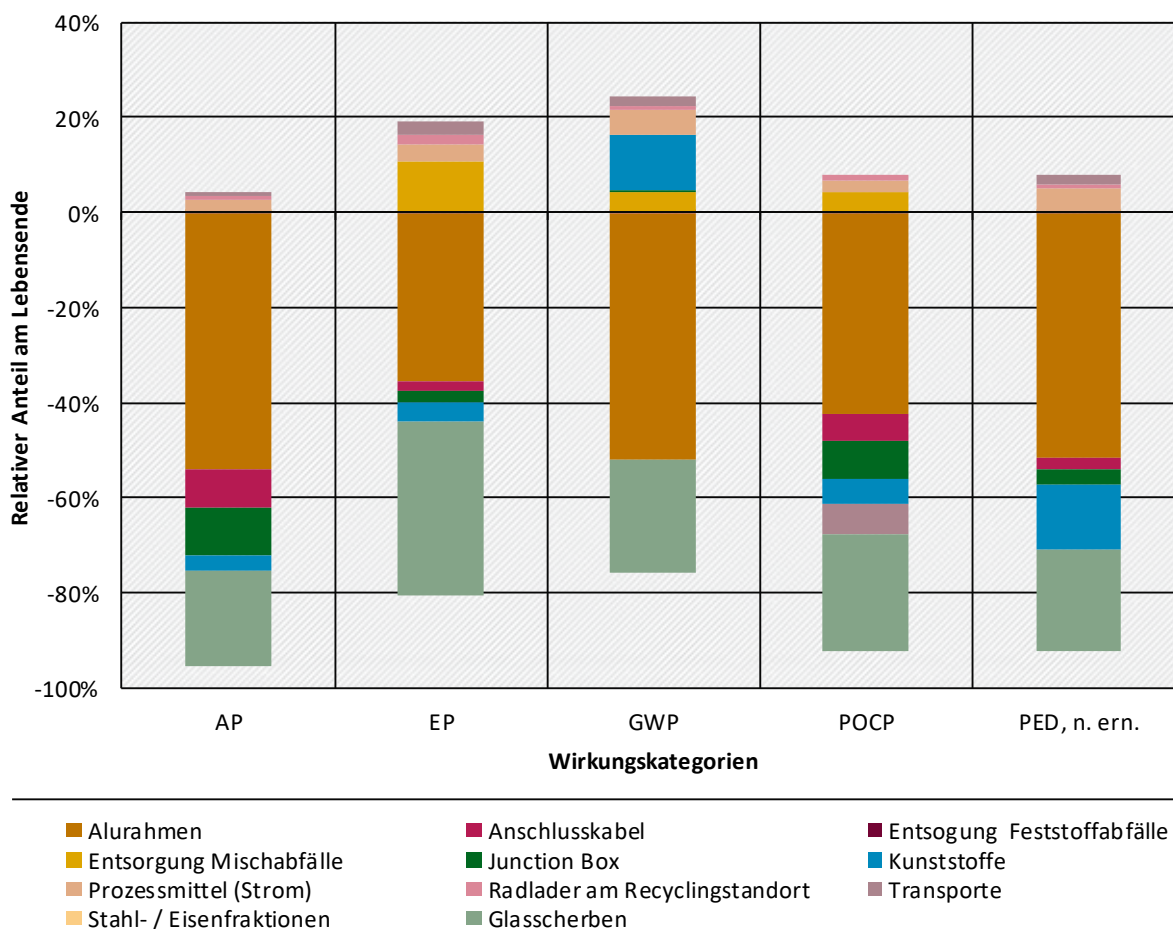
Ergebnisse des PV-Modulrecyclings

Der Einfluss des PV-Modulrecyclings am Lebensende hat im Vergleich zur Herstellung einen geringen Einfluss. Die negativen Werte ergeben sich durch die Gutschriften, welche für die Verwertung und das Recycling der rückgewonnenen Wertstoffe gegeben werden. Diese Gutschriften werden über die Substitution von Primärmaterialien und die Stromerzeugung der rückgewonnenen Energie berechnet.

Abbildung 45 liefert hierzu eine detailliertere Darstellung der Ergebnisse. Da für alle Szenarien der c-Si PV-Module eine Nutzung und Rücknahme am Lebensende in Europa angenommen wird und sich die Verfahren der Erstbehandlung und des Materialrecyclings der mono und multi c-Si PV-Module nur geringfügig in den Materialmixen unterscheiden, sind die nachfolgenden Ergebnisse für beide untersuchten c-Si Technologien gültig. Die Ergebnisse des PV-

Modulrecyclings basieren auf dem in Kapitel 6.4.2.1.1 vorgestellten Erstbehandlungsverfahren. Die Annahmen für die weitere Behandlung der rückgewonnenen Materialien sind in Kapitel 6.3.3 beschrieben.

Abbildung 45: Ergebnisse des c-Si PV-Modulrecyclings (inkl. Gutschriften), relative Darstellung (eigene Darstellung)



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP basierend auf PVPS

Abbildung 45 zeigt die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung inklusive der Gutschriften für das Recycling und die weitere Verwertung der rückgewonnenen Materialien. Der Gesamtbetrag der Gutschriften entspricht 100 %, davon abgezogen werden wiederum Prozessmittel, z.B. der Stromeinsatz in der Recyclinganlage. Insgesamt überwiegen die berechneten Gutschriften die Umweltwirkungen der für den Recyclingprozess benötigten Prozessmittel deutlich.

Hierbei ist zu beachten, dass, wie in Kapitel 6.3.1 beschrieben, in dieser Studie ein Primärmaterial von 100 % in der Herstellungsphase angenommen wurde, welches sich am Lebensende vor allem in den hohen Gutschriften des Recyclings des Aluminiumrahmens und der Kupferleitungen der Anschlusskabel bemerkbar macht. Dieser Ansatz wurde gewählt, da sich dadurch die gesamten Bandbreiten mit und ohne Gutschriftenverrechnung darstellen lassen. Da die auf dem Markt verfügbaren Aluminium- und Kupfermixe höhere Sekundärmaterialanteile beinhalten können, können sich die Gutschriften im Recycling durch höhere Sekundärmaterialanteile in der Modulherstellung verringern. Dadurch würden sich die Umweltwirkungen zwischen der Herstellungsphase und dem Lebensende verschieben, was

jedoch zu keiner signifikanten Änderung der Ergebnisse über den gesamten Lebenszyklus der PV-Module führt.

Bei den Gutschriften überwiegen die Anteile des Recyclings des Aluminiumrahmens und der Glasscherben. Im AP und POCP sind zudem die Gutschriften des Kupferrecyclings der Anschlusskabel relevant. Die Müllverbrennung der Kunststoffe und die daran angeschlossene thermische Verwertung der rückgewonnenen Energie für die Dampf- und Stromerzeugung führt in den Kategorien AP, EP und POCP zu geringen Gutschriften. Die zusätzlichen Beiträge zum GWP sind hauptsächlich auf entstehende CO₂-Emissionen während der Kunststoffverbrennung zurückzuführen.

Weiterhin fallen die hohen negativen Anteile der Transporte im POCP auf, welche auf den negativen Charakterisierungsfaktor des Stickstoffmonoxid (vgl. Erläuterungen in Kapitel 6.2) im Emissionsprofil der LKW-Nutzung (Abgasemissionen) zurückzuführen sind. Wie in Kapitel 6.2 beschrieben, lässt sich dieser Effekt erklären, die Ergebnisse sind jedoch insbesondere bei der Entscheidungsfindung kritisch zu hinterfragen, um Fehlinterpretationen zu vermeiden.

Tabelle 51 fasst die Ergebnisse des Recyclings des c-Si PV-Moduls für die Modellansätze mit und ohne Gutschriftverrechnung zusammen.

Tabelle 51: Ergebnisse des Recyclings von mono- und multi c-Si PV-Modulen

Lebensende der c-Si PV-Module [je 1m ²]	AP [kg SO ₂ -Äq./m ²]	EP [kg Phosphat-Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ -Äq./m ²]	POCP [kg Ethen-Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
Ergebnisse c-Si Modulrecycling mit Recyclinggutschriften	-4,57E-02	-3,00E-03	-6,92E+00	-2,57E-03	-1,56E+02
Ergebnisse c-Si Modulrecycling ohne Recyclinggutschriften	3,39E-03	1,06E-03	5,73E+00	8,75E-05	1,66E+01

Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von mono c-Si PV Modulen

Die Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der mono c-Si PV-Module sind in Tabelle 52 für die untersuchten Produktionsstandorte am Beispiel des Szenarios AB (Prozessaktualisierung und Anpassung der Waferdicken) für die betrachteten Wirkungskategorien zusammengefasst. Sofern keine Gutschriften für das Recycling und die Verwertung der rückgewonnenen Wertstoffe vergeben werden, erhöhen sich die Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der mono c-Si PV-Module um ca. 3-9 % für die Produktionsstandorte CN, APAC und US und um maximal 12 % beim Europaszenario (EU). Hintergrund ist, dass die Recyclinggutschrift am Standort EU angesichts der dort geringeren Wirkeinflüsse der Herstellung und des Lebensendes einen proportional höheren Anteil hat.

Tabelle 52: Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der mono c-Si PV-Module im Produktionsszenario AB

Produktionsszenario mono c-Si PV-Modul	AP [kg SO ₂ -Äq./m ²]	EP [kg Phosphat-Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ -Äq./m ²]	POCP [kg Ethen-Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
APAC (mit Recyclinggutschriften)	5,54E-01	8,81E-02	2,08E+02	5,03E-02	2,84E+03
APAC (ohne Recyclinggutschriften)	6,03E-01	9,22E-02	2,21E+02	5,30E-02	3,02E+03
CN (mit Recyclinggutschriften)	9,04E-01	1,05E-01	2,37E+02	8,58E-02	2,68E+03
CN (ohne Recyclinggutschriften)	9,53E-01	1,10E-01	2,49E+02	8,85E-02	2,85E+03
EU (mit Recyclinggutschriften)	4,15E-01	7,17E-02	1,40E+02	3,59E-02	2,03E+03
EU (ohne Recyclinggutschriften)	4,64E-01	7,58E-02	1,53E+02	3,86E-02	2,20E+03
US (mit Recyclinggutschriften)	7,78E-01	9,37E-02	2,19E+02	6,93E-02	2,74E+03
US (ohne Recyclinggutschriften)	8,27E-01	9,77E-02	2,32E+02	7,19E-02	2,91E+03

Eine Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes aller untersuchten Produktionsszenarien findet sich in Tabelle 115 im Anhang.

6.4.2.3.2 Umweltprofil der mono c-Si PV-Stromerzeugung

Im Folgenden werden die Umweltprofile der mono c-Si PV-Stromerzeugung für eine generische Dach- und eine Freiflächenanlage an jeweils zwei Standorten mit einer durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²*a) und 1.700 kWh/(m²*a) bei optimaler Ausrichtung der Module zu Sonne berechnet. Wie in Kapitel 5.2.2 beschrieben, werden dazu die verursachten Umweltwirkungen des Lebenszyklus der PV-Anlagen, linear über den Gesamtstromertrag verteilt. Hierzu werden die Rahmenbedingungen und Nutzungsparameter für die Basisauswertungen aus Tabelle 39 herangezogen. Die wichtigsten Annahmen sind zudem in den nachfolgenden Ergebnisdiagrammen aufgeführt. Die nachfolgenden Abbildungen beschränken sich auf die Darstellung der Ergebnisse zum Treibhauspotenzial. Die vollständigen Ergebnisse sind Tabelle 53 für die untersuchten Produktionsstandorte für das Szenario AB zusammengefasst. Die Ergebnisse zu den Szenarien A und ABC sind im Anhang in Tabelle 117 bis Tabelle 120 aufgeführt.

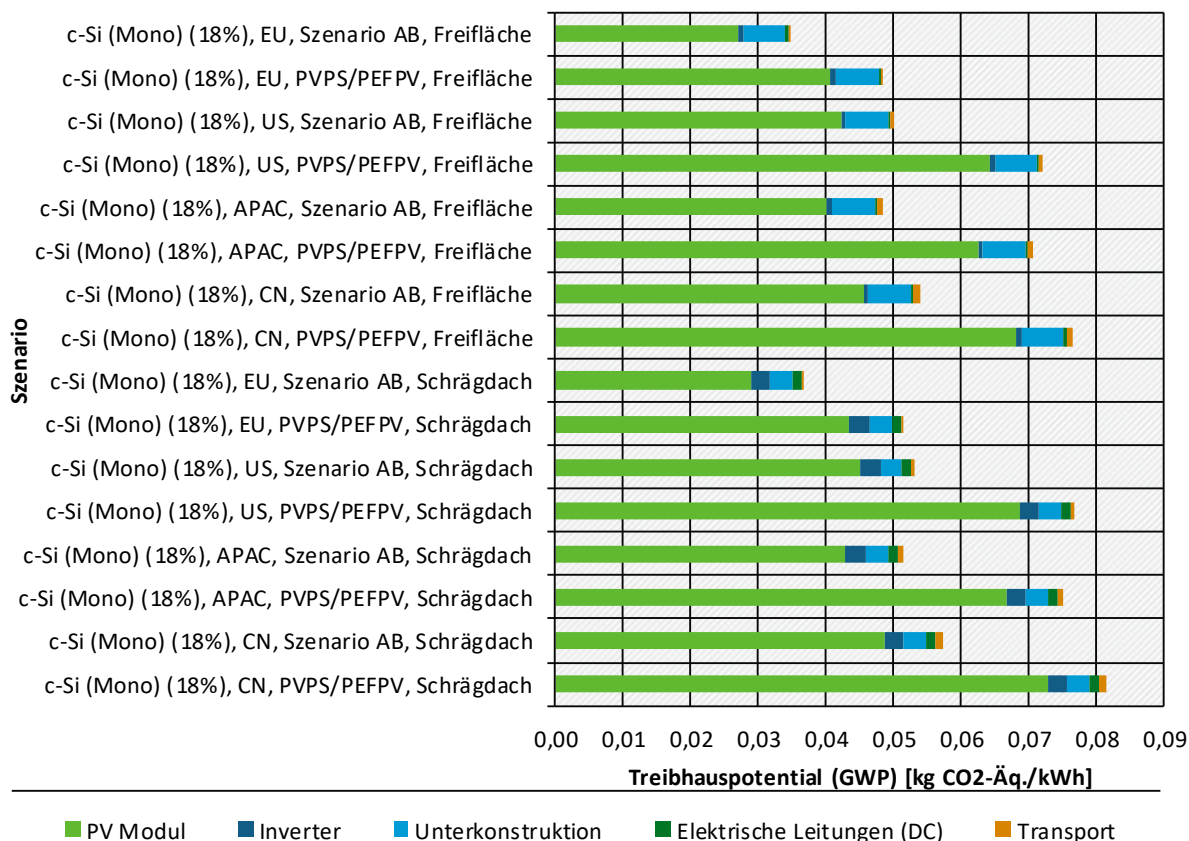
Standort mit moderater Sonneneinstrahlung

In Abbildung 46 sind die Ergebnisse des Treibhauspotenzials für die mono c-Si PV-Stromerzeugung von 1 kWh für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²*a) dargestellt. Neben den Ergebnissen der Aktualisierungsszenarien sind zusätzlich die Ergebnisse auf Grundlage der Ausgangsdaten basierend auf PVPS/PEFPV aufgeführt. Durch den Vergleich der Ergebnisse lässt sich der Einfluss der vorgenommenen Aktualisierung auf die Ökobilanz der PV-Stromerzeugung aufzeigen.

Abbildung 46: Treibhauspotenzial der mono c-Si PV Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der Mono c-Si PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Die Ergebnisse aus Abbildung 46 zeigen, dass die Module aus der chinesischen Produktion aufgrund der höheren Umweltwirkungen in der Herstellungsphase die höchsten Werte im Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung haben, gefolgt von den PV-Modulen aus den US und APAC Produktionen. Das EU-Szenario, bei dem in der Produktion bereits mit hohen Anteilen an Strom aus erneuerbaren Energien gerechnet wird, weist die geringsten Werte im Treibhauspotenzial auf.

Bei der PV-Stromerzeugung mit einer **Dachinstallation** liegt das Treibhauspotenzial vor der Aktualisierung (PVPS/PEFPV) unter Annahme einer chinesischen Produktion bei ca. 81 g CO₂-Äq./kWh. Nach der Aktualisierung der Prozessparameter und der Annahmen der dünneren Wafer reduziert sich das GWP auf ca. 57 g CO₂-Äq./kWh (Szenario AB). Dies entspricht einer Reduzierung um etwa 30 %.

Das Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung für PV-Module aus der US und APAC liegen auf Grundlage der PVPS/PEFPV Daten bei ca. 75 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und ca. 77 g CO₂-Äq./kWh (US) und ca. 51 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und ca. 53 g CO₂-Äq./kWh (US) nach der Aktualisierung.

Im Vergleich dazu liegen die Werte des EU-Szenarios bei ca. 51 g CO₂-Äq./kWh (PVPS/PEFPV-Modellierung) und 37 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung.

Der darin jeweils enthaltene Anteil der BOS-Komponenten liegt zwischen 7 und 8 g CO₂-Äq./kWh.

Bei den **Freiflächenanlagen** fallen die Ergebnisse bezogen auf die PV-Stromerzeugung in einer vergleichbaren Größenordnung aus. Das höhere Performance Ratio der Freiflächenanlage und die geringeren Anteile des Zentralwechselrichters und der elektrischen Leitungen werden durch die höheren Anteile der Unterkonstruktion an den Ergebnissen der Wirkungsabschätzung kompensiert. Wie in Kapitel 6.4.1.2 beschreiben, ist dies auf den höheren Materialeinsatz gegenüber der Unterkonstruktion einer Dachinstallation zurückzuführen.

Die Ergebnisse der CN-Produktion nach PVPS/PEFPV liegen bei ca. 77 g CO₂-Äq./kWh und ca. 54 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung (Szenario AB). Bei den Modulen der Produktionen in US und APAC liegen die Ergebnisse nach PVPS/PEFPV bei ca. 71 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und ca. 72 g CO₂-Äq./kWh (US). Nach der Aktualisierung liegen die Werte bei ca. 48 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und ca. 50 g CO₂-Äq./kWh (US). Beim EU-Produktionsszenario liegen die GWP-Werte vor der Aktualisierung (PVPS/PEFPV) bei ca. 48 g CO₂-Äq./kWh und bei 35 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung.

Der darin jeweils enthaltene Anteil der BOS Komponenten liegt bei ca. 7 g CO₂-Äq./kWh.

Die Ergebnisse der weiteren untersuchten Wirkungskategorien AP, EP, POCP weisen ähnliche Tendenzen in den Anteilen der einzelnen Systemkomponenten zu den Gesamtergebnissen auf, wie sie in Abbildung 46 für das Treibhauspotenzial dargestellt sind. Auffällig sind die höheren Anteile der Transporte der PV-Module von den Produktionsstandorten zum Anlagenstandorten, insbesondere die Transporte von den asiatischen Produktionen aus CN und APAC. Das lässt sich durch die langen Schifftransporte erklären. Die Transporte haben im Vergleich zu den dargestellten Ergebnissen des Treibhauspotenzials deutlich höhere Anteile im AP, EP, POCP und liegen in einem Bereich von ca. 4-12 %. Beim US-Szenario liegen die Anteile der Transporte in diesen Kategorien in einem Bereich von 1-4 %, beim EU Szenario aufgrund der deutlich kürzeren Transportdistanzen unter 1 %.

Die Ergebnisse des PED aus nicht erneuerbaren Ressourcen weisen vergleichbare Ergebnisse auf, wie in Abbildung 46 sie für das Treibhauspotenzial dargestellt sind.

Standort mit hoher Sonneneinstrahlung

In Abbildung 47 sind die Ergebnisse für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh/(m²*a) dargestellt. Durch den daraus resultierenden höheren Stromertrag der Anlage über die Lebensdauer reduzieren sich die Ergebnisse im GWP entsprechend um ca. 42 % gegenüber dem ertragsschwächeren Standort.

Für die Module aus der chinesischen Produktion liegen die Werte der Dach- bzw. Freiflächenanlagen im Treibhauspotenzial auf Grundlage der Ausgangsdaten (PVPS/PEFPV) in einem Bereich von 54-58 g CO₂-Äq./kWh. Nach Aktualisierung der Prozessdaten und der Waferdicken (Szenario AB) liegen die Werte für die untersuchten Anlagentypen bei ca. 38 und 40 g CO₂-Äq./kWh.

Bei PV-Modulen aus der US und APAC-Produktion liegen die Treibhauspotenziale der Stromerzeugung nach PVPS/PEFPV bei ca. 50-53 g CO₂-Äq./kWh (APAC) bzw. ca. 51-54 g CO₂-Äq./kWh (US) und ca. 34-36 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und 35-38 g CO₂-Äq./kWh (US) nach der Aktualisierung.

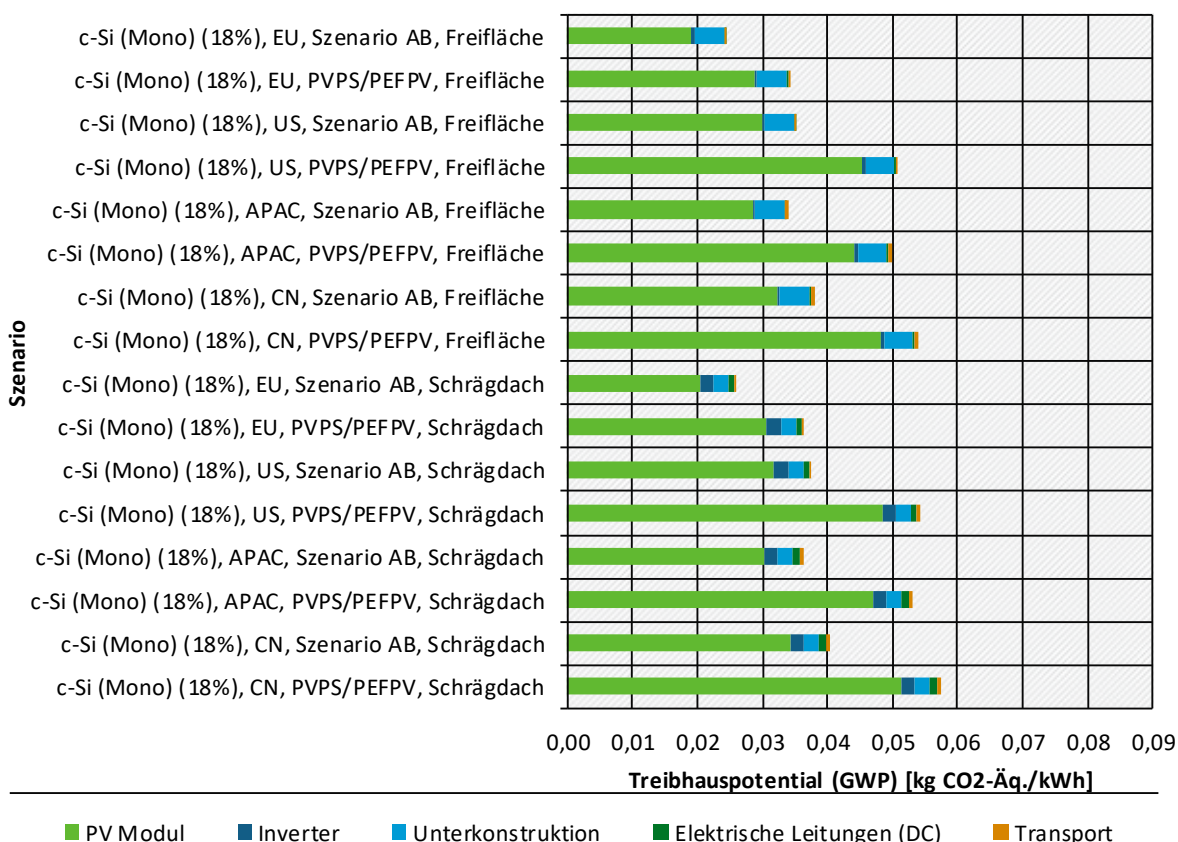
Beim EU-Produktionsszenario liegen die Treibhauspotenziale der PV-Stromerzeugung vor der Datenaktualisierung (PVPS/PEFPV) in einem Bereich von ca. 34-36 g CO₂-Äq./kWh und ca. 24-26 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung.

Auch beim Anlagenstandort mit hoher Sonneneinstrahlung liegen die Anteile der Transporte in den Wirkungskategorien AP, EP und POCP tendenziell höher, als in Abbildung 47 für das Treibhauspotenzial dargestellt. Für die Berechnung des Standorts mit hoher Sonneneinstrahlung wurde ausschließlich der Parameter der jährlichen Sonneneinstrahlung variiert und führt zu einem höheren Stromertrag. Dieser Parameter wirkt sich ausschließlich auf Skalierung des PV-Systems je erzeugter kWh aus. Daher ergeben sich dieselben Bandbreiten wie sie für den Standort mit moderater Sonneneinstrahlung angegeben wurden.

Abbildung 47: Treibhauspotenzial der mono c-Si PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der Mono c-Si PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

In Tabelle 53 sind die Umweltprofile für die PV-Stromerzeugung auf Basis der Annahmen des Szenarios AB zusammengefasst. Ergebnistabellen zu allen untersuchten Szenarien finden sich im Anhang.

Tabelle 53: Umweltprofil der mono c-Si PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen am Beispiel von Szenario AB

Produktions-szenario PV-Modul	Sonnen-ein-strahl-ung [kWh/ (m ² *a)]	Anla-gen-ty-p	AP [kg SO ₂ - Äq./ kWh]	EP [kg Phos- phat-Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.200	Dach	2,36E-04	2,63E-05	5,73E-02	2,07E-05	6,61E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.200	Dach	1,59E-04	2,22E-05	5,14E-02	1,31E-05	6,93E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.200	Dach	1,94E-04	2,21E-05	5,32E-02	1,64E-05	6,67E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.200	Dach	1,11E-04	1,68E-05	3,67E-02	9,05E-06	5,17E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	2,18E-04	2,46E-05	5,39E-02	1,92E-05	6,17E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	1,45E-04	2,07E-05	4,83E-02	1,21E-05	6,47E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	1,78E-04	2,07E-05	5,00E-02	1,51E-05	6,23E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	1,00E-04	1,56E-05	3,46E-02	8,30E-06	4,82E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.700	Dach	1,67E-04	1,86E-05	4,05E-02	1,46E-05	4,67E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.700	Dach	1,12E-04	1,57E-05	3,62E-02	9,22E-06	4,89E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.700	Dach	1,37E-04	1,56E-05	3,75E-02	1,15E-05	4,71E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.700	Dach	7,85E-05	1,18E-05	2,59E-02	6,39E-06	3,65E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	1,54E-04	1,74E-05	3,81E-02	1,35E-05	4,36E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	1,02E-04	1,46E-05	3,41E-02	8,51E-06	4,57E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	1,25E-04	1,46E-05	3,53E-02	1,07E-05	4,40E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	7,07E-05	1,10E-05	2,44E-02	5,86E-06	3,40E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario

Bandbreiten des Treibhauspotenzials der mono c-Si PV-Stromerzeugung über alle untersuchten Szenarien

In Tabelle 54 sind die Bandbreiten des Treibhauspotenzials der mono c-Si PV-Stromerzeugung über alle untersuchten Produktionsstandorte, Produktionsszenarien (A, AB und ABC) und Nutzungsszenarien aufgeführt. Während Szenario A ausschließlich die Aktualisierung der Prozessdaten der Siliziumvorketten vom MG-Silizium bis zur Einkristallherstellung berücksichtigt, beinhaltet das Szenario ABC zudem die Annahmen der dünneren Wafer sowie zu den geringeren Materialverlusten durch den Einsatz des Diamantsägeverfahrens (Tabelle 48).

In den berechneten Bandbreiten sind zudem die Ergebnisse der untersuchten Anlagentypen (Dach- und Freiflächenanlagen) zusammengefasst. Eine ausführliche Auflistung der Ökobilanzergebnisse aller untersuchten Szenarien findet sich in Anhang A.1.

Tabelle 54: Vergleich der Bandbreiten des Treibhauspotenzials der mono c-Si PV-Stromerzeugung vor und nach der Aktualisierung (Dach und Freiflächenanlagen)

Ergebnisbereich / Produktionsszenario	Sonnen-einstrahlung am Anlagenstandort [kWh/(m²a)]	Treibhauspotenzial mono c-Si PV-Strom [g CO ₂ -Äq./kWh] Ausgangssituation (PVPS LCI 2015)	Treibhauspotenzial mono c-Si PV-Strom [g CO ₂ -Äq./kWh] nach Aktualisierung
Bandbreite (ohne EU-Szenario)	1.200	71-81	43-63
Durchschnitt über untersuchten Szenarien (ohne EU)	1.200	75,0	52
CN-Produktionsszenario	1.200	76-81	48-63
US-Produktionsszenario	1.200	72-77	44-58
APAC-Produktionsszenario	1.200	71-75	43-56
EU-Produktionsszenario	1.200	48-51	32-39
Bandbreite (ohne EU-Szenario)	1.700	50-57	30-44
Durchschnitt über untersuchten Szenarien (ohne EU)	1.700	53	36,7
CN-Produktionsszenario	1.700	54-57	34-44
US-Produktionsszenario	1.700	51-54	31-41
APAC-Produktionsszenario	1.700	50-53	30-40
EU-Produktionsszenario	1.700	34-36	22-28

6.4.2.4 Ökobilanzergebnisse Multi c-Si PV

Das Kapitel präsentiert die Ergebnisse der Wirkungsanalyse für die Herstellung und das Lebensende der multi c-Si PV-Module auf Basis der PVPS/PEFPV-Daten und für die Aktualisierungsszenarien A, AB, ABC aus Kapitel 6.4.2.1.4.

In Kapitel 6.4.2.4.1 werden die Ökobilanzergebnisse der untersuchten Szenarien für die Produktionsstandorte in CN, US, APAC und EU im Verhältnis zu den Ergebnissen der Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV dargestellt. Im Anschluss folgt eine detailliertere Analyse der Produktionsszenarien auf Basis des Szenarios AB, welches die Aktualisierung der Prozessdaten

der Si-Wafervorkette und die Anpassung der Waferdicken berücksichtigt. In Kapitel 6.4.2.4.2 werden die Berechnung der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung auf Grundlage des Basisszenarios AB durchgeführt und die Bandbreiten des Treibhauspotenzials über alle untersuchten Produktions- und Nutzungsszenarien aufgezeigt.

6.4.2.4.1 Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes

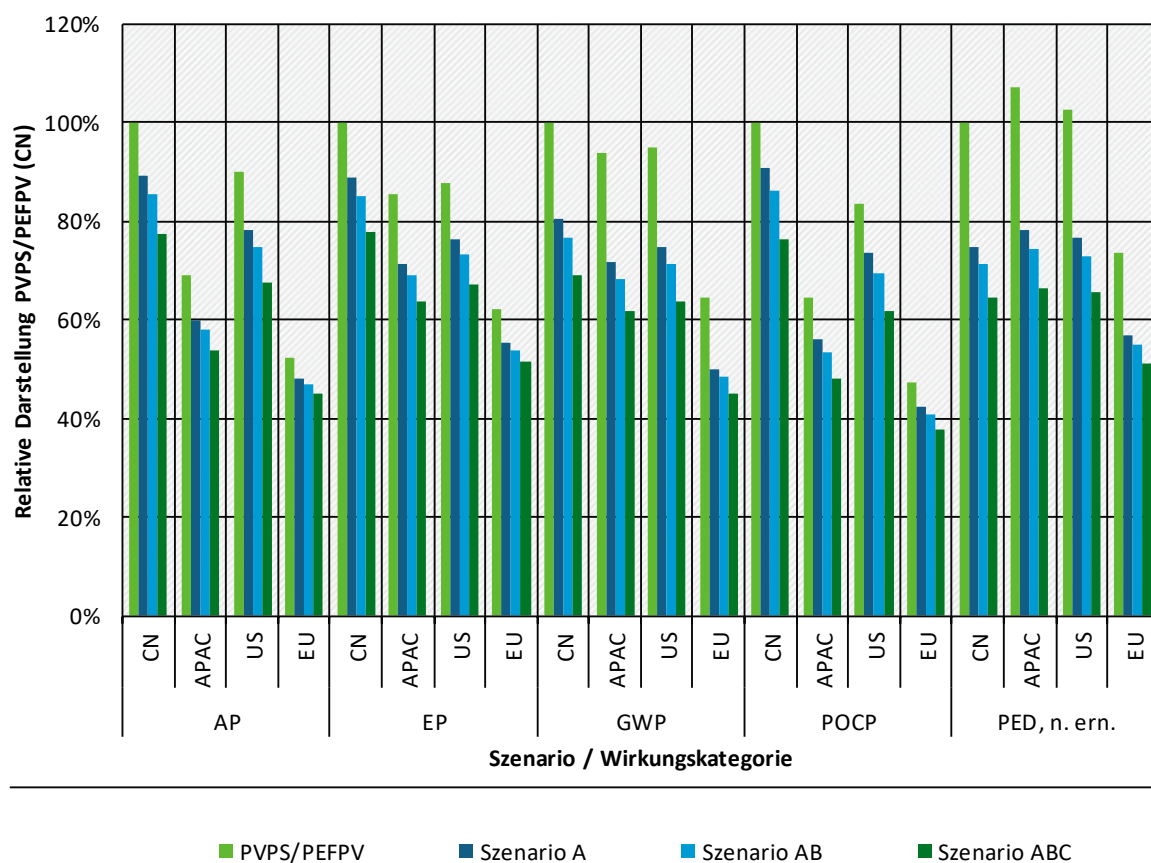
Vergleich der Produktionsszenarien

Abbildung 48 zeigt die Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der untersuchten Aktualisierungsszenarien im Vergleich zu den Auswertungen auf Grundlage der PVPS/PEFPV-Daten. Hierzu sind die Ergebnisse der Modellierung der chinesischen Produktion (CN) nach PVPS/PEFPV auf 100 % skaliert. Die Ergebnisse der weiteren Auswertungen sind in Relation zu diesen Ergebnissen dargestellt.

Abbildung 48: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der Multi c-Si PV-Module für untersuchte Szenarien (eigene Darstellung)

Vergleich der Ökobilanzergebnisse von Multi c-Si Modulen vor und nach Aktualisierung

Herstellung und Lebensende, Ergebnisse PVPS/PEFPV (CN) = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Die Ergebnisse für die unterschiedlichen Produktionsstandorte der multi c-Si PV-Module weisen ähnliche Tendenzen wie die Ergebnisse der Mono c-Si PV-Module auf (Kapitel 6.4.2.3.1). Auch bei den multi c-Si PV-Modulen hat der Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort einen hohen Einfluss auf die Ökobilanzergebnisse. Die multi c-Si PV-Module der chinesischen

Produktion (CN) verursacht die höchsten Werte in allen untersuchten Wirkungskategorien, gefolgt von einer Produktion in den US und danach APAC. Das angenommene Produktionsszenario für eine durchgängige europäische Produktion (EU) weist die geringsten Werte in allen Wirkungskategorien auf. Im Vergleich zu den Ergebnissen der mono c-Si PV-Module liegen bei den multi c-Si PV-Modulen die Ergebnisse der untersuchten Produktionsstandorte und Produktionsszenarien (A, AB, ABC) näher beieinander und in absoluten Werten deutlich unter den Ergebnissen der mono c-Si PV-Module. Dies ist maßgeblich auf den geringeren Energieverbrauch der Blockgussherstellung im Vergleich zur Einkristallherstellung (mono c-Si) zurückzuführen (vgl. auch Tabelle 48).

Bei den Ergebnissen der Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV liegen die Ergebnisse der US-Produktion je nach Wirkungskategorie zwischen 83-95 %, die Ergebnisse der APAC-Produktion zwischen 65-94 % und die Ergebnisse des EU-Szenarios zwischen 47-62 % bezogen auf die Auswirkungen der CN-Produktion (=100 %). Im Primärenergiebedarf liegen die Produktionsszenarien APAC und US leicht über Werten des CN-Szenarios, das APAC-Szenario um ca. 7 % und das US-Szenario um ca. 3 %.

Einfluss der Aktualisierungsszenarien

Im Vergleich zu den Ergebnissen der PVPS/PEFPV-Modellierung führen die Annahmen der Aktualisierungsszenarien (Szenario A, AB, ABC) in allen untersuchten Wirkungskategorien zu einer deutlichen Verringerung der Umweltwirkungen, wobei weiterhin die oben genannten Tendenzen in den Umweltprofilen der einzelnen Produktionsstandorte erkennbar sind.

Die Anpassungen der Energieverbrauchswerte der Prozessschritte (Szenario A) führen zu den signifikantesten Verringerungen in den Umweltprofilen. In der europäischen Produktion (EU) fallen die Reduktionen geringer aus, da diese im EU-Szenario mit der Verwendung des NO-Stromerzeugungsmix und der zusätzlichen Nutzung von Strom aus Wasserkraft in den Herstellungsschritten des metallurgischen und des Siliziums bereits nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse haben (vgl. Tabelle 47). Zudem hat das Blockgussverfahren bei den multi c-Si PV-Modulen einen deutlich geringeren Einfluss an der Herstellung als das Einkristall-Ziehverfahren beim mono c-Si PV-Modul. Durch die zusätzlichen Annahmen dünnerer Wafer (Szenario AB) und geringerer Sägeverluste durch das Diamantsägeverfahren (Szenario ABC) reduzieren sich die Umweltwirkungen weiter, da sich die geringeren Materialverluste in diesem späten Prozessschritt über die gesamte vorgelagerte Si-Prozesskette auswirken.

Die Größenordnungen der Verbesserungen im Umweltprofil vor und nach der Aktualisierung sind in der folgenden Tabelle am Beispiel des Treibhauspotenzials dargestellt.

Tabelle 55: Treibhauspotenzial der multi c-Si PV-Modulherstellung und des Lebensendes vor und nach der Datenaktualisierung (inkl. Recyclinggutschriften)

Land / Produktionsstandort	Treibhauspotenzial [kg CO ₂ -Äq./m ² Modul] Vor der Aktualisierung (basierend auf PVPS, PEFPV)	Treibhauspotenzial [kg CO ₂ -Äq./m ² Modul] Nach der Aktualisierung, Bandbreite über alle untersuchten Szenarien
China (CN)	212	146-171
Asiatisch-pazifischer Raum ohne China (APAC)	198	131-152
Vereinigte Staaten (US)	201	135-158
Europaszenario (EU)	136	95-106

Detailliertere Analyse der Produktionsszenarien auf Basis des Szenarios AB

Abbildung 49 gibt einen detaillierteren Einblick in die Herstellungsphase und das Lebensende der multi c-Si PV-Module. Hierzu sind die Anteile der einzelnen Prozessschritte der Herstellung und des Recyclings am Lebensende aufgetragen.

Wie bei den Auswertungen der mono c-Si PV-Module in Kapitel 6.4.2.3.1 beschrieben, ist beim Lesen des Diagramms und der Anteile der einzelnen Prozessschritten der Si-Prozesskette an den Gesamtergebnissen zu beachten, dass diese, ausgenommen der Herstellung des metallurgischen Siliziums, nur die Umweltwirkungen der verwendeten Prozessmittel darstellen und für eine Bewertung der Einzelprodukte, z.B. der multi c-Si Wafer, die Ergebnisse der vorgelagerten Schritte mit aufsummiert werden müssen (z. B. MG-Silizium, SG-Silizium, Blockguss und Wafer). Zudem wirken sich Materialverluste eines Prozessschritts (z.B. beim Sägen der Wafer) direkt auf den Input der vorgelagerten Prozesse aus, sodass die Ergebnisse nur im Zusammenhang des gesamten PV-Moduls zutreffen, nicht aber für die Einzelprodukte der Vorkette.

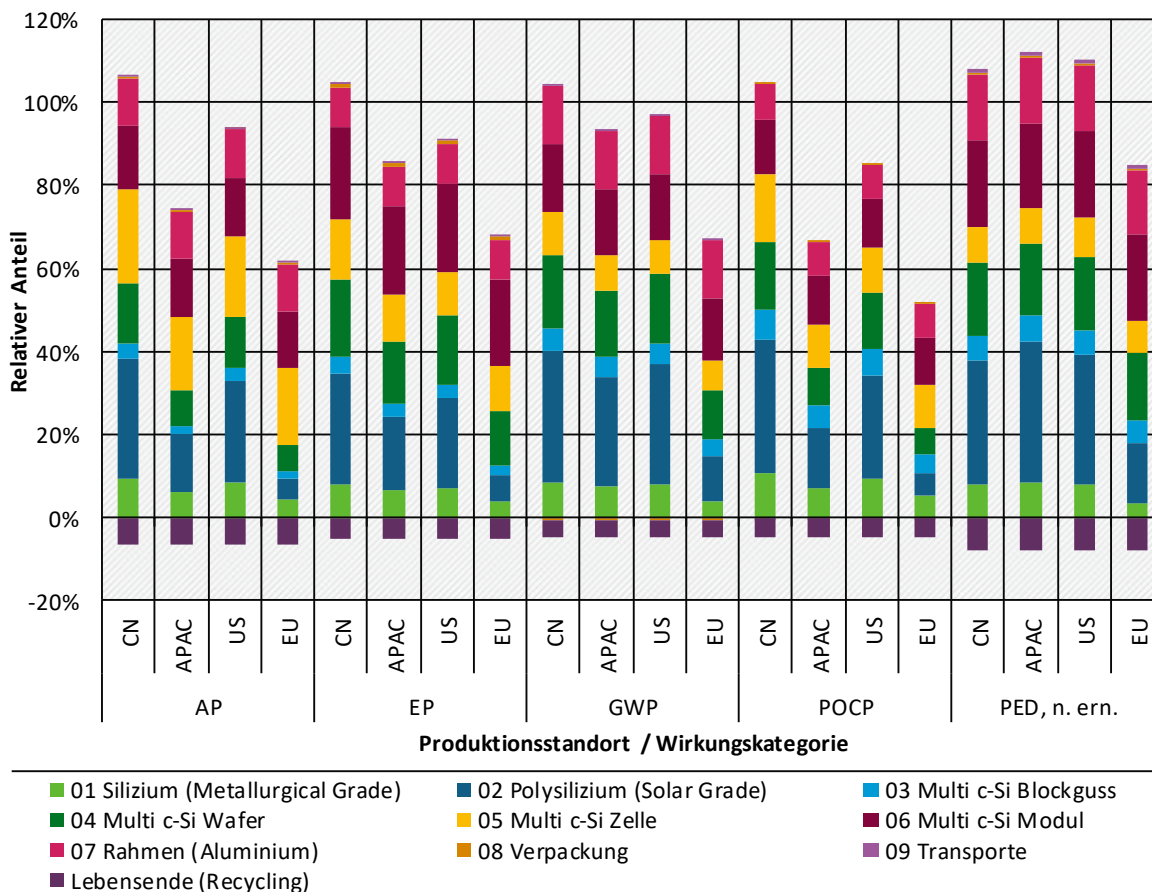
In Abbildung 49 wird nochmals der vergleichsweise geringe Anteil des Blockgussverfahrens an der Herstellungsphase im Vergleich zur Einkristallherstellung bei den mono c-Si PV-Module deutlich. Dadurch fallen die relativen Anteile der anderen Prozessschritte höher aus, vor allem der Herstellungsschritte des Polysiliziums (Solarsiliziums), der Wafer und Zellen sowie der Anteil der Modulherstellung (Herstellung der Glasscheiben, Kunststoffe, Energiebedarf) und des Lebensendes. Die höheren Anteile der Zellherstellung in den Kategorien AP und POCP gegenüber dem GWP und EP sind auf den Silbereinsatz in den Metallisierungspasten zurückzuführen.

Vergleicht man die Ergebnisse der CN-Produktion mit den Szenarien der europäischen Produktion, fallen die geringeren Werte der Herstellung des Solarsiliziums (Polysilizium, Nr. 02 in Abbildung 49) auf. Dies resultiert aus den Annahmen zu den hohen Anteilen an verwendetem Wasserkraftstrom in der EU-Produktion für diesen Prozessschritt (vgl. Tabelle 47), sodass die Bereitstellung der elektrischen Energie nicht so stark ins Gewicht fällt.

Abbildung 49: Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von multi c-Si PV-Modulen (eigene Darstellung)

Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von multi c-Si PV Modulen

Auswertungen des Basisszenarios (Szenario AB), Ergebnisse CN = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von multi c-Si PV Modulen

Die Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der multi c-Si PV-Module sind in Tabelle 56 für die untersuchten Produktionsstandorte am Beispiel des Basisszenarios AB (Prozessaktualisierung und Anpassung der Waferdicken) für die betrachteten Wirkungskategorien zusammengefasst. Sofern keine Gutschriften für das Recycling und die Verwertung der rückgewonnenen Wertstoffe vergeben werden, erhöhen sich die Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der multi c-Si PV-Module um ca. 4-10 % für die Produktionsstandorte CN, APAC und US und um maximal 13 % beim Europaszenario (EU). Hintergrund ist, dass die Recyclinggutschrift am Standort EU angesichts der dort geringeren Wirkeinflüsse der Herstellung und des Lebensendes einen proportional höheren Anteil hat.

Tabelle 56: Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der multi c-Si PV-Module im Produktionsszenario AB

Produktionsszenario multi c-Si PV-Modul	AP [kg SO ₂ -Äq./m ²]	EP [kg Phosphat-Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ -Äq./m ²]	POCP [kg Ethen-Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
APAC (mit Recyclinggutschriften)	4,60E-01	4,63E-02	1,45E+02	3,61E-02	1,96E+03
APAC (ohne Recyclinggutschriften)	5,07E-01	5,02E-02	1,57E+02	3,87E-02	2,13E+03
CN (mit Recyclinggutschriften)	6,78E-01	5,72E-02	1,62E+02	5,82E-02	1,88E+03
CN (ohne Recyclinggutschriften)	7,25E-01	6,11E-02	1,75E+02	6,08E-02	2,05E+03
EU (mit Recyclinggutschriften)	3,73E-01	3,62E-02	1,02E+02	2,76E-02	1,45E+03
EU (ohne Recyclinggutschriften)	4,21E-01	4,02E-02	1,14E+02	3,01E-02	1,62E+03
US (mit Recyclinggutschriften)	5,92E-01	4,93E-02	1,51E+02	4,70E-02	1,93E+03
US (ohne Recyclinggutschriften)	6,40E-01	5,32E-02	1,63E+02	4,96E-02	2,09E+03

Eine Zusammenfassung der Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) aller untersuchten Produktionsszenarien findet sich in Tabelle 121 im Anhang.

6.4.2.4.2 Umweltprofil der multi c-Si PV-Stromerzeugung

Im Folgenden werden die Umweltprofile der multi c-Si PV-Stromerzeugung für eine Dach- und eine Freiflächenanlage an jeweils zwei Standorten mit einer durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²*a) und 1.700 kWh/(m²*a) berechnet. Hierzu werden die Rahmenbedingungen und Nutzungsparameter für die Basisauswertungen aus Tabelle 39 herangezogen. Die wichtigsten Annahmen sind zudem in den nachfolgenden Ergebnisdigrammen aufgeführt.

Die nachfolgenden Abbildungen beschränken sich auf die Darstellung der Ergebnisse des Treibhauspotenzials der multi c-Si PV-Module des Produktionsszenarios AB. Die Auswertung aller untersuchten Wirkungskategorien ist in Tabelle 57 für das Szenario AB zusammengefasst. Die vollständige Auswertung aller untersuchten Wirkungskategorien und Szenarien findet sich in Anhang A.2.

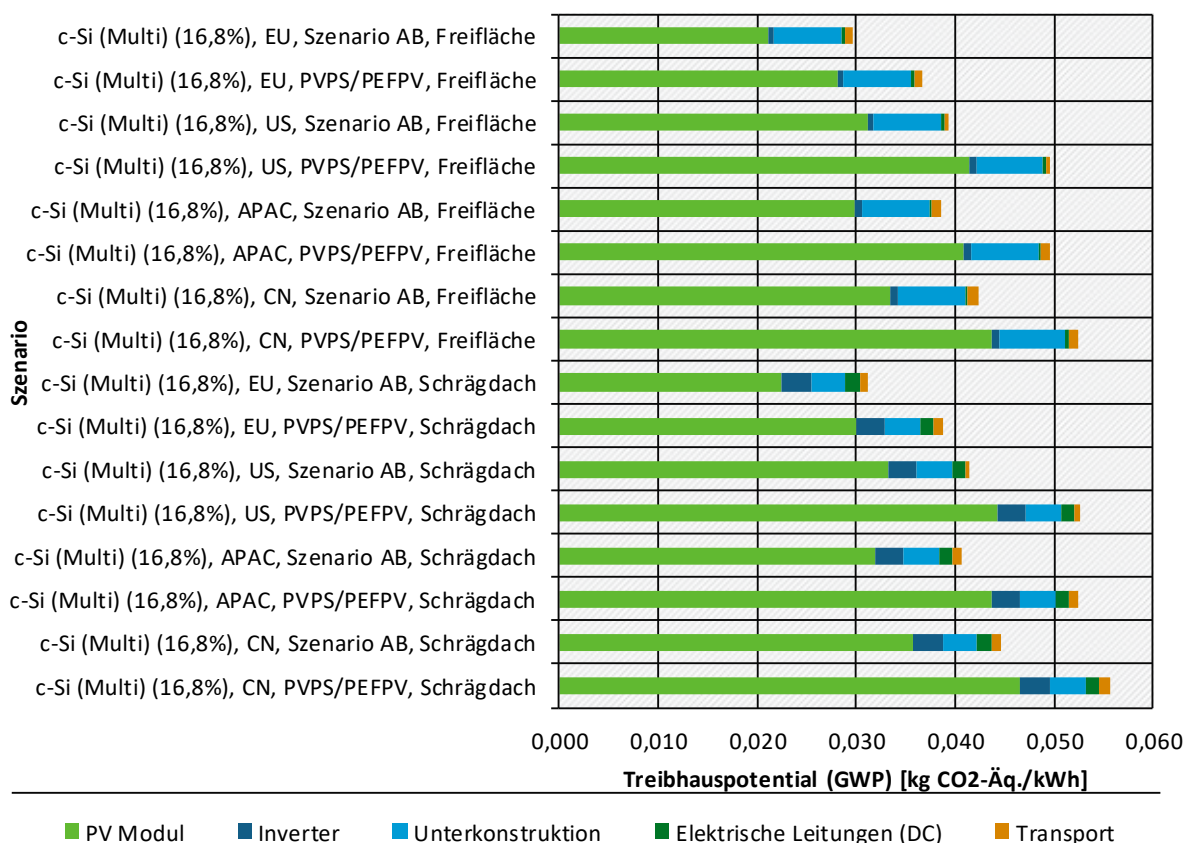
Standort mit moderater Sonneneinstrahlung

In Abbildung 50 sind die Ergebnisse des Treibhauspotenzials der multi c-Si PV-Stromerzeugung für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²*a) dargestellt. Neben den Ergebnissen der Aktualisierungsszenarien sind zusätzlich die Ergebnisse auf Grundlage der Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV dargestellt. Dadurch wird der Einfluss der aktualisierten Prozessdaten auf die Ökobilanzergebnisse der PV-Stromerzeugung aufgezeigt.

Abbildung 50: Treibhauspotenzial der multi c-Si Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der Multi c-Si PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Bei der PV-Stromerzeugung mit einer **Dachinstallation** liegt das Treibhauspotenzial vor der Aktualisierung (PVPS/PEFPV) unter Annahme einer chinesischen Produktion bei ca. 56 g CO₂-Äq./kWh. Nach der Aktualisierung der Prozessparameter und der genommenen dünneren Wafer (Szenario AB) liegt das GWP bei ca. 45 g CO₂-Äq./kWh.

Das Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung von PV-Modulen aus einer Produktion in US oder APAC liegen auf Grundlage der Ausgangsdaten der PVPS/PEFPV bei ca. 52 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und ca. 53 g CO₂-Äq./kWh (US). Nach der Aktualisierung liegen die Ergebnisse bei ca. 41 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und ca. 42 g CO₂-Äq./kWh (US).

Im Vergleich dazu liegen die Werte des EU-Szenarios unter Annahme eines hohen Anteils an EE-Stromnutzung in der Produktion bei ca. 38 g CO₂-Äq./kWh (PVPS/PEFPV-Modellierung) und 31 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung.

Der darin jeweils enthaltene Anteil der BOS-Komponenten liegt bei ca. 8 g CO₂-Äq./kWh.

Bei der multi c-Si PV-Stromerzeugung liegen die Werte der Dach- und Freiflächenanlagen näher beieinander als bei den mono c-Si PV-Anlagen. Dies ist auf die geringeren Lebenszyklusergebnisse der multi c-Si PV-Module zurückzuführen, wodurch der Anteil der Anlagenkomponenten (BOS) stärker ins Gewicht fällt. Die Ergebnisse der PV-Stromerzeugung

einer **Freiflächenanlage** liegt bei den multi c-Si PV-Modulen aus chinesischer Produktion vor der Aktualisierung (PVPS/PEFPV) bei ca. 53 g CO₂-Äq./kWh und 42 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung (Szenario AB).

Bei den Modulen der US und APAC-Produktionen liegen die Ergebnisse nach PVPS/PEFPV bei ca. 50 g CO₂-Äq./kWh (APAC, US) und ca. 39 g CO₂-Äq./kWh (APAC, US) nach der Aktualisierung. Bei den Modulen des EU-Produktionsszenarios liegen die GWP-Werten nach PVPS/PEFPV bei ca. 29 g CO₂-Äq./kWh und ca. 30 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung.

Der darin jeweils enthaltene Anteil der BOS-Komponenten liegt bei ca. 8 g CO₂-Äq./kWh, wobei hier im Vergleich zur Dachinstallation der Anteil der Unterkonstruktionen zunimmt, während der Anteil des Zentralwechselrichters und der elektrischen Leitungen geringer ausfällt.

Standort mit hoher Sonneneinstrahlung

In Abbildung 51 sind die Ergebnisse für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh/(m²*a) dargestellt. Durch den daraus resultierenden höheren Stromertrag der Anlage über die Lebensdauer reduzieren sich die Ergebnisse im GWP entsprechend um ca. 42 % gegenüber dem ertragsschwächeren Standort.

Für die Module aus der chinesischen Produktion liegen die Werte der Dach- und Freiflächenanlage im Treibhauspotenzial auf Grundlage der Ausgangsdaten (PVPS/PEFPV) in einem Bereich von 37-39g CO₂-Äq./kWh. Nach Aktualisierung der Prozessdaten und der Waferdicken (Szenario AB) liegen die Werte für die untersuchten Anlagentypen bei ca. 30 bis 32 g CO₂-Äq./kWh. Bei PV-Modulen aus der US und APAC-Produktion liegen die Treibhauspotenziale der Stromerzeugung nach PVPS/PEFPV bei ca. 35-37 g CO₂-Äq./kWh (APAC, US) und ca. 27-29 g CO₂-Äq./kWh (APAC) und 28-29 g CO₂-Äq./kWh (US) nach der Aktualisierung. Beim EU-Produktionsszenario liegen die Treibhauspotenziale der PV-Stromerzeugung der Ausgangsdaten (PVPS/PEFPV) in einem Bereich von ca. 25-27 g CO₂-Äq./kWh und ca. 21-22 g CO₂-Äq./kWh nach der Aktualisierung.

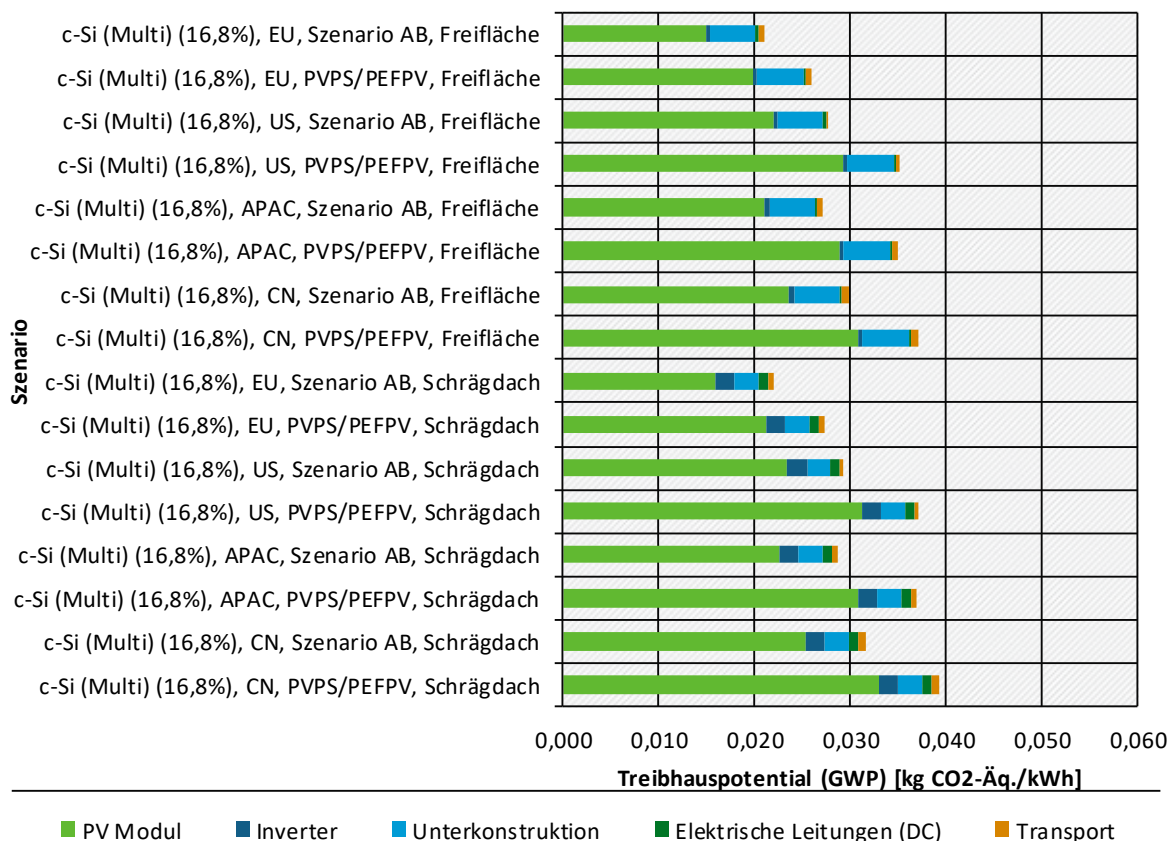
Die Ergebnisse der weiteren untersuchten Wirkungskategorien AP, EP, POCP weisen ähnliche Tendenzen in den Anteilen der einzelnen Systemkomponenten zu den Gesamtergebnissen auf, wie sie in Abbildung 50 und Abbildung 51 dargestellt sind. Auffällig sind die höheren Anteile der Transporte der PV-Module von den Produktionsstandorten zum Anlagenstandort, insbesondere die Transporte von den asiatischen Produktionen aus CN und APAC, was sich durch längeren Schifftransporte erklären lässt. Die Transporte haben im Vergleich zu den dargestellten Ergebnissen des Treibhauspotenzials deutlich höhere Anteile im AP, EP, POCP und liegen in einem Bereich von ca. 11-16 % im AP und EP und ca. 7-9 % im POCP. Beim US-Szenario liegen die Anteile der Transporte in diesen Kategorien in einem Bereich von 5-7 % im AP, EP und ca. 2 % im POCP. Beim EU Szenario liegen die Anteile der Transporte aufgrund der deutlich kürzeren Transportdistanzen und der wegfallenden Überseetransporte unter 1 %. Die Ergebnisse des PED aus nicht erneuerbaren Ressourcen weisen vergleichbare Ergebnisse auf, wie sie für das Treibhauspotenzial dargestellt sind.

In Tabelle 57 sind die Umweltprofile für die PV-Stromerzeugung auf Grundlage der Annahmen des Szenarios AB zusammengefasst.

Abbildung 51: Treibhauspotenzial der multi c-Si Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der Multi c-Si PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Tabelle 57: Umweltprofil der multi c-Si PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen am Beispiel des Basisszenarios AB

Produktions-szenario PV-Modul	Sonnen-einstrahl- ung [kWh/ (m²*a)]	An-lagen- typ	AP [kg SO ₂ - Äq./ kWh]	EP [kg Phos- phat- Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	2,01E-04	1,74E-05	4,47E-02	1,59E-05	5,29E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	1,48E-04	1,44E-05	4,07E-02	1,08E-05	5,44E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	1,65E-04	1,38E-05	4,15E-02	1,25E-05	5,31E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	1,09E-04	1,01E-05	3,06E-02	7,79E-06	4,23E-01

Produktions-szenario PV-Modul	Sonnen-einstrahl- ung [kWh/ (m²*a)]	An-lagen- typ	AP [kg SO ₂ - Äq./ kWh]	EP [kg Phos- phat- Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	1,85E-04	1,63E-05	4,23E-02	1,48E-05	4,96E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	1,35E-04	1,35E-05	3,85E-02	9,94E-06	5,10E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	1,51E-04	1,29E-05	3,93E-02	1,16E-05	4,98E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	9,84E-05	9,40E-06	2,90E-02	7,16E-06	3,96E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	1,42E-04	1,23E-05	3,16E-02	1,12E-05	3,74E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	1,04E-04	1,02E-05	2,87E-02	7,59E-06	3,84E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	1,17E-04	9,75E-06	2,93E-02	8,85E-06	3,75E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	7,68E-05	7,10E-06	2,16E-02	5,50E-06	2,99E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	1,31E-04	1,15E-05	2,99E-02	1,04E-05	3,50E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	9,52E-05	9,50E-06	2,72E-02	7,02E-06	3,60E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	1,07E-04	9,12E-06	2,78E-02	8,20E-06	3,52E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei- fläche	6,95E-05	6,63E-06	2,05E-02	5,06E-06	2,80E-01

Bandbreiten des Treibhauspotenzials der multi c-Si PV-Stromerzeugung über alle untersuchten Szenarien

In Tabelle 58 sind die Bandbreiten des Treibhauspotenzials der multi c-Si PV-Stromerzeugung über alle untersuchten Produktionsstandorte, Produktionsszenarien (A, AB und ABC) und Nutzungsszenarien aufgeführt. Während Szenario A ausschließlich die Aktualisierung der Prozessdaten der Siliziumvorketten vom MG-Silizium bis zur Blockgussherstellung berücksichtigt, beinhaltet das Szenario ABC zudem die Annahmen der dünneren Wafer sowie zu den geringeren Materialverlusten durch den Einsatz des Diamantsägeverfahrens (siehe Tabelle 39). In den berechneten Bandbreiten sind die Ergebnisse der untersuchten Anlagentypen (Dach- und Freiflächenanlagen) zusammengefasst.

Eine ausführliche Auflistung der Ergebnisse aller untersuchten Szenarien findet sich im Anhang A.2.

Tabelle 58: Vergleich der Bandbreiten des Treibhauspotenzials der multi c-Si PV Stromerzeugung vor und nach der Aktualisierung

Ergebnisbereich / Produktionsszenario	Sonnen-einstrahlung am Anlagen-standort [kWh/(m²a)]	Treibhauspotenzial multi c-Si PV-Strom [g CO ₂ -Äq./kWh] Ausgangssituation (PVPS LCI 2015)	Treibhauspotenzial multi c-Si PV-Strom [g CO ₂ -Äq./kWh] nach Aktualisierung
Bandbreite (ohne EU-Szenario)	1.200	50-56	36-47
Durchschnitt über untersuchten Szenarien (ohne EU)	1.200	52	41
CN-Produktionsszenario	1.200	53-56	39-47
US-Produktionsszenario	1.200	50-53	36-43
APAC-Produktionsszenario	1.200	50-52	36-42
EU-Produktionsszenario	1.200	36-39	29-31
Bandbreite (ohne EU-Szenario)	1.700	35-39	25-33
Durchschnitt über untersuchten Szenarien (ohne EU)	1.700	37	29
CN-Produktionsszenario	1.700	37-39	27-33
US-Produktionsszenario	1.700	35-37	26-30
APAC-Produktionsszenario	1.700	35-37	25-30
EU-Produktionsszenario	1.700	25-27	20-22

6.4.2.5 Zwischenfazit c-Si PV

Die kristalline Siliziumwafer PV-Technologie ist mit einem Marktanteil von über 95 % der jährlichen Neuinstallationen die derzeit dominierende PV-Technologie. Seit dem Beginn des PV-Booms ab 2007 wurden signifikante Effizienzsteigerungen in den Prozessen der Vorkette erreicht. Durch den geringeren Energiebedarf in den vorgelagerten Prozessen der Siliziumwaferherstellung konnte das Umweltprofil der c-Si PV-Modulherstellung deutlich reduziert werden. Hier sind vor allem die Energieeinsparungen in der Herstellung des Polysiliziums (Solarsilizium) und in der Einkristallherstellung (für mono c-Si PV) hervorzuheben.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Einflüsse auf die betrachteten Wirkungskategorien im Durchschnitt über die untersuchten Szenarien im Vergleich zu den Ergebnissen der Ausgangsdaten um ca. 30 % und mehr verringert haben.

Die Treibhauspotenziale (GWP) der mono c-Si PV-Stromerzeugung für einen Anlagenstandort mit moderater Sonneneinstrahlung, beispielsweise in Deutschland, liegen je nach Produktionsszenario (CN, US, APAC) in einem Bereich von 43-63 g CO₂-Äq./kWh und ca. 30-

44 g CO₂-Äq./kWh für einen Standort mit hoher Sonneneinstrahlung, z. B. in Südeuropa. Bei PV-Modulen der multi c-Si PV-Technologie liegen die GWP-Werte in einem Bereich von ca. 36-47 g CO₂-Äq./kWh (moderate Sonneneinstrahlung) bzw. ca. 25-33 g CO₂-Äq./kWh (hohe Sonneneinstrahlung).

Je nach Produktionsszenario liegt der Anteil der Modulherstellung am Gesamtergebnis des Treibhauspotenzials der PV-Anlagen bei ca. 73-84 % (multi c-Si) bzw., 78-89 % (mono c-Si), gefolgt von den Unterkonstruktionen, Invertern, elektrischen Leitungen. Die Transporte zum Anlagenstandort tragen im GWP zu ca. 1-2 % der Gesamtergebnisse bei. In den weiteren untersuchten Wirkungskategorien AP, EP und POCP zeigen sich ähnliche Verteilungen der Anteile der Anlagenkomponenten, jedoch gewinnen die Transporte von den Produktionsstandorten zum Anlagenstandort, insbesondere bei den Produktionsszenarien CN und APAC aufgrund der weiten Schiffstransporte deutlich an Relevanz. Hier liegen die Anteile der Transporte von den asiatischen Produktionen im AP und EP bei ca. 11-16 % (multi c-Si) bzw. 8-11 % (mono c-Si) und im POCP bei ca. 7-9 % (multi c-Si) bzw. 4-7 % (mono c-Si). Bei den US-Produktionen liegen die Anteile der Transporte im AP, EP und POCP bei ca. 2-4 % (multi c-Si) bzw. 1-4 % (mono c-Si). Im EU-Szenario liegen die Anteile der Transporte bei ca. 1 % und weniger.

Zudem konnten die Sensitivitäten der Produktionsstandorte auf die Ökobilanz der Modulherstellung aufgezeigt werden. So hat das Umweltprofil des bezogenen Stromerzeugungsmix in der Herstellung einen hohen Einfluss auf das Ökobilanzergebnis. Da sich die Umweltprofile der länderspezifischen Stromerzeugungsmixe an den untersuchten Produktionsstandorten teilweise deutlich unterscheiden, ergeben sich entsprechend hohe Bandbreiten in den Einflüssen auf die untersuchten Wirkungskategorien.

Die Ergebnisse des zusätzlich untersuchten Europaszenarios der PV-Modulherstellung liegen deutlich unter den anderen untersuchten Produktionsszenarien. Das lässt sich durch die hohen Anteile an Wasserkraftstrom in der Siliziumvorkette des Europaszenarios erklären, während bei den anderen untersuchten Produktionsstandorten der Strom überwiegend aus fossiler Stromerzeugung bereitgestellt wird. Das Europaszenario zeigt, dass der bezogene Stromerzeugungsmix der Produktionsprozesse einen hohen Einfluss auf das Ökobilanzergebnis der PV-Module hat. In der Steigerung der EE-Stromanteile in der Herstellung besteht ein hohes Potenzial, die Umweltwirkungen der PV-Modulherstellung weiter zu verringern. Es ist anzunehmen, dass auch chinesische PV-Modulhersteller langfristig den Anteil an erneuerbaren Energien in der Produktion steigern werden und sich dadurch das Umweltprofil der in China hergestellten PV-Module verbessern wird. So hat sich beispielsweise JinkoSolar, einer der größten chinesischen Hersteller von c-Si PV-Modulen, im September 2019 der Renewable Energies Initiative (Re100) angeschlossen, mit dem Ziel der Strombedarf in der Herstellung bis zum Jahr 2025 zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken [194] [195].

Weiterer Aktualisierungsbedarf

Aufgrund der Marktentwicklungen der letzten Jahre und der Verlagerung der c-Si PV-Modulherstellung nach Asien war es im Rahmen dieser Studie nicht möglich, Industriepartner für eine umfassende Aktualisierung der Sachbilanzdaten von c-Si PV-Modulen, Solarzellen und der vorgelagerten Produktionsprozesse der Siliziumwafer zu gewinnen. Die Ergebnisse dieser Studie eignen sich daher nur zur Einordnung der Weiterentwicklung der Umweltprofile der c-Si PV, sowie zur Identifizierung der relevanten Einflussfaktoren auf die Ökobilanz der c-Si PV.

Um belastbarere Aussagen über das Umweltprofil der c-Si PV treffen zu können, müssen die Datenlücken in weiterführenden Arbeiten und in Zusammenarbeit mit den relevanten Herstellern der c-Si PV (Silizium, Solarzellen und Modulherstellern) gefüllt werden. Dies betrifft

auch die Datenerhebung zur Herstellung von Solarzellen der PERC-Technologie, welche aufgrund der höheren erreichbaren Modulwirkungsgrade zukünftig deutlich an Marktrelevanz gewinnen wird.

6.4.3 Cadmiumtellurid Dünnschicht-Photovoltaik (CdTe PV)

Dünnschicht PV-Module unterscheiden sich von den c-Si Wafertechnologien im Aufbau und der Produktionsweise. Während die Zellen der PV-Module auf c-Si Wafertechnologie in vorgelagerten Prozessschritten hergestellt werden und in diesen Prozessschritten die wesentlichen Umweltwirkungen der c-Si PV Module entstehen, werden bei den Dünnschichttechnologien die notwendigen Halbleiterschichten direkt auf das Substratglas aufgedampft. Durch zwischengelagerte Prozessschritte wird Material wiederabgetragen (z. B. durch Verwendung eines Lasers) und dadurch die Herstellung und Verschaltung der Zellen ermöglicht. Die Herstellung eines Dünnschicht PV-Moduls erfolgt über eine integrierte Produktion an einem Produktionsstandort. Durch die energieintensiven Beschichtungsprozesse sind der Energiebedarf und der bezogene Energiemix am Produktionsstandort wichtige Einflussfaktoren auf die Ökobilanz, gefolgt von der Herstellung der benötigten Materialien und Komponenten.

Für die untersuchten CdTe PV-Modulproduktionen liegen aggregierte Sachbilanzdaten für die aktiven Produktionsstandorte in Malaysia und in den vereinigten Staaten vor, sowie für die ehemalige deutsche Produktion in Frankfurt (Oder). Die Sachbilanzdaten unterscheiden sich in den Mengen der notwendigen Verbrauchsmittel und im Energiebedarf der Produktionen. Die Daten ermöglichen somit den Vergleich der Ergebnisse der unterschiedlichen Produktstandorte und die Einordnung der potenziellen Bandbreiten im Umweltprofil der CdTe PV-Modulherstellung.

Die Produktionsdaten basieren auf Daten des Marktführers First Solar aus dem Jahr 2010. Im Fokus der Analyse liegen die aktiven Produktionen in MY und US. In einem zusätzlichen Szenario soll zudem eine deutsche Produktion untersucht werden, um diese im Vergleich zu den heutigen Produktionsstandorten in US und MY einzuordnen. Die technischen Kennwerte, wie Modulwirkungsgrade werden an die heutigen, auf dem Markt verfügbaren, Module angepasst (Tabelle 59).

In Kapitel 6.4.3.1 werden die angenommen Produktspezifikationen und das Datengerüst für die Modellierung der Herstellung und des Lebensendes der CdTe PV-Module vorgestellt. Aufgrund der hohen Relevanz des Energieverbrauchs und verwendeten Energiemix in der Modulproduktion folgt in Kapitel 6.4.3.2 ein Vergleich der Zusammensetzung und der Umweltprofile der verwendeten Stromerzeugungsmixe zur Abbildung der Produktionen in Malaysia, in den USA und des Strommix für das zusätzliche Deutschlandszenario.

Anschließend werden in Kapitel 6.4.3.3 die Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes vorgestellt und diskutiert. In Kapitel 6.4.3.4 wird das Umweltprofil der CdTe PV-Stromerzeugung für die gewählten Anlagentypen und Anlagenstandorte berechnet.

Kapitel 6.4.3.5 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Analyse zusammen.

6.4.3.1 Daten und Ökobilanz-Modelle der CdTe Module

Datenquelle für die Modellierung der Herstellung der CdTe-Module sind die Sachbilanzdaten aus dem PVPS LCI-Bericht 2015 [47]. Wie in Kapitel 3.2.5 beschrieben, werden diese Daten auch für die Erstellung des PEFCR von PV-Modulen verwendet [52] [22]. Die Daten basieren auf Produktionsdaten des Marktführers First Solar.

Produktspezifikation und Materialinput der CdTe PV-Module

Die Produktspezifikationen der PV-Module sind in Tabelle 59 zusammengefasst. Die Modulwirkungsgrade der CdTe-Module sind in den letzten 10 Jahren deutlich gestiegen. Aktuelle Module werden mit Modulwirkungsgraden zwischen 15,3 % und 17 % angeboten (First Solar Produktdatenblatt, Serie 4) [163]. Um den Einfluss der unterschiedlichen Wirkungsgrade auf die CdTe PV-Stromerzeugung darzustellen, erfolgt die nachfolgende Berechnung der Nutzungsphase (Kapitel 6.4.3.2) für Module mit 15,3 % und 17 % Modulwirkungsgrad.

Tabelle 59: Produktspezifikationen für CdTe PV-Module

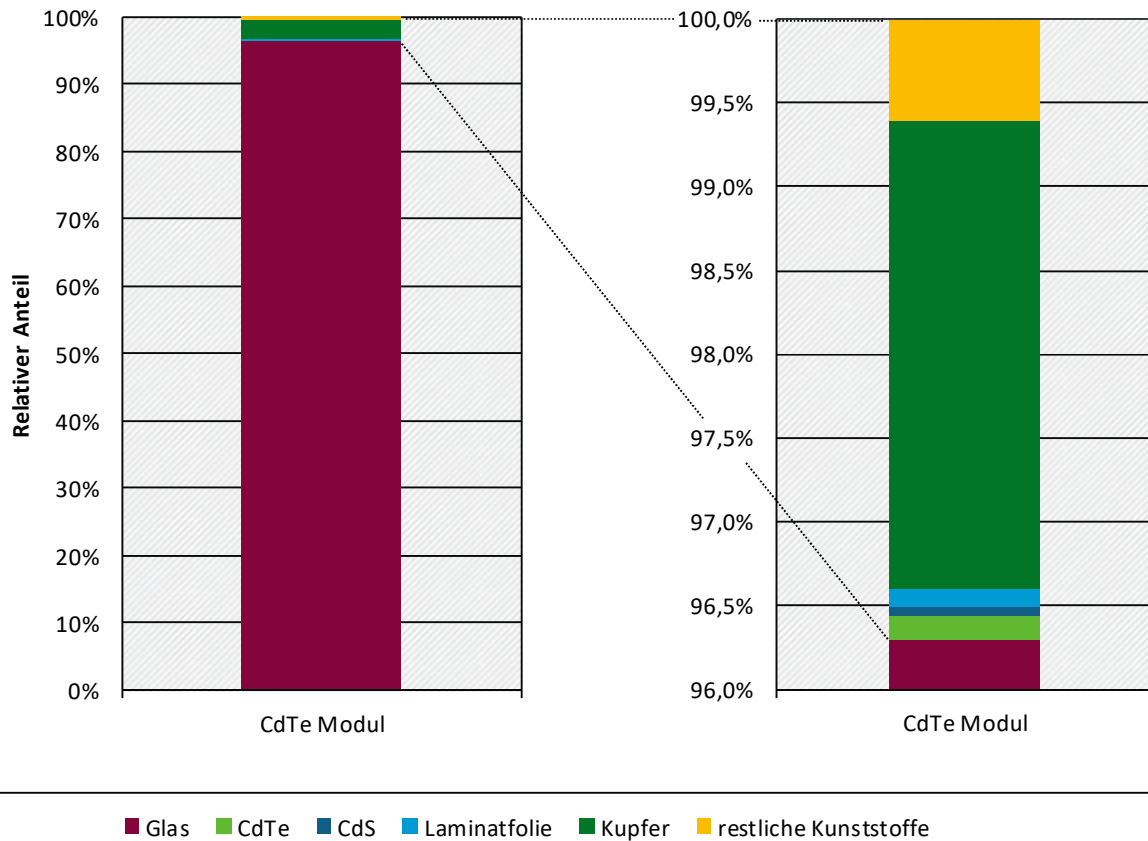
Produktspezifikation	Einheit	Referenzjahr 2018
Modulfläche ¹	[m ² /Modul]	0,72
Masse	[kg/m ²]	17,1
Modulwirkungsgrad (Standardtestbedingungen)	[%]	15,3-17*
Waferdicke	[µm]	2,5**
Modulaufbau	[-]	Glas/Glas

*Produktspezifikationen laut Herstellerseite, First Solar; First Solar Series 4V3 Datenblatt [163], **PEFCR-PV Vorstudie [52]

Der Materialinput für die Modellierung der Herstellung der CdTe PV-Module ist in Abbildung 52 dargestellt. Dieser umfasst den notwendigen Materialaufwand für die Herstellung der CdTe PV-Module ohne Berücksichtigung der notwendigen Prozessmittel und Arbeitsmaterialien. Das Front- und Rückseitenglas des CdTe-Moduls hat einen Massenanteil von über 96 %, gefolgt von der Masse der Anschlussdose und der Anschlusskabel (Kupfer und Kunststoffe). Der Materialinput der eingesetzten Halbleitermaterialien Cadmiumtellurid (CdTe) und Cadmiumsulfid (CdS) liegt aufgrund der geringen Schichtdicken in einem Bereich unter einem halben Massenprozent.

Abbildung 52: Materialinput für die Herstellung von CdTe PV-Modulen (eigene Darstellung)

Materialinput ohne Prozessmittel und Arbeitsmaterialien



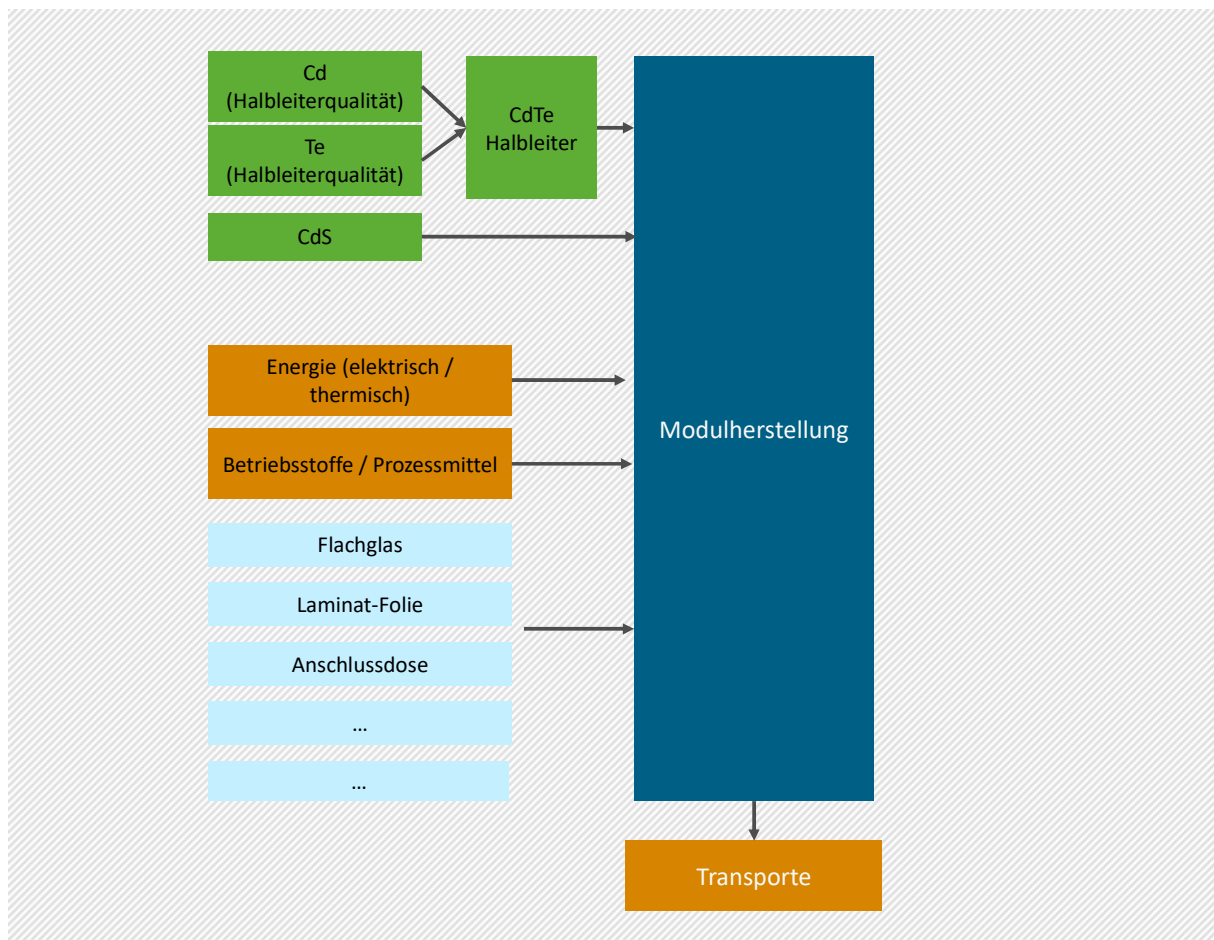
Quelle: Fraunhofer IBP, basierend auf PVPS / PEPV

Datenbasis für die Modellierung der Herstellungsphase

Die Modellierung der Herstellungsphase basiert auf den herstellereigenen Sachbilanzdaten aus dem PVPS LCI-Bericht 2015, Tab 4.2 [47]. Diese standortspezifischen Daten (Referenzjahr 2010) für Produktionen in Malaysia (MY), in den vereinigten Staaten (US) und den damaligen deutschen Produktionsstandort umfassen:

- den elektrischen und thermischen Energiebedarf
- verwendete Materialien in der Produktion
- Verbrauchsmittel und Prozesschemikalien
- Anfallende Produktionsabfälle, Abwasser und Entsorgungsarten
- Verpackungsmaterialien
- produktionsbedingte Transporte, z. B. zur Anlieferung von Waren

Abbildung 53: Modellstruktur zur Abbildung der CdTe-Modulherstellung in der Ökobilanz (eigene Darstellung)



Die verwendeten Sachbilanzdaten der Produktionen in Malaysia, in den US und des damaligen Standorts in Deutschland unterscheiden sich vornehmlich in den folgenden Punkten:

- ▶ **Energiebedarf**
 - Die malaysische Produktion hat einen etwas höheren Stromverbrauch als die US-Produktion (MY: 30,2 kWh/m² Modul; US: 29,5 kWh/m² Modul). Der deutsche Produktionsstandort hatte mit einem Verbrauch von 27,9 kWh/m² den geringsten Stromverbrauch).
 - Der US Produktionsstandort hat einen zusätzlichen Verbrauch an thermischer Energie von ca. 11,6 MJ/m² Modul, der deutsche Produktionsstandort einen Verbrauch von ca. 5,5 MJ/m².
- ▶ **Materialinput**
 - Die MY-Produktion hat einen höheren Materialinput im CdTe (Halbleiterschicht) und Kupfer- sowie im Wasserbedarf bei den Prozessmitteln.
 - Die US-Produktion hat einen leicht höheren Glasverbrauch.

► Produktionsbedingte Transporte

- Die produktionsbedingten Transporte, z. B. für die Anlieferung der benötigten Materialien und Prozessmittel sind bei der MY-Produktion deutlich höher als bei der US-Produktion und setzen sich aus Schiffs- ($231 \text{ tkm/m}^2 \text{ Modul}$), Schienen ($5,35 \text{ tkm/m}^2 \text{ Modul}$) und LKW-Transporten (ca. $0,41 \text{ tkm/m}^2 \text{ Modul}$) zusammen.
- An dem Standorten US und den damaligen Standort DE sind ausschließlich LKW Transporte aufgeführt: US: $7,75 \text{ tkm/m}^2 \text{ Modul}$; DE: $5,78 \text{ tkm/m}^2 \text{ Modul}$.

Die standortbezogenen Emissionsdaten basieren auf dem Produktionswerk in US und wurden in der Datenquelle für den MY Standort adaptiert.

Abbildung der Erstbehandlung und Materialrecyclings der CdTe-Module am Lebensende

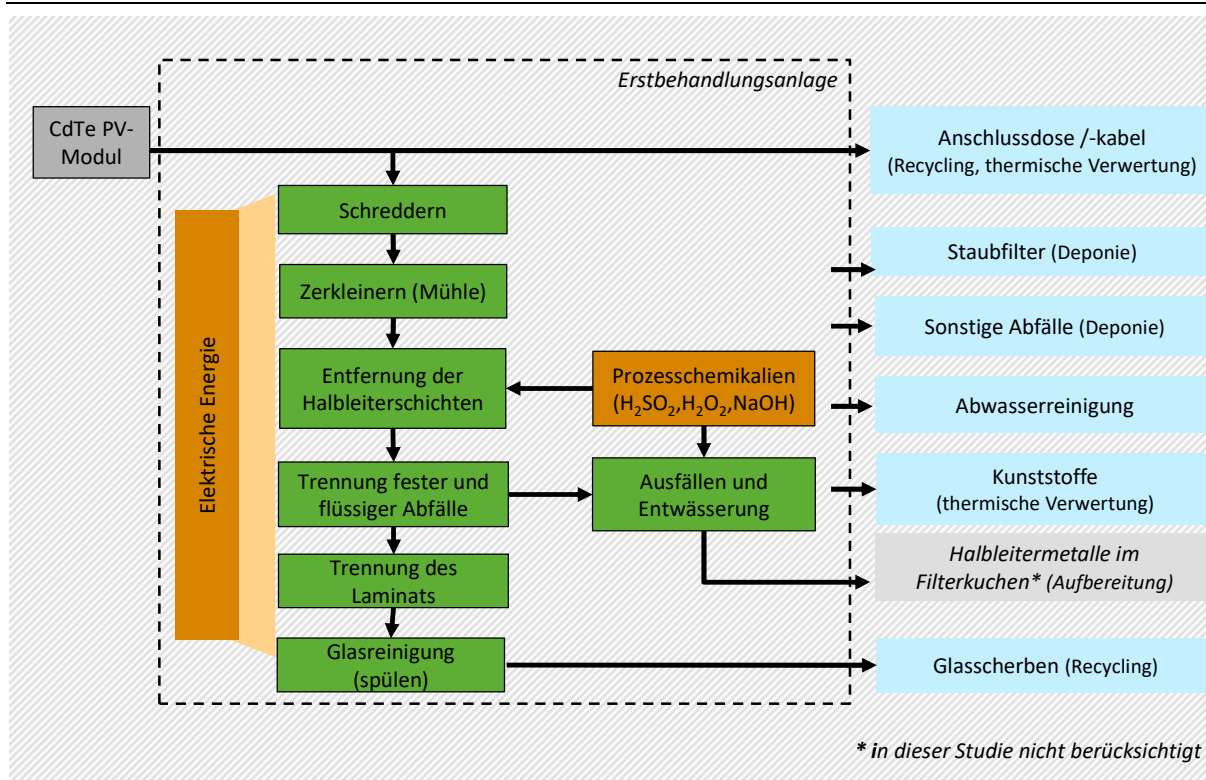
Für die Modellierung des Modulrecyclings wurden die Sachbilanzdaten von Sinha et al., 2012 [66] verwendet welche auch von der PVPS Task 12 zur Abbildung des PV-Modulrecyclings verwendet werden (vgl. PVPS LCA (2018); Tab 3.7) [64]. Diese Daten beinhalten eine Aufstellung des Energiebedarfs und der Prozessmittel des Recyclingprozesses, sowie die Mengenangaben und Verwertungs-/ und Entsorgungswege rückgewonnener Materialien. Das Recyclingverfahren der CdTe-Module umfasst eine mechanische Vorbehandlung der Module, gefolgt von hydrometallurgischen Prozessen für die Rückgewinnung der Halbleitermaterialien.

Das Recyclingverfahren lässt sich in fünf übergeordnete Prozessschritte unterteilen:

- Schreddern und Mahlen des Moduls
- Entfernen der Halbleiterschicht
- Trennung von Fest- und Flüssigstoffen
- Trennung des Glas-Laminatverbunds
- Ausfällung und Filterung der Halbleitermaterialien

Abbildung 54 zeigt ein vereinfachtes Prozess-Flussdiagramm der einzelnen Prozessschritte, der verwendeten Prozessmittel und der weiteren Entsorgungs- und Verwertungswege der rückgewonnenen Materialien.

Abbildung 54: Prozessdiagramm des Recyclingverfahrens für CdTe PV-Module (eigene Darstellung)



Der Recyclingprozess von CdTe PV-Modulen ermöglicht zudem die Rückgewinnung der Halbleitermaterialien (CdTe), welche durch einen Metallrecycler wiederaufbereitet werden. Dafür liegen derzeit noch keine detaillierten Prozessdaten vor, sodass dieser Prozess nicht umfassend im Rahmen dieser Studie abgebildet werden kann.

In der Recyclingstudie von Stolz et. al. [64] wird eine Verrechnung der Recyclinggutschriften der rückgewonnenen unaufbereiteten Halbleitermaterialien im Filterkuchen über Datensätze von Cadmiumschlamm aus der Zinkelektrolyse und Kupfertelluridzement aus der Kupferproduktion vorgenommen. In der Studie werden für die Wirkungskategorien des Environmental Footprint 3.0 Climate Change (vergleichbar mit der in dieser Studie verwendeten CML-Wirkungskategorie Treibhauspotenzial), Frischwasser- und Humantoxizität, Ressourcenverbrauch aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Ressourcen sowie hinsichtlich potenzieller Feinstaubemissionen untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass das Recycling der unaufbereiteten Halbleitermaterialien zu einer signifikanten Verringerung in den Wirkungskategorien des Ressourcenverbrauchs und der Humantoxizität im Modulrecycling führen kann. Insbesondere im Ressourcenverbrauch zeigen sich die positiven Effekte des Halbleitermaterialrecyclings im Sinne der Abfallvermeidung und Kreislaufschließung. Der Einfluss auf das Treibhauspotenzial ist vergleichsweise gering. Dort dominiert das Recycling der rückgewonnenen Glasscherben das Ergebnis.

Eine vergleichbare Auswertung kann aufgrund fehlender Datensätze der in dieser Studie verwendeten Hintergrunddaten der GaBi-Datenbanken nicht vorgenommen werden.

6.4.3.2 Stromerzeugungsmixe für CdTe PV-Modulherstellung

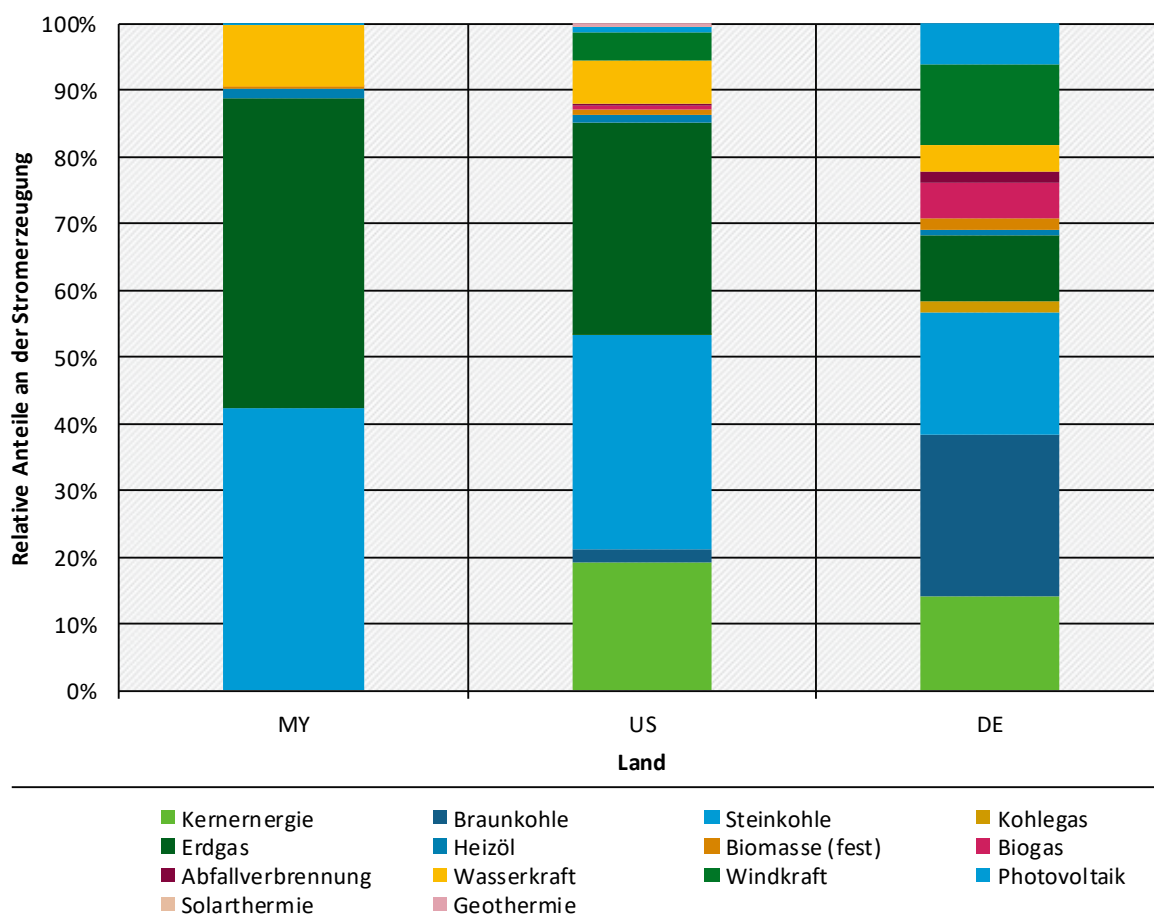
Das Umweltprofil der Herstellung von CdTe PV-Modulen wird aufgrund des energieintensiven Halbleiterbeschichtungsprozesses stark durch das Umweltprofil des am Produktionsstandort verwendeten Stromerzeugungsmix beeinflusst. Aktuelle Produktionen von CdTe PV-Modulen

liegen in Malaysia (MY) und in den vereinigten Staaten (US). Zusätzlich wird das Szenario einer deutschen Produktion (DE) untersucht. Da sich die Umweltprofile dieser Stromerzeugungsmixe in den untersuchten Wirkungskategorien deutlich voneinander unterscheiden, werden zunächst die Stromerzeugungsmixe und resultierende Umweltprofile dargestellt und diskutiert, um die Interpretation der in Kapitel 6.4.3.3 vorgestellten Ökobilanzergebnisse zu erleichtern.

Die Stromerzeugungsmixe MY, US und DE sind in Abbildung 55 dargestellt. Der malaysische Stromerzeugungsmix setzt sich hauptsächlich aus fossilen Energieträgern (ca. 47 % Erdgas, ca. 42 % Steinkohle) und Wasserkraft (ca. 9 %) zusammen. Der US-Strommix besteht ca. 32 % aus Steinkohle, 32 % aus Erdgas, ca. 19 % aus Kernenergie, ca. 6 % aus Wasserkraft, ca. 4,5 % aus Windenergie und ca. 6 % aus anderen Quellen. Der deutsche Strommix umfasst ein breiteres Spektrum an Stromerzeugungsarten und setzt sich zu etwa 72 % aus fossilen Energieträgern (24 % Braunkohle, 18 % Steinkohle, 14 % Kernenergie, 10 % Erdgas, Restliche) und zu ca. 31 % aus erneuerbaren Energieträgern (12 % Wind, ca. 7 % Biogas / Biomasse, 6 % PV, 4 % Wasserkraft, Restliche) zusammen. Diese Angaben repräsentieren die Anteile des deutschen Stromerzeugungsmix für das Referenzjahr 2015, der im Service Pack (SP39, 2019) der GaBi-Datenbank hinterlegt ist [168].

Abbildung 55: Zusammensetzung der Stromerzeugungsmixe MY und US nach Energieträgern (eigene Darstellung)

Zusammensetzung der Stromerzeugungsmixe MY, US und DE nach Energieträgern



Quelle: Fraunhofer IBP, basierend auf GaBi SP39, Referenzjahr 2015

In Abbildung 56 ist der Vergleich der Wirkungsabschätzung des US-, MY- und DE-Stromerzeugungsmix dargestellt. Dazu sind die Ergebnisse in den einzelnen Wirkungskategorien relativ zu den Ergebnissen des MY-Strommix (=100 %) dargestellt. Es wird deutlich, dass der MY-Strommix in allen untersuchten Wirkungskategorien deutlich höhere Wirkungen verursacht, als der US-Stromerzeugungsmix. Je nach Kategorie liegen die Werte des US-Strommix zwischen 24 % und 70 % der Werte des MY-Strommix, im PED, n. ern. bei ca. 92 %.

Beim malaysischen Strommix werden die Wirkungen hauptsächlich durch die Steinkohle- und Erdgasstromerzeugung verursacht. Relevante Emissionen im AP sind SO₂ und NO_x, im POCP zusätzlich NMVOC-Emissionen. Im EP sind NO_x-Emissionen (Steinkohle) und der chemische Sauerstoffbedarf (COD) der Erdgasstromerzeugung relevant. Die höheren Wirkungen der malaysischen Stromerzeugung im EP sind darauf zurückzuführen, dass deutlich höhere NO_x-Emissionen auftreten, als bei der US-Steinkohlestromerzeugung und deutlich höhere Werte beim COD vorliegen. Die höheren NO_x-Emissionen tragen zudem zu den höheren Ergebnissen im AP und POCP bei.²²

Beim US-Strommix haben ebenfalls die Stromerzeugung aus Steinkohle- und Erdgasstromerzeugung die größte Wirkung auf die untersuchten Kategorien. Die geringeren Werte des US-Strommix im GWP sind auf den geringeren Steinkohleanteil und den höheren Kernenergieanteil zurückzuführen.

Im Vergleich hierzu liegen die Werte des DE-Strommix deutlich unter den Werten des MY- und US-Strommix, insbesondere in den Wirkungskategorien AP und POCP. Im Vergleich zum MY-Strommix ist dies auf die geringeren NO_x und SO₂-Emissionen im AP, und durch zusätzlich geringere NMVOC-Emissionen im POCP zurückzuführen, im Vergleich zum US-Strommix durch die geringeren SO₂-Emissionen im AP und zusätzlich geringeren NMVOC-Emissionen im POCP.

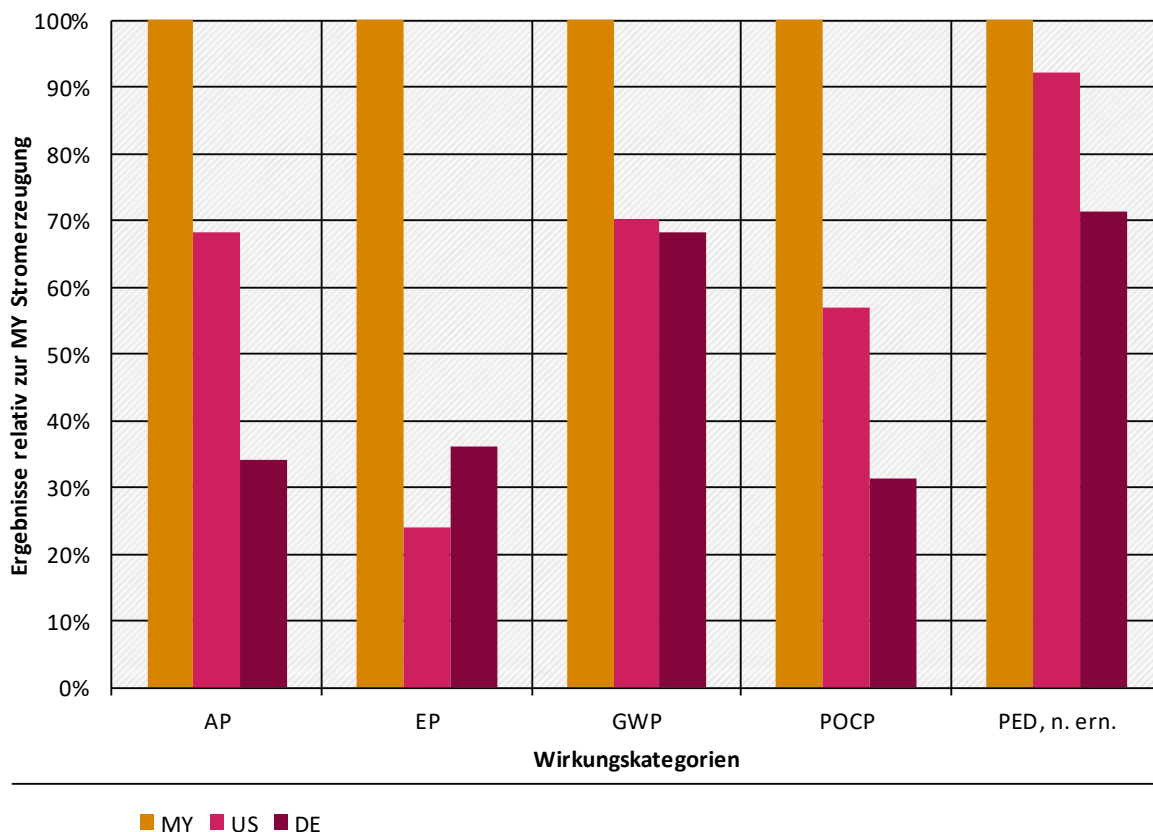
Im EP liegt der DE-Strommix über den Werten des US-Strommix. Hierfür sind maßgeblich die höheren NO_x-Emissionen und chemische Sauerstoffbedarf (COD) aus der Kohlestromerzeugung und die höheren Emissionen in Frischwasser (Nitrate, organisch gebundener Stickstoff und Phosphate) aus der Biogas- und Biomassenstromerzeugung verantwortlich. Im GWP liegen der deutsche und amerikanische Strommix in einer vergleichbaren Größenordnung. Der geringere Primärenergiebedarf aus nicht erneuerbaren Ressourcen im deutschen Strommix ist auf den höheren Anteil an erneuerbaren Stromerzeugungsarten zurückzuführen.

²² Vgl. Dokumentationen der GaBi-Datensätze, SP39 (2019) für den US- und MY-Stromerzeugungsmix [168]

Abbildung 56: Vergleich der Wirkungsabschätzung der MY und US-Stromerzeugung (eigene Darstellung)

Vergleich Umweltprofile der Stromerzeugung MY, US und DE

Ergebnisse MY = 100%



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP

Tabelle 60: Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe [je kWh], CdTe PV-Modulherstellung

Strommix	AP [kg SO ₂ - Äq./kWh]	EP [kg Phosphat- Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
Strommix MY	2,56E-03	3,96E-04	8,33E-01	1,86E-04	1,01E+01
Strommix US	1,75E-03	9,52E-05	5,85E-01	1,06E-04	9,35E+00
Strommix DE	8,77E-04	1,43E-04	5,68E-01	5,79E-05	7,24E+00

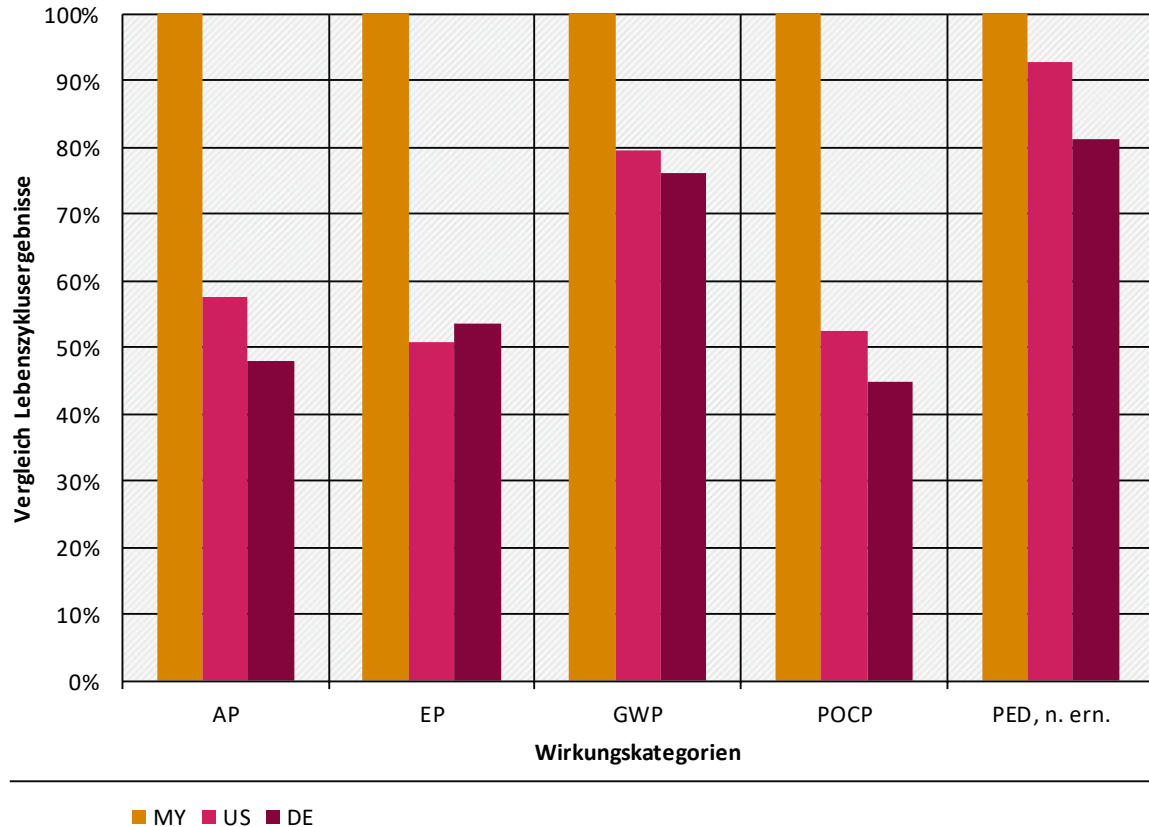
6.4.3.3 Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CdTe-Modulen

Abbildung 57 zeigt die Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes der CdTe PV-Module für die Produktionsstandorte in MY, US und das DE-Szenario. Die Ergebnisse der US-Produktion und des DE-Szenarios sind hierfür in Relation zu den Ergebnissen der MY-Produktion dargestellt.

Abbildung 57: Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CdTe PV-Modulen mit Produktion in MY, US, DE (eigene Darstellung)

Herstellung und Lebensende von CdTe Modulen (MY,US, DE)

Ergebnisse Malaysia (MY) = 100%



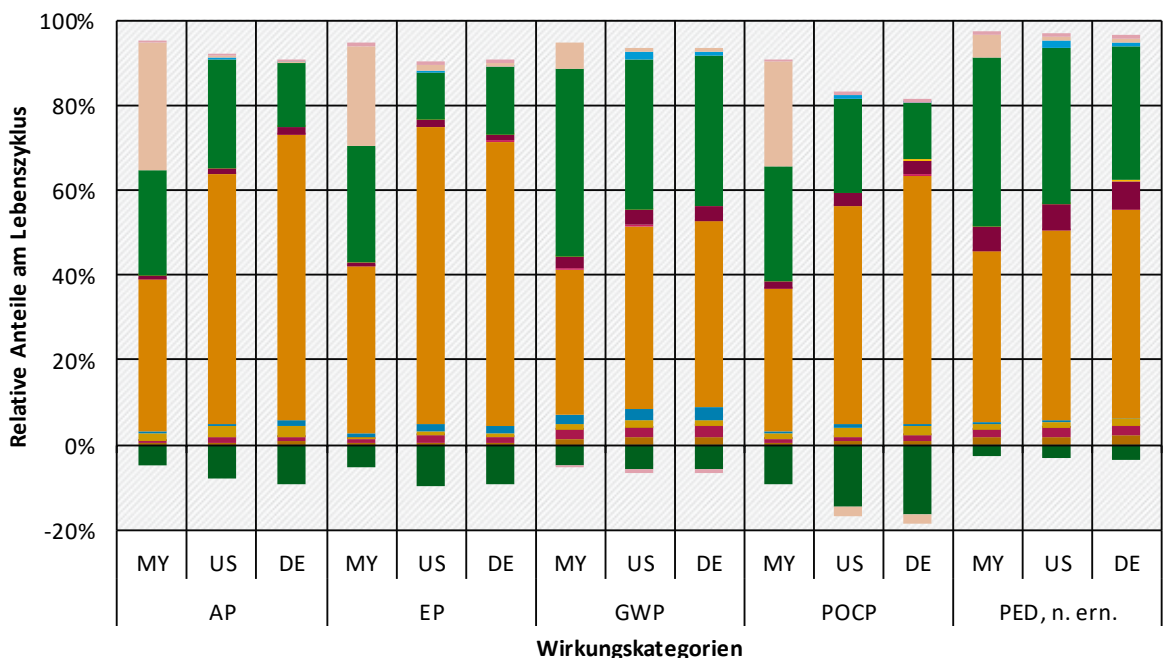
Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP, basierend auf PVPS / PEFPV

Die US-Produktion und das DE-Szenario liegen in allen betrachteten Wirkungskategorien unter den Werten der MY-Produktion. Auffällig sind hierbei vor allem die starken Unterschiede in den Ergebnissen des AP, EP und POCP. Die höheren Wirkungen der MY-Produktion in diesen Kategorien ist vor allem auf den höheren Anteil der produktionsbedingten Transporte, insbesondere der verursachten SO₂- und NO_x-Emissionen der Schiffstransporte, sowie die unterschiedlichen Stromerzeugungsmixe am Produktionsstandort zurückzuführen, was auch aus der detaillierteren Darstellung in Abbildung 58 deutlich wird. In der US-Produktion und im DE-Szenario haben die produktionsbedingten Transporte (hauptsächlich LKW-Transporte, während die Daten des MY-Produktionsstandorts zusätzlich höhere Anteile an Schiff- und Schienentransporten ausweisen) nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse der Modulherstellung.

Abbildung 58: Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CdTe PV-Modulen (detaillierte Darstellung) (eigene Darstellung)

CdTe PV

Ergebnisse für Produktionen in Malaysia (MY), den Vereinigten Staaten (US) und Deutschland (DE)



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP basierend auf PVPS/PEFPV

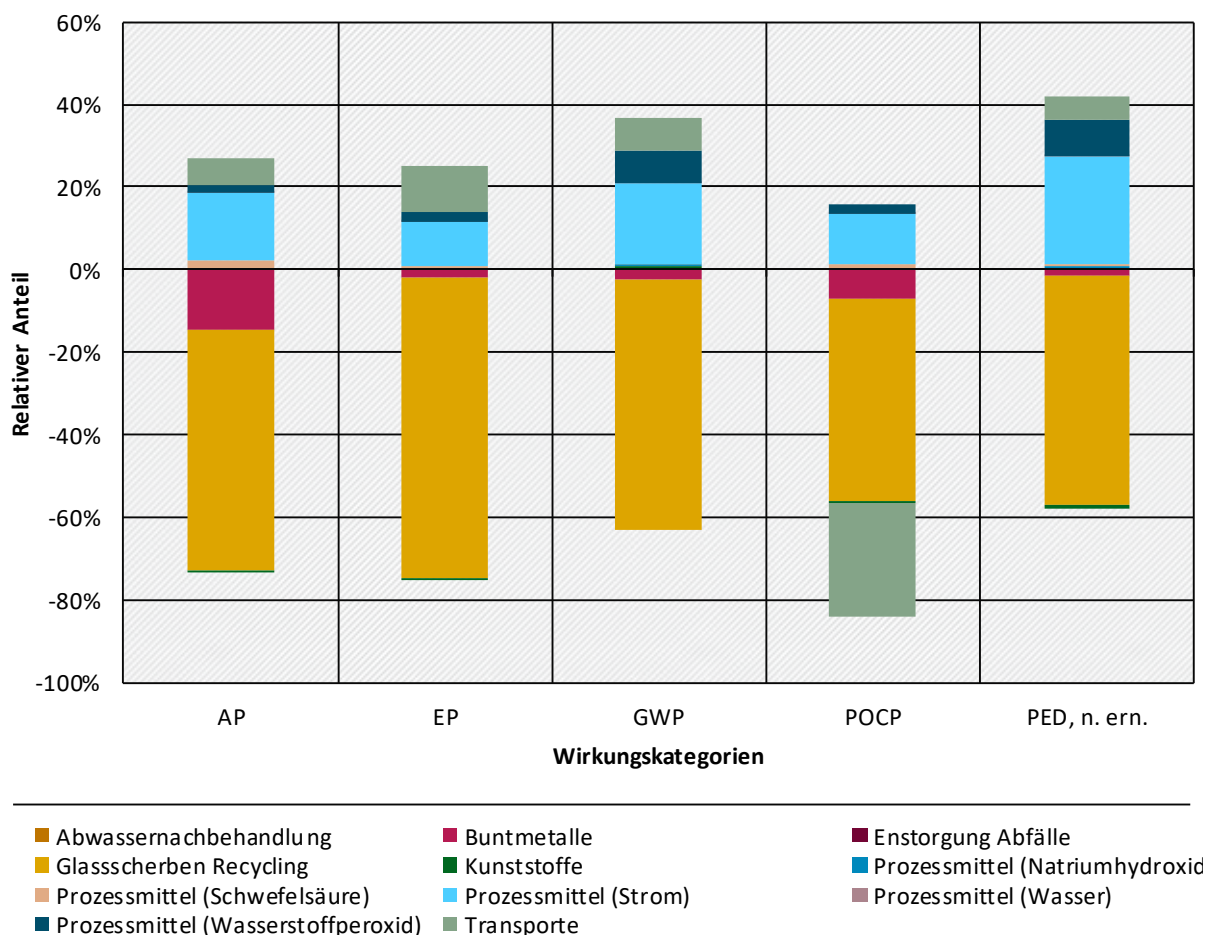
Im EP fällt zudem der relativ hohe Anteil des Stromerzeugungsmix in der MY-Produktion auf, welcher in dieser Kategorie im Vergleich zur US-Produktion und zum DE-Szenario mehr als doppelt so hoch ist. Dies liegt zum einen an den unterschiedlichen Stromerzeugungsmixen in den betrachteten Ländern, zum anderen an der malaysischen Stromerzeugung aus Steinkohle, die deutlich höhere Emissionsfaktoren im NO_x und COD verzeichnet als die US-Steinkohlestromerzeugung (vgl. Kapitel 6.4.3.4). Die höheren NO_x und SO₂-Emissionen führen zudem zu den höheren Ergebnissen im AP und POCP. Die geringeren GWP-Werte des US-Strommix lassen sich vor allem über den Anteil der Kernenergie von ca. 20 % am Stromerzeugungsmix, die geringeren Anteile des DE-Szenarios an den höheren Anteilen an erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung erklären.

Neben der Stromerzeugung hat die Herstellung der verwendeten Glasscheiben einen wesentlichen Einfluss auf die untersuchten Wirkungskategorien, was sich über die hohen Massenanteile des Glases von über 96 % am Gesamtmodul erklären lässt.

Der Anteil der Halbleiterschichten (CdTe und CdS) hat, trotz der vergleichsweise hohen Umweltwirkungen in der Materialherstellung, aufgrund der geringen Materialmengen im CdTe-Modul nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse in den untersuchten Wirkungskategorien.

Das Modulrecycling kann zu einer Verringerung der Ökobilanzergebnisse führen, sofern eine Gutschriftverrechnung für das Recycling und eine Verwertung der rückgewonnenen Materialien erfolgt. Abbildung 59 liefert hierzu eine detailliertere Darstellung der Wirkungsabschätzung des CdTe-Modulrecyclings.

Abbildung 59: Wirkungsabschätzung des CdTe PV-Modulrecyclings (eigene Darstellung)



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP basierend auf PVPS

Auf Seite der Prozessmittel zum Betrieb der Anlage werden die Umweltwirkungen in den untersuchten Kategorien durch den Stromverbrauch am Recyclingstandort (hier der EU-28-Strommix) und den Verbrauch an Wasserstoffperoxid verursacht (in Abbildung 59 als positive Zahlen dargestellt). Die vergleichsweise hohen Beiträge der Transporte im AP, EP und GWP sind auf die in den Sachbilanzdaten angenommenen Transportstrecken von ca. 700 km in unterschiedlichen LKW zurückzuführen. Die Transporte im POCP haben negative Werte, welche aufgrund der in Kapitel 5.2.4 beschriebenen negativen Wirkungsfaktoren des NO im POCP zustande kommen. Aufgrund dieser Besonderheit im POCP-Charakterisierungsmodell sind diese Ergebnisse entsprechend kritisch zu hinterfragen, bevor sie als Grundlage für Sachentscheidungen in dieser Wirkkategorie herangezogen werden.

Bei den rückgewonnenen Materialien führen das Glasscherbenrecycling und das Recycling der Kupferkabel in allen Wirkungskategorien zu Gutschriften. Diese übersteigen die berechneten Umweltwirkungen der benötigten Prozessmittel, sodass negative Ergebniswerte resultieren. Somit trägt das Recycling zu einer Verringerung der Ökobilanzergebnisse der CdTe-Module bei.

Da bisher keine detaillierten Sachbilanzdaten zur weiteren Aufbereitung und zum Recycling der rückgewonnenen Halbleitermaterialien im Filterkuchen verfügbar sind, wurde für diese Materialien keine weitere Betrachtung vorgenommen. Wie in Kapitel 6.4.3.1 beschrieben weisen die Ergebnisse von Stolz et. al [64] darauf hin, dass sich das Recycling der Halbleitermaterialien insbesondere auf die Wirkungskategorien Ressourcenabbau und Humantoxizität auswirken. Die Gutschriften für das weiter betrachtete Treibhauspotenzial sind nach dieser Studie vergleichsweise gering.

Tabelle 61: Ökobilanzergebnisse des Lebensendes von CdTe PV-Modulen [je m²]

CdTe PV-Modul Lebensende [1m ²]	AP [kg SO ₂ -Äq./m ²]	EP [kg Phosphat-Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ -Äq./m ²]	POCP [kg Ethen-Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
Inkl. Recyclinggutschriften	-1,52E-02	-2,30E-03	-2,61E+00	-1,95E-03	-2,14E+01
Ohne Recyclinggutschriften	8,84E-03	1,17E-03	3,68E+00	-3,37E-04*	5,57E+01

*Die negative Werte im POCP in der Auswertung des Lebensendes ohne Verrechnung von Recyclinggutschriften sind auf die in Kapitel 5.2.4 beschriebene Besonderheit der negativen Charakterisierungswerte von Stickstoffmonoxid in der CML-Methode, welche sich maßgeblich in den Transporten bemerkbar macht. Durch die vergleichsweise hohen Transportdistanzen der CdTe PV-Module zum Recyclingstandort ergeben sich auch bei dieser Auswertung negative Werte.

Vergleich der Ergebnisse nach Modellierungsansatz

Die Ergebnisse mit Gutschriftenverrechnung für das Modulrecycling liegen bei Modulen der US-Produktion in den betrachteten Wirkungskategorien ca. 10-15 %, bei Modulen der MY-Produktion ca. 8-11 % und beim DE-Szenario ca. 11-17 % unterhalb der Ergebnisse ohne Gutschriftverrechnung.

Tabelle 62: Ökobilanzergebnisse CdTe PV-Modul (Herstellung und Lebensende) [je m²]

CdTe PV-Module Herstellung und Lebensende [1m ²]	AP [kg SO ₂ -Äq./m ²]	EP [kg Phosphat-Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ -Äq./m ²]	POCP [kg Ethen-Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
US (ohne Recyclinggutschriften)	1,86E-01	2,31E-02	4,68E+01	1,06E-02	7,55E+02
US (mit Recyclinggutschriften)	1,62E-01	1,96E-02	4,05E+01	8,95E-03	6,78E+02
MY (ohne Recyclinggutschriften)	3,07E-01	4,22E-02	5,72E+01	1,87E-02	8,09E+02
MY (mit Recyclinggutschriften)	2,83E-01	3,87E-02	5,09E+01	1,71E-02	7,32E+02
DE (ohne Recyclinggutschriften)	1,60E-01	2,42E-02	4,50E+01	9,25E-03	6,71E+02
DE (mit Recyclinggutschriften)	1,36E-01	2,07E-02	3,88E+01	7,64E-03	5,94E+02

6.4.3.4 Umweltprofil der CdTe PV-Stromerzeugung

Die Ergebnisse der CdTe PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen sind in Abbildung 60 und Abbildung 61 am Beispiel des Treibhauspotenzials dargestellt. Die Ergebnisse werden für die Spanne der heute verfügbaren CdTe PV-Module mit einem Modulwirkungsgrad von 15,3 % bis 17 % berechnet.

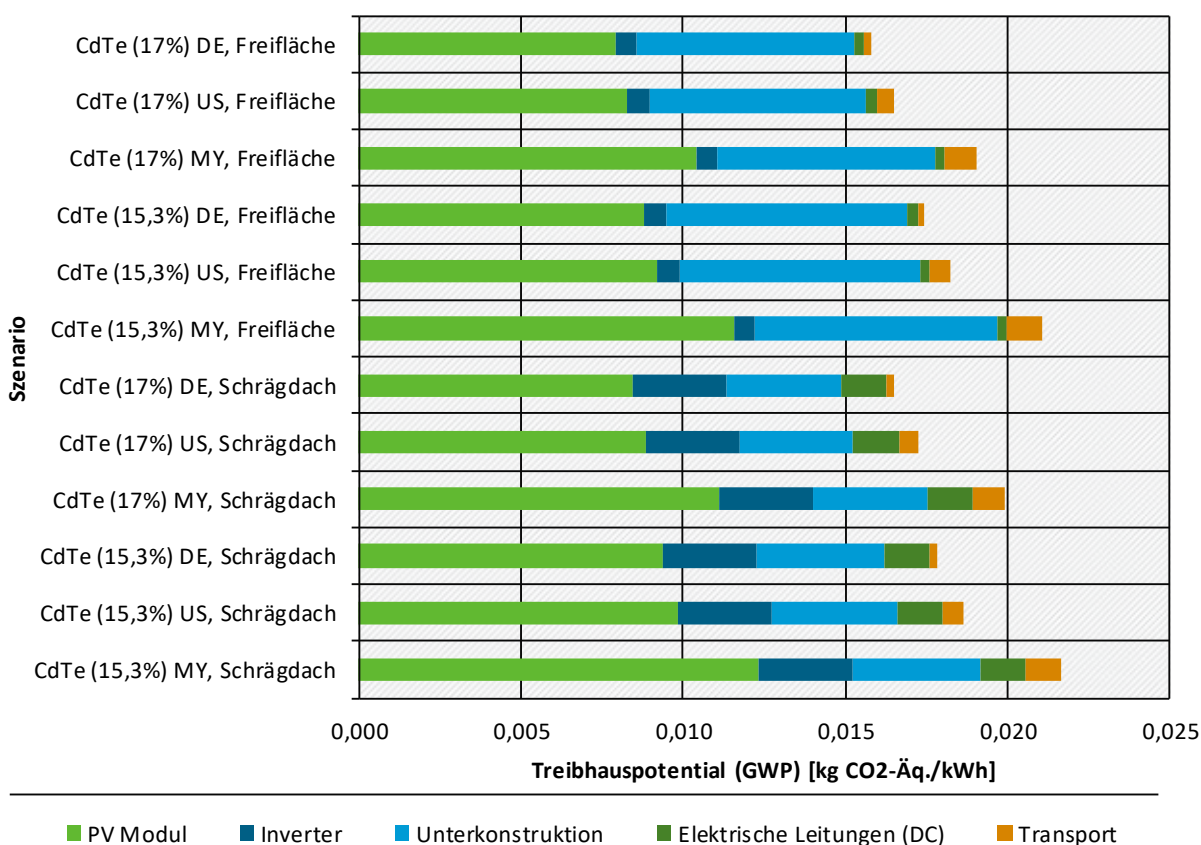
Die nachfolgenden Abbildungen beschränken sich auf die Darstellung der Ergebnisse des Treibhauspotenzials. Die umfassenden Ergebnisse aller betrachteten Wirkungskategorien sind in Tabelle 64 aufgeführt.

In Abbildung 60 sind die Ergebnisse des Treibhauspotenzials für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²*a) dargestellt.

Abbildung 60: Treibhauspotenzial der CdTe PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der CdTe PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Dachanlage

Bei den Dachinstallationen liegt das Treibhauspotenzial der CdTe PV-Stromerzeugung bei ca. 19-22 g CO₂-Äq./kWh (US, MY), für das Modul mit 15,3 % Moduleffizienz. Für den höheren Modulwirkungsgrad von 17 % liegt das Treibhauspotenzial bei ca. 17-20 g CO₂-Äq./kWh. Aufgrund des vergleichsweise geringen Treibhauspotenzials der Herstellung und des Recyclings der CdTe PV-Module nimmt die Relevanz der weiteren Anlagenkomponenten deutlich zu. Der Anteil der BOS-Komponenten macht mit einem Anteil von ca. 8 g CO₂-Äq./kWh rund 38-44 % am Gesamtergebnis aus.

Die Werte des DE-Szenarios liegen bei den Modulen mit 15,3 % Moduleffizienz bei ca. 18 g CO₂-Äq./kWh und ca. 17 g CO₂-Äq./kWh bei einer Moduleffizienz von 17 %.

Freiflächenanlage

Bei den Freiflächenanlagen liegen die Ergebnisse der CdTe-Module mit 15,3 % Modulwirkungsgrad zwischen 18-21 g CO₂-Äq./kWh (US, MY) und die Ergebnisse der Module mit 17 % Modulwirkungsgrad zwischen 16-17 g CO₂-Äq./kWh. Die Ergebnisse des DE-Szenarios liegen bei 17 g CO₂-Äq./kWh (15,3 %) bzw. 16 g CO₂-Äq./kWh (17 %). Die Treibhauspotenziale der Freiflächenanlage liegen damit im Wertebereich der Dachanlagen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die höheren Wirkungen der Unterkonstruktion nicht vollständig durch den geringeren Anteil des Inverters, oder durch das höhere Performance Ratio der Freiflächenanlage kompensiert werden kann. Der Anteil der BOS-Komponenten liegt bei den Freiflächenanlagen zwischen 8 und 8,5 g CO₂-Äq./kWh.

In Abbildung 61 sind die Ergebnisse für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh/(m²*a) dargestellt. Für diesen Anlagenstandort liegt das Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung bei 12-15 g CO₂-Äq./kWh (Dach- und Freiflächenanlagen). Der Anteil der CdTe PV-Module am Gesamtergebnis liegt dabei unter 10 g CO₂-Äq./kWh.

Die Werte des DE-Szenarios liegen in einem Bereich von 11-13 g CO₂-Äq./kWh.

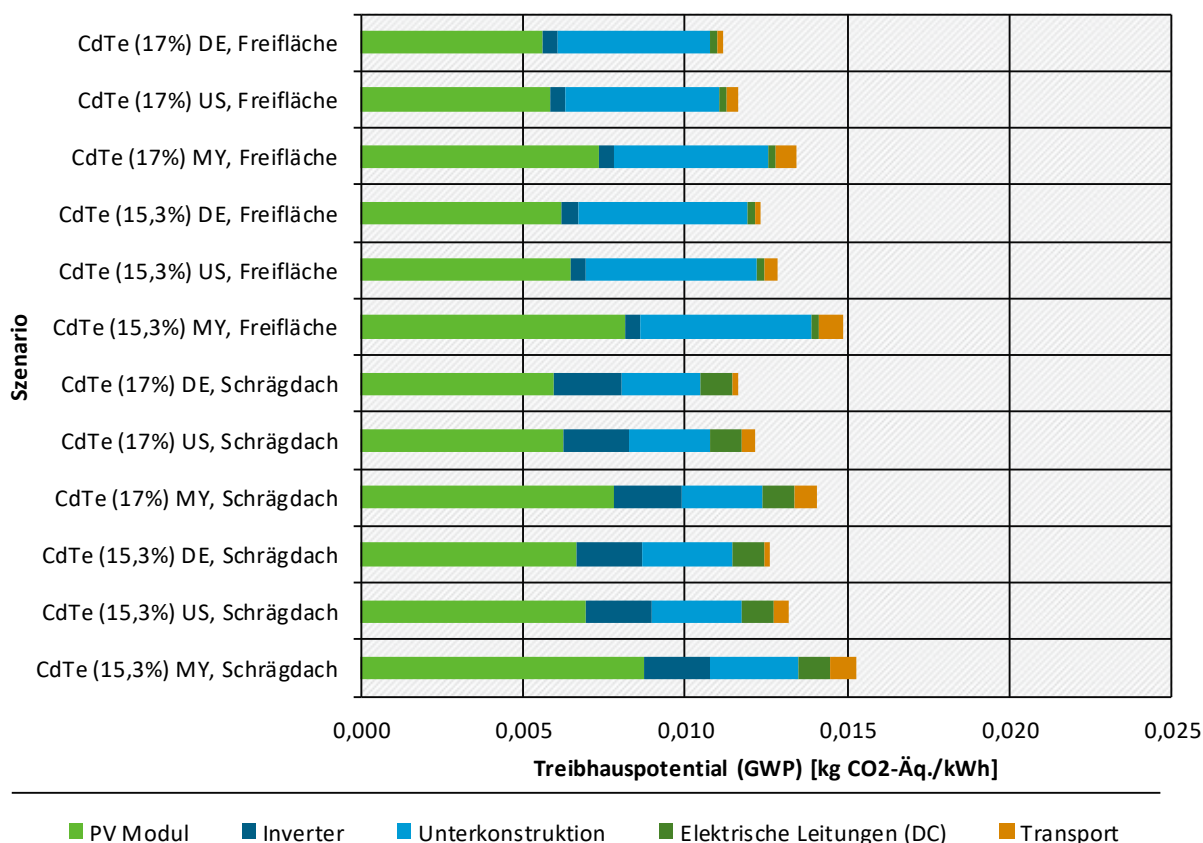
Die Ergebnisse der weiteren untersuchten Wirkungskategorien AP, EP, POCP und des PED weisen vergleichbare Tendenzen in den Anteilen der einzelnen Systemkomponenten zu den Gesamtergebnissen, wie für das Treibhauspotenzial dargestellt, auf. Auffällig sind die höheren Anteile der Transporte der PV-Module von den Produktionsstandorten MY und US zum Anlagenstandort in den Wirkungskategorien AP, EP, und POCP, was sich durch die längeren Schiffr Transporte erklären lässt. Die Transporte haben im Vergleich zu den dargestellten Ergebnissen des Treibhauspotenzials deutlich höhere Anteile im AP, EP, POCP und liegen in einem Bereich von ca. 15-16 % (US) bis 20-22 % (MY) im AP und EP und ca. 3 % (US) bis 5 % (MY) im POCP.

In Tabelle 63 sind die ermittelten Bandbreiten des Treibhauspotenzials der CdTe PV-Stromerzeugung über die untersuchten Produktionsszenarien und Anlagenstandorte zusammengefasst.

Abbildung 61: Treibhauspotenzial der CdTe PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der CdTe PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Tabelle 63: Bandbreiten des Treibhauspotenzials der CdTe PV-Stromerzeugung

Anlagenstandort	Treibhauspotenzial CdTe PV-Strom [g CO ₂ -Äq./kWh] 1.200 kWh/(m²a)	Treibhauspotenzial CdTe PV-Strom [g CO ₂ -Äq./kWh] 1.700 kWh/(m²a)
Bandbreite (ohne DE Szenario)	16-22	12-15
Durchschnitt (ohne DE Szenario)	19	13
MY Produktionsszenario	19-22	13-15
US Produktionsszenario	16-19	12-13
DE Produktionsszenario	16-18	11-13

In Tabelle 64 sind die Umweltprofile für die CdTe PV-Stromerzeugung zusammengefasst.

Tabelle 64: Ergebnisse der CdTe PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen

Produktions-szenario PV-Modul	Sonnen-einstrahl- ung [kWh/ (m ² *a)]	Anlagen- typ	AP [kg SO ₂ - Äq./ kWh]	EP [kg Phos- phat- Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
CdTe (15,3 %), MY	1.200	Dach	1,21E-04	1,42E-05	2,17E-02	7,24E-06	2,96E-01
CdTe (15,3 %), US	1.200	Dach	7,80E-05	8,11E-06	1,87E-02	4,50E-06	2,77E-01
CdTe (15,3 %), DE	1.200	Dach	6,05E-05	7,20E-06	1,78E-02	3,59E-06	2,52E-01
CdTe (17 %), MY	1.200	Dach	1,11E-04	1,29E-05	1,99E-02	6,63E-06	2,72E-01
CdTe (17 %), US	1.200	Dach	7,17E-05	7,41E-06	1,72E-02	4,16E-06	2,55E-01
CdTe (17 %), DE	1.200	Dach	5,60E-05	6,59E-06	1,65E-02	3,34E-06	2,32E-01
CdTe (15,3 %), MY	1.200	Freifläche	1,11E-04	1,34E-05	2,10E-02	6,72E-06	2,81E-01
CdTe (15,3 %), US	1.200	Freifläche	7,05E-05	7,65E-06	1,82E-02	4,15E-06	2,64E-01
CdTe (15,3 %), DE	1.200	Freifläche	5,41E-05	6,80E-06	1,75E-02	3,29E-06	2,40E-01
CdTe (17 %), MY	1.200	Freifläche	1,00E-04	1,21E-05	1,90E-02	6,06E-06	2,55E-01
CdTe (17 %), US	1.200	Freifläche	6,37E-05	6,90E-06	1,65E-02	3,75E-06	2,38E-01
CdTe (17 %), DE	1.200	Freifläche	4,89E-05	6,14E-06	1,58E-02	2,98E-06	2,17E-01
CdTe (15,3 %), MY	1.700	Dach	8,56E-05	1,00E-05	1,53E-02	5,11E-06	2,09E-01
CdTe (15,3 %), US	1.700	Dach	5,50E-05	5,72E-06	1,32E-02	3,18E-06	1,96E-01
CdTe (15,3 %), DE	1.700	Dach	4,27E-05	5,09E-06	1,26E-02	2,53E-06	1,78E-01
CdTe (17 %), MY	1.700	Dach	7,81E-05	9,12E-06	1,41E-02	4,68E-06	1,92E-01
CdTe (17 %), US	1.700	Dach	5,06E-05	5,23E-06	1,22E-02	2,94E-06	1,80E-01
CdTe (17 %), DE	1.700	Dach	3,95E-05	4,65E-06	1,16E-02	2,36E-06	1,64E-01
CdTe (15,3 %), MY	1.700	Freifläche	7,84E-05	9,45E-06	1,49E-02	4,74E-06	1,99E-01
CdTe (15,3 %), US	1.700	Freifläche	4,97E-05	5,40E-06	1,29E-02	2,93E-06	1,86E-01
CdTe (15,3 %), DE	1.700	Freifläche	3,82E-05	4,80E-06	1,23E-02	2,33E-06	1,69E-01
CdTe (17 %), MY	1.700	Freifläche	7,07E-05	8,52E-06	1,34E-02	4,28E-06	1,80E-01
CdTe (17 %), US	1.700	Freifläche	4,49E-05	4,87E-06	1,16E-02	2,65E-06	1,68E-01
CdTe (17 %), DE	1.700	Freifläche	3,45E-05	4,34E-06	1,12E-02	2,10E-06	1,53E-01

Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort

6.4.3.5 Zwischenfazit CdTe PV

Die Ergebnisse der CdTe-Modulherstellung zeigen, dass der Energiebedarf in der Produktion einen hohen Einfluss auf die Ökobilanz der Herstellungsphase hat. Der Stromerzeugungsmix am

Produktionsstandort ist somit von hoher Relevanz für die Ökobilanzergebnisse der Modulherstellung.

Durch die unterschiedlichen Zusammensetzungen der Stromerzeugungsmixe und der unterschiedlichen Emissionswerte der fossilen Stromerzeugungsarten resultieren insbesondere in den Wirkungskategorien AP, EP und POCP deutliche Unterschiede, die sich im Ergebnis der Modulherstellung widerspiegeln. Bei der malaysischen Produktion fällt zudem der hohe Anteil der Schiffstransporte auf, welche im Vergleich zur US-Produktion zu deutlich höheren Ergebnissen im AP, EP und POCP führen. Die Herstellung des Glassubstrats und des Deckglases hat nach dem Prozessenergieverbrauch den höchsten Anteil an den Umweltwirkungen der Produktion. Dies ist auf die hohen Massenanteile des Glases am Gesamtmodul zurückzuführen. In der US-Produktion und im DE-Produktionsszenario ist die Glasherstellung für den Hauptanteil der Umweltwirkungen verantwortlich, insbesondere in den Kategorien AP, EP, POCP. Die Herstellung der Halbleitermaterialien hat, trotz der vergleichsweise hohen Umweltwirkungen in der Materialherstellung, aufgrund der geringen Massenanteile nur einen geringen Einfluss auf die Ökobilanz der Modulherstellung.

Die Analyse des Lebensendes zeigt, dass das technologiespezifische Recycling der CdTe PV-Module einen Beitrag dazu leisten kann, die Lebenszyklusergebnisse der CdTe PV-Module weiter zu senken. Hier hat vor allem das Recycling der rückgewonnenen Glasscherben und des Kupfers der Anschlusskabel einen wesentlichen Anteil. Der Recyclingprozess von CdTe PV-Modulen ermöglicht zudem die Rückgewinnung der Halbleitermaterialien (CdTe), welche durch einen Sonder- und Edelmetallrecycler wiederaufbereitet werden. Dafür liegen derzeit noch keine detaillierten Prozessdaten vor, sodass dieser Prozess bisher noch nicht umfassend im Rahmen dieser Ökobilanz untersucht werden konnte.

Die CdTe PV-Stromerzeugung weist ein gegenüber kristallinen Siliziummodulen geringes Treibhauspotenzial auf. Die Treibhauspotenziale über alle untersuchten Produktionsszenarien liegen bei einem deutschen PV-Anlagenstandort in einem Bereich von ca. 16-22 g CO₂-Äq./kWh und bei einem südeuropäischen Standort bei 12-15 g CO₂-Äq./kWh. Zudem fällt der hohe Anteil der BOS-Komponenten auf, welche zwischen 38- 49 % des Treibhauspotenzials der CdTe PV-Stromerzeugung verursachen.

Je nach Produktionsszenario liegt der Anteil der Modulherstellung am Gesamtergebnis des Treibhauspotenzials der PV-Anlagen zwischen 50-57 %, gefolgt von der Unterkonstruktion (ca. 18-22 % bei Schrägdachmontage und ca. 35-43 % bei Freiflächenanlagen), Inverter (13-18 % Schrägdachanlage, 3-4 % Freiflächenanlage) und elektrischen Leitungen (6-8 % Schrägdachanlage; ca. 2 % Freiflächenanlage). Die Transporte zum Anlagenstandort tragen im GWP je nach Produktionsszenario zu ca. 1 % (DE)- 5 % (MY) der Gesamtergebnisse bei. Die Ergebnisse der weiteren untersuchten Wirkungskategorien AP, EP, POCP weisen vergleichbare Tendenzen in den Anteilen der einzelnen Systemkomponenten zu den Gesamtergebnissen auf. Auffällig sind hierbei die höheren Anteile der Transporte von den Produktionsstandorten zum Anlagenstandort in den Kategorien AP, EP und POCP welche hauptsächlich auf die langen Schiffstransporte und die dabei verursachten Verbrennungsemissionen wie NO_x (AP, EP, POCP) SO₂ (AP, POCP), NMVOC und CO (POCP) verursacht werden.

Der vergleichsweise hohe Anteil der BOS-Komponenten an der CdTe PV-Stromerzeugung zeigt zudem den technologischen Fortschritt zur Steigerung der Modulwirkungsgrade in den letzten Jahren, welche zu einer starken Verringerung der Umweltwirkungen der Modulherstellung je W_p-Leistung führen und zu dem höheren Einfluss der BOS-Komponenten am Gesamtergebnis geführt haben.

6.4.4 Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid Dünnschicht-PV (CIGS PV)

6.4.4.1 Daten und Ökobilanz-Modelle

Die Aktualisierung der Ökobilanzen von CIGS PV-Modulen wurde mit Unterstützung von NICE Solar Energy GmbH durchgeführt [196]²³. Es wurden detaillierte Informationen zu Materialeinsatz, Energieverbrauch und Prozessmitteleinsatz der einzelnen Prozessschritte zur Verfügung gestellt.

Die verwendeten Sachbilanzdaten basieren auf Mess- und Planungswerten für Produktionsstandorte mit unterschiedlichen Produktionskapazitäten. Die Messwerte basieren auf einer zweiwöchigen Messung im Herbst 2015 in der CIGSfab von NICE Solar Energy in Schwäbisch Hall. Dieser Standort hat eine Produktionskapazität von ca. 20 MW_p/a und wird neben der Produktion kommerzieller Module für Technologieentwicklungen und Forschungsarbeiten genutzt. Bei den Messdaten 2015 handelt sich um reale Produktionsdaten, und derzeit eingesetzte Produktionsanlagen.

Zusätzlich liegen Planungsdaten für eine größere Fabrik in China mit einer Kapazität von 306 MW_p/a vor. Für diesen Produktionsstandort werden dieselben Produktionsanlagen eingesetzt. Die Planungsdaten basieren unter anderem auf Grundlage der Messdaten der 20 MW_p-Produktion. Um die höhere Produktionskapazität zu erreichen, werden die Produktionsanlagen in mehreren integrierten Produktionslinien betrieben, die die notwendigen Produktionsschritte zur Herstellung der Module abdecken. Da bei den Planungsdaten mit höheren Unsicherheiten zu rechnen ist und Prozessgrößen dem entsprechend konservativ kalkuliert werden (z.B. im Energiebedarf, standortabhängige Einflussfaktoren), liegen die Planungsdaten in einzelnen Prozessschritten über Messwerten der 20 MW_p-Produktion.

Die Produktspezifikationen der PV-Module sind in Tabelle 65 zusammengefasst.

Tabelle 65: Produktspezifikationen CIGS PV-Modul, basierend auf Herstellerangaben NICE Solar Energy und Produktbroschüre [164]

Produktspezifikation	Einheit	Referenzjahr 2018
Modulfläche	[m ² /Modul]	0,72
Masse	[kg/m ²]	16,4
Modulwirkungsgrad (Standardtestbedingungen)	[%]	14,6
Waferdicke	[µm]	<2
Glass (Front, Rückseite)	[mm]	3,2/3,0

Ähnlich wie bei den CdTe PV-Modulen, weisen auch beim CIGS PV-Modul Deckglas und Glassubstrat mit einem Massenanteil von über 90 % den wesentlichen Anteil am Materialinput auf, gefolgt von Anschlussdose, Anschlusskabel und Laminatfolie (Abbildung 52). Der Massenanteil der verwendeten Halbleitermaterialien ist aufgrund der Schichtdicken von unter 2 µm sehr gering.

²³ Die Ergebnisse der Veröffentlichung basieren auf Berechnungen mit den GaBi-Datenbanken, SP36 (2018) und wurden für die Auswertungen in diesem Bericht mit den GaBi-Datenbanken mit SP39 (2019) neu berechnet.

Während CIGS PV Module früher mit Aluminiumrahmen ausgeliefert wurden, werden heutige Module von NICE Solar Energie auch rahmenlos ausgeliefert.

6.4.4.1.1 Sachbilanzdaten

Herstellungsphase

Der Aufbau des Ökobilanzmodells richtet sich nach der Prozessfolge der Produktion. Für die relevanten Prozessschritte wurden detaillierte Ökobilanzmodelle erstellt, um die Auswertung zu erleichtern und Aussagen über einzelne Prozessschritte möglich zu machen:

- Herstellung von Substrat- und Deckglas
- Sputtern des Molybdän-Rückkontakts
- Koverdampfung der Halbleiterelemente für die CIGS-Schicht
- Chemisches Bad (CBD) zur Auftragung der Pufferschicht (CdS)
- Sputtern der transparenten Kontaktschichten (intrinsisches Zinkoxid (i-ZnO) und Aluminium dotiertes Zinkoxid (ZAO))
- Laminierung

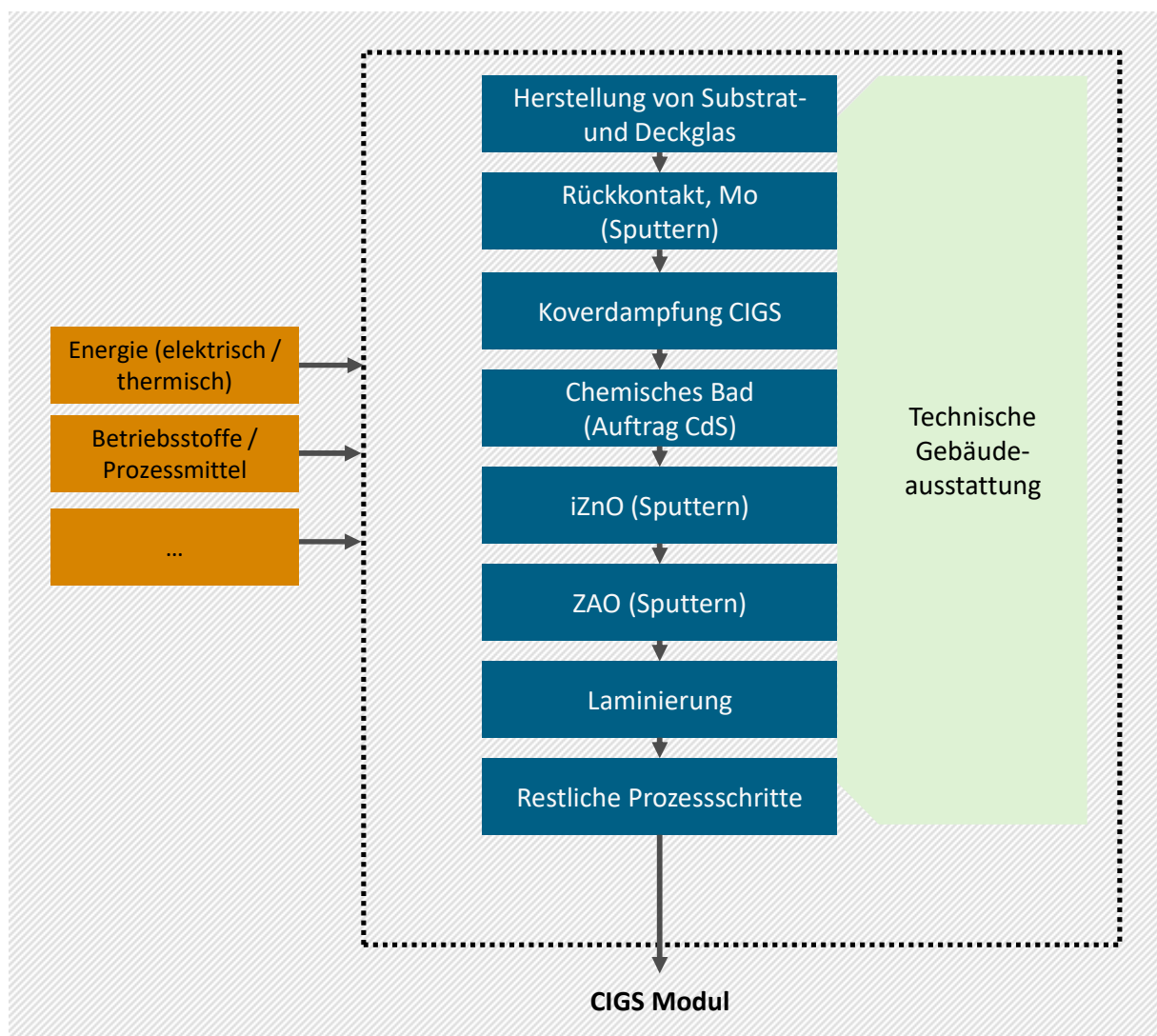
Die restlichen Prozessschritte wurden zusammengefasst, da ihr Einfluss auf die Ergebnisse als niedrig eingestuft wird. Sie beinhalten die Wasch- und Strukturierungsschritte, die Kontaktierung und die Anschlussbox.

Neben den produktionsbezogenen Prozessschritten wurde die technische Gebäudeausstattung (TGA) berücksichtigt. Die TGA umfasst den Energie-, Betriebs- und Prozessmittelverbrauch der zusätzlich notwendigen Anlagen, z.B. die Prozesskälte, Gebäudeklimatisierung, Druckluft- und Prozessgasbereitstellung, Wasseraufbereitung sowie sonstige Systeme, die für den Betrieb am Produktionsstandort notwendig sind. Die TGA wird jedem Modul anteilig angerechnet. Hierzu wurden Verbrauchswerte der TGA durch die Anzahl der gefertigten CIGS PV-Module geteilt.

Je nach den klimatischen Bedingungen am Produktionsstandort, wie Temperatur und Luftfeuchte, variiert der Energiebedarf der TGA. Am deutschen Produktionsstandort liegt der Anteil für den Betrieb der TGA-Komponenten bei 30 % des Gesamtstromverbrauchs. Da der Produktionsstandort in Chongqing, China (CN-CQ) noch nicht in Betrieb genommen wurde mussten die Verbrauchswerte der TGA auf Grundlage der klimatischen Bedingungen der Region geschätzt werden. Hierzu wurde ein Experteninterview mit einem Anlagenplaner durchgeführt. Der TGA-Anteil für CN-CQ wurde auf ca. 40 % des Gesamtstromverbrauchs geschätzt. Um die Sensitivität dieser Annahme zu überprüfen, wird in Kapitel 6.4.4.2.1 eine Variation des TGA-Anteils für chinesische Produktionsstandorte durchgeführt.

Der beschriebene strukturelle Aufbau des Ökobilanzmodells ist vereinfacht in Abbildung 62 dargestellt.

Abbildung 62: Modellstruktur zu Abbildung der CIGS-Modulherstellung in der Ökobilanz (eigene Darstellung)



Lebensende / Modulrecycling

Da es noch keine Daten für ein etabliertes Recyclingverfahren für CIGS PV-Module gibt, wird für das Lebensende des CIGS PV-Moduls der Ansatz der PEFCR-PV Vorstudie (Tab. 4.15) [52] übernommen und an die spezifischen Rahmenbedingungen des untersuchten Moduls angepasst.

Die Abschätzung der PEFCR-PV Vorstudie basiert auf den Daten des Recyclingprozesses von CdTe PV-Modulen (vgl. Kapitel 6.4.3.1), welcher auf die CIGS PV-Module übertragen wird und zusätzlich mit einem Unsicherheitsfaktor von 1,5 für den Energie- und Prozessmitteleinsatz belegt wird. Da diese Daten auf sehr groben Annahmen beruhen, welche zudem nicht für kommerzielle CIGS-Recyclingverfahren bestätigt werden können, lässt sich mit den nachfolgenden Ergebnissen des Lebensendes ausschließlich eine grobe Einschätzung des potenziellen Beitrags des Recyclings am gesamten Lebenszyklus treffen.

6.4.4.1.2 Stromerzeugungsmixe der CIGS PV-Modulherstellung

Auch das Umweltprofil der Herstellung von CIGS PV-Modulen wird stark von den energieintensiven Beschichtungsprozessen und den Umweltprofilen des Strommix am Produktionsstandort beeinflusst. Für die untersuchten CIGS PV-Produktionen sind dies der aktuelle Produktionsstandort in Deutschland (DE) und die zukünftig in Betrieb genommene

Produktion in China (CN). Da sich die Umweltprofile dieser Stromerzeugungsmixe in den untersuchten Wirkungskategorien signifikant unterscheiden, werden die Stromerzeugungsmixe und Umweltprofile vorgestellt und diskutiert, um die Interpretation der nachfolgend vorgestellten Ökobilanzergebnisse (Kapitel 6.4.4.1.2) zu erleichtern.

Die Stromerzeugungsmixe DE und CN sind in Abbildung 63 anhand der eingesetzten Energieträger dargestellt. Der deutsche Strommix umfasst ein sehr breites Spektrum und setzt sich zu etwa 72 % aus fossilen Energieträgern (24 % Braunkohle, 18 % Steinkohle, 14 % Kernenergie, 10 % Erdgas, Restliche) und zu ca. 31 % aus erneuerbaren Energieträgern (12 % Wind, ca. 7 % Biogas / Biomasse, 6 % PV, 4 % Wasserkraft, Restliche) zusammen. Diese Angaben repräsentieren die Anteile des deutschen Stromerzeugungsmix für das Referenzjahr 2015, der im Service Pack (SP39, Feb. 2019) der GaBi-Datenbank hinterlegt ist²⁴ [168].

Der chinesische Strommix besteht zu ca. 77 % aus fossilen Energieträgern, davon ca. 71 % aus Steinkohle. Bei den erneuerbaren Energieträgern dominiert die Stromerzeugung aus Wasserkraft mit ca. 19 %.

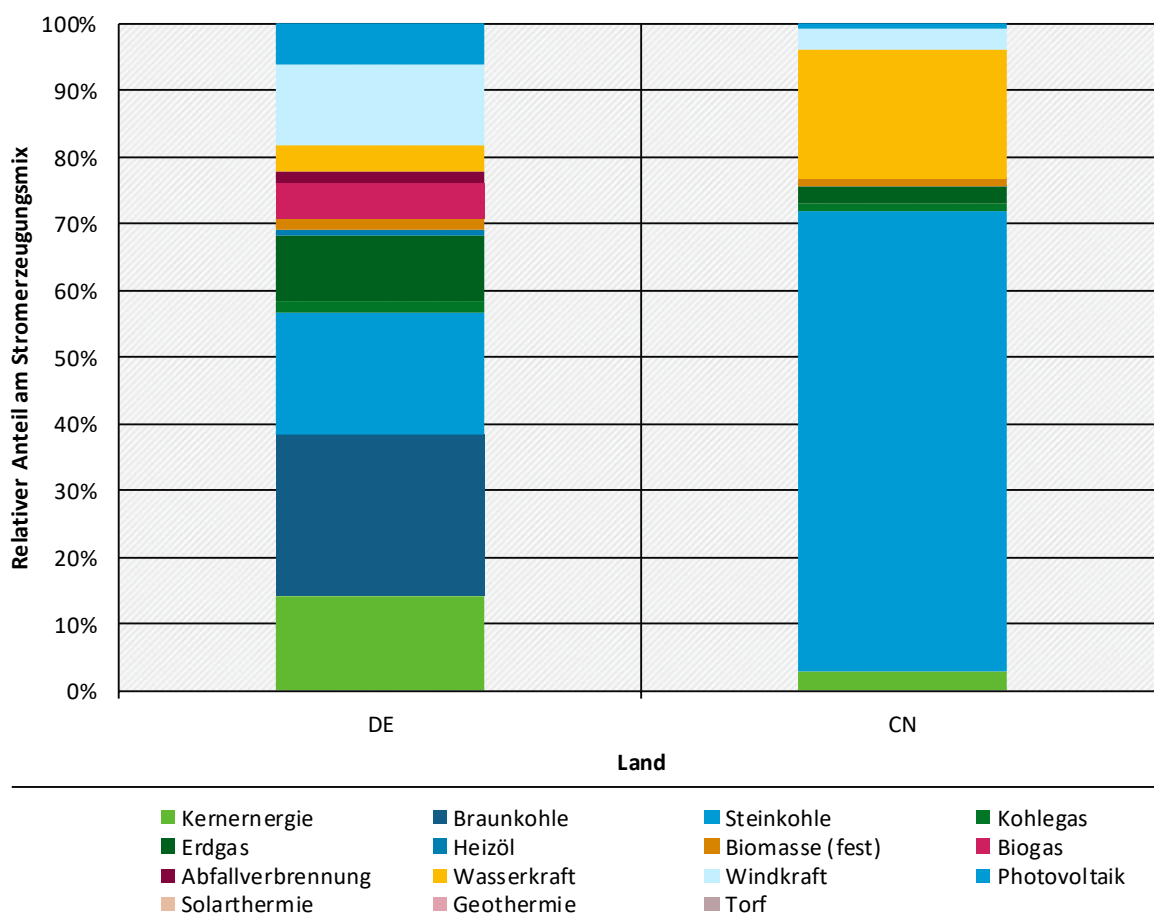
Zusätzlich wird der in Planung stehende Produktionsstandort Chongqing, China (CN-CQ) untersucht. Für diesen Standort liegen Planungsdaten und vertrauliche Informationen des Herstellers, u.a. zum Stromerzeugungsmix vor Ort, vor, welche für die Erstellung der Produktionsszenarien verwendet werden. Sowohl die Planungsdaten als auch die spezifische Zusammensetzung des Stromerzeugungsmix (CN-CQ) sind vertraulich und können in diesem Bericht nicht aufgeführt werden. Aus diesem Grund wurde auf die Darstellung des CN-CQ Strommix in Abbildung 63 verzichtet. In erster Näherung setzt sich der Stromerzeugungsmix in Chongqing zu ca. zwei Dritteln aus Kohlestrom und zu einem Drittel aus erneuerbaren Energien (hauptsächlich Wasserkraft und Windkraft) zusammen.

²⁴ Hierbei ist anzumerken, dass der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2018 bei 37,8 % (Umweltbundesamt [209]) lag und somit weiter ausgebaut werden konnte. Die zeitlichen Verzögerungen der Stromerzeugungsmixdaten der GaBi-Datenbanken sind darauf zurückzuführen, dass für die Aktualisierung der Datenbankinhalte internationale Energiestatistiken herangezogen werden, welche in der Regel mit einem Jahr Verzögerung veröffentlicht werden. Diese müssen zudem in die Datenbank implementiert und überprüft werden bevor sie mit den jährlichen Servicepackupdates der GaBi-Datenbanken veröffentlicht werden.

Abbildung 63: Zusammensetzung der Stromerzeugungsmixe DE und CN (eigene Darstellung)

Vergleich der verwendeten Stromerzeugungsmixe nach Energieträgern

CIGS PV-Modul Herstellung



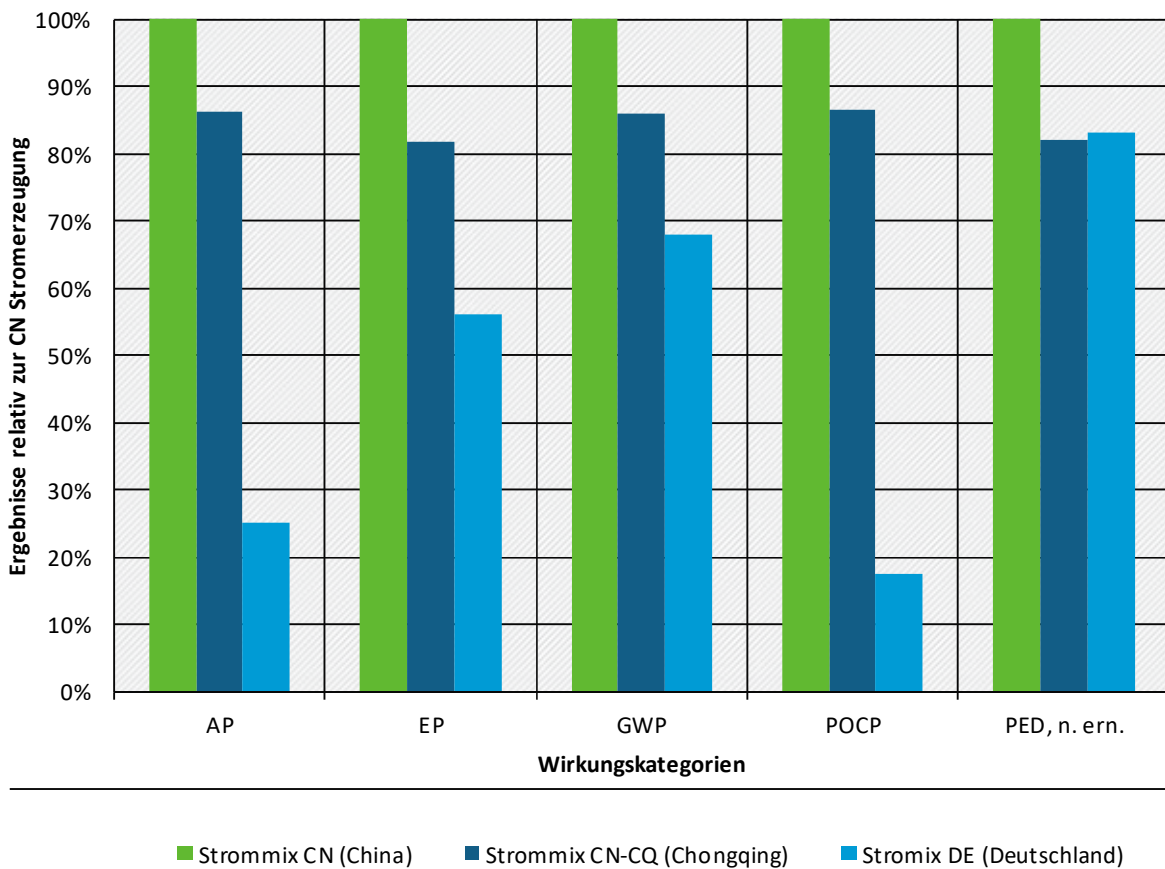
Quelle: Fraunhofer IBP, basierend auf GaBi SP39 (2019), Referenzjahr 2015

Abbildung 64 zeigt die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der untersuchten Stromerzeugungsmixe. Dazu sind die Ergebnisse in den einzelnen Wirkungskategorien relativ zu den Ergebnissen des CN-Strommix dargestellt. Es wird deutlich, dass der CN-Strommix in allen untersuchten Wirkungskategorien deutlich höhere Wirkungen verursacht, als der DE-Stromerzeugungsmix. Je nach Kategorie liegen die Werte des DE-Strommix zwischen 25-68 % der Werte des CN-Strommix; im PED, n. ern. bei ca. 83 %. Der CN-CQ-Strommix liegt aufgrund des höheren Anteils an erneuerbaren Energien im Strommix in den untersuchten Wirkungskategorien bei ca. 82-86 % der Werte des CN-Strommix.

Beim Vergleich der Strommixe fallen vor allem die deutlich geringeren Wirkungen des deutschen Strommix in den Kategorien AP und POCP auf. Dies ist neben den geringeren Anteilen der Kohlestromerzeugung auf die geringeren Emissionsprofile der fossilen Stromerzeugung der deutschen Kraftwerke zurückzuführen, insbesondere der SO₂- und NO_x-Emissionen (AP), im POCP zusätzlich der NMVOC-Emissionen.

Abbildung 64: Vergleich der Wirkungsabschätzung der Stromerzeugungsmixe DE, CN, CN-CQ (eigene Darstellung)

Ergebnisse CN = 100%



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP

Tabelle 66: Ergebnisse der Wirkungsanalyse für untersuchte Stromerzeugungsmixe [je kWh], CIGS PV-Modulherstellung

Strommix	AP [kg SO ₂ - Äq./kWh]	EP [kg Phosphat- Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
Strommix CN	3,49E-03	2,54E-04	8,36E-01	3,31E-04	8,70E+00
Strommix CN-CQ*	3,01E-03	2,07E-04	7,19E-01	2,86E-04	7,14E+00
Strommix DE	8,77E-04	1,43E-04	5,68E-01	5,79E-05	7,24E+00

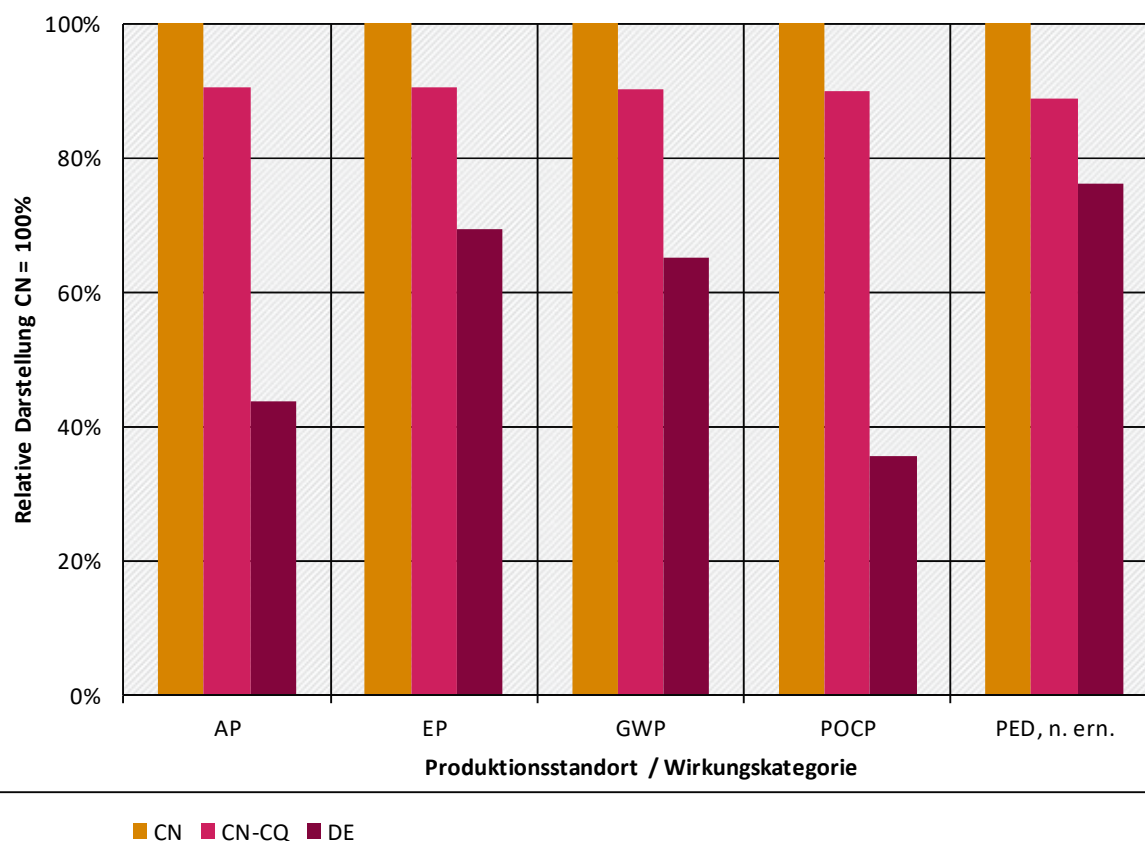
*Abschätzung auf Basis der bereitgestellten Informationen zur Zusammensetzung des Strommix CN-CQ

6.4.4.2 Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CIGS PV-Modulen

Abbildung 65 zeigt die Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse der CIGS-Produktionsstandorte auf Grundlage der neu erhobenen Sachbilanzdaten. Hierzu sind die Ergebnisse der chinesischen Produktion (CN) auf 100 % skaliert. Die Ergebnisse der weiteren Produktionsstandorte sind in Relation zu diesen Ergebnissen dargestellt.

Abbildung 65: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CIGS PV-Modulen für DE, CN, CN-CQ (eigene Darstellung)

Herstellung und Lebensende, Ergebnisse CN = 100%



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Die CN-Produktion liegt in allen betrachteten Wirkungskategorien über den Werten der Produktionen in DE und CN-CQ, welche sich über die in Kapitel 6.4.4.1.2 beschriebenen Unterschiede in den Stromerzeugungsmixen sowie dem höheren Energieverbrauch der TGA an den chinesischen Produktionsstandorten erklären lassen.

Wie aus Abbildung 66 ersichtlich ist, sind der Energiebedarf in der CIGS PV-Modulproduktion und das Umweltprofil des bezogenen Energiemix die wesentlichen Einflussgrößen in allen betrachteten Wirkungskategorien. Dieser Anteil, vor allem im AP und POCP, fällt für den deutschen Produktionsstandort im Vergleich zu den chinesischen Standorten deutlich geringer aus (siehe Kapitel 6.4.4.1.2). Dementsprechend liegt in diesen Kategorien der relative Anteil der Glas- und Materialherstellung am deutschen Standort höher.

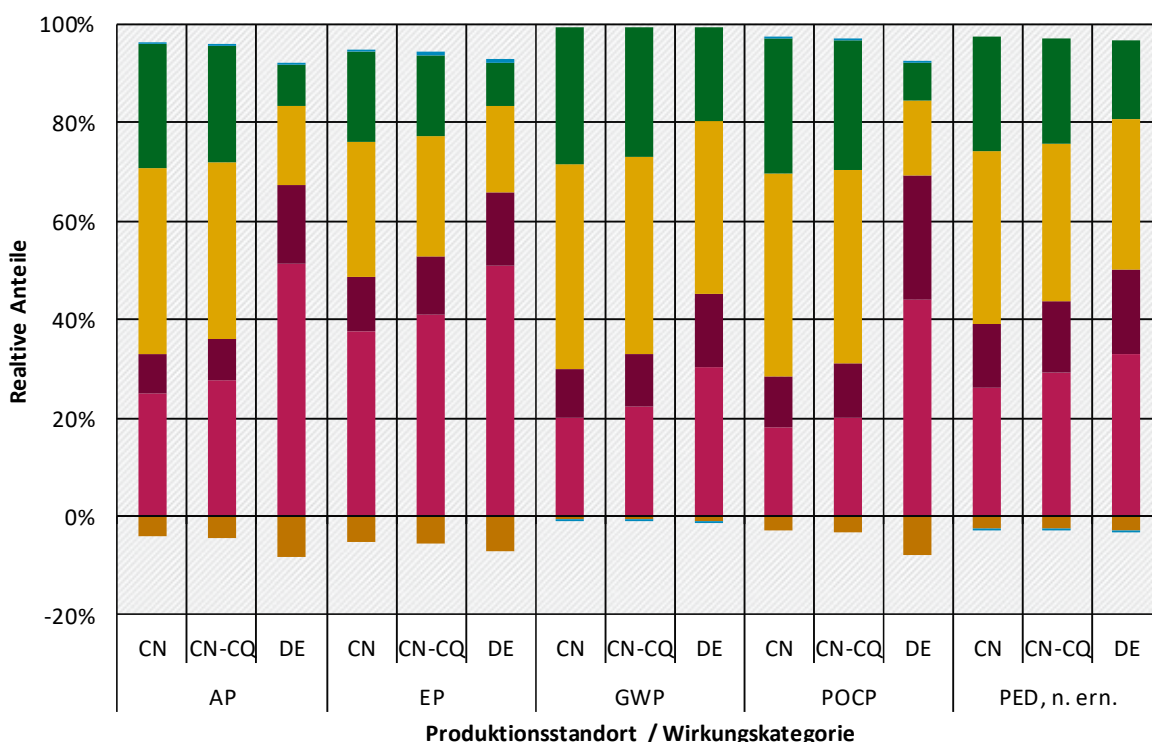
Die hohen Anteile der Glasherstellung sind hauptsächlich auf dessen hohen Massenanteil am Gesamtmodul zurückzuführen. Der Anteil der „Materialien“ (Nr. 02 in Abbildung 66) beinhaltet

alle weiteren eingesetzten Materialien und Prozessmittel in der Produktion, inkl. Halbleitermaterialien, Kontaktschichten, Laminat und Anschlussdose und liegt bei den chinesischen Produktionsstandorten zwischen 8 % (AP) und 16 % (PED, n. ern.), beim deutschen Produktionsstandort zwischen 16 % (GWP) und 30 % (POCP) der Ökobilanzergebnisse.

Abbildung 66: Vergleich der Ökobilanzergebnisse der CIGS PV-Module, für DE, CN, CN-CQ (detaillierte Darstellung) (eigene Darstellung)

Ökobilanzergebnisse von CIGS PV-Modulen (Herstellung und Lebensende)

Produktionsstandorte in Deutschland (DE), China (CN) und Chongqing (CN-CQ)



00 Lebensende 01 Substrat- und Deckglas 02 Materialien 03 Prozessstrom 04 TGA 05 Verpackung

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Das Modulrecycling kann zu einer Verringerung der Ökobilanzergebnisse führen, sofern eine Gutschriftverrechnung für das Recycling und die Verwertung der rückgewonnenen Materialien erfolgt. Wie bereits erwähnt, wurde das CIGS PV-Modulrecycling gemäß den Annahmen der PEFCR-PV Vorstudie abgeschätzt, welches auf Daten des CdTe PV-Recyclingverfahrens beruht. Dem entsprechend erlauben die Ökobilanzergebnisse des CIGS PV-Modulrecycling nur eine grobe Einschätzung der potenziellen Umweltwirkungen des Lebensendes. Für belastbarere Ergebnisse sind zukünftig weitere Analysen unter Beteiligung der Verfahrensentwickler und Betreiber von Pilotanlagen notwendig.

Vergleich der Ergebnisse nach Modellierungsansatz

Die Ergebnisse mit Gutschriftenverrechnung liegen bei den chinesischen Produktionen in den betrachteten Wirkungskategorien ca. 5-10 % und bei der deutschen Produktion ca. 11-15 % unter den Ergebnissen ohne Gutschriftenverrechnung.

Die Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) je m² CIGS PV-Modul der untersuchten Produktionen sind in Tabelle 67 zusammengefasst.

Tabelle 67: Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CIGS PV-Modulen [pro m²]

Ergebnisse der Herstellung und des Lebensendes von CIGS PV-Modulen	AP [kg SO ₂ - Äq./m ²]	EP [kg Phosphat- Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ m ²]	POCP [kg Ethen- Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
CN (mit Recyclinggutschriften)	4,03E-01	3,93E-02	9,40E+01	3,58E-02	1,12E+03
CN (ohne Recyclinggutschriften)	4,33E-01	4,33E-02	1,02E+02	3,78E-02	1,22E+03
CN-CQ (mit Recyclinggutschriften)	3,65E-01	3,56E-02	8,47E+01	3,22E-02	9,96E+02
CN-CQ (ohne Recyclinggutschriften)	3,95E-01	3,96E-02	9,28E+01	3,42E-02	1,10E+03
DE (mit Recyclinggutschriften)	1,76E-01	2,72E-02	6,12E+01	1,27E-02	8,53E+02
DE (ohne Recyclinggutschriften)	2,06E-01	3,13E-02	6,92E+01	1,47E-02	9,57E+02

6.4.4.2.1 Sensitivitätsanalyse: Energiebedarf der TGA am Produktionsstandort

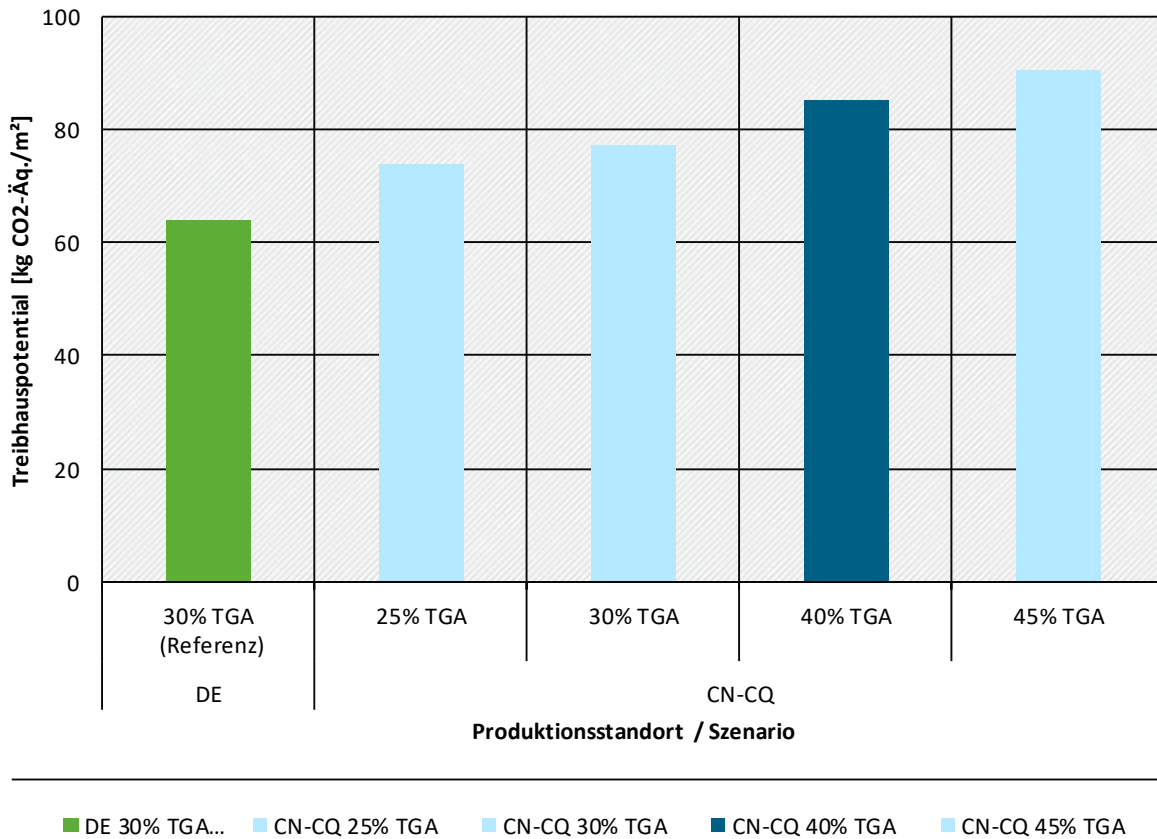
Für die Produktionsanlagen der CIGS PV-Module liegen gemessene Daten der aktuell eingesetzten Produktionsanlagen vor und sind repräsentativ für die Produktion aktueller CIGS PV-Module des Herstellers. Unsicherheiten in den Produktionsdaten finden sich hauptsächlich in der Zusammenstellung der weiteren, indirekt benötigten Verbrauchsmittel für den Betrieb des Produktionsstandorts. Dies betrifft insbesondere den Energiebedarf der technischen Gebäudeausstattung. Für den deutschen Produktionsstandort liegen hierzu Jahresverbrauchsmittel aus dem Jahr 2010 vor. Da am deutschen Produktionsstandort eine zusätzliche Forschungslinie betrieben wird, wurden die Daten aus dem Jahr 2010 verwendet, da in diesem Jahr am Produktionsstandort überwiegend eine kommerzielle Produktion stattgefunden hat und somit belastbarere Daten zu dem zusätzlichen Verbrauch liefern. Da der chinesische Produktionsstandort zum Stand der Datensammlung noch nicht in Betrieb genommen wurde, war es nicht möglich, den Anteil der TGA über Messdaten abzubilden. Über eine Expertenbefragung wurde der Einfluss des Energiebedarfs der TGA für die klimatischen Bedingungen (Temperatur, Luftfeuchte) am chinesischen Produktionsstandort abgeschätzt. Diese Schätzungen umfassen Bandbreiten des höheren Energiebedarfs einer chinesischen Produktion gegenüber dem deutschen Produktionsstandort. Diese Bandbreiten im Energiebedarf der technischen Gebäudeausstattung (TGA) wird im Folgenden hinsichtlich der Auswirkungen auf das Treibhauspotenzial der CIGS PV-Modulherstellung analysiert. Neben der Variation des Gesamtstromverbrauchs der TGA wird für die Analyse der Stromerzeugungsmix am Standort des Produktionsszenarios in Chongqing (CN-CQ) berücksichtigt. Im Vergleich zu den Ergebnissen des deutschen Standorts wird somit der Einfluss des bezogenen Strommix an der Modulherstellung deutlich.

Das Ergebnis der Analyse ist in Abbildung 67 dargestellt.

Abbildung 67: Sensitivitätsanalyse: Einfluss der klimatischen Bedingungen auf den Strombedarf der CIGS-Produktion (eigene Darstellung)

Sensitivitätsanalyse: Standortbezogene Einflussfaktoren der CIGS PV-Modulherstellung

Einfluss der klimatischen Bedingungen auf den Strombedarf der Gebäudetechnik (TGA)



Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Das Ergebnis der deutschen Produktion (grüne Säule) dient als Vergleichsgröße zur Einordnung der Bandbreiten. Das Basisszenario (TGA 40 %) ist durch die dunkelblaue Säule dargestellt. Das Treibhauspotential der Modulherstellung beträgt dort ca. 85 kg CO₂-Äq./m². Zusätzlich wird der Anteil der TGA von 25 % bis 45 % variiert (hellblaue Säulen). Dabei repräsentiert ein Wert von 25 % einen Standort mit günstigen klimatischen Bedingungen (milde Temperaturen und niedrige Luftfeuchte). Der Wert von 45 % repräsentiert klimatisch ungünstigere Standorte (sehr heiß und hohe Luftfeuchte).

Unter den getroffenen Rahmenbedingungen der Sensitivitätsanalyse liegt das Treibhauspotential bei Variation des TGA-Anteils der Produktion in Chongqing (CN-CQ) zwischen ca. 74 kg CO₂-Äq./m² und 91 kg CO₂-Äq./m². Daraus lässt sich schließen, dass die klimatischen Bedingungen und somit die am Produktionsstandort verwendete Gebäude- und TGA-Lösung einen relevanten Einfluss auf die Ergebnisse der Herstellung von Dünnschicht PV-Modulen hat, welcher weiterhin stark vom bezogenen Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort abhängig ist.

6.4.4.2.2 Umweltprofil der Stromerzeugung

Die Ergebnisse der CIGS PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen sind in Abbildung 68 und Abbildung 69 am Beispiel des Treibhauspotenzials dargestellt. Die Ergebnisse werden für die heute verfügbaren kommerziellen Module mit einer Moduleffizienz von 14,6 % berechnet. Die nachfolgenden Abbildungen beschränken sich auf die Darstellung der Ergebnisse des Treibhauspotenzials. Die umfassenden Ergebnisse sind in den nachfolgenden Tabellen aufgeführt.

In Abbildung 68 sind die Ergebnisse des Treibhauspotenzials für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²*a) dargestellt.

Dachanlage

Bei den Dachinstallationen liegt das Treibhauspotenzial der CIGS PV-Stromerzeugung zwischen ca. 24-33 g CO₂-Äq./kWh (DE, CN). Aufgrund des vergleichsweise geringen Treibhauspotenzials der Herstellung und des Recyclings der PV-Module nimmt die Relevanz der weiteren Anlagenkomponenten (BOS) deutlich zu. Der Anteil der BOS-Komponenten macht mit ca. 8,5 g CO₂-Äq./kWh rund 26-35 % am Gesamtergebnis aus.

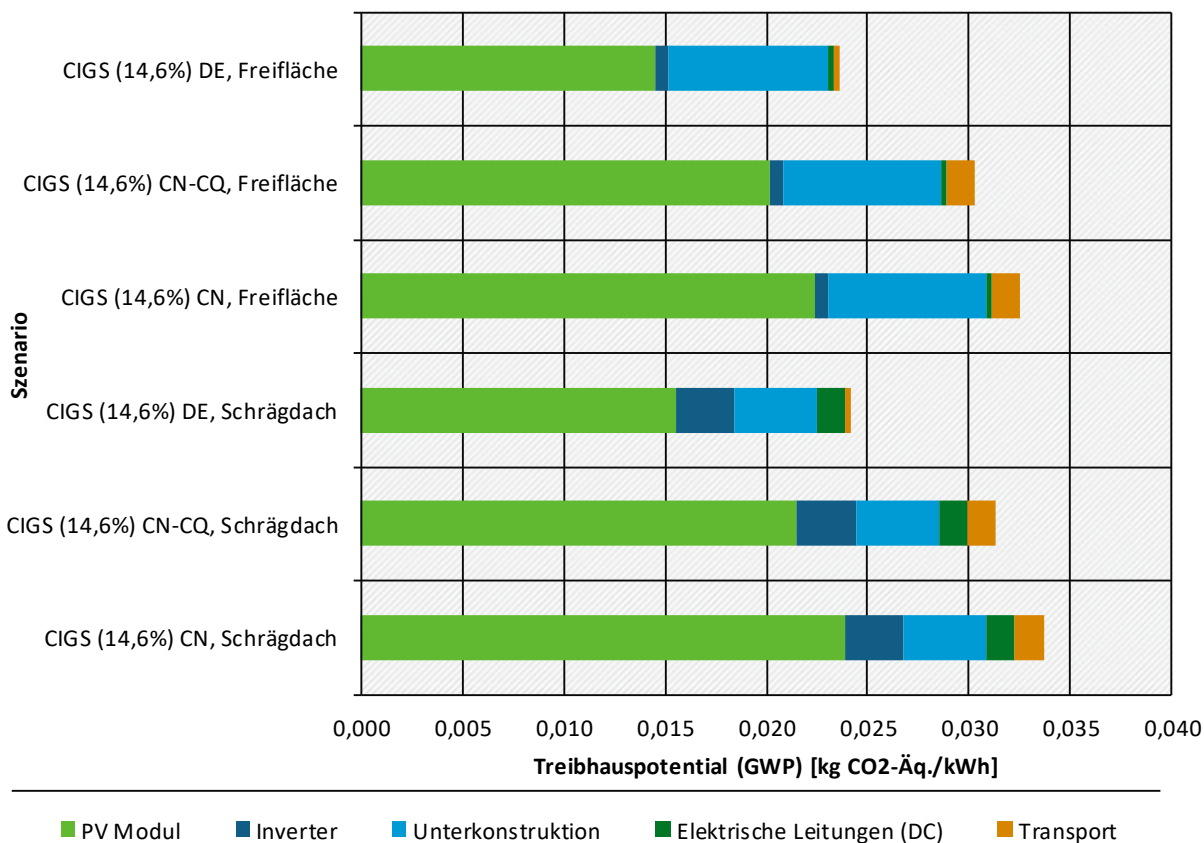
Freiflächenanlage

Bei den Freiflächenanlagen liegt das Treibhauspotenzial der CIGS-PV Stromerzeugung zwischen 24-31 g CO₂-Äq./kWh (DE, CN). Der Anteil der BOS-Komponenten liegt bei den Freiflächenanlagen bei ca. 9 g CO₂-Äq./kWh.

Abbildung 68: Treibhauspotenzial CIGS PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der CIGS PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

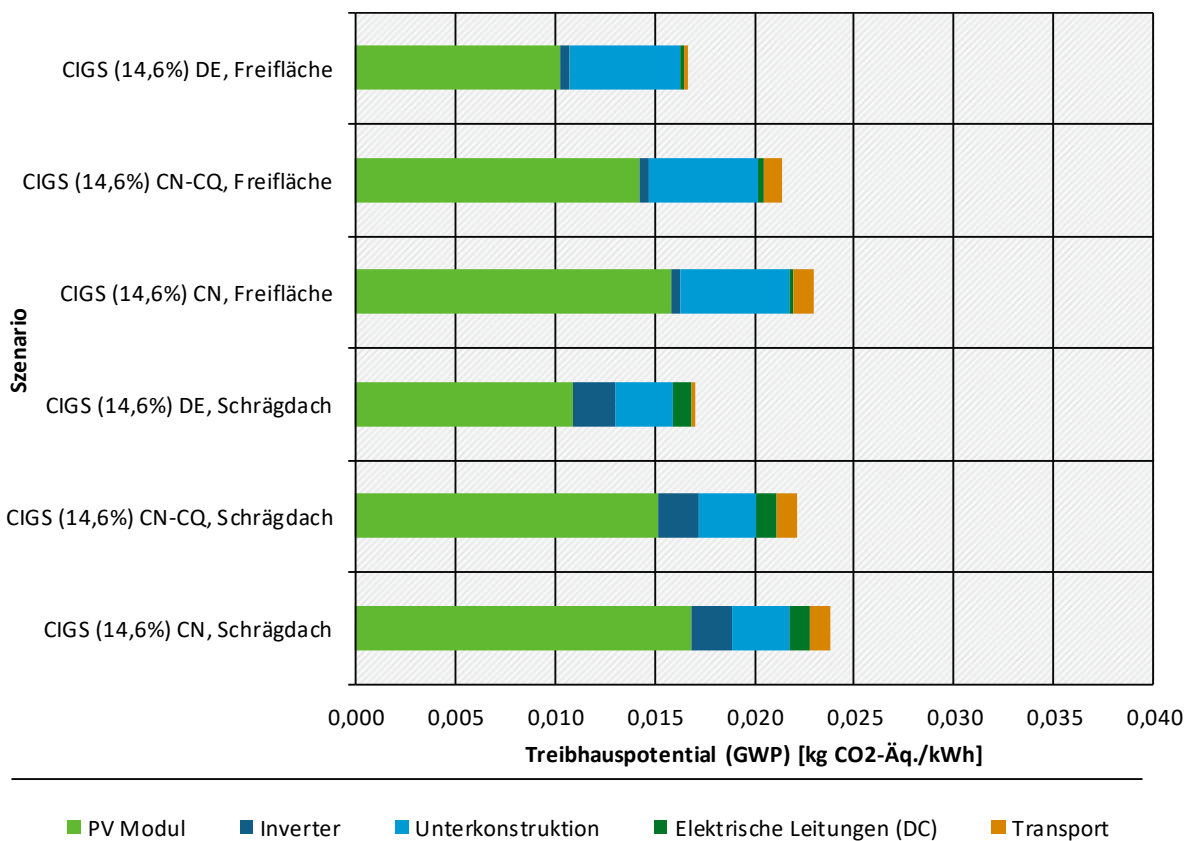
In Abbildung 69 sind die Ergebnisse für einen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh/(m²*a) dargestellt. Für diesen Anlagenstandort liegt die Bandbreite des Treibhauspotenzials der Stromerzeugung über die untersuchten Anlagentypen zwischen ca. 17-23 g CO₂-Äq./kWh. Der Anteil der BOS-Komponenten macht mit ca. 7 g CO₂-Äq./kWh rund 26-37 % am Gesamtergebnis aus.

Die Ergebnisse der weiteren untersuchten Wirkungskategorien AP, EP, POCP und des PED weisen vergleichbare Tendenzen in den Anteilen der einzelnen Systemkomponenten zu den Gesamtergebnissen, wie für das Treibhauspotenzial dargestellt, auf. Auffällig sind die höheren Anteile der Transporte der PV-Module von den chinesischen Produktionsstandorten zum Anlagenstandort in den Wirkungskategorien AP, EP, und POCP, was sich durch die längeren Schifftransporte erklären lässt. Die Transporte haben im Vergleich zu den dargestellten Ergebnissen des Treibhauspotenzials deutlich höhere Anteile im AP, EP, POCP und liegen in einem Bereich von ca. 21-25 % im AP und EP und ca. 13-14 % im POCP. Die Anteile der Transporte im deutschen Produktionsstandort liegen aufgrund der wegfallenden langen Schifftransporte in einen Bereich von 1-2 %.

Abbildung 69: Treibhauspotenzial CIGS PV-Stromerzeugung für Dach- und Freiflächenanlagen (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)) (eigene Darstellung)

Treibhauspotenzial der CIGS PV-Stromerzeugung

Dach- und Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²*a)



*Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

In Tabelle 68 sind die ermittelten Bandbreiten des Treibhauspotenzials der CIGS PV-Stromerzeugung über die untersuchten Produktionsszenarien und Anlagenstandorte zusammengefasst. In Tabelle 69 sind die Umweltprofile für die CIGS PV-Stromerzeugung aufgeführt.

Tabelle 68: Bandbreiten des Treibhauspotenzials der CIGS PV-Stromerzeugung

Szenario	Treibhauspotenzial CIGS PV-Strom bei moderater Sonneneinstrahlung (1.200 kWh/(m²*a)) [g CO ₂ -Äq./kWh]	Treibhauspotenzial CIGS PV-Strom bei hoher Sonneneinstrahlung (1.700 kWh/(m²*a)) [g CO ₂ -Äq./kWh]
Bandbreite	24-33	17-23
Durchschnitt (DE, CN-CQ)	27,0	19
DE Produktionsszenario	24	17
CN Produktionsszenario	31-33	22-23

Tabelle 69: Ergebnisse der CIGS PV-Stromerzeugung für untersuchte Standorte und Anlagentypen

Produktions-szenario PV-Modul	Sonnen-ein-strahl-ung [kWh/ (m ² *a)]	An-lagen-typ	AP [kg SO ₂ - Äq./ kWh]	EP [kg Phosphat- Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
CIGS (14,6 %), CN	1.200	Dach	1,65E-04	1,58E-05	3,37E-02	1,27E-05	4,10E-01
CIGS (14,6 %), CN-CQ	1.200	Dach	1,55E-04	1,49E-05	3,13E-02	1,18E-05	3,78E-01
CIGS (14,6 %), DE	1.200	Dach	7,28E-05	9,14E-06	2,42E-02	5,00E-06	3,28E-01
CIGS (14,6 %), CN	1.200	Frei-fläche	1,52E-04	1,49E-05	3,25E-02	1,19E-05	3,90E-01
CIGS (14,6 %), CN-CQ	1.200	Frei-fläche	1,43E-04	1,41E-05	3,03E-02	1,10E-05	3,60E-01
CIGS (14,6 %), DE	1.200	Frei-fläche	6,60E-05	8,66E-06	2,36E-02	4,65E-06	3,12E-01
CIGS (14,6 %), CN	1.700	Dach	1,16E-04	1,12E-05	2,38E-02	8,98E-06	2,89E-01
CIGS (14,6 %), CN-CQ	1.700	Dach	1,09E-04	1,05E-05	2,21E-02	8,34E-06	2,67E-01
CIGS (14,6 %), DE	1.700	Dach	5,14E-05	6,45E-06	1,71E-02	3,53E-06	2,31E-01
CIGS (14,6 %), CN	1.700	Frei-fläche	1,07E-04	1,05E-05	2,29E-02	8,40E-06	2,75E-01
CIGS (14,6 %), CN-CQ	1.700	Frei-fläche	1,01E-04	9,92E-06	2,14E-02	7,80E-06	2,54E-01
CIGS (14,6 %), DE	1.700	Frei-fläche	4,66E-05	6,11E-06	1,66E-02	3,28E-06	2,21E-01

Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort

6.4.4.3 Zwischenfazit CIGS PV

Die Aktualisierung der CIGS PV-Ökobilanzen zeigt ähnliche Tendenzen wie bei der CdTe Dünnschichtphotovoltaik (siehe Kapitel 6.4.3). Auch bei der Herstellung der CIGS PV-Module ist der hohe Einfluss des Energiebedarfs, insbesondere verursacht durch den Strombedarf des Halbleiterbeschichtungsprozesses, sichtbar. Dementsprechend hat der bezogene Strommix für die Modulherstellung am Produktionsstandort einen wesentlichen Einfluss auf die Ökobilanz der CIGS-PV. Neben dem Energiebedarf der Modulherstellung haben vor allem die massenrelevanten Komponenten, wie Deck- und Substratglas, Anschlussdose und Laminatfolien, einen hohen Einfluss auf die betrachteten ökobilanziellen Wirkungskategorien der Modulherstellung. Die Halbleitermaterialien haben, trotz der vergleichsweise hohen Umweltwirkungen in deren Materialherstellung, nur einen geringen Anteil an den Gesamtergebnissen der Modulherstellung. Dies ist auf den geringen Materialbedarf für das Aufbringen der dünnen Halbleiterschicht auf das Substratglas zurückzuführen.

Für die CIGS PV-Modulproduktion liegen detaillierte Sachbilanzdaten zu den einzelnen Prozessschritten sowie zusätzlicher Verbraucher der technischen Gebäudeausstattung (TGA),

wie Klimatisierung und Luftentfeuchtung vor. Die Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der TGA zeigt (Kapitel 6.4.4.2.1), dass die klimatischen Bedingungen am Produktionsstandort einen wichtigen Einfluss auf die Ökobilanz der PV-Modulherstellung haben können, insbesondere, wenn die Produktion in einer Region mit hoher Luftfeuchtigkeit und hohen Temperaturen liegt, da dies in einem höheren Energiebedarf der TGA resultiert.

Bisher gibt es kein kommerzielles technologiespezifisches Verfahren für das CIGS-Modulrecycling, welches für die Datenerhebung herangezogen werden konnte. Daher wurde für die Analyse des Modulrecycling am Lebensende eine Abschätzung anhand des Recyclingverfahrens für CdTe PV-Module gemäß den Annahmen der PEFCR-PV Vorstudie vorgenommen [52]. Die Analyse des Lebensendes zeigt den vergleichsweise geringen Einfluss des Recyclings auf die betrachteten Wirkungskategorien im Vergleich zur Modulherstellung (Abbildung 66). Durch das Recycling und die Verwertung der rückgewonnenen Materialien können die Lebenszyklusergebnisse von CIGS PV-Module weiter gesenkt werden. Diese Ergebnisse liefern eine erste grobe Einschätzung zum Umweltprofil des CIGS-Modulrecyclings. In weiterführenden Arbeiten muss jedoch die Datengrundlage verbessert werden, um belastbare Aussagen treffen zu können. Beispielsweise könnten zunächst weitere Abschätzungen auf Grundlage der Prozessführung aktueller Forschungsaktivitäten im Bereich des CIGS-Modulrecyclings durchgeführt werden.

Auch die CIGS PV-Stromerzeugung weist in den untersuchten Szenarien ein vergleichsweise geringes Umweltprofil auf. Das Treibhauspotenzial der CIGS PV-Stromerzeugung liegt für die untersuchten Produktionsszenarien bei einem deutschen Anlagenstandort mit einer durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung von $1.200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ in einem Bereich von $24\text{-}33 \text{ g CO}_2\text{-Äq.}/\text{kWh}$. Bei einem südeuropäischen Standort mit $1.700 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ liegen die Treibhauspotenziale zwischen ca. 17 und $23 \text{ g CO}_2\text{-Äq.}/\text{kWh}$.

Je nach Anlagentyp und Produktionsszenario liegt der Anteil der Modulherstellung am Gesamtergebnis des Treibhauspotenzials der PV-Anlagen zwischen 62% und 71% , gefolgt von der Unterkonstruktion (ca. $12\text{-}17 \%$ bei Schrägdachmontage und ca. $24\text{-}33 \%$ bei Freiflächenanlagen), Inverter ($9\text{-}12 \%$ Schrägdachanlage, $2\text{-}3 \%$ Freiflächenanlage) und elektrischen Leitungen ($4\text{-}6 \%$ Schrägdachanlage; ca. 1% Freiflächenanlage). Die Transporte zum Anlagenstandort tragen im GWP je nach Produktionsszenario zu ca. 1% (DE) bis 5% (CN-CQ) der Gesamtergebnisse bei. Die Analyse der Ergebnisse in den weiteren untersuchten Wirkungskategorien AP, EP, POCP weisen vergleichbare Tendenzen in den Anteilen der einzelnen Systemkomponenten zu den Gesamtergebnissen auf. Auffällig sind hierbei die höheren Anteile der Transporte von den chinesischen Produktionsstandorten zum Anlagenstandort in den Kategorien AP, EP und POCP welche auf die weiten Schiffstransporte und die dabei verursachten Verbrennungsemissionen wie NO_x (AP, EP, POCP) SO_2 (AP, POCP) NMVOC und CO (POCP) zurückzuführen sind. Dadurch liegen die Anteile der Transporte an den Gesamtergebnissen in diesen Wirkungskategorien in einem Bereich von ca. 21% – 25% im AP und EP und ca. $13\text{-}14 \%$ im POCP.

6.4.5 Relevante Elementarflüsse, Emissionen, Verbräuche

In diesem Kapitel werden die relevanten Elementarflüsse auf die Ergebnisse der untersuchten Wirkungskategorien analysiert. Es werden die relevanten Emissionen und der Verbrauch an nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen untersucht. Es zeigt sich, dass sich die relevanten Emissionen bei der Herstellung und des Lebensendes der PV-Module und Anlagenkomponenten in den untersuchten Wirkungskategorien auf einen Satz an Emissionen eingrenzen lassen, welche jedoch je nach PV-Modul und Anlagenkomponente in unterschiedlichen Ausprägungen auftreten.

Die relevanten Emissionen zum Versauerungspotenzial (AP) sind vor allem Schwefeldioxid- (SO_2) und Stickoxidemissionen in Luft (NO_x). Bei Komponenten mit höheren Kupferanteilen im Materialmix, z. B. der elektrischen Leitungen liegen die Anteile der SO_2 -Emissionen am Gesamtergebnis tendenziell höher. Höhere SO_2 -Emissionen lassen sich auch bei der Herstellung von Silber (z. B. in den Metallisierungspasten der c-Si Zellenherstellung) und Indium (Halbleiterschicht, CIGS PV-Modul) feststellen. Da diese Materialien vergleichsweise geringe Massenanteile am Gesamtmodul haben, wirken sich diese höheren Beiträge nicht so stark auf das Gesamtergebnis der untersuchten PV-Module und PV-Anlagen aus.

Im Eutrophierungspotenzial (EP) haben vor allem NO_x -Emissionen in Luft, der chemische Sauerstoffbedarf (COD, Emissionen in Frischwasser), Emissionen von Stickstoffverbindungen in Luft und Frischwasser, sowie Phosphat- und Phosphoremissionen in Frischwasser einen hohen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Verantwortliche Emissionen des Treibhauspotenzials (GWP) sind hauptsächlich CO_2 -Emissionen mit in der Regel deutlich über 90 % des Gesamtergebnisses, gefolgt von Methanemissionen im geringen bis mittleren einstelligen Bereich.

Relevante Emissionen des photochemischen Oxidantienbildungspotenzial (POCP) sind NMVOC-, SO_2 - NO_x -, Kohlenmonoxid (CO) und Methanemissionen in Luft. Zusätzlich fallen höhere negative Emissionswerte beim Stickstoffmonoxid (NO) auf, welche vor allem bei den LKW-Transportprozessen einen signifikanten Einfluss auf das Gesamtergebnis haben und dadurch zu negativen Ergebnissen führen können. Für die Interpretation dieser Ergebnisse sind die weiteren Erläuterungen in Kapitel 5.2.6 zu den negativen Charakterisierungsfaktoren des NO zu beachten.

Der Verbrauch an nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen wird in dieser Studie über den Primärenergiebedarf (n. ern.) abgebildet. Hier zeigt sich die hohe Relevanz des Energiebedarfs, insbesondere des Strombedarfs der energieintensiven Produktionsprozesse an den Ergebnissen. Bei den c-Si PV-Technologien sind das die Prozesskette vom metallurgischen Silizium bis hin zur Waferherstellung, bei den Dünnschichttechnologien der Stromverbrauch am Produktionsstandort, wo die Halbleiterbeschichtung, aber auch der zusätzliche Energiebedarf, z. B. der TGA, einen wichtigen Einfluss hat. Bei den Dünnschichtmodulen hat zudem die Glasherstellung einen signifikanten Einfluss. Hier ist der hohe Massenanteil des Glas-Glas-Aufbaus am Gesamtmodul relevant.

6.4.5.1 Elektrische Leitungen (DC)

Bei den elektrischen Leitungen dominieren vor allem SO_2 - (ca. 68-69 %) und NO_x -Emissionen (ca. 19-20 %), in geringeren Anteilen Chlorwasserstoff- (ca. 7 %) und Ammoniakemissionen in Luft (ca. 3 %) das Ergebnis im Versauerungspotenzial. Die vergleichsweise hohen Anteile der SO_2 -Emissionen sind auf die Kupferanteile in den elektrischen Leitungen zurückzuführen.

Im Eutrophierungspotenzial dominieren NO_x -Emissionen in Luft mit einem Anteil von ca. 69-71 % am Gesamtergebnis, gefolgt von Ammoniak (ca. 8-9 %), NO (3,6-3,3 %) und Lachgas (N_2O) (3,4-3,8 %). Zusätzlich haben der chemische Sauerstoffbedarf (COD, ca. 4 %), Stickstoffverbindungen in Frischwasser (Ammonium, Nitrate, organisch gebundener Stickstoff; zwischen 2-3 %) und in geringeren Anteilen Phosphatemissionen in Frischwasser (ca. 1-1,5 %) einen Einfluss auf das EP.

Das Treibhauspotenzial (GWP) wird mit über 96 % hauptsächlich durch CO_2 -Emissionen verursacht, gefolgt von Methanemissionen.

Im POCP dominieren Emissionen in Luft das Ergebnis, insbesondere NMVOCs (ca. 45-47 %), SO₂ (ca. 33 %); NO_x (ca. 13 %), CO (ca. 8 %) und Methan mit ca. 5 %. Der Anteil an NO-Emissionen mit negativen Werten liegt bei rund -5 bis -6 %.

Der Primärenergiebedarf wird hauptsächlich durch den Verbrauch an Rohöl (ca. 76 %), Erdgas (ca. 11 %), Steinkohle (6 %) und Braunkohle (ca. 4 %) verursacht.

6.4.5.2 Unterkonstruktionen

Relevanten Emissionen für das AP der Unterkonstruktionen sind SO₂- (68-70 %) und NO_x-Emissionen in Luft (26-27 %).

Im EP dominieren NO_x-Emissionen in Luft mit einem Anteil von ca. 80 %, gefolgt vom COD (ca. 4 %). Emissionen von Stickstoffverbindungen in Luft, hauptsächlich NO und Ammoniak, tragen zu 6-7 % zum EP bei. Relevante Emissionen in Frischwasser sind zudem Nitrate, organisch gebundener Stickstoff und Phosphate, welche in Summe ca. 5 % des EP verursachen.

Auch bei den Unterkonstruktionen sind CO₂-Emissionen in Luft mit einem Anteil von über 93 % Hauptverursacher des GWP, gefolgt von Methanemissionen (ca. 4-5 %) und geringen Anteilen an NMVOC-Emissionen (<2 %).

Relevante Emissionen des POCP der Unterkonstruktionen sind SO₂ (ca. 35-38 %), NMVOC (ca. 20-25 %), NO_x (ca. 20 %) und CO mit einem Anteil von 18 % (Dachanlage) bis 27 % (Freiflächenanlage) sowie Methanemissionen (ca. 4-5 %). Die höheren Bandbreiten im CO der Unterkonstruktion der Freiflächenanlage ergeben sich hauptsächlich durch die höheren Massenanteile an Stahlbauteilen.

Im PED, n. ern. dominieren Erdgas (ca. 30-33 %), Steinkohle (ca. 30-37 %), Rohöl (ca. 15-16 %) und Uran (ca. 13-15 %) und Braunkohle (ca. 5-6 %) den Verbrauch an nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen.

6.4.5.3 Inverter

Bei den Invertern dominieren SO₂- und NO_x- Emissionen in Luft die Ergebnisse des AP, gefolgt von geringeren Anteilen an HCL, H₂S, Ammoniak und NO Emissionen in Luft. Aufgrund der unterschiedlichen Bauweisen, beispielsweise des höheren Anteils an bestückten Leiterplatten und verbauten IC-Bausteinen im 2,5kW- Inverter, sind bei den Invertern größere Bandbreiten in den einzelnen Emissionen festzustellen. Die Anteile der SO₂-Emissionen liegen zwischen 57 % (25kW-Inverter) – ca. 74 (2,5kW-Inverter), die Anteile der NO_x-Emissionen zwischen ca. 20 % (2,5kW-Inverter) bis ca. 32 % (25kW-Inverter). Die Anteile der restlichen Emissionen liegen in Summe bei ca. 5 % (2,5kW-Inverter) bis 10 % (25kW-Inverter).

Die Ergebnisse im EP werden hauptsächlich von NO_x-Emissionen (67-74 %), COD (ca. 6 %), sowie Emissionen in Frischwasser Nitrate, Stickstoff organisch gebunden, Phosphor, Ammonium, Phosphate). (ca. 10-14 %) und restliche Emissionen in Luft (Ammoniak, NO, Lachgas) (ca. 6-8 %) verursacht.

Im GWP liegen die Anteile der CO₂-Emissionen in Luft bei ca. 94-95 %, gefolgt von Methanemissionen (ca. 5-6 %).

Beim POCP ergeben sich wie beim AP größere Bandbreiten in den relevanten Emissionen, was auf die unterschiedlichen Bauweisen der Inverter zurückzuführen ist. Das POCP wird hauptsächlich von SO₂-Emissionen (ca. 26 % (25kW Inverter) bis 43 % (2,5kW Inverter), NMVOC (zwischen 23-37 %), NO_x (ca. 16-21 %), CO (ca. 9-18 %) und Methan mit einem Anteil von ca. 4-6 % verursacht. Der Werte der NO-Emissionen liegen zwischen -2,8 % (2,5kW) und -7,8 % (25kW), hauptsächlich aus den LKW-Transportprozessen.

Der Verbrauch an nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen (PED, n. ern.) setzt sich hauptsächlich aus Steinkohle (24-37 %), Erdgas (23-30 %), Rohöl (14-23 %), Uran (13 (2,5 kW-Inverter) -25 % (Zentralwechselrichter)) zusammen. Auch hier sind die größeren Bandbreiten auf die unterschiedlichen Bauweisen und Materialeinsätze der Inverter zurückzuführen. Zudem zeigt sich hier der Einfluss des Nachtstromverbrauchs (EU-28-Strommix) auf die Verteilung der Ressourcenverbräuche, welcher sich insbesondere auf den Uranverbrauch auswirkt, da der EU-28-Strommix höhere Anteile an Kernenergie aufweist. Wie in Kapitel 6.4.1.1.3 beschrieben, nimmt der relative Anteil der Herstellungsphase bei den größer dimensionierten Wechselrichtern für gewerbliche Nutzung (Commercial) und PV-Kraftwerke (Utility) ab, bzw. der Anteil des Nachtstromverbrauchs zu, sodass bei diesen Modellen der energetische Ressourcenverbrauch des bezogenen Netzstrommix stärker auf den PED, n. ren. auswirkt.

6.4.5.4 c-Si PV-Module

Das AP wird bei allen Produktionsszenarien und c-Si PV-Technologien mit über 94 % aus SO₂- (ca. 65-73 %) und NO_x-Emissionen in Luft (24-31 %) verursacht. Die restlichen Wirkungen werden hauptsächlich durch Schwefelwasserstoff- und Ammoniakemissionen in Luft verursacht.

Im EP sind hauptsächlich NO_x-Emissionen in Luft, der chemische und biologische Sauerstoffbedarf (COD, BOD) in Frischwasser und weitere Emissionen in Frischwasser, hauptsächlich Nitrate, Ammonium, organisch gebundener Stickstoff und Phosphate, relevant. Bei mono c-Si PV-Modulen liegen die Werte der NO_x-Emissionen in Luft zwischen 41-54 %, die Anteile von COD und BOD bei ca. 18-25 % und die restlichen Emissionen in Frischwasser bei ca. 11-17 %. Bei multi c-Si PV-Modulen sind deutlich höhere Anteile der NO_x-Emissionen am Gesamtergebnis festzustellen, welche in einem Bereich von 68-78 % liegen. Die Anteile des COD und BOD liegen zwischen 8-10 %, die restlichen Emissionen in Frischwasser tragen zu 4-7 % am Gesamtergebnis bei. Die unterschiedlichen Anteile der c-Si PV-Technologien lassen sich auf den höheren Stromverbrauch und die höheren Prozessemissionen der Einkristallherstellung (mono c-Si) gegenüber dem Blockgussverfahren (multi c-Si) erklären.

Im GWP dominieren die CO₂-Emissionen in Luft mit Anteilen von über 92 %, gefolgt von Methanemissionen.

Relevante Emissionen in Luft des POCP sind NMVOC (ca. 25-40 %), SO₂ (ca. 9-39 %), NO_x (16-21 %), CO (ca.10-15 %) und Methan (ca. 4-5 %). Die Werte des NO liegen zwischen -1 % und -4 %.

Der Verbrauch an nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen (PED, n. ern.) zeigt die Abhängigkeit der Verteilung der energetischen Ressourcen vom hinterlegten Stromerzeugungsmix der Produktionsszenarien. Bei den APAC-Produktionsszenarien mit den hinterlegten Strommischen JP, KR liegt die Verteilung der energetischen Ressourcen bei 36-39 % Steinkohle, 33-34 % Erdgas, 13-15 % Uran, 11-13 % Rohöl und ca. 2 % Braunkohle. Bei den CN-Produktionsszenarien liegt die Verteilung bei ca. 55-60 % Steinkohle, 24-25 % Erdgas, 9-11 % Rohöl und 5-6 % Uran und ca. 2-3 % Braunkohle. Die Verteilung bei den US-Produktionsszenarien liegt bei ca. 43-48 % Steinkohle, ca. 32 % Erdgas, ca.10-11 % Uran und 9-11 % Rohöl und ca. 2-3 % Braunkohle. Im EU-Produktionsszenario sind die Strommische aus Norwegen, welcher hauptsächlich aus Strom aus Wasserkraft besteht, und der EU-28-Strommix hinterlegt. Die Verteilung der nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen liegt bei ca. 41-42 % Erdgas, 21 % Steinkohle, 16-18 % Uran, 12-15 % Rohöl und ca. 7-8 % Braunkohle.

6.4.5.5 CdTe PV-Module

Wie in Kapitel 6.4.3 beschrieben, sind der verwendete Stromerzeugungsmix und die Herstellung des Flachglases die wesentlichen Verursacher der CdTe-PV Modulherstellung in den

untersuchten Wirkungskategorien. Durch die unterschiedlichen Umweltprofile der Stromerzeugungsmixe der Produktionen in MY, US und des DE-Szenarios entstehen insbesondere in den Wirkungskategorien AP, EP, POCP größere Bandbreiten der relevanten Emissionen.

Das AP wird hauptsächlich durch SO₂- (45-56 %) und NO_x-Emissionen in Luft (39-48 %) verursacht.

Im EP liegen die Anteile der NO_x-Emissionen in Luft zwischen 80 % (DE-Szenario) und 90 % (MY). Die restlichen Emissionen in Luft, hauptsächlich Ammoniak, Lachgas und NO liegen in einem Bereich von 3 % (MY) bis 7 % (DE-Szenario). Bei den Emissionen in Frischwasser liegen die Anteile des COD bei 3-5 %, die restlichen Emissionen, hauptsächlich Nitrate, organisch gebundener Stickstoff, Phosphate, in einem Bereich von 1 (MY) -6 % (DE-Szenario).

Im GWP sind CO₂-Emissionen in Luft mit einem Anteil von 94-96 % Hauptverursacher. Die restlichen Anteile werden überwiegend von Methanemissionen in Luft verursacht.

Die relevanten Emissionen zu den Ergebnissen des POCP sind NO_x (ca.40-65 %), SO₂ (ca. 32-40 %), NMVOC (ca. 18-22 %), CO (ca. 6-10 %) und Methan mit einem Anteil von ca. 5-6 %. Die Werte der NO-Emissionen in Luft liegen in einem Bereich von -5,7 (MY) bis -17,6 % (DE), welche überwiegend auf die LKW-Transportprozesse zurückzuführen sind.

Im PED, n. ren. wird der Einfluss des bezogenen Stromerzeugungsmix der Produktion deutlich. Aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzungen der Stromerzeugungsmixe (vgl. Kapitel 6.4.3.2) unterscheidet sich die Verteilung des Verbrauchs der nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen.

Bei Modulen der MY-Produktion liegt der Verbrauch bei ca. 53 % Erdgas, ca. 24 % Steinkohle, ca. 10 % Rohöl, ca. 8 % Uran und ca. 4 % Braunkohle. Bei Modulen der US-Produktion liegt die Verteilung bei ca. 50 % Erdgas, 21 % Steinkohle, 18 % Uran, ca. 6 % Rohöl, ca. 5 % Braunkohle. Die Verteilung des DE-Szenarios liegt bei, ca. 43 % Erdgas, 18 % Uran, 17 % Steinkohle, 16 % Braunkohle und ca. 7 % Rohöl.

6.4.5.6 CIGS PV-Module

Bei den CIGS PV-Modulen hat der bezogene Stromerzeugungsmix in der Produktion einen hohen Einfluss auf die Ergebnisse der Wirkungsbilanz (vgl. Kapitel 6.4.4). Zusätzlich liegt bei der chinesischen Produktion ein höherer Stromverbrauch der TGA vor, sodass der Stromerzeugungsmix in den untersuchten chinesischen Produktionen zunimmt. Das spiegelt sich auch in der Verteilung der relevanten Emissionen in den untersuchten Wirkungskategorien wider.

Die Ergebnisse des AP wird von SO₂- (ca. 44 % (DE) – 65 % (CN)) und NO_x-Emissionen in Luft (ca. 31 % (CN) – ca. 43 % (DE)) dominiert. Restliche ergebnisrelevante Emissionen sind hauptsächlich Ammoniak-, Schwefelwasserstoff- und Chlorwasserstoffemissionen in Luft.

Im EP dominieren NO_x-Emissionen in Luft mit ca. 71-84 % Anteil an den Gesamtergebnissen, gefolgt von Ammoniakemissionen in Luft (ca. 5-9 %) und dem chemischen Sauerstoffbedarf COD in Frischwasser mit ca. 4-5 %. Die restlichen Emissionen in Frischwasser verursachen ca. 5-12 % und werden hauptsächlich durch Nitrate, organische Stickstoffverbindungen sowie geringere Anteile an Phosphat und Phosphor, Ammonium verursacht.

Im GWP liegen die Anteile der CO₂-Emissionen bei über 93 %, restliche Anteile werden überwiegend von Methanemissionen verursacht.

Relevante Emissionen im POCP sind NMVOC- (ca.32-41 %); SO₂- (ca. 24-29 %), NO_x- (ca. 20-32 %), CO- (ca. 7-8 %) und Methanemissionen in Luft (ca. 4 %).

Der Verbrauch an nicht erneuerbaren energetischen Ressourcen (PED, n. ren.) liegt bei den Modulen der chinesischen Produktionsszenarien bei ca. 61-62 % Steinkohle, ca. 22 % Erdgas, 6-8 % Uran, 5 % Rohöl und ca. 4-5 % Braunkohle. Bei der deutschen Produktion liegt die Verteilung bei ca. 32 % Erdgas, 23 % Braunkohle; ca. 20 % Steinkohle, ca. 19 % Uran und ca. 7 % Rohöl.

6.4.6 Energy Payback Time (EPBT)

Im Folgenden werden die berechneten Bandbreiten der Energy Payback Time (EPBT) für ausgewählte Szenarien vorgestellt.

Die EPBT beschreibt den Zeitpunkt, an dem sich das PV-System energetisch amortisiert. Da dieser Wert nur einen kleinen Ausschnitt des Lebenszyklus eines PV-Systems beschreibt, ist er keine klassische Bewertungsgröße im Sinne der Ökobilanz. Die EPBT wird jedoch in vielen Studien verwendet um den Zeitpunkt zu bestimmen, ab dem eine PV-Anlage durch ihre Stromerzeugung einen Beitrag zur Verringerung des Primärenergiebedarfs in einem Energiesystem (z.B. einem länderspezifischen Stromerzeugungsmix) leistet.

Die EPBT berechnet sich gemäß des Methodenleitfadens der PVPS Task 12 [21] nach der untenstehenden Gleichung. Hierzu wird der Primärenergieverbrauch des Lebenszyklus einer PV-Anlage, also der Herstellung, der Nutzung und des Lebensendes, welcher durch den Betrag der jährlich eingesparten Primärenergie (z.B. des Primärenergiebedarf des deutschen Stromerzeugungsmix) am Anlagenstandort dividiert.

$$\text{Energy Payback Time} = \frac{E_{H\text{ erst.}} + E_{Transp.} + E_{Inst.} + E_{Lebensende}}{\frac{E_{Stromerzeugung/Jahr}}{\eta_{Referenzstrommix}} - E_{Wartung \& Betrieb}} \quad [\text{Jahre}]$$

E _{Mat} :	Primärenergiebedarf der Herstellung der PV-Anlage inkl. Materialien, Vorprodukte, Betriebsstoffe, und Fertigungsprozessen
E _{Transp.} :	Primärenergiebedarf der notwendigen Transporte
E _{Inst} :	Primärenergiebedarf für die Errichtung und Installation der PV-Anlage
E _{Lebensende} :	Primärenergiebedarf der Rücknahme, Erstbehandlung, Verwertung, Recycling und Entsorgung der PV-Anlage
E _{Stromerzeugung/Jahr} :	Jährlicher Stromertrag der PV-Anlage am untersuchten Standort
E _{Wartung&Betrieb} :	Jährlicher Primärenergiebedarf für Wartung und Betrieb der PV-Anlage
η _{Referenzstrommix} :	Umwandlungsfaktor des Referenzstrommix (Endenergie/Primärenergie) am Anlagenstandort

Auch bei der EPBT ist zu beachten, dass diese von den anlagen- und standortspezifischen Einflussfaktoren abhängig ist. Sie ist beispielsweise vom Primärenergiebedarf des für die Berechnung hinterlegten Referenzstrommix abhängig, aber auch von den Faktoren, die den jährlichen Stromertrag einer PV-Anlage beeinflussen, wie die direkte Sonneneinstrahlung, Ausrichtung der Module, Anlagentyp und Performance Ratio der spezifischen Anlage. Daher variiert die EPBT je nach PV-Anlage und Standort.

In Tabelle 70 sind die berechneten Bandbreiten der EPBT der untersuchten PV-Technologien und Anlagentypen für einen Anlagenstandort in Deutschland (durchschnittliche Sonneneinstrahlung 1.200 kWh/(m²*a)) und einen südeuropäischen Standort mit einer höheren Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh/(m²/a) aufgeführt.

Die Bandbreiten ergeben sich aus den Primärenergiebedarfen der PV-Modulherstellung der untersuchten Produktionsszenarien (siehe Kapitel 6.4.2 bis 6.4.4) und aus den untersuchten Anlagentypen (Dach- und Freiflächenanlage).

Die Ergebnisse aus Tabelle 70 zeigen, dass die EPBT von PV-Anlagen mit c-Si PV-Modulen die an einem Anlagenstandort mit einer moderaten Sonneneinstrahlung (z.B. in Deutschland) betrieben werden, selbst mit PV-Modulen aus chinesischer Produktion²⁵ (Szenario AB) in einem Bereich von rund 1,6 (multi c-Si) bis 2,1 Jahren (Mono c-Si) liegt. Die EPBT der Dünnschicht-PV liegt aufgrund des geringeren Primärenergiebedarfs in der Herstellung bei max. 1,3 Jahren (GIGS) bzw. unter einem Jahr (CdTe).

Tabelle 70: Bandbreiten der EPBT für Standorte in Deutschland und Südeuropa (eigene Berechnung)

Technologie	Energy Payback Time für Standort in Deutschland ¹ [Jahre]	Energy Payback Time für Standort in Südeuropa ² [Jahre]
Mono c-Si*: Bandbreiten über Szenario AB	(1,8)* 2,0-2,1	(1,3)* 1,5-1,6
Mono c-Si*: Bandbreiten über alle Szenarien A-ABC	(1,6)* 1,8-2,3	(1,2)* 1,3-1,8
Multi c-Si*: Bandbreiten über Szenario AB	(1,4)* 1,6-1,7	(1,1)* 1,2-1,3
Multi c-Si*: Bandbreiten über alle Szenarien A-ABC	(1,3)* 1,5-1,8	(1,0)* 1,1-1,3
CIGS**	1,1-1,3	0,8-1,0
CdTe***	0,8-0,9	0,6-0,7

¹) Standort Deutschland: Sonneneinstrahlung: 1.200 kWh/(m²a), Referenzstrommix: Deutschland; ²) Standort Südeuropa: (1.700 kWh/(m²a), Referenzstrommix: EU-28 Strommix. *Bandbreite für c-Si PV-Module aus Produktionen in CN, APAC, US und EU und Modulwirkungsgraden von 18 % (mono c-Si) und 16,8 % (multi c-Si) ; Werte in Klammern inkl. PV-Module aus Produktionsszenario EU; (vgl. Kapitel 6.4.2); **Bandbreite für CIGS Module aus Produktionen in DE und CN, CN-CQ und Modulwirkungsgraden mit 14,6 % (vgl. Kapitel 6.4.4) *** Bandbreite für CdTe PV-Module aus Produktionen in US und MY und Modulwirkungsgraden mit 15,3 % und 17 % (vgl. Kapitel 6.4.3), Werte der PV-Module aus DE Produktionsszenario liegen auch in diesem Bereich.)

Für einen durchschnittlichen südeuropäischen Standort mit einer jährlichen Sonneneinstrahlung von 1.700 kWh/(m²*a) liegen die EPBT der untersuchten PV-Anlagen in allen PV-Technologien deutlich unter 2 Jahren, im Falle der Dünnschichttechnologien sogar unter einem Jahr. Heutige PV-Anlagen können Nutzungsdauern von 25-30 Jahren erreichen. Die geringe EPBT zeigt, dass die eingesetzte Primärenergie in der Herstellung, Nutzung und am Lebensende der PV-Anlagen bereits schnell nach Inbetriebnahme der PV-Anlagen in Form des erzeugten PV-Stroms rückgewonnen wird. Selbst bei geringeren Anlagenlaufzeiten ist es unwahrscheinlich, dass sich PV-Anlagen aus energetischer Sicht nicht amortisieren.

²⁵ welche aufgrund des in der Produktion verwendeten Stromerzeugungsmix mit hohen Anteilen an Kohlestrom die höchsten Umweltwirkungen in der PV-Modulherstellung aufweisen (vgl. Kapitel 6.4.2)

6.5 Sensitivitäts- und Szenarioanalyse

Im Folgenden werden die in den Kapiteln 6.4.1 bis 6.4.4 identifizierten Parameter hinsichtlich ihrer Sensitivität auf die Ökobilanzergebnisse untersucht.

6.5.1 Signifikante Parameter der Modulherstellung

In den Auswertungen zu den PV-Technologien (Kapitel 6.4.2.3, 6.4.2.4, 6.4.3.3, 6.4.4.2) wurde der Einfluss des Produktionsstandortes und des für die Produktion genutzten Energiemix in Form von Szenarien untersucht. Diese zeigen in allen Fällen, dass vor allem das Umweltprofil des genutzten Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort einen großen Einfluss auf das Ökobilanzergebnis der PV-Modulherstellung und dadurch auch auf das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung hat. Dies ist auf die notwendigen energieintensiven Produktionsprozesse der PV-Module zurückzuführen.

Bei den mono- und multikristallinen c-Si PV-Modulen sind das vor allem die Prozessschritte von der Herstellung des metallurgischen Siliziums bis hin zur Waferfertigung, insbesondere die Prozesse der Solarsiliziumherstellung und der Einkristallherstellung (mono c-Si). Bei der multi c-Si wird das Blockgussverfahren eingesetzt, welches im Vergleich zum Einkristallziehen der mono c-Si einen deutlich geringeren Energiebedarf aufweist. Dadurch hat dieser Prozessschritt einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Ökobilanzergebnisse. Ein weiterer relevanter Einflussfaktor ist das Verhältnis des Materialeinsatzes zur Materialnutzung in der Wafer-Vorkette. So spielen Materialverluste, z. B. im Sägeprozess der Wafer, eine wichtige Rolle, da sich die Materialverluste in einem höheren Materialbedarf und dementsprechend auf die gesamte vorgelagerte Prozesskette auswirken (Kapitel 6.4.2.3.1 und 6.4.2.4.1).

In der Herstellung der Dünnschichttechnologien ist der Energieverbrauch des Halbleiterbeschichtungsprozesses sowie die Herstellung der massenrelevanten Materialien, wie des Flachglases von hoher Relevanz. Da diese Energie elektrisch bereitgestellt wird, hat auch hier das Umweltprofil des am Produktionsstandort vorliegenden Stromerzeugungsmix einen wichtigen Einfluss auf das Ökobilanzergebnis der Dünnschichtmodule. In der Analyse der CIGS PV-Module wurde zusätzlich die Sensitivität der klimatischen Bedingungen am Produktionsstandort, die sich auf den Energiebedarf der technischen Gebäudeausstattung (Kälte, Lufttrocknung) auswirken, aufgezeigt (vgl. Kapitel 6.4.4.2.1).

Einfluss der Entwicklung des verwendeten Stromerzeugungsmix in der Herstellungsphase

Die Analysen aus den Kapitel 6.4.2 bis 6.4.4 zeigen den hohen Einfluss des Stromerzeugungsmix in der Produktion auf das Umweltprofil der PV-Modulherstellung.

Die Ergebnisse wurden mit Datensätzen der GaBi-Datenbanken mit Servicepack 39 aus dem Jahr 2019 berechnet und beziehen sich auf Stromerzeugungsmixe mit dem Referenzjahr 2015.

Der zeitliche Versatz des Referenzjahrs der GaBi-Datensätze zum Erscheinungsjahr des Servicepacks der Datenbank lässt sich dadurch erklären, dass für die Erstellung konsistenter Ökobilanzdatensätze der länderspezifischen Stromerzeugungsmixe in GaBi auf Energiestatistiken zurückgegriffen. Dadurch entsteht eine zeitliche Lücke von der Berichterstattung der Stromerzeugungsdaten eines abgeschlossenen Jahres, über die Erstellung der internationalen Energiestatistik bis hin zur Implementierung dieser Daten in das Servicepack der GaBi-Datenbanken.

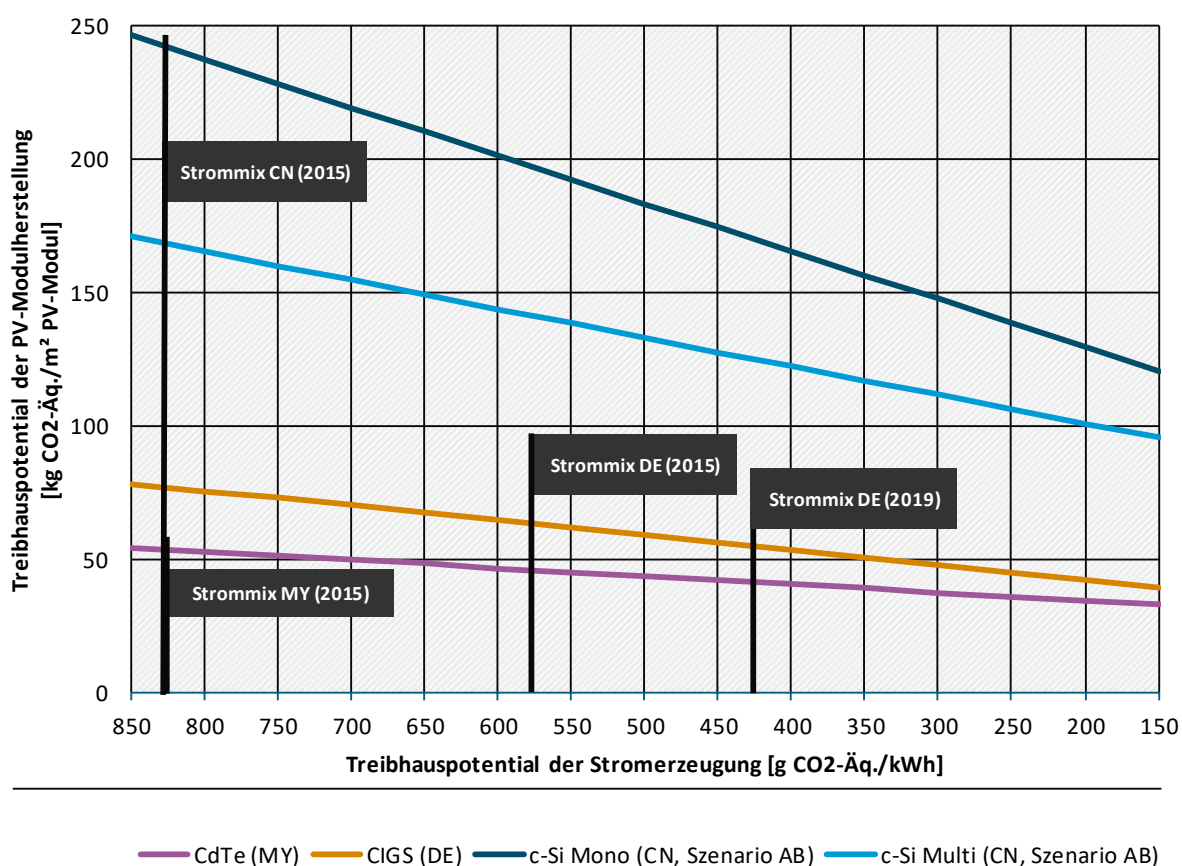
Gleichzeitig haben die Entwicklungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass sich der Stromerzeugungsmix in Deutschland und damit auch das Umweltprofil durch den fortschreitenden Ausbau an erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung kontinuierlich

verändert. Das Umweltbundesamt berichtet [198] für den deutschen Stromerzeugungsmix 2019 einen CO₂-Wert von 401 g CO₂/kWh Strom in der Erzeugung und 427 g CO₂/kWh in der Nutzung in Deutschland. Der CO₂-Wert des deutschen Stromerzeugungsmix 2015 in GaBi liegt mit 541 g CO₂/kWh (568 CO₂-Äq./kWh) um 35 % höher. Dem entsprechend würden die Ergebnisse im Treibhauspotenzial für PV-Module mit Produktionen in Deutschland geringer ausfallen, als sie in dieser Studie berechnet wurden. In dieser Studie betrifft das die analysierte CIGS PV-Modulherstellung und das deutsche Produktionsszenario der CdTe-PV.

Um die Auswirkungen des Stromerzeugungsmix auf die PV-Modulherstellung zu ermitteln, sind in Abbildung 70 die Treibhauspotenziale der PV-Modulherstellung in Abhängigkeit des Treibhauspotenzials der Stromerzeugung aufgetragen. Grundlage für die Berechnungen sind die CN-Produktionsszenarien der c-Si Technologien, das MY-Produktionsszenario der CdTe-PV und das DE-Produktionsszenario der CIGS-PV. Durch die Verwendung des aktuelleren Stromerzeugungsmix von 2019 – es wird in Annäherung mit 420g CO₂-Äq./kWh gerechnet – liegt das Treibhauspotenzial der CdTe PV- Modulherstellung ca. 10 % unter den berechneten Werten des Strommix von 2015. Bei der CIGS PV-Modulherstellung liegt das Treibhauspotenzial ca. 14 % unter den berechneten Werten.

Abbildung 70: Einfluss des Stromerzeugungsmix auf das Treibhauspotenzial der PV-Modulherstellung

Einfluss des Stromerzeugungsmix auf das Treibhauspotential der PV-Modulherstellung



Quelle: Berechnungen Fraunhofer IBP

Weiterhin zeigt sich das Optimierungspotenzial der Dünnschicht- und c-Si PV-Module durch die Verwendung eines Strommix mit geringerem Treibhauspotenzial (z. B. wie es in Form des EU-Produktionsszenarios in Kapitel 6.4.2 untersucht wurde).

Hierbei ist zu beachten, dass diese Reduzierungen nicht pauschal auf die weiteren untersuchten Wirkungskategorien übertragen werden können, ohne diese durch tiefergehende Untersuchungen zu überprüfen. Dadurch wird die hohe Relevanz deutlich, dass neben der Aktualisierung der Prozess und Produktionsdaten eine regelmäßige Aktualisierung der verwendeten Ökobilanzdatensätze für die Modellierung des Hintergrundsystems notwendig ist.

6.5.2 Signifikante Parameter der Nutzungsphase

Die Analyse der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung hat darüber hinaus den hohen Einfluss der nutzbaren Sonneneinstrahlung am Anlagenstandort aufgezeigt, die sich z. B. aus der durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung aber auch aus der Ausrichtung der Module zur Sonne ergibt.

Die Berechnung des Umweltprofils der PV-Stromerzeugung wird in dieser Studie für generische Anlagenstandorte und Anlagentypen vorgenommen, das heißt, es sind keine realen Stromertragsdaten spezifischer PV-Anlagen hinterlegt. Daher mussten für die Berechnung der Nutzungsphase Annahmen der Nutzungsparameter wie Nutzungsdauer, jährliche Degradation, und Performance Ratio getroffen werden (Kapitel 6.1 und Tabelle 71). Um die Vergleichbarkeit zu anderen Ökobilanzstudien von PV-Systemen zu ermöglichen, richten sich die gewählten Nutzungsparameter nach den Empfehlungen des Methodenleitfadens der IEA PVPS Task 12 [21]. Diese Parameter bestimmen maßgeblich den errechneten Stromertrag einer Anlage und können gleichzeitig je nach Anlage, Anlagenstandort, oder Anlagenbetreiber variieren. Zudem wurde für die Sonneneinstrahlungswerte am Anlagenstandort angenommen, dass die PV-Module optimal zur Sonne ausgerichtet sind. Mit der nachfolgenden Sensitivitätsanalyse werden diese Parameter variiert, und damit deren Sensitivität auf die Ökobilanz der PV-Stromerzeugung ermittelt.

Darauf aufbauend wird die Lebensdauer der Inverter variiert. In den Basisauswertungen der vorherigen Kapitel wurde für die Inverter der Dach- und Freiflächenanlage eine Inverterlebensdauer von 20 Jahren angenommen. In der nachfolgenden Analyse soll nun zusätzlich der Einfluss eines vorzeitigen Wechsels aufgrund eines Defekts oder durch technisch weiterentwickelte Invertermodelle untersucht werden. Für eine kleinere Dachanlage mit einer Anlagenleistung <3 kWp mit dem 2,5 kWp Inverter wird dazu ein Tausch des Inverters nach 10 und 15 Jahren angenommen.

Beim Zentralwechselrichter der Freiflächenanlagen wird neben einem frühzeitigen Wechsel des Inverters nach 15 Jahren zusätzlich untersucht, wie sich eine längere Nutzungsdauer von 30 Jahren auf die Ökobilanzergebnisse auswirkt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass beim Zentralwechselrichter die Möglichkeit besteht, dass defekte Baugruppen während des Betriebs ausgetauscht werden. Die Annahmen der Sensitivitätsanalyse mit der geringeren Nutzungsdauer von 15 Jahren stellt daher eine konservative Abschätzung dar.

Tabelle 71 fasst die Bandbreiten der variierten Parameter zusammen. Zusätzlich sind die getroffenen Annahmen der Basisauswertungen jeweils in Klammern aufgeführt.

Tabelle 71: Parametervariationen der Sensitivitätsanalyse der Nutzungsphase (eigene Annahmen)

Studienparameter	Parametervariationen Dachanlage*	Parametervariationen Freiflächenanlage*
Nutzungsdauer Anlage / Modul Modullebensdauer [a]	20-30 (30)	20-30 (30)
Performance Ratio inkl. Degradation (Basiszenario)	0,75	0,8
Degradation [%/a] (Sensitivitätsanalyse)	0,3-0,7	0,3-0,7
Performance Ratio (Sensitivitätsanalyse)	0,75-0,85	0,8-0,9
Inverterlebensdauer [a]	10, 15 (20)	15, 30 (20)

*Annahmen der Basisauswertungen in Klammern

Die Sensitivitätsanalyse wird am Beispiel eines Anlagenstandorts in Deutschland mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 1.200 kWh/(m²a) und am Beispiel ausgewählter Produktionsszenarien der einzelnen PV-Technologien durchgeführt. Die Auswahl der Produktionsszenarien richtet sich nach den heutigen Produktionsstandorten mit den größten Produktionskapazitäten: für c-Si PV-Module in China (CN) und für CdTe PV in Malaysia (MY). Für die untersuchten CIGS-Module wird die Produktion in Deutschland (DE) abgebildet, da für diesen Produktionsstandort Messdaten erfasst werden konnten.

In Abbildung 71 und Abbildung 72 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für Dachanlagen und Freiflächenanlagen in Deutschland am Beispiel des Treibhauspotenzials abgebildet. Da in dieser Analyse hauptsächlich die Nutzungsparameter variiert werden, ergeben sich für die Ergebnisse der weiteren untersuchten Wirkungskategorien vergleichbare Tendenzen der eingezeichneten Bandbreiten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass sich die dargestellten relativen Anteile der Systemkomponenten und insbesondere der Transporte vom Produktionsstandort zum Nutzungsstandort in den Wirkungskategorien AP, EP, und POCP vom GWP unterscheiden. Hier liegen die Anteile der Transporte höher - je nach Produktionsszenario liegt der Anteil der Transporte in einem Bereich von 6-16 % (CN-Produktion, c-Si-PV), 14-21 % (MY-Produktion, CdTe) und ca. 1-2 % (DE-Produktion, CIGS) der Gesamtergebnisse.

Die Ergebnisbalken repräsentieren die Ergebnisse der Basiszenarien der Nutzungsphase und der Variation der Inverterlebensdauer (10, 15 und 20 Jahre bei Dachanlagen und 15, 20, 30 Jahre bei Freiflächenanlagen). Zusätzlich sind die resultierenden Bandbreiten durch die Variation der Nutzungsphasenparameter eingezeichnet. Die Spannenenden der Bandbreiten ergeben sich jeweils durch die Kombination der günstigsten Parameter (Degradation 0,3 %, Performance Ratio 0,85/0,9, Nutzungsdauer der PV-Anlage 30 Jahre) und der ungünstigen Parameter (Degradation 0,7 %, Performance Ratio 0,75/0,8, Nutzungsdauer der PV-Anlage 20 Jahre). Alle anderen Kombinationsmöglichkeiten liegen dazwischen.

Die Ergebnisse zeigen große Bandbreiten im Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung, welche hauptsächlich durch die variierende Nutzungsdauer der PV-Anlagen und den dadurch variierenden Stromertrag der Anlage hervorgerufen wird. Die Abweichungen zu den Basisauswertungen liegen zwischen einer Verringerung des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung um rund 8 % (höheres Performance Ratio, geringere Degradation) und einer Erhöhung von rund 38 % (geringere Nutzungsdauer und schlechteres Performance Ratio).

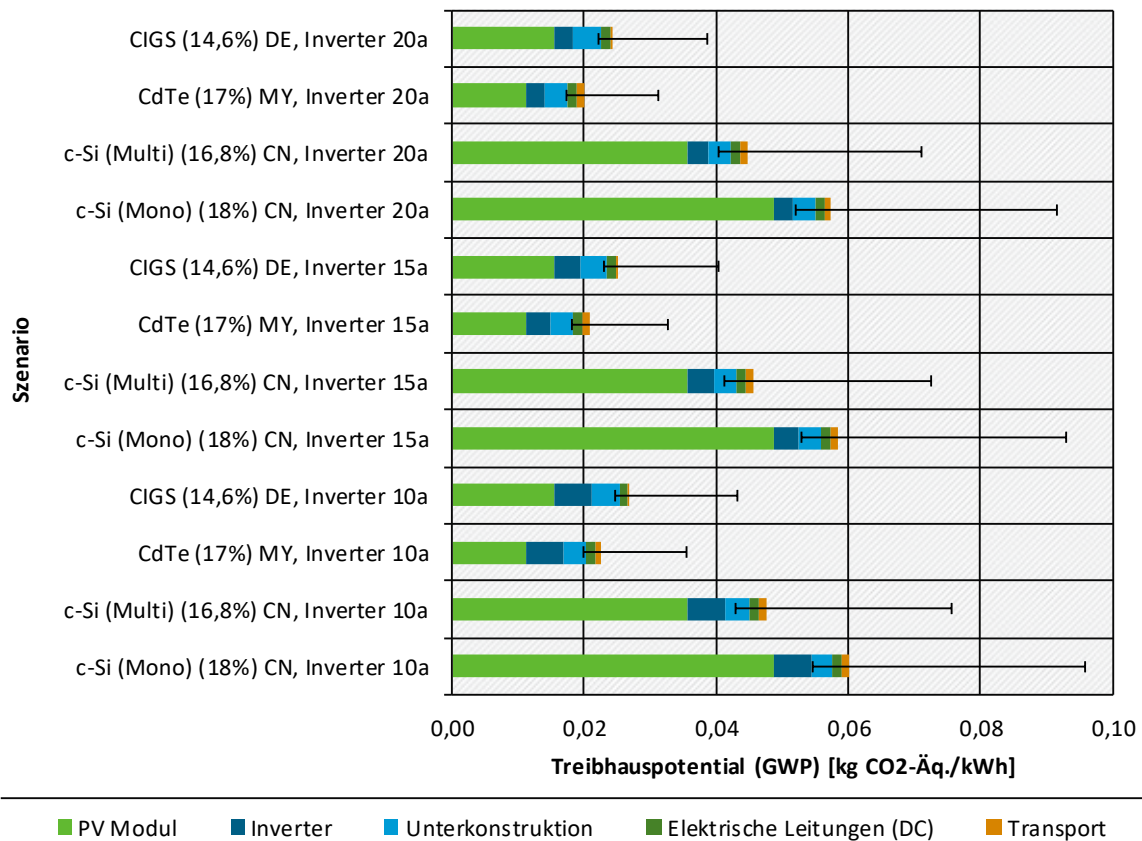
Bei den Dachanlagen wird zudem der Einfluss der Inverterlebensdauer auf das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung sichtbar, wobei diese einen vergleichsweise geringen Einfluss gegenüber den übrigen Nutzungsphasenparametern der PV-Anlage haben. Wie aus den Ergebnissen aus

Kapitel 6.4.1.1 deutlich wurde, nimmt der Einfluss des Inverters auf die Ökobilanz mit zunehmender Anlagengröße ab. Bei den Freiflächenanlagen hat die Variation der Lebensdauer des Zentralwechselrichters nur einen sehr geringen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Abbildung 71: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der PV-Stromerzeugung, Dachanlage, 1.200 kWh/(m²*a) (eigene Darstellung)

Einfluss der Nutzungsparameter auf die PV-Stromerzeugung

Dachanlage, Sonneneinstrahlung 1200kWh/(m²*a), Treibhauspotenzial



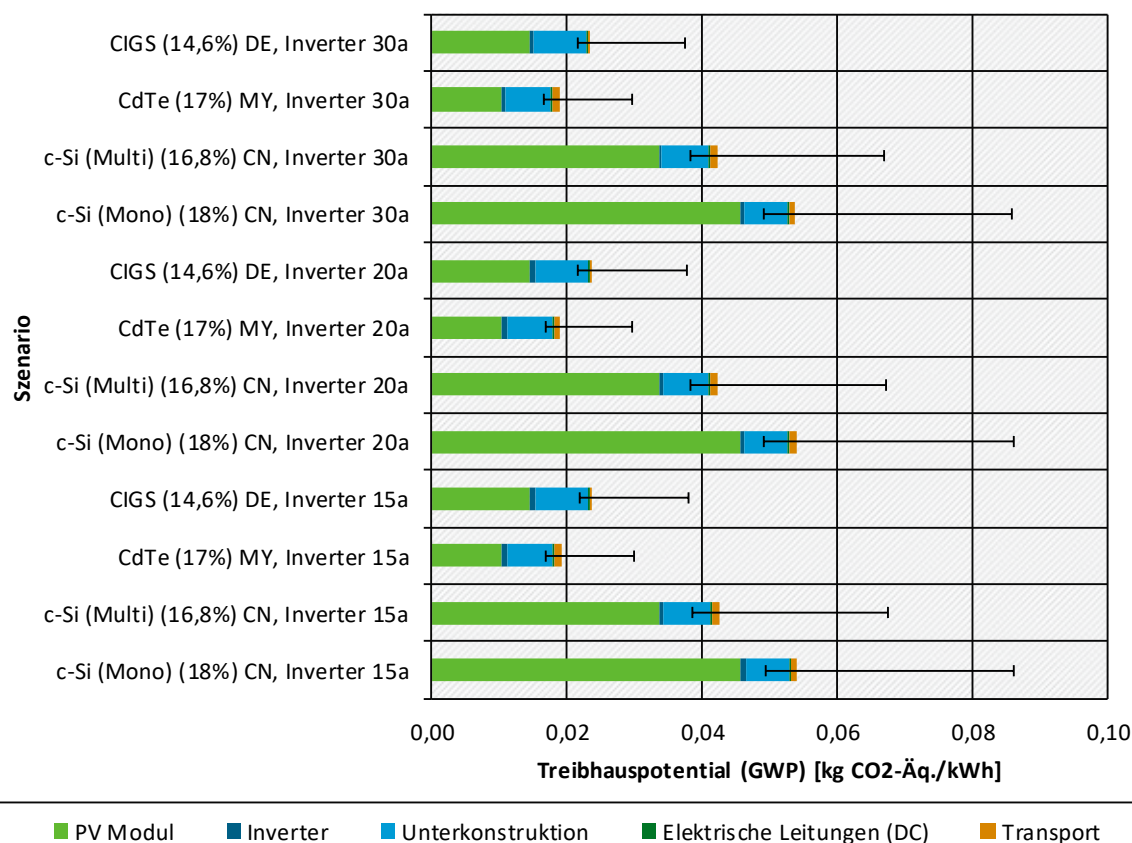
*Parametervariationen: Lebensdauer Modul/Anlage 20-30 Jahre, Inverter 10-20 Jahre;
Degradation 0,3-0,7%/a; Performance Ratio 0,75-0,85

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Abbildung 72: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der PV-Stromerzeugung, Freiflächenanlage, 1.200 kWh/(m²*a) (eigene Darstellung)

Sensitivitätsanalyse: Einfluss der Nutzungsparameter auf die PV-Stromerzeugung

Freiflächenanlage, Sonneneinstrahlung 1200kWh/(m²*a), Treibhauspotenzial



*Parametervariationen: Lebensdauer Modul/Anlage 20-30 Jahre, Inverter 15-30 Jahre; Degradation 0,3-0,7%/a; Performance Ratio 0,8-0,9

Quelle: Berechnung Fraunhofer IBP

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass die Nutzungsparameter der PV-Anlagen neben der Standortauswahl und der Ausrichtung der Module (nutzbare Sonneneinstrahlung) einen hohen Einfluss auf das Umweltprofil der PV Stromerzeugung haben. Aus Sicht der Ökobilanzierung lässt sich daraus schließen, dass die PV-Anlagen möglichst lange betrieben werden sollten, um einen hohen Stromertrag und somit einen pro erzeugter kWh sinkenden Einfluss auf die betrachteten Wirkungskategorien sicherzustellen.

Die Umweltwirkungen von PV-Anlagen werden überwiegend in der Herstellungsphase verursacht. Das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung lässt sich daher entweder durch Verbesserungen in der Modulherstellung oder durch Optimierungen der Bedingungen im Anlagenbetrieb reduzieren. Das heißt, je länger bereits produzierte PV-Module /-anlagen Strom erzeugen, desto geringer ist das Umweltprofil der Stromerzeugung dieser Anlagen. Hinsichtlich der Anlagenlaufzeiten fehlen bisher noch belastbare statistische Daten zu den durchschnittlichen Anlagenlaufzeiten kommerzieller Dach- und Freiflächenanlagen, sowie privat genutzter PV-Anlagen. Bei den kommerziellen Großkraftwerken besteht das Risiko, dass PV-Module vorzeitig ausgetauscht werden („Repowering“), beispielsweise um den Stromertrag pro Flächen durch Module mit höherem Wirkungsgrad zu erhöhen. Ein solch frühzeitiger Austausch,

insbesondere nach Nutzungsdauern von deutlich unter 20 Jahren, würde sich negativ auf die Umweltperformance der PV-Stromerzeugung auswirken. Durch die gesunkenen PV-Modulpreise in den letzten Jahren wird diese Option wahrscheinlicher, in Deutschland bremsen derzeit noch die Kopplung der Einspeisevergütung an die jeweiligen Module diese Entwicklung. Hierzu sollte in weiterführenden Arbeiten eine belastbare Bewertungsgrundlage auf Basis der Erkenntnisse bestehender PV-Anlagen erhoben werden.

Trotz der hohen Sensitivität der Nutzungsparameter auf die Ökobilanz der PV-Stromerzeugung ist festzuhalten, dass auch im untersuchten ungünstigen Fall mit den angenommenen geringeren Lebens- bzw. Nutzungsdauern das Treibhauspotenzial selbst bei einem Anlagenstandort mit moderater Sonneneinstrahlung ($1.200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$) unter $100 \text{ g CO}_2\text{-Äq.}/\text{kWh}$, in den meisten Fällen deutlich darunter bleibt. Damit ordnen sich die Ergebnisse deutlich unter den Werten der konventioneller fossiler Stromerzeugungsarten, z. B. aus Kohle oder Erdgas, ein.

6.5.3 Signifikante Parameter des Lebensendes

6.5.3.1 Anlagenkomponenten

Die Analyse des Lebensendes der Inverter, Unterkonstruktionen und elektrischen Leitungen wurde aufgrund des in Kapitel 6.3.3 beschriebenen generischen EoL-Modells durchgeführt. Mithilfe dieses Modells lassen sich die potenziellen Gutschriften für das Recycling von Primärmaterialien konventioneller Werkstoffe, wie Stahl, Aluminium, Kupfer sowie die thermische Verwertung von Kunststoffen und die Entsorgung von Abfällen abbilden. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere das Recycling der eingesetzten Materialien einen hohen Einfluss auf das Gesamtergebnis hat und zu einer signifikanten Verringerung der Ökobilanzergebnisse dieser Komponenten führt. Bei den Unterkonstruktionen sind das im Wesentlichen die Gutschriften für das Recycling der Aluminium- und Stahlprofile. Bei den elektrischen Leitungen trägt hauptsächlich das Recycling der Kupferleitungen zu den hohen Gutschriften bei. Auch bei den Invertern konnte der Mehrwert des Recyclings der konventionellen Werkstoffe am Lebensende aufgezeigt werden, welche zu einer Verringerung der Ökobilanzergebnisse beitragen. Höhere Recyclinggutschriften ergeben sich hauptsächlich durch das Recycling der in den Drosseln verbauten Kupferwicklungen und Stahlbauteile (25 kW-Inverter) sowie der Stahl-, Aluminium und Kupferanteile des Zentralwechselrichters. Das Recycling der verbauten bestückten Leitplatten und der Edelmetallgehalte, z. B. der Edelmetallbeschichtungen der Kontakte, wurde nicht betrachtet, da hierfür kein entsprechendes Ökobilanzmodell zur Abbildung des Elektroschrottrecyclings vorliegt. Die Edelmetalle wie Gold werden im Vergleich zu den verbauten konventionellen Werkstoffen nur in sehr geringen Mengen eingesetzt. Da die Primärmaterialherstellung dieser Materialien vergleichsweise hohe Umweltwirkungen verursachen, besteht hier das Potenzial, die Ökobilanzergebnisse der Inverter weiter zu reduzieren, sofern diese Komponenten über geeignete Elektroschrottrecyclingverfahren zugeführt und Edelmetalle rückgewonnen werden.

Zur Abbildung des Lebensendes der PV-Module wurden Sachbilanzdaten zu den eingesetzten Recyclingverfahren in den unterschiedlichen PV-Technologien abgebildet.

6.5.3.2 c-Si PV Module

Die Erstbehandlung der PV-Module der c-Si PV-Technologie wurde auf Basis einer Flachglasrecyclinganlage betrachtet, die für das Modulrecycling eingesetzt wird. Das Recycling der rückgewonnenen Materialien sowie die Berechnung der potenziellen Gutschriften erfolgte über den in Kapitel 6.3.3 beschriebenen Ansatz. Umweltwirkungen, die durch den Betrieb der Anlagen entstehen, sind hauptsächlich auf den Stromverbrauch und den bezogenen Stromerzeugungsmix zum Betrieb der Anlagen, auf den benötigten Radlader am

Recyclingstandort und auf den Transport der EoL-PV-Module an den Recyclingstandort zurückzuführen. Weitere Umweltwirkungen werden durch die Entsorgung von Mischabfällen (hauptsächlich im EP) und die thermische Verwertung der rückgewonnenen Kunststoffe verursacht (hauptsächlich im GWP).

Die verwendeten Sachbilanzdaten zur Abbildung des Modulrecyclings [63] beinhalten Stromverbrauchsangaben von verschiedenen Recyclingunternehmen, die PV-Module über Glasrecyclinganlagen behandeln. Der Strombedarf liegt zwischen 50 und 100 kWh/t EoL-Module. In dieser Studie wurde ein Strombedarf von 84 kWh/t verwendet. Unter Annahme des geringeren Stromverbrauchs von 50 kWh/t verringern sich die Ökobilanzergebnisse je nach Wirkungskategorie um ca. 1 %- 6 %. Unter Annahme des höheren Strombedarfs von 100 kWh/t erhöhen sich die Ökobilanzergebnisse je nach Wirkungskategorie um ca. 1-3 %. Auf die Gesamtergebnisse der c-Si PV-Module hat diese Variation nur einen geringen Einfluss.

Gutschriften für das Materialrecycling basieren hauptsächlich auf dem Recycling der Aluminiumrahmen und Kupferanteile in den Anschlusskabeln und Anschlussdosen sowie des Recyclings der Glasscherben. Die berechneten Gutschriften überwiegen die Umweltwirkungen des Recyclingprozesses und führen dadurch zu einer Verringerung der Lebenszyklusergebnisse der PV-Module.

Neben dem Recycling des Aluminiums, Kupfers und der Glasscherben ist zudem das Recycling des Silberanteils der PV-Zellen Gegenstand aktueller Forschungsprojekte. Ein entsprechendes Verfahren zur Aufbereitung und Rückgewinnung des Silbers kann im Rahmen dieser Studie nicht abgebildet werden, da bisher keine Sachbilanzdaten zu den möglichen Verfahren, insbesondere der weiteren notwendigen Prozessschritte für die Aufbereitung und des Recyclings der rückgewonnenen Silberanteile vorliegen. Das Silberrecycling könnte insbesondere für das Recycling älterer c-Si Module interessant werden, da diese Solarzellen mit höheren Silberanteilen produziert wurden. Der Silbereinsatz in c-Si Solarzellen hat sich in den letzten Jahren verringert und wird sich nach Annahmen der ITRPV Roadmap 2018 [19] auch zukünftig weiter verringern, von ca. 100 mg/Zelle (2017) bis auf ca. 60 mg/Zelle im Jahr 2025. Diese Entwicklung hätte zur Folge, dass sich sowohl die Umweltwirkungen in der Herstellungsphase der c-Si PV-Module als auch die potenziellen Gutschriften für das Recycling am Lebensende verringern würden. Da Silber in vergleichsweise geringen Mengen in der Solarzellenherstellung eingesetzt wird, hat einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Gesamtergebnisse der c-Si PV Module in den in dieser Studie untersuchten Wirkkategorien.

6.5.3.3 Dünnschicht PV-Module

Für das Recycling der CdTe-Module wurden Sachbilanzdaten der in Frankfurt (Oder) betriebenen Recyclinganlage verwendet. Dieses auf CdTe PV-Module ausgelegte Verfahren beinhaltet mechanische und hydrometallurgische Prozessschritte, um die eingesetzten Materialien zurückzugewinnen. Auf Seite der Prozessmittel zum Betrieb der Anlage werden die Umweltwirkungen in den untersuchten Kategorien hauptsächlich durch den Stromverbrauch am Recyclingstandort und den Verbrauch an Wasserstoffperoxid verursacht. Relevante Gutschriften für das Recycling der rückgewonnenen Materialien ergeben sich durch das Recycling der Glasscherben und der Kupferanteile in den Anschlusskabeln und Anschlussdosen. Diese Gutschriften überwiegen die Umweltwirkungen der Prozessaufwände des Modulrecyclings, sodass das Modulrecycling einen weiteren Beitrag zur Verringerung der Ökobilanzergebnisse von CdTe PV-Modulen beitragen. Das Recyclingverfahren der CdTe PV-Module ermöglicht zudem die Rückgewinnung der Halbleitermaterialien in Form eines Filterkuchens. Die Aufbereitung und das Recycling der Halbleitermaterialien erfolgt durch einen externen Metallrecycler. Für die weiteren notwendigen Prozessschritte vom Filterkuchen zu den

recycelten Halbleitermaterialien liegen keine detaillierten Prozessdaten vor, sodass dieser Prozess nicht umfassend im Rahmen dieser Studie abgebildet werden konnten und daher das Recycling der Halbleitermaterialien nicht betrachtet wurde.

In der Recyclingstudie von Stolz et. al. [199] wird eine Verrechnung der Recyclinggutschriften der rückgewonnenen unaufbereiteten Halbleitermaterialien im Filterkuchen über Datensätze von Cadmiumschlamm aus der Zinkelektrolyse und Kupfertelluridzement aus der Kupferproduktion vorgenommen. In der Studie werden für die Wirkungskategorien des Environmental Footprint 3.0 Climate Change (vergleichbar mit der in dieser Studie verwendeten CML-Wirkungskategorie Treibhauspotenzial), Frischwasser- und Humantoxizität, Ressourcenverbrauch aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Ressourcen sowie hinsichtlich potenzieller Feinstaubemissionen untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass das Recycling der unaufbereiteten Halbleitermaterialien zu einer signifikanten Verringerung in den Wirkungskategorien des Ressourcenverbrauchs und der Humantoxizität des Modulrecycling führen kann. Insbesondere im Ressourcenverbrauch zeigen sich die positiven Effekte des Halbleitermaterialrecyclings im Sinne der Abfallvermeidung und Kreislaufschließung. Der Einfluss auf das Treibhauspotenzial ist vergleichsweise gering. Dort dominiert das Recycling der rückgewonnenen Glasscherben das Ergebnis. Eine vergleichbare Auswertung konnte aufgrund fehlender Datensätze der in dieser Studie verwendeten Hintergrunddaten der GaBi-Datenbanken nicht vorgenommen werden.

Für das Recycling von CIGS PV-Modulen sind keine technologiespezifischen Recyclingverfahren in kommerzieller Anwendung bekannt. Daher wurde das Recycling der CIGS PV-Module anhand der Annahmen der Vorstudie des PEF-CR-PV abgebildet, welches sich mit geringeren Anpassungen auf die Daten des Recyclingverfahrens von CdTe PV-Modulen bezieht. Die relevanten Prozessmittel sowie Gutschriften für das Materialrecycling sind daher vergleichbar zu den Ergebnissen der CdTe-Module. Aufgrund dieser Abschätzung erlauben die Ökobilanzergebnisse des CIGS PV-Modulrecycling jedoch nur eine grobe Einschätzung der potenziellen Umweltwirkungen des Lebensendes. Daher sind auch für diese PV-Technologie keine Einschätzungen hinsichtlich des Recyclings der Halbleitermaterialien möglich. Für belastbarere Ergebnisse sind zukünftig weitere Analysen unter Beteiligung der Verfahrensentwickler und Betreiber von Pilotanlagen notwendig.

6.6 Einordnung der Ergebnisse

Für eine bessere Einordnung der Ergebnisse dieser Aktualisierungsstudie werden die berechneten Bandbreiten der PV-Stromerzeugung zunächst den Bandbreiten der Rechercheergebnisse der Literaturstudie (Kapitel 3.2) gegenübergestellt. Hierfür wird das Treibhauspotenzial (GWP) herangezogen, da sich der Großteil der geprüften Studien auf diese Wirkungskategorie beschränkt. Im Anschluss erfolgt die Einordnung der Ökobilanzergebnisse dieser Aktualisierungsstudie zu den Ökobilanzergebnissen fossiler Stromerzeugungsarten.

Die Einordnung der Ergebnisse dieser Studie mit den recherchierten Ergebnissen der Literaturrecherche wird für die Treibhauspotenziale der Stromerzeugung für Standorte mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung in einem Bereich zwischen 1.600-1.800 kWh/(m²*a) durchgeführt, da hierfür die meisten Studienergebnisse vorliegen (Kapitel 3.2.4). Zudem werden Ökobilanzergebnisse häufig für diese Sonneneinstrahlungswerte präsentiert, sodass diese Einstrahlungswerte die beste Vergleichsbasis zu anderen Studien liefern.

In Abbildung 73 sind die Bandbreiten und Mediane der Ergebnisse der erfassten Studien der Literaturrecherche und die Bandbreiten der ermittelten Treibhauspotenziale dieser Aktualisierungsstudie aufgetragen. Zusätzlich sind bei den Ergebnissen dieser

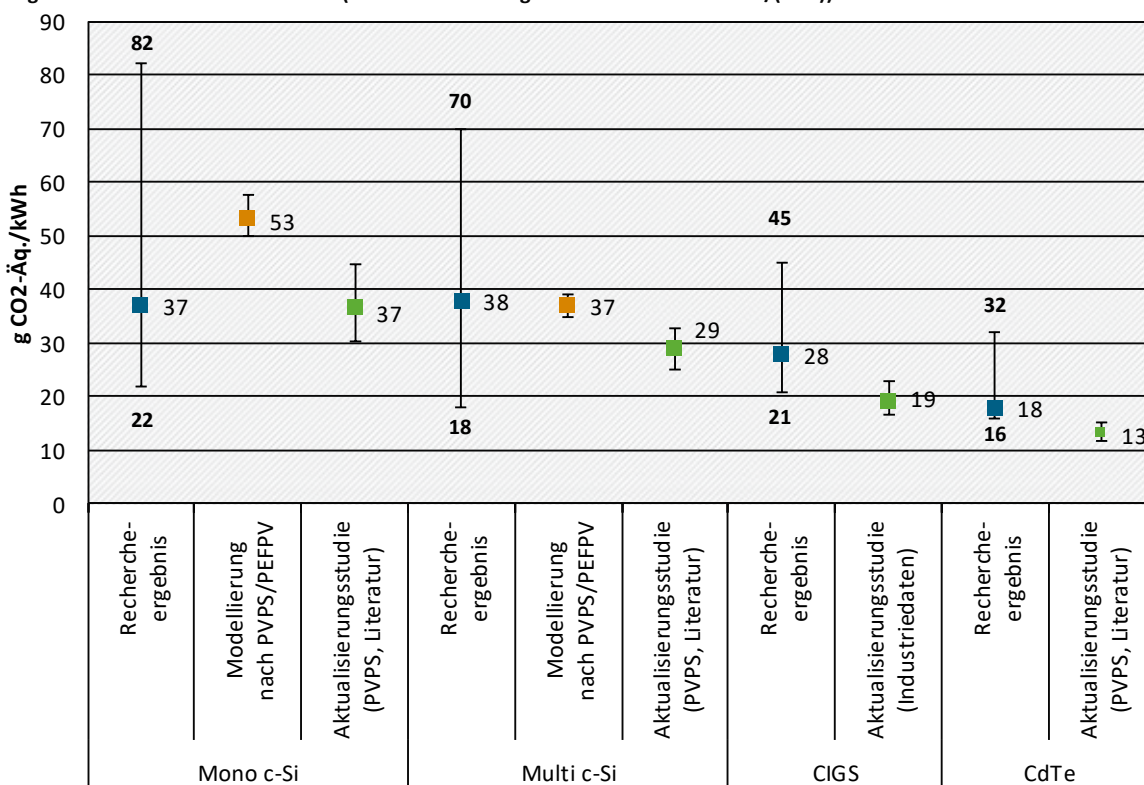
Aktualisierungsstudie die Durchschnittswerte über die untersuchten Szenarien aufgetragen. Hierbei ist zu beachten, dass diese Durchschnittswerte nicht dem aktuellen Marktmix entsprechen. Wäre dies der Fall, so würden sich die Werte der c-Si PV-Technologien aufgrund des hohen Marktanteils der chinesischen Produktionen im oberen Bereich der Bandbreiten einordnen. Der Durchschnittswert der CIGS-Produktion in Deutschland ist im unteren Bereich der Bandbreiten einzuordnen.

Bei der c-Si PV sind zusätzlich die Ergebnisse der eigenen Modellierung der Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 dargestellt, welche die Ausgangsbasis für die weitere Aktualisierung der c-Si PV-Module in dieser Studie bilden (Kapitel 3.2.5 und Kapitel 6.4.2.1.1). Dadurch wird der Einfluss der Prozessaktualisierung auf die Ergebnisse der PV-Stromerzeugung verdeutlicht.

Abbildung 73: Einordnung der Studienergebnisse zu den Ergebnissen der Literaturrecherche (eigene Darstellung)

Bandbreiten im Treibhauspotential der PV-Stromerzeugung

Einordnung der Ergebnisse der Aktualisierungsstudie (Sonneneinstrahlung 1.700 kWh/(m²a) zu den recherchierten Ergebnissen der Literaturrecherche (Sonneneinstrahlungen von 1.600-1.800 kWh/(m²a))



*Annahmen der Aktualisierung: Modulwirkungsgrade: mono c-Si (18%); multi c-Si (16,8%); CIGS (14,6%); CdTe (15,3%, 17%). Werte c-Si PV ohne EU-Szenarien. Dach- und Freiflächenanlagen. Anlagennutzungsdauer 30 Jahre

Quelle: Ergebnisse der Literaturrecherche und Berechnungen Fraunhofer IBP

In Kapitel 3.2.3 wurde bereits ausführlich auf die großen Bandbreiten der recherchierten Studienergebnisse eingegangen. Diese fallen bei den c-Si PV-Technologien besonders groß aus, was auf die größere Anzahl an Ökobilanzstudien und untersuchten Szenarien zu diesen Technologien zurückzuführen ist.

Bei der mono c-Si PV reichen die Bandbreiten von 22 bis 82 g CO₂-Äq./kWh. Der Median über die recherchierten Studienergebnisse liegt vergleichsweise niedrig bei ca. 37 g CO₂-Äq./kWh. Ausgangsbasis für die Aktualisierung der c-Si PV-Technologien waren die veröffentlichten Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 aus dem Jahr 2015 (technologisches Referenzjahr der Produktionen: ca. 2011). Auf Basis dieser Daten und unter Annahme der heutigen Modulwirkungsgrade wurde ein Treibhauspotenzial von ca. 50-57 g CO₂-Äq./kWh ermittelt. Durch die zusätzliche Aktualisierung der Prozessdaten der Vorkette der Si-Wafer und die Anpassung der Waferdicken (vgl. Kapitel 6.4.2.1, Tabelle 48) liegen die Ergebnisse dieser Studie in einem Bereich von ca. 30-44 g CO₂-Äq./kWh. Der Durchschnittswert über die untersuchten Szenarien der Produktionen CN, US und APAC liegt bei 37 g CO₂-Äq./kWh. Die ermittelten Bandbreiten ordnen sich in der Größenordnung des Medianwertes der recherchierten Literaturergebnisse ein, wobei die aktualisierten Ergebnisse deutlich geringere Bandbreiten aufweisen. Dies zeigt den signifikanten Einfluss der aktualisierten Prozessdaten auf die Ökobilanz gegenüber der Auswertung vor der Aktualisierung.

Bei der multi c-Si PV liegen die Treibhauspotenzialwerte auf Grundlage der PVPS Task 12 Sachbilanzdaten und der aktualisierten Modulwirkungsgrade bei ca. 37 g CO₂-Äq./kWh. Nach der weiteren Aktualisierung der Prozessdaten, hauptsächlich des Prozessenergiebedarfs der Siliziumvorkette, liegen die Werte in einem Bereich von ca. 25-33 g CO₂-Äq./kWh und mit ca. 29 g CO₂-Äq./kWh im Durchschnitt sogar niedriger, bei ebenfalls deutlich verkleinerter Bandbreite.

Auch die Ergebnisse der Dünnschichttechnologien liegen unter den recherchierten Studienergebnissen. Bei der CIGS PV liegen die Bandbreiten der Aktualisierungsergebnisse zwischen 17 g CO₂-Äq./kWh (deutscher Produktionsstandort) und 22 g CO₂-Äq./kWh (Produktionsszenario Chongqing, China (CN-CQ)), somit im unteren Bereich gegenüber den recherchierten Bandbreiten. Ähnlich verhält es sich mit den Ergebnissen für die CdTe PV, welche mit Werten zwischen 12-15 g CO₂-Äq./kWh ebenfalls unterhalb der recherchierten Bandbreiten liegen. Das lässt sich dadurch erklären, dass die Modulwirkungsgrade der CdTe PV-Module in den letzten Jahren stark gestiegen sind.

6.6.1 Einordnung gegenüber konventionellen Stromerzeugungsarten mit fossilen Energieträgern

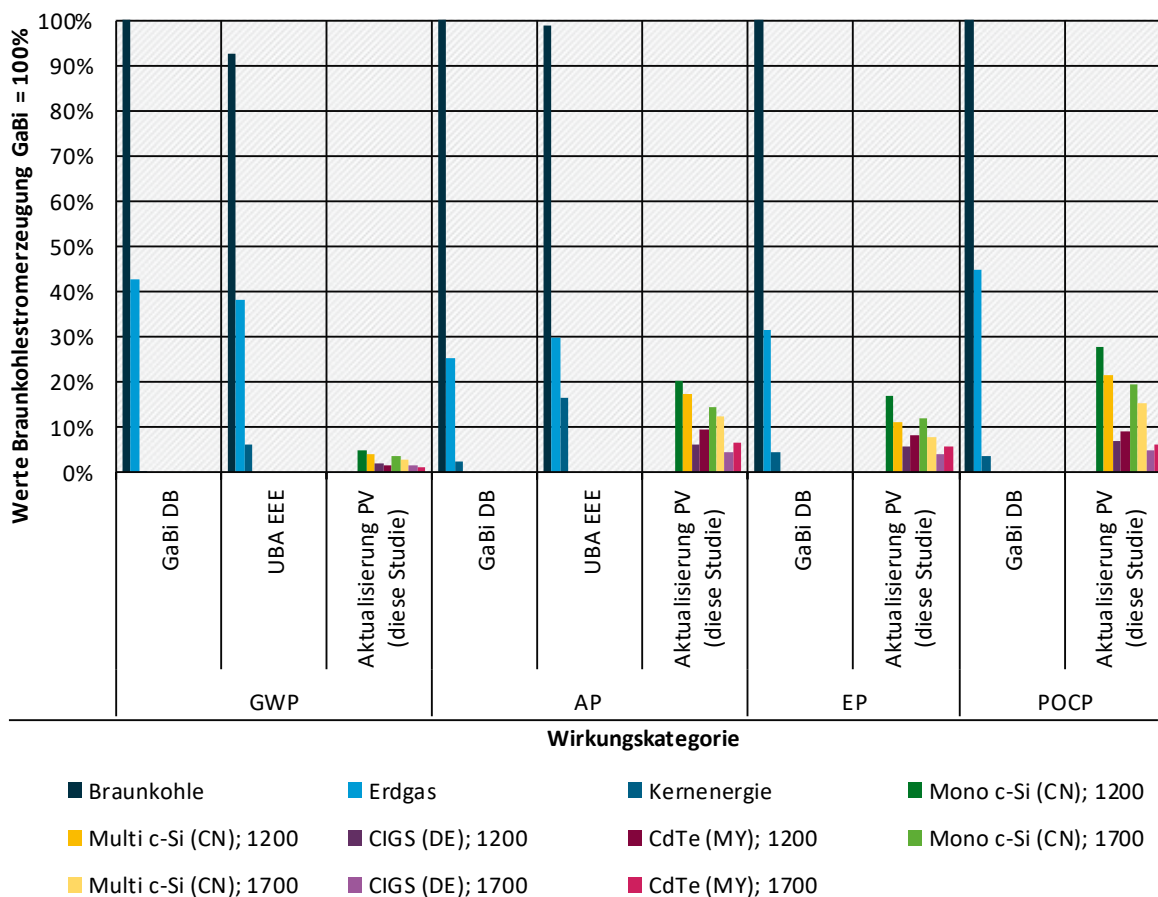
Abbildung 74 zeigt eine grobe Einordnung der Ökobilanzergebnisse der untersuchten PV-Systeme gegenüber der Kernenergie-, Braunkohle- und Erdgastromerzeugung. Die Ergebnisse der fossilen Stromerzeugungsarten sind auf Grundlage der GaBi-Ökobilanzdatenbank [168] und der primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe des Umweltbundesamt [200] dargestellt. Um die Ergebnisse aller untersuchten Wirkungskategorien in einem Diagramm darstellen zu können, wird eine relative Darstellung in Bezug zu den Werten der Braunkohlestromerzeugung (GaBi-Daten = 100 %) dargestellt. Die Umweltprofile der PV-Technologien sind für die untersuchten Anlagenstandorte Deutschland (1.200 kWh/(m²*a)) und Südeuropa (1.700 kWh/(m²*a)) dargestellt.

Bei den folgenden Abbildungen ist zu beachten, dass diese lediglich der Einschätzung und groben Einordnung der Umweltwirkungen der PV-Stromerzeugung gegenüber konventionellen Stromerzeugungsarten dienen. Ein direkter Vergleich ist aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Systemgrenzen sowie der unterschiedlichen angewandten Methoden und Hintergrunddaten, die für die Berechnung der Emissionsfaktoren herangezogen wurden, nicht möglich. Daher können mit den nachfolgenden Abbildungen ausschließlich Tendenzen aufgezeigt werden.

Abbildung 74: Einordnung der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung gegenüber fossilen Stromerzeugungsarten (eigene Darstellung)

Einordnung der Ökobilanz-Indikatoren der Basisszenarien

fossile und erneuerbare Stromerzeugung - je kWh



*PV: Standorte mit Sonneneinstrahlung von 1200 bzw. 1700 kWh/(m²*a). Produktionen in China (CN); Malaysia (MY), Deutschland (DE). Annahmen Modulwirkungsgrade: mono c-Si (18%); multi c-Si (16,8%); CIGS (14,6%); CdTe (17%). Anlagennutzungsdauer 30 Jahre

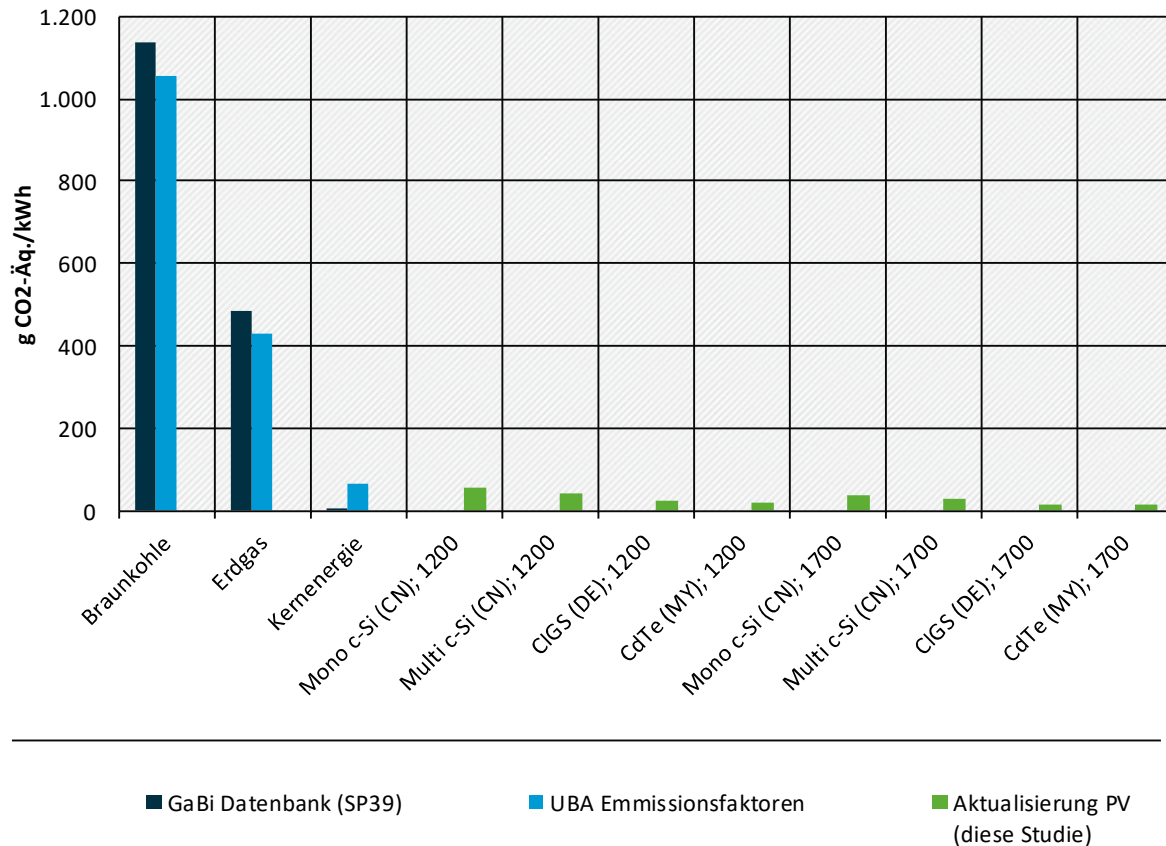
Quelle: GaBi-Datenbank, SP39; UBA Emissionsfaktoren (basierend auf Datentabelle Emissionsbilanz erneuerbare Energien), eigene Berechnungen Fraunhofer IBP

Die Einordnung der Ergebnisse zeigt, dass die PV-Stromerzeugung im Treibhauspotenzial (GWP) insbesondere gegenüber der Stromerzeugung aus Braunkohle oder Erdgas deutlich geringere Werte aufweist. In den weiteren Wirkungskategorien der Versauerung (AP), Eutrophierung (EP) und Sommersmogbildung (POCP) sind höhere Anteile, insbesondere bei den in China gefertigten c-Si PV-Modulen, erkennbar. Sie liegen jedoch weiterhin deutlich unterhalb der Vergleichswerte der Stromerzeugung aus Braunkohle oder Erdgas. Dies geht vor allem auf den in den Produktionsszenarien verwendeten chinesischen Stromerzeugungsmix mit einem hohen Anteil an Steinkohlestromerzeugung und daraus resultierenden hohen SO₂- und NO_x- Emissionen zurück.

Abbildung 75: Einordnung des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung gegenüber fossilen Stromerzeugungsarten (eigene Darstellung)

Einordnung des Treibhauspotentials der PV-Stromerzeugung

fossile und erneuerbare Stromerzeugung - je kWh



*PV: Standorte mit Sonneneinstrahlung von 1200 bzw. 1700 kWh/(m²*a). Produktionen in China (CN); Malaysia (MY), Deutschland (DE). Annahmen Modulwirkungsgrade: mono c-Si (18%); multi c-Si (16,8%); CIGS (14,6%); CdTe (17%). Anlagennutzungsdauer 30 Jahre

Quelle: GaBi-Datenbank, SP39; UBA Emissionsfaktoren (basierend auf Datentabelle Emissionsbilanz erneuerbare Energien), eigene Berechnungen Fraunhofer IBP

6.7 Auswertung

Die Auswertung einer Ökobilanzstudie nach ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] umfasst verschiedene Punkte, die bereits teilweise in den vorherigen Kapiteln behandelt wurden. Daher wird an dieser Stelle nochmals der Verweis zu den entsprechenden Kapiteln hergestellt:

- Zusammenfassung der wesentlichen Untersuchungsergebnisse (6.7.1)
- Ermittlung der signifikante Parameter und Überprüfung der Sensitivitäten (siehe Kapitel 6.5, sowie analysierte Produktionsszenarien in den Kapiteln 6.4.1 bis 6.4.4).
- Einschränkungen (Kapitel 6.7.2)
- Überprüfung der Vollständigkeit und Konsistenz der verwendeten Daten und Modelle (Kapitel 6.7.3; 6.7.4)
- Bewertung und Ausblick (6.7.5)

- Schlussfolgerungen und Empfehlungen (Kapitel 8).

6.7.1 Wesentliche Untersuchungsergebnisse

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung zusammengefasst.

Für alle untersuchten PV-Technologien konnte durch die Aktualisierung der technischen Kennwerte, wie Moduleffizienz, und der relevanten Prozessschritte einer Verringerung der Umweltwirkungen der PV-Stromerzeugung festgestellt werden.

Die relevanten Prozessschritte für das Gesamtergebnis der untersuchten PV-Module und PV-Anlagen sind im Folgenden aufgeführt:

- In der Herstellungsphase der PV-Module und der weiteren benötigten Anlagenkomponenten wird der Hauptanteil der Umweltwirkungen der PV-Stromerzeugung verursacht.
- Bei den PV-Modulen sind insbesondere die energieintensiven Produktionsprozesse und der bezogene Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort von hoher Relevanz.
- Bei den c-Si PV-Modulen sind insbesondere die Prozesse der Herstellung von Polysilizium in Solar Grade (SG) Qualität, die Herstellung des Si-Einkristalls und Si-Blockgussverfahrens relevant. Zusätzlich haben die Materialverluste in der Waferherstellung, z. B. durch die Sägeprozesse zum Zuschnitt der Wafer, einen hohen Einfluss, da sich Materialverluste in diesen Prozessschritten in Form eines höheren Materialbedarfs auf die Vorkette auswirken. Die Aktualisierungsszenarien zeigen, sich durch den Einsatz dünnerer Wafer Verbesserungen ergeben haben, die sich positiv auf die Ökobilanz auswirken.
- Bei den Dünnschicht PV-Modulen ist insbesondere der Energiebedarf am Produktionsstandort von Relevanz. Einen wichtigen Einfluss haben hierbei die Halbleiterbeschichtungsprozesse. Die Untersuchung der CIGS PV-Modulherstellung lässt zudem darauf schließen, dass der zusätzliche Energiebedarf der technischen Ausstattung am Produktionsstandort, z. B. für Luftentfeuchtung und Klimatisierung und damit die am Produktionsstandort vorliegenden klimatischen Bedingungen, von Bedeutung für die Ökobilanz der Herstellungsphase sind. Neben dem Energieverbrauch hat die Herstellung des verwendeten Flachglases einen wesentlichen Einfluss auf die Ökobilanzergebnisse, was maßgeblich auf die hohen Massenanteile am Gesamtmodul zurückzuführen ist. Der Einfluss der verwendeten Halbleitermaterialien ist trotz der vergleichsweise hohen Umweltwirkungen in der Materialherstellung aufgrund der geringen Massenanteile im Modul auf die in dieser Studie untersuchten Wirkungskategorien gering.
- Bei den weiteren Anlagenkomponenten konnte die zunehmende Relevanz der Herstellung der BOS-Komponenten, hauptsächlich der für die Installation der PV-Module verwendeten Unterkonstruktionen, aufgezeigt werden. Dies wird vor allem bei der Unterkonstruktion der Freiflächenanlagen deutlich, da diese für die Aufständigung einen deutlich höheren Materialbedarf aufweist. Die höheren Anteile der BOS-Komponenten ergeben sich zudem dadurch, dass sich die Umweltwirkung der PV-Herstellung reduziert hat und sich somit die Relevanz an den Gesamtergebnissen stärker auf die restlichen Anlagenkomponenten verlagert. Dies wird vor allem am Beispiel des Treibhauspotenzials der CdTe PV-Anlagen deutlich.

- In den Basisszenarien wird das Recycling und die Verwertung rückgewonnener Materialien mit Gutschriften verrechnet, um die positiven Auswirkungen des Recyclings im Lebenszyklus darzustellen. Es konnte gezeigt werden, dass das Materialrecycling der untersuchten Unterkonstruktionen und der elektrischen Leitungen einen hohen Einfluss auf die Gesamtergebnisse dieser Komponenten hat und die Umweltwirkungen deutlich verringert. Die Herstellung dieser Komponenten wurde mit Primärmaterialien modelliert. Da Aluminiumprofile und Kupferleitungen auch mit höheren Sekundärmaterialanteilen produziert werden, dienen diese Darstellungen dazu, die maximalen Bandbreiten der Recyclinggutschriften aufzuzeigen. Durch die Berücksichtigung höherer Sekundärmaterialanteile in der Herstellung würden sich sowohl die Umweltwirkungen der Herstellung als auch die potenziellen Gutschriften am Lebensende reduzieren. Die Ergebnisse würden sich bei der Betrachtung des gesamten Lebenszyklus jedoch nur geringfügig ändern.
- Bei den PV-Modulen ergeben sich die Gutschriften hauptsächlich für das Recycling der rückgewonnenen Glasscherben und der Kupferanteile aus den Anschlusskabeln und Anschlussdosen. Bei den c-Si PV-Modulen hat zudem das Recycling des verbauten Aluminiumrahmens einen hohen Einfluss auf die Gutschriften am Lebensende. Mit dem untersuchten Recyclingverfahren der CdTe PV-Module können die Halbleitermaterialien (CdTe) in einem Filterkuchen rückgewonnen werden, welche durch einen externen Metallrecycler aufbereitet und recycelt werden. Dies konnte aufgrund der fehlenden Daten für die weiteren notwendigen Prozessschritte in dieser Studie nicht berücksichtigt werden.

Relevante Einflussgrößen auf das Gesamtergebnis sind:

- der Energieverbrauch und bezogener Stromerzeugungsmix in der PV-Modulherstellung und
- Einflussfaktoren, die den Stromertrag der PV-Anlagen beeinflussen, beispielsweise die Anlagennutzungsdauer, Komponenten- und Modullebensdauer, Moduleffizienz, Performance Ratio der Anlage sowie Sonneneinstrahlung und Ausrichtung der PV-Module am Anlagenstandort.

Der Einfluss des bezogenen Stromerzeugungsmix in der Herstellung wurde im Rahmen der Produktionsszenarien der Module in den unterschiedlichen Produktionsländern aufgezeigt. Da sich die Stromerzeugungsmixe in den Produktionsländern teilweise deutlich unterscheiden, resultieren dadurch größere Unterschiede in den berechneten Umweltprofilen (vgl. Tabelle 72, Kapitel 6.7.5). Die Stromerzeugungsmixe der verwendeten GaBi-Datenbank beziehen sich auf das Referenzjahr 2015. Seitdem haben sich die Stromerzeugungsmixe verändert, was sich auch auf die Ökobilanzergebnisse der PV-Anlagen und der PV-Stromerzeugung auswirkt. So berichtet das Umweltbundesamt für den deutschen Stromerzeugungsmix 2019 einen CO₂-Wert von 401 g CO₂/kWh in der Erzeugung und 427 g CO₂/kWh in der Nutzung in Deutschland [198]. Der CO₂-Wert des deutschen Stromerzeugungsmix 2015 in GaBi liegt mit 541 g CO₂/kWh (568 CO₂-Äq./kWh) um ca. 35 % höher. Dem entsprechend würden die Ergebnisse im Treibhauspotenzial für PV-Module mit Produktionen in Deutschland geringer ausfallen, als sie in dieser Studie berechnet wurden. Dies weist nochmals auf die Notwendigkeit der regelmäßigen Aktualisierung der Daten des Vordergrund- und Hintergrundsystems von PVA hin. Durch die Verwendung des aktuelleren Stromerzeugungsmix liegt das Treibhauspotenzial der CIGS PV-Modulherstellung am deutschen Produktionsstandort ca. 14 % unter den berechneten Werten der vorgestellten Basisszenarien.

Den höchsten Einfluss auf das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung haben die oben beschriebenen Nutzungsparameter. In einer Sensitivitätsanalyse wurden daher die Anlagenlaufzeit bzw. Modullebensdauer, die Inverterlebensdauer sowie das Performance Ratio und die jährlichen Degradationsverluste variiert. Die Ergebnisse zeigen große Bandbreiten im Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung, welche hauptsächlich durch die variierende Nutzungsdauer der PV-Anlagen und den dadurch variierenden Stromertrag der Anlage hervorgerufen werden. Die Abweichungen zu den Basisauswertungen liegen zwischen einer Verringerung des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung um rund 8 % (höheres Performance Ratio, geringere Degradation) und einer Erhöhung von rund 38 % (geringere Nutzungsdauer und schlechteres Performance Ratio inkl. Degradation). Bei den Dachinstallationen wird zudem der Einfluss der geringeren Inverterlebensdauer sichtbar, welche aber im Vergleich zu den variierten Nutzungsparametern von geringerer Bedeutung ist. Trotz der größeren Abweichungen, die sich durch die Variation der Nutzungsparameter auf die Ökobilanz der PV-Stromerzeugung ergeben, ist festzuhalten, dass das Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung auch im untersuchten ungünstigen Fall und bei einem Anlagenstandort mit moderater Sonneneinstrahlung ($1.200 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$) unter $100 \text{ g CO}_2\text{-Äq.}/\text{kWh}$, in den meisten Fällen sogar deutlich darunter bleibt. Damit ordnet sich das Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung deutlich unter den Werten konventioneller fossiler Stromerzeugung aus Kohle oder Erdgas ein.

Zusätzlich wurde die EPBT der untersuchten PV-Anlagen (PV-Module inkl. Unterkonstruktion, elektrischen Leitungen und Invertern) berechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass die EPBT von PV-Anlagen mit c-Si PV-Modulen die an einem Anlagenstandort mit einer vergleichsweise geringen Sonneneinstrahlung (z.B. in Deutschland) betrieben werden, selbst bei c-Si PV-Modulen aus chinesischer Produktion²⁶ in einem Bereich von rund 1,6 (multi c-Si) bis 2,1 Jahren (Mono c-Si) liegt. Die EPBT der Dünnschicht-PV liegt aufgrund des geringeren Primärenergiebedarfs in der Herstellung in einem Bereich von unter einem Jahr (CdTe) bis max. 1,3 Jahren (CIGS). Für einen durchschnittlichen südeuropäischen Standort mit einer jährlichen Sonneneinstrahlung von $1.700 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ liegen die EPBT der untersuchten PV-Anlagen in allen PV-Technologien deutlich unter 2 Jahren, im Falle der Dünnschichttechnologien sogar unter einem Jahr. Heutige PV-Anlagen können Nutzungsdauern von 25-30 Jahren erreichen. Die geringe EPBT zeigt, dass die eingesetzte Primärenergie in der Herstellung, Nutzung und am Lebensende der PV-Anlagen bereits schnell nach Inbetriebnahme der PV-Anlagen in Form des erzeugten PV-Stroms rückgewonnen wird.

6.7.2 Annahmen und Einschränkungen

Es gelten folgende Annahmen und Einschränkungen für die untersuchten Produktsysteme:

- Aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren der Nutzungsphase auf die Ökobilanzergebnisse wurde in der Studie ein generischer Ansatz gewählt. Somit gibt die Studie eine allgemeine Einschätzung der potenziellen Umweltwirkungen und zeigt mögliche Bandbreiten auf. Für eine Analyse spezifischer PVA sind fallspezifische Nutzungsparameter zu berücksichtigen.
- Die Studie beinhaltet keine Betrachtung der Wirkungskategorien der Toxizität und des Ressourcenverbrauchs, da der Entwicklungsstand der Wirkungsmethoden nicht ausreichend ist und die erforderlichen Datengrundlage nicht vorliegt.

²⁶ welche aufgrund des in der Produktion verwendeten Stromerzeugungsmix mit hohen Anteilen an Kohlestrom die höchsten Umweltwirkungen in der PV-Modulherstellung aufweisen (vgl. Kapitel 6.4.2).

- Für die Aktualisierung der Ökobilanzen von c-Si PV-Modulen konnte keine vollständige Aktualisierung der Prozesskette durchgeführt werden, sodass die Auswertungsergebnisse eine erste Einschätzung hinsichtlich des Umweltprofils darstellen, jedoch nicht die Belastbarkeit einer umfassenden Ökobilanzstudie aufweisen.
- Das Lebensende der untersuchten PV-Module und der in den Invertern verbauten bestückten Leiterplatten und Elektronikkomponenten konnte in dieser Studie nicht vollumfänglich abgebildet werden.

6.7.3 Bewertung der Datenqualität

Die Datenqualität der Sachbilanzinventare wird bewertet anhand ihrer Präzision (gemessen, berechnet, Literaturwerte oder geschätzt), Vollständigkeit (z.B. nicht berichtete Emissionen), Konsistenz (Grad der Einheitlichkeit der angewandten Methoden) und Repräsentativität (geographisch, zeitlich, technologisch).

Um diesen Aspekten gerecht zu werden und somit zuverlässige Ergebnisse sicherzustellen, wurden Primärdaten aus erster Hand zusammen mit konsistenten Daten aus Literatur und den GaBi-Datenbanken verwendet. Die Sachbilanzdaten aus den GaBi-Datenbanken werden im Rahmen der GaBi-Software weit verbreitet angewandt [168]. Die Datensätze werden weltweit in LCA-Modellen sowohl intern als auch in vielen kritisch geprüften und veröffentlichten Studien für industrielle und wissenschaftliche Zwecke eingesetzt. Als Teil der Datenbereitstellung werden die Datensätze mit denen anderer Datenbanken sowie Daten aus Industrie und Wissenschaft abgeglichen.

6.7.3.1 Präzision und Vollständigkeit

- **Präzision:** Die Daten für die Modellierung der CIGS PV-Modulherstellung und der Untersuchungen der Inverter basieren auf Messdaten, Stücklisten und berechneten Werten aus Jahresstatistiken der Hersteller. Bei den Modellen der c-Si-PV Module und der CdTe-Module wurden die veröffentlichten Sachbilanzdaten der IEA PVPS Task 12 herangezogen, welche auf Grundlage der durchgeführten Literaturrecherche als am detailliertesten und vollständigsten der öffentlich verfügbaren Sachbilanzdaten angesehen werden. Diese Daten basieren hauptsächlich auf Messdaten und Angaben von Modulherstellern und involvierten Zulieferern. Im Falle der c-Si PV wurden Daten verschiedener Hersteller gesammelt, überprüft und anonymisiert zusammengefasst. Diese Daten wurden auch im Rahmen der Vorstudie des PEFCR-PV verwendet, welches entsprechend hohe Anforderungen an die Datenqualität erhebt. Daten für die Modellierung des Lebensendes basieren bei den CdTe-PV Modulen auf veröffentlichten Industriedaten eines für diese Technologie ausgelegten Verfahrens. Das Lebensende der c-Si PV-Module basiert auf einem Sachbilanzbericht der PVPS Task 12. In diesem Bericht wurden Prozessdaten und Zusammensetzungen der rückgewonnenen Materialien in Form einer Befragung von Recyclingunternehmen zusammengestellt. Zum Recycling der CIGS PV-Module ist zum Stand der Studie kein kommerziell betriebenes Verfahren bekannt, sodass hierfür auf die Abschätzungen der Vorstudie des PEFCR-PV zurückgegriffen wurde. Im Falle des weiteren Recyclings und der Verwertung von Materialien am Lebensende wurden bestehende Ansätze und Ökobilanzmodelle für Berechnung der potenziellen Recyclinggutschriften verwendet. Alle Hintergrunddaten stammen aus den GaBi-Datenbanken [168] mit der jeweils dokumentierten Präzision [169]. Die

Präzision der verwendeten Daten kann in Bezug auf Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie als ausreichend bezeichnet werden.

- **Vollständigkeit:** Das definierte System im Ziel und Untersuchungsrahmen wurde gemäß der festgelegten Systemgrenze vollständig abgebildet. Vordergrundprozesse wurden hinsichtlich der Massenbilanz, Energie- und Betriebsmitteleinsatz auf die Vollständigkeit überprüft. Emissionsinventare wurden auf Vollständigkeit in Bezug auf die ausgewählten Wirkungskategorien überprüft. Es wurden keine Daten wesentlich ausgeschlossen. Industriedaten wurden zusammen mit den entsprechenden Ansprechpartnern auf potenzielle Datenlücken hin überprüft. Sofern Modellierungen auf Grundlage der Sachbilanztabellen aus der Literatur vorgenommen wurden, wurden diese vollständig in das Ökobilanzmodell übertragen. Die Vollständigkeit der Vordergrundprozesse zur Abbildung der Herstellungsphase wird als ausreichend angesehen. Datenlücken existieren für die Abbildung der Aktualisierungsszenarien der c-Si PV-Module. Hierfür mussten Annahmen zu den relevanten Prozessparametern in der Prozesskette vom MG-Silizium bis zur Herstellung der Wafer getroffen werden. Diese beschränken sich hauptsächlich auf den Energiebedarf in den einzelnen Prozessschritten. Weitere Aktualisierungen der Prozessschritte zur Herstellung der c-Si Zellen und Module konnten im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt werden. Da diese Szenarien dazu dienen eine erste Einordnung der Tendenzen von Ökobilanzen aktueller c-Si PV Module zu erhalten, wird die Vollständigkeit für diesen Zweck als ausreichend angesehen. Für die Modellierung des Hintergrundsystems wurden die Datensätze der GaBi-Datenbanken herangezogen [168].

6.7.3.2 Konsistenz und Reproduzierbarkeit

- **Konsistenz:** Aufgrund der Anzahl an PV-Technologien und Anlagenkomponenten mussten Daten aus unterschiedlichen Datenquellen verwendet werden. Die von der Industrie zur Verfügung gestellten Sachbilanzdaten zur Herstellung der CIGS PV-Module und Inverter wurden hinsichtlich der Vergleichbarkeit der Datenqualität, des Umfangs und Detaillierung überprüft. Sofern Unterschiede und Abweichungen der Daten in den betrachteten Systemen vorliegen, sind diese im Bericht entsprechend gekennzeichnet und bewertet. Bei den verwendeten Literaturdaten wurde darauf geachtet, dass die zusammengestellten Sachbilanzdaten vornehmlich aus einer Quelle stammen, in diesem Fall aus den Veröffentlichungen der PVPS Task 12 bzw. der Vorstudie des PEFCR-PV. Erhobene Industriedaten wurden, sofern es möglich war, mit den Daten aus den Sachbilanzberichten abgeglichen, beispielsweise für die Herstellung des CIGS PV-Moduls. Zudem wurden die dokumentierten Systemgrenzen in den verwendeten Sachbilanzdaten mit der Systemgrenze dieser Studie hinsichtlich der Konsistenz überprüft. Da die Daten jedoch aus unterschiedlichen Quellen stammen und Prozessdaten in den verwendeten Sachbilanzdaten teilweise in aggregierter Form vorliegen, können leichte Abweichungen zwischen den verwendeten Datenquellen nicht ausgeschlossen werden. Zur Erstellung der Aktualisierungsszenarien der c-Si PV-Modulherstellung mussten zudem Annahmen aus weiteren Quellen getroffen werden, die wenn möglich durch externe Experten plausibilisiert wurden. Da für die Erstellung dieser Szenarien vornehmlich die Energiebedarfswerte in den aktualisierten Prozessschritten angepasst wurden, resultiert für diese Analysen eine Inkonsistenz mit dem Verbrauch der weiteren benötigten Prozessmittel.

- **Reproduzierbarkeit:** Die in dieser Studie verwendeten Industriedaten unterliegen einer Geheimhaltung und können nicht offengelegt werden. Dies betrifft die Herstellung der untersuchten Inverter und die Herstellung der CIGS PV-Module. Verwendete Daten und Modellierungsannahmen wurden entsprechend dokumentiert. Verwendete Literaturdaten, Abschätzungen sowie alle relevanten Parameter der Ökobilanzierung sind im vorliegenden Bericht dokumentiert. Die Vorgehensweise für die Modellierung und die umgesetzten Modellstrukturen sind im Bericht aufgeführt. Mithilfe der verwendeten Literaturdaten ist es möglich die Ergebnisse unter Verwendung derselben Datensätze annäherungsweise nachzuvollziehen. Bei den verwendeten Industriedaten ist ein Einblick in die verwendeten Sachbilanzdaten und Stücklisten erforderlich.

6.7.3.3 Repräsentativität

Verwendete Industriedaten

Für die Modellierung der Herstellung der Inverter der CIGS PV-Module konnte auf Produktstücklisten und Produktionsdaten aktueller Produkte der Firma SMA und NICE Solar Energy mit Produktionen in Deutschland zurückgegriffen werden. Die Stücklistendaten des 2,5kW Inverters und des Zentralwechselrichters basieren auf Ökobilanzstudien, die bei SMA durchgeführt wurden. Standortspezifische Verbrauchs- und Emissionsdaten (Overheads) der Produktion basieren auf Messdaten aus dem Jahr 2014. Die verwendeten Sachbilanzdaten der Herstellung der CIGS PV-Module basieren auf Messdaten aus dem Jahr 2015 der derzeit verwendeten Produktionsanlagen und umfassen alle notwendigen Herstellungsprozesse. Diese Daten wurden welche um Messdaten aus dem Jahr 2010 ergänzt, um zusätzliche Verbrauchsmittel (z. B. Wasser) sowie den zusätzlichen Energiebedarf der technischen Ausstattung am Produktionsstandort (z.B. Lufttrocknung, Klimatisierung, etc.) abzubilden. Im Falle der CIGS PV-Module wurde neben dem deutschen Standort zusätzlich eine Analyse eines zukünftigen Produktionsstandorts in China auf Grundlage von Planungsdaten und der erhobenen Messdaten der Produktionsanlagen untersucht. Der zusätzliche Energiebedarf der technischen Ausstattung ist von den klimatischen Bedingungen am Produktionsstandort abhängig. Da hierfür noch keine Messdaten verfügbar waren wurde der zusätzliche Energiebedarf auf Grundlage einer Expertenschätzung abgeschätzt. Für diese Daten und im Abgleich mit der Zielsetzung der Studie wird die zeitliche, technologische und geografische Repräsentativität als hoch angesehen.

Das Modulrecycling kann zu einer Verringerung der Ökobilanzergebnisse führen, sofern eine Gutschriftverrechnung für das Recycling und die Verwertung der rückgewonnenen Materialien erfolgt. Wie bereits erwähnt, wurde das CIGS PV-Modulrecycling gemäß den Annahmen der PEFCR-PV Vorstudie abgeschätzt, welches auf Daten des CdTe PV-Recyclingverfahrens beruht. Dem entsprechend erlauben die Ökobilanzergebnisse des CIGS PV-Modulrecycling nur eine grobe Einschätzung der potenziellen Umweltwirkungen des Lebensendes. Für belastbarere Ergebnisse sind zukünftig weitere Analysen unter Beteiligung der Verfahrensentwickler und Betreiber von Pilotanlagen notwendig.

Verwendete Literaturdaten

Für die Herstellung der c-Si und CdTe PV-Module wurden die Daten des aktuellen Sachbilanzberichts der PVPS Task 12 und der Vorstudie zum PEFCR-PV verwendet. Die Daten beziehen sich überwiegend auf Industrie-/Messdaten, die in einem Zeitraum zwischen 2010-2012 erhoben wurden. Für die Module der c-Si PV basieren diese Daten auf Daten unterschiedlicher Hersteller, welche zu einem anonymisierten Datensatz aggregiert wurden. Die Herstellungsdaten der CdTe PV-Module basieren auf Messdaten des Herstellers First Solar der

Produktionsstandorte in USA und Malaysia sowie des älteren Produktionsstandorts in Deutschland. Da seitdem insbesondere in den Prozessen der Vorkette der c-Si PV-Module einige Weiterentwicklungen stattgefunden haben, wurde für diese Prozesse eine Aktualisierung der relevanten Prozessdaten, hauptsächlich des Energiebedarfs, auf Basis aktuellerer Literaturdaten durchgeführt. Die Analysen der c-Si PV-Module basieren auf den herkömmlichen Technologien der mono- und multi c-Si. Neuere Technologieentwicklungen, wie PV-Zellen der PERC-Technologie wurden aufgrund fehlender Daten nicht untersucht. Zusätzlich wurden bei allen Technologien die Modulwirkungsgrade an heute kommerziell verfügbare Module angepasst. Während bei den CdTe-PV Modulen die Standorte der aktuellen Produktionen in MY und US abgebildet wurden, wurde für die Herstellung der c-Si PV-Module Produktionsstandorte abgebildet, welche zum einen die aktuelle Marktrelevanz (z.B. China, APAC), zum anderen den Einfluss und die Bandbreiten der Energiemixe der Produktionsstandorte abbilden (z.B. durch das Szenario einer durchgängigen europäischen Produktion mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien in der Produktion). Dies entspricht der Zielstellung der Studie, jedoch wird dadurch nicht das gesamte Spektrum der heutigen Produktionen bzw. der heutigen Produktionsmixe abgebildet.

Die zeitliche, technologische und geografische Repräsentativität der verwendeten Daten wird für die Zielstellung dieser Studie als ausreichend angesehen. Um eine hohe Datenqualität und Repräsentativität zu erreichen, muss eine vollständige Aktualisierung der Produktionsdaten durchgeführt werden – insbesondere die Daten der Vorkettenprozesse der mono und multi c-Si PV und die Erweiterung der c-Si PV-Ökobilanzen um Module der PERC-Technologie.

6.7.4 Modellbewertung

- **Vollständigkeit:** Es wurden alle relevanten Prozessschritte der untersuchten Technologien und Anlagenkomponenten sowie die relevanten Parameter für die Berechnung der Nutzungsphase berücksichtigt und modelliert. Diese werden hinsichtlich des Ziels und Untersuchungsrahmens der Studie als ausreichend angesehen. Lücken in der Vollständigkeit der Ökobilanzmodelle befinden sich hauptsächlich in den Modellen des Lebensendes der untersuchten PV-Module und Anlagenkomponenten. Die Modellierung des Lebensendes der Anlagenkomponenten wie Inverter, Unterkonstruktion und elektrische Leitungen auf einem Lebensendmodell mit dem sich das Recycling, die Verwertung und Entsorgung konventioneller Industriewerkstoffe wie Stahl, Aluminium, Kupfer und Kunststoffe abbilden lassen. Hierfür wird die Vollständigkeit als angemessen angesehen. Beim Lebensende der Inverter existieren Lücken in der Berechnung der potenziellen Recyclinggutschriften der rückgewonnenen Edel- und Sondermetalle aus den verbauten Elektronikkomponenten, da hierfür keine Daten zur den weiteren notwendigen Prozessschritten für die Aufbereitung und das Recycling vorliegen. Beim Lebensende der PV-Module betrifft dies das Recycling der rückgewonnenen Halbleitermaterialien der CdTe PV-Module, welches durch einen externem Metallrecycler durchgeführt wird. Die in den verwendeten Sachbilanzdaten aufgeführten Datensätze für die Berechnung der potenziellen Gutschriften sind in der für diese Studie verwendeten GaBi-Datenbank nicht verfügbar. Für das Recycling am Lebensende der CIGS PV-Module liegen keine Sachbilanzdaten vor, sodass eine Abschätzung anhand des Recyclingverfahrens von CdTe PV-Modulen notwendig war. Zudem konnte das Recycling des in den c-Si PV-Modulen eingesetzten Silbers, wie es in aktuellen Forschungsprojekten untersucht wird, aufgrund fehlender

Sachbilanzdaten zu den weiteren notwendigen Prozessen der Aufbereitung und des Recyclings der rückgewonnenen Silberanteile nicht untersucht werden.

- **Konsistenz:** Systemgrenzen, Annahmen und angewandte Methoden für die Modellierung und Auswertung der PV-Module, Anlagenkomponenten sowie der untersuchten PV-Systeme sind hinsichtlich des Ziels und des Untersuchungsrahmens der Studie konsistent. Verwendete Hintergrunddaten stammen ausschließlich aus den GaBi-Datenbanken [168]. Die gewählten Systemgrenzen und Wirkungsabschätzungsmethoden wurden konsistent angewendet.

6.7.5 Bewertung und Ausblick

In dieser Studie wurden die Ökobilanzen der Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Technik und derzeit relevanter Produktionsstandorte durchgeführt.

Hierfür wurden im Rahmen einer Literaturstudie (Kapitel 3) die Markt- und Technologieentwicklungen im Zeitraum 2007-2018 untersucht und die Aktualität der verfügbaren Veröffentlichungen zu Ökobilanzen der PVA bewertet.

Die Literaturrecherche zeigt die große Dynamik auf dem Photovoltaikmarkt, der durch eine starke Verlagerung der Produktionen nach China und in den asiatischen Raum geprägt ist. Ähnliche Tendenzen wurden hinsichtlich des PV-Zubaus identifiziert. Während die PV in Deutschland und Europa in den Jahren von ca. 2008-2013 einen Boom erlebte, hat vor allem der Ausbau an installierter PV-Leistung in China und Asien zuletzt stark zugenommen. Bei den PV-Technologien dominiert weiterhin die mono- und multikristalline Silizium PV-Technologie mit einem Marktanteil von über 95 %. Im Bereich der Dünnschichttechnologien sind vor allem Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) relevant. Die Bedeutung weiterer Dünnschichttechnologien wie z. B. amorphe Siliziumdünnschicht (a-Si) ist in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Die Analyse der Technologieentwicklungen im Bereich der PV zeigt, dass in allen PV-Technologien in den letzten Jahren, insbesondere ab ca. 2007, signifikante Fortschritte in der Produktion erreicht wurden. Dies betrifft sowohl die Energieeffizienz der Fertigung, als auch die Steigerung der Modulwirkungsgrade. Bei den c-Si PV-Technologien liegen die Effizienzsteigerungen der Produktion vor allem in der Prozesskette vom metallurgischen Silizium bis zur Wafer-Fertigung, was sich in einer starken Reduzierung des Prozessenergiebedarfs in den einzelnen Prozessschritten auswirkt. Zusätzlich ist die Technologie der PERC-Solarzellen (Passivated Emitter and Rear Cell) bei der c-Si PV auf dem Vormarsch, da diese höhere Wirkungsgrade gegenüber den herkömmlichen Solarzellen ermöglicht. Nach der IRTPV Roadmap [19] ist davon auszugehen, dass der Anteil der PERC-Technologie in den nächsten Jahren stark ansteigen wird (Kapitel 3.1.4.1). Im Bereich der Dünnschichttechnologien gab es weitere Verbesserungen in der Prozessführung, z. B. in den Halbleiterbeschichtungsprozessen, welche zu höheren Modulwirkungsgraden geführt haben.

Die Analyse zu den bestehenden Ökobilanzstudien im Photovoltaikbereich zeigte, dass eine Vielzahl an Studien veröffentlicht wurde, von denen jedoch aufgrund der mangelnden Dokumentation und Transparenz der Daten und Annahmen nur ein Bruchteil im Rahmen dieser Studie verwertet werden konnte (Kapitel 3.2.3.2). Auch zeigte sich, dass die meisten Studien Sachbilanzdaten mit einem Datenalter von über sieben Jahren verwendeten, sodass die seither eingetretenen technologischen Entwicklungen in der Prozessführung nicht berücksichtigt wurden. Weiterhin zeigte der Vergleich der Studien große Bandbreiten in den Treibhauspotenzialen der PV-Stromerzeugung, welche bei den c-Si PV-Technologien aufgrund der höheren Anzahl an Studien besonders hoch ausfallen.

Auf Grundlage der Rechercheergebnisse wurde der Aktualisierungsbedarf für diese Ökobilanzstudie ermittelt:

- Aktualisierung der PV-Modulproduktionen und Anpassung der Hintergrunddaten an die regionalen Bedingungen derzeit relevanter Produktionsstandorte, z. B. über die Abbildung des für die Produktion genutzten Stromerzeugungsmix
- Fokussierung auf die marktrelevanten PV-Technologien mono- und multikristallines Silizium (c-Si), CdTe und CIGS
- Erweiterung der c-Si PV-Technologien um Solarzellen der PERC-Technologie
- Aktualisierung der Datenlage der Inverter für PV-Anlagen

Im Zuge der Datenaktualisierung konnten für die CIGS-PV und für die Inverter aktuelle Industriedaten von NICE Solar Energy und SMA erhoben werden. Im Bereich der mono- und multi c-Si PV konnten keine aktuellen Produktionsdaten mit der Industrie ausgetauscht werden. Grund hierfür ist unter anderem der Rückgang der c-Si Zellproduktion aus Deutschland und Europa. Dementsprechend konnten keine Daten für die PERC-Solarzellenfertigung erhoben werden, sodass eine Erweiterung der Ökobilanzen um diese Technologie in dieser Studie nicht möglich war.

Aufgrund der hohen Marktrelevanz der c-Si PV wurde daher eine Aktualisierung auf Grundlage der von der PVPS Task 12 veröffentlichten Sachbilanzdaten durchgeführt, die an den relevanten Prozessdaten in Unterstützung mit Industrieexperten und Literaturdaten angepasst wurde (Kapitel 6.4.2.1). Da der Energiebedarf und die Materialeffizienz in der Prozesskette vom Silizium bis zur Wafer-Fertigung einen signifikanten Einfluss auf die Ökobilanz der PV-Module haben, wurden vornehmlich diese Daten aktualisiert.

Die Aktualisierung der Ökobilanzen wurde für den gesamten Lebenszyklus der PV-Systeme und unter Berücksichtigung der weiteren Systemkomponenten des Balance of System (BOS), wie Unterkonstruktion, elektrische Leitungen und Inverter vorgenommen. Für die Berechnung wurden zwei generische Anlagentypen, Dach- und Freiflächenanlagen sowie Anlagenstandorte in Deutschland und Südeuropa mit unterschiedlichen jährlichen Sonneneinstrahlungswerten betrachtet. Die Annahmen zu den relevanten Nutzungsparametern wie Anlagenlebensdauer, Performance Ratio, Degradation wurden gemäß den Empfehlungen des Methodenleitfadens der PVPS Task 12 [21] getroffen. Dadurch wird eine hohe Vergleichbarkeit mit anderen Studienergebnissen ermöglicht.

Die Ökobilanzen der PV-Modulherstellung wurden unter Berücksichtigung der derzeit relevanten Produktionsstandorte und -regionen durchgeführt. Hierzu wurden die Datensätze der Energiebereitstellung an die regionalen Bedingungen der Produktionen und, sofern verfügbar, auch Datensätze der Materialherstellung, angepasst.

Für die Analyse der c-Si PV wurden Szenarien für Produktionsstandorte in China, im asiatisch-pazifischen Raum (ohne China) und in den USA untersucht. In einem zusätzlichen Szenario wurde untersucht, wie sich das Umweltprofil einer europäischen Produktion entwickeln würde, unter der Annahme, dass es weiterhin durchgängige c-Si PV-Produktionen in Europa geben würde, die alle Prozessschritte von der Siliziumkette über die Wafer- und Zellherstellung bis zur Fertigung der PV-Module abdecken.

Bei der CdTe-Dünnschicht wurden die aktuellen Produktionen von First Solar in Malaysia und in den USA sowie ein weiteres Szenario einer deutschen Produktion untersucht (siehe Kapitel 6.4.3). Für die CIGS-Dünnschicht konnten Produktionsdaten für eine deutsche Produktion

erhoben werden und ein zusätzliches Produktionsszenario für eine in China geplante Produktionsanlage auf Basis von Planungsdaten abgeleitet werden (Kapitel 6.4.4). Marktführer der CIGS-Modulherstellung ist Solar Frontier mit einer Produktion in Japan. Da sich die Produktionsverfahren der untersuchten deutschen Fertigung von dem Verfahren des japanischen Herstellers unterscheiden, wurde kein Szenario für einen japanischen Produktionsstandort berücksichtigt.

Die Ergebnisse der untersuchten PV-Technologien und Produktionsszenarien zeigen einen großen Einfluss des Energieverbrauchs in der Herstellung auf die Ergebnisse der Ökobilanz. Da sich die Umweltprofile der Stromerzeugung an den untersuchten Produktionsstandorten aufgrund der länderspezifischen Stromerzeugungsmixe teilweise stark voneinander unterscheiden, resultieren für die untersuchten Produktionsstandorte der PV-Modulherstellung große Bandbreiten in den Umweltprofilen. Diese sind insbesondere bei der c-Si-PV und der CIGS-PV feststellbar, da der chinesische Stromerzeugungsmix einen hohen Anteil an Steinkohlestromerzeugung von über 70 % (Kapitel 6.4.2.2 und 6.4.4.1.2) im Stromerzeugungsmix aufweist. Dies macht sich im Vergleich zu anderen untersuchten Produktionsstandorten, beispielsweise gegenüber der CIGS-PV in Deutschland, durch höhere Werte des Treibhauspotenzials der Herstellung, insbesondere aber durch die deutlich höheren Werte im Versauerungspotenzial (AP), Eutrophierungspotenzial (EP) und dem Sommersmogbildungspotenzial (POCP) bemerkbar. Diese sind auf die hohen SO_2 - und NO_x -Emissionen der chinesischen Steinkohlestromerzeugung zurückzuführen. Auch bei den CdTe PV Produktionsszenarien macht sich der Einfluss des Stromerzeugungsmix auf die Ökobilanz der Modulherstellung bemerkbar, jedoch liegen dort die Ergebnisse enger beieinander als bei den anderen untersuchten PV-Technologien. Signifikante Abweichungen sind bei den CdTe-Produktionen vor allem im Eutrophierungspotenzial zu erkennen. Grund hierfür sind die deutlich höheren Anteile der produktionsbedingten Transporte der Produktion in Malaysia und die höheren NO_x -Emissionsfaktoren der Kohlestromkraftwerke im Vergleich zur Produktion in den USA.

Neben der Modulherstellung wurden vereinfachte Analysen des Modulrecyclings am Lebensende durchgeführt. Diese basieren auf den veröffentlichten Sachbilanzdaten der PVPS Task 12 (2018) und beschreiben die aktuelle PV-Recyclingsituation in Deutschland und Europa. c-Si PV-Module werden aktuell überwiegend in bestehenden Flachglasrecyclinganlagen über ein mechanisches Verfahren behandelt, bei denen die großen Wertstoffanteile Aluminium (Rahmen), Kupfer (Verkabelung), Kunststoffe und Glas aufgetrennt und über die bestehenden Recyclinginfrastrukturen der Materialien recycelt werden. Die Kunststoffe werden in der Müllverbrennung thermisch verwertet. Für das Recycling der weiteren Materialgruppen der c-Si-PV, wie etwa des Siliziums oder der Edelmetalle (Silber), sind aktuell noch keine belastbaren Daten kommerzieller Recyclingverfahren verfügbar, sodass diese im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden konnten.

CdTe-Module werden aktuell über ein von First Solar entwickeltes mechanisches und nasschemisches Verfahren recycelt. Für dieses Verfahren sind umfassende Sachbilanzdaten verfügbar, welche für die Analysen in dieser Studie genutzt wurden. Auch in diesem Verfahren werden die rückgewonnenen Materialströme Glas, Kupfer und Kunststoffe einem nachfolgenden Recycling zugeführt. Die Halbleitermaterialien der CdTe-Module werden über einen chemischen Prozess und eine anschließende Filterung in hoher Konzentration in einem Filterkuchen gesammelt und über einen Sondermetallaufbereiteter (z.B. 5N Plus) recycelt. Für diesen Prozessschritt liegen aktuell keine Informationen vor, sodass das Recycling der Halbleitermaterialien in dieser Studie nicht berücksichtigt werden konnte. Für CIGS PV-Module sind keine technologiespezifischen kommerziellen Recyclinganlagen bekannt. Im Rahmen der

aktuellen Vorstudie des PEF-CR-PV zu den Umweltwirkungen von PV-Modulen in Stromerzeugungssystemen [52] wurde daher ein vereinfachtes Szenario auf Basis des Recyclingverfahrens der CdTe-Module durchgeführt, welches auch in dieser Studie Verwendung fand (Kapitel 6.4.3.1, Abbildung 53 und Kapitel 6.4.4.2, Abbildung 65).

Die Ergebnisse des PV-Modulrecyclings zeigen, dass die verrechneten Gutschriften für das Recycling und die Verwertung der rückgewonnenen Wertstoffe größer sind, als die Umweltwirkungen, die durch den Energie- und Prozessmittelverbrauch der Recyclinganlagen verursacht wurden. Das PV-Modulrecycling kann somit einen Beitrag dazu leisten, die Umweltwirkungen über den Lebenszyklus der PV-Module weiter zu senken. Dieser Beitrag liegt in den untersuchten Wirkungskategorien je nach Technologie der PV-Module und des verwendeten Verfahrens in einer Größenordnung von ca. 3 bis 15 %.

Zusätzlich wurden die weiteren notwendigen Systemkomponenten (BOS) einer PV-Anlage analysiert.

Die Analyse dreier Invertertypen mit unterschiedlichen Leistungskennwerten zwischen 2,5 kW und 2.200 kW (Zentralwechselrichter) zeigen, dass die Umweltwirkungen bezogen auf die kW-Leistung mit zunehmender Leistungsklasse der Inverter geringer werden. Dies kann über die Skalierungseffekte im Design der größeren Inverter erklärt werden, was zu einem geringeren Materialeinsatz (z.B. Massenanteile der Gehäuse etc.) und höheren Wirkungsgraden der Inverter führt. Das Recycling und die Verwertung der Inverter wurde anhand eines Screening-Ansatzes abgebildet (Kapitel 6.3.3), welcher die Zerkleinerung der Inverter und das Recycling der rückgewonnenen Materialien mit hohen Massenanteilen, wie Aluminium, Stahl, Kupfer und Kunststoffe in Form von Gutschriften berücksichtigt. Potenzielle Gutschriften für das Recycling der verbauten Elektronikbaugruppen und darin enthaltener Edelmetalle wurden nicht berücksichtigt. Auf Grundlage dieser Annahmen führen das Recycling und die Verwertung der Inverter am Lebensende zu einer Reduzierung der Umweltwirkungen des Lebenszyklus. Dieser Beitrag liegt je nach Invertertyp und Wirkungskategorie in einer Größenordnung von 10 – 25 %, beim 25 kW-Inverter mit vergleichsweise hohen Kupfermassenanteilen im Versauerungspotenzial bis zu 40 %.

Bei den Unterkonstruktionen zeigt sich, dass die Freiflächenanlagen aufgrund der zusätzlich benötigten Aufständerrung einen höheren Materialbedarf als Dachinstallationen haben. Daher weist die Unterkonstruktion einer Freiflächenanlage höhere Umweltwirkungen je m² verbauter Modulfläche auf. Bei den elektrischen Leitungen haben die Dachanlagen einen höheren Materialbedarf je kWp Anlagenleistung, da angenommen wird, dass die Leitungen bei den Freiflächenanlagen effizienter verlegt werden können (z.B. höhere Stringlängen). Sowohl bei der Unterkonstruktion als auch bei den elektrischen Leitungen wurde ein hoher Einfluss des Materialrecyclings am Lebensende festgestellt. Die Ergebnisse der Unterkonstruktion inklusive einer Verrechnung von Recyclinggutschriften am Lebensende liegen je nach Wirkungskategorie bei ca. 45-55 % der Ergebnisse ohne Recyclinggutschriftenverrechnung. Ähnlich verhält es sich bei den elektrischen Leitungen. Dort liegen die Ergebnisse inklusive der Verrechnung von Recyclinggutschriften im AP, EP und POCP bei ca. 20-40 % und im GWP und PED n. ern. bei ca. 50-60 % der Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften. Diese starken Abweichungen lassen sich dadurch erklären, dass für das Wiedereinschmelzen der Metalle ein deutlich geringerer Energiebedarf erforderlich ist als in der Primärmaterialproduktion. Zusätzlich werden beim Aufschmelzen der Roherze freigesetzte Emissionen vermieden, welche beispielsweise bei der Primärkupferherstellung einen wesentlichen Anteil an den Ergebnissen des Versauerungs-, Eutrophierungs- und Sommersmogbildungspotenzials haben. Da sich die eingesetzten Materialien der Unterkonstruktion und der elektrischen Leitungen am Lebensende leicht trennen lassen und für diese Materialien (Stahl, Edelstahl, Aluminium und Kupfer) etablierte

Recyclinginfrastrukturen bestehen, kann davon ausgegangen werden, dass die Materialien am Lebensende recycelt werden und der Analyseansatz ohne Verrechnung von Recyclinggutschriften den ungünstigsten Fall der Ökobilanz darstellt.

Um schließlich das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung zu berechnen, werden die Umweltwirkungen der Herstellung, der Nutzung und des Lebensendes der PV-Anlagen dem gesamten Stromertrag über die Anlagennutzungsdauer gegenübergestellt. Wichtige Einflussfaktoren sind hierbei die angenommenen Nutzungsparameter, die für die Berechnung des Stromertrags zugrunde gelegt werden. Diese umfassen u. a. die durchschnittliche Sonnenstrahlung am Anlagenstandort, die Anlagennutzungsdauer in Jahren, das Performance Ratio und jährliche Degradation der PV-Anlage. In dieser Studie wurden folgende Annahmen für die Basisauswertungen getroffen:

- Nutzungsdauer: 30 Jahre
- Performance Ratio (Durchschnitt über Nutzungsdauer inkl. Degradationsverluste): Dachanlage 0,75; Freiflächenanlage 0,8
- Durchschnittliche jährliche Sonneneinstrahlung am Anlagenstandort bei optimaler Ausrichtung der Module: Deutschland: 1.200 kWh/(m²*a); Südeuropa: 1.700 kWh/(m²*a)
- Moduleffizienz: Mono c-Si: 18 %, Multi c-Si: 16,8 %, CdTe 15,3-17 %, CIGS 14,6 %

Auf dieser Grundlage wurden die Bandbreiten der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung über die untersuchten Produktionsszenarien berechnet, welche im Folgenden am Beispiel des Treibhauspotenzials zusammengefasst sind.

Tabelle 72: Ergebnisse des Treibhauspotenzials der PV-Stromerzeugung für untersuchte Szenarien (gerundete Werte)

PV-Technologie	Treibhauspotenzial PV-Strom für deutschen Anlagenstandort (1.200 kWh/(m ² *a)) [g CO ₂ -Äq./kWh]	Treibhauspotenzial PV-Strom für südeuropäische Anlagenstandort (1.700 kWh/(m ² *a)) [g CO ₂ -Äq./kWh]
Mono c-Si (18 %)*	(32) 43 – 63	(22) 30 - 44
Multi c-Si (16,8 %)*	(29) 36-47	(21) 25-33
CIGS* (14,6 %)**	24-33	17-23
CdTe (17 %)***	(16) 17 – 20	(11) 12 - 14

*Werte c-Si für Produktionen (EU-Szenario), CN, APAC, US.

**Werte CIGS für Produktionen in DE und CN-CQ

***Werte CdTe für Produktionen in MY und US (DE Szenario)

Zusätzlich wurde die energetische Amortisation (Energy Payback Time) berechnet, welche bei maximal 2,1 Jahren, in den meisten Fällen unter 1,5 Jahren, bei Dünnschichtmodulen teilweise auch unter einem Jahr liegt. Der investierte Primärenergieaufwand für die Herstellung, die Nutzung und das Lebensende der PV-Anlagen amortisiert sich somit nach einer sehr kurzen Anlagenlaufzeit. Durch die Substitution der fossilen Stromerzeugung kann ein wichtiger Beitrag zur Senkung des Primärenergiebedarfs und zur Schonung fossiler (nicht-erneuerbarer) Ressourcen geleistet werden.

Um eine bessere Einordnung der Ergebnisse der Aktualisierungsstudie zu erhalten, wurden die erarbeiteten Ergebnisse mit den Treibhauspotenzialen der PV-Stromerzeugung aus den recherchierten Studien abgeglichen (Kapitel 6.6). Der Vergleich zeigte, dass die aktuellen Ergebnisse geringere Bandbreiten aufweisen und sich im Vergleich zu den recherchierten Studienergebnissen in den unteren Bereichen von deren Bandbreiten einordnen, im Falle der CdTe-Technologie liegen die Bandbreiten des Treibhauspotenzials sogar unterhalb der recherchierten Studienergebnisse. Dies lässt sich vor allem über die stark gestiegenen Modulwirkungsgrade erklären.

Bei den c-Si PV-Technologien wurde zusätzlich ein Abgleich der Ergebnisse vor und nach Aktualisierung der Prozessdaten vorgenommen. Die Ergebnisse zeigen, dass das Treibhauspotenzial der mono c-Si PV Stromerzeugung nach Aktualisierung der Prozessdaten je nach Produktionsszenario und Produktionsstandort ca. 20-37 % (ca. 30 % im Durchschnitt) unter den Werten der Ausgangsdaten liegen. Bei der multi c-Si PV-Stromerzeugung liegen die Ergebnisse nach der Aktualisierung ca. 13-24 % unter den Werten der Ausgangsdaten. im Durchschnitt alle untersuchten Szenarien weisen die Ergebnisse etwa 19 % geringere Treibhauspotenziale auf.

Mit einer Sensitivitätsanalyse wurden die Abhängigkeiten der Nutzungsphasenparameter auf das Umweltprofil der PV-Stromerzeugung untersucht (Kapitel 6.5). Hierzu wurden die Anlagenlaufzeit, das Performance Ratio, die Degradation und die Inverterlebensdauer variiert. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass sich das Treibhauspotenzial der PV-Stromerzeugung insbesondere bei einer geringeren Anlagenlaufzeit, in diesem Fall 20 Jahre anstelle der 30 Jahre des Basis Szenarios, aufgrund des geringeren Stromertrags deutlich erhöhen kann. Die Abweichungen zur Basisauswertung lagen über die Variation aller Nutzungsparameter in einem Bereich von ca. -8 % bis +38 %. Jedoch kann auch hier festgehalten werden, dass die Treibhauspotenziale der PV-Stromerzeugung selbst im ungünstigsten angenommenen Fall bei allen betrachteten PV-Technologien unterhalb 100 g CO₂-Äq./kWh liegen, in den meisten Fällen deutlich darunter. Sie sind somit deutlich geringer als bei konventionellen fossilen Stromerzeugungsarten wie Erdgas oder Kohleverstromung, welche im Bereich von ca. 490 g CO₂-Äq./kWh (Erdgas) bis 1.140 g CO₂-Äq./kWh (Braunkohle) liegen.²⁷

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass sich die Ökobilanzen von PV-Systemen in den letzten Jahren weiter verbessert haben und die Photovoltaik einen umso wichtigeren Beitrag bei der Umstellung der Energiesysteme auf erneuerbare Energien leisten kann.

Da der vorliegende Stromerzeugungsmix am Produktionsstandort einen hohen Einfluss auf die Ökobilanz der Herstellung der PV-Module hat und es in den letzten Jahren eine starke Verlagerung der Produktionskapazitäten und Produktionsstandorte gab, sind regelmäßige Aktualisierungen der Ökobilanzen erforderlich, um diese Entwicklungen in der Berechnung der Umweltprofile der PV-Stromerzeugung zu berücksichtigen. Zudem ist anzunehmen, dass auch chinesische PV-Modulhersteller in den nächsten Jahren den Anteil an erneuerbaren Energien in der Produktion steigern werden und sich dadurch das Umweltprofil der in China hergestellten PV-Module verbessern wird. So hat sich beispielsweise JinkoSolar, einer der größten chinesischen Hersteller von c-Si PV-Modulen, im September 2019 der Renewable Energies Initiative (Re100) angeschlossen, mit dem Ziel der Strombedarf in der Herstellung bis zum Jahr 2025 zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken [195] [194].

²⁷ Werte, basierend auf GaBi-Datenbanken, (SP39) von 2019, Referenzjahr der Datensätze ist 2015 [168]. Diese Werte dienen ausschließlich der groben Einordnung der Treibhauspotenziale der fossilen Stromerzeugungstechnologien. Aufgrund der unterschiedlichen Systemgrenzen und Rahmenbedingungen ist kein direkter Vergleich zur den Ergebnissen dieser Studie möglich.

Dies gilt auch für die Abbildung der zukünftigen Entwicklungstrends. Im Rahmen dieser Studie konnte keine vollständige Aktualisierung der Produktionsdaten der c-Si Technologien und keine Erweiterung der Datenbasis um die PERC-Technologie durchgeführt werden. Eine wesentliche Herausforderung stellt hierbei die Verfügbarkeit der in der Regel vertraulichen Herstellerdaten dar. Dies hat in den letzten Jahren dazu geführt, dass Ökobilanzen auf vergleichsweise veralteten Sachbilanzdaten aufbauten, und wichtige Weiterentwicklungen und Effizienzsteigerungen in den Fertigungsprozessen daher oft in aktuellen Veröffentlichungen nicht berücksichtigt wurden.

Für die CdTe-Modulherstellung liegen Produktionsdaten für die relevanten Produktionsstandorte vor, die repräsentativ für diese PV-Technologie sind.

Für die CIGS-Technologie konnte eine umfangreiche Aktualisierung auf Grundlage von Mess- und Planungsdaten einer chinesischen Produktion durchgeführt werden. Insbesondere die verwendeten Planungsdaten sollten nach Inbetriebnahme der chinesischen Produktion mit Messdaten validiert werden. Zudem sollte die Datenbasis aufgrund der unterschiedlichen Produktionsverfahren um weitere Herstellerdaten erweitert werden, beispielsweise durch Produktionsdaten des Marktführers Solar Frontier in Japan.

Da das Recycling der PV-Module aufgrund der anwachsenden Rücklaufströme ausgedienter Module stark ansteigen wird, sollten hierzu belastbare Daten hinsichtlich der Rücknahme und des technologiespezifischen Recyclings, sowie der Umsetzungskonzepte für die nächsten Jahre gesammelt werden. In diesem Kontext sollten auch die aktuellen Datenlücken zum Recycling der rückgewonnenen Halbleitermaterialien der Dünnschicht-PV sowie zum Verfahren für das Recycling der Edelmetalle (Silber) und des Siliziums von c-Si PV-Modulen geschlossen werden.

Die Aktualisierung der Ökobilanzergebnisse wurde für die Wirkungskategorien AP, EP, GWP, POCP und den Primärenergiebedarf durchgeführt, da diese hinreichend erforscht sind und es hierfür eine belastbare Datengrundlage vorliegt. In zukünftigen Arbeiten sollte die Datenbasis erweitert werden, um belastbare Aussagen in weiteren relevanten Wirkungskategorien treffen zu können, z.B. für Landnutzung, Indikatoren zur Bewertung des Wasserverbrauchs (z.B. durch die AWARE Methode, die eine regionalisierte Betrachtung der Wasserverbräuche ermöglicht), der abiotischen Ressourcenverbrauch (ADP), um den Verbrauch seltener und strategischer Ressourcen zu bewerten, oder die weitere Analyse der Toxizität (z.B. mittels UseTox-Methode).

7 Ökobilanzierung moderner Windenergieanlagen

Dieses Kapitel beinhaltet die Sachbilanz, Analysen, Ergebnisse und die Auswertung der Ökobilanzierung der WEA.

7.1 Sachbilanz

Aufbauend auf der Festlegung des Untersuchungsrahmens der Studie werden in der Sachbilanz (englisch: Life Cycle Inventory, LCI) alle relevanten Stoffströme (Energie- und Materialinputflüsse, Produkte, Nebenprodukte, Abfall, Emissionen in Luft, Wasser und Boden) der betrachteten Komponenten der WEA über den gesamten Lebenszyklus (Herstellung, Nutzung und Verwertung/Entsorgung) berücksichtigt.

7.1.1 Methode der Datensammlung und Qualitätssicherung

Alle für die Modellierung der WEA notwendigen Primärdaten der Hersteller und Betreiber von WEA wurden mittels projektspezifischer Datenerhebungsbögen ermittelt. Diese wurden per E-Mail an die jeweiligen Datenlieferanten der teilnehmenden Unternehmen verschickt. Nach dem Rückerhalt wurde jeder Fragebogen mittels Massenbilanz, Stöchiometrie sowie internem und externem Benchmarking auf Vollständigkeit und Plausibilität geprüft. Falls Lücken, Ausreißer oder andere Inkonsistenzen auftraten, wandte sich Sphera an die Datenlieferanten, um alle offenen Fragen zu klären. Um die Qualität der Daten zu verbessern, wurden mehrere Iterationen mit den Datenlieferanten durchgeführt.

Die folgenden fünf Industriepartner (aufgelistet in alphabetischer Reihenfolge) stellten Primärdaten zur Verfügung, unterstützten mit der Bereitstellung geeigneter Literaturquellen oder gaben Ratschläge auf Grundlage ihres Fachwissens [145]:

- ENERCON,
- Salzgitter AG,
- Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE),
- Vattenfall,
- Vestas.

Sämtliche Hintergrunddaten, wie beispielsweise die Sachbilanzinventare zu Rohmaterialien und vor- und nachgelagerten Verarbeitungsprozessen, Treibstoffe, Energie und Transporten entstammen den GaBi-Datenbanken [168]. Eine detaillierte Beschreibung dieser Hintergrunddaten erfolgt in Kapitel 7.1.4.

7.1.2 Berechnungsverfahren

Die Primärdaten der Hersteller und Betreiber [145] wurden zunächst aufbereitet und auf eine WEA bezogen. Auch die windparkspezifischen Komponenten, wie die Verkabelung und der Netzanschluss, wurden anteilig auf eine WEA bezogen. Das Umweltprofil der Stromerzeugung errechnet sich über die Summe der über den Lebenszyklus der WEA entstehenden Umweltwirkungen, welche durch den Stromertrag über die Anlagenlaufzeit geteilt wurde. Im Anschluss daran erfolgte eine gleichgewichtete Durchschnittsbildung über die WEA der verschiedenen Hersteller.

Zusätzlich zu den Berechnungen in Bezug auf die definierte funktionelle Einheit von 1 kWh Strom werden für die durchschnittliche Herstellung der WEA und der Kabel folgende Bezugsgrößen genutzt:

- Herstellung der WEA (inkl. Berücksichtigung des Stahl-Schrottwertes) pro MW Anlagenleistung,
- Herstellung der Kabel (inkl. Berücksichtigung des Stahl-Schrottwertes) pro m Kabellänge.

7.1.3 Daten und Datenquellen

Im Rahmen dieses Kapitels wird zunächst ein Überblick über die betrachteten Produktsysteme gegeben. Anschließend erfolgt eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Technologien und Daten des Vordergrundsystems, unterteilt nach den Lebensabschnitten der Produktsysteme von der Herstellung der Komponenten der Windparks (WEA, Kabel und Umspannwerke) über die Nutzung (inklusive Logistik, Installation, Stromertrag und Wartung) bis zum Rückbau des Windparks und der Verwertung der Materialien am Lebensende.

Für jeden der genannten Standorte wird ein repräsentativer Mix marktreifer Technologien analysiert. Die Auswahl und detaillierte Definition der Produktsysteme erfolgte auf Basis der Literaturanalyse und in Abstimmung mit den Industriepartnern.

Eine Offenlegung der Daten, die von den Industriepartnern bereitgestellt wurden, ist im Rahmen dieser Studie aus Vertraulichkeitsgründen leider nicht möglich.

7.1.3.1 Überblick über die Produktsysteme

Im Bereich der Windenergie wird nach unterschiedlichen Standorten unterschieden.

Auf internationaler Ebene erfolgt die Unterteilung der Standorte in den meisten Fällen nach IEC 61400 der Internationalen Elektrotechnischen Kommission für WEA [201] in folgende drei Windklassen:

- Windklasse 1: mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe bis zu 10,5 m/s,
- Windklasse 2: mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe bis zu 8,5 m/s und
- Windklasse 3: mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe bis zu 7,5 m/s.

In den jeweiligen Windklassen wird nach Turbulenzintensitäten bzw. Turbulenzklassen unterschieden. Windturbulenzen werden im Wesentlichen durch das Gelände, aber auch durch benachbarte WEA oder Wetterlagen verursacht.

In Deutschland hingegen erfolgt die Definition eines Standorts nach Regeln des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) von 2012 [202] sowie der DIN EN 1991-1-4/NA von 2010-2012 [203]:

- Deutschland ist in vier Windzonen (WZ) aufgeteilt, die unterschiedliche Referenzwindgeschwindigkeiten aufweisen. Windzone 1 hat dabei die geringste und Windzone 4 die höchste Windgeschwindigkeit. Windzone 4 repräsentiert einen typischen Starkwindstandort in Küstennähe und Windzone 2 repräsentiert einen guten Binnenstandort.
- Die Windzonen werden mit vier Geländekategorien (GK) kombiniert, um die mittlere Windgeschwindigkeit auf einer bestimmten Höhe für einen Standort zu definieren.

GK I ist die offene See, GK II ist ein Gelände mit Hecken, einzelnen Häusern oder Bäumen, beispielsweise landwirtschaftliche Flächen. GK III umfasst Wälder, Vorstädte, Industrie- und Gewerbegebiete und GK IV sind Stadtgebiete. Die GK II repräsentiert dabei die Bereiche an Land, in denen die meisten WEA in Deutschland gebaut sind und voraussichtlich weiterhin gebaut werden dürfen aufgrund von teilweise bestehenden Abstandsregelungen in den Bundesländern.

Im Rahmen dieser Studie wurden in Abstimmung mit den Industriepartnern drei verschiedene Standorttypen definiert und untersucht (siehe Tabelle 73).

Tabelle 73: Definition der Standorttypen nach DIBt [202] und DIN EN 1991-1-4/NA [203] und IEC 61400 [201]

Standort	Einteilung gemäß DIBt [202] und DIN EN 1991-1-4/NA [203]	Einteilung gemäß IEC 61400 [201]
Offshore	Durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 10,0 m/s	IEC Windklasse 1
Onshore (Starkwind)	Durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 7,8 m/s (DIBt WZ 4, GK II)	IEC Windklasse 2
Onshore (Schwachwind)	Durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 6,5 m/s (DIBt WZ 2, GK II)	IEC Windklasse 3

Wie in den meisten Herstellerstudien werden in dieser Studie die potenziellen Umweltwirkungen von Windparks untersucht. Für die drei gewählten Standorttypen werden auf Basis der Herstellerangaben [145] und der Literaturanalyse sowie des daraus abgeleiteten Stands der Technik (siehe Kapitel 4.3.) prototypische Windparks definiert, welche in Tabelle 74 beschrieben werden.

Tabelle 74: Beschreibung der standortspezifischen, prototypischen Windparks [145]

Standort	Beschreibung des prototypischen Windparks
Offshore	80 WEA, - Verkabelung zwischen den WEA und der Offshore-Station (33 kV), - Drehstrom-Einzelanbindung²⁸: - Umspannplattform für Mittelspannung auf Höchstspannung (245 kV), - Verkabelung zwischen Offshore- und Onshore-Station (245 kV), - Umspannwerk an Land.
Onshore (Starkwind)	20 WEA, - Verkabelung zwischen den WEA (33 kV), - Umspannwerk für Mittelspannung auf Hochspannung (110 kV), - Verkabelung bis zum Netzanschlusspunkt (110 kV), - Windpark inklusive Kranstellflächen und Zuwegung.
Onshore (Schwachwind)	5 WEA, - Verkabelung zwischen den WEA (33 kV),

²⁸ Die alternative Anbindung von großen Offshore Windparks, die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie-Cluster-Anbindung (kurz: HGÜ-Cluster-Anbindung), wurde aufgrund fehlender Daten nicht betrachtet.

Standort	Beschreibung des prototypischen Windparks
	• Umspannwerk für Mittelspannung auf Hochspannung (110 kV), • Verkabelung bis zum Netzanschlusspunkt (110 kV), • Windpark inklusive Kranstellflächen und Zuwegung.

Außerdem werden für jeden dieser Windparks durchschnittliche WEA definiert, die in Tabelle 75 spezifiziert werden. Die Durchschnittsbildung erfolgt über die Datensammlung zu existierenden Anlagen verschiedener Hersteller und basiert auf einem repräsentativen Mix des aktuellen Stands der Technik sowie der Relevanz für den deutschen Markt.

Tabelle 75: Parameter der in der Studie betrachteten durchschnittlichen WEA nach Standort [145]

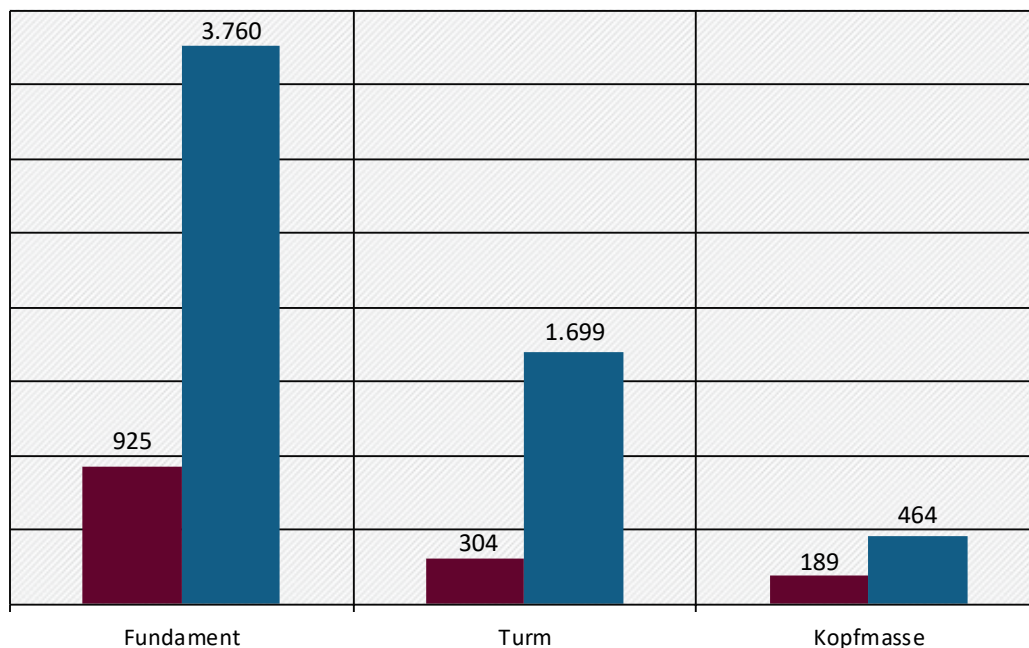
Standort	Leistung [MW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Spezifische Flächenleistung [W/m ²]
Offshore	8,0	167	99	365
Onshore (Starkwind)	3,6	127	125	275
Onshore (Schwachwind)	3,8	136	145	264

7.1.3.2 Herstellung

Abbildung 76 zeigt die Gewichtsbandbreiten von Fundamenten, Türmen und Kopfmassen einer WEA an Onshore- und Offshore-Standorten. Aus Vertraulichkeitsgründen ist eine detailliertere Darstellung oder eine Aufteilung in Anlagen an Land und auf See nicht möglich. Das entsprechende minimale Gewicht ist in rot und das maximale Gewicht in blau dargestellt. Die großen Gewichtsunterschiede erklären sich vor allem durch die unterschiedlichen Bauweisen (vornehmlich Stahlbeton oder vornehmlich Stahl) bzw. die Größenunterschiede der Anlagen an Land und auf See.

Abbildung 76: Gewichte der Komponenten der WEA [145] (eigene Darstellung)

Min- und Max-Werte der Komponenten [t]
der WEAs der Studie (onshore und offshore)



Die Herstellung umfasst die Herstellung der Komponenten der WEA, der Kabel und Umspannwerke.

7.1.3.2.1 Herstellung der WEA

Dieses Kapitel ist untergliedert in die Herstellung des Fundaments, des Turms, der Gondel, der Nabe, der Rotorblätter sowie der Herstellung der WEA-Komponenten und der Transporte der Materialien zu den Produktionswerken.

Die Abgrenzung zwischen dem Fundament, dem Turm als Tragstruktur sowie den Rotorblättern gelang bei den bereitgestellten Daten der Industriepartner relativ gut. Teilweise gab es Unschärfen bei der Abgrenzung des Maschinenhauses und der darin verbauten technischen und elektrischen Komponenten. So wurde die Unterteilung nach Gondel, Generator und Nabe nicht bei allen Herstellern gleichermaßen vorgenommen. Elektrische und elektronische Komponenten sind in der Modellierung, und damit auch in der Auswertung, der Gondel zugerechnet.

Im Allgemeinen wurden:

- die Sachbilanzen der Materialien berücksichtigt,
- Verpackungen der eingekauften Materialien und Komponenten sowie sonstige Betriebsmittel teilweise berücksichtigt (vor allem bei der Rotorblatt-Fertigung),
- die Formgebung der Bauteile (z.B. Gussbauteil, Bleche, Profile, Draht, Spritzguss, Rohre) berücksichtigt,
- der Zusammenbau der Komponenten (z.B. Schweißen der Turmsegmente) vernachlässigt,
- die Oberflächenbehandlung (z.B. Feuerverzinkung von Stahlbauteilen, Beschichtung der Turmrohrsegmente) berücksichtigt, sofern Industriedaten dazu vorlagen.

Fundament

Tabelle 76 gibt eine Übersicht über die untersuchten Gründungsarten und Fundamente der standortspezifischen WEA. Art und Menge der Materialien für das Fundament wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145].

Tabelle 76: Gründungsart und Fundament der betrachteten WEA nach Standort [145]

Standort	Gründungsart und Fundament der betrachteten WEA
Offshore	• Gründungsart und Fundament des Basisszenarios: Monopile, aus Stahlrohren (durchschnittliche Wassertiefe: ca. 20 m). • Das Fundament hat ein Gewicht von ca. 900-1.000 t und besteht größtenteils aus Stahl (Anteil von ca. 96 %). Der Rest setzt sich zusammen aus Aluminium, Kunststoffen, Sand und Zement. • Szenarioanalyse: Um den Einfluss der Wassertiefe auf die Ergebnisse zu untersuchen, erfolgt in Kapitel 7.5 die Analyse eines Szenarios mit einer Wassertiefe von 40 m.
Onshore (Stark- und Schwachwind)	• Gründungsart und Fundament der Basisszenarien: Schwerkraftfundament, Flachgründung ohne Auftrieb, aus Stahlbeton. • Das Fundament hat ein Gewicht von ca. 1.400-2.600 t und besteht größtenteils aus Beton (94-96 %) und Stahl (4-6 %). • Szenarioanalyse: In Kapitel 7.5 erfolgt die Analyse eines Szenarios mit einer Flachgründung mit Auftrieb.

Turm

Tabelle 77 enthält eine Beschreibung der betrachteten Türme sowie der Daten und Datenquellen der standortspezifischen WEA. Art und Menge der Materialien der Türme wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145].

Tabelle 77: Turm der betrachteten WEA nach Standort [145]

Standort	Turm der betrachteten WEA
Offshore	• Betrachteter Turm des Basisszenarios: Stahlrohrturm. • Der Turm hat ein Gewicht von ca. 400-500 t und besteht zu 98 % aus Stahl. Die restlichen 2 % setzen sich zusammen aus Aluminium, Kupfer und Kunststoffen.
Onshore (Stark- und Schwachwind)	• In den Basisszenarien wurden Stahlrohrtürme und Hybridtürme aus Stahl und Stahlbeton untersucht. • Der Stahlrohrturm wiegt ca. 300-600 t und besteht zu 97-98 % aus Stahl. Der Rest setzt sich zusammen aus Aluminium, Kupfer, Elektrik/Elektronik, Kunststoffen, Holzprodukten und Lacken. • Der Hybridturm wiegt ca. 1.500-2.000 t und besteht größtenteils aus Beton (75-80 %) und Stahl (20-25 %). Der Rest setzt sich zusammen aus Aluminium, Kupfer, Elektrik/Elektronik, Kunststoffen, Holzprodukten und Lacken. • Szenarioanalyse: In Kapitel 7.5 erfolgt die Analyse eines Szenarios mit Gitterturm für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort.

Gondel

Es erfolgte eine Analyse von Triebsträngen mit Getriebe (Planetengetriebe) und ohne Getriebe (Direktantrieb). Für die Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie wurden die folgenden Generatortechnologien betrachtet: fremderregter Synchrongenerator (Ringgenerator mit Kupfer), permanenterregter Synchrongenerator (Dauermagnet mit Seltenen Erden, z.B. Neodym und Dysprosium), und doppelt gespeister Asynchrongenerator. Als Bremssysteme wurden die mechanische Scheibenbremse und die aerodynamische Bremse mit Pitch-Regelung untersucht.

In der folgenden Tabelle 78 sind die Gondeln (inklusive Generator und gegebenenfalls Getriebe) der WEA nach Standort unterteilt und beschrieben. Art und Menge der Materialien für die Gondel wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145]. Basierend auf der Abschätzung der Hersteller wurden die bereitgestellten Netto-Materialverbräuche der Gondel um 3 % angehoben, um die durchschnittlichen Brutto-Materialverbräuche zu berücksichtigen.

Tabelle 78: Gondel der betrachteten WEA nach Standort [145]

Standort	Gondel der betrachteten WEA
Offshore	Die Gondel wiegt insgesamt 267 t mit folgender Zusammensetzung: 42 % Stahl, 20 % Gusseisen, 17 % Aluminium, 8 % Elektro Stahl, 7 % Kupfer, 3 % Glasfaser, 2 % Magnete und 2 % Kunststoffe. Es wurden lediglich Generatoren ohne den Einsatz von Schwefelhexafluorid (SF ₆) betrachtet.
Onshore (Stark- und Schwachwind)	Die Gondel wiegt insgesamt 81-193 t und setzt sich zusammen aus 34-56 % Stahl, 19-55 % Gusseisen, 3-15 % Kupfer, 11 % Elektro Stahl, 2-8 % Kunststoffe, 2 % Holzprodukte, 1-4 % Aluminium, 1-2 % Magnete, 1-2 % Elektrik/Elektronik, 1 % Edelstahl, 1 % Glasfasern und 1 % Schmieröl. Der Rest setzt sich zusammen aus Schmieröl, Farbe und Klebern. Es wurden Generatoren mit und ohne SF ₆ -Einsatz betrachtet. Die dazugehörigen Emissionen am Lebensende (Beschreibung in Kapitel 7.1.3.4) wurden berücksichtigt.

Nabe

In der vorliegenden Studie werden starre und pitchende Rotornaben untersucht. Tabelle 79 enthält eine Beschreibung der Naben der betrachteten WEA sowie der Daten und Datenquellen der standortspezifischen WEA. Art und Menge der Materialien der Nabe wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145].

Tabelle 79: Nabe der betrachteten WEA nach Standort [145]

Standort	Nabe der betrachteten WEA
Offshore	Die Nabe hat ein Gewicht von 95 t und setzt sich zusammen aus 42 % Gusseisen, 36 % Stahl und 21 % Chromstahl. Der Rest besteht aus Glasfasern, Aluminium, Kunststoffen und Kupfer.
Onshore (Stark- und Schwachwind)	Die Nabe wiegt 44-58 t und setzt sich zusammen aus 32-51 % Stahl und Edelstahl, 32-67 % Gusseisen, 8 % Chromstahl, 5 % Kupfer, 2 % Aluminium und 1-4 % Glasfasern. Der Rest setzt sich zusammen aus Elektrik/Elektronik, Kunststoffen und Schmierstoffen.

Rotorblätter

Eine Übersicht der verwendeten Daten zu den Rotorblättern der WEA gibt Tabelle 80. Der Rotor der betrachteten WEA besitzt drei Flügel aus glasfaserverstärkten Kunststoffen (GFK). Art und Menge der Materialien der Rotorblätter wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145]. Basierend auf der Abschätzung der Hersteller wurden die bereitgestellten Netto-Materialverbräuche der Rotorblätter um 10-12 % angehoben, um die durchschnittlichen Brutto-Materialverbräuche bei der Herstellung zu berücksichtigen.

Tabelle 80: Rotorblätter der betrachteten WEA nach Standort [145]

Standort	Rotorblätter der betrachteten WEA
Offshore	Die Rotorblätter wiegen insgesamt 100-105 t. Die Zusammensetzung ist folgende: 60 % Glasfasern, 28 % Epoxidharz, 8 % Holzprodukte sowie kleinen Mengen an Kunststoffen, Stahl, Kupfer und Lackierung.
Onshore (Stark- und Schwachwind)	Die Rotorblätter haben ein Gesamtgewicht von 64-76 t und setzen sich zusammen aus 65-85 % Glasfasern, 4-25 % Kunststoffen, bis zu 9 % Stahl, 1-5 % Holzprodukten und kleinen Mengen an Kupfer und Lackierung.

Transporte zur Herstellung der WEA

Der Transport umfasst den Transport der Materialien der WEA-Komponenten zu den Produktionswerken. Eine Übersicht der verwendeten Transportmittel, der zurückgelegten Entfernungen und die Auslastung befindet sich in Tabelle 81. Die Daten wurden von den Industriepartnern bereitgestellt [145].

Tabelle 81: Transporte für die Herstellung der WEA [145]

Transportmittel	Zurückgelegte Kilometer (gesamt) [tkm]	Auslastung [%]
Containerschiff	bis zu 300.000 tkm	48 %
Zug	bis zu 350.000 tkm	40 %
LKW (klein, mittel und groß)	250.000-550.000 tkm	50 %

Herstellung der WEA-Komponenten

Unter dieser Kategorie sind die Energie- und Materialverbräuche und Abfälle der Produktionswerke zur Herstellung der WEA-Komponenten zusammengefasst. Die Daten wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt (siehe Tabelle 82) [145].

Tabelle 82: Herstellung der WEA-Komponenten [145]

Inputs- und Outputs	Energie- und Materialverbräuche und Abfälle zur Herstellung der WEA-Komponenten
Energiebedarf	- Strom: 50-230 MWh - Wärme: Wärme aus Erdgas: 12-121 MWh, Wärme aus Heizöl: 2.5-25 MWh, Fernwärme: 9-60 MWh - Energiegewinnung aus Diesel: 20-1.100 Liter

Inputs- und Outputs	Energie- und Materialverbräuche und Abfälle zur Herstellung der WEA-Komponenten
Materialbedarf	• bis zu 30 t Stahl • bis zu 5 t Kunststoffe • Wasser: 36-183 m³
Abfälle	• bis zu 0,5 t Stahlabfälle (stoffliches Recycling und Substitution von Primärmaterial) • bis zu 13 t Kunststoffabfälle (stoffliches Recycling zu Kunststoffgranulat) • 3,6-9 t Siedlungsabfälle (thermische Verwertung mit Energierückgewinnung)

7.1.3.2.2 Herstellung der Kabel

Die Herstellung der Kabel umfasst die Materialien sowie die Aufwendungen der Kabelherstellung aus den Materialien sowie Produktionsverschnitte und Transporte. Art und Menge der Materialien der Verkabelung wurde von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145]. Daten zu den Aufwendungen der Kabelherstellung aus den Materialien, etwaiger Produktionsverschnitte und Transporte waren nicht verfügbar. Um diese in der Herstellung der Kabel zu berücksichtigen, erfolgte im Rahmen einer Expertenabschätzung ein Aufschlag in Höhe von 10 % auf das Sachbilanzinventar der Materialmengen. Informationen zur Verkabelung der betrachteten Produktsysteme sind in Tabelle 83 zusammengestellt.

Tabelle 83: Verkabelung der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]

Standort	Verkabelung der betrachteten Produktsysteme
Offshore	• Die Verkabelung zwischen den WEA und der Offshore-Station, in Form von Unterseekabeln, weist eine Spannung von 33 kV auf. Die durchschnittliche Länge beträgt 2,0 km je WEA. Die Verkabelung hat ein Gesamtgewicht von 35 t und setzt sich zusammen aus 40 % Kunststoffen, 40 % Kupfer, 15 % Stahldraht und 5 % Aluminium. • Die Verkabelung zwischen der Offshore-Station und dem Netzanschluss weist eine Spannung von 245 kV auf. Die Entfernung und damit die Gesamtlänge des Kabels beträgt 80 km, davon 60 km (als Unterseekabel) zur Küste und 20 km (als Erdkabel) an Land. Aus Sicherheitsgründen werden zwei Kabel parallel geführt. Bei einer durchschnittlichen Anzahl von 80 WEA je Windpark ergibt sich eine durchschnittliche Kabellänge von 2,0 km je WEA. Die Verkabelung hat ein Gesamtgewicht von 92 t und hat folgende Zusammensetzung: 35 % Kunststoffe, 35 % Aluminium, 10 % Kupfer, 10 % Blei und 10 % Stahldraht.
Onshore (Stark- und Schwachwind)	• Die Verkabelung zwischen den WEA, in Form von Erdkabeln, weist eine Spannung von 33 kV auf. Die durchschnittliche Länge beträgt 1,1 km je WEA. Die Daten der Hersteller reichen von 1,0-1,4 km je WEA. Das Gesamtgewicht der 33 kV-Verkabelung reicht von 7-10 t mit einer Zusammensetzung von 50-57 % Kunststoffen, 26-34 % Aluminium und 8-15 % Kupfer. • Die Entfernung zum Netzanschlusspunkt, und damit die Länge des 110 kV Erdkabels, beträgt 10 km. Bei einer durchschnittlichen Anzahl von 20 WEA je Onshore-Windpark am Starkwindstandort ergibt sich damit eine durchschnittliche Kabellänge von 0,5 km je WEA. Für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort, mit einer durchschnittlichen Anzahl von 5 WEA, ist die durchschnittliche Kabellänge 2,0 km je WEA. Die 110 kV-Verkabelung hat ein durchschnittliches Gesamtgewicht von 19 t und setzt sich zusammen aus 63 % Kunststoffen, 30 % Aluminium und 7 % Kupfer.

Um den Einfluss der Kabelverbindungen auf die Ergebnisse zu untersuchen, werden in Kapitel 7.4 Sensitivitätsanalysen zu spezifischen Kabellängen je WEA betrachtet.

7.1.3.2.3 Herstellung der Umspannwerke

Die Herstellung der Umspannwerke umfasst die Herstellung der Materialien des Umspannwerks an Land sowie im Fall des Offshore-Windparks zusätzlich die Umspannplattform auf See. Eine detaillierte Beschreibung der Umspannwerke erfolgt in Tabelle 84. Art und Menge der Materialien der Umspannwerke wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145].

Tabelle 84: Umspannwerke der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]

Standort	Umspannwerke der betrachteten Produktsysteme
Offshore	- Die Herstellung der Umspannwerke umfasst die Umspannplattform auf See und das Umspannwerk an Land. - Die Umspannwerke, inklusive Fundament, haben ein Gesamtgewicht von 160 t. Sie setzen sich zusammen aus 63 % Beton, 29 % Stahl, 2 % Elektrostahl, 2 % Schmierstoffen, 1 % Aluminium, 1 % Kupfer und 1 % Holzprodukte. Weitere Materialien sind Kunststoffe und Glasfasern. Es wurden lediglich Schaltanlagen ohne Einsatz von SF₆ betrachtet.
Onshore (Stark- und Schwachwind)	- Das Umspannwerk hat ein Gewicht von ca. 2-4 t und setzt sich zusammen aus 30-32 % Elektrostahl, 18-35 % Stahl, 19-25 % Schmieröl und 14-16 % Kupfer. Weitere Materialien sind Holzprodukte, Kunststoffe und Glasfasern. - Es wurden Schaltanlagen mit und ohne SF₆-Einsatz betrachtet. Die dazugehörigen Emissionen am Lebensende (Beschreibung in Kapitel 7.1.3.4) wurden berücksichtigt.

7.1.3.3 Nutzung

Die Nutzung umfasst die Logistik, die Installation bzw. den Aufbau der Anlage, den Stromertrag sowie die Wartung der Anlage über die Laufzeit.

7.1.3.3.1 Logistik

Unter dieser Kategorie sind die Transporte der Komponenten von den Produktionswerken, des Krans sowie der sonstigen Materialien zum Aufstellungsort im Fall der Onshore-Windparks und im Fall der Offshore-Windparks zum Montagehafen für die Vorinstallation der Anlage zusammengefasst. Eine Übersicht der verwendeten Transportmittel, der zurückgelegten Entfernungen und der Auslastungen befindet sich in Tabelle 85. Die Informationen wurden von den Industriepartnern bereitgestellt [145].

Tabelle 85: Logistik der betrachteten Produktsysteme [145]

Transportmittel	Zurückgelegte Kilometer (gesamt) [tkm]	Auslastung [%]
Containerschiff	50.000-3.500.000 tkm	48 %
Binnenschiff	bis zu 55.000 tkm	65 %
LKW (klein, mittel und groß)	85.000-890.000 tkm	50 %

Da auf Herstellerseite keine Informationen zu den Spezialtransporten der Anlagenkomponenten vorlagen und auch in den GaBi-Datenbanken keine Informationen zu dieser Art von

Spezialtransporten verfügbar waren, wurden die Spezialtransporte mit den Sachbilanzinventaren herkömmlicher Transporte abgebildet. Um die Mehraufwendungen der Spezialtransporte dennoch zu berücksichtigen, erfolgte im Rahmen einer Expertenabschätzung und in Abstimmung mit den Industriepartnern ein Aufschlag in Höhe von 20 % auf das Sachbilanzinventar der Logistik.

7.1.3.3.2 Installation/Aufbau

Die Installation beinhaltet alle Aufwendungen (Energie- und Materialverbräuche und Abfallaufkommen) der relevanten Prozessschritte zum Errichten der Anlagen:

- Einrichten der Zuwegungen, Kranstell-, Montage- und Anlagenflächen im Fall des Onshore-Windparks bzw. Errichtung der Installationshubinsel im Fall des Offshore-Windparks,
- der Aushub und Bau des Fundaments,
- die Errichtung der WEA,
- die Errichtung der Umspannwerke auf See (im Fall des Offshore-Windparks) und an Land,
- Aushub und Verlegen der Kabelverbindungen.

Für die Installation kommen Kran, Bagger- und sonstige Baumaschinen zum Einsatz.

Für den Offshore-Windpark kommen zusätzlich die Transporte vom Montagehafen zum Aufstellort hinzu.

Die Daten wurden von den Industriepartnern bereitgestellt (siehe Tabelle 86) [145].

Tabelle 86: Installation/Aufbau der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]

Standort	Energie- und Materialverbräuche und Abfälle zur Installation der betrachteten Produktsysteme
Offshore	• Energiebedarf: Diesel bis 100.000 Liter, • Materialbedarf: bis zu 1 t Kunststoffe, bis zu 0,5 t Holzprodukte und bis zu 0,5 t Stahl. • Transporte: Zurückgelegte Entfernungen (gesamt) und Auslastung der Transportmittel: Containerschiff (50.000-70.000 tkm, Auslastung: 48 %), LKW (klein/mittel/groß) (140.000-160.000 tkm, Auslastung 50 %)
Onshore (Stark und Schwachwind)	• Energiebedarf: bis zu 25 MWh Wärme aus Heizöl, bis zu 2 MWh Strom, Energiegewinnung aus 9.000-13.000 Liter • Materialbedarf: bis zu 4.000 t Kies, bis zu 3.500 t Sand, bis zu 7 t Beton, bis zu 20 t Asphalt, bis zu 9 t Kunststoffe und bis zu 1 t Stahl. • Abfälle: bis zu 1 t Stahlabfälle (stoffliches Recycling und Substitution von Primärmaterial) und bis zu 0,5 t Kunststoffabfälle (stoffliches Recycling und Substitution als Kunststoffgranulat).

7.1.3.3.3 Nutzung

Die Industriepartner gehen von einer durchschnittlichen Laufzeit von 25 Jahren für die betrachteten Offshore-WEA und von 20 Jahren für die betrachteten Onshore-WEA aus. Um den Einfluss der Laufzeit auf die Ergebnisse zu untersuchen, werden in Kapitel 7.4 Sensitivitätsanalysen zur Laufzeit betrachtet.

Die Berechnung der Energieertragswerte der Anlagen erfolgte auf Basis der, in Tabelle 73 in Kapitel 7.1.3.1 bestimmten, durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe. Mit dem Ziel einer einheitlichen Berechnungsgrundlage für die Energieertragswerte (englisch: Annual Energy Production, AEP) der Anlagen wurden gemeinsam mit den Industriepartnern die Werte weiterer Eingangsparameter definiert. Die Parameter sind in Tabelle 87 dargestellt [145].

Tabelle 87: Eingangsparameter der Energieertragsberechnung der WEA [145]

Parameter	Einheit	Onshore (Starkwind)	Onshore (Schwachwind)
Luftdichte	[kg/m ³]	1,225	1,225
k-Parameter der Weibullverteilung	[-]	2,0	2,0
Parameter für Scherwind (Hellmann-Index)	[-]	0,2	0,3
Verluste insgesamt	[%]	15 %	10 %

Tabelle 88 zeigt die von den Industriepartnern berechneten jährlichen Stromerträge und zugehörigen Volllaststunden [145]. Dabei handelt es sich um die Netto-Stromerzeugung (abzüglich Verluste und Eigenverbrauch).

Tabelle 88: Jährlicher Energieertrag und Volllaststunden der WEA nach Standort [145]

Standort	Jährlicher Energieertrag der WEA (AEP-Wert) [MWh/Jahr]	Volllaststunden [h/Jahr]
Offshore	ca. 30.000-35.000 (gerundet)	ca. 4.000-4.500 (gerundet)
Onshore (Starkwind)	ca. 11.400-14.600 (gerundet)	ca. 3.400-3.800 (gerundet)
Onshore (Schwachwind)	ca. 9.800-13.200 (gerundet)	ca. 2.800-3.200 (gerundet)

Wie bereits in Kapitel 4 erwähnt, ergeben sich für Offshore-WEA durchschnittliche Volllaststunden von ca. 3.200 Stunden pro Jahr und für Onshore-WEA durchschnittliche Volllaststunden von ca. 1.800 Stunden pro Jahr [76]. Diese weichen von den in Tabelle 88 genannten Volllaststunden ab. Grund hierfür ist, dass, wie im Ziel und Untersuchungsrahmen der vorliegenden Studie (Kapitel 5) erläutert, bei den Analysen ausschließlich technisch mögliche, optimale Bedingungen für die Aufstellung in Deutschland untersucht werden. Im Fall der WEA werden für den jeweiligen betrachteten Standort optimale Windbedingungen und Volllaststunden angenommen. Aufgrund der zunehmenden Verknappung von windreichen Standorten werden in Kapitel 7.5 Szenarioanalysen mit reduzierten Volllaststunden durchgeführt.

7.1.3.3.4 Wartung

Laut Angaben der Industriepartner werden die überwiegende Anzahl der Anlagenkomponenten über die Laufzeit nicht ausgetauscht. Für besonders beanspruchte Bauteile werden jedoch im statistischen Mittel über die Laufzeit prozentuale Anteile für Ersatzteile ermittelt. Dies betrifft beispielsweise Rotorblätter, Rotorlager, Getriebe und den Generator. Die Statistiken der

Hersteller bezüglich der Austauschteile beruhen auf Auswertungen in der Vergangenheit und werden für zukünftige Teile als Annahme extrapoliert – die Werte belaufen sich auf 2-11 % der Massen bestimmter Komponenten. Die Transporte dieser Ersatzteile wurden vernachlässigt. Neben den Ersatzteilen wurden auch geplante Servicefahrten, Verbrauchsmaterialien, wie Kühlmittel und Schmierstoffe, sowie sonstige Materialien berücksichtigt und in Tabelle 89 dargestellt. Die Informationen wurden von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt [145].

Tabelle 89: Wartung der betrachteten Produktsysteme nach Standort über die Lebenszeit [145]

Standort	Material- und Energieeinsatz während der Wartung der betrachteten Produktsysteme
Offshore	• Energieeinsatz: bis zu 7.000 Liter Diesel • Materialeinsatz: bis zu 10 t Schmieröl, bis zu 2 t Stahl, bis zu 0,5 t Kunststoffe
Onshore (Stark- und Schwachwind)	• Energieeinsatz: bis zu 1.000 Liter Diesel • Materialeinsatz: bis zu 3 t Schmieröl, bis zu 2 t Kühlmittel, bis zu 2 t Stahl, bis zu 0,5 t Kunststoffe

7.1.3.4 Rückbau und Verwertung am Lebensende

Diese Kategorie beinhaltet den Rückbau der betrachteten Produktsysteme und die Verwertung am Lebensende (englisch: End of Life, EoL) auf Basis der Materialien und Komponenten.

Anlagen im Sinne von § 3 Absatz 5 des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) und entsprechend Anhang 1, Nr. 1.6 der 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) bedürfen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, wenn sie eine Gesamthöhe von mehr als 50 m haben. Durch die immissionsschutzrechtliche Konzentrationswirkung (§ 13 BImSchG) sind bei Genehmigung einer WEA Vorschriften des Baurechts zu beachten. Entsprechend des 2004 eingeführten § 35 Abs. 5 Satz 2 des Baugesetzbuchs (BauGB) sind bei nach dem Jahr 2004 in Deutschland errichteten WEA Verpflichtungserklärungen zum Rückbau der Anlage und zur Beseitigung von Bodenversiegelungen abzugeben und nach Satz 3 derselben Vorschrift zur Sicherung des Rückbaus von der Behörde Sicherheitsleistungen einzufordern. Die während des Rückbaus entstandene Gruben, insbesondere die Fundamentgrube sowie der Bereich der Kranstellfläche, sollten mit standorttypischem Boden gefüllt werden, so dass gemäß § 35 Abs. 5 BauGB nach Lebensende uneingeschränkt nutzbare Flächen zurückbleiben [144].

Für den Rückbau kommen Kran, Bagger und sonstige Baumaschinen zum Einsatz. Aus Mangel an Daten wurde angenommen, dass der Rückbau die gleichen Aufwendungen besitzt wie die Installation bzw. der Aufbau der betrachteten Produktsysteme (Kapitel 7.1.3.3.2). Tabelle 90 beschreibt den Rückbau der Anlagen, aufgeteilt nach Standort.

Tabelle 90: Rückbau der betrachteten Produktsysteme nach Standort [145]

Standort	Rückbau der betrachteten Produktsysteme
Offshore	• WEA: Vollständiger Rückbau. Eine Ausnahme bildet das Fundament der WEA: Das Monopile wird beim Rückbau oberhalb des Meeresbodens abgetrennt. • Verkabelung: Kein Rückbau. Die Kabel verbleiben im Boden. • Umspannwerk an Land: Vollständiger Rückbau, inklusive Fundament. • Umspannstation auf See: Vollständiger Rückbau, exklusive Fundament.

Standort	Rückbau der betrachteten Produktsysteme
Onshore (Stark- und Schwachwind)	- WEA: Vollständiger Rückbau, inklusive Fundament. - Verkabelung: Die Verkabelungen zwischen den WEA (33 kV) werden rückgebaut. Die 110 kV Verkabelung zum Netzanschlusspunkt verbleibt dagegen im Boden. - Umspannwerk: Vollständiger Rückbau, inklusive Fundament.

Wie in den Kapiteln 7.1.3.2.1 und 7.1.3.2.3 dokumentiert, werden bei Offshore Anlagen lediglich Generatoren und Schaltanlagen ohne den Einsatz von Schwefelhexafluorid (SF₆) betrachtet. Bei den Onshore-Anlagen wurden Schaltanlagen mit und ohne SF₆-Einsatz betrachtet. Im Fall des Einsatzes von SF₆ in Umspannwerken und Generatoren wird eine Sammelquote von 95 % am Lebensende sowie dessen sichere Entsorgung angenommen [145]. 5 % der Menge an SF₆ gelangt in die Atmosphäre.

Für den Transport der rückgebauten Materialien zum Entsorgungsbetrieb wird eine durchschnittliche Entfernung von 75 km im Fall der Offshore-Windparks und 50 km im Fall der Onshore-Windparks angenommen (Transportmittel: mittelgroßer LKW, Auslastung: 50 %) [145].

Im Basisszenario wurde eine Nettoschrottberechnung für den Lebenszyklus angesetzt sowie Gutschriften für die dadurch vermiedene Primärproduktion von Materialien vergeben. Dies betrifft Stahl-, Eisen- und Edelstahl-Schrotte. Für die restlichen Materialien ist die jeweilige Herstellung ohne Sekundärmaterial-Input modelliert.

Tabelle 91 gibt einen Überblick über die Behandlung der Materialien bzw. Komponenten am Lebensende. Die Festlegung der Sammelverluste und der Verwertung erfolgte in Abstimmung mit den Industriepartnern [145]. Für die Behandlung und Verwertung werden technisch mögliche, optimale Bedingungen angenommen.

Tabelle 91: Behandlung der Materialien und Komponenten am Lebensende [145] [204] [205] [206]

Material/ Komponente	Für Primärmaterial verwendete Datensätze der GaBi- Ökobilanzdatenbanken (Englisch) [168]	Behandlung am Lebensende	Für Verwertung verwendete Datensätze der GaBi- Ökobilanzdatenbanken (Englisch) [168]
Stahl	siehe Anhang B, Tabelle 120, Abschnitt „Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte“	97 % stoffliche Verwertung und Substitution von Primärmaterial (Substitutionsquote: 100 %); 3 % Sammelverluste	GLO: Value of Scrap; EU-28: Inert matter (Steel) on landfill
Edelstahl	siehe Anhang B, Tabelle 120, Abschnitt „Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte“	95 % stoffliche Verwertung und Substitution von Primärmaterial (Substitutionsquote: 100 %); 5 % Sammelverluste	EU-28: Stainless steel product (430&409)- value of scrap; EU-28: Inert matter (Steel) on landfill

Material/ Komponente	Für Primärmaterial verwendete Datensätze der GaBi- Ökobilanzdatenbanken (Englisch) [168]	Behandlung am Lebensende	Für Verwertung verwendete Datensätze der GaBi- Ökobilanzdatenbanken (Englisch) [168]
Beton	EU-28: Concrete C35/45 (Ready-mix concrete) (EN15804 A1-A3)	95 % stoffliche Verwertung und Substitution als Schotter (Substitutionsquote: 100 %); 5 % Sammelverluste	Gutschrift mit EU-28: Gravel 2/32; EU-28: Inert matter (Construction waste) on landfill
Aluminium	siehe Anhang B, Tabelle 120, Abschnitt „Aluminium, Aluminiumprozesse und Aluminiumprodukte“	95 % stoffliche Verwertung und Substitution von Primärmaterial (Substitutionsquote: 60 %); 5 % Sammelverluste	EU-28: Value of Scrap Aluminium; EU-28: Inert matter (Aluminium) on landfill
Kupfer	siehe Anhang B, Tabelle 120, Abschnitt „Kupfer, Kupferprozesse und Kupferprodukte“	95 % stoffliche Verwertung und Substitution von Primärmaterial (Substitutionsquote: 60 %); 5 % Sammelverluste	EU-28: Electrolytic copper secondary (Sphera); Gutschrift mit GLO: Copper mix; EU-28: Inert matter (Construction waste) on landfill
Kunststoffe	siehe Anhang B, Tabelle 120, Abschnitt „Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte“	81 % thermische Verwertung mit Energierückgewinnung; 14 % stoffliche Verwertung und Substitution als Kunststoffgranulat (Substitutionsquote: 60 %); 5 % Sammelverluste	DE Plastics (unspecified) in waste incineration plant; Energierückgewinnung/Gutschriften: EU-28 Thermal energy from natural gas (Sphera), EU-28: Electricity grid mix; EU-28: Plastic granulate secondary; Gutschrift mit EU-28: Polyethylene high density granulate (HDPE/PE-HD) EU-28: Plastic waste on landfill
Rotorblätter	Umfangreicher Materialmix, siehe Kapitel 7.1.3.2.1 und Anhang B, Tabelle 120	95 % thermische Verwertung mit Energierückgewinnung (stoffliches Recycling wurde aus Mangel an Daten nicht berücksichtigt); 5 % Sammelverluste	EU-28: Shredder; EU-28: Commercial waste in municipal waste incineration plant; Energierückgewinnung/Gutschriften: EU-28: Thermal energy from natural gas, EU-28: Electricity grid mix; EU-28: Inert matter (Construction waste) on landfil
Sonstiges (u.a. Elektrik/ Elektronik und Magnete)	Umfangreicher Materialmix, siehe Anhang B, Tabelle 120	Für Materialgruppen wie Elektrik/Elektronik und Magnete wurde aus Mangel an Daten keine Verwertung modelliert (keine Lasten und keine Gutschriften)	-

In Kapitel 7.5 wird eine Szenarioanalyse zum Lebensende der betrachteten Produktsysteme durchgeführt und dabei ein alternatives EoL-Szenario („Cut-off“-Ansatz) betrachtet.

7.1.4 Hintergrunddaten

Sämtliche Hintergrunddaten, wie beispielsweise die Sachbilanzinventare zu Rohmaterialien und vor- und nachgelagerten Verarbeitungsprozessen, Treibstoffen, Energie und Transporten entstammen den GaBi-Datenbanken [168]. Eine Liste der verwendeten, relevanten Hintergrunddatensätze aus den GaBi Ökobilanzdatenbanken 2020 befindet sich in Anhang B. Die Dokumentation der GaBi-Datensätze ist online verfügbar unter <http://www.gabi-software.com> [169]. Die Modellierung der verwendeten Datensätze folgt den GaBi Modelling Principles [171].

7.1.5 Modellstruktur

Auf Basis der gesammelten Daten wurden LCA-Modelle entwickelt und mit Hilfe der GaBi Software aufgebaut [168]. Die Modelle folgen einem modularen Ansatz. Jedes Modul besteht aus mehreren einzelnen zugrunde liegenden Prozessen oder weiteren Modulen. Die Module sind über Stoff- und Energieströme miteinander verbunden, so dass ein hierarchisches System von Modulen entsteht, das den gesamten Lebensweg der Produktsysteme mit allen relevanten Prozessschritten abbildet. Die Module können unabhängig voneinander aufgesetzt, angepasst oder aktualisiert werden. Zusammenfassend ermöglichen die LCA-Modelle in der GaBi Software einen modularen Modellaufbau, eine hierarchische Strukturierung von Prozessen und bieten umfassende Möglichkeiten der Analyse sowie Zugang zu allen benötigten Hintergrunddaten.

7.2 Ökobilanzergebnisse

Dieses Kapitel enthält die Ergebnisse für die in Kapitel 5.2.4 genannten Wirkungskategorien, Umweltindikatoren und anderer Kennzahlen. Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die Wirkungskategorien Wirkpotenziale darstellen, d.h. sie sind Annäherungen an Umweltwirkungen, die auftreten könnten, falls die Emissionen (a) tatsächlich dem zugrundeliegenden Wirkmechanismus folgen und (b) in der Umwelt auf bestimmte Randbedingungen treffen. Hinzu kommt, dass die Sachbilanz nur diejenige Untermenge der absoluten Umweltlasten beinhaltet, die mit der funktionellen Einheit korrespondieren. Wirkungsabschätzungsergebnisse sind daher relative Aussagen und machen keine Voraussagen über Auswirkungen auf die Wirkungsendpunkte, Schwellenwertüberschreitungen, Sicherheitsspannen oder Risiken.

7.2.1 Ergebnisse

Zunächst werden die LCA-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Offshore- und Onshore-Windparks, bezogen auf eine WEA, vorgestellt.

7.2.1.1 Ergebnisse des Offshore-Windparks

Abbildung 77 präsentiert die LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks bezogen auf 1 kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz. Das sind die wichtigsten Ergebnisse (die Prozentangaben beziehen sich dabei auf das Brutto-Gesamtergebnis):

- Die Herstellung der WEA hat über alle betrachteten Wirkungskategorien hinweg die mit Abstand größten Umweltwirkungen, mit Anteilen an den Gesamtergebnissen von 53 % (im Fall von EP) bis 99 % (im Fall von GWP). Eine detailliertere Untersuchung auf Basis der einzelnen Komponenten erfolgt im weiteren Verlauf des Kapitels.

- Die Anteile der Kabelherstellung (33 kV und 245 kV) reichen von 13 % für EP bis 24 % für den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf und haben somit den zweitgrößten Anteil an den Umweltwirkungen. Die Ergebnisse sind zurückzuführen auf die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle (Stahl, Gusseisen, Edelstahl, Aluminium und Kupfer).
- Die Anteile der Installation an den Gesamtergebnissen variieren ebenfalls stark von 4 % für GWP bis zu bedeutenden 20 % im Fall von EP, hauptsächlich verursacht von der Bereitstellung und Verbrennung von Diesel zur Energiegewinnung.
- Für die Nutzung und Wartung liegt der Anteil am Gesamtergebnis bei geringen 2-3 %. Die Hauptbeiträger variieren je nach Wirkungskategorie bzw. Umweltindikator.
- Eine unbedeutendere Rolle spielt die Herstellung der Umspannwerke (auf See und an Land) mit Anteilen an den Gesamtergebnissen von 1 % (im Fall von AP und EP) bis 3 % für GWP. Die Ergebnisse sind zurückzuführen auf die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Beton und Metalle.
- Die Logistik ist mit Anteilen an den Gesamtergebnissen von kleiner 1 % vernachlässigbar.
- Im Basisszenario werden für den Rückbau am Lebensende durch die darin enthaltene Verwertung Gutschriften für das Materialrecycling vergeben. Durch die Gutschriften kommt es zu negativen Anteilen. Diese reichen von -28 % und -27 % (im Fall von POCP und GWP) bis -10 % (im Fall von AP und EP). Die höchsten Gutschriften ergeben sich für die Metalle.

Abbildung 77: LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks, pro kWh Strom (eigene Darstellung)

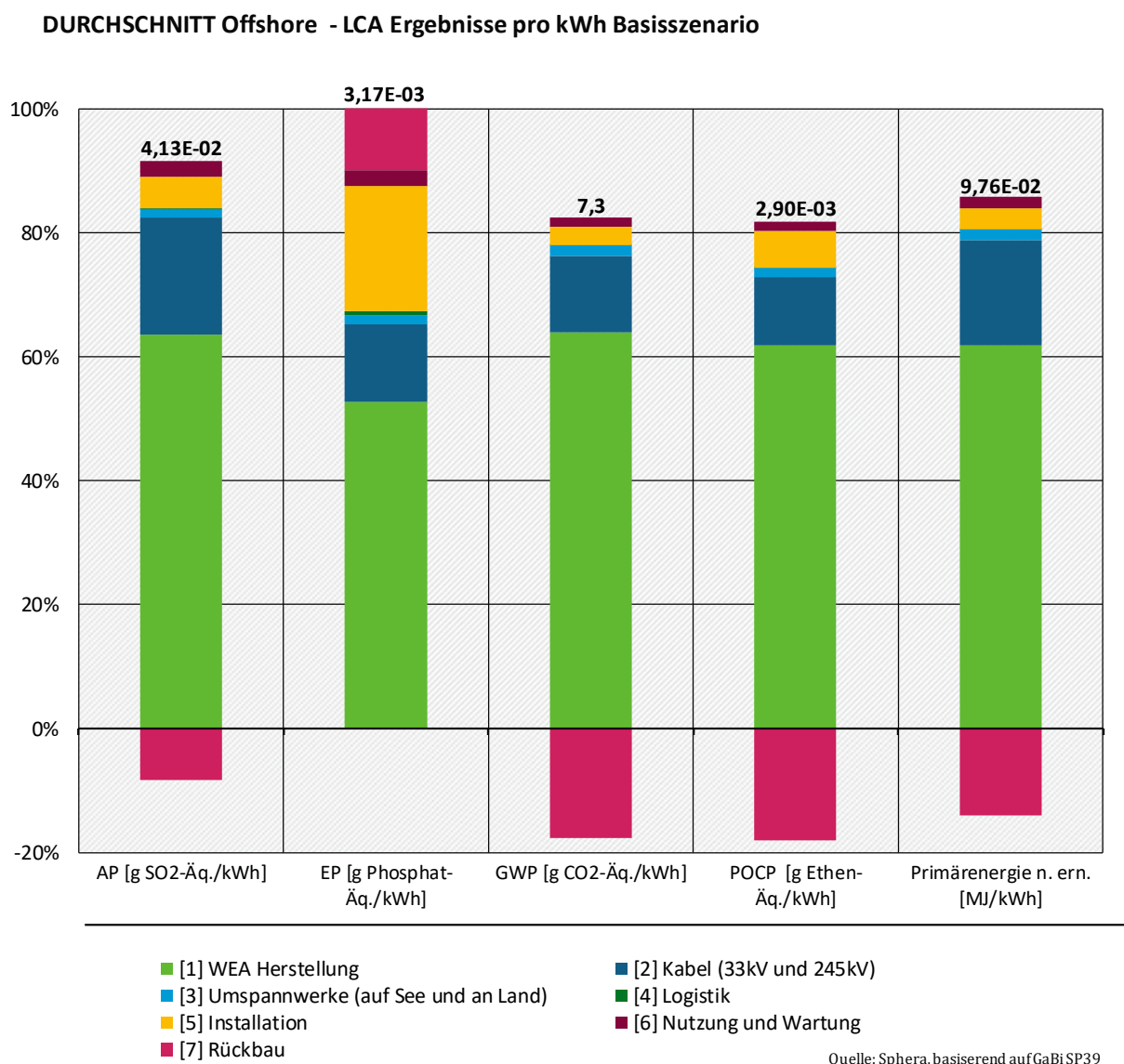


Tabelle 92 gibt die Ergebnisse aus Abbildung 77 tabellarisch wieder.

Tabelle 92: LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom

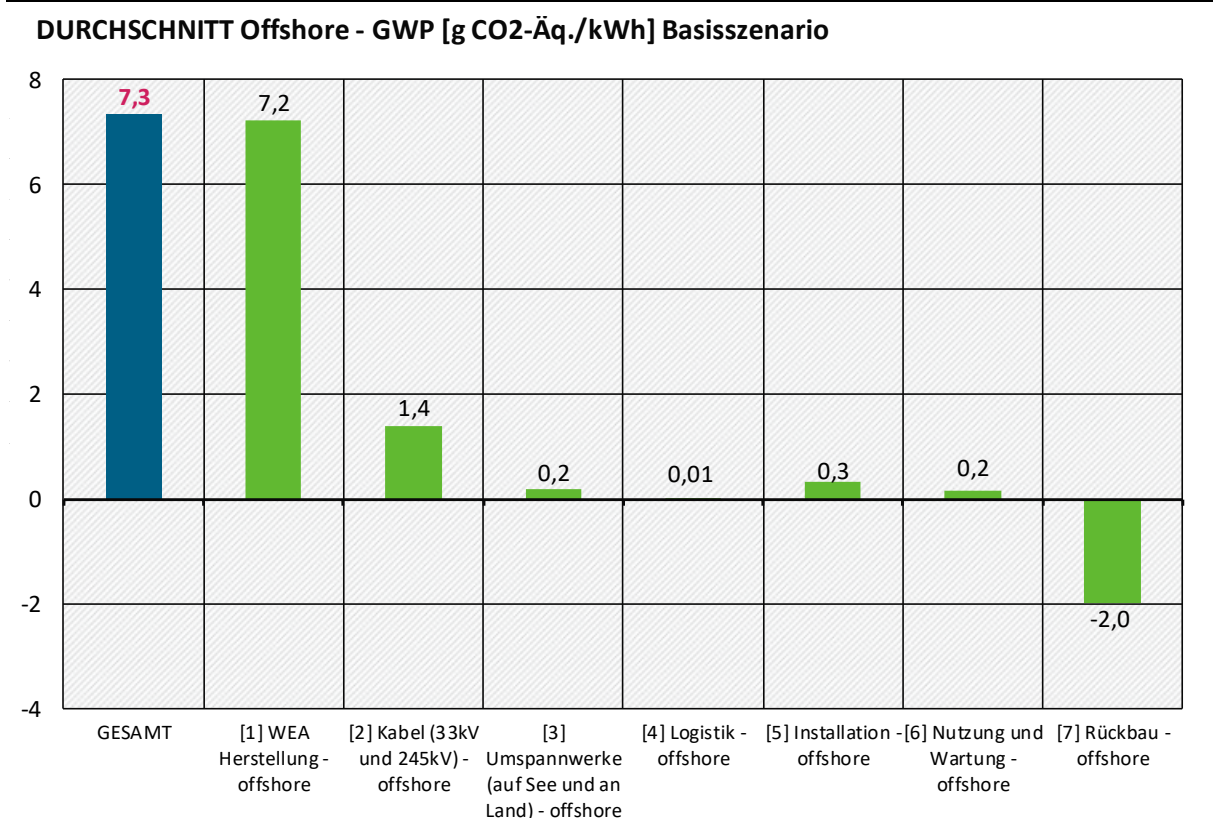
Kategorie	AP [g SO ₂ -Äq./kWh]	EP [g Phosphat-Äq./kWh]	GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [g Ethen-Äq./kWh]	Primärenergie n. ern. [MJ/kWh]
Gesamt	4,13E-02	3,17E-03	7,3	2,90E-03	9,76E-02
[1] WEA Herstellung	3,15E-02	1,67E-03	7,2	2,81E-03	8,38E-02

Kategorie	AP [g SO ₂ -Äq./kWh]	EP [g Phosphat-Äq./kWh]	GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [g Ethen-Äq./kWh]	Primärenergie n. ern. [MJ/kWh]
[2] Kabel (33 kV und 245 kV)	9,34E-03	4,00E-04	1,4	5,08E-04	2,33E-02
[3] Umspannwerke (auf See und an Land)	6,13E-04	4,53E-05	0,2	6,30E-05	2,11E-03
[4] Logistik	1,85E-04	2,17E-05	0,0	5,49E-06	1,88E-04
[5] Installation	2,54E-03	6,40E-04	0,3	2,68E-04	4,56E-03
[6] Nutzung und Wartung	1,26E-03	8,37E-05	0,2	6,96E-05	2,69E-03
[7] Rückbau	-4,12E-03	3,12E-04	-2,0	-8,25E-04	-1,91E-02

Das GWP-Ergebnis des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom wird in Abbildung 78 genauer betrachtet:

- Das Gesamtergebnis des durchschnittlichen Offshore-Windparks für GWP beträgt 7,3 g CO₂-Äq./kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz.
- Den größten Anteil am GWP-Gesamtergebnis mit 99 % (bzw. 7,2 g CO₂-Äq./kWh) hat die Herstellung der WEA.
- Mit einigem Abstand folgt die Herstellung der Kabel (33 kV und 245 kV) mit einem Anteil von 19 % (bzw. 1,4 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Herstellung der Umspannwerke, die Installation sowie die Nutzung und Wartung leisten einen vergleichsweise geringen Beitrag zum GWP mit Anteilen am GWP-Gesamtergebnis von 4 % (bzw. 0,3 g CO₂-Äq./kWh) für die Installation, 3 % (bzw. 0,2 g CO₂-Äq./kWh) für die Herstellung der Umspannwerke und 2 % (bzw. 0,2 g CO₂-Äq./kWh) für die Nutzung und Wartung.
- Die Logistik ist mit einem Anteil von 0,2 % am GWP-Gesamtergebnis (bzw. 0,01 g CO₂-Äq./kWh) vernachlässigbar.
- Im Basisszenario werden für den Rückbau am Lebensende durch die darin enthaltene Verwertung Gutschriften für das Materialrecycling in Höhe von 2 g CO₂-Äq./kWh vergeben. Dies macht einen Anteil von -20 % am GWP-Gesamtergebnis aus.

Abbildung 78: GWP-Ergebnis des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom (eigene Darstellung)



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

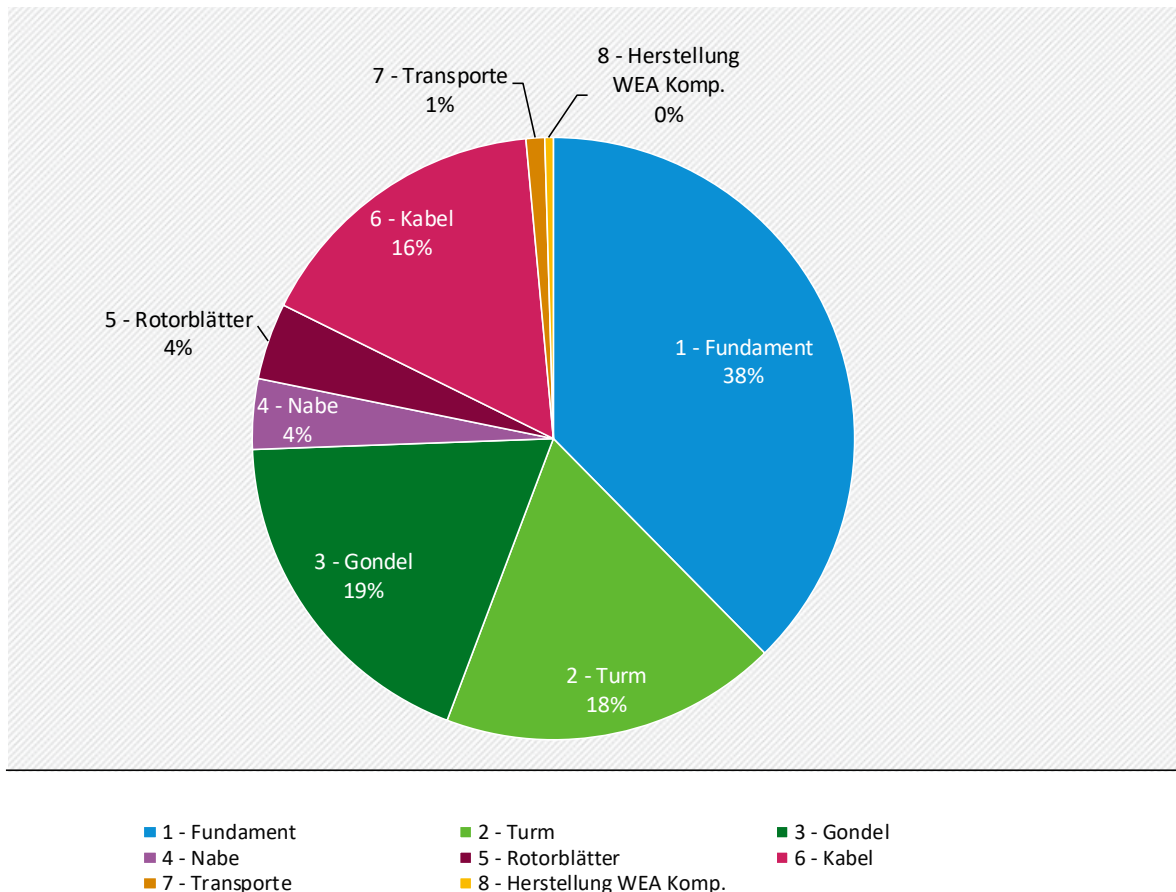
Die GWP-Ergebnisse der beiden Hauptbeiträger aus Abbildung 78, die Herstellung der WEA (mit 7,2 g CO₂-Äq./kWh) und der Kabel (33 kV und 245 kV) (mit 1,4 g CO₂-Äq./kWh), werden aufgrund ihrer Relevanz für eine separate Betrachtung zusammengefasst und detaillierter untersucht. Die relative Zusammensetzung des GWP-Gesamtergebnisses der beiden Hauptbeiträger (Gesamtergebnis der WEA- und Kabelherstellung: 8,6 g CO₂-Äq./kWh) wird in Abbildung 79 dargestellt.

- Die Herstellung der WEA wird dabei aufgetrennt nach: Fundament, Turm, Gondel, Nabe, Rotorblätter, Transporte und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten (das heißt anfallende Energieverbräuche, Emissionen, Abwasser und Abfälle in den Produktionswerken). Dabei hat das Fundament der WEA den größten Einfluss auf das GWP mit einem Anteil von 38 % am Gesamtergebnis der beiden Hauptbeiträger. Es folgen die Gondel und der Turm der WEA mit 19 % und 18 %. Mit einigem Abstand folgen die Nabe und die Rotorblätter der WEA mit jeweiligen Anteilen von 4 %. Die Transporte und der Herstellungsprozess der WEA-Komponenten spielen eine vernachlässigbare Rolle mit Anteilen von 1 % und 0 %. Die Ergebnisse werden hauptsächlich bestimmt von der Art und Menge der eingesetzten Materialien in der WEA.
- Die Herstellung der Kabel hat einen Anteil von 16 % am Gesamtergebnis der beiden Hauptbeiträger.

Abbildung 79: Relative Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios für die Herstellung der durchschnittlichen WEA auf See und Kabel pro kWh Strom (eigene Darstellung)

GWP - 8,6 g CO₂-Äq./kWh (WEA und Kabel) Basisszenario

Offshore



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

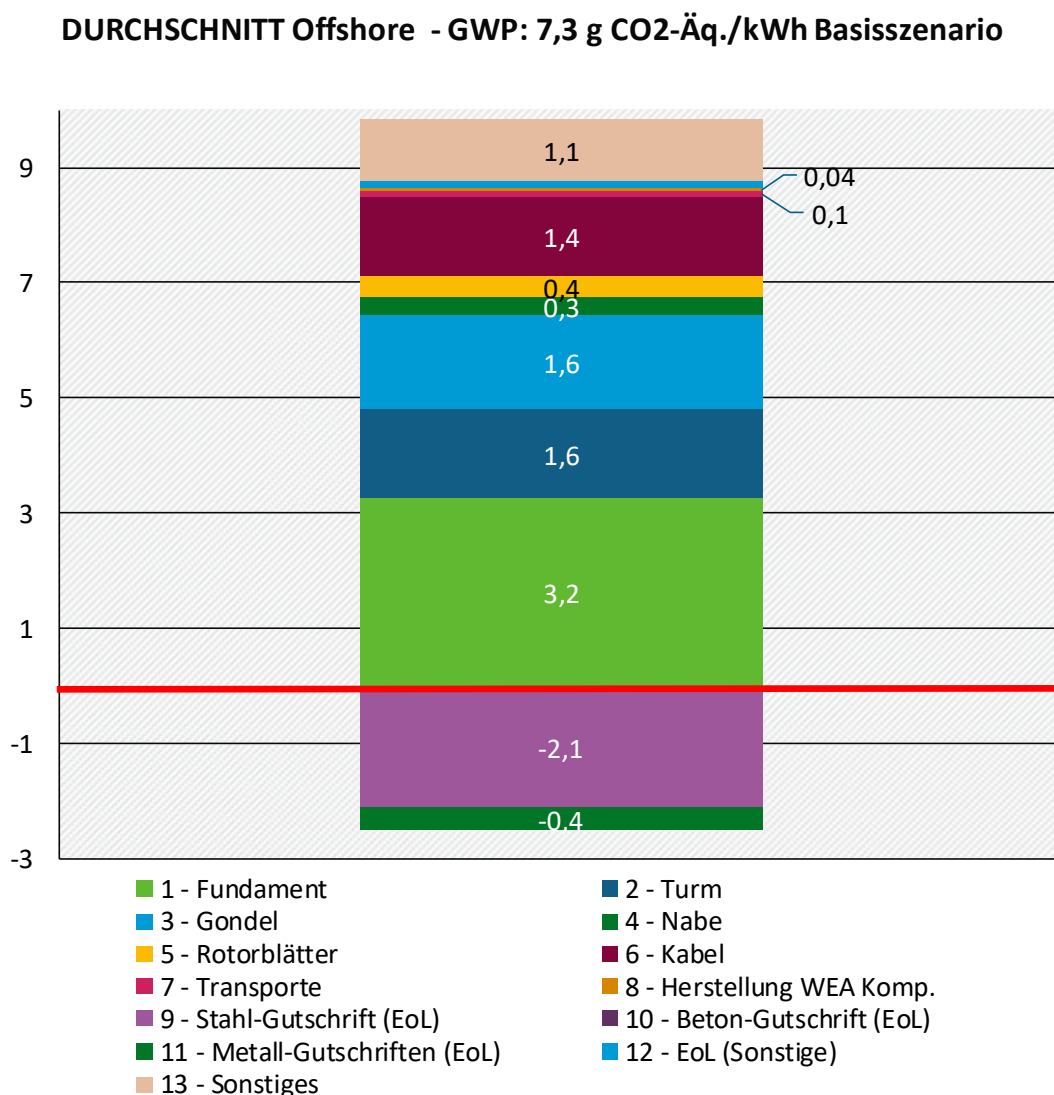
Abbildung 80 zeigt die absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz.

- Die Herstellung der WEA wird dabei, wie schon in Abbildung 79, aufgrund ihrer Relevanz aufgetrennt nach: Fundament (3,2 g CO₂-Äq./kWh), Turm (1,6 g CO₂-Äq./kWh), Gondel (1,6 g CO₂-Äq./kWh), Nabe (0,3 g CO₂-Äq./kWh), Rotorblätter (0,4 g CO₂-Äq./kWh), Transporte (0,1 g CO₂-Äq./kWh) und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten (0,04 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Herstellung der Kabel (33 kV und 245 kV) trägt mit 1,4 g CO₂-Äq./kWh zum Gesamtergebnis bei.
- Das Lebensende (EoL) inklusive Gutschriften wird, ebenfalls aufgrund seiner Relevanz, detaillierter aufgetrennt nach Stahl-, Beton- und Metallgutschriften und sonstigen Gutschriften (u.a. Kunststoff). Die meisten Gutschriften kommen durch den Stahl mit -2,1 g CO₂-Äq./kWh, gefolgt den Gutschriften für Metalle mit -0,4 g CO₂-

Äq./kWh. Sonstiges EoL sowie die Gutschriften für den Beton sind mit 0,1 g CO₂-Äq./kWh und -0,0003 g CO₂-Äq./kWh vernachlässigbar.

- Die Herstellung der Umspannwerke (auf See und an Land), Logistik, Installation, Nutzung und Wartung sowie der Rückbau sind aufgrund ihres geringen Einflusses unter „Sonstiges“ zusammengefasst und tragen mit einem Anteil von 1,1 g CO₂-Äq./kWh zum GWP-Gesamtergebnis bei.

Abbildung 80: Absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Offshore-Windparks pro kWh Strom (eigene Darstellung)



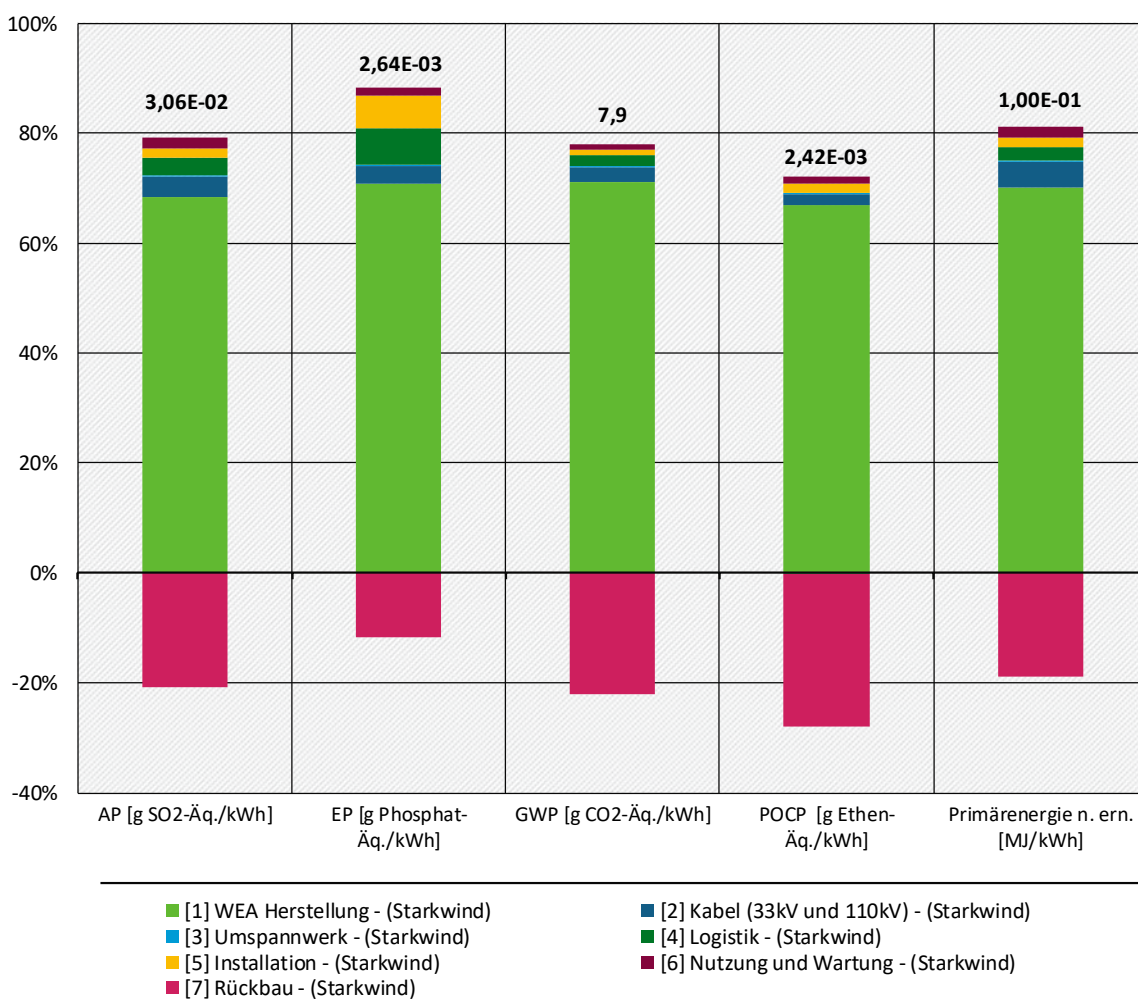
7.2.1.2 Ergebnisse des Onshore-Windparks am Starkwindstandort

Abbildung 81 präsentiert die LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks an einem Starkwindstandort bezogen auf 1 kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz. Das sind die wichtigsten Ergebnisse (die Prozentangaben beziehen sich dabei auf das Brutto-Gesamtergebnis):

- Die Herstellung der WEA leistet mit Abstand den größten Beitrag zu den Umweltwirkungen, mit Anteilen an den Gesamtergebnissen von 93 % (im Fall von EP) bis 152 % (im Fall von POCP). Eine detailliertere Untersuchung auf Basis der einzelnen Komponenten erfolgt im weiteren Verlauf des Kapitels.
- Die Kabelherstellung (33 kV und 110 kV) zeigt den zweitgrößten Anteil an den Umweltwirkungen und reicht von 4 % im Fall von EP bis 8 % für den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Dies ist zurückzuführen auf die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle.
- Die Anteile der Logistik an den Gesamtergebnissen variieren von vernachlässigbaren 0 % im Fall von POCP bis zu 9 % für EP.
- Der Einfluss der Installation variiert ebenfalls von 2 % Anteil für GWP bis zu 8 % für EP.
- Die Nutzung und Wartung trägt für die meisten Wirkungskategorien und Indikatoren mit einem Anteil von 2-3 % an den Gesamtergebnissen bei. Die Hauptbeiträger variieren je nach Wirkungskategorie bzw. Umweltindikator.
- Die Anteile der Herstellung des Umspannwerks an den Gesamtergebnissen sind vernachlässigbar im Bereich von 0-1 % für alle Umweltwirkungskategorien und -indikatoren. Größten Einfluss haben die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle.
- Für den Rückbau am Lebensende werden im Basisszenario durch die darin enthaltene Verwertung Gutschriften für das Materialrecycling vergeben. Damit reichen die Anteile des Rückbaus von -63 % im Fall von POCP bis -15 % für EP. Die höchsten Gutschriften ergeben sich für die Metalle.

Abbildung 81: LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)

DURCHSCHNITT Onshore (Starkwind) - LCA Ergebnisse pro kWh Basisszenario



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Tabelle 93 gibt die die Ergebnisse aus Abbildung 81 in Tabellenform wieder.

Tabelle 93: LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom

Kategorie	AP [g SO ₂ -Äq./kWh]	EP [g Phosphat-Äq./kWh]	GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [g Ethen-Äq./kWh]	Primärenergie n. ern. [MJ/kWh]
Gesamt	3,06E-02	2,64E-03	7,9	2,42E-03	1,00E-01
[1] WEA Herstellung	3,60E-02	2,44E-03	10,0	3,66E-03	1,13E-01
[2] Kabel (33 kV und 110 kV)	1,83E-03	1,06E-04	0,4	1,12E-04	7,60E-03

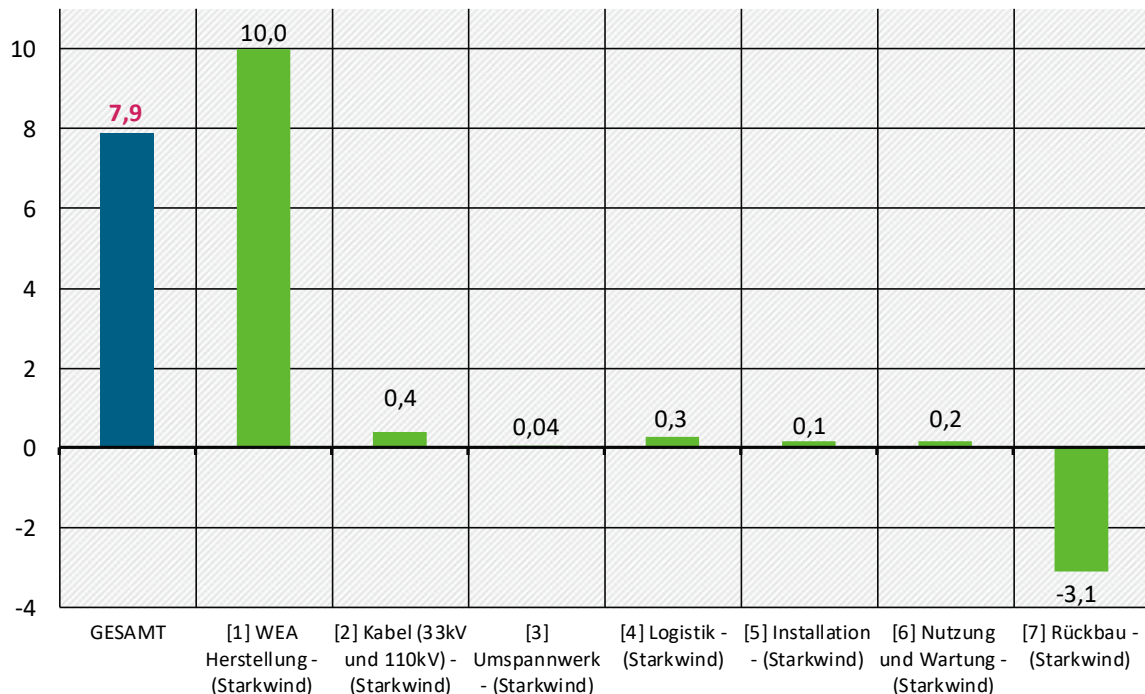
Kategorie	AP [g SO ₂ -Äq./kWh]	EP [g Phosphat-Äq./kWh]	GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [g Ethen-Äq./kWh]	Primärenergie n. ern. [MJ/kWh]
[3] Umspannwerk	2,08E-04	9,45E-06	0,0	1,53E-05	5,00E-04
[4] Logistik	1,66E-03	2,29E-04	0,3	-1,03E-05	3,71E-03
[5] Installation	8,71E-04	2,04E-04	0,1	9,22E-05	2,88E-03
[6] Nutzung und Wartung	1,01E-03	5,05E-05	0,2	6,64E-05	3,10E-03
[7] Rückbau	-1,10E-02	-4,04E-04	-3,1	-1,52E-03	-3,05E-02

Das GWP-Ergebnis des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks an einem Starkwindstandort pro kWh Strom wird in Abbildung 82 genauer betrachtet:

- Das GWP-Gesamtergebnis des durchschnittlichen Onshore-Windparks an einem Starkwindstandort beträgt 7,9 g CO₂-Äq./kWh Strom.
- Den größten Beitrag am GWP-Gesamtergebnis liefert die Herstellung der WEA mit einem Anteil von 126 % (bzw. 10,0 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Herstellung der Kabel (33 kV und 110 kV) verursacht 5 % der Emissionen (bzw. 0,4 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Logistik hat einen Anteil von 3 % am GWP-Gesamtergebnis (bzw. 0,3 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Installation sowie die Nutzung und Wartung leisten einen vergleichsweise geringen Beitrag zum GWP mit Anteilen am GWP-Gesamtergebnis von jeweils 2 % (bzw. 0,1 g CO₂-Äq./kWh für die Installation sowie 0,1 g CO₂-Äq./kWh für die Nutzung und Wartung).
- Der Anteil der Herstellung des Umspannwerks ist mit einem Anteil von 0 % am GWP-Gesamtergebnis (bzw. 0,1 g CO₂-Äq./kWh) ebenfalls sehr gering.
- Für den Rückbau am Lebensende werden im Basisszenario durch die darin enthaltene Verwertung Gutschriften in Höhe von 3,1 g CO₂-Äq./kWh gegeben. Dies macht einen Anteil von -39 % am GWP-Gesamtergebnis aus.

Abbildung 82: GWP-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)

DURCHSCHNITT Onshore (Starkwind) - GWP [g CO₂-Äq./kWh] Basisszenario



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

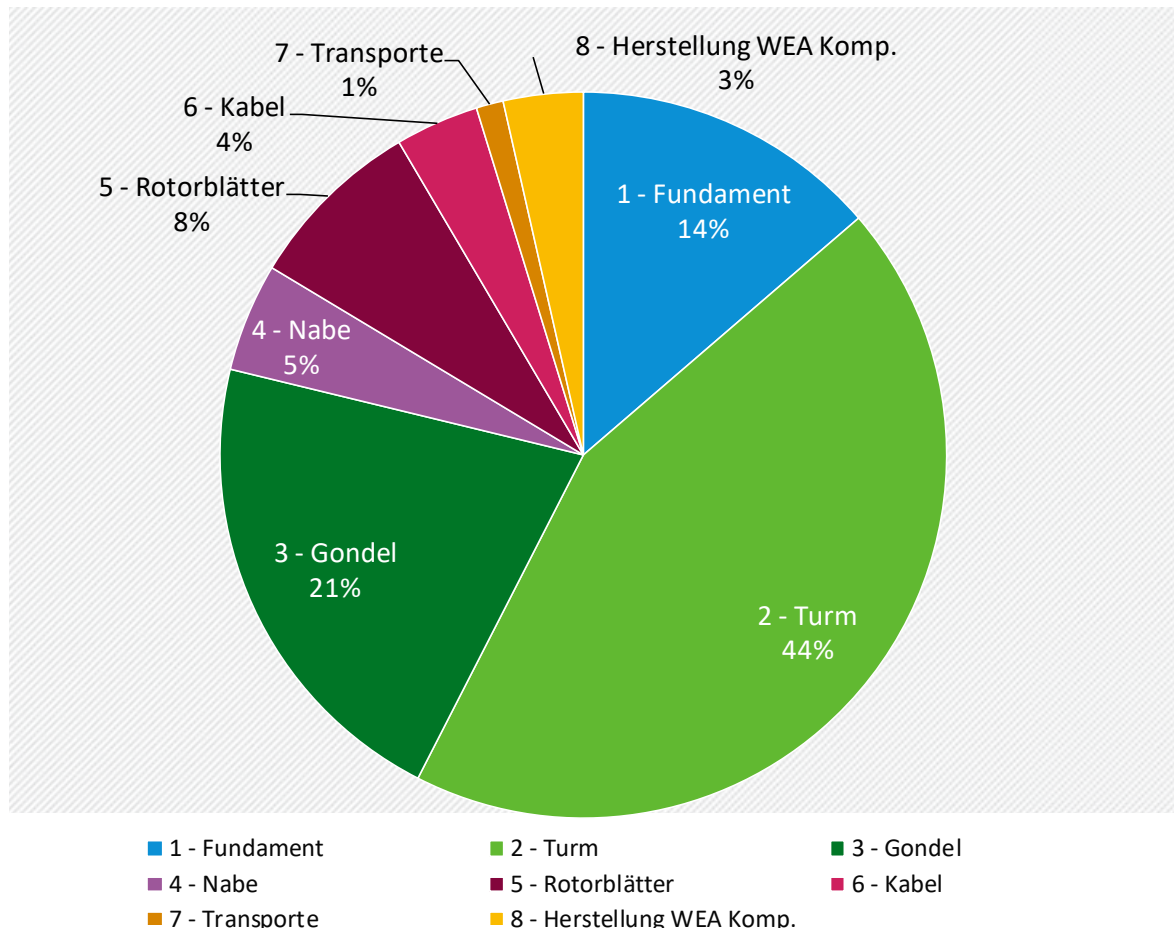
Die GWP-Ergebnisse der beiden Hauptbeiträger aus Abbildung 82, die Onshore (Starkwind) WEA (mit 10,0 g CO₂-Äq./kWh) und die Kabel (33 kV und 110 kV) (mit 0,4 g CO₂-Äq./kWh), werden aufgrund ihrer Relevanz für eine separate Betrachtung zusammengefasst (Gesamtergebnis der WEA- und Kabelherstellung: 10,4 g CO₂-Äq./kWh) und deren relative Zusammensetzung in Abbildung 83 dargestellt.

- Die Herstellung der WEA wird dabei aufgetrennt nach: Fundament, Turm, Gondel, Nabe, Rotorblätter, Transporte und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten. Dabei hat der Turm der WEA den größten Einfluss auf das GWP mit einem Anteil von 44 % am Gesamtergebnis der beiden Hauptbeiträger. Es folgt die Gondel und das Fundament der WEA mit 21 % bzw. 14 %. Mit einigem Abstand folgen die Rotorblätter und die Nabe der WEA mit Anteilen von 8 % und 5 %, sowie der Herstellungsprozess der WEA-Komponenten mit 4 %. Die Transporte sind mit einem Anteil von 1 % vernachlässigbar. Die Ergebnisse werden hauptsächlich bestimmt von der Art und Menge der eingesetzten Materialien in der WEA.
- Die Herstellung der Kabel hat einen Anteil von 4 % am Gesamtergebnis der beiden Hauptbeiträger.

Abbildung 83: Relative Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios für die Herstellung der durchschnittlichen Onshore (Starkwind) WEA und Kabel pro kWh Strom (eigene Darstellung)

GWP - 10,4 g CO₂-Äq./kWh (WEA und Kabel) Basisszenario

Onshore - Starkwind



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Abbildung 84 zeigt die absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz.

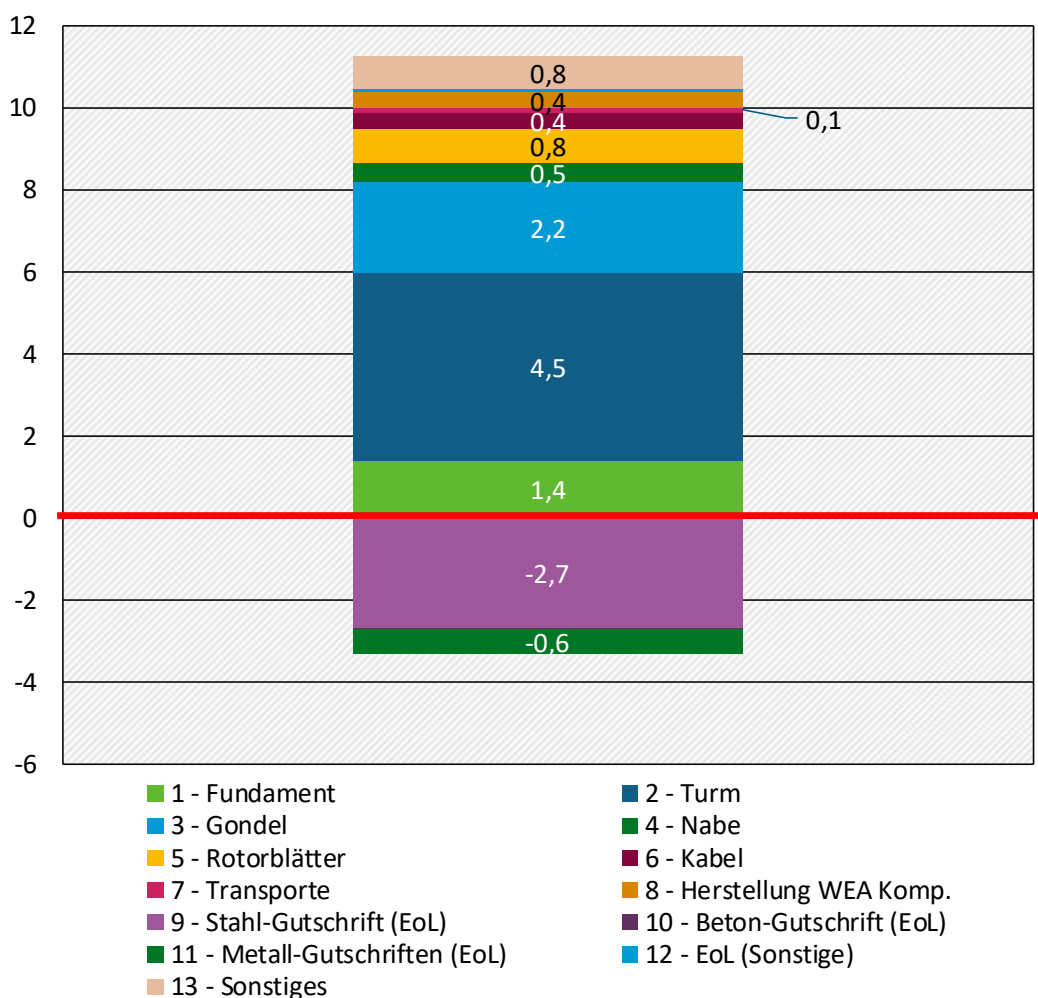
- Die Herstellung der WEA wird dabei, wie schon in Abbildung 83, aufgrund ihrer Relevanz aufgetrennt nach: Fundament (1,4 g CO₂-Äq./kWh), Turm (4,5 g CO₂-Äq./kWh), Gondel (2,2 g CO₂-Äq./kWh), Nabe (0,5 g CO₂-Äq./kWh), Rotorblätter (0,8 g CO₂-Äq./kWh), Transporte (0,1 g CO₂-Äq./kWh) und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten (0,4 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Kabelherstellung (33 kV und 110 kV) trägt mit 0,4 g CO₂-Äq./kWh zum Gesamtergebnis bei.
- Das Lebensende (EoL) inklusive Gutschriften wird, ebenfalls aufgrund seiner Relevanz, detaillierter aufgetrennt nach Stahl-, Beton- und Metallgutschriften und

sonstigen Gutschriften (u.a. Kunststoff). Die meisten Gutschriften kommen durch den Stahl mit -2,7 g CO₂-Äq./kWh, gefolgt den Gutschriften für Metalle mit -0,6 g CO₂-Äq./kWh. Sonstiges EoL sowie die Gutschriften für den Beton sind mit 0,1 g CO₂-Äq./kWh und -0,02 g CO₂-Äq./kWh vernachlässigbar.

- Die Herstellung des Umspannwerks, die Logistik, Installation, Nutzung und Wartung sowie der Rückbau sind aufgrund ihres geringen Einflusses unter „Sonstiges“ zusammengefasst und tragen mit einem Anteil von 0,8 g CO₂-Äq./kWh zum GWP-Gesamtergebnis bei.

Abbildung 84: Absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Starkwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)

DURCHSCHNITT Onshore Starkwind - GWP: 7,9 g CO₂-Äq./kWh Basisszenario



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

7.2.1.3 Ergebnisse des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort

Abbildung 85 präsentiert die LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks an einem Schwachwindstandort bezogen auf 1 kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz. Das sind die wichtigsten Ergebnisse (die Prozentangaben beziehen sich dabei auf das Brutto-Gesamtergebnis):

- Die Herstellung der WEA hat über alle betrachteten Wirkungskategorien hinweg die mit Abstand größten Umweltwirkungen, mit Anteilen an den Gesamtergebnissen von 67 % (für den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf) bis 141 % (im Fall von POCP). Eine detailliertere Untersuchung auf Basis der einzelnen Komponenten erfolgt im weiteren Verlauf des Kapitels.
- Die Herstellung der Kabel (33 kV und 110 kV) hat den zweitgrößten Anteil an den Umweltwirkungen und reicht von 8 % für EP bis 33 % für den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Die Ergebnisse sind zurückzuführen auf die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle.
- Die Anteile der Logistik an den Gesamtergebnissen variieren von vernachlässigbaren 1 % für POCP bis zu 10 % im Fall von EP.
- Der Einfluss der Herstellung des Umspannwerks variiert ebenfalls von 1 % Anteil für EP und GWP bis zu 5 % für den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Die Ergebnisse sind zurückzuführen auf die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle.
- Die Nutzung und Wartung trägt für die meisten Wirkungskategorien und Indikatoren mit einem Anteil von 2-3 % an den Gesamtergebnissen bei. Die Hauptbeiträger variieren je nach Wirkungskategorie bzw. Umweltindikator.
- Die Anteile der Installation an den Gesamtergebnissen variieren von vernachlässigbaren 1 % für den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf bis zu 7 % für EP.
- Im Basisszenario werden für den Rückbau am Lebensende und die anschließende Verwertung Gutschriften für das Materialrecycling vergeben. Die Anteile reichen von -58 % (im Fall von POCP) bis -11 % (im Fall des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs). Die höchsten Gutschriften ergeben sich für die Metalle.

Abbildung 85: LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)

DURCHSCHNITT Onshore (Schwachwind) - LCA Ergebnisse pro kWh Basisszenario

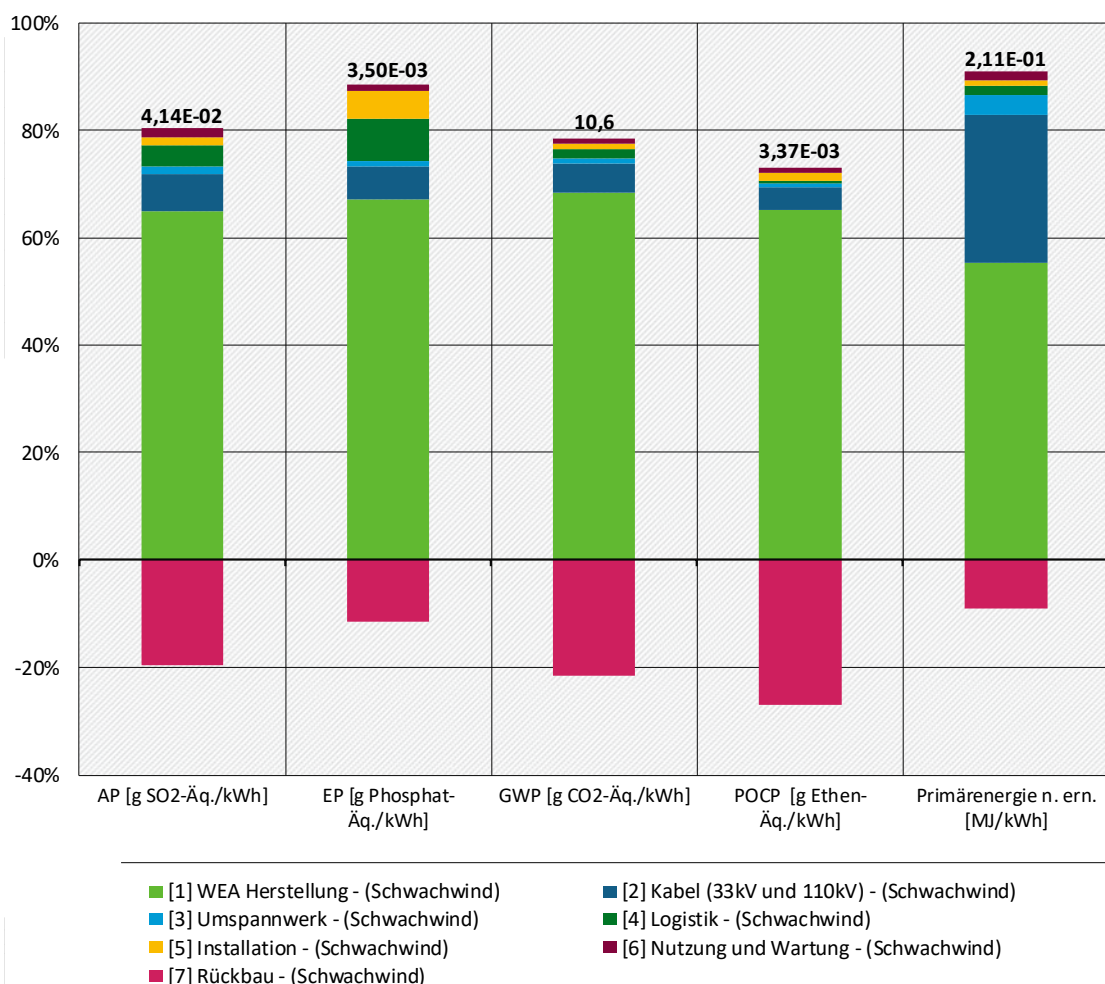


Tabelle 94 gibt die Ergebnisse aus Abbildung 85 in Tabellenform wieder.

Tabelle 94: LCA-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom

Kategorie	AP [g SO ₂ -Äq./kWh]	EP [g Phosphat-Äq./kWh]	GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [g Ethen-Äq./kWh]	Primärenergie n. ern. [MJ/kWh]
Gesamt	4,14E-02	3,50E-03	10,6	3,37E-03	2,11E-01
[1] WEA Herstellung	4,42E-02	3,06E-03	12,7	4,75E-03	1,43E-01
[2] Kabel (33 kV und 110 kV)	4,78E-03	2,84E-04	1,0	2,96E-04	7,07E-02

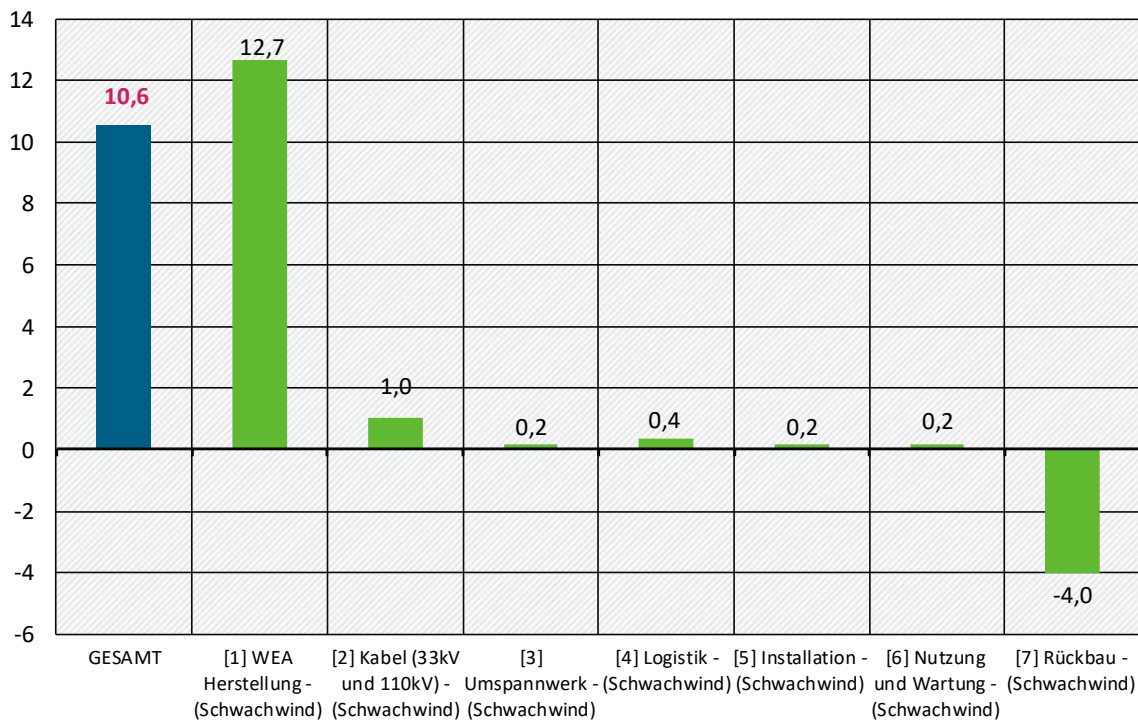
Kategorie	AP [g SO ₂ -Äq./kWh]	EP [g Phosphat-Äq./kWh]	GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [g Ethen-Äq./kWh]	Primärenergie n. ern. [MJ/kWh]
[3] Umspannwerk	9,18E-04	4,16E-05	0,2	6,74E-05	9,72E-03
[4] Logistik	2,75E-03	3,54E-04	0,4	2,90E-05	3,95E-03
[5] Installation	9,96E-04	2,33E-04	0,2	1,05E-04	2,54E-03
[6] Nutzung und Wartung	1,13E-03	5,69E-05	0,2	7,52E-05	4,85E-03
[7] Rückbau	-1,34E-02	-5,26E-04	-4,0	-1,96E-03	-2,29E-02

Das GWP-Ergebnis des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks an einem Schwachwindstandort pro kWh Strom wird in Abbildung 86 genauer betrachtet:

- Das GWP-Gesamtergebnis des durchschnittlichen Onshore-Windparks an einem Schwachwindstandort beträgt 10,6 g CO₂-Äq./kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz.
- Den größten Anteil am GWP-Gesamtergebnis mit 120 % (bzw. 12,7 g CO₂-Äq./kWh) hat die Herstellung der WEA.
- Mit großem Abstand folgt die Herstellung der Kabel (33 kV und 110 kV) mit einem Anteil von 10 % (bzw. 1,0 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Logistik hat einen Anteil von 3 % am GWP-Gesamtergebnis (bzw. 0,4 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Installation sowie die Nutzung und Wartung leisten einen vergleichsweise geringen Beitrag zum GWP mit Anteilen am GWP-Gesamtergebnis von jeweils 2 % (bzw. 0,2 g CO₂-Äq./kWh).
- Der Anteil der Herstellung des Umspannwerks ist mit einem Anteil von 1 % am GWP-Gesamtergebnis (bzw. 0,2 g CO₂-Äq./kWh) ebenfalls sehr gering.
- Im Basisszenario werden für den Rückbau am Lebensende und die anschließende Verwertung Gutschriften in Höhe von 4,0 g CO₂-Äq./kWh vergeben. Dies macht einen Anteil von -38 % am GWP-Gesamtergebnis aus.

Abbildung 86: GWP-Ergebnisse des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)

DURCHSCHNITT Onshore (Schwachwind) - GWP [g CO₂-Äq./kWh] Basisszenario



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

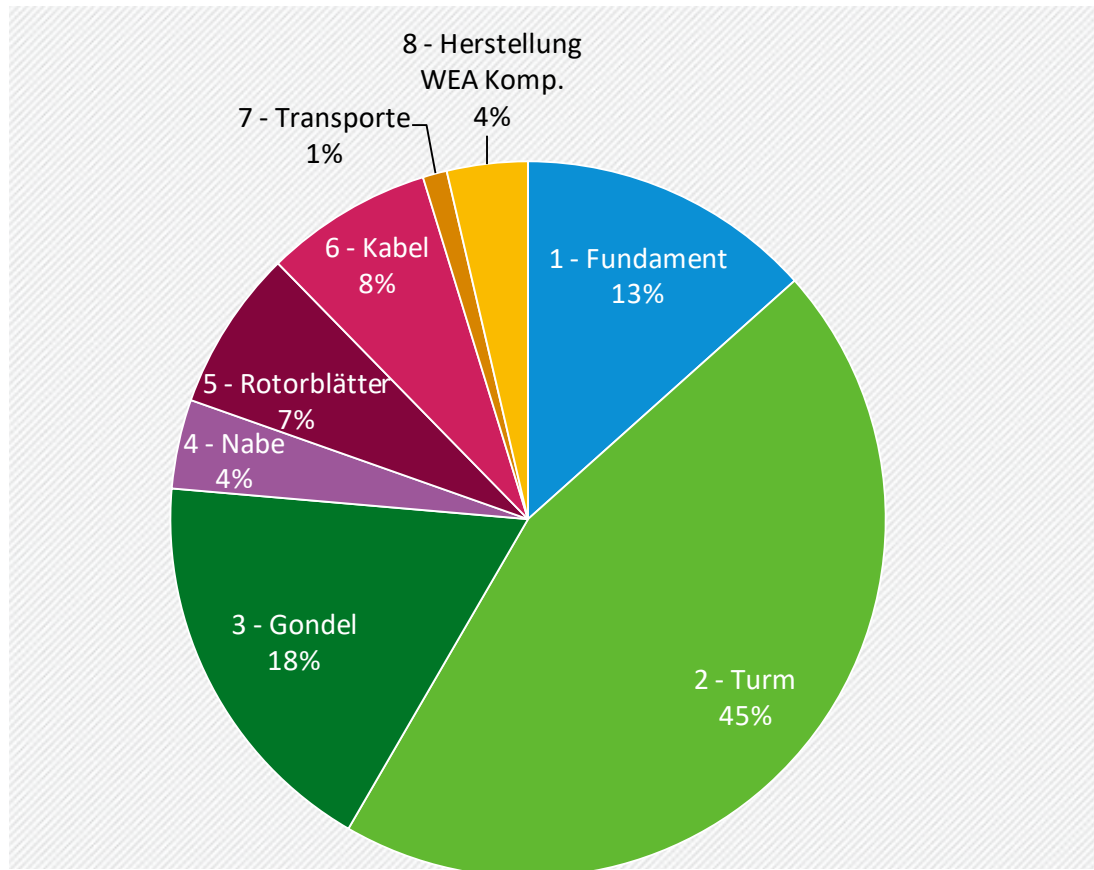
Die GWP-Ergebnisse der beiden Hauptbeiträger aus Abbildung 86, die Herstellung der Onshore (Schwachwind) WEA (mit 12,7 g CO₂-Äq./kWh) und der Kabel (33 kV und 110 kV) (mit 1,0 g CO₂-Äq./kWh), werden aufgrund ihrer Relevanz für eine separate Betrachtung zusammengefasst (Gesamtergebnis der WEA- und Kabelherstellung: 13,7 g CO₂-Äq./kWh) und deren relative Zusammensetzung in Abbildung 87 dargestellt.

- Die Herstellung der WEA wird dabei aufgetrennt nach: Fundament, Turm, Gondel, Nabe, Rotorblätter, Transporte und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten. Dabei hat der Turm der WEA den größten Einfluss auf das GWP mit einem Anteil von 45 % am Gesamtergebnis der beiden Hauptbeiträger. Es folgt die Gondel und das Fundament der WEA mit 18 % bzw. 13 %. Mit einigem Abstand folgen die Rotorblätter und die Nabe der WEA mit Anteilen von 7 % und 4 %, sowie der Herstellungsprozess der WEA-Komponenten mit 4 %. Die Transporte sind mit einem Anteil von 1 % vernachlässigbar. Die Ergebnisse werden hauptsächlich bestimmt von der Art und Menge der eingesetzten Materialien in der WEA.
- Die Herstellung der Kabel hat einen Anteil von 8 % am Gesamtergebnis der beiden Hauptbeiträger.

Abbildung 87: Relative Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios für die Herstellung der durchschnittlichen Onshore (Schwachwind) WEA und Kabel pro kWh Strom (eigene Darstellung)

GWP - 13,7 g CO₂-Äq./kWh (WEA und Kabel) Basisszenario

Onshore - Schwachwind



■ 1 - Fundament	■ 2 - Turm	■ 3 - Gondel
■ 4 - Nabe	■ 5 - Rotorblätter	■ 6 - Kabel
■ 7 - Transporte	■ 8 - Herstellung WEA Komp.	

Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

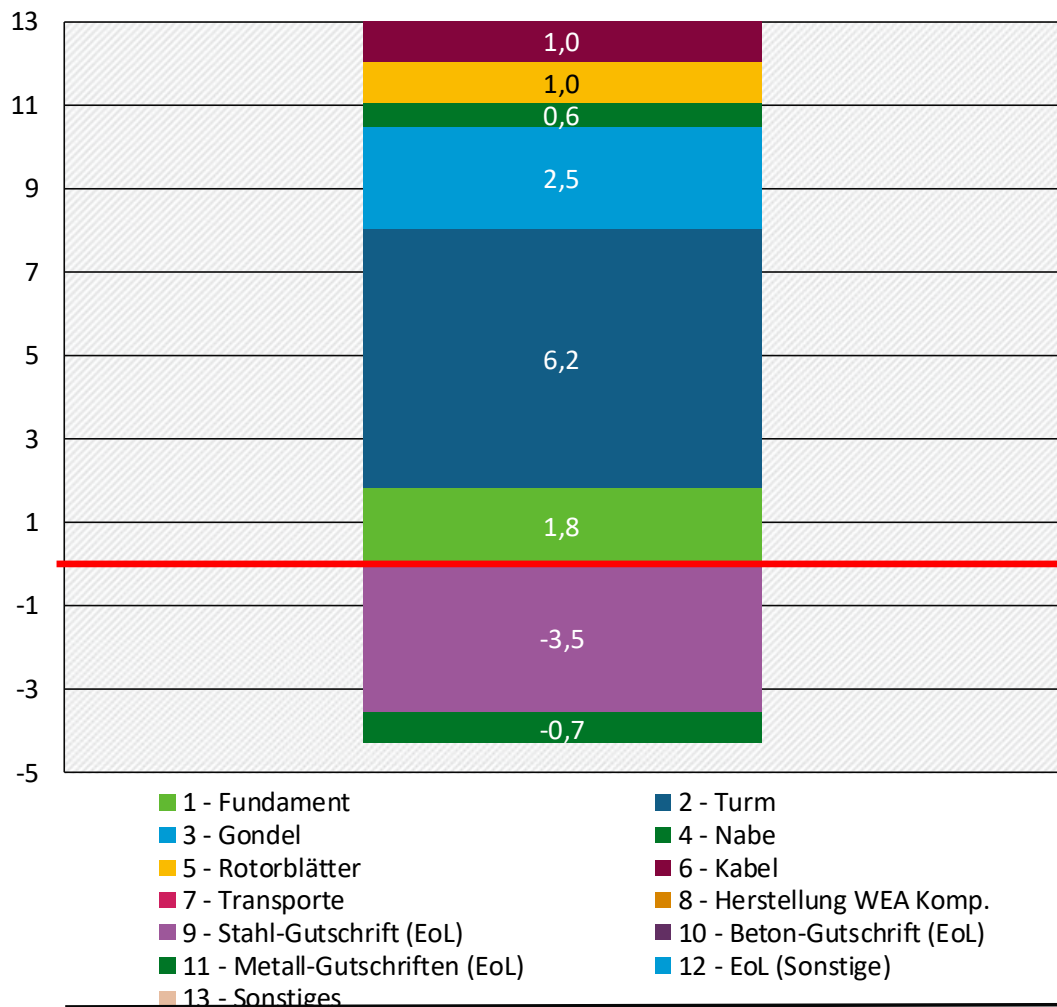
Abbildung 88 zeigt die absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz.

- Die Herstellung der WEA wird dabei, wie schon in Abbildung 87, aufgrund ihrer Relevanz aufgetrennt nach: Fundament (1,8 g CO₂-Äq./kWh), Turm (6,2 g CO₂-Äq./kWh), Gondel (2,5 g CO₂-Äq./kWh), Nabe (0,6 g CO₂-Äq./kWh), Rotorblätter (1,0 g CO₂-Äq./kWh), Transporte (0,2 g CO₂-Äq./kWh) und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten (0,5 g CO₂-Äq./kWh).

- Die Herstellung der Kabel (33 kV und 110 kV) trägt mit 1,0 g CO₂-Äq./kWh zum Gesamtergebnis bei.
- Das Lebensende (EoL) inklusive Gutschriften wird, ebenfalls aufgrund seiner Relevanz, detaillierter aufgetrennt nach Stahl-, Beton- und Metallgutschriften und sonstigen Gutschriften (u.a. Kunststoff). Die meisten Gutschriften kommen durch den Stahl mit -3,5 g CO₂-Äq./kWh, gefolgt von den Gutschriften für Metalle mit -0,7 g CO₂-Äq./kWh. Sonstiges EoL sowie die Gutschriften für den Beton sind mit 0,1 g CO₂-Äq./kWh und -0,2 g CO₂-Äq./kWh vernachlässigbar.
- Die Herstellung des Umspannwerks, die Logistik, Installation, Nutzung und Wartung sowie der Rückbau sind aufgrund ihres geringen Einflusses unter „Sonstiges“ zusammengefasst und tragen mit einem Anteil von 1,0 g CO₂-Äq./kWh zum GWP-Gesamtergebnis bei.

Abbildung 88: Absolute Zusammensetzung des GWP-Ergebnisses des Basisszenarios eines durchschnittlichen Onshore-Windparks am Schwachwindstandort pro kWh Strom (eigene Darstellung)

DURCHSCHNITT Onshore Schwachwind - GWP: 10,6 g CO₂-Äq./kWh Basisszenario



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

7.2.1.4 Übersicht über die GWP-Ergebnisse der Offshore- und Onshore-Windparks

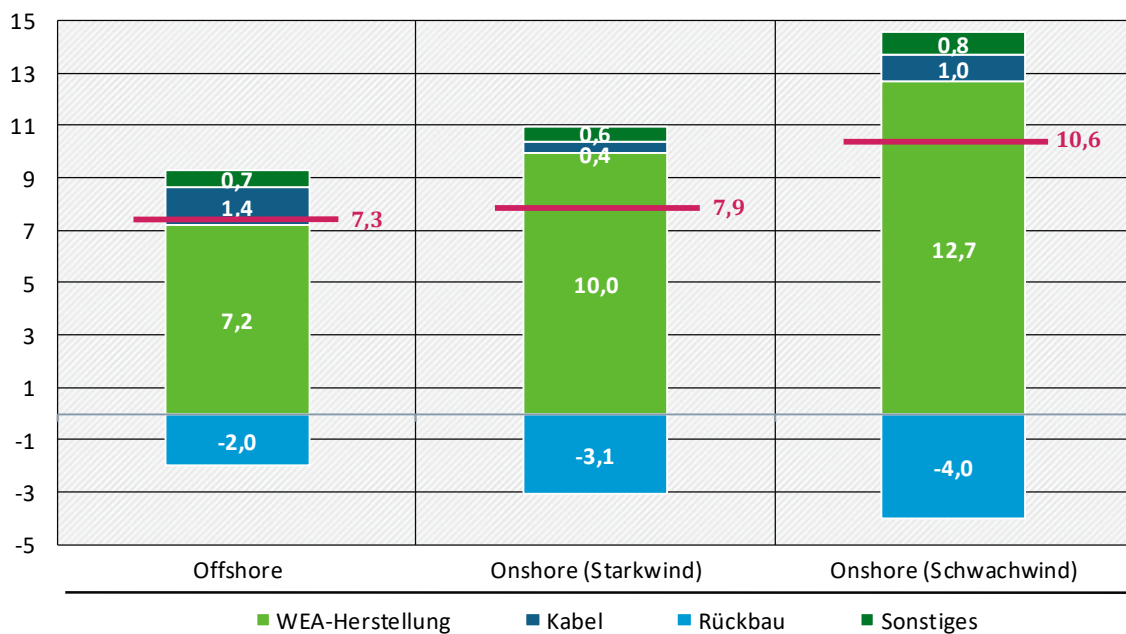
Abbildung 89 zeigt eine Übersicht über die bereits in den vorangegangenen Kapiteln 7.2.1.1 bis 7.2.1.3, untersuchten GWP-Ergebnisse der Basisszenarien der betrachteten, durchschnittlichen Windparks pro kWh Strom, eingespeist in das deutsche Stromnetz. Das sind die wichtigsten Ergebnisse:

- Wie in der Abbildung zu sehen, erzielt der Offshore-Windpark das geringste GWP-Ergebnis gefolgt vom Onshore-Windpark am Starkwindstandort. Das Basisszenario des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort zeigt die höchsten Ergebnisse für GWP.

- Die Herstellung der WEA hat für alle Standorttypen den mit Abstand größten Anteil am GWP-Ergebnis. Die WEA-Herstellung des Offshore-Windparks zeigt dabei das geringste Ergebnis, gefolgt von der WEA-Herstellung für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort und schließlich für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort.
- Die Herstellung der Kabel hat den zweitgrößten Anteil am GWP. Die Kabelherstellung des Offshore-Windparks hat dabei den größten Anteil, gefolgt von der Kabelherstellung für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort und für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort.
- Die im Rückbau enthaltene Verwertung inklusive der Gutschriften für das Materialrecycling am Lebensende führt für alle Standorttypen zu negativen Ergebnissen für den Rückbau. Die Gutschriften sind für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort am höchsten. Es folgen der Onshore-Windpark am Starkwindstandort und der Offshore-Windpark.
- Die Herstellung der Umspannwerke, Logistik, Installation, Nutzung und Wartung sind aufgrund ihres geringen Einflusses unter „Sonstiges“ zusammengefasst und tragen jeweils nur mit einem kleinen Anteil zum GWP-Ergebnis bei.

Abbildung 89: GWP-Ergebnisse der Basisszenarien der durchschnittlichen Windparks pro kWh Strom (eigene Darstellung)

DURCHSCHNITTE - GWP [g CO₂-Äq./kWh] Basisszenarien



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

7.2.1.5 Spezifische LCA-Ergebnisse der Herstellung der WEA und der Verkabelung

Aufgrund ihrer Relevanz werden die Herstellung der WEA sowie die Herstellung der Verkabelung zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt detaillierter untersucht. Der

modulare Modellierungsaufbau ermöglicht dabei eine spezifische Analyse der Komponenten, bezogen auf 1 MW Anlagenleistung im Fall der Herstellung der WEA und bezogen auf 1 Meter Kabellänge im Fall der Herstellung der Verkabelung.

Die spezifischen LCA-Ergebnisse des Basisszenarios der Herstellung der betrachteten WEA, bezogen auf eine Anlagenleistung von 1 MW, sind in Tabelle 95 dargestellt. Die Herstellung der Offshore-WEA zeigt die größten Umweltwirkungen für AP, EP und den nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf. Für GWP und POCP zeigt die Onshore (Schwachwind) WEA die höchsten Ergebnisse.

Tabelle 95: Spezifische LCA-Ergebnisse des Basisszenarios der Herstellung der betrachteten WEA, bezogen auf eine Anlagenleistung von 1 MW

Wirkungskategorie/ Umweltindikator	Einheit	Offshore	Onshore (Starkwind)	Onshore (Schwachwind)
AP	[kg SO ₂ -Äq./MW Anlagenleistung]	3.215	2.545	2.644
EP	[kg Phosphat-Äq./MW Anlagenleistung]	180	167	176
GWP	[kg CO ₂ -Äq./MW Anlagenleistung]	736.563	714.325	762.530
POCP	[kg Ethen-Äq./MW Anlagenleistung]	261	258	282
PED, n. ern.	[MJ/MW Anlagenleistung]	8.515.125	7.631.876	8.071.306

Tabelle 96 zeigt die spezifischen LCA Ergebnisse der Kabelherstellung bezogen auf einen Meter Kabellänge für die Verkabelung zwischen den WEA (33 kV) und zum Netzanschlusspunkt (245 kV für Offshore-Windparks und 110 kV für Onshore-Windparks). Generell scheint die Herstellung der Kabel des Offshore-Windparks im Vergleich zur Herstellung der Kabel der Onshore-Windparks über alle betrachteten Wirkungskategorien hinweg die größeren Umweltwirkung zu haben.

Tabelle 96: Spezifische LCA-Ergebnisse des Basisszenarios der Herstellung der betrachteten Verkabelung, bezogen auf einen Meter Kabellänge

Wirkungskategorie/ Umweltindikator	Einheit	Offshore 33 kV Kabel	Offshore 245 kV Kabel	Onshore 33 kV Kabel	Onshore 110 kV Kabel
AP	[kg SO ₂ -Äq./Meter Kabellänge]	1,32	4,64	0,64	0,75
EP	[kg Phosphat-Äq./Meter Kabellänge]	0,048	0,260	0,041	0,050
GWP	[kg CO ₂ -Äq./Meter Kabellänge]	154	764	116	147
POCP	[kg Ethen-Äq./Meter Kabellänge]	0,070	0,310	0,044	0,053
PED, n. ern.	[MJ/Meter Kabellänge]	2.421	9.644	1.506	2.269

7.2.2 Energy Payback Time (EPBT)

Die energetische Amortisationszeit (Energy Payback Time, EPBT) beschreibt den Zeitpunkt, an dem sich die betrachteten Produktsysteme energetisch amortisieren. Da dieser Wert nur einen kleinen Ausschnitt des Lebenszyklusses einer WEA beschreibt, ist er keine klassische Bewertungsgröße im Sinne der Ökobilanz. Die Größe bezieht sich auf den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf. Die EPBT wird gemäß des Methodenleitfadens der PVPS Task 12 [21] berechnet und ausführlich in Kapitel 6.4.5 beschrieben.

Bei der EPBT ist zu beachten, dass diese von den anlagen- und standortspezifischen Einflussfaktoren abhängig ist. Sie ist beispielsweise vom Primärenergiebedarf des für die Berechnung hinterlegten Referenzstrommixes abhängig, aber auch von den Faktoren, die den jährlichen Stromertrag einer Anlage beeinflussen. Daher variiert die EPBT von Standort zu Standort.

Der Referenzstrommix stellt den substituierten Strom dar. Dabei werden zwei Referenzstrommixe untersucht:

- Durchschnittlicher Strommix in Deutschland mit einem Primärenergiebedarf von 7,627 MJ/kWh (Referenzjahr: 2015) [168], sowie
- Durchschnittlicher Strommix in Dänemark mit einem Primärenergiebedarf von 4,071 MJ/kWh (Referenzjahr: 2015) [168].

Tabelle 97 enthält die Dauer der energetischen Amortisation für den deutschen und dänischen durchschnittlichen Strommix jeweils als Referenzstrom. Die Ergebnisse zeigen, dass die in der Herstellung, Nutzung und am Lebensende der Anlagen eingesetzte Primärenergie bereits spätestens nach einem Jahr Anlagenlaufzeit in Form des erzeugten Windstroms zurückgewonnen wird. Mit dem deutschen Strommix als Referenzstrom beträgt die EPBT, je nach betrachtetem Standort, 2,5-4,5 Monate. Bei der Gegenüberstellung mit dem dänischen Strommix beträgt die EPBT, je nach betrachtetem Standort, 6-11 Monate. Laut Herstellerangaben liegt die durchschnittliche Laufzeit der Anlagen bei 20-25 Jahren [145]. Selbst bei geringeren Anlagenlaufzeiten ist es äußerst unwahrscheinlich, dass sich WEA aus energetischer Sicht nicht amortisieren.

Tabelle 97: Berechnete Energy Payback Time (EPBT) nach Standort

Referenzstrommix	Offshore	Onshore (Starkwind)	Onshore (Schwachwind)
Deutscher Strommix	4,5 Monate	2,5 Monate	3,2 Monate
Dänischer Strommix	10,7 Monate	5,9 Monate	7,6 Monate

7.3 Einordnung der Ergebnisse

Im Rahmen der Einordnung der Ergebnisse erfolgt zunächst eine Einordnung in die Ergebnisse alternativer Stromerzeugungsarten und anschließend eine Einordnung in die Ergebnisbandbreiten der bestehenden Ökobilanzen im Bereich Windenergie aus Kapitel 4. In der folgenden Darstellung der Ergebnisse bekommt die vorliegende Studie dabei den Titel „UBA LCA-Studie“.

Aufgrund der Betrachtung von technisch möglichen, optimalen Bedingungen für die Aufstellung der WEA in Deutschland ist bei einem Vergleich der Ergebnisse mit Umweltprofilen durchschnittlicher Anlagen oder alternativer Stromerzeugungsarten Vorsicht geboten, da der Untersuchungsrahmen voneinander abweicht und ein direkter Vergleich dadurch nicht möglich ist. Jedoch können, basierend auf der Gegenüberstellung, Größenordnungen und Tendenzen sichtbar gemacht werden.

Die folgenden Tabellen (Tabelle 98 bis Tabelle 101) zeigen eine Einordnung der Ergebnisse dieser Studie gegenüber der Stromerzeugung aus Braunkohle, Erdgas und Kernenergie in Deutschland. Die Ergebnisdaten der Referenzsysteme kommen aus den GaBi-Datenbanken (Service Pack: 39, „GaBi DB“) [169] und der Studie „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018“ des Umweltbundesamts aus dem Jahr 2019 („UBA EEE“) [200]. Für die betrachteten Wirkungskategorien weist die Stromerzeugung moderner WEA ein deutlich geringeres Umweltprofil auf als die Stromerzeugung aus Braunkohle oder Erdgas.

Tabelle 98: Einordnung der GWP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)

Energiequelle	GaBi DB [g CO ₂ -Äq./kWh]	UBA EEE [g CO ₂ -Äq./kWh]	UBA LCA-Studie [g CO ₂ -Äq./kWh]
Braunkohle	1.139	1.054	-
Erdgas	486	433	-
Kernenergie	4,7	67,8	-
Wind - Offshore	-	-	7,3
Wind - Onshore (Schwachwind)	-	-	10,6
Wind - Onshore (Starkwind)	-	-	7,9

Tabelle 99: Einordnung der AP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)

Energiequelle	GaBi DB [g SO ₂ -Äq./kWh]	UBA EEE [g SO ₂ -Äq./kWh]	UBA LCA-Studie [g SO ₂ -Äq./kWh]
Braunkohle	1,12	0,99	-
Erdgas	0,27	0,29	-
Kernenergie	0,03	0,17	-

Energiequelle	GaBi DB [g SO ₂ -Äq./kWh]	UBA EEE [g SO ₂ -Äq./kWh]	UBA LCA-Studie [g SO ₂ -Äq./kWh]
Wind - Offshore	-	-	0,041
Wind - Onshore (Schwachwind)	-	-	0,041
Wind - Onshore (Starkwind)	-	-	0,031

Tabelle 100: Einordnung der EP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)

Energiequelle	GaBi DB [g Phosphat-Äq./kWh]	UBA LCA-Studie [g Phosphat-Äq./kWh]
Braunkohle	0,152	-
Erdgas	0,051	-
Kernenergie	0,007	-
Wind - Offshore	-	0,0032
Wind - Onshore (Schwachwind)	-	0,0035
Wind - Onshore (Starkwind)	-	0,0026

Tabelle 101: Einordnung der POCP-Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen alternativer Stromerzeugungsarten (Darstellung in Absolutwerten) [169] [200] (eigene Darstellung)

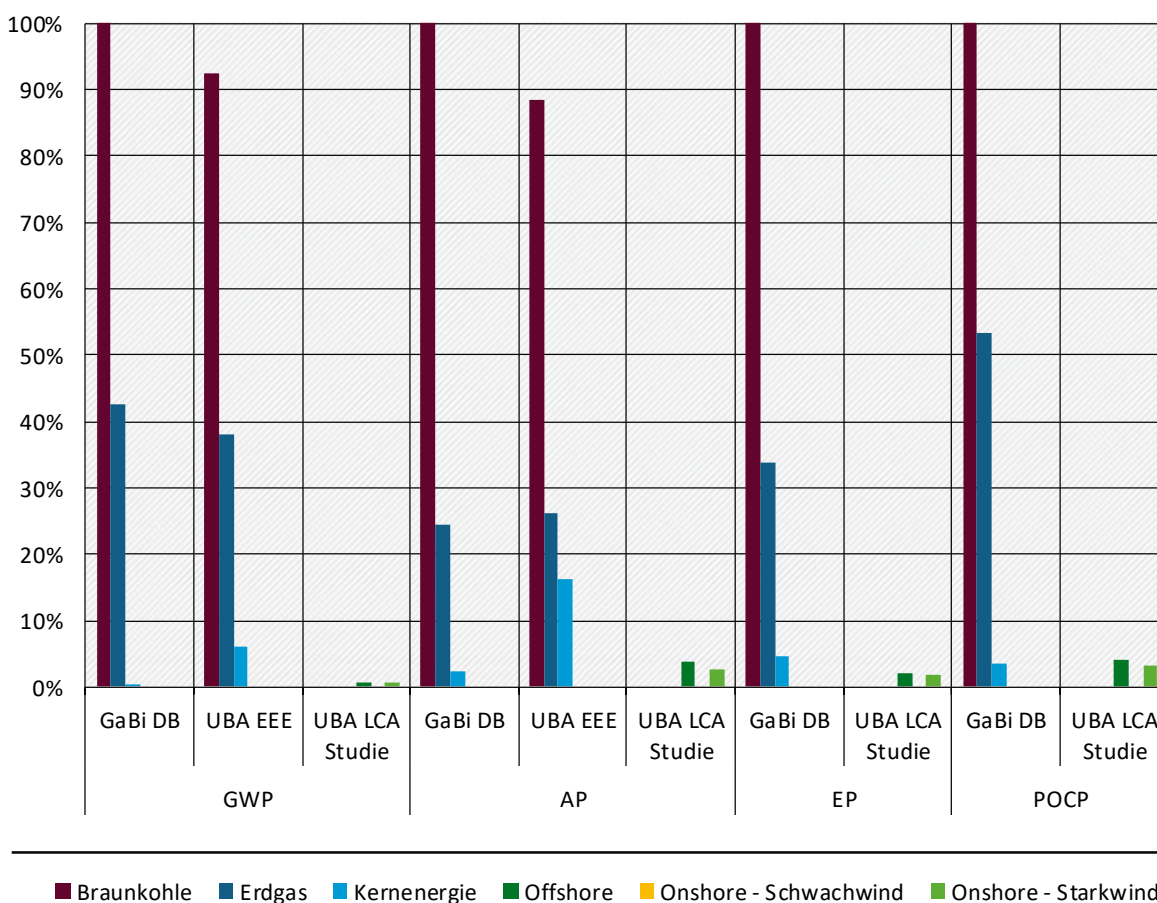
Energiequelle	GaBi DB [g Ethen-Äq./kWh]	UBA LCA-Studie [g Ethen-Äq./kWh]
Braunkohle	0,072	-
Erdgas	0,0328	-
Kernenergie	0,002	-
Wind - Offshore	-	0,0029
Wind - Onshore (Schwachwind)	-	0,0034
Wind - Onshore (Starkwind)	-	0,0024

Abbildung 90 stellt die Ergebnisse für GWP, AP, EP und POCP aus obigen Tabellen (Tabelle 98 bis Tabelle 101) in relativen Werten dar, um die unterschiedlichen Größenordnungen zwischen den Ergebnissen fossiler Stromerzeugungsarten und den Ergebnissen der Windstromerzeugung zu verdeutlichen. Die Ergebnisse der Braunkohle aus den GaBi-Datenbanken für GWP, AP, EP und POCP werden dabei jeweils auf 100 % gesetzt und die Ergebnisse der anderen Energieträger relativ dazu dargestellt.

Abbildung 90: Einordnung der Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie zur Windstromerzeugung gegenüber den Ergebnissen fossiler Stromerzeugungsarten verschiedener Quellen (Darstellung in relativen Werten mit Skalierung des Braunkohle-Ergebnisses aus den GaBi-Datenbanken auf 100 %) [169] [200] (eigene Darstellung)

Einordnung LCA-Indikatoren Basisszenarien

Fossile und erneuerbare Stromerzeugung - je kWh



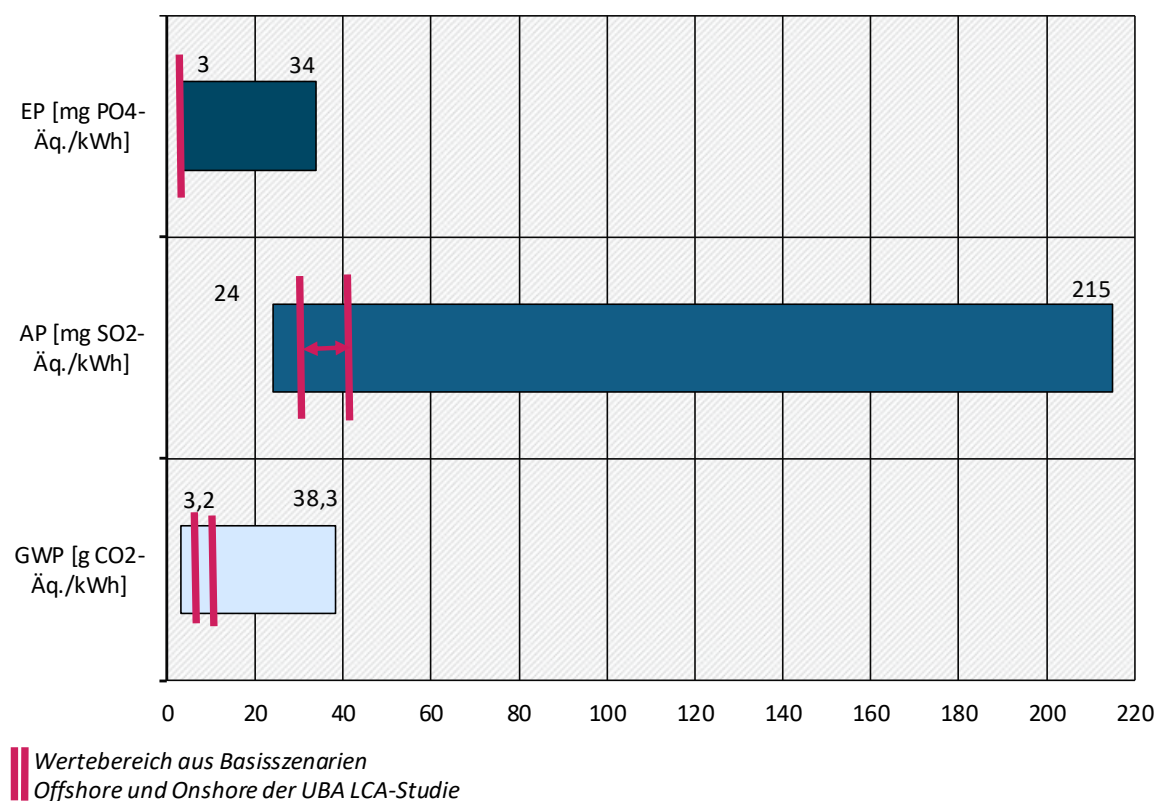
Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Im Anschluss erfolgte eine Einordnung der Ergebnisse der untersuchten Produktsysteme der vorliegenden Studie in die Ergebnisbandbreiten der bestehenden Ökobilanzen im Bereich Windenergie aus Kapitel 4. Die Ergebnisbandbreiten dieser Studie enthalten dabei die Ergebnisse der drei betrachteten, durchschnittlichen Offshore- und Onshore-Windparks am Stark- und Schwachwindstandort.

Wie in Abbildung 91 und Tabelle 102 zu sehen, sind die Bandbreiten der Ergebnisse bestehender Ökobilanzen sehr groß. Die Ergebnisse der vorliegenden Studie lassen sich im unteren Bereich der Ergebnisbandbreiten einordnen. Dies ist nicht verwunderlich, da sich diese Studie gemäß definiertem Untersuchungsrahmen auf marktreife Technologien fokussiert, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Auch das gewählte End-of-Life Allokationsverfahren („Avoided Burden“ oder „Cut-off“) hat einen großen Einfluss auf die Ergebnisse. In Kapitel 7.5 werden Szenarioanalysen zu alternativen End-of-Life Allokationsverfahren durchgeführt. Die vorliegenden Studienergebnisse bestätigen im Wesentlichen die bisherigen Erkenntnisse zu Ökobilanzen zur Windstromerzeugung und erhöhen die Belastbarkeit durch die aktualisierte und repräsentative Datenbasis.

Abbildung 91: Einordnung der Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie in die Ergebnisbandbreiten aus bestehenden Ökobilanzen zu WEA (eigene Darstellung)

Ergebnis-Bandbreiten aus bestehenden Ökobilanzen vs. UBA LCA-Studie



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Tabelle 102: Einordnung der Ergebnisse der Basisszenarien der untersuchten Produktsysteme dieser Studie in die Ergebnisbandbreiten aus bestehenden Ökobilanzen zu WEA

Wirkungskategorie	Einheit	Bandbreite bestehender Ökobilanzen	UBA LCA-Studie
Eutrophierungspotenzial (EP)	mg Phosphat-Äq./kWh	2,6 - 34,0	2,6 - 3,5
Versauerungspotenzial (AP)	mg SO ₂ -Äq./kWh	24,0 - 215,0	31,0 – 41,0

Wirkungskategorie	Einheit	Bandbreite bestehender Ökobilanzen	UBA LCA-Studie
Treibhauspotenzial (GWP)	g CO ₂ -Äq./kWh	3,2 - 38,3	7,3 – 10,6

7.4 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse zeigt den Einfluss der Variation einzelner Parameterwerte auf die GWP-Ergebnisse. Da sich die betrachteten Wirkungskategorien und Umweltindikatoren ähnlich verhalten, wurde die Sensitivitätsanalyse lediglich für GWP, stellvertretend für alle betrachteten Wirkungskategorien und Umweltindikatoren, dargestellt. Ausgehend von den Parametereinstellungen und Modellierungsansätzen des Basisszenarios wurde jeweils ein Parameterwert variiert, während die anderen Parameter konstant gehalten wurden. Die Definition der Abweichung vom Parameterwert während der Variation (z.B. $\pm 20-25\%$) basiert auf einer theoretischen Bandbreite. Das Ziel der Sensitivitätsanalyse ist es, den Einfluss bestimmter Parameter auf die Ergebnisse aufzuzeigen. Durch die Aufzeichnung der Auswirkungen der Parametervariationen auf die GWP-Ergebnisse wurden Sensitivitätsdiagramme erstellt. Dabei gilt zu beachten, dass

- jede Linie auf drei Datenpunkten basiert (Basisszenario und zwei Variationen),
- Linien mit einer starken Steigung Parameter mit einem großen Einfluss auf die Ergebnisse und Linien mit einer geringen Steigung Parameter mit einem geringen Einfluss aufzeigen,
- Linien mit einer positiven Steigung für eine positive Korrelation stehen, was bedeutet, dass eine Erhöhung des Parameterwertes auch das GWP-Ergebnis erhöht, während Linien mit einer negativen Steigung bedeuten, dass eine Erhöhung des Parameterwertes das GWP-Ergebnis verringert.

In Tabelle 103 sind die, im Rahmen der Sensitivitätsanalyse betrachteten, Parameter und Parametereinstellungen des Basisszenarios und der Sensitivitäten für den Offshore-Windpark dargestellt.

Tabelle 103: Parametervariation der Sensitivitätsanalyse des Offshore-Windparks

Parameter	-20 % Wert	Wert im Basisszenario	+20 % Wert
Länge der Verkabelung zwischen Offshore- und Onshore-Station (245 kV Kabel)	48 km zur Küste	60 km zur Küste	72 km zur Küste
Länge der Verkabelung zwischen den WEA und der Offshore-Station (33 kV Kabel)	1,6 km je WEA	2 km je WEA	2,4 km je WEA
Laufzeit der WEA (inklusive Aufwände für Wartung und Ersatzteilbedarfe)	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre

Wie in Abbildung 92 dargestellt, führt eine Variation des Parameters um $\pm 20\%$ zu:

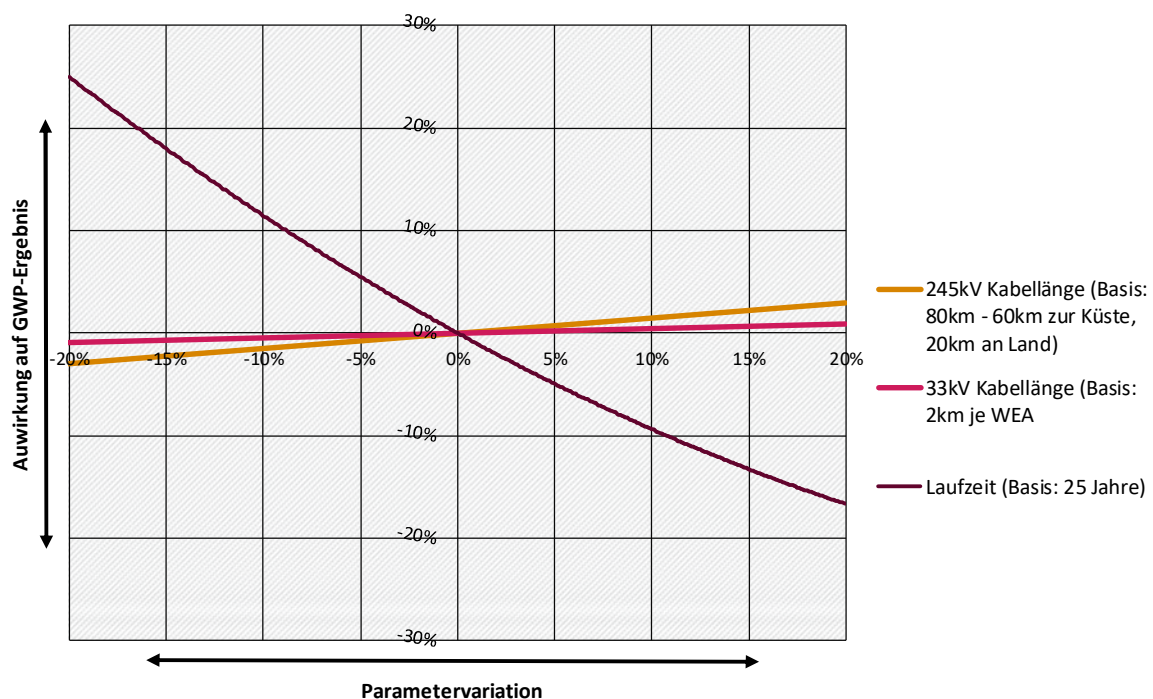
- Abweichungen von $\pm 3\%$ vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Länge der 245 kV Verkabelung,

- Abweichungen von ± 1 % vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Länge der 33 kV Verkabelung,
- Abweichungen von +25 % vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Laufzeit der WEA für eine Variation der Parametereinstellung um -20 % und Abweichungen von -17 % für eine Variation der Parametereinstellung um +20 %.

Die Laufzeit der Anlage hat somit einen sehr großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis und ist der einflussreichste Parameter dieser Analyse. Je geringer die Laufzeit, desto höher das GWP-Ergebnis.

Abbildung 92: GWP-Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Offshore-Windparks (eigene Darstellung)

Offshore - Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort werden die in Tabelle 104 dargestellten Parameter und Parametereinstellungen des Basisszenarios und der Sensitivitäten variiert.

Tabelle 104: Parametervariation der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Starkwind)

Parameter	-25 % Wert	Wert im Basisszenario	+25 % Wert
Länge der Verkabelung zwischen dem Umspannwerk und dem Anschluss ans Stromnetz (110 kV Kabel)	0,38 km je WEA	0,5 km je WEA	0,63 km je WEA
Länge der Verkabelung zwischen den WEA und dem Umspannwerk (33 kV Kabel)	0,85 km je WEA	1,1 km je WEA	1,4 km je WEA

Parameter	-25 % Wert	Wert im Basisszenario	+25 % Wert
Laufzeit der WEA (inklusive Aufwände für Wartung und Ersatzteilbedarfe)	15 Jahre	20 Jahre	25 Jahre

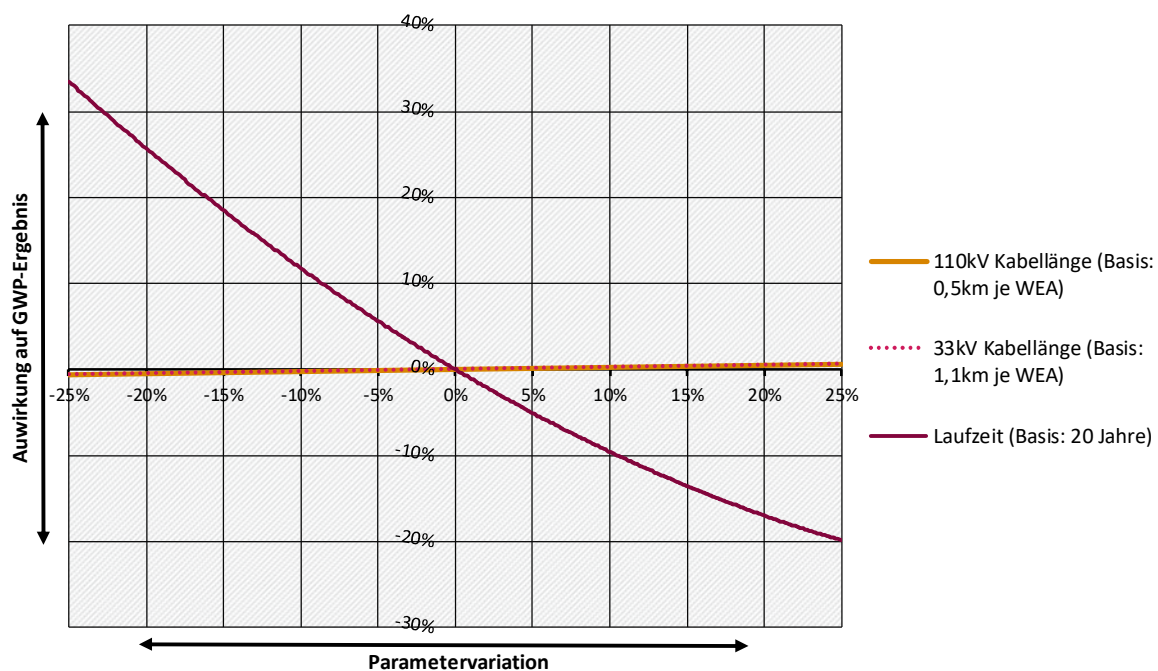
Wie in Abbildung 93 dargestellt, führt eine Variation des Parameters um $\pm 25\%$ zu:

- Abweichungen von $\pm 1\%$ vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Länge der 110 kV Verkabelung,
- Abweichungen von $\pm 1\%$ vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Länge der 33 kV Verkabelung,
- Abweichungen von $+33\%$ vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Laufzeit der WEA für eine Variation der Parametereinstellung um -25% und Abweichungen von -20% für eine Variation der Parametereinstellung um $+25\%$.

Die Laufzeit der Anlage hat auch hier einen sehr großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis und ist der einflussreichste Parameter der Analyse.

Abbildung 93: GWP-Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Starkwind) (eigene Darstellung)

Onshore Starkwind - Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Tabelle 105 stellt die Parameter und Parametereinstellungen des Basisszenarios und der Sensitivitäten dar, die für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort variiert wurden.

Tabelle 105: Parametervariation der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Schwachwind)

Parameter	-25 % Wert	Wert im Basisszenario	+25 % Wert
Länge der Verkabelung zwischen dem Umspannwerk und dem Anschluss ans Stromnetz (110 kV Kabel)	1,5 km je WEA	2 km je WEA	2,5 km je WEA
Länge der Verkabelung zwischen den WEA und dem Umspannwerk (33 kV Kabel)	0,85 km je WEA	1,1 km je WEA	1,4 km je WEA
Laufzeit der WEA (inklusive Aufwände für Wartung und Ersatzteilbedarfe)	15 Jahre	20 Jahre	25 Jahre

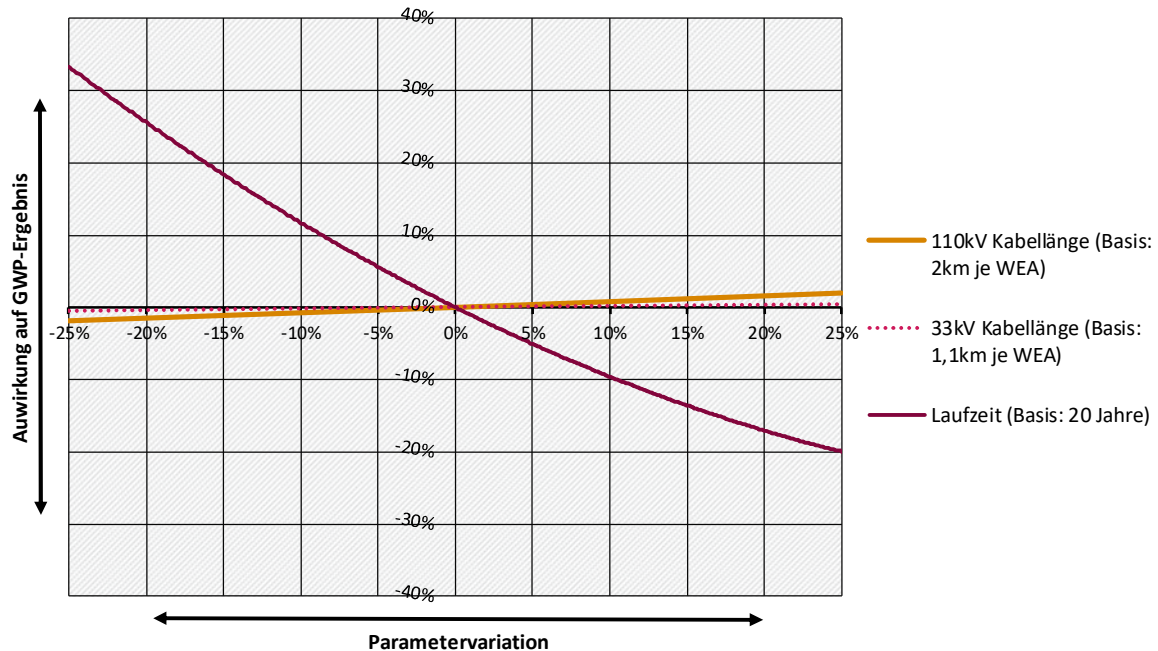
Wie in Abbildung 94 dargestellt, führt eine Variation des Parameters um $\pm 25\%$ zu:

- Abweichungen von $\pm 2\%$ vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Länge der 110 kV Verkabelung,
- Abweichungen von $\pm 0,4\%$ vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Länge der 33 kV Verkabelung,
- Abweichungen von $\pm 33\%$ vom GWP-Ergebnis des Basisszenarios für die Variation der Laufzeit der WEA für eine Variation der Parametereinstellung um -25% und Abweichungen von -20% für eine Variation der Parametereinstellung um $+25\%$.

Die Laufzeit der Anlage hat auch hier einen sehr großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis und ist der einflussreichste Parameter der Sensitivitätsanalyse.

Abbildung 94: GWP-Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Onshore-Windparks (Schwachwind) (eigene Darstellung)

Onshore Schwachwind - Sensitivitätsanalyse ausgewählter Parameter



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

7.5 Szenarioanalyse

Szenarioanalysen dienen dazu, den Einfluss bestimmter Parameterwerte oder Modellierungsansätze über den gesamten Lebenszyklus zu ermitteln. Zunächst erfolgt die Definition und Analyse der Szenarien sowie die Berechnung der GWP-Ergebnisse der Szenarien für die betrachteten Standorttypen der Windparks (offshore, onshore (Starkwind) und onshore (Schwachwind)). Anschließend erfolgt eine Darstellung der LCA-Ergebnisse für Szenario-Bandbreiten.

7.5.1 GWP-Ergebnisse der Szenarien des Offshore-Windparks

Für den Offshore-Windpark wurden drei Szenarien durchgeführt:

- Szenario 1: „Szenario EoL“
- Szenario 2: „Szenario Wassertiefe“
- Szenario 3: „Szenario Volllaststunden“

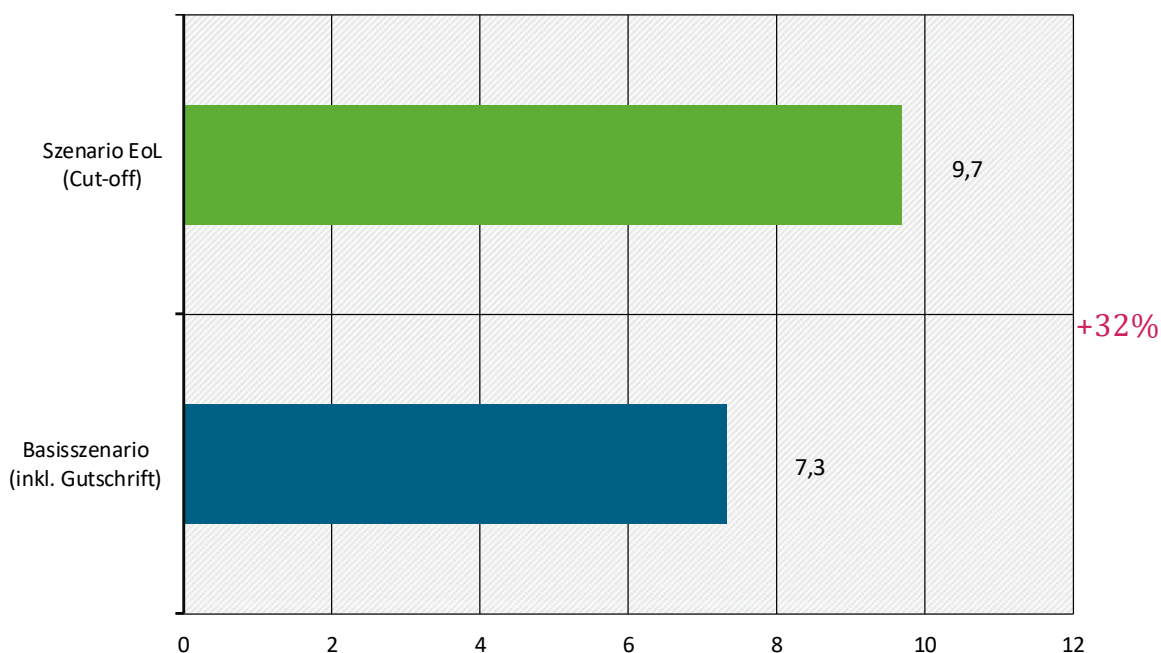
Die Szenarien werden im Folgenden erläutert.

Im Basisszenario werden am Lebensende des Offshore-Windparks im Zuge der Verwertung Gutschriften für das Materialrecycling gegeben. Aufgrund des hohen Einflusses der Gutschriften auf die LCA-Ergebnisse (siehe Kapitel 7.2.1) wird daher zunächst eine Szenarioanalyse zum Lebensende des Offshore-Windparks durchgeführt (Szenario 1). Dabei wird dem Basisszenario ein alternatives EoL-Szenario, das sogenannte „Cut-off“-Szenario, gegenübergestellt. In diesem

Szenario werden weder die Lasten und Aufwendungen zur Bereitstellung des Sekundärmaterials noch die Gutschriften für das einsatzfähige Sekundärmaterial berücksichtigt. Das entspricht dem „Cut-off“-Modellierungsansatz, bei dem im Modell eingehendes und ausgehendes Sekundärmaterial „abgeschnitten“ werden. Dabei bleiben offene Schrottinputs in der Herstellungsphase unverbunden. Die Systemgrenze am Lebensende wird am Punkt der Schrottsammlung gezogen, um die Sammelquote zu berücksichtigen, was zu einem offenen Schrotoutput am Lebensende führt. Die weitere Verarbeitung und das Recycling des Schrottes wird somit Teil des nachfolgenden Lebenszyklusses und wird nicht betrachtet. Das GWP-Ergebnis von Szenario 1, zum Lebensende des Offshore-Windparks, ist in Abbildung 95 dargestellt. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (7,3 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt das Szenario 1 zu einem um 32 % höheren GWP-Ergebnis (9,7 g CO₂-Äq./kWh Strom). Die Wahl des EoL-Szenarios hat somit einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Offshore-Windparks.

Abbildung 95: GWP-Ergebnis von Szenario 1 des Offshore-Windparks (eigene Darstellung)

Offshore Szenario 1
g CO₂-Äq./kWh



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

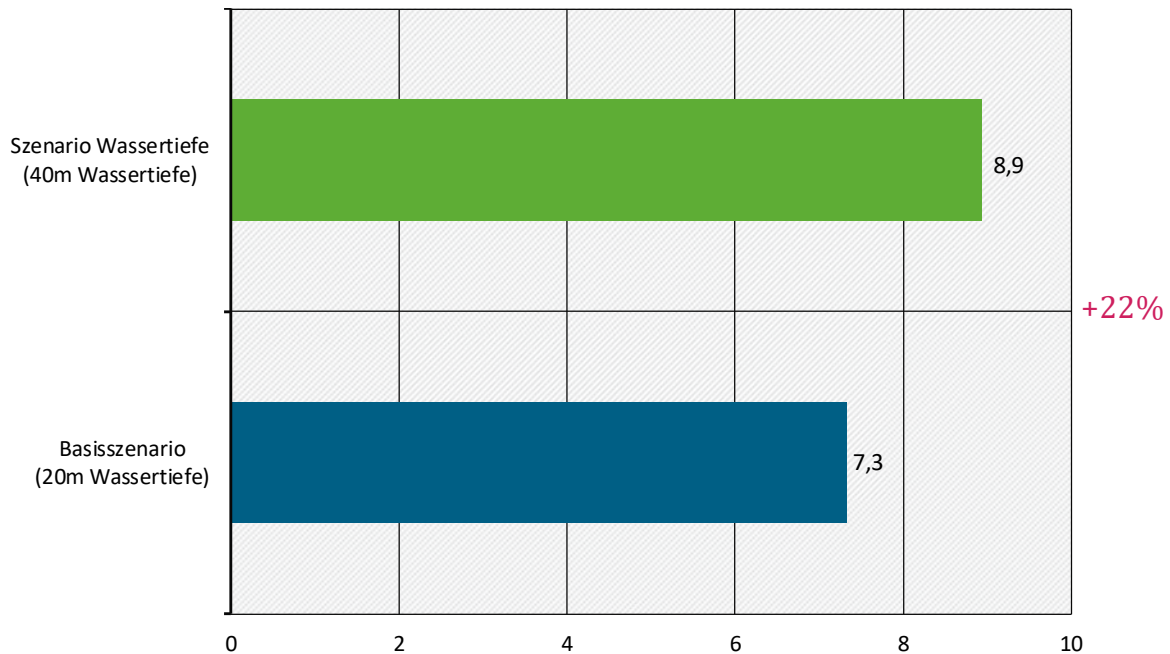
Um den Einfluss der Wassertiefe auf das GWP-Ergebnis des Offshore-Windparks zu untersuchen, wird im Folgenden ein Szenario zur Wassertiefe des Offshore-Windparks durchgeführt (Szenario 2). Dabei wird die Wassertiefe von 20 m im Basisszenario auf 40 m erhöht. Dies ist die maximale Tiefe für die Anwendung von Monopiles. Laut Hersteller sind als Folge dieser Verdopplung 70-85 % mehr Fundamentmaterial notwendig (für das Szenario werden 85 % angenommen) [145]. Es wird die Annahme getroffen, dass der Aufwand bei Auf- und Rückbau um 20 % steigt. Die Materialmengen, die am Lebensende bei der Verwertung anfallen, werden entsprechend angepasst. Das GWP-Ergebnis von Szenario 2 ist in Abbildung 96 dargestellt. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (7,3 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt das Szenario 2 zu einem um 22 % höheren GWP-Ergebnis (8,9 g CO₂-

Äq./kWh Strom). Folglich hat die Wassertiefe einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Offshore-Windparks.

Abbildung 96: GWP-Ergebnis von Szenario 2 des Offshore-Windparks (eigene Darstellung)

Offshore Szenario 2

g CO₂-Äq./kWh



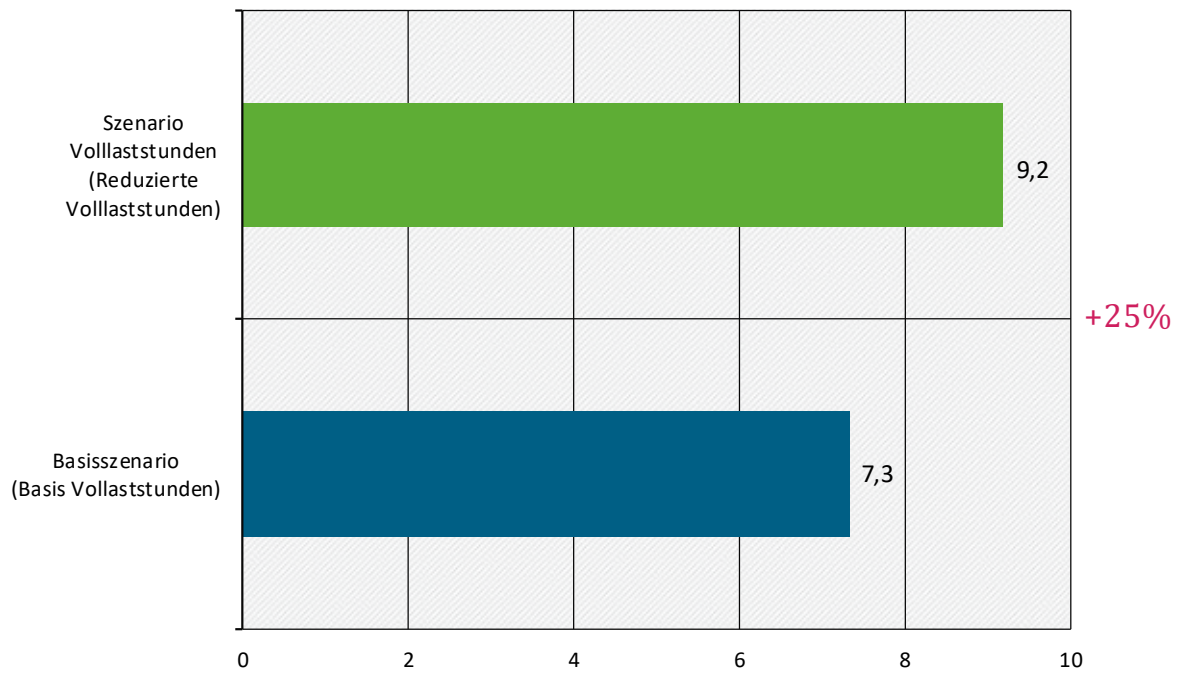
Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Aufgrund der zunehmenden Verknappung von windreichen Standorten, wird außerdem ein Szenario zu reduzierten Volllaststunden durchgeführt. Ausgehend von ca. 4.000-4.500 Volllaststunden pro Jahr im Basisszenario werden die Volllaststunden um 20 % reduziert. Abbildung 97 zeigt das Ergebnis von Szenario 3. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (7,3 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt die Reduktion der Volllaststunden um 20 % zu einem um 25 % höheren GWP-Ergebnis von 9,2 g CO₂-Äq./kWh Strom. Somit hat die Anzahl der Volllaststunden einen großen Einfluss auf das Ergebnis.

Abbildung 97: GWP-Ergebnis von Szenario 3 des Offshore-Windparks (eigene Darstellung)

Offshore Szenario 3

g CO₂-Äq./kWh



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

7.5.2 GWP-Ergebnisse der Szenarien des Onshore-Windparks am Starkwindstandort

Für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort wurden drei Szenarien durchgeführt.

- Szenario 1: „Szenario EoL“
- Szenario 2: „Szenario Fundament“
- Szenario 3: „Szenario Volllaststunden“

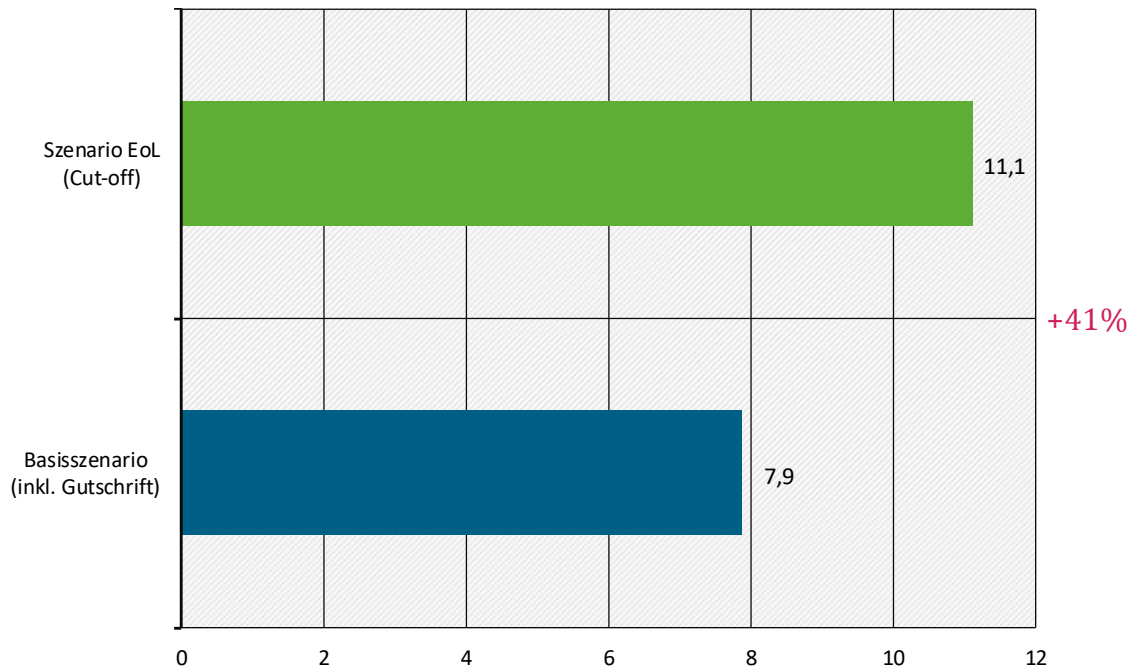
Die Szenarien werden im Folgenden näher beschrieben.

Wie schon für den Offshore-Windpark wurde dem Basisszenario zunächst das alternative „Cut-off“-Szenario zum Lebensende des Onshore-Windparks am Starkwindstandort gegenübergestellt. Das GWP-Ergebnis von Szenario 1 ist in Abbildung 98 dargestellt. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (7,9 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt das Szenario 1 zu einem um 41 % höheren GWP-Ergebnis (11,1 g CO₂-Äq./kWh Strom). Die Wahl des EoL-Szenarios hat somit einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Onshore-Windparks.

Abbildung 98: GWP-Ergebnis von Szenario 1 des Onshore-Windparks am Starkwindstandort (eigene Darstellung)

Onshore Starkwind Szenario 1

g CO₂-Äq./kWh



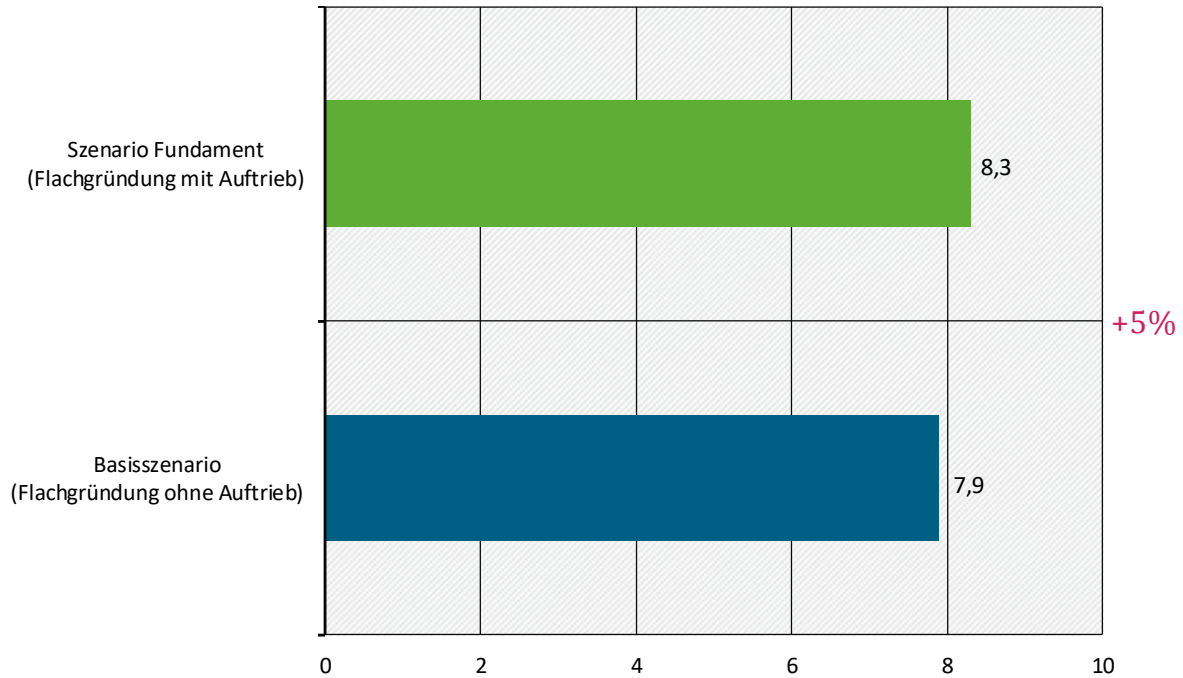
Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Um den Einfluss der verschiedenen Gründungsarten auf das GWP-Ergebnis des Onshore-Windparks am Starkwind-Standort zu untersuchen, wird, im Gegensatz zum Basisszenario mit einer Flachgründung ohne Auftrieb, ein Szenario zur Flachgründung mit Auftrieb betrachtet. Das GWP-Ergebnis dieses Szenarios 2 zeigt Abbildung 99. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (7,9 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt das Szenario 2 zu einer geringen Verschlechterung des GWP-Ergebnisses um 5 % (8,3 g CO₂-Äq./kWh Strom).

Abbildung 99: GWP-Ergebnis von Szenario 2 des Onshore-Windparks am Starkwindstandort (eigene Darstellung)

Onshore Starkwind Szenario 2

g CO₂-Äq./kWh



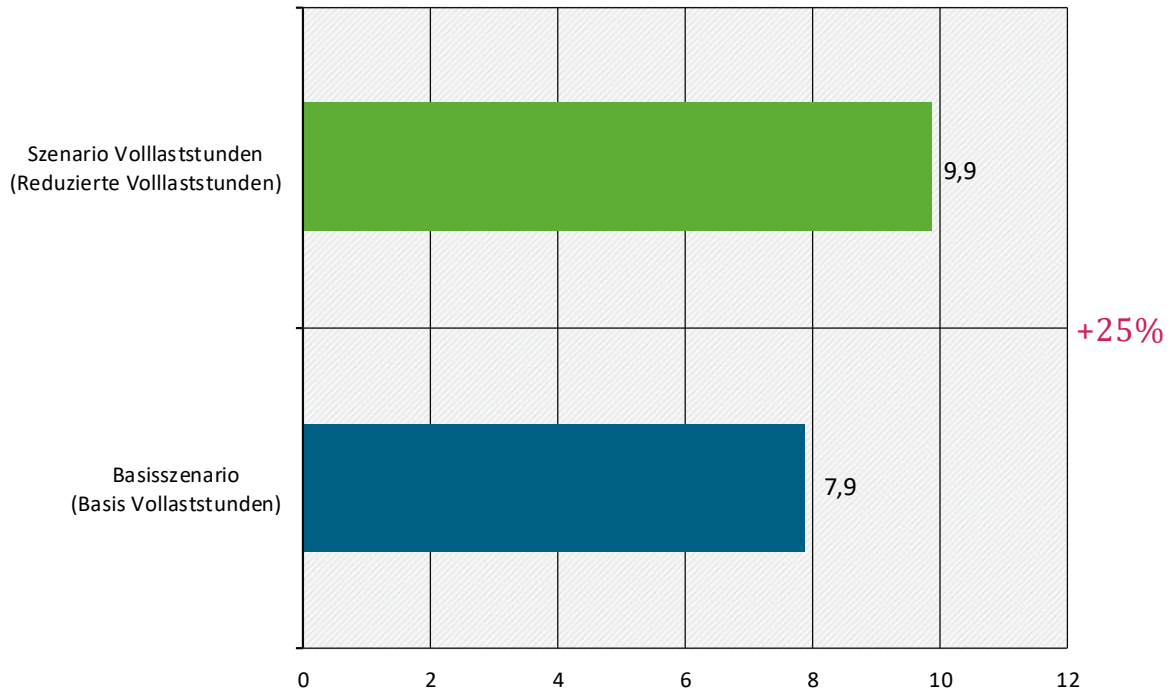
Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Im Anschluss wird Szenario 3, ein Szenario zu reduzierten Volllaststunden, durchgeführt. Ausgehend von ca. 3.400-3.800 Volllaststunden pro Jahr im Basisszenario werden die Volllaststunden um 20 % reduziert. Abbildung 100 zeigt das Ergebnis von Szenario 3. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (7,9 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt die Reduktion der Volllaststunden um 20 % zu einem um 25 % höheren GWP-Ergebnis von 9,9 g CO₂-Äq./kWh Strom. Somit hat die Anzahl der Volllaststunden einen großen Einfluss auf das Ergebnis.

Abbildung 100: GWP-Ergebnis von Szenario 3 des Onshore-Windparks am Starkwindstandort (eigene Darstellung)

Onshore Starkwind Szenario 3

g CO₂-Äq./kWh



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

7.5.3 GWP-Ergebnisse der Szenarien des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort

Für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort wurden vier Szenarien durchgeführt.

- Szenario 1: „Szenario EoL“
- Szenario 2: „Szenario Fundament“
- Szenario 3: „Szenario Volllaststunden“
- Szenario 4: „Szenario Gitterturm“

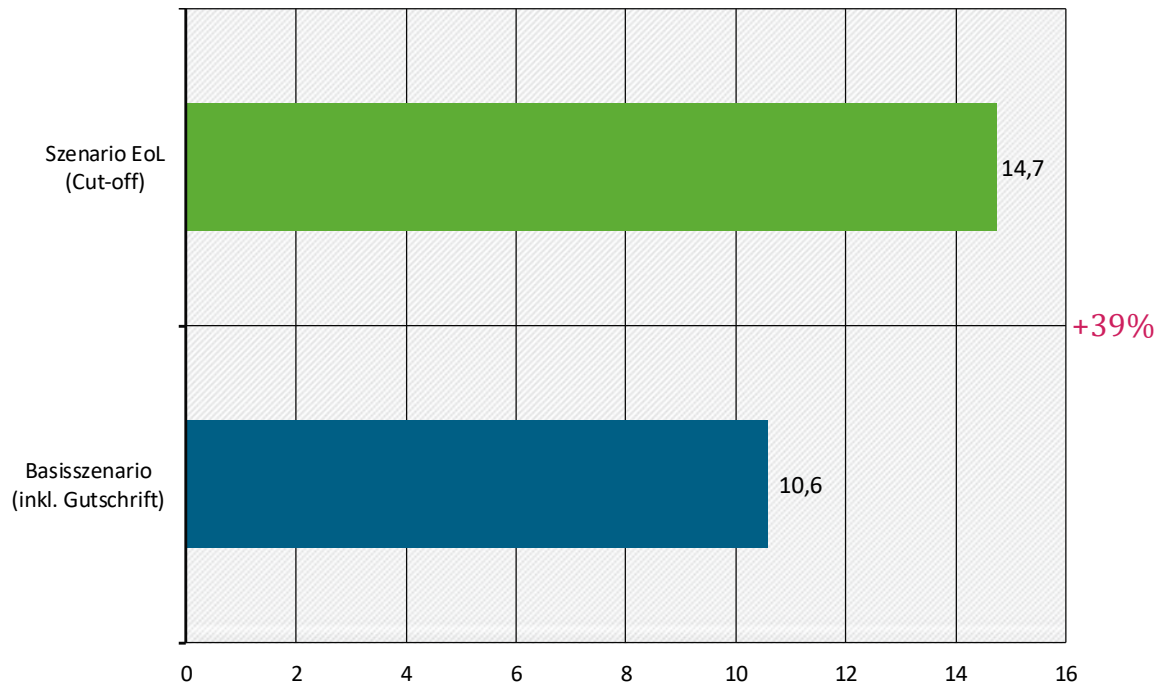
Auf die Szenarien wird im Folgenden näher eingegangen.

Zunächst wurde dem Basisszenario wieder das alternative „Cut-off“-Szenario zum Lebensende des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort gegenübergestellt. Das GWP-Ergebnis von Szenario 1 ist in Abbildung 101 dargestellt. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (10,6 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt das Szenario 1 zu einem um 39 % höheren GWP-Ergebnis (14,7 g CO₂-Äq./kWh Strom). Die Wahl des EoL-Szenarios hat somit einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Onshore-Windparks.

Abbildung 101: GWP-Ergebnis von Szenario 1 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung)

Onshore Schwachwind Szenario 1

g CO₂-Äq./kWh



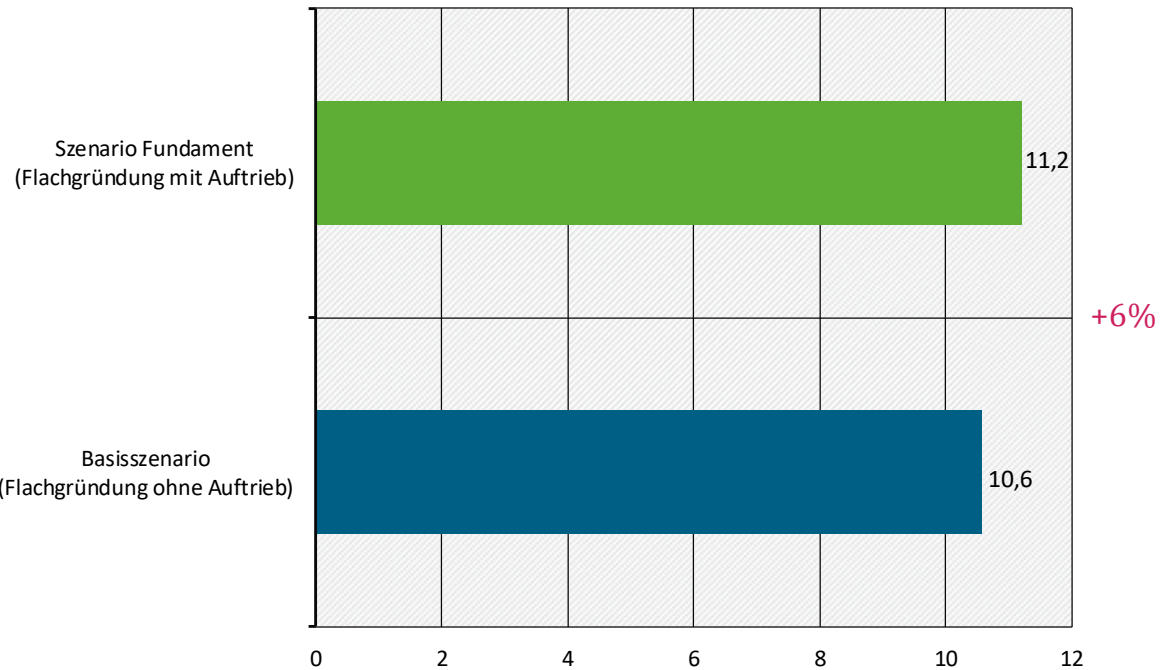
Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Wie schon für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort, wird dem Basisszenario, mit einer Flachgründung ohne Auftrieb, ein Szenario zur Flachgründung mit Auftrieb gegenübergestellt mit dem Zweck, den Einfluss der verschiedenen Gründungsarten auf das GWP-Ergebnis zu untersuchen. Abbildung 102 zeigt das GWP-Ergebnis dieses Szenarios 2. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (10,6 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt das Szenario 2 zu einer geringen Verschlechterung des GWP-Ergebnisses um 6 % (11,2 g CO₂-Äq./kWh Strom).

Abbildung 102: GWP-Ergebnis von Szenario 2 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung)

Onshore Schwachwind Szenario 2

g CO₂-Äq./kWh



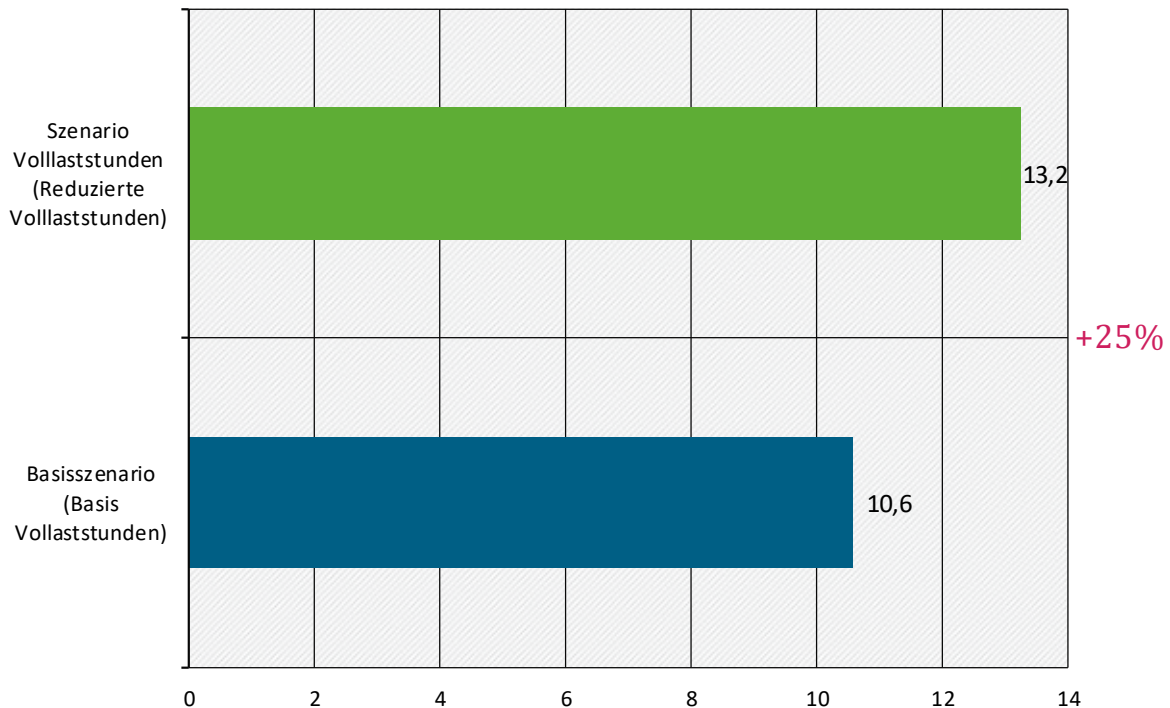
Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Im Anschluss wird ein Szenario zu reduzierten Volllaststunden durchgeführt (Szenario 3). Ausgehend von ca. 2.800-3.200 Volllaststunden pro Jahr im Basisszenario werden die Volllaststunden um 20 % reduziert. Abbildung 103 zeigt das Ergebnis von Szenario 3. Verglichen mit dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (10,6 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt die Reduktion der Volllaststunden um 20 % zu einem um 25 % höheren GWP-Ergebnis von 13,2 g CO₂-Äq./kWh Strom. Somit hat die Anzahl der Volllaststunden einen großen Einfluss auf das Ergebnis.

Abbildung 103: GWP-Ergebnis von Szenario 3 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung)

Onshore Schwachwind Szenario 3

g CO₂-Äq./kWh



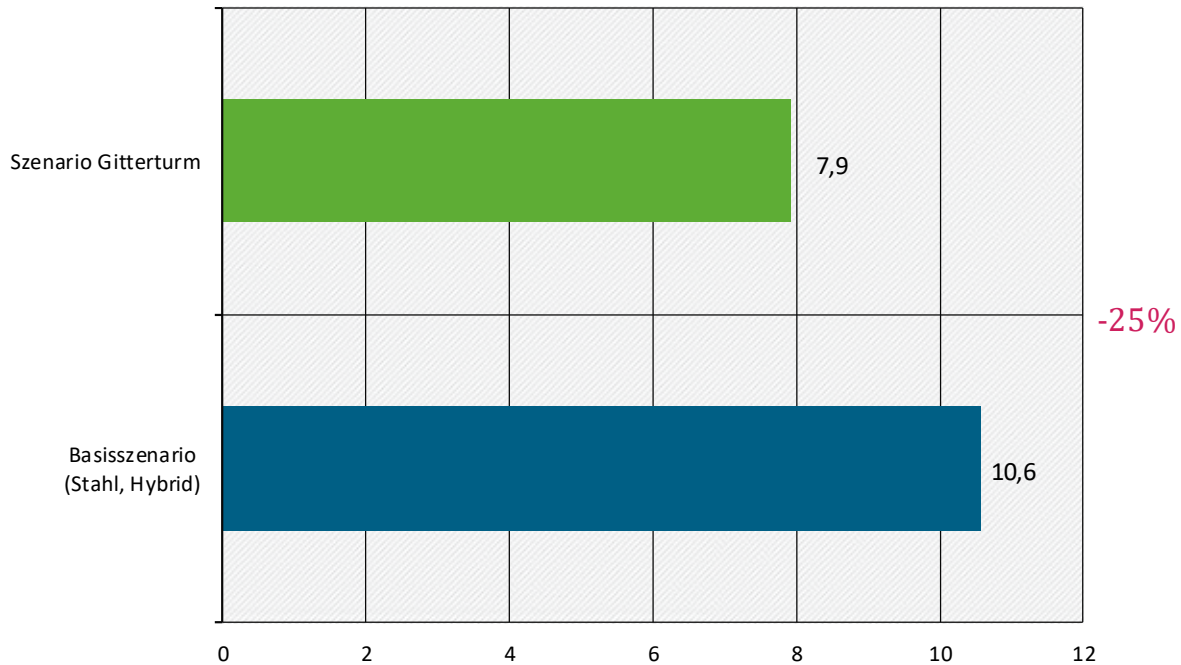
Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Im Rahmen von Szenario 4 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort wird anstelle des Stahlrohr- bzw. Hybriddurms ein Gitterturm betrachtet. Der Gitterturm ist für eine Nabenhöhe von 140 m ausgelegt und kann eine Kopfmasse von 300-400 t tragen. Er besteht aus Stahlbauteilen inklusive vier bewehrter Einzelfundamente. Für die WEA mit größeren Nabenhöhen wurden die Materialbedarfe entsprechend um 20 % erhöht. Abbildung 104 zeigt das GWP-Ergebnis des Szenarios 4 zum Gitterturm. Gegenüber dem GWP-Ergebnis des Basisszenarios (10,6 g CO₂-Äq./kWh Strom, siehe Kapitel 7.2.1) führt das Szenario 4 aufgrund des geringeren Materialbedarfs des Gitterturms zu einem um 25 % geringeren GWP-Ergebnis (7,9 g CO₂-Äq./kWh Strom). Folglich hat die Wahl des Turms einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort.

Abbildung 104: GWP-Ergebnis von Szenario 4 des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort (eigene Darstellung)

Onshore Schwachwind Szenario 4

g CO₂-Äq./kWh



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

7.5.4 Übersicht über die LCA-Ergebnisse der Szenario-Bandbreiten

Auf Basis der durchgeführten Sensitivitäts- und Szenarioanalysen (siehe Kapitel 7.2.2 und 7.5) werden realistische Szenariobandbreiten der betrachteten Windparks definiert und die Ergebnisse der Umweltwirkungskategorien GWP, AP, EP und POCP berechnet.

Die für die Bandbreiten gewählten Parametereinstellungen für den jeweils günstigen und jeweils ungünstigen Fall der betrachteten Windparks und die daraus resultierenden Ergebnisbandbreiten für GWP sind in der folgenden Tabelle 106 dargestellt.

Tabelle 106: Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für GWP (Szenarienkombination)

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von GWP-Ergebnis des Basisszenarios [g CO ₂ -Äq./kWh]	Abweichung von GWP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Laufzeit 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-2,1	-20 %

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von GWP-Ergebnis des Basisszenarios [g CO ₂ -Äq./kWh]	Abweichung von GWP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 0,5 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 0,8 km je WEA (Basisszenario: 2 km je WEA)	-0,6	-6 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Turm: Gitterturm (Basisszenario: Stahlrohr- bzw. Hybridturm)	-2,6	-25 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Schwachwind)	-5,4	-51 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	+3,5	+33 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 4 km je WEA (Basisszenario: 2 km je WEA)	+0,8	+8 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	+0,6	+6 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Schwachwind)	+5,0	+47 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Laufzeit: 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-1,6	-20 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 0,5 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 0,2 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	-0,2	-2 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Starkwind)	-1,7	-22 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	+2,6	+33 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 1 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	+0,2	+3 %

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von GWP-Ergebnis des Basisszenarios [g CO ₂ -Äq./kWh]	Abweichung von GWP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	+0,4	+5 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Starkwind)	+3,3	+42 %
Offshore	Günstiger Fall	Laufzeit: 30 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	-1,2	-17 %
Offshore	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 1,6 km je WEA (-20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 30 km (Basisszenario: 60 km)	-0,7	-10 %
Offshore	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Offshore	-2,0	-27 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 20 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	+1,8	+25 %
Offshore	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2,4 km je WEA (+20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 150 km (Basisszenario: 60 km)	+1,0	+14 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Wassertiefe: 40 m (Basisszenario: 20 m)	+1,6	+22 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Offshore	+4,5	+61 %

Aus der Kombination der Szenarien ergeben sich für die betrachteten Windparks die in Abbildung 105 und Tabelle 107 dargestellten Ergebnisbandbreiten für GWP:

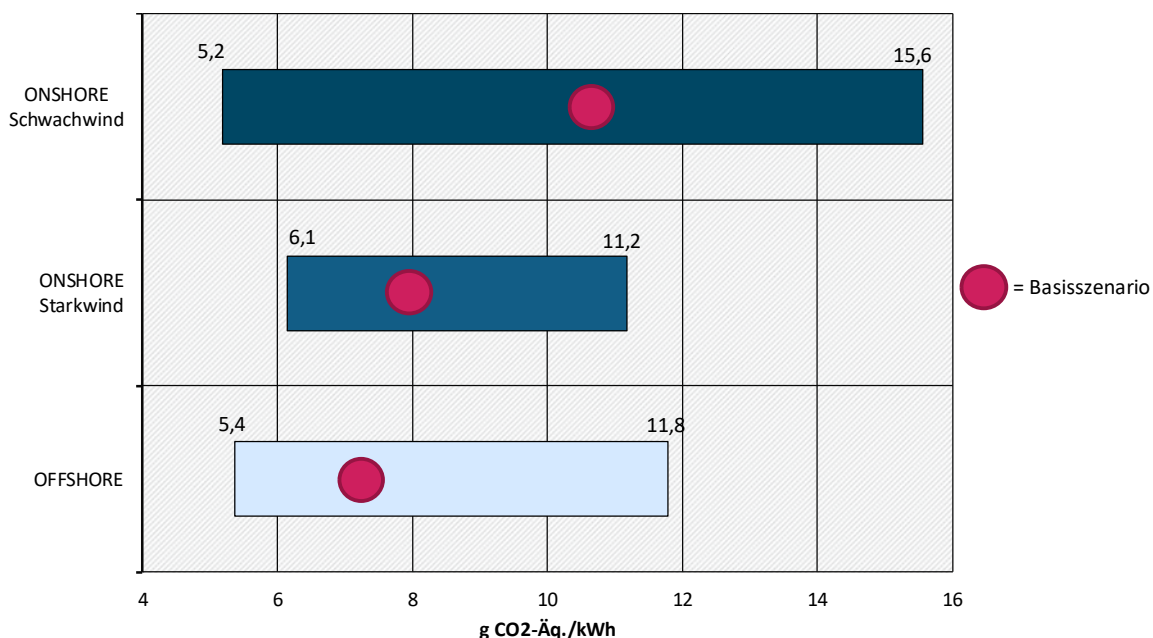
- Ausgehend vom Basisszenario für Onshore-Windparks am Schwachwindstandort mit einem GWP-Ergebnis von 10,6 g CO₂-Äq./kWh reichen die Ergebnisbandbreiten für GWP von -51 % (-5,4 g CO₂-Äq./kWh) bis +47 % (+5,0 g CO₂-Äq./kWh). Das GWP-Ergebnis des Basisszenarios liegt dabei im Mittelfeld der Ergebnisbandbreite.
- Für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort befindet sich das Basisszenario bei einem GWP-Ergebnis von 7,9 g CO₂-Äq./kWh und damit in der unteren Hälfte der Ergebnisbandbreiten von -22 % (-1,7 g CO₂-Äq./kWh) bis +42 % (+3,3 g CO₂-Äq./kWh).
- Die Ergebnisbandbreiten für den Offshore-Windpark mit einem GWP-Ergebnis für das Basisszenario von 7,3 g CO₂-Äq./kWh reichen von -27 % (-2,0 g CO₂-Äq./kWh)

bis +61 % (+4,5 g CO₂-Äq./kWh). Das Ergebnis für das Basisszenario liegt dabei im unteren Drittel der Ergebnisbandbreiten.

Abbildung 105: Ergebnisbandbreiten der Windparks für GWP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung)

Kombination aus Szenarien für GWP

Bandbreiten - günstiger vs. ungünstiger Fall



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Tabelle 107: Ergebnisbandbreiten der Windparks für GWP (Szenarienkombination)

GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	Günstiger Fall	Ungünstiger Fall	Basisszenario
Onshore (Schwachwind)	5,2	15,6	10,6
Onshore (Starkwind)	6,1	11,2	7,9
Offshore	5,4	11,8	7,3

Wie sich die Ergebnisbandbreiten für AP im Detail zusammensetzen, ist in der folgenden Tabelle 108 dargestellt.

Tabelle 108: Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für AP (Szenarienkombination)

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von AP-Ergebnis des Basisszenarios [mg SO ₂ -Äq./kWh]	Abweichung von AP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Laufzeit 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-8	-20 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 4 km je WEA (Basisszenario: 2 km je WEA)	-3	-7 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Turm: Gitterturm (Basisszenario: Stahlrohr- bzw. Hybridturm)	-10	-24 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Schwachwind)	-21	-51 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	+14	+33 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 1 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	+4	+9 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	+1	+4 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Schwachwind)	+19	+46 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Laufzeit: 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-6	-20 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 0,5 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 0,2 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	-1	-3 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Starkwind)	-7	-23 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	+10	+33 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 1 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	+1	+4 %

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von AP-Ergebnis des Basisszenarios [mg SO ₂ -Äq./kWh]	Abweichung von AP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	+1	+3 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Starkwind)	+12	+40 %
Offshore	Günstiger Fall	Laufzeit: 30 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	-7	-17 %
Offshore	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 1,6 km je WEA (-20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 30 km (Basisszenario: 60 km)	-5	-11 %
Offshore	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Offshore	-11	-28 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 20 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	+10	+25 %
Offshore	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2,4 km je WEA (+20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 150 km (Basisszenario: 60 km)	+6	+15 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Wassertiefe: 40 m (Basisszenario: 20 m)	+5	+13 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Offshore	+22	+53 %

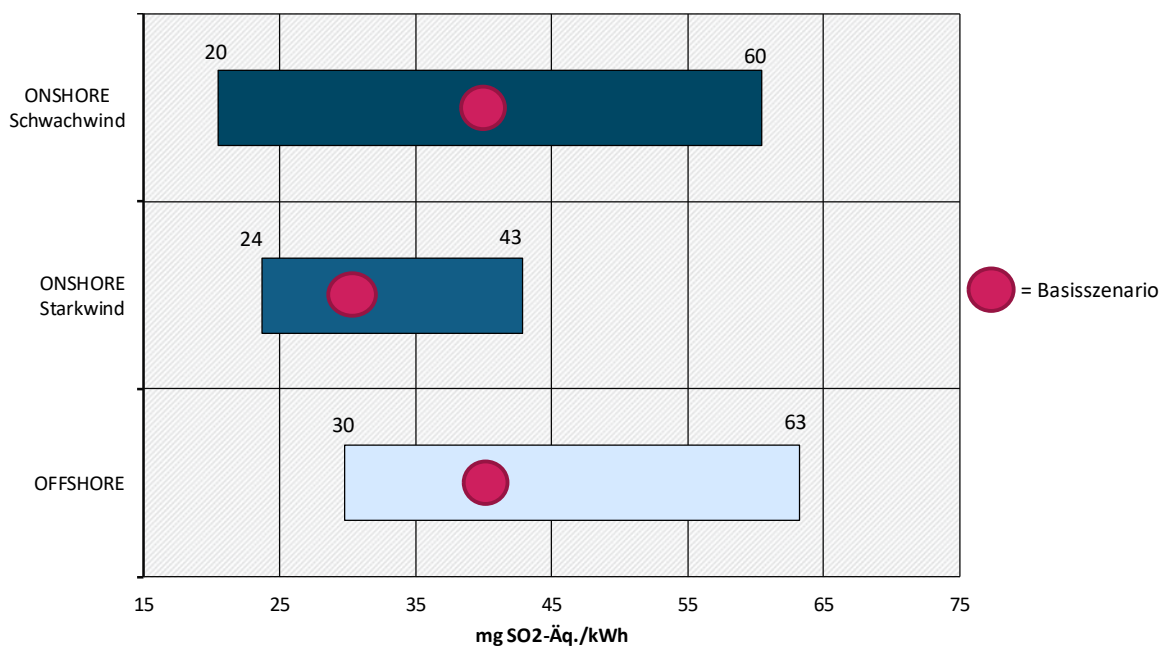
Die daraus resultierenden Bandbreiten der Ergebnisse für AP stellen Abbildung 106 und Tabelle 109 dar:

- Bezogen auf das Ergebnis des Basisszenarios reichen die Ergebnisbandbreiten für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort von -51 % bis +46 %. Das Ergebnis des Basisszenarios liegt dabei im Mittelfeld der Ergebnisbandbreite.
- Für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort liegt das Basisszenario in der unteren Hälfte der relativen Ergebnisbandbreiten von -23 % bis +40 %.
- Die Ergebnisbandbreiten für den Offshore-Windpark reichen von -28 % bis +61 %, bezogen auf das Ergebnis des Basisszenarios. Dieses befindet sich im unteren Drittel der Ergebnisbandbreiten.

Abbildung 106: Ergebnisbandbreiten der Windparks für AP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung)

Kombination aus Szenarien für AP

Bandbreiten - günstiger vs. ungünstiger Fall



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Tabelle 109: Ergebnisbandbreiten der Windparks für AP (Szenarienkombination)

AP [mg SO ₂ -Äq./kWh]	Günstiger Fall	Ungünstiger Fall	Basisszenario
Onshore (Schwachwind)	20	60	41
Onshore (Starkwind)	24	43	31
Offshore	30	63	41

Wie sich die Ergebnisbandbreiten für EP im Detail zusammensetzen, ist in der folgenden Tabelle 110 dargestellt.

Tabelle 110: Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für EP (Szenarienkombination)

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [mg Phosphat-Äq./kWh]	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Laufzeit 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-0,7	-20 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 4 km je WEA (Basisszenario: 2 km je WEA)	-0,2	-5 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Turm: Gitterturm (Basisszenario: Stahlrohr- bzw. Hybridturm)	-0,7	-19 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Schwachwind)	-1,5	-44 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	1,2	33 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 1 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	0,2	7 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	0,2	5 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Schwachwind)	1,6	45 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Laufzeit: 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-0,5	-20 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 0,5 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 0,2 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	0,0	-2 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Starkwind)	-0,6	-22 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	0,9	33 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss:	0,1	2 %

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [mg Phosphat-Äq./kWh]	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
		1 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)		
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	0,1	4 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Starkwind)	1,1	40 %
Offshore	Günstiger Fall	Laufzeit: 30 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	-0,5	-17 %
Offshore	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 1,6 km je WEA (-20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 30 km (Basisszenario: 60 km)	-0,2	-7 %
Offshore	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Offshore	-0,7	-23 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 20 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	0,8	25 %
Offshore	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2,4 km je WEA (+20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 150 km (Basisszenario: 60 km)	0,3	9 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Wassertiefe: 40 m (Basisszenario: 20 m)	0,4	11 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Offshore	1,4	45 %

Abbildung 107 und Tabelle 111 stellen die daraus resultierenden Ergebnisbandbreiten für EP dar:

- Im Fall des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort befindet sich das Ergebnis des Basisszenarios im Mittelfeld der Ergebnisbandbreiten, die von -44 % bis +45 % gegenüber dem Basisszenario reichen.
- Für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort liegt das Basisszenario mit Abweichungen der Ergebnisbandbreiten von -22 % bis +40 % in der unteren Hälfte.
- Die Ergebnisbandbreiten für den Offshore-Windpark reichen von -23 % bis +45 %, bezogen auf das Ergebnis für das Basisszenario, welches sich damit im unteren Drittel der Ergebnisbandbreiten befindet.

Abbildung 107: Ergebnisbandbreiten der Windparks für EP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung)

Kombination aus Szenarien für EP

Bandbreiten - günstiger vs. ungünstiger Fall

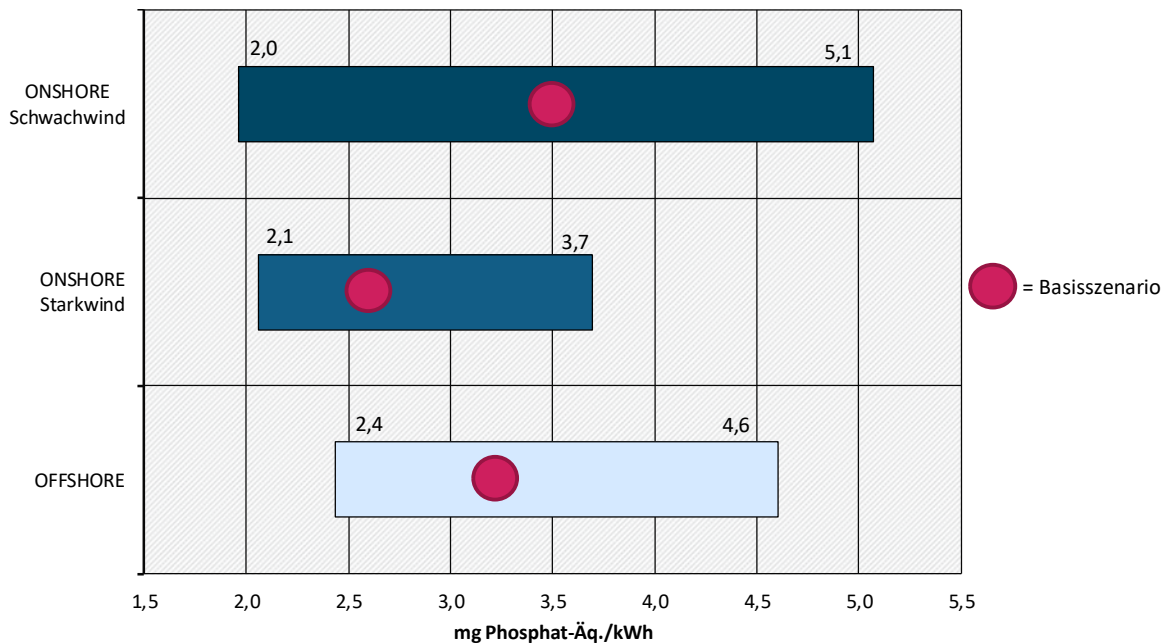


Tabelle 111: Ergebnisbandbreiten der Windparks für EP (Szenarienkombination)

EP [mg Phosphat-Äq./kWh]	Günstiger Fall	Ungünstiger Fall	Basisszenario
Onshore (Schwachwind)	2,0	5,1	3,5
Onshore (Starkwind)	2,1	3,7	2,6
Offshore	2,4	4,6	3,2

Wie sich die Ergebnisbandbreiten für POCP im Detail zusammensetzen, ist in der folgenden Tabelle 112 dargestellt.

Tabelle 112: Parametereinstellungen und Zusammensetzung der Ergebnisbandbreiten der Windparks für POCP (Szenarienkombination)

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [mg Phosphat-Äq./kWh]	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Laufzeit 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-0,7	-20 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 4 km je WEA (Basisszenario: 2 km je WEA)	-0,2	-5 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Turm: Gitterturm (Basisszenario: Stahlrohr- bzw. Hybridturm)	-0,7	-21 %
Onshore (Schwachwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Schwachwind)	-1,6	-46 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	1,1	33 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 1 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	0,2	7 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	0,1	3 %
Onshore (Schwachwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Schwachwind)	1,4	43 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Laufzeit: 25 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	-0,5	-20 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 0,5 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 0,2 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	-0,1	-2 %
Onshore (Starkwind)	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Onshore (Starkwind)	-0,5	-22 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 15 Jahre (Basisszenario: 20 Jahre)	0,8	33 %

Windpark	Fall	Parameter	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [mg Phosphat-Äq./kWh]	Abweichung von EP-Ergebnis des Basisszenarios [%]
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2 km je WEA (Basisszenario: 1,1 km je WEA); Entfernung zum Netzanschluss: 1 km je WEA (Basisszenario: 0,5 km je WEA)	0,1	3 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Gründung: Flachgründung mit Auftrieb (Basisszenario: Flachgründung ohne Auftrieb)	0,1	2 %
Onshore (Starkwind)	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Onshore (Starkwind)	0,9	38 %
Offshore	Günstiger Fall	Laufzeit: 30 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	-0,5	-17 %
Offshore	Günstiger Fall	33 kV Kabellänge: 1,6 km je WEA (-20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 30 km (Basisszenario: 60 km)	-0,3	-9 %
Offshore	Günstiger Fall	Summe Günstiger Fall Offshore	-0,7	-25 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Laufzeit: 20 Jahre (Basisszenario: 25 Jahre)	0,7	25 %
Offshore	Ungünstiger Fall	33 kV Kabellänge: 2,4 km je WEA (+20 %) (Basisszenario: 2,0 km je WEA); Entfernung zur Küste: 150 km (Basisszenario: 60 km)	0,3	12 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Wassertiefe: 40 m (Basisszenario: 20 m)	0,7	24 %
Offshore	Ungünstiger Fall	Summe Ungünstiger Fall Offshore	1,8	61 %

Abbildung 108 und Tabelle 113 geben die daraus resultierenden Ergebnisbandbreiten für POCP wieder:

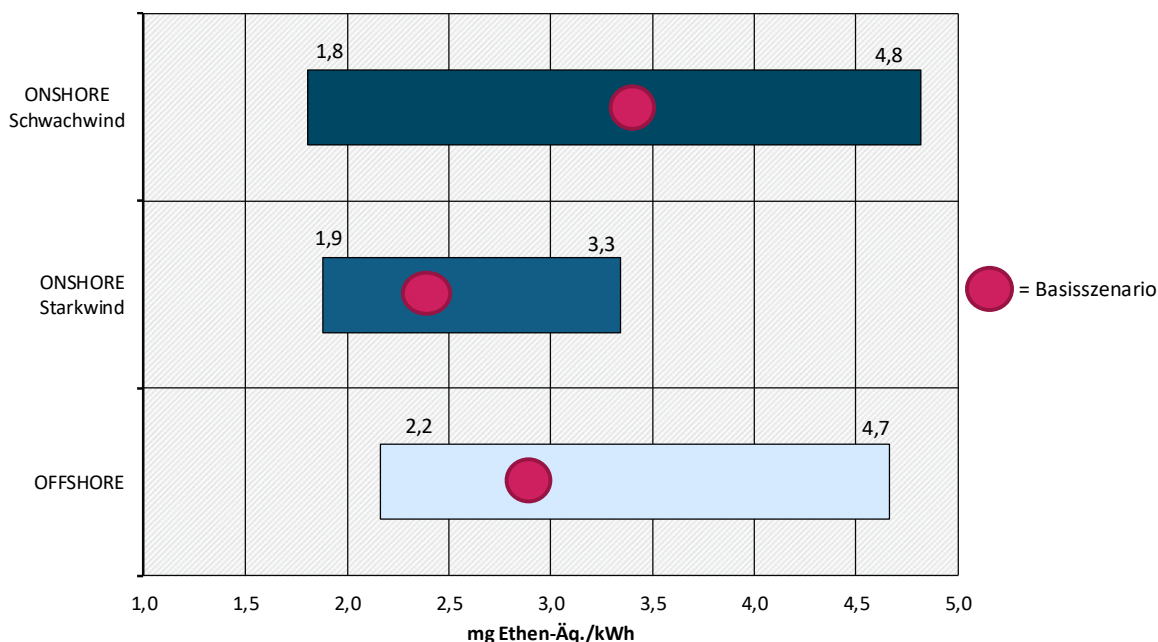
- Bezogen auf das Ergebnis des Basisszenarios reichen die Ergebnisbandbreiten für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort von -46 % bis +43 %. Das Ergebnis des Basisszenarios liegt dabei im Mittelfeld der Ergebnisbandbreite.
- Für den Onshore-Windpark am Starkwindstandort liegt das Basisszenario in der unteren Hälfte der relativen Ergebnisbandbreiten von -22 % bis +38 %.

- Die Ergebnisbandbreiten für den Offshore-Windpark reichen von -25 % bis +61 %, bezogen auf das Ergebnis des Basisszenarios. Dieses befindet sich im unteren Drittel der Ergebnisbandbreiten für POCP.

Abbildung 108: Ergebnisbandbreiten der Windparks für POCP (Szenarienkombination) (eigene Darstellung)

Kombination aus Szenarien für POCP

Bandbreiten - günstiger vs. ungünstiger Fall



Quelle: Sphera, basierend auf GaBi SP39

Tabelle 113: Ergebnisbandbreiten der Windparks für POCP (Szenarienkombination)

POCP [mg Ethen-Äq./kWh]	Günstiger Fall	Ungünstiger Fall	Basisszenario
Onshore (Schwachwind)	1,8	4,8	3,4
Onshore (Starkwind)	1,9	3,3	2,4
Offshore	2,2	4,7	2,9

7.6 Auswertung

7.6.1 Wesentliche Untersuchungsergebnisse

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der Kapitel 7.2 bis 7.5 zusammengefasst.

Der Offshore-Windpark erzielt das geringste GWP-Ergebnis (7,3 g CO₂-Äq./kWh Strom), gefolgt vom Onshore-Windpark am Starkwindstandort (7,9 g CO₂-Äq./kWh Strom). Das Basisszenario des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort zeigt die höchsten Ergebnisse für GWP (10,6 g CO₂-Äq./kWh Strom). Die anderen betrachteten Umweltwirkungskategorien und -indikatoren verhalten sich ähnlich.

Relevante Prozessschritte für das Gesamtergebnis der betrachteten WEA:

- Die Herstellung der WEA hat über alle betrachteten Wirkungskategorien hinweg die mit Abstand größten Umweltwirkungen. Die Kategorie beinhaltet die Herstellung des Fundaments, des Turms, der Gondel, der Nabe, der Rotorblätter sowie die Transporte und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten (anfallende Energieverbräuche, Emissionen, Abwasser und Abfälle in den Produktionswerken). Verursacht wird der hohe Anteil an den Gesamtergebnissen hauptsächlich durch die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Beton und Metalle (Stahl, Gusseisen, Edelstahl, Aluminium und Kupfer).
- Die Herstellung der Kabel (33 kV, 110 kV oder 245 kV) hat den zweitgrößten Anteil an den Umweltwirkungen. Dies ist ebenfalls zurückzuführen auf die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle.
- Eine weniger bedeutende Rolle spielen die Herstellung der Umspannwerke, die Wartung (inklusive der Bereitstellung von Ersatzteilen), Transporte und die Logistik.
- Installation/Aufbau und Rückbau haben einen geringen Anteil an den Ergebnissen mit Ausnahme des Ergebnisses für EP, hauptsächlich verursacht von der Bereitstellung und Verbrennung von Diesel zur Energiegewinnung.
- Im Basisszenario werden für die Verwertung am Lebensende Gutschriften für das Materialrecycling vergeben mit teilweise signifikanten Auswirkungen auf die Gesamtergebnisse. Die höchsten Gutschriften ergeben sich für die Metalle.

Relevante Einflussgrößen auf das Gesamtergebnis der betrachteten WEA:

- Art und Menge der eingesetzten Materialien in den WEA und den Kabeln (33 kV, 110 kV oder 245 kV), insbesondere der Metalle,
- Recyclingraten der Metalle am Lebensende bzw. gewähltes End-of-Life Allokationsverfahren,
- Stromertrag über die Lebensdauer der Anlage.

Um den Einfluss der Variation einzelner Parameterwerte auf die GWP-Ergebnisse zu prüfen, wurden im Rahmen der in Kapitel 7.4 durchgeführten Sensitivitätsanalyse die Werte bestimmter Parameter in Bereichen von ± 20 -25 % variiert. Während die Variation der Kabellängen zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt zu Abweichungen von maximal ± 10 % vom GWP-Ergebnis des jeweiligen Basisszenarios führt, hat die Laufzeit der Anlage mit Abweichungen von +33 % und -25 % einen sehr großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des betrachteten Produktsystems und ist, über alle betrachteten Standorte hinweg, der mit Abstand einflussreichste Parameter der Analyse. Je geringer die Laufzeit, desto höher das GWP-Ergebnis.

Die in Kapitel 7.5 durchgeführten Szenarioanalysen führen zu folgenden Erkenntnissen und Aussagen:

- Aufgrund des hohen Einflusses der Gutschriften auf die Ergebnisse wurden Szenarioanalysen zum Lebensende der Windparks durchgeführt. Dabei wurde dem Basisszenario ein alternatives EoL-Szenario, das sogenannte „Cut-off“-Szenario, gegenübergestellt, welches, je nach betrachtetem Standort, zu einer Erhöhung des GWP-Ergebnisses von 32-41 % führt. Die Wahl des EoL-Szenarios hat somit einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Windparks.

- Um den Einfluss der Wassertiefe auf das GWP-Ergebnis des Offshore-Windparks zu untersuchen, wurde ein Szenario zur Wassertiefe des Offshore-Windparks durchgeführt und die Wassertiefe von 20 m im Basisszenario auf 40 m erhöht, was zu einem um 22 % höheren GWP-Ergebnis führt. Folglich hat die Wassertiefe einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Offshore-Windparks.
- Im Gegensatz zum Basisszenario mit einer Flachgründung ohne Auftrieb wurde ein Szenario zur Flachgründung mit Auftrieb betrachtet um den Einfluss der verschiedenen Gründungsarten auf das GWP-Ergebnis der Onshore-Windparks zu untersuchen. Verglichen mit den GWP-Ergebnissen der Basisszenarien führt das Szenario zu einer geringen Verschlechterung des GWP-Ergebnisses um 5-6 %.
- Aufgrund der zunehmenden Verknappung von windreichen Standorten wurde außerdem ein Szenario zu reduzierten Volllaststunden durchgeführt. Die Reduktion der Volllaststunden um 20 % führte für alle betrachteten Standorte zu einem um 25 % höheren GWP-Ergebnis. Die Anzahl der Volllaststunden hat somit einen großen Einfluss auf das Ergebnis.
- Für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort wurde außerdem anstelle des Stahlrohr- bzw. Hybridturms ein Gitterturm betrachtet. Dieses Szenario führt zu einem um 25 % verringerten GWP-Ergebnis. Folglich hat die Wahl des Turms einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort.
- Auf Basis der durchgeführten Sensitivitäts- und Szenarioanalysen und der darin untersuchten Parametereinstellungen wurden die Ergebnisbandbreiten für die Umweltwirkungskategorien GWP, AP, EP und POCP berechnet. Ausgehend vom Ergebnis des Basisszenarios variieren die Ergebnisse, je nach Standort und Wirkungskategorie, zwischen -51 % bis +61 %.

Die energetischen Amortisationszeiten (Energy Payback Time, EPBT) der betrachteten WEA werden stark von anlagen- und standortspezifischen Einflussfaktoren beeinflusst. Die Ergebnisse in Kapitel 7.2.2 zeigen, dass die über den Lebenszyklus der untersuchten Anlagen eingesetzte Primärenergie bereits spätestens nach einem Jahr Anlagenlaufzeit in Form des erzeugten Windstroms zurückgewonnen werden kann. Mit dem deutschen Strommix als Referenzstrom beträgt die EPBT, je nach betrachtetem Standort, 2,5-4,5 Monate. Bei der Gegenüberstellung mit dem dänischen Strommix sind es 6-11 Monate, da der Anteil nicht-erneuerbarer Primärenergie im dänischen Strommix vergleichsweise geringer ist. Laut Herstellerangaben liegt die durchschnittliche Laufzeit der Anlagen bei 20-25 Jahren. Selbst bei geringeren Anlagenlaufzeiten ist es äußerst unwahrscheinlich, dass sich WEA aus energetischer Sicht nicht amortisieren.

7.6.2 Annahmen und Einschränkungen

Es gilt zu beachten, dass alle Schlussfolgerungen hinsichtlich der betrachteten Umweltwirkungskategorien und Umweltindikatoren gezogen werden. Die Analyse anderer Wirkungskategorien und Indikatoren kann zu anderen Schlussfolgerungen führen.

Es gelten folgende Annahmen und Einschränkungen für die untersuchten Produktsysteme:

- Verpackungen der eingekauften Materialien und Komponenten sowie sonstige Betriebsmittel wurden teilweise berücksichtigt (vor allem bei der Rotorblatt-Fertigung).

- Die Formgebung der Bauteile (z.B. Gussbauteil, Bleche, Profile, Draht, Spritzguss und Rohre) wurde berücksichtigt.
- Der Zusammenbau der Komponenten (z.B. Schweißen der Turmsegmente) wurde vernachlässigt.
- Die Oberflächenbehandlung (z.B. Feuerverzinkung von Stahlbauteilen, Beschichtung der Turmrohrsegmente) wurde berücksichtigt, sofern Industriedaten dazu vorlagen.
- Herstellung der Gondel: Basierend auf der Abschätzung der Hersteller wurden die bereitgestellten Netto-Materialverbräuche der Gondel um 3 % angehoben, um die durchschnittlichen Brutto-Materialverbräuche zu berücksichtigen.
- Herstellung der Rotorblätter: Basierend auf der Abschätzung der Hersteller wurden die bereitgestellten Netto-Materialverbräuche der Rotorblätter um 10-12 % angehoben, um die durchschnittlichen Brutto-Materialverbräuche zu berücksichtigen.
- Herstellung der Kabel: Daten zu den Aufwendungen der Kabelherstellung aus den Materialien, etwaiger Produktionsverschnitte und Transporte waren nicht verfügbar. Um diese in der Herstellung der Kabel zu berücksichtigen, erfolgte im Rahmen einer Expertenabschätzung ein Aufschlag in Höhe von 10 % auf das Sachbilanzinventar der Materialmengen.
- Spezialtransporte in der Logistik: Da auf Herstellerseite keine Informationen zu den Spezialtransporten der Anlagenkomponenten vorlagen und auch in den GaBi-Datenbanken keine Informationen zu dieser Art von Spezialtransporten verfügbar waren, wurden die Spezialtransporte mit den Sachbilanzinventaren herkömmlicher Transporte abgebildet. Um die Mehraufwendungen der Spezialtransporte dennoch zu berücksichtigen, erfolgte im Rahmen einer Expertenabschätzung und in Abstimmung mit den Industriepartnern ein Aufschlag in Höhe von 20 % auf das Sachbilanzinventar der Logistik.
- Installation/Aufbau von WEA auf See: Um Aus- oder Unterspülungen der Tragstrukturen (sogenannte Ausbildung von Kolken) zu vermeiden, werden Kolkschutzmaßnahmen installiert. Dabei werden ca. 1.350 Tonnen Naturstein je WEA auf dem Meeresboden aufgetragen [207]. In einer separaten Betrachtung wurde der Kolkschutz berücksichtigt und der Schottereinsatz sowie die damit verbundenen Transporte modelliert. Die daraus resultierenden Umweltwirkungen sind jedoch mit einem Anteil von <1 % am GWP-Ergebnis vernachlässigbar und wurden daher in der Modellierung und in den Auswertungen nicht berücksichtigt.
- Installation/Aufbau und Wartung: Energie- und Materialressourcen, Emissionen und Abfälle im Zusammenhang mit der Herstellung von Kränen, Baggern, Baumaschinen, Transportmitteln und sonstiger Infrastruktur wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt, da sie vernachlässigbar sind.
- Wartung: Die Transporte der Ersatzteile wurden vernachlässigt.
- Rückbau: Aus Mangel an Daten wurde angenommen, dass der Rückbau die gleichen Aufwendungen besitzt wie die Installation bzw. der Aufbau der betrachteten Produktsysteme.

- Rückbau: Im Fall des Einsatzes von Schwefelhexafluorid (SF₆) in Umspannwerken und Generatoren wurde eine Sammelrate von 95 % am Lebensende sowie dessen sichere Entsorgung angenommen. 5 % der Menge an SF₆ gelangt in die Atmosphäre.
- Rückbau: Für den Transport der rückgebauten Materialien zum Entsorgungsbetrieb wurde eine durchschnittliche Entfernung von 75 km im Fall der Offshore-Windparks und 50 km im Fall der Onshore-Windparks angenommen (Transportmittel: mittelgroßer LKW, Auslastung: 50 %).

7.6.3 Bewertung der Datenqualität

Die Datenqualität der Sachbilanzinventare wird bewertet anhand ihrer Präzision (gemessen, berechnet, Literaturwerte oder geschätzt), Vollständigkeit (z.B. nicht berichtete Emissionen), Konsistenz (Grad der Einheitlichkeit der angewandten Methoden) und Repräsentativität (geographisch, zeitlich und technologisch).

Um diesen Aspekten gerecht zu werden und somit zuverlässige Ergebnisse sicherzustellen, wurden Primärdaten aus erster Hand zusammen mit konsistenten Daten aus Literatur und den GaBi-Datenbanken verwendet [169]. Die Sachbilanzdaten aus den GaBi-Datenbanken werden im Rahmen der GaBi Software weit verbreitet angewandt. Die Datensätze werden weltweit in LCA-Modellen sowohl intern als auch in vielen kritisch geprüften und veröffentlichten Studien für industrielle und wissenschaftliche Zwecke eingesetzt. Als Teil der Datenbereitstellung werden die Datensätze mit denen anderer Datenbanken sowie Daten aus Industrie und Wissenschaft abgeglichen.

7.6.3.1 Präzision und Vollständigkeit

- **Präzision:** Gemessene Primärdaten gelten als von höchster Präzision, gefolgt von berechneten Daten, Literaturdaten und geschätzten Daten. Alle relevanten Vordergrundprozesse der Produktsysteme wurden von der Herstellung über die Nutzung bis zum Lebensende mittels gemessener oder berechneter Primärdaten und Angaben der Industriepartner abgebildet und im Fall der Verwertung von Materialien am Lebensende um Literaturdaten oder Expertenabschätzungen ergänzt. Alle Hintergrunddaten stammen aus den GaBi-Datenbanken mit der jeweils dokumentierten Präzision [169]. Die Präzision der verwendeten Daten kann in Bezug auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen der Studie als angemessen bezeichnet werden.
- **Vollständigkeit:** Die im Ziel und Untersuchungsrahmen definierten Systeme wurden gemäß der festgelegten Systemgrenzen vollständig abgebildet. Sämtliche Vordergrundprozesse wurden hinsichtlich der Massenbilanz und des Energie- und Betriebsmitteleinsatzes auf ihre Vollständigkeit überprüft. Die Vollständigkeit der Emissionsinventare wurde in Bezug auf die ausgewählten Wirkungskategorien überprüft. Es wurden keine Daten wissentlich ausgeschlossen. Industriedaten wurden zusammen mit den entsprechenden Ansprechpartnern auf potenzielle Datenlücken hin überprüft. Die Vollständigkeit der Vordergrundprozesse wird als angemessen angesehen. Alle Hintergrunddaten stammen aus den GaBi-Datenbanken mit der jeweils dokumentierten Vollständigkeit [169]. Weiterhin getroffene Annahmen und Abschätzungen sind im Bericht aufgeführt. Insgesamt wird die Vollständigkeit als angemessen angesehen.

7.6.3.2 Konsistenz und Reproduzierbarkeit

- **Konsistenz:** Um die Konsistenz der Daten sicherzustellen, wurden die von den Herstellern bereitgestellten Daten zur Herstellung über die Nutzung bis zum Lebensende der Produktsysteme sowie die verwendeten Literaturdaten mit vergleichbarer Datenqualität und vergleichbarem Umfang und Detaillierungsgrad gesammelt und geprüft. Die Daten wurden untereinander sowie mit verfügbaren Literaturdaten abgeglichen. Die gewählte Systemgrenze dieser Studie wurde mit den dokumentierten Systemgrenzen der verwendeten Daten hinsichtlich ihrer Konsistenz überprüft. Sofern Unterschiede und Abweichungen der Daten in den betrachteten Systemen vorlagen, wurden diese im Bericht entsprechend gekennzeichnet und bewertet. Alle verwendeten Hintergrunddaten stammen aus den GaBi-Datenbanken [169] und sind untereinander hinreichend konsistent.
- **Reproduzierbarkeit:** Die in dieser Studie verwendeten Industriedaten unterliegen der Geheimhaltung und können nicht offengelegt werden. Die verwendeten Daten, Abschätzungen und Modellierungsannahmen wurden entsprechend dokumentiert. Alle relevanten Parameter der Ökobilanzierung wurden dokumentiert. Die Vorgehensweise für die Modellierung und die umgesetzten Modellstrukturen sind im Bericht aufgeführt. Mithilfe der angegebenen Daten sollte es möglich sein, die Ergebnisse unter Verwendung derselben Datensätze annäherungsweise nachzuvollziehen. Bei den verwendeten Industriedaten ist ein Einblick in die verwendeten Sachbilanzdaten und Stücklisten erforderlich.

7.6.3.3 Repräsentativität

- **Zeitlich:** Die verwendeten Vordergrunddaten sind repräsentativ für die Jahre 2017 bis 2018. Alle Hintergrunddaten stammen aus den GaBi-Datenbanken (Service Pack: 39) und sind repräsentativ für die Jahre 2011 bis 2018 [168]. Die zeitliche Repräsentativität wird als angemessen angesehen.
- **Technologisch:** Die Studie beabsichtigt, marktreife Technologien abzubilden, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Es ist vorgesehen, dass die in der Studie behandelten Technologien so spezifisch wie möglich abgebildet werden. Alle primären Daten und Hintergrunddaten wurden speziell für die untersuchten Technologien modelliert. Wo keine technologiespezifischen Daten verfügbar waren, wurden Proxy-Daten verwendet und in Kapitel 7.1.3 dieser Studie dokumentiert. Die technologische Repräsentativität wird als angemessen angesehen.
- **Geographisch:** Der Fokus der Studie liegt auf Standorten in Deutschland. Produktionsstandorte außerhalb von Deutschland (z. B. Dänemark) finden ebenfalls Berücksichtigung. Alle primären Daten und Hintergrunddaten wurden länder- oder regionsspezifisch modelliert. Wo keine länder- oder regionsspezifischen Daten verfügbar waren, wurden Proxy-Daten verwendet und in Kapitel 7.1.3 dieser Studie dokumentiert. Die geographische Repräsentativität wird als angemessen angesehen.

7.6.4 Modellbewertung

- **Vollständigkeit:** Die Modellierung beinhaltet den kompletten Lebensweg der Produktsysteme und umfasst den Rohstoffabbau, die Aufbereitung und Herstellung von Vorprodukten, die Produktion, die Nutzung und Wartung sowie den Rückbau und die Verwertung der Materialien am Lebensende der Produktsysteme. Dabei

wurden alle relevanten Prozessschritte berücksichtigt und modelliert. Die Prozesskette wird in Bezug auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen der Studie als hinreichend vollständig und detailliert angesehen.

- **Konsistenz:** Alle Annahmen, Methoden und Daten der betrachteten Produktsysteme sind konsistent hinsichtlich der Vergleichbarkeit ihrer Datenqualität, des Umfangs und Detaillierungsgrads sowie hinsichtlich des Ziels und Untersuchungsrahmens der Studie. Unterschiede in der Konsistenz und der Qualität der Hintergrunddaten wurden dadurch minimiert, dass ausschließlich Sachbilanzdaten aus den GaBi-Datenbanken [168] verwendet wurden. Systemgrenzen, Allokationsverfahren und Wirkungsabschätzungsmethoden wurden innerhalb der Studie konsistent angewendet.

7.6.5 Bewertung und Ausblick

In der vorliegenden Studie wurden Ökobilanzen zu WEA durchgeführt mit dem Ziel, die Umweltwirkungen der Stromerzeugung aus Windenergie unter Berücksichtigung der aktuellen technologischen Entwicklungen zu untersuchen und die relevanten Einflussfaktoren über den gesamten Lebenszyklus zu ermitteln.

Die vorliegende Studie basiert auf qualitativ angemessenen Sachbilanzdaten für die Stromerzeugung moderner WEA. Es wurden Anlagen an drei als repräsentativ betrachteten Standorten in Deutschland untersucht: Offshore, Onshore (Starkwind) und Onshore (Schwachwind). Dabei standen existierende Anlagen verschiedener Hersteller im Fokus, die einen Mix der für den deutschen Markt relevanten Technologien repräsentieren. Die Anlagen sind mit drei Rotorblättern aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) ausgestattet. Es wurden Triebstränge mit Getriebe und ohne Getriebe (Direktantrieb) analysiert. Für die Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie wurden fremd- und permanenterregte Synchrongenerator und doppelt gespeiste Asynchrongenerator betrachtet. Als Bremssysteme wurden die mechanische Scheibenbremse und die aerodynamische Bremse mit Pitch-Regelung untersucht.

Die Studie wurde gemäß den Normen ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] durchgeführt. Die Studie wurde vom Auftraggeber validiert und gemäß ISO 14044 [3] einer Kritischen Prüfung durch ein Gremium unabhängiger Experten unterzogen.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass sich die Ökobilanzergebnisse von WEA in den letzten Jahren weiter verbessert haben.

Der Offshore-Windpark erzielt das geringste GWP-Ergebnis (7,3 g CO₂-Äq./kWh Strom), gefolgt vom Onshore-Windpark am Starkwindstandort (7,9 g CO₂-Äq./kWh Strom). Das Basisszenario des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort zeigt die höchsten Ergebnisse für GWP (10,6 g CO₂-Äq./kWh Strom) (siehe Tabelle 114).

Tabelle 114: GWP-Ergebnisse der WEA nach Standort

GWP [g CO ₂ -Äq./kWh]	Ergebnis des Basisszenarios	Ergebnisbandbreiten
Offshore	7,3	5,4-11,8
Onshore (Starkwind)	7,9	6,1-11,2
Onshore (Schwachwind)	10,6	5,2-15,6

Die Betrachtung der Ergebnisse über alle untersuchten Wirkungskategorien und Umweltindikatoren führt zu folgenden Erkenntnissen und Aussagen:

- Die Herstellung der WEA hat über alle Wirkungskategorien hinweg die mit Abstand größten Umweltwirkungen. Die Kategorie beinhaltet die Herstellung des Fundaments, des Turms, der Gondel, der Nabe, der Rotorblätter sowie die Transporte und den Herstellungsprozess der WEA-Komponenten (anfallende Energieverbräuche, Emissionen, Abwasser und Abfälle in den Produktionswerken). Verursacht wird der hohe Anteil an den Gesamtergebnissen hauptsächlich durch die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Beton und Metalle (Stahl, Gusseisen, Edelstahl, Aluminium und Kupfer).
- Die Herstellung der Kabel (33 kV, 110 kV oder 245 kV) hat den zweitgrößten Anteil an den Umweltwirkungen. Dies ist ebenfalls zurückzuführen auf die Menge und die Herstellung der eingesetzten Materialien, wie Metalle.
- Eine weniger bedeutende Rolle spielen die Herstellung der Umspannwerke, die Wartung (inklusive der Bereitstellung von Ersatzteilen), Transporte und die Logistik.
- Installation/Aufbau und Rückbau haben einen geringen Anteil an den Ergebnissen mit Ausnahme des Ergebnisses für EP, hauptsächlich verursacht von der Bereitstellung und Verbrennung von Diesel zur Energiegewinnung.
- Im Basisszenario werden für die Verwertung am Lebensende Gutschriften für das Materialrecycling vergeben mit teilweise signifikanten Auswirkungen auf die Gesamtergebnisse. Die höchsten Gutschriften ergeben sich für die Metalle.

Nachfolgend sind die für das Gesamtergebnis der betrachteten WEA relevanten Einflussgrößen zusammengefasst:

- Art und Menge der eingesetzten Materialien in den WEA und den Kabeln (33 kV, 110 kV oder 245 kV), insbesondere dabei die Metalle,
- Recyclingraten der Metalle am Lebensende bzw. gewähltes End-of-Life Allokationsverfahren,
- Stromertrag über die Lebensdauer der Anlage.

Die Ergebnisse wurden zum einen in die Ergebnisse alternativer Stromerzeugungsarten, zum anderen in die Ergebnisbandbreiten der bestehenden Ökobilanzen im Bereich Windenergie eingeordnet. Die Ergebnisbandbreiten bestehender Ökobilanzen im Bereich Windenergie sind sehr groß. Die Ergebnisse der vorliegenden Studie lassen sich im unteren Bereich der Ergebnisbandbreiten einordnen. Dies ist nicht verwunderlich, da sich diese Studie gemäß definiertem Untersuchungsrahmen auf marktreife Technologien fokussiert, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Auch das gewählte End-of-Life Allokationsverfahren („Avoided Burden“ oder „Cut-off“) hat einen großen Einfluss auf die Ergebnisse. Damit bestätigen die vorliegenden Studienergebnisse im Wesentlichen die bisherigen Erkenntnisse zu Ökobilanzen zur Windstromerzeugung und erhöhen die Belastbarkeit durch die aktualisierte und repräsentative Datenbasis.

Zusätzlich wurden Sensitivitätsanalysen zu bestimmten Parametern durchgeführt um den Einfluss der Variation einzelner Parameterwerte auf die GWP-Ergebnisse zu prüfen. Dabei wurden die Länge der Verkabelungen zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt sowie die Laufzeit der Anlagen in Bereichen von ± 20 -25 % variiert. Während die Variation der

Kabellängen zwischen den WEA und zum Netzanschlusspunkt zu Abweichungen von maximal ± 10 % vom GWP-Ergebnis des jeweiligen Basisszenarios führt, hat die Laufzeit der Anlage mit Abweichungen von +33 % und -25 % einen sehr großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des betrachteten Produktsystems und ist, über alle betrachteten Standorte hinweg, der mit Abstand einflussreichste Parameter der Analyse. Je geringer die Laufzeit, desto höher das GWP-Ergebnis.

Die im Rahmen der Studie durchgeführten Szenarioanalysen führen zu folgenden Erkenntnissen und Aussagen:

- Aufgrund des hohen Einflusses der Gutschriften auf die Ergebnisse wurden Szenarioanalysen zum Lebensende der Windparks durchgeführt. Dabei wurde dem Basisszenario ein alternatives EoL-Szenario, das sogenannte „Cut-off“-Szenario, gegenübergestellt, welches, je nach betrachtetem Standort, zu einer Erhöhung des GWP-Ergebnisses von 32-41 % führt. Die Wahl des EoL-Szenarios hat somit einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Windparks.
- Um den Einfluss der Wassertiefe auf das GWP-Ergebnis des Offshore-Windparks zu untersuchen, wurde ein Szenario zur Wassertiefe des Offshore-Windparks durchgeführt und die Wassertiefe von 20 m im Basisszenario auf 40 m erhöht, was zu einem um 22 % höheren GWP-Ergebnis führt. Folglich hat die Wassertiefe einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Offshore-Windparks.
- Im Gegensatz zum Basisszenario mit einer Flachgründung ohne Auftrieb wurde ein Szenario zur Flachgründung mit Auftrieb betrachtet, um den Einfluss der verschiedenen Gründungsarten auf das GWP-Ergebnis der Onshore-Windparks zu untersuchen. Verglichen mit den GWP-Ergebnissen der Basisszenarien führt dieses Szenario zu einem Anstieg des GWP-Ergebnisses um 5-6 %.
- Aufgrund der zunehmenden Verknappung von windreichen Standorten wurde außerdem ein Szenario zu reduzierten Volllaststunden durchgeführt. Die Reduktion der Volllaststunden um 20 % führte für alle betrachteten Standorte zu einem um 25 % höheren GWP-Ergebnis. Die Anzahl der Volllaststunden hat somit einen großen Einfluss auf das Ergebnis.
- Für den Onshore-Windpark am Schwachwindstandort wurde außerdem anstelle des Stahlrohr- bzw. Hybridturms ein Gitterturm betrachtet. Dieses Szenario führt zu einem um 25 % verringerten GWP-Ergebnis. Folglich hat die Wahl des Turms einen großen Einfluss auf das GWP-Ergebnis des Onshore-Windparks am Schwachwindstandort.

Auf Basis der durchgeführten Sensitivitäts- und Szenarioanalysen und der darin untersuchten Parametereinstellungen wurden die Ergebnisbandbreiten für die Umweltwirkungskategorien GWP, AP, EP und POCP berechnet. Ausgehend vom Ergebnis des Basisszenarios variieren die Ergebnisse, je nach Standort und Wirkungskategorie, zwischen -51 % bis +61 %. Die großen Ergebnisbandbreiten zeigen, dass die Unsicherheiten in den Ergebnissen bedeutsam sind. Sie erscheinen aber als ausreichend robust im Hinblick auf das Ziel und den Untersuchungsrahmen der Studie.

Die energetischen Amortisationszeiten (Energy Payback Time, EPBT) der betrachteten WEA werden stark von anlagen- und standortspezifischen Einflussfaktoren beeinflusst. Die Ergebnisse zeigen, dass die über den Lebenszyklus der untersuchten Anlagen eingesetzte Primärenergie bereits spätestens nach einem Jahr Anlagenlaufzeit in Form des erzeugten Windstroms zurückgewonnen werden kann. Mit dem deutschen Strommix als Referenzstrom

beträgt die EBPT, je nach betrachtetem Standort, 2,5-4,5 Monate. Bei der Gegenüberstellung mit dem dänischen Strommix 6-11 Monate, da der Anteil nicht-erneuerbarer Primärenergie im dänischen Strommix vergleichsweise geringer ist. Laut Herstellerangaben liegt die durchschnittliche Laufzeit der Anlagen bei 20-25 Jahren. Selbst bei geringeren Anlagenlaufzeiten ist es äußerst unwahrscheinlich, dass sich WEA aus energetischer Sicht nicht amortisieren.

Weiterführende interessante Forschungsfragen und -ansätze, die sich während der Bearbeitung der vorliegenden Studie entwickelten, werden im Folgenden aufgelistet:

- Identifikation und Analyse von Zukunftstechnologien im Windenergiebereich,
- Analyse der Vor- und Nachteile von unterschiedlichen technischen Konzepten bei Windenergie,
- Analyse des Einflusses von Repowering,
- Schwimmende Offshore-Plattformen,
- Ressourcenverfügbarkeit bzw. Kritikalität von, in den WEA eingesetzten, Materialien,
- Rückbau und Verwertung von Materialien, die nicht so leicht rezyklierbar sind wie gängige Metalle, und
- Berücksichtigung weiterer Umweltwirkungen und -indikatoren, z.B. Landnutzung, Wasserverbrauch, Abiotischer Ressourcenverbrauch (ADP), Toxizität für Mensch und Umwelt sowie Biodiversität.

8 Schlussfolgerungen

In der vorliegenden Studie wurden Ökobilanzen von modernen Photovoltaik- und Windenergieanlagen (PVA und WEA) unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Technik und derzeit relevanter Produktionsstandorte durchgeführt.

Moderne Anlagen repräsentieren dabei Anlagen mit marktreifen Technologien, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Bei den Analysen werden außerdem technisch mögliche, optimale Bedingungen für die Aufstellung in Deutschland untersucht. So werden im Fall der PVA für den jeweiligen betrachteten Standort Anlagen mit Sonneneinstrahlung unter optimalen Winkel analysiert. Die Berücksichtigung von Verschattungen oder eine nicht-optimale Ausrichtung der Module ist nicht Gegenstand der Untersuchung. Im Fall der WEA werden für den jeweiligen betrachteten Standort optimale Windbedingungen und Volllaststunden angenommen.

Aufgrund der Betrachtung von technisch möglichen, optimalen Bedingungen für die Aufstellung der PVA und WEA in Deutschland ist bei einem Vergleich der Ergebnisse mit Umweltprofilen durchschnittlicher Anlagen oder alternativer Stromerzeugungsarten Vorsicht geboten, da der Untersuchungsrahmen voneinander abweicht und ein direkter Vergleich dadurch nicht möglich ist.

Die Studie beinhaltet folgende Arbeitsschwerpunkte:

- Aufzeigen der relevanten Markt- und Technologieentwicklungen im Bereich Photovoltaik und Windenergie der letzten 10 Jahre (ca. 2007-2017) ausgehend vom Zeitpunkt des Beginns der Studie.
- Aufzeigen des aktuellen Stands des Wissens der Ökobilanzierung von PVA und WEA.
- Aktualisierung der Ökobilanzen ausgewählter Technologien und Anlagentypen und -standorten von PVA und WEA unter Berücksichtigung relevanter Stoff- und Energieströme über den gesamten Lebenszyklus: vom Rohstoffabbau über die Herstellung von Vorprodukten und Hilfsmitteln, Produktion, Nutzung und Lebensende der Anlagen.
- Identifikation der relevanten Einflussfakten und Parameter im Lebenszyklus und in den einzelnen Lebenszyklusphasen sowie vom Standort und den Nutzungsparametern abhängige Sensitivitäten.

Die Studie liefert wichtige Erkenntnisse über den aktuellen Stand des Wissens im Bereich der Ökobilanzierung von modernen PVA und WEA sowie aktualisierte Ökobilanzdaten und -informationen. Im Rahmen der Studie wurden Ökobilanzen von modernen PVA und WEA unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen aktualisiert und die relevanten Einflussfaktoren über den gesamten Lebenszyklus ermittelt.

Die Studie basiert auf qualitativ angemessenen Sachbilanzdaten für die Stromerzeugung moderner PVA und WEA. Sie wurde gemäß den Normen ISO 14040 [1] und ISO 14044 [3] durchgeführt. Die Studie wurde vom Auftraggeber validiert und gemäß ISO 14044 [3] einer Kritischen Prüfung durch ein Gremium unabhängiger Experten unterzogen.

Mit den - gemäß festgelegtem Untersuchungsrahmen erstellten - umfassenden Ökobilanzmodellen und abgebildeten Umweltprofilen der PV- und Windstromerzeugung wurden alle Untersuchungsziele der Studie erreicht. Die Abbildung der Umweltprofile erfolgte für die ausgewählten Wirkungskategorien, abhängig von Technologie, Anlagentyp und Standort.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass sich die Technologien zur Stromerzeugung von PVA und WEA in den letzten Jahren stark weiterentwickelt haben. Durch den höheren Stromertrag konnten im Vergleich zu älteren Studien die Umweltwirkungen in der Stromerzeugung gesenkt werden. Das Umweltprofil der modernen PVA und WEA ist sehr von den Parametern der Nutzungsphase abhängig, vor allem vom Standort, der Nutzungsdauer und dem Systemwirkungsgrad. Daher sind hohe Anlagenlaufzeiten anzustreben, um den Stromertrag der Anlagen zu maximieren. Die dynamischen Markt- und Technologieentwicklungen im Bereich der Photovoltaik und Windenergie erfordern es, die Ökobilanzen in regelmäßigen Abständen zu aktualisieren und zusätzlich Daten zu neuen Technologien und Produktionsstandorten zu erheben. Somit besteht auch in Zukunft der Bedarf einer regelmäßigen Aktualisierung der Ökobilanzen sowie der Verbesserung und Erweiterung der Datenlage hinsichtlich der Prozessketten und Technologien in der Photovoltaik und Windenergie.

9 Quellenverzeichnis

- [1] International Organization for Standardization (ISO), „ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen,“ Genf, Schweiz, 2006.
- [2] Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission, „ILCD Handbook: General guide for Life Cycle Assessment – Detailed guidance. EUR 24708 EN (1st ed.),“ Luxembourg, 2010.
- [3] International Organization for Standardization (ISO), „ISO 14044: Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen,“ Genf, Schweiz, 2006.
- [4] Jäger-Waldau, A., „PV Status Report 2018,“ Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission, 2018.
- [5] Fraunhofer ISE, „Photovoltaics Report 2018,“ 2019.
- [6] Wirth, H., „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer ISE, 2019.
- [7] International Energy Agency (IEA) PVPS, „Trends 2018 in Photovoltaic Applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2017. Report IEA PVPS T1-34:2018,“ 2018.
- [8] Schmela, M., Beauvais, A., Chevillard, N., Guillén Paredes, M., Heisz, M., Rossi, R., „Global Market Outlook For Solar Power 2018-2022,“ Solar Power Europe, 2018.
- [9] REN21, Renewables 2018 Global Status Report, Paris, Frankreich: REN21 Secretariat, 2018.
- [10] Zeit online, „Solarworld kündigt Insolvenz an,“ 11 Mai 2017.
- [11] Solar Frontier, „Solar Frontier Awarded “Top PV Brand 2016” Seal From EuPD Research,“ 2016.
- [12] Statista, [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159552/umfrage/umsatz-der-top-10-solar-unternehmen/>. [Zugriff am 22 März 2019].
- [13] Schmela, M., Masson, G., Nhan Ngo Thi Mai, „Global Market Outlook For Solar Power 2016-2020,“ Solar Power Europe, 2016.
- [14] National Renewable Energy Laboratory (NREL), „Best Research-Cell Efficiencies (Chart),“ 2019. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png>.
- [15] de Wild-Scholten, M. J., „Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems,“ Bd. 119, Nr. 296–305, 2013.

- [16] van Sark, W., Reich, N., Müller, B., Armbruster, A., Kiefer, K., Reise, C., „Review of PV performance ratio development,” 2012.
- [17] Reich, N. H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W. G. J. H. M., Kiefer, K., Reise, C., „Performance ratio revisited. Is PR>90% realistic? Prog. Photovolt: Res.,” Bd. Appl. 20/6, Nr. 717–726, 2012.
- [18] International Energy Agency (IEA), „Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy - 2014 edition,” 2014.
- [19] VDMA, „International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). 2017 Results including maturity report 2018. Ninth Edition,” 2018.
- [20] Frischknecht, R., Itten, R., Wyss, F., Blanc, I., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., Wade, A., „Life cycle assessment of future photovoltaics electricity production from residential-scale systems operated in Europe. Report IEA-PVPS T12-05:2015,” International Energy Agency (IEA), 2015.
- [21] Frischknecht, R., Heath, G., Raugei, M., Sinha, P., Wild-Scholten, M. de, „Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity. 3rd edition. Report IEA-PVPS T12-06:2016,” International Energy Agency (IEA), 2016.
- [22] PEFCE-PV, „Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCE), Photovoltaic modules used in photovoltaic power systems for electricity generation; Version: 1.0,” 2018.
- [23] Kim, H. C., Fthenakis, V., Choi, J.-K., Turney, D., „Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Thin-film Photovoltaic Electricity Generation. Systematic Review and Harmonization,” Bd. 16, Nr. S110-S121, 2012.
- [24] Hsu, D., O'Donoghue, P., Fthenakis, V., Heath, G., Kim, H. C., Sawyer, P., Choi, J.-K., Turney, D., „Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Electricity Generation. Systematic Review and Harmonization,” Bd. 16/1, Nr. S122-S135, 2012.
- [25] Koppelaar, R., „Solar-PV energy payback and net energy. Meta-assessment of study quality, reproducibility, and results harmonization,” 2016.
- [26] Wong, J. H., Royapoor, M., Chan, C. W., „Review of life cycle analyses and embodied energy requirements of single-crystalline and multi-crystalline silicon photovoltaic systems,” Bd. 58, Nr. 608–618, 2016.
- [27] Bhandari, K., Collier, J., Ellingson, R., Apul, D., „Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems. A systematic review and meta-analysis,” Bd. 47, Nr. 133–141, 2015.
- [28] Nugent, D., Sovacool, B. K., „Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy. A critical meta-survey,” Bd. 65, Nr. 229–244, 2014.

- [29] Asdrubali, F., Baldinelli, G., D'Alessandro, F., Scrucca, F., „Life cycle assessment of electricity production from renewable energies. Review and results harmonization,“ Bd. 42, Nr. 1113–1122, 2015.
- [30] Gerbinet, S., Belboom, S., Léonard, A., „Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels. A review,“ Bd. 38, Nr. 747–753, 2014.
- [31] Peng, J., Lu, L., Yang, H., „Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems,“ Bd. 19, Nr. 255–274, 2013.
- [32] Stylos, Nikolaos; Koroneos, Christopher, „Carbon footprint of polycrystalline photovoltaic systems,“ Bd. 64, Nr. 639–645, 2014.
- [33] Liu, Xiaowei; Kent Hoekman, S.; Robbins, Curt; Ross, Peter, „Lifecycle climate impacts and economic performance of commercial-scale solar PV systems. A study of PV systems at Nevada's Desert Research Institute (DRI),“ Bd. 119, Nr. 561–572, 2015.
- [34] ecoinvent Centre, „ecoinvent data v2.2, ecoinvent reports No. 1-25,“ Swiss Centre for Life Cycle Inventories, 2010. [Online]. Available: www.ecoinvent.org.
- [35] Flury K., Frischknecht R. and Itten R., „Life cycle assessment of Oerlikon Solar mc-Si solar modules,“ 2012.
- [36] Fthenakis, Vasilis; Kim, Hyung Chul, „Photovoltaics. Life-cycle analyses,“ Bd. 85 (8), Nr. 1609–1628, 2011.
- [37] „Photon International,“ Bd. February, 2014.
- [38] Ito, Masakazu; Lespinats, Sylvain; Merten, Jens; Malbranche, Philippe; Kurokawa, Kosuke, „Life cycle assessment and cost analysis of very large-scale PV systems and suitable locations in the world,“ Bd. Appl. 24 (2), Nr. 159–174, 2016.
- [39] Kim, Byung-ju; Lee, Ji-yong; Kim, Kyung-hwan; Hur, Tak, „Evaluation of the environmental performance of sc-Si and mc-Si PV systems in Korea,“ Bd. 99, Nr. 100–114, 2014.
- [40] Fthenakis, Vasilis; Betita, Rick; Shields, Mark; Vinje, Rob; Blunden, Julie, *Life cycle analysis of high-performance monocrystalline silicon photovoltaic systems: energy payback times and net energy production value. Presented at the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Frankfurt, Deutschland, 2012, 24.-28. September.
- [41] Manz, „Firmenwebsite,“ [Online]. Available: <https://www.manz.com/de/maerkte/solar/uebersicht-cigs-fab>. [Zugriff am 05 November 2018].
- [42] Wetzel, T.; Borchers, S., „Update of energy payback time and greenhouse gas emission data for crystalline silicon photovoltaic modules,“ Bd. Appl. 23 (10), Nr. 1429–1435, 2015.

- [43] Yue, Dajun; You, Fengqi; Darling, Seth B., „Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics. Life cycle energy and environmental comparative analysis,“ Bd. 105, Nr. 669–678, 2014.
- [44] Beylot, Antoine; Payet, Jérôme; Puech, Clément; Adra, Nadine; Jacquin, Philip-pe; Blanc, Isabelle; Beloin-Saint-Pierre, Didier, „Environmental impacts of large-scale grid-connected ground-mounted PV installations,“ Bd. 61, Nr. 2-6, 2014.
- [45] Held, Michael; Ilg, Robert, „Update of environmental indicators and energy payback time of CdTe PV systems in Europe,“ Nr. 614–626, 2011.
- [46] Leccisi, Enrica; Raugei, Marco; Fthenakis, Vasilis, „The Energy and Environmental Performance of Ground-Mounted Photovoltaic Systems - A Timely Update,“ Bd. 9 (8), Nr. 622, 2016.
- [47] Frischknecht, R., Itten, R., Sinha, P., Wild-Scholten, M. de, Zhang, J., Fthenakis, V., Kim, H. C., Raugei, M., Stucki, M., „Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems. Report IEA-PVPS T12-04:2015,“ 2015.
- [48] Collier, Jennifer; Wu, Susie; Apul, Defne, „Life cycle environmental impacts from CZTS (copper zinc tin sulfide) and Zn₃P₂ (zinc phosphide) thin film PV (photovoltaic) cells,“ Bd. 74, Nr. 314–321, 2014.
- [49] Stucki, Matthias; Frischknecht, Rolf; Flury, Karin, „Life Cycle Assessment of Flexcell Amorphous Silicon Modules,“ ESU-services Ltd., 2012.
- [50] Bravi, Mirko; Parisi, Maria Laura; Tiezzi, Enzo; Basosi, Riccardo, „Life cycle assessment of a micromorph photovoltaic system,“ Bd. 36 (7), Nr. 4297–4306, 2011.
- [51] International Energy Agency (IEA) – Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS), Task 12: PV Sustainability, „Webseite,“ [Online]. Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=56>. [Zugriff am 05 November 2018].
- [52] Stolz, P., Frischknecht, R., Wyss, F., Wild-Scholten, M. de, „PEF screening report of electricity from photovoltaic panels in the context of the EU Product Environmental Footprint Category Rules (PEFRC) Pilots,“ 2016.
- [53] E. Commission, „PEFCR Guidance Version 6.3: European Commission (2017) PEFCR Guidance Document - Guidance for the development of Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCRs), version 6.3,“ 2017.
- [54] Europäische Kommission, „Product Environmental Footprint (PEF) Guide; Annex II to the Recommendation 2013/179/EU, 9 April 2013,“ Bd. 56, 2013.
- [55] The International EPD Consortium (IEC), „PCR CPC 171 & 173 (2013) Product Category Rules (PCR) for preparing an Environmental Product Declaration (EPD) for Electricity, Steam, and Hot and Cold Water Generation and Distribution, version 2.02,“ [Online]. Available: www.environdec.com.

- [56] European Committee for Standardisation (CEN), „EN 15804:2012+A1:2013 - Sustainability of construction works - Environmental product declarations - Core rules for the product category of construction products,“ Brüssel, Belgien, 2013.
- [57] PEFCR-PV, „Sachbilanztabellen zum PEFCR-PV Dokument, Excel Datei, Version „2018 PEFCR_PV_electricity_v0.18 - Life cycle inventory.xlsx““.
- [58] de Wild-Scholten, M. J., „Life Cycle Assessment of Photovoltaics Status 2011, Part 1 Data collection,“ 2014.
- [59] First Solar, „Herstellerwebseite,“ [Online]. Available: <http://www.firstsolar.com>. [Zugriff am 05 November 2019].
- [60] Itten, R., Frischknecht, R., „LCI of the global crystalline photovoltaics supply chain and Chinese multi-crystalline supply chain,“ 2014.
- [61] eco-bau and IPB (2014) ecoinvent Datenbestand v2.2+, „Grundlage für die KBOB-Empfehlung 2009/1:2014: Ökobilanzdaten im Baubereich, Stand April 2014. Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik,“ 2014. [Online].
- [62] Jungbluth, N., Stucki, M., Flury, K., Frischknecht, R., Büsser, S., „Life Cycle Inventories of Photovoltaics,“ ESU-services Ltd, 2012.
- [63] Wambach et. al., „Life Cycle Inventory of Current Photovoltaic Module Recycling Processes in Europe (Report IEA-PVPS T12-12:2017),“ 2017.
- [64] P. Stolz, R. Frischknecht, K. Wambach, P. Sinha, G. Heath, „Life Cycle Assessment of Current Photovoltaic Module Recycling, Report IEA-PVPS T12-13:2018,“ 2018.
- [65] R. Frischknecht, R. Itten, F. Wyss, I. Blanc, G. Heath, M. Raugei, P. Sinha, A. Wade, „Life cycle assessment of future photovoltaic electricity production from residential-scale systems operated in Europe, subtask 2.0 "LCA"; Report IEA-PVPS T12-05:2015,“ 2015.
- [66] Sinha, P & Cossette, Maxime & Menard, Jean-Francois, „End-of-Life CdTe PV Recycling with Semiconductor Refining,“ 2012.
- [67] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), „Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2019 (Stand September 2020),“ 2020.
- [68] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019,“ Berlin, 2020.
- [69] Deutsche Windguard, „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Jahr 2019,“ Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems, 2020.
- [70] Deutsche Windguard, „Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2019,“ Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems, 2020.

- [71] statista, „Statistiken zur Windenergie,“ Oktober 2020. [Online]. Available: <https://de.statista.com/themen/609/windenergie/>. [Zugriff am November 2020].
- [72] Bundesverband WindEnergie (BWE), „Technische Entwicklung: Leistungssteigerung bei Windenergieanlagen,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/>. [Zugriff am November 2020].
- [73] Bundesverband Windenergie, „Yearbook Wind Energy 2015,“ Berlin, Deutschland, 2015.
- [74] Bundesverband WindEnergie, „Jahrbuch Windenergie 2019,“ Berlin, Deutschland, 2019.
- [75] Gasch, R. et al., „Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb,“ Wiesbaden, Deutschland, 2016.
- [76] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), „Bruttostromerzeugung, Bruttoleistung und Vollaststunden der Windenergieerzeugung in Deutschland,“ 2020.
- [77] Vestas , „4 MW Platform,“ Aarhus, Dänemark, 2017.
- [78] Enercon, „Produkte. E-141 EP4,“ 10 November 2017. [Online]. Available: <https://www.enercon.de/produkte/ep-4/e-141-ep4>.
- [79] Siemens , „Windturbine SWT-3.15-142. Technische Daten,“ Hamburg, Deutschland, 2016.
- [80] Nordex, „Windenergieanlagen. N149/4,0-4,5,“ 10 November 2017. [Online]. Available: <http://www.nordex-online.com/de/produkte-service/windenergieanlagen/n14940-45.html>.
- [81] Agora Energiewende, „Entwicklung der Windenergie in Deutschland – Kurzstudie,“ Berlin, Deutschland, 2013.
- [82] Enercon , „Produktübersicht,“ Aurich, Deutschland, 2015.
- [83] Siemens , „Windturbine SWT-3.2-101 / 3.4-101. Technische Daten,“ Hamburg, Deutschland.
- [84] Senvion, „3.4M104,“ Hamburg, Deutschland, 2017.
- [85] Jarass, L., Obermair, G. M., Voigt, W., „Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2., vollständig neu bearbeitete Auflage,“ Heidelberg, Deutschland, 2009.
- [86] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), „Windenergiereport Deutschland 2018,“ Kassel, Deutschland, 2018.
- [87] Bundesverband Windenergie, „Fakten A bis Z – Fakten zur Windenergie,“ Berlin, Deutschland, 2015.
- [88] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), „Windenergie-Ausbau in Deutschland 2020 nach Herstellern,“ 02 November 2020. [Online]. Available:

- <https://www.windbranche.de/wirtschaft/unternehmen/hersteller-ranking>. [Zugriff am November 2020].
- [89] Stiftung Offshore Windenergie - Stiftung der deutschen Wirtschaft für die Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See, „Mediathek,“ September 2020. [Online]. Available: <https://www.offshore-stiftung.de/>.
- [90] Ragheb, M., „Modern Wind Generators,“ 2014.
- [91] Klinger, F., Müller, L., „State of the art and new technologies of direct drive wind turbines,“ Saarbrücken, Deutschland, 2012.
- [92] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), „Windenergiereport Deutschland 2016,“ Kassel, Deutschland, 2017.
- [93] Bundesverband Windenergie, „Fundament,“ <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/konstruktiver-aufbau/fundament>, 2017.
- [94] Kuhlmann, U., „Stahlbau-Kalender 2016,“ Wilhelm Ernst & Sohn, Berlin, Deutschland, 2016.
- [95] Wiser, R., Jenni, K., Seel, J. et al., „Expert Elicitation Survey on Future Wind Energy Costs,“ Bd. 16135 (2016), 29 November 2016.
- [96] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-economic Aspects (A Global Energy Transformation Paper),“ Abu Dhabi, 2019.
- [97] Bundesverband Windenergie, „Yearbook Wind Energy 2016,“ Berlin, Deutschland, 2016.
- [98] Die Bundesregierung, „Wind,“ Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2020. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/wind-317766#:~:text=Eine%20am%203.,des%20Klimaschutzprogramm%202030%20der%20Bundesregierung..> [Zugriff am November 2020].
- [99] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Erneuerbare Energien,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>. [Zugriff am November 2020].
- [100] WindEurope, „NECP Analysis: Permitting Problems still a Major Stumbling Block,“ 24 Juli 2020. [Online]. Available: <https://windeurope.org/newsroom/news/necp-analysis-permitting-problems-still-a-major-stumbling-block/>. [Zugriff am November 2020].
- [101] International Energy Agency (IEA), „Offshore wind capacity by country, 1991-2030,“ November 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/offshore-wind-capacity-by-country-1991-2030>. [Zugriff am November 2020].
- [102] Global Wind Energy Council (GWEC), „Global Offshore Wind Report 2020,“ 2020.

- [103] Dolan, S. L., Heath, G. A., „Life cycle greenhouse gas emissions of utility-scale wind power,“ J. Ind. Ecol. 16, 136 – 154, 2012.
- [104] Guezuraga, B., Zauner, R., Polz, W., „Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines,“ Renewable Energy 37, 37 – 44., 2012.
- [105] Mallia, E., Lewis, G., „Life cycle greenhouse gas emissions of electricity generation in the province of Ontario, Canada,“ Int. J. Life Cycle Assess. 18, 377 – 391., Ontario, Canada, 2012.
- [106] Martinez, E. et al. , „Life-cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine,“ Bd. 34, Nr. 667 – 673, 2009.
- [107] Oebels, K. B., Pacca, S., „Life cycle assessment of an onshore wind farm located at the northeastern coast of Brazil,“ Renewable Energy 53,, p. 60 – 70, 2013.
- [108] Padey, P. et al., „From LCAs to simplified models: a generic methodology applied to wind power electricity,“ Environ. Sci. Technol. 47, 1231 – 1238, 2013.
- [109] Pehnt, M., „Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies,“ Renewable Energy 31, 55 – 71., 2006.
- [110] Querini, F. et al., „Greenhouse gas emissions of electric vehicles associated with wind and photovoltaic electricity,“ Energy Procedia 20, 391 – 401, 2012.
- [111] Tremeac, B., Meunier, F., „Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines,“ Renewable Sustainable Energy Rev. 13, 2104 – 2110., 2009.
- [112] Wagner, H. J. et al., „Life cycle assessment of the offshore wind farm alpha ventus,“ Energy 36, 2459 – 2464, 2011.
- [113] Weinzettel, J. et al., „Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine,“ Renewable Energy 34, 742 – 747., 2009.
- [114] Zimmermann, T.; Gößling-Reisemanna, S., „Influence of site specific parameters on environmental performance of wind energy converters,“ Energy Procedia 20, 402 – 413., 2012.
- [115] Tryfonidou, R., „Energetische Analyse eines Offshore-Windparks unter Berücksichtigung der Netzintegration,“ Bochum, Deutschland, 2006.
- [116] Oeser, M., „Systemanalyse der Umweltwirkungen hoher Windstromanteile,“ Heidelberg, Deutschland, 2006.
- [117] Geuder, M., „Energetische Bewertung von Windkraftanlagen,“ Würzburg, Deutschland, 2004.
- [118] Memmler, M. et al. , „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013,“ Dessau-Roßlau, Deutschland, 2014.

- [119] Viebahn, P., „KRESSE - Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems,“ Wuppertal, Deutschland, 2014.
- [120] Vestas , „Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V80-2.0MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011,“ Randers, 2011.
- [121] Vestas , „Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011,“ Randers, 2011.
- [122] Vestas, „Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V100-1.8MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011,“ Randers, 2011.
- [123] Vestas, „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V100-2.0 MW Wind Plant – 18th December 2015, Version 1.0,“ Aarhus, 2015.
- [124] Vestas , „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V100-2.6 MW Wind Plant - 31 October 2013, Version 1.1,“ Aarhus, 2012.
- [125] Vestas , „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V90-3.0 MW Wind Plant – 30 October 2013, Version 1.1,“ Aarhus, 2012.
- [126] Vestas Wind Systems A/S, „Life Cycle Assessment of Electricity Production from a Vestas V112 Turbine Wind Plant,“ Randers, 2011.
- [127] Vestas, „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V110-2.0 MW Wind Plant – 18th December 2015, Version 1.0,“ Aarhus, 2015.
- [128] Vestas , „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V105-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0,“ Aarhus, 2014.
- [129] Vestas , „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V112-3.3 MW Wind Plant – 21st September 2015, Version 2.1,“ Aarhus, 2015.
- [130] Vestas, „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V117-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0,“ Aarhus, Dänemark, 2014.
- [131] Vestas , „Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V126-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0,“ Aarhus, Dänemark, 2014.
- [132] Gamesa, „EPD - GAMESA G90 2.0 MW,“ Zamudio, 2013.
- [133] Gamesa , „EPD - Electricity from: European G114-2.0MW On-shore Wind Farm,“ Zamudio, 2014.
- [134] Gamesa , „EPD - Electricity from: European GAMESA G132-5.0MW onshore wind farm,“ Zamudio, 2015.
- [135] Gamesa, „EPD - Electricity from: European GAMESA G128-5.0MW onshore wind farm,“ Zamudio, 2015.

- [136] Siemens AG, „EPD - A clean energy solution – from cradle to grave Onshore wind power plant employing SWT-3.2-113,“ Hamburg, Deutschland.
- [137] Siemens AG, „EPD - A clean energy solution – from cradle to grave Offshore wind power plant employing SWT-4.0-130,“ Hamburg, Deutschland.
- [138] Siemens AG, „EPD - A clean energy solution – from cradle to grave Offshore wind power plant employing SWT-6.0-154,“ Hamburg, Deutschland.
- [139] Siemens AG, „EPD - A clean energy solution – from cradle to grave Offshore wind power plant employing SWT-7.0-154,“ Hamburg, Deutschland.
- [140] Vattenfall AB, „EPD of Electricity from Vattenfall's Wind Farms in the UK,“ Stockholm, Schweden, 2013.
- [141] Vattenfall AB, „EPD of Electricity from Vattenfall's Nordic Wind Farms,“ Stockholm, Schweden, 2016.
- [142] Iberdrola S.A. , „EPD - Electricity from “Alto de la Degollada” 50 MW on-shore wind farm,“ Bilbao, Spanien, 2015.
- [143] Iberdrola S.A. (, „EPD - Electricity from “Los Lirios” 48 MW on-shore wind farm,“ Bilbao, Spanien, 2015.
- [144] Ramboll Environment & Health GmbH, „Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen für einen ressourcensichernden Rückbau von Windenergieanlagen, Forschungskennzahl 3717 31 330 0,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2019.
- [145] Enercon, Salzgitter, Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE), Vattenfall und Vestas, *Vertrauliche Primärdaten der Hersteller und Betreiber von Windenergieanlagen*, 2017-2019.
- [146] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Kleine Anfrage der Abgeordneten Peter Felser, Stephan Protschka, Fanziska Gminder, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der AfD, Betreff: Windenergieanlagen (WEA) im Wald,“ 2020. [Online]. Available: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/ParlamentarischeAnfragen/19-18780.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [147] Büro für Landschaftsökologie, Dipl.-Landschaftsökologe Carsten Schulze, „Landschaftspflegerischer Begleitplan (Teil II) zur Errichtung dreier WEA des Typs Enercon E 115 in der Windeignungsfläche Branden der Gemeinde Heiden; CS_76_15 Windenergie Heiden III,“ Bürgerenergie A 31 Hohe Mark Projekt GmbH & Co. KG, 2018. [Online]. Available: <http://www.buergerwindpark-a31.de/mediapool/2018-04/lbp-branden-teil-ii-342.pdf>.
- [148] Umweltamt Minden, „Immissionsschutzrechtlicher Genehmigungsbescheid; Antragssteller Windpark Schlüsselburg GmbH & Co. KG,“ 2018. [Online]. Available: https://www.minden-luebbecke.de/media/custom/2832_901_1.PDF?1531989240.

- [149] juwi Energieprojekte GmbH, „Kurzbeschreibung des Windparks Treppendorf,“ 2017. [Online]. Available: http://www.kreis-slf.de/fileadmin/user_upload/Pressemitteilungen/2018_PM_LRA/JUWI_Offenlegung/2_Kurzbeschreibung_und_Standort.pdf.
- [150] Stadt Prenzlau, „ANLAGE 2 - Planzeichnung mit textlichen Festsetzungen und Begründung einschließlich Umweltbericht sowie Erschließungsplan zur 1. Änderung des Vorhabenbezogenen Bebauungsplans der Stadt Prenzlau, Gemarkung Dauer / Teilbereich II,“ 25 August 2017. [Online]. Available: <https://www.prenzlau.eu/sixcms/media.php/596/Anlage%202%20zur%20DS%2067-2017.pdf>.
- [151] Duno Air, „Im Dialog - Information zum Planungsbestand des Windparks Kuhbett,“ 2017. [Online]. Available: https://www.dunoair.com/uploads/media/Windpark_Kuhbett_Informationsbroschuere_Dunoair.pdf.
- [152] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N e.V.), „Ökobilanz der Windenergienutzung,“ [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/windenergie-neu/umwelt-und-sicherheit/1642-oekobilanz-der-windenergienutzung>. [Zugriff am 10 September 2020].
- [153] Bundesverband WindEnergie (BWE), „Schallimmissionen von Windenergieanlagen,“ 2018. [Online]. Available: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/05-schall/20181123_BWE_Informationspapier_Schall_und_WEA.pdf.
- [154] Umweltbundesamt (UBA), „Lärm von Windenergieanlagen,“ 2013. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/nachbarschaftslaerm-laerm-von-anlagen/laerm-von-windenergieanlagen>. [Zugriff am 10 September 2020].
- [155] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm),“ 26 August 1998. [Online]. Available: https://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_26081998_IG19980826.htm.
- [156] Siemens Gamesa, „DinoTails® Next Generation World-leading noise reduction technology,“ Juli 2020. [Online]. Available: <https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/onshore/brochures/siemens-gamesa-wind-turbine-blades-dinotails-flyer-en.pdf>.
- [157] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, „KRESSE - Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Wuppertal, Deutschland, 2014.

- [158] Europäische Kommission, „Study on the review of the list of Critical Raw Materials - Criticality Assessments,“ Publications Office of the European Union, 2017. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/08fdab5f-9766-11e7-b92d-01aa75ed71a1>.
- [159] Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), „ROSYS – Rohstoffinformationssystem,“ 2018. [Online]. Available: <https://rosys.dera.bgr.de/mapapps/resources/apps>.
- [160] thinkstep AG, „Rohstoffe für innovative Fahrzeugtechnologien - Herausforderungen und Lösungsansätze,“ e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg, 2019. [Online]. Available: https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Material-Studie_e-mobilBW.pdf.
- [161] Umweltbundesamt (UBA), „Substitution als Strategie zur Minderung der Kritikalität von Rohstoffen für Umwelttechnologien – Potentialermittlung für Second-Best-Lösungen,“ 2019.
- [162] Canadian Solar, „Solar Industry Technology Report 2015-2016, Oktober 2016,“ 05 November 2018. [Online]. Available: https://www.canadiansolar.com/media/canadian_solar-solar_industry_technology_report_2015-2016.pdf.
- [163] First Solar, „Series 4TM PV Module. Datenblatt,“ September 2018. [Online]. Available: <http://www.firstsolar.com/Resources/Technical-Documents>; <http://www.firstsolar.com/-/media/First-Solar/Technical-Documents/Series-4-Datasheets/Series-4V3-Module-D>.
- [164] Nice Solar Energy, „Photovoltaik-Systeme für Fassaden und Dächer- Leistungsstarke und ästhetische CIGS-Dünnschicht-Solarmodule für die Gebäudeintegration (05/2019), Broschüre,“ 2019. [Online].
- [165] SMA, „SMA Produktdatenblatt Sunny Boy „Sunny Boy 1.5 / 2.5“,“ 04 Juni 2019. [Online]. Available: www.SMA.de.
- [166] SMA, „SMA Produktdatenblatt Sunny Tripower „Sunny Tripower 15000TL / 20000TL / 25000TL“,“ 04 Juni 2019. [Online]. Available: [unter www.SMA.de](http://www.SMA.de).
- [167] SMA, „Produktdatenblatt Sunny Central „SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV“,“ 04 Juni 2019. [Online]. Available: www.SMA.de.
- [168] thinkstep (seit September 2020: Sphera), „Ökobilanz-Datenbanken GaBi ts 9.2, Service Pack 39,“ July 2019. [Online]. Available: <http://www.gabi-software.com/databases/gabi-databases/>.
- [169] Sphera, „GaBi Life Cycle Inventory Data Documentation,“ 2020. [Online]. Available: <http://www.gabi-software.com/international/support/gabi/gabi-database-2020-lci-documentation>.

- [170] European Commission, „The Development of the PEF and OEF Methods,“ 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/dev_methods.htm. [Zugriff am Dezember 2020].
- [171] Sphera, „GaBi Databases & Modelling Principles 2020,“ Leinfelden-Echterdingen, Deutschland, 2020.
- [172] Lehmann, A.; Bach, V.; Finkbeiner, M., „Product Environmental Footprint in Policy and Market Decisions: Applicability and Impact Assessment,“ Bd. 11, Nr. 11, pages 417–424, 2015.
- [173] PRé Sustainability B.V., „ReCiPe,“ 2020. [Online]. Available: <https://pre-sustainability.com/articles/recipe>. [Zugriff am December 2020].
- [174] Centre of Environmental Science – Leiden University (CML), „Characterization and normalization factors. Leiden,“ 2001. [Online]. Available: <https://www.universiteitleiden.nl/en/research/research-output/science/cml-ia-characterisation-factors>.
- [175] IPCC, „Climate Change 2013: The Physical Science Basis,“ IPCC, Genf, Schweiz, 2013.
- [176] Guinée, J. B.; Gorée, M.; Heijungs, R.; Huppes, G.; Kleijn, R.; de Koning, A.; van Oers, L.; Wegener Sleeswijk, A.; Suh, S.; Udo de Haes, H. A.; de Bruijn, H.; van Duin, R.; Huijbregts, M., „Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards,“ Dordrecht: Kluwer., 2002.
- [177] Rosenbaum, R. K.; Bachmann, T. M.; Swirsky Gold, L.; Huijbregts, M.; Jolliet, O.; Juraske, R.; Koehler, A.; Larsen, H. F.; MacLeod, M.; Margni, M.; McKone, T. E.; Payet, J.; Schuhmacher, M.; van de Meent, D.; Hauschild, M. Z., „USEtox—the UNEP-SETAC toxicity model: recommended characterisation factors for human toxicity and freshwater ecotoxicity in life cycle impact assessment,“ *Int J Life Cycle Assess*, 13(7), p. 532–546, 2008.
- [178] Sphera, „Introduction to Water Assessment in GaBi,“ Leinfelden-Echterdingen, 2020.
- [179] Beck, Tabea; Wittstock, Bastian; Bos, Ulrike, „LANCA® - Calculation of Land Use Indicator Values in Life Cycle Assessment,“ Stuttgart, 2010.
- [180] International Organization for Standardization (ISO), „ISO/TS 14071: Environmental Management - Life Cycle Assessment - Critical Review Processes and Reviewer Competencies: Additional Requirements and Guidelines to ISO 14044:2006,“ Genf, Schweiz, 2014.
- [181] Siliconsultant, „Webseite,“ 05 November 2018. [Online]. Available: <http://www.siliconsultant.com/SIcrysgr.htm>.
- [182] Dr. Wolfgang Storm, Wacker AG, *telefonischer Austausch*, April 2018.
- [183] Fraunhofer ICT, „Nachhaltige rohstoffnahe Produktion,“ 2007.

- [184] Gitzhofer, K, „BVT-Festlegung in ausgewählten industriellen Bereichen als Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele und weiterer Im-mis-sionsschutzrechtlicher Anforderungen– Teilvorhaben 02,“ Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes FuE-Vorhaben 205 44 324/02, 2007.
- [185] Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC), „Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry,“ 2001.
- [186] Ullmanns , „Ullmann’s Encyclopedia of Industrial Chemistry: Glass,“ Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Deutschland, 2005.
- [187] Rue, M. D, „Industrial Glass Bandwidth Analysis,“ Gas technology institute, Energy Utilization Center, 2007.
- [188] „ELKEM Webseite,“ 05 November 2018. [Online]. Available: <https://www.elkem.com/silicon-materials/our-plants>.
- [189] Wacker, „Firmenwebseite,“ [Online]. Available: <https://www.wacker.com/cms/de/industries/renewable/water/water.jsp?country=DE&language=de>. [Zugriff am 03 Mai 2019].
- [190] Reiling Unternehmensgruppe, „Firmenwebseite,“ [Online]. Available: <https://www.reiling.eu/de/photovoltaik>. [Zugriff am 05 November 2018].
- [191] Exner Trenntechnik, „Firmenwebseite,“ [Online]. Available: <https://www.exner-trenntechnik.de/photovoltaik>. [Zugriff am 05 November 2018].
- [192] Veolia, „Veolia opens the first european plant entirely dedicated to recycling photovoltaic panels,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.veolia.com/en/newsroom/news/recycling-photovoltaic-panels-circular-economy-france>. [Zugriff am 17 Januar 2019].
- [193] Geltz Umwelt-Technologie, Fraunhofer IGB, Variata et al., 2018. [Online]. Available: <http://elsi-pv.eu/pilot-plant>. [Zugriff am 5 November 2018].
- [194] RE100, „RE100,“ 5 11 2019. [Online]. Available: <https://www.there100.org/re100-members>. [Zugriff am 5 11 2019].
- [195] JinkoSolar, „JinkoSolar Joins the RE100 and EP100 Green Initiatives,“ JinkoSolar, 29 06 2019. [Online]. Available: https://www.jinkosolar.com/press_detail_1869.html. [Zugriff am 5 11 2019].
- [196] A.-K. Briem, M. Held, B. Dimmler, „Life Cycle Assessment of CIGS PV Modules: Update of Current Production Conditions in Germany and Investigation of a Planned Factory in China,“ in *35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2018.
- [197] Joint Reseach Centre (JRC) der Europäischen Kommission (EC), „Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries,“ 5 November 2018. [Online]. Available: <http://re.jrc.ex.europa.eu/pvgis>.

- [198] Umweltbundesamt, „Bilanz 2019: CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom sinken weiter -Deutschland verkauft mehr Strom ins Ausland als es importiert,“ Februar 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2019-co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom>. [Zugriff am 10 Dezember 2020].
- [199] P. Stolz, R. Frischknecht, K. Wambach, P. Sinha, G. Heath, „Life Cycle Assessment of Current Photovoltaic Module Recycling,“ IEA PVPS Task 12, International Energy Agency Power Systems Programme, 2017.
- [200] Umweltbundesamt (UBA), „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018,“ Dessau-Roßlau, Deutschland, 2019.
- [201] Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC), „IEC 61400: Internationale Norm für Windenergieanlagen,“ 2019.
- [202] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), „Richtlinien für Windkraftanlagen,“ 2012.
- [203] Deutsches Institut für Normung (DIN), „DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 - Nationaler Anhang - National festgelegte Parameter - Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten,“ 2012.
- [204] Umweltbundesamt, „Windenergieanlagen: Rückbau, Recycling, Repowering,“ Juli 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/produktverantwortung-in-der-abfallwirtschaft/windenergieanlagen-rueckbau-recycling-repowering>.
- [205] Fachagentur Windenergie an Land e.V., „Brechen & Sieben - Fachaustausch zu End-of-Life von Windenergieanlagen,“ Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und durch das Forschungszentrum Jülich, Berlin, 2018.
- [206] Bundesverband WindEnergie e.V., „Rückbau und Recycling von Windenergieanlagen - Hintergrundpapier des Bundesverband WindEnergie e. V.,“ Berlin, 2019.
- [207] Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG, „Sicherer Stand durch Kolkschutz,“ 07 September 2020. [Online]. Available: <https://www.trianel-borkumzwei.de/aktuelles/kolkschutz>.
- [208] W. Chen, J. Hong, X. Yuan und J. Liu, „Environmental impact assessment of monocrystalline silicon solar photovoltaic cell production. A case study in China,“ Bd. 112, Nr. 1025–1032, 2016.
- [209] Umweltbundesamt, „Erneuerbare Energien in Zahlen. Webseite, Stand 15.03.2019,“ 04 Juni 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>.
- [210] ReCiPe, „ReCiPe-Methode für die Wirkungsabschätzung, Webseite,“ 05 November 2018. [Online]. Available: <https://www.rivm.nl/en/life-cycle-assessment-lca/recipe>.

- [211] Gløckner, Ronny; de Wild-Scholten, Mariska, *Energy Payback Time and carbon footprint of Elkem Solar Silicon®. Presented at the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, 24-28 September, 2012.*
- [212] Mohr, Nellemieke; Meijer, Arjen; Huijbregts, Mark; Reijnders, Lucas, „Environmental life cycle assessment of roof-integrated flexible amorphous silicon/nanocrystalline silicon solar cell laminate,“ Nr. 802–815, 2013.
- [213] Held, M., *LCA screening of a recycling process for silicon based PV-Modules. PV Cycle Conference, Rome, 28.Februar 2013, 2013.*
- [214] Fu, Yinyin; Liu, Xin; Yuan, Zengwei, „Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China,“ Bd. 86, Nr. 180–190, 2015.
- [215] Hou, Guofu; Sun, Honghang; Jiang, Ziyang; Pan, Ziqiang; Wang, Yibo; Zhang, Xiaodan et al., „Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power generation from crystalline silicon solar modules in China,“ Bd. 164, Nr. 882–890, 2016.
- [216] Hong, Jinglan; Chen, Wei; Qi, Congcong; Ye, Liping; Xu, Changqing, „Life cycle assessment of multicrystalline silicon photovoltaic cell production in China,“ Bd. 133, Nr. 283–293, 2016.
- [217] Kim, J., Rivera, J. L., Meng, T. Y., Laratte, B., Chen, S., „Review of life cycle assessment of nanomaterials in photovoltaics,“ Bd. 133, Nr. 249–258, 2016.

A Photovoltaik

A.1 Mono c-Si PV

Tabelle 115: Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Mono c-Si PV-Modulen für untersuchte Produktionsszenarien; Ergebnisse mit Recyclinggutschriften

Mono c-Si PV-Module Herstellung und Lebensende [1m²] Ergebnisse mit Recyclinggutschriften	AP [kg SO ₂ - Äq./m²]	EP [kg Phosphat- Äq./m²]	GWP [kg CO ₂ - Äq./m²]	POCP [kg Ethen- Äq./m²]	PED, n. ern. [MJ/m²]
c-Si (Mono), CN, PVPS/PEFPV	1,26E+00	1,36E-01	3,53E+02	1,17E-01	4,31E+03
c-Si (Mono), CN, Szenario A	1,01E+00	1,19E-01	2,64E+02	9,61E-02	2,98E+03
c-Si (Mono), CN, Szenario AB	9,04E-01	1,05E-01	2,37E+02	8,58E-02	2,68E+03
c-Si (Mono), CN, Szenario ABC	7,81E-01	8,93E-02	2,03E+02	7,34E-02	2,32E+03
c-Si (Mono), US, PVPS/PEFPV	1,12E+00	1,21E-01	3,33E+02	9,63E-02	4,43E+03
c-Si (Mono), US, Szenario A	8,64E-01	1,06E-01	2,44E+02	7,76E-02	3,05E+03
c-Si (Mono), US, Szenario AB	7,78E-01	9,37E-02	2,19E+02	6,93E-02	2,74E+03
c-Si (Mono), US, Szenario ABC	6,73E-01	7,92E-02	1,88E+02	5,92E-02	2,37E+03
c-Si (Mono), APAC, PVPS/PEFPV	7,74E-01	1,16E-01	3,24E+02	6,88E-02	4,72E+03
c-Si (Mono), APAC, Szenario A	6,07E-01	9,92E-02	2,32E+02	5,57E-02	3,18E+03
c-Si (Mono), APAC, Szenario AB	5,54E-01	8,81E-02	2,08E+02	5,03E-02	2,84E+03
c-Si (Mono), APAC, Szenario ABC	4,90E-01	7,48E-02	1,80E+02	4,38E-02	2,44E+03
c-Si (Mono), EU, PVPS/PEFPV	5,63E-01	8,80E-02	2,11E+02	4,87E-02	3,19E+03
c-Si (Mono), EU, Szenario A	4,44E-01	8,00E-02	1,53E+02	3,90E-02	2,22E+03
c-Si (Mono), EU, Szenario AB	4,15E-01	7,17E-02	1,40E+02	3,59E-02	2,03E+03
c-Si (Mono), EU, Szenario ABC	3,80E-01	6,18E-02	1,25E+02	3,22E-02	1,80E+03

*europäisches Produktionsszenario, unter Annahme, dass alle Prozessschritte der Produktion weiterhin in Europa stattfinden würden

Tabelle 116: Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Mono c-Si PV-Modulen für untersuchte Produktionsszenarien; Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften

Mono c-Si PV-Module Herstellung und Lebensende [1m²] Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften	AP [kg SO ₂ - Äq./m²]	EP [kg Phosphat- Äq./m²]	GWP [kg CO ₂ - Äq./m²]	POCP [kg Ethen- Äq./m²]	PED, n. ern. [MJ/m²]
c-Si (Mono), CN, PVPS/PEFPV	1,31E+00	1,40E-01	3,66E+02	1,20E-01	4,49E+03
c-Si (Mono), CN, Szenario A	1,06E+00	1,23E-01	2,77E+02	9,88E-02	3,15E+03
c-Si (Mono), CN, Szenario AB	9,53E-01	1,10E-01	2,49E+02	8,85E-02	2,85E+03
c-Si (Mono), CN, Szenario ABC	8,31E-01	9,34E-02	2,16E+02	7,61E-02	2,49E+03
c-Si (Mono), US, PVPS/PEFPV	1,17E+00	1,25E-01	3,46E+02	9,89E-02	4,60E+03
c-Si (Mono), US, Szenario A	9,14E-01	1,10E-01	2,57E+02	8,02E-02	3,22E+03
c-Si (Mono), US, Szenario AB	8,27E-01	9,77E-02	2,32E+02	7,19E-02	2,91E+03
c-Si (Mono), US, Szenario ABC	7,22E-01	8,33E-02	2,01E+02	6,19E-02	2,54E+03
c-Si (Mono), APAC, PVPS/PEFPV	8,23E-01	1,20E-01	3,36E+02	7,15E-02	4,89E+03
c-Si (Mono), APAC, Szenario A	6,57E-01	1,03E-01	2,45E+02	5,84E-02	3,35E+03
c-Si (Mono), APAC, Szenario AB	6,03E-01	9,22E-02	2,21E+02	5,30E-02	3,02E+03
c-Si (Mono), APAC, Szenario ABC	5,39E-01	7,89E-02	1,93E+02	4,65E-02	2,61E+03
c-Si (Mono), US, PVPS/PEFPV	6,12E-01	9,20E-02	2,24E+02	5,13E-02	3,36E+03
c-Si (Mono), EU, Szenario A	4,94E-01	8,41E-02	1,66E+02	4,16E-02	2,39E+03
c-Si (Mono), EU, Szenario AB	4,64E-01	7,58E-02	1,53E+02	3,86E-02	2,20E+03
c-Si (Mono), EU, Szenario ABC	4,29E-01	6,58E-02	1,38E+02	3,48E-02	1,97E+03

*europäisches Produktionsszenario, unter Annahme, dass alle Prozessschritte der Produktion weiterhin in Europa stattfinden würden

Tabelle 117: Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung in China (CN) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Mono c-Si PV- Stromerzeugung pro kWh; chinesische Produktion	Sonnen- einstrahl- ung [kWh/ (m²*a)]	An- lagen- typ	AP [kg SO ₂ - Äq./ kWh]	EP [kg Phosphat- Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
c-Si (Mono) (18 %), CN, PVPS/PEFPV	1.200	Dach	3,10E-04	3,26E-05	8,14E-02	2,71E-05	9,98E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario A	1.200	Dach	2,57E-04	2,91E-05	6,30E-02	2,28E-05	7,23E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.200	Dach	2,36E-04	2,63E-05	5,73E-02	2,07E-05	6,61E-01

Mono c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; chinesische Produktion	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	An-lagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario ABC	1.200	Dach	2,11E-04	2,30E-05	5,05E-02	1,81E-05	5,87E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, PVPS/PEFPV	1.200	Frei-fläche	2,87E-04	3,05E-05	7,65E-02	2,52E-05	9,33E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario A	1.200	Frei-fläche	2,37E-04	2,72E-05	5,92E-02	2,12E-05	6,75E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.200	Frei-fläche	2,18E-04	2,46E-05	5,39E-02	1,92E-05	6,17E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario ABC	1.200	Frei-fläche	1,94E-04	2,15E-05	4,75E-02	1,68E-05	5,48E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, PVPS/PEFPV	1.700	Dach	2,19E-04	2,30E-05	5,75E-02	1,91E-05	7,05E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario A	1.700	Dach	1,82E-04	2,05E-05	4,45E-02	1,61E-05	5,10E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.700	Dach	1,67E-04	1,86E-05	4,05E-02	1,46E-05	4,67E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario ABC	1.700	Dach	1,49E-04	1,62E-05	3,57E-02	1,28E-05	4,14E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, PVPS/PEFPV	1.700	Frei-fläche	2,03E-04	2,15E-05	5,40E-02	1,78E-05	6,59E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario A	1.700	Frei-fläche	1,68E-04	1,92E-05	4,18E-02	1,50E-05	4,77E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario AB	1.700	Frei-fläche	1,54E-04	1,74E-05	3,81E-02	1,35E-05	4,36E-01
c-Si (Mono) (18 %), CN, Szenario ABC	1.700	Frei-fläche	1,37E-04	1,52E-05	3,36E-02	1,19E-05	3,87E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Tabelle 118: Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung im asiatisch-pazifischen Raum (APAC) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Mono c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; asiatische Produktion (ohne China)	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	An-lagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Mono) (18 %), APAC, PVPS/PEFPV	1.200	Dach	2,04E-04	2,78E-05	7,51E-02	1,69E-05	1,08E+00

Mono c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; asiatische Produktion (ohne China)	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	An-lagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario A	1.200	Dach	1,70E-04	2,45E-05	5,62E-02	1,42E-05	7,62E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.200	Dach	1,59E-04	2,22E-05	5,14E-02	1,31E-05	6,93E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario ABC	1.200	Dach	1,46E-04	1,94E-05	4,55E-02	1,17E-05	6,10E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC,PVPS/PEFPV	1.200	Frei-fläche	1,87E-04	2,60E-05	7,06E-02	1,56E-05	1,01E+00
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario A	1.200	Frei-fläche	1,55E-04	2,28E-05	5,28E-02	1,31E-05	7,12E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.200	Frei-fläche	1,45E-04	2,07E-05	4,83E-02	1,21E-05	6,47E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario ABC	1.200	Frei-fläche	1,33E-04	1,81E-05	4,28E-02	1,08E-05	5,70E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC,PVPS/PEFPV	1.700	Dach	1,44E-04	1,97E-05	5,30E-02	1,19E-05	7,61E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario A	1.700	Dach	1,20E-04	1,73E-05	3,97E-02	1,00E-05	5,38E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.700	Dach	1,12E-04	1,57E-05	3,62E-02	9,22E-06	4,89E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario ABC	1.700	Dach	1,03E-04	1,37E-05	3,21E-02	8,28E-06	4,31E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC,PVPS/PEFPV	1.700	Frei-fläche	1,32E-04	1,84E-05	4,98E-02	1,10E-05	7,12E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario A	1.700	Frei-fläche	1,10E-04	1,61E-05	3,73E-02	9,25E-06	5,03E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario AB	1.700	Frei-fläche	1,02E-04	1,46E-05	3,41E-02	8,51E-06	4,57E-01
c-Si (Mono) (18 %), APAC, Szenario ABC	1.700	Frei-fläche	9,36E-05	1,28E-05	3,02E-02	7,63E-06	4,02E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Tabelle 119: Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung in den vereinigten Staaten (US) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Mono c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; US- Produktion	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m ² *a)]	Anlagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./ kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
c-Si (Mono) (18 %), US,PVPS/PEFPV	1.200	Dach	2,64E-04	2,77E-05	7,66E-02	2,19E-05	1,01E+00
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario A	1.200	Dach	2,12E-04	2,46E-05	5,84E-02	1,81E-05	7,31E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.200	Dach	1,94E-04	2,21E-05	5,32E-02	1,64E-05	6,67E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario ABC	1.200	Dach	1,72E-04	1,92E-05	4,69E-02	1,43E-05	5,91E-01
c-Si (Mono) (18 %), US,PVPS/PEFPV	1.200	Frei-fläche	2,43E-04	2,59E-05	7,20E-02	2,04E-05	9,49E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario A	1.200	Frei-fläche	1,94E-04	2,30E-05	5,49E-02	1,68E-05	6,83E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.200	Frei-fläche	1,78E-04	2,07E-05	5,00E-02	1,51E-05	6,23E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario ABC	1.200	Frei-fläche	1,57E-04	1,79E-05	4,41E-02	1,32E-05	5,52E-01
c-Si (Mono) (18 %), US,PVPS/PEFPV	1.700	Dach	1,86E-04	1,96E-05	5,41E-02	1,55E-05	7,16E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario A	1.700	Dach	1,49E-04	1,74E-05	4,12E-02	1,28E-05	5,16E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.700	Dach	1,37E-04	1,56E-05	3,75E-02	1,15E-05	4,71E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario ABC	1.700	Dach	1,22E-04	1,35E-05	3,31E-02	1,01E-05	4,17E-01
c-Si (Mono) (18 %), US,PVPS/PEFPV	1.700	Frei-fläche	1,72E-04	1,83E-05	5,08E-02	1,44E-05	6,70E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario A	1.700	Frei-fläche	1,37E-04	1,62E-05	3,87E-02	1,18E-05	4,82E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario AB	1.700	Frei-fläche	1,25E-04	1,46E-05	3,53E-02	1,07E-05	4,40E-01
c-Si (Mono) (18 %), US, Szenario ABC	1.700	Frei-fläche	1,11E-04	1,26E-05	3,11E-02	9,32E-06	3,89E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Tabelle 120: Ergebnisse der mono c-Si PV-Stromerzeugung in Europa (EU) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Mono c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; europäisches Produktionsszenario*	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	Anlagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Mono) (18 %), EU, PVPS/PEFPV	1.200	Dach	1,42E-04	2,01E-05	5,13E-02	1,17E-05	7,56E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario A	1.200	Dach	1,17E-04	1,85E-05	3,93E-02	9,69E-06	5,56E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.200	Dach	1,11E-04	1,68E-05	3,67E-02	9,05E-06	5,17E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario ABC	1.200	Dach	1,04E-04	1,47E-05	3,35E-02	8,28E-06	4,71E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, PVPS/PEFPV	1.200	Freifläche	1,29E-04	1,88E-05	4,82E-02	1,08E-05	7,06E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario A	1.200	Freifläche	1,06E-04	1,72E-05	3,70E-02	8,89E-06	5,19E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.200	Freifläche	1,00E-04	1,56E-05	3,46E-02	8,30E-06	4,82E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario ABC	1.200	Freifläche	9,34E-05	1,37E-05	3,16E-02	7,58E-06	4,39E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, PVPS/PEFPV	1.700	Dach	9,99E-05	1,42E-05	3,62E-02	8,24E-06	5,34E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario A	1.700	Dach	8,27E-05	1,30E-05	2,78E-02	6,84E-06	3,92E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.700	Dach	7,85E-05	1,18E-05	2,59E-02	6,39E-06	3,65E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario ABC	1.700	Dach	7,34E-05	1,04E-05	2,36E-02	5,85E-06	3,32E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, PVPS/PEFPV	1.700	Freifläche	9,08E-05	1,32E-05	3,40E-02	7,59E-06	4,99E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario A	1.700	Freifläche	7,47E-05	1,22E-05	2,61E-02	6,28E-06	3,66E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario AB	1.700	Freifläche	7,07E-05	1,10E-05	2,44E-02	5,86E-06	3,40E-01
c-Si (Mono) (18 %), EU, Szenario ABC	1.700	Freifläche	6,59E-05	9,68E-06	2,23E-02	5,35E-06	3,10E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; europäisches Produktionsszenario, unter Annahme, dass alle Prozessschritte der Produktion weiterhin in Europa stattfinden würden; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

A.2 Multi c-Si PV

Tabelle 121: Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Multi c-Si PV-Modulen für untersuchte Szenarien; Ergebnisse mit Recyclinggutschriften

Multi c-Si PV-Module Herstellung und Lebensende [1m ²] Ergebnisse mit Recyclinggutschriften	AP [kg SO ₂ - Äq./m ²]	EP [kg Phosphat- Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ m ²]	POCP [kg Ethen- Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
c-Si (Multi), CN, PVPS/PEFPV	7,94E-01	6,72E-02	2,12E+02	6,76E-02	2,64E+03
c-Si (Multi), CN, Szenario A	7,09E-01	5,97E-02	1,71E+02	6,14E-02	1,97E+03
c-Si (Multi), CN, Szenario AB	6,78E-01	5,72E-02	1,62E+02	5,82E-02	1,88E+03
c-Si (Multi), CN, Szenario ABC	6,13E-01	5,22E-02	1,46E+02	5,16E-02	1,70E+03
c-Si (Multi), US, PVPS/PEFPV	7,15E-01	5,88E-02	2,01E+02	5,64E-02	2,71E+03
c-Si (Multi), US, Szenario A	6,19E-01	5,13E-02	1,58E+02	4,97E-02	2,02E+03
c-Si (Multi), US, Szenario AB	5,92E-01	4,93E-02	1,51E+02	4,70E-02	1,93E+03
c-Si (Multi), US, Szenario ABC	5,37E-01	4,51E-02	1,35E+02	4,17E-02	1,74E+03
c-Si (Multi), APAC, PVPS/PEFPV	5,48E-01	5,73E-02	1,98E+02	4,37E-02	2,83E+03
c-Si (Multi), APAC, Szenario A	4,77E-01	4,80E-02	1,52E+02	3,78E-02	2,06E+03
c-Si (Multi), APAC, Szenario AB	4,60E-01	4,63E-02	1,45E+02	3,61E-02	1,96E+03
c-Si (Multi), APAC, Szenario ABC	4,26E-01	4,27E-02	1,31E+02	3,26E-02	1,75E+03
c-Si (Multi), EU, PVPS/PEFPV	4,15E-01	4,17E-02	1,36E+02	3,21E-02	1,95E+03
c-Si (Multi), EU, Szenario A	3,81E-01	3,70E-02	1,06E+02	2,86E-02	1,50E+03
c-Si (Multi), EU, Szenario AB	3,73E-01	3,62E-02	1,02E+02	2,76E-02	1,45E+03
c-Si (Multi), EU, Szenario ABC	3,56E-01	3,46E-02	9,52E+01	2,56E-02	1,35E+03

*europäisches Produktionsszenario, unter Annahme, dass alle Prozessschritte der Produktion weiterhin in Europa stattfinden würden

Tabelle 122: Ökobilanzergebnisse (Herstellung und Lebensende) von Multi c-Si PV-Modulen für untersuchte Szenarien; Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften

Multi c-Si PV-Module Herstellung und Lebensende [1m ²] Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften	AP [kg SO ₂ - Äq./m ²]	EP [kg Phosphat- Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ - Äq./m ²]	POCP [kg Ethen- Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
c-Si (Multi), CN, PVPS/PEFPV	8,41E-01	7,11E-02	2,24E+02	7,02E-02	2,81E+03
c-Si (Multi), CN, Szenario A	7,57E-01	6,36E-02	1,83E+02	6,40E-02	2,14E+03
c-Si (Multi), CN, Szenario AB	7,25E-01	6,11E-02	1,75E+02	6,08E-02	2,05E+03
c-Si (Multi), CN, Szenario ABC	6,61E-01	5,61E-02	1,58E+02	5,42E-02	1,86E+03
c-Si (Multi), US, PVPS/PEFPV	7,63E-01	6,27E-02	2,13E+02	5,89E-02	2,88E+03

Multi c-Si PV-Module Herstellung und Lebensende [1m ²] Ergebnisse ohne Recyclinggutschriften	AP [kg SO ₂ - Äq./m ²]	EP [kg Phosphat- Äq./m ²]	GWP [kg CO ₂ - Äq./m ²]	POCP [kg Ethen- Äq./m ²]	PED, n. ern. [MJ/m ²]
c-Si (Multi), US, Szenario A	6,67E-01	5,52E-02	1,70E+02	5,22E-02	2,19E+03
c-Si (Multi), US, Szenario AB	6,40E-01	5,32E-02	1,63E+02	4,96E-02	2,09E+03
c-Si (Multi), US, Szenario ABC	5,85E-01	4,90E-02	1,47E+02	4,43E-02	1,90E+03
c-Si (Multi), APAC, PVPS/PEFPV	5,96E-01	6,12E-02	2,10E+02	4,62E-02	2,99E+03
c-Si (Multi), APAC, Szenario A	5,24E-01	5,19E-02	1,64E+02	4,04E-02	2,23E+03
c-Si (Multi), APAC, Szenario AB	5,07E-01	5,02E-02	1,57E+02	3,87E-02	2,13E+03
c-Si (Multi), APAC, Szenario ABC	4,73E-01	4,66E-02	1,43E+02	3,51E-02	1,92E+03
c-Si (Multi), EU, PVPS/PEFPV	4,62E-01	4,56E-02	1,48E+02	3,46E-02	2,11E+03
c-Si (Multi), EU, Szenario A	4,29E-01	4,10E-02	1,18E+02	3,11E-02	1,67E+03
c-Si (Multi), EU, Szenario AB	4,21E-01	4,02E-02	1,14E+02	3,01E-02	1,62E+03
c-Si (Multi), EU, Szenario ABC	4,04E-01	3,85E-02	1,07E+02	2,81E-02	1,52E+03

Tabelle 123: Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung in China (CN) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Multi c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; chinesische Produktion	Sonnen-einstrahlung [kWh/ (m ² *a)]	Anlagen- typ	AP [kg SO ₂ - Äq./ kWh]	EP [kg Phosphat- Äq./ kWh]	GWP [kg CO ₂ - Äq./ kWh]	POCP [kg Ethen- Äq./ kWh]	PED, n. ern. [MJ/ kWh]
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Dach	2,27E-04	1,96E-05	5,56E-02	1,80E-05	6,96E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario A	1.200	Dach	2,08E-04	1,79E-05	4,65E-02	1,66E-05	5,49E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	2,01E-04	1,74E-05	4,47E-02	1,59E-05	5,29E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Dach	1,87E-04	1,63E-05	4,11E-02	1,45E-05	4,88E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Frei- fläche	2,09E-04	1,84E-05	5,25E-02	1,67E-05	6,52E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario A	1.200	Frei- fläche	1,92E-04	1,68E-05	4,40E-02	1,55E-05	5,15E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei- fläche	1,85E-04	1,63E-05	4,23E-02	1,48E-05	4,96E-01

Multi c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; chinesische Produktion	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	Anlagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Frei-fläche	1,72E-04	1,52E-05	3,89E-02	1,34E-05	4,58E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Dach	1,60E-04	1,38E-05	3,92E-02	1,27E-05	4,91E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario A	1.700	Dach	1,47E-04	1,27E-05	3,29E-02	1,18E-05	3,88E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	1,42E-04	1,23E-05	3,16E-02	1,12E-05	3,74E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Dach	1,32E-04	1,15E-05	2,90E-02	1,02E-05	3,45E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Frei-fläche	1,48E-04	1,30E-05	3,71E-02	1,18E-05	4,61E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario A	1.700	Frei-fläche	1,35E-04	1,19E-05	3,11E-02	1,09E-05	3,63E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei-fläche	1,31E-04	1,15E-05	2,99E-02	1,04E-05	3,50E-01
c-Si (Multi), CN, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Frei-fläche	1,21E-04	1,08E-05	2,74E-02	9,49E-06	3,23E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Tabelle 124: Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung im asiatisch-pazifischen Raum (APAC) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Multi c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; asiatische Produktion (ohne China)	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	Anlagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Dach	1,67E-04	1,68E-05	5,24E-02	1,24E-05	7,35E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario A	1.200	Dach	1,51E-04	1,48E-05	4,22E-02	1,11E-05	5,66E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	1,48E-04	1,44E-05	4,07E-02	1,08E-05	5,44E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Dach	1,40E-04	1,36E-05	3,75E-02	9,98E-06	4,98E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Frei-fläche	1,53E-04	1,57E-05	4,95E-02	1,15E-05	6,89E-01

Multi c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; asiatische Produktion (ohne China)	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	Anlagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario A	1.200	Frei-fläche	1,38E-04	1,38E-05	4,00E-02	1,03E-05	5,31E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei-fläche	1,35E-04	1,35E-05	3,85E-02	9,94E-06	5,10E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Frei-fläche	1,28E-04	1,27E-05	3,56E-02	9,21E-06	4,67E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Dach	1,18E-04	1,19E-05	3,70E-02	8,77E-06	5,19E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario A	1.700	Dach	1,07E-04	1,04E-05	2,98E-02	7,86E-06	4,00E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	1,04E-04	1,02E-05	2,87E-02	7,59E-06	3,84E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Dach	9,89E-05	9,60E-06	2,65E-02	7,04E-06	3,52E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Frei-fläche	1,08E-04	1,11E-05	3,50E-02	8,12E-06	4,86E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario A	1.700	Frei-fläche	9,77E-05	9,75E-06	2,82E-02	7,27E-06	3,75E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei-fläche	9,52E-05	9,50E-06	2,72E-02	7,02E-06	3,60E-01
c-Si (Multi), APAC, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Frei-fläche	9,03E-05	8,98E-06	2,51E-02	6,50E-06	3,30E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Tabelle 125: Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung in den vereinigten Staaten (US) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Multi c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; US-Produktion	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	Anlagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Multi), US, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Dach	1,92E-04	1,59E-05	5,26E-02	1,46E-05	7,04E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario A	1.200	Dach	1,71E-04	1,43E-05	4,32E-02	1,31E-05	5,52E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	1,65E-04	1,38E-05	4,15E-02	1,25E-05	5,31E-01

Multi c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; US-Produktion	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m²*a)]	An-lagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Dach	1,53E-04	1,29E-05	3,81E-02	1,14E-05	4,89E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Frei-fläche	1,77E-04	1,49E-05	4,97E-02	1,35E-05	6,60E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario A	1.200	Frei-fläche	1,57E-04	1,33E-05	4,09E-02	1,22E-05	5,17E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei-fläche	1,51E-04	1,29E-05	3,93E-02	1,16E-05	4,98E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Frei-fläche	1,40E-04	1,21E-05	3,61E-02	1,05E-05	4,58E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Dach	1,36E-04	1,12E-05	3,71E-02	1,03E-05	4,97E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario A	1.700	Dach	1,21E-04	1,01E-05	3,05E-02	9,26E-06	3,90E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	1,17E-04	9,75E-06	2,93E-02	8,85E-06	3,75E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Dach	1,08E-04	9,11E-06	2,69E-02	8,01E-06	3,45E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Frei-fläche	1,25E-04	1,05E-05	3,51E-02	9,55E-06	4,66E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario A	1.700	Frei-fläche	1,11E-04	9,42E-06	2,89E-02	8,58E-06	3,65E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei-fläche	1,07E-04	9,12E-06	2,78E-02	8,20E-06	3,52E-01
c-Si (Multi), US, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Frei-fläche	9,89E-05	8,52E-06	2,55E-02	7,41E-06	3,24E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

Tabelle 126: Ergebnisse der multi c-Si PV-Stromerzeugung in Europa (EU) für untersuchte Szenarien und Anlagentypen

Multi c-Si PV-Stromerzeugung pro kWh; europäisches Produktionsszenario*	Sonnen-einstrahlung [kWh/(m ² *a)]	An-lagen-typ	AP [kg SO ₂ -Äq./kWh]	EP [kg Phosphat-Äq./kWh]	GWP [kg CO ₂ -Äq./kWh]	POCP [kg Ethen-Äq./kWh]	PED, n. ern. [MJ/kWh]
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Dach	1,18E-04	1,13E-05	3,80E-02	8,78E-06	5,32E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario A	1.200	Dach	1,11E-04	1,02E-05	3,13E-02	8,01E-06	4,34E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Dach	1,09E-04	1,01E-05	3,06E-02	7,79E-06	4,23E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Dach	1,05E-04	9,70E-06	2,90E-02	7,34E-06	4,01E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.200	Frei-fläche	1,07E-04	1,05E-05	3,60E-02	8,09E-06	4,99E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario A	1.200	Frei-fläche	1,00E-04	9,57E-06	2,97E-02	7,37E-06	4,06E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.200	Frei-fläche	9,84E-05	9,40E-06	2,90E-02	7,16E-06	3,96E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario ABC	1.200	Frei-fläche	9,49E-05	9,06E-06	2,76E-02	6,74E-06	3,76E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Dach	8,32E-05	7,95E-06	2,68E-02	6,20E-06	3,76E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario A	1.700	Dach	7,80E-05	7,23E-06	2,21E-02	5,66E-06	3,06E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Dach	7,68E-05	7,10E-06	2,16E-02	5,50E-06	2,99E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Dach	7,41E-05	6,84E-06	2,05E-02	5,18E-06	2,83E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, PVPS/PEFPV	1.700	Frei-fläche	7,56E-05	7,43E-06	2,54E-02	5,71E-06	3,52E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario A	1.700	Frei-fläche	7,07E-05	6,75E-06	2,10E-02	5,20E-06	2,87E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario AB	1.700	Frei-fläche	6,95E-05	6,63E-06	2,05E-02	5,06E-06	2,80E-01
c-Si (Multi), EU, 16,8 %, Szenario ABC	1.700	Frei-fläche	6,70E-05	6,39E-06	1,95E-02	4,76E-06	2,65E-01

*Nomenklatur der Szenarien: PV-Technologie (Modulwirkungsgrad), Produktionsstandort, Produktionsszenario; europäisches Produktionsszenario, unter Annahme, dass alle Prozessschritte der Produktion weiterhin in Europa stattfinden würden; Lebensdauer 30 Jahre (Inverter 20 Jahre), Performance Ratio inkl. Degradationsverluste: Dach 0,75, Freifläche 0,8

B Windenergieanlagen

Die verwendeten Hintergrunddatensätze sind in Tabelle 127 dargestellt. Alle Hintergrunddatensätze entstammen den GaBi-Datenbanken [168]. Eine detaillierte Beschreibung der Datensätze ist unter [169] verfügbar.

Tabelle 127: Verwendeten Hintergrunddatensätze der GaBi-Datenbanken [168]

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Strom	DE	Electricity from wind power	agg	ts	2015
Strom	DE	Electricity grid mix	agg	ts	2015
Strom	EU-28	Electricity grid mix	agg	ts	2015
Strom	CN	Electricity grid mix 1kV-60kV	agg	ts	2015
Strom	DE	Electricity grid mix 1kV-60kV	agg	ts	2015
Strom	DK	Electricity grid mix 1kV-60kV	agg	ts	2015
Strom	EU-28	Electricity grid mix 1kV-60kV	agg	ts	2015
Thermische Energie	DE	District heating mix	agg	ts	2015
Thermische Energie	EU-28	Thermal energy from light fuel oil (LFO)	agg	ts	2015
Thermische Energie	EU-28	Thermal energy from natural gas	agg	ts	2015
Thermische Energie	CN	Thermal energy from natural gas	agg	ts	2015
Mechanische Energie	GLO	Compressed air 7 bar (low power consumption)	u-so	ts	2015
Mechanische Energie	GLO	Compressed air 7 bar (medium power consumption)	u-so	ts	2015
Raffinerieprodukte	EU-28	Bitumen at refinery	agg	ts	2015
Raffinerieprodukte	EU-28	Diesel at refinery	agg	ts	2015
Raffinerieprodukte	EU-28	Diesel mix at refinery	agg	ts	2015
Raffinerieprodukte	EU-28	Heavy fuel oil at refinery	agg	ts	2015
Raffinerieprodukte	EU-28	Lubricants at refinery	agg	ts	2015
Raffinerieprodukte	DE	Lubricants at refinery	agg	ts	2015

²⁹ Art des Datensatzes: agg – Sachbilanzinventar; p-agg – teilweise begrenztes System; u-so – Einzelprozess

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Raffinerieprodukte	EU-28	Sulphur (elemental) at refinery	agg	ts	2015
Transportmittel	GLO	Container ship, 5,000 to 200,000 dwt payload capacity, ocean going	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	Diesel combustion in construction machine	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	River freight ship, 4,000t payload capacity /downstream	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	River freight ship, 4,000t payload capacity /upstream	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	Rail transport cargo - Diesel, average train, gross tonne weight 1,000t / 726t payload capacity	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	Rail transport cargo - Electric, average train, gross tonne weight 1,000t / 726t payload capacity	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	Truck, Euro 0 - 6 mix, 20 - 26t gross weight / 17.3t payload capacity	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	Truck-trailer, Euro 0 - 6 mix, 34 - 40t gross weight / 27t payload capacity	u-so	ts	2018
Transportmittel	GLO	Truck, Euro 0 - 6 mix, up to 7.5t gross weight / 2.7t payload capacity	u-so	ts	2018
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	EU-28	Cast iron part	p-agg	ts	2018
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	GLO	Steel hot dip galvanised	agg	worldsteel	2017
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	EU	Steel plate	agg	worldsteel	2017
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	EU	Steel rebar	agg	worldsteel	2017
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	EU	Steel sections	agg	worldsteel	2017
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	GLO	Steel UO pipe	agg	worldsteel	2017

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	EU	Steel wire rod	agg	worldsteel	2017
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	EU-28	Stainless steel cold rolled coil (430)	p-agg	Eurofer	2014
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	EU-28	Reinforced steel (wire) (EN15804 A1-A3)	p-agg	ts	2018
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	DE	Steel cold rolled strip (non-grain-oriented)	p-agg	ts	2018
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	GLO	Non-grain-oriented steel	u-so	ts	2018
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	DE	Steel cast part machining	u-so	ts	2018
Stahl, Stahlprozesse und Stahlprodukte	GLO	Steel sheet stamping and bending (5 % loss)	u-so	ts	2018
Aluminium, Aluminiumprozesse und Aluminiumprodukte	EU-28	Aluminium ingot mix	agg	ts	2018
Aluminium, Aluminiumprozesse und Aluminiumprodukte	GLO	Aluminium ingot mix IAI 2015	agg	IAI/ts	2015
Aluminium, Aluminiumprozesse und Aluminiumprodukte	EU-28	Aluminium profile (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Aluminium, Aluminiumprozesse und Aluminiumprodukte	EU-28	Aluminium sheet mix	agg	ts	2018
Kupfer, Kupferprozesse und Kupferprodukte	GLO	Copper mix (99,999 % from electrolysis)	agg	ts	2018
Kupfer, Kupferprozesse und Kupferprodukte	EU-28	Copper sheet (A1-A3)	agg	ts	2018
Kupfer, Kupferprozesse und Kupferprodukte	EU-28	Copper wire (0.6 mm)	agg	ts	2018
Kupfer, Kupferprozesse und Kupferprodukte	DE	Copper wire (0.6 mm)	u-so	ts	2018
Seltene Erden	CN	Dysprosium (price allocated)	agg	ts	2018
Seltene Erden	CN	Neodymium	agg	ts	2018
Metalle, Metallprozesse und Metallprodukte	EU-28	Brass component (EN15804 A1-A3)	p-agg	ts	2018
Metalle, Metallprozesse und Metallprodukte	GLO	Cobalt Mix, Nickel cobalt route only, best case	agg	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Metalle, Metallprozesse und Metallprodukte	DE	Lead	p-agg	ts	2018
Metalle, Metallprozesse und Metallprodukte	DE	Lead (99,995 %)	agg	ts	2018
Metalle, Metallprozesse und Metallprodukte	GLO	Special high grade zinc	p-agg	IZA	2012
Metalle, Metallprozesse und Metallprodukte	GLO	Silver mix	agg	ts	2018
Metalle, Metallprozesse und Metallprodukte	GLO	Tin	agg	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	DE	Boron (reduction of Boron trioxide with Magnesium)	agg	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	GLO	Breaking and grinding (magnet production)	u-so	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	DE	AlNiCo magnet	agg	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	GLO	Magnetize (magnet production)	u-so	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	GLO	Melting of alloys (magnet production, generic)	u-so	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	GLO	Pressing (magnet production)	u-so	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	GLO	Processing and coating (magnet production)	u-so	ts	2018
Magnete, Magnetprozesse, Magnetprodukte	GLO	Sintering (magnet production)	u-so	ts	2018
Elektronik	GLO	Average Printed Wiring Board with Power Electronics	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Acrylonitrile-Butadiene-Styrene Granulate (ABS) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	EU-28	Alkyd resin (LM-system)	agg	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Carbon Fiber (CF; from PAN; standard strength)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Compounding (plastics)	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Epoxy Resin (EP) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Ethylene Propylene Diene Elastomer (EPDM)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	EU-28	EVA roof sheets (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Glass-fiber reinforced polypropylene part (PP GF 30)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Infrared Thermoforming (LDPE, HDPE, PS, PVC, PMMA, PA-6)	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Latex concentrate	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Liquidcrystalline Polymer with 30 % glass fiber (LCP)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Liquid crystal polymer granulate	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Nitrile butadiene rubber (NBR) fiber	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Nitrile butadiene rubber, incl. MMA (NBR-speciality)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	US	Nylon (PA 6.6) - yarn	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Plastic (re)granulate mixer	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Plastic extrusion profile (unspecific)	u-so	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Plastic Film (PE, PP, PVC)	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Plastic granulate mixer (E)	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Plastic injection moulding (parameterized)	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	GLO	Plastic part mixer (E)	u-so	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Plastic profile CR (Chloroprene-Rubber) (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyamide 1010 granulate from sebacic acid and decanediamine (Nylon 1010)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyamide 6 Granulate (PA 6) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	EU-28	Polyamide 6.6 fibres (PA 6.6)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyamide 6.6 Granulate (PA 6.6) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polybutylene Terephthalate Granulate (PBT) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polycarbonate Granulate (PC)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyester Resin unsaturated (UP)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyetherether ketone granulate (PEEK)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyethylene Cross-Linked (PEXa)	agg	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyethylene glycol (PEG)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	EU-28	Polyethylene high density granulate (HDPE/PE-HD)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyethylene High Density Granulate (HDPE/PE-HD) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyethylene Linear Low Density Granulate (LLDPE/PE-LLD)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyethylene Low Density Granulate (LDPE/PE-LD)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyethylene terephthalate granulate (PET via DMT)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polymethylmethacrylate granulate (PMMA) mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyoxymethylene granulate (POM) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyphenylene Ether (PPE)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyphenylene sulfide granulate (PPS)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polypropylene / Ethylene Propylene Diene Elastomer Granulate (PP/EPDM, TPE-O) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polypropylene granulate (PP) mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polystyrene High Impact Granulate (HI-PS) Mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polytetramethylen Ether Glycol (via Tetrahydroflourethan) (PTMEG)	agg	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Polyvinyl chloride granulate (Suspension; S-PVC) mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Silicone rubber (RTV-2, condensation)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Siloxane (cyclic) (from organosilanes)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	EU-28	Styrene-butadiene rubber (S-SBR)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Styrene-butadiene rubber (S-SBR) mix	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Thermoplastic polyurethane (TPU, TPE-U) adhesive	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Siloxane (cyclic) (from organosilanes)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	EU-28	Styrene-butadiene rubber (S-SBR)	agg	ts	2018
Kunststoffe, Kunststoffprozesse, Kunststoffprodukte	DE	Styrene-butadiene rubber (S-SBR) mix	agg	ts	2018
Beschichtung, Dichtung	DE	Base coat water-based (red; metallic)	agg	ts	2018
Beschichtung, Dichtung	DE	Bitumen cold adhesive (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Beschichtung, Dichtung	DE	Coating powder (industry; outside; white)	agg	ts	2018
Beschichtung, Dichtung	DE	Elastomer joint tape, polysulphide (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Beschichtung, Dichtung	EU-28	Paint emulsion (building, exterior, white) (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Beschichtung, Dichtung	EU-28	Silicone sealing compound (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Beschichtung, Dichtung	EU-28	Solvent paint white (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Asphalt pavement (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Calcium silicate	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Cement (CEM II 32.5) (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Concrete C35/45 (Ready- mix concrete) (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	DE	Dolomite flour (2mm)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Glass fibre mesh	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	DE	Glass fibres	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Glass fibres	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	DE	Gravel (Grain size 2/32) (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Gravel 2/32	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	DE	Kaolin	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	DE	Limestone flour (CaCO ₃ ; dried)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Sand 0/2 (dry extraction)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	DE	Silica sand (flour)	agg	ts	2018
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Silica sand (flour)	agg	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Minerale, Mineralprozesse, Mineralprodukte	EU-28	Talcum powder (filler)	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	DE	Aluminium hydroxide from aluminium sulphate	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	DE	Argon (gaseous)	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	DE	Fluorine	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	DE	Iron oxide (ferrite) (Fe ₂ O ₃)	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	DE	Nitrogen (gaseous)	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	DE	Titanium dioxide pigment (sulphate process)	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	GLO	Zinc oxide (technology mix: American and French process)	agg	ts	2018
Anorganisches Zwischenprodukte	GLO	Sulfur hexafluoride (SF ₆)	u-so	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	DE	2-Ethylhexanol from propylene	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	EU-28	Calcium zinc stearate (stabiliser)	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	DE	Carbon black (furnace black; deep black pigment)	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	DE	Di-isononyl phthalate (DINP)	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	EU-28	Diethylphthalate/di (2- ethylhexyl) phthalate (DOP, DEHP)	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	EU-28	Ethylene glycol	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	DE	Stearic acid	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	DE	Tricresylphosphate (TCP)	agg	ts	2018
Organische Zwischenprodukte	DE	Trimellitic anhydride	agg	ts	2018
	GLO	Trioctyl trimellitate (TOTM)	u-so	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Holz, Holzbearbeitung, Holzprodukte	EU-28	Kraft paper (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Holz, Holzbearbeitung, Holzprodukte	DE	Plywood board (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Holz, Holzbearbeitung, Holzprodukte	EU-28	Plywood board (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Holz, Holzbearbeitung, Holzprodukte	EU-28	Lightweight wood fibers panel (EN15804 A1-A3)	agg	ts	2018
Wasser	EU-28	Tap water from groundwater	agg	ts	2018
Wasser	EU-28	Process water	agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Shredder	u-so	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Plastic granulate secondary (low metal contamination)	p-agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Plastic granulate secondary (non specific, no metal contamination)	p-agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Stainless steel product (430&409)- value of scrap	agg	Eurofer	2014
Verwertung/Lebensende	DE	Plastics (unspecified) in waste incineration plant	p-agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Municipal waste in waste incineration plant	p-agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Commercial waste in municipal waste incineration plant	p-agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	GLO	Hazardous waste (non-specific) (no C, worst case scenario incl. landfill)	agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU28+ EFTA	Aluminium refining: casting alloy ingot from scrap (2010)	p-agg	European Aluminium	2011
Verwertung/Lebensende	EU-28	Electrolytic copper secondary	p-agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	GLO	Internal recycling (magnet production)	u-so	ts	2018
Verwertung/Lebensende	GLO	Plastic scrap mixer	u-so	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Plastic waste on landfill	agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Inert matter (Aluminium) on landfill	agg	ts	2018

Kategorie	Geographie	Datensatz (Englisch)	Art ²⁹	Quelle	Referenzjahr
Verwertung/Lebensende	EU-28	Inert matter (Construction waste) on landfill	agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Inert matter (Steel) on landfill	agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Ferro metals on landfill	agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	GLO	Thermoforming waste	u-so	ts	2018
Verwertung/Lebensende	DE	Waste incineration (plastics)	p-agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	EU-28	Municipal waste water treatment (mix)	agg	ts	2018
Verwertung/Lebensende	GLO	Value of scrap	agg	worldsteel	2017

C Bericht der Kritischen Prüfung

Kritische Prüfung

Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen

Auftraggeber:	Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
Ersteller:	Sphera Solutions GmbH, Leinfelden-Echterdingen Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, Abteilung Ganzheitliche Bilanzierung, Stuttgart
Review Panel:	Prof. Dr. Matthias Finkbeiner (Vorsitz), Berlin Prof. Dr. Marzia Traverso, Aachen Prof. Dr. Jens Hesselbach, Kassel
Normbezug:	DIN EN SO 14040 (2006): Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen DIN EN ISO 14044 (2006): Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen ISO TS 14071 (2014): Environmental management - Life cycle assessment - Critical review processes and reviewer competencies: Additional requirements and guidelines to ISO 14044:2006

Inhalt und Umfang der Kritischen Prüfung

Die Prüfer und das Prüfungsverfahren sollen feststellen, ob:

- die bei der Durchführung der Ökobilanzen angewendeten Methoden mit den internationalen Normen ISO 14040 und ISO 14044 übereinstimmen;
- die bei der Durchführung der Ökobilanzen angewendeten Methoden wissenschaftlich begründet und technisch gültig sind;
- die verwendeten Daten in Bezug auf das Ziel der Studie hinreichend und zweckmäßig sind;
- die Auswertungen die erkannten Einschränkungen und das Ziel der Studie berücksichtigen und
- der Bericht transparent und in sich stimmig ist.

Die Kritische Prüfung wurde gemäß Abschnitt 6.3 der ISO 14044 als Prüfung durch einen Ausschuss mit drei Mitgliedern nach Abschluss der Studie vorgenommen, da diese Ökobilanz-Studie ggf. als Grundlage für zur Veröffentlichung vorgesehene, vergleichende Aussagen bestimmt ist.

Dieser Prüfungsbericht gilt ausschließlich für den Abschlußbericht der Studie in der am 11.03.2021 vorgelegten Fassung.

Vom Prüfungsumfang ausgenommen waren

- die Verifizierung der Annahmen und Daten zu den untersuchten Anlagen, deren Nutzung und Entsorgung,
- die Verifizierung der erstellten Ökobilanzmodelle,
- die Verifizierung der verwendeten Datensätze und Datenbanken sowie
- die Prüfung der Zusammenfassung und der Kapitel 1 bis 4 des Berichtes.

Prüfungsverfahren

Das Prüfungsverfahren wurde zwischen Sphera Solutions (zusammen mit dem Fraunhofer IBP) als Ersteller der Ökobilanzen für das Umweltbundesamt und dem Vorsitzenden des Prüfungsausschusses koordiniert. Der Vorsitzende hat die beiden anderen Sachverständigen aufgrund Ihrer Kompetenz bezüglich einschlägiger Ökobilanzen und zu Energiefragen als weitere Mitglieder des Prüfungsausschusses vorgeschlagen, der sich dann in dieser Zusammensetzung im Mai 2019 konstituiert hat.

Das Prüfungsverfahren wurde mit der Vorlage des ersten Entwurfes des Abschlussberichtes der Studie am 09.10.2020 begonnen. Die Sachverständigen haben das Dokument analysiert und auf Normkonformität geprüft. Die Prüfung ergab 152 Hinweise genereller, technischer und redaktioneller Art, die dem Auftraggeber bis 27.11.2020 übermittelt wurden.

Diese Prüfhinweise wurden in einem mehrstündigen Review-Meeting (Webmeeting) zusammen mit den Erstellern und dem Auftraggeber am 08.12.2020 besprochen. Dazu lag bereits die umfassend bearbeitete Kommentarliste vor, sodass die Diskussion auf die gut 30 relevantesten Kommentare fokussiert werden konnte.

Der zweite Entwurf des auf Basis der Prüfhinweise umfassend überarbeiteten Abschlussberichtes wurde den Prüfern am 20.01.2021 übermittelt. Am 29.01.2021 wurde diese Berichtsfassung in einem weiteren Review-Meeting (Webmeeting) besprochen. Alle kritischen Hinweise und die überwiegende Mehrzahl der Empfehlungen der Prüfer wurden in konstruktiver, umfassender Weise berücksichtigt und Ergebnisse teilweise neu berechnet.

Durch die umfassende Überarbeitung haben sich noch einmal ca. 20 weitere Hinweise ergeben, die in der finalen Berichtsfassung vom 11.03.2021 berücksichtigt wurden.

Die Sachverständigen bedanken sich für den uneingeschränkten Zugang zu allen nachgefragten Informationen sowie die offene und konstruktive Haltung während des Prüfungsverfahrens.

Ergebnis

Die Ökobilanz wurde in Übereinstimmung mit ISO 14040 and ISO 14044 erstellt. Das Ziel der Studie war, Ökobilanzen von modernen, marktreifen Photovoltaik- und Windenergieanlagen unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Technik zu erstellen. Bei den Analysen wurden optimale Bedingungen für den Standort Deutschland angenommen (im Fall der Photovoltaikanlagen optimale Ausrichtung zur Sonne ohne Verschattungen; im Fall der Windenergieanlagen optimale Windbedingungen und Volllaststunden).

Der Erstellung der Ökobilanzen ging eine umfassende Recherche der Markt- und Technologieentwicklungen im Bereich der PV- und Windenergieanlagen sowie eine Analyse der

Ergebnisse bestehender Ökobilanzstudien voraus.

Die in den Ökobilanzen verwendeten Methoden und die Modellierung des Produktsystems entsprechen dem Stand der Technik. Sie sind geeignet, die für die Studie formulierten Ziele zu erfüllen. Der Bericht ist sehr umfassend und beschreibt den Untersuchungsrahmen, die Annahmen sowie die Einschränkungen der Studie in transparenter Weise.

Die Ergebnisse von Ökobilanzen komplexer Produkte hängen immer vom spezifizierten Untersuchungsrahmen ab. Es wurde in der Studie transparent darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse deshalb unmittelbar nur für die spezifischen Randbedingungen der Studie gültig sind.

16. März 2021

Matthias Finkbeiner

Jens Hesselbach

Marzia Traverso

(Das Review Statement wurde per E-mail abgenommen.)