Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG

im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Vorhaben IIc
Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie

Zwischenbericht

Projektleitung:

Tobias Kelm

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Februar 2014

Aufraggeber:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Stresemannstraße 128 - 130
10117 Berlin

Projektleitung:

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Fachgebiet Systemanalyse
Industriestr. 6
70619 Stuttgart

Tobias Kelm
tobias.kelm@zsw-bw.de
0711 – 7870 250

Bearbeiter:
Tobias Kelm, Maike Schmidt, Michael Taumann, Andreas Püttner, Henning Jachmann, Michael Capota

Kapitel 1, 2, 3.1 bis 3.7, 3.11, 3.12, 5

Unterauftragnehmer:

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Königstor 59
34119 Kassel

Bearbeiter:
Johannes Dasenbrock, Heike Barth, Raphael Spiekermann, Prof. Dr.-Ing. Martin Braun, Dr.-Ing. Stefan Bofinger

Kapitel 3.8 bis 3.12, 5

Bosch & Partner GmbH
Lister Damm 1
30163 Hannover

Bearbeiter:
Dr. Dieter Günnewig, Michael Püschel, Daniel Hochgürtel, Sheila Fett

Kapitel 4, 5

GfK SE
Nordwestring 101
90419 Nürnberg

Katja Sporer

Stuttgart, 13. Dezember 2013

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis ..... **III**

Abbildungsverzeichnis VI

Tabellenverzeichnis XI

Abkürzungsverzeichnis XIII

1 Einleitung **1**

2 Marktentwicklung **2**

2.1 Entwicklung von Zubau, Bestand und Größenverteilung 2
2.2 Entwicklungen im Freiflächensegment 4
2.3 Entwicklungen außerhalb des EEG 5
2.4 Globale Entwicklung von Angebot und Nachfrage 6
2.4.1 Nachfrageseite 6
2.4.2 Angebotsseite 9

3 Preise, Kosten, Wirtschaftlichkeit, Vermarktung **17**

3.1 Preisentwicklung 17
3.2 Kostenentwicklung 19
3.3 Referenzanlagen und Berechnungsparameter 20
3.3.1 Definition von Referenzanlagen und Berechnungsparametern 20
3.3.2 Systempreise und deren Zusammensetzung 21
3.3.3 Finanzierungsstruktur und Zinsen 21
3.3.4 Stromerträge und weitere Eingangsparameter 23
3.4 Stromgestehungskosten, Erlöse und Wirtschaftlichkeitsbewertung Ende 2013 24
3.5 Entwicklung der Förderkosten (EEG-Differenzkosten) 30
3.6 Analyse der Auswirkungen des atmenden Deckels auf die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen 32
3.6.1 Wirkungsanalyse des atmenden Deckels 32
3.6.2 Diskussion der Basisdegression 33
3.6.3 Analyse der Wirkungen von Änderungen am atmenden Deckel 38
3.7 Wertschöpfungsaspekte 41
3.8 Analyse möglicher Vermarktungsmodelle innerhalb und außerhalb des EEG: Eigenverbrauch und Direktvermarktung 42
3.8.1 Marktrecherche 42
3.8.2 Kosten- und Erlösbetrachtung 48
3.9 Analyse der Entwicklung der Netzparität und der damit verbundenen strukturellen Auswirkungen 51
3.9.1 Ökonomische Wirkung der Netzparität 51
3.9.2 Entwicklung des Eigenverbrauchs 59
3.9.3 Energiewirtschaftliche Auswirkungen des PV-Eigenverbrauchs 60
3.10 Vorschläge zur Markt- und Systemintegration der Photovoltaik 61
3.11 Perspektive der PV-Förderung 63
3.11.1 Wettbewerbsfähigkeit der PV im heutigen Marktmodell 63

3.11.2 Mögliche Auswirkungen einer Nullvergütung ab 52 GW 64
3.11.3 Systemintegrierbarkeit der PV nach 52 GW 65
3.12 Handlungsoptionen 66

4 Ökologische Aspekte 67

4.1 Flächenkategorien und Flächengröße – Auswertungen der Datenbank (Kurzfassung) 67
4.2 PV-Freiflächenanlagen und Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft (Kurzfassung) 71

5 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen 77

5.1 Sachstand 77
5.2 Handlungsempfehlungen 82

Anhang 87

A.1 Photovoltaik im Kontext des EEG 87
A.1.1 Aktuelle Vergütungsvoraussetzungen und -struktur 87
A.1.2 Darstellung der bisherigen Vergütungsentwicklung 88
A.2 Marktentwicklung 90
A.2.1 Stand der Technik und Entwicklungsperspektiven 90
A.2.2 Eckdaten zu den Szenarien 92
A.2.3 Ergänzende Daten zum Anlagenbestand von PV-Anlagen 93
A.2.4 Freiflächenanlagen 94
A.2.5 Fassadenanlagen 100
A.2.6 Weltmarkt, Angebot und Nachfrage 101
A.2.7 Unternehmensanalyse 103
A.3 Ökonomische Aspekte 107
A.3.1 Lernkurve von PV-Modulen 107
A.3.2 Wettbewerbsfähigkeit der PV im heutigen Marktmodell 107
A.3.3 Analyse der Vermarktungsmodelle 110
A.3.3.1 Marktrecherche 110
A.3.3.1.1 Eigenverbrauch 113
A.3.3.1.2 Marktintegrationsmodell 115
A.3.3.2 Kosten- und Erlösbetrachtung 115
A.3.3.2.1 Lastmanagement-Systeme 115
A.3.3.2.2 Strom-Wärme-Anwendungen 116
A.3.3.2.3 Speicher 117
A.3.3.3 Szenarien für die Entwicklung der Netzparität auf Basis von Simulation und statistischer Analysen 119
A.3.3.3.1 Simulation von PV-Einspeiseprofilen 120
A.3.3.3.2 Bestimmung möglicher Eigenverbrauch 123
A.3.3.3.3 Szenarien für die Entwicklung der Netzparität auf Basis von Simulation und statistischer Analysen 125
A.3.3.3.4 Weitere Unsicherheiten 127
A.3.3.4 Entwicklung des Eigenverbrauchs 128
A.3.3.5 Energiewirtschaftliche Auswirkungen des PV-Eigenverbrauchs 129
A.4 Ökologische Aspekte 132
A.4.1 Flächenkategorien und Flächengröße – Auswertungen der Datenbank 132
A.4.1.1 Flächenkategorien 132
A.4.1.2 Verhältnis von Anlagenleistung und Flächenbedarf 135

A.4.2 PV-Freiflächenanlagen und Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft 136
A.4.2.1 Freisetzung von Schadstoffen 138
A.4.2.2 Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen auf ausgewählte faunistische Artengruppen 140
A.4.2.3 Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen auf die Vegetation 142
A.4.2.4 Beeinträchtigung des Landschaftsbildes 142
A.4.2.5 Bodenverdichtung, -umlagerung und -versiegelung sowie Erosionsgefahr ..143
A.4.2.6 Störungen des Mikroklimas durch Wärmeabgabe der aufgeheizten Module 144
A.4.2.7 Störungen durch Reflexblendungen 144
A.4.2.8 Störung des Menschen durch elektromagnetische Felder 145
A.4.3 Freiflächenanlagen und Schutzgebiete bzw. naturschutzfachlich wichtige Gebiete 145
A.4.3.1 Schutzgebiete gemäß Bundesnaturschutzgesetz 145
A.4.3.2 Ausschluss der Vergütung für bestimmte Schutzgebiete im EEG 146
A.4.3.3 Vorhabenplanungen in Schutzgebieten – Grundsätzliche Positionen 147
A.4.3.4 Vorhabenplanungen in Schutzgebieten – Auswertung von Fallbeispielen, Ergebnisse der Umfragen 148
A.4.3.5 Aufgabe von Vorhabenplanungen in Schutzgebieten 153
A.4.3.6 Schutzgebiete in der regionalen und kommunalen Standortsteuerung 154
A.4.3.7 Zusammenfassende Darstellung: Freiflächenanlagen in Schutzgebieten 154
A.4.4 Auswirkungen durch die Umzäunung der Anlagen, insbesondere im Hinblick auf Zerschneidungseffekte 155
A.4.5 Der Rückbau von Anlagen und Abschätzung des Potenzials aus Naturschutzsicht 157
A.4.6 Sonstige Themen 158
A.4.6.1 Vorhabentyp „Ost-West-Anlage“ 158
A.4.6.2 Auslegung des Begriffes „Konversionsfläche“ in der PV-Praxis 159

Literaturverzeichnis 161

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung des vorliegenden Vorhabens (EEG-Erfahrungsbericht)..... 1

Abbildung 2: Größenstruktur des PV-Zubaus nach Leistung (links) und Anzahl (rechts) 3

Abbildung 3: Monatliche Anlagenmeldungen von Januar 2009 bis September 2013 4

Abbildung 4: Weltweite PV-Modul Kapazität und Nachfrage der Jahre 2009 bis 2013.11

Abbildung 5: PV-Modul Produktion nach wichtigen Ländern und Regionen.....12

Abbildung 6: Umsätze der betrachteten Unternehmen in der Photovoltaikbranche in den jeweils ersten beiden Quartalen. 13

Abbildung 7: Gewinne (vor Steuern und Zinsen) der betrachteten Unternehmen in der Photovoltaikbranche in den Jahren 2010 bis 2012 sowie im ersten Halbjahr 2013. 14

Abbildung 8: Vergleich der Weltmarktanteile Deutschlands entlang der produktionsnahen PV-Wertschöpfungsstufen 16

Abbildung 9: Entwicklung der Spotmarktpreise für Silizium (PolySilicon), Wafer (polykristallin, 6 inches) sowie Zellen (polykristallin, 6 inches) 17

Abbildung 10: Entwicklung der Großhandelspreise (€/W netto) für Module unterschiedlicher Technologien und Herkunft 17

Abbildung 11: Entwicklung der Spotmarktpreise (netto) für Wechselrichter 18

Abbildung 12: Vergleich der erzielten Verkaufspreise (ASP: average selling price)mit Modulkosten und Gemeinkosten (Zinsen und Operating Expenses)ausgewählter Unternehmen für das vierte Quartal 2012 sowie das erste und zweite Quartal 2013.....19

Abbildung 13: Entwicklung der variablen Kosten (reine Modulproduktionskosten ohne Zins- und Gemeinkosten) im Vergleich zum erzielten Verkaufspreis (ASP) für ausgewählte Unternehmen.....20

Abbildung 14: Zusammensetzung der Systempreise Ende 2013 für die Referenzanlagen in absoluten Werten (links) und anteilig nach Kostenbestandteilen (rechts) 21

Abbildung 15: Befragungsergebnisse zur Fremdkapitalaufnahme von Investorengruppen.....22

Abbildung 16: Stromgestehungskosten und Vergütungssätze für im Dezember 2013 in Betrieb gehende PV-Anlagen.....25

Abbildung 17: Wirtschaftlichkeit einer 5 kW-Neuanlage (Haushalt) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch (Inbetriebnahme Dezember 2013).....26

Abbildung 18: Wirtschaftlichkeit einer 30 kW-Neuanlage (Gewerbe) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis (Inbetriebnahme Dezember 2013) 27

Abbildung 19: Wirtschaftlichkeit einer 500 kW-Neuanlage (Industrie) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis (links) sowie

Wirtschaftlichkeit einer neuen 5 MW-Freiflächenanlage (rechts); (Inbetriebnahme Dezember 2013) 27

Abbildung 20: Abschätzung der erforderlichen Vergütungserhöhung für definierte Eigenverbrauchsanteile in Abhängigkeit von der Höhe der Eigenverbrauchsbelastung (bei einer Strompreissteigerung von 2,3 % p.a.) 29

Abbildung 21: Bisherige Entwicklung der gewichteten PV-Neuanlagen- und Bestandsvergütung sowie Abschätzung der möglichen Entwicklung von 2013 bis 2018 im Szenario „Zubaukorridor“ 31

Abbildung 22: Entwicklung der nominalen EEG-Vergütungszahlungen für PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahren (IBN) im Szenario „Zubaukorridor“ 31

Abbildung 23: Entwicklung der nominalen EEG-Differenzkosten für PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahren (IBN) im Szenario „Zubaukorridor“ 32

Abbildung 24: Entwicklung der Vergütungssätze für die Zubauszenarien (vgl. Anhang A.2.2) 33

Abbildung 25: Entwicklung der erforderlichen Preissenkung entlang der Basisdegression im Vergleich zu den theoretisch nach der Lernkurve zu erwartenden Preissenkungen (links) und kumulierte relative Differenz zwischen theoretisch möglicher Preissenkung entlang der Lernkurve und der Basisdegression (rechts) 36

Abbildung 26: Entwicklung der Spannbereite monatlichen Vergütungsätze für Neuanlagen bei 1 % bzw. 0,5 % Basisdegression im Szenario „Zubaukorridor“ (links) sowie jahresgemittelte und größenklassengewichtete Vergütung über alle PV-Neuanlagen für beide Degressionspfade (rechts) 37

Abbildung 27: Abschätzung der Entwicklung der EEG-Differenzkosten ab 2014 für die Inbetriebnahmejahrgänge 2014 bis 2018 im Szenario „Zubaukorridor“ bei 1 % Basisdegression (links) bzw. 0,5 % Basisdegression ab Februar 2014 (rechts) 37

Abbildung 28: PV-Zubauszenario nach Monaten zur Untersuchung von Änderungen am atmenden Deckel im Falle eines Markteinbruchs 39

Abbildung 29: Auswirkungen der beschriebenen Anpassungen am atmenden Deckel auf die Vergütungssätze für die kleinste Vergütungskategorie (Anlagen bis 10 kW); die abgeschnittene y-Achse ist zu beachten. 40

Abbildung 30: Entwicklung der Leistung in der Direktvermarktung 44

Abbildung 31: Anteil der Größenklassen an der installierten Leistung in der Direktvermarktung 45

Abbildung 32: Anteil der Freiflächenanlagen (FFA) in der Direktvermarktung (DV) für die Inbetriebnahmejahre (IBN) 2010/2011 46

Abbildung 33: Aufteilung der Inanspruchnahme der Vergütungsoptionen (Direktvermarktung und sonstige EEG Vergütung) bei Freiflächenanlagen (FFA) für die Inbetriebnahmejahre (IBN) 2010/2011 46

Abbildung 34: Inbetriebnahme der PV-Anlagen in der Direktvermarktung zum Stand Mai und Oktober 2013 47

Abbildung 35: Bandbreite der Eigenkapitalrenditen für Haushalte mit 4,8 kWp PV-Anlage und Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Eigenverbrauchserhöhung bei Installation in 2013, ohne (links) und mit (rechts) Marktanreizprogramm (MAP) für Speicher 49

Abbildung 36: Bandbreite der Eigenkapitalrenditen für Haushalte mit 6,5 kWp PV-Anlage und Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Eigenverbrauchserhöhung bei Installation in 2013, ohne (links) und mit (rechts) Marktanreizprogramm (MAP) für Speicher 50

Abbildung 37: Bandbreite der Eigenkapitalrenditen für Gewerbe (Supermarkt) bei verschiedener Systemkonfiguration von PV-Batteriesystemen bei Installation in 2013 50

Abbildung 38: Eigenkapitalrendite von PV-Anlagen mit 4,8 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2013 bzw. 2019 für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor" 52

Abbildung 39: Eigenkapitalrendite von PV-Anlage mit 2,4 kWp bzw. 6,4 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2019 (EEG-Vergütung = 0 ct/kWh) für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor" 53

Abbildung 40: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor" 54

Abbildung 41: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario „Verlangsamter Markt“ 55

Abbildung 42: Eigenkapitalrendite von PV-Anlage mit 63 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2013 bzw. 2019 für Supermärkte mit einem Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor" 56

Abbildung 43: Eigenkapitalrendite von PV-Anlage mit 35 kWp bzw. 70 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2019 (EEG-Vergütung = 0 ct/kWh) für Supermärkte mit einem Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor" 56

Abbildung 44: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Supermärkte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor" 58

Abbildung 45: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Supermärkte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Verlangsamter Markt" 58

Abbildung 46: Abschätzung der Eigenverbrauchsmenge von PV-Strom bis 2020 unter Annahme der beiden Zubauszenarien „Zubaukorridor“ und „Verlangsamter Markt“ 59

Abbildung 47: Möglicher Einsatz von Batteriespeichern zur Eigenverbrauchserhöhung 62

Abbildung 48: Spannungsfeld zum Einsatz von PV-System für einen aus Gesamtsystemsicht optimalen Nutzen von PV-Energie 63

Abbildung 49: Freiflächenzubau nach EEG-Typen in MW und Jahren; voraussichtlicher Anlagenbestand Ende 2013 als Kreisdiagramm....68

Abbildung 50: Flächeninanspruchnahme aufgeteilt nach EEG-Standorttypen und Jahren bis 2013; voraussichtlicher Freiflächenbestand Ende 2013 als Kreisdiagramm....70

Abbildung 51: Bandbreite der Photovoltaikvergütung im Zeitraum Januar 2004 bis Januar 2014....88

Abbildung 52: Zubauentwicklung in den Szenarien „Verlangsamter Markt“ und „Zubaukorridor“....92

Abbildung 53: Abschätzung eines Korridors für die PV-Systempreisentwicklung bis 2020 (Angaben in €/kW netto, nominal) 92

Abbildung 54: Größenstruktur des PV-Zubaus nach Leistung (oben) und Anzahl (unten) 93

Abbildung 55: Entwicklung des Anteils von kristallinen und Dünnschicht-Modulen im Freiflächensegment (* 2011 bis 2013 vorläufig) 94

Abbildung 56: Verteilung des PV-Anlagenbestandes zum Ende des Jahres 2011 nach Bundesländern sowie Dach- und Freiflächenanlagen; 95

Abbildung 57: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen <1 MW 96

Abbildung 58: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen mit 1 MW bis <5 MW 97

Abbildung 59: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen mit 5 MW bis <10 MW....98

Abbildung 60: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen mit mindestens 10 MW ...99

Abbildung 61: Entwicklung des Zubaus von Fassadenanlagen (2009 bis 2012 auf Basis der Unternehmensbefragung hochgerechnet) 100

Abbildung 62: Umsätze und Gewinne vor Steuern und Zinsen (=EBIT) in den Jahren 2010 bis 2012 sowie im ersten Halbjahr 2013....103

Abbildung 63: Entwicklung des Verschuldungsgrads ausgewählter PV-Unternehmen. Das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital sollte nicht höher als 2:1 sein. 104

Abbildung 64: Entwicklung der Liquiditätsgrade 2. und 3. Grades ausgewählter PV-Unternehmen. Der Liquiditätsgrad 2. Grades sollte mindestens den Wert 1 besitzen, der Liquiditätsgrad 3. Grades mindestens den Wert 2....105

Abbildung 65: Aktienkursentwicklung ausgewählter PV-Unternehmen. 105

Abbildung 66: Lernkurve für Solarmodule....107

Abbildung 67: Historische Entwicklung der Spotpreise im Marktgebiet Deutschland/Österreich für die Grundlast (Base Load) und den

Mittagszeitblock (High Noon) sowie des Verhältnisses von Mittags- zu Grundlastpreisen 108

Abbildung 68: Anteil der Anlagen mit Nutzung von Eigenverbrauch in den Nutzergruppen 114

Abbildung 69: Mittlere Anlagengröße bei Nutzung von Eigenverbrauch innerhalb der Nutzergruppen 114

Abbildung 70: Flussdiagramm Rentabilitätsberechnung PV 120

Abbildung 71: Varianten simulierter PV-Anlagen 122

Abbildung 72: Häufigkeitsverteilungen, Mittelwerte und Mediane der Jahressummen aller brauchbaren Verbrauchsprofile von Gastronomie, Supermärkten und Seniorenwohnheimen 123

Abbildung 73: Eigenverbrauchsbestimmung über den zeitlichen Verlauf einer Beispielwoche anhand eines PV- und Lastprofils 124

Abbildung 74: Brutto-Strompreiskarte Privathaushalte (links) und Netto-Strompreiskarte Gewerbe (rechts) 125

Abbildung 75: Freiflächenzubau nach EEG-Typen in MW und Entwicklung der Standorttypen (eigene Erhebungen, Angaben vorläufig) 133

Abbildung 76: Entwicklung der Freianlagen nach EEG-Typen in MW und Anzahl in Brandenburg (links) und Bayern (rechts) 135

Abbildung 77: Flächenbedarf je Anlage und MW bis 2013, Gesamtdurchschnitt 3,26 ha/MW 136

Abbildung 78: Beispiele für Freiflächenanlagen mit langen Zaunanlagen 156

Abbildung 79: Beispiel für eine „Ost-West-Anlage“ 158

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung des PV-Zubaus und PV-Anlagenbestands sowie PV-Stromerzeugung in Deutschland 2

Tabelle 2: Jährlicher PV-Zubau ab 2007 für wichtige Märkte/Regionen (Stand 20.11.13) 7

Tabelle 3: Jährlicher PV-Zubau ab 2007 für Europa (Stand 20.11.13) 7

Tabelle 4: Angesetzte Eigen- und Fremdkapitalanteile sowie Eigen- und Fremdkapitalzinsen für die Referenzanlagen 23

Tabelle 5: Angesetzte spezifische Stromerträge im ersten Betriebsjahr sowie jährliche Leistungsminderung (Degradation) 23

Tabelle 6: Angesetzte Erlöse für die Referenzanlagen, Dezember 2013 (alle Angaben ohne MwSt.) 26

Tabelle 7: Abschätzung der inländischen Wertschöpfungsanteile für verschiedene PV-Anlagengrößen im Jahr 2013 nach Komponenten (Mindest-Abschätzung ohne Anlagenbetrieb, F&E) 42

Tabelle 8: Mögliche Vergütungs- bzw. Vermarktungsmöglichkeiten von PV-Strom nach aktuellem EEG 2012 43

Tabelle 9: Be- und Entlastungen durch den PV-Eigenverbrauch im Jahr 2013 61

Tabelle 10: Zellwirkungsgrade (geklammert: Laborwerte) 91

Tabelle 11: Abschätzung der PV-Marktsegmentierung 2010-2013 93

Tabelle 12: PV-Zubau 2010 bis 2012 und PV-Bestand 2012 in den Bundesländern 94

Tabelle 13: Jährlicher PV-Zubau ab 2007 für wichtige Märkte/Regionen (Stand 20.11.13) 101

Tabelle 14: Entwicklung der Produktionskapazitäten und -mengen für kristalline Zellen 102

Tabelle 15: Entwicklung der Produktionskapazitäten und -mengen für kristalline Module 102

Tabelle 16: Entwicklung der Produktionskapazitäten und–mengen für Dünnschichtmodule 103

Tabelle 17: Produktionsstilllegungen, Übernahmen bzw. Insolvenzen in der deutschen produzierenden PV-Branche (Auswahl) 106

Tabelle 18: Vergütungsoptionen in ausgewählten Ländern 110

Tabelle 19: Beispielhafte Übersicht zu Lastmanagement-Systemen 116

Tabelle 20: Beispielhafte Übersicht zu PV-Wärmepumpen-Systemen 117

Tabelle 21: Beispielhafte Übersicht zu PV-Batterie-Systemen 117

Tabelle 22: Annahmen für die Berechnung der Eigenkapitalrendite 118

Tabelle 23: Zusätzliche Kostenkomponenten für die Berechnung der Eigenkapitalrendite von Batteriesystemen 119

Tabelle 24: Annahme zur Höhe des durchschnittlichen Eigenverbrauchs ab 2012 je Größenklasse 128

Tabelle 25: Annahmen zum Anteil der Nutzung der Eigenverbrauchsoption nach Inbetriebnahmejahr 129

Tabelle 26: Annahmen zur durchschnittlichen Höhe der Strompreiskomponenten für Haushalte und Gewerbe im Niederspannungsnetz 129

Abkürzungsverzeichnis

APAC	Asia-Pacific
ASP	Average Selling Price
BOS	Balance of System
CdTe	Cadmium-Tellurid
CI(G)S	Kupfer-Indium-(Gallium-)Diselenid
CSP	Concentrated Solar Power
DV	Direktvermarktung
EV	Eigenverbrauch
F&E	Forschung & Entwicklung
FFA	Freiflächenanlage
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
IBN	Inbetriebnahme(jahr)
kt	Kilotonnen = 1.000 t
MAP	Marktanreizprogramm
MENA	Middle East & North Africa
MIM	Marktintegrationsmodell
MW Solar	Marktwert Solar
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
OpEx	Operating Expenses
PV	Photovoltaik
ROW	Rest of World

Vorbemerkung zur Aktualität des Berichts:

Der Bericht stellt den aktuellen Daten- und Kenntnisstand dar. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass aufgrund der enormen Dynamik der Photovoltaik gewisse Angaben vergleichsweise schnell veralten können. Im Zuge der Berichtsaktualisierungen wird jeweils eine Anpassung an den aktuellen Kenntnisstand vorgenommen.

Vorbemerkung zur Unternehmensbefragung:

Die GfK hat im ersten Quartal 2013 eine Befragung von 500 Unternehmen durchgeführt, die PV-Anlagen installieren. Die Rohdaten wurden projektintern (ZSW/IWES) ausgewertet. Die hier im Bericht auf den Befragungsdaten basierenden Auswertungen bzw. Aussagen sind entsprechend gekennzeichnet.

1 Einleitung

Mit dem vorliegenden Bericht wird für die Sparte der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie (im Folgenden: Photovoltaik) die Entwicklung der vergangenen Jahre dargelegt und analysiert. Darauf aufbauend werden Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des EEG sowie außerhalb des EEG abgeleitet. Im Folgenden wird einleitend der Anspruch des vorliegenden Spartenberichts dargelegt und zu parallel laufenden Vorhaben zur Weiterentwicklung des EEG abgegrenzt (vgl. auch Abbildung 1).

Im Hinblick auf die Weiterentwicklung des EEG wurde und wird in der öffentlichen Diskussion die Zukunftsfähigkeit des bestehenden Fördersystems grundlegend in Frage gestellt. Es mehren sich die Stimmen, die einen Übergang zu einem marktorientierteren Förderrahmen ohne administrative Preisbestimmung fordern. Hier wurden von verschiedener Seite die unterschiedlichsten Vorschläge für die zukünftige Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien eingebracht.

Eine Analyse der möglichen Optionen der Weiterentwicklung des Förderinstrumentariums für die erneuerbaren Energien ebenso wie dessen Auswirkungen auf das Gesamtsystem aus den verschiedensten Blickwinkeln ist Gegenstand des vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegebenen Vorhabens „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“. Hierin werden Weiterentwicklungsvorschläge für sämtliche Zeithorizonte und auch Vorschläge anderer entsprechend untersucht und bewertet.

Abbildung 1: Einordnung des vorliegenden Vorhabens (EEG-Erfahrungsbericht)

Im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 liegt der Schwerpunkt dagegen auf der Entwicklung konkreter Handlungsempfehlungen zur inkrementellen Weiterentwicklung des bestehenden Förderinstruments. Hier ist zu berücksichtigen, dass der Bedarf für inkrementelle Anpassungen auch bestehen bleiben dürfte, wenn im weiteren Verlauf des Prozesses eine umfassendere Reform beschlossen wird, wofür Anpassungen des bestehenden Systems, insbesondere der Vergütungsvorschriften, übergangsweise oder auch zur Ausgestaltung und Einführung neuer Instrumentarien benötigt wird.

2 Marktentwicklung

2.1 Entwicklung von Zubau, Bestand und Größenverteilung

Nach zubaustarken Jahren 2010 bis 2012 wird im laufenden Jahr 2013 deutlich weniger PV-Leistung installiert werden. Die von der BNetzA veröffentlichten Monatsdaten lassen darauf schließen, dass ein **Jahreszubau 2013 in der Größenordnung von 3,6 GW** und damit ein Marktrückgang von mehr als 50 % zu erwarten ist. Der Anlagenbestand Ende 2013 wächst damit auf voraussichtlich rund 36,2 GW, was einer Stromerzeugung von knapp 30 TWh Strom entspricht (Tabelle 1). Bis zur Fördergrenze von 52 GW verbleibt damit ein förderfähiger PV-Zubau von insgesamt knapp 16 GW.

Das Segment der PV-Freiflächenanlagen wird aufgrund sinkender Vergütungen, stagnierender Preise und i.d.R. nicht vorhandenen Eigenverbrauchsmöglichkeiten zunehmend unrentabel (vgl. Kapitel 3.4). Dies schlägt sich in einem **deutlichen Rückgang des PV-Freiflächenzubaus** von 2,9 GW (2012) auf schätzungsweise 1 GW in 2013 nieder (-65 %).

Tabelle 1: Entwicklung des PV-Zubaus und PV-Anlagenbestands sowie PV-Stromerzeugung in Deutschland

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*	2011*	2012*	2013*
Zubau [MW]	670	951	843	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.600**
davon Freiflächen	46	69	62	172	190	680	1.430	~2.200	~2.900	~1.000
Anteil Freifl. am Zubau [%]	6,9	7,2	7,4	13,5	10,5	15,3	19,0	~29	~38	~28
Bestand [MW]	1.105	2.056	2.899	4.170	6.120	10.566	17.554	25.039	32.643	36.243
davon Freiflächen	64	133	195	368	558	1.238	2.668	~4.870	~7.770	8.770
Anteil Freifl. am Bestand [%]	5,8	6,5	6,7	8,8	9,4	11,8	15,3	~19	~24	~24
Stromerzeugung [GWh/a]	556	1.282	2.220	3.075	4.420	6.583	11.729	19.340	28.000	29.700
Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	0,09	0,21	0,36	0,50	0,72	1,14	1,92	3,21	4,71	5,0

** Angaben vorläufig. Quellen: [1] und eigene Erhebungen zu Freiflächenanlagen.*

*** Der Zubau 2013 wurde Mitte Oktober 2013 abgeschätzt und ist an diversen Stellen in den Bericht eingeflossen. Nach aktuellem Stand (06.12.2013) ist jedoch lediglich von 3,3 bis 3,4 GW auszugehen.*

Für das kommende Jahr 2014 ist davon auszugehen, dass das Freiflächensegment weiter schrumpfen wird. Weniger stark zurückgehen bzw. stabil bleiben dürften Dachanlagen mit Eigenverbrauchsmöglichkeiten. Insgesamt muss aus heutiger Sicht (Stand Ende November 2013) davon ausgegangen werden, dass der PV-Zubau 2014 innerhalb des im EEG festgelegten Zubaukorridors von 2,5 bis 3,5 GW liegen dürfte.

Auf die aktuellen Regelungen im Rahmen des EEG sowie die wesentlichen Änderungen der zahlreichen Änderungen an der Gesetzgebung wird im Anhang (vgl. Kapitel A.1) näher eingegangen.

Die Analyse der Zubaustruktur nach Leistungsklassen (Abbildung 2) zeigt, dass in den Jahren 2010 bis 2012 – bei einem relativ konstanten Kleinanlagensegment (bis 10 kW) – eine starke

Verlagerung des Zubaus hin zu Großanlagen erfolgt ist. Dieser **Trend wird sich im Jahr 2013 umkehren**. Einerseits schrumpfte wie beschrieben das Freiflächensegment sehr stark, anderseits wurden große Dachanlagen weitaus weniger stark nachgefragt.

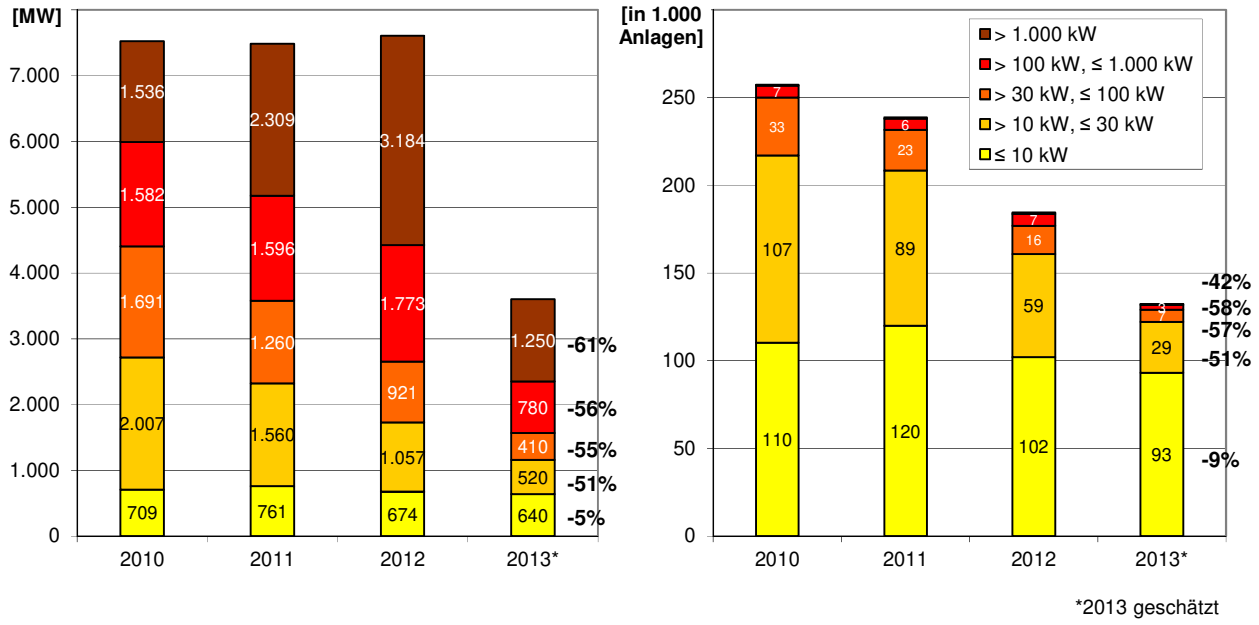


Abbildung 2: Größenstruktur des PV-Zubaus nach Leistung (links) und Anzahl (rechts)

eigene Auswertung [2] und [3]

Trotz der theoretisch attraktiven Möglichkeiten zum Eigenverbrauch von PV-Strom in den Sektoren GHD und Industrie (vgl. Kapitel 3.9.1) ist derzeit zu konstatieren, dass die Nachfrage nach PV aus diesen Segmenten weitaus geringer ist als gedacht. Die **Eigenverbrauchsmöglichkeiten führten nicht zu einer ungebremsten PV-Nachfrage** und damit zu keinem übermäßigen Wachstum des PV-Eigenverbrauchs. Ursächlich dafür dürfte sein, dass einerseits hohe Unsicherheiten über etwaige Belastungen des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten und/oder der EEG-Umlage herrschen. Andererseits dürfte auch die Unsicherheit über die Entwicklung des Stromverbrauchs hemmend auf die Nachfrage nach Eigenverbrauchslösungen wirken. Ein weiterer Grund für die stark rückläufige Nachfrage insbesondere im mittleren Leistungsbereich dürfte sein, dass sich beispielsweise im landwirtschaftlichen Bereich (wo in den Jahren 2009 bis in 2012 hinein zahlreiche PV-Anlagen mit 100 % Dachflächenbelegung und 100 % Einspeisung installiert wurden), gemessen an der Verfügbarkeit von Dachflächen heute nur vergleichsweise eingeschränkte Möglichkeiten zum Eigenverbrauch bestehen.

Bezogen auf die Anlagenzahl standen Kleinanlagen bis 10 kW für rund die Hälfte der zugebauten Anlagen. Die voraussichtlich rund 800.000 Kleinanlagen bis 10 kW im Anlagenbestand Ende 2013 machen damit 55 % des gesamten PV-Anlagenbestands von den rund 1,44 Mio. Anlagen aus. Die PV-Novelle 2012 gewährte Übergangsfristen, die je nach Anlagenart bis März, Juni bzw. September 2012 galten. Unter Berücksichtigung von verspäteten Großanlagenmeldungen, die im Oktober 2012 eingegangen sind, erlauben die Monatsdaten ab November 2012 einen bereinigten Blick auf die Zubaustruktur im Rahmen der novellierten Regelungen. Die Monatsanalyse des PV-Zubaus zeigt eine stabile Nachfrage im Bereich von monatlich rund 300 MW (Abbildung 3).

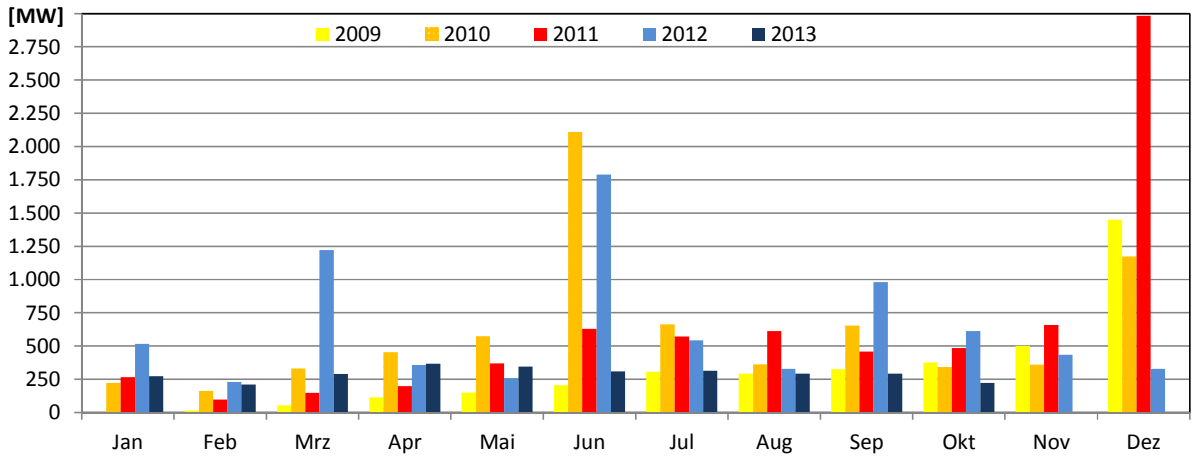


Abbildung 3: Monatliche Anlagenmeldungen von Januar 2009 bis September 2013

eigene Auswertung [3]

Im Oktober war erstmals ein deutlicheres Absinken der Monatsmeldungen zu verzeichnen. Es bleibt abzuwarten, ob dies eine vorübergehende Entwicklung bleibt oder ob sich das Zubauniveau auf niedrigerem Niveau einpendelt.

Eine ergänzende Zeitreihe zur Verteilung der Leistungsklassen seit dem Jahr 2000 ist im Anhang A.2.3 zu finden, ergänzt um Angaben zur regionalen Verteilung der PV-Leistung auf die Bundesländer.

Im folgenden Kapitel 2.2 wird auf das Freiflächensegment eingegangen, das in den vergangenen Jahren stark gewachsen ist. Das weiterhin sehr kleine Segment der **Fassadenanlagen** wird im Anhang A.2.5 thematisiert.

2.2 Entwicklungen im Freiflächensegment

Wie im vorangegangenen Kapitel bereits ersichtlich war (vgl. Tabelle 1, Seite 2), hatten Großanlagen in den vergangenen Jahren einen steigenden Anteil am PV-Zubau zu verzeichnen. Neben großen Dachanlagen trifft dies insbesondere auf Freiflächenanlagen zu, die deshalb im Folgenden einer näheren Betrachtung unterzogen werden.

Nach einem vergleichsweise moderaten Freiflächenzubau in den Jahren bis 2008 wurden in 2009 sprunghaft mehr solcher Anlagen errichtet. Dies wurde u.a. durch den weltweiten Modulpreisverfall befördert, der 2009 einsetzte. Da sich der Zubau hauptsächlich auf Ackerflächen (Schwerpunkt Bayern) konzentrierte und im Jahr 2010 weiter anstieg, wurden im Zuge der Sonderabsenkungen nicht nur die Vergütungssätze für PV-Anlagen gesenkt, sondern auch die Vergütung für neue Anlagen auf Ackerflächen gestrichen. Parallel dazu wurde eine neue Vergütungskategorie für Anlagen entlang von Schienenwegen und Autobahnen geschaffen. Fortan konzentrierte sich der Zubau auf große Konversionsflächen (Schwerpunkt Brandenburg) mit zunehmend wachsenden Projektgrößen.

Durch die Begrenzung der vergütungsfähigen Anlagengröße auf 10 MW in Kombination mit stark sinkenden Vergütungssätzen und nicht weiter verfallenden Modulpreisen ist 2013 von einem gegenüber 2012 deutlich verlangsamten Freiflächenzubau auszugehen. Gegenüber 2012 mit einem Freiflächenzubau von ca. 2,9 GW (38 % des gesamtdeutschen PV-Zubaus) ist im

laufenden Jahre 2013 von einem Rückgang auf maximal 1 GW neue Freiflächenanlagen auszugehen (Zubauanteil 28 %).

Die Verteilung des PV-Anlagenbestandes auf die Bundesländer zeigt wie in den Vorjahren einen Schwerpunkt im südlichen Raum. Ein im Vergleich mit dem Dachanlagenbestand sehr hoher Freiflächenzubau – fast ausschließlich auf Konversionsflächen – war in den ostdeutschen Bundesländern, insbesondere in Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt zu verzeichnen. Die Anteile von Freiflächenanlagen am PV-Bestand sind in den genannten Bundesländern deutlich höher als in den anderen Bundesländern (vgl. Anhang A.2.4).

Da im Jahr 2012 der Freiflächenzubau weiter wuchs (vgl. Tabelle 1) – insbesondere auf Konversionsflächen – dürften die FFA-Anteile in Ostdeutschland gleichfalls deutlich gewachsen sein. Eine entsprechende Auswertung erfolgt im weiteren Projektverlauf, sobald die derzeit noch vorhandene Erfassungslücke der Freiflächenanlagen für 2012 geschlossen ist.

Aufgrund des Preisverfalls von kristallinen Modulen wurden diese seit 2009 verstärkt auch im Freiflächensegment eingesetzt, während bis 2008 insbesondere die damals günstigeren Dünnschichtmodule (hauptsächlich CdTe) eingesetzt wurden (vgl. Anhang A.2.4). Angaben zur Nutzung von Dünnschichtmodulen für Dachanlagen liegen nicht vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auf Dachflächen deutlich über 90 % der installierten Leistung aus kristallinen Modulen besteht. Der Dünnschichtanteil 2013 dürfte im Trend der vergangenen Jahre weiter zurückgehen, verstärkt durch den insgesamt deutlich rückläufigen Zubau im Freiflächensegment.

Für weitere Betrachtungen des Freiflächensegments, insbesondere zur Flächeninanspruchnahme und den damit verbundenen Umweltwirkungen wird auf Kapitel 4 verwiesen.

2.3 Entwicklungen außerhalb des EEG

Mit dem Erreichen der Parität von PV-Gestehungskosten und dem Haushaltsstrompreis bestehen Anreize, einen möglichst großen Teil des erzeugten PV-Strom selbst zu nutzen und lediglich Überschüsse einzuspeisen. Folglich mindert der eigenverbrauchte Strom die EEG-Vergütungszahlungen und EEG-Differenzkosten. Dem gegenüber steht jedoch eine Förderung über die Befreiung des eigenverbrauchten Stroms von Umlagen und Entgelten (zur Quantifizierung der Verteileffekte vgl. 3.9.3). Eigenverbrauch wird heute hauptsächlich im Kleinanlagensegment in Haushalten genutzt, wobei je nach Anlagengröße ca. ein Drittel des jährlich erzeugten PV-Stroms selbst genutzt werden und rd. 70 % nach dem EEG eingespeist werden. Auch im Gewerbesegment kommt je nach Einsatzgebiet Eigenverbrauch in Frage.

Außerhalb dieses typischen Eigenverbrauchssegments lassen sich Entwicklungen zu höheren Anteilen bzw. vollständigen Anlagen außerhalb des EEG erkennen. Diese Entwicklungen sind heute noch Nischen oder im Planungsstadium und haben noch keine selbsttragende Dynamik entfaltet. Im Folgenden wird in Kürze auf die zu unterscheidenden Entwicklungen eingegangen, die teilweise an anderen Stellen im Bericht vertieft werden.

<u>Heutige Anlagen mit hohen Anteilen außerhalb des EEG:</u> die Entwicklungen in diesem Bereich konzentrieren sich bislang auf Nischenanwendungen im gewerblichen Bereich. Zu nennen sind Supermärkte, Krankenhäuser oder Kühlhallen, die im Einzelfall PV-Eigenverbrauchsanteile über 90 % erreichen können. Im Haushaltsbereich sind Tendenzen zu einer zunehmenden thermi-

schen Nutzung des PV-Stroms zu erkennen, i.d.R. über Elektroheizpatronen im Warmwasserspeicher, seltener mit Wärmepumpen.

Heutige PV-Anlagen komplett ohne EEG-Nutzung: Anlagen, die vollständig ohne EEG-Förderung betrieben werden beschränken sich heute ausschließlich auf Kleinstanlagen zum vollständigen Eigenverbrauch (sog. „Guerilla-PV“). Die Anlagen werden von ihrer Leistung darauf ausgelegt, dass der PV-Strom jederzeit verbraucht wird und bewegen sich deshalb im Leistungsbereich bis zu einem kW. Solche Anlagen, die typischerweise über die Steckdose betrieben werden, befinden sich jedoch rechtlich in einer Grauzone. Da solche Anlagen trotzdem nachgefragt und gebaut werden, wird die Einführung eines Anlagenregisters für Anlagen außerhalb des EEG vorgeschlagen.

Zukünftige PV-Anlagen ohne EEG-Nutzung: Im Großanlagenbereich ist eine Planung von Belectric für ein 100 MW-Projekt bekannt, dass ohne EEG-Förderung auskommen soll. Der erste Bauabschnitt soll im Jahr 2014 realisiert werden, der zweite Bauabschnitt im Folgejahr [4]. Das Raumordnungsverfahren wurde Ende 2012 abgeschlossen [5], weitere Details – insbesondere zur Wirtschaftlichkeit und Finanzierung der Anlage sowie zum Marktkonzept und möglichen Stromabnehmern – liegen zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht vor.

2.4 Globale Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Im Folgenden wird ein Blick auf die weltweite Marktentwicklung bis 2014 geworfen (Nachfrage). Dabei werden neben Europa auch die relevanten Wachstumsmärkte vertieft. Anschließend wird die Entwicklung von Produktionskapazitäten und Produktion (Angebot) auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen (einschl. Anlagenbau und Wechselrichter) untersucht sowie um Analysen zur Lage der produzierenden PV-Unternehmen ergänzt.

2.4.1 Nachfrageseite

Im folgenden Abschnitt wird die weltweite Marktentwicklung bis 2014 analysiert. Dabei werden neben Europa auch die relevanten Wachstumsmärkte vertieft.

Der weltweite Zubau neuer Photovoltaik-Anlagen verlagert sich immer mehr nach Asien und Amerika. **China, Japan und die USA werden Deutschland und Italien als „PV-Wachstumslokomotiven“ ablösen**. Gleichzeitig ist der jährliche Zubau von Photovoltaikanlagen in den vergangenen Jahren weltweit stark angewachsen. Es waren zum Jahresende 2012 weltweit rund 100 GW kumulierter PV-Leistung zu verzeichnen. Nachdem im Jahr **2012** rund **31 GW** PV-Leistung installiert wurden, ist für das aktuelle Jahr **2013** mit einem **Zubau von 35 GW** zurechnen. Für das Jahr **2014** wird eine Nachfrage von rund **42 GW** prognostiziert (Tabelle 2).

Tabelle 2: Jährlicher PV-Zubau ab 2007 für wichtige Märkte/Regionen (Stand 20.11.2013)

[MW/a]	2007	2008	2009	2010	2011	2012*	2013*	2014*
China	20	45	230	600	1.950	5.100	8.500	12.000
Japan	211	230	480	990	1.300	2.200	7.000	7.000
übriges Asien	106	331	233	278	677	1.786	2.320	3.730
USA	207	342	477	878	1.855	3.313	4.500	5.500
Europa	1.907	5.147	6.497	16.627	18.682	17.056	10.710	11.160
Rest der Welt	78	97	216	582	1.306	1.506	1.920	2.630
Summe	**2.529**	**6.192**	**8.133**	**19.955**	**25.770**	**30.961**	**34.950**	**42.020**

* vorläufig. Vgl. Anhang A.2.6 für eine detaillierte Tabelle nach einzelnen Ländern.
Quellen: BNetzA [3], EPIA [6], JRC [7], Mercom [8], iSuppli [9], Solarbuzz [10], [11], PV-Tech [12], PV-Magazine [13], [14], [15], SEIA/GTM Research [16], Helapco [17], APVI [18], Xinhua [19], PV Austria [20], Statistiques France [21], APERe asbl [22], Photon [23] und eigene Analysen.

Der **PV-Zubau in Europa** ist in hohem Maße von **Unstetigkeit** gekennzeichnet (siehe Tabelle 3). Nachdem in Spanien im Jahr 2008 unerwartet viel PV-Leistung zugebaut wurde, erfolgte 2009 eine drastische Kürzung der Fördertarife (teilweise rückwirkend und ergänzt um Steuerbelastungen). Ähnliche Entwicklungen mit durch Überförderung getriebenen hohen Wachstumsraten und anschließendem Markteinbruch (durch Kürzungen, teilweise rückwirkend bzw. Marktdeckelung) wiederholten sich 2010/2011 in Tschechien, 2010/2011 in Frankreich, 2011/2012 in der Slowakei, 2012/2013 in Belgien, 2012/2013 in Bulgarien und 2012/2013 auch in Italien.

Tabelle 3: Jährlicher PV-Zubau ab 2007 für Europa (Stand 20.11.2013)

[MW/a]	2007	2008	2009	2010	2011	2012*	2013*	2014*
Deutschland	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.600	3.500
Italien**	63	338	720	6.100	5.900	3.438	1.300	1.500
UK	4	6	7	62	813	925	1.800	2.000
Frankreich	25	46	220	720	1.700	1.080	500	1.000
Spanien	505	2.605	17	370	472	276	70	70
Griechenland	2	10	37	150	426	912	1.100	300
Tschechien	0	51	400	1.490	6	113	100	100
Slowakei	0	0	0	145	321	15	30	30
Belgien	19	71	528	419	996	599	150	100
Bulgarien	0	1	6	28	105	767	20	30
Ukraine	0	0	1	2	188	182	350	500
Rumänien	0	0	0	2	2	26	550	500
Übriges Europa	18	69	115	151	268	1.119	1.140	1.530
Summe	**1.907**	**5.147**	**6.497**	**16.627**	**18.682**	**17.056**	**10.710**	**11.160**

* vorläufig. Vgl. Anhang A.2.6 für eine detaillierte Tabelle nach einzelnen Ländern.
** für 2011 werden in anderen Statistiken deutlich höhere bzw. in 2010 entsprechend geringere Werte angesetzt, da für viele der in 2010 fertiggestellten Projekte der Netzanschluss erst 2011 erfolgte.
Quellen: siehe Tabelle 2

2013 werden aus Italien und Deutschland, die bisher wesentlichen Haupttreiber des Zubaus in Europa, nur 45 % der europäischen Nachfrage stammen. 2011 waren es noch 70 %. Stark wachsende Märkte werden in 2013 hingegen die Photovoltaik-Märkte in Großbritannien, Ukraine und Rumänien sein, wobei **Großbritannien** Italien als **zweitgrößten Markt in Europa** ablösen wird. Insgesamt wird in Europa für 2013 mit einem Zubau von knapp 11 GW gerechnet. Dies

sind gut ein Drittel weniger als 2012, als es bereits gegenüber 2011 einen Rückgang von knapp 10 % gegeben hat. Für **2014 wird für Europa eine Marktstabilisierung bzw. eine leichte Markterholung** erwartet, wobei aus Deutschland, Großbritannien, Italien und Frankreich mehr als 75 % der europäischen Nachfrage stammen wird.

China, der weltweit führende Anbieter von Photovoltaikmodulen und Solarzellen, wird auch auf der Nachfrageseite - mit einem erwarteten Zubau von ca. 8,5 GW in 2013 - die führende Position übernehmen. Für 2014 hat der chinesische Staatsrat die Zielmarke für den Ausbau von Solarenergie von bislang 10 GW auf 12 GW angehoben. Für 2015 wird nach aktuellem Stand ein Ziel von 35 GW installierter PV-Leistung verfolgt [19].

Wesentliche Treiber für die zuletzt so dynamische Entwicklung des chinesischen PV-Markts sind das im Jahr 2011 eingeführte System fester Einspeisetarife sowie zwei Förderprogramme aus dem Jahr 2009 auf Basis kapazitätsbezogener Investitionszuschüsse, das Golden Sun Program und das BIPV/BAPV (building-integrated / building-attached photovoltaics) Subsidy Program [24]. Die Einspeisevergütung betrug zuletzt 1,0 CNY/kWh (0,122 EUR/kWh) und galt nur für PV-Großanlagen (hauptsächlich Freiflächenanlagen).

Zum **1. September 2013** hat das NDRC (National Development and Reform Commission) eine **neue Vergütungsstruktur** eingeführt**, die neben Großanlagen auch dezentrale Anlagen einschließt**. Damit vollzieht sich ein deutlicher Wechsel von kapazitätsbezogenen Anreizen (CNY/kW) zu einer stärker ertragsorientierten Förderung (CNY/kWh).

PV-Großanlagen erhalten **drei regional unterschiedliche Einspeisevergütungen**, die sich an der Sonneinstrahlung des jeweiligen Standorts der Anlage orientieren. Die Vergütung beträgt in Zone 1 0,9 CNY (0,11 EUR), in Zone 2 0,95 CNY (0,116 EUR) und in Zone 3 1 CNY (0,122 EUR) pro eingespeister Kilowattstunde. Anlagen, die vor dem 1. September 2013 genehmigt wurden und vor dem 1. Januar 2014 ans Netz angeschlossen werden, profitieren noch von der alten Vergütung von 1,0 CNY. Deswegen wird bis Jahresende in den Zonen 1 und 2 ein Installationsboom von Großanlagen erwartet. [25]

Dezentrale Kleinanlagen erhalten ab dem 1. September 2013 eine **Eigenverbrauchsvergütung in Höhe** von rund 0,42 CNY (0,053 EUR/kWh), die zusätzlich zu den Einsparungen des Strombezugs für jede selbst verbrauchte Kilowattstunde gewährt wird. Darüber hinaus ins Netz eingespeiste Strommengen werden dagegen mit dem regulären, für Kohlekraftwerke geltenden Strompreis vergütet. Dieser liegt zwischen 0,2 CNY/kWh (0,024 EUR/kWh) und 0,36 CNY/kWh (0,044 EUR/kWh) [25].

Japan wird mit einem erwarteten Zubau von **ca. 7 GW für 2013 zum weltweit zweitgrößten Markt** nach China aufsteigen. Der Hauptgrund für das rasante PV-Wachstum in Japan sind die im Juli 2012 eingeführten Einspeisevergütungen, die mit Wirkung zum 1. April 2013 um ungefähr 10 % auf 38 JPY/kWh (0,279 EUR/kWh) für Anlagen kleiner 10 kW und für Anlagen größer 10 kW auf 36 JPY/kWh (0,265 EUR/kWh) gekürzt wurden [26]. Diese Kürzung hat an der Attraktivität der Vergütung wenig geändert, allerdings sind die Systempreise für Anlagen im häuslichen Bereich auch rund doppelt so hoch wie in Deutschland [27]. Zum Start des neuen Geschäftsjahres 2014, das in Japan traditionell immer am 1. April startet, werden die Einspeisetarife erneut angepasst [28].

Mit dem für 2013 erwarteten Zubau in Höhe von ca. 4,5 GW steigt die **USA zum weltweit drittgrößten Markt hinter** China und Japan auf. Dies sind rund 35 % mehr als 2012, als es bereits

mit 3,3 GW neu installierter Leistung gegenüber 2011 (ca. 1,8 GW Neuinstallationen) einen enormen Anstieg um rund 75 % gegeben hat. Für 2014 wird mit einem Anstieg auf ca. 5,5 GW gerechnet [16].

Die **MENA-Region** (Middle East & North Africa) wird in den kommenden Jahren voraussichtlich die installierte PV-Leistung deutlich steigern. Während 2012 nur ca. 0,1 GW PV-Leistung installiert wurden, wird für 2015 ein jährlicher PV-Zubau von ca. 3,5 GW erwartet [29]. Einer der Ursachen für dieses vorausgesagte Wachstum ist neben der Einführung verschiedener politischer Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien in 18 der 21 MENA Länder auch die Tatsache, dass ölproduzierende MENA-Länder (wie z.B. Saudi-Arabien oder Kuwait) zwischenzeitlich die sogenannte Öl-Preis-Parität erreicht haben. Während Rohöl momentan für 110 US Dollar pro Barrel verkauft werden kann, erhalten Ölproduzenten für die Stromerzeugung aufgrund des staatlich regulierten Strompreises nur 90 US Dollar pro Barrel [30]. Um ihre Profite aus den Ölexporten maximieren zu können, haben diese sonnenreichen Länder, in denen hauptsächlich mit fossilen Brennstoffen wie Öl und Gas Strom produziert wird, deswegen ein großes Interesse daran, weniger Öl für die Stromerzeugung einsetzen zu müssen.

2.4.2 Angebotsseite

Produktionskapazitäten und -mengen auf dem Weltmarkt und in Deutschland

Im Folgenden werden die Produktionskapazitäten und -menge der Solarbranche untersucht. Da waferbasierte Silizium Solarzellen die dominierende Technologie in der Photovoltaik sind, liegt der Fokus im folgenden Abschnitt auf der waferbasierten Produktion. Bei der anschließenden Betrachtung der Zellen- und Modulproduktion wird jedoch auch auf Dünnschichtmodule eingegangen.

<u>Polysilizium</u>

Polysilizium ist der zentrale Rohstoff für die Photovoltaik- und Elektroindustrie, wobei die PV-Industrie mit ca. 80-90 % der gesamten Polysiliziumnachfrage der größte Abnehmer und damit der Haupttreiber der Polysiliziumproduktion ist [31]. Bedingt durch die steigenden Wirkungsgrade der Solarzellen und der höheren Materialeffizienz der Waferprozesse wird der Polysiliziumbedarf mit einer geringeren Steigerungsrate wachsen als der PV-Markt. Momentan benötigen Solarzellenhersteller im weltweiten Durchschnitt knapp 6 Gramm Polysilizium pro Watt, für 2014 kann von ca. 5,7 Gramm ausgegangen werden [32] [33]. Das bedeutet mit der zu erwartenden weltweiten Nachfrage von ca. 35 GW in 2013 und 42 GW in 2014 (siehe auch Kapitel 2.4.1) einen Polysiliziumbedarf von ca. 220.000 t in 2013 und ca. 245.000 t in 2014[1].

Massive Überkapazitäten - **2012 waren die globalen Produktionskapazitäten mit durchschnittlich ca. 360.000 t** [34] annähernd doppelt so hoch wie der Bedarf – bedingten eine heftigen Preisverfall in 2011 und 2012 (vgl. auch Kapitel 3.1). Die **hochgerechneten Produktionskapazitäten für 2013** variieren je nach Quelle zwischen 290.000 t [35] und 410.000 t [36]. Die **Produktion von Polysilizium** lag 2011 bei knapp 255.000 t und ist 2012 um 7% auf etwa 235.000 t zurückgegangen [31], [37].

[1] Berücksichtigt sind dabei der relativ stabile Bedarf der Elektroindustrie (2013: ca. 30.000 t), der mit ca. 5 % pro Jahr wächst ([32], [35]) und der knapp zehnprozentige Anteil der Dünnschichttechnologie an der PV-Nachfrage.

Gewinner der seit 2011 stattfindenden Konsolidierung sind die großen Hersteller, da diese die Kapazitäten rechtzeitig ausgebaut haben und mit den daraus erzielten Skaleneffekten zu wettbewerbsfähigen Preisen herstellen können. Die weltweit größten Hersteller mit jährlichen Kapazitäten über 50.000 t sind aktuell (Stand Oktober 2013) GCL in China mit 65.000 t, Wacker Chemie in Deutschland mit 52.000 t, OCI (Südkorea) mit 52.000 t und Hemlock (USA) mit 50.000 t [32]. Der Anteil der deutschen Hersteller an der weltweiten Polysilizium-Produktion betrug sowohl 2011 (37.150 t) als auch 2012 (35.600 t) knapp 15% [38], [39]. Maßgeblich trug dazu der **größte deutscher Hersteller Wacker Chemie** bei. Mit der in Bau befindlichen Fabrik in den USA mit einer geplanten Kapazität von ca. 20.000 t und zusammen mit weiteren Vergrößerungen der deutschen Standorte plant **Wacker** bis **2015 mit Produktionskapazitäten von rund 70.000 t** [32]. Obwohl die fünf größten Hersteller - außer Wacker – aufgund der anhaltend niedrigen Siliziumpreise ihre Expansionspläne auf Eis gelegt haben, werden weiterhin Kapazitäten sowohl von anderen Herstellern mittlerer Größe als auch neuen Herstellern aufgebaut. Deswegen **wird vor 2015 - trotz steigender PV-Nachfrage - mit keinem Polysilizium Engpass gerechnet** [32].

Wafer

Die von den Polysilizium Herstellern produzierten Silizium Ingots (in Form von Stäben oder Blöcken) werden von den Wafer-Herstellern mit Hilfe von Säge- und Ziehverfahren zu dünnen Siliziumscheiben (sogenannten **Wafern**) verarbeitet. Veröffentlichte Zahlen zu den **weltweiten Produktionskapazitäten** von Solarwafer schwanken je nach Quelle stark. Für 2011 geben sowohl [40] als auch [41] ca. 42 GW an, während bei [42] die Angaben bei 59 GW liegen. Für 2012 macht lediglich [41] eine Angabe, die bei 49 GW liegt. Für 2013 prognostiziert [41] ein gleichbleibendes Niveau von ca. 49 GW und für 2014 ein Anstieg auf ca. 51 GW.

Wie im Jahr 2011 ist **China bei der Herstellung von Wafern dominierend und mit einem Marktanteil von 80 % der weltweite größte Produzent** [41]. Die Produktion betrug 2012 rd. 28 GW (+16 % im Vergleich zu 2011), wobei GLC Poly mit 5,6 GW produzierten Wafern in 2012 der größte Hersteller war [37]. Der **massive Preisverfall in der PV-Industrie in 2011 und 2012** hat viele Waferhersteller dazu veranlasst ihre Produktion umzustrukturieren, das PV-Geschäft zu verkleinern oder sich komplett zurückzuziehen. Um dem massiven Kostendruck standzuhalten, versuchen einige Waferhersteller die Produktionseffizienz mit Hilfe von neuen Prozessen zu erhöhen. Startup Unternehmen in den USA und Europa entwickeln kostengünstige Alternativen zu den konventionellen Sägeverfahren [37].

In **Deutschland** befinden sich nur wenige und kleine Hersteller von Wafern. Die in **2011** aufgebauten **2,8 GW** stellten nur einen geringen Anteil der globalen Fertigungskapazitäten dar [42], [38]. Durch den Abbau von Fertigungskapazitäten waren im Jahr **2012** nur noch **1,8 GW** zu verzeichnen [39]. Für 2013 liegen noch keine aktuell bestätigten Zahlen vor. Die Produktionskapazitäten in Deutschland waren mit 75-80% aber durchweg gut ausgelastet [38], [39].

Solarzellen und PV-Module

Für die Bewertung der Kapazitäten und der Produktion von Solarzellen und Solarmodulen wurden verschiedene Quellen ausgewertet und analysiert (siehe Tabellen im Anhang A.2.6). Da diese Angaben große Spannbreiten aufweisen, wurden darauf aufbauend plausible Werte für die jeweiligen Jahre abgeleitet.

Die Marktbereinigung bei den Zell- und Modulherstellern hält an. Während sich die **weltweiten Kapazitäten** von **kristallinen Zellen** noch **Ende 2012 auf rund 60 GW** (2011: 57 GW) leicht erhöhten, dürften diese aufgrund von Insolvenzen und Betriebsschließungen 2013 auf knapp 50 GW schrumpfen. Vergleichbar ist die Situation bei den **Modulen**. Hier erhöhten sich die **weltweiten Kapazitäten Ende 2012 auf ca. 68 GW** (2011: 59 GW). Für 2013 werden dagegen nur ca. 57 bis 60 GW erwartet, davon dürften ca. 9 GW auf die Dünnschicht entfallen. Dort lag die Kapazität 2012 noch bei ca. 11 GW (2011: 8 GW).

Der Abbau von Überkapazitäten dürfte in 2013 mit 60 % zu einer ca. 15 % höheren Auslastung als 2012 (45 %) führen (siehe Abbildung 4). Trotz der anhaltenden Konsolidierungsphase der PV-Industrie wird **2014 weiterhin mit Überkapazitäten** gerechnet [41] [33]. Die Einschätzungen zu der Frage, wann sich die derzeitige Überkapazitätssituation sich nachhaltig entspannt, gehen auseinander. China will den Aufbau von Kapazitäten bremsen [43], dies könnte mit einer Nachfrage größer 50 GW schon 2015 zu Engpässen führen. Im schlimmsten Fall könnten aber Überkapazitäten langer anhalten als viele erwarten und weiterhin die Preise unter Druck setzen [41]. Jedoch machen die schnellen Veränderungen in der PV-Industrie und in den politischen Rahmenbedingungen eine Prognose für die zukünftige Entwicklung sehr spekulativ. Auf jeden Fall wird es in Zukunft deutlich weniger Zell- und Modulhersteller geben.

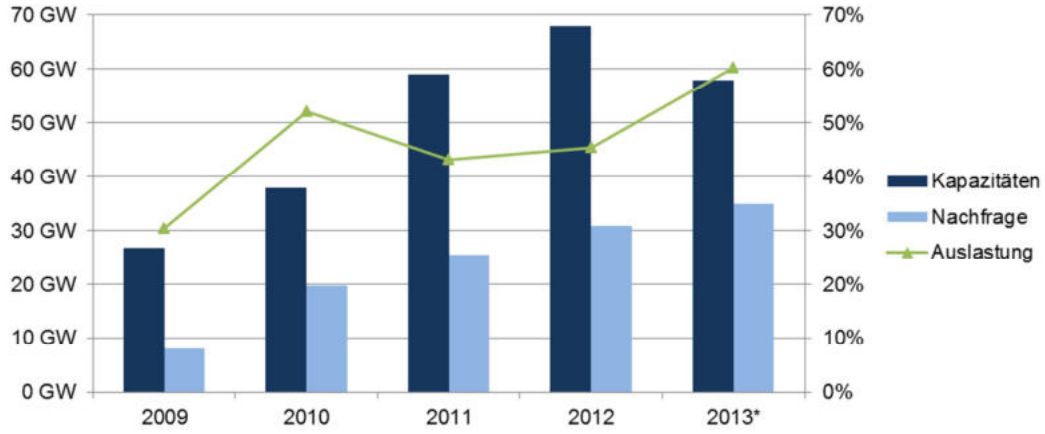


Abbildung 4: Weltweite PV-Modul Kapazität und Nachfrage der Jahre 2009 bis 2013

Quellen: vgl. Anhang A.2.6 und Kapitel 2.4.1

Während der Anteil Europas an der weltweiten Produktion von Modulen von 25 % in 2009 auf unter 10 % in 2012 gesunken ist, ist der Anteil Asiens von 60 % auf über 85 % angestiegen (siehe auch Abbildung 5). Bei den Zellen ist die Dominanz Asiens noch größer. Hier betrug 2012 Asiens Anteil über 90 %, allein der Anteil Chinas betrug knapp 60 %, mit Taiwan zusammen über 75% [37].

Während in den Jahren 2007 bis 2009 die Dünnschichttechnologien einen wachsenden Anteil an den weltweiten produzierten PV-Modulen hatten und mit ca. 17 % in 2009 den Höchstwert erreichten, betrug der Anteil 2012 nur noch ca. 9 % und dürfte 2014 auf 8 % fallen. Gründe des Nachfragerückgangs der Dünnschichtmodule sind der massive Preisverfall kristalliner Module und die geringeren Wirkungsgrade.

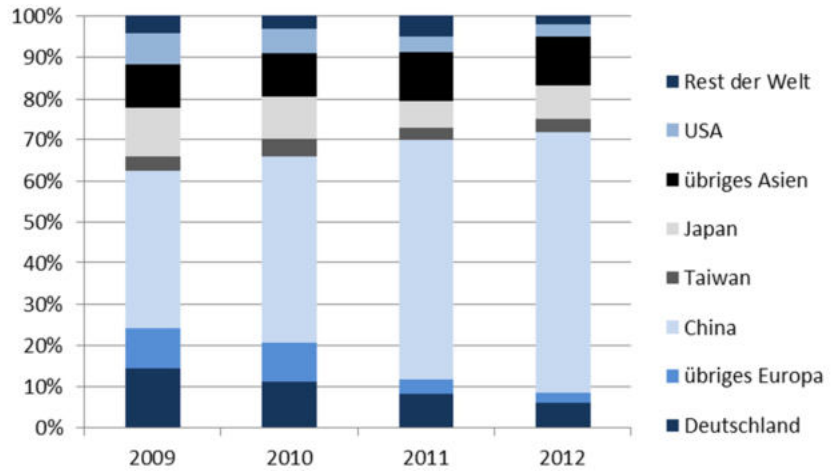


Abbildung 5: PV-Modul Produktion nach wichtigen Ländern und Regionen

Quellen: [44], vgl. Anhang A.2.6; ergänzt um eigene Analysen

Auch in **Deutschland** schritt und schreitet die **Konsolidierung** voran. Betrug die Produktion an **Zellen und Dünnschichtmodulen** 2011 noch knapp 3 GW, wird es 2013 mit 1,5 GW nur noch die Hälfte sein. Dies ist weniger als das Produktionsvolumen des weltweit 2012 größten Zellherstellers Yingli Green mit knapp 2 GW [45]. Hervorzuheben sind in Deutschland Schotts Ausstieg aus der Solarbranche (300 MW) und die Werkschließung von First Solar in Frankfurt/Oder mit 500 MW. Weiterhin hat Bosch im März 2013 angekündigt aus der Solarsparte auszusteigen. Mit Solarworld hat sich ein Käufer gefunden, so dass der Weiterbetrieb von 700 MW Zellen- und 200 MW Modulkapazität zunächst gesichert ist [46] (vgl. auch Tabelle 17 in Anhang A.2.7). Differenzierter zeigt sich das Bild bei **kristallinen Modulen**. Hier war von 2,3 GW in 2011 auf 1,8 GW in 2013 ein geringerer Rückgang zu verzeichnen. Ein Grund für diese Entwicklung könnte sein, dass Zellen und Module zwar kostengünstig aus Asien eingekauft werden können, der Transport von Solarmodulen aber teuer ist und deshalb eine Produktion in Marktnähe sinnvoll und wettbewerbsfähig bleibt. Zudem wird ein möglicher Wertverlust von Modulen während des langen Transports vermieden. Besonders deutlich zeigt sich dies am Beispiel First Solar und dem deutschen Freiflächenmarkt: durch den Preisverfall kristalliner Module werden heute fast keine Dünnschichtmodule mehr in deutschen Solarparks eingesetzt (vgl. Abbildung 55, Anhang A.2.3) was einer der wesentlichen Gründe für die Einstellung der Produktion in Deutschland sein dürfte. Ein stabiler Nachfragemarkt Deutschlands könnte demnach einen Beitrag dazu leisten, zumindest die Produktionsstandorte von Solarmodulen in Deutschland zu halten und damit eine lokale Wertschöpfung zu generieren. Profitieren würden deutsche Modulhersteller aber auch von Nachfragemärkten in anderen europäischen Ländern.

Unternehmensanalyse

Die Überkapazitäten in der PV-Branche (vgl. Kapitel 2.4) äußern sich weiterhin in einem hohen Wettbewerbsdruck. In den vergangenen Jahren mussten viele Unternehmen ihre Produkte unter Herstellungskosten anbieten. Allerdings scheint sich diese Entwicklung zumindest bei ausländischen PV-Unternehmen jedoch zunehmend abzuschwächen, da diese von aufstrebenden Märkten wie China oder Japan profitieren. Die aktuelle Situation der PV-Unternehmen sowie deren Entwicklung werden im Folgenden anhand ausgewählter Kennzahlen aufgezeigt. Dabei wird eine Trennung zwischen Unternehmen mit Sitz in Deutschland und mit Sitz im Ausland vorgenommen. Ziel der vorliegenden Untersuchungen ist keine Bewertung einzelner Unternehmen,

vielmehr soll mit den abgebildeten Kennzahlen ein unternehmensübergreifender Überblick über die finanzielle Entwicklung gegeben werden. Als Grundlage für die Berechnung der verschiedenen Kennzahlen dienten jeweils die Quartals- und Geschäftsberichte der betrachteten Unternehmen sowie [47].

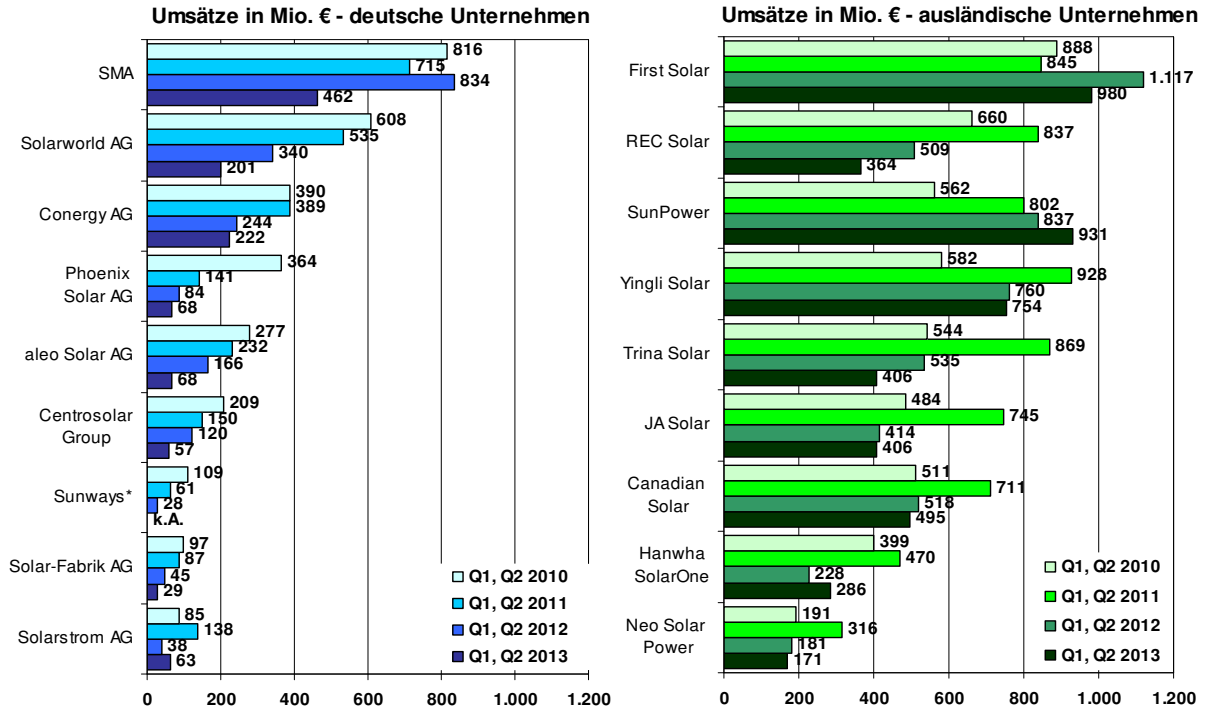


Abbildung 6: Umsätze der betrachteten Unternehmen in der Photovoltaikbranche in den jeweils ersten beiden Quartalen.

**derzeit keine öffentlich zugänglichen Angaben für die ersten beiden Quartale im Jahr 2013.*

Die **Umsätze** in den ersten Halbjahren von 2010 bis 2013 nehmen bei allen betrachteten deutschen PV-Unternehmen kontinuierlich ab (Abbildung 6). Im Jahr 2013 konnte lediglich die Solarstrom AG erstmals wieder steigende Umsatzzahlen vermelden. Einen sehr großen Umsatzeinbruch von 2012 auf 2013 musste SMA verzeichnen. Damit wird deutlich, dass der Preisdruck inzwischen auch die Systemkomponenten erreicht hat. Die Umsätze bei den meisten ausländischen PV-Unternehmen nahmen von 2012 auf 2013 zwar weiter ab, jedoch weit weniger stark als bei der deutschen Konkurrenz.

Die anhaltenden Umsatzrückgänge haben bei fast allen deutschen PV-Unternehmen weiter sinkende Gewinne vor Zinsen und Steuern (**EBIT**) zur Folge (Abbildung 7). Im ersten Halbjahr 2013 weisen alle der betrachteten deutschen PV-Unternehmen Verluste auf. Im Gegensatz dazu ist bei ausländischen Unternehmen eine leichte Entspannung zu beobachten. Trotz größtenteils rückläufiger Umsätze konnte der Gewinneinbruch bei allen betrachteten ausländischen Unternehmen gestoppt werden[2]. Ausschlaggebend hierfür dürften die zunehmende Bedeutung von Märkten, in denen höhere Verkaufspreise erzielt werden können, z.B. China und Japan, sein

[2] Allerdings kann ausgehend von den ersten beiden Quartalen eines Jahres nicht zwangsläufig auf die Gesamtjahresentwicklung geschlossen werden, da häufig im 3. und 4. Quartal eines Jahres Sondereffekte auftreten können. Aus diesem Grund wurde im Gegensatz zur Darstellung der Umsätze das jeweilige Gesamtjahr betrachtet – mit Ausnahme des Jahres 2013, für das derzeit lediglich Daten zu den ersten beiden Quartalen umfassend vorliegen. Für eine zu Abbildung 6 kompatible Darstellung der Halbjahresgewinnzahlen wird auf Anhang A.2.7, Abbildung 62 verwiesen.

sowie die zunehmende Angleichung von Produktionskosten und Verkaufserlösen sein (vgl. Kapitel 3.2).

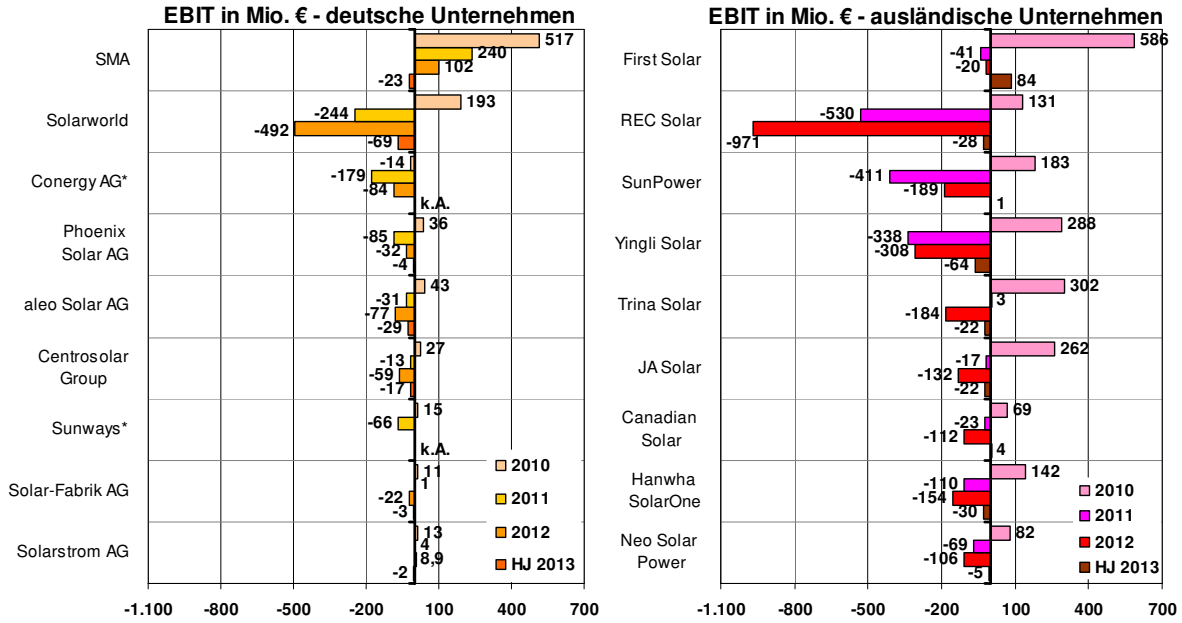


Abbildung 7: Gewinne (vor Steuern und Zinsen) der betrachteten Unternehmen in der Photovoltaikbranche in den Jahren 2010 bis 2012 sowie im ersten Halbjahr 2013.

* derzeit keine öffentlich zugänglichen Angaben für die ersten beiden Quartale im Jahr 2013.

Auch wenn kurzzeitig Erholungseffekte in der ausländischen PV-Branche zu erkennen sind, belegen weitere Kennzahlen das nach wie vor schwierige Marktumfeld. Eine vertiefte Analyse von Verschuldungsgrad, Liquiditätskennzahlen sowie Aktienkursen ist im Anhang A.2.7 zu finden, ebenso eine Auswahl von Produktionsstilllegungen, Übernahmen bzw. Insolvenzen in der deutschen produzierenden PV-Branche.

Anlagenbau und Wechselrichter

Der deutsche Anlagenbau zur Herstellung von PV-Produktionsmitteln stellt einen wichtigen Wirtschaftszweig der deutschen PV-Industrie dar. Im Folgenden wird die aktuelle Lage des **PV-Maschinenbaus** analysiert; die genannten Zahlen stammen vom VDMA-PV-Produktionsmittelverband [48], [49], [50], [51], [52].

Der seit Mitte 2011 anhaltende Geschäftsrückgang der PV-Zuliefererbranche konnte bisher nicht aufgehalten werden. Ursachen der beständigen Investitionsrückhaltung der PV-Hersteller sind vor allem die Überkapazitäten, der unerbittliche Kostendruck sowie Handelskonflikte. Die **Umsätze der deutsche PV-Zulieferer** gingen 2012 um 46 % gegenüber dem Vorjahr zurück (2011: 2,8 Mrd. € Umsatz; 2012 rd. 1,5 Mio. €). Für 2013 wird erneut ein rückläufiger Umsatz erwartet, während ab 2014 mit dem Turnaround für die PV-Zulieferer gerechnet wird. Angebot und Nachfrage rücken dann wieder stärker zusammen, viel PV-Hersteller würden ihre Produktion hochfahren und neue Investitionen tätigen [53]. Erste positive Signale von chinesischen PV-Herstellern bestärken diese Einschätzung. Aber auch aufstrebende Märkte wie zum Beispiel die MENA-Region, die Türkei und Lateinamerika bieten für die PV-Produktionsmittelbranche bisher noch nicht ausgeschöpfte Potentiale.

Eine Exportquote von 85 % in 2012, davon größtenteils Exporte nach Fernost (70 %), verdeutlicht die hohe Abhängigkeit der deutschen PV-Produktionsmittelbranche von den asiatischen Herstellern. Leitmärkte sind weiterhin China und Taiwan. 2013 zeichnet sich jedoch bei den Auftragseingängen ein Rückgang im Hinblick auf den asiatischen Markt ab. Gründe dafür sind einerseits die weltweite Diversifizierung des PV-Produktionsmittelmarkts, andererseits beginnen Länder wie China zunehmend selbst PV-Produktionsanlagen zu entwickeln.

Der **Weltmarktanteil der deutschen PV-Ausrüster war 2012 mit über 50 % weiterhin hoch**. Die Umsätze setzen sich zusammen aus 65 % Zell-Equipment, rd. 16 % Anlagen zur Modulproduktion und zur Polysilizium-, Ingot- und Waferfertigung, rd. 18 % Dünnschichtfertigung. Für 2013 wird ein schrumpfender Weltmarktanteil erwartet, der voraussichtlich aber über 40 % liegen wird.

Ein weiteres wichtiges Standbein der deutschen PV-Industrie stellt die **Wechselrichterbranche** dar. Deutsche Wechselrichterhersteller haben einerseits einen hohen Weltmarktanteil und bedienen andererseits einen großen Teil des deutschen PV-Marktes.

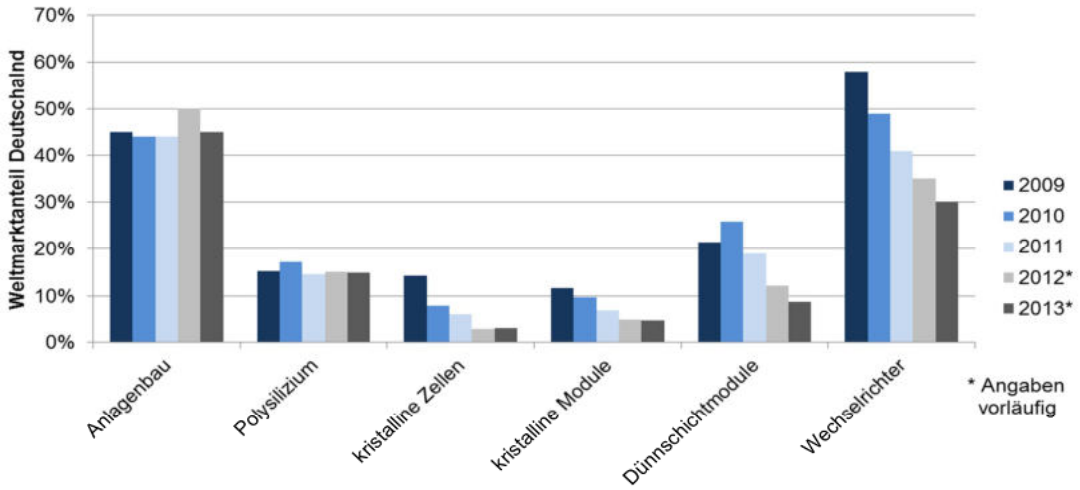
Die weltweite Nachfrage nach Wechselrichtern wird zu über der Hälfte von den zehn größten Herstellen bedient. Weltmarktführer ist der deutsche Hersteller **SMA,** jedoch ist der Weltmarktanteil des Marktführers SMA rückläufig. 2009 waren es rund 40 %, 2012 25 % [54]. Seit Anfang 2013 muss SMA zudem einen erheblichen Einbruch beim Umsatz verkraften [55]. Auch die anderen deutschen und die europäischen Hersteller stehen unter Druck. Ein Grund ist die stark geschrumpfte PV-Nachfrage in Europa (siehe Kapitel 2.4.1). Auf alternativen, wie den stark boomenden Märkten in Asien Fuß zu fassen ist dagegen sehr schwierig, da dort die heimischen Hersteller mit ihrer Präsenz vor Ort große Vorteile haben. In der Folge werden die europäischen Hersteller immer mehr zurückgedrängt. Befanden sich Anfang 2012 noch sechs europäischen Hersteller unter den zehn größten Wechselrichterherstellern, waren es Anfang 2013 nur noch drei europäischen Hersteller [56]. Darüber hinaus besteht mittlerweile ein sehr hoher Preis- und Kostensenkungsdruck in der Wechselrichterbranche, da die Modulpreise kaum noch fallen (siehe Kapitel 3.1). In den vergangenen Jahren wurde von den Wechselrichterherstellern das Hauptaugenmerk auf die Ausreizung der Effizienzpotenziale gelegt (Wechselrichterwirkungsgrade erreichen momentan im besten Fall annähernd 100 %). Die heute vergleichsweise geringen Modulpreise und Vergütungssätze führen jedoch dazu, dass wechselrichterseitige Wirkungsgraddifferenzen sich wesentlich geringer auf die Rentabilität der Anlagen auswirken, als die Investitionskosten des Wechselrichters.

Auf dem **deutschen Wechselrichtermarkt** dominieren heimische Hersteller mit mehr als vier Fünftel der 2012 in Deutschland verbauten Wechselrichter. Die im Rahmen des vorliegenden Projekts durchgeführte Handwerkerbefragung zeigt, dass rund drei Viertel der 2012 in Deutschland installierten Wechselrichter von den drei deutschen Herstellern SMA, KACO und Kostal stammen. Die oben bereits beschriebene hohe Präsenz von SMA auf dem Wechselrichtermarkt zeigt sich an einen Marktanteil von knapp 50 % auf dem deutschen PV-Markt. Jeweils rund 15 % der Nachfrage entfallen auf die Hersteller KACO und Kostal.

Der hohe Anteil von Wechselrichtern aus heimischer Produktion steht dem hohen Importanteil von in Deutschland installierten Modulen entgegen. Mit sinkendem Anteil der Modulpreise an den Systempreisen steigt die Bedeutung der BOS-Komponenten wie Wechselrichter, aber auch der Montageleistung. Die mit dem PV-Zubau verbundenen Wertschöpfungsaspekte werden in Kapitel 3.7 weiter vertieft.

Wettbewerbssituation der deutschen Photovoltaikindustrie

Überkapazitäten, massiver Wettbewerbsdruck und starker Preisverfall in der Photovoltaikindustrie führen weltweit zu einer Marktbereinigung und Konsolidierung. Darin spiegelt sich auch die aktuelle wirtschaftliche Lage der deutschen Photovoltaikindustrie wieder. Insbesondere bei den modulnahen Wertschöpfungsstufen wie **die Zell- und Modulherstellung verlieren die deutschen Hersteller international zunehmend an Bedeutung** (siehe Abbildung 8). Hier haben Hersteller aus China in kurzer Zeit große Produktionskapazitäten aufgebaut und konnten mit einem ruinösen Preiskampf deutschen Unternehmen Marktanteile auf dem Weltmarkt abnehmen.



.

Abbildung 8: Vergleich der Weltmarktanteile Deutschlands entlang der produktionsnahen PV-Wertschöpfungsstufen

Quellen: [48], [49], [50], [51], [52], [57], [58], [91], Tabellen im Anhang A.2.6, ergänzt um eigene Analysen. Beim Anlagenbau Bezugsgröße Umsatz, ansonsten Produktionsmenge (t bzw. MW)

Differenzierter zeigt sich das Bild bei bestimmten Wertschöpfungsstufen wie den **Herstellern von Anlagen für die PV-Produktion und den Wechselrichterherstellern**. Hier sind die deutschen Unternehmen nach wie vor stark und **führend am Weltmarkt**, auch wenn bei den deutschen Wechselrichterherstellern aufgrund der schrumpfenden PV-Nachfrage aus Europa und erstarkten Konkurrenz ein Abwärtstrend zu verzeichnen ist. Bei **Polysilizium** konnte der Weltmarktanteil der deutschen Hersteller trotz weltweiter stark steigender Produktionsmengen bei 15 % gehalten werden. Maßgeblich trug dazu der größte deutscher Hersteller Wacker Chemie bei, der durch den Aufbau von Produktionskapazitäten bei gleichzeitiger Verbesserung der Produktionsprozesse und den damit verbundenen Skaleneffekten konsequent seine Produktionskosten reduziert hat.

3 Preise, Kosten, Wirtschaftlichkeit, Vermarktung

3.1 Preisentwicklung

Die aktuellen **Preise für Silizium, Wafer und Zellen** sind weiterhin in einer **Seitwärtsbewegung** (Abbildung 9). Die Siliziumpreise ziehen seit Jahresmitte leicht an. Insgesamt gibt es derzeit keine Anhaltspunkte, die auf einen weiteren Preisverfall hindeuten.

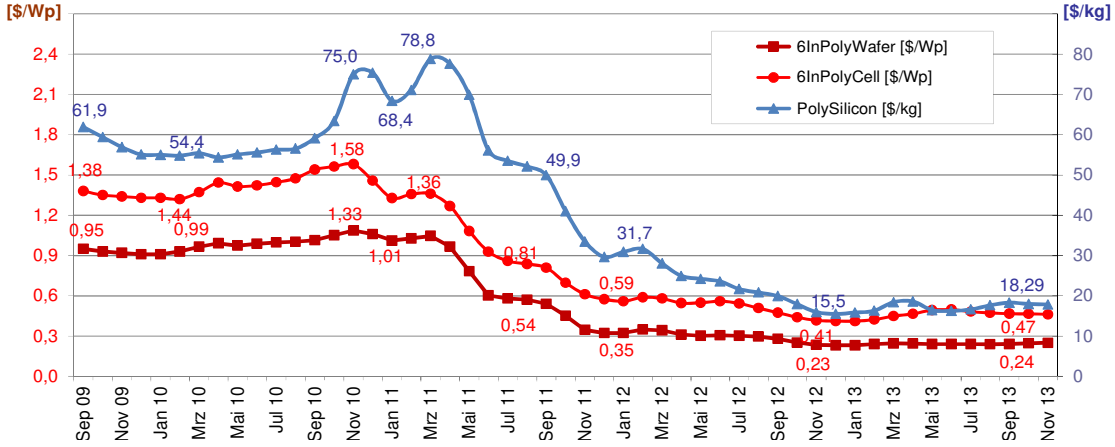


Abbildung 9: Entwicklung der Spotmarktpreise für Silizium (PolySilicon), Wafer (polykristallin, 6 inches) sowie Zellen (polykristallin, 6 inches)

Quelle: eigene Darstellung nach PVinsights [59], 3,5 W pro Wafer/Zelle angesetzt

Bereits angeführt wurde im Kapitel 2 im Zusammenhang mit den Produktionskapazitäten für Silizium, dass aufgrund des geringen Siliziumpreises kein Anreiz zur Investition in neue Produktionskapazitäten besteht. Voraussichtlich könnte jedoch 2015 bei einem weiteren Wachstum des Weltmarkts im Folgejahr ein Engpass entstehen.

Der Preistrend der in Abbildung 9 dargestellten Vorprodukte schlägt sich entsprechend auf die Preise von Modulen auf Basis kristallinen Siliziums nieder (Abbildung 10). Überlagert wird die Preisentwicklung ab Mitte 2013 von der Einführung von Mindestpreisen auf Module chinesischer Herkunft.

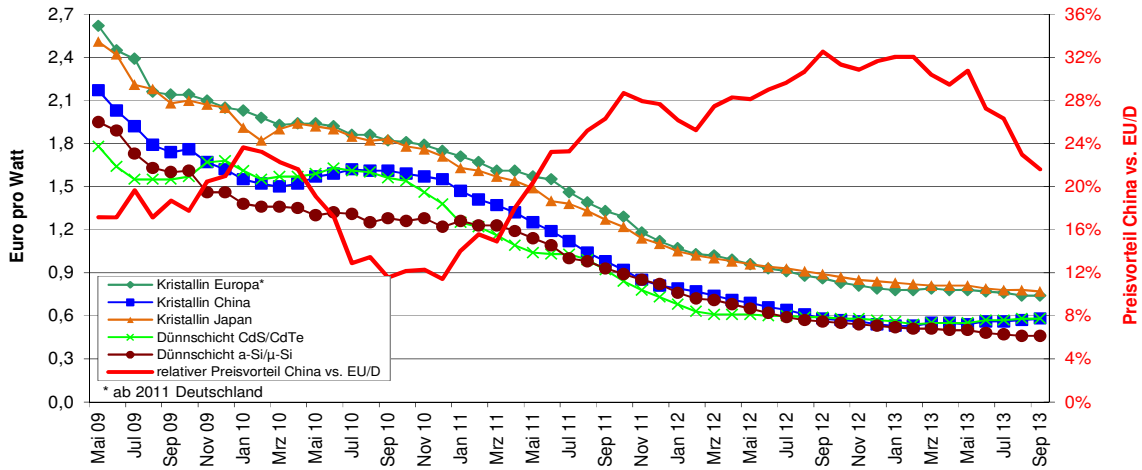


Abbildung 10: Entwicklung der Großhandelspreise (€/W netto) für Module unterschiedlicher Technologien und Herkunft

eigene Darstellung nach [60]

Der für ca. 70 % des EU-Marktes geltende Mindestpreis von 56 ct/W spiegelt sich in den Preisen für Module chinesischer Herkunft wieder. Auffallend ist dabei, dass der Mindestpreis zum Zeitpunkt seiner Einführung nur unwesentlich höher lag, als der Marktpreis. Dagegen wären im Zuge einer flächendeckenden Einführung von Strafzöllen in Höhe von durchschnittlich 47 % die Preise deutlich angestiegen; der Nachfrageeinbruch 2013 hätte sich vermutlich noch verstärkt.

Es bleibt abzuwarten, wie sich die Systempreise weiterentwickeln, wenn weiterhin ein Mindestpreis für Module aus China gilt. Module europäischer, japanischer oder koreanischer Produktion liegen preislich über Modulen aus China. Parallel dazu ziehen sich chinesische Hersteller zunehmend aus dem deutschen Markt zurück[3]. Mit fortschreitender Vergütungsabsenkung steigt damit der Druck auf die Systemkomponenten. Im Bereich der Wechselrichter zeigen sich jedoch in den vergangenen Monaten nur verhaltene Preissenkungen (Abbildung 11).

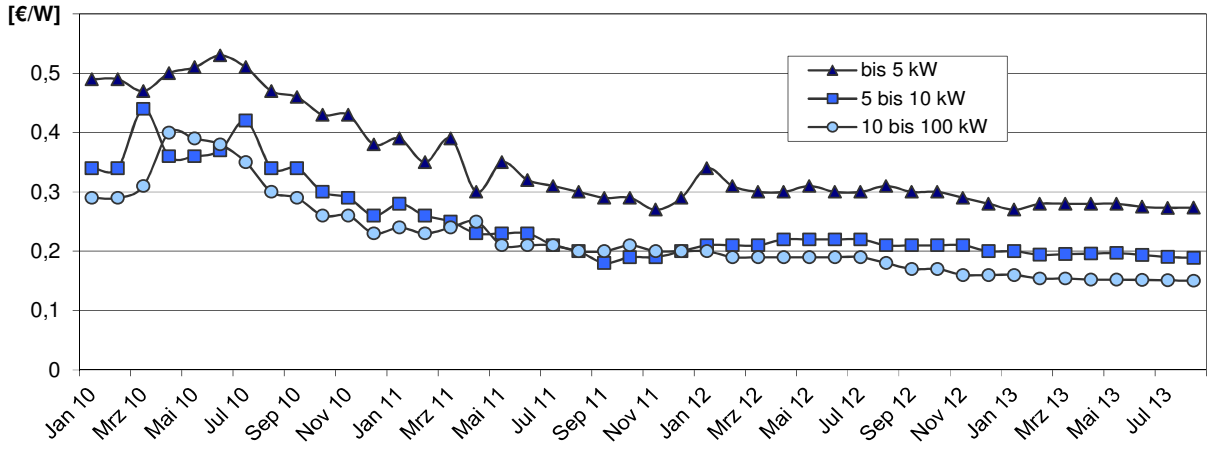


Abbildung 11: Entwicklung der Spotmarktpreise (netto) für Wechselrichter

Eigene Darstellung nach [61]

Im ersten wissenschaftlichen Bericht (Entwurf vom 28.6.2013) wurde davon ausgegangen, dass im Zuge der Einführung von vorläufigen Strafzöllen im August es zu endgültigen Strafzölle kommen würde. Da sich jedoch ein großer Teil der Hersteller zu Mindest-Importpreisen verpflichtete – die auf demselben Niveau liegen wie die Preise zur Jahresmitte 2013 – und die Strafzölle nur einen kleinen Teil der Hersteller betrifft, blieb die erwartete Preissteigerung aus. Im Ergebnis sind die Systempreise ausgehend von Mitte 2013 in einer Größenordnung von 3 bis 5 % leicht gefallen.

Der bis Mitte 2012 reichende Modulpreisverfall hat insgesamt dazu geführt, dass die Modulpreise an den PV-Systempreisen einen geringeren Anteil ausmachen als noch vor wenigen Jahren. Insbesondere bei Freiflächenanlagen wurden jedoch in den vergangenen Jahren auch BOS-seitig Kostensenkungen umgesetzt, um weiterhin mit den gegebenen Vergütungssätzen wirtschaftlich interessant zu sein. Dennoch besteht weiterhin mit rund der Hälfte der Kosten eine hohe Abhängigkeit der Systempreise von der weiteren Entwicklung der Modulpreise.

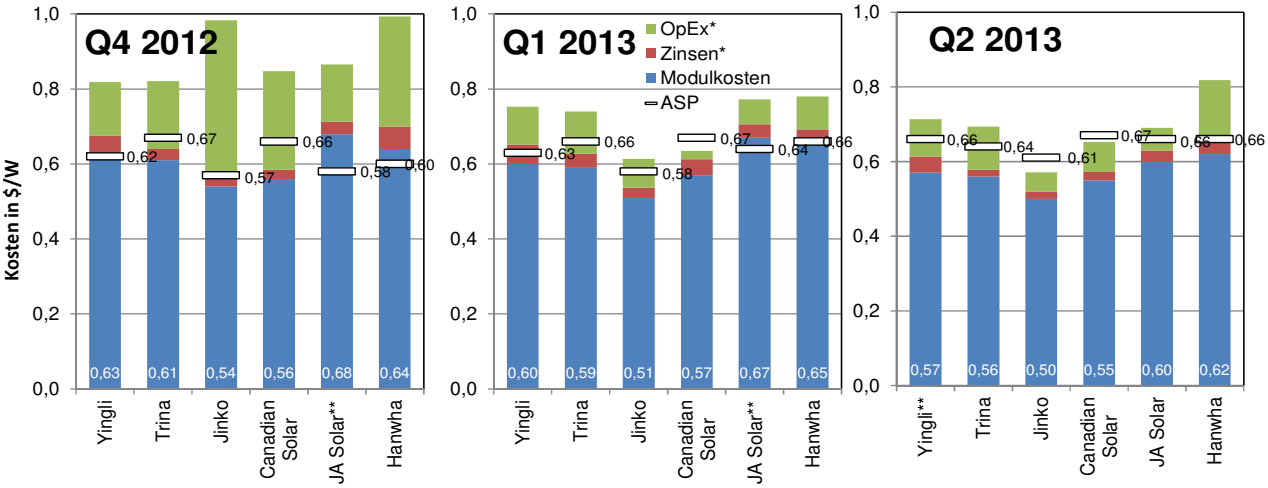
[3] Dies geht beispielsweise aus den prognostizierten Absatzzahlen der großen Hersteller Yingli Solar und Trina Solar hervor.

3.2 Kostenentwicklung

Zur Bewertung der Kostenentwicklung liegen nur wenige vergleichbare Daten unterschiedlicher Unternehmen vor. Lediglich einige Hersteller, zum Großteil aus dem asiatischen Raum, veröffentlichen direkte Angaben bzw. solche, die eine eigene Abschätzung zulassen. Die Veröffentlichung von Produktionskosten und Verkaufspreise erfolgt oft nicht durchgängig für alle Quartale, so dass nur für ausgewählte Unternehmen Zeitreihen abgebildet werden können. Im Folgenden werden auf Basis der verfügbaren Angaben Schlüsse gezogen, soweit dies die Belastbarkeit der zugrundeliegenden Daten zulässt. Aufgrund der überwiegend unzureichenden Datenbasis zu den Kosten der Herstellung von Silizium, Wafern bzw. Zellen kann hierzu zum Stand der Berichterstellung keine Analyse vorgelegt werden.

Zur Bewertung des Verhältnisses von **Modulkosten** und -preisen liegen Daten für einzelne Unternehmen vor. Auf Basis der verfügbaren Angaben lassen sich in Verbindung mit den Daten der Unternehmensanalyse (vgl. Kapitel 2.4.2) trotzdem einige Schlüsse für andere Modulhersteller und den gesamten Modulmarkt ziehen.

Angaben zu den Vollkosten der Produktion von Modulen, also den gesamten Kosten der Modulproduktion einschließlich der Gemeinkosten wie Zinsen, F&E, Personal, Vertrieb, etc. liegen nicht vor. Sie lassen sich jedoch auf Basis von Unternehmensangaben abschätzen, indem zu den angegebenen direkten Modulproduktionskosten die auf die entsprechende Produktionsmenge bezogenen Gemeinkosten addiert werden. Da die Gemeinkosten für die vorliegende Auswertung (Abbildung 12) einheitlich auf die Modulmenge verteilt wurden, manche Unternehmen jedoch auch Vorprodukte (z.B. Wafer) verkaufen, kann es im Einzelnen zu leichten Überschätzungen kommen. Für die Kernaussage ist dies jedoch nicht ausschlaggebend. Insgesamt zeigt sich, dass die erzielten durchschnittlichen Verkaufspreise (ASP = average selling price) sehr nahe an den direkten Modulproduktionskosten liegen. Die Verkaufserlöse decken also mehr oder weniger gerade die variablen Produktionskosten ab. Im zweiten Quartal 2013 zeigt sich durch Kostensenkungen und insbesondere durch sich erholende Verkaufserlöse eine Annäherung von Vollkosten und Verkaufserlösen.



Quellen: [62], [63] und Quartalsberichte der Unternehmen

* OpEx und Zinsen pro Watt: eigene Berechnung auf Basis von Unternehmensangaben.

** Zu den angegebenen non-silicon costs wurden 0,12 $/W für die Beschaffung des Siliziums addiert.

Abbildung 12: Vergleich der erzielten Verkaufspreise (ASP: average selling price)mit Modulkosten und Gemeinkosten (Zinsen und Operating Expenses)ausgewählter Unternehmen für Q4 2012 bis Q2 2013

Während die Zinsausgaben nur leicht gesunken sind, lagen die Gemeinkosten der betrachteten Unternehmen in Q1/2 2013 durchweg niedriger als in Q4/12. Dies dürfte weniger auf tatsächlichen Gemeinkostensenkungen, sondern vielmehr auf bilanztechnische Sondereffekte zurückzuführen sein.

Die in Abbildung 12 gezeigten Kosten belegen die Unternehmensverluste, die im Rahmen der in Kapitel 2.4.2 durchgeführten Unternehmensanalyse ermittelt wurden. Angesichts der Verluste der deutschen produzierenden PV-Industrie kann gefolgert werden, dass die Erlössituation für heimische PV-Unternehmen mindestens ähnlich schwerwiegend ist und mit jedem verkauften Modul Verluste verbunden sind.

Der Blick auf zurückliegende Quartale zeigt, dass Anfang 2011 die Spannbreite zwischen den variablen Kosten (=reinen Modulproduktionskosten) und dem erzielten Verkaufspreis deutlich höher war. Der erzielbare Verkaufspreis (ASP) hat sich in den vergangenen zwei Jahren den reinen Modulproduktionskosten ohne Zins- und Gemeinkosten angeglichen (Abbildung 13). Zeitreihen sind nur für ausgewählte Unternehmen aus dem asiatischen Raum verfügbar, lassen allerdings durch die einheitliche Entwicklungstendenz Schlüsse auf den Gesamtmarkt zu.

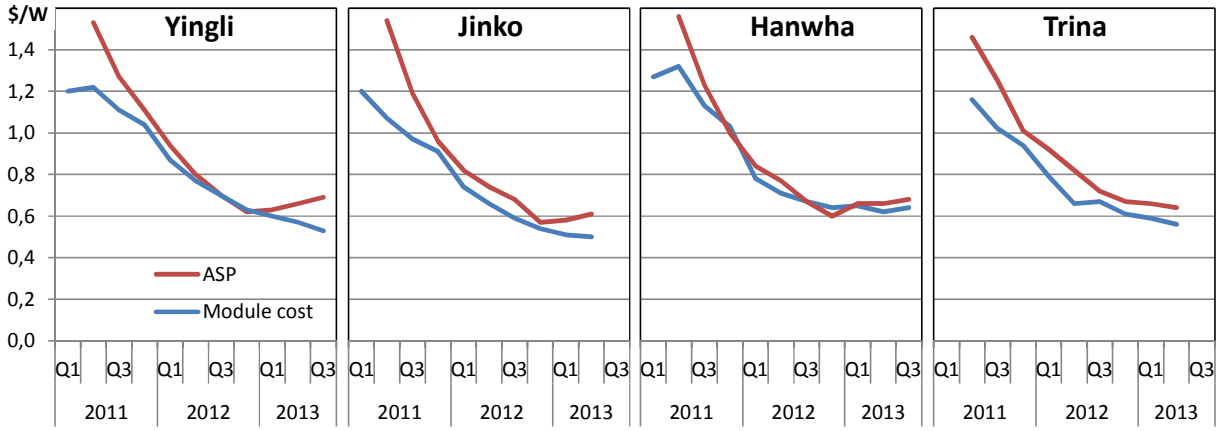


Abbildung 13: Entwicklung der variablen Kosten (reine Modulproduktionskosten ohne Zins- und Gemeinkosten) im Vergleich zum erzielten Verkaufspreis (ASP) für ausgewählte Unternehmen

Quelle: eigene Darstellung nach [63]

Nachdem sich ASP und die reinen Modulproduktionskosten bis Ende 2012 angenähert haben, wird beim Blick auf die Zahlen des Jahres 2013 eine Erholung der Verkaufspreise ersichtlich. Der ASP dürfte auch angesichts zunehmender weltweiter Nachfrage und Märkten mit hohen Vergütungssätzen (z.B. Japan) zunächst nicht weiter sinken, sondern – wie bei Yingli, Jinko und Hanwha ersichtlich – eher leicht ansteigen.

3.3 Referenzanlagen und Berechnungsparameter

3.3.1 Definition von Referenzanlagen und Berechnungsparametern

Als Referenzanlagen wurden **typische Systeme** definiert, anhand derer die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durchgeführt werden. Das Kleinanlagensegment wird durch eine 5 kW-Dachanlage repräsentiert, die auf einem Wohngebäude installiert ist. Die mittlere Dachanlage mit 30 kW steht für das Segment der Anlagen im Bereich Landwirtschaft, Kleingewerbe und

Mehrfamilienhäuser. Als Großanlagen wurden eine 500 kW-Dachanlage sowie eine 5 MW Freiflächenanlage definiert. Damit wird die heute aufgrund der Begrenzung auf maximal 10 MW deutlich kleinere mittlere Anlagengröße abgebildet.

Die beiden Dachanlagen mit 30 und 500 kW fallen in den Geltungsbereich des Marktintegrationsmodells, die vergütungsfähige Strommenge beträgt für diese Anlagen also nur 90 % der Jahresstrommenge. Da das Marktintegrationsmodell (vgl. auch Kapitel 3.8.1.4) für Neuanlagen im Geltungsbereich der PV-Novelle 2012 erst ab dem Betriebsjahr 2014 gilt, liegen noch keine Daten dazu vor. Es kann jedoch insbesondere für Anlagen in der Größenordnung von 30 kW davon ausgegangen werden, dass das Marktintegrationsmodell keine Wirkung entfaltet, da 10 % Eigenverbrauch i.d.R. realisiert werden können. Bei Anlagen in der Größenordnung von mehreren 100 kW, die mit der 500 kW-Referenzanlage abgebildet werden, kann dies nicht pauschal beurteilt werden. Auch hier dürfte jedoch der größte Teil der Anlagen 10 % über den Eigenverbrauch abdecken können.

3.3.2 Systempreise und deren Zusammensetzung

Die aktuellen Systempreise sowie deren Zusammensetzung zum Stand Ende 2013 (Dezember) werden nachfolgend für die Referenzanlagen dargestellt (Abbildung 14).

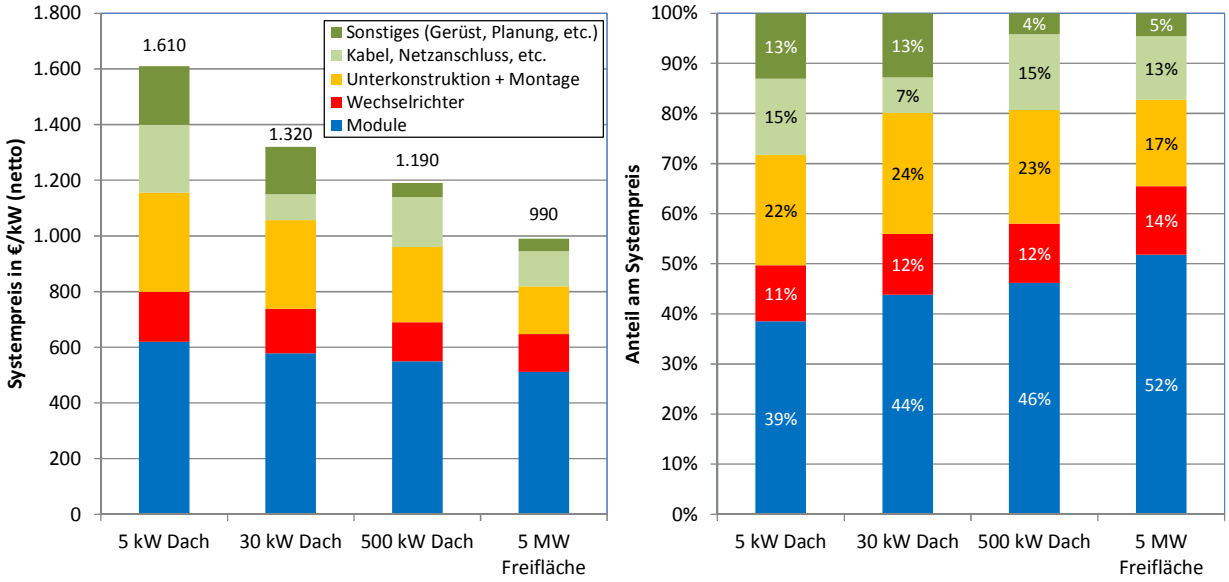


Abbildung 14: Zusammensetzung der Systempreise Ende 2013 für die Referenzanlagen in absoluten Werten (links) und anteilig nach Kostenbestandteilen (rechts)

Darüber hinaus verdeutlichen die vorliegenden Zahlen die Abhängigkeit der Kleinanlagen von Fixkosten für Netzanschluss, Verkabelung, Gerüst, Planung und Montage. Da diese Kosten zu einem hohen Teil personalkostenabhängig sind, kann zukünftig allenfalls von moderaten Preissenkungen ausgegangen werden (effizientere Arbeits-/Montageprozesse und weitere Standardisierung dürften weitgehend von steigenden Personalkosten kompensiert werden).

3.3.3 Finanzierungsstruktur und Zinsen

Die Skalierbarkeit der PV und die großen Spannbreiten von Anlagengrößen in Kombination mit unterschiedlichsten Investoren (von Haushalten bis zum institutionellen Anleger) machen die Finanzierungsstruktur sowie die damit verbundenen Kosten sehr heterogen.

Ein Indikator für die Fremdkapitalzinsen bieten die Kreditkonditionen der KfW. Zuletzt wurden rechnerisch rd. 40 % (2010) bzw. ein Drittel (2011) der Investitionen in PV-Anlagen in Deutschland über die KfW gefördert [64] (Evaluierungsergebnisse liegen für 2012 zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vor). Die genannten Anteile zeigen, dass der überwiegende Teil der PV-Anlagenbetreiber keine zinsgünstigen KfW-Kredite in Anspruch nimmt, folglich auf Darlehen anderer Banken zurückgreift bzw. vollständig ohne Fremdkapital investiert. Die gesunkenen Anlagenpreise versetzen insbesondere im Kleinanlagenbereich zukünftige Anlagenbetreiber in die Lage, deutlich höhere Eigenkapitalanteile aufzubringen, als noch vor zwei Jahren. Die Auswertung der Befragungsdaten zeigt im Vergleich zu den entsprechenden Auswertungen, die zuletzt für das Jahr 2011 durchgeführt wurden, eine Tendenz hin zu mehr Projekten, die ohne Fremdkapitalaufnahme vollständig mit Eigenkapital durchgeführt werden (Abbildung 21).

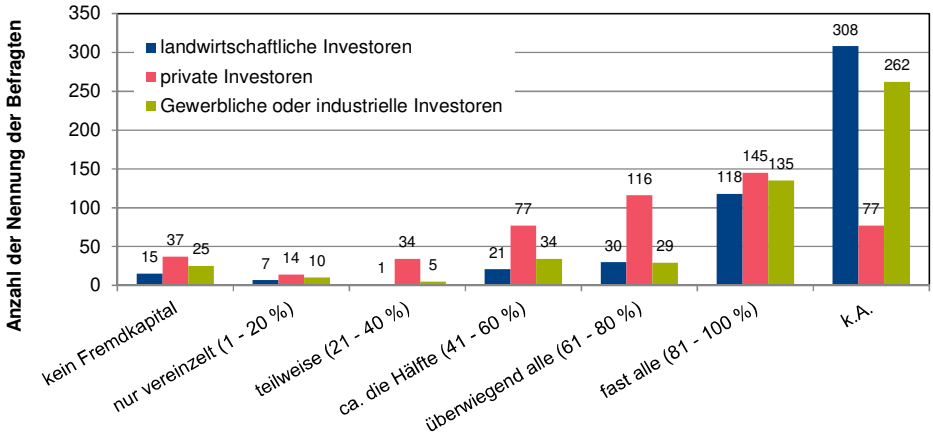


Abbildung 15: Befragungsergebnisse zur Fremdkapitalaufnahme von Investorengruppen

Bei Großprojekten wird üblicherweise über die Aufnahme von günstigem Fremdkapital die Eigenkapitalrendite „gehebelt“. Demnach bewegt sich der übliche Fremdkapitalanteil in einer Größenordnung von über 70 %. Für die vorliegenden Wirtschaftlichkeitsrechnungen wird für die Großprojekte mit 500 kW bzw. 5 MW von einem Fremdkapitalanteil von 75 % ausgegangen. Für die Großanlagen wurde von tendenziell leicht höheren Fremdkapitalzinsen ausgegangen, weil entweder eine Anschlussfinanzierung zu höheren Zinsen nach Ablauf der Zinsbindungsfrist erforderlich ist oder eine langfristige, aber teurere Zinsbindung vorhanden ist. Als Eigenkapitalrendite wurde für Großanlagen 8 % angesetzt, was eher am unteren Ende der Erwartungen von Investoren liegt.

Im Vergleich zum ersten Halbjahr 2013 haben sich die Zinsen zum Jahresende 2013 leicht erhöht. Die Zinskonditionen im KfW-Programm Erneuerbare Energien (Standard) haben sich für die Photovoltaik je nach Preisklasse und Zinsbindungsfrist um 0,1 bis 0,25 Prozentpunkte erhöht (bezogen auf die relevanten Preisklassen A bis C). Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen im vorliegenden Bericht wird im Durchschnitt von einer Zinserhöhung von 0,15 Prozentpunkten gegenüber dem ersten Halbjahr ausgegangen. Das für die Referenzanlagen angesetzte Fremdkapitalzinsniveau liegt damit im Bereich von 3 %. Die Eigenkapitalverzinsung wurde gegenüber dem Vorgängerbericht konstant gehalten.

Tabelle 4: Angesetzte Eigen- und Fremdkapitalanteile sowie Eigen- und Fremdkapitalzinsen für die Referenzanlagen

	5 kW Dach	30 kW Dach	500 kW Dach	5 MW Freifläche
Eigenkapitalanteil	40%	35%	25%	25%
Eigenkapitalverzinsung	6,50%	7,0%	8,0%	8,0%
Fremdkapitalanteil	60%	65%	75%	75%
Fremdkapitalverzinsung	2,85%	2,95%	3,15%	3,15%
Kalkulatorischer Mischzins	4,31%	4,37%	4,36%	4,36%

Die resultierenden kalkulatorischen Mischzinsen liegen im Bereich von 4,3 bis 4,4 %. Im Vergleich zu den Berechnungen im Vorgängerbericht [65] mit einem einheitlichen Mischzins von 5 % spiegelt sich hier das derzeit niedrigere Fremdkapitalniveau wider.

3.3.4 Stromerträge und weitere Eingangsparameter

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung geht von einer kalkulatorischen **Nutzungsdauer** von einheitlich 20 Jahren aus. Der Restwert der Anlage nach 20 Jahren Nutzungsdauer wird mit Null angesetzt[4].

Für die Referenzanlagen werden unterschiedlich hohe **spezifische Stromerträge** angesetzt (Tabelle 9). Für die große Dachanlage mit 500 kW wird ein höherer Ertrag angesetzt, da davon ausgegangen wird, dass die Module in der Regel auf einem Flachdach aufgeständert werden. Freiflächenanlagen sind in der Regel optimal ausgerichtet und darüber hinaus besser hinsichtlich der gegenseitigen Verschattung der Modulreihen optimiert, weshalb für diesen Anlagentyp von den höchsten spezifischen Erträgen ausgegangen wird.

Tabelle 5: Angesetzte spezifische Stromerträge im ersten Betriebsjahr sowie jährliche Leistungsminderung (Degradation)

	5 kW Dach	30 kW Dach	500 kW Dach	5 MW Freifläche
Stromertrag im ersten Betriebsjahr [kWh/kWp]	935	935	950	985
Degradation [% p.a.]	0,4	0,4	0,4	0,4

Die Leistung von Photovoltaikanlagen nimmt aufgrund von Alterungseffekten ab. Diese sogenannte **Degradation** ist für die verschiedenen Modultechnologien unterschiedlich hoch. Auf Basis von Untersuchungen des NREL [66] wird für die vorliegenden Berechnungen eine Degradation von 0,4 % pro Jahr angesetzt.

Die **Kosten für den laufenden Anlagenbetrieb** (Wartung und Instandhaltung, Versicherungen, Verwaltung, Pacht, etc.) werden einheitlich mit jährlich 1,5 % der Investitionssumme angesetzt. Zusätzlich wird eine Preissteigerung (Inflationsrate) von 2 % p.a. berücksichtigt.

Zur Ermittlung der **Erlöse**, die aus der durch **Eigenverbrauch** erzielten Verringerung des Strombezugs resultieren, wurde im Jahresdurchschnitt 2013 für Kleinanlagen im Haushaltsbereich von einem Arbeitspreis von 23,7 ct/kWh (netto) ausgegangen. Für Anlagen im Gewerbe

[4] Es wird davon ausgegangen, dass sich die Erlöse aus einem möglichen Weiterbetrieb der Anlage mit den dafür anfallenden Kosten (z.B. ist i.d.R. davon auszugehen, dass der Wechselrichter ersetzt werden muss) sowie den Kosten für Abbau und Entsorgung aufheben.

wurde der substituierte Netto-Arbeitspreis mit einer Spannbreite von 18,2 bis 22,2 ct/kWh angesetzt, für die Industrie wurde von 15,2 ct/kWh ausgegangen. In diesem Zusammenhang wird auf Kapitel A.3.3.3.3 im Anhang verwiesen, das auf die regional unterschiedlichen Preise in Kombination mit unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen eingeht. Gegenüber dem ersten Berichtsentwurf wurden die Strombezugspreise für die Wirtschaftlichkeitsberechnung zum Ende des Jahres 2013 leicht angehoben. Die entsprechenden Werte sind in Kapitel 3.4 angeführt.

Als Preissteigerung wurden ausgehend vom Haushaltssegment durchschnittlich 2,3 % p.a. angesetzt[5]. Die Strompreissteigerungen in den vergangenen Jahren sind zu einem großen Teil der EEG-Umlage zuzurechnen, die im Jahr 2013 rund 5,3 ct/kWh netto erreicht hat. Die hier gewählte und auf den ersten Blick moderat erscheinende Strompreissteigerung berücksichtigt, dass ausgehend vom existierenden EEG-Umlagesockel nur noch vergleichsweise geringe Steigerungen in den kommenden Jahren zu erwarten sind (vgl. dazu auch Kapitel 3.5 zu den EEG-Differenzkosten für die Photovoltaik). Die auch auf Gewerbe und Industrie übertragene Preissteigerung dürfte dazu führen, dass für diese Nutzungsbereiche die Erlöse aus den vermiedenen Strombezugskosten im Vergleich zu Haushalten eher überschätzt werden.

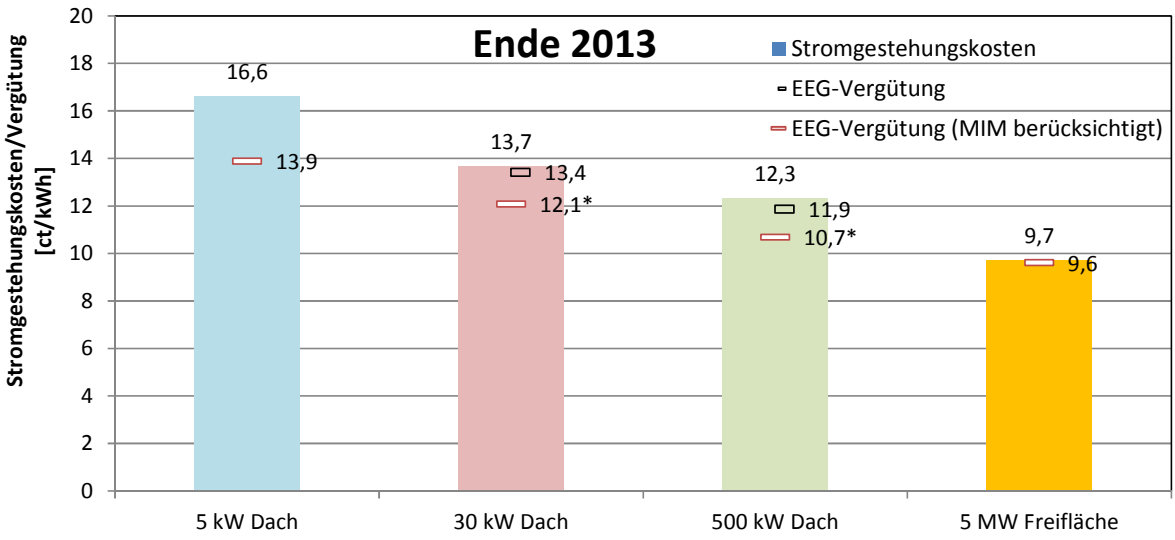
Neben der allgemeinen **Unsicherheit** über die zukünftige Entwicklung der anzulegenden **Strompreise** herrscht aus heutiger Sicht Unklarheit darüber, ob und in welcher Höhe Stromkunden, die PV-Eigenverbrauch nutzen, über veränderte **Tarifstrukturen** zukünftig mit deutlich weniger eingesparten Stromkosten zu rechnen haben (Behandlung als Sondervertragskunde). Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist die Belastung eigenverbrauchten Stroms mit **Umlagen**, wie dies zuletzt im Zusammenhang mit der Strompreisbremse diskutiert wurde.

3.4 Stromgestehungskosten, Erlöse und Wirtschaftlichkeitsbewertung Ende 2013

Die Berechnung der Stromgestehungskosten sowie die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden mittels des für alle EEG-Sparten einheitlichen Analyserasters durchgeführt. Auf eine Beschreibung des Modells wird an dieser Stelle verzichtet und auf die Ausführungen im koordinierenden Vorhaben I verwiesen.

Mit den in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten Parametern wurden die Stromgestehungskosten für Ende des Jahres 2013 (Dezember 2013) in Betrieb gehende Anlagen berechnet und den jeweils zu erwartenden Vergütungssätzen gegenübergestellt. Die Referenzanlagen mit 30 und 500 kW fallen in den Geltungsbereich des Marktintegrationsmodells und sind damit nur zu 90 % vergütungsfähig. Dies wurde in der Darstellung entsprechend berücksichtigt.

[5] Die Einschätzung der Strompreissteigerung ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Es wird hier davon ausgegangen, dass ausgehend von einem Brutto-Haushaltsstrompreis 2013 von 28,5 ct/kWh bis 2020 34,4 ct/kWh und bis 2030 von rund 39,3 ct/kWh erreicht wird (alle Angaben nominal). Diese Entwicklung soll mit der gewählten Strompreissteigerungsrate von 2,3 % abgebildet werden.



* Die Anlagen fallen unter das Marktintegrationsmodell, deshalb wurde ein Vergütungsanteil von 90% angesetzt.

Abbildung 16: Stromgestehungskosten und Vergütungssätze für im Dezember 2013 in Betrieb gehende PV-Anlagen

eigene Berechnungen

Das Verhältnis von Stromgestehungskosten und EE-Vergütungssätzen für die **Dachanlagen** (5, 30 und 500 kW) zeigt, dass die **Vergütungssätze alleine nicht zum wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ausreichen**. Dies trifft insbesondere auf die kleine Dachanlage mit 5 kW zu, aber auch für die in den Geltungsbereich des Marktintegrationsmodell fallenden 30 und 500 kW-Anlagen, da diese Anlagen zu maximal 90 % der Strommenge vergütungsfähig sind. Für die übrigen 10 % wird i.d.R. der Eigenverbrauch genutzt (s.u.).

Der Strom von heute neu in Betrieb genommenen PV-Dachanlagen wird i.d.R. nicht vollständig eingespeist, sondern zu einem Teil selbst verbraucht. Zusätzlich zu den EEG-Erlösen des eingespeisten Stroms sind somit die vermiedenen Strombezugskosten als Erlöse anzusetzen. Da sich Stromgestehungskosten, EEG-Vergütungszahlungen und vermiedener Strombezug auf unterschiedlich große Strommengen beziehen, ist ein direkter Vergleich in ct/kWh nicht transparent darstellbar. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Wirtschaftlichkeit der Anlagen anhand der prozentualen Abdeckung der Stromgestehungskosten durch EEG-Vergütung und vermiedenen Strombezug analysiert. Für die 5 MW Freiflächenanlage kann davon ausgegangen werden, dass 100 % der PV-Stromerzeugung eingespeist werden, da i.d.R. keine Eigenverbrauchsmöglichkeiten bestehen. In diesem Fall ist ein direkter Vergleich von Einspeisevergütung und Stromgestehungskosten zulässig.

Für die Anlagen, die in den Geltungsbereich des Marktintegrationsmodells fallen, wird als eine der betrachteten Varianten der Marktwert für 10 % der PV-Stromerzeugung angesetzt. Der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichte Marktwert [67] lag Anfang 2013 noch bei 4,8 ct/kWh, ist jedoch bis Juni 2013 auf rd. 2,8 ct/kWh gesunken, um im September wieder auf knapp 4,4 ct/kWh anzusteigen. Ausgehend davon und unter Berücksichtigung des zukünftigen Marktwertfaktors der PV (vgl. Kapitel 3.11 sowie Anhang A.3.2) sowie mittel- bis langfristig sich erholender Großhandelspreise wurde ein konstanter Marktwert von 4 ct/kWh angesetzt. Die für die verschiedenen Referenzanlagen angesetzten Erlöse sind zusammenfassend in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 6: Angesetzte Erlöse für die Referenzanlagen, Dezember 2013 (alle Angaben ohne MwSt.)

	5 kW Dach	30 kW Dach	500 kW Dach	5 MW Freifläche
EEG-Vergütung Juli 2013 [ct/kWh]	13,88	13,41	11,87	9,61
Verbrauchssegment	Haushalt	Gewerbe	Industrie	-
Vermiedener Arbeitspreis 2013 [ct/kWh]	23,7	18,2 22,2	15,2	-
Strompreissteigerung [% p.a.]	2,3	2,3	2,3	-
Marktintegrationsmodell Marktwert [ct/kWh]	-	4,0 konstant	4,0 konstant	-

Die Strompreissteigerung von 2,3 % (vgl. Kapitel 3.3.4) wurde ausgehend von den Haushaltsstrompreisen auf die Bereiche Gewerbe und Industrie übertragen, womit die Erlöse aus dem Eigenverbrauch für Gewerbe und Industrie eher überschätzt werden dürften.

Die im Folgenden genannten Eigenverbrauchsanteile bezeichnen den Anteil des PV-Stroms, der vor Ort selbst verbraucht wird. Auf Basis der oben erläuterten Parameter wird die Wirtschaftlichkeit für unterschiedlich große Anlagen in den jeweiligen Verbrauchssegmenten berechnet. Es wird jeweils dargestellt, welchen Anteil die Erlöse aus der Einspeisung (EEG-Vergütung) bzw. die vermiedenen Strombezugskosten (Eigenverbrauch) zu Deckung der Stromgestehungskosten beitragen. Die Stromgestehungskosten beinhalten bereits die Kapitalkosten, also sowohl die Kosten für Fremdkapital, als auch die Eigenkapitalrendite (vgl. Tabelle 4, Kapitel 3.3.3). Die über 100 % hinausgehende Abdeckung der Stromgestehungskosten erhöht somit die Rendite für den Anlagenbetreiber.

Die Wirtschaftlichkeit von Kleinanlagen hat sich gegenüber Mitte 2013 leicht verschlechtert. Nach wie vor ist jedoch mit einem i.d.R. ohne weiteres zu realisierenden Eigenverbrauchsanteil von mindestens 20 % ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich (vgl. Abbildung 17).

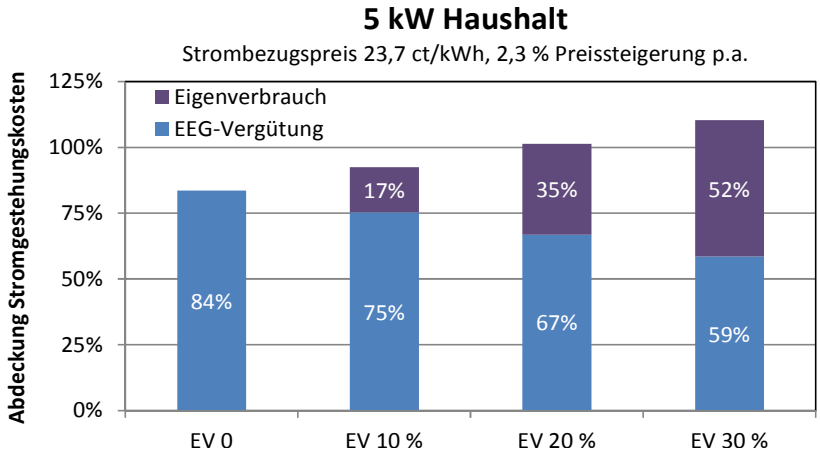


Abbildung 17: Wirtschaftlichkeit einer 5 kW-Neuanlage (Haushalt) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch (Inbetriebnahme Dezember 2013)

Anlagen ab 10 kW fallen unter das Marktintegrationsmodell, müssen also ab 2014 mindestens 10 % der Jahresstromerzeugung entweder verkaufen, selbst verbrauchen oder zum Marktwert einspeisen. In der Regel kann problemlos ein Eigenverbrauch in Höhe von 10 % erreicht werden, womit unter den angesetzten Rahmenbedingungen und Berechnungsparameter ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb realisiert werden kann (Abbildung 18).

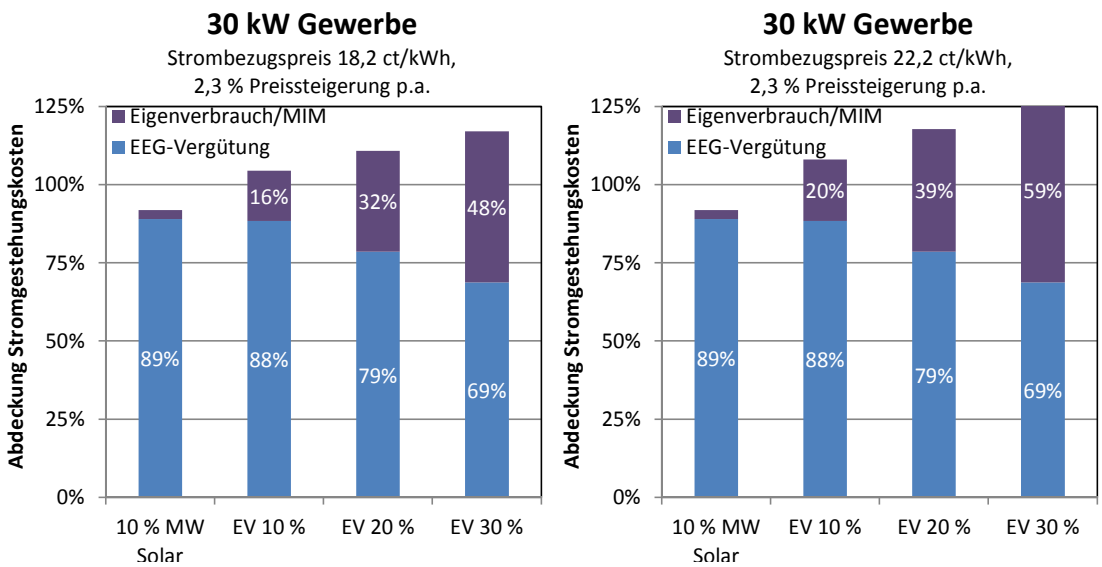


Abbildung 18: Wirtschaftlichkeit einer 30 kW-Neuanlage (Gewerbe) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis (Inbetriebnahme Dezember 2013)

Steigende Eigenverbrauchseinteile erhöhen die Wirtschaftlichkeit und damit auch die Attraktivität von größeren Anlagen in Nutzungsbereich mit gegenüber der Einspeisevergütung hohen Strompreisen. Die Analyse des deutschen PV-Markts 2013 hat jedoch gezeigt (vgl. Kapitel 2.1), dass trotz der weiterhin attraktiven Eigenverbrauchsmöglichkeiten kein Wachstum, sondern vielmehr ein Marktrückgang in diesem Anlagensegment zu beobachten war. Ursächlich dafür dürfte einerseits die öffentliche Diskussion über die Belastung des Eigenverbrauchs mit Netzentgelten bzw. EEG-Umlage sein. Andererseits bestehen im Gewerbebereich weitere Hemmnisse hinsichtlich PV-Eigenverbrauch, beispielsweise durch die Unsicherheit über die eigene Stromverbrauchs- und Strompreisentwicklung oder die bestehenden Eigentumsverhältnisse (z.B. wenn bei Supermärkten der Gebäudeeigentümer bzw. der Strombezieher nicht dieselbe juristische Person ist).

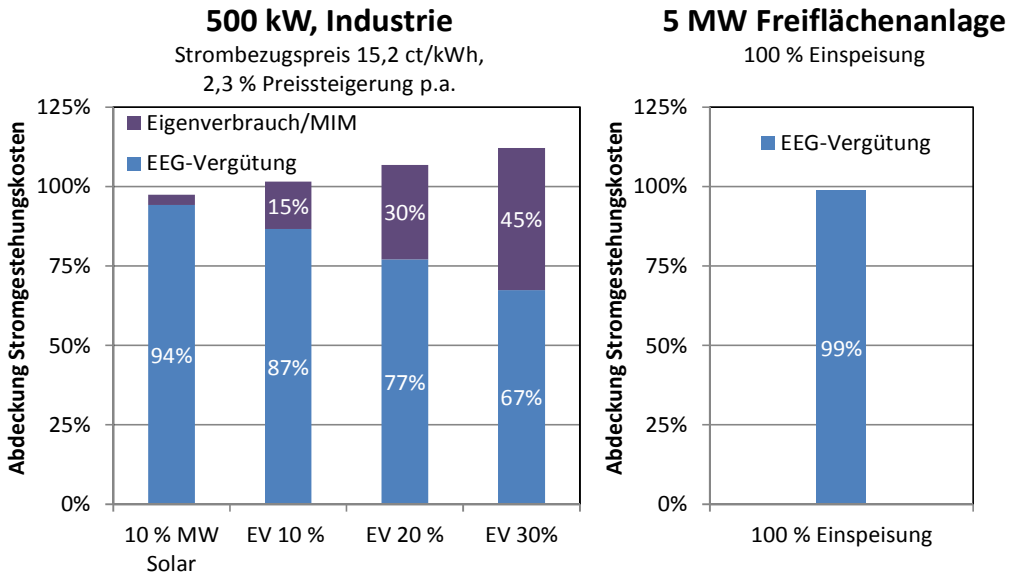


Abbildung 19: Wirtschaftlichkeit einer 500 kW-Neuanlage (Industrie) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis (links) sowie Wirtschaftlichkeit einer neuen 5 MW-Freiflächenanlage (rechts); (Inbetriebnahme Dezember 2013)

Große PV-Anlagen auf Industriebetrieben erzeugen einerseits Strom mit geringen Stromgestehungskosten (ca. 12 ct/kWh). Dabei werden Eigenverbrauchsanteile von 10 % i.d.R. erreicht, womit das Marktintegrationsmodell keine Wirkung zeigt (vgl. Kapitel 3.8.1.4). Andererseits erlauben die geringen Strombezugspreise der Industrie selbst mit höheren Eigenverbrauchsanteilen eine nur unwesentlich bessere Wirtschaftlichkeit. Die Wirtschaftlichkeit von Freiflächenanlagen, die vollständig auf die Einspeisung angewiesen sind, ist Ende 2013 i.d.R. nicht mehr gegeben (Abbildung 19).

Schlussfolgerungen zur Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen Ende 2013

Die Analyse der Referenzanlagen zum Stand Ende 2013 zeigt, dass alle Neuanlagen, für die **Eigenverbrauch** in Höhe von mindestens 20 % (Haushalte) bzw. 10 % (Gewerbe, Industrie) der PV-Strommenge realisiert werden kann, wirtschaftlich darstellbar sind. Dies gilt jedoch nur, sofern die **Rahmenbedingungen für den Eigenverbrauch unverändert** bleiben (zu den Auswirkungen einer Belastung des Eigenverbrauchs vgl. das folgende Zwischenkapitel). Anlagen im Gewerbe profitieren am meisten durch die Spreizung von Stromgestehungskosten/Vergütung zum Strombezugspreis, gerade in diesem Verbrauchssegment liegen jedoch große Spannbreiten vor (vgl. Kapitel A.3.3.3.3 im Anhang). PV-Anlagen in der Industrie profitieren durch geringe Strombezugspreise vergleichsweise wenig vom Eigenverbrauch.

Das weiterhin starke Absinken der Vergütungssätze verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen zunehmend und kann nur noch eingeschränkt durch Strompreissteigerungen kompensiert werden. Darüber hinaus ist der Preisverfall von Modulen gestoppt; zukünftig ist allenfalls von moderaten Preissenkungen auszugehen (vgl. Kapitel 3.1). Es wird deshalb in Kapitel 3.6 vor dem Hintergrund eines möglichen Markteinbruchs und deshalb erforderlicher Anpassungsmaßnahmen untersucht, wie sich eine Verminderung der Basisdegression auf die Förderkosten auswirken würde.

Neue **Freiflächenanlagen** unterschreiten Ende 2013 knapp die Wirtschaftlichkeitsschwelle. Die weiterhin deutlich absinkenden Vergütungssätze bedeuten im Zusammenspiel mit stagnierenden Modul-/Systempreisen und i.d.R. nicht vorhandenen Eigenverbrauchsmöglichkeiten, dass Investitionen in neue FFA zunehmend unattraktiv werden. Für das Jahr 2014 ist deshalb mit einem weiteren deutlichen Rückgang der Neuinstallationen im Freiflächensegment zu rechnen (Freiflächenzubau 2012: 2,9 GW; 2013: voraussichtlich max. 1 GW).

Obwohl PV-Freiflächenanlagen mittlerweile zu einer der günstigsten EE-Stromerzeugungsoptionen zählen, besteht die Gefahr eines Zusammenbruchs dieses Marktsegments. Um weiterhin von den günstigen Stromgestehungskosten von Freiflächenanlagen zu profitieren und dem wettbewerblichen Grundgedanken Rechnung zu tragen wird vorgeschlagen, Freiflächenanlagen zeitnah in ein **ausschreibungsbasiertes Fördermodell** zu überführen. Derzeit ist jedoch davon auszugehen, dass der Zubau von Freiflächenanlagen bis zur Einführung eines solchen neuen Fördermechanismus ausgehend von maximal 1 GW Zubau 2013 weiterhin rückläufig ist. Vorstellbar wäre, dass bis zum Inkrafttreten der Ausschreibungen die Förderung von Freiflächenanlagen aus dem atmenden Deckel ausgegliedert wird und der Fördersatz eingefroren bzw. um eine geringere Basisdegression als derzeit vorgesehen abgesenkt wird. Die Auswirkungen der entsprechend geringeren Bezugsgröße im atmenden Deckel sind dabei zu berücksichtigen.

Auswirkungen einer Belastung des Eigenverbrauchs

Derzeit stehen Vorschläge im Raum, Strom aus Eigenerzeugungsanlagen mit der EEG-Umlage und/oder Netzentgelten zu belegen. Eine Festlegung im Rahmen einer gesetzlichen Regelung steht jedoch noch aus. Im Folgenden werden in einer ersten Abschätzung die Auswirkungen untersucht, indem in Abhängigkeit vom Eigenverbrauchsanteil ermittelt wird, um wie viele ct/kWh der EEG-Vergütungssatz erhöht werden müsste, wenn sich der Wert des substituierten Strombezugs um definierte Werte verringert (die absolute Höhe des eingesparten Strompreises ist für die vorliegende Berechnung nicht relevant).

Grundlage der Berechnung waren die auf den vorangegangenen Seiten beschriebenen Referenzanlagen unterschiedlicher Größe (vgl. Kapitel 3.3.1) sowie die jeweiligen Berechnungsparameter und die Strompreissteigerungsrate von 2,3 % p.a.. Für definierte Eigenverbrauchsanteile einzelner Anlagen mit einer Inbetriebnahme Anfang 2014 wurde ermittelt, wie hoch bei einer Belastung des Eigenverbrauchs die Vergütung sein müsste, um die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen auf konstantem Niveau zu halten. Anlagen mit höheren Eigenverbrauchsanteilen erreichen grundsätzlich eine bessere Wirtschaftlichkeit, so dass hier eine Belastung des Eigenverbrauchs eine geringere Vergütungsanhebung erfordern würde. Dies wurde hier jedoch nicht untersucht.

Im Ergebnis zeigt sich für einen festen Eigenverbrauchsanteil ein linearer Zusammenhang zwischen der Belastung des Eigenverbrauchs und der erforderlichen Vergütungsanhebung (Abbildung 20). Für Anlagen mit einem durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteil von ca. 30 %[6] wäre bei einer Belastung des Eigenverbrauchs um 6 ct/kWh eine Anhebung der Vergütungssätze um 2,6 ct/kWh erforderlich, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen konstant zu halten.

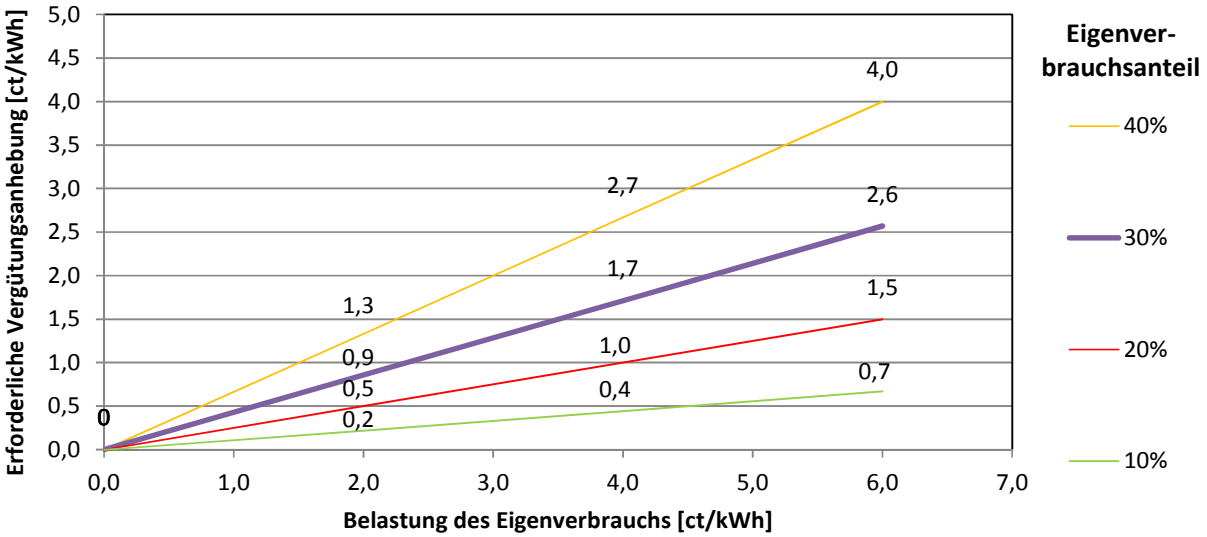


Abbildung 20: Abschätzung der erforderlichen Vergütungserhöhung für definierte Eigenverbrauchsanteile in Abhängigkeit von der Höhe der Eigenverbrauchsbelastung (Strompreissteigerung 2,3 % p.a.); Inbetriebnahme Anfang 2014

Die obigen Ergebnisse sind weitgehend unabhängig von den Systempreisen sowie der absoluten Höhe von Vergütung bzw. substituiertem Strompreis, da angesetzt wurde, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen (unabhängig von der Rendite im Einzelnen) konstant bleiben soll.

[6] Die EEG-Mittelfristprognose geht für Anlagen bis 40 kW von einem Eigenverbrauchsanteil von 27 %, für Anlagen zwischen 40 und 1.000 kW von 38 % aus [78].

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist weiterhin zu berücksichtigen, dass die Belastung des Eigenverbrauchs über die gesamte Dauer des EEG-Vergütungszeitraumes als konstanter Wert (x ct/kWh) vom jährlich steigenden Strombezugspreis abgezogen wurde. Abhängig von der konkreten Ausgestaltung einer Einbeziehung des Eigenverbrauchs in die EEG- oder Netzentgeltpflicht wird zu untersuchen sein, wie sich die Parameter im Zeitverlauf auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen auswirken. Beispielsweise ist davon auszugehen, dass die EEG-Umlage mittelfristig wieder deutlich absinkt, sobald Anlagen das Ende der Förderdauer erreicht haben. Für die Netzentgelte ist dagegen eher davon auszugehen, dass diese perspektivisch steigen werden. Beides wirkt sich unterschiedlich stark auf die Wirtschaftlichkeit von Eigenerzeugungsanlagen aus, wenn diese mit der EEG-Umlage bzw. Netzentgelten belastet werden sollten.

Aus Systemsicht spricht für eine Belastung des Eigenverbrauchs – unter der Voraussetzung entsprechender Vergütungserhöhungen –, dass die einzelwirtschaftliche Anlagenauslegung und Rendite weniger stark vom Eigenverbrauch, sondern wieder stärker von der Vergütung abhängt und mit höherer Sicherheit hinsichtlich des Kapitalrückflusses einhergeht. Darüber würden Anlagen weniger stark eigenverbrauchsoptimiert dimensioniert, was eine bessere Ausnutzung von Dachflächen ergeben könnte. Insgesamt darf jedoch keine Eigenverbrauchsbelastung ohne eine entsprechende Vergütungserhöhung erfolgen, da sonst der Anlagenzubau weitgehend zum Erliegen zu kommen droht. Aufbauend auf der vorliegenden ersten Abschätzung sind – abhängig von der weiteren Diskussion und Konkretisierung einer etwaigen Belastung – weitere und detailliertere Berechnungen vorzunehmen.

3.5 Entwicklung der Förderkosten (EEG-Differenzkosten)

Mit insgesamt 28,5 GW erfolgte ein Großteil des PV-Zubaus in den Jahren 2008 bis 2012. Bis Ende März 2012 (bzw. im Rahmen der Übergangsregelungen der PV-Novelle auch darüber hinaus) fiel der Zubau in Zeiten hoher Vergütungssätze an. Ein überwiegender Teil der Förderkosten entfällt auf diese Jahre. Im Folgenden wird diese Entwicklung rückblickend analysiert und ein vor dem Hintergrund der heute geringen Vergütungssätze ein Ausblick auf die zukünftig nur noch geringen Kosten der zukünftigen PV-Förderung im Rahmen des EEG abgegeben.

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der mittleren Neuanlagen- und Bestandvergütung für PV-Anlagen. Ausgehend von einer gewichteten Neuanlagenvergütung von rund 45 ct/kWh im Jahr 2008 wurde die Neuanlagenvergütung im Zuge mehrerer Vergütungsabsenkungen drastisch abgesenkt, so dass für das laufende Jahr 2013 von einer gewichteten Neuanlagenvergütung von lediglich 12 ct/kWh auszugehen ist. Wird der atmende Deckel für das Szenario „Zubaukorridor“ (vgl. Anhang A.2.2) unverändert fortgeschrieben, wird sich die gewichtete Neuanlagenvergütung für den Inbetriebnahmejahrgang 2018 gegenüber 2013 halbieren.

Das rapide Absinken der Neuanlagenvergütung wirkt sich mindernd auf die rechnerischen Durchschnittsvergütungen des Anlagenbestandes aus.

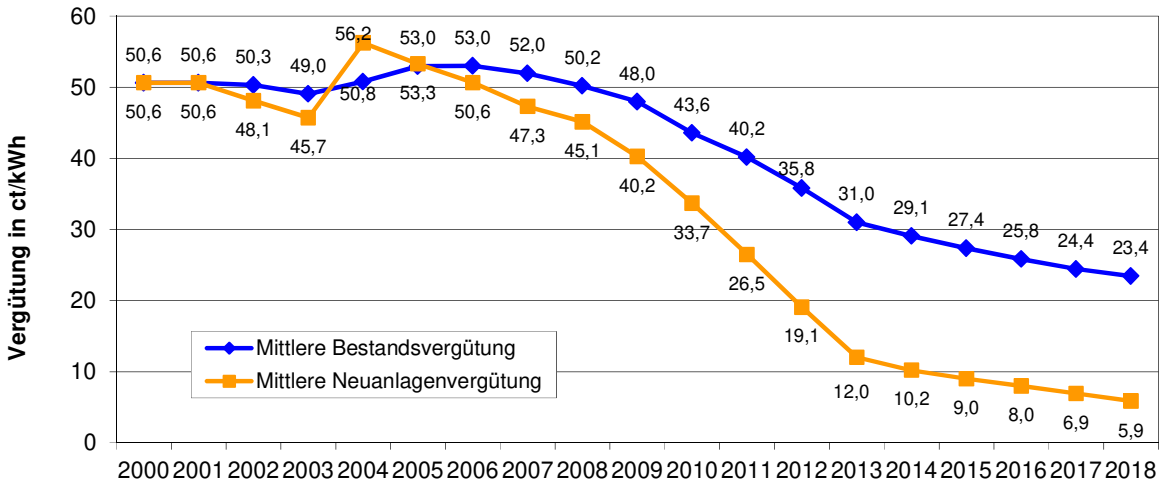


Abbildung 21: Bisherige Entwicklung der gewichteten PV-Neuanlagen- und Bestandsvergütung sowie Abschätzung der möglichen Entwicklung von 2013 bis 2018 im Szenario „Zubaukorridor“

Quelle: KodEEG-Berechungen ZSW, EEG-Jahresabrechnungen

Absolut betrachtet steigen die jährlichen Vergütungszahlungen ab dem Jahr 2014 nur noch in geringem Umfang an: ausgehend von 9,8 Mrd. €/a in 2013 ist bis 2020 von einem Anstieg auf 11,3 Mrd. € auszugehen. Davon entfallen alleine 7 Mrd. €/a auf den Zubau der Jahre 2009 bis 2012 (Abbildung 22).

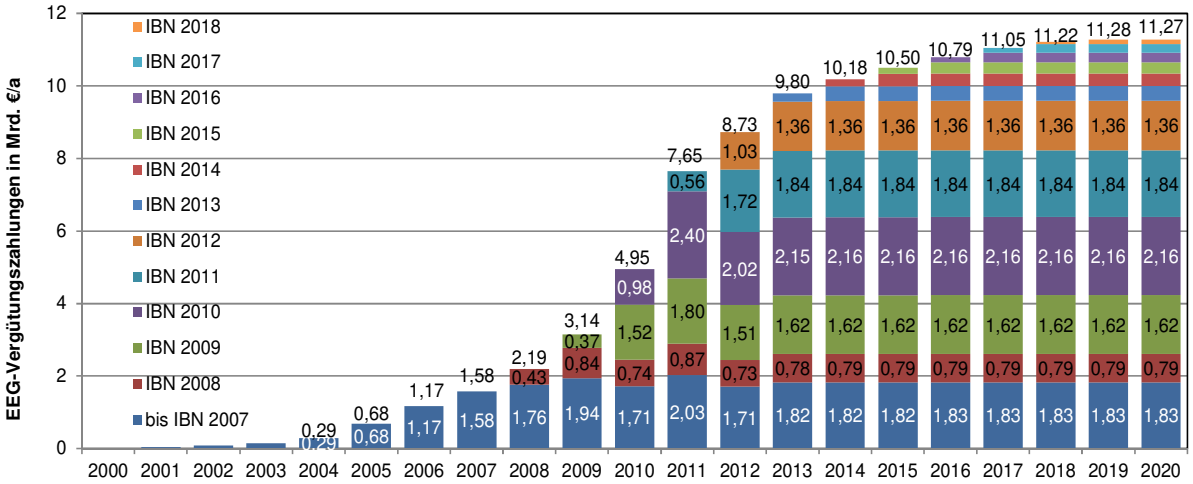


Abbildung 22: Entwicklung der nominalen EEG-Vergütungszahlungen für PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahren[7] (IBN) im Szenario „Zubaukorridor“

Quelle: KodEEG-Berechungen ZSW

Einen qualitativ ähnlichen Verlauf weisen die EEG-Differenzkosten der PV-Anlagen bis 2020 auf. Diese setzen sich zusammen aus den in Abbildung 22 dargestellten Vergütungszahlungen abzüglich des Vermarktungserlöses (Annahmen: Börsenpreis 40 €/MWh in 2013, Inflationsrate 2 %, linear absinkende Marktwertfaktoren von heute 1 auf 0,8 in 2020).

[7] Die Vergütungszahlungen sind in der EEG-Jahresabrechnung nicht nach Inbetriebnahmejahren aufgeteilt. Durch die im Modell KodEEG erfolgte rechnerische Aufteilung ergeben sich in den Jahressummen geringe Abweichungen zu den EEG-Jahresabrechnungen.

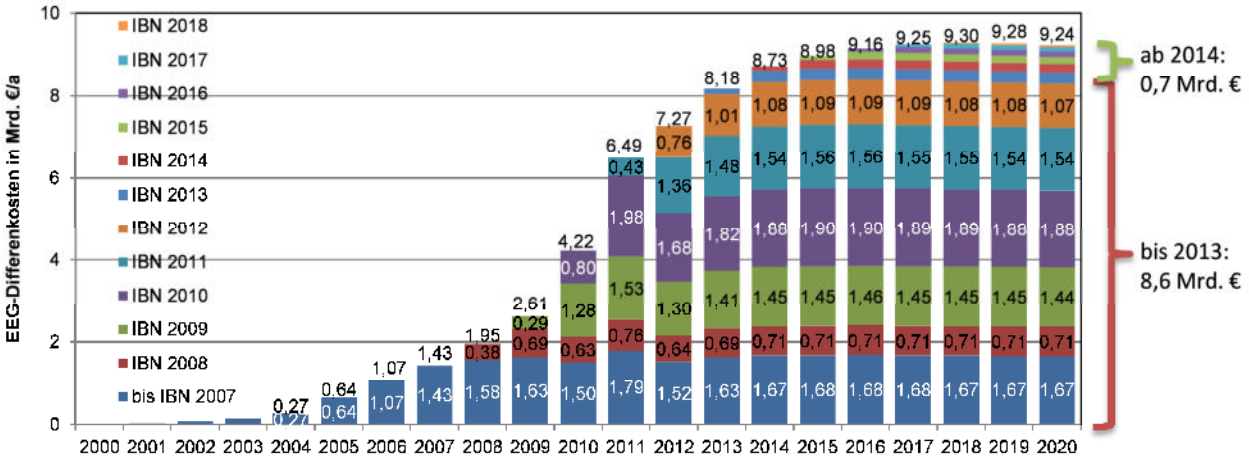


Abbildung 23: Entwicklung der nominalen EEG-Differenzkosten für PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahren (IBN) im Szenario „Zubaukorridor“

Quelle: KodEEG-Berechungen ZSW

Ab dem Zubaujahr 2013 ist ein deutliches Abflachen der jährlichen Differenzkosten zu erkennen. Insgesamt sind für die kommenden Zubaujahrgänge ab 2014 (insgesamt rd. 16 GW Zubau bis zum Erreichen von 52 GW) zusätzliche Differenzkosten von max. rund 0,7 Mrd. €/a zu erwarten. Die jährlichen Differenzkosten der Zubaujahrgänge bis einschließlich 2013 summieren sich auf 8,6 Mrd. €/a. Unter der Voraussetzung, dass Bestandsschutz gilt, kann durch etwaige Änderungen an der zukünftigen PV-Vergütung ab 2014 lediglich ein Anteil in der Größenordnung von knapp 10 % der Differenzkosten geändert werden. Dem gegenüber steht eine Erhöhung der PV-Leistung bzw. -Stromerzeugung in der Größenordnung von über 40 %.

Eine Erhöhung der PV-Differenzkosten entlang des in Abbildung 23 dargestellten Verlaufs würde sich bei einem nicht privilegierten Letztverbrauch von rd. 380 TWh/a in einer Erhöhung der EEG-Umlage ab 2014 von weniger als 0,2 ct/kWh niederschlagen (Umlage 2013: 5,3 ct/kWh, 2014: 6,24 ct/kWh).

3.6 Analyse der Auswirkungen des atmenden Deckels auf die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen

In den folgenden beiden Kapiteln wird untersucht, wie sich in Abhängigkeit von Zubauszenarien die Vergütungssätze für PV-Anlagen in den kommenden Jahren voraussichtlich entwickeln werden. Dies führt im Zusammenspiel mit stagnierenden Systempreisen voraussichtlich zu zunehmend geringeren Investitionsanreizen in Neuanlagen. Als Handlungsoption ist eine Verminderung der Basisdegression vorstellbar, deren Auswirkungen auf die EEG-Förderkosten anschließend untersucht werden.

3.6.1 Wirkungsanalyse des atmenden Deckels

Die Besonderheiten des weltweiten PV-Markts erschweren bzw. überlagern die Wirkung des atmenden Deckels. Insbesondere die Überkapazitäten (vgl. Kapitel 2.4.2), die daraus resultierende Entkopplung der Marktpreise von den Herstellungskosten (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2) sowie die unterjährigen EEG-Novellierungen und damit angereizte Vorzieheffekte machen eine rückblickende Bewertung nahezu unmöglich.

Zumindest bis Ende 2012 ist keine mengensteuernde Wirkung der Regelung erkennbar: das Zubauvolumen ist seit der Einführung des atmenden Deckels weiterhin gestiegen und bislang noch nicht auf den politisch angestrebten Zubaukorridor von 2,5 bis 3,5 GW zurückgekehrt. Eine Zubaubegrenzung erfolgte vor allem durch die Herausnahme wachstumsstarker Segmente, wie der Freiflächenanlagen auf Ackerflächen im Jahr 2010 sowie der späteren Begrenzung auf eine maximale Anlagengröße von 10 MW mit der PV-Novelle 2012. Der atmende Deckel wirkte **bis Ende 2012** somit hauptsächlich als **Instrument der Kostenbegrenzung** und damit als Instrument zur Abschwächung des durch den PV-Zubau verursachten Differenzkosten- bzw. Umlageanstiegs. In dieser Funktion gewährleistet der atmende Deckel, dass die Differenzkosten des weiteren PV-Zubaus auf maximal 9,3 Mrd. €/a wachsen (vgl. das vorangegangene Kapitel 3.5)

Die Vergütungssätze für Neuanlagen werden in den kommenden Jahren in Abhängigkeit vom Zubau weiterhin stark sinken. Abbildung 24 zeigt den Verlauf der Vergütungssätze für die unterschiedlichen Vergütungsklassen für die Zubauszenarien, die in Anhang A.2.2 dargestellt sind.

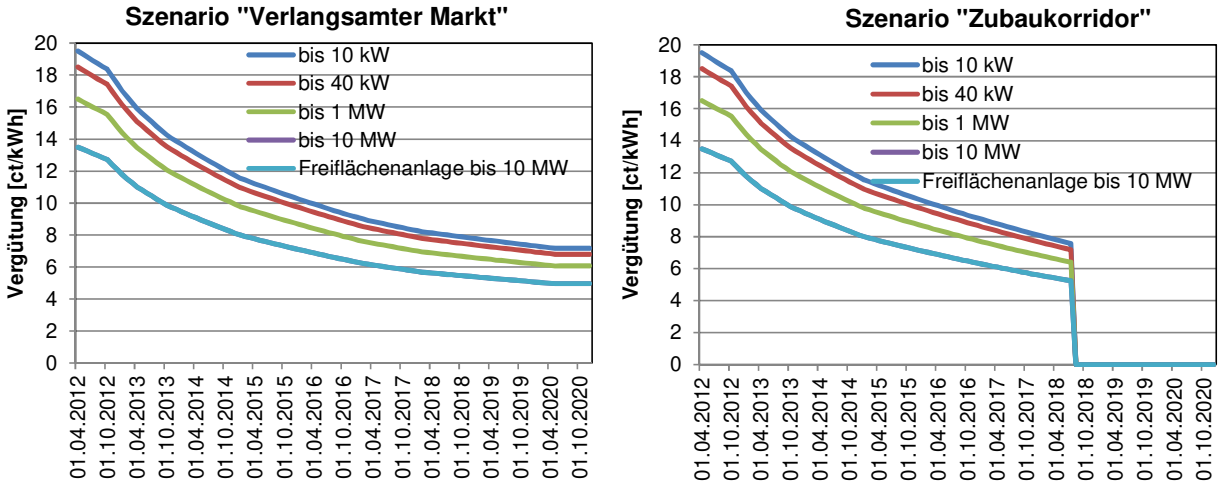


Abbildung 24: Entwicklung der Vergütungssätze für die Zubauszenarien (vgl. Anhang A.2.2)

Abgesehen vom unterschiedlichen Zeitpunkt, zu dem die heute gültige Fördergrenze von **52 GW** erreicht wird, sinken die **Vergütungssätze** für die betrachteten beiden Szenarien auf eine Größenordnung von ca. **7,5 ct/kWh** für Kleinanlagen bis 10 kW bzw. ca. **5 ct/kWh** für Freiflächenanlagen.

Da der atmende Deckel durch den rollierenden Bezugszeitraum von einem Jahr eher träge reagiert und die möglichen Vergütungsanhebungen vergleichsweise gering sind, muss das weitere Zusammenspiel der Einflussparameter fortlaufend beobachtet werden.

Sollte der durchschnittliche monatliche Zubau deutlich unter die Untergrenze des Zubaukorridors von 2,5 GW sinken und die Zielerreichung 2020 gefährden, sollte eine Anpassung des atmenden Deckels erwogen werden. Im Folgenden werden Größenordnungen von möglichen Änderungen abgeschätzt. Einerseits wird auf die Basisdegression eingegangen (Kapitel 3.6.2), andererseits auf die Wirkungen des atmenden Deckels bei einer Unterschreitung des Zubaus bzw. den Wirkungen bei einer Verkürzung des Bezugszeitraums (Kapitel 3.6.3).

3.6.2 Diskussion der Basisdegression

Bei fortbestehender Basisdegression von 1 % pro Monat, was einer jährlichen Basisdegression von 11,4 % entspricht, besteht aus heutiger Sicht die **Gefahr**, dass der PV-**Zubau absehbar**

den Zubaukorridor von 2,5 bis 3,5 GW unterschreitet und damit die Zielerreichung 2020 gefährdet wird. Dies ist auf folgende Ursachen zurückzuführen:

- Die derzeitigen Modulpreise spiegeln nicht die lernkurveninduzierten Preise und damit nicht die aktuellen Produktionskosten wider (vgl. Kapitel 3.2 und Anhang A.3.1).
- Der Aufbau von Überkapazitäten zur Modulproduktion ist gestoppt; voraussichtlich schon 2015 gleichen sich Angebot und Nachfrage weitgehend an (vgl. Kapitel 2.4.2).
- Der Verfall der Modulpreise ist gestoppt, die Preise befinden sich in einer Seitwärtsbewegung (vgl. Kapitel 3.1); Preiserhöhungen sind aufgrund der Angleichung von Angebot und Nachfrage nicht auszuschließen.
- Die Verfügbarkeit von günstigen Modulen chinesischer Herkunft auf dem deutschen Markt nimmt ab; Module aus China fallen bis Ende 2015 entweder unter die Mindestpreisregelung (56 ct/W) oder werden mit Strafzöllen beaufschlagt;
- Im Zusammenspiel von sinkender Vergütung, Eigenverbrauchsanteilen sowie Strombezugspreis ist selbst bei weiter sinkenden Preisen davon auszugehen, dass die Investition in eine PV-Anlage an Attraktivität verliert (vgl. dazu auch die szenarienbasierten Analysen in Kapitel 3.9).

Eine **Anlehnung der Degression an die Lernkurve wäre erstrebenswert**, gestaltet sich **in der Praxis jedoch schwierig**:

- Die derzeitigen Marktpreise für Module liegen unterhalb der Lernkurve. Durch die Situation der unter den Kosten liegenden Preise entstehen Verluste, insbesondere bei den Modulherstellern oder auf den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen. Eine in der Theorie folgerichtige Angleichung der Vergütungssätze an die Kostensituation würde eine Erhöhung der Vergütung erfordern. Aufgrund des bestehenden hohen Wettbewerbsdrucks würde dies jedoch in der Praxis voraussichtlich lediglich zu Mitnahmeeffekten beim Endkunden, Installateur und/oder im Großhandel führen. Die Wettbewerbssituation lässt es nicht zu, dass der Differenzbetrag an der Stelle der Wertschöpfungskette ankommt, wo die Verluste entstehen.
- Die Bedeutung Deutschlands als Nachfrager nach PV-Modulen nimmt stark ab (2009 entfiel 55 % der PV-Weltmarktnachfrage auf Deutschland, 2012 ca. 25 %, in 2014 voraussichtlich weniger als 10 %). Damit sinkt auch der Einfluss auf die Preisbildung erheblich. Volumenmärkte wie China und Japan, aber auch die USA, werden in den kommenden Jahren die Nachfrage und damit das Preisniveau maßgeblich bestimmen.
- Gleichzeitig ist der Anteil der Module am Systempreis in den vergangenen Jahren deutlich gesunken und beträgt heute ein Drittel bis maximal 50 % (vor wenigen Jahren lag dieser Anteil noch bei über 70 %). Das heißt: nachdem die PV-Systempreise bis Anfang 2009 stark mit der lernkurveninduzierten Preissenkung der Module korreliert waren, beeinflussen Modulpreissenkungen heute die Entwicklung der Systempreise in deutlich geringerem Maße. Entsprechend wichtiger werden zukünftig Kosten- und Preissenkungen bei den BOS-Kosten. Eine Senkung der Produktionskosten ist insbesondere im Bereich der Wechselrichter zu erwarten, die jedoch heute lediglich 10 bis 15 % des Systempreises ausmachen. Darüber hinaus ist für die Personalkosten nicht von sinkenden Kosten auszugehen (Effizienzvorteile bei der Montage durch innovative Montagesysteme dürften von Personalkostensteigerungen kompensiert werden).

Im Folgenden wird abgeschätzt, wie sich die jährliche Absenkung der Systempreise zukünftig entwickeln könnte, wenn vom heutigen Stand der Modulpreise die lernkurventheoretische Modulpreissenkung (sowie BOS-Preissenkungen) fortgeschrieben wird. Die Ergebnisse werden der aktuellen Basisdegression von 11,4 % pro Jahr im Rahmen des Zubaukorridors gegenübergestellt und bewertet. **Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass der Lernkurvenfortschritt auf Basis der heutigen Modulpreise fortgeschrieben wird. Diese liegen jedoch bereits deutlich unterhalb der Lernkurve** (vgl. Anhang A.3.1), **womit die fortschreitende Preissenkung unterhalb der Lernkurve als sehr ambitioniertes Szenario betrachtet werden muss.** Bewusst außer Acht gelassen wird an dieser Stelle der Eigenverbrauch, da dieser die Ergebnisse überlagern würde. Darüber hinaus muss derzeit damit gerechnet werden, dass zukünftig auch für selbstverbrauchten Strom aus PV-Anlagen Letztverbraucherabgaben zu entrichten sein werden (EEG-Umlage bzw. Netzentgelte), so dass keine Eigenverbrauchsanreize mehr bestehen werden. Darüber hinaus wird näherungsweise gleichgesetzt, dass die Degression eine Systempreissenkung in gleicher Relation erfordert.

Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Modulpreise wird mit einer Lernrate von 18 % gerechnet, die sich an der in der Vergangenheit beobachteten Lernrate für kristalline PV-Module von ca. 15 bis 20 % orientiert[8]. Die Prognose der zukünftigen weltweiten PV-Marktentwicklung entspricht einem Szenario mit einer mittleren Wachstumsrate[9]. Für die Module lässt sich auf Basis dieser Lernkurvenabschätzung eine zukünftige mittlere Preissenkung von 6 % pro Jahr ableiten. Bei den BOS-Kosten wird bei kleinen Dachanlagen von einer zukünftigen Reduzierung von 3 % p.a. und bei Freiflächenanlagen von 4 % p.a. ausgegangen. Insgesamt ergeben sich damit mittlere jährliche Senkungen der Systempreise in der Größenordnung von 4 % p.a. (kleine Dachanlagen) bzw. 5 bis 6 % p.a. (Freiflächenanlagen). An diesen Zahlen wird bereits ersichtlich, dass die heutige Basisdegression deutlich höhere Preissenkungen erfordert, als diese nach der Lernkurventheorie zu erwarten sind. Das Auseinanderklaffen der aufgrund der Basisdegression von 11,4 % p.a. erforderlichen Preissenkungen und der theoretisch im ambitionierten Fall nach der Lernkurve möglichen Preissenkungen ist in Abbildung 25 dargestellt. In der linken Hälfte des Diagramms sind die jährlichen Werte dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass die erforderlichen Preissenkungen entlang der jährlichen Basisdegression von 11,4 % deutlich höher sind, als die nach der Lernkurve möglichen Preissenkungen in der Theorie erlauben. In der rechten Diagrammhälfte ergänzt ist die kumulierte Differenz zwischen den theoretisch nach der Lernkurve möglichen Preissenkungen und der nach der Basisdegression erforderlichen Preissenkung (durchgezogene rote bzw. blaue Linie). Eine Halbierung der Basisdegression hat zur Folge, dass die relative Differenz zwischen theoretischem Systempreis entlang der Lernkurve und erforderlicher Preissenkung nach der verminderten Basisdegression geringer ausfällt und damit die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen weniger stark beschneidet.

---

8 Das Lernkurvenkonzept stellt eine Beziehung zwischen der zukünftigen Kostenentwicklung und der kumulierten Produktionsmenge her. Eine Lernrate von 18 % bedeutet eine Reduzierung der Kosten um 18 % bei Verdopplung der Produktionsmenge.

9 Gemitteltes Szenario aus den Szenarien „business as usual“ sowie „policy driven“ des EPIA Market Outlook [6].

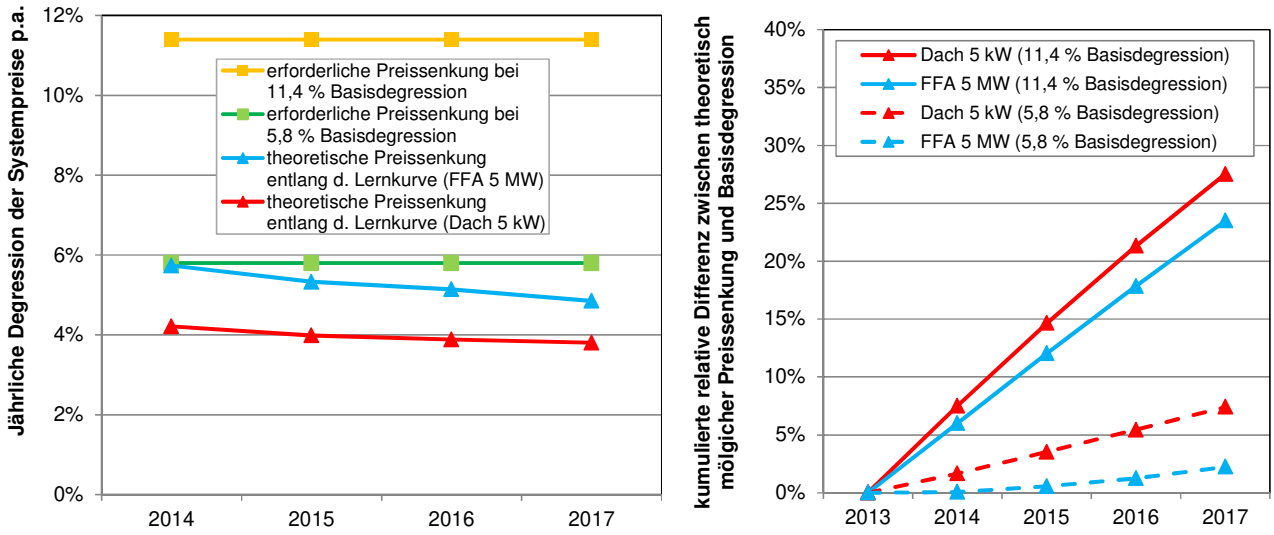


Abbildung 25: Entwicklung der erforderlichen Preissenkung entlang der Basisdegression im Vergleich zu den theoretisch nach der Lernkurve zu erwartenden Preissenkungen (links) und kumulierte relative Differenz zwischen theoretisch möglicher Preissenkung entlang der Lernkurve und der Basisdegression (rechts)

Eigenverbrauch kann die Wirtschaftlichkeit von Dachanlagen verbessern, weshalb in diesem Zusammenhang eine höhere Degression möglich wäre, als die vorangegangene theoretische Lernkurvenabschätzung zeigt. Wie eingangs des Kapitels bereits erwähnt, ist derzeit noch nicht bekannt, wie die angekündigte Belastung des Eigenverbrauchs gestaltet werden könnte. Diese Festlegung ist jedoch erforderlich, um mit der dann feststehenden Belastung die obigen Abschätzungen um den Eigenverbrauch zu ergänzen.

Freiflächenanlagen werden jedoch i.d.R. auf Flächen installiert (Konversionsflächen bzw. Seitenrandstreifen), die Eigenverbrauch nicht zulassen. Vor dem Hintergrund der oben eingegangenen Setzung, dass der theoretische Lernkurvenfortschritt auf Basis der heute bereits die Lernkurve unterscheitenden Modulpreise eine sehr ambitionierte Annahme darstellt wäre vorstellbar, das Freiflächensegment – im Falle eines Marktrückgangs, der die zum Inkrafttreten eines Ausschreibungsmodells erforderliche Wettbewerbsintensität und Akteursvielfalt gefährdet – aus dem atmenden Deckel mit seiner hohen Degression auszugliedern. Die Auswirkungen der entsprechend geringeren Bezugsgröße im atmenden Deckel sind dabei zu berücksichtigen (für Dachanlagen dürfte der Degressionsdruck sinken, wenn der Zubaukorridor trotz einer Herausnahme der Freiflächenanlagen beibehalten werden sollte).

Analysiert wird im Folgenden, wie sich die oben thematisierte Halbierung der monatlichen Basisdegression von derzeit 1 % auf 0,5 % (ab Februar 2014) auf die **EEG-Differenzkosten** auswirkt. Dabei wird auf die in Kapitel 3.5 dargestellte Entwicklung der Differenzkosten (berechnet mit KodEEG) im Szenario „Zubaukorridor“ aufgebaut. **In beiden Fällen wird also davon ausgegangen, dass bis zum Erreichen von 52 GW jährlich 3,5 GW zugebaut werden**. Für beide Degressionspfade (bestehend mit 11,4 % p.a. sowie angepasst mit 5,8 % p.a.) wurde bewusst derselbe Zubau angesetzt, um im direkten Vergleich die Unterschiede der Differenzkostenentwicklung zu analysieren.

Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 26 (links) die Neuanlagenvergütungen für Kleinanlagen sowie Freiflächenanlagen entlang des Szenarios „Zubaukorridor“ für 1 % bzw. 0,5 % Ba-

sisdegression dargestellt. Die rechte Diagrammhälfte zeigt die Entwicklung des gewichteten Neuanlagenvergütungssatzes als Jahresmittelwerte.

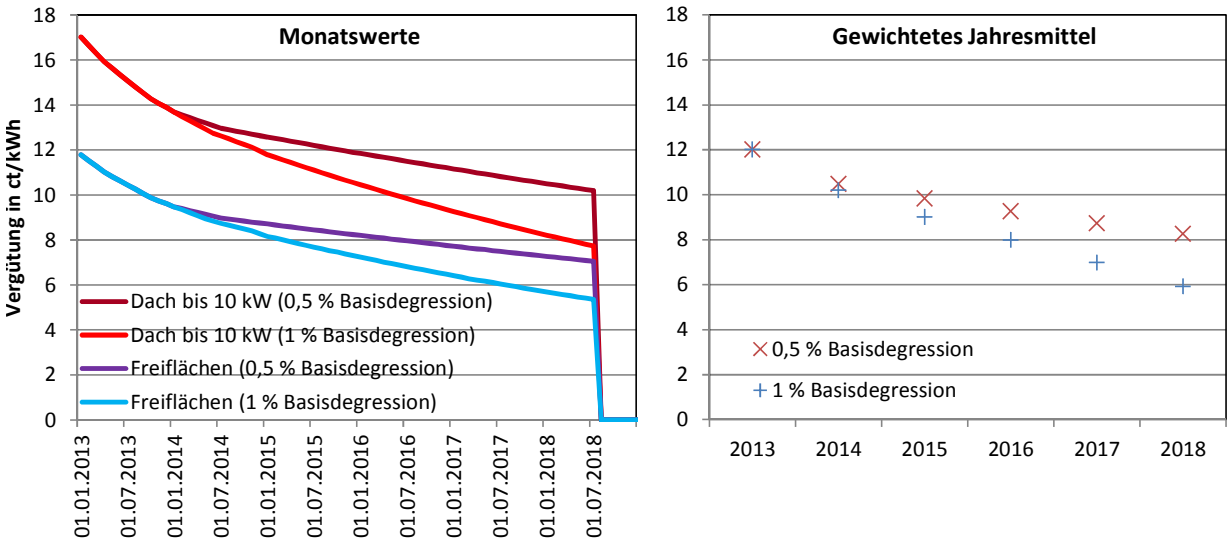


Abbildung 26: Entwicklung der Spannbereite monatlichen Vergütungsätze für Neuanlagen bei 1 % bzw. 0,5 % Basisdegression (links) sowie jahresgemittelte und größenklassengewichtete Vergütung über alle PV-Neuanlagen für beide Degressionspfade (rechts); Annahme: Szenario „Zubaukorridor", d.h. Zubau von 3,5 GW/a bis zum Erreichen der 52 GW

Insgesamt betrachtet ist festzustellen, dass unter den zugrundeliegenden Annahmen die Vergütungssätze bei einer halbierten Basisdegression im vorliegenden Szenario bei Erreichen von 52 GW um ca. 2 ct/kWh auseinanderliegen. In der folgenden Darstellung sind die absoluten EEG-Differenzkosten ab 2013 für die beiden Degressionsvarianten abgeschätzt.

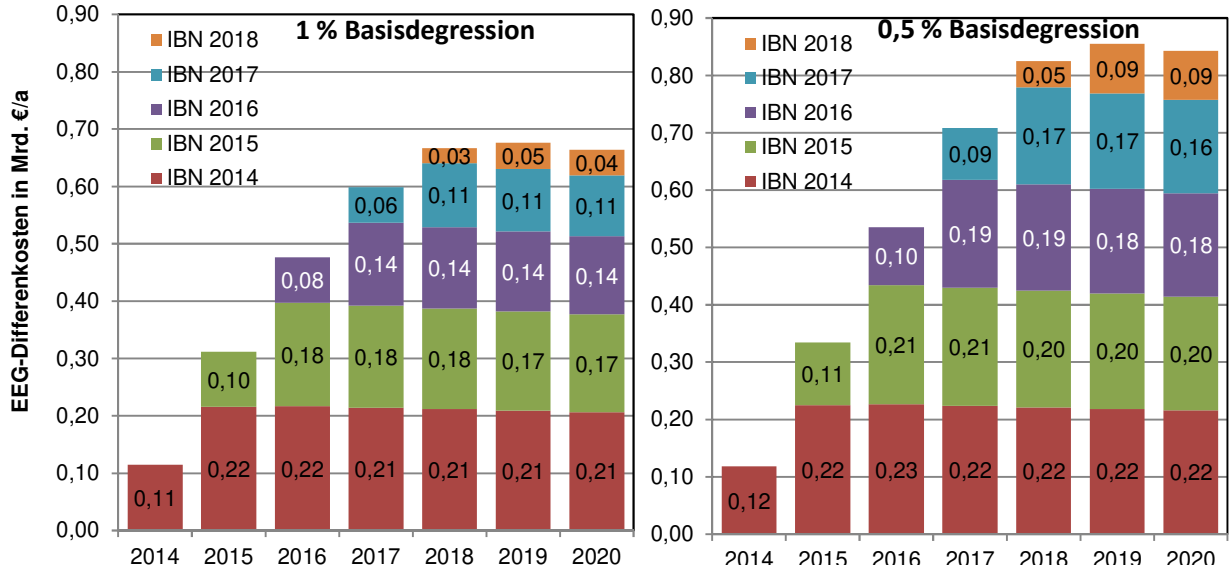


Abbildung 27: Abschätzung der Entwicklung der EEG-Differenzkosten ab 2014 für die Inbetriebnahmejahrgänge 2014 bis 2018 bei 1 % Basisdegression (links) bzw. 0,5 % Basisdegression ab Februar 2014 (rechts) ; Annahme: Szenario „Zubaukorridor", d.h. Zubau von 3,5 GW/a bis zum Erreichen der 52 GW

Bezogen auf die ab Januar 2014 bis 52 GW noch zuzubauenden rd. 16 GW würden im Szenario „Zubaukorridor" (3,5 GW/a bis 2018) bei der bestehenden monatlichen Basisdegression von 1 %

zusätzliche EEG-Differenzkosten von insgesamt 0,66 Mrd. €/a anfallen. Bei einer Halbierung der Basisdegression von 1 % auf 0,5 % sind zusätzlichen Differenzkosten von 0,84 Mrd. €/a zu erwarten. Bei einer Basisdegression von 1 % ist für den restlichen PV-Zubau von 16 GW im Szenario „Zubaukorridor“ mit einer Umlageerhöhung von 0,17 ct/kWh zu rechnen, die sich um rund 0,05 ct/kWh erhöhen würde, wenn die Basisdegression auf 0,5 % pro Monat abgesenkt wird.

3.6.3 Analyse der Wirkungen von Änderungen am atmenden Deckel

Im Folgenden wird **die Wirkung des bestehenden atmenden Deckels im Falle eines Markteinbruchs** untersucht. Darauf aufbauend erfolgt eine **Kurzanalyse von möglichen Änderungen** der Ausgestaltung des atmenden Deckels. Betrachtet werden die Folgen einer Verkürzung des Bezugszeitraums bzw. eine Verminderung der Degression, wenn im Bezugszeitraum der Zubaukorridor unterschritten wird.

Wie bereits beschrieben ist das Instrument des atmenden Deckels durch den zwölfmonatigen Bezugszeitraum verhältnismäßig träge in der Reaktion auf rasche Veränderungen der Marktsituation. Dies ist einerseits nachteilig bei einem Markteinbruch, da die entsprechende Vergütungsanpassung nur verzögert erfolgt. Andererseits bietet ein langer Bezugszeitraum Sicherheit vor zu großen Schwankungen der Vergütung, wenn einzelne zubaustarke Monate in die Berechnung eingehen (beispielsweise wenn politische Diskussionen zu verstärkter Nachfrage bzw. Vorzieheffekten führen). Darüber hinaus sieht der atmende Deckel bei einem Überschreiten des Zubaukorridors hohe Vergütungsabsenkungen vor, die sich im Maximalfall bis auf 29 % pro Jahr summieren können. Im unteren Bereich, also bei einer Unterschreitung des Zubaukorridors, sieht der atmende Deckel im besten Fall eine Vergütungserhöhung von rund 6 % im Jahr vor (im Gegensatz zu den monatlichen Absenkungen wird die Vergütungserhöhung von 1,5 % zu Beginn einer Dreimonatsperiode durchgeführt und die Degression für den Rest der Dreimonatsperiode ausgesetzt). Es wird deshalb an dieser Stelle in aller Kürze untersucht, wie sich eine Verkürzung des Bezugszeitraums bzw. eine Anpassung der möglichen Vergütungserhöhung unterhalb des Zubaukorridors auf die Vergütungssätze auswirkt.

Als Basis für die Analyse dient ein Zubauszenario „Markteinbruch“ von 2014 bis 2016 (Abbildung 28). Es wird **bewusst für alle Änderungsvarianten des atmenden Deckels der gleiche absolute Zubau unterstellt, um die Effekte des atmenden Deckels auf die Vergütung verzerrungsfrei abzubilden**. Auch wenn in der Realität mit einer Anpassung des Zubaus als Reaktion auf Vergütungsänderungen zu rechnen ist, wäre eine entsprechende Abschätzung mit sehr großen Unsicherheiten behaftet und würde – wie beschrieben – die tatsächlichen Auswirkungen von Anpassungen am atmenden Deckel in ihrer Wirkung überlagern. Eine klare Trennung der Effekte und entsprechend präzise Ergebnisse wären dann nicht mehr möglich. Dies wird jedoch in Form einer Abschätzung von Vorzieheffekten näherungsweise berücksichtigt (vgl. im Folgenden Variante 5).

Im zugrunde gelegten Zubauszenario (Abbildung 28) wird davon ausgegangen, dass der Zubau in den Monaten bis Ende 2014 auf 50 MW pro Monat sinkt. Die angesetzten Änderungen am atmenden Deckel greifen ab 1.2.2014. Relevant sind im Folgenden die unterschiedlichen Reaktionen der Vergütung auf den Markteinbruch bei verändertem atmendem Deckel.

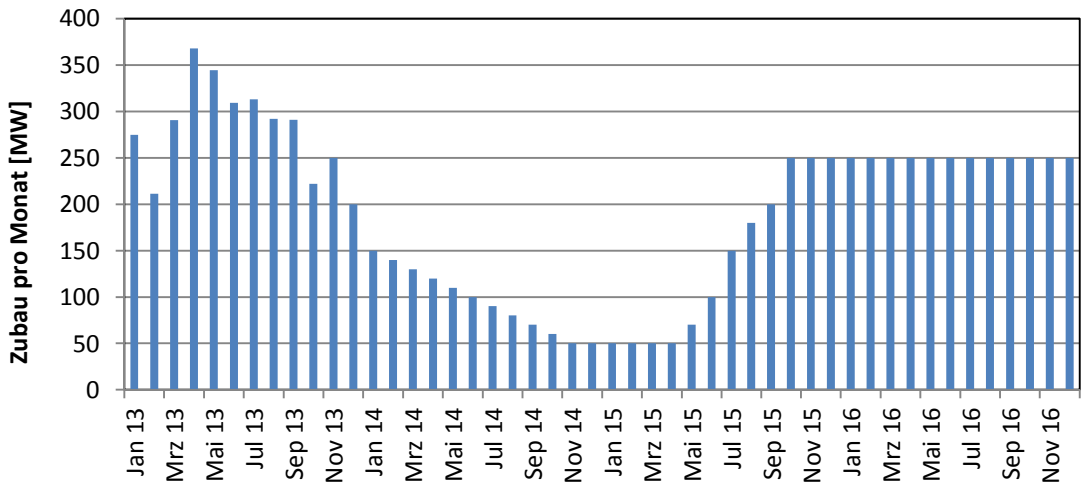


Abbildung 28: PV-Zubauszenario nach Monaten zur Untersuchung von Änderungen am atmenden Deckel im Falle eines Markteinbruchs

Folgende **fünf Varianten des atmenden Deckels** werden untersucht:

- Variante 1 (Basisvariante): Unveränderter atmender Deckel
- Variante 2: Verkürzung des Bezugszeitraums von 12 auf 6 Monate
- Variante 3: Beibehaltung des zwölfmonatigen Bezugszeitraums, bei unter 2.500 MW Degression 0,75 % (wie EEG 2012), bei unter 2.000 MW Degression 0 % (EEG 2012: Degression 0,5 %), bei unter 1.500 MW einmalige Erhöhung um 1,5 % (EEG 2012: Degression 0 %), bei unter 1.000 MW einmalige Vergütungserhöhung von 3 % (EEG 2012: einmalige Erhöhung um 1,5 %).
- Variante 4: Verkürzung des Bezugszeitraums auf 6 Monate, Degression wie in Variante 3.
- Variante 5: Variante 4 mit Vorzieheffekten (zusätzlicher Zubau von insgesamt 500 MW in den Monaten Juni bis einschl. Oktober 2015)[10].

Für alle Varianten wurde die bestehende Basisdegression von 1 % pro Monat, wenn der Zubau sich innerhalb des Zubaukorridors bewegt, beibehalten.

Im Ergebnis wirken sich die beschriebenen Veränderungen am atmenden Deckel wie in Abbildung 29 gezeigt auf die Vergütungssätze aus. Dargestellt sind lediglich die Ergebnisse für die kleinste Vergütungskategorie (Anlagen bis 10 kW), die Auswirkungen auf die übrigen Vergütungskategorien sind jedoch qualitativ ähnlich.

Der treppenförmige Verlauf der Kurven rührt daher, dass – im Gegensatz zu monatlichen Vergütungsabsenkungen – die Vergütungserhöhung jeweils zu Beginn der Dreimonatsperiode greift und für den Rest der Dreimonatsperiode die Degression ausgesetzt wurde.

[10] Es wird in Variante 5 davon ausgegangen, dass die schnelle und vergleichsweise hohe Vergütungsanhebung dazu führt, dass in den Monaten Juni bis Oktober 2015 mehr PV-Leistung installiert wird, als im zugrundeliegenden Szenario für die anderen Varianten. Allerdings liegen bislang keine Erfahrungen mit Vergütungsanhebungen vor (abgesehen vom Jahr 2004 mit einer nicht vergleichbaren Marktsituation), so dass die Marktreaktion nur mit hohen Unsicherheiten abgeschätzt werden kann.

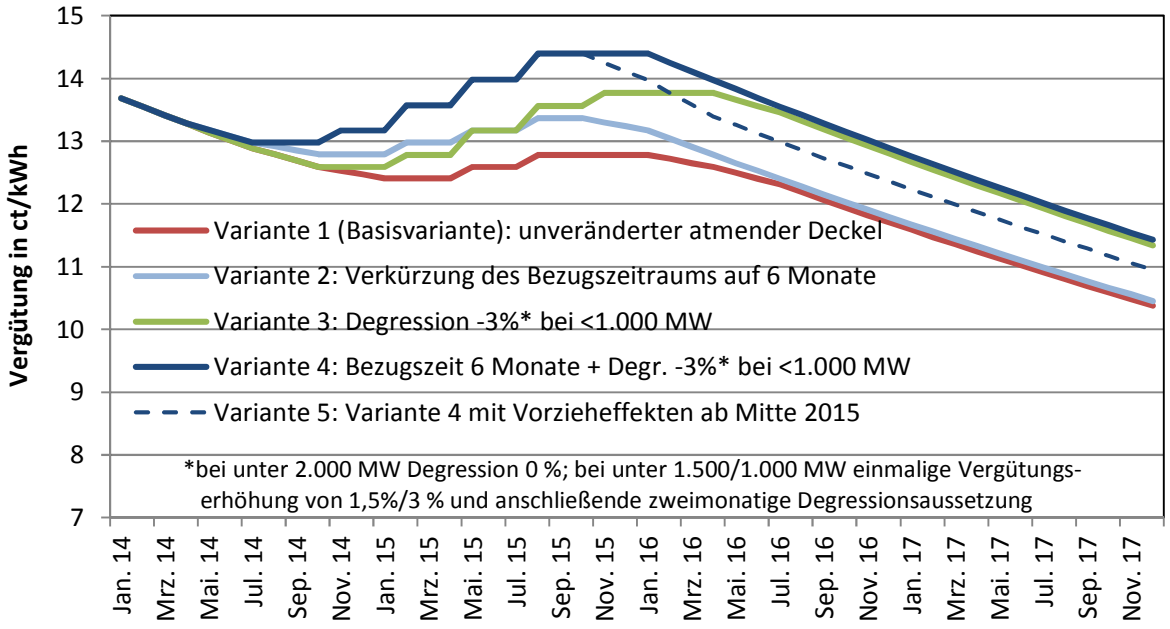


Abbildung 29: Auswirkungen der beschriebenen Anpassungen am atmenden Deckel auf die Vergütungssätze für die kleinste Vergütungskategorie (Anlagen bis 10 kW); die abgeschnittene y-Achse ist zu beachten.

Ergebnisse:

- Eine Verkürzung des Bezugszeitraums (Vergleich Varianten 1 und 2) führt zu einer schnelleren Reaktion; im vorliegenden Fall erfolgt in Variante 2 ein früheres Abflachen sowie anschließendes Steigen der Vergütung. Die Vergütung erreicht in Variante 1 im Herbst 2015 ein lokales Maximum von 12,8 ct/kWh; in Variante 2 ist ein erhöhtes Maximum von 13,4 ct/kWh zu verzeichnen. Mittelfristig nähern sich die Vergütung der Varianten 1 und 2 im Szenario „Markteinbruch“ wieder auf demselben Niveau an.

- Die in Variante 3 angesetzte größere Flexibilität hinsichtlich der Höhe der Vergütungserhöhung bei Unterschreiten des Zubaukorridors führt zu einem stärkeren Ansteigen der Vergütung im Vergleich zu Variante 1. Während in Variante 1 des Szenarios ein lokales Vergütungsmaximum von 12,8 ct/kWh erreicht wird, steigt die Vergütung in Variante 3 auf 13,8 ct/kWh.

- Die Kombination eines verkürzten Bezugszeitraums mit einer erhöhten Vergütungsanhebung bei Unterschreiten des Zubaukorridors führt zu einer schnelleren und höheren Anhebung der Vergütung (Variante 4). Im vorliegenden Fall wird ein lokales Maximum von 14,4 ct/kWh erreicht, das somit 1,6 ct/kWh bzw. 13 % über dem Maximum der jetzigen gelten Regelung (Variante 1) liegt.

- Wird davon ausgegangen, dass im Zuge der schnellen und vergleichsweise hohen Vergütungsanhebung aus Variante 4 ein erhöhter Anreiz zur Installation in Neuanlagen besteht und in diesem Zuge – wie oben beschrieben – 500 MW zusätzlich in den Monaten Juni bis Oktober 2015 zugebaut werden, zeigt sich im Anschluss ein schnelleres Absinken der Vergütungssätze (Variante 5).

Diese Analyse dient einer ersten Darstellung der Effekte auf die Vergütungssätze, wenn der Bezugszeitraum und/oder die mögliche Höhe der Vergütungsanhebung des atmenden Deckels geändert würden. Sollten Änderungen am atmenden Deckel in Erwägung gezogen werden, sind

vertiefte Analysen (z.B. hinsichtlich möglicher Vorzieheffekte) und erweiterte Betrachtungen erforderlich. So müssten insbesondere die möglichen Wirkungen auf die EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage zusätzlich berechnet werden.

3.7 Wertschöpfungsaspekte

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sind vielfältige positive Wertschöpfungseffekte verbunden. Im Gegensatz zur Nutzung konventioneller Energiequellen kann die inländische Wirtschaft stärker vom Einsatz erneuerbarer Energien profitieren. Zum einen geschieht dies durch die Herstellung, Errichtung und Wartung von EE-Anlagen. So profitiert bspw. auch das örtliche Handwerk durch die Installation und Wartung von PV-Anlagen. Durch diese positiven inländischen Wertschöpfungseffekte können Arbeitsplätze erhalten bzw. neue geschaffen werden. Zum anderen fließt weniger Kapital ins Ausland ab, da der Import konventioneller Brennstoffe vermieden wird. Hierdurch verbleibt ein größerer Anteil des Kapitals im regionalen bzw. inländischen Wirtschaftskreislauf und kann dort weitere Investitionen auslösen.

Nachfolgend wird auf Basis der bereits in Kapitel 3.3.1 für Ende 2013 dargestellten Kostenverteilung für verschiedene Referenzanlagen abgeschätzt, wie hoch der Anteil der inländischen Wertschöpfung für die heute in Deutschland verbauten PV-Anlagen ist. Im Sinne einer konservativen Abschätzung sind die unten angegebenen Zahlen Mindestanteile, die in der Realität unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren, die hier nicht berücksichtigt werden (z.B. Anlagenbetrieb & -wartung, F&E), höher als hier angegeben liegen dürften. Nicht berücksichtigt sind an dieser Stelle die Auswirkungen der Strafzölle, die sich in einer Verlagerung der Nachfrage hin zu heimischen Herstellern und damit höheren inländischen Wertschöpfungseffekten auswirken könnten.

Der Anteil der inländischen Wertschöpfung für die in Deutschland verbauten PV-Module wird anhand des Anteils chinesischer Module in verschiedenen Leistungsklassen des Jahres 2012 [68] abgeschätzt[11]. Für die Wechselrichter wird auf Basis des hohen Marktanteils deutscher Hersteller auf dem deutschen Markt (vgl. Kapitel 2.4.1) unter Berücksichtigung des Bauteilimports ein inländischer Wertschöpfungsanteil von 60 % abgeschätzt[12]. Unterkonstruktion und Montage der Anlage gehen (unter Berücksichtigung von Materialvorleistungen) mit 90 % heimischer Wertschöpfung in die Berechnung ein, Verkabelung und Netzanschluss werden mit 85 % heimischem Wertschöpfungsanteil angesetzt. Für sonstige Kostenbestandteile wie Planungs- und Genehmigungskosten, Gerüstkosten oder Pacht wird einheitlich davon ausgegangen, dass diese vollständig der heimischen Wertschöpfung zuzurechnen sind.

Damit resultieren gewichtete inländische Wertschöpfungsanteile von rd. 50 % für Großanlagen (Frei- und Dachflächen) bis hin zu etwa 70 % für kleine und mittlere Dachanlagen (Tabelle 12).

Auf Basis der in Kapitel 2.1.2 unter „Marktsegmente“ für 2013 abgeschätzte Leistungsverteilung ergibt sich aus den Angaben in Tabelle 12 **für den deutschen PV-Zubau 2013 eine mengen-**

[11] In der zitierten Quelle ist für Anlagen bis 10 kW ein Anteil chinesischer Hersteller von knapp 40 % bzw. für Großanlagen ab 1 MW von über 80 % angegeben. Unter der Berücksichtigung von anderen ausländischen Herstellern und den inländischen Vorleistungen (vgl. auch Kapitel 2.4.2) wurden die oben angesetzten heimischen Mindest-Wertschöpfungsanteile abgeschätzt.

[12] Anteil deutscher Hersteller an der inländischen Wechselrichternachfrage circa 85 %; von den Wechselrichterkosten rd. 70 % heimische Wertschöpfung.

gewichtete heimische Wertschöpfung in der Größenordnung von 60 %. Die in der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigten Wertschöpfungsaspekte z.B. von F&E oder Wartung und Betrieb des wachsenden PV-Anlagenbestands erhöhen die tatsächliche inländische Wertschöpfung über den genannten Wert hinaus.

Tabelle 7: Abschätzung der inländischen Wertschöpfungsanteile für verschiedene PV-Anlagengrößen im Jahr 2013 nach Komponenten (Mindest-Abschätzung ohne Anlagenbetrieb, F&E)

	5 kW Dach	30 kW Dach	500 kW Dach	5 MW Freifläche
Module	50%	35%	20%	15%
Wechselrichter	60%	60%	60%	60%
Unterkonstruktion & Montage	90%	90%	90%	90%
Kabel, Netzanschluss, etc.	85%	85%	85%	85%
Sonstiges (Gerüst, Planung, etc.)	100%	100%	100%	100%
Gewichteter Anteil[13]	**72%**	**63%**	**54%**	**47%**

In der Literatur wird für den europäischen Markt 2011 ein EU-Wertschöpfungsanteil von 64 % angegeben [69]. Der Wert ist damit größenordnungsmäßig mit den vorliegenden Berechnungen vergleichbar, wobei zu berücksichtigen ist, dass unterschiedliche Märkte, Jahre und Marktspezifika vorliegen.

3.8 Analyse möglicher Vermarktungsmodelle innerhalb und außerhalb des EEG: Eigenverbrauch und Direktvermarktung

3.8.1 Marktrecherche

Für PV-Strom bestehen nach EEG 2012 derzeit verschiedene Vergütungs- bzw. Vermarktungsmöglichkeiten. Neben der Netzeinspeisung mit Festvergütung kann der Strom selbstverbraucht, durch Dritte direktverbraucht oder direktvermarktet werden. Die einzelnen Optionen können hierbei auch anteilsmäßig Anwendung finden. Abhängig von Anlagenart und -größe sowie verfügbarem Verbraucher können unterschiedliche Modelle für den Anlagenbetreiber vorteilhaft sein. In Tabelle 8 sind die verschiedenen Vermarktungsarten mit den entsprechenden Voraussetzungen sowie Besonderheiten aufgeführt.

[13] Gewichtet mit der in Abbildung 20 dargestellten Kostenverteilung.

Tabelle 8: Mögliche Vergütungs- bzw. Vermarktungsmöglichkeiten von PV-Strom nach aktuellem EEG 2012

Vergütungs-/ Vermarktungsart	Voraussetzungen	Vorteile für den Anlagenbetreiber	Beispiele
Einspeisevergütung	Anlagen bis 10 MW (nach EEG § 32); 10 bis 1.000 kW nur zu 90 % vergütungsfähig	Fester Vergütungssatz abhängig von Anlagentyp und -größe	
Eigenverbrauch Anlagenbetreiber und Verbraucher müssen personenidentisch (natürliche /juristische Person) sein	Mit eigener Leitung (nicht über das öffentliche Netz)	Keine Zahlung von Strompreiskomponenten auf eigenverbrauchten Strom (Umlagen, Netzentgelte, Stromsteuer…)	Hauseigentümer mit eigener PV-Anlage auf dem Dach; Unternehmer nutzt PV-Strom für eigenen Gewerbebetrieb
	Über das öffentliche Netz im räumlichen Zusammenhang	Befreiung von EEG-Umlage für eigenverbrauchten Strom	Versorgung eines weiteren Gebäudes im Besitz des Anlagenbetreibers (z.B. Stallung)
Direktverbrauch durch Dritte	Mit eigener Leitung (nicht über das öffentliche Netz) in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage	Reduzierte EEG-Umlage um 2 ct/kWh Keine sonstige Zahlung von Strompreiskomponenten	z.B. an Mieter eines MFH oder an Nachbar über eigene Direktleitung; angrenzende FFA zur Versorgung von Dritten über Direktleitung
Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie **„Marktprämienmodell“**	Strom muss ins Netz eingespeist und von einem Dritten abgenommen werden	„Vergütung“ in Form von Marktprämie inkl. Managementprämie	
Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch EVUs **„Grünstromprivileg“**	Anteil an gelieferter Strommenge min. 50% EEG-Strom und min. 20% aus Wind- oder Sonnenenergie (bilanziert über ein Jahr und in min. 8 Monaten eines Kalenderjahres)	Um 2 ct/kWh reduzierte EEG-Umlage	
Sonstige Direktvermarktung	Veräußerung an Dritte über das Netz ohne räumlichen Zusammenhang	Keine	

Quellen: EEG 2012; GleissLutz [70]; photovoltaik [71]

Im Folgenden wird ein aktueller Überblick über den Umfang, die Anwendungsfälle sowie die Entwicklung der einzelnen Vergütungs- und Vermarktungsoptionen dargestellt. Ergänzend werden in Anhang A.3.3.1 zum Vergleich aktuelle Vergütungsmodelle für PV-Strom in den vier Beispielländern Spanien, Italien, Australien und Japan beschrieben.

3.8.1.1 Direktvermarktung

Die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen war bereits unter dem EEG 2009 möglich. Mit Inkrafttreten des EEG 2012 zum 1. Januar 2012 wurde diese Option der Direktvermarktung von Strom aus PV und anderen Erneuerbare-Energie-Anlagen weiter ausgebaut. Es bestehen nun wie bereits geschildert drei Möglichkeiten der Direktvermarktung:

1. Zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie („Marktprämienmodell“)
2. Zur Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen („Grünstromprivileg“)
3. Sonstige Direktvermarktung

Ziel dieser Regelungen ist zum einen das frühzeitige Heranführen und „Gewöhnen“ der Erneuerbaren Energien an ein Marktumfeld, zum anderen soll aber auch ein Anreiz zur preisorientierten und damit nachfrageorientierten Einspeisung geschaffen werden.

Von den drei genannten Optionen hat sich für PV-Anlagen **bislang nur die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie in relevantem Umfang durchgesetzt**. Während sich die Vermarktung mit „Grünstromprivileg“ seit Januar 2012 stets im Bereich von 0 bis 1,1 MW installierter Leistung bewegte und die sonstige Direktvermarktung bei maximal 1,87 MW lag, konnte das „Marktprämienmodell“ im Oktober 2013 eine installierte Leistung von 4,15 GW aufweisen. Im Oktober 2013 fallen damit 99,96 % der in der Direktvermarktung gemeldeten installierten PV-Leistung auf diese Vermarktungsoption [72], [73].

Da die anderen beiden Vermarktungsmöglichkeiten derzeit nur in äußerst geringem Maße genutzt werden, werden sich die weiteren Betrachtungen nur auf Anlagen beziehen, die unter das Marktprämienmodell fallen.

Seit der Einführung der Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie zum 1.1.2012 ist der Anteil der Photovoltaik in der Direktvermarktung stetig gestiegen. Im Oktober 2013 wurden bereits fast 12 % der insgesamt installierten PV-Leistung direktvermarktet (Abbildung 30). Auch die Reduzierung der Managementprämie zum Januar 2013 hatte hierauf keinen Einfluss. Im Jahr 2011 vor Inkrafttreten des EEG 2012 und Einführung des „Marktprämienmodells“ lag die gemeldete installierte PV-Leistung zur Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 über das gesamte Jahr deutlich unter 1 MW. An der Gesamtleistung aller EEG-Anlagen (34,65 GW) in der Direktvermarktung nach „Marktprämienmodell“ hat die PV einen Anteil von knapp 12 % (Stand Oktober 2013).

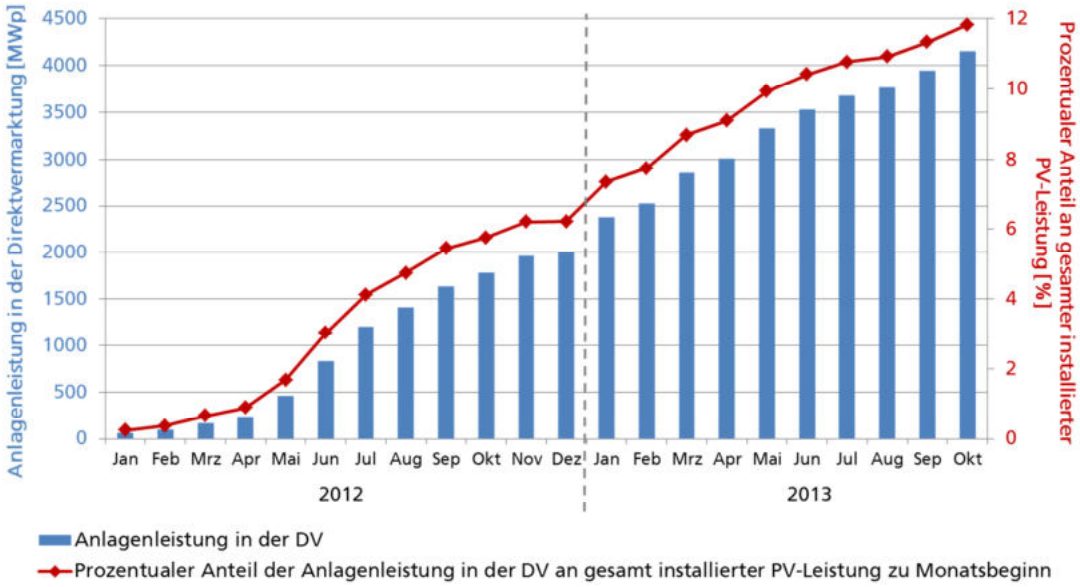


Abbildung 30: Entwicklung der Leistung in der Direktvermarktung

eigene Darstellung nach ÜNB [72] [73], Anlagenmeldungen der BNetzA [74]

Es ist weiterhin festzustellen, dass PV-Anlagen keine Teilvermarktung (bis auf eine einzige Ausnahme) betreiben, also nicht die Möglichkeit nutzen, nur einen Teil ihrer Leistung direkt zu vermarkten. Auch ein **häufiger Wechsel zwischen der Einspeisevergütung und der Direktvermarktungsoption ist nicht festzustellen**.

Wie die Auswertung der **Größenklassen** in der Direktvermarktung (Abbildung 31) zeigt, entfällt der Hauptanteil der installierten Leistung auf Anlagen größer als 1 MW. Rund 10 % der installierten Leistung ist auf Anlagen zwischen 100 kW und 1 MW zurückzuführen. Der Anteil der einzelnen Größenklassen in der Direktvermarktung hat sich dabei in 2013 stabilisiert und ist während des Jahres nahezu konstant geblieben. Kleinere Anlagen bis max. 100 kW weisen einen verschwindend geringen Anteil auf. In dieser Anlagenklasse konnte jedoch bei einzelnen Anlagen beispielhaft festgestellt werden, dass es sich um Einzelanlagen verteilt innerhalb eines Stadtgebietes handelt, welche auf Häusern desselben Eigentümers (Wohnungsgenossenschaft) installiert sind. In diesem Fall ist zu vermuten, dass sie in ihrer Gesamtheit mit einer insgesamt höheren installierten Leistung direktvermarktet werden. Außerdem handelt es sich teilweise um mehrere Anlagen, die derselben Adresse zu zuordnen sind aber in zeitlichem Abstand installiert wurden. Somit sind sie als einzelne Anlagen geführt (mit eigenem Anlagenschlüssel), aber sehr wahrscheinlich zusammen vermarktet, so dass die direktvermarktete Anlagengröße 100 kW überschreitet.

Die Option der Direktvermarktung ist damit vor allem für große Anlagen wirtschaftlich interessant. Der Aufwand für die gesetzlich vorgeschriebene Messung und Bilanzierung der Ist-Einspeisung in viertelstündiger Auflösung sowie für Vermarktung und Abrechnung sind im Verhältnis für Kleinanlagen deutlich größer. Daher fordern auch Direktvermarkter üblicherweise eine Mindestanlagengröße von mehreren 100 kW installierter Leistung.

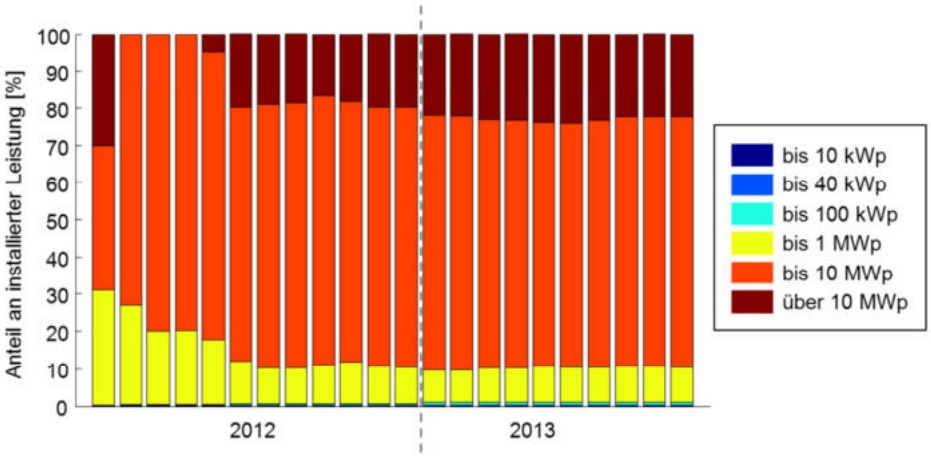


Abbildung 31: Anteil der Größenklassen an der installierten Leistung in der Direktvermarktung

eigene Darstellung nach Datenmeldungen der ÜNB [75], [76]

Da die Direktvermarktung vor allem für Großanlagen in Betracht kommt, ist auch der Anteil von **Freiflächenanlagen** (FFA) in dieser Vermarktungsform stark vertreten. Für FFA kommt i.d.R. der Eigenverbrauch aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Verbrauchern (derselben natürlichen oder juristischen Person) in unmittelbarer räumlicher Umgebung nicht in Frage.

Der in Abbildung 32 dargestellte Anteil von FFA in der Direktvermarktung basiert ausschließlich auf Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2010 bzw. 2011[14]. Diese Anlagen machen im

[14] Für weitere Jahre lagen keine Daten für Freiflächenanlagen vor. Die im vorliegenden Bericht an anderer Stelle angeführten Daten zu Freiflächenanlagen basieren auf Hochrechnungen der BNetzA-Meldungen. Diese Daten beinalten jedoch keinen Anlagenschlüssel, der als Verknüpfungskriterium zur den Daten der Direktvermarktung erforderlich ist. Sobald die entsprechenden Daten für 2012 verfügbar sind, werden die Auswertungen innerhalb des nächsten Berichts aktualisiert.

Oktober 2013 gut 47 % der Anlagenleistung in der Direktvermarktung aus und stellen damit eine relevante Menge dar. Es zeigt sich, dass Freiflächenanlagen insgesamt einen Großteil der Leistung innerhalb der Direktvermarktung ausmachen. Allerdings ist zwischen 2010 und 2011 ein deutlicher Unterschied zu erkennen. Mit Inbetriebnahme in 2011 sind deutlich mehr Dachanlagen in die Direktvermarktung gewechselt und das, obwohl der anteilige Zubau an Freiflächenanlagen in 2011 deutlich größer war als in 2010. Das bedeutet, dass sich bei „jüngeren“ Anlagen die Direktvermarktung tendenziell in Richtung Dachanlagen verschoben hat. Dies ist insbesondere auch in den letzten Monaten zu erkennen. Die Zunahme der Leistung in der Direktvermarktung wurde hier hauptsächlich durch Dachanlagen gedeckt, während die FFA nahezu konstant blieben. Es ist außerdem zu erkennen, dass weiterhin der Großteil der FFA die Festvergütung für die Netzeinspeisung in Anspruch nimmt (Abbildung 33).

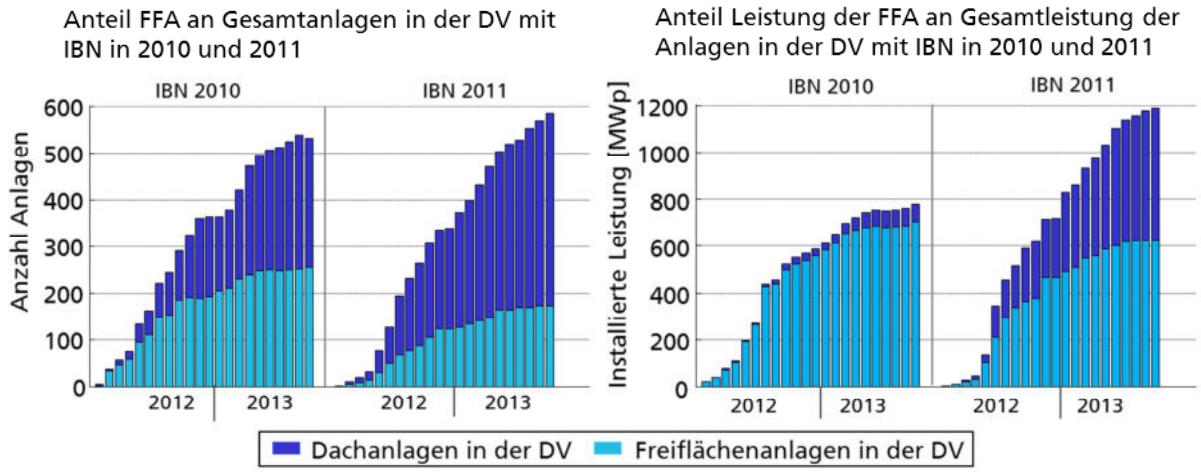


Abbildung 32: Anteil der Freiflächenanlagen (FFA) in der Direktvermarktung (DV) für die Inbetriebnahmejahre (IBN) 2010/2011

Quellen: ÜNB [75] [76], Freiflächendatenbank (Werte für 2011 vorläufig)

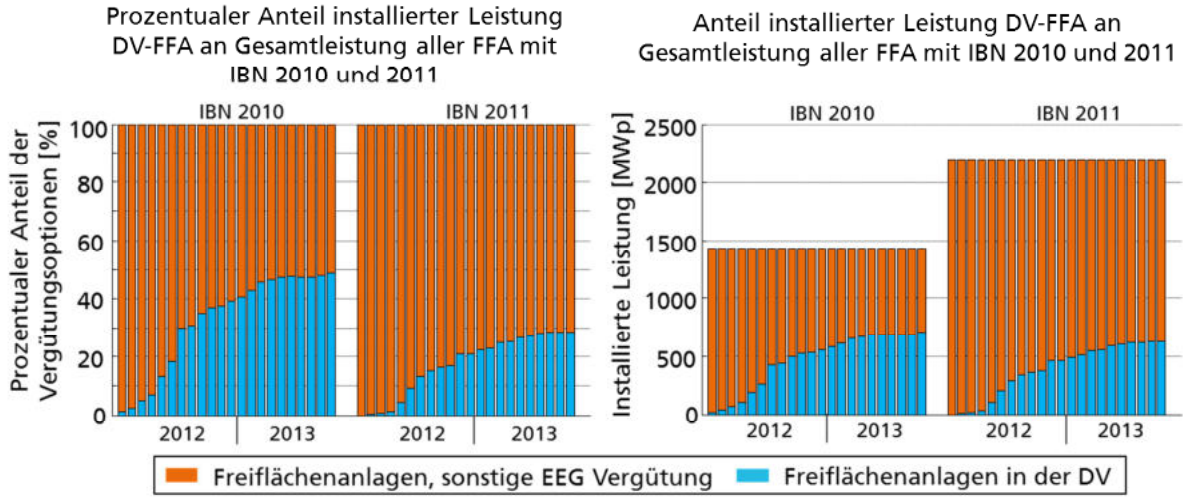


Abbildung 33: Aufteilung der Inanspruchnahme der Vergütungsoptionen (Direktvermarktung und sonstige EEG Vergütung) bei Freiflächenanlagen (FFA) für die Inbetriebnahmejahre (IBN) 2010/2011

Quellen: ÜNB [75] [76], Freiflächendatenbank (Werte für 2011 vorläufig)

Die Aufteilung der installierten Leistung in der Direktvermarktung hinsichtlich der Inbetriebnahmejahre ist in Abbildung 34 dargestellt. Es zeigt sich, dass vor allem Anlagen, die in 2010 bis 2012 installiert wurden, die Direktvermarktungsoption wählen. Dies dürfte zum einen auf die geringeren Einspeisevergütungen zurückzuführen sein. Zum anderen lag jedoch auch der Zubau von Großanlagen (vgl. Kapitel 2.1), für welche die Direktvermarktung insbesondere interessant ist, in diesen Jahren deutlich höher. Im Vergleich zum letzten wissenschaftlichen Zwischenbericht hat sich vor allem der Anteil von Anlagen mit Inbetriebnahme in 2011 bis 2013 vergrößert. Der Anteil von Anlagen mit IBN in 2013 ist zwar seit Mai deutlich gestiegen, liegt jedoch weiterhin auf eher niedrigem Niveau, da der Gesamtzubau sowie vor allem der Zubau größerer Anlagen im Vergleich zu den vergangenen Jahren stark gesunken ist.

Die Weiterentwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktungsoption durch PV-Anlagenbetreiber kann derzeit noch nicht verlässlich abgeschätzt werden. In Folge eines voraussichtlich sinkenden Zubaus an Groß- und Freiflächenanlagen (vgl. Kapitel 2.1) ist jedoch ein geringerer Zuwachs in der Direktvermarktung zu erwarten. Zwar hat der Rückgang der Managementprämie zum Jahr 2013 den weiteren stetigen Zuwachs bislang nicht gestoppt, jedoch kann daraus nicht abgeleitet werden, inwiefern sich die weitere Senkung in den kommenden Jahren auswirken wird.

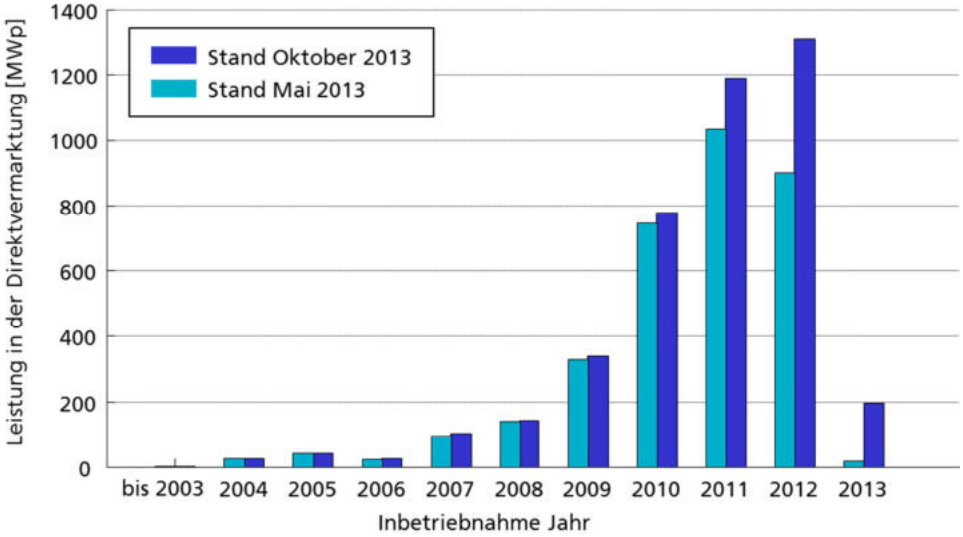


Abbildung 34: Inbetriebnahme der PV-Anlagen in der Direktvermarktung zum Stand Mai und Oktober 2013

Quelle: ÜNB [76]

Welche Auswirkungen sich aufgrund der weiteren Absenkung der Managementprämie sowie der Umsetzung des Marktintegrationsmodells tatsächlich auf die Entwicklung der Direktvermarktung ergeben, wird im weiteren Verlauf des Vorhabens beobachtet und bewertet.

3.8.1.2 Eigenverbrauch

Anlagenbetreiber können den erzeugten PV-Strom in räumlicher Nähe selbstverbrauchen und dadurch ihren Strombezug aus dem Netz verringern. Zwar wird seit der Novellierung des EEG 2012 keine Vergütung mehr auf selbstverbrauchten Strom gezahlt, aufgrund hoher Strompreise gegenüber sinkenden Einspeisevergütungssätzen ist die Eigenverbrauchsoption dennoch weiterhin wirtschaftlich interessant.

Innerhalb dieses Vorhabens wurde im ersten Quartal 2013 eine Befragung von 500 PV-Installateuren durchgeführt, in der auch aktuelle Entwicklungen zum Eigenverbrauch abgefragt wurden [135]. Die hieraus abgeleiteten Ergebnisse und Trends sind in Anhang A.3.3.1.1 dargestellt.

3.8.1.3 Direktverbrauch durch Dritte

Der Direktverbrauch durch Dritte ist eine weitere Möglichkeit PV-Strom zu vermarkten. Bedingung ist, dass der Strom in räumlicher Nähe verbraucht und nicht durch das öffentliche Netz geleitet wird. Zu dieser Vermarktungsform sind keine Veröffentlichungen zum aktuellen Umfang verfügbar, welcher daher nicht abschätzbar ist. Aufgrund der einschränkenden Randbedingungen und des Aufwands für Messung und Abrechnung sowie vertragliche Gestaltungen, ist aber davon auszugehen, dass es sich hierbei bislang um vereinzelte Nischenanwendungen handelt.

3.8.1.4 Marktintegrationsmodells nach § 33 EEG

Das Marktintegrationsmodell wurde mit der Novellierung des EEG zum 1. April 2012 eingeführt. Es sieht vor, dass Dachanlagen mit einer Leistung größer 10 kW und maximal 1 MW nur für 90 % ihrer erzeugten Leistung nach EEG vergütet werden. Dies ist unabhängig davon, ob die fixe Einspeisevergütung oder Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell oder Grünstromprivileg gewählt wird. Aufgrund der Größenklasse ist das Marktintegrationsmodell vor allem für Anlagen im Bereich Gewerbe und Industrie relevant.

Da das Marktintegrationsmodell erst zum 1. Januar 2014 in Kraft tritt, bestehen hier noch keine Erkenntnisse zu den tatsächlichen Auswirkungen. Daher sind weitere Ausführungen in Anhang A.3.3.1.2 dargestellt

3.8.2 Kosten- und Erlösbetrachtung

Die Höhe des Eigenverbrauchs wird zukünftig im zunehmenden Maße Einfluss auf die Rentabilität von PV-Anlagen im Eigenverbrauchssegment haben (vgl. Kapitel 3.9.1). Neben der einfachen Verkleinerung der Anlagengröße bei gegebener Last sind weitere Maßnahmen und Technologien zur Erhöhung des Eigenverbrauchs möglich. Hierzu zählen insbesondere

- ein verändertes Nutzerverhalten,
- ein intelligentes Lastmanagement zur Verlagerung des Energiebedarfs in Zeiten eines Erzeugungsüberschusses,
- Strom-Wärme-Anwendungen (z.B. Wärmepumpen oder Heizstab in Verbindung mit Wärmespeicher) und
- elektrische Speicher zur Aufnahme des Erzeugungsüberschusses und Abgabe bei Energiebedarf.

Allein durch ein verändertes Nutzerverhalten ist in der Regel keine deutliche Steigerung des Eigenverbrauchs realisierbar, insbesondere sofern keine Kenntnis über die tatsächlichen Einspeise- und Verbrauchswerte (z.B. durch Messung und Visualisierung der Leistungsflüsse) bestehen. Diesen Trend haben auch entsprechende System- und Komponentenhersteller erkannt und vermehrt Systeme zur Eigenverbrauchserhöhung entwickelt und auf den Markt gebracht. Eine entsprechende Übersicht und weitere Ausführungen zum Lastmanagement sowie der Strom-Wärme-Anwendungen sind im Anhang A.3.3.2 dargestellt.

Speichertechnologien

Batteriespeicher können durch Aufnahme von Erzeugungsüberschuss und Abgabe bei Strombedarf den Eigenverbrauch einer PV-Anlage erhöhen. Die Kosten für ein PV-Speichersystem weisen dabei hohe Bandbreiten auf und sind u.a. abhängig von der Speichertechnologie, der Speicherkapazität und der Ladeleistung. Die Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von PV-Batteriespeichern sind in Anhang A.3.3.2.3 erläutert und die Ergebnisse im Folgenden dargestellt.

Abbildung 35 zeigt die Bandbreite der möglichen Eigenkapitalrenditen für verschiedene Haushalte sowie Speicherkonfigurationen bei 4,8 kWp installierter PV-Leistung. Während die **Eigenkapitalrenditen ohne Einsatz von Speichern im deutlich positiven Bereich** (ca. 8 % bis 11 %) liegen, weisen sie bei einer **Investition in Speicher in den meisten Fällen negative Werte** auf. Nur Blei-Batterien liegen hier teilweise im positiven Bereich. Ein höherer Jahresenergiebedarf wirkt sich durch den höheren Eigenverbrauch insgesamt positiv auf die Rendite aus. Durch das Marktanreizprogramm für PV-Speichersysteme verbessert sich die Situation, sodass Blei-Batterien überwiegend im positiven Renditebereich liegen und auch der Einsatz von Li-Ion-Batterien unter optimistischen Annahmen positive Eigenkapitalrenditen aufweist.

Rechnet man bei der Bestimmung der Eigenkapitalrenditen (in diesem Fall und in den folgenden Beispielen) die Fremdkapitalzinsen, da sie einen steuerlichen Vorteil bieten können, nicht als negativen Zahlungsfluss ein, erhöhen sich die Eigenkapitalrenditen zwischen 1 bis 2 Prozentpunkten. Dies ist jedoch abhängig von den steuerlichen Gegebenheiten im Einzelfall.

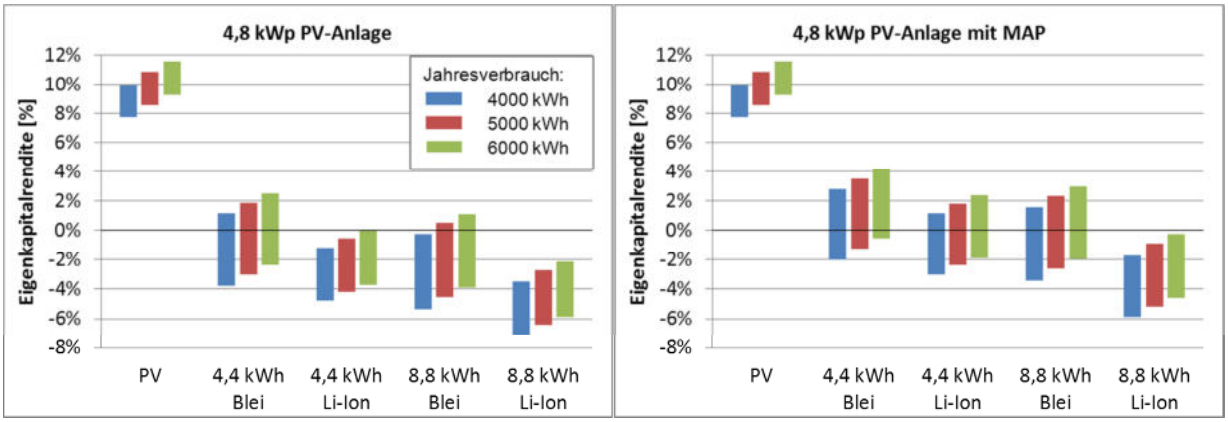


Abbildung 35: Bandbreite der Eigenkapitalrenditen für Haushalte mit 4,8 kWp PV-Anlage und Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Eigenverbrauchserhöhung bei Installation in 2013, ohne (links) und mit (rechts) Marktanreizprogramm (MAP) für Speicher

Für eine PV-Anlagengröße von 6,4 kWp bei ansonsten gleichbleibenden Randbedingungen sind die Ergebnisse vergleichbar (Abbildung 36). PV-Anlagen ohne Batteriespeicher weisen auch hier eine deutlich höhere Eigenkapitalrendite auf.

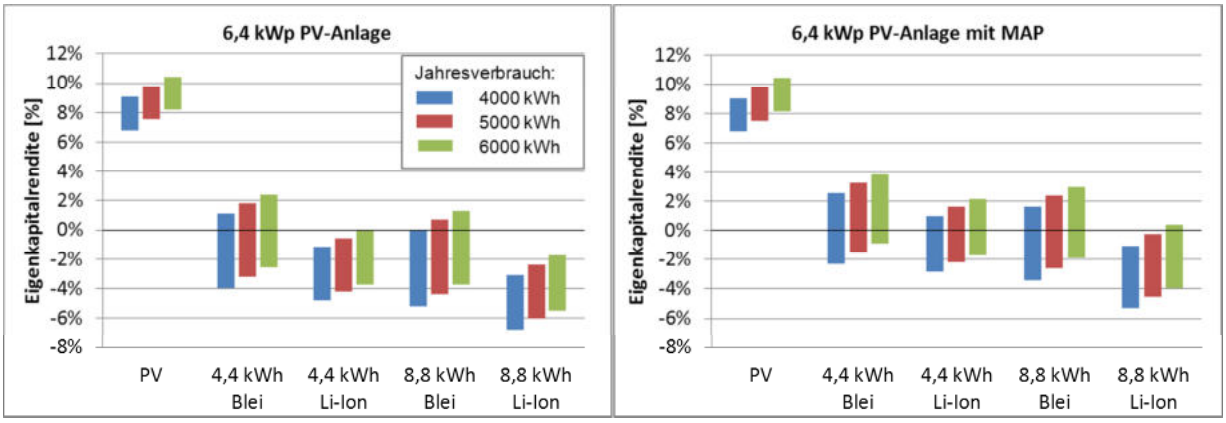


Abbildung 36: Bandbreite der Eigenkapitalrenditen für Haushalte mit 6,5 kWp PV-Anlage und Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Eigenverbrauchserhöhung (Installation 2013), ohne (links) und mit (rechts) Marktanreizprogramm (MAP) für Speicher

Auch im Beispielfall des Gewerbes weisen die Anlagenkonstellationen **mit Batteriesystem geringere Eigenkapitalrenditen auf als ohne Batterie** (Abbildung 37). Allerdings sind hier bei Investition in Blei-Batterien Eigenkapitalrenditen von bis zu 8,4 % möglich. Auch Li-Ion-Batterien bewegen sich hier im positiven Renditebereich. Da die PV-Anlagengrößen über 30 kWp liegen, kann hier das Marktanreizprogramm nicht in Betracht gezogen werden.

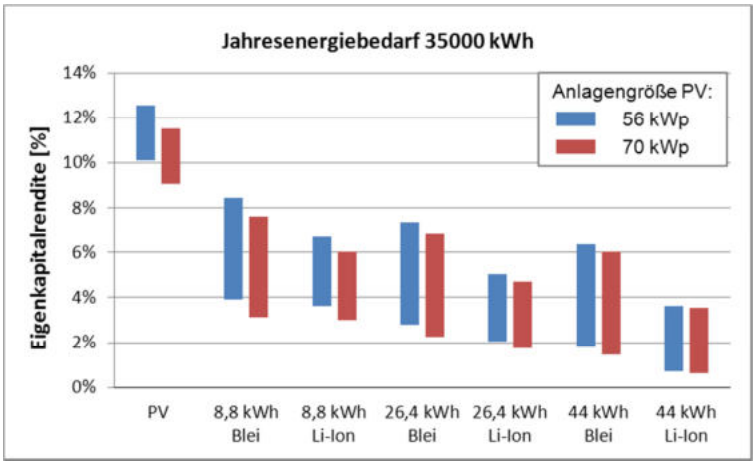


Abbildung 37: Bandbreite der Eigenkapitalrenditen für Gewerbe (Supermarkt) bei verschiedener Systemkonfiguration von PV-Batteriesystemen bei Installation in 2013

Insgesamt zeigt sich durch die Beispielfälle, dass Batteriespeicher für die Eigenverbrauchssteigerung derzeit noch nicht zur Erhöhung der Eigenkapitalrendite von PV-Anlagen beitragen können. In vielen Fällen ist sogar eine negative Rendite zu erwarten. Es ist hierbei zu beachten, dass die aktuell verfügbaren Angaben für Speichersystemkosten hohe Bandbreiten aufweisen und zukünftig mit einem deutlichen Kostensenkungspotential zu rechnen ist. Außerdem sind die Ergebnisse stark von den individuellen Randbedingungen (Verbrauchsprofil, Anlagen- und Speichergröße, Eigenkapitalhöhe etc.) abhängig, so dass die dargestellten Renditen nicht pauschalisiert werden können. Die Ergebnisse gelten so nur für die gegebenen Randbedingungen, einem über die Nutzungsdauer konstanten Stromverbrauch bzw. Eigenverbrauchsanteil sowie keiner Belastung des Eigenverbrauchs mit Umlagen oder Netzentgelten. Erst mit einer deutlichen Senkung der Systemkosten für Batteriespeicher können sich deutlich positivere Renditen und damit breitere Marktanreize entwickeln.

3.9 Analyse der Entwicklung der Netzparität und der damit verbundenen strukturellen Auswirkungen

3.9.1 Ökonomische Wirkung der Netzparität

In diesem Kapitel soll untersucht werden, wie sich die Renditesituation von PV-Anlagen in Deutschland im Eigenverbrauchssegment unter den angenommenen Bedingungen der beiden Szenarien „Verlangsamter Markt“ und „Zubaukorridor“ (vgl. Zubauszenarien und Preisszenarien im Anhang A.2.2 und Vergütungsszenarien in Kapitel 3.6.1) in Zukunft entwickelt. Insbesondere soll geprüft werden inwieweit PV-Anlagen ohne Einspeisevergütung, nach Erreichen der 52 GW-Marke installierter PV-Leistung, noch wirtschaftlich darstellbar sind, getragen durch hohe Anteile eigenverbrauchten PV-Stroms.

Eine detaillierte Beschreibung zur Vorgehensweise, der Datengrundlage und der notwendigen Annahmen befindet sich im Anhang ab A.3.3.3.

Unsicherheiten

Bei der Bewertung der im folgenden Kapitel dargestellten Ergebnisse ist zu beachten, dass diese einigen Unsicherheiten unterliegen und lediglich Mittelwerte abbilden, so dass sie keinesfalls eins zu eins auf jede beliebige reale Anlage übertragen werden können.

- Es werden gewichtete Mittelwerte der Eigenkapitalrendite über die verschiedenen Neigungs- und Orientierungswinkel der simulierten PV-Anlagen berechnet, um die Ergebnisse übersichtlich darstellen zu können. Das bedeutet, dass es Fälle geben kann, bei denen die Ergebnisse beispielsweise an spezifischen Standorten für bestimmte Anlagengrößen negative mittlere Eigenkapitalrenditen aufzeigen, tatsächlich aber für einige Anlagenkonfigurationen positive Eigenkapitalrenditen möglich wären. Andersherum ist aber auch zu erwarten, dass es Standorte gibt an denen positive Eigenkapitalrenditen berechnet werden, einige Ausrichtungsvarianten aber negative Eigenkapitalrenditen aufweisen würden. In der Realität existiert immer eine Bandbreite möglicher Ergebnisse, in die sich konkrete Anlagen je nach Standort und Konfiguration einordnen.
- Die Rentabilität einer PV-Anlage ist in den simulierten Szenarien in erheblichem Maße von der Höhe des Eigenverbrauchsanteils abhängig. Dieser kann, je nach Kombination von Einspeise- und Verbrauchsprofil, trotz gleichbleibender Anlagengröße und konstantem Jahresverbrauch, deutlich variieren. Untersuchungen dazu ergaben relative Standardabweichungen der Eigenverbrauchsanteile in der Größenordnung von 10%. Für die Darstellung der Ergebnisse im folgenden Kapitel werden stets arithmetische Mittelwerte über die Varianten der zugrunde liegenden Verbrauchsprofile gebildet.
- Für die Renditebetrachtungen wird für die PV-Anlagen jeweils eine Lebensdauer von 20 Jahren angesetzt. Da im Gewerbe mitunter deutlich kürzere Investitionszyklen üblich sind kann eine für einzelne Betriebe entsprechend angepasste Kosten-Nutzen-Rechnung für PV-Anlagen zu deutlich geringeren Renditen führen als sie im Folgenden dargestellt werden.
- In der angesetzten pauschalen Lebensdauer der PV-Anlagen von 20 Jahren und den Annahmen zu den Systempreisen ist nicht berücksichtigt, dass der Wechselrichter im Laufe der 20 Jahre ggf. einmal ausgetauscht werden muss, was die Rendite beeinträchtigen kann.
- Weitere Unsicherheiten werden im Anhang beschrieben (A.3.3.3.4).

Privathaushalte

In Abbildung 38 wird, auf Basis der Annahmen zum Szenario „Zubaukorridor“ (vgl. Anhang A.2.2) die mittlere Eigenkapitalrendite je Planfläche für Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch von 4.000 kWh und einer PV-Anlage mit 4,8 kWp für das Inbetriebnahmejahr 2013 bzw. 2019 abgebildet (2019 ist in diesem Szenario das erste Jahr mit Einspeisevergütung gleich 0 ct/kWh).

Während für im Jahr 2013 gebaute PV-Anlagen mit 4,8 kWp noch flächendeckend positive Renditen zwischen etwa 4% und nicht selten 8 bis 12 % möglich sind, sind für 2019 nur noch in Gebieten mit überdurchschnittlichen Erträgen oder überdurchschnittlichen Strompreisen knapp positive Eigenkapitalrenditen zu erwarten.

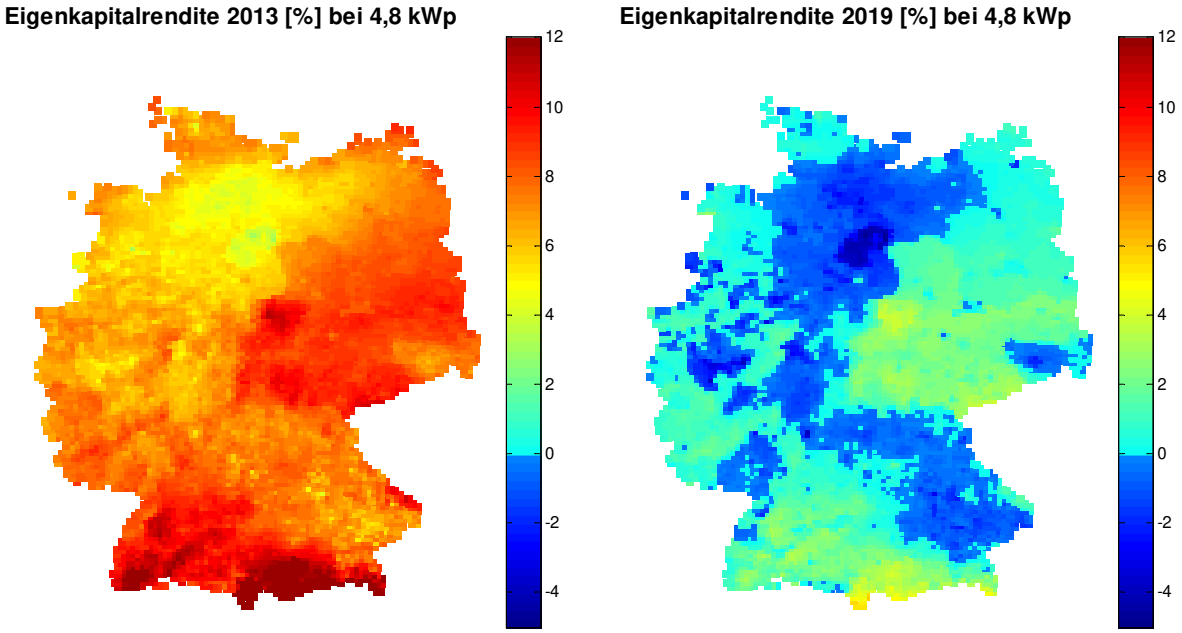


Abbildung 38: Eigenkapitalrendite von PV-Anlagen mit 4,8 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2013 bzw. 2019 für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor"

Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 39 für dasselbe Szenario und ebenfalls das Inbetriebnahmejahr 2019 (EEG-Vergütung = 0 ct/kWh) die Eigenkapitalrenditen für eine sehr kleine PV-Anlage mit 2,4 kWp und eine Größere mit 6,4 kWp.

Auf der linken Karte in Abbildung 39 ist zu sehen, dass für sehr kleine Anlagen auch im Jahr 2019, trotz Nullvergütung, noch überwiegend positive Eigenkapitalrenditen realisierbar sind, wenn auch zumeist nur im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Das bedeutet, in diesem Segment sind PV-Anlagen, unter Berücksichtigung der spezifischen Szenarioannahmen, zum großen Teil auch ohne Einspeisevergütung und allein getragen durch den Eigenverbrauch wirtschaftlich realisierbar. Dies gilt unter dem Vorbehalt, dass die passende Anlagenkonfiguration gewählt werden kann. Dem gegenüber zeigt die rechte Karte, dass sich schon PV-Anlagen mit einer Anlagengröße von 6,4 kWp ohne Einspeisevergütung an praktisch keinem Standort in Deutschland mehr rechnen.

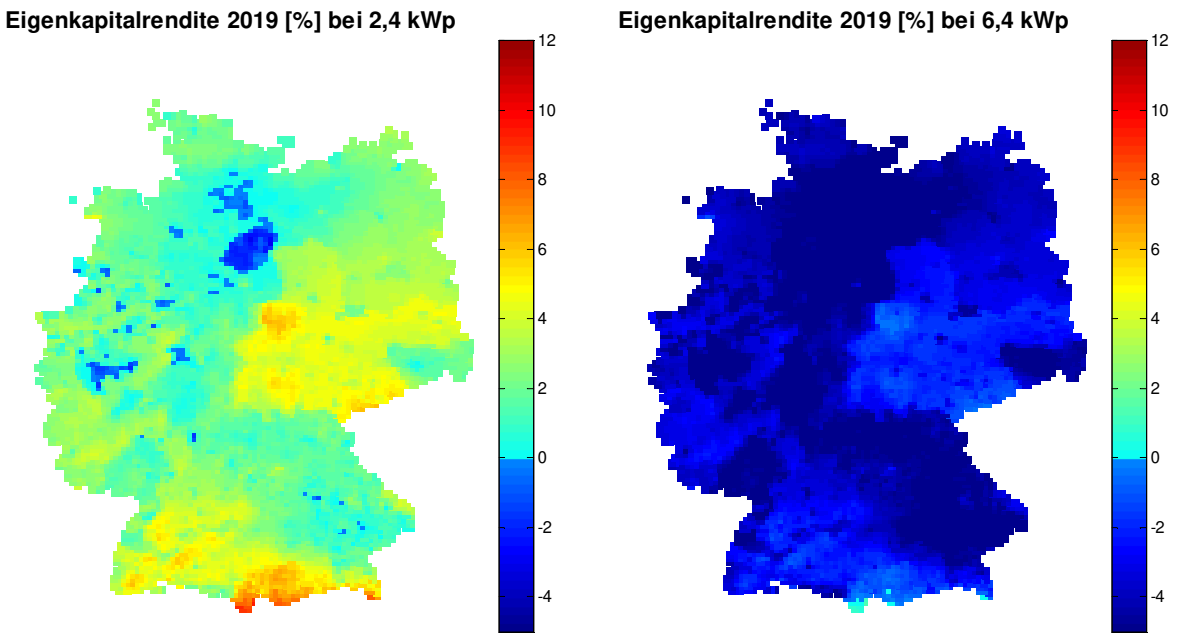


Abbildung 39: Eigenkapitalrendite von PV-Anlage mit 2,4 kWp bzw. 6,4 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2019 (EEG-Vergütung = 0 ct/kWh) für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor"

Es ist anzunehmen, dass die dargestellten, regional stark variierenden Bedingungen eine Konzentrationswirkung auf den Zubau ausüben, so dass für den PV-Zubau sowohl aus systemischer als auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ggf. Steuerungsmaßnahmen angedacht werden sollten.

In Abbildung 40 sind weitere Auswertungen aus oben genanntem Szenario dargestellt. In der rechten Grafik ist in schwarz der durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der PV-Anlagenleistung für Privathaushalte mit einem normierten Jahresverbrauch von 4.000 kWh abgebildet. Der Eigenverbrauchsanteil wurde bei der Mittelung über ganz Deutschland, anhand der erwarteten räumlichen Verteilung bei 52 GW installierter PV-Leistung gewichtet. Das bedeutet beispielsweise, dass Standorte mit einer hohen Installationsdichte im Süden entsprechend selbiger stärker gewichtet wurden als Standorte mit wenig PV-Leistung. Auch hier existiert in der Realität also eine Bandbreite möglicher Ergebnisse, die hier zur übersichtlichen Darstellbarkeit gemittelt wurden. In derselben Grafik ist außerdem in Farbe der ebenfalls regional gewichtete, mittlere Kapitalwert des Gewinns über die Laufzeit von 20 Jahren für unterschiedliche Anlagengrößen und Inbetriebnahmejahre von 2013 bis 2020 aufgetragen. Links wird entsprechend dazu die gewichtete, mittlere Eigenkapitalrendite dargestellt.

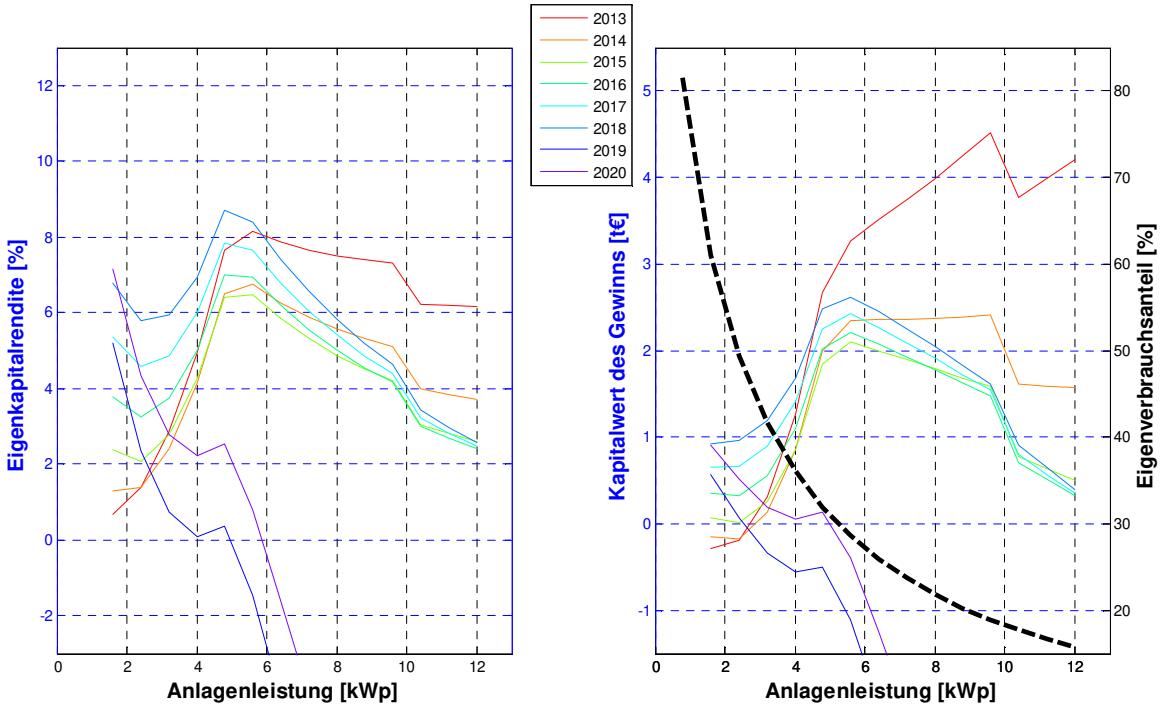


Abbildung 40: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor"

Wie schon in den vorangegangenen Abbildungen ist auch hier abzulesen, dass bei einer Nullvergütung ab dem Jahr 2019 nur noch für kleine PV-Anlagen positive Renditen und für praktisch keine Anlagengröße mehr Renditen möglich sind, die einen wirkungsvollen finanziellen Anreiz darstellen. Unter Voraussetzung weiter steigender Strompreise und sinkender Systemkosten verbessert sich die Situation im folgenden Jahr geringfügig, so dass Anlagen bis 2,5 kWp wieder als rentabel eingeordnet werden können. Bei 2,5 kWp wird im Durchschnitt bereits ein Eigenverbrauchsanteil von knapp 50% erreicht. Es ist auch zu sehen, dass die relative Bewertungsgröße der Eigenkapitalrendite und die absolute Größe des Kapitalwertes des Gewinns in diesem Beispiel ihr Maximum bei Anlagen ähnlicher Größe haben (zwischen 4 kWp und 6 kWp), so dass **keinerlei Anreiz besteht, Anlagen mit Leistungen oberhalb der Maxima zu installieren**. Größere Anlagen zu realisieren würde bedeuten mehr zu investieren, aber sowohl relativ als auch absolut kleinere Gewinne zu erzielen.

Die Unstetigkeit der Kurvenverläufe im linken Diagramm in Abbildung 40 resultiert aus einem sehr steilen Anstieg der spezifischen Investitionskosten für Anlagen kleiner 5 kWp und aus einem Sprung der Vergütungssätze bei 10 kWp.

Insgesamt lassen die Ergebnisse des Szenarios „Zubaukorridor“ für das Segment der **Privathaushalte** erwarten, dass in Folge einer **Nullvergütung** von eingespeistem PV-Strom, wenn überhaupt, **nur noch sehr kleine Anlagen realisiert werden** und somit der **Zubau in Summe deutlich zurückgeht**.

Die gleichen Auswertungen wie für das Szenario „Zubaukorridor“ wurden auch für das Szenario „Verlangsamter Markt“ vorgenommen.

Da die Ergebnisse und damit auch die Schlussfolgerungen qualitativ sehr ähnlich sind und keine bedeutenden zusätzlichen Erkenntnisse abgeleitet werden können, werden für das Szenario „Verlangsamter Markt“ in Abbildung 41 zum Vergleich nur die Pendants zu Abbildung 40 dargestellt.

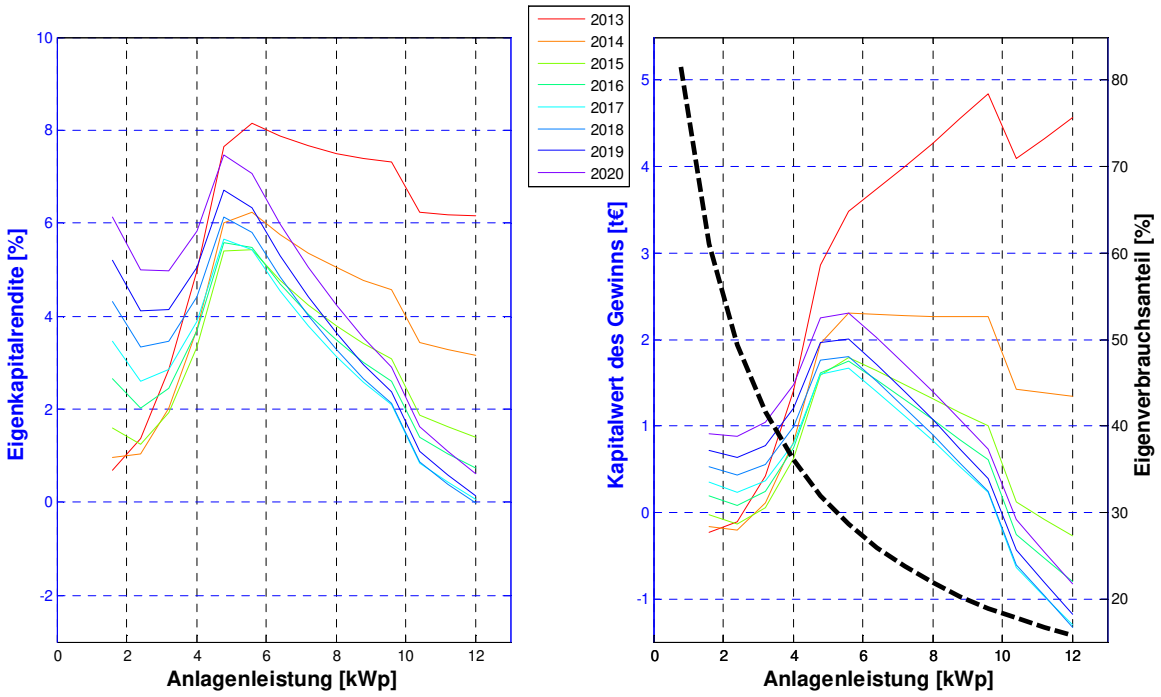


Abbildung 41: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Privathaushalte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh im Szenario „Verlangsamter Markt“

Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass im Szenario „Zubaukorridor“ die Marke von 52 GW, bei der die Einspeisevergütung auf null sinkt, nicht vor 2020 erreicht wird, und – durch die Begrenzung des Szenarios auf 2020 – somit auch keine Auswirkungen einer Nullvergütung abgebildet werden können. Ansonsten sind die Ergebnisse denen des Szenarios „Zubaukorridor“ qualitativ sehr ähnlich. In absoluten Zahlen fallen die Ergebnisse etwas schlechter aus. So erreichen beispielsweise im Szenario „Zubaukorridor“ noch Anlagen mit einer Größe um 10 kWp für alle abgebildeten Installationsjahre Eigenkapitalrenditen von mindestens 4 % während dies im Szenario „Verlangsamter Markt“ für Anlagen, die ab 2015 installiert werden, nicht möglich ist. Die schlechteren Ergebnisse für das Szenario „Verlangsamter Markt“ sind auf die langsamer sinkenden Systempreise zurückzuführen.

Gewerbebetriebe

Die Auswertungen für Gewerbebetriebe werden, wie die vorgelagerten Rentabilitätsberechnungen, getrennt nach Branchen (z.B. Supermärkte, Gastronomie, Seniorenwohnheime, Forschungs- und Bildungseinrichtungen, Wasserversorgung/Abwasser, Versicherungen/Banken/ Öffentliche Verwaltung) durchgeführt und anschließend verglichen.

Da die Ergebnisse zwischen den verschiedenen Branchen qualitativ sehr ähnlich sind und die Interpretationen und Bewertungen annähernd gleich ausfallen, werden diese im Folgenden repräsentativ nur am Beispiel von Supermärkten vorgenommen. Als Referenz wurden 290 Supermärkte betrachtet, deren Lastprofile auf einen Jahresverbrauch von 35.000 kWh normiert wur-

den. Die dargestellten Grafiken entsprechen bzgl. der zugrundeliegenden Szenarien und ihrem Aufbau den acht vorrangegangenen Abbildungen zu den Privathaushalten.

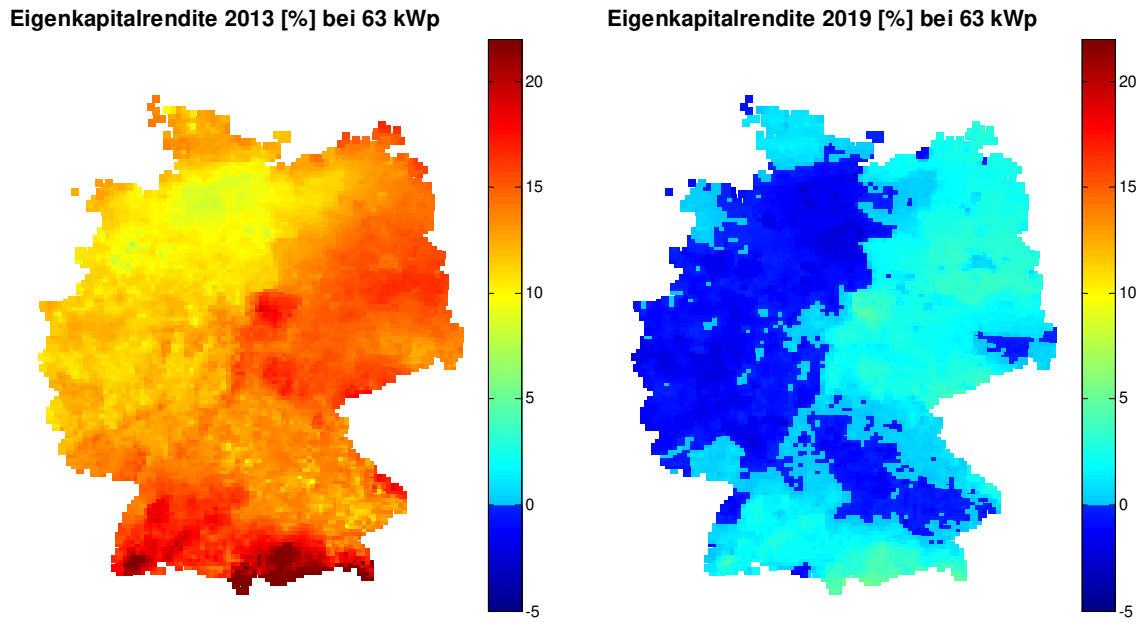


Abbildung 42: Eigenkapitalrendite von PV-Anlage mit 63 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2013 bzw. 2019 für Supermärkte mit einem Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor"

In Abbildung 42 ist die mittlere Eigenkapitalrendite auf jeder Planfläche für PV-Anlagen mit jeweils 63 kWp zum Vergleich zur Inbetriebnahme im laufenden Jahr 2013 und das Jahr 2019, das erste Jahr nach Erreichen der 52 GW-Marke im Szenario „Zubaukorridor“, dargestellt. In Abbildung 43 sind ebenfalls Eigenkapitalrenditen für Inbetriebnahme im Jahre 2019 dargestellt, hier jedoch einmal für vergleichsweise kleine PV-Anlagen mit 35 kWp und einmal für Anlagen von doppelter Größe mit 70 kWp.

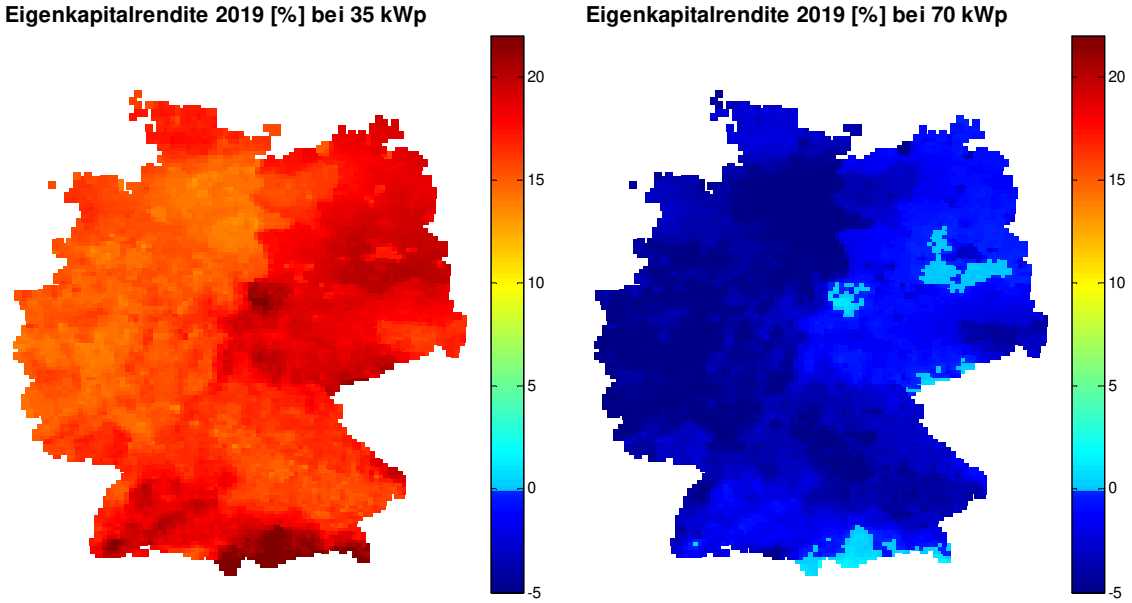


Abbildung 43: Eigenkapitalrendite von PV-Anlage mit 35 kWp bzw. 70 kWp mit Inbetriebnahmejahr 2019 (EEG-Vergütung = 0 ct/kWh) für Supermärkte mit einem Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor"

Abbildung 44 und Abbildung 45 zeigen jeweils rechts in Form der schwarzen gestrichelten Kurve die durchschnittlich zu erwartenden Eigenverbrauchsanteile für Anlagen zwischen 7 und 105 kWp, basierend auf den normierten Lastprofilen der Supermärkte mit 35.000 kWh Jahresstromverbrauch. Für dieselben Verbraucher und Anlagengrößen sind zusätzlich die Kapitalwerte des Gewinns abgebildet. In der linken Grafik werden außerdem jeweils die möglichen Eigenkapitalrenditen für die Inbetriebnahmejahre bis 2020 aus den Szenarien „Zubaukorridor“ und „Verlangsamter Markt“ aufgetragen.

Besonders auffällig sind die jährlich zunehmenden hohen Eigenkapitalrenditen für sehr kleine Anlagen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Leistungsbereich hohe Anteile des erzeugten PV-Stroms selbst verbraucht werden und den jährlich teurer werdenden Strom aus dem Netz ersetzen. Je größer die PV-Anlage, desto größer ist der Anteil des Stroms, der nicht selbst verbraucht, sondern zu einem vergleichsweise niedrigen Vergütungssatz ins Netz eingespeist werden muss. Infolge dessen sinkt mit zunehmender Anlagengröße die Rendite. Es ist unwahrscheinlich, dass viele PV-Anlagen mit den maximal möglichen Eigenkapitalrenditen realisiert werden, da die absoluten Gewinnmöglichkeiten trotz hoher Renditen in diesem Leistungsbereich gering sind. Auffällig ist nämlich auch, dass die absoluten Gewinnmöglichkeiten (abgebildet durch deren Kapitalwert) ein eindeutiges Maximum aufzeigen. Dieses Maximum liegt je nach Inbetriebnahmejahr im Bereich von Eigenverbrauchsanteilen zwischen 45 % und 60 %. Da kein offensichtlicher Anreiz besteht PV-Anlagen zu bauen, deren Größe jenseits des absoluten Gewinnmaximums liegt, ist anzunehmen, dass **zukünftig mehrheitlich PV-Anlagen gebaut werden, die kleiner sind, als es die jeweils verfügbaren Dachflächenpotenziale erlauben würden und der Zubau infolgedessen in diesem Segment insgesamt zurückgeht**.

Die weiteren Schlussfolgerungen, die sich aus Abbildung 42 bis Abbildung 45 ergeben, stimmen weitestgehend mit denen überein, die aus den Abbildungen zur Eigenkapitalrendite der Privathaushalte gezogen wurden. Auch gelten sie qualitativ gleichermaßen für die Szenarien „Verlangsamter Markt“ und „Zubaukorridor“.

Unter den gegenwärtigen Bedingungen (also ohne eine Belastung des Eigenverbrauchs) und den angenommen Entwicklungen (also insbesondere dem Eintreten weiterer Preissenkungen bei gleichzeitiger Erhöhung der Strombezugspreise) sind bis zum Erreichen der 52 GW-Grenze PV-Anlagen im Gewerbe flächendeckend und für unterschiedliche Größen in der Theorie wirtschaftlich gut darstellbar. Die sichtbaren Renditeeinbußen bei zunehmender Anlagengröße zeigen deutlich die Abhängigkeit der Eigenkapitalrendite vom Eigenverbrauchsanteil.

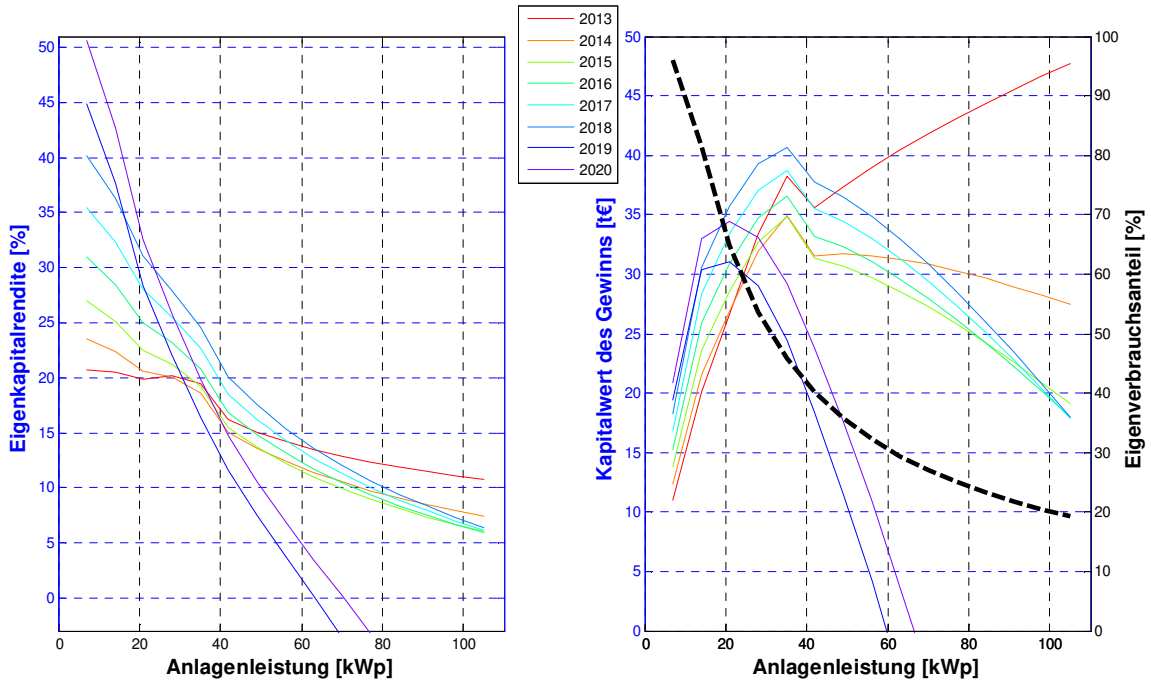


Abbildung 44: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Supermärkte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Zubaukorridor"

Nach Erreichen der 52 GW-Marke wirkt der Eigenverbrauchsanteil so stark auf die Eigenkapitalrendite, dass PV-Anlagen nur noch bei Eigenverbrauchsanteilen ab ca. 35% finanziell attraktiv erscheinen.

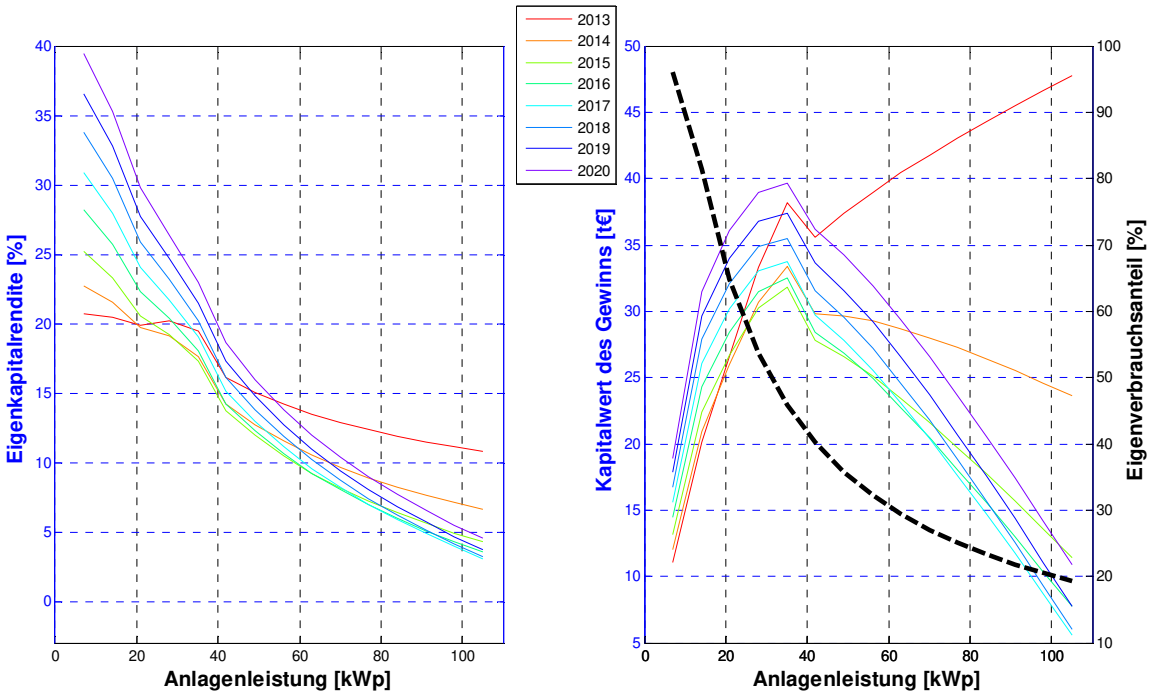


Abbildung 45: Eigenkapitalrendite bzw. Kapitalwert des Gesamtgewinns und Eigenverbrauchsanteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Größe und Inbetriebnahmejahre für Supermärkte mit einem normierten Jahresstromverbrauch von 35.000 kWh im Szenario "Verlangsamter Markt"

Es ist zu erwarten, dass die zunehmend geringere bzw. je nach Szenario ab 2019 auf null sinkende EEG-Vergütung im Gewerbesegment tendenziell zu kleineren Neuanlagen mit höheren Eigenverbrauchsanteilen führen wird. Der rückläufige Anteil der zunehmend sinkenden EEG-Vergütung an den Erlösen führt in den kommenden Jahren tendenziell zu einem geringeren Einfluss der EEG-Vergütungssätze auf die Wirtschaftlichkeit bzw. Investitionsentscheidung.

Insgesamt ist jedoch für das Gewerbesegment zu beobachten, dass trotz der theoretisch attraktiven Wirtschaftlichkeit die entsprechenden Leistungsklassen im Jahr 2013 deutlich weniger zugebaut wurden, als noch im Vorjahr (vgl. Kapitel 2.1). Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass eine Investition in Eigenverbrauchanlagen mit größeren Unsicherheiten behaftet ist, als bei einer (heute nicht mehr rentablen) Volleinspeisung. Als Unsicherheiten zu nennen sind insbesondere die zukünftige Entwicklung der Strombezugspreise und die Entwicklung des eigenen Stromverbrauchs über 20 Jahre sowie nicht zuletzt die momentan diskutierte Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage bzw. Netzentgelten.

3.9.2 Entwicklung des Eigenverbrauchs

Auf Grundlage der Erkenntnisse aus Kapitel 3.9.1 und der Ausbauszenarien (vgl. Anhang A.2.2) wird im Folgenden die Höhe der eigenverbrauchten Strommenge bis 2020 abgeschätzt. Die hierfür getroffenen Annahmen sind in Anhang A.3.3.4 dargestellt.

Die Eigenverbrauchsmenge von PV-Strom steigt unter diesen Annahmen je nach Szenario von 1,8 TWh im Jahr 2013 auf 5,6 TWh bis 6,6 TWh im Jahr 2020 (Abbildung 46).

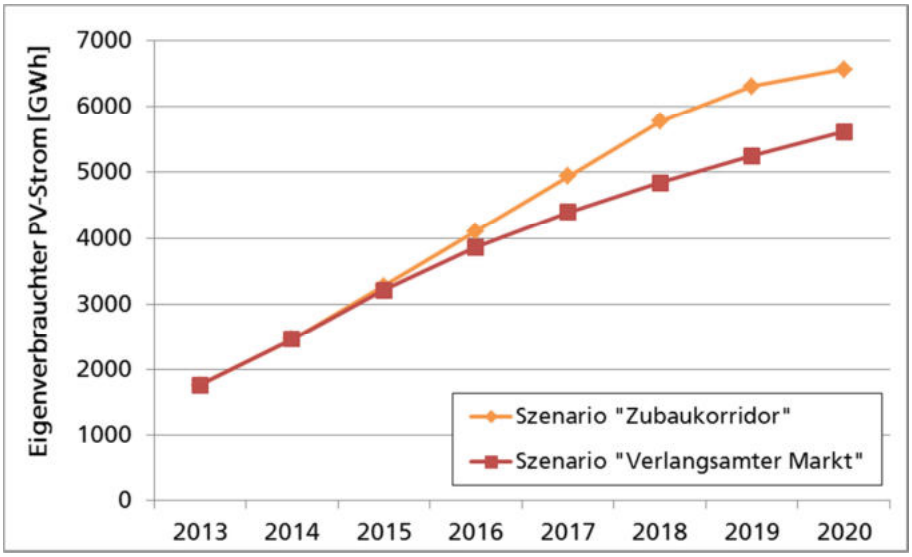


Abbildung 46: Abschätzung der Eigenverbrauchsmenge von PV-Strom bis 2020 unter Annahme der beiden Zubauszenarien „Zubaukorridor“ und „Verlangsamter Markt“

Die Mittelfristprognosen der Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren ebenfalls für die kommenden Jahre eine deutliche Steigerung in der eigenverbrauchten PV-Strommenge. Nach dem Trendszenario steigt der Eigenverbrauch von 2,3 TWh in 2013 [77] auf rund 5,8 TWh in 2018 [78].

Während die eigenverbrauchte Strommenge trotz Vergütung des eigenverbrauchten Stroms in den Jahren 2009 bis 2011 mit 5 bis 258 GWh [79] noch sehr gering war, wird der Eigenverbrauch erst jetzt und zukünftig aufgrund von steigenden Strompreisen und fallenden Einspeisevergütungen an Umfang gewinnen. Allerdings ist der PV-Eigenverbrauch im Vergleich zu indust-

riellem Eigenverbrauch (ca. 35-38 TWh hauptsächlich durch KWK-Anlagen), anderem dezentralen Eigenverbrauch (ca. 12-13 TWh, Mini-BHKWs und Stadtwerke) sowie Schienenbahnen (ca. 5 TWh) weiterhin als geringfügig einzuschätzen [80].

Die dargestellten Prognosen für den PV-Eigenverbrauch basieren auf Annahmen zum Anteil der Nutzung der Eigenverbrauchsoption je Größenklasse sowie durchschnittlicher Eigenverbrauchsanteile je Größenklasse. Sofern keine Registrierung und Messung von Eigenverbrauchsanlagen sowie ggf. Informationen zum in Verbindung mit der PV-Anlage angeschlossenen Verbrauch vorliegen, wird zukünftig keine validierte Angabe von Eigenverbrauchsmengen von PV-Strom möglich sein. Dies wird die Bewertung des gesamtwirtschaftlichen und systematischen Einflusses durch den PV-Eigenverbrauch erschweren. Beispielsweise können so entgangene Einnahmen aus Netzentgelten und Umlagen nicht verlässlich abgeschätzt und ggf. notwendige Maßnahmen umgesetzt werden.

Zur Messung der Eigenverbrauchsmenge (auch im Hinblick auf die Abführung der Umsatzsteuer auf eigenverbrauchten Strom) erscheint aus Gründen der Rechtssicherheit und zur Vorbeugung von Missbrauch eine geeichte Messung nötig zu sein. Insbesondere für Kleinanlagen kann jedoch die Notwendigkeit eines zusätzlichen Zählers zu unverhältnismäßig hohen Mehrbelastungen führen.

3.9.3 Energiewirtschaftliche Auswirkungen des PV-Eigenverbrauchs

Durch den Eigenverbrauch von selbsterzeugtem PV-Strom verringert sich die Menge der von Letztverbrauchern aus dem Netz bezogenen Energie. Auf aus dem Netz bezogenen Strom müssen von Letztverbrauchern in der Regel (Ausnahme sind privilegierte Letztverbraucher) Abgaben in Form von Umlagen, Entgelten und Steuern bezahlt werden. Auf eigenverbrauchten Strom müssen diese Abgaben (bis auf die Mehrwert- bzw. Umsatzsteuer) nicht entrichtet werden und entgehen damit den Kommunen, den Netzbetreibern, dem Staat oder den Letztverbrauchern. Im Gegenzug sind für den eigenverbrauchten und damit nicht in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeisten Strom keine Einspeisevergütungen nach EEG zu zahlen. Für Anlagen, welche seit dem 1. April 2012 in Betrieb genommen wurden, entfällt ebenfalls die Vergütung für eigenverbrauchten Strom.

Im Folgenden wird für das Jahr 2013 abgeschätzt, in welchem Umfang Be- und Entlastungen aufgrund der Eigenverbrauchsregelung für die Allgemeinheit auftreten. Die zugrunde gelegten Szenarien (vgl. Anhang A.2.2) sehen beide für 2013 einen gleich hohen Zubau vor. Daher ergeben sich für beide Szenarien auch dieselben Ergebnisse für die Belastung durch Eigenverbrauch. Weitere Erläuterungen zu den getroffenen Annahmen und den einzelnen Kostenkomponenten sind Anhang A.3.3.5 zu entnehmen.

In Tabelle 9 sind alle resultierenden Be- und Entlastungen durch eigenverbrauchten PV-Strom aufgeführt. Nach dieser Abschätzung ergibt sich für das Jahr 2013 in Summe eine Gesamtbelastung in der Größenordnung von rund 117 Mio. €. Umgelegt auf einen abgeschätzten Eigenverbrauch von 1,8 TWh in 2013 (vgl. Kapitel 3.9.2), ergeben sich 6,5 ct pro kWh eigenverbrauchten PV-Strom.

Tabelle 9: Be- und Entlastungen durch den PV-Eigenverbrauch im Jahr 2013

Bezeichnung	Höhe der Belastung bzw. Entlastung“	Belastungen / Entlastungen für…
	[Mio. €]	**Akteur**
Belastungen		
Konzessionsabgabe	24,4	Kommunen
Netznutzungsentgelte	95,2	Netzbetreiber
Stromsteuer	36,1	Staat
KWK-Umlage	2,2	Letztverbraucher
EEG-Umlage	92,9	Letztverbraucher
Offshore-Haftungsumlage	4,4	Letztverbraucher
StromNEV-Umlage	5,8	Letztverbraucher
∑ Belastungen	**261**	
Entlastungen		
PV-Differenzkosten	**-143,8**	Übertragungsnetzbetreiber
• Anteil eingesparte EEG-Vergütungszahlungen	-214,2	Übertragungsnetzbetreiber
• Anteil entgangene Börsenerlöse PV-Strom	70,4	Übertragungsnetzbetreiber
Differenz 2013 (Belastungen abzgl. Entlastungen)	**117,2**	

3.10 Vorschläge zur Markt- und Systemintegration der Photovoltaik

Die derzeit installierte PV-Leistung von rund 35 GW (Stand: 31.10.2013 [74]) nimmt bereits eine systemrelevante Größenordnung ein. Unter diesem Hintergrund und einem voraussichtlich weiteren deutlichen Zubau in den nächsten Jahren ist es notwendig, dass sich auch PV-Anlagen an der Unterstützung des Netzbetriebs und der Netzsicherheit beteiligen. Hierzu gehören vor allem Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungshaltung sowie auch Schwarzstart und Netzwiederaufbau. Die technische Realisierung einer geeigneten Systeminfrastruktur, die sowohl die IKT-Infrastruktur als auch relevante automatisierungstechnische Systemkomponenten umfasst, ist hierfür zwingend notwendig.

Für die statische Spannungshaltung durch PV-Anlagen bestehen bereits marktreife Produkte (PV-Wechselrichter) und entsprechende Regularien (Mittel- und Niederspannungsrichtlinie [81], [82]). Da die Aus- und Wechselwirkungen verschiedener Ansätze (z.B. Wirk- und Blindleistungsregelung auch in Zusammenwirkung mit regelbaren Ortsnetztransformatoren) noch nicht vollständig verstanden sind, werden die Möglichkeiten von Seiten der Netzbetreiber allerdings derzeit noch sehr verhalten eingesetzt. Das Fault Ride-Through Verhalten (dynamische Spannungshaltung) hingegen ist bislang nur für die Mittelspannungsebene definiert. Die Systemrelevanz und genauen Anforderungen sind für Anlagen in der Niederspannung noch nicht identifiziert. Auch das Verhalten bei kurzzeitigen Spannungsüberhöhungen (High-Voltage-Ride-Through) wird bislang weder in der Mittel- noch in der Niederspannungsebene betrachtet. Hier ist ebenfalls zunächst festzustellen, welche Relevanz eine solche Funktionalität für die Systemsicherheit hat.

Hinsichtlich der Frequenzhaltung ist noch zu ermitteln, in welchem Umfang PV-Anlagen an der Bereitstellung von Frequenzregelleistung beteiligt sein sollten und wie entsprechende Angebots- und Nachweiseverfahren zu definieren sind. Für das Frequenzverhalten außerhalb des Normalbetriebs (50±0.2 Hz) sind hingegen konkrete technische Ausgestaltungen in den Netzanschlussrichtlinien [81] und [82] beschrieben und eine Umrüstung der Bestandsanlagen wird derzeit vollzogen.

Auch der zunehmende Eigenverbrauch von PV-Strom hat netztechnische sowie marktwirtschaftliche Zusammenhänge. Die Nutzung des Eigenverbrauchs wird vom Anlagenbetreiber derzeit vor allem aus betriebswirtschaftlicher Sicht und nicht hinsichtlich des Stromversorgungssystems durchgeführt. Aus Gesamtsystemsicht ist dieses Verhalten nicht optimiert. Dabei bestehen Möglichkeiten zur Reduktion von Erzeugungsspitzen (Abbildung 47) und Netzausbau durch eine netzdienliche Erhöhung des Eigenverbrauchs durch den Einsatz von

- Energiemanagementsystemen
- elektrochemischen Speichern
- thermischen Speichern
- Wärmepumpen.

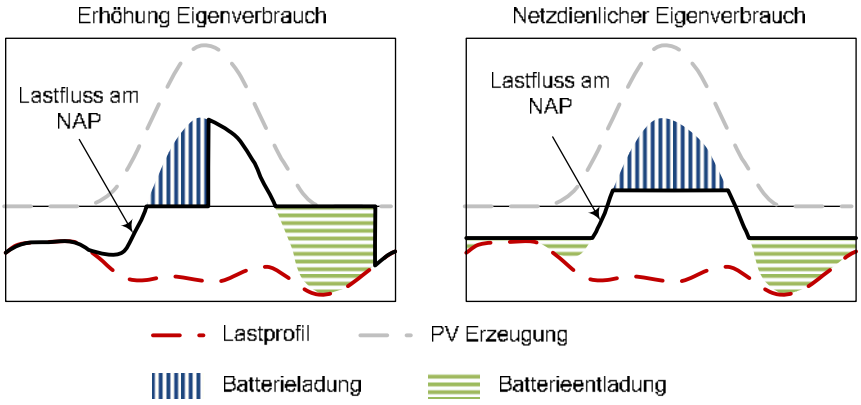


Abbildung 47: Möglicher Einsatz von Batteriespeichern zur Eigenverbrauchserhöhung

Die netzdienliche Erhöhung des Eigenverbrauchs von Neu- und Bestandsanlagen ermöglicht den Zubau von weiteren PV-Anlagen in den jeweiligen Netzgebieten, ohne dass weitere Netzausbaumaßnahmen getätigt werden müssen.

Eine gezielte Wirkung für netzdienlichen Eigenverbrauch wird derzeit beispielsweise durch das Speicherförderprogramm erreicht [155]. Die maximale Einspeiseleistung muss auf 60 % der installierten PV-Leistung begrenzt werden, wodurch eine noch stärkere Kappung der Einspeisespitze als durch die im EEG vorgeschriebene Abregelung auf 70 % als Alternative zum fernsteuerbaren Einspeisemanagement besteht.

Die aktuellen Eigenverbrauchsanreize ermöglichen so die Entwicklung neuer Marktmodelle, bspw. für PV-Speichersysteme aber auch im Bereich des Energiemanagements. Hierbei bewegen sich die Lösungen im Hinblick auf den maximalen Nutzen der PV-Energie im Spannungsfeld zwischen maximalem Eigenverbrauch (Renditeoptimierung des Anlagenbetreibers), einem sicheren und kosteneffizienten Netzbetrieb sowie einem marktgetriebenen PV-Speicherbetrieb (Abbildung 48).

Ein netzdienlicher Eigenverbrauch durch Reduktion von Einspeisespitzen, lokale Spannungsregelung durch PV-Speichersysteme oder auch ein ferngesteuerter Betrieb durch den Netzbetreibern, können den Netzbetrieb verlässlicher und kosteneffizienter gestalten. Allerdings haben diese Maßnahmen in der Regel einen negativen Einfluss auf die Höhe des möglichen Eigenverbrauchs und damit der Rendite des Anlagenbetreibers. Um dennoch einen an der Gesamtsystemsicht orientierten Betrieb zu erreichen, sind Anreize, bspw. in Form von variablen Tarifen (z.B. abhängig vom Marktpreis) oder durch Entgelte für eingeforderte Systemdienstleistungen, notwendig.

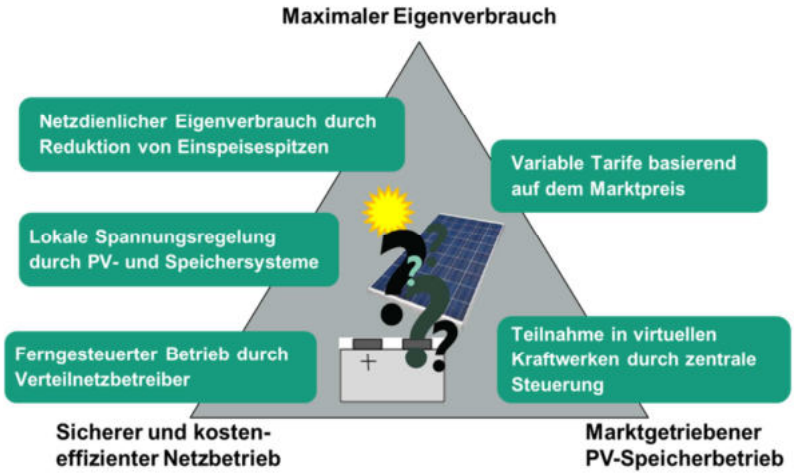


Abbildung 48: Spannungsfeld zum Einsatz von PV-System für einen aus Gesamtsystemsicht optimalen Nutzen von PV-Energie

3.11 Perspektive der PV-Förderung

3.11.1 Wettbewerbsfähigkeit der PV im heutigen Marktmodell

Wesentlich für die Frage nach der Wettbewerbsfähigkeit der PV ohne jegliche Förderung ist, ob PV-Anlagen durch die Teilnahme am Energiemarkt ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Aus heutiger Sicht ist dies jedoch nicht absehbar. Verwiesen wird an dieser Stelle auf die Analyse der Wettbewerbsfähigkeit der PV im heutigen Marktmodell in Anhang A.3.2. Zusammengefasst sind folgende Punkte anzuführen:

- Die Börsenpreise bleiben absehbar sehr niedrig:
    - Die Futures notieren niedrig, u.a. aufgrund des Preisverfalls der CO_2-Zertifikate,
    - die europäische Wirtschaftskrise hält an;
- Der Marktwert der PV sinkt mit zunehmender PV-Durchdringung;
- Der direkte Absatz von PV-Strom in größeren Mengen bspw. an Stadtwerke oder Stromhändler ist aus heutiger Sicht eher als Nische zu betrachten.

Insgesamt ist deshalb aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass PV-Strom (der nicht selbst verbraucht wird) keine ausreichenden Erlöse generieren kann, um die Wirtschaftlichkeit des Projekts sicherzustellen.

Im Folgenden wird vor diesem Hintergrund getrennt für Anlagen mit Eigenverbrauchsmöglichkeiten sowie Anlagen ohne Eigenverbrauchsmöglichkeiten auf die Auswirkungen einer Nullvergü-

tung – also dem Wegfall der Förderung – eingegangen. Anschließend werden verschiedene Handlungsoptionen aufgezeigt und diskutiert.

3.11.2 Mögliche Auswirkungen einer Nullvergütung ab 52 GW

Anlagen mit Eigenverbrauchsmöglichkeiten: Im Rahmen der Rentabilitätsbetrachtungen (Kapitel 3.9.1) wurden sowohl Anlagen für Privathaushalte wie auch für Gewebebetriebe untersucht und ihre Renditeentwicklung über einen Zeitraum von 2013 bis 2020 prognostiziert. Das Szenario „Verlangsamter Markt“ geht davon aus, dass in 2020 52 GW an PV-Anlagen installiert sind. Beim Szenario „Zubaukorridor“ wird diese Grenze bereits in 2018 erreicht. Die im Rahmen der Rentabilitätsbetrachtung durchgeführten Simulationen geben Anhaltspunkte zum möglichen weiteren Zubau von PV-Anlagen. Hierbei wurde im Privatbereich mit einem Stromverbrauch von 4.000 kWh/a und im Gewerbebereich mit 35.000 kWh/a gerechnet. Unter diesen Annahmen (sowie den Annahmen zur Entwicklung von Systempreisen und Strombezugspreisen) und bei einer Nullvergütung können Neuanlagen im Privatbereich im Szenario „Zubaukorridor“ bis zu einer Anlagengröße von ca. 2,5 kW (50 % Eigenverbrauchsanteil) als rentabel eingeordnet werden. Bei Gewerbeanlagen (35 MWh Jahresstromverbrauch) liegt diese Grenze bei einer Anlagengröße von ca. 50 kW bzw. 35 % Eigenverbrauchsanteil. Die vorgenannten Aussagen zur Rentabilität sind im starken Maße von der Entwicklung der Anlagenpreise und den Strombezugskosten abhängig. Für die Privathaushalte wurde mit Umsatzsteuer auf den eigenverbrauchten Strom gerechnet, das heißt, dass die Umsatzsteuer die Rendite mit beeinflusst. Weitere Abgaben auf den Eigenverbrauch wurden nicht betrachtet. Derartige Abgaben führen zu einer weiteren Verringerung der Rentabilität.

Die angenommenen Eigenverbräuche unterliegen einer gewissen Bandbreite und können regional differenziert sich sowohl positiv wie auch negativ darstellen. Aufgrund der untersuchten und zur Verfügung stehenden Verbrauchsprofile, wurden vorgenannte Werte abgeleitet.

Auf Basis der untersuchten Szenarien wurden erste Hochrechnungen nach dem Erreichen der 52 GW bei einer EEG-Nullvergütung für den weiteren Zubau vorgenommen. Grundsätzlich wurde davon ausgegangen, dass sich Speicher in einer Kombination mit einer Nullvergütung nicht rechnen. Für die Hochrechnung wurden aus dem Anlagenregister der BNetzA [74] die Zubauzahlen ab Oktober 2012 bis September 2013 analysiert. Unterstellt man einen Zubau im Privatbereich bis 2,5 kW und im Gewerbebereich von ca. 15 bis 80 kWp ergibt sich ein Zubaukorridor von 720 MW/a. Differenziert man diese Angaben so ergibt sich im Privatbereich ein Zubau in Höhe von ca. 4,6 MW/a und im Gewerbebereich der Rest und somit der überwiegende Anteil. Eine Abschätzung über einen möglichen Direktverkauf im Nahbereich ohne Nutzung des öffentlichen Netzes wird sich in Abhängigkeit des Preisniveaus der Anlagenpreise und der möglichen Vermarktungspreise erst nach dem Erreichen der 52 GW vornehmen lassen. Insbesondere ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abzusehen, welche Geschäftsmodelle sich hier entwickeln werden. Aufgrund der oben angegebenen Bandbreite wird jedoch nicht davon ausgegangen, dass sich hier die Zubauraten signifikant erhöhen werden. Ein Unsicherheitsfaktor ist allgemein das Autarkiebestreben der Haushalte, was dazu führen könnte, dass bei Kleinanlagen auch Nullrenditen akzeptiert werden. Selbst wenn vor diesem Hintergrund angenommen wird, dass die heutige mittlere Zubauzahl von 100.000 Anlagen in Haushalten (Anlagen bis 10 kWp) auch ohne Förderung mit der genannten mittleren Anlagengröße von 2,5 kWp fortgesetzt werden würde, würde sich der Zubaukorridor nach 52 GW von den genannten 0,72 GW/a auf mode-

rate 0,98 GW erhöhen. Die vorgenannten Aussagen gelten insgesamt jedoch nur bei einer Beibehaltung des Eigenverbrauchsprivilegs.

Anlagen ohne Eigenverbrauchsmöglichkeiten (d.h. die meisten Freiflächenanlagen, aber möglicherweise auch große Dachanlagen; im Folgenden Fokus auf Freiflächenanlagen) sind bei einer Nullvergütung für potenzielle Investoren bzw. Anlagenbetreiber nur dann wirtschaftlich interessant, wenn ein Rückfluss des investierten Kapitals gewährleistet ist. Wie im erläuternden Kapitel im Anhang A.3.2 ausgeführt wurde, ist selbst mit Stromgestehungskosten in der Größenordnung von 5 bis 6 ct/kWh aus heutiger Sicht davon auszugehen, dass eine Wettbewerbsfähigkeit über die Teilnahme am Strommarkt nicht gegeben sein wird. Andere Erlösmöglichkeiten bietet möglicherweise der direkte Stromverkauf an Weiterverteiler oder Stadtwerke. Ob und in welchem Umfang derartige Geschäftsmodelle wirtschaftlich tragfähig sind und einen Investitionsanreiz im Großanlagensegment bieten, kann aus heutiger Sicht nur unzureichend beantwortet werden. Erste Anhaltspunkte diesbezüglich dürften in naher Zukunft die derzeit bestehenden Planungen zu EEG-unabhängigen Freiflächenanlagen liefern. Jedoch liegen von derartigen Planungen zum Stand der Berichtserstellung keine Informationen zum Geschäftsmodell vor, auch zeigt die derzeitige rückläufige Marktentwicklung von Großanlagen, dass solche Modelle allenfalls Nischen sein können. Entsprechende Projekte und die jeweiligen Geschäftsmodelle werden im weiteren Verlauf des vorliegenden Vorhabens weiter verfolgt.

Auf die Handlungsoptionen wird in Kapitel 3.12 eingegangen.

3.11.3 Systemintegrierbarkeit der PV nach 52 GW

Die netztechnische Einbindung der PV erfordert schon heute eine regional differenzierte Betrachtung. Hierbei gilt es die gültigen technischen Regeln, wie z.B. die Spannungshöhe beim Kunden, einzuhalten. Der PV-Anteil ist inzwischen auf rund 35 GW installierter Leistung aller geförderten PV-Anlagen mit Stand 31.10.2013 [74] angestiegen. Diese Höhe hat für das Übertragungsnetz sowohl in Deutschland wie auch in Europa eine Systemrelevanz. Für die weitere Integrierbarkeit der PV sind verschiedene Maßnahmen und Voraussetzungen notwendig. Diese sind im Wesentlichen der Netzausbau sowie der koordinierte Einsatz aller Erzeugungseinheiten. Weitere Einzelheiten hierzu sind dem Netzentwicklungsplan [83] wie auch der dena-Verteilnetzstudie [84] zu entnehmen.

Mit Erreichen der 52 GW und dem Eintreten der vorgenannten Annahmen erfolgt ein verlangsamter Zubau an PV. Die angenommenen Zubauzahlen nehmen jedoch kumuliert bis 2033 eine weitere Systemrelevanz ein.

Grundsätzlich darf die PV bezüglich der Netzintegration nicht isoliert betrachtet werden. Vielmehr ist sowohl für das Verteilnetz wie auch für das Übertragungsnetz eine ganzheitliche Betrachtung kontinuierlich notwendig. Hierbei sind alle Erzeugungsarten wie auch Lasten im Verbund zu betrachten. Notwendige Maßnahmen, wie z. B. Netzausbau, Bereitstellung von Systemdienstleistungen etc., sind im zeitlichen Kontext der Veränderungen von EE-Anlagen und Lasten vorzunehmen. Die jeweiligen Ausbauzustände des Netzes sollten kontinuierlich z.B. hinsichtlich Systemstabilität und Ausfallsicherheit untersucht werden, um somit im Vorfeld unerwünschten Netzeffekten entgegen zu wirken. Etwaige sich hieraus ergebende Handlungsempfehlungen sind zeitnah umzusetzen. Vor diesem Hintergrund sollte eine weitere Integrierbarkeit der PV auch nach 52 GW möglich sein.

3.12 Handlungsoptionen

Die Analyse der Handlungsoptionen bleibt in der oben eingeführten Trennung nach Anlagen mit Eigenverbrauchsmöglichkeiten und Anlagen ohne Eigenverbrauchsmöglichkeiten. Für **Anlagen mit Eigenverbrauchsmöglichkeiten** gibt es aus heutiger Sicht folgende Handlungsoptionen:

(1) Trotz Nullvergütung resultiert ein selbsttragender Eigenverbrauchsmarkt mit politisch geduldeter Dimension. In diesem Fall bestünde kein Handlungsbedarf.

(2) Die Nullvergütung führt dazu, dass es keinen selbsttragenden Eigenverbrauchsmarkt gibt. Als Handlungsoptionen bietet sich an dieser Stelle eine Förderung des eingespeisten Stroms an, beispielsweise über eine weitgehend förderneutrale Durchleitung des Marktwerts oder eine feste Mindestvergütung.

(3) Als dritte, jedoch aus heutiger Sicht unwahrscheinliche Möglichkeit ist ein überhand nehmendes Eigenverbrauchssegment nach Erreichen der 52 GW zu nennen. Dies würde sich jedoch bereits deutlich vor dem Erreichen der 52 GW andeuten. In diesem Fall wäre eine Begrenzung und Bremsung dieser Entwicklung geboten, indem der Eigenverbrauch belastet wird.

Aus heutiger Sicht deutet sich auf Basis der hier behandelten Szenarien an, dass sich entweder **kein oder nur ein geringes Eigenverbrauchssegment bei einer Nullvergütung** darstellt. Die tatsächliche Entwicklung ist jedoch stark davon abhängig, ob bereits vor dem Erreichen der 52 GW eine zusätzliche Belastung des Eigenverbrauchs mit Umlagen oder mittels der Einführung von Sondertarifen für PV-Kunden erfolgt. Sollte dies der Fall sein, kann davon ausgegangen werden, dass am wahrscheinlichsten kein oder ein nur kleines selbsttragendes Eigenverbrauchssegment möglich ist. Da jedoch voraussichtlich geringe Stromgestehungskosten mit dieser Entwicklung einhergehen, sollte eine Förderung des eingespeisten Stroms abgewogen werden. Aus heutiger Sicht könnte dies weitgehend förderneutral über eine Durchleitung des erzielten Marktwerts realisiert werden.

Großanlagen ohne Eigenverbrauchsmöglichkeiten und Freiflächenanlagen müssen beim Erreichen von 52 GW – bei unverändertem Fortbestehen der Degressionsregelungen des atmenden Deckels – mit 5 ct/kWh Vergütung auskommen, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Sofern mit dieser geringen Vergütung noch PV-Anlagen gebaut werden, wäre aus Förderkostensicht zu befürworten, dieses Segment nach 52 GW weiter zu fördern.

Derzeit wird diskutiert, bereits ab 2016 **Freiflächenanlagen** in ein wettbewerbliches **Ausschreibungssystem** zu überführen. Dieser Vorschlag wird hier unterstützt, da er dem günstigsten PV-Segment Perspektiven bietet. Momentan ist jedoch zu beobachten, dass die fortschreitend sinkende EEG-Vergütung für Freiflächenanlagen in Verbindung mit den i.d.R. nicht gegebenen Eigenverbrauchsmöglichkeiten sowie stagnierenden Modulpreise zu einem deutlichen Rückgang der Neuinstallationen führt. Absehbar wird deshalb bereits vor Erreichen des 52 GW-Deckels die Neuinstallation von Freiflächenanlagen unwirtschaftlich, womit das günstigste PV-Segment nicht mehr genutzt zu werden droht. Vorstellbar wäre deshalb, dass bis zum Inkrafttreten der Ausschreibungen die Förderung von Freiflächenanlagen aus dem atmenden Deckel ausgegliedert wird und der Fördersatz eingefroren bzw. um eine geringere Basisdegression als derzeit vorgesehen abgesenkt wird. Die Auswirkungen der entsprechend geringeren Bezugsgröße im atmenden Deckel sind dabei zu berücksichtigen.

4 Ökologische Aspekte

4.1 Flächenkategorien und Flächengröße – Auswertungen der Datenbank (Kurzfassung)

Ergänzend zu den übergreifenden Darstellungen des Kap. 2 werden weitere Aspekte zu den Entwicklungen und Präfenzen der Anlagenstandorte ausgearbeitet. Hinzuweisen ist darauf, dass ca. 20 % der bis 2010 erfolgten Einträge in der Anlagendatenbank keine Angaben zum Standorttyp oder zur Flächengröße aufweisen, summarische Aussagen daher Ergebnisse von Hochrechnungen sind. Auch Leistungsangaben fehlen in ca. 10 % der Fälle. Größenordnungsmäßig weist die Datenbank, die auf den Meldedaten der Bundesnetzagentur beruht, knapp 1.830 Einträge zu PV-Freiflächenanlagen, z.T. Bauabschnitten auf. Für ca. 1.500 Anlagen besteht ein für die Aufgabenstellung gutes Informationsniveau.

Im Haupttext erfolgt eine Zusammenfassung der Datenbank-Auswertung. Detailliertere Ausführungen und Begründungen finden sich im Kapitel A.4.1 des Anhangs.

Flächenkategorien

Die Streichung der Vergütung von Anlagen auf Ackerflächen in 2010 hat dazu geführt, dass PV-Freiflächenanlagen im Zeitraum 2011/2013 fast ausschließlich in Form z.T. sehr großer Anlagen auf Konversionsflächen sowie in deutlich kleinerer Größe im 110 m – Seitenrandstreifen an Autobahnen und Schienenwegen errichtet wurden. Die im Seitenrand von Verkehrsflächen tatsächlich häufig bebauten Ackerflächen werden nicht als solche erfasst. Großflächige Anlagen auf Ackerflächen tauchen seitdem in der Statistik nicht mehr auf. Die Anzahl von Anlagen an Verkehrsflächen (Straße und Schiene) nahm folgerichtig deutlich zu (s. Abbildung 49). Die verfügbaren Daten geben keine Hinweise darauf, welche tatsächliche Vornutzung auf diesen Flächen ersetzt wurde.

Auf der Grundlage der Datenbankauswertungen wurden die Anteile der einzelnen Standorttypen gemäß dem prognostizierten Zubau (vgl. Tabelle 1, Kapitel 2.1) in den jeweiligen Jahren hochgerechnet. Demnach wurden bis 2013 kumuliert rund zwei Drittel der PV-Leistung auf Konversionsflächen installiert (vgl. Abbildung 49). Der erhebliche Anstieg des Konversionsflächenanteils ab 2011 steht mit der Streichung der Förderung für Ackerflächen unmittelbar im Zusammenhang.

Der für 2013 gegenüber dem Vorjahr erheblich geringere Zubau an Freiflächenanlagen in der Größenordnung von ca. 1 GW findet ebenfalls zu zwei Dritteln auf Konversions- und bereits ausgewiesenen Gewerbeflächen statt, das übrige Drittel am Rande von Autobahnen und Schienenwegen (vgl. Abbildung 49 und Abbildung 75 in Kap. A.4.1.1).

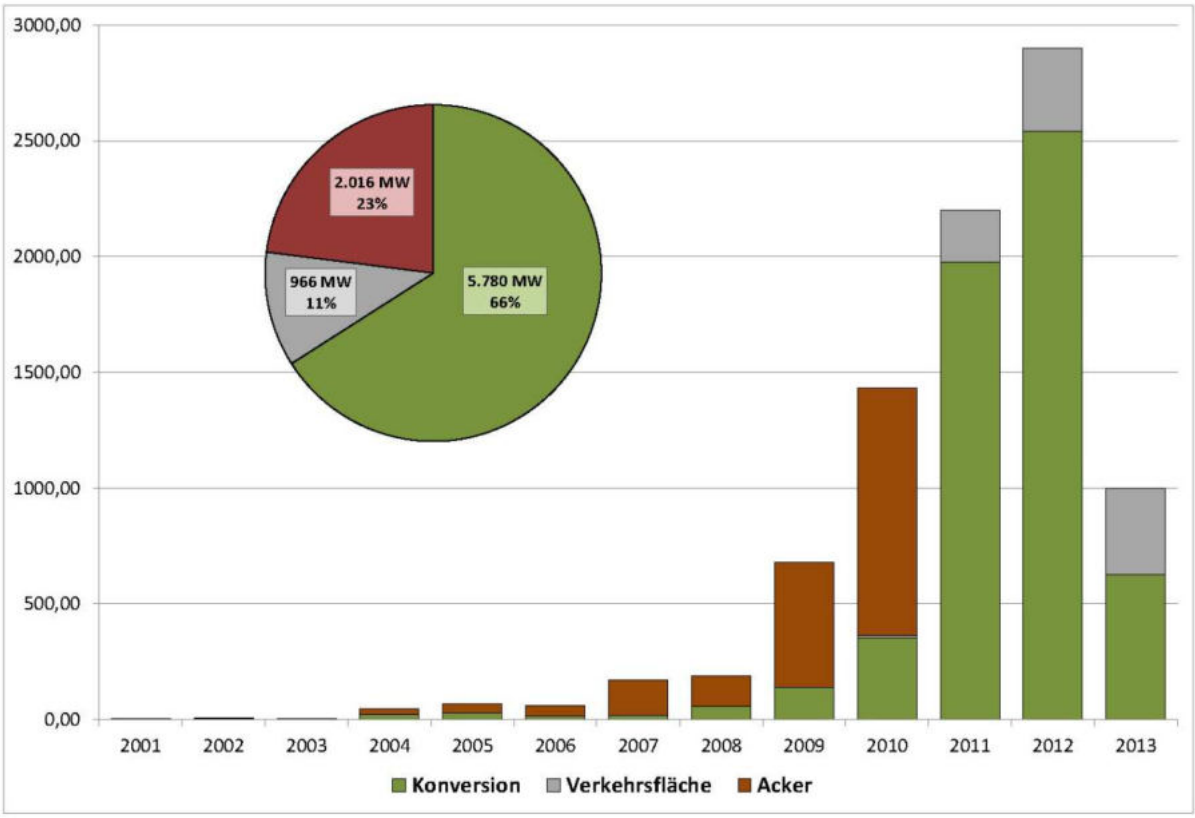


Abbildung 49: Freiflächenzubau nach EEG-Typen in MW und Jahren; voraussichtlicher Anlagenbestand Ende 2013 als Kreisdiagramm
eigene Erhebungen, alle Angaben vorläufig

Das Bundesland Bayern umfasst in seinem Bestand immer noch zu ca. 2 Dritteln Anlagen auf ehemaligen **Ackerflächen**, ein Zeugnis für die überaus große Investitionsdynamik in diesem Bundesland im Zeitraum bis 2010. Auch in Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein liegt die Anzahl der Anlagen auf Ackerflächen noch immer bei etwa 50 % des Bestandes, (vgl. Tabelle 27 in Kap. A.4.1.1).

Die meisten Anlagen auf **Konversionsflächen** sind in Brandenburg, Bayern und mit Abstand in Baden-Württemberg in Betrieb, es folgen Sachsen-Anhalt und Sachsen (s. Tabelle 28 im Kap. A.4.1.1). Von Bedeutung ist, dass die vielen Anlagen, die in den östlichen Bundesländern vor allem in den letzten 3 Jahren in Betrieb genommen wurden, zu den größten Anlagen gehören.

Die Anzahl der Anlagen, die auf **Seitenstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen** in Betrieb genommen worden sind, hat inzwischen deutlich zugenommen. Vor allem in Bayern hat dieser Anlagentyp seit 2011 sein häufigstes Auftreten, kann aber die bisherige Investitionstätigkeit auf Ackerflächen bei weitem nicht erreichen. Es folgen die Länder Baden-Württemberg und Hessen auf den Plätzen.

Die in den Bundesländern mittels Freiflächenanlagen installierte PV-Leistung steht inzwischen vorrangig auf Konversionsflächen, versiegelten Flächen und Gewerbegebieten. Während bis 2010 Freiflächenanlagen zu rd. 70 % auf Ackerflächen errichtet worden waren, hat sich das Verhältnis derzeit gedreht. Der Zubau in den Jahren 2011 bis 2013 von derzeit geschätzten 6,1 GWp erfolgte zu rd. 80 % auf den oben genannten drei Kategorien, die aus ökologischer Sicht

als mehr oder weniger stark gestört gelten können, und zu knapp 20 % auf Standorten entlang von Autobahnen und Schienenwegen.

In der Länderverteilung ergibt sich vorläufig folgendes Bild (vgl. Tabelle 27 und Tabelle 28 im Kap. A.4.1.1):

Konversionsflächen: **Brandenburg** ragt hier heraus: Inzwischen sind mehr als 1,6 GW (rd. 90 % bezogen auf die im Land installierte Leistung) auf großen Konversionsanlagen in Betrieb gegangen. Mit großem Abstand stehen weiterhin große Konversionskapazitäten in Sachsen-Anhalt, Sachsen und Mecklenburg-Vorpommern.

Ackerflächen: **Bayern** bleibt in dieser Kategorie bundesweit Spitzenreiter. Es folgen mit großem Abstand Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein, Rheinland-Pfalz und Hessen. Landesweit beträgt der Anteil der installierten Leistung auf Ackerflächen in Bayern immer noch rd. 63 % am Landes-Freiflächenbestand.

Seitenstreifen von Verkehrsflächen: Bei der installierten Leistung auf Seitenstreifen an Autobahnen und Schienenwegen ist **Bayern** mit rd. 20 % ebenfalls führend. Ebenfalls umfangreiche Inbetriebnahmen erfolgten in Baden-Württemberg, es folgen dann Hessen, Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein. Das kleine **Saarland** steht im Verhältnis zu seiner Größe mit 40 % der dort installierten Leistung dort an der Spitze in dieser Flächennutzungskategorie.

Verhältnis von Anlagenleistung und Flächenbedarf

Der durchschnittliche Flächenbedarf lag bis 2010 im Mittel bei rd**. 3,56 ha/MW**. Im Vergleich dazu liegt der Durchschnitt der Jahren 2011 bis 2013 mit **2,25 ha/MW** sehr deutlich niedriger (Abbildung 50 in Kap. A.4.1.2) und nähert sich der Marke von 2 ha/MW an. Dieser Zusammenhang ergibt sich unmittelbar als Folge von Effizienzsteigerungen in den Modultechniken.

Differenziert man die Anlagen nach Modultyp, so lag bisher der Flächenbedarf für Anlagen, die kristalline Module einsetzen, immer höher als bei den Anlagen mit Dünnschichtmodulen. Bei beiden Anlagentypen nimmt der spezifische Flächenbedarf bisher stetig ab und nähert sich gegenseitig an.

Flächengrößen

Die Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen in Deutschland liegt derzeit einschließlich einer Hochrechnung für 2013 im Bereich von rd. 22.400 ha. Rund 8.500 ha wurden bis 2010 bebaut, ca. 13.900 ha in den Folgejahren 2011 bis 2013. Bisherige Ackerflächen wurden dabei bis 2010 in einer Größenordnung von 6.400 ha als PV-Standort genutzt. In den Jahren 2011/13 wurden ca. 2.100 ha Seitenflächen von Verkehrsanlagen genutzt. Auf Konversionsflächen, versiegelten Flächen und in ausgewiesenen Gewerbegebieten stehen PV-Freiflächenanlagen (2001 bis 2013) auf insgesamt ca. 13.900 ha, vgl. Abbildung 50.

Gemäß den in der Datenbank erfassten Anlagen beträgt die durchschnittliche Flächengröße bei den Anlagen auf Konversionsflächen 15 ha, bei den Verkehrsflächen 8,8 ha und bei den Ackerflächen 6,8 ha. Die durchschnittliche Flächengröße aller erfassten Anlagen beträgt 11,1 ha.

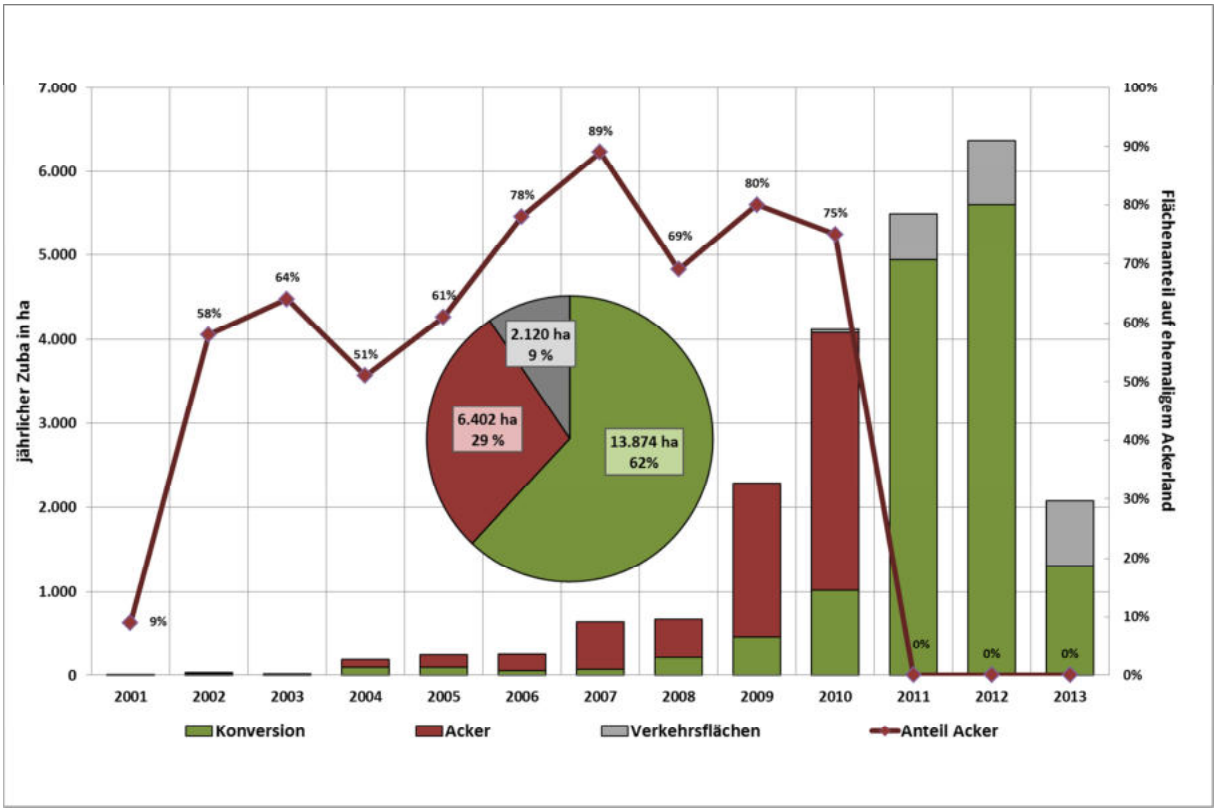


Abbildung 50: Flächeninanspruchnahme aufgeteilt nach EEG-Standorttypen und Jahren bis 2013; voraussichtlicher Freiflächenbestand Ende 2013 als Kreisdiagramm
eigene Erhebungen, alle Angaben vorläufig

In der regionalen Verteilung ergeben sich z.T. erhebliche Unterschiede. In **Bayern** wurde mit mehr als 2.000 ha der absolut und relativ größte Umfang an **Ackerflächen** bebaut, es folgen mit Abstand Brandenburg (über 400 ha) und Sachsen-Anhalt (mind. 250 ha).

Bei den **Konversionsflächen** führt mit Abstand **Brandenburg** die Länderreihung an: es werden rd. 3.500 ha für die Photovoltaik in Anspruch genommen, das sind rd. 3,5 mal so viel Fläche wie in Sachsen-Anhalt (rd. 1.000 ha) und etwa 9 mal so viel wie in Bayern (rd. 380 ha).

Mit rd. 40 Anlagen > 20 ha hat **Brandenburg** mit Abstand die **meisten Großanlagen** aufzuweisen, 22 Anlagen sind sogar größer als 50 ha. Es folgen Bayern und Sachsen-Anhalt auf den Plätzen zwei und drei. Alle übrigen Bundesländer weisen zusammen höchstens 10 Großanlagen dieser Dimension auf. Eine Übersicht (bezogen auf die Anlagenleistung) zeigt Anhang A.2.4.

Das EEG hat seit 1.4.2012 eine **Begrenzung der vergütungsfähigen Anlagengröße auf 10 MW** bestimmt, was unter den aktuellen technischen Rahmenbedingungen und in Abhängigkeit von der gewählten Modul- und Anlagenkonfiguration flächenmäßig einer Flächeninanspruchnahme von **mindestens 20 bis 25 ha** entspricht. Diesen Zusammenhang spiegelt die Datenbank für den genannten Zeitraum wieder.

4.2 PV-Freiflächenanlagen und Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft (Kurzfassung)

Für den EEG-Erfahrungsbericht 2014 wird der bisherige Erkenntnisstand zu den Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen auf Ökologie, Natur und Landschaft, ausgehend vom Gutachten zum EEG-Erfahrungsbericht 2011, aktualisiert und bezüglich neuer Entwicklungen und Erkenntnisse erweitert.

Der Steuerungsansatz des § 32 EEG dient dem Ziel, die notwendigen Eingriffe in den Naturhaushalt durch Festlegung der Vergütungsfähigkeit auf bestimmte, aus ökologischer Sicht dem Grunde nach weniger wertvolle Flächenkategorien lenken, und schichtet damit in einem ersten Vermeidungsschritt schwerwiegende Beeinträchtigungen ab. Die erheblich gesunkenen Systempreise von Freiflächenanlagen bieten perspektivisch die Möglichkeit, dass Anlagen unter bestimmten weiteren günstigen Bedingungen auch ohne EEG-Vergütung realisiert werden könnten. Bislang wurden die Projektplanungen jedoch noch nicht umgesetzt, darüber hinaus sind die geplanten Geschäftsmodelle nicht bekannt. Sollte es zu einer Realisierung solcher Projekte kommen, griffe in diesen Fällen die Steuerungswirkung des EEG künftig nicht mehr. Damit kämen auch Flächenkategorien wieder in den Blick, die aus wirtschaftlicher Sicht besonders interessant sind. Es handelt sich insbesondere um Ackerflächen, die sich im Umfeld potenzieller Abnehmer von Direktstrom befinden oder ansonsten günstige Abnahmekonstellationen aufweisen. Ein solches realisiertes Projekt ist allerdings bisher nicht bekannt; Planungen und mögliche Konkretisierungen werden weiter beobachtet.

Das folgende Kapitel enthält kurz gefasst die Erkenntnisse zu den untersuchten umweltrelevanten Themen. Detailliertere Ausführungen und Hintergründe finden sich im Anhang A.4.2.

Freisetzung von Schadstoffen (s. Anhang A.4.2.1)

Das Risiko einer Freisetzung von CdTe aus Dünnschichtmodulen im Falle von Brandereignissen oder Hagel wird nach aktuellem Kenntnisstand weiterhin als gering eingeschätzt. Eine Ausbreitungsberechnung des Bayerischen Landesamtes für Umwelt [172] kam zu dem Ergebnis, dass bei einem Brand Gefahren für die umliegende Nachbarschaft und Allgemeinheit sicher ausgeschlossen werden können.

Sowohl mit Anlagenrückbauregelungen als auch den verschiedenen Recycling-Aktivitäten wird sichergestellt, dass Module jeder Art einer Verwertung zugeführt werden. In den kommenden Jahren werden die ersten Modulgenerationen verstärkt ausgetauscht werden, so dass die Recycling-Bemühungen der Modulhersteller unter dem Begriff „PV-Cycle“ eine besondere Bedeutung bekommen. Inzwischen wurde auch die EU-Richtlinie zum Recycling von Elektroschrott (WEEE-RL 2002/96/EG) novelliert; sie ist bis 2014 umzusetzen. Solarmodule sind inzwischen eingeschlossen. Die Photovoltaik-Hersteller und Importeure werden verpflichtet, ein Sammel- und Wiederverwertungssystem für die hergestellten Solarmodule einzurichten und spätestens ab Februar 2014 die Beseitigung der Solarmodule sicherzustellen.

Die Richtlinie verlangt, dass 85 % aller verkauften Module eingesammelt und insgesamt 80 % der Module recycelt werden. Dabei sind die von der WEEE vorgeschriebenen Recyclingquoten allein schon durch den hohen Glasanteil am Gesamtgewicht bereits heute zu erfüllen [174].

Insgesamt bleibt es angesichts der Zunahme der Mengen der installierten Photovoltaikmodule relevant zu beobachten, ob die Zielsetzung der WEEE-RL und die Bemühungen der Branche

nun sicherstellen, dass künftig eine zufriedenstellend geordnete Entsorgung ausgedienter Anlagen insbesondere des Dünnschichtsegments mit geeigneten, ökologisch und ökonomisch nachhaltigen Behandlungsverfahren erfolgen wird.

Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen auf ausgewählte faunistische Artengruppen (s. Anhang A.4.2.2)

Solarparks bedeuten je nach naturräumlicher und nutzungsbedingter Ausgangssituation eine strukturelle Veränderung. Ausgeräumte, an ökologisch funktionalen Strukturen verarmte, meist intensiv genutzte Landschaften können bei extensiver Ausprägung der offenen Vegetationsstrukturen in der Freiflächenanlage profitieren, bei Verlust von Lebensraumqualitäten allerdings sind die Nachteile der Überbauung bestimmend.

Die vom Vorhaben betroffenen, in aller Regel offenen Landschaftsstrukturen gehen nicht vollständig durch die Bebauung verloren. Die Zwischenräume und Randbereiche von Solarparks werden nachweislich von verschiedenen Struktur liebenden **Vogelarten** als Jagd-, Nahrungs- und Brutgebiet genutzt. Darüber hinaus stellen die Module und Umzäunungen keine Jagdhindernisse für Greifvögel dar, sondern werden regelmäßig als Ansitzwarte genutzt. Befürchtungen einer Störung der Avifauna durch Lichtreflexe oder Blendwirkungen konnten bisher nicht bestätigt werden.

Über dem bebauungsbedingten Verlust von Lebensraumstrukturen hinaus können negative Auswirkungen auf Vogellebensräume aufgrund der Aufstellung von PV-Modulen und ihrer vertikalen Struktur jedoch nicht generell ausgeschlossen werden. Insbesondere wenn weiträumige Offenlandschaften beansprucht werden und Offenland bewohnende Vogelarten wie Rebhuhn, Ortolan, Grauammer oder Schafstelze betroffen sind, entfalten PV-FFA regelmäßig eine Stör- und Scheuchwirkung, die zur Folge hat, dass diese Arten ihr Bruthabitat verlieren. Über den bebauten Bereich hinausgehend lässt sich dieser Effekt bislang nicht quantifizieren.

Die vorliegenden Monitoring-Ergebnisse verschiedener Freiflächenanlagen zeigen allerdings auch, dass PV-FFA in Abhängigkeit vom jeweiligen Naturraum in reduziertem Umfang von Offenlandarten wie Feldlerche und Braunkehlchen als Bruthabitat angenommen werden. Auch Vogelarten des strukturreicheren Halboffenlandes wie Goldammer, Brachpieper und Heidelerche wurden innerhalb der Modulflächen angetroffen. Neben diesen Bodenbrütern nutzen Bachstelzen die Ständerkonstruktionen unterhalb der Solarpaneele als Nistplatz.

Dies lässt auf ein hohes Anpassungsvermögen derjenigen Vogelarten schließen, die strukturelle Requisiten tolerieren bzw. als Sing- und Ansitzwarte benötigen. Insbesondere in ehemals intensiv genutzten Agrarlandschaften können sich die i. d. R. extensiv genutzten Standorte von PV-Freiflächenanlagen zu wertvollen avifaunistischen Lebensräumen entwickeln.

Module stellen im Prinzip Hindernisse dar und bergen damit eine grundsätzliche Kollisionsgefahr, insbesondere in Verbindung mit denkbaren Reflexionen. Aufgrund der Ausrichtung der Module zur Sonne (i.d.R. 30°) und dem Abstand zu Gehölzbeständen sind irritierende Widerspiegelungen von Habitatelementen (Gebüsche, Bäume etc.) auf den Modulflächen, die Vögel zum Anflug motivieren könnten, eher unwahrscheinlich. Auch bei den neuen Recherchen zum vorliegenden Erfahrungsbericht konnten diesbezüglich keine neuen Erkenntnisse zu Tage gefördert werden. Nach wie vor gibt es keine dokumentierten Fälle, die eine nachhaltige Irritation und Schädigung von Wasservögeln von großflächigen Freiflächenanlagen belegen könnten [85, 86, 187].

Wasserinsekten können aufgrund der Reflektion polarisierten Lichtes zur Eiablage angezogen werden; es kommt zur Verwechslung mit Wasserflächen. Paneele mit weißen Rahmen oder weißen Zellgrenzen innerhalb der Module üben weitaus weniger Anziehungskraft auf die untersuchte Insektengruppe aus als homogen schwarze Paneele [85]. Aufgrund der möglichen Beeinflussung der Reproduktionsraten dieser Insektengruppe könnte dieser Einfluss im Einzelfall bei Anlagen in Gewässernähe eine Rolle spielen. Nach derzeitigem Stand lassen sich aber keine negativen Wirkungen von Solarmodulen auf Mortalität und Reproduktionsraten von Wasserinsekten feststellen.

Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen auf die Vegetation (s. Anhang A.4.2.3)

Die Ausprägung einer dauerhaften Vegetationsdecke unterhalb der Modulflächen wird aufgrund der Überdeckung bzw. Verschattung oftmals als gehemmt, damit auch die Erosionsgefahr in hängigem Gelände erhöht. Neueste Untersuchungen [168, 169, 187] belegen, dass die **Vegetationsentwicklung** auf den bisherigen Freiflächenanlagentypen aber **nicht ausbleibt** und sich in Abhängigkeit von Beschattung und Niederschlagseinfluss ein vielfältiges Strukturmosaik entwickeln kann. Verschiedene Arten wie schatten- und halbschattentolerante Pflanzen können neben den lichtliebenden Arten auftreten.

Beeinträchtigung des Landschaftsbildes (s. Anhang A.4.2.4)

PV-Freiflächenanlagen führen aufgrund ihrer Größe, ihrer Uniformität, der Gestaltung und Materialverwendung zu einer Veränderung des Landschaftsbildes. Das Ausmaß der Konflikte ist von der jeweils spezifischen Konstitution der betroffenen Landschaft abhängig. Von daher ist bei einer Bewertung der Auswirkungen stets ein einzelfallbezogenes Vorgehen notwendig, welches die jeweilige Ausprägung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit des Landschaftsbildes mit einbeziehen muss.

Die Auffälligkeit einer PV-Anlage wird bestimmt durch Eigenschaften der Anlagen (Reflexionseigenschaften, Farbgebung), des Standorts (Lage in der Horizontlinie / Silhouettenwirkung), aber auch der Lichtverhältnisse im zeitlichen Wechsel von Sonnenstand und Bewölkung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Anlagen aufgrund der geringen Höhe der Trägergestelle im ebenen Gelände nur aus unmittelbarer Nachbarschaft wahrgenommen werden. Die Einsehbarkeit kann allerdings unter ungünstigen Standortbedingungen (z. B. Fehlen von Gehölzstrukturen) in bewegtem Gelände deutlich ansteigen.

Bodenverdichtung, -umlagerung und -versiegelung sowie Erosionsgefahr (s. Anhang A.4.2.5)

Bei der Anlage von Solarparks treten vor allem während der Bauphase Belastungen des Bodens auf (Anlage von Fahrwegen für Schwerverkehr, Befahrung, Aufgrabungen für Verkabelung etc.). Durch Fundamente, Betriebsgebäude sowie Zufahrtswege und Stellplätze kommt es zu gewissen Bodenversiegelungen, die bis zum Rückbau der Anlagen bestehen bleiben. Das Maß der Beeinträchtigungen variiert je nach Anlagetyp, Aufständerungsmethode und Modulgröße.

Die zu erwartende Versiegelung von Boden beschränkt sich bei Anlagen mit Schraub- oder Rammfundamenten im Wesentlichen auf die erforderliche Grundfläche für Betriebsgebäude und Erschließungsflächen. Hier kann weiterhin von einem Versiegelungsgrad von max. 5% der Gesamtfläche ausgegangen werden. Die Erosionsgefahr unterhalb einer PV-Anlage wird neben der Anordnung und Oberflächengröße der Module von der Standort- und Bodenart beeinflusst.

Störungen des Mikroklimas durch Wärmeabgabe der aufgeheizten Module (s. Anhang A.4.2.6)

Im Regelfall erhitzen sich PV-Module auf Temperaturen bis 50°C, bei voller Leistung (Sonnenschein) können an der Moduloberfläche zeitweise Temperaturen von über 60°C auftreten. Untersuchungen in einem Solarpark in Rheinland-Pfalz [191] ergaben, dass innerhalb der Modulfelder weiterhin Luftaustausch-Prozesse ablaufen und kein aufheizender Gewächshauseffekt stattfindet. Zudem wurde festgestellt, dass sich die Lufttemperaturen zwischen den Modulreihen und unter den Modulen nur geringfügig von denen des umgebenden Offenlandes unterscheiden. Erhebliche Beeinträchtigungen können diesbezüglich ausgeschlossen werden.

Störungen durch Reflexblendungen (s. Anhang A.4.2.7)

Lichtreflexe (bei tiefem Sonnenstand mit Einfallwinkel < 40°), Spiegelungen durch Lichtreflexe (reflektierte Umgebungsbilder, die Tieren Habitatstrukturen vortäuschen) oder die Ausbildung von polarisiertem Licht durch Reflexion (Vortäuschen von Wasseroberflächen für verschiedene Tierarten) können als optische Effekte auftreten. Untersuchungen zeigen allerdings, dass Blendwirkungen bei den nach Süden ausgerichteten Modulaufstellungen tatsächlich kaum zu erwarten sind. Das reflexbedingte Kollisionsrisiko von Vögeln wird als äußerst gering eingeschätzt [s.o. und 187, 86, 87].

Mit der wachsenden Verbreitung von Anlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen ist im Rahmen der Bauleitplanverfahren zunehmend aus Gründen der Verkehrssicherheit der Nachweis zu führen, dass Blendwirkungen durch die Anlage nicht zu erwarten sind. Blendungsuntersuchungen für PV-Anlagen müssen sowohl eine räumliche und zeitliche Analyse der Blendwirkungen als auch eine Bewertung der auftretenden Reflexion umfassen und sie sollen bei Bedarf Vorschläge für Gegenmaßnahmen machen [88].

Blendwirkungen mit Relevanz für den Flugverkehr v.a. in der Nachbarschaft zu bestehende Flugplätzen wurden ebenfalls in bestimmten Fällen untersucht; negative Auswirkungen sind bisher nicht bekannt.

Störung des Menschen durch elektromagnetische Felder (s. Anhang A.4.2.8)

Im Bereich eines Solarparks bestehen nur sehr schwache Gleich- bzw. Wechselstromfelder. Da die unmittelbare Umgebung der Wechselrichter und Trafostationen keine Daueraufenthaltsbereiche von Menschen darstellen, sind relevante Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit nicht zu besorgen.

Vorhabenplanungen in Schutzgebieten – Auswertung von Fallbeispielen, Ergebnisse der Umfragen (s. Anhang A.4.3)

Die Planung von PV-Freiflächenanlagen in Teilflächen von Schutzgebieten ist insgesamt im Verhältnis zur Gesamtzahl von über 1.800 Anlagen eher gering. Intensive Recherchen brachten ca. 25 Anlagen hervor, die unmittelbar in Schutzgebieten lagen oder Teilflächen davon beanspruchten.

Streng geschützte Schutzgebietskategorien sind in aller Regel nicht direkt betroffen. In **Nationalparks** und **Naturschutzgebieten** gibt es keine PV-Freiflächenanlagen; die Verbotsbestimmungen lassen derartige bauliche Anlagen nicht zu. In **Natura 2000-Gebieten** können Anlagen nur zugelassen werden, wenn die Verträglichkeitsprüfung gemäß § 34 bzw. 36 BNatSchG zu einem positiven Prüfungsergebnis kommt. Im anderen Fall ist davon auszugehen, dass Natura

2000-Ausnahmeregelungen nicht anwendbar sind und das Vorhaben damit nicht genehmigungsfähig ist. Bisher sind ausnahmsweise Zulassungen bekannt geworden, in denen mit dem Solarparkvorhaben die Voraussetzungen geschaffen wurden, die Ursachen für akute und schwerwiegende boden- und wassergefährdende Altlasten zu beseitigen (z.B. Solarpark Turnow-Preilack).

In einigen Fällen sind Vorhabenplanungen in Landschaftsschutzgebieten und Naturparks geplant und meist auch realisiert worden. Planungen scheinen entsprechend behutsamer durchgeführt worden zu sein, da die naturschutzrechtlichen Anforderungen der jeweiligen Schutzregime zu berücksichtigen waren und auch die Beteiligung der Bürger im B-Plan-Verfahren aufmerksamer erfolgte. Im Fall der Schutzgebietskategorie Landschaftsschutzgebiet kommt es vielfach zur Ausgliederungen aus dem Schutzregime bzw. einer Befreiung von den Bestimmungen der Schutzgebietsverordnung. Dies ist auch so erfolgt, wenn das Landschaftsschutzgebiet Teil eines Naturparks ist; der Naturparkstatus blieb erhalten.

Bei den bekannten Solaranlagenstandorten in Landschaftsschutzgebieten und Naturparks handelt es sich überwiegend um Konversionsflächen oder andere Strukturen, die den EEG-Vergütungsbestimmungen entsprechen (Deponie- oder Gewerbeflächen, ehem. Bodenabbau oder militärische Flächen) und dem Schutzziel offensichtlich nicht entgegenstanden. Dass derartige Flächen im LSG und Naturpark liegen, ist im oft großräumigen Flächenzuschnitt begründet.

Auswirkungen durch die Umzäunung der Anlagen, insbesondere im Hinblick auf Zerschneidungseffekte (s. Anhang A.4.4)

Aufgrund zunehmender Diebstähle von Modulen und Wechselrichtern wird auch versicherungsseitig eine wirkungsvolle Sicherungsanlage. Für die Einzäunung der Anlage wird in der Regel ein mindestens 2 m hoher Zaun vorgesehen. Nicht selten wird dieser zusätzlich mit Übersteigschutz versehen, auch Alarmanlagen und Überwachungskameras sind inzwischen keine Seltenheit mehr. Inzwischen ist kaum eine Anlage bekannt, die ohne Zaun errichtet wird.

Die Zerschneidungs- bzw. Barrierewirkungen einer Zaunanlage sind abhängig von der räumlichen Lage und der verwendeten Zauntechnik. Während zu Beginn der Entwicklung der Freiflächenanlagen es durchaus üblich war, die Zaunanlagen auf einen Betonsockel oder ein Fundament zu stellen, ist es inzwischen Konvention, die Zaunanlage für Kleinsäuger und Kleintiere barrierefrei mit einem Bodenabstand von 10 bis 20 cm herzustellen und auf die Verwendung von Stacheldraht im bodennahen Bereich zu verzichten. Damit lassen sich Zerschneidungswirkungen für Kleinsäuger und Kleintiere weitgehend vermeiden.

Für Wild stellt die Zaunanlage ein unüberwindbares Hindernis dar. Bei kleinen und mittleren Anlagengrößen bleiben die Zerschneidungswirkungen gering, da die Anlagen umgangen werden können. Allerdings kann eine größere Anlage je nach Lage und Größe (bis zu 2 km Zaunlänge) zu einer nachhaltigen Zerschneidung von Wanderkorridoren, –routen (tageszeitlich, jahreszeitlich) und Fernwanderwegen als auch zum Verlust oder zur spürbaren Verkleinerung von Lebensraum führen. Aufgrund der aktuell im EEG geltenden Größenbegrenzung der vergütungsfähigen Anlagengröße auf 10 MW, das sind Flächengrößen von maximal 20 bis 25 ha, ist mit gravierenden Zerschneidungswirkungen nicht zu rechnen.

Der Rückbau von Anlagen und Abschätzung des Potenzials aus Naturschutzsicht (s. Anhang A.4.5)

Aufgrund des nach EEG fixierten Förderzeitraums (20 Kalenderjahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme) enthalten die Genehmigungsunterlagen von Freiflächenanlagen eine Rückbauverpflichtung nach meist 20 bis 25 Jahren. Es ist nicht ausgeschlossen, dass zur jeweils gegebenen Zeit die im Einzelfall geltenden Verträge geändert und die Rückbauverpflichtung verschoben oder aufgehoben wird. Hierzu liegen noch keine Kenntnisse vor.

Ein Potenzial aus Naturschutzsicht ist nicht generell zu beschreiben, sondern ergibt sich aus den im jeweiligen Einzelfall relevanten Bestimmungen. Der Standardfall einer Rückbauverpflichtung geht von einer Zwischennutzung PV-Freiflächenanlage aus und sorgt nach Ablauf der vorgesehenen Betriebsphase für die Etablierung der jeweiligen Ausgangssituation bzw. Nutzung. Inwieweit beim Rückbau der Anlagen auch die ggf. zwischenzeitlich für den Naturschutz erreichten Vorteile ebenfalls aufgegeben werden und die jeweils im geltenden Bebauungsplan bestimmte Folgenutzung in vollem Umfang wieder installiert wird, ergibt sich im Optimalfall aus dem beschlossenen B-Plan. Naturschutzfachlich relevante Vorteile sind z.B. anzunehmen für Fälle, in denen ehemalige Intensiväcker in extensiviertes Grünland umgewandelt wurden und nun wieder aufgegeben werden. Vorteile würden auch aufgegeben, wenn eigens angelegte und strukturbildende Kompensationsmaßnahmen wie Sichtschutzgehölze wieder beseitigt würden. Es empfiehlt sich, die für den Rückbau erforderlichen Eingriffe in den möglicherweise an Lebensraumbedeutung hochwertigen Bestand ggf. artenschutzrechtlich zu beurteilen.

5 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse zum aktuellen Sachstand dargestellt. Daran anschließend werden Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des EEG sowie außerhalb des EEG angeführt.

5.1 Sachstand

Marktentwicklung

- Die in Deutschland installierte PV-Leistung beträgt rd. 32,6 GW zum Jahresende 2012 und steigt Ende 2013 um voraussichtlich 3,6 GW auf 36,2 GW. Mit 28 TWh wurden 2012 knapp 5 % des Bruttostromverbrauchs bereitgestellt, für 2013 sind knapp 30 TWh zu erwarten.
- Der leistungsbezogene Anteil von Großanlagen > 1 MW (insbesondere Freiflächenanlagen) am Zubau 2012 ist auf ca. 40 % gestiegen. Für 2013 ist anteilig und absolut mit einem geringeren Großanlagenanteil zu rechnen. Während Freiflächenanlagen in 2012 mit rd. 2,9 GW noch ca. 38 % am Zubau ausmachten, sinkt der Freiflächenzubau in 2013 auf voraussichtlich maximal 1 GW bzw. 28 % am Gesamtzubau.
- Der 52 GW-Deckel wird in den angesetzten Szenarien zwischen Anfang 2018 und 2020 erreicht. Im weiteren Fortgang des Projekts wird diese Einschätzung auf Basis der aktuellen Marktlage (insbesondere der weiteren Preisentwicklung) überprüft.
- Der Preisdruck geht den PV-Unternehmen an die Substanz, die **PV-Industrie befindet sich weltweit in der Konsolidierung**, fast alle produzierenden PV-Unternehmen schreiben seit mehreren Jahren Verluste, zahlreiche Insolvenzen waren weltweit zu verzeichnen. Investitionen in neue und kostengünstig produzierende Maschinen sind heute kaum möglich. Der vorgelagerte PV-Maschinenbau mit einem hohen Weltmarktanteil deutscher Hersteller (2012: 55 %) spürt dies anhand erheblicher Umsatzeinbrüche (2012: -50 %).
- Erst höhere Modulpreise und kostendeckende Produktion ermöglichen die Investition in neue Produktionsanlagen und damit nachhaltige Kostensenkungen.
- Die angebotsseitigen **Überkapazitäten bestehen fort, schwächen sich jedoch ab** (insgesamt rund 60 GW Modulproduktionskapazitäten, davon knapp 10 GW Dünnschicht). Bei fortschreitend wachsender Weltmarktnachfrage könnten sich bereits 2015 Angebot und Nachfrage weitgehend ausgleichen.
- PV war lange Jahre die teuerste EE-Form und ist dadurch aktuell für rd. 50 % der Umlage verantwortlich. Durch die in den vergangenen Jahren durchgeführten Sonderabsenkungen und die Wirkung des atmenden Deckels betragen die Vergütungssätze im Dezember 2013 jedoch nur noch 9,6 ct/kWh (Freiflächenanlagen) bis 13,9 ct/kWh (Kleinanlagen). Der **atmende Deckel** sorgt zukünftig weiter für **Kostenbegrenzung**, die PV-Differenzkosten erreichen ein voraussichtliches Maximum von rund 9,3 Mrd. €/a, wenn 52 GW im Jahr 2018 erreicht werden (2013: ca. 8,6 Mrd. €).
- Die **Welt-Nachfrage** nach PV belief sich in 2012 auf rund 31 GW. Für **2013** ist von einem Weltmarktzubau von **35 GW** auszugehen, für 2014 aus heutiger Sicht von 42 GW. Der Anteil Europas an der Nachfrage nimmt stark ab, der Nachfrageanteil Asiens wächst entsprechend stark.

Preisentwicklung von PV-Anlagen

- Nach dem beispiellosen Preisverfall seit 2009 sind derzeit stagnierende Modulpreise zu beobachten. Für Module aus China, die nach Deutschland importiert werden, gelten Mindestpreise oder Strafzölle. Zusammen mit einer Orientierung asiatischer Modulhersteller auf hochpreisigere Märkte (insb. China und Japan) ist eine abnehmende Verfügbarkeit von preisgünstigen Modulen auf dem deutschen Markt zu konstatieren. Dies trifft insbesondere das Freiflächensegment, das 2013 und darüber hinaus schrumpfen wird.
- Die Preissenkungen der letzten Jahre sind zum Großteil ein Produkt des Wettbewerbsdrucks und nur zum geringen Teil von gesunkenen Produktionskosten. Dies zeigt sich am Vergleich der aktuellen Preise mit der Lernkurve.

Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen

- Im Dachanlagenbereich ist **Eigenverbrauch** heute bereits in bestimmten Fällen und ab 2014 mehrheitlich **zum wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich** (je nach Anlagengröße und Nutzungsbereich 10 % (Gewerbe/Industrie) bis 20 % (Haushalte) Eigenverbrauch); die zukünftig voraussichtlich nur noch moderate Senkung der Modulpreise zusammen mit dem atmenden Deckel ermöglicht zukünftig nur bei höheren Mindest-Eigenverbrauchsanteilen, Neuanlagen wirtschaftlich zu betreiben.
- Die **Rentabilität** von PV-Anlagen ist zunehmend von der **Höhe des Eigenverbrauchs** abhängig und weist eine starke **regionale Abhängigkeit** zur Einstrahlungsleistung und den Strompreisen auf. Daraus ergibt sich eine deutlich höhere Rentabilität im Süden (hohe Einstrahlung) sowie Osten (hohe Strompreise) Deutschlands. Hierdurch ist in diesen Regionen ein stärkerer Zubau zu erwarten (unter Vernachlässigung anderer Einflussgrößen)
- Eine Änderung der Eigenverbrauchsregelung, bspw. Belastung des Eigenverbrauchs durch die EEG-Umlage oder andere Abgaben, würde die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen weiter einschränken bzw. PV-Anlagen unwirtschaftlich werden lassen.
- **Freiflächenanlagen erreichen Ende 2013 i.d.R. nicht mehr die Wirtschaftlichkeitsschwelle**; der atmende Deckel, die fehlenden Eigenverbrauchsmöglichkeiten und die stagnierenden Modulpreise machen dieses PV-Segment zunehmend unwirtschaftlich. Der Zubau von Freiflächenzubau wird deshalb voraussichtlich weiterhin sinken bzw. nur noch an sehr überdurchschnittlich guten (aber zunehmend weniger verfügbaren) Standorten möglich sein.

Umfang und Wirkung des Eigenverbrauchs von PV-Strom

- Die **Menge des Eigenverbrauchs von PV-Strom** erreicht im Jahr **2013** voraussichtlich knapp **2 TWh**. Zum Vergleich liegt der Eigenverbrauch aus Eigenerzeugungsanlagen der Industrie, des Schienenverkehrs und aus anderen dezentralen Erzeugungsanlagen (insb. KWK) in der Größenordnung von insgesamt rund 55 TWh pro Jahr.
- **PV-Eigenverbrauch führt heute zu einer Entlastung der EEG-Umlage**, da die eingesparten spezifischen PV-Differenzkosten höher als die durch Eigenverbrauch entgangene EEG-Umlage sind.
- Aufgrund **unzureichender Datengrundlage** ist die aktuelle und zukünftige Abschätzung des gesamten PV-Eigenverbrauchs nur schwer möglich. Außer für Anlagen, welche eine Eigenverbrauchsvergütung nach EEG 2009 bzw. EEG 2012 in Anspruch nehmen, besteht derzeit

keine Meldepflicht, ob PV-Strom einer Anlage eigenverbraucht wird. Auch in Zusammenhang mit welcher Art von Verbraucher (Haushalt, Gewerbe, Supermarkt, Landwirtschaft…) eine PV-Anlage installiert ist und ob ein Batteriespeicher eingesetzt wird, ist nicht bekannt. Um belastbare Beurteilungen zu den gesamtwirtschaftlichen und systemtechnischen Auswirkungen des Eigenverbrauchs (z.B. hinsichtlich des Umfangs entgangener Umlagen und Netzentgelte, Netzentlastung) auf Grundlage realer Eigenverbrauchsquoten durchführen zu können, scheint eine **Registrierung** verbunden mit einer **Erhebung entsprechender Daten** nötig.

PV-Batteriespeicher

- Der Einsatz von **Batteriespeichern** in Haushalten zur Erhöhung des Eigenverbrauchs ist unter den hier gesetzten Annahmen **in den meisten Szenarien unwirtschaftlich**. Nur Blei-Batterien erreichen unter bestimmten Randbedingungen positive Eigenkapitalrenditen. Bei Inanspruchnahme des am 1. Mai 2013 gestarteten Speicherförderprogramms können diese erhöht werden und auch Li-Ion-Speicher stoßen in den Bereich positiver Renditen vor. Im Gewerbebereich können Blei-Batterien in größerem Umfang wirtschaftlich betrieben werden und auch kleine Li-Ion-Speicher bewegen sich im niedrigen positiven Renditebereich. Die Rendite einer PV-Anlage ohne Speicher liegt jedoch grundsätzlich deutlich höher. Außerdem liegen die Eigenkapitalrenditen bei den betrachteten Fällen weitestgehend im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Daher besteht aus wirtschaftlicher Sicht nur ein begrenzter Investitionsanreiz.

Direktvermarktung

- Die **Direktvermarktung** von PV-Strom ist seit Einführung des Marktprämienmodells Anfang 2012 stetig gestiegen und liegt im Oktober 2013 bezogen auf die gesamte installierte PV-Leistung bei knapp **12 %**. Überwiegend sind große Dachanlagen sowie Freiflächenanlagen in der Direktvermarktung vertreten. Es zeichnet sich in diesem Segment ein deutlicher Rückgang des Zubaus ab, wodurch sich auch der Zuwachs in der Direktvermarktung zukünftig abschwächen dürfte.

Marktintegrationsmodell

- Dachanlagen im Gewerbe- und Industriebereich können in der Regel problemlos einen Eigenverbrauchsanteil von mehr als 10 % erreichen. Aufgrund der im Vergleich zur Einspeisevergütung höheren Strompreise insbesondere im Gewerbebereich, ist der Eigenverbrauch auch ohne **Marktintegrationsmodell** finanziell lohnenswert. Lediglich bei geringeren Strombezugskosten im Industriebereich könnten sich zusätzliche Anreize zum Eigenverbrauch ergeben. Insgesamt ist jedoch davon auszugehen, dass das Marktintegrationsmodell **nur geringe Auswirkungen** auf eine weitere Erhöhung des Eigenverbrauchs haben wird.

Entwicklung nach Erreichen des 52 GW-Deckels

- Aus heutiger Sicht deutet sich an, dass **nach dem Erreichen von 52 GW** (abhängig vom Zubauszenario im Jahr 2018 bzw. 2020) und der im heutigen EEG gesetzten Nullvergütung auch ohne zusätzliche Belastungen des Eigenverbrauchs nur ein **kleines selbsttragendes Eigenverbrauchssegment** resultiert. Wenn Großanlagen und Freiflächenanlagen mit 5 ct/kWh Vergütung noch errichtet werden sollten, ist Strom aus solchen Anlagen nach 52

GW (Nullvergütung) zwar günstig, aber nicht marktfähig im Sinne der Erwirtschaftung ausreichend hoher Deckungsbeiträge am Strommarkt.

- Bei einer **Nullvergütung** durch das EEG nach Erreichen des 52 GW-Deckels deutet sich an, dass PV-Anlagen in den betrachteten Beispielfällen nur noch bei einem Eigenverbrauchsanteil von mindestens rund 50 % im Haushaltssegment und ca. 35 % im Gewerbesegment wirtschaftlich sind (die Rendite gegenüber heute sinkt jedoch). Für den Beispielfall eines Haushalts mit 4.000 kWh Jahresstromverbrauch begrenzt sich dadurch die wirtschaftliche Anlagengröße im Mittel auf rund 2,5 kW und für ein Beispielgewerbe mit einem Jahresstromverbrauch von 35 MWh auf unter 50 kW. Es ist damit durchschnittlich **mit einer reduzierten Anlagengröße zu rechnen**. Die Werte können abhängig von verschiedenen Parametern wie z.B. Anlagenausrichtung, Preisentwicklungen, Solareinstrahlung von diesen Angaben abweichen. Eine teilweise Vermarktung oder Vergütung auf Marktwertniveau von überschüssigem Strom würde sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit und die notwendige Eigenverbrauchshöhe auswirken. Abhängig von der Anlagengröße und damit der Überschussstrommenge kann ein Mehraufwand für die Vermarktung, die Mehreinnahmen jedoch deutlich überschreiten (insbesondere bei kleinen Anlagen).
- Weitgehend unabhängig vom Zeitpunkt des Erreichens des **52 GW**-Deckels betragen die PV-Vergütungssätze dann zwischen **5 ct/kWh** (Freiflächenanlagen) und **7,5 ct/kWh** (Dachanlagen bis 10 kW). Durch diese geringen Vergütungssätze wären die Förderkosten einer daran anschließenden Förderung sehr gering. Es bleibt jedoch zu beobachten, ob die zukünftige Preisentwicklung mit der im atmenden Deckel vorgesehenen Vergütungsabsenkung und unter Einbeziehung des Eigenverbrauchs Schritt halten kann.

<u>Ökologie</u>

- Aufgrund der Streichung der Vergütung für Ackerflächen wurden im Betrachtungszeitraum 2011 bis 2013 keine neuen Anlagen über das Standortmerkmal „ehemalige Ackerfläche umgewandelt in Grünland“ vergütet. Im Gegensatz dazu nahm die Anzahl von zumeist **großen Anlagen auf Konversionsflächen und von kleineren an Verkehrsflächen** (Straße und Schiene), hier z.T. auch vormals Ackerflächen, noch einmal deutlich zu.
- Nach 2010 erfolgte eine **Verlagerung des Großanlagenbaus auf große Konversionsflächen** (ehemalige Militärflächen wie Flugplätze und Truppenübungsplätze, aber auch ehemalige Braunkohlenflächen) in den östlichen Bundesländern. Insbesondere steht das Land Brandenburg für diese Entwicklung: Mit 40 Anlagen > 20 ha hat Brandenburg eindeutig und mit Abstand die meisten Großanlagen aufzuweisen, davon sind 22 Anlagen größer als 50 ha.
- Die Effizienzsteigerung der Modultechnik im kristallinen Bereich sowie insbesondere der rückläufige Anteil von Dünnschichtmodulen zeigen sich beim **Flächenbedarf** der Anlagen. Lag der durchschnittliche Flächenbedarf pro MW bis 2010 im Mittel bei rd. 3,56 ha, so ist dieser in den Jahren 2011 bis 2013 auf vorläufig 2,25 ha/MW gesunken und nähert sich der Marke von 2 ha/MW an.
- Die **Flächeninanspruchnahme** für Freiflächenanlagen in Deutschland liegt derzeit einschließlich einer Hochrechnung für 2013 im Bereich von rd. 22.400 ha. Bisherige Ackerflächen wurden dabei bis 2010 in einer Größenordnung von 6.400 ha als PV-Standort genutzt.

In den Jahren 2011/13 wurden ca. 2.100 ha Seitenflächen von Verkehrsanlagen genutzt. Auf Konversionsflächen, versiegelten Flächen und in ausgewiesenen Gewerbegebieten stehen PV-Freiflächenanlagen auf insgesamt ca. 13.900 ha.

- Die Auswirkungen dieses Vorhabentyps auf Ökologie, Natur und Landschaft sind in den vergangenen Jahren bereits umfassend beschrieben worden. Grundsätzlich neue Erkenntnisse wurden im Rahmen der Recherchen und Umfragen für diesen Bericht bis jetzt noch nicht identifiziert.
- Naturschutzrechtlich geschützte Gebiete werden nur zu einem verhältnismäßig geringen Anteil als Standorte für PV-Anlagen entwickelt. Derartige Standorte werden im Rahmen von regionalen und kommunalen Standortkonzepten nicht angeboten.
- Einige Freiflächenanlagen sind auf Arealen entwickelt worden, die vollständig oder teilweise in **Naturparks und Landschaftsschutzgebieten** liegen. Sie entsprechen dabei immer einem der geltenden Vergütungskriterien des EEG. Waren dies zunächst auch vereinzelt Ackerflächen, so handelt es sich inzwischen regelmäßig um Standorte auf Konversionsflächen unterschiedlicher Art (Deponie- oder Gewerbeflächen, ehem. Bodenabbau oder militärische Flächen), die dem Schutzziel nicht entgegenstehen. Anlagenstandorte in Landschaftsschutzgebieten werden im Zuge des Planverfahrens in der Regel aus dem Schutzgebiet entlassen.
- Zum Schutz bedeutender Naturschutzflächen gelten inzwischen EEG-Bestimmungen, die die Vergütung von PV-Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die als **Nationalpark oder Naturschutzgebiet** ausgewiesen sind, ausschließen. Naturschutzflächen waren bisher auch nur in wenigen besonderen Einzelfällen in den Fokus der Projektentwickler geraten, z.B. wenn mit dem Vorhaben auch gebietsspezifische naturschutzfachliche Ziele zu befördern waren. Soweit hier im Zuge der Standortvorbereitung kostenintensive Sanierungsprojekte realisiert werden sollten, dürfte dies aus Wirtschaftlichkeitsgründen in Zukunft nicht mehr realisierbar sein.
- Bei den **wenigen bekannten realisierten Vorhaben** in europäischen **Vogelschutzgebieten** handelt es sich um Konversions- oder Deponieflächen, wobei im Rahmen des Bauleitplanverfahrens jeweils geprüft werden musste, ob durch das Vorhaben erhebliche Auswirkungen auf die Erhaltungsziele und die Schutzzwecke durch das Vorhaben ausgeschlossen werden können.
- PV-Planungen im Kontext naturschutzfachlicher Schutzgebiete sind
    - in der Regel ausgeschlossen in Naturschutzgebieten, Nationalparken und nationalen Naturdokumenten, Biosphärenreservaten, geschützten Landschaftsbestandteile und FFH-Gebieten,
    - überwiegend ausgeschlossen in Europäischen Vogelschutzgebieten und
    - einzelfallabhängig im Bereich von Landschaftsschutzgebieten und Naturparken möglich.
- **Zaunanlagen** sind insbesondere zur Diebstahlsicherung erforderlich. Um im ökologischen Kontext die Barrierewirkungen dennoch zu verringern, ist es inzwischen Konvention, die Zaunanlage für Kleinsäuger und Kleintiere barrierefrei mit einem Bodenabstand von 10 bis

20 cm herzustellen und auf die Verwendung von Stacheldraht im bodennahen Bereich zu verzichten.

- Für Großsäuger wie Wolf, Rot-, Reh- und Schwarzwild kann eine Anlage je nach Lage und Größe zu einer nachhaltigen **Zerschneidung** der jeweiligen Wanderwege als auch zum Verlust oder zu Verkleinerung von Lebensraum führen. Sollten dort große Anlagen verwirklicht werden, sind erhöhte Anforderungen an Vermeidungs- und Kompensationsmaßnahmen durchzusetzen.
- Das **Rückbaupotenzial** der bisher in Deutschland errichteten Freiflächenanlagen beträgt zurzeit bei einer Gesamtfläche von rd. 22.400 ha bei den Flächen auf Acker rd. 6.400 ha und bei den Konversionsflächen rd. 13.900 ha. Gerade letztere sind natürlich unter naturschutzfachlicher Sicht von besonderem Interesse, da diese Anlagen sich häufig auch in naturschutzfachlich bedeutenderen Bereichen befinden.

5.2 Handlungsempfehlungen

Empfehlungen zur Weiterentwicklung des EEG

Atmender Deckel

- Der atmende Deckel begrenzt durch seinen Mechanismus der zubauabhängigen Vergütungsabsenkung die Förderkosten der PV und soll Planbarkeit bis zu einer installierten Leistung von 52 GW bieten. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, die **Struktur und den Wirkungsmechanismus des atmenden Deckels bis zum Erreichen der 52 GW unverändert zu belassen**. Aufgrund der aktuellen Preis- und Marktentwicklung besteht jedoch absehbar Änderungsbedarf an der Höhe seiner Degressionssätze.
- Der **Preisverfall** der vergangenen Jahre ist **gestoppt**. Seit dem Jahresbeginn 2013 sind die Preise für PV-Module nur minimal gesunken und sogar zwischendurch gestiegen. Die weitere Preisentwicklung muss als einer der wesentlichen Einflussparameter auf die Wirtschaftlichkeit von neuen PV-Anlagen fortlaufend im Blick behalten werden.
- Neben den Anlagenpreisen sollten PV-Zubau, Vergütungssätze, Strompreise, Zinsen und Eigenverbrauch sowie das Zusammenspiel dieser Parameter laufend beobachtet werden. Der Stopp des Preisverfalls mit zuletzt sogar leicht steigenden Preisen könnte ab 2014 dazu führen, dass der politisch gewollte **Zubaukorridor deutlich unterschritten** und damit die Zielerreichung 2020 gefährdet wird. Aus diesem Grund sollte eine **Anpassung des atmenden Deckels** in Erwägung gezogen werden, da einerseits die Degressionssätze zur Vergütungsabsenkung sehr hoch sind und andererseits aufgrund des Bezugszeitraums von einem Jahr und der geringen Prozentsätze zur Vergütungserhöhung eine solche nur sehr verzögert und schwach möglich ist.
- Eine Anpassung der Degressionssätze des atmenden Deckels sollte die lernkurvenbedingten Kostensenkungspotenziale berücksichtigen, dies gestaltet sich in der Praxis jedoch schwierig. Derzeit stellt die Degression auf das derzeitige **Preisniveau** von Modulen ab, das jedoch nicht die Produktionskosten wiederspiegelt. Damit bestehen **keine Anreize** und fi-

nanziellen Spielräume **für neue Produktionsanlagen**. Ohne neue Produktionsanlagen können jedoch **keine Kostensenkungen** umgesetzt werden.

- Die Zeiten stark verfallender Modul- und Systempreise gehören der Vergangenheit an. Auf Basis einer Fortschreibung der Lernkurve lassen sich für die kommenden ca. vier Jahre theoretisch Modulpreissenkungen von etwa 6 % pro Jahr ableiten. Da jedoch der aktuelle Marktpreis bereits deutlich unter der Lernkurve liegt, kann diese Fortschreibung als sehr ambitioniert betrachtet werden. Unter Berücksichtigung von Kostensenkungen der BOS-Komponenten ist somit für PV-Systeme von einer theoretisch möglichen jährlichen Preissenkung in der Größenordnung von 4 % (Kleinanlagen) bis hin zu ca. 6 % (Freiflächenanlagen) auszugehen. Die **derzeitige Basisdegression** von 1 % pro Monat (11,4 % pro Jahr) für Zubauraten von 2,5 bis 3,5 GW/a könnte deshalb mittelfristig **zu ambitioniert** sein und damit zu einer dauerhaft unterhalb des Zubaukorridors liegenden PV-Nachfrage und zu einer Gefährdung der Zielerreichung führen[15]. Untersucht wurden deshalb – bezogen auf die ab Januar 2014 bis 52 GW noch zubauenden rund 16 GW (Szenario „Zubaukorridor“: 3,5 GW/a bis 2018) – die Mehrkosten einer Halbierung des monatlichen Basisdegressionssatzes von 1 % auf 0,5 %.Während bei der bestehenden Basisdegression von 1 % mit zusätzlichen EEG-Differenzkosten von 0,66 Mrd. €/a und einer damit verbundenen Umlageerhöhung von 0,17 ct/kWh zu rechnen ist, sind bei einer Halbierung der Basisdegression 0,84 Mrd. €/a zusätzliche EEG-Differenzkosten und eine Umlageerhöhung von 0,22 ct/kWh zu erwarten[16].
- Im Falle von Zubauraten **unterhalb des Zubaukorridors** und einer Gefährdung der Zielerreichung 2020 stehen im Hinblick auf den atmenden Deckel als Maßnahmen zur Marktbelebung grundsätzlich eine Verkürzung des Bezugszeitraums sowie Änderung der unterhalb des Zubaukorridors möglichen Vergütungserhöhung zur Verfügung. Eine Verkürzung des einjährigen Bezugszeitraums würde die Vergütung vorübergehend schneller erhöhen. Dies würde zwar die Reaktionsgeschwindigkeit erhöhen, gleichzeitig aber die Gefahr von höheren Vergütungsschwankungen und weniger Prognostizierbarkeit bergen. Eine Verminderung der Prozentsätze unterhalb des Korridors würde das Vergütungsniveau erhöhen, im Detail wären jedoch Vorzieheffekte und die absoluten Kosten (EEG-Differenzkosten & -Umlage) näher zu untersuchen. Im Falle eines PV-Markteinbruchs, der die Zielerreichung 2020 gefährden könnte, wird politisch abzuwägen sein, welche Optionen vor dem Hintergrund des derzeitigen Niveaus der EEG-Umlage umsetzbar sind.
- Der geltende **Zubaukorridor** im Rahmen des atmenden Deckels sollte auch vor dem Hintergrund beibehalten werden, dass er den wirtschaftlich angeschlagenen **heimischen Herstellern** weiterhin **Absatzchancen** und Möglichkeiten zur Entwicklung von **Systemlösungen** bietet.

[15] Bewusst nicht berücksichtigt wurde der Einfluss des Eigenverbrauchs, da derzeit nicht absehbar ist, ob und in welcher Höhe Eigenverbrauch zukünftig mit der EEG-Umlage bzw. Netzentgelten belastet wird.

[16] Es wurde für beide Degressionsvarianten bewusst vom selben Zubauszenario ausgegangen, um die Erhöhung der Differenzkosten direkt abzulesen und nicht durch unterschiedliche Marktentwicklungen zu verzerren.

Eigenverbrauch

- Weiterhin sinkende Vergütungssätze erfordern zunehmend höhere **Eigenverbrauchsanteile**, die **nicht durch Belastungen** (z.B. Netzentgelte, Umlagen) des Eigenverbrauchs **eingeschränkt werden** sollten, um weiterhin PV-Zubau wirtschaftlich zu ermöglichen.
- **Im Gegenzug erfordern Belastungen des PV-Eigenverbrauchs** (z.B. Netzflatrate oder Abführung von Netzentgelten auf den selbst verbrauchten Strom) eine **Anhebung der Vergütungssätze**, wenn der Zubau nicht größtenteils ausgebremst werden soll oder die Anlagenkosten nicht stärker sinken als angenommen. Bei einem durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteil von 30 % und einer Strompreissteigerungsrate von 2,3 % p.a. müsste bei einer Belastung des Eigenverbrauchs mit 6 ct/kWh (Annahme: konstant über 20 Jahre) die Vergütung um 2,6 ct/kWh erhöht werden, um die Wirtschaftlichkeit von neuen PV-Anlagen unter den angesetzten Rahmenbedingungen und Berechnungsparametern konstant zu halten.
- **Die Gestaltung der Rahmenbedingungen und Anreize für Eigenverbrauch** sollten sich nicht nur an der Renditeoptimierung für den Anlagenbetreiber orientieren, sondern **an der Gesamtsystemsicht.** Daher sollten Anreize geschaffen werden, um die Energiebilanz und zugehörige Marktpreise (z.B. abgebildet über variable Strompreise) sowie die Reduktion der lokalen und regionalen Netzbelastung (z.B. durch Begrenzung der Einspeisespitzen) beim Eigenverbrauch zu berücksichtigen.
- Für Neuanlagen und für Bestandsanlagen (sofern dies über die Messeinrichtung des Wechselrichters möglich ist) sollte in Erwägung gezogen werden, folgende Daten zum Eigenverbrauch zu erheben und zu veröffentlichen:
    - Erwarteter Eigenverbrauchsanteil: Aufnahme in das PV-Meldeportal der BNetzA; es wird davon ausgegangen, dass die Abschätzung vom Solarinstallateur vorgenommen wird;
    - Nutzungsbereich der Anlage (Gewerbe, Haushalt, Freifläche…): Aufnahme in das PV-Meldeportal bei der BNetzA sowie in EEG-Anlagenstammdaten;
    - Tatsächlicher Eigenverbrauch: jährliche Meldung im Zuge der Abrechnung mit dem Netzbetreiber und Veröffentlichung über EEG-Bewegungsdaten.
- Für PV-Batteriespeicher besteht keine Erfassung entsprechend der EEG-Anlagenstammdaten. Es sollte ebenfalls in Erwägung gezogen werden, die EEG-Anlagenstammdaten durch die Abfrage Betrieb mit/ohne Batteriespeicher und nutzbare Speicherkapazität zu ergänzen.

Freiflächenanlagen

- Die fortschreitend sinkende Vergütung für **Freiflächenanlagen** mit den i.d.R. fehlenden Eigenverbrauchsmöglichkeiten bremst vor dem Hintergrund stagnierender Modulpreise den Zubau von Freiflächenanlagen als kostengünstigstes PV-Segment derzeit stark ab (2013 voraussichtlich max. 1 GW Freiflächenzubau gegenüber ca. 2,9 GW in 2012). Um weiterhin von den günstigen Stromgestehungskosten von Freiflächenanlagen zu profitieren und dem wettbewerblichen Grundgedanken Rechnung zu tragen wird vorgeschlagen, Freiflächenanlagen zeitnah in ein **ausschreibungsbasiertes Fördermodell** zu überführen. Derzeit ist jedoch davon auszugehen, dass der Zubau von Freiflächenanlagen bis zur Einführung eines solchen neuen Fördermechanismus ausgehend von maximal 1 GW Zubau 2013 weiterhin

rückläufig ist. Vorstellbar wäre, dass bis zum Inkrafttreten der Ausschreibungen die Förderung von Freiflächenanlagen aus dem atmenden Deckel ausgegliedert wird und der Fördersatz eingefroren bzw. um eine geringere Basisdegression als derzeit vorgesehen abgesenkt wird. Die Auswirkungen der entsprechend geringeren Bezugsgröße im atmenden Deckel sind dabei zu berücksichtigen.

- Die Bedingungen und Anforderungen an die Vorhaben, die über das Ausschreibungsmodell gefördert werden sollen, sollten im Grundsatz den geltenden Bestimmungen des § 32 Abs. 1 Nr. 3 EEG für Freiflächenanlagen entsprechen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die zur Verfügung stehenden Flächen (Konversionsflächen, versiegelte Flächen, ausgewiesene und nicht bebaute Gewerbegebiete und Seitenrandstreifen) für Ausschreibungen in Höhe von 400 MW/a ausreichen dürften.[17] Es sollte jedoch im Zuge der Konkretisierung des Ausschreibungssystems geprüft werden, ob die bestehende Flächenkulisse den Anforderungen an Wettbewerbsintensität und Kosteneffizienz ausreichend Rechnung trägt.

<u>Fördergrenze 52 GW</u>

- Die Vergütungssätze für PV-Anlagen betragen kurz vor Erreichen des 52 GW-Deckels im bestehenden Fördersystem zwischen 5 ct/kWh (Freiflächenanlagen) und 7,2 ct/kWh (Dachanlagen bis 10 kW). Es empfiehlt sich, auf Grund der dann geltenden geringen Vergütungssätze verbunden mit geringen Erzeugungskosten, einen **Finanzierungsrahmen** (z.B. durch Anschlussförderung) **für einen gesteuerten weiteren PV-Ausbau über 52 GW hinaus** zu **überlegen**. Aufgrund der Unsicherheiten über die Preis- und Marktentwicklung kann aus heutiger Sicht kein konkreter Fördervorschlag vorgelegt werden. Folgende Optionen bieten sich bspw. an:
    - Eigenverbrauchssegment (Kleinanlagen/Dachanlagen): Einfrieren der Fördersätze, Fortführung des atmenden Deckels oder förderneutrale Durchreichung des Vermarktungserlöses/Marktwerts.
    - Anlagen ohne Eigenverbrauch (Freiflächenanlagen, große Dachanlagen): technologieneutrales, marktbasiertes Instrument zusammen mit onshore-Wind.
- Es ist zu klären, wie das nach den geltenden Regelungen letzte förderfähige kW und damit das Erreichen der 52 GW-Grenze festgelegt wird. Berücksichtigt werden sollten drohende Vorzieheffekte und eine sich selbst verstärkende Dynamik.

<u>Umweltwirkungen</u>

- Der Geltungsbereich des Ausschlusses der Vergütung für Freiflächenanlagen in Naturschutzgebieten und Nationalparks sollte allgemeingültig sein und im Sinne einer konsequenten Gesamtregelung nicht nur auf Konversionsstandorte beschränkt werden.

---

[17] So sind z.B. für die Seitenrandflächen allein von dem in [65] konservativ geschätzten gut nutzbaren Flächenpotenzial von ca. 15.000 ha bisher erst rd. 1.000 ha mit einer durchschnittlichen Anlagengröße von > 8 ha bzw. rd. 4 MW bebaut und in Betrieb genommen worden. Daraus resultiert ein noch nutzbares Leistungspotenzial von rd. 6 GW. Für die anderen vergütungsfähigen Gebietskategorien liegen keine vergleichbaren Schätzungen bzw. Hochrechnungen vor, da insbesondere der Typ der Konversionsflächen derart vielfältig und inhomogen ist, dass eine EEG-spezifische Bestandsaufnahme geeigneter Standorte mit sehr hohem Aufwand verbunden sein dürfte. Bisher sind jedenfalls keine Verlautbarungen aus der Solarwirtschaft laut vorgetragen worden, dass hier kapazitativ von einem Erschöpfungszustand auszugehen wäre.

Empfehlungen außerhalb des EEG

Abgaben auf PV-Eigenverbrauch

- Die weiterhin stark sinkenden Vergütungssätze erfordern den Eigenverbrauch zum wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Bei den über den atmenden Deckel vorgegebenen Vergütungssätzen besteht aus heutiger Sicht ohne gleichzeitig höhere Vergütungen **kein Raum für Abgaben auf den Eigenverbrauch**, ohne den PV-Zubau damit stark zu bremsen.
- Bei der Diskussion des PV-Eigenverbrauchs ist zu berücksichtigen, dass der **sonstige Eigenverbrauch** 2013 in anderen Sektoren (industrieller Eigenverbrauch bzw. BHKWs, Schienenbahnen) um mehr als den **Faktor 25** höher ist. Abgaben auf den Eigenverbrauch sollten daher nicht isoliert auf die PV-Anlagen sondern generell diskutiert werden.

EEG-unabhängige Anlagen

- Für Anlagen, die völlig ohne EEG-Vergütung und mit 100 % Eigenverbrauch betrieben werden, sollte überprüft werden, welche Maßnahmen (z.B. Registrierung) erforderlich sind, um eine Planungssicherheit für den Netzbetreiber zu gewährleisten.

Systemauswirkungen eines weiteren Ausbaus der PV über 52 GW hinaus

- Der PV-Zubau hat heute schon eine signifikante Systemrelevanz. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, das Stromversorgungssystem mit allen Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Speichern ganzheitlich zu betrachten. Eine nur auf den Ausbau der PV-Anlagen bezogene Betrachtung greift auf Grund der Komplexität der Stromversorgung zu kurz und führt daher nicht zu belastbaren Aussagen.
- Schon vor Überschreiten der 52 GW sollten kontinuierlich systemrelevante Auswirkungen in der Stromversorgung (insbesondere auf die Systemstabilität, Energiebilanz, Fähigkeit eines Netzwiederaufbaus) vorausschauend bewertet werden, um somit rechtzeitig unerwünschten Effekten entgegen zu wirken.

Forschung und Entwicklung

- Fortführung der F&E-Förderung und Stärkung des Technologietransfers in den Heimatmarkt.

Umweltwirkungen

- Aufgrund der erheblichen Kostensenkungen sind bereits erste Tendenzen erkennbar, PV-Freiflächenanlagen außerhalb der EEG-Vergütung zu realisieren. Es ist in diesem Zusammenhang damit zu rechnen, dass die aus wirtschaftlicher Sicht besonders interessanten Flächen, hier insbesondere die Ackerflächen, wieder stärker in den Blick genommen werden. Damit würde die räumliche Steuerungswirkung des EEG über die Vergütungskriterien entfallen. Die Möglichkeiten der Raumordnung und Bauleitplanung sind daher zu befördern, geeignete Standorte in Umfang und Lage zu ermitteln und vorzuhalten.
- Im gleichen Kontext räumlicher Steuerung sollen die verfügbaren Instrumente dazu genutzt werden, Lebensraumkorridore des Naturschutzes von großen Freiflächenanlagen mit langen Zaunstrecken freizuhalten.

Anhang

A.1 Photovoltaik im Kontext des EEG

A.1.1 Aktuelle Vergütungsvoraussetzungen und -struktur

Mit der PV-Novelle 2012 wurden die **Vergütungsklassen** und die Größenbegrenzung neu gestaltet. Für Anlagen, die an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind (kurz Dachanlagen), existieren vier Vergütungsklassen mit den Leistungsstufen 10 kW, 40 kW, 1.000 kW sowie 10 MW. Freiflächenanlagen sind in einer gesonderten Vergütungsklasse zusammengefasst. Übersteigt die installierte Leistung einer Anlage den Schwellenwert von 10 MW, gilt nur der Anteil bis einschließlich 10 MW als geförderte Anlage.

Die Vergütungssätze für Neuanlagen werden monatlich abgesenkt, wobei die Höhe der Degression quartalsweise in Abhängigkeit der Anlagenneuinstallationen angepasst wird (**„atmender Deckel“**). Ab dem 1. August 2013 dienen die jeweils zurückliegenden zwölf Monate als Bezugszeitraum (rollierend). Ein dazwischenliegender Monat dient jeweils als Puffer zur Datenerhebung. Vor dem 1. August 2013 erfolgt die Vergütungsanpassung in Abhängigkeit des Zubaus ab Juli 2012 hochgerechnet auf ein vollständiges Jahr. Liegen die Anlagenneuinstallationen innerhalb des gesetzlich verankerten Ausbaukorridors von 2,5 GW bis 3,5 GW, sinkt die Vergütung zum Monatsbeginn um jeweils die Basisdegression von 1 %. Übersteigt der Zubau den Grenzwert von 3,5 GW, wird die Degression um bis zu 1,8 Prozentpunkte auf maximal 2,8 Prozent angehoben. Fallen die Neuinstallationen dagegen unter die mit dem Ausbaukorridor definierte Schwelle von 2,5 GW, sinkt der Degressionssatz. Auch eine erneute Anhebung der Vergütungssätze ist prinzipiell möglich. Für die Auswertung des jährlichen Zubaus ist eine zeitnahe und möglichst vollständige Erfassung der Anlagenneuinstallationen erforderlich. Aus diesem Grund sind Betreiberinnen und Betreiber dazu verpflichtet, ihre Anlagen bei der Bundesnetzagentur unter Angabe des Standortes und der installierten Leistung zu registrieren. Wird die Anmeldung versäumt, verringert sich ihr Vergütungsanspruch auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes.

Anlagen mit einer Nennleistung zwischen 10 kW und 1.000 kW, die nach dem 1. April 2012 in Betrieb gegangen sind, unterliegen zudem dem **Marktintegrationsmodell** (vgl. Kapitel 3.8.1.4). Dies sieht eine Begrenzung des Vergütungsanspruches auf 90 % der jährlich produzierten Strommenge vor. Die restlichen 10 % sind entweder nachweislich selbst zu verbrauchen, direkt zu vermarkten oder dem Netzbetreiber zum tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes anzudienen. Das Marktintegrationsmodell tritt nach einer Übergangsphase zum 1. Januar 2014 in Kraft. Kleinere Anlagen bis 10 kW Leistung sowie Freiflächenanlagen sind von den Regelungen des Marktintegrationsmodells ausgenommen.

Darüber hinaus sind PV-Anlagen bereits mit der Novellierung des EEG vom 4. August 2011 ins Einspeisemanagement aufgenommen worden und damit zur Einhaltung diesbezüglicher technischer Vorschriften verpflichtet (siehe Kapitel A.1.2).

A.1.2 Darstellung der bisherigen Vergütungsentwicklung

Im Folgenden werden die Vergütungsentwicklung sowie maßgebliche Änderungen in Verbindung mit der Förderung der Photovoltaik zusammenfassend dargestellt. Die Abbildung 51 zeigt hierzu die Bandbreite der Vergütungssätze seit Januar 2004. Deutlich wird, dass die Vergütungssätze gegenüber dem Jahr 2004 sehr stark abgesenkt wurden – ab 2010 mit erhöhter Dynamik – und Mitte 2013 nur noch rund ein Viertel des Niveaus 2004 betragen.

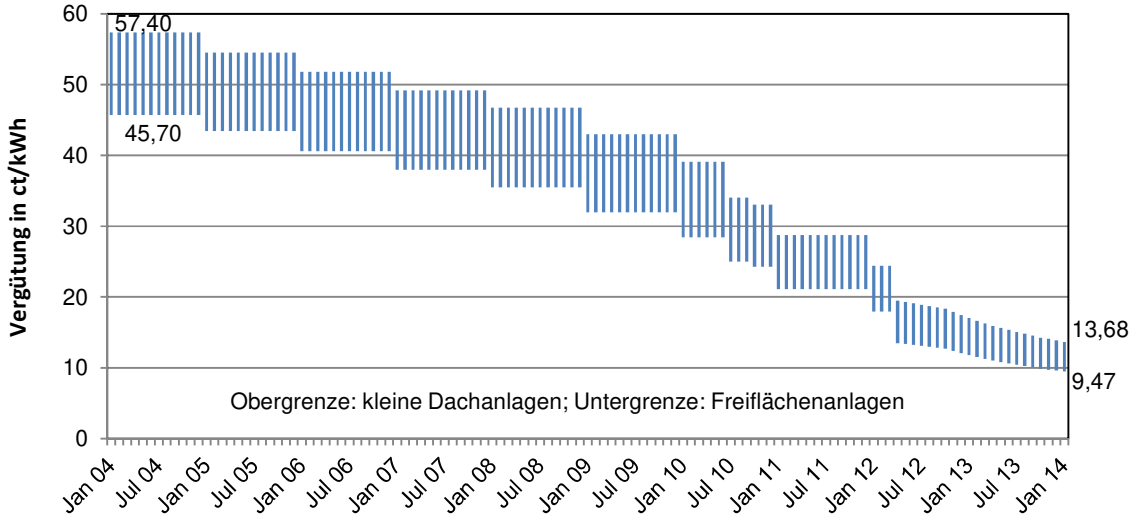


Abbildung 51: Bandbreite der Photovoltaikvergütung im Zeitraum Januar 2004 bis Januar 2014

Aufgrund der Vielzahl der Vergütungskategorien und deren Änderungen im zeitlichen Verlauf wird an dieser Stelle darauf verzichtet, im Detail die jeweiligen Vergütungen anzuführen. Eine Betrachtung der mittleren Vergütungssätze nach Inbetriebnahmejahren sowie der mittleren Vergütungssätze des Anlagenbestandes ist in Kapitel 3.5 dargestellt.

Nachfolgend werden in aller Kürze die wesentlichen Änderungen der PV-Vergütung angeführt (Liste nicht abschließend):

EEG 2000 vom 29. März 2000 (in Kraft getreten am 1. April 2000)

- Einheitliche Vergütung für alle Photovoltaikanlagen in Höhe von 50,62 ct/kWh (2000 und 2001), 48,10 ct/kWh (2002), 45,70 ct/kWh (2003).

Vorschaltgesetz vom 22. Dezember 2003 (in Kraft getreten am 1. Januar 2004)

- Einführung differenzierter Vergütungssätze nach Einsatzart und Anlagengröße: Vier Vergütungsklassen für Dachanlagen (≤ 30 kW, > 30 kW bis 100 kW, > 100 kW bis 1.000 kW, > 1.000 kW) sowie eine Vergütungsklasse für Freiflächenanlagen.
- Für Fassadenanlagen wird ein Bonus in Höhe von 5,0 ct/kWh gewährt.
- Die Vergütungssätze für Neuanlagen werden beginnend mit dem 1. Januar 2005 jährlich um 5,0 % abgesenkt.

EEG 2004 vom 21. Juli 2004 (in Kraft getreten am 1. August 2004)

- Die Vergütungssätze für Freiflächenanlagen werden beginnend mit dem 1. Januar 2006 jährlich um 6,5 % gesenkt. Für Dachanlagen bleibt ein Degressionssatz in Höhe von 5,0 % bestehen.

EEG 2009 vom 25. Oktober 2008 (in Kraft getreten am 1. Januar 2009)

- Degression der Vergütungssätze zum 1. Januar 2009: 8,0 % für Dachanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 100 kW, 10,0 % für alle übrigen Anlagen.
- Einführung einer vom Zubau abhängigen Degressionsregelung („atmender Deckel“): Übersteigt bzw. unterschreitet die Leistung der in den zurückliegenden zwölf Monaten neu installierten Anlagen den definierten Ausbaukorridor, wird die Degression um 1 Prozentpunkt gesenkt bzw. angehoben (vgl. § 20 Absatz 2a EEG 2009).
- Degression der Vergütungssätze zum 1. Januar 2010: 9,0 % für alle Dachanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 100 kW sowie 11 % für alle übrigen Anlagen.
- Einführung einer Eigenverbrauchsvergütung: Strom, der in Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 30 kW produziert und anschließend selbst oder durch Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe verbraucht wird, wird mit einem verringerten Vergütungssatz in Höhe von 25,01 ct/kWh vergütet.
- Der Fassadenbonus wird mit Wirkung zum 1. Januar 2009 gestrichen.

EEG-Novelle 2010 vom 11. August 2010 (in Kraft getreten am 1. Juli 2010)

- Zweistufige Sonderdegression: Die Vergütung sinkt rückwirkend zum 1. Juli 2010 um 13 % für Dachanlagen, um 8 % für Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen sowie um 12 % für alle übrigen Freiflächenanlagen. Zum 1. Oktober 2010 wird die Vergütung einheitlich um weitere 3 % gesenkt.
- Ausweitung des atmenden Deckels: Je stärker der tatsächliche Zubau vom Ausbaukorridor abweicht (GW-Stufen), desto größer fällt die Anpassung der Vergütungssätze aus.
- Degression der Vergütungssätze zum 1. Januar 2011: einheitlich 13 %.
- Die Förderung von Freiflächenanlagen auf Ackerflächen wird zum 1. Juli 2010 eingestellt. Ausnahmen gelten für Anlagen, die bis spätestens zum 31. Dezember 2010 in Betrieb gehen und einen gültigen Bebauungsplan vorweisen können, der vor dem 25. März 2010 beschlossen wurde. Neu aufgenommen in die Förderung sind dagegen Freiflächenanlagen längs von Autobahnen oder Schienenwegen.
- Die Eigenverbrauchsvergütung wird auf Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 500 kW ausgeweitet. Für den selbst verbrauchten Strom verringert sich die Vergütung einheitlich um 16,38 ct/kWh für den Anteil des Stroms, der 30 Prozent der jährlichen Produktion nicht übersteigt sowie um 12,0 ct/kWh, die darüber hinaus selbst verbraucht wird.

EEG 2012 vom 28. Juli 2011 (in Kraft getreten am 1. Januar 2012)

- Einführung einer optionalen Marktprämie: Die Marktprämie stellt eine Ergänzung zu Direktvermarktungserlösen dar. Die Prämienhöhe wird monatlich rückwirkend bestimmt und ergibt sich aus der Differenz des tatsächlichen Monatsmittelwertes des energieträgerspezifischen Marktwertes und der anlagenspezifischen Mindestvergütung. Als Ausgleich für die zusätzlichen Vermarktungskosten wird zusätzlich eine Managementprämie gewährt.
- PV-Anlagen werden ins Einspeisemanagement aufgenommen und sind damit grundsätzlich verpflichtet, technische Einrichtungen zur Fernsteuerung der Einspeiseleistung sowie zur Übertragung von Ist-Einspeisedaten vorzuhalten (§ 6 EEG 2012). Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW sind von der Pflicht zur Datenübermittlung ausgenommen. Ferner besteht bei Anlagen mit einer installierten Leistung von höchsten 30 kW die Möglichkeit, die Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt auf 70 % der Nennleistung zu begrenzen und damit das Einspeisemanagement zu umgehen.
- Degression der Vergütungssätze zum 1. Januar 2012: einheitlich 15 %.
- Abschaffung der Eigenverbrauchsvergütung zum 1.4.2012.

PV-Novelle vom 17. August 2012 (in Kraft getreten am 1. April 2012)

- Änderung der Vergütungsklassen (siehe Kapitel A.1.1).
- Degression der Vergütungssätze zum 1. April 2012: Die für Juli 2012 geplante Degression der Vergütungssätze in Höhe von 15 % wird auf den 1. April vorgezogen und um eine Sonderdegression ergänzt.
- Monatliche Vergütungsanpassung: Ab 1. Mai 2012 werden die Vergütungssätze monatlich angepasst (siehe Kapitel 3.6 und A.1.1).
- Einführung des Marktintegrationsmodells (siehe Kapitel 3.8.1.4 und A.1.1)

A.2 Marktentwicklung

A.2.1 Stand der Technik und Entwicklungsperspektiven

Von den weltweit produzierten Solarmodulen entfällt der Großteil auf Module mit Zellen aus kristallinem Silizium (mono- oder polykristallin). Mit einem Anteil von über 90 % ist nach wie vor die kristalline Silizium-Technologie (poly und mono) dominierend. Nachdem in den Jahren 2007 bis 2009 Dünnschicht-Technologien (insb. CdTe im Freiflächensegment, siehe Kapitel 2.1.2) einen wachsenden Marktanteil verzeichnen konnten, wurden sie aufgrund der geringeren Wirkungsgrade sowie des Preisverfalls kristalliner Module weniger nachgefragt.

Die Wirkungsgrade von kristallinen Modulen, CdTe- und CI(G)S-Modulen konnten in den vergangenen Jahren kontinuierlich gesteigert werden. Je nach Abmessungen der Module sowie dem Anteil des Rahmens ist jedoch keine Vergleichbarkeit gegeben, weshalb in Tabelle 1 die Zellwirkungsgrade dargestellt sind. Ausgehend von den heutigen Wir-

kungsgraden ist für poly- bzw. monokristalline Zellen bis 2020 eine Steigerung in der Produktion auf 19,5 bis knapp 24 % zu erwarten. Für CdTe- und CI(G)S ist von einer Zellwirkungsgradsteigerung auf eine Größenordnung von 15 % auszugehen. Der heutige Wirkungsgrad von Zellen auf Basis amorphen Siliziums liegt unter 10 %. Geringe Wirkungsgradverbesserungen bis 2020 deuten darauf hin, dass diese Technologie weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen dürfte.

Tabelle 10: Zellwirkungsgrade (geklammert: Laborwerte)

	2000	2006	2012	Ziel 2020
Polykristallin	13 - 15% (20%)	14% (20,4%)	15-16 % (20,4%)	19,5%
Monokristallin	13 - 17,5% (25%)	Bis 20,7% (25%)	23% (25%)	23,5%
CdTe	9 - 10% (16%)	8 – 11% (16,5%)	8 – 11,8 % (17,3%)	14%
CI(G)S	10 - 13% (18%)	8 – 13 % (20%)	11 – 14,6 % (20,4 %)	15%
Amorphes Silizium	10% (12%)	4 – 10% (12,5%)	4 – 10% (12,5%)	12%

Quellen: NREL 2013 [20F89], JEE 2003 [21F90], ZSW

Die Steigerung der Wirkungsgrade ist insofern relevant, als dass für eine Einheit Nennleistung weniger Produktionsfaktoren eingesetzt werden müssen und damit Kostensenkungen in der Produktion realisiert werden können sowie weniger Flächen- und Montagebedarf pro Leistungseinheit erforderlich sind, was sich in geringeren BOS-Kosten niederschlägt. Das Dünnschicht-Segment ist im Zuge des Preisverfalls von Silizium-Modulen unter hohen Kostensenkungsdruck geraten, was zwangsläufig eine kontinuierliche Wirkungsgradsteigerung erfordert, um im Preiskampf zu bestehen.

Die derzeitige Marktsituation mit Preisen, die für nahezu alle Hersteller nicht kostendeckend sind, erschwert den Markteintritt von neuen Entwicklungen. Ein Technologiesprung und die Markteinführung neuer PV-Technologien wird erst dann möglich sein, wenn die Marktsituation es den Herstellern erlaubt, Gewinne zu erwirtschaften und damit Investitionen erlaubt.

A.2.2 Eckdaten zu den Szenarien

Für die Szenarien zum Eigenverbrauch wurden Mitte Oktober 2013 Zubau-, Vergütungs- und Preisszenarien festgelegt. Im Folgenden werden die entsprechenden Eckdaten angeführt. Die Entwicklung der Vergütungssätze entlang der Zubauszenarien ist in Kapitel 3.6.1 dargestellt und erläutert.

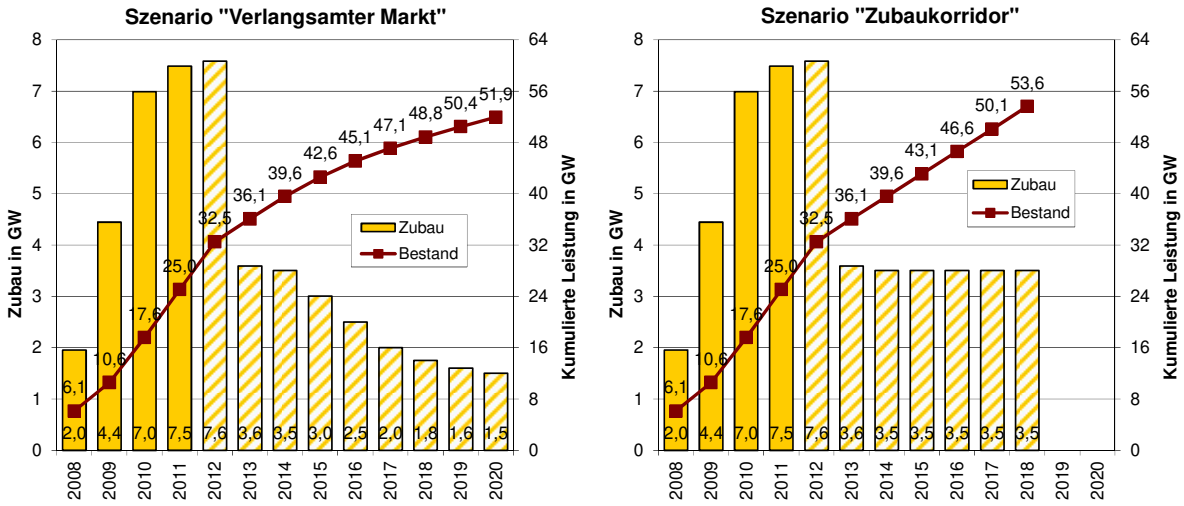


Abbildung 52: Zubauentwicklung in den Szenarien „Verlangsamter Markt“ und „Zubaukorridor“

Im Vergleich zum Preisverfall der vergangenen Jahre (Anfang 2007 bis Anfang 2013 im Durchschnitt ca. 16 % p.a., d.h. in 6 Jahren Preisverfall auf ca. 35 % des Ausgangsniveaus) wird bis 2020 nur noch von moderaten Preissenkungen ausgegangen (im Durchschnitt 2013-2020 ca. 4 bis 6 % p.a., d.h. in 7 Jahren Preissenkung auf 65 bis 80 % des Ausgangsniveaus 2013, vgl. Abbildung 53).

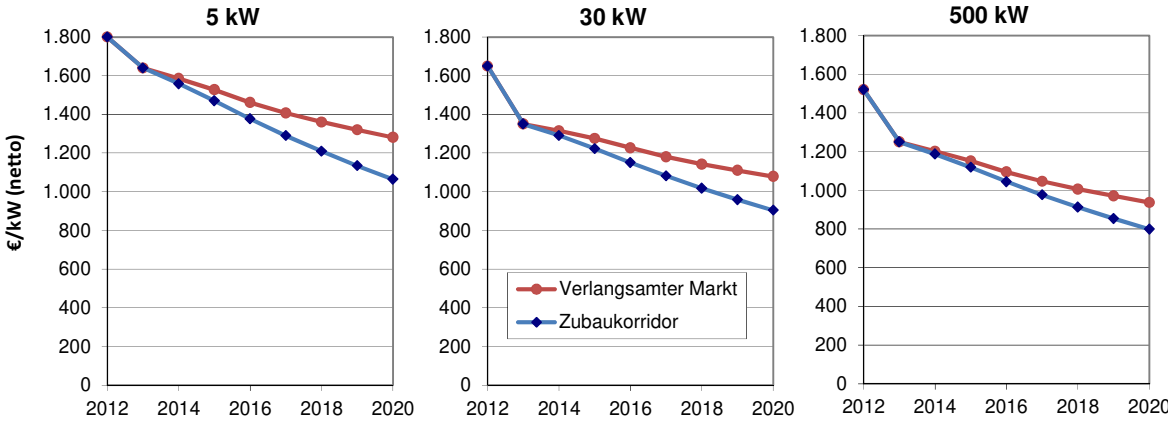
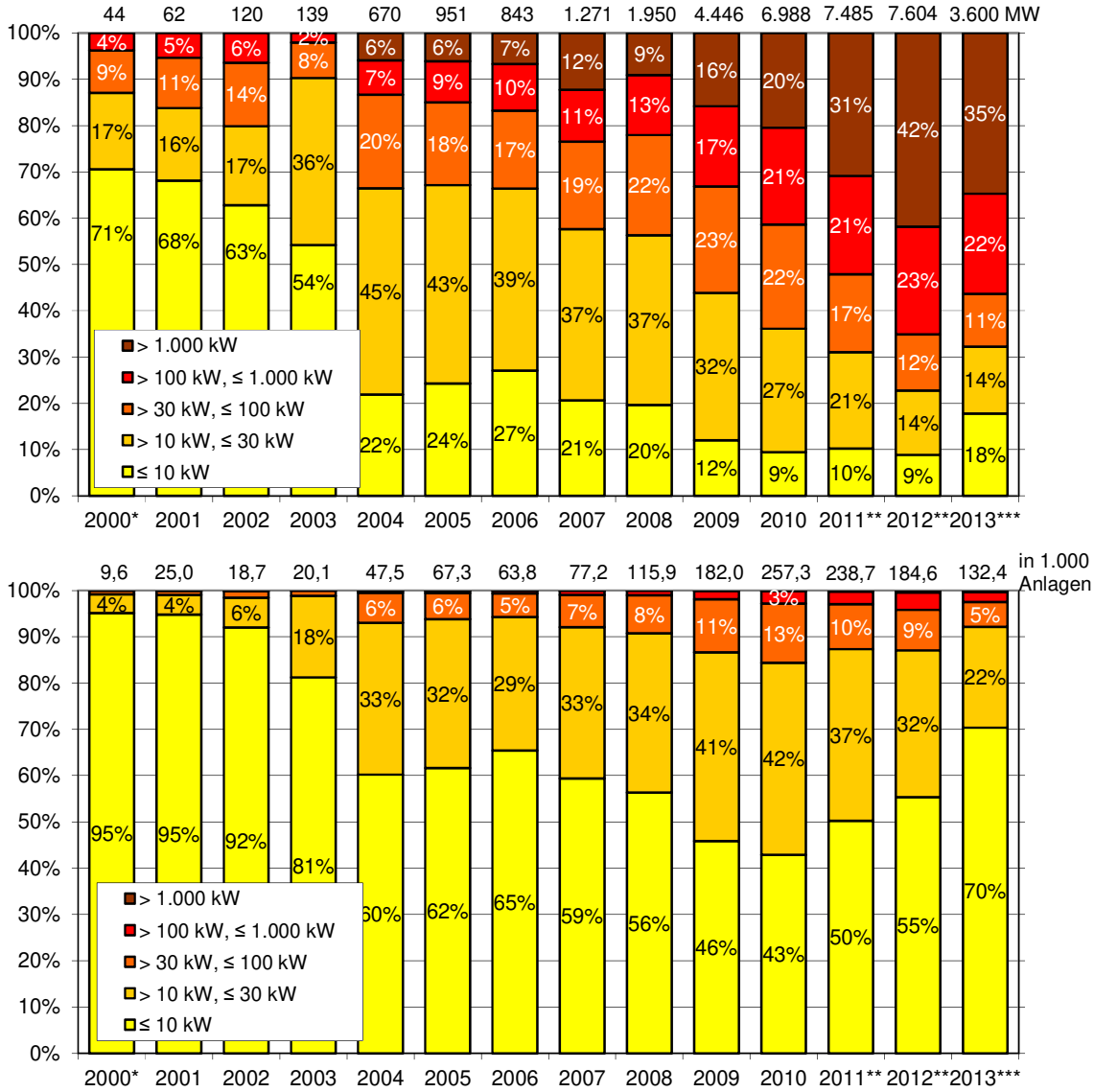


Abbildung 53: Abschätzung eines Korridors für die PV-Systempreisentwicklung bis 2020 (Angaben in €/kW netto, nominal)

A.2.3 Ergänzende Daten zum Anlagenbestand von PV-Anlagen



* Rumpfjahr
** Die Datenmeldungen der BNetzA beinhalten Großanlagen, die teilweise in mehreren Abschnitten gemeldet wurden.
*** 2013 geschätzt

Abbildung 54: Größenstruktur des PV-Zubaus nach Leistung (oben) und Anzahl (unten)

eigene Auswertung [2], [3]

Tabelle 11: Abschätzung der PV-Marktsegmentierung 2010-2013

Anlagentyp		Nach Leistung				Nach Anzahl			
		2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
Dach-anlagen	Ein- und Zweifamilienhäuser bis 10 kW	10%	10%	9%	18%	43%	50%	55%	70%
	MFH, Landwirtschaft, Gewerbe, öffentl. Gebäude (> 10 bis 100 kW)	50%	40%	25%	26%	54%	47%	40%	27%
	Große Dachanlagen (> 100 kW)	21%	20%	28%	28%	3%	3%	5%	2%
Freiflächenanlagen		19%	30%	38%	28%	<0,2%	<0,3%	<0,5%	<0,3%
Fassadenanlagen		<0,1%							

Tabelle 12: PV-Zubau 2010 bis 2012 und PV-Bestand 2012 in den Bundesländern

[MW]	Zubau 2010	Zubau 2011	Zubau 2012	Bestand 2012	Anteil am Bestand
Baden-Württemberg	1.026	840	655	4.431	13,4%
Bayern	2.409	1.744	1.514	9.745	29,5%
Berlin	14	14	15	67	0,2%
Brandenburg	350	982	971	2.542	7,7%
Bremen	17	11	8	42	0,1%
Hamburg	5	8	8	31	0,1%
Hessen	341	310	321	1.521	4,6%
Mecklenb.-Vorpommern	149	270	450	981	3,0%
Niedersachsen	790	774	757	3.080	9,3%
Nordrhein-Westfalen	887	851	797	3.644	11,0%
Rheinland-Pfalz	368	308	370	1.587	4,8%
Saarland	64	61	91	321	1,0%
Sachsen	237	361	448	1.341	4,1%
Sachsen-Anhalt	248	448	573	1.464	4,4%
Schleswig-Holstein	394	279	265	1.307	4,0%
Thüringen	150	222	366	906	2,7%

eigene Auswertung [2], [3]

A.2.4 Freiflächenanlagen

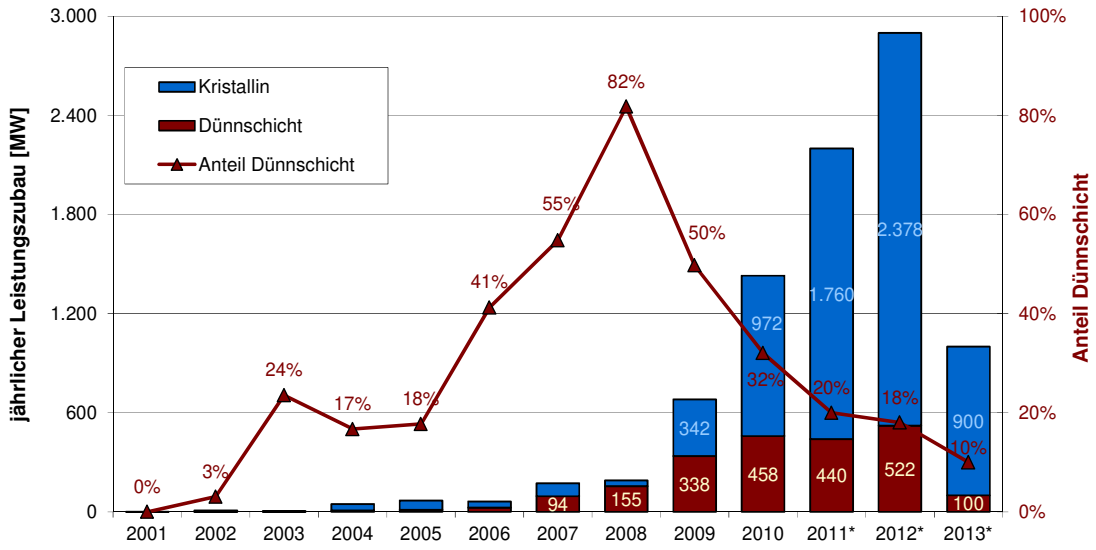


Abbildung 55: Entwicklung des Anteils von kristallinen und Dünnschicht-Modulen im Freiflächensegment (2011 bis 2013 vorläufig)*

eigene Erhebungen

Abbildung 56: Verteilung des PV-Anlagenbestandes zum Ende des Jahres 2011 nach Bundesländern sowie Dach- und Freiflächenanlagen

Quellen: [2], [3] und eigene Erhebungen

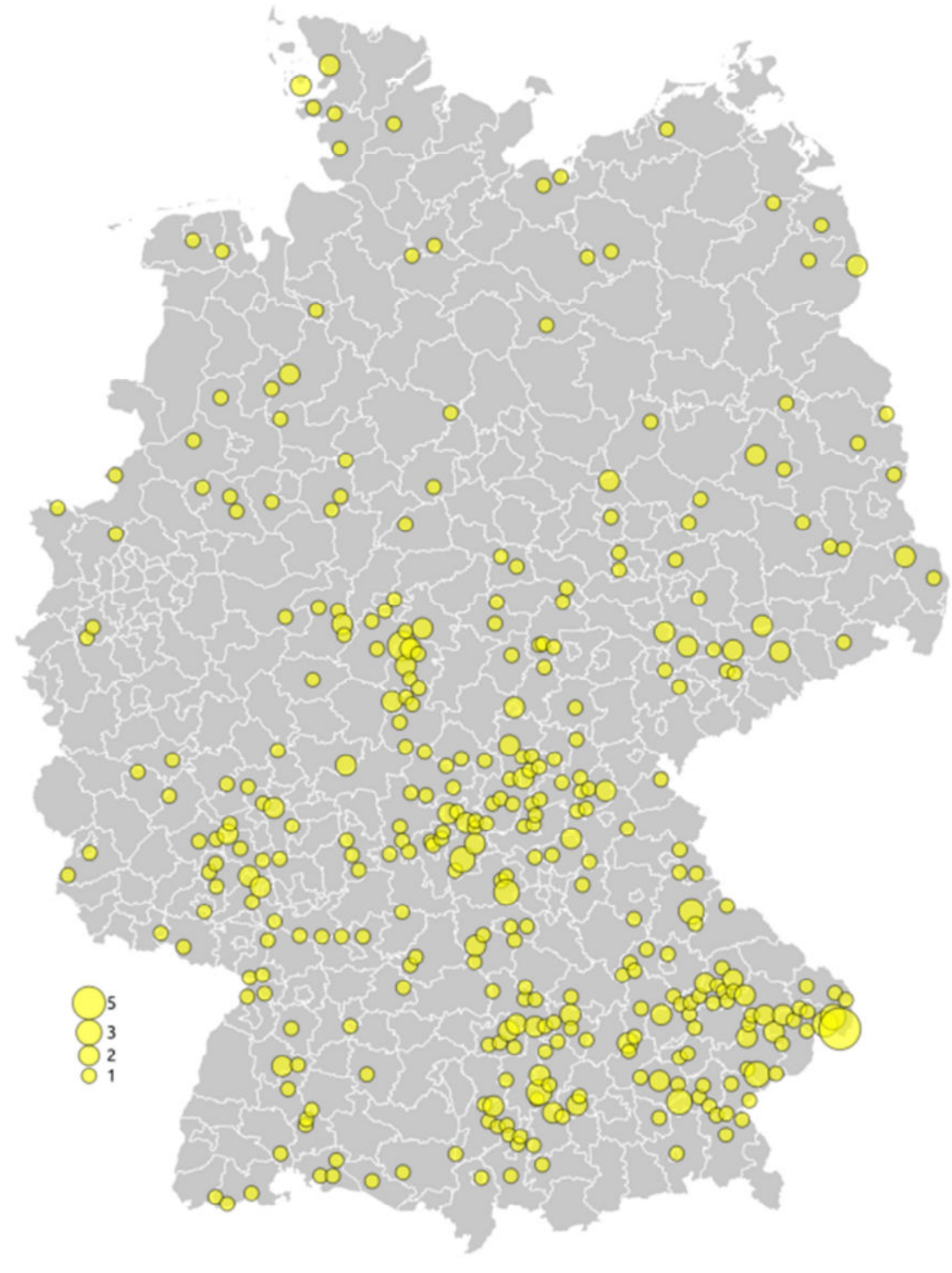


Abbildung 57: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen <1 MW

PV-Freiflächenbestand Ende 2012; Zubaujahr 2012 jedoch noch nicht vollständig enthalten.

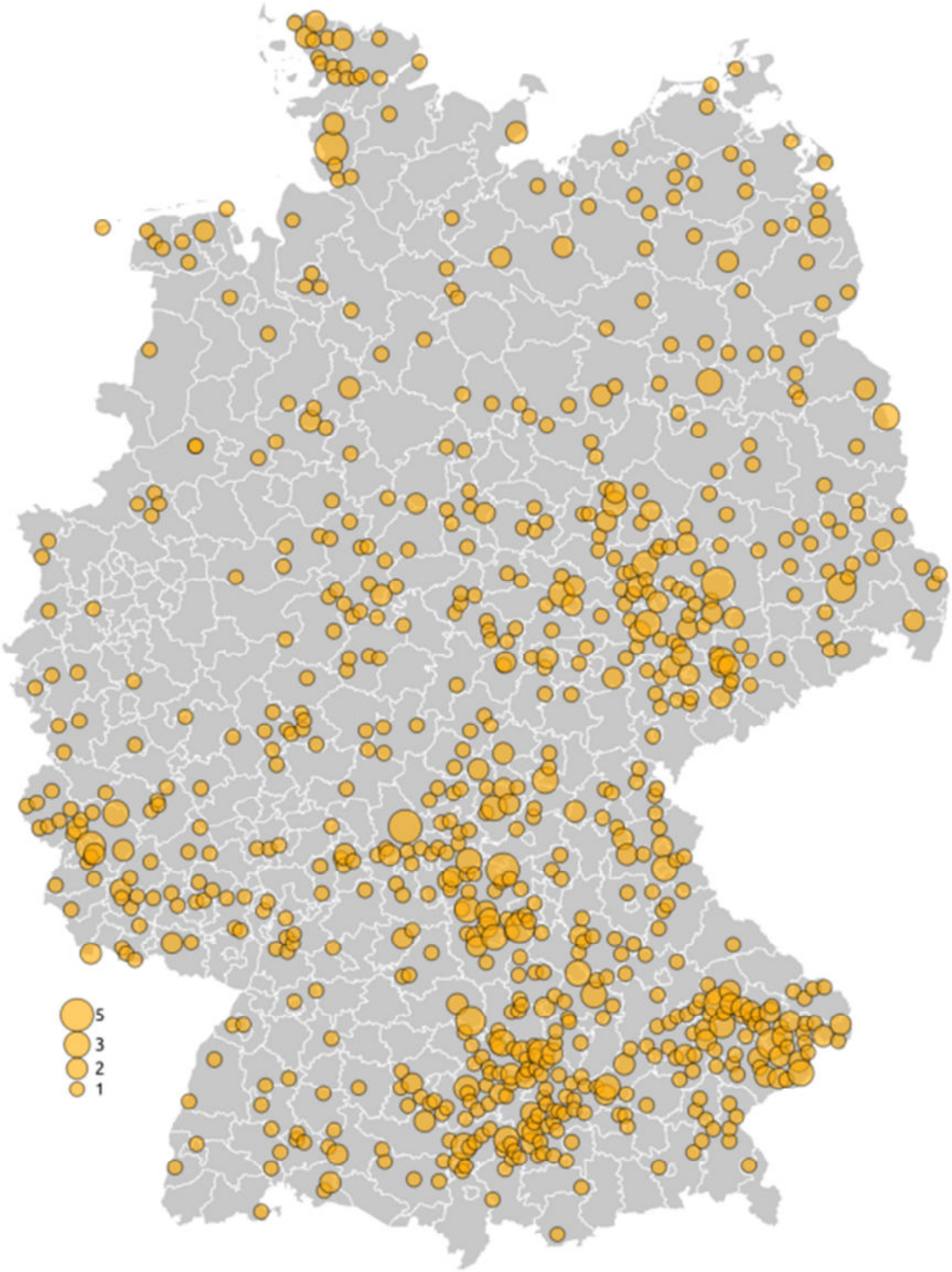


Abbildung 58: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen mit 1 MW bis <5 MW

PV-Freiflächenbestand Ende 2012; Zubaujahr 2012 jedoch noch nicht vollständig enthalten.

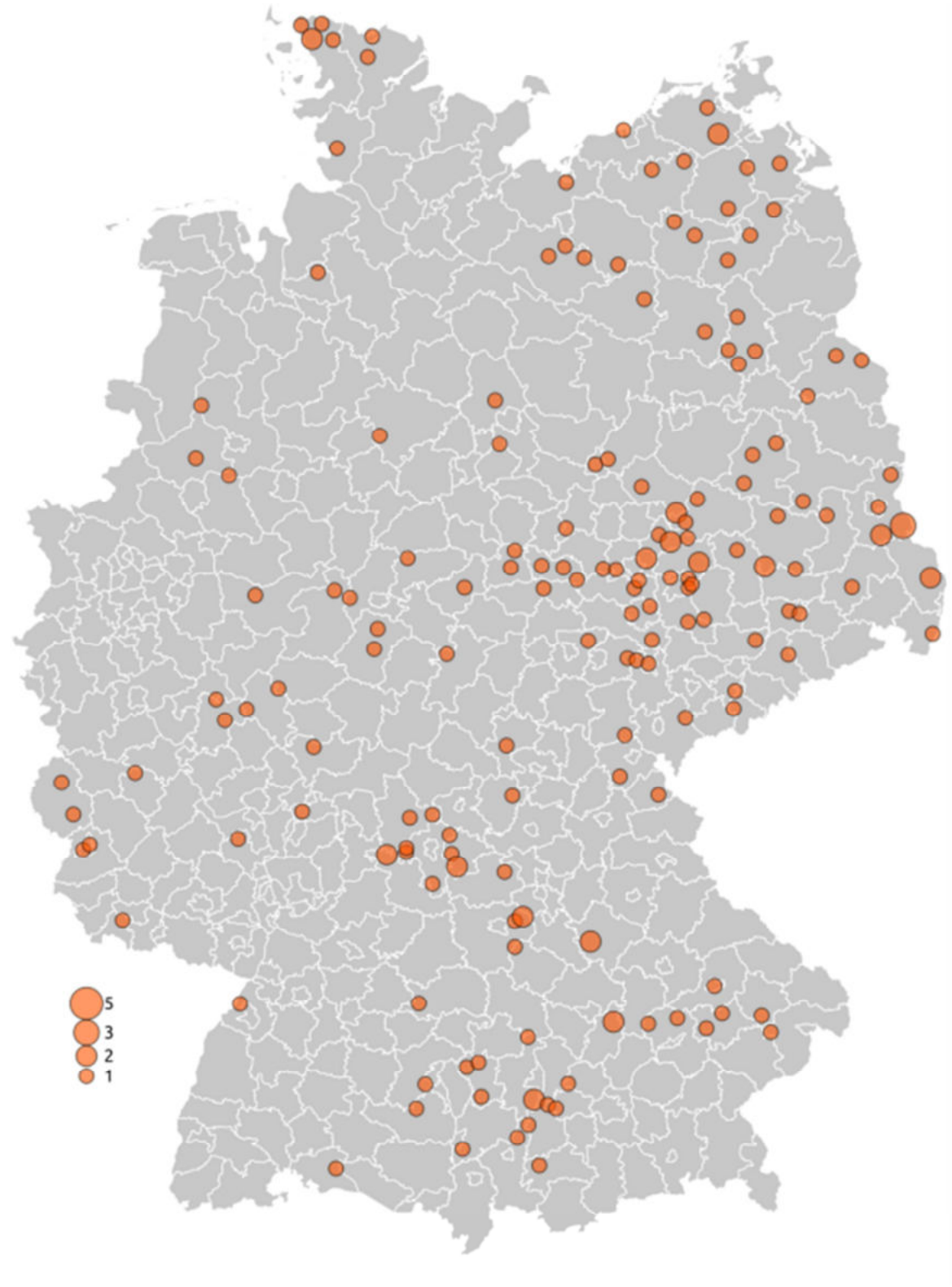


Abbildung 59: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen mit 5 MW bis <10 MW

PV-Freiflächenbestand Ende 2012; Zubaujahr 2012 jedoch noch nicht vollständig enthalten.

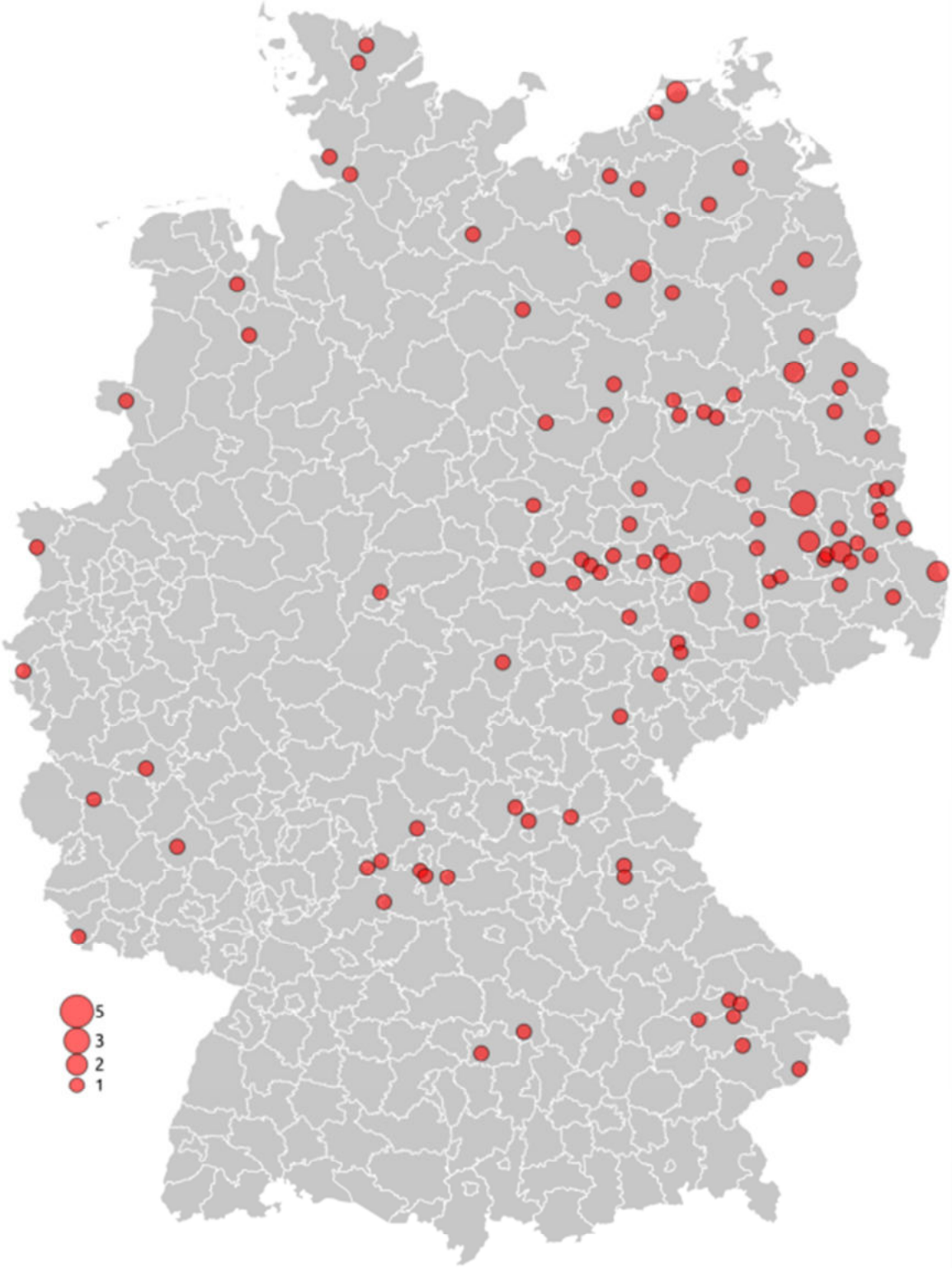


Abbildung 60: Verteilung der Anzahl von Freiflächenanlagen mit mindestens 10 MW

PV-Freiflächenbestand Ende 2012; Zubaujahr 2012 jedoch noch nicht vollständig enthalten.

A.2.5 Fassadenanlagen

Nach dem Wegfall des Fassadenbonus Ende 2008 wuchs das Fassadensegment auf geringem Niveau weiter (Abbildung 61). Fassadenintegrierte Anlagen stellen mit einem Zubau im einstelligen MW-Bereich aber weiterhin eine Nische dar. Ende 2012 sind damit rund 25 MW fassadenintegrierte Anlagen in Deutschland installiert.

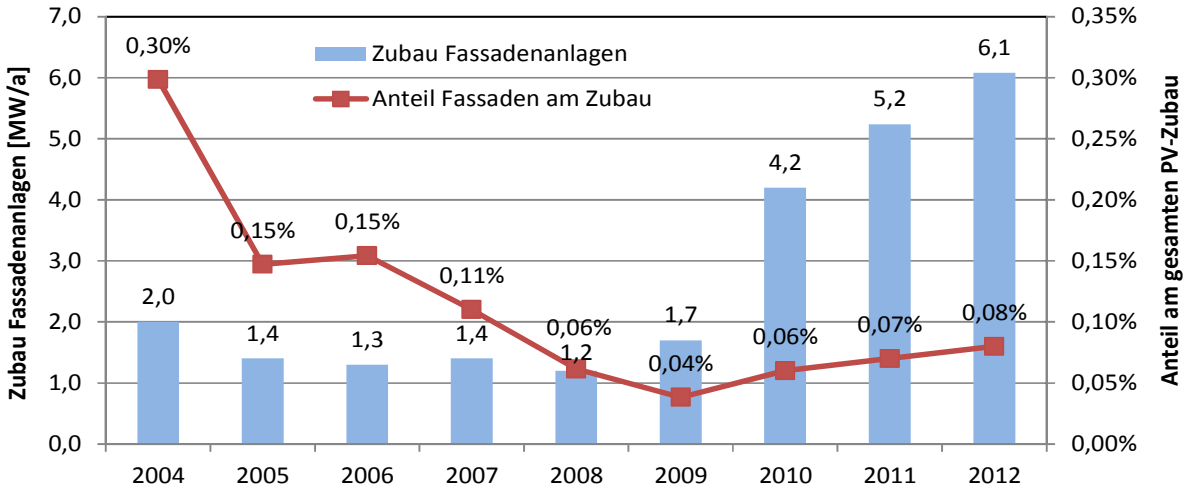


Abbildung 61: Entwicklung des Zubaus von Fassadenanlagen (2009 bis 2012 auf Basis der Unternehmensbefragung hochgerechnet)

Der bis Anfang 2013 fortschreitende Modulpreisverfall kommt auch der Wirtschaftlichkeit von Fassadenanlagen zugute. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit eines wirtschaftlichen Anlagenbetriebs, wenn hochwertige und teure Fassadenmaterialien wie Naturstein oder Glas substituiert und in der Wirtschaftlichkeitsberechnung entsprechend einkalkuliert werden. Es wird darauf verzichtet, im vorliegenden Bericht die Analyse erneut durchzuführen und auf die Ausführungen im Vorgängerbericht 2011 verwiesen [65].

A.2.6 Weltmarkt, Angebot und Nachfrage

Tabelle 13: Jährlicher PV-Zubau ab 2007 für wichtige Märkte/Regionen (Stand 20.11.13)

[MW/a]	2007	2008	2009	2010	2011	2012*	2013*	2014*
Deutschland	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.600	3.500
Italien**	63	338	720	6.100	5.900	3.438	1.300	1.500
UK	4	6	7	62	813	925	1.800	2.000
Frankreich	25	46	220	720	1.700	1.080	500	1.000
Spanien	505	2.605	17	370	472	276	70	70
Griechenland	2	10	37	150	426	912	1.100	300
Tschechien	0	51	400	1.490	6	113	100	100
übriges Europa	37	141	650	747	1.880	2.708	2.240	2.690
USA	207	342	477	878	1.855	3.313	4.500	5.500
Japan	211	230	480	990	1.300	2.200	7.000	7.000
China	20	45	230	600	1.950	5.100	8.500	12.000
übriges Asien	86	291	203	218	487	786	1.320	2.430
Indien	20	40	30	60	190	1.000	1.000	1.300
Australien	12	18	79	387	837	1.038	750	800
Rest der Welt	66	79	137	195	469	468	1.170	1.830
Summe	**2.529**	**6.192**	**8.133**	**19.955**	**25.770**	**30.961**	**34.950**	**42.020**

* vorläufig
** für 2011 werden in anderen Statistiken deutlich höhere bzw. in 2010 entsprechend geringere Werte angesetzt, da für viele der in 2010 fertiggestellten Projekte der Netzanschluss erst 2011 erfolgte.
*** inklusive der Vorjahre von 2007
Quellen. siehe Tabelle 2

Entwicklung des Polysiliziummarktes von 2005 bis 2011

Das schnelle Wachstum der PV-Industrie seit 2000 hat zwischen 2005 und 2008 zu der Situation geführt, dass die Nachfrage nach Polysilizium bei weitem die Produktion der Elektroindustrie übertraf, was zu dem bekannten Polysiliziumengpass führte. In der Folge stiegen die Silizium-Spotmarktpreise in 2008 auf Höchstpreise von 500 $/kg (2007 lag der Preis bei 150 $/kg). Daraufhin wurde in Hoffnung auf weiterhin hohe Preise massiv Produktionskapazitäten aufgebaut, nicht nur durch die etablierten Siliziumhersteller, sondern auch durch neue Unternehmen aus der PV-Branche. Der massive Aufbau an immer größeren Produktionskapazitäten und der Ausbruch der Finanzkrise im Herbst 2008 resultierten in einen Preissturz mit Preisen von 50-55 $/kg Ende 2009 [33].

Nach einer kurzen Erholung des Polysiliziummarktes 2011, kam es 2012 in der Polysilizium-Industrie erneut zu Überkapazitäten. 2012 waren die globalen Produktionskapazitäten mit ca. 340.000 [41] bis 380.000 t [37] annähernd doppelt so hoch wie der Bedarf. Dies, die großen Lagerbestände, die aus dem Produktionsüberschüssen von 2011 stammten und die Tatsache, dass Waferhersteller ihre Polysilizium-Vorräte zu Niedrigpreisen verkauften, um ihre Liquidität zu sichern, bedingten den Absturz des Spotpreises (vgl. [31]). Der Spotpreis fiel 2012 auf ein Rekordtief von 15,5 $/kg, nachdem er Ende 2011 bereits um rund 50 % abgesackt war.

Entwicklung der Produktionskapazitäten und -mengen für Zellen und Module von 2009 bis 2013

Die folgenden Tabellen geben die Schätzwerte für Produktionskapazitäten und -volumina aus der Literaturrecherche an. In Klammern ist der Bereich dargestellt, den die untersuchten Quellen aufspannen. Eine der Schwierigkeiten bei der Bewertung ist die zeitliche Einordnung der Angabe der Quellen. Häufig werden die Kapazitäten zum Jahresende angegeben während in vielen Fällen eine entsprechende Angabe fehlt, weswegen eine gewisse Unschärfe gerade für das Jahr 2012 festzustellen ist. Auf Basis der von den Quellen aufgespannten Größenordnung wurde jeweils eine Abschätzung vorgenommen und ein plausibler Wert angesetzt.

Tabelle 14: Entwicklung der Produktionskapazitäten und -mengen für kristalline Zellen

Kristalline Solarzellen		2009	2010	2011	2012*	2013*
Kapazitäten:	*Global*	19 GW *(15–21 GW)*	33 GW *(32–35 GW)*	57 GW *(51–63 GW)*	60 GW *(45–67 GW)*	49 GW *(47–50 GW)*
	D	1,8 GW *(1,6–2 GW)*	2,0 GW *(2–2,1 GW)*	2,2 GW *(2–2,4 GW)*	1,2 GW *(1,2–1,3 GW)*	1,3 GW *(1,3–1,3 GW)*
Anteil D		*9,5%*	*6,1%*	*3,9%*	*2,0%*	*2,7%*
Wachstum p.a.	*Global*		*74%*	*73%*	*5%*	*-18%*
	D		*11%*	*10%*	*-45%*	*8%*
Produktion	*Global*	10,5 GW *(10,4–10,5 GW)*	24 GW *(22–24 GW)*	32 GW *(31-33 GW)*	33 GW *(31-35 GW)*	*35 GW (Prognose)*
	D	1,5 GW *(1,2- 1,5 GW)*	1,9 GW *(1,9 GW)*	2,0 GW *(1,95 GW)*	1,0 GW *(0,97 GW)*	1,2 GW *(1,16 GW)*
Anteil D		*14,3%*	*7,9%*	*6,1%*	*3,0%*	*3,3%*
Auslastung p.a.	*Global*	*55%*	*73%*	*56%*	*55%*	*71%*
	D	*83%*	*95%*	*89%*	*83%*	*89%*
Wachstum p.a.	*Global*		*129%*	*33%*	*3%*	*6%*
	D		*27%*	*3%*	*-49%*	*16%*

**vorläufig; Quellen: [6], [7], [35], [65], [37], [91], [92], [93],ergänzt um eigene Analysen*

Tabelle 15: Entwicklung der Produktionskapazitäten und -mengen für kristalline Module

Kristalline Module		2009	2010	2011	2012*	2013*
Kapazitäten:	*Global*	23 GW *(13–23 GW)*	33 GW *(22–34 GW)*	51 GW *(42–60 GW)*	57 GW *(48–65 GW)*	49 GW *(Prognose)*
	D	2,0 GW *(2,0 GW)*	2,3 GW *(2,2–2,6 GW)*	3,5 GW *(2,5–3,6 GW)*	2,9 GW *(2,2–2,9 GW)*	2,4 GW *(2,1–2,8 GW)*
Anteil D		*8,7%*	*7,0%*	*6,9%*	*5,1%*	*4,9%*
Wachstum p.a.	*Global*		*43%*	*55%*	*12%*	*-14%*
	D		*15%*	*52%*	*-17%*	*-17%*
Produktion	*Global*	9,5 GW *(9,5–10,5 GW)*	20 GW *(16–24 GW)*	33 GW *(29-33 GW)*	34 GW	*36 GW (Prognose)*
	D	1,1 GW *(1,1 GW)*	1,9 GW *(1,8-1,9 GW)*	2,3 GW *(2,3 GW)*	1,7 GW *(1,7 GW)*	1,8 GW *(Prognose)*
Anteil D		*11,6%*	*9,7%*	*7,0%*	*5,0%*	*4,9%*
Auslastung p.a.	*Global*	*41%*	*59%*	*65%*	*60%*	*73%*
	D	*55%*	*83%*	*66%*	*59%*	*73%*
Wachstum p.a.	*Global*		*105%*	*69%*	*3%*	*6%*
	D		*73%*	*21%*	*-26%*	*4%*

**vorläufig; Quellen: [6], [7], [35], [37], [65], [91], [92], [93], [94],ergänzt um eigene Analysen*

Tabelle 16: Entwicklung der Produktionskapazitäten und–mengen für Dünnschichtmodule

Dünnschicht-module		2009	2010	2011	2012*	2013*
Kapazitäten:	*Global*	3,8 GW *(2–3,8 GW)*	5 GW *(3,5–7 GW)*	8 GW *(6–10 GW)*	11 GW *(8,4–14,4 GW)*	8 GW *(8-9 GW)*
	D	0,7 GW *(0,7 GW)*	1,0 GW *(0,8–1,1 GW)*	1,5 GW *(1,4–1,5 GW)*	1,2 GW *(0,6–0,95 GW)*	0,7 GW *(0,73 GW)*
Anteil D		*19,5%*	*20,0%*	*18,8%*	*10,9%*	*7,8%*
Wachstum p.a.	*Global*		*32%*	*60%*	*38%*	*-18%*
	D		*35%*	*50%*	*-20%*	*-42%*
Produktion	*Global*	2,1 GW *(1,7–2,3 GW)*	2,7 GW *(2,3–3,3 GW)*	4,2 GW *(2,8-4,7 GW)*	3,3 GW *(2,7-3,8 GW)*	*3,3 GW (Prognose)*
	D	0,4 GW *(0,4 GW)*	0,7 GW *(0,6-0,7 GW)*	0,8 GW *(0,8 GW)*	0,4 GW *(0,4 GW)*	0,3 GW *(Prognose)*
Anteil D		*21,5%*	*25,9%*	*19,0%*	*12,1%*	*8,8%*
Auslastung p.a.	*Global*	*53%*	*54%*	*53%*	*30%*	*38%*
	D	*58%*	*70%*	*53%*	*33%*	*43%*
Wachstum p.a.	*Global*		*35%*	*56%*	*-21%*	*3%*
	D		*63%*	*14%*	*-50%*	*-25%*

**vorläufig; Quellen: [6], [7], [35], [37], [65], [91], [92], [93], [94], ergänzt um eigene Analysen*

A.2.7 Unternehmensanalyse

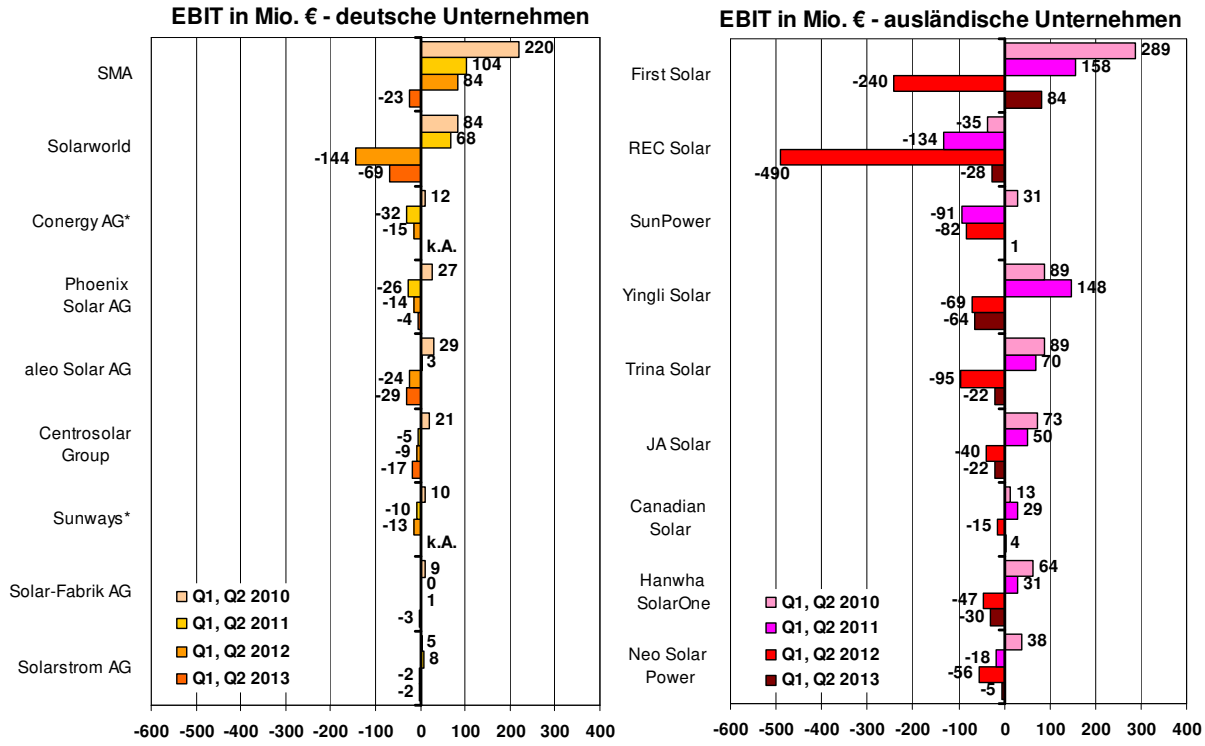


Abbildung 62: Umsätze und Gewinne vor Steuern und Zinsen (=EBIT) in den Jahren 2010 bis 2012 sowie im ersten Halbjahr 2013

Der **Verschuldungsgrad** zeigt (Abbildung 63), dass in den vergangenen Quartalen eine deutliche Verschiebung von Eigen- zu Fremdkapital stattfand. Zwar weisen im Vergleich zu deutschen Unternehmen die meisten ausländischen Unternehmen ein besseres Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital auf. Allerdings halten inzwischen nur noch vier ausländische Unternehmen das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital in Höhe von 2:1 ein. Zusammen mit der Zunahme des Anteils kurzfristigen Fremdkapitals in vielen Unterneh-

men ist dies ist ein Hinweis darauf, dass die Unternehmen vermehrt Liquiditäts- und Kapitalengpässe durch kurzfristiges Kapital auszugleichen versuchen.

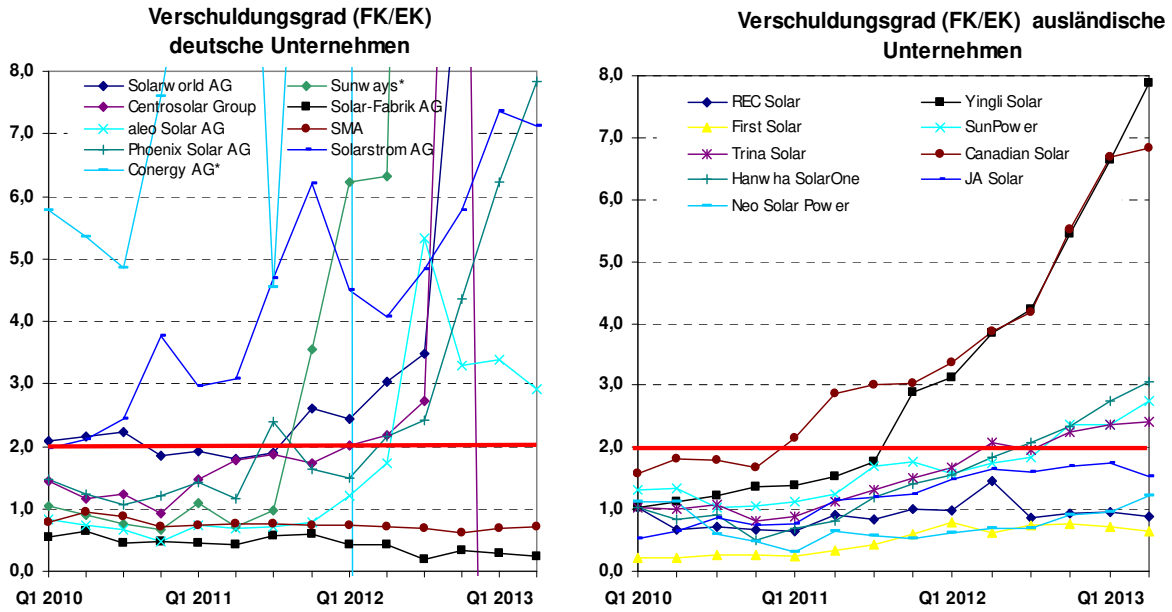
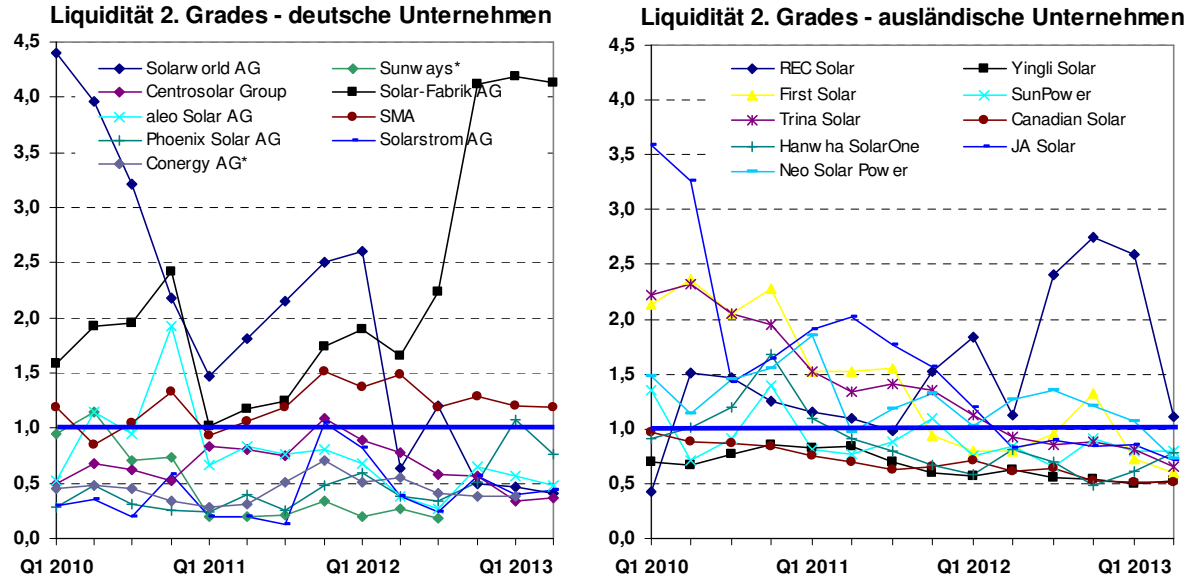


Abbildung 63: Entwicklung des Verschuldungsgrads ausgewählter PV-Unternehmen. Das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital sollte nicht höher als 2:1 sein.

Als **kurzfristige Liquiditätskennzahlen** werden die Liquiditäten 2. und 3. Grades betrachtet (Abbildung 64). Diese bestandsorientierten Liquiditätszahlen vergleichen die kurzfristigen Zahlungsverpflichtungen eines Unternehmens mit Mitteln unterschiedlicher Liquidität. Die Entwicklung beider Liquiditätskennzahlen verläuft weitgehend identisch. Bei den meisten betrachteten PV-Unternehmen ist das Liquiditätsrisiko seit einigen Quartalen relativ hoch. Bei den ausländischen Unternehmen hält aktuell kein Unternehmen mehr die empfohlenen Grenzwerte für die Liquidität 3. Grades ein.



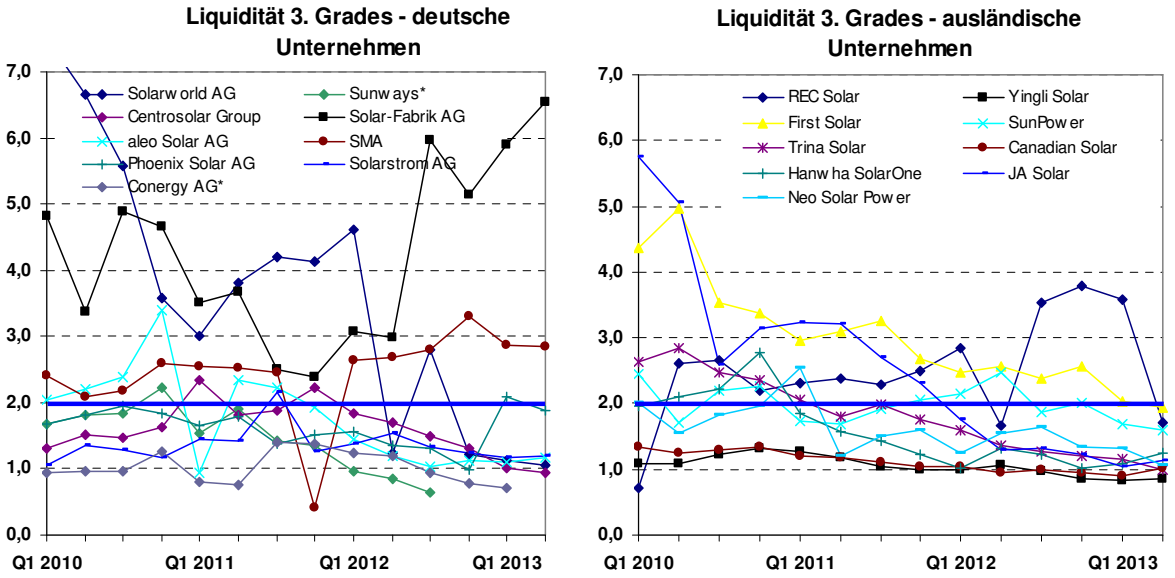


Abbildung 64: Entwicklung der Liquiditätsgrade 2. und 3. Grades ausgewählter PV-Unternehmen. Der Liquiditätsgrad 2. Grades sollte mindestens den Wert 1 besitzen, der Liquiditätsgrad 3. Grades mindestens den Wert 2.

Die **Entwicklung der Aktienkurse** (Abbildung 65) kann Aufschluss darüber geben wie Anleger und Investoren die Zukunftsfähigkeit von Unternehmen einschätzen. Die Aktienkursentwicklung von deutschen und ausländischen Unternehmen verläuft weitgehend identisch. In den letzten betrachteten Quartalen ist eine Seitwärtsbewegung der Aktienkurse deutscher Unternehmen zu beobachten. Seit dem 4. Quartal 2012 wird bei den ausländischen Unternehmen hingegen eine leichte Erholung der Kurse deutlich. Die Aktienkurse befinden sich nunmehr wieder auf dem gleichen Niveau wie die Kurse deutscher PV-Unternehmen. Insgesamt liegen die Kurse jedoch weiterhin teilweise deutlich unter dem Niveau des 1. Quartals 2010.

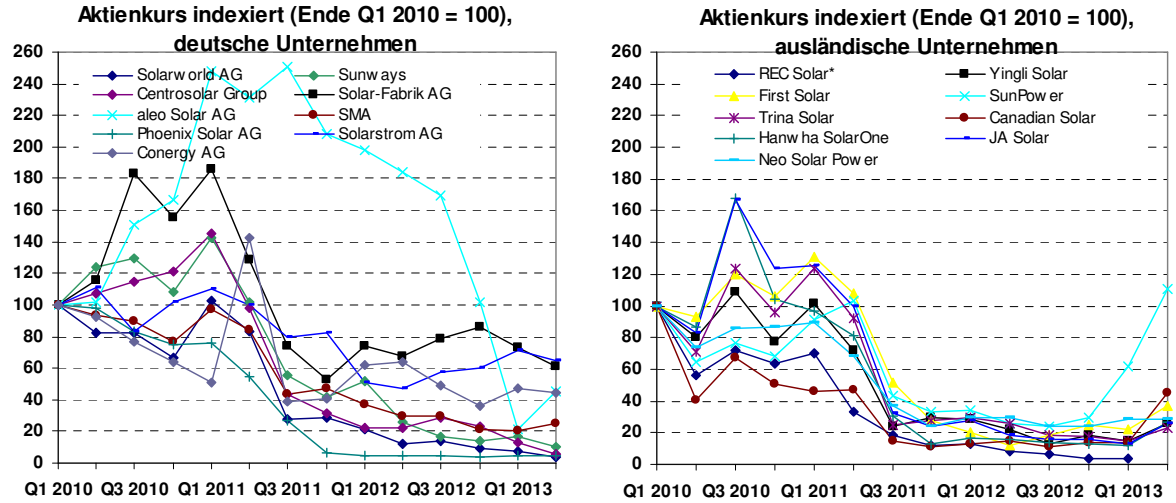


Abbildung 65: Aktienkursentwicklung ausgewählter PV-Unternehmen.

Tabelle 17: Produktionsstilllegungen, Übernahmen bzw. Insolvenzen in der deutschen produzierenden PV-Branche (Auswahl)

Unternehmen	Jahr	Kapazität	Mit-arbeiter*	Produkte	Details
Solon	2011	500 MW	530 (130)	Module, Systeme	Insolvenz, Übernahme durch Microsol (Indien/VAE). Weiterer Abbau von Arbeitsplätzen angekündigt.
First Solar	2012	500 MW	1.050 (1.050)	Dünnschicht-module	Einstellung der Produktion in Deutschland (Frankfurt/Oder)
Odersun	2012	20 MW	260 (260)	Module	Insolvenz
Q-Cells	2012	800 MW	1.500 (200)	Zellen, Module, Systeme	Insolvenz, Übernahme der Dünnschichtsparte Solibro von Hanergy (China) bzw. der Rest von Hanwha (Südkorea)
Schott Solar	2012	450 MW	350 (292)	Wafer, Zellen, Module	Einstellung der Produktion, Lizenzen wurden vom FhG ISE erworben
Soltecture	2012	35 MW	260 (260)	Dünnschicht-module	Insolvenz
Sovello	2012	180 MW	1.000 (1.000)	Wafer, Zellen, Module	Insolvenz
Sunways	2012/ 2013	130 MW	265 (100)	Inverter, Zellen, Module	Erwerb der Mehrheit der Sunways-Anteile durch LDK Solar (China). Abbau von Arbeitsplätzen angekündigt
Global Solar Energy Deutschland	2012	35 MW	133 (k.A.)	Dünnschicht-module	Insolvenz; Einstellung der Produktion am deutschen Standort
Inventux	2012	k.A.	270 (67)	Dünnschicht-module	Insolvenz, Übernahme durch Investorengruppe aus Chile und Argentinien
Asola Solar-power	2013	45 MW	37	Module	Insolvenzverfahren wurde eröffnet.
Bosch Solar Energy	2013/ 2014	700 MW (Zellen), 180 MW (Module)	3.000 (offen)	Ingots, Wafer, Zellen, Module	Stilllegung der Produktion im Geschäftsfeld kristalline Photovoltaik Anfang 2014. Soweit möglich, Verkauf aller betroffenen Bereiche. Einstellung der Entwicklungs- und Vertriebsaktivitäten. Zudem Veräußerung der Anteile an der aleo solar AG. Verkauf der Produktionsanlagen in Arnstadt an Solarworld.
Conergy	2013	280 MW	1.150 (offen)	Module, Systeme	Insolvenzbeantragung, Vertrieb- und Serviceeinheiten an Kawa Capital Management (USA). Produktionsbetrieb wird an Modulhersteller Astronergy (China) verkauft.
Gehrlicher Solar AG	2013	- (kauft Module zu)	250	Systeme	Insolvenzbeantragung
Centrosolar Group	2013	350 MW	700	Module, Systeme	Beantragung der Einleitung eines Schutzschirmverfahrens.

** Mitarbeiter in Deutschland zum jeweiligen Zeitpunkt der Produktionsstilllegung, Übernahme oder Insolvenz (geklammert: gekündigte Mitarbeiter). Die Zahl gibt die betroffen Mitarbeiter an, ist jedoch nicht mit Entlassungen gleichzusetzen. Im Falle von Übernahmen wird häufig ein (Groß)Teil der Mitarbeiter weiterbeschäftigt; auch im Zuge von oder nach erfolgreichen Insolvenzverfahren ist eine Weiterbeschäftigung möglich.*

Quellen: [95], [96], [97], [98], [99], [100], [101] sowie Unternehmensmeldungen

A.3 Ökonomische Aspekte

A.3.1 Lernkurve von PV-Modulen

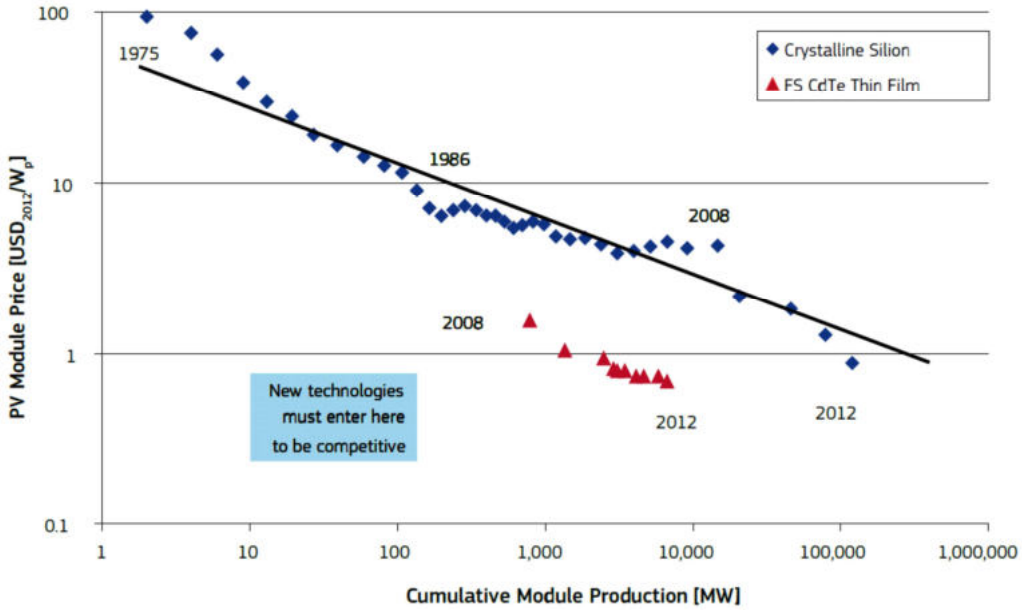


Abbildung 66: Lernkurve für Solarmodule

Quelle: [7]

A.3.2 Wettbewerbsfähigkeit der PV im heutigen Marktmodell

Mit der Öffnung der leitungsgebundenen Elektrizitätsversorgung für den Wettbewerb wurde im Energiewirtschaftsgesetz vom 24. April 1998 die EU Richtlinie 96/92/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt in nationales Recht umgesetzt. Nachdem in der Anfangsphase der Strommarktliberalisierung sowohl der langfristige als auch der kurzfristige Stromhandel ausschließlich bilateral stattfand, entwickelten sich bald auch Strombörsen als zentrale Handelsplätze [102]. Im Marktgebiet Deutschland/Österreich wurden 2012 über die European Power Exchange (EPEX SPOT SE) 261 TWh in Spotauktionen (Day-Ahead und Intraday) gehandelt, was etwa 40 % des in diesem Marktgebiet verbrauchten Stroms entspricht [103], [104], [105]. Die (erwarteten) Spotpreise dienen als ausschlaggebende Referenz sowohl für die Preisfindung auf den Terminmärkten als auch im bilateralen Stromhandel außerhalb der Börse. Aus diesem Grund ist der grenzkostenbasierte Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren entscheidend für den gesamten Strommarkt [102].

An der EPEX SPOT erfolgt die **Preisbildung**, analog zu den meisten anderen europäischen Strombörsen, anhand einer Einheitspreisauktion. Das bedeutet, dass für jede Stunde ein Einheitspreis als Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragekurven als sogenannter Markträumungspreis für alle Stundenkontrakte ermittelt wird [102]. Für die Gebotseinstellung entscheidend sind die **Grenzkosten** der Erzeugung, zu denen in erster Linie die Brennstoffkosten und andere variable Produktionskosten wie CO_2-Zertifikate zählen. Das heißt, dass Produzenten mindestens einen Preis, der ihren spezifischen Grenzkosten entspricht, erwarten, um eine zusätzliche Energieeinheit zu liefern

und daher in einem wettbewerblichem Umfeld ihr Gebot daran ausrichten werden [102]. Liegt der Markträumungspreis darüber, dient die Differenz als Deckungsbeitrag der Finanzierung aller Fixkosten einschließlich der Kapitalkosten. Die aufsteigend sortierte Kraftwerkseinsatzreihenfolge zur Deckung der Nachfrage, auch Merit-Order-Kurve des Kraftwerksparks genannt, wird also vor allem von den Brennstoff- und CO_2-Preisen bestimmt.

Da die **PV-Stromerzeugung** weder Brennstoff- noch CO_2-Kosten verursacht und im laufenden Betrieb praktisch keine weiteren variablen Kosten anfallen, betragen ihre **Grenzkosten Null**. Im Falle einer freien Vermarktung an der Börse würde sich die PV-Erzeugung also mit einem Nullgebot in der Merit-Order einsortieren. Tatsächlich erfolgt die Vermarktung der nach dem EEG vergüteten Strommenge durch die Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt gemäß Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) mit unlimitierten Geboten; das heißt, die entsprechenden Strommengen werden auch im Falle von negativen Markträumungspreisen vermarktet [106].

Da in Zeiten hoher Einspeiseleistung von Erzeugern mit Grenzkosten nahe Null, wie im Falle von Wind und PV, die durch den fossilen Kraftwerkspark zu deckende Residuallast abnimmt, verschiebt sich das preissetzende Kraftwerk hin zu Einheiten mit niedrigeren variablen Kosten. Dieser als **Merit-Order-Effekt** beschriebene Zusammenhang [107] führt dazu, dass der Börsenstrompreis sinkt und somit auch die Deckungsbeiträge der Produzenten, die sich noch in der Merit-Order befinden, einschließlich der PV. Betrachtet man die mittlere Preisspanne zwischen der Mittagsspitze, dem sogenannten „High Noon Block“ für die Stunden von 11 bis 14 Uhr und dem durchschnittlichen Spotpreis für alle Stunden eines Jahres (Abbildung 67), lässt sich eine stetige Angleichung der Preise in den letzten Jahren beobachten. Lagen die durchschnittlichen Preise in der Mittagszeit 2008 noch um etwa 31 % über dem durchschnittlichen Preisniveau für das ganze Jahr, betrug dieser Unterschied 2012 nur noch knapp 12 %

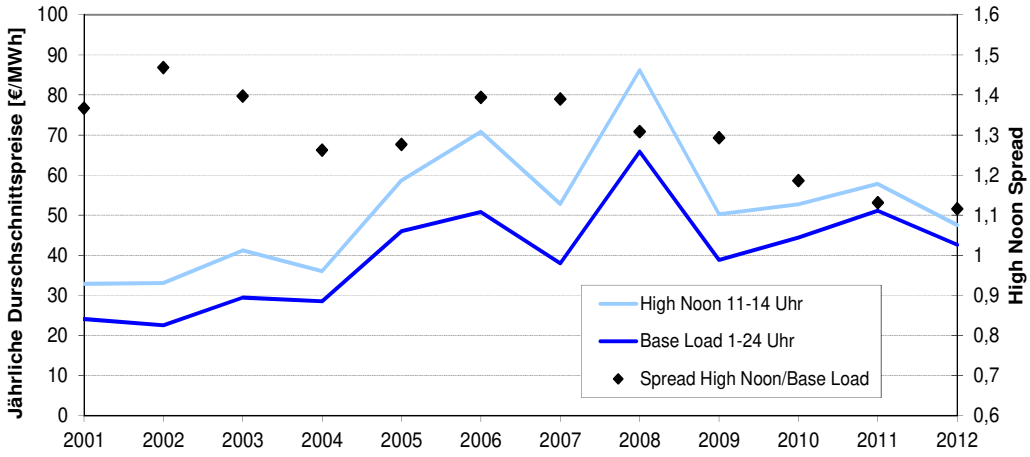


Abbildung 67: Historische Entwicklung der Spotpreise im Marktgebiet Deutschland/Österreich für die Grundlast (Base Load) und den Mittagszeitblock (High Noon) sowie des Verhältnisses von Mittags- zu Grundlastpreisen

Quelle: Berechnungen auf Basis veröffentlichter Daten der EPEX SPOT

Für die Erlösaussichten der PV sind jedoch nicht jährliche Preismittelwerte entscheidend, sondern die mengengewichteten Preise zu den Zeiten der Netzeinspeisung. Ein Maß dafür ist der **Marktwertfaktor**, welcher als Quotient aus den mittleren Erlösen für PV-

Strom am Spotmarkt und den durchschnittlichen Spotpreisen eines Jahres berechnet wird. Dieser lag im Jahre 2008 bei 1,181 [108]. Das bedeutet, dass der am Spotmarkt verkaufte PV-Strom für jede MWh einen durchschnittlichen Erlös erzielt hat, welcher um 18 % über dem Jahresmittelwert der ungewichteten stündlichen Spotpreise lag. Im Jahre 2012 ist der Marktwertfaktor bereits auf 1,037 [109] gesunken. Für 2013 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern mit 0,981 erstmals in einer EEG-Jahresprognose ein Wert unter 1 erwartet [110]. Sollte bereits Ende 2015 der Förderdeckel von 52 GW überschritten werden, sinkt der Marktwertfaktor auf unter 0,75 (abgeschätzt mit [109], die Berechnungen in [111] erwarten gleichermaßen deutlich sinkende Marktwerte).

Neben den angenommenen Marktwertfaktoren ist der durchschnittlich erwartete Spotpreis der wesentliche Anhaltswert zur Abschätzung der Erlösaussichten für die PV-Stromerzeugung. Während die Spotpreise bis 2008 auf einen Rekordwert von knapp 66 €/MWh gestiegen waren, sanken sie zunächst infolge der Wirtschaftskrise, um sich in den Jahren 2010 und 2011 etwas zu erholen. 2012 gingen sie jedoch erneut auf durchschnittlich knapp 43 €/MWh zurück (vgl. Abbildung 57). Eine Ursache hierfür liegt in der anhaltenden europäischen Wirtschaftskrise begründet, die zu einem Rückgang der Stromnachfrage in verschiedenen EU-Ländern geführt hat, was aufgrund der zunehmenden Fortschritte bei der Integration der EU-Strommärkte auch Rückwirkungen auf das deutsche Marktgebiet hat.

Ein weiterer entscheidender Faktor, welcher eine strompreissenkende Wirkung entfaltet, ist der **Preisverfall der CO_2-Zertifikate**. Während in den Wochen nach dem Atomunglück von Fukushima im März 2011 und dem daraufhin beschlossenen Atomkraftmoratorium die Spotpreise für Emissionsberechtigungen (European Union Allowances – EUA) um 16,50 €/EUA schwankten, gingen diese bis zum April 2013 auf 2 bis 3 €/EUA zurück. Sinkende CO_2-Preise haben wiederum sinkende Grenzkosten für die fossile Stromerzeugung zur Folge, wodurch das Strompreisniveau abermals gesenkt wird. Diese Effekte werden durch den steigenden Merit-Order-Effekt des Ausbaus der EE-Stromerzeugung überlagert und verstärkt.

Insgesamt lässt sich die künftige Entwicklung der Börsenstrompreise aufgrund der Unsicherheiten bzgl. des Verlaufs der beschriebenen Einflussparameter nur sehr schwer abschätzen. Einen Anhaltspunkt für die von den Marktteilnehmern erwarteten durchschnittlichen Spotpreise in den kommenden Jahren bieten die Phelix **Futures an der EEX** an, die für unterschiedliche Lieferperioden in der Zukunft gehandelt werden. Die Phelix Baseload Year Futures für die Jahre bis 2016 notierten Ende April 2013 jeweils knapp unter 40 €/MWh, nachdem die Preise an der EPEX SPOT im März im Monatsmittel 39,1 €/MWh betragen haben [112], [113]. Demnach gehen die Marktteilnehmer mittelfristig nicht von einer spürbaren Erholung der Strompreise aus. Sollten die realisierten Börsenpreise den Erwartungen der Marktteilnehmer entsprechen und der Marktwertfaktor für die PV-Erzeugung zum Zeitpunkt des Erreichens der 52 GW-Grenze bereits 2015 den prognostizierten Werten von deutlich unter 1 nahekommen, bedeutet das, dass die freie Vermarktung von PV-Strom am Spotmarkt selbst dann keine auskömmlichen Erlöse erzielen können wird, wenn sich die Stromgestehungskosten auf 60 €/MWh senken ließen.

Marktchancen bieten sich möglicherweise im direkten Absatz von PV-Strom, z.B. durch den Verkauf an Stadtwerke oder Stromhändler. Diese Vermarktungswege sind jedoch

aus heutiger Sicht Nischen mit besonderen Eigenschaften und nicht verallgemeinerungsfähig. Zu beobachten sind deshalb existierende Planungen von PV-Großprojekten, die ohne EEG-Vergütung betrieben werden sollen. Nach obigen Ausführungen kann eine Vermarktung am Strommarkt aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten keine Kalkulationsgrundlage sein, so dass ein alternatives Geschäftsmodell Grundlage der Planung sein muss. Dazu liegen zum Bearbeitungsstand jedoch keine Angaben vor.

A.3.3 Analyse der Vermarktungsmodelle

A.3.3.1 Marktrecherche

Ergänzend zu den Länderbetrachtungen in Kapitel 2.4.1 wird nachfolgend der Schwerpunkt auf alternative Vermarktungsmodelle im Ausland gelegt. Dazu gehören beispielsweise Net-Metering oder Direktvermarktung.

Aufgrund sich wandelnder Zielsetzungen und zuletzt teilweise starkem Zubau von PV-Anlagen wurden auch in anderen europäischen sowie außereuropäischen Ländern die gesetzlichen Vergütungsmodelle für PV-Strom angepasst. Eine Übersicht zu den aktuellen Vergütungsformen der hier betrachteten vier Beispielländer Spanien, Italien, Australien und Japan ist in (Tabelle 18) dargestellt.

Tabelle 18: Vergütungsoptionen in ausgewählten Ländern

	Aktuelle Situation
Spanien	**Keine Einspeisevergütung** (seit Januar 2012) ‚Net Metering'-Regelung angekündigt aber Umsetzung noch unsicher
Italien	**Conto Energia V** (seit Juli 2012, bis kumulierte jährliche Förderkosten gleich 6,7 Mrd. €, diese Schwelle wurde Anfang Juni 2013 erreicht) Eingespeister Strom: 14,2–20,8 c€/kWh; Eigenverbrauchter Strom: 3,7–12,6 c€/kWh **Net-Metering** (< 200 kWp): Verrechnung von eingespeistem und bezogenem Strom **Indirekte Vermarktung** (< 10 MWp) Verkauf am Markt über GSE[1] (stündlicher Marktpreis) Anlagen < 1 MWp erhalten Mindestpreis
Australien	2011 – 2013 in den meisten Bundesstaaten **Einspeisevergütung gestoppt** Energieversorger nehmen Strom zu einem bestimmten Preis ab: ca. 0,066 – 0,112 AUD/kWh (ca. 0,046 bis 0,078 €/kWh[18]), teilw. ist ein Mindestpreis verpflichtend
Japan	In 2012 **Einspeisevergütung erweitert** auf alle Anlagengrößen Seit April 2013 (Kürzung um 10 %) jeweils inkl. Steuern: Für Anlagen < 10 kWp: 37,8 JPY/kWh (ca. 0,295 €/kWh[19]) für 20 Jahre Für Anlagen ab 10 kWp: 38 JPY/kWh (ca. 0,297 €/kWh) für 10 Jahre

[1] *staatliches Unternehmen zur Förderung und Unterstützung erneuerbarer Energien in Italien*

In **Spanien** wurde aufgrund des zuletzt starken Zubaus die Einspeisevergütung zum Januar 2012 für Neuanlagen vollständig ausgesetzt (Royal Decree 1/2012). Seit Mitte 2012 ist sogar rückwirkend eine Steuer auf Vergütungen für bestehende Anlagen zu zahlen,

[18] Bei einem aktuellen Wechselkurs von etwa 1 AUD = 0,7 €.

[19] Bei einem aktuellen Wechselkurs von etwa 100 JPY = 0,782 €.

um Defizite in den Energieerzeugungskosten zu reduzieren [114]. Im Juli 2013 wurde eine Energiereform angekündigt, welche die Zahlung von Einspeisevergütungen für alle erneuerbare Energien vollständig einstellt. Stattdessen soll eine Unterstützung zu den Investitionskosten gezahlt werden, die eine Rentabilität von 7,5 % (voraussichtlich 5 % nach Steuern) für die nächsten sechs Jahre erlaubt [115].

Während Anlagen bis zu 100 kWp zwar für Eigenverbrauchszwecke installiert werden dürfen, besteht derzeit noch keine einheitliche Regelung über die Abnahme und ggf. Vergütung des überschüssigen Stroms durch den Netzbetreiber. Eine Regelung zum Net-Metering, d.h. die Verrechnung von eingespeistem und aus dem Netz bezogenen Strom über einen bestimmten Zeitraum (z.B. ein Jahr), ist zwar bereits seit 2011 angekündigt, wurde jedoch bis zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht veröffentlicht [116], 117].

Obgleich der unklaren Randbedingungen, scheint sich dennoch ein kleiner Eigenverbrauchsmarkt zu etablieren [116]. Diese Anlagen werden bestenfalls so dimensioniert, dass eine maximale Eigenverbrauchsquote gewährleistet ist [118]. In einem Beispielsfall wurde auch eine autarke Inselanlage zur Versorgung einer kleinen Siedlung installiert [119], [120].

Aber auch Großanlagen (um 200 MW), welche ohne Einspeisevergütung auskommen sollen, sind angekündigt [116]. Hierzu zählt bspw. der Bau eines 250 MW-Solarparks, dessen Strom direkt an Unternehmen oder Unternehmenspools am freien Markt verkauft werden soll [121]. Direktvermarktung kann in Spanien durch bilaterale Verträge, Versorgung eines Verbrauchers durch eine direkte, exklusive Leitung oder durch den Verkauf ins Netz und Erzeugung von Grünstromzertifikaten realisiert werden [122]. Im Gegensatz zu der Situation in Deutschland sind die Stromgestehungskosten in Spanien aufgrund der höheren Solareinstrahlung deutlich geringer. Zusätzlich liegt der Börsenstrompreis mit durchschnittlich 5 ct/kWh (für 2012 [123]) derzeit leicht höher als in Deutschland (vgl. Anhang A.3.2). Hierdurch lassen sich unter optimalen Randbedingungen und zusätzlichem Verkauf von Ökostromzertifikaten positive Renditen erzielen [124].

In **Italien** wurde die Einspeisevergütung, welche auch eine Vergütung für eigenverbrauchten Strom vorsieht, im Juli 2012 deutlich gekürzt (Fifth Conto Energia). Das Programm läuft jedoch aus, sobald 6,7 Mio. € Förderkosten pro Jahr erreicht werden, Diese Schwelle wurde Anfang Juni 2013 überschritten, so dass eine Registrierung für das Programm nur noch bis zum 6. Juli 2013 möglich war. Danach ist keine Einspeisevergütung mehr vorgesehen [116]. Alternativ bestehen jedoch noch weitere Vergütungsoptionen, welche den Eigenverbrauch oder auch die Vermarktung des Stroms berücksichtigen. Hierzu gehört das „Net-Metering“ (Scambio sul posto) sowie ein spezielles „Purchase & Resale Arrangement“ (Ritiro dedicato). Diese beiden Optionen werden nach Auslaufen der Einspeisevergütung voraussichtlich die Hauptalternativen für Anlagenbetreiber darstellen.

Die „Net-Metering“-Regelung ist hierbei auf PV-Anlagen bis zu einer Größe von 200 kW begrenzt. Über diesen Tarif besteht für den Anlagenbetreiber die Möglichkeit, die ins Netz gespeiste Energie ökonomisch mit dem Wert der aus dem Netz bezogenen Energie (Stromrechnung) zu verrechnen. Hierbei müssen der Bezug und Einspeisung nicht zeitgleich passieren [125] [126]. Die durchschnittlichen Haushaltsstrompreise (Jahresenergieverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh) nach [127] liegen in Italien mit ca. 23

ct/kWh incl. Steuern und Abgaben deutlich (rund 4 ct/kWh) unter denen in Deutschland. Zu berücksichtigen ist, dass in diesem Modell nicht alle Strompreiskomponenten verrechnet werden können und somit auf den gesamten aus dem Netz bezogenen Strom gezahlt werden müssen. Der erstattungsfähige Betrag liegt in Italien damit bei rund dabei bei rund 70-80% der Bruttostromkosten [128].

Die „Purchase & Resale Arrangement“ stellt eine Art Direktvermarktung dar. Um den Verkaufsprozess für den Anlagenbetreiber zu vereinfachen, wird die erzeugte und ins Netz gespeiste Energie an GSE (staatl. Unternehmen zur Förderung und Unterstützung erneuerbarer Energien) verkauft anstatt sie über bilaterale Verträge oder die Strombörse zu vermarkten. Der Preis den GSE an den Anlagenbetreiber für den Strom zahlt, entspricht dem durchschnittlichen monatlichen Marktpreis an der IPEX (Italian Power Exchange). Anlagen bis zu 1 MW installierter Leistung erhalten einen garantierten Mindestpreis für die ersten 2 Millionen kWh, welcher bei einem höheren Marktwert aufgestockt wird [125] [126].

In **Australien** sind die Einspeisevergütungsregelungen auf Bundesstaatebene geregelt. Aufgrund des starken Zubaus in den letzten Jahren wurden die meisten fixen Einspeisevergütungen aufgehoben und durch freiwillige Zahlungen der jeweiligen Energieversorger für eingespeisten Strom auf Basis des Großhandelspreises ersetzt [116]. Die Vergütungsregelungen gelten in der Regel nur für Anlagen mit einer installierten Größe von bis zu 5 kW oder 30 kW [129].

In New South Wales werden beispielsweise Richtgrößen für die Einspeisevergütung (0,066 bis 0,112 AUD[20]/kWh für 2013/14) vorgegeben, die Stromhändler sind jedoch nicht dazu verpflichtet Vergütungen in dieser Höhe anzubieten [130]. Der Anlagenbetreiber sollte daher verschiedene Angebote abgleichen. In Victoria hingegen ist für Anlagen bis 100 kW eine Mindestvergütung durch die Stromhändler von derzeit 0,08 AUD[21]/kWh auf Grundlage des Großhandelspreises festgelegt [131]. Ein alternatives Vergütungsmodell wird in anderen Bundesstaaten (wie Tasmanien oder Australian Capital Territory) eingesetzt. Hier erhält der Anlagenbetreiber für den eingespeisten Strom eine Vergütung in Höhe des Preises, den er für aus dem Netz bezogenen Strom zahlt [129].

Auf nationaler Ebene bestehen zusätzlich Anreize durch das Renewable Energy Target (RET) für kleine Anlagen (small-scale technology certificates, STC) aber auch Großanlagen (large-scale certficates, LSC). Hierbei handelt es sich um handelbare Zertifikate, welche gegen finanzielle Vorteile verkauft werden können [132].

Aufgrund hoher Einstrahlung und steigenden Strompreisen der letzten und voraussichtlich kommenden Jahre besteht in Australien ein hoher Anreiz für Hausbesitzer zur Investition in PV-Anlagen unter Nutzung für den Eigenverbrauch [116].

In **Japan** wurde erst im Juli 2012 ein neue Regelung zur Einspeisevergütung eingeführt, welches die Vergütungen im Gegensatz zu den bisher aufgeführten Beispielen ausweitet. Während in Japan zuvor nur Anlagen bis 500 kW und nur in Verbindung mit einem Verbraucher, d.h. mit Eigenverbrauch gefördert wurden, sind nun alle Anlagen förderfähig.

[20] Entspricht etwa 0,046 bis 0,078 €/kWh bei einem aktuellen Wechselkurs von etwa 1 AUD=0,7 €.

[21] Entspricht etwa 0,056 €/kWh bei einem aktuellen Wechselkurs von etwa 1 AUD = 0,7 €.

Eigenverbrauch ist jedoch für Anlagen bis zu 10 kW installierter Leistung verpflichtend. Eine zusätzliche Vergütung der eigenverbrauchten Strommenge erfolgt nicht [133]. Ab April 2013 wurde die Einspeisevergütung um rd. 10 % gekürzt. Die durch die Vergütung entstehenden Kosten werden gleichmäßig auf den Gesamtstromverbrauch aller Stromkunden umgelegt, wobei energieintensive Betriebe eine Ermäßigung erhalten können [134].

Die Analysen der Vergütungsmodelle im Ausland zeigt die Vielfalt an Möglichkeiten zur Förderung von PV-Anlagen. In Spanien und Australien ist aufgrund hoher Sonneneinstrahlung und Strompreise ein deutlicher Trend zu Eigenverbrauchsanlagen für Wohngebäude und Gewerbe zu erkennen. In Italien wird voraussichtlich nach Auslaufen der festen Einspeisevergütung die Option des Net-Metering an Bedeutung gewinnen. Für die Direktvermarktung besteht innerhalb der Beispielländer nur in Italien ein Förderkonzept. Durch einen Mindestpreis besteht hier für kleinere Anlagen eine gewisse Planungssicherheit. Eine Verringerung des Vermarktungsaufwands wird zudem durch den direkten Verkauf an GSE erzielt.

A.3.3.1.1 Eigenverbrauch

Anlagenbetreiber können den erzeugten PV-Strom in räumlicher Nähe selbstverbrauchen und dadurch ihren Strombezug aus dem Netz verringern. Zwar wird seit der Novellierung des EEG 2012 keine Vergütung mehr auf selbstverbrauchten Strom gezahlt, aufgrund hoher Strompreise gegenüber sinkenden Einspeisevergütungssätzen ist die Eigenverbrauchsoption dennoch weiterhin wirtschaftlich interessant.

Für Anlagen, welche vor dem 1. April 2012 installiert wurden und damit Anspruch auf eine Vergütung von eigenverbrauchtem PV-Strom besitzen, ist die Messung des eigenverbrauchten Stroms bei Wahl dieser Option verpflichtend. Nach aktuellem Stand besteht keine Vergütung von eigenverbrauchtem Strom sowie keine Regelung und Datensammlung zur eigenverbrauchten Strommenge. Daher ist der tatsächliche aktuelle Umfang des Eigenverbrauchs nicht verlässlich zu bestimmen.

Innerhalb dieses Vorhabens wurde im ersten Quartal 2013 eine Befragung von 500 PV-Installateuren durchgeführt, in der auch aktuelle Entwicklungen zum Eigenverbrauch abgefragt wurden [135]. Für den EEG-Erfahrungsbericht 2011 wurde bereits eine vergleichbare Befragung durchgeführt [136]. Aus Sicht der Installateure konnte ein stark steigender Trend zu Eigenverbrauchsanlagen festgestellt werden (Abbildung 68). Im privaten Bereich wurden nach Einschätzung der Installateure in 2012 85 % der Anlagen zum teilweisen Eigenverbrauch installiert. Innerhalb der anderen Nutzergruppen lag dieser Wert leicht niedriger zwischen 55 % bis 68 %. Für das Jahr 2013 wird eine weitere leichte Steigerung erwartet.

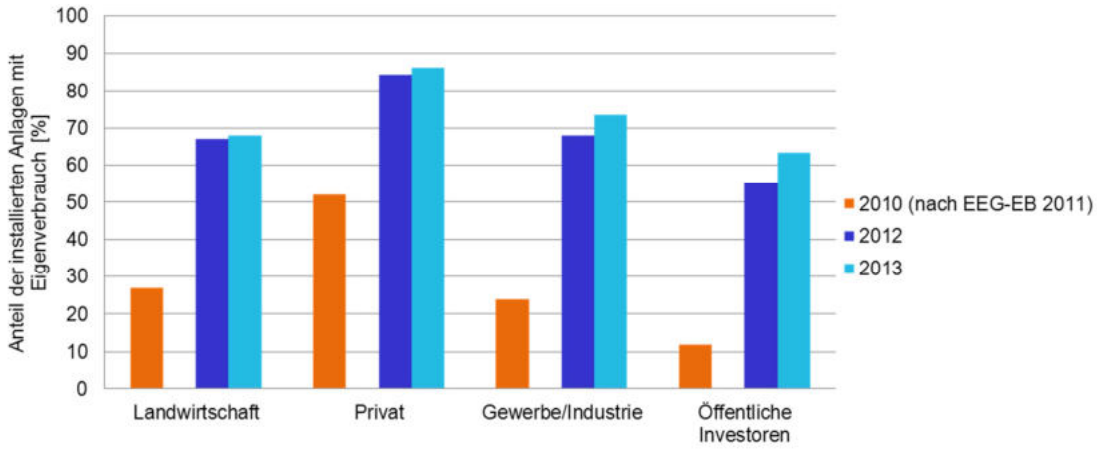


Abbildung 68: Anteil der Anlagen mit Nutzung von Eigenverbrauch in den Nutzergruppen

Quelle: PV-Installateurbefragung [135], [136]

Die Einschätzung der mittleren Anlagengröße bei Nutzung von Eigenverbrauch ist gegenüber der Befragung von 2010 gestiegen (Abbildung 69). In 2010 wurde sie noch deutlich von der Vergütungsgrenze für Eigenverbrauch von 30 kW beeinflusst. Diese Grenze wurde 2011 auf 500 kW ausgeweitet. Nach Aufhebung der Vergütung für eigenverbrauchten Strom ist auch die Begrenzung der Anlagengröße hinfällig. Die Angaben innerhalb der Installateurbefragung von 2013 weisen große Spannbreiten und insbesondere auch vereinzelte starke Ausreißer nach oben (Anlagen größer 1 MW) auf. Diese haben einen starken Einfluss auf den Mittelwert der Anlagengröße, weshalb in der Abbildung für 2013 zusätzlich der Median dargestellt ist.

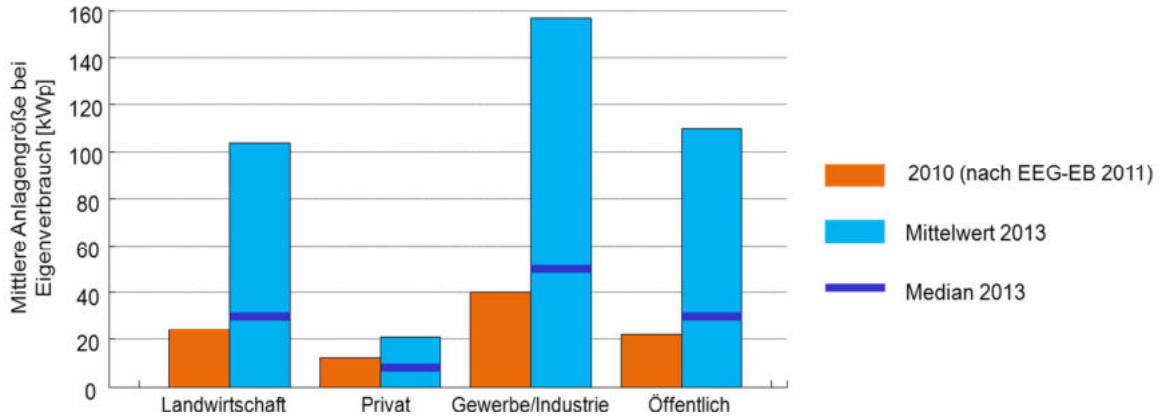


Abbildung 69: Mittlere Anlagengröße bei Nutzung von Eigenverbrauch innerhalb der Nutzergruppen

Quelle: PV-Installateurbefragung [135], [136]

Die EEG-Statistikberichte bestätigen einen steigenden Trend zum Eigenverbrauch [137]. Allerdings belaufen sich die veröffentlichten Zahlen bislang nur auf die Jahre 2009 bis 2011. Die Mittelfristprognosen der Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren auch für die kommenden Jahre eine deutliche Steigerung in der eigenverbrauchten PV-Strommenge [138], [139] (vgl. Kapitel 3.9.2).

A.3.3.1.2 Marktintegrationsmodell

Das Marktintegrationsmodell wird erst zum 01.01.2014 für Anlagen, welche seit 1. April 2012 installiert wurden und nicht unter die Übergangsbestimmung nach § 66 Abs. 18 EEG 2012 fallen, in Kraft treten. Von der zwischen April 2012 und Ende September 2013 nach [74] installierten Leistung hält die unter das Marktintegrationsmodell fallende Leistung einen Anteil von rund 43 %. Unter Berücksichtigung der seit November 2012 installierten Leistung (d.h. ohne Großanlagen über 10 MW) sind es gut 47 %. Insgesamt fällt damit derzeit maximal (ohne Berücksichtigung der Übergangsbestimmung) eine Leistung von 3,6 GW unter das Marktintegrationsmodell, was rund 10% der insgesamt installierten PV-Leistung entspricht.

Da Freiflächenanlagen zunehmend unwirtschaftlicher werden (vgl. Kapitel 3.4) und der Trend vermehrt zu Eigenverbrauchsanlagen geht, dürfte sich der Anteil von Anlagen unter dem Marktintegrationsmodell am Gesamtzubau deutlich erhöhen.

Die Ergebnisse aus Kapitel 3.9.1 zeigen jedoch, dass bspw. für einen Gewerbebetrieb (hier Supermarkt) mit einem Jahresenergiebedarf von 35.000 kWh selbst bei einer installierten PV-Leistung von 100 kW im Durchschnitt problemlos 20 % Eigenverbrauch erreicht werden können. Bei größeren Verbrauchern können auch mit entsprechend größeren Anlagen ähnliche Eigenverbrauchsanteile erzielt werden. Für Gewerbe und Industrieverbraucher ist es daher im Allgemeinen nicht problematisch einen Eigenverbrauchsanteil von über 10 % zu erreichen. Da außerdem Gewerbestrompreise in der Regel deutlich über der derzeitigen Einspeisevergütung liegen, ist bereits ohne Marktintegrationsmodell ein Anreiz zum Eigenverbrauch gegeben. Lediglich für die Industrie, welche geringere Strombezugskosten aufweist, könnte das Marktintegrationsmodell einen zusätzlichen Anreiz zum Eigenverbrauch darstellen.

Da das Marktintegrationsmodell erst zum 1. Januar 2014 in Kraft tritt, können die tatsächlichen Auswirkungen insbesondere auch in Hinblick auf einen Anreiz zur Direktvermarktung derzeit noch nicht verlässlich abgeschätzt werden. Die Entwicklungen werden verfolgt und in den folgenden Berichten dargestellt.

A.3.3.2 Kosten- und Erlösbetrachtung

A.3.3.2.1 Lastmanagement-Systeme

Die Funktionen der verfügbaren Lastmanagement-Systeme für Haushaltsanwendungen können von der reinen Aufzeichnung und Visualisierung der Energieflüsse bis hin zu einer intelligenten Steuerung der Verbraucher in Abhängigkeit von der PV-Einspeisung reichen (Tabelle 19). Die Kosten für ein solches Energiemanagementsystem inkl. Komponenten bewegen sich innerhalb von wenigen hundert Euro. Das Potential zur Erhöhung des Eigenverbrauchs ist jedoch beschränkt. Beispielsweise wird in [140] dargestellt, dass durchschnittlich rund 20 % des Gesamtverbrauchs eines Haushalts für Verbrauchverlagerungen geeignet sind (z.B. Trocknen, Waschen, Spülen). Dabei wird angenommen, dass hiervon lediglich 50 % ohne Komforteinschränkung möglich sind, wodurch sich ein realistisches Verlagerungspotential von durchschnittlich ca. 10 % in Haushalten ergibt. Auch andere Veröffentlichungen geben ein Verlagerungspotential von rund 10 %

bis zu 23,8 % an [141], [142]. In einem Praxistest innerhalb der E-Energy Projekte konnte zudem eine Lastverschiebung durch variable Tarife von 6 % bis 8 % von Hoch- in Niedrigtarifphasen festgestellt werden [143].

Für eine Abschätzung der möglichen Eigenverbrauchserhöhung wird davon ausgegangen, dass insgesamt eine Lastverschiebung von 10 % des Gesamtverbrauchs möglich ist. Zusätzlich wird angenommen, dass hiervon nur 50 % tatsächlich von Zeiten geringer oder keiner PV-Einspeisung nach Zeiten mit PV-Überschuss verlagert werden können. Bei einem Haushalt mit 4.000 kWh Jahresverbrauch könnten so im Jahr zusätzlich 200 kWh PV-Strom eigenverbraucht werden. Bei einer installierten Anlagengröße von 5 kW und einer Jahreserzeugung von 4.750 kWh, wäre damit unter den optimistischen Bedingungen eine Eigenverbrauchserhöhung um 4,2 %-Punkte möglich. Eine entsprechende Verringerung des Strombezugs aus dem Netz in Höhe von 200 kWh würde unter aktuellen Bedingungen hinsichtlich Einspeisevergütung und Strompreis eine Einsparung von rund 18 € pro Jahr bedeuten. Im Vergleich zu notwendigen Investitionskosten ist dieser Wert gering. Das Verlagerungspotential ist jedoch stark abhängig von den vorhanden Haushaltsgeräten, dem Nutzerverhalten und dem Gesamtenergieverbrauch, so dass sich auch deutlich höhere Erlöse ergeben können. Höhere Potentiale können sich außerdem in Verbindung mit dem Wärmebedarf (s. nächster Abschnitt) sowie zukünftig in Zusammenhang mit der Elektromobilität oder anderen verschiebbaren Großverbrauchern (vor allem im Gewerbebereich) ergeben.

Tabelle 19: Beispielhafte Übersicht zu Lastmanagement-Systemen

Produkt oder Entwicklung
Sunny Home Manager (SMA) - Überwachung, Analyse und Visualisierung der Energieflüsse - Darauf aufbauend Prognose und Planung der PV-Erzeugung und Verbraucher sowie Verbrauchersteuerung - Auch mit Speichern kombinierbar
RWE HomePower Solar - Visualisierung der PV-Erzeugung und –Einspeisung - Schaltung von elektrischen Geräten in Spitzenzeiten - Verbindung mit Speicher möglich

Quellen: [144], [145]

A.3.3.2.2 Strom-Wärme-Anwendungen

Eine Möglichkeit zur Erhöhung des Eigenverbrauchs durch Strom-Wärme-Anwendungen ist die Ergänzung vorhandener Heizsysteme (z.B. Öl, Gas) durch einen elektrischen Heizstab und ggf. einen zusätzlichen Wärmespeicher. Überschüssiger PV-Strom kann so bei entsprechender Regelung zum Laden des Warmwasser- und/oder Heizungsspeichers beitragen.

Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz einer Wärmepumpe zur Deckung des Heiz- und/oder Warmwasserbedarfs. Auch in diesem Bereich bestehen bereits marktreife Lösungen zur Kombination mit PV-Systemen (Tabelle 20).

Tabelle 20: Beispielhafte Übersicht zu PV-Wärmepumpen-Systemen

Produkt oder Entwicklung
WWK 300 PV (Stiebel-Eltron) Warmwasser-Wärmepumpe, welche vorrangig dann Wasser erwärmt, wenn PV-Strom zur Verfügung steht (Kommunikation mit PV-Wechselrichter).
Cenpac Plus mit BWP 30HS (Centrosolar, Wärmepumpe von Glen Dimplex) Komplettpaket mit PV-Anlage und Wärmepumpe Aus den Faktoren Standort, Tag im Jahr sowie Ausrichtung und Neigung des Daches bewertet der Heat-Shifter die anstehende PV-Leistung, prognostiziert den Haus-Stromverbrauch und aktiviert zum berechneten, optimalen Zeitpunkt die Erhöhung der Warmwassertemperatur.
Vitocal (Viessmann) Die Regelung der Wärmepumpe ermittelt automatisch aus den Daten der Vortage die voraussichtliche Leistungskurve der PV-Anlage sowie den zu erwartenden Energiebedarf im Haus. Beides wird für den Betrieb der Wärmepumpe berücksichtigt.
Wärmepumpen-PV-System inkl. PV-Module (Schüco International) Gezielter Betrieb der Wärmepumpe zu Zeiten mit niedrigen Tarifen und/oder PV-Stromüberschuss.

Quellen: [146], [147], [148], [149]

Abhängig von der Steuerung lässt sich so der Eigenverbrauch in einem Beispielhaushalt mit 4.000 kWh Jahresverbrauch und einer 5 kW PV-Anlage bis zu 37 %-Punkte erhöhen [150]. Allerdings steigt der Gesamtstromverbrauch auf etwa 10 MWh an, so dass noch zusätzlicher Strom aus dem Netz bezogen werden muss. Die Wirtschaftlichkeit gegenüber Öl- oder Gasheizung ist daher stark abhängig vom Strompreis im Verhältnis zu Öl- oder Gaspreisen. Aufgrund der hohen Investitionskosten kann diese Option außerdem nur dann abhängig von weiteren Randbedingungen (wie z.B. Wärmebedarf, Energieeffizienz des Gebäudes) wirtschaftlich sein, sofern eine Neuinstallation oder Sanierung eines Heizsystems ansteht.

A.3.3.2.3 Speicher

Batteriespeicher können durch Aufnahme von Erzeugungsüberschuss und Abgabe bei Strombedarf den Eigenverbrauch einer PV-Anlage erhöhen. Innerhalb des letzten Jahres hat sich eine Vielzahl an Anbietern mit ihren Produkten am Markt positioniert (Tabelle 21). Batteriespeicher zur Eigenverbrauchssteigerung sind insbesondere im Hinblick auf die zum 1. Mai 2013 in Kraft getretene Förderrichtlinie für dezentrale Batteriespeichersysteme relevant.

Tabelle 21: Beispielhafte Übersicht zu PV-Batterie-Systemen

Produkt oder Entwicklung
IBC SolStore (IBC Solar) Speicherlösungen auf Blei- und Lithium-Ionen-Basis, mit Betriebsdatenüberwachung (aktuelle Wetterdaten, Energieerzeugung und erwartete Erträge)

Sonnenbatterie (Prosol Invest) $LiFePO_4$–Speicher in unterschiedlichen Größen, automatische oder manuelle Zuschaltung von Haushaltslasten über Funktsteckdosen zur Eigenverbrauchserhöhung möglich
VS 5 Hybrid (Bosch Power Tec) Solarwechselrichter mit integrierter Li-Ion-Batterie, inkl. Monitoringsystem (Stromverbrauch, Status- und Ertragsdaten der PV-Anlage)

Quellen: [151], [152], [153]

Die Kosten für ein PV-Speichersystem sind sehr variabel und u.a. abhängig von der Speichertechnologie, der Speichergröße und der Ladeleistung. Für die Dimensionierung zur Nutzung eines Einfamilienhauses können sich bspw. Kosten für ein Speichersystem zwischen 5.700 bis 28.400 € (7,4 kWh Blei-Gel-Batterie bis 13,8 kWh LiFePO4-Batterie) ergeben [154].

Zum 1. Mai 2013 ist das Förderprogramm von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen [155] in Kraft getreten. Abhängig von den Investitionskosten und der installierten PV-Leistung kann ein Tilgungszuschuss von bis zu 600 €/kWp (bzw. 660 €/kWp bei Nachrüstung von Batterien zu bereits installierten PV-Anlagen[22]) bezogen auf die im Zusammenhang mit der Batterie installierte PV-Anlagenleistung für die Investition geltend gemacht werden. Anwendbar ist diese Förderung jedoch hauptsächlich auf Haushalte und Kleingewerbe, da sie auf Anlagengrößen bis 30 kW beschränkt ist.

Im Folgenden wird die Wirtschaftlichkeit von Batteriesystemen in Verbindung mit PV-Anlagen zur Eigenverbrauchserhöhung exemplarisch an drei Haushaltstypen und einem Gewerbetyp (Supermarkt) dargestellt. Die zugrunde liegenden Annahmen für die Berechnung sind als Übersicht in Tabelle 22 dargestellt. Hinzu kommen die Kostenannahmen für das zusätzliche Batteriesystem (Tabelle 23). Die aktuelle Marktanalyse ergab dabei nicht nur deutlich höhere Investitionskosten für Li-Ion-Batterien gegenüber Blei-Batterien, sondern auch für die zugehörigen Wechselrichter für Li-Ion-Batterien [154] [156]. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass Blei-Batterie-Systeme bereits seit längerer Zeit für verschiedene Anwendungen (z.B. USV, Inselsysteme) eingesetzt werden und damit auch die Wechselrichtertechnologie gebräuchlich ist. Die Technologie für Li-Ion-Batterien ist hingegen relativ neu entwickelt, was sich auch in den Wechselrichter-Preisen niederschlägt. In Anbetracht von üblicherweise genannten Preisen für Bleibatterien scheinen die Preise für aktuell angebotene Batteriespeichersysteme auf Blei-Basis verhältnismäßig hoch. Grund hierfür ist, dass die Batteriekosten nur rund 50% des Verkaufspreises für ein Batteriekomplettsystem ausmachen [156].

Tabelle 22: Annahmen für die Berechnung der Eigenkapitalrendite

Komponente	Kosten Haushalt-Szenarien	Kosten Gewerbe-Szenario
Investition PV-Anlage vgl. Preisszenarien in Anhang A.2.2	1.610 €/kWp	1.320 €/kWp
Eigenkapitalanteil	40 %	35 %

[22] Die Anlage darf frühestens zum 1. Januar 2013 installiert worden sein.

Fremdkapitalzinssatz	3,5 %	3,5 %
Kreditlaufzeit	10 Jahre	10 Jahre
Strompreis	27,8 ct/kWh (brutto)	21,9 ct/kWh (netto)
Strompreissteigerung	2,3 %/a	
Einspeisevergütungssatz	14,27 ct/kWh	12,08 ct/kWh
Spez. Kosten für laufenden Anlagenbetrieb	1,5 %/a der Investitionskosten	
Betriebskostensteigerung	2 %/a	

Tabelle 23: Zusätzliche Kostenkomponenten für die Berechnung der Eigenkapitalrendite von Batteriesystemen

Komponente	Kosten Haushalt-Szenarien	Kosten Gewerbe-Szenario
Blei-Batterie*	350 - 450 €/kWh	350 - 450 €/kWh
Batterie-Wechselrichter (für Blei)*	350 - 700 €/kW	300 - 600 €/kW
Li-Ion-Batterie*	950 – 1.250 €/kWh	850 – 1.000 €/kWh
Batterie-Wechselrichter (für Li-Ion)*	800 – 1200 €/kW	600 – 800 €/kW
Spez. Instandhaltungskosten der Batterie	0,5 %/a der Investitionskosten	

**In den dargestellten Preisspannen sind neben den reinen Batterie- und Wechselrichterkosten auch Kosten für weitere Systemkomponenten wie Batteriesteuerung enthalten.*

Quellen: Eigene Abschätzung auf Basis von [154] und [156]

Die Eigenkapitalrendite wurde für die folgenden Verbrauchertypen mit dem angegebenen Jahresenergiebedarf berechnet: Haushalte mit 4.000 kWh, 5.000 kWh und 6.000 kWh sowie Gewerbe (Supermarkt) mit 35.000 kWh. Die Lastprofile basieren hierbei auf denselben Daten wie in Kapitel 3.9.1 beschrieben.

Jedes Verbraucherszenario wurde jeweils mit Blei- und Li-Ion Batterien sowie verschiedener Nennkapazitäten betrachtet. Hierbei stand für Blei-Batterien jeweils eine maximale Entladetiefe von 50 % und bei Li-Ion 80 % zur Verfügung. Während für Blei-Batterien zudem ein einmaliger Austausch des Batteriesystems nach 10 Jahren vorgesehen ist, wird für Li-Ion-Batterien eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen. Außerdem wurden zwei Standorte mit unterschiedlichem Solarertrag (jeweils Südausrichtung der Anlage) betrachtet: Nordhessen und Südbayern. Die in den Ergebnissen dargestellten Spannweiten zeigen damit die Varianz der Eigenkapitalrendite abhängig vom Standort der Anlage sowie von den minimalen und maximalen Kosten für die Batteriespeichersysteme auf.

Schließlich wurde auch der Einfluss des Marktanreizprogramms (Förderrichtlinie für Speicher) untersucht. Für die hier betrachteten Fallbeispiele wird der maximal mögliche Zuschuss von 600 € nur bei Einsatz von Li-Ion Batterien überschritten.

A.3.3.3 Szenarien für die Entwicklung der Netzparität auf Basis von Simulation und statistischer Analysen

In diesem Kapitel soll untersucht werden, wie sich die Renditesituation von PV-Anlagen in Deutschland im Eigenverbrauchssegment unter den angenommenen Bedingungen der beiden Szenarien „Verlangsamter Markt“ und „Zubaukorridor“ (vgl. Zubauszenarien und Preisszenarien im Anhang A.2.2 und Vergütungsszenarien in Kapitel 3.6.1) in Zukunft

entwickelt. Insbesondere soll geprüft werden inwieweit PV-Anlagen ohne Einspeisevergütung, nach Erreichen der 52 GW-Marke installierter PV-Leistung, noch wirtschaftlich darstellbar sind, getragen durch hohe Anteile eigenverbrauchten PV-Stroms.

Um derartige Fragen beantworten zu können werden PV-Einspeiseprofile simuliert und durch das Verschneiden mit Verbrauchsprofilen unterschiedlicher Verbrauchergruppen mögliche Eigenverbrauchsanteile ermittelt. Anschließend werden zu erwartende Eigenkapitalrenditen für verschiedene Anlagenkonfigurationen an unterschiedlichen Standorten errechnet und einige Durchschnittswerte graphisch abgebildet und bewertet. Die Vorgehensweise sowie die verwendete Datengrundlage sind in Abbildung 70 schematisch dargestellt und werden im Folgenden detaillierter erläutert.

Besonders hervorzuheben ist, dass die räumliche bzw. zeitliche Auflösung der, den Untersuchungen zu Eigenverbrauch und Rentabilität in diesem Projekt zugrundeliegenden Daten sowie der Umfang der Untersuchungen selbst, neu und einzigartig ist. Bisherige Untersuchungen stützten sich häufig auf Standardlastprofile, die nicht die Dynamik eines einzelnen Haushalts oder Betriebs abbilden können. Außerdem wurden meist nur exemplarische PV-Standorte sowie durchschnittliche Strompreise berücksichtigt.

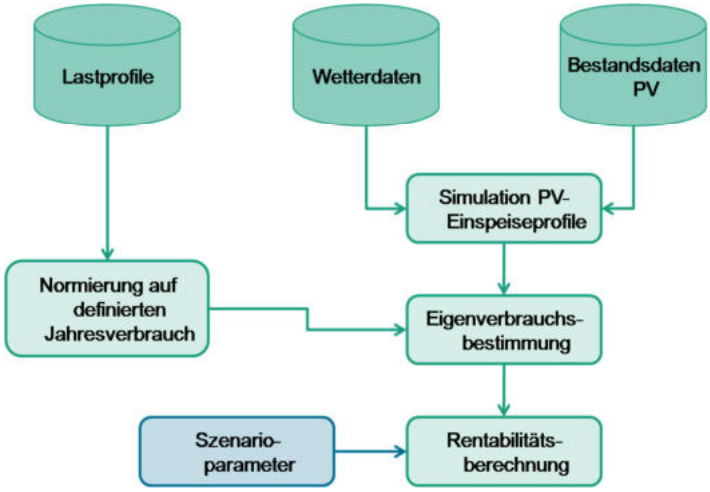


Abbildung 70: Flussdiagramm Rentabilitätsberechnung PV

A.3.3.3.1 Simulation von PV-Einspeiseprofilen

Datengrundlage

Die Grundlage für die Simulation der Einspeiseprofile der PV bilden Solarstrahlungsdaten sowie Temperaturdaten für das Wetterjahr 2011. Die hier verwendeten Temperaturdaten wurden dem Datensatz aus dem COSMO-EU-Modell des Deutschen Wetterdienstes entnommen [157]. Ihre zeitliche Auflösung liegt bei einer Stunde. Für die Simulation wurden sie auf 15-Minuten zeitlich interpoliert. Dem Wettermodell liegt ein Gitter mit einer räumlichen Auflösung von ca. 7 x 7 km² zugrunde. Dieses teilt Deutschland damit in 7.383 annähernd flächenäquivalente Planflächen.

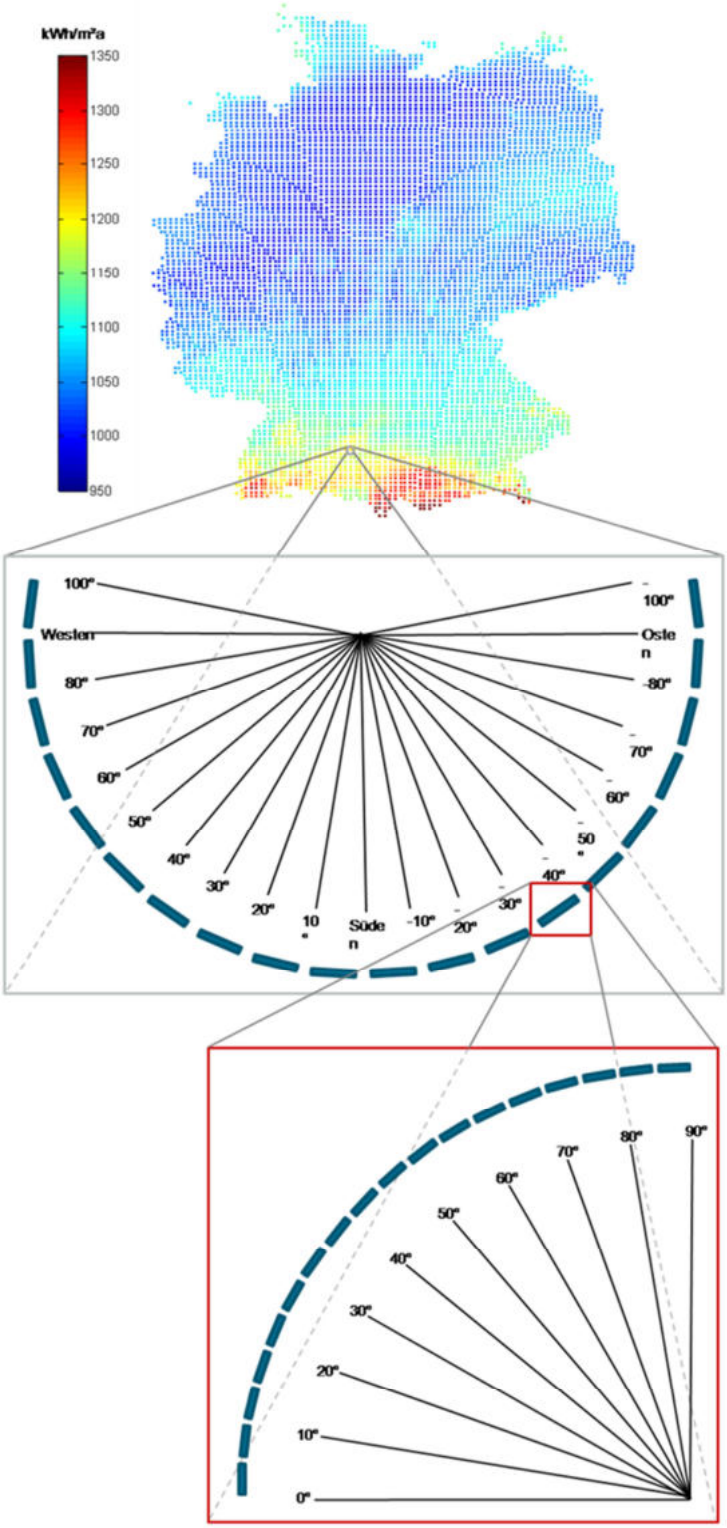
Die Solarstrahlungsdaten, die von Transvalor zur Verfügung gestellt wurden, stammen von SoDa [158] und wurden aus Satellitenbildern von Meteosat mit dem Verfahren Helioclim-3 berechnet. Die zeitliche Auflösung der Strahlungsdaten beträgt 15 Minuten. Die räumliche Auflösung weicht vom Cosmo-EU-Gitter ab. Um die Verwendung der Daten im

Simulationstool zu erleichtern, ist eine identische räumliche Auflösung vorteilhaft. Daher werden die Strahlungsdaten auf das Gitter des COSMO-EU-Modells räumlich interpoliert. In Abbildung 71 wird oben das Gitter mit Werten für die mittlere jährliche Globalstrahlung [kWh/m²a] dargestellt.

Simulation

Es werden normierte PV-Einspeiseprofile mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten für insgesamt rund 2,7 Millionen PV-Anlagen für das Wetterjahr 2011 simuliert. Die große Anlagenanzahl ergibt sich aus jeweils 360 verschiedenen Anlagenkonfigurationen auf jeder der 7383 Planflächen. Die 360 Anlagenkonfigurationen setzen sich folgendermaßen zusammen: Der Neigungswinkel der simulierten PV-Anlagen wird in 18 Klassen zwischen 0° und 90° unterschieden, der Orientierungswinkel in 20 Klassen zwischen -100° und 100° Abweichung von Süd.

Bildet man daraus alle möglichen Kombinationen von Neigungswinkel und Orientierungswinkel ergeben sich 360 verschiedenen Ausrichtungsvarianten (vgl. Abbildung 71). Die Einstrahlung auf die geneigte Modulebene wird unter Verwendung der Solarstrahlungsdaten mithilfe der Modelle von Orgill-Hollands [159] und Klucher [160] berechnet. Für die Wechselrichter und Module werden Modelle von Schmidt & Sauer [161] bzw. Beyer [162] verwendet. Als Modultyp werden Standard-Polykristalline-Module zugrunde gelegt.



7383 Standorten mit jeweils 360 Anlagenkonfigurationen → rund 2,7 Millionen normierte PV-Einspeiseprofile

7383 geographisch gleichmäßig verteilte Standorte in Deutschland

jeweils 20 Azimutwinkel (Himmelsrichtung) zwischen -100° und 100° Abweichung von Süd

jeweils 18 Neigungswinkel zwischen 0° und 90 °

Abbildung 71: Varianten simulierter PV-Anlagen

A.3.3.3.2 Bestimmung möglicher Eigenverbrauch

Datengrundlage

Für die Bestimmung des möglichen Eigenverbrauchs von Strom aus einer PV-Anlage durch einen Privathaushalt oder einen Gewerbebetrieb werden zum einen die simulierten PV-Einspeiseprofile aus Kapitel A.3.3.3.1 und zum anderen leistungsgemessene Verbrauchsprofile von Privathaushalten bzw. Gewerbetrieben benötigt. Hierfür wurden 48 reale Jahresmessreihen von Haushaltslastprofilen aus dem Jahr 2011 mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten genutzt. Für die Gewerbelastprofile standen insgesamt über 2.500 RLM-Profile (registrierende Leistungsmessung) von Betrieben aus verschiedenen Branchen zur Verfügung. Aufgrund von Datenlücken, fehlenden Informationen zur Art einiger Betriebe und anderen Unregelmäßigkeiten sind nicht alle Profile für die durchzuführenden Berechnungen geeignet und es wurden rd. 30 % der Profile aussortiert.

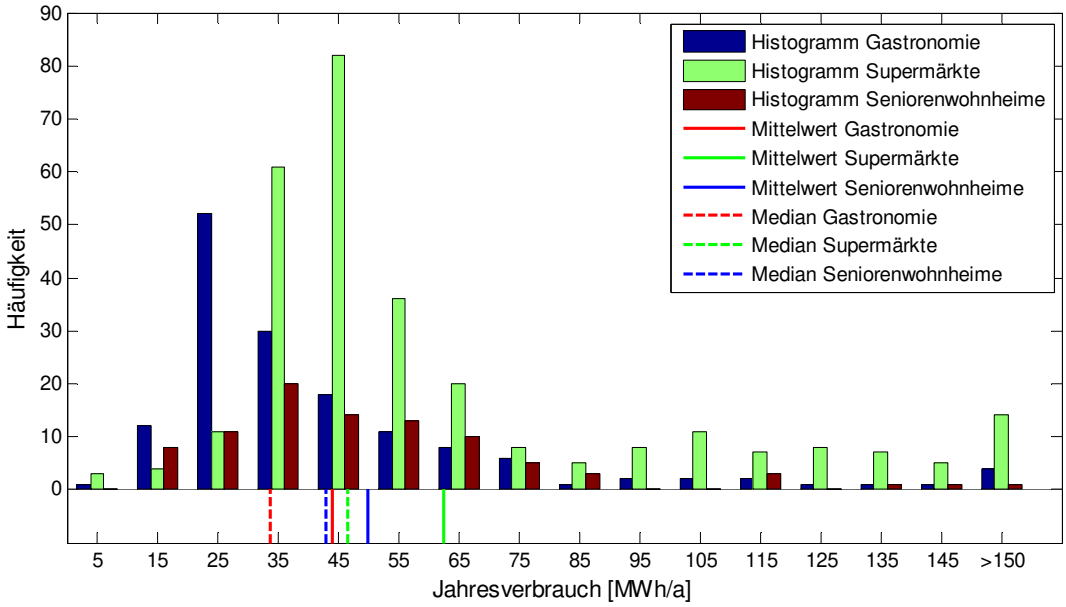


Abbildung 72: Häufigkeitsverteilungen, Mittelwerte und Mediane der Jahressummen aller brauchbaren Verbrauchsprofile von Gastronomie, Supermärkten und Seniorenwohnheimen

Des Weiteren gehen Informationen zur räumlichen Verteilung von Bestandsanlagen aus den EEG-Stammdaten der Bundesnetzagentur [163] in die Berechnungen ein sowie statistische Verteilungsfunktionen für die Neigung und die Orientierung der Anlagen aus internen Auswertungen, welche sich wiederum von Planfläche zu Planfläche unterscheiden und von der lokalen Installationsdichte abhängig sind.

Eigenverbrauchsbestimmung

Das Vorgehen zur Bestimmung des möglichen Eigenverbrauchs wird am Beispiel eines privaten Modellhaushaltes mit einem Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh erläutert.

Im ersten Schritt wird ein Modellhaushalt anhand seines jährlichen Stromverbrauchs definiert, im genannten Beispiel also 4.000 kWh. Im nächsten Schritt werden die 48 ausgewählten Haushaltslastprofile alle auf diesen Wert normiert, so dass man 48 verschiedene Profile mit der identischen Jahresenergie von 4.000 kWh erhält. Dabei wird eine mögliche Abhängigkeit zwischen Jahresenergiemenge und Profilform vernachlässigt.

Die normierten PV-Einspeiseprofile werden auf jeweils 15 verschiedene Anlagengrößen skaliert. Die Anlagengrößen werden für Verhältnisse von

$$\frac{\text{Anlagennennleistung [kW}_\text{p}\text{]}}{\text{Jahresstromverbrauch [MWh]}} = \frac{1}{5}, \frac{2}{5}, \frac{3}{5}, \ldots, \frac{15}{5}$$

berechnet. In diesem Beispiel ergeben sich Anlagengrößen zwischen 0,8 kWp und 12 kWp. Durch die Skalierung der 360 PV-Einspeiseprofile je Planfläche mit jeweils 15 Leistungswerten erhält man 5.400 Profile je Planfläche und insgesamt rund 40 Millionen PV-Einspeiseprofile.

Anschließend wird jedes der 40 Millionen Einspeiseprofile mit jedem einzelnen der 48 Haushaltslastprofile verschnitten, sodass man Eigenverbrauchsprofile für 40 Millionen x 48 = 1,9 Milliarden mögliche Kombinationen erhält. Ein Beispiel für die Verschneidung eines PV-Einspeiseprofils mit einem Haushaltslastprofil ist in Abbildung 73 anhand eines Ausschnitts von einer Woche dargestellt.

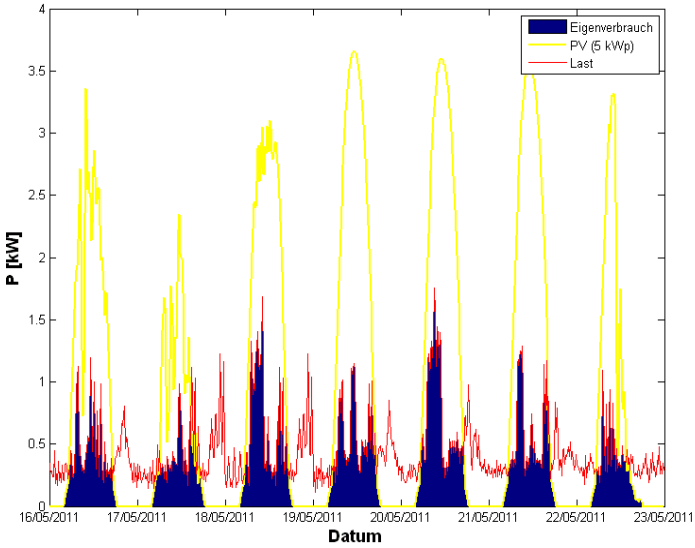


Abbildung 73: Eigenverbrauchsbestimmung über den zeitlichen Verlauf einer Beispielwoche anhand eines PV- und Lastprofils

Wird das Integral des Eigenverbrauchsprofiles über das gesamte Jahr gebildet und jeweils ins Verhältnis zum Integral des zugrundeliegenden PV-Einspeiseprofils gesetzt, so ergeben sich 1,9 Milliarden unterschiedliche Werte für den gesuchten Eigenverbrauchsanteil am erzeugten PV-Strom mit Abhängigkeit von Standort, Anlagengröße und Anlagenausrichtung. Zusätzlich wird zu jedem Wert für den Eigenverbrauchsanteil das Integral des zugrundeliegenden PV-Einspeiseprofils, d.h. der Jahresertrag der zugrundeliegenden PV-Anlage, festgehalten.

Für die Auswertung und eine vereinfachte Darstellbarkeit werden die Ergebnisse teilweise zusammengefasst. Dazu werden aus den errechneten Eigenverbrauchsanteilen, anhand statistischer Verteilungen, gewichtete Mittelwerte über die Orientierungs- und Neigungswinkel gebildet. D.h., dass z.B. Werte für PV-Anlagen mit Südausrichtung, entsprechend der realen Häufigkeit, bei der Mittelung stärker als eher seltene Varianten mit Ost- oder Westausrichtung gewichtet werden. So erhält man für jede der 15 Anlagengrößen auf jeder Planfläche einen gewichteten mittleren Eigenverbrauchsanteil für jedes der 48 Verbrauchsprofile.

Neben denen für Privathaushalte wurden auch mögliche Eigenverbrauchswerte für Betriebe aus verschiedenen Gewerbebranchen (z.B. Supermärkte, Gastronomie, Seniorenwohnheime, Forschungs- und Bildungseinrichtungen, Wasserversorgung/Abwasser, Versicherungen/Banken/Öffentliche Verwaltung) getrennt voneinander berechnet. Die Vorgehensweise ist dabei vom Ablauf her identisch. Es werden lediglich die 48 Verbrauchsprofile der Haushalte durch die RLM-Profile der betrachteten Branche ersetzt. Für eine einheitliche Bewertungsgrundlage wurden die verwendeten Gewerbeprofile jeweils auf einen Jahresverbrauch von 35.000 kWh (35 MWh) normiert und, analog zum Vorgehen bei den Privathaushalten, die normierten PV-Einspeiseprofile auf jeweils 15 Anlagengrößen mit Verhältnissen von

$$\frac{\text{Anlagennennleistung [kW}_\text{p}\text{]}}{\text{Jahresstromverbrauch [MWh]}} = \frac{1}{5}, \frac{2}{5}, \frac{3}{5}, \ldots, \frac{15}{5}$$

skaliert. Hier ergeben sich Anlagengrößen zwischen 7 kWp und 105 kWp.

A.3.3.3.3 Szenarien für die Entwicklung der Netzparität auf Basis von Simulation und statistischer Analysen

Datengrundlage

Die Rentabilität von PV-Anlagen ist im Zusammenhang mit Eigenverbrauch stark vom örtlichen Strombezugspreis abhängig, da dieser für die Bestimmung der eingesparten Strombezugskosten angesetzt wird. An dieser Stelle wurden von ene't [164] die Strompreise der Grundversorger für Privathaushalte und für Gewerbebetriebe unterschiedlicher Jahresstromverbrauchsmengen je Post-Ort-Kombination aus der Datenbank „Endkundentarife Strom“ zur Verfügung gestellt (Stand April 2013). Zur besseren Handhabung wurden die Strompreise durch Überlagerung in das Gitter der Wetterdaten übertragen (Abbildung 74).

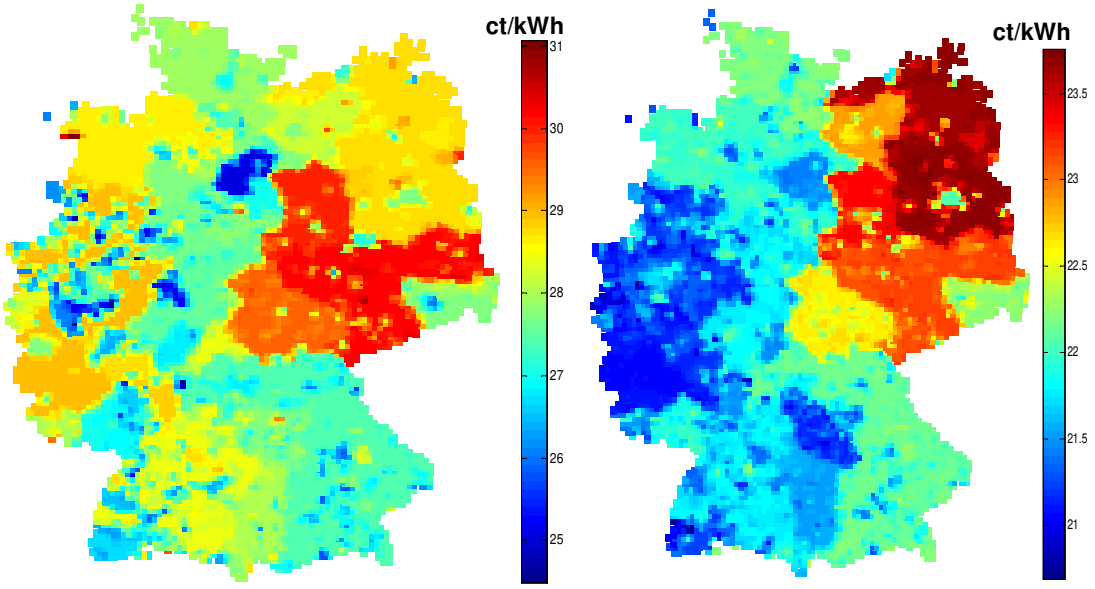


Abbildung 74: Brutto-Strompreiskarte Privathaushalte (links) und Netto-Strompreiskarte Gewerbe (rechts)

Annahmen

Um die Eigenkapitalrendite berechnen zu können sind einige Annahmen notwendig. Dies betrifft zunächst die Entwicklung der PV-Systempreise und der Einspeisevergütung von PV-Strom. Hier wird zwischen den Annahmen der beiden Szenarien „Verlangsamter Markt“ und „Maximalszenario“ unterschieden (vgl. Zubauszenarien und Preisszenarien im Anhang A.2.2 und Vergütungsszenarien in Kapitel 3.6.1). Die weiteren Annahmen sind für beide Szenarien identisch und werden wie folgt festgelegt:

- Einspeisevergütung bei Erreichen der 52 GW-Grenze: 0 ct/kWh
- Strompreissteigerung nominal: 2,3 % pro Jahr
- Wartungs-/Instandhaltungskosten: 1,5 % der Investitionskosten
- Preissteigerung (für Wartungs-/Instandhaltungskosten sowie für die Diskontierung der Gewinne) nominal: 2 % pro Jahr
- Fremdkapitalanteil: Haushalte 50 %, Gewerbe 70 %
- Fremdkapitalzins: 4 %
- Finanzierungsdauer: 20 Jahre

Beim Fremdkapitalanteil für Haushalte wurde angesetzt, dass durch die heute geringen Preise von PV-Anlagen Anlagenbetreiber zunehmend mit wenig oder vollständig ohne Fremdkapital investieren. Der für die Szenarien angesetzte Fremdkapitalzins von 4 % liegt rd. einen Prozentpunkt höher, als der Marktzins 2013. Diese Annahme geht auf die Erwartung wieder steigender Zinsen für EE-Anlagen zurück.

Bestimmung der zu erwartenden Eigenkapitalrendite

Die Eigenkapitalrendite einer PV-Anlage setzt sich im Wesentlichen aus vier bzw. fünf Positionen zusammen. Auf der Einnahmeseite stehen zum einen über 20 Jahre die Vergütungszahlungen für den eingespeisten PV-Strom, wobei die Höhe der Vergütung über die 20 Jahre konstant bleibt und vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme abhängt. Die jährlich eingespeiste Strommenge ergibt sich aus dem Jahresertrag einer Anlage reduziert um den Eigenverbrauchsanteil. Zum anderen werden die eingesparten Bruttostromkosten als Einnahme verrechnet, welche aus dem Verbrauch des eigenen PV-Stroms resultieren. Sie steigen, aufgrund ihrer Abhängigkeit vom Nettostrompreis wie dieser um 2,3 % pro Jahr.

Auf der Kostenseite stehen einmalig das eingesetzte Eigenkapital und jährlich die Fremdkapitalkosten in Form von Tilgung und Zinszahlungen. Die Kostenpositionen sind vom angesetzten Eigen- bzw. Fremdkapitalanteil und vom Fremdkapitalzins abhängig. Für die Investitionskosten werden Nettokosten angesetzt. Außerdem kommt bei Privathaushalten die Umsatzsteuer hinzu, welche für den eigenverbrauchten PV-Strom entrichtet werden muss.

Die Vorschriften zur Berechnung der Umsatzsteuer auf heute und zukünftig eigenverbrauchten PV-Strom gehen aus den gegenwärtig gültigen Gesetzen nicht eindeutig hervor. Nach Einschätzung des BMU wird zukünftig der Nettostrombezugspreis pro kWh als

Basis für die Berechnungen der zu bezahlenden Umsatzsteuer auf eigenverbrauchten PV-Strom herangezogen werden. Dem entsprechend wird auch bei den Berechnungen im Rahmen dieses Zwischenberichts die Umsatzsteuerbelastung des Eigenverbrauchs berücksichtigt.

Die Eigenkapitalrendite entspricht dann dem internen Zinsfuß, mit dem die oben aufgeführten Zahlungsflüsse über die 20 Jahre abgezinst werden müssen, damit sie dem zu Beginn investierten Eigenkapital entsprechen.

Die oben beschriebene Vorgehensweise wird für das Inbetriebnahmejahr 2013 auf allen 7.383 Planflächen jeweils für jede der 15 Anlagengrößen und jeweils jedes der 48 Verbrauchsprofile angewendet, so dass man 7.383 x 15 x 48 = 5,3 Millionen Werte zur Eigenkapitalrendite erhält. Diese große Anzahl an Ergebniswerten erlaubt nun eine detaillierte Auswertung regionaler Unterschiede bezüglich der zu erwartenden Eigenkapitalrendite sowie bezüglich der Abhängigkeit der Rentabilität vom Eigenverbrauchsanteil, welcher im direkten Zusammenhang zur gewählten Anlagengröße steht.

Die Wiederholung der Berechnungen für folgende Inbetriebnahmejahre (2014-2020), d.h. für steigende Strompreise, sinkende Systempreise aber auch sinkende Einspeisevergütungen, ermöglicht Auswertungen bezüglich der Entwicklung der Rentabilität in Abhängigkeit der in den Szenarien angenommenen Preis- und Kostenentwicklungen. Zahlen zur Entwicklung der Rentabilität können ihrerseits zur Abschätzung des zukünftigen PV-Zubaus herangezogen werden.

Wie bei der Eigenverbrauchsbestimmung wird auch bei der Rentabilitätsberechnung die prinzipielle Vorgehensweise für Privathaushalte auf die verschiedenen betrachteten Gewerbebranchen übertragen.

A.3.3.3.4 Weitere Unsicherheiten

Bei der Bewertung der im folgenden Kapitel dargestellten Ergebnisse ist zu beachten, dass diese einigen Unsicherheiten unterliegen und lediglich Mittelwerte abbilden, so dass sie keinesfalls eins zu eins auf jede beliebige reale Anlage übertragen werden können.

- Die Solarstrahlungsdaten, auf denen die PV-Einspeiseprofile basieren, beinhalten Zeitpunktwerte mit regelmäßigen Abständen von 15 Minuten und sind räumlich über ca. 7 x 7 km² gemittelt. Demzufolge können sowohl hochfrequente Leistungsänderungen als auch örtlich beschränkte Leistungssprünge, z.B. infolge von Wolkendurchzug, nicht angemessen in den PV-Einspeiseprofilen abgebildet werden.
- Die Anzahl der verfügbaren Verbrauchsprofile ist für statistische Auswertungen vergleichsweise gering. Außerdem stammen sie jeweils aus regional begrenzten Gebieten, werden aber für Berechnungen verteilt über ganz Deutschland verwendet. Somit können die regional unterschiedlichen Einflüsse auf die Verbrauchsprofile, wie Wetterbedingungen oder Sonnenauf- und -untergangszeiten nicht abgebildet werden. Des Weiteren enthalten auch die Verbrauchsprofile Zeitpunktwerte mit regelmäßigen Abständen von 15 Minuten, so dass auch hier hochfrequente Laständerungen nicht abgebildet werden können.

- Die EEG-Regelung zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung von PV-Anlagen auf 70 % wurde in den Simulationen noch nicht berücksichtigt, da ein großer Teil der Anlagen auch die Option des Einspeisemanagements wahrnehmen. Die praktischen Folgen dieser Regelung können also die Ergebnisse zur Eigenkapitalrendite gegenüber den Darstellungen verschlechtern.

A.3.3.4 Entwicklung des Eigenverbrauchs

Im Folgenden werden Annahmen zur Abschätzung der zukünftigen Höhe des eigenverbrauchten PV-Stroms für die Jahre 2013 bis 2020 dargestellt.

Für Anlagen, die in 2009 und 2010 in Betrieb genommen wurden, werden die Eigenverbrauchswerte gewählt, die bereits den Eigenverbrauchsbonus erhalten. Nach vorläufigen Angaben der AGEE-Stat betrugen die eigenverbrauchten Strommengen in 2011 rund 22 GWh für Anlagen mit Inbetriebnahme in 2009, 122 GWh mit Inbetriebnahme in 2010 und 114 GWh mit Inbetriebnahme in 2011 [165]. Aufgrund der unterjährigen Inbetriebnahme und der Annahme, dass in den Folgejahren noch Anlagen in den Eigenverbrauch wechseln, wurde für die Prognose die Eigenverbrauchsmenge für Anlagen mit Inbetriebnahme in 2011 auf einen Wert von rund 500 GWh/a hochgerechnet.

Für Anlagen ab Inbetriebnahmejahr 2012 wurde die eigenverbrauchte Strommenge abhängig von der in dem Jahr neu installierten Leistung (entsprechend Ausbauszenarien), dem Anteil der Nutzung der Eigenverbrauchserhöhung (Tabelle 24) sowie der Höhe des durchschnittlichen Eigenverbrauchs je Größenklasse (Tabelle 25) berechnet. Der durchschnittliche jährliche Ertrag der Anlagen wurde mit 950 kWh/kWp angenommen.

Tabelle 24: Annahme zur Höhe des durchschnittlichen Eigenverbrauchs ab 2012 je Größenklasse

Größenklasse	Eigenverbrauchshöhe [%]	
	Bis Erreichen 52 GW	Ab Erreichen 52 GW
≤ 10 kW	24	50
> 10 kW bis 1MW	30	40
> 1 MW	0	0

Für den Anteil der Nutzung der Eigenverbrauchsoption wurde für die 2009 bis 2011 in Betrieb genommenen Anlagen auf den in [138] dargestellten Ist-Stand zurückgegriffen. Ab 2013 wird aufgrund der Ergebnisse aus Kapitel 3.9.1 angenommen, dass alle neu installierten Anlagen bis 100 kW Eigenverbrauch nutzen. Für Anlagen zwischen 100 kW und 1 MW installierter Leistung wird ein Anteil von 80 % angenommen. Für Anlagen mit Inbetriebnahme 2012 wird ein durchschnittlicher Eigenverbrauchsanteil zwischen den Werten von 2011 und 2013 angenommen.

Für den Zubau innerhalb der Größenklassen wurden für die Jahre bis 2012 die Angaben aus Kapitel A.2.3 übernommen. Der anteilige Zubau in 2013 wurde anhand der an die Bundesnetzagentur gemeldeten Zahlen für Januar bis September 2013 hochgerechnet [74]. Ab 2014 wird der angenommene Zubau von Anlagen größer 1 MW deutlich auf 15 % und ab 2015 auf 10 % der in dem jeweiligen Jahr gesamt installierten Leistung reduziert. Der übrige Zubau wird entsprechend der Anteile von 2013 auf die anderen Grö-

ßenklassen verteilt, wobei die Größenklasse 100 kW bis 1 MW auf 90 % ihres Anteils von 2013 gesenkt wird.

Tabelle 25: Annahmen zum Anteil der Nutzung der Eigenverbrauchsoption nach Inbetriebnahmejahr

Größenklasse	Anteil Nutzung der Eigenverbrauchsoption [%]				
	2009*	2010*	2011*	2012	2013-2020
≤ 10 kW	7	23	69	85	100
> 10 kW bis 30 kW (bis Juni 2012) **> 10 kW bis 40 kW (ab Juli 2012)**	3	10	44	85	100
> 30 kW bis 100 kW (bis Juni 2012) **> 40 kW bis 100 kW (ab Juli 2012)**	0	2	15	64	100
> 100 kW bis 1 MW	0	0	1	40	80
> 1 MW	0	0	0	0	0

**Annahmen entsprechend [77]*

Sobald in den Zubauszenarien die 52 GW-Grenze erreicht wird und die Vergütung auf Null sinkt, wird von einem stark verringerten Zubau ausgegangen. Die Abschätzung der Eigenverbrauchsmenge wird dann auf Grundlage des Kapitels 3.11.2 mit einem jährlichen Zubau von 0,72 GWp/a durchgeführt.

A.3.3.5 Energiewirtschaftliche Auswirkungen des PV-Eigenverbrauchs

Für die Abschätzung der entgangenen Umlagen, Entgelte und Steuern wurden die in Tabelle 26 dargestellten Annahmen getroffen.

Tabelle 26: Annahmen zur durchschnittlichen Höhe der Strompreiskomponenten für Haushalte und Gewerbe im Niederspannungsnetz

	Haushalte [ct/kWh]	Gewerbe [ct/kWh]
Konzessionsabgabe	1,79	1,2
Netznutzungsentgelte	6,04	5,11
Stromsteuer	2,05	
KWK-Umlage	0,126	
EEG-Umlage	5,277	
Offshore-Haftungsumlage	0,25	
StromNEV-Umlage	0,329	

Quellen: BNetzA Monitoringbericht 2012 [166]; BDEW Strompreisanalyse Januar 2013 [167]

Entlastungen: Minderung PV-Differenzkosten bzw. EEG-Umlage

Die EEG-Differenzkosten welche den größten Anteil an der EEG-Umlage ausmachen, setzen sich aus der Differenz zwischen den EEG-Vergütungszahlungen und den an der Strombörse gewonnenen Erlösen durch die Vermarktung des EEG-Stroms zusammen. Um die Auswirkungen des Eigenverbrauchs auf die Differenzkosten und damit die EEG-Umlage zu bewerten, sind daher die entgangenen Erlöse an der Strombörse mit den vermiedenen Einspeisevergütungen zu verrechnen.

Die eingesparten PV-Differenzkosten wurden somit aus der Differenz zwischen vermiedenen Vergütungszahlungen für Netzeinspeisung sowie der entgangenen Erlöse an der Strombörse durch den eigenverbrauchten Strom abgeschätzt.

Entlastungen durch vermiedene EEG-Vergütungszahlungen

Eigenverbrauchter PV-Strom aus seit April 2012 installierten Anlagen wird nicht mehr über direkte Vergütungszahlungen gefördert. Für Anlagen, welche unter die Eigenverbrauchsregelungen nach EEG 2009 / 2011 fallen, wird der eigenverbrauchte Strom zwar vergütet, jedoch zu einem geringeren Umfang als der eingespeiste PV-Strom. Die vermiedenen Vergütungszahlungen werden für 2013 mit rund 214 Mio. € abgeschätzt.

Entgangene Erlöse an der Strombörse

Für den PV-Strom wird ein durchschnittlicher gewichteter Marktwert von 4,0 ct/kWh angenommen. Dieser Wert entspricht dem mittleren Börsenwert von PV-Strom von Januar bis September 2013. Bei einer eigenverbrauchten Strommenge von rund 2 TWh, belaufen sich die entgangenen Erlöse auf knapp über 70 Mio. € pro Jahr.

Da die Entlastungen aufgrund vermiedener EEG-Vergütungszahlungen höher sind als die entgangenen Erlöse an der Strombörse, wirkt sich der PV-Eigenverbrauch insgesamt positiv auf die PV-Differenzkosten aus.

Es fallen jedoch auch Belastungen durch eigenverbrauchten PV-Strom an. Diese werden im Folgenden näher erläutert und ihre Höhe abgeschätzt.

Belastungen

Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe wird vom Energieversorgungsunternehmen (EVU) an die Gemeinde für die Nutzung der öffentlichen Wege zur Verlegung und Betrieb der Leitungen entrichtet und ist regional unterschiedlich. Die Höhe richtet sich nach der Konzessionsabgabenverordnung und dem jeweils gültigen Konzessionsvertrag zwischen Gemeinde und EVU. Der Durchschnittswert wird hier mit einem Wert von 1,79 ct/kWh für Haushalte und 1,2 ct/kWh für Gewerbe angenommen [167]. Daraus würden sich Mindereinnahmen der Kommunen von rund 24 Mio. € ergeben.

Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte sind für die Durchleitung der Energie durch das Elektrizitätsübertragungs- und -verteilnetz vom Letztverbraucher zu entrichten. Die Höhe der Netznutzungsentgelte ist ebenfalls regional unterschiedlich und wird auf Basis der Netzentgeltverordnung (StromNEV) errechnet. Für die Berechnung wird von einem durchschnittlichen Netznutzungsentgelt von 6,04 ct/kWh für Haushalte und 5,11 ct/kWh für Gewerbe ausgegangen [166]. Hierdurch ergeben sich entgangene Einnahmen in Höhe von etwa 95 Mio. €.

Stromsteuer

Die Stromsteuer wird nach dem Stromsteuergesetz (StromStG) derzeit in Höhe von 2,05 ct/kWh erhoben. Eigenverbrauchter Strom ist in den hier angenommenen Anwendungsfällen (Nennanlagenleistung < 2 MW) von der Stromsteuer ausgenommen. Damit entgehen dem Staat Einnahmen in Höhe von rund 36 Mio. €.

Umsatzsteuer

Auf für private Zwecke eigenverbrauchter Strom muss MwSt bezogen auf den fiktiven Stromnetto-Preis abgeführt werden. Auf gewerblich genutzten Eigenstrom ist wie auch beim Strombezug aus dem Netz keine Umsatzsteuer anzusetzen. Damit treten weder Be- noch Entlastungen durch eigenverbrauchten PV-Strom hinsichtlich der Umsatzsteuer auf.

KWK-Umlage

Über die KWK-Umlage wird der bundesweite Belastungsausgleich für die Förderzahlungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) durchgeführt. Der Aufschlag auf die Netzentgelte für 2013 beträgt 0,126 ct/kWh, wodurch sich die entgangene KWK-Umlage für eigenverbrauchten PV-Strom auf etwa 2,2 Mio. € beläuft.

EEG-Umlage

Auf eigenverbrauchten PV-Strom muss nach EEG keine EEG-Umlage gezahlt werden. Geht man davon aus, dass PV-Strom nur von nicht-privilegierten Letztverbrauchern selbstverbraucht wird, entgehen hierdurch Einnahmen von ca. 93 Mio. €. Die entgangene EEG-Umlage ist jedoch geringer als die Höhe der eingesparten PV-Differenzkosten. Hierdurch ergibt sich insgesamt durch eigenverbrauchten PV-Strom eine leichte Entlastung der EEG-Umlage für die Letztverbraucher.

Offshore-Haftungsumlage

Die Offshore-Haftungsumlage nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2012) wird seit dem 1.1.2013 erhoben. Sie umfasst die von Übertragungsnetzbetreibern zu entrichtenden Entschädigungszahlungen, welche durch Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen anfallen und unter den Belastungsausgleich fallen, und wird auf die Letztverbraucher umgelegt. Für die Letztverbrauchergruppe A mit einem Verbrauch bis zu 1.000 MWh beträgt die Offshore-Haftungsumlage im Jahr 2013 0,25 ct/kWh. Damit entgehen der Umlage Einnahmen in Höhe von rund 4,4 Mio. €.

StromNEV-Umlage

Nach StromNEV § 19 können Letztverbraucher unter bestimmten Bedingungen ein individuelles Netzentgelt bzw. eine Netzentgeltbefreiung beantragen. Die daraus resultierenden entgangenen Erlöse werden auf alle übrigen Letztverbraucher umgelegt. Die Höhe der Umlage ist abhängig von der Letztverbrauchergruppe und damit dem Jahresverbrauch. Im Zusammenhang mit dem PV-Eigenverbrauch ist insbesondere die Letztverbrauchergruppe bis 100.000 kWh mit einer Umlage von 0,329 ct/kWh relevant. Hieraus ergeben sich entgangene Einnahmen in Höhe von ca. 5,8 Mio. €.

A.4 Ökologische Aspekte

A.4.1 Flächenkategorien und Flächengröße – Auswertungen der Datenbank

Ergänzend zu den übergreifenden Darstellungen des Kap. 4.1 werden weitere Aspekte zu den Entwicklungen und Präfenzen der Anlagenstandorte ausgearbeitet. Einschränkend ist dabei zu erwähnen, dass ca. 20 % der bis 2010 erfolgten Einträge in der Anlagendatenbank keine Angaben zum Standorttyp oder zur Flächengröße aufweisen, summarische Aussagen daher nur aus Hochrechnungen möglich sind. Auch Leistungsangaben fehlen in ca. 10 % der Fälle. Größenordnungsmäßig weist die Datenbank, die sich aus den Meldedaten der Bundesnetzagentur rekrutiert, knapp 1.830 Einträge zu PV-Freiflächenanlagen, z.T. auch Bauabschnitten auf. Für ca. 1.500 Anlagen besteht ein für die Aufgabenstellung gutes Informationsniveau.

A.4.1.1 Flächenkategorien

Die Streichung der Anlagen auf Ackerflächen aus der Vergütung in 2010 führte dazu, dass PV-Freiflächenanlagen im Zeitraum 2011/2013 fast ausschließlich in Form z.T. sehr großer Anlagen auf Konversionsflächen sowie in durchweg kleinerer Größe im 110 m-Streifen an Autobahnen und Schienenwegen errichtet wurden. Tatsächlich werden an Verkehrsflächen zwar häufig auch Ackerflächen bebaut; diese werden aber nicht als solche erfasst und dargestellt. Großflächige Anlagen auf Ackerflächen wurden seitdem nicht mehr realisiert.

Die Anlagen an Verkehrsflächen (Straße und Schiene) kamen im Beobachtungszeitraum als neue Kategorie hinzu (s. Abbildung 49 in Kap. 4.1). Die üblicherweise verfügbaren Daten geben keine Hinweise darauf, welche tatsächliche Vornutzung auf diesen Flächen durch die PV-Anlagen ersetzt wurde.

Auf der Grundlage der Ergebnisse der Datenbankauswertungen wurden die Anteile der einzelnen Standorttypen gemäß dem prognostizierten Zubau (vgl. Tabelle 1, Kapitel 2.1) in den jeweiligen Jahren hochgerechnet. Demnach wurden bis 2013 rund zwei Drittel der PV-Leistung auf Konversionsflächen und (deutlich nachgeordnet) ehemaligen Gewerbeflächen installiert (vgl. Abbildung 49 in Kap. 4.1 und Abbildung 75). Der Zeitpunkt der Streichung der Förderung für Ackerflächen und der Zeitpunkt des Einsetzens des erheblichen Anstiegs des Konversionsflächenanteils fallen eng zusammen.

Für 2013 wird der Zubau bei Freiflächenanlagen bis Jahresende auf ca. 1 GW geschätzt. Von diesem Zubau werden wiederum ca zwei Drittel der Leistung auf Konversionsflächen installiert werden, das dritte Drittel wird auf Seitenrandflächen von Autobahnen und Schienenwegen errichtet werden (vgl. Abbildung 75).

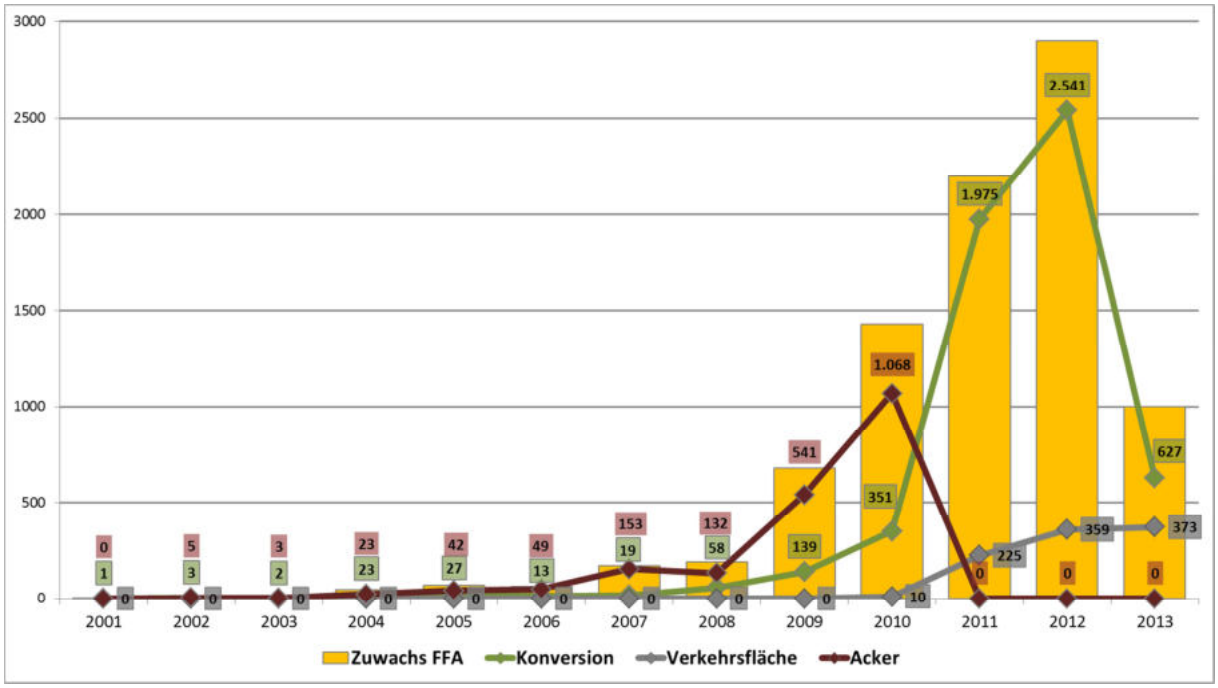


Abbildung 75: Freiflächenzubau nach EEG-Typen in MW und Entwicklung der Standorttypen
(eigene Erhebungen, Angaben vorläufig)

Die zum Berichtszeitpunkt verfügbaren Informationen zu den einzelnen Anlagen sind in Teilen mit Unsicherheiten verbunden, u.a. ist nicht nachvollziehbar, ob die Anlagen entsprechend der hier recherchierten bzw. vorgenommenen Zuordnung der Flächenkategorien im Einzelfall auch vergütet werden. Aus der Sachlage ergeben sich in einigen Fällen tatsächlich unterschiedliche Zuordnungsmöglichkeiten: Z.B. können (teil-)versiegelte Flächen auch als Konversionsflächen anerkannt worden sein. Auch ehemals gewerblich genutzte Flächen oder solche, die derzeit als Gewerbegebiete ausgewiesen sind, können tatsächlich unterschiedlichen Flächennutzungen zugeordnet werden. In der Datenbankauswertung wurden sie aufgrund ihres relativ geringen Flächenanteils den Konversionsflächen zugeschlagen.

Die Datenbank weist für den Beobachtungszeitraum 2011 bis 2013 in den Kategorien Konversionsfläche, versiegelte Fläche oder ausgewiesenes Gewerbegebiet zusätzliche Informationen zur spezifischen Vornutzung aus, allerdings nicht durchgängig für alle Anlagen und auch nicht immer abgesichert. In der Datenbank enthalten sind u.a. folgende Nutzungstypen:

- Ehemalige Militär- und sonstige Flugplätze, z.T. noch genutzt,
- sonstige militärische Anlagen und Truppenübungsgelände inkl. Tanklager, Munitionsdepots etc.,
- diverse Deponietypen, zumeist abgeschlossene Bauschutt-, Erd- und Hausmülldeponien sowie div. Alt-Deponien,
- Gewerbeareale und industrielle Vornutzungen unterschiedlicher Art, z.T. auch nur auf Teilflächen für die jeweilige PV-Anlage genutzt: z.B. Beton-, Betonsteinwerk, Kies-, Sandwerk, Ziegelei, Erzhütte, Sägewerk, Gas-, Kohlekraftwerk, Kompostieranlage,

Zuckerfabrik, Kaffeerösterei, Gänse-, Rindermast, Gewächshäuser, Baumschule, Eisenbahnmontage, Güterverkehrszentrum, Rangierbahnhof, Bergwerk, Papierfabrik, Umspannwerk, Verkehrsanlagen,

- ehemalige Tagebaue und Kippengelände, z.B. Braunkohle, Sand- und Kiesgruben, Tonabbau, Steinbruch, Erzabbau.

In Bezug auf die Anlagen auf Acker führt das Bundesland **Bayern** mit ca. 2 Drittel des Bestandes, ein Zeugnis für die große Investitionsdynamik in diesem Bundesland auf diesem Standorttyp im Zeitraum bis 2010. Auch in Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein liegt die Anzahl der Anlagen auf Ackerflächen noch bei etwa 50 % des Bestandes.

Die meisten Anlagen auf Konversionsflächen sind in **Brandenburg**, **Bayern** und mit Abstand in Baden-Württemberg in Betrieb, es folgen Sachsen-Anhalt und Sachsen. Von Bedeutung ist, dass die vielen Anlagen, die in den östlichen Bundesländern vor allem in den letzten Jahren in Betrieb genommen wurden, in den größten Anlagenklassen angesiedelt sind.

Die Anzahl der Anlagen, die auf Seitenstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen in Betrieb genommen worden sind, hat inzwischen deutlich zugenommen. Vor allem in **Bayern** hat dieser Anlagentyp seit 2011 sein häufigstes Auftreten, kann aber die bis 2010 umgehende Investitionsdynamik auf Ackerflächen nicht erreichen. Es folgen die Länder Baden-Württemberg und Hessen auf den Plätzen.

Tabelle 27: Erfasster PV-Freiflächenbestand (Peakleistung MWp) in den Bundesländern nach Standorttyp, bis 2013

EEG-Standorttyp	BB	BE	BW	BY	HE	HH	MV
Seitenfläche (Strasse)	9.681		18.248	120.649	11.098		8.587
Seitenfläche (Schiene)	12.568		30.720	144447	16.417		15.010
Acker	124.331		85.701	830.583	29.775		13.952
Freifläche				11.080			
Gewerbegebiet	7.205						6.434
Konversionsfläche	1.610.086	850	115.238	201.163	104.724	497	251.759
versiegelte Fläche	15.041		11.788	9.008	11.419		20.989
Gesamtergebnis	**1.778.912**	**850**	**261.695**	**1.316.930**	**173.433**	**497**	**316.731**

Tabelle 27 (Fortsetzung): Erfasster PV-Freiflächenbestand (Peakleistung MWp) in den Bundesländern nach Standorttyp, bis 2013

EEG-Standorttyp	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH
Seitenfläche (Strasse)	5.283	29.999	20.342	1.590	5.126	3.780	
Seitenfläche (Schiene)			9.954	19.977	11.173	3.960	
Acker	13.089	86.928	87.873	2.600	67.992	91.683	24.432
Freifläche						4.627	
Gewerbegebiet		16.301			18.081		2.206
Konversionsfläche	65.405	84.686	141.875	29.237	296.174	400.495	129.818
versiegelte Fläche	3.206	34.516		3.120	71.334	42.837	40.592
Gesamtergebnis	**86.983**	**252.430**	**260.044**	**56.524**	**469.880**	**547.382**	**197.048**

eigene Erhebungen, Angaben vorläufig

Tabelle 28: Erfasster PV-Freiflächenbestand (Anzahl) in den Bundesländern nach Standorttyp, bis 2013

EEG-Standorttyp	BB	BE	BW	BY	HE	HH	MV	NI	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH
Seitenfläche (Straße)	1		7	25	4		2	2	1	8	2	2	2	1	
Seitenfläche (Schiene)	2		8	32	4		2	1			4	4	3	1	
Acker	13		25	333	22		4	15	9	34	23	1	25	17	10
Freifläche				3										1	
Gewerbegebiet	4						1			3			4	2	7
Konversionsfläche	72	1	61	71	28	1	33	24	19	28	12	7	44	51	26
versiegelte Fläche	4		4	7	6		5	5	2	7		2	9	8	16
Gesamtergebnis	**96**	**1**	**105**	**471**	**64**	**1**	**47**	**47**	**31**	**80**	**41**	**16**	**87**	**81**	**59**

eigene Erhebungen, Angaben vorläufig

Die in den Bundesländern mittels Freiflächenanlagen installierte Leistung steht inzwischen vorrangig auf Konversionsflächen, versiegelten Flächen und Gewerbegebieten. Während bis 2010 Freiflächenanlagen zu rd. 70 % auf Ackerflächen errichtet worden waren, hat sich das Verhältnis derzeit gedreht. Der Zubau in den Jahren 2011 bis 2013 erfolgte zu rd. 80 % auf den oben genannten drei Kategorien, die aus ökologischer Sicht als mehr oder weniger stark gestört gelten können, und zu knapp 20 % auf Standorten entlang von Autobahnen und Schienenwegen. Wie sich die Verteilung in den Ländern darstellt, ist in Kap. 4.1 beschrieben. Wie unterschiedlich sich dabei zum Beispiel Bayern und Brandenburg entwickelt haben veranschaulicht die folgende Abbildung 76.

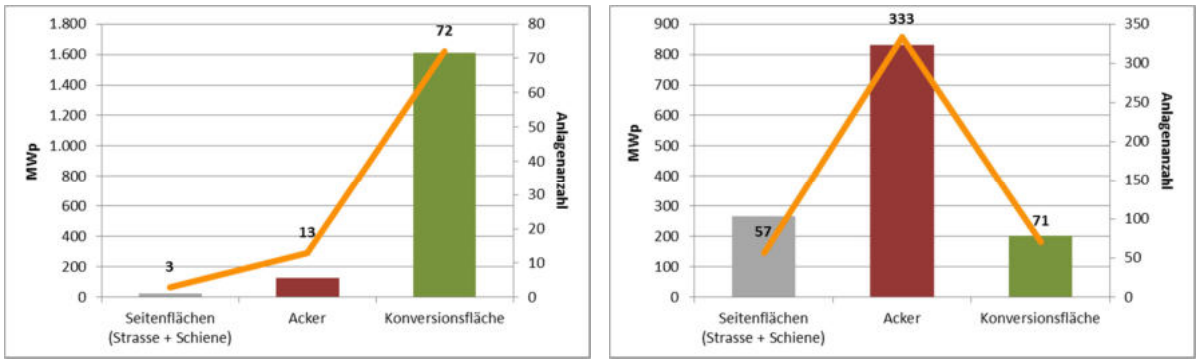


Abbildung 76: Entwicklung der Freianlagen nach EEG-Typen in MW und Anzahl in Brandenburg (links) und Bayern (rechts)
eigene Erhebungen, Angaben vorläufig

A.4.1.2 Verhältnis von Anlagenleistung und Flächenbedarf

Die Anlagendatenbank enthält inzwischen mit vorläufigem Stand 2013 rd. 1.830 Einträge. Davon enthalten rd. 300 Anlagen keine Angaben zur Flächengröße. Verhältnismäßigkeitsermittlungen wurden mit der jeweiligen Grundgesamtheit angestellt.

Lag der durchschnittliche **Flächenverbrauch** pro MW bis 2010 im Mittel bei rd. 3,56 ha, so ist dieser in den Jahren **2011 bis 2013** auf **durchschnittlich 2,25 ha/MW** gesunken (vgl. Abbildung 77) und nähert sich der 2 ha/MW-Grenze.

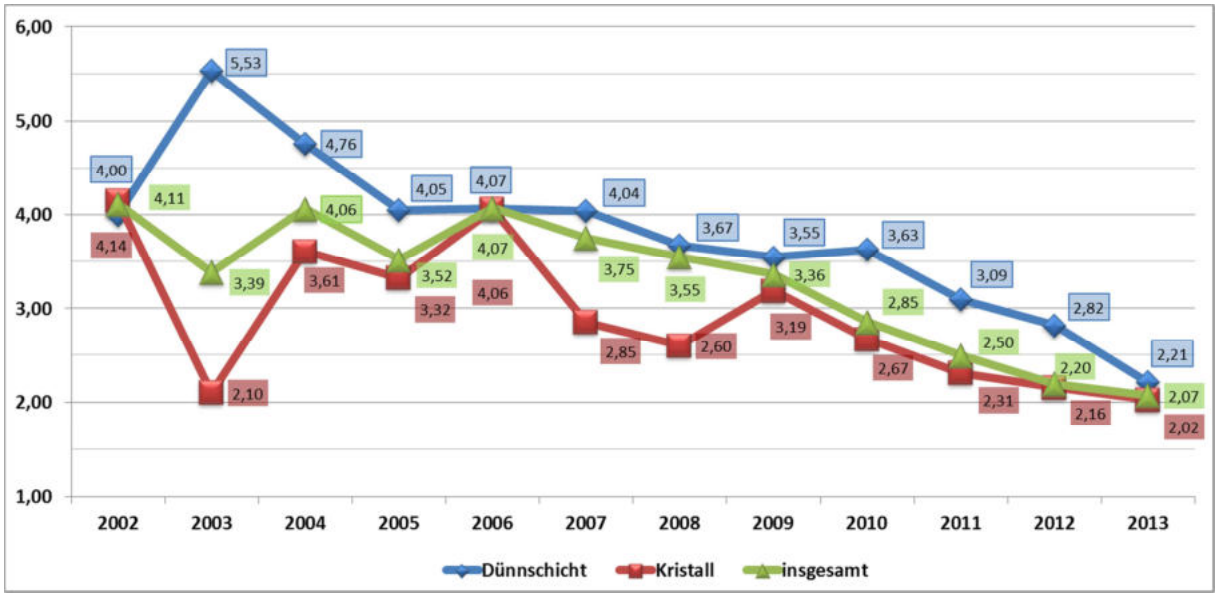


Abbildung 77: Flächenbedarf je Anlage und MW bis 2013, Gesamtdurchschnitt 3,26 ha/MW

eigene Erhebungen, Angaben vorläufig

Differenziert man die Anlagen nach Modultyp, so lag bisher der Flächenbedarf für Anlagen, die kristalline Module einsetzen, immer höher als der Flächenbedarf bei Anlagen mit Dünnschichtmodulen. Beiden Anlagentypen ist gemein, dass der Flächenbedarf stetig abnimmt und sich aneinander angleicht. Bei der Auswertung der Flächen ist zu berücksichtigen, dass nur Teilmengen der Datenbank auswertet werden konnten, da die betrachteten Merkmale nicht für alle Anlagen zu ermitteln waren. Die Verknüpfung der Flächen mit dem Modultyp, der wiederum nicht für alle Anlagen bekannt ist, führt in Kombination zu einer noch geringeren Anzahl auszuwertender Datensätze.

A.4.2 PV-Freiflächenanlagen und Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft

Der Bestand von mehr als 1.800 PV-Freiflächenanlagen in Deutschland summiert sich Ende 2013 flächenhaft auf rd. 22.400 ha bzw. 224 qkm. Die Charakteristik der Anlagen sowie die eingesetzten Technologien sind insgesamt vergleichsweise wenig geeignet, gravierende Umweltauswirkungen zu verursachen. Insbesondere findet im Anlagenbereich nur in geringem Umfang eine Versiegelung der Bodenoberfläche statt, die visuellen und betriebsbedingten Wirkungen sind generell nicht weitreichend. Aufgrund der Vergütungsbestimmungen des § 32 EEG und der regelmäßig erforderlichen Bebauungsplanung werden im Allgemeinen keine Standorte mit hervorragenden Bedeutungsmerkmalen in Anspruch genommen. Raumstrukturell problematisch sind allerdings regionale Schwerpunktbildungen von Anlagen, wie sie in Teilen Bayerns noch aus der Zeit der Vergütung von landwirtschaftlichen Ackerstandorten stammen, sowie solche Anlagen, die sehr großflächig sind und damit die vorhandenen Landschaftsstrukturen erheblich technisieren können. Zumeist sind solche Großanlagen im Kontext großflächiger Konversionsflächen entstanden, die von der Öffentlichkeit wenig genutzt werden und entsprechend geringe Störwirkungen verursachen. Wenn diese Standorte eine naturschutzfachlich be-

sondere Bedeutung als Schutzgebiete haben, können die mit dem Anlagenbau verbundenen Eingriffsfolgen, insbesondere die Verluste der natürlichen geschützten Vorkommen, das Vorhaben allerdings ausschließen.

Eine bundesweite Umfrage bei Unteren Naturschutzbehörden sowie ausgewählten Anlagenbetreibern, Planungsbüros und Landesumweltämtern, durchgeführt in 2012/13, zeigte, dass die behördliche Anordnung von Begleituntersuchungen zu Auswirkungen von Solarparks auf Natur und Umwelt eher selten sind. Anlass zu einer vertieften Auseinandersetzung ergaben sich bisher überwiegend aus der Betroffenheit von Schutzgebieten, dem Vorkommen besonders geschützter Arten oder aufgrund der besonderen Größenordnung eines Vorhabens. Ein Schwerpunkt der vorliegenden Erkenntnisse resultiert aus Untersuchungen der Avifauna sowie in Einzelfällen auch von Wirbellosen.

Die Themenkomplexe der Umfrage sind im Folgenden aktualisiert und um neue Inhalte erweitert worden. Die Grundlage dazu bilden zum einen die Ergebnisse eines Langzeitforschungsvorhabens des BfN [168, 169], in dem die Flächenentwicklung in Hinblick auf ausgewählte Naturschutzaspekte bei insgesamt acht bereits bestehenden Photovoltaik-Freiflächenanlagen untersucht wurden, zum anderen Erkenntnisse aus der Recherche zum behördlich angeordnete Anlagenmonitoring. Neben dem Monitoring im Solarpark Turnow-Preilack (seit 2009) läuft seit 2011 ein Monitoring-Projekt des NABU Brandenburg auf der Solaranlage des ehemaligen Flugplatzes Briest bei Brandenburg/ Havel. Darin werden über einen Zeitraum von drei Jahren vor, während und nach der Bauphase Auswirkungen auf Vögel, Laufkäfer und Pflanzen untersucht. Weitere Auswertungen erfolgen durch die Universität Potsdam [170].

Monitoring-Untersuchungen insbesondere zu den Auswirkungen auf die Fauna sind in Einzelfällen angeordnet worden, in vielen Fällen sind Ergebnisse aber nicht zugänglich bzw. nur mit erhöhtem Aufwand erschließbar. Soweit sie im Vorhaben erreicht werden konnten, wird nachfolgend Bezug genommen.

Neue technische Entwicklungen und Erkenntnisse, die auch Veränderungen in der Einschätzung von umweltrelevanten Konflikten nach sich ziehen, betreffen:

- Das Auftreten von **„Ost-West-Anlagen“**, hier insbesondere mit einer höheren Überdeckung der Bodenfläche mit Folgen für den Boden-Wasserhaushalt sowie den Bodenbewuchs, und mit einem entsprechend der Ausrichtung veränderten Belendverhalten.
- Den **Schnellbau von Anlagen**, Logistik, Transport, der in immer kürzeren Zeiträumen zu einer erheblichen Zunahme der baubedingten Verkehrsbewegungen, baulichen Anpassungen von Zufahrtswegen etc. führt.
- Den Umfang von Wartungsarbeiten, Modulaustausch, Bewachung etc., der während des **Betriebs** zu erhöhten Störwirkungen führt.

Bezogen auf die Aufgabenstellung, die Auswirkungen des EEG zu beurteilen, spielt die Entwicklung eine Rolle, dass insbesondere aufgrund der erheblichen gesunkenen Herstellungskosten von Anlagenbestandteilen die Steuerungswirkung des EEG zukünftig zurückgehen könnten, sollten Anlagen ohne EEG-Vergütung realisiert werden. Bezogen auf die Freiflächenanlagen liegt der wesentliche Steuerungsansatz des § 32 EEG in dem

Ziel, besonders schwerwiegende Eingriffe in den Naturhaushalt durch Festlegung der Vergütungsfähigkeit auf weniger kritische Flächenkategorien lenken. Mit der Loslösung kommen Flächenkategorien wieder in den Blick, die aus wirtschaftlicher Sicht besonders interessant sind. Es handelt sich insbesondere um Ackerflächen, die sich im Umfeld potenzieller Abnehmer von Direktstrom befinden oder ansonsten günstige Abnahmekonstellationen aufweisen. Ein solches realisiertes Projekt ist allerdings bisher nicht bekannt. Planungen und mögliche Konkretisierungen der tatsächlichen Umsetzung werden aber zurzeit beobachtet.

A.4.2.1 Freisetzung von Schadstoffen

Das Risiko einer Freisetzung von CdTe aus Dünnschichtmodulen im Falle von Brandereignissen oder Hagel wird nach aktuellem Kenntnisstand weiterhin als gering eingeschätzt [s. dazu EEG-Erfahrungsbericht 2011, 171]. Bezüglich der Freisetzung von CdTe aus Dünnschichtmodulen von PV-Anlagen liegen ausschließlich Untersuchungen unter Laborbedingungen vor, Untersuchungen zu möglichen Einträgen im dauerhaften Normalbetrieb fehlen bislang. In Bezug auf CdTe-Module stellt eine Ausbreitungsberechnung des Bayerischen Landesamtes für Umwelt fest, dass bei einem Brand eine ernste Gefahr für die umliegende Nachbarschaft und Allgemeinheit sicher ausgeschlossen werden kann [172]. Da Schadstoffeinträge aus beschädigten PV-Modulen nach Havarien nicht gänzlich ausgeschlossen werden können, sollten die in den Anlagen verbauten Module im Sinne eines vorsorgenden Bodenschutzes regelmäßig auf Beschädigungen geprüft und ggf. ausgetauscht werden [s. EEG-Erfahrungsbericht 2011, 171].

Sowohl mit Anlagenrückbauregelungen als auch den verschiedenen Recycling-Aktivitäten wird sichergestellt, dass Module jeder Art einer Verwertung zugeführt werden. In den kommenden Jahren werden die ersten Modulgenerationen verstärkt ausgetauscht werden, so dass die Recycling-Bemühungen der Modulhersteller unter dem Begriff „PV-Cycle“ eine besondere Bedeutung bekommen.

Lt. PV-Cycle [173] haben zurzeit nur 1 % aller gesammelten PV-Module das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht. Da PV-Module eine technische Nutzungsdauer von ca. 30 Jahren haben und die Erstellung wichtiger PV-Installationen erst in den 90er Jahren begonnen hat, werden in den nächsten 10 bis 15 Jahren erhebliche Mengen ausrangierter PV-Altmodule erwartet. Inzwischen wurde auch die EU-Richtlinie zum Recycling von Elektroschrott (WEEE-RL 2002/96/EG) novelliert; sie ist bis 2014 umzusetzen. Solarmodule sind inzwischen eingeschlossen. Die Photovoltaik-Hersteller und Importeure werden verpflichtet, ein Sammel- und Wiederverwertungssystem für die hergestellten Solarmodule einzurichten und spätestens ab Februar 2014 die Beseitigung der Solarmodule sicherzustellen.

Die Richtlinie verlangt, dass 85 % aller verkauften Module eingesammelt und insgesamt 80 % der Module recycelt werden. Dabei sind die von der WEEE vorgeschriebenen Recyclingquoten allein schon durch den hohen Glasanteil am Gesamtgewicht bereits heute zu erfüllen [174].

So ist bei den zurzeit gebräuchlichen Aufbereitungstechniken bei Silizium-Modulen eine fast vollständige Wiederverwertung von Glas und Metallen (Aluminium, Kupfer) möglich.

Das Glas wird zu Glasfasern und Glasdämmstoff verarbeitet, das Metall wird recycelt. Ein stoffliches Recycling des Siliziums findet dagegen nicht statt [174].

Ein konsequentes Recycling mit der möglichst vollständigen Wiederverwertung insbesondere der umweltgefährdenden Inhaltsstoffe als Bedingung für eine nachhaltige und umweltverträgliche Nutzung von CdTe-Modulen ist weit entwickelt.

Insgesamt bleibt es angesichts der Zunahme der Mengen der installierten Photovoltaikmodule relevant zu beobachten, ob die Zielsetzung der WEEE-RL und die Bemühungen der Branche nun sicherstellen, dass künftig eine zufriedenstellend geordnete Entsorgung ausgedienter Anlagen insbesondere des Dünnschichtsegments mit geeigneten, ökologisch und ökonomisch nachhaltigen Behandlungsverfahren erfolgen wird.

Verantwortlich für den Aufbau der Photovoltaik Recycling-Systeme und die Einhaltung der Recycling-Quote sind die Hersteller.

Zu den Initiativen zur Rücknahme von PV-Modulen gehören zurzeit unter anderem:

- Seit 2010 bietet **PV Cycle** als freiwilliger Zusammenschluss mit inzwischen rund 90 % Marktanteil ein Rücknahme- und Recycling-Programm für ausgediente Photovoltaik-Module auch in Deutschland an, das bis 2015 zum vollen Einsatz kommen soll. Neben den Herstellern von CdTe-PV-Modulen (Q-Cells und First Solar) verpflichten sich ebenfalls Hersteller von Siliziummodulen zu diesem Recyclingprogramm [175]. Das Recycling ist für die Moduleigentümer kostenlos und steht allen offen, die Photovoltaik-Module der Mitgliedsunternehmen entsorgen möchten. Bis heute (Stand 10/2013) hat PV Cycle nach eigenen Angaben rund 4.165 Tonnen Photovoltaik-Modulabfall allein in Deutschland behandelt[23] [176, 177]. Nach der Rücknahme über zertifizierte Sammelstellen werden die Materialbestandteile in Partner-Recyclinganlagen von PV Cycle durch Trennung wiedergewonnen [178] und laut Angaben des Informationsportals SolarServer wieder als Rohstoff in den Produktionskreislauf eingebracht [179].
  Neben Rücknahme und Recycling der Solarmodule bestehen weitere Aktivitäten von PV Cycle aus Dienstleistungen für Mitgliedsunternehmen, um die Vorgaben der neuen WEEE-Richtlinie umzusetzen. Diese bestehen aus Berichterstattungen und Produktinformationen für Hausbesitzer, Installateure und Distributoren von PV-Modulen. Des Weiteren werden auch Forschungsvorhaben wie z.B. zum Thema „Mobile Entsorgungssysteme“, die Entsorgungskosten laut PV Cycle-Angaben pro Tonne PV-Module um 40 Prozent senken sollen, unterstützt [180, 181].
- Bisher werden nur zwei großtechnische Behandlungsverfahren zum Recycling von PV-Modulen eingesetzt. Dazu gehören die Verfahren zum Recycling von CdTe Dünnschicht-Modulen von **First Solar**, die laut Pressebericht in Frankfurt/Oder über die inzwischen beendete Produktion von Modulen hinaus weitergeführt werden sollen [182], sowie die Verfahren der **Deutschen Solar** zum Recycling von kristallinen Silizium-Modulen. Entsprechende Verwertungsverfahren für andere Modultypen sind in der Entwicklung [183]. Der marktführende Hersteller von CdTe-Modulen First Solar

[23] Laut OPS Status Report von PV Cycle (2013) [177] hat Deutschland einen Anteil von ca. 50 % der in Recyclingverfahren behandelten Mengen aller derzeitigen europäischen Länder. Insgesamt wurden im Zeitraum 2010 bis 2013 rd. 8.000 t PV-Module behandelt. Dazu gehören die Modultypen: siliziumbasierte Module: 80 %, CI(G)S: 16 %, CdTe: 0,5 % und Flexible Module: 2,7 %.

sichert für seine CdTe-Module nach der Nutzungsphase eine Rücknahmegarantie und umweltgerechte Entsorgung zu [175]. In den eigenen Recyclinganlagen können nach eigenen Angaben aus den PV-Modulen bis zu 90 % des verwendeten Glas- und 95% des Halbleiteranteils zurückgewonnen werden [184].

- Zur herstellerunabhängigen Sicherstellung des Modul-Recyclings wird für jedes verkaufte Modul ein fester Betrag auf ein Konto gezahlt. Dieser Betrag ist bereits in den Produktionskosten vorgesehen. Die Einzahlungen werden jährlich durch eine Versicherung kontrolliert [183]. Die Sicherung und Einhaltung der Rückbaubestimmungen bezogen auf einzelne Anlagen, hier insbesondere von Freiflächenanlagen.

Ein konsequentes Recycling mit der möglichst vollständigen Wiederverwertung insbesondere der umweltgefährdenden Inhaltsstoffe als Bedingung für eine nachhaltige und umweltverträgliche Nutzung von CdTe-Modulen ist damit schon weit entwickelt.

A.4.2.2 Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen auf ausgewählte faunistische Artengruppen

Solarparks bedeuten je nach naturräumlicher und nutzungsbedingter Ausgangssituation eine strukturelle Veränderung. Ausgeräumte, an ökologisch funktionalen Strukturen verarmte, meist intensiv genutzte Landschaften können bei extensiver Ausprägung der offenen Vegetationsstrukturen in der Freiflächenanlage selbst profitieren, bei Verlust von Lebensraumqualitäten sind die Nachteile der Überbauung prägend.

Die vom Vorhaben betroffenen, in aller Regel offenen Landschaftsstrukturen gehen nicht vollständig durch die Bebauung verloren. Die Zwischenräume und Randbereiche von Solarparks werden nachweislich von verschiedenen Struktur liebenden **Vogelarten** als Jagd-, Nahrungs- und Brutgebiet genutzt. Darüber hinaus stellen die Module und Umzäunungen keine Jagdhindernisse für Greifvögel dar, sondern werden regelmäßig als Ansitzwarte genutzt. Befürchtungen einer Störung der Avifauna durch Lichtreflexe oder Blendwirkungen konnten bisher nicht bestätigt werden.

Über dem bebauungsbedingten Verlust von Lebensraumstrukturen hinaus können aufgrund der Aufstellung von PV-Modulen und ihrer vertikalen Struktur können negative Auswirkungen auf Vogellebensräume jedoch nicht generell ausgeschlossen werden. Insbesondere wenn weiträumige Offenlandschaften beansprucht werden und Offenland bewohnende Vogelarten wie Rebhuhn, Ortolan, Grauammer oder Schafstelze betroffen sind, entfalten PV-FFA regelmäßig eine Stör- und Scheuchwirkung, die zur Folge hat, dass diese Arten ihr Bruthabitat verlieren. Über den bebauten Bereich hinausgehend lässt sich dieser Effekt z.B. durch die Festlegung von Wirkdistanzen bislang nicht quantifizieren.

Die vorliegenden Monitoring-Ergebnisse zeigen allerdings auch, dass PV-FFA in Abhängigkeit vom jeweiligen Naturraum in gewissem Maße von Offenlandarten wie Feldlerche und Braunkehlchen als Bruthabitat angenommen werden (Solarparks Waldpolenz, Finow und Gerbach). Vogelarten des strukturreicheren Halboffenlandes wie Goldammer (ebd.), Brachpieper und Heidelerche (Solarpark Turnow-Preilack) wurden ebenso innerhalb der Modulflächen angetroffen. Neben diesen Bodenbrütern nutzen Bachstelzen die Ständerkonstruktionen unterhalb der Solarpaneele als Nistplatz. Als Nahrungsgäste innerhalb

von Solarparks wurden u. a. Bluthänfling, Neuntöter, Steinschmätzer und Grauammer beobachtet. Dies lässt auf ein hohes Anpassungsvermögen zumindest der Vogelarten bei PV-FFA schließen, die strukturelle Requisiten tolerieren bzw. als Sing- und Ansitzwarte benötigen. Insbesondere in ehemals intensiv genutzten Agrarlandschaften können sich die i. d. R. extensiv genutzten Standorte von PV-Freiflächenanlagen zu wertvollen avifaunistischen Lebensräumen entwickeln.

Die ausgewerteten Monitoringergebnisse deuten zudem darauf hin, dass vor allem auch regelmäßige, extensive Pflegemaßnahmen durch Mahd und Beweidung sowie gezielte habitatverbessernde Maßnahmen eine Eignung von Solarparks als Vogellebensraum, insbesondere auch für Arten mit komplexen Raumansprüchen verbessern können. Dazu zählen Maßnahmen wie ein abgestuftes Vegetationsmanagement, z.B. auch mit einer Etablierung von „Lerchenfenstern“ (offene oder kurzrasige Bodenstellen), gezielte Strukturanreicherungen auf den Solarfeldern (Belassung von Materialresten, Neuanlage von Stein-/ Holzhaufen, Erhaltung und Ausbau von Offensandbereichen) und Aufwertungen der Randbereiche vorzugsweise unter Verwendung von Ökokonten [185, 186].

Nach wie vor besteht die Vermutung, dass insbesondere **Wasservögel** infolge von Farbgebung und Reflexionen (verändertes Lichtspektrum und Polarisation) große einheitliche Modulflächen für Wasserflächen halten und versuchen könnten, auf diesen zu landen.

Zwar stellen die Module im Prinzip Hindernisse dar und bergen damit eine grundsätzliche Kollisionsgefahr, insbesondere in Verbindung mit denkbaren Reflexionen. Aufgrund der Ausrichtung der Module zur Sonne (i.d.R. 30°) und dem Abstand zu Gehölzbeständen sind irritierende Widerspiegelungen von Habitatelementen (Gebüsche, Bäume etc.) auf den Modulflächen, die Vögel zum Anflug motivieren könnten, nicht möglich.

Auch bei den neuen Recherchen zum vorliegenden Erfahrungsbericht konnten diesbezüglich keine neuen Erkenntnisse zu Tage gefördert werden. Nach wie vor gibt es keine dokumentierten Fälle, die eine nachhaltige Irritation und Schädigung von Wasservögeln von großflächigen Freiflächenanlagen belegen könnten [85, 86, 187].

Auch im jüngsten Monitoringbericht zum Solarpark Turnow-Preilack [187] wird zwar auch wieder von teilweise kurzfristigem tiefergehenden Anflug des Modulfeldes von überfliegenden Wasservögeln (Fischadler, Rohrweihe, Höckerschwan) berichtet. Beobachtete Überflüge von Graugänsen, Stockenten und Kormoranen blieben dagegen ohne Kursänderung. Hinweise auf Landungen oder Kollisionen gibt es ebenfalls nach wie vor nicht.

Bei in Schwärmen auftretenden Drosseln sind laut einer Auskunft der Staatlichen Vogelwarte des Landes Brandenburg bei Anflügen tagsüber und in der Dämmerung Irritationswirkungen bei Photovoltaikanlagen nicht auszuschließen, da hohe Verluste an spiegelnden Glasflächen bekannt sind. Belege aus Studien sind dazu allerdings nicht bekannt [188].

Wasserinsekten können aufgrund der Reflektion polarisierten Lichtes von PV-Modulen zur Eiablage angezogen werden. Allerdings üben Paneele mit weißen Rahmen oder weißen Zellgrenzen innerhalb der Module weitaus weniger Anziehungskraft auf die untersuchte Insektengruppe aus als homogen schwarze Paneele [189]. Aufgrund der möglichen Beeinflussung der Reproduktionsraten der Insektengruppe könnte dieser Einfluss im Einzelfall eine Rolle spielen.

Im Rahmen eines Forschungsvorhabens des BfN konnten zwar Irritationswirkungen u.a. auf Schwimmkäfer (Dytiscidae) nachgewiesen werden, Eiablagen wurden hingegen nicht festgestellt. Aber auch andere Insektenarten wurden angelockt, besonders Fliegen nutzen die Oberflächen an kühlen Tagen bzw. Tageszeiten zum Aufwärmen [168].

Nach derzeitigem Stand lassen sich auch weiterhin keine negativen Wirkungen von Solarmodulen auf Mortalität und Reproduktionsraten von Wasserinsekten feststellen [168, 169].

A.4.2.3 Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen auf die Vegetation

Die Ausprägung einer dauerhaften Vegetationsdecke unterhalb der Modulflächen wird aufgrund der Überdeckung bzw. Verschattung oftmals als gehemmt und damit auch die Erosionsgefahr als erhöht angesehen.

Im Allgemeinen begrünen sich fertig gestellte Anlagenflächen vor allem auf ehemaligen Ackerflächen auch unter den Modulen rasch, wenn ein Mindestabstand von 80 cm zum Boden eingehalten wird. Dies gewährleistet einen ausreichenden Streulichteinfall, so dass großflächige vegetationsfreie Stellen weitgehend ausgeschlossen werden können. Zudem sorgen die kleinräumigen Unterschiede in den Standortbedingungen für ein vielfältiges Strukturmosaik, in dem verschiedenste Arten wie schatten- und halbschattentolerante Pflanzen neben lichtliebenden Arten auftreten können. So kann auch Bodenerosion durch fehlende Vegetationsdeckung weitgehend ausgeschlossen werden.

Auch neueste Untersuchungen [168, 169, 187] belegen, dass die **Vegetationsentwicklung** auf den bisherigen Freiflächenanlagentypen **nicht ausbleibt** und sich in Abhängigkeit von Beschattung und Niederschlagseinfluss ein vielfältiges Strukturmosaik entwickeln kann, in dem verschiedenste Arten wie schatten- und halbschattentolerante Pflanzen neben lichtliebenden Arten auftreten können. Wie sich die Vegetationsentwicklung bei dem neuen Anlagentyp der „Ost-West-Anlage“ und seiner - durch die Satteldachform bedingten - sehr hohen Schattenwirkung darstellen wird (vgl. Kap. *OST_WEST-Anlage*) kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht beurteilt werden.

A.4.2.4 Beeinträchtigung des Landschaftsbildes

PV-Freiflächenanlagen führen aufgrund ihrer Größe, ihrer Uniformität, der Gestaltung und Materialverwendung zu einer Veränderung des Landschaftsbildes. Wenngleich einige den Anblick eines Solarparks aufgrund persönlicher Einstellungen als positiv empfinden mögen, handelt es sich doch um landschaftsfremde, technische Bauwerke, so dass regelmäßig von einer Beeinträchtigung des Landschaftsbildes auszugehen ist.

Das Ausmaß der Konflikte ist von der jeweils spezifischen Konstitution der betroffenen Landschaft abhängig. Von daher ist bei einer Bewertung der Auswirkungen stets ein einzelfallbezogenes Vorgehen notwendig, welches die jeweilige Ausprägung von Vielfalt, Eigenart und Schönheit des Landschaftsbildes mit einbeziehen muss.

Die die Auffälligkeit einer PV-Anlage bestimmenden Faktoren bestehen aus anlagebedingten Faktoren (Reflexionseigenschaften und der Farbgebung der Bauteile), standortbedingten Faktoren (Lage in der Horizontlinie/ Silhouettenwirkungen) als auch Faktoren

wie Lichtverhältnissen durch den zeitlichen Wechsel von Sonnenstand und Bewölkung. Dabei ist immer zu berücksichtigen, dass die Anlagen aufgrund der geringen Anlagenhöhe im ebenen Gelände nur aus unmittelbarer Nachbarschaft wahrgenommen werden. Die Einsehbarkeit steigt allerdings unter ungünstigen Standortbedingungen in bewegtem Gelände und je nach Aufstellungshöhe der Trägergestelle deutlich an.

Im Nahbereich der Anlage ist bei fehlender Sichtverschattung immer eine dominante Wirkung gegeben, wobei die einzelnen baulichen Elemente in der Regel aufgelöst erkannt werden können. Mit zunehmender Entfernung werden die einzelnen Elemente oder Reihen einer Anlage meist nicht mehr (unwillkürlich) aufgelöst und erkannt. Die Anlage erscheint eher als mehr oder weniger homogene Fläche, die sich dadurch deutlich von der Umgebung abhebt. Die Auffälligkeit in der Landschaft wird hier von den oben beschriebenen Faktoren (Sichtbarkeit der Moduloberflächen oder Helligkeit infolge der Reflexion von Streulicht) bestimmt. Die sichtverschattende Wirkung des Reliefs oder sichtverschattender Strukturen (Gehölze, Wald, Gebäude etc.) nimmt zu. Aus sehr großer Entfernung werden die Anlagen nur noch als lineares Element wahrgenommen, das vor allem wegen seiner gegenüber der Umgebung meist größeren Helligkeit Aufmerksamkeit erregt. Die Reichweite des Sichtraumes ist dabei stark vom Relief und von der Lage der Anlage im Relief abhängig. Ein großer Sichtraum ist insbesondere zu erwarten bei einer Lage in der Ebene und fehlender Abpflanzung, bei weitem Relief und Anlage von PV-Anlagen in Hangbereichen sowie bei engem Relief und Anlage von PV-Anlagen auf exponierten Flächen [190].

Maßnahmen zur Minimierung der Eingriffsintensität durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen können sein: Abpflanzungen mit (standortheimischen) Heckenstrukturen und Feldgehölzen zur Sichtverschattung in Randbereichen und Abstandszonen, Vermeidung von ungebrochenen und leuchtenden Farben (Farbgebung der Bauteile der Anlage und der Wartungsgebäude sollte sich in das Landschaftsbild einfügen), Verwendung visuell unauffälliger Zäune, Maßnahmen zur Reduzierung der Reflexionsmöglichkeiten sowie Verwendung von Erdverkabelungen zur Anbindung an Leitungsnetze der Energieversorgungsunternehmen.

A.4.2.5 Bodenverdichtung, -umlagerung und -versiegelung sowie Erosionsgefahr

Bei der Anlage von Solarparks treten Belastungen des Bodens vor allem während der Bauphase auf. Durch Fundamente, Betriebsgebäude sowie Zufahrtswege und Stellplätze kommt es darüber hinaus auch zu weiteren Bodenversiegelungen bis zum Rückbau der Anlagen. Diese Beeinträchtigungen variieren je nach Anlagetyp, Aufständerungsmethode und Modulgröße.

Bodenverdichtungen entstehen insbesondere bei Vorhaben mit großen, vorgefertigten Anlageteilen, da hierfür Betonfundamente entsprechender Größe unter dem Einsatz geeigneter Fahrzeuge zum Transport und Aufstellen benötigt werden.

Daneben kann es zu Beeinträchtigungen durch die Umlagerung von Boden beim Bau der Kabelgräben und Fundamente sowie bei einer Modellierung des Geländes kommen. Derartige Bodenumlagerungen und -verdichtungen haben Änderungen der Vegetations-

zusammensetzung und damit auch Änderungen der gesamten Lebensraumbedingungen zur Folge.

Die zu erwartende Versiegelung von Boden beschränkt sich bei Anlagen mit Schrauboder Rammfundamenten im Wesentlichen auf die erforderliche Grundfläche für Betriebsgebäude und Erschließungsflächen. Hier kann von einem Versiegelungsgrad von max. 5 % der Gesamtfläche ausgegangen werden.

Die Erosionsgefahr unterhalb einer PV-Anlage wird neben der Anordnung und Oberflächengröße der Module von der Standort- und Bodenart beeinflusst. So besteht auf bindigen Böden und an Hanglagen eine höhere Erosionsgefahr als auf wasserdurchlässigen Böden und ebenen Standorten. Besonders auf erosionsgefährdeten Ackerböden wird die Anlage eines Solarparks aber auch aufgrund der dauerhaften Vegetationsdecke ggf. zur Verminderung des Bodenabtrags führen. In gefährdeten Lagen sind bereits während der Vorhabenplanung Vorkehrungen zu treffen, z. B. die Anlage von Versickerungsrinnen. Ein Bodenabtrag durch Wasser- und Winderosion ist auf die Bauphase beschränkt und endet mit der Ausbildung einer Vegetationsdecke, die sich in der Regel kurzfristig nach Beendigung der Bauarbeiten einstellt (s. o).

A.4.2.6 Störungen des Mikroklimas durch Wärmeabgabe der aufgeheizten Module

Im Regelfall erhitzen sich PV-Module in mittleren Breiten auf Temperaturen bis 50°C, bei voller Leistung (Sonnenschein) können an der Moduloberfläche zeitweise Temperaturen von über 60°C auftreten. Untersuchungen zum Solarpark Gerbach [191] ergaben, dass keine Aufheizung des Areals stattfindet, da innerhalb der Modulfelder weiterhin Luftaustausch-Prozesse ablaufen. Zudem wurde festgestellt, dass sich die Lufttemperaturzwischen den Modulreihen und unter den Modulen nur geringfügig von der des umgebenden Offenlandes unterscheidet. Insbesondere unterhalb der Module ist die Lufttemperatur geringer als im Vergleich zur Umgebung. Dieser Effekt lässt sich auf die Schattenwirkung unter den Paneelen zurückführen, die vergleichbar mit dem Schatten unter Bäumen ist. Das Mikroklima unterhalb der Modultische ist daher durchaus mit klimatischen Verhältnissen zu vergleichen, die auch in der unbebauten Landschaft auftreten können. Erhebliche Beeinträchtigungen sind diesbezüglich ausgeschlossen.

A.4.2.7 Störungen durch Reflexblendungen

Bei PV-Anlagen können Lichtreflexe (bei tiefem Sonnenstand mit Einfallwinkel < 40°), Spiegelungen durch Lichtreflexe (reflektierte Umgebungsbilder, die Tieren Habitatstrukturen vortäuschen) oder die Ausbildung von polarisiertem Licht durch Reflexion (Vortäuschen von Wasseroberflächen für verschiedene Tierarten) als optische Effekte auftreten. Untersuchungen zeigen jedoch, dass Blendwirkungen bei nach Süden ausgerichteten Anlagenkonstellationen tatsächlich kaum zu erwarten sind. Das Kollisionsrisiko von Vögeln mit den Solarmodulen ist äußerst gering [s.o. und 187, 192, 193].

Mit der wachsenden Verbreitung von Anlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen ist allerdings im Rahmen der Bauleitplanverfahren zunehmend auch der Nachweis zu führen, ob sicherheitsrelevante Blendwirkungen für den Straßen- und Schienenver-

kehr zu erwarten sind. Diese Blendungsuntersuchungen für PV-Anlagen müssen sowohl eine räumliche und zeitliche Analyse der Blendwirkungen als auch eine Bewertung der auftretenden Reflexion umfassen und sie sollen bei Bedarf Vorschläge für Gegenmaßnahmen machen [194].

Mögliche negative Auswirkungen auf den Flugverkehr v.a. in der Nachbarschaft zu bestehende Flugplätzen durch Photovoltaik-Anlagen sind bisher ebenfalls nicht bekannt. Beispiele von bereits bestehenden Photovoltaik-Anlagen in der Nachbarschaft zu Flugplätzen[24] zeigen, dass durch den Betrieb einer Photovoltaik-Anlage insoweit keine nachteiligen Wirkungen auftreten bzw. vermieden werden können [s. bspw. 195].

In den meisten der betrachteten Planbeispiele konnten Blendwirkungen durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden, lediglich in einigen Fällen wurden auf Grund von Lage und Exposition der Anlage störende Blendwirkungen zu bestimmten Zeiten auf die Umgebung prognostiziert. In diesen Fällen wird aber dann die entsprechenden Entspiegelung der Module durch Antireflexionsglas vorgeschrieben, die allerdings für einen effektiven Wirkungsgrad der Module ohnehin in der Regel zum Einsatz kommt [195, 196].

A.4.2.8 Störung des Menschen durch elektromagnetische Felder

Solarparks kommen als mögliche Erzeuger von elektromagnetischen Feldern („Elektrosmog“) in Frage. Derartige elektromagnetische Wellen entstehen durch Wechselstrom. Solarzellen erzeugen jedoch zunächst Gleichstrom, der erst in den Wechselrichtern zu Wechselstrom transformiert und zu den Trafostationen weitergeleitet wird. Insgesamt entstehen im Bereich des Solarparks nur sehr schwache Gleich- bzw. Wechselfelder. Da zudem die unmittelbare Umgebung der Wechselrichter/Trafostationen keine Daueraufenthaltsbereiche von Menschen darstellen, ist nicht mit relevanten Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit zu rechnen.

A.4.3 Freiflächenanlagen und Schutzgebiete bzw. naturschutzfachlich wichtige Gebiete

A.4.3.1 Schutzgebiete gemäß Bundesnaturschutzgesetz

Das BNatSchG definiert folgende Schutzgebietskategorien:

- Naturschutzgebiete (§ 23),
- Nationalparke und nationale Naturdokumente (§ 24),
- Biosphärenreservate (§ 25),
- Landschaftsschutzgebiete (§ 26),
- Naturparke (§ 27),
- Geschützte Landschaftsbestandteile (§ 29),

[24] Bspw. wird bereits seit 2004 auf dem südlichen Teil des Flughafengeländes Saarbrücken parallel zur Start- und Landebahn ein Solarpark mit einer Leistung von 4,2 MW betrieben. Auch in den Seitenbereichen des nach wie vor genutzten Flugplatzes Eberswalde in Brandenburg und auf Teilen der (ehemaligen) Landebahn werden großflächige Freiflächenanlagen betrieben.

- Schutzgebiete des Netzes „Natura 2000“ (§ 31 BNatSchG).

Die Gebietskategorien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Schutzziele, Schutzintensitäten und Bedeutung.

A.4.3.2 Ausschluss der Vergütung für bestimmte Schutzgebiete im EEG

Mit Einführung des EEG 2004 standen die Vergütungsbestimmungen für die solare Energieerzeugung in der freien Landschaft unter der Prämisse, naturschutzfachlich bedeutende Standorte bzw. Gebiete nicht in Anspruch zu nehmen. Eine ausdrückliche Regelung, die bestimmte Gebietskategorien von der Vergütung ausschließt, gab es nicht.

§ 32 Abs. 1 Nr. 3 c EEG bestimmt mit Geltung seit 1.4.2012, dass eine Solaranlage auf Konversionsflächen nur dann im Sinne des EEG anzusehen und zu vergüten ist, wenn diese nicht gleichzeitig gemäß § 23 BNatSchG als Naturschutzgebiet oder gemäß § 24 BNatSchG als Nationalpark festgelegt ist. Mit dieser Einschränkung reagierte der Gesetzgeber auf den seit 2010 mit Herausnahme der Ackerflächen stark gestiegenen Nutzungsdruck auf jede Art von Flächen, die den Kriterien einer Konversionsfläche entspricht. Der Neuregelung lief im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens eine intensive Debatte voran, in der ursprünglich weitergehende Ausnahmen von der Vergütung, z.B. für FFH-Gebiete, doch nicht umgesetzt wurden. Aus der Gesetzesbegründung (s. Gesetz-Entwurf vom 5.6.2011) geht hervor, dass insbesondere militärische Konversionsflächen ihre vergleichsweise hohe naturschutzfachliche Bedeutung ihrer langjährigen spezifischen Nutzung mit großflächig geringer Versiegelung, geringer Zerschneidung, geringer Störungsintensität und geringer Nährstoffbelastung verdanken. Die Gesetzesänderung „dient daher dem Natur- und Landschaftsschutz und soll verhindern, dass wertvolle Naturlandschaften durch die Errichtung von Freiflächenanlagen zur Nutzung von solarer Strahlungsenergie beeinträchtigt werden.“ (s. thematische Auseinandersetzung in [197], Kap. 7.4.5)

Fachlich nicht nachvollziehbar ist allerdings, dass die strengen Schutzkategorien nicht generell von der Vergütung ausgeschlossen sind. Hier sollte eine Gleichbehandlung hergestellt werden. Es kommt sicherlich eher selten vor, dass Anlagen in derartigen Schutzgebieten geplant werden, dennoch sollten auch Anlagen am Rande bestehender Autobahnen und Schienenwege, insbesondere wenn letztere nicht mehr befahren werden, prinzipiell aufgrund der entstehenden Konfliktlage nicht errichtet werden.

Im Gutachten zum Erfahrungsbericht 2011 [197: 262 ff] war das Thema im Kontext von Vorhaben in militärischen Konversionsgebieten, die gleichzeitig als nationale oder europäische Schutzgebiete ausgewiesen waren, bereits kommentiert worden. Auch im Angesicht des naturschutzfachlichen Vorrangs könne es in bestimmten Einzelfällen mit besonderer Gefährdungslage gerechtfertigt sein, mit den durch eine Energieerzeugung erwirtschafteten Mitteln naturschutzrelevante Standorte zu sanieren und zu bebauen unter der Bedingung, dass die Anlage nach Ablauf der Vergütungsdauer von 20 Jahren rückgebaut und dem Naturschutz zurückgegeben wird. Unter den heutigen Vergütungsbedingungen ist eine derartige Konstellation wirtschaftlich allerdings nicht mehr vorstellbar.

A.4.3.3 Vorhabenplanungen in Schutzgebieten – Grundsätzliche Positionen

Die Anlage von Freiflächenanlagen in Schutzgebieten wird schon diskutiert, seit es diesen Anlagentyp gibt. Verstärkt hat sich diese Diskussion allerdings vor allem seit die Förderung von Anlagen auf Ackerflächen gestrichen wurde und sich die Suche nach geeigneten Standorten fast vollständig auf Konversionsflächen fokussiert hat und diese häufig in Schutzgebieten liegen, s. hierzu auch *Ausschluss der Vergütung für bestimmte Schutzgebiete im EEG*.

Vor diesem Hintergrund haben sich die Naturschutzverbände BUND und NABU in ihren Positionspapieren zur Anlage von Photovoltaik-Anlagen in Schutzgebieten folgendermaßen positioniert:

- BUND: Ausschlussgebiete sind Nationalparke, Naturschutzgebiete, Natura 2000-Gebiete, Landschaftsschutzgebiete in Naturparken, flächenhafte Naturdenkmale, Kern- und Pflegezonen von Biosphärengebieten, gesetzlich geschützte Biotope nach § 30 BNatSchG, Wiesenbrüter-Gebiete und Flächen, die für den Biotopverbund zentral wichtig sind. Um diese Gebiete vor nachteiligen Einflüssen zu schützen, ist ein geeigneter Abstand zu wahren. Während für PV-Anlagen ab einer Größe von 0,5 ha generell Raumordnungsverfahren[25] durchgeführt werden sollten, ist bei kleineren Anlagen in bestimmten Fällen eine Einzelfallprüfung vorzunehmen. Zu diesen Flächen gehören u.a. auch „Flächen zum Schutz bestimmter Teile von Natur und Landschaft“ wie Landschaftsschutzgebiete, gesetzlich geschützte Biotope, Flächen mit Bedeutung für den gesetzlichen Artenschutz, Naturdenkmäler und Geschützte Landschaftsbestandteile [198, 199, 200].
- NABU: Ein Eingriff in Schutzgebiete ist auszuschließen. Ausnahmen hiervon sind nur in Naturparken sowie im Einzelfall in Landschaftsschutzgebieten denkbar. Im Rahmen der Aufstellung des Bebauungsplanes ist die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung abzuarbeiten, i.d.R. im Rahmen eines landschaftspflegerischen Fachbeitrags. Befindet sich der Standort in einem IBA (Important Bird Area) bzw. faktischen Vogelschutzgebiet, ist eine Verträglichkeitsprüfung in Anlehnung an die EU-Vogelschutzrichtlinie vorzunehmen [201].

Auch das Land Brandenburg – zurzeit das Bundesland mit den meisten Großanlagen in Deutschland (40 Anlagen >20 ha, davon 8 >100 ha, vgl. Kapitel 4.1) – hat sich 2011 zur Frage der Umweltverträglichkeit von Photovoltaikanlagen auf Flächen mit besonderem Schutzstatus wie folgt geäußert [202]:

„In Landschaftsschutzgebieten wird die Verträglichkeit von Photovoltaikanlagen bei Vorlage eines Bebauungsplans im Rahmen einer Einzelfallbetrachtung geprüft. Durch eine großflächige Photovoltaikanlage wird der Charakter eines Landschaftsschutzgebietes regelmäßig verändert, so dass das Vorhaben in der Regel im Widerspruch zum Schutzzweck steht.
Sofern die beanspruchten Flächen nicht für die Erhaltung des Schutzzwecks des Landschaftsschutzgebiets erforderlich sind, und der Energieversorgung Vorrang vor den Belangen des Landschaftsschutzes eingeräumt wird (z. B. im Rahmen eines regionalen Energiekonzepts), kann eine Ausgliederung der betroffenen Flächen aus dem Landschaftsschutzgebiet in der Regel erfolgen. In gemeldeten Vogelschutzgebieten kann bei einer für den

[25] nach § 15 Landesplanungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern

geplanten Standort positiven Verträglichkeitsprüfung und einem projektbegleitenden Monitoring der Auswirkungen auf die Avifauna eine Zulassung erfolgen. In Einzelfällen können gegebenenfalls auch bei negativer Verträglichkeitsprüfung Ausnahmevoraussetzungen vorliegen.
In Naturschutzgebieten ist aufgrund der strengen gesetzlichen Schutzanforderungen eine Zulassung von Photovoltaikanlagen nicht möglich. In europäischen Schutzgebieten nach der FFH-Richtlinie sind Photovoltaikanlagen als unverträglich anzusehen, da die Überbauung von geschützten Lebensräumen zu erheblichen Beeinträchtigungen des Gebietes in seinen für die Erhaltungsziele oder Schutzzwecke maßgeblichen Bestandteilen führen kann."

A.4.3.4 Vorhabenplanungen in Schutzgebieten – Auswertung von Fallbeispielen, Ergebnisse der Umfragen

Die Informationen der Projekt-Datenbank sowie die eigenen Umfragen und Recherchen zu Schutzgebiete betreffende Planungen von Photovoltaikanlagen zeigen, dass aufgrund rechtlich strengeren Schutzbestimmungen des überwiegenden Teils der Schutzgebietskategorien des deutschen Naturschutzrechts sowie der rechtlichen Ausgestaltung der europäischen Schutzregime nach FFH-RL und VS-RL nur ein sehr kleiner Anteil von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Schutzgebieten geplant bzw. durchgeführt wird.

Bei den PV-Freiflächenanlagen, die aufgrund ihrer Lage Schutzgebiete betreffen, erfolgen entsprechend behutsamere Planungen, die die naturschutzrechtlichen Anforderungen der jeweiligen Schutzregime berücksichtigen und planerisch umsetzen. Im besonderen Falle der „weichen" Schutzgebietskategorie Landschaftsschutzgebiet kommt es vielfach zu Ausgliederungen aus dem Schutzregime bzw. einer Befreiung von den Bestimmungen der Schutzgebietsverordnung. Dies gilt auch für Landschaftsschutzgebiete, die Teilflächen von Naturparks darstellen.

Tabelle 29 umfasst überblicksartig bisher bekannte Fallbeispiele von Vorhabenplanungen in Schutzgebieten. Es wird unterschieden zwischen Anlagen, die in Betrieb sind, solchen, die sich noch in Planung befinden und Anlagen, deren Planungen vorerst eingestellt oder aufgegeben wurden. Ausgewählte Fallbeispiele werden anschließend kurz näher erläutert.

Tabelle 29: Beispiele für die Planung von Freiflächenanlagen in Schutzgebieten

Vorhaben	Betroffener Schutzgebietstyp	Planungsergebnis	Standorttyp
In Betrieb			
Solarpark Ebern (BY)	FFH-Gebiet "Ehemaliger Standortübungsplatz Ebern und Umgebung	in Betrieb seit 2011, Beantragung Normenkontrollverfahren durch NABU, Freistellungsverfahren, Kompromiss gefunden	Konversion (Militär)
Solarparks Halbs u. Hergenroth (RP)	Teilweise im FFH-Gebiet „Westerwälder Kuppenland", VSG „Westerwald"	in Betrieb seit 2012; nur Ausgliederung nach § 30 gesetzl. geschützter Bereiche; Kompensationskonzept sieht Pflegemaßnahmen für wertgebende Flächen (Magerrasen u. extensives Grünland) im Bereich des B-Planes vor	Konversion (Militär)

Vorhaben	Betroffener Schutzgebietstyp	Planungsergebnis	Standorttyp
Turnow-Preilack I und II, LK Spree-Neiße (BB)	Vollständig im SPA	in Betrieb seit 2009 bzw. seit 2011	Konversion (Militär)
Solarpark „Pfanne“ Martinsheim (BY)	Vollständig im SPA	in Betrieb seit 2011	Ackerfläche an Autobahn
Solarfarm Hüfingen, Donaueschingen (BW)	SPA	in Betrieb seit 2009	ehem. Mülldeponie
Solarpark Mederns (NI)	SPA, LSG	in Betrieb seit 2012, Freistellung von LSG-VO	Konversion (Militär)
Solarpark Vockerode/ Oranienbaum (ST)	LSG und Biosphärenreservat „Mittlere Elbe“	in Betrieb seit 2011	Industriebrache, weitere Revitalisierung des Gewerbegebietes geplant.
Elfershausen, LK Bad Kissingen (BY)	Naturpark “Bayerische Röhn”	in Betrieb seit 2012	110m-Streifen (Autobahn)
Solarpark Hebendorf/ Haßberge (BY)	Naturpark “Haßberge” (LSG)	in Betrieb seit 2010; Ausgliederung aus LSG	
Solarpark Thunpadel, Gemeinde Karwitz (NI)	Naturpark „Elbhöhen-Wendland“, LSG „Elbhöhen-Drawehn	in Betrieb seit 2012, Plangebiet ist nicht Bestandteil des Schutzgebietes nach LSG-VO	ehem. Sägewerk (Konversion)
Solarpark Rote Jahne I, SP Rote Jahne II (SN)	Naturpark (LSG)	in Betrieb seit 2006 bzw. seit 2009; keine Ausgliederungen aus LSG	Konversion (Militär)
Boms-Haggenmoos (BW, Schwarzwald)	LSG	in Betrieb seit 2012, Ausgliederung aus LSG und Angliederung dieses Flächenverlustes an anderer Stelle	110m-Streifen (Schiene)
„Solarfelder“ Oeversee/ Ortsteil Barderup (SH)	LSG	in Betrieb seit 2012, Verkleinerung der Größe d. Anlage/Leistung: 74/ 35 ha, 21,6/ 18,5-20 MWp	110m-Streifen (Autobahn + Schiene)
Solarpark Mainzweiler/ Stadt Ottweiler (SL)	LSG	in Betrieb seit 2012 (evtl. 2013), Ausgliederung von 4,2 ha aus LSG	Renaturierte Deponie
In Planung/ noch nicht realisiert/ bisher keine Entscheidung			
Solarpark Mainhausen (HE)	FFH-Gebiet	Bisher keine Entscheidung, Genehmigungsbehörde erkennt Widersprüche zu den Erhaltungszielen des FFH-Gebietes (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Areal mit Sendefunkmasten
Solarpark Buckenhof, LK Erlangen-Höchstadt (BY)	SPA „Nürnberger Reichswald“	laufendes B-Plan-Verfahren (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Militär. Konversionsfläche (ehem. Munitionsdepot)
Solarparks Antonienhöhe I und II (Anhalt, ST)	Naturpark		Flächen ohne weiteren naturschutzrechtlichen Schutzstatus
Solarpark Ellingen II + III, LK Weißenburg-Gunzenhausen	Naturpark „Altmühltal“ (Flächen ohne weiteren naturschutzrechtlichen Schutzstatus))	laufendes B-Plan-Verfahren (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Ackerfläche an Bundesstraße

Vorhaben	Betroffener Schutzgebietstyp	Planungsergebnis	Standorttyp
Planung aufgegeben/ eingestellt			
Solarpark Döberitzer Heide (BB)	NSG, FFH, SPA, LSG	in 2012 aufgegeben aufgrund „Ausgliederungsproblematik“ sowie wirtschaftlicher Gründe (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Konversion (Militär)
Solarparks „Schießplätze 1 bis 3“, Schenkendöbern (BB)	NSG, FFH, SPA	in 2011 aufgegeben (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Konversion (Militär)
Solarpark Haßleben / LK Sömmerda (TH)	Vollständig im SPA	in 2013 aufgegeben nach Prüfung der Antragsunterlagen durch neuen Investor aufgrund naturschutzfachlicher Bedenken (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Konversion (ehem. Militär)
Solarpark „Hanffabrik“/ Stadt Nauen OT Bergerdamm/ (BB)	Teilweise in SPA „Rhin-Havelluch“ und dem LSG „Westhavelland“	in 2013 vorerst eingestellt; B-Plan noch nicht genehmigt, da SPA-Verträglichkeit nicht vollständig nachgewiesen aufgrund fehlender Kartierungen (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Industriebrache (Konversion)
„Solarpark am Brandgraben“, Gemeinde Karstädt, Landkreis Prignitz (BB)	LSG	in 2011 aufgegeben. Ablehnung der landschaftsschutzrechtlichen Zustimmung durch das MUGV aufgrund Widerspruchs zum Schutzzweck und fehlender überwiegender öffentlicher Interessen am beantragten Standort (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Mülldeponie
Solarpark Kreith / Stadt Schwanendorf (BY)	LSG beidseitig B 85n	Ausgliederung aus LSG, in 2010 Planungen nicht weiter verfolgt vtml. aufgrund Änderungen der Förderbedingungen auf Ackerflächen (letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Landwirtschaftliche Nutzfläche (Acker)
Solarpark Coswig, Coswig (ST)	Naturpark (Flächen ohne weiteren naturschutzrechtlichen Schutzstatus)	in 2013 aufgegeben aus wirtschaftlichen Gründen (konkurriende Nutzungsinteressen, Kosten Altlastenräumung, Investitionskosten für Netzbetreiber; letzter Stand der Recherchen 10/2013)	Industriebrache (Konversion)

eigene Erhebungen im Zeitraum 2012-2013

Streng geschützte Schutzgebietskategorien sind in aller Regel nicht direkt betroffen. In **Nationalparks** und **Naturschutzgebieten** gibt es keine PV-Freiflächenanlagen; die Verbotsbestimmungen lassen derartige bauliche Anlagen nicht zu. In **Natura 2000-Gebieten** können Anlagen nur zugelassen werden, wenn die Verträglichkeitsprüfung gemäß § 34 bzw. 36 BNatSchG zu einem positiven Prüfungsergebnis kommt. Im anderen Fall ist davon auszugehen, dass Natura 2000-Ausnahmeregelungen nicht anwendbar sind und das Vorhaben damit nicht genehmigungsfähig ist. Bisher sind sehr wenige ausnahmsweise Zulassungen bekannt geworden, in denen mit dem Solarparkvorhaben die Voraussetzungen geschaffen wurden, die Ursachen für akute und schwerwiegende boden- und wassergefährdende Altlasten zu beseitigen (z.B. Solarpark Turnow-Preilack).

Bei den sechs bisher bekannten Vorhaben in Natura 2000-Gebieten handelt es sich zum einen um die Solarparks Ebern (BY) und Halbs/ Hergenroth (RP), die sich in **FFH-Gebieten** befinden. Bei den Solarparks Mederns (NI) und Turnow-Preilack (BB), dem Solarpark „Pfanne“ bei Martinsheim (BY) sowie beim Solarpark Hüfingen (BW) handelt es sich um Vorhaben, die innerhalb der häufig großräumiger abgegrenzten, **europäischen Vogelschutzgebiete nach VS-RL** realisiert wurden. Bei diesem Schutzgebietstyp handelt es sich um Konversions- oder Deponieflächen, wobei im Rahmen des Bauleitplanverfahrens jeweils geprüft werden musste, ob durch das Vorhaben erhebliche Auswirkungen auf die Erhaltungsziele und die Schutzzwecke durch das Vorhaben ausgeschlossen werden können.

Der 37 ha große Solarpark Ebern (Bayern) liegt auf einem ehemaligen Standortübungsplatz, der als FFH-Gebiet unter Schutz steht. Dieser ist vor allem gekennzeichnet durch Wacholderheiden, Kalk-Trockenrasen und mageren Flachland-Mähwiesen. Rückbau und Folgenutzung sind im Bebauungsplan nicht geregelt.

Beim in 2012 in Betrieb genommenen, ca. 20 ha großen Solarpark Halbs/ Hergenroth (RP) handelt es sich um einen ehemaligen Truppenübungsplatz mit Teilbereichen im FFH-Gebiet „Westerwälder Kuppenland“/ VSG „Westerwald“. Wertgebend für diese Schutzgebiete sind vor allem Offenlandbiotope mit entsprechenden, charakteristischen Brutvögeln. Im Rahmen des Kompensationskonzeptes im Zuge der Bauleitplanung sind Bereiche für Pflegemaßnahmen (Mahd und Schafsbeweidung) in einer Größenordnung von rd. 5,4 ha vorgesehen, die im Sinne des Arten- und Biotopschutzes bzw. der Entwicklungsziele des FFH-Gebietes einer zunehmenden Minderung der Bedeutung der Flächen entgegenwirken sollen. Ein Rückbau der Anlagen ist im Bebauungsplan nicht geregelt.

Bei dem in 2012 realisierten 7 ha großen Solarpark Mederns (NI), der sich in Randlage des EU-Vogelschutzgebietes Wangerland (DE 2213-401) und im Landschaftsschutzgebiet „Wangerland binnendeichs“ auf einem ehemaligen Bundeswehrgelände (militär. Konversionsfläche) befindet, wurde für die Vorhabenfläche eine Freistellung von den Regelungen der Landschaftsschutzgebietsverordnung erteilt. Erhebliche Beeinträchtigungen des Erhaltungszustandes der hier wertgebenden Brut- und Gastvogelarten wurden im Rahmen einer FFH-Verträglichkeitsvorprüfung ausgeschlossen.

Im Falle des Solarpark Turnow-Preilack I und II in Brandenburg, handelte es sich um stark munitionsbelastete Flächen, eine Pflege des Geländes im Sinne einer Managementplanung für die dort wertgebenden Vogelarten (z.B. Wiedehopf, Heidelerche, Brachpieper) war daher ausgeschlossen. Nach großflächiger Demunitionierung und Dekontamination wurden die Kompensationsflächen entsprechend den Lebensraumansprüchen der wertgebenden Offenlandvogelarten hergerichtet, auch für die rd. 220 ha Anlagenflächen sieht der Bebauungsplan vor, dass nach Rückbau der Anlage diese Flächen dem Naturschutz zur Verfügung gestellt werden.

Beim ebenfalls in Bayern in der Gemeinde Martinsheim gelegenen Solarpark „Pfanne“ handelt es sich um eine rd. 30 ha große Ackerfläche am Rande eines Vogelschutzgebietes, direkt an der viel befahrenen BAB 7. Auch hier sind Rückbau und Folgenutzung im Bebauungsplan nicht geregelt.

Planungen von PV-Freiflächenanlagen finden überwiegend auf Flächen statt, die als **Landschaftsschutzgebiete** und/ oder **Naturparks** geschützt sind. Diese Schutzgebietskategorien gehören aufgrund ihrer rechtlichen Ausgestaltung zu den „schwächeren" Schutzgebietstypen. Die in Tabelle 29 genannten Fallbeispiele betreffen Planungen sowohl auf Flächen mit dem Status Landschaftsschutzgebiet, als auch solche, die gleichzeitig auch Teile von Naturparks sind. Darüber hinaus gibt es auch Fallbeispiele innerhalb von Naturparks, die keinem weiteren rechtlichen Schutz unterliegen.

Landschaftsschutzgebiete schützen gem. § 26 BNatSchG im Gegensatz zu Naturschutzgebieten großflächige Bereiche mithilfe geringer Nutzungseinschränkungen, die jedoch in jedem Fall in einer Schutzgebietsverordnung geregelt sind. Diese ist hinsichtlich ihrer rechtlichen Ausgestaltung für jedes Schutzgebiet unterschiedlich gefasst. Veränderungsverbote innerhalb der geschützten Fläche zielen in der Regel auf die Erhaltung des Charakters des Gebietes ab. Naturparks hingegen sind durch Teilbereiche unterschiedlicher Schutzregime geprägt. Neben Landschaftsschutzgebieten und auch Naturschutzgebieten bestehen sie vor allem aus großflächigen Bereichen ohne naturschutzrechtliche Einflussnahme bzw. Nutzungsbeschränkungen. Die Art der rechtlichen Ausweisung von Naturparks ist dabei länderspezifisch geregelt und kann sich hinsichtlich der Rechtswirkungen bzw. insbesondere der Bindungswirkungen für Planungsträger auf Flächen ohne weiteren rechtlichen Status (LSG oder NSG) von Bundesland zu Bundesland unterscheiden.

Bei den bekannten Solaranlagen in Landschaftsschutzgebieten und Naturparks handelt es sich überwiegend um Konversionsflächen unterschiedlicher Art (Deponie- oder Gewerbeflächen, ehem. Bodenabbau oder militärische Flächen), die dem Schutzziel nicht entgegenstehen. Dass solche Flächen in LSG und Naturparks liegen, ist meist im oft großräumigen Flächenzuschnitt begründet und weil - im Gegensatz zu z.B. Naturschutzgebieten - Siedlungsflächen häufig nicht explizit ausgegliedert werden, s.a. Ausschluss der Vergütung für bestimmte Schutzgebiete im EEG.

In der Praxis werden im Falle der Landschaftsschutzgebiete gem. § 26 BNatSchG die Flächen der Anlagen meist im Zuge der Bauleitplanung aus dem Schutzgebiet ausgegliedert und die LSG-Verordnung entsprechend angepasst. In einigen Fällen wurde dies auf Antrag von der zuständigen Naturschutzbehörde entschieden. Damit steht die Anlage nicht mehr im Schutzgebiet, ist aber von Schutzgebietsflächen ganz oder teilweise umgeben [z.B. Solarpark Boms-Hagenmoos (BW), Solarpark Mainzweiler/ Stadt Ottweiler (SL)]. In anderen Fällen ist das Vorhaben auf Antrag und begründet durch die zuständige Naturschutzbehörde von den Vorschriften der LSG-Verordnung befreit worden [z. B. Solarpark Mederns (NI)]. In einem weiteren bereits in 2006 realisierten Beispiel [SP Rote Jahne (SN)] liegt die PV-Anlage weiterhin im LSG.

Einige der in Schutzgebieten geplanten Konversionsvorhaben konnten aber auch unabhängig vom EEG keinen planerischen Konsens mit den zuständigen Naturschutzbehörden erreichen, so dass sie bisher nicht realisiert bzw. ganz aufgegeben wurden (vgl. Tabelle 27).

Ein vollständiger Überblick über derartige Planungen und den Umfang der Erreichung der Planungsziele besteht allerdings nicht, da über deren Scheitern i.d.R. nicht berichtet wird. Einen Überblick über die in den Jahren 2011 bis 2013 bekannt gewordenen, gescheiter-

ten Vorhabenplanungen in den Schutzgebieten nach BNatSchG bietet das Kapitel *Scheitern von Vorhabenplanungen in Schutzgebieten* (s. auch A.4.3.4).

Die oben beschriebene Verteilung der in Schutzgebieten realisierten PV-Freiflächenanlagen korreliert auch mit den Ergebnissen einer Untersuchung des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) [203]. In dieser wurden die im Jahr 2012 bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Anlagen hinsichtlich deren Lage in Schutzgebieten überprüft. Demnach gingen 2012 bei Anlagen in Schutzgebieten die meisten Anlagen in Naturparken und Landschaftsschutzgebieten ans Netz.

Tabelle 30: Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Schutzgebieten 2012 gem. BfN

Kategorie	Anlagen > 1 MW	Anlagen > 5 MW
Naturpark	22	12
Naturpark + Landschaftsschutzgebiet	9	4
SPA	1	
Naturpark + SPA	1	
Landschaftsschutzgebiet	4	5
Landschaftsschutzgebiet + SPA	1	

Quelle: [203]

A.4.3.5 Aufgabe von Vorhabenplanungen in Schutzgebieten

Über Gründe des Scheiterns von Freiflächen-Solaranlagenvorhaben in Schutzgebieten[26] fehlt insgesamt der Überblick, da die Aufgabe von Planungen selten bis nicht dokumentiert wird. Die im Rahmen der Datenrecherche bekannt gewordenen Beispiele (Tabelle 31) wurden diesbezüglich genauer betrachtet und ausgewertet.

Tabelle 31: Kurzübersicht der untersuchten Projektbeispiele

Name	Bundesland	Betroffene Schutzgebiete	Planungszeitraum	Planungsergebnis	Standorttyp
SP Döberitzer Heide	BB	in NSG; auch FFH, SPA, LSG betroffen	2009 – 2012	Planung aufgegeben	Konversion (Militär)
SP „Am Brandgraben“	BB	LSG	2009 – 2011	Planung aufgegeben	Mülldeponie
SP „Hanffabrik“/ Bergerdamm	BB	SPA, LSG	2011 – 2013	Planung vorerst eingestellt	Konversion (Industriebrache)
SP Haßleben	TH	SP/ FFH	2006 – 2013	Planung aufgegeben	Konversion (Militär)
SP Kreith	BY	LSG	2009 – 2010	Planung aufgegeben	Acker
SP Mainhausen	HE	FFH	2011 – 2013	Planung vorerst eingestellt	Areal mit Sendefunkmasten
SP Coswig (ehem. Chemiegelände „Die Probst Hufen“)	ST	im Naturpark; kein weiterer Schutz durch NSG oder LSG	2012 – 2013	Planung aufgegeben	Konversion (Industriebrache)

Quelle: eigene Internet-Erhebungen 2012-2013

[26] nach Bundesnaturschutzgesetz bzw. des europäischen Schutzregimes NATURA 2000

Als Gründe für das Scheitern von Solarparks innerhalb von Schutzgebieten sind einerseits ökonomische Erwägungen von Projektentwicklern bezüglich der Kosten der Flächenvorbereitung zu nennen. Dazu kann es durch die Änderungen der Vergütungsvoraussetzungen oder durch Fehlkalkulationen bei der Einschätzung der Kosten der Altlastenräumung/ Entmunitionierung im Falle von kontaminierten, militärischen Konversionsflächen kommen. Im Einzelfall können es auch Kosten für örtliche Netzbetreiber aufgrund notwendiger Anlagenumstellungen sein wie bei den Planungen zum Solarpark Coswig (ST).

Zum anderen sind es naturschutzrechtliche Ausgangssituationen im Falle von geltenden Schutzgebietsverordnungen bzw. die damit verbundene „Ausgliederungsproblematik“ oder in einem Falle eine noch offene Entscheidung über die Verträglichkeit mit einem betroffenen Vogelschutzgebiet. In der Regel sind es vor allem auch unterschiedliche naturschutzfachliche Bewertungen der Erheblichkeit von Eingriffen und deren Folgen, die Planungen von Solaranlagen in Schutzgebieten erschweren und darüber hinaus sogar auch verhindern können. Diese bestehen z.B. in voneinander abweichenden Bewertungen von Vorhabenwirkungen gegenüber dem Schutzzweck oder den Erhaltungszielen eines Schutzgebietes seitens Naturschutzbehörden, Naturschutzverbänden und gutachterlicher Einschätzungen der bearbeitenden Planungsbüros.

A.4.3.6 Schutzgebiete in der regionalen und kommunalen Standortsteuerung

Sowohl auf regionaler, als auch auf kommunaler Eben existiert eine Vielzahl von Arbeitshilfen, Leitfäden und Studien, die sich mit der regionalen und kommunalen Standortsteuerung von Freiflächenanlagen befassen. Dazu werden zum einen positive Standortkriterien, als auch Ausschlusskriterien definiert. Unter letztere fallen in der Regel die naturschutzfachlichen Schutzkategorien, wobei die Schärfe der Ausschlusswirkung in den ausgewerteten Beispielen auch bei einzelnen Schutzgebietskategorien differiert. Während Naturschutzgebiete oder auch geschützte Landschaftsbestandteile grundsätzlich für Freiflächenanlagen bei allen Konzepten ausgeschlossen werden, ist die Regelung zum Beispiel für Landschaftsschutzgebiete unterschiedlich. Während dieser Schutzgebietstyp in einigen Regionen Ausschlusskriterium ist, werden in anderen Regionen Landschaftsschutzgebiete nicht grundsätzlich ausgeschlossen, sondern die Realisierungsmöglichkeit einer Anlage vielmehr von der Betrachtung des Einzelfalls abhängig gemacht.

Auch mit den europäischen Schutzgebietstypen (FFH- und SPA-Gebiete) wird unterschiedlich umgegangen. Dort, wo diese Schutzkategorie nicht als grundsätzliches Ausschlusskriterium ausgewiesen ist, wird auf die Notwendigkeit einer Verträglichkeitsprüfung hingewiesen, die in jedem Fall den Nachweis erbringen muss, dass durch das Vorhaben keine erheblichen Beeinträchtigungen der Erhaltungs- und Schutzziele zu erwarten sind.

A.4.3.7 Zusammenfassende Darstellung: Freiflächenanlagen in Schutzgebieten

Die vorangegangenen Ausführungen zum Thema Freiflächenanlagen und Schutzgebiete bzw. naturschutzfachlich wichtige Gebiete lassen sich, wie in Tabelle 32 dargestellt, folgendermaßen zusammenfassen:

Tabelle 32: Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Schutzgebieten

Kategorie	In der Regel Ausschluss	Überwiegend Ausschluss	Restriktion/ Vorbehalt
Naturschutzgebiete (§ 23)	X		
Nationalpark und nationales Naturdokument (§ 24)	X		
Biosphärenreservat (§ 25)	X		
Landschaftsschutzgebiet (§ 26)			X
Naturpark (§ 27)			X
Geschützter Landschaftsbestandteil (§ 29)	X		
FFH-Gebiet (§ 31)	X		
SPA (§ 31)		X	

Quelle: eigene Erhebungen

A.4.4 Auswirkungen durch die Umzäunung der Anlagen, insbesondere im Hinblick auf Zerschneidungseffekte

Eine Sicherung von Anlagen wird immer dann von den Versicherungen gefordert, wenn es entsprechend der technischen Konzeption der Anlage möglich ist, Module aus der Verankerung zu lösen. Für die Einzäunung der Anlage ist dann in der Regel ein mindestens 2 m hoher Zaun vorzusehen. Nicht selten wird dieser zusätzlich mit Übersteigschutz versehen, auch Alarmanlagen und Überwachungskameras sind inzwischen keine Seltenheit mehr. Dies liegt auch in der bundesweit gestiegenen Anzahl von Modul- und Wechselrichterdiebstählen begründet. Inzwischen ist kaum eine Anlage bekannt, die ohne Zaun errichtet wird.

Die aus einer Zaunanlage resultierenden Zerschneidungswirkungen sind abhängig von der räumlichen Lage und der verwendeten Zauntechnik. Während zu Beginn der Entwicklung der Freiflächenanlagen es durchaus üblich war, die Zaunanlagen auf einen Betonsockel oder ein Fundament zu stellen, ist es inzwischen Konvention, die Zaunanlage für Kleinsäuger und Kleintiere barrierefrei mit einem Bodenabstand von 10 bis 20 cm herzustellen und auf die Verwendung von Stacheldraht im bodennahen Bereich zu verzichten. Damit lassen sich die zerschneidungsbedingten Wirkungen einer Zaunanlage für Kleinsäuger und Kleintiere weitgehend vermeiden. Die verbindliche Durchsetzung dieser Konvention erfolgt in der Regel dadurch, dass dies in den textlichen Festsetzungen des Bebauungsplans festgeschrieben wird.

Anders verhält es sich für Arten, für die eine Zaunanlage ein unüberwindbares Hindernis darstellt. Dazu gehören Großsäuger wie Wolf, Rot-, Reh- und Schwarzwild und andere. Für diese Arten kann eine Anlage je nach Lage und Größe zu einer nachhaltigen Zerschneidung ihrer Wanderkorridore, –routen (tageszeitlich, jahreszeitlich) und Fernwanderwege als auch zum Verlust oder zu Verkleinerung von Lebensraum führen. Dies ist vor allem bei großen Freiflächenanlagen zu beachten, bei denen Zaunlängen von mehreren hundert Metern keine Seltenheit sind.

Abbildung 78: Beispiele für Freiflächenanlagen mit langen Zaunanlagen

Quelle: Bosch & Partner 2011

Inwieweit Freiflächenanlagen tatsächlich zu entsprechenden Beeinträchtigungen von Großsäugern führen, ist im entsprechenden Genehmigungsverfahren zu beurteilen und zu prognostizieren.

Hilfestellung bietet hierzu vor allem das vom Bundeskabinett am 29. Februar 2012 beschlossene „Bundesprogramm Wiedervernetzung“. Das im Rahmen dieses Vorhabens im Auftrag des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) unter anderem entwickelte „Netzwerk für Wald bewohnende, größere Säugetiere“ (Hänel, K. & H. Reck 2011) [204] ist eine wichtige Planungshilfe, um zu beurteilen, inwieweit ein Freiflächenvorhaben zu Beeinträchtigungen bedeutsamer Funktionsräume und Wanderkorridore führen könnte.

Auch die entsprechenden Biotopverbund- oder Wiedervernetzungsprogramme und -pläne der Bundesländer und Initiativen der Naturschutzverbände wie z.B. „Wildtierkorridore jetzt!“ [205] geben entsprechende Hilfestellungen.

Grundsätzlich ist anzustreben, die Korridore, denen eine diesbezüglich besondere Bedeutung zukommt, von zumindest großen Freiflächenanlagen freizuhalten. Sollten dort dennoch große Anlagen verwirklicht werden, sind erhöhte Anforderungen an Vermeidungs- und Kompensationsmaßnahmen durchzusetzen.

Zur Reduzierung von Zerschneidungswirkungen von PV-Großanlagen besteht die Möglichkeit der Aufteilung in separate Bauabschnitte, die Anpassung der Modulfelder sowie das Freihalten und die entsprechende Ausgestaltung von ausreichend breiten Passagen, um den Wildwechsel zu ermöglichen. Allerdings ist aufgrund der Begrenzung der vergütungsfähigen Anlagengröße auf 10 MW zurzeit nicht mit Großanlagen mit solchen Zerschneidungswirkungen zu rechnen.

In Brandenburg wird dagegen beispielsweise in der Planungsregion Uckermark-Barnim die Nutzung von Fläche für Freiflächenanlagen in ökologischen Korridoren oder Wildtierkorridoren für Säugetiere mit großem Raumanspruch grundsätzlich ausgeschlossen [206].

A.4.5 Der Rückbau von Anlagen und Abschätzung des Potenzials aus Naturschutzsicht

Aufgrund des nach EEG fixierten Förderzeitraums (20 Kalenderjahre zzgl. des Jahres der Inbetriebnahme) enthalten viele Genehmigungsunterlagen von Freiflächenanlagen eine Rückbauverpflichtung nach meist 20 bis 25 Jahren. Inwieweit zu gegebener Zeit die eine oder andere Rückbauverpflichtung verschoben oder aufgehoben wird, bleibt abzuwarten, hierzu liegen noch keine Kenntnisse vor, zu Rückbauregelungen s. auch ausführlich [190], Kap. 5.4.

In den meisten Fällen erfolgt der Bau einer Anlage auf der Grundlage eines Baurechts auf Zeit gem. § 9 Abs. 2 Nr. 1 BauGB. Aus diesem Grunde sollten die für die Vorhaben aufgestellten Bebauungspläne Festsetzungen und zeichnerische Darstellungen zur Nutzung der Flächen nach Beendigung des Rückbaus enthalten. Ist dies der Fall, so handelt es sich in der Regel um die Festsetzung „Flächen für Landwirtschaft“ gemäß § 9 (1) 18a BauGB.

In vielen Fällen enthalten die Begründungen zu vorhabenbezogenen Bebauungsplänen aber auch nur schriftliche Hinweise, dass der Rückbau im Rahmen des städtebaulichen Vertrags oder des Durchführungsvertrags zu regeln sei. Allerdings hat die Auswertung vieler Fallbeispiele auch gezeigt, dass in vielen Bebauungsplanunterlagen der Rückbau nicht geregelt worden war.

Ein Rückbau der mit dem Bau der Freiflächenanlage verknüpften naturschutzrechtlichen Kompensationsmaßnahmen ist nicht so ohne weiteres möglich.

Wird eine als Eingriff zugelassene Anlage wieder beseitigt, so entfallen lt. Fischer-Hüftle & Schuhmacher (S. 335, 2011) [207] „*allein dadurch nicht die seinerzeit verursachten Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft und es tritt auch nicht ‚automatisch‘ die Folge ein, dass die Kompensationsmaßnahmen rückgängig gemacht werden können.*“ Ist beispielsweise durch das Vorhaben ein Amphibiengewässer oder ein seltenes und/oder schwer regenerierbares Biotop überbaut worden und eine gleichwertige Kompensation ist erfolgt, so muss diese unbefristet erhalten werden, da der vorhabenbedingte Verlust allein durch den Rückbau der Anlage nicht rückgängig gemacht werden kann.

Anders verhält es sich mit Maßnahmen, die der Kompensation von Eingriffen in das Landschaftsbild dienen [207]. Wird die das Landschaftsbild beeinträchtigende Anlage zurückgebaut, entfällt auch der Anlass für die das Landschaftsbild aufwertende Kompensationsmaßnahmen [ebd.]. Es ist dann allerdings zu berücksichtigen, dass es sich bei der Kompensationsmaßnahme dann evtl. um ein inzwischen gesetzlich geschütztes Biotop (gem. § 30 BNatSchG) handeln könnte, artenschutzrechtliche Gründe (§ 44 BNatSchG) einer Beseitigung entgegenstehen oder ggf. bei Gehölzbeständen dann auch eine Ersatzaufforstungspflicht nach dem jeweiligen Landeswald- oder Landesforstgesetz besteht.

Das **Rückbaupotenzial** der bisher in Deutschland errichteten Freiflächenanlagen beträgt zurzeit bei einer Gesamtfläche von rd. 22.400 ha bei den Flächen auf Acker rd. 6.400 ha und bei den Konversionsflächen rd. 13.900 ha, vgl. a. Abbildung 50.

Gerade letztere sind natürlich unter naturschutzfachlicher Sicht von besonderem Interesse, da diese Anlagen sich – wie schon mehrfach beschrieben – häufig auch in naturschutzfachlich bedeutenderen Bereichen befinden.

A.4.6 Sonstige Themen

A.4.6.1 Vorhabentyp „Ost-West-Anlage“

Der stetig hohe Preisdruck auf die PV-Anlagen führt dazu, dass nach neuen Möglichkeiten gesucht wird, die Anlagen effektiver und kostengünstiger zu erstellen. Eine Entwicklung ist hier die sogenannte „Ost-West-Anlage“, bei der die Module in Satteldachform aufgestellt und nach Osten und Westen ausgerichtet werden. Als Vorteile dieses Anlagentyps werden von [208] aus den Erfahrungen mit Photon-Power-Anlagen in Aachen und Stolberg insbesondere genannt:

- Bis zu 70 % mehr Ertrag aus der Fläche, da mehr Module auf der Fläche untergebracht werden können (70 % der Fläche nutzbar, bei Südanlagen 35 bis 40 %).
- Bessere Netzverträglichkeit durch eine Abflachung der Spitzenerträge in den Mittagsstunden und gleichzeitige Ausdehnung des Leistungszeitraums (s. [208]).
- Reduzierte gegenseitige Modulverschattung und dadurch geringere Reihenabstände.
- Höhere statische Stabilität der Satteldachform, dadurch schlankere und günstigere Bauweise.
- Kosteneinsparung bei Trafos und Wechselrichter, da sie nicht auf das kurze Einstrahlungsmaximum zur Mittagszeit ausgerichtet werden müssen.

Wesentlicher Nachteil dieses Anlagentyps aus naturschutzfachlicher Sicht ist der bei maximaler Ausnutzung der Fläche entstehende hohe Überbauungs- und Überdeckungsgrad (s. Abbildung 79). Ging man bisher bei den Südanlagen von einem Überdeckungsgrad von 30 bis 40 % aus, sind es bei diesem Anlagentyp 70 % und mehr.

Gegenüber den „Südanlagen“ resultieren hieraus ökologisch relevante Nachteile:

Abbildung 79: Beispiel für eine „Ost-West-Anlage“
Foto: Solar Engineering/Solarkonzept 2012

- Höherer Beschattungsgrad der Anlagenfläche,
- deutlich geringere bis keine Vegetationsentwicklung unter den Modultischen,
- Erhöhung der Bodenerosionsgefährdung insbesondere an hängigen Standorten,
- Bodenrinnenbildung durch Wasserableitung,
- Erhöhte Trockenheit unter den großen Modulflächen,
- verändertes Blendverhalten aufgrund der flacheren Einstrahlungswinkel.

Bei der Realisierung dieses Vorhabentyps ist davon auszugehen, dass aufgrund der zu erwartenden erhöhten Beeinträchtigungen generell mehr Kompensationsaufwand betrieben werden muss, als bei der „klassischen“ Südanlage. Bei der Auswertung von beispielhaften Bebauungsplanunterlagen wurde allerdings festgestellt, dass die Anlagenkonfiguration wohl nicht immer in besonderer Weise beschrieben und entsprechend auch nicht erkennbar kompensatorisch erweitert berücksichtigt werden.

Wie viele Anlagen dieses Typs allerdings bereits gebaut wurden und ob hier ein Trend besteht, kann zurzeit noch nicht beurteilt werden. Die Verbreitung solcher Anlagen wird im weiteren Projektverlauf beobachtet.

A.4.6.2 Auslegung des Begriffes „Konversionsfläche“ in der PV-Praxis

Die Bestimmungen zur Vergütungsfähigkeit von PV-Freiflächenanlagen sind im Laufe der EEG-Novellierungen verändert worden, wobei die Zielstellung beibehalten wurde, dass vergütungsfähige Standorte vor allem solche sein sollen, die ökologisch von eher geringer Bedeutung und Sensibilität sind.

Bezogen auf die ursprünglich recht weit gefasste Definition von Konversionsflächen ist zunehmend eine Verengung erfolgt, die auf eine allzu sorglose Inanspruchnahme solcher Flächen reagiert hat. Die geltende Auslegungspraxis der EEG-Clearingstelle (s. insbesondere Empfehlung 2010/02) spezifiziert darauf, dass nicht nur die Flächenhistorie eine Vornutzung „aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung“ aufweist, sondern als fortdauernde Folge dieser und im Vergleich zur Ursprungsqualität des Standortes eine schwerwiegende ökologische Beeinträchtigung (s. Leitsatz 7 der Empfehlung 2010/2) weiterhin gegeben sein muss [209].

Der jeweilige Sachverhalt wird inzwischen häufig vom Vorhabenträger zum Nachweis des Vergütungsanspruchs im Rahmen eines „Konversionsgutachten“ dem zuständigen Netzbetreiber nachgewiesen. Die jeweilige Beeinträchtigung muss entsprechend den von der EEG-Clearingstelle vorgegebenen Kriterien dabei für mehr als die Hälfte der Anlagenfläche zutreffen.

Die jüngste Novellierung des EEG, gültig seit 01.01.2012, schließt darüber hinaus die Vergütung für Konversionsareale aus, die gleichzeitig Naturschutzgebiet oder Nationalpark gemäß BNatSchG sind. Damit wird unter dem Eindruck verschiedener Vorhabenplanungen in Schutzgebieten zum Ausdruck gegeben, dass unter derartigen Rahmenbedingungen die Naturschutzziele auch im Hinblick auf die Erzeugung erneuerbaren Stroms uneingeschränkten Vorrang haben. Gem. § 66 Abs. 11 EEG 2012 n.F. gilt hiervon dann eine Ausnahme, wenn die Anlage vor dem 01.01.2014 in Betrieb genommen wurde und der Beschluss über die Aufstellung oder Änderung eines Bebauungsplanes vor dem 30.06.2011 gefasst wurde.

Bezogen auf den Berichtszeitraum 2011ff ist festzustellen, dass Auseinandersetzungen um das Zutreffen des Konversionskriteriums im Einzelfall zu kontroversen Diskussionen und z.T. auch zu Klärungsprozessen vor der Clearingstelle EEG oder ordentlichen Gerichten geführt haben. Der Ursprung der Differenzen lag allerdings in den meisten beobachteten Fällen im Geltungsbereich früherer EEG-Bestimmungen. Nachfolgende Aus-

führungen dienen der Information über laufende und inzwischen abgeschlossene Klärungsprozesse:

- Clearingstelle EEG, Votum 2011/18 vom Juli 2011: Als „Altlast“ der ehemaligen Vergütungsfähigkeit von Anlagen auf Ackerflächen ist der gescheiterte Versuch anzusehen, ein landwirtschaftlich genutztes entwässertes Niedermoor als Konversionsfläche anerkennen zu lassen. Im Votum wird bestätigt, dass landwirtschaftliche und insbesondere ackerbauliche Nutzungen keine wirtschaftlichen Nutzungen im Sinne des EEG sind. Eine Vorprägung des gegenständlichen Standortes durch eine bis zu 200 Jahre zurückliegende Torfgewinnung sei nicht gegeben.
- Clearingstelle EEG, Stellungnahme 2013/01 vom 14. März 2013: Die Nutzung einer Fläche zum Zwecke einer Intensivtierhaltung ist nicht als „landwirtschaftliche Nutzung“ vom Anwendungsbereich des § 32 Abs. 1 Nr. 3 c) cc) EEG2012 ausgenommen, sondern kann als „wirtschaftliche Nutzung“ – bei Vorliegen der weiteren flächenbezogenen Voraussetzungen, insbesondere einer schwerwiegenden ökologischen Belastung gemäß der Empfehlung 2010/2 der Clearingstelle EEG – das Vorliegen einer Konversionsfläche aus wirtschaftlicher Nutzung im Sinne der Regelung begründen.

Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Datenstand 13.02.2013.

[2] Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Anlagenstammdaten zum Stichtag 31.12.2011. http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm, Zugriff am 3.4.2013.

[3] Bundesnetzagentur: Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen.

[4] Sonnige Aussichten in der Lewitz. http://www.mecklenburg-abc.de/news/index.php?rubrik=1&news=177067, abgerufen am 12.4.2013.

[5] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern: Raumordnungsverfahren für größtes Solarkraftwerk im Land abgeschlossen. Pressemeldung Nr. 178/12 vom 21.12.2012. http://www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/vm/?pid=42232, abgerufen am 12.4.2013.

[6] European Photovoltaic Industry Association (EPIA): Global Market Outlook for Photovoltaics. Ausgaben 2008 bis 2013.

[7] Jäger-Waldau, A.: PV Status Report, Ausgaben 2008 bis 2013, Joint Research Centre (JRC).

[8] Mercom Capital Group: Solar Market Intelligence Report. Diverse Ausgaben des Jahres 2013.

[9] IHS iSuppli Market Intelligence: Diverse Pressemeldungen der Jahre 2012 bis 2013, http://www.isuppli.com/Pages/Market-Research-Search-News.aspx?k=&site=Photovoltaics&r=0&dir=prev&filter=all.

[10] NPD Solarbuzz: Diverse Pressemeldungen der Jahre 2012 bis 2013, http://www.solarbuzz.com/news.

[11] Solarbuzz: After 18-Month Downturn, European Solar Photovoltaic Demand to Rebound in 2014, 06.11.2013, http://www.solarbuzz.com/news/recent-findings/after-18-month-downturn-european-solar-photovoltaic-demand-rebound-2014-accordi, Zugriff am 07.11.2013.

[12] PV Tech: Diverse Nachrichten der Jahres 2013, http://www.pv-tech.org/news/list.

[13] PV Magazine Deutschland: Diverse Nachrichten des Jahres 2013, http://www.pv-magazine.de/nachrichten/.

[14] PV Magazine Global: Diverse Nachrichten des Jahres 2013, http://www.pv-magazine.com/news/#axzz2lCdScLmQ.

[15] PV Magazine Lateinamerika: Diverse Nachrichten des Jahres 2013, http://www.pv-magazine-latam.com/noticias/.

[16] Solar Energy Industries Association (SEIA) & GTM Research: U.S. Solar Market Insight, diverse Ausgaben der Jahre 2010-2013.

[17] Hellenic Association of Photovoltaic Companies (HELAPCO): Greek PV Market Statistics, Jan-Sep 2013, http://helapco.gr/en/.

[18] Australian PV Association (APVI): PV in Australia 2012 Executive Summary, http://apvi.org.au/.

[19] Xinhua (chinesische Nachrichtenagentur): China to build more photovoltaic power stations, 05.11.2013, http://news.xinhuanet.com/english/china/2013-11/05/c_132861728.htm, Zugriff am 07.11.2013.

[20] Bundesverband Photovoltaik Österreich (PV Austria): PV Bilanz PV-Jahr 2013, http://www.pvaustria.at/category/news/.

[21] Observation et Statistiques Énergie France: Tableau de bord éolien-photovoltaïque Deuxième trimestre 2013, www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

[22] Association pour la Promotion des Energies Renouvelables en Belgique (APERe asbl): Observatoire photovoltaïque, http://www.apere.org/index/node/134.

[23] Photon: Diverse Nachrichten des Jahres 2013, http://www.photon.de/index.htm.

[24] solarbuzz: China – The Largest Global PV Market in 2012?. 03.04.2013 http://www.solarbuzz.com/resources/blog/2012/04/china-%E2%80%93-the-largest-global-pv-market-in-2012, Zugriff am 27.05.2013.

[25] Tsai, J.: Impact of Chinese FiT Policy on Global Module Availability in SPVI (Solar PV Investor) News, 02.09.2013, http://solarpvinvestor.com/spvi-news/726-impact-of-chinese-fit-policy-on-global-module-availability, Zugriff am 20.11.2013.

[26] Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry (METI): Settlement of FY2013 Purchase Prices for Newcomers and FY2013 Surcharge Rates under the Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy, 29.03.2013, http://www.meti.go.jp/english/press/2013/0329_01.html, Zugriff am 21.11.2013.

[27] Optics.org: Analyst warns of 'overheating' as Japan rushes to install PV. Market News, 19.03. 2013. http://optics.org/news/4/3/26, Zugriff am 31.05.2013.

[28] Lenz, F.: New Japanese Feed-in Tariff Rates in Cleantechnica, News, 25.03.2013, http://cleantechnica.com/2013/03/25/new-japanese-feed-in-tariff-rates/, Zugriff am 21.11.2013.

[29] Ali-Oettinger, S.: MENA markets to exceed 3GW annually by 2015 in PV-Magazine, News, 10.01.13, http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/mena-markets-to-exceed-3gw-annually-by-2015_100009808/#axzz2lCdScLmQ, Zugriff am 14.11.13.

[30] Hall, M.: Oil price driving PV development in the Middle East in PV-Magazine, News, 21.01.13, http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/oil-price-driving-pv-development-in-the-middle-east_100009905/#axzz2lCdScLmQ, Zugriff am 14.11.13.

[31] Bernreuther Research: Polysilizium-Industrie wird 2013 wieder wachsen. Würzburg, 8. Januar 2013.

[32] Solar PV Investor: Wacker Chemical and Polysilicon Industry Review. 16.09.2013. http://www.solarpvinvestor.com/spvi-news/730-wacker-chemical-and-polysilicon-industry-review. Zugriff am 16.09.2013.

[33] Jäger-Waldau, A.: PV Status Report 2013. Joint Research Centre (JRC).

[34] Jäger-Waldau, A.: PV Status Report 2012. Joint Research Centre (JRC).

[35] Bloomberg New Energy Finance: PV Market Outlook, Q3 2013. Sunny days are here again? 21. August 2013.

[36] Osamu Ikki, PV Activities in Japan. Vol. 19, N° 4. April 2013 zitiert in [33].

[37] IEA (International Energy Agency): Report IEA-PVPS T1-23:2013, Trends 2013 in Photovoltaic Applications.

[38] Photon: Abgehängt. Ausgabe Januar 2012.

[39] Photon: Aus der Traum. Ausgabe Januar 2013.

[40] Solar PV Investor: http://solarpvinvestor.com/database/capacity/polysilicon-2010-2013. Zugriff am 04.11.2013

[41] European Photovoltaic Industry Association (EPIA): Global Market Outlook for Photovoltaics. 2013-2017.

[42] Sonne, Wind & Wärme: Schwere Zeiten. Ausgabe 14/2012.

[43] Bloomberg News: China's Limit on New Solar Factories Seen Driving M&A, http://www.bloomberg.com/news/2013-09-17/china-to-strictly-limit-building-of-more-photovoltaic-capacity.html. 18.09.2013. Zugriff am 15.11.2013.

[44] IEA (International Energy Agency): Report IEA-PVPS. Trends in Photovoltaic Applications. Ausgaben der Jahre 2010 bis 2013.

[45] Photon: Eine neue Nummer eins. Ausgabe April 2013.

[46] PV Magazine Deutschland News: Solarworld kauft Bosch Solar. 26.11.13. http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/solarworld-kauft-bosch-solar_100013268/. Zugriff am 27.11.13.

[47] Perridon, L. und Steiner, M. (2003): Finanzwirtschaft der Unternehmung. 12. Auflage. Verlag Franz Vahlen, München. 2003.

[48] VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Umsatzflaute im Jahr 2012. Pressemeldung vom 07.05.2013.

[49] VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Photovoltaik-Maschinenbau erwartet ein weiteres schwieriges Jahr. 18.04.2013.

[50] VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Branchensituation PV-Zulieferer. Juni 2013.

[51] VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Photovoltaik-Maschinenbau erwartet Marktbelebung für 2014. 27.09.2013.

[52] VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Wenige Impulse im ersten Halbjahr. 07.10.2013

[53] PV Magazine Deutschland News: Investitionen der PV-Hersteller steigen 2014 um 42 Prozent. 12.11.2013, http://www.pv-magazine.de/index.php?id=9&tx_ttnews[tt_news]=13107&no Mobile=1&cHash=5dc458000c4efee0c2b3643e6c75f11a, Zugriff am 26.11.2013.

[54] Mercom Capital Group: Solar Market Intelligence Report. 6.5.2013

[55] PV Magazine Deutschland News: SMA kämpft mit rückläufigem Photovoltaik-Geschäft. 07.11.2013. http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/sma-kmpft-mit-rcklufigem-photovoltaik-geschft_100013029/. Zugriff am 27.11.2013.

[56] PV Magazine Deutschland News: Wechselrichter-Nachfrage in Europa eingebrochen. 04.09.2013. http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/wechselrichter-nachfrage-in-europa-eingebrochen_100012275/. Zugriff am 27.11.2013.

[57] VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel PV-Maschinenbau befindet sich im schwierigen Marktumfeld. Pressemeldung vom 10.07.2012.

[58] Photon: „Wir haben 2009 unterschätzt“. Ausgabe Mai 2009.

[59] PVinsights: Price Download.

[60] pvXchange: PVX Spotmarkt Preisindex Solarmodule. http://www.pvxchange.com/priceindex

[61] Photon-Profi: Wechselrichterpreisindex. Diverse Ausgaben.

[62] JinkoSolar Holding's CEO Discusses Q1 2013 Results - Earnings Call Transcript. 07.06.2013, http://seekingalpha.com/article/1488222-jinkosolar-holding-s-ceo-discusses-q1-2013-results-earnings-call-transcript?part=single, Zugriff am 10.06.2013.

[63] Solar PV Investor: Database, ASP. http://solarpvinvestor.com, abgerufen am 23.5.2013.

[64] Bickel, P.; Kelm, T.; Edler, D.: Evaluierung der inländischen KfW-Programme zur Förderung Erneuerbarer Energien. Gutachten für die Jahre 2010 und 2011 des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg im Auftrag der KfW Bankengruppe. Stuttgart, Oktober 2011 bzw. August 2012.

[65] IE Leipzig, ZSW, Fraunhofer IWES, Bosch & Partner, SOKO Institut: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 – Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie – Endbericht, 1. Juni 2011.

[66] Jordan, D. C. and Kurtz, S. R. (2013), Photovoltaic Degradation Rates - an Analytical Review. Prog. Photovolt: Res. Appl., 21: 12–29. doi: 10.1002/pip.1182

[67] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Marktwert- / Referenzmarktwertübersicht. http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm, Zugriff am 05.06.2013.

[68] EuPD Research: German PV Market Briefing 2013. Vortrag M. Lohr, Rückblick und Status Quo. Februar 2013.

[69] P. Vanbuggenhout, W. Hoffmann, G. Masson, I.T. Theologitis: Photovoltaics (PV) Industrial Value Creation in Europe: A Comparison with the Value of the European Market. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 2012.

[70] Gleiss Lutz: Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen“, im Auftrag des BMU, 30. April 2013.

[71] photovoltaik: Knifflige Detailfragen, Ausgabe 02/2013, S. 75-78.

[72] Übertragungsnetzbetreiber: Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2012, Stand 21.11.2012, www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm

[73] Übertragungsnetzbetreiber: Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2013, Stand 21.10.2013, www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm

[74] Bundesnetzagentur: Monatliche Veröffentlichungen der PV-Meldezahlen, Stand 31.10.2013.

[75] Übertragungsnetzbetreiber: 2012 – EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33b Nr2 EEG, www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm

[76] Übertragungsnetzbetreiber: 2013 – EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33b Nr2 EEG, www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm

[77] R2B Energy Consulting GmbH: Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken – Endbericht, im Auftrag der ÜNB, 10. November 2012.

[78] R2B Energy Consulting GmbH: Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken – Endbericht, im Auftrag der ÜNB, 15. November 2013.

[79] Bundesnetzagentur: EEG-Statistikberichte 2009, 2010 und 2011

[80] prognos: Transformation des Energiesystems – Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie Begleitung des Prozesses zur Optimierung des Gesamtsystems, Präsentation vom 06.06.2013.

[81] BDEW: Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008

[82] VDE: VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE Verlag GmbH, Berlin 2011

[83] Netzentwicklungsplan Strom 2013, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 02.03.2013.

[84] dena-Verteilnetzstudie, Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 vom 11.12.2012.

[85] Horváth, G., Blahós, M., Egri, A., Kriska, G., I. Seres & B. Robertson (2010): Reducing the Maladaptive Attractiveness of Solar Panels to Polarotactic Insects. Conservation Biology.

[86] Herden, c., Rassmus, j. & b. Gharadjedaghi (2009): Naturschutzfachliche Bewertungsmethoden von Freilandphotovoltaikanlagen. BfN-Skripten 247. Bonn.

[87] Bosch & Partner GmbH & Rana (2011): Solarpark „Turnow-Preilack“, Bericht zur Umweltbaubegleitung und zum naturschutzfachlichen Monitoring für das Jahr 2010. Hannover, Halle.

[88] Fischbach, M. & W. Rosenthal (2013): Forschungsbedarf bezüglich Reflexionen des Sonnenlichts an PV-Modulen. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, März 2013. Bad Staffelstein

[89] National Renewable Energy Laboratory (NREL): Best Research Cell-Efficiencies, 3/2013.

[90] Staiß, F.: Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Radebeul: Bieberstein-Verlag.

[91] Photon: Ausgaben Januar und April der Jahre 2010 bis 2013.

[92] Sonne, Wind & Wärme: Ausgaben 07/2012, 16/2012 und 11/2013.

[93] Bloomberg New Energy Finance: PV Market Outlook, Q3 2012, No Summer of love for PV. 7. August 2012.

[94] Solarbuzz: Multicrystalline Silicon Modules to Dominate Solar PV Industry in 2014, 25.10.2013, http://www.solarbuzz.com/news/recent-findings/multicrystalline-silicon-modules-dominate-solar-pv-industry-2014. Zugriff am 07.11.2013.

[95] Barclays (2012): U.S. Clean Technology & Renewables. Barclays Capital Inc, September 2012.

[96] EUWID (2012): Sunways kündigt drastischen Stellenabbau an, in: EUWID Neue Energien, S.6, Nr. 51/52.2012, Jahrgang 5.

[97] Handelsblatt (2013): Solarworld-Chef Asbeck: Der Sturz des Sonnenkönigs, in: Handelsblatt, 25. Januar 2013. http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/solarworld-chef-asbeck-der-sturz-des-sonnenkoenigs/7689108.html

[98] Photovoltaik (2012): Inventux mit Investoren aus Argentinien und Chile, in: Photovoltaik – Das Magazin für Profis, 9. August 2012. http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/details/beitrag/inventux-mit-investoren-aus-argentinien-und-chile_100008768/

[99] Solarserver.de

[100] Photovoltaik.eu

[101] Solarpvinvestor.com

[102] Ockenfels, A., Grimm, V. und G. Zoettl (2008): „Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX“, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, 11.3.2008.

[103] European Power Exchange (EPEX SPOT SE), Pressemitteilung vom 8.01.2013: “Handelsvolumina an der europäischen Strombörse EPEX SPOT erreichen 2012 neues Rekordhoch“; abgerufen am 16.04.2013 von www.epexspot.com.

[104] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) (2013): „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012“, März 2013; abgerufen am 16.04.2013 von www.ag-energiebilanzen.de.

[105] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) (2013): „Energiestatus Österreich 2012“, Wien, April 2013; abgerufen am 16.04.2013 von http://www.bmwfj.gv.at.

[106] Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Februar 2013 (BGBl. I S. 310) geändert worden ist.

[107] Sensfuß, F.,Ragwitz, M. (2007): „Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006, Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit“, Karlsruhe, 18.06.2007.

[108] Fernahl, A., Götz, P., Lenck, T., Federico, T. (Energy Brainpool GmbH & Co. KG) (2012): „Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken - Studienupdate für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TenneT TSO GmbH“ Abschlusspräsentation, 29.06.2012.

[109] Öko-Institut (2013): EEG Calculator. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Modellversion 1.0, Datenversion 1.0, Berlin, 18. März 2013; abgerufen am 16.04.2013 von www.agora-energiewende.de.

[110] TenneT TSO GmbH, 50Hertz GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH (2012), „Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV – Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB“, 15.10.2012.

[111] Hirth, L., The market value of variable renewables, Energy Econ. (2013), http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004

[112] European Energy Exchange (EEX): Handelsdaten – Phelix Futures | Terminmarkt, abgerufen am 21.04.2013 von http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20|%20Terminmarkt

[113] European Power Exchange (EPEX SPOT SE), Pressemitteilung vom 4.04.2013: „Strom-Handelsergebnisse im März 2013 - Intraday-Märkte mit neuen Rekorden“; abgerufen am 21.04.2013 von www.epexspot.com

[114] PV magazine: Spanish Congress approves new energy law, http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spanish-congress-approves-new-energy-law_100009688/#axzz2VKPCzNj2, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[115] CSP World: Spain kills Feed-in Tariff for renewable energy, Stand: 13. July 2013, http://www.csp-world.com/news/20130713/001121/spain-kills-feed-tariff-renewable-energy, zuletzt abgerufen am 31.10.2013

[116] IEA – PVPS: Annual Report 2012.

[117] EnergyNews: Self-Consumption, an alternative for companies and a resource for consumers, http://www.energynews.es/english/autoconsumo-salida-para-las-empresas-y-recurso-para-los-consumidores-1357628695, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[118] ZfK: Spanien: effiziente Eigenverbrauchs-PV-Anlagen, http://www.zfk.de/strom/erneuerbare-energien/sonne/artikel/spanien-effiziente-eigenverbrauchs-pv-anlagen.html, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[119] ZfK: Erstes Eigenverbrauchs-Projekt in Spanien, http://www.zfk.de/strom/erneuerbare-energien/sonne/artikel/erstes-eigenverbrauchs-projekt-in-spanien.html, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[120] PV magazine: Gehrlicher completes Spanish selv-consumption system, http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/gehrlicher-completes-spanish-self-consumption-system_100009915/#axzz2VKPCzNj2, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[121] Photovoltaik: http://www.photovoltaik.eu/gentner.dll?AID=449357&MID=30021&UID=C1AA650AE63A1B2D818748EE5C2B518308745FFE2C0BCC, zuletzt abgerufen am 17.6.2013

[122] Energés: Direct-marketing, http://www.energes.net/en/services/direct-marketing, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[123] Burgos-Payán, M.; Roldán-Fernández, J. M.; Trigo-García, A. L.; Bermúdez-Ríos, J. M.; Riquelme-Santos, J. M.: Costs and benefits oft he renewable production of electricity in Spain, Energy Policy, Volume 56, Mai 2013, Seiten 259-270, ISSN 0301-4215, http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.047

[124] Ingenieur.de: Preisverfall macht Solarstrom in Spanien konkurrenzfähig, http://www.ingenieur.de/Themen/Erneuerbare-Energien/Preisverfall-Solarstrom-in-Spanien-konkurrenzfaehig, zuletzt abgerufen am 24.04.2013.

[125] GSE: Statistical Report 2011 – Renewable Energy Power Plants in Italy.

[126] GSE: Purchase & Resale and Net metering, http://www.gse.it/en/ridssp/Pages/default.aspx, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[127] Eurostat: Preise Elektrizität für Haushaltabnehmer, ab 2007 – halbjährliche Daten, Stand 22.05.2013, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database, zuletzt abgerufen am 24.06.2013.

[128] Fotovoltaico nord italia: Guida allo scambio sul posto fotovoltaico – parte 3, http://www.fotovoltaiconorditalia.it/conto-energia/guida-allo-scambio-sul-posto-fotovoltaico-parte-3, zuletzt abgerufen am 27.06.2013.

[129] Solar choice: State solar feed-in tariffs, http://www.solarchoice.net.au/solar-rebates/solar-feed-in-rewards, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[130] IPART: Solar feed-in tariffs – The subsidy-free value of electricity from small-scale solar PV units from 1 July 2013, Final Report, 28. June 2013, http://www.ipart.nsw.gov.au/Home/Industries/Electricity/Reviews/Retail_Pricing/Solar_feed-in_tariffs_2013_to_2014, zuletzt abgerufen 31.10.2013.

[131] State Government Vicotria, Department of Environment and Primary Industries: Feed-in tariff for new applicants, http://www.dpi.vic.gov.au/energy/environment-and-community/victorian-feed-in-tariff-schemes/new-feed-in-tariff, zuletzt abgerufen am 31.10.2013.

[132] Australian Government: Clean Energy Regulator, https://www.rec-registry.gov.au/aboutRec.shtml, zuletzt abgerufen am 17.6.2013.

[133] Kaizuka, I.: Net billing schemes, Experience from Japan – Evolution to Net-export FIT, PVPS workshop, Frankfurt, 4. September 2012

[134] Yamada, H.; Ikki, O.: National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2012, IEA PVPS Task 1, 31. Mai 2013

[135] GfK – Gesellschaft für Konsumforschung , Befragung von PV-Installateursbetrieben, Datensatz vom 22. März 2013.

[136] IE Leipzig, ZSW, Fraunhofer IWES, Bosch & Partner, SOKO Institut: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 – Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie – Endbericht, 1. Juni 2011

[137] Bundesnetzagentur: EEG-Statistikberichte 2009, 2010 und 2011.

[138] R2B Energy Consulting GmbH: Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken – Endbericht, im Auftrag der ÜNB, 10. November 2012.

[139] Leipziger Institut für Energie: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016, im Auftrag der ÜNB, 28.10.2011.

[140] BET: Potenzialstudie – Smart Meter: „Intelligente“ Zähler – zeitvariable Tarife!, Aachen, 27.05.2009.

[141] Karg, L. (B.A.U.M. Consult): Welchen Weg in die Zukunft hat Deutschland eingeschlagen? Ein Blick auf die Ergebnisse der E-Energy Modellregionen., Berlin, E-Energy Kongress 2012.

[142] Ecofys, EnCt, Becker Büttner Held: Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, im Auftrag der Bundesnetzagentur, Dezember 2009.

[143] MVV Energie: Ergebnisse der Abschlussbefragung im Praxistest 2, Ergebnisse des E-Energy Projekts Modellstadt Mannheim (moma), Stand 26.03. 2012, http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/de/feldtest/praxistes_2/Praxistest_2.html, zuletzt abgerufen 25.06.2013.

[144] SMA: Sunny Home Manager – Datenblatt, www.sma.de/produkte/monitoring-systems/sunny-home-manager.html#Downloads-3871, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[145] RWE: RWE HomePower Solar Produktbroschüre, www.energiewelt.de/web/cms/de/1641350/energieberatung/solarenergie-photovoltaik/solarstrom-speichern/rwe-homepower-solar, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[146] Stiebel-Eltron: WWK 300 PV – Produktbeschreibung, www.stiebel-eltron.de/erneuerbare-energien/produkte/waermepumpe/warmwasser-waermepumpen/wwk-300-pv, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[147] CentroSolar: CENPAC plus – Produktdatenblatt, www.centrolsolar.de/fileadmin/user_upload/downloads/product_info/pb_cenpac_plus_DE_20130108.pdf, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[148] Viessmann: Vitocal Wärmepumpen: Heizen und Kühlen mit Solarstrom – Pressetext, www.viessmann.de/de/Presse/aktuelles/apt-211002.html, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[149] Schüco International: Schüco Wärmepumpe und Photovoltaik intelligent vernetzt – Produktbroschüre, www.schueco.com/web/de/privatkunden/solarstrom_und_solarwaerme/prospekte/allgemein, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[150] IE Leipzig, ZSW, Fraunhofer IWES, Bosch & Partner, SOKO Institut: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 – Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie – Endbericht, 1. Juni 2011.

[151] IBS Solar: IBC Batteriesysteme als Speicherlösung, www.ibc-solar.de/battersystem-ibc-solstore.html, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[152] Prosol Invest: Sonnenbatterie, www.sonnenbatterie.de/strom-energie-speicher/sonnenbatterie, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[153] Voltwerk: VS 5 Hybrid – Datenblatt, www.voltwerk.com/de/solarstrom-tag-nacht/speicherloesungen/vs-5-hybrid, zuletzt abgerufen 14.06.2013.

[154] Photovoltaik-Magazin: Projektbeispiele zur Marktübersicht Batterispeichersysteme, Heft Oktober 2012.

[155] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen, Bundesanzeiger, veröffentlicht am 19. April 2013.

[156] Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Intersolar Europe: Solarstromspeicher-Preismonitor Deutschland, Ergebnisse 2. Halbjahr 2013

[157] Regionalmodell COSMO-EU http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_state=maximized&_windowLabel=T4340262728117430466850 4&T4340262728117430466850 4gsbDocumentPath=Navigation%2FForschung%2FAnalyse__Modellierung%2FFU__NM__LME__node.html%3F__nnn%3Dtrue&_pageLabel=_dwdwww_spezielle_nutzer_hobbymeteorologen_vorhersage

[158] The HelioClim solar radiation Databases - estimated from Meteosat images; abgerufen am 04.03.2013 http://www.soda-is.com/eng/helioclim/index.html

[159] Bofinger, S.; „Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom?“, 2008, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

[160] Klucher, T. M.; „Evaluation of models of predict insolation on tilted surfaces”, 1979, Solar Energy, 23:111-114.

[161] Schmidt, H.; Sauer, D. U.; „Wechselrichter-Wirkungsgrade“, 1996, Sonnenenergie 4, 43-47. Berlin.

[162] Beyer, et al.; “A robust model for the MPP performance of different types of PV-modules applied for the performance check of grid connected systems”, 2004,. EUROSUN 2004 (I-SES Europe Solar Congress). Unter Mitarbeit von G. Heilscher, S. Bofinger und H.G. Beyer. Freiburg.

[163] Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze; abgerufen im April 2013 http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html

[164] Datenbank Endkundentarife Strom; abgerufen im April 2013 http://www.enet.eu/stromtarife/datenbank.html

[165] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Persönliche Mitteilung

[166] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2012.

[167] BDEW: Strompreisanalyse Januar 2013.

[168] Hildmann, C., Landeck, I., Kempe, K., Gharadjedaghi, B. & C. Martin (2012): Langzeitwirkung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Natur und Landschaft. Zweiter Zwischenbericht, Oktober 2012, unveröffentlicht. Im Auftrage des Bundesamtes für Naturschutz (BfN), Leipzig.

[169] Hildmann, C., Landeck, I., Kempe, K., Gharadjedaghi, B. & C. Martin (2013): Langzeitwirkung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Natur und Landschaft. Präsentation der vorläufigen Ergebnisse des Forschungsvorhabens auf der 3. Sitzung der PAG, BfN in Leipzig. 07.05.2013

[170] Wachholz, Carsten (2011): Vortrag „Potenziale der Photovoltaik“- NABU-Fachtagung „Photovoltaik auf Freiflächen“ – 13. Naturschutztag des NABU Brandenburg vom 29.03.2011

[171] Ebert, T. & Müller, C. (2012): Sind Schadstoffe in Photovoltaik-Freiflächenanlagen eine Gefahr für den Boden? Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Lange Point 12, 85354 Freising

[172] Bayerische Landesanstalt für Umwelt (2011): Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen, 11-2011

[173] http://www.pvcycle.org/country/germany/pv-recycling-2/abfallprognose/

[174] bifa Umweltinstitut GmbH (2013): Ökoeffizienzanalyse von Photovoltaikmodulen. Bifa-Text Nr. 62. Augsburg November 2013

[175] Fawer, M., Magyar, B. (2009): Solarwirtschaft – grüne Erholung in Sicht –Technologien, Märkte und Unternehmen im Vergleich. Bank Sarasin & Cie AG, Basel.

[176] „PV CYCLE gründet Tochtergesellschaft für Solarmodul-Recycling in Deutschland“. Nachricht SolarServer vom 04.09.2013. www.solarserver.de

[177] PV Cycle: Operational Status Report Europe – 10/2013. http://www.pvcycle.org

[178] „Rhein-Neckar-Kreis: Annahme von Photovoltaik-Modulen beim Abfallentsorgungszentrum in Wiesloch“ Portal ecoGuide- Umwelt und Gesundheit in der Metropolregion Rhein-Neckar. 17.06.2013; www.ecoguide.de

[179] „PV Cycle- Verbund zur Entsorgung von Altmodulen“. Informationsportal SolarContact. http://de.solarcontact.com/

[180] „Mobile Entsorgung für alte Photovoltaik-Module“. Recycling-Magazin. Trends, Analysen, Meinungen und Fakten zur Kreislaufwirtschaft. 20.11.2013. www.recyclingmagazin.de

[181] http://www.photovoltaik.org/wissen/photovoltaik-recycling

[182] Pressemeldung „Feierabend bei First Solar“, Märkische Oderzeitung 31.05.2013. www.moz.de

[183] BINE 2010: Recycling von Photovoltaik-Modulen. BINE Informationsdienst 02/10

[184] First Solar (2009): CdTe – Photovoltaiktechnologie. www.First Solar.de

[185] Neuling, Eric (HNE Eberswalde), LUA, Rana (2011): Lieberose – Photovoltaik im Vogelschutzgebiet. Präsentation der Ergebnisse der Studie auf dem 13. Naturschutztag des NABU Brandenburg am 26.03.2011 in Potsdam

[186] Möller, Jens (HNE Eberswalde): Brutvögel auf der Photovoltaik-Freiflächenanlage in Finow. Konflikte und Perspektiven für den Artenschutz. Präsentation der Ergebnisse der Studie am 5. September 2013

[187] Bosch & Partner GmbH & RANA (2012): Solarpark Turnow-Preilack. Bericht zum naturschutzfachlichen Monitoring für die Jahre 2011 und 2012 – einschließlich Maßnahmenkonzept 2013. Stand Dezember 2012. Im Auftrag der juwi GmbH. Hannover, Halle

[188] Staatl. Vogelschutzwarte des Landes Brandenburg (mdl. Auskunft) In: Jessel, B. & Kuler, B. (2006): Naturschutzfachliche Beurteilung von Freilandphotovoltaikanlagen. Naturschutz und Landschaftsplanung 38 (7): 225-231)

[189] Horváth, G., Blahós, M., Egri, A., Kriska, G., I. Seres & B. Robertson (2010): Reducing the Maladaptive Attractiveness of Solar Panels to Polarotactic Insects. Conservation Biology.

[190] ARGE PV-Monitoring (2007): Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen bei der Planung von PV-Freiflächenanlagen. BMU (Hrsg.) Im Internet unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/pv_leitfaden.pdf

[191] Gutschker, J. und L. Dongus: Zwischenbricht zur Mikroklimabewertung von Photovoltaik-Anlagen am Beispiel „Gerbach - Schneeberger Hof. Odernheim 2010

[192] Herden, c., Rassmus, j. & b. Gharadjedaghi (2009): Naturschutzfachliche Bewertungsmethoden von Freilandphotovoltaikanlagen. BfN-Skripten 247. Bonn.

[193] Bosch & Partner GmbH & Rana (2011): Solarpark „Turnow-Preilack“, Bericht zur Umweltbaubegleitung und zum naturschutzfachlichen Monitoring für das Jahr 2010. Hannover, Halle.

[194] Fischbach, M. & W. Rosenthal (2013): Forschungsbedarf bezüglich Reflexionen des Sonnenlichts an PV-Modulen. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, März 2013. Bad Staffelstein

[195] Dröscher, F. (2011): Beurteilung der möglichen Blendwirkung eines Solarparks und dessen thermischen Effekte am Verkehrslandeplatz Eberswalde-Finow. Tübingen

[196] Debus-Gutachtenstelle (2012): Untersuchung der Blendung einer geplanten Freiland-Photovoltaik-Anlage, Winkelhof, Sernheim. Leer

[197] IE Leipzig et al. (2011): Leipziger Institut für Energie GmbH, Bosch & Partner GmbH, ZSW Baden-Württemberg, Soko-Institut, Fraunhofer IWES: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben II c, Solare Strahlungsenergie. Endbericht 01.06.2011

[198] BUND - Landesverband Baden-Württemberg (2010): Position des BUND Baden-Württemberg zur Solarstromerzeugung, insbesondere zu Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-Freiflächen).

[199] BUND - Bund Naturschutz in Bayern (2009): Weiterentwicklung der BN-Positionen zu Erneuerbaren Energien in den Bereichen Photovoltaik-Freiland-Anlagen und Windkraftwerken. Beschluss des BN-Landesbeirates am 28. November 2009

[200] BUND - Landesverband Mecklenburg-Vorpommern (2011): Positionspapier Photovoltaik-Freianlagen: Optimierungsmöglichkeiten aus Sicht des Naturschutzes. November 2011

[201] NABU 2012: Kriterien für naturverträgliche Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Basierend auf einer Vereinbarung zwischen der Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e.V. (heute: BSW-Solar) und Naturschutzbund Deutschland – NABU

[202] Landtag Brandenburg (2011): Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage 1152 „Erneuerbare Energien“, Drucksache 5/3238 v. 16.5.2011

[203] Bundesamt für Naturschutz (BfN) (2013): Photovoltaikanlagen in Schutzgebieten (unveröffentlicht). Stand Juni 2013. Leipzig

[204] Hänel, K. & H. Reck (2011): Bundesweite Prioritäten zur Wiedervernetzung von Ökosystemen: Die Überwindung straßenbedingter Barrieren. Ergebnisse des F+E-Vorhabens 3507 82 090 des Bundesamtes für Naturschutz. Naturschutz und Biologische Vielfalt 108. Bonn Bad-Godesberg.

[205] BUND, NABU und DJV (2008): Gemeinsames Positionspapier „Wildtierkorridore jetzt!“, Februar 2008. Berlin

[206] Regionale Planungsgemeinschaft Uckermark-Barnim (2011): Handreichung Planungskriterien für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Stand Oktober 2011. Eberswalde

[207] Fischer-Hüftle, P & A. Schuhmacher (2011): BNatSchG § 15 Rdnr. 115. Stuttgart

[208] Heuser, R. (2012): Ost-West ist Trumpf. In: Photon, Juni 2012, S. 152 - 153

[209] Götze, R.: Photovoltaikanlagen. In: Hoppenberg/de Witt 2011: Handbuch des öffentlichen Rechts. Kapitel Z VII, Tz. 62ff, insbesondere Tz. 65ff