

Endbericht

Anpassung der Vergütungs- und Degressionssätze für solare Strahlungsenergie

Nach §§ 32, 33 EEG i.V.m. § 20 Abs. 2 Nr. 8 und
Abs. 2a EEG

Im Rahmen des Forschungsprojekts 59/08
„Energiepolitische Optionen“ des BMWi

Auftraggeber:
Bundesministerium für
Wirtschaft und
Technologie

Mitarbeiter
Dr. Michael Schlesinger
Matthias Deutsch, PhD
Stefan Mellahn
Frank Peter

Berlin, 10. Dezember 2009
26844

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstraße 14

D - 80331 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Straße 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Avenue des Arts 39

B - 1040 Brüssel

Telefon +32 2 51322-27

Telefax +32 2 50277-03

Prognos AG

Werastraße 21-23

D - 70182 Stuttgart

Telefon +49 711 2194-245

Telefax +49 711 2194-219

Internet

www.prognos.com

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Status quo der Photovoltaik	4
2.1	Installierte Photovoltaik-Leistung	4
2.2	Stromerzeugung Photovoltaik	6
2.3	Entwicklung der PV-Modulproduktion	7
2.4	Entwicklung der Investitionskosten von PV-Anlagen	10
2.5	Stromgestehungskosten und Effizienz von PV-Anlagen	13
2.6	Entwicklung der EEG Vergütungszahlungen für PV-Strom	15
2.7	Bewertung des Status-quo	16
3	Zukünftige Marktentwicklung	17
3.1	Weltweiter PV-Markt	17
3.2	Ausbau der Photovoltaik in Deutschland	20
3.2.1	Prämissen für die Berechnungen	20
3.2.2	Kapazitätsentwicklung und PV-Stromerzeugung in Deutschland	22
3.2.3	Vergütungszahlungen und EEG-Umlage	24
4	Diskussion der Ausbaupfade und Vorschläge für die zukünftige Vergütungsregelung	27
4.1	Diskussion der Ausbaupfade	27
4.2	Ausgestaltung der zukünftigen PV-Vergütung	28
	Anhang	30
	Quellenverzeichnis	31

Abbildungen

Abbildung 1:	Entwicklung der installierten PV-Leistung in Deutschland und weltweit	5
Abbildung 2:	Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen	7
Abbildung 3:	Gegenüberstellung der Produktion und Installation von PV-Anlagen	8
Abbildung 4:	Entwicklung der PV-Produktion und vorhandener Kapazitäten von Sharp (JP) und Q-Cells (D)	9
Abbildung 5:	Entwicklung der reinen Produktionskosten für Dünnschichtmodule ohne Installation (Beispiel First Solar)	11
Abbildung 6:	Durchschnittliche Systemkosten für PV-Module auf Siliziumbasis im Jahr 2008, weltweit	12
Abbildung 7:	Entwicklung der EEG- Vergütungszahlungen für PV-Strom	15
Abbildung 8:	Szenarien zum Ausbau der weltweit installierten PV-Anlagen	18
Abbildung 9:	Szenarische Entwicklung der Modulkosten	19
Abbildung 10:	Szenarische Entwicklung der PV-Kapazitäten in Deutschland	23
Abbildung 11:	Szenarische Entwicklung Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland	24
Abbildung 12:	Szenarische Vergütungszahlungen für PV-Strom in Deutschland	25
Abbildung 13:	Szenarische EEG-Umlage ausschließlich für PV-Strom in Deutschland	26
Abbildung 14:	Sonneneinstrahlung in Deutschland	30
Abbildung 15:	Gemeldete installierte PV-Leistung pro Monat im Jahr 2009	30

Tabellen

Tabelle 1:	Matrix der Preise für PV-Systeme und Installationskosten in Deutschland (Stand: August 2009)	10
Tabelle 2:	Aktuelle Wirkungsgrade von PV-Modulen in der Praxis	13
Tabelle 3:	PV-Stromgestehungskosten (Dachsysteme bis 30 kW _{peak}) in Abhängigkeit der Einstrahlung in Euro/kWh	14
Tabelle 4:	Vergleich der Vergütungssätze 2009 mit der aktuellen Kostensituation für PV-Anlagen	16
Tabelle 5:	Einmalige Vergütungsanpassung für das Jahr 2010	29
Tabelle 6:	Degression der PV-Vergütung ab dem Jahr 2011	29

1 Zusammenfassung

(1) Die Preise für Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) sind gegenüber dem Zeitpunkt der letzten Novellierung des EEG im Jahre 2008 um mehr als 30 % gefallen. Dadurch haben sich die **ökonomischen Rahmenbedingungen** für die zu diesem Zeitpunkt festgelegten Vergütungssätze für PV-Anlagen erheblich verändert. Ausschlaggebend für diese Entwicklung sind insbesondere gefallene Rohstoffpreise, bestehende Überkapazitäten in der Modulproduktion und ein durch die zunehmende Konkurrenz ausländischer Hersteller ausgelöster Effizienzsprung in der Modulfertigung.

(2) Deutschland bietet derzeit aufgrund der aktuellen Vergütungssätze die international besten **Rahmenbedingungen** für den Bau von PV-Anlagen. Ein Zubau von mehreren Tausend Megawatt im Jahr 2009 ist zu erwarten. Als Folge steigen die EEG-Vergütungszahlungen für PV-Strom deutlich an. Zusätzlich werden bei einem weiterhin beschleunigten Ausbau der solaren Stromerzeugung in Deutschland die Anforderungen an das Stromversorgungssystem zunehmend komplexer.

(3) Die **Vergütungen** für das Jahr 2010 sollten im Vergleich zu den aktuellen Sätzen um mehr als 15 % gesenkt werden. Der zu erwartende Kostenfortschritt bei PV-Anlagen wird bei einem ambitionierten weltweiten Ausbau etwa 6 % pro Jahr betragen. In dieser Höhe sollte auch die **jährliche Degression** für den Ziel-Zubaukorridor gestaltet werden.

(4) Die Möglichkeiten einer **variablen Degression** sollten ausgebaut werden. Als Zielgröße wäre ein mittlerer Zubau von 1.500 MW pro Jahr angelehnt an das Leitszenario bis Jahr 2015 zu empfehlen, um einerseits die Klimaschutzziele zu erreichen und andererseits die Belastung für die Letztverbraucher zu begrenzen.

(5) Bei einem Zubau von mehr als 2.500 MW wird eine stärkere Degression dazu führen, dass die **Wettbewerbsfähigkeit der PV-Stromerzeugung** mit baulich integrierten Anlagen zum Strompreis für Haushalts und Gewerbekunden zeitnah erreicht wird.

2 Status quo der Photovoltaik

Anhand aktueller statistischer Daten wird die Marktentwicklung der letzten Jahre aufgezeigt. Neben der Entwicklung des Photovoltaik-Marktes in Deutschland wird die weltweite Entwicklung dargestellt, die für die aktuelle Marktsituation maßgeblich ist. Die Entwicklung folgender Kenngrößen wird im Anschluss dargestellt:

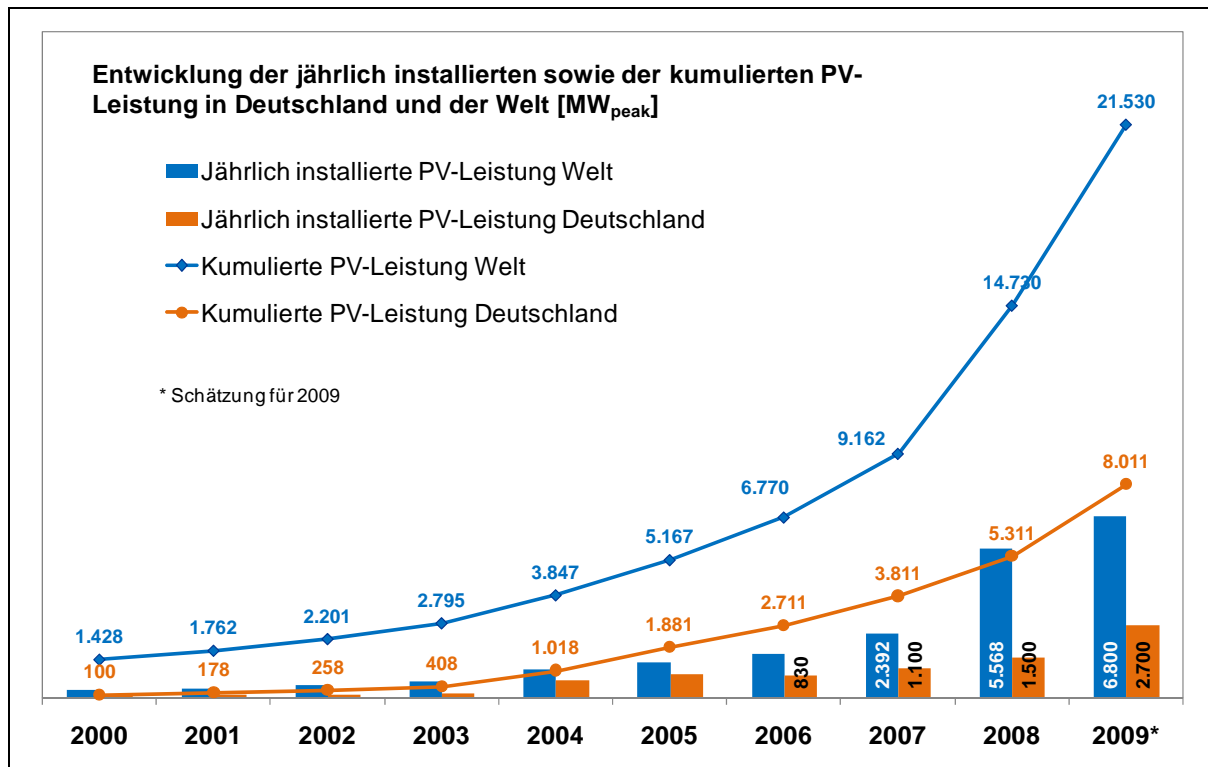
- Jährlich installierte PV-Leistung und kumulierte Leistung,
- Stromerzeugung Photovoltaik,
- Entwicklung der jährlichen Produktionskapazitäten für PV-Module,
- Entwicklung der Installationskosten,
- Stromgestehungskosten und Effizienz von PV-Modulen sowie
- die Entwicklung der Vergütungszahlungen.

Für die Darstellung der genannten Parameter wird auf Daten internationaler Verbände, Forschungseinrichtungen sowie auf Brancheninformationen zurückgegriffen.

2.1 Installierte Photovoltaik-Leistung

(1) Ende 2008 waren **weltweit** PV-Anlagen mit einer Leistung von rund 14.700 MW_{peak} installiert. Dabei hat sich der Zubau im Jahr 2008 gegenüber dem Vorjahr fast verdoppelt. Abbildung 1 zeigt die zum Jahresende sowohl jährlich neu installierte als auch kumuliert die installierte PV-Leistung in Deutschland und weltweit.

Abbildung 1: Entwicklung der installierten PV-Leistung in Deutschland und weltweit



Quelle: BMWi 2009, EPIA 2009, Prognos

(2) In den Jahren 2004 bis 2007 war **Deutschland** weltweit der Markt mit den größten Zuwächsen an neu installierter PV-Leistung. Im Jahr 2008 wurden rund 1.500 MW_{peak} neu installiert. Dies entspricht einem Wachstum von etwas über einem Drittel gegenüber dem Jahr 2007. Im Jahr 2008 setzte sich das Wachstum beschleunigt fort. Durch die in Deutschland geltenden Einspeisetarife für PV-Strom und weiter sinkende Produktionskosten für PV-Module wird die installierte PV-Leistung im Jahr 2009 weiter zulegen.

In den ersten drei Quartalen des **Jahres 2009** wurde in Deutschland eine PV-Leistung von rund 1.470 MW_{peak} installiert (vgl. Abbildung 15 im Anhang). Aufgrund dieser Entwicklung und der Annahme, dass wegen der absehbaren Vergütungsanpassung im Jahr 2010 eine Jahresendralley zu erwarten ist, schätzen wir die gesamte installierte Leistung im Jahr 2009 für Deutschland auf rund 2.700 MW_{peak}.

(3) Das enorme Wachstum der **weltweit** installierten Photovoltaikanlagen im Jahr 2008 ist zum großen Teil auf einen außergewöhnlich starken Zubau in **Spanien** zurückzuführen. Aufgrund großzügiger Einspeisetarife hat sich der spanische Zubau im Jahr 2008 gegenüber dem Vorjahr fast verfünffacht.

Insbesondere Freiflächenanlagen haben zu dem enormen Anstieg der Installationen in Spanien beigetragen. Als Folge dessen senkte die Regierung im Herbst 2008 die Vergütung und führte eine Obergrenze von 500 MW_{peak} ein, bis zu der neu installierte PV-Systeme pro Jahr über die Einspeisevergütung gefördert werden.

Die in Europa installierte Leistung von PV-Anlagen lag Ende des Jahres 2008 bei rund 9,5 GW_{peak}, davon rund 5,3 GW_{peak} in Deutschland. Somit lag der Anteil Deutschlands am europäischen Markt bezüglich installierter PV-Anlagen im Jahr 2008 bei rund 56 %. Bei weltweiter Betrachtung (rund 14,7 GW_{peak}) liegt der Anteil Deutschlands Ende des Jahres 2008 bei rund 36 %.

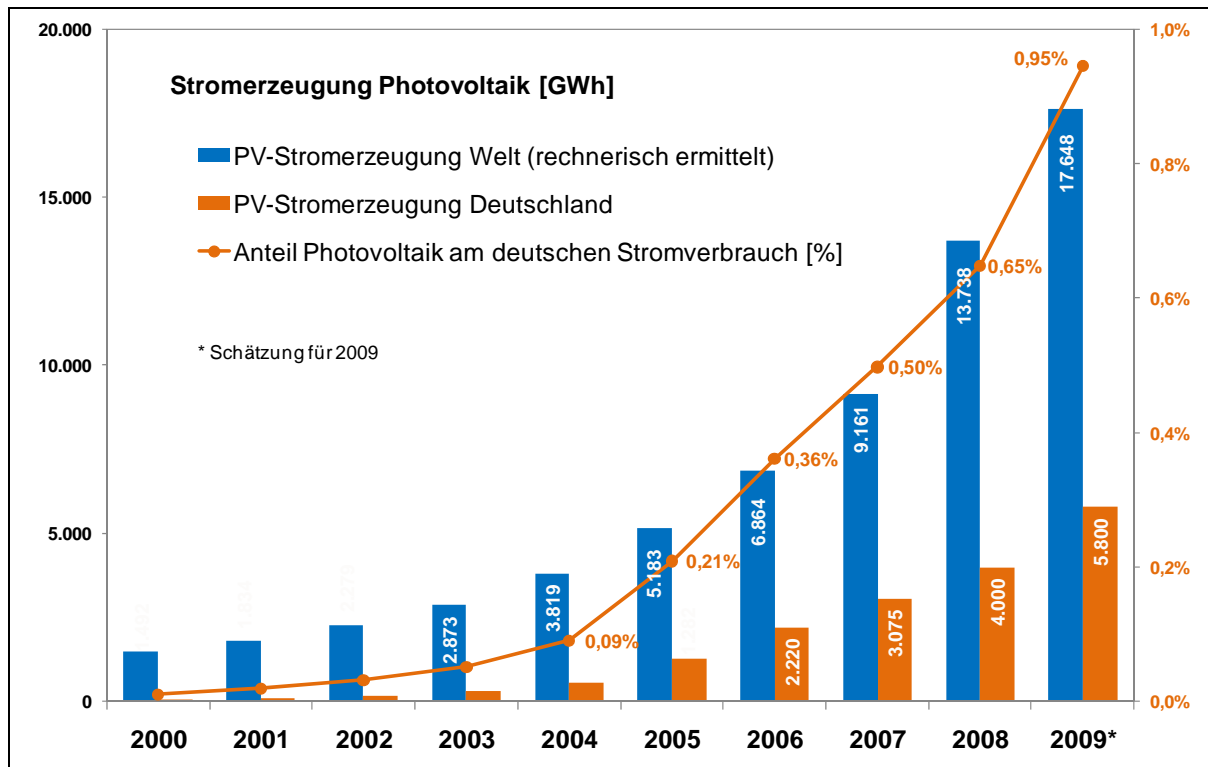
Im Jahr 2009 werden zudem Länder wie die USA, China und Japan ihre Rolle im PV-Markt ausbauen. Perspektivisch bieten die genannten Länder in den nächsten Jahren aufgrund ihrer Potenziale und der initiierten Fördermechanismen große Wachstumspotenziale.

2.2 Stromerzeugung Photovoltaik

(1) Die **Stromerzeugung** mit Hilfe von PV-Anlagen betrug im Jahr 2008 in **Deutschland** rund 4.000 GWh. Dies entspricht einem Anteil am deutschen Stromverbrauch von rund 0,65 % [BMWi 2009]. Somit bewegt sich die Bedeutung der photovoltaischen Stromerzeugung weiterhin auf einen sehr geringen Niveau, auch wenn sich der Anteil der PV-Stromerzeugung seit dem Jahr 2000 (damaliger Anteil rund 0,01 %) vervielfacht hat. In Bezug auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland (639 TWh im Jahr 2008) liegt der Anteil der PV-Stromerzeugung bei rund 0,63 %.

(2) Die Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung mit Photovoltaik-Anlagen für die Welt und Deutschland. Die weltweite PV-Stromerzeugung wurde vereinfacht mit einer Volllaststundenzahl von 1.150 Stunden im Jahr ermittelt. Dabei wurde zur Berechnung der Stromerzeugung eines Jahres nur die bestehende PV-Leistung des Vorjahres (Bestand zum Jahresende) sowie der Hälfte des PV-Zubaus für das entsprechende Jahr herangezogen.

Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen



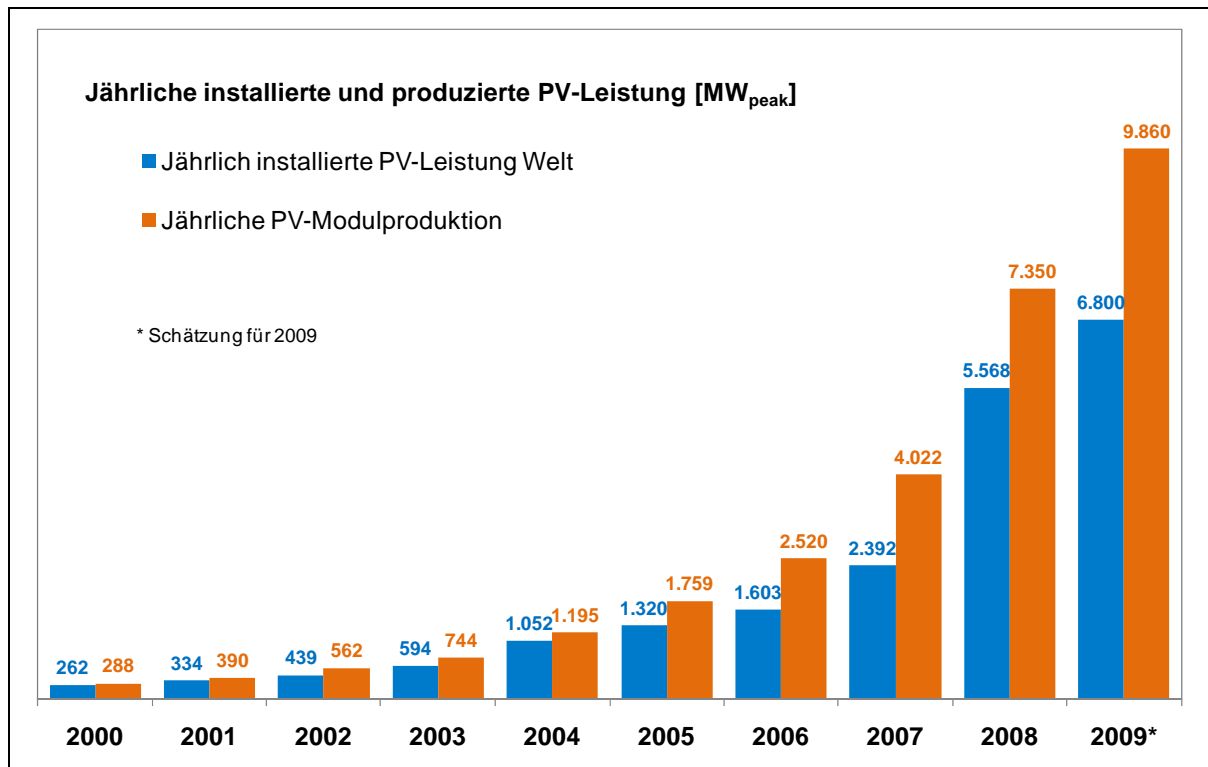
Quelle: Prognos, BMWi 2009

2.3 Entwicklung der PV-Modulproduktion

(1) Nach Einschätzung des PV Status Reports 2009 [EC JRC 2009] betrug die **weltweite PV-Modulproduktion** im Jahr 2008 rund 7,35 GW_{peak}. Dies entspricht einem Wachstum von rund 80 % gegenüber dem Vorjahr (vgl. Abbildung 3).

Die Angaben zur gesamten PV-Produktion für das Jahr 2008 schwanken zwischen 6,9 GW_{peak} und 8 GW_{peak}. Die Differenz in den Angaben ist auf verschiedene Gründe zurückzuführen. Einige Unternehmen veröffentlichen PV-Lieferzahlen, andere Unternehmen weisen reale Produktionsdaten aus. Anhand der Datensammlung aus verschiedenen Quellen und Unternehmen schätzt das Joint Research Centre (JRC) die PV-Produktion für das Jahr 2008 auf rund 7,35 GW_{peak}. Die folgende Abbildung 3 stellt für die Jahre 2000 bis 2008 die weltweite PV-Produktion der installierten PV-Leistung gegenüber.

Abbildung 3: Gegenüberstellung der Produktion und Installation von PV-Anlagen



Quelle: EPIA 2009, EC JRC 2003-2009

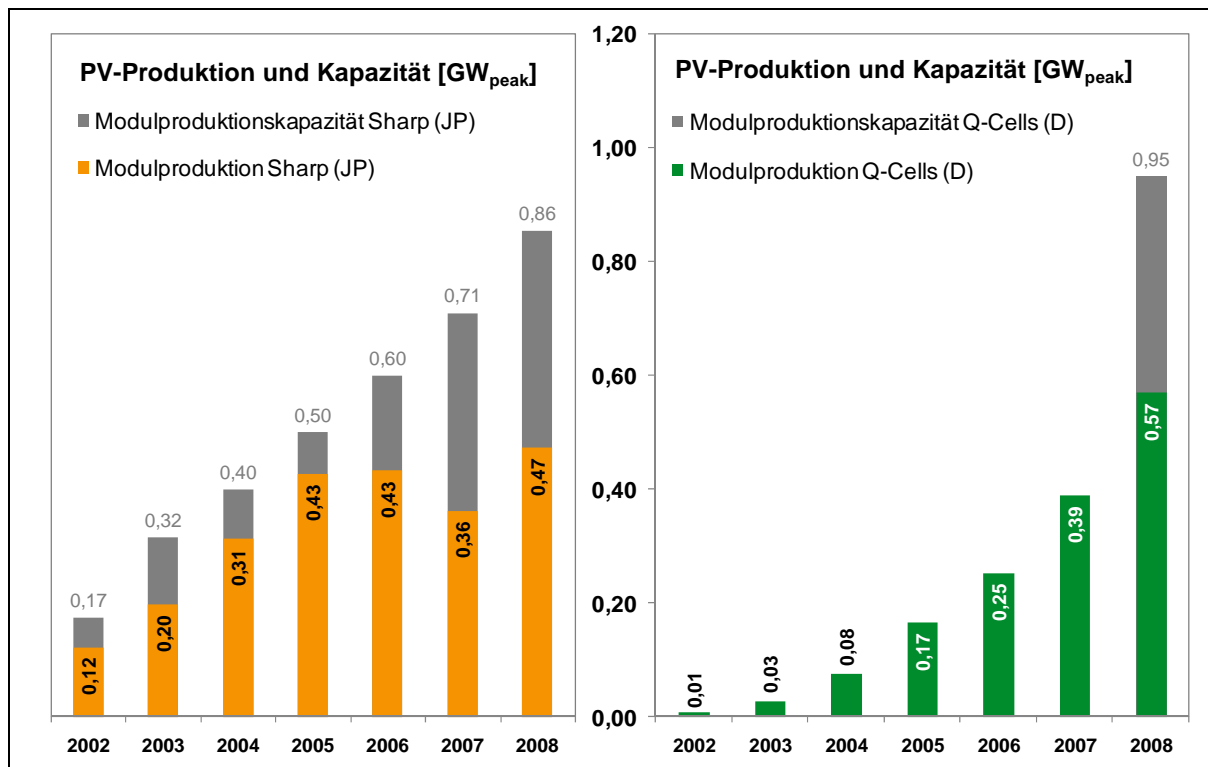
(2) Die **PV-Produktion** liegt zum Teil deutlich über den entsprechenden jährlichen Installationszahlen. In einem funktionierenden stark wachsenden Markt können somit auch kurzfristig größere Mengen an PV-Anlagen geliefert werden. Zudem sind in den Produktionszahlen eines Jahres bereits zum Teil die zu installierenden PV-Anlagen des Folgejahres enthalten. Aktuell verfügt der PV-Markt im Jahr 2009 über deutlich mehr Produktionskapazität als Anlagen nachgefragt werden. Veränderte Fördermechanismen (wie beispielsweise in Spanien) und durch die Finanzkrise ausgelöste Finanzierungsschwierigkeiten für private Investoren aber auch für Großprojekte haben den erwarteten Nachfrageschub verhindert. Gleichzeitig haben zahlreiche Modulproduzenten ihre langfristige Kapazitätsausbaustrategie weiterverfolgt und trotz der Finanzkrise ihre Produktionskapazitäten aufgestockt. Überkapazitäten von derzeit bis zu 30 % sind die Folge.

(3) Daten einzelner Unternehmen bestätigen die Tatsache, dass die maximal mögliche **Produktionskapazität** über der realen Modulproduktion liegt. In der Abbildung 4 sind beispielhaft für zwei der größten Unternehmen Sharp (Japan) und Q-Cells (Deutschland) die jährliche PV-Produktion und, wenn vorhanden, die entsprechende Produktionskapazität gegenübergestellt.

Da die Produktionskapazität normalerweise an einem Stichtag (üblicherweise zum Jahresende) erfasst wird, liegt diese bei expandierenden Unternehmen naturgemäß höher als die PV-Produktion innerhalb des zurückliegenden Jahres. Zudem müssen sich die Hersteller im auch zukünftig wachsenden PV-Markt auf höhere Auslieferungszahlen zur Deckung der Nachfrage einstellen. Im Jahr 2008 war das deutsche Unternehmen Q-Cells mit 570 MW_{peak} weltweit der größte Hersteller von PV-Anlagen.

(4) Die gesamte **PV-Produktion in Deutschland** betrug im Jahr 2008 rund 1.461 MW_{peak}. Gegenüber dem Vorjahr war dies ein Anstieg um 585 MW_{peak} oder rund zwei Drittel. Der Anteil Deutschlands an der weltweiten PV-Produktion lag im Jahr 2008 bei rund 18,5 %, im Jahr 2007 betrug er noch 20,5 % [Photon 2009c]. Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass Deutschland weitere Marktanteile verlieren wird. Für das Jahr 2009 erwarten Branchenexperten einen Anteil von rund 15 % an der weltweiten Produktion.

Abbildung 4: Entwicklung der PV-Produktion und vorhandener Kapazitäten von Sharp (JP) und Q-Cells (D)



Quelle: EC JRC 2003-2009

2.4 Entwicklung der Investitionskosten von PV-Anlagen

(1) Die **Kosten für PV-Module** sind in den letzten Jahren deutlich gesunken. Ausgehend von noch über 6.000 €/kW_{peak} im Jahr 2000 sind heute bereits komplette Anlagen für rund 3.000 €/kW_{peak} am Markt erhältlich. Gründe hierfür sind u.a. ein Rückgang des Siliziumpreises, technische Fortschritte bei der Modul-Produktion, bestehende Überkapazitäten am Markt und ein verstärkter internationaler Wettbewerb.

Zudem haben Förderinstrumente in zahlreichen Staaten weltweit die notwendige Investitionssicherheit für Investoren sowohl auf der Anlagen- als auch auf der Produktionsseite geschaffen. Dadurch wurde die Lernkurve bei der PV-Modulproduktion in den letzten Jahren schneller durchlaufen als ursprünglich erwartet.

(2) Monatlich wird der Photon-**Modulpreisindex** veröffentlicht. Dieser basiert auf den aktuellen Preislisten (inkl. Sonderangeboten) der Markthändler und Systemhäuser. Für die Modulpreise waren in der jüngeren Vergangenheit erhebliche Preissenkungen zu beobachten. Dennoch sind die meisten Hersteller in der Lage, profitabel zu arbeiten. Zudem überwiegt derzeit trotz wachsender Nachfrage das Angebot an PV-Modulen. Es ist zukünftig mit weiteren Preisnachlässen zu rechnen [Photon 2009a].

(3) Die folgende Tabelle 1 stellt auf Basis des Modulpreisindex (verschiedene Modultypen) sowie möglicher Installationsbedingungen die momentanen spezifischen **Systemkosten** (in €/kW_{peak}) für PV-Anlagen dar.

Tabelle 1: Matrix der Preise für PV-Systeme und Installationskosten in Deutschland (Stand: August 2009)

Kosten 2009 [€/kW _{peak}]	Feldinstallation	Hausdach (gewerblich)	Hausdach (Haushalte)
Module aus monokristallinem Silizium	2.840	2.980	3.250
Module aus multikristallinem Silizium	2.950	3.090	3.360
Module aus amorphem Silizium	2.530	2.670	2.940
CdTe-Module	2.820	2.950	3.220

Quelle: Photon 2009a, Photon 2009b, Prognos

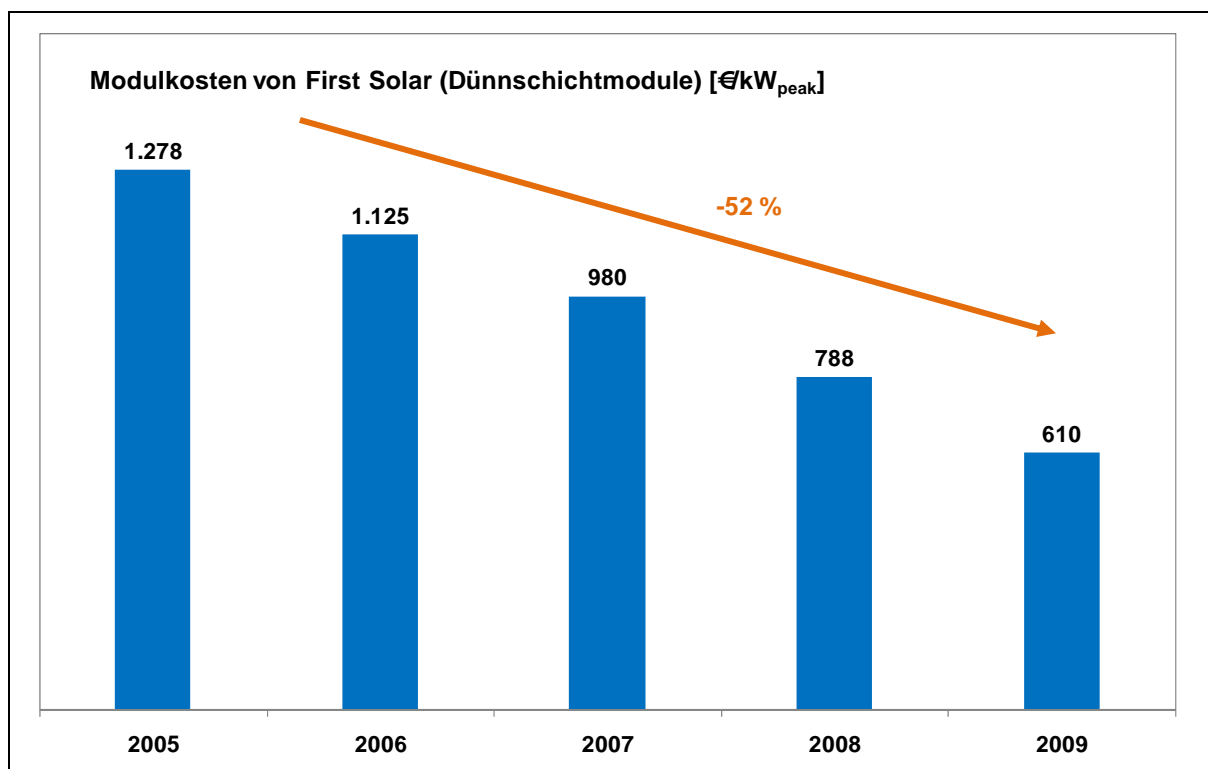
(4) Neben den Großhandelspreisen für PV-Anlagen sind die Kostenangaben der Hersteller ein interessanter Indikator für die **Kostenentwicklung** bei der Modulproduktion.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Modulkosten bei der Firma **First Solar**. First Solar gilt derzeit in Branchenkreisen als eine der am effektivsten produzierenden Firmen, die sich auf die Fertigung von Dünnschichtmodulen spezialisiert hat.

Zwischen 2005 und 2009 haben sich die Modulkosten von First Solar halbiert. Die hier ausgewiesenen Herstellerkosten liegen deutlich unter den Modulpreisen für Zellen mit amorphem Silizium aus dem oben dargestellten Photon-Modulpreisindex. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass im Modulpreisindex ein Durchschnittswert aller Hersteller angegeben wird [Photon 2009b]. Die jeweiligen „best-practise“-Kosten können den Durchschnittspreis zum Teil signifikant unterschreiten.

Zudem stellen die Angaben von First Solar nach der Einschätzung von Prognos derzeitige **Grenzkosten** der Modulproduktion dar. Vollkosten, die Forschung und Entwicklung beinhalten, liegen über den in Abbildung 5 angegebenen Zahlen.

Abbildung 5: *Entwicklung der reinen Produktionskosten für Dünnschichtmodule ohne Installation (Beispiel First Solar)*



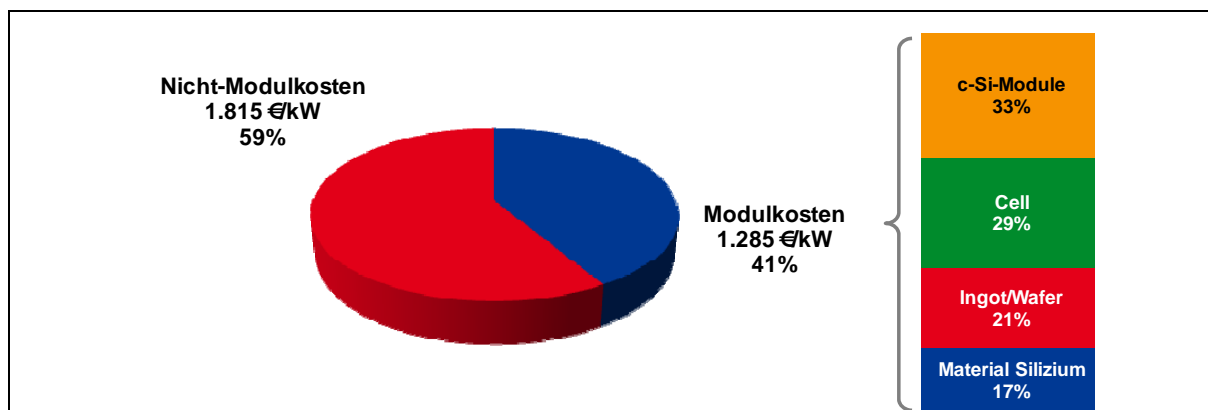
Quelle: First Solar 2009, neue energie 2009

(5) Die von First Solar gefertigten Dünnschichtmodule haben eine deutlich geringere Effizienz als vergleichbare Module mit kristallinen Siliziumzellen (vgl. Tabelle 2). Kostengünstige, hoch automatisierte Produktionsverfahren und ein deutlich geringerer Siliziumeinsatz führen jedoch dazu, dass Dünnschichtzellen insgesamt einen Kostenvorteil gegenüber monokristallinen Siliziumzellen haben.

Für die Zukunft wird erwartet, dass Dünnschichtzellen mittelfristig aufgrund ihrer erheblichen Kostenvorteile kristalline Siliziumzellen bis auf wenige Spezialanwendungen verdrängen werden.

(6) Während in der Vergangenheit die Modulkosten bis zu 70 % an den Gesamtkosten eines PV-Systems ausmachten, liegt der Modulanteil heute bei deutlich unter 50 %. Die Abbildung 6 zeigt schematisch die Zusammensetzung der **durchschnittlichen Systemkosten** für monokristalline **Silizium-PV-Anlagen** als Aufdachmontage weltweit. Die Nichtmodulkosten werden von den Installationskosten dominiert, die in Deutschland bis zu 1.100 €/kW_{peak} bei Aufdachanlagen betragen. Bei Freiflächenanlagen sind die Installationskosten um die Hälfte niedriger. In Deutschland werden im Vergleich zum weltweiten Durchschnitt die geringsten Nichtmodulkosten erreicht. Dennoch steigt auch hier mit sinkenden Modulpreisen sukzessive der Einfluss der Installationskosten auf den Systempreis. Folglich ist zu erwarten, dass in Zukunft auch bei den Installationskosten verstärkt versucht werden wird, Kostensenkungspotenziale zu nutzen.

Abbildung 6: Durchschnittliche Systemkosten für PV-Module auf Siliziumbasis im Jahr 2008, weltweit



Quelle: Photon 2009b

2.5 Stromgestehungskosten und Effizienz von PV-Anlagen

(1) Ausbeute und Kostenstruktur von PV-Anlagen sind von einer Reihe von Faktoren abhängig. Im Zuge der **Kostensenkung** bei der Modulproduktion und der steigenden **Anlageneffizienz** sind die Stromgestehungskosten in PV-Anlagen erheblich gesunken. Im Mittel liegen die derzeitigen Stromerzeugungskosten bereits deutlich unter den aktuellen Vergütungssätzen.

(2) Die **Wirkungsgrade** der PV-Module steigen stetig. Spitzenreiter beim Wirkungsgrad sind die kristallinen Siliziummodule. Im Solar Generation V-Report [EPIA/ Greenpeace (2008)] wird der mittlere Wirkungsgrad dieser Module für das Jahr 2008 mit 16,5 % angegeben. Im Jahr 2004 lag dieser Wert noch bei 14,5 %. Entsprechend ist der Wirkungsgrad jährlich um 0,5 %-Punkte gestiegen. Unter Laborbedingungen sind die erzielten Wirkungsgrade deutlich höher als in der Praxis.

Tabelle 2: Aktuelle Wirkungsgrade von PV-Modulen in der Praxis

	Wirkungsgrad [%]
Module aus monokristallinem Silizium	14 % - 18 %
Module aus multikristallinem Silizium	13 % - 15 %
Module aus amorphem Silizium (Dünnschicht)	6 % - 10 %
CdTe-Module (Dünnschicht)	7 % - 11 %
Organische Materialien	5 % - 6 %

Quelle: IEA ETP 2008, Prognos AG

(3) Die **Stromgestehungskosten** sind neben den PV-Anlagenkosten auch abhängig von geografischen Gegebenheiten. Für eine PV-Dachsystem mit einer installierten Leistung bis $30\text{kW}_{\text{peak}}$ in der Nähe Berlins ergeben sich bei den derzeitigen Installationskosten von rund $3.100 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$ Stromgestehungskosten von rund $0,35 \text{ €/kWh}$ (vgl. Tabelle 3). An Standorten mit der doppelten Anzahl an effektiven Sonnenstunden im Jahr, halbieren sich in etwa die PV-Stromgestehungskosten [vgl. EPIA/ Greenpeace 2007/2008]. Im Anhang findet sich für Deutschland eine Karte mit den regionalen Strahlungsintensitäten. Insgesamt liegt die Spannweite zwischen rund 900 kWh/m^2 und etwa 1.150 kWh/m^2 . Im Süden Deutschlands und in Teilen Ostdeutschlands finden sich demnach günstigere Erzeugungsbedingungen.

Tabelle 3: PV-Stromgestehungskosten (Dachsysteme bis 30 kW_{peak}) in Abhängigkeit der Einstrahlung¹ in Euro/kWh

Sonnenstunden	2000	2006	2007	2008*	Sept./2009*
900 (z.B. Berlin)	0,60	0,45	0,44	0,42	0,35
1.000 (z.B. Freiburg)		0,40	0,39	0,37	0,31
1.200		0,34	0,33	0,31	0,26
1.400		0,29	0,28	0,27	0,22
1.800 (z.B. Dubai, LA)	0,30	0,22	0,22	0,21	0,18

Quelle: EPIA/ Greenpeace 2007/2008,

* für 2008 und 2009 berechnet von Prognos bei einem mittleren nominalen Zinssatz von 8 % und 20 Jahren Projektlaufzeit

Bei **Gebäudeanlagen** mit einer Leistung von mehr als 30 kW_{peak} bis 100 kW_{peak} liegen die strahlungsabhängigen Stromgestehungskosten bei angenommenen Investitionskosten von 2.900 €/kW_{peak} zwischen 0,33 €/kWh (900 Sonnenstunden) und 0,25 €/kWh (1.200 Sonnenstunden).

Die Stromgestehungskosten **für Freiflächenanlagen** liegen bei den derzeitigen durchschnittlichen Installationskosten von circa 2.500 €/kW_{Peak} zwischen 0,28 €/kWh (900 h) und 0,21 €/kWh bei 1.200 Sonnenstunden.

(4) Die historische Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen entspricht im Wesentlichen der **Lernkurve** bei der Kostenentwicklung für die Anlageninvestition. Bei einer Verdoppelung der weltweit kumulierten Produktionsmenge an PV-Anlagen konnten in der Vergangenheit Kostendegressionen von bis zu 33 % erzielt werden, die sich direkt auf die Stromgestehungskosten ausgewirkt haben [IEA ETP 2008].

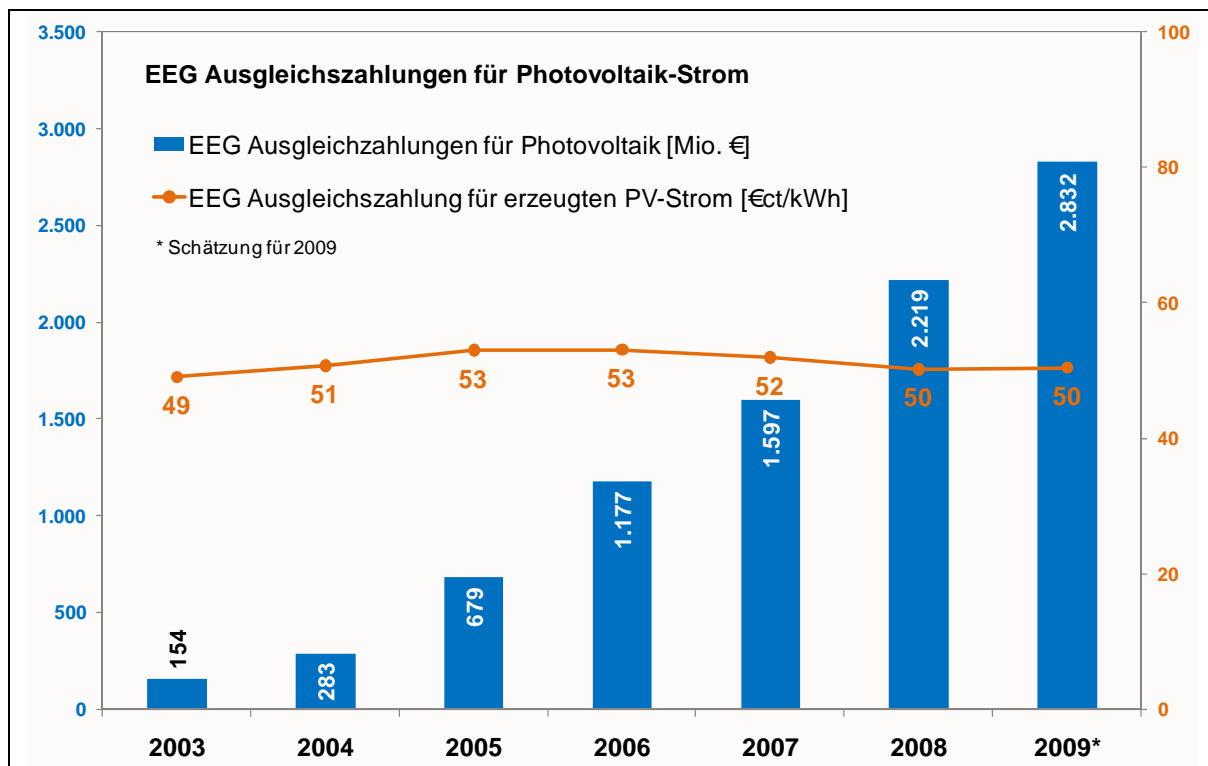
¹ Die hier angegebenen Sonnenstunden dienen als grobe Orientierung, können aber nicht zur Detailbewertung der aktuellen Vergütungssituation heran gezogen werden.

2.6 Entwicklung der EEG Vergütungszahlungen für PV-Strom

(1) Photovoltaikstrom wird derzeit bei direkter Einspeisung in das deutsche Stromnetz mit netto 0,4301 €/kWh für Dachsysteme bis 30 kW_{peak} vergütet. Die Vergütung sinkt, gestaffelt nach der Anlagengröße, bis hin zu 0,3194 €/kWh für Freiflächenanlagen. Der deutliche Ausbau der PV-Stromerzeugung hat in der Vergangenheit eine Ausweitung der **EEG-Vergütung** für Solarstrom nach sich gezogen. Der BDEW erwartet für das Jahr 2009 Vergütungszahlungen für PV-Strom in Höhe von rund 2,8 Mrd. Euro [BDEW 2009a]. Hierbei wird ein Zubau im Jahr 2009 von rund 2.700 MW installierter Leistung unterstellt. Neben der Annahme zur installierten Leistung muss zur Abschätzung der Entwicklung der jährlichen PV-Vergütung zusätzlich eine Annahme über die Struktur der zugebauten Anlagen getroffen werden. Der BDEW geht davon aus, dass auch in Zukunft Dachsysteme die dominierende Anlagenform in Deutschland bleiben werden.

(2) Da viele der 2009 unterjährig installierten Anlagen erst im Jahr 2010 die volle Vergütung beziehen, ist zu erwarten, dass auch ohne Neuinstallationen im Jahr 2010 die PV-Vergütung die Marke von 3 Mrd. Euro übersteigen wird.

Abbildung 7: Entwicklung der EEG- Vergütungszahlungen für PV-Strom



Quelle: BDEW (2009b), BMWi (2009), Prognos AG

2.7 Bewertung des Status-quo

(1) Die derzeitige Vergütung für PV-Anlagen liegt selbst in weniger strahlungsintensiven Regionen Deutschlands deutlich (>20 %) über den aktuellen Erzeugungskosten (vgl. Tabelle 4). In Regionen mit optimalen Strahlungsbedingungen liegen die Kosten derzeit um bis zu 30 % unter der Vergütung. Die aktuelle Marktlage bietet daher das Potenzial, die Vergütung stärker zu senken, als dies die Degression für das Jahr 2010 vorsieht.

Tabelle 4: Vergleich der Vergütungssätze 2009 mit der aktuellen Kostensituation für PV-Anlagen

Leistung	Vergütung	Investitions- kosten	Gestehungskosten (800 kWh/kW _{peak})	Gestehungskosten (900 kWh/kW _{peak})
	Euro/kWh	Euro/kW _{peak}	Euro/kWh	Euro/kWh
bis 30 kW _{peak}	0,4301	3.050	0,3883	0,3452
bis 100 kW _{peak}	0,4091	2.950	0,3756	0,3338
bis 1000 kW _{peak}	0,3958	2.800	0,3565	0,3169
über 1000 kW _{peak}	0,3300	2.600	0,3310	0,2942
Freiflächenanlagen	0,3194	2.500	0,3183	0,2829

Quelle: Vergütungssätze gemäß EEG, Kostenberechnung der Prognos AG, unterstellter nominaler Zinssatz von 8 % und 20 Jahre Projektlaufzeit

(2) Für die zukünftige Betrachtung und die Festlegung der neuen Vergütungssätze und deren Degression müssen folgende **Fragen** beantwortet werden:

- Gibt es Treiber (starker Anstieg der Nachfrage, steigende Rohstoffkosten), die mittelfristig zu steigenden Modulpreisen führen können?
- Wie schnell erfolgt der weitere Ausbau der Photovoltaik weltweit?
- Welche Kostensenkungspotenziale sind nach dem enormen Fortschritt der letzten Jahre noch realistisch?
- Gibt es Möglichkeiten, die Nichtmodulkosten der PV-Anlagen in gleichem Maße zu senken wie die Modulkosten?

3 Zukünftige Marktentwicklung

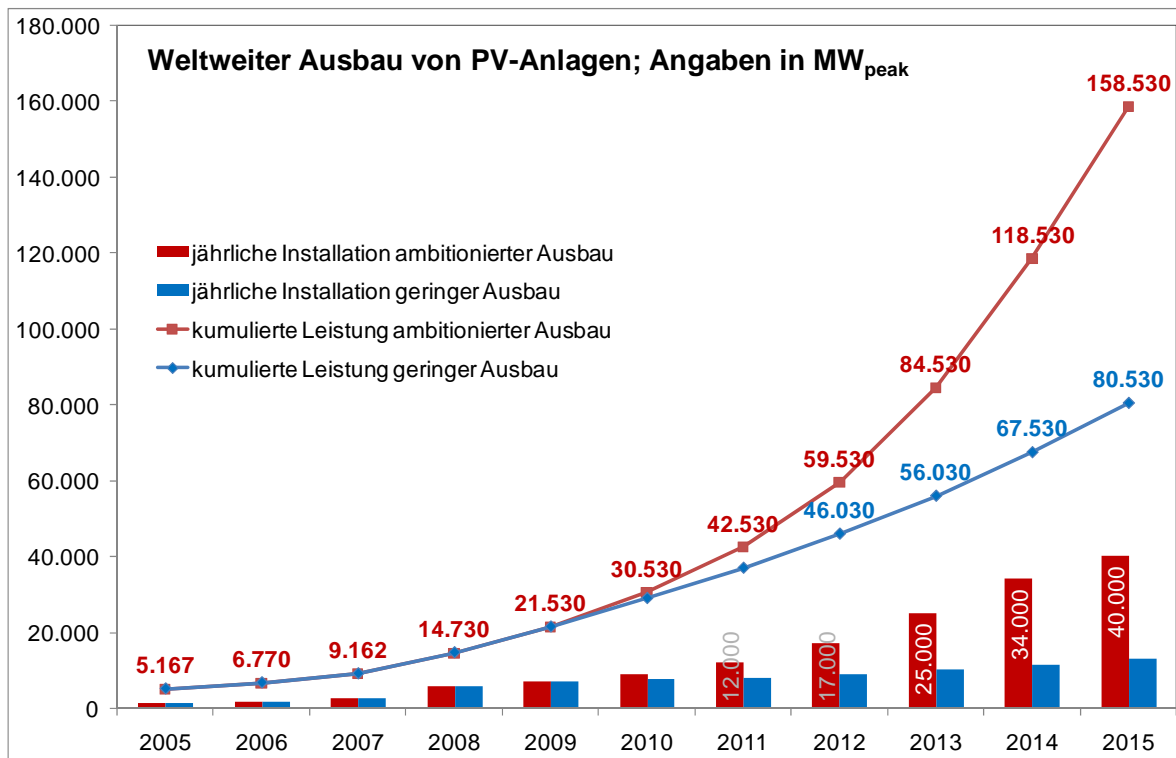
3.1 Weltweiter PV-Markt

(1) Der weltweite Ausbau der Photovoltaik wird in Zukunft maßgeblich die Kostenentwicklung für PV-Module bestimmen. In der Vergangenheit wurde mit jeder Verdopplung der weltweit installierten PV-Leistung eine Investitionskostenenkung von 33 % realisiert [IEA 2008]. Für die Zukunft werden von der International Energy Agency Lerneffekte von 15-18 % pro Verdopplung der kumulierten PV-Leistung unterstellt. Für diese Untersuchung wird eine eher konservative Lernrate von 15 % unterstellt, weil der rasante technische Fortschritt der Vergangenheit zukünftig nicht mehr in vollem Umfang erreicht werden dürfte. Da die global kumulierte Leistung ein wesentliches Kriterium für den technischen Fortschritt darstellt, ist die Geschwindigkeit des weltweiten PV-Ausbau maßgeblich dafür, wie schnell Kostenfortschritte erzielt werden können.

(2) In einem **weniger ambitionierten Szenario** („geringer Ausbau“) wird angenommen, dass die Wirtschafts- und Finanzkrise und die aktuell sinkenden Margen im Markt für PV-Module dazu führen, dass die Produktionskapazitäten nur verhalten ausgeweitet werden und der jährliche Zubau die Marke von 10.000 MW weltweit kaum überschreitet. Bis zum Jahr 2015 wird die installierte Leistung weltweit im Vergleich zum Jahr 2009 zweimal verdoppelt. Die Modulkosten sinken in diesem Szenario um knapp 30 % im Vergleich zum Jahr 2009.

(3) Bei **ambitioniertem Ausbau** wird die kumulierte Leistung rund dreimal im gleichen Zeitraum verdoppelt. In diesem Szenario wird der unter Beteiligung der PV-Industrie erarbeitete Ausbaupfad (EREC Greenpeace) unterstellt. Interviews mit führenden PV-Modulproduzenten und Veröffentlichungen von Photon stützen die hier unterstellten Szenarien, die weltweit einen Ausbau auf über 250.000 MW im Jahr 2020 erwarten. Im Jahr 2015 entspricht dieser Ausbaupfad einer weltweit installierten Leistung von knapp 160.000 MW.

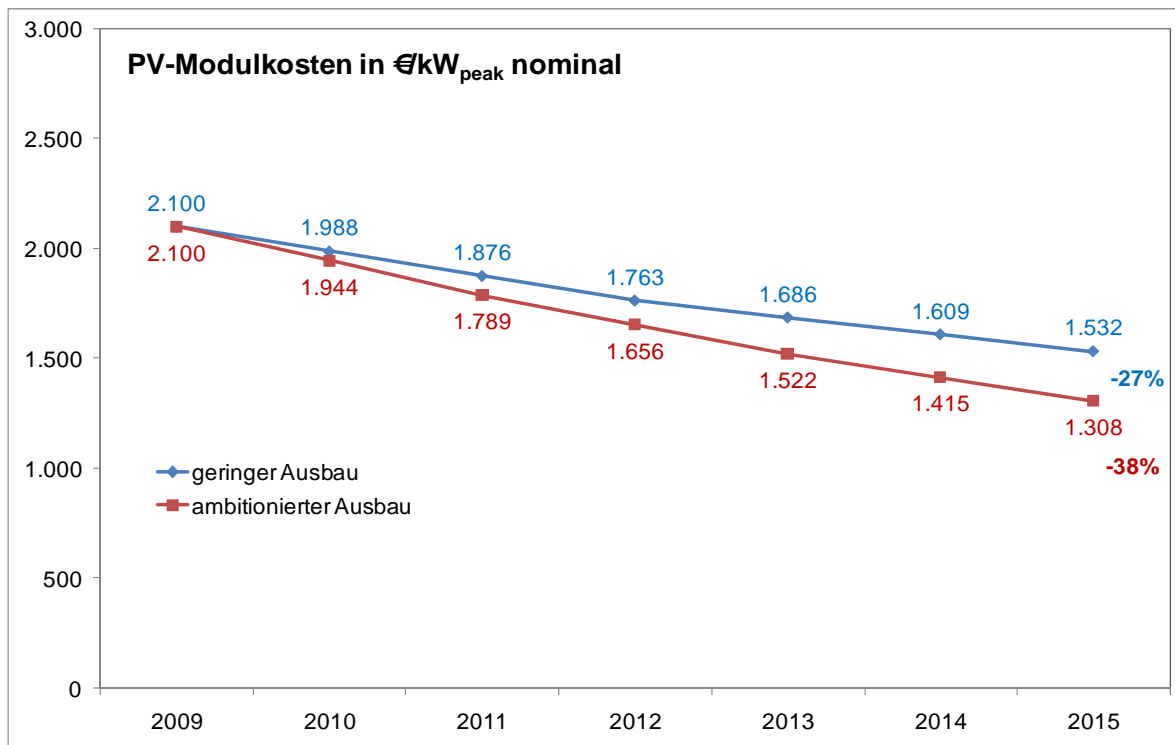
Abbildung 8: Szenarien zum Ausbau der weltweit installierten PV-Anlagen



Quelle: EREC 2009, Prognos AG

(4) Durch die deutlich schnellere Marktdurchdringung mit effizienten PV-Produktionsanlagen und höhere Aufwendungen für Forschung und Entwicklung wird der Kostenfortschritt bis zum Jahr 2015 in der Modulproduktion im ambitionierten Ausbaupfad deutlich stärker ausfallen. Die Modulpreise am Markt sinken im Vergleich zum Jahr 2009 bei ambitioniertem Ausbau um knapp 40 % (siehe Abbildung 9). Im Vergleich dazu sinken die Modulkosten nur um knapp 30 % im Vergleich zum Jahr 2009, wenn der Ausbaupfad weniger ambitioniert verläuft.

Abbildung 9: Szenarische Entwicklung der Modulkosten



Quelle: Prognos AG

(5) Für die Berechnung der Kostendegression in Deutschland wird insgesamt von einem weltweit ambitionierten Ausbaupfad ausgegangen. Aufgrund der erheblichen Kostendegression für PV-Anlagen und den geringer werdenden Differenzkosten zu konventionell erzeugtem Strom in den letzten Jahren haben immer mehr Staaten beschlossen, Fördermechanismen für photovoltaisch erzeugten Strom zu implementieren. Mindestens 65 Länder fördern PV-Strom mittels einer Einspeisevergütung. Zusätzlich werden in weiteren 10 Staaten Quotensysteme oder Investitionsanreize eingesetzt, um solare Stromerzeugung zu fördern. Diese Entwicklung wird dazu beitragen, dass die installierte PV-Leistung weltweit stark zunehmen wird. Die aktuellen Kapazitätsplanungen der großen Modulproduzenten bestätigen diesen Trend.

Wie Photon Anfang 2009 ermittelt hat, besteht das Potenzial, bereits im Jahr 2012 eine maximal weltweite Produktionskapazität von 64.000 MW_{peak} pro Jahr zu erreichen. Das hier hinterlegte ambitionierte Szenario geht von einem geringeren Zubau aus, da in der Regel nicht das gesamte Potenzial ausgeschöpft wird. Aktuell sinkende Margen und Finanzierungsengpässe, ausgelöst durch die Wirtschafts- und Finanzkrise, werden ebenfalls dazu führen, dass das Gesamtpotenzial nicht vollständig realisiert wird. Insgesamt ist aber nicht davon auszugehen, dass die aktuelle Wirtschafts- und Finanzkrise das Wachstum der PV-Branche nachhaltig begrenzen wird.

3.2 Ausbau der Photovoltaik in Deutschland

3.2.1 Prämissen für die Berechnungen

(1) Um einerseits weiterhin attraktive Rahmenbedingungen für Investitionen in die PV-Technologie in Deutschland sicher zu stellen ist es notwendig, eine attraktive **Kapitalverzinsung** zu gewährleisten. Andererseits ist die Höhe der Kapitalverzinsung eine maßgebende Größe für die Kosten der Stromerzeugung aus Photovoltaik. Für die zukünftige Kapitalverzinsung wird ein nominaler Zinssatz von 8 % angenommen. Damit wird sowohl eine ausreichende Verzinsung aus Sicht von Investoren sicher gestellt als auch die Kostenbelastung begrenzt. Ein Zinssatz von 8 % entspricht in etwa der Größenordnung, die die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern als gesicherte Rendite genehmigt.

(2) Die standortbedingte **jährliche Auslastung** einer installierten PV-Anlage ist die zentrale Größe für die Kosten der Stromerzeugung aus PV-Anlagen. Da im Wesentlichen keine variablen Betriebskosten für PV-Anlagen anfallen, bestimmt die Höhe der Auslastung einer Anlage bei gegebenen Fixkosten die Kosten der Stromerzeugung über das Jahr. Für die hier vorgenommenen Berechnungen wird eine jährliche Auslastung bei baulich integrierten Anlagen von 900 Stunden² unterstellt. Bei Freiflächenanlagen werden 1.000 Volllaststunden angesetzt. Erhebliche Fortschritte in der Wechselrichtertechnik bei PV-Anlagen ermöglichen diese Ausbeute an günstigen Standorten.

(3) Die **Installationskosten** werden ein zunehmend größerer Kostenfaktor bei der Investition in PV-Anlagen. Ausgelöst durch den erheblichen Rückgang bei den Modulkosten entfällt auf die reine Anlageninstallation in Deutschland mittlerweile ein Kostenanteil von bis zu 50 %. Für die Zukunft gehen wir davon aus, dass die Installationskosten bei den jeweiligen Systemen bis 2015 im Vergleich zu 2009 um etwa ein Drittel gesenkt werden. Dies wird zum einen durch Kostenfortschritte bei der Montage ausgelöst als auch durch sinkende Margen bei den Installateuren in Folge intensiveren Wettbewerbs verursacht.

Die **Gesamtsystemkosten** für PV-Anlagen verringern bei dieser Annahme über alle Anlagengrößen hinweg um etwa 6 % pro Jahr bis 2015.

(4) Der Vergütung für photovoltaisch erzeugten Strom stehen **vermiedene Beschaffungskosten** für Strom am Großhandels-

² Bei baulich integrierten Anlagen in den nördlichen Bundesländern lassen sich 900 Vollbenutzungsstunden bei optimalen Dachneigungswinkeln und sehr gut ausgerichteten Gebäuden erzielen. Im Großraum Berlin werden in der Regel lediglich knapp 800 Stunden bei Gebäuden erzielt.

markt gegenüber. Als EEG-Umlage werden dem Letztverbraucher die Differenzkosten zwischen dem EEG-Strom insgesamt und den entsprechenden Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt in Rechnung gestellt. Für die Höhe der zusätzlichen Kosten für PV-Strom ist also ebenfalls entscheidend, wie sich die Beschaffungskosten für Strom im Großhandel entwickeln werden. Für die Zukunft gehen wir davon aus, dass aufgrund steigender Preise für Steinkohle und Erdgas die Beschaffungskosten real deutlich anziehen. Zusätzlich wird sich der Großhandelsstrompreis durch die Internalisierung der CO₂-Kosten, die mittelfristig ebenfalls ansteigen, erhöhen.

Insgesamt erwarten wir reale Beschaffungskosten, die von heute knapp 50 €/MWh bis 2015 um real 3 % pro Jahr steigen. Diese Annahme wird durch die aktuellen Notierungen im Termingeschäft an der deutschen Strombörse (EEX) gestützt. Der ab 2010 geltende neue Ausgleichsmechanismus, der vorsieht, den erneuerbaren Strom an der Börse direkt zu vermarkten, um seinen tatsächlichen Marktwert zu bestimmen, wird hier zunächst nicht berücksichtigt. Durch den neuen Ausgleichsmechanismus dürften die vermiedenen Beschaffungskosten tendenziell etwas geringer ausfallen. Dies stützt eine eher konservative Abschätzung, die von einer 3%-igen Steigerung pro Jahr bei einem aktuell sehr niedrigen Preisniveau im Großhandel ausgeht.

(5) Weil PV-Anlagen nahezu ausschließlich Strom in den unteren Netzebenen (Mittel- und Niederspannung) einspeisen, in denen auch der überwiegende Teil des Strombedarfs anfällt, erzeugen diese Anlagen den Strom verbrauchsnahe. Dadurch vermeiden Photovoltaikanlagen mit jeder erzeugten Einheit den Stromtransport im Höchst- und Hochspannungsnetz. Die dadurch **vermiedenen Netznutzungsentgelte** werden den erneuerbaren Energien bei der Berechnung der EEG-Umlage über die Differenzkosten gutgeschrieben. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte für Photovoltaik werden, ausgehend von heute 4,2 €/MWh bis 2015 um real knapp 1,5 % pro Jahr steigen, da sich die Kosten für den überregionalen Stromtransport durch den notwendigen Netzausbau erhöhen werden.

(6) Der **nicht-privilegierte Letztverbrauch**³ für Strom ist die Bezugsgröße, auf deren Basis die EEG-Umlage letztlich berechnet wird. Etwa 85 % des Strombedarfs (489 TWh) im Jahr 2008 entfielen auf nicht privilegierte Letztverbraucher (423 TWh). Im Jahr 2009 wird durch die Wirtschaftskrise der nicht-privilegierte Letztverbrauch in Deutschland auf schätzungsweise 407 TWh sinken. Für die Zukunft erwarten wir dann bis zum Jahr 2015 einen in etwa stagnierenden nicht-privilegierten Letztverbrauch von rund

³ Privilegierte Letztverbraucher wie beispielsweise stromintensive Industrien sind von der EEG-Umlage teilweise befreit.

404 TWh. Die Effizienzfortschritte bei den Stromanwendungen werden bis zum Jahr 2015 wahrscheinlich noch durch eine steigende Zahl von Stromanwendungen ausgeglichen.

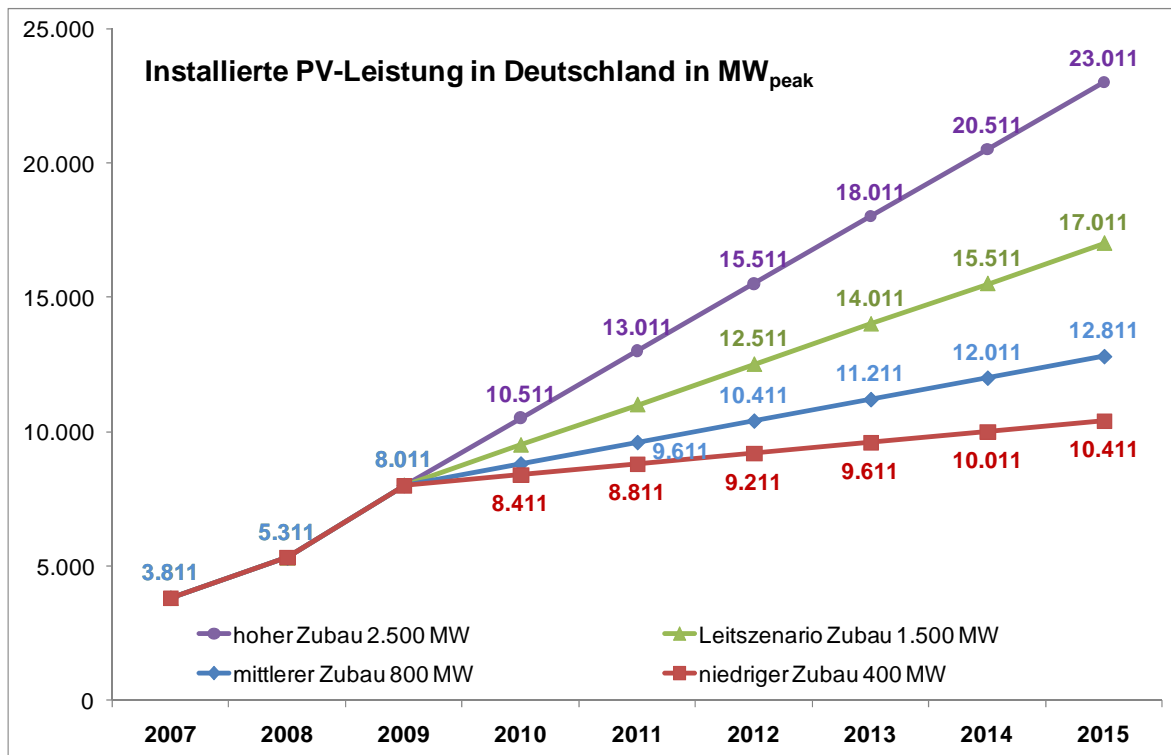
3.2.2 Kapazitätsentwicklung und PV-Stromerzeugung in Deutschland

(1) Für die Analyse der Wirkung der PV-Stromerzeugung in Deutschland auf die Höhe der Vergütungszahlungen für PV-Strom und auf die EEG-Umlage wurden vier Szenarien analysiert:

- **Hoher Zubau von durchschnittlich 2.500 MW pro Jahr**
 Der Verband der europäischen Photovoltaik Industrie (EPIA) rechnet in Zukunft für Deutschland mit einem weiterhin deutlichen Ausbau der PV-Kapazität. In einer Studie zur weltweiten Marktentwicklung bis zum Jahr 2013 gibt der Verband für Deutschland in seinem moderaten Ausbauszenario einen Zubau von 2.000 MW im Jahr 2010 an, der sich bis 2013 auf rund 3.000 MW steigert. Das entspricht einem durchschnittlichen Zubau von jährlich rund 2.500 MW bis 2015. Damit würde in etwa das Niveau des Zubaus aus dem Jahr 2009 in die Zukunft projiziert.
- **Leitszenario Zubau von durchschnittlich 1.500 MW pro Jahr**
 Das DLR geht in seinem Leitszenario 2009 von einer installierten Anlagenleistung von etwa 16.600 MW im Jahr 2015 aus. Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von knapp 1.500 MW ab 2010.
- **Mittlerer Zubau von durchschnittlich 800 MW pro Jahr**
 Wird als Zielgröße für den Ausbau der Photovoltaik die Höhe der zu erwartenden EEG-Umlage ausschließlich für die PV-Technik angesetzt, so ergibt sich bei einem mittleren Zubau von 800 MW pro Jahr eine real nahezu konstante Umlage nach dem Jahr 2010.
- **Niedriger Zubau von durchschnittlich 400 MW pro Jahr**
 Falls der weltweite PV-Markt sich kostenseitig langsamer entwickelt als erwartet ist es denkbar, dass in Deutschland weniger PV-Anlagen installiert werden. Eine solche Entwicklung wird in diesem Szenario abgebildet.

Die szenarienabhängige Entwicklung der **PV-Kapazitäten** ist in der folgenden Abbildung 10 zusammengefasst.

Abbildung 10: Szenarische Entwicklung der PV-Kapazitäten in Deutschland



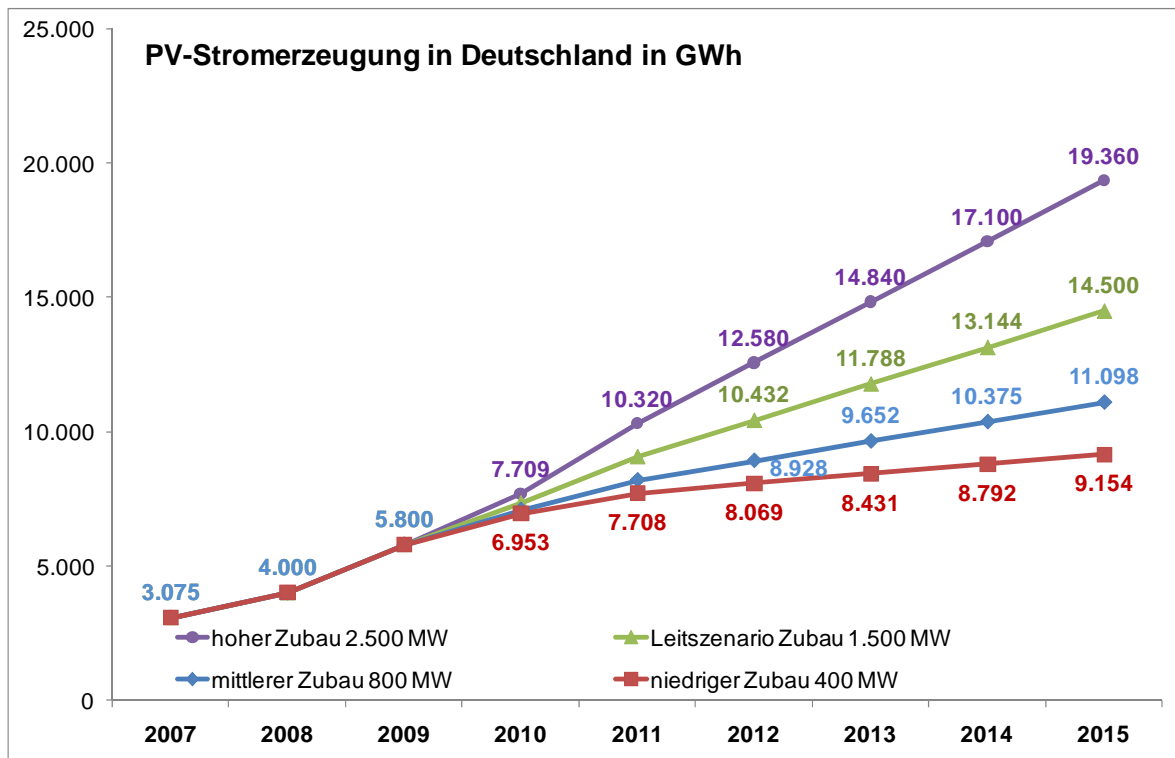
Quelle: Prognos AG

(2) Die **installierte PV-Leistung** würde somit im Jahr 2015 im Szenario mit hohem Zubau gut 23.000 MW erreichen, was nahezu einer Verdreifachung der 2009 installierten Leistung entspricht. Im Szenario mit niedrigem Zubau würden im Gegensatz dazu lediglich rund 10.400 MW erreicht (+30 % im Vergleich zu 2009).

Mögliche **Begrenzungen des PV-Ausbaus**, die sich aus Effekten für die Stromversorgung ergeben können, sind im Rahmen dieser Analysen explizit ausgeklammert und werden nicht berücksichtigt.

(3) Entsprechend den Szenarien zum Anlagenzubau gestalten sich die Auswirkungen auf die **Stromerzeugung** (siehe Abbildung 11). Ausgehend von einer Bruttostromerzeugung von knapp 600 TWh im Jahr 2015 beträgt der Anteil der PV-Stromerzeugung im Jahr 2015 im Szenario mit hohem Zubau (19,3 TWh) 3,2 %. Im Szenario, das an das Leitszenario des DLR angelehnt ist, ergibt sich mit 14,5 TWh im Jahr 2015 ein Anteil von 2,4 %. Im Szenario mit niedrigem Ausbau verdoppelt sich der Photovoltaikanteil an der Stromerzeugung in Deutschland im Vergleich zum Jahr 2009 bis 2015 zwar, bleibt aber insgesamt auf einem niedrigen Niveau. Der Beitrag der Photovoltaik zur Erreichung der langfristigen nationalen Klimaschutzziele fällt hier deutlich geringer aus. Andere Technologien müssten dann größere Beiträge zur CO₂-Einsparung leisten.

Abbildung 11: Szenarische Entwicklung der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland



Quelle: Prognos AG

3.2.3 Vergütungszahlungen und EEG-Umlage

(1) Die **Vergütungszahlungen** für photovoltaisch erzeugten Strom werden im Jahr 2010 allein durch die im Jahr 2009 in Deutschland installierten Anlagen ungeachtet des Zubaus im Jahr 2010 erheblich steigen (vgl. Abbildung 12). Ursache hierfür ist, dass die 2009 installierten Anlagen erst im Folgejahr voll für die Vergütung wirksam werden.

(2) Wird für die Jahre nach 2010 die mittlere erwartete Kostendegression bei PV-Anlagen von 6 % unterstellt, entwickeln sich die **realen Zahlungen** für die EEG-Vergütung wie folgt:

- Im Szenario mit **hohem Zubau** steigen die Vergütungszahlungen auf knapp 7 Mrd. Euro bis zum Jahr 2015 (+63 % im Vergleich zu 2010).
- In dem am **Leitszenario** angelehnten Ausbaupfad steigen die Vergütungszahlungen im Vergleich zum Jahr 2010 um etwa ein Drittel auf rund 5,7 Mrd. Euro im Jahr 2015.
- Bei einem **mittleren Zubau von 800 MW** pro Jahr steigen die Zahlungen um 20 % auf 4,7 Mrd. Euro 2015.

- Bei **geringem Zubau** von 400 MW pro Jahr stagnieren die Vergütungszahlungen real auf dem Niveau von 2010.

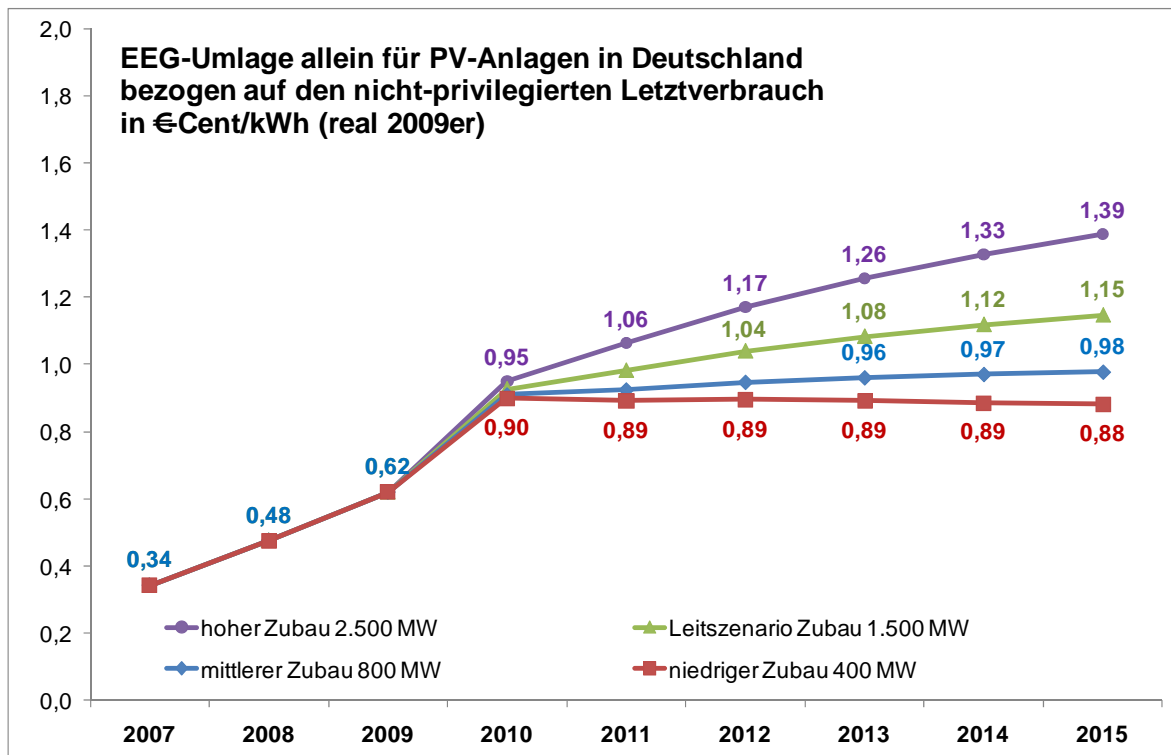
Abbildung 12: Szenarische Vergütungszahlungen für PV-Strom in Deutschland



Quelle: Prognos AG

(3) Der Anstieg der Vergütungszahlungen wird bei der Berechnung der EEG-Umlage in Bezug auf den nicht-privilegierten Letztverbrauch durch steigende Beschaffungskosten für Strom und höhere vermiedene Netznutzungsentgelte gedämpft. Dennoch steigt die **PV-EEG-Umlage** allein durch den PV-Zubau von 2.700 MW im Jahr 2009 um etwa 0,28 €-Cent/kWh im Jahr 2010. Damit ist in allen Szenarien ein Großteil des Anstieges 2009/2010 auf den Zubau im Jahr 2009 zurückzuführen (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13: Szenarische EEG-Umlage ausschließlich für PV-Strom in Deutschland



Quelle: Prognos AG

(4) Dieser Anstieg führt dazu, dass die gesamte EEG-Umlage, die im Mittel über alle Technologien deutlich niedriger liegt, im Jahr 2010 stärker steigt als im aktuellen DLR-Leitszenario berechnet. Im Leitszenario wird für das Jahr 2010 eine Steigerung der realen EEG-Umlage in den drei berechneten Szenarien um ca. 0,1 €-Cent/kWh ausgewiesen [DLR 2009]. Aktuell ist die EEG-Umlage für das Jahr 2010 aber real um rund 0,8 €-Cent/kWh angehoben worden [EEG-Net 2009]. Eine der Hauptursachen für die Differenz ist der Unterschied hinsichtlich des Zubaus von PV-Anlagen im Jahr 2009, der in der Leitstudie mit deutlich unter 2.000 MW abgeschätzt wurde, aber voraussichtlich mindestens 2.700 MW erreichen wird.

Für die Szenarien ergeben sich bezogen auf die EEG-Umlage nach dem Jahr 2010 folgende Effekte:

- **Szenario hoher Zubau**

Die reale EEG-Umlage für PV-Anlagen allein steigt bis 2015 im Vergleich zu 2010 um knapp 50 %. Aufgrund der deutlich höheren Aufwendungen für PV wird auch die gesamte EEG-Umlage über alle Technologien bei gleichen Rahmenbedingungen deutlich stärker zunehmen als im Leitszenario 2009 berechnet. Szenarienabhängig kann die Umlage von

2,01 €Cent/kWh im Jahr 2010 (real, in Preisen von 2009) auch deutlich über die Marke von 3 €Cent/kWh steigen.

- **Zubau angelehnt an das Leitszenario**
Die reale EEG-Umlage für die PV-Technik steigt zwischen 2010 und 2015 um knapp 25 %. Die Begrenzung der PV-Leistung auf das Gesamtniveau der Leitstudie bis zum Jahr 2015 führt dazu, dass die Degression bei anderen Technologien die Zusatzkosten für den gesamten EE-Ausbau dämpft. Dadurch erhöht sich die reale EEG-Umlage für nicht-privilegierte Stromendkunden im Rahmen der Berechnungen des Leitszenarios nur moderat. Der starke Anstieg aus dem Jahr 2010, bedingt durch den PV-Ausbau 2009, wird durch den hier im Vergleich zum Leitszenario unterstellten geringeren PV-Zubau in den Folgejahren als vorgezogener **Einmaleffekt teilweise kompensiert**. Der reale Anstieg der EEG-Umlage sollte bei den gegebenen Rahmenbedingungen auf deutlich unter 3 €Cent/kWh begrenzt werden können.
- **Szenario mittlerer Zubau**
Die reale Umlage für die PV-Technologie stabilisiert sich langfristig und steigt nach dem Jahr 2013 praktisch nicht mehr. Dadurch wird die Ausweitung der **gesamten EEG-Umlage** begrenzt und der Anstieg aus dem Jahr 2010 bis zum Jahr 2015 vollständig kompensiert.
- **Szenario geringer Zubau**
Die reale EEG-Umlage für Strom aus Photovoltaik sinkt langfristig. Die gesamte **EEG-Umlage für alle Technologien** wird real nach dem Jahr 2010 kaum noch zunehmen, vorausgesetzt, der Zubau anderer EE-Technologien wird wie im Leitszenario angenommen umgesetzt.

4 Diskussion der Ausbaupfade und Vorschläge für die zukünftige Vergütungsregelung

4.1 Diskussion der Ausbaupfade

(1) Die Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG wurde vor dem Hintergrund initiiert, langfristig die Energieversorgung Deutschlands unabhängiger von Energieimporten zu machen, klimaneutrale Energietechniken zu entwickeln und deren weltweite Verbreitung bei entsprechenden Kostensenkungen zu beschleunigen. Der deutsche PV-Markt wird im weltweiten Maßstab in Zukunft eine weniger dominierende Rolle spielen als in der Vergangenheit. Dadurch wird der technische Fortschritt im Bereich der solaren Technologien ebenfalls weniger stark von der deutschen Marktentwicklung abhängen.

(2) In Zukunft wird beim Ausbau der Photovoltaik in Deutschland der Beitrag der Technologie zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele und zur Diversifizierung der Stromerzeugung im Vordergrund stehen. Dennoch darf die Rolle Deutschlands als gesicherter Absatzmarkt für PV-Module kurzfristig nicht unterschätzt werden. Eine drastische Drosselung der Marktentwicklung auf ein **niedriges Niveau** von nur noch 400 MW_{peak} pro Jahr wäre für die gesamte Branche nicht das richtige Signal. Zudem wären die Zielsetzungen Deutschlands hinsichtlich des Klimaschutzes und des Ausbaus erneuerbarer Energien schwerer zu realisieren.

(3) Ein weiterhin **hoher Ausbau** der PV-Technik in Deutschland auf dem Niveau des Jahres 2009 von deutlich über 2.000 MW_{peak} würde auch bei niedrigeren Vergütungen erhebliche kurzfristige Mehrbelastungen für die Stromletzterverbraucher nach sich ziehen. In einem solchen Szenario ist eine stärkere Absenkung der Vergütung zu empfehlen, um mittelfristig die Belastungen zu begrenzen und den langfristigen Stellenwert der Technologie nicht durch die Stigmatisierung als teurer Kostentreiber zu gefährden. Zusätzlich wachsen bei einer möglichen stärkeren Absenkung der Vergütung die Anreize, die PV-Technik wettbewerbsfähig im Vergleich zum Strombezug für Kleinverbraucher zu machen. Der Ausbau würde dann auch ohne die EEG-Förderung weiter gehen.

(4) Ein **mittlerer Zubau von 800 MW** pro Jahr würde für sich genommen mittelfristig keine zusätzlichen realen Mehrbelastungen für die Stromendkunden bewirken.

(5) Bei dem an das **Leitszenario angelehnten Ausbaupfad** mit einem Zubau von 1.500 MW pro Jahr wären die realen Mehrbelastungen im Vergleich zum Szenario mit 800 MW Ausbau gering. Der reale Anstieg der gesamten EEG-Umlage könnte mittelfristig auf signifikant unter 3 €-Cent/kWh begrenzt werden.

4.2 Ausgestaltung der zukünftigen PV-Vergütung

Für die Ausgestaltung der zukünftigen PV-Förderung werden folgende zentrale Änderungen vorgeschlagen:

1. Die **Vergütungssätze für das Jahr 2010** sollten aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen und Kostenstrukturen im Markt einer absoluten Niveaurektur unterzogen und auf die Stromgestehungskosten in Deutschland gesenkt werden.

Tabelle 5: Einmalige Vergütungsanpassung für das Jahr 2010

Leistung	2010 Ist-Vergütung	Investitions-kosten	Gestehungskosten (900 kWh/kW _{peak})	Anpassung
	Euro/kWh	Euro/kW _{peak}	Euro/kWh	
bis 30 kW _{peak}	0,3914	2.871	0,3249	-17%
bis 100 kW _{peak}	0,3723	2.773	0,3138	-16%
bis 1000 kW _{peak}	0,3523	2.627	0,2973	-16%
über 1000 kW _{peak} *	0,2937	2.431	0,2476	-16%
Freiflächenanlagen*	0,2843	2.334	0,2378	-16%

* bezogen auf 1.000 kWh pro kW_{peak} da solche Anlagen nur an idealen Standorten mit optimalen Erträgen errichtet werden

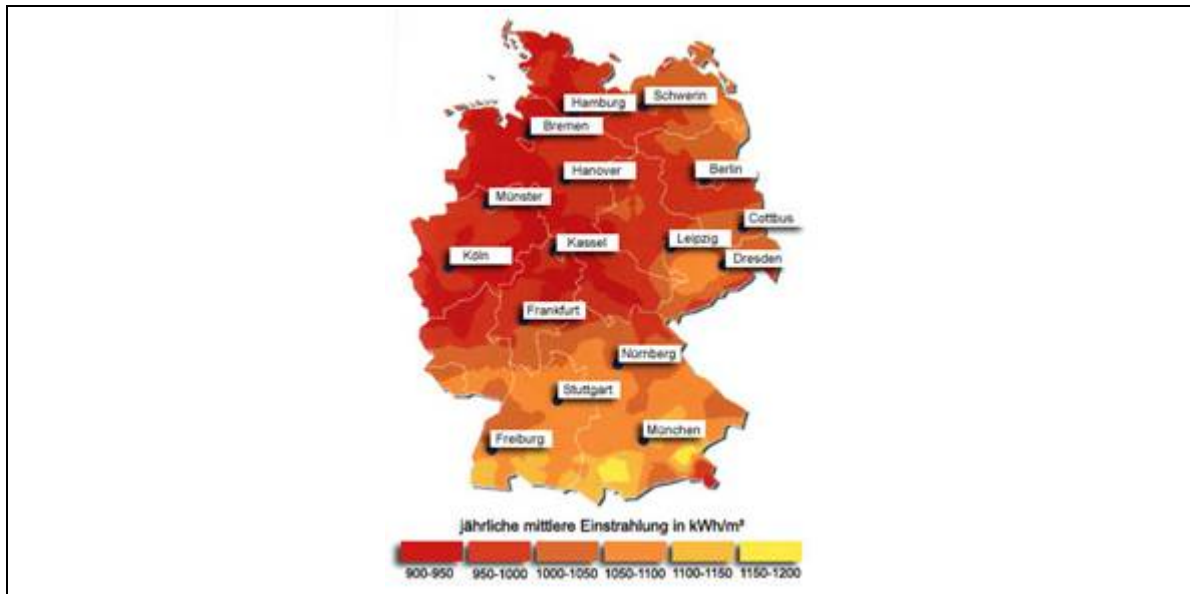
2. Für die **Festlegung der zukünftigen Degression** sollte die Kostenerwartung bei einem weltweit weiterhin ambitionierten Ausbau zu Grunde gelegt werden. Pro Jahr ist in diesem Szenario mit einer Kostensenkung von rund 6 % zu rechnen. Diese sollte als Basisdegression (-6 % p.a.) bis zum Jahr 2015 angenommen werden.
3. Für eine Erweiterung der **Variabilität der Degression** wird als Basisszenario ein mittlerer jährlicher Zubau von 1.500 MW_{peak} ab dem Jahr 2010 vorgeschlagen, was im Mittel in etwa dem Leitszenario entspricht. Die in Tabelle 6 abgebildeten Stufen für die variable Degression gegenüber der Basisdegression von 6 % werden vorgeschlagen falls der angestrebte Zubau von jährlich 1.500 MW_{peak} über- bzw. unterschritten wird.

Tabelle 6: Degression der PV-Vergütung ab dem Jahr 2011

Zubau	Basisdegression	Variable Degressionsänderung	Resultierende Degression
weniger als 400 MW _{peak}	- 6 %	+ 11 %	+ 5 %
400 bis 800 MW _{peak}	- 6 %	+ 6 %	± 0 %
800 bis 1.500 MW _{peak}	- 6 %	± 0 %	- 6 %
1.500 bis 2.500 MW _{peak}	- 6 %	- 2 %	- 8 %
mehr als 2.500 MW _{peak}	- 6 %	- 5 %	- 11 %

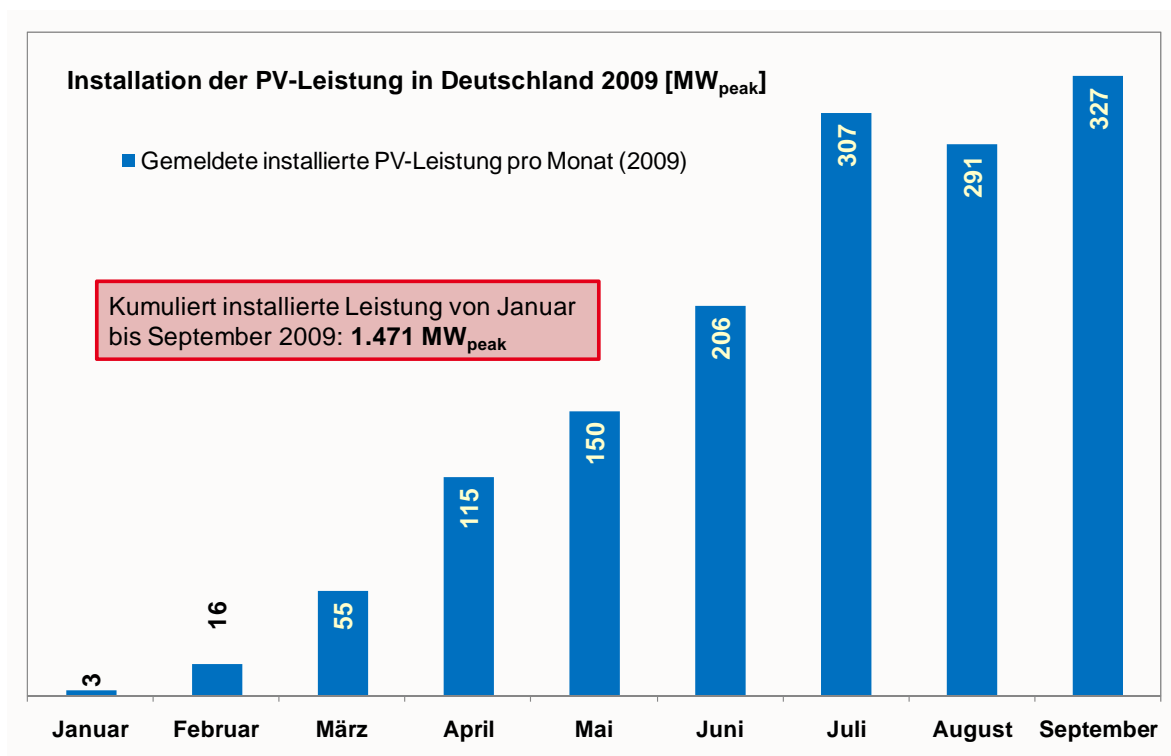
Anhang

Abbildung 14: Sonneneinstrahlung in Deutschland



Quelle: Geyer (2009)

Abbildung 15: Gemeldete installierte PV-Leistung pro Monat im Jahr 2009



Quelle: Bundesnetzagentur (2009)

Quellenverzeichnis

BDEW (2009a): EEG Jahresprognose, [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresprognose_2009/\\$file/2008-09-30_EEG-Prognose2009.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresprognose_2009/$file/2008-09-30_EEG-Prognose2009.pdf)

BDEW (2009b): http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresabrechnungen

BMWi (2009): <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie.html>

Bundesnetzagentur (2009): <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/17489.pdf>

DLR 2009: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Stuttgart 2009, http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45026.php

EC JRC (2003-2009): PV Status Reports 2003 bis 2009.

EEG-Net 2009: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG Umlage 2010, http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/484.htm

EPIA (2009): Global Market Outlook for Photovoltaics 2013.

EPIA/ Greenpeace (2007/2008): Solar Generation IV und V – Solar Electricity for over one billion people and two million jobs by 2020.

First Solar (2009): Stephan Hansen: Vortrag – Photon Conference Munich 2009.

Geyer (2009): <http://geyer-peter.de/Geyer-Dateien/HEIZUNG/Solaranlage.html>

IEA ETP (2008): International Energy Agency, Energy Technology Perspectives 2008, Paris, 2008

neue energie 2009: Zeitschrift neue energie, Ausgabe 11/2009, S. 67, Berlin

Photon (2009a): http://www.photon.de/presse/mitteilungen/Hintergrund_Modulpreise.pdf

Photon (2009b): The True Cost of Solar Power: Race to \$1/W.

Photon (2009c): <http://www.photon.de/presse/grafiken.htm>