

Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland

Zusammengestellt von Dr. Harry Wirth, Fraunhofer ISE

Fassung vom 8.12.2011

Kontakt:
Karin Schneider
Presse und Public Relations
Telefon: +49 (0) 7 61 / 45 88-51 47
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
info@ise.fraunhofer.de

Inhalt

1. Wozu dieser Leitfaden?	4
2. Liefert Photovoltaik (PV) relevante Beiträge zur Stromversorgung?	4
3. Ist PV-Strom zu teuer?	5
3.1 Stromgestehungskosten	5
3.2 Einspeisevergütung	6
3.3 Preislernkurve für PV-Module	8
3.4 Vergleich mit nuklear/fossiler Stromgewinnung	8
4. Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?	9
4.1 Preiseinfluss der EVUs	9
4.2 Preiseinfluss der Politik	9
5. Bringt eine PV-Anlage vernünftige Renditen?	10
6. Verschlingt die PV-Forschung hohe Fördermittel?	10
7. Erzeugt PV-Installation in Deutschland nur Arbeitsplätze in Asien?	11
8. Lehnen die großen Kraftwerksbetreiber PV-Installationen ab?	11
9. Überlastet PV-Strom die Netze?	12
9.1 Solarstrom wird dezentral eingespeist	12
9.2 Solarstrom deckt Spitzenbedarf	13
9.3 Solarstrom-Produktion ist planbar	13
9.4 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung	14
9.5 Wieviel PV-Strom verträgt unser Stromnetz?	14
10. Verschlingt die Produktion von PV-Modulen viel Energie?	14
11. Sind PV-Anlagen effizient?	15
11.1 Degradieren PV-Anlagen?	16
11.2 Verschmutzen PV-Module?	16
11.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast?	16
12. Lässt sich PV-Strom speichern?	17
13. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?	18
13.1 Wafer-basierte Module	18

13.2	Dünnschicht-Module	18
14.	<i>Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?</i>	18
14.1	Wafer-basierte Module	18
14.2	Dünnschicht-Module	19
15.	<i>Erhöhen PV-Module das Brandrisiko?</i>	19
15.1	Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?	19
15.2	Gefährden PV-Module die Feuerwehrleute?	19
15.3	Behindern PV-Module den direkten Löschangriff?	19
15.4	Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Imissionen?	20
16.	<i>Hat deutsche Energiepolitik globale Relevanz?</i>	20
17.	<i>Anhang: Fachbegriffe</i>	21
17.1	Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Costs of Electricity)	21
17.2	EEG-Umlage	21
17.3	Modulwirkungsgrad	22
17.4	Spezifischer Ertrag	22
17.5	Systemwirkungsgrad	23
17.6	Performance Ratio	23
18.	<i>Anhang: Abkürzungen</i>	24
19.	<i>Anhang: Quellen</i>	24

1. Wozu dieser Leitfaden?

Deutschland lässt das fossil-nukleare Energiezeitalter hinter sich. Photovoltaik wird in unserer nachhaltigen Energiezukunft eine bedeutende Rolle spielen. Die vorliegende Zusammenstellung aktuellster Fakten, Zahlen und Erkenntnisse soll eine gesamtheitliche Bewertung des Photovoltaik-Ausbaus in Deutschland unterstützen.

2. Liefert PV relevante Beiträge zur Stromversorgung?

Ja.

Im ersten Halbjahr 2011 betrug der Anteil der PV-Stromerzeugung rund **3,5%** des Strombedarfs in Deutschland [BDEW1]. Alle erneuerbaren Energien (EE) zusammengekommen lieferten 20,8% des Strombedarfs.

An sonnigen Tagen deckt PV-Strom mittlerweile bis zu **20%** des deutschen Strombedarfs und damit einen Großteil der Tagesspitze im Verbrauch (vgl. §9.2).

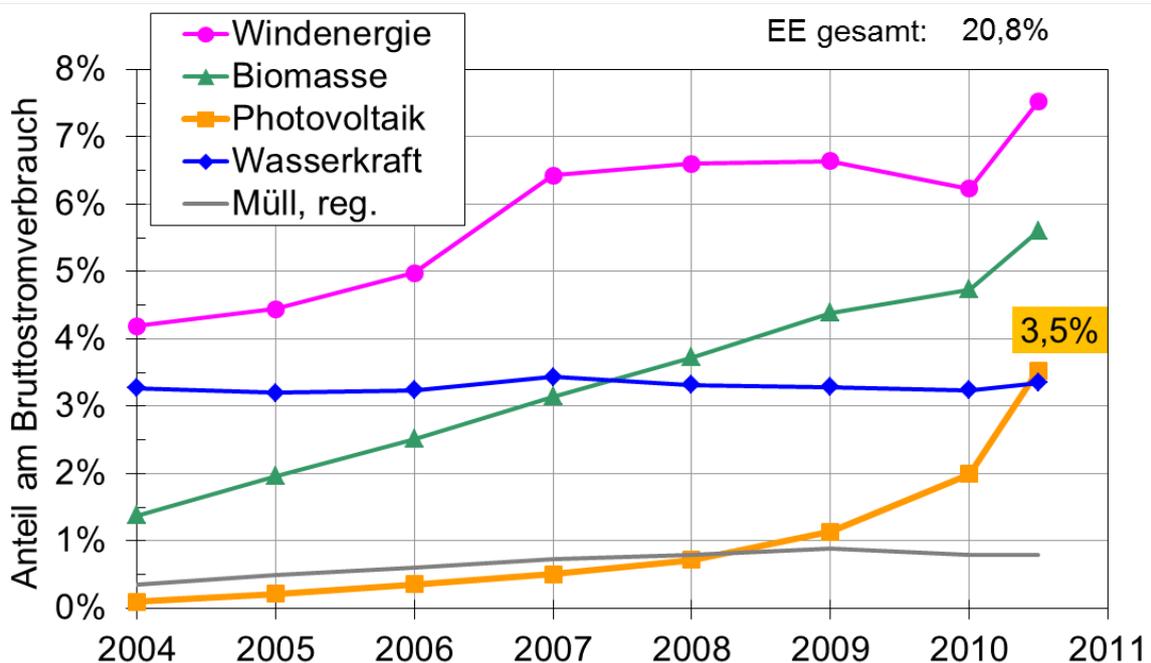


Abbildung 1: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland, Daten aus [BDEW1, BDEW3]

3. Ist PV-Strom zu teuer?

Das hängt vom Blickwinkel ab.

3.1 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (§17.1) eines PV-Kraftwerks bezeichnen das Verhältnis aus Gesamtkosten (€) und elektrischer Energieproduktion (kWh), beides bezogen auf seine wirtschaftliche Nutzungsdauer. Die Höhe der Stromgestehungskosten für PV-Kraftwerke [ISE1] wird v.a. bestimmt durch:

- Anschaffungsinvestitionen für Bau und Installation der Anlagen
- Finanzierungsbedingungen, Laufzeiten und Renditen
- Betriebskosten während der Nutzungszeit der Anlage
- Einstrahlungsangebot
- Lebensdauer der Anlage

Gemäß einer Studie von EuPD Research haben die Stromgestehungskosten für neu installierte, kleine Dachanlagen im 3. Quartal 2011 das Preisniveau von Haushaltsstrom erreicht.

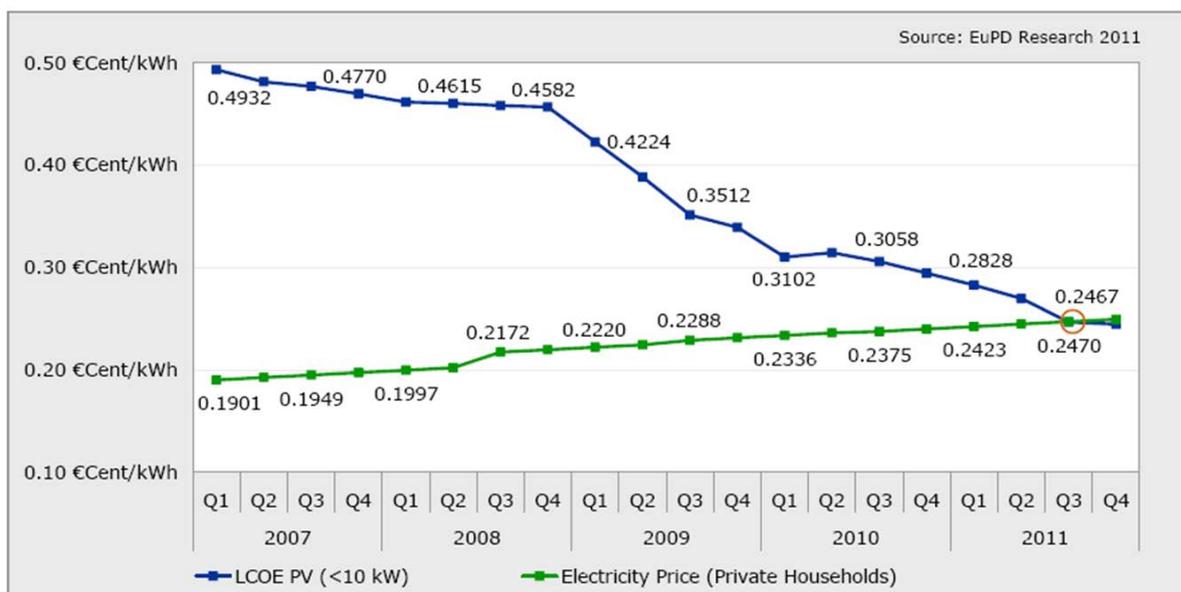


Abbildung 2: Entwicklung der Stromgestehungskosten für kleine PV-Dachanlagen und der Strompreise

Der dominierende Kostenanteil von PV-Kraftwerken sind die Investitionskosten. Die Investitionskosten für mittlere und große Anlagen fielen in der Vergangenheit durch technologischen Fortschritt und Skaleneffekte durchschnittlich um ca. 10% pro Jahr. Abbildung 3 zeigt die Preisentwicklung für Aufdachanlagen bis 100 kW_p Nennleistung. Kleine Dachanlagen (2-5 kW_p) sind teurer, je nach Komplexität der Installation kosten sie **2,5-3,5 €/W_p**.

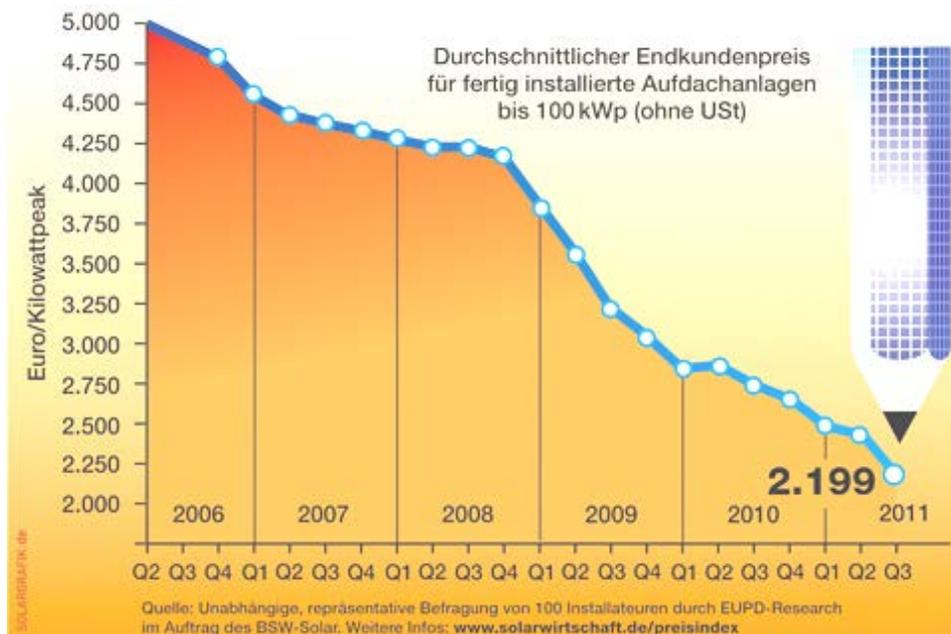


Abbildung 3: Entwicklung der Endkundenpreise für Aufdachanlagen [BSW]

Da weder ein Multi-Megawatt-PV-Kraftwerk, geschweige denn eine kleine PV-Dachanlage nach heutigem Kostenverständnis (vgl. §3.4) mit fossil-nuklearen Kraftwerken in puncto Stromgestehungskosten konkurrieren kann, erhalten PV-Kraftwerksbetreiber in Deutschland eine feste Einspeisevergütung über die Dauer von 20 Jahren.

Nach Ende des Abschreibungszeitraums ist Strom aus PV-Kraftwerken wegen niedriger Betriebskosten und fehlender Brennstoffkosten («Grenzkosten») günstiger als jeder andere Strom. Fossil-nukleare Kraftwerke hingegen müssen auch nach vollständiger Abschreibung immer Brennstoffmaterial zukaufen, um Strom zu erzeugen.

3.2 Einspeisevergütung

Die Höhe der Vergütung und den Vorrang der Stromeinspeisung für Solarstrom legt das Erneuerbare-Energien-Gesetz [EEG1, EEG2] fest. Diese Vergütung soll Investoren eine angemessene Rendite ermöglichen und durch fortschreitende Degression die weitere Senkung der Stromgestehungskosten von PV-Anlagen stimulieren. Im Jahr 2011 wurden je nach Anlagengröße und -standort 21-29 ct/kWh bezahlt, im ersten Halbjahr 2012

sind es noch 18-24 ct/kWh. Zum Vergleich: Strom aus Offshore-Windkraftanlagen wird ab 2012 mit bis zu 19 ct/kWh vergütet, die entsprechenden Vergütungssätze wurden kürzlich angehoben.

Die Einspeisevergütung für PV-Strom sinkt schneller als bei jeder anderen regenerativen Stromquelle. Neu installierte, große Anlagen haben schon 2011 »Grid parity« erreicht: ihre Vergütung liegt niedriger als der Preis von Haushaltsstrom (Abbildung 4). Im Jahr 2012 erreichen auch neu installierte, kleine Aufdachanlagen »Grid parity«. Ab dem Jahr 2020 werden die jeweils ältesten Anlagen nach und nach aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil die 20-jährige Bindungsfrist ausläuft. Sie werden aber noch weiter Strom liefern, dessen Gestehungskosten alle anderen fossilen oder erneuerbaren Quellen unterbieten. Der alte Bestand wird ab 2020 kostensenkend wirken. Der Brutto-Strompreis für Privathaushalte ist seit dem Jahr 2000 um 9,7 ct/kWh angestiegen, der Netto-Strompreis für die Großindustrie um 3,3 ct/kWh, die EEG-Umlage aber nur um 3,3 ct/kWh. Die Preissteigerungen können somit nicht mit der EEG-Umlage begründet werden, sie bietet aber einen willkommenen Anlass. Zudem profitiert die Industrie durch den »Merit Order-Effekt« vom Spitzenlaststrom, den die PV liefert.

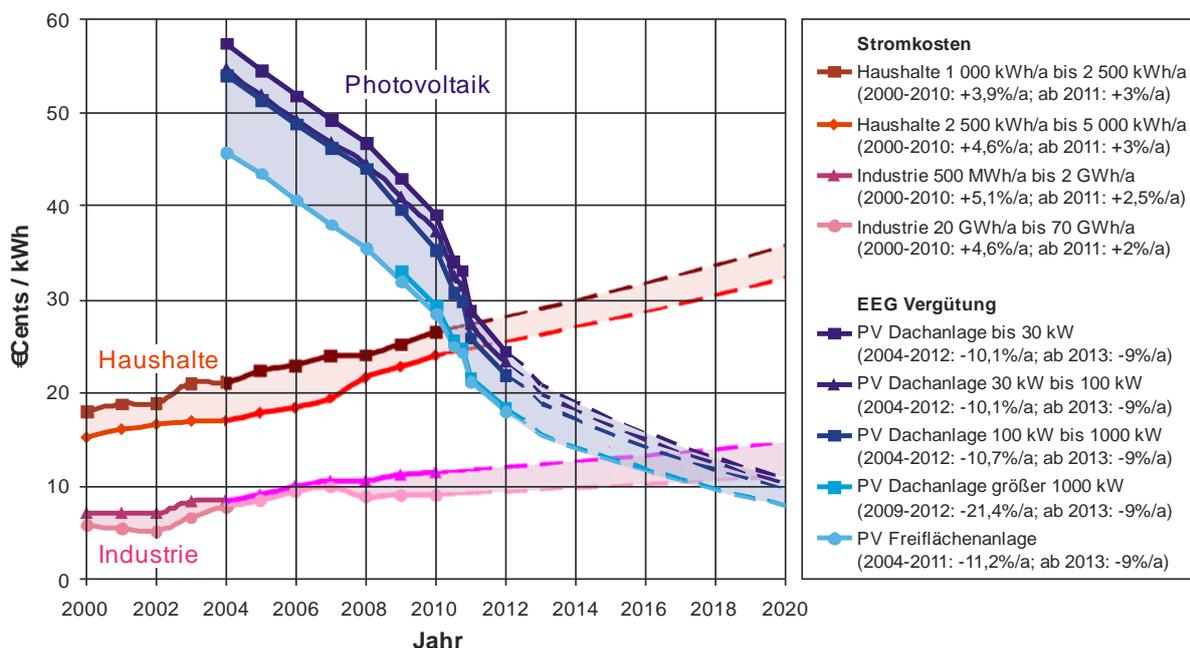


Abbildung 4: B. Burger, "Energiekonzept 2050", Juni 2010, FVEE, www.fvee.de, Update vom 05.12.2011

Die PV-Anlagenpreise passen sich in gewissen Grenzen der Entwicklung der Vergütung und der Nachfragesituation an. Solange bei aktuellen Preisen die Investoren im gewünschten Umfang PV-Anlagen bauen und im Betrieb eine angemessene Rendite erzielen und dabei die Anlagenhersteller, ihre Lieferanten und die Installateure kostendeckend arbeiten, ist die Einspeisevergütung gut gewählt und entspricht den Stromgestehungskosten. Bei einer sehr schnellen Absenkung der Vergütung besteht die Gefahr,

dass entweder der Zubau in Deutschland einbricht, weil die Preise nicht rasch genug sinken, oder dass viele Hersteller nicht mehr kostendeckend arbeiten und damit in ihrem Bestand gefährdet sind. Experten prognostizieren beide Effekte für das laufende Jahr.

3.3 Preislernkurve für PV-Module

Die Historie zeigt, dass die Preisentwicklung für PV-Module wie für viele andere Produkte der sogenannten »Preis-Lernkurve« folgt, d.h. bei Verdopplung der gesamt installierten Leistung sinken die Preise um immer denselben Faktor (Abbildung 5). Es wird erwartet, dass die Preise auch künftig entsprechend dieser Gesetzmäßigkeit weiter sinken, sofern auch in Zukunft große Anstrengungen bei der Weiterentwicklung der Produkte und Herstellprozesse geleistet werden können. Ende 2011 werden weltweit über 50 GW PV-Leistung installiert sein [EPIA1].

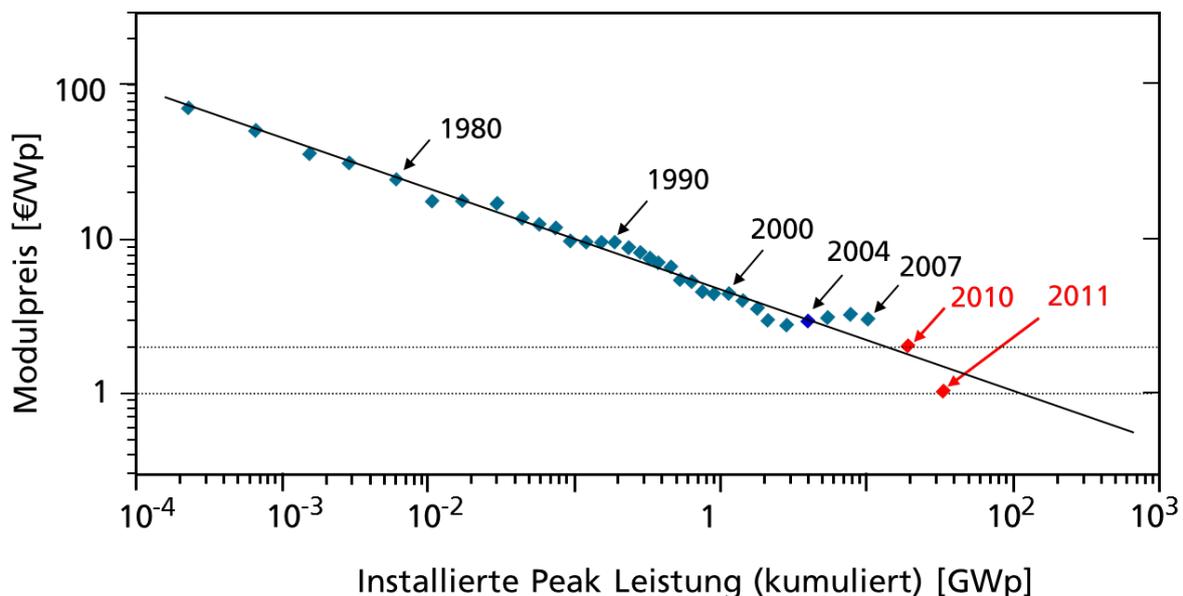


Abbildung 5: Preis-Lernkurve von kristallinen Silicium PV-Modulen (G. Willeke/Fraunhofer ISE)

3.4 Vergleich mit nuklear/fossiler Stromgewinnung

Die tatsächlichen Kosten und Risiken der nuklear/fossilen Stromgewinnung sind derzeit nicht überschaubar. Sie entstehen v.a. in der Zukunft (CO₂-induzierte Klimakatastrophe, Nuklearunfälle, Endlagerung von Atommüll, Nuklearterrorismus, Ewigkeitslasten), ein Vergleich ist deshalb schwierig. Die Risiken der Atomkraft werden von Fachleuten allerdings so hoch eingeschätzt, dass keine Versicherung oder Rückversicherung der Welt sich zutraut, Policen anzubieten. In Folge versichert im Wesentlichen der Steuerzahler die Atomindustrie zwangsweise.

4. Verteuert PV-Stromerzeugung den Strom für Privathaushalte?

Ja, das liegt aber in der Hand der Energieversorgungsunternehmen (EVUs) und der Politik.

Der Strompreis für Privathaushalte wird von den EVUs festgelegt. Ein Musterhaushalt mit drei Personen und einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden zahlt derzeit rund **25 ct/kWh** [BDEW2].

4.1 Preiseinfluss der EVUs

Energieversorgungsunternehmen begründen Strompreiserhöhungen für Haushalte in letzter Zeit gerne mit der Erhöhung der EEG-Umlage auf **3,53 ct/kWh** im Jahr 2011 (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Abschlagszahlung lt. vorläufiger Festlegung, vgl. §17.2). Mit der EEG-Umlage wird u.a. PV-Strom subventioniert, um eine Einspeisevergütung von derzeit um **25 ct/kWh** auszahlen zu können. Die Umlage wird berechnet auf Basis der Differenz zwischen Vergütung und Börsenstrompreis. Der Anteil der EEG-Umlage, die auf PV-Stromerzeugung entfällt, betrug 2010 ca. **30%**.

EVUs geben aber preissenkende Effekte der PV-Einspeisung bisher nicht an ihre Endkunden weiter. Bei der aktuell installierten PV-Leistung in Deutschland (ca. **20 GW**) deckt der Solarstrom an sonnigen Tagen bereits einen großen Teil der Tagesspitzenlast (vgl. §9.2). Im Jahr 2011 kam es erstmals vor, dass der Tagstrompreis am Spotmarkt der Strombörse EEX dadurch zeitweise auf das Preisniveau von Nachtstrom (2,5 ct/kWh) fiel. Bei einem weiteren Ausbau der Photovoltaik erwarten Fachleute, dass die Börsenpreise in den Sommermonaten tagsüber immer häufiger und für immer längere Zeiträume unter das Nachtstromniveau fallen. Dieser »Photovoltaik-Effekt« wird derzeit noch nicht adäquat in den Kosten- und Umlagekalkulationen abgebildet. Er vergrößert die Differenz zwischen Börsenstrompreis und dem Bezugspreis für PV-Strom laut EEG, was paradoxerweise den PV-Strom im Verhältnis teurer erscheinen lässt.

4.2 Preiseinfluss der Politik

Die Politik beeinflusst die Strompreise. Politische Entscheidungen definieren den Preis von CO₂-Zertifikaten, die Auflagen zur Filterung von Rauch, ggf. Auflagen zur Endlagerung von CO₂ (CCS), die Besteuerung von Atomstrom oder die Versicherungs- und Sicherheitsauflagen für AKWs. Die Politik legt damit fest, inwieweit Stromverbraucher bereits heute die schwer fassbaren Risiken und Lasten nuklear-fossiler Stromerzeugung tragen. Bei einer immer konsequenteren Einpreisung dieser Kosten wird es voraussichtlich dazu kommen, dass die PV-Stromerzeugung den Strommix verbilligt, bei einem spürbar höheren Gesamtstrompreis. Bis wir soweit sind, wird nuklear-fossiler Strom zu Preisen verkauft, die seine externen Kosten verschleiern und in die Zukunft abschieben.

5. Bringt eine PV-Anlage vernünftige Renditen?

Ja.

Beim aktuellen Stand von Anlagenkosten und Einspeisevergütung sind gute Renditen in ganz Deutschland möglich. Die Rendite ist in sonnenreichen Regionen etwas höher als in Gegenden mit geringerer Einstrahlung. Standortabhängig sind beispielsweise Renditen zwischen **6-10%** zu erwarten, sobald eine Aufdachanlage bis 30 kW_p Leistung, die noch im Jahr 2011 ans Stromnetz angeschlossen wird, weniger als **2.20 €/W_p** kostet [Photon 2011-09].

6. Verschlingt die PV-Forschung hohe Fördermittel?

Im Jahr 2010 wurden im Rahmen des 5. Energieforschungsprogramms 205 Mio. € für den gesamten Bereich der erneuerbaren Energien aufgewendet, davon entfiel nur ein Bruchteil auf die Photovoltaik. Im gleichen Jahr wurden allein für Nuklear- und Fusionsforschung 202 Mio. € ausgegeben.

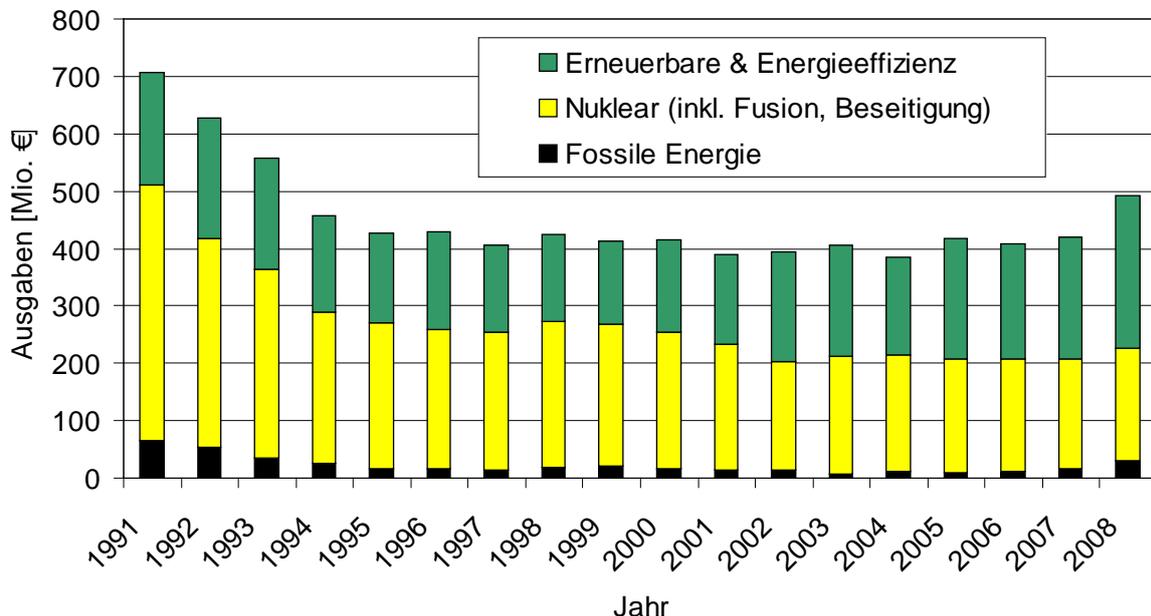


Abbildung 6: Ausgaben des Bundes für Energieforschung, Datenquelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2011

Ein Blick in die historischen Zahlen (Abbildung 6) zeigt, dass erneuerbare Energien und Energieeffizienz nur langsam in den Fokus der Energieforschung rücken. Eine Zahl zum Vergleich: das Umweltbundesamt hat im Jahr 2010 errechnet, dass umweltschädliche Subventionen den Steuerzahler ca. 48 Mrd. € pro Jahr kosten [UBA2].

7. Erzeugt PV-Installation in Deutschland nur Arbeitsplätze in Asien?

Nein.

Die gesamte PV-Branche beschäftigt mehr als 100.000 Menschen in Deutschland [BSW]. Sie hatte 2010 eine Exportquote von ca. 50% bei einer gesamten Wertschöpfung in Deutschland von ca. 10 Mrd. € [BSW].

Zur deutschen PV-Branche zählen Betriebe aus den Bereichen

- Materialherstellung (Silicium, Wafer, Metallpasten, Kunststofffolien, Solarglas)
- Herstellung von Zwischen- und Endprodukten: Zell-, Modul-, Wechselrichter-, Gestell- und Kabelhersteller, Glasbeschichtung
- Anlagenbau
- Installation (v. a. Handwerk)

Bei Solarzellen und Modulen war Deutschland 2010 Netto-Importeur. Bei vielen anderen PV-Produkten ist Deutschland klarer Netto-Exporteur, z.T. als internationaler Marktführer (z.B. Wechselrichter, Anlagenbau).

8. Lehnen die großen Kraftwerksbetreiber PV-Installationen ab?

Bisher ja.

Die in Deutschland betriebene PV-Leistung befindet sich 2010 überwiegend im Eigentum von Privatpersonen und Landwirten, der Rest verteilt sich auf Gewerbe, Projektierer und Fonds. Die großen Kraftwerksbetreiber EnBW, Eon, RWE und Vattenfall halten zusammen gerade einmal 0,2%.

Im Zuge der angelaufenen Energiewende erfolgt nicht nur ein Umstieg auf erneuerbare Energien, sondern auch eine Abkehr von der quasi-monopolistischen, traditionellen Energiewirtschaft, die ihre Preise und Gewinne konkurrenzlos festlegen konnte.

»Werden teure Spitzenlastkraftwerke zur Mittagszeit nicht mehr benötigt, führt dies für Betreiber konventioneller Kraftwerke zu massiven Gewinneinbrüchen. Denn nach den Regeln der Strombörse erhalten die Kraftwerksbetreiber nicht den Preis, der ihrem ursprünglichen Angebot entspricht, sondern alle Anbieter die zum Zuge kommen, erhalten den Preis, den der jeweils teuerste benötigte Anbieter verlangt hat. So konnten die vier großen Kraftwerksbetreiber EnBW, Eon, RWE und Vattenfall jahrelang hohe Gewinne realisieren, indem sie insbesondere zur Mittagszeit – traditionell die Zeit der höchsten Nachfrage – billigen Grundlaststrom sehr teuer verkauften.« [Photon]

Die Photovoltaik deckt nun aber zunehmend Tagesspitzenlasten ab (§9.2) und senkt damit die erzielbaren Spitzenpreise. Das führt bei den Stromkonzernen zu schmerzhaften Gewinneinbrüchen im Börsenhandel und wird sich zukünftig auch auf langfristige Lieferverträge auswirken.

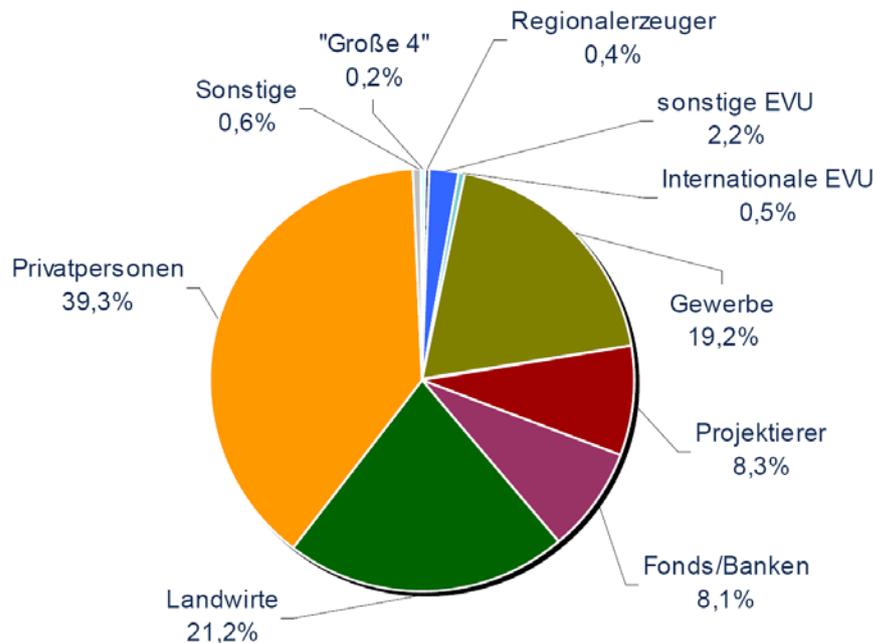


Abbildung 7: Anteile der Eigentümer an der Ende 2010 betriebenen Leistung von Photovoltaik-
 anlagen von insgesamt ca. 17 GW [trend:research]

9. Überlastet PV-Strom die Netze?

9.1 Solarstrom wird dezentral eingespeist

Über 98 Prozent der Solarstromanlagen in Deutschland sind an das dezentrale Niederspannungsnetz angeschlossen (Abbildung 8) und erzeugen Solarstrom verbrauchsnahe [BSW]. Auf PV-Kraftwerke der Megawatt-Klasse entfallen in Deutschland nur 15% der installierten PV-Leistung.

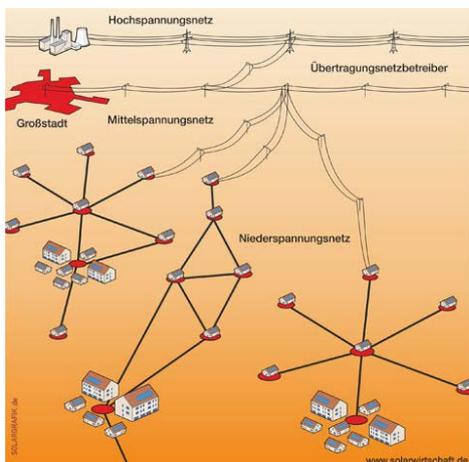


Abbildung 8: Einspeisung von PV-Strom [BSW]

9.2 Solarstrom deckt Spitzenbedarf

Das Erzeugungsprofil von PV-Anlagen korreliert sehr gut mit dem Verbrauchsprofil für Strom. Die derzeit installierte Leistung reicht an sonnigen Tagen bereits aus, die Spitzenlast zu einem erheblichen Teil abzudecken (Abbildung 9).

Tatsächliche Produktion

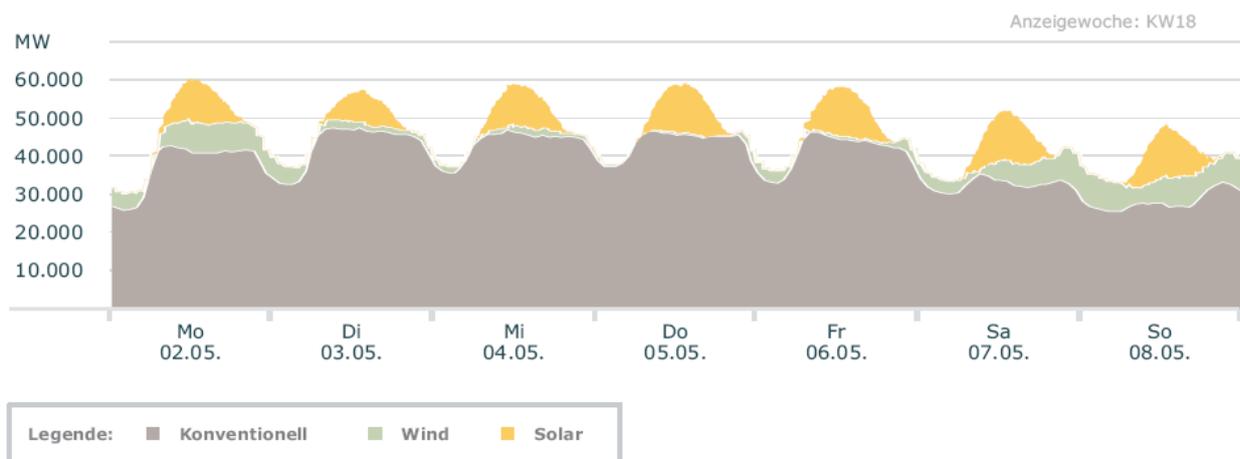
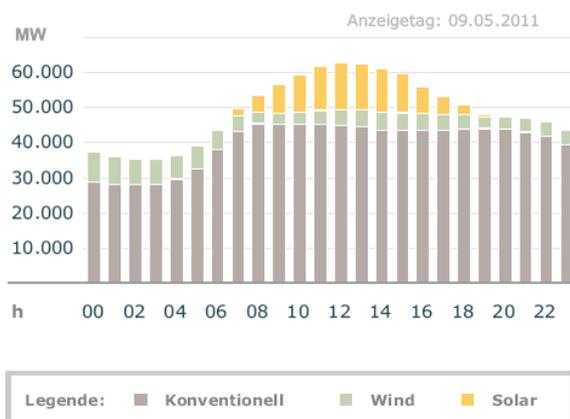


Abbildung 9: Stromproduktion in der Kalenderwoche 18 vom 2.-8.Mai 2011 [ISE3]

9.3 Solarstrom-Produktion ist planbar

Die Erzeugung von Solarstrom ist heute dank verlässlicher nationaler Wettervoraussagen sehr gut planbar, eine kurzfristige Reaktion im großen Maßstab nicht notwendig. Abbildung 10 zeigt beispielhaft Planung und tatsächliche Stromproduktion.

Tatsächliche Produktion



Geplante Produktion

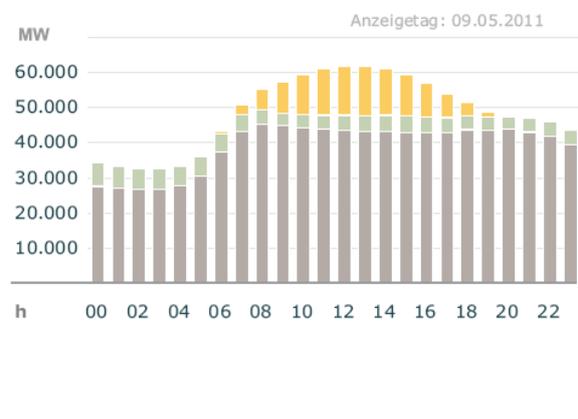


Abbildung 10: Tatsächliche und geplante Stromproduktion am Montag, 9.5.2011 [Strombörse]

9.4 Spitzenproduktion deutlich kleiner als installierte Leistung

Aufgrund von technisch bedingten Verlusten (Performance Ratio PR \leq 90%, vgl. §17.6) und uneinheitlicher Wetterlage ist deutschlandweit nur an sehr wenigen Tagen im Jahr eine reale Stromgeneration oberhalb 70% der installierten Nennleistung (derzeit ca. **20 GW**) zu erwarten.

Eine Begrenzung bzw. Abregelung (»Einspeisemanagement«) der einzelnen Anlagen auf 70% ihrer Nennleistung führt zu Einnahmeverlusten von geschätzt 2-5% [Photon International 2011-07, S.58]. Eine gesetzliche Regelung, die diese Abregelung vorschreibt, wird 2012 in Kraft treten.

9.5 Wie viel PV-Strom verträgt unser Stromnetz?

Der dezentrale, flächige Charakter der Stromerzeugung durch PV kommt einer Aufnahme und Verteilung durch das bestehende Stromnetz entgegen. Große PV-Kraftwerke oder lokale Häufungen kleinerer Anlagen in dünn besiedelten Gebieten erfordern stellenweise einen Ausbau des Verteilnetzes. Netzstützende Einrichtungen der Wechselrichter ermöglichen in Zukunft eine Erhöhung der angeschlossenen Leistung.

Ein Ausbau der installierten Leistung in Deutschland auf 30-40 GW ist mit der heutigen Netz- und Kraftwerksstruktur durchführbar. An sonnigen Tagen wären dann um die Mittagszeit max. ca. 25 GW PV-Strom im Netz.

Ein weiterer Ausbau, auch im Windbereich, erfordert zunehmend Ausgleichsmechanismen (§12). Eine Studie des Umweltbundesamts untersucht die hierfür notwendigen Schritte und kommt zu dem Schluss, dass im Jahr 2050 eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung technisch und auf ökologisch verträgliche Weise möglich sei [UBA1]. In dieser Studie wird eine installierte PV-Leistung von insgesamt 120 GW im Jahr 2050 angenommen.

10. Verschlingt die Produktion von PV-Modulen viel Energie?

Nein.

Die Energierücklaufzeit für Solaranlagen hängt von Technologie und Anlagenstandort ab. Sie beträgt bei 1000 kWh/m² globaler Jahreseinstrahlung (mittlerer Wert für Deutschland) ca. 2 Jahre [EPIA2]. Die Lebensdauer von Solarmodulen liegt im Bereich von 20-30 Jahren. Das heißt, dass eine heute hergestellte Solaranlage während ihrer Lebensdauer mindestens 10 Mal mehr Energie erzeugt als zu ihrer Herstellung benötigt wurde. Dieser Wert wird sich in der Zukunft durch energieoptimierte Herstellungsverfahren noch verbessern.

11. Sind PV-Anlagen effizient?

Der nominelle Wirkungsgrad (s. Kapitel 17.3) von kommerziellen wafer-basierten PV-Modulen (d.h. Module mit Solarzellen auf Basis von Siliciumscheiben) stieg in den letzten Jahren um ca. 0,3%-Punkte pro Jahr auf Mittelwerte um **14-15%** und Spitzenwerte von **20%**. Der Wirkungsgrad von Dünnschicht-Modulen liegt um **6-11%**, mit Spitzenwerten von **12-13%**.

Der von den Modulen gelieferte Gleichstrom wird von Wechselrichtern für die Netzeinspeisung angepasst. Der Wirkungsgrad neuer PV-Wechselrichter liegt, unabhängig von der eingesetzten Modultechnologie aktuell um 98%.

PV-Anlagen arbeiten nicht mit dem nominellen Modulwirkungsgrad, weil im Betrieb zusätzliche Verluste auftreten. Diese Effekte werden in der sog. Performance Ratio (PR) zusammengefasst. Eine heute installierte PV-Anlage erreicht als Ganzes über das Jahr PR-Werte von 80-90%, inkl. aller Verluste durch die tatsächliche Betriebstemperatur, die variablen Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung und Leitungswiderständen sowie Wandlungsverlusten des Wechselrichters.

Die Dachfläche eines Einfamilien-Hauses reicht aus, um den Jahresstrombedarf einer Familie über eine PV-Anlage zu erzeugen.

Zum Vergleich: Bei Verstromung von Energiepflanzen liegt der auf die Einstrahlung bezogene Wirkungsgrad deutlich unter 1%. Dieser Wert sinkt weiter, wenn fossile organische Materie als Kohle, Öl oder Erdgas verstromt wird. Entsprechende Verbrennungskraftwerke beziehen ihre Wirkungsgradangabe aber normalerweise auf die Konversion der bereits vorhandenen chemischen Energie im fossilen Energieträger. Für Kohlekraftwerke in Deutschland wird dann bspw. ein mittlerer Wirkungsgrad um 38% angegeben.

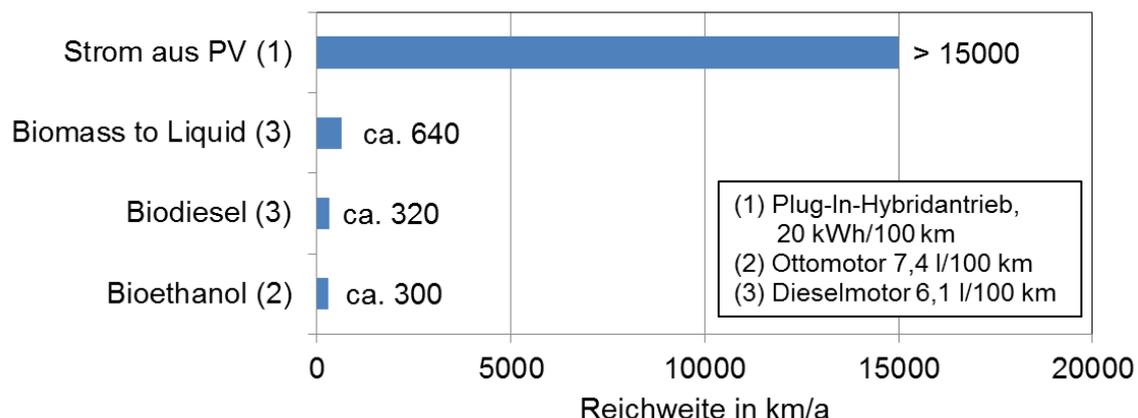


Abbildung 11: Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m² Energiepflanzenanbau (2,3) und von ca. 30 m² PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m² Grundfläche, Quellen: Bruno Burger, Fraunhofer ISE (1) und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2),(3)

Bei der Verbrennung von Biokraftstoffen in Fahrzeugen erreicht man auch nur bescheidene Effizienzen bezogen auf die eingestrahlte Energie und die Flächennutzung. Abbildung 11 vergleicht die Gesamtreichweiten von Fahrzeugen, die verschiedene Biokraft-

stoffe verbrennen, mit der Gesamtreichweite eines Elektrofahrzeugs (Plug-In-Hybridantrieb), dessen elektrische Antriebsenergie durch ein PV-Feld gleicher Größe bereitgestellt wird. Plug-In-Hybrid Serienfahrzeuge, die für 2012 angekündigt sind, können rein elektrisch ca. 20-50 km zurücklegen, bis sie wieder an die Steckdose müssen.

11.1 Degradieren PV-Anlagen?

Ja, aber sehr langsam.

Wafer-basierte PV-Module altern so langsam, dass es eine Herausforderung für die Wissenschaftler darstellt, Leistungsverluste überhaupt nachzuweisen.

Eine Studie an 14 Anlagen in Deutschland mit poly- und monokristallinen Modulen hat eine durchschnittliche Degradation von 0,1% relative Abnahme der Wirkungsgrads pro Jahr für die gesamte Anlage inklusiv der Module gezeigt [ISE2]. Die häufig getroffene Annahme von 0,5% Leistungsverlusten pro Jahr erscheint in diesem Kontext sehr konservativ.

Die genannten Werte beziehen keine Ausfälle aufgrund von Fabrikationsmängeln mit ein. Abhängig vom Material der Solarzellen kommt eine lichtinduzierte Degradation von 1-2% in den ersten Betriebstagen dazu, wie umfangreiche Messungen am Fraunhofer ISE ergeben haben. Die deklarierte Nennleistung von Modulen bezieht sich meistens auf den Betrieb nach der Anfangsdegradation.

Für viele Dünnschicht-Module liegen noch keine langjährigen Daten vor. Je nach Typ werden nennenswerte Anfangsdegradationen in den ersten Betriebsmonaten und saisonale Schwankungen der Leistung beobachtet.

11.2 Verschmutzen PV-Module?

Ja, aber die allermeisten Anlagen in Deutschland reinigt der nächste Regen wieder, so dass Schmutz praktisch keine Ertragseinbußen bewirkt. Problematisch sind Module mit sehr flachem Aufstellwinkel, naher Laubabwurf oder nahe Staubquellen.

11.3 Arbeiten PV-Anlagen selten unter Volllast?

Ja. Die Kennzahl »Volllast-Stunden« wird als Quotient aus der im Lauf eines Jahres tatsächlich erzeugten Energie und der Nennleistung des Kraftwerks ermittelt.

Aufgrund der Einstrahlungsbedingungen arbeiten PV-Anlagen meistens in Teilast.

Hochgerechnet auf Volllast erbrachten PV-Kraftwerke in Deutschland im Zeitraum 2006-2010 im Mittel 870 Volllast-Stunden, unter der Annahme eines gleichmäßig über das Jahr verteilten Anlagenzubaues [BMWi].

Windkraftwerke in Deutschland erbrachten im Zeitraum 2006-2010 im Mittel 1620 Volllast-Stunden, v.a. abhängig von der Nabenhöhe [BMWi]. Offshore können nach Schätzungen in den nächsten Jahren bis zu 3500 Volllast-Stunden erreichen [SRU].

Nuklear-, Kohle- und Gaskraftwerke können im Bedarfsfall fast durchgängig (1 Jahr = 8766 h) mit ihrer Nennleistung produzieren. Tatsächlich erreichten lt. BDEW bspw. Braunkohlekraftwerke 6640 h und Steinkohle-KW 3550 h Vollast im Jahr 2007.

12. Lässt sich PV-Strom speichern?

Solarkraftwerke erfordern wie auch Windkraftwerke eine Flexibilisierung der Stromabnahme, etwa durch komplementäre Kraftwerke, Speicherung, Nachfragesteuerung und Stromhandel mit dem Ausland. Diese Maßnahmen verursachen Kosten in unterschiedlicher Höhe, v.a. wegen der notwendigen Investitionen und der Effizienzverluste. Als komplementäre Kraftwerke kommen insbesondere Gas-Kraftwerke, Wasserkraftwerke und Biogas-Kraftwerke in Frage.

Die aktuell installierte Pumpspeicher-Kapazität liegt bei 40 GWh, die max. Leistung bei 7 GW, der Wirkungsgrad zwischen 70-85%. Diese Energiemenge entspricht dem Ertrag von wenigen Volllaststunden der gesamten PV-Kraftwerke in Deutschland.

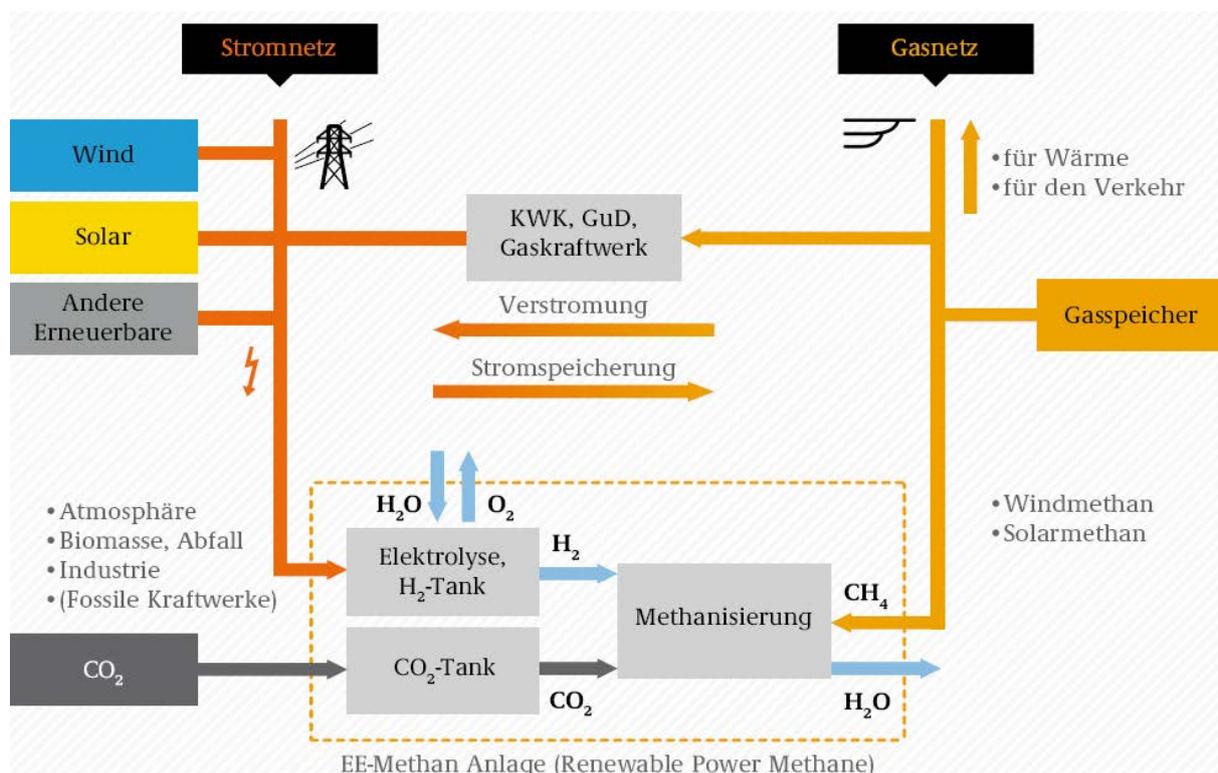


Abbildung 12: Konzept zur Wandlung momentan überschüssigen Stroms aus EE-Anlagen (Wind, Photovoltaik) via Wasserstoff zu Methan (SNG) mit Rückverstromung in Gasturbinen- oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) [UBA]

Langfristig werden erhebliche Speicherkapazitäten benötigt, um eine nennenswerte Nacht-, Schlechtwetter- oder gar Winterstromversorgung mit Solarstrom sicherzustellen.

Szenarien für eine 100%ige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien mit Schwerpunkt Wind zeigt eine Studie des Umweltbundesamtes auf [UBA]. Abbildung 12 zeigt aus der gleichen Quelle ein Wandlungs- und Speicherkonzept auf Basis von Wasserstoff. Die Wandlung von Strom zu Energiegas (Wasserstoff, Methan) erschließt riesige, bereits vorhandene Speichermöglichkeiten. Über 200 TWh Energie lassen sich im Gasnetz selbst sowie in unter- und oberirdischen Speichern unterbringen.

13. Enthalten PV-Module giftige Substanzen?

13.1 Wafer-basierte Module

Module auf Basis von Siliciumwafern (ca. 88% Marktanteil 2010) vieler Hersteller enthalten häufig noch Blei in der Zellmetallisierung (ca. 2 g Blei pro 60-Zellen-Modul) und in den eingesetzten Loten (ca. 10 g Blei pro 60-Zellen-Modul). Das Blei lässt sich technologisch durch unbedenkliche Materialien vollständig substituieren, bei geringen Mehrkosten. Darüber hinaus enthalten wafer-basierte Module keine giftigen Substanzen. PV-Hersteller haben im Juni 2010 ein herstellerübergreifendes Recycling-System in Betrieb genommen (PV Cycle), mit derzeit über 200 Mitgliedern.

13.2 Dünnschicht-Module

Dünnschichtmodule auf CdTe-Basis (ca. 8% Marktanteil 2010) enthalten Cadmium, es lässt sich bei dieser Technologie nicht substituieren. Für die CdTe-Module hat der marktführende Hersteller ein Recycling-System etabliert. Es gibt alternative Dünnschicht-Technologien auf Basis von amorphem Silicium- oder Kupfer-Indium-Selenid (CIS), die kein oder sehr wenig Cd enthalten. CIS-Solarzellen enthalten das als giftig eingestufte Selen, welches v.a. als Oxid (z.B. nach Bränden) toxisch wirkt.

14. Sind Rohstoffe zur PV-Produktion ausreichend verfügbar?

14.1 Wafer-basierte Module

Wafer-basierte Module benötigen keine Rohstoffe, für die eine Beschränkung absehbar wäre. Die aktive Zelle besteht im Wesentlichen aus Silicium, Aluminium und Silber. Silicium hat einen Masseanteil von 26% an der Erdhülle, ist also praktisch unbegrenzt verfügbar. Der Aluminium-Verbrauch fällt ebenfalls nicht ins Gewicht. Am kritischsten ist der Silberverbrauch zu sehen. Die PV-Industrie verbraucht derzeit ca. **1500 t** Silber pro Jahr [Photon Int. 2011-08], das entspricht knapp **7%** der Fördermenge von 22.000 t in 2010 [Wikipedia]. In Zukunft soll Silber auf der Solarzelle weitestgehend durch Kupfer substituiert werden.

14.2 Dünnschicht-Module

Die Verfügbarkeit von Rohstoffen hängt von der Technologie ab. Über die breite Verfügbarkeit von Tellur und Indium für CdTe- bzw. CIS-Module gibt es widersprüchliche Aussagen. Für Dünnschicht-Module auf Silicium-Basis sind keine Rohstoffengpässe absehbar.

15. Erhöhen PV-Module das Brandrisiko?

15.1 Können defekte PV-Anlagen einen Brand auslösen?

Ja.

Bestimmte Defekte in stromleitenden Komponenten einer PV-Anlage können zur Ausbildung von Lichtbögen führen. Befindet sich brennbares Material in unmittelbarer Nähe, kann es je nach seiner Entzündlichkeit zu einem Brand kommen.

In einem Fall – bei ca. 1 Mio. PV-Anlagen in Deutschland - hat das Zusammentreffen dieser Faktoren nachweislich zu einem Brand geführt: defekte PV-Anlage, eine hölzerne Unterkonstruktion und Bitumendachpappe.

15.2 Gefährden PV-Module die Feuerwehrleute?

Bei Brandbekämpfung von außen schützt ein Mindestabstand von wenigen Metern die Feuerwehrleute vor Stromschlägen; dieser Sicherheitsabstand ist bei Dachanlagen im Allgemeinen sowieso gegeben.

Das größte Risiko für Löschkräfte entsteht bei Brandbekämpfung von innen, wenn sie Räume betreten, wo spannungsführende, angeschmorte Kabel der PV-Anlage mit Wasser bzw. der Löschkraft selbst in Kontakt kommen. Dieses Problem stellt sich jedoch auch für alle anderen Stromleitungen im Haus, die ungleich häufiger vorkommen und gelegentlich fahrlässig installiert sind. Entsprechend ist die elektrische Gefährdung durch PV-Anlagen für die Feuerwehr eine relativ simple Erweiterung der seit Jahrzehnten in den Löschtaktiken umgesetzten Gefährdungssituation. Um dieses Risiko weiter zu reduzieren, arbeitet die Industrie an Notschaltern, die die Module noch in Dachnähe von der herabführenden DC-Leitung über Sicherheitsrelais trennen.

15.3 Behindern PV-Module den direkten Löschangriff?

Die durch die PV-Module hergestellte zweite »Dachhaut« behindert den Löscherfolg, weil das Wasser schlicht abläuft. Aus Feuerwehrsicht ist ein derartig durch Feuer beaufschlagtes Objekt jedoch meistens nicht mehr zu retten, d.h. der Schaden ist bereits weitgehend vorhanden und irreversibel, noch bevor die PV-Anlage die Löschtätigkeit überhaupt behindert.

15.4 Entstehen beim Brand von PV-Modulen giftige Imissionen?

Gesundheitsrisiken werden vor allem bei Cadmium-haltigen Modulen vermutet. In Bezug auf CdTe-Module stellt eine Ausbreitungsberechnung des Bayerischen Landesamts für Umwelt fest, dass bei einem Brand eine ernste Gefahr für die umliegende Nachbarschaft und Allgemeinheit sicher ausgeschlossen werden kann [LFU].

16. Hat deutsche Energiepolitik globale Relevanz?

Ja.

Auf Deutschland entfielen im Jahr 2008 nur ca. **3%** des weltweiten Stromverbrauchs [Wikipedia], bei sinkender Tendenz. Die deutsche Politik hat jedoch eine Vorreiterrolle bei der Entwicklung von Instrumenten zur Förderung EE gespielt, allen voran dem EEG. Das EEG-Instrumentarium wurde und wird international stark beachtet und diente mittlerweile fast 15 Ländern als Vorlage für ähnliche Regelungen. Auch die Abkehr der Deutschen von der Atomenergie hat international aufhorchen lassen.

17. Anhang: Fachbegriffe

17.1 Stromgestehungskosten (LCOE – Levelized Costs of Electricity)

»Die Berechnung von durchschnittlichen Stromgestehungskosten (...) erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendung für die Investition und Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten zusammen.« [ISE]
Bei einer Mischfinanzierung berücksichtigen die LCOE Eigenkapitalrendite und Zinsen gemäß des Verhältnisses von Eigen- zu Fremdkapital.

17.2 EEG-Umlage

»Die EEG-Umlage ist der Teil des Strompreises, der vom Endverbraucher für die Förderung Erneuerbarer Energien zu entrichten ist. Sie resultiert aus dem so genannten Ausgleichsmechanismus, der durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) beschrieben wird. Das EEG dient der Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, die auf Grund der Marktsituation ansonsten nicht in Betrieb genommen werden könnten. Gefördert werden Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solare Strahlungsenergie. Die Umlage der Förderungskosten von Strom aus Erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher vollzieht sich in mehreren Stufen. In der **ersten Stufe** wird den Besitzern von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien die vollständige Abnahme ihres Stromes zu einem festen Vergütungssatz zugesichert« [Bundestag]
Der Satz orientiert sich an den Stromgestehungskosten für die zu diesem Zeitpunkt installierte PV-Anlage und wird für 20 Jahre festgelegt.

»Die Betreiber der Stromnetze, die die Anlagen entsprechend an ihr Netz anzuschließen und die Einspeisung zu vergüten haben, leiten den Strom an ihre zuständigen Übertragungsnetzbetreiber weiter und erhalten im Gegenzug von diesen die gezahlte Vergütung erstattet (**zweite Stufe**). Die Erneuerbare Energie wird zwischen den in Deutschland agierenden vier großen Übertragungsnetzbetreibern in der **dritten Stufe** anteilig ausgeglichen, so dass regionale Unterschiede in der Erzeugung von Erneuerbarer Energie kompensiert werden.
Durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 wurde die **vierte Stufe** der Vergütung bzw. Erstattung des Stroms aus Erneuerbaren Energien verändert. Bis dahin wurde der Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Übertra-

gungsnetzbetreiber schlicht an die Strom vertreibenden Energieversorgungsunternehmen zum Preis der jeweiligen Vergütung durchgeleitet. Nun sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu angehalten, Strom aus Erneuerbarer Energie an der Strombörse (Spotmarkt) zu vermarkten. Dies führt dazu, dass die Energieversorgungsunternehmen, die den Strom letztendlich an die Kunden weitergeben, ihren Strom unabhängig von der anfallenden Erneuerbaren Energie mit größerer Planungssicherheit am Markt besorgen können. Dadurch können Einsparungen erzielt werden. Die Kosten der EEG-Förderung verbleiben somit zunächst bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Diese Kosten berechnen sich durch die Differenz zwischen dem Ertrag, den der Strom aus Erneuerbaren Energien am Markt (Strombörse) einbringt, und den Vergütungssätzen, die anfänglich den Anlagenbetreibern gezahlt wurden. (...)« [Bundestag]

Die Differenz zwischen Vergütung und dem jeweiligen Preis an der Strombörse entspricht der EEG-Förderung. Die Förderung wird auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt – die so genannte EEG-Umlage. Die Energieversorgungsunternehmen reichen die EEG-Umlage damit an die Stromverbraucher weiter. »Durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, diese EEG-Umlage zum 15. Oktober für das jeweilige Folgejahr festzulegen. Die Berechnung unterliegt der Überwachung durch die Bundesnetzagentur. (...) Für energieintensive Unternehmen ist die EEG-Umlage auf 0,05 Ct/kWh begrenzt.« [Bundestag].

Für das Jahr **2011** wurde die EEG-Umlage auf **3,53 ct/kWh** festgelegt, für 2012 auf **3,59 ct/kWh**. Überschusszahlungen werden von der Umlage im Folgejahr abgezogen. Für Letztverbraucher fällt auf die EEG-Umlage noch Umsatzsteuer an.

17.3 Modulwirkungsgrad

Wenn nicht anders angegeben, bezeichnet der Modulwirkungsgrad einen Nennwirkungsgrad. Er wird unter genormten Bedingungen (»STC«, standard test conditions) bestimmt, als Verhältnis von abgegebener elektrischer Leistung zur eingestrahlt Leistung auf die Modulgesamtfläche. Die Normbedingungen sehen insbesondere eine Modultemperatur von 25° C, senkrechte Einstrahlung mit 1000 W/m² und ein bestimmtes Einstrahlungsspektrum vor. Im realen Betrieb weichen die Bedingungen davon meistens deutlich ab, so dass der Wirkungsgrad variiert.

17.4 Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag [kWh/kWp] einer PV-Anlage ist das Verhältnis von Nutzerertrag (Wechselstromertrag) und installierter (STC) Modulleistung. Der Nutzerertrag wird von realen Betriebsbedingungen beeinflusst (Modultemperatur, geringe Bestrahlungsstärken, schräger Lichteinfall, spektrale Abweichungen vom Normspektrum), Verschattung, Leitungsverluste, Wandlungsverluste im Wechselrichter, Betriebsausfälle.

Herstellerangaben zur STC-Modulleistung können vom tatsächlichen Wert abweichen, hier sind Angaben zu Toleranzen zu beachten.

Der spezifische Ertrag fällt an sonnigen Standorten gewöhnlich höher aus, er hängt aber nicht vom nominellen Modulwirkungsgrad ab.

17.5 Systemwirkungsgrad

Der Systemwirkungsgrad einer PV-Anlage ist das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche. Der nominelle Modulwirkungsgrad geht in den Systemwirkungsgrad ein.

17.6 Performance Ratio

Zum Effizienzvergleich netzgekoppelter PV-Anlagen an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Modultypen wird häufig der Performance Ratio verwendet.

Unter »Performance Ratio« versteht man das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag) und idealisiertem Ertrag (Produkt aus Einstrahlungssumme auf die Generatorfläche und nominellem Modulwirkungsgrad) einer Anlage.

Neue, sorgfältig geplante Anlagen erreichen PR-Jahreswerte zwischen 80 und 90%.

18. Anhang: Abkürzungen

CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage, Abscheidung von CO ₂ aus Kraftwerksemissionen und anschließende Speicherung in geologischen Strukturen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
PV	Photovoltaik
W _p	Watt „peak“, Nennleistung eines PV-Moduls oder eines Modulfeldes

19. Anhang: Quellen

BDEW1	Pressemeldung „Erneuerbare liefern mehr als 20 Prozent des Stroms“, BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.), 29.08.2011
BDEW2	Pressemeldung „BDEW-Musterhaushalt für Strom 2011“, BDEW, 11.03.2011
BDEW3	Pressemeldung „Erneuerbare decken 17 Prozent des Strombedarfs“, BDEW, 16.12.2010
BDEW4	Foliensatz zur Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010), BDEW, 2.12.2010
BMWi	Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, Stand 15.08.2011
BSW	BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. , http://www.solarwirtschaft.de/medienvertreter/infografiken.html
Bundestag	„EEG-Umlage 2010“ Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste, Nr. 21/10, 25.03.2010
EEG1	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) vom 25.10.2008, Bundesministeriums der Justiz, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf
EEG2	Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 31.10.2008 mit Änderungen vom 11.08.2010, BMU KI III 1, Stand November 2010. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegression_bf.pdf
EPIA1	EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015, EPIA, 03/2011
EPIA2	EPIA Sustainability Working Group Fact Sheet, 13.Mai 2011

ISE1	Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Christoph Kost, Dr. Thomas Schlegl, Fraunhofer ISE, Dezember 2010
ISE2	Kiefer K, Dirnberger D, Müller B, Heydenreich W, Kröger-Vodde A. A DEGRADATION ANALYSIS OF PV POWER PLANTS. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition , Valencia, 2010.
ISE3	Solaranlagen liefern Spitzenlaststrom, Bruno Burger, Fraunhofer ISE, Statement vom Juni 2011, http://www.ise.fraunhofer.de/aktuelles/meldungen-2011/solaranlagen-liefern-spitzenlaststrom ; Daten: Leipziger Strombörse EEX, www.transparency.eex.com
LFU	Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, 11-2011
Photon	Pressemitteilung „Photovoltaik verursacht Preiseinbruch an Strombörse“, Photon, 16.07.2011
Strombörse	Leipziger Strombörse EEX, http://www.transparency.eex.com/de/ , Mai 2011
SRU	Stellungnahme „100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar“, Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Mai 2010 Nr. 15
[trend:research]	Marktakteure Erneuerbare – Energien – Anlagen in der Stromerzeugung, trend:research Institut für Trend- und Marktforschung, August 2011
UBA1	Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Juli 2010
UBA2	Presseinformation Nr. 32/2010, Umweltbundesamt
VDN	Verband der Netzbetreiber http://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm