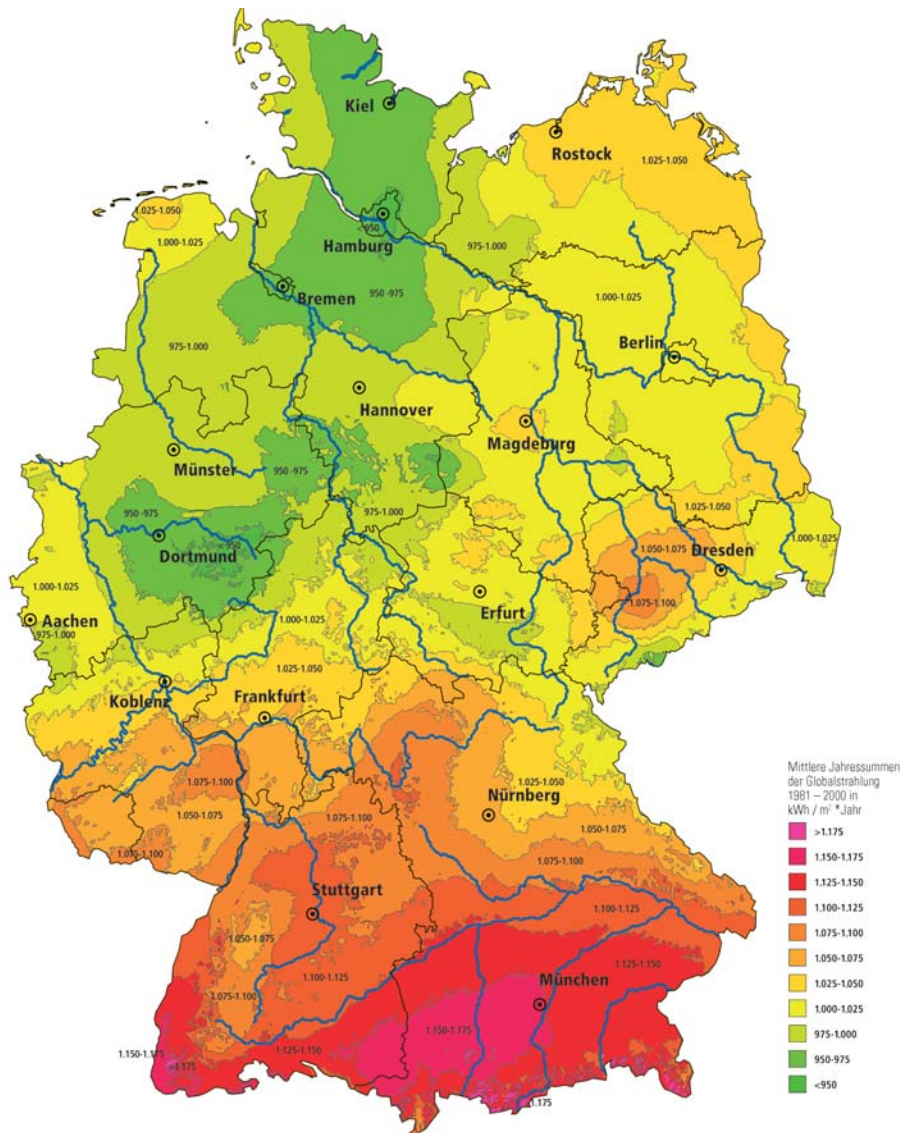


# Vorschlag für eine optimierte Anpassung der Solarstromvergütung im Rahmen der EEG-Anpassung an die veränderten Marktbedingungen



PHOTON - das Solarstrom-Magazin

Philippe Welter (Herausgeber)

Aachen, den 5. April 2010

## Vorwort

Aus der bisherigen Diskussion zur Anpassung des EEG in Bezug auf die Solarstromvergütung lassen sich, auch wenn der bisher in der Koalition ausgehandelte Kompromiss gescheitert ist, folgende Anforderungen der Politik an die zukünftige Entwicklung der Solarstromförderung ablesen:

- Dämpfung der Zunahmegeschwindigkeit der PV-induzierten EEG-Umlagekosten und somit die Begrenzung der Mehrkosten für die Stromkunden
- Verbesserung der Netzintegration
- Vermeidung lokaler Konkurrenzsituation um Freiflächen

PHOTON ist der weltweit führende Fachverlag im Bereich der solaren Stromerzeugung (11 Büros auf 3 Kontinenten, rund 200 Mitarbeiter, 7 Publikationen in 5 Sprachen, Organisation von Konferenzen und Messen, darunter der Photovoltaic Technology Show Europe, der Leitmesse für das Produktionsequipment der Photovoltaikbranche).

PHOTON beobachtet seit über 15 Jahre die Entwicklung der Solarstromförderung und berichtet hierüber. Die Gründungsgesellschafter waren schon lange vor der Verlagsgründung ehrenamtlich in einer Vielzahl von Solar- und Umweltvereinen tätig. Unter anderem haben sie die ersten Förderprogramme nach dem Muster der „kostendeckenden Vergütung“, der Grundlage des deutschen EEGs, maßgeblich mit auf den Weg gebracht. Es ist die Motivation dieser Menschen, mittels des EEGs eine schnellstmögliche und billigstmögliche Markteinführung der Photovoltaik zu erreichen. Die beiden Attribute „schnellstmöglich“ und „billigstmöglich“ sind kein Widerspruch, sondern gehen im Gegenteil Hand in Hand.

Wie jede andere Technologie auch entwickelt sich die Photovoltaik entlang der sogenannten Lernkurve. Die Lernkurventheorie gibt empirischen Aufschluss darüber, wie sehr sich die Kosten (nicht die Preise!) einer neuen Technologie reduzieren, wenn die kumuliert installierte Leistung verdoppelt wird. Bei der Photovoltaik geht die Wissenschaft von einem Lernfaktor von 15 bis 20 Prozent aus. Das bedeutet, dass sich die Kosten um diesen Betrag vermindern, wenn die insgesamt installierte Leistung an Solarstromanlagen weltweit (!) verdoppelt wird. In den letzten Jahren verdoppelte sich die insgesamt weltweit installierte Leistung der Photovoltaik etwa alle 2 Jahre. Daraus folgt eine jährliche Kostenreduktion von etwa 8 - 10 Prozent.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Weltproduktion MW	9	13	18	25	35	50	70	100	140	202
Zuwachs in %		44	38	39	40	43	40	43	40	44
Kumuliert MW		22	40	65	100	150	220	320	460	662
Lernkurvenfaktor			14,73	11,25	9,69	9,00	8,40	8,18	7,88	7,90
Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Weltproduktion MW	287	401	560	750	1.245	1.815	2.536	4.279	7.910	
Zuwachs in %	42	40	40	34	66	46	40	69	85	
Kumuliert MW	949	1.350	1.910	2.660	3.905	5.720	8.256	12.535	20.445	
Lernkurvenfaktor	7,80	7,61	7,47	7,07	8,42	8,37	7,98	9,33	11,36	

Quelle: PHOTON International, Berechnungsgrundlage 18% Lernkurvenfaktor

## **Photovoltaik als Klimaschutzmaßnahme - nur möglich mit schneller Kostenreduktion**

Die Photovoltaik hat die höchste flächenbezogene Effizienz aller erneuerbarer Energien die letztlich auf Solarenergie basieren. Die Effektivität ist etwa 20 mal so hoch wie die der Biomasse.

Photovoltaik ist heute noch die teuerste erneuerbare Energie, aber auch diejenige, die am schnellsten billiger wird, aktuell mit etwa 10 Prozent pro Jahr. Demgegenüber werden die anderen erneuerbaren Energien teilweise schon wieder teurer (Wind Offshore, Biomasse), weshalb deren Vergütungssätze bereits wieder angehoben werden mussten (EEG 2009). Photovoltaik auf Ackerflächen wird schon 2011 billiger sein als die mit speziellen Boni geförderte Biomasse.

Eine Verteuerung einer erneuerbaren Energie tritt immer dann ein, wenn zum einen der „Brennstoff“ bei steigender Nutzung immer teurer wird, da die Anbauflächen wie beispielsweise bei der Biomasse begrenzt sind. In Deutschland ist dieser Punkt bereits erreicht: Eine nennenswerte Ausweitung (um eine Größenordnung, Faktor 10) der Biomasseproduktion kann inländisch nicht mehr erfolgen (es sei denn, man würde auf die Nahrungsmittelproduktion verzichten).

Zum anderen kann eine Verteuerung eintreten, wenn die Lernkurve bereits so weit durchlaufen wurde oder die Zubaugeschwindigkeit soweit nachgelassen hat, dass Inflationseffekte die technologiebezogene Kostensenkung aufzehren, wie dies beispielsweise bei der Windenergie bereits partiell geschieht.

Die Photovoltaik dagegen kann noch auf Jahre hinaus dynamisch wachsen. Weltweit waren Ende 2008 erst rund 20 Gigawatt PV-Leistung auf diesem Planeten installiert. Das entspricht der Stromproduktion von 4 großen Kohlekraftwerken. Allerdings wächst die PV auch rasant: Bis Ende 2010 werden weltweit rund 40 Gigawatt installiert sein. Damit wird in den beiden letzten Jahren genau so viel PV-Leistung installiert worden sein, wie in den 20 Jahren zuvor.

**Deutschland hat bislang einen maßgeblichen Anteil an dieser extrem kostensenkenden Entwicklung gehabt. Ende 2009 waren etwa 10 Gigawatt PV-Leistung in Deutschland installiert. Man kann die Wirkung der deutschen Solarstromförderung auf das Weltklima gar nicht hoch genug einschätzen. Ohne die deutsche Solarförderung wären die Kosten dieser Technologie heute noch etwa doppelt so hoch wie sie es aktuell tatsächlich sind.**

Das bedeutet, dass die deutsche Solarstromförderung es insbesondere durch niedrigere Technologiekosten den Entwicklungs- und Schwellenländern ermöglicht, in Zukunft auf eine preiswerte Energiequelle zugreifen zu können, anstatt immer weiter klimaschädliche Kohlekraftwerke bauen zu müssen, um eine wachsende Bevölkerung mit Energie versorgen zu können.

**Selbst wenn Deutschland keine weiteren Klimaschutzmaßnahmen ergreifen würde, könnte es für sich in Anspruch nehmen, den möglicherweise weltweit bedeutendsten Beitrag zum Klimaschutz geleistet zu haben - einfach dadurch, dass es der Photovoltaik ermöglicht hat, schnell billig zu werden.**

## Vorschlag 1 Regionale Differenzierung der Einspeisevergütung

Über die gesamte Fläche der Bundesrepublik variiert die Solarstrahlung im Bereich von etwa 950 bis 1.150 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr in der horizontalen Ebene (siehe Titelseite). Diese Variationsbreite von 21 Prozent ist gering im Vergleich zu der der Windenergie. Da es bislang im EEG aber keine regionale Ausdifferenzierung der Einspeisevergütung für Solarstrom gibt, ballt sich der Großteil der gesamten Installation in Bayern und Baden-Württemberg (54% des Neuzubaus Januar bis September 2009, Quelle: Bundesnetzagentur). Hiermit ist inzwischen die Notwendigkeit großflächiger Netzverstärkungen in diesen beiden Bundesländern im Nieder- und Mittelspannungsnetz verbunden. Gleichzeitig könnten in den anderen Bundesländern noch viele PV-Anlagen ganz ohne Netzverstärkungsmaßnahmen angeschlossen werden. Somit werden die bestehenden Potentiale der Stromnetze durch die bisherige undifferenzierte Fördersystematik systematisch volkswirtschaftlich nicht optimal genutzt. Im Rahmen der anstehenden Überarbeitung der Einspeisetarife schlagen wir deshalb eine einfache regionale Differenzierung vor, die sich am Durchschnitt der solaren Einstrahlung eines jeden Bundeslandes orientiert. Eine erste grobe Übersicht ergibt folgendes Bild:

Bundesland	jährliche Einstrahlung in kWh / m2 in horizontaler Ebene	Mehreinstrahlung gegenüber Referenz (950 kWh / m2 a)
Baden-Württemberg	1.125	18%
Bayern	1.150	21%
Berlin	1.000	5%
Brandenburg	1.000	5%
Bremen	950	-
Hamburg	950	-
Hessen	1.000	5%
Mecklenburg-Vorpommern	1.025	8%
Niedersachsen	975	3%
Nordrhein-Westfalen	975	3%
Rheinland-Pfalz	1.025	8%
Saarland	1.050	11%
Sachsen	1.025	8%
Sachsen-Anhalt	1.000	5%
Schleswig-Holstein	950	-
Thüringen	1.000	5%

Neben der aus Netzverstärkungsgesichtspunkten volkswirtschaftlich kostengünstigeren Gleichverteilung der PV-Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland kommt es durch eine regionale Differenzierung der Einspeisevergütung auch zu einem besseren Beschäftigungseffekt im lokalen Handwerk - dass die PV-Anlagen errichtet - in denjenigen Bundesländern, die bisher weniger vom Solarboom profitiert haben. Die sich verbessernde lokale Beschäftigungslage des Handwerks senkt die Sozialausgaben der Kommunen und erhöht die Steuereinnahmen durch die Gewerbesteuer, zuerst beim Bau der Anlagen

(durch die Gewinne im Handwerk) und später durch die Gewinne beim Anlagenbetrieb.

Anstatt, wie bisher angedacht, bundesweit die Vergütung einmalig zum 1. Juli 2010 um 16 Prozent zu senken, schlagen wir eine unterschiedliche Reduktionen für jedes einzelne Bundesland vor. Hierbei gehen wir vom Vorschlag des BSW (Bundesverband Solarwirtschaft) aus, der kürzlich eine 5-prozentige einmalige Absenkung der Vergütung für möglich gehalten hat, dabei aber vom solartechnisch ungünstigsten Standort der Bundesrepublik ausgegangen war. Wenn dort eine einmalige 5-prozentige Absenkung der Vergütung möglich ist, dann kann unter der Annahme der gleichen effektiven Anlagenrendite an sonnigeren Standorten die Vergütung entsprechend stärker abgesenkt werden.

Ohne die hier vorgeschlagene regionale Ausdifferenzierung würde das gewollte weitere Wachstum des PV-Marktes in Deutschland nach wie vor hauptsächlich in Bayern und Baden-Württemberg stattfinden. Mit der hier vorgeschlagenen Ausdifferenzierung sollte der Ausbau in Bayern und Baden-Württemberg auf dem bisherigen hohen Niveau bleiben (kein Abbau von Arbeitsplätzen im Handwerk), in den übrigen Bundesländern aber deutlich zulegen (mit den erwähnten positiven Effekten für Beschäftigung und Kommunalfinanzen).

Bundesland	einmalige Absenkung der Vergütung zum 1. Juli 2010
Baden-Württemberg	23%
Bayern	26%
Berlin	10%
Brandenburg	10%
Bremen	5%
Hamburg	5%
Hessen	10%
Mecklenburg-Vorpommern	13%
Niedersachsen	8%
Nordrhein-Westfalen	8%
Rheinland-Pfalz	13%
Saarland	16%
Sachsen	13%
Sachsen-Anhalt	10%
Schleswig-Holstein	5%
Thüringen	10%

**Plausibilisierung:** Nach aktuellen Marktrecherchen (Fachzeitschrift PHOTON 4-2010, Seite 143) liegen günstige PV-Anlagenpreise (NICHT Kosten, die sind niedriger) derzeit bei 2.600 Euro pro kW mit schlüsselfertiger Installation. In Bayern erreichen gute Anlagen im 20-Jahresdurchschnitt 1.000 kWh Jahresertrag pro Kilowatt installierter Leistung. Um eine Anlagenrendite von 7,4 Prozent zu erreichen, ist eine Einspeisevergütung von 29 Cent pro Kilowattstunde notwendig (KV-Calc V2.0, siehe nächste Seite). Ausgehend von der aktuellen Vergütung von 39,14 Cent je Kilowattstunde würde eine einmalige Absenkung von 26 Prozent in Bayern die Vergütung auf 29 Cent reduzieren, was, wie gezeigt, den Betreiber eine 7,4-

prozentige Anlagenrendite erzielen lässt. Die Eigenkapitalrendite ist, je nach Kreditkonditionen, noch 1-2 Prozentpunkte höher.

**Hinweis:** Anlagenpreise von 2.600 Euro pro kW lassen sich mit Modulen deutscher Anbieter erzielen (Modulpreise 1,70-1,90 Euro pro Watt). Mit Modulen asiatischer Herkunft sind günstigere Anlagenpreise möglich.

## Berechnungen zur kostendeckenden Vergütung (KV) Berechnung der Vergütung Version 2.0

Solar Verlag GmbH - Wilhelmstraße 34 - 52070 Aachen  
Telefon 0241 / 4003-0 - Telefax 0241 / 4003-300  
Internet: [www.photon.de](http://www.photon.de)

Die jeweils aktuelle Version dieser Software kann von unserem Web-Server kostenlos bezogen werden.

© 1997 - 2002 Solar Verlag, Autoren: Ulrich Dilger und Philippe Welter

### Eingabe

Kaufpreis pro kW	2.600 €
Zuschuß zum Kaufpreis	0 €
verbleibende Kosten	2.600 €
Anteil Eigenkapital (EK)	40 %
Zinssatz EK	6,5 %
Anteil Fremdkapital (FK)	60 %
Zinssatz FK	8,0 %
gemittelter Zins EK und FK	7,4 %
Wartung	1,5 % des Kaufpreises
Zähler	0 € anteilige Kosten
Laufzeit der Vergütung	20,0 Jahre
Ertrag	1000 kWh pro Jahr und kW

### Ausgabe

Höhe der Vergütung **0,29 € pro kWh**

Diese Software wurde mit der größtmöglichen Sorgfalt erstellt. Dennoch können Fehler nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Weder der Verlag noch die Autoren können daher eine Haftung übernehmen.

## **Vorschlag 2**

### **Netzentlastungsbonus statt Eigenverbrauchsförderung**

Bis zu einem Zubau von etwa 50 Gigawatt (entsprechend 8% Stromanteil, also eine vergleichbare Größenordnung in der die Windenergie heute liegt, Solarstrom liegt Ende 2010 bei etwa 2%) kann der Solarstrom jederzeit von den Verbrauchern im Augenblick der Erzeugung verbraucht werden. Einen höheren Solarstromanteil ohne Speicherzubau setzt zwingend ein Smart-Grid voraus, in dem der Stromverbrauch durch Preisanreize gezielt in die Zeiten gelenkt werden kann, in denen ein großes Angebot besteht. Dies geht auch mit einem massivem Netzausbau einher, damit das Netz diese Spitzenlasten transportieren kann. Es ist zu bezweifeln, ob Netzausbau und Smart-Grid-Implementation schnell genug erfolgen werden. Um das Risiko eines Stopps des Photovoltaikausbaus durch Netz- oder Nachfragerestriktionen zu vermindern, kann der Einbau von lokalen Speichern sinnvoll sein. Diese müssten im Optimalfall so bemessen sein, das die gesamte Tagesproduktion der Solarstromanlage (etwa 6 Kilowattstunden je installiertem Kilowatt PV-Anlagenleistung) gleichmäßig über die 24 Stunden eines Tages an das Netz abgegeben werden können (Grundlastfähigkeit). Dazu ist ein Akkumulator nötig, der einer zusätzlichen Investition bedarf.

Aufgrund der extrem geringen Anforderungen an Energie- und Leistungsdichte bei gleichzeitig hoher Anforderungen an die Zyklenzahl (20 Jahre Betrieb entsprechen über 7.000 Zyklen) kommen NaS-Akkumulatoren in Betracht. Diese wurden nach einigen zaghafte Anfängen Ende der 70 Jahre dann vor etwa 20 Jahren vornehmlich in Deutschland für die Elektromobilität serienreif entwickelt (das damalige Bundesministerium für Forschung und Technologie förderte die Entwicklung mit über 40 Millionen Euro. Sie konnten sich vor allem wegen der geringen Leistungsdichte im Automobilbereich nicht durchsetzen. Außerdem hatte dieser Akkutyp als Hochtemperaturakku (Betriebstemperatur etwa 350°C) in den beengten Raumverhältnissen eines Autos den Nachteil gewisser Energieverluste aufgrund von Wärmeabstrahlung, da kein Platz für eine ausreichend dicke Isolierung vorhanden war. Bei einem stationären Einsatz wäre dieses Problem nicht vorhanden.

Der NaS-Akku hat zusätzlich den Vorteil, dass der Coulomb-Wirkungsgrad bei 100% liegt. Das heißt, für jedes beim Laden eingelagerte Elektron erhält man beim Entladen ein Elektron zurück. Lade/Entladeverluste sind praktisch nicht existent, wenn Ladung und Entladung unendlich langsam erfolgen (beim schnellen Laden und Entladen entstehen Verluste durch den Innenwiderstand der Akkuzelle, den natürlich auch dieser Akkutyp hat). Eine mehrstündige Ladung tagsüber und eine mehrstündige Entladung des Nachts kommen dem Ideal des unendlich langsamen Laden und Entladens schon sehr nahe, der effektive Lade-Entlade-Wirkungsgrad liegt bei dieser Anwendung über 98%. Zusätzlich kommt entlastend hinzu, dass nach wie vor ein Teil der Leistung des Solargenerators ohne Umweg über den Akku direkt ins Netz fließt. Für diesen Teil treten keine Lade/Entlade-Verluste auf.

Die Materialkosten für die beiden Speicherkomponenten Natrium und Schwefel liegen bei gerade einmal 5 Euro pro Kilowattstunde. Auch die weiteren notwendigen Materialien wie  $\beta$ -Aluminat und Edelstahl sind sehr preiswert. Alle Materialien sind praktisch unbegrenzt vorhanden. Aktuell werden solche Akkus für etwa 150 Euro pro Kilowattstunde verkauft, die Produktionsmengen sind jedoch extrem klein. Es sollte angesichts der Gesamtkosten von etwa 10 Euro pro Kilowattstunde möglich

sein, solche Akkus für 50 Euro pro Kilowattstunde mit Gewinn zu verkaufen. Bei einem Bedarf von 6 Kilowattstunden pro Kilowatt Anlagenleistung ergibt sich ein Investitionsmehrbedarf von etwa 300 Euro pro Kilowatt Anlagenleistung.

Dem stehen noch Ersparnisse beim Wechselrichter gegenüber, da der Wechselstromteil wegen der gleichmäßigeren Einspeisung ins Netz 75 Prozent kleiner ausfallen kann (der Gleichstromteil des Wechselrichters (DC/DC-Steller) muss gleich groß bleiben, da er mittags die Maximalleistung des Solargenerators in den Akku einspeisen muss). Es kann vermutet werden, dass sich beim Wechselrichter so Einsparungen von etwa 30 Prozent erreichen lassen. Zusätzlich entfallen die sonst im Wechselrichter notwendigen Speicherkondensatoren, da deren Funktion jetzt der Akku übernehmen kann. Dies ist bedeutsam, da die Speicherkondensatoren eine der Hauptursachen für den altersbedingten Ausfall von Wechselrichtern darstellen. Dies alles bedeutet eingesparte Investitionskosten von etwa 60 Euro pro Kilowatt.

Um die Mehrkosten des Akkus mit der ursprünglich vom Gesetzgeber gewünschten Rendite von 7,4 % über einen Zeitraum von 20 Jahren zu finanzieren, ist ein Aufschlag auf die Vergütung von 3 Cent pro Kilowattstunde nötig. Da auch die Akkutechnologie einer Lernkurve unterliegt, kann der Netzentlastungsbonus ebenfalls der Degression unterworfen werden.

Marktpotential: Würden alle PV-Anlagen mit einem solchen Akku ausgestattet, so ergäbe ich je neu installiertem Gigawatt ein Marktvolumen von 0,3 Mrd. Euro.

**Anmerkung:** Der Netzentlastungsbonus sollte auch Altanlagen gewährt werden, da auch diese auf diese Weise zur Netzentlastung beitragen können.

**Entlastung für den Stromkunden:** Bei der Ermittlung der Mehrkosten aus dem EEG werden die vermiedenen Netzentgelte kostenmindernd berücksichtigt. Derzeit betragen die vermiedenen Netzentgelte bei der PV nur 3,6 Cent pro Kilowattstunde. Bei Anlagen mit Akku könnte dieser Wert auf 6 Cent pro Kilowattstunde steigen. Dies entspricht einer Entlastung des Stromkunden von 2,4 Cent pro Kilowattstunde gegenüber dem Anlagenbetrieb ohne Akku. Bei einem Zuschlag von 3 Cent pro Kilowattstunde für den Akkubetrieb bringt diese Option für den Stromkunden keine merkliche Mehrbelastung mit sich.

### **Alternative Eigenverbrauchsförderung?**

Auf die bislang favorisierte Eigenverbrauchsförderung zum Zwecke der Netzentlastung und der Reduzierung der EEG-Umlage sollte hingegen ganz verzichtet werden, da sie keinen der oben genannten Effekte erreichen kann:

Keine Netzentlastung durch die Förderung des Eigenverbrauchs: Die bislang unbewiesene Theorie hinter der Eigenverbrauchsförderung besagt, dass der finanzielle Anreiz den Anlagenbetreiber dazu bringt, Strom immer dann in besonders großer Menge zu verbrauchen, wenn die Solarstromanlage viel Strom liefert. Was aber, wenn der Anlagenbetreiber in Urlaub ist? Zu dieser Zeit muss das Netz praktisch den gesamten von der PV-Anlage produzierten Strom abnehmen. Damit muss das Netz aber genau so verstärkt werden, als wenn der Eigenverbrauch gar nicht gefördert würde.

Statt zu einer Netzentlastung könnte es sogar zu einer zusätzlichen Netzbelastung kommen: Wenn nur genügend Solarstromanlagenbetreiber versuchen, ihren Verbrauch in die Mittagszeit zu legen, so wird dieser Verbrauch auch dann anfallen, wenn Regenwolken über Deutschland hängen. Genau in diesem Moment käme der zusätzliche Verbrauch zur Unzeit. Schlussendlich gibt es noch die Gefahr eines Netzkollapses durch den massenhaften Gebrauch extrem zeitsynchroner Verbrauchszuschaltungen durch die Verwendung von funkturgenauen Zeitschaltuhren. Denn der normale Bürger wird seine Zeitschaltuhr wohl auf „runde“ Werte einstellen, also 11 Uhr oder 12 Uhr, nicht aber auf 11 Uhr 12 Minuten und 18 Sekunden. Durch die extreme Zeitsynchronität des Zuschaltens der Verbraucher kommt es zu Lastspitzen mit bislang ungeahnter Dynamik im Stromnetz, die letztlich zu dessen Kollaps führen können. Der Förderung des Eigenverbrauchs ist somit auch ein drastisches Experiment mit unserem Stromnetz mit unbekanntem Ausgang.

Die Förderung des Eigenverbrauchs entlastet auch nicht die Stromkunden:

So wird in den offiziellen Stellungnahmen hierzu verschwiegen, dass zur Ermittlung der Kosten, die die Stromversorger für die PV-Förderung auf die Stromkunden umlegen müssen, natürlich im Falle des Eigenverbrauchs die Kosten der FEHLENDEN Vermarktung des Solarstroms an der EEX berücksichtigt werden müssen. Außerdem geht die Kommune der Konzessionsabgabe verlustig und die Rentenkasse verliert die Einnahmen aus der Ökosteuer. Da der Staat aber kein Geld zu verschenken hat, wird er diese Verluste an anderer Stelle kompensieren müssen. Im Falle der Konzessionsabgabe zum Beispiel durch höhere Kita-Gebühren, im Fall der Stromsteuer durch höhere Rentenbeiträge. Bezieht man diese Effekte in die Berechnung mit ein, so ergibt sich ein vollkommen anderes Bild, als allgemein dargestellt.

Im Falle der Volleinspeisung bei Anlagen < 30 kW ergibt sich bei folgendes Bild:

Ankaufpreis des Netzbetreibers (nach 16% Degression):	32,88 Cent / kWh
Verkaufserlös an der EEX (nach BSW-Berechnungen):	8,00 Cent / kWh
Förderkosten, die auf die Stromkunden umzulegen sind:	24,88 Cent / kWh
Verlorene Konzessionsabgabe / Stromsteuer:	0,00 Cent / kWh
Gesamtkosten, die der Bürger (Stromverbraucher = Steuerzahler) zahlen muss:	24,88 Cent / kWh

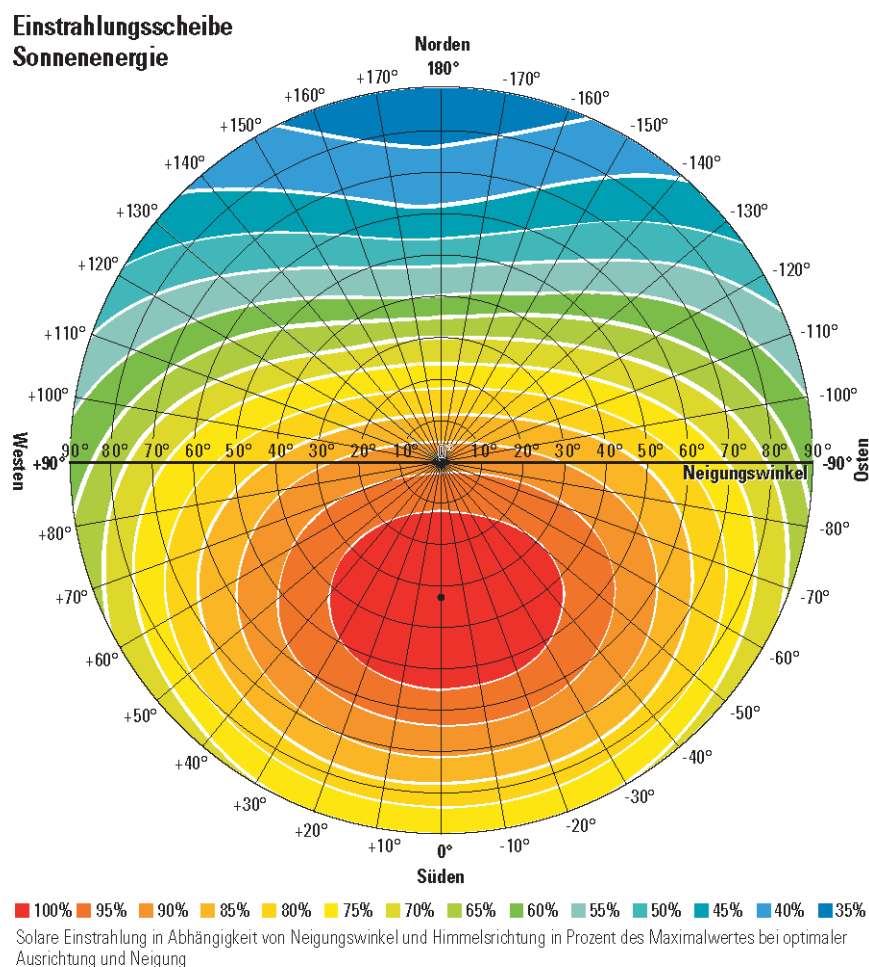
Im Falle der Förderung des Eigenverbrauchs ergibt sich folgendes Bild:

Förderzahlung des Netzbetreibers:	22,76 Cent / kWh
Verkaufserlös an der EEX:	0,00 Cent / kWh
Förderkosten, die auf die Stromkunden umzulegen sind:	22,76 Cent / kWh
Verlorene Konzessionsabgabe + Stromsteuer:	4,00 Cent / kWh
Gesamtkosten, die der Bürger (Stromverbraucher = Steuerzahler) zahlen muss:	26,76 Cent / kWh

Die Eigenverbrauchsförderung führt nur zu einer vorgegaukelten Entlastung der Stromkunden bei der Ausweisung der EEG-Mehrkosten. Faktisch zahlen die Bürger mehr. Nur werden die Mehrkosten nicht mehr ausschließlich unter dem Posten EEG-Umlage auf der Stromrechnung auftauchen, sondern auch bei den kommunalen Gebühren und den Rentenbeiträgen.

### Vorschlag 3 Ost-West-Anlagen besser fördern

Aufgrund des bisherigen starren Fördermodells mit einem festen Vergütungssatz je Anlagenklasse werden Anlagen mit Südausrichtung faktisch bevorzugt. Wer eine nach Ost- oder West orientierte PV-Anlage bauen will, muss gegenüber der Südausrichtung einen Minderertrag von etwa 10 Prozent in Kauf nehmen. Aus diesem Grund ist die weit überwiegende Zahl der Dachanlagen und fast 100 Prozent der Freiflächenanlagen nach Süden ausgerichtet. Dies führt in naher Zukunft zu einem erheblichen Problem im Stromnetz: denn alle diese Anlage erreichen ihr Produktionsmaximum gleichzeitig: zur Mittagszeit. Wesentlich besser für die Netzintegration der PV wäre es, wenn schon früh morgens Solarstrom von nach Osten orientierten Anlagen und im späteren Nachmittag Solarstrom von nach Westen orientierten Anlagen ins Netz eingespeist werden würde. Auf diese Weise würden die bestehenden Netzkapazitäten wesentlich besser genutzt. Um einen Anreiz zu geben, Ost- und Westdächer ebenfalls mit PV-Anlage zu bestücken, **schlagen wir vor, den so ausgerichteten Anlagen einen Aufschlag auf die Vergütung 10 Prozent zu gewähren.** Die hiermit verbundenen Mehrkosten werden zum Teil durch geringere Investition in den Netzausbau kompensiert.



## Vorschlag 4

### Die jährliche Degression auf 10 Prozent festsetzen

Wie bereits im Vorwort gezeigt, liegt die jährliche Kostensenkungsrate in der Photovoltaik historisch betrachtet bei etwa 10 Prozent pro Jahr. Werden die hohen Produktionssteigerungsraten beibehalten, so kann auch in Zukunft von einer vergleichbar hohen Kostensenkungsrate ausgegangen werden.

Der Wunsch der Regierung, die zukünftige Entwicklung des PV-Zubaus in den Griff zu bekommen ist einerseits nachvollziehbar. Lange Zeit hat die Solarlobby die Politik mit falschen - zu niedrigen - Zubauzahlen genarrt.

Andererseits setzt die nun vorgeschlagene - potentiell extremen Schwankungen unterliegende - „atmende Degression“ einen Schweinezyklus in Gang. Wenn der Zubau in einem Jahr - gleich aus welchem Grund - niedrig ist, steigen die Rendite im Folgejahr so drastisch, dass Deutschland gleichsam wie ein Magnet die Solarmodule aus aller Welt anziehen wird. Wenn der Zubau in einem Jahr - wiederum gleich aus welchem Grund - hoch ist, fallen die Renditen im Folgejahr unter das Niveau, das Investoren erwarten. In der Folge wird der Markt kollabieren.

**Die „atmende Degression“ ist das genaue Gegenteil einer stabilen Förderpolitik. Der Ansatz ist falsch: der Zubau in Deutschland hat, wenn überhaupt, nur sehr mittelbar etwas mit dem weltweiten Zubau - und damit mit der Kostenreduktion - zu tun. Der Versuch, einen so dynamischen Markt wie den der PV mit einem Regelinstrument zu steuern, dass nur einmal im Jahr greift, ist so sinnvoll wie den Verkehr mit einer Ampel regeln zu wollen, die nur ein mal pro Stunde umschaltet.**

Bei allen Unsicherheiten ist eine feste Degression, die technisch in der richtigen Größe liegt, der bessere Weg. Die zukünftigen Zubaumengen sind nach wie vor ohnehin durch die maximale Weltproduktion limitiert.

Und selbst wenn - was äußerst unwahrscheinlich ist angesichts anderer attraktiver Förderprogramme in anderen Ländern - die gesamte Weltproduktion nach Deutschland käme, so wäre nach einer einmaligen Degression wie der unter Punkt 1 vorgeschlagenen, in Verbindung mit einer jährlichen Degression von 10 Prozent, die Kostenentwicklung beherrschbar.

**Wenn die Politik gleichwohl ein weiteres Steuerungsinstrument haben möchte, dann wäre die Möglichkeit durch Ministererlass die Degression quartalsweise um einen halben Prozentpunkt nach oben oder unten anzupassen, sicherlich das geeignetere Instrument.**

Eine solche Bandbreite schafft Spielraum für schnelle Reaktionen einerseits, lässt der Industrie aber andererseits genügend Planungssicherheit.

## **Vorschlag 5**

### **PV-Anlagen auf Ackerflächen weiter fördern**

PV-Anlagen auf Freiflächen sind die Billigmacher der Solarenergie. Nach dem ursprünglichen Ministervorschlag einer Einmaldegression von 25 Prozent - die sicherlich für die ausführenden Firmen ambitioniert ist - wäre Solarstrom aus diesem Segment nicht teurer als die mit speziellen Boni geförderte Biomasse.

Es gibt keine Flächenkonkurrenz zwischen der Nahrungsmittelproduktion (die rund 17 Millionen Hektar Ackerfläche beansprucht) und der Photovoltaik (die derzeit bestenfalls 5.000 bis 10.000 Hektar beansprucht).

Es gibt auch keine Flächenkonkurrenz zwischen der Biomasseproduktion zu energetischen Zwecken (1,5 Millionen Hektar) und der Photovoltaik. Im Gegenteil ist es eher so, dass die Biomasseproduktion die Photovoltaik behindert: Würde man auf der Fläche, die in Deutschland zur energetischen Biomasseproduktion unter Einsatz großer Mengen Dünger und Pestiziden, Herbiziden und Fungiziden, verwendet wird, Solarparks bauen, so würde rein rechnerisch die Stromproduktion aus diesen Anlagen nicht nur den gesamten deutschen Strombedarf decken können, sondern auch den gesamten Bedarf der Individualmobilität (Elektroautos vorausgesetzt) und der Wärmebereitstellung für Heizzwecke (Wärmepumpen vorausgesetzt). Das wäre praktisch der gesamte Energiebedarf der Bundesrepublik (außer Flugverkehr und Prozesswärme).

Die Biomasse trägt dem gegenüber gerade mal mit 6 Prozent zur Deckung des deutschen Energieverbrauches bei. Wenn es also aus energetischer und klimatechnischer Sicht eine Priorisierung der Flächennutzung geben sollte, so sollte diese zu Gunsten der Photovoltaik ausfallen.

Gleichwohl muss zur Kenntnis genommen werden, dass es insbesondere im lokalen Bezug immer wieder einmal zu einer konkreten Nutzungskonkurrenz zwischen Landwirten und Solarparkbetreibern kommen kann. Um derartige Situationen zu entschärfen sollte die Möglichkeit der Nutzung weiterer Flächen als nur Ackerflächen in Betracht gezogen werden, ohne bei der Ausweitung der Förderung von PV auf Freiflächen die berechtigten Interessen des Naturschutzes außer Acht zu lassen.

Im Übrigen sei auf die Planungshoheit der Kommunen verwiesen. Schon heute kann kein Solarpark ohne die Mitarbeit der Kommune entstehen, da die Kommune die vergütungsnotwendigen planerischen Voraussetzungen schaffen muss.

Da auch Solarparks um so günstiger werden, je größer sie sind, ist weiterhin eine Staffelung der Einspeisevergütung nach Größenklassen denkbar:

Unser Vorschlag wäre:	bis 5 MW	keine Änderung
	bis 10 MW	- 1 %
	bis 15 MW	- 2 %
	bis 20 MW	- 3 %
	etc.	

## Fazit

Die ersten 10 Jahre des EEG waren in Bezug auf die Solarstromförderung geprägt von der reinen Förderung der eingespeisten Menge. Angesichts der damals noch sehr hohen Kosten war dieser Ansatz auch richtig, führte er doch dazu, dass vor allem in den sonnigeren Teilen Deutschlands und auf nach Süden ausgerichteten Dächern die Solarstromanlagen errichtet wurden. So wurden bei den damaligen hohen Anlagenkosten die günstigstmöglichen Stromgestehungskosten erzielt. Jetzt gilt es, das EEG für die nächsten 10 Jahre zu konzipieren. Die Anlagenkosten sind bereits beträchtlich gesunken und sinken weiter rapide. Bereits in diesem Jahr können die ersten Anlagentypen Solarstrom zu Preisen produzieren, die mit denen der Haushaltskunden vergleichbar sind.

Mit zunehmender Kostenreduktion treten langsam andere Aspekte in den Vordergrund. So haben die Kosten der Netzintegration mit 5 bis 10 Prozent zwar derzeit noch einen kleinen Anteil an den Mehrkosten für den Stromkunden, diese Kosten werden aber rasant steigen, wenn nicht jetzt mit einer Änderung der Förderstruktur begonnen wird. Weg von der ausschließlichen Betrachtung der reinen Stromgestehungskosten, hin zu einer ganzheitlichen Betrachtung der Mehrkosten für die Stromkunden. Denn auch der billigste Solarstrom kommt den Stromkunden teuer zu stehen, wenn seine Aufnahme in das Stromnetz hohe Kosten verursacht. Dann lieber etwas höhere Solarstromkosten akzeptieren, wenn durch vermiedenen Netzausbau und bessere Anpassung der Einspeisung an das Verbraucherverhalten mehr Kosten eingespart werden, als die etwas höhere Vergütung ausmacht. Nur so kann der Stromkunde möglichst wenig belastet werden.

Es hat 20 Jahre Förderung der Photovoltaik bedurft, um das erste Prozent Solarstrom zu realisieren. Das zweite Prozent brauchte nicht mal mehr zwei Jahre. Vor dem Hintergrund dieser Dynamik werden die Kosten der Solarstromerzeugung weiterhin um rund 10 Prozent pro Jahr sinken. Eine im Sinne der Stromkunden, die mit einem Aufschlag auf den Strompreis diese Entwicklung finanzieren, möglichst günstige Förderung der Photovoltaik kann es nur geben, wenn die Vergütungshöhe laufend entsprechend der Kostenentwicklung abgesenkt wird.

Das Überangebot an Solarmodulen hat in den letzten Monaten eindrucksvoll gezeigt, wie günstig die Solartechnik ist. Nachdem der schnelle Preisverfall zunächst einige Firmen in Schwierigkeiten gebracht hatte, geben die meisten von ihnen inzwischen wieder einen optimistischen Ausblick. Trotz einmaliger Anpassung der Einspeisevergütung erwarten die meisten Firmen die schnelle Rückkehr in die Gewinnzone, auch dank sinkender Rohstoffkosten, und planen zudem einen zügigen weiteren Ausbau der Produktionskapazität.

**Die Aufgabe der Politik ist es, die schnelle Kostenreduktion und das starke Mengenwachstum in eine verantwortungsbewusste Konzeption der Einspeisevergütung münden zu lassen, die den Zukunftsherausforderungen wie steigende Umlagekosten, bessere Netzintegration und bessere Verbrauchsanpassung gerecht werden. Wir bei PHOTON glauben, mit unseren 5 Vorschlägen die notwendigen Modifikationen aufgezeigt zu haben, die einen Solarstromanteil von 30% im deutschen Stromnetz zulassen. Zusammen mit der Windenergie ist so eine regenerative Vollversorgung der Bundesrepublik Deutschland möglich.**