

Deutscher Bundestag
Ausschuss f. Umwelt,
Naturschutz u. Reaktorsicherheit

Ausschussdrucksache
17(16)56(H)

Öffentliche Anhörung - 21.04.2010

20.04.2010

Stellungnahme

von Prof. Eicke R. Weber
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE

zur Öffentliche Anhörung zum Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Bundestagsdrucksache 17/1147

des Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des deutschen Bundestag

am 21. April 2010

Vorbemerkung

Der Schutz vor katastrophalen Veränderungen des Weltklimas durch die von Menschen in die Atmosphäre entlassenen Klimagase, besonders CO₂, sowie die Endlichkeit fossiler Brennstoffe, die sich bereits in steigenden Preisen bemerkbar gemacht hat, erfordern eine möglichst rasche Umstellung unseres globalen Energiesystems in Richtung erhöhter Energieeffizienz und Bereitstellung der noch erforderlichen Energie in regenerativer Form.

Das deutsche Modell der überaus erfolgreichen Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien durch finanziell attraktive Einspeisetarife hat weltweit Bewunderung ausgelöst. Es wird in vielen Staaten Europas wie auch in Übersee sorgfältig beobachtet und zunehmend übernommen. Das EEG hat sich als Jobmotor erwiesen, die Branche der regenerativen Energien hat bereits mehr als 280.000 Arbeitsplätze in Deutschland geschaffen, mehr als 1/3 der Arbeitsplätze in der Automobilindustrie. Jeder Eingriff in die bestehende Rechtslage sollte daher sorgfältig bedacht werden. Besonders verdient auch die Tatsache Berücksichtigung dass das EEG im Effekt auch eine konjunkturstützende Massnahme ist, die ausnahmsweise nicht aus den öffentlichen Haushalten finanziert wird, sondern im Umlageverfahren von den Stromkunden.

Der Förderstopp in Spanien und die globale Finanz- und Wirtschaftskrise resultierte in einer Nachfragerücke nach Photovoltaik (PV) Anlagen, die zu einer drastischen Preisreduktion um ca. 25% im Jahr 2009 führte. Zum 1.1.2010 wurden die Einspeisetarife für PV Strom um etwa 10% gesenkt. Obwohl die wieder angelaufene hohe Nachfrage der letzten Monate die Preise stabilisiert, erscheint es möglich, noch vor dem am 1.1.2011 bereits gesetzlich vorgesehenen weiteren Degressionsschritt in Höhe von weiteren ca. 10% einen zusätzlichen Degressionsschritt einzubauen, der aber nach einer Analyse unseres Instituts nicht mehr als 6% für Kleinanlagen und 10% für größere Anlagen betragen sollte.

Weiterhin schlagen wir vor, auch in Zukunft alle Degressionsschritte von mehr als 10% pro Jahr zu vermeiden. Bei weiter rasch ansteigendem Volumen des deutschen PV Marktes wäre es besser, zwei Degressionsschritte jeweils zum 1.4. und 1.10. vorzusehen. Um einen Zusammenbruch des Marktes bei zu starker Degression zu vermeiden sollte in jedem Fall garantiert werden, dass Investoren bei den jeweils angebotenen Marktpreisen eine angemessene Rendite erzielen können.

Die zum 1.7.2010 vorgesehene Reduzierung der PV-Vergütung ist deshalb so kritisch, weil sie die Phase einer eher großzügigen PV-Vergütung definitiv beendet. Dabei besteht die sehr reale Gefahr, dass die Schraube zu stark angezogen wird, was für den PV-Markt und vor allem die deutschen Produzenten dramatische Auswirkungen haben kann. Die Schwierigkeit besteht darin, dass mit der Absenkung mehrere Ziele verfolgt werden: Mitnahmeeffekte vermeiden (Limitierung der Vergütung pro kWh), EEG-Belastung begrenzen (absolute Höhe der Wälzungssumme in akzeptablen Grenzen halten) und wirksame Industriepolitik betreiben (deutschen Herstellern eine faire Chance im Wettbewerb zu erhalten). Zusätzlich wird die Steuerung des Programms dadurch massiv erschwert, dass die Förderpolitik national ist, das deutsche Marktgeschehen jedoch sehr stark durch globale Marktvorgänge beeinflusst wird (weltweites Überangebot an PV-Modulen und Wettbewerbsverzerrung durch chinesische Herstellern).

Da die Konsequenzen einer zu starken Absenkung der Vergütung (Abbau der deutschen Produktion) nicht mehr rückgängig gemacht werden können, muss die Politik sehr genau darauf achten, mit der zusätzlichen Absenkung eine kritische Schwelle nicht zu überschreiten. Eine Nachjustierung ist spätestens bei der nächsten Novelle problemlos möglich.

Die Details unseres Vorschlags werden in den folgenden Antworten zu den von den Fraktionen des Umweltausschusses vorgelegten Fragen beschrieben.

Beantwortung des Fragenkatalogs

1 Allgemeine Fragen

rade noch eine profitable Produktion ermöglicht.

1.1 Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1.1.2 In welchen Bereichen war die deutsche Photovoltaikindustrie in den letzten Jahren besonders innovativ und wie könnte die Innovationsfähigkeit zusätzlich gesteigert werden?

1.1.1 Welche Vergütungsabsenkung erscheint aus Ihrer Sicht für die einheimische Industrie tragbar?

Die Vergütung muss, um das Ziel der Marktstimulation zu erreichen, so kalkuliert werden, dass sich unter typischen Rahmenbedingungen, was Investitionskosten der Photovoltaikanlage, ihr Solarstromertrag, Finanzierungsbedingungen, Betriebs- und sonstige Nebenkosten angeht, für den Investor eine Rendite von über 6% ergibt. Da die sonstigen Rahmenbedingungen weitgehend stabil sind, ist die Vergütungshöhe vor allem vom Preis der PV-Anlage abhängig.

Die deutsche PV-Industrie war auf allen Produktionsstufen innovativ, von der Silizium-, Wafer-, Solarzellen- bis zur Siliziumbasierten Modulproduktion, der Dünnschicht-Modulproduktion, der Wechselrichtertechnik als auch der Montagetechnik.

Für die Produzenten von Photovoltaik-Komponenten bedeutet dies, dass die Vergütung so festgelegt werden muss, dass der damit korrespondierende Anlagenpreis unter effizienten Produktionsbedingungen für die Produzenten noch profitabel ist.

Allerdings ist festzustellen, dass der eindeutige technologische Vorsprung der deutschen PV-Industrie, wie er noch vor wenigen Jahren die Regel war, in den letzten Jahren geschrumpft ist und einige Produzenten im Ausland (Japan, China, USA) in einzelnen Technologieschritten oder Produkten innovativer sind und modernere Produkte produzieren (z.B. Pluto-Technologie von Suntech, HIT-Zelle von Sanyo, Rückseitenkontaktierte Solarzellen von Sunpower oder CdTe-Technologie von First Solar). Eindeutig technologisch führend sind die deutschen Hersteller von Wechselrichtern.

Noch höhere Preise lassen sich von den Herstellern in der Regel am Markt nicht dauerhaft realisieren, da sie zu niedrigeren Renditen unter 6% führen würden, die die Kunden nicht akzeptieren.

1.1.3 Was sollte getan werden, um die technologische Leistungsfähigkeit der deutschen Solarwirtschaft zu verbessern?

Ist die Vergütung so niedrig, dass der korrespondierende Anlagenpreis den Herstellern keine profitable Produktion mehr ermöglicht, müssen diese zwangsläufig – je nach Substanz des Unternehmens kurz-, mittel- oder langfristig – ihre Produktion in Deutschland einstellen.

Nach wie vor hat Deutschland eine weltweit einzigartige Dichte an Forschungseinrichtungen, die in enger Kooperation mit den Produzenten arbeiten (z.B. Fraunhofer ISE, ISFH Hameln und insbesondere das Solarvalley um Erfurt, Freiberg und Frankfurt/Oder).

Die Berechnungen des Fraunhofer ISE zeigen, dass für Kleinanlagen bis 30 kWp eine einmalige zusätzliche Absenkung zum 1. Juli 2010 von 6% und von Anlagen über 30 kWp von 10% den effizient arbeitenden Herstellern ge-

Allerdings wird dieses Potenzial aufgrund der knappen Finanzen derzeit nicht ausreichend genutzt. So ist der PV-Markt zwischen dem Jahr 2002 und 2009 von 80 MWp auf 3.800 MWp angewachsen (Faktor 47), die öffentliche Forschungsförderung im Erneuerbare Energien-Forschungsprogramm des BMU hat sich aller-

dings im selben Zeitraum nur auf etwa 40 Mio Euro verdoppelt:

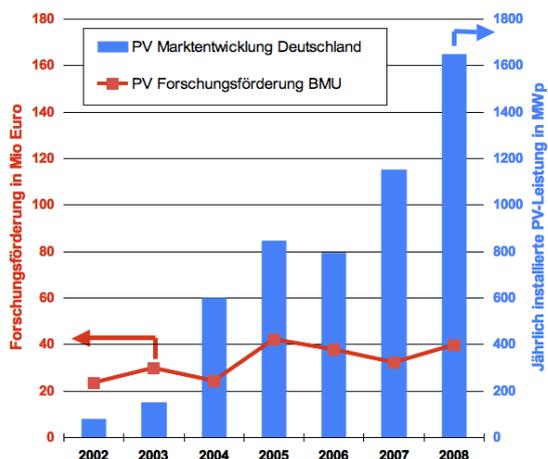


Abb. 1: Photovoltaik-Forschungsförderung des BMU (Mittelabfluss, rote Linie) und PV-Marktentwicklung in Deutschland (blaue Säulen)

Gleichzeitig haben die deutschen Unternehmen in den vergangenen Jahren zu wenig auf den Schutz ihres Know-hows geachtet, was dazu führte, dass die Hersteller von PV-Produktionsanlagen modernste Maschinen nach Asien verkaufen konnten und eine Vielzahl der Konkurrenten in China auf denselben Produktionsanlagen wie die deutschen Hersteller, allerdings neuester Generation produzieren.

Aktuell können aufgrund der begrenzten Finanzmittel nur ca. 20% der PV-Anträge auf Forschungsförderung von Firmen und Forschungsinstituten vom BMU bzw. Projektträger PTJ bewilligt werden.

Um die technologische Leistungsfähigkeit der deutschen PV-Industrie zu erhöhen, muss die PV-Forschungsförderung in der angewandten, Vorlauf- und der Grundlagenforschung deutlich erhöht werden. Gleichzeitig müssen die deutschen Firmen mehr unternehmen, um ihr Know-how zu schützen.

1.1.4 Wie beurteilen Sie die RWI-Studie zu den Kosten der Photovoltaik sowie weitere in den Medien aufgeführten hohe Abschätzungen der Auswirkungen der Photovoltaikvergütung auf die Stromkosten?

Die Berechnungen der Kosten für PV-Anlagen von RWI sind kalkulatorisch in der richtigen Größenordnung. Die Aufsummierung der Gesamtkosten über 20 Jahre vermittelt das Gefühl eines sehr hohen Betrages. Dieser müsste jedoch nun mit den Gesamtkosten von Kernkraftwerken oder Kohlekraftwerken in der Markteinführungsphase inklusive der Entwicklungskosten

über 20 Jahre zuzüglich der externen Kosten gegenübergestellt werden. Erst dann wäre für den Leser eine Beurteilung möglich, ob die Kosten unangemessen hoch sind. Bedauerlicherweise wird dieser Vergleich nicht hergestellt.

Der Hinweis, dass Erneuerbare Energien aufgrund des Emissionshandels nicht zur CO₂-Emissionsminderung beitragen, ist nicht zielführend, denn dies ist als Mangel am Emissionshandel zu sehen und nicht den Erneuerbaren Energien vorzuwerfen. Denn jede kWh aus Erneuerbaren Energien vermeidet physikalisch die Erzeugung einer kWh aus fossilen Brennstoffen oder Nuklearenergie.

1.1.5 Wie wirkt sich die Photovoltaikspeisung auf die Merit Order und damit auf die Großhandelspreise aus?

PV-Anlagen wirken immer dann preisstabilisierend, wenn Lastspitzen bei gleichzeitiger Einschränkung der konventionellen Stromproduktionskapazitäten im Sommerhalbjahr auftreten, da ihr Preis feststeht und sie die Zuschaltung von teuren Gas- oder Pumpspeicherkraftwerken vermeiden. Eine quantitative Abschätzung würde eine detaillierte Studie erfordern.

1.1.6 Welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen hätte die Umsetzung des Gesetzentwurfes?

Die Umsetzung des Gesetzentwurfes mit einer Absenkung der Vergütung um einmalig 16%, die geschätzt etwa 80% des Marktes betreffen würde (für den Rest wäre die Absenkung geringer), hätte voraussichtlich folgende volkswirtschaftliche Konsequenzen:

Die Wälzungskosten würden für Neuanlagen etwas geringer ausfallen.

Eine ganze Reihe von deutschen Herstellern könnte nicht mehr profitabel arbeiten und müsste kurz-, mittel- oder langfristig die Produktion einstellen oder ins Ausland verlagern.

Gleichzeitig würde der PV-Markt voraussichtlich weiter wachsen, da aufgrund des weltweiten Überangebots an PV-Modulen und großzügiger Kapitalversorgung viele chinesische Hersteller ihre Module zu Preisen verkaufen können, die die Investition in PV-Anlagen weiterhin attraktiv machen.

Folglich wird mit großer Wahrscheinlichkeit der Marktanteil asiatischer und anderer ausländischer Module deutlich steigen.

Konkret sind volkswirtschaftlich folgende Auswirkungen zu erwarten:

1. nur geringe Einsparungen bei den Umlagekosten auf die Stromverbraucher (6%, wenn um 16% statt um 10% abgesenkt würde),
2. relativ hohe Kosten für den Verlust von Arbeitsplätzen und damit verbundenen Sozialleistungen (ca. 30.000 derzeit in der Produktion) und
3. indirekte Kosten für den Verlust von technologischem Know-how in einer Zukunftstechnologie.

2 Einmalabsenkung

2.1 Fragen der Fraktion der CDU/CSU

2.1.1 Wie haben sich die Kosten und Preise für Photovoltaikanlagen in den zurückliegenden Monaten entwickelt?

Unserer Kenntnis nach ist der BSW-Preisindex, der jedes Quartal von EuPD-Research erhoben wird der einzig repräsentative Preisindex für PV-Anlagen. Entsprechend dieses Indexes sind die Preise für PV-Anlagen bis 100 kWp vom 4. Quartal 2008 bis zum 4. Quartal 2009 um 25,6% und vom 4. Quartal 2009 zum 1. Quartal 2010 nochmals um 8,6% gesunken. Allerdings berichten die Händler, dass die Modulpreise seit März aufgrund der sehr großen Nachfrage in Deutschland wieder deutlich angestiegen sind und über dem Preis von Ende 2009 liegen.

2.1.2 Welche Renditeerwartung ließen sich durchschnittlich im Jahre 2010 für potentielle Anlagenbetreiber erzielen, sofern keine Anpassung der Vergütungssätze an die aktuellen und zukünftig zu erwartenden Preis- und Kostenentwicklungen erfolgte?

Sofern keine Anpassung der Vergütungssätze erfolgt und unter der Annahme, dass die Preise für PV-Anlagen im Jahresschnitt 2010 um 5% unter dem Preis des 4. Quartals 2009 liegen, d.h. bei 3.092 €/kWp bis 10 kWp und 2.863 €/kWp zwischen 10 und 100 kWp, würden die Investoren von Anlagen bis 10 kWp eine Rendite von 8,7% und von Anlagen zwischen 30 kWp und 100 kWp von 9,5% erzielen.

2.1.3 Ist die im Gesetzentwurf enthaltene Einmalabsenkung angesichts der rückläufigen Kosten für die Module gerechtfertigt?

Wenn die günstigsten Preise am PV-Markt vom Februar 2010 als Bezugsgröße herangezogen

werden, sind die im Gesetzentwurf enthaltenen Einmalabsenkungen gerechtfertigt.

Wenn die Preise herangezogen werden, die die Hersteller aufgrund ihrer Kostensenkungen verlangen müssen und die sich aus den Lernkurven errechnen lassen, sind die eindeutig Einmalabsenkungen zu hoch.

2.1.4 Bevorteilt die Einmalabsenkung der Vergütung in Deutschland ausländische Anbieter im Wettbewerb auf den heimischen Modulmarkt?

Wir gehen davon aus, dass mit der starken Einmalabsenkung eine profitable Produktion in Deutschland in der Regel nicht mehr realisierbar ist. Aufgrund der Überproduktion weltweit gibt es aber genügend Anbieter, die bereit sind, zu dem Preis zu verkaufen, der vom Markt nachgefragt wird (d.h. bei dem die Investoren noch eine attraktive Rendite erzielen). Das bedeutet dass der Markt weiter wächst, der Anteil deutscher Module aber deutlich abnehmen wird.

2.1.5 Wie bewerten Sie das Kostensenkungspotential von Photovoltaik im Vergleich zu anderen Erneuerbare-Energie-trägern?

Die Photovoltaik hat unbestritten das höchste Kostensenkungspotenzial aller Erneuerbaren Energien-Technologien. Bei der aktuell geplanten Absenkung würde zwischen 2012 und 2014 Solarstrom schon so günstig sein wie der Endkundenstrompreis.

2.2 Fragen der Fraktion der SPD

2.2.1 Wie bewerten Sie die Datenbasis und die wissenschaftlichen Schlussfolgerungen, die dem vorliegenden Gesetzentwurf zugrunde gelegt wurden, um auch weiterhin einen ambitionierten Ausbau der Photovoltaik in Deutschland zu garantieren, den deutschen Vorsprung bei Forschung und Entwicklung zu erhalten und die deutsche Solarindustrie mit ihren zehntausenden Arbeitsplätzen zu sichern?

Den Vorschlägen des Gesetzentwurfes liegen unserer Kenntnis nach Studien des Institut für Energetik in Leipzig, des ZSW in Stuttgart und der Prognos AG aus Basel/Berlin zugrunde. Ein gemeinsames Gespräch im BMU zeigte, dass deren Berechnungsmethoden der Stromgestehungskosten sich von der Berechnungsmethode des Fraunhofer ISE nur unwesentlich unterschei-

det. Wesentlicher Unterschied ist ein etwas höherer Ansatz für die Betriebskosten unsererseits (Unterschied: ca. 3% in der Vergütungshöhe) sowie ein unterschiedlicher Ansatz für die anzusetzenden PV-Anlagenpreise.

Die Berechnungen und wissenschaftlichen Schlussfolgerungen dieser Institute sind geeignet, einen weiteren Ausbau des Photovoltaikmarktes zu gewährleisten. Allerdings berücksichtigen sie nicht den Einfluss der Vergütungsabsenkung auf die heimische Industrie.

Da sie sich an den günstigen Marktpreisen statt an der Kostenentwicklung orientieren, wird die kalkulierte Absenkung mit großer Wahrscheinlichkeit zum Abbau von Produktionskapazitäten und Arbeitsplätzen und zum Verlust von Know-how in Forschung und Produktion in Deutschland führen.

2.2.2 Welche Auswirkungen wird Ihrer Ansicht nach die einmalige Absenkung von 11-15-16 Prozent auf den Arbeitsmarkt und die Herstellerindustrie der deutschen Solarbranche haben? Besteht die Gefahr, dass ausländische Hersteller von Solartechnik die Chance nutzen, durch eine noch aggressivere Preispolitik deutsche Hersteller aus dem Markt verdrängen?

Aufgrund des Überangebots weltweit werden ausländische Hersteller, die aufgrund ihrer Kostenstruktur und Unterstützung in ihrer Heimat mit großer Macht auf den deutschen Markt drängen und die hierfür erforderlichen Preise realisieren. Dementsprechend wird mit großer Wahrscheinlichkeit die Produktion in Deutschland deutlich reduziert werden und dort in größerem Umfang Arbeitsplätze verloren gehen.

2.2.3 In welchem Umfang spielen beim letztjährigen Preisverfall für Solarmodule einmalige bzw. externe Faktoren, wie z.B. der Marktzusammenbruch in Spanien oder die Wirtschaftskrise, eine Rolle?

Entscheidender Faktor für den Preisverfall im Jahr 2009 um 25,6% für PV-Systeme in Deutschland war der Wandel der PV-Modulmarktes von einem Knappheitsmarkt zu einem Markt mit Überangebot. Die Produktionskapazitäten vor allem zur Silizium-, aber auch zur Wafer-, Zellen- und Modulproduktion wurden zwar weltweit seit 2004 kontinuierlich und rasch aufgebaut, doch da die Nachfrage noch schneller zunahm, war der PV-Markt weltweit durch einen Mangel an Modulen geprägt. Es war zu erwarten, dass sich 2008/2009 dieser Nachfrageüberhang aufgrund der neuen Kapazi-

täten auflöst. Dramatisch beschleunigt wurde der Wandel vom unterversorgten zum überversorgten PV-Markt jedoch durch die unerwartet große Nachfrage in Spanien, die sich von 2007 auf 2008 von ca. 500 MWp auf 2.600 MWp vervielfachte, die durch den Stop des Förderprogramms im September 2008 abrupt zum Erliegen kam. Im Jahr 2009 wurden nur ca. 100 MWp neue Anlagen in Spanien verkauft. Die zusätzlich verfügbaren 2.500 MWp PV-Kapazität überschwemmten zusammen mit neuen Produktionskapazitäten die Märkte weltweit und führten zum drastischen Preisverfall und der Verdopplung des deutschen PV-Marktes von 1.800 MWp im Jahr 2008 auf 3.800 MWp im Jahr 2009.

Der letztjährige Preisverfall ist damit eindeutig ein Einmaleffekt aufgrund des Übergangs vom unter- zum überversorgten PV-Markt. Der Preisverfall war besonders hoch, weil die Produzenten Kostenreduktionsfortschritte zwischen 2004 und 2008 im Knappheitsmarkt nicht vollständig an die Kunden weiter gegeben hatten, was nun in kurzer Zeit nachgeholt wurde.

Da die Modulpreise seit Ende 2009 wieder den Kosten der Produzenten entsprechen bzw. teilweise schon deutlich darunter liegen, sind weitere Einbrüche in dieser Größenordnung in naher Zukunft ausgeschlossen.

2.2.4 In welcher Höhe könnte eine zusätzliche Absenkung der Solarstromvergütung im Jahr 2010 erfolgen, die nicht nur die kurzfristigen Preisentwicklungen am internationalen Modulmarkt sondern auch die mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenziale der Solarindustrie berücksichtigt und somit die weitere Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit der Solarindustrie am Standort Deutschland nicht gefährdet? Auf welche Annahmen gründen Sie Ihre Bewertung?

Eine Studie des Fraunhofer ISE ergab, dass eine zusätzliche Kostensenkung um 6% für Anlagen bis 30 kWp und 10% für Anlagen größer 30 kWp möglich ist, wenn die Kostensenkung der PV-Industrie berücksichtigt wird. Diese wurde ermittelt auf Basis der langjährigen Lernkurven für die Modulproduktion weltweit.

Die Lernkurventheorie sagt aus, dass sich bei Verdopplung der gesamt installierten Leistung die Kosten im Schnitt immer um denselben Faktor reduzieren. Für PV-Module liegt der Faktor bei ca. 18%, für PV-Systeme ist ein Faktor von 15% anzunehmen.

Würde die Vergütung um 6% bzw. 10% gesenkt, besteht unter der Voraussetzung, dass die Investoren künftig wieder eine Rendite von 6,5% akzeptieren, für effizient arbeitende Produzenten die Möglichkeit, ihre Module zu einem noch profitablen Preis zu verkaufen.

Damit würde die notwendige Voraussetzung geschaffen, dass die deutschen Produzenten überleben können. Hinreichend ist dies jedoch noch nicht. Zusätzlich ist eine massive Verstärkung von Forschung und Entwicklung erforderlich, um künftig im weltweiten Wettbewerb bestehen zu können.

2.2.5 Welche mittel- und langfristigen Vorteile für Verbraucher und den Wirtschaftsstandort sehen Sie durch den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Deutschland?

Die Photovoltaik hat heute einen Anteil von 1% an der Stromproduktion in Deutschland, dieser könnte bis 2020 auf 10% und langfristig auf über 30% ansteigen. Damit würde Solarstrom zu einem wichtigen Baustein der Stromversorgung werden, die Versorgungssicherheit wesentlich erhöhen und signifikant zum Klimaschutz beitragen. Kurzfristig führt die Photovoltaik für die Konsumenten zwar zu höheren Kosten, aufgrund ihres starken und unbestrittenen Kostensenkungspotenzials wird sie in wenigen Jahren jedoch günstiger sein als der Endkundenstrompreis und mittelfristig bis langfristig günstiger als die fossile und nukleare Stromversorgung.

Volkswirtschaftlich hat die Photovoltaik – wie die anderen Erneuerbaren Energien – den Vorteil, dass sie zu Beschäftigung und Wertschöpfung im Inland führt, zumindest in der Installation und je nach Entwicklung in der Produktion. Zusätzlich wird der Import von Energieträgern reduziert. Für den Wirtschaftsstandort besteht die Chance, an diesem künftig hunderte Milliarden Euro großen weltweiten Zukunftsmarkt zu partizipieren.

2.2.6 Welches tatsächliche Entlastungsvolumen für die Stromverbraucher - konkret: welche Strompreissenkungen - erwarten Sie bei Umsetzung der im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Kürzungen? Welche Maßnahmen zur Entlastung der Stromverbraucher wären aus Ihrer Sicht ggf. wichtiger?

Unter der Annahme, dass in der zweiten Jahreshälfte von 2010 noch 2 GWp und in den Jahren 2011 bis 2014 je 4 GWp PV-Anlagen neu installiert werden und dass die Vergütung jedes Jahr

um 10% sinkt, ergeben sich die in Tab. 1 dargestellten Entlastungen.

Die Zahlen zeigen deutlich dass die augenblickliche Diskussion auf die Gesamtgröße der Wälzungssumme nur einen geringen Einfluss hat.

	Entlastung gesamt in Mio Euro		Entlastung in ct/kWh*	
	Absenkung um 16%	Absenkung um 10%	Absenkung um 16%	Absenkung um 10%
2010	53	33	0,013	0,008
2011	202	127	0,051	0,032
2012	385	240	0,096	0,060
2013	549	343	0,137	0,086
2014	696	435	0,174	0,109

Tab 1: Reduzierung der Wälzungssumme durch die einmalige zusätzliche Vergütungsreduzierung um 16% bzw. 10% Mitte 2010
* bezogen auf den Stromverbrauch

Einen wesentlich größeren Einfluss auf die absoluten Vergütungszahlungen hat die neu installierte PV-Menge. Der rasche Aufbau des PV Produktionsvolumens führt allerdings langfristig zu einer Entlastung der Verbraucher, da der heimisch erzeugte Anteil des Stroms nicht mehr den Preissteigerungen des durch fossile Brennstoffe dominierten Weltmarktes unterworfen ist.

2.3 Fragen der Fraktion der FDP

2.3.1 Welche Renditen lassen sich zur Zeit durchschnittlich für Anlagenbetreiber auf der Grundlage der geltenden Einspeisevergütung erzielen und wie würde sich der Gesetzentwurf auf diese Renditen auswirken – differenziert nach kleinen Dachanlagen, großen Dachanlagen und Freiflächen-Anlagen?

Die Rendite beträgt bei PV-Systempreisen von 2.994 Euro/kWp für PV-Anlagen bis 10 kWp und 2.734 Euro/kWp für PV-Anlagen bis 100 kWp (Angaben BSW-Preisindex 1. Quartal 2010):
- für Anlagen bis 10 kWp: 9,8%
- für Anlagen von 30 bis 100 kWp: 11,3%

Für Anlagen zwischen 10 und 30 kWp ergibt sich ein Zwischenwert (nicht genau ermittelbar, da der Preisindex als Grenze 10 kWp aufweist, die Vergütung aber 30 kWp).

Für Großanlagen auf den Dächern über 100 kWp und Freiflächen liegen keine exakten Daten vor, da es einerseits keinen repräsentativen Preisindex gibt, andererseits bei diesen kommerziellen Anlagen nicht nur die Investitionskosten, sondern in den meisten Fällen auch Vertriebs- und Werbekosten für die Organisation dieser Anlagen in Fonds etc. anfallen. Es ist davon auszugehen, dass die Rendite nach der überproportionalen Absenkung der Vergütung in diesen Segmenten nicht höher liegt als bei den Kleinanlagen.

Die Absenkung der Vergütung um 16% würde die Rendite reduzieren

- für Anlagen bis 10 kWp auf: 3,6%
- für Anlagen von 30 bis 100 kWp auf: 4,7%.

Die Absenkung der Vergütung um 10% würde die Rendite reduzieren

- für Anlagen bis 10 kWp auf: 5,9%
- für Anlagen von 30 bis 100 kWp auf: 7,2%.

Einen großen Einfluss haben die Anlagenpreise, die im ersten Quartal mit 8,6% bereits sehr stark gegenüber dem 4. Quartal 2009 gesunken sind. Allerdings sind sie im zweiten Quartal aufgrund der starken Nachfrage wieder deutlich gestiegen. Dies macht deutlich, wie problematisch es ist, die Kalkulation der Vergütung allein auf kurzfristige Preisentwicklungen zu basieren. Denn der aktuelle Preisanstieg müsste nun zu einer Korrektur der Vergütungssätze nach oben führen.

2.3.2 Wie wirkt die Einmalabsenkung der Vergütung in Deutschland auf den Wettbewerb zwischen ausländischen und heimischen Anbietern im Wettbewerb auf den heimischen Modulmarkt sowie auf die Absatzchancen von Produkten aus Deutschland?

Die Einmalabsenkung von 16% wird mit großer Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass der Anteil ausländischer Anbieter vornehmlich aus China und anderen asiatischen Ländern deutlich zunimmt, da davon auszugehen ist, dass sie ihre Vertriebspolitik fortsetzen, so günstige Preise anzubieten, dass eine ausreichende Nachfrage vorhanden ist. Aufgrund der Unterstützung im Heimatland sind diese Unternehmen dazu in der Lage. Die deutschen Produzenten dagegen werden je nach konkreter Situation des Unternehmens kurz- oder mittelfristig ihre Produkte nicht unter den Produktionskosten verkaufen können.

2.3.3 Wie bewerten Sie das künftige Kostensenkungspotential von Photovoltaik im

Vergleich zu anderen Arten Erneuerbarer Energien?

Die Photovoltaik hat unter den Erneuerbaren Energien das größte Kostensenkungspotenzial. Es gibt bislang keinen Grund anzunehmen, dass die PV Lernkurve nicht weiter fortgesetzt wird. Sie zeigt bislang eine Reduzierung der Modulpreise um ca. 18% und der Systempreise um ca. 15% bei Verdopplung der weltweit installierten PV-Leistung.

2.3.4 Wie beurteilen Sie die Regelungen zur Anpassung der Degression in Abhängigkeit vom Erreichen der Ausbaukorridors („atmendes Fördermodell“)?

Generell hängt die Kostensenkung von der Absatzmenge und nicht von der Zeit ab. Deshalb ist die Anpassung der Degression an die Marktentwicklung prinzipiell richtig. Allerdings nur wenn sie dazu dient, die Absenkung den tatsächlichen Kostensenkungen zwischen den Evaluationen des EEGs besser anzupassen.

Zur gezielten Mengensteuerung taugt die Anpassung der Degression jedoch nur ungenügend, denn aufgrund der Sprungfunktion, mit der die Nachfrage von der Rendite der Anlage abhängt, kann eine zu starke Absenkung die Nachfrage sehr stark einbrechen lassen (wenn z.B. die Rendite durch die Absenkung von 7% auf 3% sinkt). Dann besteht die Gefahr, dass die Nachfrageschwankungen durch dies Modell verstärkt werden.

Das EEG geht davon aus, dass sich jederzeit im Wettbewerb ein stabiler Preis für die PV-Anlagen herausbildet, der sich an der Kostenentwicklung orientiert und der als Berechnungsbasis für die Vergütung genutzt werden kann. In den letzten Jahren war aber zu beobachten, dass der Preis für PV-Module kurz- bis mittelfristig auch stark vom weltweiten Verhältnis von Angebot und Nachfrage beeinflusst wird. Insbesondere aufgrund des hohen Anteils des deutschen PV-Marktes am Weltmarkt, führt das weltweite Überangebot an PV-Modulen derzeit dazu, dass sich der Preis der deutschen Vergütung anpasst und nicht anders herum.

Die Folgerung, deshalb die Vergütung sehr stark (über die Kostensenkungsrate hinaus) abzusenken wäre jedoch kontraproduktiv und sehr gefährlich für die Markt- und Industrieentwicklung, da dabei die deutschen Produzenten stark unter Druck geraten, die Qualität leidet und keine stabilen und gesunden Strukturen aufgebaut werden können.

Auch kann eine solche Anpassung immer nur kurz- bis mittelfristig erfolgen, da mittel- bis

langfristig der weltweite Wettbewerb die Preise drückt und kein Unternehmen und kein Staat dauerhaft die Preise für PV-Anlagen künstlich niedrig halten kann.

Deshalb ist die Anpassung der Vergütungsabsenkung an das Marktvolumen in engen Grenzen sinnvoll, Schritte von 2% scheinen dabei relativ hoch zu sein und sollten eher reduziert werden. Allerdings sollte die maximale zusätzliche Degression auf 4% begrenzt werden, da eine noch höhere Absenkung nicht durch Kostensenkungen kompensiert werden kann. Die Erwartung, dass durch die Degression das Marktvolumen wirksam gesteuert werden kann, ist jedoch falsch.

2.3.5 Welche Maßnahmen schlagen Sie vor, um angesichts eines atypisch verlaufenden Jahres 2010 einen zufälligen Ausschlag der Degression nach oben oder unten zu vermeiden, und zwar hinsichtlich

a) des Beobachtungszeitraums

Der Beobachtungszeitraum sollte das dritte Quartal 2010 umfassen, wenn die Degression zum 1. Januar 2011 erfolgt.

b) des Datums der Degression 2011

Für die Branche ist es sehr problematisch, dass die Degression immer zum 1. Januar eines Jahres erfolgt, da die Nachfrage vor der Ansenkung deutlich ansteigt. Gleichzeitig ist durch den Winter und die Weihnachtszeit die Montage schwierig und unwägbar. Deshalb empfiehlt es sich, die Degressionstufe generell ins Jahr zu verschieben.

c) der Zahl der Stufen bei den Zu- und Abschlägen im atmenden Fördermodell für 2011

Die Verteilung der Degression auf zwei Stufen ist sinnvoll, wenn die Degression deutlich über 5% liegt.

Generell sollte das Ziel der Degression und der zusätzlichen Abstufung klar definiert werden, d.h. ob die Abstufung nur die zusätzliche Kostenreduktion aufgrund der größeren Menge kompensieren soll (dann kann die zusätzliche Absenkung berechnet werden), oder ob durch eine gezielte Absenkung der Rendite (bei stärkeren Absenkungsschritten) das Marktvolumen gesteuert werden soll. In letzterem Fall ist sehr sorgfältig das Risiko zu prüfen, dass der Markt durch eine übermäßige Absenkung kollabiert. Einzelne Degressionsstufen von mehr als 10% sollten daher grundsätzlich vermieden werden.

2.4 Fragen der Fraktion DIE LINKE.

2.4.1 Wie schätzen Sie die Nachfrageentwicklung für die Installation von Photovoltaik-Anlagen insgesamt und differenziert nach Anlagengröße sowie Dach- und Freiflächenanlagen vor und nach der im Gesetzesentwurf vorgesehenen einmaligen, außerplanmäßigen Kürzung der Einspeisevergütung ein?

Die Nachfrage ist in allen Marktsegmenten massiv angewachsen und wird im ersten Halbjahr allein durch die Verfügbarkeit von PV-Modulen und vor allem Wechselrichtern begrenzt, da die angekündigte starke Absenkung Mitte 2010 zu einem „Torschlusseffekt“ geführt hat.

Im zweiten Halbjahr wird die Nachfrage abnehmen, allerdings auf niedrigerem Niveau immer noch weiter bestehen, da die Vertriebsunternehmen und Handwerker an einer Fortsetzung des Geschäftes interessiert sind. Da ein weltweites Überangebot an PV-Modulen existiert, werden ausländische Modulproduzenten auch im zweiten Halbjahr zu den Preisen anbieten, die einen Absatz in Deutschland ermöglichen.

2.4.2 Erwarten Sie durch die im Gesetzesentwurf vorgesehene einmalige Kürzung der Einspeisevergütung veränderte Absatzmöglichkeiten für Photovoltaik-Anlagen aus Produktionsstätten in Deutschland und Europa und welche Folgen gingen damit einher?

Wie oben ausgeführt ist bei einer einmaligen Absenkung um 16% die Gefahr sehr groß, dass viele deutsche Hersteller ihre Produktion kurz- oder mittelfristig einstellen oder ins Ausland verlagern. Die deutschen Hersteller sind in Europa führend, so dass dies sinngemäß auch für die europäischen Hersteller gilt.

2.4.3 Welche Folgen wird die im Gesetzesentwurf vorgesehene einmalige Kürzung der Einspeisevergütung für das Installationshandwerk haben?

Das Installationshandwerk wird sich im zweiten Halbjahr eines stärkeren Preisdrucks ausgesetzt sehen bei niedrigeren Umsätzen. Das Geschäft wird aber nicht zum Erliegen kommen (siehe oben).

2.4.4 Welche zusätzliche Degression der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen im Vergleich zur bestehenden Rechtslage halten Sie basierend auf den

mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenzialen in der PV-Produktion für angemessen? Müssen weitere Kriterien und Annahmen bei der Kalkulation der Degression Berücksichtigung finden?

Wie oben ausgeführt ist nach unseren Berechnungen eine zusätzliche Absenkung um 6% für Anlagen bis 30 kWp und 10% sonst für die effizient arbeitenden Hersteller noch verkraftbar.

Entscheidend ist, dass die Kalkulation der Vergütungshöhe nicht auf Basis von kurzfristigen Sonderentwicklungen und möglichen Sonderangeboten, sondern auf Basis von mittelfristigen Preistrends und Kostenentwicklungen der Industrie erfolgen sollte.

2.4.5 Welche zusätzliche Degression der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen im Vergleich zur bestehenden Rechtslage halten Sie für angemessen, um sicherzustellen, dass die Produktion von Photovoltaikanlagen in Deutschland und Europa weiterhin wirtschaftlich darstellbar bleibt?

Siehe 2.4.4. Sie ist Voraussetzung für eine profitable Produktion in Deutschland und Europa. Damit die Hersteller tatsächlich überleben ist es jedoch erforderlich, dass sie tatsächlich höhere Preise als ihre Konkurrenten erzielen und ihre Innovationszyklen deutlich beschleunigen.

2.4.6 In welchem Umgang unterscheiden sich die Produktionskosten von Photovoltaikanlagen in Deutschland, Europa und an anderen Produktionsstätten und aus welchen Gründen?

Die stärksten Wettbewerber der deutschen Hersteller kommen aus China. Dort sind Lohn-, Energie-, Grundstücks- und einige andere Betriebskosten niedriger. In einem globalen Markt müssen die deutschen Hersteller diese Kostenunterschiede jedoch durch Innovativität und höhere Effizienz in der Produktion und dem Produkt kompensieren.

Den deutschen Produzenten macht derzeit jedoch am meisten zu schaffen, dass einige chinesische Hersteller fast unbegrenzten Zugang zu sehr günstigem Kapital haben, was ihnen die Möglichkeit gibt, ihre Preise an die Nachfrage anzupassen und von der Kostenentwicklung zu entkoppeln.

2.4.7 Welche Voraussetzungen müssen durch die Unternehmen selber erfüllt, aber auch durch die öffentliche Hand geschaffen

werden, damit die Konkurrenzfähigkeit von Herstellern von Photovoltaikanlagen aus Deutschland und Europa bei zukünftig weiter sinkenden Einspeisevergütungen gesichert bleibt?

Das Überleben der deutschen Industrie erfordert drei Maßnahmen:

- i. muss die Vergütung so gestaltet werden, dass sich mit dem Preis, der den effizient arbeitenden deutschen Herstellern noch eine profitable Produktion ermöglicht, für den PV-Anlageninvestor noch eine Rendite von 6,5% ergibt,
- ii. müssen die Anstrengungen in Forschung und Entwicklung massiv erhöht werden, sowohl von Seiten der öffentlichen Forschungsförderung als auch von den Herstellern, um ihren Technologievorsprung wieder zu erlangen, zu erhalten bzw ihn auszubauen und
- iii. müssen die deutschen Hersteller ihren Technologievorsprung besser schützen und verhindern, dass durch Maschinenbauer oder auf anderen Kanälen in kurzer Zeit auch ausländische Produzenten dieselben Technologien zur Verfügung haben.

2.5 Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

2.5.1 Welche zusätzliche einmal Absenkungen lassen sich aus Ihrer Sicht für bestimmte Anlagengrößen und Standorte (Dach, Fassade, Freifläche) wissenschaftlich begründen?

Siehe oben: 6% für Anlagen bis 30 kWp und 10% für Anlagen über 30 kWp.

2.5.2 Halten Sie eine einmalige Absenkung oder eine Aufteilung der Absenkungsschritte auf mehrere Quartale für vorteilhafter (Frage gilt sowohl für die im Gesetzentwurf geplante außerordentliche Absenkung als auch die jährliche Degression)?

Für eine Aufteilung in mehrere Schritte übers Jahr spricht eine stärkere Kontinuität in der Absenkung, die nicht zur „Torschlusseffekten“ führt.

Gegen eine zu starke Zergliederung spricht die Berechenbarkeit für die Investoren, da von der Investitionsentscheidung bis zu Realisierung mehrere Monate vergehen (mit der Anlagengröße steigend). Sind die Zeiträume zu kurz, kann die Vergütung während der Planungs-

/Ausführungsphase sinken, was den Markt verunsichert.

Zu berücksichtigen ist auch, dass die Zahl der Schritte pro Jahr von der jährlichen Absenkung abhängen sollte. Bei 5% Absenkung pro Jahr ist ein Schritt angemessen, insbesondere, da die Vergütung über 20 Jahre plus dem Restjahr der Installation bezahlt wird (was dazu führt, dass die 5% Absenkung im Januar kompensiert wird durch die Erhöhung der Vergütungszahlung um 11 Monate, wenn die Anlage im Januar installiert wird). Bei 10% Absenkung ist der Schritt deutlich größer und führt zu „Torschlusseffekten“.

Deshalb halten wir bei einer jährlichen Absenkung von deutlich über 5% eine Aufteilung in zwei Schritte für sinnvoll. Dabei empfiehlt es sich aus o.g. Gründen, die Absenkung zum 1. April und zum 1. Oktober vorzunehmen.

2.5.3 Halten Sie es für sinnvoll, Abweichungen von der Standarddegression in Folge deutlich höherer oder niedriger Installationszahlen im Berechnungszeitraum jeweils zum ersten Januar eines Jahres in Form abweichender Vergütungssätze einzusetzen oder zu einem anderen Zeitpunkt, um zu vermeiden, dass sich der Effekt mit der regelmäßigen Degression kumuliert und hielten Sie in diesem Fall auch einen anderen Berechnungszeitraum als den derzeit geltenden für sinnvoll?

Mehr als zweimal sollte die Vergütung aus o.g. Gründen pro Jahr nicht verändert werden. Deshalb sollten Abweichungen von der Standarddegression zum gleichen Zeitpunkt wie die Standarddegression erfolgen.

3 Degression

3.1 Fragen der Fraktion der CDU/CSU

3.1.1 Halten Sie die Steigerung der jährlichen prozentualen Absenkung der Vergütung um 1 Prozent für gerechtfertigt?

Nein. Die jährliche Absenkung der Vergütung muss sich an den Kostensenkungsfortschritten der Industrie orientieren, um das Ziel des EEGs, den Investoren eine ausreichende Rendite zu ermöglichen und damit deren Investitionen anzulegen, zu erreichen.

Mit der einmaligen Absenkung Mitte 2010 ist der zusätzliche Raum für Absenkungen ausge-

schöpft. Die Industrie wird ihre Kosten aber künftig nur schwerlich so stark senken können, dass der Systempreis jährlich um 9% oder mehr sinkt.

3.1.2 Wie beurteilen Sie die Regelungen zur Anpassung der Degression in Abhängigkeit vom Erreichen der Ausbaukorridors („atmender Deckel“)?

Siehe oben.

3.1.3 Wie beurteilen Sie den Umfang des zukünftigen Zielkorridors für den jährlichen Zubau von 3,5 GW?

Dieser Zielkorridor ist vernünftig gewählt, da bei einem Ausbau in dieser Größenordnung bis zum Jahr 2020 der Anteil des Solarstroms am Stromverbrauch auf 7% bis 8% ansteigt.

3.2 Fragen der Fraktion der SPD

3.2.1 Welche mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenziale sehen Sie im Bereich der Photovoltaik-Systeme (Module, Komponenten und Montage)? Wie hoch sollte die jährliche Basisdegression ausgestaltet sein?

Bei deutlicher Erhöhung der F&E-Aktivitäten halten wir eine Halbierung der Modulkosten innerhalb von 4 Jahren für möglich. Dagegen ist die Möglichkeit der Kostenreduktion für sonstige Komponenten wie Wechselrichter, Montagegestelle, Kabel, Verteiler sowie für Vertrieb und Montage deutlich geringer. Der Kostenanteil der Module ist bereits von ca. 70% auf 50 bis 60% gesunken.

Entsprechend der Lernkurventheorie, die bei einer Verdopplung der Gesamtleistung jeweils die Kostensenkung um denselben Faktor (den wir pro Verdopplung mit 15% für das Gesamtsystem annehmen) verspricht, muss sich die jährliche Kostenreduktion in den kommenden Jahren tendenziell verringern, da das stark exponentielle Wachstum der letzten Jahre in den nächsten Jahren voraussichtlich abschwächen wird. Langfristig wird das Wachstum jedoch wieder zunehmen, wenn die Photovoltaik ohne Förderinstrumente wirtschaftlich eine interessante Option darstellt.

Die Basisdegression sollte momentan noch auf 8% belassen werden, doch muss fest damit gerechnet werden, dass sie bei der nächsten EEG-Novelle wieder auf die Größenordnung von 5% reduziert werden muss.

Um für die Festlegung einer angemessenen Degression eine wissenschaftlich belastbare Grundlage zu haben, empfehlen wir, dass in der Begleitung des EEGs künftig auch die Kostenreduktionsfortschritte in der Industrie ermittelt werden.

3.2.2 Wie beurteilen Sie den im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen atmenden Deckel unter besonderer Berücksichtigung der Zielmarke von 3.000 Megawatt Neuinstallation pro Jahr?

Siehe 2.3.4

3.2.3 Inwieweit wird die Planungs- und Investitionssicherheit der Hersteller und Installateure gefährdet, wenn - wie im Gesetzesentwurf vorgesehen - die jährliche Degression in Abhängigkeit zur Marktentwicklung zwischen 1,5 und 17 Prozent schwankt und die Vergütung für das Folgejahr immer erst kurzfristig verkündet wird?

2009 war die Branche gut in der Lage gewesen, mit der Kenntnissgabe der tatsächlichen Degression 2 Monate vor dem Eintreten umzugehen. Angesichts der starken Marktschwankungen der letzten Jahre stellt dies keine besondere Herausforderung dar. Allerdings handelt es sich bislang nur um relativ kleine Änderungen um den Standarddegressionssatz herum.

Entscheidend für die Produzenten, Händler und Installateure ist nicht die Höhe der Anpassung und der Ankündigungszeitraum, sondern das tatsächliche Marktvolumen. D.h. es kommt darauf an, ob die Rendite nach Absenkung für die Investoren noch so hoch ist, dass weiterhin eine Nachfrage besteht bzw. ob die Industrie in der Lage ist, die Preise so stark zu senken, dass eine ausreichende Nachfrage vorhanden ist.

3.2.4 Wäre es aus Ihrer Sicht sinnvoll, den jährlichen Degressionsschritt unterjährig (z.B. jeweils zum 1. Juli) vorzunehmen und als Berechnungsgrundlage das vorherige Kalenderjahr dienen zu lassen?

Ja, eine Verschiebung auf den 1. Juli, oder eine Aufteilung und Verschiebung auf 1. April und 1. Oktober wäre vorteilhaft. Siehe auch 2.5.2.

3.2.5 Durch die bisherige Diskussion über die Absenkung der Vergütung ist die aktuelle Nachfrage nach Solaranlagen explodiert, weil Investoren noch auf eine Vergütung nach der bisher geltenden Regelung im EEG erreichen möchten. Wie beurteilen

Sie vor diesem Hintergrund die geplante Degressionsregelung für das Jahr 2011 in § 20 Abs. 3 Nr. 1 des EEG-Entwurfs, wonach die Leistung der bei der BNetzA im Zeitraum Juni bis September 2010 gemeldeten Solaranlagen mit dem Faktor drei multipliziert werden sollen und die Degression um bis zu weiteren 8 Prozent abgesenkt werden sollen?

Nach der Erfahrung vom Dezember 2009 ist damit zu rechnen, dass der Juni die mit Abstand höchste Anschlussleistung im Jahr 2010 aufweisen wird. Da dieser Monat jedoch nichts mit der künftigen Attraktivität für PV-Installationen zu tun hat sondern allein aus der starken zusätzlichen Absenkung ab 1. Juli 2010 resultiert, halten wir es für bedenklich, dass der Monat im Referenzzeitraum für die künftige Absenkung liegen wird.

Wir halten es für angemessen, die Installationen zwischen Juli und September mit einem Faktor 4 zu multiplizieren und als Grundlage für die Absenkung zu nehmen.

Dabei sei auch bemerkt, dass eine Absenkung von zusätzlich 8 Prozent zur Standarddegression mit hoher Wahrscheinlichkeit inakzeptabel hoch ist und den Markt massiv schädigen wird. Wir empfehlen deshalb eine Reduzierung auf maximal zusätzlich 4 Prozent.

3.3 Fragen der Fraktion DIE LINKE.

3.3.1 Welche Auswirkungen hat eine zusätzliche Degression der Einspeisevergütung bei Überschreiten des Zielkorridors auf den Zubau installierter Leistung im Bereich Photovoltaik?

Eine zusätzliche Absenkung hat - solange sie eine stärkere Kostendegression widerspiegelt - keinen negativen Effekt.

Die zusätzliche Absenkung wird jedoch - sobald die gesamte Degression deutlich über die Kostensenkungsrate hinausgeht - zuerst die deutschen Hersteller treffen und ihre Produktion gefährden (siehe oben), dann die Qualität der Anlagen und Installationen gefährden, die auf Basis von Billigangeboten realisiert wurden und zuletzt den Markt kollabieren lassen, wenn die Produzenten weltweit die erzwungene Preissenkung nicht mehr durch Kostensenkungen kompensieren können.

3.3.2 Welche Auswirkungen hat eine flexible Gestaltung der Degression der Ein-

speisevergütung in Abhängigkeit vom Unter- bzw. Überschreiten des Zielkorridors auf die Planungssicherheit von Investoren und anderen Akteuren der Solarbranche?

Die Planungssicherheit nimmt bei begrenzter flexibler Gestaltung der Degressionssätze und – vor allem – bei weiterhin positiver Marktentwicklung keinen Schaden.

Wenn allerdings für die deutschen Unternehmen durch einen hohen Standarddegressionssatz von 9% plus einer deutlichen Erhöhung um 2% bis 8% im Januar 2011 nach der Absenkung um 16% Mitte 2010 schon heute klar ist, dass sie trotz größter Anstrengung diese voraussichtlich etwa 30% Kostensenkung nicht realisieren können, werden sie sich nicht mehr in Deutschland engagieren. Der Hersteller Schott Solar hat die Konsequenzen schon gezogen und will laut einer dpa-Meldung vom 10. April künftig nur noch in Asien Produktionskapazitäten aufbauen. Die Investitionssicherheit wird also im Wesentlichen nicht durch die Unsicherheit der zusätzlichen Degressionsschritte, sondern der insgesamt schon im Standardbereich zu hohen Absenkung gefährdet.

Trotzdem wäre eine Kappung der zusätzlichen Degressionsschritte auf beispielsweise 4% für 2011 und 2012 als vertrauensbildende Maßnahme sehr zu begrüßen. Sie wäre dadurch gerechtfertigt, dass eine Kostenreduktion von PV-Systemen in der Größenordnung von 9% + 8% = 17% im Jahr 2011 und im Jahr 2012 aus unserer Sicht nicht möglich ist, was bedeutet, dass diese Absenkungen den Markt deutlich schädigen werden.

3.3.3 Besteht ein Zusammenhang zwischen jährlichem Zubau installierter Leistung in Deutschland und den Produktionskosten von PV-Anlagen einerseits und den Marktpreisen für PV-Anlagen andererseits?

Die Kostenentwicklung hängt entsprechend der Lernkurventheorie direkt vom Weltmarktvolumen ab (siehe auch 3.2.1).

Die Entwicklung der Marktpreise muss zwar langfristig der Kostenentwicklung folgen, doch kurzfristig hängen sie viel stärker von der Angebots-Nachfrage-Relation ab. Aufgrund des weltweiten Überangebotes sind sie 2009 stark eingebrochen und liegen heute teilweise unter den Produktionskosten der Unternehmen, zwischen 2004 und 2008 dagegen lagen sie deutlich über den Produktionskosten in vielen Unternehmen, was damals zu hohen Gewinnen geführt hatte.

3.3.4 Kann, wie im Gesetzesentwurf vorgesehen, von den registrierten Photovoltaikanlagen im Zeitraum Juni bis September 2010 auf den Jahreszubau an Photovoltaik geschlossen werden?

Wir gehen davon aus, dass die zusätzliche Absenkung für den Fall eingeführt wurde, dass aufgrund eines stärkeren Marktwachstums zusätzliche Kostenreduktionspotenziale erschlossen werden konnten. Da im Juni aufgrund des Torschlusseffektes der Absenkung zum 1. Juli ein sehr hoher einmaliger Installationswert zu verzeichnen sein wird (viele Anlagen, die im April und Mai gebaut werden, werden erst im Juni angeschlossen werden), ist der Zeitraum Juni bis September nicht als Referenzwert geeignet. Wir empfehlen dagegen die Monate Juli bis September (siehe auch 3.2.5).

3.3.5 Welche jährliche Basis-Degression der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen halten Sie basierend auf den mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenzialen in der PV-Produktion für angemessen?

Wir erwarten, dass die Industrie zwar bei großen F&E-Anstrengungen für die PV-Module über mehrere Jahre eine Kostensenkung in der Größenordnung von 10% jährlich realisieren kann, allerdings halten wir diese jährliche Kostensenkungsrate für das PV-Gesamtsystem für ausgeschlossen. Deshalb muss diese mittelfristig wieder deutlich reduziert werden, wobei langfristig – nach Erreichen der Wirtschaftlichkeit in ersten Marktsegmenten – die Nachfrage weltweit stark anziehen und damit auch die Kostensenkung sich wieder beschleunigen wird (siehe auch 3.2.1).

3.3.6 Wie würden sich vierteljährliche anstatt jährliche Degressionsschritte auf die Stetigkeit des Zubaus von PV-Anlagen sowie auf einzelne Branchenteilnehmer (Beschäftigte, Zulieferer, Hersteller, Montierende usw.) auswirken?

Wir halten vierteljährliche Degressionsschritte für zu kurzfristig und würden für halbjährliche Schritte plädieren (siehe 2.5.2).

3.3.7 Würde eine Gewährleistungspflicht für PV-Anlagen von zwanzig Jahren durch den Anlagenhersteller sowie eine die ganze Produktionskette umfassende Herstellerzertifizierung nach Gesichtspunkten der Ressourcen- und Umwelteffizienz der Produktion als Voraussetzung für einen Vergü-

tungsanspruch Einfluss die Wettbewerbsfähigkeit und die Marktanteile von PV-Anlagenherstellern aus Deutschland und Europa haben?

Eine Gewährleistungspflicht von zwanzig Jahren würde generell zu höheren Kosten für die Anbieter führen, die hierfür Rückstellungen bilden würden. Vorteile hätten Unternehmen, die dies nicht tun, was die Gewährleistung wertlos machen kann. Der Nachweis würde zu einem hohen bürokratischen Aufwand führen, wenn er ernsthaft zu führen wäre. Wir halten diese Maßnahme nicht für sinnvoll.

Eine Herstellerzertifizierung als Vergütungsvoraussetzung wäre zu prüfen, ein Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit deutscher und europäischer Hersteller ist denkbar, hängt aber stark von der konkreten Ausgestaltung ab. Ein Zertifizierungskonzept liegt unserer Kenntnis nach noch nicht vor und müsste erst noch erarbeitet werden, was einen ausreichenden Vorlauf bedarf.

3.4 Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

3.4.1 Wie bewerten Sie den im Gesetzentwurf vorgesehenen Berechnungsmodus für die zukünftige regelmäßige Degressionshöhe?

Die Degression der Marktentwicklung anzupassen ist generell sinnvoll, allerdings halten wir eine zusätzliche Erhöhung der Degression um bis zu 8 Prozent im Jahr 2011 und bis zu 12 Prozent im Jahr 2012 für deutlich zu hoch und plädieren auf eine Begrenzung auf maximal 4 Prozent (siehe auch 3.3.2).

3.4.2 Halten Sie es besser, wenn eine Degressionserhöhung aufgrund höherer Installationszahlen ebenfalls zum ersten Januar erfolgen soll oder besser zur Jahresmitte?

Wir schlagen vor, die Vergütung jeweils zum 1. April und zum 1. Oktober zu senken, wobei jeweils zum gleichen Zeitpunkt eine ggf. höhere Absenkung erfolgen sollte (siehe auch 2.5.2).

4 Freiflächenanlagen

4.1 Fragen der Fraktion der CDU/CSU

4.1.1 Gibt es aus Ihrer Sicht bereits Nutzungskonkurrenzen zwischen der Flächennutzung für die Landwirtschaft und der Photovoltaik, wenn nein, können solche Nutzungskonkurrenzen entstehen?

Soweit uns aus Gesprächen bekannt ist, gibt es bislang nur im Einzelfall Nutzungskonkurrenzen, repräsentative Daten liegen uns nicht vor.

Unserer Kenntnis nach gibt es die Nutzungskonkurrenz nur bei hochwertigen und ertragsreichen Ackerflächen.

4.1.2 Gibt es bei Ackerflächen Besonderheiten bei der Integration in die Netzinfrastruktur?

Ist uns nicht bekannt.

4.1.3 Ist die Nutzung von Randstreifen an Autobahnen und Schienenwegen eine sinnvolle und verkehrstechnisch tragfähige Alternative zu Ackerflächen?

Sie ist eine interessante Ergänzung, allerdings nicht als tragfähige Alternative zu werten, da die Initiierung von Anlagen immer von regionalen verwurzelten Akteuren und Rahmenbedingungen abhängt.

4.1.4 Bitte bewerten Sie durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen genutzte Flächen aus naturschutzfachlicher Sicht.

Nicht in unserer Kompetenz.

4.2 Fragen der Fraktion der SPD

4.2.1 Welche Bedeutung haben PV-Freiflächenanlagen für die Technologie- und Kostenentwicklung der Photovoltaik und für die energiepolitischen Ziele von Bund, Ländern und Kommunen (EE-Vollversorgung)?

Freiflächenanlagen erzeugen Solarstrom zu den niedrigsten Preisen und sind im künftigen erneuerbaren Energiemix in Ergänzung der dezentralen Solarstromerzeugung auf Dächern notwendig. Weiter tragen sie zur schnelleren Absenkung der Durchschnittskosten der Solarstromerzeugung bei.

Des Weiteren sind die Erfahrungen mit den Freiflächenanlagen in Deutschland wichtig für die Aktivität deutscher Unternehmen im Ausland, wo Freiflächenanlagen teilweise deutlich höhere Marktanteile aufweisen.

4.2.2 Inwieweit besteht bei PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen (gemäß § 32 Abs. 3 Nr. 3) überhaupt eine Nutzungskonkurrenz zur landwirtschaftlichen Nutzung - angesichts lediglich rund 2.500 ha Fläche die derzeit insgesamt von PV-Freiflächenanlagen in Anspruch genommen wird und ca. 10.000 ha, die nach Branchenschätzung bis 2020 in Anspruch genommen werden? Wie verhält sich dieser Flächenbedarf zum Flächenbedarf anderer energetischer Nutzungsformen auf landwirtschaftlichen Flächen?

Nicht bekannt.

4.2.3 Wie beurteilen Sie die durch den Gesetzesentwurf vorgenommenen Eingriff in die kommunale Planungshoheit?

Freiflächenanlagen erfordern die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung. Sie sollten deshalb auch in der Planungshoheit der Kommunen verbleiben, insbesondere, da sie teilweise auch wichtige Bausteine kommunaler Energiekonzepte sind.

4.3 Fragen der Fraktion der FDP

4.3.1 Wie wirkt sich die völlige Streichung der PV-Vergütung auf Ackerflächen auf die Entwicklung der PV (Ausbauzahlen, Wälzungskosten bei gegebenem Zielkorridor) aus?

Angesichts des relativ geringen Anteils der PV-Anlagen auf Ackerflächen von etwa 10% wird sich die völlige Streichung nur unwesentlich auf die Marktentwicklung auswirken. Da es sich jedoch um das Marktsegment mit der geringsten Vergütungshöhe handelt und dieses mangels Konversionsflächen nicht ausgeglichen werden kann, wird dadurch der durchschnittliche Vergütungssatz steigen.

4.3.2 Gibt es aus Ihrer Sicht bereits Nutzungskonkurrenzen zwischen der Flächennutzung für die Nahrungsmittelproduktion, für die Bioenergie-Produktion und der Photovoltaik, wenn nein, wie schätzen Sie solche Nutzungskonkurrenzen für die Zukunft ein?

Siehe 4.1.1.

4.3.3 Welche Größe des Korridors um Autobahnen und Schienenwege ist notwendig, damit die Nutzung von Randstreifen eine wirtschaftlich tragfähige Alternative zur Ackernutzung ist?

Hierzu müssten detaillierte Abschätzungen vorgenommen werden.

4.3.4 Welche alternativen Möglichkeiten sind statt eines Förderausschlusses auf Ackerflächen geeignet, um die Konflikte der PV-Freiflächen mit anderen Interessen (Schutz gegen überhöhte Pachtpreise, Nutzungskonkurrenzen, Flächenverbrauch, Landschaftsbild) wirksam zu begrenzen?

Wir empfehlen eine Richtlinie oder Leitfaden für die kommunalen und regionalen Planungsbehörden zu erarbeiten mit Bedingungen, die für die Genehmigung von Freiflächen gegeben sein sollten.

4.4 Fragen der Fraktion DIE LINKE.

4.4.1 Wie beurteilen Sie die Flächenkonkurrenz zwischen der Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen durch PV-Freiflächenanlagen und der landwirtschaftlichen Nutzung als Ackerfläche?

Siehe 4.1.1.

4.4.2 Welcher maximale Flächenbedarf an (ehemaligen) Ackerflächen für PV-Freiflächenanlagen ergäbe sich mittel- und langfristig bei einem Fortbestand der bisherigen Einspeisevergütung?

Abschätzung kurzfristig nicht möglich.

4.4.3 Welche Einschränkung sollten beim Vergütungsanspruch oder bei der Höhe der Vergütung für PV-Anlagen auf ehemaligen Ackerflächen getroffen werden (z.B. Anlagengröße; Flächengröße; Bodengüte; Naturschutz; Landschaftsbild) um die Nutzungs-

konkurrenzen zu minimieren? (bitte möglichst konkrete Angaben)

Wir empfehlen die Erarbeitung einer Richtlinie/eines Leitfadens unter Beteiligung und im Konsens mit Vertretern der Landwirtschaft, des Naturschutzes, lokaler und regionaler Planungsbehörden und der PV-Industrie.

4.4.4 Welche Möglichkeit für eine Förderung von PV-Freiflächenanlagen auf Grünland sehen Sie bei Anlegen strikter Naturschutzkriterien und unter Vermeidung von Konflikten mit landwirtschaftlicher Nutzung?

Keine Antwort.

4.5 Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

4.5.1 Was ist unter ökonomischen Gesichtspunkten davon zu halten, gerade die agrarischen Freiflächen von der Solarstromvergütung auszuschließen?

Der Ausschluss erhöht die durchschnittliche Vergütungshöhe und ist deshalb ökonomisch nachteilig.

4.5.2 Halten Sie eine Regelung anhand der Ackerzahl als Bewertungszahl für die Qualität des Ackers (basierend auf dem Bodenschätzungsgesetz und im Liegenschaftskataster eingetragen) als eine unbürokratische Variante, um zwischen vergütungsfähigen – und nicht vergütungsfähigen Freiflächenanlagen auf Ackerflächen zu differenzieren?

Die Berücksichtigung der Bodenqualität scheint uns ein sinnvolles Kriterium zu sein.

4.5.3 Halten Sie es für sinnvoll, den landwirtschaftlichen Anbau zukünftig auf Flächen mit Freiflächenanlagen zu erlauben oder aus welchen Gründen sollte dieser weiterhin verboten bleiben?

Es ist zu erwarten, dass künftig PV-Freiflächenanlagen verstärkt so gebaut werden, dass eine gleichzeitige landwirtschaftliche Nutzung auf dem Gelände möglich ist. Dies wäre sehr zu begrüßen und sollte ermöglicht werden.

4.5.4 Haben Sie weitere alternative Vorschläge, wie ein Gegensatz zwischen PV-

Freiflächen und ackerbaulicher Nutzung verringert werden kann?

Nein.

5 Übergangsregelung

Zu diesem Fragenkomplex ist keine Detailkenntnis vorhanden.

6 Eigenverbrauch

6.1 Fragen der Fraktion der CDU/CSU

6.1.1 Führt die zur Debatte stehende Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Bereich des Eigenverbrauches zu einem Absinken oder einer Ausweitung des Fördervolumens für Solaranlagen gegenüber heute?

Für PV-Anlagen bis 30 kWp, die bisher schon einen Eigenverbrauchsbonus erhielten, reduziert sich dieser Bonus durch die Gesetzesänderung von heute 22,76 €/ct/kWh um 8,3 Prozent auf 20,88 €/ct/kWh.

Für PV-Anlagen von 30 kWp bis 800 kWp, die künftig auch den Eigenverbrauchsbonus in Anspruch nehmen können, erhalten die Betreiber für den eigenverbrauchten Strom künftig 12 €/ct weniger als sie erhielten, wenn sie den Strom einspeisen würden. Deshalb sinkt auch in diesem Falle die Wälzungssumme durch die Gesetzesänderung.

6.1.2 Schafft die Förderung des Eigenverbrauchs einen zusätzlichen Anreiz zur Errichtung von Photovoltaikanlagen?

Da die Rendite für PV-Anlagen, die die Eigenverbrauchsregelung in Anspruch nehmen höher ist, erhöht sie prinzipiell den Anreiz zum Bau einer Anlage.

Wie groß dieser Effekt ist hängt von der Vergütung bei Volleinspeisung ab. Ist diese schon attraktiv, ist der Zusatzanreiz begrenzt. Führt die Volleinspeisung aufgrund zu starker Senkung der Vergütungshöhe im Juli 2010 und in den Folgejahren, zu einer unattraktiven Rendite und würde der Eigenverbrauchsbonus diese Anlagen wieder attraktiv machen, wäre der zusätzliche Anreiz sehr stark.

6.1.3 Führt die vorgeschlagene Förderung des Eigenverbrauchs zu einer Entlastung bei den Kosten für die Netzintegration des Photovoltaikstroms?

Unter der Annahme, dass sich die Anlagengrößen und Typen durch die Eigenverbrauchsregelung nicht verschieben, ergibt sich keine Änderung bei der Netzintegration des Photovoltaikstromes. Denn der Unterschied besteht in der einzelnen Anlage nur darin, dass die PV-Anlage bei Volleinspeisung auf der Netzbetreiberseite und bei der Eigenverbrauchsvariante auf der Verbraucherseite des Verbrauchsstromzählers installiert wird.

Leichtere Änderungen bei den Netzintegrationskosten könnten sich ergeben, wenn durch den Eigenverbrauchsbonus der Markt verstärkt von Freilandanlagen hin zu dezentralen PV-Anlagen auf Dächern mit Eigenverbrauch verschiebt. Obwohl uns keine konkreten Daten hierfür vorliegen schätzen wir mögliche Änderungen der Netzintegrationskosten trotzdem als vernachlässigbar ein.

6.1.4 Entstehen durch die Regelungen zum Eigenverbrauch Anreize für Innovationen und Investitionen im Bereich der Speichertechnologie?

Mit einem Stromspeicher besteht die Möglichkeit, den Anteil des eigenverbrauchten Solarstroms zu erhöhen. Deshalb stellt die Eigenverbrauchsregelung prinzipiell einen Anreiz dar für Innovationen und Investitionen im Bereich der Speichertechnologie. Allerdings dürfte dieser nicht sehr groß sein, da der zusätzliche Gewinn für eigenverbrauchten Strom für Privatverbraucher bei ca. 10 €/ct/kWh liegt (Eingesparter Strombezug ca. 22 €/ct/kWh - Reduzierung der Vergütung um 12 €/ct/kWh).

6.2 Fragen der Fraktion der SPD

6.2.1 Welche Auswirkungen hat eine Stärkung des Eigenverbrauchs auf die Entwicklung von Innovationen in der Solar- und Gebäudetechnik

Da der Eigenverbrauch finanziell attraktiver als die Einspeisung ist, werden verschiedene Innovationen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs stimuliert, d.h. neben der oben genannten Speichertechnik wird auch das Lastmanagement im Gebäude, das den Verbrauch in Zeiten der Solarstromerzeugung verschiebt.

6.2.2 Welche Vorteile und insbesondere welches Entlastungsvolumen für das EEG und somit die Stromverbraucher sehen Sie durch eine Stärkung des Eigenverbrauchs im EEG?

Der Vorteil des Eigenverbrauchs ist, dass damit auf der Verbraucherebene ein erster Anreiz geschaffen wird, den Stromverbrauch an das Stromangebot (in diesem Fall von der Photovoltaikanlage) anzupassen. Dies führt zu Innovationen in der Erfassung und der aktiven Steuerung von Stromproduktion und Verbrauch (smart grid).

6.2.3 Wie hoch muss der Anreiz für den Eigenverbrauch sein, wenn mit diesem Anreiz Investitionen in intelligente Haustechnik und Speichertechniken angestoßen werden sollen sowie die Nutzung auch für Gewerbestromkunden attraktiv sein soll - dies unter Berücksichtigung tatsächlicher Arbeitspreise für Strom bei den verschiedenen Kundensegmenten?

Unseres Wissens nach gibt es keine Untersuchungen über den notwendigen Anreiz für den Eigenverbrauch. Prinzipiell müssen über den Bonus mögliche Mehrkosten für die Erfassung des eigenverbrauchten Stroms gedeckt werden. Bei einer Zählergebühr von 20 Euro pro Jahr und einem Anteil von 40% Eigenverbrauch bei einer 3 kWp-Anlage macht das ca. 2 €/ct/kWh. In diesem Fall wäre der Nettomehrertrag 8 €/ct/kWh, was 25 Prozent der Einspeisevergütung entspricht. Vermutlich kann derselbe Anreiz auch bei einem etwas geringeren Bonus angeregt werden, z.B. einer Absenkung um 16 €/ct/kWh statt 12 €/ct/kWh. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Vorteil mit künftig steigenden Stromkosten zunimmt.

Für gewerbliche Nutzer sollte ein durchschnittlicher Strompreis ermittelt werden und die Reduzierung der Vergütung für eigenverbrauchten Strom so berechnet werden, dass ein Vorteil von bspw. 6 €/ct entsteht.

6.3 Fragen der Fraktion der FDP

6.3.1 Führt die zur Debatte stehende Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Bereich des Eigenverbrauches zu einem Absinken oder einer Ausweitung des Marktvolumens und der Wälzungssumme für Solaranlagen gegenüber heute und welche Veränderungen wären ggf. dahingehend sinnvoll?

Der Eigenverbrauch führt tendenziell zur Ausweitung des Marktvolumens und gleichzeitig zur (geringen) Reduzierung der Wälzungssumme (siehe 6.1.1 und 6.1.2).

Als Veränderung halten wir eine Reduzierung des Vorteils von aktuell 10 €ct auf 6 €ct/kWh (für Privatverbraucher) für möglich und empfehlen eine differenzierte Regelung für gewerbliche und private Verbraucher, orientiert an den durchschnittlichen Stromkosten.

6.3.2 Führt die vorgeschlagene Förderung des Eigenverbrauchs zu einer Entlastung bei den Kosten für die Netzintegration des Photovoltaikstroms oder Anreize für Innovationen und Investitionen im Bereich der Speichertechnologie und, wenn nein, welche Veränderungen könnten dies erreichen?

Die Entlastung der Kosten der Netzintegration besteht nur in vernachlässigbarem Umfang (siehe 6.1.3). Wir sehen keine Möglichkeit zu Veränderungen, die die Entlastung erhöhen.

Der Anreiz für Innovationen im Bereich Speichertechnologie besteht (siehe 6.1.4).

Der Anreiz für Innovationen im Speicherbereich könnte durch einen noch höheren Vorteil für den eigenverbrauchten Strom gesteigert werden. Würde dieser aber für alle Eigenverbrauchsanlagen gewährt, gäbe es viele Mitnahmeeffekte, würde er auf Anlagen mit Speichern begrenzt, würde der administrative Aufwand steigen.

6.3.3 Welche Auswirkungen sind durch die vorgesehene stärkere Förderung des Eigenverbrauchs bezüglich der Anreizwirkungen auf der Seite tatsächlicher oder potentieller Anlagenbetreiber, hinsichtlich der Netzstabilität, der Netzkosten, der kommunalen Einnahmen aus Konzessionsabgaben, auf Netzentgelte und EEG-Umlage für Endverbraucher von Strom zu erwarten?

Die Erhöhung des Eigenverbrauchsvorteils wird den Anteil der Anlagenbetreiber erhöhen, die

diesen nutzen. Zusätzliche Anlagen werden stimuliert, weil die Rendite dieser Anlagen höher ist.

Der Einfluss auf die Netzstabilität und die Netzkosten ergibt sich durch die Anpassung des Lastgangs an die solare Stromerzeugung. Diese ist positiv, insoweit Last aus den Abendstunden auf den Tag verschoben wird, allerdings ist der Effekt insgesamt begrenzt, weil Solarstromerzeugung und Lastspitzen im Sommerhalbjahr bereits gut übereinstimmen, ein Ausgleich der winterlichen Lastspitzen aber nicht möglich ist.

Für den eigenverbrauchten Strom reduzieren sich sowohl die EEG-Umlage (siehe 6.1.1) als auch die Konzessionsabgabe, die Netzentgelte und die Stromsteuern.

Eine erste grobe Schätzung der entgangenen Konzessionsabgabe, Netzentgelte und Stromsteuern für PV-Anlagen, die im Jahr 2011 installiert werden, beläuft sich auf 20 bis 100 Mio Euro pro Jahr.

6.3.4 Könnte durch eine Pflicht zur Installation von Akkumulatoren oder die Vorgabe eines lastoptimierten Einsatzes des gespeicherten Stroms oder die Vorgabe 100%-igen Eigenverbrauchs als Fördervoraussetzung die Belastung des Stromnetzes vermieden oder vermindert werden und wann wären die technischen Voraussetzungen dafür verfügbar?

Die Belastung des Stromnetzes wird dann reduziert, wenn durch den Eigenverbrauch Lastspitzen im Netz zuverlässig reduziert werden. Dies ist allein durch den Eigenverbrauchsbonus nicht zu erreichen, denn dieser führt zu einer Optimierung des Eigenverbrauchs, nicht der Lastspitzenminimierung.

Allerdings wird mit dieser Regelung ein erster wichtiger Schritt in Richtung aktiver Erfassung und Steuerung von Stromerzeugung und Stromverbrauch gemacht, der wichtige Erfahrungswerte und eine gute Basis für künftig weitergehende Regelungen liefern wird.

Da die Kosten für Stromspeicher relativ hoch sind, würde eine 100%-iger Eigenverbrauch nur bei relativ kleinen Anlagen im Verhältnis zum Stromverbrauch wirtschaftlich interessant sein. Diese Forderung wäre kontraproduktiv.

Die Verpflichtung zur Installation eines Stromspeichers ist in der aktuellen Phase noch zu früh und nicht sinnvoll. Im ersten Schritt werden durch die Eigenverbrauchsregelung intelligente Stromzähler, die auch den Verbrauch beeinflussen können, stimuliert. Die Stimulation von

Stromspeichern sollte dann für eine zweite Phase überprüft werden.

6.3.5 Sind Ihnen konkrete Techniken bekannt, welche es ermöglichen, dass die gesamte Tagesproduktion einer Solarstromanlage von beispielsweise sechs Kilowattstunden je installiertem Kilowatt PV-Anlagenleistung gleichmäßig über die 24 Stunden eines Tages an das Netz abgegeben werden kann, wann wären ausreichende Akku-Kapazitäten vorhanden und welche Kosten verursachen solche Anlagen aktuell und in der Prognose für die Zukunft?

Mit den aktuell vorhandenen Bleibatterien, Laderegler und Wechselrichtern ist eine Speicherung der Solarstromproduktion über einen Tag und gleichmäßige Abgabe über 24 Stunden bereits problemlos technisch machbar. Allerdings bringt dies netztechnisch keinen nennenswerten Vorteil, da der Lastgang im Stromnetz in der Nacht einen Tiefpunkt hat und tendenziell Stromüberschüsse vorhanden sind. Vorteilhafter wäre es, die Netzeinspeisung dem Lastgang des Stromnetzes anzupassen, um das Stromnetz zu entlasten. Allerdings wird das Netz erst dann richtig entlastet, wenn die Speicherkapazitäten ausreichen, den Solarstrom zuverlässig zum Ausgleich von Lastspitzen über das ganze Jahr vorzuhalten.

Dabei ist zu bedenken, dass durch die Zwischenspeicherung Energie verloren geht, weshalb die Zwischenspeicherung erst ab dem Moment sinnvoll wird, ab dem der Solarstromanteil so hoch ist, dass die Einspeisung aufgrund mangelnder Netzkapazitäten nicht mehr möglich ist.

Deshalb empfiehlt sich in einer ersten Phase die Anpassung des Stromverbrauchs an die Solarstromerzeugung, was den Gesamtwirkungsgrad des Systems auch erhöht, da keine Speicherverluste entstehen.

6.3.6 Wo läge im Vergleich zur geplanten Eigenverbrauchsförderung der Vorteil eines so genannten "Netzentlastungsbonus", wonach eine erhöhte Vergütung dann gezahlt würde, wenn durch technische Maßnahmen sichergestellt ist, dass die gesamte Tagesproduktion der Solarstromanlage gleichmäßig über die 24 Stunden eines Tages an das Netz abgegeben wird?

Eine pauschale Antwort ist nicht möglich.

6.3.7 Wie verhält sich das Modell der Eigenverbrauchsförderung zu dem Ziel durch Schaffung intelligenter Netze das „demand side management“ zu verbessern z.B. durch die Angebotspflicht lastabhängiger Endkundertarife?

Die Eigenverbrauchsförderung ergänzt die Entwicklung des demand side management hervorragend und wird zur technischen Entwicklung deutlich beitragen.

6.3.8 Wäre es gesetzessystematisch möglich und sinnvoll, statt der Befristung der Eigenverbrauchsregelung entsprechend der Anlagen-Inbetriebnahme (dann aber mit der 20-jährigen Garantie) vorzusehen, dass eigenverbraucher Strom aus neuen Anlagen zunächst nur bis zum 31.12.2011 die Eigenverbrauchsförderung erhält und in der EEG-Novelle 2012 dann neu über die Eigenverbrauchsvergütung dieser Anlagen entschieden wird?

Die Entscheidung der Investoren, die Eigenverbrauchsregelung zu nutzen, werden sie in der Regel nur treffen, wenn sie zuverlässig wissen, wie hoch die Vergütung über 20 Jahre ist. Deshalb ist der Vorschlag, den Eigenverbrauchsbonus bis zum 31.12.2011 zu befristen nicht sinnvoll.

6.4 Fragen der Fraktion DIE LINKE.

6.4.1 Wie hoch muss eine zusätzliche Vergütung sein, um ausreichende Anreize für den Eigenverbrauch produzierten PV-Stroms zu setzen?

Als zusätzliche Vergütung reichen nach unserer Einschätzung 6 €ct/kWh aus (siehe 6.2.3).

6.5 Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

6.5.1 Wie hoch sollte der Eigenverbrauchsvergütungsvorteil gegenüber der Einspeisungsvergütung sein, um einen ausreichenden Anreiz zu generieren und ab welcher Höhe ist eine Überförderung zu befürchten?

Als zusätzliche Vergütung reichen nach unserer Einschätzung 6 €ct/kWh aus (siehe 6.2.3).

6.5.2 Halten Sie den zugrunde liegenden Berechnungsmodus für die Eigenverbrauchsvergütung für stimmig, oder wo müsste hier nachkorrigiert werden?

Der Berechnungsmodus (Einspeisevergütung minus 12 €ct/kWh) ist zu wenig differenziert. Der Vorteil ergibt sich aus der Summe der vermiedenen Stromkosten plus des Eigenverbrauchbonus. Da die Stromkosten für Gewerbekunden deutlich niedriger liegen können als für Privatkunden, muss hierbei unterschieden werden (siehe 6.2.3).

6.5.3 Wie sollte die Eigenverbrauchsregelung gestaltet werden, damit der Stromverbrauch des PV-Stromerzeugers so angereizt werden kann, dass Lastspitzen im Netz verringert werden?

Da die Lastspitzen im Stromnetz vielfach von der Lastspitze des Anlagenbetreibers sowie stark vom Stromerzeugungsprofil des Betreibers abweichen (Lastspitze im Winter, Solarstromspitze im Sommer), ist kurzfristig keine zuverlässige Reduzierung der Lastspitzen im Stromnetz zu erwarten. In einer ersten Phase sollte die Eigenverbrauchsregelung darauf fokussiert werden, intelligente Stromzähler und das Geräte zum demand-side-management zu entwickeln.