

Stellungnahme der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) zur BMWi-Kabinettsvorlage mit Anlage „Eckpunkte für die Reform des EEG“ (EEG 2.0) vom 21.01.2014

Die DGS kritisiert die oben genannten Vorschläge der Bundesregierung für die Reform des EEG als nicht zielführend und kontraproduktiv auf dem Weg zu einer kompletten Umstellung unserer gesamten Energieversorgung auf erneuerbare Energiequellen bis zum Jahre 2050. Wind- und Solarstrom sind in den letzten Jahren so günstig und wettbewerbsfähig geworden, dass ein weiterer zügiger Ausbau ohne nennenswerte zusätzliche Kostenbelastung möglich ist. Mittel- und langfristig ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) ein Gewinn für Wirtschaft (hohe Wertschöpfung im Land, Reduzierung der Abhängigkeit von Importen) und Klimaschutz. Der CO₂-Handel, ursprünglich als Steuerungselement gedacht, um in Europa den Umweltkosten ein Preisgesicht zu geben, funktioniert derzeit nicht. Zu viele CO₂-Emissionszertifikate sind auf dem Markt. Die Folge: Der Preis für ein Emissionszertifikat liegt heute bei nur noch ca. 3 Euro pro Tonne (Bild 1). Damit gibt es keine Anreize, in CO₂-emissionsarme Techniken zu investieren. Die Folgen sind dramatisch: Die umweltbelastende Kohleverstromung hat in Deutschland und Europa im vergangenen Jahr massiv zugenommen, der Ausstoß an CO₂ steigt wieder zum ersten Mal seit 1990 in Deutschland.

Veränderung des EEG-Umlagemechanismus auch im Hinblick auf den europäischen Kontext

Grundsätzlich muss der EEG-Umlagemechanismus verändert werden, da paradoxe Effekte entstanden sind. Die Höhe der EEG-Umlage wurde als Differenz zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütung festgelegt. EE-Anlagen liefern Strom mit Grenzkosten nahe Null und verdrängen so die Anlagen aus dem Netz, die teuren Strom liefern (z. B. Gas). Das geschieht bei Photovoltaik (PV)-Anlagen besonders zur Mittagszeit, so dass dann der Börsenstrompreis sogar negative Werte annehmen kann. Damit erhöht sich die EEG-Umlage zu Lasten der Kleinverbraucher wie Haushalte etc. (sogenannter Merit-Order-Effekt).

Zusätzlich steigt die Umlage dadurch, dass große Teile von Industrie und Gewerbe von der Umlage befreit sind. Außerdem kann Strom zu Zeiten hoher Sonneneinstrahlung bzw. Windaufkommen billig in andere Europäische Länder exportiert werden. Davon profitieren zunehmend die Stromhändler.

Je mehr preisgünstiger EE-Strom erzeugt wird, umso stärker wächst die EEG-Umlage für Kleinverbraucher, eine paradoxe Situation.
--

Die Nutznießer der günstigen Strompreise (Großverbraucher, Stromhändler) müssen an der EEG-Umlage beteiligt werden. Die Ausnahmeregelungen zur EEG-Umlage für Großverbraucher müssen auch in Hinblick auf den europäischen Kontext abgeschafft werden, auch um die Kostenbelastung von Kleinverbrauchern (Haushalte und Gewerbe) zu reduzieren. Da die Industriestrompreise für Großverbraucher deutlich unter denen vieler europäischer Länder liegen, sollten sie zumindest anteilig mit der EEG-Umlage belastet werden.

Angemessene Bewertung von CO₂-Emissionsrechten bzw. Einführung einer CO₂-Steuer

Die Preise für Strom aus fossilen Kraftwerken (besonders Kohle) sind in Deutschland und Europa niedrig, da sie kaum durch die CO₂-Zertifikate (CO₂-Emissionsrechte) belastet werden, die den Großemittenten kostenlos beziehungsweise sehr preiswert überlassen wurden.

Die konventionelle Stromwirtschaft ließ 2011 zum geplanten Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie verlautbaren, dass die damit einhergehende verstärkte Nutzung fossiler Energieträger die Nachfrage und damit den damaligen Preis der Emissionszertifikate von 17 Euro je Tonne um rund fünf Euro pro Tonne erhöhen dürfte [Harvey, F.: Germany's nuclear phase-out will cause UK emissions to fall, report says. The Guardian, 22. Juni 2011, www.guardian.co.uk]. Tatsächlich sank der Preis der CO₂-Emissionsrechte im April 2013 auf unter 3 Euro je Tonne (siehe Bild 1). Damit ist der Einfluss dieser »Klimaabgabe« auf die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke vernachlässigbar.

Figure 4: EUA and CER prices (2008–2013)



Bild 1: Preisentwicklung der CO₂-Emissionszertifikate [World Bank Finds 60 Carbon Pricing Systems in place or in DEVELOPMENT; <http://www.enviroassociates.org.uk/?p=3702>]

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) der vorherigen Bundesregierung hat in Brüssel erfolgreich verhindert, dass entsprechend dem Vorschlag der EU-Kommission, 900 Millionen Zertifikate vom Markt genommen werden, um die Preise steigen zu lassen. Dies muss von der jetzigen Bundesregierung umgehend rückgängig gemacht werden.

Sollte jedoch der CO₂-Handel dann weiterhin als Instrument versagen, fordert die DGS die Bundesregierung auf, sich für eine angemessene CO₂-Steuer auf der EU- sowie der nationaler Ebene einzusetzen.

Kosteneffiziente Energiewende: Höhere Anteile der vergütungssenkenden EE-Technologien

PV- und Onshore-Windkraftanlagen stellen Strom besonders kostengünstig zur Verfügung. Damit wirken sie sich prinzipiell senkend auf die durchschnittliche EEG-Vergütung von Wind, Solar, Biomasse und Wasserkraft aus. Vor diesem Hintergrund sollte insbesondere die kostenintensive Strombereitstellung von Offshore-Windkraftanlagen in Frage gestellt werden.

In diesem Zusammenhang weisen wir auf Unstimmigkeiten im Eckpunktepapier des BMWi hin. Dort findet sich unter Gliederungspunkt 1. folgende Grafik (Bild 2) zur zukünftigen EEG-Vergütungsstruktur:

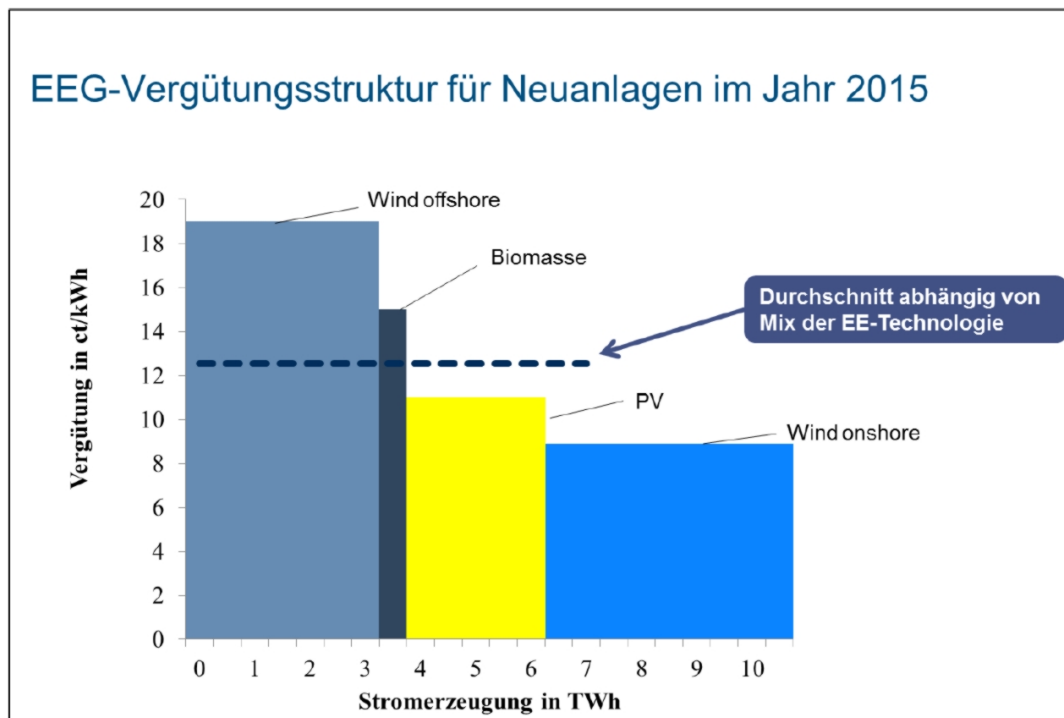


Bild 2: aus dem Eckpunktepapier EEG 2.0

Für die Vergütungsstruktur 2015 geht das BMWi von 2,5 TWh Stromerzeugung durch PV-Anlagen aus. Dies ist nach unserer Ansicht nicht richtig: Prinzipiell werden ab 2014 nur noch 90% der jährlichen Stromerzeugung bei Anlagen über 10 kW Nennleistung nach dem EEG vergütet. Im Kleinanlagensegment unter 100 kW kann von einem durchschnittlichen Eigenverbrauch von mindestens 50% ausgegangen werden. Daraus ergibt sich ein mittlerer Eigenverbrauchsanteil von ca. 30 % über alle Anlagen. Somit würde sich eine vergütungsrelevante Stromerzeugung durch PV-Anlagen im Jahr 2015 (bei einem mittleren solaren Ertrag von 900 kWh/kWp und einer zugebauten Leistung im Zielkorridor von 2,5 GW) in Höhe von 1,57 TWh ergeben. Dies führt bei dem Übergewicht von OffShore-Wind zu einer Reduzierung von vergütungsrelevanter PV-Stromerzeugung von 1 TWh und damit zu einer Erhöhung der Durchschnittsvergütung.

Kosteneffiziente Energiewende: Mechanismen für das Vorhalten von Kapazität

Neben Kosteneffizienz und Klimaschutz hat die Versorgungssicherheit im künftigen Strommarkt höchste Priorität. In Zeiten mit einem fehlenden Angebot von Strom aus Wind- und Solaranlagen müssen andere Kraftwerke den Strom erzeugen, zumindest solange keine ausreichenden Speichersysteme zur Verfügung stehen.

In der Debatte um das zukünftige Strommarktdesign werden Kapazitätsmechanismen zur Finanzierung von dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung diskutiert. Dabei geht es um eine Vergütung für die Vorhaltung von Kraftwerkskapazität zur Sicherstellung des erforderlichen bzw. gewünschten Niveaus an Versorgungssicherheit.

Hintergrund für die Annahme zukünftiger nicht ausreichender Kraftwerkskapazitäten ist, dass sich in liberalisierten Strommärkten Neu- und Ersatzinvestitionen in Kraftwerksleistung nicht allein über den Energieverkauf, den sogenannten Energy-only-Markt, refinanzieren lassen. Diese Annahme ist jedoch nicht erwiesen.

Ein funktionierender Energy-only-Markt setzt voraus, dass in Zeiten der Knappheit auch hohe Strompreise akzeptiert werden, damit Kraftwerke mit geringer Volllaststundenzahl genügend Deckungsbeiträge zur Einspielung der Vollkosten erwirtschaften können. Zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten und Missbrauch von Marktmacht kann es jedoch sinnvoll sein, den Preis an der Börse nach oben zu limitieren. Kraftwerksleistung, die nur für Zeiten absoluter Knappheit benötigt wird, muss mit anderen Instrumenten finanziert werden.

In einem Stromsystem der Zukunft, mit einem überwiegenden Anteil der fluktuierenden Quellen Sonne und Wind, verschärft sich dieser Effekt. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes darf nicht zur Subventionierung von konventionellen, kaum regelbaren, Kraftwerken führen, für die es in einem Umfeld hoher fluktuierender Erzeugungsleistung keine sinnvolle Einsatzmöglichkeit mehr gibt, da z.B. hohe Kapitalkosten eine hohe Volllaststundenzahl zur Refinanzierung erfordern. Dies gilt beispielsweise für GuD-Kraftwerke ohne KWK.

Der Strommarkt ist derzeit bestimmt durch Überkapazitäten im Kraftwerksmarkt. Das Abschalten konventioneller Altkraftwerke führt zunächst zu keiner Knappheit an Kraftwerkskapazität. Lediglich aus netztechnischen Gründen wird der vorübergehende Erhalt von unwirtschaftlich gewordenen Kraftwerken gerechtfertigt. Grundsätzlich sind Kapazitätsmechanismen keine Neuheit. Der Regelenenergiemarkt in Form der Primärregelung, Sekunden- und Minutenreserve basiert auf der Ausschreibung von vorgehaltener Kraftwerksleistung (in positiver sowie negativer Richtung) durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Modifizierung des Minutenreservemarktes zu einem Systemreservemarkt

Statt der Einführung neuer Kapazitätsmärkte sollten die bestehenden erprobten Mechanismen wie die Minutenreserve genutzt und ggf. erweitert werden.

Die DGS unterstützt das Konzept eines Kapazitätsmarktes in Form eines erweiterten Minutenreservemarktes. Dieser transparente, gemeinsame Markt für Kapazitäten sorgt für einen starken Wettbewerb zwischen den Anbietern und integriert dabei bisherige Mechanismen (wie Winterreserve und abschaltbare Lasten). Einheitliche Flexibilitäts-Anforderungen sorgen für eine große Akteursvielfalt. Dabei sind Maßnahmen des Lastmanagements, der Einsatz von Speichern sowie Kraftwerkskapazität gleichberechtigt zu berücksichtigen. Die ersteigerte Systemreservekapazität kann von den Übertragungsnetzbetreibern je nach Bedarf flexibel in Form von Minutenreserve am DayAhead- und Intraday-Markt sowie für netzstützende Maßnahmen (Redispatch usw.) eingesetzt werden. Außerdem kann die Verteilung der ersteigten Kapazitäten dabei regional gesteuert werden. Die auszuschreibende Leistung wird von Jahr zu Jahr gesteigert (siehe Jochen Schwill und Hendrik Sämisch, Next Kraftwerke GmbH, Köln: www.next-kraftwerke.de/energie-blog/ausgestaltung-kapazitaetsmarkt)

Zitat: „Ein effizienter Kapazitätsmarkt sollte also kostengünstig, Investitionsanreize setzend, marktorientiert, diskriminierungsfrei und transparent sein. Was bisher übersehen wurde: Einen derartigen Strommarkt gibt es bereits seit einigen Jahren. Der Markt für positive Minutenreserve ist praxiserprobt und erfüllt alle von Mundt aufgestellten Kriterien. Daher ist zu empfehlen, den bestehenden positiven Minutenreservemarkt zu einem Systemreservemarkt zu modifizieren, der sowohl die Bedürfnisse eines Regelenenergiemarktes befriedigt, als auch die eines Kapazitätsmarktes“

Bezahlbarkeit der Energiewende: Teil der EEG-Umlagekosten zeitlich in die Zukunft strecken

Die momentanen Strompreise können entlastet werden, wenn ein Teil der EEG-Umlagekosten mittels eines kreditfinanzierten KfW-Fonds gedeckt würde. Zukünftige Generationen werden von den günstigeren Erneuerbaren Energien (Grenzkosten nahe Null) im Vergleich zu den steigenden Kosten der fossilen Stromerzeugung profitieren. Die DGS unterstützt diese Vorschläge, die der jetzige Bundesverkehrsminister Alexander Dobrindt 2012 und die Bayerische Wirtschaftsministerin Ilse Aigner 2013 formuliert haben.

Erhöhung des PV-Ausbau und Degressionsstop bei Einbruch des PV-Zubaus

Die DGS hält die Einführung eines jährlichen Zielkorridors (EEG-Eckpunktepapier) von 2,5 GW Zubau für wirtschafts- und technologiespezifisch kontraproduktiv. Damit wird die Gegenwarts- und Zukunftstechnologie Photovoltaik, insbesondere die Systemtechnik, in der deutsche Unternehmen führend sind, ausgebremst. Ein jährlicher Zubau von mindestens 5 GW muss beibehalten und kontinuierlich bis auf 10 GW erhöht werden um 2030 ein Ausbauziel von 150 GW Photovoltaik zu erreichen.

Übrigens wurde im Jahre 2013 der PV-Zubau durch die EEG-Novelle vom August 2012 so drastisch beschnitten, dass nur noch 45% der PV Leistung der davorliegenden Jahre (2010 bis 2012) errichtet wurde (3,3 GW). Und dies, obwohl die Photovoltaik den höchsten Anteil an Vollbeschäftigten und inländischer Wertschöpfung von allen Erneuerbaren Energien hatte.

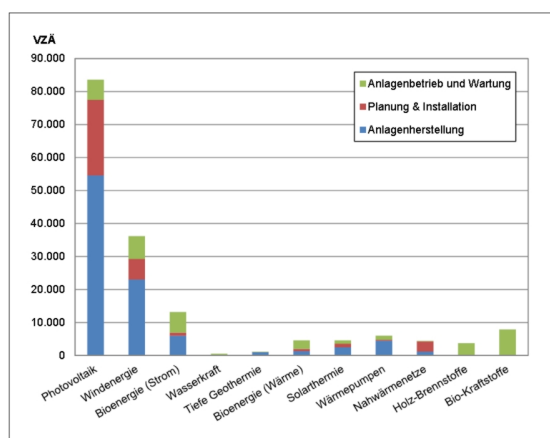


Abb. 1.2: Direkte Beschäftigung (Vollzeitaquivalente) durch erneuerbare Energien nach Stufen und Technologiebereichen in Deutschland im Jahr 2012¹

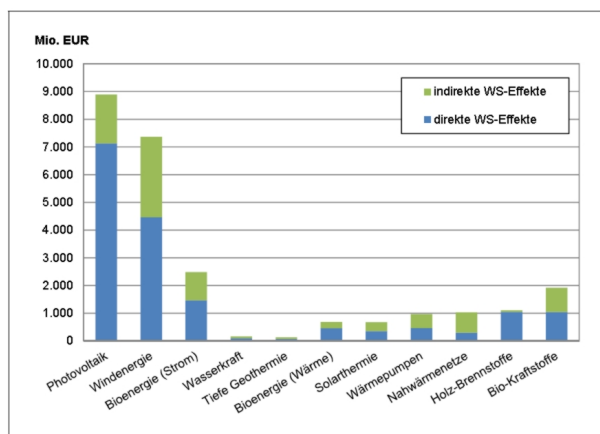


Abb. 1.3: Direkte und indirekte Wertschöpfungseffekte durch erneuerbare Energien nach Technologiebereichen in Deutschland im Jahr 2012

Bild 3 und 4: [Greenpeace-Studie: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin 2013]

Die geplanten Maßnahmen der ungebremsen Vergütungsreduzierung und Verminderung des Zielkorridors auf 2,5 MW entwerfen die in der Vergangenheit getätigten Investitionen in die Photovoltaik (hohe EEG-PV-Vergütung bis 2010) unseres Landes. Mit dem Einbrechen des PV-Marktes wurde die Technologieführerschaft der deutschen Solaranbieter in Frage gestellt. Modul- und Zellhersteller, die auch Forschung und Entwicklung in den vergangenen Jahren vorangebracht haben, blieben und bleiben auf der Strecke. Flankierende Maßnahmen zur Unterstützung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit dieser deutschen Unternehmen wurden von der Bundesregierung nicht ergriffen.

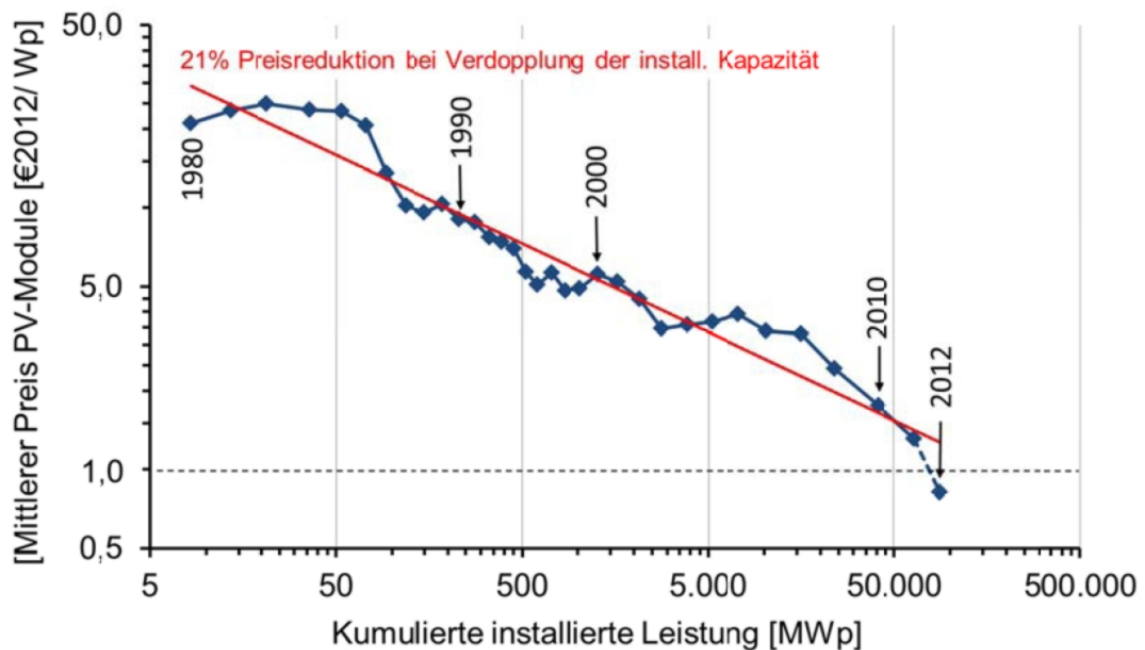


Bild 5: Preisentwicklung PV-Module [Grafik: PSE AG/Fraunhofer ISE, Datenquelle: Strategies Unlimited/Navigant Consulting]

Die Beibehaltung der jetzigen monatlichen Degression der Einspeisevergütung wird den PV-Markt in Deutschland (zusammen mit der geplanten Einführung einer Umlage auf den Eigenverbrauch) gegen Null führen. Die sich ab 2015 ergebenden Einspeisevergütungen ermöglichen keinen wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen, die nur geringen oder keinen Eigenverbrauch umsetzen.

In der Photovoltaik wurde in der Vergangenheit eine immense Preisreduktion realisiert (siehe Bild 5). Derzeit befinden sich die Preise unter der durchschnittlichen Lernkurve. In den nächsten Jahren ist somit zu erwarten, dass die Preise eher stagnieren. Damit entfällt die Begründung für die weitere Beibehaltung der monatlichen Degression. Das Ziel der Bundesregierung ist im Jahre 2014 erreicht. Die DGS empfiehlt deshalb, die monatliche Degression auszusetzen, sobald der monatliche PV-Zubau unter 200 MW fällt.

Der Einfluss von künftig gebauten PV Anlagen auf die Höhe der EEG Umlage ist vernachlässigbar. Diese wird fast ausschließlich von in der Vergangenheit errichteten Anlagen bestimmt.

Streichung der geplanten EEG-Umlage für erneuerbare Eigenstromerzeugung und –verbrauch/ Einführung einer EEG-Umlage für konventionellen Eigenstromerzeugung und -verbrauch

Die DGS schlägt vor bei der Eigenstromerzeugung nach erneuerbarer und konventioneller (fossiler und atomarer) Stromerzeugung zu differenzieren.

Die vorgeschlagene EEG-Umlage für Erneuerbare Energien muss entfallen. Ansonsten würde das Ziel des EEG konterkariert, das nach EEG §1 (1) darin besteht, die Weiterentwicklung von klima- und umweltfreundlichen Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern. Eine Einführung würde außerdem dazu führen, dass insbesondere PV-Eigenverbrauchsanlagen nicht mehr wirtschaftlich darstellbar sind. Stattdessen sollten die verschiedenen Verbräuche von EE-Strom vor Ort (ohne Netzdurchleitung) finanziell gleich gestellt werden. Nicht nur der Eigenstromverbrauch, sondern auch der Verbrauch durch „Dritte“ in unmittelbarer räumlicher Nähe sollte umlagefrei sein. Die Ungleichbehandlung auf Grundlage zum Teil rein juristischer Unterschiede (Anlagenbetreiber und verbrauchender Betrieb sind häufig aus rein rechtlichen Gründen in zwei Gesellschaften organisiert) und ohne stromwirtschaftliche Relevanz ist nicht zu rechtfertigen.

Eine EEG-Umlage für konventionelle Eigenstromerzeugung und -verbrauch befürwortet die DGS mit Einschränkung, dass die Umlage für KWK-Anlagen wegen der besseren Energieeffizienz nur 50% betragen sollte.

Außerdem schlägt die DGS entgegen der Kabinettsvorlage vor keine Ausnahmeregelung für den konventionellen Kraftwerkseigenverbrauch einzuführen. Der Kraftwerkseigenverbrauch von KWK-Anlagen und von flexibel regelbaren Kraftwerken (moderne Gaskraftwerke) sollte allerdings nur mit 50% der EEG-Umlage belastet werden.

Ralf Haselhuhn
Vorsitzender des Fachausschusses Photovoltaik der DGS

Das DGS – Präsidium

Weitere Infos: www.dgs.de. Rückmeldungen zur Stellungnahme bitte an info@dgs.de