

Tagungsbericht zum 11. Fachgespräch der Clearingstelle EEG
Messwesen bei EEG-Anlagen und zugleich
öffentliche Anhörung im Empfehlungsverfahren 2012/7
am 26. April 2012

Am 26. April 2012 fand im Harnack-Haus der Max-Planck-Gesellschaft in Berlin-Dahlem das 11. Fachgespräch zum Thema „Messwesen bei EEG-Anlagen“ und zugleich die öffentliche Anhörung im Empfehlungsverfahren 2012/7 statt. Herr Dr. Sebastian Lovens, Leiter der Clearingstelle EEG, eröffnete die Veranstaltung. Einleitend berichtete er über aktuelle Entwicklungen. Personellen Zuwachs habe es mit Frau Anne Wolter gegeben, die als wissenschaftliche Mitarbeiterin schwerpunktmäßig für den Aufbau der öffentlichen Bibliothek und die Pflege der Datenbank der Clearingstelle EEG zuständig sei. Für Statistiken und Informationen über die Arbeit der Clearingstelle EEG wies Herr Dr. Lovens auf die laufend aktualisierte Internetpräsenz hin. Er nahm die Begrüßungsrede aber zum Anlass, zwei markante Zahlen hervorzuheben. Im Monat März 2012 sei die Internetpräsenz der Clearingstelle EEG rund eine halbe Millionen Mal aufgerufen worden – und somit um 150.000 Mal häufiger als der Monatsdurchschnitt des letzten Jahres. Außerdem habe es im ersten Quartal 2012 mit 500 Anfragen zum EEG 2012 eine Rekordzahl von Anfragen gegeben. Er hob hervor, dass das EEG 2012 die Clearingstelle EEG gestärkt und mit mehr Verantwortung bedacht habe. Beispielsweise sei die Bestandsfestigkeit von Verfahrensergebnissen durch die Modifikation des § 4 Abs. 2 EEG 2012 gestärkt worden. Außerdem gebe es zwei neue Verfahrenstypen. Zum einen könnten ordentliche Gerichte nun die Clearingstelle EEG um Stellungnahmen zu rechtshängigen Gerichtsverfahren bitten. Von dieser Möglichkeit werde auch schon Gebrauch gemacht. Daneben wurde ein Schiedsverfahren eingeführt. Von diesem Verfahren sei bisher noch kein Gebrauch gemacht worden. Beide Verfahren fänden sich bereits in der Verfahrensordnung der Clearingstelle EEG wieder.

Den ersten Vortrag am Vormittag hielt *Herr Dr. Martin Kahmann*, Fachbereichsleiter für elektrische Messtechnik bei der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB). Er stellte die technischen Fragen der Einspeisemessung aus Sicht des PTB dar. Zunächst ging er auf die Bedeutung des richtigen Messens ein. Ausgangspunkt sei dabei immer das physikalisch-technisch richtige Messung. Dies sei zum einen Voraussetzung für das Funktionieren der Märkte, diene also marktwirtschaftlich-politischen Zielen. Richtiges Messen Sorge für eine ausgeglichene Informationssymmetrie, d.h. die faire Verteilungen von Informationen auf Angebots- und Nachfrageseite. Da-

neben müsse richtiges Messen für die Erreichung energiepolitische Ziele, wie einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung, gewährleistet werden. Zwischen diesen Belangen könne es durchaus zu Zielkonflikten kommen. Herr Dr. Kahmann ging dann auf die Frage ein, wie sich richtiges Messen erreichen lasse. Dies werde vor allem durch das gesetzliche Messwesen, d.h. das Eichrecht sichergestellt. Es gebe eine Reihe von technischen, organisatorischen, präventiven und repressiven Einzelmaßnahmen. Konformitätsbewertungen und Zulassungen von Elektrizitätszählern erfolgten in der EU nach einheitlichen Verfahren. Die eichrechtlichen Instanzen – das PTB als Metrologiebehörde, die Eichbehörden der Länder und die staatlich anerkannten Prüfstellen – stellten die Einhaltung der Regelungen sicher. Anschließend erläuterte Herr Dr. Kahmann den technischen Aufbau von Messeinrichtungen. Dazu gehöre ein Zählerschrank, in dem ein Zähler und ein Gateway eingebaut werde. Bei größeren Anlagen, die mit hohen Stromspannungen einspeisen, gebe es daneben noch Messwandler. Zu den Typen von Zählern gehören der Hutschienenzähler (der kleinste Zähler mit 32 Ampere maximale Stromstärke), der typische elektronische Zähler mit Zusatzfunktionen (Aufbaueinheit) und der steckbare eHZ-Zähler. Insgesamt laufe die Einführung der elektronischen Zähler (Smart Meter) nur schleppend an. Offenbar gebe es in der Bevölkerung noch Ablehnung gegen die neue Technik; vor allem bezüglich des Datenschutzes. Das Bundeswirtschaftsministerium habe daher die Entwicklung eines Konzepts in Auftrag gegeben, mit welchem ein möglicher Missbrauch der Daten ausgeschlossen werden soll. Zum Schluss seines Vortrags ging er auf die Besonderheiten bei der Solarstrommessung ein. Er wies auf die fehlenden Vorgaben für Zähler zur Messung von Oberschwingungen hin, die deswegen häufig falsch gemessen werden. Hier müsse der Gesetzgeber tätig werden. Außerdem gebe es momentan noch keine Technologien, mit der man die Uhrzeit korrekt im Gateway vorhalten und verarbeiten könne. Die PTB baue gerade einen entsprechenden Zeitdienst auf. Weiterhin sei fraglich, wie das Gateway Informationen insgesamt richtig verarbeite könne. Messwerte müssten Gläubigern und Schuldner sowie Verbrauchern und Erzeugern richtig zugeordnet werden. Daten müssten vertrauenswürdig dargestellt werden. Seinen Vortrag schloss Herr Dr. Kahmann mit einem Blick in die Zukunft. Diese läge in der dezentralen Energieversorgung. Das Messen werde dadurch komplizierter und aufwendiger. Das stelle Anlagenbetreiber, die im Rahmen von Smart Grids stärker in die Energieversorgung eingebunden werden sollen, vor Herausforderungen. Insbesondere der Betrieb von intelligenten Gateways sei eine anspruchsvolle Aufgabe.

Herr *Jörg Reuschel*, Leiter Technik bei der Vattenfall Europe Metering GmbH und Vertreter des Forum Netztechnik/Netzbetrieb beim VDE, ging in seinem Vortrag auf die technischen Fragen der Einspeisemessung aus Sicht des FNN ein. Zunächst erläuterte er die allgemeinen Anforderungen an Messeinrichtungen, die sich aus den Anwendungsregeln des VDE ergeben. Dazu gehörten die Anwendungsregeln VDE-AR-N 4400 (Messeinrichtungen), VDE-AR-N 4105 (Erzeugungsanlagen in Parallelbetrieb) und VDE-AR-N 4101 (Zählerplätze). Er stellte die Anwendung dieser Regelungen anhand von Fallbeispielen aus der Praxis dar. Diese umfassten auf der einen Seite die klassische Konstellation – die Direkteinspeisung in das Verteilnetz – und auf der anderen Seite die nun politisch fokussierte Konstellation – Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung in das Verteilnetz. Danach ging Herr Reuschel auf das Thema Standardisierung der Zählerbauformen ein. Der FNN setze sich für Koordination und Informationsaustausch ein und bemühe sich - zusammen mit den anderen Verbänden - um die Erstellung eines angemessenen Konzepts. Der FNN habe sich zugunsten einer Förderung der Entwicklung zukünftiger Messsysteme entsprechend aufgestellt. Es gebe beim FNN einen Lenkungskreis Zähl- und Messwesen und eine Projektgruppe zukünftige Messsysteme. Unter der Projektgruppe gebe es verschiedene Expertenteams, die zu den einzelnen Themen arbeiten. Der FNN veröffentliche verschiedenste Lastenhefte zur Spezifikation zukünftiger Messsysteme, wie z.B. das Lastheft „Smart Meter Gateway“. Zum Schluss stellte Herr Reuschel die unterschiedlichen Bauformen von Zählern vor (3-Punkt-Montage, eHZ-Montage und Hutschienenmontage). Er schätzte, dass Ende 2013/Anfang 2014 die ersten zertifizierten Produkte auf den Markt kommen.

Herr *Claudio Fischer-Zernin* sprach für den Verband Nordsolar e.V., welcher sich für die Interessen der Solarfachfirmen aus dem norddeutschen Raum einsetzt. In seinem Vortrag ging es um die technischen Fragen der Einspeisemessungen aus Sicht der Anlagenbetreiber. Er stellte verschiedene Messkonzepte (PV-Messkonzept, 2-facher Eigenverbrauch, Überschusseinspeisung) dar und stellte die damit zusammenhängenden Frage heraus. Dazu gehören die richtige Größe des Zählerschranks, die Zuständigkeit für den Zählerbetrieb und für die Verlängerung der Eichfrist. Er wies darauf hin, dass heute noch ca. 100 000 Solarstromzähler einmal jährlich händisch (also nicht elektronisch) von Netzbetreibern oder Anlagenbetreibern ausgelesen werden. Weiter beschrieb er die unterschiedlichen Anforderungen von Netzbetreibern an die Abrufung der Ist-Einspeisung nach § 6 EEG 2012 und plädierte für eine bessere Verzahnung von Nachrüstungen nach § 6 EEG 2012 mit dem Messwesen. Am Schluss seines Vortrags ging er auf die verschiedenen Bauformen von Zählern und Zähler-

schränke ein und erläuterte die Unterschiede hinsichtlich Anforderungen, welche die verschiedenen Netzbetreiber an Zähler stellen.

In der ersten Diskussionsrunde am Vormittag ging es zunächst um die Vor- und Nachteile von Hutschienezählern. Herr Reuschel erläuterte, dass vor allem die kompakte Bauform vorteilhaft sei. Die Hutschienezähler seien kompakt montierbar. Für den Montageraum sei aber eine entsprechende Wärmebemessung vorzunehmen, damit ein sicherer Betrieb gewährleistet werden könne. Allerdings seien die Zähler noch sehr teuer in der Beschaffung – obwohl sie aus der Industrie kämen. Durch die Miniaturisierung gebe es einige Schwierigkeiten. Durch die schwer zu gewährleistende Überspannung sei die Lebensdauer je nach Fabrikat fragwürdig. Hutschienezähler müssten noch mit Datenschnittstellen ausgerüstet werden; hier sei der Markt noch recht dünn. Herr Dr. Kahmann fügte hinzu, dass eichrechtlich nichts gegen den Einsatz dieser Zähler spreche. Die Hutschienezähler hätten eine Bauartzulassung. Ein Problem sei aber, dass sich diese Zähler leicht fälschen ließen. Außerdem gebe es noch das thermische Problem: bei höheren Stromstärken werden die Geräte durch den gedrängten Aufbau leicht zu heiß.

Dann wurde über die sichere Visualisierung der Werte, die im Gateway gebildet werden, diskutiert. Ein Teilnehmer wollte wissen, ob man ausschließlich auf diese visualisierten Werte abstellen könne, d.h. ob dies der für die Abrechnung rechtlich relevante Wert sei. Herr Dr. Kahmann antwortete, dass es bei dieser Frage Spielraum gebe, da Gateways anders als Elektrizitätszähler noch nicht europäisch-harmonisierten Regeln unterliegen würden. Es steht frei zu regeln, ob die Anzeige im Gehäuse oder auf einer Fernanzeige erfolge. Die im Fernanzeigegerät angezeigten Werte hätten dann die gleiche Verlässlichkeit. Der im Zähler angezeigte Wert sei heranzuziehen, wenn es um Widersprüche und Reklamationen gehe; der im Gateway neu gebildete Wert sei aber ansonsten der rechtlich relevante Wert.

Einen Teilnehmer interessierte, ob es der Realität entspreche, dass einige Netzbetreiber auf den Einbau von Rundsteuergerät für kleine PV-Anlagen nach § 6 EEG 2012 verzichten und nur einen Schütz verlangen würden. Herr Fischer-Zernin bejahte dies, jedenfalls sei dies häufig der Fall bei Anlagen unter 30 kW. Denn diese werden von Netzbetreibern grundsätzlich nicht abgeregelt. Ein Teilnehmer wies auf die Übergangsfristen für Kleinstanlagen hin, die mit der derzeit in Gesetzgebungsprozess befindlichen Novelle in § 6 EEG 2012 eingeführt werden sollen. Problematisch sei, wie mit Kleinstanlagen zu verfahren sei, die derzeit noch nach § 6 EEG 2012 verpflichtet seien und möglicherweise nicht von diesen neuen Übergangsvorschriften

profitierten.

Dann wurde diskutiert, ob Hutschienenzähler fernablesbar seien. Herr Reuschel antwortete, dass ein elektronischer Impulsausgang zwar auch bei diesen Geräten vorhanden sei. Dieser müsse aber noch durch einen Chip ergänzt werden, um eine Kommunikationsschnittstelle vorzuweisen. Es gebe hier noch Entwicklungsbedarf, welcher wohl erst bei der Produktion von höheren Stückzahlen erschlossen werde. Herr Dr. Kahmann fügte hinzu, dass im Grunde jeder Zähler – nach der Hinzufügung der richtigen Technik - fernablesbar sei.

Die nächste Frage aus dem Publikum bezog sich auf die Anlagenbetreiber. Diese seien zukünftig mit komplexen Aufgaben, z.B. der rechnerischen Ermittlung abrechnungsrelevanter Daten konfrontiert. Fraglich sei, wer für die Aufklärung der Anlagenbetreiber zuständig sei. Laut Herrn Reuschel seien die ersten Ansprechpartner der Anlagenbetreiber die Landeseichbehörden, denn diese führen – nach den Messstellenbetreibern – die Aufsicht über die Messungen durch. Allerdings gebe es in der Verantwortungskette Lücken. Herr Dr. Kahmann appellierte in diesem Zusammenhang an das Bundeswirtschaftsministerium, entsprechende Beratungsstellen für Anlagenbetreiber zu schaffen. Dies könne beispielsweise ein „Smart Meter Lab“ sein, welches vom Bundeswirtschaftsministerium bereits angedacht wurde. Er bat die Teilnehmer um die Formulierung entsprechender Wünsche, die er an das Ministerium kommunizieren werde.

Dann wurde über das Vorgehen bei Ablauf der Eichfrist diskutiert. Herr Reuschel erläuterte, dass der Zähler unproblematisch ausgebaut werden und – je nach Bauart - nachgeeicht werden könnten. Netzbetreibern oder Messstellenbetreibern mit einer großen Zahl von Zählern stehe hingegen ein Stichprobenverfahren zur Verlängerung der Eichgültigkeit zur Verfügung. Herr Dr. Kahmann ergänzte, dass Anlagenbetreiber auch am Stichprobenverfahren teilnehmen könnten. Dafür seien spezialisierte Dienstleister zu beauftragen.

Die Teilnehmer diskutierten ansonsten über die Notwendigkeit des Einbaus eines Gateways. Herr Reuschel betonte, dass nicht in jedem Fall ein Einbau eines Gateways erforderlich sei. Basiszähler besäßen einen frei zugänglichen Datenausgang. Über den Zubehörmarkt könne man sich einen eigenen Haus-Controller anschließen. Dann könne der Kunde in seinem Haushalt die eigenen Verbräuche steuern, z.B. durch die 50-Hertz-Synchronisation. Dies sei im Sinne der energiepolitischen Ziele. Der Einbau eines Gateways sei dann nur eine Komfortfrage.

Nach der ersten Pause gab es zwei weitere Vorträge. Herr *Dr. Martin Winkler* von

der Clearingstelle EEG verschaffte den Teilnehmern einen Überblick über die relevanten Regelungen zum Messwesen im EEG 2009, EEG 2012 und EnWG 2011. Zunächst erläuterte er die Bedeutung des Themas Messwesen für die Clearingstelle EEG. Die Anfragen an die Clearingstelle EEG zum Thema Messwesen machen einen signifikanten Anteil an allen Anfragen aus. Danach rief er die relevanten Regelungen aus dem EEG 2009 - §§ 7 Abs. 1 und 13 Abs. 1 EEG 2009 - in Erinnerung. Nach diesen Bestimmungen seien die Anlagenbetreiber berechtigt, Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung von dem Netzbetreiber, einer fachkundigen dritten Person oder bei eigener Fachkunde selbst vornehmen zu lassen. Dafür habe der Anlagenbetreiber dann auch die Kosten zu tragen. Mit diesen Regelungen habe sich die Clearingstelle EEG in dem Empfehlungsverfahren 2011/2/2 auseinandergesetzt. Sie hat darin entschieden, dass sich das Messregime im EEG 2009 nicht signifikant zum Messregime im EEG 2004 geändert habe. Die Messhoheit läge danach auch nach dem EEG 2009 beim Anlagenbetreiber. Daher gelten auch die Empfehlungen aus dem Verfahren 2008/20 fort. Die energiewirtschaftlichen Regelungen kämen nur in begrenzten Fällen zur Anwendung, da das EEG 2009 ein eigenes Messregime beinhalte. Herr Dr. Winkler ergänzte, dass man sich in dem Empfehlungsverfahren 2011/2/2 auch mit der Frage beschäftigt habe, ob die Netzbetreiber berechtigt seien, die Vergütungszahlungen bei nicht eichrechtskonformen Messeinrichtungen zu verweigern. Dies habe die Clearingstelle EEG in Folge einer BGH-Entscheidung vom 17. November 2010 verneint. Selbstverständlich seien Messeinrichtungen trotzdem zu eichen. Tatsächlich gäbe es aber Fälle, in denen dies nicht immer unproblematisch möglich sei, z.B. bei gleichzeitiger Einspeisung aus BHKW und PV. Diesem Problembereich müsse sich der Gesetzgeber annehmen. Weiter ging es in seinem Vortrag um das Messregime im EEG 2012. Er wies darauf hin, dass der Verweis auf §§ 21b ff. EnWG in § 7 Abs. 1 Satz 2 EEG zwar neu hinzugefügt wurde; dass der Satz 1 aber gleich geblieben sei. Im EnWG läge die Grundzuständigkeit für Messungen bei den Netzbetreibern. Mit dem EnWG und dem EEG träfen daher zwei Regelungswelten aufeinander, die nicht ohne weiteres zusammen passen würden. Diese müssten nun aufeinander abgestimmt werden. Dies sei die Herausforderung, vor der die Clearingstelle EEG nun stehe. Eine weitere Herausforderung sei die Einfügung der Regelung in § 21c EnWG, die eine unmittelbar für EEG-Anlagen geltende Regelungen enthalte. Deren Umsetzung sei im Einzelnen noch unklar. Im Anschluss stellte Herr Dr. Winkler die klärungsbedürftigen Fragen im Detail vor. Fraglich sei unter anderem, ob die Anlagenbetreiber weiterhin die Messstellenbetrieb und/oder Messungen selber durchführen können. Dafür spräche

jedenfalls der § 7 Abs. 1 Satz EEG 2012. Wenn dies verneint werden würde, müssten die Folgen für die Datenübermittlungspflicht nach § 46 Nr. 3 EEG 2012 untersucht werden. Fraglich sei auch, ob die Anlagenbetreiber Anschlussnutzer in Sinne des § 21 b EnWG seien. All diese Fragen werden im Empfehlungsverfahren 2012/7 angesprochen, welches am 12. März 2012 eingeleitet wurde. Die Frist für die schriftlichen Stellungnahmen ende am 24. März 2012.

Herr *Jens Lück* aus der Beschlusskammer 6 Elektrizitätsnetze bei der Bundesnetzagentur (BNetzA), ging in seinem Vortrag auf die Rechtsfragen der Einspeisemesung aus Sicht der BNetzA ein. Die neuen Vorschriften hätten in der Branche zu Verwunderung geführt. Unklar sei, wie das EEG 2012 mit dem EnWG in Einklang zu bringen ist. Auch die Gesetzesbegründung biete nicht ausreichend Informationen. Die sei wahrscheinlich dem kurzen Geburtsweg des EEG 2012 geschuldet. Wichtig seien daher die nun stattfindenden Diskussionen. Er unterstütze das Bestreben nach einem einheitlichen Regelwerk für das Messwesen. Dies führe im Ergebnis zu einer bestmöglichen Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien. Nach Ansicht der BNetzA müssten daher die Regelungen aus beiden Gesetzen zusammengelesen werden. Teilweise enthalte das EEG 2012 aber spezieller Regelungen. Nach der Auffassung der BNetzA sei der Globalverweis auf das EnWG ein umfassender Rechtsfolgenverweis. Das bedeute, dass die Messhoheit beim EEG-Anlagenbetreiber verbleibe – auch in Verbindung mit §§ 21 b ff. EnWG. Allerdings gebe es durch den Rechtsfolgenverweis prozessuale Änderungen: wenn der Anlagenbetreiber keinen Messstellenbetreiber benenne, greife eine Auffangzuständigkeit für den Netzbetreiber. Außerdem könne der Netztreiber einen „Dritten“ ablehnen, falls dieser nicht die erforderliche Fachkunde mitbringe. Dritter könne dabei ein echter Dritter oder der Anlagenbetreiber selbst sein. Allerdings sei noch nicht geklärt, was die Anforderungen seien, die der Dritte zu erfüllen habe. Fraglich sei auch, ob die Vorgaben der Festlegung „Wechselprozesse im Messwesen (WiM)“, auch hier gelten sollten. Momentan seien diese nur auf Messeinrichtungen an Entnahmestellen anwendbar. Eine Erweiterung der WiM auf EEG-Anlagen sei aber vorstellbar. Jedenfalls seien - trotz unterschiedlicher Formulierungen im EnWG und EEG 2012 - die Anforderungen an die Fachkunde nach beiden Gesetzen inhaltlich gleich. Der Aussagegehalt der Bestimmungen in § 7 Abs. 1 EEG 2012 und § 21 b Abs. 2 EnWG seien ähnlich bzw. kompatibel. Anders sehe es aber bei den Bestimmung § 4 Abs. 1 EEG 2012 und § 21 b Abs. 2 Satz 4 EnWG hinsichtlich des Erfordernis eines Vertrages zwischen Netzbetreiber und Drittem aus. Hier gebe es einen Widerspruch zwischen den beiden Vorschriften. § 4 Abs. 1 EEG 2012 stelle die speziellere Regelung dar, d.h. ein Vertrag

dürfe nicht gefordert werden. Allerdings vermute er, dass ein vertraglich geregelter Zustand auf Basis eines von der BNetzA festgelegten und bundesweit einheitlichen Standardvertrages in der Praxis auch für den dritten EE-Messstellenbetreiber vorzugswürdig sei. Am Ende seines Vortrags stellte er die relevanten Vorschriften aus dem EEG 2012 und dem EnWG direkt gegenüber, um seine These zu unterstützen, dass diese inhaltlich nicht so weit auseinander lägen wie anfangs vermutet. Trotzdem gebe es eine Reihe von Detailfragen, die von der Clearingstelle EEG und der BNetzA zu klären seien.

In der anschließenden Diskussion gab es aus dem Publikum Zustimmung zu der Einschätzung der Referenten, dass sich die Rechtslage zur Messhoheit im EEG 2012 nicht grundlegend geändert habe. Es wurde Kritik an dem Gesetzgeber geübt. Das Ziel der Vereinheitlichung des Messwesens sei begrüßenswert, allerdings hätte die Umsetzung langsamer und mit mehr Augenmaß geschehen müssen. Dies betreffe vor allem den § 6 und § 7 EEG 2012.

Ein Teilnehmer wollte wissen, ob nicht auch die Vorschrift in § 21 b Abs. 2 Satz 4 EnWG - anstatt § 4 Abs. 1 EEG 2012 - als speziellere Regelungen angesehen werden könne. Denn diese Regelung sei viel differenzierter. Auch gegen Sinn und Zweck würde nicht verstoßen werden, denn in der Grundkonstellation (wenn kein Dritter einbezogen werde) sei ein Vertrag in keinem Fall erforderlich. Herr Lück antwortete, dass dies Auslegungsfrage sei und nicht abschließend beantwortet werden könne. Es bleibe aber wohl ein Phantomproblem, denn in der Praxis werden die Marktakteure auf Verträge zurückgreifen.

Weitere Fragen aus dem Publikum betrafen das Verhältnis der Begriffe Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber, das Verhältnis Anlagenbetreiber und Netzbetreiber und den Umfang der Messhoheit. Problematisch seien hier vor allem die verschiedenen Begrifflichkeiten im EEG 2012 und EnWG. Diese seien nicht immer deckungsgleich.

Herr Dr. Winkler stellte ein Problem zur Diskussion. Dies betraf den Anlagenzuba. Problematisch sei, dass der § 7 Abs. 1 EEG 2012 nur für Neuanlagen und nicht Bestandsanlagen gelte. Es kann unter Umständen zu einem Nebeneinander von zwei Messregimen kommen, wenn an eine Bestandsanlage eine neue Anlage (d.h. ein neues Modul) zugebaut werde. Noch sei unklar, wie dies praktisch und rechtssicher zu handhaben sei. Eine Teilnehmerin dankte Herrn Dr. Winkler für den Hinweis auf diese Problemlage. Sie sehe diese als Hinweis, dass sich die Rechtslage zum EEG 2009 nicht signifikant geändert haben kann könne. Es könne nicht sein, dass der Gesetzgeber mit dem EEG 2012 ein völlig neues Messregime im Vergleich zum EEG 2009

habe einführen wollen. Keine Lösung gebe es auch für die Fälle, in denen Anlagen behelfsweise und ohne Zählerinrichtungen vor Inkrafttreten des EEG 2012 in Betrieb genommen wurden. Hier sei fraglich, welche Fassung des EEG hinsichtlich der einzubauenden Messeinrichtungen anwendbar sein. Sie bat die Clearingstelle EEG um eine Klärung dieser Frage.

Am Ende der Diskussion warb Herr Dr. Lovens angesichts der großen Herausforderungen für Verständnis für den politischen Prozess. Denn die Aufgabe, die sich der Gesetzgeber stelle - also die Integration und Harmonisierung zweier Messregime - sei eine sehr große.

An Nachmittag der Veranstaltung fand die öffentliche Anhörung der bei der Clearingstelle EEG registrierten öffentlichen Stellen und akkreditierten Interessengruppen und Verbände zum Empfehlungsverfahren 2012/7 statt. Hierzu veröffentlicht die Clearingstelle EEG unter <http://www.clearingstelle-eeg.de/empfv/2012/7> ein Protokoll.

In der Abschlussdiskussion am Nachmittag wies ein Teilnehmer auf die Bedeutung des § 7 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 hin. Dieser habe eine wichtige Funktion, denn er formuliere die Rechte des Anlagenbetreibers einschließlich des Wahlrechts hinsichtlich der Messhöhe. Denn das EnWG kenne nur den Anschlussnutzer. Daher seien Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber aus seiner Sicht nicht identisch. Herr Dr. Sösemann vom GEODE ergänzte, dass die Verwendung des Begriffs Anschlussnutzer im § 21 b EnWG nicht zu Verwirrungen führen sollte. Dieser sei ein im Energiewirtschaftsgesetz üblicher Begriff. Dieser sei mit unterschiedlichsten Pflichten vereinbar.

Ein Großteil der Diskussion drehte sich um das Verhältnis von § 4 Abs. 1 EEG 2012 und § 21b Abs. 1 Satz 4 EnWG. Herr Dr. Sösemann erläuterte, warum er in dem § 21b Abs. 1 Satz 4 EnWG eine speziellere Regelung sehe. Vor allem eine systematische Auslegung der Regelungen führe zu diesem Ergebnis. Herr Schneidewindt von der Verbraucherzentrale NRW plädierte für eine restriktive Anwendung des § 4 EEG 2012 und erläuterte die damit in der Praxis zusammenhängenden Probleme. Bei Einspeiseverträgen gebe es zugunsten der Netzbetreiber Missbrauchspotential. Frau Jung vom SVF wies darauf hin, dass der § 4 EEG 2012 leer laufen würde, wenn man über den § 7 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 den § 21b Abs. 1 Satz 4 EnWG vorrangig anwenden würden. Denn ohne Messung gebe es keine Vergütung und somit im Ergebnis einen Vertragszwang. Herr Dr. Sösemann erwiderte, dass in der Grundkonstellation keine Vertragspflicht bestehe, sondern nur im Falle der Einbindung Dritter. Der § 4 EEG 2012 würde demnach nicht leerlaufen. Wenn der Netzbetrei-

ber tätig werde, gebe es keine Vertragspflicht. Darum gebe es grundsätzlich auch kein Verhinderungspotential. Herr Weißenborn vom BDEW erläuterte, warum aus seiner Sicht das Missbrauchspotential der Verträge überschätzt werde. Es läge an dem Anlagenbetreiber, ein gutes Angebot am Markt auszuwählen. Grundsätzlich bestehe hinsichtlich der Inhalte der Verträge Vertragsfreiheit. Die Diskussion kreiste um die Frage, inwieweit Einspeisekunden von EEG-Anlagen beim Messwesen gegenüber Bezugskunden bevorzugt behandelt werden sollten. Frau Jung verwies auf den allgemeinen Fördergedanken des EEG. Noch gebe es keinen preisregelnden Markt. Die Anlagenbetreiber sehen sich teilweise mit sehr hohen und unterschiedlichen Messkosten konfrontiert. Diese hohen Systemkosten seien den Anlagenbetreiberinnen und -betreibern im Sinne des Fördergedanken des EEG nicht aufzubürden. Ein weiterer Teilnehmer schlug eine andere Differenzierung vor. Allein bei der Einschaltung eines echten Dritte sei der Abschluss eines Rahmenvertrags über den Messbetrieb erforderlich. So werde dies auch in der Praxis gehandhabt. Wenn der Anlagenbetreiber den Messbetrieb übernehme, gelte hingegen § 4 EEG 2012. Herr Dr. Sösemann plädierte für ein grundsätzlich einheitliches Vorgehen beim Messwesen. Erst dies würde Kosten senken. Frau Jung erwiderte, dass die an die Netzbetreiber gestellten Anforderungen zwar hoch seien. Allerdings sei die Zukunft der Energieversorgung dezentral und damit nicht homogen. Außerdem werde eine ausreichende Einheitlichkeit dadurch sichergestellt, dass beim Messstellenbetrieb in jedem Fall einheitliche, z.B. in den VDE-Normen festgelegte Standards eingehalten werden müssten. Dies gelte auch für die Anlagenbetreiber.

Herr Dr. Lovens schloss die Veranstaltung mit einem Resümee.