

Tagungsbericht zum 12. Fachgespräch der Clearingstelle EEG „1. Novelle des EEG 2012“ am 20. September 2012

Am 20. September 2012 fand in der Universal Hall das 12. Fachgespräch der Clearingstelle EEG zum Thema „1. Novelle des EEG 2012“ statt. Herr Dr. Sebastian Lovens, Leiter der Clearingstelle EEG, begrüßte alle Anwesenden und entschuldigte sich zunächst dafür, dass die Clearingstelle EEG aufgrund der hohen Nachfrage bei gleichzeitig finanziell begrenzten Ressourcen nicht alle Anmeldungen für das Fachgespräch annehmen konnte. Dr. Lovens stellte das Thema des Fachgesprächs vor. Er berichtete, dass sich ca. ein Drittel der insgesamt 1.200 derzeit laufenden Anfragen bei der Clearingstelle EEG auf die sogenannte „PV-Novelle“ beziehen. Die Clearingstelle EEG informiere tagesaktuell über ihre Internetpräsenz und den Rundbrief zu diesem Thema und habe sich im Hinweisverfahren 2012/10 zum Begriff des Netzanschlussbegehrens auch schon verfahrensförmlich und inhaltlich mit einzelnen Neuregelungen der Novelle beschäftigt.

Im ersten Vortrag des Tages stellte Herr Dr. Guido Wustlich, Referatsleiter im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), die rechtlichen Änderungen des EEG 2012 im Einzelnen vor. Er erläuterte zunächst, dass die Gesetzesnovelle aufgrund des sehr hohen Zubaus an Fotovoltaikanlagen in den Jahren 2010 und 2011 und des erheblichen Anstiegs der Differenzkosten für Strom aus Fotovoltaik notwendig geworden sei. Der starke Rückgang bei den Modulpreisen habe zu erheblicher Überförderung geführt. Um Vorzieheffekte zu vermeiden, habe die Bundesregierung ein besonders schnelles Gesetzgebungsverfahren angestrebt, dessen einzelne Schritte Dr. Wustlich kurz vorstellte.

Anschließend stellte er die Gesetzesänderungen im Detail vor. Er erläuterte das neue Vergütungsregime für Fotovoltaikanlagen, das neben einer Vereinfachung der Vergütungsklassen für Dachanlagen zum ersten Mal eine Größenbegrenzung von 10 MW bei der Vergütung für Freiflächenanlagen vorsieht. Um die künstliche Aufspaltung von Großanlagen zu unterbinden, enthalte das EEG eine neue Regelung zur Anlagenzusammenfassung: Anlagen gelten als eine Anlage, wenn sie innerhalb von 24 Monaten im Umkreis von 2 km in einer Gemeinde in Betrieb genommen werden. Die neue Degressionsregelung mit zubauabhängigen, monatlichen Degressionschritten („atmender Deckel“) soll die Vergütungsabsenkung verstetigen und Vorzieheffekte vermeiden. Aufgrund des während des Vermittlungsverfahrens eingeführten Gesamtausbauziels für geförderte Fotovoltaikanlagen von 52 GW werden

neue Anlagen nach Erreichen dieses Ziels nicht mehr gefördert, der Einspeisevorrang bleibe aber weiterhin bestehen und die Bundesregierung werde zudem einen Vorschlag für die Förderung von Anlagen nach Erreichen des Gesamtausbauziels erarbeiten.

Dr. Wustlich stellte zudem das Marktintegrationsmodell – eine weitere Neuerung der „PV-Novelle“ – vor. Die Regelung in § 33 EEG 2012 begrenzt die förderfähige Strommenge bei neuen Dachanlagen zwischen 10 und 1.000 MW ab dem 1. Januar 2014 auf 90 % der insgesamt in einem Jahr in einer Anlage erzeugten Strommenge. Der Eigenverbrauchsbonus entfällt. Hintergrund des neuen Ansatzes sei die Tatsache, dass die Vergütungssätze für Strom kleiner Dachanlagen nun unter den durchschnittlichen Haushaltsstrompreisen liegen und damit ein natürlicher Anreiz zum Eigenverbrauch bestehe. Dr. Wustlich wies auf ein Hintergrundpapier des BMU zu den Details des Marktintegrationsmodells hin, das auf der Internetseite des Ministeriums veröffentlicht worden ist. Die steuerliche Behandlung des Eigenverbrauchs werde allerdings derzeit noch durch das Bundesfinanzministerium und die Landesfinanzbehörden geklärt. Er erläuterte zudem, dass im Fall des Direktverbrauchs von Solarstrom durch Dritte, z. B. in Mehrfamilienhäusern, der gelieferte Strom der EEG-Umlagepflicht unterfalle, wobei allerdings das Grünstromprivileg in Anspruch genommen werden könne. Voraussetzung hierfür sei die rechtzeitige Meldung an den Übertragungsnetzbetreiber.

Dr. Wustlich beleuchtete anschließend die Neuregelung für Dachanlagen auf neu errichteten Nichtwohngebäuden im Außenbereich (§ 32 Abs. 3 EEG 2012), die dem Phänomen der sogenannten „Solarstadt“ entgegenwirken soll. Fotovoltaikanlagen auf neuen Nichtwohngebäuden erhielten danach grundsätzlich nur noch die niedrigere Freiflächenvergütung. Ausnahmen bestünden u. a. für Tierställe und vor dem 1. April 2012 genehmigte Gebäude, für die noch die höhere Dachflächenvergütung geltend gemacht werden könne. Damit solle der Bau von Gebäuden im Außenbereich verhindert werden, die vorrangig dem Zweck der Solarstromerzeugung dienen. Die Neufassung des Inbetriebnahmebegriffs (§ 3 Nr. 5 EEG 2012), so Dr. Wustlich weiter, diene dazu, die umgangssprachlich als „kaufmännische Inbetriebnahme“ bezeichnete Vorgehensweise zu unterbinden. Dr. Wustlich erläuterte, dass der nun eingeführte „technische Inbetriebnahmebegriff“ die feste und dauerhafte Installation der Anlage am bestimmungsgemäßen Ort erfordere. Ein Netzanschluss sei aber weiterhin nicht Voraussetzung für die Inbetriebnahme.

Anschließend erwähnte Dr. Wustlich die sonstigen Neuregelungen für Fotovoltaikanlagen. Beim Einspeisemanagement sei aufgrund von Umsetzungsschwierigkeiten in der Praxis ein Aufschub bis zum 1. Januar 2013 gewährt worden, um bei Anlagen unter 100 kW die technischen Einrichtungen für die Abregelung einzubauen. Hinsichtlich des Nachrüstungsverfahrens zur Behebung des sogenannten „50,2-Hertz-Problems“ sehe das EEG 2012 nun als Sanktion bei fehlender Mitwirkung der Anlagenbetreiber die Einstellung der Vergütungszahlung vor. Im Bereich der Speicherung konnte durch die Novelle klargestellt werden, dass gespeicherter Strom nicht der EEG-Umlage unterfällt. Das BMU bereite zudem in Abstimmung mit der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ein Speicherförderprogramm vor. Zum Abschluss stellte Dr. Wustlich die Übergangsbestimmungen der Novelle für Dach- und Freiflächenanlagen vor.

Dr. Wustlich schloss seinen Vortrag mit einer abschließenden Bewertung der Novelle: Die Überförderung im Bereich der Fotovoltaik werde abgebaut und der Zubau auf ein kosten- und netzverträgliches Maß begrenzt. Gleichzeitig sei die weitere Entwicklung der Fotovoltaik gesichert und der Weg zur Wettbewerbsfähigkeit bereitet.

Vor Beginn der Diskussion wies Dr. Lovens zunächst daraufhin, dass die Clearingstelle EEG über Neuigkeiten bei der umsatzsteuerlichen Behandlung von Solarstrom im Rundbrief der Clearingstelle EEG informieren werde. Die Fragen an Herrn Dr. Wustlich betrafen insbesondere die Übergangsbestimmungen, die Anlagenzusammenfassung, den Inbetriebnahmebegriff, den Eigen- und Direktverbrauch von Solarstrom und das Einspeisemanagement.

Hinsichtlich der Übergangsbestimmung für Dachanlagen, die auf ein vor dem 24. Februar 2012 gestelltes Netzanschlussbegehren abstellt, kritisierte ein Teilnehmer zunächst die ungünstige Wahl des Stichtags, da die Mehrzahl der Abrechnungssysteme auf Kalendermonate ausgerichtet seien. Mit Blick auf die Übergangsbestimmungen bei Freiflächenanlagen erkundigte sich ein Teilnehmer nach dem Verhältnis zwischen der Übergangsregelung in § 66 Abs. 11 EEG 2012 und der neu eingeführten 10-MW-Grenze. In seiner Antwort erklärte Dr. Wustlich, dass die genannte Regelung sich nur auf die zulässigen Flächenkategorien und nicht auf die Vergütung beziehe. Die 10-MW-Grenze gelte wie für alle anderen Anlagen auch bei denjenigen Anlagen, für die § 66 Abs. 11 EEG 2012 einschlägig ist.

Ein Teilnehmer erkundigte sich, welche Übergangsbestimmungen für Freiflächenanlagen gelten, die keinen Bebauungsplan erfordern. Dr. Wustlich stellte klar, dass für Anlagen, die auf sonstigen baulichen Anlagen im unbeplanten Bereich errich-

tet worden sind, in der Tat keine gesonderte Übergangsbestimmung vorgesehen sei. Aus Sicht des BMU sei dies auch nicht notwendig, da diese Anlagen kein förmliches Planungsverfahren durchlaufen müssen und daher typischerweise zügig umgesetzt werden können. Auf die Frage, ob bei der Anlagenzusammenfassung nach § 19 Abs. 1 und Abs. 1a EEG 2012 auch Dachanlagen mit Freiflächenanlagen zusammengefasst werden könnten, stellte Dr. Hoppenbrock, Referent im BMU, klar, dass Freiflächenanlagen nur mit Freiflächenanlagen zusammengefasst würden. Freiflächenanlagen könnten aber, soweit Abs. 1a nicht griffe, auch nach Abs. 1 zusammengefasst werden. Weiterhin erkundigte sich ein Teilnehmer nach dem Zusammenspiel der Anlagenzusammenfassung nach § 19 Abs. 1 EEG 2012 und dem Marktintegrationsmodell. Dr. Wustlich erklärte, dass § 19 Abs. 1 EEG 2012 zur Ermittlung der für das Marktintegrationsmodell maßgeblichen Leistungsschwellen anzuwenden sei. Das ergebe sich daraus, dass § 19 für alle Fragen der Vergütungshöhe anwendbar sei und das Marktintegrationsmodell sich auf die Vergütungshöhe auswirke.

Zur technischen Inbetriebnahme stellte sich die Frage, ob der Wechselrichter auf der Wechsel- oder der Gleichstromseite angeschlossen werden müsste. Dr. Wustlich schlug vor, diese Frage im Rahmen eines Hinweisverfahrens der Clearingstelle EEG zu beantworten.

Besonders viele Fragen warf das Thema Eigenverbrauch von Solarstrom und Direktverbrauch durch Dritte auf. So erkundigte sich ein Teilnehmer, wer Letztverbraucher/in im Sinne von § 37 Abs. 3 EEG 2012 sei, wenn z. B. ein Investor auf einem fremden Dach eine Anlage errichtet und dann an den Hauseigentümer Strom liefert. Dr. Wustlich führte aus, dass in diesem Fall mehrere Begriffsdefinitionen betroffen seien. EEG-Umlage müsse grundsätzlich ein Energieversorger zahlen, der Strom an einen Letztverbraucher liefert. Im konkreten Fall sei demnach zu klären, wer Anlagenbetreiber nach § 3 Nr. 2 EEG 2012 ist. Sofern der Investor tatsächlich Anlagenbetreiber ist, stellt sich als nächstes die Frage, ob die Bereitstellung des Solarstroms tatsächlich eine „Lieferung“ ist und ob der Investor auch Energieversorger nach EEG und Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist, denn nur Energieversorger sind EEG-umlagepflichtig. Wer als Energieversorger einzustufen ist, habe das BMU noch nicht abschließend geklärt, es werde diese Frage aber angehen. Dr. Wustlich deutete an, dass die Zahl der mit Strom Belieferten bzw. der Grad der rechtlichen Selbstständigkeit einer Organisation ein Indiz dafür sein könnte, dass ein Anlagenbetreiber Energieversorger sei. Herr Weißenborn, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), wies dagegen darauf hin, dass der Bundesgerichtshof bei

der EEG-Umlagepflicht nicht zwischen der Art des Energieversorgers unterschieden habe. Dr. Wustlich räumte ein, dass auch im Verhältnis zwischen zwei Personen ein Energieversorgungsverhältnis vorliegen könne. Ein weiterer Teilnehmer stellte den Fall eines Mehrfamilienhauses vor, in dem Mieter und Eigentümer gemeinsam eine Dachanlage betreiben und fragte, ob in diesem Fall von Eigenverbrauch ausgegangen werden könnte. Dr. Wustlich wies auf ein im Auftrag des BMU erstelltes Rechtsgutachten zum Thema Eigenverbrauch hin, räumte aber gleichzeitig ein, dass weiterer Klärungsbedarf bestehe. Mit Blick auf die Auslegung des Begriffs „unmittelbare räumliche Nähe“ könne die Entscheidung der Clearingstelle EEG zum Eigenverbrauch (Empfehlung 2011/2/1 vom 29. September 2011) auch weiterhin herangezogen werden. Eindeutig sei zudem, dass für die Abrechnung des Eigenverbrauchs neben dem Zähler zur Messung der Einspeisung ein zusätzlicher Zähler zur Messung des insgesamt erzeugten Stroms notwendig sei, so dass durch die Differenz der Eigenverbrauch errechnet werden kann. Ein weiterer Teilnehmer berichtete, dass der Verkauf von Solarstrom an Dritte bisher in der Praxis noch eine Ausnahme sei, da verschiedene wirtschaftliche und rechtliche Hürden zu überwinden seien.

Zur Verschiebung der Frist zum Einbau technischer Einrichtungen für das Einspeisemanagement nach § 6 Abs. 2 EEG 2012 kritisierte ein Teilnehmer, dass es wirtschaftlicher sei, die Einrichtungen bei der Erstinstallation einzubauen, und fragte, ob kleine Anlagen nicht vollständig von der Pflicht befreit werden könnten. Dr. Wustlich unterstrich in seiner Antwort, dass Kleinstanlagen in einzelnen Netzabschnitten durchaus systemrelevant seien und die Möglichkeit der Abregelung daher unverzichtbar sei. Zudem werde von einem weiterhin dynamisch voranschreitenden Ausbau ausgegangen und Nachrüstungen sollten möglichst vermieden werden. Das BMU sei zudem zuversichtlich, dass sich die technischen Probleme im Laufe des Jahres klären werden. Der nun im Gesetz verankerte Termin entspreche dem Anwendungshinweis, der Anfang des Jahres einvernehmlich mit der Branche, dem BDEW und der Bundesnetzagentur (BNetzA) beschlossen worden war. Abschließend fragte eine Teilnehmerin, ob Anlagen, die bisher noch nicht nachgerüstet wurden, für die Zeit zwischen dem 1. Januar 2012 (Inkrafttreten des EEG 2012) und dem 31. März 2012 (letzter Tag vor Inkrafttreten der Novelle) als Sanktion keine Vergütung erhalten. Dr. Wustlich verwies auf den „Anwendungshinweis zu § 6 Abs. 2 EEG 2012“ des BMU, in dem für den Fall der Unmöglichkeit der Einhaltung der Vorgaben ein Aufschub vorgesehen war, und bot an, die Aktualisierung des Hinweises zu prüfen.

Zusätzlich zu den genannten Themenblöcken gab es in der Diskussion einige Einzelfragen. So erkundigte sich ein Teilnehmer, ob das BMU plane, von der Verordnungsermächtigung im § 64g EEG 2012 Gebrauch zu machen und Anlagen über 10 MW auf Konversionsflächen erneut zu vergüten. Dr. Wustlich stellte klar, dass das BMU zunächst abwarten werde, bis der Zubau in den Zubaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW zurückkehrt. Auf die Frage zum Begriff der „angemessenen Kosten“ im Zusammenhang mit der Nachrüstung zur Behebung der 50,2-Hz-Problematik erläuterte Dr. Hoppenbrock, dass die BNetzA die Prüfung der Angemessenheit übernehmen werde.

Im zweiten Vortrag des Vormittags stellte Herr Ralf Kuper, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), neue technische Entwicklungen zur Einspeisereduzierung vor. Zunächst erinnerte er an die Zielvorgaben des Energiekonzepts zum Ausbau der erneuerbaren Energien vom 28. September 2010, um die Notwendigkeit des Einspeisemanagements zu unterstreichen. Im Netz der EWE NETZ GmbH z. B. liege der Anteil der erneuerbaren Energien bereits heute bei 54 % und das theoretische Potenzial allein für Kleinanlagen in diesem Netzbereich betrage bis zu 20 GW. Die dena-2-Studie sowie die Verteilnetzstudie hätten zudem den erheblichen Netzausbaubedarf gezeigt, der bei Verteilnetzen zwischen 200.000 und 400.000 km liege. Da große Speicher bisher nicht vorhanden sind, sei die Abregelung von Einspeisungen notwendig, um jederzeit die Frequenzhaltung im Netz zu garantieren. Herr Kuper berichtete am Beispiel der EWE NETZ GmbH, dass das Einspeisemanagement in den letzten Jahren stark zugenommen habe.

Anschließend stellte er die verschiedenen Regelungen und technischen Lösungen für das Einspeisemanagement für Fotovoltaikanlagen bis 30 kW, zwischen 30 und 100 kW und über 100 kW vor. Derzeitiger Stand der Technik für die Umsetzung des Einspeisemanagements bleibe weiterhin die klassische Rundsteuertechnik, die günstig und erprobt, aber in den technischen Möglichkeiten beschränkt sei. Insbesondere stelle sie nur eine unidirektionale Verbindung her und liefere keine Rückmeldung der Ist-Einspeisung. Die Fernwirktechnik sei teurer und werde deshalb häufig nur bei großen Anlagen eingesetzt. Ihr Vorteil liege indes in der Möglichkeit, aufgrund einer bidirektionalen Verbindung und einer Rückmeldung der Ist-Einspeisung direkt Einsicht in das Verhalten der Anlage zu erhalten. Dadurch sei eine anlagenscharfe Reduzierung möglich. Eine weitere Option sei ein Lastgangzähler mit Aufsatz eines „Grid“-Moduls, das mit dem Netzbetreiber kommunizieren kann. Hinsichtlich der 70%-Regelung erläuterte Herr Kuper, dass es am Markt intelligente Lösungen gebe,

die Erzeuger und Verbraucher im Gebäude zu steuern, um nicht ans Netz abgegebene Leistung im Haus zu verbrauchen. Diese Steuerungstechnik müsse allerdings der Anlagenbetreiber finanzieren. In seinem Fazit legte er dar, dass in der zukünftigen Netzentwicklung Energie-, Telekommunikations- und Informationstechnologie zusammengreifen müssten, da eine Umsetzung der Transformation des Energieversorgungssystems allein durch den Netzausbau nicht finanzierbar sei. Eine besondere Bedeutung komme daher in Zukunft dem intelligenten Last- und Speichermanagement zu, wobei sowohl smart angebundene Batterien und Wärmespeicher auf Haushaltsebene als auch große Speicher im Netz benötigt würden.

In der Diskussion im Anschluss an den Vortrag bat ein Teilnehmer um eine Bewertung, ob elektrische Heizungen den Netzausbaubedarf senken könnten. Herr Kuper stellte klar, dass ohnehin eine Mischung aus verschiedenen Lösungen gefunden werden müsse und der Ersatz normaler Heizung durch elektrische Heizungen aufgrund des großen Aufwands eher unwahrscheinlich sei, diese aber eventuell eine Lösung für den Neubau sein könnten. Insbesondere im Bereich der Transportnetze könne der Netzausbau durch Speicher nicht vollständig vermieden werden, da der Transportbedarf von Nord nach Süd, speziell von Windstrom, auch nach Ausbau von Speichern bestehen bleiben werde. Ein anderer Teilnehmer erkundigte sich vor dem Hintergrund der Debatte über die Regionalisierung von Netzen nach der optimalen Netzgröße auf der Verteilnetzebene. Herr Kuper hielt eine gewisse Mindestgröße durchaus für sinnvoll, um intelligente Technik umsetzen zu können, wollte sich aber nicht auf eine Kenngröße festlegen. Als Antwort auf die Frage, wie Anlagenbetreiber auf Veränderungen beim Stand der Abregelungstechnik reagieren könnten, erläuterte Herr Kuper das Vorgehen bei EWE: Die technischen Anforderungen werden veröffentlicht und, sobald Anlagenbetreiber die entsprechenden Einrichtungen installiert haben, sei ihre Verpflichtung erfüllt. Künftig stelle sich für die Netzbetreiber allerdings die Herausforderung, Anlagenbetreiberinnen und -betreiber für die Nutzung „smarter“ Technologien zu gewinnen.

Im ersten Vortrag des Nachmittags stellte Frau Elena Richter, rechtswissenschaftliche Koordinatorin der Clearingstelle EEG, Entscheidungen der Clearingstelle EEG zur Inbetriebnahme und Zusammenfassung von EEG-Anlagen vor. Sie wies zunächst darauf hin, dass der Hinweis 2010/1 zur Inbetriebnahme nach bisheriger Rechtslage auf Inbetriebnahmen nach der PV-Novelle insoweit nicht mehr anwendbar sei, als § 3 Nr. 5 EEG 2012 (ab 04/2012) nun die dauerhafte, ortsfeste Installation der Anlage verlange. Zum neuen Inbetriebnahmebegriff lägen der Clearingstelle EEG bislang

nur wenige Anfragen vor. Demgegenüber lägen zahlreiche Anfragen zur Er- oder Versetzung von PV-Modulen vor. Die PV-Novelle stelle klar, dass bei einem „Ersetzen“ von Modulen z.B. wegen technischen Defekts die ersetzenden Module jedenfalls ab dem 1. Januar 2012 das Inbetriebnahmedatum – und damit Vergütungssatz und -zeitraum – der ersetzten Module übernehmen (§§ 32 Abs. 5, 66 Abs. 1 Nr. 12 EEG 2012). Eventuell werde die Clearingstelle EEG ein Hinweisverfahren zum Begriff des „technischen Defekts“, jedenfalls aber zu den Rechtsfolgen des (nicht ersetzenden) „Versetzens“ von PV-Anlagen unter dem EEG 2009/2012 durchführen.

Anschließend wandte sich Frau Richter der vergütungsseitigen Anlagenzusammenfassung nach § 19 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009/2012 zu. Sie fasste kurz die Empfehlung 2008/49 zusammen, die für alle Energieträger gelte, u. a. kläre, dass das „Grundstück“ i. S. d. § 19 Abs. 1 grundsätzlich das im Grundbuch eingetragene Grundstück sei und insbesondere für den Begriff „sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe“ sowie für die ausnahmsweise Aufteilung eines Grundstücks einen Kriterienkatalog bereitstelle. Die Voten 2011/19 und 2012/16 beschäftigten sich dagegen mit der Zusammenfassung von PV-Gebäudeanlagen im Einzelfall und konkretisierten hierfür Aussagen der Empfehlung. So stelle zum Begriff des „Grundstücks“ das Votum 2011/19 klar, dass ein (Grundbuch-)„Grundstück“ nach den Kriterien der Empfehlung 2008/49 nur in eng begrenzten Ausnahmefällen in mehrere sog. „wirtschaftliche“ Grundstücke aufgeteilt werden könne, mehrere „Grundstücke“ aber nicht zu einem größeren „wirtschaftlichen“ Grundstück zusammengefasst werden könnten. Seien sowohl Kriterien für als auch gegen die Aufteilung eines Grundstücks in mehrere „wirtschaftliche“ Grundstücke erfüllt, entscheide nach dem Votum 2012/16 eine abwägende Gesamtschau, ob eine Aufteilung erforderlich sei oder nicht. Das Votum 2011/19 kläre zudem, wann sich PV-Anlagen auf mehreren, aneinandergrenzenden (Grundbuch-)Grundstücken „sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe“ zueinander befänden und daher – bei Erfüllung der weiteren Voraussetzungen des § 19 – vergütungsseitig zusammenzufassen seien: Solche PV-Anlagen seien in der Regel dann nicht mit den Anlagen auf den/dem anderen Grundstück/en zusammenzufassen, wenn sie auf vorfindlichen, freistehenden Gebäuden angebracht seien. Sie seien hingegen über die Grundstücksgrenzen hinweg zusammenzufassen, wenn sie unter Berücksichtigung der Kriterien aus 2008/49 als Bestandteile einer einheitlichen Installation zu werten seien (z.B. bei einheitlich belegten, aneinander angrenzenden Dachflächen oder einem einheitlichem Gebäude, das sich über die Grundstücke erstreckt). Aufgrund der zahlreichen Anfragen zur Zusammenfassung von PV-Gebäudeanlagen sei mit weiteren Voten zu dieser Thematik zu rechnen.

Abschließend erinnerte Frau Richter daran, dass die Zusammenfassung von Anlagen nur zur Änderung des Vergütungssatzes, nicht aber zur Änderung des Inbetriebnahmedatums einer jeweiligen Anlage und damit des jeweiligen Degressionsatzes führen könne (vgl. Hinweis 2011/11). Ungeklärt sei bislang hingegen, ob § 19 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 im Zusammenhang mit dem durch die PV-Novelle neu eingeführten Marktintegrationsmodell (§ 33 EEG 2012 (ab 04/2012)) auch auf Bestandsanlagen anzuwenden sei – insbesondere wenn durch eine Erweiterung von bestehenden Installationen nach dem 31. März 2012 durch neue Module die 10-kW-Grenze überschritten werde, die hinzugebauten Module für sich genommen aber unter der 10-kW-Grenze lägen.

Neue Fragen ergäben sich zudem bei Freiflächenanlagen, für welche die PV-Novelle erstmals eine Vergütungsbegrenzung von 10 MW (§ 20a Abs. 5 Satz 2 EEG 2012) und eine Regelung zur vergütungsseitigen Zusammenfassung (§ 19 Abs. 1a EEG 2012) geschaffen hat. Fraglich sei z. B., ob die Zusammenfassung nach § 19 Abs. 1a EEG 2012 auch Bestandsanlagen erfasse, die vor Inkrafttreten der EEG-Novelle in Betrieb genommen wurden. Die Clearingstelle EEG halte dies für naheliegend. Klarzustellen sei weiterhin das Verhältnis von § 19 Abs. 1a zu § 19 Abs. 1 EEG 2012, z. B. bei der Zusammenfassung der Module einer PV-Installation, die sich über eine Gemeindegrenze erstreckt. Die Empfehlung 2008/49 könne auf die Zusammenfassung von PV-Freiflächenanlagen nicht ohne Weiteres angewendet werden, da sie den § 19 Abs. 1 Satz 1 unter dem EEG 2009 ausgelegt habe, welches eine Zusammenfassung von Freiflächenanlagen noch nicht vorsah.

Zum Abschluss wies Frau Richter darauf hin, dass die Begriffe „Grundstück“ und „unmittelbare räumliche Nähe“ in den Regelungen zum Einspeisemanagement (§ 6 Abs. 3 EEG 2012) und zum Netzanschluss (§ 5 Abs. 1 EEG 2012) nicht notwendigerweise ebenso auszulegen seien wie in § 19 EEG 2009/2012, da die Regelungen jeweils unterschiedlichen Zwecken dienen. Im Zusammenhang mit dem vergüteten Eigenverbrauch (§ 33 Abs. 2 EEG 2009/2012 (bis 03/2012)) habe die Clearingstelle EEG etwa den Begriff der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ – anders als bei § 19 Abs. 1 EEG 2009 – netzbezogen ausgelegt (Empfehlung 2011/2/1). Für den Netzanschluss werde die Frage demnächst durch das Hinweisverfahren 2011/23 geklärt.

Herr Christoph Weißenborn, Fachbereichsleiter beim BDEW, beleuchtete in seinem Vortrag den rechtlichen Klärungsbedarf aus Sicht der Netzbetreiber bei den Übergangsregelungen, hinsichtlich des Marktintegrationsmodells und bei der Anlagenzusammenfassung von Freiflächenanlagen. Zur Bewertung, ob Anlagen den Über-

gangsregelungen nach § 66 Abs. 18 und 18a EEG 2012 unterfallen, stellte Herr Weißenborn für beide Fälle detaillierte Prüfschemata vor. Hinsichtlich der Wendung „nachweislich schriftlich oder elektronisch“ erläuterte er, dass er die Auslegung der Clearingstelle EEG im Hinweis 2012/10 nicht teile: Aus Sicht des BDEW reiche ein formlos schriftlich – z. B. per E-Mail oder Fax gesandtes – Netzanschlussbegehren nicht aus. Stattdessen sei die Schriftform (§ 126 BGB) oder eine elektronische Signatur notwendig. Zudem sei ein Eingang am 24. Februar oder einem Folgetag nicht fristgemäß. Mit Blick auf die im Netzanschlussbegehren genannte installierte Leistung halte die Clearingstelle EEG eine Überschreitung von bis zu 5 % für zulässig, während der BDEW hier keine Marge für Überschreitungen sehe. Herr Weißenborn wies zudem daraufhin, dass auch für Anlagen, die unter die Übergangsregelungen fallen, der neue Inbetriebnahmebegriff anzuwenden sei.

Nach einer detaillierten Darlegung, auf welche Anlagen das Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG 2012 angewendet wird, stellte er klar, dass das Marktintegrationsmodell die vergütungsfähige Strommenge definiere, die tatsächliche Vergütung aber nicht über die tatsächliche Einspeisung hinausgehen könne. Fragen werfe dagegen das Zusammenspiel von Bestands- und Neuanlagen auf, wenn bei einer Anlagenerweiterung die 10-kW-Grenze überschritten wird. Herr Weißenborn erläuterte zudem, dass für die korrekte Abrechnung von Anlagen im Marktintegrationsmodell ein Einspeise- und ein Bezugszähler erforderlich sei – und im Fall der „kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe“ nach § 8 Abs. 2 EEG 2012 zusätzlich auch ein Erzeugungszähler.

Anschließend wandte sich Herr Weißenborn den Rechtsproblemen bei der Zusammenfassung von Freiflächenanlagen nach § 19 Abs. 1a EEG 2012 zu. Zum einen warf er die Frage auf, wer die Erfüllung der Anforderungen dieser Regelung überprüfen werde, insbesondere mit Blick auf die Gemeindegrenzen. Zum anderen sei die Definition der Anlage in diesem besonderen Fall unklar. Diese entscheide auch, ab welchem Punkt die 2-km-Grenze zu messen sei. Die Frage, ob Bestandsanlagen, die vor dem 1. April 2012 errichtet wurden, bei der Anlagenzusammenfassung berücksichtigt werden sollten, verneinte er, da die Regelung nur für neue Anlagen gelte. Er regte abschließend die Klärung dieses Punktes an, da es dazu abweichende Meinungen gäbe.

In der anschließenden Diskussion standen die Übergangsregelungen im Vordergrund. So erkundigte sich ein Teilnehmer, ob eine Unterschreitung der im Netzanschlussbegehren genannten Leistungsgröße ein Problem sei. Herr Weißenborn verneinte dies. Auch ein Wechsel des Anlagenbetreibers nach Einreichen des Netzanschlussbegehrens sei nicht zwingend ein Ausschlusskriterium, wie die Clearingstelle EEG im Hinweis 2012/10 dargelegt habe. Dagegen verneinte Herr Weißenborn die Frage, ob eine Freiflächenanlage im Außenbereich, die nach § 35 Baugesetzbuch genehmigt ist, für die aber kein beschlossener Bebauungsplan existiert, unter die Übergangsbestimmung fallen kann. Erneut wurde auch die fehlende Übergangsregelung für PV-Anlagen auf vorrangig zu anderen Zwecken errichteten baulichen Anlagen in Gebieten ohne Bebauungsplan angesprochen und ein Bruch mit den Vertrauensschutzbestimmungen des Grundgesetzes konstatiert. Herr Weißenborn konnte dieser Sichtweise nicht zustimmen, da die Vergütung nicht vollständig entfalle, sondern nur nach unten angepasst werde, während die Modulpreise ebenfalls gesunken seien.

Im dritten Vortrag des Nachmittags stellt Herr René Groß, Referent für Energierecht beim Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar), den Klärungsbedarf aus Sicht seines Verbandes vor. Herr Groß thematisierte zunächst die Neuregelungen durch die PV-Novelle des EEG 2012, die die Einbettung der Fotovoltaik in den freien Strommarkt betreffen. Er wies darauf hin, dass Fotovoltaikanlagen in einigen Fällen auch außerhalb des EEG wirtschaftlich sein können, entscheidend sei aber, ob EEG-Umlage gezahlt werden müsse oder nicht. Herr Groß legte dar, dass die Ausnahme von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 3 EEG 2012 bei bestimmten Vertragskonstellationen auch dann gelten könne, wenn der Anlagenbetreiber nicht Eigentümer der Anlage sei. Bei der Auslegung des Begriffs „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ in § 39 Abs. 3 EEG zur verringerten EEG-Umlage empfahl er, die weite, netzbezogene Auslegung zu wählen, die die Clearingstelle EEG bereits im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauchsbonus empfohlen hat. Anschließend berichtete Herr Groß, dass die Mehrzahl der an den Verband gerichteten Anfragen derzeit den Verkauf von Strom an Dritte betreffe. Hier müssten verschiedene Vorschriften des EnWG eingehalten werden und es sei noch zu prüfen, ob diese Option in der Praxis umgesetzt werden könne oder ob weitere Nachbesserungen der Vorschriften erforderlich seien.

Weitere Auslegungsfragen sah Herr Groß im Zusammenhang mit den Ausnahmeregelungen für sogenannte „Solarstahl“. Insbesondere die Auslegung des Begriffes „dauerhaft genutzte Tierställe“ könne ein Fall für die Clearingstelle EEG sein. Da-

neben sei zu klären, wie mit Blick auf die Zusammenfassung von Freiflächenanlagen der Begriff „Gemeinde“ zu definieren sei und wie Anlagenplaner in der Praxis prüfen können, ob die 10-MW-Grenze erreicht sei. Herr Groß sieht hier die Gemeindeverwaltungen als beste Ansprechpartner.

Zum Abschluss berichtete Herr Groß, dass das Einspeisemanagement weiterhin viele Fragen auslöse. Zwar sei das Hinweispapier des FNN hilfreich, die Kosten für die technischen Einrichtungen variierten aber in der Praxis erheblich und einige Netzbetreiber stellten Anforderungen, die über die im FNN-Hinweis definierten Standards hinausgingen.

Im letzten Vortrag des Tages beleuchtete Herr Dr. Uwe Hartmann von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) die rechtlichen Fragen im Zusammenhang mit der EEG-Novelle. Klärungsbedarf sah er als erstes beim Messaufbau für Anlagen, die dem Marktintegrationsmodell unterfallen und ins Mittelspannungsnetz einspeisen, da hier Transformatorverluste von 1 – 2 % zu berücksichtigen seien. Des Weiteren mahnte er an, frühzeitig eine Regelung für die Zeit nach Erreichen der Ausbaugrenze von 52 GW zu entwickeln, da in der Vergangenheit sämtliche Zubauprognosen stets übertroffen worden seien. Dr. Hartmann warf außerdem mit Blick auf ein konkretes Projekt die Frage auf, wie Solaranlagen auf Schiffen, die nach Auffüllung der Batterien in das Netz einspeisen, unter dem EEG zu bewerten seien. Mit Blick auf das Einspeisemanagement bemängelte auch Dr. Hartmann die großen Preisunterschiede bei den verschiedenen Techniken und wies auf zeitliche Verzögerungen bei der Lieferung der Technik hin. Vor diesem Hintergrund bat er die Clearingstelle EEG, die Möglichkeit einer Übergangsregelung zu prüfen. Bei der Abregelung der Wirkleistung auf max. 70 % sei zu klären, auf welchen Leistungswert genau abgestellt werde und wie die Abregelung zu dokumentieren sei. Dr. Hartmann fragte außerdem, ob die Entschädigung bei der Einspeisereduzierung nach § 12 Abs. 1 EEG 2012 auch dann gelte, wenn bestimmte Netzsituationen zur Abregelung führten. Abschließend wandte er sich der Frage der Zumutbarkeit beim Netzausbau zu: Es sei zu klären, ob die unter dem EEG 2004 geltende Regel, dass die Kosten zumutbar sind, wenn sie 25 % der Kosten der Fotovoltaikanlage nicht übersteigen, auch bei Kleinstanlagen gelte.

Die anschließende Abschlussdiskussion fokussierte hauptsächlich auf die Themen Einspeisemanagement, Anlagenzusammenfassung bei Freiflächenanlagen und Übergangsbestimmungen. Insbesondere mit Blick auf das Einspeisemanagement sahen mehrere Teilnehmer weiterhin großen Klärungsbedarf. Es gebe häufig Konflikte,

weil Anlagenbetreiber und Netzbetreiber in Abstimmung miteinander handeln müssen. Langfristig sollte das Einspeisemanagement mit dem Messwesen gemeinsam geregelt werden. Herr Kuper bestätigte, dass die dafür notwendige Smart-Grid-Technik bereits vorhanden sei. Dagegen äußerte Dr. Hoppenbrock Zweifel, ob alle Details gesetzlich geregelt werden können. Beim Netzbetrieb sei die Zusammenarbeit aller Akteure ohnehin erforderlich. Ein Teilnehmer fragte, ob ein Anlagenbetreiber, der bereits einen Rundsteuerempfänger eingebaut habe, beim Umstieg des Netzbetreibers auf Fernwirktechnik die Nachrüstung finanzieren müsse. Herr Weißenborn stellte klar, dass der Anlagenbetreiber mit dem Einbau einer Abregelungstechnik seine Pflicht erfüllt habe und nicht zur Nachrüstung gezwungen werden könne. Des Weiteren wurde gefragt, wie oft Fotovoltaikanlagen derzeit schon abgeregelt werden. Herr Kuper und Herr Weißenborn legten dar, dass dazu keine Zahlen auf Bundesebene bekannt seien, die Abregelung aber auf den Internetseiten der einzelnen Netzbetreiber veröffentlicht werden. Herr Groß nannte das Beispiel der e.on Hanse in Schleswig-Holstein und regte an, die Daten zusammengefasst zu veröffentlichen, damit die volkswirtschaftlichen Wirkungen des Einspeisemanagements besser abgeschätzt werden könnten.

Hinsichtlich der Anlagenzusammenfassung bei Freiflächenanlagen erläuterte Dr. Hoppenbrock, dass der Gesetzestext beide Auslegungen – Einbeziehung von Bestandsanlagen oder Betrachtung allein der Neuanlagen – erlaube. Ein Teilnehmer kritisierte, dass die Größenbegrenzung auf die installierte Leistung abstellt statt auf die in Anspruch genommene Fläche. Dr. Hoppenbrock verteidigte die leistungsbezogene Grenze und erläuterte, dass die Größenbegrenzung neben dem Flächenschutz auch die Begrenzung des Zubaus zum Ziel habe. Er stellte außerdem klar, dass auch bei Neuanlagen über 10 MW der Abnahmevorrang und die Entschädigung bei Abregelung gälten.

Zur Übergangsregelung für Freiflächenanlagen wurde gefragt, ob eine Anlage auch dann darunter fallen könne, wenn der Bebauungsplan nach dem 1. März noch einmal geändert wurde, ohne dass diese Änderung mit der Anlage zu tun habe. Dr. Hoppenbrock verwies auf die Möglichkeit, bei kleinen Änderungen die teleologische Reduktion anzuwenden, sofern sich an der Anlage nichts geändert hat. Dr. Winkler, Mitglied der Clearingstelle EEG, wies darauf hin, dass das 5%-Kriterium im Hinweis 2012/10 zum Begriff des „Netzanschlussbegehrens“ nicht aus dem Gesetz entnommen, sondern als ein Rat zum pragmatischen Umgang in der Praxis gedacht sei.

Erneut wurde in der Abschlussdiskussion der Klärungsbedarf beim Begriff „dauerhaft genutzter Stall“ erörtert. Herr Groß schlug vor, dass der Stall mindestens die Hälfte des Jahres genutzt werden müsse. Eventuell könnte, so Dr. Hoppenbrock, auch die für den Stall erteilte Baugenehmigung als Indiz gesehen werden. Herr Weißborn merkte an, dass aus seiner Sicht die Beweislast beim Anlagenbetreiber liege. Zum Austausch von defekten Modulen wurde gefragt, ob die Rechtsfolgen des § 32 Abs. 5 EEG 2012 nach Sinn und Zweck auch bei einem Austausch aller Module griffen, wenn in einem Solarpark nur mit erheblichem Aufwand ermittelt werden könnte, welche einzelnen Module mangelhaft seien. Frau Richter und Herr Weißborn verneinten dies mit Blick auf den eindeutigen Wortlaut der Vorschrift. Eine Teilnehmerin berichtete, dass immer häufiger Fotovoltaikanlagen auf überdachten Güllelagern als Dachanlagen angemeldet würden. Dr. Winkler verwies hierzu auf den Hinweis 2011/10 der Clearingstelle EEG, in dem die Frage des vorrangigen Nutzungszwecks von baulichen Anlagen ausführlich behandelt werde.

Zum Abschluss wandte sich die Diskussion allgemeinen Fragen im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des Strommarktes zu. So wurden insbesondere die Berechnung der EEG-Umlage und die Notwendigkeit eines neuen Marktdesigns diskutiert.

In seinem Résumé des Tages dankte Dr. Lovens allen Beteiligten und lud die Anwesenden zum nächsten Fachgespräch zum Thema Direktvermarktung am 23. November 2012 – zugleich das Fachgespräch zum fünfjährigen Bestehen der Clearingstelle EEG – ein.