

2015/7

16. Juni 2015

Hinweis

Die Clearingstelle EEG gibt folgenden Hinweis zur Auslegung und Anwendung des § 32 Abs. 5 EEG 2012¹ und § 17 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012 bzw. § 51 Abs. 4 EEG 2014² und § 25 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 i. V. m. § 5 Abs. 2 und 3, § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 AnlRegV³ – Ersetzen von PV-Anlagen gem. EEG (II)⁴ – Meldefragen und technischer Defekt:

- 1. Ein „technischer Defekt“ im Sinne von § 32 Abs. 5 EEG 2012 bzw. § 51 Abs. 4 EEG 2014 (PV-Austauschregelung) liegt dann vor, wenn aufgrund von Fehlern, die dem Modul immanent sind, die erbrachte Leistung des Moduls dessen mindestens zu erwartende Leistung unterschreitet. Als Maßstab für die mindestens zu erwartende Leistung (unter Berücksichtigung des altersbedingten Leistungsabfalls) sind die von den Herstellern angegebenen technischen Daten heranzuziehen (Rn. 18 ff.).**
- 2. Ein technischer Defekt liegt ebenfalls vor, wenn das Modul nach dessen Netzanschluss Eigenschaften aufweist, die zu nicht behebbaren Sicherheitsmängeln führen oder führen können (Rn. 21 f.).**

¹ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) v. 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Art. 5 des dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften v. 20.12.2012 (BGBl. I S. 2730), nachfolgend bezeichnet als EEG 2012. Arbeitsausgabe der Clearingstelle EEG abrufbar unter <https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/arbeitsausgabe>.

² Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes v. 22.12.2014 (BGBl. I S. 2406), nachfolgend bezeichnet als EEG 2014. Arbeitsausgabe der Clearingstelle EEG abrufbar unter <https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2014/arbeitsausgabe>.

³ Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (Anlagenregisterverordnung - AnlRegV) v. 01.08.2014 (BGBl. I S. 1320), zuletzt geändert durch Art. 3 der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und zur Änderung anderer Verordnungen v. 17.02.2015 (BGBl. I S. 146).

⁴ Vgl. auch zum Ersetzen von PV-Anlagen gem. EEG 2012 (I) - Gebrauchtmodule *Clearingstelle EEG*, Hinweis v. 21.05.2013– 2013/16, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-eeg.de/hinwv/2013/16>.

3. Die PV-Austauschregelung ist ebenfalls anwendbar, wenn die unsachgemäße Montage zu einer Beschädigung, einer technischen Funktionsstörung oder Sicherheitsmängeln am Modul selbst geführt hat (Rn. 32).
4. Es liegt jedoch immer dann kein „technischer Defekt“ i. S. d. PV-Austauschregelung vor, wenn der gegenüber der ursprünglich projektierten Leistung geringere Stromertrag – u. a. aufgrund unsachgemäßer Montage – durch suboptimale Ausrichtung der Module, Verschattung, Verschmutzung oder andere, nicht dem Modul immanente Gründe verursacht wurde (Rn. 33).
5. Anlagenbetreiberinnen und -betreiber haben bei der Meldung des Ersetzens gegenüber dem Netzbetreiber das Vorliegen eines technischen Defekts i. S. d. Regelung objektiv nachvollziehbar und schlüssig darzulegen (Rn. 35 ff.).
 - (i) Hierzu genügt es im Fall der höher als erwartbaren Leistungsreduktion, wenn die Darlegung folgende Angaben enthält:
 - (a) Nennleistung der zu ersetzenden PV-Module, ggf. Leistungstoleranz, erwartbare jährliche Leistungsminde- rung gemäß den Herstellerunterlagen bzw. techni- schen Datenblättern,
 - (b) daraus resultierende erwartbare Jahreserträge und Ge- genüberstellung mit den tatsächlichen Jahreserträgen sowie
 - (c) eine (ggf. kurze) schriftliche Darstellung, inwiefern die Unterschreitung der mindestens zu erwartenden Anla- genleistung durch dem PV-Modul immanente Gründe (vgl. Nr. 4, Rn. 33) verursacht wurde.
 - (ii) Der Nachweis über das Vorliegen eines technischen Defek- tes i. S. d. Regelung kann, insbesondere im Fall von nach dem Netzanschluss aufgetretenen, nicht behebbaren Sicher- heitsmängeln oder dem (fast) vollständigen Ausfall der Funktionstüchtigkeit des PV-Moduls, auch auf anderem ge- eigneten Wege nachgewiesen werden, beispielsweise durch

Aufnahmen von Infrarotkameras (Thermografie), Elektrolumineszenzaufnahmen oder durch Lichtbilder (Rn. 41).

6. Der Nachweis über das Vorliegen eines technischen Defektes i. S. d. PV-Austauschregelung muss nicht zwingend und in jedem Fall modulscharf geführt werden. Die Nachweistiefe hängt im jeweiligen Einzelfall vom wirtschaftlich zumutbaren Aufwand ab (Rn. 42 ff.). Anlagenbetreiberinnen und -betreiber haben dem zuständigen Netzbetreiber gegenüber unter Berücksichtigung des vorhandenen Mess- und Wechselrichterkonzeptes und der damit zusammenhängenden Monitoring- und Datenerfassungstechnik plausibel und nachvollziehbar darzulegen, dass ein modulscharfer Nachweis unwirtschaftlich ist, wenn die Kosten der Nachweisführung und des Austauschs die entgangenen Vergütungseinnahmen über die Restlaufzeit übersteigen.
 - Von einem wirtschaftlich vertretbaren Aufwand für das Identifizieren technisch defekter Stränge ist jedenfalls dann auszugehen, wenn es sich um PV-Installationen handelt, die über Messkonzepte mit String-Überwachung verfügen. Wenn die gemäß den Herstellerangaben für die Module des Stranges insgesamt zu erwartende Leistung unterschritten wird (s. Nr. 5), gilt für die in dem Strang zusammengeschalteten Module die widerlegliche Vermutung, dass der gesamte Strang i. S. d. Regelung technisch defekt ist, mit der Folge, dass alle Module des Stranges nach der PV-Austauschregelung ersetzt werden können (Rn. 45).
 - Wenn mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand, bspw. unter Einsatz von Sichtkontrollen oder Infrarot-Kameraaufnahmen, einzelne technisch defekte Module – auch innerhalb einzelner Stränge – auszumachen sind, besteht nur für diese einzelnen defekten Module die Möglichkeit des Ersetzens unter Erhalt des ursprünglichen Vergütungssatzes (Rn. 48).
 - Wenn mit vertretbarem wirtschaftlichen Aufwand keine spezifischen Leistungsdaten für die einzelnen Stränge ermittelt werden können, bspw. weil die PV-Installa-

tion nicht über String-Messkonzepte verfügt (etwa beim Einsatz von Zentralwechselrichtern), besteht die Möglichkeit, den Nachweis für das Vorliegen von technisch defekten PV-Modulen anhand von repräsentativen Stichproben zu führen. Wenn die gemäß der Herstellerangaben für die Module der PV-Installation insgesamt zu erwartende Leistung unterschritten wurde, gilt für alle Module der PV-Installation die widerlegliche Vermutung, dass sie i. S. d. Regelung technisch defekt sind, mit der Folge, dass alle Module der Installation nach der PV-Austauschregelung ersetzt werden können (Rn. 51).

7. Das Ersetzen von PV-Anlagen gemäß § 32 Abs. 5 EEG 2012 bzw. § 51 Abs. 4 EEG 2014 ist
 - *bei Ersetzungsvorgängen bis zum 31. Juli 2014* der Bundesnetzagentur nur dann und nur insoweit zu melden, als die installierte Leistung an demselben Standort⁵ nach dem Ersetzungsvorgang die vorherige installierte Leistung übersteigt (Rn 57 ff.);
 - *bei Ersetzungsvorgängen ab dem 1. August 2014* der Bundesnetzagentur immer dann zu melden, wenn die installierte Leistung an demselben Standort nach dem Ersetzungsvorgang die vorherige installierte Leistung unterschreitet oder übersteigt (Rn. 63 f.).
8. Jegliches Ersetzen von PV-Anlagen ist dem zuständigen Netzbetreiber mitzuteilen (Rn. 67 ff.).
9. Wenn sich infolge des Ersetzens defekter Module das elektrische Verhalten der PV-Installation am Netzverknüpfungspunkt wesentlich ändert, kann die Übersendung eines Inbetriebnahmeprotokolls an den zuständigen Netzbetreiber infolge des Ersetzungsvorgangs gem. § 7 Abs. 2 EEG 2012 bzw. § 10 Abs. 2 EEG 2014 i. V. m. § 49 EnWG notwendig sein (Rn. 70 ff.).
Anlagenbetreiberinnen und -betreiber haben in jedem Fall zu prüfen – bei entsprechendem Sachverstand selbst, andernfalls

⁵Die Clearingstelle EEG wird zur Auslegung des Begriffes „an demselben Standort“ voraussichtlich ein weiteres Hinweisverfahren durchführen.

durch Beauftragung eines fachkundigen Dritten –, ob eine wesentliche Veränderung der elektrischen Eigenschaften am Netzverknüpfungspunkt vorliegt. Die Clearingstelle EEG rät Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, den Austauschvorgang zur Vermeidung von Streitigkeiten dem zuständigen Netzbetreiber mitzuteilen und entsprechend plausibel darzulegen, auch wenn es infolge des Austauschvorganges nicht zu einer wesentlichen Veränderung der elektrischen Eigenschaften am Netzverknüpfungspunkt gekommen ist. Die Clearingstelle EEG rät zudem Anlagenbetreiberinnen und -betreibern zu ihrer eigenen Sicherheit, bei der Beauftragung des Ersetzens von PV-Modulen in jedem Fall darauf zu achten, dass diese nach dem Stand der Technik installiert und an das Netz angeschlossen werden und dies auch entsprechend zu dokumentieren.

10. In keinem Fall dürfen Netzbetreiber die Auszahlung der Vergütung oder der gesetzlichen Förderung von der Vorlage eines Inbetriebnahmeprotokolls abhängig machen (Rn. 79).

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung des Verfahrens	6
2	Einführung	8
2.1	Maßgebliche Regelungen zum „Ersetzen von PV-Anlagen“ im EEG 2012 und EEG 2014	8
2.2	Begriffsbestimmungen	11
3	Herleitung	11
3.1	Technischer Defekt	13
3.2	Darlegungsfragen	19
3.3	Meldepflichten gegenüber der BNetzA	25
3.3.1	Bis zum 31. Juli 2014	25
3.3.2	Ab dem 1. August 2014	27
3.4	Mitteilungspflichten gegenüber dem Netzbetreiber und Inbetriebnahmeprotokoll	27
3.4.1	Mitteilungspflicht gegenüber dem Netzbetreiber	28
3.4.2	Inbetriebnahmeprotokoll	28

1 Einleitung des Verfahrens

1 Die Clearingstelle EEG hat am 13. April 2015 durch ihren Vorsitzenden Dr. Lovens, das Mitglied Dr. Pippke und die technische Koordinatorin Dr. Mutlak beschlossen, zu folgenden Fragen ein Hinweisverfahren einzuleiten:

1. Was ist ein „technischer Defekt“ i. S. d. PV-Austauschregelung? Insbesondere:
 - Ist ein technischer Defekt erst bei Überschreitung einer bestimmten Schwelle („Mindestminderleistung“) anzunehmen?
 - Ist die unsachgemäße Montage einer PV-Anlage ein „technischer Defekt“?

2. Ist das Ersetzen von PV-Anlagen gemäß der PV-Austauschregelung in § 32 Abs. 5 EEG 2012 bzw. § 51 Abs. 4 EEG 2014

- der Bundesnetzagentur zu melden und
- dem zuständigen Netzbetreiber mitzuteilen? Bejahendenfalls: Ist hierzu ein neues Inbetriebnahmeprotokoll erforderlich?

- 2 Es handelt sich dabei um abstrakt-generelle Auslegungs- und Anwendungsfragen, für deren Beantwortung der Clearingstelle EEG die Durchführung eines Empfehlungsverfahrens nicht geboten erscheint.
- 3 Der Einleitung voraus gingen an die Clearingstelle EEG gerichtete Anfragen zu diesen Themen. Insbesondere wurde darauf hingewiesen, dass die praktische Umsetzung der gesetzlichen Regelung zum Ersetzen von PV-Anlagen erhebliche – in Rn. 1 genannte – Unsicherheiten mit sich bringe.
- 4 Die von der Clearingstelle EEG nach pflichtgemäßem Ermessen ausgewählten, gemäß § 2 Abs. 4 Satz 1 VerFO⁶ akkreditierten Interessengruppen bzw. gemäß § 2 Abs. 4 Satz 3 VerFO registrierten öffentlichen Stellen haben gem. § 25b Abs. 2 VerFO bis zum 13. Mai 2015 Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme erhalten. Die Stellungnahmen der Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen, der Bundesnetzagentur (BNetzA), der Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), des Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV), der GEODE Deutschland (GEODE) sowie des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.⁷ sind fristgemäß eingegangen und wurden bei der Beratung und Beschlussfassung berücksichtigt. Die Beschlussvorlage haben gemäß § 25b Abs. 1 i. V. m. § 24 Abs. 5 VerFO der Leiter der Clearingstelle EEG Dr. Lovens und die technische Koordinatorin Dr. Mutlak erstellt.

⁶Verfahrensordnung der Clearingstelle EEG in der am Tage der Beschlussfassung geltenden Fassung, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/verfahrensordnung>.

⁷Alle Stellungnahmen sind unter <https://www.clearingstelle-ee.de/hinwv/2015/7> abrufbar.

2 Einführung

2.1 Maßgebliche Regelungen zum „Ersetzen von PV-Anlagen“ im EEG 2012 und EEG 2014

- 5 Mit dem EEG 2012 wurde für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie eine spezielle PV-Austauschregelung eingeführt. § 32 Abs. 5⁸ EEG 2012 lautet:

„Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort ersetzen, gelten abweichend von § 3 Nummer 5 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Der Vergütungsanspruch für die nach Satz 1 ersetzten Anlagen entfällt endgültig.“

- 6 Diese Regelung gilt gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014 weiterhin für Anlagen, die „nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind“, sowie gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2014 i. V. m. § 66 Abs. 1 Nr. 12 EEG 2012 auch für Solarmodule mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012 für Austauschvorgänge ab dem 1. Januar 2012. Für Austauschvorgänge, die vor dem 1. Januar 2012 bei Anlagen durchgeführt wurden, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, gilt mit Wirkung ab dem 1. Januar 2012 gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2014 i. V. m. § 66 Abs. 1 Nr. 12 EEG 2012 der § 32 Abs. 5 EEG 2012. Für Austauschvorgänge zwischen dem 1. Januar und dem 31. März 2012 gilt gem. § 100 Abs. 1 Nr. 4, 9 und 10 i. V. m. § 66 Abs. 18 Satz 1 EEG 2012 der § 66 Abs. 1 Nr. 12 i. V. m. § 32 Abs. 3 EEG 2012 (in der am 31. März 2012 gültigen Fassung) weiter.⁹

⁸In der durch Gesetz v. 17.08.2012 (BGBl. I S. 1754) – sog. PV-Novelle – geänderten und seit 01.04.2012 geltenden Fassung. Zuvor § 32 Abs. 3 EEG 2012.

⁹In diesem Sinne die Stellungnahme des BDEW, S. 3.

7 Die Nachfolgeregelung in § 51 Abs. 4 EEG 2014 lautet:

„Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 5 Nummer 21 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen anzusehen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Der Anspruch auf Förderung für die nach Satz 1 ersetzten Anlagen entfällt endgültig.“

8 Des Weiteren ergibt sich die Pflicht zur Meldung von PV-Anlagen bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus § 17 Abs. 2 Nr. 1 a) EEG 2012 und § 25 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014. § 17 Abs. 2 Nr. 1 a) EEG 2012 lautet:

„Der Vergütungsanspruch nach § 16 verringert sich auf den tatsächlichen Monatsmarktwert ... ,

1. solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie die Anlage nicht als geförderte im Sinne des § 20 a Absatz 5 registriert *und den Standort und die installierte Leistung der Anlage* nicht übermittelt haben an

(a) die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder ...“¹⁰

9 Die Nachfolgeregelung in § 25 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 lautet:

„Der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 verringert sich auf null,

1. solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 übermittelt haben, ...“¹¹

10 Die maßgeblichen Bestimmungen der auf Grundlage von § 93 EEG 2014 erlassenen Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) lauten:

„§ 5 Übermittlung von Änderungen

(1) Anlagenbetreiber müssen ... jede Änderung der Angaben nach § 3 Absatz 2 mit Ausnahme der Angaben nach § 3 Absatz 2 Nummer 6 und 7 übermitteln.

(2) Zum Zweck der Registrierung einer Änderung der installierten Leistung oder der endgültigen Stilllegung der Anlage ist zusätzlich das Datum der Änderung der installierten Leistung oder der endgültigen Stilllegung zu übermitteln. ...

§ 6 Registrierung von bestehenden Anlagen

(1) Anlagenbetreiber müssen Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 registrieren lassen, wenn sie nach dem 31. Juli 2014

1. die installierte Leistung der Anlage erhöhen oder verringern, ...

(2) Besteht eine Registrierungspflicht nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 5, müssen Anlagenbetreiber die Angaben nach § 3 Absatz 2, den EEG-Anlagenschlüssel, soweit er ihnen bekannt ist, und die folgenden weiteren Angaben übermitteln:

1. im Falle der Erhöhung oder Verringerung der installierten Leistung: das Datum und den Umfang der Änderung der installierten Leistung, ...¹²

¹⁰Hervorhebung und Auslassungen nicht im Original.

¹¹Auslassung nicht im Original.

¹²Auslassungen nicht im Original.

2.2 Begriffsbestimmungen

11 Dieser Hinweis versteht unter

- „Meldepflicht“ und „Mitteilungspflicht“ die Regelungen sowohl des § 17 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012 als auch der §§ 25 Abs. 1 Nr. 1, 93 EEG 2014 i. V. m. § 5 Abs. 2 und 3, § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 AnlRegV.
- „PV-Austauschregelung“ sowohl § 32 Abs. 5 EEG 2012 als auch § 51 Abs. 4 EEG 2014. Zwar hat sich der Wortlaut aufgrund redaktioneller Anpassungen geringfügig verändert, hinsichtlich des Regelungsgehalts im Rahmen der in diesem Hinweisverfahren zu klärenden Fragen ist jedoch keine Rechtsänderung eingetreten.

3 Herleitung

12 Die PV-Austauschregelung weist Solarstromanlagen, die am selben Standort andere Solarstromanlagen wegen eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls ersetzen, bis zur Höhe der vor dem Ersetzen am selben Standort installierten Leistung den Inbetriebnahmezeitpunkt der ersetzten Anlagen zu.

13 **Anlagenbegriff** „Anlage“ im Sinne der Regelung ist das einzelne PV-Modul.¹³ Das Ersetzen ist nach der PV-Austauschregelung dennoch nicht „modulscharf“ erforderlich. Die Rechtsfolge greift also nicht nur, wenn Module 1:1 ausgetauscht werden.

¹³Der Anlagenbegriff für Photovoltaikanlagen hat sich nach Auffassung der Clearingstelle EEG auch nach dem BGH-Urteil v. 23.10.2013 – VIII ZR 262/12 nicht geändert, vgl. dazu den nach dem BGH-Urteil beschlossenen Hinweis der Clearingstelle EEG v. 12.12.2013 – 2013/13, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/hinwv/2013/13>, Rn. 15, sowie die Empfehlung 2014/31 v. 02.06.2015, <https://www.clearingstelle-ee.de/empfv/2014/31>, Rn. 41. Denn das BGH-Urteil erging zu Biomasse-Anlagen und es ist nicht ersichtlich, dass der BGH mit seinem Urteil eine Änderung des Anlagenbegriffs für Photovoltaikanlagen beabsichtigte. Anderer Auffassung, wonach nunmehr eine Photovoltaik-Installation als eine Anlage i. S. d. EEG anzusehen sei, die Stellungnahme des DGS, S. 2.

Vielmehr können z. B. 10 ersetzende¹⁴ Module 20 alte¹⁵ Module ersetzen. Das ergibt sich bereits aus dem Wortlaut. Denn die PV-Austauschregelung verwendet sowohl hinsichtlich der ersetzenden als auch hinsichtlich der ersetzten Anlagen eine Pluralformulierung („Anlagen . . . , die Anlagen . . . ersetzen, gelten . . . “), ohne dass dabei auf die jeweilige Anzahl Bezug genommen oder eine Deckungsgleichheit gefordert wird. Sie ermöglicht damit auch die Lesart, dass die ursprüngliche Modulanzahl und die Modulanzahl nach dem Austausch nicht übereinstimmen müssen.

14 Es können also beliebig viele neue Module beliebig viele alte Module am selben Standort ersetzen, aber der Inbetriebnahmezeitpunkt der ersetzten Anlagen gilt für die neuen Module nur, bis die vormals installierte Gesamtleistung am Standort erreicht ist. Für die darüber hinaus installierte Leistung, also weitere Module oder die „überschießende“ Leistung eines einzelnen Moduls, bestimmt sich der Inbetriebnahmezeitpunkt nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 bzw. § 5 Nr. 21 EEG 2014.

15 **Leistungsdeckel** Die PV-Austauschregelung sieht dabei keine Bagatellgrenze oder De-minimis-Regelung vor.¹⁶ Zwar mag es bei geringfügigen Überschreitungen der vormals installierten Gesamtleistung volkswirtschaftlich unsinnig erscheinen, für die auf diesen kleinen Leistungsanteil entfallende Strommenge gesonderte Abrechnungen und die Meldung bei der BNetzA (s. dazu Abschnitt 3.3) zu verlangen. Die Clearingstelle EEG sieht jedoch keinen objektiven Maßstab, der zur Festlegung einer solchen Bagatellgrenze herangezogen werden könnte. Dem EEG lässt sich im Wege der Auslegung weder ein prozentualer noch ein absoluter Leistungswert entnehmen, bis zu dem eine Leistungsüberschreitung noch in den Anwendungsbereich der PV-Austauschregelung fiel.¹⁷

¹⁴Hierbei kann es sich sowohl um „neue“ Module handeln, also solche, die zuvor nicht in Betrieb genommen worden sind, als auch um gebrauchte Module, also solche, die zuvor bereits an einem anderen Standort in Betrieb genommen worden waren, vgl. *Clearingstelle EEG*, Hinweis v. 21.05.2013 – 2013/16, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/hinwv/2013/16>, Nr. 1 und 2 sowie Rn. 10.

¹⁵Also solche Module, die auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls gemäß der PV-Austauschregelung durch andere Module an demselben Standort ersetzt werden, vgl. *Clearingstelle EEG*, Hinweis v. 21.05.2013 – 2013/16, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/hinwv/2013/16>, Rn. 10.

¹⁶Die Frage, ob bei Austauschvorgängen zwischen dem 01.01.2012 und dem 31.03.2012 aufgrund von § 32 Abs. 3 EEG 2012 in der am 31.03.2012 gültigen Fassung auch der im Zuge des Modulaustausches erhöhte Leistungsanteil der PV-Austauschregelung unterfällt, wird im vorliegenden Hinweis nicht geklärt.

¹⁷So die Stellungnahme des BDEW, S. 4. Anderer Ansicht die Stellungnahme der DGS, nicht zuletzt aufgrund abweichender Auffassung hinsichtlich des Anlagenbegriffes bei Photovoltaikanlagen, S. 4.

- 16 **Keine „Modulidentität“ erforderlich** Der PV-Austauschregelung ist zudem nicht zu entnehmen, dass die ersetzenden Module mit den ersetzten Modulen – bspw. hinsichtlich Modultyp oder Hersteller – identisch sein müssen. Denn gemäß der PV-Austauschregelung können PV-Anlagen andere PV-Anlagen ersetzen. Dies umfasst schon vom Wortlaut her jegliche Art von PV-Anlagen. Auch der Gesetzesbegründung lässt sich eine solche, dem EEG wesensfremde Einschränkung nicht entnehmen. Zudem spricht die Tatsache, dass nicht selten im Zeitpunkt des Ersetzens identische PV-Module oder wenigstens Module desselben Herstellers gar nicht mehr auf dem Markt verfügbar sind und ein Ersetzen im Rahmen der PV-Austauschregelung dann gar nicht möglich wäre, gegen eine solche Interpretation.

3.1 Technischer Defekt

- 17 Ein technischer Defekt im Sinne des § 32 Abs. 5 EEG 2012 bzw. des § 51 Abs. 4 EEG 2014 liegt vor, wenn die tatsächliche Leistung eines Moduls seine mindestens zu erwartende Leistung aufgrund von Fehlern unterschreitet, die dem Modul immanent sind¹⁸ (Rn. 18 ff.) oder wenn das Modul nach dessen Inbetriebnahme Eigenschaften aufweist, die zu nicht behebbaren Sicherheitsmängeln führen (können) (Rn. 21). Die PV-Austauschregelung findet ebenfalls Anwendung, wenn die unsachgemäße Montage zu einer Beschädigung, einer technischen Funktionsstörung oder Sicherheitsmängeln am PV-Modul selbst geführt hat (Rn. 32). Es liegt jedoch immer dann kein technischer Defekt i. S. d. PV-Austauschregelung vor, wenn der gegenüber der ursprünglich projektierten Leistung geringere Stromertrag durch nicht dem Modul immanente Gründe verursacht wurde (Rn. 33).¹⁹ Dies ergibt sich aus der Zusammenschau von Wortlaut und Teleologie.
- 18 Der **Wortlaut** der Vorschrift beantwortet die Frage, wann ein „technischer Defekt“ vorliegt, insbesondere ob hierfür eine bestimmte Mindestminderleistung vorliegen muss und wie diese nachzuweisen ist, nicht abschließend.
- 19 „Defekt“ bedeutet „Mangel, Gebrechen, Schaden“²⁰, unter einem „technischen Defekt“ wird allgemein „eine Fehlfunktion von Automaten oder Systemen“ verstanden, die „eine Ursache [hat] und . . . zu einer unerwünschten Veränderung bzw. Stopp ei-

¹⁸Die erwartbare, altersbedingte Leistungsminderung hingegen stellt keinen technischen Defekt im Sinne der Regelung dar.

¹⁹So im Grundsatz auch die Stellungnahmen von SFV, S. 1, Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen, S. 2 f., DGS, S. 2 f., BSW Solar, S. 1 und BDEW, S. 2 f.

²⁰*Brockhaus Enzyklopädie*, Bd. 4 (CHOD-DOL), 17. Aufl. 1968, 366.

nes ursprünglich geplanten Ablaufes [führt].“²¹ Hiervon zu unterscheiden ist damit die erwartbare Leistungsminderung, auch Degradation genannt, die den üblichen Rückgang der elektrischen Ausgangsleistung eines PV-Moduls im Verlaufe seiner Lebensdauer beschreibt und die deshalb keinen technischen Defekt darstellt.²²

- 20 Module, bei denen Delamination²³, Hotspots, defekte Bypassdioden oder Zellrisse bzw. -brüche auftreten, sind schon dem Wortlaut nach „technisch defekt“, denn sie weisen fehlerhafte Eigenschaften auf, die sich auch negativ auf die ordnungsgemäße Funktionsfähigkeit der Module auswirken (können).²⁴
- 21 Ein technischer Defekt liegt auch dann vor, wenn das Modul einschließlich der Anschlussdosen – nicht aber andere, der PV-Installation zugehörige Komponenten (wie Kabel oder Wechselrichter) – nach dessen Netzanschluss Eigenschaften aufweisen, die zu nicht behebbaren Sicherheitsmängeln führen bzw. führen können. Denn ein PV-Modul, das eine Gefahr für den sicheren Betrieb darstellt, beispielsweise aufgrund von abgebrochenen Steckverbindungen, kann zwanglos als technisch defekt eingeordnet werden, auch wenn das Modul (zunächst) noch ohne Leistungsminderung funktionstüchtig ist (Schadensgeneigtheit als technischer Defekt), weil damit dem Modul eine Fehlfunktion immanent ist. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Sicherheitsmängel nicht schon beim Netzanschluss vorlagen, mithin die PV-Installation zum Zeitpunkt des Netzanschlusses den einschlägigen technischen Normen entsprach (s. auch Rn. 34).²⁵
- 22 Unter *nicht behebbaren* (Sicherheits-)mängeln sind dabei auch solche Mängel zu verstehen, deren Reparatur zwar technisch möglich, jedoch wirtschaftlich nicht ver-

²¹Seite „Technischer Defekt“, in: Wikipedia, Die freie Enzyklopädie. Bearbeitungsstand: 25.05.2014, 11:17 Uhr UTC, abrufbar unter https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Technischer_Defekt&oldid=116540366, zuletzt abgerufen am 14.02.2015.

²²Vgl. DGS, Photovoltaische Anlagen, 5. Aufl. 2012, 9-55.

²³So auch die Stellungnahme der Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen, S. 2.

²⁴In diesem Sinne auch die Stellungnahmen der Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen, S. 2 und DGS, S. 2.

²⁵Vgl. dazu auch DIN EN 61730-2:2012-09; VDE 0126-30-2:2012-09 – Photovoltaik(PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 2: Anforderungen an die Prüfung, insbesondere Abschnitte 4.3 und 4.4, <http://www.beuth.de/de/norm/din-en-61730-2-vde-0126-30-2-2012-09/154139629>. In diesem Sinne auch die Stellungnahme des BSW Solar, S. 1.

nünftig ist.²⁶ Dies ist jedenfalls der Fall, wenn die Reparaturkosten die Kosten für den Austausch übertreffen.²⁷

- 23 Aus dem Wortlaut ergibt sich, dass immer dann, wenn die PV-Module technisch nicht mehr in der Lage sind, die von ihnen aufgrund ihrer jeweiligen technischen Spezifikation erwartbare Leistung zu erbringen, ein technischer Defekt i. S. d. Regelung vorliegt. Während bei einem vollständigen oder fast vollständigen Leistungsausfall zwanglos ein technischer Defekt anzunehmen ist, stellt sich die Frage, wie genau sich die erwartbare Leistung der Module bestimmt und in welchem Umfang eine Fehlfunktion vorliegen muss, um von einem „technischen Defekt“ auszugehen. Die Vorschrift bedarf daher der Auslegung.
- 24 Systematische Betrachtungen sind für die Klärung der aufgeworfenen Fragen ebensowenig ergiebig wie eine historische oder genetische Auslegung der Normen.
- 25 **Teleologische** Erwägungen legen jedoch nahe, an einen „technischen Defekt“ keine hohen Anforderungen zu stellen, d. h. dass keine hohen Leistungsminderungen im Vergleich zur erwartbaren Leistung vorliegen müssen, um die Regelung in Anspruch nehmen zu können. Der Regierungsentwurf zum – hinsichtlich der verfahrensgenständlichen Frage regelungsidentischen – § 32 Abs. 3 EEG 2012 (in der bis zum 31. März 2012 geltenden Fassung) führte hierzu aus:

„Bei einem Austausch einzelner Module z. B. aufgrund eines Sachmangels würden damit für die unterschiedlichen Module unterschiedliche Vergütungssätze und eine unterschiedliche Vergütungsdauer gelten. Dies erscheint nicht sachgerecht, zumal die hohe Degression bei Fotovoltaikanlagen in diesen Fällen zu erheblichen Vergütungsausfällen bei den Anlagenbetreibern und unter Umständen zu hohen Schadensersatzforderungen gegen Installateure und Hersteller führen könnte.

...

Vor diesem Hintergrund regelt Absatz 3, dass der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt von Anlagen davon unberührt bleibt, wenn einzelne, mehrere oder sogar alle Fotovoltaikmodule aufgrund von Sachmängeln, eines Diebstahls, eines technischen Defekts oder aufgrund von Beschädi-

²⁶Vgl. dazu ansatzweise das Konzept des „wirtschaftlichen Totalschadens“ im Rahmen von Schadensersatzforderungen gem. § 249 BGB, *Grüneberg*, in: Palandt (Hrsg.), Bürgerliches Gesetzbuch, 70. Aufl. 2011, § 249 Rn. 18.

²⁷In diesem Sinne auch die Stellungnahme des SFV, S. 1.

gungen durch neue Module ersetzt werden müssen. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Ersetzung des Moduls aufgrund einer Funktionsstörung, einer Beschädigung oder eines Diebstahls erfolgt. ...²⁸

- 26 Die Gesetzesbegründung verweist nicht nur auf die Ersetzungsgründe „technischer Defekt“, „Beschädigung“ oder „Diebstahl“, sondern auch auf „Sachmängel“, ohne an diese weitere Anforderungen zu stellen. Der letzte Satz des Begründungszitats nimmt zwar wiederum die beiden Ersetzungsgründe „Beschädigung“ und „Diebstahl“, jedoch weder die Formulierung des „technischen Defekts“ noch die im Satz davor enthaltenen „Sachmängel“ auf und verwendet stattdessen den Begriff „Funktionsstörungen“. Angesichts dessen erscheint es naheliegend, davon auszugehen, dass die Gesetzesbegründung die nicht Gesetz gewordenen Begriffe „Sachmängel“ und „Funktionsstörungen“ und den gesetzlichen Begriff des „technischen Defekts“ weitgehend synonym gebraucht hat, wenngleich hinter den Begriffen verschiedene Wertungsmuster stehen. „Sachmangel“ ist ein Begriff des Bürgerlichen Gesetzbuchs²⁹, „technischer Defekt“ und „Funktionsstörungen“ zielen demgegenüber auf Minderleistung von Anlagen aufgrund technischer Gegebenheiten ab. Allen Begriffen ist wiederum eine – wie auch immer geartete – Abweichung von der (begründeten) Leistungserwartung immanent.
- 27 Der Gesetzgeber räumt den Anlagenbetreiberinnen und -betreibern mit § 32 Abs. 5 EEG 2012 bzw. § 51 Abs. 4 EEG 2014 die Möglichkeit ein, beschädigte, entwendete oder defekte Module auszutauschen und für das ersetzende Modul die Vergütungsmodalitäten des ersetzten Moduls zu übernehmen, um diese vor wirtschaftlichen Problemen zu schützen, die sich anderenfalls aus dem Anlagenbegriff des EEG und der Vergütungsdegression ergeben würden.
- 28 Als Voraussetzung benennt der Gesetzgeber hier u. a., dass die fragliche Anlage „defekt“ sein muss. Als Maßstab, wann Module „defekt“ sind, sind die von den Herstellern angegebenen technischen Daten heranzuziehen. Die Hersteller müssen für die Mangelfreiheit der von ihnen verkauften Produkte Gewähr tragen – daher werden sie abwägen, welche Eigenschaften sie ihren Kunden zusagen (können) – mit der Folge, dass sie bezüglich dieser Eigenschaften in der Haftung stehen. Sie werden

²⁸Gesetzesentwurf der Bundesregierung v. 06.06.2011, BT-Drs. 17/6071, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/eeeg2012/urfassung/material>, S. 77, Auslassungen nicht im Original.

²⁹Bürgerliches Gesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung v. 02.01.2002 (BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738), zuletzt durch Art. 1 des Gesetzes vom 22.07.2014 (BGBl. I S. 1218), nachfolgend bezeichnet als BGB. Vgl. zur Definition von „Sachmangel“ im Umkehrschluss § 434 BGB.

diese Angaben daher mit mehr oder minder großen Sicherheitszu- oder abschlügen versehen.

- 29 Modulhersteller geben üblicherweise sog. Leistungsgarantien ab, die besagen, nach welcher Zeit ein Modul noch mindestens welche Leistung erbringen wird.³⁰ Diese Leistungsgarantie wird der verständige Anlagenbetreiber seiner wirtschaftlichen Kalkulation als Minimalertrag zugrundelegen und sich mit einer Mängelrüge an den Hersteller wenden, wenn Module die zugesagte (zeitbezogene) Mindestleistung nicht erbringen.
- 30 Dieser Maßstab ist der Betrachtung, ob ein Modul defekt ist, zugrunde zu legen. Durch die Herstellerangaben zur höchstens zu erwartenden Degradation der Module ist ein Pfad der Minimalleistung (die zeitbezogene „erwartbare Leistung“) eines Moduls festgelegt, bei dessen Unterschreitung das betreffende Modul als defekt gelten muss, da es nicht (mehr) den minimalen Herstellerspezifikationen entspricht.
- 31 Diese Definition korrespondiert mit dem Schutzzweck der Norm, die – wie oben dargelegt – Anlagenbetreiberinnen und -betreiber vor unverschuldeten wirtschaftlichen Risiken schützen soll. Denn verständige Anlagenbetreiberinnen und -betreiber werden die – für sie förderseitig mit Nachteilen verbundene – Möglichkeit, dass die vom Hersteller angegebene zeitbezogene Minimalleistung bei ihren Modulen tatsächlich auftritt, in ihre Kalkulation einbeziehen. Problematisch wird es für ihn genau dann, wenn die Module weniger leistungsfähig sind als vom Hersteller zugesagt (dann sind sie auch objektiv ersetzungsbedürftig), er aber – auf Grund der Ausgestaltung der Vergütungs- und Degressionregelungen des EEG – rechtlich keine Möglichkeit hat, dieses Problem zu lösen.
- 32 Die PV-Austauschregelung findet ebenfalls Anwendung, wenn PV-Module, bei denen die unsachgemäße Montage zu einer Beschädigung, einer technischen Funktionsstörung oder Sicherheitsmängeln am PV-Modul selbst führt, die nicht behebbare sind (dazu Rn. 22). Das ist z. B. der Fall, wenn aufgrund von Schnee- oder Windbelastung infolge zu wenig angebrachter Dachhaken die Module nicht mehr bestimmungsgemäß funktionieren (modulimmanenter Defekt).³¹

³⁰Üblich sind bei Zeiträumen von 10 Jahren für eine Leistungsgarantie über 90 Prozent der installierten Modulleistung und über 20 Jahre für 80 Prozent der installierten Modulleistung. Teilweise werden auch lineare Leistungsgarantien über 30 Jahre mit einem jährlichen Leistungsverlust von 0,5 bis 0,7 Prozent gegeben (vgl. dazu Eintrag „Leistungsgarantie“, auf den Seiten von <http://www.photovoltaik.org>, abrufbar unter <https://www.photovoltaik.org/wissen/leistungsgarantie>, zuletzt abgerufen am 23.01.2014).

³¹In diesem Sinne auch die Stellungnahmen von DGS, S. 4 und BSW Solar, S. 1.

- 33 Es liegt jedoch immer dann kein „technischer Defekt“ i. S. d. PV-Austauschregelung vor, wenn der gegenüber der ursprünglich projektierten Leistung geringere Stromertrag – u. a. aufgrund unsachgemäßer Montage – durch suboptimale Ausrichtung der Module, Verschattung, Verschmutzung oder andere, nicht dem Modul immanente Gründe verursacht wurde. Denn die Vorschrift verlangt ausdrücklich einen „technischen Defekt“ (bzw. die Beschädigung) der Anlage, also des Moduls selbst.³² Eine unsachgemäße Montage mit der Folge von suboptimaler Ausrichtung oder Verschattung ist demgegenüber lediglich ein gleichsam „externer“ Faktor, zumal wenn die sachgemäße Montage theoretisch noch möglich ist. Technische Defekte oder Beschädigungen, die nicht an der PV-Anlage, mithin dem PV-Modul selbst, sondern bspw. durch das Tragewerk der PV-Installation an der Dachhaut von Gebäuden entstehen, unterfallen nicht der PV-Austauschregelung, auch wenn ein Austausch der PV-Module zur Behebung der (modulfremden) Schäden erforderlich ist.
- 34 Im Fall von Sicherheitsmängeln, die einen technischen Defekt i. S. d. PV-Austauschregelung darstellen, sprechen zudem Sinn und Zweck der Regelung dafür, dass zum Zeitpunkt des Netzanschlusses die Module noch keine Sicherheitsmängel aufgewiesen haben, mithin, die PV-Module den einschlägigen technischen Regelwerken entsprechen haben müssen. Denn es kann nicht vom Gesetzgeber gewollt gewesen sein, Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, die ihren Pflichten gem. § 7 Abs. 2 EEG 2012 bzw. § 10 Abs. 2 EEG 2014 nicht nachgekommen sind, durch die PV-Austauschregelung zu begünstigen. Auch muss es sich, um in den Anwendungsbereich der PV-Austauschregelung zu fallen, um nicht behebbare (s. Rn. 22), dauerhafte Sicherheitsmängel handeln. Denn leicht behebbare Sicherheitsmängel, wie beispielsweise abgefallene Anschlussdosendeckel, rechtfertigen nicht die Privilegierung der PV-Austauschregelung.

³²Vgl. hierzu u. a. *Clearingstelle EEG*, Empfehlung v. 10.06.2009 – 2009/5, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/empfv/2009/5>, *Clearingstelle EEG*, Hinweis v. 23.09.2010 – 2009/14, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/hinrv/2009/14> und *Clearingstelle EEG*, Hinweis v. 15.06.2011 – 2011/11, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/hinrv/2011/11>.

3.2 Darlegungsfragen

- 35 Anlagenbetreiberinnen und -betreiber haben gegenüber dem Netzbetreiber objektiv nachvollziehbar und schlüssig darzulegen, dass sie Module aufgrund eines technischen Defektes im Sinne der Regelung ersetzt haben. Besteht der technische Defekt in einer Leistungsminderung (Degradation), ist darzulegen, dass die tatsächliche Leistung die im konkreten Fall erwartbare Leistung unterschreitet.
- 36 **Die erwartbare Leistung** eines Moduls, also diejenige Leistung, die das Modul planmäßig mindestens erbringen soll, lässt sich im Regelfall den Herstellerunterlagen bzw. technischen Datenblättern entnehmen, in denen ausdrücklich die technischen Eigenschaften beschrieben werden, die die Hersteller den jeweiligen Kunden und Kundinnen anbieten bzw. garantieren und die damit gleichsam den Maßstab für die erwartbaren Leistungswerte beschreiben. Hier ist zum einen die installierte Leistung bzw. Nennleistung der Module aufzuführen, z. T. auch Leistungstoleranzen, sowie die höchste zu erwartende Leistungsminderung. Hersteller geben im Regelfall Leistungsgarantien, d. h. sie garantieren eine bestimmte Leistung, die die PV-Module nach einem bestimmten Zeitraum noch erbringen können müssen. Wird diese Leistung unterschritten, kann von einem technischen Defekt i. S. d. Regelung ausgegangen werden, da Hersteller in ihren Angaben zur erwartbaren Leistungsminderung bzw. der Leistungsgarantie üblicherweise einen „Sicherheitspuffer“ einplanen.
- 37 Sollten die Anlagenbetreiberinnen und -betreiber ausnahmsweise über keine Herstellerunterlagen für die von ihnen betriebenen Module verfügen, haben sie auf anderem Wege objektiv nachvollziehbar und schlüssig darzulegen, wie groß der höchste erwartbare Leistungsabfall für die von ihnen betriebenen PV-Module ist; beispielsweise mittels der Herstellerunterlagen von hinsichtlich Modulart (z. B. monokristalline, polykristalline bzw. Dünnschicht-Module), Alter sowie Qualität vergleichbaren PV-Modulen oder auch durch Rückgriff auf in wissenschaftlichen Untersuchungen veröffentlichte entsprechende Werte.
- 38 **Die tatsächliche Leistung** des Moduls muss die erwartbare Leistung unterschreiten. Um im Einzelfall darzulegen, dass der höchstens zu erwartende Degradationspfad unterschritten wird, bietet es sich insbesondere bei einfacher Arbeitsmessung an, basierend auf den Angaben zur erwartbaren Degradation die zu erwartenden

Jahreserträge zu ermitteln³³ und diese mit den tatsächlichen Jahreserträgen – unter Berücksichtigung von ggf. witterungsbedingten Ertragseinbußen – zu vergleichen.

39 **Objektiv nachvollziehbar und schlüssig** ist die Darlegung gegenüber dem zuständigen Netzbetreiber demnach im Fall der mehr als erwartbaren Leistungsdegradation jedenfalls dann, wenn sie folgende Angaben enthält:

1. Nennleistung der PV-Module, ggf. Leistungstoleranz, erwartbare jährliche Leistungsdegradation,
2. daraus resultierende erwartbare Jahreserträge und Gegenüberstellung mit den tatsächlichen Jahreserträgen unter Berücksichtigung von ggf. witterungsbedingten Ertragseinbußen³⁴ sowie
3. eine kurze schriftliche Darstellung, inwiefern die Unterschreitung der mindestens zu erwartenden Anlagenleistung durch Gründe verursacht wurde, die dem PV-Modul immanent sind (Rn. 33).

40 Für die Darlegung insbesondere der unter Nr. 2 und 3 genannten Punkte ist zu beachten, dass die Anforderungen nicht zu überspannen sind. So wird im Gesetzeswortlaut ausdrücklich kein Gutachten gefordert, die Darlegung kann und wird im Regelfall also von den Anlagenbetreiberinnen und -betreibern verfasst werden können.³⁵ Es ist davon auszugehen, dass Anlagenbetreiberinnen und -betreiber vor der Investitionsentscheidung ohnehin Überlegungen zu den erwartbaren Solarerträgen an dem jeweiligen Anlagenstandort angestellt haben oder haben anstellen lassen, auf die zurückgegriffen werden kann.

³³Auf der Internetseite des Joint Research Center der Europäischen Union besteht beispielsweise die Möglichkeit, eine Ertragsabschätzung für PV-Anlagen in Abhängigkeit von installierter Leistung, Ausrichtung, Lage und Modultyp durchzuführen, <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, zuletzt abgerufen am 15.02.2015, auf den Seiten des SFV werden Ertragsdaten von PV-Anlagen im ganzen Bundesgebiet gesammelt und statistisch ausgewertet, http://www.pv-ertraege.de/pvdaten/sfvpv_main_entry.html, zuletzt abgerufen am 01.06.2015.

³⁴Einbußen im Jahresertrag, die im Zusammenhang mit einem sonnenarmen Jahr stehen, sind dementsprechend nicht geeignet, einen technischen Defekt i. S. d. PV-Austauschregelung zu begründen, in diesem Sinne auch die Stellungnahme des BDEW, S. 6.

³⁵Anderer Ansicht die Stellungnahme der GEODE, S. 2.

- 41 Der Nachweis über das Vorliegen eines technischen Defektes i. S. d. Regelung kann, insbesondere im Fall von Sicherheitsmängeln oder dem (fast) vollständigen Ausfall der Funktionstüchtigkeit des PV-Moduls bzw. der PV-Module, auch auf anderem geeigneten Wege erfolgen, beispielsweise durch Aufnahmen von Infrarotkameras (Thermografie)³⁶, mittels Elektrolumineszenzaufnahmen³⁷ oder mittels Lichtbildern, auf denen die Schäden erkennbar sind. Dabei ist zudem insbesondere bei Sicherheitsmängeln darzulegen, dass diese nicht schon beim Netzanschluss vorlagen, mithin die PV-Installation zum Zeitpunkt des Netzanschlusses den einschlägigen technischen Normen entsprach (s. Rn. 21, 34). Dies kann beispielsweise durch Konformitätserklärungen der Modulhersteller bzw. entsprechende Erklärungen des Installateurs (ggf. im Rahmen des Inbetriebnahmeprotokolls) dargelegt werden.
- 42 **„Modulscharfer“ Nachweis nicht zwingend notwendig** Der Nachweis über das Vorliegen eines technischen Defektes i. S. d. Regelung muss nur dann modulscharf geführt werden, wenn dies mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand möglich ist.³⁸ Zwar ist „Anlage“ im Sinne der Regelung das einzelne PV-Modul, was dafür spricht, dass der Nachweis über das Vorliegen eines technischen Defekts auch für jede einzelne Anlage, mithin für jedes einzelne PV-Modul zu führen ist.³⁹
- 43 Dafür, dass der Nachweis nicht modulscharf geführt werden muss, spricht jedoch in teleologischer Hinsicht, dass der modulscharfe Nachweis über das Vorliegen eines technischen Defektes im Sinne der Regelung oft unwirtschaftlich ist; besonders deutlich wird dies bei größeren (Freiflächen-)PV-Installationen. Es widerspräche aber dem gesetzgeberischen Willen, wenn die von ihm angebotene Möglichkeit, defekte Module unter Erhalt der ursprünglichen Vergütungssätze auszutauschen, aufgrund des wirtschaftlichen Aufwandes zur Nachweisführung faktisch nicht umsetzbar wäre. Ähnlich liegt der Fall des Nachweises der Inbetriebnahme von PV-Anlagen, der grundsätzlich ebenfalls anlagen-, mithin modulscharf zu führen ist.⁴⁰ Aus Gründen der Praktikabilität und wirtschaftlichen Vernunft gilt hier für alle in einem Strang befindlichen Module die widerlegliche Vermutung, dass sie in Betrieb genommen

³⁶So auch die Stellungnahme des SFV, S. 1. Vgl. dazu u. a. *Ullrich*, Erneuerbare Energien 10/2014, 54-57.

³⁷Vgl. dazu u. a. *Ullrich*, Photovoltaik 02/2015, 52, 56.

³⁸Anderer Auffassung die Stellungnahmen von BDEW, S. 6 sowie GEODE, S. 2 f.

³⁹In diesem Sinne auch die Stellungnahmen von BDEW, S. 6 sowie GEODE, S. 2 f.

⁴⁰*Clearingstelle EEG*, Hinweis v. 25.06.2010 – 2010/1, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/binvw/2010/1>, Rn. 130.

wurden, wenn für den Strang als Ganzen der entsprechende Nachweis erbracht wird.⁴¹

- 44 Die erforderliche Nachweistiefe hängt im jeweiligen Einzelfall von den mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand zu erhebenden Daten ab. Für die Beurteilung der Vertretbarkeit des wirtschaftlichen Aufwandes sind die durch die Nachweisführung entstehenden Kosten sowie die Gesamtkosten für den tatsächlichen Austausch der Module einerseits, sowie die durch den Austausch zu erzielenden Ertragssteigerung für den restlichen Vergütungszeitraum, ggf. unter Berücksichtigung der Gesamtwirtschaftlichkeit der PV-Installation andererseits zu betrachten. Anlagenbetreiberinnen und -betreiber haben dem zuständigen Netzbetreiber gegenüber unter Berücksichtigung des vorhandenen Mess- und Wechselrichterkonzeptes und der damit zusammenhängenden Monitoring- und Datenerfassungstechnik plausibel und nachvollziehbar darzulegen (ggf. unter Beibringung von Kostenvoranschlägen für eine modulscharfe bzw. strangscharfe Nachweisführung sowie für den Austausch der defekten Module und von Berechnungen zu den entgangenen Vergütungseinnahmen), dass ein modulscharfer Nachweis wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Wirtschaftlich nicht vertretbar ist ein Nachweis jedenfalls dann, wenn die Kosten der Nachweisführung und des Austausches die entgangenen Vergütungseinnahmen über die Restlaufzeit übersteigen.
- 45 **Austausch ganzer Stränge** Danach genügt es, wenn der Nachweis eines technischen Defektes, beispielsweise für mehrere Module, die zu sog. Strings oder Strängen verschaltet sind, für den Strang als Ganzen geführt wird. Wenn die gemäß Herstellerangaben für die Module des Stranges insgesamt zu erwartende Leistung unterschritten wurde (dazu Rn. 39), gilt für die in dem Strang zusammengeschalteten Module die widerlegliche Vermutung, dass der gesamte Strang i. S. d. Regelung technisch defekt ist, mit der Folge, dass auch alle Module des Stranges nach der PV-Austauschregelung ersetzt werden können.
- 46 Denn bei netzgekoppelten PV-Installationen werden die Module üblicherweise in Reihe zu Strängen auf eine solche Art und Weise verschaltet, die es nicht ohne weiteres möglich macht, das eine oder ggf. mehrere einzelne defekte Module in einem Strang auszumachen⁴² – insbesondere dann, wenn es sich nicht schon um einen, ggf.

⁴¹ Clearingstelle EEG, Hinweis v. 25.06.2010 – 2010/1, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/bin/wv/2010/1>, Nr. 7, Rn. 131 ff.

⁴² Zu der Problematik, ein defektes Modul innerhalb eines Stranges auszumachen, schon Clearingstelle EEG, Hinweis v. 25.06.2010 – 2010/1, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/bin/wv/2010/1>, Rn. 131 ff.

aufgrund sichtbarer Schäden, (fast) vollständigen Verlust der Funktionsfähigkeit eines Moduls handelt.

- 47 Von einem wirtschaftlich vertretbaren Aufwand für das Identifizieren technisch defekter Stränge ist jedenfalls dann auszugehen, wenn es sich um PV-Installationen handelt, die über Messkonzepte mit String-Überwachung verfügen. Diese ermöglichen es, durch viertel- oder halbstündlichen Vergleich der Leistungswerte aller Strings beim Auftreten von Abweichungen in Form von niedrigeren Leistungswerten, Strings mit technisch defekten Modulen auszumachen, da insbesondere bei großen Freiflächen-PV-Installationen die Module regelmäßig eine identische Neigung und Ausrichtung aufweisen.
- 48 Für den Fall, dass mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand einzelne technisch defekte Module – auch innerhalb einzelner Stränge – auszumachen sind, bspw. aufgrund von Sichtkontrollen oder Infrarot-Kameraaufnahmen, besteht auch nur für die einzelnen defekten Module die Möglichkeit des Ersetzens unter Erhalt des ursprünglichen Vergütungssatzes. Denn in diesen Fällen greift die Vermutung, dass der gesamte Strang technisch defekte Module aufweist, nicht mehr. Es widerspräche in diesen Fällen der PV-Austauschregelung, wenn auch andere als die technisch defekten Module unter Erhalt der ursprünglichen Vergütungssätze ersetzt würden.⁴³
- 49 Der Clearingstelle EEG ist bekannt, dass es z. T. nicht möglich ist, einzelne defekte Module aus einem Strang zu entnehmen und durch neue Module zu ersetzen, wenn Module mit vergleichbaren elektrischen Eigenschaften nicht mehr am Markt – mit vertretbarem wirtschaftlichem Aufwand – erhältlich sind. Ein Ersetzen von defekten Modulen durch Module, deren elektrische Eigenschaften nicht mit dem Strang, aus dem das defekte Modul entnommen wurde, kompatibel sind, ist faktisch nicht möglich, da andernfalls ein technischer Defekt an den restlichen noch intakten Modulen des Stranges bzw. des Wechselrichters in Kauf genommen würde.
- 50 Eine Möglichkeit insbesondere bei größeren PV-Installationen, das Problem der technischen Inkompatibilität von ersetzenden Modulen in „Alt-Modulsträngen“ zu lösen, besteht darin, zusammenhängende funktionstüchtige Module – beispielsweise eines „Modultisches“ – zu benutzen, um die einzelnen defekten Module innerhalb von Alt-Modulsträngen zu ersetzen. Sodann können zusammenhängend neue Modu-

⁴³Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass für den Fall, dass für den betreffenden Strang eine signifikante Leistungsreduktion festgestellt wurde und diese Reduktion nicht plausibel durch die als eindeutig defekt identifizierten Module zu erklären ist, die Vermutungswirkung wiederum für den gesamten Strang greift.

le – beispielsweise als „neuer“ Modultisch – in Betrieb genommen werden. Bis zum Erreichen des ursprünglichen Wertes der am Standort installierten Leistung kann so die PV-Austauschregelung unter Beibehaltung des ursprünglichen Vergütungssatzes in Anspruch genommen werden. Sollte es durch den Austausch zu einer erhöhten installierten Leistung im Vergleich zu vorher gekommen sein, ist für den „überschießenden“ Leistungsanteil der Vergütungssatz für eine Neuinbetriebnahme anzusetzen (s. Rn. 15).

- 51 **Austausch der gesamten Module** Für den Fall, dass mit vertretbarem wirtschaftlichen Aufwand keine spezifischen Leistungsdaten für die einzelnen Stränge ermittelt werden können, beispielsweise weil die PV-Installation nicht über String-Messkonzepte verfügt (etwa beim Einsatz von Zentralwechselrichtern), besteht die Möglichkeit, den Nachweis für das Vorliegen eines technischen Defektes der gesamten Installation anhand von repräsentativen Stichproben zu führen.
- 52 Von einer repräsentativen Stichprobe ist jedenfalls dann auszugehen, wenn die Stichprobenprüfungen nach DIN ISO 2859⁴⁴ durchgeführt werden. Der Stichprobenprüfung nach DIN ISO 2859 liegt dabei die Annahme zugrunde, dass keine detaillierten Informationen zu den elektrischen Eigenschaften der PV-Module vorliegen. Liegen beispielsweise Flashlisten des Modulherstellers vor, besteht gegenüber der Stichprobenprüfung nach DIN ISO 2859 die Möglichkeit, den Stichprobenumfang unter Erfüllung der Anforderungen an deren Repräsentativität zu reduzieren.⁴⁵
- 53 Wird der Nachweis mittels einer repräsentativen Stichprobe geführt mit dem Ergebnis, dass die gemäß Herstellerangaben für die Module der PV-Installation insgesamt zu erwartende Leistung unterschritten wurde (dazu Rn. 39), besteht in der Folge die widerlegliche Vermutung, dass ein technischer Defekt i. S. d. Regelung für die gesamte PV-Installation vorliegt, weshalb auch alle Module der PV-Installation unter dem Anwendungsbereich der PV-Austauschregelung ersetzt werden können.
- 54 Die etwaige Gefahr einer Überföörderung besteht dabei schon deshalb nicht, da sich durch das Ersetzen der Vergütungszeitraum nicht verlängert und der Anspruch auf den Vergütungssatz für die ersetzenden Module nur bis einschließlich des Leistungsanteils der ersetzten Module besteht. Denn die PV-Austauschregelung ist auf die an demselben Standort installierte Leistung begrenzt. Die Vergütungssumme der Ge-

⁴⁴DIN ISO 2859-1 – Annahmestichprobenprüfung anhand der Anzahl fehlerhafter Einheiten oder Fehler (Attributprüfung), <http://www.beuth.de/de/norm/din-iso-2859-1/191697831>, zuletzt abgerufen am 15.02.2015.

⁴⁵Vgl. dazu die Ausführungen vom TÜV-Rheinland, *Hermann*, PV Magazine, 11/2014, 90-94.

samtinstallation ist somit auch nach Ersetzungsvorgängen immer kleiner oder gleich der Vergütungssumme, die sich aus der ursprünglichen Nennleistung ergeben hätte.

- 55 Für Module, die aus der Installation herausgelöst werden und für die die Vermutung eines technischen Defektes greift, die mithin als technisch defekt gelten, entfällt für den in ihnen ggf. an anderer Stelle produzierten Strom endgültig jeglicher Vergütungs- bzw. Förderanspruch gem. EEG (§ 32, Abs. 5 Satz 2 EEG 2012, § 51 Abs. 4 Satz 2 EEG 2014).

3.3 Meldepflichten gegenüber der BNetzA

- 56 Ersetzungsvorgänge i. S. d. PV-Austauschregelung bis zum 31. Juli 2014 waren nur dann an die BNetzA zu melden, wenn die nach dem Ersetzen an demselben Standort installierte Leistung die ursprünglich installierte Leistung überstieg; zu melden war in diesen Fällen die „überschießende“ Leistung (dazu unter Rn. 57 ff.). Ersetzungsvorgänge ab dem 1. August 2014 sind – unabhängig davon, ob die Anlage vor oder nach dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurde – der BNetzA immer dann zu melden, wenn die installierte Leistung an demselben Standort nach dem Ersetzungsvorgang die vorherige installierte Leistung unterschreitet oder übersteigt (dazu unter Rn. 63 ff.).⁴⁶

3.3.1 Bis zum 31. Juli 2014

- 57 Das Ersetzen von PV-Anlagen gemäß der PV-Austauschregelung war bei Ersetzungsvorgängen bis zum 31. Juli 2014 der BNetzA nur dann und nur insoweit zu melden, als die installierte Leistung an demselben Standort nach dem Ersetzungsvorgang die vorherige installierte Leistung übersteigt. Es war also nur derjenige Leistungsanteil der BNetzA zu melden, der nach dem Ersetzen an demselben Standort die ursprünglich installierte Leistung übersteigt. Ein Ersetzen von PV-Anlagen unterhalb oder bis zur installierten Leistung an demselben Standort war der BNetzA nicht zu melden.
- 58 Die Meldepflicht für PV-Anlagen ergibt sich aus § 17 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012. Hiernach verringert sich der Vergütungsanspruch, solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie die Anlage nicht als geförderte Anlage registriert *und den Standort und die*

⁴⁶So auch die Stellungnahme der BNetzA, S. 1. Anderer Ansicht infolge des abweichenden Verständnisses zum (PV-)Anlagenbegriff die Stellungnahme der DGS, S. 4.

installierte Leistung der Anlage nicht an die BNetzA übermittelt haben. Aus dem Wortlaut ergibt sich nicht unmittelbar, ob nur eine Erhöhung der installierten Leistung oder jedes Ersetzen unabhängig von seinen Auswirkungen auf die installierte Leistung meldepflichtig ist. Die Auslegung der Regelung ergibt jedoch, dass im Falle des Ersetzens von PV-Anlagen gemäß der PV-Austauschregelung die ersetzenden Anlagen der BNetzA nur gemeldet werden müssen, soweit sie die ursprünglich installierte Leistung übersteigen.

- 59 **Systematische** Betrachtungen sind dabei unergiebig, da die Meldung bei der BNetzA allein in den o. g. Vorschriften geregelt ist. Mangels entsprechender Anhaltspunkte in der Gesetzesbegründung sind auch **genetische** Erwägungen nicht ertragreich – ebenso wie **historische** Überlegungen, da Vorgängervorschriften zu den insoweit identischen Regelungen nicht existierten bzw. die gleichen Fragen aufzuwerfen geeignet waren.
- 60 Nach **Sinn und Zweck** der Regelung waren Ersetzungsvorgänge nur dann der BNetzA zu melden, wenn die nach dem Ersetzen installierte Leistung höher ist als zuvor, nicht jedoch, wenn sie niedriger oder gleich ist.
- 61 Die Meldung von PV-Anlagen an die BNetzA gem. § 17 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012 diene im Wesentlichen der Kontrolle des Zubaukorridors gem. § 20a EEG 2012 sowie insbesondere der Ermittlung der De- bzw. Progression der Vergütungssätze gem. § 20b EEG 2012. Zwar wird ersetzenden PV-Anlagen dann, wenn sie nicht zufällig zum selben Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind wie die ersetzten Anlagen, ein fiktiver Inbetriebnahmezeitpunkt zugewiesen. Dieser kann vor oder nach ihrem tatsächlichen Inbetriebnahmezeitpunkt liegen. Würden die ersetzenden Anlagen jedoch in jedem Fall der BNetzA gemeldet, würde die Leistung dieser Anlagen für die Berechnung der Pro- oder Degression der Vergütung generell berücksichtigt. Das hätte zur Folge, dass die Leistung, die nicht über die der bisher installierten Anlagen hinausging, für die Ermittlung der Degression und die Kontrolle des Zubaukorridors ein weiteres Mal erfasst würde, obwohl sie zu diesen Zwecken bereits bei der Meldung der ersetzten Anlagen erfasst worden ist. Hierdurch würden die Zubauzahlen von PV-Anlagen und somit die Berechnung der Pro- oder Degression verzerrt. Dies ist von der Regelung jedoch nicht beabsichtigt.
- 62 Wiesen die Anlagen nach dem Ersetzungsvorgang jedoch eine höhere Leistung auf als zuvor, war die „überschießende“ Leistung der BNetzA zu melden, d. h. die Differenz zwischen der Leistung nach und vor dem Ersetzungsvorgang. Denn insoweit handelte es sich um eine für die Degressionsberechnung relevante Angabe.

3.3.2 Ab dem 1. August 2014

- 63 Das Ersetzen von PV-Anlagen gemäß der PV-Austauschregelung ist bei Ersetzungsvorgängen ab dem 1. August 2014 der BNetzA immer dann zu melden, wenn die installierte Leistung an demselben Standort nach dem Ersetzungsvorgang die vorherige installierte Leistung unterschreitet oder übersteigt. Das ergibt sich aus § 25 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 i. V. m. § 5 Abs. 2 und 3, § 6 Abs. 1 Nr. 1 AnlRegV. Ein Ersetzen von PV-Anlagen an demselben Standort ist der BNetzA nur dann nicht zu melden, wenn die installierte Leistung sich durch den Ersetzungsvorgang nicht verändert.
- 64 Dies ergibt sich unmittelbar aus dem Wortlaut der nach § 93 EEG 2014⁴⁷ erlassenen AnlRegV, wonach
- gem. § 5 Abs. 1 und 2 AnlRegV für Anlagen, die ab dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden und damit unmittelbar dem EEG 2014 unterfallen, eine Änderung der installierten Leistung oder die endgültige Stilllegung der Anlage einschließlich des Datum der Änderung bzw. der endgültigen Stilllegung innerhalb einer bestimmten Frist der BNetzA zu übermitteln sind und
 - gem. § 6 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2 Nr. 1 AnlRegV für vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommene Anlagen im Falle der Erhöhung oder Verringerung der installierten Leistung das Datum und der Umfang der Änderung der installierten Leistung der BNetzA zu übermitteln sind.

3.4 Mitteilungspflichten gegenüber dem Netzbetreiber und Inbetriebnahmeprotokoll

- 65 Ersetzungsvorgänge sind stets dem Netzbetreiber mitzuteilen (dazu unter Rn. 67 ff.).
- 66 Ein neues Inbetriebnahmeprotokoll ist nicht erforderlich, soweit sich keine wesentlichen Änderungen des elektrischen Verhaltens der PV-Installation am Netzanschluss ergeben (dazu unter Rn. 70 ff.).

⁴⁷§ 93 EEG 2014 gilt gem. § 100 Abs. 1 EEG 2014 auch für Bestandsanlagen.

3.4.1 Mitteilungspflicht gegenüber dem Netzbetreiber

- 67 Das Ersetzen ist dem zuständigen Netzbetreiber stets mitzuteilen – unabhängig davon, ob die ersetzenden Anlagen eine geringere, die gleiche oder eine höhere Leistung aufweisen als die ersetzten Anlagen. Dies ergibt sich aus den §§ 45, 46 EEG 2012 bzw. §§ 70, 71 EEG 2014.⁴⁸
- 68 Ersetzen Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber PV-Anlagen gemäß der PV-Austauschregelung, so handelt es sich hierbei um ein relevantes Tatbestandsmerkmal der Vergütung. Denn das Ersetzen führt – unter den vom Netzbetreiber zu prüfenden Voraussetzungen des § 32 Abs. 5 EEG 2012 bzw. § 51 Abs. 4 EEG 2014 – dazu, dass den ersetzenden Modulen der Inbetriebnahmezeitpunkt und somit die Vergütungshöhe und -dauer der alten Module zugewiesen wird. Hierbei handelt es sich um eine gem. § 45 EEG 2012, § 70 EEG 2014 durch die Anlagenbetreiberinnen und -betreiber notwendig dem Netzbetreiber mitzuteilende Tatsache.
- 69 Im Rahmen dieser Mitteilung sind *sämtliche* Ersetzungsvorgänge an den Netzbetreiber zu melden. Dabei ist auch darzulegen und ggf. zu beweisen, dass die Tatbestandsvoraussetzungen der PV-Austauschregelung erfüllt sind, also insbesondere das Ersetzen aufgrund eines technischen Defekts (dazu unter 3.1), einer Beschädigung oder eines Diebstahls erfolgt ist.

3.4.2 Inbetriebnahmeprotokoll

- 70 Die Übersendung eines Inbetriebnahmeprotokolls fordert das EEG im Rahmen des Ersetzungsvorgangs für sich genommen nicht.⁴⁹
- 71 Jedoch kann nach § 7 Abs. 2 EEG 2012, § 10 Abs. 2 EEG 2014 i. V. m. § 49 EnWG⁵⁰ die Übersendung eines Inbetriebnahmeprotokolls an den zuständigen Netzbetreiber infolge des Ersetzungsvorgangs notwendig sein (s. Rn. 73 ff.).
- 72 Gemäß § 7 Abs. 2 EEG 2012 bzw. § 10 Abs. 2 EEG 2014 müssen die „Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen ... den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes ... entsprechen“. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bei einer schon an das Netz angeschlossenen PV-Installation

⁴⁸Ebenso die Stellungnahme der GEODE, S. 4.

⁴⁹Anderer Ansicht die Stellungnahme der GEODE, S. 4.

⁵⁰Energiewirtschaftsgesetz v. 07.07.2005, BGBl. I S. 1970, zuletzt geändert durch Art. 6 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. S. 1066).

die Ausführung des Anschlusses gemäß den einschlägigen technischen Regelwerken vorgenommen wurde und dass der Austausch von Modulen – bspw. aufgrund eines technischen Defektes – keine neue „Ausführung des Anschlusses“ i. S. d. Regelung darstellt. Auch stellen die PV-Module als solche keine für die Sicherheit des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen dar, so dass grundsätzlich § 7 Abs. 2 EEG 2012 bzw. § 10 Abs. 2 EEG 2014 i. V. m. § 49 EnWG keine Anwendung finden.

- 73 Ändert sich jedoch infolge des Austauschs defekter Module das elektrische Verhalten der PV-Installation am Netzverknüpfungspunkt, sind auch § 7 Abs. 2 EEG 2012 bzw. § 10 Abs. 2 EEG 2014 i. V. m. § 49 EnWG beachtlich. Eine Veränderung des elektrischen Verhaltens der PV-Installation am Netzverknüpfungspunkt kommt immer dann in Frage, wenn nach dem Ersetzungsvorgang die Einspeiseleistung der PV-Installation größer ist als zuvor bzw. hinsichtlich der elektrischen Eigenschaften andere Wechselrichter genutzt werden, denn maßgeblich für das elektrische Verhalten am Netzverknüpfungspunkt ist dabei, was vom Wechselrichter in das Netz eingespeist wird. Dies ist nicht zwingend mit der installierten Gesamtleistung der PV-Module identisch, sondern hängt auch mit den Einstellungen und der Dimensionierung der Wechselrichter zusammen.
- 74 Gemäß § 49 Abs. 1 i. V. m. Abs. 2 Nr. 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit – unter Beachtung der allgemein anerkannten Regeln der Technik – gewährleistet ist. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird *vermutet*, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) eingehalten worden sind. Mit der VDE-AR-N 4105⁵¹ existiert eine spezielle technische Regelung für den Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen am Niederspannungsnetz. Der Anwendungsbereich der VDE-AR-N 4105 bezieht sich gemäß Abschnitt 1 auf Planung, Errichtung, Betrieb und Änderungen von Erzeugungsanlagen, wobei insbesondere Änderungen an Erzeugungsanlagen zu beachten sind, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten am Netzanschluss haben. Gemäß Abschnitt 4.3 VDE-AR-N 4105 ist über die Inbetriebsetzung ein Inbetriebsetzungsprotokoll anzufertigen.

⁵¹ *Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)*, VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2011-08 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, VDE-Verlag.

- 75 Werden also PV-Module ausgetauscht und ändert sich dadurch nicht in wesentlichem Maße das elektrische Verhalten der PV-Installation gegenüber dem Zustand vor dem Austausch, ist kein Protokoll über die Inbetriebnahme der ersetzenden PV-Module anzufertigen; es greift die Bestandsschutzregelung der VDE-AR-N 4105.⁵² Denn gemäß dem Abschnitt „Anwendungsbeginn“ der VDE-AR-N 4105 gilt für bestehende Erzeugungseinheiten⁵³ Bestandsschutz.⁵⁴
- 76 Sollte sich durch das Ersetzen z. B. die installierte Leistung der PV-Installation⁵⁵ erhöhen oder sollte das Ersetzen sonstige wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten am Netz haben, ist von einer Änderung der Erzeugungsanlage i. S. d. Abschnittes 1 der VDE-AR-N 4105 auszugehen, wonach auch ein neues Inbetriebnahmeprotokoll anzufertigen und dem Netzbetreiber zu übermitteln ist. Ob eine Veränderung wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten der PV-Installation am Netz hat, ist dabei eine Einzelfallfrage.
- 77 Anlagenbetreiberinnen und -betreiber haben in jedem Fall zu prüfen – bei Vorliegen entsprechendem Sachverstandes selbst, andernfalls durch Beauftragung eines fachkundigen Dritten – ob eine wesentliche Veränderung der elektrischen Eigenschaften am Netzverknüpfungspunkt vorliegt. Die Clearingstelle EEG rät Anlagenbetreiberinnen und -betreibern, auch wenn es infolge des Austauschvorganges nicht zu einer wesentlichen Veränderung der elektrischen Eigenschaften am Netzverknüpfungspunkt gekommen ist, dies zur Vermeidung von Streitigkeiten dem zuständigen Netzbetreiber mitzuteilen und entsprechend plausibel darzulegen.
- 78 Die Clearingstelle EEG rät zudem Anlagenbetreiberinnen und -betreibern zu ihrer eigenen Sicherheit, bei der Beauftragung des Ersetzens von PV-Modulen in jedem Fall darauf zu achten, dass diese nach dem Stand der Technik installiert und an das Netz angeschlossen werden und dies auch entsprechend zu dokumentieren.⁵⁶

⁵² Anderer Ansicht die Stellungnahme der GEODE, S. 4.

⁵³ Gemäß Abschnitt 3.1.9 VDE-AR-N 4105 besteht eine PV-Erzeugungseinheit aus dem „Umrichter inkl. der (aus Netz-Sicht) nachgeschalteten Komponenten/Solarmodule“, *Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)*, VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2011-08 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, VDE-Verlag, S. 11.

⁵⁴ *Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)*, VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2011-08 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, VDE-Verlag, S. 2.

⁵⁵ Erzeugungsanlage i. S. d. VDE-AR-N 4105 Abschnitt 3.1.8.

⁵⁶ In diesem Sinne auch die Stellungnahme der DGS, S. 5.

- 79 In keinem Fall dürfen Netzbetreiber die Auszahlung der Vergütung bzw. gesetzlichen Förderung von der Vorlage eines Inbetriebnahmeprotokolls abhängig machen. Die Vorgaben zur Vergütungsreduktion sind abschließend in § 17 EEG 2012 bzw. § 25 EEG 2014 geregelt. Jedoch ist zu beachten, dass Anlagenbetreiberinnen und -betreiber im Falle einer im Vergleich zur Situation vor dem Ersetzungsvorgang erhöhten Leistung für den überschießenden Leistungsanteil dem Netzbetreiber das Inbetriebnahmedatum zur Feststellung der anzuwendenden Degression darzulegen haben.⁵⁷ Ein Inbetriebnahmeprotokoll kommt dabei als eines der möglichen Beweis-/Nachweismittel in Frage.⁵⁸
- 80 In diesem Hinweisverfahren wird keine Aussage darüber getroffen, welche Anforderungen sich ggf. bei im Mittelspannungsnetz angeschlossenen PV-Installationen u. a. hinsichtlich des Anlagenzertifikates bzw. der Konformitätserklärung gemäß der Mittelspannungsrichtlinie⁵⁹ beim Ersetzen von defekten Modulen unter Anwendung der PV-Austauschregelung ergeben.

Beschluss

Der Hinweis wurde einstimmig angenommen. Gemäß §§ 25c, 25 Nr. 1 VerfO ist das Verfahren mit Annahme des Hinweises beendet.

Dr. Lovens

Dr. Mutlak

Dr. Pippke

⁵⁷In diesem Sinne die Stellungnahme des BDEW, S. 7 f.

⁵⁸Zu den Beweis-/Nachweismitteln zur Inbetriebnahme unter dem EEG 2009 siehe *Clearingstelle EEG*, Hinweis v. 25.06.2010 – 2010/1, abrufbar unter <https://www.clearingstelle-ee.de/binwv/2010/1>, Abschnitt 3.3.4.

⁵⁹BDEW, Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008, sowie 4 Ergänzungen, abrufbar unter https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_NetzCodes-und-Richtlinien, zuletzt abgerufen am 15.03.2015.