Erfahrungen mit der Prüfung und Zertifizierung von PV-Erzeugungseinheiten /-anlagen gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie

Gunter Arnold, Thomas Degner, Dominik Geibel
Fraunhofer IWES, Königstor 59, D-34119 Kassel
Tel.: +49 561 7294 231 , Fax: +49 561 7294 400
E-Mail: gunter.arnold@iwes.fraunhofer.de
Internet: http://www.iwes.fraunhofer.de

Bernd Engel, Jörg Jahn, Hannes Knopf
SMA Solar Technology AG, Sonnenallee 1, D-34266 Niestetal
Internet: http://www.sma.de

Einleitung

Bereits Ende 2008 waren deutschlandweit mehr als 18 % aller PV-Anlagen mit insgesamt 1097 MW installierter Leistung an Mittel- oder Hochspannungsnetze angeschlossen [1]. Die Tendenz zu leistungsstärkeren PV-Anlagen hat sich in den vergangenen zwei Jahren noch deutlich verstärkt, wie die Monatsmeldungen neuinstallierter PV-Anlagen der Bundesnetzagentur [2] zeigen. In den Jahren 2009 und 2010 (bis Ende Sept. 2010) wurden in Deutschland PV-Anlagen mit insgesamt 9500 MW neu installiert, darin enthalten sind „große“ PV-Anlagen ab 100 kW Nennleistung mit einer kumulierten Nennleistung von mehr als 2430 MW, was einem Anteil von etwa 25 % entspricht.

Das netzkonforme Verhalten einer dezentralen Erzeugungsanlage (z.B. eines Solar- oder Windparks) am öffentlichen Mittelspannungsnetz ist nach der seit 1.1.2009 gültigen BDEW-MS-Richtlinie [3] durch ein sog. typenspezifisches Einheiten-Zertifikat und zusätzlich für Anlagen über 1 MVA Anschlussleistung auch durch ein projektspezifisches Anlagenzertifikat nachzuweisen.

Vorgehensweise für die Einheitenzertifizierung nach FGW-TR8

Dieser Abschnitt soll einen Überblick über die Vorgehensweise für die Einheitenzertifizierung nach FGW-TR8 [8] liefern.

Die grundsätzlichen, richtlinienkonformen Netzeigenschaften eines bestimmten EZE-Typen (z.B. eines PV-Wechselrichters) am Mittelspannungsnetz sind mit Hilfe eines sog. typenspezifischen Einheitenzertifikats nachzuweisen.
Wie Abbildung 1 zeigt, besitzt der Auftraggeber des Einheitenzertifikats (i d. R. der PV-Wechselrichterhersteller) naturgemäß eine zentrale Rolle bei allen Aktivitäten zur Einheitenzertifizierung.

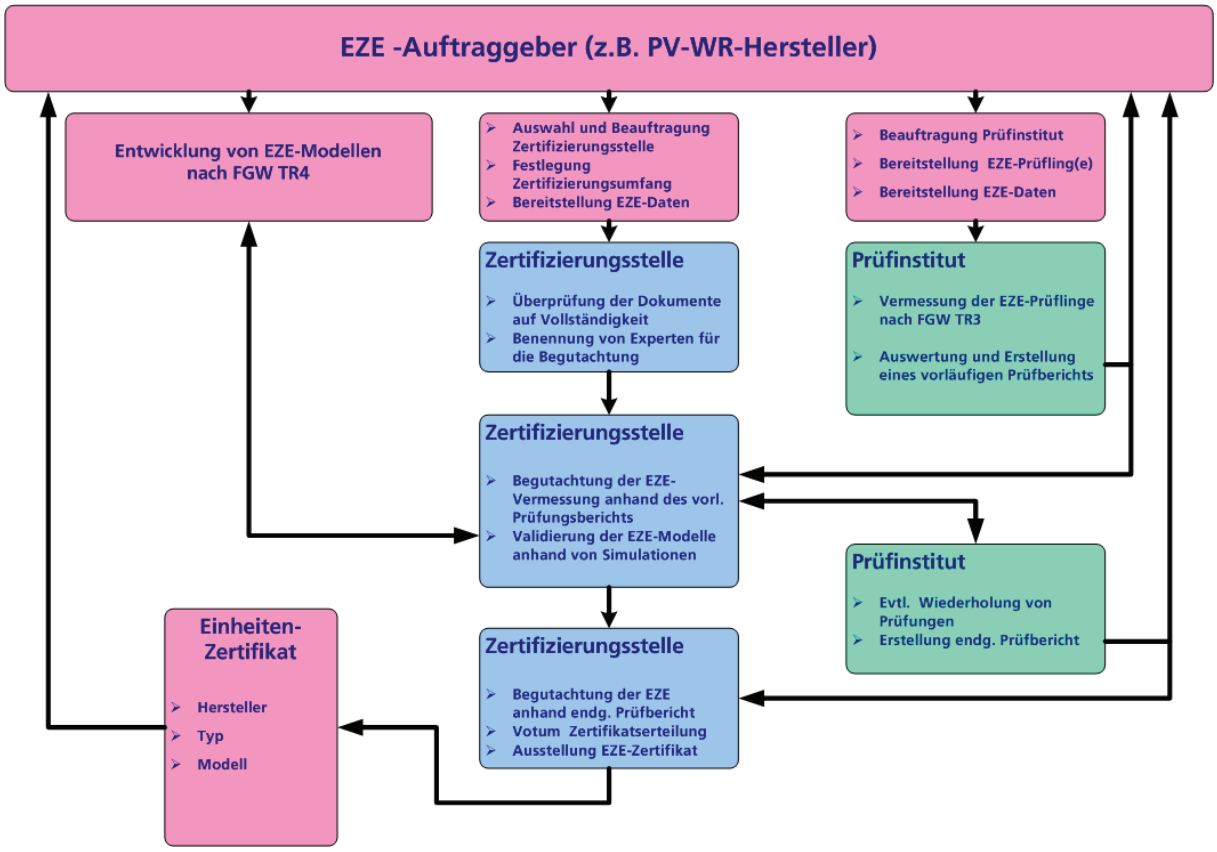

Abbildung 1: Ablauf und Akteure bei der EZE-Zertifizierung

Prüfung von PV-Einheiten gemäß FGW-TR3

Als Grundlage für das Einheitenzertifikat muss ein messtechnischer Nachweis der Anforderungen der MS-Richtlinie [3] durchgeführt werden. Für die Messungen / Prüfungen muss ein nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Messinstitut beauftragt werden. Die anzuwendenden Prüfprozeduren sind in FGW TR3 [6] beschrieben.
Ursprünglich sind die in FGW TR3 beschriebenen Messverfahren für Windenergieanlagen entwickelt worden. Heute müssen jedoch alle Arten von dezentralen Erzeugungseinheiten nach FGW TR3 geprüft werden, eine Anpassung der Prüfvorschriften war daher unausweichlich. Gründe hierfür sind u.a. die unterschied-

lichen Eigenschaften der verschiedenen Primärenergieträger (Sonne, Wind etc.) und der große Leistungsbereich von wenigen kW bis hin zu mehreren MW der zu zertifizierenden Einheiten.

Prüfumgebung

Im Folgenden sollen für ausgewählte statische und dynamische Anforderungen exemplarische Messungen an einem PV-Wechselrichter STP15000TL-10 vorgestellt werden. In Abbildung 2 und Abbildung 3 sind die Integration des Prüflings in das akkreditierte Wechselrichterlabor des Fraunhofer IWES sowie der Messaufbau gezeigt. Die Nachbildung des PV-Generators erfolgt mit einem PV-Simulator, der auch bei dynamischen Vorgängen (Einstrahlungsänderungen oder Netzfehlern) ein kennliniengetreues Verhalten bereitstellt. Auf der AC-Seite wird ein Netzsimulator mit physikalischem Impedanznetzwerk verwendet. Mit dem verwendeten Netzsimulator können beliebige Netzsituationen nachgebildet werden, da Amplitude, Frequenz und Phasenlage für jeden Leiter separat einstellbar sind. Durch die Impedanznachbildung können nicht nur der Netzanschlusspunkt mit Netzkurzschlussleistung und Netzimpedanzwinkel, sondern auch die Impedanz des EZA-Transformators und die Parkverkabelung berücksichtigt werden.

Abbildung 2: Akkreditiertes Wechselrichterlabor des Fraunhofer IWES in der DeMoTec

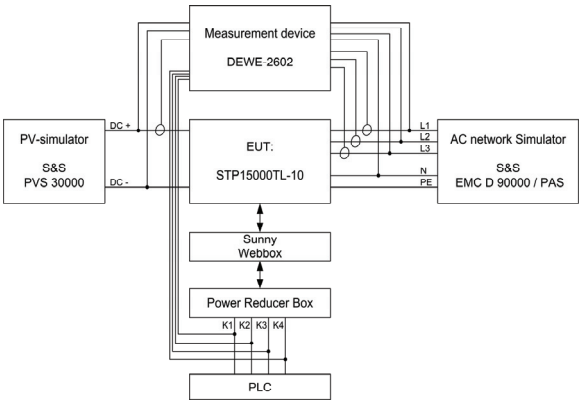

Abbildung 3: Messaufbau für die Vermessung des STP15000TL-10 am Fraunhofer IWES

Wirkleistungsreduktion

In der MS-Richtlinie [3] werden zwei verschiedene Funktionen zur Wirkleistungsreduktion gefordert.

Die Reduktion der Wirkleistung durch den Netzbetreiber stellt eine selektive und per Fernsteuerung ausgelöste Funktionalität zur Gewährleistung der Netzsicherheit dar. Dadurch können auftretende lokale Netzengpässe, die ggf. zu einer Überlastung von Netzbetriebsmitteln führen, vermieden werden. Die vorgegebenen Sollwerte werden durch den Netzbetreiber als Prozentwerte der Nennwirkleistung der Erzeugungseinheit angegeben. Gebräuchliche Werte sind 100%, 60%, 30% und 0%, die innerhalb von einer Minute eingestellt werden können müssen. Dabei muss jedoch

die gesamte Kommunikationskette vom Empfang des Sollwertsignals durch den Park-Regler bis hin zum Einregeln der Ausgangsleistung ins Toleranzband durch die Einheit berücksichtigt werden. Messergebnisse hierzu sind in Abbildung 4 gegeben. Die Sollwertsignale wurden durch eine SPS generiert und an den Digital-Eingängen der SMA Power Reducer Box aufgelegt.

Im Gegensatz dazu stellt die Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz eine autonome, systemübergreifende Funktionalität zur Unterstützung der Netzstabilität dar. Bei einem zu starken Anstieg der Netzfrequenz, die durch die vorhandene, konventionelle Netzregelung des Verbundnetzes nicht ausgeglichen werden kann, sollen dezentralen Erzeugungseinheiten beginnend bei einer Frequenz von 50,20 Hz die Wirkleistung um 40 % pro Hz reduzieren. Erst nach Absinken der Netzfrequenz unter 50,05 Hz darf die verfügbare Leistung wieder voll eingespeist werden. Messergebnisse sind in Abbildung 5 gegeben. Die Änderung der Frequenz wurde durch den Netzsimulator bei einspeisender Erzeugungseinheit vorgenommen.

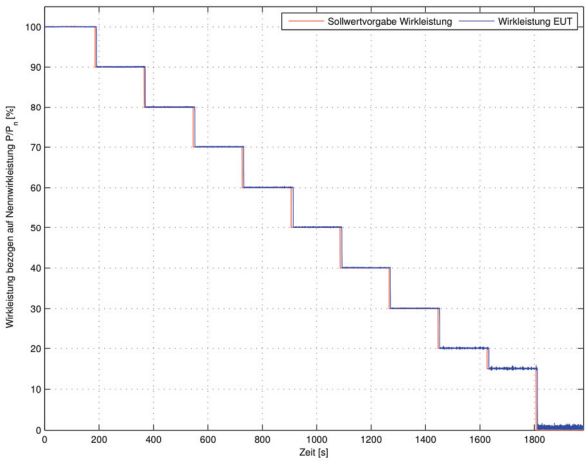

Abbildung 4: Reduzierung der Wirkleistung durch den Netzbetreiber

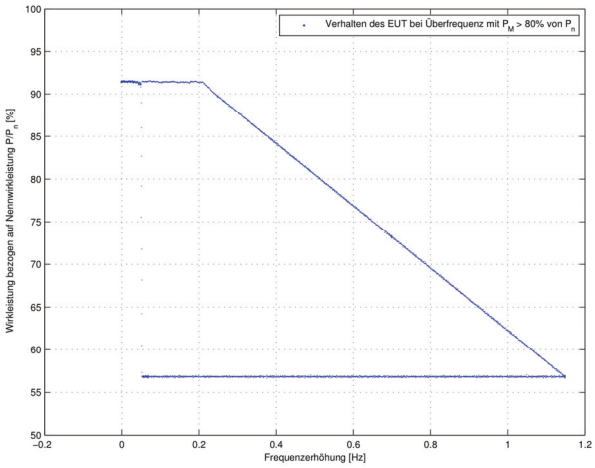

Abbildung 5: Reduzierung der Wirkleistung bei Überfrequenz

Blindleistungsbereitstellung

Durch die stark wachsende Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in Verteilnetze ergibt sich die zunehmende Herausforderung der Spannungshaltung. Durch Blindleistung besteht die Möglichkeit, auf die Netzspannung einzuwirken. Von dezentralen PV-Erzeugungseinheiten wurde bislang keine Blindleistungs-bereitstellung gefordert, nach der MS-Richtlinie [3] wird nun ein minimaler Verschiebungsfaktor von 0,95 induktiv und kapazitiv am Netzanschlusspunkt vorausgesetzt. Begrenzendes Element bei der Blindleistungsbereitstellung ist die Stromtragfähigkeit der Leistungshalbleiter des Wechselrichters. Daher wird eine Anpassung des Auslegungsverhältnisses notwendig, um auch bei Nennwirkleistung den gesamten Blindleistungsbereich bereitstellen zu können.

Abbildung 6 zeigt den maximalen induktiven und kapazitiven Blindleistungsbereich des Prüflings.

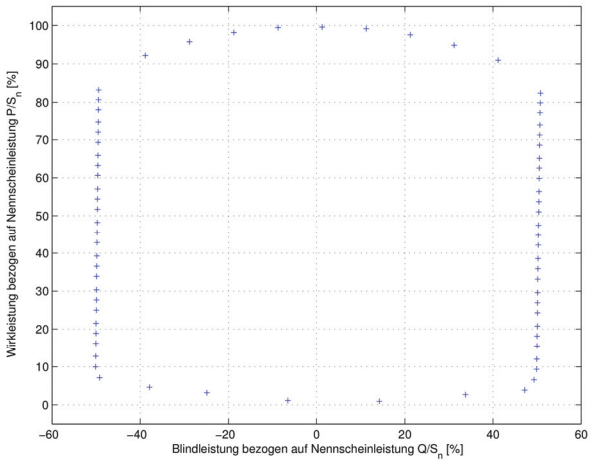

Abbildung 6: Maximaler induktiver und kapazitiver Blindleistungsbereitstellungsbereich des STP15000TL-10

Neben der Fähigkeit der Blindleistungsbereitstellung muss diese auch durch den Netzbetreiber entsprechend den Netzanforderungen vorgegeben werden können. Dafür sind mehrere Möglichkeiten in der MS-Richtlinie [3] vorgesehen. Neben einer festen Verschiebungsfaktor- oder Blindleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber soll auch die Blindleistungseinstellung entweder mit Hilfe von cos φ (P) oder Q(U)-Kennlinien möglich sein.

Anforderungen an das Verhalten bei Netzfehlern

Mit Hilfe der dynamischen Netzstützung (LVRT-Funktionalität) sollen dezentrale Erzeugungseinheiten auch im Fehlerfall zur Netzstützung beitragen. Je nach Entfernung vom Fehlerort, Netztopologie und Netzparametern äußert sich ein Netzfehler durch einen Spannungseinbruch unterschiedlicher Tiefe. Bisher mussten sich dezentralen Erzeugungseinheiten/-anlagen bei derartigen Netzfehlern aufgrund der Einstellungen der Netzschutzeinrichtungen innerhalb von 200 ms vom Netz trennen.

Im Zusammenhang mit der stark zunehmenden dezentralen Energieerzeugung soll durch das LVRT-Verhalten gewährleistet werden, dass durch Abschaltung dezentraler Erzeugungsanlagen infolge eines Netzfehlers nicht ein plötzlicher Verlust von großer Erzeugungskapazität auftritt. Abbildung 7 beschreibt die für PV-Wechselrichter in D gültige LVRT-Grenzkurve und gibt die Testbereiche nach FGW TR3 für den messtechnischen Nachweis an.

Neben dem „passiven“ Durchfahren der Fehler sollen dezentrale Erzeugungsanlagen auch die Funktionalität einer „aktiven“ Spannungsstützung im Fehlerfall durch eine Blindstromeinspeisung entsprechend dem TransmissionCode 2007 [10] aufweisen.

Dabei müssen die Einheiten mindestens den Nennstrom als Blindstrom einspeisen können. Der Sollwert des Blindstroms wird durch eine Statik vorgegeben, die verschiedene Parameter berücksichtigt. Neben der Steigung, dem sogenannten k-Faktor, wird der Blindstromsollwert durch die Netzspannung und die Blindleistungsbereitstellung vor dem Fehlereintritt bestimmt.

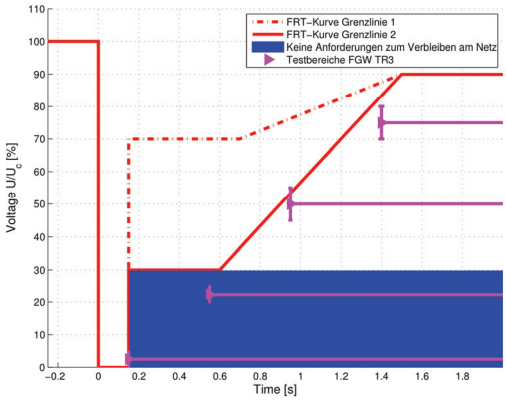

Abbildung 7: LVRT-Grenzkurve für Typ 2 - EZE nach MS-Richtlinie und FGW TR3 Testbereiche

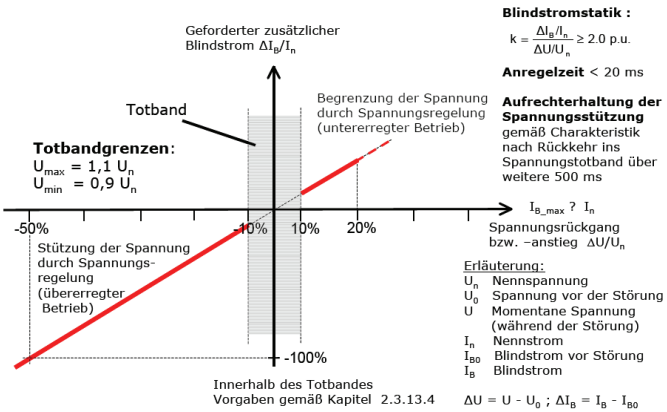

Abbildung 8: Blindstromstatik nach TC2007 [10]

Prüfverfahren für Netzfehler auf der Niederspannungsseite

Der messtechnische Nachweis der dynamischen Netzstützung hat nach FGW TR3 [6] zu erfolgen. In dieser Prüfrichtlinie werden u.a. die zu testenden Fehlerarten und -zeiten beschrieben. Diese sind auf Mittelspannungsebene einzuprägen. Dafür sind spezielle Prüfeinrichtungen notwendig, die vor allem für die Prüfung von Windenergieanlagen entwickelt wurden. Für PV-Wechselrichter mit erheblich kleineren Leistungen ist es aus technischen und wirtschaftlichen Gründen unverhältnismäßig, derartige Prüfeinrichtungen einzusetzen. Deshalb wurde FGW TR3 Anhang F mit dem Ziel erarbeitet, dass Netzfehler auch auf Niederspannungsebene nachgebildet werden dürfen. Dabei muss jedoch sichergestellt werden, dass die Netzfehler auf der Niederspannungsseite äquivalent zu Fehlern sind, die sich bei einer Spannungseinbruchsprüfung auf der Mittelspannungsseite erzeugen lassen. Insbesondere bei unsymmetrischen Fehlern müssen hierbei vor allem die Schaltgruppe und die Impedanz des EZE-Transformators berücksichtigt werden. Aus diesen Anforderungen ergibt sich, dass die Prüfeinrichtung in der Lage sein muss, die Amplitude und Phasenlage jedes Leiters unabhängig voneinander einstellen zu können. Des Weiteren muss eine ausreichend schnelle Spannungsänderungsgeschwindigkeit vorhanden sein.

Abbildung 9 zeigt den Leerlaufversuch für einen unsymmetrischen Netzfehler mit einer Einbruchtiefe von ≤ 5% der Nennspannung. Für die Fehlererzeugung wird ein Netzsimulator mit physikalischer Impedanznachbildung eingesetzt. Neben der

unterschiedlichen Spannungsamplitude der Leiter sind auch die Phasensprünge bezogen auf die Sternspannungen bei Fehlereintritt deutlich zu erkennen.

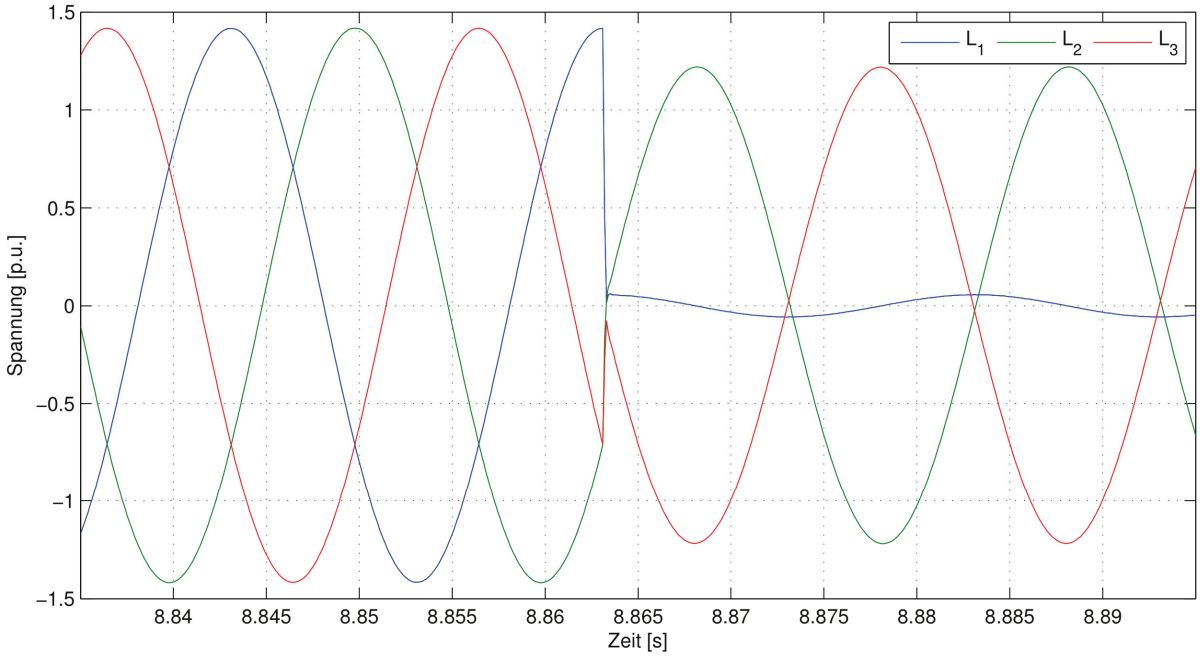

Abbildung 9: Leerlaufversuch eines zweiphasigen Netzfehlers mit einer Einbruchtiefe von ≤ 5% U_n (Dy-Transformator als MS/NS-Transformator)

Spannungsstützung bei Netzfehlern durch Blindstromeinspeisung

Abbildung 10 zeigt Messergebnisse für den Nachweis der Blindstromeinspeisung während eines Netzfehlers. Es werden Mitsystemgrößen dargestellt, welche aus den transienten Verläufen der Spannung und des Stroms berechnet wurden. Ein symmetrischer Spannungseinbruch auf etwa 50 % der Nennspannung wird eingeprägt. Bei einem k-Faktor von 2 wird ein Blindstrom in etwa der Größe des Nennstroms erwartet, der auch durch den Prüfling eingespeist wird. Auch die Einregelung des Blindstroms in das Toleranzband um den Sollwert erfolgt sehr schnell innerhalb der geforderten Anregelzeit von 20 ms nach TC2007 [10].

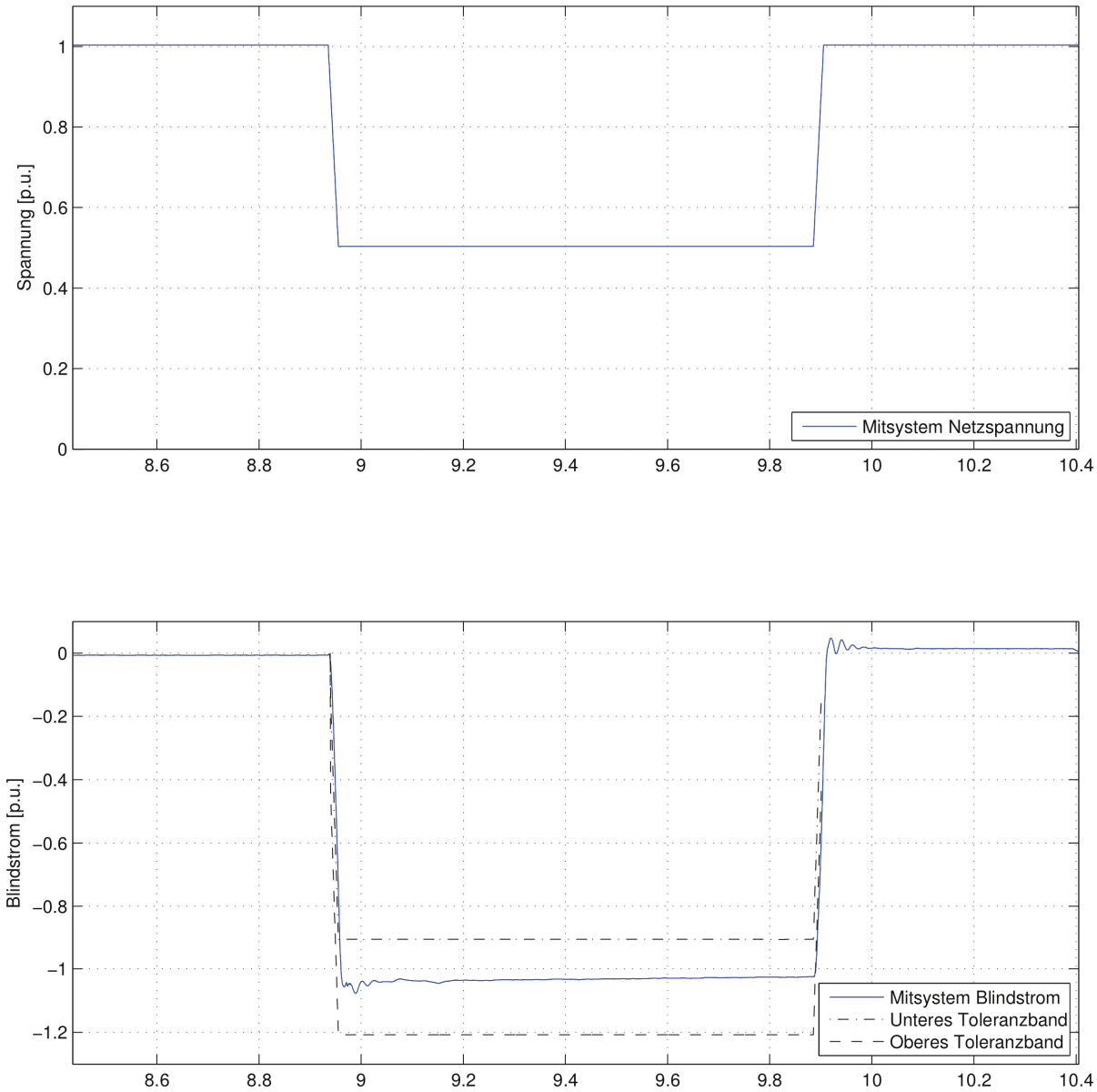

Abbildung 10: Messergebnisse eines symmetrischen Spannungseinbruchs auf 50% U_n.

Erfahrungen bei der Einheitenzertifizierung

Wie im Bereich der Prüfverfahren, so ist die Photovoltaik auch im Geltungsbereich der Zertifizierungsrichtlinie FGW-TR8 [8] Neuland. Hier gilt es, den bereits bestehenden Erfahrungsschatz aus dem Windbereich zu nutzen, aber die Verfahren eben auch an den entscheidenden Stellen anzupassen.

Da die typischen Eigenschaften der Photovoltaik und die Unterschiede im Vergleich zu Windenergieanlagen noch nicht weitreichend bekannt waren, war für die ersten Zertifizierungsverfahren ein erhöhter Abstimmungsbedarf mit den Zertifizierungs-stellen notwendig.

Dies betraf nicht ausschließlich die EZE selbst, sondern insbesondere auch die Prüfeinrichtungen, mit denen die Messungen nach FGW-TR3 [6] durchgeführt wurden. In diesem Zuge waren besonders die Vermessung der dynamischen Netzstützung Kern der Abstimmungen, damit z.B. die Impedanzverhältnisse als geeignet angesehen werden konnten.
Ein weiterer Punkt mit erhöhtem Abstimmungsbedarf war die Wirkungsweise des – im Gegensatz zu Windenergieanlagen – trägheitslosen Systems. Zudem war der für Photovoltaikanlagen typische flexible Systemaufbau, bei dem der Wechselrichterhersteller nicht planen kann, welche Modultypen in welcher Verschaltung und Menge an die Wechselrichter angeschlossen werden, eine bisher eher unbekannte Eigenschaft. Die Darstellung der Einspeiseleistung in Abhängigkeit des Primärenergieangebots lässt sich für Photovoltaik ausschließlich auf Anlagenebene erreichen.
Durch die unterschiedlichen Konzepte (zentral vs. dezentral), nach denen eine PV-EZA aufgebaut werden kann, wurden die Zertifizierungsstellen erstmals mit Erzeugungseinheiten mit Leistungen im unteren zweistelligen Kilowatt-Bereich konfrontiert. Hier hat insbesondere die Anwendbarkeit der MS-Richtlinie [3] auf diesen Leistungsbereich nach neuen Ansätzen verlangt, indem EZE kleiner Leistung zu Clustern mit jeweils einem Mittelspannungsanschluss zusammengefasst werden. Dadurch erhalten diese Konzepte bei der Erstellung der EZA-Zertifikate keinen wesentlichen Nachteil, weil der Aufwand für Berechnungen und Simulationen vergleichbar zum zentralen Konzept ist.
Ein Blick auf die Liste aller bislang erteilten EZE-Zertifikate für „Neuanlagen“ [9] zeigt, dass erst seit wenigen Monaten EZE-Zertifikate für eine kleine Auswahl von PV-Wechselrichtern erteilt wurden.
SMA hat im August 2010 als erster Hersteller von PV-Wechselrichtern für Sunny Central 630 HE-11 ein EZE-Zertifikat erhalten [9], allerdings beschränkt auf die eingeschränkte dynamische Netzstützung. Während des Zertifizierungsverfahrens wurden mit einem Ergänzungsdokument zur Mittelspannungsrichtlinie [4] die Fristen mit der SDLWindV harmonisiert und die Zertifizierungspflicht auf 1.4.2011 (Inbetriebnahmedatum) verschoben. In diesem Zuge entfiel gleichzeitig die Funktion der eingeschränkten dynamischen Netzstützung als technische Anforderung. Viele Netzbetreiber favorisieren jedoch diese Funktion für EZA mit Anschluss im Mittelspannungsnetz gegenüber der vollständigen Netzstützung, die bevorzugt bei Anlagen mit Anschluss an eine MS-Sammelschiene im UW zum Einsatz kommen soll. Es erscheint daher etwas unverständlich, dass EZE mit ausschließlich diesem Anwendungszweck nun nach FGW-TR8 nicht mehr zertifiziert werden können. SMA erhielt Anfang Dezember 2010 EZE-Zertifikate für dezentrale und zentrale

Wechselrichter (Sunny Tripower 15000TL und Sunny Central 630 CP) für die vollständige dynamische Netzstützung.

Erfahrungen mit der Anlagenzertifizierung

Bei Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz mit einer Anschlussleistung größer als 1 MVA oder einer mehr als 2 km langen Anschlussleitung ist nach MS-Richtlinie [3] eine Anlagenzertifizierung vorgesehen. Hierbei ist für eine konkretes EZA-Projekt bereits im Planungsstadium durch stationäre und dynamische Netzberechnungen unter Verwendung der validierten EZE-Modelle nachzuweisen, dass die gesamte EZA am vorgesehenen Netzanschlusspunkt die Anforderungen erfüllt.
Der Verfahrensablauf der EZA-Zertifizierung ist sehr komplex. Hierbei sind in mehreren Schritten Informationen sowohl von Anlagenbetreiberseite als auch von Netzbetreiberseite beizubringen, die für die Erstellung des EZA-Zertifikats notwendig sind. Das positive EZA-Zertifikat stellt die Planungsgrundlage für die Errichtung der EZA dar. Nach Fertigstellung ist zur Inbetriebnahme eine Konformitätsbescheinigung beizubringen, welche die Übereinstimmung der Planung mit der tatsächlich errichteten Erzeugungsanlage bestätigt.

Die praktischen Erfahrungen mit der Anlagenzertifizierung stehen durch die Fristverschiebung auf 1.4.2011 noch aus. Es besteht allgemein eine große Unsicherheit über den Ablauf eines EZA-Zertifizierungsverfahrens. Wer wann an wen die entsprechenden Informationen bereitzustellen hat, ist teilweise noch immer unklar. Obendrein bereitet die Abgrenzung von EZA, die der SDLWindV unterliegen und denen, für die diese nicht gilt, große Schwierigkeiten. Was für die SDLWindV eine Grundvoraussetzung zur Auszahlung der EEG-Vergütung darstellt, erscheint im PV-Bereich als mögliche Verhandlungsmasse mit dem zuständigen Netzbetreiber. Obendrein ist aktuell noch nicht absehbar, in welchem Umfang die EZA-Zertifikate vom zuständigen Netzbetreiber tatsächlich eingefordert werden. Es ist aber davon auszugehen, dass die Zertifikate in Netzbereichen mit hohem Anteil an EEG-Anlagen gefordert werden. EZA-Errichter sollten daher möglichst frühzeitig mit dem Netzbetreiber das Verfahren für den Netzanschluss abstimmen. Es ist schon heute offensichtlich, dass es für PV-Anlagen, die ab 1.4.2011 in Betrieb gehen sollen, angesichts der Unsicherheiten im Prozess und fehlender Kapazitäten bei Anlagenzertifizierern zu Verzögerungen in der Anlagenzertifizierung und damit im Projektverlauf kommen kann.
Ein EZA-Zertifikat gilt nach Errichtung der Anlage grundsätzlich unbefristet, solange die EZA in den für die Zertifizierung relevanten Eigenschaften nicht verändert wird. In

diesem Zuge muss der Umgang mit Software-Updates (EZE, Parkregler) geklärt werden, da eine geänderte Software unter Umständen zu einer Erneuerung des EZE-Zertifikats führen kann. Damit wäre die Grundlage für die Erstellung des jeweiligen EZA-Zertifikats entzogen. An dieser Stelle wird eine Regelung gebraucht, die es unbürokratisch ermöglicht, Bestands-EZA an der ständigen Weiterentwicklung der Eigenschaften teilhaben zu lassen.

Fazit

Die bisherigen praktischen Erfahrungen mit der Prüfung von PV-Wechselrichtern haben gezeigt, dass es in den vergangenen zwei Jahren mit einem erheblichen Aufwand gelungen ist, die Anforderungen der MS-Richtlinie vollständig in heute am Markt verfügbare PV-Wechselrichter zu implementieren. Auch bei den Prüfverfahren für PV-EZE konnten seit Anfang 2009 durch die intensive Arbeit vieler Akteure im Rahmen von FGW Arbeitskreisen -/gruppen erhebliche Verbesserungen erarbeitet werden.

Wie im Bereich der Prüfverfahren, so betritt die Photovoltaik auch im Geltungsbereich der Einheitenzertifizierung nach FGW-TR8 Neuland. Da die typischen Eigenschaften der Photovoltaik und die Unterschiede im Vergleich zu Windenergieanlagen noch nicht weitreichend bekannt waren, war für die ersten Zertifizierungsverfahren ein erhöhter Abstimmungsbedarf mit den Zertifizierungs-stellen insbesondere im Hinblick auf die Anwendung der neuentwickelten Prüfverfahren sowie die dafür geeigneten Prüfeinrichtungen notwendig.

Bei der Anlagenzertifizierung von PV-EZA liegen bis heute praktisch keine Erfahrungen vor. Aufgrund des überaus komplexen Nachweisverfahren für EZA und den Kapazitätsengpässen bei EZA-Zertifizierungsstellen bestehen in diesem Bereich bei vielen Akteuren noch erhebliche Unsicherheiten (sowohl inhaltlich als auch zeitlich), die ab 1.4.2011 unter Umständen zu Verzögerungen bei der Realisierung von PV-EZA im Leistungsbereich über 1 MVA führen können.

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Projektträger Jülich für die Unterstützung in dem Projekt PV-EMS (FKZ 0325028). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Literatur

[1] EEG-Statistikbericht 2008, Redaktionsschluss März 2010, Bundesnetzagentur, Bonn, 2010

[2] Meldungen neuinstallierter PV-Anlagen Januar 2009 bis Oktober 2010, Bundesnetzagentur, Bonn, 2011

[3] Technische Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, 2008

[4] Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008“, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, Juli 2010

[5] E VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Entwurf Juli 2010, Forum Netztechnik und Netzbetrieb beim VDE (FNN), Berlin, 2010

[6] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten - Teil 3: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, Rev. 21, Stand: 22.03.2010, FGW e.V., Kiel, 2010

[7] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten – Teil 4: Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Rev. 5, Stand: 23.03.2010, FGW e.V., Kiel, 2010

[8] Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen – Teil 8: Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, Rev. 4, Stand: 15.10.2010, FGW e.V., Kiel, 2010

[9] Liste der erteilten Einheitenzertifikate nach SDLWindV und/oder BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ Stand: 16.12.2010, FGW e.V., Kiel, 2010

[10] TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, VDN e.V., Berlin, August 2007