

# Mittelspannungsrichtlinie: Reifeprüfung für Solarwechselrichter

## Medium voltage grid codes: Testing of Photovoltaic Inverters

Gregor Dötter, Bruno Burger, Florian Loos, Sönke Rogalla, Stefan Schönberger  
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE  
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Tel. 0761 4588-5947, Fax: -9947  
gregor.doetter@ise.fraunhofer.de

### Kurzfassung

Der Wandel in der Erzeugung elektrischer Energie stellt die Stabilität der Stromnetze vor eine große Herausforderung. Heute liefern Photovoltaik und Windkraft an einzelnen Tagen bis zu 30 % der Energie und bis zu 40 % der Leistung im deutschen Stromnetz. Zur besseren Netzintegration und Regelung dieser Energiequellen werden, ins Mittelspannungsnetz einspeisende Anlagen, einer Serie von Prüfungen unterzogen. Sie müssen ihre Kraftwerkseigenschaften, bestehend aus statischer und dynamischer Netzstützung, nachweisen. In diesem Paper wird von den Ergebnissen und Erfahrungen, den Stärken und Schwierigkeiten der Photovoltaikwechselrichter während der Tests berichtet. Ebenso werden die Prüfrichtlinien kritisch beleuchtet.

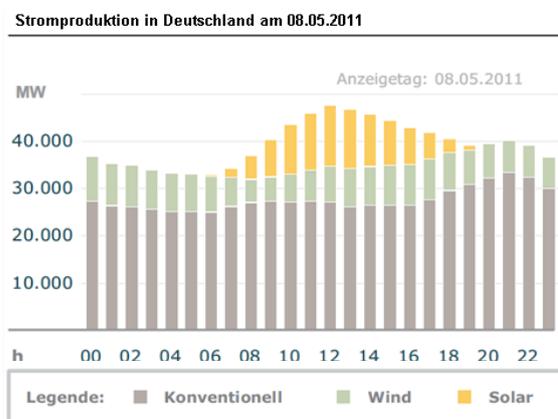
### Abstract

The change in the electrical energy generation towards renewable sources poses a great challenge for the stability of the electrical grid. At single days, renewable energy sources cover up to 30 % of the energy and up to 40 % of the power in Germany's electrical grid. In order to ensure a successful integration into the medium voltage grid photovoltaic inverters undergo a series of tests to prove their grid regulating abilities. The tests comprise procedures to verify the behavior of the generation units during static and dynamic grid conditions. This paper describes the results of the measurements, the capabilities and difficulties of the central inverters. As well as a discussion of the testing guidelines.

## 1 Verstärkter Ausbau der Photovoltaik erfordert Maßnahmen zur Netzintegration

Mit der Zunahme installierter Photovoltaikleistung nimmt auch der Einfluss der PV-Anlagen auf die Qualität und die Stabilität des öffentlichen Stromnetzes zu. Angetrieben durch die Entwicklung der Windkraft in den vergangenen Jahren, veröffentlichte der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Anfang 2009 die Mittelspannungsrichtlinie. Diese neuen Vorschriften sollen das Verhalten dezentralisierter Kraftwerke regeln, die ins Mittelspannungsnetz einspeisen. Dies betrifft insbesondere das Verhalten bei Über- oder Unterspannung, Über- oder Unterfrequenz und während Netzausfällen. Im Windenergiesektor wurde in den vergangenen Jahren bereits viel Erfahrung im Bereich Netzstützung und -regelung gesammelt, während Solarwechselrichterhersteller erst seit Kurzem durch die Einführung der Mittelspannungsrichtlinie mit diesen Themen konfrontiert sind. Bild 1 zeigt den Anteil der Photovoltaik- und Windkraftwerke an der

Stromproduktion an einem wind und sonnenreichen Tag und somit auch ihre zunehmende Systemrelevanz.

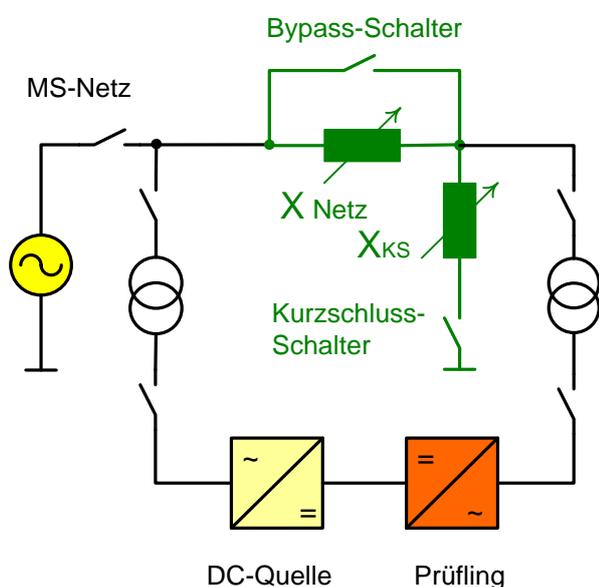


**Bild 1** Stromproduktion in Deutschland am 8.5.2011. PV- und Windkraftwerke decken an diesem Tag 30 % der Energie und 42,6 % der Peakleistung um 12:00 Uhr.[1]

## 2 Testumgebung am Fraunhofer ISE

Im Megawattlabor des Fraunhofer ISE können Wechselrichter bis zu einer Leistung von 1 MVA getestet werden. Das Labor verfügt über drei Mittelspannungstransformatoren. Einer der

Transformatoren speist einen Solargeneratorsimulator mit einer maximalen Ausgangsspannung von 1000 V und einem Maximalstrom von 1600 A. Zwei weitere Transformatoren ermöglichen einstellbare AC-Spannungen im Bereich von 255 V bis 790 V. Durch den Kreisbetrieb auf der Mittelspannungsebene gelingt es, den Solargeneratorsimulator AC-seitig von dem Prüfling zu entkoppeln und somit eine gegenseitige Beeinflussung auszuschließen. Neben der hoch präzisen Messausrüstung auf Niederspannungs- und Mittelspannungsebene (20 kV) steht eine LVRT-Prüfeinrichtung auf Mittelspannungsebene zur Verfügung (grün in Bild 2).



**Bild 2** Prüfaufbau im Megawattlabor des Fraunhofer ISE. Durch den Kreisbetrieb mit der Mittelspannungsebene können Prüfling und Solargeneratorsimulator entkoppelt werden. In Grün ist die LVRT-Anlage zur Durchführung von Spannungseinbrüchen dargestellt.

### 3 Anforderungen und Erfahrungen mit den Testes

Nach über einem Jahr Vermessung von Photovoltaikwechselrichtern größer 100 kW Leistung, diverser Hersteller, aus verschiedenen Produktfamilien und Systemansätzen sollen die Ergebnisse diskutiert werden. Generell gelingt es den Wechselrichterherstellern die Anforderungen aus der Mittelspannungsrichtlinie [2] und den Technischen Richtlinien [3] zu erfüllen. Dennoch sind besonders bei der dynamischen Netz-

stützung häufig Nachbesserungen seitens der Hersteller notwendig.

Allgemein wird der Umfang der Prüfungen häufig unterschätzt, denn für die erfolgreiche Vermessung ist eine detaillierte Kenntnis der Richtlinien erforderlich.

Auffällig ist, dass die Richtlinien nicht spezifisch für Photovoltaikwechselrichter verfasst wurden. Beispielsweise kann ein Photovoltaikwechselrichter bei konstanten Laborbedingungen vermessen werden und muss nicht, wie in der Windkraft üblich, im Feld vermessen werden. Eine reproduzierbare Laborumgebung erlaubt zudem die Verringerung von Messdauern, da ein gleichbleibendes Primärenergieangebot sichergestellt ist.

#### 3.1 Regelung von Wirk- und Blindleistung

Erzeugungsanlagen, die in das Mittelspannungsnetz einspeisen, müssen in der Lage sein ihre Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung abhängig vom Netzzustand oder von den Vorgaben der Netzbetreiber anzupassen.

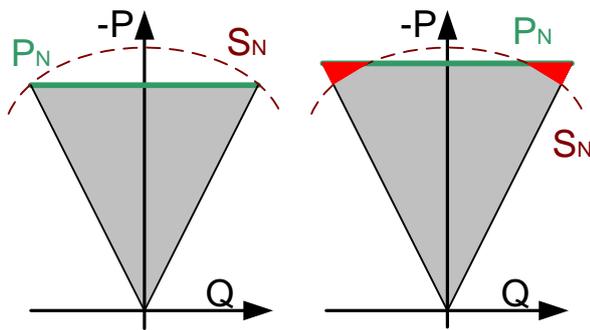
Die Genauigkeit der Wirkleistungsregelung ist meist auf wenige Prozent genau. Die erlaubte Toleranz von 10 % der Nennleistung wird generell eingehalten. Die im Datenblatt angegebene Nennleistung, plus von ein bis zwei Prozent mehr, stellen alle Prüflinge ein.

Bei der Blindleistung unterscheiden die Richtlinien zwischen einer Leistungstoleranz bei Q-Vorgabe und  $\cos(\varphi)$ -Vorgabe. Die Anforderung an die Genauigkeit der Blindleistungsvorgabe (Q-Vorgabe) ist geringer, hier liegt die Toleranz bei  $\pm 5\%$  der Nennleistung.

Die Toleranz für  $\cos(\varphi)$ -Vorgabe beträgt  $\pm 0,005$ . Daraus ergibt sich eine viel schärfere Anforderung bei kleinen Leistungen und abnehmendem  $\cos(\varphi)$ . Prüflinge erfüllen die Q-Toleranz meist, haben jedoch bei der  $\cos(\varphi)$ -Toleranz, insbesondere bei kleinen Leistungen, Probleme. Hier ist eine Vereinheitlichung notwendig.

In das Mittelspannungsnetz einspeisende Erzeugungsanlagen müssen die Blindleistung im Bereich von  $\leq 0,95$  induktiv bis  $\leq 0,95$  kapazitiv

einstellen können (linke Skizze in Bild 3). Manche Prüflinge konnten im Bereich der Nennleistung nicht die geforderte Blindleistung liefern (rechte Skizze in Bild 3). Die rot gekennzeichneten Ecken des Betriebsbereichs konnten nicht angefahren werden. Diese Prüflinge haben entweder die Wirkleistung zugunsten der Blindleistung reduziert oder umgekehrt. Im Teillastbereich können viele Prüflinge deutlich mehr Blindleistung wie gefordert einspeisen, sie können Sollwerten jedoch meist nicht mehr mit der geforderten Genauigkeit folgen. Die Priorität bei der Einspeisung muss bei der Blindleistung liegen.

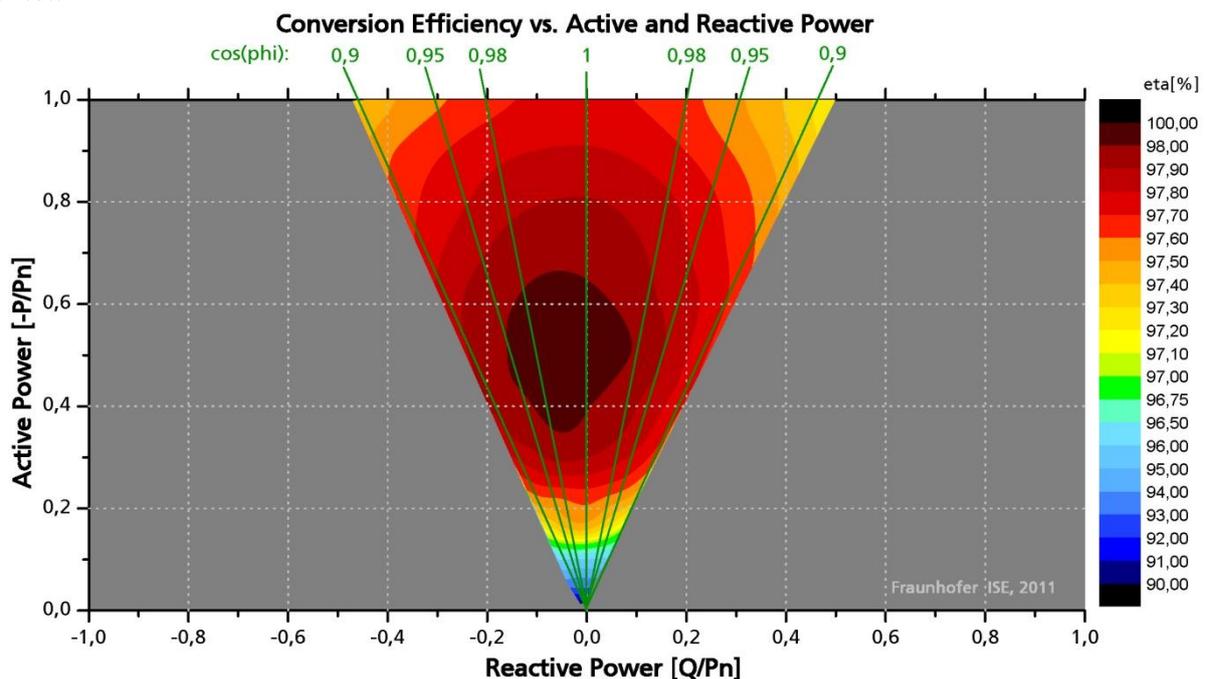


**Bild 3** Manche Prüflinge können die geforderte Blindleistung nicht im gesamten Wirkleistungsbereich einspeisen.

Der Wirkungsgrad des Umrichters ist auch von der eingespeisten Blindleistung abhängig. Das dunkelrot markierte Maximum liegt im kapazitiven Bereich. Hier muss der Wechselrichter die Blindleistung des Netzfilters nicht mehr kompensieren, das Leistungsteil des Wechselrichters fährt den geringsten Strom. In der Photovoltaik wird die Blindleistungseinspeisung, im Gegensatz zu der Windenergie nicht vergütet [5]. Das Bild 4 zeigt jedoch deutlich, dass bei Blindleistungseinspeisung geringere Erträge entstehen. Ebenso kann es zu vorzeitigem thermischen abregeln der Erzeugungsanlage bei Blindleistungseinspeisung während hoher Temperaturen kommen.

In den Regelwerken ist kein Vermerk zu den maximal möglichen Leistungsänderungsgradienten angegeben. Bei vorhandenem Primärenergieangebot, sprich im leistungsreduzierten Betrieb oder bei Blindleistungssollwertsprüngen regeln die Prüflinge Sollwertvorgaben meist innerhalb weniger 100 Millisekunden ein. Im Sinne der Netzstabilität wäre eine Begrenzung der Steilheit sicher sinnvoll. Sie ist technisch leicht zu implementieren.

**Bild 4** (unten) Der Wirkungsgrad ist abhängig von der eingespeisten Blindleistung. Bei dieser Darstellung wurde die Hilfsenergie nicht betrachtet.



### 3.2 Wirkleistungsbegrenzung bei Überfrequenz

Bei erhöhter Netzfrequenz muss die Erzeugungsleistung reduziert werden, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wieder herzustellen. Die Anlagen müssen ihre Wirkleistungsabgabe nach einem vorgegebenen Gradienten drosseln und dürfen sie erst unterhalb einer Netzfrequenz von 50,05 Hz wieder steigern. Oberhalb dieser Schwelle darf die Leistung auch bei verändertem Primärangebot oder sinkender Netzfrequenz nicht gesteigert werden. Ein Fahren auf der Kennlinie ist im Gegensatz zum Niederspannungsbereich nicht vorgesehen.

Nach absinken der Frequenz unter 50,05 Hz darf nach der Richtlinie die Leistung unverzüglich gesteigert werden. Ebenso wie bei der statischen Sollwertvorgabe für Wirk- und Blindleistung ist auch hier eine Begrenzung des Leistungssteigerungsgradienten empfehlenswert.

### 3.3 Netzschutz

Die Prüflinge dürfen nur innerhalb definierter Grenzen für Frequenz und Spannung sich mit dem Mittelspannungsnetz verbinden. Ebenso gelten Grenzen für die Abschaltung. Die geforderten Schwellen werden von den Geräten zuverlässig eingehalten.

### 3.4 Netzurückwirkungen

#### Schalthandlungen

Bei dem Zuschalten von Wechselrichtern an das Netz entstehen keine Strompulse die mit dem Zuschalten einer elektrischen Maschine vergleichbar sind. Das Zuschalten des Netzfilters verursacht einen Strompeak dessen Höhe geringer wie der Nennstrom ist. Bei Wechselrichtern mit integriertem 50 Hz Transformator fallen zusätzlich dessen Inrushströme an. Diese Geräte werden meist im Niederspannungsbereich eingesetzt und decken meist kleinere Leistungsbe-  
reiche ab.

#### Flicker

Wechselrichter wären technisch in der Lage Flicker zu verursachen. Es gibt, im Gegensatz zu der Windkraft, keine physikalisch begründeten Ursachen für Flicker bei Photovoltaikwechselrichtern [7]. Die Flickermessungen sind zeit-

aufwendig und belegen, dass Photovoltaikwechselrichter keinen nennenswerten Flicker verursachen. Die Notwendigkeit dieser Messung kann diskutiert werden.

#### Oberschwingungen

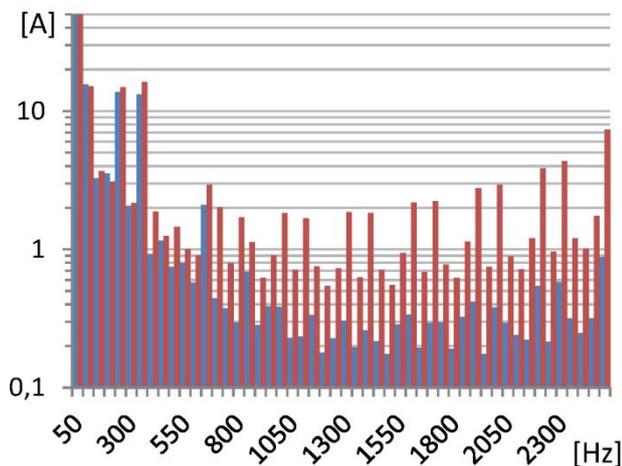
Die Oberschwingungen werden in drei Gruppen gegliedert ausgewertet. Berechnet wird ein Frequenzspektrum mit einer Auflösung von 5 Hz. Zum einen wird eine Oberschwingungsgruppe bestehend aus der Harmonischen und dem Wert  $\pm 5$  Hz darüber bzw. darunter, eine Zwischenharmonische Gruppe und eine Gruppe höherer Ordnung zwischen 2 kHz und 9 kHz berechnet. Generell gibt es für die Oberschwingungen keine Maximalwerte, die Grenzwerte sind abhängig von dem Netzanschlusspunkt. Für jede einzelne Oberschwingung  $v$  wird ein Grenzwert  $I_{v \text{ zul}}$  aus der Kurzschlussleistung  $S_{KV}$  am Verknüpfungspunkt berechnet:

$$I_{v \text{ zul}} = i_{v \text{ zul}} \times S_{KV}$$

Es kann also dazu kommen, dass eine Erzeugungsanlage an einem starken Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden darf und an einem schwachen nicht.

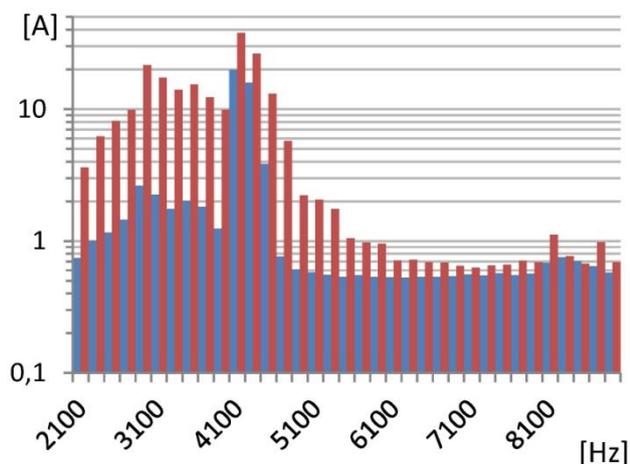
Nach den Richtlinien müssen die Netzurückwirkungen je 10 % Leistungsstufe mit 10 Minuten Messdauer aufgezeichnet werden. Bei reproduzierbaren Laborbedingungen kann die Messdauer deutlich reduziert werden.

Sehr deutlich ist der Einfluss der Solargeneratorspannung auf das Ergebniss der Oberschwingungsanalyse. Bild 5 zeigt die Oberschwingungsgruppen bei 500 V Solargeneratorspannung in blau und bei 800 V Solargeneratorspannung in rot. Die Werte bei der maximalen Solargeneratorspannung sind bei diesem Prüfling deutlich höher. Es handelte sich um ein Gerät mit FlatTop Modulation. Andere Geräte zeigen nur leicht höhere Werte bei maximaler Solargeneratorspannung.



**Bild 5** Oberschwingungsgruppe des Mittelwerts der NS-Außenleiterströme bei 500 V (blau) und 800 V (rot) Solargeneratorspannung.

Qualitativ ist dieses Verhalten auch bei der höheren Ordnungs-Gruppe beobachtbar. Hier werden die Frequenzen aus einem 200 Hz breiten Intervall zu einem Wert zusammengefasst. Deutlich sichtbar sind die Schaltfrequenz ( $\sim 4,2$  kHz) und die doppelte Schaltfrequenz.



**Bild 6** Gruppe höherer Ordnung des Mittelwerts der NS-Außenleiterströme bei 500 V (blau) und 800 V (rot) Solargeneratorspannung.

Die Richtlinien machen keine Aussage zu der Solargeneratorspannung bei der die Oberschwingungen gemessen werden müssen. Bilder 5 und 6 zeigen jedoch deutlich, dass die Prüfrichtlinie hier erweitert werden muss. Eine Messung in der Mitte des MPP Bereichs wäre ein guter Kompromiss. Diese Solargeneratorspannung tritt im Betrieb häufiger wie die minimale oder die maximale Solargeneratorspannung auf.

Zu klären bleibt auch, wie sich die Oberschwingungswerte auf der Mittelspannungsebene verhalten und wie sich der Parallelbetrieb auswirkt. Die Grenzl意思 wurden bei den ausgewerteten Geräten häufiger im Bereich der höheren Ordnung wie bei der Oberschwingungsgruppe erreicht. Kritische Frequenzen sind die Resonanzfrequenz des Netzfilters und die Schaltfrequenz.

### 3.5 Dynamische Netzstützung, Low Voltage Ride Through (LVRT)

Die augenblickliche Reaktion auf Spannungseinbrüche wird dynamische Netzstützung genannt. Eine Synchronmaschine reagiert auf einen Spannungseinbruch mit einem erhöhten Strom. Durch die Trägheit ihrer rotierenden Masse arbeitet die Synchronmaschine gegen den Spannungseinbruch an. Dieser Strom ist auch notwendig um Netzschutzelemente auszulösen. Der Test von Spannungseinbrüchen kann mit Netzsimulatoren durchgeführt werden, diese sind im großen Leistungsbereich jedoch schwer verfügbar [6]. Alternativ kann der Test, besonders im Zentralwechselrichterbereich, mit einem induktiven Spannungsteiler durchgeführt werden. Bild 2 zeigt grün gekennzeichnet den induktiven Spannungsteiler zum LVRT-Test. Während des normalen Betriebs ist die LVRT-Anlage mit dem Bypass-Schalter überbrückt. Damit während des Spannungseinbruchs der Netzstrom ( $I_{\text{Netz}}$  in Bild 7) nicht unzulässig groß wird, muss die Induktivität  $X_{\text{Netz}}$  ausreichend groß gewählt werden. Der Nennstrom des Prüflings darf an ihr maximal 33 % Spannungsfall verursachen. Das Verhältnis der Induktivitäten in Bild 7 bestimmt die Spannung  $U_{\text{EZE}}$  an der Erzeugungseinheit (EZE) während des Einbruchs.

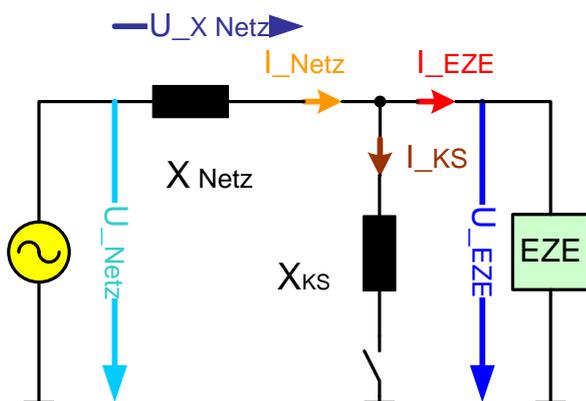
Der Versuch läuft in vier Stufen ab:

- I. Öffnen des Bypass-Schalters, die EZE speist über die Netzdrossel  $X_{Netz}$  ein.
- II. Schließen des Kurzschluss-Schalters,  $U_{EZE}$  bricht auf das Impedanzverhältnis  $X_{KS} / X_{Netz}$  ein.
- III. Öffnen des Kurzschluss-Schalters,  $U_{EZE}$  steigt wieder an. Die EZE speist über die Netzdrossel ein.
- IV. Schließen des Bypass-Schalters, der Zustand vor dem Test ist wieder hergestellt.

Während des Spannungseinbruchs (Stufe II) muss der Prüfling spannungsstützenden Blindstrom einspeisen. Die Phasenlage von  $I_{EZE}$  soll so gewählt werden, dass  $U_{EZE}$  ansteigt (Bild 8). Wenn  $I_{EZE}$  gegenphasig zu  $I_{Netz}$  eingespeist, wird steigt nach den Gleichungen in Bild 7 der Kurzschlussstrom  $I_{KS}$  und somit auch  $U_{EZE}$  an. Der Prüfling muss übererregt betrieben werden, der Strom  $I_{EZE}$  ist ein kapazitiver Blindstrom. Im Verbraucherzählpeilsystem hat er ein negatives Vorzeichen.

Bei symmetrischen Netzfehlern ist der Betrag des geforderten Blindstroms von der Einbruchtiefe  $\Delta U$  der Netzspannung abhängig. In der Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV [5] und im Transmissioncode (TC, [4]) ist jeweils eine Berechnungsformel angegeben:

**Bild 7** Spannungspfeile und Ströme des LVRT-Tests gemessen im Verbraucherzählpeilsystem.



$$I_{KS} = I_{Netz} - I_{EZE}$$

$$U_{EZE} = j X_{KS} * I_{KS}$$

$$U_{X\ Netz} = U_{Netz} - U_{EZE}$$

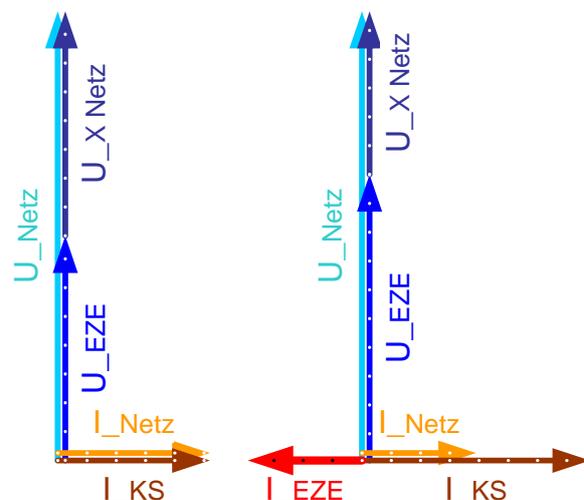
$$TC: \frac{\Delta I_{Blind}}{I_{Nenn}} = k \times \frac{\Delta U}{U_{Bezug}}$$

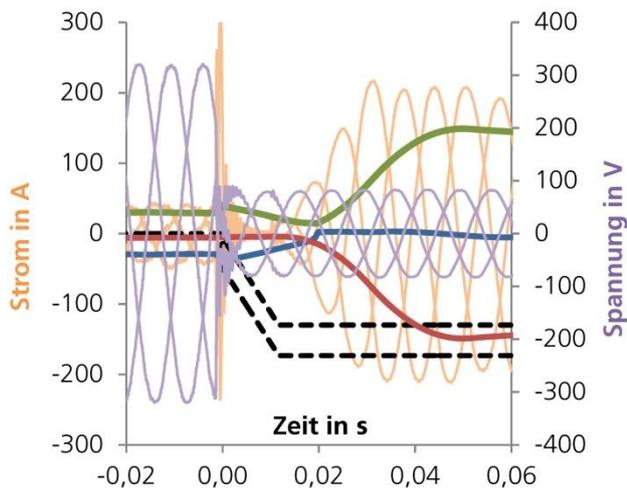
$$SDL\ Wind\ V: \frac{\Delta I_{Blind}}{I_{Nenn}} = k \times \frac{\Delta U - U_{Totband}}{U_{Bezug}}$$

Besonders bei kleinem  $\Delta U$  ergeben sich unterschiedliche Blindstromsollwerte. Je nach Netzbetreiber findet das eine oder das andere Verfahren Anwendung. Eine Vereinheitlichung ist wünschenswert. Bisher war  $U_{Bezug}$  nicht festgelegt, so dass manche Hersteller die Netznominalspannung und andere den Mittelwert der aktuellen Netzspannung als Bezugswert für die Blindstromberechnung verwendet haben. In Zukunft soll  $\Delta U$  auf den Mittelwert der Netzspannung vor dem Fehler bezogen werden.

Die Regelwerke stellen nur Anforderungen an die Blindstromeinspeisung während dreipoliger Einbrüche. Da zweipolige Fehler häufiger auftreten muss hier eine Vorgabe zur Blindstromeinspeisung gefunden und in die Technischen Richtlinien aufgenommen werden.

**Bild 8** Rechts: Durch die richtige Phasenlage von  $I_{EZE}$  kann die EZE ihre Klemmenspannung  $U_{EZE}$  anheben. Links: Ohne  $I_{EZE}$ .





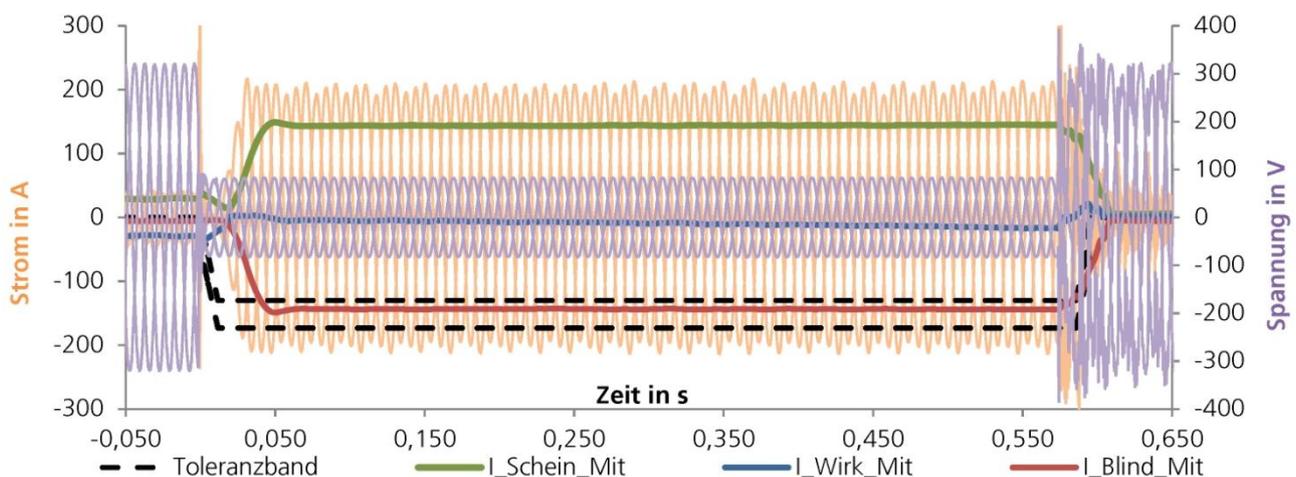
**Bild 9** Fehlereintritt bei Teillast. Die Spannung (lila) bricht bei  $t=0$ s auf 25 % Restspannung ein. Der Prüfling reagiert mit kapazitivem Blindstrom (rot). Der Wirkstrom (blau) fällt auf  $\sim 0$  A ab, da 100 % des Nennstroms als Blindstrom (rot) gefordert sind.

Bei dem Fehlereintritt bricht die Klemmenspannung des Prüflings in etwa 300  $\mu$ s auf den neuen Wert ein. Der Kondensator des Netzfilters wird schlagartig entladen. Der Prüfling muss den Spannungsfall und den damit verbundenen Stromanstieg erkennen und darf sich nicht vom Netz trennen. Innerhalb von 50 ms muss der Blindstrom des Mitsystems das Toleranzband (schwarz in Bild 9 und 10) erreichen und nach 80 ms muss der Blindstrom innerhalb des Toleranzbands verbleiben. Für die Photovoltaik sind diese Zeiten großzügig dimensioniert, da der Solargenerator sehr einfach in den Leerlauf gefahren werden kann. In der Windkraft müssen rotierende Massen kontrolliert werden, weshalb hier die gegebenen Einregelzeiten erforderlich sind. Etliche Prüflinge reagieren auf den Span-

nungseinbruch mit einer bis zu einer Periode langen Taktpause. Nach den Richtlinien ist ein solches Verhalten nicht zu beanstanden. Andere Geräte beherrschen den Spannungseinbruch mit sehr kurzen Taktpausen oder idealerweise einem kontinuierlichen Stromverlauf.

Nach Fehlerklärung muss der Prüfling im Intervall bis 5 s danach mindestens einen Mittelwert von 50 % der Wirkleistung vor dem Fehler einspeisen und nach 5 s wieder die Wirkleistung vor dem Fehler einspeisen. Diese Anforderung wurde an Windkraftanlagen mit rotierenden Massen angepasst. Für Photovoltaikwechselrichter könnte diese Anforderung verschärft werden. Die Schwierigkeit, nach Fehlerklärung schnell wieder oder sogar kontinuierlich einen Strom einzuspeisen, stellt die verzerrte Netzspannung dar. Bedingt durch den Transformatorinrush wird die Netzspannung stark verzerrt. Nach dem Fehler muss der Transformator wieder magnetisiert werden. Der Magnetisierungsstrom verursacht an der Netzdrossel  $X_{Netz}$  einen Spannungsabfall der die Klemmenspannung des Prüflings verzerrt. Bedingt durch die Netzdrossel klingt der Inrush langsamer wie an einem starren Netz ab. Das Verhalten nach Fehlerklärung variiert zwischen kontinuierlichen Stromverläufen und bis zu 2 s langen Taktpausen. Alle Prüflinge erfüllen die in den Richtlinien gegebenen Anforderungen.

**Bild 10** (unten) LVRT-Test bei Teillast. Der Prüfling speist den geforderten Blindstrom (rot) nach etwa 40 ms in das aus der Einbruchtiefe errechnete Toleranzband ein. Bewertet werden die Ströme des Mitsystems. Nach Fehlerklärung (ab  $\approx 560$  ms) ist die Netzspannung durch den Trafo Inrush verzerrt.



Das Verhalten der Prüflinge unterscheidet sich besonders bei Fehlereintritt und Fehlerklärung deutlich. Einzelne Prüflinge zeigen, dass es möglich ist ohne oder mit sehr kurzen Taktpausen durch den Fehler zu fahren, sie demonstrieren die technischen Fähigkeiten von Photovoltaikwechselrichtern und sollten als Maß herangezogen werden.

Die Richtlinien sehen LVRT-Tests bei Voll- und Teillast vor. Nach den Richtlinien muss bei dem Volllasttest der Umrichter bei einer Leistung größer 90 % seiner Nennleistung betrieben wird. Diese Angabe ist für Feldversuche sinnvoll. Unter reproduzierbaren Laborbedingungen kann und sollte die volle Nennleistung getestet werden. Es hat sich leider gezeigt, dass Umrichter bei 100 % ihrer Nennleistung den Test nicht bestehen, jedoch bei 90 % erfolgreich durch den Fehler fahren. Da es bei dem Versuch speziell um die Beherrschung von hohen und transienten Strömen geht, ist es umso notwendiger die Testbedingungen sorgsam auszuwählen.

Eine weitere Schwierigkeit bei dem LVRT-Test ist das Öffnen des Bypass-Schalters. Die vorge-schaltete Netzdrossel  $X_{Netz}$  verändert die Netzimpedanz aus Sicht des Prüflings.

Unsere Testumgebung ist an ein vergleichsweise steifes Mittelspannungsnetz angeschlossen, hier werden Schwingungen geringer wie in weichen Netzen gedämpft. Vereinzelt wurden Filterresonanzen dadurch weniger unterdrückt, was bei transienten Übergängen zu kurzzeitigen Instabilitäten führen kann.

Die Hilfsversorgung des Prüflings muss auch auf den Einbruch in der Netzspannung ausgelegt sein. Manche Hersteller integrieren in ihre Geräte ein Puffermodul zur unterbrechungsfreien Hilfsversorgung während des Einbruchs, andere setzen externe USV-Geräte ein. Ein nachträglicher Austausch des USV-Geräts durch den Hersteller oder den Anlagenbetreiber wird durch die Tests nicht abgedeckt.

## 4 Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass Photovoltaikwechselrichter die Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie erfüllen. Die Tests zur statischen Netzstützung werden meist sehr akkurat erfüllt. Besonders bei dem LVRT-Test sind unterschiedliche Testergebnisse zu beobachten. Fehlereintritt und Fehlerklärung stellen eine Herausforderung dar. Einzelne Geräte zeigen, dass Spannungseinbrüche auch mit sehr kurzen Taktpausen durchfahren werden können.

Die Richtlinien sind ein gutes Basisdokument zur Netzintegration der Photovoltaikkraftwerke. Sie müssen in Zukunft an den weiter steigenden Anteil von Photovoltaik- und Windenergie im Strommix angepasst werden. Besonders müssen Regelungen für asymmetrische Netzfehler gefunden werden.

## 5 Literatur

- [1] European Energy Exchange AG EEX, [www.transparency.eex.com](http://www.transparency.eex.com)
- [2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008
- [3] FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten- Teil 3, Teil 4, Teil 8
- [4] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW - TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
- [5] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I Nr.39, ausgegeben zu Bonn am 10.Juli 2009 , Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV)
- [6] S. Rogalla, B. Burger, G. Dötter, S. Schönberger, Prüfung von Zentralwechselrichtern nach der Mittelspannungsrichtlinie - Voraussetzungen, Erfahrungen und Erkenntnisse, 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 02.-04.03.2011
- [7] S.B. Kjær, B.B. Christensen & U. Borup, Flicker and Photovoltaic Power Plants, European Photovoltaic Solar Energy Conference (2010)