Die Niederspannungsrichtlinie.

Verbesserte Netzintegration durch Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012.

KACO new energy.

www.kaco-newenergy.de

Die Niederspannungsrichtlinie.

Verbesserte Netzintegration durch Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012.

Inhaltsverzeichnis.

Was ist die Niederspannungsrichtlinie? Welche Rolle spielt das EEG 2012? 03

Welche Ziele verfolgen Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012? 03

Die Ziele im Detail: Spannungshaltung, Systemstabilität und Sicherheit. 04

Die Neuerungen durch Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012 auf einen Blick. 06

Die Neuerungen durch Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012 im Detail.
1. Bessere Spannungshaltung im Netz. 07
2. Mehr Stabilität im Netz. 08

Blindleistung. Was ist das? 12

Anlagenberechnung. Beispiele. 14

Lösungen mit Wechselrichtern und Zubehör von KACO new energy. 15

Fragen. Antworten. 16

KACO new energy GmbH
Carl-Zeiss-Straße 1
74172 Neckarsulm
info@kaco-newenergy.de

Stand: Mai 2012

Text und Abbildungen entsprechen dem technischen Stand bei Drucklegung. Technische Änderungen vorbehalten.
Keine Haftung für Druckfehler.

Was ist die Niederspannungsrichtlinie? Welche Rolle spielt das EEG 2012?

Die Niederspannungsrichtlinie beschreibt die Anforderungen, die Energieerzeugungsanlagen (EZA), hier vor allem Photovoltaikanlagen, erfüllen müssen, wenn sie am Niederspannungsnetz betrieben werden sollen. Am 1. August 2011 hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, so der vollständige Titel der Richtlinie, veröffentlicht. An der Ausarbeitung dieses Dokuments waren auch die Experten von KACO new energy beteiligt. Nach einer Übergangsfrist bis Ende 2011 ist sie anerkannte Regel der Technik und gilt für alle Photovoltaikanlagen am Niederspannungsnetz. Für alle anderen Primärenergien endet die Übergangsfrist am 1. Juli 2012. Parallel ist das EEG 2012 in Kraft getreten, das vor allem in § 6 Vorgaben zur ferngesteuerten Leistungskontrolle von Photovoltaikanlagen macht, die sich mit der Niederspannungsrichtlinie teils decken, teils diese ergänzen. Dies macht eine gemeinsame Betrachtung sinnvoll.
Mit Umsetzung der beiden Regelwerke wird vor allem deutlich: Mehr regenerative Energien und mehr Stabilität im Netz sind kein Widerspruch!

Welche Ziele verfolgen Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012?

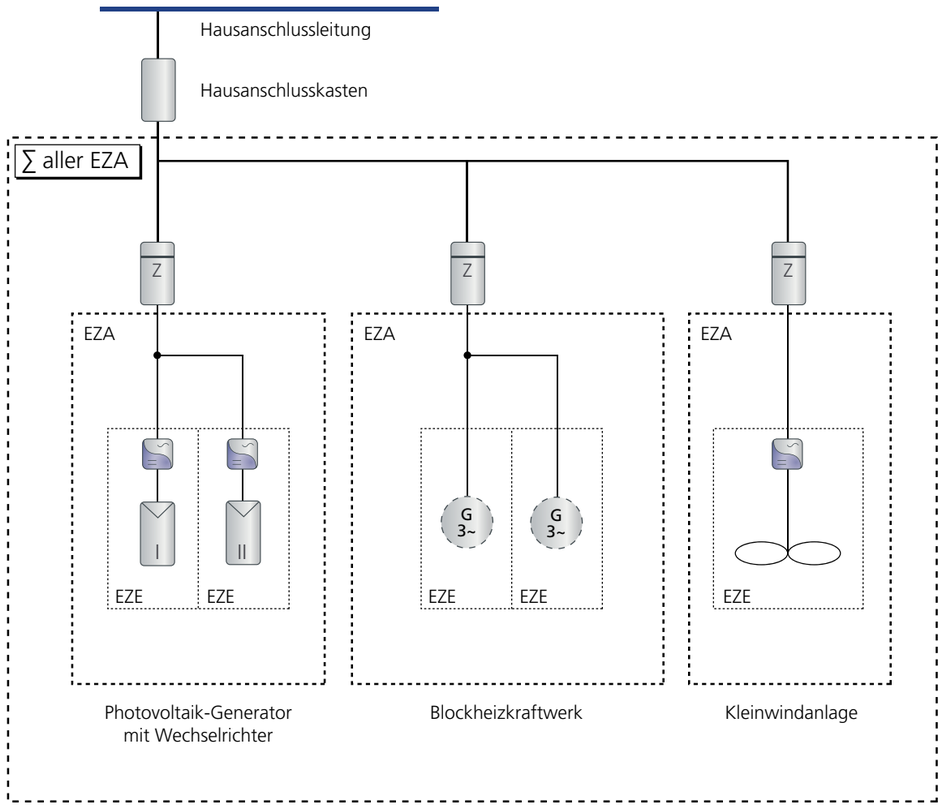
Die Zahl der Photovoltaikanlagen in Deutschland wächst rasant. Im Sommer 2012 hat die Photovoltaik eine installierte Leistung von rund 25 GW erreicht. Das entspricht der Leistung von 15 konventionellen Kraftwerken. Und der Beitrag der Photovoltaik zur Energieversorgung wird weiter wachsen, denn im Energiekonzept von morgen spielt sie eine tragende Rolle. Die Bundesnetzagentur rechnet in ihrem „Netzentwicklungsplan 2012“ mit ca. 47 GW installierter PV-Leistung (Szenario C) im Jahr 2022. Der Netzbetrieb muss daher dem weiteren Ausbau der Photovoltaik angepasst werden, um die Leistung der Photovoltaikanlagen reibungslos ins Netz integrieren zu können.
Anders als Großkraftwerke speisen Photovoltaikanlagen dezentral an vielen Verknüpfungspunkten in das Netz ein. Zu 97 Prozent sind Photovoltaikanlagen auf der untersten Ebene des Verbundnetzes, am Niederspannungsnetz, angeschlossen. Aufgrund ihrer hohen kumulierten Leistung sind diese am Niederspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen systemrelevant. Werden diese dezentralen Anlagen so betrieben, dass sie die Spannung erhalten, die Stabilität des Netzes unterstützen und angepassten Sicherheitsvorkehrungen entsprechen, reduzieren sich die Kosten des Netzausbaus und mehr erneuerbare Energie kann in die Netze integriert werden. Zu diesem Zweck hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) die VDEW-Richtlinie „Energieerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ überarbeitet. Sie wird kurz als Niederspannungsrichtlinie bezeichnet. Neben zahlreichen technischen Neuerungen beinhaltet die Richtlinie auch das aktualisierte Verfahren für die Anmeldung und Genehmigung von Netzanschlüssen. Die wichtigsten Neuerungen betreffen jedoch die eingangs genannten Herausforderungen, die als Konsequenz des großen Erfolges der dezentralen Energieerzeugung zu sehen sind. Neu ist auch das Verfahren, mit dem die VDE-AR-N 4105 erarbeitet wurde. Die bisherige Richtlinie hat der Branchenverband VDEW erarbeitet. Sie war keine anerkannte Regel der Technik. Die neue VDE-AR-N 4105 im FNN ist unter Beteiligung aller betroffener Kreise entstanden, unter anderem mit einem öffentlichen Einspruchsverfahren, und stellt somit den anerkannten Stand der Technik dar. Sie hat verbindlichen Charakter für Anlagen- wie für Netzbetreiber. Das EEG 2012 behandelt als wesentliche Maßnahme zur Netzstabilisierung die Abregelung der Anlagen. Bislang bekannt von Anlagen ab 100 kW, erstreckt sich dieses Instrument nun auf alle Anlagen.

Die Ziele im Detail: Spannungshaltung, Systemstabilität und Sicherheit.

Zu den wichtigsten Aufgaben der Netzbetreiber gehört, die Spannung im Netz innerhalb der Normgrenzen zu halten. Um die steigende Leistungseinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen zu ermöglichen, müssen die Netze ausgebaut und andere Maßnahmen getroffen werden, die die Aufnahmefähigkeit der Netze garantieren.
Steigt die Spannung im Netz bis zum Maximalwert, steigt als Folge auch die Frequenz. In seltenen Fällen kann dabei die Grenzfrequenz von 50,2 Hz überschritten werden. Die VDEW Richtlinie 0126-1-1 sieht für diesen Fall noch vor, dass die Anlagen abrupt abgeschaltet werden. Diese Regelung mag für eine vergleichsweise geringe Zahl von Photovoltaikanlagen am Netz noch sinnvoll gewesen sein. Heute kann aber gerade diese Regelung zu einer ungewollten Destabilisierung des Systems führen, sollten sich durch netzweite Frequenzüberhöhung in Deutschland mehrere GW plötzlich vom Netz trennen. Das europäische Verbundnetz verfügt nur über eine Regelreserve von 3 GW, um plötzliche Kraftwerksausfälle zu kompensieren. Das ist für die heute mögliche PV-Einspeiseleistung im Extremfall nicht mehr ausreichend. Daher fordert die Niederspannungsrichtlinie für alle Anlagen, die Wirkleistung bei Überfrequenz ab 50,2 Hz zu reduzieren und dabei eine definierte Kennlinie einzuhalten. Zu diesem Thema lesen Sie im Detail bitte S. 9 f.
Zuletzt darf auch die Sicherheit bei Arbeiten im Netz nicht vernachlässigt werden. Auch wenn den Berufsgenossenschaften bis heute kein Stromunfall aufgrund von EZA am Niederspannungsnetz bekannt ist, sind neue Methoden erforderlich, um beispielsweise für Wartungs- und Bauarbeiten Teilbereiche des Netzes auf praktikable Weise freischalten zu können. Die bisher geforderte jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion ist für den Netzbetreiber bei steigender Anlagenzahl nicht mehr handhabbar.

Abb. 1

ÜBERSICHTSDARSTELLUNG ZU DEN BEGRIFFEN ERZEUGUNGSEINHEIT UND ERZEUGUNGSANLAGE



EZE: Erzeugungseinheit, EZA: Erzeugungsanlage, G: Generator, Z: Zähler

Die Begriffe **Erzeugungsanlage** und **Erzeugungseinheit** sind in der Niederspannungsrichtlinie genauso wie in der „Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ definiert. Erzeugungseinheiten (EZE) sind alle Einheiten innerhalb einer elektrischen Anlage, die netzkonformen Wechselstrom erzeugen und mit dem Wechselstromnetz verbunden sind, also Wechselrichter. Eine Erzeugungsanlage (EZA) sind alle Erzeugungseinheiten in einer elektrischen Anlage, die auf derselben Primärenergie basieren. Es kann also in einer elektrischen Anlage an einem Hausanschluss mehrere Erzeugungsanlagen geben (Abb. 1).

Die Neuerungen durch Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012 auf einen Blick.

Nach der **Niederspannungsrichtlinie** müssen Photovoltaikanlagen ab 1. Januar 2012 folgende Anforderungen erfüllen:

Anlagen mit einer AC-Leistung von 3,68 kVA bis 13,8 kVA
- Geregelte Einspeisung bzw. geregelter Bezug von Blindleistung, Verschiebungsfaktor 0,95 ind bis 0,95 kap
- Maximal 4,6 kVA Schieflast, eine Überlast ist nicht mehr zulässig (gilt auch für die folgenden Anlagenkategorien)

Anlagen mit einer AC-Leistung von 13,8 kVA bis 30 kVA
- Geregelte Einspeisung bzw. geregelter Bezug von Blindleistung, Verschiebungsfaktor 0,90 ind bis 0,90 kap
- Einsatz von dreiphasigen Wechselrichtern
- **oder** Symmetrierung mehrerer einphasiger Geräte (z. B. über Sym-Bus)

Anlagen mit einer AC-Leistung von 30 kVA bis 100 kVA
- Geregelte Einspeisung bzw. geregelter Bezug von Blindleistung, Verschiebungsfaktor 0,90 ind bis 0,90 kap
- Einsatz von dreiphasigen Wechselrichtern
- **oder** Symmetrierung mehrerer einphasiger Geräte (z. B. über Sym-Bus)
- Einfehlersicherer, externer zentraler Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz), keine jederzeit zugängliche Schaltstelle mehr vorgeschrieben

Anlagen mit einer Leistung über 100 kVA
- Geregelte Einspeisung bzw. geregelter Bezug von Blindleistung, Verschiebungsfaktor 0,90 ind bis 0,90 kap
- Einsatz von dreiphasigen Wechselrichtern
- **oder** Symmetrierung mehrerer einphasiger Geräte (z. B. über Sym-Bus)
- Einfehlersicherer, externer zentraler Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz), keine jederzeit zugängliche Schaltstelle mehr vorgeschrieben
- Leistung ferngesteuert regelbar durch den Netzbetreiber

Das **EEG 2012** verlangt, fühestens ab 1. Januar 2012, folgende Eigenschaften. Das Umsetzungsdatum hängt dabei von Leistung und Inbetriebnahmedatum der Anlage ab:

Anlagen mit einer DC-Leistung bis 30 kW
- Leistung ferngesteuert regelbar durch den Netzbetreiber
- **oder** feste Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der Anlagenleistung

Anlagen mit einer DC-Leistung von 30 kW bis 100 kW
- Leistung ferngesteuert regelbar durch den Netzbetreiber

Für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2012 gefordert ab 01.01.2012.
Für Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 01.01.2009 und 31.12.2011 gefordert ab 01.01.2014.

Anlagen mit einer DC-Leistung über 100 kW
- Leistung ferngesteuert regelbar durch den Netzbetreiber
- Übermittlung der Ist-Einspeisung auf Anfrage

Für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2012 gefordert ab 01.01.2012.
Für **alle** Anlagen mit Inbetriebnahme vor 01.01.2012 gefordert ab 01.07.2012.

Die Neuerungen durch Niederspannungsrichtlinie und EEG 2012 im Detail.

1. Bessere Spannungshaltung im Netz.

Drei Maßnahmen werden künftig die Spannungshaltung verbessern:

- Geregelte Einspeisung bzw. geregelter Bezug von Blindleistung
- Anschluss von Drehstromanlagen ab 13,8 kVA (auch 1-phasige Wechselrichter mit Symmetrierung zulässig)
- Besser definierte Spannungsmessung zur Schutzabschaltung bei Überspannung

Es ist bei der Auslegung von EZE zu beachten, dass die Vorgaben für den Leistungsfaktor cos(φ) zur Folge haben, dass die Scheinleistung der EZE bis zu 10 Prozent größer dimensioniert werden muss als dies bei reiner Wirkleistungseinspeisung notwendig wäre (siehe auch S. 14: Anlagenberechnung. Ein Beispiel.)

Blindleistung bewirkt an den induktiven und kapazitiven Komponenten der Betriebsmittel einen Spannungsfall, der je nach Vorzeichen die Spannung stützen oder absenken kann. Bezieht die EZA während der Wirkleistungseinspeisung induktive Blindleistung, kann ein Teil des Spannungshubs, der durch die Wirkleistungseinspeisung entsteht, wieder kompensiert werden. Zu diesem Zweck müssen Erzeugungsanlagen ab einer Größe von 3,68 kVA mit einem Verschiebungsfaktor von 0,95 ind über 1 bis 0,95 kap betrieben werden können. Anlagen über 13,8 kVA müssen sogar mit einem Verschiebungsfaktor von 0,90 ind über 1 bis 0,90 kap betrieben werden können.

Die Regelung des einzustellenden Verschiebungsfaktors wird vom Netzbetreiber entweder durch einen festen cos(φ) oder über eine Kennlinie cos(φ) als Funktion der Wirkleistung vorgegeben. Im Falle einer Kennlinie wird in der Regel bei kleinen Leistungen cos(φ)=1 eingestellt und bei maximaler Leistung cos(φ)=0,90 bzw. 0,95 für maximalen induktiven Blindleistungsbezug.

Dreiphasige Einspeisung ist nach in Kraft treten der neuen Richtlinie für Anlagen mit AC-Leistungen über 13,8 kVA Pflicht. Dabei ist zu beachten, dass die Symmetrierung mehrerer einphasiger Geräte ebenfalls als dreiphasige Einspeisung akzeptiert wird. KACO new energy ermöglicht dies über den integrierten Sym-Bus. Einphasig einspeisende EZA ohne Symmetrierung sind in Anlagen über 13,8 kVA nur noch erlaubt, wenn ihre Summenleistung pro Phase maximal 4,6 kVA beträgt. Durch diese Regelung wird dem eingangs beschriebenen Phänomen des schlecht beherrschbaren Spannungshubs bei einphasiger Einspeisung begegnet.

Die **Spannungsmessung** war auch bisher vorgeschrieben. Neu ist, dass sie bei Anlagen über 30 kVA zwingend direkt am Zähler vorzunehmen ist. Hierdurch wird verhindert, dass Spannungen über dem Grenzwert der EN 50160 auftreten (siehe auch S.9 „Netz- und Anlagenschutz“).

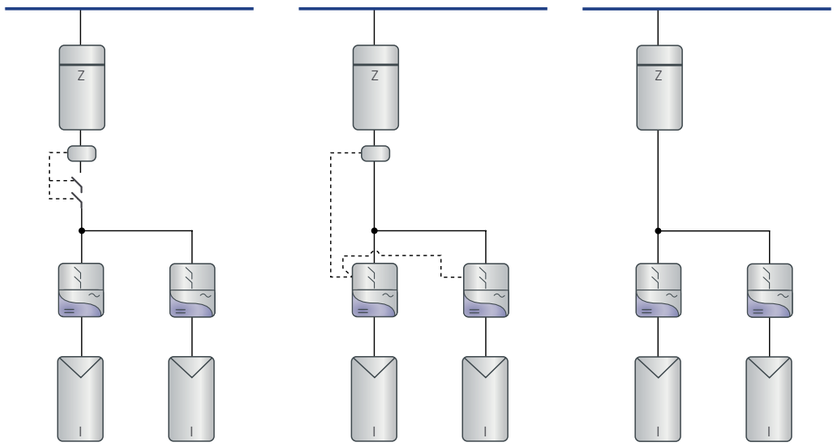
2. Mehr Stabilität im Netz.

Die **Überlastung von Betriebsmitteln** – Kabel, Schaltanlagen, Trafos etc. – ist ein Handlungsfeld, das nicht nur auf Anlagen am Niederspannungsnetz beschränkt ist, sondern alle EEG-Anlagen betrifft. Die Regelung des Einspeisemanagements war erstmals im EEG 2009 enthalten. In der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 wird sie für die tägliche Praxis im Niederspannungsnetz präzisiert. Ab einer Anlagengröße von 100 kW müssen Anlagen in der Lage sein, auf Sollwertvorgabe des Netzbetreibers die Leistung in Schritten von 10 % der Nennleistung (10 % P_{nom}) zu reduzieren. In der Praxis hat sich eine Umsetzung über Rundsteuerempfänger mit vier Kontakten bewährt, wobei jeder Kontakt einer Leistungsstufe (100 % / 60 % / 30 % / 0 %) zugeordnet wird. Für den dadurch entstandenen Ertragsausfall ist im EEG ein Entschädigungsmechanismus vorgesehen.

Mit der ferngesteuerten **Abregelung** einer Anlage mittels Rundsteuersignal gibt auch das EEG 2012 dem Netzbetreiber eine „Notbremse" bei drohender Überlastung des Netzes an die Hand. Hier wird ausdrücklich die Reduzierung auf 60 %, 30 % oder 0 % der Einspeisewirkleistung genannt. Die technischen Regelungen gleichen den bisherigen für Anlagen ab 100 kW, allerdings werden nun Anlagen bis in niedrige Leistungsbereiche einbezogen. Die Alternative bei Anlagen bis 30 kW besteht in der festen Begrenzung der AC-Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten DC-Leistung. Wie viel Ertrag dem Betreiber hierdurch verloren geht, ist umstritten. Die prognostizierten Werte reichen von jährlich 2 % (Bundesumweltministerium) über 5 % (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., DGS) bis zu 15 % für optimal ausgelegte Anlagen (Solarschmiede GmbH).

Abb. 2

MÖGLICHE LÖSUNGSWEGE FÜR DEN NA-SCHUTZ



Lösungsweg 1: Externer Schutz und Kuppelschalter
Lösungsweg 2: Externer Schutz mit Verwendung des internen Kuppelschalters
Lösungsweg 3: Interner Schutz und Kuppelschalter bei Anlagen < 30 kVA

Mit dem neuen **Netz- und Anlagenschutz** (NA-Schutz) werden zwei Ziele erreicht:

- Bei Arbeiten am Netz wird die Abschaltung der Erzeugungsanlagen sichergestellt.
- Im Betrieb wird verhindert, dass die Anlage im Falle von Netzfehlern oder Spannungsüberhöhungen weiter einspeist.

Generell wird zwischen der Funktion des Kuppelschalters und der Funktion der Messeinheit, also des NA-Schutzgerätes, unterschieden. Diese beiden Funktionen werden entweder in die Erzeugungseinheit integriert oder separat ausgeführt (siehe Abb. 2). Für eine exaktere Spannungsmessung muss die Messeinheit, ab einer Summenleistung aller EZA am Anschlusspunkt über 30 kVA, für jede EZA direkt am Zähler angebracht sein (siehe Abb. 1, S. 5).
Für Anlagen über 30 kVA Leistung ist eine jederzeit zugängliche Freischaltstelle nicht mehr gefordert.

Um eine hohe Sicherheit zu gewährleisten, müssen künftig alle Funktionen des NA-Schutzes einfehlersicher, im Falle des externen Kuppelschalters also redundant ausgeführt werden. Die Einfehlersicherheit bedeutet, dass der NA-Schutz einen internen Fehler (z. B. in der Spannungsmessung oder in der Schalteransteuerung) erkennt und die Anlage in einen sicheren Zustand bringt, also vom Netz trennt. Lediglich beim externen Kuppelschalter ist auch eine Redundanz erlaubt, wenn beide Schalteinrichtungen regelmäßig gewartet werden. Die Wartung ist notwendig, da bei Redundanz im Gegensatz zur Einfehlersicherheit einfache Fehler nicht erkannt werden und sich somit ohne eine regelmäßige Kontrolle unerkannte Fehler anhäufen können.
Die Inselnetzerkennung kann durch den NA-Schutz oder den Wechselrichter geleistet werden. KACO new energy bleibt weiterhin bei der letzteren Lösung.

Die Vorgaben zur **Abrechnungsmessung** tragen Änderungen im EEG und im KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) Rechnung und unterscheiden zwischen Volleinspeisung und Überschusseinspeisung. Bei Volleinspeisung wird die Anlage über einen eigenen Zähler direkt an den ungezählten Bereich der Hauptverteilung des Gebäudes angeschlossen. Im Falle der Überschusseinspeisung wird der Zähler der EZA im gezählten Bereich angeschlossen. Der Anschlusszähler muss dann ein Zweiwegezähler sein. Da es bei EZA zur Überschusseinspeisung vorkommt, dass die Anlage weit von der Hauptverteilung entfernt aufgebaut ist, ist es bei BHKW und bei Photovoltaikanlagen bis 30 kVA auch zulässig, in eine Unterverteilung einzuspeisen. Dabei ist besonders auf die richtige Absicherung der Leitungen zu achten. In diesem Fall muss der Zähler der EZA nicht unbedingt in einem Kleinverteiler nach VDE 0603 untergebracht sein, sondern kann bei vorliegender CE-Erklärung des Herstellers auch in der EZE untergebracht sein.

Übersteigt in einer Synchronzone die eingespeiste Leistung den aktuellen Verbrauch, steigt als Folge die Frequenz. In seltenen Fällen kann dabei die **Grenzfrequenz von 50,2 Hz** überschritten werden. Die VDE 0126-1-1 sah für diesen Fall vor, dass die Anlagen abrupt abgeschaltet werden. Diese Regelung mag für eine vergleichsweise geringe Zahl von Photovoltaikanlagen am Netz noch sinnvoll gewesen sein. Durch den rasanten Ausbau der Photovoltaik hätte aber gerade diese Regelung zu einer ungewollten Destabilisierung des Systems führen können, wenn sich durch netzweite Frequenzüberhöhung in Deutschland mehrere GW PV-Leistung plötzlich vom Netz trennen.
Die VDE-AR-N 4105 schreibt vor, dass künftig Erzeugungsanlagen bis 51,5 Hz am Netz bleiben und nicht, wie bisher, schon bei 50,2 Hz hart abschalten. Zwischen 50,2 Hz und der neuen Abschaltgrenze von 51,5 Hz muss die eingespeiste Solargesamtleistung kontinuierlich reduziert werden. Prinzipiell hat diese neue Regelung keinen Einfluss auf den Gesamtenergieertrag einer PV-Anlage, denn eine Störung ist äußerst selten und dauert nur Minuten.

Die kontinuierliche Leistungsreduzierung erfolgt, indem jeder einzelne Wechselrichter seine Einspeiseleistung entlang einer Wirkleistungskennlinie herunterfährt (siehe Abb. 3). In diesem Fall erfolgt bei einer Netzfrequenz >50,2 Hz die Leistungsreduzierung mit einem Gradienten von -40 % pro Hz bis zur Abschaltung bei 51,5 Hz. Geht die Frequenz wieder zurück, steigert der Wechselrichter seine Leistung ebenfalls mit diesem Gradienten. Ein Abschalten der Wechselrichter ist im gesamten Frequenzbereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz nicht mehr erlaubt.
Wechselrichter von KACO new energy, die seit Anfang 2012 zur Auslieferung kommen, erfüllen die Anforderungen selbstverständlich.

Alle Betreiber von PV-Anlagen, die seit dem 1. Januar 2005 ans Netz gegangen sind und deren Leistung 10 kW überschreitet (voraussichtlich wird hier die DC-Leistung gelten), stehen in der **Pflicht, die Abschaltfrequenz ihrer Wechselrichter an die aktuellen Anforderungen anzupassen**. Sie werden dazu von ihrem Netzbetreiber aufgefordert. Sobald die Durchführungsregelungen fixiert sind, finden Sie unter www.kaco-newenergy.de eine Online-Hilfe, die für jede Seriennummer beschreibt, welche Änderungen am Gerät vorzunehmen sind und ob dafür ein Serviceeinsatz durch KACO new energy erforderlich ist. Ebenso können dort alle Unterlagen generiert werden, um die Nachrüstung gegenüber dem Netzbetreiber zu dokumentieren.

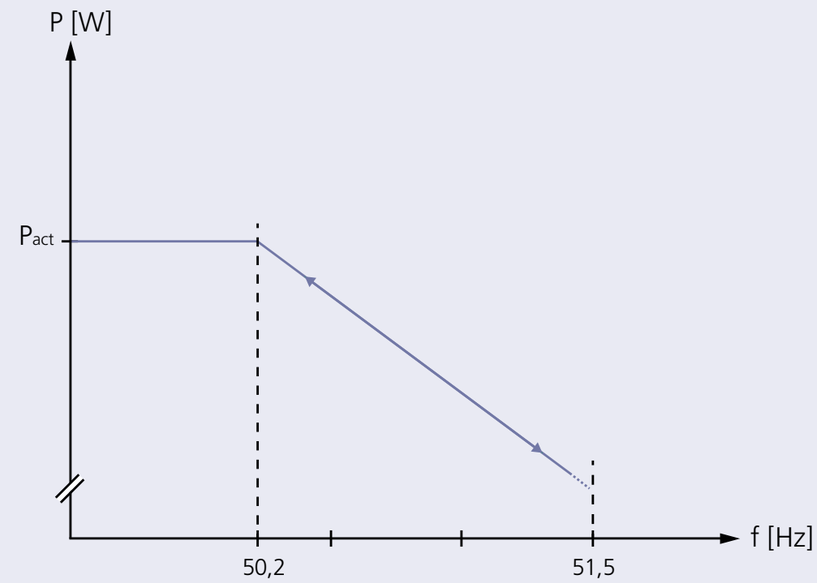
Grundsätzlich kommen für das Update der Powador Wechselrichter drei Wege in Frage: Die Geräte der TL3- und TR3-Serie lassen sich nachrüsten, indem eine aktuelle Software von www.kaco-newenergy.de/service (Menüpunkt Downloads -> Software) geladen und über die USB-Schnittstelle aufgespielt wird. Jüngere Geräte der 00- und 02-Serien (Fertigung ab etwa Mitte 2008) lassen sich über das Menü neu parametrieren, für Geräte dieser Serien mit früherem Fertigungsdatum wird ein Serviceeinsatz vor Ort erforderlich. Die Details hierzu werden in Kürze seriennummergenau über eine Datenbank unter www.kaco-newenergy.de/service bekannt gegeben.

Die Kosten für die Nachrüstung werden zu 50 % über die Wälzungssumme im EEG gedeckt und zu 50 % über die Netznutzungsentgelte.

Weitere **Dokumente** finden Sie im Downloadbereich unter dem Menüpunkt „Service“ auf www.kaco-newenergy.de und auch auf der Website des VDE.

Abb. 3

VERHALTEN DES WECHSELRICHTERS BEI NETZFREQUENZ ÜBER 50,2 HZ



Bei Überschreitung von 50,2 Hz schalten sich die Wechselrichter nicht mehr ab, sondern frieren den aktuellen Leistungswert ein. Bei weiterem Frequenzanstieg reduzieren sie die Leistung mit einem Gradienten von 40 % pro Hz bis zu einem Wert von 48 % bei 51,5 Hz. Erst über 51,5 Hz schalten sich die Wechselrichter ab. Sinkt die Frequenz vor Erreichen der Schwelle 51,5 Hz wieder, steigern die Wechselrichter ihre Leistung in entsprechender Weise.

Blindleistung. Was ist das?

Elektrische Leistung ist definiert als Produkt aus Strom mal Spannung: P = U x I. Solange beide Faktoren als Gleichspannung bzw. -strom vorliegen ist dies auch ein einfacher Sachverhalt. Komplizierter wird es, wenn diese Größen periodisch zwischen positiven und negativen Werten schwanken – Wechselspannung und Wechselstrom. Jetzt nämlich entsteht das Produkt „Leistung“ nur dann durchgängig mit positivem Vorzeichen, wenn die Kurven von Strom und Spannung vollständig übereinander liegen, also „in Phase“ sind. Mathematisch gesprochen heißt das: Beide Kurven haben dieselben Nulldurchgänge. Hier multiplizieren sich auch die negativen Äste der Kurven (unterhalb der Querachse) nach der Regel „minus mal minus ergibt plus“ zu positiver Leistung (Abb. 4). Mit dieser Wirkleistung lassen sich Maschinen betreiben, Lampen zum Leuchten bringen etc.

Sobald Strom und Spannung gegeneinander verschoben sind, entstehen bei ihrer Multiplikation negative Leistungsanteile, die den Effekt der positiven aufheben (Abb. 5). Diese Blindleistung, abgekürzt mit „Q“, pendelt nur im Netz, kann aber keine Arbeit verrichten. Die Verschiebung lässt sich als Winkeldifferenz ausdrücken, da ein vollständiger Phasendurchlauf 360° entspricht. Der Betrag der Wirkleistung hängt somit vom Kosinus des Verschiebewinkels ab und ergibt sich aus $P = U \times I \times \cos \varphi$.

Ohne Phasenverschiebung ist der Winkel zwischen Strom und Spannung = 0, dessen Kosinus = 1 und die Wirkleistung P = 100 %. Wirkleistung P und Blindleistung Q setzen sich zur sogenannten Scheinleistung S zusammen, allerdings nicht in Form einer einfachen Summe „P + Q“. Vielmehr wird zur Berechnung der einzelnen Leistungsbeiträge aus der Kreisgleichung folgender Zusammenhang abgeleitet $S^2 = P^2 + Q^2$ (Abb. 6).

In realen Netzwerken führen deren verschiedene Bestandteile automatisch zu Phasenverschiebungen und somit zu Blindleistung, indem sie Wechselstrom bzw. -spannung „bremsen“. Diese Blindwiderstände (Reaktanzen) sind v. a. Spulen (Induktivitäten) und Kondensatoren (Kapazitäten). Bereits die Kabelkapazität schlägt sich dabei nieder. Ein induktiver Widerstand führt dazu, dass die Spannung dem Strom vorauseilt, an einem kapazitiven Widerstand läuft die Spannung dem Strom nach. Daher erhält der Verschiebungsfaktor noch den Zusatz „ind.“ oder „kap.“, um die Richtung der Verschiebung anzuzeigen.

Um die Anwesenheit von Blindleistung schon bei der Leistungsangabe zu verdeutlichen, wird die zusammengesetzte Einheit „Watt“ wieder in ihre Faktoren „Volt“ x „Ampere“ zerlegt und aus 100 W werden 100 VA. Das „Voltampere“ klingt sperrig und umständlich und spiegelt die Schwierigkeiten, sich diese Sachverhalte vorzustellen, geradezu wider.

Abb. 4

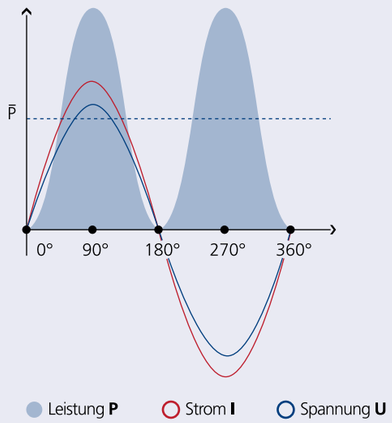


Abb. 5

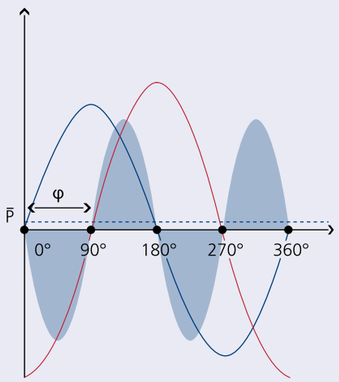
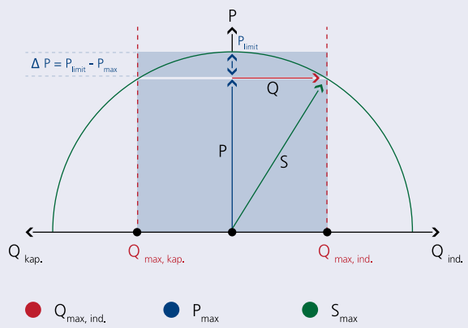


Abb. 6



Anlagenberechnung. Beispiele.

Mit Inkrafttreten der Niederspannungsrichtlinie müssen Wechselrichter mit einer AC-Leistung zwischen 3,68 und 13,8 kVA mit einem Leistungsfaktor cos φ = 0,95 und Wechselrichter mit einer AC-Leistung über 13,8 kVA mit einem Leistungsfaktor cos φ = 0,90 angeschlossen werden, jeweils von induktiv bis kapazitiv.

Wird eine Anlage mit einem Wert für cos φ = 0,95 betrieben, bedeutet dies zum einen die Einspeisung von Wirkleistung zuzüglich Blindleistung, aber auch die Notwendigkeit einer größeren Dimensionierung der erforderlichen Wechselrichterleistung. Die in der Niederspannungsrichtlinie vorgegebenen Werte des cos φ von 0,95 bzw. 0,90 entsprechen einer Phasenverschiebung von Spannung und Strom um 18,2° bzw. 25,8°.

Die folgenden Rechnungen zeigen am Beispiel eines Powador 10.0 TL3 (AC-Leistung = 9 kVA) und eines Powador 36.0 TL3 (AC-Leistung = 30 kVA) wie man den Wechselrichter bei der Auslegung von Photovoltaikanlagen in den entsprechenden Anlagengrößenordnungen dimensionieren muss.

Berechnung der Scheinleistung S

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{9\ \text{kVA}}{0{,}95} \approx 9{,}47\ \text{kVA}$$

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{30\ \text{kVA}}{0{,}90} \approx 33{,}33\ \text{kVA}$$

Berechnung der Blindleistung Q

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{9{,}47^2 - 9^2} = 2{,}95\ \text{kvar}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{33{,}33^2 - 30^2} = 14{,}53\ \text{kvar}$$

Ergebnis
Die Phasenverschiebung mit einem Verschiebungsfaktor von cos φ = 0,95 führt dazu, dass ein Powador 10.0 TL3 die errechnete Scheinleistung von 9,47 kVA bereitstellen müsste. Da es künftig keine zulässige Überlast oberhalb der Nennleistung mehr gibt, kann ein Powador 10.0 TL3 dieser Leistungsforderung nicht genügen. In diesem Fall bietet sich an, einen Powador 12.0 TL3 zu installieren, der 10,0 kVA liefert. Alternativ stehen z. B. drei Powador 4400 mit je 3,6 kVA zur Verfügung.
Im Fall des Powador 36.0 TL3 folgt aus der Phasenverschiebung mit einem Verschiebungsfaktor von cos φ = 0,90, dass eine Scheinleistung von 33,3 kVA zu liefern ist. Hier wäre die einfachste Lösung, anstelle des Powador 36.0 TL3 einen Powador 39.0 TL3 zu installieren, der exakt 33,3 kVA liefert.

In jedem Fall ist neben diesen Überlegungen die Modulkonfiguration zu beachten. Weitere Aspekte, die bei der Auswahl der Wechselrichter und der Auslegung eine Rolle spielen, sind individuell zu klären. KACO new energy berät gerne.

Lösungen mit Wechselrichtern und Zubehör von KACO new energy.

Drehstromwechselrichter
Mit den Powador Wechselrichtern der TL3- und TR3-Serie sind Anlagenbetreiber bestens gerüstet für die Anforderungen der neuen Niederspannungsrichtlinie. Die Geräte sind blindleistungsfähig und bieten einen Verschiebungsfaktor von 0,80 ind bis 0,80 kap.

Einphasige Wechselrichter
Alle einphasigen, trafolosen Powador Wechselrichter mit einer AC-Leistung über 4,6 kVA sind seit Mitte 2011 mit dem KACO Sym-Bus ausgestattet, bekannt von der Familie um den Powador 9600. Über den Sym-Bus verbunden, gelten einphasig einspeisende Geräte als dreiphasige EZE und sind in EZA über 13,8 kVA zulässig. Zudem halten sie im Störfall in allen Gerätekombinationen die maximale Schieflast von 4,6 kVA pro Phase ein.

Blindleistung
Alle Powador Wechselrichter sind seit Q4/2011 blindleistungsfähig gemäß VDE-AR-N 4105 und können mit einem Verschiebungsfaktor von 0,80 ind bis 0,80 kap betrieben werden.

Abschaltung bei Überfrequenz ab 50,2 Hz
Alle Powador Wechselrichter erfüllen seit April 2011 die Anforderungen der Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von Photovoltaikanlagen am Niederspannungsnetz (FNN März 2011). Ältere Geräte können neu programmiert werden.

Netz- und Anlagenschutz
Der Powador-protect löst zwei Aufgaben, die sich aus der neuen Niederspannungsrichtlinie ergeben: im Bedarfsfall eine einfehlersichere Trennung des Wechselrichters vom Netz und – für Anlagen > 30 kVA – die Messung der Netzparameter direkt am Zählerplatz, also nahe der Hausanschlussstelle.
Im Sinne des EEG 2012 bietet der Powador-protect ein weiteres wichtiges Feature: die Leistungssteuerung. Das EEG 2012 verlangt die Möglichkeit der ferngesteuerten Abregelung für Anlagen > 30 kW und für Anlagen < 30 kW alternativ dazu eine Begrenzung der Wechselrichter-AC-Leistung auf 70 % der installierten Leistung. Der Powador-protect liefert die Möglichkeit, auch im zweiten Fall die Leistungssteuerung zu nutzen, um die feste Begrenzung zu umgehen.
Die multifunktionale Ausführung des Powador-protect bietet damit mehrere Vorteile: Durch die Ansteuerung des Kuppelschalters im Wechselrichter erspart sich der Betreiber die Investition in zwei externe Schütze sowie die Kosten für deren Betriebsstrom. Allein letztere liegen bei über 20 € jährlich.
Die Funktionalität der Leistungssteuerung erlaubt dem Betreiber zudem, der Forderung nach gezieltem Abregeln der Einspeiseleistung nachzukommen, ohne eigens hierfür ein Gerät erwerben zu müssen.

Leistungsreduzierung nach Vorgabe des Netzbetreibers
Die für Anlagen über 100 kW geforderte ferngesteuerte Leistungsreduzierung lässt sich mit Powador-protect oder KACO-Power-Control als Funktionalität des Powador-proLOG in den Schritten 60 % / 30 % / 0 % umsetzen.

70 %-Regelung
Das EEG 2012 sieht für Anlagen bis 30 kW Leistung das sogenannte vereinfachte Einspeisemanagement vor oder die feste Begrenzung der Einspeiseleistung des Wechselrichters auf 70 % der Anlagenleistung. Mit der festen Begrenzung der Einspeiseleistung des Wechselrichters auf diesen Wert verliert der Betreiber im Jahr, je nach Auslegung und Einstrahlung, einige Prozent Ertrag. Über die genaue Höhe dieses Verlusts gehen die Fachmeinungen auseinander (siehe S. 8). Mit der Bereitstellung des Powador-protect kann er dagegen am vereinfachten Einspeisemanagement teilnehmen (ferngesteuerte Leistungsreduzierung ohne Rückmeldung) und die feste Begrenzung vermeiden. Die Entschädigung für Abregelungen ist derzeit in der Diskussion.

DE 5000420-01-120605

Fragen. Antworten.

1. Müssen bestehende Photovoltaikanlagen jetzt mit neuen Wechselrichtern umgerüstet werden?

   Nach der Niederspannungsrichtlinie genießen alte Anlagen Bestandsschutz. Es besteht aber die Möglichkeit, Bestandsgeräte an die neuen Anforderungen anzupassen. Aus dem EEG ergibt sich allerdings die Pflicht, bei älteren Anlagen ab 30 kW die ferngesteuerte Leistungsreduzierung auch nachträglich zu ermöglichen (siehe S. 6). Neue Wechselrichter sind aber auch hierfür nicht erforderlich.

2. Welche Powador Wechselrichter erfüllen die Anforderungen der neuen Niederspannungsrichtlinie?

   Alle Powador Wechselrichter, die ab Inkrafttreten der Niederspannungsrichtlinie am 1. Januar 2012 zur Auslieferung kommen, entsprechen den Anforderungen der neuen VDE-AR-N 4105. Bei Fragen zu älteren Geräten wenden Sie sich bitte an unsere zuständige Servicestelle (Durchwahl -670). Die notwendigen Änderungen sind seit Q4/2011 in der Fertigung unserer Wechselrichterserien umgesetzt.

3. Müssen die alten Wechselrichter ausgetauscht werden, wenn bei einer Anlagenerweiterung die neue Gesamtleistung über 13,8 kVA liegt?

   Nein, nur die neuen Anlagenteile müssen mit der VDE-AR-N 4105 konform sein, allerdings müssen sie den Anforderungen für Anlagen mit der neuen Gesamtleistung entsprechen.

4. Müssen Anlagen am Niederspannungsnetz jetzt auch zertifiziert werden?

   Nein, es besteht keine Zertifizierungspflicht nach der Niederspannungsrichtlinie.

5. Können einphasige Wechselrichter noch an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden?

   Ja. Einphasige Geräte dürfen weiterhin eingesetzt werden. Wichtig ist, dass die zulässige Schieflast von 4,6 kVA zwischen zwei Phasen nicht überschritten wird und das Gerät blindleistungsfähig ist mit dem erforderlichen Verschiebungsfaktor von mind. 0,95 ind bis 0,95 kap.

6. Wie häufig kommt es zur Netzabschaltung wegen Frequenzüberschreitung?

   Dieser Fall ist sehr selten. Die Regelung ist vor allem eine Sicherheitsmaßnahme.

KACO new energy GmbH
Carl-Zeiss-Str. 1
74172 Neckarsulm
Germany

Fon +49 7132 3818 0
Fax +49 7132 3818 703
info@kaco-newenergy.de
www.kaco-newenergy.de