

A. Anmerkungen zur selbstständigen Schaltstelle für Generator-Stromerzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit dem Netz (unbeabsichtigter Inselnetzbetrieb)

Siehe auch DIN V VDE V 0126-1-1 (VDE V 0126-1-1), Februar 2006
"Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz"

B. Anmerkungen zur Spannungs, Frequenz- und Phasensprungmessung

Weitere Infos in den Richtlinien des VDN / VDEW
Richtlinie "Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz"
Hinweise zur selbstständigen Freischaltstelle mit Impedanzmessung, dreiphasiger Spannungsüberwachung oder mit Schwingkreistest (August 2005)

sowie die Beschreibungen zu unseren Schutzgeräten:

VEC100
VECFU1
VECFU5
VECFU7
SLW150

unter www.dsl-electronic.de

A. Unbeabsichtigter Inselbetrieb

Allgemeines:

Durch Schalthandlungen des Netzbetreibers, Auslösen von Schutzeinrichtungen oder durch Ausfälle von Betriebsmitteln kann es zu einem sog. unbeabsichtigten Inselnetzbetrieb einer dezentralen Stromerzeugungsanlage (BHKW oder Photovoltaikanlage) mit einem Teilnetz kommen, wobei der Netzbetreiber ungewollt seine Kontrolle über das Teilnetz verliert und Personenschäden durch das vermeintlich abgeschaltete Netz entstehen können. Eine Stromerzeugungsanlage, die in dieses Teilnetz einspeist, soll nach VDE0126 selbstständig innerhalb von **5 Sekunden** vom Teilnetz getrennt werden.

Die Erkennung des Inselbetriebes soll anlagenseitig durch entsprechende Betriebsmittel (z.B. Impedanzmessung) so beschaffen sein, daß eine vorgeschriebene Prüfschaltung zur Abschaltung des unbeabsichtigten Inselnetzbetriebes einer dezentralen Stromerzeugungsanlage am Netz führt (VDE 0126 – 4.5.1). Dabei soll ab einer Impedanzänderung von (0,5 ..) 1 Ohm innerhalb von 5 Sekunden eine Auslösung stattfinden.

Impedanzmessung (Methoden)

Für die Messung der Quell-Impedanz des Wechselspannungsnetzes gibt es verschiedene Meßverfahren, bei denen immer ein spezifischer Prüfstrom auf unterschiedliche Art dem Netz entnommen oder ins Netz eingespeist wird, z.B.:

1. Belastung einer Halbwelle mit ohmschen Widerstand und anschließendem Differenzspannungsvergleich mit folgenden Nachteilen:
 - a.) hohe Verlustleistung.
 - b.) nachteilige Auswirkungen für benachbarte Schaltstellen, ggfs. durch Messgeräte verschiedener Hersteller, so daß Prüfströme falsche Werte in benachbarten Meßeinrichtungen hervorrufen können.
 - c.) durch periodisch wiederkehrende Prüfströme oder Prüfbelastungen an einzelnen Halbwellen wird die Netzqualität in der Art verschlechtert, daß einzelne Halbwellen periodisch in ihrer Amplitude verändert werden und subharmonische Schwingungen entstehen.
2. Einbringung eines negativen impulsförmigen Prüfstromes im Nulldurchgang mit definierter Amplitude und Impulszeit, wodurch der Sinusverlauf den Nullpunkt erneut zeitverzögert durchläuft, wobei die zeitliche Verzögerung des 2. Nullpunktes von der Impedanz des Netzes abhängt. Die Impedanz kann hier recht einfach durch Messung der Nulldurchgangszeiten mit Hilfe eines Controllers ermittelt werden.

Nachteilig bei diesem Verfahren sind:

- a.) Verfälschungen der ermittelten Impedanz durch Leitungsinduktivitäten / Kapazitäten und zwischengeschaltete Transformatoren.
 - b.) gegenseitige Beeinflussungen benachbarter Schaltstellen mit gleichen oder ähnlichen Prüfströmen verschiedener Hersteller, wenn die Erzeugung dieser Prüfimpulse in ihrer Amplitude und Zeitverlauf nicht miteinander abgestimmt werden.
 - c.) Einbringung von Oberwellen im Bereich der impulsförmigen Prüfströme, dadurch Verschlechterung der Netzqualität und erhöhter Klirrfaktor.
3. Durch Aufschalten einer Kapazität in der Nähe des Nullpunktes wird ein Blindstrom erzeugt, bei dessen Auswertung (z.B. durch Nullpunktverschiebungen) eine Impedanz ermittelt werden kann. Diese Methode wird ungeeignet sein, da hier nur der imaginäre Anteil der Quellimpedanz ermittelt wird, in den Prüfschaltungen der VDE0126 geht man jedoch von einem realen ohmschen Prüf Widerstand von 1 Ohm aus. Da die Niederspannungsnetze in ihrer Struktur sehr unterschiedlich sind, z.B. lange Leitungslängen, Zwischentransformatoren, Industrieanlagen mit und ohne Blindleistungskompensation usw., sollte keine Messung mit Hilfe sehr kurzer Impulse zur Anwendung kommen, da hier bei hohen Quellinduktivitäten eher der nicht aussagefähige Blindanteil der Quellimpedanz gemessen wird.
 4. Eine weitere Variante besteht darin, die abgegebene Leistung des Stromerzeugers periodisch zu variieren und die Änderungen in der Spannungsamplitude in Hinblick auf die Änderung der Quellimpedanz des Netzes auszuwerten. Auch hierbei kann es zu gegenseitigen Beeinflussungen benachbarter Einspeisungen kommen oder zu Fehlinterpretationen durch Zu- und Abschalten großer Lasten.
 5. Es gibt auch Verfahren, die mit der Fourieranalyse von Netzoberwellen arbeiten, dessen Anteile sich im Falle einer Impedanzänderung verstärken. Hier wird insbesondere mit nicht geradzahlig Harmonischen gearbeitet, auch mit Subharmonischen im Bereich um 40Hz. Es werden in den zugänglichen Ausführungen auch hier Probleme mit Störungen benachbarter Einspeiser genannt.

Weitere allgemeine Anmerkungen zur Impedanzmessmethode und Phasensprungmessung

1. Bei der Impedanzmessung wird in der Regel mit Stromimpulsen gearbeitet, die während des Nulldurchgangs ins Netz gespeist werden und dessen aufbereitetes Meßergebnis die Höhe der momentanen Netzimpedanz darstellt. Die Änderungen der gemessenen Impedanz werden als Impedanzsprung definiert, der von der VDE0126 auf (0,5..) 1 Ohm als Grenzwert festgelegt wurde. Die Höhe des Impedanzsprunges kann sehr unterschiedlich sein, je nach Beschaffenheit des Netzes, wobei man auch Netze berücksichtigen muß, die über kilometerweite Niederspannungsleitungen auf entlegene Bauernhöfe führen.

Diese Methode kann unzuverlässig sein, wenn zusätzlich große Verbraucher oder Kraftwerke ein- oder ausschalten und einen Impedanzsprung verursachen, wobei einspeisende Eigenerzeugungsanlagen möglicherweise unnötig ausschalten. Außerdem kann bei langen und hochohmigen Versorgungswegen eine Netzunterbrechung möglicherweise nicht zuverlässig erkannt werden, wenn die Impedanzänderung zu gering ausfällt. Auch eine "Lernsoftware" kann diesem Problem nicht nachkommen, wenn unerwartete (erlaubte) Impedanzsprünge oben genannter Art im Netz auftreten.

2. Die Änderung der Impedanz im Moment des Abschaltens wird auch sichtbar an einem unvermeidlichen Phasensprung auf dem Teilnetz, das z.B. mit einem Vektorsprung-Schaltgerät erfaßt wird. Hiermit kann eine alternative Netzüberwachung stattfinden, die neben der Qualitätsüberwachung des Netzes auch einen unbeabsichtigten Inselbetrieb erkennen kann, allerdings mit den gleichen Nachteilen behaftet ist wie unter 1. geschildert.

Gegenseitige Beeinflussungen durch Impedanzmeseinrichtungen

Durch eine Anzahl von einspeisenden Stromerzeugungsanlagen in einem Versorgungsbezirk können eine Vielzahl sich addierender Netzstörungen auftreten und so die von den EVU's gelieferte Netzqualität erheblich beeinträchtigen. Es ergibt sich hier die Frage, ob so ein Messsystem mit gegenseitiger Beeinflussung in der Zukunft noch sinnvolle Ergebnisse liefern kann, wobei sich die Anzahl einspeisender Anlagen weiter erhöhen wird.

Problemlösung durch mitlaufenden leistungsgeführten Generator ohne Quarzführung

Wir empfehlen eine Methode, bei der der im ungewollten Inselbetrieb laufende Generator automatisch die **Netzbindung** verliert und jetzt frei laufend (ohne Frequenzführung) allein auf die voreingestellte Generatorleistung (für den Netzparallelbetrieb) fixiert bleibt. Der Generator hat jetzt ein Inselnetz zu versorgen mit irgendeiner Verbraucherlast. Ist diese Last höher als die eingestellte Leistung des Generators, geht der Generator in Überlast / Unterfrequenz und schaltet durch Unterfrequenz nach kurzer Zeit aus. Ist die Last kleiner als die voreingestellte Generatorleistung, versucht die Leistungsregelung die Generatorleistung über den Drehzahlregler zu halten, die Frequenz wird sich entsprechend erhöhen und der Generator schaltet durch Überfrequenz (50,2Hz) nach kurzer Zeit aus.

Sonderfall: Eingestellte Generatornennleistung = Leistung des verbundenen Inselnetzes über längere Zeit - eher unwahrscheinlich -

Der Fall der exakten Übereinstimmung der Verbraucherleistung eines abgeschalteten Teilnetzes mit der vom Generator gelieferten Leistung im Moment der Netzabtrennung ist als Sonderfall zu betrachten, bei dem ein frei laufender Generator ohne Frequenzbindung etwas längere Zeit benötigt für eine Frequenzänderung, die aber schließlich (im ungünstigsten Fall eine Minute bis mehrere Minuten) zur **sicheren Abschaltung** führt. Dies wird dadurch möglich, da sich der Generator in einem ständigen Regelprozess befindet, in dem er versucht, auch kleinste Abweichungen vom Sollwert über den Drehzahlregler auszuregulieren, außerdem werden auch bei dem Verbraucher Leistungsschwankungen auftreten, wodurch sich hierdurch beim Generator (mit festgehaltener Leistung) Spannungs- und Frequenzänderungen ergeben. Da die Frequenz in relativ engen Grenzen kontrolliert wird (49,8 – 50,2 Hz), wird aufgrund der ständigen Leistungsnachregelung eine Abschaltung im einstelligen Minutenbereich stattfinden, Tests im eigenen Hause ergaben Werte von 2 – 3 Minuten. Eine Lösungsmöglichkeit (s.u.) wäre, kleine periodische Änderungen Generatorleistung vorzunehmen.

Dieser Spezialfall (gleiche Leistung) wird nun relativ selten auftreten, da schon mehrere Zufälle zusammenkommen müssen. Ein Generator mit einer individuell eingestellten Leistung speist z.B. an einer beliebigen Stelle ins öffentliche Netz ein. Eine zufällige Netztrennung verursacht in diesem Bereich ein ungewolltes Inselnetz mit einer zufälligen Verbraucherleistung. Daß sich in einem solchen Fall eine genau übereinstimmende Leistung einstellt, ist eher unwahrscheinlich, die Sachlage wird noch unwahrscheinlicher, wenn man bedenkt, daß hier möglicherweise ein Bagger die Netzleitungen auftrennt und eher einen Kurzschluß verursacht. Durch eine Wahrscheinlichkeitsrechnung könnte hier ermittelt werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit in diesem Inselnetz eine Person mit der Netzspannung in Berührung kommen könnte. Dabei müßte die Tolerierbarkeit dieses Ereignisses natürlich hoch angesetzt werden. Im Vergleich mit der oben Impedanzmessmethode könnte es jedoch sein, daß dort unter ungünstigen Bedingungen **keine !** Abschaltung des Inselnetzes stattfindet. Hier könnte die Wahrscheinlichkeit der Berührung einer Person mit der Netzspannung größer sein wie bei dieser Methode, in der das Netz nur noch für einige Minuten eingeschaltet bleibt.

Die Sicherheit des vom Anwender eingesetzten Verfahrens der selbsttätig wirkenden Schaltstelle muß nach VDE 0126 – 4.1 unter allen Betriebsbedingungen des Netzes gewährleistet sein. Das ist bei der Impedanzmeßmethode nicht der Fall.

Bewertung der erforderlichen Betriebsmittel auf Sicherheit

Die in den Punkten 1 – 5 genannten Methoden bewirken die **dynamische** Abschaltung aufgrund einer Änderung des Impedanzverlaufes des angeschlossenen Netzes. Eine **statische** "Nach"-Überprüfung kann mit diesen Meßverfahren nicht stattfinden, da es sich bei der Messung um eine Impedanzänderung während einer 5-Sekunden Zeitspanne handelt.

Es ist mit den o.g. Methoden nicht ausgeschlossen, daß ein Impedanzsprung nicht erkannt wird. Danach findet auch keine weitere Überprüfung mehr statt, ob ein Netz tatsächlich noch vorhanden ist, da im Falle der Nichtabschaltung des Generators vom Teilnetz über den noch geschlossenen Leistungsschalter eine Netzspannung mit scheinbar guter Qualität (vom Generator) in das Teilnetz fließt und sich selber aufrechterhält.

Dagegen wird der **"Nicht"- Inselnetzfähige Generator ohne Frequenzführung** mit einer auf Generatorleistung programmierten Drehzahlregelung **sicher** vom Netz getrennt, da er für die dauerhafte Leistungsabgabe mit Haltung der Netzfrequenz die **"Stützspannung" des Netzes benötigt**. Fällt diese plötzlich weg, so wird zunächst eine kurze Phasensprung (durch Wegfall des Stützstromes) stattfinden mit einer kleinen Spannungs- und Frequenzänderung, wobei hier schon das Vektorsprungrelais, falls vorhanden, auslösen und den Generator vom Netz nehmen kann. Falls nicht, werden innerhalb mehrerer Sekunden deutliche Spannungs- Frequenzänderungen auftreten, die zur Auslösung führen und den Generator vom Netz nehmen.

Bei dem Sonderfall, daß im entstehenden Inselnetz Verbraucher- und Generatorleistung übereinstimmen und keine relevante **Blindleistung** bezogen wird (wenn ja, reagiert das Vektorsprungrelais sofort nach Netzausfall und schaltet die Anlage vom Netz), werden ohne spezielle Maßnahmen maximal ein paar Minuten benötigt, bis der frei laufende Generator (ohne Stützfrequenz) aus dem Frequenzfenster läuft und abschaltet.

Durch den Einsatz einer nicht inselnetzfähigen Generatorsteuerung zusammen mit einem Netz/Generatorschutzgerät (z.B. VECFU5, mit Spannungs- und Frequenzüberwachung) kann die

Grundforderung der VDE 0126-1-1 und der EVU's hinsichtlich des "unbeabsichtigten Inselbetriebes" in vollem Umfang erfüllt werden.

Für den Sonderfall gleicher Leistung könnte der Ausschaltprozess beschleunigt werden durch ständige kleine periodische Sollleistungsänderungen auf der Generatorseite, so daß im Inselfall bei gleicher Verbraucherleistung eine genügend große Frequenzänderung entsteht, die zum genügend schnellen Ausschalten (max. 5 Sek.) des Generators führt.

Für Wechselrichter von dezentralen Photovoltaikanlagen in den USA wird übrigens das gleiche Verfahren eingesetzt, hier nennt es sich „Spannungs- und Frequenzshift-Verfahren“. Die Steuerung des Wechselrichter versucht hier ständig, die Spannung oder Frequenz über die zulässigen Grenzen hinaus zu verändern, so daß bei Ausfall der Netzspannung und Überschreiten der Grenzwerte die Anlage sofort (innerhalb 0,2 Sek.) vom Netz getrennt wird.

B. Spannungs,- Frequenz und Phasenmessung im öffentlichen Netz

VDE0126 - 4.2 Spannungsüberwachung Eingesetztes Betriebsmittel = **VECFU5**

VDE0126 - 4.3 Frequenzüberwachung Eingesetztes Betriebsmittel = **VECFU5**

Zu den **Spannungsstörungen** im Netz zählen die Kurzunterbrechungen, Spannungsstörspitzen, Blitzschlag und Entladungsstörungen, die innerhalb einer Netzperiode und auf allen 3 Phasen unterschiedlich, aber auch gleich stark sein können. Diese Störungen verursachen eine Minder- oder Mehreinspeisung in das Teilnetz mit angeschlossenem Generator. Sie belasten kurzzeitig die spannungsgebende Wicklung des Generators und führen nicht zu einer Frequenz- bzw. Phasenänderung.

Daneben gibt es die **frequenz- (und phasen) bezogenen Störungen**, bei denen sich kurzzeitig (innerhalb ein- oder mehrerer Netzperioden) die Frequenz ändert, was gleichzeitig auch eine Phasenänderung in gleicher Größenordnung bewirkt. Da die 3 Phasenspannungen L1, L2 und L3 verkettet sind, wirkt eine Frequenz- oder Phasenänderung gleichzeitig und gleichmäßig auf alle 3 Phasenspannungen. Aus diesem Grund reicht es aus, eine Kontrolle der Phasenlage einphasig auf einer beliebigen Phase durchzuführen. Phasenänderungen können nur von der Quelle (den großen Kraftwerken) oder großen Verbrauchern stammen, da kleinere Einspeiser nicht genügend Energie besitzen, im niederohmigen Verbundnetz Frequenzänderungen zu bewirken. Da im Laufe eines Tages ständig Kraftwerke vom Netz und ins Netz gehen, außerdem auch große Verbraucher ein- und abschalten, treten im Verbundnetz ständig kleine Phasenänderungen im Bereich bis ca. 5 Grad auf. Diese Phasenänderungen sind für den parallel einspeisenden Generator aber noch kein Problem.

Größere Phasenänderungen, ab ca. 8 Grad, die sich über ein- bis mehrere Perioden hinziehen, können jedoch zu Problemen an den mitlaufenden Stromaggregaten führen. Durch die drehende Generatorschwungmasse, die der Netzphase nicht so schnell folgen kann, entstehen zunächst Ausgleichsströme, die den Generator-Überstromschalter (Bimetall oder Zeitschalter) zunächst noch nicht auslösen. Gleichzeitig wird durch die starken Ausgleichsströme die Schwungmasse so schnell beschleunigt oder abgebremst (je nach Richtung der Frequenz/Phasenänderung), daß es z.B. zu einem Abreißen der Kupplung kommen kann und im schlimmsten Fall ein rotierendes Kupplungsteil herausgeschleudert wird (Personengefährdung und Materialschaden).

Sehr kurzzeitigen Phasenstörungen (innerhalb einer halben Periode) sollten nicht zur Auslösung des Generatorschalters führen, auch wenn diese Phase größere Beträge aufweist, z.B. um 20 Grad vorwärts und nach 5ms wieder zurück auf 0 grad zurückgeht. In diesem Fall würde das Ausschalten keinen Sinn machen, da der Auswertungsprozeß mindestens eine volle Periode dauert und schon vor dem tatsächlichen Ausschalten die Netzspannung wieder mit der ursprünglichen Phase weiterläuft. Für diese kurzzeitigen Störungen sollte auch keine Abschaltmaßnahme eingeleitet werden, da in Zeitabläufen von ca. 5ms aufgrund der Wicklungsinduktivitäten des Generators der Kurzschlußstrom erst im Entstehen ist und die Phasenstörung somit "weich" abgepuffert wird.

Wenn aber die fehlerhafte Phase z.B. nach einem Sprung von 20 Grad über mehr als 1 Periode bestehen bleibt, sollte jetzt ausgeschaltet werden, da die Störung offenbar länger andauert, damit die Schwungmassen, die gerade ausgebremst werden, jetzt durch Ausschalten des Generatorschalters entlastet werden können.

Das Vektorsprung-Auslösegerät muß insbesondere so ausgelegt sein, daß nur Phasenänderungen und keine Spannungsänderungen ausgewertet werden. (**VECFU5** erfüllt diese Forderung in vollem Umfang). Die Phasenänderungen sollten schon innerhalb einer halben Periode (10ms) unabhängig von der Lage der Nulldurchgänge erfaßt werden, was eine spezielle Auswertung der Meßsignale erfordert. Die Phasenänderungen werden zunächst von kurzzeitigen Störungen befreit, so daß ca. 20-30ms nach dem Beginn des Sprungereignisses (unabhängig von den Netz-Nulldurchgängen) der eingestellte Schwellwert überschritten wird und das Ausgangsrelais schaltet.

In verschiedenen auf dem Markt befindlichen Vektorsprungeräten werden teilweise sehr hohe Auslösezeiten bis 500ms angegeben, andererseits wird aber auch nur angegeben, daß die Auslösung so

schnell wie möglich erfolgt. 500ms sind aber schon zu lang und es sollten auch Angaben über die Störempfindlichkeit und Genauigkeit der Phasenmessung gemacht werden.

Angeboten werden auch Meßmethoden, bei denen keine echte Phasenänderung gemessen wird, sondern differentielle Sprünge des Spannungsverlaufes als Phasensprung ausgewertet werden. Hier besteht die Gefahr, daß auch bei reinen Spannungstörungen ein Vektorsprung ausgelöst wird und die Anlage unnötig vom Netz getrennt wird.

Es gibt auch Vektorsprunngeräte auf dem Markt auf 400V-Basis (L-L), die das Meßsignal hier z.B. an L1-L2 messen, bei denen der Hersteller behauptet, 2 Phasen würden überprüft, wodurch der falsche Eindruck entsteht, daß immerhin eine Phase mehr geprüft wird als bei der sonst üblichen Messung von L1 nach N. Hier liegt aber ein Irrtum vor, da auf der Systemspannungsebene ebenfalls 3 Phasen vorliegen, die sich um je 120° voneinander unterscheiden und zwar L1 - L2, L2 - L3 und L3 - L1.

Daß mit dieser Meßmethode tatsächlich 2 Leitungen belegt sind, spielt dabei aber keine Rolle, denn die anderen beiden Systemspannungen besitzen auch jeweils 2 Leitungen und können ganz andere Spannungswerte beinhalten. Hier sollte der Anwender die technischen Daten des angebotenen Vektorsprunngerätes genau prüfen.

Als Prüfmethode für die Vektorsprungfunktion wird von den örtlichen EVU's gelegentlich das Ausschalten einer Phasenspannung verwendet, mit der man aber keine Aussage über die richtige Funktion des Vektorsprunngerätes machen kann. Hier wird z.B. die Phase L2 am Vektorsprunngerät weggeschaltet (Das Gerät mißt den Phasensprung nur auf L1) und man erwartet jetzt die Auslösung eines Phasensprungs. Bei einem echten Vektorsprunngerät wird jetzt keine Auslösung stattfinden.

Eine andere gelegentlich angewendete Prüfmethode bei einer Parallelschaltanlage besteht darin, daß z.B. im Haussicherungskasten eine Netzphasensicherung während des Parallelbetriebes am Netz herausgezogen wird. Hierbei wird aber die getrennte Leitung bis zur Trennstelle über den Generator weitergespeist, so daß zumindest das Unterspannungsrelais für diese Phase nicht auslöst. Vom Prüfpersonal wird jetzt aber ein Phasensprung oder eine Unterspannungsauslösung erwartet. Allerdings wird beim Ausschalten der Phase unter Last eine große Schiefast entstehen, da die (vorher) 3-phasige fest eingestellte Leistung jetzt auf nur 2 Phasen verteilt wird (2 Phasen werden jeweils bis zu 50% überlastet). Außerdem entsteht ein Differenzstrom im Nullpunkt. Der Generator wird schließlich durch Überstrom ausgeschaltet, falls Überstromschutz vorhanden ist, ansonsten werden zwei Wicklungen des Generators überlastet. Aus diesem Grund wird grundsätzlich der Einsatz eines Schiefastwächter (**SLW150**) empfohlen.

C. Allgemeine Anmerkungen

Nach gründlicher Recherche der bekannten Einspeisemethoden müßte in der VDE 0126 die gewählte Einspeiseart berücksichtigt werden. Hier sollten die nicht inselnetzfähigen, nur auf der Leistungsregelung beruhenden generatorischen Einspeiser (z.B. BHKW mit Dieselaggregat) und das Spannungs- oder Frequenzschiftverfahren für die mikroprozessorgesteuerten Wechselrichter (in den USA üblich) generell von den Impedanz- und Schwingkreisprüfungen befreit werden, da hier immer sicher abgeschaltet werden kann. Eine zusätzliche Kontrolle neben der Frequenz- und Spannungsmessung bietet eine Vektorsprungerkennung, da Blindstromänderungen durch Schalthandlungen am Netz meistens auftreten werden, wodurch zusätzlich in vielen Fällen eine schnelle Abschaltung des dezentralen Einspeisers erfolgen kann.