

Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler
Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei
Überfrequenz & Entwicklung von
Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung
Langfassung



Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung

Langfassung

Ecofys

Dipl.-Ing. Jens Bömer, Dr.-Ing. Karsten Burges

IFK

Dipl.-Ing. Pavel Zolotarev, Dipl.-Ing. Joachim Lehner

September 2011

© Ecofys, IFK 2011

Beauftragt durch:

- EnBW Transportnetze AG, D-73240 Wendlingen
(Prjkt.nr. PSUPDE111188)
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW), D-10243 Berlin
(Prjkt.nr. PSUPDE111189)
- Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. (VDE|FNN),
D-10625 Berlin (Prjkt.nr. PSUPDE111347)



Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung 3

1	Hintergrund	1
1.1	Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen und technischer Richtlinien.....	1
1.2	Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzstabilität bei Überfrequenz.....	2
1.3	Gefährdungssituationen.....	2
2	Maßnahmen zur Einschränkung der Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzstabilität bei Überfrequenz	4
2.1	Kurzfristige Maßnahme für Neuanlagen: Übergangsregelung für PV-Anlagen (ab Mai 2011 bis Inkrafttreten der VDE-AR-N 4105).....	4
2.2	Mittelfristige Maßnahme für Neuanlagen: Anforderungen an Erzeugungsanlagen gemäß VDE-AR-N 4105 (spätestens ab 01.01.2012).....	5
2.3	Mittelfristige Maßnahme für PV-Bestandsanlagen: Nachrüstung (voraussichtlich während der Jahre 2012 bis Ende 2014).....	6
3	Kurzfassung der Studienergebnisse	8
3.1	Ableitung des nachzurüstenden Anlagenbestands	8
3.2	Bewertung der regelungstechnischen Lösungsvorschläge.....	10
3.2.1	Branchenabfrage und eingebundene Akteure.....	10
3.2.2	Umsetzbarkeit.....	10
3.2.3	Kosten pro Anlage bzw. Wechselrichter.....	11
3.2.4	Auswirkungen auf den Betrieb von Netzersatzanlagen	13
3.3	Auswirkungen auf Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Wechselrichter-Hersteller, Stromkunden und das Elektrohandwerk.....	15
3.3.1	Ablauf der Nachrüstung	15
3.3.2	Ressourcenplanung des Elektrohandwerks	17
3.3.3	Wirtschaftliche Belastungen	18
3.3.4	Anpassungen beim Einsatz von Netzersatzanlagen durch Verteilungsnetzbetreiber.....	22
3.4	Bewertung von Synergie-Effekten mit anderen Regelungen der EEG-Novelle	25
3.5	Rechtliche Umsetzung und regelmäßige Evaluierung der Nachrüstung	28



4	Zusammenfassung und Ausblick.....	31
4.1	Zusammenfassung der Empfehlungen	31
4.2	Zusammenfassung der Auswirkungen.....	32
4.3	Ausblick auf notwendige weitere Abstimmungen im Zuge der Nachrüstung ..	32
4.4	Ausblick auf notwendigen weiteren Handlungsbedarf.....	33
4.4.1	Europäische Perspektive	33
4.4.2	Andere dezentrale Erzeugungsanlagen	33
	Literaturverzeichnis.....	35
Anhang A	Weiterführende Abbildungen	38
A 1	Marktanteile von PV-Wechselrichter Herstellern	38
A 2	Variationen der Nachrüstung mit Variante 4	39
A 3	Untersuchungen von Einstellwerten des Über- und Unterfrequenzschutzes von dezentralen Erzeugungsanlagen in sieben kontinentaleuropäischen Ländern.	41



Kurzfassung

Hintergrund und Besonderheiten der Studie

Innerhalb der letzten Jahre hat die Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere durch die Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stark zugenommen. Ende 2010 waren bspw. rund 80% der installierten PV-Leistung, d.h. ca. 14 GW, auf der Niederspannungsebene angeschlossen. Durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) erlangen diese Anlagen und das gesamte Verteilungsnetz eine zunehmende Systemrelevanz mit Blick auf den Betrieb des Übertragungsnetzes.

Bis zur Einführung einer Übergangsregelung durch den VDE e. V. im April 2011 und der damit verbundenen Änderung der Gerätenorm DIN VDE V 0126-1-1 mussten sich Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz bei einer Frequenz von 50,2 Hz unverzüglich abschalten. Diese Festlegung wurde in den Jahren 2005/2006 eingeführt als die Stromerzeugung aus PV-Anlagen noch einen vernachlässigbaren Einfluss auf das elektrische System hatte. Seitdem wurden PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mind. 12.700 MW auf der Niederspannungsebene in Betrieb genommen.

Im ungünstigsten Fall würden sich bis zu rund 9.000 MW an Leistung aus PV-Anlagen bei einem Frequenzanstieg auf 50,2 Hz vom Netz trennen. Ein Erreichen des Werts von 50,2 Hz im Normalbetrieb gilt bislang noch als wenig wahrscheinlich. Allerdings wird der Stromhandel in Zukunft voraussichtlich weiter an Bedeutung zunehmen und mit ihm auch die jeweils zur vollen Stunde auftretenden deterministischen Frequenzabweichungen bis zu Werten von über 50,1 Hz. Sofern das Fahrplanraster dann nicht verkürzt wird, erhöhen sich damit auch die Frequenzabweichungen zur vollen Stunde und rücken immer näher an den kritischen Schwellwert von 50,2 Hz heran.

Eine konkrete Gefährdungssituation würde dagegen bereits heute eine großräumige Störung im Verbundnetz darstellen. In einem solchen Fall würde die Netzfrequenz *aufgrund eines Überangebots an elektrischer Energie* in denjenigen Netzregionen ansteigen, die vor dem Eintritt der Störung elektrische Energie in andere Netzregionen exportiert haben. Beispiel hierfür sind die europaweite Verbundnetzstörung im Jahr 2006 und der Blackout in Italien im Jahr 2003. In beiden Fällen lag Deutschland in einer der exportierenden Netzregionen, in der die Frequenz über den Wert von 50,2 Hz anstieg. Das europäische Verbundnetz ist allerdings nur für einen schlagartigen Ausfall von 3.000 MW Erzeugungsleistung ausgelegt. Würden vergleichbare Störungen mit der heute installierten PV-Leistung an sonnigen Tagen während hoher Einspeisung aus PV-Anlagen aufgetreten, würde die von den betroffenen PV-Anlagen zu diesem Zeitpunkt eingespeiste Leistung verloren gehen. Bereits heute übersteigt die durch PV-Anlagen in Deutschland eingespeiste Leistung an sonnigen Tagen den Wert von 3.000 MW um ein Mehrfaches (s.o.).



In der Folge würde es dann mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem großräumigen Ausfall der Elektrizitätsversorgung in den durch dieses Phänomen betroffenen Teilen Europas kommen.

Vor diesem Hintergrund sind Maßnahmen zur Einschränkung der Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzstabilität bei Überfrequenz notwendig:

- Kurzfristige Maßnahme für Neuanlagen: Übergangsregelung für PV-Anlagen (ab April 2011 bis Inkrafttreten der VDE-AR-N 4105)
- Mittelfristige Maßnahme für Neuanlagen: Anforderungen an Erzeugungsanlagen gemäß VDE-AR-N 4105 (spätestens ab 01.01.2012)
- Mittelfristige Maßnahme für PV-Bestandsanlagen: Nachrüstung (voraussichtlich während der Jahre 2012 bis Ende 2014)

Die kurz- bzw. mittelfristigen Maßnahmen für Neuanlagen am Niederspannungsnetz sind bereits im Rahmen der technischen Regelsetzung durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. (VDE|FNN) festgelegt worden. Die mittelfristigen Maßnahmen für eine Nachrüstung bereits in Betrieb befindlicher Anlagen können dagegen nur durch den gesetzlichen Ordnungsrahmen festgelegt werden.

Bereits seit 2010 befasst sich eine Gemeinschaftsinitiative aus den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), Verteilungsnetzbetreibern, dem Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) inklusive der dort vertretenen Hersteller von PV-Wechselrichtern und dem VDE|FNN mit der Erarbeitung einer nachhaltigen Lösung für diese Bestandsanlagen. Diese Initiative wird dabei im Rahmen der Arbeitsgruppe „Systemsicherheit“ der BMWi-Plattform für zukunftsfähige Netze vom Bundesumweltministerium (BMU), Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) begleitet. Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) räumt der Klärung dieser Fragestellungen mit Blick auf das europäische Verbundnetz ebenfalls ausdrücklich hohe Priorität ein.

Das Beratungsunternehmen Ecofys und das Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart wurden von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern, dem BSW und dem VDE|FNN in Begleitung von BMWi, BMU und BNetzA beauftragt zu untersuchen, ob und in welchem Umfang eine technische Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen notwendig und möglich ist. Auf Initiative von VDE|FNN hin wurden dabei auch die Auswirkungen einer Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen hinsichtlich des Verteilungsnetzbetriebs und insbesondere des vorübergehenden Betriebs von Teilnetzen mit sog. Netzersatzanlagen untersucht.

Grundsätzliches Ergebnis der von Ecofys und IFK durchgeführten Untersuchungen ist, dass eine Nachrüstung eines signifikanten Anteils der PV-Bestandsanlagen, die sich bei einer Überfrequenz von 50,2 Hz abschalten, in jedem Fall als notwendig betrachtet wird.



Darüber hinaus haben die Untersuchungen und Recherchen ergeben, dass auch bei anderen DEA, z. B. Windenergieanlagen, und insbesondere auch in anderen kontinentaleuropäischen Ländern, z. B. Dänemark, Italien und ggf. Belgien, Frankreich Handlungsbedarf besteht. Neben den Werten für den Überfrequenzschutz sind dabei auch die Werte für den Unterfrequenzschutz zu beachten.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse erhalten besonderes Gewicht dadurch, dass Ecofys von April bis Mai 2011 eine umfangreiche Branchenabfrage durchgeführt hat, in der Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller von Wechselrichtern für PV-Anlagen, Hersteller von Netzersatzanlagen, Hersteller, Planer und Betreiber von Windenergieanlagen und Installateure eingebunden wurden.

Zusammenfassung der Empfehlungen

- Es wird empfohlen, dass alle PV-Anlagen nachgerüstet werden müssen,
 - die nach dem 01.09.2005 in Betrieb genommen worden und
 - die größer als 10 kWp sind.
- Es wird empfohlen, dass mit Blick auf die Lösungen der Nachrüstung,
 - den betroffenen Betreibern freigestellt wird, auf welche der Lösungen
 - I. Update auf VDE|FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105¹,
 - II. Update auf BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2008² oder
 - III. Umparametrieren gemäß VDE|FNN-Hinweis zur Übergangsregelung³ nachgerüstet wird;
 - dabei wird folgende Rangfolge empfohlen: Lösung I ist vor Lösung II, und diese vor Lösung III zu wählen; ein Austausch des Wechselrichters sollte in jedem Fall vermieden werden;
- Es wird in Bezug auf die Einhaltung dieser Rangfolge bei der Umrüstung der Wechselrichter empfohlen, dass
 - sich die Wechselrichterhersteller verpflichten, Handlungsempfehlungen für ihre Produkte zu erstellen,
 - sich die Installateure des Elektrohandwerks verpflichten, diese Handlungsempfehlungen bei der Umrüstung einzuhalten.
- Es wird empfohlen eine rasche Nachrüstung zu gewährleisten, indem eine hohe Akzeptanz für die Nachrüstungsmaßnahmen geschaffen wird. Hinsichtlich der Kostentragung sollten deshalb geeignete gesetzliche Regelungen entwickelt werden, die diese hohe Akzeptanz bei den betroffenen Anlagenbetreibern für die Nachrüstung schaffen.

¹ d.h. Update auf VDE|FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105, Kennlinie, Wiederschaltung bei 50,05 Hz nach 60 Sekunden

² d.h. Update auf BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2008, Kennlinie, Wiederschaltung bei 50,05 Hz

³ d.h. Umparametrieren der Abschaltfrequenz=Wiederschaltfrequenz gemäß VDE|FNN-Hinweis „Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz“ (VDE|FNN, April 2011), Variante a), stochastische Verteilung nach Wechselrichtertyp, Wiederschaltung nach 30 s



- Ausgehend von den Gesprächen mit Verteilungsnetzbetreibern, Herstellern von Wechselrichtern für PV-Anlagen und dem Elektrohandwerk, wurde eine Prozedur für den Ablauf der Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen erarbeitet. Deren Details sollten mit der Bundesnetzagentur abgestimmt werden.

Zusammenfassung der Auswirkungen

Eine vollständige Umsetzung der zuvor genannten Empfehlungen würde folgende Auswirkungen haben:

- Voraussichtlich müssten ca. 315.000 PV-Anlagen (> 10 kWp) nachgerüstet werden.
- Der sich für das Elektrohandwerk ergebende Aufwand für die Umsetzung des Nachrüstungsprogramms läge voraussichtlich maximal bei ca. 8.500 ... 11.000 Nachrüstungen pro Monat.
- Die Kosten für die Nachrüstung der PV-Anlagen lägen insgesamt voraussichtlich bei ca. 65 Mio. ... 175 Mio. Euro zzgl. Verwaltungskosten auf Seiten der Wechselrichter-Hersteller und Verteilungsnetzbetreiber.
- Die Kosten für die Anpassung des Betriebs der Netzersatzanlagen lägen insgesamt voraussichtlich bei ca. 500 Tsd. ... 2 Mio. Euro.

Ausblick auf notwendige weitere Abstimmungen im Zuge der Nachrüstung

- BNetzA - Verteilungsnetzbetreiber
 - Festlegung bundeseinheitlicher BNetzA-Standardschreiben und -formulare;
 - (Pauschale) Umlage der auf Seiten der VNB entstehenden Verwaltungskosten;
 - Zeitliche Vorgaben zur Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen.
- PV-Wechselrichterhersteller – Verteilungsnetzbetreiber - Übertragungsnetzbetreiber
 - Einstellwerte für den Überfrequenzschutz;
 - Obere und untere Grenze des Frequenzbereichs für Überfrequenzschutz;
 - Schrittweite für Überfrequenzschutzwerte;
 - Stochastische Verteilung auf die jeweiligen Abschaltfrequenzen;
 - Einstellwerte für den Unterfrequenzschutz (!);
 - Zeit für die Verzögerung des Wiederaushaltens über die 30 Sekunden (Lösungen II und III) bzw. 60 Sekunden (Lösung I) hinaus.
- PV-Wechselrichterhersteller – Elektrohandwerk
 - Information;
 - Handlungsanweisungen.

Ausblick auf notwendigen weiteren Handlungsbedarf

Zusätzlich zum Handlungsbedarf bei PV-Anlagen in Deutschland lässt sich aus den Untersuchungen folgender weiterer Handlungsbedarf ableiten:

- für BWE und VDMA: Anpassung des Unterfrequenzschutzes von Windenergieanlagen durch den Anlagenbetreiber von einem Wert von 49,5 Hz auf bestenfalls 47,5 Hz bzw. alternativ 48,0 Hz bei der nächsten regulären Wartung;



- für ENTSO-E: Anpassung des Unter- und Überfrequenzschutzes von dezentralen Erzeugungsanlagen vor allem in Dänemark und Italien, aber ggf. auch in weiteren Ländern der kontinentaleuropäischen Synchronzone, z. B. Belgien und Frankreich;
- für ENTSO-E: Harmonisierung der Werte des Unter- und Überfrequenzschutzes von Erzeugungsanlagen in allen kontinentaleuropäischen Ländern.

1 Hintergrund

1.1 Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen und technischer Richtlinien

Innerhalb der letzten Jahre hat die Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere durch die Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [1] stark zugenommen. Neben der Nutzung der Windenergie ist speziell die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) stark angestiegen. Ende des Jahres 2010 waren in Deutschland insgesamt ca. 17-18 GW PV-Leistung installiert. Mehr als 99% aller PV-Anlagen sind Anlagen mit einer Leistung von bis zu 500 kW und speisen in das unterlagerte Verteilungsnetz ein. Ende 2010 waren bspw. rund 80% der installierten PV-Leistung, d.h. ca. 14 GW, auf der Niederspannungsebene angeschlossen. Abbildung 1 - 1 zeigt die Entwicklung der vergangenen Jahre basierend auf den Daten von [2] und [3].

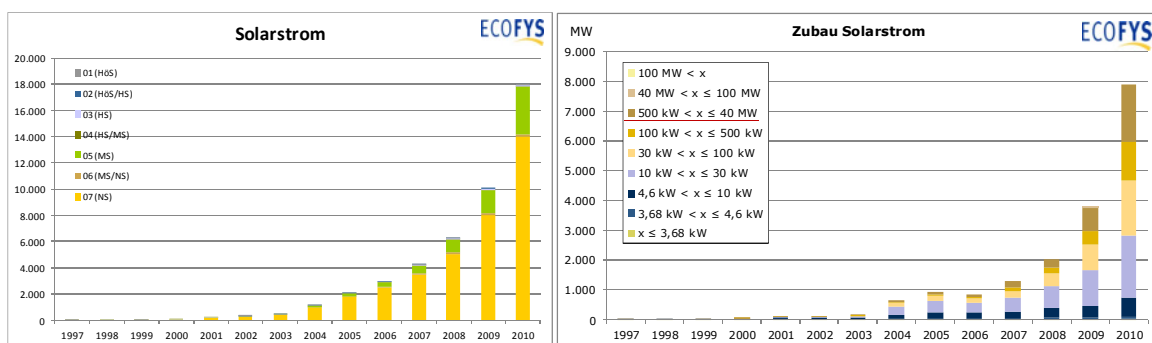


Abbildung 1 - 1 Historische Entwicklung der Leistung an Photovoltaik-Anlagen 1997-2010, Quelle: EEG-Anlagenstammdaten aus energymap.info (1997-2008) und Bundesnetzagentur (2009-2010), BNetzA-Daten beinhalten Großanlagen, die teilweise in mehreren Abschnitten gemeldet wurden.

Durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) erlangen diese Anlagen und das gesamte Verteilungsnetz eine zunehmende Systemrelevanz mit Blick auf den Betrieb des Übertragungsnetzes. Die technische Richtlinie "Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz" (BDEW, Juni 2008 [4] einschließlich Ergänzung vom 15. Februar 2011 [5]) trägt dieser Entwicklung Rechnung und legt bereits erste systemtechnische Anforderungen fest, z.B. die sog. dynamische Netzstützung und Frequenzstützung bzw. frequenzabhängige Leistungsreduktion. Die aktuell noch gültigen technischen Richtlinien und Normen für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz [6] [7] tragen dieser Entwicklung bislang jedoch nicht ausreichend Rechnung. Abhilfe wird die neue VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [8] schaffen, die voraussichtlich für Anlagen gelten wird, die ab 01. Januar 2012 ans Netz gehen.



1.2 Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzstabilität bei Überfrequenz

Bis zur Einführung einer Übergangsregelung durch den VDE e. V. (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) im April 2011 [9] und der damit verbundenen Änderung der Gerätenorm DIN VDE V 0126-1-1 [10] mussten sich Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz bei einer Frequenz von 50,2 Hz unverzüglich (d.h. innerhalb von 200 ms) abschalten. Diese Festlegung wurde in den Jahren 2005/2006 eingeführt [11] [7] als die Stromerzeugung aus PV-Anlagen noch einen vernachlässigbaren Einfluss auf das elektrische System hatte. Seitdem wurden in Deutschland PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 12.700 MW auf der Niederspannungsebene in Betrieb genommen.

Im Normalbetrieb werden die Stromnetze in Kontinentaleuropa im Verbund betrieben und die systemweite Netzfrequenz verbleibt üblicherweise bei Werten sehr nahe des Sollwerts von 50,0 Hz. Steigt die Frequenz jedoch *aufgrund eines Überangebots an elektrischer Energie* im Netz auf einen Wert von 50,2 Hz an, würde die von den betroffenen PV-Anlagen zu diesem Zeitpunkt eingespeiste Leistung verloren gehen. In der Folge würde die Netzfrequenz wieder auf einen Wert unterhalb von 50,2 Hz fallen.

Ist die verloren gegangene Leistung aus PV-Anlagen größer als die Summe aus dem ursprünglichen Überangebot an elektrischer Leistung und der Reserve der sog. positiven Primärregelleistung im Netz, wird die Netzfrequenz ggf. auf einen Wert unterhalb des Sollwerts von 50,0 Hz fallen. Dann besteht die Gefahr kaskadierender Abschaltungen zusätzlicher Erzeugungsleistung, z.B. aus Windenergieanlagen am Mittelspannungsnetz, von denen sich ein Teil richtlinienkonform [12] bereits bei 49,5 Hz abschalten würde. Dies würde dann mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem großräumigen Ausfall der Elektrizitätsversorgung in Teilen Europas führen.

Auch ohne kaskadierende Effekte kann das schaltende Verhalten der betroffenen PV-Anlagen zu unerwünschten Frequenzschwankungen führen. Denn durch das unverzügliche Abschalten und das um ca. 30 s zeitverzögerte Wiedereinschalten von PV-Anlagen um den Frequenzwert von 50,2 Hz käme es zu periodischen Änderungen der Einspeisung und damit der Leistungsbilanz im Netz. In der Folge würden Kraftwerke die Regelleistung bereitstellen, d.h. überwiegend thermische Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke, periodisch ihre Leistung anpassen müssen. Neben den damit verbundenen nicht tolerierbaren thermischen und/oder mechanischen Belastungen würde dadurch eine kontrollierte Rückführung der Netzfrequenz auf den Sollwert von 50,0 Hz deutlich erschwert werden.

1.3 Gefährdungssituationen

Ein Überangebot, das zu einem Anstieg der Frequenz über einen Wert von 50,2 Hz führt, tritt insbesondere *bei großräumigen Störungen im Verbundnetz* auf. Beispiel hierfür sind die europaweite Verbundnetzstörung im Jahr 2006 [13] oder der Blackout in Italien im Jahr 2003 [14]. In beiden Fällen stieg die Frequenz in den zuvor elektrische Energie exportierenden Teilnetzen über den Wert von 50,2 Hz.

Ein Erreichen des Werts von 50,2 Hz im Normalbetrieb gilt bislang noch als wenig wahrscheinlich. So wurde dieser Wert im Jahr 2010 zu keinem Zeitpunkt überschritten, wie Abbildung 1 - 2 basierend auf Daten eines im europäischen Verbundnetz verteilten Frequenzmesssystems des IFK zeigt. Allerdings treten jeweils zur vollen Stunde aufgrund der Lastdeckung durch handelsbasierten Kraftwerkseinsatz mit Fahrplänen im Stundenraster deterministische Frequenzabweichungen bis zu Werten von über 50,1 Hz auf [15]. In Zukunft wird der Stromhandel voraussichtlich noch mehr an Bedeutung zunehmen. Sofern das Fahrplanraster dann nicht verkürzt wird, erhöhen sich damit auch die Frequenzabweichungen zur vollen Stunde und rücken immer näher an den kritischen Schwellwert von 50,2 Hz heran.

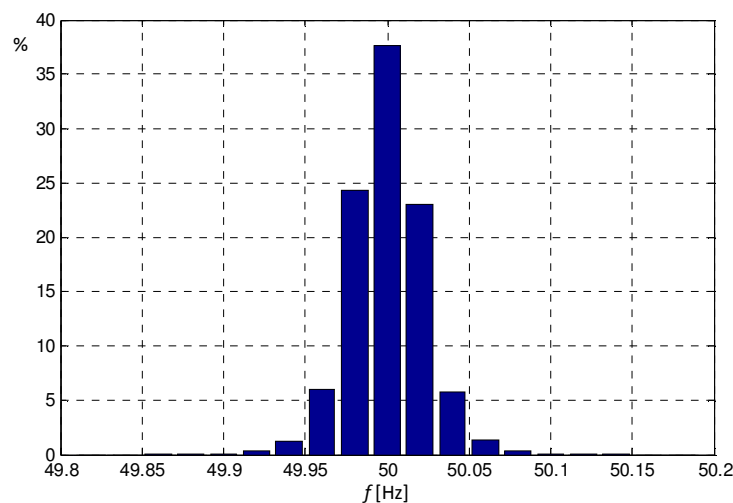


Abbildung 1 - 2 Histogramm der Netzfrequenz im Jahr 2010, Quelle: IFK.

Das europäische Verbundnetz ist für einen *nicht-periodischen* Ausfall von 3.000 MW Erzeugungsleistung ausgelegt. Im Verbundbetrieb ist daher zu erwarten, dass ein *einmaliges* („schlagartiges“) Abschalten der betroffenen PV-Anlagen die Systemsicherheit solange nicht gefährdet, wie deren eingespeiste Leistung kleiner als dieser Wert ist. Genauere Untersuchungen des IFK für den Fall, in dem die Frequenz im Anschluss an eine großräumige Störung im Verbundnetz auf einen Wert von 50,2 Hz ansteigt, ergaben jedoch einen niedrigeren Wert für die tolerierbare, bei 50,2 Hz abschaltende, Leistung. Das IFK hat in diesen Simulationen die oben beschriebenen periodischen Änderungen der Leistungsbilanz eingehender untersucht und empfiehlt, diese in jedem Fall zu vermeiden. Dafür müsste die sich um den Wert von 50,2 Hz ab- und wieder zuschaltende Leistung auf Werte von bis zu 1.750 MW begrenzt werden.

Vor dem Hintergrund von ca. 12.700 MW an installierter Leistung der betroffenen PV-Anlagen, können sowohl die vom IFK bestimmten 1.750 MW als auch die aus Plausibilitätsüberlegungen resultierenden 3.000 MW bereits an durchschnittlich sonnigen Tagen überschritten werden. Als sinnvolle Abschätzung kann für die Einspeisung aus PV-Anlagen in Deutschland ein Gleichzeitigkeitsfaktor von bis zu ca. 70% angenommen werden. Im ungünstigsten Fall würden sich damit bis zu rund 9.000 MW bei einem Frequenzanstieg auf 50,2 Hz vom Netz trennen.



2 Maßnahmen zur Einschränkung der Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzstabilität bei Überfrequenz

2.1 Kurzfristige Maßnahme für Neuanlagen: Übergangsregelung für PV-Anlagen (ab Mai 2011 bis Inkrafttreten der VDE-AR-N 4105)

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. (VDE|FNN) hat im April 2011 eine Übergangsregelung für PV-Neuanlagen in Form eines technischen Hinweises [9] erarbeitet und verabschiedet, um einem weiteren starken Zuwachs der bei 50,2 Hz abschaltenden Leistung, über die bislang betroffenen ca. 12.700 MW hinaus, vorzubeugen. Die Übergangsregelung ermöglicht eine einfache und zügig umsetzbare technische Lösung, mit der eine frequenzabhängige Wirkleistungssteuerung bei Überfrequenz sowie eine Optimierung des Wiederschaltverfahrens erreicht werden kann.

Die Übergangsregelung wurde unter Beteiligung von Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern und Herstellern von Wechselrichtern für PV-Anlagen gemeinschaftlich erarbeitet. Sie lässt zwei alternative Varianten zu, die jeweils abhängig von den (regelungs-)technischen Eigenschaften eines Wechselrichtertyps gewählt werden können:

- **Variante a) – Stufenlösung:** Einstellung der Überfrequenzabschaltung auf einen Wert zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz in 0,1 Hz-Schritten.
- **Variante b) – Kennlinienstatik:** Einstellung der Kennlinie „Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion“ gemäß BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [4], Kapitel 2.5.3 und Bild 2.5.3-1.

Der technische Hinweis des VDE|FNN zur Übergangsregelung stellt nur eine unverbindliche Empfehlung dar. In Anschluss an dessen Veröffentlichung wurde deshalb auch die problematische Gerätenorm DIN VDE V 0126-1-1 in einem DKE-Schnellverfahren geändert [10] und damit eine hohe Verbindlichkeit erzielt. Diese Änderung wurde ebenfalls branchenübergreifend vereinbart; bis zum Inkrafttreten der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 (siehe nächster Abschnitt) lässt diese Gerätenorm auch die Anforderungen der Übergangsregelung zu.

Seit Mai 2011 liefern nach Angaben des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V. (BSW) bereits mehr als zehn Solarwechselrichter-Hersteller ihre Produkte gemäß der Übergangsregelung ab Werk aus. Damit werden nunmehr über 90% der in Deutschland seitdem neu installierten Leistung aus PV-Anlagen erfasst und ein weiterer starker Zuwachs der bei 50,2 Hz abschaltenden Leistung effektiv verhindert.

2.2 Mittelfristige Maßnahme für Neuanlagen: Anforderungen an Erzeugungsanlagen gemäß VDE-AR-N 4105 (spätestens ab 01.01.2012)

In den vergangenen Monaten hat das VDE|FNN unter Beteiligung von Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern, Anlagenherstellern und Vertretern des Elektrohandwerks die neue VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [8] erarbeitet. Diese legt auch Anforderungen an die Wirkleistungseinspeisung bei Überfrequenz fest, die voraussichtlich im Januar 2012 in Kraft treten werden.

Die VDE-AR-N 4105 sieht für PV-Anlagen, und alle weiteren regelbaren Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, für Frequenzen zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz ein verbessertes Kennlinienverfahren zur Wirkleistungssteuerung vor. Erzeugungsanlagen deren Wirkleistungsabgabe sich nicht (ab)regeln lässt, z.B. Lineargeneratoren, dürfen auch nach der VDE-AR-N 4105 weiterhin mit der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Stufenlösung betrieben werden. Zudem verbessert die VDE-AR-N 4105 die Verfahren zur Zuschaltung bzw. Wiederzuschaltung von Erzeugungsanlagen.

Das verbesserte Kennlinienverfahren gemäß VDE-AR-N 4105 ist in Abbildung 2 - 3 dargestellt. Demnach müssen alle regelbaren Erzeugungsanlagen in Zukunft in dem Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz die momentan erzeugte Wirkleistung P_M (zum Zeitpunkt der Überschreitung der Netzfrequenz 50,2 Hz; Einfrieren des Wertes) mit einem Gradienten von 40% von P_M je Hertz absenken (bei Frequenzanstieg) bzw. steigern (bei Frequenzreduzierung). Daraus folgt, dass sich die Erzeugungseinheit in dem Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz hinsichtlich ihrer Wirkleistungs-Einspeisung permanent auf der Frequenz-Kennlinie auf- und abbewegt (sog. "Fahren auf der Kennlinie").

Unterschreitet die Netzfrequenz den Wert 50,2 Hz wieder und ist die mögliche Erzeugungsleistung zu diesem Zeitpunkt größer als die Wirkleistung P_M (eingefrorener Wert, siehe oben), darf der Anstieg der an das Netz des Netzbetreibers abgegebenen Wirkleistung einen Gradienten von 10 % der maximalen Wirkleistung der Erzeugungsanlage pro Minute nicht überschreiten.

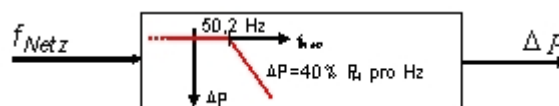


Abbildung 2 - 3 Leistungs-Frequenz-Verhalten gemäß VDE-AR-N 4105.

Bei Netzfrequenzen $> 51,5$ Hz muss sich die Erzeugungsanlage sofort vom Netz trennen (Schutz-Abschaltung).

Erzeugungsanlagen, die nur bedingt regelbar sind, z.B. nur im Bereich 70% bis 100% P_{Amax} können in diesem Bereich auch entsprechend der Kennlinie abgeregelt werden.



Außerhalb des regelbaren Bereichs erfolgt dann die Abschaltung gemäß der gleichmäßig verteilten Abschaltgrenze im Sinne des Stufenverfahrens.

Die Zu- bzw. Wiedereinschaltung der Erzeugungsanlage an das Netz des Netzbetreibers darf nur dann erfolgen, wenn durch eine geeignete Einrichtung festgestellt wird, dass sich sowohl die Netzspannung innerhalb des Toleranzbereiches von 85 % bis 110 % U_n als auch die Netzfrequenz innerhalb des Toleranzbereiches von 47,5 Hz bis 50,05 Hz für eine Dauer von mindestens 60 Sekunden befinden.

Im Falle der Wiedereinschaltung der Erzeugungsanlage an das Netz des Netzbetreibers bei Auslösung der Entkopplungsschutzeinrichtung (z.B. Überfrequenzauslösung) darf die an das Netz des Netzbetreibers abgegebene Wirkleistung von regelbaren Erzeugungsanlagen den Gradienten von 10% der Wirkleistung P_{Amax} nicht überschreiten. Nicht regelbare Erzeugungsanlagen können nach 1 bis 10 Minuten (Zufallsgenerator) oder später zuschalten. Nach 10 Minuten kann demzufolge mit P_{Amax} eingespeist werden.

Die neue VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, deren Anforderungen voraussichtlich im Januar 2012 in Kraft treten werden, stellt einen wichtigen Schritt zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit bei in Zukunft weiter steigender Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz dar.

2.3 Mittelfristige Maßnahme für PV-Bestandsanlagen: Nachrüstung (voraussichtlich während der Jahre 2012 bis Ende 2014)

Ende 2010 waren ca. 12.700 MW Leistung aus PV-Anlagen am Niederspannungsnetz installiert, die sich bei einem Anstieg der Netzfrequenz auf einen Wert von 50,2 Hz abschalten würden. Bereits seit 2010 befasst sich eine Gemeinschaftsinitiative aus den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), Verteilungsnetzbetreibern, dem Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) inklusive der dort vertretenen Hersteller von PV-Wechselrichtern und dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. (VDE|FNN) mit der Erarbeitung einer nachhaltigen Lösung für diese Bestandsanlagen. Diese Initiative wird dabei im Rahmen der Arbeitsgruppe „Systemsicherheit“ der BMWi-Plattform für zukunftsfähige Netze vom Bundesumweltministerium (BMU), Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) begleitet.

Das Beratungsunternehmen Ecofys und das Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart wurden den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern, dem BSW und dem VDE|FNN in Begleitung von BMWi, BMU und BNetzA beauftragt zu untersuchen, in welchem Umfang eine technische Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen notwendig und möglich ist. Auf Initiative von VDE|FNN hin wurden dabei auch die Auswirkungen einer Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen hinsichtlich des Verteilungsnetzbetriebs und insbesondere des vorübergehenden Betriebs von Teilnetzen mit sog. Netzersatzanlagen untersucht.

Abbildung 2 - 4 zeigt, wie sich die Untersuchungen von Ecofys und IFK in vier Schritte gliederten und welche Akteure bei diesen Untersuchungen eingebunden wurden. Neben den in der Gemeinschaftsinitiative zusammen geschlossenen Auftraggebern wurden die zuständigen Ministerien BMU und BMWi, der Branchenverband ZVEI sowie Verteilungsnetzbetreiber in die Diskussion einbezogen. Darüber hinaus fand auch ein Dialog mit der Windbranche (Bundesverband Windenergie e.V. und Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.) mit Blick auf eine Anpassung von Werten des Unterfrequenzschutzes von Windenergieanlagen statt.

Studienteile



Abbildung 2 - 4 Überblick über die Untersuchungen von Ecofys und IFK und die darin eingebundenen Akteure.

Die Ergebnisse der Untersuchungen von Ecofys und IFK werden im nächsten Kapitel kurz dargestellt und erläutert.

3 Kurzfassung der Studienergebnisse

3.1 Ableitung des nachzurüstenden Anlagenbestands

Der nachzurüstende Bestand an PV-Anlagen wurde durch eine Auswertung folgender Daten abgeleitet:

- Tolerierbare weiterhin bei 50,2 Hz abschaltende momentane Leistung aus PV-Anlagen (Quelle: IFK und zstzl. Bewertung durch Ecofys)
- Jährlicher Zubau in den Jahren 2005 bis 2010 an installierter Leistung aus PV-Anlagen am Niederspannungsnetz (Quellen: EEG-Anlagenstammdaten für 1997-2008 und Bundesnetzagentur für 2009-2010)
- Tatsächlich nachrüstbare, in den Jahren 2005 bis 2010 installierte Leistung aus PV-Anlagen (Quelle: Angaben der fünf wichtigsten Hersteller von PV-Wechselrichtern mit einem Marktanteil von ca. 80-90%, siehe Anhang A 1 und [16])

Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- **Konservative Annahme** bzgl. der im Jahr 2005 betroffenen Leistung: **50%** der PV-Anlagen, die in 2005 ans Netz gegangen sind, obwohl erst Anlagen die ab 01.09.2005 in Betrieb genommen wurden, sich bei 50,2 Hz unverzüglich abschalten mussten [11] und die entsprechende Norm erst im Februar 2006 geändert wurde [7].
- **Konservative Annahme** bzgl. der in den Jahren 2005 bis 2010 tatsächlich nachrüstbaren installierten Leistung aus PV-Anlagen: Von den ca. 12.700 MW an betroffener installierter Leistung aus PV-Anlagen ließen sich
 - bis zu ca. **2.150 MW kosteneffizient** durch Softwareupdate auf die Anforderungen der VDE-Anwendungsregel **VDE-AR-N 4105** nachrüsten,
 - bis zu ca. **11.250 MW kosteneffizient** auf die im technischen Hinweis des VDE|FNN festgelegten und ursprünglich nur als Übergangsregelung für PV-Neuanlagen gedachten Anforderungen nachrüsten.
- **Verhalten optimistische Annahme** bzgl. der tolerierbaren weiterhin bei 50,2 Hz abschaltenden momentanen Leistung aus PV-Anlagen: **2.450 MW**
Begründung: Die Annahme in den Simulationen des IFK, dass sich alle PV-Anlage *gleichzeitig* bei einem Frequenzwert von 50,2 Hz abschalten, ist sehr konservativ gewählt. In der Realität kommt es voraussichtlich zu einem „verschmierten“ Abschalten um diesen Frequenzwert. Qualitative Untersuchungen des IFK bestätigten, dass die Simulationsergebnisse sehr sensitiv auf diese Annahmen reagieren. Der o.g. Wert ist in etwa der Mittelwert aus dem durch IFK empfohlenen Wert von 1.750 MW und dem im Brief von ENTSO-E [18] geforderten Wert von 3.000 MW. Wird dagegen ein konservativer Wert angenommen, würden Spielräume für die Optimierung des nachzurüstenden Anlagenbestands stark eingeschränkt.

Das Ergebnis der Auswertung der Daten ist in Abbildung 3 - 1 dargestellt. Demnach müssten voraussichtlich

- ca. 315.000 PV-Anlagen rückwirkend bis 2005 (Bagatellgrenze > 10 kWp) oder
- ca. 440.000 PV-Anlagen rückwirkend bis 2008 (Bagatellgrenze > 4,6 kWp) nachgerüstet werden.

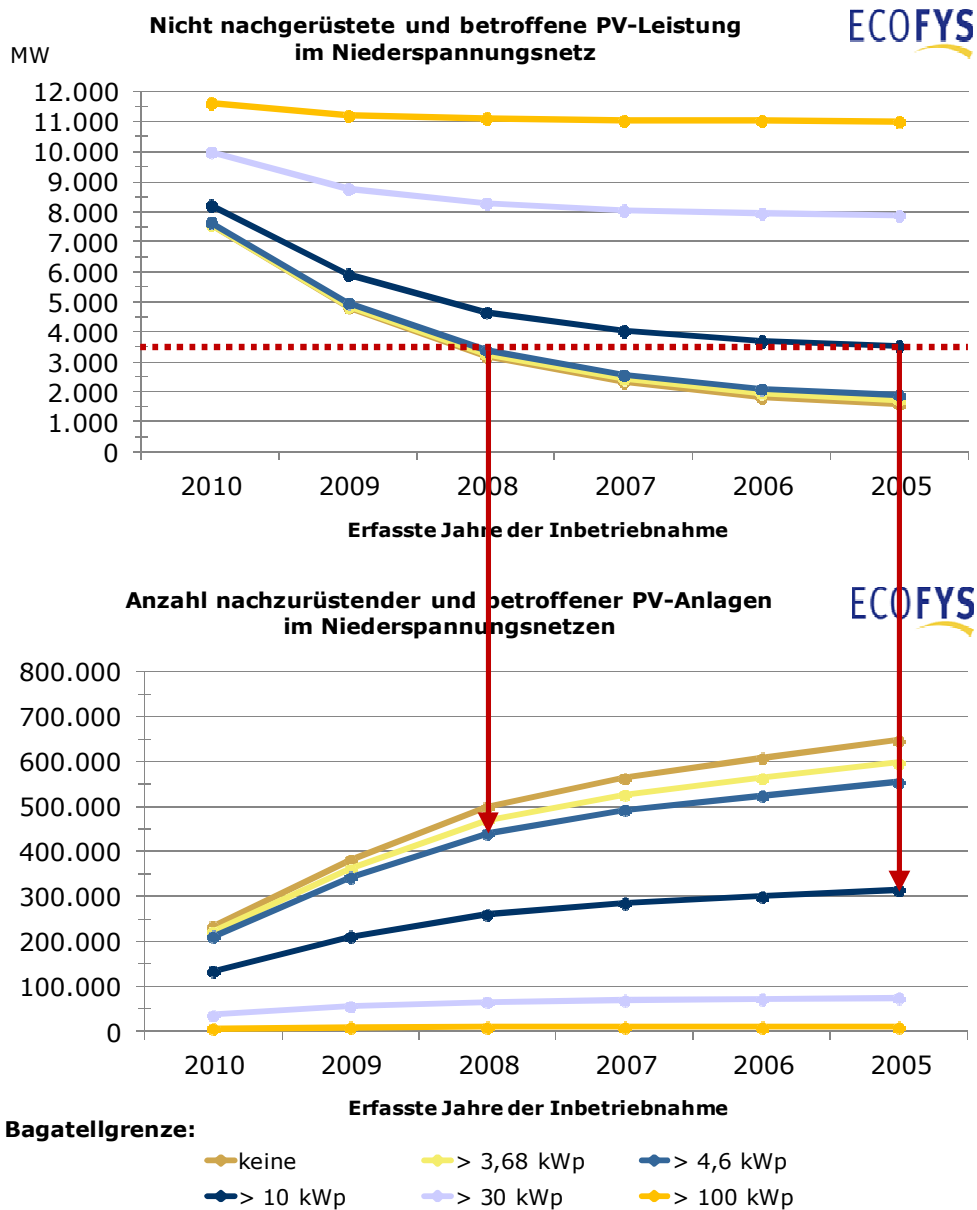


Abbildung 3 - 1 Abschätzung der nachzurüstenden PV-Bestandsanlagen.



3.2 Bewertung der regelungstechnischen Lösungsvorschläge

3.2.1 Branchenabfrage und eingebundene Akteure

Voraussetzung für eine realistische und valide Bewertung von technischen Lösungen, mit denen die Gesamtleistung der bei einer Überfrequenz von 50,2 Hz abschaltenden Leistung auf den noch tolerierbaren Wert von 2.450 MW reduziert werden kann, ist eine belastbare Datenbasis. Deshalb führte Ecofys von April bis Mai 2011 eine umfangreiche Branchenabfrage durch, in der die folgenden Akteure eingebunden wurden:

- Verteilungsnetzbetreiber über die BDEW-Projektgruppen „Umsetzung EEG-Novelle 2009 für Netzbetreiber und den BDEW-Fachausschuss „Netzwirtschaft“
- Hersteller von Wechselrichtern für PV-Anlagen über den BSW-Arbeitskreis „Netzfragen“
- Hersteller von Netzersatzanlagen über den ZVEI und das VDE|FNN
- Hersteller, Planer und Betreiber von Windenergieanlagen über den BWE
- Installateure über Abstimmungen zwischen BSW und dem ZVEH

Die Anliegen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, des Bundesverbands Solarwirtschaft e.V. und des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. wurden in den regelmäßig durchgeführten Telefonkonferenzen mit den drei Auftraggebern berücksichtigt.

Die Einbeziehung der genannten Akteure, die in der einen oder anderen Weise von einer Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen betroffen sein werden, gibt den Ergebnissen der Untersuchungen von Ecofys und IFK besonderes Gewicht.

Folgende Daten wurden im Rahmen der Branchenabfrage von Ecofys gesammelt:

- Tatsächlich nachrüstbare, in den Jahren 2005 bis 2010 installierte Leistung aus PV-Anlagen (Quelle: Angaben der fünf wichtigsten Hersteller von PV-Wechselrichtern mit einem Marktanteil von ca. 80-90%)
- Aussagen zur Umsetzbarkeit und Kosten verschiedener Nachrüstooptionen für PV-Bestandsanlagen (Quelle: Hersteller von PV-Wechselrichtern)
- Aussagen zum Teilnetzbetrieb mit Netzersatzanlagen (Quelle: Verteilungsnetzbetreiber)
- Technische Eigenschaften und Kosten verschiedener Nachrüstooptionen für Netzersatzanlagen (Quelle: Hersteller von Netzersatzanlagen)
- Aussagen zur Ressourcenplanung hinsichtlich der Bewältigung der Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen (Quelle: Installateure und Elektrohandwerk)

3.2.2 Umsetzbarkeit

Die Gespräche mit den Herstellern von PV-Wechselrichtern ergaben, dass grundsätzlich vier technische Lösungen denkbar sind, mit denen die Gesamtleistung

der bei einer Überfrequenz von 50,2 Hz abschaltenden Leistung auf den noch tolerierbaren Wert von 2.450 MW reduziert werden kann (Abbildung 3 - 2):

- **Variante 1:** Update auf VDE|FNN -Anwendungsregel VDE-AR-N 4105, Kennlinie, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz nach 60 Sekunden
- **Variante 2:** Umparametrieren/Update auf BDEW-MS-RL (VDE|FNN-Hinweis zur Übergangsregelung, Variante b), Kennlinie, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz
- **Variante 3:** Umparametrieren der Abschaltfrequenz, stochastische Verteilung nach Wechselrichtertyp, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz (Hysterese)
- **Variante 4:** Umparametrieren der Abschaltfrequenz=Wiedereinschaltfrequenz (VDE|FNN-Hinweis zur Übergangsregelung, Variante a), stochastische Verteilung nach Wechselrichtertyp, Wiedereinschaltung nach 30 s

Eine Anfahrt eines Installateurs oder Servicetechniker ist in fast allen Fällen notwendig, da eine Fernwartung häufig nur Anlagen mit einer Leistung von weit größer als 100 kW möglich ist.

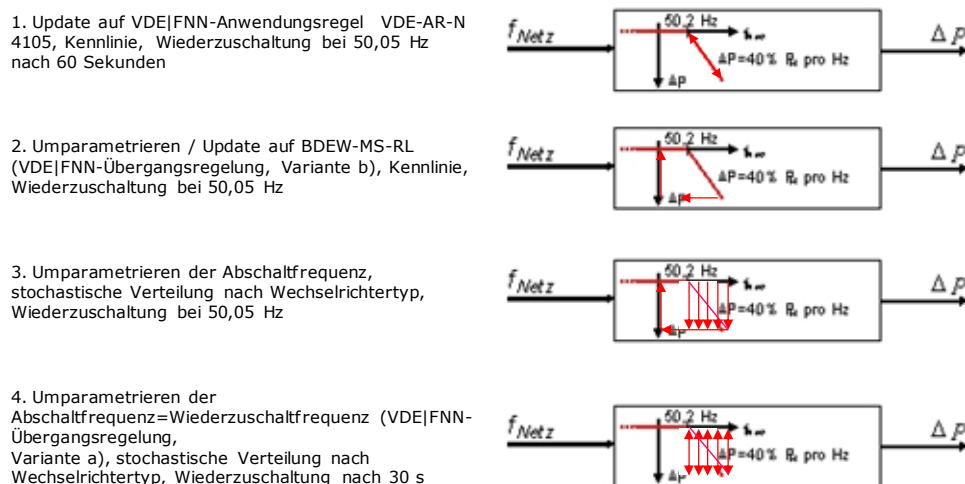


Abbildung 3 - 2 Darstellung der vier denkbaren technischen Lösungsvarianten.

3.2.3 Kosten pro Anlage bzw. Wechselrichter

In den Gesprächen mit den Herstellern von PV-Wechselrichtern kristallisierte sich heraus, dass in der praktischen Umsetzung voraussichtlich nur drei der vier o.g. Varianten von Relevanz sein werden:

- **Varianten 1 & 2** durch Update des Software eines Wechselrichters bzw. Austausch des EPROM und
- **Variante 4** durch Änderung der Einstellwerte des Überfrequenzschutzes eines Wechselrichters.

Ob sich Wechselrichter durch ein Update der Software bzw. den Austausch des EPROM auf Variante 1 oder 2 nachrüsten lassen, hängt vom jeweiligen Modell ab. Im Folgenden werden diese zwei Varianten analog verwendet. Eine Nachrüstung mit Variante 3 hingegen wäre bei der überwiegenden Zahl an Wechselrichtern ähnlich

aufwändig wie eine Nachrüstung mit Variante 1 oder 2. Grund hierfür ist der in der Software dieser Wechselrichter nicht vorgesehene zusätzliche Einstellwert, der für eine Hysterese beim Wiedereinschalten benötigt würde. Tabelle 3 - 1 stellt die mit den verschiedenen Nachrüstungsvarianten voraussichtlich verbundenen Kosten dar. Abbildung 3 - 3 ordnet diesen Kostenangaben die ermittelten Leistungen zu.

	Tausch Wechselrichter	Tausch Steuerkarte	Update Software/ EPROM	Änderung Einstellwert
Anfahrt ist in fast allen Fällen notwendig, da Fernwartung häufig nur Anlagen >> 100 kW möglich ist.	ca. 80-120 € pro Anlage (Installateur)	ca. 100-140 € pro Anlage (Servicetechniker)		ca. 80-120 € pro Anlage (Installateur)
1. Update auf FNN/VDE-Anwendungsregel 4105, Kennlinie, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz nach 60 Sekunden	ca. 300-800 € pro kWp	ca. 200-280 € pro WR	ca. 30-130 € pro WR	./.
2. Umparametrieren/Update auf BDEW-MS-RL (FNN-Übergangsregelung, Variante b), Kennlinie, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz		zstzl. 3-5% Ausfallrate ¹		./.
3. Umparametrieren der Abschaltfrequenz, stochastische Verteilung nach Wechselrichtertyp, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz		Hinweis: in Praxis nicht möglich	Hinweis: in Praxis nicht möglich	./.
4. Umparametrieren der Abschaltfrequenz=Wiedereinschaltfrequenz (FNN-Übergangsregelung, Variante a), stochastische Verteilung nach Wechselrichtertyp, Wiedereinschaltung nach 30 s	./.	./.	./.	ca. 30-100 € pro WR

Tabelle 3 - 1 Nachrüstungsvarianten und die damit verbundenen Kosten gemäß den Angaben von Herstellern von PV-Wechselrichtern.

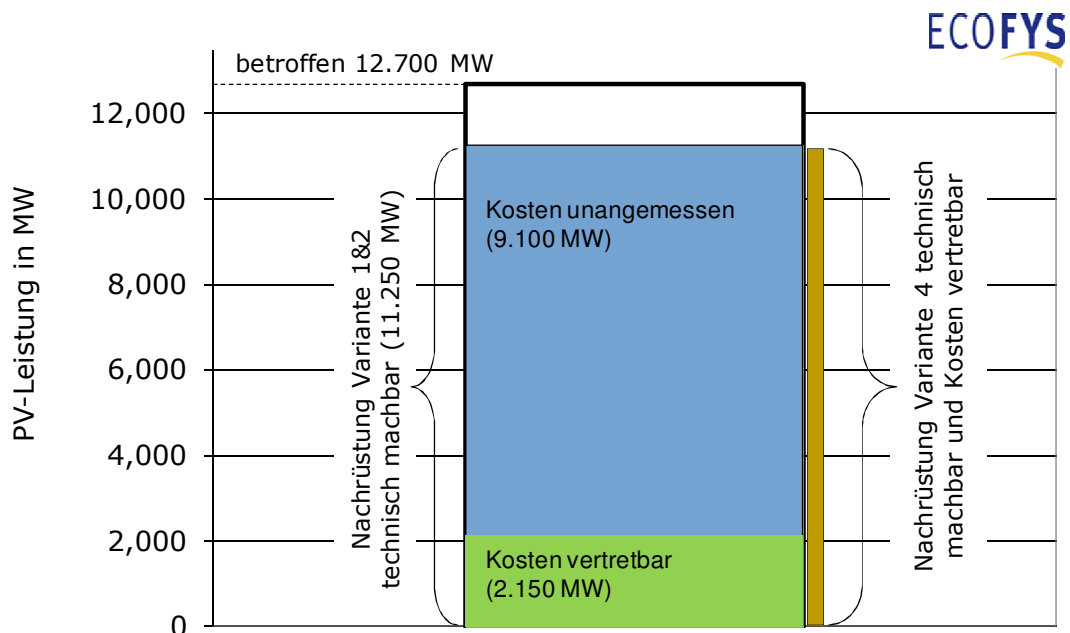


Abbildung 3 - 3 Nachrüstbare PV-Leistungen und Kostenaufwand

3.2.4 Auswirkungen auf den Betrieb von Netzersatzanlagen

Für Betreiber von Niederspannungsnetzen ist es für gewisse Arbeiten im Netz erforderlich, Teilnetze vom übrigen Netz abzutrennen (z. B. beim Austausch eines Ortsnetztransformators). Verteilungsnetzbetreiber setzen in diesen Fällen Netzersatzanlagen ein, um die am betroffenen Teilnetz angeschlossenen Kunden auch während der Wartungs- oder Reparaturperiode sicher und zuverlässig mit elektrischer Energie versorgen zu können. Ein solcher Betrieb tritt relativ selten auf, im Durchschnitt nicht häufiger als ca. alle zwei Jahre und stellt damit eine Ausnahmesituation des Netzbetriebs dar. Abbildung 3 - 4 stellt einen Überblick über die Einsatzbereiche und beispielhaft ausgewählte Hersteller von Netzersatzanlagen dar.



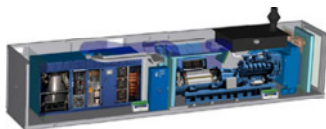
Quelle: www.kirsch-energie.de



Quelle: www.sab-hamburg.de



Quelle: www.avs-aggregatebau.de



Quelle: www.piller.com



Quelle: www.polymer.net



Quelle: www.seva.de

- **Zweck:** Aufrechterhaltung der Versorgung eines Teilnetzes während Wartungsarbeiten
- **Einsatz:** selten, ca. alle 2 Jahre je Teilnetz
- Typen: stationär (selten), mobil (häufig)
- Leistungsklassen: 2 kVA ... 3.000 kVA
- Treibstoff: Gas, Diesel
- Hersteller (Beispiele): siehe Abbildungen



Quelle: www.schorisch-systems.de

Abbildung 3 - 4 Überblick über Einsatzbereiche und beispielhaft ausgewählte Hersteller von Netzersatzanlagen.

Aufgrund der begrenzten Fähigkeit von Netzersatzanlagen, die momentan eingespeiste Leistung aus Erzeugungsanlagen die über die momentane Last im betroffenen Netzabschnitt hinausgeht, aufzunehmen (sog. „Rückspeisung“), schalten Verteilungsnetzbetreiber zu Beginn des Teilnetzbetriebs alle Erzeugungsanlagen im betroffenen Netzabschnitt ab. Dies ist jedoch aufgrund fehlender Möglichkeiten zur automatischen Ansteuerung bzw. manuellen Freischaltung von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz nur indirekt über die Nutzung des Überfrequenzschutzes möglich. Der Verteilungsnetzbetreiber führt hierzu folgende Schritte aus:

- Hochfahren und Betrieb der Netzersatzanlage parallel zum Niederspannungsnetz;
- Freischalten des Ortsnetztransformator und damit Abkopplung des Teilnetzes vom Verbundnetz;
- Versorgung des Teilnetzes („Netzinsel“) durch die Netzersatzanlage;



- Anhebung der Frequenz im Teilnetz durch Steigerung der Generatordrehzahl der Netzersatzanlage auf einen Wert oberhalb der Werte des Überfrequenzschutzes der Erzeugungsanlagen im Teilnetz.

In der Vergangenheit reichte es aus, dass Verteilungsnetzbetreiber die Frequenz im Teilnetz auf einen Wert etwas oberhalb von 50,2 Hz anheben würden, um eine Rückspeisung aus den (gemäß den genau zu diesem Zweck in den Jahren 2005/2006 festgelegten Anforderungen [11] [7] dann abschaltenden) Erzeugungsanlagen sicher vorzubeugen. Die eingangs erläuterte, kurzfristig wirkende Übergangsregelung für PV-Neuanlagen führt allerdings dazu, dass in 2011 ca. 1.000 MW bis 2.000 MW Leistung aus PV-Anlagen am Niederspannungsnetz in Betrieb genommen werden, die nach der Variante a) des technischen Hinweises des VDE|FNN [9] mit einer „Stufenlösung“ ausgerüstet sein werden und sich bei Frequenzwerten zwischen 50,3 Hz und 51,5 Hz automatisch nach ca. 30 s wieder zuschalten.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen der Erarbeitung der neuen VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [8] durch das VDE|FNN, an der auch Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber, Anlagenhersteller und Vertreter des Elektrohandwerks beteiligt waren, ein verbesserter Betrieb von Netzersatzanlagen vorgeschlagen. Dieser sieht vor, dass die Netzersatzanlage die Frequenz im Teilnetz kurzzeitig auf 52,0 Hz anhebt, damit sich alle Erzeugungsanlagen sicher vom Netz trennen. Anschließend soll die Netzersatzanlage die Frequenz im Teilnetz innerhalb von ca. 10 s wieder auf eine stationäre „Betriebsfrequenz“ von 50,5 bis 51,0 Hz zurückführen. Abbildung 3 - 5 stellt das Prinzip dieses verbesserten Betriebs von Netzersatzanlagen und auch die damit verbundene Problematik einer unkontrollierten Wiederschaltung von – mit der „Stufenlösung“ nachgerüsteten – Erzeugungsanlagen während eines Teilnetzbetriebs mit Netzersatzanlagen dar.

Unter der Annahme, dass Variante a) mit einer „Stufenlösung“ nur als Übergangsregelung gedacht ist und dass nicht mehr als die o.g. 1.000 MW bis 2.000 MW Leistung aus PV-Anlagen deutschlandweit nach dieser Variante betrieben würden, betrachtete das FNN und die an der Erarbeitung der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 beteiligten Verteilungsnetzbetreiber das beschriebene Problem einer unkontrollierten Wiederschaltung von Erzeugungsanlagen als beherrschbar.

In den Gesprächen mit den Herstellern von PV-Wechselrichtern kristallisierte sich allerdings während der Untersuchungen von Ecofys heraus, dass in der praktischen Umsetzung voraussichtlich nur die Variante 1 (Frequenz-Kennlinienverfahren nach VDE-AR-N 4105) und die Variante 4 (die genau der für einen Teilnetzbetrieb mit Netzersatzanlagen problematischen Variante a) des technischen Hinweises des FNN zur Übergangslösung entspricht) relevant sein werden.

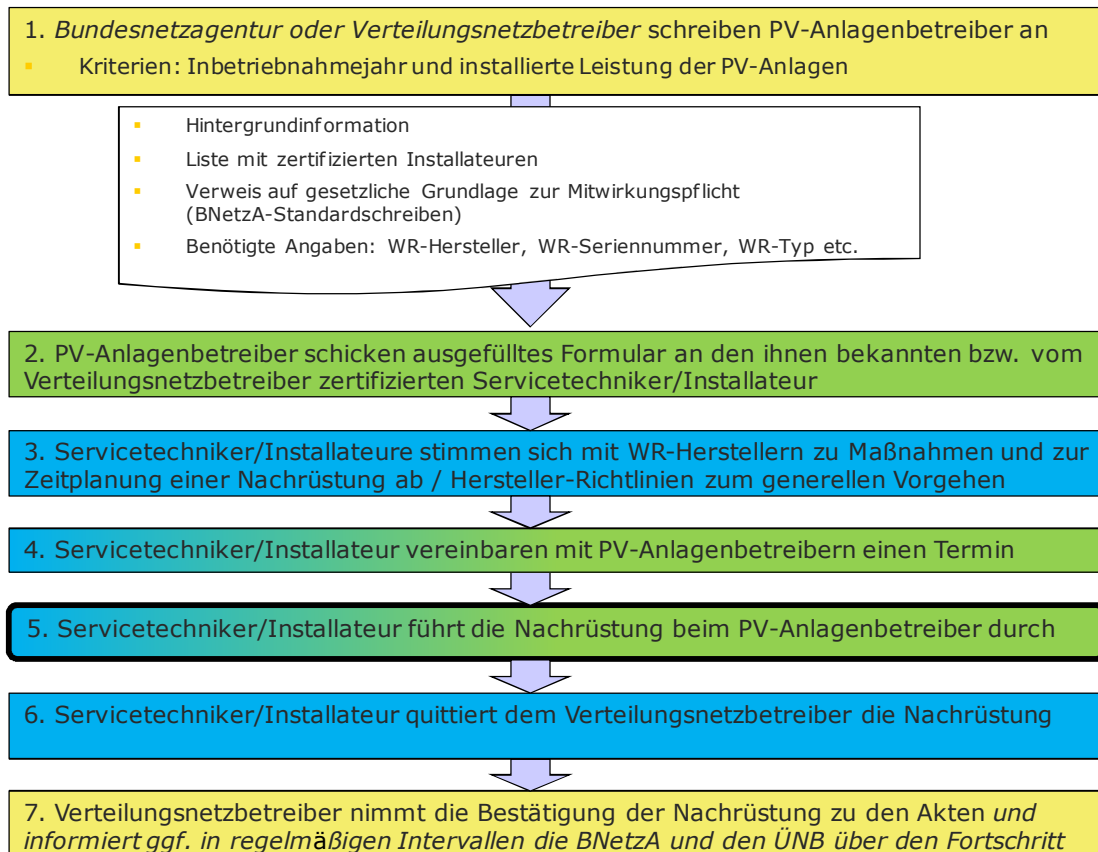


Abbildung 3 - 6 Prozedur für den Ablauf der Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen.

Anschließend schicken die PV-Anlagenbetreiber die ausgefüllten Formulare in einem zweiten Schritt an die Ihnen bekannten bzw. vom Verteilungsnetzbetreiber zertifizierten Servicetechniker oder Installateure. Diese stimmen sich im dritten Schritt mit den WR-Herstellern zu Maßnahmen und zur Zeitplanung einer Nachrüstung ab. Um diesen Prozess zu optimieren und den administrativen Aufwand für die WR-Hersteller möglichst gering zu halten, sollten diese Richtlinien zum generellen Vorgehen bereits zuvor erarbeitet haben. Diese Richtlinien sind vom Installateur strikt einzuhalten und legen je nach Typ und Baujahr des Wechselrichters fest, welche der drei infrage kommenden Nachrüstungsvarianten gewählt werden müssen.

Im vierten und fünften Schritt erfolgt die Nachrüstung in Abstimmung zwischen Servicetechnikern bzw. Installateuren und PV-Anlagenbetreibern.

Im sechsten Schritt quittiert der (ggf. zertifizierte) Servicetechniker bzw. Installateur dem Verteilungsnetzbetreiber, dass die Nachrüstung erfolgreich stattgefunden hat. Sollten unerwartete Probleme aufgetaucht sein, sind diese dem Verteilungsnetzbetreiber und dem WR-Hersteller mitzuteilen. Der Verteilungsnetzbetreiber nimmt die Bestätigung der Nachrüstung zu seinen Akten und informiert nach Möglichkeit in regelmäßigen Intervallen die BNetzA über den Fortschritt der PV-Bestandsanlagen in seinem Netzgebiet.

3.3.2 Ressourcenplanung des Elektrohandwerks

Der Aufwand, der sich aus einer Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen für das Elektrohandwerk ergibt, wird von folgenden Variablen beeinflusst:

- Anzahl der nachzurüstenden PV-Bestandsanlagen bzw. Wechselrichter;
- Zeitraum innerhalb dem alle PV-Bestandsanlagen nachgerüstet worden sein müssen.

Aufbauend auf Gesprächen mit Übertragungsnetzbetreibern und Herstellern von PV-Wechselrichtern wird vorgeschlagen, den zulässigen Zeitraum für eine Nachrüstung auf maximal 3 Jahre zu begrenzen (z.B. 2012 bis Ende 2014) und darüber hinaus nach der installierten Leistung einer PV-Bestandsanlage zu staffeln:

- Anlagen > 100 kWp: innerhalb von 6 Monaten, z.B. bis vor dem 01.07.2012
- Anlagen > 30 kWp: innerhalb von 24 Monaten, z.B. bis vor dem 01.01.2014
- Anlagen ≤ 30 kWp: innerhalb von 36 Monaten, z.B. bis vor dem 01.01.2015

Unter diesen Annahmen ergibt sich der in Abbildung 3 - 7 dargestellte Aufwand für das Elektrohandwerk in der Anzahl an nachzurüstenden PV-Bestandsanlagen pro Monat.

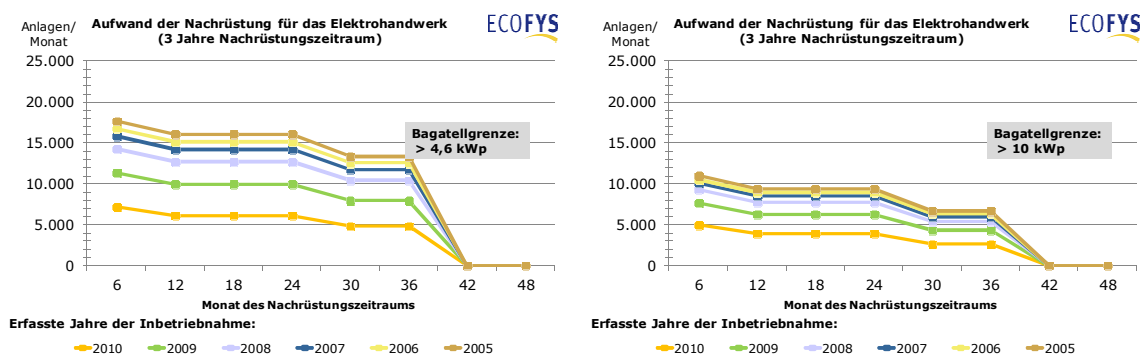


Abbildung 3 - 7 Abschätzung des Aufwands für das Elektrohandwerk; mit einer Bagatellgrenze von > 4,6 kWp (links) bzw. > 10 kWp (rechts).

Die Gespräche mit dem ZVEH ergaben, dass eine Nachrüstung von deutschlandweit bis zu 10.000 PV-Bestandsanlagen pro Monat vom Elektrohandwerk geleistet werden können. Vergleicht man den Aufwand in den ersten sechs Monaten für eine Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen für die Bagatellgrenzen > 4,6 kWp (rückwirkend bis 2008) und > 10 kWp (rückwirkend bis 2005), sollte die letztere mit rd. 10.000 Nachrüstungen pro Monat der ersteren mit rd. 14.000 bzw. 40% mehr Nachrüstungen pro Monat vorgezogen werden.

Die Begrenzung des Zeitraums der Nachrüstung auf maximal 3 Jahre (z.B. 2012-2014) ist ein Kompromiss zwischen der Forderung von ENTSO-E nach einer Lösung bis zum Jahr 2013 [18] und der Bewältigung der Nachrüstungen durch das Elektrohandwerk.

Durch die Staffelung nach der installierten Leistung einer PV-Bestandsanlage wird erreicht, dass innerhalb kurzer Zeit bereits ein großer Anteil der betroffenen PV-Leistung nachgerüstet werden kann. In der verbleibenden Zeit können dann die in ihrer Anzahl weitaus bedeutenderen PV-Anlagen mit kleinerer Leistung nachgerüstet werden. Eine Abschätzung der nachgerüsteten PV-Leistung nach Monaten mit einer Bagatellgrenze von > 10 kWp (rechts) und einer Rate von 8.700 Anlagen/Monat ist in Abbildung 3 - 8 dargestellt. Bereits nach knapp einem Jahr wäre demnach bereits die Hälfte der betroffenen PV-Leistung nachgerüstet.

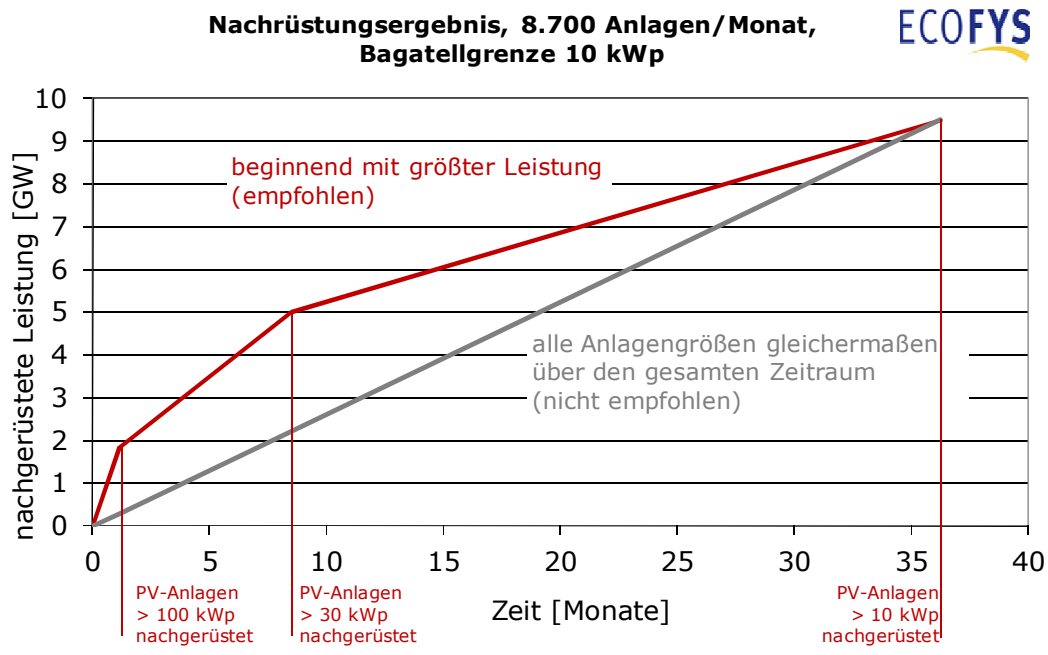


Abbildung 3 - 8 Abschätzung der nachgerüsteten PV-Leistung nach Monaten mit einer Bagatellgrenze von > 10 kWp (rechts) und einer Rate von 8.700 Anlagen/Monat.

3.3.3 Wirtschaftliche Belastungen

3.3.3.1 Gesamte Kosten der Nachrüstung

Als kosteneffiziente Lösung hat sich eine Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen entweder mit Variante 1, Variante 2 oder mit Variante 4 herausgestellt. Die Wahl zwischen diesen zwei Varianten sollte durch den Hersteller des jeweiligen PV-Wechselrichters getroffen werden, ausgehend von den technischen Eigenschaften des Wechselrichtertyps.

Die Berechnungen von Ecofys ergaben, dass die gesamten Kosten für eine kosteneffiziente Nachrüstung der PV-Bestandsanlagen insgesamt voraussichtlich bei

- ca. 65 Mio. ... 175 Mio. Euro (Bagatellgrenze von > 10 kWp)
- ca. 80 Mio. ... 210 Mio. Euro (Bagatellgrenze von $> 4,6$ kWp)

zzgl. der Verwaltungskosten auf Seiten der Wechselrichter-Hersteller und Verteilungsnetzbetreiber lägen.

Würden die PV-Bestandsanlagen dagegen *alle* mit Variante 1 oder 2 nachgerüstet werden, lägen die gesamten Kosten voraussichtlich bei

- ca. 2,3 Mrd. ... 6,2 Mrd. Euro (Bagatellgrenze von > 10 kWp)
- ca. 2,3 Mrd. ... 6,0 Mrd. Euro (Bagatellgrenze von > 4,6 kWp)

zzgl. Verwaltungskosten auf Seiten der Wechselrichter-Hersteller und Verteilungsnetzbetreiber. Diese hohen Kosten kämen zustande, weil sich die Varianten 1 und 2 bei vielen Anlagen nur durch Austausch des Wechselrichters nachrüsten ließen. Daraus folgt, dass ein solcher Ansatz mit erheblichen Mehrkosten einherginge und nicht kosteneffizient erscheint.

Abbildung 3 - 9 stellt die Kostenspannen (min. ... max.) eines kosteneffizienten Nachrüstungsprogramms für die zwei unterschiedlichen Bagatellgrenzen in Abhängigkeit der erfassten Jahre der Inbetriebnahme dar.

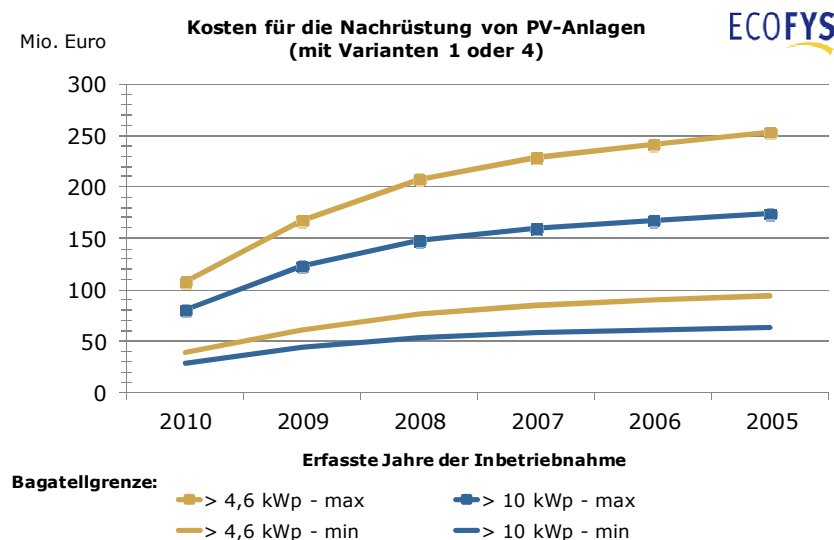


Abbildung 3 - 9 Abschätzung der Kostenspannen (min. ... max.) eines Nachrüstungsprogramms; mit einer Bagatellgrenze von > 4,6 kWp (gelb) bzw. > 10 kWp (blau).

3.3.3.2 Belastung von Anlagenbetreibern ohne Umlagemöglichkeit

Die Berechnungen von Ecofys ergaben, dass Anlagenbetreiber bei Wahl einer kosteneffizienten Nachrüstung ohne eine Umlage der Nachrüstkosten (einmalig) mit maximalen Kosten in der Größenordnung von

- ca. 5% ... 20% (Bagatellgrenze von > 10 kWp) bzw.
- ca. 8% ... 30% (Bagatellgrenze von > 4,6 kWp)

des jährlichen Ertrags aus der EEG-Einspeisevergütung belastet würden.

Die relativen Kosten für eine nicht kosteneffiziente Nachrüstung durch Austausch des PV-Wechselrichters lägen dagegen in der Größenordnung von 50% ... 200% des jährlichen Ertrags aus der EEG-Einspeisevergütung, je nachdem in welchem Jahr die PV-Anlage in Betrieb genommen wurde.

Eine genauere Darstellung der relativen Kosten für die Varianten 1 bzw. 2 und 4 zeigt Abbildung 3 - 10. Bei diesen Berechnungen wurden für die Einspeisung aus PV-Anlagen 800 bis 1.000 Jahresvolllaststunden pro Jahr angenommen, als installierte Anlagenleistung konservativ der Wert der Bagatellgrenze gewählt und die jeweils zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültigen EEG-Einspeisetarife der Jahre 2005 bis 2010 berücksichtigt.

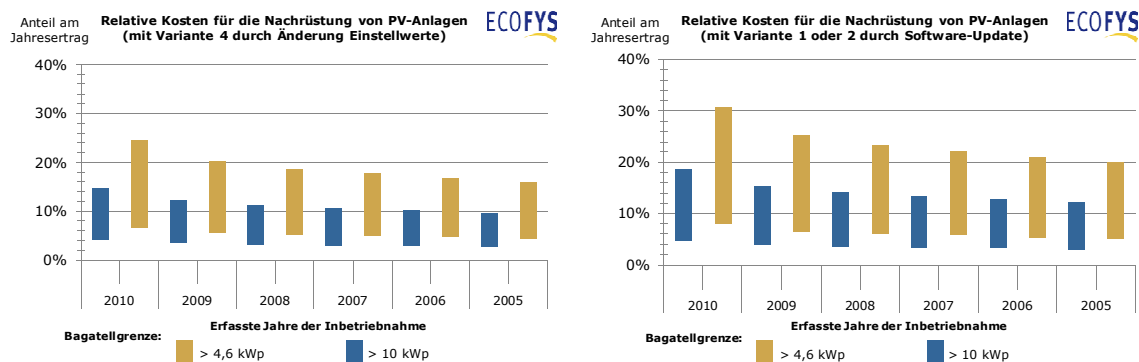


Abbildung 3 - 10 Abschätzung der maximalen relativen Kosten einer Nachrüstung für verschiedene Varianten je Anlage.

3.3.3.3 Belastung von Stromkunden bei einer Aufnahme in die EEG-Umlage

Durch eine Umlage der gesamten Kosten eines Nachrüstungsprogramms auf die EEG-Kosten, würde die EEG-Umlage (nur im Zeitraum des Nachrüstungsprogramms) um

- ca. 0,02 ct/kWh ... 0,05 ct/kWh (Bagatellgrenze von > 10 kWp) bzw.
- ca. 0,02 ct/kWh ... 0,05 ct/kWh (Bagatellgrenze von > 4,6 kWp), jeweils *geteilt durch die Anzahl der Jahre des Nachrüstungsprogramms*, steigen.

Abbildung 3 - 11 stellt die Auswirkungen eines Nachrüstungsprogramms auf Letztverbraucher bei Umlage auf die EEG-Kosten für die zwei unterschiedlichen Bagatellgrenzen in Abhängigkeit der erfassten Jahre der Inbetriebnahme dar. Dazu wurden der nicht-privilegierter Letztverbrauch gemäß EEG-Jahresabrechnung (2009) [19] sowie – zur besseren Vergleichbarkeit – ein Nachrüstungszeitraum von *einem Jahr* angenommen.

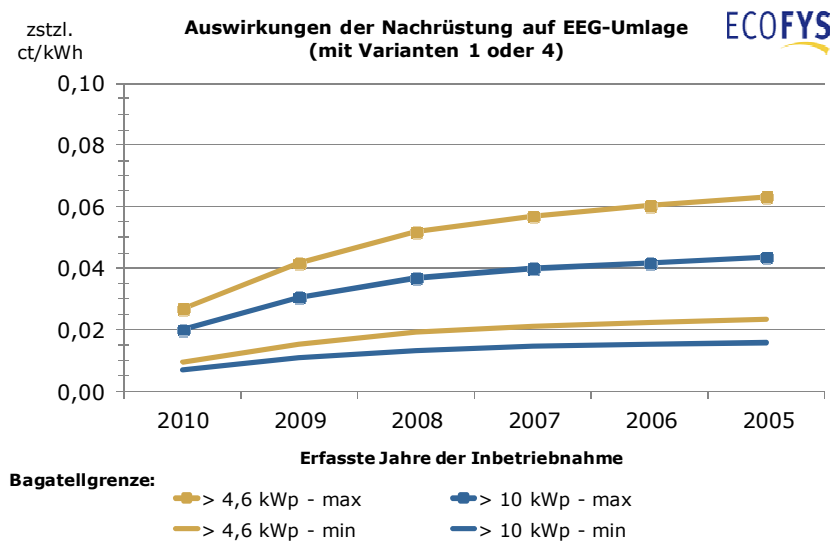


Abbildung 3 - 11 Abschätzung der Auswirkungen eines Nachrüstungsprogramms auf nicht-privilegierte Letztverbraucher bei Umlage auf EEG-Kosten.

3.3.3.4 Belastung von Netzkunden bei einer Umlage auf die Netzentgelte

Durch eine Umlage der gesamten Kosten eines Nachrüstungsprogramms auf die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber, würden diese (nur im Zeitraum des Nachrüstungsprogramms) um

- ca. 0,01 ct/kWh ... 0,04 ct/kWh (Bagatellgrenze von > 10 kWp) bzw.
- ca. 0,02 ct/kWh ... 0,05 ct/kWh (Bagatellgrenze von > 4,6 kWp),
jeweils *geteilt durch die Anzahl der Jahre des Nachrüstungsprogramms*, steigen.

Abbildung 3 - 12 stellt die Auswirkungen eines Nachrüstungsprogramms auf Letztverbraucher bei Umlage auf die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber für die zwei unterschiedlichen Bagatellgrenzen in Abhängigkeit der erfassten Jahre der Inbetriebnahme dar. Dazu wurden ebenfalls der nicht-privilegierte Letztverbrauch gemäß EEG-Jahresabrechnung (2009) [19] sowie – zur besseren Vergleichbarkeit – ein Nachrüstungszeitraum von *einem Jahr* angenommen.

Es handelt sich jedoch um eine obere (d.h. konservative) Abschätzung, weil bei der Strommenge auf welche die Kosten umgelegt wurden die Strommenge, die unter das sog. „Grünstromprivileg“ fällt, aufgrund einer mangelnden Datenbasis nicht berücksichtigt werden konnte.

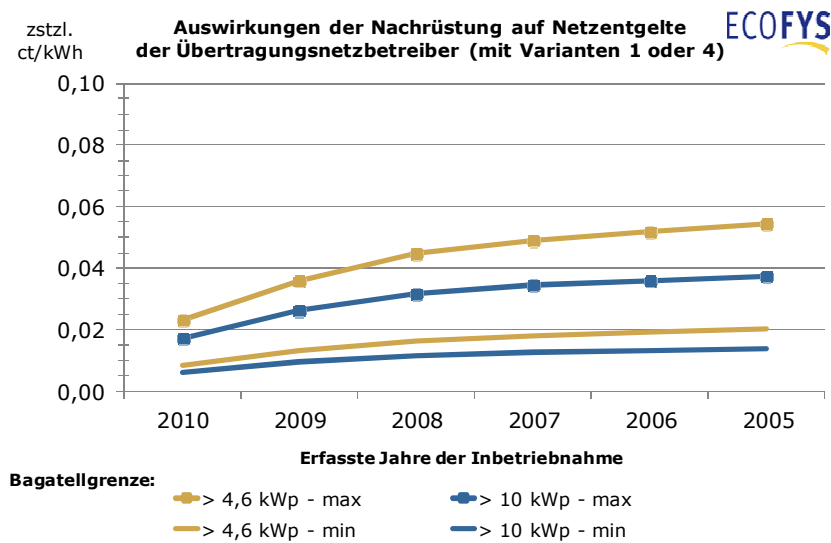


Abbildung 3 - 12 Abschätzung der Auswirkungen eines Nachrüstungsprogramms auf Letztverbraucher bei Umlage auf die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber.

3.3.4 Anpassungen beim Einsatz von Netzersatzanlagen durch Verteilungsnetzbetreiber

Die Nachrüstung eines signifikanten Anteils an PV-Bestandsanlagen mit Variante 4, d.h. der Variante a) der Übergangsregelung für PV-Neuanlagen, bringt das in einem der vorherigen Abschnitte erläuterte Problem einer unkontrollierten Wiedereinschaltung von Erzeugungsanlagen während des Teilnetzbetriebs mit Netzersatzanlagen mit sich.

Eine Abschätzung der der installierten PV-Leistung im Niederspannungsnetz, die sich nach einer Nachrüstung mit Variante 4 bereits oberhalb von 50,2 Hz wieder zuschalten würde, stellt Abbildung 3 - 13 dar. Zusammen mit den ca. 1.000 MW bis 2.000 MW an installierter Leistung aus PV-Neuanlagen die in 2011 gemäß Variante a) der Übergangsregelung in Betrieb genommen werden, müssen Verteilungsnetzbetreiber davon ausgehen, dass sich etwa 7.000 MW bis 10.000 MW an PV-Leistung bereits oberhalb von 50,2 Hz wieder zuschalten werden.

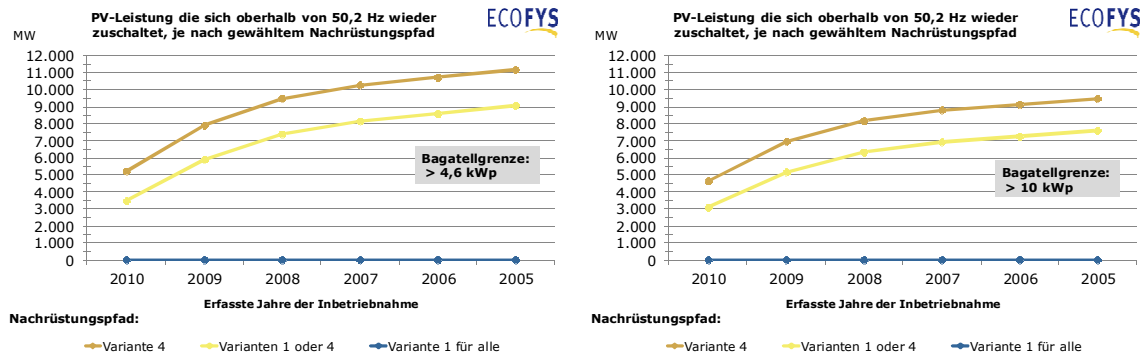


Abbildung 3 - 13 Abschätzung der PV-Leistung im Niederspannungsnetz, die sich nach einer Nachrüstung oberhalb von 50,2 Hz wieder zuschalten würde; mit einer Bagatellgrenze von > 4,6 kWp (links) bzw. > 10 kWp (rechts).

Dies erfordert eine erneute Diskussion über eine Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen gegenüber dem im Zuge der Erarbeitung der VDE-AR-N 4105 vorgeschlagenen Verfahren.

Ecofys schlägt dazu die zwei in Abbildung 3 - 14 dargestellten Möglichkeiten zur Lösung dieses Problems vor:

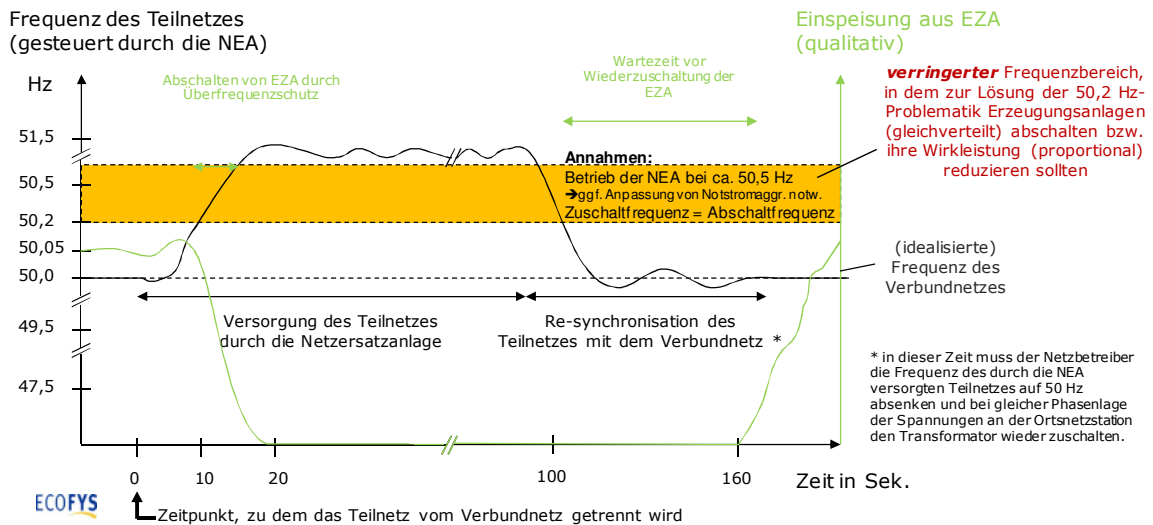
- **Vorschlag 1:** Beschränkung der Abschaltfrequenzen bei PV-Bestandsanlagen auf den Bereich 50,2 Hz ... z.B. 51,0 Hz und Betrieb des Teilnetzes durch Netzersatzanlagen etwas oberhalb von **51,0 Hz**.
- **Vorschlag 2:** Betrieb des Teilnetzes durch Netzersatzanlagen etwas oberhalb von **51,5 Hz**.

Die Gespräche mit den Übertragungsnetzbetreibern ergaben jedoch, dass Vorschlag 1 die Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs erschweren würde. Aus dieser Perspektive erscheint Vorschlag 2 die präferierte Option zu sein.

Die Gespräche mit den Verteilungsnetzbetreibern und Herstellern von Netzersatzanlagen deuteten darauf hin, dass es keine grundsätzlichen technischen Probleme mit der Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen hinsichtlich der zwei o.g. Vorschläge gäbe. Die Gespräche ergaben allerdings, dass beim Betrieb eines betroffenen Teilnetzes mit einer Frequenz etwas oberhalb von 51,5 Hz zwei Aspekte berücksichtigt werden müssen:

- Zum einen die Sicherstellung der Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160 [17], die nur in bis zu 44 Stunden pro Jahr Frequenzabweichungen bis zu 52,0 Hz zulässt;
- Zum anderen der zuverlässige Betrieb einer Netzersatzanlage in dem regelmäßige Frequenzänderungen im Teilnetz auftreten können, ausgelöst durch Lastsprünge. Verglichen mit einem Betrieb des Teilnetzes mit einer Frequenz oberhalb von 51,0 Hz, ergäbe sich bei einem Betrieb oberhalb von 51,5 Hz ein kleinerer Spielraum zu dem üblicherweise auf 55,0 Hz eingestellten Wert des Überfrequenzschutzes des Generators der Netzersatzanlage.

Vorschlag 1: Betrieb etwas oberhalb von 51,0 Hz



Vorschlag 2: Betrieb etwas oberhalb von 51,5 Hz

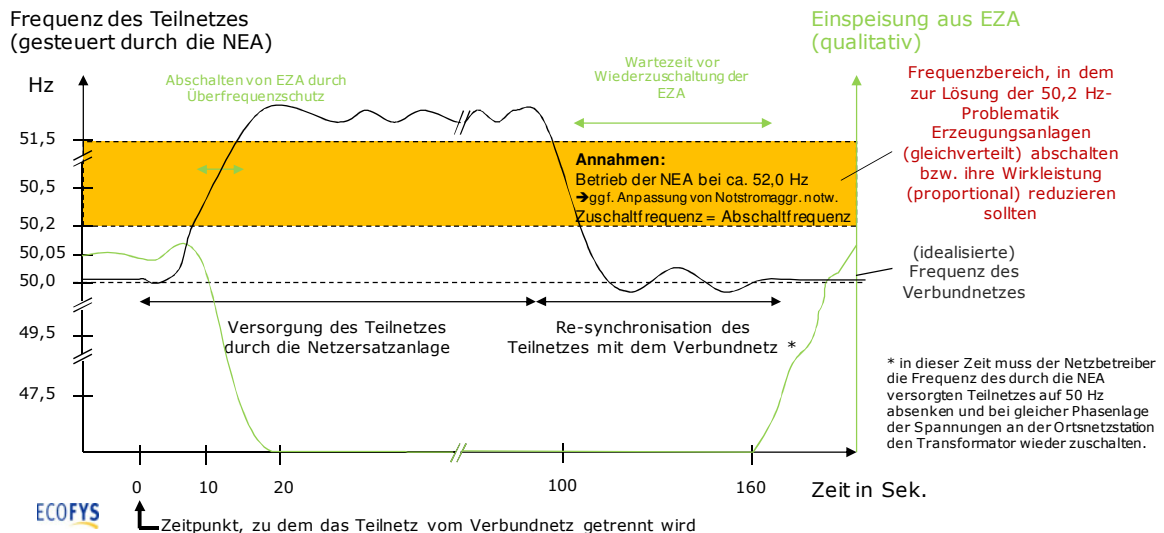


Abbildung 3 - 14 Zwei von Ecofys vorgeschlagene Möglichkeiten zur Lösung des Problems eines Teilnetzbetriebs mit Netzersatzanlagen bei Nachrüstung signifikanter Anteile von PV-Bestandsanlagen mit Variante 4; Vorschlag 1 (oben) und Vorschlag 2 (unten).

Für die Abwägung zwischen einer flächendeckenden Anpassung von Netzersatzanlagen und der Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen mit der für Netzersatzanlagen unproblematischen Variante 1 hat Ecofys Gespräche mit Herstellern von Netzersatzanlagen geführt. Darin wurde u.a. versucht, die Kosten für eine nachträgliche Anpassung der Steuerung von Netzersatzanlagen zu ermitteln.



Die Datenbasis stellte sich als sehr begrenzt heraus. Auch nach wiederholter Nachfrage äußerten sich nur zwei Hersteller von Netzersatzanlagen ausführlich. Trotzdem erlauben die gesammelten Daten, die Größenordnung der Kosten abzuschätzen, die Verteilungsnetzbetreibern durch eine Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen entstünden:

- Eine kosteneffiziente Nachrüstung von Netzersatzanlagen würde voraussichtlich ca. 500 Tsd. Euro ... 2 Mio. Euro kosten.
- Würden die Netzersatzanlagen auch mit erweiterten Fähigkeiten, z.B. einer vollen Konformität mit der VDE-AR-N 4105 nachgerüstet werden, lägen die Kosten allein durch die Nachrüstung der von einem der beiden auskunftsbereiten Hersteller verkauften Netzersatzanlagen bei ca. 1,5 Mio. ... 5 Mio. Euro.

In jedem Fall aber scheinen die Kosten für eine Nachrüstung bzw. den Ersatz von Netzersatzanlagen mit dem Ziel eines Betriebs von Teilnetzen nach Vorschlag 1 oder 2 bei einem Bruchteil der Kosten zu liegen, die sich für eine Nachrüstung *aller* PV-Bestandsanlagen mit der unproblematischen Variante 1 ergäben. Vor diesem Hintergrund erscheint die – im Vergleich zu den im Rahmen der Erarbeitung der VDE-AR-N 4105 getroffenen Vereinbarungen – erneute Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen zugunsten einer kosteneffizienten Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht empfehlenswert. Die den Verteilungsnetzbetreibern dadurch entstehenden Kosten sollten auf die Netzentgelte umgelegt oder durch Investitionsbudgets abgedeckt werden dürfen.

Der Zeitraum, der für eine Nachrüstung von Netzersatzanlagen benötigt würde, liegt nach Angaben der befragten Hersteller und Verteilungsnetzbetreiber in der gleichen Größenordnung wie der für die Nachrüstung der PV-Bestandsanlagen. Das bedeutet, dass Verteilungsnetzbetreiber diejenigen Netzersatzanlagen, die in Netzgebieten mit einem hohen Anteil an (voraussichtlich) nachzurüstenden PV-Bestandsanlagen eingesetzt werden, zügig anpassen sollten. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen für die Gewährleistung der Systemsicherheit sind Verzögerungen, die sich möglicherweise aus Bedenken von Verteilungsnetzbetreibern hinsichtlich des Betriebs ihrer Netzersatzanlagen ergeben, unbedingt zu vermeiden.

3.4 Bewertung von Synergie-Effekten mit anderen Regelungen der EEG-Novelle

Mit der Nachrüstung eines Teils der PV-Bestandsanlagen ist ein beträchtlicher personeller und organisatorischer Aufwand verbunden. Da eine solche Nachrüstung in jedem Fall als notwendig zu betrachten ist, wurde Ecofys gebeten, Synergie-Effekte mit anderen Regelungen der EEG-Novelle und weiteren wünschenswerten technischen Eigenschaften der PV-Bestandsanlagen zu prüfen.

Drei technische Eigenschaften ließen sich als naheliegend und wünschenswert identifizieren:

- Nachrüstung einer technischen Einrichtung zur Einbeziehung von PV-Kleinanlagen in ein „vereinfachtes Einspeisemanagement“, d.h. Ansteuerbarkeit dieser Anlagen zur Reduzierung der momentanen Einspeisung, jedoch ohne die Möglichkeit zu einem anlagenscharfen Abruf der IST-Einspeisung;
- Nachrüstung einer Leistung-Frequenz P(f)-Regelung bzw. einer Kennlinie wie sie in der VDE-AR-N 4105 vorgesehen ist;
- Nachrüstung einer Blindleistungsregelung mit dem Ziel, Netzausbau im Niederspannungsnetz zu verringern bzw. zu verschieben, z.B. durch eine Überdimensionierung der Wechselrichter-Scheinleistung und eine einstellbare Kennlinie der $\cos \varphi$ (P)-Regelung, wie sie in der VDE-AR-N 4105 vorgesehen sind.

Tabelle 3 - 2 gibt einen Überblick über die Eigenschaften verschiedener Varianten zur Nachrüstung zur Reduzierung der bei 50,2 Hz abschaltenden PV-Leistung und einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der momentanen Einspeisung mit Blick auf die drei wichtigsten Tatbestände zur Aufrechterhaltung der System- und Versorgungssicherheit,

- Netzüberlastung nach § 11 EEG
- Gefährdung Systemsicherheit nach § 13.2 EnWG
- System-Wiederaufbau

sowie dem Teilnetzbetrieb mit Netzersatzanlagen. Bei den grün umrandeten Varianten sind Synergie-Effekte zu erwarten, wie die folgenden Ausführungen zeigen werden.

	Anpassungen bzgl. 50,2Hz →	1. VDE-AR-4105			2. BDEW-MS-RL			3. Umpar. u. Hysterese			4. Umpar. o. Hysterese (Abschalt=Zuschalt)		
		selektiv 60/30/0	regional 60/30/0	keine	selektiv 60/30/0	regional 60/30/0	keine	selektiv AN/AUS	regional AN/AUS	keine	selektiv AN/AUS	regional AN/AUS	keine
ÜNB	Netzüberlastung nach § 11 EEG	+	+	-	+	+	-	+	0	-	+	0	-
	Gefährdung Systemsicherheit nach § 13.2 EnWG	+	+	O ¹	+	+	O ¹	+	O ²	O ²	+	O ²	O ²
	System-Wiederaufbau	+	+	-	+	+	-	+	+	-	+	+	-
VNB	Netzüberlastung nach § 11 EEG	+	O ³	-	+	O ³	-	0	-	-	O ⁴	-	-
	Teilnetzbetrieb mit Netzersatzanlagen	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	O ⁵	-

Tabelle 3 - 2 Eigenschaften verschiedener Varianten zur Nachrüstung zur Reduzierung der bei 50,2 Hz abschaltenden PV-Leistung und einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der momentanen Einspeisung mit Blick auf die fünf wichtigsten Tatbestände zur Aufrechterhaltung der System- und Versorgungssicherheit. Bei den grün umrandeten Varianten sind Synergie-Effekte zu erwarten. Die dritte Variante lässt sich in der Praxis nicht realisieren. Siehe außerdem die zusätzliche Erläuterung der Fußnoten im Text.

Zum besseren Verständnis der mit Fußnoten markierten Felder in Tabelle 3 - 2 sind folgende Hinweise zu beachten:

- 1 Die Kennlinie zur automatischen Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz stabilisiert teilweise die Netzfrequenz.
- 2 Eine stochastische Verteilung der Abschaltfrequenzen bei Überfrequenz stabilisiert ebenfalls teilweise die Netzfrequenz.
- 3 Abhängig von der Aufteilung der Erzeugungsanlagen auf die Regionen (Stand der Praxis) können neben Netzengpässen im Übertragungsnetz auch Engpässe im Verteilungsnetz entlastet werden.
- 4 Abhängig von der installierten Leistung der jeweiligen Erzeugungsanlagen, die den Netzengpass am stärksten beeinflussen, können neben Netzengpässen im Übertragungsnetz auch Engpässe im Verteilungsnetz entlastet werden.
- 5 Abhängig von der Aufteilung der Regionen, in die Erzeugungsanlagen zusammengefasst werden, kann der Betrieb von Netzersatzanlagen durch Abschaltung aller Erzeugungsanlagen im Teilnetz (z.B. in einem Straßenzug) sichergestellt werden.

Abbildung 3 - 15 stellt eine Analyse von Synergie-Effekten dar, die sich aufgrund der Verpflichtung im EEG 2012 [20] zu einer nachträglichen Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW mit der o.g. technischen Einrichtung zur Einbeziehung von PV-Kleinanlagen in ein „vereinfachtes Einspeisemanagement“ ergeben. Die darin dargestellten Fristen sind an die in einem früheren Abschnitt vorgeschlagene stufenweise Nachrüstung, abhängig von der jeweiligen installierten Leistung der PV-Bestandsanlage, angepasst worden.

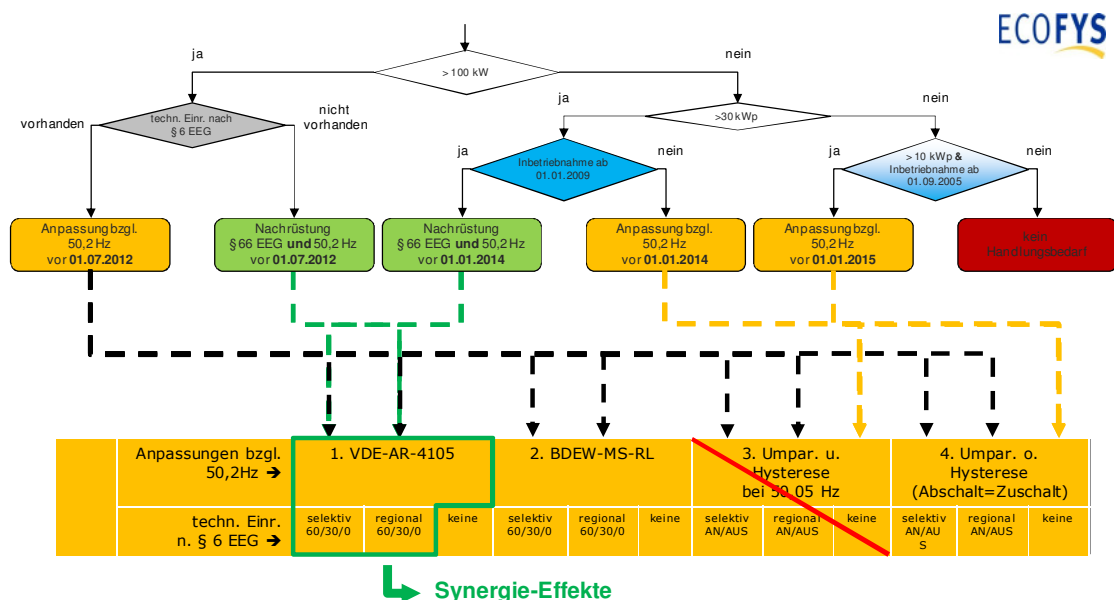


Abbildung 3 - 15 Analyse von Synergie-Effekten, die sich aufgrund der Verpflichtung im EEG 2012 zu einer nachträglichen Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW mit einer technischen Einrichtung zur Einbeziehung von PV-Kleinanlagen in ein „vereinfachtes Einspeisemanagement“ ergeben. Die dritte Variante lässt sich in der Praxis nicht realisieren.



Die Analyse zeigt, dass sich insbesondere bei den ca. 53.000 PV-Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung über 30 kWp, die ab dem 01. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, und den ca. 11.000 PV-Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung über 100 kWp Synergie-Effekte ergeben könnten.

Bei diesen Anlagen sind die PV-Wechselrichter – neben den in jedem Fall nachzurüstenden Funkrundsteuerempfängern oder anderer Fernwirktechnik – möglicherweise *nachträglich* mit einer Schnittstelle zur Ansteuerbarkeit nachzurüsten. Die damit verbundenen Kosten lägen voraussichtlich zwischen

- den Kosten für eine kosteneffiziente Nachrüstung auf die im technischen Hinweis des FNN festgelegten und ursprünglich nur als Übergangsregelung für PV-Neuanlagen gedachten Anforderungen zur Reduzierung der bei 50,2 Hz abschaltenden Leistung und
- den Kosten die durch den Austausch der Wechselrichter einer PV-Bestandsanlage zur Nachrüstung auf die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 entstünden.

Vor diesem Hintergrund wäre es denkbar, bei einer Nachrüstung der durch das EEG 2012 für diese PV-Bestandsanlagen geforderten Ansteuerbarkeit, die Wechselrichter gleich komplett auszutauschen und damit Synergie-Effekte mit den drei zuvor genannten technischen Eigenschaften zu nutzen. Dies sollte im Einzelfall abhängig vom Wechselrichtertyp entschieden werden.

3.5 Rechtliche Umsetzung und regelmäßige Evaluierung der Nachrüstung

Alle in die Untersuchungen eingebundenen Akteure haben wiederholt darauf hingewiesen, dass eine *rechtssichere* Umsetzung der Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen und der Anpassung von Netzersatzanlagen zur Reduzierung der bei 50,2 Hz abschaltenden Leistung notwendig ist. Die hierfür angeführten Gründe waren hatten alle die zügige Umsetzung der Nachrüstung im Blick:

- Schaffung von Akzeptanz;
- Eindeutige Verteilung von Zuständigkeiten;
- Möglichkeit von Sanktionen im Falle einer Verweigerung der Nachrüstung seitens eines Anlagenbetreibers, Netzbetreibers oder Herstellers von PV-Wechselrichtern.

Vor dem Hintergrund des engen Zeitplans bei der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes, erschien eine Ermächtigung der Bundesregierung sinnvoll zu sein, **durch Rechtsverordnung** technische Anforderungen an Bestandsanlagen zu treffen. Eine solche Ermächtigung wurde schließlich in der vom Deutschen Bundestag beschlossene EnWG-Novelle [21] aufgenommen, indem § 12 Absatz 3a wie folgt neu gefasst wird:

„(3a) Um die technische Sicherheit und die Systemstabilität zu gewährleisten, wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ermächtigt, durch Rechtsverordnung technische Anforderungen an Anlagen zur Erzeugung



elektrischer Energie, insbesondere an Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, vorzugeben sowie Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zu verpflichten, Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, entsprechend nachzurüsten und Regelungen zur Kostentragung zu treffen. Soweit Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz betroffen sind, ergeht die Rechtsverordnung im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.“ [21]

Die Begründung des Gesetzes führt dazu aus, dass „der neu gefasste § 12 Absatz 3a dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in bestimmten Fällen im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ermöglicht, im Interesse der technischen Sicherheit und der Gewährleistung der Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems durch Rechtsverordnung technische Anforderungen für Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie festzulegen und entsprechende Nachrüstungen für diejenigen Altanlagen anzuordnen, die den Vorgaben nicht genügen. Ermöglicht werden damit insbesondere technische Vorgaben für den Netzanschluss von Photovoltaikanlagen beispielsweise zur Frequenz- und Spannungshaltung sowie zur Abschaltbarkeit der Anlagen im Falle von Netzfehlern. Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, insbesondere im Hinblick auf angemessene Kosten für mögliche nach Satz 1 Verpflichtete, ist dabei zu berücksichtigen. Mit der Regelung wird die Möglichkeit geschaffen, das dringende Problem der gleichzeitigen Abschaltung von Erzeugungsanlagen bei 50,2 Hertz zu lösen.“ [21]

Die nunmehr zu erarbeitende Rechtsverordnung sollte folgende Elemente enthalten:

- **Zeitpunkt der Inbetriebnahme** und **Leistungsklassen** der Anlagen die umzurüsten sind;
- **Pflicht des Übertragungsnetzbetreibers**, zeitliche und technische Vorgaben zur Nachrüstung von Erzeugungsanlagen zu entwickeln, und Möglichkeit zur pauschalen **Umlagefähigkeit** der **Verwaltungskosten**;
- **Pflicht des Verteilungsnetzbetreibers** zur Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen und **Umlagefähigkeit** oder Aufnahme der Kosten in **Investitionsbudgets**;
- **Pflicht des Anlagenbetreibers**, die Nachrüstung durchzuführen bzw. durchführen zu lassen und dies nachzuweisen;
- **Zumutbarkeitsgrenze** für den Anlagenbetreiber bzgl. der Kosten die durch die Nachrüstung entstehen und für Fälle in denen z.B. der Wechselrichter-Hersteller nicht mehr existiert;
- Mechanismus zur **Umlage** und Wälzung der Kosten;
- **Zeitraum** innerhalb dem eine Nachrüstung zu erfolgen hat, ggf. mit Stufenplan;
- **Verfahren zur Evaluierung des Fortschritts** der Nachrüstung ggf. regelmäßigen Möglichkeit zur Anpassung der Rechtsverordnung.



Die Nachrüstung von ca. 315.000 PV-Bestandsanlagen stellt eine große logistische Herausforderung dar. Gerade mit Blick auf die Nachrüstung von Anlagen im unteren Leistungssegment (10 ... 30 kWp) ist davon auszugehen, dass im ersten Jahr wichtige Erkenntnisse zur Optimierung einer Nachrüstung gesammelt werden können. Vor diesem Hintergrund werden folgende zusätzliche Empfehlungen abgegeben:

- Es wird empfohlen, ein **Steuerungsgremium** für die (logistische) Umsetzung bei BSW und ZVEH, unter Beteiligung der vier dt. ÜNB, der zuständigen Ministerien BMWi und BMU, der BNetzA sowie des BDEW einzurichten.
- Es wird empfohlen, dass die BNetzA gemeinsam mit den Netzbetreiber **bundeseinheitliche Standardschreiben** und -formulare festlegt.
- Es wird empfohlen, dass BMWi, BMU und BNetzA gemeinsam mit der Solarbranche und dem Elektrohandwerk parallel zu einer Nachrüstung von PV-Bestandsanlagen den **Fortschritt überwachen** und **Erkenntnisse daraus sammeln**.

Darüber hinaus sollte das Verhältnis der Nachrüstungsmaßnahmen zu den bislang ausgestellten sog. „Unbedenklichkeitsbescheinigungen“ geklärt werden, die als Voraussetzung dafür galten, dass ein Anlagenbetreiber auf die vom Netzbetreiber geforderte „jederzeit zugängliche Schaltstelle“ verzichten durfte.

Und schließlich sollten grundsätzliche Forschungsfragen, wie z.B. optimierte Möglichkeiten zur Nachrüstung mit weiteren Funktionalitäten wie Ansteuerbarkeit, Leistungs-Frequenzregelung, Blindleistungsregelung (ggf. in einem begleitenden Labortest) untersucht werden.

4 Zusammenfassung und Ausblick

4.1 Zusammenfassung der Empfehlungen

Die Nachrüstung eines signifikanten Anteils der PV-Bestandsanlagen, die sich bei einer Überfrequenz von 50,2 Hz abschalten, ist nach den von Ecofys und IFK durchgeführten Untersuchungen in jedem Fall als notwendig zu betrachten.

Folgende Empfehlungen lassen sich aus der umfangreichen Analyse ableiten, in die auch die Angaben der befragten Verteilungsnetzbetreiber, Hersteller von Wechselrichtern für PV-Anlagen, Hersteller von Netzersatzanlagen und Installateure eingeflossen sind:

- Es wird empfohlen, dass alle PV-Anlagen nachgerüstet werden müssen,
 - die nach dem **01.09.2005** in Betrieb genommen worden und
 - die größer als **10 kWp** sind.
- Es wird empfohlen, dass mit Blick auf die Lösungen der Nachrüstung,
 - den betroffenen Betreibern freigestellt wird, auf welche der **Varianten**
 1. Update auf VDE|FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105¹
(im Folgenden: **Lösung I**),
 2. Update auf BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2008²
(im Folgenden: **Lösung II**) oder
 4. Umparametrieren gemäß VDE|FNN-Hinweis zur Übergangsregelung³
(im Folgenden: **Lösung III**)nachgerüstet wird;
 - dabei wird folgende **Rangfolge** empfohlen: **Lösung I** ist **vor Lösung II**, und diese **vor Lösung III** zu wählen; ein Austausch des Wechselrichters sollte in jedem Fall vermieden werden;
- Es wird empfohlen, die dass
 - die betroffenen **Betreiber** die **Kosten** für die Nachrüstung **nicht selber tragen** müssen,
 - oder zumindest **nur bis zu** einer näher zu bestimmenden **Zumutbarkeitsgrenze**,
mit dem **Ziel**, bei den betroffenen Anlagenbetreibern eine **hohe Akzeptanz für die Nachrüstung zu schaffen und dadurch eine zügige Nachrüstung zu befördern**.

¹ d.h. Update auf VDE|FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105, Kennlinie, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz nach 60 Sekunden

² d.h. Update auf BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2008, Kennlinie, Wiedereinschaltung bei 50,05 Hz

³ d.h. Umparametrieren der Abschaltfrequenz=Wiedereinschaltfrequenz gemäß VDE|FNN-Hinweis „Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz“ (VDE|FNN, April 2011), Variante a), stochastische Verteilung nach Wechselrichtertyp, Wiedereinschaltung nach 30 s



4.2 Zusammenfassung der Auswirkungen

Eine vollständige Umsetzung der zuvor genannten Empfehlungen würde folgende Auswirkungen haben:

- Voraussichtlich müssten ca. **315.000 PV-Anlagen** (> 10 kWp) nachgerüstet werden.
- Der sich für das Elektrohandwerk ergebende Aufwand für die Umsetzung des Nachrüstungsprogramms läge voraussichtlich **maximal** bei ca. **8.500 ... 11.000 Nachrüstungen pro Monat**.
- Die Kosten für die Nachrüstung der PV-Anlagen lägen insgesamt voraussichtlich bei ca. **65 Mio. ... 175 Mio. Euro** zzgl. Verwaltungskosten auf Seiten der Wechselrichter-Hersteller und Verteilungsnetzbetreiber.
- Die Kosten für die Anpassung des Betriebs der Netzersatzanlagen lägen insgesamt voraussichtlich bei ca. **500 Tsd. ... 2 Mio. Euro**.
- Die **Kosten** der Nachrüstkosten würden **je PV-Anlage** voraussichtlich maximal in der Größenordnung von **5% ... 20% des jährlichen Ertrags** aus der EEG-Einspeisevergütung liegen.
- Bei Übernahme der Kosten für die Nachrüstung der PV-Anlagen in die **EEG-Umlage**, würde diese (nur im Zeitraum des Nachrüstungsprogramms) um **0,02 ... 0,05 ct/kWh** geteilt durch die Anzahl der Jahre des Nachrüstungsprogramms steigen.
- Bei Übernahme der Kosten für die Nachrüstung der PV-Anlagen in die **Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber**, würden diese (nur im Zeitraum des Nachrüstungsprogramms) um **0,01 ... 0,04 ct/kWh** geteilt durch die Anzahl der Jahre des Nachrüstungsprogramms steigen.

4.3 Ausblick auf notwendige weitere Abstimmungen im Zuge der Nachrüstung

Auf viele der noch bei Beginn der Untersuchungen offenen Fragen konnten Ecofys und IFK Antworten geben. Aus den Empfehlungen und einigen, während der Untersuchungen und Diskussionen mit den betroffenen Akteuren, bislang noch nicht vollständig geklärten Punkten ergibt sich der im Folgenden dargestellte weitere Bedarf an Abstimmungen:

- **BNetzA - Verteilungsnetzbetreiber**
 - Festlegung bundeseinheitlicher BNetzA-Standardschreiben und -formulare;
 - (Pauschale) Umlage der auf Seiten der VNB entstehenden Verwaltungskosten;
 - Zeitliche Vorgaben zur Anpassung des Betriebs von Netzersatzanlagen.
- **PV-Wechselrichterhersteller – Verteilungsnetzbetreiber - Übertragungsnetzbetreiber**
 - Einstellwerte für den Überfrequenzschutz;
 - Obere und untere Grenze des Frequenzbereichs für Überfrequenzschutz;



- Schrittweite für Überfrequenzschutzwerte;
 - Stochastische Verteilung auf die jeweiligen Abschaltfrequenzen;
 - Einstellwerte für den *Unterfrequenzschutz* (!);
 - Zeit für die Verzögerung des Wiedereinschaltens über die 30 Sekunden (Lösungen II und III) bzw. 60 Sekunden (Lösung I) hinaus.
- **PV-Wechselrichterhersteller – Elektrohandwerk**
 - Information;
 - Handlungsanweisungen.

4.4 Ausblick auf notwendigen weiteren Handlungsbedarf

4.4.1 Europäische Perspektive

Das Ergebnis der Untersuchungen von Ecofys zu den Einstellwerten des Über- und Unterfrequenzschutzes von dezentralen Erzeugungsanlagen in sieben kontinentaleuropäischen Ländern kam zu dem in Abbildung 4 - 16 dargestellten Ergebnis. Demnach sind vor allem in Dänemark und Italien die Werte des Unter- und Überfrequenzschutzes von DEA anzupassen. Die Auswahl dieser sieben Länder wird in Anhang A 3 näher erläutert.

Diese Ergebnisse wurden im Laufe der Studie mit ENTSO-E diskutiert. Daraufhin ergaben sich Hinweise, dass auch weitere Länder der kontinentaleuropäischen Synchronzone, z. B. Belgien und Frankreich, betroffen sein könnten. Länder, deren Netzanschlussrichtlinien nicht explizit Einstellwerte nahe der normalen Betriebsfrequenz vorgeben, wurden z. T. mit PV-Wechselrichtern beliefert, in denen deutsche Einstellwerte eingestellt waren.

ENTSO-E hat der Klärung dieser Fragestellungen mit Blick auf das europäische Verbundnetz deshalb ebenfalls ausdrücklich hohe Priorität eingeräumt.

4.4.2 Andere dezentrale Erzeugungsanlagen

Für Deutschland zeigen die in Abbildung 4 - 16 dargestellten Ergebnisse, dass neben PV-Anlagen am Niederspannungsnetz weitere DEA am Mittelspannungsnetz betroffen sind, z.B. Windenergieanlagen, Biogasanlagen, Wasserkraftanlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. In der Summe würden sich demnach allein in Deutschland mehr als 20.000 MW installierter Leistung dieser Anlagen bei Erreichen einer Überfrequenz von 50,5 Hz und – netztechnisch noch weitaus kritischer – bei Erreichen einer Unterfrequenz von 49,5 Hz vom Netz trennen.

Eine Stellungnahme des BWE und VDMA zu diesen Einstellungen bei Windenergieanlagen ergab, dass die Werte des Frequenzschutzes im Rahmen der üblichen Wartungsintervalle von 6-12 Monaten bei der Mehrzahl der betroffenen Anlagen mit Kosten von 200 bis 2.000 Euro angepasst werden könnten [22]. In

Einzelfällen könnte es allerdings auch zu einem Tausch von Komponenten kommen, wodurch die Kosten deutlich ansteigen würden.

Seitens der Herstellerverbände weiterer DEA, z.B. für Biogasanlagen, Wasserkraftanlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, lag im Zeitraum der Studie keine Stellungnahme vor.

Aus den Untersuchungen lässt sich damit folgender zusätzlicher Handlungsbedarf ableiten:

- **für BWE und VDMA:** Anpassung des Unterfrequenzschutzes von Windenergieanlagen durch den Anlagenbetreiber von einem Wert von 49,5 Hz auf bestenfalls 47,5 Hz bzw. alternativ 48,0 Hz bei der nächsten regulären Wartung; darüber hinaus auch Anpassung des Überfrequenzschutzes;
- **für Herstellerverbände weiterer DEA:** Ermittlung des Aufwands einer Anpassung des Unter- und Überfrequenzschutzes bei den betroffenen Anlagen;
- **für ENTSO-E:** Anpassung des Unter- und Überfrequenzschutzes von dezentralen Erzeugungsanlagen vor allem in Dänemark und Italien, aber ggf. auch in weiteren Ländern der kontinentaleuropäischen Synchronzone, z. B. Belgien und Frankreich;
- **für ENTSO-E:** Harmonisierung der Werte des Unter- und Überfrequenzschutzes von Erzeugungsanlagen in allen kontinentaleuropäischen Ländern.

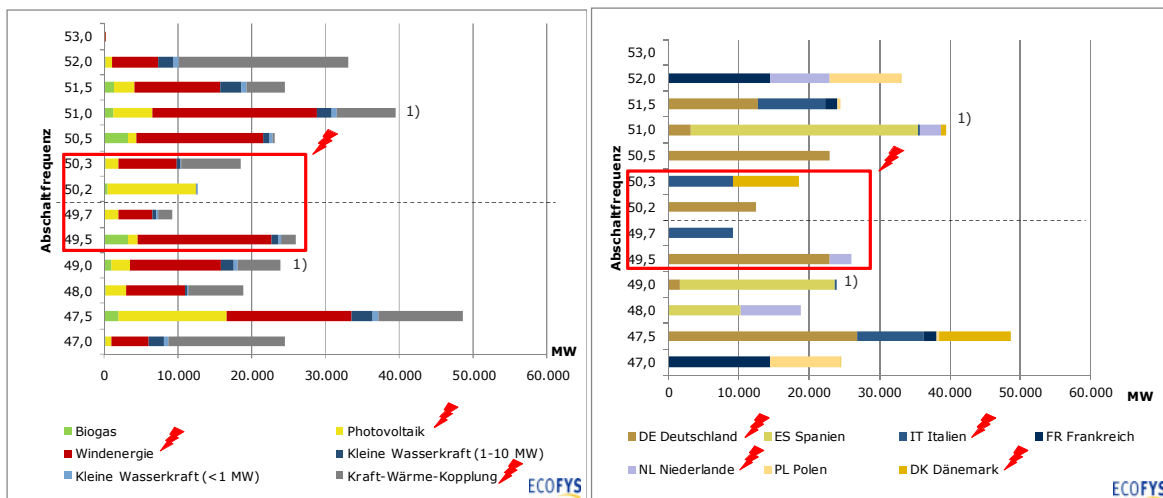


Abbildung 4 - 16 Einstellwerten des Über- und Unterfrequenzschutzes von dezentralen Erzeugungsanlagen. ¹ Darstellung nach Arten der Erzeugungsanlagen (links) bzw. Ländern in denen die Erzeugungsanlagen installiert sind (rechts).

Quelle: EUROSTAT, energymap.info, CNE.es, eigene Recherchen & Annahmen

¹ In beiden Fällen verweist die Fußnote „1)“ auf das spanische Gesetz "Resolución de 18 de mayo de 2009", dass die Einstellwerte für den Frequenzschutz geändert hat, so dass (gemäß Aussage von REE) heute ein bestimmter Teil von DEA > 10 MW (=26 GW) bereits bei Frequenzen von 50.5 Hz, 50.6 Hz ... 51.0 Hz abschaltet, inklusive DEA die vor 2009 in Betrieb gegangen sind. Der Anteil an DEA <10 MW (=6.5 GW) schaltet bei 51.0 Hz ab. Alle DEA (=31.5 GW) dürfen nicht abschalten, solange die Frequenz größer oder gleich 48 Hz ist.



Literaturverzeichnis

- [1] Deutscher Bundestag (2008): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009). In: *Bundesgesetzblatt I* (49), S. 2074-2100.
- [2] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. (2010): EnergyMap.info. Konsolidierte und plausibilisierte Datenbank der Stammdaten von EEG-Anlagen in Deutschland. Online verfügbar unter <http://energymap.info/>, zuletzt aktualisiert im Februar 2011.
- [3] Bundesnetzagentur (2011): EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen. Datenmeldungen. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464.
- [4] Bartels, Wolfgang; Ehlers, Frank; Heidenreich, Kurt; Hüttner, Ragnar; Kühn, Holger; Meyer, Tim et al. (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_ea-am-ms-netz_bdew2008-06.pdf.
- [5] Bartels, Wolfgang; Ehlers, Frank; Heidenreich, Kurt; Hüttner, Ragnar; Kühn, Holger; Meyer, Tim et al. (2011): Ergänzung zur Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/bdew_ergaenzung-zu-ms-richtlinie_20110215.pdf.
- [6] Bartels, Wolfgang; Boide, Volkmar; Heidenreich, Kurt; Heyder, Bernhard; Koschnick, Mirko; Lange-Hüsken, Manfred et al. (2001): Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. 4. Auflage. Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag GmbH.
- [7] Vornorm DIN V VDE V 0126-1-1, Februar 2006: Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz.
- [8] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (2011): Manuskript im Nachgang zur Einspruchsberatung E VDE-AR-N 4105, 06.04.2011: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.



- [9] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2011): Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz. Technischer Hinweis. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. Berlin. Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/fnn_hinweis_uebergangsloesung-50-2hz_2011-03.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2011.
- [10] Vornorm DIN V VDE V 0126-1-1/A1, Juni 2011: Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz, zuletzt geprüft am 27.04.2011.
- [11] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW (2005): Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Ergänzende Hinweise zur VDEW-Richtlinie. 4. Ausgabe 2001. Online verfügbar unter http://www.vde.de/de/fnn/dokumente/documents/rl_eigenerzeugungsanl_niederspannung_2005-09.pdf.
- [12] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e. V (1998): Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. 2. Aufl. Frankfurt am Main: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H. - VDEW.
- [13] UCTE (2007): System Disturbance on 4 November 2006. Final Report. union for the co-ordination of transmission of electricity. Brussels. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf, zuletzt aktualisiert am 29.01.2007, zuletzt geprüft am 03.07.2011.
- [14] UCTE (2003): Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. union for the co-ordination of transmission of electricity. Brussels. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf, zuletzt aktualisiert am 28.04.2004, zuletzt geprüft am 03.07.2011.
- [15] Weißbach, T.; Welfonder, E. (2011): Große Frequenzabweichungen im europäischen Verbundnetz. Teil 1: Leistungsungleichgewicht im Strommarkt. In: *Ew* 110 (5), S. 36–40.
- [16] Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig) et al. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben II c "Solare Strahlungsenergie". Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung.pdf.
- [17] DIN EN DIN EN 50160:2008-04, April 2008: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung.

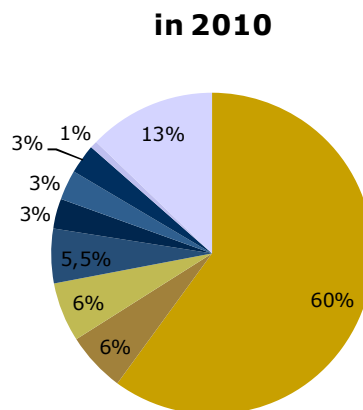
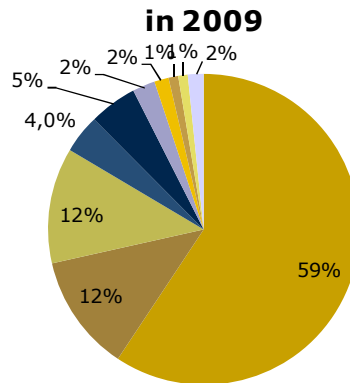


- [18] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2011): German TSOs addenda regarding violation of system security by the PVs uncontrolled behaviour, 04.06.2011. Letter to Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, EnBW Transportnetze AG und 50Hertz Transmission GmbH.
- [19] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; EnBW Transportnetze AG; TenneT TSO GmbH (2010): Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Jahresabrechnung 2009 (auf Basis WP-Bescheinigungen). Online verfügbar unter [http://www.eeg-kwk.net/de/file/2010-07-26_EEG-Jahresabrechnung-2009_Internet\(1\).pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/2010-07-26_EEG-Jahresabrechnung-2009_Internet(1).pdf), zuletzt geprüft am 21.06.2011.
- [20] Deutscher Bundestag (30.06.2011): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. EEG 2012. Online verfügbar unter <http://dip.bundestag.de/btd/17/060/1706071.pdf>, zuletzt geprüft am 02.07.2011.
- [21] Deutscher Bundestag: Entwurf Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes. EnWGÄndG, vom 30.06.2011. Online verfügbar unter <http://dip.bundestag.de/btd/17/060/1706072.pdf>.
- [22] Bundesverband Windenergie e.V.; VDMA Fachverband Power Systems (17.05.2011): Stellungnahme zu Einstellungen des Unterfrequenzschutzes bei Windenergieanlagen.

Anhang A Weiterführende Abbildungen

A 1 Marktanteile von PV-Wechselrichter Herstellern

Marktanteile von PV-Wechselrichter Herstellern



nach absteigendem Anteil von links oben nach rechts unten:

- | | | | |
|--------------|------------|-------------|---------------|
| ■ SMA | ■ KACO | ■ Fronius | ■ Danfoss |
| ■ Kostal | ■ Sunways | ■ Sputnik | ■ Solarfabrik |
| ■ Mastervolt | ■ Diehl | ■ Power One | ■ Stecca |
| ■ Siemens | ■ RefuSol | ■ skytron | ■ UfE |
| ■ voltwerk | ■ Sonstige | | |

Abbildung A - 1 Marktanteile von Herstellern für Wechselrichter von PV-Anlagen in Deutschland in den Jahren 2009 und 2010

Quelle: Leipziger Institut für Energie GmbH (IE Leipzig) (2011) et al.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben II c "Solare Strahlungsenergie". Juni 2011.; eigene Recherchen.

A 2 Variationen der Nachrüstung mit Variante 4

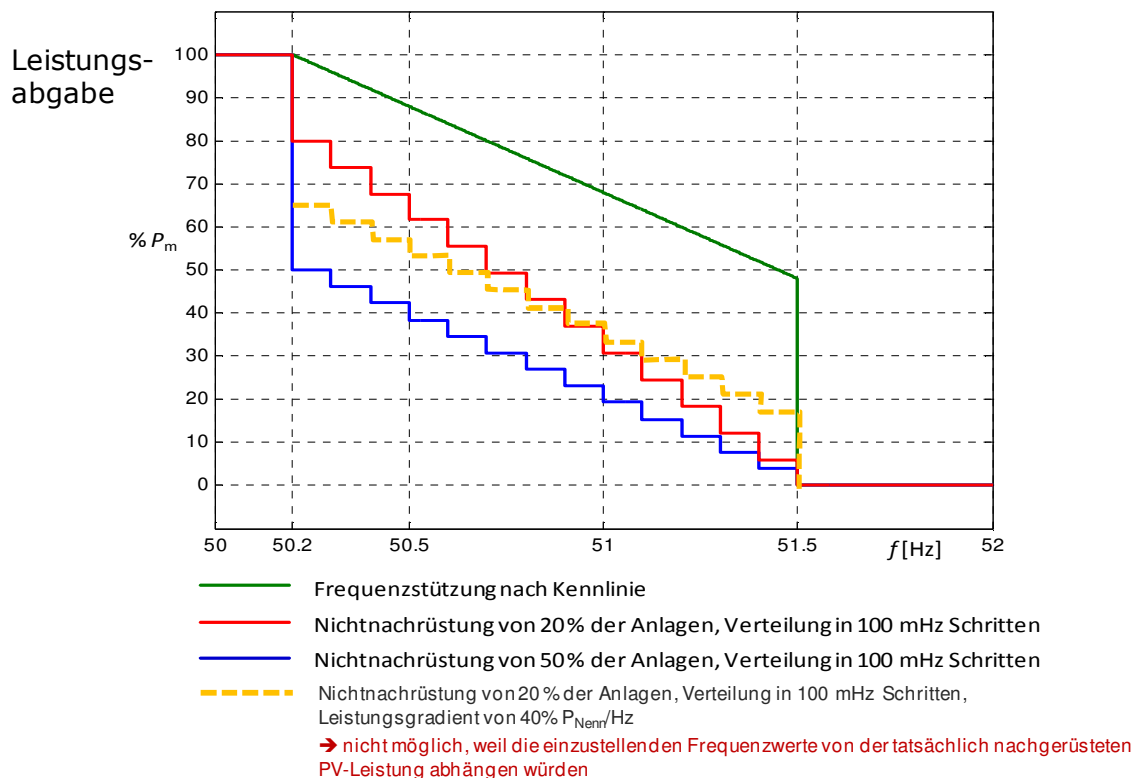
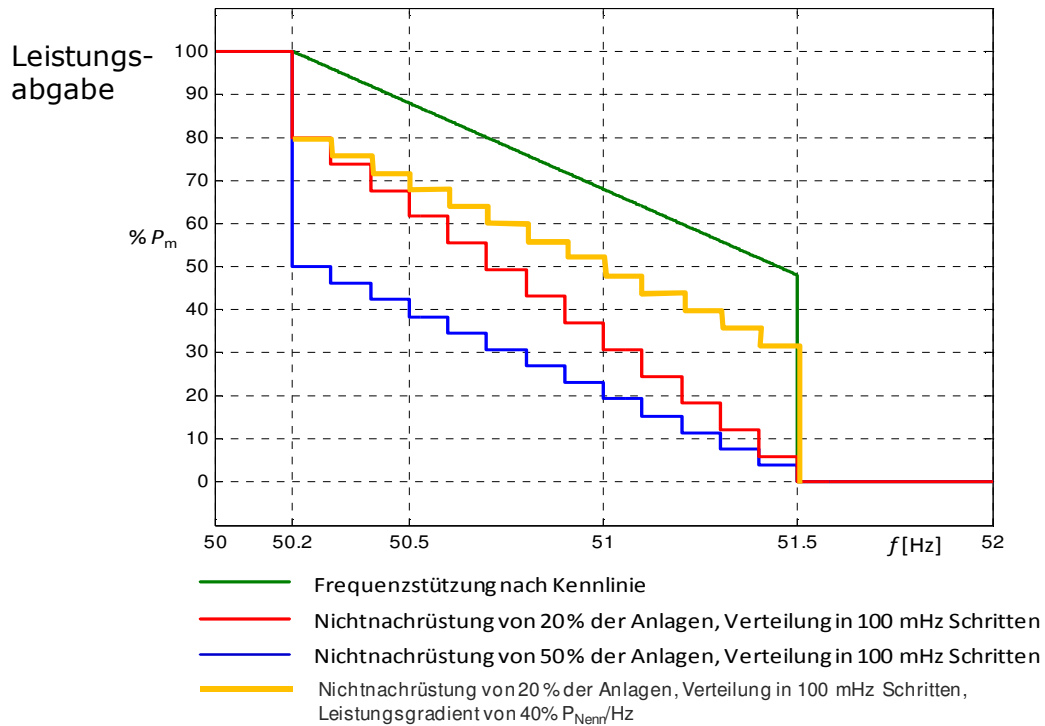


Abbildung A - 2 Beispiele für eine Abstimmung zur stochastischen Verteilung auf die jeweiligen Abschaltfrequenzen mit Blick auf die Nachbildung eines Leistungsgradienten von $40\% P_{Nenn}/\text{Hz}$.

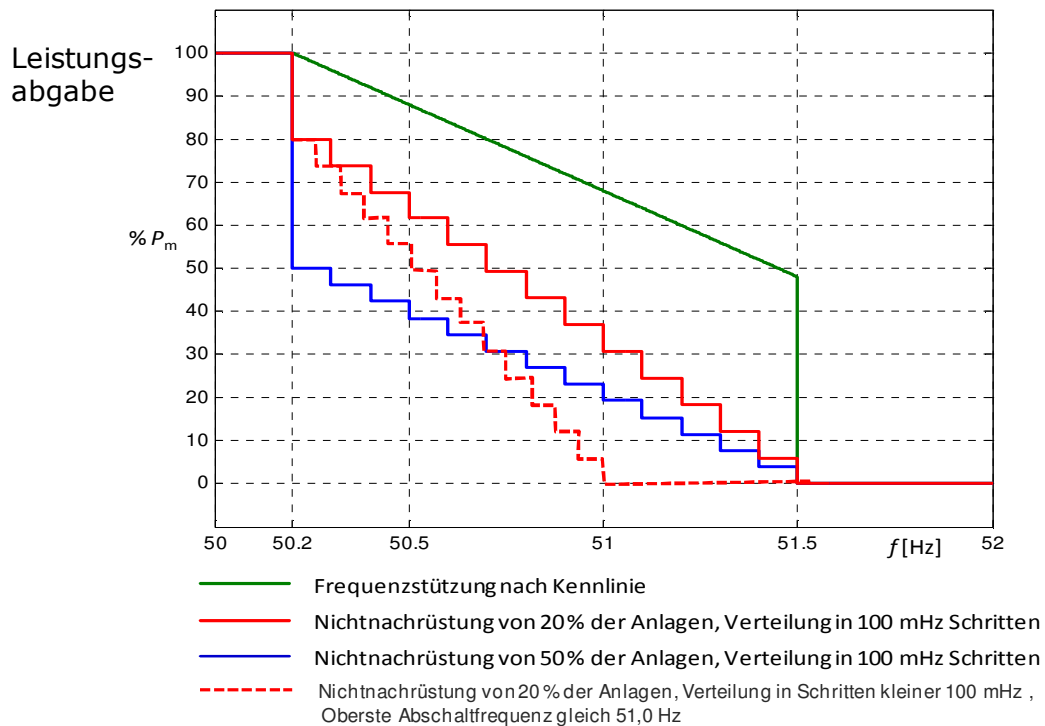
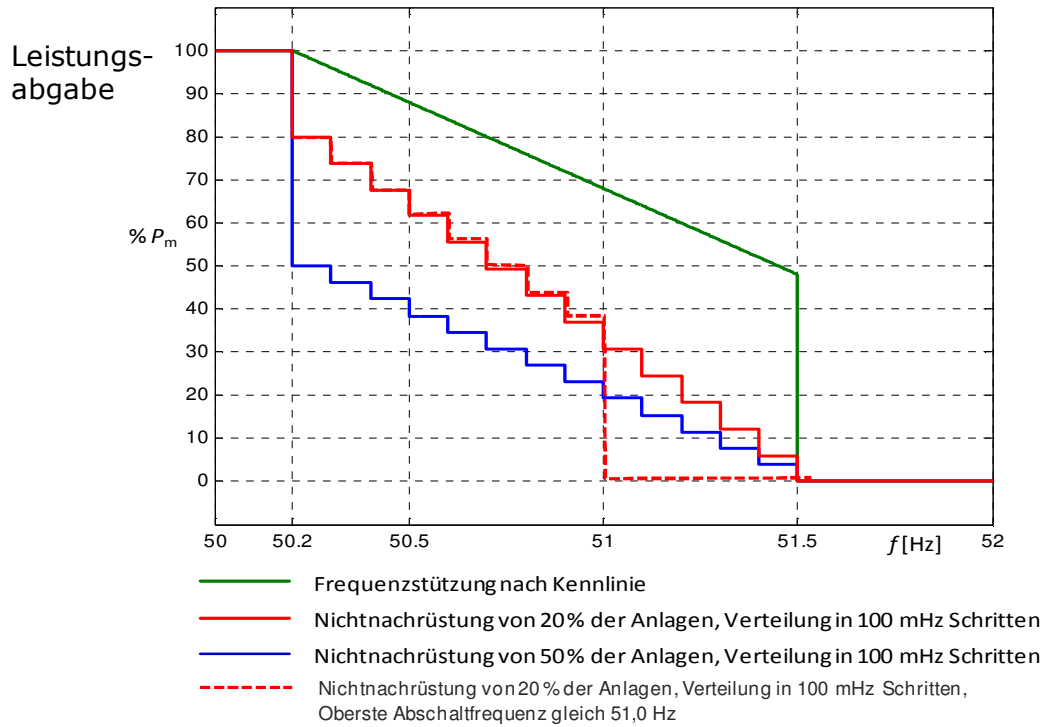


Abbildung A - 3 Beispiele für eine Abstimmung zur stochastischen Verteilung auf die jeweiligen Abschaltfrequenzen mit Blick auf die obere und untere Grenze des Frequenzbereichs für Überfrequenzschutz und die Schrittweite für Überfrequenzschutzwerte.

A 3 Untersuchungen von Einstellwerten des Über- und Unterfrequenzschutzes von dezentralen Erzeugungsanlagen in sieben kontinentaleuropäischen Ländern

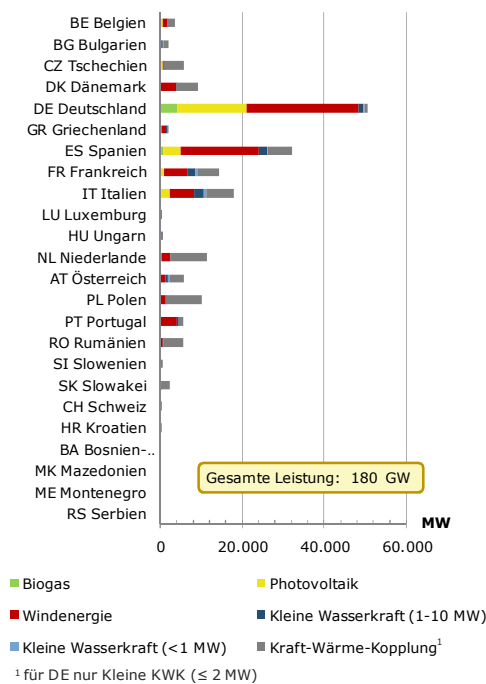


Nr.	Kürzel	Land
1	BE	Belgien
2	BG	Bulgarien
3	CZ	Tschechien
4	DK	Dänemark
5	DE	Deutschland
6	GR	Griechenland
7	ES	Spanien
8	FR	Frankreich
9	IT	Italien
10	LU	Luxemburg
11	HU	Ungarn
12	NL	Niederlande
13	AT	Österreich
14	PL	Polen
15	PT	Portugal
16	RO	Rumänien
17	SI	Slowenien
18	SK	Slowakei
19	CH	Schweiz
20	HR	Kroatien
21	BA	Bosnien-Herzegowina
22	MK	Mazedonien
23	ME	Montenegro
24	RS	Serbien

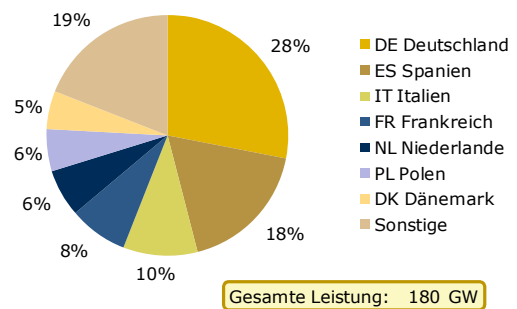
Quelle: ENTSO-E

- Die Untersuchung beschränkt sich auf die grün umrandeten bzw. fett gedruckten Länder.

Abbildung A - 4 Relevante Länder der Region ENTSO-E „Continental Europe“ – Geographische Lage.



- **Auswahlkriterium:** Auswertung derjenigen Länder, die zusammen **mehr als 80%** der installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen abdecken.



Folgende Energiequellen wurden nicht berücksichtigt:

- Große Wasserkraft (> 10 MW)
- Feste Biomasse
- Müllverbrennung

Quellen: EUROSTAT, energymap.info, CNE.es

Abbildung A - 5 Relevante Länder der Region ENTSO-E „Continental Europe“ – Auswahl.