

Abs	Neue Energie (2 / 2013)	Elektropraktiker (4 / 2013)	Abs
	Holpriger Start (Sascha Rentzing)	Schwieriger Start für 50,2-Hz-Problemlösung (Sascha Rentzing)	
0	Die Kommunikation zwischen Netz- und Solarbetreibern hakt, die 50,2-Hertz-Nachrüstung für Solaranlagen kommt kaum in Gang. Werden Sonnenkraftwerke nicht rasch umjustiert, drohen jedoch Stromausfälle.	Die 50,2-Hertz-Nachrüstung von Solaranlagen kommt kaum in Gang, weil die Kommunikation zwischen Netz- und Solaranlagenbetreibern hakt. Doch werden die Sonnenkraftwerke nicht rasch neu eingestellt, sinkt die Zuverlässigkeit der Netze.	0
		Erhitzte Gemüter	
1	Für diese Pressemitteilung musste der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) viel Kritik einstecken:	Die Kritik des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat die Solaranlagenbetreiber heftig aufgebracht.	1
	„Die schleppende Beteiligung der Betreiber von Photovoltaikanlagen an der gesetzlich vorgeschriebenen Nachrüstung bereitet den deutschen Netzbetreibern Sorge“, schrieb der Verband am 18. Dezember unter dem Titel „Nachrüstung von 300 000 Solaranlagen beginnt“. Je nach Region habe die Hälfte der Anlagenbesitzer bereits die Fristen zur Meldung ihrer Anlagen verstreichen lassen, daher könne ihnen nun die Einspeisevergütung gestrichen werden, drohte der BDEW.	„Die schleppende Beteiligung der Betreiber von Photovoltaikanlagen an der gesetzlich vorgeschriebenen Nachrüstung bereitet den deutschen Netzbetreibern Sorge“, schrieb der Verband jüngst in einer Pressemitteilung unter dem Titel „Nachrüstung von 300 000 Solaranlagen beginnt“. Je nach Region habe die Hälfte der Anlagenbesitzer bereits die Fristen zur Meldung ihrer Anlagen verstreichen lassen, daher könne ihnen nun die Einspeisevergütung gestrichen werden, drohte der BDEW.	
2	Dass die Stromnetzlobby den Solarbetreibern auf die Füße tritt, ist durchaus verständlich. Die Bundesregierung hat im Juli 2012 die so genannte Systemstabilitätsverordnung verabschiedet,	Dass die Stromnetzlobby den Solarbetreibern auf die Füße tritt, ist durchaus verständlich. Die Bundesregierung hat im Juli 2012 die Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung – SysStabV) verabschiedet,	
	nach der die Verteilnetzbetreiber die Nachrüstung in relativ kurzer Zeit organisieren müssen: Bis Ende 2014 sind nahezu alle vor dem 1. Januar 2012 angeschlossenen Solargeneratoren ab zehn Kilowatt Leistung so einzustellen, dass sie sich bei einer kritischen Netzfrequenz von 50,2 Hertz (Hz) nicht mehr zeitgleich, sondern zwischen 50,2 und 51,5 Hz gestaffelt ausschalten. Auf diese Weise soll ein plötzlicher Einbruch des Stromangebots und somit die Gefahr eines Blackouts vermieden werden. In Europa ist das Stromsystem auf eine Frequenz von 50,0 Hz ausgelegt. Bei den Generatoren vieler Kraftwerke führen Variationen der Frequenz zu einer Änderung der Drehzahl. Bisher galt eine Abschaltfrequenz von 50,2 Hz, weil ab diesem Wert die Gefahr von Schäden aufgrund der mechanischen Belastung zunimmt. Ab 51,5 Hz sind die Maschinen am Netz so gefährdet, dass nur noch mit Abschaltung großer Kraftwerksleistung gegengesteuert werden kann.	nach der die Verteilungsnetzbetreiber die Nachrüstung in relativ kurzer Zeit organisieren müssen: Bis Ende 2014 sind nahezu alle vor dem 1. Januar 2012 angeschlossenen Solargeneratoren ab 10 kW Leistung so einzustellen, dass sie sich bei einer kritischen Netzfrequenz von 50,2 Hz nicht mehr zeitgleich, sondern zwischen 50,2 und 51,5 Hz gestaffelt ausschalten. Auf diese Weise soll ein plötzlicher starker Rückgang der Einspeiseleistung und somit die Gefahr eines Blackouts vermieden werden.	
3	Was an der Betreiberschelte des BDEW jedoch	Was an der Betreiberschelte des BDEW jedoch	2

Abs	Neue Energie (2 / 2013)	Elektropraktiker (4 / 2013)	Abs
	<p>irritiert: Viele Anlagenbesitzer haben laut einer Online-Umfrage im „Photovoltaikforum“ noch keine Fragebögen zur Meldung ihrer Kraftwerke erhalten. Darin werden technische Daten zur Solaranlage und zu den Wechselrichtern abgefragt. Diese Daten sind notwendig, um die Wechselrichter später neu zu programmieren.</p>	<p>irritiert: Viele Anlagenbesitzer haben laut einer Online-Umfrage im „Photovoltaikforum“ noch keine Fragebögen zur Meldung ihrer Kraftwerke erhalten.</p>	
	<p>„Offensichtlich sind bisher nur wenige Netzbetreiber tätig geworden. Statt mit dem Finger auf andere zu zeigen, hätte der BDEW besser etwas Selbstkritik geübt“, schimpft Jürgen Haar, Betreiber des Photovoltaikforums.</p>	<p>„Offensichtlich sind bisher nur wenige Netzbetreiber tätig geworden. Statt mit dem Finger auf andere zu zeigen, hätte der BDEW besser etwas Selbstkritik geübt“, schimpft Jürgen Haar, Geschäftsführer des Photovoltaikforums. In der Diskussionsrunde im Internet erhitzen sich schnell die Gemüter: „Die ganze Sache zeigt, wozu die Netzbetreiber nicht einmal in der Lage sind. Wie wollen sie so die Umrüstung bewerkstelligen“, lautete einer von vielen kritischen Einwänden. Das klingt nach einem schwierigen Start des ersten wegweisenden Projekts zur Netzintegration der Photovoltaik.</p>	
	<p>Die Beratungsfirma Ecofys und die Universität Stuttgart hatten in ihrer gemeinsamen Studie „Nachrüstung von Solarstromanlagen zur Lösung der 50,2-Hz-Problematik“ noch gewarnt: Um eine rasche Nachrüstung zu gewährleisten, muss eine hohe Akzeptanz für die Maßnahmen bei den Anlagenbetreibern geschaffen werden. Anscheinend haben sich nicht alle Verteilnetzbetreiber an diese Empfehlung gehalten.</p>	<p>Das Beratungsunternehmen Ecofys und die Universität Stuttgart hatten in ihrer gemeinsamen Studie „Nachrüstung von Solarstromanlagen zur Lösung der 50,2-Hz-Problematik“ noch gewarnt: Um eine rasche Nachrüstung zu gewährleisten, muss eine hohe Akzeptanz für die Maßnahmen bei den Anlagenbetreibern geschaffen werden. Anscheinend haben sich aber nicht alle Verteilungsnetzbetreiber an diese Empfehlung gehalten.</p>	
		<p>Organisation ist gefragt</p>	
4	<p>Stattdessen starten die Verteilnetzbetreiber alles andere als koordiniert in die große Umrüstaktion. Zwar schreibt die Systemstabilitätsverordnung konkrete Fristen vor. So müssen Sonnenkraftwerke am Niederspannungsnetz ab 100 Kilowatt Leistung bis 31. August 2013 die neuen Auflagen erfüllen, Anlagen ab 30 Kilowatt bis 31. Mai 2014 und die kleinste Kategorie ab zehn Kilowatt bis 31. Dezember 2014.</p>	<p>Stattdessen starten die Verteilungsnetzbetreiber alles andere als koordiniert in die große Umrüstaktion. Zwar schreibt die Systemstabilitätsverordnung konkrete Fristen vor. So müssen Photovoltaikkraftwerke am Niederspannungsnetz ab 100 kW Leistung bis 31. August 2013 die neuen Auflagen erfüllen, Anlagen ab 30 kW bis 31. Mai 2014 und die kleinste Kategorie ab 10 kW bis 31. Dezember 2014. Bis dahin sind die Verteilungsnetzbetreiber verpflichtet, den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig vierteljährlich über den Stand der Dinge zu berichten.</p>	3
	<p>Doch wie die Verteilnetzbetreiber die Nachrüstung organisieren, bleibt ihnen überlassen. So kommt es, dass einige Verteilnetzbetreiber schon seit vorigem Sommer Daten sammeln, während andere erst jetzt damit beginnen.</p>	<p>Doch wie sie die Nachrüstung organisieren, bleibt gänzlich ihnen überlassen. So kommt es, dass einige Verteilungsnetzbetreiber schon seit vorigem Sommer Daten sammeln, während andere erst jetzt damit beginnen.</p>	
5	<p>Eon Bayern etwa muss nach eigenen Informationen in den kommenden zwei Jahren mehr als 150 000 Anlagen abwickeln, die Hälfte</p>	<p>Eon Bayern zum Beispiel muss nach eigenen Informationen in den kommenden zwei Jahren mehr als 150 000 Anlagen abwickeln, die Hälfte</p>	

Abs	Neue Energie (2 / 2013)	Elektropraktiker (4 / 2013)	Abs
	<p>des gesamten deutschen Nachrüstportfolios. Bis Ende Dezember hatte der süddeutsche Netzriese aber erst 6000 Fragebögen verschickt. „Die Auswertung wird nicht lange dauern, wir liegen voll im Zeitplan“, teilt das Unternehmen zwar beschwichtigend mit. Das kann sich allerdings schnell ändern, denn Eon und Co haben neben der Datenerfassung noch weitere Verpflichtungen: Externe Techniker sind mit der Nachrüstung zu beauftragen, die Maßnahmen zu dokumentieren und die Kosten schließlich je zur Hälfte auf die Netzentgelte und die Umlage zur Förderung der erneuerbaren Energien (EEG-Umlage) umzulegen. Das dürfte mit einem hohen bürokratischen und zeitlichen Aufwand verbunden sein.</p>	<p>des gesamten deutschen Nachrüstportfolios. Bis Ende Dezember hatte der süddeutsche Netzriese aber erst 6000 Fragebögen verschickt. „Die Auswertung wird nicht lange dauern, wir liegen voll im Zeitplan“, teilt das Unternehmen zwar beschwichtigend mit. Das kann sich allerdings schnell ändern, denn Eon und Co haben neben der Datenerfassung noch weitere Verpflichtungen: Externe Techniker sind mit der Nachrüstung zu beauftragen, die Maßnahmen zu dokumentieren und die Kosten schließlich je zur Hälfte auf die Netzentgelte und die Umlage zur Förderung der erneuerbaren Energien (EEG-Umlage) umzulegen. Das dürfte mit einem hohen bürokratischen und zeitlichen Aufwand verbunden sein.</p>	
	Risiko von Blackouts steigt		
6	<p>Allerdings sind es nicht nur die Netzbetreiber, die den Zeitplan gefährden. Sie spekulieren darauf, dass die Betreiber ihre Anlagen nach Erhalt der Fragebögen pünktlich innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Frist von einem Monat melden. Doch wie es aussieht, kommen auch die Stromerzeuger nur schwer in die Gänge.</p>	<p>Allerdings sind es nicht nur die Verteilungsnetzbetreiber, die den Zeitplan gefährden. Sie spekulieren darauf, dass die Betreiber ihre PV-Anlagen nach Erhalt der Fragebögen pünktlich innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Frist von einem Monat melden. Doch wie es aussieht, kommen auch die Anlagenbetreiber nur schwer in die Gänge.</p>	4
	<p>„Wir haben Ende Oktober 86 Schreiben an die erste Tranche über 100 Kilowatt versendet und einigen Betreibern auch schon zwei Erinnerungsschreiben geschickt. Dennoch gab es bisher nur 24 Rückmeldungen“, sagt Michael Leukam, Sprecher des Darmstädter Verteilnetzbetreibers (VNB) Rhein-Main-Neckar. Auch bei den Augsburger Lechwerken laufen laut Sprecher Thomas Renz bereits Nachfassaktionen. Das Unternehmen hat 25 000 Anlagen mit 620 Megawatt Gesamtleistung umzurüsten. „Damit wir loslegen können, rufen wir sogar bei den Betreibern an“, sagt Renz.</p>	<p>„Wir haben Ende Oktober 86 Schreiben an die erste Tranche über 100 Kilowatt versendet und einigen Betreibern auch schon zwei Erinnerungsschreiben geschickt. Doch bisher kam nicht einmal die Hälfte zurück“, sagt Michael Leukam, Sprecher des Darmstädter Verteilnetzbetreibers (VNB) Rhein-Main-Neckar. Auch bei den Augsburger Lechwerken laufen laut Sprecher Dr. Thomas Renz bereits Nachfassaktionen. Das Unternehmen hat 25000 Anlagen mit 620 MW Gesamtleistung umzurüsten. „Damit wir loslegen können, rufen wir sogar bei den Betreibern an“, sagt Renz.</p>	
	Auch Betreiber müssen einen Zahn zulegen		
7	<p>Dabei verursacht die Umrüstung den Stromerzeugern weder große Mühe noch Kosten. Sie müssen nur auf den zweiseitigen standardisierten Fragebögen ihrer Netzbetreiber Angaben zu ihren Anlagen und Wechselrichtern machen. Auf den Internetseiten einiger Unternehmen wie zum Beispiel der Lechwerke können Solarbetreiber ihre Daten sogar online eingeben.</p>	<p>Dabei verursacht die Umrüstung den Anlagenbetreibern weder große Mühen noch Kosten. Sie müssen nur auf den zweiseitigen standardisierten Fragebögen ihrer Verteilungsnetzbetreiber Angaben zu ihren Anlagen und Wechselrichtern machen. Auf den Internetseiten einiger Verteilungsnetzbetreiber wie zum Beispiel der Lechwerke haben Solaranlagenbetreiber sogar die Möglichkeit, ihre Daten online einzugeben.</p>	5
	<p>„Leichter können wir es ihnen kaum machen“, sagt Renz. Liegen die Informationen vor, beauftragen die Verteilnetzbetreiber die Handwerker, die Wechselrichter neu zu justieren.</p>	<p>„Leichter können wir es ihnen kaum machen“, sagt Renz. Liegen die Informationen vor, werden die Elektrohandwerker beauftragt, die Wechselrichter neu zu justieren.</p>	

Abs	Neue Energie (2 / 2013)	Elektropraktiker (4 / 2013)	Abs
	<p>Auch das sei „eine Sache von Minuten“, wie Andreas Schlumberger vom Wechselrichterhersteller Kaco new energy erklärt. Die Hersteller haben den Frequenzwert für jeden Inverter so festgelegt, dass sich eine gleichmäßige Verteilung der Abschaltfrequenzen über die gesamte Leistung des betroffenen Anlagenbestands einer Regelzone ergibt. Während also künftig etwa alle umgerüsteten Kaco-Stringwechselrichter bei Frequenzen bis 51 Hz vom Netz gehen, folgen die großen Zentralwechselrichter ab 51 Hz. „Die neuen Werte lassen sich über das Gerätemenü leicht manuell einstellen. Nur bei ganz alten Wechselrichtern muss eventuell der Chip getauscht werden“, erklärt Schlumberger. Ihre Arbeit stellen die Installateure schließlich den Verteilnetzbetreibern in Rechnung, die sich das Geld aus dem EEG-Topf und über die Netzentgelte von den Energieverbrauchern zurückholen.</p>	<p>Auch das sei „eine Sache von Minuten“, wie Andreas Schlumberger vom Wechselrichterhersteller Kaco new energy erklärt. Die Hersteller haben den Frequenzwert für jeden Inverter so festgelegt, dass sich eine gleichmäßige Verteilung der Abschaltfrequenzen über die gesamte Leistung des betroffenen Anlagenbestands einer Regelzone ergibt. Während also künftig zum Beispiel alle umgerüsteten Kaco-Stringwechselrichter bei Frequenzen bis 51 Hz vom Netz gehen, folgen die großen Zentralwechselrichter ab 51,05 Hz. „Die neuen Werte lassen sich über das Gerätemenü leicht manuell einstellen. Nur bei ganz alten Wechselrichtern muss eventuell der Chip getauscht werden“, erklärt Schlumberger. Ihre Arbeit stellen die Installateure schließlich den Verteilungsnetzbetreibern in Rechnung, die sich das Geld aus dem EEG-Topf und über die Netzentgelte von den Energieverbrauchern zurückholen.</p>	
8	<p>Kommt jedoch nicht bald Schwung in die Nachrüstung, steigt das Risiko von Blackouts. „Bei Störfällen im Verbundnetz besteht aktuell eine konkrete Gefährdung“, warnt Ecofys-Netzexperte Michael Döring. Im Normalbetrieb werden die Stromnetze in Europa im Verbund betrieben, die systemweite Frequenz bleibt stabil bei Werten nahe des Sollwerts von 50,0 Hz. Steigt die Frequenz jedoch aufgrund einer Störung auf 50,2 Hz an, würden sich an einem sonnigen Tag in Deutschland abrupt bis zu 350 000 Solaranlagen mit 14 Gigawatt Gesamtleistung vom Netz trennen. Da im europäischen Verbundnetz aber nur drei Gigawatt Reserveenergie verfügbar sind, könnte der Ausfall der solaren Erzeugungsleistung nicht kompensiert werden. „Dann würde die Frequenz unter den Sollwert fallen und es zu kaskadierenden Abschaltungen zusätzlicher Erzeugungsleistung zum Beispiel von Windturbinen kommen, von denen sich ein Teil richtlinienkonform bereits bei 49,5 Hz abschalten würde“, erklärt Döring, „die Konsequenz wäre ein großräumiger Ausfall der Elektrizitätsversorgung in Teilen Europas“ (neue energie 1/2013).</p>	<p>Kommt jedoch nicht bald Schwung in die Nachrüstung, steigt das Risiko von Blackouts. „Bei Störfällen im Verbundnetz besteht aktuell eine konkrete Gefährdung“, warnt Ecofys-Netzexperte Michael Döring. Im Normalbetrieb werden die Stromnetze in Europa im Verbund betrieben, die systemweite Frequenz bleibt stabil bei Werten nahe des Sollwerts von 50,0 Hz. Steigt die Frequenz jedoch aufgrund einer Störung auf 50,2 Hz an, würden sich an einem sonnigen Tag in Deutschland abrupt bis zu rund 350 000 Solaranlagen mit 14 GW Gesamtleistung vom Netz trennen. Da im europäischen Verbundnetz aber nur 3 GW Reserveenergie verfügbar ist, könnte der Ausfall der solaren Erzeugungsleistung nicht kompensiert werden. „Dann würde die Frequenz wahrscheinlich unter den Sollwert fallen und es zu kaskadierenden Abschaltungen zusätzlicher Erzeugungsleistung zum Beispiel von Windturbinen kommen, von denen sich ein Teil richtlinienkonform bereits bei 49,5 Hz abschalten würde“, erklärt Döring. „Die Konsequenz wäre ein großräumiger Ausfall der Elektrizitätsversorgung in Teilen Europas.“</p>	6
9	<p>Frequenzsteigernde Störungen, die solche Dominoeffekte auslösen können, sind nach Angaben des Netzexperten aus verschiedenen Gründen leicht möglich. So haben etwa die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe, das Gleichgewicht von Verbrauch und Erzeugung elektrischer Energie zu wahren. „Kommt es im</p>	<p>Zu frequenzsteigernden Störungen, die solche Dominoeffekte auslösen können, kann es nach Angaben des Netzexperten leicht aus verschiedenen Gründen kommen. So haben zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe, das Gleichgewicht von Verbrauch und Erzeugung elektrischer Energie zu wahren.</p>	7

Abs	Neue Energie (2 / 2013)	Elektropraktiker (4 / 2013)	Abs
	Netz nun aufgrund von Prognosefehlern zu einem starken Überschuss an eingespeister Leistung, besteht die Gefahr, dass die Netzfrequenz einen kritischen Wert erreicht“, so Döring.	„Kommt es im Netz nun aufgrund von Prognosefehlern zu einem starken Überschuss an eingespeister Leistung, besteht die Gefahr, dass die Netzfrequenz einen kritischen Wert erreicht“, so Döring. Neben Prognosefehlern kann auch eine Verbundnetzstörung wie zum Beispiel im November 2006 zu einer Trennung in Teilnetze mit Über- und Unterfrequenz führen.	
10	Schließlich treiben Verzögerungen bei der Nachrüstung auch die Kosten. Ecofys rechnet allein für die Neujustierung der Wechselrichter mit 65,6 bis 177 Millionen Euro. Hinzu kommen die Verwaltungskosten der Wechselrichterhersteller und Verteilnetzbetreiber. Müssen die Unternehmen weiterhin beim Großteil der Solarbetreiber nachfassen, können sich die Gesamtkosten schnell deutlich erhöhen. Den Preis für die schlechte Kommunikation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern müsste die Allgemeinheit zahlen.	Schließlich treiben Verzögerungen bei der Nachrüstung auch die Kosten. Ecofys rechnet allein für die Neujustierung der Wechselrichter mit 65,6 bis 177 Millionen Euro. Hinzu kommen die Verwaltungskosten der Wechselrichterhersteller und Verteilungsnetzbetreiber. Müssen die Unternehmen weiterhin beim Großteil der Solarbetreiber nachfassen, können sich die Gesamtkosten schnell deutlich erhöhen. Den Preis für die schlechte Kommunikation zwischen Netz und Anlagenbetreibern müsste die Allgemeinheit zahlen.	8