

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	Mehr Sonne als Netz (Sascha Rentzing)	Mehr Sonne als Netz (Sascha Rentzing)	
0	2020 könnten Photovoltaikanlagen mehr als 50 Gigawatt Leistung ins deutsche Stromnetz einspeisen. Doch bereits heute verursacht Solarstrom in einigen Regionen Probleme in den Niederspannungsnetzen. Forscher und Ingenieure suchen nach Lösungen.	(SR) Die rasant wachsenden Solarstrommengen verursachen in einigen Regionen Deutschlands zunehmend Probleme in den Niederspannungsnetzen. Forscher und Ingenieure suchen nach Lösungen.	0
1	Fröndenberg an der Ruhr	Fröndenberg ist ein nettes Städtchen an der Ruhr. Die 22'000-Einwohner-Gemeinde, die das Tor zum Sauerland bildet,	1
	wirkt wie ein Mekka für Regenerativenergien: Rings um die westfälische Stadt drehen sich Windmühlen, rauschen Wasserkraftwerke und auf den Dächern prangen Solarmodule. Nun können in einigen der 14 Ortsteile vorerst keine weiteren Photovoltaikanlagen ans Netz gehen. "Wir stoßen an Aufnahmegrenzen", sagt Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann.	wirkt wie ein Mekka für regenerative Energien: Rings um die westfälische Stadt drehen sich Windmühlen, rauschen Wasserkraftwerke und viele Dächern sind voll mit Solarmodulen. Nun können in einigen der 14 Ortsteile vorerst keine weiteren Photovoltaik-Anlagen ans Netz gehen. „Wir stossen an Aufnahmegrenzen“, sagt Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann.	
2	Das Problem ist Fröndenbergs ländliche Struktur. Die wenigen Verbraucher in den kleinen Ortsteilen werden über ein weitmaschiges Verteilnetz mit dünnen Leitungen versorgt. Daran hängt bereits seit 26 Jahren ein mit Deponiegas betriebener Generator, 1994 folgten ein Windrad und später viele große landwirtschaftliche Photovoltaikkraftwerke.		
		Vom Niederspannungsnetz ...	
	Inzwischen ist die installierte Regenerativleistung in der Kommune auf 53 Megawatt (MW) angewachsen. Zu viel für die wenigen Abnehmer:	Die installierte Erneuerbareleistung vor Ort liegt heute bei 53 MW.	2
	Bei viel Sonne und Wind wird zeitweise mehr Strom erzeugt und eingespeist als benötigt. „2009 startete hier der absolute Solarboom.	Bei viel Sonne und Wind wird zeitweise mehr Strom erzeugt und eingespeist als benötigt. „2009 ging es hier los mit dem Solarboom.	
	Bei dem enormen Zubautempo an Photovoltaik (PV) war die Kapazität unserer Netze schnell ausgeschöpft“, erklärt Heitmann. Zwar sei die Menge des Stroms handhabbar.	Bei dem enormen Zubautempo war die Kapazität unserer Netze schnell ausgeschöpft“, erklärt Heitmann. Zwar seien die Strommengen handhabbar.	
	Doch an manchen Tagen triebe die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 Volt (siehe Kasten).	Doch an manchen Tagen triebe die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 Volt	
	"Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere PV-Anlagen anschließen können", sagt Heitmann.	„Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere Solaranlagen anschliessen können“, sagt Heitmann.	
		... aufs Mittelspannungs	
3	Angehende Betreiber größerer Anlagen könnten nun meinen, sie betreffe das Problem nicht, da Solarkraftwerke ab 30 Kilowatt (kW) Leistung gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ans Mittelspannungsnetz	Angehende Betreiber grösserer Anlagen könnten nun meinen, sie betreffe das Problem nicht, da Solarkraftwerke ab 30 Kilowatt Leistung gemäss dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ans mittelspannungsnetz	3

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	angeschlossen werden müssen. Doch stößt man in Fröndenberg vor allem wegen der ins Mittelspannungsnetz einspeisenden Windturbinen auch hier an Kapazitätsgrenzen. Überspannungen auf dieser Ebene sind sogar eine wesentliche Ursache für die Engpässe im Niederspannungsbereich:	angeschlossen werden müssen. Doch stößt in Fröndenberg bereits auch diese Spannungsebene vor allem wegen der vielen ins Mittelspannungsnetz einspeisenden Windturbinen an ihre Kapazitätsgrenze. Überspannungen auf dieser Ebene sind sogar eine wesentliche Ursache für die Engpässe im Niederspannungsbereich:	
	„Wenn das Mittelspannungsnetz bereits vorbelastet ist, überträgt sich das Problem quasi über den Trafo auf das Ortnetz“, erklärt Jürgen Drees, Technischer Leiter der Stadtwerke Fröndenberg.	„Wenn das Mittelspannungsnetz bereits überlastet ist, überträgt sich das Problem quasi über den Trafo auf das Ortnetz“, erklärt Jürgen Drees, Technischer Leiter der Stadtwerke Fröndenberg.	
4	Dass die Sonne im trüben Westfalen Sorgen macht, ist neu. Bisher schienen sich solche Netzengpässe auf einige wenige ländliche Regionen im strahlungsreichen Süddeutschland, wie das Allgäu, zu beschränken (neue energie 5/2010). Laut Bundesnetzagentur wurden 51 Prozent der zwischen Januar 2009 und August 2010 in Deutschland errichteten PV-Anlagen in Bayern und Baden-Württemberg installiert. "Die Probleme sind größer als gedacht", sagt Frank Peter vom Wirtschaftsforschungsinstitut Prognos.		
		Netze nicht fit für Solarstrom	
	Peter gehört zu den Autoren der Studie "Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020", die sein Institut mit Roland Berger Strategy Consultants für den Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) erstellt hat (siehe Seite 46). Danach haben bereits 77 Prozent der Verteilnetzbetreiber, in deren Gebieten viel PV installiert ist, technische Schwierigkeiten mit der Solarstrom-Integration.	Nicht nur er klagt über zunehmende Netzprobleme. Bereits 77 Prozent der Verteilnetzbetreiber, in deren Gebieten viel Solarkraft installiert ist, haben technische Schwierigkeiten mit der Solarstrom-Integration. Diese Zahl ermittelte die von der Solarbranche im vergangenen Spätherbst vorgestellte Studie „Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020“.	4
5	"Zurzeit haben circa 98 Prozent aller PV-Anlagen in Deutschland ihren Netzanschlusspunkt am Niederspannungsnetz.	„Zurzeit haben circa 98 Prozent aller Solar-Anlagen hierzulande ihren Netzanschlusspunkt am Niederspannungsnetz.	
	Die meisten Niederspannungsnetze sind allerdings historisch gewachsen und wurden damals nicht auf einen Betrieb mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung ausgelegt", erklärt der Netzexperte Thomas Stetz vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Iwes).	Die meisten Niederspannungsnetze sind allerdings historisch gewachsen und wurden nicht auf einen Betrieb mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung ausgelegt", erklärt der Netzexperte Thomas Stetz vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.	
	Der Ausbau dieser fein verästelten Ortsnetze richtet sich traditionell nach der Leistungsnachfrage. Anschlusskabel wurden immer nur so dimensioniert, dass die Last, die durch Verbrauch dieses Abnehmers erzeugt wird, geliefert werden kann. Somit ist das Netz in bevölkerungs- oder industriereichen Gebieten stärker ausgebaut als in ländlichen Gebieten mit niedrigem Verbrauch. Das	Der Ausbau dieser fein verästelten Ortsnetze richtet sich traditionell nach der Leistungsnachfrage. Anschlusskabel wurden immer nur so dimensioniert, dass die Last, die durch Verbrauch dieses Abnehmers erzeugt wird, geliefert werden kann. Somit ist das Netz in bevölkerungs- oder industriereichen Gebieten stärker ausgebaut als in ländlichen Gebieten mit niedrigem Verbrauch. Das	5

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	<p>Dilemma: Gerade auf dem Land pumpen immer mehr große landwirtschaftliche PV-Brummer Solarstrom in die eher betagten Drähte. In einigen Außenbereichen des Fröndenberger Netzes übersteige die dezentral eingespeiste Leistung die vorhandene Last deshalb zeitweise um das Vierfache, erklärt Heitmann. "Hier besteht die Gefahr, dass Spannungshübe elektrische Geräte unserer Kunden zerstören."</p>	<p>Dilemma: Gerade auf dem Land pumpen immer mehr grosse landwirtschaftliche Solar-Brummer ihre Elektronen in die eher betagten Drähte. Der Solar-Ausbau ist in Gefahr, Fröndenberg lässt grüssen.</p>	
		Heisse Drähte	
6	<p>Solche Probleme könnten sich verschärfen. Die deutsche Solarbranche will die installierte Leistung in Deutschland bis 2020 von derzeit 17 800 MW auf mindestens 52 000 MW verdreifachen. Das könnte auch auf den übergeordneten Netzebenen zu Engpässen führen. Die Physik gibt den Weg des Solarstroms vor: Wird lokal mehr erzeugt als benötigt, fließt die Energie gewissermaßen netzaufwärts zum nächsten Verbraucher, zunächst ins Mittel-, dann ins Hoch- und schließlich Höchstspannungsnetz. Konzentriert sich der PV-Ausbau weiter auf Süddeutschland, so Iwes-Wissenschaftler Stetz, würde der überschüssige Solarstrom wahrscheinlich von den Regionen mit geringem Verbrauch in großstädtische Regionen mit viel Industrie transportiert. Bei starker PV-Erzeugung könne sogar ein großräumiger Lasttransport durch das Übertragungsnetz nötig werden.</p>	<p>Es könnte ganz schnell mehr Fröndenbergs geben: Die deutsche Solarbranche will die installierte Leistung hierzulande bis 2020 von derzeit 17'800 auf mindestens 52'00 MW verdreifachen. Damit zeichnen sich auch Engpässe auf den übergeordneten Netzebenen ab.</p>	6
	<p>Speisen dann dort auch verstärkt Offshore-Windräder ein,</p>	<p>Genau diese Leitungen, vor allem auf der Höchstspannungsebene, sollen demnächst verstärkt den Strom aus den Offshore-Windparks aufnehmen.</p>	7
	<p>werden weitere Kohleblöcke gebaut, und bleiben die Atommeiler länger am Netz, könnten die 220- bis 380-Kilovolt-Leiter überlastet werden. Heiße Drähte könnten künftig besonders in den Sommerferien drohen, wenn die PV power, die Industrie aber weniger produziert und viele Bundesbürger die heimatlichen Gefilde verlassen. Laut Iwes liegt die aus dem Strombedarf resultierende minimale Last zur Mittagszeit an Urlaubstagen im Sommer deutschlandweit derzeit bei etwa 40 Gigawatt (GW). Schon heute können Deutschlands PV-Kraftwerke rechnerisch mehr als ein Viertel dieser Last liefern.</p>	<p>Werden weitere Kohleblöcke gebaut und die Atommeiler länger am Netz bleiben, könnten die 220- bis 380-Kilovolt-Trassen überlastet werden. Heisse Drähte könnten künftig besonders in den Sommerferien drohen, wenn die Photovoltaik power, die Industrie aber weniger produziert und viele Bundesbürger die heimatlichen Gefilde verlassen.</p>	
7	<p>Manche Kritiker sehen das Energiesystem ob des vielen unsteten Sonnenstroms bereits vor dem Kollaps. Bei weiter starkem Wachstum, so ihre Bedenken, könne die PV an Sommertagen schon bald 100 Prozent der Last decken.</p>	<p>Manche Kritiker der Solarenergie sehen das Energiesystem ob des vielen unsteten Sonnenstroms bereits vor dem Kollaps. Bei weiterem starken Wachstum, so ihre Bedenken, kann die Photovoltaik an Sommertagen schon bald 100 % der Last decken. Dan</p>	8

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	Dann müsse der konventionelle Kraftwerkspark mittags komplett auf null und abends schlagartig wieder hochgefahren werden. "So flexibel ist das System noch nicht", sagt Stephan Kohler, Chef der Deutschen Energie-Agentur.	n müsse der konventionelle Kraftwerkspark mittags komplett auf Null und abends schlagartig wieder hochgefahren werden.	
		Solarstrombranche winkt ab	
	Die Solarbranche sieht die Netze dagegen weit entfernt von einer Überlastung. Sie führt den Gleichzeitigkeitsfaktor ins Feld, der die tatsächliche Solarleistung auf 70 Prozent ihres Nennwerts dämpft. Denn einerseits ist die Einstrahlung nie für alle PV-Anlagen in Deutschland gleichzeitig optimal, andererseits liefern Module bei Hitze oft nur 70 bis 90 Prozent ihrer Nennleistung. Für eine minimale sommerliche Last von 40 GW wären demnach etwa 57 GW installierte Solarstromleistung nötig - dieser Wert wird nach der Roadmap erst nach 2020 erreicht.	Die Solarbranche sieht die Netze dagegen weit entfernt von einer Überlastung durch den Solarstrom. Sie führt den Gleichzeitigkeitsfaktor ins Feld, der die tatsächliche Solarleistung auf 70 % ihres Nennwerts dämpft. Denn einerseits ist die Einstrahlung nie für alle PV-Anlagen in Deutschland gleichzeitig optimal, andererseits liefern Module bei Hitze oft nur 70 bis 90 % ihrer Nennleistung. Für eine minimale sommerliche Last von 40 Gigawatt wären demnach etwa 57 Gigawatt installierte Solarstromleistung nötig - dieser Wert wird nach der Roadmap erst nach 2020 erreicht. Wer es glauben mag.	9
8	Von einer Verstopfung der Netze durch PV-Strom kann derzeit also keine Rede sein.		
	Dennoch sind Kapazitätserweiterungen nötig, vor allem auf regionaler Ebene. Ein Problem: Dafür kommt derzeit nur der klassische Netzausbau in Frage, da innovative Maßnahmen zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit wie Lastmanagement, Speicher oder selbstregelnde Trafos für das Ortsnetz noch nicht ausgereift sind. Manche Netzbetreiber würden die Investitionen gern aufschieben. "Wenn heute aufwändig Leiter verlegt werden, die in zehn Jahren nicht mehr nötig sind, dann ist das unwirtschaftlich", sagt Heitmann.	Dennoch sind Kapazitätserweiterungen nötig, vor allem auf regionaler Ebene. Das Problem ist nur, dass dafür derzeit nur ein klassischer Netzausbau in Frage kommt, da innovative Maßnahmen zur Steigerung der solaren Aufnahmefähigkeit wie Lastmanagement, Speicher oder selbstregelnde Trafos für das Ortsnetz noch nicht ausgereift sind. Manche Netzbetreiber würden Investitionen gern aufschieben. „Wenn heute aufwendig Leiter verlegt werden, die in zehn Jahren nicht mehr nötig sind, dann ist das unwirtschaftlich“, gibt Heitmann zu bedenken.	10
	Doch das EEG verpflichtet zum vorrangigen Anschluss und somit zur Eile. In Fröndenberg sollen für die PV daher schon bald die Bagger anrücken.	Doch das EEG verpflichtet zum vorrangigen Anschluss neuer Ökoeinspeiser und somit zur Eile. In Fröndenberg sollen daher schon bald die Bagger anrücken.	
	"Wir werden sowohl das Mittelspannungs- als auch Niederspannungsnetz verstärken, um die gesamte Verteilnetzebene zu entlasten", erklärt der Stadtwerke-Chef.		
		Zusätzliche Kupferstrukturen und Lastmanagement	
	Noch mehr Sonne muss das Allgäuer Überlandwerk (AÜW) integrieren. Binnen eines Jahres hat sich die PV-Leistung in dessen Konzessionsgebiet auf aktuell 84 MW verdoppelt, und ständig gehen neue Anträge auf Netzanschluss ein.	Noch mehr Solarstrom als in Fröndenberg muss das Allgäuer Überlandwerk (AÜW) integrieren. Binnen eines Jahres hat sich die Solar-Leistung im dortigen Netzgebiet auf aktuell 84 MW verdoppelt.	11
	"Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen", sagt AÜW-Chef Michael Fideley.	„Wir Investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen“, sagt Michael Fideley, Chef der Netzsparte.	

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	Innovationen für mehr Sonne		
9	Um die neuen Leitungen optimal zu nutzen, will das Unternehmen die Last künftig besser managen. "Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit", erklärt Fideldey. Als ersten Schritt bietet AÜW Kunden seit dem 1. Januar 2011 dafür einen so genannten lastvariablen Tarif an. Eine Maßgabe, die im Übrigen bundesweit gilt. Gemäß Energiewirtschaftsgesetz müssen alle deutschen Versorger ihren Kunden solche Tarife anbieten. Im Allgäu funktioniert es so:	Um die neuen Leitungen optimal zu nutzen, will der Regionalversorger die Last künftig besser managen. „Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit“, erklärt Fideldey. Als ersten Schritt bietet AÜW Kunden seit dem 1. Januar 2011 dafür einen so genannten lastabhängigen Tarif an.	12
	Wer seinen Verbrauch in die Zeit eines hohen Stromangebots legt, bekommt die Energie billiger. Später sollen Erzeuger und Verbraucher der Region in einem virtuellen Stromversorgungssystem verknüpft werden.	Wer seinen Verbrauch in die Zeit eines hohen Stromangebots legt, bekommt die Energie billiger. Später sollen Erzeuger und Verbraucher der Region in einem virtuellen Stromversorgungssystem verknüpft werden.	
	Neben Strom fließen in diesem System auch Daten, anhand derer ein zentraler Rechner das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten ermittelt und aufeinander abstimmt.	Neben Strom fließen in diesem System auch Daten, anhand derer ein zentraler Rechner das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten ermittelt und aufeinander abgestimmt .	13
	Intelligente Zähler koordinieren den Stromverbrauch in den Haushalten. Ist Strom billig, ziehen sie ihn aus dem Netz und speisen damit Waschmaschine und Co. Oder die Smart Meter schicken den PV -Strom der eigenen Dachanlage direkt in einen Batteriespeicher im Keller, wenn im Ortsnetz Überspannungen drohen.	Intelligente Zähler koordinieren den Stromverbrauch in den Haushalten. Ist Strom billig, ziehen sie ihn aus dem Netz und speisen damit Waschmaschine und Co. Oder die Smart Meter schicken den Solar -Strom der eigenen Dachanlage direkt in einen Batteriespeicher im Keller, wenn im Ortsnetz Überspannungen drohen.	
		Projekt „MeRegio“	
10	Um ein besseres Austarieren von regenerativer Erzeugung und Last geht es auch in dem Projekt "MeRegio" (Minimum Emission Regions), an dem sich sechs Unternehmen, darunter Energieversorger EnBW und Industriekonzern ABB, beteiligen. Es ist eines von mehreren Modellprojekten aus dem "E-Energy"-Programm von Bundeswirtschafts- und -umweltministerium (neue energie 4/2010).	Um ein besseres Austarieren von erneuerbarer Erzeugung und Last geht es auch in dem Projekt „MeRegio“ (Minimum Emission Regions), an dem sich sechs Unternehmen, darunter Energieversorger EnBW und Industriekonzern ABB, beteiligen. Es ist eines von mehreren Modellprojekten aus dem „E-Energy“-Programm von Bundeswirtschafts- und -umweltministerium.	14
	"Wir schaffen einen Marktplatz für Energie, der 1000 private und gewerbliche Stromkunden sowie zentrale und dezentrale Energieversorger in einer Modellregion in Baden-Württemberg miteinander verbindet", erklärt der ABB-Netzexperte Stephan Kautsch. Zentrales Element des Verbunds ist eine von seinem Unternehmen entwickelte Software, über die jedes Haus und jede Anlage genau analysiert werden kann: Wie ist der Verbrauch?	„Wir schaffen einen Marktplatz für Energie, der 1'000 private und gewerbliche Stromkunden sowie zentrale und dezentrale Energieversorger in einer Modellregion in Baden-Württemberg miteinander verbindet“, erklärt der ABB-Netzexperte Stephan Kautsch. Zentrales Element des Verbunds ist eine von seinem Unternehmen entwickelte Software. Damit kann nicht nur der Energieverbrauch und jede Anlage genau analysiert werden kann.	
	Wo gibt es Überschüsse? Wer kann das Angebot abnehmen? Mit dem Softwaretool wird das sonst 'blinde' Niederspannungsnetz bis in die kleinste Verästelung transparent. Gehandelt werden soll der Strom - ebenfalls	Das soll auch die Plattform sein, um Lasten zu verschieben und diesen Strom zu vermarkten. Ein Lösungsansatz mit Zukunft.	

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	softwaregestützt - auf dem Marktplatz.		
		Absorptionsfähigkeit von 50 auf 200% erhöhen	
11	Blindleistungsregelungsfähige Wechselrichter können die Netze weiter entlasten. Auf Mittelspannungsebene übernehmen Inverter größerer PV-Anlagen bereits Netzdienstleistungen und liefern oder beziehen Blindleistung, wenn Unter- oder Überspannung die Stabilität des Systems gefährden. Bald werden sich die Geräte auch auf der für die PV relevanteren Niederspannungsebene an der Spannungshaltung beteiligen müssen.	Blindleistungsregelungsfähige Wechselrichter können die Netze weiter entlasten. Auf Mittelspannungsebene übernehmen Inverter grösserer Solar-Anlagen bereits Netzdienstleistungen und liefern oder beziehen Blindleistung, wenn Unter- oder Überspannung die Stabilität des Systems gefährdet. Bald werden sich die Geräte auch auf der für die PV wesentlich relevanteren Niederspannungsebene an der Spannungshaltung beteiligen müssen.	15
	"Wir rechnen dieses Frühjahr mit einer Neuauflage der Niederspannungsrichtlinie", sagt Bernd Engel, Cheftechnologe des Wechselrichterherstellers SMA.	„Wir rechnen noch dieses Frühjahr mit einer Neuauflage der Niederspannungsrichtlinie", sagt Bernd Engel, Cheftechnologe des Wechselrichterherstellers SMA.	
	Für die Netzbetreiber könnte sich die neue Richtlinie als Segen erweisen: "Mit ihrer Hilfe lässt sich die Absorptionsfähigkeit eines Ortsnetzes für PV-Strom um 50 bis 200 Prozent erhöhen", erklärt Engel. Bisher gängige Wechselrichter sind für die Netzstabilität dagegen eher ein Risiko: Bei Fehlern trennen sie sich sofort vom Netz, was zu einem kaskadenartigen Abschalten von PV-Anlagen führen und einen Spannungseinbruch verstärken kann.	Für die Netzbetreiber könnte sich die neue Richtlinie als Segen erweisen: „Mit ihrer Hilfe lässt sich die Absorptionsfähigkeit eines Ortsnetzes für PV-Strom um 50 bis 200 Prozent erhöhen", erklärt Engel. Bisher gängige Wechselrichter stellen für die Netzstabilität dagegen eher ein Risiko dar: Bei Fehlern trennen sie sich sofort vom Netz, was zu einem kaskadenartigen Abschalten von PV-Anlagen führen und einen Spannungseinbruch verstärken kann.	
	Weniger Förderung in Bayern		
12	Neben den technischen sieht die Solarwirtschaft auch politische Lösungswege, den Sonnendruck zu reduzieren. In der PV-Roadmap wird eine Differenzierung der EEG-Vergütung über ein Referenzertragsmodell vorgeschlagen, das sich an der Einstrahlungsintensität orientiert: Sehr gute Standorte könnten bei der Förderung schlechter gestellt werden, Ostanlagen eine geringere Vergütung bekommen als auf Westdächern installierte. "So ließe sich eine gleichmäßigere geografische Verteilung des Zubaus innerhalb Deutschlands erreichen", sagt Roland-Berger-Analyst Torsten Henzelmann. Zwei Vorschläge macht die Branche: Die Vergütungsdauer für einstrahlungsintensivere Regionen, zum Beispiel in Bayern, wird reduziert, sodass die Anlagen früher aus der Förderung ausscheiden. Oder die Vergütungsdauer bleibt konstant, dafür werden die Vergütungssätze für sonnige Regionen einer zusätzlichen Degression unterworfen.	Für den Fröndenberger Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann reichen all diese Ideen nicht aus: „Die Bundesregierung darf sich nicht nur um die 380 kV-Ebene kümmern, sondern muss endlich auch etwas für die Verteilnetze tun."	16
13	In der Windenergie hat sich das Referenzertragsmodell bereits bewährt. Im Jahr 2000 mit dem EEG eingeführt, unterscheidet es drei verschiedene typische Windstandorte: Sehr		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	<p>gute Küstenstandorte werden am wenigsten gefördert, gute bis weniger gute Standorte mittelmäßig und durchschnittliche Standorte am meisten. Durch das seinerzeit vom Bundesverband WindEnergie initiierte Modell ist es gelungen, den Druck von der begehrten Küste zu nehmen und das Wachstum der Windkraft im Binnenland zu beflügeln. "Auch bei der Solarenergie könnten mithilfe amtlicher Sonnenkarten vier oder fünf Förderzonen festgelegt werden", sagt Henzelmann. Andererseits droht bei fünf Zonen, in denen verschiedene Tarife oder Degressionshöhen gelten, leicht die Transparenz verloren zu gehen. Noch verwirrender wird es bei einer zusätzlichen Differenzierung von Ost- und Westanlagen. Wie sollen da alle Neuinstallationen fehlerfrei und ohne zeitliche Verzögerung erfasst werden? Das Referenzertragsmodell hat eine weitere Schwäche: Es negiert, dass es bereits in einigen Regionen nördlich der Mainlinie Probleme mit der Sonne gibt.</p>		
	<p>Die Probleme am langen Ende</p>		
	<p>Das Niederspannungsnetz, in das Solaranlagen einspeisen, ist der sensibelste Teil des deutschen Verbundnetzes: Millionen Haushalte hängen an dieser „letzten Meile“. Für eine gleichbleibend hohe Qualität der Energie ist für die Verteilnetzbetreiber die DIN EN 50 160 des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik [VDE] maßgeblich: Danach müssen sie die Niederspannung im Bereich 207 bis 253 Volt halten. Die Photovoltaik (PV) stellt die Unternehmen nun vor ein Problem: Hohe ohmsche Widerstände durch die steigende solare Wirkleistung führen in einigen PV-Ballungszentren bereits zu unerlaubten Spannungshüben, die elektrische Geräte zerstören können.</p>		
	<p>Zu viel Solarstrom könnte auch das Verbundnetz bedrohen. Ist die Einspeisung zum Beispiel an Urlaubstagen im Sommer größer als die Last, steigt die Frequenz über die üblichen 50 Hertz. Normalerweise gleicht der konventionelle Kraftwerkspark die Erhöhung aus -das europäische Verbundnetz ENTSO-E hält dazu 3000 Megawatt [MW] Leistung als primäre Regelreserve bereit. Die im deutschen Niederspannungsnetz installierte PV-Leistung liegt aber heute schon bei fast 20 000 MW. Die gleichzeitige Abschaltung dieser PV-Leistung, etwa durch einen Fehler im</p>		

Abs	Neue Energie (2 / 2011)	ee-news (16.2.2011)	Abs
	<p>Hochspannungsnetz, kann mit der primären Regelreserve also kaum aufgefangen werden. Ein solcher Fehler ist laut SMA-Technikchef Bernd Engel durchaus vorstellbar: Trennt sich das Verbundnetz in mehrere Regelzonen, findet kein Lastausgleich mehr statt. Es entstehen Netzgebiete mit Über- beziehungsweise Unterfrequenz - nach den heutigen Vorschriften würden sich in beiden Fällen sämtliche PV-Anlagen schlagartig abschalten. Moderne Wechselrichter können Druck aus den Netzen nehmen: Die Mittelspannungsrichtlinie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft verlangt seit dem 1. Januar 2011 von Invertern für Solaranlagen ab 100 Kilowatt Leistung am Mittelspannungsnetz, Blindleistung einzuspeisen. Diese Blindleistung wird mit der Frequenz der Wechselfspannung hin- und hergeschoben, wodurch zwischen Strom und Spannung eine zeitliche Verschiebung eintritt. Das kompensiert 20 bis 50 Prozent des Spannungsanstiegs. Die für das Frühjahr erwartete neue Niederspannungsrichtlinie wird diese Dienstleistungen auch von Wechselrichtern am Niederspannungsnetz verlangen.</p>		