

Fröndenbergs sollen daher schon bald die Bagger anrücken.

## Rascher Netzausbau ist Pflicht

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. „Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen“, sagt Michael Fideley, Chef der Netzsparte.

Um die neuen Leitungen möglichst effizient zu nutzen, will der Regionalversorger die Last künftig besser managen. „Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit“, erklärt Fideley. Als ersten Schritt bietet AÜW den Kunden seit 1. Januar 2011 dafür einen so genannten lastvariablen Tarif an. Wer seinen Verbrauch in die Zeit eines hohen Stromangebots legt, bekommt die Energie billiger.



ternehmen, darunter Energieversorger EnBW und Industriekonzern ABB, beteiligen. Es ist eines von mehreren Modellprojekten aus dem „E-Energy“-Programm der Bundesregierung. „Wir schaffen einen Marktplatz für Energie, der 1.000 private und gewerbliche Stromkunden so-

wie zentrale und dezentrale Energieversorger in einer Modellregion in Baden-Württemberg miteinander verbindet“, erklärt 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, sondern sie dient auch als Plattform, um Lasten zu verschieben und diesen Strom zu vermarkten. Den Fröndenberger Stadtwerken helfen all diese Ideen nicht: „Wir brauchen eine schnelle Lösung auf Verteilnetzebene“, sagt Heitmann. (ha, rz)

Sascha Rentzing

## Ziel: Das kluge Netz

Später sollen Erzeuger und Verbraucher der Region in einem virtuellen Stromversorgungssystem verknüpft werden. Neben Strom fließen in diesem System auch Daten, aus denen ein zentraler Rechner das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten ermittelt und aufeinander abstimmt. Intelligente Zähler koordinieren den Stromverbrauch der Haushalte. Ist Strom billig, starten sie damit Waschmaschine und Co. Oder die Smart Meter schicken den Solar-Strom der eigenen Dachanlage direkt in einen Batteriespeicher im Keller, wenn im Ortnetz Überspannungen drohen.

Um ein besseres Ausräumen von regenerativer Erzeugung und Last geht es auch in dem Projekt „MeRegio“ (Minimum Emission Regions), an dem sich sechs Un-

## Wechselrichter lösen die Spannung

Zu viel Solarstrom erhöht die Spannung in Netzen auf ein gefährliches Maß. Neue Wechselrichter mildern das Problem, indem sie bei Spannungshüben auch induktive und kapazitive Stromanteile einspeisen. Diese „Blindleistung“ wird mit der Frequenz der Wechselspannung hin- und hergeschoben, zwischen Strom und Spannung tritt eine

zeitliche Verschiebung ein. Das kompensiert 20 bis 50 Prozent des Spannungsanstiegs, so dass mehr PV-Strom eingespeist werden kann. Zudem senken solche Wechselrichter bei steigender Netzfrequenz ihre Einspeiseleistung und tragen so zur Versorgungssicherheit auf höheren Netzebenen bei. Gängige Geräte gehen bei 50,2 Hertz vom Netz.



Der Fronius IG Plus 100 V-3 – dreiphasiger Wechselrichter mit einer Ausgangsleistung von 8 kW.

## Wann kommt die Wolke?

Die Photovoltaik lässt den Strommarkt nicht mehr unberührt.

Im Sommer müssen Regelkraftwerke für die Sonnenenergie bereits erheblich rotieren: Neue Prognoseprogramme können eine Netzintegration des Solarstroms erleichtern.

**D**er 6. September 2010 wird der Stromwirtschaft in Erinnerung bleiben. Es war ein besonders schöner Tag: strahlend blauer Himmel, mehr Sonne als erwartet. Deutschlands Photovoltaik-Anlagen lieferten viel Solarstrom. So viel, dass die Stromwirtschaft nur durch eine Vollbremsung aller Regelkraftwerke die Stabilität ihrer

Netze sichern konnte. Über mehrere Stunden hinweg wurde die komplette verfügbare negative Regelleistung in Deutschland von 4.300 Megawatt in Anspruch genommen. Zusätzlich mussten 2.800 MW Notreserve im Ausland geordert werden.

Die Schuldigen sind scheinbar leicht ausgemacht: Die vier Übertragungsnetzbetrei-

ber Tennet, 50 Hertz, Amprion und EnBW Transportnetze, die für die Balance von Stromerzeugung und -verbrauch im Netz sorgen müssen, haben die PV-Einspeisung falsch prognostiziert. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz verpflichtet sie, Ökostrom am Spotmarkt bestmöglich zu versteigern. Hier wird mit den erwarteten Einspeisewerten des Folgetags



1. Die schwankende Erzeugung von Sonnenstrom stellt die Netze vor große Herausforderungen.  
 2. In Mariendorf steht Berlins größte PV-Anlage. Auf einer Fläche größer als 2 Fußballfelder erzeugen 7.756 Solarmodule Strom.



Fotos: Werkbild (1), imago (3)

gehandelt. Am 6. September pumpfen Deutschlands Solaranlagen nun aber 7.000 Megawatt mehr Sonnenstrom in die Leitungen als die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend ihrer Vorhersage am Vortag an der Börse veräußert hatten.

Grund für die massive Überspeisung: Tennet und Co. fehlen tagesaktuelle Prognosen, die ein schnelles Reagieren auf unerwartete Schwankungen ermöglichen. Das Problem: Sie müssen ihre Vorhersagen auf die Einspeiseprofile der Verteilnetzbetreiber stützen, die Solaranlagen an ihre Nieder- und Mittelspannungsnetze anschließen und den PV-Strom vergüten. Doch die Profile sind völlig unbrauchbar, wie der Prognose-Spezialist Ulrich Focken aufzeigt: Erstens meldeten die Verteilnetzbetreiber neue PV-Anlagen nur mit großer Verzögerung, sagt der Fachmann von der Oldenburger Firma Energy & Meteo Systems. Zweitens übermittelten sie nicht die tatsächlichen Einspeisedaten, sondern Normeneinspeiseprofile, die nicht einmal durch eine Wetterprognose

berichtigt seien. „Einige Verteilnetzbetreiber geben die PV-Einspeisungen sogar als durchlaufende Bänder an“, sagt Focken. Demnach müssten PV-Anlagen also auch zu Nachtzeiten Strom produzieren, was Unsinn ist.

### Messen statt raten

Netzprobleme wie am 6. September drohen den Netzbetreibern öfter, wenn sie dem Sonnenstrom nicht bald mehr Aufmerksamkeit widmen. Die Solarbranche will die installierte Leistung in Deutschland bis 2020 auf mindestens 52.000 MW verdreifachen. „Ohne Netzausbau und neue Prognoseverfahren werden sich die wachsenden Solarstrom-Mengen nicht sicher integrieren lassen“, sagt Günther Cramer, Präsident des Bundesverbands Solarwirtschaft.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA), die Deutschlands Netze beaufsichtigt, nimmt die Verteilnetzbetreiber daher jetzt in die Pflicht. „Damit die Übertragungsnetzbetreiber Solarstrom EEG-gerecht vermarkten können, fordern wir von den Verteilnetz-

betreibern, dass sie ihnen monatlich bis zum 5. eines Folgemonats die aktuell installierte Solarleistung in ihren Konzessionsgebieten und echte Viertelstunden-Ist-Einspeisewerte liefern“, sagt BNetzA-Sprecher Rainer Warnecke. Das heißt: Statt sporadischer und vager Angaben werden von den Unternehmen künftig pünktlich konkrete Messwerte verlangt. Das Problem ist nur, dass drei Viertel der PV-Anlagen in Deutschland nicht leistungsvermessen sind – die Verteilnetzbetreiber wissen über sie rein gar nichts. Um der realen PV-Einspeisung dennoch möglichst nahe zu kommen, schlägt die BNetzA die Einführung eines Referenzmessverfahrens vor, wie es die Windkraft

bereits erfolgreich umsetzt. Die Firmen sollen fortan repräsentative leistungsvermessene Anlagen auf den Gesamtbestand in ihrem Gebiet hochrechnen.

Die Verteilnetzbetreiber fürchten dadurch nun einen erheblichen Mehraufwand. Doch lässt sich die BNetzA-Forderung leichter umsetzen als erwartet. Die beiden Prognosespezialisten Energy & Meteo Systems sowie die Kasseler Micromata haben bereits Hochrechnungs- und Prognoseverfahren für die PV entwickelt. Ihre Daten stellen sie ihren Kunden jeweils automatisch über E-Mail oder einen Webservice bereit – kein Stadtwerk muss sich also in komplizierte Algorithmen verstricken. Basis für die Berechnungen der Spe-



## Wachstum der Photovoltaik in Deutschland

Die Solarwirtschaft rechnet bis 2020 in Deutschland mit jährlichen PV-Neuinstallationen zwischen

3.100 und 5.100 MW. Demnach wird sich die installierte Gesamtleistung hierzulande innerhalb

der nächsten zehn Jahre auf fast 70 MW vervierfachen. Um die zu erwartenden Solarstrommengen

aufnehmen zu können, sind ein massiver Netzausbau und Lastmanagement unausweichlich.

### Die Prognosen über den Zubau schwanken zwar leicht, aber die Aussichten sind insgesamt heiter

Jahr	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Installierte Gesamtleistung (MW)	17.800	26.900–28.900	33.100–39.100	39.300–49.300	45.500–59.400	51.700–69.700

zialisten sind bundesweit 24.000 Solaranlagen mit 2.300 MW Gesamtleistung, die Wechselrichterhersteller SMA auf seinem Internetportal „Sunny Portal“ zur Verfügung stellt. Diese Anlagen stehen für 13 Prozent der Solarstromerzeugung in Deutschland. Deren Werte rechnen Energy & Meteo Systems und Micromata – jeweils nach eigener Methode – auf alle PV-Anlagen in Deutschland hoch.

Micromata nutzt dafür einen Algorithmus, der neben den SMA-Daten regelmäßig mit Temperatur- und satellitengemessenen Einstrahlungswerten gefüttert wird. „So können wir sogar eine mögliche Schneebedeckung im Umkreis einer Anlage in die Berechnung einbeziehen“, erklärt Firmenchef Thomas Landgraf. Sehr präzise arbeitet nachweislich auch das System von Energy & Meteo Systems. Es rechnet hoch, wie viel Strom die rund 170.000 Solaranlagen mit 3.000 MW Gesamtleistung im Konzessionsgebiet von Eon Bayern einspeisen. Stichprobenartige Vergleiche zwischen Hochrechnung und tatsächlichen Einspeisewerten der leistungsgemessenen Solaranlagen

im Eon-Netzgebiet belegen: Die Genauigkeit des Verfahrens liegt bei über 99 Prozent.

### Heißumkämpfter Prognosemarkt

Doch in der Hochrechnung für die Verteilnetzbetreiber sehen die Prognosespezialisten nur die Pflicht. Die Kür besteht für sie aus einer exakten Solarprognose für die Übertragungsnetzbetreiber. „Wir können ihnen nicht nur die Grundlage für eine gescheite Prognose liefern, sondern auch mit hoher Präzision vorhersagen, was die PV-Anlagen in ihren Regelzonen morgen leisten“, wirbt Focken. Wobei das wesentlich schwieriger als eine exakte Hochrechnung ist: Knifflig sei es zum Beispiel, im Winter vorherzusagen, wann der Schnee auf den Solarmodulen zu tauen beginnt und

vom Dach rutscht.

Ausgangsbasis für die Leistungsvorhersagen von Energy & Meteo und Microdata sind die Strahlungsprognosen verschiedener europäischer Wetterdienste. Beide Anbieter nutzen ein Verfahren, das die Stärken und Schwächen der Wetterdienste erkennt und die Prognosen optimal kombiniert. „Man sollte niemals den Prognosen nur eines Wetterdienstes vertrauen“, sagt Focken. Aus all diesen Parametern errechnen die Systeme eine Solarprognose für mehrere Tage. Die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zeigen bereits Interesse. „Mit ihrer Hilfe kann die Solarenergie mit hoher Versorgungsqualität in den Strom-Mix integriert werden“, sagt Jens Langbecker, Leiter Energiemarkt bei Stromanbieter EnBW. Doch werden sich Energy & Me-

teo und Micromata gegen starke Konkurrenz behaupten müssen. Immer mehr Firmen drängen auf den Prognosemarkt. Zu den bekannten zählt die Augsburger Firma Meteocontrol. Sie erstellt ihre Prognose nach einer anderen Methode: „Wir nutzen für unsere Vorhersage nur eine, die beste Strahlungsprognose des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage“, erklärt Projektleiter Christian Kurz. Die Strahlungsdaten verfeinere Meteocontrol mit aktuellen Erzeugungsdaten von mehreren hundert PV-Referenzanlagen in Deutschland, die viertelstündlich vermessen werden. Diese Kraftwerke hat die Firma aus einem Pool von 18.000 überwachten Anlagen mit 2.300 MW Gesamtleistung ausgewählt. Kurz ist überzeugt, dass die Meteocontrol-Vorhersage präziser ist als die seiner Wettbewerber. „Von den SMA-Anlagen ist bekannt, dass sie überdurchschnittlich gute Erträge erwirtschaften. Unsere sind repräsentativer.“ Der Konkurrenzkampf unter den Prognosedienstleistern ist eröffnet. Das lässt hoffen, dass die Sonne bald weniger Probleme beschert. (ha, rz)

Sascha Rentzing

**Jurawatt**  
Tel. 09181 50 953 0  
www.jurawatt.de  
**12**  
JAHRE  
PRODUKTGARANTIE