

Wissen, wann die Wolke kommt

Die Photovoltaik lässt den Strommarkt nicht mehr unberührt. Der rasante Leistungsaufbau in Kombination mit mangelhaften Ertragsvorhersagen sorgt für Turbulenzen im Netzbetrieb. Prognoseprogramme sollen die Marktintegration des Solarstroms erleichtern.



Text: Sascha Rentzing

Der 6. September 2010 wird in Erinnerung bleiben. Es war ein schöner Tag, mit strahlend blauem Himmel und mehr Sonnenschein als erwartet. Deutschlands Photovoltaik (PV)-Anlagen brummt und lieferten Solarstrom. Und zwar so viel, dass die Stromwirtschaft nur durch eine Kehrtwende bei sämtlichen Regelkraftwerken die Netzstabilität sichern konnte. „Über mehrere Stunden hinweg wurde die komplette verfügbare negative Regelleistung in Deutschland von 4300 Megawatt (MW) in Anspruch genommen“, erklärt Katrin Berken, Sprecherin der Leipziger Strombörse EEX. Zusätzlich hätten die Übertragungsnetzbetreiber 2800 MW Notreserve im Ausland ordern müssen. Der Solarstromschwall testete aber nicht nur die Grenzen des Systems – er kam die Stromabnehmer teuer zu stehen. Die abrupte Betriebsänderung bei der vorab gebuchten Regelleistung

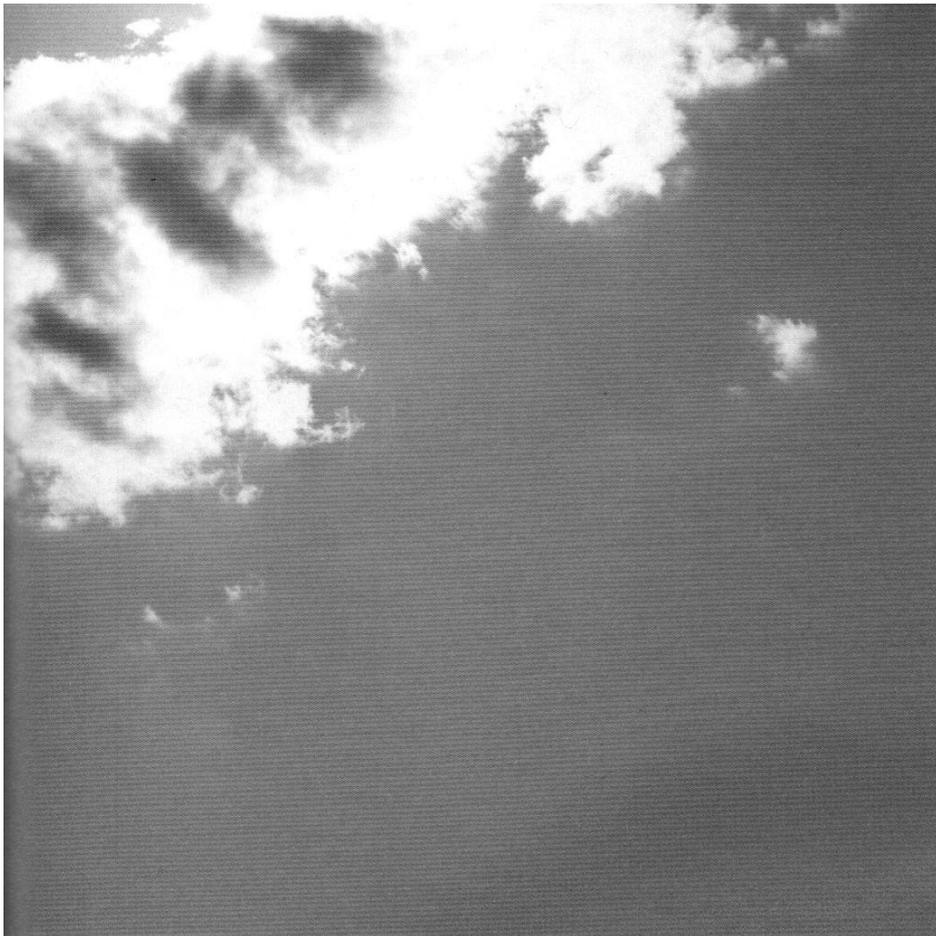
verursacht Kosten, die über die Netzentgelte in den Strompreis fließen.

Für den Zwischenfall scheint es eine einfache Erklärung zu geben: Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, TenneT, 50 Hertz, Amprion und EnBW Transportnetze, die für das Gleichgewicht von Stromerzeugung und -verbrauch im Netz sorgen müssen, haben die PV-Einspeisung schlecht prognostiziert. Gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind sie verpflichtet, Ökostrom über den Spotmarkt zu verkaufen. Hier wird mit den erwarteten Einspeisewerten des Folgetags gehandelt. Am 6. September pumpten Deutschlands Solaranlagen aber weit mehr Sonnenstrom in die Leitungen als die Netzbetreiber entsprechend ihrer Vorhersage am Vortag an der Börse veräußert hatten. „Das deutsche Netz war mittags um 7000 MW überspeist“, erinnert sich Berken. Norma-

lerweise würde in einem solchen Fall mit dem kurzfristigen Verkauf des überschüssigen Stroms entgegengewirkt. Aber dafür braucht es realitätsnahe Prognosen zur Einspeiseleistung. Weil diese Daten fehlten, blieb nur die teure Option „Regelleistung“. Denn Deutschlands Stromwirtschaft ist in Sachen Solarstromproduktion blind.

Blindflug durch den Sonnentag

Auf diesen einfachen Satz lässt sich ein komplexes Problem reduzieren: Die Übertragungsnetzbetreiber stützen sich auf die PV-Einspeiseprofile der Verteilnetzbetreiber. Da diese die Solaranlagen an ihre Nieder- und Mittelspannungsnetze anschließen und den PV-Strom vergüten, kennen sie Deutschlands solaren Flickenteppich am besten – sollte man meinen. Die Daten der Verteilnetzbetreiber sind aber alles andere als präzise, wie der Prognose-



Laut Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik (Iwes) können Deutschlands PV-Kraftwerke an Sommertagen schon heute rechnerisch ein Viertel des Strombedarfs decken. Dieser Anteil wird weiter steigen. Die deutsche Solarbranche will die installierte Leistung in Deutschland bis 2020 von derzeit 17 800 auf mindestens 52 000 MW verdreifachen (neue energie 2/2010). „Ohne Netzausbau und neue Prognoseverfahren werden sich die wachsenden Solarstrom-Mengen nicht sicher integrieren lassen“, sagt deshalb auch Günther Cramer, Präsident des Bundesverbands Solarwirtschaft und Chef des Wechselrichterherstellers SMA.

Die Bundesnetzagentur, die Deutschlands Netze beaufsichtigt, will die Verteilnetzbetreiber deshalb jetzt stärker in die Pflicht nehmen. „Damit die Übertragungsnetzbetreiber Solarstrom EEG-gerecht vermarkten können, fordern wir von den Verteilnetzbetreibern, dass sie ihnen monatlich bis zum 5. eines Folgemonats die aktuell installierte Solarleistung in ihren Konzessionsgebieten und echte Viertelstunden-Ist-Einspeisewerte liefern“, sagt Rainer Warnecke, Sprecher der Bonner Behörde. Das heißt, statt sporadischer und vager Angaben werden von den Unternehmen pünktlich konkrete Messwerte verlangt.

Das Problem dabei: Drei Viertel der PV-Anlagen in Deutschland sind nicht leistungsvermessbar. Über sie wissen die Verteilnetzbetreiber rein gar nichts. Um der realen PV-Einspeisung möglichst nahe zu kommen, schlägt die Netzagentur deshalb die Einführung eines Referenzertragsverfahrens vor. Ein solches System ist in der

Spezialist Ulrich Focken aufzeigt: Erstens, würden sie neu angeschlossene PV-Anlagen mit erheblicher Verzögerung bei den Übertragungsnetzbetreibern melden, sagt der Fachmann von der Oldenburger Firma

Energy & Meteo Systems. Zweitens übermittelten sie in der Regel nicht die tatsächlichen Einspeisedaten oder realistische Prognosewerte, sondern Normeinspeiseprofile. Die seien meist

nicht einmal durch eine Wetterprognose berichtigt. Noch schlimmer: „Einige Verteilnetzbetreiber geben die PV-Einspeisungen sogar als durchlaufende Bänder an“, sagt Focken. Will heißen: Sie suggerieren, dass die PV-Anlagen gleichmäßig Strom

liefern, demnach auch zu Nachtzeiten. Die reale solare Einspeisekurve – für jeden auf der Website der EEX einsehbar – sieht dagegen eher wie ein Achttausender im Himalaya aus: Erst tut sich lange nichts, dann

geht es steil nach oben und oft genauso schnell wieder runter vom Gipfel.

Übers Jahr gemittelt liefert Photovoltaik bundesweit schon einen Strombeitrag von zwei Prozent des deutschen Bedarfs, zu den Spitzenzeiten ist es deutlich mehr.

„
Wir können nicht nur die Grundlage für eine gescheite Prognose liefern, sondern auch mit hoher Präzision vorhersagen, was die PV-Anlagen in den jeweiligen Regelzonen morgen leisten.“

Ulrich Focken, Energy & Meteo Systems

Windkraft bereits seit einigen Jahren Standard. Schon vom 1. April dieses Jahres an sollen die Verteilnetzbetreiber repräsentative leistungsvermessene Anlagen auf den Gesamtbestand in

ihrem Gebiet hochrechnen, so die Vorgabe der Bundesnetzagentur. Vorerst ist die Ansage der Bonner Behörde eine „Empfehlung“ – und damit mehr oder minder freiwillig. Es liegt aber in den Befugnissen der Agentur, so die Aufforderung nicht hinrei-

chend fruchtet, eine verbindliche Anweisung an die Netzbetreiber zu erteilen.

Messen statt raten

Vor allem kleinere Verteilnetzbetreiber fürchten einen erheblichen Mehraufwand. „Wir bauen unsere Netze für den Solarstrom aus, schließen die PV-Anlagen an, kümmern uns um die Vergütung und sollen jetzt auch noch zügig neue Prozesse zur Bestimmung der PV-Einspeiseleistung einführen?“, fragt Bernd Heitmann. „Die EEG-Verwaltung bindet immer mehr Personal und wird immer teurer“, moniert der Chef der Stadtwerke Fröndenberg.

Dabei lässt sich die Forderung der Bundesnetzagentur leichter umsetzen, als die Verteilnetzbetreiber vorgeben. Die beiden Prognosespezialisten Energy & Meteo Systems sowie die Kasseler Micromata haben bereits Hochrechnungs- und Prognoseverfahren für die PV entwickelt, welche den Anforderungen genügen. Diese 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 Spezialisten sind bundesweit 24 000 Solaranlagen mit 2300 MW Gesamtleistung, die Wechselrichterhersteller SMA auf seinem Internetportal „Sunny Portal“ zur Anlagenüberwachung- und -visualisierung zur Verfügung



Unberechenbar: Schwankungen bei der Produktion von Solarstrom lassen sich bislang kaum vorhersagen und können an der Leipziger Strombörse EEX für Wirbel sorgen.

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 vom Iwes entwickelten 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. Seit dem 1. Januar dieses Jahres rechnet es hoch, wie viel Strom die rund 170 000 Solaranlagen mit 3000 MW Gesamtleistung im Konzessionsgebiet von Eon Bayern einspeisen. Stichprobenartige Vergleiche zwischen Hochrechnung und tatsächlichen Einspei-

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

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 gescheiterte Prognose liefern, sondern auch mit

hoher Präzision vorhersagen, was die PV-Anlagen in ihren Regelzonen morgen leisten“, wirbt Focken. Das sei allerdings wesentlich schwieriger als eine exakte Hochrech-

nung, erklärt er: Knifflig sei es zum Beispiel, Nebel zu berücksichtigen, der oft nur punktuell auftaucht, oder im Winter vorherzusagen, wann der Schnee auf den Solarmodulen zu tauen beginnt und vom Dach rutscht. Einen solchen Zeitpunkt genau zu bestimmen, kann vor allem im PV-starken wie schneereichen Bayern wichtig sein, da viele Anlagen dann quasi von jetzt auf gleich wieder große Mengen Strom produzieren.

Ausgangsbasis für die Leistungsvorhersagen von Energy & Meteo und Micro-

data sind jeweils 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. Die Vorhersagen basieren außerdem auf den regionalen meteorologischen Eigenschaften, wie zum Beispiel Nebel oder Schnee, Informationen über die

”
Ohne Netzausbau und neue Prognoseverfahren werden sich die wachsenden Solarstrom-Mengen nicht sicher integrieren lassen.“

Günther Cramer, Präsident des Bundesverbands Solarwirtschaft

in der Region installierten Anlagen und auf den Messdaten aus dem Sunny Portal von SMA. Aus all diesen Parametern errechnen die Systeme eine Solarprognose für mehrere Tage.

Die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber zeigen bereits Interesse an den Dienstleistungen der Spezialisten. „Vorhersagen werden für uns immer wichtiger. Mit ihrer Hilfe kann die Solarenergie wirtschaftlich und mit hoher Versorgungsqualität in den Strommix integriert werden“, sagt Jens Langbecker, Leiter Energiemarkt

EnBW-Transportnetze. Doch werden sich Energy & Meteo und Micromata gegen starke Konkurrenz behaupten müssen. Immer mehr Unternehmen 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 Projektlei-

ter 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 seinem Pool von 18000 überwachten Anlagen mit 2300 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. Und das lässt hoffen, dass die Sonne mehr Beachtung findet und weniger Probleme beschert. ◀