

# Mehr Sonne als Netz

**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.**

Text: Sascha Rentzing

Fröndenberg an der Ruhr 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.

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. Inzwischen ist die installierte Regenerativleistung in der Kommune auf 53 Megawatt (MW) angewachsen. Zu viel für die wenigen Abnehmer: Bei viel Sonne und Wind wird zeitweise mehr Strom erzeugt und eingespeist als benötigt. „2009 startete hier der absolute Solarboom. Bei dem enormen Zubau tempo an Photovoltaik (PV) war die Kapazität unserer Netze schnell ausgeschöpft“, erklärt Heitmann. Zwar sei die Menge des Stroms handhabbar. Doch an manchen Tagen trieb die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernt gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 Volt (siehe Kasten). „Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere PV-Anlagen anschließen können“, sagt Heitmann.

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 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: „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.

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“,

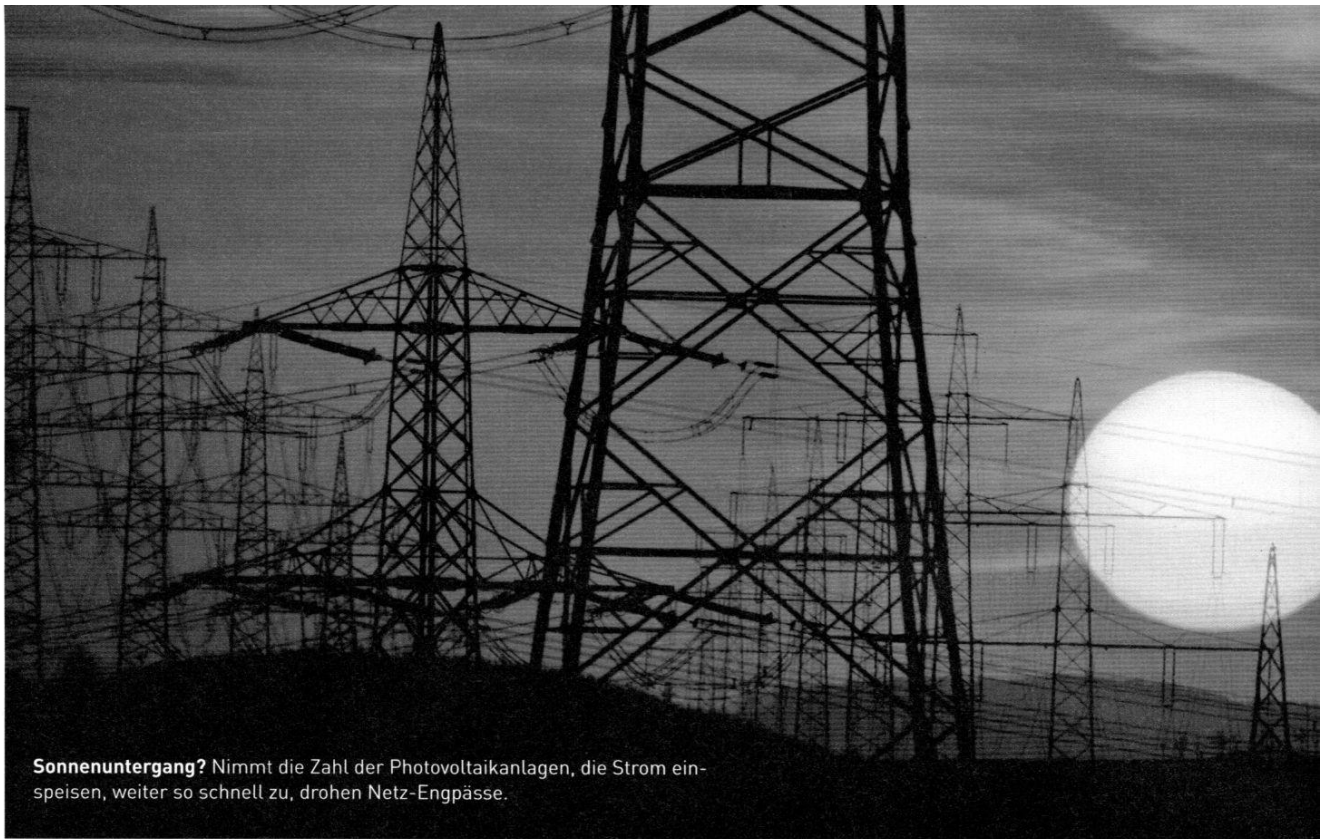
„Die Probleme sind größer als gedacht“.

Frank Dietz, Roland Berger Strategy

sagt Frank Peter vom Wirtschaftsforschungsinstitut Prognos. 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.

„Zurzeit haben circa 98 Prozent aller PV-Anlagen in Deutschland 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). Der Ausbau dieser fein verästelten Ortsnetze



**Sonnenuntergang?** Nimmt die Zahl der Photovoltaikanlagen, die Strom einspeisen, weiter so schnell zu, drohen Netz-Engpässe.

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 Dilemma: Gerade auf dem Land pumpen immer mehr große landwirtschaftliche PV-Brummer Solarstrom in die eher betagten Drähte. In einigen Außenbereichen des Fröndener 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.“

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. Speisen dann dort auch verstärkt Offshore-Windräder ein, 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 heimlichen 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.

Manche Kritiker sehen das Energiesystem ob des vielen unstillen Sonnenstroms bereits vor dem Kollaps. Bei weiter starkem Wachstum, so ihre Bedenken, könne die PV an Sommertagen schon bald 100 Prozent der Last decken. 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.

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.

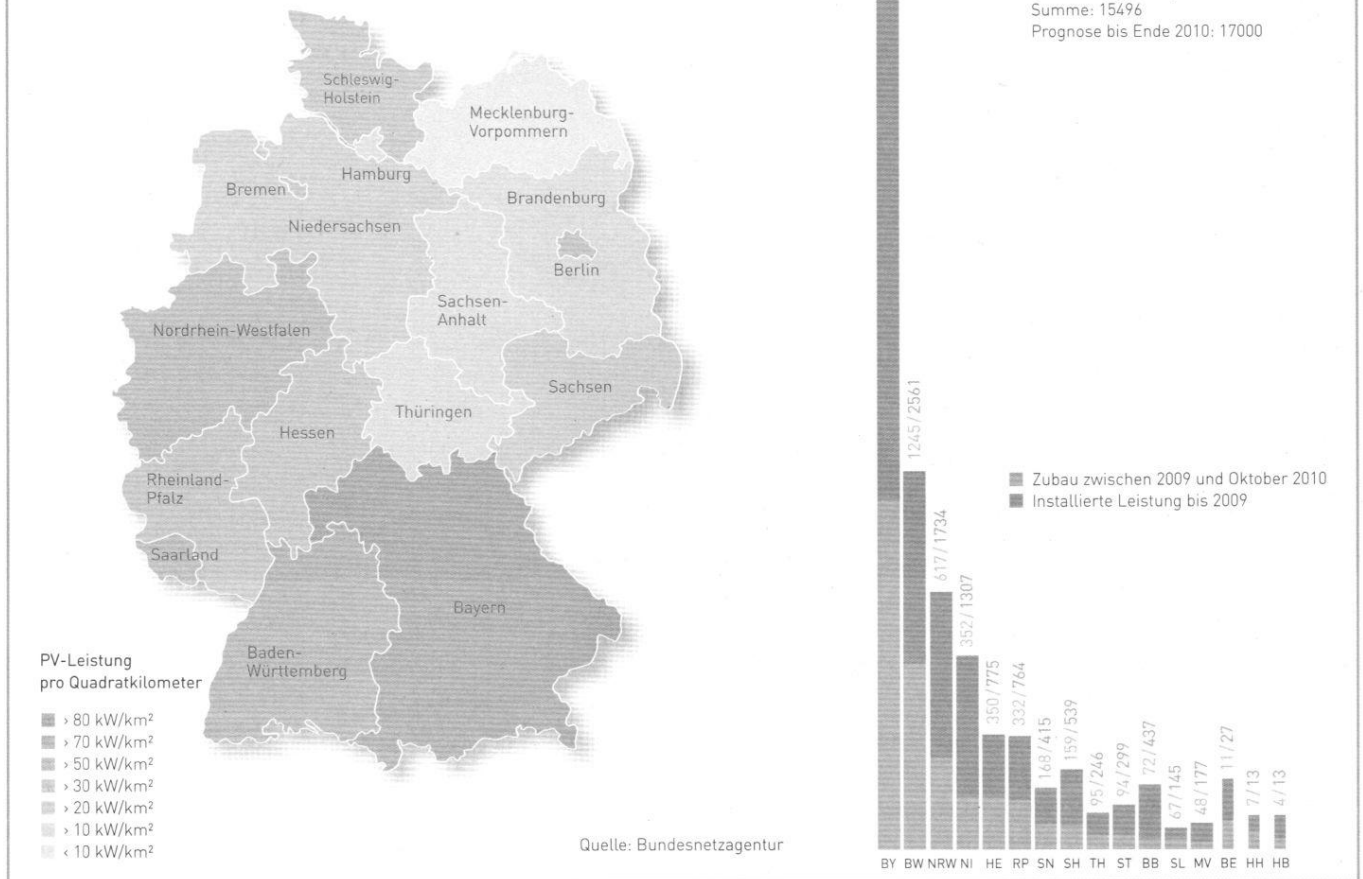
Von einer Verstopfung der Netze durch PV-Strom kann derzeit also keine Rede sein. Dennoch sind Kapazitätserweiterungen nötig, vor allem auf regionaler Ebene. Ein Problem: Dafür kommt derzeit nur der klassische Netzausbau in Frage, da innovative Maß-

„Spannungshübe könnten Geräte zerstören“.

Bernd Heitmann, Stadtwerke Fröndenberg

## Sonnenmeister Bayern

Installierte Photovoltaik-Leistung je Bundesland bis zum 30. Oktober 2010



nahmen 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. Doch das EEG verpflichtet zum vorrangigen Anschluss und somit zur Eile. In Fröndenberg sollen für die PV 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. 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. „Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen“, sagt AÜW-Chef Michael Fideldey.

### Innovationen für mehr Sonne

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: 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. 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.

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). „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

## Die Probleme am langen Ende

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-Balungszentren bereits zu unerlaubten **Spannungshüben**, die elektrische Geräte zerstören können.

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 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 Wechselspannung 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.

jede Anlage genau analysiert werden kann: Wie ist der Verbrauch? 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 softwaregestützt – auf dem Marktplatz.

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 relevanten Niederspannungsebene an der Spannungshaltung beteiligen müssen. „Wir rechnen 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.

### Weniger Förderung in Bayern

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.

In der Windenergie hat sich das Referenzertragsmodell bereits bewährt. Im Jahr 2000 mit dem EEG eingeführt, unterscheidet es drei verschiedene typische Windstandorte: Sehr 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. ◀