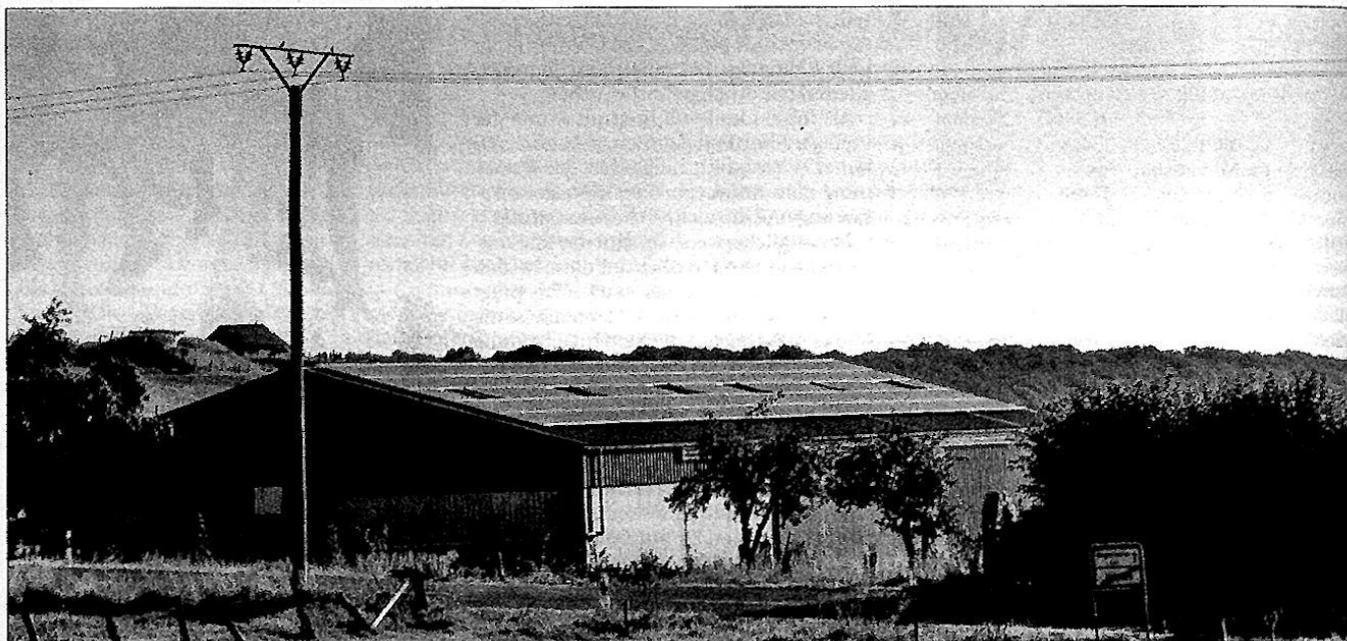


Mehr Sonne als Netz

Die rasant wachsenden **Solarstrommengen** verursachen in einigen Regionen zunehmend Probleme in den Niederspannungsnetzen. Forscher und Ingenieure suchen nach Lösungen.



Der kräftige Zubau von Solarstromanlagen treibt mancherorts die Netze an ihre technischen Grenzen. FOTOS: CHRISTIAN MÜHLHAUSEN/LANDPIXEL, SABINE RÜBENSAAT

Fröndenberg ist ein nettes Städtchen an der Ruhr. Die Kommune mit 22 000 Einwohnern, die das Tor zum Sauerland bildet, wirkt wie ein Mekka für regenerative Energien: Rings um die westfälische Stadt drehen sich Windmühlen, rauschen Wasserkraftwerke, und viele Dächer sind voll mit Solarmodulen. Nun können in einigen der 14 Ortsteile vorerst keine weiteren Photovoltaikanlagen ans Netz gehen. „Wir stoßen an Aufnahmegrenzen“, sagt Stadtwerke-Chef Bernd Heitmann.

Die installierte Regenerativleistung vor Ort liegt heute bei 53 MW. 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 war die Kapazität unserer Netze schnell ausgeschöpft“, erklärt Heitmann. Zwar seien die Strommengen handhabbar, doch an manchen Tagen treibe die überschüssige Ökoenergie die Spannung vor allem in den entfernten gelegenen Ausläufern des Niederspannungsnetzes über die maximal zulässigen 253 V. „Deshalb müssen wir jetzt genau prüfen, wo wir weitere Solaranlagen anschließen können“, sagt Heitmann.

Angehende Betreiber größerer

Anlagen könnten nun meinen, sie betreffe das Problem nicht, da Solarkraftwerke ab 30 kW Leistung gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden müssen. Doch stößt in Fröndenberg 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 vorbelastet ist, überträgt sich das Problem quasi über den Trafo auf das Ortsnetz“, erklärt Jürgen Drees, Technischer Leiter der Stadtwerke Fröndenberg.

Nicht nur er klagt über zunehmende Netzprobleme. Bereits 77 % 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“. „Zurzeit haben zirka 98 % aller Solaranlagen hierzulande ihren Netzanschlusspunkt am Niederspannungsnetz. Die meisten Nieder-

spannungsnetze 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 Dilemma: Gerade auf dem Land pumpen immer mehr große landwirtschaftliche Solarbrummen ihre Elektronen in die eher betagten Drähte. Der Solarausbau ist in Gefahr, Fröndenberg lässt grüßen.

Gefährliche Spannungshübe

Es könnte ganz schnell mehr Fröndenbergs geben: Die deutsche Solarbranche will die installierte Leistung hierzulande bis 2020 von derzeit 17 800 auf mindestens 52 000 MW verdrei-

fachen. Damit zeichnen sich auch Engpässe auf den übergeordneten Netzebenen ab.

Genau diese Leitungen, vor allem auf der Höchstspannungsebene, sollen demnächst verstärkt den Strom aus den Meereswindparks aufnehmen. Werden weitere Kohleblöcke gebaut und bleiben die Atommeiler länger am Netz, könnten die 220- bis 380-kV-Trassen überlastet werden. Heiße Drähte drohen künftig besonders in den Sommerferien, wenn die Photovoltaik powert, die Industrie aber weniger produziert und viele Bundesbürger die heimatlichen Gefilde verlassen.

Manche Kritiker der Solarenergie sehen das Energiesystem ob des vielen unstillen Sonnenstroms bereits vor dem Kollaps. Bei weiterem starkem Wachstum, so ihre Bedenken, könne die Photovoltaik an Sommertagen schon bald 100 % der Last decken. Dann müsse der konventionelle Kraftwerkspark mittags komplett auf null und abends schlagartig wieder hochgefahren werden.

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 GW wären demnach etwa 57 GW installierter Solarstromleistung nötig – dieser Wert wird nach der Roadmap erst nach 2020 erreicht. Wer es glauben mag.

Dennoch sind Kapazitätserweiterungen nötig, vor allem auf regionaler Ebene. Das Problem ist nur, dass dafür derzeit nur ein klassischer Netzausbau infrage 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. Doch das EEG verpflichtet zum vorrangigen Anschluss neuer Öko-einspeiser und somit zur Eile. In Fröndenberg sollen daher schon bald die Bagger anrücken.

Noch mehr Solarstrom als in Fröndenberg muss das Allgäuer Überlandwerk (AÜW) integrieren. Binnen eines Jahres hat sich die Solarleistung im dortigen Netzgebiet auf aktuell 84 MW verdoppelt. „Wir investieren darum in zusätzliche Kupferstrukturen“, sagt Michael Fidelity, Chef der Netzsparte.

Last besser organisieren

Um die neuen Leitungen optimal zu nutzen, will der Regionalversorger die Last künftig besser managen. „Ziel ist der Gleichstand von Überschuss und Knappheit“, erklärt Fidelity. Als ersten Schritt bietet AÜW Kunden seit dem 1. Januar 2011 dafür einen lastvariablen Tarif an. 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 Zähler schicken den Solarstrom der eigenen Dachanlage

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 der Energieversorger EnBW und der Industriekonzern ABB, beteiligen. Es ist eines von mehreren Modellprojekten aus dem „E-Energy“-Programm von Bundeswirtschafts- und -umweltministerium. „Wir schaffen einen Marktplatz für Energie, der 1 000 private und gewerbliche Stromkunden sowie zentrale und dezentrale Energieversorger in einer Modellregion in Baden-Württemberg verbindet“, erklärt der ABB-Netzexperte Stephan Kautsch. Zentrales Element des Verbunds ist eine von seinem Unternehmen entwickelte Software. Damit können nicht nur der Energieverbrauch und jede Anlage genau analysiert werden. Es soll auch die Plattform sein, um Lasten zu verschieben und diesen Strom zu vermarkten. Ein Lösungsansatz mit Zukunft.

Wechselrichter, die Blindleistung regeln können, würden die Netze weiter entlasten. Auf Mittelspannungsebene übernehmen Inverter größerer Solaranlagen 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. „Wir rechnen noch dieses Frühjahr mit einer Neuauflage der Niederspannungsrichtlinie“, sagt Bernd Engel, Cheftchnologe des Wechselrichterherstellers SMA. Für die Netzbetreiber könnte sich die neue Richtlinie als Segen erweisen: „Mit ihrer Hilfe lässt sich die Aufnahmefähigkeit eines Ortsnetzes für PV-Strom um 50 bis 200 % 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.

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 sie muss endlich auch etwas für die Verteilnetze tun.“

SASCHA RENTZING,
DORTMUND