Smart Grid

Köpfchen statt Kupfer

[02.10.2014] Wie lokale Netze mit bewährter Technik fit für die Zukunft gemacht werden können, testet Netze BW in Niederstetten. Statt vieler Baustellen soll Technik von Siemens dafür sorgen, dass die Bürger auch künftig mehr erneuerbare Energie einspeisen können.

Ein Stromnetz muss so gebaut sein, dass es an jedem Tag im Jahr funktioniert – egal, wie viel Energie eingespeist oder abgenommen wird. Bislang war das Netz im baden-württembergischen Niederstetten im Main-Tauber-Kreis dieser Aufgabe gut gewachsen. Es transportierte den in großen Kraftwerken erzeugten Strom zuverlässig zu den Kunden. Jetzt aber hat die Energiewende aus dem einstigen Energieabnehmer zugleich einen Energieerzeuger gemacht: Die Photovoltaikanlage auf dem Dach des Bürgers ist keine Seltenheit mehr. Die Stromflüsse kehren sich also teilweise um.
In Niederstetten wird Strom mit Windenergie- und kleinen Photovoltaikanlagen erzeugt. Industriegebiete, die eine höhere Spannung benötigen, stellen zusätzliche Bedingungen an das Netz. Baden-Württembergs größter Verteilnetzbetreiber Netze BW testet jetzt, wie die Energieinfrastruktur Niederstettens auch ohne viele Baustellen fit in die Zukunft gehen kann. Matthias Hennig, Abteilung Innovation Technik bei Netze BW und Projektleiter des Netzlabors Niederstetten erklärt: „Uns muss der Ausgleich zwischen einer hohen Einspeisung aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen einerseits und einem hohen Spannungsbedarf in den Industriegebieten andererseits gelingen.“ Bringen diese Anforderungen das Netz an seine Grenzen, mussten bislang neue Kabel verlegt, Stationen gebaut und Trafos errichtet werden. „Wenn das Netz aber mit einer entsprechenden Intelligenz ausgestattet ist, kann es so gebaut werden, dass es den Mittelpfad abdeckt und Extremen mit der Steuerung begegnet werden kann.“

Netz-Controller regelt Ortsnetz

Das Mittelspannungsnetz in Niederstetten ist 87 Kilometer lang. Es umfasst viele Freileitungen und ist darum anfällig für Störungen durch Unwetter oder Bauarbeiten. „Bislang war es schwierig, eine Störung schnell finden und somit auch schnell beheben zu können“, erinnert sich der Projektleiter. „Hat in einem Umspannwerk eine Schutzauslösung stattgefunden, signalisierte das den Mitarbeitern in der Netzleitstelle, dass es eine Störung im Netz gibt. Dann musste ein Monteur die Strecke abfahren und kontrollieren.“ An den Ortsnetzstationen zeigten Kurzschlussanzeigen an, ob die Störung vor oder hinter der Station aufgetreten ist. „Der Monteur konnte dann zwar relativ schnell eingrenzen, wo sich der Fehler befindet. Aber er musste eben zunächst zur entsprechenden Ortsnetzstation fahren.“
Mit dem Pilotprojekt von Netze BW soll dieses Prozedere künftig einfacher ablaufen. Herzstück des Vorhabens ist der so genannte Netz-Controller. Eingebaut in das Umspannwerk wird er an die Leitstelle angebunden. Hauptaufgabe dieses Computers ist es, die Spannung zu kontrollieren. Denn sie ist laut Hennig das Hauptproblem des Netzes: „Wenn etwa an einem sonnigen und zugleich windigen Tag viel Strom eingespeist wird, steigt die Spannung. Wenn sie den erlaubten Wert um zehn Prozent überschreitet, werden die einspeisenden Anlagen automatisch abgeschaltet. Unsere Aufgabe ist es, das zu verhindern, indem wir das Netz so bauen und führen, dass die Spannungsqualitätsnorm eingehalten wird.“ Der Netz-Controller kann nicht nur Messwerte sammeln, sondern auch reagieren, wenn das Netz an die aktuelle Situation angepasst werden muss. Dafür werden je ein Spannungslängsregler links und rechts des Umspannwerks eingebaut. „Weil wir zwei Abgänge haben, die wir getrennt regeln wollen“, begründet Hennig. Über diese Mittelspannungsregler kann der Controller die Spannung nachregeln – und zwar

während des Netzbetriebs. Bislang mussten in so einem Fall die Transformatoren neu eingestellt werden. Dafür mussten sie abgeschaltet und das Netz unterbrochen werden.

Spannung sorgt für Sicherheit

Damit der Netz-Controller die genannten Aufgaben übernehmen kann, werden neun Ortsnetzstationen an wichtigen Knotenpunkten in der Region mit Mess- und Fernwirktechnik ausgestattet. Diese Stationen senden also zum einen die Messwerte an den Netz-Controller, zum anderen lassen sie sich vom Netz-Controller aus der Ferne steuern. Da die Stationen über keinen Telefonanschluss verfügen, wird Funktechnologie eingesetzt. Auf bestehende Funkmasten wird dafür eine zusätzliche Antenne gesetzt, die ausschließlich für das Projekt genutzt wird.
An den Netzausläufern der Region sollen fünf weitere Stationen ausschließlich die Spannung messen. So kann sichergestellt werden, dass sie in allen Teilen des Netzes im erlaubten Bereich liegt. Auch diese Werte werden an den Netz-Controller übertragen. Er wertet alle Informationen in Echtzeit aus und steuert auf dieser Basis das Netz. „Wenn die Spannung im Netz gemessen wird, merkt der Betreiber künftig auch sofort, wenn die Leitung zwischen zwei Punkten unterbrochen wurde“, erläutert Matthias Hennig einen weiteren Vorteil. „Dank der dezentralen Intelligenz lässt sich der Stromfluss dann ferngesteuert umschalten, sodass ein Großteil der betroffenen Kunden aus der anderen Richtung mit Energie versorgt werden kann. Da sich außerdem die Störung lokalisieren lässt, können die Monteure zielgerichtet zur Fehlerbehebung geschickt werden. Aufgrund der schnelleren Reaktionszeit wird also auch die Versorgungssicherheit verbessert.“
Dank des Projekts müssen in Niederstetten weniger neue Leitungen gebaut werden. Zudem wird das Netz nicht nur an einzelnen Stellen, sondern insgesamt darauf vorbereitet, künftig mehr Energie aufnehmen zu können. Hennig: „Deshalb erwarten wir, dass wir in den kommenden Jahren in Niederstetten zunächst ohne Baustellen auskommen werden. Das harmoniert mit den Bürgererwartungen: Sie wollen zwar die Photovoltaikanlage auf dem Dach, nicht aber die Baustelle oder den Netzausbau vor der Tür.“ Das Projekt ermöglicht es, dass eine Region mehr dezentral erzeugte Energie einspeisen kann, ohne die Konsequenzen in Form von Baustellen oder zusätzlichen Leitungen in Kauf nehmen zu müssen. Die Kommunen können die Energiewende also weiterhin aktiv gestalten. Und auch den Kosten kommt es zugute, wenn weniger Baustellen notwendig sind. „Denn ein Kilometer Kabel zu verlegen ist in der Regel richtig teuer“, so der Projektleiter.

Technik erprobt und zuverlässig

Als Netze BW das Projekt in Niederstetten vorstellte, haben die Bürger positiv reagiert. „Und auch der Bürgermeister von Niederstetten begrüßt es sehr, dass wir seine Stadt für das Projekt ausgewählt haben“, sagt Hennig. Vorbehalte gab es allerdings hinsichtlich der eingesetzten Technik. „Die Bürger hatten die Befürchtung, dass diese nicht erprobt und dementsprechend unzuverlässig sein könnte. Seit sie aber wissen, dass wir mit Siemens einen namhaften Hersteller mit im Boot haben, sind sie sehr kooperativ und interessiert.“ In Niederstetten wollte Netze BW alle für das Projekt notwendigen Lösungen aus einer Hand. „Siemens hat ein sehr gutes Komplettangebot gemacht. Außerdem ist das ein Hersteller, der viel Erfahrung mitbringt“, sagt Hennig. In Niederstetten kommt somit eine etablierte Lösung zum Einsatz. Die Längsregler beispielsweise werden in den USA längst eingesetzt. „Die Technologie ist also seit Jahren erprobt. Und auch bei der gesamten Automatisierungs- oder Kommunikationstechnik handelt es sich um bestehende Siemensprodukte.“
Bis Ende 2014 sollen alle Installationsarbeiten für das Projekt in Niederstetten fertiggestellt werden. Im neuen Jahr will Netze BW in die Testphase starten. Bis Ende 2015 soll das System im Praxisbetrieb laufen. Im Anschluss ist eine Auswertung geplant. Dann wird sich unter anderem zeigen, ob es sich um ein

Konzept handelt, das auch in anderen Regionen eingesetzt werden kann. Matthias Hennig ist optimistisch: „In Niederstetten realisieren wir ein Projekt für die Zukunft. Das Energiesystem ist zunehmend dezentral. Deshalb müssen sich Probleme auch dezentral lösen lassen. Wir verfolgen hier also innovative Ansätze zugunsten des Bürgers und sorgen mit weniger Baustellen dafür, dass die Energiewende möglich wird.“

()

Dieser Beitrag ist in der Ausgabe September/Oktober von stadt+werk erschienen. Hier können Sie ein Exemplar bestellen oder die Zeitschrift abonnieren.

Stichwörter: Netze | Smart Grid, Siemens, Niederstetten