

Minimum für Verteilernetze

Messtechnik Über Lastflüsse und kurzzeitige Spannungsschwankungen bei der Niederspannung ist noch wenig bekannt. Diese Informationen werden jedoch durch den Photovoltaik-Boom immer wichtiger. In Erlangen entwickeln die Stadtwerke zusammen mit der dortigen Universität eine Methode, die mit einem Minimum an Messdaten ein möglichst genaues Bild des städtischen Netzes liefert.

Martin Witzsch*

▼ Mehr über Lastflüsse bei Niederspannung erfahren: Messtechnik in einer Trafostation der Stadtwerke Erlangen gibt mit einem Minimum an Daten ein genaues Bild.

Noch vor wenigen Jahrzehnten war ein Niederspannungsnetz eine übersichtliche Angelegenheit: Der Strom fließt vom Erzeuger zum Verbraucher und der jährliche Blick auf den Schleppeizer informiert über die Winterstarklast. Dies genügt für Planung und Abrechnung. Seit einigen Jahren aber wollen und müssen die Betreiber es genauer wissen, so auch in Erlangen. Im Verteilnetz der Universitätsstadt mit ihren gut 100.000 Einwohnern finden sich etwa 400 Trafostationen. In mehreren Städten und Gemeinden laufen Pilotprojekte zur

*Martin Witzsch, freier Journalist

Erforschung von Niederspannungsnetzen, eines davon im Erlanger Stadtteil „am Anger“. Mit dem gezielten Einsatz von Messtechnik soll ein Verfahren entwickelt werden, um mit den frei parametrierbaren Messgrößen ein hochaufgelöstes genaues Bild eines Verteilnetzes zu gewinnen. Dazu muss man jedoch zunächst möglichst umfangreich und genau messen sowie auswerten. In einem zweiten Schritt nutzt man das so gewonnene, detaillierte Bild als Referenz für Verfahren, die mit weniger, aber geschickt gewählten Messpunkten und ausgeklügelten Algorithmen den Zustand eines Netzes hinreichend genau simulieren. Nur mit diesem Ansatz ist eine flächende-

ckende Überwachung der Niederspannungsnetze wirtschaftlich und technisch machbar. Annette Köpken, Abteilungsleiterin Netz- und Anlagenservice, ist seitens der Erlanger Stadtwerke (ESTW) für das Pilotprojekt verantwortlich. Ihr Hauptproblem war die fehlende Zeit für die Datenauswertung. Doch dies konnte Gaby Seifert übernehmen, die am Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES) der Universität Erlangen arbeitet. Annette Köpken erklärt: „Wir haben uns am runden Tisch Smart Grid vom Energiecampus in Nürnberg kennengelernt. Bei den ESTW lief das Projekt grade an und wir dachten, dies sei ideal für eine Kooperation.“ Gaby Seifert bestätigt: „Daten sind bei einem Forschungsprojekt oft das Problem.“

Energiedaten und Netzqualität überwachen

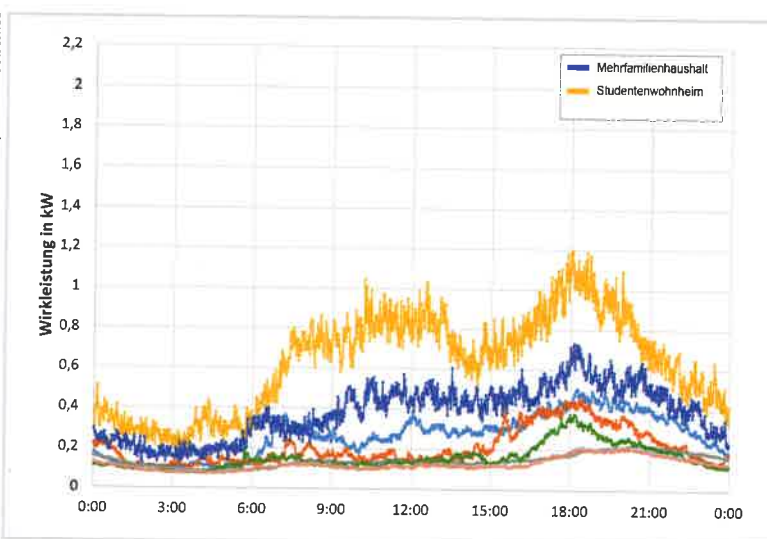
Das Gebiet „am Anger“ wurde ausgewählt, da hier die Verhältnisse besonders gut bekannt sind, es gibt Mehrfamilienhäuser mit überdurchschnittlich vielen PV-Anlagen. Dazu kommen eine Tankstelle, ein Studentenwohnheim und die Straßenbeleuchtung. Die PV-Anlagen gehören zum Teil den ESTW. „Wir haben hier sehr viel Photovoltaik. Der Peak im Sommer ist mit 820 kW fast genau so groß wie die Lastspitze von 834 kW im Winter. An sonnigen Tagen haben wir Rückspeisungen bis in die übergeordnete Netzebene“, weiß Köpken. Deshalb war die ganzjährige Messung wichtig, denn die klassische Netzplanung auf Basis der Winterstarklast ist für Netze heutzutage nicht mehr ausreichend.



Bild: Janitza Electronics

Um das Gebiet genau zu erfassen, verbaute die ESTW nicht nur in den Trafostationen geeignete Messtechnik, wie den UMG 511 Netzanalysator als Master und UMG 103 als Slave-Geräte von Janitza Electronic. Auch sämtliche Kabelverteilerschränke wurden entsprechend ausgerüstet. Für diese entwarfen die Stadtwerke ein eigenes Konzept, wie Annette Köpken erläutert: „Wir haben Kabel- und Messschrank aufgeteilt. Die Kabelschränke mit ihrer Sonderverdrahtung haben unsere Azubis gemacht. Hier wurden Abgriffe an Wandlern über Sicherungen geführt und durch ein Rohr an der Rückseite des Schrankes in den Messschrank geleitet. Die Kollegen von der Leittechnik, die diesen Messschrank aufbauen, müssen dann nicht am Kabelverteilerschrank arbeiten.“ Kilian Eckert vom Business Development Energieversorgung bei Janitza beschreibt das System so: „Dieser Spannungsqualitätsanalysator für die Hutschiene fungiert nicht nur als Zähler, sondern auch als Oberschwingungsanalysator und Transientenrekorder. Ein großer interner Speicher dient als Backup, falls bei der Datenübertragung Probleme auftreten sollten. Diese erfolgt per Ethernet an die im Hause der ESTW eingesetzte Fernwirktechnik. Per Modbus RTU sind acht UMG 103 Slaves eingebunden, die ebenfalls sowohl Energiedaten als auch die Netzqualität überwachen. Dank Ethernet können wir sowohl Daten übertragen als auch die Geräte aus der Ferne parametrieren, ohne dass ein Techniker direkt zu dem jeweiligen Schrank fahren muss. Unsere Software Gridvis bietet hierfür Möglichkeiten.“ Zur Anbindung des Kabelverteilers dient ein LWL-Modem mit Spleißbox. Dadurch erfolgt die Datenübertragung per Glasfaserkabel direkt in die Leitwarte und in eine Janitza-Datenbank. 70 Geräte speichern im Minutentakt Daten und senden sie zur Leitwarte. Aus Sicherheitsgründen ist die Kommunikation für das Pilotprojekt komplett von der Fernwirktechnik für den Netzbetrieb getrennt. Die Peripherie ist hier über RS-485 Modbus RTU als Feldbus an die Fernwirktechnik angebunden. Für die Weiterverarbeitung liest die Software die Daten aus und speichert sie ab. Aufgrund der offenen Systemarchitektur können die Messdaten einfach von den Stadtwerken an die Uni weitergeleitet werden. Köpken resümiert: „Wir haben jetzt fast lückenlos die Daten von zwei Jahren im Minutentakt.“ Diese Auflösung unterscheidet das Erlanger Projekt von anderen Forschungsarbeiten. Im Minutentakt sind selbst kurze

Bild: Janitza Electronics



◀ Lastprofile unterschiedlicher Verbraucher: Besonders charakteristisch ist die dunkelblaue Kurve für klassische Mehrfamilienhaushalte im Vergleich zur ockerfarbenen Kurve eines Studentenwohnheims.

Schwankungen in der PV-Einspeisung, etwa bei bewölktem Himmel aufzulösen.

Erste Erkenntnisse des Projektes

Um die neuralgischen Netzpunkte zu identifizieren, welche gemessen werden sollen, muss man gemeinsame Charakteristika bestimmter Verbrauchertypen herausfinden und daraus repräsentative Gruppen bilden. Seifert erklärt: „Wir haben spezielle Profile für das Angeregebiet erzeugt. Zwar gibt es Standardlastprofile vom BDEW, dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, diese sind jedoch über ganz Deutschland gemittelt. Sie repräsentieren nicht unbedingt eine lokale Gegebenheit.“ Ermittelt wurde auch, inwieweit die Phasen asymmetrisch belastet sind. Köpken sagt: „Früher war sehr oft die Phase L1 übermäßig belastet, inzwischen merkt man, dass die Elektriker bemüht sind, die Phasen gleichmäßig auszulasten. Je höher man in der Netzebene geht, desto ausgeglichener wird das Bild. Am Ortsnetztrafo sind die Spannungsunsymmetrien in der Regel wieder **ausgemittelt**.“ Auch dies ist eine Erkenntnis, die die ESTW im Pilotprojekt bestätigen konnte. Erfreulich wenige Probleme verursachen die PV-Anlagen. Die wesentlichen Daten einer Anlage, wie z.B. die Nennleistung, sind hier meistens bekannt, die speziell ermittelten Einspeiseprofile ergänzen dieses Wissen. Eine weitere Erkenntnis lieferte die Spannungsqualitätsanalyse: Es gibt keine Hinweise auf Störungen durch die Wechselrichter. Als Bewertung für die Qualität der Simulationen wurde ein Vergleich der simulierten Strom- und Spannungs-

verläufe mit den real gemessenen Werten vorgenommen. Gaby Seifert beschreibt den Prozess: „Wir konnten die Simulationsergebnisse und die benötigten repräsentativen Messstellen iterativ verbessern. Wir wollten wissen, welche Messstellen besonders geeignet sind und wie besonderes Kundenverhalten zu berücksichtigen ist.“ Mit der Auswertung konnten die Projektverantwortlichen eine Reduktion der Messstellen um 85 Prozent identifizieren.

Mit dem Pilotprojekt haben die Stadtwerke und die Universität Werkzeuge entwickelt, die zukünftig eine optimierte Netzplanung und das Monitoring der Betriebsmittelauslastung erleichtern können. Aber auch im laufenden Betrieb macht sich der Aufwand bemerkbar, etwa in den Möglichkeiten, die die Software Gridvis bietet. Annette Köpken nennt Beispiele: „Wir nutzen die standardisierten Spannungsqualitätsreports von Janitza, um zu überprüfen, ob die gültigen Normen eingehalten werden. Weiterhin werden die Leistungsdaten verwendet, um einen schnellen Überblick über die Auslastung des Netzes zu bekommen. Ein Peak tritt z.B. auch bei Wartungsarbeiten auf, wenn man Stationen über das Niederspannungsnetz zusammenschaltet.“ Kilian Eckert kommentiert abschließend: „Wenn man die Daten nicht im Minutentakt erfassen und auswerten will, benötigt man keine Glasfaser-Anbindung. Dies geht auch über die vorhandene Fernwirktechnik oder über ein Auslesen per Notebook. Je genauer man die Jahreshöchstleistung messen und ermitteln kann, desto genauer wird das Entgelt berechnet.“ [kun]