



Formel Grün

Die Energiewende stellt Stromanbieter, Stadtwerke, Netzbetreiber und Technikentwickler vor neue Aufgaben, die sich nur mithilfe der Mathematik bestmöglich lösen lassen

von Frank Frick

Eine Überschrift in der Sächsischen Zeitung vom 9. Juli 2015 behauptet: „Erneuerbare Energien sind unberechenbar.“ Wörtlich genommen, hieße das: Es ist sinnlos, dass sich Mathematiker und Informatiker mit dem Strom beschäftigen, den Windkraft- und Solaranlagen produzieren. Doch die Realität ist eine völ-

lig andere: Hochqualifizierte Rechen- und Programmierkünstler sind unerlässlich, um die Energiewende intelligent umzusetzen – und so zum Erfolg zu führen.

Um diese Behauptung nachvollziehen zu können, muss man einige Besonderheiten der Ware Strom kennen. Der Handel damit erfolgt überwiegend an der Börse

und ist geprägt davon, dass Stromproduktion und Stromverbrauch zur gleichen Zeit stattfinden müssen. Am sogenannten Terminmarkt einigen sich die Handelspartner Jahre oder Monate, bevor der Strom überhaupt erzeugt wird, auf einen Preis dafür: Der Produzent liefert einem Stadtwerk oder einem anderen Kunden

◀ Bei der Versorgung von Haushalten, Fabriken und E-Autos hängt alles zusammen. Mathematiker wie Matthias Klein und Tina Hill machen das System handhabbar.

etwa über das ganze kommende Kalenderjahr hinweg in jeder Viertelstunde die gleiche Leistung. Der Kunde kauft Strom so weit im Voraus, um sich abzusichern, dass er den Strom für die besonders nachgefragten Zeiten später nicht kurzfristig und extrem teuer einkaufen muss. Umgekehrt trägt er aber auch das Risiko, dass der Strom später billiger zu haben ist, als es Monate im Voraus abzusehen war.

Einen Tag voraus

Neben dem Terminmarkt gibt es den Spotmarkt. Dort wird Strom im sogenannten Day-Ahead-Handel einen Tag vor seiner Lieferung verkauft. Dabei schließen Stromproduzent und Abnehmer um 12 Uhr durch Gebot und Zuschlag Geschäfte, wobei alle 24 Stunden des Folgetags separat gehandelt werden. Außerdem kann im Intraday-Handel auch Strom im Viertelstunden-Takt feilgeboten werden, wobei die Verträge spätestens eine halbe Stunde vor Lieferbeginn geschlossen sein müssen.

„Wir entwickeln Rechenmodelle, die ein Stadtwerk oder einen anderen Energieversorger möglichst gut darüber informieren, wie groß sein finanzielles Risiko beim Handel im Termin- oder Spotmarkt ist“, erklärt Andreas Wagner. Der Leiter der Abteilung Finanzmathematik am Fraunhofer ITWM betont, dass die Modelle nicht den Strompreis voraussagen: „Wir gehen vom durchschnittlichen Marktpreis aus und simulieren, wie wahrscheinlich spätere Abweichungen davon sind.“

Energieversorger setzen die Fraunhofer-Software also nicht ein, um Handelsgeschäfte zu veranlassen und Geld zu verdienen. Stattdessen ermitteln sie damit beispielsweise, ob es aufgrund eines Stromeinkaufs und einer späteren ungünstigen Marktentwicklung dazu kommen kann, dass die Reserven frei verfügbaren Geldes nicht fürs Bezahlen ausreichen.

Die Modelle der Fraunhofer-Finanzmathematiker beziehen dabei auch die Risiken mit ein, die bei herkömmlichen Rechenverfahren außer Acht gelassen

werden. Dazu zählt zum Beispiel das Risiko, dass ein großes konventionelles Kraftwerk ausfällt – mit der Folge, dass das Stromangebot deutlich sinkt und der Preis steigt. Die Modelle kalkulieren zudem den Strom ein, den Solar- und Windkraftanlagen erzeugen. „Wenn man unsere Software einsetzt, kann zwar beim Handeln mit Strom immer noch etwas schief laufen – aber zumindest kennt man sehr gut die Risiken, die man eingeht“, sagt Wagner.

Wurde am Termin- und am Spotmarkt ein großer Anteil des Stroms gehandelt, der zu einem bestimmten Zeitpunkt produziert und verbraucht wird, spricht das für eine günstige und zugleich sichere Stromversorgung der Konsumenten. Doch es besteht jederzeit die Möglichkeit, dass irgendwo die stromfressenden Anlagen eines großen Industriebetriebs ausfallen oder unerwartet Wind aufkommt.

Spontankäufe am Energiemarkt

Dann müssen die Betreiber des Stromnetzes in der Lage sein, die resultierende Schwankung im Netz auszugleichen. Sie kaufen daher unter anderem bei Kraftwerksbetreibern und großen Stromverbrauchern sogenannte Regelenergie ein, mit deren Hilfe sich die Netzfrequenz

innerhalb von Sekunden, fünf Minuten oder einer Viertelstunde regeln lässt. Negative Regelenergie wird nötig, wenn sehr schnell weniger Strom in die Netze eingespeist werden darf oder mehr Strom verbraucht werden muss – positive Regelenergie bei der gegenteiligen Situation. Teilnehmer am Regelenergiemarkt bekommen allein schon für ihre Bereitschaft, im Notfall einzuspringen, eine Vergütung. Letztlich verteuert das den Strom für die Verbraucher.

Schluss mit zeitraubenden Tests

Zu denjenigen Komponenten, die negative Regelenergie bereitstellen können, zählen Batteriespeicher. Neben Blei-Akkus ist die Lithium-Ionen-Technik weit verbreitet, die sich auch in Elektrofahrzeugen durchgesetzt hat. Die Software BEST des ITWM ist ein wertvolles Werkzeug, um diese Technik weiterzuentwickeln. Mit BEST (Battery and Electrochemistry Simulation Tool) lässt sich am Computer vorhersagen, welche Folgen es für die Leistungsfähigkeit der Lithium-Ionen-Batterie hat, wenn etwa die Geometrie, die Schichtdicke der Komponenten oder die mikroskopische Struktur der Elektroden geändert werden. Dadurch lassen sich zeitraubende Experimente einsparen. „Außerdem helfen Simulationen,



▲ Die Expertise von Finanzmathematikern wie Andreas Wagner ist in der Energiewirtschaft gefragt.

im Wechselspiel mit Experiment und Theorie bislang unklare Effekte und Mechanismen in Batterien besser zu verstehen“, sagt ITWM-Wissenschaftler Jochen Zausch, einer der Entwickler von BEST.

Ein kleiner Kasten hat es in sich

Batteriespeicher in Gebäuden können dazu beitragen, die Schwankungen im Stromnetz auszugleichen, die von Solaranlagen auf den Hausdächern hervorgerufen werden. „Gesteuert durch moderne Informationstechnik, kann die Vor-Ort-Zusammenschaltung von Solaranlagen und Speichern außerdem bewirken, dass weniger Strom über weite Strecken transportiert werden muss“, sagt Matthias Klein vom ITWM.

Er gehört zu den Fraunhofer-Wissenschaftlern, die in den letzten Jahren Schritt für Schritt ein Konzept namens „myPowerGrid Software Ecosystem“ umgesetzt haben. Zentraler Bestandteil ist ein kleiner Kasten mit einer Vielzahl von Buchsen, der entfernt einem WLAN-Router ähnelt. Tatsächlich handelt es sich um ein Energiemanagementsystem, ausgestattet mit einer Software, die am ITWM entwickelt wurde. Das Kästchen, von den Forschern in Kaiserslautern „Amperix“ genannt, erfasst einerseits den Energieverbrauch eines Haushal-

tes oder eines Unternehmens sowie die Stromproduktion der angeschlossenen Solaranlage und übermittelt diese Daten an eine Web-Plattform. Andererseits kann es einen Energiespeicher im Gebäude oder die Batterie eines Elektroautos in der Garage gezielt laden oder entladen. So kann Amperix Strom, den die Photovoltaik-Anlage erzeugt, möglichst vorteilhaft auf die stromverbrauchenden Geräte und den Hausspeicher verteilen. Wird auch das Elektroauto in das System einbezogen, koppelt Amperix sogar die Stromerzeugung mit dem Verkehrssektor und trägt so dazu bei, dessen CO₂-Bilanz zu verbessern.

„Doch das ist nur der erste Schritt. Der zweite besteht darin, die verteilten Solarstromspeicher auf einer Internet-Plattform zu vereinigen, damit sie als Pool Energiedienstleistungen erbringen“, erklärt Matthias Klein. So kann der Pool beispielsweise den Netzbetreibern Regelleistung zur Verfügung stellen.

Vielfältige Perspektiven

Die Internet-Plattform myPowerGrid bietet verschiedene Ansichten: Kunden werden über Stromerzeugung, Verbrauch und Speichernutzung informiert, während etwa Techniker mithilfe der Plattform auf Fehlersuche gehen können. Sie leistet aber noch mehr: myPowerGrid kommuniziert

mit Amperix und sendet ihm Prognosen über die Stromerzeugung und den Verbrauch. Der elektronische Energiemanager kann diese Vorhersagen benutzen, um die angeschlossenen Speicher noch netzdienlicher zu steuern.

Simple Prognosen fürs Dach

Plattform und Energiemanager können dabei auch auf Vorhersagen darüber zugreifen, wieviel Strom die Photovoltaik-Anlage auf dem Hausdach produzieren wird – zum Beispiel am nächsten Tag zwischen 16 und 17 Uhr. Denn zum myPowerGrid-Ecosystem gehört ein entsprechender Web-Service, der vom ITWM entwickelt wurde. Das Besondere: Außer dem Standort des Hausdachs benötigt der Service keinerlei Angaben – weder über den Aufbau der Anlage oder die Ausrichtung der Module, noch über zeitweilige Verschmutzungen. Denn durch sogenanntes maschinelles Lernen ermittelt der Service automatisch die charakteristischen Eigenschaften der Anlage und kann dann aus Wetterprognosen die zu erwartende Stromproduktion vorhersagen.

„Das myPowerGrid Software-Ecosystem ermöglicht ganz neue Geschäftsmodelle“, freut sich Matthias Klein. So könnten etwa Stadtwerke statt der Hausbesitzer Photovoltaik-Anlagen samt zugehörigen Speichern bezahlen und betreiben. Die Komponenten könnten sie zusammenschalten und so ein dezentrales Solarspeicherkraftwerk aufbauen. Die Hausbesitzer würden in längeren, sonnenarmen Zeiten von verbilligten Stromlieferungen profitieren. Und die Stadtwerke wären in der Lage, ihren Kunden regionalen „Grünstrom“ anzubieten.

„Doch trotz einer lokalen Optimierung braucht man immer auch eine koordinierte Steuerung des gesamten Stromnetzes“, sagt Andreas Wirsén, Leiter der Abteilung

◀ Die E-Mobilität stellt hohe Anforderungen an Batterien. Simulationen helfen, die Performance möglicher neuer Zellen zu beurteilen und ihre Mikroigenschaften zu verstehen. Daran arbeitet Jochen Zausch in Projekten um die Software BEST.



◀ Anregende Diskussion: Jan Mohring (links) und Andreas Wirsén gehören zum Team von MathEnergy. Ziel des Projekts ist die Erstellung einer Softwarebibliothek, die das Gas- und Stromnetz Deutschlands komplett abbildet.

Systemsteuerung, Prognose und Regelung des ITWM. „Denn wenn etwa die Stromfrequenz im Übertragungsnetz sinkt und alle lokalen Akteure auf gleiche Weise gesteuert, würden sich die Instabilitäten sehr rasch aufschaukeln.“

Netzsimulation im Paket

Wirsén gehört zu einem Team des ITWM, das im Projekt „MathEnergy“ mit einem Konsortium aus wissenschaftlichen Institutionen und Unternehmen zusammenarbeitet. Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, wollen die Partner bis 2020 ein Software-Paket erstellen, das es erlaubt, das Strom- und Gasnetz Deutschlands auf allen Ebenen zu simulieren und zu steuern.

Somit werden die Transport- und die Verteilnetze für Strom einbezogen, aber auch deren Kopplung mit dem Gasnetz, beispielsweise über die Power-to-Gas-Technik. Sie kann überschüssigen Wind- oder Solarstrom in brennbares Gas – zum Beispiel Wasserstoff oder Methan – umwandeln und so Energie speichern. Zu den speziellen Aufgaben der Wissenschaftler am ITWM gehört es, die Modelle zur Netzsimulation so zu verdichten, dass sie sich während einer Regelung in Echtzeit durchrechnen lassen.

Zum Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz, die durch Windkraft- und Solaranlagen hervorgerufen werden, gibt es neben dezentralen Batteriespeichern

in Häusern oder virtuellen Großbatterien weitere Möglichkeiten. Bestimmte Speichertechniken bieten prinzipiell eine große Kapazität und gehen zudem noch ein weiteres Problem an: Werden zugleich Kohle, Öl und Gas zum Heizen oder fossile Kraftstoffe für den Verkehr verwendet und dadurch riesige CO₂-Mengen ausgestoßen, kann Grünstrom allein den Klimawandel kaum aufhalten. Insofern sind Konzepte gefragt, die es erlauben, Wärmeenergie und Verkehr durch eine Kopplung mit der Stromversorgung klimafreundlicher zu gestalten. Power-to-Gas ist eine solche Technik, doch mithilfe von Simulationen und Informationstechnik können auch Fernwärmenetze Regelleistung für den Strommarkt bereitstellen und so die Verbindung der verschiedenen Nutzungsfelder von Energie herstellen.

Fernwärmenetze gibt es in vielen Städten. Zentrale Komponente ist ein Heizkraftwerk. Es kann beispielsweise aus dem Dampf einer Müllverbrennungsanlage gleichzeitig Strom erzeugen und Wärme auf den Wasserkreislauf des Fernwärmenetzes übertragen. Dabei lässt sich das Verhältnis zwischen Stromproduktion und Wärmeabgabe innerhalb einer großen Bandbreite verändern.

Das lässt sich nutzen, indem man etwa in Zeiten hoher Windstrom-Produktion die Stellschrauben des Fernheizkraftwerkes in Richtung Wärme dreht. Moderne Fernwärmenetze haben auch „Power-to-

Heat-Anlagen“. Das sind gleichsam überdimensionierte Tauchsieder. Sie können mit Überschussstrom das Wasser im Netz erwärmen. Bislang werden Fernwärmenetze überwiegend so betrieben, dass entweder die Wassertemperatur oder die Fließgeschwindigkeit an einem bestimmten Ort immer weitgehend gleich bleiben.

Modelle verdichten

„Im Projekt DYNEEF entwickeln wir einen Software-Assistenten, mit dem sich der Betriebszustand der Komponenten eines Fernwärmenetzes intelligent variieren lässt“, sagt Jan Mohring vom ITWM. Auf diese Weise kann dann das Fernwärmenetz dem Stromnetz als Speicher dienen. „Sinnvoll steuern lässt sich der Betriebszustand des Fernwärmenetzes allerdings nur, wenn man ihn dynamisch simulieren kann“, erklärt Mohring. Ähnlich wie beim Projekt MathEnergy müssen er und sein Team die Modelle zur Netzsimulation verdichten, um so Rechenzeit einzusparen – nur, dass es eben nicht um das Stromnetz geht, sondern um das Fernwärmenetz.

An einem kleinen Teilnetz haben die Wissenschaftler aus Kaiserslautern bereits gezeigt, dass sie den Betrieb mit ihrer Software erfolgreich optimieren können. Die Mathematiker und Informatiker des ITWM helfen somit auf vielfältige Weise, unsere Energieversorgung auf „grün“ umzustellen. ●

