Forschung

Stromnetz der Zukunft simuliert

[31.03.2014] Im Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2 hat ein Konsortium um das Fraunhofer-Institut IWES ein stabiles Stromsystem der Zukunft auf Basis erneuerbarer Energien simuliert und unter Einsatz des virtuellen Kombikraftwerks praktisch erprobt – mit Erfolg.

In virtuellen Kraftwerken werden dezentrale Anlagen zur Energieerzeugung und -speicherung zusammengeschlossen. Fluktuationen bei Wind- und Sonnenenergie werden dabei sowohl räumlich als auch zeitlich ausgeglichen. Bei Flaute und Dunkelheit springen steuerbare Erzeuger, wie zum Beispiel Biogasanlagen, ein. Dass dies eine Möglichkeit ist, den Strombedarf jederzeit vollständig mit erneuerbaren Energien zu decken, wurde bereits im Jahr 2007 im Rahmen des Projekts Kombikraftwerk gezeigt. Hier wurde die Deckung der benötigten Energie für ein Jahr simuliert und im Maßstab 1:10.000 mithilfe des Kombikraftwerks praktisch umgesetzt.
Das allein ist jedoch nicht ausreichend für eine technisch erfolgreiche Energiewende. Der Strom muss nämlich nicht nur in ausreichenden Mengen, sondern auch am richtigen Ort zur Verfügung stehen, also zu den Verbrauchern transportiert werden. Für eine sichere Stromversorgung ist damit auch die Netzstabilität von größter Bedeutung. Im Folgeprojekt Kombikraftwerk 2 hat sich unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) ein Konsortium, bestehend aus den Unternehmen Siemens, SolarWorld, SMA Solar Technology, Ökobit, Enercon und Cube Engineering sowie dem Deutschen Wetterdienst, der Leibniz Universität Hannover (IEH) und der Agentur für Erneuerbare Energien zusammengefunden und gezeigt, dass bei 100 Prozent erneuerbaren Energien auch ein stabiler Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

Szenario entworfen

Im Projekt wurde zunächst auf Grundlage der zuvor ermittelten Potenziale ein Szenario für die Stromversorgung allein auf Basis von erneuerbaren Energien entwickelt. Der Strombedarf, der unter Annahme von Effizienzsteigerungen und zusätzlichen Verbrauchern wie der Elektromobilität in etwa dem heutigen entspricht, wird dabei zu 60 Prozent aus Windenergie, zu 20 Prozent aus Sonnenenergie, zu 10 Prozent aus Bioenergie sowie zu 10 Prozent aus Wasserkraft und Geothermie gedeckt. Zusätzlich wurde davon ausgegangen, dass Überschüsse in Zukunft gespeichert werden. Dafür stehen über die Power-to-Gas-Technologie das Erdgasnetz sowie Pump- und Batteriespeicher zur Verfügung. Für dieses Szenario und ein reales Wetterjahr wurden räumlich und zeitlich hochaufgelöst Stromeinspeisung und -verbrauch und daraus folgend auch die Stromflüsse im Übertragungsnetz simuliert. Um das Stromnetz der Zukunft abzubilden, wurden neben der Verstärkung bestehender Leitungen auch die derzeitigen Planungen – Netzentwicklungsplan 2012 und Dena-Netzstudie I – berücksichtigt. Stromerzeugung und -verbrauch, Speichereinsatz und die Stromflüsse im Übertragungsnetz wurden stündlich berechnet.#bild2
Im Anschluss haben die Projektpartner schwerpunktmäßig die Höhe der im Szenario benötigten Systemdienstleistungen ermittelt und untersucht, wie diese mit erneuerbaren Energien erbracht werden können. Bei den Systemdienstleistungen handelt es sich um Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität, also solche, die Frequenz und Spannung von ihren Sollwerten jederzeit in festgelegten Grenzen halten. Um die Fähigkeit der erneuerbaren Energien zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu ermitteln, wurden umfangreiche Untersuchungen angestellt, etwa Simulationen bezüglich des Engpass-Managements zur System- und Betriebsführung, der Momentanreserve zur Frequenzhaltung sowie des

Blindleistungsbedarfs und der -erbringung zur Spannungshaltung. Die Ergebnisse zeigen, dass der Blindleistungsbedarf der Lasten überwiegend regional kompensiert werden kann. Auch der Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes kann innerhalb von 15 simulierten Regionen fast immer regional bereitgestellt werden.
Zusätzlich wurde ein Laborversuch durchgeführt, um die Schwarzstartfähigkeit zum Versorgungswiederaufbau zu testen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass bei einem Netzausfall die Anlagen, in diesem Fall zunächst eine Biogasanlage, mithilfe einer Batterie im Inselbetrieb starten und zunächst ein Inselnetz bilden würden. Nach und nach konnten sich Lasten und weitere Anlagen zuschalten, bis schließlich das Labornetz wieder an das Verbundnetz angeschlossen werden konnte. Aus dem erfolgreichen Test lässt sich schließen, dass die technischen Möglichkeiten für einen Versorgungswiederaufbau durch erneuerbare Energien vorhanden sind.

Praktischer Beweis erbracht

Darüber hinaus kann der Regelleistungsbedarf zur Frequenzhaltung im Modell jederzeit problemlos gedeckt werden. Neben der rechnergestützten Ermittlung des Regelleistungsbedarfs und dessen Deckung wurde die Fähigkeit der erneuerbaren Energien, Regelleistung bereitzustellen, Ende Oktober 2013 in einem Feldtest vorgeführt. Dazu wurden in einem virtuellen Kraftwerk, dem Kombikraftwerk, 19 Photovoltaikanlagen, zwei Windparks mit insgesamt 27 Anlagen und vier Biogasanlagen zusammengeschlossen. Im Laufe des Tests musste dieser Anlagen-Pool, in Anlehnung an die Anforderungen für konventionelle Kraftwerke zur Präqualifizierung für den Regelleistungsmarkt, zunächst eine vorgegebene Rampe und dann ein reales Abrufsignal abfahren.
Die Bedingungen während des Tests waren denkbar ungünstig. Während südlich von Berlin, an den Standorten der teilnehmenden Windparks, nur ein laues Lüftchen wehte, war der Himmel in Nordhessen, wo sich die Photovoltaikanlagen befanden, weitgehend bedeckt. Trotz dieser Widrigkeiten konnten die Anlagen im Verbund erfolgreich die geforderten Bedingungen erfüllen. Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind neben Biogasanlagen also schon heute technisch in der Lage, Regelleistung zu erbringen.
Einzig die Rahmenbedingungen zur Marktteilnahme hindern die nicht-regelbaren Anlagen, deren wetterabhängige Erzeugung eher kurzfristig prognostiziert werden kann, daran, bereits heute am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Hierfür sind kürzere Ausschreibungsfristen und Vorlaufzeiten empfehlenswert. Auch flexiblen Anlagen, die Gas aus erneuerbaren Quellen verstromen, mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung bedarfsorientiert betrieben werden und einen witterungsabhängig zu prognostizierenden Wärmebedarf aufweisen, würde das den Marktzugang ermöglichen.

Zuverlässig und stabil

Das Kombikraftwerk-2-Projekt hat gezeigt, dass auch in einem System mit 100 Prozent erneuerbaren Energien eine zuverlässige und stabile Stromversorgung gesichert ist. Die im Projekt untersuchten Systemdienstleistungen können entsprechend der Simulationen und praktischen Versuche das ganze Jahr über in der benötigten Höhe erbracht werden. Ein Zusammenschluss der meist dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen in virtuellen Kraftwerken stellt eine empfehlenswerte Möglichkeit dar, um Ausgleichseffekte zu nutzen und die Marktteilnahme zu erleichtern.

()

Dieser Beitrag ist in der März-Ausgabe von stadt+werk erschienen. Hier können Sie ein Exemplar

bestellen oder die Zeitschrift abonnieren.

Stichwörter: Netze | Smart Grid, Energieeffizienz, IWES, Virtuelles Kraftwerk