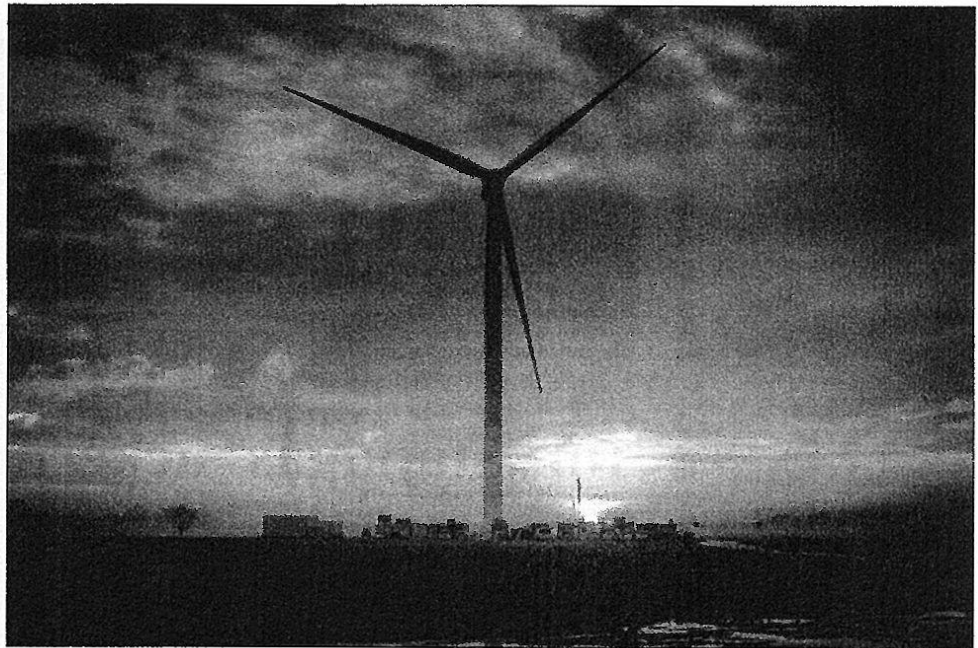


Windenergie

Bittere Zeiten für die Betreiber von Kohle- und Gaskraftwerken. Weil sie mit dem Verkauf ihres fossilen Stroms aufgrund sinkender Börsenstrompreise kaum noch Gewinne erzielen, wollen immer mehr Unternehmen ihre Kraftwerke abschalten. 57 Kraftwerke stehen inzwischen auf der sogenannten Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur, 13 mehr als Anfang dieses Jahres. Dafür steigt stetig der Anteil der erneuerbaren Energien. Derzeit liefern die Ökoerzeuger fast 30 Prozent der elektrischen Energie – das Ziel einer regenerativen Vollversorgung rückt damit zügig näher. Vor allem die Windenergie entwickelt sich zur Säule des Energiesystems. Experten schätzen, dass Turbinen an Land und auf hoher See 2050 mehr als die Hälfte des Stroms liefern werden.

Was nach einem Durchmarsch für Wind und Co. klingt, wird jedoch schwer umzusetzen sein. „Die Erneuerbaren müssen nicht nur genug Energie bereitstellen, sondern auch die Systemdienstleistungen erfüllen. Das sind vor allem die Frequenz- und die Spannungshaltung“, erklärt René Just von der Zossener Projektierungs- und Betriebsführungsfirma Energiequelle. Alle technischen Geräte in den Betrieben und privaten Haushalten sind auf eine Netzfrequenz von 50 Hertz ausgelegt, bei Abweichungen nehmen sie Schaden. Dieser Wert bleibt aber nur dann stabil, wenn die Stromproduktion präzise dem Bedarf folgt. Bisher werden Kohle- und Gaskraftwerke aktiviert, um die Frequenz bei unvorhergesehenen Ereignissen und Fehlprognosen mithilfe von Regelleistung zu stabilisieren. Sie gleicht Schwankungen stufenweise innerhalb von Sekunden (Primärreserve), von fünf Minuten (Sekundärreserve) oder von 15 Minuten (Minutenreserve) aus. Künftig müssen die Erneuerbaren diese Reserven liefern.

Das gilt auch für Blindleistung. Wenn Strom über längere Distanzen transportiert wird oder lokal viel verbraucht wird, sinkt die Netzspannung. Um sie im zulässigen Bereich zu halten, wird in den kritischen Regionen Blindleistung eingespeist. Sie erzeugt außerdem elektromagnetische Felder im Netz, ohne die Elektromotoren oder Pumpen nicht betrieben werden könnten. Die gute Nachricht: Die Erneuerbaren sind technisch in der Lage, Systemdienstleistungen



Zukunftskraftwerk: Der Ausbau der Windkraft ist beschlossene Sache. Dafür müssen sich die Turbinen aber anders als bisher an der Stabilisierung der Netze beteiligen (im Bild eine Anlage mit sechs Megawatt).

FOTO: SIEMENS

Neue Pflichten

Vor allem die Windenergie soll die Rolle konventioneller Kraftwerke übernehmen: kostengünstigen Strom liefern und mit **Systemdienstleistungen** für einen stabilen Netzbetrieb sorgen. Das erfordert regulatorische und technische Anpassungen.

gen zu erbringen. Das zeigte unter anderem das 2014 abgeschlossene Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2. In dessen Rahmen schalteten Wissenschaftler des Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (Iwes) in Kassel Biogas-, Solar- und Windenergieanlagen zu einem Kraftwerk zusammen und simulierten einen sich schnell ändernden Stromverbrauch. Die Anlage reagierte wie erhofft: Die Schwankungen wurden durch Anpassung der Erzeugung ausgeglichen. Auch die Spannungshaltung klappte. Die Forscher ahmten einen Spannungsabfall auf einer Freileitung um einige Hundert Volt nach. Sofort speiste eine Anlage, die die elektromagnetischen Felder einer Windturbine simulierte, Strom ins Netz ein – die Spannung stieg wieder. „Unser Versuch hat gezeigt, dass die Erneuerbaren nicht nur ständig genügend Energie liefern, sondern auch für eine stabile Spannung und für eine stabile Frequenz sorgen“, sagt Iwes-Wissenschaftler Knut Rohrig.

Das Problem: Die konventionellen Kraftwerke liefern ihre Systemdienstleistungen bisher im Hoch- und Höchstspannungsnetz, bis auf wenige große Windparks werden die meisten Erneuerbaren jedoch im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen. Im Gebiet des Hallenser Verteilnetzbetreibers Mitnetz Strom etwa liegt der Erneuerbaren-Anteil am Endverbraucherabsatz bereits bei mehr als 70 Prozent, Tendenz steigend. „Das erfordert neue Koordinationsprozesse“, sagt Mitnetz-Experte Sebastian Lissek.

Vergütung der Blindarbeit

Abgesehen davon fehlen die Rahmenbedingungen für den Einsatz der passenden Regelungstechniken und Verfahren, um Erneuerbare für Systemdienstleistungen (SDL) heranziehen zu können. Ungeklärt ist zum Beispiel, wie Betreiber von Windturbinen nach Wegfall des SDL-Bonus künftig kostende-

ckend Blindarbeit zur Verfügung stellen können. Die Windbranche plädiert dafür, Netzbetreibern im Zuge der geplanten Anpassung der Anreizregulierung die Möglichkeit zu geben, Anlagenbetreibern die von ihnen bereitgestellte Blindarbeit zu vergüten. Die Diskussionen mit Netzbetreibern und Politik dazu laufen auf Hochtouren.

Vor allem bei der Regelenenergie gibt es noch viele offene Fragen. Die vier für ihre Lieferung verantwortlichen Netzbetreiber schreiben sie öffentlich über eine Internetplattform aus. Das geschieht bei der Primär- und Sekundärreserve wöchentlich, bei der Minutenreserve werktätlich. Doch wie können sich Windmüller an diesen Ausschreibungen beteiligen? Die Regularien sind teilweise noch auf konventionelle Kraftwerke ausgerichtet, deshalb müsste das Angebot der Windbetreiber ebenso wie das für Kohle- oder Gaskraftwerke zu hundert Prozent zuverlässig sein. Doch lässt sich selbst mit der besten Prognose nicht genau vorhersagen,

Windenergie

wie hoch die Leistung eines Windparks in einer Woche sein wird – für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärreserve sind Turbinen demnach noch tabu. „Im Gespräch ist daher, die Vergabezeiträume bei den Ausschreibungen zu verkürzen“, erklärt Olaf Ziemann vom Berliner Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission.

Mit regulatorischen oder prozessualen Anpassungen allein ist es aber nicht getan. Damit der Anlagenbetreiber auf die Anforderung von Minutenreserve durch den Übertragungsnetzbetreiber reagieren kann, muss der Übertragungsnetzbetreiber mindestens 15 Minuten vor Beginn eines Viertelstundenintervalls die Anforderung erhalten. Bei der Primär- und Sekundärregelleistung sind es noch wesentlich kürzere Zeiträume, auf die die Anlage automatisiert reagieren muss. Die Schwierigkeit: Windturbinen sind zwar technisch in der Lage, Viertelstundenarbeit, nicht aber Fünfminuten- oder gar Sekundenarbeit zu liefern. „Anlagen müssen deshalb mit neuer Regelungs- und Messtechnik ausgerüstet werden“, sagt Ziemann. Außerdem ist noch zu klären, wie Windreserven bei Abruf mit den Übertragungsnetzbetreibern abgerechnet werden können. „Auch hierfür bedarf es Lösungen, die wir mit der Windbranche erarbeiten müssen“, so Ziemann.

Präzise Angebote an Regelleistung

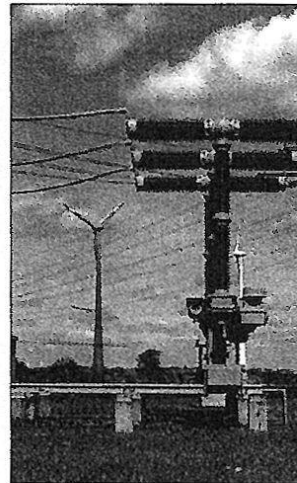
Netzbetreiber, Energieanbieter und Wissenschaftler suchen daher nach Wegen, damit die Erneuerbaren die systemsichernden Aufgaben konventioneller Kraftwerke übernehmen können. Dabei verfolgen sie einige viel versprechende Ansätze. So arbeitet das Iwes in dem Projekt „Regelleistung durch Wind- und Photovoltaikparks“ an einem Verfahren, das es Wind- und Solarbetreibern ermöglichen soll, trotz schwieriger Leistungsvoraussetzungen möglichst präzise Regelleistungsangebote zu erstellen. „Die Herausforderung ist, der erforderlichen Zuverlässigkeit des Angebots von 100 Prozent möglichst nahe zu kommen“, sagt Iwes-Projektleiter Reinhard Mackensen. Der Ansatz der Forscher: Sie entwickeln Angebotsstrategien auf Basis probabilistischer Prognosen. Mit ihrer Hilfe lässt sich sagen, wie wahrscheinlich eine Leistungsprognose eintrifft. Dafür

lassen die Forscher ein Wettermodell mehrmals mit veränderten Anfangsbedingungen laufen, etwa mit verschiedenen Starttemperaturen. Gleichen sich die Ergebnisse, kann von stabilen Verhältnissen in der Atmosphäre ausgegangen werden, streuen sie, weist das auf eine instabile Wetterlage hin. Regenerativ-Betreiber könnten mit derartigen Angaben genauer eingrenzen, wie viele Reserven sie dem Netzbetreiber anbieten können. Das würde die Windkraft für den Regelleistungsmarkt interessanter machen.

Momentanreserve überbrückt kurzzeitig

Forscher des Instituts für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart widmen sich in ihrem Projekt „Einfluss reduzierter rotierender Masse auf den Netzbetrieb“ ebenfalls der Frage, wie die Erneuerbaren zur Frequenzhaltung im Netz eingesetzt werden können. Die Generatoren der meist fossil befeuerten Kraftwerke sind direkt am Netz angeschlossen und drehen synchron zu den 50 Hertz des Netzes. Bei einem Leistungsdefizit zwischen Erzeugung und Verbrauch sinkt die Frequenz, und die im Generator gespeicherte Rotationsenergie wird in elektrische Energie umgewandelt. Bei einem Leistungsüberschuss wiederum wird die elektrische Energie in Rotationsenergie überführt. Die Generatoren werden beschleunigt. Diese Momentanreserve steht unmittelbar zur Verfügung und hilft, die Sekunden zu überbrücken, bis mit Regelleistung gegengesteuert werden kann.

Auch das regenerative Energiesystem der Zukunft wird eine



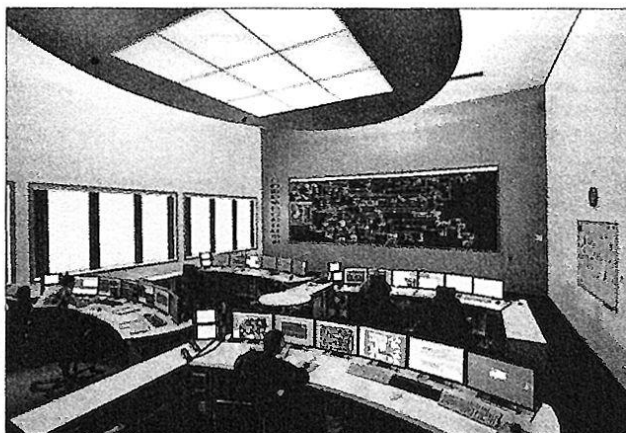
Ausbaubedarf: Immer mehr Windstrom drängt in die Leitungen. Die Frage ist, wie viel passt ohne Netzverstärkungsmaßnahmen noch hinein? FOTOS: 50HERTZ

Art Momentanreserve benötigen. Das Problem: Die Erzeuger erneuerbarer Energien sind oft nicht frequenzsynchron am Netz angeschlossen und speisen mittels Umrichtertechnik ein. „Wir befassen uns deshalb unter anderem mit der Frage, auf welche Weise erneuerbare Energien Momentanreserve liefern können und welche Auswirkungen das auf die Netzstabilität hat“, erklärt IFK-Projektleiter Florian Gutekunst. Dabei untersuchen die Stuttgarter Wissenschaftler anhand eines Netzdynamikmodells, welchen Einfluss verschiedene Lösungskonzepte, etwa die elektronisch gesteuerte Einbindung der Rotationsenergie von Windturbinen, auf die Netzdynamik haben.

Im Projekt „Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen“ geht es dagegen um die Frage, wie sich die Erneuerbaren koordiniert zur Spannungs-

haltung im Verteilnetz einsetzen lassen. Dahinter steht die Idee, Spannungsbandverletzungen zu vermeiden und die Aufnahmekapazität der Leitungen zu erhöhen. Insgesamt elf Partner, darunter 50Hertz, die ostdeutschen Verteilnetzbetreiber Drewag/Enso und Mitnetz, diverse Forschungseinrichtungen sowie der Technikkonzern Siemens, arbeiten an dem Vorhaben mit. Heute sieht die Situation im Verteilnetz wie folgt aus: Die angeschlossenen Erzeuger folgen bei der Blindleistungseinspeisung einer vorgegebenen starren Kennlinie des Verteilnetzbetreibers. Eine individuelle Blindleistungsfahrweise der Anlagen wäre aufgrund fehlender Werkzeuge beim Netzbetreiber zu komplex.

„Wir wollen ein Optimierungsprogramm entwickeln, das es ermöglicht, die starre Kennlinie zu verlassen und die Blindleistungsfahrweise anzupassen“, erklärt Drewag-Projekt Koordinator Holger Hänchen. Das zu entwickelnde Modul soll die Anlagen einer Netzgruppe wie ein Dirigent steuern. So könne es helfen, lokale Blindleistungsüberschüsse zu kompensieren. Je mehr Strom ins Netz eingespeist wird, desto mehr induktive Blindleistung entsteht. Ihr Nachteil ist, dass sie die Transportkapazität des Netzes blockiert. Das neue Modul könnte regenerativen Anlagen der Netzgruppe verordnen, statt induktiver Blindleistung – nach Kennlinie – jetzt kapazitive Blindleistung zu liefern und somit der induktiven Belastung lokal entgegenzuwirken. „Dann müsste zur Spannungshaltung nicht mehr sinnlos kapazitive Blindleistung vom Übertragungsnetzbetreiber herbeigeschafft werden“, sagt Hänchen.



Netz im Blick: Von ihrem Kontrollzentrum aus kümmern sich die Übertragungsnetzbetreiber um die Sicherheit der Stromversorgung.

FAZIT: Blindleistung, Momentanreserve, Regelleistung – bisher waren das eher Randbegriffe der Energiewende. Noch ist der Anteil der Erneuerbaren im Netz überschaubar, und die konventionellen Kraftwerke sind in der Lage, einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen. Doch ihre Zahl sinkt rapide, während vor allem die Windkraft rasch zulegt. Die Erneuerbaren müssen daher bald den regulatorischen Rahmen bekommen und technisch in der Lage sein, Systemdienstleistungen zu erbringen, sonst droht die Energiewende zu haken.