

Erneuerbare müssen mehr Systemdienstleistungen erbringen, konventionelle Stromerzeugung wird noch gebraucht

Harald Schwarz und Klaus Pfeiffer

Die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien erfordert einen Strategiewechsel. Zukünftig müssen Photovoltaik- und Windenergieanlagen mehr Beiträge zum stabilen und sicheren Netzbetrieb leisten. Solange dies nicht gewährleistet ist, bleiben konventionelle Kraftwerke sowohl für die Erzeugung von Wirkleistung wie auch für die Bereitstellung notwendiger Systemdienstleistungen für die Netzbetreiber unverzichtbar.

Seit rund 20 Jahren wird über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein besonderer Fokus auf die Reduktion der CO₂-Emissionen im Bereich der Stromerzeugung gelegt. Inzwischen konnte der Anteil Erneuerbarer an der Brutto-Stromerzeugung auf 33 % bzw. 218 TWh gesteigert werden – der gesamte Brutto-Stromverbrauch liegt in Deutschland pro Jahr zwischen 600 und 650 TWh. Dabei darf jedoch nicht der Eindruck entstehen, dass ein Drittel des Strombedarfs in Deutschland zuverlässig mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden kann. In den Zahlen werden lediglich die über das Jahr verteilt aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Kilowattstunden aufsummiert. Unberücksichtigt bleibt die enge Abhängigkeit der Erneuerbaren von der Witterung und vom Tag-Nacht-Wechsel. Unberücksichtigt bleibt auch, dass die Stromerzeugung minutenscharf dem Strombedarf folgen muss und aufgrund fehlender Netzkapazitäten regelmäßig vor allem Windenergieanlagen aufgrund regionaler und zeitlicher Übererzeugung abgeregelt werden müssen.

Das EEG fördert bislang ausschließlich den Zubau und Betrieb von Anlagen, so dass bis Ende 2017 Erzeugungskapazitäten in Höhe von insgesamt 112 GW in Deutschland installiert werden konnten. Jetzt stellt sich zunehmend die Frage, welchen Beitrag die Erneuerbaren zur System- und Versorgungssicherheit leisten können.

Um die installierte Leistung der Erneuerbaren von aktuell 112 GW sachgerecht einordnen zu können, ist zu berücksichtigen, dass derzeit konventionelle Kraftwerke mit insgesamt 93 GW Leistung am Netz sind. Beide Erzeugerarten treffen auf einen Strombedarf, der zwischen 40 GW (Schwachlast) und 80 GW (Höchstlast) schwankt. Infolge des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen werden



Konventionelle Kraftwerke leisten heute und in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit im Stromnetz
Fotolia | visdia

die konventionellen Stromerzeugungskapazitäten zunehmend auf die Rolle der Residuallast reduziert. Da der Beitrag der Photovoltaik nachts bei Null liegt und auch die Windenergieanlagen häufig weniger als 2 % der Last abdecken (Dunkel-Flaute), sind die konventionellen Erzeugungskapazitäten für eine sichere Stromversorgung auch bei hoher installierter EE-Leistung unverzichtbar.

Entwickelt man Zukunftsszenarien, die auf eine sich ergänzende erneuerbare und konventionelle Erzeugung abzielen, werden künftig zur Sicherung der Stromversorgung Kraftwerkskapazitäten auf der Grundlage von Kohle, Gas und Biomasse in Höhe von 70 bis 80 GW erforderlich sein, die damit in der Größenord-

nung der zu erwartenden Höchstlast liegen. On Top kommt dann die regenerative Einspeisung, die ihren Beitrag aber nur dann leisten kann, wenn das entsprechende Energiedargebot verfügbar ist.

Es ist dabei zu entscheiden, wie sich dieser de facto heute schon um den Faktor 2 über der Höchstlast liegende Erzeugungspark (205 GW) refinanziert – vermutlich weiterhin über den Strompreis. Temporäre und regionale Übererzeugungen müssen entweder in neu zu errichtende Batterie- und Druckgasspeicher bzw. über Pumpspeicher aus dem Netz genommen werden oder über Anlagen der Sektorkopplung in Wärme, Gas oder Elektromobilität gewandelt werden.

Eine gesicherte Stromversorgung auf Basis von Photovoltaik, Windenergie und zusätzlichen Großspeichern ohne ergänzende konventionelle Erzeugung wird allerdings für die nächsten 30 bis 50 Jahre als unwahrscheinlich eingestuft, da bereits heute die Einspeisung von regenerativen Überschussproduktionen um den Faktor 10 bis 20 über der verfügbaren Speicherkapazität liegt. Deren Errichtung wird auf mindestens 20 bis 30 Jahre abgeschätzt und berücksichtigt noch nicht den Bedarf an saisonalen Speichern, mit denen Unterschiede zwischen Erzeugung und Nachfrage über Monatszeiträume ausgeglichen werden können.

Systemintegration primäre Aufgabe

Als **Zwischenfazit** wird somit angeregt, den Schwerpunkt der Förderung beim Ausbau der erneuerbaren Energien in den kommenden zehn Jahren von der Erzeugung auf die **Systemintegration** zu verlagern. Die zu fördernden Maßnahmen und Technologien reichen von Speichern bis zu steuerbaren Lasten inklusive großtechnischer Sektorkopplung im Bereich Power-to-Heat und Power-to Gas. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Technologien aufgrund von zahlreichen Pilotanlagen kleiner Leistung zwar vom Grundsatz her bekannt sind, die Skalierung auf eine Größenordnung, welche im deutschen Stromnetz benötigt wird, aber einen ähnlich langen Zeitraum erfordert, wie der Aufwuchs der regenerativen Erzeugung seit Einführung des EEG. In dieser Zeit bis zum Aufbau ausreichender Speicherkapazitäten bzw. steuerbarer Lasten kann eine immer häufigere Zwangsabschaltung regionaler und zeitlich befristeter regenerativer Übererzeugungen nur reduziert werden, wenn die Stromnetze so ausgebaut werden, dass eine Umverteilung dieser Überschüsse in Deutschland möglich wird. Die Windenergie weist eine besondere Häufung im nördlichen Niedersachsen, in Schleswig-Holstein und vor allem in Ostdeutschland auf, während Photovoltaik mit einer hohen Dichte an Kleinanlagen auf Dächern in Süddeutschland auftritt, aber auch viele PV-Großanlagen auf Frei- und Konversionsflächen in Ostdeutschland installiert wurden.

Während in Süddeutschland mit etwa 28 % der deutschen Gesamtbevölkerung und einer hohen industriellen Stromnachfrage die Aufnahme der überwiegend Photovoltaikdominierten Einspeisung nur bedingt zu Kapazitäts-

problemen im Netz führt, ist die Einspeisung von rund 55 % der deutschen Windenergieleistung in die Netze im Nordwesten von Deutschland wesentlich schwieriger. Auch hier hilft natürlich eine hohe Stromnachfrage durch etwa 50 % der Gesamtbevölkerung und industrie-starke Regionen, wie dem Ruhr- oder Rhein-Main-Gebiet. Besonders schwierig ist die Lage in den Stromnetzen im Nordosten Deutschlands. Neben den PV-Großanlagen von 100 MW und mehr speisen dort auch etwa 45 % der deutschen Windenergieanlagen in die Netze ein. Dem steht ein ausgesprochen geringer Verbrauch gegenüber.

Während der EE-Anteil in Nordost-Deutschland (Regelzone von 50 Hertz Transmission) bei etwas über 50 % des Strombedarfes in dieser Regelzone liegt, betragen die Werte in den Netzen der Regionalversorger (E.DIS, MITNETZ, WEMAG, Avacon) bereits heute 100 % und mehr. Eine viel zu hohe Erzeugungskapazität bei den Erneuerbaren im Vergleich zur Netzlast und massive Rückspeisungen ins vorlagerte Netz sind die Folge. Derartige Rückspeisungen treten inzwischen an sehr vielen Tagen im Monat auf und können auch über mehrere Tage erfolgen, was zukünftig sehr groß dimensionierte Speicher erfordert, sofern keine Nutzung dieser Überschüsse in anderen Energiesektoren eingeführt wird.

Sowohl der regionale Abtransport der regenerativen Überschüsse über die Mittel- und Hochspannungsebene der Verteilnetze zu den Verknüpfungspunkten mit den Übertragungsnetzen, als auch der Abtransport über die Übertragungsnetze in die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands erfordern einen massiven Ausbau der Stromnetze. Bereits 2004 wurde in der ersten dena-Studie zum Netzausbau ein Bedarf von 900 km zusätzlicher oder ertüchtigter 400-kV-Leitungen ermittelt. 2007 zeigte eine regionale Studie der BTU im Auftrag des Brandenburger Wirtschaftsministeriums einen Bedarf von 600 km an 400-kV-Leitungen und von 1.200 km an 110-kV-Leitungen nur für das Land Brandenburg. In der zweiten dena-Studie wurde 2010 für Gesamtdeutschland der Bedarf an 400-kV-Leitungen von ursprünglich 900 km auf 4.500 km hochgesetzt.

Auch die BTU-Studie für Brandenburg wurde 2011 durch den massiven und unerwarteten Ausbau von Photovoltaik nach oben korrigiert

und zeigte einen Bedarf von 600 km an 400-kV-Leitungen und 2.100 km an 110-kV-Leitungen (jeweils Neubau oder Ertüchtigung). 2012 wurde dann noch eine dena-Verteilnetzstudie veröffentlicht, die einen Ausbaubedarf bei 110 kV von 10.000 bis 20.000 km für ganz Deutschland auswies. Weitere regionale Studien weisen ebenfalls auf einen massiven Netzausbau hin. Infolgedessen wurde die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit der Koordination dieses extrem umfangreichen und vor allem auch langwierigen Netzausbaus beauftragt. Seither werden planerisch unterschiedlichste Netzausbaupläne für unterschiedlichste zukünftige Erzeugungs- und Lastszenarien jährlich fortgeschrieben. Alle Netzausbaumaßnahmen sind bei der Behörde zu beantragen und von dieser zu genehmigen.

Durch komplexe Genehmigungsverfahren, Bürgerbeteiligungen und Klageverfahren läuft der Netzausbau in Deutschland nur sehr schleppend. Von den erforderlichen mehreren Tausend Kilometern wurden bislang nur wenige Hundert Kilometer fertiggestellt. Schon in der Vergangenheit dauerte die Errichtung neuer Leitungen oft fünf bis zehn Jahre, in Einzelfällen bis zu 20 Jahre. Heutige Schätzungen gehen davon aus, dass der Netzum- und -ausbau entsprechend den Erfordernissen der Energiewende noch mindestens zehn Jahre, vermutlich auch bis zu 20 Jahre, andauern wird.

Fehlende Leitungen sind teuer

Solange die Netze nicht ausreichend ausgebaut sind, sind Eingriffe der Netzbetreiber unvermeidbar. Die gesetzlichen Grundlagen finden sich unter anderem im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Die Anzahl der Eingriffe pro Jahr ist ein guter Indikator dafür, ob die Netze für einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren vorbereitet sind. Im EnWG sind für die unterschiedlichen Netzbetreiber eine Reihe von Eingriffsmaßnahmen vorgesehen, die aktiviert werden dürfen, wenn eine Gefahr für den sicheren Betrieb der Stromversorgung besteht:

■ § 13 Abs. 1 EnWG ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern, Maßnahmen zum Re-Dispatch zu erzwingen. Besteht die Gefahr, dass Kuppelleitungen von Nordost-Deutschland nach Süddeutschland wegen Überlastung ausfallen, ist es möglich, konventionelle Kraftwerke (die vertraglich einen Kunden im Süden beliefern) in der

Regelzone von 50 Hertz einzusenken und gleichzeitig eine freie Kraftwerkskapazität im Süden hochzufahren, um so den Leistungstransport über die Kuppelleitung zu reduzieren. 2017 umfasste der Re-Dispatch ein Volumen von ca. 20 TWh und verursachte Kosten in Höhe von 837 Mio. €.

■ Nach §13 Abs. 2 EnWG dürfen zusätzlich zum Re-Dispatch auch regenerative Erzeugungen abgeschaltet werden, wenn die Re-Dispatch Maßnahmen nicht ausreichen würden, um eine Gefährdung der Stromversorgung abzuwenden. Entgangene Erlöse aus nicht eingespeister EE-Energie werden in diesem Fall nicht vergütet.

■ Nach § 14 EnWG und entsprechenden Regelungen im EEG dürfen Verteilnetzbetreiber Übereinspeisungen aus regenerativen oder konventionellen Quellen abschalten, wenn diese sonst zu einer Überlastung der jeweiligen Leitungen führen würden. Die nicht eingespeiste Energie ist zu ermitteln und zu vergüten. 2017 wurden auf Grundlage dieser Bestimmung insgesamt etwa 5,5 TWh abgegelt. Diese waren mit 610 Mio. € zu vergüten.

Im Jahre 2017 fielen somit insgesamt Kosten von ca. 1,4 Mrd. € an, die auf nicht ausreichende Übertragungsfähigkeit der Netze zurückzuführen sind. Daraus wird klar offensichtlich, dass die Netze noch weit davon entfernt sind, zusätzliche Einspeisungen aus Erneuerbaren aufzunehmen. Da auch Speicher und Anlagen zur Sektorkopplung entweder in zu geringem Umfang oder nur als Pilotanlagen vorhanden sind, kommt es inzwischen regelmäßig zu Situationen, in denen der gesamte Strommarkt in Deutschland überspeist wird und die Strompreise an der Strombörse ins Negative fallen.

Nachbarn machen dicht

In diesen Phasen kommt es zu einem massiven Stromexport, vor allem in Richtung der Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz und Österreich, allerdings ohne Erlöse aus diesem Handelsgeschäft. Selbstverständlich gibt es auch außerhalb dieser Zeiten mit negativen Strompreisen einen Energieaustausch mit dem angrenzenden Ausland. Es muss aber auch erwähnt werden, dass inzwischen sehr viele Nachbarstaaten von Deutschland an den Kuppelleitungen sogenannte Phasenschieber-Transformatoren installiert haben. Damit ist es möglich, den Leistungsfluss über die Grenze sehr stark zu limitieren. Diese Maßnahmen

werden unter anderem dann aktiviert, wenn eine hohe regenerative Überspeisung im Norden Deutschlands nach Süden geleitet werden muss. Nach den Regeln der Physik würde dies über die inländischen, aber auch über die angrenzenden ausländischen Leitungen erfolgen. Würden diese regenerativen Transitflüsse zu kritischen Situationen in den ausländischen Netzen führen, können die Phasenschieber den grenzüberschreitenden Leistungsfluss stark einschränken, was natürlich zu einer noch schnelleren Überlastung der innerdeutschen Leitungen führt. Insofern sind europäische Lösungen durchaus sinnvoll und wünschenswert, aber eben erst, wenn die eigenen Hausaufgaben gemacht sind.

Beiträge zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit

Neben der Systemintegration steigender EE-Strommengen stellt sich angesichts des Rückgangs konventioneller Stromerzeugungskapazitäten, beispielsweise durch die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke, die Außerbetriebsetzung älterer Steinkohlekraftwerke sowie fehlender Neubauten die Frage, welchen aktiven Beitrag die EE-Stromerzeugung zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität leisten kann.

Da elektrische Energie im Netz nicht ausreichend gespeichert werden kann, ist eine stets ausgeglichene Wirkleistungsbilanz innerhalb bestimmter Toleranzen sowohl im Normalbetrieb der Netze wie auch im Störfall durch die Netzbetreiber sicherzustellen. Das Maß für das Gleichgewicht zwischen Produktion und Bedarf ist die Einhaltung der Normfrequenz von 50 Hertz. Geringe Abweichungen werden durch die **Momentanreserve**, die sich aus den rotierenden Massen der Stromerzeugungsanlagen speist, ausgeglichen. Reicht dies nicht aus, kommt es zum Einsatz von **Regelenergie**. Während **Primär- und Sekundärregelleistung** automatisch durch Leistungs-Frequenz-Regler aktiviert werden, erfordert der Einsatz von **Minutenreserve** eine manuelle Aktivierung. Regelleistung wird heute vorrangig durch konventionelle Stromerzeugungsanlagen bereitgestellt, die direkt an die Übertragungsnetze angeschlossen sind. Der Anteil von Regelenergie aus dezentralen Anlagen, die über die untergelagerten Netze eingespeist wird, nimmt allerdings zu. Eine weitere wichtige Kenngröße für den Netzbetrieb ist die Betriebsspannung. Wesentlichen Einfluss auf die Einhaltung der

Betriebsspannung hat die für den Netzbetrieb erforderliche Blindleistung. Für die Aufrechterhaltung einer hinreichenden Betriebsspannung sind zumeist die lokalen oder regionalen Netzbetreiber verantwortlich. Erkennbar wächst der Bedarf an Blindleistung bei steigender dezentraler oder volatiler Stromerzeugung.

In der Vergangenheit war die Bereitstellung der Systemdienstleistungen Momentanreserve, Regelung und Spannungshaltung Aufgabe der konventionellen Erzeugungsanlagen. Zunehmend stellt sich die Frage, inwiefern auch dezentrale Erneuerbare-Energien-Anlagen Systemverantwortung für die Netze übernehmen können oder sogar müssen. Derzeit leisten allein Biomasse-Stromerzeugungsanlagen einen signifikanten Beitrag zur Erbringung von Regelleistung. Für Photovoltaik-Anlagen bestehen keine regulatorischen Grundlagen, so dass diese keine Systemdienstleistungen erbringen können. Seit Ende 2015 ist es den Betreibern von Windenergieanlagen jedoch möglich, im Rahmen einer Pilotphase negative Minutenreserveleistung zu erbringen. Aktuell haben sich dafür Anlagen mit einer Gesamtleistung von 90 MW präqualifiziert. Die Bereitstellung von Momentanreserveleistung durch Windenergieanlagen ist derzeit nicht Stand der Technik, da deren Netzanbindung über leistungselektronische Umrichter erfolgt.

Dagegen können sich Wind- und PV-Anlagen bereits heute an der Spannungshaltung beteiligen. Allerdings wurde dies erst 2009 durch Änderung der technischen Anschlussbedingungen möglich und beschränkt sich damit auf neuere Anlagen. Außerdem ist bei den EE-Anlagen die Bereitstellung von Blindleistung an die zeitliche Verfügbarkeit ihrer Wirkleistungseinspeisung gebunden und somit entsprechend nicht dauernd verfügbar.

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen beteiligen sich Wind- und Photovoltaikanlagen nur in sehr begrenztem Maße an der Frequenz- und Spannungshaltung. Es ist eine spannende Aufgabe, zu ermitteln, wie sich die Beiträge zukünftig entwickeln werden. Hierzu liegt eine Abschätzung der BTU für 2023 vor.

Wenn bis 2030 insgesamt 65 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen sollen, müssen die EE-Anlagen auch wesentliche Beiträge zur Frequenzhaltung leisten. Die BTU-Untersuchung für das Modelljahr 2023 zeigt, dass Windenergieanlagen grundsätzlich in der Lage sind, Regelleistung sowohl positiv wie

negativ über einen längeren Zeitraum bereitzustellen, allerdings gibt es je nach Regelleistungstyp deutliche Einschränkungen bei der zeitlichen Verfügbarkeit. Nach Berechnungen der BTU ist beispielsweise eine vollständige Deckung des Bedarfs an Sekundärregelleistung nur für 40 % (positiv) und 14 % (negativ) der Stunden eines Jahres durch Windenergieanlagen wahrscheinlich. Insgesamt ergeben sich für 2023 große Defizite bei der Deckung des Regelleistungsbedarfs durch Windenergieanlagen. Somit kann hinsichtlich der Frequenzhaltung auf kurz- und mittelfristige Sicht nicht auf konventionelle Erzeugungsanlagen, Pumpspeicherkraftwerke und Biomasseanlagen verzichtet werden. Andererseits müssen die konventionellen Anlagen durch eine erhöhte Flexibilität auf die veränderten Anforderungen vorbereitet werden.

Die Stromerzeugungsstruktur in Nordostdeutschland ist nicht nur geprägt durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien, sondern auch durch die Braunkohlenverstromung in Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt. Damit sind auch die Braunkohlekraftwerke Teil des Stromsystems und ihr netz- und systemdienlicher Betrieb ein wesentlicher Versorgungsaspekt.

Höhere Anforderungen an die Flexibilität und ein verbessertes Angebot an Systemdienstleistungen haben die Lausitz Energie AG dazu veranlasst, ihr flexGen-Programm umzusetzen. An den Standorten Jänschwalde, Schwarze Pumpe, Boxberg und Lippendorf werden zusätzlich zu den bisherigen Flexibilisierungsmaßnahmen weitere Programme zur Minderung der Blockmindestlast, Verbesserung der Anfahrzeiten, Optimierung der Leittechnik für verbesserte Systemdienstleistungserbringung sowie zahlreiche weitere Maßnahmen umgesetzt. In der Diskussion sind auch unkonventionelle technische Lösungen mittels Anlagen, die im Kraftwerkseigenbedarf angeschlossen sind und somit eine deutliche Absenkung der Mindestlast ermöglichen. Es ist nachvollziehbar, dass die technische Mindestlast konventioneller Kraftwerke nicht allein durch die Blockanlagen bedingt ist, sondern auch weitere interne und externe Aufgaben der Standorte einbezogen werden müssen.

Insgesamt lässt sich sagen, dass konventionelle Kraftwerke und insbesondere Braunkohlekraftwerke heute und in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit im Stromnetz

leisten und auf diese Anlagen zunächst nicht verzichtet werden kann. Selbst mittelfristig müssen erst äquivalente großtechnische Alternativen geschaffen werden.

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, Leiter Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik sowie Komm. Leiter Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme, BTU-Cottbus Senftenberg; Dr.-Ing K. Pfeiffer, Oberingenieur am Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme, BTU Cottbus-Senftenberg
harald.schwarz@b-tu.de
klaus.pfeiffer@b-tu.de

Der Artikel basiert auf der schriftlichen Stellungnahme von Harald Schwarz in der öffentlichen Anhörung zur BT-Drs. 19 / 2108 im Ausschuss Wirtschaft und Energie am 25.6.2018 sowie der Studie „Betrachtungen zur Mindesterzeugung von Braunkohlekraftwerken im Kontext des Netzbetriebs – Systemmehrwert durch höhere Flexibilität“ im Auftrage des Ministeriums für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg, erstellt durch die Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, 2018.



➔ www.gat-wat.de

Leitkongress mit großer Dialogmesse

Ihre Themen auf einer neuen Bühne.

Moderne Infrastruktur-Lösungen für die Gas- und Wasserwirtschaft
23.–25.10.2018, CityCube Berlin



Top-Referenten



Ralf Werner
 OGE



Jochen Flasbarth
 BMU



Dr. Dolf Gielen
 IRENA

Jetzt anmelden unter www.gat-wat.de

Die Struktur der Stromerzeugung in der EU bleibt stabil und ausgewogen

Die Länder der EU haben 2016 rund 30 % ihres Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt, davon knapp die Hälfte aus traditioneller Wasserkraft. Nach aktuellen Berechnungen des Statistischen Amtes der EU (Eurostat) hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung gegenüber 2015 nur um 2 % erhöht. Kernenergie, Kohle und Gas blieben damit für rund 70 % (einschließlich Öl und Sonstige) der EU-Stromversorgung verantwortlich, was verdeutlicht, dass ein schneller Verzicht auf konventionelle Energieträger nicht möglich ist.

Diversifizierung erhöht die Versorgungssicherheit

Die Brutto-Stromerzeugung der EU lag 2016 mit 3.255 TWh geringfügig über dem Vorjahresniveau (+ 0,6 %). Diese Entwicklung ist überwiegend auf die positive wirtschaftliche Entwicklung zurückzuführen. Der europäische Energiemix stellte sich 2016 ausgewogen diversifiziert dar (siehe Abb). Die Stromversorgung der EU basierte zu etwa einem Drittel auf erneuerbaren Energien, zu einem Viertel auf Kernenergie und zu jeweils einem Fünftel auf Kohle und Erdgas. Die Diversifizierung der Versorgungsquellen stärkt die Energie-Unabhängigkeit der EU und erhöht die Versorgungssicherheit.

Der Anteil der Kohle an der EU-Stromerzeugung sank von gut 24 % auf rund 22 %. Das entspricht einem Rückgang von etwa 92 TWh oder 12 %. Es gibt im Wesentlichen zwei Ursachen für diese Entwicklung: Zum einen wurde durch die gesunkenen Erdgaspreise ein Fuel-Switch angestoßen. Zum anderen verringern sich die Volllaststunden der Kohlekraftwerke und damit der Brennstoffeinsatz durch eine höhere Einspeisung von Strom aus Wind- und PV-Anlagen, was vornehmlich für Deutschland mit seiner gesetzlich gere-

gelten Vorrangspeisung gilt. Die Stromerzeugung aus Erdgas erhöhte sich insgesamt um gut 23 % und erreichte einen Anteil von knapp 19 % (Vorjahr 15,4 %).

Die Stromerzeugung aus Kernenergie lag 2016 in der EU um 2 % unter dem Vorjahreswert. Der Rückgang ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass gegen Ende 2016 etwa 11 GW der französischen Kernenergiekapazität auf Grund ungeplanter Sicherheitsüberprüfungen nicht zur Verfügung standen. Somit wurden in Frankreich 34 TWh weniger Strom aus Kernenergie als 2015 erzeugt. Dadurch war man dort auf Stromimporte aus Deutschland, Belgien, Großbritannien und Spanien angewiesen. Der Ausfall in Frankreich führte zu einer kritischen Situation im gesamten europäischen Stromnetz.

In Deutschland verringerte sich der Beitrag der Kernenergie um 7 TWh, infolge mehrerer planmäßiger Kraftwerksrevisionen und die Außerbetriebnahme des Kraftwerks Grafenrheinfeld Mitte 2015. Da Frankreichs Kernkraftwerke durchschnittlich über 30 Jahre alt sind, können derartige Situationen allerdings in Zukunft häufiger auftreten. Hinzu kommt, dass in Frankreich überwiegend mit Strom geheizt wird.

Zwar gibt es in Frankreich Bestrebungen, den Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion bis 2025 von etwa 73 % auf 50 % zu senken. Da bisher jedoch keine Konzepte vorhanden sind, wie diese Reduktion erzielt werden kann, hat sich die Diskussion aktuell auf einen Zeithorizont bis 2035 ausgeweitet.

In Belgien stieg dagegen die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken stark an (+ 17 TWh). Und auch in Schweden kam es zu einer deutlichen Erhöhung der Produktion (+ 7 TWh). Hier war es die Wasserkraft, die ersetzt werden musste, da sie 18 % weniger Strom bereitstellen konnte.

Künftig stärkere europäische Koordinierung erforderlich

Wirtschaftswachstum, Bevölkerungszuwachs und eine zunehmende Sektorkopplung sorgen in der EU für einen Anstieg der Stromnachfrage, die nur durch ein breites Angebot an Stromerzeugungskapazitäten auf der Basis unterschiedlicher Energieträger sicher gedeckt werden kann. Infolge der Marktöffnung und dem Ausbau der Grenzkuppelstellen steigt der Stromaustausch zwischen den EU-Mitgliedstaaten sukzessiv an.

Deutschland ist mit seiner zentralen geografischen Lage entsprechend gut integriert. Die Stromversorgung wird nicht mehr nur national definiert. Das hat zur Folge, dass sich Ausfälle oder Stilllegungen von Stromerzeugungskapazitäten nicht nur auf das Land, in dem sie auftreten, sondern auch auf die benachbarten Regionen auswirken. Daher kann selbst in Ländern, in denen keine Risiken bestehen, die Versorgungssicherheit gefährdet sein, wenn sich die Zuverlässigkeit in den Nachbarländern verschlechtert. Niveau und Struktur der Stromerzeugung sind damit nicht mehr nur eine nationale Aufgabe, sondern bedürfen künftig einer stärkeren europäischen Koordinierung.

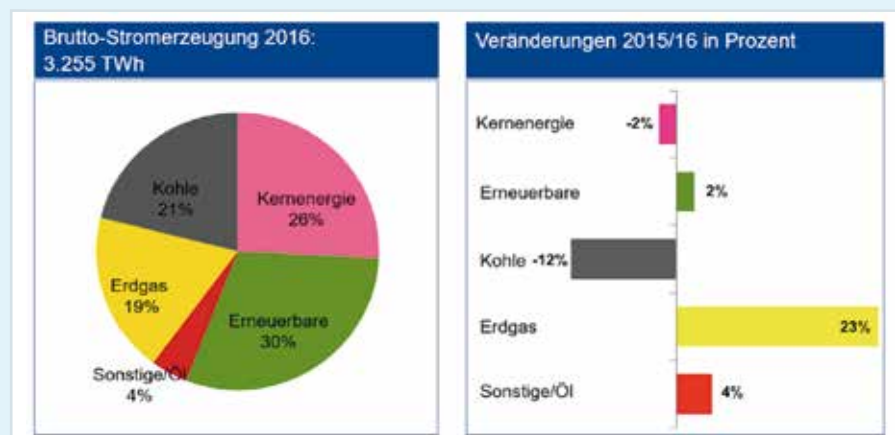


Abb. Stromerzeugung der EU 2015/2016

Quelle: Eurostat

„et“-Redaktion