

Technische Herausforderungen durch neue Strukturen in der Elektrizitätsversorgung

Torsten Fleischer, ITAS

Veränderungen in der Struktur der Elektrizitätserzeugung – etwa durch die verstärkte Netzintegration kleiner dezentraler Einheiten und insbesondere die deutliche Zunahme dargebotsabhängiger Einspeisungen aus regenerativen Energieträgern mit fluktuierender Erzeugungsscharakteristik, eine Zunahme kleinerer konventioneller Einheiten und ggf. auch die Reduktion der Zahl großer Kraftwerksblöcke – könnte erhebliche Auswirkungen auf die Struktur und die Funktionsparameter des Systems der Elektrizitätsversorgung haben. Einige diesbezügliche Aspekte sollen im Folgenden diskutiert werden.

System der elektrischen Energieversorgung – einige grundlegende Aspekte

Das System der elektrischen Energieversorgung besteht im Wesentlichen aus den drei Komponenten Kraftwerke, Netze und Verbraucher. Diese können, da sie elektrisch miteinander verbunden sind, als technische Einheit betrachtet werden. Ihre Kopplung und weitere Systemeigenschaften führen zu einer direkten und engen Wechselwirkung der Komponenten. Verbrauchsänderungen seitens der Abnehmer wirken sofort auf die Netze und die Elektrizitätserzeugung zurück. Während kurzzeitige und geringe Abweichungen vom Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch vergleichsweise kleine und tolerable Auswirkungen auf den Verbraucher mit sich bringen, können bei starken Abweichungen umfangreiche Versorgungsausfälle und die Zerstörung von technischen Einrichtungen die Folge sein. Aus diesem Grunde sind Bereitstellung und Verbrauch jederzeit auszugleichen, wobei je nach Zeitdauer und Höhe der Schwankung unterschiedliche Verfahren zum Einsatz kommen.

Der Gesamtbedarf an elektrischer Leistung unterliegt einer Vielzahl verschiedener, zum großen Teil zyklischer Schwankungen, bedingt u. a. durch die menschlichen Lebensgewohnheiten und Verhaltensweisen sowie die

betrieblichen Erfordernisse von Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft. Diese wiederum werden beispielsweise vom Rhythmus von Tag und Nacht, von arbeitswelttypischen Abläufen, von jahreszeitlichen Besonderheiten und vom Verlauf der wirtschaftlichen Prosperität beeinflusst. Die Dauer der Zyklen kann von einem Jahr bis zu Sekunden reichen, wobei wegen der Größe der Variation und dem damit verbundenen Leistungsbedarf die täglichen Schwankungen wohl die bedeutendsten sind.

Da man auf den Verbrauch nur in begrenztem Umfang Einfluss nehmen kann und will, wird die Bereitstellung elektrischer Energie in den derzeitigen Versorgungssystemen den Verbrauchsanforderungen angepasst, die Betriebsführung erfolgt weitgehend nachfrageabhängig. In den Elektrizitätsversorgungsnetzen sind derzeit keine nennenswerten Speicherkapazitäten vorhanden, darum muss die von den Verbrauchern angeforderte elektrische Leistung jederzeit von den Kraftwerken gedeckt werden können. Diesen Anforderungen wurde auch bei der Entwicklung der Kraftwerksstruktur, der Planung der Netze und der Installation von Regelungstechniken und -verfahren Rechnung getragen.

Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern

Die Leistungsbereitstellung durch Stromerzeugungstechniken, die regenerative Energieträger nutzen, ist höchst unterschiedlich. Eine stark fluktuierende Charakteristik weisen die Windkraft und die Sonnenenergie auf, mit stochastischen Schwankungen bei der Windkraft und beim Wolkendurchgang im Fall der Sonnenenergie. Unvorhersehbar sind die Erträge vor allem im Kurzzeitbereich, der typische jahreszeitliche Verlauf beider Ressourcen und der Tagesgang bei der Sonne dagegen sind regelmäßige Fluktuationen. In unseren Breiten ist im Winter ein stark reduziertes Strahlungspotenzial und ein deutlich erhöhtes Windkraftpotenzial gegenüber den Sommermonaten zu verzeichnen. Laufwasserkraftwerke haben ebenfalls typische jahreszeitliche Zyklen – sie zeigen aufgrund der Schneeschmelze ein deutliches Leistungsmaximum im Frühjahr und Frühsommer –, schwanken aber im kurzzeitigen Einsatz kaum. Geothermiekraftwerke und Biomassekraftwer-

ke können konstant im Grundlastbetrieb gefahren werden. Über die jahreszeitlichen Zyklen hinaus kann das Energieangebot aus regenerativen Energien auch von Jahr zu Jahr unterschiedlich sein. So können z. B. Trockenjahre geringe Erträge bei der Biomasse und Wasserkraft zur Folge haben, auf der anderen Seite aber hohe Erträge aus der Sonnenenergie liefern.

Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Leistungscharakteristiken von regenerativen Energien

Laufwasser-, Geothermie- und Biomasse-Kraftwerke sind in ihrem Leistungsverhalten gut bekannt bzw. können weitgehend analog zu konventionellen fossilen Kraftwerken betrachtet werden, sie dürften ohne nennenswerte Probleme in die bestehenden technischen Strukturen integrierbar sein. *Neue Herausforderungen für die Elektrizitätsversorgung entstehen vor allem aus einem verstärkten Ausbau von Windenergie und Photovoltaik*, von denen ein gewichtiger Beitrag in einer zukünftigen Stromversorgung erwartet wird. Zahlreiche unterschiedliche, zum großen Teil parallel zu verfolgende Ansätze zur Anpassung der fluktuierenden Leistungscharakteristik von Windenergie und Photovoltaik an die Verbrauchernachfrage sind vorgeschlagen worden, bedürfen jedoch allesamt noch detaillierterer Untersuchung.

Ausgleichseffekte durch großflächige Nutzung regenerativer Energien

Schwankungen im Minutenbereich sind bei einer größeren Zahl von Photovoltaikanlagen mit Abständen von nur wenigen Kilometern bereits nicht mehr korreliert. Stundenmittelwerte werden daher generell als ausreichend für die Berechnung größerer Verbundstrukturen angenommen. Ähnliches gilt für größere Zusammenschlüsse von Windkraftanlagen und Windparks. Während etwa der Leistungsverlauf einzeln betrachteter Windenergieanlagen neben dem großräumigen Wettergeschehen auch durch lokale Gegebenheiten und das individuelle Anlagenverhalten bestimmt wird, werden im weiträumigen Verbund von Windenergieanlagen kurzfristige und lokale Windschwankungen weitgehend ausgeglichen. Der Summenleistungsverlauf ist dann durch das weiträumige Wettergeschehen geprägt, seine

Schwankungen haben nur noch vergleichsweise geringe Steigungen und können durch derzeit entwickelte Prognoseverfahren mit entsprechendem Aufwand zufriedenstellend vorhergesagt werden.

Je nach geografischer Lage der Einspeise- und Nachfrageschwerpunkte und den Netzebenen, auf die diese jeweils zurückgreifen, können durch einen großräumigen Ausgleich jedoch deutliche Leistungstransporte notwendig werden, deren Auswirkungen und technische Beherrschbarkeit noch nicht hinreichend gut bekannt sind.

Ausgleichseffekte durch Nutzung unterschiedlicher regenerativer Energien oder konventionelle Kapazitäten

Bei umfassender Nutzung von fluktuierenden Regenerativen muss den resultierenden Schwankungen in der Stromerzeugung durch gesichert verfügbare, konventionellen schnell regelbaren Kapazitäten vergleichbare Erzeugungseinheiten begegnet werden. Dies können unter anderem Gasturbinenkraftwerke, Speicherwasserkraftwerke, aber auch Brennstoffzellen oder motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) sein. Wie beim REG-Verbund ist auch hier die Frage der Leistungstransporte zu untersuchen. Insbesondere ein massiver Zubau kleinerer Kraftwerke könnte zudem zu einer Verlagerung von Erzeugungsleistung aus den Übertragungs- in die Verteilungsnetze führen. Dadurch würden die erforderlichen Netzkapazitäten jedoch weder in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen noch in den Umspannebenen wesentlich sinken. In den Verteilungsnetzen könnte die Belastung punktuell sogar derart zunehmen, dass ein Ausbau der dortigen Netzkapazitäten mit entsprechender Kostenwirkung notwendig würde.

Ausgleichseffekte durch den Import von regenerativen Energien

In vielen Energieszenarien wird von einem nennenswerten Anteil zu importierender Elektrizität aus regenerativen Energieträgern ausgegangen. Besonderes Interesse gilt dabei der Nutzung von

- Solarenergie in Südeuropa und Nordafrika (bereits 1 % der dort nutzbaren technischen Potenziale könnte rechnerisch den gesamten heutigen Weltstrombedarf decken),

- Windressourcen in Nordafrika (infolge des Passatwindes in der Westsahara besteht dort ein sehr großes Potenzial, das den Eigenbedarf bei weitem übersteigt) sowie Offshore vor den europäischen Küsten sowie von
- Wasserkraft- und Geothermiestrompotenzialen in Island und Norwegen.

Letztgenannte sind überhaupt nur durch Export zu erschließen, da diese Länder heute schon fast ausschließlich regenerativen Strom nutzen.

Diese Ressourcen sind nicht nur wesentlich ergiebiger als die inländischen, ihre Leistungscharakteristik ist auch deutlich gleichmäßiger. Eine umfangreiche Nutzung dieser Ressourcen macht allerdings den Aufbau erheblicher Stromtransportkapazitäten erforderlich. Mit der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) steht hier eine technisch ausgereifte, erprobte und vergleichsweise verlustarme Technik zur Verfügung. Bislang nicht hinreichend diskutiert sind in diesem Kontext jedoch Fragestellungen wie die Akzeptanz neuer Freileitungen insbesondere in den Transitländern, die Integration nennenswerter HGÜ-Importe in die europäischen und nationalen Verbundnetze, die Ausfallsicherheit (nicht nur aufgrund von technischen Problemen, sondern beispielsweise auch infolge von Sabotageakten) solcher Konzepte und möglicherweise erforderliche zusätzliche Reservhaltung in den europäischen Netzen sowie wachsende Abhängigkeiten beim Energieimport und etwaige außen- und sicherheitspolitische Implikationen.

Speichertechnologien

Für das Puffern von Leistungsschwankungen vor allem in kürzeren Zeiträumen (bis hin zu Tagen) ist der Einsatz von Elektrizitätsspeichern eine technisch denkbare Lösung. Bis auf Pumpspeicherkraftwerke, die an nur in begrenztem Umfang verfügbare geografische Gegebenheiten gebunden sind, sind Techniken zur Speicherung elektrischer Energie in größerem Umfang bislang wirtschaftlich nicht darstellbar (Fleischer et al. 2000).

Anpassungsmöglichkeiten an die zeitliche Angebotsstruktur der regenerativen Energien

Neben den vorstehend diskutierten erzeugungsseitigen Maßnahmen sind auch *nachfrageseitige Ansätze* vorgestellt worden. Zumindest sei-

tens der Elektrizitätsversorger werden solche Initiativen – wenn überhaupt – jedoch nur nachrangig behandelt, da deren Akzeptanz seitens der Kunden, die eine nahezu störungsfreie qualitativ hochwertige Stromversorgung ohne Nutzungseinschränkungen gewohnt sind, ungeklärt und strittig sind. Erfahrungen existieren mit gewerblichen Kunden, die – bei dann reduzierten Tarifen – vertraglich vereinbarte Lastabwürfe zulassen. Im Bereich der Haushalts- und Kleingewerbekunden sind solche Konzepte bislang nicht umgesetzt worden.

Maßnahmen zum Lastmanagement wurden bisher in der Regel durch Verteilungsnetzbetreiber veranlasst, die bestrebt waren, die Spitzenleistung ihrer Strombezüge aus Kostengründen möglichst gering zu halten. Im Rahmen der Liberalisierung der Strommärkte verliert diese Motivation allerdings aufgrund sich ändernder Preisstrukturen an Bedeutung. Zudem fallen teilweise die technischen Voraussetzungen für das Lastmanagement weg, da der Verteilungsnetzbetreiber nicht mehr mit dem Lieferanten identisch ist. Andererseits bieten die Marktöffnung und die moderne Mess- und Kommunikationstechnik neue Potenziale für Lastmanagement-Maßnahmen z. B. durch differenziertere Strompreisgestaltung auch im Privatbereich, mit dem Ziel, verschiebbare Anteile des Verbrauchs (z. B. den Betrieb bestimmter Haushaltsgeräte) in Schwachlastzeiten zu verlegen.

Auswirkungen des verstärkten Einsatzes von regenerativen Energien auf die Struktur der Energieversorgung

Strategien zum Ersatz von Großkraftwerken durch neue Erzeugungsanlagen erfordern über diese Betrachtungen hinausgehende, diese jedoch zugleich integrierende Überlegungen, da neben einer Zunahme der regenerativen Stromerzeugung auch eine Substitution durch kleinere Erzeugungsanlagen und eine mögliche Verschiebung geografischer Erzeugungsschwerpunkte zu berücksichtigen sind. Solche Analysen lassen grundsätzlich eine beliebige Fülle von Entwicklungsszenarien für die Stromerzeugung in Deutschland zu, da sich Erzeugungsanlagen hinsichtlich mehrerer Auslegungsvarianten und technischer Parameter unterscheiden. Für eine qualitative Beschrei-

zung reduzieren sich die relevanten Auswirkungen jedoch auf eine relativ geringe Zahl möglicher struktureller Änderungen im Erzeugungssystem (Fleischer et al. 2000):

- Durch den Ausbau regenerativer Stromerzeugung kann der Anteil nicht steuerbarer, weil dargebotsabhängiger Erzeugung stark zunehmen. Dadurch kann die Erzeugungszuverlässigkeit beeinträchtigt werden, da der „Leistungsnutzen“ dieser Erzeugungstechniken geringer ist als ihr „Energienutzen.“ Eine energetisch vollständige Substitution („gleicher Energienutzen“) konventioneller Kraftwerke durch dargebotsabhängige Erneuerbare stellt zwar sicher, dass im Laufe eines Jahres durchschnittlich die gleiche Strommenge erzeugt werden kann. Dies bedeutet jedoch nicht, dass zu jedem Zeitpunkt mindestens die gleiche Erzeugungsleistung mit gleicher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht, was für die resultierende Erzeugungszuverlässigkeit von maßgebender Bedeutung ist. Eine exakte Quantifizierung des Leistungsnutzens setzt aufwendige, rechnergestützte Berechnungen der Erzeugungszuverlässigkeit für das gesamte Erzeugungssystem voraus, da nicht nur der Erzeugungs-Wahrscheinlichkeitsverlauf jeder einzelnen Anlage, sondern auch dessen Zeitabhängigkeit und vor allem die Korrelationen zwischen den Verfügbarkeiten unterschiedlicher Erzeugungseinheiten hierfür relevant sind. Derartige Untersuchungen sind in jüngerer Zeit für reale Erzeugungssysteme verschiedener Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in Deutschland durchgeführt worden, mit dem Ergebnis, dass der Leistungsnutzen von Windkraftanlagen nur in der Größenordnung von 10 % (Binnenland) bis 15 % (Küstenregion) des Leistungsnutzens von konventionellen Kraftwerken mit hoher Verfügbarkeit liegt (CONSENTEC 2000). Dabei ist zudem zu beachten, dass diese Quantifizierung des Leistungsnutzens nur für relativ geringe Änderungen der Erzeugungsstruktur der betrachteten Systeme gilt.
- Der Wegfall der heute größten Kraftwerksblöcke (etwa durch Kernenergieausstieg, aber auch durch den Wegfall kon-

ventioneller fossiler Großkraftwerke) und deren Ersatz durch teilweise um mehrere Zehnerpotenzen kleinere Erzeugungsanlagen können die Häufigkeitsverteilung der installierten Kraftwerksblockgrößen erheblich verschieben. Dies könnte positive Effekte für die Erzeugungszuverlässigkeit mit sich bringen.

- Die Substitution kann – da sich die Netzanschlussenebene von Erzeugungseinheiten im Wesentlichen aus der Anlagengröße (der elektrischen Leistung der Anlage) ableitet – zu einer signifikanten Verlagerung installierter Erzeugungsleistung in die Verteilungs-Netzebenen führen. Obwohl die Übertragungsnetze und die Umspannebene bei weitgehend geografisch homogener Verteilung der zusätzlichen Erzeugungsleistung in den Verteilungsnetzen energetisch entlastet würden, weil dann ein zunehmender Teil des Stroms direkt über Verteilungsnetze zu den Verbrauchern geleitet würde, könnte ihre Dimensionierung der Übertragungsnetze jedoch nicht in gleichem Umfang reduziert werden. In der Verteilungsebene kann der Zubau von Erzeugungsanlagen ebenfalls zu Netzentlastungen führen, jedoch kaum zu einer Reduktion der erforderlichen Netzkapazität. Übersteigt der Zubau dezentraler Erzeugung hingegen die lokalen Lastanforderungen erheblich, z. B. bei starker lokaler Konzentration neuer Erzeugungsanlagen, können in den Verteilungsnetzen Kapazitätsengpässe und demzufolge Ausbauerfordernisse entstehen, deren Kosten dann zusätzlich zu berücksichtigen sind.
- Vor allem aufgrund geografischer Unterschiede im Primärenergiedargebot können sich heutige Erzeugungsschwerpunkte zurückbilden und neue entstehen. Eine regionale Häufung von Erzeugungsleistung kann sich aufgrund geografischer Unterschiede der Primärenergieverfügbarkeit, wie z. B. des besonders hohen Winddargebots in Küstenregionen und auf Gebirgskämmen, ergeben. Der verstärkte Zubau von Windkraft an diesen Standorten könnte zu einer lokalen Konzentration von Erzeugungskapazitäten führen. Indirekt könnte hinsichtlich der Auswirkungen auf

das Netz auch eine massive Zunahme von Stromimporten als Bildung von Erzeugungsschwerpunkten in der Nähe der jeweiligen Kuppelleitungen interpretiert werden. Modellrechnungen, bei denen eine Verschiebung von insgesamt 7.000 MW Erzeugungsleistung aus Süddeutschland zu Standorten in der Küstenregion unterstellt wurde (CONSENTEC 2000), zeigt eine Veränderung der Auslastung der wesentlichen Übertragungsnetz-Stränge in Nord-Süd-Richtung von heute bis zu 35 % im Normalfall auf 80 - 100 % nach Verschiebung der Erzeugungsleistung. Diese Werte sind definitiv kritisch, da sie bei Ausfall einer Leitung mit Sicherheit zu Überlastungen der verbleibenden Leitungen führen würden. Grundsätzlich könnte dem durch Zubau zusätzlicher Übertragungskapazitäten begegnet werden. Der Zubau von Leitungen in der Höchstspannungsebene ist aber heute aufgrund von Akzeptanz- und Genehmigungsproblemen äußerst schwierig und aufwendig. Die vorhandenen Übertragungskapazitäten stellen somit eine allenfalls in geringem Umfang und mit hohem Zeitaufwand beeinflussbare technische Grenze für den Handlungsspielraum bei umfangreicher Substitution konventioneller durch regenerative Energieträger dar, der bei Planungen unbedingt zu berücksichtigen ist.

- Der Anteil nicht blindleistungsregelfähiger¹ Erzeugungsanlagen kann zunehmen, da sich die neuen Anlagen hinsichtlich der üblichen Netzanschluss- und Generator-Technik und damit der Fähigkeit zur Blindleistungs-Regelung von Großkraftwerken unterscheiden.

Fazit

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die *wichtigsten systemtechnischen Folgewirkungen*, die bei Strategieentwürfen für die Substitution großer Kraftwerksblöcke durch kleinere konventionelle Einheiten, verstärkte Netzintegration kleiner dezentraler Einheiten und insbesondere die deutliche Zunahme dargebotsabhängiger Einspeisungen regenerativer Energien mit fluktuierender Erzeugungscharakteristik berücksichtigt werden müssen, *Beeinflussun-*

gen der Versorgungszuverlässigkeit durch die Zunahme der regenerativen Erzeugung, die Verlagerung von Erzeugungsleistung in die Verteilungs-Netzebene und die geografische Verschiebung von Erzeugungsschwerpunkten sind. Diese Auswirkungen wie auch sonstige, weniger kritische Wirkungszusammenhänge lassen sich aber *größtenteils unter Hinnahme zusätzlicher Kosten technisch lösen*. Die Zusatzkosten können jedoch – insbesondere vor dem Hintergrund heutiger Wirtschaftlichkeitsanforderungen und des hohen Kostendrucks durch die Strommarktöffnung – in betriebswirtschaftlich durchaus relevanter Größenordnung liegen. Verglichen mit der Zunahme der Erzeugungskosten insbesondere bei starkem Ausbau der regenerativen Erzeugung, die ohnehin derzeit noch auf finanzielle Förderung angewiesen ist, dürften diese Kosten jedoch in der Regel eher von nachrangiger Bedeutung sein.

Eine faktische Einschränkung des Spielraums bei der Substitutionsplanung ergibt sich allerdings aus den heutigen, *kaum mit vertretbarem Aufwand erweiterbaren Leitungskapazitäten in der Übertragungsebene*, die durch geografische Verschiebungen der Erzeugungsleistung in realistischer Größenordnung durchaus vollständig ausgeschöpft werden könnten.

Eine sehr weitgehende Erschließung der inländischen Potenziale aus den fluktuierenden Quellen Wind und Sonnenenergie verlangt langfristig eine deutliche *Umgestaltung der Versorgungsstrukturen* hinsichtlich Lastmanagement, Reservehaltung und Kraftwerksregelung, Verwertung von Überschüssen sowie der Struktur der verbleibenden konventionellen Kraftwerke. Da sich dieser Prozess jedoch über Jahrzehnte hinziehen wird, könnte er im Rahmen der üblichen Investitionszyklen unter stetiger Nutzung des technischen Fortschritts durchgeführt werden.

Anmerkung

- 1) Die elektrische Leistung „fließt“ in den Leitern in einem sie umgebenden elektrischen und magnetischen Feld, für dessen Aufbau zusätzlich sogenannte Blindleistung – das ist mit doppelter Netzfrequenz zwischen Erzeugung und Verbrauch hin- und herpendelnde elektrische Leistung – benötigt wird. Wichtige Besonderheit der Stromversorgung ist also, dass nicht nur die von den Verbrauchern geforderte

Wirkleistung erzeugt und transportiert werden muss, sondern in etwa gleicher Höhe auch Blindleistung für die Verbraucher und für die Netze selbst. Aufgrund von Spannungshaltung, Übertragungsverlusten und Netzbelastung kann Blindleistung weder über große Entfernungen noch in großem Umfang über Spannungsebenen hinweg transportiert werden. Die Blindleistungsbereitstellung ist deshalb eine regional zu lösende Aufgabe, die im Normalfall jedem Netzbetreiber für sein Netz obliegt.

Literatur

CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, 2000: Mögliche technische Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung auf die Elektrizitätsversorgung in Deutschland. (Autoren: Fritz, W., Linke, Chr.). Studie im Auftrag des Deutschen Bundestages, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung. Vorgelegt dem Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Aachen

Fleischer, T.; Grünwald, R.; Oertel, D.; Paschen, H., 2000: TA-Projekt „Elemente einer Strategie für eine nachhaltige Energieversorgung“ – Vorstudie. TAB-Arbeitsbericht Nr. 69. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin

Kontakt

Dipl.-Phys. Torsten Fleischer
Forschungszentrum Karlsruhe GmbH
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS)
Postfach 3640, 76021 Karlsruhe
Tel.: +49 (0) 72 47 / 82 - 45 71
Fax: +49 (0) 72 47 / 82 - 48 06
E-Mail: fleischer@itas.fzk.de
URL: www.itas.fzk.de

« »