

WIE SIEHT DIE STROMVERSORGUNG VON MORGEN AUS?

Das Stromversorgungssystem steht mitten in einem Umbruchprozess von historischen Ausmaßen. Getrieben von der Liberalisierung und europäischen Integration der Energiemärkte auf der einen Seite und auf der anderen Seite den Anstrengungen, die CO₂-Belastung der Atmosphäre aus der Verstromung fossiler Brennstoffe zu verringern, ist eine Entwicklung in Gang gesetzt worden, die mittel- bis langfristig zu weitreichenden Veränderungen in der Erzeugungs- und Netzstruktur führen wird.

Stabilität und Sicherheit der Elektrizitätsversorgung erfordern es, dass zu jedem Zeitpunkt genau so viel Strom ins Netz eingespeist wird, wie es der momentanen Nachfrage entspricht. Die Nachfrage, die im Laufe eines Tages (bzw. Jahres) nicht unterschritten wird, wird als Grundlast bezeichnet. Üblicherweise wird die Grundlast durch Kraftwerke gedeckt, die einen (nahezu) konstanten Output liefern, Strom zu niedrigen variablen Kosten erzeugen und (meist) nur schwer zu regeln sind. In Deutschland sind dies derzeit vor allem Laufwasser-, Kernenergie- sowie Braunkohleanlagen. Gleichzeitig führt der progressive Ausbau der Stromerzeugung mittels regenerativer Energien v.a. Windenergie, aber zunehmend auch solare Stromerzeugung dazu, dass das Stromnetz einen immer größer werdenden Anteil fluktuierender Einspeisung aufnehmen muss.

ZENTRALE FRAGESTELLUNG

Aus dieser Ausgangslage ergibt sich die zentrale Fragestellung dieses Projekts, mit dem der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (ABFTA) das TAB Ende 2008 beauftragt hat: Welchen Beitrag können erneuerbare Energien zur Sicherung der Grundlast leisten? Da dies nur aus einer Systemperspektive zu beantworten ist, muss die Leitfrage dahingehend erweitert werden, wie regenerative Stromerzeugung zu einer jederzeit gesicherten Versorgung beitragen kann.

Hiervon ausgehend sollen Anforderungen für das zukünftige Stromver-

sorgungssystem abgeleitet werden, es soll darüber hinaus analysiert werden, wie die Integration von fluktuierender Einspeisung in das Stromsystem durch Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien, des Netzausbaus, bei Speichertechnologien und im übrigen Stromsektor verbessert werden kann. Und nicht zuletzt sollen Optionen identifiziert werden, wie bei ambitionierten Ausbauzielen für erneuerbare Energieträger die gesicherte Versorgung zu jeder Zeit sichergestellt werden kann.

STRUKTUR UND WANDEL DER STROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND

Derzeit liefern die konventionellen Energieträger (Kernkraft, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas) zusammen einen Anteil von etwa 80 % an der gesamten Bruttoerzeugung von 637,3 TWh, die erneuerbaren Energien gemeinsam (Wind, Biomasse, Wasser, Fotovoltaik) knapp 15 % (Bezugsjahr 2008). Bezogen auf die installierte Kraftwerksleistung beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien hingegen 25 %. Diese Struktur der Stromerzeugung hat sich in den letzten Jahren deutlich verändert. Dieser Prozess wird von einer Reihe von Faktoren angetrieben. Zwei davon spielen eine herausgehobene Rolle:

Die Liberalisierung und europäische Integration der Energiemärkte führt auf der Erzeugungsseite zu einer verstärkten Konkurrenz verschiedener Anbieter, nicht nur national sondern mit dem verstärkten (Aus-)Bau von grenzüberschreitenden Kuppelstellen auch

international. Die Kraftwerkseinsatzplanung folgt zunehmend Marktmechanismen (sogenannte »merit order«) – u.a. getrieben durch die Preisbildung an der Leipziger Energiebörse (EEX) – und ist nicht mehr wie früher das Ergebnis einer zentralistischen Planung eines (Gebiets-)Monopolisten.

Die Maßnahmen zum Klimaschutz, zuallererst der europaweite Handel mit CO₂-Emissionsrechten, verschieben perspektivisch die Kostenrelationen zugunsten von weniger CO₂-intensiven Erzeugungstechniken. Davon profitieren auch die erneuerbaren Energien, deren Ausbau darüber hinaus durch weitere Instrumente – v.a. durch das EEG – gefördert wird. Dies führte in den letzten Jahren zu einer beträchtlichen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung.

Nach aktueller Beschlusslage im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung liegt die Zielsetzung für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei 35 % im Jahr 2020 und soll über Zwischenschritte (50 % bis 2030, 65 % bis 2040) im Jahr 2050 auf 80 % ansteigen. Diese Zielsetzung stützt sich auf aktuelle Szenariorechnungen (Prognos/EWI/GWS 2010). Darüber hinaus existiert noch eine Reihe anderer Prognosen und Szenarien, die je nach Auftraggeber, Zielsetzung und Methodik mit teilweise abweichenden Ergebnissen aufwarten. In einem sind sich aber alle aktuellen Untersuchungen einig: So unterschiedlich die Ergebnisse im Detail auch sind, alle implizieren einen grundlegenden Wandel in der Stromerzeugung und mittel- bis langfristig einen Umbruch bei Kraftwerksportfolio und -einsatz von erheblichem Ausmaß.

HERAUSFORDERUNG GRUNDLAST

Die grundlegende Frage ist nun, ob die skizzierte »neue« Erzeugungsstruktur

mit einem Anteil von 35 % und mehr erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung dazu geeignet ist, nicht nur im Jahresmittel, sondern zu jedem Zeitpunkt die Versorgung zuverlässig zu sichern. Zur Analyse dieser Fragestellung ist es sinnvoll, zwei gegensätzliche Extremsituationen zu betrachten: (1) einen Tag mit hoher Nachfrage (Starklast) und geringem Dargebot erneuerbarer Energien, beispielsweise einen wolkenverhangenen, windstillen Werktag im Winter, und kontrastierend dazu (2) einen Tag mit geringer Nachfrage, aber hoher Einspeisung erneuerbarer Energien, z.B. einen strahlenden Sonntag im Frühjahr mit Starkwindwetterlage.

In Situation (1) muss ein beträchtlicher Teil der Kapazität der Anlagen erneuerbarer Energien durch regelfähige Anlagen (konventionell, aber auch z.B. Biomasse und zukünftig auch vermehrt Stromspeicher) abgesichert werden, da nur ein geringer Anteil ihrer installierten Gesamtleistung zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Diese als »gesicherte Leistung« bezeichnete Größe beträgt z.B. bei Windkraftanlagen in Deutschland etwa 5 bis 10 %. In einem Erzeugungssystem mit einer sehr hohen Durchdringung an fluktuierender Einspeisung (v.a. Wind) kann sich das im Extremfall so auswerten, wie z.B. in den Energieszenarien von Prognos/EWI/GWS für das Jahr 2050 angenommen: Es sind über 20 GW Erdgaskraftwerke installiert, die jedoch fast gar nicht eingesetzt werden (es werden null Jahresvolllaststunden ausgewiesen), für die Systemstabilität aber essenziell sind (Prognos/EWI/GWS 2010, S. A 1-20 ff.).

In Situation (2) ist dagegen zu erwarten, dass die sog. »Residuallast« negativ wird. Die Residuallast errechnet sich aus der aktuellen Stromnachfrage nach Abzug der Einspeisung aus Anlagen erneuerbarer Energien und der sogenannten »Must-run«-Kraftwer-

ke, die aus Gründen der Systemstabilität (z.B. zur Frequenzhaltung und zur Bereitstellung von Reserven) bzw. aus anderen Gründen (z.B. Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung, wenn die Wärmeerzeugung zur Verfügung stehen muss) laufen müssen. Die Residuallast muss vom konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden. Wenn diese null oder sogar negativ wird, bedeutet dies, dass der gesamte konventionelle Kraftwerkspark abgeschaltet werden müsste. Solche Situationen haben sich in jüngster Zeit mehrfach dadurch angedeutet, dass der Strompreis an der Leipziger Börse negativ geworden ist. Anders formuliert: Kraftwerksbetreiber haben Kunden Geld dafür angeboten, dass sie Strom abnehmen, um zu umgehen, dass die Anlage abgeschaltet werden muss.

Mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien treten diese Ereignisse immer öfter auf, tendenziell wird also der Markt für Grundlastkraftwerke immer kleiner, da die Anzahl der Volllaststunden im Jahr, die sie für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigen, nicht mehr erreicht werden kann. Weiterhin entsteht zunehmend ein Bedarf an Speichern, da ansonsten der überschüssige (Wind-)Strom »abgeregelt« (weggeworfen) werden muss.

FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN

Damit die Integration eines immer stärker steigenden Anteils erneuerbarer Energien in das Stromsystem gelingt, ist die progressive Nutzung von derzeit verfügbaren und geplanten Flexibilisierungsoptionen für das Stromsystem unerlässlich. Dazu gehören unter anderem:

NETZVERSTÄRKUNG UND -AUSBAU

Um beispielsweise Windstrom von den Erzeugungsschwerpunkten an den norddeutschen Küsten (on- und zukünftig verstärkt offshore) zu den

Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zu transportieren, sind erhebliche Verstärkungen des Hochspannungsnetzes erforderlich. In vorab veröffentlichten ersten Ergebnissen der »Netzstudie II« spricht z.B. die DENA von einem Neubaubedarf von insgesamt 3.500 km Hochspannungsleitungen bis 2020 bei Investitionskosten von etwa 6 Mrd. Euro.

EUROPÄISCHER STROMAUSTAUSCH

Der Ausbau von Grenzkuppelstellen ist erforderlich, um den grenzüberschreitenden Stromaustausch besser zu ermöglichen. Dies ist u.a. deshalb sinnvoll, da die Stetigkeit der Wind einspeisung ansteigt, je größer das betrachtete Gebiet ist. Ansonsten muss z.B. bei Durchzug eines Sturmtiefs über Deutschland die Wind-Strom-Überproduktion abgeregelt werden während gleichzeitig in den Niederlanden wegen abflauender Winde fossile Kraftwerke in Betrieb genommen werden.

SPEICHERKRAFTWERKE

Speicher sind ein Schlüsselement der zukünftigen Energieversorgung. Stand der Technik sind Pumpspeicherkraftwerke, die zu Zeiten niedriger Preise Stromüberschüsse einspeichern, um sie als teuren Spitzenlaststrom wieder abgeben zu können. Das in Deutschland zusätzlich erschließbare Ausbaupotenzial von Pumpspeichern ist allerdings äußerst begrenzt. Eine Möglichkeit wäre der Gang ins Ausland, z.B. durch Ausbau der Verbindungen in den Alpenraum oder nach Norwegen. Eine weitere Alternative könnten Druckluftspeicher bieten; allerdings ist diese Technologie zurzeit noch relativ teuer.

ELEKTROMOBILITÄT

Teilweise wird Elektromobilität in der öffentlichen Diskussion als die Lösung für sämtliche Probleme im Stromversorgungssystem dargestellt. Die Bun-

desregulierung hat als Zielsetzung 1 Mio. Elektrofahrzeuge bis zum Jahre 2020 formuliert. Nach einer groben Abschätzung liegt deren zusätzliches Speichervolumen im Bereich eines neuen Pumpspeicherkraftwerkes. Aufgrund unterschiedlicher Fahrzyklen und Ladezustände der Batterien kann jeweils nur ein gewisser Teil dieses Volumens tatsächlich genutzt werden. Welchen Lösungsbeitrag Elektromobilität genau leisten könnte, ist derzeit noch nicht vollständig erforscht, kurz- bis mittelfristig gesehen dürfte er jedoch überschaubar bleiben.

LASTMANAGEMENT

Last but not least können Maßnahmen auch auf der Verbrauchsseite angesetzt werden, um extreme Lastspitzen bzw.

-täler gar nicht erst entstehen zu lassen. Möglichkeiten hierzu bestehen z.B. in der Wärme- und Kälteversorgung bzw. Druckluftherzeugung bei Endverbrauchern und in der Industrie. Damit könnten erhebliche Flexibilisierungspotenziale erschlossen werden. Als Voraussetzung dafür ist die Einführung lastvariabler Tarife (Stichwort »smart metering«) zwingend erforderlich.

FAZIT

Erste Ergebnisse von im Rahmen des TAB-Projekts durchgeführten Simulationsrechnungen zeigen, dass hohe Anteile erneuerbarer Energien, wie in ambitionierten Ausbauszenarien vorgesehen, in das Stromversorgungssystem integriert werden können. Voraussetzung ist allerdings, dass die Netzinfra-

struktur entsprechend ausgebaut wird. Eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 40 bis 50 % ist auf Basis verfügbarer und geplanter Flexibilisierungsoptionen möglich. Perspektivisch ist auch eine weitere Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien möglich. Eine solche Entwicklung setzt allerdings voraus, dass die notwendigen Systemdienstleistungen, insbesondere die Reservevorhaltung, mit möglichst geringem Einsatz konventioneller Kraftwerke erbracht werden können.

KONTAKT

Dr. Reinhard Grünwald
030 28491-107
gruenwald@tab-beim-bundestag.de