

Zwei Systeme für eine Aufgabe: Versorgungssicherheit im Stromsektor

George Milojcic

Der Schwerpunkt beim Umbau der Stromversorgung liegt im Ausbau von Wind und Photovoltaik (PV). Das ist gleichermaßen der entscheidende Schwachpunkt, weil die Einspeisung stark schwankt und zeitweise nahe Null liegt. Demzufolge kann durch den weiteren Ausbau der Wind- und PV-Kapazitäten kein Beitrag für die Versorgungssicherheit erwartet werden. Eine Energiewende nach deutschem Muster führt zwingend zu einem Konzept, das hier mit „Zwei Systeme für eine Aufgabe“ beschrieben wird. Plädiert wird für ein pragmatisches Vorgehen beim Umbau der deutschen Stromversorgung, die gleichermaßen sicher, wirtschaftlich und zunehmend CO₂-arm erfolgen soll.

Wie bei jedem langfristigen Vorhaben – und ein solches ist die deutsche Energiewende – sind Zwischenstände oder Etappenziele zu erreichen. Dabei ist die Versorgungssicherheit eine „conditio sine qua non“ innerhalb des Umbauprozesses. Erforderlich ist eine Systemoptimierung, bei der fluktuierende, unsichere Erzeugung aus Wind und PV einerseits mit sicher verfügbarer Erzeugungsleistung andererseits verknüpft wird. Als wichtiges, aber nicht bestimmendes Element gehört dazu die heimische Braunkohle.

Versorgungssicherheit und Systemstabilität

Das was man gemeinhin als Energiewende bezeichnet, wurde von der Bundesregierung im September 2010 unter der Überschrift „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ beschlossen. Im Juni 2011 wurde der Fahrplan zum Ausstieg aus der Kernenergie verbindlich. Annähernd sechs Jahre danach und im Hinblick auf die erste durch quantitative Ziele gekennzeichnete Etappe bis zum Jahr 2020 wird in der Untersuchung der Frage nachgegangen, was im Stromsektor erreicht wurde, wo die aktuellen Aufgabenschwerpunkte liegen und welche Aspekte in den kommenden 20 Jahren beachtet werden sollten, um die Stromversorgung weiter sicher, möglichst wirtschaftlich sowie umweltgerecht und zunehmend CO₂-arm zu gestalten.

Der Schwerpunkt beim Umbau der Stromversorgung liegt im Ausbau von Wind und PV. Das ist gleichermaßen der entscheidende Schwachpunkt, weil die Einspeisung stark schwankt und zeitweise nahe Null



Eine Energiewende nach deutschem Muster führt zwingend zu einem Konzept, das mit „Zwei Systeme für eine Aufgabe“ zu beschreiben ist
Foto: borispain69 | Fotolia.com

liegt. Die entscheidende Frage ist, wie die Versorgungssicherheit beim Strom gewährleistet wird.

Am 29.10.2015 um 17.00 Uhr lag die Einspeisung von Wind und PV zusammen bei 0,35 GW. Verglichen mit der Last zum gleichen Zeitpunkt (73,2 GW) ist das annähernd Null. Der fortschreitende Zubau der erneuerbaren Energien (EE) ändert nichts daran, dass der Umbau der Stromversorgung erzeugungsseitig zu zwei Systemen führt. Einerseits regelbare und jederzeit verfügbare Kraftwerke, die Versorgungssicherheit und Systemstabilität gewährleisten. Andererseits sind wachsende Kapazitäten von Wind und PV politisch vorgegeben und in das Stromsystem zu integrieren (Abb. 1).

Aus der unsicheren Einspeisung von Wind und PV resultiert ein Spannungsfeld, das unter der Formulierung „Zwei Systeme für eine Aufgabe“ zusammengefasst werden kann. Die Notwendigkeit, die zwei Systeme integriert zu betreiben, bleibt so lange in Kraft, bis große Stromspeicher verfügbar sind, die wochenlang eine stabile Stromversorgung gewährleisten können. Dabei ist die vielbesprochene Speicheroption Strom überhaupt nicht absehbar. Möglich ist allenfalls eine Kappung von EE-Spitzen unter der Überschrift „Sektorkopplung“.

Zwei Systeme für eine Aufgabe

Beim deutschen Konzept zum Umbau der Stromversorgung ist das jederzeit verfügbare

und regelbare System als Garant der Versorgungssicherheit und als Partner der erneuerbaren Energien ein unstrittiges sachliches Erfordernis. Der angestrebte Ausbau der EE-Leistung aus Wind und PV ist überhaupt nur möglich, wenn ersteres System stabil konfiguriert ist. Annahmen zur sicher verfügbaren Erzeugungsleistung hat die BNetzA jüngst veröffentlicht (Abb. 2).

Stein- und Braunkohlen- sowie Gaskraftwerke können also nicht wegdiskutiert werden, weil eine sichere Stromversorgung aus heutiger Sicht ansonsten nicht darstellbar ist. Dieser Tatbestand ist in Fachkreisen unstrittig, in der Öffentlichkeit und im politischen Raum aber nicht in der Härte und Klarheit bekannt. Das ist für die Betreiber der Steinkohlen- und Gaskraftwerke, aber insbesondere für die heimische Braunkohle die Geschäftsgrundlage und ihr Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Warum wird die Notwendigkeit eines jederzeit verfügbaren regelbaren Systems und eines Energiemixes nicht explizit anerkannt?

Hinter der Formel „Zwei Systeme für eine Aufgabe“ verbirgt sich auch ein Ansatz, um die Stromdebatte zu entgiften und die politische sowie fachliche Diskussion auf die Lösung der anstehenden Aufgaben hin auszurichten: den erforderlichen Netzausbau, die Eingrenzung der überbordenden Kosten sowie ein technologieneutrales und zukunftsfähiges Strommarktdesign.

Vergleich der Flexibilität und der CO₂-Emissionen von Kohlen- und Gaskraftwerken

In der Energiedebatte wird aus verschiedenen Gründen immer wieder behauptet, dass insbesondere Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Anlagen für die Bereitstellung von gesicherter Leistung und die Gewährleistung der Systemstabilität besonders geeignet wären. Dies ist eine Fehleinschätzung, denn Kohlenkraftwerke haben systembedingt keine relevanten Nachteile gegenüber Gaskraftwerken. Das bezieht sich auf den Regelbereich und die Gradienten der Lastveränderung. Kohlenkraftwerke können die notwendigen Systemdienstleistungen für die Stabilität der Netze, d. h. die Modellierung einer entsprechenden Angebotskurve, technisch leisten und

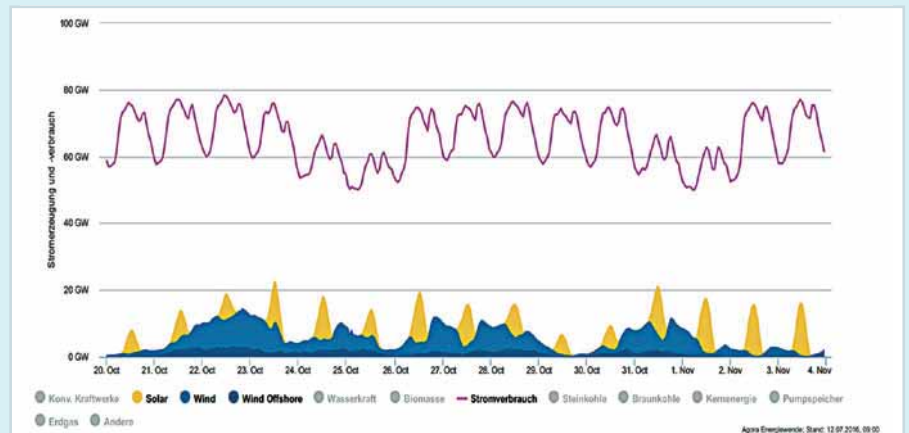


Abb. 1 Wind- und PV-Stromerzeugung sowie Gesamtstromverbrauch im Oktober und November 2015 in Deutschland

zeichnen sich durch günstige Stromerzeugungskosten aus.

Wenn die vorgelagerten Treibhausgas (THG)-Emissionen eingerechnet werden, schmilzt der vorgebliche Umweltutzen von Gas. Die Emissionen aller Kraftwerkstechnologien liegen dann nahe beieinander. Es geht also nicht um ein Entweder-oder, sondern um einen ausgewogenen Technologiemix, dessen Zusammenspiel eine sinnvolle Unterstützung der Energiewende darstellt [1] (siehe Tab. 1).

Bedarfsdeckung, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht

Häufig wird gefragt, welchen Strombedarf die sicher und jederzeit verfügbaren Kraft-

werke längerfristig abdecken müssen; wieviel Stunden im Jahr werden sie noch betrieben? Agora hat für das Jahr 2030 eine Darstellung der Residuallast veröffentlicht. Dabei haben erneuerbare Energien immer Vorfahrt und übrig bleibt ein Bedarf an Kapazität, der über die Zeit hinsichtlich seiner Größe sortiert dargestellt wird (Residuallast).

Die zeitgleiche Einspeisung von Wind und PV liegt einige Stunden im Jahr nahe Null und kann über viele Wochen sehr gering sein. Das zeigt der linke Teil der Residuallastkurve (Abb. 3). Wachsen werden aber insbesondere auch die Zeiträume, in denen erneuerbare Energien mehr Strom erzeugen, als insgesamt gebraucht wird. Diese Überschüsse müssen entweder abgeregelt oder im Rahmen der angestrebten Sektor-

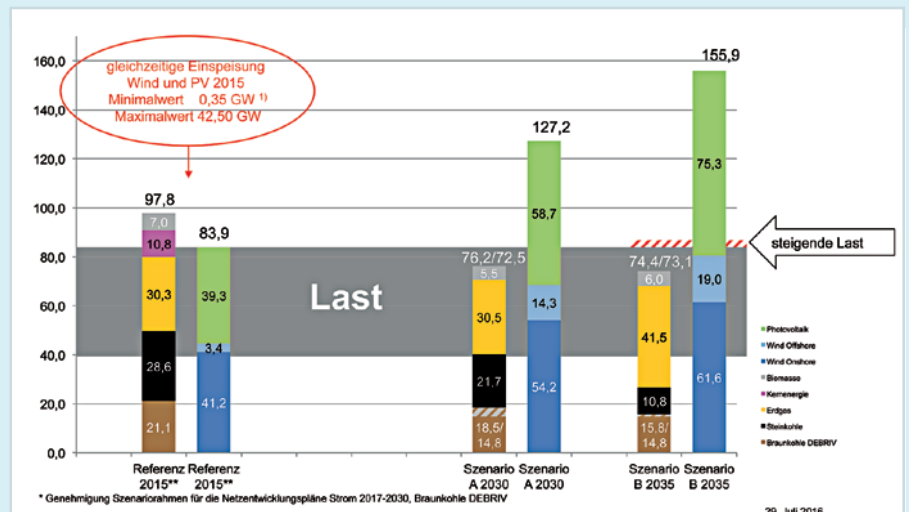


Abb. 2 Sicher verfügbare Erzeugungsleistung wird knapp – Genehmigung Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne; Strom 2017-2030*

Tab. 1: Wärmekraftwerke im Vergleich¹⁾

		Steinkohle	Braunkohle	GuD	Gasturbine solo
Mindestlast	% P _N	25-30	35-50	40-50	20-40 ²⁾
Lastgradient	% P _N /min	4	3	4	12
η Nennlast	%	46	43	59	39
η Mindestlast	%	41	38	48	19
Kaltstartzeit³⁾	h	5	6	3	0,1
Brennstoffkosten⁴⁾ Nennlast	€/MWh _{el}	21	11	44	66
Brennstoffkosten⁴⁾ Mindestlast	€/MWh _{el}	24	13	54	135

¹⁾ Alle Angaben zeigen eine plausible Größenordnung, nicht Bestwerte.
²⁾ NO_x- und CO-Restriktion bei Teillast, sofern nicht besondere Abgasreinigungsanlagen vorhanden.
³⁾ Stillstand größer 48 Stunden.
⁴⁾ Preise frei Kraftwerk; Steinkohle: 80 €/t SKE; Braunkohle: 40 €/t SKE; Gas: 2 10 €/t SKE; Werte gerundet; Brennstoffkosten in € je MWh_{el}; Werte orientiert am Jahresdurchschnitt 2015

kopplung genutzt werden. Bereits deutlich vor dem Punkt, wo in der rechten Bildhälfte die Residuallastkurve die Achse schneidet, wird die Problematik von sehr großem oder sogar zu großem Angebot von EE-Strom noch überlagert durch eine technische Notwendigkeit, die mit dem Begriff „must run“ verknüpft ist. Aus Gründen der Systemstabilität können regelbare synchronisierte Stromerzeugungsanlagen nicht vollständig abgeschaltet werden. Diese must-run-Kapazitäten werden auf eine Größenordnung von 10 bis 20 GW beziffert, wobei die tatsächlich notwendige Größe sehr abhängig ist von den aktuellen Netzgegebenheiten [2, 3].

Die häufig verbreitete These „Strom aus Wärmekraftwerken verstopfe die Stromleitungen“ ist nicht haltbar. Synchronisierte Erzeugung ist für die Netzstabilität und Versorgungssicherheit unersetzlich. Nicht

nur heute, sondern auch langfristig bleibt es dabei, dass zur Sicherstellung der Stromversorgung zwei Systeme erforderlich sind. Die erneuerbaren Energien brauchen Partner; das sind im Wesentlichen die Stein- und Braunkohlen- sowie Erdgaskraftwerke [4].

Kohlenverstromung und ambitionierte CO₂-Minderungsziele sind kein Widerspruch. Die Zielgrößen von 55 bis 60 % Anteil der EE-Erzeugung am Stromverbrauch im Jahr 2035 geben Raum für andere Erzeugungsverfahren. Insbesondere, weil zunehmend klar wird, dass sinkende CO₂-Emissionen in Verkehr, Haushalt und Gewerbe zu mehr Stromverbrauch führen. Dabei werden die CO₂-Emissionen aus der Kohlenverstromung deutlich sinken. Einmal, weil die verfügbare Erzeugungsleistung zurückgeht. Die BNetzA sieht in 2035 noch einen Anteil von 10,8 GW Steinkohle (2015: 28,8 GW); DEBRIV sieht

für die Braunkohle etwa 15 GW; der Ausgangswert 2015 liegt bei 21,1 GW. Eine Abschätzung des Autors ergab, dass bezogen auf 1990 die CO₂-Emissionen des Stromsektors bis 2035 um gut 60 % zurückgehen [5]. Das liegt in der Bandbreite der deutschen CO₂-Ziele. Die Kohlenverstromung ist in den nächsten Jahrzehnten vollständig kompatibel mit den Zielen einer sicheren, wirtschaftlichen und zunehmend CO₂-armen Stromversorgung.

Bezogen auf die Braunkohle als heimische Energie, die sehr kostengünstig bereitgestellt werden kann, steht ein großes Marktsegment zur Verfügung, wie die Residuallast 2030 zeigt (Abb. 3). Unterstellt man, dass nach 2030 etwa 14,8 GW Braunkohlenkapazitäten verfügbar sind und das Laufwasser- oder Biomasseanlagen in das System integriert sind, so ergeben sich immer noch potenzielle Laufzeiten für die Braunkohlenkraftwerke von 5.500 bis 7.500 Stunden im Jahr. Damit kann das System Braunkohle durchaus wirtschaftlich betrieben werden.

Carbon Leakage im Stromsektor

Dem Klimaschutz würde ein Abschaltzwang für Kohlenkraftwerke nichts bringen. Denn wenn in Kohlenkraftwerken in Deutschland weniger Kohlendioxid ausgestoßen würde, könnten Industrieunternehmen oder Stromerzeuger im In- und Ausland ihre Emissionen erhöhen, weil das im europäischen Emissionshandel festgelegte CO₂-Budget unverändert bleibt. Geringere CO₂-Emissionen in Deutschland aus Kohlenkraftwerken würden zu mehr Emissionen, bspw. in Italien, Spanien oder Polen, führen.

Die einfachste und auch wahrscheinlichste Art, eine nationale politische Vorgabe für die CO₂-Emissionen im Stromsektor zu erfüllen, sind steigende Stromimporte. Kernkraft-, Kohlen- und Gaskraftwerke in den Nachbarländern können nach Deutschland liefern. Die Verlagerung von Stromerzeugung ist bei nationalen Alleingängen wahrscheinlich. Bei einer auf Deutschland bezogenen Betrachtung sind diese Stromimporte CO₂-neutral. Carbon Leakage ist auch im Stromsektor eine reale Gefahr, aber keine Lösung, weder für das Ziel der CO₂-Reduzierung noch als Beitrag zum Ge-

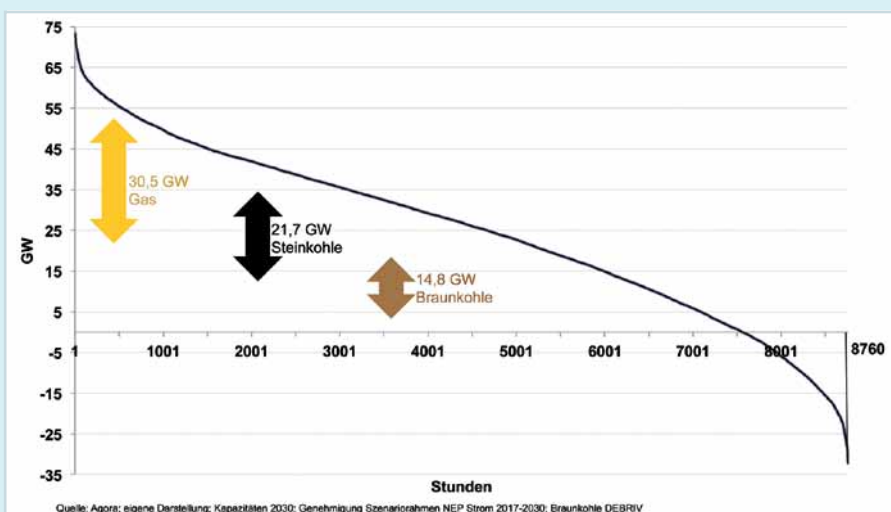


Abb. 3 Residuallast 2030 (nach Berechnungen von Agora; geordnete Dauerganglinie)

lingen des Umbaus der deutschen Stromversorgung [6, 7].

Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung

Nach Einschätzung der Expertenkommission zum Monitoringprozess „Energie der Zukunft“ sind die aggregierten Letztverbraucherleistungen für Elektrizität ein guter Indikator für die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung. Im Jahr 2002, nach der Liberalisierung, lagen die Systemkosten Strom bei 34 Mrd. €. Bis 2014 war ein Anstieg um 36,3 Mrd. € auf 70,3 Mrd. € oder um 107 % zu verzeichnen. In diesen 12 Jahren stieg der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Deckung des Stromverbrauchs von 7,8 % auf 32,6 %, also um 24,8 Prozentpunkte. Jeder Prozentpunkt entspricht rd. 1,5 Mrd. € bei Anstieg der Letztverbraucherleistungen für Strom. Tab. 2 zeigt die Struktur der Letztverbraucherleistungen für Elektrizität in den Jahren 2010 bis 2014. Anzusprechen sind drei Bereiche: staatlich induzierte, staatlich regulierte und marktgetriebene Elemente.

Für den deutlichen Anstieg der Letztverbraucherleistungen sind vor allem die staatlich induzierten und regulierten Bestandteile verantwortlich. Seit das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 verabschiedet wurde, ist die EEG-Umlagezahlung (staatlich induziert) von 8,3 Mrd. € auf 22,3 Mrd. € in 2014 gestiegen, die Netzentgelte (reguliert) im gleichen Zeitraum von 16,9 Mrd. € auf 21,4 Mrd. €.

Einen starken preissenkenden Effekt hatte das klassische, jederzeit verfügbare System mit konventioneller Stromerzeugung. Für den Bereich Erzeugung und Vertrieb sind die Ausgaben von 23,3 Mrd. € im Jahr 2010 um 10,7 Mrd. € auf 12,6 Mrd. € im Jahr 2014 zurückgegangen. Dafür sorgten einerseits tiefe Preise für CO₂-Zertifikate und gesunkene Brennstoffkosten sowie andererseits der Wettbewerb, der die Strompreise drastisch drückt.

Die Vergütungen für die EE-Erzeugung werden weiter und deutlich steigen, ebenso die Netzkosten. Ein neuer Kostenblock sind Maßnahmen für die Netzsicherheit. Alleine dafür wurden 2015 rd. 1,3 Mrd. € ausgegeben. Nach Einschätzung der BNetzA sind starke Steigerungen absehbar, weil der

Tab. 2: Aggregierte Letztverbraucherleistungen für Elektrizität (in Mrd. €)*

	2010	2011	2012	2013	2014*
Gesamtausgaben	60,9	63,6	64,3	71,0	70,3
Staatlich induzierte Elemente	17,2	23,0	23,3	30,0	32,3
Stromsteuern	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6
Konzessionsabgaben	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0
EEG-Umlage (Differenzkosten)	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3
KWKG	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5
Offshore-Umlage	-	-	-	0,8	0,8
Staatlich regulierte Elemente	16,9	17,6	19,0	21,2	21,4
Netzentgelte Übertragungsnetz	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1
Netzentgelte Verteilnetz	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3
Marktgetriebene Elemente	26,8	23,1	22,0	19,8	16,6
Marktwert EEG-Strom	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1
Erzeugung und Vertrieb	23,3	18,6	17,2	15,6	12,6

* Die Gesamtausgaben lagen im Jahr 2000 bei 34 Mrd. € und sind bis 2010 auf 60,9 Mrd. € gestiegen
Quelle: Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014; Angaben z. T. vorläufig und geschätzt

Netzausbau nicht mit dem Zubau von EE-Erzeugungsanlagen übereinstimmt.

Die Dynamik des Kostenanstiegs bleibt nach allgemeiner Erwartung auf viele Jahre ungebrochen. Das ist wirtschafts- und verbraucherpolitisch eine sehr kritische und besorgniserregende Entwicklung, mit der die Akzeptanz der Stromwende insgesamt gefährdet wird.

Das Tempo des EE-Zubaus ist also kein vernünftiger Maßstab für den Fortschritt der Energiewende. Sachgerecht und erforderlich ist eine Systemoptimierung. Dazu gehört eine verlässliche Perspektive für die jederzeit verfügbaren Kohlen- und Gaskraftwerke sowie die heimische Braunkohle. Braunkohle bleibt als Garant für wettbewerbsfähige Strompreise und als Sicherheitssockel ein wichtiges Element.

Energiepolitische Ziele und Zielerreichung

Am 28.9.2010 veröffentlichte die Bundesregierung ein Energiekonzept, das im Juni 2011 um die Beschlüsse zum Kernenergieausstieg ergänzt wurde. Generell gilt danach, dass die Energieversorgung sicher, wirtschaftlich und umweltgerecht erfolgen soll. Als ein Schwerpunkt wurde die angestrebte Reduzierung der Treibhausgasemissionen festgelegt.

Auf halbem Weg zum ersten großen Meilenstein 2020 ist eine erste und vorläufige Bewertung möglich (Tab. 3). Die angestrebten CO₂-Minderungsziele werden zumindest im Bereich Energiewirtschaft und Industrie durch das europäische Emissionshandelsystem langfristig sicher erreicht, die europäischen und deutschen Ziele in diesem Bereich sind harmonisiert. Handlungsbedarf besteht ganz offensichtlich in den Bereichen Haushalte, Verkehr, Gewerbe, Handel sowie Landwirtschaft. Das zeigen die Analysen, die im Kontext Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 vorgelegt wurden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch wird vermutlich überschritten, dies führt allerdings zu einer gravierenden Zielverfehlung an anderer Stelle, nämlich im Bereich der EEG-Umlage. Gemäß den Planungen im Jahr 2011 sollte die EEG-Umlage 3,5 ct/kWh nicht überschreiten. Heute beträgt die EEG-Umlage 6,35 ct/kWh und wird nach allgemeiner Einschätzung weiter steigen.

Ansprechen muss man auch die regionale Verteilung der CO₂-Minderungen in Deutschland. Diese sind bezogen auf das Jahr 1990 bis 2010 in Bayern um 5,3 % und in Baden-Württemberg um 6,9 % zurückgegangen. Spitzenreiter bei der CO₂-Reduzierung sind die Länder Thüringen (61 %), Sachsen (46,8 %) sowie Sachsen-Anhalt

Tab. 3: Energiepolitische Ziele Deutschland (veröffentlicht 28.9.2010; ergänzt Juni 2011)

	2020	2030	2050	2015
Primärenergieverbrauch (2008)	-20 %		-50 %	-7,5 %
Anteil Erneuerbare am Bruttoendenergieverbrauch (brutto)	18 %	30 %	60 %	13,5 % ¹⁾
Stromverbrauch (2008)	-10 %		-25 %	-2,9 %
Anteil Erneuerbare am Stromverbrauch	35 %	50 %	80 %	32,6 %
THG-Emissionen	-40 %	-55 %	-80-95 %	-27,2 %
Kernenergieausstieg*	2022			
EEG-Umlage*	≤3,5 ct/kWh		6,17 ct/kWh	

* Ergänzungen vom Juni 2011

¹⁾ Zahlen 2014

(46,2 %). Diese Zahlen werden hier angeführt, weil es einer vertieften Diskussion bedarf, ob die häufig verkündete Formel, CO₂-Minderung und Klimapolitik schaffe Wohlstand, in dieser groben Vereinfachung tatsächlich gilt.

Es wird immer klarer: Die langfristigen Ziele sind nicht im technischen Status quo zu erreichen. Ab Mitte der 2020er Jahre, spätestens in den 2030er Jahren sind technologische Durchbrüche erforderlich. Durch Forschung und Entwicklung, Demonstration sowie Investitionen in moderne Technik, die ihrerseits wirtschaftlich und damit wohlstandsmehrend ist, kann eine Basis gelegt werden. Der banale Ansatz, immer mehr Solarpaneele, immer mehr Windmühlen, ist eine Sackgasse und als Indikator für den Fortschritt ungeeignet.

In diesen Kontext gehört die aktuell häufig vernehmbare Aussage, dass der Ausstieg aus der deutschen Kohlennutzung und insbesondere der Braunkohle eine unverzichtbare klimapolitische Maßnahme sei. Warum das immer wieder behauptet wird, ist unklar, denn die Kohlenverstromung unterliegt dem europäischen Emissionshandel und ein Kohlenausstieg in Deutschland führt an anderer Stelle zu steigenden CO₂-Emissionen. Das europäische CO₂-Budget wird in jedem Fall verbraucht, vermutlich würden bei einem deutschen Kohlenausstieg die CO₂-Preise leicht fallen.

Eine klimapolitische Maßnahme könnte sein, das europäische Ziel für die Sektoren des Emissionshandelssystems (ETS) zu verschärfen; das kann Deutschland allerdings nicht unilateral. Selbst wenn ein europäi-

scher Konsens erreicht würde, die CO₂-Ziele zu verschärfen, ist nicht wahrscheinlich, dass gerade die deutsche Braunkohle durch ansteigende CO₂-Preise aus dem Markt gedrängt würde. Erforderlich wäre ein spezifisches deutsches Anti-Kohlen-Gesetz. Die unsägliche Debatte um den sog. Klimabeitrag Anfang 2015 hat die Komplexität und den potenziellen Schaden eines derartigen Vorhabens sehr deutlich werden lassen. Es wäre unverantwortlich, unter einer neuen Überschrift einen zweiten Versuch zu lancieren.

Aufgrund dieser Zusammenhänge wird die Frage des Kohlenausstiegs auch zunehmend moralisierend erörtert. Ist damit die Absicht verbunden, eine Sachdiskussion über die Vor- und Nachteile zu vermeiden? Debatten dieser Art sind unfruchtbar und verstellen den Blick auf die tatsächlichen Fragen. Ohnehin werden sich alle Sektoren, auch die Braunkohle, den politischen Vorgaben anpassen. Das EU-ETS mit einem Minderungsfaktor von 2,2 %/a führt dazu, dass gegen 2058 das europäische CO₂-Budget bei Null liegt. Alle der rund 12.000 Anlagen, die heute dem ETS unterliegen – darunter fielen Kraftwerke, Stahl- und Zementwerke, Raffinerien etc. – können dann nicht mehr betrieben werden oder sie arbeiten mit Carbon Capture & Storage (CCS) oder Carbon Capture & Usage (CCU) CO₂-frei. Das ist eine sehr weitreichende Ambition.

Die Langzeitspeicher-Illusion

Strom muss jederzeit in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen. Strom ist leistungsgeliefert und nicht speicherbar. Die Erzeugung wird so gesteuert, dass Angebot und Verbrauch jederzeit übereinstimmen.

Deswegen sind „Zwei Systeme für eine Aufgabe“ nötig.

Doch steigende Kapazitäten aus Wind- und PV-Anlagen bedeuten, dass es bei starker Sonneneinstrahlung oder guten Windverhältnissen schnell zu Stromüberschüssen kommt. Deswegen wird vorgeschlagen, dass man diese Überschussmengen speichert, um sie zu nutzen, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht.

Dabei sind zwei Fälle zu unterscheiden. Einmal der Ausgleich kurzfristiger Angebotsüberschüsse und Nachfrage: Batterien speichern am Mittag erzeugten PV-Strom und versorgen abends den Haushalt (Lastverschiebung). Zum anderen Speicher, die meteorologische Schwankungen über lange Zeiträume ausgleichen (Saison- oder Langzeitspeicher). Bei saisonalem Ausgleich beträgt der Bedarf zweistellige TWh-Werte, denn Sonne und Wind stehen oft über Wochen nur eingeschränkt zur Verfügung. Bei der Lastverschiebung innerhalb eines Tages geht es um eine Bandbreite von einigen kWh bis zu einigen Mio. kWh. Im Folgenden geht es um die Frage der Langzeitspeicherung.

Anhand der Stromdaten kann man den Speicherbedarf abschätzen. In den Monaten Oktober bis Dezember 2014 war die Einspeisung von Wind und PV dauerhaft niedrig. Bei einer Kapazität von etwa 38 GW Photovoltaik sowie 38 GW Windenergie erzeugten diese Anlagen in den genannten drei Monaten 20 TWh Strom (Solar: 3,4 TWh; Wind: 16,6 TWh). Aus Biomasse und Wasserkraft wurden im gleichen Zeitraum 16,7 TWh erzeugt. Der Strombedarf lag bei 141 TWh. Somit ergab sich in diesen drei Monaten eine Stromlücke von 104 TWh. Unter der Annahme, dass doppelt so viel PV- und Windkraftanlagen installiert wären wie in 2014 – dies entspricht etwa dem für 2035 anvisierten Wert – hätte die Stromlücke 84 TWh umfasst.

Um die Dimensionen hinsichtlich der Speicheroptionen zu verdeutlichen, werden beispielhaft Batterien, Pumpspeicherkraftwerke und Power-to-Gas im Kontext einer Stromlücke betrachtet, wie sie im Jahr 2030 auftreten könnte.

Batterien benötigen, um 1 kWh Strom zu speichern: 25 kg-Blei oder 5 kg-Lithium-

Ionen-Material. Um 84 TWh mit Bleibatterien „speichern“ zu können, bräuchte man 2,1 Mrd. t Blei. Zum Vergleich: der weltweite Bleiverbrauch lag 2015 bei 10,6 Mio. t. Aktuell liegt der Bleipreis je Tonne bei 1.669 €. Das bedeutet, dass die benötigte Menge einen Wert von 3,5 Bio. € hat. Jeder Bundesbürger müsste rd. 26 t Blei für etwa 44.000 € erwerben. Um die 84 TWh in Lithium-Ionenbatterien zu speichern, würden 420 Mio. t benötigt. Der Preis liegt derzeit bei etwa 270 € je kWh. 84 TWh würden dann 22,7 Bio. € kosten. Batterien sind also allenfalls Kurzzeitspeicher und zum Ausgleich saisonaler Stromdefizite nicht brauchbar.

Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden z. B. hat eine Leistung von 1.300 MW. Es ist eine der größten Anlagen in Deutschland. Die Anlage kann knapp fünf Stunden in voller Leistung Strom erzeugen, dies entspricht etwa 5,5 Mio. kWh. Umgerechnet auf den Speicherbedarf von 84 TWh entspräche das mehr als 15.000 Anlagen in einer Größenordnung von Vianden. Diese würden 22,5 Bio. € kosten, wenn man Vianden für 1,5 Mrd. € bauen könnte. Anders gesagt, man müsste das gesamte im Bodensee enthaltene Wasservolumen um annähernd 1.500 m in einen oberen See hochpumpen, um 84 TWh zu speichern. Pumpspeicher sind also auch keine Saisonspeicher.

Als glanzvolle Option für Langfristspeicher wird Power-to-Gas diskutiert. Allerdings hat der Prozess mehrere Stufen, wobei sich die Wirkungsgrade multiplizieren. Eine Abschätzung über die Prozesskette Power-to-Gas ergibt einen Wirkungsgrad in einer Spannweite von 16-36 % [8]. Unterstellt man für den Wirkungsgrad einen Mittelwert von 25 %, d. h. Rückverstromung teils in GuD-Anlagen teils mit Gasturbinen, werden aus 4 kWh-Überschussstrom bei der Rückverstromung 1 kWh. Die Stromkosten werden auf 100 bis 200 ct/kWh geschätzt. Im Fall der 84 TWh lägen die Kosten für die „Stromspeicherung“ zwischen 84 und 168 Mrd. €. Um dies zu ermöglichen, müssten allerdings zuvor 336 TWh Überschussstrom von Wind- und PV-Anlagen erzeugt werden. In 2015 haben Wind onshore (79,3 TWh), offshore (8,7 TWh) und PV (38,4 TWh) zusammen 126,4 TWh erzeugt. Alleine zur Überbrückung der Stromlücke Oktober, November, Dezember, wie im Beispiel für 2035 ermit-

telt, müssten 2,5-mal so viele Wind- und PV-Anlagen betrieben werden wie 2015 in Deutschland vorhanden waren. Ist Power-to-Gas für den Stromsektor möglicherweise eine Milchmädchenrechnung?

Die zurzeit intensiv erörterte Sektorkopplung ist keine Speicheroption, weil der überschüssige Strom verbraucht wird und damit nicht für die Umwandlung in andere Medien/Speicher bzw. die spätere Rückverstromung bei Dunkelflaute zur Verfügung steht.

Wie steht es um die Alternativen? Um 1 Mrd. kWh in einem Steinkohlekraftwerk mit 43 % Wirkungsgrad erzeugen zu können, muss man einen Kohlenvorrat von rund 0,3 Mio. t anlegen, dafür braucht man etwa 10-15 ha Land. Für 84 TWh benötigt man einen Vorrat von 25 Mio. t oder man verlässt sich wie bisher auf stabile Lieferketten. In einem Braunkohlentagebau sind vergleichbare Kohlenmengen immer verfügbar und können auf kurzem Weg zu den Kraftwerken transportiert werden. Zwei Systeme für eine Aufgabe sind um eine 10er-Potenz billiger zu betreiben als große Speicher. Was ist nun in den nächsten 20 bis 30 Jahren wahrscheinlich: Ein Technologiemix mit Wärmekraftwerken, ein Sowohl-als-auch; d. h. zwei Systeme für eine Aufgabe. Ob und wie dann in der Mitte des Jahrhunderts unter dem Primat Null-CO₂-Emissionen Kohle und Gas genutzt werden, wird man in den 2020er Jahren vor dem Hintergrund der dann relevanten Entscheidungsgrundlagen konkret entscheiden. Dem sollte nicht heute durch voreilige Kohlenausstiegspläne vorgegriffen werden.

Versorgungssicherheit basiert auf Diversität und Flexibilität

Der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2023 und der langfristig angelegte Ausbau der erneuerbaren Energien werden den Strommarkt verändern. Es ist ein auf Jahrzehnte angelegter Anpassungs- und Transformationsprozess. Die Stromversorgung soll über die gesamte Dauer des Prozesses sicher und wirtschaftlich erfolgen.

Der Ausbau von Wind und PV leistet keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit, weil die Einspeisung stark schwankt und zeitweise nahe Null liegt. Eine Energiewende nach

deutschem Muster führt zwingend zu einem Konzept, das mit „Zwei Systeme für eine Aufgabe“ zu beschreiben ist.

Absehbar ist, dass Diversität und Flexibilität Kennzeichen einer sicheren, wirtschaftlichen und zunehmend CO₂-armen Stromversorgung sind. Auf lange Zeit bleiben Wärmekraftwerke unverzichtbar. Dazu gehört als tragendes, aber nicht bestimmendes Element die heimische Braunkohle. Kennzeichen der Braunkohle sind sichere Verfügbarkeit, Wettbewerbsfähigkeit, Flexibilität sowie große regionalwirtschaftliche Bedeutung und hochwertige Arbeitsplätze.

Hinter der Aussage „Zwei Systeme für eine Aufgabe“ verbirgt sich darüber hinaus ein Ansatz, die Stromdebatte zu entgiften und die politische sowie fachliche Diskussion auf die Lösung der anstehenden Aufgaben hin auszurichten: den erforderlichen Netzausbau, die Eingrenzung der überbordenden Kosten sowie ein technologieneutrales und zukunftsfähiges Strommarktdesign.

Anmerkungen

- [1] Milojcic, G.; Dyllong, Y: Vergleich der Flexibilität und der CO₂-Emissionen von Kohlen- und Gaskraftwerken. In: „et“ 66. Jg. (2016) Heft 7, S. 29-31.
- [2] Prognos: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. Berlin, 7.11.2012.
- [3] Dyllong, Y.; Maaßen, U.: Beitrag von Wind- und Photovoltaik-Anlagen zu einer gesicherten Stromversorgung. In: „et“ 64. Jg. (2014) Heft 11, S. 42-45.
- [4] DEBRIV: Die These „Strom aus Großkraftwerken verstopfe die Stromleitungen“ ist nicht haltbar. Pressemitteilung 03/2016.
- [5] Milojcic, G.: Beitrag der Kohle zur Transformation der deutschen Stromversorgung. In: „et“ 66. Jg. (2016) Heft 4, S. 22-25.
- [6] Bertsch, J.; Lindenberger, D.; Paschmann, M.; Wagner, J.: Auswirkungen von deutschen CO₂-Vermeidungszielen im europäischen Strommarkt. In: „et“ 65. Jg. (2015) Heft 9, S. 33-36.
- [7] „et“-Redaktion: Carbon Leakage – eine reale Gefahr! In: „et“ 66. Jg. (2016) Heft 7, S. 32-33.
- [8] Schnurbein, V. von: Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan. In: „et“ 62. Jg. (2012) Heft 9, S. 38-42.

*Dr.-Ing. G. Milojcic, Hauptgeschäftsführer, DEBRIV – Bundesverband Braunkohle e. V., Köln
debriv@braunkohle.de*

„Eine gelassenerer Politik schadet langfristig nicht dem Klima“

Die Politik zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland erscheint mitunter hektisch. Eine Fülle von Gesetzen wird in sehr kurzer Zeit durchgeschleust, und weitere Weichen wie ein Ausstieg aus einem weiteren Energieträger zur Stromerzeugung, der Kohle, werden diskutiert. Im Gespräch mit dem Energiewissenschaftler Jürgen-Friedrich Hake vom Forschungszentrum Jülich über Verlauf und Zukunft der deutschen Energiewende wird deutlich, dass hier mehr Gelassenheit angebracht wäre; ebenso ein breiteres und integriertes Verständnis der dienenden Funktion „Energie“ für die Entwicklung der Gesellschaft.

„et“: Herr Prof. Hake, was läuft schief bei der deutschen Energiewende?

Hake: Es handelt sich bei der Energiewende um ein langfristig angelegtes und alle Sektoren der Volkswirtschaft umfassendes Projekt zur Transformation eines seit Jahrzehnten existierenden und funktionsfähigen Systems. Die damit verbundenen Herausforderungen sind in Umfang und Reichweite neu.

Bei der Realisierung der Energiewende ist Deutschland übermäßig auf die selbst gesteckten Ziele und Zeiträume fixiert. Eine gelassenerer Politik, die dem Energiesystem auch einmal Zeit lässt, sich auf die veränderten politischen Vorgaben hin neu zu orientieren, schadet langfristig nicht dem Klima, kann allerdings Kosten reduzieren und Akzeptanz steigern. Darüber hinaus sollte der europäische Rahmen stärker in den Vordergrund treten. Wir sollten sehr genau prüfen, ob nationale Alleingänge im globalen oder europäischen Kontext die gewünschte Wirkung haben. Wir sehen das z. B. beim Klimaschutz. Nationale Reduktionsziele, die den EU-ETS-Sektoren zusätzlich auferlegt werden, führen im europäischen Handelssystem nur zum Preisverfall, sparen aber kein CO₂ zusätzlich ein.

Die nächsten Schritte

„et“: Der deutsche Energie-Transformationsprozess ist auf 40 Jahre veranschlagt. Erste Schritte

insbesondere im Stromsektor sind getan. Wie soll's weitergehen?

Hake: Zunächst einmal sollte man den Zeithorizont von 40 Jahren vorsichtig relativieren. Auch zukünftige Generationen werden unser Energiesystem ihren Vorstellungen entsprechend weiterentwickeln. Der Monitoringprozess und die Reformen des EEG schaffen dafür eine erste Grundlage. Wenn man die selbstgesetzten Ziele ernst nimmt, werden allerdings die konventionellen Kapazitäten letztendlich aus dem System verschwinden. Das ist politisch so gewollt und entspricht auch den Vorstellungen in weiten Teilen unserer Gesellschaft, wie unser Technology Monitoring zeigt. Aber auch hierbei gilt, dass man dem Energiesystem zum Umbau Zeit lassen und z. B. nicht zugleich mit dem Ausstieg aus der Kernkraft auch den Kohleausstieg forcieren sollte. Hier ist aus wirtschaftlichen und systemischen Gründen ein tastendes Vorgehen angebracht.

„et“: Es wird inzwischen durchaus auf weitere Säulen wie die Energieeffizienz im Wärme- und Gebäudesektor abgestellt. Von den formulierten Zielen wie z. B. Sanierungsraten ist man jedoch weit entfernt. Warum?

Hake: Nicht jedes Gebäude kann sinnvoll saniert werden. Hier muss auch der Mut zum Abriss gegeben sein. Für diese Beurteilung bedarf es aber einer ehrlichen, realistischen Ermittlung des

Energieverbrauchs von Alt- und Neubauten (nicht wie bei den Fahrzyklen von Pkw). Die Sanierung sollte sich auf Gebäude konzentrieren, die kostengünstig zu sanieren sind. Auch muss verstärkt der Frage nachgegangen werden, ob der Energieverbrauch von älteren Gebäuden nicht über- und der Verbrauch von modernsten Gebäuden unterschätzt wird. Grundsätzlich handelt es sich hier also nicht nur um technische und wirtschaftliche Fragen.

„et“: Um was dann?

Hake: Es geht, wie bei vielen Aspekten der Energiewende, um die Frage, wie wir künftig leben wollen. Wie viel Wohnraum brauchen wir, wie können wir Mobilität im Alter fördern, damit wir nicht in überdimensionierten Wohnungen leben? Hierbei geht es auch darum, welche Rolle Wohnungseigentum bei älteren Menschen für die Altersversorgung spielt. Generell sollte man aber Klimaschutzbeiträge von allen Verbrauchssektoren erwarten.

„et“: Experten gehen davon aus, dass der Klimaschutzbeitrag des Wärmesektors ähnlich stark ausfallen muss wie beim Strom.

Hake: Der Anteil der Erneuerbaren im Wärmemarkt wird insbesondere durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EeWärmeG) zukünftig steigen. Aber auch hier gilt: Es wird recht lange



„Bei der Realisierung der Energiewende ist Deutschland übermäßig auf die selbst gesteckten Ziele und Zeiträume fixiert. Eine gelassenerer Politik, die dem Energiesystem auch einmal Zeit lässt, sich auf die veränderten politischen Vorgaben hin neu zu orientieren, schadet langfristig nicht dem Klima, kann allerdings Kosten reduzieren und Akzeptanz steigern. Darüber hinaus sollte der europäische Rahmen stärker in den Vordergrund treten. Wir sollten sehr genau prüfen, ob nationale Alleingänge im globalen oder europäischen Kontext die gewünschte Wirkung haben. Wir sehen das z. B. beim Klimaschutz. Nationale Reduktionsziele, die den EU-ETS-Sektoren zusätzlich auferlegt werden, führen im europäischen Handelssystem nur zum Preisverfall, sparen aber kein CO₂ zusätzlich ein.“

Prof. Jürgen-Friedrich Hake, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), Forschungszentrum Jülich

„Im Kern geht es bei der Diskussion um die Energiewende darum, wie wir zukünftig leben wollen bzw. werden. Der Diskurs dazu läuft auf einer viel höheren Ebene, insbesondere im Nachhaltigkeitsrat der Bundesregierung. Energiesysteme haben in diesem Zusammenhang eine ‚dienende‘ Funktion, d. h. sie sollen gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung ermöglichen. Darüber hinaus erscheint es mir wichtig darauf hinzuweisen, dass eine isolierte Betrachtung des Faktors Energie in zunehmendem Maße einseitig und damit letztlich irreführend ist.“

Prof. Jürgen-Friedrich Hake, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), Forschungszentrum Jülich

dauern, bis sich via Neubauten der Erneuerbarenanteil erhöht, und deshalb ist mehr Geduld vonnöten.

Zauberwort „Sektorkopplung“

„et“: Sektorkopplung scheint ein Zauberwort für die Energiewende zu sein.

Hake: Provokativ könnte man sagen: Sektorkopplung ist für Ökonomen nicht neu, also alter Wein in neuen Schläuchen und aus theoretischer Sicht eine gute Idee, wie unsere eigenen Arbeiten zeigen. Ein Emissionshandel, der alle Sektoren erfasst, würde via Marktmechanismen die kostengünstigsten Emissionsreduzierungen bringen. Politisch ist das schwerer durchzusetzen.

Die politischen und wirtschaftlichen Akteure präferieren oft Aushandlungssysteme und nicht „blinde“ Marktssysteme, da sie so branchenspezifische Regelungen treffen können, die Gruppen be- oder entlasten. Denkbar wäre es, die Sektoren, die nicht im ETS der EU sind, mit einer CO₂-Steuer zu belegen. Eventuell ist das politisch leichter zu realisieren. Der Nachteil: Es lässt sich nicht exakt vorhersagen, wie viele Emissionen dadurch eingespart werden.

Bessere internationale Verzahnung/Finanzierung

„et“: Wie könnte man die deutsche Energiewende besser mit den Bestrebungen der Nachbarn verzahnen?

Hake: Die EU hat ihre energiepolitischen Vorstellungen im Laufe der Jahrzehnte kontinuierlich weiterentwickelt. Deutsche Vorstellungen sind dabei in maßgeblicher Weise miteingeflossen; dies ist auch in jüngster Zeit der Fall gewesen. Hier sind immer wieder Kompromisse erforderlich gewesen. Es gibt aber auch gegensätzliche Positionen zwischen Deutschland und anderen Mitgliedstaaten, die aus gegenwärtiger Sicht kaum überbrückbar scheinen. Hierzu gehören der Kern-

energie- und ein (potenzieller) Kohleausstieg. Sie sind keine Modelle für alle EU-Staaten.

Besonders problematisch ist die deutsche Kritik an der Energiepolitik von Nachbarländern, die weiter auf Kohleverstromung setzen. Nichts deutet darauf hin, dass es absehbar eine EU-Energiepolitik gibt, in deren Rahmen erneuerbarer Strom dort erzeugt wird, wo er am günstigsten generiert werden kann. Dem stehen, auch in Deutschland, regionale, wirtschaftliche und politische Interessen entgegen.

„et“: Die Finanzierung der Energiewende setzt im Strombereich auf ein Umlagesystem, das vor allem den Privatverbraucher trifft. Wann ist hier das Ende der Fahnenstange erreicht?

Hake: Bislang gibt es, trotz vereinzelter Probleme bei Haushalten mit sehr niedrigem Einkommen, keine übermäßige Belastung der Privatkunden durch steigende Strompreise. Hier hilft sicher die gute wirtschaftliche Situation mit sinkender Arbeitslosigkeit und steigenden Einkommen. Zudem sind Energiepreise nicht die vorrangigen Besorgnisse der deutschen Bevölkerung. Selbst die Energiewende, auch wenn sie grundsätzlich unterstützt wird, wird von der Bevölkerung nicht als die vordringlichste Aufgabe der Politik gesehen. Es gibt andere, drängendere Herausforderungen.

„et“: Wäre eine Steuerfinanzierung der Energiewende nicht der bessere Weg?

Hake: Dieser Gedanke ist verständlich, um steigenden Preisen zu entgehen, aber er bringt auch Probleme, die schon erkannt sind, wie z. B. die langfristige Aufrechterhaltung der Netzinfrastrukturen. Eine Steuerfinanzierung wird auch aus verteilungspolitischen Gründen präferiert: Diejenigen, die im Rahmen des EEG investiert haben, sollen einen Teil ihrer Gewinne abgeben. Damit könnten auch die Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen im Wettbewerb wegfallen. Politisch ist dafür aber keine Mehrheit absehbar.

Ermutigende Forschungs- und höhere Diskursebene

„et“: Was müssen Forschung und Entwicklung leisten, damit der Energietransformationsprozess erfolgreich ist?

Hake: Noch nie konnten wir auf ein so reichhaltiges Technologieportfolio zurückgreifen wie heute. Dabei wurde vielen der jetzt erfolgreichen Technologien früher kein weiteres Verbesserungspotenzial bescheinigt. Insofern bin ich optimistisch, dass für die noch offenen Fragen der Energiewende Technologien entwickelt werden. Aspekte der Systembewertung und der sozioökonomischen Steuerung von Transformationsprozessen werden dabei an Bedeutung gewinnen.

„et“: Wo werden die Weichen für die zukünftige Entwicklung gestellt?

Hake: Im Kern geht es bei der Diskussion um die Energiewende darum, wie wir zukünftig leben wollen bzw. werden. Der Diskurs dazu läuft auf einer viel höheren Ebene, in Deutschland z. B. im Nachhaltigkeitsrat der Bundesregierung. Energiesysteme haben in diesem Zusammenhang eine „dienende“ Funktion, d. h. sie sollen gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung ermöglichen.

Darüber hinaus erscheint es mir wichtig, darauf hinzuweisen, dass eine isolierte Betrachtung des Faktors Energie in zunehmendem Maße einseitig und damit letztlich irreführend ist. Wir legen daher in meinem Institut zukünftig den wissenschaftlichen Schwerpunkt verstärkt auf ein integriertes Management natürlicher Ressourcen wie Land, Wasser und selbstverständlich Energie im Rahmen nachhaltiger Entwicklung.

„et“: Herr Prof. Hake, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte Franz Lamprecht, „et“-Redaktion

Sicher verfügbare Erzeugungsleistung wird knapp

Mit der EEG-Reform 2016 hat der Gesetzgeber einen Ausbaupfad für erneuerbare Energien definiert. Der Schwerpunkt liegt auf Wind- und Photovoltaikanlagen, die allerdings kaum Versorgungssicherheit gewährleisten, da deren Einspeisung stark schwankt und zeitweise nahe Null liegt. Interessant sind in diesem Zusammenhang die Annahmen der Bundesnetzagentur zur energiewirtschaftlichen Entwicklung in dem im Juni 2016 genehmigten Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Es stellt sich unmittelbar die Frage: Wenn die sicher verfügbare Erzeugungsleistung knapp wird, wie steht es dann perspektivisch um die Versorgungssicherheit?

Nach dem Energiewirtschaftsgesetz sollen die Netzentwicklungspläne die Bandbreite wahrscheinlicher stromwirtschaftlicher Entwicklungen im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung darstellen. Um diese Anforderungen zu erfüllen sind mehrere Szenarien vorgesehen.

Die Bundesregierung verfolgt bei der Transformation des deutschen Stromsystems drei Handlungsstränge: den Kernenergieausstieg bis 2023, den Ausbau der erneuerbaren Energien mit einem langfristigen Trendkanal und Maßnahmen unter dem Titel „Strommarkt“. Dabei geht es im We-

sentlichen um die Integration der erneuerbaren Energien und das Marktdesign. Damit besteht ein umfassendes Regulativ.

Der Stromverbrauch sollte nach den Annahmen des Energiekonzepts 2010 ausgehend von 2008 bis 2020 um 10 % sinken. In den bisherigen Entwürfen zum Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne wurde dennoch die Annahme zugrunde gelegt, dass sich verbrauchssenkende und verbrauchssteigernde Effekte weitgehend kompensieren. Nun gibt die Bundesnetzagentur abweichend davon vor, auch mit deutlichen Zuwächsen zu rechnen. Die Jah-

reshöchstlast wird für alle Szenarien auf 84 GW eingeschätzt (Niveau des Referenzjahres 2015).

Aktuelle Kapazitätsannahmen der Bundesnetzagentur

Die Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 nennt konkrete Zahlen (siehe Tabelle). Die installierte Leistung, insbesondere von Windkraft- und PV-Anlagen, steigt deutlich an, sicher verfügbare und flexible Kraftwerkskapazitäten werden jedoch gleichzeitig erheblich sinken.

Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die Kapazitäten von Stein- und Braunkohlekraftwerken bis 2030 deutlich abnehmen. Das ist auf marktgetriebene Stilllegungen bei der Steinkohle, die Sicherheitsbereitschaft durch Braunkohle und eine rein schematische Annahme zur Lebensdauer (40, 45 oder 50 Jahre) der Kohlekraftwerke zurückzuführen. Die schematische Herangehensweise, insbesondere hinsichtlich der Kohle- und speziell der Braunkohlekraftwerke, wurde im Rahmen des Konsultationsprozesses strittig diskutiert. Details zur Debatte können der Genehmigung entnommen werden [1].

Für Gaskraftwerke wird die Leistung zunächst gleichbleibend, später stark steigend angenommen. Diese Annahmen sind jedoch nicht schlüssig, da Investitionen in Gaskraftwerke bei den Preisannahmen für Brennstoffe und CO₂ kaum absehbar sind.

Folgen die Märkte den politischen Erwartungen?

Ob neue Gaskraftwerke errichtet, wie lange bestehende Kohlekraftwerke betrieben werden und wie der Energiemix aus Stein-, Braunkohle- und Gaserzeugung tatsächlich

Tab: Auszug Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030

		Installierte Leistung				
		Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Kernenergie	[GW]	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	[GW]	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	[GW]	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	[GW]	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Wind Onshore	[GW]	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind Offshore	[GW]	3,4	14,3	15,0	19,0	15,0
Photovoltaik	[GW]	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	[GW]	7,0	5,5	6,2	6,0	7,0
Wasserkraft	[GW]	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
Nettostromverbrauch	[TWh]	532	517	547	547	577
Jahreshöchstlast	[GW]	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0
		Treiber Sektorkopplung				
Wärmepumpen	[Mio.]	0,6	1,1	2,6	2,9	4,1
Elektroautos	[Mio.]	0,0	1,0	3,0	4,5	6,0
		Flexibilitätsoptionen				
Power-to-Gas	[GW]	-	1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batteriespeicher	[GW]	-	3,0	4,5	5,0	6,0
DSM	[GW]	-	2,0	4,0	5,0	6,0

aussieht, wird sich als Marktergebnis einstellen. Es ist ungewiss, ob die Märkte den politischen Erwartungen aus der Genehmigung folgen.

Deswegen bleibt fraglich, ob die in der Genehmigung vom 30.6.2016 vorgegebenen Szenarien die wahrscheinliche Entwicklung tatsächlich erfassen. Im Expertenstreit um den Energiemix, im Kampf für oder gegen einen schnellen Kohleausstieg geht oft unter, dass der Umfang des Netzausbaus nicht dadurch bestimmt wird, ob einige GW Kohlekraftwerke mehr am Netz sind. Möglicherweise ist die Perspektive der Kohlekraft etwas besser als erwartet. Es sei denn, die Politik würde massiv zugunsten von Gas intervenieren. Dabei hat sich die Bundesregierung jüngst wieder zu einem wirtschaftlichen Markt bekannt.

Längerer Betrieb vorhandener Kapazitäten wahrscheinlich

Heute bestehende Kernkraftwerke werden außer Betrieb gehen. Vorgesehen ist auch, dass Kohlekraftwerke nach einer fixen Betriebszeit stillgelegt werden sollen. Ein Teil der Lücke soll annahmegemäß durch neue Gaskraftwerke geschlossen werden. Dabei trägt der starke Ausbau von Wind On- und Offshore sowie Photovoltaik kaum zur Versorgungssicherheit bei.

Unabhängig von der Höhe der Wind- und PV-Kapazität wird es immer Zeiten geben, in denen ihre Einspeisung nahe Null liegt. Es spricht einiges dafür, dass sicher verfügbare Erzeugungsleistung knapp wird und heute vorhandene Kapazitäten länger als angenommen betrieben werden.

[1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030, 30.6.2016, S. 82 ff.

„et“-Redaktion



EEX als Auktionsplattform für Europa bestätigt

Für weitere fünf Jahre wird die EEX die Primärmarktauktionen von Emissionsrechten für 25 EU-Mitgliedstaaten durchführen.

Die EEX ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie- und Commodity-Produkte.

connecting
markets

eex.com