

Energiewende – quo vadis?

Die vielen Facetten und Herausforderungen eines ehrgeizigen Jahrhundertprojekts.

Achim Bachem und Christoph Buchal

Die Energiewende ist ein tiefgreifendes, auf die Zukunft gerichtetes nationales Experiment – mit erstaunlichen Erfolgen und langfristig unverzichtbaren Zielen, zugleich aber noch mit überraschenden und nahezu unauflösbaren Widersprüchen. Dabei herrscht ein verwirrendes Durcheinander kontroverser Standpunkte und Argumentationsebenen. Wer die Energiewende verstehen will, darf nicht nur eine einzige der zahlreichen Facetten betrachten, sondern muss sich vor allem auch um ein Gesamtbild und die sich dabei eröffnenden positiven Synergien bemühen.

Die wissenschaftlich-technischen Herausforderungen der Energiewende sind weitgefächert. Schlagworte sind: Elektromobilität, Wasserstoffwirtschaft, Versorgungssicherheit und Stabilität des europäischen Netzes, flexible Reservekraftwerke, weitreichende Hochspannungs-Gleichstromverbindungen, Stromspeicherung für kurze und lange Zeiträume, Smart Homes, intelligente Detailsteuerung der Nutzer und der vielfältigen Erzeuger, Stromumwandlung zu Wärme, Strom zu Treibstoff, Desertec-Strom aus der Sahara etc. Das alles gilt es intensiv zu erforschen, zu testen und zu bewerten. Noch ist offen, inwieweit dieses komplizierte Zusammenspiel einen weitgehenden Verzicht auf fossile Brennstoffe und auf Kernenergie ermöglichen kann. Dabei gilt es, die erstaunlichen Dimensionen einer notwendigen, sehr weitgehenden technischen Umstellung zu berücksichtigen. Selbst mit einem Aufwand, der „nur täglich einer Kugel Eis pro Person“ entspricht (rund 20 Milliarden Euro pro Jahr), wird diese neue „Industrielle Revolution“ nicht zu bewältigen sein.

Neben der wissenschaftlich-technischen Dimension, auf die wir uns hier konzentrieren möchten, ergibt



Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion steigt, doch kann auf regelbare Kraftwerke noch nicht verzichtet werden.

sich eine Fülle von gesellschaftlich-politischen, ökonomischen und ökologischen Konflikten, wobei die Interessen von Parteien, Verbänden und Lobbygruppen oft eine dominierende Rolle spielen. Uns erscheinen viele der diskutierten Fragen nur als die „Spitze eines Eisbergs“ von grundlegenden, zum Teil ungelösten system- und energietechnischen Problemen, die sich zukünftig immer schärfer zeigen werden. Sie sind vor allem begründet in der Zunahme von schwankender und nicht bedarfsorientierter Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (EE). Wir stehen vor der Herausforderung, mit Hilfe neuer Techniken, großer Speicher und steuerbarer Stromabnehmer die zukünftigen, sehr großen Überschüsse an EE-Strom wirtschaftlich sinnvoll einzusetzen. Kann man die aufstrebende Elektromobilität sowie die Wasserstofftechnologien effizient in diesen Prozess einbinden? Und wie können „konventionelle“ Kraftwerke, insbesondere Gaskraftwerke, in einem marktwirtschaftlichen Modell erhalten bleiben, um die besonders im Winter auftretenden wochenlangen Produktionslücken bei Solar- und Windenergie zu überbrücken?

Angesichts dieser Herausforderungen plädieren wir für eine breite und ergebnisoffene Diskussion in der technisch-naturwissenschaftlichen Fachwelt, unter ausdrücklicher Einbindung der wirtschaftswissenschaftlichen Disziplinen, um einen langfristig trag-

ARTIKELSERIE

- Dieser Artikel ist der Auftakt zu einer Serie von Artikeln zur „Energiewende“, die in loser Folge erscheinen werden und sich vor allem den physikalisch-technischen Aspekten widmen sollen.
- Die Artikel stehen nach Erscheinen auch in einem eigenen Online-Dossier unter <http://www.pro-physik.de/physik/dossier.html> zur Verfügung, gemeinsam mit thematisch passenden Beiträgen aus früheren Heften und anderen Rubriken sowie weiterführenden Links.

Die Redaktion

Prof. Dr. Achim Bachem, Prof. Dr. Christoph Buchal, Forschungszentrum Jülich GmbH, 52425 Jülich

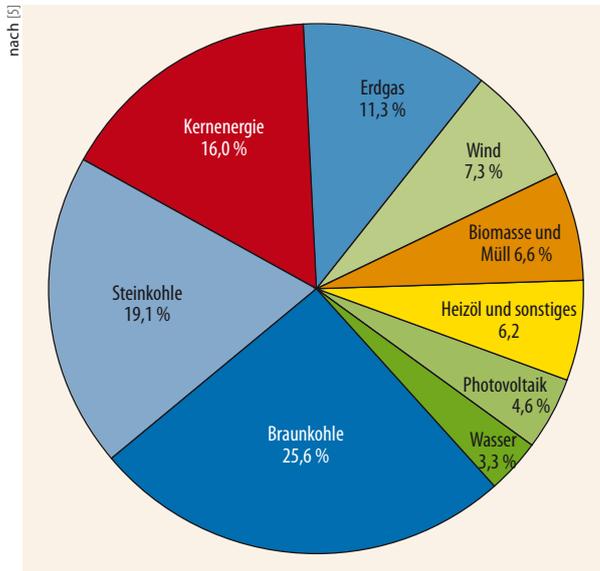


Abb. 1 Im Jahr 2012 trugen konventionelle Kraftwerke fast drei Viertel zur deutschen Stromproduktion von insgesamt 617 TWh bei, erneuerbare Energien bereits zu 22 Prozent.

fähigen Weg zu finden. Dabei sollten die unterschiedlichen Sektoren der Energiewende gemeinsam betrachtet und konsequent zusammengeführt werden.

Nach wie vor wird die Energiewende wesentlich damit motiviert, die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Kohle, Öl und Erdgas global zu reduzieren. Derzeit betragen diese Emissionen etwa 33 Gt CO₂ pro Jahr, der deutsche Anteil daran macht rund 2,5 Prozent aus. Etwa die Hälfte des emittierten CO₂ nehmen die Ozeane auf, der Rest erhöht den CO₂-Anteil in der Luft jährlich um ca. 2 ppm [2]. Seit 1850 hat das CO₂ in der Atmosphäre stetig zugenommen, von 280 auf nunmehr 400 ppm. Die deutschen Emissionen sollen durch enorme Anstrengungen („Energieziel 2050“) um mindestens 80 Prozent sinken [3, 4]. Es ist offen, ob und wie sich dieses Ziel erreichen lässt.

Stattdessen führt ein Blick auf die globalen Entwicklungen zu der ernüchternden Erkenntnis, dass Jahr für Jahr mehr fossile Energieträger gefördert und verbrannt werden als je zuvor. Auch in Deutschland dominieren nach wie vor die konventionellen Kraftwerke (Abb. 1). Die deutsche Energiewende kann nur dann zum Schutz der Atmosphäre beitragen, wenn sie wirtschaftlich und technisch attraktive Alternativen und Vorbilder für möglichst viele Nationen weltweit bietet [2].

Weil dazu vielfältige innovative Technologien notwendig sind, liegt darin auch eine Chance für den Aufbau neuer Arbeitsplätze sowie für einen wichtigen Vorteil im internationalen Wettbewerb. Allerdings orientiert sich der globale ökonomische Wettbewerb primär am Kosten/Nutzen-Verhältnis, sodass nicht nur physikalisch-technische, sondern auch große marktwirtschaftliche Herausforderungen vor uns liegen. Daher gilt es, die noch offene Herausforderungen der Energiewende zu identifizieren, sie mit Nachdruck zu bearbeiten und die Geschwindigkeit des erhofften Wandels den wirtschaftlichen Zwängen und den globa-

len Randbedingungen anzupassen. Nur ein stimmiges und überzeugendes Gesamtkonzept wird vorbildhafte Wirkung entfalten können.

Zweifellos muss die junge Generation bis zum Ende dieses Jahrhunderts eine entscheidende Verschiebung von den fossilen Energieträgern hin zu unerschöpflichen „Erneuerbaren Energien“ bewerkstelligen. Darin sehen wir persönlich unsere stärkste Motivation und eine hohe Verantwortung, angesichts einer weiter anwachsenden Weltbevölkerung mit ständig wachsenden Ansprüchen. Das gilt insbesondere auch für den Strombedarf. Noch beträgt der Jahresstrombedarf in Indien nur 0,85 MWh pro Person, in China aber bereits 3,9 MWh, in Deutschland 7,5 MWh und in den USA 14 MWh.

Elektrische Energie als Vorreiter

Für Industrieländer ist Strom völlig unverzichtbar. Dort macht die elektrische Energie etwa ein Drittel der Endenergie aus, weil Kraftstoff- sowie Wärmebedarf vergleichbar bedeutend sind. Dass sich die Stromerzeugung als Vorreiter der Energiewende zu entwickeln scheint, und nicht etwa der Verkehr oder die Wohnraumbeheizung, ist primär technisch begründet. Gegenwärtig lässt sich vor allem elektrische Energie unmittelbar mit Hilfe von Wind, Wasser oder Sonne produzieren. Die ökologische Kraftstoffproduktion ist keineswegs so weit. Für die Generation unserer Enkel wird die Stromproduktion durch Wasserkraft, Photovoltaik (PV) und Windenergieanlagen eine dominierende Rolle spielen. Dort liegt noch ein gewaltiges Ausbaupotenzial, das alle Szenarien voraussetzen [3, 4].

Die Denkschrift der DPG zur Stromversorgung prognostizierte im Jahr 2009 ein „rasantes Wachstum der Photovoltaik-Anlagen in Deutschland mit jährlichen Zuwächsen von bis zu 3 GW_{peak}“ [1]. Tatsächlich aber stieg die installierte PV-Gesamtleistung schon ab 2010 jedes Jahr um rund 7,5 GW_{peak}. Damit überschreitet die in Deutschland installierte PV-Leistung in diesem Jahr den Wert von 33 GW_{peak} – was niemand geplant oder erwartet hatte. Nun umfasst allein die „Elektrische Energiewende“ weit mehr als die weithin sichtbaren Solar- und Windenergie-Anlagen für die Stromerzeugung, doch bisher diskutiert die Öffentlichkeit nur den Netzausbau sowie die Kosten der Erneuerbaren Energien, spürbar bei der EE-Umlage zum Strompreis.

Zukünftig soll EE-Strom auch andere Energieträger schrittweise ersetzen. Im Wärmesektor könnte preiswerter Strom die fossilen Brennstoffe leicht verdrängen. Dabei wären elektrisch betriebene Wärmepumpen thermodynamisch am effektivsten [1, 5]. Im Straßenverkehr bahnt sich eine rapide Zunahme von batteriebetriebenen Elektroautos an. Die Internationale Automobilausstellung IAA in Frankfurt zeigte eine beeindruckende Fülle von höchst attraktiven neuen Elektrofahrzeugen, die mit einer rein elektrischen Reichweite von bis zu 150 km im Nahverkehr viele Vorteile bieten. Nur als Treibstoff für Flugzeuge und LKW sind

flüssige Kohlenwasserstoffe als Energieträger vermutlich nicht zu ersetzen, weil diese ein unübertreffliches Verhältnis von Energieinhalt zu Masse und Volumen aufweisen.

Leider gibt es außer dem Wachstum von Holz und Energiepflanzen noch keine etablierte direkte technische Produktion von speicherbaren chemischen Energieträgern, die auf Sonnenlicht basiert. Allerdings ist es keine Zauberei, Methan, Methanol oder sogar Benzin oder Diesel mit Hilfe elektrischer Energie aus Wasser und CO₂ herzustellen. Am Anfang steht dabei immer die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse. Alle folgenden Reaktionsschritte lassen sich unter Energiezufuhr mit Hilfe der Wasserstoffchemie realisieren [5]. Da es sich dabei letztlich um die Umkehr von exergischen Oxidationsreaktionen („Verbrennung“) handelt, sind solche Verfahren immer sehr energieaufwändig. Ein fossiler Brennstoff wie Erdgas kostet derzeit im Großhandel 3 Cent/kWh. Das mit Hilfe von (teurem) EE-Strom synthetisierte „Grüne Windgas“ (Methan) kann preislich mit Erdgas nicht konkurrieren.

Photovoltaik und Windenergie

Mittlerweile werden bereits beachtliche 22 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Energien gewonnen (Abb. 1, [5]). Naturgemäß weisen die Beiträge von Wind und Sonne enorme Schwankungen auf (Abb. 2), welche die regelbaren Produzenten ausgleichen müssen, denn das Netz verlangt zu jeder Sekunde einen vollständigen Ausgleich von Bedarf (Last) und Einspeisung (Produktion). In den großen Kraftwerken verändert ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last die Drehzahl der Generatoren: Bei Überlast drehen sich alle Wellen etwas langsamer, so dass die Netzfrequenz absinkt. Der gegenwärtige, sehr stabile europäische Verbund reagiert mit einer typischen Schwankung von ca. 40 mHz auf jedes Gigawatt an nicht ausgeregelter Lastschwankung (Abb. 3).

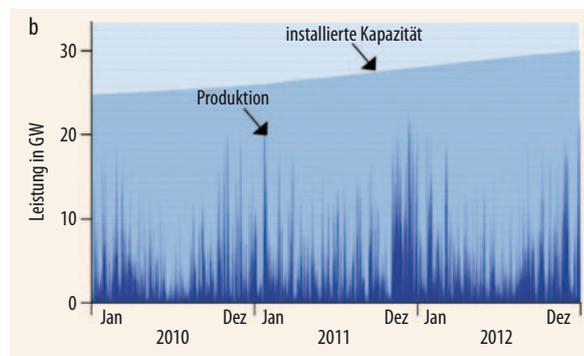
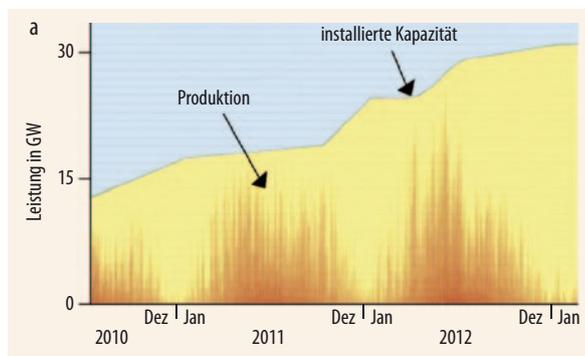
Die vier großen deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Amprion, Tennet, 50 Hertz und TransnetBW sind für ein stabiles Netz verantwortlich. Dazu

stehen sie in engem Kontakt mit den Stromproduzenten. Allerdings sind alle Netzbetreiber, auch die zahlreichen Verteilungsnetzbetreiber, organisatorisch streng getrennt von allen Unternehmen, die Strom produzieren. Diese gesetzlich erzwungene Trennung („Unbundling“) soll den europäischen Wettbewerb stärken.

Neben der zentralen Aufgabe aller Netzbetreiber, ständig ausreichend Leistung zur Verfügung zu stellen, sind sie zusätzlich auch verpflichtet, den kompletten EE-Strom in das Netz aufzunehmen. Wie wir sehen werden, führt die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gesicherte „Vorfahrtsregelung für EE-Strom“ zu größeren technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen als der alleinige weitere Ausbau von Solar- und Windanlagen oder der Netze. Drei Größen dürfen dabei nicht verwechselt werden:

- Die Summe der installierten Maximalleistungen aller Anlagen („Installierte Leistung“, kW_{peak}).
- Die in einem Jahr tatsächlich produzierte elektrische Energie (kWh). Nur diese Werte sind in Abb. 1 eingegangen, denn sie bilden die Basis der Vergütung.
- Der Momentan-Wert der tatsächlich verfügbaren Leistung („Momentane Leistung“, kW).

Der deutsche Gesamtbedarf variiert zwischen 40 und 80 GW, bei einem Mittelwert von ca. 70 GW. Ein Block in einem Großkraftwerk liefert ca. 1 GW. Eine gut platzierte deutsche Solardachanlage von 10 kW_{peak} liefert im Jahr insgesamt rund 10 000 kWh. Das entspricht 1000 Volllast-Stunden. Ein volles Jahr hat 8760 Stunden. Weil die Produktion mit der Strahlungsintensität schwankt, wird insgesamt während rund 4000 Stunden produziert, doch oft nur mit geringer Leistung (Abb. 4). Natürlich ist der Sommer mit vielen sonnigen Tagesstunden am ergiebigsten. Inzwischen ist in Deutschland bereits eine erstaunliche Photovoltaik-Leistung von 33 GW_{peak} installiert und eine Wind-Leistung von 32 GW_{peak}, zusammen also mehr, als in bedarfsschwachen Zeiten benötigt wird. Allerdings haben alle deutschen Solaranlagen bislang nie mehr als 70 Prozent der Gesamt-Nennleistung gleichzeitig eingespeist, und dies auch nur für kurze Zeit, weil offensichtlich nie alle Anlagen gleichzeitig optimal laufen (Abb. 4). Wir haben deshalb im Netz drei charakteristische Situationen:



Daten: ÜNB; R. Schuster, Driedorf, [5]

Abb. 2 (a) Die installierte Solarenergie-Kapazität ist in den letzten Jahren deutlich angestiegen, die tatsächliche Gesamtproduktion schwankt naturgemäß stark.¹⁾ (b) Ähnlich ist das Bild für die Gesamtproduktion der deutschen Windenergie-

anlagen: Die Windleistung ist ebenfalls stochastisch, lässt sich aber relativ gut meteorologisch prognostizieren. Die Maxima liegen in den windigen und kalten Monaten und sind unabhängig vom Sonnenstand.

¹⁾ Die Auflösung der Grafik reicht nicht aus, um den periodischen Produktionsausfall in den dunklen Stunden darzustellen.

- Meistens wird ein Mix aus EE-Strom und konventionell erzeugtem Strom ins Netz eingespeist.
- Bisweilen, etwa an sonnigen Feiertagen, kann bereits so viel EE-Strom zur Verfügung stehen, dass die konventionellen Kraftwerke kaum nötig wären – zumindest, wenn man nur die eingespeiste Gesamtleistung betrachtet. Allerdings verlangt die Stabilisierung der Frequenz sowie die Blindstromversorgung und die schnell abrufbare Regelleistung, dass weiterhin ausreichend viele konventionelle Kraftwerke mit rotierenden Generatoren am Netz verbleiben. Ihre großen Schwungmassen wirken dabei auch als kurzfristig frequenzstabilisierende Energiespeicher.
- Drittens muss bei fehlender Sonneneinstrahlung und Windstille fast der gesamte Strom konventionell erzeugt werden.

Ein konventioneller Kraftwerkspark bleibt deshalb unverzichtbar, doch leidet seine Wirtschaftlichkeit wegen ständig schwindender Auslastung und gleichzeitig fallenden Preisen. Davon sind die deutschen Gaskraftwerke wegen ihrer relativ hohen Brennstoffkosten besonders betroffen. Vor allem die Kosten bestimmen den Zuschlag an der Strombörse. Deshalb sind Gaskraftwerke in der Rangfolge der Produzenten am Energiemarkt weit abgeschlagen und können kaum noch liefern. Weil der Energiemarkt europaweit offen ist, werden auch die Gaskraftwerke im benachbarten Ausland bedrängt [5]. Das ist eine der Paradoxien der Energiewende, denn viele Gaskraftwerke wurden insbesondere auch zum Ausgleich der EE-Fluktuationen geplant und erbaut.

Die durch das EEG garantierte Vorrang-Einspeisung der fluktuierenden EE-Leistung beeinflusst den auf Stundenbasis gehandelten Energiepreis an der Energiebörse drastisch. Bei Leistungsüberschuss kann der Strompreis tendenziell bis auf null oder sogar auf negative Werte sinken, denn es gibt keinerlei einfache Möglichkeit, elektrische Energie zu vernichten. Man kann nur die Produktion abschalten, doch viele der konventionellen Kraftwerke laufen vernünftigerweise

mit ihrer Minimalleistung weiter, anstatt sie für eine nur sehr kurze Zeitspanne verschleißintensiv und unwirtschaftlich abzuschalten. Der überschüssige Strom geht dann für geringe Preise oder gar mit einer „Entsorgungsgebühr“, also einer Zuzahlung, an die Nachbarländer.

Der weitere Ausbau der EE-Stromerzeugung

Nunmehr wollen wir ein ernstes physikalisches Problem beim weiteren Ausbau der EE-Stromerzeugung betrachten. Wie erwähnt, beträgt die installierte Leistung der fluktuierenden Wind- und Solaranlagen bereits 65 GW, doch trugen sie im Jahr 2012 nur mit 11,9 Prozent zur Deckung des Bedarfs an elektrischer Energie bei.

Weil der Anteil der EE-Stromproduktion auf 40 Prozent bis 2020 und 80 bis 95 Prozent bis 2050 ansteigen soll [4], muss der weitere Ausbau überwiegend auf weiteren Photovoltaik- sowie auf neuen Windenergieanlagen an Land und offshore beruhen. Für zusätzliche Wasserkraftwerke scheint das Potenzial in Deutschland praktisch erschöpft. Auch eine nennenswerte Nutzung von Nahrungs- und Futterpflanzen (Mais, Raps) scheidet aus vielerlei Gründen aus. So müssen die für die Tierzucht benötigten Energieäquivalente dieser Futtermittel aus Drittländern importiert werden, was die damit verbundene Treibhausgas-Gesamtbilanz vollständig ruiniert. Obendrein sind die Mais-Monokulturen eher unerwünscht und die Energiebilanz einer Biogasverstromung ist im Vergleich zur Solarenergie oder gar Windenergie beklagenswert schlecht [5].

Nun sind die Preise neuer Photovoltaik-Anlagen in den letzten Jahren so drastisch gesunken, dass sich eine Kilowattstunde Strom selbst in Deutschland für ca. 10 Cent/kWh produzieren lässt [5]. Eine Dachanlage mit einer Peakleistung von 10 kW hat 2005 noch über 50 000 Euro gekostet, heute wird sie für ca. 20 000 angeboten. Seriöse Fachleute prognostizieren sogar noch weiter fallende Kosten bei realistischen Anlagen-Lebensdauern von 30 Jahren und erwarten bereits innerhalb des nächsten Jahrzehnts Werte von bis zu 5 Cent/kWh. Die attraktive Rendite einer EEG-geförderten Photovoltaik steht außer Frage, doch hat diese bereits ein Stadium erreicht, das eine weitere Förderung durch das EEG infrage stellt. Insbesondere für die Eigenversorgung rentieren sich die Anlagen auch ohne Einspeisevergütung, die derzeit ca. 19 Cent/kWh beträgt. Wegen der hohen Rendite betrug der Zubau an Solaranlagen in Deutschland im Vorjahr wiederum 7,6 GW_{peak}. Diese außerordentlich umfangreichen Investitionen beruhen allein auf persönlichen Einzelentscheidungen und sind bisher keiner koordinierten Netzplanung unterworfen. Sie verursachen häufig erhebliche Folgekosten für die notwendige Einbindung in das dafür zu ertüchtigende Verteilungsnetz.

Wie erwähnt, kann die Energieproduktion nur von Sonne und Wind mit einer installierten Leistung von

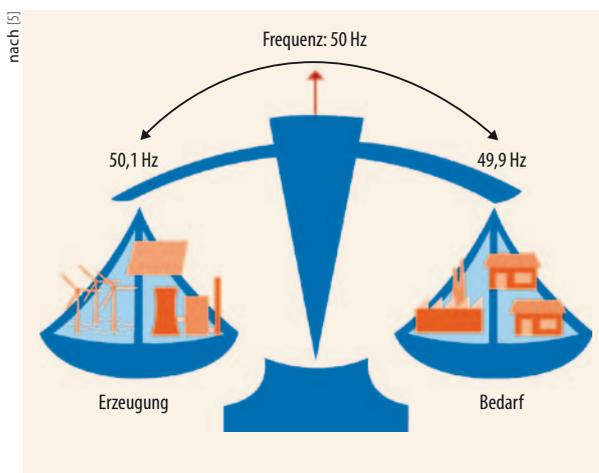


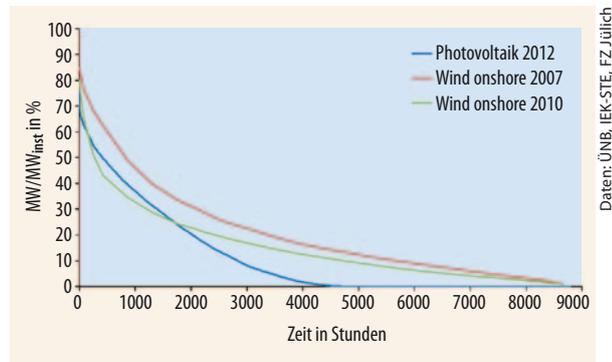
Abb. 3 Ein Ungleichgewicht von 2,5 GW innerhalb des europäischen Verbunds würde die Netzfrequenz um ca. 100 mHz verändern. Der gezielte Einsatz von Regelleistung erlaubt es bisher, die Frequenz in einem engen Band von ± 50 mHz um die Sollfrequenz von 50 Hz zu halten.

65 GW_{peak} bereits ausreichen, um den geringen Bedarf an Feiertagen für einige Stunden zu decken. Falls die Finanzierung und der Landschaftsschutz es zulassen, wäre ein umfangreicher weiterer Ausbau technisch kein Problem, denn potenzielle Flächen für Solar- und Windanlagen, insbesondere auf See, sind reichlich vorhanden. Darauf basiert auch die Studie des UBA [4]. Ein weiterer Ausbau muss allerdings dazu führen, dass bei starker Sonneneinstrahlung und kräftigem Wind immer häufiger mehr Strom als benötigt produziert wird. Wenn dies die Stabilität der Netze gefährdet, werden die Netzbetreiber zukünftig auch die Überschuss-Produzenten abschalten müssen, obwohl deren EE-Strom prioritär eingespeist werden muss. Als Konsequenz der gegenwärtig durch das EEG garantierten Einspeisevergütung, die sogar eine Entschädigung bei Nichtabnahme umfasst, würde der EE-Strom weiter verteuert. Es wäre physikalisch und ökonomisch sehr unbefriedigend, wenn eine EE-Überproduktion nicht mehr abgenommen werden könnte.

Gegenwärtig müssen sich die konventionellen Kraftwerke bereits häufigen Abschaltungen stellen und werden dadurch unwirtschaftlich. So hart es klingt, und so existenzbedrohend die Konsequenzen für die Arbeitsplätze der Mitarbeiter auch sind, so bleibt es doch das erklärte politische Ziel, auf die konventionellen Produzenten möglichst zu verzichten und sie kompromisslos aus dem Markt zu drängen. Gleichzeitig wird es als verantwortungslos kritisiert, wenn die Betreiber nunmehr unwirtschaftlich gewordene konventionelle Kraftwerke stilllegen möchten. Hinter diesem Paradoxon steht die Erfahrung, dass die plötzliche Abschaltung zahlreicher Kernkraftwerke im August 2011 im darauffolgenden Winter fast zu einem Blackout in Süddeutschland geführt hätte, weil die Stromerzeugung durch Photovoltaik in der dunklen Jahreszeit praktisch ausfällt und auch Windflauten immer wieder auftreten.

Wenn wir die Geschichte der Elektrifizierung betrachten, dann hat fast immer die momentane Nachfrage den Umfang der Stromproduktion bestimmt. Nur in Notzeiten musste sich die Nachfrage an einer unzureichenden Verfügbarkeit orientieren, etwa während der Stromabschaltungen in der Nachkriegszeit. In Friedenszeiten haben sich die Produzenten natürlich auch bemüht, das tägliche Bedarfsprofil ihrer Kunden zu beeinflussen, um es den Möglichkeiten der Kraftwerke und Netze anzupassen. Beispielsweise wurden deshalb um 1960 die Nachtstromspeicheröfen eingeführt und per Rundsteuersignal geschaltet. Auf diese Weise ließen sich die Kraftwerke gleichmäßiger auslasten. Nun aber ergibt sich die Herausforderung, eine nicht bedarfsgerechte, stark fluktuierende Stromproduktion möglichst sinnvoll zu nutzen. Dabei stehen wir vor einem Problem, das sich in den nächsten Jahren durch das politische Ziel einer EE-Stromerzeugung von über 80 Prozent in einem bisher nicht gekannten Ausmaß verschärfen wird.

Wir wollen die schwerwiegenden Konsequenzen des weiteren Ausbaus der Photovoltaik und Windenergie anhand des Wetterverlaufs vom Frühjahr 2013 exemplarisch veranschaulichen. Mit Hilfe einer Modellrech-



Daten: ÜNB, IEK-STE, FZ Jülich

Abb. 4 Weder Wind- noch Solarenergieanlagen können jemals die volle installierte Peakleistung einspeisen. Als Beispiel ist hier die jährliche Windstromernte (bezogen auf die installierte Leistung) in dem windigen Jahr 2007 und dem ruhigen Jahr 2010 zu sehen. Im Jahr 2012 ließen sich zu keiner Stunde mehr als 70 Prozent der gesamten installierten Photovoltaikleistung einspeisen. Nur für knapp 500 Stunden stand mehr als die Hälfte der installierten Leistung zur Verfügung.

nung für einen voll ausgebauten Produktionspark an Windparks und Sonnenstromanlagen für das Jahr 2050 lässt sich zeigen, welche extremen Über- und Unterproduktionen zu erwarten wären (Abb. 5). Die in diesem Szenario zu erwartenden enormen Produktionsschwankungen führen zu wesentlich gravierenderen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen als die derzeitige Einspeisung von fluktuierendem Ökostrom in ein relativ stabiles Netz. Derzeit steht noch eine ausreichende Anzahl von regelbaren Kraftwerken zur Verfügung, doch bereitet schon jetzt die Ausregelung von EE-Einspeisegradien von bis zu 1 GW innerhalb von 15 Minuten erhebliche Probleme für das Lastmanagement der Kraftwerke. Noch weiß niemand, wie die dargestellte hypothetische Netzsituation technisch überhaupt zu führen wäre.

Das Speicherproblem

Die Erfolgsgeschichte von Solar- und Windenergie muss sich unbedingt fortsetzen, doch wird allein die Ertüchtigung des Leitungsnetzes keineswegs ausreichen, um auch zukünftig eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Eine ausreichende Speicherkapazität, um Produktionsausfälle bei Photovoltaik und Windenergie zu überbrücken, erweist sich immer deutlicher als ein entscheidendes „Missing Link“ der deutschen Energiewende. Auf diesem Feld sind intensive Anstrengungen und Forschungsarbeiten erforderlich [5, 7]. Die 31 deutschen Pumpspeicherkraftwerke können dabei noch keine wesentliche Abhilfe bieten. Sie haben eine Gesamtkapazität von 40 GWh. Das entspräche dem Strombedarf von einer halben Stunde. Allerdings können ihre Generatoren zusammen nur 7 GW ans Netz liefern, um damit 10 Prozent des Gesamtbedarfs zu decken. Bei voller Turbinenleistung sind die Speicher nach sechs Stunden leer. Der Bedarf für weitere Pumpspeicherkraftwerke ist offensichtlich, doch fehlen deutsche Gebirgstäler – und auch die Akzeptanz

seitens der mit einem neuen Stausee konfrontierten Bevölkerung. Die Alpenländer sind in dieser Hinsicht in einer besseren Position. Es ist offen, ob sich zukünftig durch Druckluftspeicherung in einigen deutschen Salzkavernen die Gesamtbilanz der mechanischen Zwischenspeicherung von elektrischer Energie nennenswert verbessern lässt.

Batterien sind als Speicher von Kleingeräten und für die erhoffte Flotte von Elektroautos unverzichtbar, jedoch auf Netzebene um Größenordnungen zu klein und zu teuer. Dieses Problem zeigt sich bei den modernen Elektroautos: Ein typischer Akku mit einer Kapazität von 25 kWh kostet derzeit noch bis zu 10 000 Euro, kann aber nur elektrische Energie im Wert von wenigen Euro speichern. Andererseits könnte eine zukünftige Flotte von Millionen Elektroautos durchaus als steuerbare Verbraucher auftreten, um so überwiegend in produktionsstarken Zeiten aufgeladen zu werden, etwa während der Mittagszeit, wenn die Solarstromproduktion ein Maximum erreicht, oder bei einem hohen Windstromangebot.

Überschuss-Strom sinnvoll einsetzen

Zukünftig gilt es nicht nur, die erheblichen Produktionslücken der EE-Anlagen zu decken, sondern wir sehen uns zugleich der höchst erstaunlichen Situation gegenüber, dass die EE-Produzenten bisweilen ein Mehrfaches des Bedarfs liefern könnten. Natürlich kann man mit dem Überschuss-Strom direkt in den Wärmemarkt gehen, obwohl Heizwärme geringwertiger ist als elektrische Energie. Das könnte zu einer Wiederauferstehung der extern gesteuerten Nachtspeicheröfen und zusätzlich zu elektrisch beheizten Wassertanks zur Wärmebevorratung für Heizung und

Dusche führen. Als energetisch effektiver erweisen sich Wärmepumpen, doch fallen dafür höhere Investitionskosten an [1, 5].

Gegenwärtig beruhen alle unsere großen, technisch gebunkerten Energievorräte auf chemischen Energieträgern mit hoher Energiedichte wie Kohle, Öl und Erdgas. Es gibt inzwischen viele Konzepte, die einen Strom-Überschuss aus EE-Anlagen nutzen wollen, um damit riesige Elektrolyseanlagen zu betreiben. Dort würde Wasserstoff erzeugt, ein sehr wertvoller und speicherfähiger Grundstoff für die chemische Industrie. Zugleich ist Wasserstoff so vielfältig nutzbar, dass sich ein weites Feld technischer und wirtschaftlicher Synergien eröffnet [5, 7–9]. Beim Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen-Elektrofahrzeugen ist sogar mit einem Wirkungsgrad von bis zu 60 Prozent zu rechnen – etwa doppelt so hoch wie der Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren. Auch die „Rückverstromung“ von Wasserstoff in Gaskraftwerken ist technisch möglich. Wasserstoff lässt sich zu Methan oder zu Methanol weiter verarbeiten, um einen Flüssigkraftstoff zu gewinnen. Andere Pilotprojekte zielen auf die ökostrombasierte Erzeugung von „Ökomethan“, auch „Grüngas“, „Solargas“ oder „Windgas“ genannt, und dessen Einsatz in Erdgas-betriebenen Fahrzeugen. Damit können konventionelle Verbrennungsmotoren ganz ohne fossile Energieträger betrieben werden. In jedem Fall erscheint es als technisch und ökonomisch sinnvoll, den Einsatz von Überschuss-Strom für den Verkehrssektor zu optimieren, der derzeit fast vollständig von Mineralölprodukten abhängt. Man kann Wasserstoff oder Methan auch als Brenngas in das Erdgasnetz einspeisen. Energetisch ist es zwar unwirtschaftlich, Strom zuerst in Brenngas („Grünes Erdgas“) zu verwandeln, um ihn danach zu „verheizen“, doch ist Gas im Gegensatz zu Strom zumindest leicht speicher-

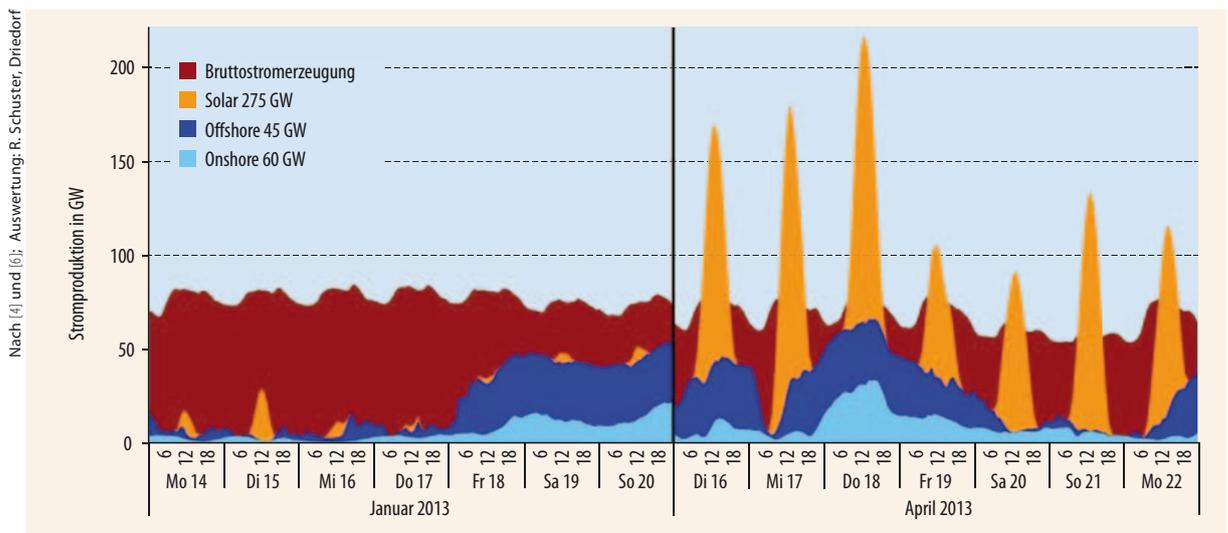


Abb. 5 Ein Szenario einer 2050 weitgehend ausgebauten EE-Stromproduktion, in Relation zu 2013 [4, 6]: Der deutschen Stromversorgung könnten allein an Photovoltaik insgesamt 275 GW_{peak} zur Verfügung stehen, unterstützt durch Windenergieanlagen von 45 GW (offshore) und 60 GW (onshore). Bei einer dunklen, windschwachen Wetterlage wie vom 14. bis 20. Januar 2013 müsste dann trotz der enorm ausgebauten Öko-

stromanlagen fast der gesamte Bedarf mit konventioneller Stromerzeugung (rot) gedeckt werden. Während solcher Perioden bliebe also ein leistungsfähiger konventioneller Kraftwerkspark als Lückenbüsser unverzichtbar, falls es nicht gelingt, neue Speichertechnologien zu entwickeln. Im Gegensatz dazu hätte die Ökostromproduktion vom 16. bis 22. April zeitweise beim Dreifachen des Bedarfs gelegen.

bar. All diese Beispiele betrachten jeweils umfangreiche neue Energieversorgungs- und Nutzungssysteme, deren „Rohstoffbasis“ EE-Überschuss-Strom (aus derzeit noch recht teuren Anlagen) bilden soll.

Die Suche nach einem Masterplan

Ein Problem der Energiewende scheint in der Komplexität zu liegen, wobei fluktuierende Stromerzeugung, Speicherung, Umwandlung, Energietransport durch Strom- oder Gasnetze, Abnahmesteuerung, Wärmemarkt und Verkehrssektor miteinander verknüpft werden müssten [9]. Besonders mutige Visionäre studieren bereits Szenarien mit Millionen von Elektroautos – um deren Akkus nicht nur mit EE-Strom aufzuladen, sondern sie auch stundenweise zur Stabilisierung des Stromnetzes anzuzapfen, sofern die Autos gerade untätig an einer Ladestation hängen.

In einer optimistischen Vision soll das Zusammenspiel vielfältiger großer und kleiner, zum Großteil privater Stromproduzenten, die bisweilen produzieren, bisweilen aber auf eine Versorgung aus dem Netz angewiesen sind, zu einem Volk von klugen, wohl-informierten und flexiblen Stromkunden führen, die voll vernetzte, programmier- und steuerbare „Smart Homes“ bewohnen. Sie alle sind angeschlossen an ein voll überwachtetes Niederspannungsnetz mit zahlreichen Steuerungsoptionen, das „Smart Grid“. Über das Smart Grid haben die Stromversorger auch Informationen über das Puzzle aller privaten Block-Heiz-Kraftwerke, Wind- und Solaranlagen im Land – und sie steuern auch die vielen Wärmepumpen, Stromheizkörper und die zahllosen aufzuladenden Akkus der privaten Elektroautos. Dabei sollten ihnen zuverlässige Vorhersagen für Temperatur, Wind und Wolken für die stündlichen Bedarfsprognosen zur Verfügung stehen.

Die mathematisch-physikalische Simulation eines solchen Systems ist sicher lösbar und die technische Machbarkeit eines „umfassend intelligenten“ Stromversorgungssystems lässt sich im Labormaßstab zeigen. Allerdings zieht der erforderliche gewaltige Umbau der Versorgungs- und Nutzungssysteme derzeit große ökonomische Sorgen nach sich – und obendrein die kritische Frage, in wie weit die Bevölkerung einen erforderlichen Wandel im alltäglichen Lebensstil mittragen würde. In der gegenwärtigen Situation kann man sicherlich nur vorsichtig und schrittweise vorgehen, denn ein Umbau des Stromversorgungssystems entspricht einer Operation am schlagenden Herzen:

■ Wir plädieren deshalb dafür, bei der ersten Säule der Energiewende, der EE-Stromproduktion, derzeit das Tempo zu drosseln. Man darf sich nicht von den Zahlen für neu installierte Peakpower blenden lassen, denn gegenwärtig bleibt der konventionelle Kraftwerkspark noch unverzichtbar, obwohl seine Produktion und Rentabilität ständig sinken.

■ Die zweite Säule, die Netze, ihre Ertüchtigung und ihre informationstechnische Aufrüstung, ist zeitlich bereits spürbar im Hintertreffen.

■ Die wichtige dritte Säule, der steuerbare Bedarf, die Speicherung und die Nutzung von Überschuss-Strom, die einen weiteren Ausbau der fluktuierenden Produktion sinnvoll ermöglichen würde, ist bisher vernachlässigt worden. Hier besteht der mit Abstand größte Forschungs- und Entwicklungsbedarf [5, 7, 9, 10].

Letztendlich darf man sich bei der Energiewende aber nicht nur auf den Umbau der Stromerzeugung konzentrieren. Der Mineralölbedarf für den Verkehr, der allgemeine Wärmebedarf, energetische Effizienzverbesserungen in allen Feldern und die zwischen getrennten Sektoren sich eröffnenden technischen und ökonomischen Synergien sind von vergleichbarer Bedeutung.

Die noch junge Energiewende erweist sich damit immer deutlicher als der Beginn einer umfassenden industriellen Revolution und als ein Jahrhundertprojekt, vergleichbar in vieler Hinsicht mit der Ersten und der Zweiten Industriellen Revolution. Wissenschaft und Technik müssen sich der Aufgabe widmen, die sich bisher nur schemenhaft abzeichnenden vielfältigen Herausforderungen und Chancen in ihrem vollen Umfang und ihrem komplexen Zusammenspiel zu betrachten, um wirtschaftlich attraktive und gangbare Lösungswege für die kommenden Dekaden zu erarbeiten und aufzuzeigen.

Literatur

- [1] Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energiesystem, DPG (2010): www.dpg-physik.de/veroeffentlichung/broschueren/studien
- [2] Ch. Buchal und Ch.-D. Schönwiese, Klima, MIC-Verlag, Köln (2012)
- [3] vgl. die Veröffentlichungen des Bundesumweltministeriums: www.bmu.de/themen/klima-energie
- [4] www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050
- [5] Ch. Buchal, P. Wittenberg und D. Oesterwind, Strom – Die Gigawatt-Revolution, MIC-Verlag, Köln (2013)
- [6] www.transparency.eex.com
- [7] Energiespeicher für die Energiewende, Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Studie der ETG im VDE (2012): www.vde.com/etg
- [8] www.powertogas.info
- [9] D. Stolten und V. Scherer (Hrsg.), Transition to Renewable Energy Systems, Wiley-VCH, Weinheim (2013)
- [10] D. MacKay, Sustainable Energy – Without the Hot Air: www.withouthotair.com (mit Link zur deutschen Übersetzung)

DIE AUTOREN

Achim Bachem hat Mathematik und Physik studiert und war u.a. Professor für Angewandte Mathematik an den Universitäten Erlangen-Nürnberg und Köln sowie Vorstandsmitglied des DLR, bevor er 2006 Vorsitzender des Vorstands des Forschungszentrums Jülich wurde.



Christoph Buchal (FV Physik sozio-ökonomischer Systeme und Dielektrische Festkörper) ist Physiker am Peter-Grünberg-Institut des Forschungszentrums Jülich und an der Universität zu Köln. Er hat mehrere Sachbücher zu Energieversorgung und Klima verfasst, zuletzt das Buch „Strom“, das 2013 erschienen ist.

