

Die Zukunft der EEG-Umlage – weiter auf verfassungswidrigen Wegen?

Gerrit Manssen

Die Finanzierung der sog. Energiewende erfolgt im Wesentlichen über die EEG-Umlage. Sie wird seit dem 1.1.2010 bundeseinheitlich für das jeweilige Jahr von den Netzbetreibern festgelegt, pro kWh Stromverbrauch von den Stromversorgern erhoben und an die Stromkunden weitergegeben. Dies entspricht in der rechtlichen Gestaltung in wesentlichen Punkten dem vom Bundesverfassungsgericht als verfassungswidrig verworfenen früheren Kohlepfennig. Es müssen deshalb Überlegungen angestellt werden, wie das derzeit verfassungswidrige System der EEG-Umlage durch ein verfassungsmäßiges System zur Finanzierung erneuerbarer Energien ersetzt werden kann.

Das von der Bundesregierung nach der Katastrophe von Fukushima entwickelte Konzept der Energiewende sieht vor, innerhalb von zehn Jahren aus der Atomkraft auszuweichen [1]. Die Abschaltung der Kernkraftwerke soll durch einen starken Ausbau der regenerativen Energien ausgeglichen werden, deren Marktanteil auf 35 bis 40 % steigen soll. Strom aus regenerativen Energiequellen ist aber auch in absehbarer Zukunft nicht zu Marktpreisen zu produzieren. Seit 1990 hat sich deshalb ein System etabliert, das es Anlagenbetreibern gleichwohl ermöglicht, erzeugten Strom abzusetzen. Die örtlichen Netzbetreiber werden verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und zu bestimmten, gesetzlich festgeschriebenen Sätzen zu vergüten.

Gegen diese Form der Förderung der erneuerbaren Energien wurden anfangs erhebliche verfassungswidrige Einwände erhoben [2]. Dies blieb jedoch letztlich ohne Folgen. Konkrete Normenkontrollanträge nach Art. 100 Abs. 1 GG von einzelnen Gerichten der ordentlichen Gerichtsbarkeit beim Bundesverfassungsgericht wurden als unzulässig zurückgewiesen. Dies wurde als Hinweis darauf verstanden, dass das Gericht keine verfassungsrechtlichen Bedenken gegen diese Form der Förderung hatte [3]. Danach ist die verfassungsrechtliche Diskussion weitgehend erlahmt.

Verfassungsrechtliche Einwände gegen die EEG-Umlage

Das Fördersystem ist allerdings in der Folgezeit vom Gesetzgeber vielfach ausgebaut und verfeinert worden. Ein entscheidender Schritt erfolgte durch die sog. neue Wäl-



zung, die zum 1.1.2010 eingeführt wurde [4]. Während bis dahin ein System der Preis- und Abnahmegarantie für Strom aus erneuerbaren Energien bestand, ist nunmehr eine transparentere und einfacher zu handhabende Umlagefinanzierung eingeführt worden (§ 37 Abs. 2 EEG). Die Defizite, die bei den Netzbetreibern bei der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien in einem Jahr prognostisch entstehen werden, werden nach den Vorgaben der Ausgleichsmechanismusverordnung [5] kalkuliert und auf den voraussichtlichen Stromverbrauch umgelegt.

Während früher die Kosten, die für die erneuerbaren Energien bei den Verbrauchern anfielen, von Stromanbieter zu Stroman-

bieter divergierten, gibt es mittlerweile eine bundeseinheitliche Umlage pro kWh verbrauchten Stroms (EEG-Umlage). Die Festlegung erfolgt unter Aufsicht der Bundesnetzagentur. Die Netzbetreiber haben einen entsprechenden Anspruch auf die EEG-Umlage gegen die Stromversorger (§ 37 Abs. 2 EEG), die wiederum nach der Absicht des Gesetzgebers diese Kosten als durchlaufenden Posten an die Stromverbraucher weitergeben (§ 53 EEG).

Diese Form der Förderung der erneuerbaren Energien entspricht der Förderung der Verstromung deutscher Steinkohle durch den sog. Kohlepfennig. Diese 1994 vom Bundesverfassungsgericht für verfassungswidrig erklärte Umlage [6] funktionierte in weitge-

hend ähnlicher Weise. Die Stromversorger hatten als Abgabeschuldner eine Abgabe pro kWh verkauften Strom an einen staatlichen Fonds zu leisten; Träger der Abgabe waren allerdings die Kunden, die diese Abgabe auf ihrer Stromrechnung wiederfanden.

Nach vollkommen zutreffender Auffassung des Bundesverfassungsgerichts lag eine sog. Finanzierungs-sonderabgabe vor. Solche Abgaben dürfen zum Schutz der Finanzverfassung (Prinzip des Steuerstaates) nur in sehr engen Grenzen erhoben werden. Insbesondere dürfen nur solche Gruppen zu einer Finanzierungs-sonderabgabe herangezogen werden, die eine besondere Finanzierungsverantwortung für die zu erfüllende Aufgabe trifft. Es war und ist jedoch nicht die Verantwortung der Stromkunden, ein bestimmtes System der Energieerzeugung (damals die Verstromung von deutscher Steinkohle) abzusichern. Prägnant wurde vom Gericht formuliert: „Das Interesse an einer Stromversorgung ist heute so allgemein wie das Interesse am täglichen Brot. Die Befriedigung eines solchen Interesses ist eine Gemeinwohlaufgabe des Parlaments, das Finanzierungsinstrument die Gemeinlast der Steuern“ [7]. Diese Aussage hat nach wie vor Gültigkeit. Es liegt auch heute nicht in der Verantwortung der Stromkunden, die Energiewende zu finanzieren. Nötig wäre eine Steuerfinanzierung.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen dem früheren Kohlepennig und der heutigen EEG-Umlage besteht allerdings. Das Aufkommen aus dem Kohlepennig floss in einen staatlichen Fonds, der dann die Bergbaubetriebe unterstützte. Die EEG-Umlage verbleibt hingegen im privaten Bereich. Das System basiert auf privatrechtlichen Ansprüchen zwischen Anlagenbetreibern, Stromversorgern, Netzbetreibern und Stromverbrauchern. Dieser Unterschied vermag eine abweichende verfassungsrechtliche Bewertung aber letztlich nicht zu rechtfertigen.

Es ist verfassungsrechtlich zulässig und nicht ungewöhnlich, dass der Staat zur Erfüllung staatlicher Aufgaben Private einschaltet (bspw. die Arbeitgeber bei der Abführung von Lohnsteuer und Sozialversicherungsabgaben der Arbeitnehmer). Die Energiewende ist – unbestritten – eine

öffentliche Aufgabe. Zur Abwicklung der Finanzierung werden Private (örtliche Stromversorger und Netzbetreiber) eingeschaltet. Diese verfolgen damit nicht ihre privatwirtschaftlichen Interessen, sondern werden vom Staat „in Dienst genommen“. Die Stromkunden sollen für die öffentliche Aufgabe des Ausbaus der regenerativen Energien zahlen. Dies stellen die privaten Stromversorger für den Staat sicher, der sich so die Einschaltung eigener Behörden weitgehend sparen kann.

Dass der Staat darauf verzichtet, selbst das Geld „in die Hand“ zu bekommen, kann wertungsmäßig keine Rolle spielen. Die Höhe der Einnahmen wird vom Gesetzgeber vorgegeben. Was mit den Einnahmen zu geschehen hat, ist gesetzlich vorschrieben. Sie dienen ausschließlich dazu, die Defizite aus der Vermarktung von erneuerbaren Energien zu decken. Die Finanzierung der erneuerbaren Energien folgt von der Produktion bis zum Verbrauch gesetzlichen Bestimmungen, die den Geldfluss auf die dritte Stelle nach dem Komma eurocentgenau bestimmen. Es gibt keinen relevanten privatautonomen Gestaltungsspielraum der beteiligten Privaten. Die EEG-Umlage lässt sich deshalb nur als öffentliche Abgabe ansehen, nicht als Preisregelung für private Transaktionen.

Weitere verfassungsrechtliche Bedenken gegen das derzeitige System kommen hinzu. Ohne eine unmittelbare Einbindung des Haushaltsgesetzgebers werden derzeit ca. 17 Mrd. € an EEG-Vergütungen an die Anlagenbetreiber geleistet. Abzüglich der Vermarktungserlöse verbleibt ein Defizit von 12,7 Mrd. €, das über die EEG-Umlage zu decken ist. Dies ist deutlich mehr als der gesamte – politisch so umstrittene – Länderfinanzausgleich, dessen Wirkungen durch die EEG-Umlage teilweise konterkariert werden. So erwirtschaftet Bayern im System der EEG-Umlage einen Überschuss von ca. 1 Mrd. €, Nordrhein-Westfalen ein Defizit von ca. 1,3 Mrd. € [8]. Auch unter sozialstaatlichen Gesichtspunkten ist das derzeitige System verfassungsrechtlich kaum mehr haltbar. Ein großer Teil der EEG-Umlage fließt in die Taschen von Investoren und Hausbesitzern, die in Solaranlagen investiert haben. Bezahlt wird dies ohne irgendeine sozialstaatliche Komponente von

allen Stromverbrauchern, von der Industrie bis zu den Hartz-IV-Empfängern.

Rechtspolitische Kritik an der EEG-Umlage

Trotz der dargestellten erheblichen verfassungsrechtlichen Bedenken gegen die EEG-Umlage ist nicht zu erwarten, dass der Gesetzgeber das bisherige System ändern wird. Zunächst ist es für die Politik außerordentlich bequem, eine zentrale Zukunftsaufgabe wie die Energiewende ohne zusätzliche Belastungen für den Bundeshaushalt zu finanzieren. Die EEG-Umlage erspart dem Gesetzgeber die Suche nach neuen Finanzierungsquellen und Einsparungsmöglichkeiten an anderer Stelle. Zum Zweiten hat der Gesetzgeber im System der EEG-Umlage die Möglichkeit, die Belastung durch die EEG-Umlage zu steuern, ohne durch das Beihilfenverbot des EU-Rechts (Art. 107 AEUV) gestört zu werden. Er kann energieintensive Betriebe aus der EEG-Umlage herausnehmen oder für sie die Umlage begrenzen, was er in zunehmendem Maße tut (§§ 40-44 EEG). Er belastet damit zwar die anderen Stromverbraucher, die eine umso höhere EEG-Umlage zu leisten haben; dies ist politisch aber angesichts der Sympathie, die das Projekt Energiewende genießt, verkraftbar. Vor allem liegt aber nach der PreussenElektra-Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs [9] in der EEG-Umlage keine Beihilfe, da unmittelbar keine staatlichen Mittel zum Einsatz kommen.

Diese Rechtsprechung des Gerichtshofs ist zwar im Ergebnis wenig überzeugend, weil sie nationalstaatlichen Umgehungsstrategien für das Beihilfenverbot Tür und Tor öffnet [10]. Eine Änderung der Rechtsprechung ist allerdings derzeit nicht in Sicht. Den politisch und europarechtlich bequemsten Weg der Finanzierung der Energiewende über die EEG-Umlage wird der Gesetzgeber daher aus eigenem Antrieb nicht aufgeben.

Die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage verursacht erhebliche weitere Kollateralschäden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz etabliert eine Art Selbstbedienungsladen. Die Investoren entscheiden, wo sie welche Anlagen errichten. Vor allem werden landauf landab Solaranlagen errichtet, die nahezu die Hälfte

te der 17 Mrd. € EEG-Umlage in Anspruch nehmen (ca. 8,1 Mrd. €), jedoch nur in geringem Umfang zur Energieerzeugung beitragen (unter 5 % des Gesamtstrombedarfs).

Die Mittelverwendung erfolgt damit energiepolitisch vollkommen ineffizient. Die Kosten für den Stromverbraucher, die sich heute unmittelbar in der EEG-Umlage ausdrücken, steigen deshalb jährlich kräftig an. Die Strompreiserhöhungen der letzten Jahre waren weitgehend auf die EEG-Umlage zurückzuführen, vor allem seit 2009. Die Umlage wird dadurch zu einem relevanten Standortnachteil für die deutsche Wirtschaft. Zwar bleiben besonders energieintensive Betriebe weitgehend von der Umlage ausgenommen (§§ 40-44 EEG). Viele mittelständische Unternehmen, die nicht in den Genuss dieser Sonderregelung kommen, sondern die Verschonung der anderen mitfinanzieren müssen, sehen sich jedoch relevanten Nachteilen im internationalen Wettbewerb ausgesetzt. Es fehlt zudem an einer sinnvollen Koordination von Anlagenbau und Netzausbau.

Da der politische Wille für den Umbau des bisherigen Umlagesystems fehlt, bleibt den durch die ständig steigende EEG-Umlage besonders in Bedrängnis geratenen mittelständischen Unternehmen derzeit nur der Weg über die Gerichte. Es bildet sich mittlerweile eine Verweigerungsfront im Hinblick auf die Umlage. Das Ziel besteht darin, über eine Richtervorlage eines ordentlichen Gerichts nach Art. 100 Abs. 1 GG oder – nach rechtskräftiger Verurteilung zur Zahlung der Umlage – über eine Verfassungsbeschwerde eine Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zu erreichen. Nimmt das Gericht seine Maßstäbe aus der Entscheidung zum Kohlepfennig

weiter ernst, wird es die EEG-Umlage für verfassungswidrig erklären müssen.

Grundlagen eines verfassungsmäßigen Fördersystems für erneuerbare Energien

Es besteht deshalb Anlass, sich Gedanken über eine verfassungskonforme Ersetzung des bisherigen Systems zu machen. Sollte die EEG-Umlage kippen, müsste – erneut analog zum Kohlepfennig – eine Steuerfinanzierung an ihre Stelle treten. Zunächst müsste aus Vertrauensschutzgründen die Finanzierung der bereits errichteten Anlagen abgesichert werden. Dann würde sich aber die Chance ergeben, durch Subventionen für den Anlagenbau die Energiewende konstruktiv zu gestalten, statt sie wie bisher den offensichtlichen Fehlentwicklungen des Selbstbedienungssystems des EEG zu überlassen. Investoren könnten durch einmalige Zuschüsse zum Bau der Anlagen in die Lage versetzt werden, zu Marktpreisen erneuerbare Energie anzubieten. Insbesondere böte ein Subventionsgesetz die Möglichkeit, einen vernünftigen Energiemix sicherzustellen. So wichtig die Solarenergie aus politischer Perspektive sein mag: Derzeit treibt vor allem sie die EEG-Umlage in die Höhe.

Die Refinanzierung des nötigen finanziellen Aufwandes könnte so erfolgen, wie dies der Haushalts- und Steuergesetzgeber für sinnvoll erachtet. In Betracht kommt – wieder wie beim Abschied vom Kohlepfennig – eine Erhöhung der Stromsteuer [11]. Ein Irrtum wäre es allerdings zu meinen, damit würde sich im Ergebnis nichts ändern, weil nur die EEG-Umlage durch eine höhere Stromsteuer ersetzt würde. Ein Subventionsgesetz für den Anlagenausbau macht den nötigen Finanzaufwand berechenbar.

Die für die Energiewende nötigen Mengen an erneuerbarer Energie lassen sich durch einen besseren Energiemix besser und billiger erreichen. Und schließlich kämen auch die zuletzt erheblich ausgebauten Sonderregelungen für die energieintensiven Betriebe auf den Prüfstand. Denn eine teilweise Verschonung von einer möglicherweise neu erhobenen oder erhöhten Steuer wäre eine Beihilfe, die die EU-Kommission mit kritischen Augen betrachten würde. Dies lässt nur ein Fazit zu: Die Zukunft der EEG-Umlage muss ihre Abschaffung sein.

Anmerkungen

- [1] Bundestagsdrucksache 17/6247, S. 1.
- [2] Vgl. Arndt, W.: Zur finanzverfassungsrechtlichen Zulässigkeit subventionierender Vergütungen nach dem Stromeinspeisungsgesetz vom 7.12.1990, RdE 1995, 41.
- [3] Siehe ausführlicher Manssen, G.: Die EEG-Umlage als verfassungswidrige Sonderabgabe, DÖV 2012, 499.
- [4] Siehe zunächst die Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17.7.2009, BGBl. I, S. 2101. Siehe heute §§ 35–37 EEG.
- [5] In der Fassung des Gesetzes vom 28.7.2011, BGBl. I, S. 1634.
- [6] BVerfG, Beschluss vom 11.10.1994, E 91, 186.
- [7] BVerfG, a. a. O., 206.
- [8] Nähere Nachweise bei Manssen, G., a. a. O. (Fn. [3]), 503.
- [9] EuGH, Urteil vom 13.3.2001, C 379-98, EuGH 2001, I-2099.
- [10] Siehe Koenig, C./Kühling, J., Das PreussenElektra Urteil des EuGH: Freibrief für Abnahme- und Vergütungspflichten in der Energiewirtschaft, NVwZ 2001, 768.
- [11] Gröpl, C.: Vom „Kohlepfennig“ zur Stromsteuer: Was hat sich geändert?, DÖV 2001, 199.

*Prof. Dr. G. Manssen, Fakultät für Rechtswissenschaft, Universität Regensburg
gerrit.manssen@jura.uni-regensburg.de*



ENERGIENEWS ONLINE: www.et-energie-online.de

Übertragungsnetzausbau für die Energiewende

Albert Moser, Christian Linnemann und Christian Kraemer

Der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) wie auch der Ausstieg aus der Kernenergie erfordern einen Netzausbau im Übertragungsnetz, den die dena-Netzstudie II bereits im Jahr 2010 mit ca. 3 600 km an neuen Trassen für einen EE-Anteil an der Stromerzeugung von 39 % quantifiziert hatte. Gleichzeitig verlangsamen oder verhindern Vorbehalte in der Bevölkerung den Netzausbau. Im Zuge der Energiewende gilt es also, den Netzausbau im Übertragungsnetz zu beschleunigen, um die ehrgeizigen Ziele der Energiewende ohne Gefährdung der Netzstabilität und Systemsicherheit zu erreichen.

Gesetzlicher Rahmen

Um den erforderlichen Netzausbau voranzubringen, greift die Bundesregierung an zwei Hebeln an: Einerseits über die Entwicklung eines Netzentwicklungsplanes (NEP) nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [1] mit möglichst großer Beteiligung der Öffentlichkeit, um frühzeitig eine Akzeptanz für den Netzausbau zu erreichen. Der NEP geht in einen Bundesbedarfsplan über, der vom Gesetzgeber verabschiedet wird und für alle hierin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf verbindlich für eine nachfolgende Planfeststellung festlegt. Andererseits über einen beschleunigten Netzausbau nach dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Höchstspannungsnetz (NABEG) [2], welches für länder- und grenzüberschreitende Leitungen eine Bundesfachplanung und eine Planfeststellung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) vorsieht.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellen demnach zunächst jährlich einen

Szenariorahmen, den die BNetzA mit der Öffentlichkeit konsultiert und unter Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung genehmigt. Der Szenariorahmen enthält mindestens drei Szenarien zu Erzeugung, Verbrauch und Austausch mit anderen Ländern, die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darstellen.

Die ÜNB erstellen danach auf Grundlage des Szenariorahmens einen Entwurf zum NEP, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, enthält. Für alle Maßnahmen ist ein Zeitplan auszuweisen.

Die ÜNB müssen der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung zu diesem Entwurf geben. Dem NEP müssen sie eine zusammen-

fassende Erklärung über die Art und Weise, wie die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligungen berücksichtigt wurden, beifügen. Nachdem die BNetzA den NEP geprüft hat, beteiligt auch sie betroffene Behörden und die Öffentlichkeit. Die BNetzA bestätigt den NEP unter Berücksichtigung der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung und übermittelt ihn mindestens alle drei Jahre der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan.

Dieser Prozess wurde erstmals für den NEP 2012 durchgeführt. Am 15.8.2012 haben die ÜNB der BNetzA den Entwurf zum NEP 2012 übergeben [3]. Die BNetzA prüft zur Zeit den NEP. Die Öffentlichkeit kann noch bis zum 2.11.2012 Stellungnahmen bei der BNetzA abgeben. Für den NEP 2013 ist dieser Prozess ebenfalls gestartet. Seit Juni 2012 liegt ein Entwurf der ÜNB für einen aktualisierten Szenariorahmen vor [4].

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012

Der Szenariorahmen [5] weist drei Szenarien für das Jahr 2022 auf, die die Namen A, B und C tragen, wobei das Szenario B als sog. wahrscheinliches Szenario auch einen Ausblick ins Jahr 2032 aufweist. Die einzelnen Szenarien orientieren sich an den Zielen der Bundesregierung, der Bundesländer und für die geplanten Ausbauten konventioneller Kraftwerke auch an den Planungen der Erzeugungsunternehmen (Abb. 1).

Kernenergieausstieg und ein EE-Ausbau ist allen Szenarien gemeinsam. Szenario A unterstellt einen verzögerten EE-Ausbau bei gleichzeitigem Zubau von Kohlekraftwerken. Szenario B stellt hinsichtlich des EE-Ausbaus das wahrscheinliche Szenario dar und unterstellt einen Zubau von Erdgaskraftwerken. Szenario C stellt bezüglich

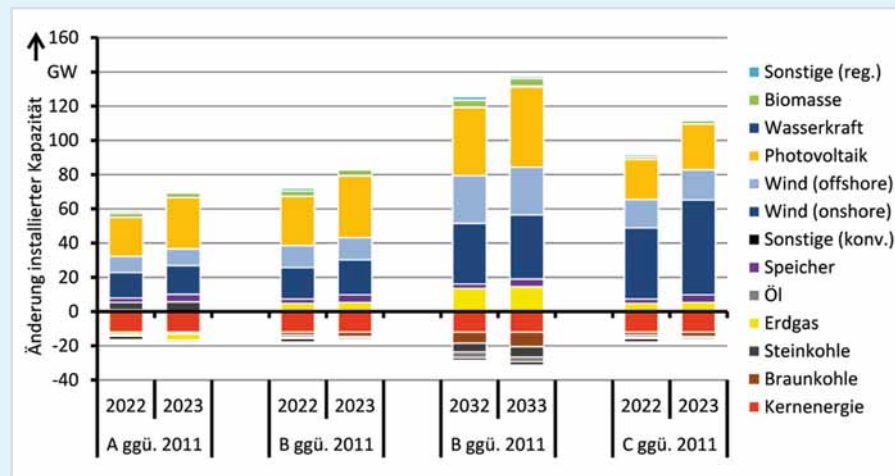


Abb. 1 Entwicklungspfade für die Erzeugungskapazitäten im genehmigten Szenariorahmen 2012 und im Entwurf des Szenariorahmens 2013

des EE-Ausbaus das optimistischste Szenario dar und basiert auf den Planungen der Bundesländer mit der Folge, dass Onshore-Windenergie eine größere Bedeutung als im Szenario B hat. Auch im Szenario C wird ein Zubau von Gaskraftwerken unterstellt.

Der Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2013 führt den Szenariorahmen für den NEP 2012 allerdings mit deutlichen Zuwächsen, insbesondere bei der solaren Strahlungsenergie sowie im Szenario C zusätzlich bei der Onshore-Windenergie, fort (Abb. 2).

Die Nachfrage und Höchstlast wurden für alle gewählten Szenarien als gegenüber heute unverändert angenommen. Für die Annahmen zum europäischen Ausland wurde auf den Scenario Outlook & Adequacy Forecast der ENTSO-E [6] zurückgegriffen.

Ein Vergleich von historischer Entwicklung und Annahmen im Szenariorahmen offenbart, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie den Annahmen für den NEP 2012 hinterherhinkt, während das Wachstum für die solare Strahlungsenergie diese stark übertrifft. Daher ist ein Szenario, in dem zukünftig die PV-Anlagen wie bisher weiter ungebremst ausgebaut werden und die Offshore-Windenergienutzung weiter hinter den Planungen zurückbleiben, nicht auszuschließen. Ein derartiges Szenario ist zur Zeit nicht Bestandteil des Szenariorahmens, auch wenn mit diesem ein anders gearteter Netzausbaubedarf verbunden wäre.

Die Szenarien definieren nur installierte EE-Erzeugungskapazitäten und lassen offen, für welches Dargebot, z. B. Starkwindjahr oder mittleres Windjahr, das Übertragungsnetz ausgelegt werden sollte.

Die Szenarien stellen – für die Netzausbauplanung eher untypisch – eine Zeitpunktbeurteilung dar. Zeiträumliche Betrachtungen sind hier vor dem Hintergrund der hohen Lebensdauern der Betriebsmittel üblich. Der Ausblick für das wahrscheinliche Szenario auf eine 20-jährige Vorschau lässt in geringem Maße eine Zeiträumliche Betrachtung zu; fraglich bleibt, ob die dabei gewonnen Erkenntnisse in den Bundesbedarfsplan eingehen werden, oder ob dieser sich ausschließlich an der 10-jährigen Vorschau orientiert.

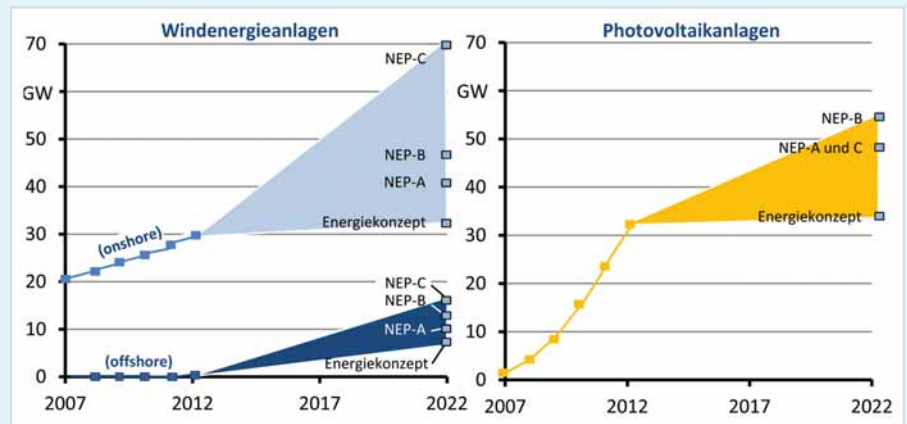


Abb. 2 Bisherige und erwartete Entwicklung der Windenergie- und PV-Anlagen nach dem Szenariorahmen für den NEP 2012

Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle

Der erforderliche Netzausbau im deutschen Übertragungsnetz ist eine direkte Folge der Einspeisungen aller Kraftwerke und der Entnahme aller Verbraucher an allen deutschen Netzknoten sowie des Stromaustauschs mit benachbarten Ländern. Die Gesamtheit aller knotenscharfen Einspeisungen, Lasten und Stromaustausche zu einem Zeitpunkt werden Netznutzungsfälle genannt. Je nach Einspeise- und Verbrauchssituation in Europa ergeben sich unterschiedlichste Netznutzungsfälle, von denen allerdings nur wenige Extremfälle für den Netzausbau auslegungsrelevant sind. Der Szenariorahmen definiert aber nur die installierten Kapazitäten je Erzeugungstechnologie sowie die Gesamtlast.

Es gilt also, den Szenariorahmen in Netznutzungsfälle zu überführen und insbesondere dabei die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle zu erfassen. Früher war es üblich, zwei Netznutzungsfälle für Starklast und Schwachlast zu analysieren. Heute ergeben sich durch die Kombination verschiedener Lastfälle mit möglichen EE-Einspeisungen, zumal im europäischen Fokus, eine sehr hohe Anzahl zu betrachtender Netznutzungsfälle. Im Rahmen des NEP hat man daher die Netznutzung für ein ganzes Jahr im Stundenraster herangezogen, d. h. 8 760 Netznutzungsfälle betrachtet, um so gleichermaßen zuverlässig wie nachvollziehbar die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle einzuschließen. Die 8 760 Netznutzungsfälle können aus diesen Kapazitäten nicht direkt ermittelt werden:

- Insbesondere Windenergie- und PV-Einspeisung sind dargebotsabhängig; hier muss deren gesamte Einspeisung knotenscharf entsprechend den bekannten oder geschätzten Kapazitäten je Netzknoten und unter Nutzung von Wetterzeitreihen – üblicherweise einer historischen – auf jeden Netzknoten aufgeteilt werden (Regionalisierung).

- Wärmegeführte KWK-Einspeisung und Verbrauch sind nachfrageabhängig; hier ist die gesamte KWK-Einspeisung bzw. die gesamte Last knotenscharf entsprechend den bekannten oder geschätzten KWK-Kapazitäten bzw. Lasten je Netzknoten unter Nutzung von Nachfrageganglinien auf jeden Netzknoten aufzuteilen.

- Der Einsatz stromgeführter KWK-Anlagen und Kraftwerke wird dagegen durch die Märkte bestimmt. Hier muss die markt-basierte Einsatzentscheidung der europäischen Erzeugungseinheiten zur Deckung von Residuallast und Reserve simulativ für ein ganzes Jahr nachgebildet werden („Marktsimulation“). Der europäische Fokus liefert dabei implizit die Stromaustausche mit den Nachbarländern.

Bei der Marktsimulation sind die technischen Randbedingungen von mehreren Tausend Erzeugungseinheiten und Speichern zu berücksichtigen, um technisch gültige und damit realistische Fahrpläne für Erzeugungseinheiten zu erhalten. Zu diesen zählen Mindestzeiten und -leistungen thermischer Kraftwerke, Zwangseinsätze z. B. für wärmegeführte KWK-Anlagen, Bereitstellung und Nachfragedeckung der Regelleistung, Lastdeckung sowie begrenzt-

te Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten. Wesentlich ist die korrekte Modellierung von hydraulischen Kraftwerken, insbesondere von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken sowie ggf. ihrer Vernetzung zu hydraulischen Gruppen.

Die Nachbildung der gekoppelten europäischen Märkte kann dabei unter Annahme eines vollkommenen Marktes und damit der Prämisse der Erzeugungskostenminimierung durchgeführt werden. Genutzt wurde ein Fundamentalmodell für den Betrachtungszeitraum eines Jahres im Stundenraster [7].

Es bestehen Freiheitsgrade in der Marktsimulation, die nicht durch den Szenariorahmen vorgegeben sind, aber dennoch für die erforderliche Transparenz als Ergänzung zum Szenariorahmen öffentlich konsultiert werden sollten. Die Bemühungen der BNetzA um eine konsolidierte und öffentliche Kraft-

werksliste sind hierzu ein wichtiger Schritt, der mit dem Ziel akzeptierter Eingangsdaten für Markt- und Netzsimulationen auch auf Europa – gegebenenfalls in reduziertem Detailgrad – ausgedehnt werden könnte.

Kriterien für die Netzausbauplanung

Nach den Regelungen für den NEP im EnWG ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb das zentrale Kriterium für die Auslegung des Übertragungsnetzes. Aus den allgemeinen Regelungen im EnWG folgt dann auch die Wirtschaftlichkeit als weiteres Kriterium. Schließlich lässt sich aus der geforderten breiten Öffentlichkeitsbeteiligung die Akzeptanz als drittes Kriterium ableiten. Diese Kriterien sind oft zu einer Kompromisslösung abzuwägen, wobei die Netzsicherheit nicht zu Gunsten der Wirtschaftlichkeit oder Akzeptanz aufgeweicht werden kann.

Das übliche Kriterium für einen ausreichend sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ist das (n-1)-Kriterium [8]. Dieses besagt, dass nicht nur im ungestörten Betrieb, sondern auch nach Ausfall eines Betriebsmittels (Transformatoren, Stromkreise, kritische Sammelschienen oder Leitungen) kein anderes Betriebsmittel überlastet wird, alle Spannungen im betrieblich zulässigen Bereich verbleiben und die Stabilität (transiente Stabilität, statische Stabilität, Spannungsstabilität) des Systems gewahrt bleibt. Üblich ist dabei, derartige Einfachausfälle mit kritischen Kraftwerksausfällen zu kombinieren.

Dem (n-1)-Kriterium liegt die Annahme zugrunde, dass der Wirkungsbereich eines Betriebsmittelausfalls beschränkt und die Wahrscheinlichkeit eines solchen gering ist, so dass der gleichzeitige Ausfall zweier Betriebsmittel mit überlappenden Wirkungsbereichen so unwahrscheinlich ist, dass dieser nicht bei der Auslegung berücksichtigt werden muss.

Ein Netzausbau mit langen HGÜ-Leitungen, gegebenenfalls sogar aus Akzeptanzgründen mit Zwischenverkabelungen, gibt jedoch Anlass, für derartige Leitungen die Anwendung des (n-1)-Kriteriums zu hinterfragen. Da der Wirkungsbereich eines HGÜ-Leistungsausfalls aufgrund der großen Übertragungsentfernung großräumig ist und die Ausfalldauern im Falle von Fehlern in Zwischenverkabelungen länger sind (siehe Abb. 3), steigt die Wahrscheinlichkeit, dass während des Ausfalls einer HGÜ-Leitung in deren Wirkungsbereich ein weiteres Betriebsmittel ausfällt. Diskutiert werden sollte, ob man für HGÜ-Leitungen, insbesondere bei nennenswerten Zwischenverkabelungen, höhere Redundanzanforderungen als beim (n-1)-Kriterium anlegen muss.

Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz führen schließlich auch auf die ganz grundsätzliche Frage, welche Übertragungseinsparungen durch Netzausbau und welche nur durch Redispatch behoben werden sollten. Entsprechend der für viele EE-Anlagen im Jahre 2022 nach wie vor gesetzlich gültigen Vorrangregelung ist eine Beteiligung dieser EE-Anlagen am Redispatch bei der Auslegung der Übertragungsnetze nicht heranziehbar.

Untersuchungen am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) –

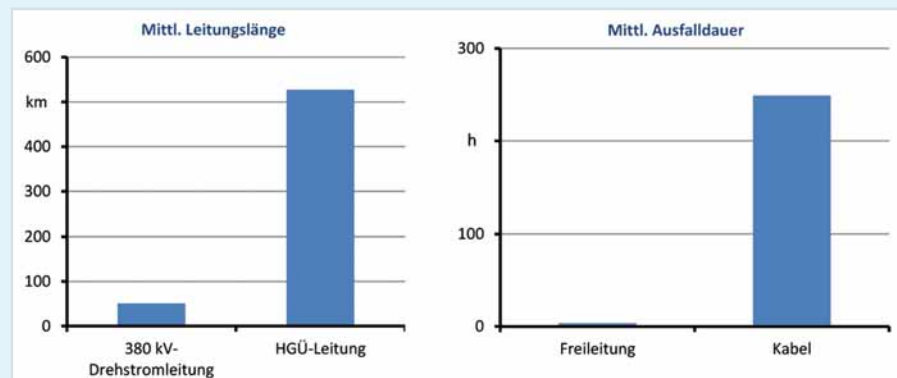


Abb. 3 Leitungslängen von HGÜ-Leitungen im NEP 2012 und 380-Drehstromleitungen in Deutschland (links); Ausfalldauern von Kabel und Freileitungen in der 380 kV-Ebene nach [9] (rechts)

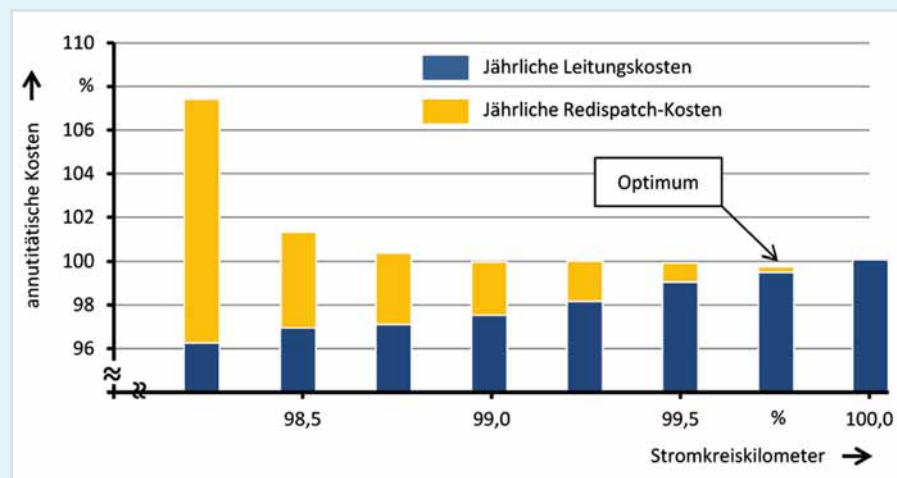


Abb. 4 Abwägung von Netzausbau- und Redispatchkosten zur Behebung von Netzengpässen

allerdings für ein anders geartetes Szenario – zeigen, dass bei Freileitungsnetzen ein vollständiger Netzausbau (Kupferplatte) hinsichtlich der Kosten nahe an einem Kostenoptimum aus Netzausbau- und Redispatchkosten liegt (Abb. 4). Für aufwändigere Kabel oder – im Falle kurzer Strecken – auch HGÜ-Leitungen wird sich das ökonomische Optimum etwas stärker Richtung eines Managements von temporären Engpässen durch Redispatch statt durch Leitungsausbau verschieben.

Der Netzentwicklungsplan 2012

Im Entwurf der ÜNB für den NEP 2012 sind ergänzend zu einem sog. Startnetz, welches alle in Planung bzw. Bau befindlichen Projekte im Umfang von 800 km Netzausbau in bestehenden Trassen, 700 km Netzausbau in neuen Trassen sowie 400 km an Um- oder Neubeseilung beinhaltet, für das wahrscheinliche Szenario B zusätzliche 2 800 km Netzausbau in bestehenden Trassen, 1 700 km Netzausbau in neuen Trassen, 1 300 km an Um- oder Neubeseilung sowie insbesondere 7 HGÜ-Systeme mit einer gesamten Kapazität von 11,9 GW in 4 Korridoren mit einer Gesamtlänge von 2 100 km notwendig.

Es wird vielfach diskutiert, ob der von den deutschen ÜNB vorgeschlagene Netzausbau angemessen oder überzogen ist. Eine Validierung der Ergebnisse der ÜNB verlangt umfangreichere komplexe Untersuchungen, auf die z. B. der Gutachter der BNetzA zurückgreifen können wird. Eine Bewertung wird aber erschwert werden, weil Netzplanungsfragen erfahrungsgemäß oft ein flaches wirtschaftliches Optimum aufweisen, d. h. es existieren mehrere Netzausbaulösungen mit ähnlichen Kosten bei vergleichbarer Netzsicherheit.

Dennoch soll hier der Versuch einer Plausibilisierung der Ergebnisse für den erforderlichen Netzausbau in Szenario B in Bezug auf die Notwendigkeit einer HGÜ-Kapazität von 11,9 GW versucht werden. Eine (n-1)-Ausfallsimulation am IAEW für das Höchstspannungsnetz auf Basis von IAEW-Daten mit allen Netzausbauten des NEP 2012, aber ohne die vorgeschlagenen HGÜ-Leitungen (Abb. 5) zeigt, dass ohne die HGÜ-Leitungen noch umfangreiche Netzengpässe bestehen. Sie zeigt aber auch, dass die verbleibenden

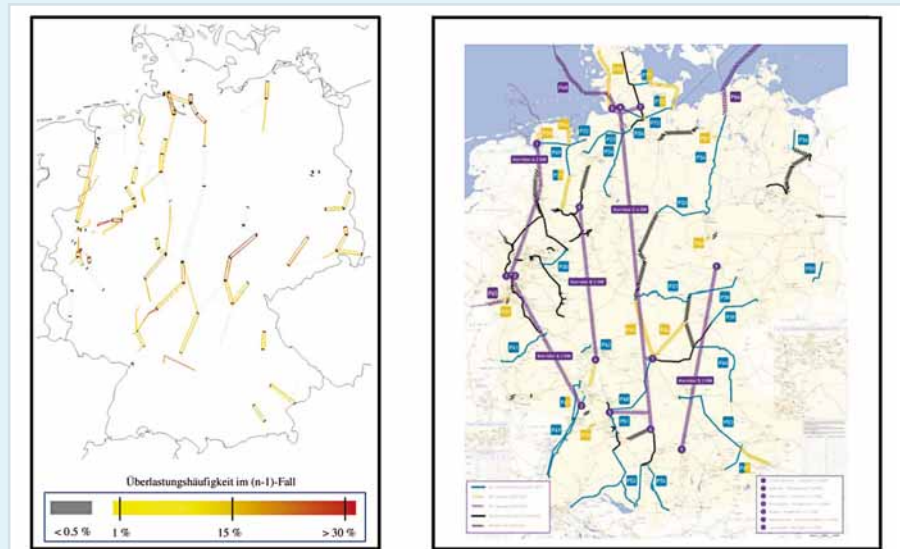


Abb. 5 Verbleibende Leitungsüberlastungen ohne HGÜ-Leitungszubau (links); vorgesehene HGÜ-Korridore im NEP 2012 (rechts)

Netzengpässe parallel zu den vorgeschlagenen HGÜ-Korridoren sind; dies kann als Hinweis gedeutet werden, dass die vorgeschlagenen Korridore plausibel verlaufen.

Auffällig ist, dass im NEP 2012 mehrere – in Bezug auf das technisch machbare – vergleichsweise kleine HGÜ-Leitungen gewählt wurden. Diese Wahl macht dann Sinn, wenn die VSC-Technologie mit dem Vorteil einer einfachen Zwischenverkabelung und einer spannungsstabilisierenden Wirkung bei allerdings technologisch bedingt begrenzter Übertragungskapazität genutzt werden soll. In Anbetracht der Akzeptanzproblematik bei Freileitungen sowie der Spannungshaltungsproblematik nach dem Kernenergieausstieg

gibt es gute Gründe für eine derartige Technologiewahl. Da diese HGÜ-Leitungen parallel zum 380 kV-Drehstromnetz betrieben werden, darf ein Ausfall einer HGÜ-Leitung nicht zu unzulässigen Überlastungen im Drehstromnetz führen. Dieses und auch die Akzeptanz von sehr leistungsstarken HGÜ-Leitungen, d. h. mit entsprechend hohen und auffälligen Masten, beschränken zusätzlich die sinnvolle Kapazität einer einzelnen Leitung nach oben.

In einer Netzbetriebssimulation wurde am IAEW mit IAEW-Daten der minimal notwendige Arbeitspunkt der HGÜ-Leitungen zur Sicherstellung der Netzsicherheit ermittelt (Abb. 6). Dieser Wert besagt, dass ein ge-

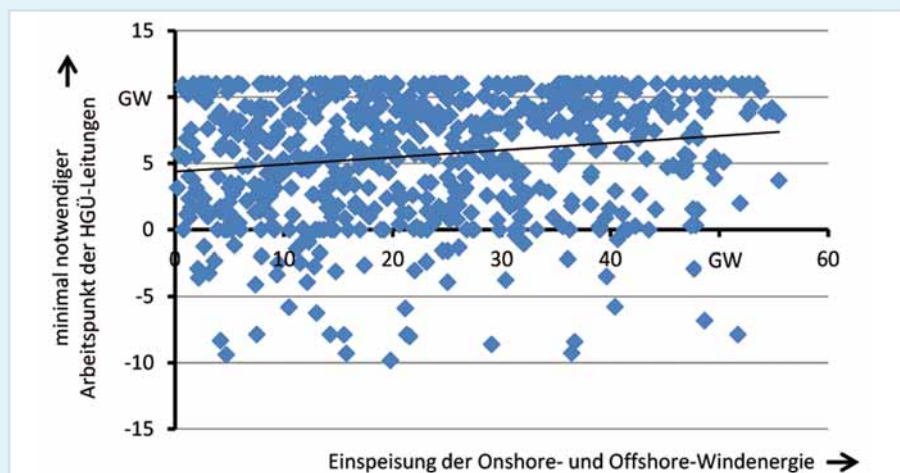


Abb. 6 Minimal notwendiger Arbeitspunkt der HGÜ-Leitungen im NEP 2012 zur Vermeidung weiteren Kraftwerksredispatches

ringerer Arbeitspunkt der HGÜ-Leitungen weiteren Kraftwerksredispach zur Folge hätte; er entspricht nicht dem optimalen Arbeitspunkt, der wegen der geringeren Netzverluste häufiger bei Nutzung der vollen HGÜ-Kapazität liegen dürfte. Es zeigt sich, dass in vielen Stunden des Jahres die HGÜ-Leitungen in der vorgeschlagenen Dimensionierung betrieben werden. Dies belegt, dass die vorgeschlagene Auslegung zumindest technisch sinnvoll ist.

Risiken des Netzausbaus abwägen

Am 15.8.2012 haben die deutschen ÜNB erstmalig einen Netzentwicklungsplan der BNetzA übergeben. Die Angemessenheit des Netzausbaus wird zur Zeit von der BNetzA überprüft und auch in der Öffentlichkeit diskutiert.

Der Netzentwicklungsplan ist das Ergebnis eines gesetzlich vorgeschriebenen Prozesses, der den ÜNB einen Rahmen für die Auslegung des erforderlichen Netzausbaus gibt. Die Ergebnisse sind daher auch stets vor diesem gesetzlichen Rahmen zu verstehen. Dies gilt insbesondere auch für den sog. Szenariorahmen.

Der vorgeschlagene Netzausbau mit HGÜ-Leitungen ist plausibel. Die Auslegung erscheint technisch sinnvoll. Eine Validierung auch unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz verlangt aber umfangreichere Analysen. Berücksichtigt man, dass der für 2022 vorgeschlagene Netzausbau vor dem Hintergrund eines auch danach weiter steigenden EE-Zubaus erfolgt, besteht das Risiko einer Überdimensionierung – wenn überhaupt – nur vorübergehend und ist damit im Ausmaß gering. Demgegenüber ist das Risiko abzuwägen, dass der tatsächlich erforderliche Netzausbau wegen mangelnder Akzeptanz und überschätzter Beschleunigungswirkung des NABEG nicht rechtzeitig bis 2022 erfolgen wird. Letzteres spricht dafür, die erforderlichen HGÜ-Leitungen frühzeitig in einen Bundesbedarfsplan aufzunehmen.

Literatur

- [1] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf
- [2] Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG), <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/nabeg/gesamt.pdf>
- [3] Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>

[http://www.netzausbau.de/DE/Bedarfsermittlung/Szenariorahmen %20zum %20NEP %202013/szenarios_nep2013_node.html](http://www.netzausbau.de/DE/Bedarfsermittlung/Szenariorahmen%20zum%20NEP%202013/szenarios_nep2013_node.html)

[4] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013, Entwurf, [http://www.netzausbau.de/DE/Bedarfsermittlung/Szenariorahmen %20zum %20NEP %202012/szenarios_nep2012_node.html](http://www.netzausbau.de/DE/Bedarfsermittlung/Szenariorahmen%20zum%20NEP%202012/szenarios_nep2012_node.html)

[5] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2012, <https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/>

[6] Mirbach, T.: Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt: Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 128, Print Production M. Wolff, Dezember 2009.

[7] Verband der Netzbetreiber, TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf)

[8] Verband der Netzbetreiber: VDN Störungsstatistik – Berichtsjahre 1994 – 2001, 2001.

[9] Verband der Netzbetreiber: VDN Störungsstatistik – Berichtsjahre 1994 – 2001, 2001.

Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser, Dipl.-Ing. C. Linnemann, Dipl.-Wirt.-Ing. C. Kraemer, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen
post@iaew.rwth-aachen.de

Energie und Innovation – RENEXPO Austria 2012

Auf der internationalen Kongressmesse RENEXPO Austria kommen vom 29.11.-1.12.2012 in Salzburg 1 000 Kongressteilnehmer, 4 000 Fachbesucher und 150 Aussteller zusammen. Die Veranstaltung greift dabei eine extrem breite Vielfalt an Energiethemen auf und präsentiert jährlich neue wegweisende Technologien. 2012 legt die Messe ihren Fokus auf die innovativen Fachthemen Wasserkraft, Photovoltaik und Zukunftsfähige Gebäudesysteme (EnergiePlusGebäude).

Die „Internationale Wasserkraft-Fachausstellung“ wird auch 2012 weiter wachsen. Ob Maschinen, Komponenten oder Technologien zur Instandhaltung und Reaktivierung bestehender Anlagen – in Salzburg sind alle Bereiche der Wasserkraft vertreten. In Zusammenarbeit mit der European Small Hydropower Association (ESHA) findet im Rahmen der Messe am 30.11.2012 wieder die „4. Internationale Kleinwasserkraftkonferenz: Neubau, Sanierung und Revitalisierung“ statt. Das in diesem Jahr zum ersten Mal veranstaltete „Wasserkraft Betreiber-Seminar“ informiert am 29.11.2012 Betreiber und Personen, die eine Wasserkraftanlage bauen wollen, über technische Innovationen und Entwicklungen und vermittelt Erfahrungsberichte vom Betrieb von Wasserkraftanlagen.

Mit ihrem zweiten großen Schwerpunkt „Photovoltaik“ bietet die Veranstaltung Unternehmen aus dem Photovoltaik-Bereich nach dem beachtlichen Erfolg vom letzten Jahr wieder eine eigene hochwertige Plattform in Österreich. Den Themenschwerpunkt ergänzt das „PV Skin – Industrie-

forum für gebäudeintegrierte Photovoltaik“, das das Thema gebäudeintegrierte Photovoltaik in den Vordergrund stellt. Der neue Kongress „Große PV-Dachanlagen“ informiert am 29.11.2012 über die Verpachtung von Industrie- und Gewerbedächern für den Bau und Betrieb von großen Solarstromanlagen.

Das „EnergiePlusGebäude“ oder „Haus der Zukunft“ als Strom- und Wärmelieferant ist der dritte große Schwerpunkt der RENEXPO Austria. Fachlich vertieft und weiterentwickelt wird das Thema im „1. Symposium Energie-Plus-Gebäude“.

Die „2. Österreichische Tagung für Mini- und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung“, die am 29.11.2012 im Rahmen der RENEXPO Austria in Salzburg stattfindet, versammelt nun schon zum zweiten Mal die österreichische Branche. Zusätzlich wird das Thema KWK parallel zur Messe in einem Grundlagenworkshop zur dezentralen Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung mit Blockheizkraftwerken fachlich vertieft und weiterentwickelt.

„et“-Leser haben den Vorteil, zum ermäßigten Tarif an den Fachkongressen der RENEXPO Austria teilzunehmen, einfach online unter www.renexpo-austria.at anmelden und folgenden Code angeben: SA12et. Die Ermäßigung wird automatisch gewährt.

Weitere Informationen unter: www.renexpo-austria.at

Green Economy: Orientierung oder Missweisung?

In der Schifffahrt und Luftfahrt muss die aus der Differenz von geografischem und magnetischem Nordpol resultierende Missweisung des Kompasses berücksichtigt werden. Ähnlich scheint es sich mit dem Begriff „Grüne Wirtschaft“ oder neudeutsch „Green Economy“ zu verhalten. Wie kann man verhindern, dass durch derartige Begrifflichkeiten eher Verwirrung gestiftet statt mehr Orientierung geschaffen wird? „et“ versuchte im Gespräch mit Holger Lösch, Mitglied in der Hauptgeschäftsführung des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), mehr Klarheit zu schaffen.

Balance aus Ökonomie, Ökologie und Sozialem

„et“: Seit etwa zwei Jahrzehnten findet unter dem Oberthema Nachhaltigkeit eine breite gesellschaftliche Debatte um den ökologischen Umbau der Industriegesellschaft – „Green Economy“ – statt. Was halten Sie davon?

Lösch: Die Debatte ist verständlich: Die Weltbevölkerung wird bis 2050 auf etwa neun Milliarden Menschen anwachsen. Das führt zu steigender Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen. Ressourcenknappheit zählt folglich zu den bedeutendsten Herausforderungen der Zukunft, für die wir intelligente Lösungen brauchen, auch aus der Wirtschaft. Gleiches gilt für den Klimawandel, Umweltbelastungen, die Gefährdung der Ökosysteme, zunehmende Urbanisierung und ein steigendes Bedürfnis nach Mobilität. Eine Lösung dieser komplexen Herausforderungen geht nur über den Weg einer nachhaltigen Entwicklung. In den vergangenen 20 Jahren wurde Nachhaltigkeit immer stärker zum übergeordneten Leitprinzip für politisches und wirtschaftliches Handeln insbesondere auch in der deutschen Industrie. Also geht es letztlich um eine angemessene Balance aus Ökonomie, Ökologie und Sozialem.

„et“: Häufig werden mit „Green Economy“ Erneuerbare-Energien-Anlagen sowie Elektromobilität verbunden. Damit wird eine Trennlinie zwischen

„grünen“ und „nicht-grünen“ Produktionsanlagen und Produkten gezogen. Ist das sinnvoll?

Lösch: Nein, dies ist keineswegs sinnvoll. Der Erhalt bestehender Wertschöpfungsketten in Deutschland und an anderen Standorten ist von entscheidender Bedeutung für den Erfolg einer globalen Green Economy. Es sind nicht zuletzt auch die Innovationen auf der Ebene der Grundstoff- und energieintensiven Industrien, die maßgeblich zur Entwicklung energieeffizienter und umweltfreundlicher Produkte beitragen. Ohne sie wäre nachhaltiges Wirtschaftswachstum nicht vorstellbar. Damit verbietet sich gerade mit Blick auf die wachsenden Nachhaltigkeitsanforderungen eine künstliche Abgrenzung in grüne und nicht-grüne Sektoren oder Produkte.

Es geht bei nachhaltiger Entwicklung immer um die Wirtschaft als Ganzes. In der Praxis sind alle Industriesektoren im Rahmen der Wertschöpfungsstufen eng miteinander verbunden. Sie alle haben gleichermaßen Anteil am Gelingen einer nachhaltigen Wirtschaftsweise. Beim Greening handelt es sich um einen Prozess in der Wirtschaft, der in Deutschland schon lange läuft. Alle Industriebereiche befinden sich längst auf dem Nachhaltigkeitspfad, der bereits zu beachtlichen Verbesserungen mit Blick auf Ressourceneffizienz, Energieeffizienz sowie Umwelt- und Klimafreundlichkeit geführt hat. Dies haben wir übrigens auch in einem gemeinsamen Memorandum zur Green Economy mit

dem Bundesumweltministerium im Juni 2012 unterstrichen.

„et“: Rund um die „grünen“ Technologien hat sich in den letzten Jahren ein kaum zu überblickendes Förderwirrwarr gebildet. Wie könnte man hier zu mehr Transparenz kommen?

Lösch: In Deutschland trägt die Industrie mit 26 % zur Wertschöpfung bei und beschäftigt knapp acht Millionen Erwerbstätige. Ihre Innovationskraft basiert unter anderem auf laufenden industrie-eigenen Aufwendungen für Forschung und Entwicklung (FuE). Diese haben einen Anteil von fast 90 % an den gesamten FuE-Aufwendungen der Wirtschaft. Die deutsche Industrie trägt durch diese Innovationskraft bereits heute maßgeblich zur Bewältigung anstehender Nachhaltigkeitsanforderungen bei. Daher sind für uns innovationsfördernde Rahmenbedingungen entscheidend, wozu unter anderen auch die staatlich geförderten Forschungsprogramme gehören.

Ein Patentrezept für nur ein System gibt es mit Blick auf die Vielfalt der Geber und Empfänger von staatlichen Fördermitteln sicher nicht. Ich würde mir aber eine Art Wegweiser von Seiten des Bundesbildungsministeriums wünschen, der in der Forschungsförderung mehr Transparenz für Industrieunternehmen schafft. Wir sollten außerdem die Innovationskraft gerade von KMU noch mehr stärken. Steuerliche Forschungsförderung gibt es in fast allen Industrieländern. Warum nicht in Deutschland?

„Der Erhalt bestehender Wertschöpfungsketten in Deutschland und an anderen Standorten ist von entscheidender Bedeutung für den Erfolg einer globalen Green Economy. Es sind nicht zuletzt auch die Innovationen auf der Ebene der Grundstoff- und energieintensiven Industrien, die maßgeblich zur Entwicklung energieeffizienter und umweltfreundlicher Produkte beitragen. Ohne sie wäre nachhaltiges Wirtschaftswachstum nicht vorstellbar. Damit verbietet sich gerade mit Blick auf die wachsenden Nachhaltigkeitsanforderungen eine künstliche Abgrenzung in grüne und nicht-grüne Sektoren oder Produkte. Es geht bei nachhaltiger Entwicklung immer um die Wirtschaft als Ganzes. In der Praxis sind alle Industriesektoren im Rahmen der Wertschöpfungsstufen eng miteinander verbunden. Sie alle haben gleichermaßen Anteil am Gelingen einer nachhaltigen Wirtschaftsweise.“

Holger Lösch, Mitglied der Hauptgeschäftsführung des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), Berlin



„International gibt es ein europäisches Reduktionsziel, das unter den einzelnen Mitgliedstaaten aufgeteilt wird, zum Beispiel im Rahmen des Kyoto-Protokolls. Nationale klimapolitische Maßnahmen sind daher fast immer Ausdruck einer europäischen oder internationalen Verpflichtung. Dieser Aspekt wird umso wichtiger, wenn es um die Diskussion geht, die EU-Reduktionsziele anzuheben. Ohne ein rechtlich verbindliches Klimaabkommen, das weltweit alle großen Emittenten umfasst, darf weder auf nationaler noch auf europäischer Ebene die Industrie mit höheren Reduktionszielen belastet werden. Sonst gefährdet man nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit unserer Unternehmen, sondern auch das Industrieland Deutschland.“

Holger Lösch, Mitglied der Hauptgeschäftsführung des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), Berlin

Emissionshandel und internationale Klimapolitik

„et“: Das Europäische Emissionshandelssystem befindet sich in einer kritischen Situation und die Politik überlegt, das gemeinsam beschlossene Paket aufzuschneiden und nachzubessern. Insbesondere soll die Zahl der Zertifikate für die dritte Handelsperiode deutlich verringert werden. Könnte dies helfen?

Lösch: Der BDI will ein EU-weit harmonisiertes und funktionstüchtiges EU ETS als Garant für Kosteneffizienz im Klimaschutz erhalten. Aus meiner Sicht helfen dabei die Vorschläge der EU-Kommission vom Juli nicht. Eine Marktintervention wie beispielsweise eine Verschiebung von Zertifikatemengen an das Ende der dritten Handelsperiode wäre nur ein Herumdoktern am Symptom. Statt kurzfristiger Markteingriffe mit kaum absehbaren Folgen brauchen wir grundlegende Verbesserungen des EU ETS, die das System weniger anfällig für Unvorhergesehenes machen. Wenn die Politik Investitionen in klimaschonende und energiesparende Technologien anreizen will, brauchen die Investoren Rahmenbedingungen mit wesentlich größerer und langfristigerer Stabilität und Berechenbarkeit.

„et“: Was wäre denn Ihr Rezept dafür damit der Emissionshandel seine beabsichtigte Wirkung effizient entfalten kann?

Lösch: Ich bin davon überzeugt, dass in der aktuell schwierigen wirtschaftlichen Situation der EU rasche Eingriffe in einen funktionierenden Markt das falsche Mittel sind, um die ohnehin verunsicherten Unternehmer zu Investitionen zu ermutigen. Deshalb brauchen wir jetzt eine gründliche und vorwärts gewandte Diskussion darüber, wie wir möglichst bald zu einer Energie- und Klimapolitik aus einem Guss kommen. Man muss alle Maßnahmen zusammen betrachten, insbesondere die Wechselwirkungen der Energieeffizienzrichtlinie und des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem ETS. Dann kann auch sinnvoll über eine Weiterentwicklung des Emissionshandels diskutiert werden. Der Flickenteppich von verschiedenen, nicht aufeinander abgestimmten energie- und klimapolitischen Zielen und Instrumenten muss verschwinden. Was wir brauchen, sind konsistente Instrumente und Ziele in der Energie- und Klimapolitik, sonst verschwenden wir weiter Geld.

„et“: Die deutsche klimapolitische Debatte dreht sich fast nur um die eigene Achse. Wie könnte die

europäische und die globale Dimension generell und dauerhaft integriert werden?

Lösch: Das sehe ich nicht so, denn die Klimapolitik in Deutschland wird auch maßgeblich von der europäischen und internationalen Klimapolitik beeinflusst. Nach dem Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union gehört die Klimapolitik zu den Kompetenzen der EU. Dies führt dazu, dass nationale Klimapolitik oft eine Umsetzung Brüsseler Beschlüsse ist. Als Industrie sieht man das insbesondere im Bereich des EU-Emissionshandels, wo auf europäischer Ebene eine Emissionsobergrenze für die gesamte europäische ETS-pflichtige Industrie festgelegt wurde. Ein anderes Beispiel sind die CO₂-Regulierungen aus Brüssel für PKW und leichte Nutzfahrzeuge. Die Maßnahmen im Luftverkehrsemissionshandel verdeutlichen darüber hinaus die internationale Komponente, die europäische Regulierungen im Klimabereich nach sich ziehen können.

„et“: In welchem Licht erscheint dann die immer wieder mal auftauchende Diskussion um die Anhebung der Treibhausgasreduktionsziele der EU?

Lösch: International gibt es ein europäisches Reduktionsziel, das unter den einzelnen Mitgliedstaaten aufgeteilt wird, zum Beispiel im Rahmen des Kyoto-Protokolls. Nationale klimapolitische Maßnahmen sind daher fast immer Ausdruck einer europäischen oder internationalen Verpflichtung. Dieser Aspekt wird umso wichtiger, wenn es um die Diskussion geht, die EU-Reduktionsziele anzuheben. Ohne ein rechtlich verbindliches Klimaabkommen, das weltweit alle großen Emittenten umfasst, darf weder auf nationaler noch auf europäischer Ebene die Industrie mit höheren Reduktionszielen belastet werden. Sonst gefährdet man nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit unserer Unternehmen, sondern auch das Industrieland Deutschland.

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

Die Fragen stellte Franz Lamprecht, „et“-Redaktion

berichtet und analysiert kompetent, aktuell und ganzheitlich

überzeugt

deutsche, europäische und globale Energie- und Umweltpolitik

zeugt

Überzeugen Sie sich:
www.et-energie-online.de

Wie die Energiewende in Baden-Württemberg gelingen kann

Michael Ruddat und Ortwin Renn

Infolge der Atomkatastrophe von Fukushima hatte die Bundesregierung im Juli 2011 den Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen und einen beschleunigten Umbau des Energiesystems in Gang gesetzt. Die sog. Energiewende beinhaltet unter anderem den Ausbau erneuerbarer Energien im großen Maßstab, die Steigerung der Energieeffizienz, den Ausbau der Netze und Speicher sowie die zeitgerechte Umsetzung der damit verbundenen Infrastrukturveränderungen. Seit gut einem Jahr werden in Deutschland intensiv die möglichen Wege für die Energiewende diskutiert. Der Nachhaltigkeitsbeirat Baden-Württemberg (NBBW), ein wissenschaftliches Beratungsgremium der Landesregierung, hat in einem letzten Gutachten der 2012 auslaufenden Amtszeit einen Maßnahmenkatalog für eine gelingende Transformation des Energiesystems speziell für das Land Baden-Württemberg vorgeschlagen. Der Artikel gibt einen kurzen Überblick über die wichtigsten Überlegungen und Empfehlungen.

Im Laufe des vergangenen Jahres ist bereits eine Fülle an Gutachten zur Energiewende in Deutschland erschienen. Themen sind bspw. die technische Machbarkeit des Ausstiegs aus der Kernenergie (Kapazitäten des Kraftwerksparks, Versorgungssicherheit, ausreichende Netzspannung etc.), mögliche Preissteigerungen infolge der Energiewende oder auch die Auswirkungen auf die Klimaschutzziele der Bundesregierung [1-5].

Angesichts dieser Tatsache wurde im Energiegutachten des NBBW mit dem Titel „Energiewende – Implikationen für Baden-Württemberg“ der Fokus hauptsächlich auf die Energienetze, -speicher und -systeme sowie zentrale Querschnittsbereiche der Energiewende mit ihren Implikationen und Handlungsmöglichkeiten für die Landesregierung in Baden-Württemberg gelegt. Beispiele für solche Querschnittsbereiche sind der Erhalt der Biodiversität oder die Flächeninanspruchnahme, beides Themen, die durch zentrale Entwicklungen des Umbaus von einer punktuellen Bereitstellung von Energie auf flächenintensivere Bereitstellungsformen besonders stark betroffen sind.

Drei Szenarien für eine erneuerbare Energiestruktur und die Bedeutung von Importen

Für Baden-Württemberg bedeutet die Energiewende eine Zäsur: Stand 2010 betrug die Bruttostromerzeugung aus Kernenergie 48 %. Erneuerbare Energien leisteten hingegen lediglich einen Beitrag von 17 % an der Stromproduktion [6]. Wenn man diese Zahlen als Ausgangspunkt nimmt, muss bei



Die Energiewende erfordert neben der Optimierung von Technik und Versorgungsleistungen auch den umsichtigen Umgang mit der Natur und neue Formen der öffentlichen Beteiligung und Kommunikation

einem alles in allem konstanten Stromverbrauch ein beträchtlicher Anteil der Stromerzeugung durch neue regenerative Energien wie z. B. Windkraft oder Solarenergie ersetzt werden.

Dies kann sicherlich nicht von heute auf morgen geschehen. Deshalb sind zumindest für einen längeren Übergangszeitraum der Einsatz von konventionellen Kohle- und Gaskraftwerken sowie der Import von Strom aus dem deutschen und europäischen Stromverbund erforderlich. Der vermehrte Einsatz von Kohle- und Gaskraftwerken gefährdet jedoch die Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele, wie sie im Energiekonzept der Bundesregie-

rung 2010 [7] festgeschrieben wurden. Modellrechnungen des NBBW [8] zeigen, dass bei ganzheitlicher Betrachtung nach Abschaltung der Kernkraftwerke in der ersten Dekade mit einem Anstieg der CO₂-Emissionen und anderer Treibhausgase zu rechnen ist. Dieser Anstieg fällt jedoch je nach gewählter Option unterschiedlich stark aus:

- Option 1: Ersatz der Kernenergie durch Gas- und Kohlekraftwerke zu jeweils gleichen Teilen → Anstieg der CO₂-Emissionen um 67,6 %;
- Option 2: Ersatz der Kernenergie durch Gaskraftwerke → Anstieg der CO₂-Emissionen um 55,5 %;

■ Option 3: Ersatz der Kernenergie durch Stromimport → Anstieg der CO₂-Emissionen um 2,9 % im Inland [9].

Die vermehrte Nutzung von Strom aus Gas- und Kohlekraftwerken würde demnach einen relativ hohen Anstieg der CO₂-Emissionen zur Folge haben. Abgesehen davon würden durch die Forderung nach optimalen Wirkungsgraden bei Gas- und Kohlekraftwerken Finanzmittel und Materialressourcen gebunden, die an anderer Stelle effizienter eingesetzt werden könnten. Hinzu kommt die fehlende Zukunftsperspektive dieser Kraftwerkstypen, da voraussichtlich in ein paar Jahrzehnten der Großteil des Stroms aus erneuerbaren Energien stammen wird und sie dann nur noch zur Netzstützung bzw. als „Schattenkraftwerke“ bei mangelnder Solareinstrahlung oder Windstille zum Einsatz kommen sollen. Der dadurch induzierte Mangel an Wirtschaftlichkeit schreckt potenzielle Investoren ab. Diese Zahlen und Argumente verdeutlichen, dass Importe (auch aus Kernenergienutzung) wichtig für die jetzt anstehende Übergangszeit sind, um den Umbau wirtschafts-, umwelt- und sozialverträglich zu leisten, und zwar ohne erhebliche CO₂-Emissionssteigerung, ohne übermäßige wirtschaftliche Risiken und mit einer realistischen Perspektive, der Welt mittelfristig einen Weg zu Wohlstand ohne Kernenergie und unter Einhaltung der globalen Klimaschutzziele aufzuzeigen.

Wohin mit dem erneuerbaren Strom? Erdgasnetze als Energiespeicher

Ein weiterer wichtiger Punkt im Hinblick auf die Zukunft der Energiesysteme ist die Frage der Speicherung des regenerativen Stroms. Künftig werden die Orte der Energieerzeugung und des Verbrauchs in Teilbereichen weit voneinander entfernt liegen, was die Energienetze besonders belasten wird. Konzepte der Netzgestaltung sind hierbei mit den Formen der Energienutzung und den Anlagen zur Stromproduktion als systemisch-vernetztes Ganzes zu betrachten. Idealerweise werden Erzeugung und Verbrauch räumlich eng aneinander gekoppelt. Die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch des elektrischen Stroms erfolgt in diesem Fall durch lokale Speicher. Viele solcher kleinen Netze werden über Koppelstellen mit den regiona-

len oder überregionalen Netzen verbunden. Daraus resultieren hohe und flexible Anforderungen an die Koppelstellen ebenso wie an die Koppeltechnologien.

Einen vielversprechenden Ansatz bietet hier die Kopplung des Gasnetzes mit dem Stromnetz unter Nutzung der Informationsnetze. Das Gasnetz stellt den zurzeit größten sofort verfügbaren Speicher dar. Den verschiedenen Netzen (z. B. Gasnetz, Stromnetz) und vor allem der intelligenten Kommunikation zwischen den Netzen wird daher zukünftig eine entscheidende Rolle zukommen. Der Nachhaltigkeitsbeirat hat daher empfohlen, Erdgasnetze als vorhandene, leistungsfähige Infrastruktur und größten verfügbaren Speicher stärker in die Gesamtsystembetrachtung einzubeziehen.

Konflikte in der Fläche durch regenerative Energien

Die Abstützung auf zunehmend erneuerbare Energiequellen bedingt eine gegenüber konventionellen Großkraftwerken hohe Flächeninanspruchnahme. Der NBBW hatte bereits in seinem Sondergutachten „Nachhaltiges Flächenmanagement in Baden-Württemberg“ [10] darauf hingewiesen, dass eine konsequente Energiewende zugunsten regenerativer Energieträger den Nutzungsdruck auf die Boden- und Landschaftsressourcen deutlich erhöhen wird. Diese erhöhte Flächeninanspruchnahme durch Photovoltaikanlagen, Windräder, nachwachsende Rohstoffe wie z. B. Mais für Biogasanlagen etc. muss kritisch hinterfragt werden, denn auch weiterhin müssen Böden die primären Nutzungsansprüche der Gesellschaft erfüllen, allen voran die Produktion von Nahrungsmitteln, die Standortfunktionen von Wirtschaft und Gesellschaft und die Erholungsansprüche der Menschen.

Vor diesem Hintergrund erfordert die Energiewende eine sorgfältige Bilanzierung von Flächennutzungsansprüchen, eine Abwägung der konfligierenden Nutzungsansprüche sowie eine konfliktminimierende Nutzungs- und Standortplanung unter Einbindung betroffener Akteure. Die politischen Entscheidungsträger sind aufgefordert, dies mit Augenmaß und ohne übersteigerten Handlungs- und Entscheidungsdruck zu tun.

In der Ruhe liegt die Kraft: Keine übertriebene Eile beim Windkraftausbau

Dies gilt insbesondere für die Windenergie, bei der in Baden-Württemberg – anders als bei der Photovoltaik und der Wasserkraft – ein erhöhter Nachholbedarf besteht. Der Ausbau der Windenergie soll in den kommenden Jahren unter anderem durch die Novelle des Landesplanungsgesetzes deutlich vorangetrieben werden. Windräder mit Höhen von 180 m (ungefähr vergleichbar mit dem Ulmer Münster) sind großtechnische Anlagen, die weithin sichtbar sind und das Landschaftsbild prägen. Deshalb rät der Beirat zur Besonnenheit: Es wäre wenig gewonnen, wenn man sich durch das aktuelle politische Meinungsklima antreiben lassen und das prinzipiell wünschenswerte Ausbauziel durch zu hektisches und einseitiges Handeln in Misskredit bringen würde.

Der damit angestrebte Klimaschutzbeitrag des Landes sollte nicht durch eine für viele inakzeptable Veränderung des Landschaftseindrucks erkauft werden. Um zu vermeiden, dass beim Ausbau der Windenergie in einem Eilverfahren irreversible räumliche Entscheidungen für die nächsten Jahrzehnte getroffen werden, sollte aus diesem Grund ein mindestens einjähriges Moratorium festgelegt werden, um besonders geeignete Standorte unter Beteiligung der betroffenen Kommunen, Gruppen und Standortbevölkerung zu identifizieren.

Vermeidung von Flächen-nutzung durch Steigerung der Energieeffizienz

Eine Möglichkeit, Flächennutzungskonflikte durch erneuerbare Energieanlagen zu reduzieren, besteht in der Steigerung der Energieeffizienz. Die Formel ist denkbar einfach: Wenn der steigende Bedarf an energetischen Dienstleistungen durch dieselbe Menge an Primär- oder Endenergie gedeckt werden kann, erübrigen sich einige der neuen Photovoltaikmodule oder Windkraftanlagen. Je nach dem, wie gut es gelingt, den wachsenden Bedarf an Endenergie durch Einflussnahme auf den direkten und indirekten Rebound-Effekt [11,12] zu drosseln, können diese theoretischen Effizienzpotenziale voll ausgeschöpft werden und damit

den weiteren Ausbau von Kraftwerken jeglicher Art begrenzen.

Neben Effizienzverbesserungen im Strommarkt liegt nach Ansicht des Beirates ein großes Einsparpotenzial im Wärmemarkt. Der Beirat sieht in seinem Gutachten vor allem in der energetischen Sanierung öffentlicher, insbesondere auch landeseigener Gebäude eine Chance für Effizienzgewinne, die deshalb verstärkt vorangetrieben werden sollten. Dies sollte vor allem auf der Basis der im Land durch die Klima- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) bei Kommunen und Landkreisen bereits erfolgreich durchgeführten und fortentwickelten Energiespartnerschaftsmodelle erfolgen.

Soziale Aspekte der Energiewende: Verhaltensanpassungen und Bürgerbeteiligung

Bislang wurden in diesem Artikel hauptsächlich die technischen und ökologischen Aspekte der Energiewende beschrieben. Die Transformation des Energiesystems beschränkt sich jedoch nicht auf diese beiden Dimensionen, sondern muss auch und in besonderem Maße soziale Aspekte in die Betrachtung einbeziehen. Man darf sich nichts vormachen: Die Energiewende wird auch Lebensstiländerungen notwendig machen. Andere, bessere und weniger intensive Formen der Energienutzung sind Verhaltensmuster, die durch technische Installationen zwar erleichtert, aber nicht vorherbestimmt werden. Die Energienachfrage der Verbraucher wird im wesentlichen durch ökonomische Signale am Markt und durch Verhaltensgewohnheiten geprägt. Bei allen Optionen zum effizienten Umgang mit Energie ist deshalb eine integrierte Betrachtungsweise notwendig, die sich auf das Zusammenwirken von technischen Möglichkeiten (oder Barrieren) und Handlungsde-terminanten (Wissen, Einstellung, Motivation, soziale Normen, verschiedene Formen von Anreizen, Feedback) konzentriert.

Hierzu gehört z. B. die Bereitstellung von problem- und handlungsorientierter Information, damit die angesprochenen Personen wissen, warum sie Energie sparen sollen und was ihre Alternativen und Möglichkeiten sind [13]. Auch haben sich Feedback-Strategien, die Rückmeldung über den Stromverbrauch oder über stromverbrauchsrelevante Verhal-

tensweisen geben, als wirksam für Verhaltensänderungen erwiesen [14]. Möchte man schließlich Verhaltensroutinen verändern, so müssen sie „aufgebrochen“ und bewusst gemacht werden. Dies kann durch Kampagnen gefördert werden, die neue Verhaltensweisen oder sogar Lebensstile aufzeigen und dazu konkrete Hilfestellungen anbieten [15]. Die Politik hat hier viele Ansatzpunkte, um energiesparende Verhaltensweisen zu fördern.

Neben ungewohnten und oft ungeliebten Lebensstilen ist auch die Akzeptanz der Infrastrukturveränderungen durch die Bevölkerung ein heikles Thema. Der Ausbau der erneuerbaren Energien stößt in der deutschen Bevölkerung zwar in der Regel auf viel Zuspruch. Wenn es jedoch um konkrete Bauprojekte für Windenergieanlagen an Land, Stromtrassen oder Pumpspeicherkraftwerke geht, regt sich zumindest bei der Bevölkerung vor Ort Widerstand. Hier entfaltet dann das sog. „NIMBY“-Syndrom („Not-In-My-Backyard“, im Deutschen als St.-Florians-Prinzip bekannt [16]) seine Wirkung. Infrastrukturprojekte im Bereich erneuerbare Energieversorgung, -transport und -speicherung stoßen zunehmend auf Widerstand und Protest [17].

Woher kommt diese ablehnende Haltung? Der Protest gegen zentrale politische Planung nährt sich unter anderem aus der

Erfahrung der Bedrohung der eigenen Lebenswelt. Immer mehr Bürger sehen sich in ihrem Alltagshandeln durch professionelle Expertenurteile und institutionelle Eingriffe eingeengt. Erschwerend kommt hinzu, dass sich die Fachleute oft selber nicht über die beste Vorgehensweise einig sind (Experten-dilemma) und die durch sie berechneten Konsequenzen und Risiken oft auch nicht im Einklang mit den durch die Öffentlichkeit wahrgenommenen Folgeproblemen stehen. Außerdem fällt der Nutzen in der Regel bei einer Menge meist anonymer Konsumenten oder Produzenten an, während überwiegend die Standortbevölkerung das Risiko trägt. Dies führt zu wahrgenommenen Verletzungen des Fairness-Prinzips [18, 19, 20]. Misstrauen gegenüber öffentlicher Planung ist somit durch viele Faktoren begründet und von daher auch nicht als ein vorübergehendes Phänomen zu sehen. Vertrauensverluste lassen sich nicht allein durch Information ausgleichen. Gefragt sind deshalb innovative Formen der Partizipation.

In der öffentlichen Diskussion zur Energiewende ist passender Weise oft zu hören, dass die Bürger auf dem Weg in das neue Energiezeitalter „mitgenommen werden müssen“. Die Transformation des Energiesystems könne nicht gegen, sondern nur mit den Bürgerinnen und Bürgern vollzogen werden. Das

INTELLIGENTE UND EFFIZIENTE ENERGIESYSTEME

29.–31. JANUAR 2013

www.enertec-leipzig.de

IM VERBUND MIT:
terratec
INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR UMWELTECHNIK UND -DIENSTLEISTUNGEN

enertec
INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR ENERGIEERZEUGUNG, ENERGIEVERTEILUNG UND -SPEICHERUNG

→ Energietechnik, Energiedienstleistungen, Energieversorgung
 → parallel: BIOGAS Jahrestagung und Fachmesse
 → hochkarätiges Fachprogramm

stimmt. Nur dürfen diese Floskeln keine Floskeln bleiben, sondern müssen im politischen Planungsallday Anwendung finden.

Deshalb ist die abschließende Empfehlung des Beirats, bei Infrastrukturmaßnahmen und komplexen Planungsprozessen im Umweltbereich auf innovative Verfahren der Kommunikation, Partizipation und Konfliktschlichtung zu setzen [21-23]. Beispiele hierfür sind die Erweiterung von Stromtrassen, die Errichtung von Windparks oder auch der Bau von Pumpspeicherwerken. In all diesen Fällen sollten die relevanten Akteure (Kommunen, Übertragungsnetzbetreiber, Energieversorger, Bürgerinitiativen, Naturschutzverbände etc.) möglichst frühzeitig in einen konstruktiven Diskurs über den geplanten Ausbau eingebunden werden, um berechnete Interessen berücksichtigen zu können und zu einer möglichst konsensualen Lösung zu gelangen.

Nötige(r) Zeit und Weitblick

Die Energiewende ist ein gesellschaftliches Großprojekt. Es geht um nicht weniger, als den geplanten Umstieg auf eine andere Form der Energieerzeugung, -verteilung und -nutzung in Deutschland. Dies alles soll in wenigen Dekaden abgeschlossen sein. Das ist hoch ambitioniert – sowohl von der Zielsetzung wie von der Zeitplanung. Wenn in diesem konzentrierten Prozess mögliche Konflikte und negative Auswirkungen auf Mensch und Umwelt soweit als möglich vermieden werden sollen, erfordert dies neben der systemischen Optimierung von Technik und Versorgungsleistungen auch den umsichtigen Umgang mit der Natur und neue Formen der Beteiligung und Kommunikation, um den Belangen der betroffenen Bevölkerungsteile gerecht zu werden.

Aus diesem Grund erscheint es insgesamt ratsam, sich die nötige Zeit zu nehmen und den erforderlichen Weitblick zu verschaffen, um das Projekt ganz im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung ökologisch verträglich, ökonomisch effizient und sozial gerecht zu realisieren [24].

Anmerkungen

[1] Blesel, M.; Bruchof, D.; Fahl, U.; Kober, T.; Kuder, R.; Beestermöler, R.; Götz, B.; Voß, A.: Auswirkungen ver-

änderter Laufzeiten für Kernkraftwerke in Deutschland – Szenarioanalysen bis zum Jahr 2035. Arbeitsbericht Nr. 10 des Instituts für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart, 1.6.2011, Stuttgart, Online-Publikation: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_10.pdf, zugegriffen am 17.8.2011.

[2] Leopoldina – Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina (Hrsg.): Energiepolitische und forschungspolitische Empfehlungen nach den Ereignissen in Fukushima. Ad-hoc-Stellungnahme der Deutschen Akademie der Naturforscher Leopoldina – Nationale Akademie der Wissenschaften, 2011, Berlin.

[3] Matthes, F. Chr.; Harthan, R. O.; Loreck, Ch.: Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte – Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Öko-Institut Berlin, März 2011. Online-Publikation: <http://www.oeko.de/oekodoc/1121/2011-008-de.pdf>, zugegriffen am 16.8.2011.

[4] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zu einer 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten des SRU vom 26.1.2011, Berlin.

[5] Umweltbundesamt: Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland. Umweltbundesamt (Hrsg.): Dessau-Roßlau, Mai 2011, Online-Publikation: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4117.pdf>, zugegriffen am 16.8.2011.

[6] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg nach Energieträgern, Stuttgart, Online: http://www.statistikbw.de/UmweltVerkehr/Landesdaten/EN_ET_BS_LR.asp?t=PR, zugegriffen am 14.8.2012.

[7] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28.9.2010.

[8] Nachhaltigkeitsbeirat Baden-Württemberg: Energiewende: Implikationen für Baden-Württemberg. Stuttgart 2012.

[9] Wird die durch Kernenergie erzeugte Strommenge vollständig durch Stromimport ausgeglichen, verursacht dies, vereinfacht betrachtet, keine Erhöhung der CO₂-Emissionen, falls der importierte Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder aus Kernkraftwerken stammt. Importstrom aus fossilen Energieträgern aus anderen Bundesländern oder dem Ausland führt zwar formal zu keinem Anstieg der CO₂-Emissionen in Baden-Württemberg, dennoch steigt die Gesamtbilanz (NBBW 2012).

[10] Nachhaltigkeitsbeirat Baden-Württemberg: Nachhaltiges Flächenmanagement in Baden-Württemberg: Vom Wachstums- zum Bestandsmanagement. Stuttgart 2010.

[11] Berkhout, P. H. G.; Muskens, J. C.; Velthuisen, J. W.: Defining the rebound effect. In: Energy Policy, 28, 2000, S. 425–432.

[12] Greening, L. A.; Greene, D. L.; Difiglio, C.: Energy efficiency and consumption – the rebound effect – a survey. In: Energy Policy, 28, 2000, S. 389-401.

[13] Mack, B.: Energiesparen fördern durch psychologische Interventionen. Entwicklung und Evaluation einer Stromsparkampagne in einer Energiesparhaussiedlung. Münster, Berlin, New York 2007.

[14] Abrahamse, W.; Steg, L.; Vlek, C.; Rothengatter, T.: A review of intervention studies aimed at household energy conservation. In: Journal of Environmental Psychology, 25, 2005, S. 273-291.

[15] Siehe Quelle in Fn. [13].

[16] Portney, K. E.: Siting hazardous waste treatment facilities: the Nimby Syndrome. New York 1991.

[17] Fischer, S.: Eine Energiepolitik für die Zukunft. In: Friedrich-Ebert-Stiftung, Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik (Hrsg.): WISO direkt – Analysen und Konzepte zur Wirtschafts- und Sozialpolitik, Bonn 2010.

[18] Gabriel, O.; Völk, K.: Politische und soziale Partizipation. In: Gabriel, O./Holtmann, E. (Hrsg.): Handbuch Politisches System der Bundesrepublik Deutschland. München und Wien: 2004, S. 523-573.

[19] Kuklinski, O.; Oppermann, B.: Partizipation und räumliche Planung, In: Scholich, D./Müller, P. (Hrsg.): Planungen für den Raum zwischen Integration und Fragmentierung. Frankfurt 2010, S. 165-171.

[20] Renn, O.: The challenge of integrating deliberation and expertise: Participation and discourse in risk management. In: T. McDaniels & M. J. Small (Hrsg.): Risk Analysis and Society: An Interdisciplinary Characterization of the Field. Cambridge 2004, S. 289–366.

[21] Renn, O.: Risk Governance. Coping with uncertainty in a complex world. Earthscan: London 2008.

[22] Renn, O.: Einführungsvortrag: Bürgerbeteiligung – Aktueller Forschungsstand und Folgerungen für die praktische Umsetzung. In: Hilpert, J. (Hrsg.): Nutzen und Risiken öffentlicher Großprojekte: Bürgerbeteiligung als Voraussetzung für eine größere gesellschaftliche Akzeptanz – Abschlussbericht. Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung, Nr. 19, Juni 2011, S. 19-41.

[23] Renn, O.; Schweizer, P.: Inclusive Risk Governance – Concepts and application to environmental policy making. In: Environmental Policy and Governance, Heft 19, 2009, S. 174-185.

[24] Das vollständige Gutachten mit dem Titel „Energiewende – Implikationen für Baden-Württemberg“ kann auf der Homepage des NBBW (www.nachhaltigkeitsbeirat-bw.de) abgerufen werden.

*Dr. M. Ruddat, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Prof. Dr. Dr. h. c. O. Renn, Vorsitzender des NBBW von 2005 bis 2012 und Direktor des Zentrums für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung (ZIRIUS) an der Universität Stuttgart
ortwin.renn@sowi.uni-stuttgart.de*

Erneuerbare Energien – immer mehr, immer teurer

Anfang September veröffentlicht das BMU die jährlich erscheinende Broschüre „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“. Zwischenzeitlich umfasst diese Publikation annähernd 130 Seiten und beinhaltet eine Vielzahl von interessanten Informationen. Darin wird deutlich, dass das erneuerbare Energiesystem nicht nur insgesamt im letzten Jahrzehnt immer teurer wurde, sondern auch die spezifischen Kosten ständig angestiegen sind. Das ist erklärungsbedürftig.

Auf den Seiten 42 bis 47 sind lesenswerte Daten unter der Überschrift der BMU-Broschüre „Kosten für die Stromverbraucher, Merit Order-Effekt und Stromeinspeisung“ zusammengestellt. In der Tabelle – Struktur der nach dem EEG vergüteten Strommenge seit 2000 – auf Seite 45 werden die Durchschnittsvergütung sowie die Gesamtvergütung ausgewiesen, die in der Abbildung grafisch aufbereitet sind.

Bemerkenswert ist, dass die Durchschnittsvergütung für EE-Strom ausgehend von 8,5 ct/kWh im Jahr 2000 auf 17,94 ct/kWh im Jahr 2011 um über 100 % ansteigt. Das erneuerbare Energiesystem wurde nicht nur insgesamt immer teurer, sondern auch die spezifischen Kosten sind beständig angestiegen.

Für das Gesamtsystem sind also im Zeitraum 2000 bis 2011 keine Lerneffekte erkennbar. Wie ist das möglich? Eine Analyse der maximalen technologiespezifischen Förderung erfolgte Anfang 2011 durch das RWI. Die Untersuchung zeigt, dass nur bei der sehr stark geförderten Photovoltaik ein deutlicher Rückgang der Fördersätze zu verzeichnen war; ansonsten stiegen die Fördersätze insbesondere bei Biomasse und Wind offshore, aber selbst bei Wind onshore wurden die Werte 2009 wieder angehoben. Im Mix der geförderten EEG-Stromerzeugungs-

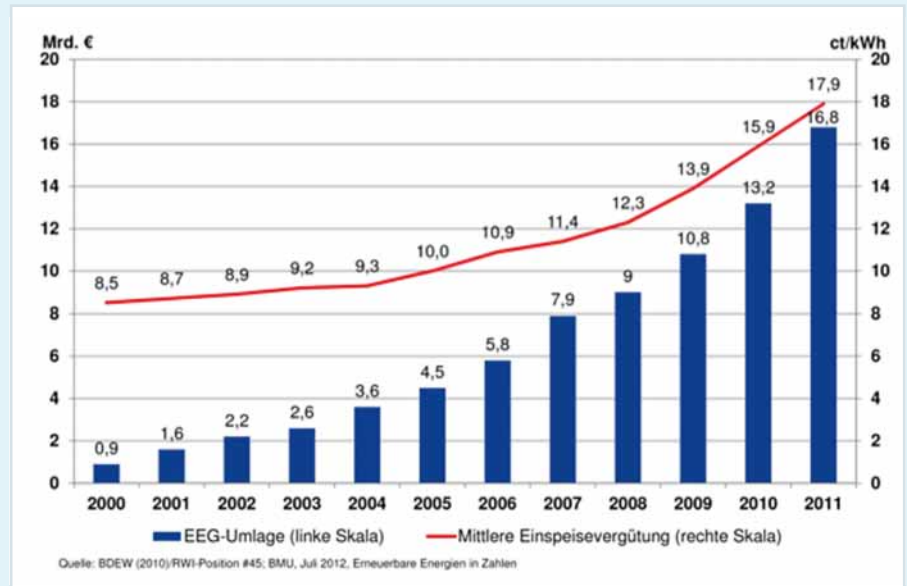


Abb. Durchschnitts- und Gesamtvergütungen für „grünen Strom“ – 2000 bis 2011

verfahren ergibt sich durch die überproportional steigenden Beiträge von Photovoltaik und Biomasse eine Verlagerung hin zu den teuren Verfahren. Dies führte im Ergebnis zu den stark steigenden spezifischen und absoluten Kosten (vgl. Tabelle).

Die Gesamtvergütung nach EEG im Jahr 2011 betrug 16,76 Mrd. €. Unter Berücksichtigung von vermiedenen Kosten und

insbesondere auch der Vermarktungserlöse weisen die Übertragungsnetzbetreiber Soll-Einnahmen aus der EEG-Umlage in Höhe von 13,4 Mrd. € aus. Daraus errechnet sich die aktuelle EEG-Umlage zu 3,53 ct/kWh, die, wie jüngst von den ÜNB verkündet, für das Jahr 2013 auf 5,23 ct/kWh ansteigt – eine Zunahme um 47 %.

„et“-Redaktion

Tab.: Maximale technologiespezifische Vergütungen

	2000 bis 2010 in ct/kWh										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Wind Onshore	9,10	9,10	9,00	8,90	8,70	8,53	8,36	8,19	8,03	9,20	9,11
Wind Offshore	9,10	9,10	9,00	8,90	9,10	9,10	9,10	9,10	8,92	15,00	15,00
Photovoltaik	50,62	50,62	48,09	45,69	57,40	54,53	51,80	49,21	46,75	43,01	39,14
Biomasse	10,23	10,23	10,13	10,03	17,50	17,33	17,16	16,99	16,83	32,67	32,34
Mittlere Vergütung	8,50	8,69	8,91	9,16	9,29	10,00	10,88	11,36	12,25	13,95	15,63

Quellen: EEG 2000, 2004, 2009. Biomasse: IWR (2007), Fachverband Biogas (2009), eigene Berechnungen.