



Kosten und Finanzierung der Energiewende

Schriftenreihe des Kuratoriums
Band 11

Impressum:

Forum für Zukunftsenergien e. V.
Reinhardtstraße 3
10117 Berlin

Telefon: +49 (0)30 / 72 61 59 98 0

Fax: +49 (0)30 / 72 61 59 98 9

E-Mail: info@zukunftsenergien.de

Internet: www.zukunftsenergien.de

Layout:

Forum für Zukunftsenergien e. V.

Berlin, März 2018

Mit Unterstützung von:



Inhalt

Vorwort	6
<i>Christian Sewing</i> Kuratoriumsvorsitzender, Forum für Zukunftsenergien e. V.	
Optionen für eine zukünftige Förderung der erneuerbaren Energien	10
<i>Ilse Aigner</i> Bayerische Staatsministerin für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie sowie stellvertretende Bayerische Ministerpräsidentin	
Sektorkopplung braucht einen geordneten Kohleausstieg	18
<i>Sven Becker</i> Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH	
Kann die Belastung der Stromkunden aus Haushalten und kleinen und mittleren Industrie- und Gewerbebetrieben nachhaltig verringert werden?	30
<i>Frank Bsirske</i> Vorsitzender, Ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft e. V.	
CO₂-Vermeidung verursachergerecht bepreisen - Die Finanzierung der Energiewende hat Reformbedarf	42
<i>Andreas Feicht</i> Vizepräsident, VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.	
„The German Energiewende“ im globalen Trend	52
<i>Dr. Uwe Franke</i> Präsident, Weltenergieerat – Deutschland e. V.	
Energiewende in der Wohnungswirtschaft gestalten – leistbares Wohnen sicherstellen	66
<i>Axel Gedaschko</i> Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e. V.	
Kosten der Energiewende gerechter verteilen	76
<i>Albrecht Gerber</i> Minister für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg	

Wann wäre der Umbau eines Steinkohlekraftwerk-Blocks auf Biomassenutzung attraktiv?	84
<i>Prof. Dr. Marc Hansmann</i> Vorstand, enercity AG <i>Dr. Ulrich Becher</i> Leiter Energiewirtschaft, enercity AG	
Klimaschutz als Baustein der Unternehmensstrategie	98
<i>Dr.-Ing. Stefan Hartung</i> Geschäftsführer, Robert Bosch GmbH	
Der Klimaschutz als Investition in die Zukunft.....	110
<i>Ulrike Höfken</i> Ministerin für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz	
Kosten und Finanzierung der Energiewende	118
<i>Jochen Homann</i> Präsident, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen	
Globale Ziele verlangen großes und globales Denken und Handeln	130
<i>Dr. Martin Iffert</i> Vorsitzender des Vorstands, TRIMET Aluminium SE	
Kosten und Finanzierung der Energiewende – Der Beitrag von Gasen.....	138
<i>Prof. Dr. Gerald Linke</i> Vorstandsvorsitzender, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	
Klimapfade für die deutsche Industrie – langfristige Kosten des Umbaus des deutschen Energiesystems	146
<i>Holger Lösch</i> Stellvertretender Hauptgeschäftsführer, BDI e.V.	
Energiewende neu ausrichten !	156
<i>Dr. Ingo Luge</i> Vorsitzender die Geschäftsführung, E.ON Deutschland	

Wege zu einer kosteneffizienten Ausgestaltung der Energiewende“	160
<i>Prof. Dr. Andreas Pinkwart</i>	
Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen	
Alternative Finanzierungsmodelle zum Ausbau der erneuerbaren Energien	170
<i>Dr. Helmar Rendez</i>	
Vorsitzender des Vorstandes, LEAG Bergbau AG	
Das Nassauer-Prinzip sollte beendet werden – der Markt macht es möglich	178
<i>Joachim Rumstadt</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, STEAG GmbH	
Kosten der Energiewende: Verlässliche Rahmenbedingungen nach marktwirtschaftlichen und europäischen Prinzipien gewährleisten Effizienz	190
<i>Dr. Rolf Martin Schmitz</i>	
Vorstandsvorsitzender, RWE AG	
Erneuerbaren-Ausbauziele und Marktfähigkeit: Wie wir die Energiewende finanzierbar machen	202
<i>Boris Schucht</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, 50Hertz Transmission GmbH	
Die deutsche Energiewende – was, wieviel und warum?.....	208
<i>Stijn van Els</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, Deutsche Shell Holding GmbH und Shell Deutschland Oil GmbH	
Kosten und Finanzierung der Energiewende – Der Verkehrssektor und der Beitrag der Schiene.....	216
<i>Dr. Hans-Jürgen Witschke</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH	
<i>Dr. Nele Friedrichsen</i>	
Referentin Regulierungsmanagement, DB Energie GmbH	



Christian Sewing
Kuratoriumsvorsitzender, Forum für Zukunftsenergien e.V.

Christian Sewing, geboren 1970, ist seit 1. Januar 2015 Mitglied des Vorstands. Er verantwortet den Unternehmensbereich Privat- und Firmenkundenbank (inklusive Postbank) gemeinsam mit Frank Strauß.

Sewing trat 1989 in die Deutsche Bank ein. Von Juni 2013 bis Februar 2015 leitete er Group Audit. Davor bekleidete er eine Reihe von Führungspositionen im Bereich Risk – neben Frankfurt auch an Standorten wie Singapur, Toronto, Tokio und London. Von 2012 bis 2013 war er Deputy Chief Risk Officer und zuvor, von 2010 bis 2012, Chief Credit Officer der Bank.

Von 2005 bis 2007 war Sewing Mitglied des Vorstands der Deutschen Genossenschafts-Hypothekenbank.

Vorwort

Christian Sewing

Gleich zu Beginn des Jahres 2017 kritisierte der Bundesrechnungshof, dass die Rechnung für die Energiewende steige und steige: Der Bundesregierung sei es nicht gelungen, eine Balance zwischen hohen Klimaschutzzielen und effizienten Fördermaßnahmen zu finden. Diesen Sachverhalt thematisierte darüber hinaus nicht nur die Energiewirtschaft, sondern die Wirtschaft ganz generell. Verschiedene Institutionen, Verbände und Unternehmen unterbreiteten Vorschläge, wie die hohen Kosten der Energiewende zukünftig sachgerechter als bisher auf alle Beteiligten entlang der Wertschöpfungsketten verteilt werden könnten. Im Rahmen des Vorwahlkampfes wurden diese Positionen an die Politik herangetragen und sogar aufgegriffen. So finden sich in den Wahlprogrammen der Parteien zur Bundestagswahl 2017 dazu zahlreiche Pläne und Absichtserklärungen. Dass dieses Problem in der kommenden Legislaturperiode angepackt werden müsste, wurde als selbstverständlich betrachtet.

Inwiefern der nun unterzeichnete Koalitionsvertrag diesen Erwartungen auch gerecht wird, muss sich allerdings noch zeigen. Auf den ersten Blick ist eher das Gegenteil zu erwarten. Anlass zur Skepsis gibt das Auftauchen bislang nicht bekannter, neuer Kostenblöcke: So verspricht der Koalitionsvertrag etwa, die Kommunen stärker an der Wertschöpfung der regenerativen Energien zu beteiligen. Die Kosten treiben wird wohl auch die Verabredung, beim Netzausbau nicht nur die neuartigen Punkt-zu-Punkt-Höchstspannungsleitungen unter die Erde zu verlegen, sondern dies auch im engmaschigen Verteilnetz zu tun. Im Landwirtschaftskapitel findet sich zudem der Prüfauftrag für zusätzliche Pachtzahlungen der Netzbetreiber an die Bauern. Ferner wird der verabredete beschleunigte Ausbau der Erneuerbare-Energien-Anlagen von bisher 55 bis 60 Prozent auf 65 Prozent bis zum Jahr 2030 Geld verschlingen, denn Strom wird auch dann bezahlt, wenn er nicht eingespeist werden kann. Der Koalitionsvertrag – das soll nicht verschwiegen werden – spricht die hohen Kosten der Energiewende an vielen Stellen an. Leider bleiben die Vorschläge, wie gespart werden könnte, aber vage. Und an einigen Vorschlägen sind Zweifel erlaubt, ob sie den gewünschten Effekt erzielen werden.

Das Kuratorium des Forums für Zukunftsenergien ist der Frage der Kostenverteilung mit seinen Beiträgen in der vorliegenden Ausgabe seiner Schriftenreihe nachgegangen. Dabei erscheint dieses Gremium für solch eine Aufgabe in ganz besonderer Weise geeignet – präsentieren die Kuratoren doch die unterschiedlichen Akteure der deutschen Energiewirtschaft umfassend und kompetent. Einmal mehr wird dabei deutlich, wie breit das Themenspektrum und wie groß Fachwissen der Mitglieder des Kuratoriums ist. Vervollständigt werden die Beiträge der Kuratoren dieses Mal durch einige Gastbeiträge aus der Politik und den Reihen unserer Mitglieder.

Mein Dank gilt allen Kuratoren und Gastautoren, die mit ihren Beiträgen an dieser Publikation mitgewirkt haben, sowie unserem Mitglied Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. für die gewährte finanzielle Unterstützung. Ihnen, liebe Leser, wünsche ich viel Freude und interessante Einblicke bei der Lektüre.

Berlin, März 2018

Christian Sewing

Kuratoriumsvorsitzender, Forum für Zukunftsenergien e.V.



Ilse Aigner
Bayerische Staatsministerin für Wirtschaft und Medien, Energie und
Technologie sowie stellvertretende Bayerische Ministerpräsidentin

Ilse Aigner ist seit Oktober 2013 Bayerische Staatsministerin für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie sowie stellvertretende Bayerische Ministerpräsidentin. Von 2008 bis 2013 war sie Bundesministerin für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz in Berlin. Bevor sie 1994 Mitglied des Bayerischen Landtags wurde, war sie als Elektrotechnikerin bei Eurocopter an der Entwicklung von Systemelektrik für Hubschrauber beteiligt.

Optionen für eine zukünftige Förderung der erneuerbaren Energien

Ilse Aigner

Die erneuerbaren Energien haben sich am Markt etabliert und sind „erwachsen“ geworden. Die Notwendigkeit einer nahezu risikofreien und marktfernen Förderung von erneuerbaren Energien besteht nicht mehr. Stattdessen brauchen wir eine bessere Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, eine Begrenzung bei den Vergütungszahlungen sowie eine bessere räumliche Verteilung des künftigen Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen zur Entlastung der Netze. Die Anlagenbetreiber sollen sich künftig dem Wettbewerb auf dem Strommarkt und der Netzsituation am geplanten Standort stellen. Gleichzeitig braucht die Wirtschaft Klarheit und Planbarkeit über die Höhe der Stromkosten für ihre Investitionsentscheidungen.

Im Idealfall geben Strompreise das Signal dafür, dass sich Angebot und Nachfrage in Echtzeit ausgleichen, Flexibilität angeboten wird und Kosten- und Energieeffizienz erreicht werden. Hohe Preise reizen den Betrieb von Speichern, Lastmanagement und Erzeugungsanlagen an, wenn Strom knapp ist. Niedrige Preise sorgen für zusätzliche Abnehmer, wenn Strom im Überschuss vorhanden ist. Im Idealfall reizen Preise die richtigen Investitionen für ein verlässliches, effizientes und umweltverträgliches Stromsystem an – auch an den Grenzen zum Wärme- und Verkehrssektor.

In der Realität besteht der Strompreis für die meisten Verbraucher jedoch aus bis zu 80 Prozent staatlich veranlassten und regulierten Preisbestandteilen.

Die Haushaltsstrompreise sind von 19 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2006 bis heute auf über 29 Cent je Kilowattstunde gestiegen. Sie liegen damit fast 50 Prozent über dem europäischen Durchschnitt. Hauptkostentreiber ist die in den kommenden Jahren weiter steigende Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Diese ist von 1,12 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2006 auf 6,88 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2017 gestiegen. Bis 2025 werden über die EEG-Umlage mehr als 400 Milliarden Euro umverteilt worden sein.

Hinzu kommen steigende Netzentgelte. Allein die Kosten für Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze bei schwankendem Aufkommen von Wind- und Sonnenstrom lagen im vorigen Jahr bei knapp 1 Milliarde Euro.

Dabei beginnen wir gerade erst mit dem Bau der großen Gleichstromleitungen, die in Zukunft Windstrom vom Norden in den Süden bringen sollen, und so die Kosten für Stabilisierungsmaßnahmen senken werden. Auch bei der Ausstattung der lokalen Netze mit intelligenter Steuerungstechnik, um schwankendes Stromaufkommen und den Stromverbrauch vor Ort besser

steuern zu können, stehen wir noch am Anfang.

Die Umstellung auf Ausschreibungen zur Ermittlung der EEG-Vergütung im Jahr 2017 hat zwar ermutigende Ergebnisse erbracht. So sank der durchschnittliche Zuschlagswert bei Windenergie an Land von 5,71 Cent je Kilowattstunde auf 3,82 Cent je Kilowattstunde und bei Solaranlagen von 6,58 Cent je Kilowattstunde auf 4,91 Cent je Kilowattstunde.

Es drohen jedoch Strompreise für Haushalte und mittelständische Wirtschaft von bis zu 35 Cent je Kilowattstunde aufgrund weiter steigender staatlich veranlasster Abgaben und Umlagen in den nächsten Jahren, wenn wir nicht gegensteuern.

Die hohen staatlich veranlassten Preisbestandteile sorgen außerdem dafür, dass das koordinierende Preissignal im Stromgroßhandel fast vollständig überlagert wird.

Wir müssen daher die Kosteneffizienz sowohl bei der Förderung an sich als auch bei den Systemkosten insgesamt weiter erhöhen, ohne Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit zu gefährden. Wir müssen die EEG-Vergütungszahlungen begrenzen, erneuerbaren Energien Möglichkeiten zur Teilnahme an weiteren Marktstufen eröffnen und die räumliche Verteilung des künftigen Zubaus regenerativer Erzeugungsanlagen verbessern. Neben der Betrachtung der Kosten ist für die Politik wie auch für die Endabnehmer gerade in der Wirtschaft die Prognostizierbarkeit und Planbarkeit der weiteren Entwicklung der EEG-Umlage von großer Bedeutung.

Um diese Probleme zu lösen, schlage ich drei aufeinander abgestimmte Bausteine für ein künftiges Fördersystem vor, die zu einer besseren Marktintegration und Stärkung der Preissignale am Großhandelsmarkt führen, die Systemkosten senken, Netzausbau und Anlagenzubau aufeinander abstimmen und die zukünftigen Förderkosten planbar und vorhersehbar machen.

Baustein 1: Umstellung auf Investitionskostenzuschüsse

Um die Marktintegration von erneuerbaren Energien weiter voran zu treiben und bestehende Marktbarrieren und Marktverzerrungen abzubauen, schlage ich vor, von der heutigen mengenbasierten Vergütung je erzeugter Kilowattstunde auf eine leistungsbasierte Vergütung je installiertem Kilowatt umzustellen. Die Höhe dieses Investitionskostenzuschusses wird durch Ausschreibungen ermittelt. Eine Festlegung, ob die Ausschreibungen für die Erzeugungsarten Wind an Land und Photovoltaik technologieneutral oder – wie heute – technologiespezifisch erfolgen, ist damit nicht verbunden. Beides wäre möglich. Für die eingespeiste Strommenge erhalten regenerative Erzeugungsanlagen zukünftig nur den Marktpreis. Der Investitionskostenzuschuss soll über die geplante Nutzungszeit der Anlage verteilt ausgezahlt werden. Damit kann die Leistungsbereitstellung und Verfügbarkeit der Anla-

gen über einen möglichst langen Zeitraum garantiert werden. Für eine Senkung der Finanzierungskosten kann der Zuschuss im ersten Betriebsjahr höher ausfallen. Der Zuschuss soll weiterhin über das heutige Umlagesystem finanziert werden.

Mit Hilfe eines solchen Investitionskostenzuschusses wird eine bessere Marktintegration der Anlage gegenüber dem Status quo sowohl im Rahmen der Investitionsentscheidung als auch in der späteren Vermarktungsentscheidung im Betrieb erreicht. Mit der Auszahlung des Zuschusses auf Jahresbasis liegt die Entscheidung über einen sinnvollen Anlageneinsatz innerhalb eines Jahres allein beim Anlagenbetreiber – und zwar auf Basis der zu erwartenden Markterlöse auf allen zur Verfügung stehenden Marktstufen. Der Terminmarkt gewinnt an Bedeutung für die Preisabsicherung, und durch den Wegfall der hohen Opportunitätskosten verringern sich die ökonomischen Barrieren zur Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten.

Der Anlagenbetreiber soll bereits bei der Konzeption der Anlage prüfen, inwieweit eine Veränderung der Fahrweise – etwa zur Beeinflussung der Vollbenutzungsdauer – die Gesamterlöse positiv oder negativ beeinflusst. Hierdurch wird eine effiziente Anlagenauslegung angereizt. Daneben wird der Fokus gezielt auf die Bereitstellung von Flexibilität und nicht wie aktuell maßgeblich auf Arbeitsbereitstellung gelegt, wodurch eine systemdienlichere Fahrweise angereizt wird. So wird die Überschussproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien reduziert - ebenso der Netzausbaubedarf und die Notwendigkeit von Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze.

Auch hinsichtlich der Stromerzeugung bei negativen Börsenstrompreisen, bedarf es dann keiner weiteren regulatorischen Eingriffe oder Ausnahmemöglichkeiten. Der Anlagenbetreiber entscheidet, in dieser Zeit weiter Strom zu erzeugen oder diesen für solche Zeiten gegebenenfalls zu speichern, um einen höheren Erlös aus der Erzeugung zu generieren. Gleichzeitig sinken durch diese Maßnahme die Barrieren für den Einsatz des Stroms in Sektorenkopplungsanwendungen.

Schließlich wird der Gesamt-Topf für die EEG-Umlage durch die Umstellung immer besser planbar, da das Umverteilungsvolumen für Neuanlagen nicht mehr von der – stark wetterabhängigen – eingespeisten Strommenge abhängt. Auch die mehr als 5000 unterschiedlichen Einspeisetarife, die hohe Verwaltungskosten bei den Verteilnetzbetreibern erzeugen, werden mittelfristig reduziert.

Baustein 2: Räumliche Steuerung

Um der Netzengpassproblematik entgegenzuwirken und für eine bessere Verzahnung von Anlagenzubau und Netzausbau zu sorgen, schlage ich vor, eine separate Komponente im EEG zu implementieren, die eine stärkere räumliche Steuerung des Zubaus von regenerativen Erzeugungsanlagen ermöglicht.

Die von der Bundesregierung in der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen vorgesehene Verteilerkomponente ist ein richtiger Schritt, der aber noch weiterverfolgt werden muss.

Diese Komponente sieht vor, dass Gebote einen zusätzlichen Aufschlag auf den Gebotspreis erhalten, wenn eine regenerative Erzeugungsanlage innerhalb eines Landkreises errichtet wird, in dem ein Zubau einen weiteren Ausbau des Verteilnetzes zur Folge hat. Ein zusätzlicher Verteilnetzausbau ergibt sich dann, wenn die maximale Rückspeisung aller im Landkreis installierten regenerativen Erzeugungsanlagen die maximale Höchstlast des Landkreises übersteigt. Die Festlegung der Höhe des Aufschlags und der hiervon betroffenen Regionen wird durch die Bundesnetzagentur übernommen und im Vorfeld der Auktionen bekannt gegeben.

Dieses Steuerungsinstrument ist zwar geeignet, den Abregelungs- und Redispatchbedarf zu verringern, berücksichtigt jedoch nicht Netzengpasssituationen im Übertragungsnetz. Zudem ist es ein sehr kleinteiliges und komplexes Steuerungsinstrument mit hohem Umsetzungsaufwand.

Um das räumliche Steuerungssignal zur Standortwahl der regenerativen Erzeugungsanlagen zu verstärken, schlage ich daher vor, die Verteilerkomponente auf Basis der Anteile an abgeregelter erneuerbarer Stromerzeugung für verschiedene Netzregionen weiter zu entwickeln. Das Modell greift dann, wenn ein zuvor festgelegter Grenzwert an Abregelung von regenerativen Erzeugungsanlagen innerhalb einer Region überschritten wird. Der Grenzwert könnte sich etwa an der insgesamt in Deutschland abgeregelten erneuerbaren Strommenge im Verhältnis zur gesamten erneuerbaren Strommenge orientieren. Die Bilanzierung der Abregelungsanteile könnte für jede der 20 Netzgruppen in Deutschland erfolgen, die eine Grundlage der Lastflussanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan darstellen.

Gebote für regenerative Erzeugungsanlagen mit Standorten in Netzgebieten, in denen überdurchschnittlich viel abgeregelt werden muss, werden bei der Zuschlagserteilung durch einen Korrekturfaktor schlechter gestellt und haben es daher schwerer, bei Ausschreibungen zum Zug zu kommen. Mit diesem Modell wird eine stärkere Synchronisierung des Ausbaus von regenerativen Erzeugungsanlagen mit dem Netzausbau auch unter Berücksichtigung der Netzengpässe auf Ebene der Übertragungsnetze ermöglicht. Dieses Modell adressiert Netzengpässe also dort, wo sie tatsächlich auftreten und nicht nur dort, wo sie vermutet werden. Zudem dürfte der Umsetzungsaufwand deutlich hinter dem der aktuellen Verteilerkomponente liegen.

Baustein 3: Abschaffung der Entschädigung bei Einspeisemanagement-Maßnahmen

Neben grundsätzlichen Festlegungen zur Vergütungssystematik und räum-

lichen Steuerung sind weitere Aspekte hinsichtlich des Umfangs der Vergütungszahlungen für Anlagenbetreiber bei bestimmten markt- oder netzseitigen Ereignissen festzulegen. Bislang werden Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen bei solchen Ereignissen nicht einbezogen. In einem System, in dem künftig die erneuerbaren Energien den Großteil der Stromerzeugung stellen sollen, ist auch ein höherer Beitrag der regenerativen Erzeugungsanlagen zum Erhalt der Versorgungssicherheit und Marktfunktion notwendig.

Neben der Umstellung der Förderung auf einen Investitionskostenzuschuss für Neuanlagen schlage ich daher vor, die Entschädigung bei Abregelungen von regenerativen Erzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements für Neuanlagen zu streichen. Bislang erhalten die Anlagenbetreiber noch 95 Prozent der entgangenen Erlöse aus den abgeregelten Strommengen. Da nach dem System des Investitionskostenzuschusses keine Vergütung für eingespeiste Arbeit mehr gezahlt wird, entfällt für die Anlagenbetreiber bei einer Abregelung durch den zuständigen Netzbetreiber lediglich der am Markt erzielbare Erlös und nicht mehr – wie nach dem aktuellen System der gleitenden Marktprämie – ein gesetzlich garantierter Mindesterlös.

Durch den Wegfall der Entschädigungszahlung bei Abregelung kann die tatsächliche Kostenbelastung reduziert sowie die Planbarkeit der Kosten- und Umlageentwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien erhöht werden. Zudem verringert sich der Verwaltungsaufwand für Netzbetreiber bei der Vergütungsabrechnung mit dem Anlagenbetreiber. Gerichtsfeste Regelungen, wie mit der Ausfallvergütung bei Einspeisemanagementmaßnahmen aufgrund von Netzengpässen umgegangen werden muss, werden überflüssig. Auch muss nicht festgestellt werden, welcher Direktvermarktungserlös entschädigt werden muss, was im Rahmen eines gesamten Handelsportfolios einer einzelnen Anlage ohnehin kaum möglich ist. Die Förderung von regenerativen Erzeugungsanlagen kann damit grundsätzlich vereinfacht werden. Umgekehrt steigt die Verantwortung des Anlagenbetreibers.

Durch den Verzicht auf den Entschädigungsanspruch wird zudem die Systemdienlichkeit erhöht und auch die lokale Verwendung des Stroms in Form von direkten Sektorkopplungsanwendungen oder der lokalen Zwischenspeicherung belohnt. Eine an den vorhandenen Netzkapazitäten orientierte Standortwahl und Betriebsführung der Anlage wird angereizt, da Investoren die Auswirkungen der entschädigungslosen Abregelung bei der Standortwahl und Gebotserstellung stärker zu berücksichtigen haben.

Die wirtschaftlichen Einbußen durch den Wegfall der Entschädigung bei Einspeisemanagementmaßnahmen werden durch die Kombination mit Investitionskostenzuschüssen deutlich abgemildert. Gegenüber dem Status quo würde nicht mehr die Marktprämie, sondern nur der Markterlös entfallen, der am Beispiel der Windkraft derzeit bei ca. 30-50 Prozent des Gesamterlöses für Windenergie an Land liegt.

Fazit

In ihrem Zusammenspiel sorgen diese Bausteine auf mittlere Sicht nicht nur für geringere Förderkosten aus dem EEG. Da sich die Produktion von Überschussstrom nicht mehr lohnt, stabilisieren sie auch die Börsenstrompreise. Stabile Börsenstrompreise kommen auch flexiblen Erzeugungsanlagen zu Gute, wie zum Beispiel Gaskraftwerken, was sich wiederum positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Außerdem werden durch die bessere räumliche Steuerung der Netzausbaubedarf und die Kosten des Netzengpassmanagements reduziert. Dadurch bleiben auch die Netzentgelte stabiler. Die Höhe der EEG-Umlage wird besser planbar. Nicht zuletzt wird ein gewisser Impuls für die Sektorenkopplung gesetzt, indem es ökonomisch sinnvoller wird, Überschussstrom für sektorenkoppelnde Anwendungen zu verwenden anstatt ihn, wie derzeit über die EEG-Umlage subventioniert, abzuregeln oder zu verschenken.

Die Herausforderungen, die sich perspektivisch aus der notwendigen Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr auch mit Blick auf die Bepreisung der verschiedenen Energieträger ergeben, können dann auf dieser Grundlage als nächste Schritte angegangen werden. Solange jedoch Kohle mit 40 Prozent (im Jahr 2016) im Stromerzeugungsmix in Deutschland noch der dominante Bestandteil ist, wäre es verfrüht, die Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien ausschließlich am Ziel einer besseren Wirtschaftlichkeit der Sektorenkopplung auszurichten. Zuvor ist – auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit nach Abschaltung der letzten deutschen Kernkraftwerke – als notwendiger Zwischenschritt die bessere Markt- und Systemintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sicherzustellen.



Sven Becker

Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH

Sven Becker ist Sprecher der Geschäftsführung der Trianel GmbH seit 2005. Darüber hinaus hält er unterschiedliche Organfunktionen in den Tochter- und Beteiligungsgesellschaften der Trianel-Gruppe.

Zuvor arbeitete er ab 2002 bei Statkraft Markets GmbH, von 2003 bis Ende 2004 als Geschäftsführer.

Von 1998 bis Ende 2001 war er für Enron Europe Ltd. in unterschiedlichen vertrieblichen und Handelsfunktionen im London, Oslo und zuletzt Frankfurt tätig. Seinen Einstieg in die Energiewirtschaft fand Herr Becker 1993 bei der Ruhrgas AG.

Herr Becker studierte Volkswirtschaft in Kiel und Dublin und hält einen MBA von der University of Chicago. Seit 2009 lehrt er als Gastdozent an der RWTH Aachen „Energiehandel & Risikomanagement“ und ist seit 2016 Vizepräsident des Energiewirtschaftliches Instituts an der Universität zu Köln.

Herr Becker ist Mitglied in zahlreichen energiewirtschaftlichen und politischen Gremien, u.a. im Vorstand des VKU und BDEW.

Sektorkopplung braucht einen geordneten Kohleausstieg

Sven Becker

Die Energiewende steht an einem Wendepunkt. Trotz hoher Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien und in den Netzausbau sinken die Treibhausgasemissionen nicht, sondern steigen weiter an. Damit wird heute schon deutlich, dass das nationale Klimaschutzziel von 40 Prozent bis 2020 verfehlt wird. Dabei wäre angesichts sprudelnder öffentlicher Haushaltseinnahmen ein guter Zeitpunkt, um über die Finanzierung der Energiewende und das Schließen der Klimaschutzlücke bis 2020 neu zu verhandeln. Gleichwohl werden vom Bund für das Zieljahr 2030 ambitioniertere EE-Ausbauziele angestrebt, während die Länder die nutzbaren Flächen für die Windenergie immer stärker verknappen. Darum scheint es dringend erforderlich, die Komplexität auf ein beherrschbares Maß zu reduzieren, klare Wegmarken in Richtung Dekarbonisierung 2050 zu definieren und Interdependenzen aufzuzeigen. Vor allem aber sollte das Angehen der Herausforderungen nicht noch weiter in die weite Zukunft verschoben werden.

Wenn man vom Ausstieg aus der Kernenergie absieht, ist die Energiewende immer ein Instrument zur Erreichung von Klimaschutzzielen gewesen. Damit gilt bei der Transformation unseres Energiesystems das Primat des Klimaschutzes. Die Energiewende wiederum steht unter den nicht verhandelbaren Leitplanken des § 1 Abs. 1 EnWG: „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsggebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“. Ausschließlich daran gemessen, müsste man die Energiewende in Anbetracht der klimapolitischen Ziele – mindestens des Jahres 2020 – als ein gescheitertes Experiment ad acta legen. Nach der Deindustrialisierung in den neuen Bundesländern Anfang der 1990er Jahre hat sich in der deutschen Klimabilanz nicht mehr viel getan.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist in den letzten Jahren kontinuierlich von drei Prozent auf rund 35 Prozent gestiegen. Diese gute Entwicklung zeigt allerdings keine Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz. Diese paradoxe Situation begründet sich daraus, die konventionelle Stromerzeugung nicht in dem Maße reduziert wurde, wie erneuerbare Energien zugebaut wurden. Stattdessen sind die Stromexporte in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen.

1. „Traue keiner Statistik, die Du nicht selber gefälscht hast“

Eine Auswertung des Stromjahrs 2017 des Thinktanks Agora Energiewende zeigt, dass Deutschland 60 Terawattstunden (Milliarden Kilowattstunden) per saldo ins Ausland exportiert hat. Das sind vier Terawattstunden mehr als im Vorjahr und 2,5 Terawattstunden mehr als im bisherigen Rekordjahr 2015¹.

Stromexporte gehören laut Definition aber nicht zum Bruttostromverbrauch, an dem der EE-Anteil laut EEG gemessen wird. Die statistische Konsequenz ist klar: Der EE-Anteil wird – gemessen an der Bruttostromerzeugung – deutlich zu hoch ausgewiesen. Oder anders ausgedrückt: Während die Treibhausgasemissionen dem Quellprinzip folgen, folgt der EE-Anteil dem nationalen Verbrauch. Das führt zu deutlichen statistischen Verzerrungen und überzeichnet die Leistungen des deutschen EE-Ausbaus an der in Deutschland produzierten Strommenge.

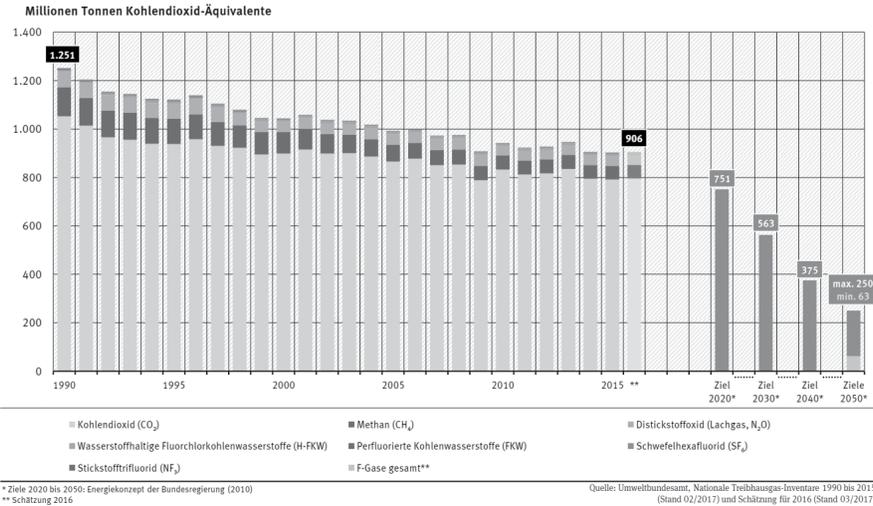
Deshalb ist die häufig zu lesende Behauptung falsch, jede in Deutschland gebaute Windenergieanlage würde zu Treibhausgaseminderungen (in Deutschland) beitragen. Dem Grunde nach hat sie – bis auch die letzte Leistungseinheit in Deutschland konventionell erzeugten Stroms nicht teurer ist als im Ausland erzeugter Strom – keinen Einfluss auf die deutsche Treibhausgasbilanz. Was ist die Folge? Trotz hoher Investitionen in EE-Anlagen sinken die Emissionen nicht im entsprechenden Umfang. Allerdings sinken die Emissionen im Ausland, dort wo teurere Anlagen durch billigen Strom aus Deutschland stillgelegt werden. Das trifft beispielsweise auf relativ klimafreundliche belgische oder niederländische Gaskraftwerke zu. Wenn man ernsthaft und schnell massive Einsparungen bei den Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung erreichen will, führt kein Weg an einem schnellen, planbaren Kohleausstieg vorbei. Erst dann wird sich zeigen, wofür die deutschen Stromkunden in den letzten Jahren hunderte Millionen Euro ausgegeben haben.

Wenn es keine Umstellung des Berechnungsmaßstabes in der offiziellen Statistik geben wird, sollten zumindest beide Größen – EE-Anteil am Bruttostromverbrauch und EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung – ausgewiesen werden. Das wäre ein Gebot der Ehrlichkeit.

2. Die Energiewende war nie nur eine Stromwende

Das – inzwischen dringend überarbeitungsbedürftige – Energiekonzept der Bundesregierung aus den Jahren 2010/2011 hatte neben der Stromerzeugung auch den Verkehrs- und den Wärmesektor im Fokus. Bis 2030 sollen über alle Sektoren 55 Prozent und bis 2050 80 bis 95 Prozent weniger Treibhausgasemissionen als 1990 emittiert werden. Wenn aber die Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Verkehrs- und des Wärmesektors nicht deutlich verstärkt werden, werden diese Ziele verfehlt werden.

Treibhausgas-Emissionen seit 1990 nach Gasen



Graphik: Treibhausgas-Emissionen seit 1990

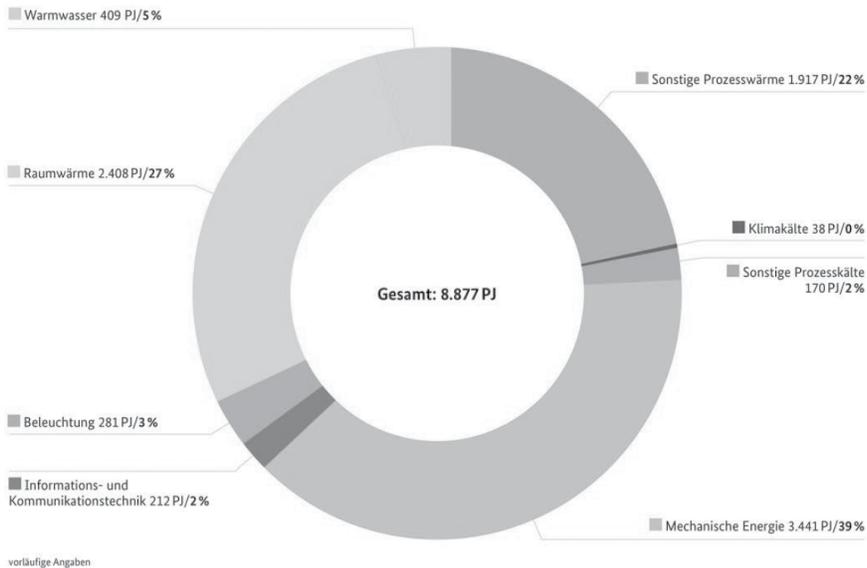
Als Ursachen dafür werden häufig die niedrigen Preise für Heizöl, Diesel, Gas und Benzin genannt. Darüber hinaus werden die wachsende Bevölkerung und die gute konjunkturelle Entwicklung als Ursachen für den steigenden CO₂-Ausstoß angeführt, die zu einem stärkeren Einsatz fossiler Brennstoffe – etwa bei der Gebäudeheizung mit Öl und im Verkehr – geführt haben.

Die vorläufigen Zahlen des Umweltbundesamts (UBA)² zeigen, dass 2016 die Treibhausgasemissionen in Deutschland leicht gestiegen sind. Der Ausstoß lag demnach bei 906 Millionen Tonnen – Ziel für 2020 sind 751 Millionen Tonnen. Auch wenn hier witterungsbedingte und konjunkturelle Faktoren zu berücksichtigen sind, wird das Klimaschutzziel 2020 deutlich verfehlt und auch das Ziel bis 2030 bereits heute erheblich gefährdet ist.

3. Sektorkopplung: Klimaretter oder Klimakiller?

Das Stichwort an dieser Stelle heißt: Sektorkopplung. Letztendlich umschreibt die Sektorkopplung eine weitgehende Elektrifizierung des Mobilitäts- und des Wärmesektors. Die noch aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung herauszulesende „all-electric-society“ ist inzwischen auch politisch keine realistische Option mehr. Der noch im letzten Jahr zu beobachtende Hype um eine „all-electric-society“ hat sich so schnell überlebt wie so viele andere politische getriebene Themen auch. Vor allem im Wärmebereich wären die „Kollateralschäden“ durch die Entwertung der Wärme- und Gasinfrastruktur deutlich größer als der klimapolitische Nutzen, zumal auch Gas als synthetisches Methan klimaneutral eingesetzt werden kann. Ähnliches dürfte voraussichtlich auch auf den Schwerlast-Fernverkehr zutreffen, wo Brennstoffzellen rein batteriebetriebenen Fahrzeugen überlegen sein dürften.

Aber auch die teilweise Umstellung des Wärmesektors und des Verkehrsbereichs auf Strom hat massive Auswirkungen auf den Stromerzeugungssektor mit zentralen Voraussetzungen, für die bereits heute die Weichen richtig gestellt werden müssen.



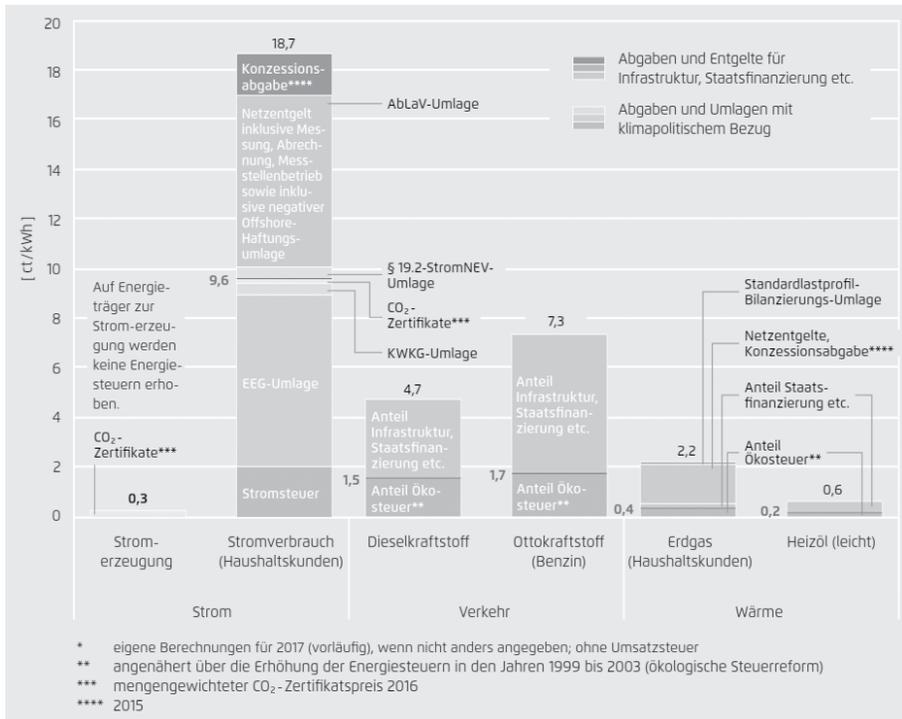
Quelle: Eigene Darstellung UBA, basierend auf der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Anwendungsbilanzen, Stand 10/2016

Graphik: Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen im Jahr 2015 über alle Sektoren. In: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energieeffizienz in Zahlen, 2017 S. 17

Die Bundesregierung hat in ihren Berichten „Strom 2030“ und im „Grünbuch Energieeffizienz“ darauf hingewiesen, dass eine 1:1-Umstellung des heutigen fossilen Energiebedarfs für Wärme und Verkehr die Möglichkeiten der Strombereitstellung weit überschreiten würde. Die Förderung von Energieeffizienz ist deshalb eines der dringendsten Themen unserer Zeit. Leider fehlen hier immer noch wirksame und durchgreifende Instrumente. Hier liegt eine der zentralen Aufgaben der Bundesregierung in der laufenden Legislaturperiode.

Aber trotz aller Effizienzbemühungen wird der Strombedarf bei zunehmender Sektorkopplung steigen. Ohne den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und den frühzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung wird die Sektorkopplung allerdings zu einem nachhaltigen Klimakiller werden, statt zu einem Klimaretter.

Aber auch unter der Voraussetzung, dass die Kohle auf Dauer aus der Stromerzeugung ausscheidet, ist Sektorkopplung kein Selbstläufer. In diesem Zusammenhang hat Agora Energiewende auf die unterschiedliche Belastung der Energieträger mit Steuern, Abgaben, Umlagen etc. hingewiesen.



Graphik: Abgaben und Entgelte. Agora Energiewende: Neue Preismodelle für Energie, April 2017

Der marktliche Weg in die Sektorkopplung, der gegenüber einer staatlich verordneten Kopplung der Sektoren ohne jeden Zweifel effizienter ist, wird nur im Rahmen eines level-playing-field der Energieträger funktionieren. Und nichts anderes beschreibt die Bundesregierung, wenn sie statt über einen Strommarkt 3.0 vom Energiemarkt 2.0 spricht. Davon sind wir aber noch weit entfernt, wie die obige Grafik zeigt. Mit anderen Worten: Neben dem Kohleausstieg ist auch die Angleichung der staatlich verursachten Belastungen der Energieträger eine *conditio sine qua non* auf dem Weg nach 2050. Die Abschaffung der Energiesteuer ist dabei ein vernünftiger erster Schritt, mehr allerdings auch nicht. Realistisch betrachtet, dürfte die Angleichung der Steuern, Abgaben und Umlagen auf die verschiedenen Energieträger eine Aufgabe für deutlich mehr als eine Legislaturperiode werden. Umso wichtiger ist es, damit frühzeitig zu beginnen.

4. Flexibilität wird die neue Währung in der Energiewirtschaft

In einem zunehmend auf erneuerbaren Energien basierendem Stromversorgungssystem wird die Anzahl der Stunden, in denen mehr Strom produziert als verbraucht wird tendenziell zunehmen. Verstärkt wird dieser Effekt derzeit noch durch den fehlenden Netzausbau. Sektorkopplung hat ein großes Potenzial Überschussstrommengen örtlich und zeitlich effizienter zu nutzen. Dies wird aber nur verstärkt werden, wenn die Wirtschaftlichkeit von neuen Technologien wie Power-to-Heat, Power-to-Liquid, Power-to-Gas gegeben ist.

Im derzeitigen Marktdesign wird aber die Flexibilität neuer sowie bestehender Technologien wie hocheffizienter und flexibler Kraftwerke oder Pumpspeicher nicht belohnt. Ohne entsprechende Änderungen des Marktdesigns, die Flexibilität belohnt und Inflexibilität bestraft wird man auf eine schnelle Markteinführung neuer Technologien für die Sektorkopplung warten müssen. Ziel sollte es deshalb sein, dass die volkswirtschaftlichen Kosten für die benötigte Flexibilität in einem modernen Energiesystem geringer sind als die derzeitigen Kosten für die Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen oder Redispatch.

Hier muss die Frage gestellt werden, ob die alten Begriffe von Grundlast, Mittellast und Spitzenlast in einer von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Energiewelt auf längere Sicht überhaupt noch einen Platz haben. Volatile Erzeugung und flexible Nachfrage können die Stärken der alten Energieerzeugungswelt nicht nur entwerten, sondern geradezu in ihr Gegenteil verkehren. Kraftwerke, die eine Kaltstartzeit von vielen Stunden oder gar Tagen haben, sind ohne hohe Nachrüstinvestitionen nicht in der Lage, die steilen Rampen von EE-Anlagen adäquat nachzufahren. Blieben diese Anlagen am Netz, würde die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen auf Dauer dramatisch steigen. Hier erweisen sich auch die heutigen Rahmenbedingungen der Direktvermarktung und der Regulierung von EE-Anlagen durch EEG und EnWG als Hemmnisse, um träge Anlagen marktgetrieben vom Netz gehen zu lassen.

Die Wirklichkeit stellt sich leider so dar, dass moderne, hocheffiziente und relativ flexible fossile Kraftwerke – die ja die Brücke ins Zeitalter der dekarbonisierten Energieversorgung bilden sollten – in weiten Teilen des Jahres stillstehen, während träge, emissionsintensive Anlagen teilweise deutlich über 7000 Stunden im Jahr laufen. Auch hier eine Baustelle, die schnell geschlossen werden muss, weil sie die Kosten des Energiesystems unnötig in die Höhe treibt und die Klimabilanz unnötig verhaselt.

Wenn Sektorkopplung das Zielbild für eine dekarbonisierte und damit auf Energieeffizienz und erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung ist, müssen die Anreize für einen attraktiven Strommarkt neu justiert werden. Im heutigen System werden keine Anreize gesetzt, um die nötigen Investitionen in die Energiewende und damit in den Klimaschutz zu tätigen.

5. Die Netzfrage

Es besteht kein Zweifel daran, dass die im gültigen Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur bestätigten Stromleitungen gebaut bzw. ertüchtigt werden müssen, um den Strom von den Erzeugungszentren in die Lastzentren zu transportieren. Es wäre allerdings fahrlässig, die Augen davor zu verschließen, dass außer Kernkraftwerken kaum etwas so unbeliebt ist wie neue Stromtrassen. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien wird aber dazu führen, dass weitere neue Stromtrassen benötigt werden, wenn die Planungsprinzipien nicht grundlegend neu gedacht werden. Eine auf dem Papier

vermeintlich billige neue Höchstspannungsleitung kann sehr teuer werden, wenn sie aufgrund öffentlicher Widerstände nicht gebaut werden kann und die Redispatch- und EinsMan-Kosten in immer neue Höhen treibt. Der Präsident der Bundesnetzagentur sprach bereits vor zwei Jahren von Redispatchkosten von bis zu 5 Mrd. € pro Jahr. Wir sind heute rund zehn Jahre hinter den Planzielen zurück und es gibt keinen begründeten Anlass zu glauben, dass es hier in absehbarer Zeit zu Verbesserungen kommen könnte.

Was also ganz offenkundig fehlt, ist ein Plan B., der alternative Transportwege wie beispielweise Gasnetze einbezieht. Auch die Möglichkeiten über regionale Speicher die vorhandenen Netze besser auszulasten oder die Flexibilität intelligenter gesteuert und gekoppelter Verteilnetze besser zu nutzen, werden derzeit nicht genutzt. Ergebnisse im Rahmen einiger SINTEG-Projekte können dazu wichtige Hinweise geben. Es ist höchste Zeit sich von der Idee zu verabschieden, Deutschland könnte jemals auch nur in die Nähe einer engpassfreien „Kupferplatte“ durch den Ausbau der Übertragungsnetze kommen. Durchaus relevant ist allerdings die Betrachtung, welche Übertragungskapazität durch die Stilllegung der emissionsintensivsten Kraftwerke neu genutzt werden kann.

6. Ein nachhaltiger Kohleausstieg auf Basis von Restverschmutzungsrechten

Da die Verbrennung fossiler Brennstoffe mit über 84,5 Prozent nach wie vor die bedeutendste Quelle von Treibhausgasemissionen ist, kommt der Energiewirtschaft in der Frage des Klimaschutzes weiterhin eine entscheidende Rolle zu³. Nicht nur beim Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern auch bei der nötigen Transformation des Kraftwerksparks hin zu einem möglichst flexiblen und effizienten System. Der Kraftwerkspark der Zukunft benötigt ausreichend große und flexible Kapazitäten, um auf die volatile Einspeisung der erneuerbaren Energien angemessen reagieren zu können.

Stadtwerke haben früh in die Modernisierung des Kraftwerksparks investiert und stehen nun vor der Situation, dass gerade die effizientesten Anlagen in Deutschland aus wirtschaftlichen Gründen weniger eingesetzt werden als alte, unflexible und vor allem CO₂-intensive Anlagen.

Zwischen 1990 und 2015 hat die Energiewirtschaft ihren Anteil an Treibhausgasemissionen bereits um 26,5 Prozent reduziert. Ein Großteil dieser Einsparungen geht auf die Stilllegung von alten Braunkohlekraftwerken auf dem Gebiet der ehemaligen DDR zurück sowie auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Seit der Stilllegung der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke ist in Sachen Dekarbonisierung allerdings nicht mehr viel passiert. Die weiterhin hohen Emissionen trotz des EE-Ausbaus verdeutlichen vielmehr, dass die konventionellen Altanlagen heute mehr produzieren als in der Vergangenheit. Diese Entwicklung ist angesichts der Entwicklung des CO₂-Preises nicht weiter verwunderlich. Wenn der CO₂-Preis ein relativer Preis zwischen alter und

neuer Technologie, gibt ein niedriger Preis natürlich keine Anreize in effizientere Anlagen zu investieren. Das ist wie mit dem 10-Liter Auto. Bei niedrigen Spritpreisen habe ich keinen Anreiz mir ein effizienteres Fahrzeug zu kaufen.

Die Möglichkeiten durch einen geordneten und sozialverträglichen Ausstieg aus der Braunkohle die weiter bestehenden Klimadefizite zu beheben, sollte die künftige Bundesregierung aktiv nutzen. Ein geordneter Ausstieg der Kohleverstromung schafft den nötigen Planungsrahmen, um die Energiewende auch im Sinne von Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit über die Ziellinie zu führen. Darüber hinaus wird nur ein Kohleausstieg den Energiemix nachhaltig so verändern, dass der Einsatz von Strom in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie einen Vorteil für die Umwelt mit sich bringt. Elektromobilität auf der Basis von Braunkohlestrom hat keinerlei positive Implikationen für den Klimaschutz und führt weitergehende Entwicklungen wie die Sektorkopplung ad absurdum.

Ein nachhaltiger Kohleausstieg benötigt ein klares Ausstiegsdatum, um Planungssicherheit für alle Beteiligten herbeizuführen und den Umbau der Energieversorgung einen Zielrahmen jenseits der völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzziele von Paris zu geben. Ein nachhaltiger und auch wettbewerblicher Weg für einen planvollen Ausstieg aus der Kohleverstromung kann ein Restmengenmodell für CO₂-Emissionen sein. So ein Modell könnte nach dem Vorbild des Atomausstiegs gestaltet werden, allerdings nicht auf der Basis von Reststrommengen, sondern auf Basis von Restverschmutzungsrechten. Um die CO₂-intensivsten Kilowattstunden so schnell wie möglich aus dem Markt zu nehmen, sollten die Verschmutzungsrechte von alten Kraftwerken begrenzt werden. Als wichtigste Kriterien für ein solches Restverschmutzungsrechte-System müssten die CO₂-Intensität und die Flexibilität der Kilowattstunde definiert werden.

7. Stärkung des europäischen CO₂-Handels

Ein geordneter Kohleausstieg kann darüber hinaus erheblich über eine Stärkung des europäischen Emissionshandels vorangetrieben werden. Mit der verpflichtenden Einführung des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) entwickelte die EU bereits 2005 ein wettbewerblich ausgerichtetes Instrument, mit dem klimaschädliche Emissionen reduziert werden sollen. Der Ansatz des ETS, dem Verbrauch von Umwelt bzw. dem Ausstoß von CO₂ einen Preis zu geben und damit den Klimaschutz als wirtschaftliches Gut zu behandeln, ist ein innovativer und vor allem volkswirtschaftlich kohärenter Ansatz. Das ETS setzt eine Obergrenze für CO₂-Emissionen. Damit legitimiert das System zudem die europäische Position in den internationalen Klimaschutzverhandlungen.

Die derzeit niedrigen Preise für CO₂-Zertifikate und die dadurch minimierten Anreize für Industrie und Energieversorger, möglichst effiziente Produktionsprozesse anzustreben, ist kein Zeichen für ein grundsätzliches Versagen die-

ses Instruments. Die absehbare Zielverfehlung des ETS geht vielmehr darauf zurück, dass zu viele Zertifikate am Markt sind. Die CO₂-Preise sind derzeit so niedrig, dass die tatsächliche Vermeidung von Emissionen teurer ist, als für den weiteren Ausstoß von CO₂ mit Verschmutzungsrecht zu bezahlen. Um seine Anreizwirkung für klimafreundliche Investitionen und den Betrieb der effizientesten Anlagen entfalten zu können, muss der ETS weiter reformiert werden. Nur dann kann er seine Steuerungswirkung entfalten.

Die im November 2017 beschlossenen Maßnahmen zur Reformierung des Emissionshandels sind ein erster Schritt in die richtige Richtung. Mit der Festlegung des Rahmens für die vierte Handelsperiode (ab 2021 bis 2030) wird der jährliche Reduktionsfaktor von aktuell 1,74 Prozent auf 2,2 Prozent ab 2021 angehoben. Die Verdopplung der Ausfüllrate der Marktstabilitätsreserve auf 24 Prozent ist eine sinnvolle Maßnahme. Begrüßenswert in Richtung eines planvollen Kohleausstiegs ist insbesondere die Löschung von Zertifikaten aus dem Versteigerungsbudget eines Mitgliedstaates bei (außerplanmäßigen) Kraftwerksstilllegungen. Diese Maßnahmen verhindern, dass erzielte CO₂-Reduktionen in einem Mitgliedsstaat auf einen anderen übertragen werden können und den Klimaschutzgedanken ad absurdum führen.

Da die Verschärfungen des europäischen Emissionshandels erst für die vierte Handelsperiode ab 2021 greifen werden, helfen diese Maßnahmen allerdings nicht kurzfristig, den Einsatz CO₂-armer Technologien zu befördern und die deutschen Klimaziele bis 2020 zu erreichen. Die Ansätze auf europäischer Ebene sind insgesamt gut und richtig, allerdings reichen sie noch nicht aus, um den CO₂-Preis als starkes Steuerungsinstrument für Investitionen in moderne Technologien zu fördern.

Nationale Instrumente könnten den CO₂-Preis zwar regional anheben und nationale Anreize setzen, allerdings hört Klimaschutz nicht an Landesgrenzen aus, sodass nationale Eingriffe in den CO₂-Preis den Einsatz alter Anlagen im Ausland statt sinnvoller Investitionen in moderne Anlagen im Inland befördern. Eine Berücksichtigung von CO₂-Komponenten bei der Ausgestaltung der Steuer- und Abgabenstruktur könnte dagegen ein Weg sein.

Ein geordneter Kohleausstieg in Verbindung mit einem wirksamen europäischen Emissionshandel sind wesentliche Voraussetzungen, um die Klimaschutzziele zu erreichen und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit umweltfreundlicher Energietechnologien voranzubringen. Die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energieanlagen sowie emissionsarmer und flexibler konventioneller Anlagen – zur Erhaltung der Versorgungssicherheit – wird über den Erfolg der Energiewende entscheiden. Denn mittel- und langfristig heißt Sektoren übergreifende Energiewende auch, dass deutlich mehr Prozesse stromgetrieben sein werden und Brennstoffe in der Produktion, im Verkehr und im Wärmemarkt eine geringere Rolle spielen werden. Da die Sektorkopplung eine logische Folge weiterer Klimaschutzanstrengungen sein wird, ist es heute so wichtig, die wirtschaftlichen Voraussetzungen für einen funktionierenden Strommarkt

zu schaffen.

8. Die Finanzierungsfrage

Die Energiewende ist ein teures gesamtgesellschaftliches Projekt. Insofern ist es zwingend, die Kosten permanent im Blick zu behalten und natürlich auch richtig zuzurechnen. So ist beispielsweise schon lange vor dem Energiekonzept der Bundesregierung klar gewesen, dass auch eine damals bereits anstehende Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks einen erheblichen Netzausbau nach sich gezogen hätte. Die dena-Netzstudie I, die im Ergebnis zum Energieleitungsausbaugesetz von 2009 geführt hat, dokumentiert das sehr deutlich. Weniger als die Hälfte des damaligen Netzausbaubedarfs wurde mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien begründet. Auch auf der Kostenseite gilt es also, sich ehrlich zu machen.

Wenn es sich bei der Energiewende im Kern um ein gesamtgesellschaftliches Klimaschutzprogramm handelt, muss die Frage gestellt werden, warum alle entstehenden Kosten aus dem Energiesektor – also direkt von den Energieverbrauchern – finanziert werden müssen. Bei zunehmender Eigenerzeugung, wie sie auch Brüssel fordert, wird das deutsche Finanzierungssystem sehr bald an seine Grenzen stoßen. Insofern sind Entlastungen der Stromkunden aus dem allgemeinen Steueraufkommen mittelfristig nicht nur sinnvoll, sondern nahezu alternativlos. Angesichts der Tatsache, dass das EEG schon heute notifiziert und damit beihilfekonform ist, sollte einer steuerfinanzierten Fondslösung für alte EEG-Anlagen kaum etwas im Wege stehen. Zumindest sollte eine solche Entlastung ernsthaft geprüft werden. Angesichts der derzeitigen Haushaltslage des Bundes sollte das finanziell zu stemmen sein. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob soziale Folgen des derzeitigen Finanzierungssystems wie „Energiearmut“, nicht besser sozial- als energiepolitisch gelöst werden sollten.

Diese zwei Maßnahmen sind gewiss noch nicht die Lösung aller Finanzierungsfragen, aber sie könnten ein Anfang sein, wenn wir ernsthaft in die zweite Stufe der Energiewende und des Klimaschutzes eintreten wollen.

Ohne weitere Anstrengungen für den Klimaschutz wird Deutschland seine Vorreiterrolle in der Klima- und Umweltpolitik endgültig aufgeben. Damit entstünde nicht nur ein erheblicher internationaler Reputationsschaden, sondern es wären auch Milliardenbeträge, die nicht zuletzt die Stadtwerke in den Klimaschutz und in die Energiewende investiert haben, verloren. Die Energiewirtschaft und insbesondere Stadtwerke haben Klima- und Umweltschutz früh als Teil ihrer Daseinsvorsorge erkannt und sich aktiv für die Umsetzung der Energiewende eingesetzt. Damit kommen sie nicht nur einer regulatorischen, sondern auch einer gesellschaftlichen Pflicht nach. Mit ihren Anstrengungen und Initiativen für mehr Klimaschutz entsprechen Stadtwerke den Erwartungen, die ihre Kunden an sie als regionale Energieversorger haben. Stadtwerke sind bereit, den eingeschlagenen Weg zu mehr Klimaschutz kon-

sequent weitergehen. Dafür benötigen sie allerdings die entsprechenden Rahmenbedingungen.

Die neue Regierung hat eine große Herausforderung, zugleich aber auch große Chance, eine zukunftsorientierte Energie- und Klimapolitik zu entwickeln, wenn sie die energiepolitischen Ziele konsequent verfolgt. Diese sind und bleiben Bezahlbarkeit der Energie, CO₂-Reduzierung auf den geplanten Pfad sowie Versorgungssicherheit.

Fußnoten

¹Vgl.:Agora Energiewende: Die Energiewende im Stromsektor. Rückblick auf wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018, Januar 2018

²Vgl.:Umweltbundesamt: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland, 20.März 2017, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>

³Vgl.:ebd.<https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>



Frank Bsirske
Vorsitzender, Ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft e. V.

Frank Bsirske wurde 1952 in Helmstedt geboren. Nach dem Abitur studierte er Politikwissenschaft. Das Berufsleben begann er 1978 als Bildungssekretär bei den Falken in Hannover. 1987 wurde er Fraktionsmitarbeiter bei der Grünen Alternativen Bürgerliste im Stadtrat. 1989 ging Bsirske als Gewerkschaftssekretär in die Kreisverwaltung der ÖTV, wo er 1990 zum stellvertretenden Geschäftsführer aufstieg. 1991 wurde er zum stellvertretenden Vorsitzenden für Niedersachsen gewählt. 1997 wechselte Bsirske als Personal- und Organisationsdezernent zur Stadt Hannover.

Frank Bsirske wurde 2000 zum Vorsitzenden der ÖTV gewählt, die unter seiner Führung 2001 in der Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft (ver.di) aufging. Bsirske ist Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat des Energiekonzerns RWE, der Postbank AG und der Deutschen Bank AG, sowie Mitglied im Verwaltungsrat der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).

Kann die Belastung der Stromkunden aus Haushalten und kleinen und mittleren Industrie- und Gewerbebetrieben nachhaltig verringert werden?

Frank Bsirske

Im Jahresmittel 2016/2017 ist der Stromtarif für bundesdeutsche Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 4000 Kilowattstunden auf 28,18 Cent gestiegen, vermeldete das Vergleichsportale Verivox im Oktober 2017. Das ist ein neuer Jahresrekord, nicht weniger als 0,75 Cent oder 2,7 Prozent höher als im Jahr davor. Während der Tarif in den zwei Jahren zuvor leicht gesunken war, überschreitet er 2017 also die Preissteigerungsrate wieder erheblich. Interessanter noch ist die langfristige Entwicklung: Insbesondere zwischen 2004 und 2012 kletterte der Index kontinuierlich von 17,01 Cent auf 24,93 Cent – das Versprechen, mit dem die Politik angetreten war, mit der Liberalisierung der Märkte den Strom billiger zu machen, wurde somit jedenfalls für die Haushaltskunden – und ähnlich auch für die kleinen und mittleren Industrie- und Gewerbebetriebe – ins Gegenteil verkehrt. Anschließend verhalf die Unsicherheit über die Folgen der nach der Katastrophe von Fukushima noch einmal beschleunigten Energiewende dem Index zu einem weiteren Anstieg von etwas mehr als drei Cent – damals waren mit dem Märchen von der „Stromlücke“ Ängste geschürt worden. Seit die Energiewende etwa ab 2013 festeren Tritt gefasst hat, pendelt der Preis indessen um die 28 Cent-Marke – neuerdings wieder mit Tendenz nach oben. Ein privater Haushalt mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 4000 kWh muss aktuell rund 1 131 Euro pro Jahr für Strom bezahlen.

Die Entwicklung ist ärgerlich, gerade für die diejenigen Menschen, die wie Busfahrerinnen oder Krankenpfleger, wie Verkäufer oder Erzieherinnen mit jedem Euro rechnen müssen. Da kommt es schnell zu Schuldzuweisungen: Die Energiewende sei schuld. Ist aber der mittlere Stromtarif tatsächlich ein brauchbarer Indikator für die Produktionskosten einer Kilowattstunde?

Um diese Frage beantworten zu können ist ein Blick auf die Kostenverteilung notwendig. Auch diese liefert die Verivox-Analyse – mit einem verblüffenden Resultat. Den größten Anteil bilden nämlich Steuern und Abgaben mit insgesamt 56,4 Prozent. Darin enthalten sind allen voran die Umsatzsteuer (16 Prozent), die Stromsteuer (7,2 Prozent), sowie die Abgaben, die sich aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ergeben (24,3 Prozent). Hinzu kommen die Konzessionsabgaben an die Kommunen (6,0 Prozent), die dafür gezahlt werden, dass die Kommunen den Netzbetreibern das Wegerecht auf ihrem Gebiet einräumen. Weitere Abgaben zur Förderung der effizienten und umweltfreundlichen Kraft-Wärme-Kopplung (die sich aus dem KWKG ergeben), aus der Umlage nach §19 Netzentgeltverordnung (die die Netzbetreiber als Ausgleich für verringerte individuelle Netzentgelte einzelner Kunden erheben), aus der Umlage nach §18 AbschaltbareLasten-Verordnung (die

die Netzbetreiber als Ausgleich für Zahlungsverpflichtungen an Verbraucher erheben, die bei Bedarf abschaltbare Lasten vorhalten) und der Offshore-Haftungsumlage liegen dagegen zusammen bei weniger als fünf Prozent.

Und die eigentliche Verteilung und Produktion von Strom? Rund ein Viertel des Strompreises (25,2 Prozent) entfällt auf die Netznutzungsentgelte (NNE), welche die Stromversorger den jeweiligen Netzbetreibern für die Benutzung ihrer Stromnetze und Messeinrichtungen bezahlen müssen. Bleiben ganze 18,5 Prozent für die Produktion beziehungsweise Beschaffung des Stroms selbst, ganz gleich ob er aus Kohle- oder Gaskraftwerken oder zunehmend erneuerbaren Energien stammt – darin enthalten bereits die Margen der Hersteller.

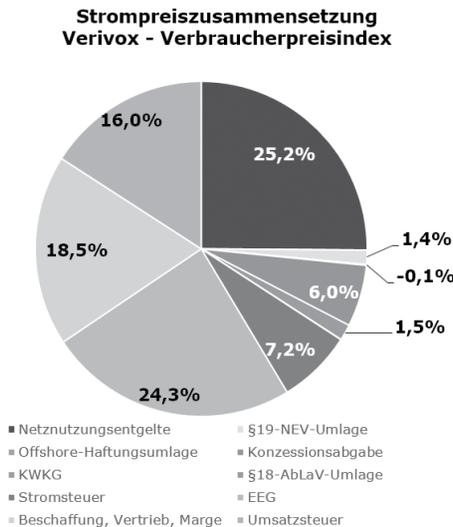


Abbildung 1: Der Mehrwertsteuersatz für Elektrizität beträgt 19 Prozent bezogen auf den Nettopreis. Der Anteil der Mehrwertsteuer am Bruttopreis weicht davon ab. Quelle: Verivox

Wer mithin den Anstieg der Strompreise für Haushaltskunden und die kleine und mittlere Industrie stoppen will, muss die wichtigsten Komponenten, aus denen sich der Strompreis zusammensetzt, einzeln betrachten und auf Sparpotentiale hinterfragen. Im Mittelpunkt stehen dabei natürlich die Steuern und Abgaben, denn diese sind direkt durch die Politik zu beeinflussen, und darunter wieder die zwei größten „Brocken“: EEG-Umlage und Stromsteuer.

1. EEG-Umlage

In den letzten zehn Jahren ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bekanntlich drastisch angestiegen – auf vermutlich bereits 35 Prozent im Jahr 2017. Damit sind die erneuerbaren Energien zur weitaus wichtigsten Stromquelle geworden – ein Muss aus Umwelt- und Klimagrün-

den. Der Erfolg hatte freilich seinen Preis, und der spiegelt sich wider in der Höhe der EEG-Umlage, die 2018 wie 2017 auch mit im Oktober 2017 festgelegten 6,792 Cent pro Kilowattstunde den höchsten Anteil an den Stromkosten für Haushalte und kleine und mittlere Industrie- und Gewerbekunden ausmachen wird.

Freilich: Spätestens seit die EEG-Förderung mit dem Übergang zur Ausschreibung auf neue Grundlagen gestellt wurde, trägt die Förderung neuer Anlagen nur noch ganz geringfügig zum hohen Saldo der EEG-Umlage bei. Bei der jüngsten Ausschreibung für Windenergie beispielsweise betrug der Zuschlag lediglich noch rund fünf Cent pro Kilowattstunde, verglichen mit der letzten festen Vergütung nach dem alten Modell im Jahr 2016 ein Rückgang um mehr als 40 Prozent. Und erste Bieter erwarten selbst für die als sehr teuer eingeschätzte Offshore-Windenergie für das Inbetriebnahmejahr 2022 bereits Wettbewerbsgleichheit mit konventioneller Erzeugung, weshalb sie bei der entsprechenden Ausschreibung im Jahr 2017 gar keine Förderung mehr für erforderlich hielten. Erneuerbare Energien – neben Wind allen voran auch die Photovoltaik (siehe Abbildung 2) – sind durch erfolgreiche Markteinführung mittels EEG annähernd wettbewerbsfähig geworden. Also: Die hohe Umlage finanziert zum allergrößten Teil früher weitaus teurere Altanlagen, deren Förderung gesetzlich für 20 Jahre garantiert wurde. Und die ist fest zugesichert, haben die Investoren doch darauf vertraut. Ein Sinken der Gesamtumlage wird also nur mittelfristig zu erwarten sein, in dem Maße, wie die teuren Altanlagen aus der Förderungsdauer herauswachsen.

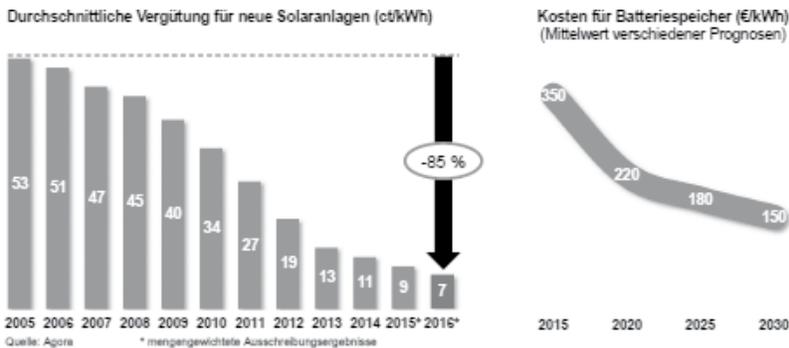


Abbildung 2: Kosten von Schlüsseltechnologien sinken schnell (Quelle: Agora)

Rein gar keinen Erfolg, will man die Belastung der betroffenen Verbraucher durch die EEG-Umlage verringern, lässt also ein Vorschlag erwarten, mit dem die FDP in den Jamaika-Koalitionsverhandlungen aufwartete: Auslaufen der Förderung für Neuanlagen. Dies würde lediglich potenzielle Investoren verunsichern und die Erreichung der Ausbauziele gefährden, wie sie im EEG verbindlich festgelegt sind – und damit die erfolgreiche Markteinführung nachträglich noch in Frage stellen. Es sei mir die Bemerkung gestattet: Wer Industriepolitik derart missversteht und die einfachsten Tatsachen ignoriert, tut in der Tat gut daran, seine Regierungsfähigkeit kritisch zu hinterfragen.

Was kann man aber ernsthaft tun, um die Belastung durch die EEG-Umlage zu reduzieren? Möglich wäre natürlich, die Belastung unter den Verbrauchergruppen anders zu verteilen. Die große Industrie ist bekanntlich fast vollständig von der EEG-Umlage ausgenommen. Anderenfalls, so die Argumentation der Industrieverbände, sei die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Industrien und damit die Rolle Deutschlands als Exportweltmeister in Gefahr. Zu überlegen wäre, freilich durchaus den Umlage-Satz der Industrie zu erhöhen, sie beispielsweise zumindest mit einem reduzierten Satz von einem oder zwei Cent pro Kilowattstunde zu beteiligen – dies würde die Belastung der anderen Verbrauchergruppen entsprechend verringern, ohne die Exportfähigkeit großer Teile der Industrie wirklich zu beeinträchtigen. Mehrbelastungen könnten durch ohnehin weiter notwendige Effizienzsteigerungen, die dann auch staatlicherseits zu fördern wären, ausgeglichen werden. Auch wäre es möglich, alle Verbraucher gleichermaßen mit der gleichen Umlage zu belasten – und nur in Ausnahmefällen tatsächlich stromintensiven Industrien einen Teil der Belastung zu erlassen, wenn im Einzelnen und detailliert nachgewiesen würde, dass sie gegenüber ausländischen Anbietern sonst ins Hintertreffen gerieten. Derartiges ist oft vorgeschlagen worden – und wurde ebenso oft im Interessenabgleich verworfen. Lässt man solche Vorschläge weiter unberücksichtigt, sollte man allerdings auch klar sagen: Mit ihrem Strompreis finanzieren Haushalte und kleine und mittlere Industrie- und Gewerbebetriebe über diesen Mechanismus der Belastungsverlagerung auch industrie- und exportpolitische Ziele Deutschlands.

Bleibt als schnell zu realisierende und von ver.di auch bereits seit langem geforderte Maßnahme, wenigstens die EEG-Umlage aus der Mehrwertsteuerpflichtung auszunehmen. Dies würde bei einem Satz von 19 Prozent den Strompreis mit einem Schlag um fast 1,5 Cent pro Kilowattstunde verbilligen.

Und: Ist es wirklich „gerecht“, dass die Haushalts- und kleinen Gewerbetunden über den Strompreis die aus Industrie- wie Klimaschutzgründen gleichermaßen erforderliche Markteinführung der erneuerbaren Energien finanzieren – ist dies, intelligente Industrie- und Klimaschutzpolitik, nicht Aufgabe des Staates und als solche auch durch diesen zu finanzieren. Nämlich aus dem Bundeshaushalt. Der DGB hat deshalb den Vorschlag gemacht, die Förderung von Altanlagen, die vor 2017 nach dem System der garantierten Einspeisevergütung ohne Ausschreibung ans Netz gegangen sind, in Zukunft nicht mehr mittels Umlage, sondern durch fest eingeplante Mittel aus dem Bundeshaushalt zu finanzieren. Dieser Vorschlag sollte in der neuen Legislaturperiode möglichst umgesetzt werden – wobei klar sein sollte, dass diese Mittel nicht jedes Jahr neu zur Disposition stehen dürfen. Denn ansonsten würde das Vertrauen in die Investitionssicherheit in Deutschland schweren Schaden erleiden.

2. Stromsteuer

Die Stromsteuer wurde eingeführt, um Anreize zu geben, mit dem Strom

aus atomaren und fossilen Quellen effizienter umzugehen. Das Modell war der reinen Marktwirtschaftslehre entlehnt: Was mehr kostet, wird auch mehr eingespart. Damit sollte der Anstieg der Umwelt- und Klimabelastung durch steigenden Stromverbrauch aus atomaren und fossilen Quellen eingedämmt werden.

Das Modell ist zweifach in die Kritik geraten: Zum einen, weil die beabsichtigte Lenkungswirkung nicht eingetreten ist. Ein Zusammenhang zwischen schrittweise erhöhter Stromsteuer und Rückgang des Verbrauches ist empirisch nicht nachweisbar. Im technischen Trend realisierte Ohnehin-Effizienzsteigerungen bei der Nutzung neuer, stromsparender Geräte wurden durch den sogenannten Rebound-Effekt weitgehend wieder wettgemacht, indem Einsparungen an einer Stelle durch neue, stromintensive Anwendungen wie IT-Geräte oder Unterhaltungselektronik neutralisiert oder sogar überkompensiert wurden. Und ein weiterer Kritikpunkt kommt hinzu: In dem Maße wie der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung kontinuierlich angestiegen ist und weiter ansteigen wird, vermag auch die ursprüngliche umwelt- und klimapolitische Begründung für die Stromsteuer immer weniger zu überzeugen. Wenn der preisgünstige Zubau von Anlagen erneuerbarer Energien energiepolitische Priorität hat, macht das zunehmende Investitionen von Betreibern aus der Energiewirtschaft, die nicht von der Stromsteuer befreit sind, erforderlich. Da wird die Stromsteuer zunehmend zum Hindernis.

Es ist mithin Zeit, umzudenken. Zumal Strom aus erneuerbaren Energien, umwelt- und klimaverträglicher Strom also, von vielen mittlerweile als probates Mittel betrachtet wird, um auch in den anderen klimarelevanten Sektoren den Klimaschutz endlich aus dem Schattendasein zu befreien. In sogenannter Sektorenkopplung soll Stromeinsatz aus erneuerbaren Energien auch für Anwendungen in Heizungssystemen und im Verkehr nutzbar gemacht werden. Hier beherrschen nach wie vor klima- und umweltschädliche Energieträger den Markt, namentlich Diesel oder Heizöl, der Ausstoß der Klimagase geht kaum zurück. Hier konkurriert CO₂-freier Strom aus erneuerbaren Energien mit schmutzigen Energieträgern wie Diesel oder Heizöl, die steuerlich deutlich bessergestellt sind, was eine umfangreiche Analyse im Auftrag der Energiepolitik-Berater von Agora kürzlich nachgewiesen hat. Wer mithin auf den Heizungs- und Verkehrsmärkten Strom aus erneuerbaren Energien einsetzen möchte, um Beiträge zum Klimaschutz zu generieren, kommt an einer steuerlichen Neuorientierung nicht vorbei. Was liegt da näher, als die doppelt anachronistische Stromsteuer abzuschaffen – oder sie zumindest auf das von der EU festgelegte marginale Mindestniveau zu reduzieren.

Natürlich: Wäre die Stromsteuer zweckgebunden eingeführt worden, wie von ver.di früher gefordert, hätten sich schon positive Effizienzgewinne realisieren lassen. Dann wäre das Geld in einen Fonds geflossen, aus dem Energieeffizienzmaßnahmen hätten finanziert werden können, beispielsweise für Gebäudedämmung und energetische Sanierung. Tatsächlich wurde das Geld zur sachfremden Finanzierung von Rentenbestandteilen verwandt. Deshalb darf

eine Senkung oder Abschaffung der Stromsteuer, so sinnvoll sie verbraucher- wie energiepolitisch auch sein mag, nicht als Begründung für die Kürzung von Sozial- oder Rentenleistungen missbraucht werden. Entsprechende Gegenfinanzierungen sind vorzunehmen.

Zwischenfazit: Wenn Steuern und Abgaben mehr als die Hälfte der Stromtarife für Haushaltskunden und kleine und mittlere Gewerbebetriebe ausmachen, hat der Staat unmittelbare Zugriffsmöglichkeiten, dies zu ändern. Insbesondere bei der Umschichtung der EEG-Umlage und der Stromsteuer besteht die Möglichkeit, dies zu tun, ohne mit industrie- oder klimapolitischen Zielen in Konflikt zu geraten.

Und was ist mit den anderen beiden Bestandteilen des Stromtarifes für Haushalte und kleine und mittlere Gewerbebetriebe, die gleichsam produktionsbedingt zu Buche schlagen: den Netzentgelten und – last but not least – den tatsächlichen Produktionskosten im Kraftwerk?

3. Netzentgelte

Rund 50 Milliarden Euro sollen in den nächsten 13 Jahren in den Ausbau der Übertragungsnetze investiert werden, davon 15 Milliarden für den Anschluss der Offshore-Windanlagen, sowie 35 Milliarden für den Netzausbau an Land. Mit dieser aktuellen Schätzung haben die vier Übertragungsnetzbetreiber im Februar 2017 die Angaben aus dem Vorjahr noch einmal kräftig übertraffen. Der Hauptgrund für die Steigerung: Die Landtrassen, vor allem die Hochspannungsgleichstromtrassen (HGÜ) von Nord nach Süd, müssen jetzt überwiegend als teure Erdkabel verlegt werden. Das hat der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplangesetz Ende 2015 auf Intervention der bayerischen Staatsregierung so vorgesehen, weil ansonsten Bürgereinsprüche vor allem in Nordbayern, aber auch in Hessen und Niedersachsen den Ausbau verzögern würden. Der aber sei plangerecht notwendig, so die Bundesnetzagentur in ihrem jährlich fortgeschriebenen Netzentwicklungsplan, damit der zukünftig zunehmend mit erneuerbaren Energien erzeugte Strom sicher in die Verbrauchszentren transportiert werden kann.

Die Bundesnetzagentur plädiert dafür, diese Kosten für die Übertragungsnetze gleichmäßig auf alle bundesdeutschen Netznutzer zu verteilen. Dann könnte der heute schon hohe Anteil der Netzkosten am Strompreis noch einmal deutlich steigen, von 25,4 Prozent auf bis zu 30 Prozent, zumal dazu die nicht vermeidbaren Kosten für den Ausbau der Verteilernetze noch zu addieren sind.

Sind solcherart steigende Netzkosten also eine notwendige Folge der Energiewende und der Ausbau der Übertragungsnetze in diesem Maße wirklich notwendig? Das wurde bislang kaum hinterfragt. Denn es stimmt ja: Die aktuellen politischen Rahmensetzungen für die Energiewende haben dazu geführt, dass Windenergieanlagen, die zukünftig die Hauptlast der Stromerzeugung

tragen sollen, vorwiegend im Norden und Osten der Republik errichtet werden – die Verbrauchszentren liegen aber im Süden und Westen. Sodass die vorgesehenen vier HGÜ-Leitungen, dazu diverse neue Verbindungsstrassen, bundesweit für den Ausgleich sorgen sollen, damit auch im Süden und Westen die Lichter nicht ausgehen, wenn in den nächsten Jahren die Atom- und Kohleanlagen schrittweise vom Netz genommen werden.

Was wäre aber, so fragte ein Forscherkonsortium aus Prognos AG, der Uni Erlangen-Nürnberg und des EnergieCampus Nürnberg in der im Oktober 2016 veröffentlichten, aber bislang wenig beachteten Studie „Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf“, wenn man die politischen Rahmenbedingungen verändern würde? Wenn beispielsweise Windkraft im Süden und Westen stärker gefördert würde – schließlich weht der Wind nicht nur an der Küste – und wenn vor Ort ausreichend dezentrale Kraftwerke in klimaverträglicher Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder auch Speicher errichtet würden, um die Versorgung dezentral (oder: „zellular“) auch dann aufrechterhalten zu können, wenn bei „Dunkelflaute“ weder Wind noch Sonne Energie liefern können, wie beispielsweise an vielen Tagen im Januar 2017. Könnten bei besserer räumlicher Verteilung der Anlagen vielleicht sogar einige der teuren HGÜ-Leitungen überflüssig und damit die immensen Kosten des Ausbaus deutlich reduziert werden?

“Die Analysen zeigen,” so Prof. Monika Grimm von der Uni Erlangen-Nürnberg, “dass im Netzentwicklungsplan Verbesserungspotenzial besteht, das sich nicht gegen den Netzausbau per se richtet, sondern weitere Optionen zur Integration der erneuerbaren Energien in den Fokus rückt.” Ein erstes Ergebnis: Wenn mehr der erforderlichen Windanlagen im Süden zugebaut würden, vor allem in Bayern und Rheinland-Pfalz, und dagegen die Zahl der Zubauten im Norden, vor allem in Niedersachsen, reduziert, könnten die bestehenden Leitungen tatsächlich besser mit dem zusätzlichen und wetterabhängig wechselnden Stromangebot fertig werden. Dann bestünde durchaus die Chance, auf eine oder sogar mehrere der geplanten Nord-Süd-Trassen zu verzichten. Zwar sind die Windverhältnisse im Süden im Durchschnitt schlechter als im Norden – um die gleiche Menge Windenergie im Süden statt im Norden zu erzeugen, müsste die Zahl der Anlagen steigen –, aber weil durch den regionalen Ausgleich teure Leitungen entfallen könnten, fiel die volkswirtschaftliche Rechnung dennoch positiv aus. Erforderlich wäre allerdings, entsprechende Anreize zu setzen, etwa durch eine höhere Förderung von Windenergie im Süden – was im neuen Förderdesign auch durchaus möglich wäre, indem man beispielsweise getrennte Windkraft-Ausschreibungen für die einzelnen Regionen vornimmt, statt wie bisher nur eine bundesweite vorgesehen.

Besonders wirkungsvoll, so das Ergebnis der Studie, wäre zudem ein optimiertes Einspeisemanagement für die erneuerbaren Energien, in Form abgeglichener Erzeugungsspitzen, wenn die Verbraucher überschüssigen Wind- oder Solarstrom nicht mehr benötigen. Das sieht der Netzentwicklungsplan auch bereits vor, „jedoch ohne Berücksichtigung der Last- und Netzsituation,“

kritisieren die Wissenschaftler. „Im vorliegenden Gutachten erfolgt dagegen eine systemoptimale Kappung der EE-Einspeisung unter Berücksichtigung dieser Aspekte.“

Auch die Möglichkeiten des sogenannten Redispatch, also der Abregelung von konventionellen Backup-Kraftwerken immer dann, wenn sich die Wetterbedingungen ändern und Sonne und Wind liefern können, gehen bislang in die Netzentwicklungsplanung nicht ein – anders als in dem Modell der Forschergruppe. Zudem kann der systematische, „netzdienliche“ Ausbau von örtlichen KWK-Anlagen und Speichertechniken wie Power-to-Heat oder langfristig auch Power-to-Gas – also die Umwandlung von erneuerbarem Überschussstrom in Wärme oder in für die Stromerzeugung bei „Dunkelflaute“ speicherbares Gas – den Netzausbaubedarf reduzieren.

Werden alle diese Möglichkeiten ausgeschöpft und entsprechend gezielt gefördert, kann auf den teuren Netzausbau vielfach verzichtet werden. Das ist auch die Quintessenz der Studie aus Erlangen: „Aus volkswirtschaftlicher Perspektive,“ so Monika Grimm, „ist eine veränderte regionale Ansiedlung von EE-Anlagen mit einem hohen Wohlfahrtsgewinn von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr verbunden, wenn sie mit der Einführung eines optimierten Einspeisemanagements, Redispatch und der kostenoptimalen räumlichen Ansiedlung von KWK-Anlagen und Power-to-X-Technologien (Gas/Heat) kombiniert wird.“

Dieser „Wohlfahrtsgewinn“ zeigt sich bereits, wenn wie bisher „Marktgleichgewicht“ vorausgesetzt wird, das heißt ein überall in Deutschland gleicher Strompreis. Verbessert wird das Ergebnis noch, wenn entsprechend der regionalen Verteilung der Erzeugungsstrukturen unterschiedliche Preiszonen angenommen werden. Das in der Erlanger Studie näher untersuchte Szenario „First Best“ unterstellte beispielsweise regionale Preiszonen in insgesamt 16 Marktgebieten mit weiteren Anreizen, kleinräumig in die Strukturen zu investieren, auch wenn die Bedingungen isoliert betrachtet an anderen Orten besser wären.

Ein wichtiges Ergebnis ihrer Studie unterstreichen die Wissenschaftler besonders. Ihre Ergebnisse zeigten, dass keine Notwendigkeit bestehe, den Ausbau erneuerbarer Energien zu dämpfen, wenn der Netzausbau sich wie schon bisher auch in Zukunft weiter verzögern würde. Bei Einsatz der vorgeschlagenen Maßnahmen lasse sich dieselbe erneuerbare Erzeugung realisieren und das bei deutlich reduziertem Netzausbaubedarf – und damit auch zu wesentlich geringeren Netzausbaukosten.

4. Erzeugungskosten

Und was ist mit der Erzeugung? Stimmt es nicht, dass mit zunehmender Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien auch der Anteil der Erzeugungskosten am Strompreis weiter steigen wird?

Basis aller Strompreisgestaltung sind die Erzeugungspreise, die eine Kilowattstunde erzeugter Strom an der Strombörse aktuell erwirtschaftet. Dort richtet sich der Preis prinzipiell nach Angebot und Nachfrage. Für jeden Zeitpunkt wird er bekanntlich gebildet durch den Grenzpreis der „Merit Order“, den Preis also, zu dem das teuerste gerade noch benötigte Kraftwerk liefern kann. Gewertet werden so lediglich die sogenannten variablen Kosten, also die Betriebskosten (Brennstoff und Betrieb), die entscheiden, ob das Kraftwerk liefert oder stillsteht. Außen vor bleiben bei dieser Preisfindung die fixen Kraftwerkskosten, also im Wesentlichen die Investitionsabschreibung. So gesehen ist hier ein direkter Vergleich zwischen Strom aus erneuerbaren Energien (deren Investitionskosten durch das EEG langfristig abgedeckt sind) und abgeschriebenen konventionellen Kraftwerken möglich.

Gemessen an der installierten Leistung haben die erneuerbaren Energien Wind und Solar bereits die deutsche Jahreshöchstlast überschritten. Wenn die Sonne überall scheint und der Wind überall weht, wäre also bereits eine hundertprozentige Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu realisieren – und sie wird auch bereits heute mitunter realisiert. Mit zunehmendem Einsatz der wetterabhängigen, volatil einspeisenden erneuerbaren Energien Wind und Solar werden diese Zeiten auch immer öfter erreicht. Dann bestimmen Wind und Solar den Grenzpreis an der Börse – und der liegt wegen der nicht vorhandenen Brennstoffkosten und der marginalen Betriebskosten auch ohne Überkapazitäten nahe bei Null. An immer mehr Tagen kommt es sogar zu negativen Erzeugungspreisen, wenn viele Anlagen erneuerbarer Energie am Netz sind, aber inflexible Kohle- oder Atomkraftwerke nicht im Gegenzug ausreichend heruntergefahren werden können. Dann ist mehr Strom im Netz, als abgenommen werden kann.

Umgekehrt natürlich bei „dunkler Flaute“. Dann bestimmt das teuerste fossile Kraftwerk den Erzeugungspreis, in der Regel heute ein Gaskraftwerk. Dazwischen liegen – bis zum Ausstieg im Jahr 2022 – Atomkraftwerke, im Wesentlichen aber Kohlekraftwerke, die heute noch knapp 40 Prozent zur Erzeugung in Deutschland beitragen. Die Grenzkosten der Kohlekraftwerke bestimmen also heute in der überwiegenden Zeit den an der Börse erzielbaren Preis, und sie gehen deshalb auch wesentlich in den mittleren Erzeugungspreis im Jahr ein.

Klimapolitisch wird freilich ein weiterer Betrieb von Kohlekraftwerken kritisch gesehen – will Deutschland die Klimaschutzziele erreichen, ist ein allmählicher Ausstieg aus der Kohleverstromung notwendig. Der könnte noch beschleunigt werden, wenn – anders als im derzeitigen Emissionshandel, wo der CO₂-Preis bei vernachlässigbaren fünf bis sieben Euro pro Tonne dümpelt – klimawirksames Kohlendioxid einen wirklich relevanten Preis bekommen würde. Da mehren sich die Anzeichen, dass auch immer größere Teile der Energiewirtschaft, die in die Energiewende, das heißt in erneuerbaren Energien und Netzausbau, gasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplung, Speicher und Effizienzmaßnahmen zukünftig noch verstärkt investieren wollen, einem

wirksamen Kohlendioxidpreis aufgeschlossen gegenüberstehen. So fordert aktuell beispielsweise Johannes Teyssen, Chef des größten deutschen Energiekonzerns, der E.ON AG, „ernsthaft über die Einführung eines Mindestpreises für CO₂ in der EU“ nachzudenken. Und fährt dann fort: „Für den Anfang stelle ich mir einen Preis zwischen 25 und 30 Euro pro Tonne vor. Das müsste allerdings eine Untergrenze sein. Sollte das EU-Handelssystem irgendwann wieder funktionieren und höhere Preise ausweisen, umso besser.“

Ein derartiges System könnte kurzfristig Kohlekraftwerke teurer machen – und damit auch den Börsenstrompreis in die Höhe treiben. Wird also notwendiger Klimaschutz zu einem Anstieg des Börsenpreises und damit des Anteils der Erzeugungskosten am Gesamtstrompreis für Haushaltskunden und kleine und mittlere Industriekunden führen? Der gewünschte Effekt ist natürlich, dass Kohlekraftwerke in der Merit Order ihren Platz für andere, weniger klimabelastende Erzeugungsarten räumen, kurzfristig für Gaskraftwerke, die derzeit, weil in den variablen Kosten relativ teuer, nur an wenigen Tagen ans Netz gehen. So sieht beispielsweise das Szenario der Energieberater von Agora, das einen Kohleausstieg bis 2040 rechnet, für einen langen Übergangszeitraum den teilweisen Ersatz von Kohle- durch Gaskraftwerke vor. Das allerdings, und das ist wichtig, nur für einen Übergangszeitraum, bis die erneuerbaren Energien im Verein mit geeigneten Langzeitspeichern tatsächlich ausreichende Versorgungssicherheit garantieren können. Auf dem Weg dahin bestimmen die niedrigeren Grenzkosten der erneuerbaren Energien immer häufiger den Erzeugungspreis auf dem Markt. Langfristig deutet also viel darauf hin, dass der sich im Jahresmittel bildende Marktpreis absinkt und auch den Erzeugungsanteil am Strompreis für Haushaltskunden und die kleine und mittlere Industrie folglich deutlich senken könnte – vorausgesetzt, dass niedrigere Börsenpreise dann auch an die Kunden weitergegeben werden.

Als Fazit lässt sich festhalten: Der derzeit hohe Strompreis für die Haushaltskunden und die kleine und mittlere Industrie kann auch und gerade in Zeiten der Energiewende deutlich sinken, wenn die Politik die richtigen Signale setzt. Das gilt für alle vier wesentlichen Komponenten, aus denen sich der Strompreis zusammensetzt:

- Die EEG-Umlage kann, wie im ersten Teil gezeigt, aus guten Gründen, weil industrie- und klimapolitisch induziert, zukünftig aus dem Bundeshaushalt bestritten werden,
- die Stromsteuer kann ohne negative Effekte abgeschafft werden,
- intelligente, regional fokussierte Ausbauplanung für erneuerbaren Energien in Kombination mit KWK und dezentralen Speichern kann teuren Netzausbau, der ansonsten unweigerlich den Netzkostenanteil am Strompreis in die Höhe treiben würde, reduzieren – und
- mittel- und langfristig könnte der kontinuierliche Zubau von erneuerbaren Energien (in Kombination mit Gas-KWK und Speichern, um die Versorgungssicherheit zu garantieren) bis hin zur Vollversorgung auch den Er-

zeugungsanteil am Strompreis kontinuierlich minimieren.

Werden diese Punkte umgesetzt, bleibt eine moderne, klimaverträgliche Energieversorgung in Deutschland auch für die Busfahrer und Krankenpflegerinnen, für Verkäuferinnen und Erzieher bezahlbar.



Andreas Feicht
Vizepräsident, VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Herr Andreas Feicht begann 1993 seine berufliche Laufbahn bei der Dresdner Verkehrsbetriebe AG. Dort war er zuletzt als Leiter des Vorstandsbüros für die Unternehmensentwicklung zuständig. Im Anschluss daran arbeitete er bei den Technischen Werken Dresden, der kommunalen Holdinggesellschaft für die städtischen Beteiligungen der Landeshauptstadt Dresden. Hier verantwortete er die strategische Konzernentwicklung. Herr Feicht studierte berufsbegleitend Wirtschaftswissenschaft an der Fernuniversität in Hagen.

Gemeinsam mit den Eigentümern der Berliner Beratungsdienste gründete Herr Feicht im August 2000 die BBD Verkehrsconsult GmbH mit Sitz in Berlin und fungierte dort als geschäftsführender Gesellschafter des Unternehmens. Ab Oktober 2005 war Herr Feicht als Mitgeschäftsführer der BSL Management Consultants tätig. Dort baute er unter anderem die Berliner Niederlassung des Unternehmens auf.

Mit Wirkung zum 01.01.2007 übernahm Herr Andreas Feicht den Vorstandsvorsitz der Wuppertaler Stadtwerke AG. Mit der Neustrukturierung des Unternehmens nimmt Herr Feicht in Personalunion die Funktionen des Vorstandsvorsitzenden der WSW Energie und Wasser AG sowie den Vorsitz in der Geschäftsführung der WSW mobil GmbH und der WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH wahr.

Am 28.02.2013 wurde Herr Feicht zum Vizepräsidenten Energiewirtschaft des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) gewählt. Der gebürtige Süddeutsche (Jahrgang 1971) ist verheiratet, hat eine Tochter und wohnt in Wuppertal.

CO2-Vermeidung verursachergerecht bepreisen - Die Finanzierung der Energiewende hat Reformbedarf

Andreas Feicht

Die Energiewende führt im Strommarkt seit Jahren zu Verwerfungen, ohne dabei den CO₂-Ausstoss nachhaltig zu senken. Sie belastet zudem bisher nahezu ausschließlich die privaten und gewerblichen Stromkunden. In der kommenden Legislaturperiode besteht die Chance, die Finanzierung der Energiewende ganzheitlich neu zu gestalten. Eine reformierte Finanzierung muss den negativen Effekten Rechnung tragen und die CO₂-Vermeidung stärker anreizen. Im Rahmen der Verursachergerechtigkeit sind auch die Sektoren Verkehr und Wärme mit integrierten Dekarbonisierungskonzepten an den Energiewendekosten zu beteiligen werden. Wenn die Reform es zugleich schafft, die Komplexität des derzeitigen Systems aufzulösen, um innovative, effiziente und CO₂-reduzierende Geschäftsmodelle anzureizen, könnte dem Gesetzgeber ein großer Wurf gelingen.

Die energiepolitischen Herausforderungen

Die Europäische Kommission hat mit dem Europäischen Klima- und Energierahmen 2030 und den Vorschlägen zur Energieunion die Weichen für die künftige Ausrichtung der europäischen und nationalen Klima- und Energiepolitik gestellt. Mit dem „Clean Energy for all Europeans“-Paket sind Legislativvorschläge zur Erreichung der Energie- und Klimaziele und damit auch zur Umsetzung der Energiewende in den politischen Entscheidungsprozess eingebracht worden. Dazu gehören ein verbindliches Ziel für EU-interne Minderungen von Treibhausgasemissionen von mindestens 40 Prozent gegenüber 1990, ein verbindliches EU-Ziel für einen Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch von mindestens 27 Prozent und das Energieeffizienzziel in Höhe von 30 Prozent Energieeinsparungen bis 2030.

Ein wichtiger Schwerpunkt in dem Legislativpaket ist auch eine Reform des Strommarktdesigns: Das neue Marktdesign soll die Rechte der Verbraucher bzw. Prosumer sowie die Preissignale stärken, um damit Flexibilität anzureizen, neue Investitionen zu ermöglichen sowie die marktliche Einbindung der erneuerbaren Energien zu erleichtern. Konkret heißt das, dass der Konsument oder neudeutsch Prosumer – also Verbraucher, der auch selbst Energie erzeugt, aktiv am Energiemarkt teilhaben soll. Dafür soll die Nachfrage nach Energie flexibler gestaltet werden. In Deutschland nimmt vor dem Hintergrund der Umsetzung der europäischen Ziele der Anteil volatiler Energieerzeugung am Gesamtenergieangebot stetig zu. Erneuerbare Energien sollen in Deutschland zukünftig den Hauptanteil an der Energieversorgung übernehmen. Bis 2050 soll ihr Anteil am Bruttostromverbrauch bei mindestens 80 Prozent liegen. Um das Ziel von 60 Prozent erneuerbarer Energien am Ende-

nergieverbrauch in 2050 zu erreichen, wird derzeit intensiv darüber diskutiert, erneuerbare Energien kosteneffizient in weiteren Sektoren, wie dem Wärme- und Verkehrssektor, einzusetzen.

Der deutsche Gesetzgeber hat 2016 mit dem Strommarktgesetz erste Schlussfolgerungen für eine Reform des Energiemarktdesigns gezogen. Ziel ist es, eine kosteneffiziente Integration der erneuerbaren Energien durch eine stärkere Verzahnung des Stromsektors mit anderen Sektoren (Sektorenkoppelung) zu ermöglichen. Demand Response kann dabei zu einem effizienten Ausgleich von Nachfrage und Produktion beitragen. An dieser Stelle sieht der Gesetzgeber zum Beispiel vor, dass einem neuen Marktteilnehmer, dem sogenannten unabhängigen Aggregator, ein einfacher Marktzugang ermöglicht wird. Der Begriff Aggregator beschreibt eine Art Dienstleister, der z. B. Last und/oder Erzeugung aggregiert, um damit Erlöse auf unterschiedlichen Märkten (z. B. Regelenergie- und Spotmarkt) zu generieren. Dies erreicht er beispielsweise durch die Möglichkeit, Last sehr schnell zu verringern oder zu erhöhen, indem er mittels Fernzugriff und IKT-Anlagen Signale an Verbrauchseinrichtungen (z. B. Erzeugungsanlagen, Elektroheizungen, Wärmepumpen, Kühlhäuser) sendet.

Die mit der Energiewende verbundene erforderliche Transformation des Energiesystems ist mit erheblichen Herausforderungen verbunden. So muss eine zunehmende Anzahl an dezentralen und zumeist wetterabhängigen Erzeugungsanlagen in das Stromsystem integriert werden. Gleichzeitig müssen zur Erreichung der Klimaschutzpolitischen Ziele weitere Verbraucher aus dem Wärme- und Verkehrssektor in das Stromsystem eingebunden werden.

Mit zunehmendem Fortschreiten der Energiewende steigen die damit einhergehenden Energiewendekosten stetig an. Durch die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien, den Netzausbau und die Systemdienstleistungen sind auch perspektivisch weitere Kostensteigerungen zu erwarten. Dies führt heute und auch zukünftig zu einer erhöhten Kostenbelastung bei den Verbrauchern und kann die Akzeptanz für das Projekt Energiewende beeinträchtigen. Darüber hinaus ist das bestehende Umlagen- und Entgeltsystem nicht kosteneffizient, was unter anderem vermehrte Abschaltungen von EEG-Anlagen und Entschädigungszahlungen zeigen. Fragen nach der Kostenverteilung, der Verursachungsgerechtigkeit und dem kosteneffizienten Ressourceneinsatz rücken damit immer stärker in den Fokus.

Auf europäischer und nationaler Ebene wird daher intensiv diskutiert, wie die erneuerbaren Energien kosteneffizienter in weiteren Sektoren wie dem Wärme- und Verkehrssektor integriert werden können und wie das Stromsystem mit marktlichen Anreizen flexibilisiert werden kann. Gleichzeitig sollen die Kosten der Energiewende stabilisiert werden, insbesondere wegen der stetig wachsenden Anteile staatlich und regulatorisch fixierter Kostenbestandteile.

Der VKU sieht daher die dringende Notwendigkeit für eine Reform des Umla-

gen- und Entgeltsystems und wird sich mit einer eigenen Studie in die öffentliche Debatte über die Neuordnung der Energiewendefinanzierung einbringen.

Welche Reformvorschläge werden aktuell diskutiert?

Die Diskussion über die zunehmende Kostenbelastung bei Endkunden, die Herausforderungen der Integration erneuerbarer Energien, bei gleichzeitig bestehenden Kosteneffizienzpotenzialen im Gesamtenergiesystem, haben eine Reihe von Vorschlägen zur Reform der Finanzierung der Energiewende hervorgebracht.

So rücken im Zusammenhang mit der Frage, wie Deutschland seine Klimaschutzziele erreichen kann, zunehmend steuerbasierte Instrumente in den Fokus. So wird beispielsweise die Einführung einer nationalen CO₂-Bepreisung intensiv diskutiert. Das liegt u. a. daran, dass sich mit diesem Instrument neben Strom auch die Sektoren Wärme und Verkehr adressieren lassen. Die Frage hierbei ist, ob sich durch eine CO₂-Bepreisung erneuerbare Energien auch ohne Förderung in den Markt integrieren lassen.

Die Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung einer nationalen CO₂-Bepreisung variieren erheblich. Es gibt beispielsweise Überlegungen, die Strom-/Energiesteuer so umzugestalten, dass bei der Berechnungsgrundlage künftig auf die CO₂-Intensität und nicht auf den Brennwert abgestellt wird.

Die Dynamisierung von Strompreisbestandteilen, wie der EEG-Umlage ist ein Vorschlag, der vor allem dem Aspekt der Systemflexibilisierung Rechnung tragen soll. Bei der Dynamisierung wird die Höhe der Umlage an den stündlichen Großhandelspreis gekoppelt und variiert mit der Höhe des Börsenstrompreises. In Zeiten niedriger Strompreise würde die EEG-Umlage geringer ausfallen, bei hohen Strompreisen würde eine entsprechend erhöhte Umlage das Preissignal verstärken. Durch die Auf- oder Abschläge auf den Strompreisbestandteil wird so Flexibilität angereizt werden. Ziel dieser Maßnahme ist es, dass in Zeiten von Stromüberschuss und niedrigem Börsenstrompreis die Nachfrage nach Strom steigt, und damit ein systemdienliches Nachfrageverhalten - mehr Strom zu verbrauchen – beim Verbraucher angereizt wird.

In anderen Vorschlägen wird eine erweiterte Verteilungsbasis der EEG-Umlage unter Einbeziehung weiterer Sektoren favorisiert. Ziel dabei ist, durch die Einbeziehung weiterer Sektoren die ökologische Lenkungswirkung zu verbessern. Anlass für diese Maßnahme ist die Tatsache, dass die EEG-Umlage bisher nur für die produzierte Kilowattstunde Strom (kWh) gezahlt wird. Durch eine breitere Kostenstreuung, beispielsweise durch die Einbeziehung der Sektoren Verkehr und Wärme, würde Strom entlastet, die anderen Sektoren dagegen belastet. Damit soll eine Lenkungswirkung hin zu einem CO₂-ärmeren Verbrauch forciert werden. Die Umlage für die Kosten des EE-Ausbaus würden dann, nicht wie bisher allein über den Stromverbrauch, sondern auf Basis der abgegebenen CO₂-Emissionen in den jeweiligen Sektoren erhoben

werden.

Anders funktioniert das Modell des sogenannten Streckungsfonds. Danach soll eine Stabilisierung der EEG-Umlage durch zeitliche Streckung über einen Fonds erreicht werden. Die EEG-Umlage soll auf eine festgelegte Höhe eingefroren werden. Die zu erwartende Finanzierungslücke soll zum Teil in den Bundeshaushalt verlagert und nicht mehr über den nicht privilegierten Endverbraucher getragen werden. Die Deckung temporärer Finanzierungslücken zwischen EEG-Differenzkosten und Umlageeinnahmen soll aus einer statlichen Kreditaufnahme resultieren. Die Rückzahlung wird damit in die Zukunft verschoben.

Ein weiterer Reformvorschlag adressiert die Netzentgelte. Wichtig hierbei ist, dass ein Großteil der Netzkosten leistungs- bzw. anschlussabhängig ist. Diese fixen Kosten bezahlt der Endkunde heute vornehmlich über eine arbeitsabhängige Tarifkomponente. Dabei können Kosteneinsparungen durch die Vermeidung von Netzentgelten angereizt und zu einer unerwünschten Spirale der Tarifierhöhungen bzw. zur Entsolidarisierung durch Eigenversorgung werden. Ansätze zur Einführung eines hohen Leistungspreises, bei geringem Arbeitspreis, können dieser Entwicklung entgegenwirken. Die Netzentgeltsystematik sollte dies berücksichtigen.

Welche Ziele soll eine Reform erfüllen und welche Anforderungen sind aus Sicht der kommunalen Unternehmen an ein neues System zu stellen?

Die Energiewende und die Bewältigung der damit verbundenen Herausforderungen können nur mit Rahmenbedingungen umgesetzt werden, die Voraussetzungen für folgenden Entwicklungen schaffen.

- I. Flexibilisierung des Strom- und Wärmesystems: Nicht zuletzt aufgrund der stetig steigenden Anzahl an Erzeugungsanlagen und Marktakteuren sowie der Dargebotsabhängigkeit von EE-Strom- und EE-Wärmeerzeugungstechnologien kann die Energiewende nur gelingen, wenn die Akteure im Strom – und im Wärmesystem ausreichend Anreize für systemdienliches Verhalten erhalten. Dabei sind die Herausforderungen sowohl für die Märkte als auch für die Netze zu berücksichtigen.
- II. Verursachungsgerechtere Finanzierung aller Energiewendekosten: Die Umsetzung der Energiewende muss in allen Sektoren erfolgen. Das bedeutet, dass damit einhergehende Kosten auch von allen Sektoren getragen werden müssen. Nur durch eine verursachungsgerechte Allokation der Kosten lässt sich die gewünschte Lenkungswirkung entfalten und die Akzeptanz für die Energiewende gewährleisten.
- III. Investitionen in den Umbau des Energiesystems: Um die politisch gewünschten ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen, sind erheb-

liche Investitionen notwendig. Bestehende Kosteneffizienzpotenziale müssen berücksichtigt und gehoben werden. Dies lässt sich nur dann erreichen, wenn ein technologieoffener Wettbewerb gewährleistet wird, der gleichzeitig auf marktlichen Mechanismen basiert.

Aus den vorgenannten Zielen lassen sich grundsätzliche Anforderungen an eine Reform ableiten:

- Die Kosten zur Finanzierung der Energiewende müssen verursachungsgerecht allokiert werden. Dies ist im derzeitigen Energiesystem nicht ausreichend gegeben. **Abbildung 1** zeigt die derzeitige implizite CO₂-Belastung unterschiedlicher Energieträger mit Steuern und Umlagen, die aus Klimaschutzpolitischen Gründen eingeführt oder erhöht wurden sowie eine Prognose für das Jahr 2030.¹ Aktuell ist der Einsatz fossiler Brennstoffe im Wärme- und Verkehrsbereich gegenüber dem Stromsektor hoch, deren Finanzierungsbeitrag an der Energiewende vergleichsweise gering. Zukünftig wird zudem die Belastung des Energieträgers Strom durch steigende CO₂-Zertifikatspreise, Umlagen und Belastungen durch die Stromsteuer weiter steigen², während die Belastung für fossile Energieträger real sinken wird. Ohne eine Reform der Steuer- und Umlagensystematik wird sich die Finanzierung der Energiewende also noch weiter von der Anforderung der Verursachergerechtigkeit entfernen. Da als übergeordnetes Ziel der Klimaschutz bzw. die CO₂-Vermeidung steht, sollte sich auch die Kostenallokation an der CO₂-Intensität bemessen.

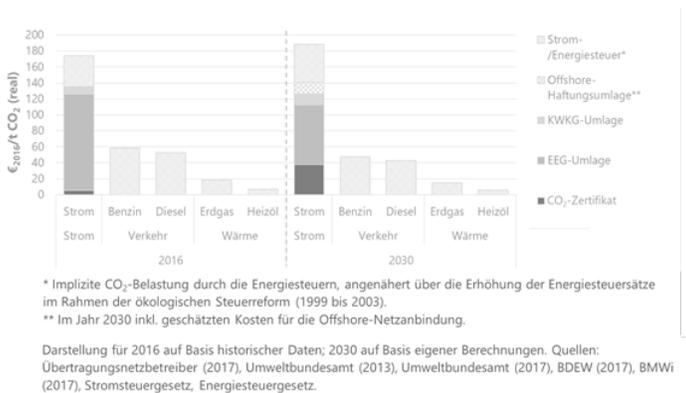
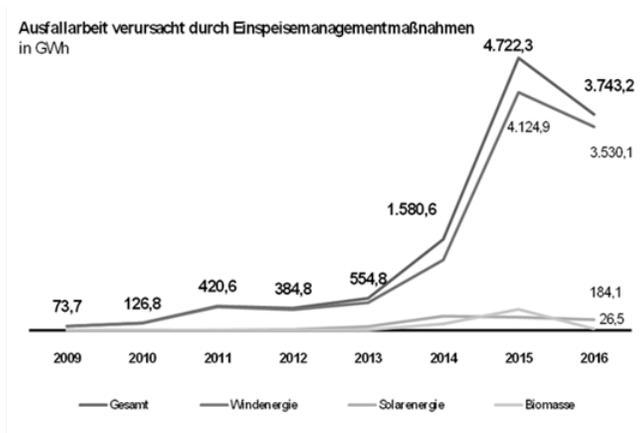


Abb. 1. Implizite CO₂-Belastung unterschiedlicher Energieträger für Haushaltskunden – 2016 und Prognose für 2030³

- Die unterschiedliche Bepreisung in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr führt zudem zu Wettbewerbsverzerrungen zwischen der Nutzung von unterschiedlichen (fossilen) Energieträgern und steht damit einer volkswirtschaftlich effizienten Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr entgegen. Eine Reform sollte entsprechende Anreize zur Sektorenkopplung setzen. Zusätzlich sollte die Wirkungsweise einer zuneh-

menden Eigenversorgung Berücksichtigung finden, um einer weiteren Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Energiewendekosten durch Eigenverbrauch entgegen zu wirken.

- Die Umsetzung der Energiewende und die Integration der Vielzahl neuer Erzeuger und Verbraucher bedürfen einer umfänglichen Flexibilisierung des Strom- und Wärmesystems. Hierfür müssen Anreize geschaffen werden. Das derzeitige Energiesystem ist inflexibel und kostenineffizient, was sich unter anderem an den stetig steigenden Systemdienstleistungskosten, wie Redispatch oder das Abschalten von erneuerbarer Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zeigt. Die Opportunitätskosten der Inflexibilität zeigen sich unter anderem an hohen Ausfallarbeiten durch Abschaltung von EE-Anlagen und daraus resultierender Entschädigungsansprüche mit ca. 373 Mio Euro⁴ in 2016. Ein inflexibles Energiesystem führt daher zu hohen zusätzlichen Systemkosten, die es zu senken gilt.



Quelle: Monitoringbericht 2017 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

Abb. 2. Entwicklung der Ausfallarbeit durch Abregelung⁵

- In einem Markt haben Preise die Funktion, Anbietern und Verbrauchern ein Signal über die Knappheit eines Gutes zu senden und so die Bereitstellung beziehungsweise den Verbrauch zu lenken. Im aktuellen Strommarkt bilden jedoch staatlich veranlasste und regulierte Bestandteile wie Netzentgelte, Umlagen und Abgaben für die meisten Kunden über 75 Prozent des Strompreises und überlagern somit die Preissignalwirkung des Großhandelspreises. Lastmanagement und der Einsatz von Speichern werden nicht ausreichend angereizt, da auch bei niedrigen und selbst negativen Großhandelspreisen hohe Steuern, Umlagen und Entgelte bei den Verbrauchern anfallen. Eine Reform sollte bestehende Hemmnisse zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen beseitigen und neue Anreize zum flexiblen Verhalten setzen.

- Ein kosteneffizienter Wettbewerb zwischen sektorübergreifenden Technologieoptionen, unter Internalisierung der CO₂-Intensität der Energieträger, sollte eine bezahlbare Dekarbonisierung aller Sektoren sicherstellen. Fehlanreize und Hemmnisse führen insgesamt dazu, dass das bestehende System nicht hinreichend Anreize für einen effizienten Einsatz von Primär- und damit auch von Endenergieträgern setzt. Eine Reform sollte die Erschließung effizienter Energieeinsparungen ermöglichen und die Nutzung von low-hanging-fruits der CO₂-Einsparung unterstützen (bspw. die Umrüstung von Öl- auf Gasheizungen im Wärmemarkt).
- Bereits im heutigen System stehen viele Regelungen und Maßnahmen in ihrer Lenkungswirkung im Widerspruch zueinander. Bei der Ausgestaltung der Reform sind die Vor- und Nachteile der jeweiligen Maßnahmen in Bezug auf die formulierten Anforderungen an eine Reform gegeneinander abzuwägen. Wichtig dabei ist, dass keine gegenläufigen Anreizwirkungen entstehen. Das System sollte also in sich konsistent sein. Dies betrifft auch die Zeitschiene bei der Realisierung der einzelnen Maßnahmen.
- Die Komplexität sowie der administrative Aufwand eines neuen Systems sollten sich in einem vertretbaren Rahmen bewegen. Weiterhin ist bei der Planung und Umsetzung der zeitliche Horizont zu beachten. Die Veränderung bestehender Regelungen sowie der Übergang in ein neues System sollten in einer klar definierten zeitlichen Abfolge realisiert werden können. Dabei ist auf Nachhaltigkeit der Maßnahmen und eine hohe Planungssicherheit für alle Akteure zu achten.

Fazit

In Deutschland nimmt vor dem Hintergrund der Umsetzung der nationalen und europäischen Ziele der Anteil volatiler Energieerzeugung am Gesamtenergieangebot stetig zu. Ziele des Marktdesigns sind mehr Flexibilität in den Märkten sowie klare Preissignale, um die Einbindung erneuerbarer Energien zu erleichtern und Investitionen zu ermöglichen. Mit dem Strommarktgesetz hat die Bundesregierung die ersten Weichen gestellt. Ziel ist, eine kosteneffiziente Integration der erneuerbaren Energien durch eine stärkere Verzahnung des Stromsektors mit anderen Sektoren (Sektorenkopplung) zu ermöglichen. Demand Response soll dabei zusätzlich einen Beitrag zu einem effizienten Ausgleich von Nachfrage und Produktion leisten. Bisher kommen die dafür notwendigen Preissignale im Strommarkt beim Endkunden nicht an, da diese durch staatlich veranlasste und regulierte Strompreisbestandteile wie Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen überlagert werden. Die Anreize für Energieangebot und –nachfrage, das Verhalten an den Gegebenheiten des Energiesystems auszurichten und Kosteneffizienzen zu heben, sind gering.

Das Zielmodell für ein reformiertes Finanzierungssystem muss diesen negativen Effekten Rechnung tragen, indem eine gesamtsystemische Primärenergieeinsparung und damit CO₂-Vermeidung stärker angereizt wird. Die

Anreize müssen marktlich ausgestaltet sein, so dass die Nutzung erneuerbaren Stroms und CO₂-armer Energieträger attraktiver und eine entsprechende wettbewerbsorientierte Lenkungswirkung entfaltet wird. Die Kosten zur Finanzierung der Energiewende sollten darüber hinaus verursachungsgerechter allokiert werden. Die Sektoren Verkehr und Wärme sollten mit integrierten Dekarbonisierungskonzepten miteinbezogen und an den Energiewendekosten stärker beteiligt werden. Die bereits heute vorhandenen Instrumente wie das Emissionshandelssystem bieten diesbezüglich erste Anknüpfungspunkte, sind jedoch nicht ausreichend. Die Komplexität des derzeitigen Systems, die vielfach sich überlagernder teils gegenläufiger Effekte und das unüberschaubare System von Ausnahmen sollte nach Möglichkeit beseitigt oder mindestens vereinfacht werden, damit innovative, effiziente und CO₂-arme Geschäftsmodelle sich entwickeln können.

Fußnoten

¹Die implizite CO₂-Belastung bemisst sich als Verhältnis der Belastung eines Energieträgers mit klimaschutzpolitischen Steuern und Umlagen sowie dem CO₂-Zertifikatspreis zu seiner jeweiligen CO₂-Intensität.

²Zwar bleibt der Stromsteuersatz über die Zeit konstant, da die CO₂-Intensität des deutschen Strommix zukünftig insbesondere durch eine weitere Erhöhung des Anteils an Strom aus erneuerbaren Energien jedoch weiter sinkt, steigt die Belastung pro t CO₂.

³Quelle: r2benergy consulting GmbH

⁴Vgl.: BNetzA-Monitoringbericht 2017

⁵Vgl.: Ebenda



Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergierat – Deutschland e. V.

Dr. Uwe Franke, geb. 1949, promovierte am Chemischen Staatsinstitut Hamburg. Seine Laufbahn bei BP begann er 1979 und war ab 1986 in verantwortlichen Positionen an nationalen und internationalen Standorten - London, Brüssel und Lissabon – tätig, unter anderem als Vorstandsvorsitzender BP Portugal und Vorstandsvorsitzender der Deutschen BP AG. Nach der Fusion von BP, Veba und Aral im Jahr 2002 übernahm er die Funktion des stellvertretenden Vorstandsvorsitzenden der neuen Deutschen BP AG. Weiterhin wurde er Vorsitzender des Vorstandes der Aral AG und Geschäftsführer der BP Oil Marketing GmbH. Ab 2004 war Dr. Franke Vorstandsvorsitzender der Deutschen BP AG. Nach Gründung der BP Europa SE im Mai 2010 war er als Vorstandsvorsitzender tätig, bis er 2012 das Unternehmen verließ.

Neben seiner Karriere bei BP war Dr. Franke Vorstandsvorsitzender des Mineralölwirtschaftsverband e. V. (MWV). Er bekleidete zahlreiche Mandate in Aufsichtsräten sowie für internationale Initiativen und Verbände. Dr. Franke war beispielsweise Mitglied im Präsidium des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI), des Deutschen Verkehrsforums, des Ostausschusses sowie Mitglied des Steuerungskreises der Energiekommission des Wirtschaftsrates. Seit dem Januar 2014 ist Dr. Franke Präsident des Weltenergierates Deutschland. Ferner ist er Aufsichtsrats- bzw. Beiratsmitglied bei Basalt AG, Hoyer GmbH, Cash Payment Solutions GmbH, Waschpakete GmbH und Biométhodes S.A sowie Beiratsvorsitzender bei Alexander Proudfoot Consulting. Er berät IFMinvestors und Gerson Lehrman Group als Senior Advisor, arbeitet als Mentor bei Bernotat+Cie und ist Kuratoriumsmitglied beim Max-Planck-Institut für Plasmaphysik.

„The German Energiewende“ im globalen Trend

Dr. Uwe Franke

„The German Energiewende“ ist zumindest durch die linguistische Brille betrachtet ein Erfolg. Der deutsche Begriff für den Umbau der Energiesysteme hat sich längst im internationalen Sprachgebrauch durchgesetzt und wird von Energieexperten auf der ganzen Welt verstanden. Er steht sinnbildlich für die langfristige Abkehr von fossilen Ressourcen zugunsten nachhaltiger, erneuerbarer Energiequellen. Für ein hochindustrialisiertes Land wie Deutschland ist dieses Vorhaben ein Mammutprojekt beispielloser technischer und finanzieller Größenordnung. Und so steht der Begriff Energiewende global eben auch für einen Weg mit einem vergleichsweise gigantischen finanziellen Aufwand – ein Weg, den nicht alle Staaten mitgehen wollen oder können.

Für die einen ist die deutsche Energiewende ein einzigartiger Schlüssel zur Nachhaltigkeit mit einer sauberen, sicheren, bezahlbaren Energie- und Klimazukunft für unsere Kinder. Für die anderen ist sie eine ungeplante Ad-hoc-Abkehr von bewährter Infrastruktur hin zu einem unnötig teuren, volatilen Abenteuer mit ungewissem Ausgang, das sich nur eine gutsituierte Industrienation erlauben kann – mit Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Wie hoch schätzen Experten die Kosten der Energiewende aktuell wirklich? Ließen sich die Chancen und Herausforderungen durch internationale Kooperationen auf mehrere Schultern verteilen? Und könnte das Jahrhundertprojekt „German Energiewende“ so am Ende doch zumindest eine Vorbildfunktion für die Welt einnehmen, wenn sie schon nicht als Exportschlager gelten kann?

Von „problemlos machbar“ bis „völlig überzogen“

Die Frage, wie ein kostenoptimaler Umbau des deutschen Energiesystems unter Einbeziehung aller Energieträger und aller Verbrauchssektoren gestaltet werden kann, mit dem zugleich die beschlossenen Klimaschutzziele erreicht werden, ist Gegenstand unzähliger Studien – mit unterschiedlichen Prädispositionen und Ergebnissen, wie die nachfolgenden Beispiele zeigen.

Für die Bundesregierung steht fest, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht gefährdet werden darf. Entlastungsregelungen leisten ihr zufolge einen unverzichtbaren Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland und liegen im gesamtwirtschaftlichen Interesse. Im fünften Monitoringbericht der Bundesregierung zur Energiewende heißt es, dass die Kostendynamik beim Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2015 gebremst werden konnte. Aber in 2016 und 2017 zog sie erneut an! „Daran anknüpfend stärkt das im Juli 2016 verabschiedete EEG 2017 das Prinzip einer wirtschaftlichen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Umsetzung der Energiewende, indem es u. a. den Übergang zu wettbewerb-

lichen Ausschreibungen markiert.“¹ Das klingt optimistisch! Es bleibt abzuwarten, ob Kostensenkungen nachhaltig geliefert werden können.

Ein Gutachten des Düsseldorfer Instituts für Wettbewerbsökonomik (DICE), kommt Ende 2016 zu dem Schluss, dass die Gesamtkosten für die Energiewende im Zeitraum 2000 bis 2025 bei geschätzt 520 Milliarden Euro einschließlich Netzausbaukosten im Bereich der Stromerzeugung liegen. Darin heißt es: „Eine vierköpfige Familie zahlt somit bis 2025 direkt oder indirekt über 25.000 Euro für die Energiewende. Das Gros der Kosten ist dabei noch nicht angefallen sondern kommt erst auf die Bevölkerung zur.“² Das klingt keineswegs mehr positiv, eher erschreckend!

Solch ein Betrag liegt weit entfernt von der berühmten „Kugel Eis“, die einst in 2004 der damalige Bundesumweltminister Jürgen Trittin an Kosten zur Förderung erneuerbarer Energien für einen durchschnittlichen Haushalt avisiert hatte. Als Peter Altmaier, einer seiner Nachfolger im Amt, die Öffentlichkeit 2013 mit der dramatischen Schätzung von bis zu einer Billion Euro bis 2040 vor einer Explosion der Energiewendekosten warnte, waren Aufschrei und Unglaube entsprechend groß.³

Doch obwohl die Kostenschätzungen divergieren, scheint die Summe in 2017 keineswegs mehr so abwegig, ganz im Gegenteil: Die drei Wissenschaftsakademien Acatech, Leopoldina und Union zum Beispiel legten eine gemeinsame Studie vor, in der sie die Kosten je nach Höhe des Reduktionsziels von 70 oder 85 Prozent CO₂-Minderung gegenüber 1990 auf bis zu zwei Billionen Euro bis 2050 errechneten.⁴ Auf die nächsten 33 Jahre gesehen seien das jährlich bis zu 60 Milliarden Euro und somit knapp 2 Prozent des Bruttoinlandsproduktes, heißt es in der Studie. Da das CO₂-Minderungsziel der Politik allerdings bei 80 bis 95 Prozent liegt, dürften die Kosten sogar noch unterschätzt sein.

Experten ziehen gemischte Kostenbilanz

Gemäß Prognose der „Agora Energiewende“ sollen die Kosten in zwei bis fünf Jahren erstmals deutlich sinken und danach dauerhaft zurückgehen. 2019 steige die EEG-Umlage ein letztes Mal deutlich an, bevor viele teure Anlagen aus der Anfangszeit der Subventionierung aus der Förderung fallen. Spätestens 2023 werde die Umlage dann spürbar sinken und bis 2035 kontinuierlich von jetzt rund 6,8 Cent auf rund 2 Cent fallen. Darüber hinaus sei ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien wegen drastisch sinkender Technologiekosten viel günstiger als noch vor wenigen Jahren prognostiziert. Dafür müsse jedoch das Stromnetz mit vielen Milliarden Euro ertüchtigt werden.⁵

Im „McKinsey Energiewende-Index“ fällt die Bilanz Ende 2017 gemischt aus. „Das aktuell hohe Kostenniveau in der Stromversorgung resultiert größtenteils aus Entscheidungen der Vergangenheit und wird noch bis weit in die 2020er Jahre hinein abzutragen sein.“, heißt es darin.⁶ Und ein weiterer Ausgabenan-

stieg sei unausweichlich wegen des Ausbaus und der Steuerung der Netze. Hauptaufgabe sei es weiterhin, die Kosten zu senken und sie angemessen zu verteilen. Die Kosten für die Stromversorgung in Deutschland werden von 63 Milliarden Euro 2015 auf jährlich 77 Milliarden Euro 2025 steigen, so McKinsey. Zum Vergleich: 2010 lagen sie noch bei 55 Milliarden Euro.

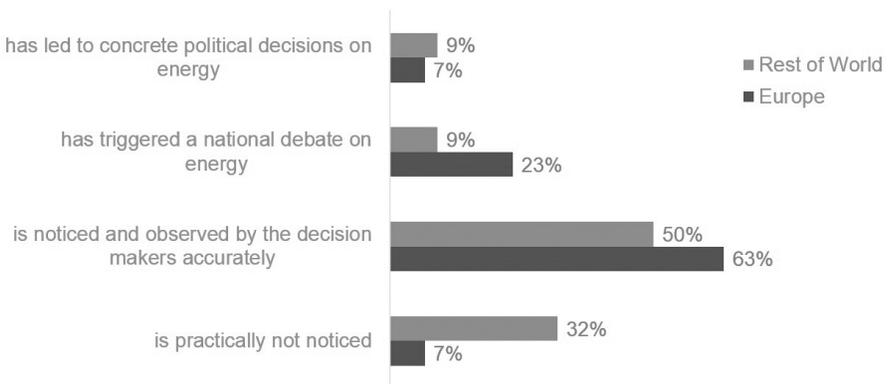
Und wo stehen wir im Vergleich zu unseren europäischen Nachbarn? McKinsey berechnet, dass die Haushaltsstrompreise in Deutschland bei rund 30 Cent pro Kilowattstunde liegen und damit im Schnitt rund 10 Cent über denen in übrigen europäischen Ländern – eine nahezu Verdopplung des Preisabstands in den letzten fünf Jahren. Dafür fiel mit 5,5 Prozent der Preisrückgang bei deutschen Industriekunden sehr viel deutlicher aus als im Rest Europas, wo die Preise nur um 2,4 Prozent sanken – wobei sie in Deutschland dennoch rund 13,5 Prozent über dem europäischen Durchschnitt liegen und damit zu den höchsten in Europa zählen.

Keine Blaupause für die Welt

Wie blickt die Welt auf die „German Energiewende“? International wird sie von einer großen Mehrheit der Energieexperten aufmerksam verfolgt. Dies ergab die im zweijährigen Rhythmus durchgeführte „Blueprint“-Umfrage des Weltenergieerat – Deutschland Anfang 2017.⁷ Für die Befragten in 42 Ländern ist die Energiewende zwar Inspiration, jedoch keine Blaupause für die Welt. Energiepolitische Diskussionen oder Entscheidungen hat sie demnach stärker in Europa provoziert, wohingegen außerhalb Europas der Einfluss nur schwach ist.

European respondents are more affected by the German energy transition

Question 1: How is the current German energy policy perceived in your country?



Quelle: „Blueprint“-Umfrage, Weltenergieerat – Deutschland e. V.

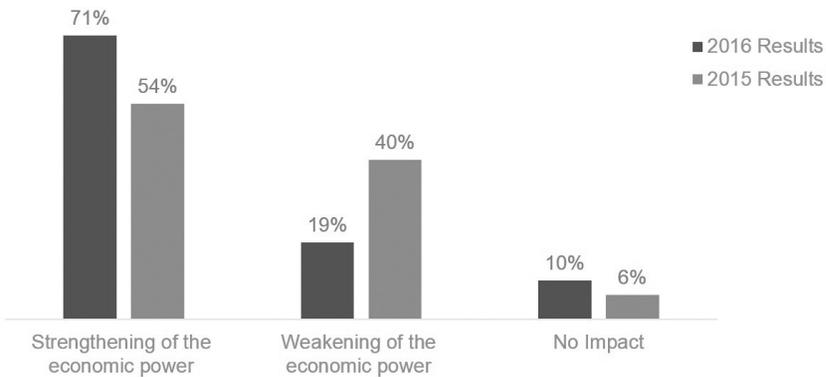
Gegenüber der letzten Befragung in 2015 hat sich die Wahrnehmung der deutschen Energiewende zwar verbessert. Dennoch denken 60 Prozent der

Befragten weiterhin nicht, sie könne weltweit übernommen werden – nicht zuletzt wegen des hohen Kostenfaktors. Immerhin vier von fünf der Befragten geben an, dass zumindest Teile des Konzepts in ihrem Land adaptiert werden könnten – ein möglicher Ansatz für Kooperationen?!

Überraschend: Trotz des kritisch betrachteten Kostenfaktors erwarten zwar die meisten Befragten kurzfristig eine durch die Energiewende bedingte Schwächung, aber langfristig klar eine Stärkung der Wirtschaftskraft Deutschlands.

In the long-term, most expect a beneficial impact to Germany's economic power as a result of the energy policy

Question 4: What impact do you expect for the economic power of Germany due to the current energy policy? (Long-term)



Quelle: „Blueprint“-Umfrage, Weltenergieerat – Deutschland e. V.

Und was sind die Treiber der jeweiligen Energiewenden außerhalb Europas? Der Hunger nach sicherer Energie und Wirtschaftswachstum schlägt hierbei nach Einschätzung der Befragten klar den Klimaschutz. Nur in Deutschland wird der Klimaschutz deutlich als oberste Priorität betrachtet. Andere Länder stellen meist Wirtschafts- und Industriepolitik sowie die Versorgungssicherheit in den Vordergrund.

Das Prinzip „Efficiency first“ wird weltweit als bester Weg für Klimaschutz und Kostenreduktion angesehen, gefolgt von der Bepreisung von CO₂ – letztere vor allem dann, wenn die G20-Staaten geschlossen vorangehen. Deutlich abgeschlagen waren Fördermaßnahmen für einzelne Technologien.

Ein Fazit ist daher: Um die Energiewende und neue Technologien wirklich exportieren zu können, müssen die Länder viel stärker bei der Bewältigung ihrer jeweiligen Herausforderungen unterstützt werden. Denn die deutsche Energiewende wird nur dann international erfolgreich sein, wenn wir die Zusammenhänge und die jeweiligen Gegebenheiten vor Ort besser verstehen und stärker berücksichtigen.

Weltenergieerat blickt über Landesgrenzen hinaus

Als Weltenergieerat – Deutschland ist es uns ein Anliegen, den Blick über die deutschen Landesgrenzen hinaus zu richten und globale Zusammenhänge zu betrachten. Internationale Kooperation im Energiesektor zu fördern, Impulse zu geben und zu erhalten – und von und mit unseren Nachbarn und Partnern lernen. Es ist kein neuer, aber sehr wahrer Gedanke, dass kein Land alleine ein nachhaltiges, bezahlbares, sicheres Energiesystem schaffen kann. Trends und Innovationen enden nicht an Landesgrenzen, genauso wenig wie CO₂-Emissionen oder die Energie selbst.

Ein Beispiel für eine erfolgreiche Zusammenarbeit liefert Europa im Bereich Klimaschutz. Zwischen 1990 und 2016 sind die CO₂-Emissionen in der EU um 23 Prozent gesunken, während die Wirtschaft zugleich um 53 Prozent gewachsen ist⁸ – ein schöner Beleg für die weitere Entkopplung von Emissionsraten und Wirtschaftswachstum. Die jüngste Reform des EU-Emissionshandelssystems ist zudem ein wichtiger Schritt auf dem Weg zum Erreichen der Pariser Klimaziele. Allerdings sieht die energieintensive Industrie wegen steigender Kosten die Gefahr sinkender Wettbewerbsfähigkeit und des Anstiegs von Carbon Leakage.

Unsere Analyse zeigt: Je mehr wir im Energie- und Klimabereich in Europa und weltweit kooperieren, desto erfolgreicher und effizienter werden wir sein, desto mehr Innovationen und Lernkurven können geteilt werden. Und auf umso mehr Schultern verteilen sich die finanziellen Belastungen. Über konkrete Maßnahmen lässt sich streiten, aber an der Entschlossenheit zur Kooperation selbst darf es keinen Zweifel geben.

Europäisch denken - Kosten senken

In 2015 hatte die von Prognos durchgeführte Potenzialanalyse des Weltenergieerat – Deutschland „Versorgungssicherheit europäisch denken“ zu Vorteilen einer engeren Strommarktintegration vielversprechende Synergiepotenziale identifiziert. Unter der Voraussetzung eines Stromnetzes, das nicht mehr durch Netzengpässe eingeschränkt wäre, könnten in den sieben Ländern des Pentalateralen Forums (Deutschland, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Frankreich, Österreich, Schweiz) im Jahr 2030 zwischen 2 und 15 Gigawatt Leistung weniger vorgehalten werden, im wahrscheinlichsten Fall zwischen 8 und 10 Gigawatt.⁹

Hierzu müssten der in Europa nicht immer gleichzeitige Verbrauch und die durch das Wetter variierende Einspeisung durch erneuerbare Energien besser ausgenutzt werden. Im gesamten Untersuchungsraum von 15 Ländern Europas wären es sogar zwischen 15 und 50 Gigawatt Leistung, im wahrscheinlichsten Fall zwischen 27 und 34 Gigawatt weniger vorgehaltene Leistung. Zu den Handlungsempfehlungen zur Zielerreichung gehörten eine gemeinsame Definition, einheitliche rechtliche Grundlagen sowie Verabredung von klaren

Regeln zum Umgang im Falle von Knappheiten. Durch ein länderübergreifendes Monitoring von Versorgungssicherheit ließen sich die Kosten in den europäischen Staaten effizient senken.

Klar ist: Die deutsche Energiewende hat Auswirkungen auf die Nachbarstaaten. Deshalb wird sie in Europa nicht immer so positiv angesehen, wie man sich das hierzulande wünscht, wie auch die Ergebnisse der oben ausgeführten „Blueprint“-Umfrage belegen.

Warum Deutschland eine europäische Energiewende braucht

Im Jahr 2017 haben erneuerbare Energien im Stromsektor Deutschlands ihren Siegeszug fortgesetzt und die 30-Prozent-Marke klar überschritten. Nun gilt es, Strom-Angebot und Strom-Nachfrage effizienter in Einklang zu bringen. Ein unkontrollierter Zubau erneuerbarer Kapazitäten belastet die Strompreise über die EEG-Umlage sowie die Stromnetze. Solange keine Speicherkapazitäten vorhanden sind, müssen Überkapazitäten anderweitig abgeführt werden, so die Analyse der Heinrich Böll Stiftung.¹⁰

In der Vergangenheit hat Deutschland dabei stark von der vernetzten europäischen Strominfrastruktur profitiert. Import und Export von Strom sind zunächst keine Besonderheit sondern gehören zum Tagesgeschäft des Stromhandels. Überschüssiger Windstrom aus Deutschland kann in die Stromnetze der Nachbarn eingespeist werden. Überkapazitäten von rund acht Prozent wurden zuletzt exportiert – allerdings auch oft zu einem geringen bis negativen Strompreis. Dafür wird bei Flaute zumeist konventioneller Strom aus dem Ausland importiert.

Doch was so bequem für Deutschland ist, hat zum Teil unberechenbare Auswirkungen auf die nationalen Stromnetze der Nachbarländer. So hatte Polen immer wieder über das „Verstopfen“ der eigenen Netze geklagt. An der deutsch-polnischen Grenze wurde inzwischen ein sogenannter Phasenschieber eingebaut, eine Art Stromventil, das verhindert, dass zum Beispiel überschüssiger Windstrom ins polnische Netz drängt. Statt nach Polen und Tschechien ist dafür mehr deutscher Strom nach Frankreich abgeflossen.¹¹

Die Vorteile des Stromhandels liegen auf der Hand: Deutschland musste sich nicht unmittelbar um eine teurere flexible Strominfrastruktur mit Speicherkapazitäten und neuen Stromtrassen kümmern. Dies hat die bisherigen Kosten der Energiewende niedriger gehalten, als sie es ohne den Markt- und Trassenzugang der Nachbarstaaten wären, ist das Fazit der Heinrich Böll Stiftung.

Nationale Eigeninteressen weiterhin dominierend

Innerhalb der Europäischen Kommission ist der Wunsch nach einer starken Kooperation ungebrochen. Im Rahmen ihrer Klima- und Energiepolitik bis 2030 sieht die Kommission europaweit einen Anteil von 30 Prozent Energie

aus erneuerbaren Quellen vor. Zugleich sollen die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent reduziert und Energieeffizienzinsparungen von 30 Prozent erreicht werden. Kapazitätsmechanismen sollen den Neubau von Kraftwerken unterstützen.¹²

Aber: Es gibt in der europäischen Energiepolitik momentan kein gemeinsames ehrgeiziges Ziel, auf das sich die Mitgliedsstaaten klar verständigen können. Alle Staaten verfolgen weiterhin eher nationale Energieinteressen: Deutschland legt seinen Fokus klar auf Erneuerbare, während zum Beispiel Polens Stromwirtschaft zu 85 Prozent von der Kohle abhängt. Das Land ist der einzig verbliebene bedeutende Kohleexporteur in der EU.¹³ Und Frankreich bevorzugt nach wie vor die Kernenergie – die für 2025 avisierte Reduktion des Kernenergieanteils von 70 auf 50 Prozent im französischen Strommix wurde erst Ende 2017 auf Eis gelegt und auf unbestimmte Zeit verschoben.¹⁴

So unterschiedlich die nationalen Eigeninteressen sind, so klar ist: Zum Erreichen der Ziele des Pariser Klimaabkommens muss die Vision einer gemeinsamen europäischen Energiewende umgesetzt werden – auch im Sinne einer höheren Kosteneffizienz! Eine europäische Energiewende würde Europa gerade in Zeiten des Brexits stärker zusammenschweißen, Innovationen und Digitalisierung forcieren. Zugleich brächte sie mehr Versorgungssicherheit, höhere Energieeffizienz und dadurch eine massive Kostenreduktion.

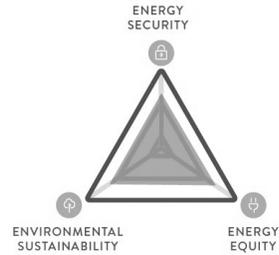
Mit dem sogenannten EU-Winterpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ wurde 2016 ein weiterer Schritt in diese Richtung unternommen. Die neuen Richtlinien und Verordnungen sollen Energie sparen, das Klima schützen, die Wirtschaft ankurbeln und ab 2021 rund 177 Milliarden Euro an jährlichen Investitionen auslösen. Das Ziel ist es, bis zu einer Million neue Arbeitsplätze zu schaffen und die Energiekosten für alle Verbraucher zu senken.¹⁵ Dieses Vorhaben wird nur erfolgreich sein, wenn die europäischen Nachbarn kooperieren.

Deutschland und Europa im Trilemma

In Anlehnung an das „energiepolitische Zieldreieck“ definiert der World Energy Council (WEC) in London seinen jährlichen „Trilemma Report“ für Nachhaltigkeit im Energiebereich anhand der drei Dimensionen: Energiesicherheit, Energiegerechtigkeit und ökologische Nachhaltigkeit. Der zeitgleich zum Report erschienene „Trilemma Index“ zeigt Ende 2017 Anzeichen für weltweite Fortschritte in allen drei Bereichen. Höhere Ressourceneffizienz sowie eine Steuerung des Wachstums der Energienachfrage werden zukünftig entscheidend sein, um ein ausgewogenes Energie-Trilemma zu gewährleisten, so der WEC. Insgesamt erreichten acht der 125 untersuchten Länder die höchste Triple-A-Bewertung.¹⁶

TRILEMMA INDEX 2017: TOP 10 COUNTRIES

- | | |
|-------------------|----------------|
| 1. Denmark | 6. Germany |
| 2. Sweden | 7. Norway |
| 3. Switzerland | 8. France |
| 4. Netherlands | 9. New Zealand |
| 5. United Kingdom | 10. Slovenia |



Quelle: Trilemma-Index 2017 des World Energy Council

Europa dominiert auch im Jahr 2017 den Trilemma-Index. Neun der europäischen Länder rangieren unter den Top 10, und alle unter den Top 100. Dänemark, Schweden und die Schweiz führen erneut den Index an, wobei Dänemark auch im Bereich Energiesicherheit die höchste Punktzahl erreicht. Obwohl Luxemburg insgesamt nicht unter den Top 10 ist, behauptet es seine Führungsposition für die gerechteste (erschwinglichste und zugänglichste) Energie.

Deutschland ist gegenüber dem Vorjahr um einen Rang auf Platz 6 gefallen. Trotz der höchstmöglichen Triple-A-Bewertung steht das Land angesichts der Herausforderungen der Energiewende auf der „Negative Watch List“ des WEC – vor allem wegen der weiter unkalkulierbaren Gesamtkosten des Umbaus der Energiesysteme sowie der Veränderungen in der EEG-Förderung. Im Länderprofil Deutschlands heißt es, dass wegen niedriger Großhandelspreise und regulatorischer Unsicherheiten Investitionen in notwendige neue konventionelle Kraftwerke in Frage gestellt worden seien. Erneuerbare Energien und ihre Integration in das bestehende System werden die große energiepolitische Herausforderung für die neue Bundesregierung darstellen. Die Politik müsse den richtigen Rahmen für einen freien und effizienten europäischen Strommarkt setzen, um die Belastungen zu begrenzen.

Globale Energiewende: Ein unaufhaltsames Phänomen

Eindeutiger Trendsetter für die Zukunft des globalen Energiesektors sind die 3Ds: Dekarbonisierung, Digitalisierung und Dezentralisierung. Im Trilemma Report 2017 werden sie als das verbindende Element zum Ausgleich des Energie-Trilemmas diskutiert.¹⁷ Denn eine der größten Herausforderungen besteht darin, eine größere Vielfalt von Marktteilnehmern und Technologien zu verwalten und in das bestehende Energiesystem zu integrieren. Die dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien spiele hierbei eine Schlüsselrolle, so der WEC. Mehr als die Hälfte der für den Report befragten Energieexperten erwarten einen raschen Anstieg des Anteils der installierten dezentralen Erzeugungskapazität in ihrem Land auf durchschnittlich 15 Prozent oder mehr bis 2025 – allerdings mit großen regionalen Unterschieden.

Klares Fazit des Trilemma-Index: Die globale Energiewende ist ein unaufhaltsames Phänomen! Es werde Vorreiter und Nachzügler geben, die ihre

Projekte in verschiedenen Geschwindigkeiten vollziehen, so der WEC. Die Fähigkeit von Unternehmen und politischen Entscheidungsträgern, schnell, kreativ und kooperativ zu reagieren, werde das Tempo und die Form des globalen Wandels bestimmen und dabei helfen, das Energie-Trilemma erfolgreich zu meistern.

Was Entscheider nachts wach hält

Dass die 3Ds - Dekarbonisierung, Digitalisierung und Dezentralisierung - die Agenda der Energieexperten des globalen WEC-Netzwerks immer stärker bestimmen, hatte im April 2017 bereits die jährliche Befragung „World Energy Issues Monitor“ nach den aktuellen Trends und Herausforderungen des Energiesektors gezeigt. 2017 beteiligten sich daran 1.200 Entscheider aus über 95 Ländern.¹⁸

Bemerkenswert ist darüber hinaus, dass die Fragen des Zusammenhaltes in der EU und der europäischen Kooperation im ersten Jahr nach der Brexit-Entscheidung zu den einflussreichsten und zugleich unsichersten Themen der Energieentscheider in Deutschland bestimmt wurden.

Deutlich wurde auch, wie stark sich die Wahrnehmung von Energiethemen hinsichtlich ihrer Bedeutung und ihrer Unsicherheit weltweit in vielen Fällen unterscheidet. So wird etwa die Wasserstofftechnologie weltweit als höchst unsicheres und bislang wenig bedeutendes Thema eingeschätzt, wohingegen es in Deutschland wegen der Fragen der Sektorkopplung bereits deutlich präsenter ist.

Zukunftsprojekt Sektorkopplung

Für den Bereich Sektorkopplung, der den Einsatz von Strom aus Erneuerbaren in anderen Sektoren wie Verkehr oder Wärmeerzeugung vorantreiben soll, wurden in Deutschland bislang keine politischen Rahmenbedingungen formuliert. Dennoch ist das Thema aus den zukünftigen Energiekonzepten nicht wegzudenken.

Um die Diskussion zur Sektorkopplung um die internationale Dimension anzureichern, plant der Weltenergieerät – Deutschland für 2018 eine eigene Studie mit dem Titel: „Internationale Aspekte einer Power-to-X-Roadmap“. Ausgangspunkt ist die Erwartung, dass Deutschland seine Dekarbonisierungsziele im Energiesektor ohne den Import von grünen Treibstoffen bzw. Gasen nicht erreichen kann, da die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland flächenmäßig begrenzt ist.

Nach einem Überblick über den potenziellen Bedarf an Power-to-X Produkten im globalen Energiesektor wird in einem zweiten Schritt ein Kriterienraster für Investitionsentscheidungen entwickelt. Damit sollen attraktive Standorte ermittelt werden, die als Kooperationspartner in Betracht kommen und dazu

beitragen könnten, im Rahmen einer zukünftig kohlenstoffarmen Welt Energie nach Deutschland und weltweit zu exportieren. Zeitgleich bietet dies den exportierenden Ländern eine nachhaltige ökonomische Perspektive.

Und das Fazit?

Die Kosten für den Umbau der Energiesysteme in Deutschland zu prognostizieren, ist keine leichte Aufgabe – zu viele Unsicherheiten stehen dabei im Raum. Fakt ist: Die Energiewende erfährt nach wie vor eine vergleichsweise hohe Akzeptanz. Gemäß einer Emnid-Erhebung aus 2017 befürwortet eine überwältigende Mehrheit von 95 Prozent der Deutschen die Energiewende und speziell den Ausbau erneuerbarer Energien.¹⁹ Doch auch das zeigt die Umfrage: Die Kosten müssen überschaubar bleiben, sonst schwindet die Akzeptanz. Rund 20 Euro pro Monat kostet Emnid-Angaben zufolge derzeit die EEG-Umlage einen durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalt. 37 Prozent der Befragten empfanden das als zu hoch, 49 Prozent als angemessen. Für 62 Prozent ist es immens wichtig, dass die Preise für Strom und Energie für alle Bürger bezahlbar bleiben.

Dabei ist das Thema Energie längst keine rein nationale Angelegenheit mehr. Kooperationen und gemeinsam getragene Strategien innerhalb und zwischen den Regionen sind in einer zunehmend verflochtenen Energiewelt vermehrt von Bedeutung, um den Anforderungen einer nachhaltigen, zukunftsfähigen Energieversorgung gerecht zu werden. Es ist essentiell, auf gemeinsamen Erfahrungen und Erkenntnissen aufzubauen und pragmatische Lösungen zu entwickeln, um das „Trilemma der Energiepolitik“ zu bewältigen.

Der Weltenergieerät – Deutschland leistet durch einen offenen Dialog im Netzwerk des World Energy Council seinen Beitrag, um das Verständnis für die Energiewende und deren Folgen zu erhöhen und den Gesamtprozess auch international transparenter zu machen. Ein Dialog auf allen Ebenen ist die Voraussetzung dafür, dass die Erkenntnisse und Erfahrungen allen Interessierten weltweit zur Verfügung stehen.

Fakt ist: „The German Energiewende“ wird im Ausland nicht 1:1 übernommen, besonders wegen des extrem hohen finanziellen Aufwands. Ferner wegen der mangelnden Balance zwischen den drei Eckpfeilern des „Trilemmas“ Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz, wobei die oberste Priorität in Deutschland - anders als in den meisten anderen Staaten - auf dem Klimaschutz liegt. Doch die Impulse, die von der deutschen Energiewende ausgehen, sind von beträchtlichem Wert. Internationale Kooperationen könnten weltweit zu Win-Win-Effekten für Klimaschutz und Ressourcenschonung führen. So wäre der Begriff „The German Energiewende“ am Ende doch nicht nur sprachlich ein Erfolg.

Quellen:

- ¹ vgl. Fünfter Monitoringbericht „Energie der Zukunft“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016) <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>
- ² vgl. „Kosten der Energiewende“, Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM) (2016) <http://www.insm.de/insm/Presse/Pressemeldungen/Pressemeldung-Studie-EEG.html>
- ³ vgl. „Energiewende könnte bis zu einer Billion Euro kosten“, Frankfurter Allgemeine (2013) <http://www.faz.net/aktuell/politik/energiepolitik/umweltminister-altmaier-energiewende-koennte-bis-zu-einer-billion-euro-kosten-12086525.html>
- ⁴ vgl. „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, Leopoldina / Acatech / Union (2017) https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2017_11_14_ESYS_Sektorkopplung.pdf
- ⁵ vgl. „Energiewende 2030: The Big Picture“, Agora Energiewende (2017) https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Big_Picture/Agora_Big-Picture_WEB.pdf
- ⁶ vgl. „Energiewende-Index“, McKinsey & Company (2017) <https://www.mckinsey.de/energiewendeindex>
- ⁷ vgl. „Blueprint-Umfrage: Wie sieht die Welt die deutsche Energiewende?“ Weltenergierat - Deutschland e. V. (2017) <http://www.weltenergierat.de/publikationen/umfragen/>
- ⁸ vgl. „CO₂-Emissionen in der EU seit 1990 um 23 Prozent gesunken“ Europäische Kommission (2017) https://ec.europa.eu/germany/news/20171107-co2-emissionen_de
- ⁹ vgl. „Versorgungssicherheit europäisch denken“ Prognos AG im Auftrag des Weltenergierat – Deutschland e. V. (2015) <http://www.weltenergierat.de/publikationen/studien/>
- ¹⁰ vgl. „Warum Deutschland eine europäische Energiewende braucht“, Heinrich Böll Stiftung (2017) <https://www.boell.de/de/2017/02/20/warum-deutschland-eine-europaeische-energiewende-braucht>
- ¹¹ vgl. „Energiewende: Weniger Engpässe im Stromnetz“, Der Tagesspiegel (2017) <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/energiewende-weniger-engpaesse-im-stromnetz/19510404.html>
- ¹² vgl. „Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“, Europäische Kommission (2014) https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de
- ¹³ Vgl. „Energiestudie 2016 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

(2016) https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=3

¹⁴ vgl. „Frankreich verschiebt Atomwende“, Spiegel Online (2017) <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/frankreich-verschiebt-atomwende-um-bis-zu-zehn-jahre-a-1177018.html>

¹⁵ vgl. „Saubere Energie für alle Europäer – Wachstumspotenzial Europas erschließen“ Europäische Kommission (2016) http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_de.htm

¹⁶ vgl. „World Energy Trilemma Index 2017: Monitoring the Sustainability of National Energy Systems“, World Energy Council (2017) <https://www.worldenergy.org/publications/>

¹⁷ vgl. „World Energy Trilemma 2017 : Changing Dynamics – Using Distributed Energy Resources to Meet the Trilemma Challenge“, World Energy Council (2017) <https://www.worldenergy.org/publications/>

¹⁸ vgl. „World Energy Issues Monitor“, World Energy Council (2017) <http://www.weltenergierrat.de/world-energy-issues-monitor/>

¹⁹ vgl. „Umfrage zur Energiewende: 95 Prozent der Deutschen für Ausbau von Ökostromanlagen“, Spiegel Online (2017) <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energiewende-95-prozent-der-deutschen-wollen-mehr-oe-kostrom-anlagen-a-1161812.html>



***Axel Gedaschko, Senator a. D.
Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilien-
unternehmen e. V.***

Axel Gedaschko wurde am 20. September 1959 in Hamburg geboren. Der studierte Jurist war von 1993 bis 2000 juristischer Dezernent im Dienst des Landes Niedersachsen. Im November 2000 erfolgte die Wahl zum Ersten Kreisrat des Landkreises Harburg. 2003 errang er das Landratsmandat des Landkreises Harburg. 2006 wurde Axel Gedaschko zum Staatsrat der Freien und Hansestadt Hamburg berufen und 2007 zum Senator der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt in Hamburg ernannt. Im Mai 2008 erfolgte die Ernennung zum Wirtschaftssenator und Präses der Behörde für Wirtschaft und Arbeit in der Freien und Hansestadt Hamburg. Seit dem 01.02.2011 ist Axel Gedaschko Präsident des GdW. Herr Gedaschko ist in ehren- bzw. nebenamtlicher Tätigkeit u. a. Vorsitzender des Verwaltungsrates der DESWOS Deutsche Entwicklungshilfe für soziales Wohnungs- und Siedlungswesen e.V. und Vorsitzender des Kuratoriums des Europäischen Bildungszentrum der Wohnungs- und Immobilienwirtschaft.

Energiewende in der Wohnungswirtschaft gestalten – leistbares Wohnen sicherstellen

Axel Gedaschko

Bezahlbare, gute Wohnqualität

Unternehmerische Entscheidungen in der Wohnungswirtschaft bewegen sich im Spannungsfeld von sozialen, ökologischen und kulturellen Ansprüchen an den Wohnungsbau und betriebswirtschaftlicher Rentabilität. Punkte wie Wirtschaftlichkeit, Sozialverträglichkeit, Langfristigkeit und Stabilität, dauerhafte Vermietbarkeit, Quartier und Stadtentwicklung sowie altersgerecht Wohnen sind nur einige Zielaspekte der Wohnungswirtschaft. Je nach Anteilseigner erfolgt eine Betonung einzelner oder mehrerer Bausteine ohne das Ganze zu vernachlässigen. Die große Herausforderung der Wohnungswirtschaft besteht deshalb heute mehr denn je darin, sowohl im Bestand als auch bei neu errichteten und modernisierten Gebäuden bezahlbare, gute Wohnqualität für Haushalte mittleren und geringen Einkommens und für Transfereinkommensbezieher zur Verfügung zu stellen.

Die Anforderungen an das Wohnen entstehen aus der aktuellen und zukünftig erwarteten Nachfrage. Seit einiger Zeit werden höhere Anforderungen an das Wohnen aber deutlich schneller vorangetrieben durch politische Entscheidungen und durch Normung und Standardsetzung, getrieben durch einen sich immer weiter beschleunigenden technischen Fortschritt. Im Ergebnis erhöht sich die gesamtgesellschaftliche Erwartungshaltung an das Wohnen. So sollen

- die Gebäude energieeffizient gebaut oder modernisiert werden und erneuerbare Energien nutzen
- hohe Anforderungen an Schall-, Brand- und Naturschutz eingehalten werden,
- die Häuser und Wohnungen barrierearm oder barrierefrei sein,
- über eine moderne Medienversorgung, attraktive Küchen und Bäder, eine zeitgemäße Elektroinstallation sowie Unterstützungssysteme für ältere Bürger verfügen,
- hohe Sicherheitsstandards z. B. bei Aufzügen und der Trinkwasserbereitung erfüllen,
- zusätzliche Regelungs- und Messtechnik enthalten usw.

Nicht zuletzt geht es um Freiraumqualität, Mobilität und friedliches Miteinander.

Energiewende - Ziele

Die heutigen Ziele der Energiewende fußen auf den Klimaschutzplänen der Bundesregierung seit den 1990-er Jahren und dem Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP) von 2007, die im Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung von 2010 fortgeführt wurden. Wesentliches Ziel ist die Minderung der Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2020 um 40%. Dazu hat die Wohnungswirtschaft bereits ihren Teil beigetragen. Seit 1990 konnten die Treibhausgasemissionen in den heute bewirtschafteten Beständen der Wohnungsunternehmen um 60 % reduziert werden (Verursacherbilanz).

Die aktuelle politische Zielsetzung ist es, im Gebäudebestand bis 2050 80 % Primärenergie gegenüber 2008 einzusparen. Dies ist ungleich schwieriger zu erreichen, werden doch durch das neue Basisjahr alle bis dahin erfolgten Investitionen der Wohnungsunternehmen in Klimaschutzmaßnahmen als wertlos erklärt.

Nichtsdestotrotz werden Wohnungsunternehmen ihre Bestände systematisch weiter modernisieren, wozu auch Maßnahmen zur Energieeinsparung und Treibhausgasminderung gehören. Entsprechend GdW-Energieprognose ist zu erwarten, dass in der Wohnungswirtschaft von 1990 bis 2050 die CO₂-Emissionen um 83 % gemindert werden können.

Energiewende - Umsetzung

Wohnungsunternehmen können Investitionen nur durchführen, wenn diese wirtschaftlich darstellbar sind. Anderenfalls würden sie sich ihre finanzielle und damit wirtschaftliche Basis entziehen. Entscheidungskriterien für eine Bestandsinvestition sind:

- eine positive Eigenkapitalrendite (Rentabilitätssicht),
- positive operative Cashflows (finanzwirtschaftliche Sicht) und
- positive Jahresergebnisse in der Gewinn- und Verlustrechnung (erfolgswirtschaftliche Sicht).

Die Entscheidung über Maßnahmen im Gebäudebestand wird aus Portfolio-Gesichtspunkten und im Zusammenhang mit der gesamten weiteren Entwicklung eines Objektes bzw. eines Quartiers getroffen. Alle sich aus dieser Entscheidung ergebenden am Gebäude bzw. im Quartier durchzuführenden Maßnahmen müssen in einer mit der Unternehmensplanung abgestimmten Wirtschaftlichkeitsberechnung des Unternehmens abgebildet werden. Aus Unternehmenssicht kann keine solitäre Berechnung der Wirtschaftlichkeit nur energetischer Maßnahmen stattfinden.

Somit ist die GdW-Energiestrategie als ein Teil ganzheitlichen wohnungswirtschaftlichen Handelns zu betrachten. Das bedeutet, dass alle wohnungswirtschaftlichen, sozialen und umweltpolitischen Ziele gleichmäßig entwickelt werden müssen. Sollen einige politische Ziele verstärkt angestrebt werden, so geht dies in der Regel nur zu Lasten anderer. Die Umsetzung investiver energetischer Maßnahmen führt normalerweise zu höheren Warmmieten. Die Erhöhung der Kaltmiete wird zur Refinanzierung der Investitionen benötigt und die Ersparnis bei den warmen Betriebskosten kann das nicht ausgleichen. Dies birgt Zielkonflikte mit anderen Aspekten des wohnungswirtschaftlichen Handelns. Gerade der Aspekt des Sozialen, sprich der Bezahlbarkeit des Wohnens, gilt es, nicht aus den Augen zu verlieren.

Die meisten Studien zur Energiewende ziehen sich auf eine volkswirtschaftliche Sicht zurück und vermerken, dass sie reales Handeln von Akteuren am Markt nicht abbilden können. Zuletzt hat die sog. Gebäudestudie¹ verschiedene Szenarien volkswirtschaftlich untersucht. Dabei wurden Investitionen in einem sog. Referenzszenario als gegeben hingenommen und als „Kapitalkosten des Bestandes“ nicht bewertet. Sog. Mehrkosten für die Erreichung der Klimaschutzziele werden zwischen 600 Mrd. EUR und 1 Billion EUR ausgewiesen, ohne zu erläutern, wie die Vollkosten dieser zusätzlichen Investitionen finanziert werden sollen und was das für die Gebäudeeigentümer, Vermieter und Mieter bedeutet.

Genau darin besteht aber ein Grundsatzproblem: Die Studien arbeiten mit Ansätzen zur Finanzierung der Energiewende im Gebäudesektor, die in der Realität nicht existieren. Zum Handeln der gesellschaftlichen Akteure hat die TU Darmstadt 2016 und 2017 im Auftrag der BID zwei Studien vorgelegt². Bereits 2009 hatte der Deutsche Verband für Wohnungswesen, Städtebau und Raumordnung einen Bericht vorgelegt³, der das Herangehen und die Leistungsfähigkeit der Marktakteure betrachtete und der u.a. feststellte:

„Vor dem Hintergrund der Komplexität grundlegender Modernisierungen und der Anlastung der dadurch verursachten Kosten ist künftig verstärkt nach ergänzenden Ansätzen zu suchen, die mit weniger Kosten aber einer breiteren Wirkung zu insgesamt vergleichbaren Beiträgen zu den klimapolitischen Zielen führen. Dies können besonders energieeffiziente bauliche Einzelmaßnahmen, die Professionalisierung der Wärmelieferung, der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien, optimierter Anlagenbetrieb oder die Beeinflussung des Verbraucherverhaltens sein.“

Energiewende - Vorschläge

Eine finanzierbare nachhaltige Verminderung der Treibhausgasemissionen im Gebäudebestand kann nach derzeitiger Erfahrung der Wohnungswirtschaft am ehesten durch den Bezug oder die lokale Erzeugung CO₂-armer oder -freier Energie in Kombination mit einer „normalen“ energetischen Modernisierung der Gebäude erreicht werden. Eine herausragende Rolle wird die

gemeinsame Versorgung im Quartierszusammenhang spielen. Das Zusammenwachsen von Strom- und Wärmemarkt durch eine dezentrale Stromerzeugung in den Quartieren und über eine Sektorkopplung wird dabei neue Justierungen im Energiewirtschaftsrecht erforderlich machen.

Sehr wichtig wäre es, endlich die Erfahrungen der letzten 15 Jahre bei der Verminderung von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen systematisch zu evaluieren. Verschiedene Untersuchungen zeigen – nicht nur in der Energieprognose der Wohnungswirtschaft –, dass mehr energetische Modernisierung in solidem durchschnittlichem Standard insgesamt mehr Energieeinsparung bringt als wenig Modernisierung in großer Tiefe⁴.

Für den Klimaschutz ist eine eingesparte Tonne CO₂ umso mehr wert, je eher sie eingespart wird. Deshalb brauchen wir jetzt mehr Klimaschutz pro Euro. Fördermittel für Klimaschutzmaßnahmen und energetische Modernisierung im Gebäudesektor sind und bleiben notwendig, um die finanziellen Folgen für Mieter und selbstnutzende Eigentümer abzufedern. Die Förderung sollte aber nach Effizienzgesichtspunkten überarbeitet werden.

Im Gebäudesektor müssen derzeit rund 10.000 EUR (Bestandsmodernisierung) bis 20.000 EUR (zusätzliche Anforderungen im Neubau) investiert werden, um jährlich eine Tonne Treibhausgase einzusparen. Weitere Verschärfungen von energetischen Anforderungen an Gebäuden sind daher aus Klimaschutzsicht hoch ineffizient. Sie erhöhen die spezifischen Kosten der Einsparung immer weiter. Eine Umstellung des Ordnungsrechts auf die Treibhausgasemissionen würde hingegen die Effektivität des Ordnungsrechtes für den Klimaschutz verbessern.

Es wäre auch an der Zeit, lokal erzeugten und genutzten Strom pur – d.h. ganz ohne Abgaben und Umlagen - in die Quartiersnutzung zu geben. Nur eine sehr unbürokratische Form der Stromnutzung wird hier die Energiewende voranbringen. Im Gegenzug könnten Förderungen für die Stromerzeugung im Quartier wegfallen. Voraussetzung wäre eine Umgestaltung der Netzentgelte, die sowohl den dezentralen Weg fair begleiteten, als auch die Netzfinanzierung sichert.

Ganz ohne finanzielle Verschiebungen wäre kurzfristig eine Beseitigung der steuerlichen Hemmnisse für die dezentrale Stromerzeugung durch Wohnungsunternehmen möglich: dann gäbe es keine Gefahr des Wegfalls der erweiterten Gewerbesteuerkürzung für Wohnungsgesellschaften und für Vermietungsgenossenschaften keine Gefahr der Überschreitung der 10%-Grenze. Dadurch entstünden keine Steuerausfälle, aber ein großer Schub für die Energiewende.

Das Gebäudeenergiegesetz sollte mittelfristig auf Anforderungen an Treibhausgasemissionen und Endenergie umgestellt werden. In Vorbereitung darauf sollte in dieser Legislaturperiode eine Experimentierklausel einge-

führt werden, die alternativ zum GEG eine versuchsweise Anwendung dieser Kennwerte in Gebäudeclustern (Quartiere und ganze Bestände von Wohnungsunternehmen) erlaubt. Ziel ist die sozialverträgliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen.

Folgende weitere Vorschläge unterbreitet die Wohnungswirtschaft zur Verbesserung der praktischen Umsetzung der Energiewende im Gebäudesektor:

Maßnahmen ohne Kostenwirkung für den Bund

- Beseitigung Hemmnis GewStG, KStG für Strom aus KWK und Erneuerbaren für Wohnungsunternehmen
- Anrechnung von Biogas in Brennwertnutzung anteilig für Neubauten und umfassende Modernisierungen im Ordnungsrecht zulassen (Biogasregister)
- Anrechnung von Ökostrom für den Hausbedarfsstrom bei Neubauten zulassen (Grünstromzertifikate)
- Erweiterung Mieterstromgesetz für Quartiere (räumlicher Zusammenhang) und auf Windstrom
- Experimentierklausel im GEG für Treibhausgasemissionen und Endenergie
- Energiemanagement in BetriebskostenV aufnehmen

Kostenwirksame Maßnahmen für den Bund

- Steuerliche Förderung / Investitionszulage (ca. 1 Mrd. EUR p.a. nötig)
- Einzelmaßnahmen nach EnEV-Standard fördern (wie Innovation-City)
- Ausweitung Innovation City bundesweit: kostenfreie aufsuchende Beratung und bürgerorientierte Portale, analog Webseite der Stadt Bottrop zur direkten Information über die Möglichkeiten der Förderung von Modernisierungs- und Instandsetzungsmaßnahmen
- Unterstützung des Umstiegs auf Erneuerbare Energien für Ölheizungen plus Einzelmaßnahmen (sind i.A. in Regionen ohne Gas- oder FW-Netz, Unterstützung nötig)
- Reduzierte MwSt. auf Arbeitsleistungen für umfassende energiesparende Maßnahmen - entsprechend EnEV
- Kostenlose Sanierungsfahrpläne für Kleinvermieter und Selbst-

nutzer, kostenlose energetische Portfolioanalyse für kleine Wohnungsunternehmen

- Zuschuss für Immobilienverwalter für Weiterbildungen zum Thema energetischen Sanierung und Energieeffizienzmaßnahmen in Eigentümergeinschaften
- Investitionsförderung für Smart-Home in Anlehnung an die Förderung zur Anlagenoptimierung, bzw. Aufnahme in das BAFA-Programm
- Unterstützung der Umstellung von Fernwärme aus Kohle-KWK auf z.B. >60% EE
- Investitionsförderung für gasgestützte Wärmepumpen und Brennstoffzellen in Höhe der Differenz zum Brennwertkessel
- Optimierung des Förderprogramms zur energetischen Stadtsanierung

In ihrem Herangehen fühlt sich die Wohnungswirtschaft bestätigt durch zwei erfahrene Pioniere des Klimaschutzes.

Prof. Franz-Josef Radermacher hat in einer Studie im Auftrag des GdW⁵ bereits 2011 erläutert, dass die heutige Klimapolitik mit Blick auf die weltweiten Nöte und Erfordernisse Defizite aufweist. Die Studie analysiert die aus einem verengten Politikansatz resultierenden Versuche, über energetische Veränderungen im Bereich der Gebäude wesentlich zu einem verringerten Energieverbrauch und zu weniger CO₂-Emissionen beizutragen. Die forcierte Verfolgung von Ansätzen im Bereich der energetischen Sanierung von Gebäuden führe zu Situationen, in denen sich die Prozesse nicht angemessen finanzieren lassen. Besondere Probleme treten z. B. bei sozial schwachen Mietern, bis hin zu Hartz-IV- und Wohngeldempfängern in einer Gesamtkonstellation auf, in der der Bund und die Gemeinden ohnehin versuchen, angesichts ihrer eigenen Haushaltslage die Belastungen im Bereich Wohngeldempfänger und Kosten der Unterkunft zu reduzieren. Prof. Radermacher empfiehlt im Ergebnis, dass in Deutschland einerseits alle wirtschaftlich und sozial vertretbaren Maßnahmen zur Energieeinsparung umgesetzt werden sollten. Diese dienen gleichzeitig dem Klimaschutz. Insgesamt sei aber Instrumente für Energieeffizienz deutlich vom Klimaschutz trennen. Die Erreichung der Klimaschutzziele könnte in einem weltweiten Kontext gelingen, wenn die Reduktion des Energieverbrauchs und der Einsatz erneuerbarer Energieträger ergänzt werden durch Kompensation, beispielsweise durch Ankauf und Stilllegung hochwertiger Emissionszertifikate aus Klimaschutzprojekten.

Prof. Andreas Troge hat im Dezember 2017 dem Tagesspiegel⁶ erläutert, welche Punkte er für einen erfolgreichen Klimaschutz für nötig hält. So sollte der Staat „nicht so tun, als steuerte er eine hierarchisch organisierte Gesellschaft in Richtung effektiven Klimaschutzes, und das mit wohl kalkulierten Kosten,

die er später auch einhält.“ Dies sei Planungs-Hybris und führe zu einer Spaltung der Gesellschaft in die Allwissenden „da oben“ und die Unwissenden „da unten“, welche die Kosten zu tragen haben. Auch müsse bei der Auswahl der Maßnahmen und Instrumente zum Klimaschutz eine Gleichbehandlung erfolgen, und nicht nur die Bürgerinnen und Bürger zahlen.

Diese Gedanken und Vorschläge können mehr zur Umsetzung der Energiewende beitragen, als volkswirtschaftliche Studien.

Fazit

Die Wohnungswirtschaft bekennt sich zu Klimaschutzmaßnahmen und wird alle wirtschaftlich und für die Mieter sozial tragbaren Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen aus Beheizung und Warmwasserbereitung der bewirtschafteten eigenen Immobilien durchführen. Es zeichnet sich aber ab, dass die ambitionierten politischen Klimaschutzziele für Deutschland über die Grenzen wirtschaftlichen Handelns hinausgehen werden. Von der Verfolgung eines solchen „Stressszenarios“ beim Klimaschutz rät die Wohnungswirtschaft dringend ab, weil es den Zusammenhalt und die Akzeptanz in der Gesellschaft gefährdet und konsequenterweise ökodiktatorische Züge tragen müsste.

Sowohl bei der Weiterentwicklung des Ordnungsrechts als auch bei Überlegungen zu einer CO₂-Bepreisung müssen deshalb die Auswirkungen auf die Wohnkosten berücksichtigt werden. Die Kosten der Energiewende dürfen nicht bei den Haushalten mit mittleren und kleinen Einkommen und bei den Unternehmen, die diese mit Wohnraum versorgen, abgeladen werden.

Dezentral erzeugter Strom muss so unkompliziert wie Selbstverbrauch vor Ort genutzt werden können – für Mieterstrom, Wärme und Elektromobilität. Dazu gehört auch, dass die steuerlichen Hemmnisse für Wohnungsunternehmen bei der dezentralen Stromerzeugung endlich beseitigt werden und dass die Gestaltung der Steuern und Umlagen eine wirtschaftliche Grundlage für dezentrale Konzepte lässt.

Weitere Verschärfungen der energetischen Anforderungen erhöhen die spezifischen Kosten der Einsparung immer weiter und sind aus Klimaschutzsicht ineffizient. Wir schlagen deshalb eine Experimentierklausel im geplanten Gebäudeenergiegesetz vor um zu prüfen, ob Benchmarks für Treibhausgasemissionen und Endenergie zu wirtschaftlichen und sozialverträglichen Ergebnissen bei hoher Klimaschutzwirkung führen.

Klimaschutz als globales Problem kann Emissionen, die vor Ort noch nicht vermieden werden, an anderer Stelle kompensieren. Der GdW regt eine Diskussion über die Kompensation von Emissionen als Ergänzung zur Energieeffizienz und Nutzung erneuerbarer Energien an, um die Potenziale dieser Strategie zu erkennen und notwendige Anpassungen der Rahmenbedingun-

gen zu benennen.

Fußnoten

¹ „Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor“, <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2017/energiewende-im-gebaeudesektor-pfade-technologieoffen-gestalten/>

² Nikolas D. Müller und Andreas Pfnür (2017): Konzeptionelle Ansätze zur Umsetzung der Energiewende im Gebäudesektor – Systematisierung und Diskussion alternativer Steuerungsindikatoren für die Energie- und Klimapolitik im Gebäudesektor. In: Andreas Pfnür (Hrsg.), Arbeitspapiere zur immobilienwirtschaftlichen Forschung und Praxis, Band Nr. 34. Nikolas D. Müller, Andreas Pfnür (2016): Wirtschaftlichkeitsberechnungen bei verschärften energetischen Standards für Wohnungsneubauten aus den Perspektiven von Eigentümern und Mietern – Methodisches Vorgehen und Fallbeispiel. In: Andreas Pfnür (Hrsg.), Arbeitspapiere zur immobilienwirtschaftlichen Forschung und Praxis, Band Nr. 32.

³ Klimaschutz in der Deutschen Wohnungswirtschaft – Handlungsempfehlungen der Kommission. Kurzbericht der Kommission des Deutschen Verbandes für Wohnungswesen, Städtebau und Raumordnung e.V. in Kooperation mit dem Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung

⁴ Z.B. Erst breit, dann tief sanieren, Henger, Ralph; Hude, Marcel; Runst, Petrick; Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Juni 2016

⁵ Gerth, Kämpke, Radermacher, Sollte: Die soziale Dimension des Klimaschutzes und der Energieeffizienz im Kontext von Bau- und Wohnungswirtschaft. Ulm 2011. web.gdw.de/uploads/pdf/11_05_17_Studie_Radermacher_FAWn.pdf

⁶ <https://background.tagesspiegel.de/wie-laesst-sich-dauerhaft-gefolgschaft-fuer-den-klimaschutz-sichern/>



Albrecht Gerber
Minister für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg

Albrecht Gerber ist geboren am 2. April 1967 in Preetz (Schleswig-Holstein). Er studierte Politikwissenschaften an der Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn und der Freien Universität Berlin. Gerber war von 1990 bis 1991 Pressesprecher des SPD-Landesverbandes und der SPD-Landtagsfraktion Brandenburg. Von 1991 bis 1993 war er Mitarbeiter einer SPD-Abgeordneten im Landtag Brandenburg, von 1993 bis 1994 Referent in der Staatskanzlei. Von 1994 bis 1997 arbeitete Gerber als persönlicher Referent des brandenburgischen Umweltstaatssekretärs. 1997 bis 1998 war Gerber Mitarbeiter im SPD-Parteivorstand – sog. „Kampa“ in Bonn, 1999 war er wieder Referent in die Staatskanzlei des Landes Brandenburg. Von 1999 bis 2006 wirkte er als Büroleiter der brandenburgischen Ministerpräsidenten Manfred Stolpe und Matthias Platzeck. 2006 bis 2009 war Gerber Leiter der Abteilung Regierungsplanung und Koordinierung in der Staatskanzlei, 2009 bis 2014 war er Chef der Staatskanzlei (Staatssekretär). Seit dem 5. November 2014 ist Gerber Minister für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg.

Kosten der Energiewende gerechter verteilen

Albrecht Gerber

1. Einleitung

Regenerative Energien sind eine zentrale Säule der Energiewende. Auch deshalb wird der Bau neuer Anlagen durch das Gesetz für den Ausbau der erneuerbaren Energien (EEG) seit vielen Jahren gefördert. Das hat den gewünschten Effekt erzielt. Der Ausbau regenerativer Anlagen hat stark zugenommen. 2016 stammten fast 30 Prozent der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland aus erneuerbaren Energien. 2010 lag der Anteil noch bei 17 Prozent.

Zu dieser positiven Entwicklung hat Brandenburg einen großen Beitrag geleistet. Die installierten Windkraftanlagen in Brandenburg haben eine Leistung von mehr als 6.300 MW. Damit liegen wir bei der installierten Leistung je 1.000 Einwohner vor allen anderen Bundesländern in Deutschland. Beim Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lagen wir 2015 rein rechnerisch bei insgesamt 73,5 Prozent und haben damit das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2040 schon jetzt deutlich übertroffen.

Trotz der Fortschritte beim Ausbau der erneuerbaren Energien sind wir noch weit entfernt von einem insgesamt funktionierenden und bezahlbaren System aus Stromerzeugung, Speicherung und Transport. Zum Beispiel sind wir immer noch nicht in der Lage, wirtschaftlich größere Mengen Energie zu speichern. Speicher im industriellen Format sind aber eine wichtige Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Die Speicherforschung hat da noch viel zu tun. Daher muss die Forschung und Entwicklung stärker und vor allem auch technologieoffen gefördert werden. Speichertechnologien benötigen zudem marktwirtschaftliche Anreize. Sonst werden sie sich, unabhängig davon wie sinnvoll und wichtig sie für die Energiewende sind, nicht durchsetzen.

Aber nicht nur die Speicher, sondern auch die Übertragungsnetze können nicht mit dem Zubau der erneuerbaren Energien Schritt halten. Das führt bei viel Wind und Sonne zu einer Überlastung der Übertragungsnetze, sodass Windkraftanlagen in Brandenburg und den anderen Erzeugerregionen im Nordosten Deutschlands regelmäßig abgeregelt werden müssen. Das hat allein 2016 zu Kosten in Höhe von 373 Millionen Euro in Deutschland geführt. Diese Kosten werden über die Netzentgelte an die Stromkunden weitergegeben. Für eine erfolgreiche Energiewende brauchen wir daher bessere Übertragungsnetze, um den Strom von den Erzeugerregionen im Nordosten Deutschlands in die Verbrauchszentren im Süden und Westen zu transportieren. Der geplante Bau der Nord-Süd-Stromtrassen muss so schnell wie möglich umgesetzt werden.

2. Die Kosten der Energiewende

Neben den Netzentgelten besteht der Strompreis heute noch aus zwei weiteren Komponenten: der Beschaffung (Großhandel) und vom Staat veranlasste Steuern, Umlagen und Abgaben. Beschaffung und Vertrieb kommen auf 19 Prozent und die Netzentgelte auf 26 Prozent des Strompreises. Steuern, Abgaben und Umlagen machen mit 55 Prozent am Haushaltsstrompreis den größten Anteil aus. Das hat zu einer Verteuerung auf durchschnittlich 30 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) geführt. Das heißt, mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sind auch die Kosten deutlich und zum Teil überproportional angestiegen.

Ein wesentlicher Kostentreiber ist dabei die EEG-Umlage. Sie macht jährlich fast 25 Milliarden Euro aus und ist von 0,2 ct/kWh bei ihrer Einführung im Jahr 2000 auf 6,88 ct/kWh im Jahr 2017 gestiegen. Ein Durchschnittshaushalt zahlt damit 237 Euro EEG-Umlage (netto) im Jahr. 2018 soll die Umlage zwar leicht auf 6,79 ct/kWh sinken, aber insgesamt ist in den kommenden Jahren mit einem weiteren Anstieg der Umlage zu rechnen. Erst in einigen Jahren, wenn die ersten Anlagen aus der Förderung fallen, soll die EEG-Umlage wieder sinken.

In Brandenburg betrifft uns der Preisaufschlag besonders stark. Denn da wir Vorreiter beim Ausbau der erneuerbaren Energien sind, zahlen Stromkunden im Nordosten Deutschlands zusätzlich zur EEG-Umlage auch noch die im Bundesvergleich höchsten Stromnetzentgelte. Je mehr erneuerbare Energien ins Netz eingespeist werden, umso schwieriger und teurer ist es, die Netze stabil zu halten. Anlagen für Strom aus erneuerbaren Energien müssen abgeregelt werden. Die Kosten für das Einspeisemanagement steigen. Das heißt, die Menschen in unserem Land haben große Windparks vor ihrer Haustüre – und zahlen dann auch noch die höchste Stromrechnung.

Diese Preisentwicklung belastet vor allem Haushalte mit geringem Einkommen und den Mittelstand sowie Unternehmen, die nicht aufgrund ihrer hohen Energieintensität von der besonderen Ausgleichsregelung profitieren. Unsere Betriebe bringt das schon jetzt in Bedrängnis. Denn das Geld, das sie für die EEG-Umlage ausgegeben, fehlt für Investitionen und Innovationen. Und zukünftig wird der Bedarf für Strom auch aufgrund der Sektorkopplung noch weiter steigen und damit zusätzliche Kosten verursachen. Es ist also höchste Zeit, die Kosten dieser Energiepolitik gerechter zu verteilen.

3. Maßnahmen zur Kostenbegrenzung

Für eine gerechtere Verteilung der Energiekosten sollten wir einerseits die Netzentgelte und andererseits das System aus Umlagen und Steuern modernisieren. Das hat sich die letzte Bundesregierung zwar schon vorgenommen, aber nicht vollständig umgesetzt.

3.1. Anpassung der Netzentgelte

Aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien im Nordosten Deutschlands sind dort die Netzentgelte am höchsten. Jahrelang hat sich Brandenburg daher gemeinsam mit den anderen Bundesländern aus der Region beim Bund und im Bundesrat für eine Neuregelung der Netzentgelte eingesetzt. Im Jahr 2017 haben wir mit der Verabschiedung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) endlich einen Erfolg erzielt: Die Übertragungsnetzentgelte werden ab 2023 bundesweit einheitlich sein. Die Kunden in Regionen, in denen viel Energie aus Erneuerbaren eingespeist wird, werden geringere Übertragungsentgelte zahlen und die in den anderen Regionen höhere. Wir hätten uns zwar einen schnelleren Angleichungsprozess gewünscht, aber dennoch ist das Gesetz für eine gerechtere Verteilung der Energiekosten sehr wichtig. Denn das NEMoG entlastet vor allem die Familien, die Auszubildenden, die Handwerksbetriebe und die kleinen und mittleren Unternehmen – also die, die es am dringendsten benötigen.

Neben der Angleichung der Übertragungsnetzentgelte sind im NEMoG auch wichtige Maßnahmen zur schrittweisen Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte enthalten. In dem Gesetz ist festgehalten, dass die vermiedenen Netznutzungsentgelte für volatile Einspeiser auslaufen, was die Erlösobergrenze deutlich reduziert. Das führt insbesondere in Regionen mit einer hohen Einspeisung von erneuerbaren Energien schon ab 2018 zu einer deutlichen Verringerung der Netzentgelte. So hat ein großer Verteilernetzbetreiber die für 2018 erhobenen Netzentgelte für Haushaltskunden bereits um circa 20 Prozent reduziert. Ein durchschnittlicher Haushaltskunde spart damit 2018 circa 94 Euro Stromkosten ein. Dieser Effekt ist zu 90 Prozent auf das NEMoG zurückzuführen.

Da in Zukunft aufgrund des weiteren Zubaus der erneuerbaren Energien mit steigenden Kosten bei der Netzinfrastruktur zu rechnen ist, müssen wir aber auch das System der Netzentgelte weiterentwickeln. Hierfür gibt es bereits verschiedene Lösungsvorschläge.

- Die Unternehmen, die erneuerbare Energien einspeisen, könnten an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden.
- Die Netzentgelte könnten sich stärker an den vereinbarten Kapazitäten des Netzanschlusses ausrichten.
- Oder es könnten reduzierte Netzentgelte für unterbrechbare oder zeitlich verschiebbare Netznutzung gezahlt werden.

Jeder dieser Lösungsvorschläge wäre ein wichtiger Schritt für die Zukunftsfähigkeit des Systems der Netzentgelte in Deutschland.

3.2. Zeitgemäße Finanzierung der EEG-Umlage

Für eine gerechtere Verteilung der Stromkosten muss darüber hinaus einer der größten Kostentreiber der Energiewende modernisiert werden: die EEG-Umlage. Wirtschaftsverbände weisen zu Recht darauf hin, dass die Höhe der EEG-Umlage aus mehreren Gründen problematisch ist:

- Hohe Strompreise mindern die internationale Wettbewerbsfähigkeit unserer Unternehmen und hemmen Investitionen für Betriebe, die nicht von der EEG-Umlage befreit sind.
- Damit Unternehmen trotz steigender EEG-Umlage wettbewerbsfähig bleiben, müssen mehr Firmen von Begünstigungen profitieren. Und das führt dazu, dass für nicht privilegierte Stromkunden die EEG-Umlage noch teurer wird.
- Die EEG-Umlage belastet insbesondere sozial schwache Haushalte, da diese einen weit größeren Anteil ihres Einkommens für die EEG-Umlage ausgeben müssen als vermögendere Haushalte.
- Eine hohe EEG-Umlage begünstigt Tendenzen zur Eigenversorgung, da die Umlage dann in vielen Fällen entfällt. Dadurch steigt die EEG-Umlage wiederum für die anderen Stromkunden.
- Um Flexibilität und Sektorkopplung zu ermöglichen, ist es nicht zweckdienlich, wenn selbst bei niedrigem Börsenpreis und freiem Netz Stromverbraucher Preisbestandteile wie die EEG-Umlage in voller Höhe bezahlen müssen.
- Hohe Stromkosten in Folge der EEG-Umlage hemmen so Potenziale zur Sektorenkopplung in den Bereichen Gebäude, Industrie und Verkehr.

Aktuell ist im politischen Raum eine intensive Debatte über eine alternative Finanzierung der erneuerbaren Energien entbrannt. Die Bandbreite der Vorschläge ist nahezu unüberschaubar und reicht von Streckungsfonds, der Finanzierung über eine Energie- und Stromsteuer, eine breitere Wälzung der Umlage durch den Einbezug der Sektoren Wärme und Verkehr bis hin zur Haushaltsfinanzierung. Die quantitativen Auswirkungen dieser Konzepte auf die EEG-Umlage wurden in der DIHK-Studie „Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos“ vom Dezember 2016 berechnet und haben alle gemeinsam, dass sie mit erheblichen Umverteilungseffekten verbunden sind.

Nach meiner Überzeugung müssen wir in zwei Schritten dafür sorgen, dass die Stromkosten für Unternehmen und Haushalte mittelfristig sinken.

Erstens muss der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien kostengünstiger werden. Kosten, die hier eingespart werden, müssen nicht über Umlagen

und Steuern auf den Strompreis aufgeschlagen werden und senken somit die Kosten für Stromkunden. Entsprechende bundespolitische Ansätze hat Brandenburg daher in der Vergangenheit immer unterstützt.

Die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem sowie auf technologiespezifische Zubaupfade ist dafür der richtige Weg. Er konzentriert den Zubau auf die kostengünstigsten Energien und erschließt damit große Kostensenkungspotenziale. Das haben auch die bisherigen Ausschreibungsrunden für Solar- und Windenergie bestätigt. Sie haben gezeigt, dass erneuerbarer Strom wesentlich günstiger zu haben ist, als wir ihn momentan kaufen. Die Zuschlagshöhe war deutlich unterhalb der bisherigen Preise und hat so erhebliche und in diesem Maße nicht erwartete Kostensenkungen in der Förderung ergeben. Hier müssen wir weiter ansetzen. Wir müssen das Ausschreibungsverfahren auch in Zukunft konsequent weiterführen und so die Umlagekosten Stück für Stück senken. Ein stetiges Absenken der Zuschlagshöhe in den Ausschreibungsrunden und steigende Börsenstrompreise werden dann dazu führen, dass die Förderung der erneuerbaren Energien perspektivisch ausläuft.

Momentan sind Windkraftanlagen vor allem im Nordosten Deutschlands zu finden. Wir müssen die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden daher auch dahin gehend analysieren, wie der Zubau der erneuerbaren Energien besser regional gesteuert werden kann. Denn Ziel muss es sein, Windenergie auch in anderen Regionen Deutschlands zu nutzen, die dafür geeignet sind.

Neben den Ausschreibungsverfahren gibt es weitere Optionen zur Steigerung der Kosteneffizienz des Stromversorgungssystems. Zum Beispiel könnten die Ausnahmen bei der Direktvermarktungspflicht verringert oder die Leistungsgrenzen für die Teilnahme an Ausschreibungen gesenkt werden. Bei Netzungspässen könnte zukünftig auch entschädigungslos abgeregelt oder nur teilweise entschädigt werden. Zudem sollten auch die Entschädigungszahlungen bundesweit gewälzt und nicht allein von den Regionen getragen werden, in denen besonders viel erneuerbarer Strom erzeugt wird.

Zweitens muss über ein alternatives Finanzierungsmodell der EEG-Umlage nachgedacht werden, das die Leistungsfähigkeit der Mehrheit der Stromkunden berücksichtigt. Denn die Mehrheit der Stromkunden sind mittelständische Unternehmen und Privathaushalte, die die volle EEG-Umlage zahlen. Diese Gruppe wollen wir entlasten. Dafür sollte ein Teil der EEG-Umlage zukünftig aus den öffentlichen Haushalten finanziert werden. Eine vollständige Finanzierung der EEG-Umlage mit öffentlichen Mitteln würde den Bundeshaushalt in den kommenden Jahren zusätzlich um rund 25 Milliarden Euro belasten und ist daher nicht umsetzbar.

Nach meiner Überzeugung wäre es jedoch möglich, die Vergütungen für neu errichtete Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ab 2019 gemäß dem Vorschlag des Verbandes der chemischen Industrie (VCI) aus Haus-

haltungsmitteln zu finanzieren. Damit würde der alternative Finanzierungsbedarf (zwischen 3,3 und 6 Mrd. Euro) und damit die Belastung für den Bundeshaushalt in Grenzen gehalten werden. Das bisherige EEG-Umlage-System würde nach diesem Modell nur noch für Bestandsanlagen gelten, sodass die EEG-Umlage ab 2019 nicht weiter steigen würde. Bestandsanlagen, die noch nach dem alten EEG gefördert werden, würden nach Ende der 20-jährigen Einspeisevergütung nach und nach aus der Umlage fallen. Dadurch würde die EEG-Umlage bis 2038 auslaufen und auf null Euro sinken.

Dieser Vorschlag entspricht dem Prinzip der Leistungsfähigkeit und Verteilungsgerechtigkeit. Gleichzeitig würde der Finanzierungsbedarf erst langsam ansteigen, da er erst mit dem Zubau ab 2019 beginnen würde. Zudem würde das Projekt Energiewende der demokratischen Kontrolle des Haushaltsausschusses des Bundestages unterliegen.

Alternativ oder auch zusätzlich könnten die Kosten für die besondere Ausgleichsregelung der EEG-Umlage aus dem Bundeshaushalt finanziert werden. Die Ausnahmen für energiekostenintensive Industrien und Schienenbahnen belasten die übrigen Stromkunden mit ca. 5 Milliarden Euro pro Jahr. Diese Sonderbehandlung erfolgt jedoch im Interesse der Allgemeinheit, da sie Wettbewerbsfähigkeit und Arbeitsplätze in Deutschland sichert und die Abwanderung dieser für die deutsche Wirtschaft wichtigen Betriebe und ihrer Arbeitsplätze verlangsamt. Es entspräche also einer höheren Verteilungsgerechtigkeit, wenn diese Kosten ebenfalls durch den Bundeshaushalt finanziert würden.

Eine gerechtere Verteilung der Stromkosten stellt nicht die Einhaltung von Klimaschutzziele infrage. Denn das Ausschreibungsmodell und ein alternatives Finanzierungssystem beeinflussen nicht den Ausbau der erneuerbaren Energien. Es beeinflusst nur, wer für die Energiewende am meisten zahlen muss. Und das ist eine Frage der Gerechtigkeit.

Fazit

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien sind wir in Deutschland schon ein gutes Stück vorangekommen. Allerdings werden die Kosten der Energiewende noch zu einseitig in den Regionen, die am meisten erneuerbaren Strom erzeugen und von den Stromkunden, die vergleichsweise wenige Mittel zur Verfügung haben, gezahlt. Um das zu ändern, müssen einerseits die Kosten für erneuerbare Energien sinken und andererseits die Umlagen und Steuern anders finanziert werden. Das würde die Verteilungsgerechtigkeit und damit die Akzeptanz der Energiewende deutlich erhöhen.



Prof. Dr. Marc Hansmann
Vorstand, enercity AG

Prof. Dr. Marc Hansmann gehört seit dem 1. April 2017 dem Vorstand der enercity AG an. Zuvor war der promovierte Volkswirt als Stadtkämmerer für die Landeshauptstadt Hannover, im Bundesministerium der Finanzen und bei einer großen internationalen Beratungsgesellschaft tätig.



Dr. Ulrich Becher
Leiter Energiewirtschaft, enercity AG

Dr. Ulrich Becher ist seit dem 1. April 2015 bei enercity. Begonnen hatte der promovierte Physiker bei einer Vorgängergesellschaft der heutigen E.ON im Vorstandsbüro und war anschließend bei E.ON in verschiedenen Funktionen tätig.

Wann wäre der Umbau eines Steinkohlekraftwerk-Blocks auf Biomassenutzung attraktiv?

Prof. Marc Hansmann & Dr. Ulrich Becher

Motivation aus der Strategie:

Enercity hat sich in seiner Strategie ein ehrgeiziges Ziel gesetzt: 50% der Fernwärme soll im Jahr 2035 aus nachhaltigen Energiequellen stammen. Das ist ehrgeizig angesichts einer Ausgangsposition heute von 100% fossiler Erzeugung in dem Gemeinschaftskraftwerk Hannover (im Folgenden: GKH) in Stöcken auf Basis Steinkohle und dem Gas-und-Dampf-Kraftwerk im Heizkraftwerk Linden (im Folgenden: HKW) auf Basis Erdgas. Hinzu kommt noch das nur noch selten eingesetzte Reservekraftwerk Herrenhausen, ebenfalls mit Erdgas betrieben.

Der Fernwärmeabsatz von enercity wird insgesamt leicht sinkend erwartet - von heute 1.500 GWh auf ca. 1.300 GWh in 2035. In Abhängigkeit von den Brennstoff- und CO₂-Zertifikate-Preisen bedeutet das einen deutlich veränderten Einsatz für GKH und HKW.

Die Gegenrechnung lautet: 2035 sollen 50% der Wärme aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden, das wären rd. 655 GWh. Der geplante Anschluss an die Müllverbrennungsanlage in Lahe (im Folgenden: MVA) kann dazu mit bis zu 300 GWh beitragen. Wegen hydraulischer Engpässe ist diese Menge jedenfalls zu Beginn nicht möglich. Weitere geschätzt 50 - 150 GWh stammen aus anderen thermischen Erzeugern, die im Zeitverlauf noch zugebaut werden, etwa BHKW oder Wärmepumpen. Es bleibt eine Lücke von rd. 300 GWh_{th}, die noch nachhaltig zu decken ist.

Die Idee der hier vorgestellten Untersuchung eines Projektes ist:

Im GKH wird sich der Einsatz planerisch bis 2035 in etwa halbieren. Statt nun die zwei vorhandenen Blöcke jeweils minderauszulasten, bietet es sich an, einen Block zunächst wie bisher mit Steinkohle weiter zu betreiben, den zweiten jedoch entweder überwiegend als Ersatz / Reserve zu verwenden oder dort neue nachhaltige Techniken auszuprobieren. Nach deren erfolgreicher Einführung könnte perspektivisch dann auch der erste Block in eine andere kohlefreie Nutzung überführt werden.

Der Weg zu einer komplett regenerativen Erzeugung würde so über mehrere Schritte verteilt erfolgen: zunächst Mitverfeuerung von Brennstoffen auf Basis Biomasse in der vorhandenen Anlage gemeinsam mit Steinkohle und längerfristig deren Ersatz durch Anlagen, die ausschließlich Biomassen verfeuern. Die bisherige Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung über Kraft-Wärme-Kopplung würde bei solchen Nachfolgeanlagen aufgegeben; die Stromversorgung der Kunden wäre also anderweitig sicherzustellen.

Für eine erste Sondierung aller Möglichkeiten haben wir bewusst sowohl biomasse- wie technologieoffen gedacht, d.h., es wurden weit mehr Varianten untersucht, als tatsächlich später in eine engere Auswahl kommen können.

Eine Bemerkung noch zu den Quellen: für diesen Beitrag wurden die Ergebnisse verschiedener von enercity in Auftrag gegebener Gutachten zu Marktpreisprognosen, Biomasse-Potenzialen und technischen Umbau-Empfehlungen verwendet. Diese Gutachten sind nicht öffentlich zugänglich, und die Inhalte werden von enercity ggf. noch geschäftlich verwertet. Daher können sie oder Sekundärquellen hier auch nicht zitiert werden. Der Vergleich mit öffentlich zugänglichen Quellen belegt die Plausibilität.

Es handelt sich hier um einen Bericht aus der Werkstatt; Entscheidungen sind noch nicht getroffen.

Das Gemeinschaftskraftwerk Hannover (GKH) in Stöcken:

Das GKH liegt unmittelbar neben dem Mittellandkanal, einem Umspannwerk und Fertigungsbetrieben der Partner. Es ist auch ein Beispiel für das Zusammengehen eines kommunalen EVU mit bedeutenden Produktionsbetrieben der Industrie.

Das GKH verfügt über zwei Blöcke mit einer max. Wärmeauskopplung von 425 MW_{th} (215 MW für die Industrie, 210 MW für das Städtetz) und einer el. Nettoleistung von 230 MW_{el} bei maximaler Wärmeauskopplung. Steinkohle wird über den Mittellandkanal und über Züge angeliefert und auf einem Kohlelagerplatz mit einer Kapazität von 80.000 t gelagert.

Bereitgestellt werden Produkte für verschiedene Bedarfe:

- Strom am Strommarkt einschließlich Regelenergie,
- Dampf (Prozesswärme) für Industriekunden, ursprünglich auf unterschiedlichen Druck- und Temperaturstufen, heute nur noch auf 21 bar/240 °C,
- Wärme auf unterschiedlichem Temperaturniveau: für Industrieprozesse der Partner (130 °C), Fernwärme für das Städtetz Hannover (90 - 120 °C) sowie Raumwärme für die Gebäude und weitere Wärmekunden am Standort.

Die Entfernung zum städtischen Fernwärmenetz ist vertretbar, obwohl aus heutiger Sicht ein zentralerer oder östlicher Standort bevorzugt würde.

Das Gelände bietet noch etwas Platz für weitere Lagerflächen, z.B. für einen Silo, wenn dieser nicht zu groß ausgelegt wird. So werden zum Beispiel einige ältere Öl-Kessel im GKH bald stillgelegt.

Ermittlung der Biomasse-Potentiale:

In Deutschland liegt nach Untersuchungen des DBFZ (veröffentlicht im Mai 2015) das Theoretische Biomassepotential bei 151,1 Mio t Trockensubs-

tanz. Davon sind etwa zwei Drittel technisch nutzbar (98,4 Mio t). Tatsächlich genutzt werden davon wiederum rund zwei Drittel (67,4 Mio t).

Steinkohle ist von der Natur über lange Zeiten bei hohem Druck und hohen Temperaturen gebildet worden. Diese geologischen Prozesse fehlen bei Biomasse. Im Vergleich zu Steinkohle bedeutet das niedrigere Energiedichten, einen hohen Anteil flüchtiger Stoffe, darunter auch gebundenes Wasser, und somit bei gleicher Nachfrage bzw. gleichem Output größere Massenströme. Der Aufwand für Logistik steigt deutlich. Durch die geringere Energiedichte gleicher Massen sinkt - bei gegebenem Durchsatz der Mühlen - ggf. die Leistung.

Eine typische und international gängige Biomasse sind Holzpellets. Bei Holzpellets handelt es sich um einen definierten Brennstoff mit einem für Biomassen verhältnismäßig hohem Heizwert. Pellets sind zylindrische Presslinge aus getrocknetem Holz ohne Zusatz chemischer Bindemittel. Es gibt einen weltweiten Markt; die Logistik ist ähnlich beherrschbar wie bei Kohle. Holzpellets sind international für den Standort Hannover zu beschaffen.

Die nachfolgende Tabelle beleuchtet die Unterschiede exemplarisch:

	Energiedichte	Heizwert	Schüttdichte
Steinkohle	18-24 GJ/m ³	23-28 MJ/kg	0,8-0,85 t/m ³
Holzpellets	8-11 GJ/m ³	15-17 MJ/kg	0,55-0,65 t/m ³
Stroh	2 GJ/m ³		0,13 t/m ³
Strohpellets	9 GJ/m ³	15 MJ/kg	0,6 t/m ³
Hackschnitzel	1,4-3,6 GJ/m ³	7-12 MJ/kg	0,2-0,3 t/m ³

In die gängigere Einheit MWh umgerechnet, bedeutet das, dass Pellets mit rd. 4,7 MWh/t etwas mehr als den halben Wert von Steinkohle aufweisen.

Zur Logistik: ein Biomasseinsatz von nur 5% der bisher typischen Kohlenmenge, angesichts des niedrigeren Brennwertes also nur für ein Vierzigstel der gesamten Wärmeerzeugung ausreichend, erforderte rund 25 zusätzliche LKW-Transporte pro Tag. Eine Dauergenehmigung hierzu wird als nicht realistisch eingestuft. Zusätzlich ergäbe sich ein erhöhter Transportaufwand aufgrund der LKW-Abfuhr zusätzlicher Reststoffe. Damit erscheint eine Anlieferung per Binnenschiff als mögliche Lösung. Für einen Holzpellet-Einsatz wird mit Schiffsanlieferung geplant. Eine Silo-Größe von 1,5 Schiffsladungen scheint sinnvoll.

Folgende Biomasse-Brennstoffe wurden daneben untersucht:

Holzhackschnitzel: Ihre Verfügbarkeit ist zwar gegeben, doch sind große Mengen schwer zu beschaffen. Der Logistikaufwand am Kraftwerk steigt wegen der erforderlichen Lagerung; teure Umbauten sind notwendig.

Biokohle/black pellets: Das ist ein neuer Brennstoff mit „Kohleeigenschaften“ auf Basis verschiedenster Biomassen und daher gut geeignet für Kraftwerkseinsätze. Sie ist allerdings derzeit am Markt noch nicht in ausreichender Menge verfügbar.

Altholz: Generell ist der Altholzmarkt durch EEG-Anlagen dominiert. Bei Altholz gibt es, anders als in früheren Jahren, seit zwei Jahren ein Überangebot aufgrund der boomenden Bauwirtschaft und der schwindenden Konkurrenz von Müllverbrennungsanlagen. Außer in Kraftwerken kann insbesondere leicht belastetes Altholz nicht gut verwertet werden.

Wirtschaftlich bedeutet das, für einen „Brennstoff“ sogar einen Zusatzerlös realisieren zu können, da das aus Kundensicht eine Entsorgungsdienstleistung darstellt. Das entlastet die Kostenrechnung. Damit verbunden ist allerdings auch, dass Mengen wie Preise stark vom wechselnden Anfall von Altholz abhängen. Eine sichere Versorgung mit definierten Mengen würde kostspieliger. Aus Gründen der leichteren Verarbeitung sollte nicht Altholz selbst, sondern bereits verarbeitetes Altholzpulver oder zumindest Hackschnitzel verwendet werden. Das ist zwar teurer, spart aber Kosten für die Bearbeitung (Trocknen, Mahlen). Ggf. wird ein gesicherter Herkunftsnachweis benötigt, da sonst aufwendigere Rauchgasreinigung droht.

Stroh: Stroh ist ein interessanter Brennstoff mit wenig Nutzungskonkurrenz. In Niedersachsen gibt es eine jährliche Stroh-Frischmasse von rd. 1 - 2 Mio t. In der Region Hannover sind es bis zu 171 Tsd. t Frischmasse.

Die Hauptkonkurrenz besteht an der Quelle selber, da der größte Teil des Strohs an Ort und Stelle verbleiben muss, um Nährstoffe im Boden zu halten. Nur ein Bruchteil des anfallenden Strohs ist nachhaltig verfügbar, der größere Teil des Strohs muss auf den Äckern verbleiben. Daher sind nachhaltig nutzbare Strohpotenziale deutlich niedriger als anfallende Strohmassen. Experten schätzen nach Rücksprache mit Förstern und dem Landwirtschaftsministerium, dass eine Menge von etwa 10 - 20 % schadlos entnommen werden kann.

Da bislang in Deutschland außerhalb der Landwirtschaft wenig genutzt, besteht kaum Infrastruktur für Lagerung und Transport von Stroh in einer für Kraftwerke verwertbaren Form. Bereitstellungskette von Stroh in vielen landwirtschaftlichen Betrieben bisher nicht etabliert. Und große Lagerkapazitäten außerhalb des Kraftwerks sind erforderlich.

Stroh selber hat hohe Staubemissionen. Auch Korrosionsprobleme durch die

enthaltenen Chlorverbindungen müssen beachtet werden. Doch kann Chlor chemisch durch Schwefel gebunden werden, der sich in Kohlen mit einem höheren Schwefelgehalt natürlich findet. Normalerweise ist das für eine reine Kohleverbrennung ein Nachteil; daher sind stark schwefelhaltige Kohlen auf dem Weltmarkt billiger. Etwas euphemistisch lässt sich sagen: Stroh ist ein „natürlicher“ Partner schwefelhaltiger Kohle. Auch für die Kombination ist die Zufeuerung auf rd. 10 % der Feuerungswärmeleistung begrenzt.

Die Logistik wäre anzupassen. Einen interessanten Lösungsansatz verspricht die Verwendung von Strohpellets, die eine Verringerung von Staubemissionen und spezifisch günstigere Transport- und Lagerkosten bedeuten. Stroh muss zu Pellets oder zu Hackschnitzeln gepresst und - mit Koller- oder Hammermühlen - fein geklopft werden, bis nur noch etwa 2 mm große Partikel übrig bleiben. Insbesondere die faserigen Teile würden sonst Probleme bereiten. Der feingemahlene „Stroh-Staub“ kann dann in einen Kessel eingeblasen werden.

Angesichts notwendiger Vorarbeiten muss mit längeren Vorlaufzeiten bei der Projektumsetzung gerechnet werden, um Hürden bei der Beschaffung von Stroh zu überwinden und auch um den technischen Anforderungen bei der Planung der energetischen Strohnutzung gerecht zu werden (Chlorkorrosion, Emissionsgrenzwerte, Verschlackungsrisiko, Ascheverwertung etc.).

Technische Möglichkeiten / Optionen:

Bezüglich der Möglichkeiten für Biomasseumrüstung bei einem Kraftwerk wie GKH haben wir drei größere Gruppen untersucht:

1. Zufeuerung/Mitverbrennung ohne größere Umbauten. Der technische Aufwand ist gering. Mitzuverfeuernde Mengen sind in der Regel allerdings auch gering.
2. Mitverbrennung mit zusätzlichem Aufwand auf der Logistikseite. Das können ein zusätzlicher Silo oder zusätzliche Förderbänder sein sowie die schon erwähnten Mittel zur mechanischen Bearbeitung.
3. Soloverbrennung von Biomasse. Das ist die aufwendigste Variante, denn sie bedeutet Errichtung eines neuen auf den Brennstoff hin ausgelegten Kessels (oder Umbau des vorhandenen für Steinkohle ausgelegten) und ggf. zusätzliche Lagerkosten.

In Gruppe (1) - d.h. Mitverbrennung „mit geringem technischen Aufwand“, wobei unter „gering“ ein Invest im einstelligen Millionen-Euro-Bereich verstanden wird - wurden näher untersucht:

Mitverbrennung von Black Pellets bzw. torrefizierten Pellets: Torrefizieren ist die thermische Behandlung von Biomasse ohne Luftzutritt bei

250 °C bis 300 °C. Ziel ist die Erhöhung der Energiedichte und damit des Heizwertes des Rohmaterials zur Reduzierung des Aufwandes für Transport bzw. für das nachfolgende Zermahlen. Torrefizierte Pellets nehmen kein Wasser mehr an und lassen sich unter freiem Himmel lagern.

Anteil Verbrennung: bis zu 40% (auf die Masse bezogen)
Durchsatz: 24 t/h (im Vergleich: derzeit werden bis zu 55 t/h Kohle gemahlen), Lagerung: außen als separate Halde bis zu 1.000 m³ auf Kohlelagerplatz

Der deutlich höhere mögliche Mitverbrennungsanteil der black pellets liegt an ihrer Kohle schon recht ähnlichen äußeren Struktur. Das minimiert auch die Umrüstkosten. Allerdings ist Torrefizieren aufwendig und daher auch noch nicht sehr weit verbreitet, so dass mit vergleichsweise hohen Kosten für den Brennstoff selbst gerechnet werden muss.

Mitverbrennung von Altholzstaub: Anteil Verbrennung: 2-3%, über vorhandene, zu modifizierende Brenner 2t/h, Lagerung: ein neues 300m³ Silo
Aufgabe: Kohlenstaub wird mit den Brennern eingeblasen, Pneumatische Fördertechnik zu den Brennern,erteilung auf 2 Brenner,Explosionsschutz an den Mühlen

Bei Gruppe (2) liegen die Investitionen über 10 Mio. €, doch deutlich unter 50 Mio. €. Grund sind i.w. nötige zusätzliche Aufwendungen für die Logistik (Silo / Förderbänder):

- **Mitverbrennung von ‚brown‘ oder ‚white‘ Holzpellets.** Mit ‚brown‘ wird dabei der etwas niedrigere Industriestandard bezeichnet; ‚white‘ sind hochwertige und auch höherpreisige Holzpellets auch für den Privatverbrauch.
Anteil an Verbrennung: bis zu 5% (hier und nachfolgend: bezogen auf Feuerungswärmeleistung)
Durch die fehlende Torrefizierung sind diese nicht vor Wasser geschützt und müssen daher aufwendiger gelagert werden.
Um Anlieferschwankungen auszugleichen und einen Vorrat für 10 Tage vorzuhalten, würden zwei neue Silos mit je 600 m³ benötigt sowie eine vollautomatische Aufgabe mit Verteilung auf die Kohlemühlen.
- **Mitverbrennung von Stroh:**
Anteil an Verbrennung: bis zu 10%
Durchsatz: 9,5 t/h
- **Mitverbrennung von Hackschnitzeln:**
Anteil an Verbrennung: bis zu 10%
Durchsatz: 17 t/h
- Projekte der Gruppe (3) mit deutlich höherem Investitionsaufwand jen-

seits der 50-Mio €-Grenze sind:

- **Soloverbrennung von Holzpellets in einem Block:**
Durchsatz: 60 t/h (verglichen mit den 55 t/h Steinkohle heute)
Lagerung 20.000 m³ Silo
Kohlebunker und die gesamte Brennstofflogistik müssen für Pellets umgerüstet werden.
Maximale Feuerungswärmeleistung aus Holzpellets ohne zusätzliche Mahlanlage
- **Rostfeuerung für Stroh:**
Drei Untervarianten zum besseren Vergleich wiesen jeweils Investitionen jenseits der 50-Mio-€-Grenze auf.
- **Wirbelschicht für Hackschnitzel und Restholz**

Zusammenfassend lässt sich für die Gruppe (3) feststellen, dass sie erhebliche Investitionsmittel erforderten (> 50 Mio €), ohne dass jedoch - wie etwa für Erneuerbare typisch - auf der Brennstoffseite eine deutliche Entlastung eintritt. Denn selbst ein an der Quelle günstig zu beschaffender Biomasse-Brennstoff kostet durch die zusätzlichen Aufbereitungs-, Transport- und Lagerkosten fast so viel oder mehr als heutige fossile Brennstoffe. In Biomassen mitenthaltene Stoffe haben diverse Nachteile, sie sind etwa korrodierend, gefährden die zulässigen Emissionen oder sind wasseranziehend, was eine aufwendigere Lagerung erfordert.

Eine spannende energiewirtschaftliche Frage ist: setzt man bei der beabsichtigten Biomasseverbrennung lieber auf die Kombination: „Invest in eigene Anlage plus dauerhaft niedrige Brennstoffkosten durch langfristige Lieferverträge“ oder auf Biomassen mit zwar höheren variablen Kosten, doch nur geringem Investitionsaufwand.

Mit letzteren ist man bezüglich des Einsatzes deutlich flexibler und kann den schwankenden Wärmebedarf von Kundenseite in Verbindung mit weiteren vorhandenen Wärmeerzeugern im Anlagen-Portfolio leichter optimieren. Zeichnet sich andererseits, etwa durch Wegfall bisheriger Anlagen, eine nachhaltig wichtigere Rolle und höhere Nachfrage für eine Anlage ab, lohnte die Investition in eine neue Anlage.

Wie eingangs erwähnt, spricht das für eine Zwei-Phasen-Strategie: erst mit der investiv weniger aufwendigen Mitverbrennung zu starten und, nach erfolgreicher Einführung, im weiteren Verlauf die Soloverbrennung von Biomasse zu planen. Diese zwei Phasen könnten sich über zwei Jahrzehnte erstrecken. Denn das strategische Ziel, 50% der Wärme erneuerbar zu erzeugen, greift erst im Jahr 2035 und setzt uns angesichts derzeitiger Unwirtschaftlichkeit von Alternativen zur Kohleverfeuerung nicht unter zu frühen Zeitdruck.

Wichtig ist uns: vorbereitet zu sein auch auf plötzliche Entwicklungen, ohne die Absicht, die geprüften Möglichkeiten zwingend sofort umzusetzen.

Wirtschaftlichkeit:

Die sehr unterschiedlich hohen Investitionssummen für die verschiedenen technischen Lösungen werden hier nicht im Detail genannt. Ohne nähere Planung sind sie uns derzeit auch gar nicht bekannt. Dahinter steht auch die allgemeinere Überlegung, dass eine Bewertung der speziell für die Umrüstung auf Biomasse nötigen Kosten bei der Modernisierung einer Altanlage nicht eindeutig ist. Denn Teile der Anlage wären ja „ohnehin“ fällig, ggf. einige Jahre später, und größere Investitionen hätten „eh“ angestanden. Es wäre nicht korrekt gerechnet, wenn alle Umbaukosten der Biomasse zugerechnet werden, ohne das mitzudenken, da es sich zum Teil bloß um Vorzieheffekte handelt.

Daher ist auch der Gesetzgeber bei der KWK-Förderung den Weg gegangen, jedenfalls bei allen größeren Anlagen, dass die Höhe der Kosten für eine Umrüstung zwar ausschlaggebend ist für den konkreten Förderpfad, dass jedoch die erzeugte Arbeit und nicht die Investition selbst gefördert wird.

In diesem Verständnis werden Investitionen und damit Kapitalkosten hier nicht weiter betrachtet. Mit Vollkosten sind die fixen und variablen Kosten gemeint. Fixkosten sind i.w. die laufenden Kosten für Personal, Wartung, Instandhaltung usw. Die generelle Forderung an die Wirtschaftlichkeit lautet: ein Umbau wird nur verfolgt, wenn mindestens die laufenden fixen wie variablen Kosten durch Erlöse - aus dem Markt einschließlich der Förderung - erzielt werden.

Ein alternativer Ansatz - Stichwort: Internalisierung externer Kosten - stammt aus Klimaschutz-Überlegungen. Statt viele Mio € für die Stilllegung von Kohle-Kraftwerken auszugeben, um Klimaziele zu erreichen, wäre das gleiche Geld für eine Umrüstung bei gleicher CO₂-Vermeidung doch besser angelegt. Die Kohleanlagen erreichen im Strommarkt von alleine bald ihr technisch-wirtschaftliches Ende.

Die Frage lautet also: wie müssten sich die Kosten von etwa CO₂-Zertifikaten entwickeln, damit bei den Brennstoffkosten je erzeugter MWh_{th} Parität zwischen Steinkohle und Biomasse besteht?

Bei den CO₂-Preisen wird nach unseren Annahmen ein Anstieg auf bis zu 50 €/t CO₂ im Jahr 2035 erwartet. Die Steinkohlepreise erhöhen sich auf mehr als Doppelte. Die Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerks inkl. variabler Nebenkosten liegen 2035 nach den von uns genutzten Prognosen in der Größenordnung von 60 €/MWh_{el}, hinzu kommt bei der Stromerzeugung eine CO₂-Kosten-Belastung von 45 €/MWh_{el}.

Die Kosten der Wärmeerzeugung einer KWK-Anlage, abgeleitet aus dem Brennstoffmehrabbedarf für die Wärmeerzeugung und aus den Brennstoffkos-

ten, liegen in 2035 für GKH bei 7,5 - 8 €/MWh_{th}. Hinzu kommen anteilige Fixkosten von 15 €/MWh_{th}. Hingewiesen sei darauf, dass diese Art von Rechnung nicht eindeutig ist, da es bei einer KWK-Anlage verschiedene mögliche Schlüsselungen der gemeinsamen Kosten für die Anlage und den Brennstoff auf die Produkte Dampf, Wärme und Strom gibt.

Zum Preisvergleich mit Biomasse seien Holzpellets herangezogen. Das ist am einfachsten nachvollziehbar, da es für sie einen internationalen Markt gibt und ihr Einsatz technisch gut erprobt ist.

Heute liegen die Preise durchschnittlicher Holzpellets bei 100-150 €/t, von Premium-Pellets auch über 200 €/t. Fixkosten sind hier mit 20 €/t abgeschätzt, Transportkosten in ungefähr der gleichen Höhe. Bei einem Preis der Holzpellets von 100 - 150 €/t ergeben sich somit derzeit Vollkosten ohne Kapitalkosten von 140 €/t bzw. 190 €/t.

Daraus ergeben sich spezifische Kosten der „Holzwärme“ bei einem Wärmehalt von 4,7 MWh/t von derzeit zwischen rd. 30 bis rd. 40 €/MWh. Eine Preissteigerung bis 2035 in Höhe von zusätzlichen 25-35% angesetzt, liegen die Vollkosten einer Holzpellet-Feuerung im Zieljahr 2035 bei 37,5 - 54 €/MWh_{th}.

Die einfachste Interpretation dieser Zahlen wäre, am Status Quo nicht zu rütteln. Rein betriebswirtschaftlich rechnet sich ein Umbau von Kohle auf Biomasse absehbar nicht.

Doch ist die politische Zukunft der Steinkohle zum Zeitpunkt des Schreibens dieses Artikels - bei noch nicht beendeter Regierungsbildung - höchst unklar. Bis zu 7.000 MW Kohlekraftwerke wären abgeschaltet worden, wenn es zu einer Jamaika-Koalition gekommen wäre. Es könnte schon bald alle möglichen Formen von Auflagen geben: Produktionseinschränkungen oder Stilllegungsprogramme, feste Quoten für Biomassemitverbrennung, CO₂-Zertifikate-Belastung auch im Wärmesektor.

Angesichts dieser Ungewissheit ist es geschickter, die Umrüstung eines GKH-Kessels auf Biomasse innerhalb der Gruppe der nachhaltigen Alternativen zu vergleichen. So vergleicht man „Zukunft“ mit „Zukunft“. Als Referenz bietet sich etwa der geplante Anschluss an die MVA an.

Vergleich mit Bezugskosten MVA

Encicity plant zur Erreichung ihrer strategischen Ziele auch den Anschluss der Müllverbrennungsanlage Lahe an ihr Fernwärmenetz. Auch wenn Müll nicht erneuerbar ist, so ist seine thermische Verwertung sicher nachhaltig und zählt in diesem Sinne zum Ziel dazu.

Geplant ist ab Anschluss frühestens im Jahr 2019 eine Einspeisung zwi-

schen 100 GWh_{th} und 300 GWh_{th} pro Jahr entsprechend des Bedarfs im Fernwärmenetz und entsprechend des Angebots der MVA. Bezüglich der Abnahme ist enercity nicht völlig frei, sondern muss sich innerhalb vorgegebener Leistungsbänder bewegen. Die Abnahme folgt insofern der Erzeugung der MVA und nicht umgekehrt.

Wie oben für den Umbau eines Kohleblocks auf Biomasse bereits argumentiert, sollen hier die Kosten des technischen Anschlusses an das Fernwärmenetz selbst hier nicht diskutiert werden. Dabei handelt es sich um eine langfristige Investition in die Infrastruktur. Betrachtet werden nur die Vollkosten aus dem vertraglich geregelten Bezug der Wärme von der MVA.

Im Mittel - tatsächlich schwanken die Zahlungen mit der unterschiedlichen Abnahme innerhalb von bestimmten Unter- und Obergrenzen und hängen auch vom Marktpreis ab - steigen die Kosten der thermischen Erzeugung in der MVA bei unseren Strompreisprognosen bis 2035 auf 30 - 40 €/MWh_{th}.

Bei einem Vergleich der Wärme aus der MVA mit der Wärme aus dem GKH ist noch die etwas größere Flexibilität des Einsatzes eines eigenen Kraftwerkes mit eigener Halde anzusetzen. Der Einsatz eines Kraftwerks folgt rein den Opportunitäten an Strom- und Wärmemarkt, solange die Wärmelieferverpflichtungen beachtet werden. Ein Kraftwerk kann insbesondere an- und abgestellt werden, da es nur einen Baustein in einem Verbund darstellt. Eine MVA hat dagegen eine Abnahmeverpflichtung des Mülls und ist nicht so frei im Einsatz.

Der Wert des erzeugten Stromes aus dem GKH liegt also höher als der Wert des Stromes aus der MVA. Es ist eine akademische Frage und wäre nur mit Szenarien zu klären, wie hoch man diesen Flexibilitätsvorteil genau bewertet. Hier sei er mit etwa 1,1 angenommen. Die zum Wert der MVA-Wärme äquivalenten Vollkosten bei der Erzeugung aus Biomasse im GKH liegen dann 2035 geschätzt bei 35-50 €/MWh.

Ausblick:

Der Vergleich der Wärmepreise im Jahr 2035 lautet also insgesamt:

- für Steinkohle ohne CO₂-Preis-Belastung der Wärme 20 - 22 €/MWh_{th}
- aus der MVA 30 - 40 €/MWh_{th}
- aus Biomasse 37,5 - 54 €/MWh_{th}
- aus Biomasse, um deren höhere Flexibilität korrigiert 35 - 50 €/MWh_{th}

Nach der o.a. Tabelle beträgt die Differenz zu den MVA-Kosten rd. 5 - 10 €/MWh_{th}.

Weiter ist beim Kostenvergleich noch zu beachten, dass eine Umrüstung einer KWK-Anlage von bisher Kohleverfeuerung auf eine alternative Feuerung gefördert wird.

Nach dem KWK-G 2016 erhält eine Förderung von 0,6 ct/kWh_{el} für KWK-Strom, wer KWK-Strom aus Anlagen auf Steinkohle- oder Braunkohlebasis ersetzt (KWK-G 2016, § 7 (2)). Der Ersatz muss nicht am selben Standort geschehen. Dahinter steht die politische Absicht, effiziente KWK und Erneuerbare gemeinsam zu fördern.

Die Förderung gilt für 15.000 bis 30.000 Stunden, je nach Grad der Modernisierung (KWK-G 2016, § 8 (3)). Der höhere Wert von 30.000 Stunden gilt, wenn die Kosten der Modernisierung mindestens 50% der Kosten einer möglichen Neuerrichtung einer KWK-Anlage betragen. Das wäre bei Umrüstung eines GKH-Blocks der Fall.

Diese Förderung wurde seit ihrem Inkrafttreten bislang nicht sehr stark angenommen. Bis Ende 2017 waren erst 1% der installierten KWK-Leistung dafür angemeldet (300 MW von 33.000 MW).

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass u.U. auch moderne Formen der Herstellung von Biomassen gefördert werden (etwa „Biokohle“ oder die oben erwähnten black pellets), wobei wir jedoch aus Nutzersicht diese Förderung nicht unmittelbar erhielten und diese lediglich über den Preis spürten. Diese Förderungen seien daher hier nicht weiter betrachtet. Die frühere Förderung im Rahmen der EEG-Förderung ist dagegen überwiegend ausgelaufen.

Implikationen:

Die derzeitige Förderung einer Umrüstung von Kohle auf Biomasse liegt, umgerechnet auf die Wärmeseite bei einer KWK-Anlage, bei rd. 2 €/MWh_{th}. Deren mangelnde Wirtschaftlichkeit hat bislang eine stärkere Inanspruchnahme verhindert. Aus dem obigen Vergleich wurde ein Förderbedarf, verglichen mit einer alternativen nachhaltigen Quelle, in Höhe von mindestens 5 €/MWh_{th} (besser 10 €/MWh_{th}) abgeleitet. Diese Werte gelten im Zieljahr 2035.

Die Differenz zwischen der heutigen Förderung und der hier identifizierten Lücke zu überbrücken, scheint im Bereich des politisch Möglichen. Der nicht gedeckte Rest ist dann Eigenbeitrag eines kommunalen Versorgers für nachhaltige Energieversorgung. Man kann diesen Ansatz auch über die Kosten der CO₂-Vermeidung motivieren.

Das Emission Trading Scheme der EU ist grundsätzlich geeignet, die Klimaziele im Energiebereich zu erfüllen. Enercity steht zusätzlichen Maßnahmen auf nationaler Ebene, die der Erreichung der Klimaziele dienen, offen gegenüber, auch wenn dadurch die Belastung für das GKH steigt.

Für einen Wärmeabsatz in Höhe von 300 GWh/a entsteht bei der KWK-Anlage GKH ein Brennstoffmehraufwand für die Wärmeerzeugung von rd. 13.600 t Kohle. Ein Pelleteinsatz zur Bereitstellung derselben Brennstoffwärme läge

bei rd. 23.500 t/a. Erspart werden rd. 37.000 t CO₂.

Eine zusätzliche Förderung der Wärme mit 5 €/MWh_{th} würde bei 300 GWh einem zusätzlichen Fördervolumen von 1.500.000 € p.a. entsprechen. Spezifisch errechneten sich CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von rd. 40 €/t CO₂.

Würde der Zertifikatehandel die ihm zugedachte Rolle als Leitsystem zur Internalisierung externer Kosten wahrnehmen, lägen die CO₂-Preise sicher deutlich höher als derzeit und schon nach unseren Prognosen bei 50 €/t CO₂. Wenn durch ein entsprechendes Marktdesign die Sektoren Strom und Wärme stärker verschränkt wären, würde sich folglich die hier vorgestellte Umbau-Überlegung bereits aus sich heraus am Markt durchsetzen.

Die hier diskutierte Förderung kompensiert also bloß national, dass auf europäischer Ebene die CO₂-Vermeidung zu billig ist und dass die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr bislang nicht ausreichend gekoppelt sind.

In anderen Ländern Europas haben dagegen auf Basis anderer Förderregime zahlreiche Umbauprojekte zur erfolgreichen Nutzung von Biomasse geführt. Es wäre doch schön, wenn dies entweder aus dem Markt selbst heraus oder aus einer engagierteren Förderung auch in Deutschland gelänge.



Foto: Bosch

Dr.-Ing. Stefan Hartung
Geschäftsführer, Robert Bosch GmbH

Dr.-Ing. Stefan Hartung ist seit Januar 2013 Geschäftsführer der Robert Bosch GmbH. Er ist zuständig für den Unternehmensbereich Energy and Building Technology mit den Geschäftsbereichen Building Technologies, Thermotechnology und Global Services Solutions sowie die Tochtergesellschaft Robert Bosch Smart Home GmbH. Zudem verantwortet er den Unternehmensbereich Industrial Technology mit den Geschäftsbereichen Packaging Technology und Drive and Control Technology sowie dem Produktbereich Bosch Connected Industry. Darüber hinaus ist er für die zentrale Fertigungscoordination zuständig.

Stefan Hartung wurde 1966 in Dortmund geboren, er ist verheiratet und hat zwei Kinder. Er studierte Maschinenbau, Fachrichtung Fertigungstechnik, an der RWTH Aachen, wo er auch 1993 auf dem Gebiet der Methoden des Qualitätsmanagements promovierte.

Er trat 2004 in die Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH, München, ein. Zuvor war er bei der Fraunhofer-Gesellschaft und der Unternehmensberatung McKinsey & Company in Düsseldorf tätig.

Klimaschutz als Baustein der Unternehmensstrategie

Dr. Stefan Hartung

Global tätige Unternehmen wie die Robert Bosch GmbH liefern einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele des Pariser Abkommens. Einerseits als Anbieter und Hersteller von Produkten, die auf klimaneutrale Technologien basieren, andererseits durch die Verminderung des eigenen CO₂-Fußabdruck in der Wertschöpfungskette. Eine zentrale Strategie ist dabei nur wirksam, wenn sie im Handeln der einzelnen Unternehmensbereiche verankert ist.

1. Unternehmerisches Handeln angesichts des Klimawandels

Allerhand Not zu lindern und die sittlichen, gesundheitlichen und geistigen Kräfte zu heben: Was der 1942 verstorbene Robert Bosch in den Richtlinien für seine Testamentsvollstrecker hinterließ, ist heute noch maßgebend für das soziale und gesellschaftliche Engagement des von ihm gegründeten Unternehmens. Die Ziele eines solchen Engagements sind selbstverständlich der jeweiligen Zeit anzupassen und unterliegen damit einem kontinuierlichen Wandel. Standen zur Lebenszeit von Robert Bosch vor allem soziale Fragen im Vordergrund, hat in der Gegenwart der Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen eine ähnlich hohe Bedeutung erlangt. Dabei besteht eine hohe Wechselwirkung zwischen sozialen und ökologischen Fragen. Eine unter Beteiligung der Weltbank verfasste Studie kam bereits 2006 zu dem Schluss, dass das ärmste Viertel der Staaten durch den Klimawandel deutlich höhere wirtschaftliche Verluste verkraften muss als das reichste Viertel, das je nach Szenario sogar vom Klimawandel profitieren könnte¹. Konsequenterweise bekennt sich Bosch zu den 2016 in Kraft getretenen Nachhaltigkeitszielen der Vereinten Nationen („Sustainable Development Goals“, SDG). Klimaschutz ist nicht nur eines von 17 Zielen des Programms. Die UNO sieht die Implementierung des Pariser Klimaschutzabkommens auch als wesentliche Voraussetzung dafür, dass die Nachhaltigkeitsziele wie geplant bis 2030 erreicht werden können².

Die Strategie und das Handeln der Robert Bosch GmbH leistet einen Betrag zu einer weitgehend klimaneutralen Welt der Zukunft. Zum einen erwirtschaftet Bosch einen Großteil seines Umsatzes mit Produkten, bei denen ein direkter Zusammenhang zwischen Produktnutzung, Energiewandlung und letztlich CO₂-Emission besteht. Zum anderen hat Bosch, vor allem über die für die Warenproduktion eingesetzte Energie, einen eigenen, direkt zu beeinflussenden CO₂-Fußabdruck. Vor diesem Hintergrund hat sich das Unternehmen das Ziel gesetzt, die auf die Wertschöpfung bezogenen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 35 Prozent zu reduzieren, verglichen mit dem Basisjahr 2007. Im Jahr 2016 war bereits eine Verringerung von 30,6 Prozent erreicht³.

2. Eine Richtung geben: Strategische Implementierung

Ein so grundlegendes Thema wie der Klimaschutz muss als strategisches Element fest im Unternehmen etabliert werden. Dafür sind weitreichende Entscheidungen unerlässlich, die auf einer soliden Wissensbasis – beruhend auf abgesicherten wissenschaftlichen Erkenntnissen – getroffen werden. Aufgrund der Komplexität des Phänomens Klima ist dies eine Herausforderung, die nicht unterschätzt werden sollte. So existiert zwar eine Vielzahl von Studien zum Klimawandel, diese beschreiben jedoch in der Regel nur einzelne Aspekte, nicht aber die kompletten Wirkmechanismen und die Wechselwirkungen. Die Unternehmensführung von Bosch hat daher die Strategieabteilung der zentralen Forschung und Vorausbildung mit einer Studie beauftragt, die folgende Aspekte zusammenfasste:

- Beobachtungen zum Klimawandel wie Messungen der Durchschnittstemperaturen, Treibhausgas-Konzentration in der Atmosphäre und das Abschmelzen des arktischen Eises
- physikalische Zusammenhänge zwischen Treibhausgas-Emissionen und Erderwärmung
- Prognosemodelle für die künftige Klimaentwicklung unter Berücksichtigung nicht-linearer Effekte
- Aktueller Stand der weltweiten Klimapolitik zum Veröffentlichungszeitpunkt Anfang 2017.

Der Bosch-interne Report kommt zu dem Schluss, dass das angestrebte Zwei-Grad-Ziel, für das der Menschheit ein Emissionsbudget von nur circa 770 Gigatonnen CO₂-Äquivalent verbliebe, nur zu erreichen ist, wenn weitere politische Maßnahmen getroffen werden. Es ist zu erwarten, dass der Widerstand gegen solche Maßnahmen zunehmend schwindet, da die Folgen der Erderwärmung wie Extremwetter-Ereignisse und steigender Meeresspiegel den Klimawandel zunehmend ins öffentliche Bewusstsein rufen. Für ein Unternehmen wie Bosch, das sich vorwiegend auf Märkten bewegt, die von nationalen Klimastrategien beeinflusst werden, gilt es, sich frühzeitig auf diese Veränderung einzustellen. Dabei muss davon ausgegangen werden, dass sich die politischen Strategien in einzelnen Ländern und teilweise sogar Städten erheblich unterscheiden.

Was folgt daraus? Bosch setzt auf eine Kombination von zentralen und dezentralen Maßnahmen.

Zentral gesteuert wird bei Bosch die Zielsetzung für die gesamte CO₂-Emission. Das bisherige Reduktionsziel von minus 35 Prozent bis 2020 wird voraussichtlich erreicht und soll dann durch ein neues, ebenso ehrgeiziges Ziel ersetzt werden. Welche Produkte Bosch in acht oder zehn Jahren anbietet,

richtet sich zunehmend an Fragen aus, die für die Energie- und Verkehrswende relevant werden. Vernetzte Technologien, die der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr dienen, spielen dabei eine zentrale Rolle.

Dezentral – also in den Geschäftsbereichen – erfolgt die Entwicklung, Produktion und Vermarktung von klimafreundlichen Produkten und Dienstleistungen. Das ist aufgrund der zu erwartenden Inhomogenität der Märkte der einzige Weg, innerhalb des jeweiligen politischen Rahmens Klimaschutz und wirtschaftlichen Erfolg miteinander zu verbinden. Zugleich sind die Geschäftsbereiche dafür verantwortlich, zur Verringerung des eigenen, operativen CO₂-Fußabdrucks beizutragen und die dafür erforderlichen Maßnahmen einzuleiten. Der Schlüssel für eine erfolgreiche Verringerung der Treibhausgasemissionen liegt als im Zusammenspiel von zentralen und dezentralen Maßnahmen.

3. Mit Blick auf den Markt: Beispiele aus den Geschäftsbereichen

Aus der „Werkstätte für Feinmechanik & Elektrotechnik“, die Robert Bosch im Jahr 1886 mit einem einzigen Mitarbeiter einrichtete, ist ein global tätiges Unternehmen geworden, das im Jahr 2017 rund 78 Milliarden Euro Umsatz erwirtschaftete und mehr als 400.000 Mitarbeiter beschäftigte. Das Geschäft ist in vier operativ tätigen Geschäftsbereichen zusammengefasst: Mobility Solutions, Consumer Goods, Industrial Technology sowie Energy and Building Technology. Innerhalb der Geschäftsbereiche besteht ein weit gefasstes Produktspektrum, das in vielfältiger Weise direkt oder indirekt zum Klimaschutz beitragen kann. Was das genau bedeutet, soll im Folgenden anhand einiger Beispiele veranschaulicht werden.

3.1 Mobilitätslösungen

Rund 60 Prozent des Bosch-Umsatzes entfallen auf Produkte im Mobilitätssektor, wobei ein Großteil des Geschäfts in der Entwicklung und Produktion von Zulieferteilen für Kraftfahrzeuge besteht. Der Anteil, den der Straßenverkehr an der Gesamtemission anthropogener Treibhausgase aufweist, beträgt im OECD-Durchschnitt circa 30 Prozent⁴. Zwar ist es seit Jahrzehnten vorrangiges Entwicklungsziel, den Kraftstoffverbrauch einzelner Fahrzeuge zu reduzieren. In der Gesamtbilanz des Straßenverkehrs machen sich diese enormen Anstrengungen jedoch bislang nicht bemerkbar, da die Einsparungen durch erhöhte Verkehrs- und Transportleistungen kompensiert wurden. So ist beispielsweise der Verkehr in Deutschland der einzige Sektor, in dem die CO₂-Emissionen gegenüber dem Jahr 1990 sogar leicht gestiegen sind⁵.

Eine deutliche Verringerung dieser CO₂-Emissionen ermöglicht die Elektrifizierung bei gleichzeitigem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Schon jetzt sind weltweit mehr als 800.000 Fahrzeuge mit elektrischen Antriebskomponenten von Bosch unterwegs. Das Technologie- und Dienstleistungsunternehmen hat eine Vielzahl von Serienprojekten sowohl

mit etablierten Fahrzeugherstellern als auch mit Start-ups realisiert. In China, dem größten und am schnellsten wachsenden Elektroautomarkt, ist Bosch Marktführer. Das Portfolio des Unternehmens reicht von Leistungselektronik über 48-Volt-Mild-Hybrid-Batterien und Batteriemangement-Systeme bis hin zu Elektromotoren und elektrischen Achssystemen. Bosch-Technik lässt sich in so gut wie jeder Fahrzeugklasse finden: Das Unternehmen entwickelt und produziert Komponenten für elektrifizierte Fahrräder, Roller, Pkw und Nutzfahrzeuge. Darüber hinaus entwickelt Bosch Software-Lösungen für die Lade-Infrastruktur und unterstützt das Car-Sharing, zum Beispiel durch Akquisitionen von Start-up-Unternehmen, die Sharing-Angebote für Firmen-Mitarbeiter anbieten.

Eine Herausforderung besteht in der Diskrepanz zwischen der Marktdurchdringung elektrifizierter Antriebe und den CO₂-Minderungszielen für den Verkehrssektor, die eine rasche Absenkung der Gesamtemissionen erfordern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Fahrzeugbestand und nicht die Neufahrzeuge alleine die Emissionsbilanz des Verkehrs bestimmen. Bei einer für Pkw angenommenen Lebensdauer von 15 Jahren dürften ab dem Jahr 2035 nur noch CO₂-neutrale Fahrzeuge auf den Markt kommen, um im Jahr 2050 den Verkehrssektor klimaneutral zu gestalten. Nach aktuellem Wissensstand ist es fraglich, ob dieses Ziel für den Langstreckenverkehr allein über batterieelektrische Fahrzeuge zu erreichen ist. Daher müssen alle technisch möglichen und wirtschaftlich vertretbaren Optionen genutzt werden, um auch den Kraftstoffverbrauch von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor weiter zu verringern. Der Verbrenner selbst besitzt Experteneinschätzungen zufolge noch ein Potenzial von 15 bis 20 Prozent. Über Hybridisierung, bei der vor allem Bremsenergie zurückgewonnen werden kann, ist insgesamt ein Potenzial bis zu 30 Prozent erreichbar. Neben der rein batterieelektrischen Mobilität stellt zunehmend auch die Brennstoffzellentechnologie eine wichtigere Rolle im Antriebsmix dar. In Entwicklungsprojekten arbeitet Bosch bereits an Elektro-Schwerlastern mit Wasserstoffantrieb und erweitert schrittweise das Produktportfolio. Effizienzsteigerungen des Verbrennungsmotors, Batterie- und Brennstoffzellenantrieb sind essenzielle Beiträge zur Erreichung der Klimaziele. Jedoch ist die Lücke damit alleine nicht zu schließen, die sich aus Marktprognosen und Klimavorgaben ergibt.

Bosch unterstützt deshalb auch die aktuellen Bestrebungen, Verbrennungsmotoren mit klimaneutral hergestellten E-Kraftstoffen zu betreiben. Darunter zu verstehen sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, für deren Produktion ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt werden. Die einfachste Form eines solchen Kraftstoffs ist E-Wasserstoff, der per Elektrolyse mit Wind- oder Sonnenstrom hergestellt wird. Der E-Wasserstoff kann zu E-Gas methanisiert oder auf verschiedenen Synthesepfaden zu diesel- oder ottomotorischen Kraftstoffen verarbeitet werden. Für die Herstellung eines flüssigen Kraftstoffs wird noch Kohlenstoff benötigt. Wird dieser aus nicht-vermeidbaren CO₂-Quellen oder direkt aus der Luft gewonnen, lässt sich ein klimaschonender, CO₂-neutraler Verbrennungsmotor realisieren. Geeignete E-Kraftstoffe

können herkömmlichem Kraftstoff beigemischt werden und tragen so direkt zur CO₂-Senkung in der bestehenden Fahrzeugflotte bei. Die CO₂-Emission der gesamten Bestandsflotte sinkt umgehend mit dem Grad der Beimischung⁶.

3.2 Konsumgüter

Vom Akkuschauber bis zur Waschmaschine bietet der Unternehmensbereich Consumer Goods eine Vielzahl von Haus- und Gartengeräten sowie Elektrowerkzeuge an. Bei den Hausgeräten hat die ab 1998 erfolgte EU-weite Einführung der Energieeffizienz-Klassen dazu geführt, dass sparsamer Umgang mit Strom – und indirekt auch mit Wasser – zu einem wesentlichen Wettbewerbsfaktor wurde. So trugen im Jahr 2013 bereits 50 Prozent aller verkauften Waschmaschinen das Label A+++ . Diese Maschinen verbrauchen nur halb so viel Energie wie Maschinen mit A+-Label.

Bei den meisten Haushaltsgeräten wird wohl im Jahr 2018 eine lineare Fortschreibung der Effizienzgewinne nicht möglich sein. Weitere Beiträge zum Klimaschutz, auch aus anderen Domänen, sind daher vor allem in zwei Richtungen zu realisieren:

Einerseits kann die *Vernetzung von Geräten*, deren zeitlicher Einsatz in gewissen Grenzen variabel ist, dazu führen, dass die Stromnachfrage in Zeiten hohen Angebots an erneuerbarer Energie verlegt wird. Dies verlangt die Einrichtung intelligenter Verteilnetze, sogenannter „Smart Grids“, aber vor allem auch die Vernetzungsfähigkeit der Endgeräte selbst. Bosch stattet deshalb immer mehr Hausgeräte mit dem Dienst „Home Connect“ aus. Dieser erlaubt nicht nur eine komfortable Bedienung über Tablet oder Smartphone, sondern umfasst auch eine Flex-Start-Funktion, die zum Beispiel bei einem mit dezentraler Energieversorgung ausgestatteten Haus aktiviert werden kann, sobald das Stromangebot die aktuelle Nachfrage übersteigt.

Andererseits will Bosch die Chancen nutzen, die Industrie 4.0 hinsichtlich Energie- und Ressourceneffizienz bietet, um den *Energiebedarf für die Herstellung von Konsumgütern* abzusenken und so weit als möglich auf erneuerbare Energien umstellen. Ein Beispiel dafür: Am Traditionsstandort Giengen (Baden-Württemberg) hat BSH bereits 2014 ein Energiemonitoring-System eingeführt, das anschließend weltweit an allen BSH-Standorten etabliert wurde. Es erlaubt, den Energieverbrauch jeder einzelnen Anlage über Smart Meter laufend zu überwachen und warnt bei Abweichungen vom Sollzustand. Die Produktion wird seit 2015 zudem sukzessive auf vollständig vernetzte Linien umgestellt.

3.3 Industrietechnik

Zum Unternehmensbereich Industrial Technology zählen die Bereiche Drive and Control Technology (Bosch Rexroth), Packaging Technology und Connected Industry. Bosch Rexroth ist weltweit führender Anbieter von Antriebs- und

Steuerungstechnik. Automatisierungstechnik von Bosch ist zudem in mobilen Maschinen und Spezialfahrzeugen zu finden. Darüber hinaus ist Bosch ein führender Anbieter von Prozess- und Verpackungstechnik für die Pharma- und Nahrungsmittelbranche. Die neue Einheit Bosch Connected Industry ist spezialisiert auf Software-Lösungen, die den industriellen Alltag leichter, transparenter und effizienter gestalten.

Da Energie in der industriellen Fertigung primär einen Kostenfaktor darstellt, wird davon ausgegangen, dass jeder Betrieb in einem marktwirtschaftlichen System per se daran interessiert ist, den Energieverbrauch so weit als möglich zu senken. Die Erfahrung von Bosch ist: Wesentliche Einsparungen sind nur durch konsequente Umsetzung dezidierter Programme zu erzielen. So startete Bosch Rexroth im Jahr 2011 ein Effizienzprogramm mit dem Ziel, 20 Prozent Energie zu sparen. Das Programm war so erfolgreich, dass das Ziel noch während der Laufzeit auf 35 Prozent erhöht wurde. Wesentlicher Erfolgsfaktor war (und ist) eine systematische Vorgehensweise, die mittlerweile in einem öffentlich zugänglichen Handbuch dokumentiert ist⁷. Die Methodik „4EE“ beruht auf vier Stellhebeln:

1. Energie-Systemauslegung: Nicht einzelne Komponenten, sondern komplette Prozesse und Produktionswerke werden gesamthaft geplant.
2. Energieeffiziente Komponenten: Es kommen nur Systeme und Produkte mit optimiertem Wirkungsgrad zum Einsatz.
3. Energie-Rückgewinnung: Überschüssige Energie, etwa aus thermischen Prozessen, wird konsequent zurückgespeist oder gespeichert.
4. Energiemanagement nach Bedarf: Der Energieeinsatz erfolgt bedarfsgerecht, das heißt ausschließlich an den aktuellen Erfordernissen der Produktion orientiert.

Hinter den vier Eckpfeilern verbergen sich viele innovative Detaillösungen. Beispielsweise verlangt eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung, dass Pumpenantriebe nicht mit kontinuierlicher Drehzahl arbeiten, sondern angesteuert werden können, um die Leerlaufdrehzahl abzusenken. Bosch stellt entsprechende Lösungen für den Markt zur Verfügung und setzt sie konsequent in den eigenen Werken ein.

3.4 Energie- und Gebäudetechnik

Schon beim Betreten eines Gebäudes kann man Technik von Bosch begegnen, ebenso wie im Konferenzraum oder im Heizungskeller. Der Unternehmensbereich Energy and Building Technologies liefert jedoch nicht nur Hardware, sondern auch Dienstleistungen wie Outsourcing oder Komplettlösungen für das „Smart Home“.

40 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs und rund ein Drittel der CO₂-Emissionen fallen in Deutschland in Gebäuden an, hauptsächlich um Raumwärme und Warmwasser zur Verfügung zu stellen. Für Privathaushalte gilt, dass etwa 90 Prozent des häuslichen Energieverbrauches nicht auf Strom, sondern auf den Wärmebedarf zurückzuführen sind. Vor diesem Hintergrund wird in Deutschland vor allem über die energetische Sanierung der Gebäudehülle diskutiert. Bei den derzeitigen Erneuerungsraten (Neubau plus Komplettisanierung) von etwa ein Prozent des Gebäudebestandes ist eine deutliche Verringerung der CO₂-Emission auf diesem Weg nur sehr langfristig zu erreichen. Deutlich schnellere Wirksamkeit zeigt die konsequente Gebäudeautomation, wie eine Studie des ZVEI⁸ zeigt: Selbst bei geringem Automatisierungsgrad kann der Energieverbrauch um circa 30 Prozent verringert werden. Bei hohem Automatisierungsgrad – die tatsächliche Raumnutzung wird bei der Steuerung von Licht und Heizung berücksichtigt – sind ohne zusätzliche Dämmung bis zu 40 Prozent Einsparung zu erzielen.

Schlüsseltechnologie für die Gebäudeautomation im gewerblichen aber auch im privaten Bereich, ist die Vernetzung. Diese ermöglicht es, den Funktionsumfang ohnehin vorhandener Gebäudetechnik zu erweitern, ohne dass erheblich zusätzliche Hardware installiert werden muss. Ein Beispiel dafür: Die Kopplung von Fensterkontakt und Heizungsventil kann bereits Energieeinsparungen im einstelligen Prozentbereich erbringen. Ideal wäre jedoch eine Lösung, die laufend die Luftqualität in einem genutzten Raum überwacht, so dass die Fenster nur bei Bedarf geöffnet werden – das senkt nicht nur den Energieverbrauch, sondern steigert auch das Wohlbefinden. Eine solche Lösung hat Bosch mit dem sogenannten „Twinguard“ im Programm. Dazu wurde der ohnehin gesetzlich vorgeschriebene Rauchmelder um eine Sensorik für die Luftgüte sowie ein Kommunikationsmodul erweitert.

Da das Gebäude der Zukunft nicht nur Energie verbraucht, sondern auch erzeugt, steigt die Regelungskomplexität erheblich. Bosch hat mit dem Energiemanager „EMMA“ eine Software entwickelt, die es erlaubt, die Energieflüsse von Photovoltaikanlage, Wärmepumpe, Batteriespeicher und künftig auch Elektroauto zu überwachen. Durch eine automatische Optimierung des Eigenstromverbrauches können die Stromkosten für die Wärmepumpe um bis zu zehn Prozent vermindert und eine jährliche CO₂-Einsparung von bis zu zwei Tonnen erzielt werden – pro Haushalt!

Um das volle Potenzial intelligenter Gebäude zu entfalten, hat Bosch seine Forschung und Entwicklung in diesem Bereich intensiviert. Neben Technologien steht dabei für Bosch immer auch die Frage im Raum, wie die Technik das Leben der Menschen verbessert. Für die Akzeptanz von Smart-Home-Technologien, sind für die Kunden vor allem einfache Inbetriebnahme, Bedienbarkeit, Komfortzugewinn und ansprechendes Design wichtig. Die höhere Energieeffizienz ist also für die meisten Kunden nicht primärer Anreiz, sondern die Folge einer gelungenen Produktgestaltung. Diese trägt aber dennoch zu einem effektiven Klimaschutz bei.

4. Der politische Rahmen für einen effizienten Klimaschutz

Ob und wie schnell sich klimafreundliche Produkte auf den verschiedenen Märkten durchsetzen, ist jedoch nicht nur vom Verhalten privatwirtschaftlicher Akteure abhängig, sondern auch vom ordnungspolitischen Rahmen. Nach Einschätzung von Bosch gibt es dabei keine Generallösung, deren einmalige Implementierung automatisch weltweit auf allen Märkten dafür sorgt, dass sich fortan nur die klimafreundlichsten Technologien durchsetzen. Auch der Emissionshandel ist keine solche Allzweckwaffe. Der beste Weg zu einer Gesellschaft, die weitgehend frei von fossilen Brennstoffen und Energieträgern ist, führt über einen Methodenmix. In diesem ergänzen sich klassische Energieeffizienzmaßnahmen, CO₂-Grenzwerte, Emissionshandel, Anreize – etwa zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage im Stromsektor – sowie gute Verbraucherinformationen. Bosch versteht Klimaschutzpolitik grundsätzlich als Chance für Innovationen und begleitet mit diesem Verständnis weltweite Regulierungen. Im Folgenden wird anhand der Märkte, auf denen sich die Bosch-Unternehmensbereiche bewegen, dargestellt, wie effizienter Klimaschutz im Sinne eines möglichst geringeren Preises pro eingesparter Tonne CO₂ aussehen könnte.

Im *Mobilitätssektor* haben sich für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge Flottengrenzwerte als technologieneutrale Methode zur CO₂-Reduktion grundsätzlich bewährt. In Kombination mit noch realitätsnäheren Methoden zur Bestimmung der Fahrzeugemissionen – vor allem den neuen WLTP-Tests⁹ – führen Flottengrenzwerte zu einer weiteren Verringerung der CO₂-Emissionen. Die Methodik der aktuellen Regulierung begünstigt nicht die Beimischung von E-Kraftstoffen zu Diesel- und Ottokraftstoffen, die sofort zu einer Reduktion in der gesamten Flotte führen würde. E-Kraftstoffe selbst bleiben auch perspektivisch in der Herstellung mindestens doppelt so teuer wie Kraftstoffe auf fossiler Basis¹⁰. Eine Marktakzeptanz könnte trotzdem geschaffen werden, indem jedem Automobilhersteller, der auf regenerativem Strom basierende, CO₂-neutrale Kraftstoffe in die Flotte einbringt, das CO₂-Reduktionspotenzial dieser E-Kraftstoffe auf die erlaubte Flottenemission gutgeschrieben würde. Im Rahmen der vorwettbewerblichen Forschung kann die Politik zudem die Suche nach den effizientesten Prozesstechnologien, besten E-Kraftstoffen sowie nach Akzeptanz in der Öffentlichkeit begleiten. Dies geschieht in Deutschland beispielsweise im Rahmen des großen Forschungsprogramms „Energiewende im Verkehr“.

Ehrgeizige Flottengrenzwerte führen aufgrund physikalischer Grenzen zu fortschreitender Elektrifizierung der Fahrzeuge. Nicht zu lösen ist auf diesem Weg das Problem, dass zum Markterfolg von Elektroautos auch eine flächendeckende öffentliche Ladeinfrastruktur gehört. Momentan wird diese vor allem über Einmalzuschüsse für das Errichten von Ladesäulen gefördert. Diese Zuschüsse werden durchaus genutzt, und die Zahl der Ladepunkte war bereits Mitte 2017 auf rund 11.000 gewachsen. Das darf jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass für einen erfolgreichen privatwirtschaftlichen

Betrieb von Ladesäulen eine hohe Auslastung erforderlich ist, die erst mittel- bis langfristig erreicht wird. Ohne weiteres massives Engagement der öffentlichen Hand wird es vermutlich schwierig, die geplanten Ausbautzahlen zu erreichen¹¹.

Der *Gebäudesektor* stand im Zentrum des nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans, den die deutsche Bundesregierung im Jahr 2014 verabschiedet hatte. Doch von einem guten Plan zu wirksamen Gesetzen ist es ein weiter Weg. Angesichts des hohen Mietpreisniveaus in den Ballungszentren erscheint es aus sozialer Sicht schwierig, die Standards im Neubau weiter zu verschärfen. Besondere Wirksamkeit in Niedrigzinsphasen könnte die steuerliche Förderung energetischer Sanierungen von privat genutzten Häusern und Wohnungen entfalten. Bei entsprechender Technologieneutralität kann eine solche Förderung der Vernetzung im Haushalt einen deutlichen Schub geben – und damit, wie oben gezeigt, den Energieverbrauch deutlich senken. Außerdem ist die Ausstattung des Gebäudebestands mit energieeffizienten Geräten (Brennwert, Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen, Pumpen etc.) essenziell wichtig, um einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Gebäude sind zudem ein wichtiger Bestandteil intelligenter Verteilnetze. Mit dem 2016 verabschiedeten Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wurden die Weichen für die Einführung intelligenter Stromzähler („Smart Meter“) gestellt. Die gesetzlichen Bestimmungen und die zugehörigen Verordnungen sind komplex, dass bis zu einer flächendeckenden Umsetzung im Bestand noch viele Jahre vergehen können – eine Beschleunigung wäre aus Sicht von Bosch wünschenswert. Zu einer intelligenten Energieversorgung gehört es aber auch, Strom- und Wärmeerzeugung dort zu koppeln, wo es sinnvoll ist: Etwa in Industrieanlagen, die gleichzeitig hohen Wärme- und Strombedarf aufweisen, und das rund um die Uhr. Wenngleich Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung mit fossilen Energieträgern betrieben werden, so sind sie doch aufgrund der hohen Wirkungsgrade in der Brennstoffnutzung unter realen heutigen Bedingungen oft die klimafreundlichste Alternative. Eine Erneuerung von Bestandsanlagen wird erschwert durch die Tatsache, dass derzeit auf den selbstgenutzten Strom aus einer KWK-Anlage die volle EEG-Umlage zu bezahlen ist.

Im Bereich der *Konsumgüter* sieht Bosch es als vorrangige Aufgabe der Politik, dem Verbraucher innerhalb eines vielfältigen marktwirtschaftlichen Angebots eine möglichst einfache Orientierung zu ermöglichen. Die dafür notwendige Transparenz schafft das Energieeffizienz-Label, das sich bei allen großen typischen Stromverbrauchern im Haushalt etablieren konnte. Das erstmals vor 20 Jahren eingeführte Label war so erfolgreich, dass es in einigen Produktkategorien zu einer Überbevölkerung der +-Klassen gekommen ist. In diesen Fällen ist dem Verbraucher der Unterschied zwischen A+++ und A++ schwer zu vermitteln ist. Daher begrüßt Bosch die im Juli 2017 verabschiedete EU-Verordnung, die eine Neugestaltung der Energieverbrauchskennzeichnung zum Ziel hat¹². Grundsätzlich sieht es Bosch nicht als Aufgabe der

Politik, maximale Absolutverbräuche oder –leistungen vorzugeben. Sinnvoll ist jedoch unter bestimmten Voraussetzungen, technologieneutral energetische Mindestanforderungen zu stellen. So sollten dem Verbraucher keine Nachteile entstehen und es sollte nachweislich signifikant Energie gespart werden. Eine wesentliche Voraussetzung dazu ist die Technologieoffenheit um unabhängig von einer technologischen Vorgabe optimale Lösungen erzielen zu können.

Wie zuvor geschildert, bietet Bosch eine Vielzahl an Produkten und Lösungen, die potenziell Treibhausgase aus dem industriellen Sektor mindern können. Bosch setzt sich in zahlreichen dezentralen Energieeffizienz-Netzwerken ein und teilt das eigene Wissen – etwa zu Themen wie Energiemonitoring – mit allen beteiligten Unternehmen. So erweitert sich die Wissensbasis insbesondere im Mittelstand rasch. Über die Beteiligung an den Netzwerken entscheiden die einzelnen Standorte selbst. Auch bei der politischen und finanziellen Förderung solcher Netzwerke sollte das Prinzip der Subsidiarität gelten.

5. Zusammenfassung

Um als Unternehmen zum Klimaschutz beizutragen, reicht es nicht, eine zentrale Strategie zu entwickeln. Vielmehr muss mit einer Vielzahl von Einzelmaßnahmen dazu beigetragen werden, dass erstens die eigenen Produkte immer klimafreundlicher werden und dass zweitens der eigene CO₂-Fußabdruck allmählich schrumpft – was für ein wachsendes Unternehmen wie Bosch eine erhebliche Herausforderung darstellt. Eine Herausforderung, zu der Bosch einen entscheidenden Beitrag leisten möchte und auch seine Kunden, Partner und Lieferanten dabei unterstützt, ihren Beitrag zu leisten. Denn so wie Gründer Robert Bosch den sozialen Frieden als Voraussetzung für seinen Erfolg sah, ist Klimaschutz im 21. Jahrhundert die Basis für eine Welt, in der wir dauerhaft erfolgreich wirtschaften können.

Literaturhinweise

- ¹ Mendelsohn, R.; Dinar, A.; Williams, L.: The distributional impact of climate change on rich and poor countries. 2006. In: Environment and Development Economics, 11 (2006), S. 159-178. doi:10.1017/S1355770X05002755
- ² <http://www.un.org/sustainabledevelopment/climate-change-2/>, abgerufen am 12. Februar 2018
- ³ Robert Bosch GmbH (Hrsg.): Nachhaltigkeitsbericht 2016
- ⁴ OECD (Hrsg.): Reducing Transport Greenhouse Gas Emissions: Trends and Data. 2010
- ⁵ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutz in Zahlen. Berlin, 2017
- ⁶ Schulmeister, U.; Eppler, St.: Roadmap zum defossilisierten Antrieb. Technischer Kongress des VDA, Berlin, 2017
- ⁷ Bosch Rexroth (Hrsg.): Handbuch Energieeffizienz: Methoden zur Steigerung der Energieeffizienz in Industrieunternehmen. 2017. ISBN 9783981639889
- ⁸ Becker, M.: Energieeffizienz durch Gebäudeautomation mit Bezug zur DIN V 18599 und DIN EN 15232. Biberach, 2011
- ⁹ VDA (Hrsg.): WLTP – ein neues Testverfahren weltweit am Start. Berlin, 2018
- ¹⁰ LBST (Hrsg.); dena (Hrsg.): E-Fuels – The potential of electricity based fuels for low emissions transport in the EU. Berlin, 2017
- ¹¹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.): Hochlauf der Elektromobilität in Deutschland bis 2020. Berlin, 2017
- ¹² Verordnung (EU) 2017/1369 zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung. 4. Juli 2017



Ulrike Höfken

Ministerin für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz

Geboren am 14.05.1955 in Düsseldorf, katholisch. Verheiratet, 3 Kinder. 1974 Abitur. 1974 bis 1981 Studium der Agrarwissenschaft, Volkswirtschaftslehre und Romanistik in Bonn. 1981 bis 1994 berufstätig in der Landwirtschaftskammer Rheinland, am Institut für Physik und Landtechnik der Universität Bonn, als wissenschaftliche Mitarbeiterin im Deutschen Bundestag, im Europäischen Parlament und beim Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz (BBU), sowie als Landwirtin in der Eifel. Seit 1989 Mitglied von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, 1989 bis 2001 Fraktionsvorsitzende im Kreistag Bitburg-Prüm, 1990 bis 1994 Landesvorsitzende von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Rheinland-Pfalz. 1994 bis 2011 Mitglied des Deutschen Bundestages. 2011 bis 2016 Staatsministerin, Ministerin für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten. Seit dem 18.05.2016 Staatsministerin, Ministerin für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz. Mitglied des Bundesrates seit 18.05.2011.

Der Klimaschutz als Investition in die Zukunft

Ulrike Höfken

1. Warum wir die Energiewende brauchen

Der von Menschen gemachte Klimawandel ist bereits Realität, weltweit und auch in Deutschland sind die damit verbundenen Auswirkungen schon heute zu spüren. In der südlichen Hemisphäre leiden schon heute viele Länder unter Dürren und Hungersnöten, in den Hochgebirgen schmelzen die Gletscher ab, extreme Stürme und Orkane mit großen Überschwemmungen und Verwüstungen und dem Verlust zahlreicher Menschenleben nehmen zu. Mit zunehmender globaler Erwärmung wird sich diese Situation noch weiter verschärfen. Die Jahre 2015 bis 2017 waren weltweit die heißesten Jahre seit dem Beginn der systematischen Wetteraufzeichnungen.

Aber auch Deutschland wird immer häufiger von extremen Wetterereignissen heimgesucht. In immer kürzeren Abständen auftretende Starkregenereignisse verbunden mit regionalem Hochwasser, extrem trockene und heiße Sommer sowie früher auftretende Herbststürme, wie z. B. Sebastian, Xavier oder Herwart in 2017, weisen uns auf katastrophale Folgen des Klimawandels hin und zeigen sehr deutlich, dass ein Weiterso mit fossilen Brennstoffen uns auch aus volkswirtschaftlicher Sicht teuer zu stehen kommen wird. Bereits in 2006 kam der frühere Chefökonom der Weltbank, Sir Nicholas Stern, in seinem Bericht zu den wirtschaftlichen Aspekten des Klimawandels (Stern-Report¹) zu dem Schluss, dass jährlich ein Prozent des weltweiten Bruttosozialprodukts notwendig wäre, um die katastrophalen Folgen der Erderwärmung abzuwenden. Die Kosten des Nichthandelns lägen je nach zugrunde gelegtem Entwicklungsszenario um den Faktor 5 bis 20 höher. Die rheinland-pfälzische Landesregierung hat daher stets das verbindliche Übereinkommen der internationalen Staatengemeinschaft auf der UN-Klimakonferenz im Dezember 2015 begrüßt, die vom Menschen verursachte globale Erwärmung auf weniger als 2 Grad Celsius, möglichst sogar auf 1,5 Grad Celsius, zu begrenzen.

In der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts soll dabei ein Gleichgewicht zwischen dem menschengemachten Ausstoß von Treibhausgasen und der CO₂-Bindung erreicht werden, damit die Netto-Emissionen insgesamt auf „Null“ gesenkt werden können. Um das zu erreichen brauchen wir nicht nur in Deutschland, sondern in allen industrialisierten Ländern nicht weniger als die umfassende Dekarbonisierung unseres gesamten Energieversorgungssystems.

2. Ein regeneratives Energieversorgungssystem ist kostengünstiger

Um unsere nationalen und internationalen Klimaschutzziele bzw. -verpflichtungen umzusetzen, müssen die erneuerbaren Energien bis spätestens

Mitte dieses Jahrhunderts zu 100 Prozent die gesamte Energieversorgung sicherstellen. Für uns besteht die Aufgabe, den Weg dahin möglichst effizient und unter Gewährleistung eines weiterhin hohen Niveaus der Versorgungssicherheit zu gestalten. Die für die konventionelle Stromerzeugung üblicherweise ausgewiesenen Kosten geben bei weitem nicht alle mit der Umwandlung fossiler Energieträger verbundenen Gesamtkosten an. Die an der Strombörse gehandelten Preise orientieren sich an Angebot und Nachfrage. In die Angebotspreise werden die Kosten der eingesetzten Brennstoffe, der fixen und variablen Betriebskosten des Kraftwerks sowie die Kapitalkosten und die angestrebte Kapitalverzinsung einbezogen. Nicht in die Kalkulation einbezogen werden die Kosten, die sich aus den energiebedingten Emissionen von Schadstoffen ergeben, die die Natur sowie die Gesundheit von Menschen und Tiere schädigen und zu einem weltweiten Anstieg der Treibhausgasemissionen beitragen. Diese externalisierten Kosten der Energieerzeugung werden über lange Zeiträume von der Allgemeinheit getragen. Rechnet man diese externen Kosten den internen Stromgestehungskosten der einzelnen Erzeugungstechnologien hinzu, ist Strom aus erneuerbaren Energien bereits heute wesentlich kostengünstiger als konventionell erzeugter Strom. Entsprechend der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes betragen die externen Kosten der Stromproduktion aus Braunkohle zusätzlich 10,75 Cent/kWh, aus Steinkohle zusätzlich 8,94 Cent/kWh, aus Mineralöl zusätzlich 8,06 Cent/kWh und aus Erdgas zusätzlich 4,91 Cent/kWh².

Demgegenüber haben die regenerativen Stromerzeugungstechnologien seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 eine erstaunliche Entwicklung erfahren. Erhebliche Kostensenkungen konnten insbesondere bei der Photovoltaik und bei der Windkraft erzielt werden, die heute bereits zu Preisen unter 6 Cent/kWh wirtschaftlich Strom erzeugen können. Würden unsere Strompreise alle mit der Erzeugung verbundenen internen und externen Kosten berücksichtigen, d. h. würden alle externen Stromerzeugungskosten verursachergerecht internalisiert, wären die erneuerbaren Energien der konventionellen Stromerzeugung inzwischen auch ohne eine zusätzliche Förderung im Wettbewerb auf dem liberalisierten Strommarkt überlegen.

Wie eine aktuelle Studie von Agora Energiewende und Ökoinstitut³ zeigt, wird ein Stromsystem mit 95 Prozent an erneuerbaren Energien in 2050 auch unter Zugrundelegung unterschiedlicher Preisentwicklungsszenarien für Energieträger sowie Treibhausgasemissionszertifikate etwa gleich viel oder sogar weniger als ein fossiles Alternativsystem kosten. Darüber hinaus zeigt sich ein regeneratives Stromversorgungssystem wesentlich stabiler gegenüber volatilen Weltmarktpreisen für fossile Energieträger sowie schwankenden Preisen für Treibhausgasemissionszertifikate als ein konventionelles Erzeugungssystem, da der Anteil der variablen Kosten an den Gesamtkosten bei fossilen Stromsystemen zwischen 30 Prozent und 67 Prozent liegt, während der Anteil variabler Kosten im erneuerbare-Energien-System nur 5

Prozent beträgt. Das schafft zusätzliche Versorgungssicherheit, die auf der Nutzung regional verfügbarer erneuerbarer Energien beruht. Durch den Aufbau eines Stromsystems mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 95 Prozent können die CO₂-Emissionen des Stromsektors um 96 Prozent unter das Niveau von 1990 bei CO₂-Vermeidungskosten von etwa 50 Euro/t CO₂ gesenkt werden. Es stellt somit eine kosteneffiziente Klimaschutzmaßnahme dar, da dies sehr deutlich unter den erwarteten CO₂-Schadenskosten liegt. Diese werden kurzfristig bei 80 Euro/t CO₂, mittel- bis langfristig bei 145 bzw. 260 Euro/t CO₂ angesetzt⁴. Die Energiewende als Prozess einer grundlegenden Neugestaltung des gesamten Energieversorgungssystems stellt somit eine der wichtigsten Formen der Zukunftssicherung dar. Damit verbundene Kosten sind Investitionen in die Zukunft nachfolgender Generationen.

3. Die Energiewende schafft regionale Wertschöpfung

Die Umsetzung der Energiewende erfolgt in den Regionen zu einem erheblichen Teil durch lokale Akteure, die sich für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung vor Ort engagieren. Dadurch verbleibt Kapital in der Region und weniger finanzielle Mittel fließen für Energieimporte aus Drittstaaten ab. Auf die Gesamtlaufzeit bezogen spielen neben der einmalig anfallenden Wertschöpfung durch Investitionen in erneuerbare Energien (z. B. Windenergieanlagen, Photovoltaik, Bioenergieanlagen) insbesondere jährlich wiederkehrende Wertschöpfungseffekte aus dem Anlagenbetrieb die größere Rolle. Hierzu gehören neben den Einnahmen der Betreiber u. a. auch die Einnahmen aus der Verpachtung von Grundstücken, durch Wartungsarbeiten sowie steuerliche Einnahmen der Kommunen.

Laut dem 5. Monitoringbericht „Energie der Zukunft“ des BMWi aus 2016 bot die konventionelle Stromversorgung im Jahr 2015 ca. 117.000 Personen Beschäftigung. Dieser Beschäftigungsstand bewegt sich etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Die erneuerbaren Energien boten im Jahr 2015 rund 330.000 Personen und damit fast dreimal so vielen Menschen Beschäftigung. Im Jahr 2015 fanden durch den Ausbau der Erneuerbaren in Rheinland-Pfalz knapp 10.000 Menschen Beschäftigung. Dabei arbeitet ein Großteil der Menschen (33,1 Prozent) dieses Sektors im Bereich Betrieb und Wartung (dauerhafte Arbeitsplätze)⁵.

Viele kleine und mittelständische Unternehmen produzieren durch firmeneigene PV-Anlagen auf den Produktionshallen oder durch Windräder auf dem Firmengelände eigenen Strom und können so ihre Produktionskosten senken. Studien haben für das Jahr 2012 eine direkte Wertschöpfung durch erneuerbare Energien in Deutschland von rund 18,9 Mrd. Euro errechnet. Davon kamen 66 Prozent den Kommunen zu Gute. Den Bundesländern fließen insgesamt 1,5 Mrd. Euro an Steuereinnahmen zu, was einem Anteil von rund 8 Prozent entspricht.⁶ Für das Jahr 2015 wird die verminderte Importnachfrage nach fossilen Brennstoffen durch die Nutzung erneuerba-

rer Energieträger auf 8,8 Mrd. Euro netto geschätzt.⁷ 2016 wurden rund 15,1 Mrd. Euro in die Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert. Die wirtschaftlichen Impulse aus dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien stiegen im Vergleich zum Jahr 2015 von 14,9 Mrd. Euro auf rund 15,6 Mrd. Euro. Durch die Nutzung der erneuerbaren Energien konnte in 2015 insgesamt 551,7 Mrd. kWh an fossilen Energieträgern im Strom, Wärme/Kälte sowie Verkehrssektor ersetzt werden. Die Vermeidung von Treibhausgasemissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energie belief sich in 2016 auf insgesamt 160,1 Mio. t CO₂-Äquivalente⁸.

4. Neue Modelle für eine zukünftige Finanzierung der Energiewende sind zu prüfen

In der aktuellen Diskussion zu möglichen Neuausrichtungen einer zukünftigen Finanzierung der Energiewende in Deutschland werden verschiedene Lösungsansätze diskutiert, um eine verursachergerechte Verteilung der Kosten der Energiewende zu erreichen, wirtschaftliche Anreize für die notwendige Flexibilisierung unseres Energieversorgungssystems zu setzen oder ein Zusammenwachsen der Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Verkehr (Sektorenkopplung) wirksam zu unterstützen. Diskutiert werden dabei unter anderem neue Finanzierungsinstrumente, wie beispielsweise die Unterstützung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung durch kreditfinanzierte Energiewende-Fonds oder eine Finanzierung der Energiewende aus Steuermitteln nach einer ökologischen Reform der Energie- und Stromsteuer, die spezifische Treibhausgasemissionen beim Einsatz der verschiedenen fossilen Energieträger stärker berücksichtigt.

Eine der drängendsten, aber auch schwierigsten energiepolitischen Aufgaben der neuen Bundesregierung wird es sein, durch die dringend notwendige Reform der staatlich induzierten Preisbestandteile (Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelte im Energiebereich), alle Letztverbraucher verursachergerecht an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Energieinfrastruktur verursachergerecht zu beteiligen sowie Hemmnisse und Hürden für die Erschließung und Nutzung von Lastmanagementpotenzialen, Energiespeicherung sowie die Sektorenkopplung zu beseitigen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung konnte in den zurückliegenden Jahren auch in Zeiten der Finanz- und Wirtschaftskrise und damit verbundenen sinkenden Steuereinnahmen kontinuierlich finanziell abgesichert erfolgen. Grundlage dafür war die Entscheidung des Bundesgesetzgebers für eine Umlagefinanzierung des EE-Ausbaus bei der Ausgestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000. Dadurch konnten konjunkturelle und fiskalische Einflüsse auf den notwendigen dynamischen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in der Vergangenheit weitgehend verhindert werden. Diese Form der Finanzierung der Energiewende im Stromsektor sollte daher auch trotz aktuell sprudelnder Steuereinnahmen und

damit verbundener Überschüsse im Bundeshaushalt im Grundsatz beibehalten werden.

Zur Deckelung des Anstiegs der EEG-Umlage auf einen politisch noch festzulegenden Höchstwert werden unter anderem kreditfinanzierte Energiewendefonds in unterschiedlicher Ausgestaltung vorgeschlagen. Alle diese Fondsmodelle führen im Ergebnis dazu, dass die Kosten der Energiewende auf zukünftige Generationen übertragen werden. Hinzu kommt ein zusätzliches Risiko durch zukünftige Zinsentwicklungen für die durch den Fonds abgedeckten Kosten, wodurch sich die Energiewende zusätzlich verteuern kann. Die vorgeschlagenen Fondslösungen zur weiteren Finanzierung der Energiewende sind daher kritisch zu hinterfragen.

Wesentliches Hemmnis für eine breite Anwendung der Sektorenkopplung besteht derzeit insbesondere in der geringen Wettbewerbsfähigkeit von Strom gegenüber fossilen Brennstoffen, wie z. B. Erdgas oder Heizöl. Als Folge staatlich induzierter Preisbestandteile (Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen) ist die Verwendung von Strom auch trotz tendenziell sinkender Börsenstrompreise insbesondere im Wärmesektor mit Ausnahme von industriellen Sonderanwendungen in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar. Eine generelle Befreiung von Strom, der in Sektorenkopplung eingesetzt wird, von allen staatlich induzierten Preisbestandteilen würde die Kostenbelastung auf den Stromsektor konzentrieren und dort erheblich erhöhen.

Um gleiche Wettbewerbsbedingungen für regenerativ erzeugten Strom und fossile Brennstoffe bzw. Kraftstoffe im Wärme- oder Verkehrssektor, ggf. auch in industriellen Prozessen zu schaffen, sollte darüber nachgedacht werden, die Belastungen, die sich aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben, angemessen auf alle Verbrauchssektoren zu verteilen. Denkbar wäre hier u. a. die Einführung einer EE-Umlage für die anderen Energieverbrauchssektoren entsprechend der in Sektorenkopplung eingesetzten Strommenge. Dabei sind Fehlanreize, die auf Grund eines höheren Verbrauchs an preiswerterem Strom zu einer höheren Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken führen könnten, zu vermeiden. Alternativ dazu könnte eine neu ausgerichtete Energiesteuer auf fossile Brennstoffe und Kraftstoffe, die brennstoffspezifisch und abhängig vom Umfang der sich aus der Verwendung des fossilen Brennstoffs ergebenden CO₂-Emission gestaltet werden sollte, für gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen regenerativ erzeugtem Strom und fossilen Energieträgern beitragen. Eine Entlastung energiekostenintensiver Unternehmen analog den Bestimmungen der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG wäre hierbei sicherlich notwendig.

Um ein systemdienliches Verhalten größerer Energieletztverbraucher - insbesondere, aber nicht ausschließlich in Industrie und Gewerbe - stärker anzureizen, wird in der aktuellen Fachdiskussion eine Dynamisierung staatlich induzierter Preisbestandteile vorgeschlagen. Danach sollen beispielsweise Netzentgelte und/oder die EEG-Umlage bei niedriger Netzbelastung abge-

senkt und bei hoher Netzbelastung zusätzlich angehoben werden. Dadurch soll eine Verschiebung des Strombezugs in lastschwache Zeiten und insgesamt eine Verstetigung der Stromnetzbelastung durch Lastmanagementmaßnahmen erreicht werden. Dieser Ansatz ist prinzipiell sinnvoll, da in Industrie und Gewerbe noch riesige, bislang unerschlossene Lastmanagementpotenziale vorhanden sind, die es durch geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen für die notwendige Flexibilisierung unseres Energieversorgungssystems zu aktivieren gilt.

Eine Beteiligung von Betreibern regenerativer Stromerzeugungsanlagen an den Netzausbaukosten, entweder in Form einer einmaligen Gebühr oder von kontinuierlich zu zahlenden Einspeisenetzentgelten, die bereits seit Jahren diskutiert wird, könnte beispielsweise vor dem Hintergrund der aktuellen Konzentration des Windkraftausbaus auf Norddeutschland einen Beitrag zu einer stärkeren regionalen Verteilung des Ausbaus der erneuerbaren Energien leisten. Ob dieser Beitrag kosteneffizienter als beispielsweise durch das derzeitige Referenzertragsmodell bei der Windenergie ausgestaltet werden kann, wäre noch zu prüfen. Darüber hinaus dürfte die Einführung von Einspeisenetzentgelten nicht auf regenerative Stromerzeugungsanlagen beschränkt bleiben, sondern müsste aus Klimaschutzpolitischen Erwägungen insbesondere auch auf konventionelle Kraftwerke, vorzugsweise ausgerichtet an die jeweiligen CO₂-Emissionen der Erzeugung, ausgeweitet werden.

Bei der aktuellen Neuausrichtung der Energieversorgung setzt Rheinland-Pfalz insbesondere auf die dezentrale Eigenstromversorgung durch PV-Anlagen, die kommunale Klärgaserzeugung und -verstromung, aber auch die Kraft-Wärme-Kopplung in Blockheizkraftwerken bis hin zu eigenen industriellen Gas- und Dampfkraftwerken. Der Mieterstrom stellt für uns eine besondere Form der Eigenstromversorgung dar, damit auch Mieter vom Ausbau der regenerativen Stromerzeugung profitieren können. Mit einem Anteil an der Stromerzeugung von über 40 Prozent ist die Eigenstromerzeugung für unser Bundesland von herausragender Bedeutung.

Die Eigenstromerzeugung senkt nicht nur den externen Strombezug und die damit verbundenen Kosten, sondern entlastet das EEG-Konto durch den Verzicht auf EEG-Vergütung und verringert die Notwendigkeit des Netzausbaus, insbesondere beim Übertragungsnetz. Leider werden diese systemdienlichen Effekte bei neuen Anlagen derzeit durch die anteilige Belegung von Eigenstrom mit der EEG-Umlage bestraft. Diese Benachteiligung der Eigenstromerzeugung gilt es bei der kommenden Novellierung des EEG aufzuheben.

In diesem Zusammenhang werden neue Netzentgeltmodelle, die eine stärkere Finanzierung der Netzkosten über Leistungspreise beziehungsweise Grundpreise bei kleineren Endkunden vorsehen abgelehnt, da Netzentgelte dann im Wesentlichen als Leistungsbereitstellungspauschale (Flatrate) und nicht wie bisher über den Arbeitspreis bei Strombezug gezahlt und somit die Wirtschaftlichkeit der Eigenstromversorgung sowohl in Industrie und Gewerbe, in

privaten Haushalten sowie beim Mieterstrom verringert werden würde.

Zusammenfassend lässt sich festhalten:

Die aktuelle öffentliche Diskussion zu den Kosten der Energiewende lässt viele grundlegende Aspekte unberücksichtigt. Effiziente Maßnahmen zum Klimaschutz sind mittel- und langfristig wesentlich kostengünstiger als die zu erwartenden volkswirtschaftlichen Schäden eines ungebremsten Klimawandels. Die Energiewende ist ein starkes Konjunkturprogramm für unsere Wirtschaft. Sie schafft regionale Wertschöpfung und verringert unsere Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger aus Drittstaaten sowie den damit verbundenen Abfluss finanzieller Mittel. Die Energiewende erhöht dadurch die Versorgungssicherheit mit nachhaltig und klimaschonend erzeugter Nutzenergie. Die Modelle für eine zukünftige Finanzierung der Energiewende müssen nicht nur die Kosten verursachergerecht entsprechend den Treibhausgasemissionen von Energieerzeugung und –verbrauch verteilen, sondern auch wirksame Anreize setzen für mehr Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie den effizienten und sparsamen Energieeinsatz. Dabei ist das Energiesystem als Ganzes und nicht wie bisher nur die einzelnen Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Verkehr zu betrachten.

Fußnoten:

¹ http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.hm-treasury.gov.uk/media/A/9/stern_shortsummary_german.pdf

² <http://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#textpart-7>

³ „Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich“, Agora Energiewende / Ökoinstitut, 2017

⁴ „Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr - Empfehlungen des Umweltbundesamtes“, Umweltbundesamt 2014

⁵ „Erneuerbar beschäftigt – Umsätze und Beschäftigung durch Erneuerbare Energien“ GWS, AEE, April 2017

⁶ „Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“, IÖW 2012

⁷ 5. Fortschrittsbericht zur Energiewende der Bundesregierung

⁸ „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016“, BMWi, 2017



Jochen Homann
**Präsident, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen**

Jochen Homann ist seit 1. März 2012 Präsident der Bundesnetzagentur in Bonn. Davor war er als beamteter Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie für die Energie,- Außenwirtschafts- und Technologiepolitik zuständig. 2006 bis 2008 war er Leiter der Abteilung Wirtschaftspolitik. Zuvor hat er das außenwirtschaftspolitische Grundsatzreferat sowie das Referat „Wirtschafts- und strukturpolitische Forschung“ geleitet. Von 1991 bis 2001 leitete er im Bundeskanzleramt das Grundsatzreferat in der Abteilung Wirtschafts- und Finanzpolitik und war zuvor „Redenschreiber“ von Bundesminister Dr. Haussmann und Bundesminister Dr. Bangemann im Bundesministerium für Wirtschaft.

Kosten und Finanzierung der Energiewende

Jochen Homann

1. Was kostet die Energiewende?

Eine von vielen oft gestellte Frage ist diejenige nach den exakten Kosten für die Energiewende. Ohne im Detail auf die Komplexität dieser einfach klingenden Fragestellung einzugehen, lässt sich aber im Ergebnis eines feststellen: Sie werden niemanden finden, der Ihnen diese Frage seriös, geschweige denn zutreffend beantworten kann- auch die Bundesnetzagentur nicht. Umgekehrt kann Ihnen ebenso niemand zielsicher beantworten, was es kosten würde, dieses gewaltige Vorhaben abzusagen. Die Energiewende ist ein Generationenprojekt. Sie ist auf Jahrzehnte angelegt. Wir wissen heute noch nicht, welche Technologien uns, sagen wir im Jahr 2050, zu welchen Kosten zur Verfügung stehen werden. Aber klar ist in jedem Fall: Es muss viel Geld in die Hand genommen werden, um den Strukturwandel in der Energiewirtschaft voranzutreiben. Im öffentlichen Blickfeld stehen hierbei die Fördersummen für Erneuerbare Energien und die Kosten für den Netzausbau.

Die Fördersummen, um die es hier geht, kennt man ansonsten fast nur noch aus der Finanzkrise oder aus der Rentenkasse. Damit kein Missverständnis entsteht: Fördersummen sind nicht eins zu eins mit volkswirtschaftlichen Kosten gleichzusetzen. Vielfach handelt es sich hierbei um Investitionen, die sich zukünftig auszahlen. Nicht zuletzt ist es erklärtes Ziel, weniger Kohle und Gas zu verbrennen und CO₂ einzusparen. Aber so sehr wir uns – wenn wir es richtig machen – auch über neue Wertschöpfung und Arbeitsplätze in der EE-Industrie freuen können, lässt es sich eben nicht vermeiden, dass irgendjemand die Rechnung übernehmen muss. Präsentiert wird sie uns gegenwärtig insbesondere in Form der EEG-Umlage. Hinzu kommt, dass wir langfristig auch Flexibilitäten, sei es in der Erzeugung oder im Verbrauch, für den Fall vorhalten müssen, dass die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Dabei darf man aber natürlich nicht vergessen, dass wir als Verbraucher im Gegenzug auch unsere Kosten reduzieren. Wenn nämlich Wind und PV den Einsatz von Kohle und Gas in vielen Stunden des Jahres einspart und sich dies auch in den Börsenpreisen für Strom niederschlägt.

Damit der Strom von den Erzeugern zu den Verbrauchern gelangt, benötigen wir das Netz und damit bin ich bei dem Thema, das mir als Präsident der Bundesnetzagentur besonders am Herzen liegt. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen in ihrem Entwurf bis 2030 rund 31 bis 34 Mrd. € Euro für den Ausbau des Netzes an Land vor. Etwa 17 Mrd. € werden die Investitionen für die Offshore-Anbindungen in Anspruch nehmen, die man künftig über die Offshore-Umlage finanzieren wird. Nicht alle von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen werden von der Bundesnetz-

agentur bestätigt werden. Wesentlich ermäßigen wird sich die Rechnung hierdurch aber nicht. Schließlich ist im Jahr 2030 die Energiewende nicht abgeschlossen.

Auch in den Verteilernetzen stehen wir vor einem erheblichen Ausbaubedarf. Die BMWi-Verteilernetzstudie (2014) beziffert dabei die notwendigen Investitionen aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auf rund 23 Mrd. € von 2012 bis 2032. Die Kosten hierfür werden sich für viele Verbraucher in den Netzentgelten widerspiegeln.

Mit den obigen Zahlen ist die Energiewende nur im Stromsektor angesprochen, wie wir ihn heute kennen. Aber auch in den anderen Sektoren sind erhebliche Anstrengungen erforderlich. Eine Vollelektrifizierung aller Sektoren wäre nämlich mitnichten nebenbei zu machen. Ein Beispiel: Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2030 haben wir angenommen, dass 1 Million Elektromobile zu einem zusätzlichen Stromverbrauch in Höhe von 2,5 TWh führen. Würde man die Hälfte alle 45 Millionen PKW in Deutschland mit Strom betanken, würde dies einem zusätzlichen Stromverbrauch von etwa 56 TWh entsprechen. Das sind weniger als 10 Prozent des gegenwärtigen Stromverbrauchs, was auf den ersten Blick vielleicht nicht viel erscheint. Man muss allerdings bedenken, dass die Stromerzeugung aus PV für 2016 auch „nur“ auf rund 40 TWh geschätzt wird. Das heißt, selbst eine Verdoppelung der Erzeugung aus PV würde nicht ausreichen, um mit diesem Zuwachs auch nur die Hälfte der deutschen PKW mit Strom zu betanken. Das ist kein Argument gegen Sektorkopplung, im Gegenteil: Sie ermöglicht die Chance auf Effizienzpotenziale über alle Sektoren hinweg. Es zeigt sich aber die Notwendigkeit, die richtigen Maßnahmen zu ergreifen, damit diese Effizienzen auch tatsächlich gehoben werden können.

In der Niederspannungsebene zeichnen sich durch die zunehmende Durchdringung von Elektromobilen und Wärmepumpen zusätzliche Herausforderungen bzw. ein großer Ausbaubedarf ab. Die neuen Verbraucher werden mit einer vergleichsweise bedeutenden Leistung (Wallbox bis zu 22 kW) angeschlossen und agieren möglicherweise mit einer hohen Gleichzeitigkeit, die die Netze belastet. Insbesondere, wenn die Verbraucher tatsächlich irgendwann einmal auf den Strompreis reagieren, können die Netze schnell an ihre Grenzen stoßen.

2. Kostenanstieg, Verteilungsgerechtigkeit und Effizienz

Nicht nur der reine Kostenanstieg wird uns aber beschäftigen. Schließlich ist Nichtstun keine Alternative. Und es wird Verlierer und Gewinner geben. So überrascht es nicht, dass in der öffentlichen Diskussion Verteilungsfragen dominieren. Die einen sehen die Lösung darin, die Kosten der Energiewende gerechter zu verteilen. Das ist verständlich. Deshalb war es auch richtig, mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz die Vereinheitlichung der Netzentgelte für das Übertragungsnetz auf den Weg zu bringen, um

regionale Unwuchten zu beseitigen. Auch wird man die sich im internationalen Wettbewerb befindende Industrie nicht unbeschränkt belasten können. Es wäre für das Klima nichts gewonnen, wenn Produktion und Emissionen ins Ausland verlagert würden. Wichtig wäre es auch, für eine gerechtere Refinanzierung durch Einschränkungen der Privilegien von Eigenversorgern, Mieterstromgeschäften und dem Etikettenschwindel bei Bürgerenergiegesellschaften Sorge zu tragen.

Letztlich ist es mit Verteilungsdebatten aber wie mit einem System kommunizierender Röhren. Entlastungen an der einen Stelle sind unweigerlich mit Belastungen an anderer Stelle verbunden. Was die einen gewinnen, müssen die anderen verlieren. Schlimmer noch: Bei allem verständlichen Bemühen, jedem und allem gerecht zu werden, droht die Effizienz aus den Augen zu geraten. Die Verlierer verlieren mehr als die Gewinner gewinnen. Und wenn jeder seine Hand in der Tasche des jeweils anderen hat, gewinnen am Ende die wenigsten. Angesichts der Herausforderungen der Energiewende können wir uns dies nicht leisten. Wir müssen nach Wegen suchen, wie wir die Kosten sowohl im Markt als auch im Netz möglichst gering halten können.

Im Folgenden möchte ich zunächst mögliche Effizienzgewinne im Netz diskutieren, anschließend zu hebende Effizienzpotenziale im Markt. Darüber hinaus ist mitunter in der Debatte, dass man auch die Summe aus Netzausbaukosten und Marktkosten minimieren könnte, indem man systematisch Erzeugung oder Verbrauch auf die ein oder andere Weise netzdienlich beeinflusst. Hierauf möchte ich abschließend eingehen.

3. Effizienzanreize für das Netz

Der größte Hebel, um im Netz Kosten einzusparen, ist gegenwärtig der Netzausbau. Was möglicherweise auf den ersten Blick widersinnig erscheint, erschließt sich bei einem Blick auf die Kosten des unterlassenen Netzausbaus. So lagen die Kosten für den in Folge von Netzengpässen notwendigen Redispatch und Maßnahmen des Einspeisemanagements in 2016 trotz eines relativ schwachen Windjahres bei rund 590 Millionen Euro. Redispatch bedeutet, dass Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerkseinsatzes aufgrund von Netzengpässen eingreifen. Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas – und KWK-Anlagen. Der klimafreundlich erzeugte Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren. Die verantwortlichen Netzbetreiber dürfen unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren. Hinzu kommen die Kosten für die Netzreserve. Allein in den ersten drei Monaten für 2017 lagen die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement bereits bei rund 330 Millionen Euro. Diese Jahr für Jahr anfallenden Kosten würden sich ohne Netzausbau sogar noch erhöhen. Am Netzausbau geht also allein schon aus Kostengründen kein Weg vorbei. Zur

Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist er aber in jedem Fall dringlich und notwendig.

Auch im Verteilernetz bleibt der Netzausbau die erste und vielfach effizienteste Option zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende.

Allerdings hat bereits die BMWi-Verteilernetzstudie 2014 gezeigt: Durch innovative Technologien und Maßnahmen sind beträchtliche Kosteneinsparungen möglich. Die BMWi-Verteilernetzstudie hat im Wesentlichen durch eine Kombination von regelbaren Ortsnetzstationen und durch Spitzenkapung von Erneuerbaren Energien im Vergleich zu einem konventionellen Netzausbau bundesweit Einsparpotenziale bis zu 20 Prozent der energiebedingten Netzausbaukosten identifiziert. Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen, dass in Einzelfällen sogar höhere Einsparpotenziale möglich sind.

Auch eine netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten in der Erzeugung oder im Verbrauch durch Verteilernetzbetreiber ist in Einzelfällen denkbar, wenn hierdurch teures Einspeisemanagement vermieden werden kann. Wohlgemerkt: Hierbei geht es nicht um einen Ersatz für Netzausbau, sondern darum, vorübergehend bestehende Engpässe möglichst effizient zu bewirtschaften. Es ist jedoch größte Sorgfalt bei den regulatorischen Rahmenbedingungen angebracht. So darf es beispielsweise durch das Setzen falscher Anreize nicht attraktiv sein, dass Erzeuger oder Verbraucher Netzengpässe zunächst künstlich herbeiführen, um sich dann für das Beseitigen der Engpässe entlohnen zu lassen.

Für die Fälle, in denen Speicher als Netzbetriebsmittel effizient sind, darf der Netzbetreiber sie zwar nicht besitzen und betreiben, aber er sollte von Speichern diejenige Dienstleistung einkaufen, die er benötigt. Dies ist heute bereits zulässig. Der Bedarf nach der Stärkung der neutralen Rolle der Netzbetreiber in der Energiewende und damit deren Entflechtung steigt mit dem Einsatz von Flexibilitäten deutlich. Der Verteilernetzbetreiber muss sicherstellen können, dass alle Optionen der Speicherung, Lastverschiebung und im Bereich neuer digitaler Geschäftsmodelle diskriminierungsfrei behandelt werden.

Innovative Technologien und Maßnahmen lassen sich aber nicht per Dekret durchsetzen. Zu unterschiedlich stellt sich die Situation bei den über 800 Verteilernetzbetreibern in Deutschland dar. Ob der Einsatz von Intelligenz oder der Einsatz von Kupfer unter Abwägung von Kosten und Risiken im Einzelfall besser ist, weiß niemand besser als der Verteilernetzbetreiber selbst. Ob Netzausbaukosten in einem der Ortsnetze in der Niederspannung durch innovative Lösungen vermieden werden könnten, kann jedenfalls die Bundesnetzagentur nicht besser beurteilen als der Verteilernetzbetreiber vor Ort. In diesem Sinne fordern Verteilernetzbetreiber auch unternehmerische Selbstständigkeit bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben ein. Diese

unternehmerische Freiheit wie eben auch die unternehmerische Verantwortung sind in einer funktionierenden Marktwirtschaft aber zwei Seiten einer Medaille. Netzbetreiber sollten dann auch zumindest teilweise für die Kosten ihres Handelns gerade stehen. Im Gegenzug sollte ein Netzbetreiber auch überdurchschnittliche Gewinne machen dürfen, wenn er überdurchschnittlich effizient handelt.

Intelligent wäre also eine Regulierung, die sicherstellt, dass effizienter Netzausbau im wirtschaftlichen Interesse der Netzbetreiber ist. Das muss leider im Konjunktiv gesagt werden. In der jüngsten Reform der Anreizregulierung wurden die Effizianzanreize bei Investitionen nicht zuletzt auf Wunsch der Branche gesenkt- zu Gunsten einer genauen Abbildung der individuellen Kapitalkosten jedes einzelnen Verteilernetzbetreibers. Während den Netzbetreibern zuvor ein Budget zur Verfügung gestellt wurde, mit dem sie in unternehmerischer Freiheit und Verantwortung ihre Versorgungsaufgabe erfüllen konnten, werden nun schlicht die Kapitalkosten in der jeweilig entstehenden Höhe auf die Verbraucher gewälzt. Hinzu kommt, dass es hierdurch einen starken Anreiz für kapitalintensive Maßnahmen gibt.

Keine Lösung ist es allerdings, nun auch eine Rendite auf operative Kosten einzuführen, um eine Ungleichbehandlung mit Kapitalkosten auszugleichen. Es liegt auf der Hand, dass eine Prämie auf höhere operative Kosten hauptsächlich einen Anreiz zu höheren Kosten setzen würde. Was also gegenwärtig als Instrument der Kostendisziplinierung bleibt, ist der alle fünf Jahre stattfindende Effizienzvergleich zwischen den Verteilernetzbetreibern, auf dem nun die alleinige Last der Effizianzanreize liegt. Diesen gilt es zu stärken.

4. Effizianzanreize für den Markt

Der Strompreis bildet ein zentrales Steuerungssignal. Die in den Handelskontrakten der Marktakteure erzielbaren Preise entscheiden darüber, welche Erzeuger den Strom bereitstellen und welche Konsumenten den Strom verbrauchen. Der Strommarkt sorgt somit für eine effiziente Zuordnung von Angebot und Nachfrage. Politik und Verwaltung sollten sich nicht anmaßen zu wissen, welche Technologien jetzt oder in Zukunft gebraucht werden. Gegenwärtiges Wissen ist nicht zentralisierbar, zukünftiges Wissen ist nicht vorhersehbar. Es sind Preise, die das dezentral vorhandene Wissen über die tatsächlichen Kostenstrukturen offenlegen. Unternehmen, die zukünftig erwartete Knappheiten und Bedürfnisse am besten antizipieren, werden durch hohe Renditen für gute Investitionsentscheidungen belohnt. Die Kreativität der Unternehmen sollte auf die besten und kostengünstigsten Problemlösungen gerichtet sein und nicht auf die effektivste Lobbyarbeit zum Abgreifen von Privilegien. Es ist die Aufgabe der Politik und Verwaltung, die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen, damit dies funktionieren kann, nicht das Fördern bestimmter Technologien.

Selbstverständlich: Marktergebnisse sollten korrigiert werden, wenn sich zeigt, dass sie nicht in der Lage sind, bestimmte politische Ziele zu erreichen. Beispielsweise würden die volkswirtschaftlichen Kosten von CO₂-Emissionen durch die Marktteilnehmer ohne Korrektur durch die Politik nicht eingepreist. Auch der Zubau von Erneuerbaren-Energien stellt ein politisches Ziel dar, das ohne finanzielle Förderung nicht so schnell zu erreichen wäre. Hierbei sollte marktwirtschaftlichen Instrumenten - wo möglich – der klare Vorzug gegeben werden vor einer Regulierung durch „command and control“.

So haben wir beispielsweise gute Erfahrungen mit der Ausschreibung der Förderung von Erneuerbaren Energien gemacht. Solange es einen hinreichenden Wettbewerb gibt, wirken Ausschreibungen kostensenkend. Ist kein Wettbewerb gegeben, können Ausschreibungen Preise auch nach oben treiben. Es gilt allerdings noch abzuwarten, wie viele der Zuschläge tatsächlich realisiert werden.

Eine Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch ist mittel- und langfristig nötig, um den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien effizient in die Strommärkte und in das Stromversorgungssystem zu integrieren und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Alle Flexibilitätsoptionen brauchen ein Level-Playing-Field, damit die effizienteste Technologie sich durchsetzt und das bedeutet: Keine einseitigen Privilegierungen bei Umlagen und Netzentgelten.

Ein Beispiel, damit dies nicht zu wolkig erscheint: Stromspeicher sind perspektivisch eine von mehreren Flexibilitätsoptionen für ein durch Erneuerbare Erzeugung dominiertes Energiesystem. Sie müssen weiterhin sorgfältig erforscht und integriert werden. Ein marktdienlicher Einsatz von Speichern bedeutet, dass der Speicherbetreiber die Preisunterschiede am Strommarkt für zeitliche Arbitragegeschäfte ausnutzt und dadurch zu einer Minderung der Strompreisschwankungen beiträgt. Es gibt eine Fülle anderer Flexibilitäten, die gegenwärtig zu deutlich niedrigeren Kosten als Speicher die erforderliche Flexibilität im Markt sicherstellen. Dies kann sich in einer oder zwei Dekaden mit Fortschreiten der Energiewende ändern. Eine finanzielle Privilegierung von Speichern würde allerdings die Kosten der Energieversorgung erhöhen, ohne dass sich hieraus ein Vorteil ergeben würde – weder heute noch in Zukunft. Sollten sich nämlich zukünftig die Strompreisvolatilitäten beispielsweise aufgrund einer zunehmenden, dargebotsabhängigen Einspeisung von Erneuerbaren Energien erhöhen, werden auch Speicher zu einem rentablen Geschäftsmodell für Investoren. Und wer sollte dies besser entscheiden als im Wettbewerb stehende Investoren. Denn sie gehen in der Erwartung einer entsprechenden Rendite mit ihrem eigenen Geld ins Risiko.

Gleichwohl gilt: Märkte brauchen Regeln. In der Vergangenheit wurde bereits einiges erreicht und auch in Zukunft sollte sich das Engagement von Politik und Verwaltung hierauf richten.

Damit Ein- und Ausspeisungen der Erzeuger und Verbraucher in einem Stromversorgungssystem stets ausgeglichen sind, wurden für den Strommarkt klare Regeln zur Verpflichtung der Bilanzkreisverantwortlichen zur Bewirtschaftung des Bilanzkreissystems gesetzt. Alle Bilanzkreisverantwortlichen sind zur Bilanzkreistreue, d.h. zum Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen in ihrem Bilanzkreis im Viertelstundenraster, verpflichtet. Die vertragliche Verpflichtung zur Bilanzkreistreue wird flankiert durch wirtschaftliche Anreize, diesen Ausgleich herbeizuführen und sich zumindest nicht systemschädlich zu verhalten. Aufgrund der hohen Liquidität im Strommarkt ist das Bilanzierungssystem mit „symmetrischen“ Ausgleichsenergetarifen ausgestaltet. Es war richtig, diese Mechanismen in der Vergangenheit zu stärken und es wird richtig sein, auch in Zukunft darauf zu achten, dass die richtigen Anreize über das Bilanzkreissystem gesetzt werden, einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage herbeizuführen.

Mit fortschreitender Energiewende ist es selbstredend, dass auch die Erneuerbaren Energien in den Markt integriert werden müssen. Ein „produce and forget“ darf es auch für Erneuerbare Energien zukünftig nicht mehr geben und in der Vergangenheit wurde diesbezüglich bereits viel erreicht. Seit 2016 gibt es eine feste vom Marktpreis entkoppelte Festvergütung nur noch für Bestandsanlagen und Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW. Alle Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW befinden sich in der Direktvermarktung mit der so genannten Marktprämie. Nahezu Dreiviertel der eingespeisten Jahresarbeit erhalten nunmehr bereits die Zahlungen nach dem EEG in Form der Marktprämie. Bei Windenergieanlagen auf See sind es bereits 100 Prozent, bei Windenergie an Land 94 Prozent und bei Solaranlagen 23 Prozent (Tendenz: steigend). Sie haben somit einen Anreiz, auf schwankende Marktpreise zu reagieren und bei stark negativen Preisen die Erzeugung einzustellen. Mindestens genauso wichtig: Als Direktvermarkter tragen sie das Ausgleichsenergiepreisrisiko. Dadurch gibt es einen Anreiz, gute Prognosen zu stellen und Bilanzkreise auszugleichen.

Wenn zukünftig auch Prosumer, also Marktteilnehmer, die zugleich Erzeuger und Verbraucher von Strom sind, eine tragende Rolle in der Energiewende einnehmen sollten, müssen diese ebenfalls in den Markt integriert werden. Gegenwärtig werden sie nämlich noch von Lieferanten auf Basis von Standardlastprofilen beliefert, die vom Netzbetreiber vorgegeben sind. Die individuelle Verbrauchs- und Erzeugungssituation kann so nicht hinreichend erfasst werden. Eine elementare Voraussetzung, damit Preissignale überhaupt bei Haushaltskunden ankommen können, ist aber die Möglichkeit der Lieferanten, Marktpreisschwankungen unter Berücksichtigung des tatsächlichen Verbrauchsverhaltens an die Kunden weiterzugeben. Um ihnen eine aktive Rolle zu ermöglichen, müssen Prosumer zukünftig mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein und viertelstündlich bilanziert werden. Erst dann können sie als vollwertige Marktteilnehmer agieren und ihre Flexibilität einbringen. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende hat der zunehmenden Bedeutung der Prosumer entsprechend die Grund-

lage für eine Zählerstandgangmessung (= die Messung einer Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit) bei Erzeugungsanlagen geschaffen, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind.

Flexible Erzeuger und Verbraucher können ihre Leistung nicht nur auf dem Stromgroßhandelsmarkt anbieten, sondern auch auf den Regelleistungsmärkten vermarkten. Regelleistung dient dem kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bspw. aufgrund von unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen oder Prognoseabweichungen bei der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung sind in den letzten Jahren erfreulicherweise erheblich gesunken. Allein in den 5 Jahren zwischen 2011 und 2016 haben sich die jährlichen Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung von 588 Millionen auf 198 Millionen Euro reduziert. Dies scheint etwas verwunderlich, könnte man doch darauf kommen, dass aufgrund der volatilen, schwierig zu prognostizierenden Einspeisung von Erneuerbaren Energien die vorzuhaltende Regelleistung und damit auch die Kosten eher steigen sollten. Kandidaten für eine Erklärung des Rückgangs der Regelleistungskosten gibt es viele. Um nur einige aufzuführen: Beispielsweise mag es sein, dass mit dem Preisverfall auf dem Großhandelsmarkt für Strom auch die Opportunitätskosten für potenzielle Regelleistungsanbieter gesunken sind und dies zu einem verschärften Preiswettbewerb auf dem Regelleistungsmarkt geführt hat. Darüber hinaus besteht seit dem Jahr 2010 der Netzregelverbund aus den Regelzonen der vier regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Ampion, TenneT, TransnetBW). Er macht es möglich, dass Regelleistung über die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam dimensioniert wird. Dadurch können die gemeinschaftlich vorzuhaltenden Reserven verringert werden. Hinzu kommt die gemeinsame Beschaffung von Regelleistung durch die ÜNB und die Reduzierung eines ineffizienten Gegeneinanderregelns. Die Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für Sekundärregelung und Minutenreserveleistung dürften hierbei ebenfalls zu einer Belebung des Wettbewerbes beigetragen haben. Nicht zuletzt haben auch die Festlegungen der Bundesnetzagentur zum Ziel, durch die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen den Wettbewerb auf dem Regelleistungsmarkt zu fördern. Zuletzt hat die Bundesnetzagentur deswegen 2017 in einem Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und der Minutenreserve die Ausschreibungszeiträume verkürzt bzw. die Häufigkeit der Ausschreibung erhöht. Zudem wurde die Dauer der Zeitscheiben der einzelnen Produkte reduziert. Hierdurch soll die Marktteilnahme bspw. von EE-Anlagen und flexiblen Verbrauchern erleichtert werden, da sie ihre Einspeisung aufgrund zusätzlicher bzw. aktueller Informationen nahe zum Erbringungszeitraum besser abschätzen können und zudem nicht über eine zu lange Zeitspanne zur Verfügung stehen müssten. Geringe Regelleistungskosten sind also kein Selbstläufer.

Was kann man aus alldem schlussfolgern? Zunächst einmal ist festzuhal-

ten, dass das Marktdesign von erheblicher Relevanz ist. Es ist methodisch schwierig zu isolieren, worauf Änderungen an den Marktergebnissen im Detail zurückzuführen sind. Aber es ist naheliegend, dass großräumige und standardisierte Ausschreibungen für einen funktionierenden Wettbewerb und für die Marktergebnisse von erheblicher Relevanz sind. Im Umkehrschluss gilt natürlich auch, dass jede Fragmentierung von Märkten zu hohen Kosten führen kann.

5. Zum Verhältnis von Markt und Netz

Zunehmend diskutiert wird die Frage, durch welche (ökonomischen) Maßnahmen der zusätzliche Netzausbaubedarf perspektivisch begrenzt werden kann. Wenn auf Netzausbau verzichtet werden soll und alle netztechnischen Mittel ausgeschöpft sind, muss eine (auch regionale) Steuerung der Erzeugung oder des Verbrauchs unter Berücksichtigung der Netzengpässe in Erwägung gezogen werden. Im Rahmen der Diskussion um die regionale Steuerung geht es letztlich um die Frage, ob und in welchem Ausmaß es sinnvoll ist (und wenn ja: wie), Einspeisung und Entnahmen unter Berücksichtigung der Netzengpässe zu verlagern. Diese Diskussion ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt in weiten Teilen bestenfalls akademisch, zumal in der Regel unklar bleibt, wie dies konkret umgesetzt werden könnte.

Es spricht nämlich sehr viel dafür, dass der gegenwärtig geplante Netzausbau im Übertragungsnetz „no regret“ ist. Wenn beispielsweise EE-Anlagen an weniger ertragreichen, aber für das Netz verträglichen Standorten errichtet werden, müssen mehr Anlagen gebaut werden, um die EE-Ziele zu erreichen. Eine jüngst von Fraunhofer/Consentec/ifeu (2017) veröffentlichte Studie kam zu dem Ergebnis, dass bei einem gleichmäßigeren Zubau von Wind onshore über Deutschland Kosteneinsparungen im Übertragungsnetz bereits durch den zusätzlichen Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen überkompensiert werden, die durch den erhöhten Zubau von Erneuerbaren Energien anfallen. Hinzu kommt ein zusätzlicher Förderbedarf für Erneuerbare Energien. Die erhöhten Kosten und auch Widerstände gegen den zusätzlichen EE-Ausbau vor Ort dürften der Akzeptanz der Energiewende nicht förderlich sein.

Langfristig, d.h. bis weit über 2030 hinaus, kann man natürlich über vieles nachdenken. Theoretisch kommen hierbei sehr umfassende Lösungen zur Optimierung von Erzeugung und Verbrauch in Betracht, die auf alle Marktteilnehmer über Marktpreise wirken und entsprechende Anreize entfalten. Hierzu zählen etwa auch verschiedene Spielarten von regionalisierten Preisen. Man mag sich bei all dem wissenschaftlich interessante Modelle ausdenken. Eines muss aber klar sein: Eine zentralverwaltungswirtschaftliche Gesamtoptimierung von Markt und Netz wäre zum Scheitern verurteilt. Der Erfolg der Energiewende hängt am Wettbewerb auf den Energiemärkten und letzterer setzt voraus, dass der monopolistische Flaschenhals Netzinfrastruktur diskriminierungsfrei von regulierten Netzbetreibern zur Verfügung

gestellt wird. All dies bedeutet wiederum auch nicht, dass es keine Effizienzpotenziale zu heben gäbe. Es ist vermutlich nicht wirtschaftlich, die letzte KWh durch halb Europa zu jagen, wenn dies einen erheblichen Netzausbaubedarf auslösen würde. Aus diesem Grund wurde bereits das Instrument der Spitzenkappung eingeführt. Netzbetreiber müssen ihre Netze nicht anhand der maximal möglichen Einspeisung von Erneuerbaren Energien ausbauen. Sie können in einem begrenzten Umfang die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen bereits in der Netzplanung berücksichtigen. Hierdurch kann ausgenutzt werden, dass bei wetterabhängig fluktuierenden Erneuerbaren Energien Einspeisespitzen nur selten auftreten. Eine nur moderate Abregelung von Erneuerbaren Energien könnte so in manchen Fällen den Netzausbaubedarf reduzieren.

Auf unteren Spannungsebenen stellt sich insbesondere vor dem Hintergrund der notwendigen Integration von E-Mobilität in das Netz die Frage, ob der Netzausbau auf ein vernünftiges Maß begrenzt werden sollte. Man bräuchte so nicht eine teure Infrastruktur errichten, die nur in sehr wenigen Stunden tatsächlich benötigt würde. Daher müssen Lösungen diskutiert werden, wie Anreize oder gar die Verpflichtung zu netzdienlichem Verhalten gesetzt werden können. Hierzu ist im Gesetz bereits ein Instrumentarium angelegt, das aber teils noch einer Korrektur oder zumindest einer genaueren Ausgestaltung bedarf. So könnten gemäß § 14a EnWG mit reduzierten Netzentgelten Anreize zu einer netzdienlichen Steuerung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen (z.B. Elektromobile) gesetzt werden. Allerdings ist hierbei fraglich, ob dieser Anreiz tatsächlich Wirkung entfalten würde. Der Hebel über die Netzentgelte ist nämlich relativ gering. Zumindes zum gegenwärtigen Zeitpunkt dürfte es einen stolzen Neu-Besitzer eines E-Mobils nur wenig beeindrucken, wenn ihm ein Netzbetreiber eine geringe Netzentgeltermäßigung im Gegenzug zu einer vorübergehend eingeschränkten Ladeleistung dieses E-Mobils in Aussicht stellt.

Was ist also zu tun? Eine Möglichkeit wäre, Konsumenten mit bestimmten Verbrauchseinrichtungen ordnungsrechtlich zu einer netzdienlichen Steuerung im angemessenen Umfang zu verpflichten. Im angemessenen Umfang kann hier nur heißen, dass die Einschränkungen, die der Verbraucher hinnehmen muss, in aller Regel nicht spürbar sein dürfen. Mindestens muss das E-Mobil über Nacht aufgetankt werden können. Eine weitere Möglichkeit wäre, den finanziellen Hebel zu vergrößern. Dies wäre ganz einfach möglich. Verbrauchern mit bestimmten Verbrauchseinrichtungen wie E-Mobilen könnte ein erhöhtes Netzentgelt in Rechnung gestellt werden, wenn diese eine jederzeitige Netznutzung verlangen. Dies wäre nach dem Prinzip Leistung und Gegenleistung schon alleine deshalb angebracht, da sie eine Belastung für das Netz darstellen, wenn sie uneingeschränkt das Netz in Anspruch nehmen würden. Im Gegenzug könnte diesen Verbrauchern ein vergünstigtes Netzentgelt eingeräumt werden, wenn sie keine uneingeschränkte Netznutzung verlangen. Auch hier sollte gelten, dass die Einschränkungen für die Verbraucher im Grunde nicht spürbar sein dürfen.

Auch sollte dieser nicht aktiv werden müssen, um in den vergünstigten Tarif mit eingeschränkter Netznutzung zu kommen.

Jegliche Anpassungen an der Entgeltstruktur müssen administrativ beherrschbar bleiben und dürfen einen diskriminierungsfreien Wettbewerb nicht behindern. Einfache Lösungen sind hierbei nicht zu erwarten. Hier ist sehr viel Detailarbeit gefragt.

Vergleichsweise einfach zu bewerkstelligen wäre die vollständige Abschaffung der so genannten vermiedenen Netzentgelte. Die Stromnetzentgeltverordnung gibt vor, dass Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilernetzbetreiber erhalten, in dessen Netz sie einspeisen. Anders als es der Name vermiedene Netzentgelte suggeriert, werden durch die Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen allerdings keine Netzkosten und damit auch für die Verbraucher keine Netzentgelte vermieden. In einer Vielzahl von Netzen hängt deren Dimensionierung nämlich schon längst nicht mehr von der Jahreshöchstlast ab, die durch dezentrale Einspeisung kompensiert werden könnte. Im Gegenteil erhöht dezentrale Einspeisung zunehmend den Ausbaubedarf. Mit dem jüngst verabschiedeten Netzausbaumodernisierungsgesetz wurden die vermiedenen Netzentgelte für volatile EE-Anlagen bereits abgeschafft. Aber auch dezentrale KWK-Anlagen können das Netz durch eine hohe Einspeisung belasten. Selbst in den Fällen, in denen die Dimensionierung des Netzes von der Jahreshöchstlast abhängt, ist es höchst fraglich, ob sich ein Verteilernetzbetreiber bei der Dimensionierung des Netzes auf die Einspeisung einer Erzeugungsanlage verlassen kann. Wenn eine Abschaffung von vermiedenen Netzentgelten für KWK-Anlagen aus politischen Gründen also nicht in Betracht kommt, wäre zumindest zu prüfen, ob zukünftig die Zahlung von vermiedenen Netzentgelten an die tatsächliche netzdienlich eingesetzte Flexibilität gerade von dezentral einspeisenden KWK-Anlagen geknüpft werden kann. Eine derartige Prüfung müsste ergebnisoffen sein. Wichtige Fragen zu Transparenz und Diskriminierungsfreiheit müssten zuvor beantwortet werden.

Diese wie jede andere Reform wird Gewinner und Verlierer produzieren. Die Politik kann Gerechtigkeitsaspekte nicht ausblenden. Sie muss aber den Mut haben, die mit einer Umgestaltung verbundene Gewinner- und Verlierer-Diskussion durchzustehen.



Dr. Martin Iffert
Vorsitzender des Vorstands, TRIMET Aluminium SE

Dr. Martin Iffert ist Vorsitzender des Vorstands der TRIMET Aluminium SE. Der Diplomingenieur startete nach seinem Studium der Elektrotechnik an der RWTH Aachen 1994 als Trainee bei der TRIMET und wurde in den folgenden Jahren Betriebsleiter, Produktionsleiter, Elektrolyseleiter und Werksleiter. 2007 promovierte Iffert an der Universität von New South Wales in Sydney zum Thema „Aluminium Smelting Cell Control and Optimisation“. Neben seinen beruflichen Aufgaben absolvierte er ein MBA-Studium in Lausanne. Seit 2009 ist Iffert Mitglied des Vorstands der TRIMET Aluminium SE. 2011 wurde er zum Vorsitzenden des Vorstands ernannt. Seit Dezember 2013 ist er gleichzeitig Präsident der TRIMET France SAS, eines Joint-Ventures zwischen TRIMET und EdF. Bei TRIMET verantwortete Iffert die Erweiterung der Aluminiumhütte in Essen, die Wiederinbetriebnahme der Aluminiumhütte in Hamburg sowie die Übernahme und Integration der Produktionswerke in Saint-Jean-de-Maurienne und Castelsarrasin sowie der Aluminiumhütte in Voerde. Ehrenamtlich ist Iffert seit Ende 2016 Präsident der Wirtschaftsvereinigung Metalle.

Globale Ziele verlangen großes und globales Denken und Handeln

Dr. Martin Iffert

Dem größten Teil der Menschheit ist klar: Will man dem Klimawandel effektiv begegnen, sind weltweit langfristige Anstrengungen nötig. Auch wenn viele kleine Schritte vieler Menschen dabei einen wichtigen Beitrag leisten können: Staaten müssen global denken, wenn die Erderwärmung begrenzt werden soll. Ziele sind bereits formuliert. Doch an politischen Visionen, wie diese Ziele global erreicht werden können, herrscht Mangel. Die Politik muss den Mut aufbringen, solche Visionen zu artikulieren, zu verfolgen – und sie bei Bedarf anzupassen. Dazu gehört auch die Ausrichtung der Energiewende in Deutschland auf die globalen Klimaziele und das Bekenntnis, dass eine Verlagerung von Emissionen tabu ist. Die Industrie ist fähig und bereit, das Erreichen dieser Klimaziele aktiv zu begleiten. Ihren Beitrag können Unternehmen allerdings nur leisten, wenn die Rahmenbedingungen über einen notwendigen Investitionszeitraum sicher sind.

Das Pariser Klimaschutzabkommen ist ein Meilenstein der globalen Klimapolitik. Abgesehen von den USA, die sich unter Präsident Donald Trump bis auf Weiteres aus dem Abkommen zurückziehen, haben mittlerweile alle Staaten der Welt einer Ratifizierung zugestimmt. Das Ziel ist klar definiert: Bis 2050 soll die Erderwärmung gegenüber der vorindustriellen Zeit auf zwei Grad Celsius, wenn möglich sogar 1,5 Grad Celsius begrenzt werden. Finanzschwache Staaten werden dabei von der Völkergemeinschaft finanziell unterstützt – von 2020 an zunächst mit 100 Milliarden Dollar jährlich. Deutschland hat sich darüber hinaus weitere klimarelevante Ziele gesetzt. Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 um 55 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden. Bis 2050 soll eine Reduzierung um 80 bis 95 Prozent gelingen.

Derartiges ist nur mit radikalen Maßnahmen machbar. Experten des Bundesumweltamtes gehen davon aus, dass unter anderem bis 2030 rund zwölf Millionen der in Deutschland zugelassenen Autos elektrisch betrieben sein müssten. Mitte 2017 waren weniger als 50.000 Elektroautos in Deutschland zugelassen. Die Bundesregierung sieht trotzdem weiterhin vor, dass schon bis 2020 immerhin eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen unterwegs sein werden.

Globale Klimaschutzziele ernst nehmen

Auch bei der Energieversorgung sind die deutschen Ziele hochgesteckt. Der Primärenergieverbrauch soll deutlich reduziert werden – bis 2050 um 50 Prozent gegenüber 2008. Der Endenergieverbrauch soll um 2,1 Prozent jährlich sinken, der Bruttostromverbrauch bis 2050 um 25 Prozent. Zugleich

soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf mindestens 50 Prozent, bis 2050 sogar auf mindestens 80 Prozent steigen. Ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch soll von 15 Prozent im Jahr 2015 auf 60 Prozent im Jahr 2050 erhöht werden.

Es gibt Stimmen, die halten Vorhaben der Bundesregierung wie eine Millionen Elektrofahrzeuge bis 2020 für nicht erreichbar und verfallen deshalb in Häme. Das ist ein Fehler. Denn die Klimaschutzabkommen und die darin vereinbarten Ziele sind ernst zu nehmen. Dies gilt, obwohl das Pariser Abkommen keine Sanktionen für jene Länder vorsieht, die ihre Ziele verfehlen. Und obwohl sich die USA handstreichartig daraus zurückgezogen haben. Denn die Weltklimaverträge wie das Kyoto-Abkommen und eben das Pariser Abkommen sind Ausdruck dafür, dass der Klimawandel von immer mehr Menschen auf der Welt als eine der wichtigsten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts erkannt wird. Unabhängig von der momentanen Regierungskonstellation in einzelnen Ländern nimmt der globale Konsens, dass gehandelt werden muss, stetig zu. Für Unternehmen mit langfristigen Ambitionen wäre es deshalb töricht, die Zeichen der Zeit zu ignorieren und sich den notwendigen Anpassungen zu verweigern. Dies gilt insbesondere für Industrieunternehmen in Deutschland.

Zusätzlich zu klimapolitischen Zielen hat sich Deutschland mit der Energiewende einem Vorhaben verpflichtet, für das es kein Beispiel, kein Vorbild gibt. Der nach dem Unglück im japanischen Fukushima kurzfristig beschlossene, vollständige Ausstieg aus der Atomkraft bedeutet, dass es aus heutiger Sicht zu erneuerbaren Energien keine relevante Alternative mehr gibt, die ohne Treibhausemissionen auskommt. Um die Klimaschutzziele dennoch zu erreichen, müssen die erneuerbaren Energien deshalb massiv ausgebaut werden. Das erfordert eine substanzielle Veränderung des gesamten Energiesystems.

Der intelligente Kapitän passt seinen Kurs an geänderte Bedingungen an

Wir haben es in Deutschland indes nicht nötig, uns mit Schmutz zu bewerfen und uns schlecht zu reden. Vielmehr sollten wir die erzielten Erfolge benennen und stolz vertreten. Wir haben in Deutschland etwas geschafft, das man sich in vielen Nachbarländern nicht zutraut. So hat beispielsweise Frankreich sein ursprüngliches Ziel zur Kernenergiesenkung erst gerade wieder revidiert, weil man ansonsten einen deutlichen Anstieg der CO₂-Emissionen befürchtet. In Deutschland haben wir in den vergangenen zehn Jahren den Kernenergieanteil halbiert, ohne einen Anstieg der CO₂-Emissionen zu erleiden. Ebenso ist der in den vergangenen Jahren erwartete Bevölkerungsrückgang ausgeblieben, es gab im Gegenteil erfreulicherweise wieder eine Zunahme. Und es wäre geradezu zynisch anzunehmen, dass die freundliche Aufnahme von mehr als einer Million Flüchtlingen keinen Einfluss auf die CO₂-Emissionen im Land hätte. Angesichts dieser Faktoren verlangt es

Respekt, dass wir viele Herausforderungen gemeistert und trotzdem ehrgeizige CO₂-Einsparungen erzielt haben. Entscheidend ist, den Weg zum Ziel den jeweiligen Anforderungen anzupassen. Nur ein schlechter Kapitän hält stur den Kurs, auch wenn er direkt auf den Orkan zuhält und quer zu den Wellen segelt. Der gute Steuermann erkennt die geänderten Bedingungen und berechnet einen neuen Kurs, damit sein Schiff mit Mannschaft und Ladung sicher ans Ziel kommt.

Lokales Mikro-Management ist der falsche Weg

Deutschland kann das Erreichen der globalen Klimaziele nur dann sinnvoll unterstützen, wenn in großen Dimensionen und global gedacht wird. Dies erfordert eine Abkehr vom Mikro-Management, von der die hiesige Industrie- und Energiepolitik heute noch geprägt ist. Die politischen Visionen für eine gelingende Umsetzung müssen klar gezeichnet und verlässliche Leitplanken errichtet werden, innerhalb derer Menschen und Unternehmen ihr Handeln langfristig planen können. In diesem Rahmen können dann auch innovative Ideen zu tragfähigen Lösungen für ein Gelingen der Energiewende heranreifen und Geschäftsmodelle formuliert werden, die eine Umsetzung dieser Lösungen ermöglichen. Deutschland muss internationaler Vorreiter und Vorbild für eine klimaschonende Industrie sein. Nur wenn dieses Vorbild Nachahmer findet, werden die deutschen Bemühungen Einfluss auf das Weltklima haben. Dies gelingt allerdings nicht mit einer Verlagerung energiereicher Prozesse oder gar einer Abkehr von industrieller Wertschöpfung, sondern nur mit einem konsequenten Bekenntnis zu einer sich modernisierenden Industrie.

Ein Beispiel bietet die Industrie eines Werkstoffs, der wie kein anderer mit der Energiewende verknüpft ist: Aluminium. In Deutschland werden jährlich rund 3,5 Millionen Tonnen Aluminium verarbeitet. Nur etwa 35 Prozent der dafür benötigten Metallmenge werden im Land bereitgestellt: 20 Prozent werden durch Recycling gewonnen, 15 Prozent als Primäraluminium hergestellt. Der Aluminiumbedarf steigt kontinuierlich an, weltweit um drei bis vier Prozent jährlich. Dies ist keiner Mode geschuldet, sondern den Attributen eines Werkstoffs, der erst seit relativ kurzer Zeit industriell gefertigt werden kann und dessen Potenzial noch lange nicht erschöpft ist.

So steigt unter anderem der Bedarf des Energiesektors nach Aluminium stark an. Die Anpassung der Energieinfrastruktur an erneuerbare Energien erfordert einen massiven Um- und Ausbau der Leitungsnetze. Aluminium ist dank seiner Leitfähigkeit der ideale Werkstoff für Stromübertragung im großen Maßstab. In Hochspannungsleitungen, aber auch Windkraft- und Fotovoltaikanlagen wird Aluminium verbaut. Auch im Baubereich ist eine langfristig steigende Nachfrage erkennbar, insbesondere durch die zusätzlichen Erfordernisse in der Gebäudedämmung. Der offensichtlichste Wachstumstreiber für den Werkstoff Aluminium ist aber der Transportsektor.

Aluminium als Werkstoff der Energiewende

Der Einsatz von Aluminium im Automobilbau hat sich seit 1990 nahezu verdreifacht. Die ausgezeichnete Ökobilanz dieses Kreislaufwerkstoffs und insbesondere die notwendige Entwicklung der Elektromobilität schieben diesen Trend weiter an. Studien zufolge müssen die Autobauer den Anteil von Leichtbauteilen im Fahrzeug bis 2030 von heute 30 auf 70 Prozent steigern, um das Fahrzeuggewicht von E-Mobilen trotz der schweren Batterien deutlich zu senken und damit deren Reichweite als wesentlichen Akzeptanzfaktor zu erhöhen. Hier wird Aluminium einen erheblichen Anteil haben. Auch in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor steigt der Aluminiumanteil kontinuierlich. Dazu tragen strenger werdende Regelungen bezüglich des CO₂-Ausstoßes bei, aber auch die anhaltenden Fortschritte in der Werkstoffentwicklung von Aluminium, die seinen immer breiteren Einsatz im Fahrzeug ermöglichen und es somit erlauben, schwerere Werkstoffe zu ersetzen. Diese Entwicklung ist bei weitem nicht abgeschlossen.

Der Bedarf an Aluminium in Deutschland und Europa wird also langfristig weiter steigen. Trotzdem nimmt die Anzahl der Produktionsstätten kontinuierlich ab. Im Jahr 1990 gab es in der Europäischen Union 36 Aluminiumhütten, heute sind es nur noch 15. Dabei ist dieser Niedergang wie beschrieben nicht einem fehlenden Absatzmarkt für Aluminium geschuldet, sondern vielmehr dem Glauben, dass sich energieintensive Produktion in Europa nicht mehr lohne. Und die Herstellung von Primäraluminium ist energieintensiv. Um ein Kilogramm Aluminium zu produzieren, müssen neben den erforderlichen Rohstoffen rund 15 Kilowattstunden Strom eingesetzt werden. Anders ist der wichtigste Prozess der Aluminiumherstellung, die Schmelzflusselektrolyse, nicht durchführbar. Der eingesetzte Strom ist allerdings nicht verbraucht, sondern gespeichert – chemisch gebunden.

Im internationalen Vergleich der Aluminiumhütten und anderer energieintensiver Industrien sind die Energiekosten in Europa relativ hoch. Dies bedeutet bereits einen signifikanten Standortnachteil für hiesige Aluminiumhersteller. Dieser Nachteil wird allerdings teilweise dadurch ausgeglichen, dass ihre Hütten kreislaufgünstig mitten im Markt liegen und dass die Hersteller auch bei der Legierungsentwicklung und in weiteren Prozessschritten eng mit der weiterverarbeitenden Industrie zusammenarbeiten. Durch diese enge Verzahnung können auch komplexe Anliegen durch die hochqualifizierten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter schnell und unkompliziert gelöst werden. Vorhaben wie das Erreichen der Klimaschutzziele und die Energiewende verschärfen das Problem der relativ hohen Stromkosten jedoch weiter und erschweren zudem Prognosen über die langfristige Strompreisentwicklung, weshalb viele international tätige Aluminiumhersteller ihre Produktion in den vergangenen Jahren und Jahrzehnten ins günstigere außereuropäische Ausland verlagert haben.

Abwanderung der Industrie verschärft das Klimaproblem

Ein Großteil des in Europa verarbeiteten Aluminiums kommt direkt oder indirekt aus China. Das Land ist mittlerweile mit großem Abstand der größte Aluminiumhersteller der Welt und produziert über 60 Prozent des weltweiten Aluminiums. Der in der Produktion erforderliche Strom kommt zu 90 Prozent aus Kohlekraftwerken. Zwar lässt die chinesische Regierung mittlerweile im großen Maßstab Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien bauen, doch der stetig steigende Energiehunger einer seit Jahren wachsenden Wirtschaft sorgt dafür, dass dort auch mittelfristig noch ein Großteil des Stroms aus Kohlekraftwerken kommen wird.

Jede Tonne Aluminium, die nicht mehr in Europa produziert wird, wird durch China ausgeglichen und dort produziert. Die Produktionskapazitäten für Aluminium wurden in dem Land in den vergangenen Jahren massiv ausgebaut, denn der weltweite Bedarf ist, wie oben beschrieben, auf Jahrzehnte gesichert. Der spezifische CO₂-Ausstoß je produzierter Tonne ist dort deutlich höher als in Deutschland, entsprechend negativ wirken sich derartige Produktionsverlagerungen auf das Klima aus. Dieser Trend läuft den deutschen und auch den internationalen Klimaschutzzielen zuwider. Es gibt also gute Gründe, die gegen eine Verlagerung der Aluminiumproduktion von Europa nach China sprechen. Und es gibt gute Gründe, die Aluminiumproduktion in Europa zu stärken und auszubauen

Wichtige Argumente hierfür liefert die TRIMET Aluminium SE mit ihrem Projekt „Virtuelle Batterie“. Damit wird ein Paradigma des traditionellen Herstellungsprozesses des Leichtmetalls durchbrochen. Bei der Schmelzflusselektrolyse wandelt elektrischer Strom Aluminiumoxid in metallisches Aluminium um. Dafür benötigen die heute weltweit eingesetzten Elektrolyseöfen unabdingbar eine konstante Energiezufuhr – 24 Stunden am Tag, 365 Tage im Jahr. Denn schon kleine Schwankungen von Stromstärke und Energiezufuhr können die Produktionsanlagen zerstören. TRIMET entwickelt ein Verfahren, das es erlaubt, den Strombedarf der Aluminiumhütte an die zukünftig schwankende Stromerzeugung anzupassen. Wenn viel Strom verfügbar ist, kann die Produktion gesteigert werden. Steht gerade weniger Strom zur Verfügung, wird sie gedrosselt. Ziel dieser revolutionären Entwicklung ist es, eine Anpassung von plus/minus 25 Prozent zu erreichen. Dies ermöglicht der Aluminiumhütte ein flexibles Lastmanagement, Versorgungsschwankungen im Stromnetz werden bei laufender Produktion ausgeglichen. TRIMET wird ihr neues Verfahren im industriellen Maßstab testen und rüstet dazu gerade alle 120 Öfen einer Elektrolysehalle am Standort Essen um.

Industrie bietet Lösungen für die Speicherproblematik

Mithilfe der „Virtuellen Batterie“ leistet die Aluminiumhütte einen wichtigen Beitrag für eine Umstellung der europäischen Energieversorgung auf erneuerbare Energien. Kernenergieausstieg und Reduktionen fossiler Kraftwerke

bedürfen einem deutlichen Ausbau von Wind- und Solarkraftwerken. Die witterungsabhängige Energieversorgung stellt unseren Industriestandort allerdings vor große Herausforderungen. Denn wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht, haben Haushalte und Industrie zu wenig Strom. An windigen Sonnentagen gibt es hingegen viel mehr Strom, als wir brauchen. Bislang verfügen wir nicht über genügend Stromspeicher, um diesen Überschuss für „magere“ Zeiten als Reserve anzulegen. Bestehende Technologien sind noch nicht ausgereift, zu teuer oder haben einen niedrigen Wirkungsgrad. Die „Virtuelle Batterie“ schließt hier eine wichtige Lücke. Allein die demnächst zur Verfügung stehende Pilotanlage hat mit rund 1.120 Megawattstunden eine Kapazität wie ein mittelgroßes Pumpspeicherkraftwerk und einen Wirkungsgrad von bis zu 95 Prozent. Entsprechend skalieren ließe sich das Speicherpotenzial bei einer Anwendung in weiteren Aluminiumhütten. Und es geht noch mehr: Die Technologie würde bei ausreichenden Refinanzierungszeiträumen auch den Neubau von Aluminiumhütten und ihren wirtschaftlichen Betrieb erlauben. Der Bedarf ist vorhanden.

Was fehlt, ist das Vertrauen, solche Technologien auch einzusetzen. Denn die derzeitigen politischen Rahmenbedingungen und ein Mangel an langfristiger politischer Planung schrecken Kapitalgeber und Unternehmen davor ab, in Deutschland und Europa in energieintensive Industrien zu investieren. Auch die vorhandenen Industriestrukturen in Deutschland, Grundpfeiler des gesellschaftlichen Wohlstands, haben sich nicht selbst erschaffen. Sie sind aus industriepolitischen Strategien entstanden und den langfristigen Rahmenbedingungen für Unternehmen, die auf Basis dieser Strategien vorgegeben wurden. Die Errichtung großer Anlagen der Energie- und Grundstoffindustrie führten stets zu gewollten Symbiosen, mit denen sich volkswirtschaftliche Ziele verbanden. Die Ansiedlung weiterverarbeitender Industrien in der Region ließ qualifizierte Industriearbeitsplätze entstehen, schuf für große Teile der Bevölkerung Aufstiegschancen und Teilhabe an Wohlstand.

Für eine neue Industriepolitik

Die Stärke unserer Volkswirtschaft basiert so vor allem auf industriellen Wertschöpfungsketten, die den gesamten Prozess von der Produktion der Werkstoffe bis zur Montage der Produkte und schließlich dem effizienten Recycling der Produktions- und ‚End-of-Life‘-Schrotte integrieren. Auf dem Fundament der Energiewirtschaft ermöglicht die Grundstoffindustrie den vielen weiterverarbeitenden Unternehmen große Wertschöpfung. Gemeinsam versorgen diese Wertschöpfungsketten von der Grundstoffwirtschaft über den Anlagenbau und die Automotive-Industrie bis zu den sie unterstützenden Dienstleistungsgewerben viele Millionen Menschen in Deutschland mit Arbeit und Wohlstand. Mit ihren integrierten und integrierenden Arbeitsplätzen ermöglicht die Industrie dabei vielen Menschen eine gesellschaftliche Teilhabe und bildet zugleich das robuste Rückgrat eines wettbewerbsfähigen Standorts, in dem auch innovative Technologien florieren können.

Industriepolitik ist deshalb nicht als Klientelpolitik für einzelne Branchen zu verstehen, sondern Voraussetzung für den langfristigen Erhalt unseres gesellschaftlichen Wohlergehens.

Doch an Mut zur Artikulation einer echten Industriepolitik mangelt es derzeit. Zwar wird mit der Energiewende unsere Volkswirtschaft auf links gedreht, diesem Wandel wird aber industriepolitisch nicht Rechnung getragen. Dies mag daran liegen, dass Industriepolitik von manchen Politikern und von manchen Wählern noch immer als Gegensatz zu Klimapolitik begriffen wird. Wer Klimapolitik macht, darf nach dieser Logik keine Industriepolitik machen. Industriepolitik wiederum wird als per se klimafeindlich verstanden. Das Beispiel der „Virtuellen Batterie“ verdeutlicht, dass dieses Verständnis falsch ist. Vielmehr ist das Gegenteil richtig. Die Energiewende und das Erreichen der Klimaschutzziele können nur gelingen, wenn Klimapolitik und Industriepolitik als einander befruchtende und eng miteinander verzahnte Teile einer zukunftsorientierten Politik verstanden und anerkannt werden.

Lösungsansätze sind vorhanden. Damit ihr Potenzial ausgeschöpft werden kann, müssen langfristige Leitplanken durch die Politik geschaffen werden. Kurzfristiges Abarbeiten akuter Probleme führt uns nicht weiter. Die Zeit des Mikromanagements der Energiewende ist vorbei. Wir müssen groß und global denken und handeln.



Prof. Dr. Gerald Linke
Vorstandsvorsitzender, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
e.V.

Prof. Dr. Gerald Linke (Jahrgang 1964) ist seit Juli 2014 Vorstandsvorsitzender des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW). Der promovierte Physiker hatte zwischen 1995 bis 2012 mehrere Führungspositionen bei der Ruhrgas AG (später E.ON Ruhrgas/E.ON) in Essen inne, zuletzt als Leiter des Kompetenz-Centers Gastechnik und Energiesysteme. Von 2012 bis 2014 war Linke Senior Vice President der E.ON New Build & Technology. Als anerkannter Experte der Gastechnik ist Linke in führenden Gremien auf nationaler und internationaler Ebene aktiv.

Kosten und Finanzierung der Energiewende – Der Beitrag von Gasen

Prof. Dr. Gerald Linke

Die Energiewende ist eines der wichtigsten Projekte unserer Zeit. Dabei ist es von zentraler Bedeutung, dass der gesellschaftliche Konsens zum Klimaschutz erhalten bleibt. Dazu müssen die vorhandenen Ressourcen effizient eingesetzt werden und die Gesamtkosten bezahlbar bleiben. Indem die vorhandenen Gasinfrastrukturen konsequent genutzt und weiterentwickelt werden, lassen sich die Ziele der Energiewende kurz-, mittel- und langfristig zu sozial verträglichen Kosten erreichen. Gas und Gasinfrastrukturen können damit einen wichtigen Beitrag zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende leisten.

1. Einleitung

Der Anteil Deutschlands an den weltweiten CO₂-Emissionen liegt bei nur 2,56 Prozent. Man könnte also meinen, dass es mit Blick auf den globalen Klimaschutzeffekt fast schon nebensächlich sei, wenn die nationalen Reduktionsziele bei uns um einige Prozentpunkte verfehlt würden, wie es aktuell der Fall ist. Diese fatalistische Einstellung hilft aber nicht weiter. Denn man sollte bedenken, dass jedes Land zur globalen Erreichung des international akzeptierten und angestrebten 2-Grad-Ziels ein CO₂-Budget einzuhalten hat. Das heißt, dass aktuelle Versäumnisse durch noch größere, spätere Einsparungen kompensiert werden müssten. Außerdem ignoriert eine solche Sichtweise die internationale Vorbildfunktion einer führenden Industrienation, wenn es darum geht, Klimaschutzpolitik zu einem ökonomischen und gesellschaftlichen Erfolgsmodell zu machen.

Effektive Klimaschutzmaßnahmen müssen daher eine hohe Priorität genießen. Spezifische CO₂-Vermeidungskosten bereits etablierter Technologien und die Nutzung bestehender Infrastrukturen sind hier wesentlich stärker zu berücksichtigen, als dies in der Vergangenheit der Fall war.

Schauen wir kritisch auf das bisher Erreichte und versuchen daraus Kurskorrekturen abzuleiten, so bleibt zu festzustellen:

- Die Energiewende hat sich bis dato primär auf die Stromerzeugung fokussiert.
- Trotz massiver Fördermaßnahme sind erst 30 Prozent unseres Stroms erneuerbaren Ursprungs.
- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat Deutschland die höchsten Strompreise im europäischen Quervergleich beschert.

- Zum Teil schwindet die gesellschaftliche Akzeptanz durch die vielen von Solar- und Windstromanlagen geprägten Eingriffe in die Natur.
- Bei gleichzeitigem Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung und nur gering ausgelasteten Erdgaskraftwerken sinken die CO₂-Emissionen in Deutschland kaum.
- Für die Sektoren Wärme und Verkehr gibt es zwar Emissionsminderungsziele, jedoch ohne dass die Umsetzungspfade im Detail ausgestaltet – geschweige denn validiert – wären.
- Die bisherige Energie- und Klimapolitik führt zu einer jährlichen Gesamtbelastung von rund 30 Milliarden Euro Kosten, die der Bundesbürger zu tragen hat.
- Einsatz und Erfolg scheinen in keinem ausgewogenem Verhältnis mehr zu stehen. Der Weg hin zu einer 80- oder 90-prozentigen Treibhausgasneutralität ist finanziell überaus steinig.

Bemerkenswert ist auch, dass es anderen Ländern in den letzten Jahren gelungen ist, ihre Emissionen z.B. durch den Ausbau der Erdgasversorgung und eine Verdrängung der Kohle aus der Stromerzeugung herabzusetzen.

Es bedarf daher eine Neujustierung. Die deutsche Energiewende muss als Projekt verstanden werden, das alle Sektoren abdeckt und technologieoffen die effizienteste CO₂-Vermeidungsstrategie verfolgt.

2. Der Energie-Impuls des DVGW

Der DVGW hat hierzu eine systematische Vorgehensweise entwickelt und in seinem „Energie-Impuls“ im Mai 2017 veröffentlicht und konsequent weiterentwickelt^{1,2}.

Gasen und den Gasinfrastrukturen kommt in diesem Kontext eine zentrale Rolle zu. Gase können unter Nutzung der flächendeckend ausgebauten Gasinfrastrukturen ein zentrales Medium und der Energieträger der Sektorenkopplung schlechthin sein. Die verstärkte Nutzung von Gasen und der Gasinfrastrukturen ermöglicht kurzfristig erhebliche Reduktionen der Treibhausgasemissionen im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor, ohne dass dafür in Infrastrukturen oder Anlagen investiert werden müsste. Mit einem kurzfristigen Fuel-Switch, also der Ablösung von und Erdöl durch die verstärkte Nutzung von Erdgas, könnten die Klimaschutzziele für 2030 erreicht werden. Mit dem parallelen Ausbau der erneuerbaren Energien können die Kosten des Transformationsprozesses begrenzt und damit die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende gestärkt werden.

Durch einen kompletten Fuel-Switch von Braunkohle zu Erdgas könnten

in Deutschland innerhalb kürzester Zeit 108,7 Millionen Tonnen CO₂ bzw. 12 Prozent der Treibhausgasemissionen aller Sektoren in Höhe von 906 Millionen Tonnen eingespart werden. Durch die Kombination des weiteren Ausbaus von Sonnen- und Windenergie und den konsequenten, sofortigen Fuel-Switch können somit 20 Jahre Klimaschutz gewonnen werden. Das Tempo der Treibhausgasreduktion würde deutlich ansteigen. Deutschland würde seinen Rückstand auf dem Treibhausgasreduktionspfad wieder aufholen. Durch einen parallel beginnenden Content-Switch, also die kontinuierliche Erhöhung des Anteils grüner bzw. synthetischer Gase werden die durch die Erdgasnetze strömenden Gasmengen langfristig zunehmend klimaneutral – und mit ihnen die Sektoren, in denen Gase genutzt werden.

Damit in den kommenden Jahrzehnten immer mehr Erdgas durch grüne Gase (wie z. B. Biomethan) ersetzt werden kann – so wie es der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung vorsieht –, ist es dringend notwendig, Technologien wie Power-to-Gaszeitnah in den Energiemarkt und das Energiesystem zu integrieren. Dadurch können wichtige Kosteneffizienz- und Klimaschutzpotenziale gehoben werden.

Voraussetzung dafür ist, dass ein diskriminierungsfreies „level playing fields“ der Flexibilisierungsoptionen im Energiesystem geschaffen wird. Denn Energiewende erfolgreich zu organisieren heißt auch, Flexibilitätén sektorenübergreifend marktwirtschaftlich zu bewirtschaften – eine zentrale Anforderung an ein reformiertes Energiemarktsystem. Heute werden große Mengen erneuerbaren Stroms infolge der Abregelung von Windkraftanlagen nicht genutzt, jedoch vergütet. Gleichzeitig sind noch Millionen Fahrzeuge mit umweltschädlichem Diesel auf deutschen Straßen unterwegs, während viele Wohnungen nach wie vor mit Erdöl geheizt werden. Dies ist Ausdruck dafür, dass die Energie- und Klimaschutzpolitik in Deutschland von Grund auf neu bedacht und bewertet werden muss.

Die erheblichen Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien bringen eine höhere volkswirtschaftliche Rendite, wenn die EEG-Förderung seit 2000 auch als Technologieförderung verstanden wird. Und zwar als eine Technologieförderung deren Ziel es war und ist, die Erzeugungskosten von erneuerbarem Strom sukzessive zu senken. Nachdem der Ausbau des Stromnetzes auch längerfristig nicht mit dem Ausbau der EE-Erzeugungsanlagen Schritt halten wird, ist es umso sinnvoller, Überschüsse erneuerbaren Stroms durch die Umwandlung in Gase für andere Sektoren nutzbar zu machen.

Eine intelligente intersektorale Verknüpfung der bestehenden Infrastrukturen – der Modal-Switch – ist das dritte Element einer neuen Energiewende- und Klimaschutz-Trias. Ein Innovationsschritt, der Investitionen in zahlreichen neuen Geschäftsmodellen anreizen würde. Zugleich könnten Technologieentwicklung, Sektorenkopplung und Klimaschutz ökonomisch erfolgreich und exportfähig zusammengeführt werden. Ein Beispiel: Energy

Brainpool hat im Auftrag von Greenpeace Energy im März 2017 errechnet, dass der Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2.000 Megawatt 96 Prozent der abgeregelten Menge erneuerbaren Stroms in Deutschland aufnehmen und damit zur Dekarbonisierung von Wärme- und Mobilitätssektor in signifikantem Umfang beitragen könnte. Damit würden jährlich volkswirtschaftliche Kosten von mindestens 515 Millionen Euro eingespart³. Gleichzeitig würde dadurch die Exportfähigkeit der in Deutschland zur Marktreife entwickelten Power-to-Gas-Technologie erheblich gesteigert, Arbeitsplätze geschaffen und weitere marktgetriebene Investitionen ausgelöst. Dies ist ein Musterbeispiel dafür, wie Klimaschutzinnovationen Wirtschaftswachstum und Exportpotenziale auslösen, wenn ein geeigneter Rahmen für die ökonomischen Impulse geschaffen wird, die die Treibhausgasneutralität in den Sektoren vorantreiben.

Im DVGW-Energie-Impuls findet man eine klare Ausdifferenzierung dieses systematischen Dreiklangs aus Fuel-, Content- und Modal-Switch auf alle drei Energiesektoren (siehe Abbildung 1).

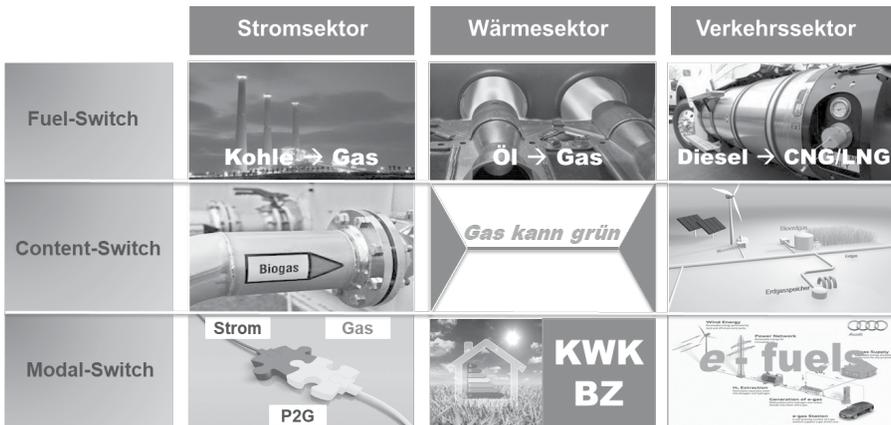


Abbildung 1: Die Ausprägung der drei Schritte Fuel-, Content- und Modal-Switch in den drei Sektoren

3. Kosten und die Finanzierung der Umsetzung des Energie-Impulses

Die Kosten dieser Strategie lassen sich wie folgt abschätzen, wenngleich laufende Studie die Angaben derzeit noch konkretisieren:

Fuel-Switch:

- **Im Stromsektor:** Nach derzeitigem Stand der Brennstoffpreise führt der Fuel-Switch im Stromsektor zu Mehrkosten, die sich alleine aus der Differenz der Preise von Kohle zu Gas ergeben. Allerdings lässt sich der

Benefit mit immerhin über 108 Millionen Tonnen CO₂-Vermeidung beziffern – und dass bereits über die Verdrängung des Teilsegments Braunkohle. Die dafür erforderlichen 22 GW Erzeugungskapazitäten stehen als Gaskraftwerke bereit.

- **Im Wärmesektor:** Die in den DVGW-Studien ausgewiesene Einsparung von 30 Millionen Tonnen CO₂ ergibt sich ohne dafür aufzubauende Fördermaßnahmen aus der alleinigen Reinvestition der Altanlagen und dem Wechsel von Öl auf Gas.
- **Im Verkehrssektor:** Ein Hin zu mehr Erdgas im Verkehrssektor findet sich bereits in der Mobilitätsstrategie der Bundesregierung hinterlegt⁴. Deutschland verfügt mittlerweile über ca. 900 Erdgastankstellen, die eine gute Betankungsstruktur darstellen. Der entscheidende Schritt zu mehr Gasmobilität müssen die Gemeinden und Kommunen sowie die Privatkunden gehen. Dabei dürfte die aktuelle Debatte um die Luftreinhaltung und Feinstaubvermeidung in Ballungszentren dieser CO₂-armen Mobilität deutlichen Auftrieb verleihen. Generell ist eine Gasmobilität nicht teurer als benzin- oder dieselmotorisierte Technik. Im Gegenteil. Die Klimamaßnahme „Fuel-Switch im Transportsektor“ kann daher nicht als mit Zusatzkosten belastet angesetzt werden, was man jedoch nicht etwa von der E-Mobilität sagen kann, wenn man an den Aufbau der Ladesäuleninfrastruktur denkt. Daraus lässt sich aber die Schlussfolgerung ziehen, dass die Gasmobilität in Bezug auf spezifische CO₂-Vermeidungskosten unangefochten niedrig ausfällt.

Content-Switch:

- In allen Verbrauchssektoren – Strom, Wärme, Verkehr – basiert der Content-Switch auf der stetigen Anreicherung bzw. dem sukzessiven Austausch des Erdgases durch grüne Gase. Dies sind Biogase (Biometan), synthetische Kohlenwasserstoffe oder Wasserstoff. Unter den gegenwärtigen Marktbedingungen ist Biogas etwa dreimal so teuer wie Erdgas. Für die anderen Gase (z.B. Wasserstoff aus Power-to-Gas) kann dieser Wert bei hinreichendem Markthochlauf und Kostendegression als „Zielmarke“ betrachtet werden. Aus solchen recht groben Überlegungen lässt sich leicht eine Korrelation zwischen Benefit (CO₂-Reduktion) und relativem Anteil dieser grünen Gase im Erdgas ableiten.

Modal-Switch:

- **Im Stromsektor** führt der Modal-Switch zu erheblichen Systemeinsparungen. Dies belegen verschiedene Untersuchungen^{5, 6, 7}. [5] beziffert diese Einsparung ab 2030 als signifikant und auf 12 – 18 Milliarden Euro im Zieljahr 2050 anwachsend (siehe Abbildung 2). Dies erklärt sich dadurch, dass bei zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren die Speicherbedarfe weiter steigen. Um also die fluktuierenden Darbietung der Stromerzeu-

gung aus Erneuerbaren handhaben zu können, bedarf es einer technischen Lösung, die die Gaswirtschaft in Form von Power-to-Gas-Anlagen am kostengünstigsten bereitstellen kann.

- Im Wärmesektor** ist der Modal-Switch als ein verstärkter Einsatz von Hybridtechnologien zu verstehen, etwa in Form stromerzeugender Heizungen, motorischer mKWK-Einheiten und Brennstoffzellen. Diese gleichzeitige Erzeugung von Wärme und Strom am Verbrauchsort ist eine der kostengünstigsten Effizienzmaßnahmen. Gerade im Wohnungsbestand ist diese Effizienzstrategie des Kesseltausches und des Einbaus neuester Hybrid-Heizungssysteme auf Erdgas- und Biogasbasis einer Gebäudedämmung überlegen. Damit bedarf es hier keiner Kumulation der Einzelkosten zu einer grob geschätzten „virtuellen“ Gesamtsumme“, denn die Alternativen sind per se teurer. Wichtig bleibt auch in diesem Zusammenhang die Erkenntnis, dass der deutsche Wärmemarkt mit 12 Millionen installierten Gasheizungen erdgasdominiert ist. Dekarbonisierungsstrategien, die ausschließlich auf elektrische Lösungen setzen, können also gar nicht in angemessener Zeit zum Erfolg führen.
- Im Verkehrssektor** ist der Modal-Switch ein Synonym für den Einsatz synthetischer Gase. Mit ihnen und/oder Beimischung zum fossilen Kraftstoff lässt sich faktisch jede gewünschte Emissionsreduktion „einstellen“. Es ist bekannt, dass es in vielen Anwendungen – z.B. im Flugverkehr – auf lange Sicht keine technische Alternative geben wird, um hier Emissionsminderungen umzusetzen. Elektrische Antriebe scheitern hier an den Anforderungen an geringes Gewicht und hohe Reichweiten sowie kurzfristig hohe Energiedichten.

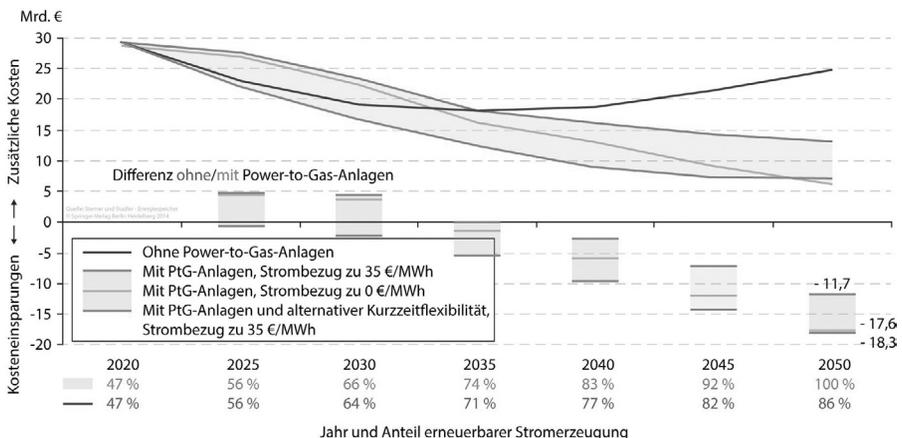


Abbildung 2: Kosteneinsparung der Stromversorgung mit Power-to-Gas-Anlagen für den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien im Vergleich zu einem Stromversorgungssystem ohne Power-to-Gas, welches seine Flexibilität ausschließlich mittels Erdgas aus konventionellen Gaskraftwerken bezieht. Basierend auf den Rahmenbedingungen von Sterner et al. (2015) und Götze et al. (2016). Siehe [5]

4. Fazit

Die Notwendigkeit der Energiewende ist unumstritten. Allerdings bedarf es angesichts der bereit kumulierten Kosten und der Prognoseunsicherheit zukünftiger Lasten einer transparenten, ideologiefreien und fairen Bewertung alternativer Technologiepfade in Bezug auf ihre spezifischen CO₂-Vermeidungskosten. Der DVGW hat die Arbeit an einer solchen Gegenüberstellung begonnen und gelangt dabei – ungeachtet noch zu schließender Wissenslücken – zu der Erkenntnis, dass Gase und die Gasinfrastruktur dabei eine Schlüsselrolle einnehmen. Kurzum: Mit der im Energie-Impuls skizzierten Klimastrategie aus Fuel-, Content- und Model-Switch haben wir effektive und gleichzeitig kostengünstigste Wege aufgezeichnet, um unser CO₂-Budget einzuhalten.

Literatur

¹ DVGW: Energie-Impuls, Mai 2017, http://www.wvgw.de/dyn_pdf/energie-impuls/

² DVGW: Energie-Impuls konkret, Januar 2018 https://www.dvgw.de/no_cache/themen/gas-und-energiewende/energie-impuls/

³ ENERGY BRAINPOOL: Impulspapier: Experimentierklausel Power-to-Gas, 2017

⁴ BMWI: Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKs), Juni 2013

⁵ TH. BRUCKNER, M. STERNER: DVGW/BDEW-Studie, September 2017. Siehe auch: INFRASTRUKTUREN VERBINDEN, Kurzbotschaften zur infrastrukturellen Kopplung von Strom- und Gasnetz, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/infrastrukturelle-kopplung-strom-gas-dvgw-bdew-flyer.pdf>

⁶ ONTRAS: PtG-Potenziale im ONTRAS-Netzgebiet, 2017 (Ontras-Homepage)

⁷GELSENWASSER, OPEN GRID EUROPE, RHEINENERGIE: Energiemarkt 2030 und 2050 - Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung, November 2017



Holger Lösch
Stellvertretender Hauptgeschäftsführer, BDI e.V.

Holger Lösch wurde 1963 in Schweinfurt geboren. Er ist verheiratet und hat zwei Kinder.

Von 1983 bis 1992 absolvierte er ein Studium der Politikwissenschaft, Geschichte und Germanistik an der Ludwig-Maximilians-Universität in München. Bereits während seines Studiums begann er als Journalist und Redakteur beim Bayerischen Rundfunk im Bereich Fernsehen zu arbeiten. Ab 1995 leitete er den Stab Fernsehdirektion des Bayerischen Rundfunks bis er 1998 die Leitung der Zentralen Programmkoordination übernahm. 2001 wechselte Holger Lösch vom Bayerischen Rundfunk zur Schörghuber Unternehmensgruppe in München und war dort bis 2007 als Leiter Zentralbereich Kommunikation und Marketing tätig. Ab 2006 war er zudem Mitglied der Unternehmensleitung. Von 2007 bis 2008 verantwortete er die Geschäftsführung Unternehmensentwicklung, Kommunikation und Customer Relation Management der Arabella Hotel-Holding, München. 2008 wurde er Leiter Bereich Kommunikation und Marketing des BDI, ab 2009 außerdem Mitglied der Geschäftsleitung.

Holger Lösch ist seit Juli 2011 Mitglied der Hauptgeschäftsführung und seit April 2017 stellvertretender Hauptgeschäftsführer des BDI

Klimapfade für die deutsche Industrie – langfristige Kosten des Umbaus des deutschen Energiesystems

Holger Lösch

Wie steht es sieben Jahre nach ihrer Ausrufung um die Energiewende? Ein Ergebnis kann jeder Passagier im Flugzeug über Deutschland beobachten. Es gibt kaum einen Hügel in den Mittelgebirgen, auf dem heute kein Strom erzeugt wird. Nachts blinken besonders entlang der Autobahnen in der norddeutschen Tiefebene zahllose Windkraftanlagen. Auch auf offener See schreitet die Energiewende fort. Davon konnte sich zuletzt das Energiepolitikteam des BDI einen Eindruck verschaffen, als es zumindest „gefühlte“ mit Hilfe von Virtual-Reality Brillen von der Hauptstadtrepräsentanz eines Übertragungsnetzbetreibers weit hinaus in die Nordsee zu einer Konverterstation flog. Diese, in der Nähe von Helgoland gelegen, sorgt für den notwendigen Netzanschluss der Offshore-Windparks, die ein immer wichtigeres Element einer stabileren und grundlastfähigeren Versorgung mit erneuerbaren Energien werden.

Nein, die Energiewende ist keine „Virtual Reality“. Die Art und Weise wie das Industrieland Energie erzeugt und nutzt befindet sich für jeden wahrnehmbar im Umbruch. Die deutsche Industrie ist bei diesem Umbau der Lebensader der Industriegesellschaft sowohl aktiver, euphorischer Treiber als auch skeptischer Begleiter. Während deutsche Ingenieurskunst beispielsweise ihren Weg in die zuvor erwähnte Offshore Konverter-Station fand und diese Investition Wertschöpfung und Arbeitsplätze sichert, wird nicht nur manchem stromintensiven Betrieb angesichts der beeindruckenden Größenordnung dieses und weiterer Mammut-Vorhaben mulmig. Schließlich spiegeln sich die gewaltigen Energiewende-Investitionen auch in der Stromrechnung der allermeisten Unternehmen wider. Netzentgelte und Umlagen zur Förderung der Erneuerbaren Energien sind auf Rekordhöhe, während in wichtigen Wettbewerberländern, wie den USA, die Energiepreise tendenziell fallen.

Energiewende bisher: Fokus auf den Stromsektor

Bisher hat die Energiewende dabei fast „nur“ den Stromsektor erfasst und sich vor allem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien konzentriert. Es ist keineswegs so, dass dabei die Früchte so tief hingen, dass sie der Bundesrepublik quasi ohne Zutun überreif in den Mund fielen. Nein, der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor ist bisher kein Selbstläufer gewesen. Erst eine enorme politische, finanzielle und gesellschaftliche Kraftanstrengung konnte ihn in Gang setzen. Dennoch ist der Begriff „tiefhängende Früchte“ angesichts der sehr weitreichenden politischen Ziele angebracht. Es wird immer deutlicher, dass der selbst ernannte Vorreiter Deutschland sein gesetztes CO₂-Einsparziel von minus 40 Prozent gegenüber 1990 bis 2020 nicht erreichen wird. Der im Februar ausgearbeitete Koalitionsvertrag

zwischen Union und SPD sieht vor, dass nach Arbeitsaufnahme der neuen Bundesregierung alsbald eine Kommission ein „Aktionsprogramm zur Erreichung des 40-Prozent-Ziels, zur Reduzierung der Kohleverstromung und zur Absicherung des notwendigen Strukturwandels“ einberufen werden soll. Auch dieser Kommission wird es jedoch schwer fallen, die große Lücke zwischen der tatsächlichen Emissionsreduktion und dem politischen Ziel für 2020 zu schließen. Die im Koalitionsvertrag niedergeschriebene Absichtserklärung, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu forcieren und mit „Sonderausschreibungen acht bis zehn Millionen Tonnen CO₂ zum Klimaschutzziel 2020 beitragen zu wollen“, wird letztlich wirkungslos bleiben. Bisher hat der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor eben nicht die CO₂-Emissionen reduziert, da vor allem teurere Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt wurden. Durch den EU-Emissionshandel ist eine solche Maßnahme letztlich auch für die faktische Emissionsreduktion in der EU unwirksam, solange freigewordene Emissions-zertifikate nicht vom Markt genommen werden. Dies wird voraussichtlich aber erst ab 2021 der Fall sein. Insgesamt stagnieren wegen der Bedeutung der Braunkohle und trotz des rapiden Ausbaus der erneuerbaren Energie seit nunmehr fast 10 Jahren die deutschen CO₂-Emissionen im Stromsektor. Ursächlich sind zudem der Atomausstieg, die recht gute wirtschaftliche Lage, der „geringe“ Ölpreis und auch zuletzt der Anstieg der Wohn-bevölkerung aufgrund von Migrations- und Fluchtbewegungen nach Deutschland.

Weitere Schritte zur Vermeidung von Treibhausgasen im Strom- und vor allem in den anderen Sektoren über das 2020-Ziel hinaus werden bei ausbleibenden Technologiesprüngen komplexer, aufwendiger und somit teurer sowie auch gesellschaftlich potenziell disruptiver werden. Es ist bemerkenswert, dass sich mit Robert Habeck – jedenfalls vor den Jamaika-Sondierungsgesprächen 2017 – sogar Spitzenvertreter der Grünen für eine Drosselung des Windkraftausbaus in Schleswig-Holstein aussprachen. In der Bevölkerung schwände die Akzeptanz für „eine Energiewende mit der Planierraupe“. Ein verschärftes „weiter so“ bei der Energiewende wird also nicht lange tragbar sein. Dies ist von entscheidender Bedeutung, da sich der Klimaschutz und die Energiewendepolitik in Deutschland bisher nicht zuletzt auch auf gut organisierte Fürsprecher in der Zivilgesellschaft verlassen konnten.

Wie geht es langfristig weiter?

Während bei den Zielen bisher noch weitgehend Einigkeit herrscht, gehen die Vorstellungen über die langfristige Klimapolitik Deutschlands zur Erreichung dieser Ziele weit auseinander. Konstruktive Gestaltungsvorschläge waren bisher rar. Bis 2050, so der politische Plan, sollen die CO₂-Emissionen um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden. Somit soll dem Gedanken des Pariser Klimavertrags von 2015, den Anstieg der globalen Durchschnitts-temperatur auf unter 2 Grad zu begrenzen, entsprochen werden. In Deutschland sollte die internationale Verpflichtung mit der deut-

schen Politik im sogenannten „Klimaschutzplan 2050“ (KSP) zusammengeführt werden. Welche dicken Bretter jenseits der weitgehend harmonischen Diskussionen in Berliner Foren jedoch noch gebohrt werden müssen, zeigt dabei gerade die anhaltende Debatte um das Datum eines möglichen, zumindest partiellen Kohleausstiegs. Ohne diesen wäre ein langfristiger Klimaschutzplan schließlich ein stumpfes Schwert. Immer wenn es jedoch bezüglich der Zukunft der Kohle zum legislativen Schwur kam, wurde eines deutlich: Es gibt jenseits der regionalen strukturpolitischen Fragen erhebliche Zweifel bezüglich der Sicherheit und Bezahlbarkeit der Stromversorgung in Deutschland für den Fall eines vorgezogenen Kohleausstiegs durch Maßnahmen jenseits des reformierten europäischen Emissionshandels (ETS), besonders mit Blick auf die Zeit nach der Schließung des letzten deutschen Kernkraftwerks 2022.

Die Emissionsreduzierung in der Volkswirtschaft um 80 bis 95 Prozent erfordert dabei jedoch noch deutlich weitergehende Maßnahmen als eine Reduktion der Kohleverstromung. Unklar ist, wie diese in der zunehmend technisierten und digitalisierten Industriegesellschaft Deutschlands im Detail bewerkstelligt werden können und welche Abwägungen dazu nötig sind.

Überlegungen der Industrie – Klimapfadstudie

Es ist daher höchste Zeit, über die langfristigen Entwicklungsoptionen entsprechend der Ziele des Pariser Klimavertrags intensiver und vor allem faktenbasierter ins Gespräch zu kommen. Die Industrie hatte damals, in der Phase der Erstellung des KSP, gemahnt, dass ein vertieftes „Impact Assessment“ der damals kursierenden Maßnahmen noch ausstünde. Die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Implikationen des Plans wurden noch nicht hinreichend untersucht. Auch wurde er trotz eines „pseudo-partizipativen“ Prozesses 2015 nicht in aller Breite in Parlament und Gesellschaft debattiert. Ein solch umfassender Transformationsprozess, wie ihn der KSP darstellt, muss aber unbedingt aus dem Schatten Berliner Expertenkreise herausgeholt werden. Ansonsten läuft die Klimapolitik Gefahr, die für sie so wesentliche gesamtgesellschaftliche Unterstützung zu verlieren. Wenn weitreichende Maßnahmen, die das Potenzial haben, die Lebensverhältnisse der Bevölkerung – beispielsweise mit Blick auf Ernährungs- und Mobilitätsgewohnheiten – tiefgreifend zu verändern, dann muss dies unter Einbezug aller gesellschaftlicher Akteure und vor allem im Parlament passieren.

Der BDI hat aber nicht nur gemahnt, sondern er hat auch angekündigt, sich mit der breiten Expertise der deutschen Industrie proaktiv in den Prozess einzubringen. Es ist gut, dass der damalige Kanzleramtsminister Peter Altmaier und das BMWi dieses Einbringen begrüßten und einen „Review-Prozess“ des KSP ankündigten. Dieser soll im Laufe des Jahres 2018 durchgeführt werden. Um der Ankündigung auch Taten folgen zu lassen, hat der BDI daher bereits vorab 2017 seinerseits eine in dieser Form bisher nie dagewesene Mammut-Aufgabe bewältigt. Das Studienprojekt „Klimapfade

der Deutschen Industrie“ soll als eine Art vorrausschauendes Impact-Assessment Wege aufzeigen, wie die langfristigen Klimaziele auch volkswirtschaftlich möglichst effizient erreicht werden können. Die Studie ist der Versuch, in Szenarien mögliche Wege zur Zielerreichung 80 und 95 Prozent aufzuzeigen. Diese Wenn-Dann-Analyse wird in der Studie durch ein rein volkswirtschaftlich optimiertes Modell der für die Zielerreichung entstehenden Kosten berechnet. Ein Blick in die bisher gesammelten Erfahrungen mit sieben Jahren Energiewende zeigt darüber hinaus, dass jedoch nicht jede volkswirtschaftlich effiziente Maßnahme auch durchgeführt wird. Die eigene Kosten-Nutzen-Analyse prägt die Sicht des jeweiligen „Entscheidungers“. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvolle Maßnahmen müssen sich nicht zwingend auch für den Entscheider lohnen. Der BDI verbindet mit der Studie deshalb Politikempfehlungen, damit auch Entscheider frühzeitig die entsprechenden Weichen stellen können.

Selbst 80 Prozent CO₂-Reduktion gegenüber 1990 mit erheblichen Mehrkosten

Die Studie liefert mit Blick auf das Thema der diesjährigen Kuratoriumsschriftreihe interessante Aussagen zu den zukünftigen Investitionen in den Umbau der Industriestruktur und zu den Kosten des Energie- und Stromsystems, wenn die langfristige Zielsetzung hin zu einer Emissionsreduzierung von 80 – 95 Prozent bis 2050 weiter Bestand hat. Als Klimapfade werden hier drei Entwicklungspfade bis 2030 und 2050 bezeichnet, die entweder zu einer Zielerreichung von 80 oder 95 Prozent führen. Ebenfalls wurde für 2030 und 2050 jeweils ein Referenzszenario gebildet. Das Referenzszenario führt laut Studie lediglich bei einer Zielerreichung von minus 61 Prozent bis 2050. Es existiert also ein „Gap“ von mindestens 19 Prozentpunkten zur Erreichung des politischen Ziels. Vier Fünftel der Maßnahmen im 80-Prozent-Klimapfad haben positive direkte Vermeidungskosten, d. h. die emissionsminimierenden Maßnahmen kosten mehr als sie an Kosten einsparen. Sie müssten daher in jedem Fall zusätzlich durch politische Instrumente angereizt werden. Die Umsetzung des 80-Prozent-Ziels wäre daher, wie in Abbildung 1 dargestellt, mit Mehrinvestitionen gegenüber heute von mindestens 1,5 Billionen Euro verbunden. Diese können bei schlechter Umsetzung sogar noch höher ausfallen. Die Studie errechnet weiterhin, dass die Bundesrepublik für einen Zielpfad mit 80 Prozent Zielerreichung rund 1 Billion Euro bis 2050 mehr investieren müsste als es beim Referenzszenario notwendig wäre. Die Investitionen fallen dabei in ganz unterschiedlichen Bereichen der Volkswirtschaft an. Besonders die Bereiche Verkehr, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sind überproportional betroffen. Erst dann folgen der Energiesektor und die Industrie. Diese Mehrinvestitionen werden sich sowohl auf der Einnahmen- wie auch auf der Ausgabenseite der Gesellschaft wiederfinden. Um den Sachverhalt zu verdeutlichen, bietet sich eine Betrachtung des größten in der Darstellung aufgezeigten Einzelbetrags an.

der Studie zumindest tendenzielle Aussagen für Teile des Energiesystems abgeleitet werden. Abbildung 2 zeigt so die Entwicklung der durchschnittlichen Stromkosten pro erzeugter MWh entlang der Klimapfade.

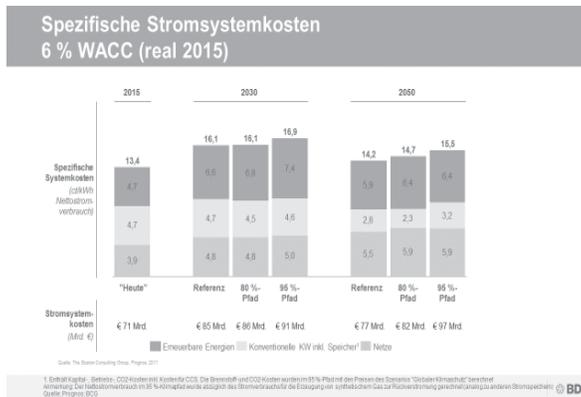


Abbildung 2. Spezifische Stromsystemkosten, (Quelle: BCG, Prognos 2017)

Zur Berechnung der durchschnittlichen Stromkosten wurden die gesamten Kosten des Stromsystems inklusive aller Erneuerbarer, Speicher, der Netzinfrastruktur, des konventionellen Backups und der Brennstoff- sowie CO₂-Kosten berechnet und ins Verhältnis zum im jeweiligen Szenario errechneten Nettostromverbrauch gesetzt. Die Kosten spiegeln damit einen durchschnittlichen tatsächlichen Strompreis über alle Verbrauchergruppen wider. Die Entwicklung nutzerspezifischer Strompreise kann davon durch Verteilungs-ent-scheidungen naturgemäß abweichen. Bei Preisen am Wholesale-Markt besteht zum Beispiel durch einen deutlich wachsenden Anteil an Gas-Kapazität ein Risiko stärker steigender Preise.

Sowohl in der Referenz als auch in den beiden Klimapfaden werden die durchschnittlichen Stromkosten bis 2050 steigen. In der Referenz und im 80-Prozent-Klimapfad steigen sie bis 2030 um etwa 20 Prozent und gehen dann bis 2050 wieder zurück (auf plus 6 Prozent in der Referenz und auf plus 10 Prozent im 80-Prozent-Klimapfad). Im 95-Prozent-Klimapfad steigen die Stromsystemkosten bis 2030 um 26 Prozent und sinken dann trotz des vollständigen Verzichts auf fossile Energieträger bis 2050 wieder leicht ab (auf plus 15 Prozent).

Die Kosten für Erneuerbare Energien erreichen in allen Klimapfaden ihren Höchstwert um das Jahr 2030. In den Jahren danach werden die Kosten infolge des Endes der Lebensdauer alter Anlagen, die zu vergleichsweise hohen Kosten in den Jahren vor 2015 installiert wurden, trotz eines hohen weiteren Zubaus abnehmen. Die Kosten des Stromsystems werden stattdessen zunehmend von steigenden Netzkosten dominiert. Während diese heute circa 30 Prozent der Stromsystemkosten ausmachen, steigt ihr Anteil bis 2050 auf fast 40 Prozent an. Die Kosten der konventionellen Erzeugung

nehmen in allen Klimapfaden deutlich ab. Dafür ist zunächst der Abbau aktueller Überkapazitäten verantwortlich, später aber vor allem der Ersatz kapital- und betriebskostenintensiver Erzeugungsleistungen aus Kern-, Braun- und Steinkohlekraftwerken durch Gaskraftwerke sowie der Rückgang des Brennstoffverbrauchs infolge der Verdrängung konventioneller Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien. Dieser Rückgang erfolgt im 95-Prozent-Klimapfad trotz des Einsatzes von synthetischem Gas.

Zur Entwicklung der Endverbraucherpreise ist im Wesentlichen wie in der Vergangenheit eine Verteilungsentscheidung zu treffen. Bei dieser ist zu beachten, dass sich neben der Entwicklung der Stromsystemkosten selbst einzelne Bestandteile dieser Kosten, wie zum Beispiel Preise am Wholesale-Markt, im Rahmen der Umsetzung der Klimapfade deutlich ändern können. Bis 2030 erfolgt parallel zum Ausstieg aus der Kernenergie die Reduktion der Kohlestromerzeugung und damit ein starker Zubau von Stromerzeugung aus Gas. Zusammen genommen wird das wahrscheinlich zu stark steigenden Preisen am Wholesale-Markt führen, die vor allem stromintensive Branchen überproportional treffen.

Die Finanzierung der Investitionen muss auf die politische Tagesordnung

In den nächsten Wochen und Monaten möchte der BDI mit den Klimapfaden die politischen Debatten in Berlin zur langfristigen Energie- und Klimapolitik begleiten. Wenn international ein ähnliches Ambitionsniveau wie in Deutschland, zumindest in den G20-Ländern, verfolgt wird und die wirtschaftlichen Anreize geschickt gesetzt werden, können sich die Investitionen insgesamt auszahlen. Es ist positiv, dass der Koalitionsvertrag diesen Gedanken aufgreift. Nach Berechnungen der Studie ist es so, dass der 80-Prozent-Klimaschutzpfad volks-wirtschaftlich sogar leicht positive Effekte ergibt. Dies gilt sogar dann, wenn die realen politischen Entwicklungen international nicht im Sinne des Pariser Klimavertrags verlaufen. Für besonders betroffene Akteure, beispielsweise stromintensive Unternehmen, müssen aufgrund der, wie gezeigt, insgesamt zu erwartenden Kostensteigerungen, wirksame Schutz-instrumente existieren. Diese müssen rechtzeitig vor allem auf Basis des EU-Beihilferechts „wasserdicht“ gemacht werden. Voraussetzung für insgesamt neutrale gesamtwirtschaftliche Effekte ist, dass ein perfekter Carbon-Leakage Schutz für die energieintensiven Industrien garantiert ist. Dies ist eine wesentliche Rahmenbedingung der Studie.

Die Politik sollte daher auch ein Monitoring-System über die realen europäischen und globalen Rahmenbedingungen des Klimaschutzes sowie über technologische und soziale Entwicklungen implementieren und, falls erforderlich, die Klimaschutzmaßnahmen anpassen. Deutschland ist energiepolitisch keine Insel. Als exportorientierte Volkswirtschaft würden wir auf der Kostenseite und auch der Einnahmenseite eindeutig ins Hintertreffen geraten, wenn die Politik die internationalen klimapolitischen Ambitionsniveaus

dabei ausblenden würde.

Wie dargestellt, bedeutet Klimaschutz weder den Untergang der deutschen Industrie, noch einen politisch verordneten, neuen Frühling für das Industrieland. Wichtig ist, dass nun die Weichen richtig gestellt werden und die Maßnahmen mit den geringsten Vermeidungskosten politisch sinnvoll begleitet werden, damit sie dann auch wirklich von Entscheidern in die Tat umgesetzt werden. Vor allem wird es wichtig sein, weiter technologieoffen zu agieren, mehr Investitionen in Forschung und Entwicklung zu beschließen und keine starren Sektorziele für die CO₂-Reduktion zu willkürlichen Jahreszahlen zu verfolgen. Nur so kann die Klimapolitik langfristig zum Investitions- und Innovationsprogramm werden, was angesichts der klima-politischen Herausforderung so dringend notwendig sein wird.



Dr. Ingo Luge
Vorsitzender der Geschäftsführung, E.ON Deutschland

Dr. Ingo Luge ist Jurist. Seit Juli 2012 leitet er als Vorsitzender die Geschäftsführung von E.ON Deutschland in Essen. Zuvor war er von 2010 bis 2012 Vorsitzender des Vorstands der E.ON Energie AG in München. Von 1989 bis 1991 war er bei der Frankona Rückversicherungs-AG in München tätig. Von 1992 bis 1999 war er Hauptabteilungsleiter Recht bei der Energieversorgung Müritz-Oderhaff AG in Neubrandenburg. Ab 1999 arbeitete Dr. Luge für die Avacon AG, Helmstedt, zuletzt als Finanzvorstand. Von 2006 – 2010 war er Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover.

Energiewende neu ausrichten !

Dr. Ingo Luge

Weithin besteht Einigkeit, dass die Kosten der Energiewende und deren Finanzierung überdacht und neu geordnet werden müssen. Dabei muss es uns aber um mehr gehen, als nur Milliarden von einer Kundengruppe zu anderen oder zum Staat zu verschieben. Vielmehr müssen wir uns der Herausforderung stellen, dass die Energiewende neu ausgerichtet werden muss, um den neuen Entwicklungen auf den Märkten, bei den Kunden und im Bereich der Technologien gerecht werden zu können.

Neuausrichtung der Energiewende

Die notwendige Neuausrichtung der Energiewende sollte sich also an drei K's orientieren: Kunde, Klima und Kosten.

- Die **Kunden** haben zunehmend den Wunsch und die technischen Möglichkeiten, ihre Energieversorgung selbst zu gestalten. Sie brauchen nicht immer mehr Vorschriften, sondern die freie Entfaltung von Innovationen.
- Die **Klimaziele** von Paris können nur erreicht werden, wenn erneuerbare Energien nicht nur im Strommarkt, sondern auch in den Märkten für Wärme und Mobilität kräftig ausgebaut werden. Dabei spielt für eine lange Übergangszeit auch das CO₂-arme Erdgas eine wichtige Rolle.
- Die **Kosten** für die Kunden sinken, wenn der Wettbewerb zunimmt. Wir brauchen mehr Marktlösungen und weniger Einzelregelungen.

Daraus ergibt sich nach meiner Überzeugung, dass die technologieoffenen und innovationsfördernde Anreizwirkung eines CO₂-Preises stärker genutzt werden muss. Die Akteure in allen Energiemärkten brauchen für ihre Entscheidungen ein eindeutiges Signal durch einen wirksamen und planbar ansteigenden CO₂-Preis.

CO₂-Preis als eindeutiges Signal für alle Energiemärkte

Ein Preis für CO₂ verbindet wie kein anderes Instrument Klimaschutz und Marktwirtschaft. Der europäische Emissionshandel (EU-ETS) gibt CO₂-Emissionen einen Preis. Damit entsteht ein marktwirtschaftlicher und technologieoffener Anreiz, in die CO₂-Vermeidung zu investieren. Dieser Anreiz ist derzeit aber gering, weil ein Überangebot von Emissionsrechten den CO₂-Preis gedrückt hat. Deshalb sind die aktuellen politischen Bemühungen richtig, überschüssige Zertifikate aus dem Markt zu nehmen. Angesichts der erheblichen Komplexität und begrenzten Flexibilität der dazu erforderlichen Prozesse kommen diese Bemühungen aber wahrscheinlich zu spät, um verlässliche Preissignale zu setzen. Zudem wären die Preissignale in jedem Fall

in ihrer Wirkung auf die EU-ETS Sektoren – also Stromwirtschaft und Industrieanlagen - begrenzt, zumindest bis eine Erweiterung des Emissionshandels gelingt.

Deshalb setzt E.ON sich dafür ein, einen CO₂-Mindestpreis einzuführen, der zu zuverlässigeren Preissignalen führt und nicht auf die EU-ETS Sektoren begrenzt ist. Der klimapolitische Anreiz des CO₂-Preises kann so neben Energiewirtschaft und Industrie auch Wärme und Transport erfassen. Um dies zu erreichen, sollte der CO₂-Mindestpreis über Steuern oder Abgaben eingeführt werden. Wie sind die rechtlichen Bedingungen für eine solche Lösung? Europarechtliche Hürden für die Einführung eines nationalen CO₂-Preises sind nicht erkennbar, weil die Energiesteuerrichtlinie nur Mindestsätze vorgibt. Nach deutschem Recht sind sowohl eine steuerliche Lösung, wie auch eine Erhebung als Abgabe möglich. Dabei wäre auch eine CO₂-getriebene Primärenergieträgerbesteuerung möglich und mit dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zur Kernbrennstoffsteuer vereinbar. Das Bundesverfassungsgesicht hat die Besteuerung von Produktionsmitteln ausnahmsweise zugelassen, „wenn die Anknüpfung an den Privatkonsum lediglich auf eine Vorstufe verlagert wird.“ Dies gilt auch für eine Abgabe oder Steuer auf CO₂, die an die Endkunden überwälzt würde. Im Gegenzug sollte zur Entlastung der Kunden folgerichtig die Stromsteuer auf den EU-Minimalsatz reduziert werden. Auf eine europaweite Abschaffung der Stromsteuer können wir und vor allem die Kunden nicht warten.

Eine Umsetzung ist möglich!

Eine konzeptionelle und rechtliche Verknüpfung von CO₂-Mindestpreis mit dem ETS-Zertifikatpreis kann nach dem bereits heute in Großbritannien praktizierten Vorgehen erfolgen: Die Höhe der CO₂-basierten CO₂- Abgabe wird für die ETS-Bereiche als Differenz zum Großhandels-Preis der CO₂-Zertifikate jährlich festgelegt. Mit steigenden Zertifikatpreisen fällt der CO₂-Preisbestandteil. Bei Erreichen oder Überschreiten des CO₂-Mindestpreises beträgt er Null.

Eine solche Regelung sollte in möglichst vielen Ländern (EU und G20) umgesetzt werden, um Verzerrungen im internationalen Wettbewerb zu minimieren. Wenn Deutschland Energiewende-Pionier bleiben will, ist ein solches technologieoffenes Instrument zu empfehlen. Ein Einstieg in Kerneuropa wäre ein möglicher Anfang, etwa über eine Vereinbarung zwischen Deutschland, Frankreich und den Niederlanden. Solange nicht alle relevanten Handelspartner erfasst werden, sind Kompensationsmaßnahmen für die deutsche Industrie notwendig, um Nachteile im internationalen Wettbewerb zu vermeiden.

Höhe und Entwicklung eines Mindestpreises sind politisch festzulegen. Viele Studien gehen davon aus, dass mit einem CO₂-Preis von 30 €/t in der Stromerzeugung und im Wärmemarkt ein Wechsel auf das CO₂-arme Erdgas und erneuerbare Energien wirtschaftlich wird. Der CO₂-Preis sollte nach einem

festgelegten Pfad kontinuierlich steigen, damit er von allen Akteuren in ihre Planungen einbezogen werden kann. Würde ein CO₂-Preis – zusammengesetzt aus ETS-Zertifikaten und Mindestpreis - von insgesamt 30 €/t ab 2018 eingeführt, könnte die vom Bundesumweltministerium festgestellte Klimälücke von 150 Mio. t CO₂ bereits in 2020 halbiert werden.

Die Umgestaltung sollte in Summe aufkommensneutral sein. Der CO₂-Belastung muss daher die Rückführung der EEG-Lasten in gleicher Höhe entgegenstehen. Bereits bei einem CO₂-Preis von 35 €/t ließen sich die gesamten 24 Mrd. € EEG-Kosten ablösen. Dieser CO₂-Preis von 35 €/t würde zwar zu einer Verteuerung der fossilen Energieträger für die Endkunden führen. Trotz gleichzeitiger Entlastung des Stroms kann dies für Pendler und einkommensschwache Haushalte in schlecht isolierten Wohnungen zu einer insgesamt höheren Energierechnung führen. Diese zusätzlichen Belastungen für Geringverdiener sollten durch staatliche Gegenmaßnahmen aufgefangen werden, z. B. durch Transferleistungen und/oder über das Steuerrecht. Fortschritte beim Klimaschutz dürfen nicht weiter zu einer überproportionalen Belastung für Menschen mit geringen Einkommen führen.

Die Förderung der Erneuerbaren, die bislang das EEG übernommen hat, sollte künftig aus dem Aufkommen der CO₂-Abgabe erfolgen. Dabei entfällt die Förderung zu mehr als 90 % auf Altanlagen, die ab 2025 verstärkt aus der Förderung ausscheiden. Bei Neuanlagen werden Auktionen die Fördersätze weiter senken. Die auktionierten Mengen sind mit den Netzausbauplänen zu synchronisieren. Das EEG bleibt auf Sicht als Rahmenwerk nötig, auch wenn das darüber bewegte Fördervolumen kontinuierlich sinkt.

Ich sehe kein anderes Instrument, dass so wirksam wie ein planbar ansteigender CO₂-Preis Ökonomie und Ökologie, Klimaschutz und Kosteneffizienz, Innovationsfähigkeit und Kundenbedürfnisse zusammen führen kann.



Foto: MWIDE NRW/Foto: R. Pfeil

Prof. Dr. Andreas Pinkwart
Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des
Landes Nordrhein-Westfalen

Ausbildung zum Bankkaufmann, Studium der Volks- und Betriebswirtschaftslehre an den Universitäten Münster und Bonn.

1987: Abschluss als Diplom-Volkswirt; 1987 bis 1991: Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Mittelstandsforschung und wissenschaftlicher Mitarbeiter der FDP-Bundestagsfraktion; 1989 bis 1999: Mitglied des Kreistages Rhein-Sieg; 1991: Promotion zum Dr. rer. pol.; 1991 bis 1994: Leitung des Büros des Vorsitzenden der FDP-Bundestagsfraktion; 1992 bis 2002 Vorsitzender des Kreisverbandes Rhein-Sieg der FDP; 1994 bis 1997: Lehrstuhl für Volks- und Betriebswirtschaftslehre an der FH für öffentliche Verwaltung NRW in Düsseldorf; 1996 bis 2002: Stellvertretender Vorsitzender des Landesverbandes NRW der FDP; 1998: Universitätsprofessor für Betriebswirtschaftslehre an der Universität Siegen; 2002 bis 2005: Mitglied des Deutschen Bundestages; 2002 bis 2010: Vorsitzender des Landesverbandes NRW der FDP 2005 bis 2010: Minister für Innovation, Wissenschaft, Forschung und Technologie und stellvertretender Ministerpräsident; 2011 bis 2017: Rektor der HHL Leipzig Graduate School of Management; seit dem 30. Juni 2017 Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

Wege zu einer kosteneffizienten Ausgestaltung der Energiewende

Prof. Dr. Andreas Pinkwart

Längst geht es bei der Energiewende nicht mehr um einen Konkurrenzkampf zwischen erneuerbaren und konventionellen Energien. Vielmehr steht die effiziente Vernetzung des Gesamtsystems im Mittelpunkt, in dem die erneuerbaren Energien (EE) bereits dominieren und weiter an Bedeutung gewinnen werden. Auch wenn der Anteil der fossilen Energieerzeugung immer weiter sinkt, brauchen wir effiziente und flexible Kraftwerke als Ergänzung der Erneuerbaren – und zwar noch so lange, bis Stromspeicher, Nachfrageflexibilisierung und intelligente Netze diese Rolle vollständig übernehmen können.

Dieses Miteinander kostengünstig und effizient zu organisieren, ist eine Aufgabe, der sich Deutschland endlich stellen muss. Wettbewerbsfähige Energiepreise und eine sichere Energieversorgung hängen untrennbar mit der industriellen Wertschöpfung zusammen, die unser Land auszeichnet. Daher bedarf es nicht nur eines Ausbaus der EE mit Augenmaß, sondern auch vernünftiger Rahmenbedingungen für eine sichere und preisgünstige Energieversorgung. Kraftwerke müssen zukünftig EE flexibel ergänzen, Stromnetze den neuen Anforderungen der dezentralen Bewirtschaftung gewachsen sein und die Industrie muss Anreize zur Flexibilisierung ihrer Stromnachfrage erhalten.

Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die Gleichrangigkeit von Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit wieder hergestellt wird. Während die klimapolitischen Ziele ausdifferenziert und quantifiziert sind, gilt es, die Ziele Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit noch zu konkretisieren. Das zeigt sich insbesondere bei den Kosten der Energiewende.

Auseinanderdriften von EE-Ausbau und Netzausbau führt zu steigenden Kosten

Der rasante Ausbau der EE führt dazu, dass die EEG-Umlage 2017 auf inzwischen 6,88 Cent pro Kilowattstunde angestiegen ist. Besonders deutlich wird die Kostenentwicklung, wenn man sich die absoluten Zahlen anschaut: Mussten die Stromkunden im Jahr 2000 lediglich eine Milliarde Euro für die EEG-Umlage aufbringen, waren es 2010 bereits zehn Milliarden Euro. Im Jahr 2016 wurde erstmals die Marke von 25 Milliarden Euro erreicht.

Der Wandel der Erzeugungslandschaft stellt aber auch hohe Anforderungen an die Stromnetze. Bisher war dieser Wandel geprägt durch Verzögerungen im Netzausbau, einen starken Ausbau von Windenergieanlagen auf See und an Land – hier sogar oberhalb des gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfades – sowie eine erhebliche Veränderung des konventionellen Kraftwerksparcs. Die Betreiber müssen zur Netzstabilisierung zunehmend auf Netz- und

Systemsicherheitsmaßnahmen zurückgreifen. Dazu zählen insbesondere Redispatch-Maßnahmen, also die Reduzierung bzw. Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken oder die Abregelung von Stromeinspeisung aus EEG- und KWK-Anlagen, auch als Einspeisemanagement bekannt.

Am Beispiel der Redispatch-Maßnahmen wird deutlich, was das für die konkrete Arbeit der Netzbetreiber bedeutet. Die Gesamtmenge der Redispatch-Einsätze lag 2016 bei rund 12.000 Gigawattstunden an 329 Tagen, die Dauer der Maßnahmen bei 14.000 Stunden. Im Vergleich dazu betrug im Jahr 2013 die Gesamtmenge der Redispatch-Einsätze lediglich 4.000 Gigawattstunden an 232 Tagen, die Dauer der Maßnahmen etwa 8.000 Stunden.

Gleiches gilt für das Einspeisemanagement: Wurden 2016 durch die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber rund 4.000 Gigawattstunden an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen bei der Bundesnetzagentur gemeldet, waren es 2013 nur 600. Dabei ist der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger „Wind an Land“.

Die steigende Zahl von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen geht zwangsläufig mit erhöhten Kosten einher. Im Jahr 2013 lagen diese noch bei weniger als 200 Millionen Euro, 2016 bereits bei fast einer Milliarde Euro. Die Bundesnetzagentur schätzt, dass die Kosten für Netzeingriffe bis 2023 auf mehr als vier Milliarden Euro im Jahr steigen könnten – den Netzausbau nicht miteinkalkuliert.

Netzentgelt- und Umlagesystematik bedürfen einer grundlegenden Überarbeitung

Nordrhein-Westfalen wird sich gegenüber dem Bund dafür einsetzen, die Systematik der Netzentgelte insgesamt zu überprüfen und einer umfassenden Neuregelung zuzuführen, um sie den Erfordernissen der Energiewende anzupassen. Die Bundesnetzagentur legte hierzu schon 2015 einen ausführlichen Bericht vor, der eine ganze Reihe an Themen aufzeigt, die dringend zu überarbeiten sind. Auch das Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ aus 2015 sprach zahlreiche Punkte für eine Neuregelung der Stromnetzentgelte an.

Ziel muss es sein, die Marktintegration der EE weiter voranzutreiben – etwa durch Einspeise-Netzentgelte, die unter dem Gesichtspunkt der Systemdienlichkeit variabel ausgestaltet werden. Denn zukünftig werden auch EE-Anlagen in zunehmendem Maße Systemdienstleistungen zur Frequenz- und Spannungshaltung erbringen müssen. Lastseitig können zeitlich variable, engpassorientierte Netzentgelte Anreize für eine bessere Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch bieten.

Aktuell werden die Netzentgelte vorrangig durch den Arbeitspreis bestimmt. Die Folge ist eine Entsolidarisierung der Netzfinanzierung durch Eigenerzeu-

gungsanlagen, die zwar die Netzinfrastruktur als Versorgungssicherheitsgaranten nutzen, aber kaum einen Beitrag zur Finanzierung der Infrastruktur leisten. Dem gilt es, durch eine stärkere tarifliche Einbeziehung der Anschlussleistung entgegenzuwirken.

Zur Technologieeinführung der EE wurden besondere rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen, die ihnen überhaupt erst eine Teilnahme am Strommarkt ermöglichten (zum Beispiel Einspeisevorrang und Förderung). Die Mengensteuerung über die regional an den Netzausbau angepassten EE-Ausbaupfade und der wettbewerbliche Ansatz der EE-Ausschreibungsverfahren des EEG 2017 sind Schritte in die richtige Richtung.

Die Strompreise für private Haushalte und den überwiegenden Teil der gewerblichen Endkunden sind in den letzten Jahren massiv angestiegen. Dies ist vor allem auf die EEG-Umlage zurückzuführen, die inzwischen etwa 40 Prozent der staatlichen Lasten auf den Strompreis ausmacht. Damit befinden sich die Strompreise in Deutschland in der Spitzengruppe der EU-Staaten. Rund 96 Prozent aller Industrie- und Gewerbebetriebe in Deutschland zahlen die volle EEG-Umlage mit entsprechenden Wettbewerbsnachteilen im europäischen Vergleich. Private Haushalte und Gewerbebetriebe müssen deshalb spürbar entlastet werden. Im Sinne einer gerechteren Verteilung sollten die Altkosten der EEG-Umlage, die mit der Technologieeinführung verbunden waren, über den Bundeshaushalt finanziert werden. Mit Auslaufen der zwanzigjährigen Förderung wird sich diese Belastung der Steuerzahler bald abbauen. Die Finanzierung der Neuanlagen beträgt nur einen Bruchteil der bisherigen EEG-Umlagekosten, wie auch die aktuellen Auktionierungsergebnisse belegen. Ohnehin ist davon auszugehen, dass die EE im Laufe der nächsten Jahre durch weitere technologische Fortschritte und steigende Strombörsenpreise allmählich ohne Förderung auskommen werden. Damit endet auch der widersinnige Subventionswettlauf der Regionen Deutschlands um den höchsten EEG-Umlageanteil.

Die Stromsteuer hat ihre ursprünglich beabsichtigte umweltorientierte Lenkungswirkung verloren. Sie beträgt derzeit 2,05 Cent pro Kilowattstunde. Durch eine Senkung der Stromsteuer auf den europarechtlich festgelegten Mindestsatz von 0,01 Cent pro Kilowattstunde, können die finanziellen Belastungen insbesondere für die privaten Stromverbraucher reduziert werden.

Konventionelle Kraftwerke notwendig für Versorgungssicherheit

Auch Nordrhein-Westfalen steht als Stromproduzent mit hoher Exportquote und als Standort zahlreicher energieintensiver Grundstoffindustrien vor großen Herausforderungen. Wir wollen Nordrhein-Westfalen zum Industrieland 4.0 und Garanten für Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa gestalten. Aufgrund des Zuwachses an EE muss unser Kraftwerkspark mit immer geringeren Strommarktanteilen auskommen, aber dennoch in wind- und sonnenschwachen Zeiten kurzfristig zur Verfügung stehen. Die jährlich

zunehmenden Eingriffe zur Netzstabilisierung belegen die Unverzichtbarkeit konventioneller Kraftwerke.

Dennoch stelle ich immer wieder fest, dass beim Thema Versorgungssicherheit die Gegner konventioneller Kraftwerke eine unumstößliche Tatsache außer Acht lassen: Wir brauchen weiterhin Kohle und Gas, weil wir nur so die Versorgung rund um die Uhr gewährleisten können. Zwar gibt es gegenwärtig Überkapazitäten am Markt, aber nicht immer stehen diese dort, wo sie gefragt sind. Oder unsere europäischen Nachbarn benötigen sie, wie im Januar 2017. Solange wir keine großen Speicher haben, können EE auf absehbare Zeit die Versorgungssicherheit nicht alleine leisten. Wir nutzen die Energie aus Sonne und Wind, wir integrieren sie in unsere Energieversorgung, aber wir dürfen keinesfalls mit einem schwankenden Energieangebot die Netzstabilität und Versorgungssicherheit aufs Spiel setzen. Die Experten gehen davon aus, dass konventionelle Kraftwerke auch noch im Jahr 2050 in einer Größenordnung von etwa der halben Spitzenlast als Backup gebraucht werden.

Investoren und Unternehmen können sich heute darauf verlassen, dass Stromausfälle bei uns im Vergleich zu anderen Regionen der Welt sehr selten sind. Diesen Vorteil dürfen wir nicht gefährden. Unsere Wirtschaft ist existenziell auf eine sichere und stabile Energieversorgung angewiesen, aber auch andere Verbraucher, wie private Haushalte, Krankenhäuser oder Rechenzentren. Dabei kommt dem Kraftwerkspark in Nordrhein-Westfalen eine Schlüsselrolle für die Versorgungssicherheit zu. Gerade die heimische energieintensive Industrie benötigt eine hohe Versorgungssicherheit und -qualität sowie einen moderaten Strompreis, um international wettbewerbsfähig zu bleiben. Diese Standortfaktoren müssen wir besser abbilden, als das derzeit über die Erfassung von Stromausfällen von mehr als drei Minuten geschieht. Denn für unsere digitalisierte industrielle Wertschöpfungskette sind schon Spannungsschwankungen im Zehntelsekundenbereich von entscheidender Bedeutung und haben zum Teil gravierende Auswirkungen auf die Produktion.

Ausreichende Anreize für Investitionen in effiziente Kraftwerke setzen

Das 2016 verabschiedete Strommarktgesetz enthält eine Grundsatzentscheidung für einen Strommarkt 2.0 und eine Kapazitätsreserve für unvorhersehbare Ereignisse. Wichtig für hocheffiziente und klimafreundliche Kraftwerke im Bestand und bei Neuanlagen ist aber eine ausreichende wirtschaftliche Basis. Knappheitspreise, wie im Strommarkt 2.0 vorgesehen, stellen keine geeignete Grundlage für eine kaufmännische Entscheidung von Betreibern und Kapitalgebern dar.

Die stockende Realisierung zahlreicher wichtiger Kraftwerksprojekte macht das deutlich. Den größten Anteil an der geplanten Erzeugungsleistung haben die für die Energiewende wichtigen Gaskraftwerke: Derzeit werden vier Gaskraftwerke mit einer Kapazität von etwa 800 Megawatt gebaut, 15 Gaskraftwerke sind in Planung. Die potenzielle Erzeugungskapazität dieser Kraftwerke

liegt bei rund 10.000 Megawatt. Auf den ersten Blick ist das eine beachtliche Erzeugungskapazität, die wir als Partner der EE dringend benötigen. Aber: Die Investitionsentscheidung ist bei nahezu allen geplanten Gaskraftwerken noch nicht getroffen und hinter zahlreichen Projekten steht aufgrund der schlechten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein dickes Fragezeichen. Insgesamt sind 2.000 Megawatt an sicher verfügbarer Leistung in Form konventioneller Kraftwerke im Bau. Diesen zusätzlichen Kapazitäten stehen jedoch voraussichtlich Stilllegungen im Umfang von 26.000 Megawatt bis 2022 gegenüber.

Strommarktdesign weiterentwickeln

Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen für 2023 mit einer gesicherten Leistung von 73.000 bis 75.000 Megawatt. Die Bundesnetzagentur hingegen geht in ihren Prognosen davon aus, dass die Jahreshöchstlast in 2023 bei rund 82.000 Megawatt liegen wird.

Klar ist: Eine solche Kapazitätslücke können wir uns als Industriegesellschaft nicht leisten. Es besteht also dringender Handlungsbedarf. Natürlich muss Versorgungssicherheit in einem zusammenwachsenden europäischen Binnenmarkt zukünftig stärker grenzüberschreitend gedacht werden. Dabei gilt es aber ebenso die Restriktionen unter anderem bei den Grenzkuppelstellen zu berücksichtigen wie auch der kontinuierliche Rückgang gesicherter Leistung im europäischen Binnenmarkt.

Die Landesregierung wird sich auf Bundesebene für ein wettbewerbles Marktdesign starkmachen, das den Leitungsbau, die Speicherforschung, den Ausbau der EE und die Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks synchronisiert. Dies kann in offenen Leistungsmärkten erfolgen, in denen alle Stromanbieter dazu verpflichtet sind, die dem Verbraucher zugesagte Leistung durch Versorgungsgarantien abzusichern; oder durch die Schaffung eines Marktes für Versorgungssicherheit, der die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien sowie den Einsatz moderner konventioneller und KWK-Kraftwerke ermöglicht. Im Übrigen ist und bleibt die KWK – aufgrund ihres hohen Nutzungsgrades – eine wichtige Klimaschutztechnologie und damit ein wesentliches Element für eine erfolgreiche Energiewende.

Dazu gehören aber auch die Themen Digitalisierung und Innovation. Sie sind der Treiber einer modernen und klimafreundlichen Energieversorgung – eines Systems, mit dem Energie für den Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor in intelligenter Weise umweltfreundlich, bezahlbar und sicher umgewandelt, verteilt, gespeichert und genutzt werden kann.

Nordrhein-Westfalen setzt nicht auf einen einseitigen massiven Ausbau einzelner Energietechnologien. Wir befürworten einen offenen Wettbewerb der Erzeugungstechnologien, ein integriertes und intelligentes Stromnetz sowie effiziente Speichertechnologien. Dabei wollen wir die Potenziale der Digitalisierung und der Energieeffizienz sowohl im Energiebereich als auch auf dem

Wärmemarkt heben. Gleichzeitig wird die Landesregierung die technologie-neutrale Förderung von Forschung, Entwicklung und Verfahren insbesondere im Bereich der Energieumwandlung, Energiespeicherung und alternativen Antrieben ausbauen. Ziel ist, Innovationen anzuregen, die eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen und unter klimafreundlichen Bedingungen ermöglichen. Denn nur so kann die Energiewende gelingen.

Akzeptanz entscheidend für Erfolg der Energiewende

Von zunehmender Bedeutung für die Energiewende ist auch die gesellschaftliche Akzeptanz. Die abstrakte Frage, ob man die Energiewende wichtig und gut findet, beantwortet ein Großteil der Bevölkerung durchweg positiv. Sobald es aber konkret um die Kosten der EEG-Umlage, die notwendige Erweiterung unserer Stromnetze oder die benachbarten Windparks geht, ergibt sich ein oftmals eher kritisches Meinungsbild.

Die Windenergie ist zusammen mit dem Netzausbau eine tragende Säule der Energiewende in Deutschland. Das steht außer Frage. Aber im dichtbesiedelten Nordrhein-Westfalen sind andere Lösungen gefragt als ein Windenergieausbau gegen die Interessen der betroffenen Bevölkerung oder des Natur- und Landschaftsschutzes.

Nordrhein-Westfalen steht für urbane Lösungen zur Energieversorgung und -nutzung. Die intelligente, durch smart grids und leistungsfähige Verteilnetzbetreiber getragene Kombination von Photovoltaik, Blockheizkraftwerken, Fernwärmestrukturen, Batteriespeichern und letztlich Mobilitätskonzepten auf Basis von Elektromobilität sind die Zukunft unseres Landes. Vervollständigt wird dieses Konzept durch das Repowering bestehender Windparks, den anwohnerfreundlich strukturierten Neubau von Windkraftanlagen, den flexiblen Einsatz effizienter Kraftwerke – vorzugsweise in KWK – und den Übertragungsnetzausbau.

Dabei werden neue digitale Technologien zunehmend dezentrale Erzeugungsanlagen und marktfähige Flexibilitätsangebote bündeln, steuern und vernetzen. So erreichen wir eine effiziente und netzdienliche Synchronisierung von Erzeugung, Verbrauch und Infrastrukturen (Netze, Speicher). Neben dem Ausbau der Übertragungsnetze müssen die Verteilnetze ertüchtigt und ihre Steuerung optimiert werden. Dafür gilt es, die notwendigen Voraussetzungen zur Modernisierung der Leitungen und für den Einsatz intelligenter technischer Bauteile zu schaffen – etwa regelbare Ortsnetztransformatoren oder die intelligente Erfassung des Stromverbrauchs, um eine zeitnahe Information von Stromeinspeisern und größeren Stromverbrauchern zu ermöglichen.

Sektorenkopplung elementar für nationale Klimaziele

Die Bundesregierung hat sich mit der Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommens erneut zu dem gemeinschaftlichen Ziel bekannt, die Erderwär-

mung auf deutlich unter zwei Grad Celsius zu beschränken. Aktuell deutet sich jedoch an, dass die national gesetzten Klimaziele für 2020 verfehlt werden aufgrund geringer Fortschritte insbesondere in den Bereichen Wärme und Mobilität: Sowohl im Gebäudesektor, als auch im Verkehr und der Industrie stagniert die Reduktion der Treibhausgasemissionen in den letzten Jahren deutlich.

Vor diesem Hintergrund ist die verstärkte Sektorenkopplung ein vielversprechender Ansatz zur mittel- und langfristigen Erreichung der nationalen Klimaziele. Derzeit werden hauptsächlich zwei Arten der Sektorenkopplung diskutiert: zum einen die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs, zum anderen der Ersatz konventioneller Energieträger durch synthetische mit Hilfe von Power-to-X-Technologien.

Doch wie kann dies effektiv und kostengünstig gelingen? Eine kosteneffiziente Sektorenkopplung erfordert einen technologieoffenen Ansatz. Eine frühzeitige Forcierung elektrifizierter Endverbrauchssektoren durch Quoten- oder Technologievorgaben führt zu erheblichen Mehrkosten. Auch die Nutzung bestehender Infrastrukturen, wie beispielsweise im Gas- oder Wärmebereich, ist ein zentraler Bestandteil, um die nationalen Klimaziele kosteneffizient zu erreichen. Gasbetriebene Technologien spielen bereits heute in allen Sektoren eine zentrale Rolle. Ihre Bedeutung wird in Zukunft noch größer.

Gleiches gilt für die gesicherte Leistung zur Überbrückung von Dunkelflauten. Die dafür vorzuhaltenden Backup-Kapazitäten werden bis 2050 – infolge der Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs – weiter zunehmen. Durch den starken Anstieg dargebotsabhängiger Stromerzeugung werden sie eine immer geringere Anzahl an Volllaststunden aufweisen. Eine Weiternutzung moderner Bestandskraftwerke, insbesondere von Steinkohlekraftwerken als Backup, kann sich hier als kosteneffizient erweisen. Zusätzlich müssen aber auch flexible Backup-Kapazitäten zugebaut werden. Dazu bedarf es entsprechender Investitionsanreize. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage bzw. eine stärkere Integration Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt können den Bedarf an Backup-Kapazitäten senken.

Die gegenwärtige energiepolitische Umsetzung der Energiewende unterliegt einer Vielzahl kleinteiliger und unkoordinierter Einzelmaßnahmen. Diese beinhalten auf der einen Seite Anreizinstrumente zur Treibhausgasreduzierung und zum Ausbau der EE. Auf der anderen Seite umfassen sie Ausnahmeregelungen zur Kostenentlastung einzelner Akteure. Durch die zunehmende Komplexität des Energiesystems kann jedoch nicht gewährleistet werden, dass die gewünschte Wirkung der Maßnahmen tatsächlich eintritt. In einem dynamischen Markt ist außerdem absehbar, dass mehrheitlich nicht marktwirtschaftliche Einzelinstrumente langfristig auch nicht effizient sind. Daher müssen die klimapolitischen Instrumente harmonisiert werden, um effiziente Anreizwirkungen und langfristig planbare Rahmenbedingungen für alle Akteure sicherzustellen.

Zudem wird das übergeordnete Ziel der Treibhausgasminderung um viele Teilziele erweitert. Als Beispiele können Ziele der Energieeffizienz, Ausbauziele erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung und im Wärmesektor, Zielvorgaben für Elektromobilität sowie sektorale Klimaziele genannt werden. Teilziele sind wichtig für die Definition, den Anreiz und die Überprüfung gewünschter Entwicklungen in einzelnen Segmenten. Sie sind jedoch hinderlich, wenn sie gemeinsam nicht im Einklang mit dem übergeordneten Ziel einer kosteneffizienten Treibhausgasminderung stehen. Daher müssen alle Teilziele auf ihre Wirkungsweise untersucht und angepasst werden. So lässt sich gewährleisten, dass die Energiewende nicht nur dem Klimaschutz gerecht wird, sondern auch der Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit.



Dr. Helmar Rendez
Vorsitzender des Vorstandes, LEAG Bergbau AG

Dr. Helmar Rendez (1962) ist Vorsitzender des Vorstandes der LEAG Bergbau AG sowie der LEAG Kraftwerke AG. Seit 1988 besetzte er verschiedene Leitungspositionen in der Energiebranche: Vorsitzender der Geschäftsführung der Stromnetz Berlin GmbH, der Stromnetz Hamburg GmbH und der Vattenfall Europe Netzservice GmbH sowie Head of Business Unit 'Distribution' der Vattenfall Gruppe (2010-2015), Mitglied des Executive Group Management der Vattenfall AB (2007-2010), Mitglied des Vorstandes der WEMAG AG (2004-2007), Leiter Integration Management Office/Leiter Corporate Development der Vattenfall Europe AG (2001-2004) und Leiter Unternehmensentwicklung der VEAG Vereinigte Energiewerke AG (1998-2001). Von 1993-1998 war er Leiter Service Management und des Berliner Büros der Kienbaum Unternehmensberatung GmbH. Er begann seine Karriere 1988 am Zentrum für Logistik und Unternehmensplanung GmbH nach dem Wirtschaftsingenieurstudium und der Promotion an der TU Berlin.

Alternative Finanzierungsmodelle zum Ausbau der erneuerbaren Energien

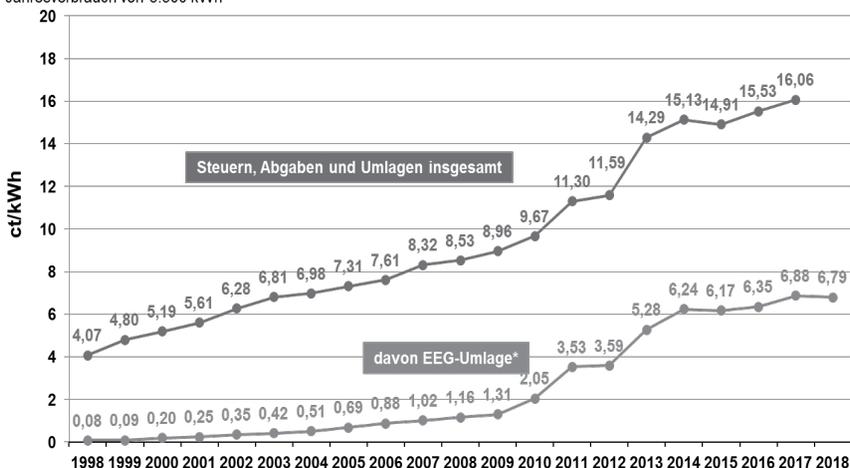
Dr. Helmar Rendez

Seit Einführung der finanziellen Förderung der erneuerbaren Energien durch das Stromerzeugungsgesetz 1990 haben diese durch eine in der bundesdeutschen Geschichte einmalige Förderpolitik die deutsche Stromerzeugungslandschaft nachhaltig verändert. Dabei wuchsen vor allem Photovoltaik und Onshore-Windenergie, aber auch Biomasse und zuletzt Offshore-Windenergie von einigen Versuchsanlagen zu einer bilanziell tragenden Säule der deutschen Stromversorgung (Anteil am Bruttostromverbrauch 2016: 32,3% und am PEV: 12,6%).

Die Erfolge dieser Politik sind parteiübergreifend gefeiert worden, während die in den letzten Jahren immer deutlicher werdenden wirtschaftlichen wie sozialen Schattenseiten des EEG vielfach verschwiegen oder sogar bestritten worden sind. Dies betrifft neben den immer mehr Bürger mobilisierenden Eingriffen in die Natur und das Landschaftsbild durch den Flächen zehrenden Ausbau, insbesondere der Onshore-Windenergie, vor allem die seit Jahren steigende Staatsquote an den Stromkosten. Diese hat sich mit heute 55% gegenüber 1998 mehr als verdoppelt. Den größten Anteil an dieser Kostenbelastung trägt das EEG mit mittlerweile rund 25,6 Mrd. € Nettobelastung im Jahr bei.

Bestandteile des durchschnittlichen Strompreises für einen Haushalt (ct/kWh)

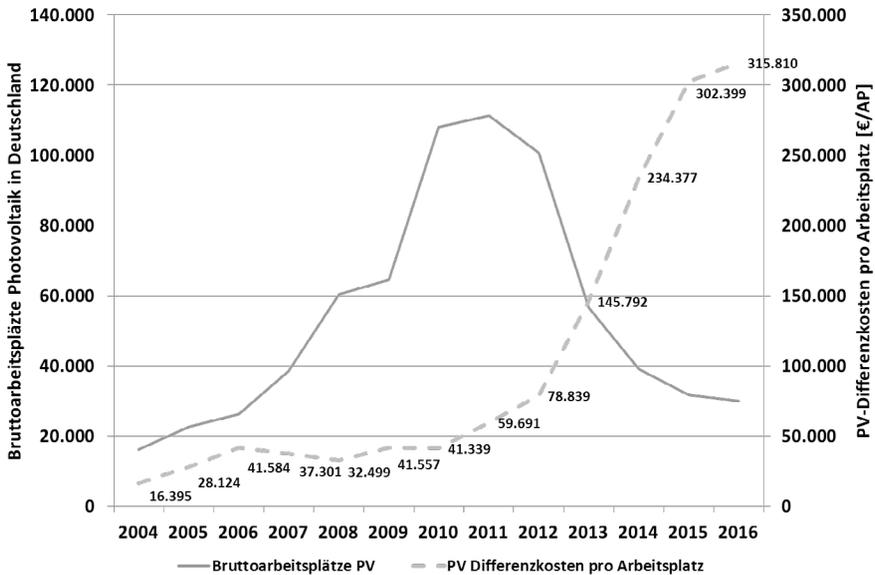
Jahresverbrauch von 3.500 kWh



Quelle: BDEW: Grafiken zur Zusammensetzung des Strompreises 10/2017

Diese Umlage auf den Strompreis stieg von 1,31 Cent je Kilowattstunde (kWh) im Jahr 2009 auf 6,88 Cent im Jahr 2017 und hat sich damit in den vergangenen neun Jahren mehr als verfünffacht.

Anfänglich vorteilhaft war, dass die Arbeitsplatzeffekte durch die Herstellung und Errichtung der Wind- oder Solaranlagen sofort sichtbar wurden, die Kosten dafür aber über 20 Jahre Förderung verteilt wurden. Dies verleitet den damaligen Umweltminister Trittin zum Kostenvergleich des EEG mit einer Eiskugel im Monat und befeuert noch heute die Erzählung vom „grünen Jobwunder“.



Quelle: BMWi: EEG in Zahlen 2017, Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien 2016

Mittlerweile ist dieser Vorteil zu einer Belastung geworden. Vielfach wird nur noch vom „Kostenrucksack“ gesprochen, mit dem Deutschland der Welt die Lernkurveneffekte für erneuerbare Energien finanziert habe.

Relativ neu und unterstützt von den Auktionsergebnissen ist die Annahme, neue EEG-Anlagen seien pro erzeugter MWh nicht mehr teurer als konventionelle Kraftwerke. Dabei wird übersehen, dass auch neue Anlagen eine Förderung zusätzlich zum Marktpreis benötigen und damit die EEG-Differenzkosten weiter erhöhen. Denn der Marktwert von Wind- und Solarstrom ist vom eigenen Dargebot abhängig und die Strompreise bei viel Sonne und Wind sind entsprechend niedrig. Erkennbar wird das an der EEG-Kernumlage, die in 2018 von 7,0 auf 7,3 ct/kWh weiter gestiegen ist. Die bislang extrem günstigen Offshore-Ausschreibungen beruhen wiederum auf Annahmen zur Strompreisentwicklung, die für die Jahre nach dem beendeten deutschen Atomausstieg einen deutlich höheren Marktpreis prognostizieren. Die Auktionsgewinner haben sich damit Optionen gesichert, jedoch sind damit bislang noch keine konkrete Investitionsentscheidungen verbunden.

In Summe wird allgemein von weiter steigenden Kosten ausgegangen, die erst in den 2030er Jahren signifikant zurückgehen könnten.

Die Akzeptanz für diese teure Energiepolitik erodiert zunehmend. Dabei gewinnt neben der reinen Kostenbelastung und den Aspekten der nachhaltigen Arbeitsplatz- und Wirtschaftseffekte zunehmend die Frage der sozial gerechten Kostenverteilung durch die Umlage über den Strompreis an Bedeutung. Alle politischen Versuche, dieses Konfliktfeld zu entschärfen oder aufzulösen, sind bislang gescheitert bzw. werden auch absehbar zu keiner Entspannung führen:

Die „Schwarzer Peter“-Diskussionen über die Kostenverteilung zwischen Industrie und Privatkunden bedienen allenfalls die jeweiligen politischen Unterstützer, können das Grundproblem anhaltender absoluter Kostensteigerung aber nicht lösen.

Die durch die EU erzwungene Einführung von Ausschreibungsmodellen zur Bestimmung der Subventionshöhe von EEG-Anlagen wird bei einzelnen Technologien zur Kostenersparnis führen, ändert aber nichts an der Tatsache der nicht marktkonformen Dauersubvention. Die positiven Wirkungen betreffen vorerst nur wenige Neuanlagen. Ohne politische Eingriffe waren und sind EEG-Anlagen nicht wettbewerbsfähig.

Mit der Einführung von „Netzausbaugebieten“ hat die Politik angesichts des trotz massiver regulatorischer Bemühungen weiterhin viel zu langsamen Netzausbaus einen richtigen, aber nur provisorischen und systemisch unzureichenden Notnagel für den Erhalt der Systemsicherheit in Norddeutschland eingeschlagen.

Die von Deutschland für 2018 durchgesetzte Auflösung der bisherigen gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone wird voraussichtlich zu einer temporären Absenkung der Redispatchkosten für die deutschen Stromverbraucher führen. Sie widerspricht jedoch dem Prinzip des gemeinsamen europäischen Strommarktes und setzt nur am Symptom an, nicht jedoch an der Ursache, d.h. dem weiteren bedarfsfernen Zubau volatiler Kapazitäten.

Neu eingeführte „Mieterstrommodelle“ könnten punktuell zu Entlastungen Einzelner ohne Wohneigentum führen. Sie verschärfen jedoch die Situation der fixen Infrastrukturkosten für alle Nicht-Privilegierten. Im Ergebnis beschleunigen sie die Entsolidarisierung, Trittbrettfahrerei und letztlich auch die Verteilungskonflikte.

Der steigende Kostendruck in der direkt oder mittelbar dem internationalen Wettbewerb ausgesetzten Wirtschaft und bei den privaten Verbrauchern sowie die dadurch wachsende Gefahr eines energiepolitischen Stimmungsumschwungs haben dazu geführt, dass in Parteien, Gewerkschaften, Verbänden und Verbraucherschutzorganisationen sowie Instituten das noch vor wenigen Jahren im politischen Raum als gewissermaßen sakrosankt geltende EEG hinterfragt wird. Neue, alternative Finanzierungsmöglichkeiten werden zunehmend offen diskutiert.

Beispielhaft sei die Analyse der IG BCE in ihren Anforderungen an die Parteien im Bundestagswahlkampf 2017 angeführt: „*Die Energiewende ist teuer und sozial unausgewogen. Bis 2020 werden Zahlungsverpflichtungen an Betreiber von EEG-Anlagen in Höhe von 650 Milliarden Euro aufgelaufen sein, die bis 2040 erfüllt werden müssen. Die EEG-Umlage ist sozial blind und damit ungerecht gegenüber Gering- und Normalverdienern. Gerechter wäre es, diese gesamtgesellschaftliche Jahrhundertaufgabe aus dem Bundeshaushalt zu finanzieren, damit die finanzielle Leistungsfähigkeit bei ihrer Finanzierung besser berücksichtigt wird*“ (Sicher in die Zukunft – Worauf es uns ankommt, Anforderungen der IG BCE zur Bundestagswahl 2017, IG BCE Hauptvorstand, 12./13. Dezember 2016, Berlin).

Derzeit werden unterschiedliche Ansätze diskutiert, ohne dass bislang ein fertiges und vor allem seriös gegenfinanziertes Konzept erkennbar ist.

Fondsmodelle sehen vor, die EEG-Kosten ab einem bestimmten Stichtag aus der Umlage herauszunehmen und in einen staatlichen Fonds zu überführen. Diese insbesondere aus den teuren ersten EEG-Anlagen resultierenden Kosten sollen staatlich zwischenfinanziert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder über die Stromkosten refinanziert werden. Damit soll eine schnelle, tatsächlich aber zeitlich nur aufgeschobene Kostenentlastung der Verbraucher erreicht werden.

Haushaltsfinanzierungsmodelle sehen dagegen vor, sämtliche bislang aufgelaufene oder auch nur ab einem Stichtag X zukünftige EEG-Ausbaukosten über den Bundeshaushalt zu finanzieren. Als Refinanzierung werden vor allem die (derzeitigen) Haushaltsüberschüsse genannt.

Energieumlage-Modelle sehen vor, die EEG-Kosten nicht mehr allein über den Strompreis zu wälzen, sondern auf andere Energieträger und Sektoren zu verteilen (u.a. Wärme oder Verkehr). Begründet wird dies vordergründig mit der politisch gewünschten Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors durch Sektorkopplung mit erneuerbarem Strom. Dabei soll die EEG-Umlage auf fossile Wärme und Treibstoffe so gesteuert werden, dass sich die gewünschten Technologien, wie das Elektrofahrzeug oder die Elektrowärmepumpe, betriebswirtschaftlich rechnen. Da sich die Kosten dieser neuen Technologien im Zeitablauf ändern, läuft ein derartiges Modell im Ergebnis auf ein – historisch beispielloses - dauerhaftes zentralstaatliches Mikromanagement der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität hinaus. In Summe bleibt zudem die finanzielle Belastung, zumindest für die Gesamtheit der Verbraucher, gleich oder erhöht sich sogar durch neue staatliche Kostenkomponenten.

Cap- und Mischmodelle schließlich sehen eine Kombination aus o.g. Grundmodellen vor.

Volkswirtschaftlich betrachtet, greifen sämtliche dieser o.g. Ansätze zu kurz. Die Beschränkung der Diskussion auf die reine Finanzierungsmodelldebatte

blendet die dringend zu lösenden regulatorischen Fragen rund um den Ausbau der erneuerbaren Energien aus. Auch wenn die Modelldiskussion weiter politisch forciert und durch Studien unterstützt wird, sollte sich die Politik ihrer Verantwortung für die von ihr ausgelösten Umverteilungseffekte im Stromsektor bewusst werden. Anstelle der bereits eingeleiteten Finanzierungsmodell-diskussion müssten vorrangig die offenen Probleme der Kosteneffizienz und Systemintegration gelöst werden, um die Gesamtkosten des Systems in den Griff zu bekommen. Erst dann kann sinnvoll über die Restfinanzierung debatiert und entschieden werden.

Der bestehende und weiter anwachsende Kostenanstieg des Ausbaus der Erneuerbaren ist ein Faktum, das – wenn es weiter ignoriert wird - eher früher als später jede weitere Anschlussfinanzierung obsolet machen wird. Dieser Kostendruck wird auch in absehbarer Zeit nicht abnehmen, da bis 2024 die teuersten PV-Anlagen für gerade einmal 600 Mio. € aus der EEG-Förderung herausfallen und auch die neuen Offshore-Windanlagen, die im April 2017 den Zuschlag zu Null-Förderkosten erhalten haben, frühestens ab 2023 in Betrieb gehen - sofern sie es denn tun.

Will Deutschland seine Vorbildfunktion beim Ausbau der Erneuerbaren nicht vollständig verlieren, muss es gelingen, den seit 2000 bestehenden Trend zum Kostenanstieg in den Griff zu bekommen. Hierbei sind auch Kostensozialisierungen durch die Vergütung dezentraler Einspeisung für EEG-Anlagen und durch den PV-Eigenverbrauch einzubeziehen. Nicht mehr die reine Quantität der zugebauten Kapazitäten, sondern deren Kosteneffizienz, Aus-nutzungsgrad und Systemdienlichkeit müssen zukünftig Leitschnur für die Energiepolitik werden.

Als zweiten Aspekt müssen die ungelösten Fragen der Systemintegration ange-gangen werden. Hierzu gehören u.a. der bislang immer nur verbal angemahnte aber nie umgesetzte Gleichschritt zwischen Netz- und Erneuerbaren-Ausbau, Speicherlösungen für längere Dunkelflauten, der unkonditionierte Einspeise-vorrang, die finanzielle Entschädigung bei Abregelung von Überschussstrom, die Auflösung des Redispatch-Kosten treibenden „Produce-and-forget“ und die verursachungsgerechte Verteilung der Netzausbaukosten.

Erst dann, wenn durch Maßnahmen aus den Schritten 1 und 2 die Gesamt-kosten für den Erneuerbaren-Ausbau nachhaltig gesenkt worden sind, sollte in einem dritten Schritt diskutiert und entschieden werden, durch welches neue Finanzierungsinstrument das EEG abgelöst wird. Dabei gilt es, zwi-schen Finanzierungsinstrumenten (Fonds, Haushalt, usw.) und Refinanzie-rungsinstrumenten (Steuer, Solidaritätszuschlag, usw.) zu differenzieren.

Angesichts der finanziellen Größenordnung der über das EEG ausgelösten Subventionen und der daraus resultierenden überproportionalen Belastung der einkommensschwachen Haushalte (regressive Fiskalwirkung) wäre eine haushälterische Finanzierung (progressive Fiskalwirkung) ordnungs- und

verteilungspolitisch vorzugswürdig. Wären die EEG-Subventionen haushaltsfinanziert, würden sie den drittgrößten Posten des Bundeshaushalts ausmachen (Haushalt 2017). Bereits heute löst der Bund über das EEG mehr Geld für die Förderung der Erneuerbaren aus als für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Kultur oder das gesamte Verkehrswesen.

	Ressort/Verwendung	Summe
1	Soziale Sicherung, Familie, Jugend und Arbeitsmarktpolitik	170,4 Mrd. €
2	Allgemeine Dienste (Verteidigung, Verwaltung, Auswärtiges, Öffentliche Sicherheit und Ordnung, Finanzverwaltung, Rechtsschutz	77,8 Mrd. €
3	EEG Subvention, netto (2018, von den ÜNB geschätzt)	25,6 Mrd. €
4	Bildung, Wissenschaft, Forschung, Kultur	23,9 Mrd. €
5	Finanzwirtschaft	23,1 Mrd. €
6	Verkehrs- und Nachrichtenwesen	20,8 Mrd. €

Quelle: BMF

Nicht zuletzt unter demokratischen und rechtsstaatlichen Gesichtspunkten erscheint es notwendig, dass ein derart umfangreicher und allein von der Politik zu verantwortender volkswirtschaftlicher Kostenblock unter parlamentarischer Verantwortung refinanziert wird. Dies gilt umso mehr, da seit 2010 die erneuerbaren Energien jährlich mehr Subventionen als die gesamte deutsche Wirtschaft erhalten und seit 2012 die EEG-Umlage sogar die jährlichen Gesamtsubventionen des Bundes übersteigen.

Damit spricht vieles dafür, die EEG-Subventionen als Teil der sonstigen Finanzhilfen des Bundes für die gewerbliche Wirtschaft in den Bundeshaushalt zu integrieren. Nur so erlangen der Erneuerbaren-Ausbau und die damit verbundenen Kosten die bislang fehlende demokratische Legimitation. Damit wird auch das „Schwarzer-Peter-Spiel“ obsolet, welche Stromverbrauchergruppe die EEG-Kosten in welchem Umfang tragen muss. Mit einer Haushaltfinanzierung des EEG entfällt auch die Notwendigkeit noch komplexerer Umverteilungsmechanismen zur Förderung der Sektorkopplung von Wärme und Verkehr mit Strom. Schließlich würde eine Haushaltsfinanzierung auch die Rechts- und Investitionssicherheit erhöhen, da der sich verschärfende Dauerkonflikt mit dem europäischen Beihilferecht, das stets wie ein Damoklesschwert über dem EEG hängt, beendet würde.

Eine reine Umverteilungslösung, wie die derzeit z.B. im Kontext der Sektor-
kopplung diskutiert wird, leistet hingegen keinen Beitrag zur notwendigen
Kosteneffizienz sondern würde alle bereits existierenden Instrumenten- und
Zielkonflikte noch weiter verschärfen.



Joachim Rumstadt
Vorsitzender der Geschäftsführung, STEAG GmbH

Joachim Rumstadt, Jahrgang 1965, ist seit Januar 2009 Vorsitzender der Geschäftsführung der STEAG GmbH. In der Geschäftsführung verantwortet Rumstadt u.a. die Bereiche Unternehmensentwicklung, Energiepolitik, Recht, Revision, Unternehmenskommunikation und Führungskräfte. Er vertritt das Unternehmen auch in nationalen Verbänden und internationalen Institutionen. Bevor Rumstadt 2007 Mitglied der Geschäftsführung wurde, war er in verschiedenen verantwortlichen Funktionen bei STEAG tätig. Hierzu zählt u. a. Leitung Risikomanagement, Leitung Unternehmensentwicklung sowie Leitung Energiewirtschaft.

Vor seinem Eintritt bei STEAG im Jahr 1997 als Justitiar war Rumstadt u.a. Referent für internationales Völker- und Europarecht am Forschungsinstitut der Deutschen Hochschule für Verwaltungswissenschaften Speyer. Zuvor schloss er das Studium der Rechtswissenschaften an der Universität Heidelberg ab und trat dann seinen zweijährigen Referendardienst an. Seit Oktober 2016 ist er stellvertretender Vorsitzender des Vorstandes des Forums für Zukunftsenergien e. V.

Das Nassauer-Prinzip sollte beendet werden – der Markt macht es möglich

Joachim Rumstadt

Bei der zukünftigen Förderung der Erneuerbaren muss es um eine realistische Gesamtbetrachtung und Regeln gehen, die positive Anreize setzen und auf die Deckung von Bedarfen ausgerichtet sind. Innovationen sind dringend erforderlich, helfen jedoch nur, wenn sie in der Realität finanzierbar sind und auch eingesetzt werden. Die Förderung der Erneuerbaren Energien muss also vollständig neu gedacht werden, um Aufwand und Nutzen in einen angemessenen Zusammenhang überführen zu können. Das bisherige energiepolitische Nassauer-Prinzip, nachdem einzelne dauerhaft auf Kosten anderer wirtschaften, muss beendet werden. Das erfordert Anstrengungen. Marktorientierte Lösungen gibt es.

Es gilt im Kern, die gesamte Energieversorgung günstig, zuverlässig und zukünftig immer erneuerbarer zu gestalten. Lassen Sie uns den Vergleich mit etwas für Menschen alltägliches wie einer Wohnung ziehen: Niemand möchte in der Wohnung frieren, sie soll bezahlbar sein und der Pflegeaufwand sollte vertretbar bleiben. Im Keller des Mietshauses steht ein Gaskessel, der im Sommer besonders erfolgreich von einer Solarthermie-Anlage entlastet wird. Und allen ist gleichzeitig klar, dass das ganze Jahr dennoch Gas zur Verfügung stehen muss, um das Badewasser erwärmen zu können. Denn hilfreiche, in den Nebenkosten versteckte Geister, die aus dem Nachbarhaus heimlich warmes Ersatzwasser herüber tragen, gibt es nicht.

Wichtig ist: Wenn Sie eine Wohnung mieten, dann geht es Ihnen dabei um die gesamten Kosten; warm, wie es so schön heißt, also mit Nebenkosten. Für den Vergleich mit anderen Wohnungen ist eine Umrechnung der Warmmiete pro Quadratmeter hilfreich. Eine niedrige Kaltmiete alleine hat deshalb für den potenziellen Mieter noch keine hinreichende Aussagekraft darüber, ob die Wohnung auch insgesamt günstig ist. Spannend sind die Austauschverhältnisse. So kann eine hohe Kaltmiete ggf. durch niedrige Neben- und hier vor allem Energiekosten teilweise ausgeglichen werden – oder anders herum. Ebenso kann auch das weitgehend verantwortungsfreie Handeln einzelner im Haus dazu führen, dass am Ende alle die Zeche zahlen müssen. Wer im Hausflur immer das Licht brennen lässt, mag sich selbst in besonders hellem Licht erscheinen, finanziert wird das aber vor allem durch die Hausgemeinschaft. Beim Verhältnis von EEG und dem Strompreis sowie den Nebenkosten im Netz etc. gilt im Grunde bis dato das Gleiche. Letztlich geht es darum, wer die Kosten dieser politisch gewollten Umverteilung trägt und wie das reale System belastbar organisiert wird.

Gesamte Kosten betrachten, Nutzen klug verteilen

Bei der Förderung der Erneuerbaren gerät die Realität leicht aus dem Blick. Mal wird schnell im übertragenen Sinne nur auf das Dach geschaut, wo die Freude über die gesunkenen Kosten der Solarthermie-Anlage besonders hoch ist. Und dann wird hochgerechnet, wie viele Solarthermieanlagen im Jahresdurchschnitt alle bestehenden Gasheizungen ersetzen könnten. Schwerpunkt ist dann der absolute Zubau – und die separate Absicherung der Investoren in Solarthermie. Modelle werden entwickelt, wie einzelne pfiffige Eigentümer die Solarthermieanlage auf das Dach setzen, mit einer öffentlich voll geförderten Investition. Und man stelle sich noch vor: Gerechnet würde dann so, als ob der Pfiffige über das Jahr ausschließlich Solarthermie nutzt. Vielleicht sogar nur er - kalkulatorisch. Explizit ausgeblendet wird, dass er genau wie alle anderen unverändert vom Gaskessel, der zur Verfügung steht und gewartet werden muss, und dem Gas profitiert, das auch für ihn gesichert beschafft wird. Und begründet wird das mit dem wirtschaftlichen Risiko seiner Investition, obwohl deren Risiko vollständig politisch abgesichert ist.

Bei den Erneuerbaren ist es ebenso. Sie benötigen Voraussetzungen, die sie selbst im Stromsystem nicht schaffen oder bezahlen – im Netz, bei Systemdienstleistungen und bei Kraftwerksreserven. Das führt dazu, dass die gesamten Kosten für die Förderung der Erneuerbaren Energien in Summe und für jeden einzelnen weiter steigen werden. Das „Nassauern“, also das Leben auf Kosten anderer mit Ansage, wie gegenwärtig im Bestandssystem, darf nicht weiter zum Prinzip erhoben werden.

Orientierung für eine zukünftige und zukunftsfähige Förderung der Erneuerbaren

Eine an den Realitäten ausgerichtete Reform der Erneuerbare-Energien-Förderung sollte sich an einer echten energiewirtschaftlichen Integration, Innovationsanreizen, einer effizienten Synchronisierung mit den Netzkapazitäten sowie den Prinzipien der Diskriminierungsfreiheit und Technologieoffenheit orientieren. Eine fortgesetzte Förderung auch bei negativen Strompreisen steht dem z.B. klar entgegen. Gleichzeitig ist es erforderlich, einen neuen Umgang mit dem „Kostenrucksack“, also den bisher über fest zugesagte Vergütungen bereits aufgelaufenen Kosten, zu finden und die zukünftige Förderung der Erneuerbaren aus der EEG-Umlage herauszuführen. Natürlich gibt es Elemente im EEG, die eher als Anschubfinanzierung einzuordnen sind. Und zudem ist wichtig, dass zukünftig nicht nur über einzelne Centbeträge bei der Förderung, sondern über die Gesamtsystemkosten eine politische Kontrolle erfolgt. Wichtig ist es auch, zukünftig Lasten und Vorteile regional klüger zuzuordnen und Deutschland nicht in unterschiedliche Strompreiszonen oder auch sozial zu spalten. Noch ist es möglich, das energiewirtschaftliche System in Deutschland klar wettbewerbsfähig und europäisch auszurichten. Wenn das nicht mit Schwung erfolgt, dann steigt von Jahr zu Jahr nicht nur die Bedrohung enormer zusätzlicher Kosten aus der Förderung. Vielmehr nimmt

auch das Risiko überhand, das energiewirtschaftliche System nur durch permanente, staatlich sanktionierte Eingriffe stabilisieren zu können. Auch für den Traum einer digitalen Rettung braucht es klare Regeln, die nicht das Nassauern zum Prinzip erheben. Kurz: Ohne zügige Bereitschaft zu einer grundlegenden, vielgestaltigen Reform kann nur ein Moratorium der EEG-Förderung helfen, das energiewirtschaftliche System zu stabilisieren.

Dafür ist ein neues Gesamtkonzept erforderlich, das sich von dem Diskurs über einzelne mögliche Reformbausteine abhebt. Das hier dargelegte Konzept geht davon aus, dass Erneuerbarer Strom auch zukünftig, jedoch sinnvoller gefördert wird, um die sehr ambitionierten Ausbauziele zu erreichen. Durch eine kluge Regelung der Ausschreibungen können die Kosten optimiert werden und ggf. unter günstigen Umständen fast entfallen. Aber bitte so, dass nicht andere Marktteilnehmer in der Folge neue Lasten tragen.

Fünf Eckpunkte, die mit einander verbunden sind, können dafür eine besonders gute Grundlage für die Gestaltung der Zukunft bilden und gleichzeitig Belastungen aus der Vergangenheit klüger zuordnen. Diese Eckpunkte sind zugegebenermaßen etwas technisch, da es hier auch um das Kleingedruckte geht. Das Forum für Zukunftsenergien ist jedoch nach meiner Überzeugung der richtige Platz für einen solchen Diskurs.

1. Ausschreibungen an bestmöglicher Markt- und Systemintegration ausrichten

Strom hat keinen Wert an sich. Er dient dazu, Bedarfe zu decken, unabhängig davon wie er erzeugt wird. Das Ziel muss also sein, auch Erneuerbare bedarfsgerechter auszubauen und systematisch auf den Verbrauch auszurichten. Damit die Anlagen dort errichtet werden, wo der Strom auch abtransportiert oder genutzt werden kann, muss der Zubau effektiv mit dem Netz synchronisiert werden. Dabei gilt es, die Gesamtkosten im System zu senken und sie transparenter zu machen.

Dafür sollte das Ausschreibungsdesign angepasst werden. Erforderlich sind vollständig technologieoffene Ausschreibungen, ohne ein Referenzertragsmodell o.ä., ohne Ausnahmen (technologischer Art, Bagatellgrößen, Bürgerwindparks...) für Erneuerbare Energien. Ausgeschrieben werden sollte keine gleitende Marktprämie, die das Marktrisiko ausgleicht, sondern eine fixe Marktprämie, die ein maximal energiewirtschaftliches Einspeiseverhalten inklusive innovativer Speicherkonzepte anreizt. Dabei sollte auf eine zu fördernde Kilowattstunden (kWh)-Menge pro Jahr geboten werden. Die Zuschlagung erfolgt entsprechend nach Reihung der Gebote (pay as bid), bis die ausgeschriebene EE-kWh-Menge erreicht ist. Entsprechend werden die Ausnahmen bei der Direktvermarktungspflicht (u.a. für Anlagen <100 kW installierter Leistung) für den ins Netz eingespeisten Strom beendet. Die energiewirtschaftlichen Anforderungen an Direktvermarkter werden so erhöht.

Entscheidend ist für die Marktintegration, dass es keinerlei Vergütung in Zeiten negativer Strompreise gibt. Das Risiko, dass es zu zeitweiligen überschüssigen Mengen kommt, muss sich im ursprünglichen Gebot für eine Marktprämie abbilden. Speicherkonzepte werden nur in einem System angereizt, das einen sinnlosen Stromverbrauch nicht ungewollt anregt. Diskutiert werden sollte zudem, ob durch eine Rückführung der Förderdauer auf z.B. – wie in den EU-beihilferechtlichen Regelungen vorgesehen - zehn statt 20 Jahre das System in der Zukunft flexibler gestaltet werden könnte.

Eine Verschärfung der Bilanzkreisverantwortung in der Stromnetzzugangsverordnung über die Anpassung der Ausgleichsenergieberechnung würde die Prognosegenauigkeit verbessern. Ein Ziel davon wäre der Abschluss von versorgungssichernden Residual-Verträgen bzw. der Kauf entsprechender Produkte, um eine versprochene Stromlieferung tatsächlich plangemäß durchführen zu können.

Für die Systemintegration sollten bei EE-Anlagen über 500 kW installierter Leistung Netzanschlussverträge die Voraussetzung sein. Der Zubau würde dadurch vor allem dort stattfinden, wo die Netzkapazitäten ausreichend sind oder leichter geschaffen werden können. So wird der systemdienliche Eigenverbrauch stärker angereizt. Damit verbunden wäre auch eine implizite und ausreichende Förderung von Binnenstandorten sowie von Speichertechnologien. Diskussionswürdig ist zudem, ob Anlagen ohne Netzanschlussvertrag in einem gewissen Maße entschädigungslos abgeregelt werden sollten, z.B. bis zu 25% der Jahresarbeit, wenn es zu Netzengpässen kommt. Das würde ebenfalls zu einer anderen Planung bei den Anlagenbetreibern führen. Voraussetzung dafür wäre, dass Netzbetreiber standortbezogen belastbar über das Risiko der Abregelung Auskunft geben können. Keinesfalls sollte die Schwierigkeit, eine belastbare Auskunft zu geben, als Ausrede dienen, die Netzsynchrisation zu reduzieren.

2. Synchronisierung der zukünftigen Ausschreibungsmengen mit Netzausbauplanung

Ein Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen, der schneller als der Netzausbau erfolgt, bzw. über die Planung hinausgehende Strommengen, die zusätzlich transportiert werden müssen, überfordern das Stromversorgungssystem. Das Stromnetz, sowohl auf der Übertragungsnetz- als auch der Verteilnetzebene, muss so ausgelegt sein, dass die Erneuerbaren Strommengen auch transportiert werden können. Es ist davon auszugehen, dass eine rein statische Berechnung nicht ausreicht, weil diese ggf. zeitweilige Überlastungen nicht berücksichtigt. Das Ziel muss also sein, den politisch verabredeten Zubau der Erneuerbaren effektiv mit dem Netz zu synchronisieren sowie den Netzentwicklungsplan realistisch auszugestalten, um insgesamt die Verbindlichkeit und somit die Verlässlichkeit zu erhöhen. Nur so kann es erreicht werden, den Reparaturbetrieb in einem wettbewerblichen System zu reduzieren.

Die politischen Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (40-45% bis 2025, 55-60% bis 2035, bezogen auf den Brutto-Inlandsstromverbrauch) sollten sich klar im jeweiligen Szenariorahmen für die Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom (NEP Strom) widerspiegeln. Dafür sind Übersetzungen notwendig. Die Netzentwicklungspläne sind entscheidend, da diese die Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz sind, das der Realisierung der Transportnetzkapazitäten zur Übertragung der erneuerbaren Strommengen, die wiederum zur Erreichung der politischen EE-Ausbauziele erforderlich sind, dient. Im Ergebnis kann so die jährlich auszuschreibende kWh-Menge festgelegt werden, die notwendig ist, um den politisch beschlossenen EE-Ausbaupfad einzuhalten (inkl. Berücksichtigung der aktuellen Stromverbrauchsentwicklung).

Wesentlich ist, dass die Planungssicherheit für den Betreiber durch die Auskünfte über das Netz und die Einschätzung des Risikos einer Abregelung signifikant erhöht wird. Diskussionswürdig ist, ob zusätzlich die Verbindlichkeit der Netzausbauplanung inkl. Berücksichtigung und Ausweisung des regionalen Bedarfs an Systemdienstleistungen (SDL) als zusätzliche Sicherheit für die EE-Anlagenbetreiber gesteigert werden kann. Hieran wird klar, dass es um eine kombinierte höhere Verbindlichkeit gehen muss – sowohl auf der Seite der Netzbetreiber als auch auf der Seite der Anlagenbetreiber, um das System zukünftig besser auszubalancieren.

3. Neuanlagenförderung zukünftig über den Bundeshaushalt und kostenoptimaler Ausbau über Maximierung eines umlagefreien Eigenverbrauchs vor Ort

Die Sorge vor einer Überforderung der öffentlichen Haushalte ist stets geboten. Jedoch ist es fraglich, ob es sinnvoll ist, politische Ziele dauerhaft durch eine Umverteilung innerhalb von Strompreisbestandteilen zu erreichen. Ausgehend vom Leitbild einer verursachungsgerechteren Förderung ist eine Überführung der Neuanlagenförderung in den Bundeshaushalt auch sinnvoll. Die politischen Ziele des Ausbaus einer bestimmten Technologiegruppe über die Geschwindigkeit hinaus, die sich durch eine rein marktliche Orientierung ergibt, kann auch nicht vom Endkunden getragen werden. Insbesondere wenn durch die zunehmenden Mengen an erneuerbarem Strom in vielen Stunden die marktliche Refinanzierung erschwert wird – und sich alte und neue Anlagen, bedingt durch die Logik des EEG, gegenseitig bedrängen. Letztlich ist die Idee einer aus dem Strompreis in Teilen herausgelösten Förderung angesichts des heute erreichten Standes nicht mehr angemessen. Denn es handelt sich tendenziell um die Konsequenz einer politisch gewünschten Beschleunigung, also einer zeitweiligen, nicht bedarfsgerechten Überförderung.

An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass im Gegensatz hierzu eine Übernahme der Ausnahmen für die energieintensive Industrie nicht isoliert in den Haushalt überführt werden sollte. Ein solcher Ansatz strebt an, die Höhe der EEG-Umlage im bestehenden Wechselspiel zwischen Strompreis und Umlage für andere zu reduzieren, jedoch nicht Verantwortung neu zuzu-

ordnen und Kosten insgesamt zu begrenzen und transparent zu gestalten. Genau um die Kombination von Verantwortungszuordnung, Kostenbegrenzung und –transparenz muss es jedoch gehen!

Wesentlich ist, dass beihilferechtlich nach dem 2016 erfolgten Urteil des Gerichts der Europäischen Union (EuG) kein Unterschied mehr zwischen der Erneuerbaren-Förderung über die EEG-Umlage oder einer Zahlung aus dem Haushalt besteht. Der Unterschied ist alleine ein haushaltsrechtlicher, nämlich die Bereinigung eines Schattenhaushaltes. Das Ziel ist es, die politische Kontrolle über die Kosten des politisch gewünschten Zubaus der Erneuerbaren zurück zu gewinnen. Darüber hinaus gilt es, die Eigenverbrauchsförderung als effektive Option zur Marktintegration zu fördern und gleichzeitig die Kosten zu begrenzen.

Die Neuanlagenförderung des EEGs sollte also in den Bundeshaushalt überführt werden. Die volle, kontinuierliche Kostenkontrolle im Bereich der zukünftigen Förderung der Erneuerbaren erhält damit der Gesetzgeber. Dieser kann dann ein Budget für Neuanlagen festlegen, das sich evtl. im Korridor von 500 - 750 Mio. €/a bewegen kann, was dem Vorgehen bei der KWK-Förderung entspricht.

Den Anlagenbetreibern würde es gemäß des Konzepts frei stehen, zukünftig auf Basis des Zuschlags für eine fixe Marktprämie pro erzeugter kWh den gesamten Strom oder Teile des produzierten Stroms selbst zu verbrauchen. Dies würde erfolgen, ohne darauf eine Umlage entrichten zu müssen und sollte eine mögliche Zwischenspeicherung umfassen. Dabei ginge es ausschließlich um einen vollständigen, direkten Echtzeiteigenverbrauch vor Ort; ohne eine Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes und damit nicht um einen bilanziellen, über das Jahr o.ä. saldierten Verbrauch. Voraussetzung wäre eine adäquate Messung, der Abschluss eines Reservestromvertrags bzw. der Kauf entsprechender Produkte, um die eigene Versorgung real zu sichern - und eine streng leistungsorientierte Bepreisung der Netzanschlusskapazität. Durch diese Kombination von Maßnahmen würde ein energiewirtschaftlich sinnvoller Eigenverbrauch gefördert und das gesamte System nicht einseitig belastet, ohne dafür einen Beitrag zu leisten.

Der Eigenverbrauch kann über mehr Verursachungsgerechtigkeit bei Netzentgelten etc. systemdienlich ausgerichtet werden: Daher sollte die erforderliche Netzentgeltreform auf Zahlung des (gesicherten) Netzanschlusses und der bezogenen (gelieferten) Systemdienstleistungen zielen. Diskussionswürdig ist, inwieweit eine Beteiligung an Netzanschluss- und Netzausbaukosten anders gestaltet werden kann, damit die Netzanbindung bedarfsgerecht erfolgt und bezahlt wird.

Wesentlich ist, dass der Anreiz für einen stärkeren lokalen Eigenverbrauch die Netzausbaukosten dämpft und sinnvolle Anlagen- und Betreiberkonzepte angeregt werden. Ziel sollte so ein technologieoffenes Level-Playing-Field

zwischen Eigenverbrauch und Einspeisung des erneuerbaren Stroms in das öffentliche Netz sein.

4. EEG-Bestandsanlagen an eine echte energiewirtschaftliche Direktvermarktung heranführen

Es ist entscheidend, die Zukunft energiewirtschaftlicher zu gestalten. Jedoch sind heute bereits in Summe mehr als 100 Gigawatt an erneuerbaren Anlagen installiert. Daher reicht es nicht, die Zukunft anders zu regeln. Wenn es darum geht, ein wettbewerbliches System zu erhalten, das Nachfrage effektiv deckt, dann sind auch Anpassungen im Bestand der Anlagen erforderlich. Investitionsschutz ist entscheidend. Dieser Schutzanspruch kann aber nicht soweit gehen, dass es eine staatliche Garantie zur unbegrenzten Verstärkung des energiewirtschaftlichen Systems gibt. Also muss der Staat gewährte finanzielle Ansprüche umwandeln und das energiewirtschaftliche System vom Kopf auf die Füße stellen. Für die Umwandlung von vergütungsrechtlichen Ansprüchen gibt es reale Beispiele. Eine klare, frühzeitige Regelung sorgt sogar für einen Schutz vor später drohender harten Eingriffen.

Vor Augen führen sollte man sich die Alternative zu einer energiewirtschaftlichen Ausrichtung auch des Bestandes der Erneuerbaren: Hier kann eine Kompensation nur in Form eines wachsenden Ausgleichs liegen, die auf eine faktische Verstaatlichung des energiewirtschaftlichen Systems hinausläuft. Das macht in der Folge nicht beim Strom Halt, sondern wird auf Sicht auch die Bewirtschaftung anderer Energieträger, wie Erdgas und Öl, umfassen müssen, um die Reserven gewährleisten zu können. Der politische Druck auf die Bestandsanlagen – denken Sie an das Nassauer Prinzip !- , um genau das zu vermeiden, würde wohl sehr hoch werden.

Ziel sollte es also sein, baldmöglichst auch den Erneuerbaren-Bestand im Rahmen der rechtlichen Grenzen des Bestandsschutzes für die zugesagte Vergütung energiewirtschaftlich zu integrieren. Entsprechend würde das EEG in seiner jetzigen Form auslaufen und alle bestehenden Anlagen, die größer als 500 kW sind (große Biogasanlage), würden hinsichtlich ihrer Einspeisung Bilanzkreisen zugeordnet. Die Pönalisierung von Prognoseabweichungen wird verschärft, die Entschädigung im Falle von Netzengpässen, den sogenannten EinsMan-Maßnahmen, wird reduziert. Gleichzeitig bleibt klar: Erworbene Vergütungsansprüche von Anlagenbetreibern genießen Bestandsschutz. Die Anlagen werden jedoch gleichzeitig gezielt zu einer stärkeren Marktintegration angeregt.

Dafür kann entweder über eine teilweise Umwandlung der verbleibenden EEG-Ansprüche in eine fixe Marktprämie erfolgen. Dafür braucht es ein wirtschaftlich tragfähiges Umrechnungsmodell, das zumindest alle Anlagen, die ab dem EEG 2012, dem Beginn der Direktvermarktung, errichtet worden sind, umfassen könnte. Auch für ältere Anlagen, die vor dem EEG 2012 ans Netz gegangen sind, könnten Umrechnungen erfolgen, die die Zahl der ein-

fach geförderten Vollastbenutzungsstunden pro Jahr begrenzen. Und für die zusätzlichen Stunden wird eine fixe Marktprämie gewährt, die wiederum eine energiewirtschaftliche Integration ermöglicht.

Besonders attraktiv könnte es sein, dem Wunsch von Energiegenossenschaften nach einer regionalen Versorgung nachzukommen. Durch eine Überführung in eine regionale, auf der Verteilnetzebene durchführbare Direktvermarktung könnten die umfassten Erneuerbaren-Anlagen auch im Bestand viertelstundengenau auf der Basis von langfristigen Abnahmeverträgen gepoolt und damit die EEG-Förderung abgelöst werden. Die Kunden würden für die physikalische Lieferung keine EEG-Umlage zahlen, jedoch für die Residualmengen.

Wie bereits erläutert, entfallen in dem Konzept für alle anderen Anlagen EEG-Zahlungen in sämtlichen Zeiten negativer Preise, um keine Fehlanreize für eine nicht bedarfsgerechte Stromspeisung zu liefern. Eine Entschädigung kann über eine entsprechende Verlängerung des Förderzeitraums um diese nicht vergüteten Stunden erfolgen. Das stabilisiert zudem kostengünstig den Bestand an Erneuerbaren-Anlagen.

Ein zusätzlicher Vorteil dieses Vorgehens, den Bestand zu integrieren, ist, dass die zukünftigen Ausgaben auf Basis vergangener Zusagen planbar werden. Die Planbarkeit ermöglicht erst die Option, die Kosten der Vergangenheit anteilig in einen Streckungsfonds zu überführen. Ein solcher Fonds könnte die pauschale EEG-Umlage für die Endverbraucher reduzieren. Wesentlich: Nur eine mengenmäßig gedeckelte fixe Marktprämie lässt sich mit einem Kostendeckel vereinbaren.

5. EEG-Belastung inkl. „Kostenrucksack“ begrenzen und für Verbraucher berechenbar gestalten

Das leitet über zu dem Ziel, die durch das EEG bedingten Kosten und Einnahmen klar zuzuordnen, einen verbrauchsunabhängigen Sockelbeitrag für die EEG-Umlage einzuführen und einen Belastungsdeckel inkl. einer kurzfristigen Umlagereduzierung zu integrieren. Dafür sollte die Quersubventionierung des EEG-Kontos über die Netzentgelte beendet werden. D.h. die vermiedenen Netzentgelte für volatile Einspeisung - wie im Netzentgeltmodernisierungsgesetz bis 2020 beschlossen - werden herausgenommen. Aber auch die Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagement-Maßnahmen erfolgen nicht mehr über die Netzentgelte. Wichtig ist, dass dem EEG-Konto weiterhin die Einnahmen aus der Stromvermarktung der nicht direkt vermarkteten EEG-Bestandsanlagen zufließen.

Das Konto wird darüber hinaus aber durch weitere Zuflüsse gespeist, einem EEG-Sockelbetrag und Mittel aus dem Streckungsfonds, der in diesem Konzept aber integriert ist.

Der Sockelbetrag sollte als pauschale EE-Förderungsabgabe auf jeden Stromanschluss erhoben werden („Haushaltsabgabe“). Die Ausgestaltung des Sockelbetrags sollte so erfolgen, dass eine individuelle Mehrbelastung der gewerblichen und industriellen Anschlusskunden gegenüber dem heutigen Niveau der EEG-Umlagebelastung ausgeschlossen wird (Härtefallklausel). Im Haushaltsbereich könnte ein niedriger Stromverbrauch von 1.000 kWh/a für die Erhebung der Haushaltsabgabe zugrunde gelegt werden. Die EE-Förderabgabe sichert eine solidarische Finanzierung der bisher aufgelaufenen Kosten ab, unabhängig von Eigenstromanlagen, entlastet zugleich den Strombezug und bringt die Preissignale des Strommarktes damit näher an die Kunden. Und da es bei der EEG-Förderung auch um die Finanzierung von Anfangsinvestitionen geht, passt der Sockelbetrag auch systematisch besser.

Mithilfe eines Streckungsfonds (anknüpfend an „Aigner-Duin-Initiative“) könnte die EEG-Umlage darüber hinaus auf einen eindeutig bestimmten Betrag (z.B. 3,5 ct/kWh¹) gedeckelt werden. Ziel wäre es, die Umlage, je nach Strommarktentwicklung, schrittweise bis auf 0 zurückführen zu können. Beim Industriestrom wird das Delta zwischen dem im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregel privilegierten und dem weit überwiegend nicht privilegierten Letztverbrauch dadurch kurzfristig gegenüber dem heutigen Niveau annähernd halbiert und auf der Zeitachse ebenfalls auf 0 zurückgeführt.

Zurück zum Mietshaus

Zurück zu unserem Beispiel mit dem Mietshaus. In welcher Höhe auch immer eine Förderung der Solarthermie-Anlage erfolgt: Wesentlich ist, dass sie so dimensioniert und eingesetzt wird, dass maximal der Echtzeit-Bedarf des Hauses gedeckt wird. Eine größere Dimensionierung sollte nur dann erfolgen, wenn es Nachbarn gibt, die freudig Badewasser aus dem Nachbarhaus nutzen – oder zunächst speichern und das Risiko tragen, dass es nach und nach doch kalt werden kann. Wesentlich ist zudem, dass der Versuch unternommen wird, ältere und neuere Anlagen auf einem Dach so zusammenzuführen, dass sie sich nicht wirtschaftlich gegenseitig bedrängen, sondern die Mieter etwas davon haben, nämlich echte Wärme. Entscheidend ist es, die Spielregeln so auszugestalten, dass alle Mieter entsprechend des anteiligen Gasverbrauchs an der Rechnung und der Bereitstellung der Heizung beteiligt werden. Sollte es Abrechnungsmodalitäten geben, die falsche Verbrauchs- oder Einspeiseanreize liefern, welche dauerhaft von der Mietergemeinschaft ausgeglichen werden müssen – und sei es über händisch transportierte Badewasserkübel – dann gehören sie abgeschafft. Für Nassauer kann es in einem Mietshaus auch keinen Bestandsschutz geben. Moralisch begründete Umverteilungen zugunsten eines risikolosen Investors der Solarthermie-Anlage führen innerhalb einer Hausgemeinschaft über kurz oder lang zu Streit, aber nicht zu ständig warmem Wasser.

Fußnote:

¹ Anknüpfend an Regierungserklärung „Der Weg zur Energie der Zukunft“ vom 9. Juni 2011 (vgl.: <https://goo.gl/EDeQsn>)



Dr. Rolf Martin Schmitz
Vorstandsvorsitzender, RWE AG

Dr. Rolf Martin Schmitz, Jahrgang 1957, ist Vorstandsvorsitzender der RWE AG. Er studierte Ingenieurwissenschaften an der RWTH Aachen. Danach folgte ein Promotionsstudium an der RWTH Aachen, das Rolf Martin Schmitz 1985 mit dem Grad eines Dr.-Ing. abschloss. Bis 2009 arbeitete er für verschiedene Unternehmen der Energiewirtschaft; unter anderem war er Vorsitzender des Vorstands der rhenag Rheinische Energie AG in Köln, Mitglied des Vorstands der Thüga AG in München, Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH in Hannover sowie Vorsitzender des Vorstands der Rheinenergie AG in Köln und Sprecher der Geschäftsführung der Stadtwerke Köln.

Seit 2009 ist Rolf Martin Schmitz für die RWE AG in Essen tätig. Er war seit 2010 Vorstand Operative Steuerung (COO) und von 2012 bis Oktober 2016 Stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG. Seit Oktober 2016 ist Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender (CEO) der RWE AG und seit 1. Mai 2017 auch Arbeitsdirektor.

Rolf Martin Schmitz ist auch Vizepräsident des Bundesverbands der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW).

Kosten der Energiewende: Verlässliche Rahmenbedingungen nach marktwirtschaftlichen und europäischen Prinzipien gewährleisten Effizienz

Dr. Rolf Martin Schmitz

Die Kosten der Energiewende werden nach aktuellen Prognosen weiter ansteigen. Dies könnte die Akzeptanz der Energiewende gefährden; deshalb ist Kostenkontrolle eine Hauptaufgabe für die Energiepolitik. Ein verlässlicher Politikrahmen nach marktwirtschaftlichen und europäischen Prinzipien gewährleistet die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz der Energiewende am besten. Darin lassen sich Klimaschutz, geordneter Strukturwandel und Versorgungssicherheit vereinen.

Die Energiewende braucht verlässliche Rahmenbedingungen nach marktwirtschaftlichen und europäischen Prinzipien

Die Energiewende ist auch bei den deutschen Energieversorgern eine gesetzte Tatsache. Seit ihrem Beginn wurden milliardenschwere Investitionen in neue Formen der Energieversorgung getätigt. Unternehmensstrukturen und -strategien haben sich im Energiesektor tiefgreifend verändert, um den Zugang zu Kapital für weitere Investitionen abzusichern und Geschäftsmodelle auf die Erfordernisse der Energiewende abzustellen.

Die Gründung der innogy SE im Jahr 2016 als selbständige Tochter des RWE-Konzerns, die sich auf erneuerbare Energien, Verteilnetze und Vertrieb konzentriert, ist dafür im Markt nur ein Beispiel – die Neuorientierung von RWE mit den konventionellen Kraftwerken weg von der Massenproduktion von Kilowattstunden Strom und hin zum dringend benötigten Produkt „Versorgungssicherheit“ ein weiteres.

Solche Richtungsentscheidungen sind langfristiger und grundsätzlicher Natur; sie binden Ressourcen und Kapital teilweise über Jahrzehnte. Ein berechenbarer und effizienter Verlauf der Energiewende ist deshalb der Erfolgsfaktor für Investitionen, für die Neugestaltung der Energieinfrastruktur – für die Energieversorgung insgesamt. Darauf beruht nicht zuletzt die wichtige Balance des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Umwelt- und Klimaschutz. Wird diese Balance gestört, sind Ineffizienzen und steigende Kosten der Energieversorgung die Folge.

Deshalb sollte die Energiepolitik langfristig verlässlich auf marktwirtschaftlichen und europäischen Prinzipien beruhen. Kurzfristiger Interventionismus, wechselnde Ziele sowie ein Rückzug in den nationalstaatlichen Rahmen sind weder mit Versorgungssicherheit und geordnetem Strukturwandel, noch mit wirksamem Umwelt- und Klimaschutz vereinbar. In der Folge würden die

ohnehin hohen Kosten der Energiewende weiter eskalieren. Die breite Unterstützung, die die Energiewende hat, wäre dann gefährdet.

Aktuelle Kostenschätzungen für die Energiewende geben Anlass zur Sorge

Die Sorge vor eskalierenden Kosten der Energiewende ist nicht neu, aber weiterhin keinesfalls unberechtigt, wie aktuelle Studien zeigen.

Zum Beispiel sehen jüngste Analysen von McKinsey¹ eine erhebliche Steigerung der Stromkosten in Deutschland voraus: Von insgesamt 63 Milliarden Euro pro Jahr (Stand 2015) um weitere 14 Milliarden Euro auf dann 77 Milliarden Euro im Jahr 2025. Zum Vergleich: 2010 lagen die jährlichen Stromkosten noch bei 55 Milliarden Euro. Darin stecken neben den Kosten des Klimaschutzes im Energiesektor vor allem die Förderkosten der erneuerbaren Energien sowie in zunehmendem Maße die Kosten der Netze, längerfristig auch die Folgekosten des Abbaus konventioneller Kraftwerkskapazitäten im Markt.

Eine weitere Perspektive bei der Analyse und Prognose von Kosten der Energiewende nimmt der Ökonom Justus Haucap ein.² Demnach werden sich die Zusatzkosten der erneuerbaren Energien und der KWK-Förderung im Zeitraum 2000 bis 2025 auf insgesamt 425 Milliarden Euro summieren. Hinzu kommen Kostenelemente wie das Einspeisemanagement der Netzbetreiber sowie Redispatch und Reservekraftwerke. Insgesamt dürften demnach in Deutschland bis 2025 Energiewendekosten von insgesamt sogar mehr als 520 Milliarden Euro auflaufen, den Ausbau der Netze noch nicht eingerechnet.

Versorgungssicherheit ist ein weiterer Kostenfaktor der Energiewende

Die Studie greift die Versorgungssicherheit vor allem in Form der Kosten für die verschiedenen Kraftwerksreserven (Netzreserve, Kapazitätsreserve, Klimareserve) auf, deren Kosten mit insgesamt 4 Milliarden Euro beziffert werden. Im weiteren Sinne müssen auch die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement im Netz hinzugerechnet werden, die laut Studie auf 10 Milliarden Euro bis 2025 kommen.

Allerdings sind auch damit die potenziellen Folgekosten geringerer Versorgungssicherheit noch nicht umfassend berücksichtigt, da mögliche Versorgungsunterbrechungen fehlen. Die darüber vorliegenden Studien sind meist älteren Datums. Beispielsweise berechnete das Hamburger Weltwirtschaftsinstitut schon 2013 die Kosten von Versorgungsunterbrechungen in ausgewählten Ballungsräumen mit etwa 10 bis 20 Millionen Euro pro Stunde³ Die Werte dürften heute aufgrund der positiven wirtschaftlichen Entwicklung und damit höherer Wertschöpfungsverluste bei Versorgungsunterbrechungen deutlich darüber liegen.

Sonderabschreibungen im Energiesektor gehören zu den Kosten der Energiewende

Die Studie Haucaps greift auch die milliarden schweren Sonderabschreibungen auf Kraftwerke als mittelbare Kostenbestandteile der Energiewende auf. Sie beziffert sie im Zeitraum von 2010 bis 2015 für die damaligen „vier großen“ deutschen Energieversorger (RWE, EnBW, E.ON, Vattenfall) auf mehr als 6 Milliarden Euro.

Gemessen am aktuellen Stand unterzeichnet dieser Wert allerdings die tatsächliche Lage. Denn allein die Abschreibungen des Geschäftsjahres 2016 im Kraftwerkssektor dürften in Summe zu einem kaum zu ermittelnden Mehrfachen dieses Wertes führen. Die außerplanmäßigen Abschreibungen sind vielfach sogar auf modernste Anlagen zu tätigen gewesen. Deren Investitionsentscheidungen – Kraftwerksbau braucht eben viel Zeit – lagen in der Regel Jahre zurück. Zwischenzeitlich haben sich die politischen Prioritäten aber erheblich verändert.

So beruhten die ursprünglichen Investitionsentscheidungen in wichtigen Teilen auf einer zentralen Prämisse, die die Politik schon in den frühen 2000er Jahren gesetzt hatte: „Energiewende“ war demnach de facto weitgehend Klimaschutz durch ultramoderne Gas- und Kohlekraftwerke mit höchsten Wirkungsgraden. Dann verlagerte sich allerdings der Fokus der Politik auf den regulierten Ausbau erneuerbarer und dezentraler Energien. Das ist per se nicht zu kritisieren. Als flankierende Maßnahme wäre aber eine Stabilisierung des nicht regulierten Großhandelsmarkts erforderlich gewesen, in dem sich die für die Versorgungssicherheit nach wie vor unverzichtbaren thermischen Kraftwerke bewähren müssen. Die Verbände der Energiewirtschaft haben deshalb frühzeitig die Ergänzung des Marktdesigns durch einen kosteneffizienten Kapazitätsmarkt empfohlen, der bis heute nicht verwirklicht wurde.

Politische Interventionen wirken im Unternehmensbereich als „externe Schocks“, die sich in die Volkswirtschaft fortsetzen

Die Sorge vor mehr oder minder abrupten politischen Kurswechseln ist in allen Wirtschaftszweigen vorhanden, besonders aber in den Grundstoff- und Infrastrukturbereichen mit hoher Kapitalbindung. Dazu gehört auch die Energiewirtschaft. Denn politische Risiken sind, anders als Marktrisiken, kommerziell nicht abzusichern bzw. zu „hedgen“. Aus Unternehmenssicht kann man sie als „externe Schocks“ bezeichnen, die wichtige Geschäftsgrundlagen unvorhergesehen in Frage stellen. Deshalb ist es für eine belastbare Planung von Investitionen entscheidend, dass die Politik den Rahmen und die Ziele für die Energiewende setzt, von fallweisen Interventionen in deren Prozesse dann aber absieht.

Negative politische Schocks ziehen in der Regel hohe Anpassungskosten nach sich, typischerweise in der Form ungeplanter Abschreibungen. In der

ersten Runde müssen dies die unmittelbar betroffenen Unternehmen alleine verkraften. Es gibt aber auch Zweit- und Drittrundeneffekte, die dann weiter in die gesamte Volkswirtschaft ausstrahlen. Wer, wie die Energieversorger in den vergangenen Jahren, hohe ungeplante Abschreibungen vornehmen muss und dessen Gewinn- und Verlustrechnung dadurch fallweise in die roten Zahlen gerät, der muss seine Investitionen kürzen. Bleiben im Energiesektor an sich notwendige Investitionen aus, bedeutet das weniger Folgeaufträge für Zulieferer, mittel- bis längerfristig Kosten durch weniger Versorgungssicherheit und höhere Energiepreise.

Die Politik muss die Kosten der Energiewende im Griff behalten – hektischer Aktionismus wäre aber schlecht

Die Kosten der Energiewende stellen schon heute eine erhebliche Belastung für den Standort Deutschland dar. Damit liegt das industriepolitische Gebot auf der Hand, dass die industrie- und standortpolitischen Folgewirkungen der Energiewende bei damit verbundenen Kosten nicht negiert werden dürfen.

Aktionismus ist allerdings zur Kostendämpfung ebenso wenig anzuraten wie zur kurzfristigen, allein politisch wirksamen Erreichung von Zielgrößen der Energiewende. Beides würde zu Strukturbrüchen führen, und zwar sowohl im konventionellen Bereich des Energiesektors wie im erneuerbaren und dezentralen. Denn beide Bereiche wollen und müssen investieren. Dazu brauchen sie beide einen langfristig stabilen Rahmen, aber keine hektischen Eingriffe in die eine oder andere Richtung.

Energiepolitische Handlungsfelder der neuen Legislaturperiode

Für eine Energiepolitik der ruhigen Hand spricht die Tatsache, dass die Energiewende in vielen Bereichen bislang gut vorangekommen ist – auch wenn dies in der tagespolitischen Debatte und in den Medien oft anders dargestellt wird.

Erneuerbare Energie

So geht der Ausbau der erneuerbaren Energien planmäßig voran. Das EEG sorgt in seiner heutigen, marktwirtschaftlich reformierten Form dafür, dass Ziele und Ausbaupfade eingehalten werden – und es dabei dank wettbewerblicher Ausschreibungen mittlerweile effizienter zugeht.

Konventionelle Kraftwerke liefern aktuell noch immer im Schnitt mehr als 60 Prozent des Stroms in Deutschland. Die erneuerbaren Energien übernehmen aber mehr und mehr das „Massengeschäft“ der Produktion möglichst vieler Kilowattstunden elektrischen Stroms. Die konventionellen Kraftwerke schlüpfen mehr und mehr in die Rolle der Garanten von Versorgungssicherheit und gleichen die wetterbedingten Schwankungen der Erneuerbaren aus. Solche Schwankungen stellen die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Das

Zusammenspiel funktioniert aus Sicht der Kraftwerke aber sekundengenau, wie gerade eine Reihe energiewirtschaftlich extremer Wetterlagen im Jahr 2017 gezeigt hat (Dunkelflaute, Sturmtiefs).

Die aktuelle energiepolitische Diskussion konzentriert sich im Bereich erneuerbarer Energie nun auch darauf, wie mit Kosten aus vergangenen Zeiten einer weitaus weniger effizienten Förderpraxis umzugehen ist. Eine berechnete Frage, denn die hohe Last des EEGs sowie anderer Steuern, Abgaben und Umlagen auf dem Strompreis behindert die Sektorenkopplung. Potenziale für mehr Nachhaltigkeit und Klimaschutz bleiben in Deutschland nicht zuletzt deshalb ungehoben.

Klimaschutz

Deutschland hat beim Klimaschutz schon jetzt mehr erreicht, als die bloßen Statistiken hergeben. Denn Sonderfaktoren einmal ausgenommen, wie die Aufnahme von einer Million Menschen, den Kernenergie-Ausstieg oder das erfreulicherweise stärkere Wirtschaftswachstum, wird unser Land sein CO₂-Einsparziel für 2020 nahezu erreichen.

Bei der Diskussion über den Klimaschutz sollte also die Ausgangslage berücksichtigt werden. Dennoch gehen die Bemühungen um den Schutz des Klimas natürlich weiter. Die energieintensive Industrie und die Energiewirtschaft haben konkrete Pläne für die Minderung von CO₂ entwickelt und setzen sie um. RWE zum Beispiel wird bis 2030 den CO₂-Ausstoß des heutigen Kraftwerksportfolios länderübergreifend im Vergleich zu 2015 um 55 bis 65 Mio. Tonnen verringern. Insgesamt sind das bis zu 50 Prozent – je nachdem, wie sich die erneuerbaren Energien entwickeln. Bis 2050 sollen unsere CO₂-Emissionen auf dieser Basis um 85% sinken, also in vollem Einklang mit den europäischen Klimaschutzzvorgaben. Das ist mehr als jeder andere Sektor leistet.

In anderen Bereichen sind die Fortschritte erheblich bescheidener, zum Beispiel im Verkehr oder im Wärmemarkt. Ein internationaler, die Sektoren übergreifender Ansatz fehlt bislang. Erst kurz vor Weihnachten 2017, am 21. Dezember, haben sich EU-Parlament und Rat auf verbindliche nationale Ziele für die Reduktion von CO₂-Emissionen außerhalb des EU-ETS geeinigt.

Vor diesem Hintergrund hat sich eine neue Diskussion über die Bepreisung von CO₂ entwickelt, die für die Sektoren außerhalb des Europäischen Emissionshandelssystems auch sinnvoll ist und hier den deutschen wie europäischen Anstrengungen für den Klimaschutz neue Impulse geben kann.

Strukturwandel und Versorgungssicherheit

In der neuen Legislaturperiode wird sich Deutschland weiter einem Punkt nähern, an dem das bislang gewohnte Niveau der Versorgungssicherheit

nicht mehr gewährleistet sein könnte.

Der BDEW hat unlängst noch einmal die Gründe eindringlich dargelegt: Bis 2022 werden die restlichen sieben Kernkraftwerke abgeschaltet. Etwa 20 Gigawatt Kraftwerksleistung stehen auf der Stilllegungsliste der Bundesnetzagentur, vornehmlich aus wirtschaftlichen Gründen. Braunkohlenkraftwerke werden mit über zwei Gigawatt Leistung in die Sicherheitsbereitschaft überführt und scheiden danach aus dem Markt aus. Weiterhin scheiden auch in den Nachbarstaaten Kraftwerke aus. Nach Analysen der europäischen Netzbetreiber zeichnen sich in den 2020er Jahren deshalb Engpässe bei der Versorgungssicherheit ab. Verschärfend würden sich ordnungsrechtliche Maßnahmen (Stichwort „Kohleausstieg“) oder administrative Marktverzerrungen (Stichwort „550-Gramm-Klausel“ für Kapazitätsmechanismen) auswirken, die auf eine Stilllegung von Kraftwerken aus politischen Gründen hinausliefen. Damit wären Strukturbrüche in der Energieversorgung vorprogrammiert.

Energiepolitik zwischen Nationalstaat und Ordnungsrecht, Europa und Marktwirtschaft

Die Energiepolitik kann die Themen Versorgungssicherheit und Klimaschutz in verschiedener Weise angehen: Europäisch oder national, marktwirtschaftlich oder ordnungsrechtlich-dirigistisch. Die unterschiedlichen Herangehensweisen werden in den folgenden Abschnitten verglichen, insbesondere im Hinblick auf die Kosten und ihre volkswirtschaftliche Effizienz. Dabei geht es konkret um die Diskussion über die Bepreisung von CO₂, den Strukturwandel im Energiesektor sowie die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen in Europa.

CO₂-Bepreisung: Für einen Klimaschutz ohne teure Doppelregulierung

Auf der zurückliegenden Weltklimakonferenz in Bonn haben die Delegierten und Experten eingehend über zusätzliche und neue Impulse für den globalen Klimaschutz diskutiert. Zu Recht - eine wirklich nachhaltige und umfassende Lösung gibt es nicht. Da bislang vor allem der Energiesektor seine CO₂-Emissionen erheblich vermindert hat und in anderen Bereichen wie Wärme und Verkehr die Fortschritte eher gering sind, ist eine zielgerichtete Diskussion über die richtigen Instrumente für den Klimaschutz in allen Sektoren erforderlich.

Im Energiesektor wurden die Erfolge mit einem Instrument erreicht, das marktwirtschaftlich und europäisch ist, nämlich mit dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS). Erst kürzlich haben sich das Europäische Parlament und der Rat über die Reform der 4. Handelsperiode geeinigt, mit der das System nachhaltig gestärkt wird. Die EU selbst hat in einem neuen Report festgehalten, dass das Emissionshandelssystem mustergültig funktioniert. Die Emissionen im EU-ETS sind 2016 um knapp drei Prozent zurückge-

gangen. Nach seinem Vorbild hat China im Dezember 2017 mit Unterstützung des deutschen Bundesumweltministeriums einen landesweiten CO₂-Emissionshandel gestartet, der seinem Volumen nach das EU-ETS noch übertrifft.

Experten sind sich einig, dass das EU-ETS die aktuellen Vermeidungskosten für eine Tonne CO₂ zuverlässig anzeigt und somit effiziente Signale für die Wahl richtiger Maßnahmen und Technologien des Klimaschutzes setzt. Die Einhaltung der CO₂-Minderungsziele wird hingegen über die europaweit maximal zulässigen Mengen entlang eines zeitlichen Minderungspfades gewährleistet. Seit 2005 etabliert, wird dieses System den Ansprüchen an möglichst große Effizienz und Wirksamkeit beim Klimaschutz gerecht – bis 2050 ist eine Emissionsminderung von mehr als 87% programmiert.

Die aktuelle Diskussion über eine CO₂-Bepreisung haben zum Beispiel der französische Präsident, die neue Regierung in den Niederlanden, NGOs aber auch Industrieunternehmen und Energieversorger angestoßen. Das ist für die Bereiche sinnvoll, in denen es bislang keine wirksame Regulierung für den Klimaschutz gibt. Hierdurch könnten die bislang fehlenden Fortschritte erzielt werden und eine effektive Lenkungswirkung Richtung Klimaschutz entstehen.

Eine kostspielige Doppelregulierung wäre es allerdings, würde man in die bereits regulierten Sektoren zusätzliche neue Regulierungen mit einbauen. Dies wäre der Fall, wenn die Politik zum Beispiel im EU-ETS einen Mindestpreis für CO₂ einzöge oder zusätzlich zum Emissionshandel CO₂-Steuern erhöhe. Dies wäre der Missbrauch einer an sich guten Idee.

Die Energieexperten von Frontier Economics kommen in einer jüngst erschienenen Studie zu CO₂-Mindestpreisen⁴ zu dem Schluss, dass ein Mindestpreis zwar keine Tonne CO₂ mindert (die Minderung ist von den Mengenvorgaben des EU-ETS abhängig, nicht vom Preis) – dafür aber den Klimaschutz teurer macht. Die Gutachter rechnen mit einem Strompreisanstieg von mindestens 10 Euro/MWh, der unmittelbar vom Verbraucher als Folgekosten zu tragen wäre. Zudem ergäben sich negative Konsequenzen für die Versorgungssicherheit, da viele mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke aus dem Markt gedrängt würden und deren gesicherte Leistung wegfielen. Begünstigt würden hingegen die Kernkraftwerke. Diese werden in den deutschen Nachbarländern auch über 2022 hinaus betrieben.

Strukturwandel im Energiesektor: Orientierung an Fakten statt Symbolpolitik

Die Diskussion über den Strukturwandel im Energiesektor wird vielfach durch eine Debatte zum vorzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung überschattet. Länder wie Frankreich oder Italien tun sich dabei sehr leicht, einen Ausstieg schon bis 2025 zu verkünden. Diese Länder verfügen nur über 3% bzw. 8% an Kohle im Erzeugungsmix. In Deutschland ist die Lage anders. Hier beruhen etwa 50% der gesicherten Leistung auf der Kohle, nach dem Aus-

stieg aus der Kernenergie werden es sogar etwa zwei Drittel sein.

Dass die Verstromung von Kohle endlich ist, ist unstrittig. Ihre Zukunft wird durch die politisch gesetzten Klimaschutzziele und das EU-ETS klar definiert. Wichtig ist, dass sich der Strukturwandel in der Stromerzeugung dabei geordnet und ohne Strukturbrüche in den betroffenen Unternehmen und Regionen sowie ohne negative Folgewirkungen für die Versorgungssicherheit vollzieht. Hierfür hat zum Beispiel RWE einen klaren Braunkohlenfahrplan für das Rheinische Revier entwickelt, der mit den nationalen und europäischen Klimazielen für 2050 im Einklang steht.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist vor allem die deutsche Kohledebatte kaum nachvollziehbar. So machten bei den zurückliegenden Sondierungsgesprächen zur Jamaica-Koalition immer neue und höhere Gigawattzahlen für vorzeitige Stilllegungen die Runde: 3, 5, 7 oder gar 8 bis 10 GW sollten willkürlich vom Netz genommen werden. Allein die enorme Spannweite der Zahlen zeigt, dass es dabei nicht um eine realistische Energiepolitik ging, sondern vielmehr um Symbole. Aus fachlicher Perspektive ist die Bewertung klar: In wie weit der Entzug von gesicherter Leistung für das Energiesystem verträglich ist, können allein die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber beurteilen. Ein solcher „Stresstest“ wurde bislang nicht durchgeführt. Es ist verwunderlich, dass die politische Debatte über die Zukunft der Kohle-Verstromung in weiten Teilen ohne Rücksicht auf die ohnehin schrumpfenden Sicherheitsmargen im System geführt wird und offenbar auch ohne Rücksicht auf die sozialen und strukturellen Folgen bei den betroffenen Unternehmen und in den Regionen.

Versorgungssicherheit braucht ein „level playing field“ des Wettbewerbs

Für den Klimaschutz ohne Wirkung, für die Volkswirtschaft teuer und gefährlich für die Versorgungssicherheit, das sind die Folgen marktwidriger Ansätze der Energiepolitik. Angesichts der absehbaren Knappheit an gesicherter Leistung, die sich für die 2020er Jahre abzeichnet, sind in der neuen Legislaturperiode deshalb alsbald positive und ordnungspolitisch saubere energiepolitische Initiativen für mehr Versorgungssicherheit gefordert.

In anderen Ländern Europas hat die Politik die Zeichen der Zeit erkannt und Kapazitätsmechanismen beschlossen, etwa in Frankreich oder in Großbritannien. Es liegen hierzu mittlerweile Praxiserfahrungen vor, die belegen: Marktwirtschaftlich und technologieneutral angelegte Kapazitätsmechanismen sind mit dem europäischen Energiemarkt vereinbar, belasten die Volkswirtschaft so wenig wie möglich und schaffen eine angemessene Marge gesicherter Leistung. Bereits in der zurückliegenden Legislaturperiode kamen umfangreiche wissenschaftliche Untersuchungen im Auftrag der Bundesregierung ebenfalls zu diesem Ergebnis.

Vor diesem Hintergrund ist es erstaunlich, dass die Bundesregierung Pläne der Europäischen Kommission unterstützt, die Einführung von Kapazitätsmechanismen an stark diskriminierende und damit markt- und wettbewerbswidrige Kriterien zu knüpfen. Nach Auffassung der EU-Kommission dürften nämlich nur Kraftwerke an solchen Mechanismen teilnehmen, die weniger als 550 Gramm CO₂ je Kilowattstunde ausstoßen.

Fast zwei Drittel der deutschen Kraftwerksleistung wären von einer fairen Entlohnung für Versorgungssicherheit ausgeschlossen – die gesamte Kohle und selbst viele Gaskraftwerke, während insbesondere französische Kernkraftwerke wiederum den Nutzen hätten.

Ein Gutachten von frontier economics⁵ bestätigt vollumfänglich diese Einwände gegen die 550-Gramm-Klausel. frontier economics gehörte 2014 zu den Gutachtern des Bundeswirtschaftsministeriums, als die Einführung von Kapazitätsmärkten evaluiert wurde. Nicht-diskriminierende Ansätze wurden damals für die erste Wahl beim Kapazitätsmarktdesign befunden, diskriminierende, wie sie nun die EU-Kommission vorschlägt, hingegen für die schlechteste Möglichkeit.

Zur 550-Gramm-Klausel der EU-Kommission kommen die Experten von frontier economics zu dem Schluss, dass sie klimapolitisch wirkungslos ist, die Kosten der Energieversorgung unnötig erhöht und der Versorgungssicherheit schadet. Allein der damit bewirkte Zubau von eigentlich nicht erforderlichen Gaskraftwerken würde in Europa 18 Milliarden Euro verschlingen, hinzu kämen mindestens 15% höhere Strompreise und erhebliche Mehrkosten für gesicherte Leistung. Eurelectric schätzt hier europaweite Zusatzkosten von bis zu mehr als 100 Milliarden Euro.

Ein weiterer, energiepolitisch negativer Nebeneffekt der 550-Gramm-Klausel wäre ein um ca. 30% steigender Gasbedarf. Daraus entstünden neue Abhängigkeiten von Importen und damit verbundene geopolitische Risiken. Wie sensibel gerade die europäische Gasversorgung ist, hat die Explosion in der zentralen österreichischen Gasverteilstation Baumgarten am 12. Dezember 2017 gezeigt. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) gibt in einer aktuellen Studie⁶ zu bedenken, dass Deutschland bereits heute der größte Erdgasimporteur ist und 80% des heimischen Energiebedarfs aus eingeführten Rohstoffen gedeckt werden. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die BGR der Politik, auf einen breit diversifizierten Energieträgermix zu setzen – eine Empfehlung, die durch die diskriminierenden Vorgaben der EU-Kommission zu Kapazitätsmechanismen klar konterkariert würde.

Fazit

Marktwirtschaftliche, diskriminierungsfreie und europäische Politikansätze, die einen stabilen und berechenbaren Rahmen für den Energiesektor bilden, sind zentrale Erfolgsfaktoren für die Energiewende und geeignet, die Kosten

entwicklung der Energiewende so effizient wie möglich zu halten.

Für die einzelnen Politikfelder Klimaschutz, Strukturwandel und Versorgungssicherheit bedeutet dies:

Klimaschutz: Für die Energiewirtschaft und die energieintensive Industrie gibt es ein gut funktionierendes, marktwirtschaftlich effizientes und europäisches System der CO₂-Bepreisung, das EU-ETS. Es regelt die Erfüllung der Klimaziele in diesen Bereichen bis in das Jahr 2050. Marktwirtschaft und Kompatibilität mit Europa sollten auch die Leitlinien für eine effiziente CO₂-Bepreisung außerhalb des ETS sein.

Strukturwandel: Unter der bereits existierenden europäischen und marktwirtschaftlichen Regulierung ist die Zukunft der Kohleverstromung im Einklang mit den Klimazielen definiert. Der notwendige Strukturwandel lässt sich in diesem Rahmen geordnet und sozialverträglich vollziehen. Die Politik sollte diesen Strukturwandel begleiten.

Versorgungssicherheit: Wissenschaftliche Studien im Auftrag der Bundesregierung belegen ebenso wie die Praxiserfahrungen in Europa, dass diskriminierungsfreie und marktwirtschaftliche Kapazitätsmechanismen Versorgungssicherheit zuverlässig und zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten gewährleisten können.

Fußnoten

¹ Thomas Vahlenkamp u.a.: Energiewende-Index Deutschland – Die Kosten steigen weiter, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 67 Jg. (2017), Heft 3, S. 25-29; Thomas Vahlenkamp u.a.: Energiewende-Index Deutschland 2020+ – Neuer Kompass für die Wende, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 67 Jg. (2017), Heft 10, S. 26-30.

² Justus Haucap u.a.: Kosten der Energiewende. Untersuchung der Energiewendekosten im Bereich der Stromerzeugung in den Jahren 2000 bis 2025 in Deutschland. Gutachten im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Düsseldorf 2016.

³ Simon Piaszek u.a.: Regional Diversity in the Costs of Electricity Outages: Results for German Counties, HWWI Research Paper 142, Hamburg.

⁴ Frontier Economics: Mindestpreise im Europäischen Emissionshandelssystem – eine kritische Analyse. Kurzstudie im Auftrag der RWE AG. Köln, September 2017.

⁵ Frontier economics: CO₂-Grenzwert als Zugangsvoraussetzung zu Kapazitätsmärkten – Wie sinnvoll ist ein solcher Ansatz? Gutachten im Auftrag der RWE AG, Köln, Juli 2017.

⁶ Bundanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover, 2017.



Foto: 50Hertz Jan Pauls

Boris Schucht
Vorsitzender der Geschäftsführung, 50Hertz Transmission GmbH

Boris Schucht ist Vorsitzender der Geschäftsführung (CEO) von 50Hertz in Berlin. 50Hertz sorgt als nordostdeutscher Übertragungsnetzbetreiber für den Betrieb, die Instandhaltung, die Planung und den Ausbau der Übertragungsnetze in den Bundesländern Thüringen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Berlin, Mecklenburg-Vorpommern sowie Hamburg und ist für die Führung des elektrischen Systems in diesen Regionen verantwortlich.

Als Vorsitzender der Geschäftsführung engagiert sich Boris Schucht mit dem gesamten Unternehmen 50Hertz für die sichere Netzintegration von Erneuerbaren Energien, die Entwicklung des europäischen Strommarktes und den Erhalt eines hohen Versorgungssicherheitsstandards. Derzeit werden im Netzgebiet von 50Hertz schon rund 53,4 Prozent des Verbrauchs durch Erneuerbare Energien gedeckt – das ist ein absoluter Spitzenwert in Europa. Von 2007 bis 2010 war Boris Schucht Mitglied des Vorstandes der WEMAG AG, Schwerin. Zuvor war er im Vattenfall-Konzern in unterschiedlichen leitenden Positionen tätig. Schucht ist Mitglied des Board of Directors der Elia Grid International SA (EGI), Präsidiumsmitglied des Weltenergierat – Deutschland e.V., Mitglied im Rat des Think-Tank Agora Energiewende, Mitglied des Landesvorstands des Wirtschaftsrates Berlin/Brandenburg sowie Vorstandsvorsitzender des Forum für Zukunftsenergien e.V.

Erneuerbaren-Ausbauziele und Marktfähigkeit: Wie wir die Energiewende finanzierbar machen

Boris Schucht

Ein Blick in die Wahlprogramme der Parteien hat es schon im Frühjahr letzten Jahres gezeigt: Es geht bei der Energiewende nicht mehr nur um eine schnelle und erfolgreiche Umsetzung. Der Kostenaspekt ist in den Vordergrund getreten und damit ganz konkret die Fragen: Wie können wir die Energiewende so gestalten, dass sie bezahlbar bleibt? Wie schaffen wir es, die Kosten gerecht zu verteilen zwischen der Industrie und den verschiedenen Arten von Verbrauchern? Wie gelingt es uns, regionale Unterschiede zu vermeiden und Regionen mit hohem Erneuerbaren-Anteil nicht noch zusätzlich zu belasten?

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eines der wichtigsten Ziele der Energiewende. Dabei gilt jedoch zu beachten: Sollte der Strompreis rasant in die Höhe getrieben werden, wäre die Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende maßgeblich gefährdet. Die Reformen des EEG in den Jahren 2014 und 2016 haben diesem Umstand bereits Rechnung getragen – die Bundesregierung hat damit die Grundlagen geschaffen, die Erneuerbaren marktfähig zu machen und die Energiewende für alle bezahlbar zu gestalten.

Die in den Wahlprogrammen zu lesenden Beiträge zu einer Kostendebatte stellt kein Abweichen von eben jenem Energiewende-Kurs der Bundesregierung dar. Im Gegenteil: Auch hier wird für weiterhin ambitionierte Ausbauziele für die Erneuerbaren auf nationaler und europäischer Ebene geworben. Dieser Ansatz ist dem Grunde nach der richtige. Und doch müssen Effizienz und Wirtschaftlichkeit bei den energiepolitischen Weichenstellungen in der 19. Legislaturperiode noch stärker im Vordergrund stehen, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Ganz konkret etwa bei einzelnen Energieträgern, dem Ausbau der Infrastruktur oder neuen Technologien.

Kosten bei den Erneuerbaren Energien weiter senken – Repowering sinnvoll gestalten

Im Bereich der Erneuerbaren ergibt sich folgende Ausgangslage: Kosten entstehen vor allem bei der Investition in Erneuerbare-Anlagen, den sogenannten Einmalkosten. Betriebskosten und variable Kosten sind verhältnismäßig gering. Dennoch sind die Erneuerbaren Energien aktuell weder vollständig kompetitiv, noch senken sie die Kosten der Stromversorgung in Summe. Dieser Umstand wird sich in absehbarer Zeit aber ändern.

Mit dem EEG 2014 und 2016 wurde das Prinzip der Ausschreibungen eingeführt. Ziel der Reformen war unter anderem, die Kosten für die EEG-Förderung zu senken sowie den Netzausbau mit dem Ausbau der Erneuerbaren zu synchronisieren. Die ersten Ergebnisse der Ausschreibungen zeigen: Die

Kosten der Förderung je Kilowattstunde wurden bei allen Technologien deutlich gesenkt. Zwar muss sich noch zeigen, dass Pläne zum Bau von Anlagen auch tatsächlich realisiert werden. Allgemein sind die Preissenkungen jedoch ein Signal dafür, dass die Investitionskosten durch weitere Effizienzsteigerungen noch weiter gesenkt werden können. Viele der Prozesse haben noch nicht den Level an Automatisierung und Standardisierung erreicht, der in anderen Technologiebranchen üblich ist.

Eine zentrale Herausforderung der neuen Bundesregierung wird es sein, eine Nachfolgeregelung für große EEG-Anlagen zu finden, bei denen die EEG-Förderung nach 20 Jahren ausläuft. Bereits ab 2021 endet jährlich für mehrere Tausend Anlagen die EEG-Vergütung. Zwar ist es sinnvoll, dass auch diese Anlagen nur dann eine neue Förderung erhalten, wenn sie sich am Markt behaupten. Es muss dabei allerdings auch berücksichtigt werden, dass die für die Anlagen errichtete Infrastruktur für einen deutlich längeren Zeitraum ausgelegt ist, als die 20-jährige EEG-Förderung. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es daher sinnvoll, die Gesamtkosten aus Investitionen in Erzeugungstechnologien, variablen Stromerzeugungskosten und den Kosten für den Netzanschluss zu minimieren. Investitionen in die Netzinfrastruktur, wie Leitungen oder Umspannwerke, sind auf einen Zeitraum von rund 60 Jahren ausgelegt. Bevor an neuen Standorten neue Infrastrukturen aufgebaut werden, sollte daher überlegt werden, wie die bestehenden Standorte weiter genutzt werden können – ohne dabei den Effizienzanreiz zu schmälern.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Synchronisierung von Netzausbau und dem laut Koalitionsvertrag noch ambitionierterem Ausbau der Erneuerbaren. Dabei ist insbesondere dringend geboten, stark explodierende Kosten zu vermeiden, die etwa durch die Abregelung von Windkraftanlagen aufgrund von Netzengpässen entstehen. Wenn der Gesetzgeber nun die Ziele für den Erneuerbare-Energien-Ausbau bis 2030 erheblich über die bisherigen Planungen anhebt, ist vorab zu prüfen, welche Maßnahmen notwendig – und bezahlbar – sind, um diese neuen Ziele ohne explodierende Redispatchkosten zu erreichen. Hier gibt es einige realistische Optionen, wie etwa die Festlegung eines Mindestanteils an Windkraftausbau südlich der Hauptnetzengpässe, die Integration von sogenannten „Netzboostern“, um Sicherheitsreserven im Netz nutzbar zu machen, die Ausweitung des Prinzips „Nutzen vor Abregeln“, zusätzlicher Netzausbau oder auch großtechnische Power-to-Gas-Anlagen im Norden Deutschlands. All diese Optionen sind möglich – sie werden Zeit jedoch benötigen. Bis dahin sollten wir dringend den Ausbau der Erneuerbaren weiter synchron zum Netzausbau organisieren, um Schuldbürgerstrieche zu vermeiden – die eine erhebliche Gefahr für die Akzeptanz bedeuten könnten – und zwar für die Energiewende als Ganzes.

Versorgungssicherheit: Wie erfolgen Investitionen in gesicherte Kraftwerkskapazität?

Im Januar 2017 haben wir erlebt, was eine „Dunkelflaute“ für das Energiesys-

tem bedeutet. Im eigentlichen Sinn war es eine Flaute mit gleichzeitiger Kältewelle im südlichen Europa. Insbesondere in Frankreich stieg der Strombedarf stark an. Gleichzeitig ging die verfügbare Kraftwerkskapazität genau dort zurück, weil viele französische Kernkraftwerke aufgrund einer Verkettung von Umständen nicht in Betrieb waren. Nur mit vereinten Kräften und gemeinsamen Anstrengungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber konnte die Versorgung auch in Frankreich sichergestellt werden.

In Deutschland stieg zu diesem Zeitpunkt der Strombedarf auf bis zu 70 Gigawatt (GW) an, während Wind und Sonne nur marginale Beiträge von kaum je über 10 GW lieferten. Dementsprechend konnte die Stromversorgung in Deutschland in dieser Situation nahezu ausschließlich durch die konventionellen Kraftwerke gewährleistet werden. Auch die Netzreserve konnte wesentlich dazu beitragen, die Stromnachfrage zu decken. Eine solche Situation ist ein gutes Beispiel für die aktuellen Herausforderungen bei der Gewährleistung der Strom-Versorgungssicherheit: Grundsätzlich stehen europaweit ausreichend gesicherte Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung. Der Strom kann jedoch nicht immer zu den oft weit entfernt und in anderen europäischen Ländern beheimateten Verbraucherinnen und Verbrauchern transportiert werden. Daher ist es sehr wichtig, genügend Reserven wie zum Beispiel die deutsche Netzreserve zur Verfügung zu haben.

Auf der Agenda der Energiepolitik der 19. Legislaturperiode wird die Debatte über einen möglichen Ausstieg aus der Kohleverstromung sehr weit oben stehen. Welche Auswirkungen sie auf die Versorgungssicherheit in Deutschland hat, muss dabei genau untersucht werden. Sinnvoll ist in jedem Fall, dazu auch eine Abstimmung mit den europäischen Nachbarländern durchzuführen. Denn bei gemeinsamen Anstrengungen zur Vorhaltung von gesicherter Kraftwerkskapazität können erhebliche Beträge eingespart werden, da auf diese Art nicht jedes Land Überkapazitäten vorhalten muss.

Die stärkere Nutzung und der Ausbau der Interkonnektoren zu unseren Nachbarländern stellt zudem eine kostengünstige Option zur Absicherung dar. Gemeinsam mit dem schwedischen Übertragungsnetzbetreiber Svenska kraftnät plant 50Hertz derzeit beispielsweise die so genannte „Hansa-Power-Bridge“: Ein neues Gleichstrom-Seekabel auf Höchstspannungsebene, das das schwedische und deutsche Stromsystem enger miteinander verknüpft. Die Vorteile liegen auf der Hand: Bei starkem Wind müssen Erzeugungsanlagen in Zukunft weniger häufig kostenaufwendig gedrosselt werden, um einer Überlastung des Stromnetzes vorzubeugen – da der Strom nach Schweden exportiert werden kann. Umgekehrt ermöglicht die Verbindung bei einer Windflaute den Import von Strom aus schwedischen Wasserkraftwerken.

Gleichzeitig ist aber auch klar: Deutsche Kunden müssen auch in Zukunft in einem europäischen System jederzeit sicher mit Strom versorgt werden können. Als eines der führenden europäischen Industrieländer müssen wir uns stets auf eine sichere Energieversorgung verlassen können. Das heißt

auch, dass die vor drei Jahren beschlossene Strommarktreform funktionieren muss – also Investitionen in neue gesicherte Leistung rechtzeitig aus dem Markt heraus angeregt werden müssen. Schon in den kommenden Jahren sollte die neue Bundesregierung daher überprüfen, ob die Marktsignale dafür ausreichen oder ob ergänzende Mechanismen notwendig sind.

Wenn neue gesicherte Stromerzeugungstechnologien errichtet werden, dann werden diese nach heutiger Erkenntnis aller Wahrscheinlichkeit nach mit Gas betrieben. Zwar sind auch unterschiedliche Speichertechnologien und Power-2-X-Anwendungen denkbar. Diese sind jedoch derzeit vielfach noch nicht ausreichend technologisch entwickelt oder sind in der Anwendung sehr teuer.

Gaskraftwerke weisen demgegenüber vergleichsweise geringere Investitionskosten auf. Sie sind im Betrieb zudem flexibel, können also gut als Residualkraftwerke auf die volatile Einspeisung der Erneuerbaren Energien reagieren. Der Nachteil von Gas- und Dampfkraftwerken und offenen Gasturbinen ist jedoch, dass die variablen Stromerzeugungskosten im Vergleich zu Kohlekraftwerken höher sind. Die Folge: Je häufiger Gaskraftwerke an der Strombörse preissetzend werden, desto stärker wird der Börsenstrompreis im Mittel steigen.

Investitionen in die Stromnetzinfrasturktur wirtschaftlich sinnvoll

Der Ausbau der Übertragungsnetze ist noch immer die kostengünstigste Option zur Integration von dezentral und volatil erzeugtem Strom aus Erneuerbaren Energien. Die Investitionskosten in das Übertragungsnetz liegen in Deutschland laut Netzentwicklungsplan bis zum Jahr 2025 insgesamt bei circa 24 Milliarden Euro. In der darauffolgenden Dekade werden laut Schätzung weitere sechs bis elf Milliarden Euro investiert werden. Ein ähnliches Investitionsvolumen sieht die Verteilnetzstudie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aus dem Jahr 2014 für die Verteilnetze: Demnach müssten bis zum Jahr 2032 zwischen 23 Milliarden und 49 Milliarden Euro investiert werden, um der steigenden Einspeisung von erneuerbarem Strom Rechnung zu tragen.

Diese Beträge sind eine lohnende Investition für die deutsche Volkswirtschaft. Denn die Alternative zum Netzausbau sind mehr Redispatch oder die Teilung der deutschen Preiszone. Beides wäre langfristig mit deutlich höheren Gesamtkosten verbunden. Die Fertigstellung der Südwestkuppelleitung von Thüringen nach Bayern zeigt, wie schnell sich die Kosten für den Bau einer Leitung amortisieren. Allein im Zeitraum Januar 2016 bis November 2017 wurden durch die zusätzliche Transportkapazität bereits rund 150 Mio. Euro an Redispatch-Kosten vermieden.

Daher wird es entscheidend sein, den Anreiz für Investoren in den Netzausbau hoch zu halten. Für eingesetztes Eigenkapital erhalten die Netzbetreiber in der dritten Regulierungsperiode nur noch eine Verzinsung von 5,64 Prozent

nach Steuern. Hinzu kommt, dass dieser von der Bundesnetzagentur vorgegebene Wert aufgrund regulatorischer Effekte in der Realität nicht immer erreicht wird. Im Falle steigender Zinsen besteht damit das Risiko, dass Investitionen in deutsche Stromnetze im Vergleich zu anderen Anlagen mit einem ähnlichen Risikoprofil deutlich weniger attraktiv sind – Investoren könnten ihr bisheriges Interesse verlieren.

Finanzierung der Energiewende: Wie werden die Kosten verteilt?

In Summe sind damit die für die Energiewende im Stromsektor erforderlichen Investitionen bereits absehbar. Offen und stark politisch diskutiert ist wiederum die Frage, wie diese Kosten volkswirtschaftlich allokiert werden. In der Vergangenheit wurden insbesondere energieintensive Unternehmen politisch entlastet. Durch verringerte Umlagen (EEG, KWK, etc.) und verminderte Netzentgelte konnte für diese Unternehmen die internationale Wettbewerbsfähigkeit erhalten werden.

Eine Neugestaltung der EEG-Umlage ist überaus sinnvoll. Denn heute wird der Strompreis durch die Umlagen und Abgaben stark zusätzlich verteuert. Zudem werden Schwankungen im Strompreis durch den hohen fixen Anteil abgemildert. In der Folge werden Anreize zur Sektorkopplung reduziert. Zur Lösung dieser Problematik werden derzeit unterschiedliche Ansätze diskutiert, darunter beispielweise die Erhebung der Umlage auch auf andere Energieträger wie Gas, Öl und Benzin oder auch eine Dynamisierung der Umlagen. Diese Lösungen bringen jedoch neue Fehlanreize mit sich. Sinnvoller wäre indes die fiskalische Finanzierung der EEG-Umlage. Nachdem das EEG zwischenzeitlich als Beihilfe im Sinne des EU-Wettbewerbsrecht anerkannt wurde, ist diese Lösung durchaus machbar und bietet zahlreiche Vorteile.

Auch bei der Finanzierung der Investitionen in neue gesicherte Stromerzeugungskapazitäten sollten diese Überlegungen mit berücksichtigt werden. Denn für den Fall, dass diese nicht über den bestehenden Markt erfolgen und stattdessen Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, müsste auch für diese Kosten eine Form der Umlage geschaffen werden.

Abschließend lässt sich feststellen, dass auch in der neuen Legislaturperiode wichtige Stellschrauben konstant angepasst werden müssen, damit die Kosten der Energiewende nicht aus dem Ruder laufen. Dabei handelt es sich um weitere Anpassungen, die bei einem derart dynamischen Großprojekt nicht weiter überraschen. Die neue Bundesregierung kann – und sollte – durch die tatkräftige Bewältigung dieser Fragen das Fundament für das Gelingen der Energiewende weiter festigen.



Stijn van Els

Vorsitzender der Geschäftsführung, Deutsche Shell Holding GmbH und Shell Deutschland Oil GmbH

Stijn van Els ist Vorsitzender der Geschäftsführung Deutsche Shell Holding GmbH und der Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg. Der im niederländischen Venray gebürtige Stijn van Els studierte Physik an der Delft University of Technology, bevor er 1988 in den Niederlanden seine berufliche Laufbahn bei Shell begann. Seither hat er eine Reihe technischer, kaufmännischer und Management-Rollen im Downstream-, Upstream- um Technologiebereich der Royal Dutch Shell in den Niederlanden, Japan, England, Australien, Deutschland und Katar durchlaufen. Von 2004 bis 2006 war van Els auch in der Rheinland Raffinerie der Deutschen Shell für die Produktion und Instandhaltung verantwortlich. Zuletzt war van Els CEO eines petrochemischen Joint Ventures von Shell und der Qatar Petroleum, in Katar.

Die deutsche Energiewende – was, wieviel und warum?

Stijn van Els

Diskutiert man in Deutschland über die Energiewende, wird sehr schnell deutlich, dass einige grundlegende Aspekte unklar sind.

Angefangen beim Verständnis darüber, was mit dem Projekt „Energiewende“ konkret bis wann erreicht werden soll und wie dieses im Verhältnis zu anderen Politikfeldern, beispielsweise der Industrie- und Beschäftigungspolitik steht. Unklar sind außerdem Fragen zum „Projektbudget“, das heißt wie viele Mittel zur Verfügung stehen und wie diese aufzubringen sind. Außerdem sind die Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten unklar, ganz zu schweigen vom Projekt-Controlling.

Diese Beobachtungen möchte ich mit der Analyse einer unabhängigen Einrichtung untermauern, die sich mit Projektsteuerung und Kostenmanagement exzellent auskennt und bestimmt nicht im Ruf steht, das Thema einseitig zu betrachten.

Der Bundesrechnungshof legte Ende 2016 einen Bericht vor, der die Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland bewertet. Die Ergebnisse beziehen sich dabei – wie beim Bundesrechnungshof nicht anders zu erwarten – im Wesentlichen auf Fragen rund um Kosten und Nutzen. Die wesentlichen – auch Anfang 2018 nach wie vor relevanten Ergebnisse – sind in Kurzform:

- Es fehlt eine Gesamtkoordination der Maßnahmen zur Energiewende. Weder im zuständigen Bundesministerium, noch ressortübergreifend oder mit den Bundesländern finden koordinierte Absprachen statt. Es gibt keinen Überblick über die finanziellen Auswirkungen der Energiewende. Fragen nach den Gesamtkosten der Energiewende oder dem Budget für die Energiewende werden nicht gestellt oder beantwortet.
- Es existiert kein funktionierendes Fördercontrolling. So werden ineffiziente Förderprogramme aufgesetzt, verlängert und aufgestockt. Laut Bundesrechnungshof ist es bislang nicht gelungen, eine Balance zwischen hohen Klimaschutzziele und effizienten Förderprogrammen zu finden.
- Politisch werden die Ziele zur Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit („energiepolitisches Dreieck“) nicht gleichrangig berücksichtigt. Das Ziel Umweltverträglichkeit wird deutlich betont.

Gleichzeitig muss festgestellt werden, dass trotz der zweifelsohne massiven Kosten – alleine die EEG Förderung beläuft sich auf rund 25 Milliarden Euro pro Jahr – der Ausstoß klimaschädlicher Gase in den letzten Jahren insbe-

sondere auf Grund des hohen Anteils von Kohle an der Stromerzeugung teilweise sogar wieder anstieg. Das 2020er CO₂-Emissionsminderungsziel dürfte verfehlt werden und auch das Ziel für 2030 wird sicher nicht mit einem „weiter so“ erreicht. Es hilft vielleicht einzelnen Branchen, wenn Fördermittel immer weiter anschwellen und Effizienz dabei keine Rolle spielt. Dem Klima hilft es nicht.

Vor diesem Hintergrund sind die gegenwärtig wiederauflebenden Diskussionen nicht zielführend, die Finanzierung einzelner Subventionen auf andere Beine zu stellen, ohne vorher darüber zu sprechen, ob die Förderung an sich oder ihre Höhe überhaupt eine kosteneffiziente Maßnahme für den Klimaschutz darstellt.

Dabei geht es nicht nur um „Peanuts“ – oder wie es 2004 der damalige Bundesumweltminister ausdrückte – um „eine Kugel Eis“ pro Monat. Es sei denn man hat einen Eislieferanten, der einem pro Kugel rund 25 Euro berechnet. Dieser Preis deckt dann auch nur einen Teil der Kosten, nämlich das EEG. Weitere Umlagen, zusätzliche Kosten für den Netzausbau etc. sind in den Preis noch nicht eingerechnet.

Doch wie geht es weiter? Was kommt auf uns zu, wie sollte man die energie- und umweltpolitischen Herausforderungen angehen?

Sicher, Prognosen sind schwierig. Vor allem wenn sie auf die Zukunft gerichtet sind. Oder wie der Bergmann sagt: „Vor der Hacke ist es dunkel“ ...

Eines ist jedoch sicher: Wenn wir das Klimaschutzabkommen von Paris ernst nehmen und die Erderwärmung auf maximal 2 Grad begrenzen wollen, müssen wir die Energiesysteme weltweit in einen neuen Mix überführen. Zumal die Weltbevölkerung weiter wächst und die Nachfrage nach Energie zunehmen wird.

Die Transformation wird in jedem Land unterschiedlich verlaufen. Wir haben das für Deutschland genauer untersucht. Gestützt auf die potenziell wichtigsten sektorenübergreifenden Triebkräfte der Transformation des Energiesystems haben das globale und lokale Shell Szenario-Team in Zusammenarbeit mit externen Experten zwei mögliche Szenarien entwickelt, die auf unterschiedlichen Annahmen basieren und zu unterschiedlichen Ergebnissen führen: „Winning the Marathon“ und „Slowing Momentum“.

Die beiden Szenarien betrachten mögliche Entwicklungen der deutschen Energiepfade als Reaktion auf gesellschaftlichen, wirtschaftlichen, politischen, geopolitischen und technologischen Wandel. Sie sollen dazu dienen, Implikationen aus diesen Szenarien zu ergründen und so wichtige energiepolitische Entscheidungsfindungen der kommenden Jahre unterstützen. Aus den Szenarien wird deutlich, dass das politische Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu verringern, in Deutschland

nur erreicht wird, wenn alle Hebel maximal genutzt werden (Szenario „Winning the Marathon“). Das Szenario „Slowing Momentum“ beschreibt dagegen einen Entwicklungspfad, bei dem die CO₂ Emissionen im Betrachtungszeitraum immerhin auch um 70 Prozent sinken, das politische Minderungsziel aber verfehlt wird.

Alle Hebel in Bewegung zu setzen bedeutet, dass die Dekarbonisierung nicht nur in der Stromerzeugung, sondern auch in allen Verbrauchssektoren vorankommen muss: In der Industrie und auch im Gebäude- und im Transportsektor.

Um die Stromerzeugung zu dekarbonisieren, sind prinzipiell drei Ansätze denkbar: Atomstrom, erneuerbare Energien und Nutzung der CCS/CCU-Technologie, also das Abscheiden und Speichern bzw. die Nutzung von CO₂. Mit Blick auf die spezifisch deutschen Befindlichkeiten gegenüber der Atomenergie und CCS bleiben nur erneuerbare Energien. Neben dem Aufbau der entsprechenden Erzeugungskapazitäten gilt es, die Übertragungsinfrastruktur deutlich auszubauen und die Entwicklung von Speichertechnologien voranzubringen, um die bedarfsgerechte Bereitstellung zu ermöglichen.

So lange das noch nicht reibungslos funktioniert ist der Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung erforderlich. Und wir gehen davon aus, dass dies noch lange der Fall sein wird. Denn weder sind die erforderlichen großtechnische Speicherlösungen verfügbar noch ist die Fertigstellung der „Stromautobahnen“ von Nord nach Süd absehbar, mit denen Anbieter und Nachfrager nach Energie zumindest ansatzweise zusammengebracht werden können.

Es ist daher offensichtlich, dass ohne einen beschleunigten Kohleausstieg eine effiziente und effektive Dekarbonisierung der Sektoren Strom und Wärme nicht möglich ist. Der Kohleausstieg und ein damit einhergehender Umstieg auf Erdgas in der Stromerzeugung sind energiewirtschaftlich und politisch vorrangig. Zumal dieser Umstieg noch lange Zeit eine der kosteneffizientesten CO₂ Vermeidungsoptionen darstellt. In diesem Zusammenhang gilt es auch die Vorschläge zur Sektorkopplung kritisch zu hinterfragen. Macht es ökonomisch und ökologisch wirklich Sinn, bei einem Kohlestromanteil von über 40% die Nutzung von Strom zu forcieren? Wie realistisch ist der dazu erforderliche sehr teure Ausbau des Stromnetzes, wenn gleichzeitig hervorragende Alternative – ein Gasnetz von über 500.000km Länge – bereits in Betrieb ist. Das zudem geeignet ist, Bio-Methan oder auf Basis von erneuerbaren Energien hergestellten Wasserstoff zu transportieren.

In der Industrie können Branchen wie Textil- und Lebensmittelindustrie elektrifiziert werden, da sie in der Fertigung mit vergleichsweise niedrigen Temperaturen arbeiten. In der Schwerindustrie dagegen erfordern die Fertigungsprozesse Kohlenwasserstoffe als thermischen Energieträger, um die erforderlichen Temperaturen von etwa 1.200°C wie in der Stahlindustrie überhaupt zu erreichen. Perspektivisch könnten diese Prozesse auch mit Wasserstoff betrieben werden, der dann möglichst auf Basis erneuerbarer Energien

erzeugt werden sollte.

Im Gebäudebereich wird Energie zum Heizen und zum Kühlen, aber auch für Warmwasser eingesetzt. Hier lassen sich deutliche Einsparungen durch Modernisierung der Heizkessel erzielen. Kurz- und mittelfristig werden Heizungstechnologien und Energiequellen weiter diversifizieren. Stichworte sind hier: Hybridisierung, Wärmepumpen, Mikro- und Mini-KWK-Anlagen. Da aber bis 2030 kaum mehr als 15 Prozent aller Häuser und Wohnungen mit modernsten Energiestandards neu gebaut werden, wird die energetische Sanierung im Bestand entscheidend für die Energie- und Treibhausgas-Einsparungen sein.

Auch bei diesen Maßnahmen gilt es, Kosten und Nutzen einzelner Konzepte genau zu betrachten und die verfügbaren Mittel möglichst effizient einzusetzen. So macht die Modernisierung alter Heizungsanlagen meistens Sinn für Klima und Eigentümer. Umfassende Dämm-Maßnahmen sind dagegen kritischer zu sehen, und zwar sowohl aus Kosten- wie auch Umweltgesichtspunkten: viele Maßnahmen amortisieren sich für den Hauseigentümer nicht und haben Mühe, eine vorteilhafte Umweltbilanz nachzuweisen.

Der Transportsektor konnte trotz Effizienzgewinnen keinen Beitrag zur Emissionssenkung leisten, wozu u.a. gestiegene Fahrleistungen beigetragen haben. Wir gehen davon aus, dass sich für die Pkw zukünftig die Diversifizierung der Antriebe, geringere Fahrleistungen und effizientere Motorentechnik verbrauchsmindernd auswirken werden.

Neben dem Einsatz von Biokraftstoffen können Elektrofahrzeuge – sowohl brennstoffzellengetriebene Wasserstofffahrzeuge als auch batterieelektrische Vehikel - zur Senkung der Emissionen beitragen. Im Straßengüterverkehr könnte Flüssig-Erdgas (LNG) und langfristig auch Wasserstoff eine Alternative werden. In der Schifffahrt hat LNG ein großes Potenzial, im Luftverkehr können wir uns eine stärkere Rolle von Biokraftstoffen vorstellen. Auf der Schiene bietet sich Wasserstoff als Alternative zur Elektrifizierung an für Strecken, auf denen derzeit noch Dieselloks unterwegs sind.

Eine der großen kommerziellen Herausforderungen besteht darin, eine Investitionslandschaft zu schaffen, in der all diese unterschiedlichen Lösungen – und noch viele mehr – entwickelt und bedarfsgerecht eingesetzt werden können.

Dazu gehört eine gezielte Regulierung, um etwa Effizienzverbesserungen durchzusetzen. Dazu gehören auch Anreize für Kunden, um ihnen neue Gewohnheiten und Verhalten zu vermitteln. Andere Initiativen, wie beispielsweise die so genannte „Task Force on Climate-related Financial Disclosure“ - eine Arbeitsgruppe zur Offenlegung von klimabezogenen Finanzrisiken -, können ebenfalls einen Beitrag leisten. Shell ist dieser Arbeitsgruppe kürzlich beigetreten.

Eine wichtige Rolle kommt den staatlichen Mechanismen zur CO₂-Bepreisung zu, wie z.B. dem kostenneutralen System, das von der Carbon Pricing Leadership Coalition vorgeschlagen wird, die von Shell unterstützt wird. Solch ein System soll nicht als willkommene neue Quelle von Steuern oder Abgaben für das Finanzministerium dienen sondern vielmehr Investitionen zur Emissionsvermeidung und in Technologien mit niedrigem CO₂-Fußabdruck (low carbon technologies) anreizen. Diese Mechanismen haben den Effekt, dass sowohl die Kunden als auch die Industrie im Laufe der Zeit auf kohlenstoffarme Produkte programmiert werden. Und zwar ohne harte dirigistische Eingriffe wie Technologieauswahl, sondern durch Schaffung von Preissignalen, mit denen kreative Prozesse angestoßen werden, möglichst effiziente Vermeidungsstrategien zu finden.

Die Kohlenstoff-Bepreisung könnte potenziell auch in anderen Bereichen, die für eine erfolgreiche Energiewende wichtig sind, zu Fortschritten führen. Dazu zählen nicht zuletzt Anlagen zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff. Bis der Kohlenstoffmarkt in Gang kommt, sind solche Anlagen wirtschaftlich aber kaum zu rechtfertigen. Es handelt sich jedoch um eine Technologie, die heute schon einsatzbereit ist und welche vom Zwischenstaatlichen Expertengremium für Klimaänderungen (IPCC) für die Erreichung der Klimaziele als notwendig erachtet wird.

Shell ist fest entschlossen, Lösungen zu finden und wird bis zum Jahr 2020 jährlich zwischen ein und zwei Milliarden US-Dollar in den Ausbau des Geschäfts mit „neuen Energien“ stecken. Bereits heute beteiligen wir uns als Mitgesellschafter in der H₂ Mobility am Aufbau eines bundesweiten Netzes von Wasserstofftankstellen, haben kürzlich den Erwerb eines der größten europäischen Anbieter von Batterieladelösungen sowie eine Kooperation zur Installation von Schnellladesäulen an europäischen Autobahntankstellen bekanntgegeben. Der Energiemarkt befindet sich im Wandel, und mit ihm die Kundenwünsche. Doch selbst wenn sich Länder mit unterschiedlichen Lösungen und in unterschiedlichen Geschwindigkeiten vorwärtsbewegen, muss sich die Weltgemeinschaft doch dazu verpflichten, eine einheitliche Richtung anzusteuern.

Die in Paris getroffenen Vereinbarung zeigt, dass der gemeinsame Wunsch besteht, die globale Erwärmung auf unter zwei Grad Celsius zu beschränken. Der jüngst getroffene UN-Beschluss zu den Nachhaltigkeitszielen hat diesem Wunsch nochmals Nachdruck verliehen. Es würde sich auf jeden Fall lohnen, ein solches Ziel zu erreichen.

Je effizienter und zielgerichteter wir uns darauf konzentrieren, umso besser für Umwelt, die Wirtschaft und die Verbraucher. Meine Vorschläge dazu wären:

- Die Maßnahmen zur Energiewende sollten sich auf die Reduzierung der Klimagase (CO₂) konzentrieren.

- Die Maßnahmen müssen technologieoffen auf Basis von Kosten/Nutzen-Überlegungen ausgewählt werden.
- Die Kosten/Nutzen-Bewertung einzelner Fördermaßnahmen sollte kontinuierlich durchgeführt werden, daraus ersichtlicher Anpassungsbedarf ist unverzüglich umzusetzen.
- Da es sich bei der Energiewende um ein Thema von Bedeutung für alle Menschen handelt, sollte die Finanzierung möglichst direkt aus dem Bundeshaushalt, mit einem definierten jährlichen Gesamtbudget erfolgen.



Dr. Hans-Jürgen Witschke
Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH

Dr. Hans-Jürgen Witschke, Jahrgang 1958, ist seit 07/2004 Vorsitzender der Geschäftsführung der DB Energie GmbH, einem Unternehmen der Deutschen Bahn AG. Des Weiteren ist er u. a. Mitglied des Vorstands des Forum für Zukunftsenergien e.V. sowie des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) und Vorsitzender der Energiekommission des Senats der Wirtschaft. Darüber hinaus hat er ein Aufsichtsratsmandat außerhalb des DB Konzerns bei der EnBW Kernkraft GmbH (EnKK) inne.

Nach dem Studium der Betriebswirtschaftslehre und akademischer Tätigkeiten an der Universität zu Köln war er in unterschiedlichen Funktionen für die Ruhrkohle AG tätig. Nach der Übernahme durch die Harpen AG übernahm er die kaufmännische Geschäftsführung in der Dachgesellschaft Harpen Wärme GmbH. Seit seinem Wechsel zur Deutschen Bahn 1998 bekleidete er verschiedene leitende Funktionen im Bereich Finanzen und Controlling des Personenverkehrs.



Dr. Nele Friedrichsen
Referentin Regulierungsmanagement, DB Energie GmbH

Dr. Nele Friedrichsen ist seit Juli 2017 Referentin im Regulierungsmanagement der DB Energie GmbH. Ihre Aufgabe ist es, die Entwicklungen der nationalen und europäischen Energie- und Eisenbahnpolitik zu analysieren und sich daraus ergebende Chancen ins Unternehmen zu tragen sowie die aktuell bestehenden regulatorischen Anforderungen im Unternehmen umzusetzen. Zur nachhaltigen Stärkung des Schienenverkehrs setzt sie sich zudem dafür ein, den für DB Energie geltenden regulatorischen Rahmen kontinuierlich um bahnspezifische Besonderheiten zu erweitern.

Frau Friedrichsen studierte Wirtschaftsingenieurwesen mit Schwerpunkt Energie- und Umweltmanagement an der Universität Flensburg und promovierte an der Jacobs University Bremen. Vor ihrem Wechsel zu DB Energie arbeitete sie als Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Bremer Energie Institut und am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI zu energie- und klimapolitischen Fragestellungen insbesondere in der Politikberatung.

Kosten und Finanzierung der Energiewende – Der Verkehrssektor und der Beitrag der Schiene

Dr. Hans-Jürgen Witschke & Dr. Nele Friedrichsen

Die Energiewende ist ein wesentlicher Pfeiler zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele. Die deutsche Bundesregierung hat sich ambitionierte Ziele zur Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen gesetzt. Leitbild und Maßstab für die deutsche Klimapolitik ist das auf der Pariser Klimakonferenz beschlossene Ziel, die globale Erwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius zu begrenzen bzw. Anstrengungen zu unternehmen, die Erwärmung auf unter 1,5 Grad Celsius zu halten. Die nationalen Treibhausgasemissionen sollen um 40 % gegenüber 1990 reduziert werden, bis 2030 um mindestens 55 % und bis 2050 soll eine Reduktion um 80 - 95 % gegenüber 1990 erfolgen. Nur mit deutlichen Emissionsminderungen im Verkehr wird es möglich sein, die Klimaschutzziele zu erreichen. Dafür muss die Energiebasis vollständig auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Die Elektrifizierung des Verkehrs ist hierfür ein wichtiger Baustein. Auf der Schiene ist der elektrische Verkehr bereits etabliert und kann zur weiteren Dekarbonisierung des Verkehrs beitragen. Die derzeit hohe Belastung im elektrischen Schienenverkehr durch Finanzierungsbeiträge für die Energiewende im Stromsektor hemmt jedoch diese Entwicklung. Um die Beiträge des Schienenverkehrs zu realisieren, sollten die Leistungsfähigkeit der Schiene weiter ausgebaut und wettbewerbsverzerrende Benachteiligungen abgebaut werden. Darüber hinaus kann die Schiene auf technischer Ebene einen Beitrag für den Stromsektor und die Energiewende leisten. Aus dem Bahnstromnetz heraus kann Flexibilität für die öffentlichen 50-Hz-Netze bereitgestellt werden. Dadurch kann die Schiene dazu beitragen, den steigenden Flexibilitätsbedarf des zunehmend erneuerbar dominierten Stromversorgungssystems zu decken und so helfen, die indirekten Kosten der Energiewende für Netzausbau und Systemdienstleistungen zu begrenzen.

1. Die Bedeutung des Verkehrssektors für Klimaschutz und Energiewende

Der Verkehrssektor ist der größte Energieverbraucher in Deutschland und nach der Energiewirtschaft der größte Emittent von Treibhausgasen. Er hat einen Anteil von knapp 30 % am Endenergieverbrauch¹ und macht fast 20 % der Gesamtemissionen² Deutschlands aus. Substanzielle Emissionsminderungen im Verkehrssektor sind entscheidend für das Erreichen der Klimaziele. Doch während in vielen Sektoren bereits deutliche Reduktionen gegenüber dem Jahr 1990 erreicht wurden, liegen die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor wieder in etwa auf demselben Niveau wie im Jahr 1990, mit steigendem Trend. Der Endenergieverbrauch ist gegenüber 1990 sogar deutlich angestiegen.

Bisher wird die Energiewende weitgehend im Stromsektor gedacht und umge-

setzt. Zukünftig ist eine stärker integrierte Perspektive notwendig, um die Vorteile des Energieträgers Strom für die Dekarbonisierung von Transport und Wärmebereitstellung und die Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem zu nutzen („Sektorkopplung“). Auch hinsichtlich der Infrastrukturnutzung sollten Potenziale zur intelligenten Kopplung genutzt werden. Hier kann die Schiene einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien und damit zur Energiewende im Stromsektor leisten.³

2. Die Verkehrswende

Eine Verkehrswende umfasst unterschiedliche Komponenten: zunächst geht es darum, den Energiebedarf zu senken, ohne dabei die Mobilität einzuschränken, z.B. durch multimodale Verkehrsnutzung und die Verlagerung auf energieeffiziente und CO₂-arme Verkehrsmodi. Den verbleibenden Energiebedarf gilt es, durch erneuerbare Energien zu decken. Dies kann entweder in Form von erneuerbar erzeugten Kraftstoffen oder durch die Nutzung von direkt-elektrischen Antrieben geschehen.

Erneuerbar erzeugte Kraftstoffe können unter Nutzung von Biomasse (biofuels) oder auf Basis von Strom (Power-to-X, Power-to-Liquid, Power-to-Gas) erzeugt werden. Biobasierte Kraftstoffe sind zumindest bei breiterer Nutzung kritisch zu sehen, da zumindest in Teilen eine Konkurrenz bezüglich der Flächen oder Rohstoffe im Bereich Ernährung besteht. Das Potenzial ist somit begrenzt. Strombasierte Kraftstoffe sind gasförmige oder flüssige Kraftstoffe, die unter Einsatz von erneuerbar erzeugtem Strom hergestellt werden. Gegenüber der direkten Stromnutzung nachteilig sind bei strombasierten Kraftstoffen die Verluste, die bei jedem Umwandlungsschritt anfallen. Dadurch steigt der Gesamtbedarf an Strom, der für dieselbe Kilometerleistung erforderlich ist.

Aktuell breit diskutiert, jedoch vom Gesamtanteil an der Verkehrsleistung noch gering, sind batteriebetriebene Fahrzeuge. Diese erfordern eine Ladeinfrastruktur, an der die Fahrzeugbatterie wieder aufgeladen werden kann. Elektrisch betriebene LKW, die über Oberleitungen mit Strom versorgt werden, fahren derzeit im Rahmen von Pilotprojekten auf Teststrecken in Schweden und Kalifornien.⁴ In Deutschland werden derzeit drei Teststrecken eingerichtet, die 2019 in Betrieb gehen sollen.⁵

Bereits seit langem etabliert hingegen ist der elektrifizierte Verkehr auf der Schiene.

3. Der Beitrag des Schienenverkehrs zur Dekarbonisierung des Verkehrs

Der überwiegende Teil der Emissionen des Verkehrssektors entsteht im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr. Erneuerbare Energien haben im gesamten Verkehrssektor bisher nur einen geringen Anteil (2016 etwa 4 %).

Auch der Anteil von Strom ist mit 1,5 % sehr niedrig.⁶ Der Schienenverkehr hingegen ist in Deutschland bereits heute zu über 90 % elektrisch. Das hat gegenüber anderen Verkehrsträgern den Vorteil, dass über die Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien eine Dekarbonisierung erfolgen kann. Bei der Deutschen Bahn AG beträgt der Anteil erneuerbarer Energien im Schienenverkehr aktuell schon mehr als 40 %. Bis 2030 soll dieser Anteil auf 70 % erhöht werden. Bis 2050 soll der komplette Schienenverkehr CO₂-frei erfolgen.

Auch hinsichtlich der Energieeffizienz hat der Schienenverkehr Vorteile. Unter Berücksichtigung der Effizienzverbesserungen, die durch Frachtmangement, bessere Auslastung und die Verringerung von Leerfahrten erzielt wurden, sank der spezifische Energieverbrauch im Schienengüterverkehr zwischen 2005 und 2014 um mehr als 30 %; im Personenverkehr betrug die Reduktion sogar mehr als 40 %. Ein Güterzug hat substantiell niedrigere spezifische Emissionen als ein LKW (circa minus 75 % bezogen auf g/tkm) und auch im Personenverkehr sind die Emissionen im Schienenverkehr deutlich niedriger als im PKW (etwa -90 %) (Agora Verkehrswende 2017, siehe auch Abbildung 1). Bei der Deutschen Bahn AG sind Fahrgäste im Personenfernverkehr ab Januar 2018 sogar CO₂-frei unterwegs.

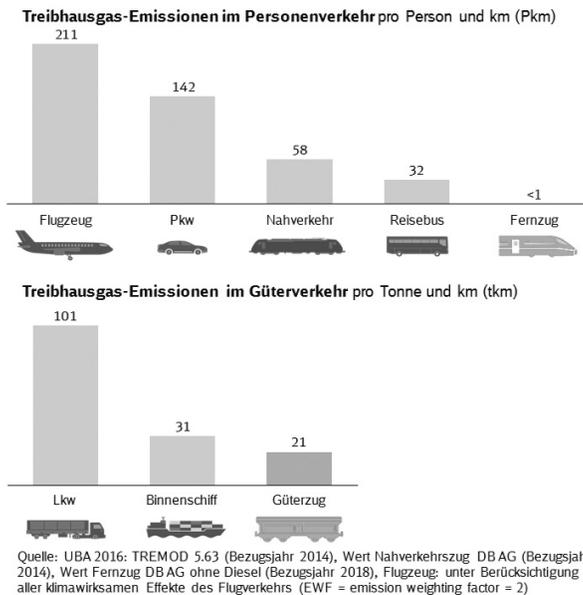


Abbildung 1: CO₂-Emissionen im Verkehrsmittelvergleich

Mit ihrem hohen Elektrifizierungsanteil hat die Schiene eine Vorreiterrolle hinsichtlich der Energiewende im Verkehrssektor inne. Durch eine vollständig CO₂-freie Stromversorgung kann die Schiene schnell zusätzliche Klimaschutzbeiträge im Verkehrssektor erbringen. Damit ist die Übernahme

einer größeren Rolle des Schienenverkehrs im klimapolitisch optimierten Gesamtverkehrssystem verbunden. Eine Verlagerung von Verkehr auf die Schiene ermöglicht erhebliche Einsparungen bei Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen (DLR et al. 2016).⁷

Selbst bei einer zunehmenden Elektrifizierung des Straßenverkehrs unter Nutzung erneuerbarer Stromerzeugung hat die Schiene den Vorteil der bereits existierenden Infrastruktur von Oberleitungen und vermeidet den ansonsten notwendigen Neu- und Ausbau von Autobahnen.

Der Schienenverkehr sollte daher dabei unterstützt werden, eine größere Rolle zu übernehmen, um vor allem kurz- und mittelfristig das volle Potenzial zur Beschleunigung der Verkehrswende auszuschöpfen. Die Rahmenbedingungen für den elektrischen Schienenverkehr sind dafür aktuell ungünstig. Die Schiene leistet über die EEG-Umlage einen Finanzierungsbeitrag zur Vergrünung des Stromversorgungssystems und ist darüber hinaus auch den indirekten Kosten der Energiewende in den Netzentgelten ausgesetzt. Die daraus resultierende Belastung des Schienenverkehrs ist ein Hemmnis für eine schnelle weitere Vergrünung der Schiene.

4. Beteiligung des Verkehrssektors an der Finanzierung der Energiewende

Die Kosten der Energiewende umfassen u.a. die EEG-Differenzkosten als direkte Kosten sowie die indirekten Kosten für Netzaus- und -umbau, Redispatch, Einspeisemanagement sowie Netz-, Kapazitäts- und Klimareserve, die durch die Energiewende induziert werden. Die energiewendebedingten Kosten verteilen sich sehr unterschiedlich über die Sektoren.

EEG-Umlage

Diese Ungleichverteilung der Kosten wird am Beispiel der EEG-Umlage deutlich: Die EEG-Differenzkosten, die über die Umlage refinanziert werden, betragen 2017 knapp 24 Mrd. Euro. Die EEG-Umlage für nicht-privilegierte Letztverbraucher betrug 6,88 ct/kWh. Für Schienenbahnen gilt ein belastungsbegrenzender Satz von 20 %. Trotz dieser Belastungsbegrenzung trägt der Schienenverkehr im Jahr 2017 knapp 174 Mio. Euro der EEG-Differenzkosten.⁸ Diese Mittel stehen für weitere Vergrünungsbestrebungen des Schienenverkehrs nicht zur Verfügung. Sie dienen der Finanzierung der Energiewende im Stromsektor. Die nicht strombasierten Verkehrsträger hingegen tragen bisher nur in geringem Maße zur Finanzierung der Energiewende bei. Im Wärmesektor verhält es sich ähnlich, auch dieser trägt bisher nur einen geringen Teil zur Finanzierung der Energiewende bei (siehe Abbildung 2).

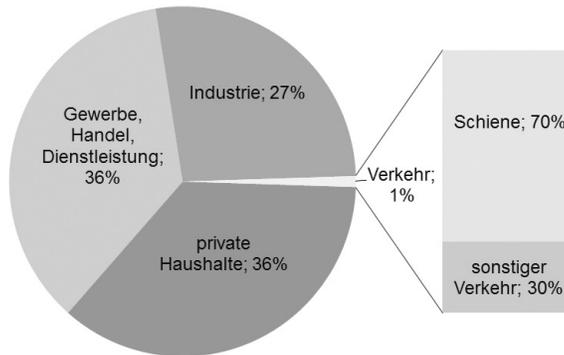


Abbildung 2: Finanzierungsbeitrag zur EEG-Umlage 2017 nach Letztverbrauchergruppe Quelle: eigene Darstellung basierend auf BMWi 2017⁹ und eigenen Berechnungen

Indirekte Kosten der Energiewende in den Netzkosten

Die Ungleichverteilung der Finanzierungsbeiträge der Energiewende über die Sektoren setzt sich bei den indirekten Kosten fort. Dabei handelt es sich um Kosten, die nicht direkt für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung anfallen, aber durch den Erzeugungsumbau erforderlich werden.

Die Energiewende verändert die Erzeugungsstruktur: Zentrale, steuerbare Großkraftwerke verlieren an Bedeutung, der Anteil dargebotsabhängiger, erneuerbare Einspeiser an der Stromerzeugung wächst. Dadurch steigt der Flexibilitätsbedarf: Für den kurzfristigen Ausgleich von unvorhergesehenen Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage wird Regelleistung eingesetzt. Man spricht von „positiver Regelleistung“, wenn ein Nachfrageüberschuss besteht und kurzfristig mehr Strom in die Netze eingespeist oder weniger Strom verbraucht werden muss. Der umgekehrte Fall eines Erzeugungüberschusses erfordert den Einsatz „negativer Regelleistung“, also eine schnelle Absenkung der Stromproduktion oder Erhöhung des Stromverbrauchs. Die veränderte Erzeugungsstruktur schafft zudem ein regionales Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und erhöht den Bedarf für kurzfristiges Netzengpassmanagement. Dieses ist immer dann notwendig, wenn die bestehende Netzkapazität nicht ausreicht, um die gehandelten Strommengen über das Netz zu transportieren. Die Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt bundesweit zunächst auf der Grundlage der variablen Kosten der Einspeiser. Stellt sich dann heraus, dass die gehandelten Mengen physikalisch nicht transportiert werden können, nimmt der Übertragungsnetzbetreiber Redispatchmaßnahmen vor: Kraftwerke vor dem Engpass werden angewiesen, ihre Erzeugung zu reduzieren und Kraftwerke hinter dem Engpass erhalten die Order, ihre Einspeisung zu erhöhen. Die dafür anfallenden Zusatzkosten gehen in die Netzentgelte ein. Gleiches gilt für die Kosten des Einspeisemanagements, d.h. die Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Anlagenbetreiber werden i.d.R. mit 95 % der entgangenen Einnahmen entschädigt. Die Zusatzkosten für Redispatch und Einspeisema-

nagement gehen in die Netzentgelte ein. Die Verzögerungen beim Netzausbau erhöhen den Bedarf für kurzfristiges Netzengpassmanagement. Knappe Netzkapazität und mangelnde Flexibilität führen u.a. über Redispatchkosten oder Einspeisemanagement zu steigenden Netzentgelten.

Um sicherzustellen, dass immer genügend Kraftwerkskapazitäten für das Netzengpassmanagement vorhanden sind, wurden verschiedene Mechanismen zur Reserveleistungsvorhaltung eingeführt: Die Netz- und die Kapazitätsreserve. Die Netzreserve ist für den Winter relevant, wenn der Strombedarf hoch ist und Windkraft in Norddeutschland eine besonders hohe Einspeisung hat. Verstärkt durch den Atomausstieg, entsteht dadurch ein Nord-Süd-Gefälle. Aufgrund von Netzengpässen muss der Netzbetreiber Redispatchmaßnahmen ergreifen, für die er ausreichend Kraftwerksleistung benötigt. Die Netzreserve wird aus Anlagen gebildet, die von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant gemeldet werden, aber stillgelegt werden sollten.

Die Kraftwerke der Netzreserve refinanzieren sich nicht über die Strompreise an der Börse, sondern über einen regulierten Mechanismus außerhalb des Strommarktes. Dafür müssen sie sich für den Bedarfsfall in Bereitschaft halten. Auch diese Kosten fließen in die Netzkosten ein und werden über die Netzentgelte gewälzt.¹⁰

All diese indirekten Kosten gehen also in den Strompreis ein und werden von den Stromverbrauchern getragen. Im Verkehrssektor ist davon in größerem Maße lediglich der elektrische Schienenverkehr betroffen.

5. Benachteiligung des Schienenverkehrs und Hemmnis für die Verkehrswende

Die EEG-Umlage und die derzeitige Systematik der Netzentgelte, in denen indirekte energiewendebedingte Kosten gewälzt werden, sind Hemmnisse für die Sektorkopplung und belasten den elektrisch betriebenen Verkehr – derzeit vor allem die Schiene. Zur Belastung des Stroms mit EEG-Umlage kommen noch die Stromsteuer, die CO₂-Kosten durch den Emissionshandel und die KWK-Umlage hinzu. Die hohe finanzielle Beteiligung der Schiene an den Kosten der Energiewende ist ein Nachteil für dieses energieeffiziente und umweltfreundliche Verkehrsmittel. Die Schiene wird damit im intermodalen Wettbewerb geschwächt. Die gewünschte Verlagerung von Verkehr auf die Schiene wird gehemmt. Hinzu kommt, dass diese Mittel nicht für weitere Maßnahmen zur Vergrünung der Schiene eingesetzt werden können. Statt aus dem Schienenverkehr einen Finanzierungsbeitrag zur Vergrünung der allgemeinen Stromversorgung zu leisten, könnten die entsprechenden Mittel zur Dekarbonisierung des Schienenverkehrs eingesetzt. Mithin wäre eine Entlastung des Schienenverkehrs von den EEG-Kosten sinnvoll, um die Verkehrswende vorantreiben.

Statt zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor beizutragen, kann

die Schiene einen technischen Beitrag leisten, um die Effizienz der Energiewende zu erhöhen: Durch die Bereitstellung von Flexibilität aus dem Bahnstromsystem, kann dazu beigetragen werden, die Kapazität der Netze der öffentlichen Versorgung besser auszunutzen und damit die indirekten Kosten der Energiewende zu optimieren.

6. Beitrag der Schiene zur Energiewende im Stromsektor

Die bestehende Bahnstrominfrastruktur bietet ein Flexibilitätspotenzial, das für das öffentliche Netz genutzt werden könnte. Dabei geht es nicht darum, große Strommengen von Norden nach Süden zu übertragen. Für den Langstreckentransport ist das Bahnstromnetz technisch und wirtschaftlich nicht geeignet. Vielmehr geht es darum, Regelleistung und regional begrenzt Redispatch bereitzustellen. Diese beiden Flexibilitätsprodukte werden aufgrund der durch die Energiewende veränderten Erzeugungsstruktur zunehmend benötigt. Der steigende Bedarf erhöht die indirekten Kosten der Energiewende, die schlussendlich von den Endkunden in Form steigender Netzentgelte getragen werden.

Das Bahnstromnetz ist über verschiedene, in ganz Deutschland verteilte Umrichter- und Umformerwerke¹¹ mit dem öffentlichen Netz verbunden. Über welchen Umrichter/ Umformer der Strombezug in welchem Teil Deutschlands aus dem öffentlichen Netz stattfindet, kann dabei innerhalb der technischen Möglichkeiten frei festgelegt werden. Somit kann DB Energie grundsätzlich seinen Strombezug aus dem öffentlichen Netz gezielt örtlich verlagern und damit eine dem Redispatch vergleichbare Maßnahme durchführen. Der eigene Strombezug wird dann schwerpunktmäßig auf die Umrichter/ Umformer verteilt, die bestehende Transportengpässe im vorgelagerten Netz entlasten. Über eine Anpassung der Erzeugung im Bahnstromnetz, bei der sich der Leistungsaustausch zwischen Bahnstromnetz und öffentlichem Netz ändert, könnte DB Energie zudem Regelleistung erbringen. Beide Dienstleistungen (Redispatch und Regelleistung) würden dazu beitragen, das Flexibilitätsportfolio für das öffentliche Stromversorgungssystem zu erweitern. So kann das Bahnstromsystem dazu beitragen, die bestehende Infrastruktur effizienter zu nutzen und die Folgekosten der Energiewende für Redispatch und Netzausbau so gering wie möglich zu halten.

7. Handlungsoptionen zur Förderung der Verkehrs- und Energiewende aus Sicht der Schiene

Um die angestrebte Verlagerung von Verkehr auf die Schiene zu erreichen, muss insbesondere die Leistungsfähigkeit der Schieneninfrastruktur durch einen gezielten, wie im aktuellen Bedarfsplan Schiene vorgesehenen, Ausbau der Korridore und der Auflösung der Engpässe weiter erhöht werden. Investitionen in die Schieneninfrastruktur und rollendes Material sowie innovative Logistikkonzepte im Schienengüterverkehr stellen sicher, dass die entsprechende Kapazität und Leistungsfähigkeit vorhanden sind, um weiteren

Verkehr auf der Schiene aufzunehmen. Darüber hinaus muss es gelingen, mit der Modernisierung des Systems Schiene durch die Digitalisierung weitere Potenziale zur Automatisierung und Optimierung des Schienenverkehrs zu erschließen. Im Zielzustand steht ein automatisierter und digitalisierter Schienengüterverkehr zur Verfügung, der den Kundenanforderungen entspricht und klimaschonend zugleich ist. Hierzu sind zum einen die Fortsetzung des Investitionshochlaufs für die Infrastruktur sowie gesonderte Programme zur Modernisierung des Systems Schiene erforderlich.

Weiterhin ist die energiepolitische Steuer- und Abgabenlast der Schiene im Interesse der Realisierung verkehrs- und klimapolitischer Ziele spürbar zu reduzieren. Der Schienenverkehr ist als einziger Verkehrsträger in größerem Maße an der Finanzierung der Energiewende im Stromsektor beteiligt. Diese Mittel sollten sinnvoller direkt im Schienenverkehr eingesetzt werden, um dort die erforderliche Dekarbonisierung des Verkehrssektors voranzubringen.

8. Zusammenfassung

Die Dekarbonisierung des Verkehrs ist zentral für das Erreichen der Klimaschutzziele und die Energiewende. Der elektrische Schienenverkehr ist ein umweltfreundlicher und energieeffizienter Verkehrsträger. Eine Verlagerung von mehr Verkehr auf die Schiene ist erklärtes Ziel der Bundesregierung und auch im Klimaschutzplan 2050 als wichtiger Minderungsbeitrag verankert. Die Verlagerung von Verkehr auf die Schiene nutzt die heute schon bestehenden Stärken der Schiene und der vorhandenen Infrastruktur. Die Voraussetzungen dafür, das Potenzial des Schienenverkehrs zum Klimaschutz schnell und effizient auszuschöpfen, sind jedoch aktuell nicht gegeben.

Um die angestrebte Verlagerung auf die Schiene zu erreichen, ist es notwendig, die Wettbewerbsfähigkeit der Schiene zu verbessern. Dafür muss einerseits die Leistungsfähigkeit der Schiene weiter erhöht werden. Auf der anderen Seite, sollte die Kostenbelastung der Schiene abgebaut und damit deren Position im intermodalen Wettbewerb gestärkt werden. Die Förderung des Schienenverkehrs ist aktiver Klimaschutz.

Trotz seiner Energieeffizienz und Klimafreundlichkeit werden vom Schienenverkehr als einzigem Verkehrsträger substanzielle Finanzierungsbeiträge für die Energiewende im Stromsektor erhoben. Eine Entlastung baut Hemmnisse für die Verlagerung auf die Schiene ab und fördert damit den klimafreundlichen Verkehr. Ergänzend können die bei einer Entlastung freiwerdenden Finanzmittel genutzt werden, um die weitere Vergrünung der Schiene und damit die Verkehrswende voranzutreiben.

Zusätzlich zu dem konkreten Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrs kann die Schiene einen Beitrag zur Energiewende im Stromsektor leisten. Flexibilität aus dem Bahnstromnetz kann zur Stabilisierung des öffentlichen Netzes angeboten werden. Dadurch kann die bestehende Infrastruktur effi-

zienter genutzt werden. Dies leistet einen Beitrag zur effizienten Integration erneuerbarer Energien und hilft, die Gesamtkosten des Systems und der Energiewende so gering wie möglich zu halten.

Fußnoten

¹ Für das Jahr 2015 betrug der Endenergieverbrauch in Deutschland 8877 PJ. Der Verkehr hatte mit 2619 PJ einen Anteil von 29,5 % (Agora Verkehrswende 2017, Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern, S. 10).

² Im Jahr 2015 betragen die Emissionen des Verkehrssektor 160,8 Mio t CO₂ eq. Dies entspricht 18% der klimawirksamen Emissionen Deutschlands (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2017, Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor. Sondergutachten, S. 65).

³ DB Energie untersucht in C/Sells (www.csells.net), einem Schaufensterprojekt, das im Rahmen der Förderinitiative Schaufenster Intelligente Energie (SINTEG) von der Bundesregierung gefördert wird, die Bereitstellung von Flexibilität aus dem Bahnstromnetz.

⁴ Beide Pilotstrecken werden von Siemens realisiert. In Schweden kooperiert Siemens mit dem Nutzfahrzeughersteller Scania. Die Projekte werden durch private und öffentliche Förderung unterstützt. <https://www.siemens.com/press/PR2017110069MOEN>, letzter Zugriff: 05.01.2018

⁵ In Schleswig-Holstein soll bis Ende 2018 eine Teststrecke auf der A 1 zwischen Reinfeld und Lübeck entstehen. Das Projekt wird vom Landeswirtschaftsministerium in Kiel koordiniert. In Baden-Württemberg wird eine Teststrecke auf der B 462 im Murgtal bei Karlsruhe aufgebaut. Vorhabenträger ist das Landesverkehrsministerium in Stuttgart. In Hessen wird ein Pilotprojekt für Elektro-LKW auf der A 5 zwischen den Abschlussstellen Langen/Mörfelden und Weiterstadt eingerichtet. Projektleiter ist die hessische Landesbehörde für Straßen- und Verkehrsmanagement Hessen Mobil. Die deutschen Projekte werden vom Bundesumweltministerium mit insgesamt über 45 Mio. Euro gefördert. Die Bauleistungen für die Oberleitungsinfrastruktur werden ausgeschrieben. <http://www.bmub.bund.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/elektromobilitaet/elektro-lastwagen/>, letzter Zugriff: 05.01.2018

⁶ AG Energiebilanzen, Anteil Strom am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor. Zahlen für 2016.

⁷ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Deutsches

Biomasseforschungszentrum (DBFZ) 2016. Verkehrsverlagerungs-potenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland. DBFZ, IFEU, LBST, DBFZ 2016 Verkehrsverlagerungs-potenzial auf den Schienenverkehr in Deutschland unter Beachtung infrastruktureller Restriktionen, Studien im Auftrag des BMVI

⁸ Berechnet auf Basis der Hintergrundinformationen des BMWi zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2016 für das Begrenzung der EEG-Umlage 2017.

⁹ Infografik: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/Infografiken/finanzierungsbeitrag-nach-letzterverbrauchergruppe.pdf?__blob=publicationFile&v=9, letzter Zugriff: 05.01.2018

¹⁰ Im Fall der Klimareserve ist das Ziel emissionsintensive Braunkohlekraftwerke dem Markt zu entziehen. Sie sollen nur in Notfallsituationen für eine Übergangszeit dem Stromversorgungssystem zur Verfügung stehen. Für die Sicherheitsbereitstellung und Stilllegung werden sie vergütet. Die Kosten gehen in die Netzentgelte ein.

¹¹ Umformer- und Umrichterwerke werden zur Anpassung der Frequenz von 50Hz auf 16,7Hz und umgekehrt eingesetzt. Die Umwandlung in Umrichtern erfolgt leistungselektronisch, in Umformern hingegen elektromechanisch.