

Solarzeitalter

Politik, Kultur und Ökonomie Erneuerbarer Energien

1 / 2016

- 1 Irm Scheer-Pontenagel**
Editorial
- 4 Peter Droege**
Renewable Peace On Earth
- 5 EUROSOLAR**
Aufruf zur Beteiligung an der EUROSOLAR Anzeigenkampagne
„Kein Stopp der Energiewende!“
- 9 EUROSOLAR**
Interview mit Jochen Flasbarth:
Über die Chancen der Erneuerbaren Energien nach dem Klimagipfel in Paris
- 14 EUROSOLAR**
Neue Energiemarktordnung (NEMO)
- 15 Gert Samuel**
„Historischer Wendepunkt“ oder was?
Zum Stellenwert des Pariser Klimaabkommens
- 17 Wolfgang Methling**
Die Praxis der Energiewende in Mecklenburg-Vorpommern
- 25 Nina Scheer**
Kommunale Energieversorgung braucht kommunale Gestaltungssicherheit
-
- IRES-Symposium 2015 in Berlin**
-
- 27 Lina Hedwig**
Dokumentation des IRES Symposiums 2015 in Berlin
- 29 Frank Merten**
Langfristiger Bedarf an Energiespeichern für die Strom- und Energiewende
- 33 Andreas Kuhlmann**
Integriert, digital, effizient: Erfolgsfaktoren für die Energiewende
- 37 Jens Vollprecht**
Das „Privileg Speicher“? Aktueller Rechtsrahmen und Überlegungen zur Weiterentwicklung der rechtlichen Vorgaben
-
- 42 EUROSOLAR**
Programm: 10. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES 2016), Düsseldorf
- 45 EUROSOLAR**
Programm: 10. EUROSOLAR-Konferenz Stadtwerke mit Erneuerbaren Energien in Schwerin
- 49 Wibke Brems**
Mit Mut im Bauch: Ändern wir die Politik, nicht das Klima!
- 51 Harald Wolf**
Neue Energie für Berlin
- 52 Hans-Josef Fell**
Gastkommentar: Erneuerbare Energien – weiterhin diffamiert
- 53 Franz Alt**
Kolumne: Hunger, Flucht und Erneuerbare Energien
- 54 Helmut Löhhöfel**
Hermann Scheer – Vordenker sozialer Demokratie
- 55 EUROSOLAR**
Buchbesprechungen, Kurznachrichten, Umfrage zum SOLARZEITALTER, Termine, Impressum, Publikationsliste

*„Die Priorität für die zukunftsfähige erneuerbare Energiebasis ist eine *Conditio humana*.
Sie fordert eine geistige erneuerbare Energie: *Handlungsmut – als Conditio politica*.“*

Hermann Scheer (1944 – 2010)

Editorial

IRM SCHEER-PONTENAGEL

Die Ergebnisse der Pariser Weltklimakonferenz sind natürlich ein Thema dieser Ausgabe. Fast euphorisch klangen so manche Bewertungen des Pariser Klimaabkommens. Jochen Flasbarth, Staatssekretär im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, äußert sich im Interview (Seite 9) zu den Ergebnissen der Konferenz wie auch zu den Chancen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien als wichtigen Beitrag gegen den Klimawandel. Wie häufig im Verlaufe von Interviews rücken Themen in den Vordergrund, die weiterer Information und Argumentation bedürfen. Wir halten es, wie Jochen Flasbarth, für fatal, den Ausbau der Erneuerbaren Energien „insgesamt deutlich abzubremesen“. Jedoch ist der Emissionshandel für uns weiterhin kein „zentrales Klimaschutzinstrument“ für Europa, und wir sehen im Streben von Bürgerinnen und Bürgern nach aktivem Mitmachen bei der Energiewende kein „Streben nach Energieautarkie“. Wir werden in den folgenden Ausgaben des SOLARZEITALTER Fragen und Argumente sowohl zum Emissionshandel als auch zum Begriffspaar Energieautonomie und -autarkie aufarbeiten.

Mit zeitlichem Abstand lässt sich der Stellenwert des Pariser Klimaabkommens nüchterner einschätzen (Seite 15). Starke Worte fielen nach Abschluss der Pariser Klimakonferenz allemal: „Der Spiegel“ reihte zehn Gründe für „das Wunder von Paris“ auf; für die „Süddeutsche Zeitung“ war Paris „ein Wendepunkt“; Bundesumweltministerin Hendricks sieht im Abkommen einen „historischen Wendepunkt“; für „Die Zeit“ markiert der

Abschluss von Paris eine „Zeitenwende“. Einige Kommentare zum Ergebnis der Pariser Klimakonferenz verweisen darauf, dass die eigentliche Arbeit jetzt erst beginne. Zudem melden sich auch kritische Stimmen. So kommt Prof. Joachim Nitsch in der für den BEE erstellten Kurzstudie „Die Energiewende nach COP21“ zu dem Ergebnis, dass die Bemühungen der Bundesregierung beim Klimaschutz den jüngsten Beschlüssen des Klimaschutzgipfels von Paris bei weitem nicht gerecht werden. Er kann in der aktuellen Politik der Bundesregierung „noch keine kohärente Strategie erkennen, mit der die großen Herausforderungen eines Komplettumbaus aller Sektoren der Energieversorgung in der notwendigen Zeit bis 2050 wirksam bewältigt werden könnten“. Wenn es weitergehe wie bisher, könne Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2020 nur um 32 % gegenüber 1990 mindern und werde damit das Reduktionsziel von 40 % deutlich verfehlen. Auch werde Deutschland bis 2050 nur eine Treibhausgasminde rung von 58 % statt der erforderlichen 95 % erreichen. Für die Umsetzung der COP21-Beschlüsse von Paris wäre bis 2025 ein Anteil Erneuerbarer Energien von mindestens 60 % am Bruttostromverbrauch erforderlich. Zu vergleichbaren kritischen Ergebnissen gelangt eine Studie des NewClimate Institutes für Greenpeace (Seite 74).

Anstatt mit einer Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien ein positives Zeichen zu setzen, will die Bundesregierung 2016 mit dem harmlos klingenden System der Ausschreibungen die Energiewende endgültig abwürgen: Der Ausbau der Erneuerbaren Energien soll nach oben hin

begrenzt und die feste Vergütung pro gelieferte kWh soll abgeschafft werden. EUROSOLAR greift mit einer Anzeigenkampagne in diese politische Debatte ein (Seite 5) und ruft dazu auf, den Appell bekanntzumachen sowie durch persönliche Unterschrift mitzutragen. Kein Stopp der Energiewende!

Das Thema Erneuerbare Energien und Speicher bleibt ein zentrales für die sektorenübergreifende dezentrale Energiewende. Auf dem IRES-Symposium am 3. Dezember 2015 in Berlin erläuterten die Referenten verschiedene Aspekte. In dieser Ausgabe veröffentlichen wir die Beiträge von Frank Meriten (Seite 29), Andreas Kuhlmann (Seite 33) und Jens Vollprecht (Seite 37). Gespannt blicken wir auf die drei Tage im März in Düsseldorf, auf die 10. IRES-Konferenz und die Impulse, die von dort ausgehen werden.

Der Fortgang der Energiewende wird nicht wenig davon bestimmt, wie sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien auf Ebene der Bundesländer und Kommunen vollziehen wird. Wolfgang Methling gibt eine Übersicht über die Entwicklung in Mecklenburg-Vorpommern (Seite 17). Nina Scheer bewertet den aktuellen Stand der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) mit Blick auf die

Kommunen in Sachen der Bewertungsverfahren bei Neuvergaben der Verteilnetze (Seite 25).

Zwei der drei neuen Mitglieder im deutschen Vorstand von EUROSOLAR kommen in dieser Ausgabe zu Wort: Wibke Brems (Seite 49) kommentiert den Parteitag von Bündnis 90/Die Grünen im Dezember 2015 in Berlin; Harald Wolf berichtet über den Stand der Debatte um „Neue Energie für Berlin“ (Seite 51).

Auf die globalen Herausforderungen zu Beginn dieses Jahres und die spezifische politische Verantwortung von uns Europäern verweist Peter Droege (Seite 4) in seinem Grußwort. In seinem ersten Gastkommentar (Seite 52) setzt sich Hans-Josef Fell mit den weiterhin bestehenden Diffamierungen gegen die Erneuerbaren Energien auseinander. Die Zusammenhänge zwischen Hunger, Flucht und Erneuerbaren Energien erläutert Franz Alt (Seite 53) in der Kolumne. Helmut Lölhöfel (Seite 54) erinnert in der Rezension eines Buches zu Vordenkern der sozialen Demokratie an Hermann Scheer.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre!

Irm Scheer-Pontenagel, Gert Samuel und das EUROSOLAR-Team

Über die Chancen der Erneuerbaren Energien nach dem Klimagipfel in Paris

Interview mit Jochen Flasbarth

SOLARZEITALTER



Jochen Flasbarth auf der Internationalen EUROSOLAR-Konferenz für Erneuerbare Energien (IRES)

Die Einigung auf ein Abkommen bei der Weltklima-Konferenz Anfang Dezember 2015 in Paris wurde vielfach positiv gewürdigt. Mit einigem zeitlichen Abstand erscheint es beinahe so, als sei vor allem diese Einigung an sich das zentrale Ergebnis und weniger das, was auf den 32 Seiten des Paris-Abkommens an nächsten Schritten und Aufgaben für die Staaten und Regierungen beschlossen wurde.

Irm Scheer-Pontenagel, die Herausgeberin des SOLARZEITALTER, befragt in diesem Interview den Staatssekretär im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Jochen Flasbarth, zu den Ergebnissen des Weltklima-Gipfels im Dezember 2015 in Paris und zu den Chancen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien als wichtigen Beitrag gegen den Klimawandel.

SOLARZEITALTER: Herr Flasbarth, Sie haben eine Vielzahl von Vorkonferenzen begleitet und am Resultat der Konferenz maßgeblich mitgewirkt. Wie ist Ihr Resümee der Verhandlungen und Ergebnisse des Klimagipfels in Paris?

Jochen Flasbarth: Paris hat meine Erwartungen deutlich übertroffen. Das Abkommen ist ambitioniert und fair. Es setzt ein klares Signal, dass an der Klimaneutralität in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts, an der Dekarbonisierung der Volkswirtschaften und der Reduzierung auf Netto Null auch aller anderen Treibhausgase kein Weg mehr vorbei geht. Alle Staaten tragen gemäß ihrer gegenwärtigen Fähigkeiten bei. Entwicklungsländer erhalten finanzielle und technologische Unterstützung beim Kapazitätsaufbau und bei der Umsetzung ihrer Klimaschutzmaßnahmen. Fast alle Staaten haben bereits nationale Beiträge zum Klimaschutz definiert, und werden nach Ratifizierung des Abkommens völkerrechtlich verpflichtet sein, Maßnahmen zur ihrer Erreichung zu ergreifen. Alle fünf Jahre muss jeder Staat neue, ambitioniertere Beiträge vorlegen. Alles in Allem ein großer Erfolg!

SOLARZEITALTER: Welche nächsten Schritte wird die Bundesregierung unternehmen, um die Ergebnisse des Klimagipfels von Paris zu erfüllen?

Jochen Flasbarth: Das deutsche Klimaschutzziel für 2050 muss im Lichte von Paris im oberen Bereich des Korridors von 80 bis 95 Prozent Treibhausgasminderung liegen. Das ergibt sich schon aus der europäischen Aufteilungslogik. Noch vor der Sommerpause 2016 soll ein Klimaschutzplan

2050 vom Kabinett beschlossen werden. Das wird kein starrer und bis ins Letzte detaillierter Fahrplan werden, aber ein für kommende Entwicklungen offener Wegweiser für die Richtung, die eingeschlagen werden muss.

SOLARZEITALTER: Lange Zeit sah es so aus, als sollte der Emissionshandel wieder eine zentrale Rolle bei den Maßnahmen gegen den sich verstärkenden Klimawandel spielen. Das ist nun wohl nicht der Fall. Wie beurteilen Sie dieses gescheiterte EU-Instrument? Auch mit Blick auf die Kosten in den Ländern der EU?

Jochen Flasbarth: Leider hat die „Erneuerbare Szene“ mit dem Emissionshandel ein irrationales Feindbild. Der Emissionshandel ist keinesfalls gescheitert. Wir haben gerade einen ersten wichtigen Reformschritt beschlossen, um dieses zentrale Klimaschutzinstrument der EU deutlich zu stärken. Mit der Einführung der Marktstabilitätsreserve werden die Überschüsse sukzessive abgebaut und das Instrument künftig besser gegen starke Ungleichgewichte gewappnet. Dies wird in absehbarer Zeit zu den dringend notwendigen Anreizen für klimaschonende Investitionen führen. Es kommt nun darauf an, bei der anstehenden Überarbeitung der Richtlinie für die Zeit nach 2020 diesen ersten Reformschritt nicht zu verwässern und den Emissionshandel durch ambitionierte Regeln weiter zu stärken. Der Emissionshandel lässt Unternehmen größtmögliche Flexibilität bei der Frage wo, wie und in welchem Umfang Minderungsmaßnahmen durchgeführt werden. Damit können wir unsere Ziele zu den geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten erreichen.

SOLARZEITALTER: Eine kurze Nachfrage: Im Umweltministerium angesiedelt ist die Deutsche Emissionshandelsstelle. Welche Aufgaben übernimmt diese Abteilung künftig?

Jochen Flasbarth: Die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) ist ein Fachbereich im Umweltbundesamt. Die DEHSt ist zuständig für den Vollzug des EU-Emissionshandels für stationäre Anla-

gen und im Flugverkehr. Diese Vollzugsaufgaben reichen von der Emissionsberichtsprüfung, der Abwicklung der deutschen Versteigerungen bis hin zur Prüfung der Zuteilungsanträge. Die dadurch entstehenden Kosten der DEHSt werden aus den Einnahmen der deutschen Versteigerungen von Emissionszertifikaten refinanziert. Daneben hat die DEHSt auch Vollzugsaufgaben im Zusammenhang mit anderen marktwirtschaftlichen Klimaschutzinstrumenten des Kyoto-Protokolls. Dies sind die internationalen Klimaschutzprojekte (sog. „JI/CDM-Projekte“).

SOLARZEITALTER: Die weltweite Relevanz der Erneuerbaren Energien für den Wechsel zu einem neuen Energiesystem spielte während der früheren Klimakonferenzen so gut wie keine Rolle. In Paris scheint es eine Änderung gegeben zu haben oder trägt der Schein?

Jochen Flasbarth: Das klare Signal von Paris lautet: Dekarbonisierung. Und dafür brauchen wir den Umstieg auf Erneuerbare. Diese Erkenntnis ist so neu nicht. Neu sind in der Tat die Ausbauraten in vielen Staaten, die in der Vergangenheit eher zurückhaltend waren. Das ist übrigens auch ein Zeichen dafür, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zunehmend wettbewerbsfähig geworden ist. Windkraftanlagen produzieren an guten Standorten an Land mit 4,5 ct/kWh schon heute zu niedrigeren Stromgestehungskosten als neue Steinkohle- und Gaskraftwerke. Und auch im Bereich PV sind derzeit bereits rund 7 ct/kWh machbar. Das ist übrigens auch ein gutes Beispiel für die Fernwirkung des deutschen EEG: Natürlich haben wir in der Vergangenheit über das EEG relativ hohe Kosten für die technische Entwicklung von Erneuerbaren Energien gezahlt. Von den sinkenden Kosten profitieren jetzt auch andere. Insofern haben wir über das EEG eine besondere Art der Entwicklungshilfe geleistet, deren Früchte sich nun positiv auf den weltweiten Klimaschutz auswirken.

SOLARZEITALTER: Deutschland büßt die Position des „Vorreiters“ bei der Förderung der Erneuer-

baren Energien und hier speziell bei der Photovoltaik (PV) ein. Was bedeutet das für die beteiligten Industriezweige vor dem Hintergrund der Erfahrungen der PV-Industrie in unserem Land?

Jochen Flasbarth: Wie gesagt, mit der EEG-Förderung haben wir einen gewaltigen Innovationschub bei den Erneuerbaren und ganz besonders im Bereich der Photovoltaik ausgelöst, weltweit. Davon hat auch der Industriestandort Deutschland erheblich profitiert und wird auch weiter profitieren.

Natürlich gibt es größere Märkte als Deutschland, die daher auch mehr Potential für die Erneuerbaren haben. Insofern ist es eigentlich erfreulich, wenn in anderen Ländern mehr zugebaut wird. Ob und wie wir davon industriepolitisch profitieren können, ist vor allem eine Frage an das Innovationspotential der deutschen Wirtschaft. Ich bin da sehr zuversichtlich.

Das Europäische Patentamt und das Umweltprogramm der Vereinten Nationen haben jüngst eine Studie veröffentlicht, die sich mit Erfindungen zur Abschwächung des Klimawandels beschäftigt. Demnach sind deutsche Unternehmen mit fast der Hälfte aller europäischen Erfindungen Spitzenreiter in Europa. Bei „grünen“ Produkten, zu denen auch die Bereiche Energieerzeugung und Energieeffizienz gehören, lag der Weltmarktanteil deutscher Produkte bei 14 Prozent. Bei einem Marktvolumen von 2.5 Billionen Euro ist das eine ganze Menge.

SOLARZEITALTER: Eine kurze Nachfrage zur aktuellen Debatte um die Ausschreibungsmodelle. Ist ernsthaft zu erwarten, dass dieses Instrument den zügigen Ausbau der PV bewirken kann?

Jochen Flasbarth: Das deutsche EEG ist ohne jeden Zweifel ein Erfolgsmodell. Damit haben wir es immerhin geschafft, den Anteil Erneuerbarer am Stromverbrauch innerhalb von 15 Jahren auf 33 Prozent zu steigern. Damit sind Erneuerbare aber auch keine Nischenprodukte mehr, sie beeinflussen zunehmend Fragen des Energiemarktes und der Versorgungssicherheit. Damit müssen sowohl die

Rahmenbedingungen des Marktes stärker auf die Erneuerbaren ausgerichtet werden und die Erneuerbaren müssen sich stärker dem Wettbewerb stellen. Ob das Instrument Ausschreibung dafür das Beste ist, muss sich zeigen. Da wird es ja auch Evaluationen geben.

Was den Ausbaukorridor anbelangt, gilt, was wir mit dem EEG 2014 festgeschrieben haben. Es ist wichtig, dass alle beteiligten Akteure langfristige Planungssicherheit haben: die Erneuerbaren, die Netzbetreiber und die konventionellen Stromerzeuger. Da wir beim Neubau von PV-Dachanlagen deutliche Einbrüche erlebt haben, halte ich es für richtig und wichtig, dass mit der Novelle des EEG der atmende Deckel so angepasst wird, dass er auch nach oben hin schneller reagiert. Für fatal halte ich Diskussionen, die darauf abzielen den EE-Ausbau insgesamt deutlich abzubremsen. Gerade jetzt, da immer deutlicher wird, dass wir absehbar über die Chancen, die in der Sektorkopplung liegen, auch im Verkehrs- und Wärmebereich zusätzliche Strommengen brauchen, wäre das ein völlig falsches Signal. Richtig ist es, in dieser Situation über die richtigen Finanzierungsformen für den intersektoralen EE-Ausbau nachzudenken.

SOLARZEITALTER: Umfragen verdeutlichen immer wieder: Eine große Mehrheit der bundesdeutschen Bevölkerung erwartet Fortschritte beim Ausbau der Erneuerbaren Energien. Viele Menschen möchten auch gerne selbst aktiv werden (Stichwort „Prosumer“) und auch als Investoren zum Gelingen der Energiewende beitragen. Wie beurteilen Sie den Wunsch der Bürgerinnen und Bürger nach Energieautonomie? Was können sie von der Bundesregierung erwarten?

Jochen Flasbarth: Das Streben nach Energieautonomie oder Energieautarkie war und ist für viele Menschen eine wichtige Motivation in der Überlegung, ob sie sich eine PV-Anlage zulegen oder sich an einem Windpark beteiligen. Die Energiewende wäre nie so weit gediehen, wenn sie nicht die breite Unterstützung der Verbraucherinnen und Verbraucher in Deutschland hätte. Das wollen wir auch weiter unterstützen und deshalb ist auch im Koali-

tionsvertrag das Thema „Bürgerenergie“ ausdrücklich genannt.

Richtig ist allerdings auch, dass der Prosumer Teil des gesamten deutschen und europäischen Stromversorgungssystems ist und damit auch Verantwortung für die Versorgungssicherheit über seinen eigenen Haushalt hinaus übernehmen muss. Kaum ein Haushalt wird doch vollständig auf die Anbindung an das Netz der öffentlichen Versorgung verzichten wollen. Deshalb braucht es auch ausgewogene Regelungen für die Eigenproduktion von Strom. Und an dieser Stelle sind der Energieautarkie eben Grenzen gesetzt, denn das Gesamtsystem muss volkswirtschaftlich möglichst optimal und sicher angelegt sein.

SOLARZEITALTER: Das von EUROSOLAR geforderte Speicherprogramm wurde auf der IRES 2012 vom damaligen Umweltminister Altmaier angekündigt und ab Mai 2013 durch ein Förderprogramm der KfW umgesetzt. Durch die ungeschickte Absage und nur wenig später korrigierte Umwandlung in die Weiterführung dieses Förderprogramms ist es zu einem „Fadenriss“ gekommen. Wie beurteilen Sie die Folgen für Wirtschaft und Wissenschaft in Deutschland?

Jochen Flasbarth: Einen Fadenriss kann ich nicht erkennen. Das bisherige PV-Batteriespeicher-Förderprogramm wurde neu ausgerichtet und berücksichtigt künftig viel stärker die Kostenentwicklung und die Systemdienlichkeit von Batteriespeichern. Es ist wichtig, dass wir auch an dieser Stelle nur solche Technologien fördern, die sich optimal in die Anforderungen des Strommarktes von Morgen einfügen.

SOLARZEITALTER: Ist es zutreffend, die Pariser Konferenz als einen Einstieg in die Neubewertung des Verhältnisses zwischen Klimawandel und der Notwendigkeit eines neuen Energiesystems einzuschätzen? Steigen nach Paris die Chancen für einen raschen und grundlegenden weltweiten Ausbau der Erneuerbaren Energien? Geraten dabei Europa und Deutschland langsam aber sicher ins Hintertreffen?

Jochen Flasbarth: Ich habe ja schon den Zusammenhang zwischen der Notwendigkeit der Dekarbonisierung und dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren hingewiesen. Die allermeisten Staaten haben eigene nationale Klimaschutzbeiträge vorgelegt, die zu Minderungen von Emissionen im Energiesektor führen, also zur Energiewende. Jetzt geht es darum, diese Ankündigungen in die Tat umzusetzen.

Bereits im vergangenen Jahr haben die Investitionen in Erneuerbare ein Rekordhoch erreicht – laut aktuellen Studien wurden im letzten Jahr mit 329 Milliarden Dollar weltweit mehr Investitionen in Erneuerbare getätigt als je zuvor. Gut ein Drittel der Investitionen entfiel dabei auf China. Auch in Deutschland wird weiterhin kräftig in Erneuerbare investiert. Diese Entwicklungen zeigen auch auf dem Arbeitsmarkt Wirkung: Die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien, IRENA, hat berechnet, dass weltweit bereits 7,7 Millionen Menschen im Sektor Erneuerbare Energien beschäftigt sind. Für mich wird dadurch deutlich, dass unsere Energiewende ein Vorbild für den Umbau der Energiesysteme weltweit war und nach wie vor ist. Und es ist wichtig, dass wir die industrie- und arbeitsmarktpolitische Dimension bei der Weiterentwicklung des EEG nicht aus den Augen verlieren.

SOLARZEITALTER: Welche Möglichkeiten und Chancen sehen Sie auf die schon häufig thematisierte und auch von EUROSOLAR geforderte Ausweitung der Energiewende auf den Verkehrssektor?

Jochen Flasbarth: Für eine klima- und umweltverträgliche Mobilität müssen Verkehrswende und Energiewende Hand in Hand gehen. Unter Verkehrswende verstehen wir, umweltfreundliche und effiziente Verkehrsmittel wie etwa die Bahn und das Fahrrad zu stärken. Außerdem muss der motorisierte Verkehr, also unter anderem der Pkw, möglichst sauber und effizient werden. Die Elektromobilität ist dabei ein zentraler Baustein. Aber daneben gibt es Bereiche, in denen „normale“ Kraftstoffe und Antriebe auch langfristig eine Rolle spielen. Wenn wir unsere Klimaziele ernst nehmen, brau-

chen wir also auch klimafreundliche Kraftstoffe, unter anderem im Luftverkehr. Strombasierte Kraftstoffe (Power-to-Gas und Power-to-Liquid) aus erneuerbarer Stromerzeugung sind eine Möglichkeit, die wir stärker in den Fokus nehmen.

SOLARZEITALTER: Nach neuesten Zahlen produzierten die Windkraft- und die Photovoltaik-Anlagen 2015 trotz weniger Neuanlagen so viel sauberen Strom wie nie zuvor: Der Anteil der Erneuerbaren Energien insgesamt lag bei 33 Prozent – ein Zuwachs um fast fünf Prozent gegenüber dem Vorjahr. Allerdings auch die Kohlekraftwerke produzierten viel Strom. Insgesamt stieg die Stromproduktion auf ein neues Allzeithoch von 647 Terawattstunden. Da sich der Verbrauch in Deutschland nur geringfügig änderte, ist der Stromexport 2015 um 50 Prozent angewachsen und mit 60,9 Terawattstunden so hoch wie nie zuvor. Ist es angesichts dieser Entwicklung nicht angebracht, dass der saubere Strom aus den Erneuerbaren Energien in einem separaten Energie-Marktsegment und unabhängig von der Strombörse vertrieben werden kann, wie es auch EUROSOLAR mit der Schaffung eines Grünstrommarktmodells fordert?

Jochen Flasbarth: In der Tat stellen uns die nationalen und europäischen Klimaziele für das Jahr 2030 und danach vor große Herausforderungen. Bereits jetzt ist klar, dass der Minderungspfad der Emissionen noch steiler wird. Dafür haben wir

das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 aufgesetzt. Weitere Schritte werden in dem bereits erwähnten Klimaschutzplan 2050 folgen.

Zu Ihrer Frage nach einer Vermarktung von Grünstrom: Tatsächlich ist es so, dass nach dem EEG vergüteter Strom, der zum Beispiel aus Wind- oder PV-Anlagen stammt, an der Börse als „Graustrom“ gehandelt wird. Der Grund ist das sog. Doppelvermarktungsverbot. Das besagt, dass Strom, der bereits über das EEG gefördert wird, Kunden in der Regel nicht als Ökostrom verkauft werden darf.

Das BMWi arbeitet daher mit Vertretern von Verbänden, der BNetzA und dem Umweltbundesamt intensiv an Modellen, um diesem Bedürfnis nachzukommen. Das in der Branche bislang verstärkt diskutierte Grünstrommarktmodell hat sich jedoch als sehr komplex und aufwändig erwiesen und ist zudem europarechtlich bedenklich. Wie hier eine praktikable Lösung aussehen kann, dazu wird der Bundeswirtschaftsminister einen Vorschlag machen, über den wir dann gemeinsam beraten.

SOLARZEITALTER: Herr Flasbarth, wir danken Ihnen für das Gespräch.

Jochen Flasbarth, Staatssekretär im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Das Interview führte Irm Scheer-Pontenagel, Herausgeberin SOLARZEITALTER

Kommunale Energieversorgung braucht kommunale Gestaltungssicherheit

Laufende Gesetzesnovelle zum § 46 EnWG muss die Kommunen stärken

NINA SCHEER

Es gehört zu den grundlegenden Aufgaben der Kommunen in Deutschland, die Lebensbedingungen vor Ort zu organisieren. Das kommunale Leben und die lokale Infrastruktur brauchen daher ein hohes Maß an kommunaler Mitbestimmung, um der verfassungsrechtlich verbrieften Daseinsvorsorge Rechnung tragen zu können. Hierauf ist nicht zuletzt unsere Demokratie ein Stück weit angewiesen. Die Strukturen der Parteidemokratie wären ohne das häufig kommunalpolitisch verankerte Engagement von Parteimitgliedern, Ehrenamtlern und Helfern undenkbar. Das Schwinden ihrer Gestaltungsmöglichkeiten, wie es sich über die letzten Jahrzehnte abzeichnet, dehnt sich somit auch zu einer ernsthaften Bedrohung für unsere Demokratie aus. Der zeitgleiche Rückgang an Wahlbeteiligung, Parteimitgliedschaften und Wahrnehmung kommunalpolitischer Aufgaben durch immer weniger Akteure ist kein Zufall und überproportional rückläufig zur Bevölkerungsentwicklung.

Die kommunalen Gestaltungsaufgaben sind nicht zuletzt auch für die Energieversorgung von zentraler Bedeutung, deren Vielfalt mit der fortschreitenden Energiewende wächst: Ging es im fossil-atomaren Zeitalter insbesondere um zentrale Energiegewinnung und deren Verteilung, geht es mit einem wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien zunehmend um eine vor Ort gestaltbare Gewinnung regenerativer Energien, Flexibilitätsoptionen, dezentrale Speichermöglichkeiten, städtebaulich zu konzipierende Quartierskonzepte, die energetische Konzeption öffentlicher

Gebäude sowie von Eigenheimen, aber auch um vielfältige Energieeinsparmöglichkeiten. Die Einbeziehung von Bioenergie in und aus ländlicheren Regionen bzw. Stadträndern, die örtliche Abfallverwertung bietet und birgt weitere Optionen. Ein zunehmend reflektierter Bereich ist die Sektor-Kopplung: Durch eine Verknüpfung der Bereiche Strom, Wärme und Verkehr eröffnen sich weitere Gestaltungsmöglichkeiten der Energiegewinnung und -versorgung. Im Zeitalter der Digitalisierung wächst ein weiterer, auch für die Energiewende zu verwendender Bereich mit. All dies lädt ein zur Teilhabe von Kommunen, ihren Stadtwerken, Vereinen, Verbänden, Genossenschaften, Bürgerinnen und Bürgern. Es betrifft ihre unmittelbare Infrastruktur und ihr Zuhause. Es spricht gesellschaftlichen Gestaltungsanspruch in und für die örtliche Gemeinschaft an und wird in der sich energetisch verändernden Bau- und Ingenieurstechnik auch Wechselwirkungen zu ästhetischem Empfinden und allgemeiner Lebenskultur erzeugen.

Vor diesem Hintergrund ist auch und insbesondere im Bereich der Verteilnetzinfrastuktur die kommunale Gestaltungsmöglichkeit unerlässlich. Die aufgezeigten Handlungsfelder einer voranschreitenden Energiewende bestätigen die Dezentralität als Umschreibung für die sich in der bislang erfolgreichen Energiewende bewährte Struktur. Ohne dass es unmittelbar unter Art. 28 II GG subsumierbar wäre, korrespondieren die Mechanismen der Energiewende mit der Daseinsvorsorge in Orientierung an den genannten Handlungsfeldern. Kurzum: Mit einer so skizzierten Energiewende geht eine Dezentralisierung der Versorgungsstrukturen einher.

Insofern ist es wichtig, dass Kommunen die hiermit verbundenen Aufgaben wahrnehmen können.

Im Rahmen der Konzessionsvergabe wurde dies den Kommunen während der letzten Jahre massiv erschwert. Alle 20 Jahre entscheiden die Kommunen in Deutschland neu im Zuge der Konzessionsvergabe über das Eigentum an den Energienetzen. Rechtsunsichere Formulierungen im Energiewirtschaftsgesetz, EnWG, die auf eine Gesetzesänderung aus dem Jahr 2011 zurückzuführen sind, führten dazu, dass zahlreiche Kommunen ihr Recht auf Netzzrückkauf nicht geltend machen konnten. So war es vermehrt zu Rechtsstreitigkeiten gekommen, verstärkt in Schleswig Holstein. Hier hatten kommunale Entscheidungsträger, Stadt- bzw. Gemeinderäte Netzübernahmen beschlossen, deren Vollzug dann über Gerichtsprozesse durch den vormaligen Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG (damals eine Netztochter der E.ON Hanse, heute HanseWerk AG) unterwandert wurde. Kommunale, über die Stadt- bzw. Gemeindevertretung getroffene Netzzrückkauf-Entscheidungen wurden so von Seiten der bisherigen, großen Netzbetreiber systematisch ausgehebelt. Einfallstor war eine Ergänzung in § 46 EnWG, wonach bei der Vergabe die Ziele des § 1 EnWG zu berücksichtigen seien. Hieraus wurden gerichtlich Prüfsteine abgeleitet, die Vergabeentscheidungen von Kommunen in Orientierung an Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft erschwerten.

Mit den Zielen des Koalitionsvertrags von 2013 soll das Bewertungsverfahren bei Neuvergaben der Verteilernetze eindeutig und rechtssicher gestaltet werden. Nach mehrmaligen monatelangen Verzögerungen, die sich offenkundig auf die Staatssekretärsbene des Wirtschaftsministeriums zurückführen lassen, liegt nun seit dem 3. Februar 2016 ein Kabinettsbeschluss zur Novellierung des EnWGs vor. Neben einigen zu begrüßenden Veränderungen enthält aber auch dieser Gesetzentwurf neben weiteren problematischen Punkten leider keine hinreichende Klarstellung, wonach es Kommunen im Zuge der Konzessionsvergabe möglich wäre, Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft als

gesondertes Kriterium in die Waagschale zu legen. Stattdessen benennt der betreffende Entwurf in § 46 die Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz als gesonderte Kriterien, womit im Umkehrschluss eben jenes der örtlichen Gemeinschaft nicht gleichwertig eingebracht werden könnte. Es wird nun darauf ankommen, entsprechende Veränderungen im Zuge des Parlamentarischen Verfahrens zu erreichen.

Ein an den Aufgaben der Daseinsvorsorge ausgerichteter Rechtsrahmen betrifft dabei keineswegs ausschließlich Kommunen, die sich für eine Rekommunalisierung ihrer Netze entscheiden. Es betrifft auch Kommunen, die bei der Netzvergabe mit Blick auf die Konzessionsbewerber deren Eignung auch bzw. insbesondere an Eigenschaften knüpfen möchten, die unter ein Kriterium „Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft“ als Ausdruck von Daseinsvorsorge fielen. Eine weitere hiermit angesprochene Rahmenbedingung ist die ebenfalls zur Novellierung anstehende Anreizregulierungsverordnung, ARegV. Auch hier gilt es die genannten kommunalspezifischen Gestaltungs- und Beteiligungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Das seit 2007 vorherrschende Primat der Kosteneffizienz erstickt sie hingegen eher als sie zu fördern. Für die Netze bedeutet dies Verschleiß statt Ertüchtigung. Für ein Nachfolgemodell der ARegV bedarf es eines Verständnisses der Effektivität statt der Kosteneffizienz. Erstere beansprucht, die eingangs genannten Elemente und Zugkräfte einer dezentral wirkenden Energiewende zu vereinen und wird sich darüber auf mittel- bis längerfristige Sicht auch als das kosteneffizientere Modell erweisen.



*Dr. Nina Scheer, seit 2013 MdB (SPD) und Mitglied im Ausschuss für Wirtschaft und Energie
Kontakt: nina.scheer@bundestag.de*

Langfristiger Bedarf an Energiespeichern für die Strom- und Energiewende

Voraussetzungen und Implikationen für die regenerative Strom- und Energieversorgung der Zukunft

FRANK MERTEN

Es ist nicht mehr die Frage, ob neue Energiespeicher für die Energiewende gebraucht werden, sondern wann, wo, wie viele, welche und wofür? Die Antworten darauf hängen maßgeblich vom Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien (EE) und den betrachteten Systemgrenzen ab. Generell lässt sich sagen, dass der Bedarf an Energiespeichern etwa ab einem EE-Anteil von 50 % an der Stromversorgung zunimmt, oberhalb von etwa 75 % zwingend notwendig wird, und dann um ein Vielfaches wächst, je mehr der EE-Stromanteil an die 100 % Marke rückt. Daher ist es wichtig den langfristigen Bedarf an Energiespeichern nicht „nur“ für die „Stromwende“, sondern vielmehr für die gesamte Energiewende zu betrachten und dabei möglichst viele Synergieeffekte zu nutzen.

Es herrscht Konsens darüber, dass für die Energiewende im Stromsektor ein großer Bedarf an neuen Energiespeichern besteht, der mit dem Ausbau an fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) in Form von Photovoltaik (PV) und Windkraftanlagen (stark) wächst. Noch offen und schwer zu beantworten sind dagegen die Fragen: Wann, wo, in welchem Umfang, welche Energiespeicher benötigt werden? Hierzu gibt es teilweise noch sehr unterschiedliche Aussagen und Erwartungen (vgl. Agentur für Erneuerbare Energien: Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland, Januar 2015). Dies liegt zum einen an der Komplexität der Aufgabe, Perspektiven und Systemzusammenhänge und zum anderen an der grundsätzlichen Offenheit des Zielsystems und damit auch der Transformationswege dorthin. Für den konkre-

ten Speicherbedarf und die Ausgestaltung der zugehörigen Infrastrukturen ist letztlich auch entscheidend, wie groß die Anteile von PV- und Windstrom werden, wie zentral oder dezentral die künftige Stromversorgung geprägt sein wird und wie das Marktdesign ist.

Trotz der o.g. noch vielen offenen Fragen und Unsicherheiten lassen sich aus bestehenden einschlägigen Studien einige „Mega-Trends“ für den Bedarf und die Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern für die „Stromwende“ ableiten (s. Abbildung 1). Dazu gehört zunächst die zentrale Aussage, dass neue Energiespeicher ungefähr ab einem EE-Anteil von 50 % an der Stromversorgung zunehmend und oberhalb von etwa 75 % zwingend notwendig werden. Dabei ist zu bedenken, dass die EE-Stromanteile in Deutschland regional betrachtet bereits sehr unterschiedlich hoch ausfallen. Auf der Ebene der Bundesländer liegen die Anteile zwischen etwa rund 2,7 % in Berlin bzw. 6,6 % in Nordrhein-Westfalen und etwa 51 % in Mecklenburg-Vorpommern (Agentur für erneuerbaren Energien, Bundesländer mit neuer Energie – Jahresreport Föderal Erneuerbar 2014/15, 2015, S. 11). Betrachtet man dagegen auch die regionale Ebene darunter, dann gibt es bereits einige Gemeinden bzw. Landkreise wie z.B. Cloppenburg, Emden, Aurich oder die Uckermark, die bereits EE-Stromanteile von deutlich über 100 % erreichen (DGS, <http://www.energymap.info>. TOP 10 der Städte und Landkreise, Stand 24.08.2015) oder auch größere Versorgungsgebiete wie z.B. das der WEMAG in Nordwestmecklenburg mit 86 % bezogen auf den Netzabsatz bereits im Jahr 2013 und mehr als

Wann werden wie viele und welche Speicher benötigt?

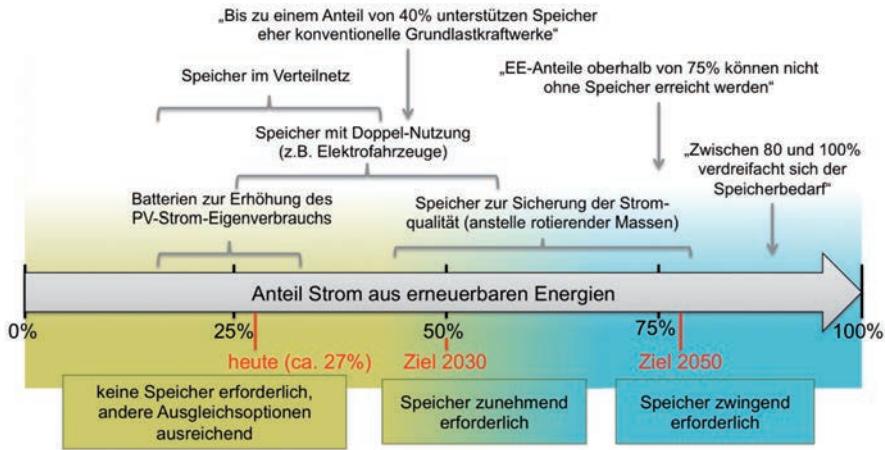


Abbildung 1: Überblick über Bedarfe und Einsatzoptionen für Energiespeicher entlang der Transformation des Stromversorgungssystems („Stromwende“)

Quelle: Eigene Darstellung nach: Hans-Peter Beck et al, Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit, EFZN, 2013; Daniel Fürstenwerth et al., Stromspeicher in der Energiewende, Agora Energiewende, 2014; VDE (ETG), Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, 2012.

100 % ab dem Jahr 2014 (Tobias Struck, Batteriespeicherprojekte der WEMAG AG, WEMAG, 2015). Dies verdeutlicht, dass die Frage nach dem Speicherbedarf nicht nur national, sondern heute schon insbesondere auch regional zu beantworten ist und dass die Voraussetzungen für die in der Abbildung 1 dargestellten Aspekte bereits alle mehr oder weniger stark zutreffen.

Die Abbildung 1 zeigt ferner, dass auf jeden Fall neue bzw. mehr Energiespeicher im Stromverteilnetz erwartet werden. Dies resultiert daraus, dass der Anschluss von EE-Stromanlagen und damit ihre Einspeisung bisher zu über 90 % auf der Ebene des Stromverteilnetzes (≤ 110 kV) erfolgt. Bei den Speichern handelt es sich zunächst vor allem um kleinere Batteriespeicher (auf Blei- und zunehmend auf Lithium-Ionen-Basis) für PV-Anlagen zwecks Optimierung der Eigenstromversorgung und/oder zur Entlastung des Stromnetzes. Letzteres dient dazu, den PV-Strom zu Spitzenzeiten (d.h. vor allem mittags) nicht vollständig in das Netz, sondern auch in die Batterie einzuspeisen. Parallel dazu beginnt in Regionen mit sehr hohen EE-Anteilen schon ein Ausbau großer Batteriespeicher

im MW Bereich, um Systemdienstleistungen wie z.B. Primärregelleistung zu erbringen (Tobias Struck, Batteriespeicherprojekte der WEMAG AG, WEMAG, 2015). Mit zunehmender Markteinführung von Elektroautos, ist zudem zu erwarten, dass ihre Batterien auch netzdienlich eingesetzt werden (müssen), z.B. als steuerbare Last im Rahmen von Lastmanagement.

Ein zwingender technischer Bedarf für den Ausbau von Batteriespeicher ist heute jedoch noch kaum vorhanden, da es auch noch eine Reihe anderer zum Teil ohnehin erforderlicher Maßnahmen gibt, um mögliche bzw. auftretende Probleme zu lösen. Dazu gehören beispielsweise Schalthandlungen im Stromnetz, regelbare Ortsnetztransformatoren, Einspeise- und Lastmanagement sowie die Optimierung, Verstärkung und der Ausbau der Stromnetze. Der Bedarf an dezentralen Lösungen wird zunehmen und voraussichtlich ab einem EE-Stromanteil von 40 % auch in der Breite bedeutsamer werden. Die Umsetzung hängt allerdings maßgeblich von den finanziellen und rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Wenn die Anschaffungskosten für die Lithium-Ionen-Batteriesysteme weiter

wie bisher bzw. wie prognostiziert gesenkt werden, dann ist im PV-Bereich mit einer schnelleren Zunahme zu rechnen, als es bezogen auf den weiteren EE-Ausbau zu erwarten und aus Systemsicht notwendig wäre. Die Motivation dafür wären individuelle betriebswirtschaftliche Interessen von PV-Anlagenbetreibern, die dann aber langfristig auch dem Gesamtsystem zu Gute kommen können. Dies ist jedoch nicht nur positiv zu bewerten, weil es aus Kosten- und Systemsicht besser ist, gezielt weniger, dafür aber ggf. größere Batterien zu installieren und einzusetzen, als sehr viele kleine Batterien.

Bezogen auf die generelle Entwicklung des Speicherbedarfs und die damit verbundenen Wirkungen sind grob zwei unterschiedliche Hauptphasen zu unterscheiden. Erstens die kurz- bis mittelfristige Phase, in der der nationale EE-Stromanteil noch unter 40 bis 50 % liegt und der resultierende Bedarf an neuen Speichern bzw. Flexibilitäten eher klein ausfällt. Zweitens die langfristige Phase, die durch EE-Stromanteile von über 80 % bis zu 100 % gekennzeichnet ist, mit deutlichem und stark steigendem Bedarf.

Im ersten Fall, also kurz- bis mittelfristig, ist zu beachten, dass neue Energiespeicher und der Einsatz anderer Flexibilitäts-Optionen wie z.B. Ein-

speise- oder Lastmanagement nur bedingt zur besseren Integration von EE-Strom beitragen können. Sie können dagegen zunächst sogar vielmehr auch zu einer besseren Auslastung von konventionellen Kraftwerken führen. Zum Beispiel in dem der konventionelle Strom weniger stark durch EE-Strom verdrängt bzw. die Last insgesamt angehoben wird, so dass der Betrieb konventioneller Kraftwerke weniger beeinflusst wird. Davon profitieren aufgrund der merit-order am Strommarkt und der günstigen Grenzkosten insbesondere die wenig flexiblen und CO₂-intensiven Kohlekraftwerke in Deutschland. Auch wenn neue Energiespeicher und Flexibilitäten in dieser Phase noch nicht unbedingt benötigt werden, so ist mit ihrer Markteinführung im Hinblick auf die langfristigen Anforderungen und den nötigen zeitlichen Vorlauf trotzdem heute schon zu beginnen.

Zur Reduzierung der o.g. kontraproduktiven Effekte und zur Vermeidung von Fehlsteuerungen sind daher parallel Änderungen der Rahmenbedingungen für den konventionellen Kraftwerkspark nötig, wie z.B. ein konkreter und verbindlicher Ausstiegsplan aus Kohlekraftwerken (Dierk Bauknecht, Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2014, Heft 11, S. 52-55).

Transformationsphasen des Energiesystems



Transformationsphasen des Energiesystems

Beispiel Stromsystem

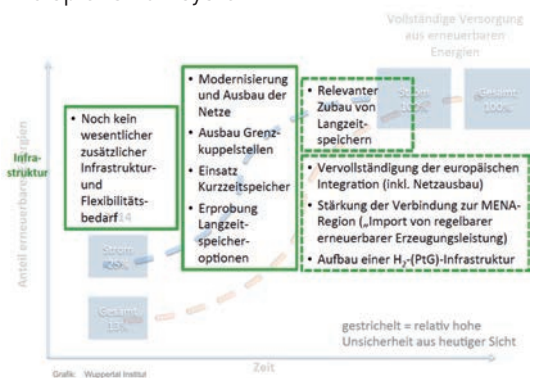


Abbildung 2: Verschiedene Transformationspfade und -phasen für die Strom- und Energiewende bis zum Jahr 2050
Quelle: Eigene Darstellung

Mit Blick auf das langfristige Ziel hin ist wichtig zu wissen, dass der Speicherbedarf umso stärker wächst, je mehr sich der EE-Stromanteil der 100 % Marke nähert. Für eine Stromversorgung, die vollständig durch EE und dabei größtenteils durch FEE gedeckt wird, ist im Vergleich zu Systemen mit 80, 90 oder sogar 95 % also ein Vielfaches an Speichern notwendig. Dies betrifft nicht nur die Aufnahmekapazität von Speichern, sondern besonders auch die installierte Leistung der Speicher. Die Leistungen müssen sich dann viel stärker an den Spitzen der EE-Stromerzeugung bzw. der residualen Last orientieren, um jederzeit die Versorgung gewährleisten zu können. Demnach müssen in diesem Fall auch die relativ geringen EE-Strommengen eingespeichert werden, die nur während der höchsten auftretenden EE-Leistungen (Einspeisespitzen) erzeugt werden und die sonst mit deutlich weniger Aufwand einfach abgeregelt werden könnten.

Je höher der FEE-Stromanteil wird und vor allem je mehr er sich der Vollversorgung nähert, desto wichtiger wird eine Flexibilisierung und Optimierung des gesamten Energieversorgungssystems. Dabei sind theoretisch alle Infrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie der Markt), alle Sektoren (insbesondere Industrie und Verkehr) und alle Optionen zur Flexibilisierung (u.a. Lastmanagement und flexiblere Kraftwerke) sowie zur Speicherung (u.a. Batterien, Druckluft- und Pump-/Wasserspeicherwerke, Power-to-Gas und Gasspeicher) zu berücksichtigen. In der Praxis ist das jedoch aufgrund der hohen Komplexität und der Wechselwirkungen unter den verschiedenen o.g. Aspekten nicht geschlossen bzw. innerhalb eines Modells möglich. Daher bedarf es für eine Bestimmung und Bewertung von „optimalen“ Zukunftssystemen und Entwicklungspfaden dorthin noch einer Vielzahl an adäquaten Systemanalysen etc., um daraus anhand von systematischen Vergleichen Rückschlüsse auf robuste Elemente einer nachhaltigen Energieversorgung zu ziehen.

Vor diesem Hintergrund sollte der Bedarf an Energiespeicher nicht mehr nur – wie heute noch verbreitet üblich – vor dem Hintergrund des EE-Aus-

baues im Stromsektor diskutiert werden, sondern im Hinblick auf die gesamte Energiewende. Dabei sind die verschiedenen möglichen Transformationspfade und -phasen, die jeweiligen sektoralen Herausforderungen sowie die verschiedenen Perspektiven (Dimensionen) zu beachten (siehe Abbildung 2, links).

Der Bedarf an Energiespeichern wird dann maßgeblich auch durch die Herausforderung der Dekarbonisierung des Industrie- und Verkehrssektors bestimmt. Dadurch gewinnt die Umwandlung von EE-Strom in Wasserstoff (Power-to-Gas) und der damit ggf. verbundene notwendige bzw. vorteilhafte Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur (siehe Abbildung 2, rechts) sowie die ggf. anschließenden Synthesen zu synthetischem Erdgas oder Kraftstoffen (Power-to-X) im Zeitverlauf an Bedeutung.



Autor: Dipl.-Phys. Frank Merten, Projektleiter in der Forschungsgruppe „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“ am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie;
Kontakt: frank.merten@wupperinst.org

Integriert, digital, effizient: Erfolgsfaktoren für die Energiewende

ANDREAS KUHLMANN

Energiewende verändert sich. Die Herausforderungen, die in den kommenden 15 Jahren zu bewältigen sind, unterscheiden sich fundamental von dem, was in den vergangenen 15 Jahren auf der Agenda stand. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist heute Mainstream. Neue Technologien und immer mehr dezentrale Komponenten stellen die Energieversorgung dar. In Zukunft wird es vor allem auch darum gehen, diese Vielfältigkeit klug zu vernetzen und sektorübergreifend zu einer funktionierenden Einheit zu formen. Innovationen, Digitalisierung und neue Treiber werden dabei im Fokus stehen. Eine spannende Zeit. Der Erfolg der Energiewende hängt auch davon ab, ob es uns gelingt, diese Veränderungen rechtzeitig wahrzunehmen und die Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Eine Debatte allein um die Zukunft der Kohleverstromung wird auf Dauer nicht reichen.

Wer heute Energiewende hauptsächlich durch die Berichterstattung in der Medienlandschaft wahrnimmt, muss den Eindruck haben, dass es sich um ein Jammertal handelt. Von Faszination ist wenig zu spüren. Es dominiert die Klage und die Beschreibung von Problemen. Das gilt für die Vertreter von konventionellen Kraftwerken genau so wie für die Vertreter der Erneuerbaren. Auch Industrie und NGOs finden allerlei Gründe sich zu beschweren. Es wird gestritten über den Kohleausstieg und über die Ausschreibungsverfahren für Erneuerbare Energien. Über Kosten und Klimaschutz und anderes mehr. Begeisterung findet man aktuell selten in den

Berichten. Vor allem klassische Energieversorgungsunternehmen stehen hier vor großen Herausforderungen. Die neuen Anforderungen für Unternehmen bestehen darin, sich kurzfristig und flexibel neue, meist kleinteiligere Geschäftsmodelle zu erschließen. Wer dies nicht kann, verliert Marktanteile. Das bisherige Kerngeschäft der klassischen Energieversorger muss auf neue Geschäftsfelder ausgeweitet werden, insbesondere werden Dienstleistungen entlang aller Wertschöpfungsstufen der dezentralen Energieerzeugung und des -verbrauchs immer wichtiger. Dies ist mit Kosten verbunden und gerade dann schwierig zu realisieren, wenn noch „Altlasten“ zu bewältigen sind. Überdies nimmt die Konkurrenz auf dem Markt zu. Immer mehr Akteure versuchen sich eine Scheibe vom großen Energiewendekuchen abzuschneiden.

Energiewende: Phase Zwei

Ein Projekt wie die Energiewende ist kein linearer Prozess, den man über 50 Jahre hinweg genau planen kann. Sie findet in Phasen statt. Die erste Phase der Energiewende – maßgeblich auf den Weg gebracht durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 – fokussierte fast ausschließlich auf den Stromsektor und die Markteinführung von Erneuerbaren Energien durch großzügige Einspeisetarife. Die Erfolge sprechen für sich: von 2000 bis 2015 konnte der Anteil der Erneuerbaren von 6,2 auf rund 32 % des Bruttostromverbrauchs gehoben werden. Von der Markteinführung der Erneuerbaren Energien ist keine Rede mehr, denn längst bildet Strom aus Sonne, Wind und Biomasse

eine tragende Säule der Energieversorgung in Deutschland. Erneuerbare Energien sind im Mainstream angekommen und dieser Fortschritt bildet die Grundlage für Phase Zwei. Gleichzeitig ergeben sich aus Phase Eins auch Herausforderungen, die es in der zweiten Phase der Energiewende zu lösen gilt – hohe Volatilität, steigende Spitzenlast, verzögerter Netzausbau, kaum Verzahnung der einzelnen Sektoren.

Es gibt also viel zu tun. Meines Erachtens rührt eine Vielzahl an Problemen aus nicht immer richtigen Entscheidungen in der Vergangenheit. Und es wurde vernachlässigt, das Energiesystem als Ganzes, d.h. sektorübergreifend zu denken. Das alles wird uns noch eine Weile beschäftigen. Alle Akteure sind gefordert, ihren Beitrag zu leisten. Aber wenn es uns nicht gelingt, den Blick auf das zu richten, was die nächsten Jahre bei der Umsetzung der Energiewende wirklich ansteht, dann werden wir nur noch mehr Versäumnisse anhäufen und viele Chancen, die sich hier ergeben, liegen lassen. Wir sollten uns klar darüber sein: das, was vor uns liegt, unterscheidet sich in ganz besonderer Weise von dem, was hinter uns liegt.

Wenn auch teuer erkaufte, stehen heute völlig andere Technologien zur Verfügung als zu Beginn der ersten Phase. Wichtige Technologien sind heute so günstig, wie man zu Beginn der 2000er nicht zu träumen vermochte. Deutschland ist eine der vielfältigsten Energiewirtschaften der Welt, wenn nicht gar die vielfältigste. Es gibt eine Vielzahl unterschiedlichster Innovationen und Entwicklungen, die heute an allen möglichen Stellen einen Beitrag zur Energiewende leisten und eine ganze Menge warten darauf, endlich durchzustarten. Heute reden wir von Digitalisierung und disruptiven Technologien. Heute ist uns deutlich klarer, dass Energiewende ein sektorübergreifendes Projekt ist.

Integrated Energy

Die Vielfältigkeit der Energiewirtschaft äußert sich auch darin, dass neben der Zunahme von Erzeu-

gungsanlagen und Einspeisepunkten neue Systemdienstleistungen an Bedeutung gewinnen, wonach Sektoren stärker miteinander verzahnt werden können und müssen. Die Integration von Speichertechnologien bzw. -lösungen in das Verteilnetz ist von zentraler Bedeutung, denn mit steigender Menge von Erneuerbare-Energien-Strom erhöht sich der volatile Stromanteil im Netz. Schwankungen in der Nachfrage (Spitzenlast etc.) müssen dann durch Speicher ausgeglichen bzw. von anderen Sektoren aufgenommen werden (u.a. power-to-x, Elektromobilität). Darüber hinaus bedarf es für Investitionen in Verteilnetze einer entsprechenden Anreizstruktur. Die Herausforderung besteht darin, die Einzelkomponenten zu einem Ganzen zusammenzubringen. Sektorkopplung bzw. Integrated Energy stellt in diesem Zusammenhang eine wesentliche Antwort auf die Herausforderungen dar.

Strom, Wärme, Gebäudeautomation, Industrie, Verkehr und Automobilindustrie gehören mit dazu und tragen Verantwortung für eine erfolgreiche Energiewende. Wir reden von Sektorkopplung und Integrated Energy, nicht nur weil wir dringend Ideen brauchen, um die Kosten für den so genannten Überschussstrom im Rahmen zu halten, sondern auch weil die Energiewende eben nur dann ein Erfolg sein kann, wenn wir alle Sektoren ins Blickfeld rücken. Alle Sektoren müssen ihren Beitrag zur Zielerreichung leisten und dabei intelligent miteinander verknüpft werden. Neben der Versorgungssicherheit spielt die Frage nach der Wirtschaftlichkeit eine ebenso bedeutende Rolle. Eine Kostenoptimierung kann durch Systemoptimierung und Kopplung der Systeme erreicht werden.

Digitalisierung

Viele sehen in der Digitalisierung einen Hoffnungsträger für Integrated Energy. Digitale Informations- und Kommunikationstechnologien haben das Potenzial, die Energieeffizienz in Unternehmen und Privathaushalten zu steigern und

damit die Energiewende voranzutreiben. Vor allem aber brauchen wir sie, um Energieerzeugung und -verbrauch optimal aufeinander abzustimmen. Es reicht nicht mehr, einzelne Anlagen irgendwo hinzustellen und sich dann darauf zu verlassen, dass sich der Rest schon richten wird. Die Herausforderung besteht darin, systemisch zu agieren. Dabei geht es um intelligente Netze, um die Verknüpfung von Strom und Wärme und perspektivisch auch dem Verkehr, um innovative Steuerungstechnologien und die Chancen, die die Digitalisierung mit sich bringt.

Die Suche nach alternativen Optionen für die Erbringung von Systemdienstleistungen wird immer wichtiger, genauso wie die Suche nach marktgängigen Produkten und Konzepten, die auch auf der Nachfrageseite für mehr Flexibilität des Gesamtsystems sorgen. Verbraucher mit ihrem Verhalten und ihren Bedürfnisse rücken viel stärker in den Mittelpunkt der energiepolitischen Debatte. Wenn sich die Digitalisierung der Energiewirtschaft im Haushalt etabliert, sollte sie am Ende mehr bringen, als eine Service- und Komfortkomponente. Wir sollten gleich zu Beginn darauf achten, dass sie darüber hinaus auch einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten kann. Und zwar so, dass man nicht gleich den Spaß daran verliert. Die Begriffe „Intelligente Energiesysteme“ oder auch „smart energy“ beschreiben das ganz gut, auch wenn sie noch mit mehr Inhalt gefüllt werden müssen.

Alle diese Fragen betreffen die Welt vor dem Zähler, die Welt hinter dem Zähler und dann natürlich all die komplizierten Fragestellungen rund um den Zähler (smart meter) selbst. Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung wird es zukünftig umso bedeutender für den wirtschaftlichen Erfolg in der Energiewirtschaft, für bedarfsorientierte Angebote und effizienzorientierte Steuerung zu sorgen. Wer weiß, wann, wo, wie viel produziert und verbraucht wird, verfügt über einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil. Zu klären bleibt: Wie kann man einen solchen Prozess überhaupt steuern? Wie kann Wirtschaftlichkeit sichergestellt werden? Passt der

regulatorische Rahmen noch? Welche Handlungsoptionen gibt es? Wie gewährleistet man Datensicherheit? Ich bin davon überzeugt, dass es notwendig ist, solche Fragen miteinander zu diskutieren, und zwar nicht nur unter Gesichtspunkten der Industrie 4.0, sondern ganz spezifisch im Bereich Energiewelt. Aus dieser Überzeugung heraus hat die dena die Plattform Digitale Energiewelt ins Leben gerufen, um sich diesen Fragestellungen branchenübergreifend zu nähern. Ich lade alle interessierten Akteure herzlich ein, daran mitzuwirken.

Ansätze wie der Aufbau intelligenter Netze sowie smart buildings und smart industries rücken den Verbraucher stärker in den Mittelpunkt. Das Verhalten der Letztverbraucher wird zur Grundlage energiewirtschaftlicher Entscheidungen. In der ersten Phase der Energiewende dominierte noch eine Top-down-Herangehensweise. In der zweiten Phase zeichnet sich eine Verlagerung ab, die Bedürfnisse der Letztverbraucher bekommen mehr Gewicht. Das stellt bisherige Geschäftsmodelle auf den Prüfstand. Unternehmen, die nicht kurzfristig und flexibel in der Lage sind, neue, meist kleinteiligere Geschäftsmodelle zu erschließen, werden aller Voraussicht nach Marktanteile verlieren. Entscheidend für die Akzeptanz ist in einem solchen System die Sicherstellung des Datenschutzes und der Datensicherheit.

Von Treibern und Gejagten

Im Zuge der Diskussionen um die Ausgestaltung von Ausschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen spielte der Erhalt der Akteursvielfalt eine wesentliche Rolle. Hierbei ging es den Befürwortern vor allem darum, dass Akteure, die in Phase Eins quasi Pionierarbeit geleistet haben, nicht durch zu hohe Präqualifikationsanforderungen vom Marktzugang ausgeschlossen werden. Exemplarisch steht diese Argumentationslinie für die Zunahme der Akteursvielfalt in der Energiewirtschaft seit den 2000er Jahren überhaupt. Auffallend ist besonders, dass kleine, selbstständige Akteure

wie Bürgerenergiegenossenschaften und neuerdings auch Startups, mit eigenem Engagement und eigenen Lösungen selbstbewusst die Energiewende mitgestalten wollen. Es handelt sich um eine Vielzahl von Unternehmen, die die etablierten Player und die Energiewende treiben. Einfach weil es sich lohnt und weil sie feststellen, dass es am ehesten noch einen Mehrwert gibt, wenn branchenübergreifend agiert wird und entsprechende Lösungen angeboten werden. Einige dieser Unternehmen hat die dena Mitte Februar mit ihrem Startup-Bus zur E-world nach Essen gebracht, um den Austausch zwischen Startups und etablierter Energiewirtschaft zu stärken.

Beim Thema Governance der Energiewende kommt man natürlich am gegenwärtigen Rechtsrahmen nicht vorbei. Der Rechtsrahmen bestimmt die Leitplanken energiewirtschaftlichen Handelns, zum Teil bremst er auch das Handeln aus. Die Akteure befinden sich in einem komplexen System aus Abhängigkeiten, Befreiungen, Subventionen und Novellen, die für viel Unsicherheit und Verlustängste am Markt sorgen. Politik muss also die Weichen für eine erfolgreiche Phase Zwei neu stellen, aber das klingt einfacher als es ist. Noch haben wir alle miteinander nicht wirklich schon vollumfänglich erkannt, welches – ja – disruptive Potenzial diese Bottom-up-Entwicklungen auch für die Governance der Energiewende mit sich bringen kann. Die Vielfältigkeit der Energiewirtschaft, die Digitalisierung, die veränderten Kundenwünsche und die Möglichkeit, diese überhaupt zu erkennen

und zu bedienen, sind bislang kaum ein Thema in Politik und Medien. Es fehlt die Auseinandersetzung mit der Kraft der Innovationen und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem. In Zukunft wird es darum gehen, wie wir die von der Regierung betriebene Energiewende mit der von den Kunden getriebenen zusammenbringen. Das wird ein kniffliger Prozess, aber ganz sicher ein spannenderer als die x-te EEG-Reform oder der y-te Streit um den Kohleausstieg.

dena

Phase Zwei, das ist mit Gesetzgebung alleine nicht getan. Wir müssen Brücken bauen zwischen Politik und Wirtschaft, damit das, was politisch gewollt ist, möglichst schnell auch Chancen hat, im Markt erfolgreich umgesetzt zu werden. Die Energiewende kann nur dann gelingen, wenn es Unternehmen gibt, die das, was nötig ist, auch in Geschäftsmodelle umsetzen können. Die Energiewende muss am Ende des Tages, wie man so schön sagt, auch ein Business Case sein. Die dena leistet mit ihren Projekten an der Schnittstelle zwischen Wirtschaft und Politik einen wichtigen Beitrag, Vorbilder für „angewandte Energiewende“ zu entwickeln, auch in ökonomischer Hinsicht. Ein solches Projekt wie die Energiewende, das mehrere Generationen und alle (!) Sektoren des wirtschaftlichen Lebens durchdringen wird, braucht Treiber, die öffentlich wahrgenommen werden und die für die notwendige Begeisterung sorgen.



Andreas Kuhlmann, Vorsitzender der Geschäftsführung der Deutschen Energie-Agentur (dena), Kontakt: presse@dena.de

Das Privileg „Stromspeicher“?

Aktueller Rechtsrahmen und Überlegungen zur Weiterentwicklung der rechtlichen Vorgaben

JENS VOLLPRECHT

Der Autor formuliert juristische Antworten auf die Fragen, ob und welche finanziellen Belastungen den Betreibern von Speichern drohen. Wie stark beeinflussen Netznutzungsentgelte, die KWK-Umlage sowie die StromNEV-Umlage und die EEG-Umlage die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten? Abschließend werden Ansätze für eine Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für Stromspeicher erläutert.

Ausgangssituation

Das Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums „Ein Strommarkt für die Energiewende“ aus dem Juli 2015 enthält wichtige Aussagen im Hinblick auf die zukünftige Rolle von Stromspeichern: Zentral für den „Strommarkt 2.0“ soll die freie Preisbildung am Strommarkt sein. Verstärkte „Anreize“ zur Bilanzkreistreue sollen sicherstellen, dass die Bilanzkreise – verkürzt gesagt – so bewirtschaftet werden, dass Einspeisungen und Ausspeisungen in jeder Viertelstunde ausgeglichen sind. Dies soll einen technologie-offenen Wettbewerb um Flexibilitätsoptionen eröffnen.

Stromspeicher werden in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle spielen: In den Zeiten, in denen zu viel Strom erzeugt wird, kann Strom gespeichert und in den Zeiten, in denen zu wenig Strom erzeugt wird, wieder ausgespeichert werden. Denkbar ist freilich auch, dass Strom in Überschuss-Situationen in Wärme, Wasserstoff oder Methan umgewandelt wird („Power-to-x“) und damit eine Sektorenkopplung erfolgt. Weitere Aufgaben erhal-

ten Stromspeicher im Bereich der Systemdienstleistungen für die Netzstabilität. Ist aber der rechtliche Rahmen derzeit so ausgestaltet, dass die Errichtung und der Betrieb von Stromspeichern wirtschaftlich attraktiv sind? Welche Möglichkeiten bestehen, um den Rechtsrahmen für Stromspeicher zu verbessern?

Aktueller Rechtsrahmen

Im Folgenden wird der Fokus auf die Netznutzungsentgelte und die staatlich veranlassten Abgaben gelegt. Denn diese Kosten sind bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten ein wichtiger Faktor. Exemplarisch werden im Folgenden Batteriespeicher betrachtet.

1. Netznutzungsentgelte

Zunächst zu dem Strom, der vom Speicher bezogen wird (Situation „vor“ dem Speicher). Werden Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG über das Netz für die allgemeine Versorgung mit Strom versorgt, fallen grundsätzlich Netznutzungsentgelte an (vgl. § 1 StromNEV).

Wird der Strom beispielsweise aus einer Photovoltaikanlage in den Stromspeicher geleitet, ohne das Netz für die allgemeine Versorgung zu nutzen, fallen demnach keine Netznutzungsentgelte an. Wenn das Netz für die allgemeine Versorgung aber genutzt wird, würden Netznutzungsentgelte nur anfallen, wenn es sich bei dem Speichervorgang in der Batterie um einen Letztverbrauch handeln würde.

Der BGH beschäftigte sich mit der Entnahme von Strom aus dem Netz für die allgemeine Versorgung für den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks und stufte diese Entnahme als entgeltspflichtige Netznutzung ein (vgl. BGH, Urt. v. 17.11.2009 – Az. EnVR 56/08, NVwZ-RR 2010, 431). Denn die entnommene elektrische Energie werde – so der BGH – für den Pumpvorgang „aufzehrt“. Bei dem Ablassen von Wasser aus dem oberen Becken und der Gewinnung neuer elektrischer Energie handele es sich um einen Schritt, der vom Pumpvorgang unterschieden werden müsse. Beide Vorgänge würden auch unterschiedlich abgerechnet, da Pumpspeicherkraftwerke den Strom aus dem Höchstspannungsnetz kaufen und den eingespeisten Strom wieder veräußern. Ein Letztverbrauch sei ebenso ein Verbrauch, der nur zu einer Energieumwandlung führt. Entscheidend sei allein, „dass der entnommene Strom für eine bestimmte energieabhängige Funktion verwendet und hierfür aufgezehrt wird“.

Auch in der Literatur wird die Umwandlung von Strom in eine andere Energieform überwiegend als im Grundsatz netzentgeltpflichtiger Letztverbrauch angesehen, auch wenn sie einer Speicherung und späteren Rückverstromung dient (vgl. nur Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 (360); Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62 (63). Damit ist festzustellen: Wird der Strom für den Speicher über das Netz für die allgemeine Versorgung bezogen, fallen grundsätzlich Netznutzungsentgelte an.

Unter den Voraussetzungen in § 118 Abs. 6 EnWG kann aber eine zeitlich befristete Befreiung von der Pflicht zur Zahlung der Netznutzungsentgelte erfolgen: Nach Satz 1 ist eine Befreiung für nach dem 31.12.2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie möglich, die ab dem 4.8.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden. Dies soll für einen Zeitraum von 20 Jahren ab der Inbetriebnahme gelten und den Strom betreffen, der vom Speicher bezogen wird. Die Befreiung gilt für die gesamte für die Speicherung verbrauchte Strommenge und damit auch für die Speicherverluste.

Wie sieht es mit dem Strom aus, der aus dem Speicher ausgespeist wird (Situation „hinter“ dem Speicher)? Wird für den Transport des Stroms vom Speicher bis zum Verbrauchsort kein Netz für die allgemeine Versorgung genutzt, fallen aus den oben genannten Gründen keine Netznutzungsentgelte an. Wird das Netz für die allgemeine Versorgung hingegen genutzt, müssen grundsätzlich Netznutzungsentgelte entrichtet werden. § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG kann hier nicht „weiterhelfen“. Denn diese Vorschrift bezieht sich nur auf den bezogenen und nicht auf den ausgespeisten Strom. Möglicherweise greifen aber andere Ausnahmetatbestände.

Damit ergibt sich folgendes Bild: Für den vom Speicher bezogenen Strom müssen keine Netznutzungsentgelte entrichtet werden, wenn das Netz für die allgemeine Versorgung nicht genutzt wird bzw. die Anforderungen des § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG erfüllt werden. Für den aus dem Speicher ausgespeisten Strom fallen Netznutzungsentgelte an, es sei denn, das Netz für die allgemeine Versorgung wird nicht genutzt oder es sind Ausnahmetatbestände erfüllt.

2. KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage etc.

Zunächst soll auch hier der Blick auf den vom Speicher bezogenen Strom gerichtet werden. Wird der Strom nicht über das Netz für die allgemeine Versorgung bezogen, fallen wie oben ausgeführt, keine Netznutzungsentgelte an. Es dürfte wohl Einigkeit bestehen, dass in diesem Fall auch die Kostenpositionen KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage und Konzessionsabgabe nicht anfallen.

Wie sieht es aber aus, wenn das Netz für die allgemeine Versorgung genutzt wird und eine Befreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG erfolgt? Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat zur Netzentgeltbefreiung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV a.F. vertreten, dass diese nur für die Netzentgelte im engeren Sinne gelte, aber nicht für weitere (zusammen mit den Netzentgelten erhobene) Kostenpositionen (Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von

den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV, Stand Dezember 2012, S. 3f) Es steht zu erwarten, dass die BNetzA diese Frage bei der Netzentgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 EnWG ebenso bewerten wird. Dies würde bedeuten, dass die Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht dazu führt, dass auch die weiteren Kostenpositionen KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage und AbLaV-Umlage und Konzessionsabgabe, entfallen.

In der Literatur wird hingegen überwiegend vertreten, dass sich eine Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG auch auf die weiteren Kostenpositionen KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage erstreckt (vgl. nur Heller, EWeRK 4/2013, 177 (179f); Sailer, ZNER 2012, 153 (156)). Dies wird – kurz zusammengefasst – damit begründet, dass diese weiteren Kosten systematisch als Bestandteil der Netzentgelte anzusehen sind sowie dass sich die Befreiungsregelung in § 118 Abs. 6 EnWG nach ihrem Sinn und Zweck auch auf diese Positionen beziehen.

Anknüpfungspunkt und zentrale „Schaltstelle“ für die Beantwortung dieser Frage ist die Regelung zur KWK-Umlage. Denn in den Vorschriften bezüglich der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, der Offshore-Umlage und der AbLaV-Umlage wird im Hinblick auf den Abwicklungsmechanismus auf die Vorschrift im KWKG verwiesen.

Die KWK-Umlage findet auf Grund der gesetzlichen Regelung in § 26 Abs. 1 Satz 1 KWKG 2016 im Rahmen der Netznutzungsentgelte Berücksichtigung. Netzbetreiber sind hiernach berechtigt, die KWKG-Umlage „bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz zu bringen“. Werden Netznutzungsentgelte nicht gesondert in Rechnung gestellt, können die Zahlungen bei dem Gesamtpreis für den Strombezug entsprechend in Ansatz gebracht werden (vgl. § 26 Abs. 4 KWKG 2016). Die Formulierung „bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte als Aufschlag in Ansatz zu bringen“ spricht dafür, dass die Belastungen aus dem

KWKG in die Netznutzungsentgelte „einzupreisen“ sind und damit Bestandteil der Netznutzungsentgelte sind. Insbesondere die mit dem KWKG 2016 eingefügte Formulierung „als Aufschlag“ weist darauf hin, dass es sich um einen Annex zu den Netznutzungsentgelten handelt, der nur dann zum Tragen kommt, wenn auch ein Netznutzungsentgelt beansprucht wird. Wie sich aus § 26 Abs. 4 KWKG 2016 ergibt, ist es allerdings wohl nicht erforderlich, dass Netznutzungsentgelte als „Vehikel“ der Belastungen aus dem KWKG gesondert ausgewiesen werden. Die Netznutzungsentgelte können auch Teil eines All-Inclusive-Preises sein und damit gar nicht gesondert in Erscheinung treten. Folgt man dieser Sichtweise, ist es aufgrund der erwähnten „Verlinkung“ zum KWKG-Mechanismus konsequent, auch den Entfall der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage zu bejahen.

Im Hinblick auf die Konzessionsabgabe kann argumentiert werden, dass die Zahlungspflicht bereits daraus resultiert, dass Netzentgelte anfallen. Hierfür könnte sprechen, dass die Konzessionsabgabe nach § 4 Abs. 1 Satz 1 KAV in den Entgelten für den Netzzugang auszuweisen ist. Teilweise wird – ohne nähere Erklärung – darauf abgestellt, dass sich aus § 4 KAV ohne weiteres ergebe, dass die Konzessionsabgaben Bestandteil der Netzentgelte seien. Eine fehlende Zuordnung zum entsprechenden Preisbestandteil würde dazu führen, dass die Konzessionsabgaben ihren wettbewerbsneutralen Charakter verlören (vgl. Kermel in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Anh. § 48 EnWG, KAV § 4 Rn. 2). Für eine Berücksichtigung der Konzessionsabgabe als Bestandteil der Netzentgelte könnte auch sprechen, dass die Konzessionsabgaben nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen der Erlösobergrenzen gehören und nach § 17 Abs. 1 ARegV die Erlösobergrenzen in den Netzentgelten umgesetzt werden. Umstritten ist auch dies freilich nicht.

Wie sieht es im Hinblick auf den aus dem Speicher ausgespeisten Strom aus? Wird auf dem Weg zum

Verbrauch nicht das Netz für die allgemeine Versorgung genutzt, fallen – wie oben ausgeführt – keine Netznutzungsentgelte an. Es dürfte unbestritten sein, dass in diesem Fall auch die hier betrachteten Kostenpositionen entfallen.

Wird das Netz für die allgemeine Versorgung allerdings in Anspruch genommen, fallen grundsätzlich auch die KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage und Konzessionsabgabe an.

3. EEG-Umlage

Auch hier wird zunächst der Strom betrachtet, der in den Speicher transportiert wird. Nach § 60 Abs. 1 S. 1 EEG können die Übertragungsnetzbetreiber von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig die Kosten für die Förderungen nach dem EEG verlangen. Entscheidend für das Anfallen von EEG-Umlage ist nach diesem Tatbestand der Liefervorgang von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen an einen Letztverbraucher.

Aus den oben geschilderten Gründen dürfte es sich bei den hier betrachteten Vorgängen in einem Batteriespeicher um einen Letztverbrauch handeln. Ein Liefervorgang liegt – verkürzt gesagt – vor, wenn die Person, die den Strom zur Verfügung stellt und die Person, die den Speicher betreibt, nicht personenidentisch sind. Wird der Strom aus einer PV-Anlage, die A betreibt, in einem Speicher verbraucht, den B betreibt, handelt es sich also um einen Liefervorgang und die EEG-Umlage ist für diesen Strom grundsätzlich zu entrichten.

Für zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen Stromspeicher gelieferten Strom kann allerdings nach § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014 eine Befreiung von der EEG Umlage eingreifen: Diese Vorschrift setzt u.a. voraus, dass dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz (für die allgemeine Versorgung) entnommen wird. Wenn Strom aus dem Speicher zu anderen Zwecken, also beispielsweise zum Eigenverbrauch oder der Belieferung eines Dritten über eine Direktleitung, verwendet wird, dann sind die

Voraussetzungen der Umlagebefreiung für den Strombezug des Speichers nicht gegeben. Speicherverluste sollen nach der Gesetzesbegründung von der Befreiung nach § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014 ebenfalls erfasst sein (vgl. BT-Drs. 17/8877, S. 23).

Anders ist die Situation zu beurteilen, wenn der PV-Anlagenbetreiber und der Speicherbetreiber personenidentisch sind. In diesem Fall fällt nach § 61 EEG grundsätzlich auch die EEG-Umlage an. Allerdings kann die EEG-Umlage völlig entfallen oder sich zumindest reduzieren. Ein völliges Entfallen ist z.B. denkbar, wenn das Eigenerzeugungskonzept schon vor dem 1.8.2014 „gelebt“ wurde (vgl. § 61 Abs. 3 bzw. 4 EEG) oder die Voraussetzungen des § 61 Abs. 2 EEG erfüllt sind (vgl. dazu Altrock/Thomas, Solarzeitalter 2/2015, 64ff). Eine Reduzierung der EEG-Umlage sieht § 61 Abs. 1 EEG u.a. vor, wenn der Strom aus einer EEG-Anlage stammt, die Voraussetzungen für die Eigenversorgung i.S.d. § 5 Nr. 12 EEG gegeben sind und die erforderlichen Meldungen rechtzeitig erfolgen.

Nun wieder zu dem Strom, der ausgespeichert und von einem Letztverbraucher genutzt wird. Grundsätzlich kann hier auf die Ausführungen zu der Situation „vor“ dem Speicher verwiesen werden: Es muss also auch hier zunächst geklärt werden, ob der Speicherbetreiber und der Letztverbraucher personenverschieden oder personenidentisch sind. Im zuerst genannten Fall liegt eine Lieferung vor und die EEG-Umlage ist grundsätzlich zu entrichten. Auf die Regelung des § 60 Abs. 3 EEG kann aber hier nicht zurückgegriffen werden. Denn diese bezieht sich nur auf den vom Speicher bezogenen Strom.

Im zuletzt genannten Fall liegt ein Eigenverbrauch vor. Hier muss dann der Frage nachgegangen werden, ob möglicherweise die Voraussetzungen für einen Entfall oder zumindest für eine Reduzierung vorliegen. Wie oben geschildert, kommt eine Reduzierung in Betracht, wenn es sich bei der Stromerzeugungsanlage um eine EEG-Anlage handelt. Das kann bei einem Speicher der Fall sein, wenn die Voraussetzungen des § 5 Nr. 1 2. HS EEG erfüllt sind: Als Anlage gelten auch Einrichtungen, die

zwischen gespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.

Ansätze für eine Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für Stromspeicher

Insgesamt zeigen die obigen Ausführungen, dass für Betreiber von Speichern eine finanzielle Belastung sowohl „vor“ als auch „hinter“ dem Speicher droht. Der Strom wird also doppelt belastet. Dies erschwert es, einen Speicher wirtschaftlich zu betreiben. Angesichts der Aufgaben, die Speicher zukünftig übernehmen müssen, sollte diese Doppelbelastung rechtssicher ausgeschlossen werden. Im Hinblick auf die Netznutzungsentgelte und die EEG-Umlage könnte dies dadurch erreicht werden, dass der Bezieher von Strom für einen Speicher nicht als Letztverbraucher eingestuft wird. Denn sowohl die Netzentgelt- als auch die EEG-Umlagegebühren knüpfen an den Letztverbraucher an. Um dies sicherzustellen, müsste im EnWG eine Fiktion in § 3 Nr. 25 aufgenommen werden, wonach derjenige, der elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher für den eigenen Verbrauch kauft, nicht als Letztverbraucher gilt. Im EEG müsste eine entsprechende Fiktion in § 5 Nr. 24 verankert werden: Nicht als Letztverbraucher im Sinne der Vorschrift gilt diejenige natürliche oder juristische Person, die Strom in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher verbraucht.

Wie oben erläutert, bestehen zudem Unsicherheiten, ob die KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage und Konzessionsabgabe entfallen, wenn eine Befreiung von den Netzentgelten vorliegt. Mit der vorgeschlagenen Fiktion, dass der Bezieher von Strom für einen Speicher nicht als Letztverbraucher gilt, dürfte sich diese Frage nicht mehr stellen. Denn es würden dann ja schon keine Netzentgelte anfallen, eine

Befreiung von Netzentgelten wäre nicht mehr erforderlich. Aus diesem Grund müsste konsequenterweise § 118 Abs. 6 EnWG gestrichen werden.

Ein Aspekt, der in diesem Artikel nicht vertieft dargestellt wurde, ist der Begriff des Stromspeichers in den verschiedenen Gesetzen. Diese unterschiedlichen Definitionen führen in der Praxis häufig zu Auslegungsschwierigkeiten und Wertungswidersprüchen. Insbesondere stellt sich die Frage, ob ein Stromspeicher nur eine technische Einrichtung ist, in der Strom eingespeichert und wieder ausgespeichert wird oder ob darunter auch technische Einrichtungen zu fassen sind, in denen der eingespeicherte Strom in eine andere Energieform (z.B. Wärme) umgewandelt wird. Angesichts der in Zukunft wichtigen Sektorenkopplung sollte der Begriff des Stromspeichers weit gefasst und die entsprechenden Formulierungen geändert bzw. präzisiert werden.



Jens Vollprecht, Becker Büttner Held, Kontakt: jens.vollprecht@bbh-online.de.