

Luhmann, Hans-Jochen; Fishedick, Manfred; Thomas, Stefan

Article

Wo bleiben die Optionen Stromeffizienz und Demand Side Management?

Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Luhmann, Hans-Jochen; Fishedick, Manfred; Thomas, Stefan (2013) : Wo bleiben die Optionen Stromeffizienz und Demand Side Management?, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, ISSN 1861-1559, Duncker & Humblot, Berlin, Vol. 82, Iss. 3, pp. 107-122, <https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.107>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/106461>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Wo bleiben die Optionen Stromeffizienz und Demand Side Management?

HANS-JOCHEN LUHMANN, MANFRED FISCHEDICK UND STEFAN THOMAS

Hans-Jochen Luhmann, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, E-Mail: jochen.luhmann@wupperinst.org

Manfred Fischedick, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Stefan Thomas, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Zusammenfassung: Die Entscheidung für ein von volatilen Erzeugungsquellen dominiertes Stromsystem stellt an die Stabilisierung des Systems neue Anforderungen. Zugleich bieten sich neue Optionen. Die bisherige Asymmetrie, nach der für die Stabilisierung die Kraftwerksseite verantwortlich sei, ist überkommene Praxis, deswegen auch heute habituell naheliegend, aber vermutlich nicht länger effizient. Die im Titel genannten nachfrageseitigen Ausgleichsoptionen (SE & DSM) bieten sich an. Im Beitrag wird deren Potential abgeschätzt. In vier Gestaltungsfeldern wird zudem gefragt, ob die bislang von der Politik gegebenen rechtlichen Mandate konsequent SE & DSM als Option berücksichtigen. Das Ergebnis ist viermal (weitgehende) Fehlanzeige.

Summary: In Germany, the electricity system is evolving to be dominated by feed-ins from volatile renewable sources. The challenge implied is to buffer these fluctuations with the aim to stabilise the system—a task we are used to see carried out in the past by conventional power plants almost exclusively. Now, new options, at consumer side, are to come into play. Neglecting those options cannot be efficient. The title of the contribution draws attention to efficiency in electricity consumption (SE) as well as to demand side management (DSM). The potential contribution by both options is estimated. Furthermore, in four areas it is checked, to what extent the mandates in respective legal provisions introduced in the last five years do include the SE&DSM options appropriately. The result is: (Almost) NIL.

→ JEL Classification: Q42, Q48, L94

→ Keywords: Energy efficiency, demand side management, German Energiewende, electricity system regulation, volatile sources integration, electricity market design

I Einführung

Unter „Energiewende in Deutschland“ wird im Folgenden (verkürzt) die Entscheidung verstanden, die Elektrizitätsversorgung in Deutschland sukzessive auf eine Stromerzeugung umzustellen, die weitgehend auf volatilen erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik und Wind basiert. Damit kommt zukünftig vermehrt Strom anderer Qualität als bislang üblich in das System. Dies bedeutet, dass Strom, der aus herkömmlichen Quellen erzeugt wird, mehr und mehr in eine „residuale“ Rolle gedrängt wird. Dieser Rollenwechsel bedeutet für die konventionellen Kraftwerke, dass sie Strom in geringerer Menge zu liefern haben, der aufgrund der steigenden Flexibilitätsanforderungen zudem aufwändiger erzeugt wird – mit in der Regel negativen finanziellen Konsequenzen für die Eigener.¹

Ein regionales Elektrizitätsversorgungssystem ist ein Verbund von Einheiten dezentraler Erzeugung und dezentralen Verbrauchs. Verbunden sind sie durch ein Netz – genau genommen durch zwei Netzteile unterschiedlichen Charakters, das sogenannte Übertragungsnetz einerseits und eine Vielzahl von Verteilnetzen andererseits. Die Stabilität eines regionalen Stromsystems ist zu gewährleisten; das bedeutet, im gesamten Netz eine Frequenz von 50 Hz mit nur minimalen Abweichungen zu halten. Diese Aufgabe der Stabilisierung des Stromsystems wird bislang mit dem Begriff „Sicherheit der Stromversorgung“ bezeichnet.² Mit der Dominanz volatiler Einspeisungen erhält diese Aufgabe eine neue Qualität.

Die Stabilisierung des Stromsystems ist aufgrund des in Echtzeit herbeizuführenden Ausgleichs von Angebot und Nachfrage eine große Herausforderung. Dies kann mittels eines Vergleichs mit einem anderen System, dem Straßenverkehr, gezeigt werden. Bei unkoordinierter Vorgehensweise im Entzug von Kapazität (Baustellen) beziehungsweise Spitzennachfrage (zu Ferienbeginn) entstehen im Straßenverkehrssystem lediglich regionale Staus. Dieser Zustand ist grundsätzlich lokal begrenzt und stabilisiert sich inhärent, weil er abschreckend wirkt, weshalb er sich regional in der Regel wenig und das auch nur langsam ausbreitet. Bei der Stromversorgung ist die Dynamik eine völlig andere. Da kann aus einem eingebrachten regionalen Kapazitätsmangel leicht ein sich blitzartig aufschaukelnder, weiträumig ausgreifender instabiler Zustand resultieren – im Extremfall eine weiträumige Netzüberlastung und damit ein Zusammenbruch der Versorgung. Stabilität des Systems heißt hier deswegen Ausgleich von Stromproduktion und -nachfrage, und das zu jeder Zeit und ubiquitär.

Unter den bislang herrschenden Bedingungen basierte das Stromsystem weit überwiegend auf einem sehr speziellen Kraftwerkstyp, dem (konventionellen) Dampfkraftwerk. Mit der Erfindung der Elektrizität – sowie mit Hilfe eines förderlichen Marktdesigns – setzte das Dampfkraftwerk sich gegenüber seiner Alternative durch, dem ebenfalls fossile Brennstoffe in einem Verbrennungsprozess nutzenden, motorisch getriebenen Kraftwerk – welches als typische BHKW-Einheit bekannt ist. Gründe waren die gute Hoch-Skalierbarkeit zum Großkraftwerk sowie die

1 Nebenbei sei angemerkt: Die Entscheidungen, auf die wir uns hier beziehen, sind zu einem guten Teil, wenn nicht sogar im Wesentlichen vor den Reaktorunfällen in Fukushima und den danach vorgenommenen Umorientierungen der deutschen Energiepolitik gefällt worden.

2 Sie wurde den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Deutschland, unter der Aufsicht der BNetzA, übertragen. Einschlägig sind die Vorgaben für die „Systemverantwortung“ (in § 13 EnWG) und für die „Sicherheit und Zuverlässigkeit“ (in Teil 6 EnWG). Eine Analyse, ob das hinreichend ist, ist unter anderem in Luhmann (2013b) gegeben – mit dem Ergebnis, dass die überkommenen rechtlichen Vorgaben der Entscheidung, Strom aus volatilen erneuerbaren Quellen dominant zuzulassen, noch nicht angemessen angepasst sind.

breitere Einsatzpalette von Brennstoffen, mit denen der Kessel des Dampfkraftwerks befeuert werden konnte.

Der Dampfkraftwerkstyp zeichnet sich dadurch aus, dass er jederzeit über Vorräte chemisch gespeicherter Energie in Form von fossilen Energieträgern verfügt, die im Verbrennungsprozess zu krafthaltigem Dampf umgewandelt werden. Ein Kraftwerk dieses Typs erlaubt ein hohes Ausmaß von Flexibilität (*dispatchability*) hinsichtlich Einsatzzeitpunkten und -dauer der Strombereitstellung, bevorzugt in Großkraftwerken.

Die technischen Eigenschaften der Dampfkraftwerke erlaubten es, die Aufgabe des ständigen Ausgleichs zwischen Erzeugung und Nachfrage, eine so völlig symmetrisch beschriebene Aufgabe, gänzlich asymmetrisch anzulagern: auf der Erzeugungsseite. Sie wurde fast vollständig den Kraftwerken allokiert, während die Kleinverbraucher in ihrem Nachfrageverhalten unbeeinflusst blieben. Ausgleichsverhalten seitens der Großverbraucher („Sondervertragskunden“) wurde durch spezielle vertragliche Anreize (Lastgebühr) gefördert, aber nur in deren industriellen Inselbetrieben. Diese Asymmetrie, das „Verschenken“ von Ausgleichsleistungen auf der Nachfrage, konnte man sich dieses speziellen Kraftwerkstyps wegen erlauben, den die fossile Industriegesellschaft mit sich gebracht hat.

Folge der Dominanz des Dampf-Groß-Kraftwerks für die Netzgestalt war eine funktionelle Zweiteilung:

1. Auf übergeordneter Ebene wurde ein vorwiegend auf verbrauchsnahe Erzeugungsgrößenanlagen und deren wechselseitige Absicherung ausgerichtetes Netzsystem entwickelt, heute irreführend „Übertragungsnetz“ bezeichnet³, ursprünglich mit dem Namen „Verbundsystem“ korrekt beschrieben. Dessen Wesen nämlich bestand darin, durch die Arbeit im Verbund gegenseitige Deckungsfähigkeit zu erlangen und damit Reserve-Erzeugungskapazitäten einzusparen. Für Transportzwecke, für „Übertragungs“-Zwecke, war es nur sehr eingeschränkt konzipiert⁴.
2. Die Verteilnetze dienen, wie ihr Name sagt, im Wesentlichen der Verteilung des von der übergeordneten Netzebene kommenden Stroms aus Großkraftwerken zu den Verbrauchern. Der Stromfluss war historisch somit immer eindeutig gerichtet. Voraussetzung dafür war aber auch eine willkürliche, technisch nicht naheliegende implizite Entscheidung: Die Erzeugungspotenziale aus dezentralen Verbrennungsprozessen klein zu halten.⁵ Prototypisch für diese Option stand die Technik der Kraft-

3 Unterstellt man, dass damit schon auf den Wandel in Zukunft Bezug genommen wurde, ist die Benennung angemessen.

4 In Bayern zum Beispiel zur Ableitung des Wasserkraftstroms der Alpen. Ansonsten war der Transport des Energieträgers Kohle per Binnenschiff in Deutschland regelmäßig günstiger als der Transport des daraus erzeugten Stroms. „Übertragungsnetz“ ist im Übrigen die rechtliche Bezeichnung im EnWG. „Transportnetz“ ist dort Überbegriff für „Übertragungsnetz“ im Stromsystem und „Fernleitungsnetz“ im Gassystem. Das zeigt, dass „Übertragungsnetz“ als (Fern-)Transportleitungen zu lesen, legitim ist.

5 Vergleiche Döring (2012), der eingangs zusammenfasst: „Nach dem Ersten Weltkrieg etablierte sich in der Elektrizitätswirtschaft ein großtechnisches Versorgungssystem, das sowohl in der Stromerzeugung als auch beim Stromtransport bisherige regionale Begrenzungen sprengte. Als Reaktion hierauf entwickelte sich Ende der 1920er Jahre in Elektrizitätswirtschaftlichen Fachkreisen eine Diskussion darüber, ob ein großtechnologisch und verbundwirtschaftlich strukturiertes oder ein dezentrales Elektrizitätsversorgungssystem den Anforderungen von Wirtschaft und Gesellschaft besser entspreche. Diese Diskussion traf mit einer staatlich initiierten Regulierungsdebatte zusammen, die mit dem Erlass des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWiG) im Dezember 1935 vorläufig abbrach.“

Wärme-Kopplung (KWK). Um hohe Gesamtnutzungsgrade zu erreichen, muss diese dezentral allokiert sein, weil der Transport von (Niedertemperatur-)Wärme viel aufwändiger ist als derjenige von Strom. Energetisch effizient im Sinne einer möglichst weitgehenden Brennstoffnutzung respektive der Nutzung der im Dampfkraftwerksprozess zwangsläufig anfallenden Abwärme wäre, idealtypisch gedacht, ein Ensemble von Stromerzeugungsanlagen, welches das Wärmebedarfspotenzial ausschöpft – also mit vielen dezentralen Anlagen. Die Debatte um das Energiewirtschaftsgesetz von 1935 war in dieser Hinsicht ein Richtungsstreit zwischen einer zentralistischen und einer – wärmegestützten – dezentralen Grundvision; nach dem Zweiten Weltkrieg wurde er fortgeführt. Die Orientierung auf Großkraftwerke aber blieb im Ergebnis unangefochten und scheint es bis heute zu sein.

2 Einbettung und Vorblick

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach Handlungsoptionen für die Ausgestaltung der deutschen Energiewende, im Speziellen nach (Flexibilitäts-)Optionen zur Ergänzung des Strommengenmarktes. Über die konkreten Optionen hinaus, die andernorts betrachtet werden, beispielsweise Speicher, wird im hier vorgelegten Beitrag der Blick auf die Optionen Stromeffizienz (SE) und Demand Side Management (DSM) gerichtet, also auf Handlungsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite. Dazu wird an bestehende Mandate des politischen Raums angeknüpft, insbesondere in der Erneuerbaren-Politik, beim Netzausbau und bei der Bereitstellung von Ausgleichs- und Reserveleistung im weiteren Sinn.

Das Stromsystem, nun hinsichtlich seiner Governance betrachtet, ist mit der Liberalisierung in zwei Segmente aufgeteilt worden: a) das ideal-marktliche der „Erzeugung“ und b) das regulierte natürliche Monopol des Netzes. Letzterem Segment ist die Aufgabe der Sicherheit der Stromversorgung zugewiesen worden. „Ausgleich“ zu organisieren ist Aufgabe in beiden Segmenten.

Was im zweiten Segment zu erbringen ist, erschöpft sich nicht im regulierten Zurverfügungstellen von Netzleistungen, bei dem also ein einzelner Leistungserbringer vielen Nachfragern gegenübersteht. Es geht da vielmehr auch um das monopsonistisch organisierte Vorhalten von Regelleistung (in den drei Stufen Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve), bei dem ein Nachfrager vielen Leistungserbringern gegenübersteht. Jüngst ist Letzteres erweitert worden um zweierlei: (a) das Vorhalten von ganzen Reservekraftwerken im Sinne einer „Netzreserve“, mit der zeitweise auftretende Netzengpässe behoben werden sollen (Reservekraftwerksverordnung – ResKV) und (b) die Verpflichtung, von Stromgroßkunden Abschaltleistung (unterschiedlicher Qualität, in etwa entsprechend der normierten Regelleistungsqualitäten) in Höhe von 3 GW zu ordern (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV). Beide Beschaffungsvorgänge und auch die Inanspruchnahme der geordneten Leistung werden strikt außerhalb des Strommengenmarktes organisiert.⁶ Für beide Elemente zusammen, für das ganze Segment asymmetrischer Marktbeziehungen, wird hier der Begriff Reserveleistungsmarkt verwendet. Regelleistung und

6 Eine Aufweichung der strikten Trennung zeichnet sich allerdings bereits ab. Im Entwurf der ResKV vom 12. April 2013 (vgl. §5 (3) ResKWV(2013)) war noch angekündigt, dass das BMWi im Rahmen des jährlichen Monitoring-Berichts „auch die Frage einer Notwendigkeit der Ausweitung der Art des Einsatzes der Netzreserve auf die Möglichkeit zur Absicherung des Strommarktes durch Einsatz am vorübergehenden und untertägigen Spotmarkt“ überprüfen werde. In der verabschiedeten Fassung ist diese Ankündigung getilgt – zugunsten

Reservekraftwerke werden vorgehalten als Mittel im Notfall, zum Ausgleich und damit zur Stabilisierung für den Fall, dass die (antizipierenden) Marktprozesse bei der Herbeiführung des Ausgleichs nicht erfolgreich waren, weil es zu ungeplanten Abweichungen entweder bei der Erzeugung und/oder auf der Nachfrageseite kam. Die hier bereitzuhaltenden Kapazitäten werden in marktlichen Verfahren, qua Auktionen, beschafft.

Die beiden hier thematisierten Optionen SE und DSM sind durch eine deutlich unterschiedliche Reaktions- beziehungsweise (vorlaufende) Aktivierungszeit charakterisiert. Das führt dazu, dass sie nicht parallel geführt werden können, sondern in unterschiedlichen Funktionen, teilweise auch einander ergänzend vorgesehen werden müssen.

DSM ist offenkundig nicht nur für den Strommengenmarkt geeignet, sondern auch für den Reserveleistungsmarkt – sowohl als Regelernergie als auch als Substitut für Reservekraftwerksleistung.

Mit der im „Wintergesetz“ sowie der darauf basierenden sogenannten „Winterverordnung“⁷ geschaffenen Möglichkeit, ganze Neubau-Kraftwerke zur Überwindung (temporärer) regionaler Netzknappeheiten auszuschreiben, rückt auch die Stromeffizienz (SE) in den Fokus der Reservebereitstellung. Offenkundig ist eine antizipierte Knappheitssituation an regionaler Reservekraftwerkskapazität, die Ergebnis einer nur als temporär eingeschätzten Netzknappeheit ist, nicht nur durch ein günstiges und schnell zu errichtendes Gasturbinen-Kraftwerk zu überbrücken oder durch das temporäre Zu- oder Abschalten von Lasten, sondern gegebenenfalls auch durch forcierte regionale SE-Maßnahmen.

In diesem Beitrag wird nach einer generellen Analyse der Rolle der Energieeffizienz für das Erreichen ambitionierter Klimaschutzziele im Rahmen der Wende im Stromsystem in den drei Politikfeldern

- Umsetzung der Erneuerbare Energien Richtlinie der EU
- Planung des Ausbaus der Übertragungsnetze
- Reservekraftwerks-Verordnung als Vorgriff auf Ausfüllung des Mandats in § 53 EnWG

gezeigt, dass die Optionen SE und DSM (i) in der aktuellen Diskussion bisher weitgehend ausgeblendet sind und (ii) das eigentlich ohne gute Gründe geschieht, und damit eher dysfunktional ist.

einer Bemerkung in der Entwurfsbegründung: „Die Möglichkeit einer ergänzenden Absicherung des Strommarktes durch vorbeugenden Einsatz der Reservekraftwerke am Spotmarkt (day-ahead) zum börsentechnischen Höchstpreis soll derzeit nicht genutzt werden“.

7 D.i. die ResKV (2013). Die ResKV zielt grundsätzlich auf den Bestand ab, nur im Ausnahmefall auf neue Anlagen.

3 **Die Rolle von Energieeffizienz und DSM für das Erreichen ambitionierter Klimaschutzziele und die Versorgungssicherheit im Stromsystem**

Ohne Energieeffizienz einschließlich Stromeffizienz können ambitionierte Klimaschutzziele nicht erreicht werden. Dies hat auch die Bundesregierung anerkannt, indem sie ihre Klimaschutzziele kurz- wie mittel- und langfristig nicht nur auf den Ausbau der erneuerbaren Energien ausgerichtet hat, sondern ebenfalls auf ambitionierte Energieeffizienzziele setzt. So soll der Stromverbrauch um zehn Prozent bis 2020 und um 25 Prozent bis 2050 gegenüber 2008 sinken (BMWi und BMU 2010) – hinsichtlich der Stromeffizienz erreichbare aber durchaus anspruchsvolle Ziele. Es ist nämlich zu berücksichtigen, dass bisher immer mehr Energieanwendungen von anderen Energieträgern zu Strom „gewandert“ sind und dass dies wahrscheinlich auch in Zukunft der Fall sein wird – mit der Elektromobilität im Verkehr, der Steuerung durch immer komplexere IuK-Technologien und dem Einsatz von Wärmepumpen zu Beheizungszwecken seien hier nur drei Beispiele dafür genannt.

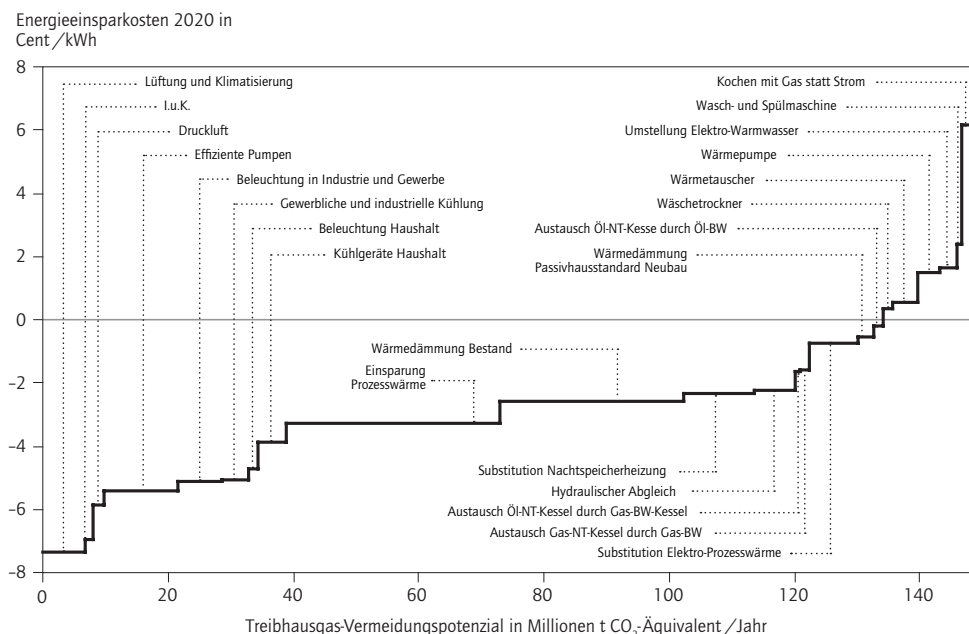
Energieeffizienz hat viele Vorteile: Sie kann einen schnellen, großen und kostengünstigen Beitrag für Klimaschutz und Versorgungssicherheit leisten. Sie ist zumeist wirtschaftlich umsetzbar. Wenn man Lebenszykluskosten betrachtet, sind für Investitionen in Energieeffizienz Renditen zwischen zehn und 30 Prozent eher die Regel als die Ausnahme (Wuppertal Institut 2006). Jedoch besteht eine Vielzahl von Hemmnissen und Transaktionskosten, die die Erschließung dieser eigentlich wirtschaftlichen Potenziale erschweren. Eine Steigerung der Energieeffizienz kann positive und räumlich verteilte Nettoarbeitsplatzeffekte mit sich bringen, einerseits aufgrund der dezentralen Investitionen und andererseits durch den Einsatz gesparter Energiekosten für andere Investitionen oder Konsum; letztlich werden Energieimporte durch heimische Arbeitskraft und Technologie substituiert. Nach Ergebnissen des Wuppertal Instituts könnten innerhalb von zehn Jahren rund 260 000 zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen werden, davon knapp 100 000 durch Stromeffizienz (eigene Berechnungen für DENEFF 2011 auf Basis von Irrek und Thomas 2006), wenn die Effizienzpotenziale konsequent ausgeschöpft würden.

Die Potenziale der Energieeffizienz sind erheblich. Innerhalb von zehn Jahren könnten rund 20 Prozent der Treibhausgasemissionen zusätzlich zum bisherigen Trend der endogenen Effizienzverbesserung eingespart werden, auch beim Strom, mit Gewinn für die Gesamtwirtschaft sowie für Unternehmen, Verbraucherinnen und Verbraucher (Abbildung 1). Bis 2050 könnte der Endenergieverbrauch der EU um 57 Prozent gegenüber dem Trend reduziert werden, mit Einsparungen an Energiekosten von 500 Milliarden Euro pro Jahr. Der Stromverbrauch könnte 37 Prozent niedriger liegen als im Trend, also nicht ganz so stark zurückgehen wie Endenergie insgesamt; auch diese Studie berücksichtigt zusätzlichen Stromverbrauch durch Elektromobilität und Wärmepumpen (BMU und ISI 2012).

Abbildung 1 zeigt spezifische Kosten der Energieeinsparung in verschiedenen Anwendungsbereichen im Jahr 2020 sowie die dort binnen zehn Jahren jeweils einsparbaren Treibhausgasemissionen gegenüber dem Trend. Die Steigerung der Stromeffizienz in den Sektoren Industrie, Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (das heißt alle Potenziale links von „Einsparung Prozesswärme“) stellt rund ein Drittel des gesamten wirtschaftlichen Potenzials der Energieeffizienz zur THG-Minderung bereit (IZES et al. 2011). Dabei sind die Stromeffizienzpotenziale bei Lüftung und Klimatisierung, Informations- und Kommunikationstechnologien, Druckluft, Pumpen, Beleuchtung und Kühlung besonders wirtschaftlich.

Abbildung 1

Kosten-Potenzial-Kurve der Energieeinsparung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht



Dargestellt sind die Nettokosten eingesparter Energie; Potenziale gegenüber Trendeinsparung; Wirkung der Ökodesign-Richtlinie im Trend einbezogen; Szenario mit niedrigen Energiepreisen.

Quelle: IZES et al. (2011).

Auch wenn der Trend der Stromverbrauchsentwicklung in Deutschland in den letzten fünf bis sieben Jahren stabil war (wenn man von konjunkturellen und witterungsbedingten Schwankungen absieht) und zuvor mit etwa 0,5 Prozent pro Jahr nach oben wies, sind diese Potenziale ausreichend, um die Ziele der Bundesregierung bis 2020 und 2050 zu erreichen. Der stabile Trend zeigt aber auch, dass dies kein Selbstläufer ist. Zahlreiche Markthemmnisse sind der Grund dafür, dass es die genannten wirtschaftlichen Potenziale der Energieeffizienz überhaupt gibt, denn sie verhindern, dass die Potenziale zu mehr als nur zu einem geringen Teil erschlossen werden. Zu diesen Hemmnissen gehören neben Informationsmängeln die Such- und Transaktionskosten für die Nutzung der vielfältigen möglichen Maßnahmen zur Energieeffizienz, die gegenüber nichtenergieeffizienten Technologien und Lösungen meist höheren Investitionskosten, die Risiko- und Wirtschaftlichkeitskalküle von Unternehmen, die oft Amortisationszeiten von zwei bis maximal fünf Jahren erwarten (vergleiche zum Beispiel Gillingham et al. 2009), sowie die unterschiedlichen Interessen von Vermietern und Mietern oder Gebäudeentwicklern und Käufern. Diese Hemmnisse legitimieren gleichzeitig die Politik, durch Fördern, Fordern und Informieren die Marktakteure dabei zu unterstützen, die Potenziale der Energieeffizienz zu nutzen. Indem die Politik die Hemmnisse abbaut und die Transaktionskosten verringert, kann ein Großteil der Potenziale tatsächlich wirtschaftlich erschlossen werden.

Länder wie Dänemark oder einige Staaten der USA wie Kalifornien und Vermont zeigen, dass rund zwei Prozent Stromeinsparung pro Jahr (relativ zur Baseline, daher nicht unbedingt absolut) durch politisches Eingreifen erreichbar und wirtschaftlich sind (IEADSM 2012). Auch in Deutschland ist dies möglich. Ein EnergieSparFonds (Irrek und Thomas 2006), der mit 1,5 Milliarden Euro pro Jahr gespeist würde, könnte zusätzliche Stromeffizienz-Investitionen der Unternehmen, Verbraucherinnen und Verbraucher in Höhe von 3,8 Milliarden Euro pro Jahr auslösen und über die nächsten etwa 20 Jahre 7,0 Milliarden Euro (Barwert) pro Programmjahr an Energiekosten einsparen. Innerhalb von zehn Jahren wäre so eine zusätzliche Stromeinsparung von 75 TWh pro Jahr erreichbar. Dies entspricht mehr als zwölf Prozent des heutigen Bruttostromverbrauchs in Höhe von etwa 600 TWh (eigene Berechnungen auf Basis von IZES et al. 2011 für DENEFF 2011). Auch wenn nach vorhandenen Analysen (Nadel 2012, Thomas 2012) 20 bis 25 Prozent der Energieeinsparung durch direkte, indirekte und makroökonomische Rebound-Effekte anderweitig genutzt wird, bleibt doch 75 bis 80 Prozent der originären Einsparung erhalten.

Allerdings sind der in Deutschland bisher umgesetzte Energieeffizienzfonds und weitere Programme der Bundesregierung für Stromeffizienz derzeit weit von einer Größenordnung entfernt, die Impulse setzen könnte. Im Gegenteil: Energie- und Stromeffizienz wird im Moment seitens der Bundesregierung konterkariert – das haben ihre Einwände gegen die und damit Schwächung der EU-Energieeffizienzrichtlinie im Jahr 2012 gezeigt;⁸ belegt wurde es im Mai 2013 mit der Rücknahme des Verbots von Nachtspeicherheizungen ab 2020 (EnEGÄndG 2013).

Kann auch Stromeffizienz einen Beitrag zur Entlastung der Stromnetze und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit leisten?

- Stromeffizienzmaßnahmen führen zu einem Minderverbrauch an elektrischer Energie. In dem Umfang, in dem sie zum Zeitpunkt der Spitzenlast wirksam werden, reduzieren sie die Last, auf die hin Netze ausgelegt werden müssen (vergleiche Kapitel 2). Dieser Effekt ist bisher nicht gezielt eingesetzt worden, angesichts erreichbarer absoluter Einsparungen von etwa ein bis zwei Prozent pro Jahr ist er allerdings mittelfristig wirksam, also für die Netzplanung von Bedeutung. Wenn das Ziel einer absoluten Reduktion des Stromverbrauchs um zehn Prozent bis 2020 erreicht wird und wenn dabei der Lastgang der eingesparten Strommengen dem des bisherigen Verbrauchs gleicht, entspricht dies immerhin einer Reduktion der Höchstlast um mehr als 8000 MW.
- Darüber hinaus können Stromeffizienzmaßnahmen gezielt so gesteuert werden, gegebenenfalls kombiniert mit einem Energieträgerwechsel, dass sie einen gewünschten Lastsenkungseffekt zeitlicher oder regionaler Art mit sich bringen. Beispielsweise könnten gezielt vorhandene elektrische Nachtspeicherheizungen auf Heizungen mit anderen Energieträgern (optimal mit Kraft-Wärme-Kopplung) umgestellt und so vor allem im Winter Strom gespart werden, wenn die Photovoltaik kaum Strom liefert.⁹ Zusätzlich könnte vor allem abends und nachts der Strom-Standby-Verbrauch von

8 www.euractiv.com/energy-efficiency/france-saved-energy-efficiency-d-news-513263 (letzter Zugriff am 29.7.2013).

9 Daher ist gerade im Winter eine Verbrauchsreduzierung wichtig, weil saisonale Stromspeicher auf absehbare Zeit noch weniger verfügbar sein werden als kurzzeitige. Erst wenn wir unter anderem durch einen saisonalen Ausgleich nahezu 100 Prozent Strom aus

Geräten und Anlagen reduziert werden – noch immer laufen viele Lüftungs-, Kälte-, Pumpen- und Druckluftanlagen rund um die Uhr und verbrauchen nutzlos Strom. So könnte die Stromnachfrage gezielt in einer Region systematisch gesenkt werden, zudem in einem direkt angesteuerten zeitlichen Profil. Das Beispiel trägt, wenn im Winter oder Sommer abends oder nachts regelmäßig zu wenig Strom aus fluktuierenden Quellen zur Verfügung steht. Wenn dagegen im Winter tagsüber regelmäßig Engpässe auftreten, bietet sich die Beleuchtung als Ziel verstärkter Beratungs- und Förderprogramme an. Diese Maßnahmen würden zudem, anders als beim reinen Lastmanagement, dauerhaft zu einer Minderung der Nachfrage und damit dauerhaft zu einer Entlastung des Netzbedarfs führen.

Vor diesem Hintergrund liegt es nahe, die Möglichkeiten des gezielten Einsatzes von Effizienzmaßnahmen zur Gewährleistung der „Sicherheit und Zuverlässigkeit“ der Stromversorgung genauer zu untersuchen und zu eruieren, inwieweit und unter welchen Bedingungen sie das nachfrageseitige Flexibilisierungspotenzial durch DSM-Maßnahmen strategisch ergänzen können.

In einer aktuellen Studie (Krzikalla et al. 2013) wird das Potenzial des DSM für die Aufnahme überschüssigen Stroms auf bis zu knapp 9 000 MW, für die Reduktion der Netzlast durch Lastverlagerung auf bis zu 3 000 MW geschätzt. Diese Verlagerungspotenziale bestehen jeweils für einige Stunden. Die Industrie könnte rund die Hälfte bis zwei Drittel beitragen, auf die Haushalte mit und ohne Wärmepumpen verteilt sich der Rest jeweils etwa zur Hälfte. Kurzfristig kann vor allem in der Industrie noch mehr Last verlagert werden. Dies belegt auch eine Studie der Agora Energiewende (vergleiche den Beitrag von Buber et al. in diesem Heft), die allein für Süddeutschland in der Industrie schaltbare Lasten von rund 1 000 MW für die Dauer einer Stunde identifiziert hat. Andere Studien (unter anderem Paulus und Borggreffe 2011, VDE 2012) kommen zu ähnlich großen nutzbaren Potenzialen wie Krzikalla et al.

Was in der Realität auch in Deutschland hinsichtlich DSM möglich ist, haben die Stadtwerke Hannover bereits in den 1990er Jahren gezeigt. Vor der Liberalisierung hatten sie bei großen Unternehmen Verlagerungspotenziale von etwa zwei Prozent der Spitzenlast kontrahiert, um so den damals teuren Strombezug zuzeiten der Netzspitze zu verringern (Wuppertal Institut und ASEW 2003).

4 Vernachlässigung von Stromeffizienz und DSM in unterschiedlichen Politikbereichen

Die regelmäßige Ausblendung der Potenziale von SE und DSM in Politikansätzen in Deutschland ist auffällig. Sie ist dysfunktional, das heißt gute (offensichtliche) Gründe dafür sind nicht zu entdecken. Politiksystemische Gründe dafür könnten sein: (a) die in SE und DSM liegenden wirtschaftlichen Potenziale haben keine „natürliche Lobby“, sie werden wenig thematisiert und treten folglich kaum ins öffentliche Bewusstsein; (b) das politische Mehrebenensystem: Die EU-Ebene verfügt über ein beschränktes Mandat, nur zur Verfolgung von Energieeffizienz und

erneuerbaren Energien hätten, würde Heizstrom nicht mehr vorwiegend aus der Grenzressource Kohle- oder Gaskraftwerke produziert. Vergleiche Kienzl et al. (2013).

erneuerbaren Energiequellen.¹⁰ Das führt dazu, dass der Zwang zur Ausfüllung dessen, was die obere Ebene vorgibt, der unteren Ebene überlassen bleibt, verbunden mit der Aufgabe der Integration – und das stößt da regelmäßig nicht auf Gegenliebe.

4.1 Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Am offenkundigsten ist dieser Widerstand qua Ausblendung im Bereich der Erneuerbaren-Politik. Seit 2009, seit Verabschiedung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen mit ihren verpflichtenden Zielen, hat die entsprechende Politik Deutschlands objektiv umsetzenden Charakter. Die von der EU vorgegebenen Ziele sind keine absoluten Mengenziele, sondern Quotienten-Ziele: Der „Anteil von Strom aus erneuerbaren Quellen am Bruttostromverbrauch“¹¹ hat in gewissen Stichjahren gewisse Werte mindestens zu erreichen. Den Mitgliedstaaten, auch Deutschland, ist es somit freigestellt zu entscheiden, zu welchem Anteil sie die Vorgabe durch Maßnahmen im Zähler, durch Strommengen aus erneuerbaren Quellen, erreichen wollen, und zu welchem Anteil durch Maßnahmen im Nenner, also durch SE-Maßnahmen (Luhmann, Lechtenböhrer und Venjakob 2008). Die Mengenziele festzulegen steht an und wird im Rahmen der gegenwärtig vorbereiteten grundsätzlichen Überarbeitung des EEG geschehen. Die Maßnahmen im Nenner als möglicher Beitrag zum Erreichen der Erneuerbaren-Ziele werden bislang nirgends politisch thematisiert: Es ist nicht ein einziger Ansatz politikvorbereitender Art in diese Richtung auszumachen.

4.2 Netzausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur

Der Netzausbaubedarf wird seit Sommer 2011 von den ÜNB unter Aufsicht durch die BNetzA bestimmt. Das geschieht gemäß den prozeduralen Vorgaben in den neu eingefügten §§ 12 a) bis g) EnWG, wobei darauf hinzuweisen ist, dass das objektive Interesse der ÜNB dadurch geprägt ist, dass ihr Ertrag (aus Neu- und Ausbauvorhaben) im Rahmen der Investitionsbudgets innerhalb der Anreizregulierung grundsätzlich proportional zu den Investitionen ist. In der aktuellen Netzplanung wird gegen die Vorgabe in § 12 a) EnWG, das Elektrizitätsverbrauchsminderungsziel der Bundesregierung (minus zehn Prozent 2020 und minus 25 Prozent 2050 gegenüber 2008) in die planbestimmenden Szenarien einzustellen, verstoßen. Stattdessen wird von einem konstant gehaltenen Stromverbrauch ausgegangen (Luhmann 2013a). Begründet wird die Nichtberücksichtigung der gesetzlichen Vorgabe mit dem Hinweis, dass sich eine Netzausbauplanung immer ein Stück weit an Extremfällen orientieren müsse. Die Bundesregierung hat dies mit Annahme des Bundesbedarfsplans akzeptiert, auch Bundesrat und Bundestag haben inzwischen zugestimmt. Somit bleibt die beabsichtigte Steigerung der Stromeffizienz, die im Energiekonzept von 2010 noch zu den Zielen zählte, bei der Planung der Netzkapazitäten zumindest unberücksichtigt.

10 „Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union“ (AEUV), rechtskräftig seit 1. Dezember 2009 (engl. TFEU). Das Mandat für Energiepolitik im Energieartikel (Art. 194) insgesamt ist da aufgeteilt. Abs. (1) c gibt der EU die Verpflichtung zur „Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen“, das heißt gestattet ihre (gerechtfertigte) Begünstigung gegenüber den fossilen und nuklearen Alternativen.

11 Der Bezug zum Bruttoendenergieverbrauch ist nicht in der Richtlinie selbst zu finden. In ihr steht in Art. 4 (1) ein Verweis auf Anhang VI, der die Mindestanforderungen an NREAPs festhält; dort unter 2 c) steht noch unspezifisch „Elektrizitätsverbrauch“. Im Muster-NREAP (Table 1, FN 5) hat die EU-Kommission, in Ausfüllung dieser unbestimmten Vorgabe, den Bruttostromverbrauch für den Nenner im Elektrizitäts-Sektor-Ziel verbindlich gemacht.

4.3 Das Verordnungs-Duo von Ende 2012 zu abschaltbaren Lasten und für Reservekraftwerke – Mandate und jeweils halbherzige Umsetzung

Kurz vor Weihnachten 2012 hat der Bundesgesetzgeber eine Novellierung des EnWG verabschiedet, in der zwei Verordnungsmandate enthalten sind, die hier sachlich einschlägig sind.

Von Anfang an im Novellierungsentwurf enthalten war in § 13 (1) das Mandat für eine Verordnung für „zu- und abschaltbare Lasten“. In § 13 (4b) findet sich der konkrete Auftrag für die Verordnung für abschaltbare Lasten (AbLaV), mit der das Mandat teilweise ausgefüllt wurde. Die AbLaV wurde, anders als ihre Schwester, die ResKV, parallel zum beziehungsweise schon weit im Vorfeld des Gesetzgebungsprozess ausgearbeitet – vom Bundeskabinett konnte sie so auf Ende 2012 in Kraft gesetzt werden. Diese Verordnung bringt explizit nachfrageseitige Ausgleichsmaßnahmen ins Spiel, also DSM-Artiges. Die AbLaV ist in ihrer Reichweite vielfältig beschränkt.¹² Unter den Beschränkungen wird hier diejenige angeführt, die im Verhältnis zur ResKV interessiert: Die AbLaV erlaubt nur, Produkte auszuschreiben, die so kurzfristig und automatisiert einsetzbar sind, dass sie faktisch Produkten auf den Regelleistungsmärkten (Primär- und Minutenreserve) entsprechen¹³ – die geforderten „Schaltzeiten“ und zu tolerierenden Schaltrhythmen¹⁴ sind ebenfalls recht eingeschränkt, liegen jedenfalls unter dem Leistungsvermögen, welches konventionelle Kraftwerke, die mit der ResKV in die Reservefunktion überführt worden sind, auszeichnet.

Das Mandat für die zweite Verordnung, die Reservekraftwerksverordnung (ResKV), hat einen aktuellen Hintergrund. Im Winter 2011/12 hat es eine angespannte Versorgungslage in Deutschland gegeben.¹⁵ Die Erfahrung der ÜNB aus dem Umgang damit sowie eine strukturelle Erfahrung der Kraftwerksbetreiber haben dazu geführt, dass das Mandat in die am 22. Dezember 2012 verabschiedete EnWG-Novelle als § 13b ganz gegen Ende des Verfahrens noch eingegangen ist.¹⁶

Die strukturelle Erfahrung besteht in der Tatsache, dass Kraftwerke, die einstmals als Spitzenlastkraftwerke konzipiert und teils erst kürzlich aufwändig nachgerüstet worden waren,¹⁷ insbesondere Gaskraftwerke, aus der Wirtschaftlichkeit fielen: Manche Kraftwerke waren zuletzt nicht einmal mehr in der Lage, ihre kurzfristigen Fixkosten durch Betrieb einzuspielen. Ein wesentlicher Doppel-Grund:¹⁸ Die Photovoltaik deckt die traditionelle tägliche Mittagsspitze hinreichend häufig

12 So erlaubt sie gegenwärtig nur die Beteiligung von Großabnehmern (> 50MW), die mindestens auf 110-kV-Ebene angeschlossen sind; außerdem ist beispielweise Pooling engstens beschränkt. Für einen ersten Anlauf ist das alles sachgerecht und verständlich.

13 Vgl. § 5 (1) Nr. 2 AbLaV.

14 Ebd. Nr. 3.

15 Vergleiche die Analyse der Bundesnetzagentur im „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12“ vom 3. Mai 2012.

16 Qua Formulierungshilfe der Bundesregierung: „Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und FDP zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Drittes Gesetz zur Neuordnung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften – Bundestagsdrucksache 17/09 171“

17 Mitteilung von Vera Brenzel, E.ON AG, Head of Political Affairs and Corporate Communications, EU Representative Office Brussels, beim Dritten Fachgespräch des Managerkreises Energiedialog der Friedrich-Ebert-Stiftung zu „Energiewende made in Germany oder à l'Europe?“ am 30. Januar 2013 in Berlin.

18 Die beiden weiteren des Ursachegefüges: (i) Verfall des Preises für CO₂-Emissionsrechte; (ii) relativ hoher Gaspreis in Europa (im Verhältnis zu Kohle).

fig ab (Mengenkomponente) und hat zudem zu sehr niedrigen Strompreisen an der Börse gerade in der Tageszeit geführt, die einstmals die wichtigste Erlösperiode für Spitzenlastkraftwerke war (Preiskomponente). Da der PV-Aufwuchs weiter anhält, verschlechtert sich das Geschäftsmodell der konventionellen Kraftwerke, insbesondere das der Spitzenlastkraftwerke, zunehmend. Das wird von den Kraftwerksbetreibern als eine Situation auf Dauer verstanden, weil sie strukturell bedingt ist. Also haben sie reihenweise angekündigt, entsprechende Kraftwerke stillzulegen.

Dies hat, eingedenk der Winterkrise in Süddeutschland, den Gesetzgeber auf den Plan gerufen. Er hat den Systemverantwortlichen die Mittel dafür an die Hand gegeben, a) „systemrelevante Anlagen“ an bestimmten Netzknoten weiter zur Verfügung zu halten und b), für den Fall, dass das nicht reicht, wurde auch ein Mandat zur Neuerrichtung entsprechender Anlagen erteilt.

An exakt dieser Stelle liegt eine Einladung zu einer Engführung vor – in den Rechtstexten wird damit denn auch ambivalent umgegangen. Erforderlich sind regionale Reservekapazitäten, und zwar solcher Art, wie sie konventionelle Kraftwerke bieten. Solche Kraftwerke sind, rechnet man ihr Lager an chemisch gespeicherter Energie in Form von (fossilen) Energieträgern ihnen zu, Langfristspeicher mit hoher Kapazität. Konventionelle Kraftwerke aber sind nur eine Ausgleichsoption auf der Seite der Erzeugung.¹⁹

Die Pointe von „Ausgleich“ ist, dass zu dieser Aufgabe der Balancierung (prinzipiell) auch von Seite der Nachfrage Beiträge zu erbringen sind. Die ResKV ist demnach dann und nur dann nichtdiskriminierend (gegenüber nachfrageseitigen Ausgleichsoptionen), wenn sie entweder selbst dafür (symmetrisch) geöffnet ist oder an dieser Stelle die AbLaV ins Spiel käme. Relevant ist diese Frage gegenwärtig angesichts einer hohen Zahl von bestehenden Erzeugungsanlagen, die aus der Wirtschaftlichkeit fallen, selbstverständlich nur für den Fall der Neuerrichtung²⁰, der nur ein Ausnahmefall sein kann.

Der Bundesregierung wurde in § 13b (1) EnWG das Mandat erteilt,

„[...] Regelungen vorzusehen [...] zur Beschaffung einer Netzreserve aus vorläufig stillgelegten Anlagen, aus von vorläufiger oder endgültiger Stilllegung bedrohten Anlagen und in begründeten Ausnahmefällen aus neuen Anlagen zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.“

Der erwähnte Ausnahmefall wird in der Umsetzung, in der ResKV, zunächst im Rahmen der Beschreibung des Verfahrens angesprochen, in § 3, bei der Thematisierung der regelmäßig vorzunehmenden Systemanalyse. Die Feststellung eines allfälligen Neuerrichtungsbedarfs und das Verfahren der Planung der konkreten Maßnahme sind wie folgt beschrieben:

19 Mit diesem Satz ist die intendierte beziehungsweise erlaubte Art des Einsatzes von Anlagen in dieser Reserve mit „Ausgleich“ bezeichnet – die rechtlich exakte Formulierung (in § 11 (2) lautet „zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“. Das Recht, so zugespitzt zu formulieren, leiten wir aus der Erwartung ab, dass in Perioden des Mangels jegliche Einsatzweise realisiert werden wird und auch gerechtfertigt ist.

20 „Neuerrichtung“ könnte asymmetrisch formuliert klingen – gemeint ist hier aber sowohl die Neuerrichtung einer Erzeugungsanlage als auch die ‚Implementierung‘ eines DSM/SE-Potentials.

„Kommen die Übertragungsnetzbetreiber in der Systemanalyse zu dem Schluss, dass die Beschaffung einer neuen Anlage [...] erforderlich ist, sind eventuelle alternative Maßnahmen darzustellen und zu bewerten“ (§ 3 (2)).

Hier, für den Ausnahmefall, wird von „Anlage“ beziehungsweise „Erzeugungskapazitäten“ abgegangen, hier wird auf den allgemeineren Begriff „Maßnahmen“ gewechselt – und das vorangestellte „alternativ“ soll unseres Erachtens besagen: „alternativ zu Anlagen“. Das heißt: Unter den möglichen Lösungsoptionen soll *nicht* allein auf Kraftwerke und Speicher abgestellt werden. Nach unserem Verständnis ist hier im Text der ResKV selbst die Tür geöffnet für SE- und DSM-Maßnahmen.

In der ResKV ist dann aber ein (begrifflicher) Bruch, eine Inkonsistenz, festzustellen – der Weg durch die in § 3 (2) ResKV geöffnete Tür wird nicht beschritten. Das weitere Verfahren im Ausnahmefall, nach Feststellung des Erfordernisses einer „neuen Anlage“ im Rahmen der Systemanalyse, ist in § 8 detailliert geregelt. Im dortigen Ablaufschema ist die Verpflichtung zur Darstellung von „alternativen Maßnahmen“ und deren Bewertung, also zur Abwägung mit der Neuerrichtung einer „Anlage“, nicht aufgenommen worden – sie fehlt. Es fehlt auch, was denkbar wäre, ein Bezug zu den Optionen der AbLaV. Die vorliegende Formulierung des Planungsverfahrens in § 8 widerspricht dem Mandat dazu in § 3 (2). Dort, in § 8, sind nur die Verfahrensschritte bis zur Ausschreibung beziehungsweise Eigenerrichtung einer „neuen Anlage“ aufgeführt.

Dieses inkonsistente, DSM-ausblendende Vorgehen ist für sich selbst gesehen natürlich von geringer Bedeutung, insbesondere da die Regelung nur bis 2017 Bestand hat. Doch geht es um etwas sehr Grundsätzliches, wenn man realisiert, dass eine generelle Maßgabe für neue Ausgleichskapazitäten zur Versorgungssicherheit bereits mit dem 3. Liberalisierungspaket der EU (2009/72/EG, dort Art. 8) vorgegeben war und zur Umsetzung (über 2017 hinaus) ansteht. Gesetzlich wurde das Paket im Sommer 2011 in Deutschland als Teil der Post-Fukushima-Gesetzgebung auch bereits umgesetzt. In das EnWG wurde § 53 aufgenommen, der eine entsprechende Verordnungsermächtigung enthält. Dessen Umsetzung steht aus. Der Wortlaut dort:

„Sofern die Versorgungssicherheit im Sinne des § 1 durch vorhandene Erzeugungskapazitäten oder getroffene Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist, kann die Bundesregierung durch Rechtsverordnung [...] ein Ausschreibungsverfahren ... auf der Grundlage von Kriterien für neue Kapazitäten oder Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen vorsehen ...“

Das ist die EU-seitig vorgegebene Mandatslage. Vor ihrem Hintergrund sticht ins Auge, dass die aktuelle Vorgehensweise der Bundesregierung DSM noch nicht angemessen ernst nimmt. Da die Umsetzung von § 53 aber ansteht, lohnt es, die Ausnahmeregelung europarechtlich zu würdigen.

4.4 Europarechtliche Vorgaben zur Rangfolge von angebots- und nachfrage-seitigen Reservekapazitäten

Man kann sich fragen: Ist die Weise, die DSM in § 13b EnWG mandatiert beziehungsweise faktisch in der Ausnahmeregelung nach ResKV ausgeschlossen wurde, europarechtskonform? Ein Blick in die Grundlagen zeigt: „Energieeffizienz/Nachfragesteuerung“ ist in der Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) definiert als ...

„ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, in dem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazität eingeräumt wird.“

Die Hervorhebung zeigt zunächst: Energieeffizienz und DSM sollen Vorrang vor neuen Kraftwerken haben. Das gilt für Kraftwerke jeglicher Art, also quellen-invariant. Es gilt auch für Erzeugungskapazitäten, die auf erneuerbare Quellen zurückgreifen – sie müssen nur ausgleichsfähig sein, also in der Regel auf chemisch gespeicherte Energieträger zurückgreifen, die verbrannt werden. Das heißt, der (faktische) Ausschluss von DSM in der ResKV ist nicht europarechtskonform.

5 **Schlussfolgerung**

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland ist eine der größten technischen wie gesellschaftlichen Herausforderungen unserer Zeit. Sie erfordert eine Umorientierung auch im Bereich der Ausgestaltung des Strommarktes, da die heutigen Großkraftwerk geprägten Strukturen für die Integration steigender Mengen volatil in die Netze eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Energien nicht ausgerichtet worden sind, um eine zu jeder Zeit vollständig sichere Stromversorgung aufrechtzuerhalten.

Dieser Gestaltungsaufgabe kann umso erfolgreicher entsprochen werden, je konsequenter von Anfang an auf das gesamte Portfolio der zur Verfügung stehenden Optionen gesetzt wird. Bisher geschieht dies aber nicht. Es erfolgt vielmehr – historisch nachvollziehbar – eine weitgehende Konzentration auf Steuerungsmöglichkeiten auf der Seite der Stromerzeugung. Die nachfrageseitigen Möglichkeiten des Demand Side Managements oder auch der gezielten Umsetzung von Stromeffizienzmaßnahmen als eine Option, die nicht nur zu einer Verschiebung, sondern zu einer De-facto-Verringerung der Nachfrage führt, werden weitgehend unterschätzt.

Dies ist umso erstaunlicher, als mit Stromeffizienzmaßnahmen weitere Vorteile verbunden sind. Viele der heute bekannten Effizienztechnologien sind unter heutigen Bedingungen wirtschaftlich einsetzbar und haben das Potenzial, die Energierechnung der Verbraucher trotz steigender spezifischer Preise zu stabilisieren und damit dauerhaft zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende beizutragen. Darüber hinaus ist die Umsetzung von Stromeffizienzmaßnahmen in der Breite geeignet, in erheblichem Umfang nicht nur weitere technologische Entwicklungen anzuregen, sondern aufgrund der hohen Dynamik auf dem in diesem Segment wachsenden Weltmarkt auch beschäftigungs- und industriepolitische Impulse zu induzieren.

Die Jahrhundertaufgabe Energiewende erfordert es, Optimierungspotenziale auf allen Ebenen zu suchen (erzeugungs- wie nachfrageseitig), Synergieeffekte zu identifizieren und bei der Ausgestaltung der zukünftigen Rahmenbedingungen eine erzeugungsseitige Schlagseite zu vermeiden.

Literaturverzeichnis

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (2012): Policy Report. Contribution of Energy Efficiency Measures to Climate Protection within the European Union until 2050. Berlin/Karlsruhe.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010.
- Bundestag (2012): Abschaltverordnung (28.11.2012) Verordnung der Bundesregierung. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Drucksache 17/11671.
- Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (DENEFF) (2011): 10 Punkte Sofortprogramm – wirtschaftlicher und schneller Atomausstieg durch Energieeffizienz. Berlin.
- Döring, Peter (2012): Dezentralisierung versus Verbundwirtschaft. Die Diskussion um die Regulierung der Elektrizitätswirtschaft im Vorfeld des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935. In: Hendrik Ehrhardt und Thomas Kroll (Hrsg.): Energie in der modernen Gesellschaft. (Zeithistorische Perspektiven) Göttingen, 119–148.
- EnEGÄndG (2013): Viertes Gesetz zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes, Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 36, 2197–2200 vom 12.07.2013.
- Europäisches Parlament und Rat (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. OJ L 140/16 vom 5.6.2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:L140:0016:0062:de:PDF>
- IEADSM (2012): Best Practices in Designing and Implementing Energy Efficiency Obligation Schemes. Research Report Task XXII of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. Report prepared by The Regulatory Assistance Project, Paris.
- Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie und Bremer Energie Institut (BEI) (2011): Erschließung von Minderungspotenzialen spezifischer Akteure. Instrumente und Technologien zur Erreichung der Klimaschutzziele im Rahmen der nationalen Klimaschutzinitiative (EMSAITEK-NKI). Endbericht zu Part I. Saarbrücken, Bremen, Wuppertal. Februar 2011.
- Irrek, Wolfgang und Stefan Thomas (2006): Der EnergieSparFonds für Deutschland. edition der Hans Böckler Stiftung Nr. 169. Düsseldorf.
- Kenneth Gillingham, Richard G. Newell und Karen Palmer (2009): Energy Efficiency Economics and Policy. Annual Review of Resource Economics, 1 (1), 597–620.
- Kienzlen, Volker, Veit Bürger, Michael Nast, Martin Pehnt und Maïke Schmidt (2013): Elektrische Widerstandsheizung. Positionspapier, März 2012, ergänzt Januar 2013. Karlsruhe, Freiburg, Stuttgart, Heidelberg.
- Krzikalla, Norbert, Siggie Achner und Stefan Brühl (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Eine Studie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), Aachen.
- Luhmann, Hans-Jochen (2013a): Das Verfahren der Öffentlichkeitsbeteiligung in der Stromnetz-Ausbauplanung – eine erste Bewertung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63 (4), 32–36.

- Luhmann, Hans-Jochen (2013b): Der prekäre Stand der Gewährleistung sicherer Stromversorgung während der Energiewende. *Wirtschaftsdienst*, 93 (5), 302–306.
www.wirtschaftsdienst.eu/archiv/autor/1150/
- Luhmann, Hans-Jochen, Stefan Lechtenböhmer und Johannes Venjakob (2008): Energieträgerqualitätsziele – ein innovativer Ansatz zur Weitergabe der Synergie von Energieeffizienz- und REN-Verpflichtungen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58 (6), 54–58.
- Nadel, Steven (2012): The Rebound Effect: Large or Small? An ACEEE White Paper. Washington, D. C., ACEEE,
- Paulus, Moritz und Frieder Borggrefe (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy*, 88 (2), 432–441.
- ResKV (2013): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung) vom 27. Juni 2013.
- ResKWV (2013): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung – ResKVO). Referentenentwurf der Bundesregierung, Stand 12.04.2013.
- Thomas, Stefan (2012): Energieeffizienz spart wirklich Energie – Erkenntnisse zum Thema „Rebound-Effekte“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (8), 8 ff.
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt a. M.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Kurzfassung. Endbericht im Auftrag der E.ON AG. Wuppertal.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie und Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung im VKU (ASEW) (2003): Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt. Wie Energieunternehmen und andere Akteure Energieverbraucher beim Energiesparen unterstützen können und wie die Politik dies fördern kann. Wuppertal, Köln.