

Schmitt, Stephan

Working Paper

Energieeffizienz und Netzregulierung

WIK Diskussionsbeitrag, No. 389

Provided in Cooperation with:

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Suggested Citation: Schmitt, Stephan (2014) : Energieeffizienz und Netzregulierung, WIK Diskussionsbeitrag, No. 389, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/227002>

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.

Energieeffizienz und Netzregulierung

Autor:
Stephan Schmitt

Bad Honnef, November 2014

Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef
Deutschland
Tel.: +49 2224 9225-0
Fax: +49 2224 9225-63
E-Mail: info@wik.org
www.wik.org

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin und Direktorin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor Abteilungsleiter Post und Logistik	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzende des Aufsichtsrates	Dr. Daniela Brönstrup
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7225
Steuer-Nr.	222/5751/0722
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 123 383 795

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	III
Summary	IV
1 Einleitung und Gang der Untersuchung	1
2 Politische und rechtliche Ausgangslage	4
2.1 Vorgaben von Europäischer Ebene	6
2.2 Nationale Gesetzgebung und Umsetzung Europäischer Vorgaben	10
3 Systematisierung und Bewertung möglicher Handlungsfelder	12
3.1 Neue Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz	13
3.1.1 Energieeffizienzverpflichtungssysteme	13
3.1.2 Nationaler Energieeffizienzfonds	16
3.1.3 Ökonomische Bewertung	17
3.2 Beseitigung potentieller Hindernisse und negativer Anreize in Energienetzen und deren Regulierung	23
3.2.1 Hebung von Energieeffizienzpotenzialen durch den Netzbetreiber	24
3.2.2 Weiterentwicklung der Netztarifierung	28
4 Internationale Erfahrungen	31
5 Zusammenfassung und Fazit	37
Literaturverzeichnis	43

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Energieeffizienz als Brückenfunktion	1
Abbildung 2-1:	Zeitliche Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und der Energieproduktivität in Deutschland	5

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Aktuelle Netztarifierungs-Projekte in Europa	36
--------------	--	----

Zusammenfassung

Die Steigerung der Energieeffizienz stellt ein vielversprechendes und oftmals noch ungenutztes Instrument dar, um den Wandel der Energiewirtschaft mitzugestalten. Bisher spielte der Netzbereich des Energiesektors dabei kaum eine Rolle. Das übergeordnete Ziel von Energieeffizienzverbesserungen ist es, den Energieverbrauch dauerhaft zu senken. Die Energieeffizienz Richtlinie 2012/27/EU (EER) setzt in diesem Zusammenhang neue Maßstäbe, indem sie die Energieeffizienzanforderungen für die Zeitperiode 2014 bis 2020 im Vergleich zu früheren Vorgaben weiter verschärft. Um den strengeren Anforderungen gerecht werden zu können, ist die Hebung neuer, bislang ungenutzter Energieeffizienzpotenziale unerlässlich. So rückt die EER anders als frühere Richtlinien die Rolle von Netzbetreibern und Netzregulierung bei Energieeffizienzmaßnahmen weitaus stärker in den Mittelpunkt der Betrachtung. Daraus lassen sich drei mögliche Handlungsfelder ableiten. Die ersten beiden, nämlich die Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems und die Einrichtung eines nationalen Energieeffizienzfonds, stellen für Deutschland neuartige Instrumente dar. Von Interesse für die ökonomische Bewertung ist hierbei insbesondere die konkrete Ausgestaltung der Instrumente durch den Gesetzgeber, da die EER den Nationalstaaten diesbezüglich große Gestaltungsfreiheit gewährt. In Bezug auf Energieeffizienzverpflichtungssysteme ist zudem zu klären, ob die Energieversorgungsunternehmen/Lieferanten oder die Netzbetreiber die verpflichteten Akteure sind oder ob alternative strategische Maßnahmen zur Anwendung kommen. Das dritte Handlungsfeld ist die Beseitigung potentieller Hindernisse und negativer Anreize in Energienetzen und deren Regulierung. Zum einen können die regulierten Netzbetreiber durch eigene Investition einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten, wobei sie hinsichtlich ihrer (Investitions-)Entscheidungen oftmals nicht vollkommen frei agieren können. Vielmehr sind sie der Anreizregulierung unterworfen, die möglicherweise in bestimmten Fällen Investition behindern oder erschweren kann. Zum zweiten können durch die Weiterentwicklung der Netztarifizierung in Richtung verursachergerechtere und kostenreflektierende Tarife Anreize zur verstärkten Nutzung von Energieeffizienzmaßnahmen gesetzt werden (wie zum Beispiel im Bereich der Laststeuerungsmaßnahmen).

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Netzbereich ein bisher vernachlässigtes Element im Bereich der Energieeffizienzmaßnahmen darstellt. Dabei kann das Energienetz Informationsquelle und Wegbereiter für viele Arten von Effizienzmaßnahmen sein. Dies gilt insbesondere für neue Formen von Energieeffizienzmaßnahmen, die bisher selten oder gar nicht genutzt worden sind.

Summary

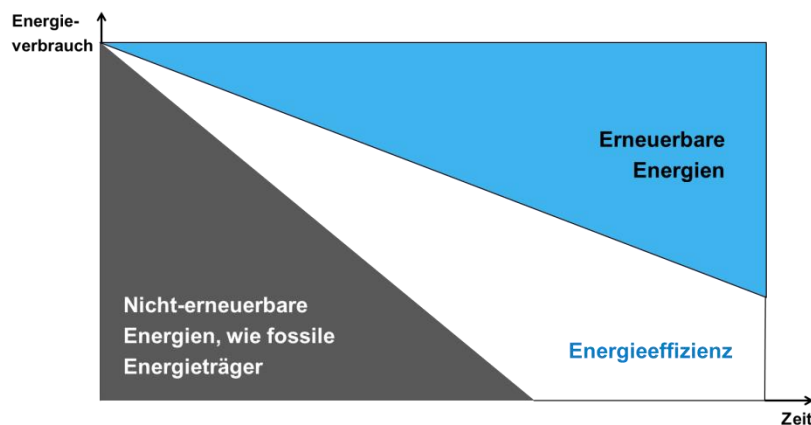
An increase in energy efficiency offers a promising and often untapped instrument for the transition of the energy sector. The overall goal of energy efficiency improvements is a permanent decrease in energy consumption. In comparison to previous standards, the energy efficiency directive 2012/27/EU (EED) further tightens the energy efficiency goals for the period 2014 until 2020. In order to deal with the stricter requirements, new and yet unexploited energy efficiency potentials need to be tapped. For this reason the EED extends the focus also to the role of network operators and network regulation. Three possible fields of activities can be deduced from the directive. The first two, the introduction of an energy efficiency obligation scheme and the establishment of an energy efficiency national fund, are novel instruments for Germany. An economic evaluation of these instruments depends substantially on their actual design, as the underlying formulation in the EED is rather general. For the energy efficiency obligation it is of major importance, whether energy suppliers or network operators are the obliged parties or whether other policy measures are applied to achieve energy savings among final customers. The third field of activity is the removal of potential obstacles and negative incentives in energy grids and its regulation. On the one hand, regulated network operators may increase energy efficiency by own investments. However, they are not totally free with regard to their (investment-) decisions due to existing incentive regulation, which in some cases might impede investments. On the other hand, more cost-reflecting network tariffs can provide stronger incentives for an increased use of energy efficiency measures by third parties, as e.g. demand side management.

Overall, the energy grids seem to be a neglected element within the scope of energy efficiency measures. However, the grid can be information source as well as trailblazer for many types of efficiency measures. This is in particular true for new, yet untapped forms of energy efficiency measures, which have not been applied in the past.

1 Einleitung und Gang der Untersuchung

Die Energiewirtschaft befindet sich schon seit fast zwei Jahrzehnten in einem tiefgreifenden Wandel. Wesentliche Treiber dieses Transformationsprozesses sind unter anderem die Hebung bisher ungenutzter Effizienzpotentiale, der Konsumentenschutz, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie das Ziel des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung. Die Steigerung der Energieeffizienz stellt dabei ein vielversprechendes und oftmals noch ungenutztes Instrument dar, um den Wandel mitzugestalten. Das übergeordnete Ziel von Energieeffizienzverbesserungen ist die dauerhafte Senkung des Energieverbrauchs, was nicht nur zu langfristigen Kosteneinsparungen auf Seiten der Konsumenten führen kann, sondern auch positive Effekte für die Versorgungssicherheit zur Folge hat. Darüber hinaus kann ein Rückgang der Energienachfrage dabei helfen, schneller unabhängig von fossilen Energieträgern zu werden und dementsprechend Emissionen zu reduzieren bzw. in der langen Frist sogar eine emissionsfreie Energieerzeugung zu gewährleisten. In diesem Sinne kann die Energieeffizienz die Rolle einer Brückenfunktion übernehmen, was Abbildung 1-1 veranschaulicht. Neben der Energieeffizienzverbesserung gibt es auch weitere Möglichkeiten, die Energienachfrage dauerhaft und nachhaltig zu senken. Die einfachste Möglichkeit besteht in einer freiwilligen Senkung des Energieverbrauchs, d.h. in einem Konsumverzicht. Während dies zu Nutzeneinbußen seitens des Konsumenten führen kann, da bewusst auf die Inanspruchnahme eines energiebasierten Produktes oder einer energiebasierten Dienstleistung verzichtet wird, beeinflusst eine gesteigerte Energieeffizienz das Nutzerverhalten in der Regel nicht.

Abbildung 1-1: Energieeffizienz als Brückenfunktion



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Homepage von eceee (<http://www.eceee.org>).

Den Begriff der *Energieeffizienz* gilt es vom Begriff der *Energieeinsparung* zu unterscheiden und abzugrenzen. Die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU definiert in Artikel 2 Energieeffizienz als „das Verhältnis von Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zu Energieeinsatz“. Kurz gefasst entspricht dies dem Verhältnis von er-

zieltem Nutzen zur eingesetzten Energie. Im Gegensatz dazu definiert die EU-Richtlinie Energieeinsparung als „die eingesparte Energiemenge, die durch Messung und/oder Schätzung des Verbrauchs vor und nach der Umsetzung einer Maßnahme zur Energieeffizienzverbesserung und bei gleichzeitiger Normalisierung der den Energieverbrauch beeinflussenden äußeren Bedingungen ermittelt wird“. Vereinfacht ausgedrückt entspricht dies der Energiemenge, die durch eine energieeffizienzsteigernde Maßnahme eingespart wird. In vielen Fällen lässt sich das Energieeinsparpotenzial einer technischen Effizienzverbesserung nicht zu 100% in eine Energieeinsparung umsetzen. So können Konsumenten durch eine Maßnahme zur Effizienzsteigerung dazu verleitet werden, mehr Energie zu verbrauchen, was die theoretisch mögliche Energieeinsparung teilweise konterkariert. Im Extremfall ist es sogar möglich, dass die Effizienzsteigerung den Energieverbrauch insgesamt erhöht, was einer Überkompensation der theoretisch möglichen Energieeinsparung gleichkäme. In der Literatur wird diese Situation als *Rebound-Effekt* bezeichnet.¹ Die Bandbreite empirischer Schätzungen des Rebound-Effektes divergieren teilweise sehr stark je nach angewandter Methodik und untersuchtem Energie-Konsumbereich. Einen Überblick über verschiedene Studien liefern Madlener und Alcott (2011). Demnach können zwischen ca. 30% und über 100% der durch Effizienzsteigerungen erwarteten Einsparungen wegen (direkten und indirekten) Rebound-Effekten nicht realisiert werden.

Sowohl auf nationaler wie auch europäischer Ebene gibt es diverse staatliche Vorgaben zum Thema Energieeffizienz. Von zentraler Bedeutung ist die Energieeffizienz Richtlinie 2012/27/EU. Aus ökonomischer Sicht lässt sich die Frage stellen, warum der Staat überhaupt durch Vorgaben zur Energieeffizienzverbesserung in den Markt eingreifen sollte. Der Theorie funktionierender Wettbewerbsmärkte folgend sollte Energie gemäß ihrer Knappheit bepreist werden, was letztendlich eine effiziente und wohlfahrtsoptimale Allokation impliziert.² Darüber hinaus sollte ein nutzenmaximierender Akteur von sich aus in Effizienzverbesserungsmaßnahmen investieren, von denen er sich langfristig einen positiven Nettonutzen verspricht – ohne dass staatliches Eingreifen vonnöten ist. Das Vorliegen von *Marktversagen* führt jedoch in der Regel dazu, dass Märkte nur eingeschränkt funktionieren, was staatliches Eingreifen in den Markt rechtfertigen kann. Die Begründung dafür ist, dass ein Staatseingriff dabei helfen soll, die aus dem Marktversagen resultierenden Wohlfahrtsverluste zu kompensieren.³ In Bezug auf Regelungen zur Energieeffizienz sind vor allem zwei potenzielle Marktversagenstatbestände von Bedeutung.

¹ Generell gilt es, den direkten Rebound-Effekt vom indirekten Rebound-Effekt zu unterscheiden. Der direkte Rebound-Effekt bezieht sich nur auf die direkt betroffenen Produkte (Güter und Dienstleistungen), die durch den technischen Fortschritt effizienter geworden sind; der indirekte Rebound-Effekt berücksichtigt hingegen den Energiemehrkonsum, der daraus resultiert, dass der Konsument durch die Effizienzverbesserung mehr Geld zur Verfügung hat, das er für andere Dinge ausgeben kann, die Energie verbrauchen (vgl. Madlener und Alcott, 2011).

² Siehe z.B. Sturm und Menzel (2009).

³ Siehe z.B. Pindyck und Rubinfeld (2013).

Erstens sind dies *negative Externalitäten*. Bei vielen wirtschaftlichen Entscheidungen der relevanten Akteure werden die negativen Auswirkungen auf das Klima und die Umwelt nicht oder nur unzureichend berücksichtigt. In anderen Worten, es erfolgt keine (vollständige) Internalisierung externer Effekte bei der Konsum- bzw. Produktionsentscheidung, was typischerweise Wohlfahrtseinbußen nach sich zieht. Dies kann insbesondere auch negative Konsequenzen für zukünftige Generationen zur Folge haben. Beispielhaft seien hier Treibhausgasemissionen bei der auf fossilen Energieträgern basierenden Stromerzeugung genannt. Trotz schon geltender staatlicher Regelungen, wie der Einführung von CO₂-Zertifikaten, findet seitens der Stromproduzenten auch heute noch keine vollständige Internalisierung der externen Umweltkosten statt. So konnte der niedrige CO₂-Emissionsrechtspreis in den letzten Jahren nicht die gewünschte Wirkung entfalten. Die Förderung hocheffizienter Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) ist eine Möglichkeit, wie hier durch Staatseingriff Marktversagen weiter reduziert werden könnte.

Der zweite Tatbestand ist *Informationsmangel*. Danach kann ein Mangel an Information wirtschaftlich handelnde Akteure (insbesondere Konsumenten) dazu veranlassen, von solchen Transaktionen und Investitionen abzusehen, die eigentlich einen langfristig positiven Nettonutzen versprechen. So ist vielen Konsumenten z.B. nicht bewusst, wie groß ihr Energieeinsparpotenzial überhaupt ist, da sie nur über unzureichende Informationen über ihren Energieverbrauch verfügen. Die verpflichtende Einführung intelligenter Verbrauchserfassungssysteme könnte hierbei Abhilfe schaffen. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass aus ökonomischer Sicht staatliche Regelungen zur Energieeffizienz grundsätzlich ihre Berechtigung haben, um Marktversagen entgegenzuwirken.

Diese Studie setzt sich insbesondere mit der Energieeffizienz Richtlinie 2012/27/EU auseinander, welche anders als frühere Richtlinien die Rolle von Netzbetreibern und Netzregulierung bei Energieeffizienzmaßnahmen weitaus stärker in den Mittelpunkt der Betrachtung rückt. Eine durch eine verbesserte Energieeffizienz induzierte Energieeinsparung führt bei vorwiegend arbeitspreisbasierten Netztarifen grundsätzlich zu Mindereinnahmen auf Seiten der Netzbetreiber, da weniger Energie über ihre Leitungen transportiert werden muss. Aus diesem Grunde sollten sie a priori kein allzu großes Interesse haben, in Effizienzmaßnahmen zu investieren. Gleichzeitig kann eine induzierte Senkung des Energieverbrauchs aber auch einen geringeren Netzausbaubedarf zur Folge haben, weshalb das Thema Energieeffizienz in vielerlei Hinsicht große Relevanz für den Netzbereich hat. Nach einer kurzen Darstellung der politischen und rechtlichen Ausgangslage befasst sich der Hauptteil dieser Arbeit zunächst mit neuen Instrumenten zur Steigerung der Energieeffizienz, die von Relevanz für den Netzbereich sind. Im Zuge der Analyse erfolgt eine ökonomische Bewertung der Instrumente. Im zweiten Teil werden potentielle Hindernisse und negative Anreize in Energienetzen und deren Regulierung identifiziert und mögliche Lösungsansätze aufgezeigt. Im Anschluss daran erfolgt ein Vergleich mit Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern. Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse im Fazit zusammengefasst.

2 Politische und rechtliche Ausgangslage

Die Steigerung der Energieeffizienz stellt eine bedeutende gesamtgesellschaftliche Aufgabe dar. In der im Juni 2010 vom Europäischen Rat verabschiedeten „Europa 2020“ Strategie für Beschäftigung und intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum ist Energieeffizienz Teil eines der fünf EU-Kernziele.⁴ Bei diesem Kernziel „Klimawandel und Energie“ ist neben der Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 20% im Vergleich zu 1990 und der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 20% auch eine 20-prozentige Steigerung der Energieeffizienz vorgesehen. Es ist nicht zu erwarten, dass dieser Entwicklungsprozess mit dem Jahr 2020 abgeschlossen sein wird; vielmehr ist von einem langfristigen, generationenübergreifenden Prozess auszugehen.

Von Energieeffizienzverbesserungen im Energiebereich gehen viele positive Effekte aus. Erstens kann durch einen schonenderen Umgang mit knappen Energieressourcen ein Beitrag zur Realisierung von Klimaschutzziele geliefert werden. Zweitens ist von einem reduzierten Importbedarf von Energie und Primärenergieträgern auszugehen, was auch von geopolitischer Bedeutung sein kann. Drittens führt ein durch Energieeffizienzmaßnahmen induzierter Rückgang des Energieverbrauchs zu langfristigen Kosteneinsparungen. Eine geringere Energienachfrage wie auch ein Rückgang der Energieeinfuhren haben in der Regel auch einen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit eines Landes. Dies gilt umso mehr, wenn die Abhängigkeit von unsicheren Bezugsquellen reduziert werden kann. Viertens können innovative technologische Effizienzverbesserungen die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie steigern, was wiederum positive Effekte auf das Wirtschaftswachstum haben sollte.

Das zentrale Ziel von Energieeffizienzverbesserungen ist es, die Energienutzung vom Wirtschaftswachstum eines Landes dauerhaft zu entkoppeln. Ein Blick auf Abbildung 2-1 verdeutlicht, dass dies in Deutschland über die letzten beiden Jahrzehnte betrachtet durchaus gelungen ist. Während der Primärenergieverbrauch leicht rückläufig war, konnte das Bruttoinlandsprodukt deutlich gesteigert werden, sodass die Energieproduktivität von 1990 bis 2012 um 46,4% erhöht werden konnte. Gleichzeitig wird aber auch die Diskrepanz zu den anvisierten Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung vom September 2010 deutlich.⁵ Demnach soll – jeweils gegenüber dem Basisjahr 2008 – die Energieproduktivität bis zum Jahr 2020 verdoppelt werden, während eine Senkung des Primärenergieverbrauches um 20% anvisiert wird. Für das Jahr 2050 ist eine Senkung des Primärenergieverbrauches um 50% geplant.⁶

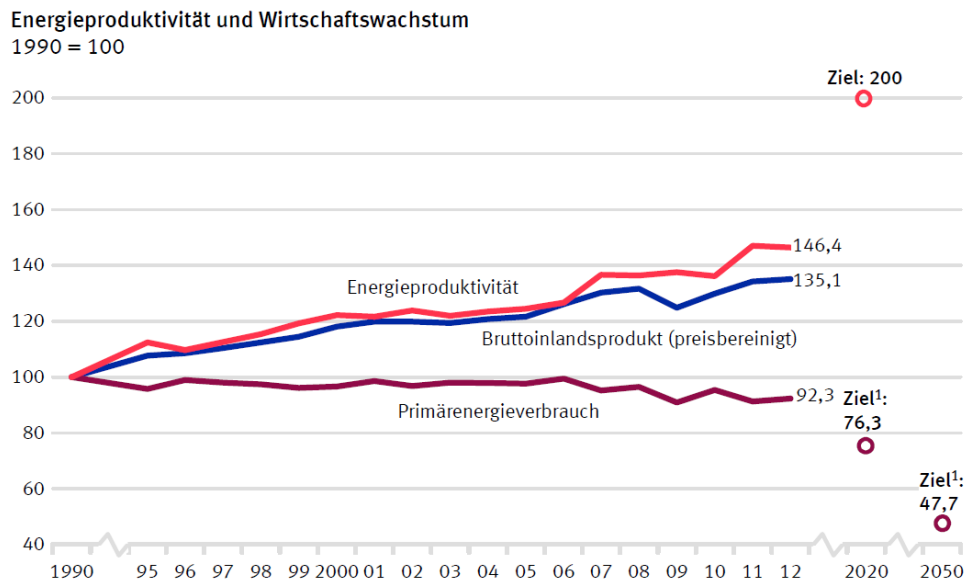
⁴ Vgl. http://ec.europa.eu/europe2020/index_de.htm, Stand: 16.05.2014.

⁵ Vgl.

<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/dokumente.html>, Stand: 16.05.2014.

⁶ Im Energiekonzept der Bundesregierung werden auch Zielvorgaben für den Stromsektor gemacht. So soll dort die Nachfrage bis zum Jahr 2020 (2050) um 10% (25%) sinken (wiederrum jeweils gegenüber dem Jahr 2008).

Abbildung 2-1: Zeitliche Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und der Energieproduktivität in Deutschland



¹Das Ziel entspricht einer Senkung des Primärenergieverbrauchs um 20% gegenüber 2008 (76,3) in 2020 bzw. um 50% gegenüber 2008 (47,7) in 2050 (Energiekonzept)

Quelle: Statistisches Bundesamt, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.

Die Vorgaben des Energiekonzeptes entsprechen einer durchschnittlichen jährlichen Produktivitätssteigerung von 2,1%. Setzt man dies ins Verhältnis zu der von 1990 bis 2010 realisierten jährlichen Steigerung der Energieproduktivität in Höhe von 1,55%,⁷ so wird deutlich, dass es großer zusätzlicher Anstrengungen bedarf, um die für das Jahr 2020 gesetzten Ziele zu erreichen. Möglicherweise reichen also die bestehende Politikinstrumente sowie die heute verfügbaren technischen Optionen in Deutschland nicht aus. Infolgedessen hat sich die Bundesregierung unter anderem dazu entschlossen, die Energieforschungsausgaben im Bereich der Energieeffizienz massiv zu erhöhen. Im Jahr 2013 lagen diese bei 290 Mio. €, was fast einer Verdreifachung im Vergleich zum Jahr 2006 entspricht.⁸

Vor diesem Hintergrund spielen auch europäische wie nationale Vorgaben zur Energieeffizienz eine entscheidende Rolle. In diesem Kapitel werden die neusten Entwicklungen dazu kurz beschrieben, wobei weiter unten diskutierte Schnittpunkte zu Netzbetrieb und Netzregulierung kurz angerissen werden. Im Fokus wird dabei insbesondere die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU (EER) stehen, auf deren Basis die Mitgliedsländer ambitioniertere Ziele und nationale Reformprogramme ableiten müssen.

⁷ Vgl. Ecofys (2012).

⁸ Vgl. Tryfonidou et al. (2014).

2.1 Vorgaben von Europäischer Ebene

Mit der EER wurde ein gemeinsamer allgemeiner Rahmen für Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz in der EU geschaffen, der die bisherigen Maßnahmen „beschleunigen“ soll. Sie basiert insbesondere auf Richtlinie 2004/8/EG zur Kraft-Wärme-Kopplung und Richtlinie 2006/32/EG zur Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, entwickelt diese weiter und ersetzt sie folglich. Daneben gibt es auf europäischer Ebene weitere ergänzende Rechtsakte, die sich explizit mit einzelnen Handlungsfeldern auseinandersetzen. Beispielhaft seien hier Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge, die sogenannte Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG, die sogenannte Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie 2010/30/EU sowie Richtlinie 2010/31/EU zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden genannt. Allen Rechtsakten ist gemein, dass sie darauf abzielen, durch die Beseitigung von Marktversagenstatbeständen die Effizienz bei der Energieversorgung und Energienutzung dauerhaft zu verbessern.

Das Hauptziel der EER ist es, bisher ungenutzte Effizienzsteigerungspotenziale zu nutzen und so sicherzustellen, dass die übergeordneten Energieeffizienzziele der EU erreicht werden. So soll in Bezug auf die gesamte Union der maximale Energieverbrauch 1474 Mio. t RÖE Primärenergie oder 1078 Mio. t RÖE Endenergie betragen, was einer *Steigerung der Energieeffizienz um 20% bis zum Jahr 2020* entspricht. Im Zuge dessen sind alle Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, nationale Ziele und nationale Reformprogramme festzulegen. Dabei ist es den Mitgliedsstaaten explizit erlaubt, auch strengere Maßnahmen vorzugeben, solange diese mit dem Unionsrecht vereinbar sind.

Im EER wird generell zwischen **Maßnahmen der Effizienzverbesserung bei der Energienutzung** (Artikel 4-13), **Maßnahmen der Effizienzverbesserung bei der Energieversorgung** (Artikel 14-15) und **horizontalen Bestimmungen** unterschieden (Artikel 16-21).

Effizienz bei der Energienutzung

Die Richtlinie sieht eine Vielzahl an Maßnahmen vor, mit denen ungenutzte Energieeffizienzpotenziale in der Energienutzung gehoben werden können. So sollen die Nationalstaaten eine langfristige Strategie zur Finanzierung von Gebäudesanierungen entwickeln, wobei Gebäude öffentlicher Einrichtungen besonderen Vorschriften unterliegen, um einen Vorbildcharakter einzunehmen. Gleiches gilt auch für die Beschaffung von Produkten, Dienstleistungen und Gebäuden durch öffentliche Einrichtungen.

Von zentraler Bedeutung sind Energieeffizienzverpflichtungssysteme, die die Staaten einzuführen haben.⁹ Danach sind Energieversorgungsunternehmen/Lieferanten oder Netzbetreiber generell dazu verpflichtet, vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2020 zusätzliche Energieeinsparungen von mindestens 1,5% des jährlichen Energieabsatzes an

⁹ Vgl. Artikel 7 der EER.

Endkunden zu erzielen. Alternativ besteht jedoch für die Nationalstaaten die Möglichkeit, strategische (d.h. politische) Maßnahmen zu ergreifen, die gleichwertige Energieeinsparungen bei Endkunden bewirken. Beispielhaft genannt seien hier: Energie- oder CO₂-Steuern, Finanzierungssysteme und steuerliche Anreize, Regelungen und freiwillige Vereinbarungen zur Nutzung energieeffizienter Technologien, Standards und Normen, Energiekennzeichnungssysteme sowie Energieberatungsprogramme. Des Weiteren verlangt die Richtlinie, dass der Zugang aller Endkunden zu hochwertigen unabhängigen Energieaudits unterstützt werden soll und insbesondere kleine und mittelständische Unternehmen konkrete Informationen über den Nutzen von Energiemanagementsystemen erhalten sollen.

Auch die Verbrauchserfassung nimmt eine wichtige Position ein. Sofern die potenziellen Energieeinsparungen zu den Kosten eines intelligenten Zählers verhältnismäßig erscheinen, sollen Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernwärme, Fernkälte und Warmbrauchwasser individuelle Zähler erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit anzeigen.¹⁰ Bis auf wenige Ausnahmetatbestände sind beim Ersatz bestehender Zähler sowie bei Neubauten und größeren Renovierungen (im Sinne der Richtlinie 2010/31/EU) intelligente Zähler stets zu installieren. Darüber hinaus sollen die Endkunden, egal ob mit intelligenten oder nicht-intelligenten Zählern ausgestattet, durch genaue und kostenfreie Abrechnungsinformationen Kenntnis über ihren tatsächlichen Energieverbrauch erhalten. Verfügt ein Endkunde über ein intelligentes Verbrauchserfassungssystem, soll er einfachen Zugang zu seinen historischen Verbrauchsdaten erhalten können. Dies beinhaltet sowohl Zugriff auf zurückliegende Daten der letzten drei Jahre wie auch Zugriff auf bis hin zu tageszeitlich differenzierten Nutzungszeiten. Zwecks Kontrolle seines Eigenverbrauchs sollen diese Daten dem Endkunden auch elektronisch zur Verfügung gestellt werden können.

Ferner sollen Aktionsprogramme für informierte Verbraucher dazu beitragen, dass Kleinabnehmern wie Privathaushalten Informationen und (finanzielle-) Anreize für eine effiziente Nutzung von Energie geliefert werden. Abschließend werden die EU-Mitgliedsstaaten in ihren nationalen Reformprogrammen dazu aufgefordert, wirksame, angemessene und abschreckende Sanktionen für das Nichteinhalten von Maßnahmen zur Effizienzverbesserung bei der Energienutzung aufzustellen und diese der EU-Kommission vorzulegen.

Von den aufgezählten Maßnahmen zur Energieeffizienzverbesserung bei der Energienutzung ist aus dem Blickwinkel der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde insbesondere der Punkt Energieeffizienzverpflichtungssysteme von Interesse. Werden die Netzbetreiber vom Gesetzgeber dazu verpflichtet, für die entsprechenden jährlichen Energieeinsparungen an Endkunden zu sorgen, setzt sie Artikel 7 der EER unter direkten Handlungsdruck. Je nach Ausgestaltung des Verpflichtungssystems kann dies z.B. bedeuten, dass die Netzbetreiber im Falle der Nichterreicherung der Einsparziele eine

¹⁰ Vgl. Artikel 9 der EER.

Pönale zu entrichten haben.¹¹ Aus Sicht der Regulierungsbehörde kann dieser Artikel aber auch von Relevanz sein, wenn sie für die Verwaltung und Administration des Verpflichtungssystems zuständig ist. In anderen europäischen Ländern, wie z.B. Großbritannien, ist dies schon mehrere Jahre gelebte Praxis.¹²

Effizienz bei der Energieversorgung

Die Energieeffizienzpotenziale in der Energieversorgung liegen zum einen in der Wärm- und Kälteversorgung. So sind die Nationalstaaten aufgefordert, bis zum 31.12.2015 eine Potenzialanalyse für den Einsatz hocheffizienter¹³ Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgungsinfrastruktur zu erstellen. Darauf aufbauend erfolgt eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse, um eine möglichst ressourcenschonende und kosteneffiziente Art der Wärme- und Kälteversorgung gewährleisten zu können. Im Fall des Vorliegens von Potenzialen, die einen positiven Nettonutzen erwarten lassen, sind die Nationalstaaten dazu angehalten, den Ausbau hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgungsinfrastruktur zu fördern und voranzutreiben. Die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse ist ferner bei Neubauten oder Modernisierungen von Kraftwerken und Industrieanlagen verpflichtend, wobei hiervon im Gesetz einzelne Ausnahmetatbestände aufgelistet werden, unter anderem für reine Spitzenlastkraftwerke oder Kernkraftwerke.

Zum anderen liegen die Effizienzpotenziale in der Energieumwandlung, -übertragung bzw. -fernleitung und -verteilung.¹⁴ Hierbei haben die Nationalstaaten durch ihre Regulierungsbehörden dafür zu sorgen, dass die regulatorischen Vorgaben der dritten Energiebinnenmarkttrichtlinien Strom (Richtlinie 2009/72/EG) und Gas (Richtlinie 2009/73/EG) hinsichtlich der Energieeffizienz auch in die Praxis umgesetzt werden. Zudem sollen negative Anreize auf die Gesamt- und Energieeffizienz des Elektrizitätssektors, die auf Übertragungs- und Verteilnetztarife zurückzuführen sind, beseitigt werden. Bei der Gestaltung von Netztarifen und Netzregulierung sollen die Netzbetreiber ferner dazu angeregt werden, Systemdienstleistungen bereitzustellen, welche die Endkunden in die Lage versetzen, Effizienzgewinne zu erzielen. Gemeint sind hier insbesondere Laststeuerungs-Maßnahmen zur Lastverschiebung oder zur besseren Nutzung dezentral eingespeister Energie.¹⁵ Daneben werden die Nationalstaaten dazu aufgefordert, bis zum 30.06.2015 die Energieeffizienzpotenziale der Gas- und Strominfrastruktur zu bewerten und einen darauf aufbauend konkreten Maßnahmenkatalog zu erstellen. Schließlich werden konkrete Energieeffizienzanforderungen an Übertragungs- und Ver-

¹¹ Diese Thematik soll an dieser Stelle nur kurz angerissen und es sei auf Kapitel 3.1.1 verwiesen, dass sich detailliert damit auseinandersetzt.

¹² Weitere Ausführungen zu Großbritannien erfolgen in Kapitel 4.

¹³ Hocheffiziente KWK-Anlagen gemäß dieser Richtlinie sind KWK-Erzeugungsanlagen, die Primärenergieeinsparungen von mindestens 10% relativ zu einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung gewährleisten, wobei auch KWK-Klein und -Kleinstanlagen als solche klassifiziert werden können.

¹⁴ Vgl. Artikel 15 EER.

¹⁵ Auf eine tiefere Analyse dieser Thematik wird hier verzichtet und es sei auf Kapitel 3.2 verwiesen, das sich detailliert mit den Schnittstellen von Netzregulierung und Energieeffizienz auseinandersetzt.

teilnetzbetreiber formuliert. Diese beinhalten im Wesentlichen den vorrangigen, bedarfsgerechten und garantierten Zugang hocheffizienter KWKs zum Netz, was auch örtlich differenzierte Anschluss- und Netznutzungsgebühren zur Konsequenz haben kann.

Schnittpunkte zwischen Maßnahmen zur Energieeffizienzverbesserung bei der Energieversorgung und der Netzregulierung sind vor allem durch Artikel 15 EER gegeben. Die Beseitigung möglicher negativer (Investitions-) Anreize in der Netzregulierung wie auch die Weiterentwicklung der Netztarifierung (Stichwort dynamische Netzentgelte) können einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz liefern.¹⁶

Horizontale Bestimmungen

Horizontale Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz betreffen in der Regel sowohl die Energienutzung wie auch die Energieversorgung. Sollte beispielsweise ein Nationalstaat nach eigenem Ermessen nicht über ausreichendes Know-how an technischer Kompetenz und Objektivität verfügen, hat er bis zum 31.12.2014 zu gewährleisten, dass Qualifizierungs-, Akkreditierungs- und Zertifizierungssysteme für die beteiligten Akteure zur Verfügung gestellt werden. Dies gilt auch für den freien Zugang zu Informationen über den relevanten Finanz- und Rechtsrahmen sowie über verfügbare Effizienzmechanismen. Daneben ist auch die Gestaltung und Weiterentwicklung eines funktionierenden Marktes für Energiedienstleistungen von großem Interesse, welcher von staatlicher Seite aus weiter gefördert werden soll.

Die EER setzt sich auch explizit mit einer weiteren ökonomischen Problematik, dem *Investor-Mieter-Dilemma*¹⁷, auseinander. Danach kann es vorkommen, dass ökonomisch sinnvolle Investitionen in die Energieeffizienz unterbleiben, wenn der Eigentümer eines Gebäudes nicht gleichzeitig auch der Mieter ist. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass die Vorteile einer Investition möglicherweise nicht (oder in nicht ausreichendem Maße) dem Investor zugutekommen, sondern der anderen Partei. Finanzielle Anreize seitens des Staates oder aber die Beseitigung rechtlicher und sonstiger Hemmnisse zur Lösung dieser *Prinzipal-Agent Problematik* können dabei helfen, die Energieeffizienz zu steigern und sind daher anzustreben.

Ferner werden die Nationalstaaten dazu ermutigt, einen nationalen Energieeffizienzfonds einzurichten. Der Fokus des Fonds sollte auf länderspezifischen Energieeffizienzinitiativen liegen und diese unterstützen und vorantreiben. Neben dem Energieeffizienzfonds sollen weitere Finanzierungsfazilitäten und Programme zur technischen Unterstützung aufgebaut werden.

Die Umsetzung der EER in nationale Rechts- und Verwaltungsvorschriften hatte bis zum 05.06.2014 zu erfolgen. Darüber hinaus haben die Nationalstaaten der EU Kommission gegenüber eine jährliche Berichtspflicht hinsichtlich erreichter Fortschritte bei

¹⁶ Für weitere Ausführungen siehe Kapitel 3.2.

¹⁷ Vgl. Stull (1978).

der Steigerung der Energieeffizienz. Zusätzlich sollen im dreijährigen Rhythmus Energieeffizienz-Aktionspläne an die Kommission übermittelt werden. Stichtag ist jeweils der 30.04. Aufgabe der Kommission ist es nun, die eingehenden Berichte und Pläne eingehend zu prüfen und gegebenenfalls darauf aufbauende Empfehlungen an die Mitgliedsstaaten zu richten. Eine Förderung der Richtlinie seitens der Kommission erfolgt ferner durch die Einrichtung einer Online-Plattform.

Aus den verschiedenen horizontalen Bestimmungen zur Verbesserung der Energieeffizienz ist aus Sicht des Netzbereichs insbesondere die Einrichtung eines nationalen Energieeffizienzfonds von Bedeutung. Sollte beispielsweise der Fonds das in der EER erklärte Ziel verfolgen, kleine Erzeugeranlagen besser in die Netzinfrastruktur zu integrieren und so zu einer effizienteren Nutzung dezentral erzeugten Stroms beitragen, kann dies langfristig einen geringeren Netzausbaubedarf zur Folge haben.¹⁸

2.2 Nationale Gesetzgebung und Umsetzung Europäischer Vorgaben

Der Umsetzungsprozess der im Oktober 2012 verabschiedeten EER ist in vollem Gange. Einen guten Überblick über den aktuellen Stand der Entwicklung in Deutschland liefert die Kommunikationsplattform zur Umsetzung der EU-Energiedienstleistungsrichtlinie der dena.¹⁹ Verschiedene Umsetzungsfristen der Richtlinie sind bereits verstrichen. So sollten die Nationalstaaten der EU-Kommission z.B. bis zum 05.12.2013 die kumulierten Energieeinsparziele für das Jahr 2020 übermitteln. Zusätzlich sollten auch die anvisierten Maßnahmen zur Zielerreichung angeführt werden. Von zentraler Bedeutung war der Stichtag 05.06.2014, bis zu dem die Überführung der EER in nationales Recht abgeschlossen sein sollte. Allerdings wurde diese Frist vonseiten der deutschen Bundesregierung nur teilweise umgesetzt. Noch fehlende ausstehende Aspekte sollen nachgemeldet werden.²⁰

Im Gegensatz dazu ist bei der Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen die Überführung in nationale Gesetzgebung weitgehend abgeschlossen. So wurde im Jahr 2010 das Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G) verabschiedet. Da die EER, wie schon erwähnt, insbesondere auf Richtlinie 2006/32/EG basiert, diese weiterentwickelt und ersetzt, lohnt sich an dieser Stelle ein kurzer Blick auf die wesentlichen Punkte des EDL-G.

Hauptziel dieses Gesetzes ist die Steigerung der Energieeffizienz bei der Energienutzung durch Endkunden. Um diese herbeizuführen wird von der Bundesregierung verlangt, Energieeinsparrichtwerte zu definieren sowie adäquate und kosteneffiziente Stra-

¹⁸ Zu weiteren Ausführungen siehe Kapitel 3.1.2.

¹⁹ Vgl. <http://www.energieeffizienz-online.info/rechtliche-rahmenbedingungen/energieeffizienz-richtlinien/energieeffizienz-rl/aktuelles-zur-umsetzung-der-eed.html#c42148>, Stand: 19.05.2014.

²⁰ Vgl. <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/18/Meldung/energieeffizienz-richtlinie-umsetzungsmittlung-an-die-eu-kommission.html>, Stand 01.08.2014.

tegien zu entwickeln, mit denen die Ziele bis zum Mai 2017 schrittweise erreicht werden sollen.²¹ Der öffentliche Sektor soll hierbei eine Vorbildfunktion einnehmen. Im Sinne der Kontrolle und Dokumentation der Fortschritte bei der Zielerreichung sowie der angewandten Strategien und Maßnahmen zu Effizienzverbesserungen hatte die Bundesregierung jeweils bis zum 30.06. der Jahre 2011 und 2014 einen nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan vorzulegen. Ferner kommt der Information und Beratung der Endkunden eine bedeutende Rolle zu. So müssen die Energieunternehmen diese über Energiedienstleistungen, Energieeffizienzmaßnahmen und Energieaudits unterrichten. Gleichzeitig besteht auch eine Sorgepflicht der Energieunternehmen für ein ausreichendes Angebot an Energieaudits. Das EDL-G erweitert auch den Verantwortungsbereich der Bundesstelle für Energieeffizienz, welches beim Bundesamt für Ausfuhrkontrolle angesiedelt ist. Zentrale Aufgabe der Bundesstelle ist es, die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinien und Gesetze zu beaufsichtigen und voranzutreiben. Im Konkreten bedeutet dies, dass die Bundesstelle für Energieeffizienz unter anderem für die Bestimmung der Energieeinsparrichtwerte, die Vorbereitung der Energieeffizienz-Aktionspläne und das Monitoring des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieeffizienzmaßnahmen und Energieaudits zuständig ist. Darüber hinaus dient sie als Informationsmedium für die Öffentlichkeit sowie als deutsche Koordinierungsstelle zum Thema Energieeffizienz.

Wie auch auf europäischer Ebene so gibt es auch auf nationaler Ebene ergänzende Rechtsakte, die sich einzelner Handlungsfelder der Energieeffizienz annehmen und damit auch oftmals europäische Vorgaben in nationales Recht umsetzen. Zu nennen sind hier unter anderem das Energieeinsparungsgesetz 2009, welches sich mit der Energieeffizienz von Gebäuden auseinandersetzt, das Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz 2011, das Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz 2012 sowie das Energiewirtschaftsgesetz 2013, welches Energieeffizienzpotenziale in der Strom- und Gaswirtschaft adressiert.

²¹ Artikel 4 der Richtlinie 2006/32/EG schreibt den Nationalstaaten eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um durchschnittlich 9% bis zum Jahr 2016 vor. Als Referenzszenario dient der Durchschnittsverbrauch der Jahre 2001 bis 2005.

3 Systematisierung und Bewertung möglicher Handlungsfelder

Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen wie auch das entsprechende nationale Überführungsgesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen aus dem Jahr 2010 thematisieren nur am Rande die Rolle von Netzbetreibern und Regulierung bei Energieeffizienzmaßnahmen und dies auch nur relativ allgemein und unspezifisch. So sind beispielsweise in Artikel 6 der Richtlinie die Verteilnetzbetreiber dazu angehalten, staatlichen Stellen aggregierte Endkundeninformationen zur Verfügung zu stellen, welche für Energieeffizienzprogramme sowie für Energiedienstleistungen und andere Effizienzmaßnahmen von Belang sein können. Daneben sollen die Netzbetreiber die Entwicklung von Märkten nach entsprechenden Energiedienstleistungen und Energieeffizienzmaßnahmen vorantreiben oder zumindest nicht behindern. Ferner sollen Übertragungs- und Verteilnetztarife so ausgestaltet sein, dass sie die Menge an transportierter Elektrizität nicht erhöhen.

Durch die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU (EER) hat sich diesbezüglich einiges geändert. So zeigt die EER verschiedene Ansatzpunkte und Instrumente auf, wie Netzbetreiber und Netzregulierung zu einer Steigerung der Gesamtenergieeffizienz beitragen können. Diese Punkte werden in diesem Kapitel aufgegriffen und eingehend diskutiert. Zunächst stehen mit den Energieeffizienzverpflichtungssystemen und dem nationalen Energieeffizienzfonds zwei für Deutschland neue Instrumente im Mittelpunkt der Betrachtung, die miteinander verglichen und einer ökonomischen Bewertung unterzogen werden. Daran anschließend wird der Frage nachgegangen, welche potenziellen Hindernisse und Verzerrungen in der bestehenden Netzregulierung in Bezug auf Energieeffizienzmaßnahmen unter Umständen existieren und wie diese gegebenenfalls beseitigt werden können. Zum einen wird dabei die Frage untersucht, wie Netzbetreiber durch eigene Investitionen in die Netzinfrastruktur einen Beitrag zur Effizienzverbesserung leisten können. Zum anderen geht es um konkrete Fragen der Weiterentwicklung der Netztarifierung, wodurch Anreize zur verstärkten Nutzung von Energieeffizienzmaßnahmen gesetzt werden können. Beispielhaft sei hier die einfachere Durchführung von Laststeuerungsmaßnahmen genannt wie auch die Förderung des Marktes für Energiedienstleistungen ganz generell.

Im Zuge der ökonomischen Bewertung der neuen Handlungsfelder kommen folgende vier Kriterien zur Anwendung:²²

- **Statische Effizienz:** Statische Effizienz misst, inwieweit ein vorgegebenes Ziel zu minimalen Kosten realisiert werden kann, d.h. es ist ein Maß für den Grad der Kosteneffizienz einer politischen Maßnahme.
- **Dynamische Effizienz:** Bei der dynamische Effizienz steht die Frage im Mittelpunkt, ob das entsprechende Instrument die richtigen Investitions- und Innovati-

²² Angelehnt an Fritsch et al. (2001).

onsanreize für zukünftige Perioden setzt, d.h. hier liegt der Fokus auf den langfristigen Auswirkungen.

- **Ökologische Effektivität und Treffsicherheit:** Ökologische Effektivität setzt sich damit auseinander, ob mit einem Instrument die anvisierten Ziele erreicht werden. Es steht also die Beurteilung der ökologischen Treffsicherheit der Maßnahme im Vordergrund, wobei auch die Wirkungsgeschwindigkeit mit in die Betrachtung einbezogen wird.
- **Politische Durchsetzbarkeit und administrative Praktikabilität:** Die politische Durchsetzbarkeit hat unter anderem Verteilungsaspekte sowie Fragen der Ursachergerechtigkeit im Blick. Dagegen beschäftigt sich die administrative Praktikabilität mit dem administrativen Aufwand zur Umsetzung einer Energieeffizienzmaßnahme. Relevant sind hierbei insbesondere auch die Kosten der Umsetzung sowie die Implementierungsgeschwindigkeit.

3.1 Neue Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz

3.1.1 Energieeffizienzverpflichtungssysteme

Bei einem Energieeffizienzverpflichtungssystem wird durch den Gesetzgeber in einem ersten Schritt ein konkretes Energieeinsparziel definiert, das in einem bestimmten Zeitraum erreicht werden soll.²³ Darauf aufbauend verpflichtet der Gesetzgeber nun in einem zweiten Schritt einen Akteur – typischerweise die Energieversorgungsunternehmen/Lieferanten oder die Netzbetreiber²⁴ –, der dafür Sorge zu tragen hat, dass dieses Einsparziel auch erreicht wird. Die Zielerreichung wird durch ein Bottom-Up Monitoring kontrolliert. Dies bedeutet, dass der verpflichtete Akteur nicht einfach den Energieabatz um das konkrete Energieeinsparziel senken kann. Ferner obliegt es der verpflichteten Partei, den individuellen Nachweis zu führen, dass die geforderte Einsparung auch realisiert wurde. Zur Umsetzung entsprechender Maßnahmen zur Energieeinsparung kann der verpflichtete Akteur entweder selber aktiv werden oder aber entsprechende Maßnahmen durch Dritte durchführen lassen, die dann bilateral oder in einem Handelssystem zertifizierte Einsparungen an die verpflichteten Parteien verkaufen können. Dies bedeutet, dass die verpflichteten Versorger oder Netzbetreiber selbst in den EDL-Markt eintreten und tätig werden, um die Einsparziele zu erfüllen oder aber, dass sie dafür auf Dritte zurückgreifen. Um starke Anreize für eine Zielerreichung zu geben, kann der Ge-

²³ Vgl. hier und im Folgenden Fraunhofer ISI (2014).

²⁴ Sollte der Netzbetreiber der verpflichtete Akteur sein, wäre gegebenenfalls juristisch zu klären, ob dies mit Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vereinbar ist. So verlangt die Richtlinie für vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen eine strikte Trennung der Bereiche Erzeugung und Vertrieb vom Netzbetrieb. Es lässt sich somit die Frage stellen, ob eine Verpflichtung des Netzbetreibers zur Gewährleistung der Energieeinsparung hiermit nicht kollidiert, da insoweit Vertriebsaktivitäten betroffen wären.

setzgeber den verpflichteten Akteur auch mit einer Pönale oder einer anderen Strafmaßnahme belegen.

Artikel 7 der EER verpflichtet alle Nationalstaaten, entweder Energieeffizienzverpflichtungssysteme einzuführen oder aber alternative strategische Maßnahmen zu ergreifen,²⁵ mit denen von 2014 bis 2020 jährliche Energieeinsparungen von mindestens 1,5% des jährlichen Energieabsatzes an Endkunden erzielt werden können. Als Referenzzeitraum dient hierbei der durchschnittliche Energieverbrauch der Jahre 2010 bis 2012, wobei die Nationalstaaten auch von der Möglichkeit Gebrauch machen können, den Energieverbrauch des Verkehrssektors von der Betrachtung auszunehmen. Ferner besteht die Option, die Höhe des kumulierten Endenergieeinsparziels anhand verschiedener Kriterien zu senken;²⁶ allerdings ist dies nur bis zu einer Höhe von maximal 25% des kumulierten Einsparziels zulässig.

Unzweifelhaft hätte vor allem die Einführung von Energieeffizienzverpflichtungssystemen direkte Auswirkungen für Verteilnetzbetreiber (sollten sie der verpflichtete Akteur sein), da sie die Endkunden explizit dazu anreizen müssten, konkrete Energieeffizienzmaßnahmen zu realisieren. Dies könnte beispielsweise durch Beratungs- und Informationsangebote geschehen oder aber durch das Setzen finanzieller Anreize. Im Vergleich dazu ist zu erwarten, dass die Auswirkungen alternativer strategischer Maßnahmen (wie z.B. die Einführung von Energiesteuern, das Setzen steuerlicher Anreize oder die Vorgabe von Effizienzstandards), auf den Netzbereich deutlich geringer ausfallen. Aus diesem Grunde fokussiert die nun folgende Diskussion wie auch die ökonomische Analyse in Kapitel 3.1.3 auf den Konsequenzen einer Einführung der Verpflichtungssysteme.

Laut vorläufiger Mitteilung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission gemäß Artikel 7 und Anhang V der EER vom 05.12.2013 betrug der durchschnittliche jährliche Endenergieverbrauch der Jahre 2010 bis 2012 als Referenzszenario 9.063 PJ (2.518 TWh).²⁷ Aufgrund der Nichtberücksichtigung des Verkehrssektors und der Nutzung der Option, das Einsparziels um 25% zu senken, ergibt sich für den Zeitraum 2014 bis 2020 letztendlich ein kumulatives Endenergieeinsparziel von 2.046,5 PJ (568 TWh). Pro Jahr entspricht dies zusätzlichen Einsparungen in Höhe von rund 73 PJ (20 TWh), was in etwa dem Endenergieverbrauch von Frankfurt am Main gleichkommt (Prognos 2013). Zur Erzielung dieser Einsparungen beabsichtigt die Bundesregierung (auch) alternative strategische Maßnahmen einzusetzen.

²⁵ Eine Liste möglicher strategischer Maßnahmen findet sich in Kapitel 2.1.

²⁶ Eine Senkung des Einsparziels ist aufgrund von vier Kriterien möglich: 1. Möglichkeit der schrittweisen Erhöhung der jährlichen Einsparziele auf die letztendlich geforderten 1,5% ab dem Jahr 2018. 2. Herausrechnung des Energieabsatzvolumens industrieller Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG. 3. Anrechnung von Maßnahmen im Umwandlungssektor gemäß Artikel 14 Absätze 4, 5b und Artikel 15 Absätze 1-6, 9 (hierbei sind insbesondere hocheffiziente KWK Anlagen relevant). 4. Berücksichtigung vorfristiger Energieeinsparmaßnahmen der Jahre 2009 bis 2013.

²⁷ Vgl. ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/article7/2013_de_eed_article7_de.pdf
Stand: 03.06.2014.

Die Frage, wie die kumulativen Endenergieeinsparziele zu erreichen sind, wird auch in der Öffentlichkeit sehr kontrovers diskutiert. So wurden in der jüngeren Vergangenheit eine Vielzahl von Gutachten zu dieser Thematik in Auftrag gegeben. Dem Fokus dieser Arbeit entsprechend stehen im Folgenden die Konsequenzen von Energieeffizienzverpflichtungssystemen und strategischen Maßnahmen aus der Perspektive des Netzes im Mittelpunkt der Betrachtung. Einen guten Überblick über zurzeit diskutierte Vorschläge und Modelle liefert Ecofys (2014). Die zu deckende Umsetzungslücke in Bezug auf Endenergieeinsparungen für den Zeitraum 2014 bis 2020 beziffern die Autoren auf 1.240 PJ (344 TWh) bis 1.440 PJ (400 TWh). Drei Modelle zur Realisierung der geforderten Energieeinsparziele werden miteinander verglichen, wobei insbesondere das Verpflichtungsmodell der GEODE²⁸ sehr konkrete Auswirkungen für Verteilnetzbetreiber zur Folge hätte. Gemäß dieses Modells haben die Verteilnetzbetreiber aufgrund der Tatsache, dass sie als „neutrale“ Akteure über ein geringes Eigeninteresse verfügen, für die im EER geforderten Endenergieeinsparungen zu sorgen, andernfalls drohen ihnen Sanktionen. Eine Überwachung der Zielerreichung soll über die Bundesstelle für Energieeffizienz erfolgen. Es ist zu erwarten, dass die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz von Dritten, im Speziellen von Energiedienstleistern, durchgeführt werden, wobei die Endkunden bei deren Finanzierung Unterstützung erhalten sollen. Zudem ist beabsichtigt, dass insbesondere auf Standardmaßnahmen zur Effizienzsteigerung zurückgegriffen wird. Die Kosten des Modells sollen über eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte gedeckt werden, was bedeutet, dass alle Endkunden die Rechnung dafür zu tragen haben. Bei den beiden anderen in Ecofys (2014) diskutierten Modellen spielt die Netzebene eine eher untergeordnete Rolle. Beim Modell der KfW-Bankengruppe und des WWF Deutschland soll eine vordefinierte Energieeinsparquote über den Handel mit weißen Zertifikaten erreicht werden. „Verpflichtete“ sind hier die Energielieferanten, die dazu angehalten sind, selbst Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz zu entwickeln und umzusetzen. Dieser Wettbewerb unter den Lieferanten soll zu einer effizienten Umsetzung der Maßnahmen führen, da diese an einer besseren Positionierung im Wettbewerb untereinander interessiert sein sollten. Grundsätzlich entsprechen das Verpflichtungsmodell der GEODE wie auch das KfW/WWF-Modell der Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems, da Verteilnetzbetreiber bzw. Energielieferanten zur Gewährleistung der anvisierten Endenergieeinsparungen verpflichtet werden.

Das BUND-Energiesparfondsmodell,²⁹ als dritte Möglichkeit zur Ausgestaltung von Artikel 7 der EER, ist dagegen als alternative strategische Maßnahme zu klassifizieren. Das Modell basiert zum einen auf der Einführung neuer bzw. Forcierung bestehender strategischer Maßnahmen sowie auf der Einrichtung eines „nationalen Energiesparfonds“, welcher bestehende und neue Förderprogramme bündelt sowie wettbewerbliche Ausschreibungen für gewisse Maßnahmen vorsieht. Auch das von Ecofys (2014) selbst

²⁸ Vgl. Vorschlag der GEODE zur Umsetzung von Artikel 7 der EER in einem Impulsvortrag beim Workshop „Kosten-Nutzenanalyse von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland“ am 21.03.2013.

²⁹ Vgl. IFEU (2013).

entwickelte Modell sieht eine konsequente Weiterentwicklung der strategischen Maßnahmen vor. Zudem ist die Einrichtung eines wettbewerblichen Fonds angedacht. Dieser öffentlich verwaltete und aus Steuermitteln gespeiste Fonds verfolgt das Ziel, einen marktgetriebenen Wettbewerb um Energieeffizienzlösungen zu forcieren. Auch Prognos (2013) beschäftigt sich eingehend mit der Analyse alternativer strategischer Maßnahmen, die darauf abzielen, das anvisierte Einsparziel von rund 2.005 PJ (557 TWh) für die Jahre 2014 bis 2020 erfüllen zu können. Das von den Autoren errechnete Potenzial von 2.070 PJ (575 TWh) würde ausreichen, um die Ziele zu erfüllen. Dabei entfallen etwas mehr als die Hälfte des prognostizierten Potenzials auf Preisimpulse, gefolgt von Maßnahmen der Investitionsförderungen (ca. 20%), standardsetzenden Maßnahmen (ca. 15%) und nichtinvestiven Maßnahmen (ca. 10%).

3.1.2 Nationaler Energieeffizienzfonds

Das EER sieht vor, dass die Nationalstaaten die Einrichtung und Nutzung von Finanzierungsfaszilitäten für Energieeffizienzmaßnahmen weiter vorantreiben. Ein einfacherer Zugang zu Finanzierungsquellen wird beispielsweise für solche Maßnahmen und Projekte anvisiert, die sich mit der Erforschung, Demonstration und beschleunigten Umsetzung einer verbesserten Einbindung von kleinen Erzeugeranlagen in die Netzinfrastruktur auseinandersetzen. Eine effizientere Nutzung dezentral erzeugten Stroms kann dazu beitragen, den Netzausbaubedarf insgesamt zu senken. In diesem Kontext werden die Staaten nach Artikel 20 EER explizit dazu ermutigt, einen Nationalen Energieeffizienzfonds aufzubauen, der das Ziel verfolgt, nationale Energieeffizienzinitiativen zu fördern und dabei insbesondere auch länderspezifische Charakteristika und Besonderheiten im Blick hat.

Ein Energieeffizienzfonds ist dadurch gekennzeichnet, dass der handelnde Akteur, der Fondsträger, die zur Verfügung stehenden Finanzmittel anhand fester, vorgegebener Regeln an dafür berechnigte Personen und Institutionen verteilt. Die Mittelvergabe kann dabei entweder nach einem Fördermodell mit festgelegten Fördertatbeständen erfolgen oder aber nach einem Ausschreibungsmodell, bei der die Fördermittel per Ausschreibung in Umlauf gebracht werden. Darüber hinaus ist der Fondsträger für die Verwaltung des Fonds zuständig, wie auch für das Monitoring der geförderten Maßnahmen. Die letztendlich resultierende Energieeinsparung ist zum einen abhängig von der Wirkung der geförderten Programme und zum anderen von der finanziellen Ausgestaltung des Fonds. Der Finanzierung des Energieeffizienzfonds kommt somit eine zentrale Bedeutung zu. Eine Vielzahl an Finanzierungsmöglichkeiten ist hierbei möglich. Neben öffentlichen Mitteln, wie z.B. allgemeine Haushaltsmittel oder Einnahmen aus dem jährlichen Emissionshandel, kommen auch andere Mittel in Betracht, wie beispielsweise eine Umlagefinanzierung über den Endenergiepreis oder aber eine Finanzierung über Jahresbeiträge von Verteilnetzbetreibern und Energielieferanten im Zuge der Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus den Energieeffizienzverpflichtungssystemen. Im Gegensatz zu einer Umlagefinanzierung oder einer Finanzierung über einen jährlichen Unterneh-

mensbeitrag, die typischerweise für eine eher stabile Refinanzierung sorgen, korreliert bei der Steuerfinanzierung die Refinanzierung möglicherweise mit der jeweiligen Haushaltslage, was dementsprechend zu schwankenden Einnahmen des Fonds führen kann.³⁰

3.1.3 Ökonomische Bewertung

Im Folgenden werden die beiden zuvor diskutierten möglichen Handlungsfelder einer ökonomischen Analyse unterzogen. Die Bewertung fußt auf den zu Beginn von Kapitel 3 dargestellten vier Bewertungskriterien: **statische Effizienz, dynamische Effizienz, ökologische Praktikabilität und Treffsicherheit** sowie **politische Durchsetzbarkeit und administrative Praktikabilität**. Zudem werden die individuellen Vor- und Nachteile der beiden Instrumente miteinander verglichen. An dieser Stelle sei kurz darauf hingewiesen, dass beide Instrumente auch nebeneinander existieren können, sodass sie nicht als Substitute betrachtet werden sollten. Zu betonen ist ferner, dass die ökonomische Beurteilung der Energieeffizienzverpflichtungssysteme und Energieeffizienzfonds von der konkreten Ausgestaltung der Politikinstrumente abhängig ist. Da die EER diese allgemein definiert, gibt es einen großen Gestaltungsspielraum für die Nationalstaaten. Infolgedessen richtet sich die Analyse auch eher auf die allgemeinen Aspekte und konzentriert sich weniger auf einzelne spezifische Ausgestaltungsoptionen.

Statische Effizienz

Wie zuvor kurz ausgeführt ist die statische Effizienz eines Instrumentes dann gegeben, wenn ein vorgegebenes Ziel zu geringstmöglichen Kosten realisiert werden kann. Sollten die Kosten allerdings das minimale Niveau überschreiten, sind aufgrund „verschwendeter“ Ressourcen Wohlfahrtseinbußen nicht auszuschließen, da diese Mittel anderen „sinnvolleren“ Verwendungen nicht zu Verfügung stehen. Aus der Perspektive der statischen Effizienz ist sowohl für Energieeffizienzverpflichtungssysteme als auch für einen nationalen Energieeffizienzfonds davon auszugehen, dass eine wettbewerbliche Ausgestaltung tendenziell zu einem höheren Maß an Kosteneffizienz führt. Im besten Fall sollte ein marktgetriebener Suchprozess nach kosteneffizienten Lösungen imitiert werden, sodass eine effiziente Allokation der Mittel anhand von volkswirtschaftlichen „wohlfahrtsoptimalen“ Kriterien sichergestellt ist. Im Gegensatz dazu kann ein hoher Grad an Marktmacht statische Ineffizienzen hervorrufen.

Die konkrete Ausgestaltung der Politikinstrumente ist von großer Bedeutung für ihre Bewertung. In Bezug auf die Verpflichtungssysteme spielen dabei mindestens zwei Aspekte eine Rolle. Zum einen ist dies die Art der Finanzierung. Sollten beispielsweise die im Wettbewerb stehenden Energielieferanten die finanziellen Lasten (auch nur anteilmäßig) zu Schultern haben, ist ein kosteneffizienter Outcome zumindest theoretisch möglich. Sollten hingegen die Verteilnetzbetreiber die Verpflichteten sein und sollten

³⁰ Vgl. Fraunhofer ISI (2014).

diese zudem auch die entstehenden Kosten der Effizienzmaßnahmen zu 100% auf die Netztarife umlegen können, ist das Erreichen einer kosteneffizienten Lösung weniger wahrscheinlich. Dies gilt auch für den Fall einer vollständigen Umlagenfinanzierung sämtlicher entstehender Kosten über den Endverbraucher, sofern keine zusätzlichen Anreize zu kosteneffizientem Handeln gegeben werden. Zum zweiten gilt dies für die Frage, ob die Einführung eines Verpflichtungssystems mit der Einführung eines Zertifikatesystems gekoppelt wird, wie das folgende Beispiel zeigt.

Effizienzverpflichtungssysteme, die dieselben prozentualen Einsparungsziele für alle verpflichteten Akteure vorsehen, haben zunächst einmal den Nachteil, dass sie unterschiedliche Effizienzsteigerungskosten der betroffenen Unternehmen nicht berücksichtigen. So kann beispielsweise die Vorgabe eines generellen jährlichen Einsparziels von 2% des Energieabsatzes für Netzbetreiber A mit deutlich höheren Kosten verbunden sein als für Netzbetreiber B, da A im Vergleich zu B in der Vergangenheit viel in Effizienzmaßnahmen investiert hat und ihm eine weitere Verbesserung der Effizienz nur mit überproportional teuren Maßnahmen möglich ist. In dieser Situation könnte es aus Gesamtwohlfahrtssicht kostenminimaler sein, wenn A seine Effizienz stärker steigert als die geforderten 2% und dafür B ein geringeres Effizienzsteigerungsziel zu erfüllen hat. In Summe müssten dann allerdings beide Netzbetreiber das Einsparziel von 2% erfüllen, wobei A Netzbetreiber B für die Übererfüllung seiner individuellen Ziele in irgendeiner Form kompensieren müsste. Um dies anzureizen, könnte die Einführung eines Verpflichtungssystems mit der Einführung eines Zertifikatesystems gekoppelt werden. Danach würden die Netzbetreiber, für die die Kosten einer zusätzlichen Energieeffizienzmaßnahme höher sind als der Zertifikatepreis, Zertifikate erwerben, während die Unternehmen, bei denen die Kosten einer zusätzlichen Energieeffizienzmaßnahme geringer sind als der gegenwärtige Zertifikatepreis, durch den Verkauf von Zertifikaten zusätzliche Gewinne einstreichen können.³¹ Festzuhalten ist, dass die gekoppelte Einführung eines Verpflichtungssystems mit einem Zertifikatesystems dazu beitragen kann, möglichen statischen Ineffizienzen, die aus unterschiedlichen Effizienzsteigerungskosten der betroffenen Unternehmen resultieren können, entgegenzuwirken.

Hinsichtlich der Konstruktion eines nationalen Energieeffizienzfonds gilt es aus dem Blickwinkel der statischen Effizienz ebenfalls verschiedene Punkte zu beachten. Eine technologieneutrale Ausgestaltung des Fonds sollte dazu führen, dass die kosteneffizientesten Technologien und Anwendungen verwendet werden und ist von daher zu begrüßen. Eine Fixierung auf bestimmte Technologien kann z.B. (kosten-)effizientere technologische Neuerungen unberücksichtigt lassen und möglicherweise ineffizient hohe Kosten nach sich ziehen. Darüber hinaus ist wie bereits erwähnt eine wettbewerbliche Ausgestaltung von Bedeutung, die unter anderem dafür sorgt, dass keine künstlichen Markteintrittsbarrieren für potentiell neu eintretende Unternehmen geschaffen werden. Dies gilt insbesondere für das zuvor diskutierte Ausschreibungsmodell, bei der

³¹ Die beschriebene Problematik ähnelt in weiten Zügen der Einführung eines CO₂-Zertifikatehandelssystems, vgl. Endres (1994).

die Fördermittel per Ausschreibung in Umlauf gebracht werden und weniger für das Fördermodell mit festgelegten Fördertatbeständen, da hier ein Anspruch auf die Förderung durch den Fond besteht, sofern die entsprechenden Tatbestände erfüllt werden und das Fondsvolumen ausreichend groß ist.

Die Einrichtung eines Energieeffizienzfonds kann – unter der Annahme einer wettbewerblichen und diskriminierungsfreien Ausgestaltung – insbesondere den Vorteil haben, neuen, innovativen und spezialisierten Unternehmen bessere Chancen auf dem Markt für Energiedienstleistungen zu gewähren.³² Letztendlich könnte dies die Wettbewerbsintensität auf dem betreffenden Markt erhöhen, was tendenziell zu kosteneffizienteren Outcomes führen sollte. Von besonderer Relevanz sind hierbei Energieeinspardienstleistungen. Zudem gilt es das strategische Bieterverhalten beim Ausschreibungsmodell im Blick zu haben, damit die großen etablierten Unternehmen keine oligopolistischen Strukturen manifestieren können.

Dynamische Effizienz

Technischer Fortschritt im Bereich der Energieeffizienz ist wichtig, um der Notwendigkeit steigender Effizianzforderungen gerecht werden zu können. Bei der Analyse der dynamischen Effizienz eines Instrumentes zur Effizienzsteigerung steht daher die Fragestellung im Mittelpunkt, ob von diesem Instrument die richtigen Impulse hinsichtlich der Entwicklung und Umsetzung technologischen Fortschritts ausgehen. In anderen Worten: dynamische Effizienz hat die Investitions- und Innovationsanreize für zukünftige Perioden im Blick und beschäftigt sich demzufolge mit den langfristigen Auswirkungen der Instrumente.

Das Energieeffizienzverpflichtungssystem nach Artikel 7 EER setzt für den Zeitraum 2014 bis 2020 ein Einsparziel in Höhe von 1,5% des jährlichen Energieabsatzes an Endkunden fest, welches der verpflichtete Akteur zu erfüllen hat. Diese konkreten Vorgaben versprechen ein hohes Maß an Planbarkeit für die handelnden Akteure, da die Zielpfade und Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre allen bekannt sind. Generell gilt, dass von (Rechts-)Sicherheit ein positiver Einfluss auf das Investitions- und Innovationsniveau ausgeht, während Unsicherheit über die Rahmenbedingungen auf der anderen Seite eher investitionshemmend wirkt.³³ Es ist nicht unwahrscheinlich, dass dieser Zusammenhang auch für Investitionen und Innovationen im Bereich der Energieeffizienz eine gewisse Relevanz hat. In diesem Kontext kann auch die Länge des vorgegebenen Zeitraums, über den die Einsparungen zu erfüllen sind, Auswirkungen auf das Investitions- und Innovationsverhalten haben. Eine längere Zeitperiode erhöht die Planbarkeit und Sicherheit, was theoretisch positive Anreize für Investitionen setzt, während gegen Ende des Zeitfensters eher mit geringeren Investitionstätigkeiten zu rechnen ist. Ferner führt das in Artikel 7 EER vorgegebene kumulative Endenergieeinsparziel dazu,

³² Auch Verpflichtungssysteme können für sich in Anspruch nehmen, den Markt für Energiedienstleistungen zu fördern, da die verpflichteten Akteure entweder selber auf ihm aktiv werden müssen oder aber über Dritte auf ihn zurückgreifen müssen, um ihren Verpflichtungen nachzukommen.

³³ Siehe z.B. Schmitt und Kucsera (2014).

dass sich Investitionen in die Energieeffizienz mehrfach lohnen können. Dies gilt umso mehr, je früher die Investitionen getätigt werden. Wird beispielsweise im Jahr 2014 durch eine Energieeffizienzmaßnahme dauerhaft eine bestimmte Menge an TWh eingespart, so gilt diese Einsparung jeweils auch für die folgenden Jahre bis einschließlich 2020 – ein guter Anreiz, frühzeitig zu investieren.

Die konkrete Umsetzung und Ausgestaltung der Energieeffizienzverpflichtungssysteme obliegt den Nationalstaaten und wird dementsprechend auch nicht näher in der EER thematisiert. Eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Verpflichtungssysteme ist die Frage nach der Verbindlichkeit, was im Übrigen auch für die Einrichtung eines nationalen Energieeffizienzfonds gilt. Mögliche Pönalen o.ä. Maßnahmen würden dem verpflichteten Akteur stärkere Anreize setzen, seinen Verpflichtungen nachzukommen. Es ist zu vermuten, dass der verpflichtete Akteur in einem höheren Maße an technischen Fortschritt in diesem Bereich interessiert ist und diesen aktiv fördert, wenn er starke Anreize zur Erfüllung seiner Verpflichtungen erhält. Ist der verpflichtete Akteur ferner an den Kosten der Effizienzsteigerungsmaßnahmen in irgendeiner Form beteiligt, hätte er einen Anreiz, aktiv nach billigeren und effizienteren Verfahren zu suchen, mit denen er seinen Verpflichtungen nachkommen kann. Darüber hinaus könnten von der gekoppelten Einführung eines Verpflichtungssystems mit einem Zertifikatesystems positive Aspekte in Bezug auf innovativere und billigere Technologien ausgehen, wenn sich die Zielpfade für Effizienzsteigerungen in den Vorgaben des Zertifikatesystems widerspiegeln. So kann der Verkauf von Zertifikaten zu einer zusätzlichen Einnahmequelle für die verpflichteten Akteure werden, was zur Folge hätte, dass sich Investitionen in innovativere Technologien in einem höheren Maße lohnen würden. Allerdings gäbe es diese Anreize für alle verpflichteten Unternehmen. Würden nun viele von ihnen davon Gebrauch machen und Zertifikate verkaufen, so würde die Nachfrage nach ihnen sinken, wodurch der Preis des einzelnen Zertifikates sinken würde und damit der dynamischen Anreizwirkung des Instrumentes zuwiderlaufen würde. Strengere Effizienzziele oder eine Reduktion der Zertifikate könnten dabei helfen den Preisverfall der Zertifikate aufzuhalten. Auf eine weitergehende und tiefergehende Diskussion des Dilemmas der Bestimmung des Zeitpfades für strengere Regeln wird an dieser Stelle verzichtet und es sei auf die verwandte Fachliteratur verwiesen.³⁴

Im Vergleich zum Energieeffizienzverpflichtungssystem ist beim nationalen Energieeffizienzfonds die Planbarkeit schwieriger, da keine genauen Zielpfade hinsichtlich möglicher Energieeinsparungen vorgegeben werden. Vielmehr sind Fortschritte in Bezug auf die Effizienzsteigerung abhängig von der konkreten Nutzung des Fonds und daher schwieriger zu prognostizieren. Das heißt, dass eine verbindliche Zielerreichung bei einem Energieeffizienzfonds weitaus unsicherer ist, wohingegen Verpflichtungssysteme explizit auf die konkrete Erreichung der anvisierten Energieeinsparziele ausgerichtet sind. Im Gegensatz zu den Verpflichtungssystemen besteht bei nationalen Effizienz-

³⁴ Siehe z.B. Endres (1994), der dieses Thema aus dem Blickwinkel der Emissionsvermeidung analysiert.

fonds für den Fondsmanager bzw. den politischen Entscheider die Möglichkeit, direkten Einfluss auf die Art der effizienzsteigernden Maßnahmen zu nehmen, z.B. durch die Vorgabe spezifischer Fördertatbestände. So kann es beispielsweise explizit gewünscht sein, neue, langfristige und innovative Technologien und Maßnahmen zu fördern, die unter einem Verpflichtungssystem eher nicht zur Anwendung gekommen wären, da die daraus resultierenden kurzfristigen Effizienzgewinne möglicherweise zu gering gewesen wären. Ein Beispiel dafür ist die tiefe Gebäudesanierung.³⁵ Insofern kann ein Fond explizite Anreize in Bezug auf technologische Entwicklungen im Bereich der Energieeffizienz setzen und entsprechende Investitionen und Innovationen anreizen.³⁶ Auf der anderen Seite kann die (Vor-) Festlegung auf bestimmte Arten von effizienzsteigernden Maßnahmen und Technologien aber auch dazu führen, dass manche zukünftige Technologien von der Förderung ausgenommen werden, die aus heutiger Sicht vielleicht nicht so relevant erscheinen.

Bei der Konzeption eines nationalen Effizienzfonds spielt aus Sicht der dynamischen Effizienz auch die Höhe der zur Verfügung stehenden Mittel und die Art der Finanzierung eine große Rolle. Projekte und Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz, die auf die Entwicklung und Einführung technologischen Fortschritts abzielen, benötigen für ihre Finanzierung oftmals ein hohes Maß an finanziellen Mitteln, über die der Fond verfügen sollte. Eine stabile und damit planbarere Refinanzierung brächte diesbezüglich gewisse Vorteile mit sich, was für eine Umlagenfinanzierung und gegen eine haushaltsabhängige Steuerfinanzierung sprechen würde.

Ökologische Effektivität und Treffsicherheit

Die Bewertung der ökologischen Effektivität und Treffsicherheit eines Instruments zur Effizienzsteigerung beschäftigt sich mit der Fragestellung, ob das entsprechende Instrument geeignet ist, das vorgegebene Energieeffizienzziel zu erreichen. Von Interesse ist in diesem Zusammenhang auch insbesondere die Geschwindigkeit der Zielerreichung. Die Frage, ob ein Ziel erreicht wird, bedingt ganz generell, dass eine saubere Messung und Kontrolle der relevanten Maßnahmen möglich ist.

Energieeffizienzverpflichtungssysteme erscheinen auf den ersten Blick ökologisch günstig zu sein, da die Energieeinsparziele genau quantifiziert werden und im positiven Falle auch punktgenau realisiert werden können. Generell lassen sich zwei Arten von Zielsetzungen unterscheiden. Auf der einen Seite kann vom verpflichteten Akteur verlangt werden, eine bestimmte Menge (z.B. X TWh) an Endenergie einzusparen. Auf der anderen Seite ist es auch möglich, eine anteilmäßige Reduktion des Endenergieverbrauchs zu verlangen (z.B. X% vom Energieverbrauch). Artikel 7 der EER sieht ein kumuliertes jährliches Einsparziel in Höhe von 1,5% des Energieabsatzes an Endkunden

³⁵ Vgl. Fraunhofer ISI (2014).

³⁶ Die gezielte Förderung bestimmter Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz kann beispielsweise dazu genutzt werden, bereits bestehende Maßnahmen im Energiedienstleistungsmarkt mit eher stützenden Maßnahmen zu adressieren, während weniger entwickelte Technologien durch Anreize gezielt weiterentwickelt werden (Fraunhofer ISI 2014).

für die Jahre 2014 bis 2020 vor, wobei die zugrundeliegende Bemessungsgrundlage der durchschnittliche Verbrauch der Jahre 2010 bis 2012 ist. Letztendlich lässt sich daraus ein kumuliertes Einsparziel für jedes einzelne Jahr berechnen. Aufsummiert für das Jahr 2020 ergibt sich daraus für Deutschland, laut vorläufiger Mitteilung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission gemäß Artikel 7 und Anhang V der EER vom 05.12.2013, ein Einsparungsziel von knapp 2.000 PJ.³⁷ Sollten die jeweiligen Ziele erreicht werden, wäre die ökologische Treffsicherheit des Verpflichtungssystems gegeben. Die genaue Vorgabe jährlicher Einsparziele erlaubt ferner eine genaue Steuerung der Wirkungsgeschwindigkeit der Effizienzmaßnahmen. Sollte das Verpflichtungssystem zusammen mit einem Zertifikatesystem eingeführt werden, wäre die Anzahl der Zertifikate auf das Emissionsziel begrenzt und könnte deshalb nicht überschritten werden.

Bei einem nationalen Energieeffizienzfonds stellt sich zuallererst die Frage nach den konkreten Energieeinsparzielen. Typischerweise gibt es bei einem Fond bestimmte Fördertatbestände oder aber Maßnahmen, die durch ihn gefördert werden sollen. Die Umsetzung obliegt allerdings den Parteien und Personen, die vom Fonds Fördermittel erhalten. Es ist beispielsweise auch möglich, dass nicht alle zur Verfügung stehenden Fördermittel abgerufen werden. Demzufolge ist eine Steuerung der Wirkungsgeschwindigkeit insbesondere im Vergleich zu Verpflichtungssystemen deutlich schwieriger. Darüber hinaus ist die finanzielle Höhe des Fondsvolumens von Bedeutung. Je größer das Volumen desto höher sollte in der Tendenz auch die auf den Effizienzmaßnahmen beruhende Energieeinsparung sein.

Politische Durchsetzbarkeit und administrative Praktikabilität

Gegenstand der politischen Durchsetzbarkeit sind Fragen der Verteilungsgerechtigkeit und der Verursachergerechtigkeit, während sich die administrative Praktikabilität mit dem Aufwand zur Umsetzung eines Instrumentes zur Energieeffizienzsteigerung beschäftigt. Ist der Netzbetreiber in einem Energieeffizienzverpflichtungssystem der verpflichtete Akteur, ist aufgrund der großen Anzahl an Unternehmen, die informiert und kontrolliert werden müssen, von einem eher hohen Umsetzungsaufwand auszugehen. Dies lässt hohe Transaktionskosten – in Form von Informations-, Verhandlungs-, Vertrags- und Kontrollkosten – vermuten. Ferner ist in diesem Fall auch eine längere Implementierungsdauer wahrscheinlich. Von Seiten des Gesetzgebers zu klären wäre, welche Institution für die Umsetzung zuständig ist. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass sowohl Netzbetreiber als auch Energielieferanten ein Interesse daran haben, dass keine Verpflichtungssysteme eingeführt werden und stattdessen auf alternative strategische Maßnahmen zurückgegriffen wird, um den Verpflichtungen aus Artikel 7 EER nachzukommen. Dies liegt darin begründet, dass bei strategischen Maßnahmen der Umsetzungsdruck hinsichtlich der Erreichung der Energieeinsparungen auf Seiten der Politik läge.

³⁷ Vgl. Kapitel 3.1.1.

In Bezug auf Fragen der Verteilungsgerechtigkeit und der Verursachergerechtigkeit spielt die Art der Finanzierung eine entscheidende Rolle. Müssen die Endkonsumenten die Kosten eines Verpflichtungssystems oder eines Energieeffizienzfonds über eine Umlage tragen, sind automatisch alle Endkunden an den finanziellen Lasten zur Steigerung der Effizienzsteigerung beteiligt, während in der Regel aber nicht alle Konsumenten gleichermaßen von den Maßnahmen profitieren dürften. Es ist eher davon auszugehen, dass manche überhaupt keinen Nutzen davontragen werden, wie das Beispiel Gebäudesanierungen zeigt. Tendenziell führt ein Umlagesystem auch dazu, dass insbesondere einkommensschwächere Haushalte überproportional belastet werden, da bei ihnen die Energiekosten einen relativ großen Anteil an den Haushaltsgesamtausgaben ausmachen. Müssen dagegen ausschließlich die Nutznießer der Effizienzmaßnahmen für die entsprechenden Kosten aufkommen, wäre dies auf der einen Seite zwar verursachungsgerechter; auf der anderen Seite würden sie dadurch überproportional belastet werden, da oftmals die Kosten der Maßnahmen den jeweiligen Nutzen überschreiten. Wäre dem nicht so, hätte ein rational handelnder Akteur schon von sich aus einen starken finanziellen Anreiz, die entsprechenden Maßnahmen umsetzen.

Wird zur Finanzierung eines nationalen Energieeffizienzfonds auf allgemeine Steuermittel zurückgegriffen und nicht auf eine Umlage, ist prinzipiell von einer höheren Akzeptanz seitens der Bevölkerung auszugehen.³⁸ Einen positiven Einfluss auf die Akzeptanz der Beteiligten ist ferner durch eine Ausrichtung des Fonds auf nationale oder sogar regionale Themen und Projekte zu erwarten.

3.2 Beseitigung potentieller Hindernisse und negativer Anreize in Energienetzen und deren Regulierung

Energienetze stellen ein zentrales und oftmals noch ungenutztes Handlungsfeld zur Hebung weiterer Energieeffizienzpotenziale dar. Wie bereits erwähnt, rückt die EER den Netzbereich weitaus stärker in den Mittelpunkt des Geschehens, als dies zuvor der Fall gewesen ist. Die Richtlinie verfolgt dabei unter anderem das Ziel, potentielle Hindernisse und Verzerrungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen, die sich nachteilig auf eine Verbesserung der Energieeffizienz auswirken können, zu beseitigen. Zwei Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung lassen sich in diesem Zusammenhang unterscheiden. Zum einen gilt es, der Frage nachzugehen, inwiefern Netzbetreiber durch eigene Investitionen Energieeffizienzsteigerungen herbeiführen können. Von Interesse ist dabei insbesondere, ob die bestehende Netzregulierung in Form der Anreizregulierung negative Anreize für Investitionen in die Energieeffizienz setzt. Zum zweiten können von der Netztarifierung positive Anreize in Bezug auf bestimmte Energieeffizienzmaßnahmen ausgehen. Dies gilt im Besonderen für Laststeuerungsmaßnahmen, aber auch für andere Dienstleistungen auf dem Energiedienstleistungsmarkt. Vor diesem

³⁸ Vgl. Fraunhofer ISI (2014).

Hintergrund werden mögliche Weiterentwicklungsoptionen bei der Gestaltung der Netztarife diskutiert.

Als natürliche Monopole verbinden Energienetze die Bereiche Energieerzeugung und Energieverbrauch, wodurch ihnen eine besondere und zentrale Rolle im Energiesektor zukommt. Die monopolistischen Eigenschaften der Netze führen dazu, dass sie der Regulierung unterworfen sind. Wie im Folgenden aufgezeigt wird, können Netzregulierung und Netztarifierung Impulse zur Steigerung der Energieeffizienz liefern, womit den nationalen Regulierungsbehörden und entsprechenden politischen Entscheidungsträgern eine wichtige Aufgabe zufällt.

3.2.1 Hebung von Energieeffizienzpotenzialen durch den Netzbetreiber

In Artikel 15 Absatz 2 der EER heißt es:

„Die Mitgliedstaaten sorgen bis 30. Juni 2015 dafür, dass

a) eine Bewertung der Energieeffizienzpotenziale ihrer Gas- und Strominfrastruktur durchgeführt wird, insbesondere hinsichtlich der Übertragung bzw. Fernleitung, der Verteilung, des Lastmanagements, der Interoperabilität und der Anbindung an Energie erzeugende Anlagen, einschließlich der Zugangsmöglichkeiten für Kleinstenergieerzeugungsanlagen;

b) konkrete Maßnahmen und Investitionen für die Einführung kostenwirksamer Energieeffizienzverbesserungen bezüglich der Netzinfrastuktur mit einem Zeitplan für ihre Einführung bestimmt werden.“

Dies bedeutet, dass insbesondere der Netzbereich des Strom- und Gassektors einer detaillierten Analyse seines Energieeffizienzpotenzials unterzogen werden soll. Daraus lassen sich zumindest zwei Dinge ableiten. Zum einen spielte die Netzinfrastuktur bei den bisher gehobenen Energieeffizienzpotenzialen anscheinend eine eher untergeordnete Rolle, und zum zweiten existiert zum jetzigen Zeitpunkt noch kein ganzheitliches Bild über Effizienzverbesserungspotenziale im Netzbereich. Zur Schließung vorhandener Informationslücken gilt es, gemäß der EER in einem ersten Schritt die konkreten Potenziale in der Netzinfrastuktur zu lokalisieren und zu quantifizieren. Dabei ist auch dem Zusammenspiel der Netzinfrastuktur mit der zunehmend dezentraler werdenden Erzeugerstruktur des Energiesektors Rechnung zu tragen. In einem darauf aufbauenden zweiten Schritt ist dann zu überlegen, welche ungenutzten Potenziale gehoben werden sollen und auf welche Maßnahmen hierbei zurückgegriffen wird. Im Laufe der künftigen Diskussionen ist zu klären, inwiefern sich die Netzbetreiber an den notwendigen Investitionen finanziell beteiligen müssen, die sich aufgrund des zweiten Schrittes ergeben.

Auch wenn die Evaluierung der Energieeffizienzpotenziale in der Netzinfrastuktur noch nicht abgeschlossen ist, lassen sich aus heutiger Sicht verschiedene Beispiele und

Möglichkeiten ableiten, wie die Netzbetreiber durch eigene Investitionen und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen können:³⁹

1. Durch den Ausbau intelligenter Kommunikationsinfrastruktur sowie durch die Verbreitung intelligenter Mess- und Zählersysteme können die Netzbetreiber einen Beitrag dazu leisten, das Verbrauchsbewusstsein der Energiekonsumenten zu schärfen und sie so zu einem bewussteren Umgang mit dem Produkt Strom zu bewegen. Darüber hinaus kann eine verbesserte Kommunikationsinfrastruktur Wegbereiter zukünftiger Energieeffizienzmaßnahmen sein, wie beispielsweise im Bereich der Laststeuerung oder bei der Reduktion von Netzverlusten.⁴⁰
2. Die kontinuierliche Anpassung des Stromnetzes an immer stärkere dezentrale Versorgungsstrukturen – beispielsweise durch die bessere Integration von Erneuerbarer-Energien-Anlagen (EE) oder hocheffizienter Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) – kann energieeffizienzsteigernd wirken. Dies könnte bedeuten, dass möglicherweise weniger Strom aus Erneuerbaren Energiequellen „abgeregelt“ werden muss. Ferner kann die Förderung hocheffizienter KWK-Anlagen, z.B. durch einen vorrangigen und garantierten Netzzugang,⁴¹ dazu führen, dass ältere, ineffizientere (d.h. mehr primärenergieverbrauchende) Erzeugungsanlagen schneller ersetzt werden können.
3. Durch die Reduktion von Netzverlusten können Netzbetreiber die Menge an zugekaufter Elektrizität, die zum Ausgleich der Verluste notwendig ist, reduzieren und damit einen Beitrag zur Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs leisten. Dazu kann neben dem Ersatz bestehender ineffizienter Anlagen auch auf Maßnahmen der operativen Verbesserung des Anlagenbetriebes oder der Netzarchitektur zurückgegriffen werden.⁴² Optimalerweise sollte dies von einem weiteren Ausbau der IKT-Infrastruktur flankiert werden.

Netzbetreiber sind als regulierte Unternehmen allerdings nicht vollkommen frei hinsichtlich ihrer Entscheidungen, was im Besonderen für Investitionsentscheidungen gilt. So sind die Netzbetreiber seit dem Jahr 2009 der Anreizregulierung unterworfen, die für jeden einzelnen eine individuelle Erlösobergrenze festlegt.⁴³ Durch die Vorgabe des Erlöspfad für die zurzeit fünf Jahre umfassende Regulierungsperiode erhalten die Netzbetreiber Anreize zur Kosteneffizienzsteigerung. Dies geschieht u.a. dadurch, dass bei der Anreizregulierung die Erlöse innerhalb der Regulierungsperiode von den Kosten der Leistungserstellung abgekoppelt werden, sodass die Netzbetreiber dazu angereizt werden, kosteneffizienzsteigernde Maßnahmen zu ergreifen. Innerhalb einer Regulierungsperiode gehobene Kosteneffizienzgewinne können vom betreffenden Netzbetreiber einbehalten werden und müssen nicht an die Endkonsumenten weitergereicht wer-

³⁹ Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf den Strombereich.

⁴⁰ Während das Thema Laststeuerung in Kapitel 3.2.2 tiefergehend behandelt wird, steht das Thema Reduzierung von Netzverlusten im weiteren Verlauf dieses Kapitels im Mittelpunkt der Betrachtung.

⁴¹ Vgl. EER Artikel 15 Absatz 5.

⁴² Vgl. Ecofys (2013).

⁴³ Vgl. hier und im Folgenden Coenen und Haucap (2012).

den.⁴⁴ Dies erfolgt erst durch eine neue Kostenprüfung mit Beginn der folgenden Regulierungsperiode. Die Vorgabe der Erlöse bedingt zudem, dass effizienten Netzbetreibern eine höhere Kapitalverzinsung zufließt, während weniger effiziente Netzbetreiber mit einer niedrigeren Rendite rechnen müssen.

Investitionen in die Energieeffizienz stellen in diesem Kontext zunächst zusätzliche Kosten dar, welche sinkende Gewinne und eine niedrigere Kapitalverzinsung erwarten lassen, wenn gleichzeitig keine entsprechende Erlösanpassung erfolgt. Somit stellt sich die Frage, wie die Netzbetreiber die Kapitalkosten der Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz refinanzieren können. Auf den ersten Blick ähnelt die Fragestellung der Problematik zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf bei Netzinnovationen und deren Umsetzung.⁴⁵ Die Kernfrage lautet auch hier, ob und wie aus (innovativen) Investitionen resultierende Kosten in der Anreizregulierung Berücksichtigung finden und entsprechende Erlöse generieren. Unproblematisch ist die Anerkennung der aus den Investitionen resultierenden Kosten im Basisjahr und die darauf zurückzuführenden Kostensenkungen, die innerhalb der betreffenden Regulierungsperiode zu höheren Gewinnen führen. Problematisch ist hingegen, wenn sich die Kosten erst deutlich zeitverzögert und/oder unvollständig in den Erlösen widerspiegeln. In der bestehenden Anreizregulierung gibt es dazu verschiedene Korrekturmechanismen, wie z.B. Nutzung des Erweiterungsfaktors.⁴⁶ In Bezug auf Investitionen von Netzbetreibern in die Energieeffizienz gelten diese Möglichkeiten zur Finanzierung tendenziell jedoch eher eingeschränkt. So ist bei diesen Investitionen oft unklar, ob und wann der Investor Kosteneinsparungen erwarten kann. Möglicherweise profitieren vor allem Dritte⁴⁷ von der gesteigerten Energieeffizienz oder aber mögliche positive Effekte können erst in der langen Frist realisiert werden. Des Weiteren ist der Erweiterungsfaktor in der bestehenden Form nicht für Investitionen in die Energieeffizienz konzipiert und somit nicht direkt anwendbar. Hinzu kommt, dass es möglicherweise keinen adäquaten Outputparameter beim Effizienzvergleich gibt, der für bestimmte Investitionen in die Energieeffizienz kontrolliert. Dies „Leistung“ war bisher auch nicht expliziter Bestandteil einer effizienten Leistungsbereitstellung der Netzbetreiber und wird daher voraussichtlich nicht vollständig abgebildet.⁴⁸ Dies könnte zur Folge haben, dass beim Effizienzvergleich stark in Energieeffizienz investierende Netzbetreiber im Vergleich zu weniger investierenden Netzbetreibern schlechter abschneiden. Letztendlich lässt sich festhalten, dass der Ge-

⁴⁴ Genauer gesagt geht es um Effizienzverbesserungen, die über die Effizienzvorgaben in Form des sektoralen Produktivitätsfortschrittes und der individuellen Effizienzvorgaben in der Erlösobergrenzenformel hinausgehen.

⁴⁵ Vgl. Bauknecht und Koch (2010).

⁴⁶ Siehe z.B. den Vortrag der Bundesnetzagentur zum Thema Innovation auf dem 3. Workshop zur Evaluierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Bonn am 11.06.2014: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_Anreizregulierung/Evaluierung_3ter_Workshop/Evaluierung_3ter_Workshop_node.html, Stand: 01.08.2014.

⁴⁷ Beispielhaft seien hier Investitionen zur Anpassung des Stromnetzes an immer stärkere dezentrale Versorgungsstrukturen genannt, wovon primär die Betreiber der Erneuerbaren-Energien-Anlagen profitieren.

⁴⁸ Analog zu den Überlegungen zu den bisher berücksichtigten Parametern im Erweiterungsfaktor und im Benchmarking wären analoge Analysen der Kostenzusammenhänge auch für Energieeffizienzinvestitionen anzustellen.

setzgeber, sollte er vermehrt an Investitionen der Netzbetreiber in die Energieeffizienz interessiert sein, auch dafür Rechnung tragen sollte, dass die Netzbetreiber die notwendigen Kapitalkosten der Investitionen refinanzieren können.⁴⁹

Anreize in den regulatorischen Rahmenbedingungen zur Reduktion von Netzverlusten sind eine weitere Möglichkeit, wie Netzbetreiber dazu angereizt werden können, energieeffizienzsteigernde Maßnahmen durchzuführen. Können in einem Netzregulierungsregime die Strombezugskosten, die aus Netzverlusten resultieren, direkt und vollumfänglich an die Konsumenten weitergereicht werden, besteht die Gefahr, dass es für die Netzbetreiber keinerlei finanzielle Anreize gibt, Netzverluste zu reduzieren. Gegenwärtig existieren in Deutschland für die Verteilnetzbetreiber zwei Möglichkeiten zur Refinanzierung von Verlustenergiekosten. Zum einen können Verlustenergiekosten gemäß § 11 Absatz 5 ARegV als volatiler Kostenbestandteil in der Anreizregulierung behandelt werden. Die zweite Möglichkeit besteht in einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) gemäß § 11 Absatz 2 ARegV.⁵⁰ Danach werden die Verlustenergiekosten für die zweite Regulierungsperiode (2014 bis 2018) konstant gehalten, da sowohl der Referenzpreis wie auch die Verlustenergiemenge nicht veränderlich sind.⁵¹ Insgesamt haben 28 Netzbetreiber von der FSV Gebrauch gemacht.⁵² Durch die Fixierung von Referenzpreis und Verlustenergiemenge über die komplette Regulierungsperiode, ergibt sich für die bei der FSV beteiligten Netzbetreiber ein direkter Anreiz Netzverluste zu reduzieren. Dies geschieht im Sinne eines Bonus-Malus-Systems: Übersteigen die tatsächlichen Netzverlustkosten die Referenzkosten, können mögliche Gewinne als Bonus einbehalten werden; im umgekehrten Fall hat der Netzbetreiber die Mehrkosten als Malus zu tragen. Bei der ersten Option, der Behandlung von Verlustenergiekosten als volatile Kostenbestandteile, besteht dagegen nur ein indirekter Anreiz Netzverluste zu reduzieren. So gelten die Effizienzvorgaben aus dem Kostenbenchmarking für die Gesamtkosten (inklusive der Kosten für Verlustenergie) abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. In der Erlösobergrenze wird dagegen nur die relative Veränderung der volatilen Kosten im Vergleich zum Basisjahr berücksichtigt.

Alternativ besteht beispielsweise aber auch die Möglichkeit, dass die Regulierungsbehörde den Netzbetreibern konkrete Vorgaben hinsichtlich einer Reduktion der Netzverluste macht bzw. diese ausgehandelt werden. Auch hier könnte

49 Schon heute können Netzbetreiber § 23 ARegV nutzen, um bestimmte Investitionsmaßnahmen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze (und seit 2013 in die 110-kV-Ebene der Verteilnetze) genehmigen zu lassen. Darunter fallen insbesondere auch solche Investitionen, die zur Integration von Anlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz notwendig sind. Inwiefern sich diese Norm für eine Öffnung in Richtung von Energieeffizienzinvestitionen eignen könnte, bedarf einer eingehenden Prüfung. Insbesondere die Fragen der Abgrenzbarkeit der Investitionen und der kosteneffizienzsichernden Flankierung müssten zuvor geklärt werden.

50 Vgl. Bundesnetzagentur (2012).

51 Verteilnetzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen, können nicht an der FSV teilnehmen.

52 Vgl. Bundesnetzagentur (2013).

dies mit einem Bonus-Malus-System verknüpft werden.⁵³ Laut Ecofys (2013) gibt es für die politischen Entscheider neben dem Setzen von finanziellen Anreizen durch die Netztarifierung auch andere Möglichkeiten Netzverluste zu reduzieren, wie beispielsweise die Vorgabe technischer Standards, die Einführung von Verpflichtungssystemen, das Aushandeln freiwilliger Vereinbarungen, die Durchführung von Informationskampagnen oder die Förderung entsprechender Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Die Autoren vergleichen die verschiedenen Optionen anhand von sieben Kriterien und kommen zu dem Schluß, dass das Setzen entsprechender Anreize innerhalb der Netzregulierung das effektivste Politikinstrument darstellt.

3.2.2 Weiterentwicklung der Netztarifierung

In der EER werden in Artikel 15 Ansatzpunkte aufgezeigt, inwiefern die Netztarifierung zu einer Verbesserung der Energieeffizienz beitragen kann. Erstens sollen von Übertragungs- und Verteilungstarifen keine negativen Anreize auf die Gesamt- und Energieeffizienz im Energiesektor ausgehen. In anderen Worten bedeutet dies, dass die Tarife einer Steigerung der Effizienz nicht im Wege stehen oder gar zuwiderlaufen sollen. Eine besondere Rolle spielt hierbei der Stromsektor, wobei im Gesetz neben den klassischen Bereichen Stromerzeugung und Stromübertragung/ -verteilung explizit auch Laststeuerungsmaßnahmen sowie der Zugang zum Markt für Ausgleichsenergie und zur Erbringung von Hilfsdiensten genannt werden. Zum zweiten sollen Netztarife proaktiver gestaltet werden, indem sie Anreize für energieeffizienzsteigerndes Verhalten für Endkunden setzen. Dies betrifft insbesondere Laststeuerungs-Maßnahmen zur Lastverschiebung oder zur besseren Nutzung dezentral eingespeister Energie. Grundvoraussetzung für die Erzielung von Energieeffizienzgewinnen ist dabei oftmals, dass die dafür notwendige IKT-Infrastruktur zur Verfügung steht. In diesem Kontext sollen Netztarife variabler gestaltet werden dürfen. Letztendlich könnte dies auch zu einer Einführung dynamischer Netztarife führen, was beispielsweise auf nutzungszeitspezifische Tarife oder im Extremfall auf eine Echtzeittarifierung hinauslaufen würde.

In der Förderung von Laststeuerungsmaßnahmen durch die Netztarifierung sieht die EER demnach eine Möglichkeit, mit der zu einer Verbesserung der Energieeffizienz beigetragen werden kann. Das dahinterliegende Ziel ist die Ressourcenoptimierung wie auch eine Optimierung des Gesamtsystems. Die Bedeutung der Laststeuerung hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien und einer damit verbundenen stärker werdenden, fluktuierenden und dezentralen Erzeugung, ist davon auszugehen, dass die Bedeutung weiter zunehmen wird. Laststeuerung ermöglicht eine Steuerung der Stromnachfrage von Haushalten und Industrie durch das kurzfristige Hinzu- oder Abschalten von Lasten. Dies beinhaltet auch eine mögliche Verschiebung des Zeitpunkts des Energiekonsums. Ziel ist es, auftretenden Lastspitzen entgegenzuwirken. Ferner kann auf Laststeuerungsmaß-

⁵³ Großbritannien verfügt diesbezüglich über mehrjährige Erfahrungen, auf die in Kapitel 4 detailliert eingegangen wird.

nahmen zurückgegriffen werden, wenn sich beispielsweise kurzfristige Engpässe auf der Erzeugerseite auftun oder Netzengpässe bestehen. Letztendlich können davon Entlastungseffekte auf den Netzbereich wie auch auf die Erzeugerseite ausgehen. Dies kann unter anderem einen geringeren Netzausbaubedarf zur Folge haben, die Stabilität des Netzes und des Stromsystems als Ganzes erhöhen, wie auch den Spitzenlastbedarf reduzieren.

Die Erlöse aus den Netztarifen dienen den Netzbetreibern dazu, die Kosten für den Bau und den Betrieb des Netzes zu decken. Die direkten Netzwerkkosten resultieren im Wesentlichen aus der Bereitstellung von Kapazität und Leistung. Sie sind in der Regel nur in geringem Maße abhängig von der tatsächlich transportierten Energiemenge. Ein Blick auf die gegenwärtige Netztarifstruktur zeigt allerdings, dass sie insbesondere im Bereich der Klein- und Haushaltskunden (mit Abrechnung nach dem Standardlastprofil) sehr stark von der verkauften Energiemenge abhängen und somit die eigentliche Kostenstruktur nicht wirklichkeitsgetreu abbilden.⁵⁴ In anderen Worten bedeutet dies, dass die gegenwärtigen Tarife sehr stark auf der gelieferten elektrischen Arbeit basieren und nicht auf der bereitgestellten Leistung, obwohl diese den Hauptkostentreiber im Netzbereich darstellt. Dies hat zur Folge, dass Anreize gegeben werden, den gesamten Energieverbrauch zu reduzieren, gleichzeitig aber keine Anreize bestehen, die Spitzenlast zu reduzieren. Es existiert dementsprechend ein stetiger Impuls zur Energiekonsumreduktion, der allerdings zu Spitzenlastzeiten genauso groß wie zu allen anderen Zeitpunkten ist.

Verursachergerechtere und kostenreflektierende Netzentgelte können einen Beitrag dazu leisten, energieeffizienteres Verhalten der Stromendkunden herbeizuführen. Sind beispielsweise die Netztarife in Spitzenlastzeiten höher als in Nebenlastzeiten, würde es einen finanziellen Anreiz geben, Stromkonsum in weniger stark ausgelastete Zeiten zu verschieben. Bei der Gestaltung von Netztarifen gibt es verschiedene Möglichkeiten, mithilfe derer Anreize zur Lastverschiebung durch Laststeuerungsmaßnahmen gesetzt werden können.⁵⁵ Zum einen ist es möglich, bei den Netztarifen einen stärkeren Leistungsbezug herzustellen. Dies könnte beispielsweise zur Einführung von zweistufigen Tarifen mit einer Arbeits- und einer Leistungskomponente führen. Durch die Arbeitskomponente wäre weiterhin ein finanzieller Anreiz gegeben, den gesamten Energieverbrauch zu senken und durch die Leistungskomponente bestünde jetzt nun auch ein expliziter Anreiz die Spitzenlast zu reduzieren. Es lässt sich jedoch die Frage stellen, ob der Aufwand einer individuellen Festlegung der Leistungskomponente auf Klein- und Haushaltskundenebene gewünscht und vertretbar ist. Eine zweite Möglichkeit Impulse

54 Eine zurzeit allerdings noch nicht so weit verbreitete Ausnahme stellen gesonderte Netzentgelte nach § 14a EnWG dar. So besteht für die Endkonsumenten im Niederspannungsbereich die Möglichkeit, in den Genuss eines reduzierten Netzentgeltes zu kommen, sofern der Verteilnetzbetreiber Zugriff auf ihre (unterbrechbaren) Verbrauchseinrichtungen hat und diese nach seinen Bedürfnissen steuern kann. Voraussetzung dafür ist die Existenz eines separaten Zählpunktes. Gesonderte Netzentgelte gelten allerdings – anders als die weiter unten diskutierten zweistufigen oder dynamischen Netztarife – nur für den dafür berechtigten Kundenkreis.

55 Vgl. Eurelectric (2013).

für Laststeuerungsmaßnahmen zu setzen, besteht in der Einführung dynamischer Netztarife. Hierbei orientieren sich die Tarife für die Netznutzung an der Auslastung der Netze. In Zeiten hoher Auslastung sind die Netzpreise höher als in Zeiten geringer Auslastung. Durch dieses Anreizsystem sollen die Netznutzer dazu motiviert werden, ihren Stromkonsum an die Anforderungen des Netzes anzupassen. In Bezug auf die konkrete Ausgestaltung dynamischer Netztarife lassen sich verschiedene Stufen der Komplexität unterscheiden. Eine relativ einfache Konzeption ist ein nutzungszeitspezifisches Tarifsystem mit festen Zeitabschnitten, wohingegen eine Echtzeittarifierung ein weitaus komplexeres System darstellt.

Neben verschiedenen bereits aufgezählten Vorteilen⁵⁶ gibt es allerdings auch diverse Probleme und Nachteile, die die Einführung von dynamischen Netztarifen mit sich bringt.⁵⁷ Zu nennen ist zuallererst der große administrative Aufwand, der sich aus der Bildung, Überwachung und Abrechnung der Tarife ergibt. So ist von einem immensen auszuwertenden Datenvolumen auszugehen. Im besonderen Maße gilt dies für die komplexeren Ausgestaltungsformen der dynamischen Tarife. Zugleich könnte die Kundenakzeptanz ein Problem darstellen, wie erste Erfahrungen zu variablen Endkundentarifen zeigen. Zwar scheinen die Verbraucher variablen Tarifen gegenüber zunächst einmal aufgeschlossen zu sein, allerdings kann der damit verbundene hohe Aufwand sowie die möglicherweise begrenzten finanziellen Vorteile pro Konsument schnell Missmut hervorrufen. Hinzu kommt, dass die Kunden in einem Entgeltsystem mit mehreren variablen Tarifbestandteilen und möglicherweise gegenläufigen Effekten von der Komplexität des Gesamtsystems überfordert werden könnten, was negative Effekte hinsichtlich der Akzeptanz mit sich brächte.⁵⁸ Ferner ist zu bedenken, dass sich der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis für Haushaltskunden seit dem Jahr 2006 fast halbiert hat und heutzutage noch ca. 21% ausmacht.⁵⁹ Folglich sollte der Einfluss möglicher auf den Netzentgelten beruhender Anreizwirkungen nicht überschätzt werden.

Eine Einführung zweistufiger oder dynamischer Netztarife führt in der Summe zunächst einmal nicht zu höheren Kosten für die Netznutzer. Einige werden höhere Netzentgelte zahlen müssen als bei bisherigen Tarifen, andere dafür geringere. In der längeren Frist können zweistufige oder dynamische Netztarife (und damit verbundene Laststeuerungsmaßnahmen) dagegen grundsätzlich zu Kosteneinsparungen in Form von reduzierten Netzentgelten führen. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass Kosten für den „reduzierten“ Netzausbau eingespart werden können und demzufolge nicht auf die Endverbraucher umgelegt werden müssen.

⁵⁶ Vgl. Fraunhofer IWES (2011).

⁵⁷ Vgl. Bundesnetzagentur (2011).

⁵⁸ An dieser Stelle sei kurz angemerkt, dass die zurzeit diskutierte Dynamisierung der EEG Umlage die Komplexität noch weiter erhöhen würde.

⁵⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2013).

4 Internationale Erfahrungen

Dieses Kapitel widmet sich den im vorherigen Kapitel abgeleiteten Handlungsfeldern und versucht der Frage nachzugehen, welche Erfahrungen andere Länder diesbezüglich haben sammeln können. Dabei ist es nicht das Ziel, eine umfassende länderspezifische Darstellung des entsprechenden Handlungsfeldes zu gewährleisten. Vielmehr liegt der Fokus der Länderbetrachtung wiederum auf dem Netzbereich des Energiesektors sowie dessen Regulierung.

Energieeffizienzverpflichtungssysteme

In Europa gibt es verschiedene Länder, die bereits Energieeffizienzverpflichtungssysteme eingeführt haben und dementsprechend erste Erfahrungen damit sammeln konnten. Laut einer Studie von Dena und Frontier Economics (2012), in der die Einführung der Verpflichtungssysteme in Großbritannien, Frankreich, Italien und Dänemark miteinander verglichen werden, unterscheiden sich die länderspezifischen Ansätze in vielen Punkten. So kann nicht davon die Rede sein, dass es bis dato eine einheitliche vorherrschende Konzeption eines Energieeffizienzverpflichtungssystems gibt; vielmehr folgen die einzelnen Ausgestaltungen nationalen Gegebenheiten und Zielen.

In Großbritannien existieren Energieeinsparverpflichtungsziele und dementsprechende Programme schon seit dem Jahr 1994. Das aktuelle Programm Energy Companies Obligation (ECO) wurde mit Beginn des Jahres 2013 eingeführt und ersetzt die beiden zuvor geltenden Programme Carbon Emissions Reduction Target (CERT) und Community Energy Saving Programme (CESP). Während bei CERT über den Zeitraum April 2008 bis Dezember 2012 ein kumuliertes CO₂-Einsparungsziel in Höhe von 293 Mt erreicht werden sollte,⁶⁰ verfolgte das kleinere Programm CESP über die Laufzeit September 2009 bis Dezember 2012 ein Minderungsziel von 19 Mt CO₂.⁶¹ Bei beiden Programmen waren die Energieversorgungsunternehmen die Verpflichteten, die für die entsprechenden Einsparungen Sorge leisten mussten. Übertrafen die Unternehmen ihre jeweiligen Einsparungsziele, war es ihnen explizit erlaubt, entsprechende „Überschüsse“ mit in das ECO Programm zu nehmen. Auch bei ECO⁶² sind die Energieversorgungsunternehmen die Verpflichteten, wobei die Finanzierung des Programms wie zuvor über eine Umlage auf den Endenergiepreis erfolgt. Der Regulierungsbehörde Ofgem obliegt die Verwaltung des bis Ende März 2015 konzipierten Programms. Dementsprechend hat sie dafür Sorge zu tragen, dass das Gesamtziel adäquat auf die einzelnen Energieunternehmen aufgeteilt wird und dass eine Überwachung in Bezug auf die Zielerreichung stattfindet. Darüber hinaus hat Ofgem Berichtspflichten gegenüber

⁶⁰ Nach Angaben von Ofgem (2013a) wurde dieses Ziel knapp übertroffen, wobei allerdings zwei Versorger (British Gas und SSE) im Gegensatz zu den anderen vier Versorgern (EDF Energy, E.ON, npower, Scottish Power) ihren Verpflichtungen nicht zu 100% nachkamen. Laut Dena und Frontier Economics (2012) entsprechen die Verpflichtungsziele ungefähr 1% des jährlichen Haushaltsverbrauchs.

⁶¹ Hier dagegen wurde die Zielerreichung knapp verfehlt, siehe Ofgem (2013b). Zusammengefasst konnten jedoch 99% der durch beide Programme anvisierten CO₂ Einsparung realisiert werden.

⁶² Vgl. Department of Energy and Climate Change (2012).

dem Ministerium für Energie und Klimawandel. Die konkrete Ausgestaltung von ECO fällt allerdings nicht in den Aufgabenbereich des Regulators, vielmehr ist dies die Aufgabe des Ministeriums. Flankiert wird ECO von Green Deal, einem neuen auch im Jahr 2013 gestarteten Anreizprogramm für eine direkte Finanzierung energetischer Modernisierungsmaßnahmen. Green Deal stellt kein Energieeinsparverpflichtungssystem dar. Aufgrund der Etablierung von Green Deal ist das Einsparvolumen von ECO gegenüber den beiden Vorgängerprogrammen deutlich geringer.⁶³

Dänemark kennt Energieeffizienzverpflichtungssysteme schon seit dem Jahr 2006.⁶⁴ Das jährliche Einsparziel für das Jahr 2014 beträgt ca. 3 TWh an Endenergie und wird 2015 auf ca. 3,4 TWh ansteigen.⁶⁵ Im Gegensatz zu Großbritannien sind in Dänemark die Netzbetreiber die verpflichteten Parteien, die für die nötigen Energieeinsparungen zu sorgen haben. Die Verpflichtungen gelten für die vier Sektoren Öl, Elektrizität, Gas und Fernwärme, wobei jedem einzelnen Sektor ein spezifisches Einsparziel vorgegeben wird, das sich grob am jeweiligen Marktanteil orientiert. Die individuellen Einsparziele pro Netzbetreiber werden in sektorspezifischen Verhandlungen zwischen dem Ministerium für Klima, Energie und Gebäude und den jeweiligen Sektorverbänden ermittelt, wiederum angelehnt an die jeweiligen Marktanteile. Die Netzbetreiber haben dafür Sorge zu tragen, dass die vorgegebenen Ziele auch erreicht werden, wobei es ihnen offen steht, wie sie dabei vorgehen. Teilweise werden entsprechende Projekte von eigenen Tochterunternehmen übernommen, teilweise werden aber auch Dritte auf Energieeffizienzmaßnahmen spezialisierte Unternehmen mit der Aufgabe betraut. Den Netzbetreibern ist es auch möglich untereinander Einsparzertifikate zu handeln. Für das Ministerium ist zunächst einmal unerheblich, ob alle Netzbetreiber die gesetzten Ziele erreichen, solange die Einsparziele des gesamten Sektors erfüllt werden. Die Finanzierung erfolgt über eine Umlage auf den Endenergiepreis. Insgesamt handelt es sich um rund 240 verpflichtete Netzbetreiber, wobei die Administration des Verpflichtungssystems der Danish Energy Authority obliegt, die zum Ministerium für Klima, Energie und Gebäude gehört.

⁶³ Vgl. Fraunhofer ISI, Ecofys, Öko-Institut (2012).

⁶⁴ Vgl. hier und im Folgenden Dena und Frontier Economics (2012), ECEEE (2012) und Fraunhofer ISI, Ecofys, Öko-Institut (2012).

⁶⁵ Dies entspricht rund 1,45% des Endenergieverbrauchs. Siehe Vortrag der Danish Energy Association in Wien am 20.02.2013:
<http://www.klimafonds.gv.at/veranstaltungen/rueckblick/archiv-2013/energieeffizienz-neu-mehr-ordnungspolitik-mehr-verantwortung-sind-wir-am-richtigen-weg>.

Nationaler Energieeffizienzfonds

Innerhalb der EU verfügen Dänemark und Großbritannien über langjährige Erfahrungen mit nationalen Energieeffizienzfonds.⁶⁶ In den USA gibt es die Public Benefit Programs, welche von den jeweiligen Bundesstaaten individuell ausgestaltet werden und vergleichbar mit nationalen Energieeffizienzfonds sind.⁶⁷ Insgesamt lässt sich bislang nicht erkennen, dass die dargestellten nationalen Energieeffizienzfonds den Netzbereich als ein mögliches Schlüsselement für die erfolgreiche Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen fokussiert haben. Es wurden bisher beispielsweise keine expliziten Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz bei gleichzeitiger Reduktion des Netzausbaubedarfs und Erhöhung der Systemstabilität durchgeführt. Lediglich in einzelnen amerikanischen Fonds wurden Demand Side Management (DSM)-Aktivitäten im Rahmen von Technologieforschungsprogrammen gefördert. Bedeutsame DSM-Aktivitäten finden derzeit außerhalb nationaler Energieeffizienzfonds in zahlreichen Start-Ups des Silicon Valley statt. Daneben werden in Großbritannien Energieeinsparinitiativen durch das Innovationsförderprogramm Low Carbon Network Fund gefördert, welches allerdings auch keinen Energieeffizienzfonds im klassischen Sinne darstellt.

In Dänemark gab es von 1996 bis Anfang 2010 mit dem Danish Electricity Saving Trust einen Stromsparfonds, dessen übergeordnetes Ziel die Reduktion des Stromverbrauchs innerhalb einer Dekade war. Seit 2007 wurden dann für die privaten und öffentlichen Haushalte konkrete jährliche Stromeinsparungsziele von 1% des Stromverbrauchs, entspricht 150 GWh/a bezogen auf die Endenergie, definiert. Anfang 2010 erfolgte mit der Gründung des dänischen Energiesparfonds (Danish Energy Saving Trust) die Ausweitung des Energieeffizienzfonds auf alle Energieträger. Auf der Basis quantitativer Energieeffizienzziele wurde der Fonds in die Energieeffizienzpolitik Dänemarks mit aufgenommen. Bislang war einer der Förderungsschwerpunkte der Wechsel von Elektroheizungen hin zur Nutzung von Fernwärme. Weitere Schwerpunkte liegen u.a. im Bereich der Energieeinsparung in Bestandsgebäuden und in der Modernisierung von (Heizungs-)pumpen. Seit der einjährigen Einführungsphase (1996-1997), welche durch eine staatliche Anschubfinanzierung flankiert wurde, wurde der Fonds mit einem jährlichen Budget von ca. 10-15 Mio. €, finanziert von den Haushalten durch einen Energiepreisaufschlag in Höhe von 0,08 Cent/kWh, ausgestattet. Im Jahr 2012 entschied die dänische Regierung im Rahmen des „energy agreements“ den Danish Energy Saving Trust zu schließen.⁶⁸ Bestimmte Aktivitäten des Fonds sollen allerdings weitergeführt werden und zudem sollen die eingesparten Finanzmittel für andere spezifische Energieeinsparinitiativen verwendet werden.

⁶⁶ Daneben existierte bis Oktober 2003 auch in den Niederlanden ein Energieeffizienzfonds.

⁶⁷ Die nachfolgende zusammenfassende Vorstellung nationaler Energieeffizienzfonds basiert maßgeblich auf Fraunhofer ISI, Ecofys, Öko-Institut (2012), Fraunhofer ISI (2014) sowie auf den Internetadressen: <http://www.savingtrust.dk/>, <http://www.energysavingtrust.org.uk/>, <http://www.thecarbontrust.co.uk> und <http://www.ofgem.gov.uk>.

⁶⁸ Vgl. Dänisches Ministerium für Klima, Energie und Gebäude (2013).

In Großbritannien wurde 1992 gemeinsam von der englischen Regierung und den öffentlichen Energieversorgungsunternehmen der Energiesparfonds Energy Saving Trust (EST) gegründet. Ziel des EST ist die Schaffung von Anreizen für die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in privaten Haushalten. Zu den Energieeffizienzmaßnahmen gehören beispielsweise die Hohlwanddämmung von Häusern, der Ersatz ineffizienter Haushaltsgroßgeräte (im Wesentlichen sind dies Kühlschränke und Spülmaschinen) und der Einbau hocheffizienter Heizungsanlagen. Der 2001 gegründete Carbon Trust, ein weiterer nationaler Energieeffizienzfonds, fördert schwerpunktmäßig die Entwicklung von Low-Carbon-Technologien im Verkehrssektor durch öffentliche Einrichtungen. Die finanzielle Ausstattung beider Fonds erfolgt durch öffentliche Mittel (Steuereinnahmen) und private Unternehmen. Seit der Implementierung der Fonds stieg die finanzielle Ausstattung kontinuierlich. So standen 2014 den beiden Energieeffizienzfonds Mittel in Höhe von mehr als 150 Mio. € zur Verfügung. Im Bereich der Stromverteilnetze existiert gegenwärtig mit dem Low Carbon Network Fund ein Fonds und Innovationsförderprogramm, welches unter anderem das Ziel verfolgt, Energieeinsparinitiativen, wie z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen, die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen oder DSM-Maßnahmen, zu fördern. Allerdings dient dieser Fonds in erster Linie der Förderung von Netzwerkinnovationen und stellt somit keinen Energieeffizienzfonds im klassischen Sinne dar.

In den USA gibt es seit der Liberalisierung des Energiesektors in den neunziger Jahren bundesstaatsspezifische Fondsprogramme zur Förderung von DSM-Aktivitäten und Erneuerbaren Energien sowie zur Förderung von Technologieforschungsprogrammen. Die Finanzierung erfolgt in der Regel über Energiepreisaufschläge sowie durch Aufschläge auf die Netzentgelte. Je nach Bundestaat betrug im Zeitraum von 2004 bis 2008 die Höhe der finanziellen Mittel zwischen 2 Mio. \$ und 228 Mio. \$. Für den genannten Zeitraum lag die finanzielle Ausstattung aller Public Benefit Programs bei insgesamt ca. 3 Mrd. \$.

Beseitigung potenzieller Hindernisse und negativer Anreize in Energienetzen und deren Regulierung

Wie in Kapitel 3.2.1 aufgezeigt wurde, kann der Netzbetreiber durch eigene Maßnahmen und Investitionen Netzverluste reduzieren mit der Folge, dass weniger Verlustenergie zu beschaffen ist. Dadurch ist es dem Netzbetreiber möglich, einen direkten Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz zu leisten. Adäquate regulatorische Rahmenbedingungen, die Anreize zu einer Reduktion der Netzverluste setzen, können diesbezüglich ein wichtiger Wegbereiter sein.

Großbritannien verfügt über mehrjährige Erfahrungen hinsichtlich Anreizen in der Netzregulierung zur Reduktion von Netzverlusten. Netzverluste machen dort einen nicht unerheblichen Anteil aus; so sind ca. 1,5% der britischen CO₂-Emission darauf zurückzuführen.⁶⁹ In der von 2005 bis 2010 andauernden 4. Regulierungsperiode für die

⁶⁹ Siehe <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/losses-incentive-mechanism>.

Stromverteilnetze gab es den *losses incentive mechanism*. Danach wurde auf jährlicher Basis ein bestimmter Anteil an „erlaubten“ Verlusten pro Netzbetreiber festgelegt. Bei Übererfüllung der Zielwerte konnte mit einer Vergütung von 5p/kWh gerechnet werden, genauso wie eine Nichterfüllung der Ziele eine entsprechende Strafzahlung nach sich zog.⁷⁰ Aufgrund der stark schwankenden Datengrundlage war eine Bestimmung eines Zielwertes wie auch die Berechnung der entsprechenden Zahlungen oftmals sehr schwierig, so dass es teilweise zu ungerechtfertigten Gewinnen und Verlusten für die Netzbetreiber gekommen ist.⁷¹ Insbesondere aufgrund dieser Tatsache wurde in der aktuellen 5. Regulierungsperiode (2010-2015) auf den *losses incentive mechanism* verzichtet. Stattdessen wurde eine öffentliche Berichtspflicht hinsichtlich der Netzverluste eingeführt. Der Druck der Öffentlichkeit sollte die Netzbetreiber dazu bringen, sich in dieser Hinsicht Reputation zu erarbeiten. Dadurch sollten sie einen Anreiz bekommen, die Netzverluste möglichst gering zu halten. Im Zuge der RIIO Regulierung ab 2015 ergibt sich für das Verteilnetz wiederum eine Änderung.⁷² So soll der *losses reduction mechanism* eingeführt werden, der auf folgenden vier Komponenten basiert: *licence obligation*, *loss reduction expenditure in the business plans*, *annual reporting* und *discretionary reward*. Im Kern verpflichten die ersten drei Komponenten die Netzbetreiber zu energieeffizientem Handeln durch konkrete Vorgaben, Businesspläne und jährliche Berichtspflichten. Finanzielle Anreize ergeben sich aus der vierten Komponente. Sollten die Vorgaben aus den Businessplänen übertroffen werden oder werden gesetzte Ziele zu geringeren Kosten realisiert, können die entsprechenden Netzbetreiber mit einer Zahlung aus einem dafür eingerichteten und mit 32 Mio. Pfund ausgestatteten Fond rechnen. Bei den Übertragungsnetzbetreibern wird auf explizite Zahlungen verzichtet. Vielmehr funktioniert hier die Anreizwirkung weiterhin über Reputationseffekte. Neben Großbritannien gibt es gegenwärtig auch in Spanien finanzielle Anreize, vorgegebene Netzverlustziele einzuhalten. Diese gelten auch hier nur für die Stromverteilnetze und nicht im Übertragungsnetzbereich.⁷³

Die Weiterentwicklung der Netztarifierung in Richtung mehr Verursachergerechtigkeit und einer besseren Abbildung der eigentlichen Kostenstrukturen kann dabei helfen, energieeffizienteres Verhalten der Stromendkunden herbeizuführen. Dies gilt insbesondere in Hinblick auf zusätzliche Anreize für Laststeuerungsmaßnahmen. Wie Tabelle 4-1 zeigt, werden derzeit in Europa eine Reihe von Netztarifierungsprojekten erforscht und getestet, von denen manche auch schon in die Praxis umgesetzt wurden. Die in Deutschland eingeführten gesonderten Netzentgelte (§ 14a EnWG) haben dazu geführt, dass hierzulande unterbrechbare Tarifoptionen sowie eine direkte Laststeuerung seitens des Verteilnetzbetreibers schon heute existieren bzw. möglich sind. Allerdings können gesonderte Netzentgelte nicht von allen Kunden in Anspruch genommen werden. Vielmehr müssen die dafür nötigen Bedingungen wie die Existenz eines separaten Zählpunktes erfüllt sein. Bei dynamischen (Echtzeit-) Tarifen ist zu erwarten, dass der

⁷⁰ Vgl. Ecofys (2013).

⁷¹ Vgl. Ofgem (2012a).

⁷² Vgl. Ofgem (2012b).

⁷³ Vgl. Ecofys (2013).

administrative Aufwand, der mit der Einführung einhergeht, um ein Vielfaches höher ist. Von den betrachteten Ländern⁷⁴ gibt es nur in Dänemark in die Praxis umgesetzte Echtzeittarifierungsprojekte. In den Niederlanden gibt es diesbezüglich erste Demonstrationsprojekte und in der Schweiz und Norwegen existieren ausschließlich Projekte im Forschungsstadium. Insgesamt lässt sich festhalten, dass in Bezug auf dynamische Netztarife und Laststeuerungsmaßnahmen auf nationaler wie auch internationaler Ebene sicherlich noch weiterer Forschungsbedarf besteht. Dabei ist insbesondere auch das Zusammenspiel von variablen Stromtarifen und dynamischen Netzentgelten von großer Bedeutung. Wichtig ist in diesem Kontext, dass der Endkonsument klare und eindeutige Preissignale erhält. Ansonsten besteht die Gefahr, dass das potenziell verfügbare Potenzial an Laststeuerungsmaßnahmen nicht voll ausgeschöpft wird.

Tabelle 4-1: Aktuelle Netztarifierungs-Projekte in Europa

	In die Praxis umgesetzte Projekte	Demonstrationsprojekte	Projekte im Forschungsstadium
Kritische Spitzenlastbepreisung		DK	CH, FR, NO, PT
Dynamische (Echtzeit-) Tarife	DK	NL	CH, NO
Unterbrechbare Tarifoptionen	CH, DE, ES, GR, NO, PT, SE	DK	BE, FR
Direkte Laststeuerung	CZ, DE, FI, FR, NO	DK	BE, CH

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Eurelectric (2013)

⁷⁴ Zu beachten ist, dass in Tabelle 4-1 nur die Länder berücksichtigt sind, die an der Umfrage von Eurelectric (2013) teilgenommen haben.

5 Zusammenfassung und Fazit

Der seit fast zwei Jahrzehnten stattfindende Transformationsprozess der Energiewirtschaft bringt tiefgreifende Veränderungen für die gesamte Branche mit sich. Wesentliche Treiber sind unter anderem die Hebung bisher ungenutzter Effizienzpotenziale, der Konsumentenschutz, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie das Ziel des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung. Die Steigerung der Energieeffizienz stellt dabei ein vielversprechendes und oftmals noch ungenutztes Instrument dar, um den Wandel mitzugestalten. Diese Meinung scheinen auch die Europäische Kommission wie auch der Europäische Rat zu teilen, was daran abzulesen ist, dass die Verbesserung der Energieeffizienz Teil eines der fünf europäischen Kernziele der „Europa 2020“ Strategie ist. Das übergeordnete Ziel von Energieeffizienzverbesserungen ist es, den Energieverbrauch dauerhaft zu senken. Dies kann nicht nur zu langfristigen Kosteneinsparungen auf Seiten der Konsumenten führen, sondern hätte auch positive Effekte für die Versorgungssicherheit zur Folge. Darüber hinaus kann ein Rückgang der Energienachfrage dabei helfen, schneller unabhängig von fossilen Energieträgern zu werden und dementsprechend Emissionen zu reduzieren.

Die Energieeffizienz Richtlinie 2012/27/EU (EER) setzt in diesem Zusammenhang neue Maßstäbe. Das erklärte Ziel ist es dabei, bis zum Jahr 2020 die Energieeffizienz um 20% zu steigern. Diese weitergehende Verschärfung der Energieeffizienzanforderungen bedeutet gleichzeitig, dass die gegenwärtigen Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz nicht ausreichen. Vielmehr müssen bisher ungenutzte Energieeffizienzpotenziale gehoben werden. Anders als frühere Richtlinien rückt die EER die Rolle von Netzbetreibern und Netzregulierung bei Energieeffizienzmaßnahmen weitaus stärker in den Mittelpunkt der Betrachtung. Eine durch eine verbesserte Energieeffizienz induzierte Energieeinsparung führt bei energiebasierten Netztarifen grundsätzlich zu Mindereinnahmen auf Seiten der Netzbetreiber, da weniger Energie über ihre Leitungen transportiert werden muss. Aus diesem Grunde sollten sie a priori kein allzu großes Interesse haben, in Energieeffizienzmaßnahmen zu investieren. Gleichzeitig kann eine induzierte Senkung des Energieverbrauchs aber auch einen dämpfenden Effekt für den Netzausbaubedarf zur Folge haben, weshalb das Thema Energieeffizienz in vielerlei Hinsicht Relevanz für den Netzbereich hat.

Die in der EER aufgeworfenen Ansatzpunkte und Instrumente, wie Netzbetreiber und Netzregulierung zu einer Steigerung der Gesamtenergieeffizienz beitragen können, werden in dieser Studie eingehend diskutiert. Einerseits erfolgt eine ökonomische Analyse von für Deutschland neuen Instrumenten zur Effizienzsteigerung, wie die Einführung von Energieeffizienzverpflichtungssystemen oder die Einrichtung eines Nationalen Energieeffizienzfonds. Andererseits stehen mögliche Hindernisse und Verzerrungen in der bestehenden Netzregulierung in Bezug auf Energieeffizienzmaßnahmen im Mittelpunkt der Betrachtung. Dabei geht es zum einen um die Frage, wie Netzbetreiber durch eigene Investitionen in die Netzinfrastruktur einen Beitrag zur Verbesserung der Energieeffizienz leisten können. Zum anderen geht

es um konkrete Fragen der Weiterentwicklung der Netztarifierung, wodurch Anreize zur verstärkten Nutzung von Energieeffizienzmaßnahmen gesetzt werden können.

Energieeffizienzverpflichtungssysteme

Bei einem Energieeffizienzverpflichtungssystem im Sinne der EER sind für die Jahre 2014 bis 2020 jährliche Energieeinsparungen von mindestens 1,5% des jährlichen Energieabsatzes an Endkunden vorgesehen. Von Seiten des Gesetzgebers wäre nun zu entscheiden, welcher Akteur für die Erreichung des Einsparziels verantwortlich ist. In Frage kämen prinzipiell die Energieversorgungsunternehmen/Lieferanten oder die Netzbetreiber. Alternativ könnte sich der Gesetzgeber auch dazu entscheiden, alternative strategische Maßnahmen zu ergreifen (wie z.B. die Einführung von Energiesteuern, das Setzen steuerlicher Anreize oder die Vorgabe von Effizienzstandards).

Im Falle einer Einführung von Energieeffizienzverpflichtungssystemen sind verschiedene Dimensionen bei der konkreten Ausgestaltung von Bedeutung. Zum ersten wäre es vorteilhaft, wettbewerbliche Strukturen zu schaffen, die einen marktgetriebenen Suchprozess nach innovativen und kosteneffizienten Lösungen imitieren. In diesem Kontext ist auch die Art der Finanzierung entscheidend. Hierbei wäre zu beachten, dass die verpflichtete Partei (z.B. der Netzbetreiber) Anreize zu kosteneffizientem Handeln erhält. Würden beispielsweise alle Kosten über eine Umlage auf den Endkunden überwältigt und gäbe es auch keine anderen Anreize zur Kosteneffizienz, könnte dies sehr wahrscheinlich Ineffizienzen nach sich ziehen. Zum zweiten ist die Granularität in der Ausgestaltung von Interesse. Dies bezieht sich insbesondere auf die Berücksichtigung unterschiedlicher Effizienzsteigerungskosten. So schreibt die Effizienzvorgabe von 1,5% des jährlichen Energieabsatzes allen verpflichteten Lieferanten bzw. Netzbetreibern denselben prozentualen Zielwert vor und zwar unabhängig davon, welche Kosten dies für das betreffende Unternehmen nach sich zieht. Im Sinne einer Gesamtkostenminimierung könnte die Einführung eines Zertifikate-Systems hier Abhilfe schaffen. Zum dritten spielen Planungssicherheit und Verbindlichkeit eine wichtige Rolle. So liefert die EER zumindest bis zum Jahr 2020 stabile Rahmenbedingungen für die beteiligten Akteure. Generell ist davon auszugehen, dass von (Rechts-)Sicherheit ein positiver Einfluss auf das Investitions- und Innovationsverhalten ausgeht, während Unsicherheit diesbezüglich eher dämpfend wirkt. Die Vorgabe jährlicher Effizienzsteigerungsziele ermöglicht auch die genaue Planung der Geschwindigkeit der Energieeffizienzverbesserungen. Ferner kann eine Verhaltenssteuerung über Pönalen o.ä. Maßnahmen dem verpflichteten Akteur stärkere Anreize liefern, seinen Verpflichtungen nachzukommen.

Im Allgemeinen ist von einem eher hohen Umsetzungsaufwand bei der Einführung von Energieeffizienzverpflichtungssystemen auszugehen. Dies liegt insbesondere an der großen Anzahl von Lieferanten bzw. Netzbetreibern, die kontrolliert und informiert werden müssten. Dies lässt auch hohe Transaktionskosten vermuten. Darüber hinaus wäre von Seiten des Gesetzgebers zu klären, welche Institution für die Umsetzung zuständig ist. In Großbritannien ist beispielsweise die Regulierungsbehörde Ofgem mit der Admi-

nistration betraut. Sollten Netzbetreiber aufgrund eines Energieeffizienzverpflichtungssystems vermehrt selber auf dem Markt für Energiedienstleistungen aktiv werden, wäre aus Sicht der Regulierung auch die Abgrenzung und der Umgang mit dem regulierten Netzbereich einerseits und dem unregulierten (da wettbewerblichen) Energiedienstleistungsmarkt andererseits von großer Bedeutung.

Nationaler Energieeffizienzfonds

Die EER ermutigt die Nationalstaaten explizit dazu, einen nationalen Energieeffizienzfonds aufzubauen. Ziel dieses Fonds soll es sein, nationale Energieeffizienzinitiativen zu fördern und dabei insbesondere auch länderspezifische Charakteristika und Besonderheiten im Blick zu haben. Der Fond selber ist nicht als Substitut zu Energieeffizienzverpflichtungssystemen zu sehen, vielmehr können beide Instrumente auch nebeneinander existieren und sich ergänzen. Die Verteilung der zur Verfügung stehenden Mittel erfolgt generell durch den Fondsträger, wobei die Mittelvergabe entweder nach einem Fördermodell mit festen Fördertatbeständen erfolgen kann oder anhand eines Ausschreibungsmodells. Aus der Perspektive des Netzes sind systemorientierte Ansätze und Projekte, die die Schnittstelle mit dem Netzbereich betreffen, von Interesse bzw. eine Förderung entsprechender Projekte wäre zu begrüßen. Allerdings gibt es diesbezüglich bisher kaum internationale Beispiele und Erfahrungen.

Bei der Ausgestaltung eines nationalen Energieeffizienzfonds spielt insbesondere der Punkt Technologieneutralität eine wichtige Rolle. Aus dem Blickwinkel der Kosteneffizienz wäre eine wettbewerbliche und technologieneutrale Ausgestaltung des Fonds wünschenswert. Die Frage der Technologieneutralität kann in Bezug auf dynamische Effizienzüberlegungen jedoch auch gegenläufige Effekte hervorrufen. Auf der einen Seite kann direkter Einfluss auf die Art der effizienzsteigernden Maßnahmen erwünscht sein, da beispielsweise neue, langfristige und innovative Technologien und Maßnahmen gefördert werden können, die unter einem Verpflichtungssystem eher nicht zur Anwendung gekommen wären, da die daraus resultierenden kurzfristigen Effizienzgewinne möglicherweise zu gering gewesen wären. Auf der anderen Seite kann die (Vor-) Festlegung auf bestimmte Arten von effizienzsteigernden Maßnahmen und Technologien aber auch dazu führen, dass manche zukünftigen Technologien von der Förderung ausgenommen werden, die aus heutiger Sicht vielleicht nicht so relevant erscheinen.

Daneben spielt bei der Einrichtung eines nationalen Energieeffizienzfonds auch die Art der Finanzierung sowie die Höhe der zur Verfügung stehenden Mittel eine große Rolle. Projekte und Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz, die auf die Entwicklung und Einführung technologischen Fortschritts abzielen, benötigen für ihre Finanzierung oftmals ein hohes Maß an Finanzmitteln, über die der Fond optimalerweise verfügen sollte. Eine stabile und damit planbarere Refinanzierung brächte diesbezüglich gewisse Vorteile mit sich, was für eine Umlagenfinanzierung über den Endenergiepreis oder einen Unternehmensbeitrag und gegen eine haushaltsabhängige Steuerfinanzierung

sprechen würde. Generell gilt zudem, dass die Größe des Fondsvolumens tendenziell mit der auf den Effizienzmaßnahmen beruhenden Energieeinsparung positiv korreliert.

Beseitigung potenzieller Hindernisse und negativer Anreize in Energienetzen und deren Regulierung

Generell haben die Netzbetreiber die Möglichkeit, durch eigene Maßnahmen und Investitionen an der Steigerung der Energieeffizienz mitzuwirken. Beispielhaft genannt seien hier der Ausbau intelligenter Kommunikationsinfrastruktur und die Verbreitung intelligenter Mess- und Zählersysteme, die stetige Anpassung des Stromnetzes an immer stärkere dezentrale Versorgungsstrukturen sowie die Reduktion von Netzverlusten mit dem Ziel den Zukauf von Verlustenergie zu reduzieren. Allerdings sind Netzbetreiber – als natürliche Monopolisten – nicht vollkommen frei hinsichtlich ihrer (Investitions-) Entscheidungen. Vielmehr sind sie der Regulierung im Allgemeinen und der Anreizregulierung im Speziellen unterworfen.

Investitionen in die Energieeffizienz stellen in diesem Kontext zunächst einmal zusätzliche Kosten dar, die sinkende Gewinne und eine niedrigere Kapitalverzinsung erwarten lassen, wenn keine entsprechenden Erlösanpassungen ausgelöst werden. Somit stellt sich die Frage, wie die Netzbetreiber die Kapitalkosten der Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz im bestehenden Regulierungsrahmen refinanzieren können. Die Anreizregulierung bietet gegenwärtig verschiedene Möglichkeiten zur Anerkennung von Investitionen, wie die Geltendmachung der Kosten im Basisjahr oder die mögliche Nutzung des Erweiterungsfaktors. Darüber hinaus können auf Investitionen zurückzuführende Kostensenkungen innerhalb der betreffenden Regulierungsperiode zu höheren Gewinnen führen. Während die grundsätzliche Kostenanerkennung im Rahmen der Kostenprüfung von Investitionen in die Energieeffizienz unproblematisch ist, gelten gewisse Einschränkungen bezgl. der Möglichkeiten zur Erlösanpassung. So ist bei diesen Investitionen oft unklar, ob und wann der Investor daraus Verbesserungen seiner Kosteneffizienz erwarten kann. Möglicherweise profitieren vor allem Dritte (wie beispielsweise Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen) von der gesteigerten Energieeffizienz oder aber mögliche positive Effekte können erst in der langen Frist realisiert werden. Des Weiteren ist der Erweiterungsfaktor in der bestehenden Form nicht für Investitionen in die Energieeffizienz konzipiert und somit nicht direkt anwendbar. Hinzu kommt, dass es möglicherweise keinen adäquaten Outputparameter beim Effizienzvergleich gibt, der für bestimmte Investitionen in die Energieeffizienz kontrolliert. Diese „Leistung“ war bisher auch nicht expliziter Bestandteil einer effizienten Leistungsbeurteilung der Netzbetreiber und wird daher voraussichtlich nicht vollständig abgebildet. Dies könnte zur Folge haben, dass beim Effizienzvergleich investierende Netzbetreiber im Vergleich zu weniger investierenden Netzbetreibern schlechter abschneiden könnten. Letztendlich lässt sich festhalten, dass der Gesetzgeber, sollte er vermehrt an Investitionen der Netzbetreiber in die Energieeffizienz interes-

siert sein, auch dafür sorgen sollte, dass die Netzbetreiber die notwendigen Kapitalkosten der Investitionen finanzieren können.⁷⁵

Daneben können von der Weiterentwicklung der Netztarifierung positive Anreize hinsichtlich bestimmter Energieeffizienzmaßnahmen ausgehen. Im Konkreten bedeutet dies, dass verursachergerechtere und kostenreflektierende Netzentgelte einen Beitrag dazu leisten können, energieeffizienteres Verhalten der Stromendkunden herbeizuführen. Sind beispielsweise die Netztarife in Spitzenlastzeiten höher als in Nebenlastzeiten, würde es einen finanziellen Anreiz geben, Stromkonsum in weniger stark ausgelastete Zeiten zu verschieben. Bei der Gestaltung von Netztarifen gibt es verschiedene Möglichkeiten, mithilfe derer Anreize zur Lastverschiebung durch Laststeuerungsmaßnahmen gesetzt werden können. Zum einen ist es möglich, bei den Netztarifen einen stärkeren Leistungsbezug herzustellen. Dies könnte beispielsweise zur Einführung von zweistufigen Tarifen mit einer Arbeits- und einer Leistungskomponente führen. Es lässt sich jedoch die Frage stellen, ob der Aufwand einer individuellen Festlegung der Leistungskomponente auf Klein- und Haushaltskundenebene gewünscht und vertretbar ist. Eine zweite Möglichkeit Impulse für Laststeuerungsmaßnahmen zu setzen, besteht in der Einführung dynamischer Netztarife. Durch dieses Anreizsystem sollen die Netznutzer dazu motiviert werden, ihren Stromkonsum an die Anforderungen des Netzes anzupassen. In Bezug auf die konkrete Ausgestaltung dynamischer Netztarife lassen sich verschiedene Stufen der Komplexität unterscheiden. Eine relativ einfache Konzeption ist ein zweistufiges Tarifsystem mit festen Zeitabschnitten, wohingegen eine Echtzeittarifierung ein weitaus komplexeres System darstellt.

Dynamische Netztarife bringen verschiedene Vorteile mit sich. Zum einen ist von einer höheren Auslastung der Netze auszugehen, da die Netznutzer einen Anreiz erhalten, den Stromverbrauch in netzlastschwache Zeiten zu verlagern, wodurch Investitionen in den Netzausbau verzögert oder gar vermieden werden können. Weitere Vorteile sind die Reduktion von Lastspitzen und Netzverlusten, die effektivere Integration erneuerbarer Erzeuger (was zu einer reduzierten Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien führen sollte) sowie eine verursachungsgerechte Entgeltgestaltung insgesamt. Es gibt allerdings auch verschiedene Probleme und Nachteile, die die Einführung von dynamischen Netztarifen mit sich bringt. Zu nennen ist zuallererst der große administrative Aufwand, der sich aus der Bildung, Überwachung und Abrechnung der Tarife ergibt. Zugleich könnte die Kundenakzeptanz ein Problem darstellen. Zwar scheinen die Verbraucher variablen Tarifen gegenüber zunächst einmal aufgeschlossen zu sein, allerdings kann der damit verbundene hohe Aufwand sowie die möglicherweise begrenzten finanziellen Vorteile pro Konsument schnell Missmut hervorrufen. Hinzu kommt, dass die Kunden in einem Entgeltsystem mit mehreren variablen Tarifbestand-

⁷⁵ Im gegenwärtigen Regulierungsrahmen gibt es bereits Möglichkeiten bestimmte Investitionen anerkannt zu bekommen. Beispielhaft seien hier Investitionsmaßnahmen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (und seit 2013 in die 110-kV Ebender der Verteilnetze) nach § 23 ARegV genannt. Inwiefern sich diese Norm für eine Öffnung in Richtung von Energieeffizienzinvestitionen eignen könnte, bedarf einer eingehenden Prüfung. Insbesondere die Fragen der Abgrenzbarkeit der Investitionen und der kosteneffizienzsichernden Flankierung müssen zuvor geklärt werden.

teilen und möglicherweise gegenläufigen Effekten schnell von der Komplexität des Gesamtsystems überfordert werden könnten, was negative Effekte hinsichtlich der Akzeptanz mit sich brächte. Ferner ist zu bedenken, dass sich der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis für Haushaltskunden seit dem Jahr 2006 fast halbiert hat und heutzutage noch ca. 21% ausmacht. Folglich sollte der Einfluss möglicher auf den Netzentgelten beruhender Anreizwirkungen nicht überschätzt werden.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Netzbereich ein bisher vernachlässigtes Element im Bereich der Energieeffizienzmaßnahmen darstellt. Dabei kann das Energienetz Informationsquelle und Wegbereiter für viele Arten von Effizienzmaßnahmen sein. Dies gilt insbesondere für neue Formen von Energieeffizienzmaßnahmen, die bisher selten oder gar nicht genutzt worden sind. In diesem Kontext, stellt die EER eine Art Kehrtwende dar, indem sie den Netzbereich bei der Hebung weiterer Energieeffizienzpotenziale mit in den Fokus der Betrachtung rückt.

Literaturverzeichnis

- Bauknecht, D., & Koch, M. (2010). Netzinnovationen und Netzregulierung im Dilemma zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf. *Energiewissenschaftliche Tagesfragen*, 60(12), S. 8-11.
- Bundesnetzagentur. (2011). "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn.
- Bundesnetzagentur. (2012). Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV der Verteilnetzbetreiber für ein verbindliches Anreizsystem für die Beschaffung von Verlustenergie und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die zweite Regulierungsperiode. Bonn.
- Bundesnetzagentur. (2013). Monitoringbericht. Bonn.
- Coenen, M., & Haucap, J. (2012). Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung. DICE Ordnungspolitische Perspektiven.
- Dänisches Ministerium für Klima, Energie und Gebäude. (2013). Energy policy report 2013. Bericht des Ministeriums für Klima, Energie und Gebäude an das dänische Parlament über die dänische Energiepolitik.
- Dena und Frontier Economics. (2012). Steigerung der Energieeffizienz mithilfe von Energieeffizienz-Verpflichtungssystemen. Studie im Auftrag der RWE AG.
- Department of Energy and Climate Change. (2012). Final Stage Impact Assessment for the Green Deal and Energy Company Obligation.
- ECEEE. (2012). Energy efficiency obligations – The EU experience.
- Ecofys. (2012). Schafft Deutschland die neuen EU-Energieeinsparziele mit bestehenden Instrumenten? Ermittlung der Umsetzungslücke zur Erreichung der Zielvorgaben der EU-Energieeffizienzrichtlinie. Kurzgutachten für die Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (DENEFF) e.V., Berlin.
- Ecofys. (2013). Incentives to improve energy efficiency in the EU Grids. Studie für das European Copper Institute.
- Ecofys. (2014). Umsetzungsmodell für Artikel 7 der EU-Energieeffizienzrichtlinie. Gutachten im Auftrag des Verbands kommunaler Unternehmen.
- Endres, A. (1994). *Umweltökonomie*. Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft.
- Eurelectric. (2013). Network tariff structure for a smart energy system. Working Paper.
- Fraunhofer ISI. (2014). Kosten-Nutzen-Analyse von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Fraunhofer ISI, Ecofys, Öko-Institut. (2012). Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierungen von Endenergieeinsparungen in Deutschland. Endbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

- Fraunhofer IWES. (2011). Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber. ETG Kongress, Würzburg.
- Fritsch, M., Wein, T., & Ewers, H.-J. (2001). Marktversagen und Wirtschaftspolitik. 4. Auflage, München: Verlag Vahlen.
- IFEU. (2013). Energiesparfonds und Effizienzgarantie – Ein integratives Konzept zur Umsetzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie. Gutachten im Auftrag des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.
- Madlener, R., & Alcott, B. (2011). Herausforderungen für eine technisch-ökonomische Entkopplung von Naturverbrauch und Wirtschaftswachstum – Unter besonderer Berücksichtigung der Systematisierung von Rebound-Effekten und Problemverschiebungen. Studie im Auftrag der Enquete-Kommission Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität des Deutschen Bundestages.
- Ofgem. (2012a). Document A: Decision not to activate the Losses Incentive Mechanism in the Fifth Distribution Price Control.
- Ofgem. (2012b). Strategy consultation for the RIIO-ED1 electricity distribution price control.
- Ofgem. (2013a). The final report of the Carbon Emissions Reduction Target (CERT) 2008-2012.
- Ofgem. (2013b). The final report of the Community Energy Saving Programme (CESP) 2009-2012.
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2013). Mikroökonomie. 8. Auflage, München: Pearson.
- Prognos. (2013). Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen. Bericht für die BfEE.
- Schmitt, S., & Kucsera, D. (2014). The Impact of The Regulatory Reform Process on The R&D Investment of European Electricity Utilities. Review of Network Economics, forthcoming, DOI: 10.1515/rne-2012-0021.
- Stull, W. J. (1978). The Landlord's Dilemma – Asking Rent Strategies in a Heterogeneous Housing Market. Journal of Urban Economics, 5(1), S. 101-115.
- Sturm, B., & Mennel, T. (2009). Energieeffizienz - eine neue Aufgabe staatlicher Regulierung? Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 58(1), S. 3-35.
- Tryfonidou, R., Semke, S., Fröhlich, T., Sachse, M., & Gail, R. (2014). Energieeffizienz im 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64(3), S. 29-32.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marner, Antonia Niederprüm:
Ausschreibung von Post-Universaldiensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückerbaum, Iris Böschen, Gabriele Kulenkampff:
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepal, Christine Müller:
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009
- Nr. 319: Sonja Schölermann:
Kundenschutz und Betreiberauflagen im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückerbaum, Stephan Jay:
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009

- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückebaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Dragan Ilic:
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:
Marktmachanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:
Regulierung von Auskunfts- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010
- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:
Structural models for NBN deployment, September 2010
- Nr. 343: Christine Müller:
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010
- Nr. 347: Peter Stamm:
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010
- Nr. 348: Gernot Müller:
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen

- und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010
- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011
- Nr. 353: Christine Müller:
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011
- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011
- Nr. 358: Anna Maria Doose, Alessandro Monti, Ralf G. Schäfer:
Mittelfristige Marktpotenziale im Kontext der Nachfrage nach hochbitratigen Breitbandanschlüssen in Deutschland, September 2011
- Nr. 359: Stephan Jay, Karl-Heinz Neumann, Thomas Plückerbaum unter Mitarbeit von Konrad Zoz:
Implikationen eines flächendeckenden Glasfaserausbaus und sein Subventionsbedarf, Oktober 2011
- Nr. 360: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Neue Verfahren für Frequenzauktionen: Konzeptionelle Ansätze und internationale Erfahrungen, November 2011
- Nr. 361: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Qualitätsfaktoren in der Post-Entgeltregulierung, November 2011
- Nr. 362: Gernot Müller:
Die Bedeutung von Liberalisierungs- und Regulierungsstrategien für die Entwicklung des Eisenbahnpersonenfernverkehrs in Deutschland, Großbritannien und Schweden, Dezember 2011
- Nr. 363: Wolfgang Kiesewetter:
Die Empfehlungspraxis der EU-Kommission im Lichte einer zunehmenden Differenzierung nationaler Besonderheiten in den Wettbewerbsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevante-Märkte-Empfehlung, Dezember 2011
- Nr. 364: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, Januar 2012

- Nr. 365: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm, Anne Stetter:
Analyse der Kabelbranche und ihrer Migrationsstrategien auf dem Weg in die NGA-Welt, Februar 2012
- Nr. 366: Dieter Elixmann, Christin-Isabel Gries, J. Scott Marcus:
Netzneutralität im Mobilfunk, März 2012
- Nr. 367: Nicole Angenendt, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Elektromobilität in Europa: Ökonomische, rechtliche und regulatorische Behandlung von zu errichtender Infrastruktur im internationalen Vergleich, Juni 2012
- Nr. 368: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Kostenstandards in der Ex-Post-Preiskontrolle im Postmarkt, Juni 2012
- Nr. 369: Ulrich Stumpf, Stefano Lucidi:
Regulatorische Ansätze zur Vermeidung wettbewerbswidriger Wirkungen von Triple-Play-Produkten, Juni 2012
- Nr. 370: Matthias Wissner:
Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär-Regelenergiemarkt, Juli 2012
- Nr. 371: Antonia Niederprüm, Sonja Thiele:
Prognosemodelle zur Nachfrage von Briefdienstleistungen, Dezember 2012
- Nr. 372: Thomas Plückebaum, Matthias Wissner:
Bandbreitenbedarf für Intelligente Stromnetze, 2013
- Nr. 373: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, 2013
- Nr. 374: Thomas Plückebaum:
VDSL Vectoring, Bonding und Phantomring: Technisches Konzept, marktliche und regulatorische Implikationen, Januar 2013
- Nr. 375: Gernot Müller, Martin Zauner:
Einzelwagenverkehr als Kernelement eisenbahnbezogener Güterverkehrskonzepte?, Dezember 2012
- Nr. 376: Christin-Isabel Gries, Imme Philbeck:
Marktentwicklungen im Bereich Content Delivery Networks, April 2013
- Nr. 377: Alessandro Monti, Ralf Schäfer, Stefano Lucidi, Ulrich Stumpf:
Kundenbindungsansätze im deutschen TK-Markt im Lichte der Regulierung, Februar 2013
- Nr. 378: Tseveen Gantumur:
Empirische Erkenntnisse zur Breitbandförderung in Deutschland, Juni 2013
- Nr. 379: Marcus Stronzik:
Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, September 2013
- Nr. 380: Dragan Ilic, Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Peter Stamm:
Migrationsoptionen für Breitbandkabelnetze und ihr Investitionsbedarf, August 2013
- Nr. 381: Matthias Wissner:
Regulierungsbedürftigkeit des Fernwärmesektors, Oktober 2013
- Nr. 383: Andrea Liebe, Christine Müller:
Energiegenossenschaften im Zeichen der Energiewende, Januar 2014
- Nr. 385: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Die Marktentwicklung für Cloud-Dienste - mögliche Anforderungen an die Netzinfrastuktur, April 2014
- Nr. 386: Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Smart Metering Gas, März 2014
- Nr. 388: Lorenz Nett, Stephan Jay:
Entwicklung dynamischer Marktszenarien und Wettbewerbskonstellationen zwischen Glasfasernetzen, Kupfernetzen und Kabelnetzen in Deutschland, September 2014
- Nr. 389: Stephan Schmitt:
Energieeffizienz und Netzregulierung, November 2014

ISSN 1865-8997