

Evaluation rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen in C/sells



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



C/sells – Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands

März 2021

Erstellt von:

Öko-Institut, Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE, Fraunhofer-Institut für System- & Innovationsforschung ISI, BBH, energy design & management consulting

Kontakt: Dierk Bauknecht, Öko-Institut, d.bauknecht@oeko.de

C/sells AP 2.5

Inhalt

1	Zusammenfassung: Neue Regeln für mehr Akteure	6
I.	AKTIVER NETZBETREIBER UND NUTZUNG VON FLEXIBILITÄT.....	9
2	Flexibilitätsintegrationsmechanismen.....	10
2.1	Flexibilität effizient einsetzen	10
2.2	Betreibermodelle	11
2.3	Extrinsische Anreizmodelle.....	12
2.4	Intrinsische Anreizmodelle	13
2.5	Marktmodelle.....	14
2.6	Fazit	16
2.7	Literatur.....	16
3	Anreize für Netzbetreiber zur Nutzung von Flexibilität.....	18
3.1	Grundverständnis zur zukünftigen Rolle des Netzbetreibers und zum Einsatz von Flexibilität	18
3.2	Die Regelungen des NABEG 2.0 und Flexibilitätsplattformen.....	18
3.3	Anreize für den Netzbetreiber für eine effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen 19	
3.3.1	Umlagefähigkeit von Kosten netzdienlicher Flexibilität.....	19
3.3.2	Regelungen in der roten Ampelphase?.....	20
3.3.3	Bevorzugung kapitalintensiver Investitionen in der Anreizregulierung.....	20
3.4	Flexibilität in der Netzplanung - Rolle der 3%igen-Spitzenkappung	21
3.5	Lösungsansätze auf Seiten der Flexibilitätsbetreiber	21
4	Anreizregulierung.....	23
4.1	Grundlagen der Anreizregulierung.....	23
4.1.1	Kostenallokation	24
4.1.2	Regulatorische Kostenprüfung.....	24
4.1.3	Netzpreisbildung	29
4.1.4	Exkurs: Berechnung des EK-Zins	30
4.2	Herausforderungen durch Digitalisierung und Energiewende	33
4.2.1	Prozesswende	34
4.2.2	Benchmarking.....	35
4.2.3	Innovative Netzbetriebsmittel.....	36
4.2.4	Eigen- und Fremdkapitalkosten vor dem Hintergrund sinkender Zinsen	37
4.2.5	Flexibilität	39
4.2.6	Sammlung von Lösungsoptionen für das CAPEX-OPEX-Bias	39
4.3	Yardstick-Regulierung als alternativer (langfristiger) Ansatz.....	43

4.4	Zwischenfazit Anreizregulierung	45
4.5	Literatur	46
5	EnWG §14a: Koordination Netz/Vertrieb.....	50
5.1	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	51
5.1.1	Aktuelle Rechtslage	51
5.1.2	Barometergutachten „Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung	52
5.1.3	Diskussionsprozess	62
5.2	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung.....	63
5.2.1	Flex-Plattformen als Lösungsansatz	64
5.2.2	Vergütungssystem für steuerbare Verbrauchsanlagen in der Niederspannung 65	
5.3	Fazit und Ausblick	67
5.4	Literatur	69
II.	NEUE OPTIONEN IM STROMMARKT	71
6	Regulative Herausforderungen eines obligatorischen zellularen Systems mit Fokus auf das Subsidiaritätsprinzip.....	72
6.1	Zellulares System mit Fokus auf das Subsidiaritätsprinzip.....	73
6.2	Grundsätzliche Begründungen für ein zellulares System und Diskussion mit Blick auf das Subsidiaritätsprinzip	74
6.2.1	Komplexitätsreduktion	74
6.2.2	Erhöhung von Flexibilität.....	74
6.2.3	Wirtschaftliche Vorteile	75
6.2.4	Erhöhte Akzeptanz für den Ausbau von Erneuerbaren Energien durch Teilhabe und Regionalität.....	76
6.2.5	Reduktion des notwendigen Netzausbaus	77
6.2.6	Ermöglichung lokaler Lösungen.....	77
6.3	Notwendige Regelungen in einem zellularen System mit Fokus auf das Subsidiaritätsprinzip	78
6.3.1	Definition der Zellen.....	78
6.3.2	Marktrolle der Zelle	78
6.3.3	Entscheidungsfindung und Wahlfreiheit in Zellen.....	79
6.3.4	Neue konstante Preiszonen durch Zellen	80
6.4	Fazit	80
6.5	Literatur	81
7	Neue Vermarktungsformen	83
7.1	Einleitung	83
7.2	Eigenversorgungsmodelle	85

7.2.1	Kurzbeschreibung.....	85
7.2.2	Regulatorischer Rahmen	85
7.2.3	Anwendung und Potenzial	89
7.2.4	Bewertung der Vermarktungsform und der aktuellen Regelungen; Effekte und Probleme.....	90
7.2.5	Weiterentwicklungsoptionen	91
7.3	Mieterstrom	92
7.3.1	Kurzbeschreibung.....	92
7.3.2	Regulatorischer Rahmen	92
7.3.3	Anwendung und Potenzial	94
7.3.4	Bewertung der Vermarktungsform und der aktuellen Regelungen; Effekte und Probleme.....	95
7.3.5	Weiterentwicklungsoptionen	97
7.4	Regionale Stromvermarktung für EE-Strom.....	103
7.4.1	Kurzbeschreibung.....	103
7.4.2	Regulatorischer Rahmen	104
7.4.3	Anwendung und Potenzial	105
7.4.4	Bewertung der aktuellen Regelungen, Effekte und Probleme	107
7.4.5	Weiterentwicklungsoptionen	108
7.5	Literatur.....	109
8	Beseitigung der Hemmnisse für die Nutzung kleinteiliger Flexibilität.....	112
8.1	Weiterentwicklungsoptionen der staatlich veranlassten Preisbestandteile zur Nutzung kleinteiliger Flexibilität	112
8.1.1	CO ₂ -Bepreisung von Endenergieträgern	115
8.1.2	Netzentgelte	117
8.1.3	Wirkung der alternativen Regelungen	119
8.1.4	Fazit zu den vorgestellten Ausgestaltungsvarianten von CO ₂ -Bepreisung und Netzentgelten.....	126
8.2	Eröffnung des Marktzugangs für kleinteilige Flexibilität.....	128
8.2.1	Zugang für kleine Flexibilitätsanbieter zu bestehenden Märkten am Beispiel Regelleistungsmarkt.....	129
8.2.2	Teilnahme am Netzengpassmanagement für kleinteilige Flexibilität	132
8.3	Literatur.....	138
9	Verhältnis von Rechtssystem und normativer Basis.....	141
9.1	Vorwort.....	141
9.2	Innovationsimpulse statt Detailregulierung	142
9.3	Empfehlungen zur EEG- und EnWG-Novelle.....	144

9.4	Rechtssystem, normative Basis und Innovationsfreiheit	147
9.4.1	Treiber gesellschaftlicher Veränderungen.....	147
9.4.2	Gestaltungsebenen wirtschaftlicher Entwicklung	149
9.4.3	Eigenversorger und Energiegemeinschaften	155
9.4.4	Schnittstelle zum Prosumenten.....	158
9.4.5	„Stufenmodell zur Weiterentwicklung von Standards für die Digitalisierung der Energiewende“	161
9.4.6	EEG im Blickwinkel der Abgrenzung von Rechtssystem, normativer Basis und Innovation	163
9.5	Literatur	166
III.	ENTWICKELN UND TESTEN NEUER RAHMENBEDINGUNGEN.....	170
10	Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens durch Regulatorische Experimentierräume	171
10.1	Einleitung	171
10.2	Die SINTEG-V	171
10.3	Regulatorische Experimentierräume.....	172
10.3.1	Ausgestaltungsoptionen	172
10.3.2	Herausforderungen für das Design Regulatorischer Experimentierräume..	173
10.3.3	Beispiel: Regulatorische Experimentierräume für Flexibilitätsplattformen ..	175
10.4	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	176

1 Zusammenfassung: Neue Regeln für mehr Akteure

In C/sells demonstrieren wir mit unseren drei Basis-Instrumenten „Infrastruktur Informationssystem“, „Abstimmungskaskade“ und einem „regionalisierten Handel“ ein zelluläres, partizipatives und vielfältiges Energiesystem der Zukunft. Mehr und neue Akteure übernehmen Verantwortung, und es ergeben sich wirtschaftliche Chancen mit neuen Geschäftsmodellen.

In C/sells denken und handeln wir zellulär, um die Potenziale der Infrastruktur und der Akteure bestmöglich zu nutzen. Zellen in C/sells sind sowohl bekannte Organisationseinheiten wie Regelzonen oder Verteilnetze als auch neue Zelltypen wie beispielsweise Quartiere oder Zusammenschlüsse von Akteuren, die im Zellverbund agieren. Sie sind digital vernetzt und integrieren ihre dezentralen Anlagen und Prozesse in das bestehende Energiesystem. Unter einem einheitlichen Rahmen können die Zellen innerhalb des Energiesystems frei handeln und entscheiden. So können sie vielfältige Funktionen und Aufgaben im Energiesystem übernehmen.

Die C/sells-Lösungen erweitern bestehende Ansätze der Energiewirtschaft und ermöglichen mit diesen Zellfunktionen die Teilhabe von kleinteiligen, dezentralen Erzeugern und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Sie können netzdienliche Flexibilität bereitstellen und dezentrale Daten für übergelagerte Ebenen aggregieren. Neben dem vorrangigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Zelle können auch regionale Energieprodukte zwischen den Zellen gehandelt werden. Im Extremfall können einzelne Zellen auch im Inselnetzbetrieb gefahren werden und beim Netzwiederaufbau helfen. Die Zellfunktionen eröffnen dabei eine neue Dimension der Partizipation. Verbraucher können in ihrem Haushalt oder Quartier in Erneuerbare oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen investieren, den Strom und die Flexibilität selbst nutzen oder vermarkten.

Die Zellen und die Akteure in den Zellen sollen also ihre unterschiedlichen Möglichkeiten in das Gesamtsystem einbringen können. Dafür brauchen die Zellen die passenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die es ihnen ermöglichen, entsprechend ihrer jeweiligen Potenziale zu einem möglichst effizienten erneuerbaren Gesamtsystem beizutragen.

Die folgenden Beiträge aus dem Arbeitspaket 2.5 „Regularien und Energierecht“ adressieren diese Fragestellung, indem sie regulatorische Hemmnisse aufzeigen und mögliche Anpassungsvorschläge bewerten.

Die Transformation des Energiesystems bietet Chancen zur Gestaltung der Eigenversorgung sowie für das Zusammenwirken in Gemeinschaften auf Basis Erneuerbarer Energie als auch zur Wertschöpfung in den Kommunen und Regionen. Deshalb empfehlen wir, aufbauend auf der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien ein gesetzliches Umfeld zu schaffen, das die Beteiligung am Energiemarkt, die Schaffung von Energiegemeinschaften sowie Lösungen zur Optimierung von Energieflüssen in Zellen vereinfacht.

Entsprechend der C/sells Leitidee soll zur Gewährleistung von Partizipation an den Chancen der Energiewende eine Vielfalt von Akteuren in Gebäuden, Quartieren, Arealen sowie weiteren Formen von Gemeinschaften als Zellen ihre unterschiedlichen Möglichkeiten in das Gesamtsystem einbringen können. Diese Zellen als autonome und gleichzeitig verbundene Strukturen benötigen die passenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen,

die es ihnen ermöglichen, entsprechend ihrer jeweiligen Potenziale sowohl autonom zu gestalten und zu agieren als auch im Verbund zu einem möglichst effizienten erneuerbaren Gesamtsystem beizutragen.

Eine zelluläre Struktur des Gesamtsystems macht die Komplexität eines zukünftigen sowohl lastfernen (Offshore-Windenergie) als auch dezentralen sowie über mehrere Sektoren (Strom, Wärme, Wasserstoff, Mobilität) gekoppelten Energiesystems beherrschbar. Sie erhöht die Widerstandsfähigkeit eines digital vernetzten Systems gegenüber Angriffen und Störungen. C/sells schafft mit dieser Lösung neue Handlungsmöglichkeiten für neue Akteure, fordert aber keine Aufteilung in viele zelluläre Märkte – was auch Regulierung und Marktdesign in einem Wettbewerbsmarkt vor sehr grundlegende Fragen stellen würde.

Die Beherrschbarkeit des zunehmend komplexeren Energiesystems erfordert sowohl dezentrale Unterstützung bei der Steuerung des Gesamtsystems als auch zunehmende Flexibilität zur Anpassung von Energieflüssen im Verbund der oben genannten Bereiche. Hierzu ist die Flexibilität von Zellen ein zentraler Beitrag. Die Flexibilität muss für verschiedene Einsatzzwecke auf verschiedenen Märkten angeboten werden können. Dabei muss der Einsatz von Flexibilität koordiniert werden – gerade angesichts der Vielzahl neuer und kleiner Akteure und Anbieter von Flexibilität.

C/sells hat hierzu legislativen und regulatorischen Handlungsbedarf aufgezeigt, aber auch die Grundlagen entwickelt, damit der neue Rahmen auch praktisch umgesetzt werden kann. So kann zum Beispiel die in C/sells demonstrierte Ausgestaltung der Abstimmungskaskade bei der Umsetzung von Redispatch 2.0 genutzt werden. C/sells zeigte mit Prognoselösungen, mit der Ausgestaltung des digitalen Netzanschlusses autonomer Gebäudezellen (AutonomieLab Leimen), mit lokalen Energiemanagementsystemen in Gebäuden oder Stadtquartieren (Mannheimer Quartier FRANKLIN) sowie mit der Gestaltung von Energiegemeinschaften über Blockchain (WIR-Community), wie die Forderung der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien zur Beförderung von Prosumer-Lösungen ausgestaltet werden kann.

Für die effiziente und koordinierte Nutzung von Flexibilität können Flexibilitätsplattformen (z.B. Altdorfer Flexmarkt) ein wichtiges Instrument sein. Gerade kleine Flexibilitätsanbieter können dadurch erfasst werden. C/sells setzt auch darauf, dass Akteure, die im Rahmen des §14a EnWG Flexibilität bereitstellen, in die Plattformen eingebunden und so Synergien gehoben werden.

In C/sells wurden diese Plattformen entwickelt und demonstriert. Um sie nutzen zu können, bedarf es insbesondere eines angepassten regulatorischen Rahmens für die Netzbetreiber. Einsatz von Flexibilität und deren marktliche Beschaffung müssen für sie u. a. bei der Anreizregulierung eine attraktive und praktikable Option sein. Flexibilität soll dort, wo es sinnvoll ist, von den Netzbetreibern als Alternative zum Netzausbau bis zum letzten Kilowatt genutzt werden können. C/sells hat auch Wege aufgezeigt, wie mit dem möglichen strategischen Gebotsverhalten auf den Plattformen umgegangen werden kann.

Regeln und rechtliche Rahmenbedingungen sollten sich insgesamt nicht nur am Status Quo orientieren, sondern gleiche Wettbewerbsbedingungen für verschiedene Lösungen anbieten. Reallabore sollten dazu genutzt werden, auch regulatorische Optionen zu entwickeln und zu testen. Dabei sollte es um das Erproben neuer Regelungen gehen. Eine nachträgliche Erstattung wirtschaftlicher Nachteile im bestehenden Rechtsrahmen, zum Beispiel im Rahmen der

bestehenden Netzentgeltstruktur wie in der SINTEG-Verordnung, ist hierfür nicht ausreichend.

Das Projekt C/sells geht mit seinen Lösungen davon aus, dass Gesetzgebung und Regulierung technologische Entwicklungen und Innovationen motiviert und die Innovationen nicht durch zu starre technische Detailregulierung gehemmt werden. Dabei betrachtet das Projekt den politischen Ansatz, technisch komplexe Sachverhalte und Entwicklungen einer weitgehenden technischen Detailregulierung zu unterziehen, kritisch. Das bezieht sich aktuell insbesondere auf das Thematik intelligenter Messsysteme mit einer sehr hohen Regelungsdichte (Messstellenbetriebsgesetz, Technische Richtlinie, Schutzprofil, zahlreiche Zertifizierungserfordernisse des BSI, Vielzahl an Ermächtigungsgrundlagen für weitere Rechtsverordnungen und Festlegungskompetenzen der BNetzA), die den Spielraum für technische Umsetzungsoptionen erheblich einschränkt. Dies bezieht sich ebenso auf Vorschläge der Bundesnetzagentur zur engen Regulierung der Handlungsmöglichkeiten der Prosumer.

Gesetzgebung und Regulierung sollte sich bei diesen Themen aus Sicht von C/sells auf Regelungen beschränken, die der Gewährleistung grundlegender Rechtsprinzipien und Schutzrechte dienen (z. B. Datenschutz, Datensicherheit, Schutz kritischer Infrastrukturen, Schutz des Wettbewerbs). Gesetzgebung und Regulierung sollten dagegen keine konkreten technischen Ausprägungen und Umsetzungen festlegen und diesen Bereich der Innovationskraft der Gesellschaft überlassen. Dabei ist der Markt zusammen mit Standardisierungsprozessen im internationalen Kontext das richtige Umfeld, wenn es um technische Ausprägungen geht. Die ergebnisoffene Entwicklung technischer Lösungen ist das geeignete Mittel, um nationale Lösungen im internationalen Wettbewerb bestehen zu lassen. Mehr Markt und weniger Gesetzgebung und Regulierung schaffen in diesen Bereichen die notwendigen Handlungsspielräume für Innovationen.

I. AKTIVER NETZBETREIBER UND NUTZUNG VON FLEXIBILITÄT

2 Flexibilitätsintegrationsmechanismen

Alexander Bogensperger, Daniela Wohlschlager (FfE)

Das Voranschreiten der Energiewende sowie die zunehmende Dezentralisierung und Elektrifizierung erhöhen die Komplexität des Energiesystems signifikant. Durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen, neuer Verbraucher (Elektrofahrzeuge, Power2Heat etc.) und einer erhöhten Durchdringung von Speichersystemen entstehen insbesondere im Bereich des Netzbetriebs neue Herausforderungen. Durch die Digitalisierung besteht allerdings auch die Möglichkeit, die neuen Komponenten nicht nur als zusätzliche Netzbelastung aufzufassen, sondern diese auch als netzdienliche „Flexibilität“ einzusetzen, um Netzengpässen entgegenzuwirken. Dadurch kann eine Vielzahl von Herausforderungen des Netzbetriebs (z. B. Spannungsüberschreitungen und -unterschreitungen, Betriebsmittelüberlastungen) gelöst werden.

Da die Möglichkeiten für Netzbetreiber im heutigen System sehr limitiert sind, in Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität zu investieren oder auf vorhandene Flexibilität zuzugreifen, ist es elementar Systeme zu entwickeln, die die vorhandenen und zukünftigen Potenziale erschließbar machen. Auf diese Weise kann unter anderem der Abregelung von erneuerbarer Erzeugung entgegenwirkt werden und so der CO₂-Ausstoß verringert und die Effizienz des Energiesystems gesteigert werden.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) beschäftigt sich im Verbundprojekt C/sells (siehe www.csells.de und www.ffe.de/csells) unter anderem mit den Herausforderungen der Integration von Flexibilität im Energiesystem und den dafür notwendigen Anpassungen der Energieinfrastruktur und Regularien (Förderkennzeichen: 03SIN121). Weitere Details sind der Kurzstudie „Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems“ (Bogensperger et al., 2017) zu entnehmen, die auf Vorarbeiten des Projektes „Merit-Order des Netzausbaus 2030“ (vgl. Bogensperger et al. 2016) der FfE aufbaut.

Der nachfolgende Beitrag zeigt die Ergebnisse einer Analyse von Integrationsmechanismen für Flexibilität auf. Dabei handelt es sich um eine Übersicht möglicher Konzepte – eine rechtliche Analyse erfolgt dabei jedoch nicht.

2.1 Flexibilität effizient einsetzen

Für die Netz-Integration von Anlagen, welche Flexibilität bereitstellen können (sog. Flexibilitätsoptionen), gibt es eine Vielzahl möglicher Integrationsmodelle (siehe Abbildung 2-1).

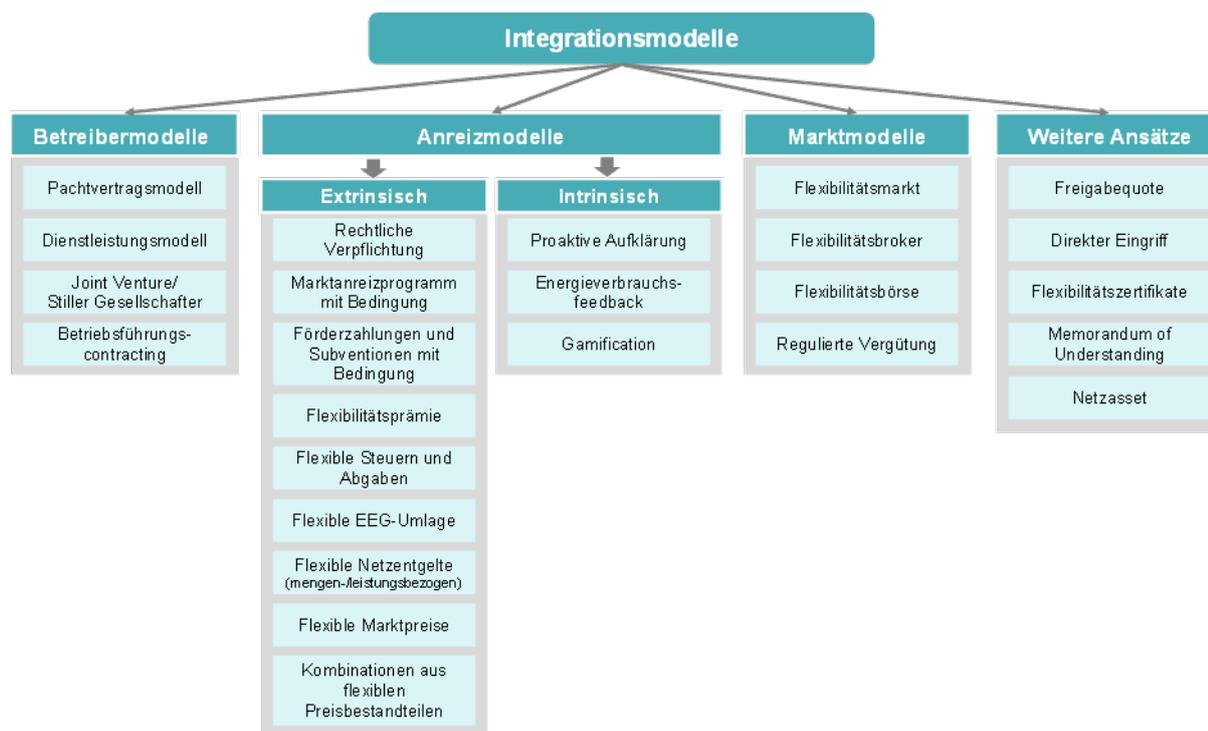


Abbildung 2-1: Möglichkeiten zur Flexibilitätsintegration (Quelle: Bogensperger et al. 2017)

Es zeigt sich, dass bereits vielschichtige Modelle entwickelt wurden, die sich in drei Hauptkategorien unterteilen lassen:

1. Betreibermodelle zielen auf eine direkte Verbindung zwischen Netzbetreiber und den Betreibern von Flexibilitätsoptionen mit verschiedenen Eigentumsverhältnissen ab. Die Leistungserbringung wird durch (meist langfristige) vertragliche Vereinbarungen zugesichert.
2. Anreizmodelle dienen dem Zweck, netzdienliches Verhalten „auszulösen, anzuregen oder zu motivieren“ (Brandstätter und Otto 2009). Grundsätzlich können Anreize durch (monetäre) Belohnungen und Anerkennung (extrinsisch) oder durch positive Erlebnisse, Spaß und Interesse (intrinsisch) entstehen. Eine Kombination beider Faktoren ist dabei explizit möglich.
3. Marktmodelle beschreiben Möglichkeiten, Flexibilität über neu zu schaffende Marktsysteme zu handeln und zu vermarkten. Dabei werden auf einer Handelsplattform Angebot und Nachfrage bei einer freien Preisbildung zusammengeführt.

Im Folgenden werden die grundsätzlichen Funktionsweisen der verschiedenen Modelle aufgezeigt und in je einem Beispiel im Detail beschrieben.

2.2 Betreibermodelle

Betreibermodelle zielen darauf ab, die Vorteile des regulierten und freien Marktes zu kombinieren, um Stillstandszeiten, z. B. von Speichersystemen, weitestgehend zu reduzieren. Dies erfolgt, indem vorhandene Flexibilitätsoptionen eine langfristige Vertragspartnerschaft mit den jeweiligen Netzbetreibern eingehen. In diesen bilateralen Verträgen werden Anforderungen an die Leistungserbringung sowie die Vergütung geregelt. Durch klare vertragliche Vorgaben soll ein für den Netzbetreiber sicherer und planbarer Flexibilitätsabruf gewährleistet werden.

Die Stärke von Betreibermodellen liegt vor allem in der vertraglich bindenden und langfristigen netzdienlichen Verfügbarkeit sowie der optimalen Nutzung von Flexibilität entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Eine Herausforderung stellt das ex ante zu definierende Vertragswerk dar, sowie der ggf. hohe Verwaltungsaufwand aufgrund bisher fehlender Standardisierung. Zudem ist die Transparenz nicht in allen Modellen gleichermaßen gewährleistet. Weiterhin ist es kostenintensiv kleinteilige Flexibilitätsoptionen (z. B. Hausspeichersysteme) durch diese Modelle zu erschließen, da der Verwaltungsaufwand mit zunehmender Vertragsanzahl überproportional steigt.

BEISPIEL: PACTVERTRAGSMODELL

Das Pachtvertragsmodell (siehe Abbildung 2-2) strebt an, Flexibilitätsoptionen weitestgehend wie Netzbetriebsmittel zu nutzen, deren Betrieb von Dritten geführt wird. Dies ermöglicht die Erlösoptimierung durch Handel auf Märkten (z. B. EPEX-Spot, Regelleistung), die Netzbetreibern aufgrund entflechtungsrechtlicher Hürden nicht zugänglich sind.

Da der Pächter Teile der erwirtschafteten Erlöse in Form von Pachtgebühren an den Netzbetreiber abführt, werden die Stillstandszeiten bestmöglich ausgenutzt. Die Pachtrückflüsse gehen erlösmindernd in die Erlösobergrenze des Netzbetreibers mit ein und verringern dadurch die Belastung des Endkunden durch sinkende Netzentgelte.

Pachtvertragsmodell	
Beschreibung	
<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilitätsoption wird von Netzbetreiber geplant und installiert • Abschreibung und Verzinsung im regulierten Markt • Pflichtenheft für Pächter bzgl. Netzentlastung (z. B. Zeitslots, Bedingungen) • Transparente und diskriminierungsfreie Ausschreibung der Flexibilitätsoption an Dienstleister (Pächter) • Zuschlag für das Angebot mit den höchsten Pachtrückflüssen an den Netzbetreiber • Flexibilitätsoption kann in Zeitslots ohne Netzentlastung vom Pächter frei genutzt werden (z. B. für Handel/Regelleistung); Zusatzerlöse erwirtschaftet der Pächter • Regelmäßige Neuausschreibung zur Pachtoptimierung 	
+	-
<p style="text-align: center;">Vor-/Nachteile</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Vertraglich bindende Netzdienlichkeit 2. Optimale Positionierung im Netz 3. Vermarktung verringert Stillstandszeiten und nutzt Flexibilität optimal für Netz und Markt 4. Betrieb durch Dritte 5. Pachteinnahmen führen zu verringerten Netzentgelten 6. Transparent und diskriminierungsfrei 7. Langfristig mit Netzentlastung planbar 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Potenzielle Herausforderungen bei Nachfolge-Ausschreibungen 2. Klare und vertraglich bindende Definition von Pflichten des Pächters komplex 3. Potenzielle Missbrauchsgefahr 4. Vermarktungsrisiko für Pächter 5. Je länger die Vertragslaufzeit, desto weniger kann das Modell an wechselnden Flex-Bedarf angepasst werden
Investoren-Risiko im regulierten Markt	

Abbildung 2-2: Das Pachtvertragsmodell auf einen Blick (Quelle: Bogensperger et al. 2017)

2.3 Extrinsische Anreizmodelle

Extrinsische Anreizmodelle zielen darauf ab, Flexibilitätsoptionen durch z. B. flexible (der Netzsituation angepasste) Tarife einen externen, monetären Anreiz zu bieten, um Erzeugung/Verbrauch an die Netzsituation anzupassen.

Die Stärke von Anreizmodellen liegt in der Möglichkeit, auch sehr kleinteilige Flexibilitätsoptionen, wie Letztverbraucher, durch z. B. variable Tarife zu erreichen.

Die Schwäche von extrinsischen Anreizmodellen liegt in der Tatsache, dass lediglich ein Anreiz zur freiwilligen Teilnahme geboten wird. Ist der Anreiz zu gering, hat er keinen Effekt, wodurch langfristige und sichere Planbarkeit nicht gewährleistet ist. Es kann lediglich anhand von empirischen Daten ermittelt werden, wie hoch die Wahrscheinlichkeit eines Anreizes ist, eine gewisse Menge an Flexibilität anzusprechen. Eine absolute Sicherheit, wie dies beispielsweise bei Regelleistung durch klare Lieferverpflichtungen nach Gebotszuschlag der Fall ist, gibt es nicht.

BEISPIEL: FLEXIBLE NETZENTGELTE

Statt der statischen Netzentgelte, wie dies heute der Fall ist, können flexible Netzentgelte einen Anreiz bieten, den Verbrauch zu senken oder zu erhöhen. Der Verteilnetzbetreiber hat somit eine lokale Komponente am Endkundenstrompreis, welche direkt mit der Netzsituation korrelieren kann (Albers und Greiner 2014; Jahn et al. 2014; BDEW 2015; Liebe und Wissner 2015).

Flexible Netzentgelte	
Beschreibung	
<ul style="list-style-type: none"> • Flexible leistungsbezogene Netzentgelte • Durch den Netzbetreiber auf die lokale Situation zugeschnitten und gesteuert • Mit flexiblen Preisbestandteilen koppelbar • Leistungsgrenzen können flexibel an die Netzsituation angepasst werden (z.B. keine Mehrkosten für Leistungsüberschreitung bei dadurch erzielter Netzdienlichkeit) • Alternativ: Flexible mengenbezogene Netzentgelte • Alternativ: Anreiz für erzeugungsseitige Flexibilität durch flexible Erzeugungsentgelte (G-Komponente) 	
+	-
<p style="text-align: center;">Vor-/Nachteile</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Erhöhte Preisvolatilität 2. Transparent und leicht verständlich 3. Entflechtungsrechtlich unbedenklich 4. Optimierte Netzplanung durch Leistungsentgelte möglich 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Keine sichere Verfügbarkeit von Flexibilität, da keine Verpflichtung zur Erbringung besteht 2. Umstellung des deutschen Systems der Netzentgeltsystematik notwendig 3. Hoher administrativer Aufwand 4. Kalkulationsmethodik aufwendig 5. Benachteiligung von inflexiblen Verbrauchern 6. Je nach Ausgestaltung ggf. kleiner Hebel

Abbildung 2-3: Flexible Netzentgelte auf einen Blick (Quelle: Bogensperger et al. 2017)

2.4 Intrinsische Anreizmodelle

Im Gegensatz zu extrinsischen schaffen intrinsische Anreizmodelle durch spielerische Elemente, Aufklärung, Bildung oder Feedback ein Bewusstsein für die Thematik. Aufgrund der fehlenden monetären Komponente können durch intrinsische Modelle jedoch keine rein wirtschaftlich agierenden Akteure dazu angehalten werden, sich aktiv an der Netzentlastung zu beteiligen.

Die Stärke von intrinsischen Modellen liegt in ihrer Einfachheit. Zudem ist bei intrinsischen Modellen keine direkte Vergütung notwendig, wodurch die Kosten für Netzbetreiber gering sind. Eine Planbarkeit und Sicherheit von Flexibilität ist in diesem System zudem nicht gegeben.

BEISPIEL: GAMIFICATION

Durch spielerische Komponenten kann Spaß und Motivation genutzt werden, um das Nutzerverhalten von Endverbrauchern an die Netzsituation anzupassen. Dieses Modell ist primär für interessierte, private Letztverbraucher nutzbar (S3C Consortium 2013a; S3C Consortium 2013b; S3C Consortium 2013c; S3C Consortium 2013d).

Gamification	
Beschreibung	
<ul style="list-style-type: none"> • Bisher wird Gamification v. a. für Energiesparen und Energieeffizienz genutzt • Setzt spielerische Komponenten (z. B. Sammeln von Punkten) ein, um eine möglichst große Teilnahme zu erreichen • Spaß, Motivation und Verlangen nach Status und sozialem Vergleich wird angesprochen • Spielerischer Aspekt vereinfacht das komplexe Problem (Netzengpass) und ändert das Nutzerverhalten im Sinne der Netzentlastung • Kann durch extrinsischen monetären Anreiz ergänzt werden 	
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> + Vor-/Nachteile - </div>	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Einfach anzuwenden 2. Schafft Spaß und Interesse an Energiethemen 3. Erhöht die Kundenloyalität und kann zu Marketingzwecken eingesetzt werden 4. Steigert aktives Engagement und Teilnahme 5. Transparent und verständlich 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Teilnehmer müssen die Möglichkeit haben, von einer Teilnahme zu profitieren 2. Hoher administrativer Aufwand für die Etablierung 3. Teilnahme freiwillig und ggf. im Laufe der Zeit abnehmend (Interessenverlust) 4. Keine sichere Verfügbarkeit von Flexibilität, da keine Verpflichtung zur Erbringung besteht 5. Erreicht in erster Linie Prosumenten 6. Kein Zugriff auf gewerblich genutzte Flexibilitätsoptionen

Abbildung 2-4: Gamification auf einen Blick (Quelle: Bogensperger et al. 2017)

2.5 Marktmodelle

Marktbasierte Integrationsmodelle zielen darauf ab, Flexibilität mittels neu geschaffener Marktplätze über eine offene Preisbildung zu akquirieren.

Die große Stärke von Marktmodellen im Vergleich zu Betreibermodellen liegt in ihrer Transparenz und Diskriminierungsfreiheit. Auch ist es im Gegensatz zu Betreibermodellen möglich, kurzfristig Flexibilität zu akquirieren ohne langfristige Rahmenverträge oder Investitionen tätigen zu müssen. Durch Mindestanforderungen an die Güte von Flexibilität kann – vergleichbar zu Präqualifikationsbedingungen – eine Einstiegshürde geschaffen und ein gewisser Mindeststandard gewährleistet werden. Auch können Marktmodelle einen Preis für lastseitige Flexibilität ermitteln, was in kostenbasierten Ansätzen (vgl. Redispatch) nicht möglich ist.

Eine Herausforderung liegt in der Vermeidung lokaler Monopolstrukturen durch einzelne Anbieter und/oder Aggregatoren. Eine weitere Schwäche des Systems ist, dass durch Verwaltung, Monitoring, Präqualifikation und Abrechnung Kosten entstehen. Diese Kosten müssen

volkswirtschaftlich einkalkuliert werden und können die Kosteneffizienz von Flexibilität negativ beeinflussen.

Marktmodelle können sehr unterschiedlich ausgestaltet werden. So können diese sowohl als neuartige, unabhängige Handelsplattformen auftreten, als auch in das heutige System integriert werden.

BEISPIEL: FLEXIBILITÄTSMARKT

Auf Flexibilitätsmärkten können standardisierte, regionalisierte Flexibilitätsprodukte transparent und diskriminierungsfrei gehandelt werden. Im Falle der Angebotsannahme ist die Leistungserbringung verpflichtend und bei Nichteinhaltung ggf. pönalisiert. In Analogie zum Regelleistungsmarkt ist es möglich, durch Präqualifikation Einstiegshürden zu schaffen und auf diese Weise die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Leistungserbringung auf ein Mindestmaß anzuheben (BMW 2015; Agora Energiewende 2017).

Zudem ist es möglich, nicht nur die Kosten je angebotener Flexibilität in das Matching von Angebot und Nachfrage zu integrieren, sondern auch die netztechnische Wirksamkeit.

Werden Flexibilitätsmärkte als gemeinsame Plattform genutzt,

- ... entstehen neue Formen der Interaktion und Wertschöpfung,
- ... werden Prozesse zwischen vielen Akteuren sowohl angebots- als auch nachfrage-seitig effizient ausgestaltet,
- ... werden Transaktionskosten reduziert, Synergie- und Skaleneffekte gehoben,
- ... durch den gemeinsamen Standard Interoperabilität geschaffen,
- ... und eine „level-playing-field“ für alle Akteure geschaffen, wodurch auch kleinere Netzbetreiber bzw. Flex-Anbieter die Lösung nutzen können.

Flexibilitätsmarkt	
Beschreibung	
<ul style="list-style-type: none"> • Handel von Flexibilitätsprodukten auf neuen Marktplätzen • Handel erfolgt mit möglichst standardisierten Produkten • Mindestqualitätsanforderungen (vgl. Präqualifikationsbedingungen) für Teilnahme • Angebot direkt oder über Dienstleister (Aggregator) • Netzbetreiber kann Produkte zur Lösung von Netzengpässen prokurieren • Zuschlag erfolgt diskriminierungsfrei für die günstigste Option • Auch in Form einer Flexibilitätsbörse denkbar, mit sehr kurzfristigen Gebotsmöglichkeiten (vgl. Intraday-Handel) • System ist vergleichbar mit einem „regionalen Systemdienstleistungsmarkt“ 	
+	-
<p style="text-align: center;">Vor-/Nachteile</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aktive Vermarktung von Flexibilität 2. Größerer Kostendruck auf Anbieter 3. Ergänzung und Abstimmung mit vorhandenen Marktplattformen möglich 4. Vorerfahrungen durch bestehende Plattformen (z. B. Regelleistung) 5. Transparent und diskriminierungsfrei 6. Netzdienlichkeit bei erfolgreichem Zuschlag bindend 7. Je nach Ausgestaltung: kurze Reaktionszeiten 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Freiwillige Teilnahme 2. Hohe Flexibilitätsdurchdringung notwendig, um Marktliquidität mit hoher regionaler Auflösung zu gewährleisten 3. Hoher administrativer Aufwand (Betrieb, Angebote und Nachfrage) 4. (Gebiets-) Monopole und Marktmacht einzelner Anbieter/Aggregatoren auf lokaler Ebene 5. Produktstandardisierung komplex

Abbildung 2-5: Flexibilitätsmärkte auf einen Blick (Quelle: Bogensperger et al. 2017)

2.6 Fazit

Die verschiedenen Integrationsmodelle zeigen, dass eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Erschließung von Flexibilität existiert. Zudem wird ersichtlich, dass jedes Modell Stärken und Schwächen aufweist, wodurch eine klare Entscheidung für eines der Modelle nicht ohne tiefgreifende theoretische und praktische Evaluierung möglich ist. Auch können verschiedene Modelle miteinander kombiniert werden, um die jeweiligen Stärken und Schwächen auszugleichen.

Auf Basis der dargestellten Modelle wurde im Rahmen von C/sells der Fokus auf Flex-Märkte gesetzt. Dabei werden u. a. die Flex-Märkte COMAX, ReFlex und ALF entwickelt.

2.7 Literatur

Albers, Henning; Greiner, Saskia: Windenergie Report Deutschland 2013 - Recycling von Windenergieanlagen. Kassel: Dr. Kurt Rohrig, 2014

Bogensperger, Alexander; Lienert, Christoph; Zeiselmair, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas: Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems - Eine FfE-Kurzstudie im Rahmen der Projekte MONA 2030 und C/sells. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017

Bogensperger, Alexander; Köppl, Simon; Samweber, Florian: Investitionsfähigkeit deutscher Stromnetze in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 9/2016. Essen: etv Energieverlag, 2016

Brandstätter, Veronika; Otto, Jürgen: Handbuch der Allgemeinen Psychologie - Motivation und Emotion. Göttingen: Hogrefe, 2009

Jahn, Andreas; Praetorius, Barbara; Kleiner, Mara Marthe: Netzentgelte in Deutschland - Herausforderungen und Handlungsoptionen. Berlin: Agora Energiewende, 2014

Liebe, Andrea; Wissner, Matthias: Der flexible Verbraucher - Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich. Bad Honnef: WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, 2015

Netzentgeltsystematik Strom - BDEW-Eckpunkte zur Weiterentwicklung. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2015

S3C Consortium (2013a): Guideline: Gamification - Making energy fun. München: S3C Consortium, 2013

S3C Consortium (2013b): Guideline: Motivating consumers with social comparison and competition. München: S3C Consortium, 2013

S3C Consortium (2013c): Neighbourhood scoreboards in: <http://www.s3c-project.eu/News/35/NeighbourhoodScoreboards.html> (Abruf: 19.10.2016) Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6npTiDWNj>. München: S3C Consortium, 2013

S3C Consortium (2013d): Case Study S3C EnergiUdsigten - "Technology can help end users to increase their flexibility". München: S3C Consortium, 2013

Detaillierte Auswertung der Konsultation - Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs: Ein Strommarkt für die Energiewende (Konsultationsdokument). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015

Smart- Market-Design in deutschen Verteilnetzen - Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Berlin: Agora Energiewende, 2017

3 Anreize für Netzbetreiber zur Nutzung von Flexibilität

Moritz Vogel, Dierk Bauknecht (Öko-Institut e.V.)

3.1 Grundverständnis zur zukünftigen Rolle des Netzbetreibers und zum Einsatz von Flexibilität

Die Netzbetreiber sind in Zukunft Gesamtoptimierer zwischen Netzausbau und netzdienlicher Nutzung von Flexibilität. Dazu müssen die Netzbetreiber einerseits alle Kosten „sehen“ und andererseits entsprechende Netzvorschaurechnungen durchführen, um frühzeitig kritische Netzzustände zu prognostizieren und rechtzeitig Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Besonders beim Lösen von Netzengpässen wird zukünftig auch eine enge Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern notwendig sein.

Um die Netze nicht überdimensioniert auszubauen, existiert bereits heute die Regelung einer 3%igen Spitzenkappung. Diese erlaubt es Netzbetreibern bis zu 3% der Jahresenergie einer Anlage abzuregeln. Anders formuliert muss das Netz nur für 97% der erzeugten Strommenge ausgebaut werden. Für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist dies verpflichtend, für Verteilnetzbetreiber (VNB) ist dies nicht zwingend nötig, aber möglich. Der Hintergrund dessen ist es, einen ineffizient hohen Netzausbau zu verhindern. Somit wird es zukünftig nicht zu einem vollständigen Ausbau der Netze kommen und Flexibilität für das Netz notwendig bleiben.

Es geht beim Einsatz von Flexibilität allerdings nicht vorrangig darum, langfristig Netzausbaubedarf einzusparen, sondern eher kurz- und mittelfristigen Netzausbaubedarf zu verzögern. Dadurch kann Planungszeit und -sicherheit gewonnen werden. Netzdienliche Flexibilität sollte daher möglichst effizient in der gelben Ampelphase bereitgestellt und eingesetzt werden. Denn in dieser Phase sind Netzengpässe bereits absehbar. Das Netz kann dann „zielgerichteter“ ausgebaut werden, wenn mehr Informationen zur Verfügung stehen. Mit dem Einsatz von netzdienlicher Flexibilität kann ebenso der Zeitraum zwischen zeitintensiven Genehmigungsverfahren bis zum tatsächlichen Netzausbau überbrückt werden.

Zukünftig sollten die gesetzlichen Rahmenbedingungen daher Netzbetreiber bei einem sicheren und effizienten Netzbetrieb unterstützen und den Einsatz dieser Flexibilität ermöglichen.

3.2 Die Regelungen des NABEG 2.0 und Flexibilitätsplattformen

Mit dem NABEG 2.0 wird eine Grenze eingeführt, nach der alle Erzeuger und Speicher größer 100 kW verpflichtend am Engpassmanagement teilnehmen müssen. Dies gilt auch für alle steuerbaren Anlagen mit einer geringeren Leistung. Bislang waren nur Erzeuger größer 10 MW vom Redispatch betroffen. Mit dieser neuen Vorgabe könnte sich ein marktplattformbasierter Redispatch allerdings nur für Anlagen bis 100 kW entwickeln.

Ebenso sind Verbraucher von der Regelung des NABEG 2.0 ausgenommen. Außerhalb der AbLaV und des §14a EnWG – der sich nur auf die Verteilnetze in der Niederspannungsebene bezieht – könnten diese daher nur durch einen Redispatch erschlossen werden, der auf einer Marktplattform basiert. In mittleren Spannungsebenen fehlt bisher eine Regelung für den Einsatz von lastseitiger Flexibilität.

Ohne ein langfristiges Geschäftsmodell, wie es ein marktlicher Redispatch auf Flexibilitätsplattformen bieten könnte, werden Lasten in Zukunft allerdings keinen Anreiz dazu haben, die

Flexibilisierung ihres Verbrauchs zu fördern. Besonders in einer Welt ohne oder mit nur wenigen Kraftwerken, die für den Redispatch zur Verfügung stehen, könnten flexible Lasten jedoch besonders wichtig für den Netzbetrieb werden. Da der Netzausbau immer noch das Mittel der Wahl ist, besteht allerdings auch die Frage, ob Verbraucher eine Investition in ihre Flexibilisierung vornehmen würden.

Auch der zukünftige Redispatch erneuerbarer Erzeuger stellt eine Flexibilitätsoption dar, die auf einer Flexibilitätsplattform angeboten werden könnte. Der Grund hierfür ist, dass daraus Innovation und Kostenreduktion folgen könnten. Dem entgegen stehen die heutigen festen Vergütungssätze für EE-Anlagen. Wie sich hier ein Markt entwickeln könnte, ist zu klären. Denn: erneuerbare Erzeuger werden auf dem Redispatch-Markt nicht ihre Flexibilität für Preise anbieten, die unter ihrer festgelegten Vergütung liegen.

Netzbetreiber benötigen für die Integration erneuerbarer Energien geeignete Instrumente. Denn bevor es während einer gelben oder roten Ampelphase zum Einspeisemanagement kommt, müssen andere weniger drastische Maßnahmen genutzt werden. Dies beruht auf Einspeisevorrang erneuerbarer Energien, der auch mit dem NABEG 2.0 bestehen bleibt.

Die klassische Maßnahme ist in der Regel die Reduktion fossiler Erzeugung. Zukünftig könnten diese Maßnahmen durch den Einsatz von Flexibilität, auch im Lastbereich, ersetzt werden. Wie bereits erwähnt, werden sich diese Optionen nur entwickeln, wenn ein langfristiges Geschäftsmodell existiert. Dies spricht für die Entwicklung eines marktlichen Redispatch. Besonders vor dem Hintergrund des politisch beschlossenen Atom- und Kohleausstiegs sowie den Emissionsreduktionszielen der Bundesregierung würden Kraftwerke als klassische Redispatch-Optionen wegfallen. Zukünftig werden so nur wenig Kraftwerke für einen EE-Redispatch zur Verfügung stehen.

Derzeit werden ein marktlicher Redispatch und Flexibilitätsplattformen z. B. im Rahmen von SINTEG-Projekten entwickelt und erprobt. Von Seiten des BMWi wurde eine Umsetzung dieser Plattformen jedoch aufgrund von Bedenken einer möglichen Marktverzerrung und erhöhter Kosten bis auf weiteres ausgeschlossen¹.

3.3 Anreize für den Netzbetreiber für eine effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen

3.3.1 Umlagefähigkeit von Kosten netzdienlicher Flexibilität

Aufgrund der fehlenden Kostenanerkennung für den Einsatz von netzdienlicher Flexibilität, sehen aktuell VNB davon ab dieses Instrument zu nutzen. Der Grund hierfür liegt in einer fehlenden freiwilligen Selbstverpflichtung² (FSV), wie sie zwischen ÜNBs und BNetzA vorliegt. Diese ermöglicht das Weiterreichen der Redispatch-Kosten über die Netzentgelte an die Letztverbraucher. Somit haben VNBs bis auf Weiteres nur die Möglichkeit kritische Netzzustände oder

¹ Siehe BMWi (2020), Aktionsplan Gebotszone, verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 28.01.2020.

² Siehe Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach §11 Absatz 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Umsetzung des Sachverhaltes des §13 Absatz 6a EnWG, Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2017/BK8-17-0009/BK8-17-0009-A_Freiwillige_Selbstverpflichtungen_Stand%20Januar18_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am: 04.02.2020.

drohende Engpässe mit Einspeisemanagement-Notfallmaßnahmen kurzfristig zu beheben. Hier fehlt es derzeit an einer passenden Regelung, um netzdienliche Flexibilität auch für VNBs zu erschließen.

Alternativ zur aktuellen Regelung wird ebenso die Reduktion der Anerkennung der Redispatch-Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) diskutiert. Den Netzbetreibern würde so nur ein bestimmter Kostenbetrag oder nur ein Anteil der gesamten Redispatchkosten anerkannt werden. Dies ist besonders vor dem Hintergrund der aktuell langsamen Netzausbau-Geschwindigkeit im Gespräch. Das Motiv dessen ist es, einen Anreiz für die Netzbetreiber zu schaffen, das Netz aufgrund drohender Redispatch-Kosten schneller auszubauen. Dagegen sprechen jedoch exogene Kostenfaktoren, die Netzbetreiber nicht beeinflussen können, wie langwierige Genehmigungsverfahren oder Klagen, die den Netzausbau verlangsamen.

Sollten Netzbetreiber Redispatchkosten selber tragen, ist die Rolle der 3%igen Spitzenkapazität neu zu diskutieren, da diese einen vollständigen Netzausbau insbesondere auf Übertragungsnetzebene verhindert. Redispatch und die verbundenen Kosten würden mit dieser Regelung unumgänglich bleiben. Netzbetreiber müssten dann allerdings die Möglichkeit haben, auf Flexibilität zuzugreifen und diese kosteneffizient einzusetzen. Ohne diese Möglichkeit würde es sich nur um eine Neuverteilung von Kosten handeln und nicht um einen Anreiz, Netze innovativ zu bewirtschaften.

3.3.2 Regelungen in der roten Ampelphase?

In der roten Ampelphase wird der Strommarkt außer Kraft gesetzt und Netzbetreiber setzen Notfallmaßnahmen ein, um die Funktionalität des Netzes zu gewährleisten. Der Einsatz von Flexibilität und das Einspeisemanagement sind in dieser Phase ohne Kosten für den Netzbetreiber möglich.

Auch eine alternative Regulierung in der roten Ampelphase kann diskutiert werden. Wenn ein Netzbetreiber einen auftretenden Netzengpass hätte verhindern müssen, dies aber nicht tut, ist denkbar, die Anerkennung der Kosten des Flexibilitätseinsatzes in dieser roten Ampelphase zu reduzieren. Es wäre hier sogar möglich den Netzbetreiber bei einem Versorgungsausfall für entstandene Verluste von betroffenen Verbrauchern und Erzeugern anteilig haftbar zu machen. Ob dies jedoch aufgrund der großen möglichen Höhe dieser Verluste wirtschaftlich zumutbar ist, ist fraglich.

Der Notwendigkeit einer solchen Regelung gegenüber steht die gesetzliche Verpflichtung von Netzbetreibern „ein sicheres, zuverlässiges [...] Energieversorgungsnetz [...] zu betreiben [...]“³. Woraus folgt, dass Netzbetreiber eine rote Ampelphase vermeiden müssen, um einen solch sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Ob eine solche Regelung also überhaupt notwendig wäre, ist zu überprüfen.

3.3.3 Bevorzugung kapitalintensiver Investitionen in der Anreizregulierung

In der Anreizregulierung der Netzbetreiber wird deren Kostenanerkennung definiert. Durch die heutige Regelung findet eine Bevorzugung von Kapitalkosten (CAPEX) gegenüber Betriebskosten (OPEX) statt. Dadurch werden Investitionen in die Netzinfrastruktur einem Einsatz von

³ §11 (1) EnWG

Flexibilität vorgezogen und eine effiziente Konfiguration zwischen Netzausbau und Flexibilitätseinsatz im Netzbetrieb verhindert.

Um eine effiziente Konfiguration zu ermöglichen, sollten verschiedene Optionen gleichrangig in der Anreizregulierung abgebildet werden. Dies ist über verschiedene Anpassung in der regulatorischen Praxis möglich. Im Einzelnen geht es um die folgenden Aspekte:

- Gesicherte Anerkennung von Flexibilitätskosten (OPEX) im Rahmen der Anreizregulierung, auch für VNBs
- „Gleichbehandlung“ von OPEX und CAPEX, um eine Begünstigung von kapitalintensiven Investitionen gegenüber dem Einsatz von Flexibilität zu vermeiden
- Problem der Exogenität der Parameter im Effizienzvergleich, insbesondere Leitungslänge, also Parametern auf die die Netzbetreiber keinen Einfluss haben. Dies schließt ebenso evtl. positive Auswirkungen auf andere Parameter, z.B. Jahreshöchstlast, mit ein.
- Inwieweit verbleiben mittelfristige Effizienzgewinne beim Netzbetreiber? Was ist die Rolle des Kapitalkostenabgleichs?

3.4 Flexibilität in der Netzplanung - Rolle der 3%igen-Spitzenkappung

Die bereits erwähnte 3%ige Spitzenkappung ist momentan für alle Netzbetreiber festgelegt. Durch die große Diversität der existierenden Stromnetze stellt sich die Frage, ob eine Flexibilisierung dieses festgelegten Werts zu einer Steigerung der Effizienz führen könnte. Es wäre denkbar, dass sich dieser Wert am im Netzgebiet vorhandenen Flexibilitätsangebot orientiert. Ein Netz mit hoher Flexibilität könnte so einen niedrigeren Netzausbau, als jener der sich aus der 3%igen Spitzenkappung ergeben würde, realisieren. Flexibilität könnte so einen sonst gesetzlich festgelegten Netzausbau ersetzen. Kosten würden gespart.

3.5 Lösungsansätze auf Seiten der Flexibilitätsbetreiber

Neben Regelungen für die Netzbetreiber gibt es bei einigen Regelungen für potenzielle Flexibilitätsanbieter ebenso Änderungsbedarf (siehe auch Kapitel 8).

Die aktuelle Netzentgeltstruktur kann bei einem netzdienlichen Einsatz flexibler Nachfrage zu erhöhten Netzentgelten führen. Der statische Leistungspreis, der in Abhängigkeit von der höchsten bezogenen Leistung festgelegt wird, behindert die Flexibilisierung des Verbrauchs. Aktuell kann eine Verbrauchserhöhung, die den Netzzustand unterstützt, zu einer Erhöhung der höchsten bezogenen Stromleistung führen und damit die Netzentgelte für den Verbraucher erhöhen. Ein netzdienlicher Einsatz seiner Flexibilität würde so wirtschaftlich uninteressant für den Verbraucher. Hier sollten die entsprechenden Regelungen der SINTEG-V im Prinzip in den allg. gesetzlichen Rahmen überführt werden, wobei die SINTEG-V allerdings keine spezielle Regelung vorsieht, sondern nur eine nachträgliche Erstattung evtl. wirtschaftlicher Nachteile im bestehenden Rahmen.

Eine Ausnahmeregelung, und damit Netzentgeltentlastung für Verbraucher bei einem netzdienlichen Einsatz von Flexibilität, ist denkbar. Dies würde einer verursachergerechten Erhebung der Netzentgelte entsprechen und könnte dazu beitragen das Geschäftsmodell für Flexibilität zu ermöglichen.

Auch die heutige unflexible Regelung der atypischen Netznutzung schränkt den Einsatz von lastseitiger Flexibilität stark ein. Der Grund dafür ist, dass die Zeitfenster der Netznutzung zu Beginn eines Jahres festgelegt werden und unterjährig so keine Anpassung an die Bedürfnisse der Stromnetze ermöglichen. Eine flexible Definition dieser Fenster könnte lastseitiges Flexibilitätspotenzial erschließen.

Auch eine Netzentgeltreduktion von besonders gleichmäßigen Verbrauchern, mit einer Bezugsstundenzahl von mehr oder gleich 7.000 Stunden im Jahr, behindert eine Flexibilisierung. Solche Verbraucher könnten durch eine Lastreduktion Flexibilität bereitstellen. Dies könnte jedoch dazu führen, dass die erforderlichen Jahresbenutzungsstunden unter die oben genannte Grenze fallen. Sie würden so ihr Privileg eines reduzierten Netzentgelts verlieren. Darüber hinaus ist die Frage zu stellen, ob die Belohnung eines besonders gleichmäßigen hohen Verbrauchs bei hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung noch zeitgemäß ist.

Auch ist zu diskutieren, inwiefern eine Belastung von systemdienlichen Verhalten mit Umlagen und Entgelten zu unwirtschaftlich hohen Kosten führt. Ein erhöhter Verbrauch zu Zeiten überschüssiger Erzeugung sorgen diese Bestandteile zu erhöhten Kosten. Ebenso umfasst dies erhobene Netzentgelte auf den Einsatz zum Auflösen eines Netzengpasses. Alternative Regelungen einer Reduktion oder Abschaffung könnten hierbei einen Flexibilitätseinsatz unterstützen.

4 Anreizregulierung

Alexander Bogensperger, Daniela Wohlschlager (FfE)

Zum besseren Verständnis der aktuellen Herausforderungen im Kontext der Energienetze ist ein vertieftes Verständnis der Anreizregulierung erforderlich. Das nachfolgende Kapitel gibt eine Übersicht über die Begriffe und Funktionsweisen des aktuellen deutschen Regulierungsregimes. Im Anschluss erfolgt die Sammlung aktueller regulatorischer Hürden für die in C/sells relevanten Aspekte (Digitalisierung, Flexibilitätsintegration etc.) sowie die Entwicklung von sich daraus ableitenden Forderungen.

4.1 Grundlagen der Anreizregulierung

Da Netzbetreiber aufgrund ihrer natürlichen Monopolstellung keinen Anreiz haben, Kosten zu optimieren und diese Einsparungen an ihre Kunden weiterzugeben – daran hatte auch die Kostenregulierung zwischen 2006 und 2008 nichts geändert – wurde in Deutschland im Jahr 2009 ein System der Anreizregulierung eingeführt, welches bis mindestens zum Ende der aktuellen Regulierungsperiode im Jahr 2023 Bestand haben wird.

Dazu sind die Ziele der deutschen Netzregulierung in § 11 Abs. 1 EnWG geregelt. Sie verpflichten die Betreiber von Energieversorgungsnetzen, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“⁴

Grundsätzlich beinhaltet dies eine teilweise Entkopplung von Erlös- und Kostenentwicklung sowie eine verbindliche Festlegung der Erlösobergrenze (Revenue-Cap) für die Dauer der Regulierungsperiode. Die Details sind in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) verankert.

Außerdem ist es das Ziel, eine künstliche Form des Wettbewerbs zu schaffen und den Netzbetreibern Anreize für Kostensenkung zu bieten. Da Netzbetreiber ihre Kosten über die Netznutzungsentgelte (NNE) auf die Netzkunden umlegen, sollen diese Kosten langfristig reduziert werden (Böttcher 2014).

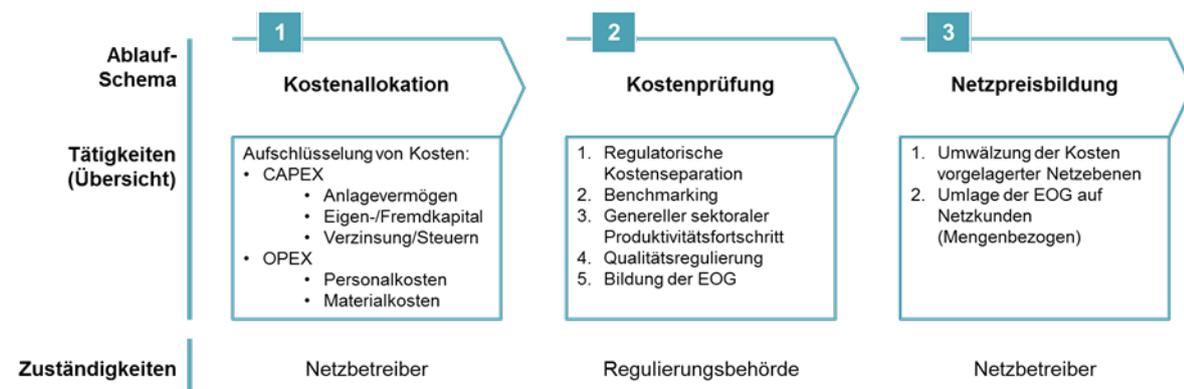


Abbildung 4-1: Schematischer Ablauf der Anreizregulierung nach Böttcher (2014)

⁴ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2015.

Das System der deutschen Anreizregulierung soll im Folgenden schrittweise erklärt werden.

4.1.1 Kostenallokation

Als Basis der Regulierung dient eine Kostenallokation. Dafür wird im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode⁵, dem Basisjahr oder auch Fotojahr genannt, durch den Netzbetreiber eine Sammlung und Aufschlüsselung seiner im Netzbetrieb entstandenen Kosten getätigt⁶.

Dies beinhaltet sowohl die CAPEX⁷ (z. B. Anlagevermögen, Umlaufvermögen, Kapitalstrukturen⁸, Verzinsungen und Steuern) als auch die OPEX (z. B. Personal-, Instandhaltungs- und Materialkosten). Diese Zahlen sind klassisch kaufmännische Kosten aus der Gewinn- und Verlustrechnung (aufwandsgleiche Kosten) sowie der Bilanz (Abschreibungen und Verzinsung) des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Sie bilden die regulatorische Kostenbasis des Netzbetreibers und werden an die zuständige Regulierungsbehörde übergeben.⁹

EXKURS: REGULIERUNGSBEHÖRDEN

Regulierungsbehörden (oft auch „Regulator“ oder „Regulierer“ genannt) sind staatliche Stellen, deren Aufgaben u. a. darin bestehen, die Energienetzregulierung zu überwachen und durchzuführen. Dies wird durch den Bund und die Länder arbeitsteilig erfüllt. Genaue Zuständigkeiten sind in § 54 EnWG geregelt.

Die jeweilig zuständige Regulierungsbehörde richtet sich für gewöhnlich an der Kundenzahl des Netzes. Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden werden i. d. R. von den Landesregulierungsbehörden (LRegB) betreut, Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden von der Bundesnetzagentur (BNetzA). Sonderregelungen durch Verwaltungsabkommen (=Organanleihe) sind möglich, sodass auch die Bundesnetzagentur die Aufgaben der Länder bei Bedarf übernehmen kann.¹⁰

4.1.2 Regulatorische Kostenprüfung

Die vom Netzbetreiber allokierten Kosten aus dem Netzbetrieb werden im nächsten Schritt von der Regulierungsbehörde geprüft. Diese Prüfung erfolgt unter den in § 4 StromNEV festgelegten Prämissen:

„Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.“¹¹

⁵ Eine Regulierungsperiode (RP) in Deutschland geht über 5 Jahre. Zum heutigen Zeitpunkt befinden wir uns in der dritten Regulierungsperiode (2019 bis 2023).

⁶ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze – Anreizregulierungsverordnung – ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015.

⁷ Die Kapitalkosten machen bei Verteilnetzbetreibern ca. 21-25 % der Gesamtkosten aus (Bundesnetzagentur 2015).

⁸ Kapitalstruktur: Beschreibt den Anteil des Eigen- (EK) und Fremdkapitals (FK). Dabei ist ein gesetzliches Maximum von 40 % für Eigenkapital festgeschrieben. (Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015)

⁹ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015

¹⁰ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2015

¹¹ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015

Auch werden nur Kosten anerkannt, die nach geltender Rechtsprechung Netzbetriebsmitteln zugeordnet werden können. „Um die Belieferung mit Elektrizität durch jeden Anbieter zu ermöglichen, müssen grundsätzlich alle Anlagen, die einer Versorgung der Letztverbraucher dienen, dem Netzbegriff unterfallen“¹².

Kosten, die diesen Prämissen nicht entsprechen, werden demzufolge von der Regulierungsbehörde nicht anerkannt.

In einem nächsten Schritt werden die anerkannten Kosten des Netzbetreibers in verschiedene Kostenpositionen unterteilt. Dies wird im nächsten Kapitel im Detail erläutert.

4.1.2.1 Regulatorische Kostenseparation

Bei der regulatorischen Kostenseparation werden zwei Oberkategorien unterschieden: nicht beeinflussbare Kostenanteile und beeinflussbare Kostenanteile. Letztere können durch den einzelnen Netzbetreiber optimiert und daher zur Erreichung von Einsparpotenzialen genutzt werden.

NICHT BEEINFLUSSBARE KOSTENANTEILE

Diese Kostenanteile setzen sich aus den dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zusammen und können durch den Netzbetreiber nicht beeinflusst, optimiert oder reduziert werden. Sie müssen folglich gesondert behandelt werden.

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (auch dnbKA oder KA_{dnb}) beinhalten nach § 11 ARegV u. a. gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, erforderliche Inanspruchnahme von vorgelagerten Netzebenen, Nachrüstung von Wechselrichtern und EE-Anlagen nach Systemstabilitätsverordnung und Mehrkosten für Erdkabel¹³.

In den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (vnbKA oder KA_{vnb}) wird den „nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete“ Rechnung getragen¹⁴.

BEEINFLUSSBARE UND VOLATILE KOSTENANTEILE

Als beeinflussbare Kostenanteile (bKA oder KA_b) gelten alle verbleibenden Kostenanteile, welche nicht den dnbKA oder vnbKA zugeordnet werden können. Diese Kosten sind aufgrund ihres beeinflussbaren Charakters das Hauptaugenmerk der Anreizregulierung, da sie als einzige Kosten aktiv optimiert¹⁵ werden können.

¹² BGH-Beschluss vom 3. Juni 2014 - Az. EnVR 10/13 (Stromnetz Homberg). Karlsruhe: Bundesgerichtshof, 2014

¹³ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015

¹⁴ ebda.

¹⁵ Stromverteilnetzbetreiber haben zum heutigen Zeitpunkt einen überwiegenden Anteil bKA. Optimierungspotenziale sind daher auch noch längerfristig vorhanden (Bundesnetzagentur 2015).

Eine letzte Kostenposition stellen die volatilen Kostenanteile (vKA oder KA_v) dar. In ihnen werden alle Kosten für die Beschaffung von Treibenergie und Verlustenergie zusammengefasst. Da diese Position stark schwankt, muss sie ebenso gesondert behandelt werden¹⁶.

4.1.2.2 Effizienzvergleich

„Die Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode werden durch Bestimmung unternehmensindividueller oder gruppenspezifischer Effizienzziele auf Grundlage eines Effizienzvergleichs unter Berücksichtigung insbesondere der bestehenden Effizienz des jeweiligen Netzbetriebs, objektiver struktureller Unterschiede, der inflationsbereinigten Produktivitätsentwicklung, der Versorgungsqualität und auf diese bezogener Qualitätsvorgaben (...) bestimmt.“¹⁷

In dieser und anderen Prämissen in § 21a EnWG wird zugrunde gelegt, dass für Netzbetreiber zwei verschiedene Effizienzparameter ermittelt werden: Eine allgemeine Effizienzvorgabe für die gesamte Branche (genereller sektoraler Produktionsfaktor) und eine individuelle Effizienzvorgabe für jeden einzelnen Netzbetreiber.

Im heutigen System der deutschen Anreizregulierung werden für den individuellen Effizienzparameter zwei standardisierte Verfahren verwendet, um systematische Fehler zu Ungunsten der Netzbetreiber zu vermindern¹⁸. Die **DEA** (Dateneinhüllungsanalyse bzw. Data Envelopment Analysis) ist eine nicht-parametrische Methode, welche als Ergebnis eines Optimierungsproblems die optimale Kombination von Aufwand (Input) und Leistung (Output) bestimmt (Agrell und Bogetoft 2007).

Bei der **SFA** (Stochastic Frontier Analysis) handelt es sich um eine parametrische Methode, welche a priori einen funktionalen Zusammenhang zwischen In- und Output unterstellt. *„Auf Basis der Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den regressionsanalytisch geschätzten Kosten werden im Anschluss die Ineffizienzen der Netzbetreiber ermittelt.“* (Agrell und Bogetoft 2007)

Beide Methoden verwenden dieselben Vergleichsparameter wie Kosten pro Anschlusspunkte, versorgter Fläche, Leitungslänge, Jahresarbeit, Jahreshöchstlast usw. (abhängig von der betrachteten Netzebene).

Aus den einzeln ermittelten Werten für alle teilnehmenden Netzbetreiber wird eine Effizienzgrenze ermittelt (effizienteste Unternehmen = Frontier-Unternehmen) und der relative Stand jedes Netzbetreibers bezüglich dieser Grenze ermittelt. Der relative Stand ergibt schließlich die ermittelte Ineffizienz. Der Effizienzwert liegt zwischen 60 % und 100 %, wobei 60 % als Minimum durch die ARegV vorgegeben ist. Aus beiden Methoden und allen ermittelten einzelnen Effizienzwerten wird schließlich der Beste für das individuell bewertete Unternehmen ausgewählt („best-of-four“) (Agrell und Bogetoft 2007).

¹⁶ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015

¹⁷ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2015

¹⁸ Details der Berechnungsmethoden sind in dieser Arbeit nicht vorgesehen

Der Abbau dieser Ineffizienzen erfolgt durch einen Verteilfaktor über die gesamte Regulierungsperiode (RP)¹⁹.

4.1.2.3 Effizienzbonus & Supereffizienzanalyse

Netzbetreiber, deren Effizienz oberhalb der im Benchmarking ermittelten Effizienzgrenze liegen, hatten bis in die dritte Regulierungsperiode alle einen Effizienzwert von 100 %. Dadurch verlieren diese Netzbetreiber jedoch den Anreiz für weitere Kosteneinsparungen. Wird diesen Netzbetreibern hingegen ein Aufschlag auf die Erlösobergrenze in Abhängigkeit ihres individuellen Effizienzwertes (>100 %) gewährt, besteht auch darüber hinaus ein Anreiz zur Effizienzsteigerung.

Mit § 12a ARegV wurde im Jahr 2016 mit der ARegV-Novelle die Supereffizienzanalyse eingeführt. Diese entspricht der „*Differenz aus den individuellen Effizienzwerten aus der Supereffizienzanalyse abzüglich der individuellen Effizienzwerte*“ und gewährt bis zu 5 % Effizienzbonus auf die 100 % aus dem Effizienzvergleich. Der Aufschlag von 5 % errechnet sich aus der Multiplikation des individuellen Supereffizienzwertes mit vnbKA und wird linear über die Regulierungsperiode verteilt.

4.1.2.4 Genereller sektoraler Produktionsfortschritt

Diese allgemeine Effizienzvorgabe für die gesamte Branche soll Abweichungen vom gesamtwirtschaftlichen Produktionsfortschritt (PF) ausgleichen. Er ist für alle Netzbetreiber identisch, betrug in der 1. RP 1,25 % und in der 2. RP 1,5 %; nahm also um 0,25 Prozentpunkte zu²⁰.

Dieser Faktor reduziert die EOG jährlich unter der Annahme technisch bedingter Produktivitätssteigerungen der Netzbetreiber. Zur besseren Verdeutlichung errechnete die BNetzA, dass eine Veränderung dieses Faktors in einer Regulierungsperiode um 0,5 % eine Auswirkung im Bereich von 750-800 Mio. € auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber bedeutet (Bundesnetzagentur 2015).

4.1.2.5 Kapitalkostenaufschlag

Netzinvestitionen generieren eine gesetzlich geregelte Eigenkapitalverzinsung auf bis zu 40 % Eigenkapital. Aufgrund der diskreten Regulierungsperioden von 5 Jahren und der jeweiligen Kostenprüfung zwei Jahre im Voraus entstehen jedoch Zeitverzögerungen von bis zu 7 Jahren zwischen Investition und Erlösrückfluss („regulatory lag“). Da im Laufe dieser Zeit der buchhalterische Wert der Investitionen abnimmt, kommt es zu sog. negativen Sockeleffekten.

In der Praxis war daher nicht nur eine technisch bedingte, sondern auch aus regulatorischer Sicht vorausschauende Investitionslenkung notwendig. Der sich daraus ergebende Effekt ist der sog. „Basisjahreffekt“. Kapitalkostenintensive Investitionen sind für Netzbetreiber insbesondere dann lohnenswert, wenn sie im Basisjahr getätigt werden, wodurch zeitlich variable Investitionen häufig ins Basisjahr verschoben wurden.

¹⁹ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015

²⁰ ebda.

Im Jahr 2016 wurde dieser Praxis durch die Einführung des Kapitalkostenaufschlags in § 10a ARegV ebenso vorgebeugt, wie der Kritik aus der Branche entgegengewirkt, im Zuge der Energiewende nicht ausreichend investieren zu können.

Der Kapitalkostenaufschlag gilt für den Rest der Regulierungsperiode nach dem Basisjahr und ermöglicht die Aufnahme von Kapitalkosten (kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer, Fremdkapitalzinsen) in die Erlösobergrenze. Dabei gelten nicht alleine die tatsächlichen, sondern auch die zu erwartenden Investitionen.

4.1.2.6 Qualitätselement (Qualitätsregulierung)

Um die Qualität der Energieversorgung über die Regulierung abzubilden und zu verbessern, wurde zusätzlich zum Effizienzvergleich ein Qualitätselement (Q) eingeführt. Dieses bildet die Netzzuverlässigkeit ab und verhindert, dass Netzbetreiber Kosten sparen, indem sie erforderliche Investitionen nicht mehr tätigen und somit die Versorgungssicherheit und -qualität gefährden. Grundlage bilden u. a. Kennzahlen zur Unterbrechungsdauer (SAIDI), -häufigkeit (SAIFI) und Menge der nicht gelieferten Energie (Hiller et al. 2014).

Netzbetreiber mit guter Versorgungsqualität erhalten einen Bonus von max. 2 % auf ihre Erlösobergrenze, Netzbetreiber mit schlechter Versorgungsqualität einen Malus von max. 2 %. Die Summe aus Boni und Mali gleicht sich aus, sodass kein Geld das System verlässt (Bundesnetzagentur 2014).

4.1.2.7 Erlösobergrenze

Anhand der ermittelten Kostenbestandteile sowie der Ineffizienzen etc. wird in Folge die Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber individuell festgelegt. Dafür werden die beschriebenen Faktoren in die Regulierungsformel eingefügt. (Details siehe ARegV Anlage 1)

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) + \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad (4-1)$$

EO	Erlösobergrenze (§4)
KA	Kostenanteile (§11)
	Dauerhaft nicht beeinflussbar (dnb)
	Vorübergehend nicht beeinflussbar (vnb)
	Beeinflussbar (b)
V	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen (§ 16)
B	Effizienzbonus (§12a)
VPI	Verbraucherpreisindex (§8 Satz 2)
PF	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (§ 9 f.)
KKA	Kapitalkostenaufschlag (§10a)
Q	Qualitätselement (§ 19)
VK	Volatiler Kostenanteil (§ 11 Absatz 5)
S	Saldo des Regulierungskontos (§ 5 Absatz 3)

Diese Erlösformel ist der Kern der Regulierung und schreibt für den einzelnen Netzbetreiber den Erlöspfad über die fünfjährige Regulierungsperiode vor. Der Erlöspfad ist die einzige Möglichkeit für einen Netzbetreiber, Umsätze zu generieren. Vereinfacht bedeutet das: Liegt er mit

seinen Kosten in der Regulierungsperiode unterhalb des Erlöspfades, darf er die Zwischenerlöse einstreichen (= positiver Anreiz). Er deckt nicht nur seine Kosten, sondern erwirtschaftet auch einen Gewinn. Übersteigen seine Kosten jedoch diese Grenze, macht er Verluste.

Zwischenerlöse sind der Anreiz, effizienter zu sein als vorgegeben (Steger 2008). Da die Kosten im Fotojahr die Basis für die nächste Regulierungsperiode darstellen wird daher operativ versucht, der EOG so nahe wie möglich zu kommen, um die Kostenbasis für die folgende RP optimal zu gestalten.

4.1.3 Netzpreisbildung

Die Netzpreise berechnen sich nach StromNEV über die Verteilung der Erlösobergrenze auf die Abnahme des Stromes durch die angeschlossenen Netznutzer. Dabei ist die Distanz des Verbrauchers zum Einspeisepunkt irrelevant, die Anschlussnetzebene, die vorhandene Messvorrichtung und die jeweilige Benutzungszahl spielen jedoch bei der Berechnung der Netzentgelte eine Rolle.

Das Netznutzungsentgelt (NNE) besteht hierbei aus einem Jahresleistungs- und einem Arbeits- und Leistungspreis (ce, cp). Für Kunden der Niederspannungsebene ohne Leistungsmessung (SLP²¹-Kunden) wird hingegen nur ein Grundpreis (GP) und ein Arbeitspreis erhoben, jedoch kein Leistungspreis. Die Erlösobergrenze teilt sich so nach der vereinfachten²² Formel (4-2) auf alle Netzkunden auf.

$$EO_t = \sum_{i=1}^n E_{i,t} * ce_{i,t} + \sum_{i=1}^n P_{i,t} * cp_{i,t} + \sum_{i=1}^n GP_{i,t} \quad (4-2)$$

EO	Erlösobergrenze (§4)
E	Individueller Energieverbrauch je Verbraucher i
ce	Mengenbezogene Netzentgelte je Spannungsebene
P	Individueller Leistung je Verbraucher i (RLM-Kunden)
cp	Leistungspreis je Spannungsebene
GP	Grundpreis

Eine detailliertere Vorstellung der Berechnungsmethodik der Netzpreisbildung soll hier nicht erfolgen. Festzuhalten ist jedoch, dass die Kosten der Netzbetreiber – soweit von der Regulierungsbehörde geprüft, genehmigt und in die EOG einbezogen – auf die Netzkunden umgelegt werden. Wird ein bestehendes Netz ausgebaut oder in Erneuerung und Ersatz investiert, bedeutet dies einen Kostenanstieg für die Netznutzer.

An dieser Stelle ist es wichtig aufzuzeigen, dass Erzeugungseinheiten netznutzungsentgeltbefreit sind. Die Verursacher des vielerorts im Verteilnetz notwendigen Ausbaus sind daher nicht an den Kosten beteiligt (Hiller et al. 2014).

Die tatsächlich erzielten Erlöse eines Netzbetreibers können aufgrund der Mengenentwicklung von den zulässigen Erlösen abweichen. Die Differenz wird nach § 5 ARegV auf ein vom Regu-

²¹ Für diese Kunden wird ein Standardlastprofil angenommen, da sie nicht über einen Zähler zur Leistungsmessung wie RLM-Kunden verfügen (= registrierte Leistungsmessung)

²² Zusätzlich sind z. B. Befreiungstatbestände und Erlösminderungen zu berücksichtigen.

lator verwaltetes Regulierungskonto gebucht und auch verzinst (wie Fremdkapital ohne Wagniszuschlag). Der Ausgleich des Regulierungskontos erfolgt über gleichmäßige Zu- oder Abschläge in der folgenden Regulierungsperiode. Damit sind Netzbetreiber vollständig von unternehmerischen Risiken durch Absatzzrückgänge befreit, aber auch Mehrerlöse durch Absatzsteigerungen sind nicht möglich (Hiller et al. 2014).

Über- bzw. unterschreiten die tatsächlich erwirtschafteten Erlöse die Vorgaben durch die EOG um mehr als 5 % pro Kalenderjahr, muss die EOG angepasst werden²³. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Erlösobergrenzen eingehalten werden.

4.1.4 Exkurs: Berechnung des EK-Zins

Die Bundesnetzagentur nutzt zur Bestimmung der regulierten Eigenkapitalzinssätze das Capital Asset Pricing Modell. Während die damit im Jahr 2008 und 2011 errechneten Zinssätze juristisch Bestand hatten, wurde der 2016 errechnete Eigenkapitalzinssatz jedoch erfolgreich durch die Netzbetreiber vor dem OLG Düsseldorf angefochten. Grund für die Anfechtung waren die nach Ansicht der Netzbetreiber nicht hinreichend berücksichtigten aktuellen Marktrisiken. Nichtsdestotrotz stellt die Methode ein standardisiertes Vorgehen in vielen Branchen dar. Die Berechnung ist in Abbildung 4-2 abgebildet und wird nachfolgend kurz umrissen.

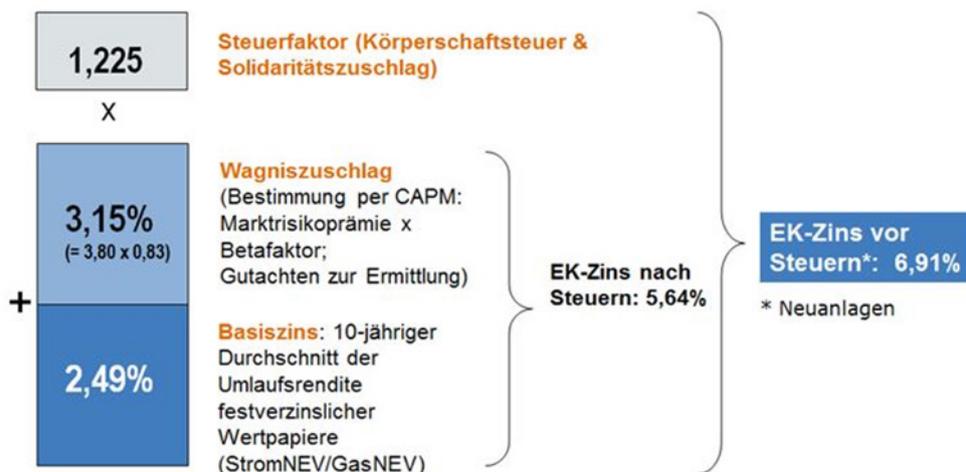


Abbildung 4-2: Ermittlung des EK-Zinses nach Bundesnetzagentur (2016)

4.1.4.1 Ermittlung des Basiszinssatzes

Der Basiszinssatz ermittelt sich aus der Kapitalmarktstatistik der Deutschen Bundesbank und ist der 10-jährige Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere.

Dabei zeigt Abbildung 4-2, dass sich die Niedrig-Zinspolitik der EZB nach der Finanzkrise 2008 für diese Regulierungsperiode auch auf den Basiszinssatz durchschlägt.

²³ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015

Der auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten beträgt aktuell 2,49 % (Bundesnetzagentur 2016).

Die Entwicklungen der Umlaufrendite sind in Abbildung 4-3 dargestellt.

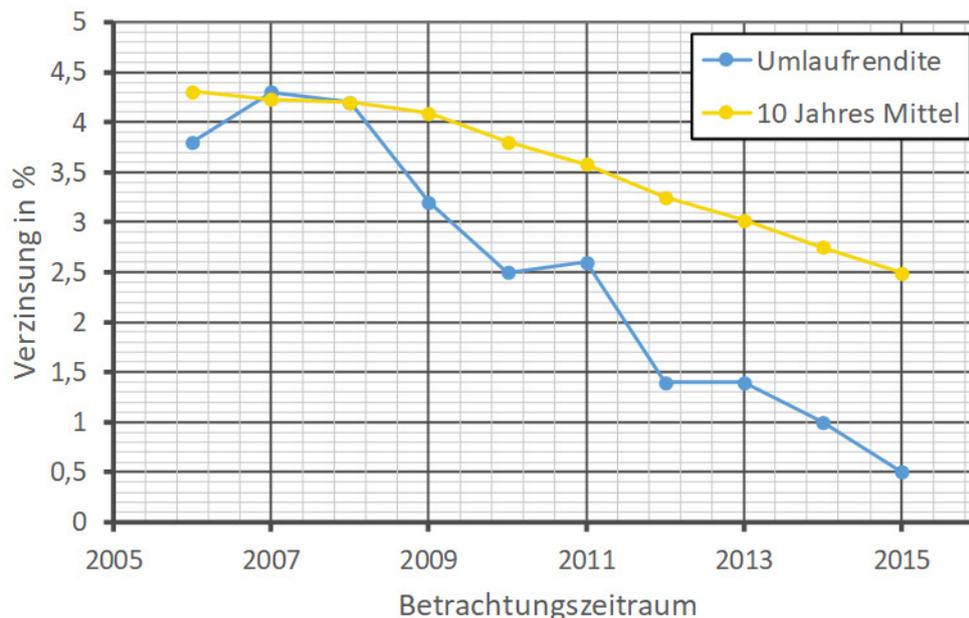


Abbildung 4-3: Entwicklung der Umlaufrendite und dem 10-Jahres Mittel nach Bundesnetzagentur (2016)

4.1.4.2 Nutzung des CAPM für den Wagniszuschlag

Bei dem Capital Asset Pricing Model handelt es sich um eine anerkannte Methode zur Bewertung risikobehafteter Anlagemöglichkeiten auf dem Kapitalmarkt. Durch die Methode kann bewertet werden, welcher Teil des gesamten Risikos eines Investitionsprojektes nicht durch Diversifikation zu beseitigen ist. Dabei werden die Marktisikoprämie und ein Beta-Faktor bestimmt. Deren Produkt beschreibt den Wagniszuschlag.

BESTIMMUNG MARKTRISIKOPRÄMIE

Die Marktisikoprämie (MRP) bezeichnet die über den risikolosen Zinssatz hinausgehende, zusätzliche Rendite, die Anleger für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio erwarten. Zur Bewertung der MRP werden historische Durchschnitte herangezogen, die aufgrund ihrer Länge kurzfristige stochastische Überlagerungen (z. B. Krisen) ausmitteln. Die BNetzA (respektive Frontier Economics) nutzen die öffentlich verfügbare Datensammlung zu historischen Kapitalmarktdaten von Dimson, Marsh und Staunton. Die Analyse erfolgt auf Basis einer Zeitreihenanalyse für 23 Länder die durchschnittliche MRP gegenüber langfristigen Staatsanleihen (Bond) für ein internationales Portfolio („Welt-Portfolio“). Frontier Economics ermittelt eine Bandbreite von 3,2 % bis 4,4 % (Frontier Economics 2016).

Im Rahmen der Festlegung der Eigenkapitalzinssätze entschied sich die BNetzA auf Basis dieses Gutachtens für den Mittelwert von 3,8 % (Bundesnetzagentur 2016).

Gegen diese Berechnung wurde jedoch erfolgreich Beschwerde vor dem OLG Düsseldorf eingelegt, da die Marktrisikoprämie als zu gering angesehen wurde. Nach im Verfahren angehörten Sachverständigen wird eine MRP von 4,55 % (im Gegensatz zu den von der BNetzA angesetzten 3,80 %) vorgeschlagen. Die übrigen Bestandteile wurden soweit anerkannt (Reimann 2018). In einer Entscheidung des BGH wurde am 09.07.2019 jedoch die Entscheidung des OLG revidiert und die Zinssätze inklusive Methodik der BNetzA rechtskräftig anerkannt (Czechanowsky 2019).

ABSCHÄTZUNG BETA-FAKTOR

Der Beta-Faktor stellt das nicht-diversifizierbare Risiko vergleichbarer börsennotierter und vergleichbarer Unternehmen mit identischem Risiko dar. Dabei wird deren Aktienkursentwicklung im Vergleich zu einem Referenzindex berechnet. Dafür erfolgt die strukturierte Auswahl von Vergleichsunternehmen in Ländern mit vergleichbaren Grundvoraussetzungen. Im Falle von Netzbetreibern umfasst dies 14 Infrastrukturbetreiber (Strom/Gas) aus Industrienationen (Australien, Belgien, Italien, Neuseeland, Portugal, Spanien, Großbritannien und USA). Als Vergleichsindex wird der länderspezifische Financial Times Stock Exchange Index herangezogen und daraus mittels des Modigliani-Miller Ansatzes die Asset-Beta-Werte (Unverschuldete Beta-Werte) und Equity Beta (verschuldete Beta) berechnet. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass sich der „Marktwert des Eigenkapitals mit dem Wert der Verschuldung verändert“ (vgl. OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 60/08 Beschluss vom 24.04.2013, Randziffer 253). Das unverschuldete Asset-Beta stellt dabei den um den individuellen Verschuldungsgrad des Unternehmens bereinigte Beta-Wert dar. Die Anpassung nach Modigliani-Miller bewertet vor diesem Hintergrund die unterschiedlichen nationalen Steuerregime und Eigen- und Fremdkapitalquoten und stellt eine Vergleichbarkeit sicher. Grundlage für diese Berechnung ist die Annahme, dass verschuldete Unternehmen geringeren Steuerlasten unterliegen als unverschuldete Unternehmen.

Im letzten Schritt erfolgt die Berechnung des Equity Betas unter Berücksichtigung des durchschnittlichen deutschen Unternehmenssteuersatzes (29,72 %) und der regulatorisch vorgegebenen Fremdkapitalquote (60 %) für Netzbetreiber. Es ergibt sich so ein Bereich von 0,71-0,89 für das verschuldete Beta (Equity Beta) und ein Bereich von 0,35-0,43 für das unverschuldete Beta (Asset Beta).

4.1.4.3 Wagniszuschlag

Der Wagniszuschlag berechnet sich als Produkt aus dem Equity Beta und der MRP.

$$\text{Wagniszuschlag} = \beta_{\text{Equity}} * \text{MRP}$$

Aus den berechneten Bandbreiten für Equity Beta und MRP ergibt sich so nach Frontier Economics (2016) ein marktüblicher Wagniszuschlag für Netzbetreiber nach Steuern von 2,28-3,93 %-Punkten.

Die BNetzA hatte für die 3. Regulierungsperiode auf Basis der gemittelten MRP (3,8) und eines Betafaktors von 0,83 einen Wagniszuschlag von 3,15 % berechnet und lag somit deutlich unter den Empfehlungen von Frontier Economics (Bundesnetzagentur 2016).

Unter der Berücksichtigung der von Experten geschätzten, angemessenen MRP von 4,55 % und dem vom OLG anerkannten Betafaktors ergäbe sich für den Wagniszuschlag ein Wert von 3,78 % (Frontier Economics 2016).

Der EK-Zins nach Steuern berechnet sich so zu 6,27 % und 7,6 % vor Steuern.

4.1.4.4 Zusammenfassung des CAPM

Die in der Anreizregulierung regulatorisch verankerte Verzinsung auf eingesetztes Eigenkapital besteht aus drei Kernkomponenten. Diese umfassen den Basiszinssatz (2,49 %) aus der Rendite kapitalmarktüblicher Zinssätze. Zu diesem Zinssatz erfolgt die Berechnung eines mittels des CAPM berechneten Wagniszuschlages. Dieser errechnet sich aus den über den risikolosen Zinssatz hinausgehenden, zusätzlichen Renditen, die Anleger für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio erwarten, MRP und einem Betafaktor, welcher das Risiko quantifiziert.

Die Verzinsung auf eingesetztes Eigenkapital im regulierten Netzbetrieb stellt per Definitionem eine Alternative zu Investitionen auf Kapitalmärkten unter Berücksichtigung eines äquivalenten Risikos dar.

4.2 Herausforderungen durch Digitalisierung und Energiewende

Als die Energienetzregulierung im Jahr 2009 in Kraft trat, befand sich das Energiesystem zu – zumindest aus physikalischer Sicht²⁴ – in einem eingeschwungenen Zustand. Elektrifizierung war bereits seit den 1970er Jahren abgeschlossen und die Energiewende hatte erst begonnen.

Seit 2009 veränderte sich der Zustand des „eingeschwungenen Systems“ jedoch grundlegend. Die Folgen der Energiewende wurden vor allem ab dem Jahr 2010 durch die Folgen der Energiewende (vgl. Kosten und Volumina von Redispatch und EinsMan) deutlich erkennbar.

Mit Einführung des EEG wurde ein klarer Rahmen für den weiteren Ausbau abgesteckt. Parallel dazu wurde der Atomausstieg beschlossen (2011) und das Gesetz zur Digitalisierung (2016) verabschiedet. Der Kohleausstieg stellt die nächste kommende Veränderung dar.

Durch die Zunahme dezentraler und volatiler Erzeugungsanlagen steigt die Komplexität und erschwert die Planbarkeit eines sicheren Netzbetriebs. Folglich bedarf es einer Prozessoptimierung, welche durch digitale Ansätze ermöglicht werden können.

Nicht nur die grundlegenden Paradigmenwechsel „zentral wird dezentral“, „fossil wird erneuerbar“, „planbar wird volatil“, sondern auch „analog wird digital“ stellen die Netzbetreiber jedoch vor neue Herausforderungen. Die Regulierungspraxis zeigt, dass die im Jahr 2007 vorgesehenen Mechanismen diesen Strukturwandel nur teilweise abdecken können und eine Reihe von Problematiken entstehen, die den Paradigmenwechsel erschweren oder ganz verhindern. Das nachfolgende Kapitel zeigt die im Projekt C/sells ermittelten Schwächen der Anreizregulierung auf und entwickelt Lösungsansätze, diese zu beheben.

²⁴ Die Liberalisierung und Marktöffnung wirkte sich primär auf den Vertrieb aus

Dabei wird in kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen unterschieden. Erstere könnten noch in der laufenden oder nächsten Regulierungsperiode umgesetzt werden. Mittelfristige Maßnahmen hingegen benötigen größere Anpassungen der ARegV, wohin gehend langfristige Maßnahmen große Veränderungen nach sich ziehen.

4.2.1 Prozesswende

Die Digitalisierung ermöglicht eine Neuordnung vorhandener, analoger Prozesse. Die BNA fordert als Grundlage dafür von Netzbetreibern die Umsetzung eines „Energieinformationsnetzes“, welches den erhöhten Informations- und Datenaustausch sowohl mit anderen Netzbetreibern als auch angeschlossenen Anlagen ermöglicht (Bundesnetzagentur 2017b). Netzbetreiber können durch die Digitalisierung neue Betriebsmittel (z.B. regelbare Ortsnetztrafos), moderne Sensorik sowie Softwarelösungen zur Datenverarbeitung einsetzen, um Prozesse effizienter abzuwickeln.

Ein Beispiel hierfür ist die Anpassung der BDEW Kaskade nach VDE-AR-N 4140, welche die standardisierte Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern aller Spannungsebenen bei kritischen Netzsituationen definiert. Im Rahmen von C/sells wird hier der Prozess für EnWG §13(2) optimiert, um den steigenden Anforderungen der volatilen Erzeugung- und Verbrauchsstrukturen gerecht zu werden.

Im bisherigen, teildigitalisierten und ineffizienten Prozess wurden Maßnahmen nach § 13(2) EnWG aus dem Übertragungsnetz kaskadiert an nachgelagerte Netzbetreiber kommuniziert. Dabei mussten aus telefonischer Ankündigung u. a. Formulare per Email versandt, gedruckt, unterschrieben, eingescannt und erneut versandt werden. Der innerhalb von C/sells entwickelte Ansatz ersetzt den analogen Prozess, wobei mittels digitaler Schnittstelle ein automatisierter Datenaustausch vorgesehen ist.

Ein weiteres Beispiel für die Prozesswende stellt die Digitalisierung bisher analoger Netzpläne dar. Vor allem im Verteilnetz (v. a. Niederspannung) sind diese bisher nicht flächendeckend digitalisiert.

Diese (und weitere) Aspekte der Digitalisierung sind eine Notwendigkeit vor dem Hintergrund der Energiewende (vgl. auch Bundesnetzagentur 2017b). Jedoch ist die Prozesswende generell kostenintensiv. Die entstehenden Aufwendungen sind jedoch (mit der Ausnahme einiger Server) mit sehr hohen Betriebskosten verbunden. Da sich mittels Betriebskosten keine Rendite (durch Verzinsung) erwirtschaften, sind diese Maßnahmen grundsätzlich weniger wirtschaftlich als die Investition in zusätzliches Anlagevermögen.

Zwar können über effizientere Prozesse langfristig die Betriebskosten auch sinken und so ggf. Effizienzwerte steigen – gerade für kleine Unternehmen im vereinfachten Verfahren fehlt hier jedoch ein Anreiz. Durch kurzfristige Betriebskostenerhöhungen (z. B. durch Prozessumstellung) kann es hingegen auch zu Verschlechterung des Effizienzwertes kommen, was wiederum ein Umsetzungshemmnis darstellt.

Netzbetreibern fehlen für eine umfassende Prozesswende sowie der Umsetzung der Digitalisierung ergo regulatorische Anreize. Anreize können dabei entweder projektspezifisch basierend auf Umsetzungskosten bzw. dem Zeitbedarf oder projektübergreifend basierend auf dem Umfang der Bestandsoptimierungsmaßnahmen eingesetzt werden (vgl. Fritz et al. 2019 und

Smart Grid Task Force EG3 2015). Anreize sollten dabei technologieunabhängig sein und allein auf Effizienz und Effektivität basieren.

Vor dem Hintergrund der Digitalisierung empfiehlt es sich daher, als kurzfristige und vorübergehende Maßnahme die Kosten für notwendige Prozessoptimierungen den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zuzurechnen und diese Maßnahmen explizit in § 11 ARegV als solche zu listen.

Diese Maßnahmen umfassen beispielsweise:

- Digitalisierung und Automatisierung der Kommunikation zwischen Netzbetreibern, auch spannungsebenenübergreifend (Kaskade)
- Digitalisierung analoger Netzpläne
- Erstellung von (georeferenzierten) Netzinformationssystemen
- Digitale Erfassung von Assetinformationen z. B. für vorrausschauende Wartung (predictive maintenance)
- Softwareeinsatz für ferngesteuerte Wartung und automatisierte Netzeingriffe (Bundesnetzagentur 2017b)
- Einsatz von Simulierungs- und Planungssoftware basierend auf Echtzeit-Daten (Bundesnetzagentur, 2017b)

Ein Vorteil dieser Umstellung ist, dass die so entstehenden Kosten nicht im Benchmarking berücksichtigt werden und so zumindest in diesem Bereich keinen Nachteil bedeuten.

4.2.2 Benchmarking

Im Rahmen des regulatorischen Benchmarkings werden exogene mit endogenen Variablen verrechnet. So entstehen unterschiedliche Parameter für Kosten pro Strukturparameter (diese Darstellung ist Output-orientiert: DEA-Wert⁻¹).

Die herangezogenen Parameter umfassen unter anderem:

- Stromkreislängen je Spannungsebene
- installierte Leistung je Umspannebene
- entnommene Jahresarbeit je Netz- und Umspannebene
- Anzahl Anschlusspunkte je Netz- und Umspannebene
- Einwohnerzahl
- Fläche
- zeitgleiche Jahreshöchstlast je Umspannebene
- Installierte dezentrale Erzeugerleistung
- ...

Grundsätzlich handelt es sich bei diesen Parametern um analoge Netzstrukturparameter. Bisher sind keinerlei digitale Parameter erfasst. Durch intelligente Maßnahmen, deren Ziel die Vermeidung des Netzausbaus sein kann, werden Unternehmen demzufolge regulatorisch benachteiligt, solange deren Effizienzwert auf z. B. der Stromkreislänge basiert.

Aus dem Projekt C/sells wird daher empfohlen, die nachfolgenden Parameter für das Benchmarking zu prüfen:

- Digitalisierte²⁵ Netzkilometer pro Spannungsebene
- Anzahl intelligenter Netzbetriebsmittel (wie rONT, Längsregler etc.)
- Eingesetzte Flexibilität²⁶ z.B. in kWh
- Verfügbare Flexibilitätsoptionen pro Spannungsebene

Wenngleich Anzahl digitalisierter Anschlusspunkte (mME/iMSys) auf den ersten Blick als Parameter denkbar wäre, ist dies aufgrund der Entflechtung nicht möglich. Der gesamte Metering-Bereich ist nicht mehr Teil der Anreizregulierung, sondern an die Preisobergrenzenregulierung (POG) gebunden.

Der gleiche Effekt wird auch erreicht, wenn teilweise endogene Parameter aus dem Benchmarking entfernt werden. Eine Alternative stellt entsprechend auch die Prüfung der vorhandenen Parameter auf tatsächliche Exogenität dar. So ist die Stromkreislänge nicht strikt exogen und auch die Jahreshöchstlast in Zukunft durch z. B. das zur Verfügung stehen von Flexibilität teilweise endogen.

4.2.3 Innovative Netzbetriebsmittel

Der Ausbau der Netze bis auf das „letzte Kilowatt“ ist weder vor dem Hintergrund volkswirtschaftlicher Effizienz noch dem Aspekt der Akzeptanz eine sinnvolle Option.

Eine mögliche Lösung für den Umgang mit volatilen Erzeugern und Verbrauchern ist der Einsatz innovativer Betriebsmittel. Diese umfassen z. B. rONT, Längsregler und Hochtemperaturleiterseile.

Während zum Beispiel der rONT mittlerweile zu einem häufig gewählten Netzbetriebsmittel der Wahl geworden ist, entstehen beim Einsatz neuer Technologien oft höhere Aufwendungen für Wartung und Betrieb. Auch sind die Lebensdauern der Anlagen teilweise geringer als die regulärer Netzbetriebsmittel. So entspricht die Lebensdauer der Primärtechnik eines rONT der Lebensdauer klassischer Transformatoren; die Sekundärtechnik muss im Schnitt jedoch nach 20 Jahren getauscht werden (Wohlschläger und Köppl 2015; Maschinenfabrik Reinhausen 2015; Schneider Electric 2012).

Trotz dieser Eigenheiten verfügen diese Technologien bisher über keine explizite Berücksichtigung in StromNEV Anlage 1 (Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern). Auch das entstehende Risiko für die Nutzung innovativer Betriebsmittel wird nicht eigens berücksichtigt. So war der Zinssatz für 40 % Eigenkapital auf Anlagevermögen in der 2. RP lediglich 9,05 % und in der 3. RP beträgt er 6,91 %. Die Berechnung des Zinssatzes beinhaltet jedoch lediglich einen risikolosen Basiszins und einen Wagnisaufschlag auf Basis des CAPM (vgl. Abschnitt 4.1.4). Laut

²⁵ Dabei gilt, dass vorhandene Netzbetriebsmittel mindestens im Rahmen eines Netzinformationssystems georeferenziert vorliegen müssen.

²⁶ Nach Einführung von Flex-Plattformen ist dies transparent ausweisbar und von Kosten des Engpassmanagements (rote Ampelphase) klar trennbar.

Mandatova et al. (2015) soll die Höhe der MRP sowie der unternehmensspezifischen Risikoprämie auf realen Marktentwicklungen anstatt historischer Werte basieren sowie ein höheres Risiko für neue Technologien berücksichtigen.

Vor dem Hintergrund der Energiewende und Digitalisierung empfiehlt es sich daher, als kurzfristige Maßnahme die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in StromNEV Anlage 1 um innovative Betriebsmittel zu ergänzen und deren Eigenschaften zu berücksichtigen.

Zudem sollte das durch innovative Investitionen steigende Risiko entweder adäquat in der Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt oder geringfügig höhere Eigenkapitalzinssätze für innovative Investitionen festgelegt werden (vgl. Rendite-Adder).

Als Grundlage für die Berechnung kann unter anderem die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik des Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE herangezogen werden.

4.2.4 Eigen- und Fremdkapitalkosten vor dem Hintergrund sinkender Zinsen

Im Rahmen der Anreizregulierung wird Netzbetreibern auf bis zu 40 % Eigenkapital ein für eine Regulierungsperiode festgeschriebener Eigenkapitalzinssatz gewährt. Dies orientiert sich an der Entwicklung der Umlaufrendite (vgl. Abbildung 4-3).

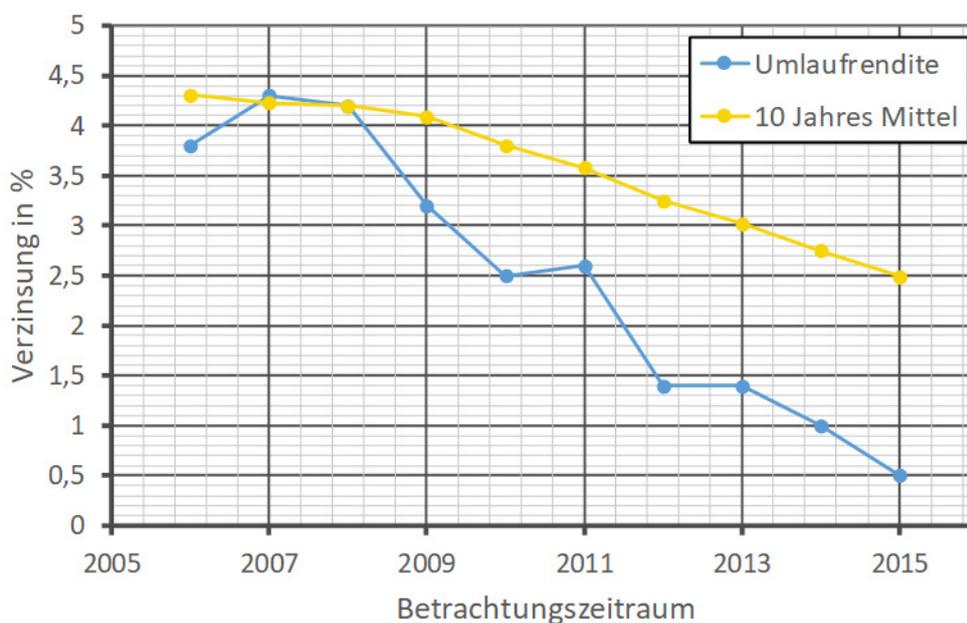


Abbildung 4-4: Entwicklung der Umlaufrendite und dem 10-Jahres Mittel (eigene Darstellung)

Der aus der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere berechnete Basiszins ist ein Teil der Eigenkapitalrendite, die nach der 2. Regulierungsperiode (9,05 %) deutlich auf 6,91 % sank.

Überschießendes Eigenkapital ist nach StromNEV bisher wie Fremdkapital zu verzinsen. Dabei liegt der Anerkennung der Kosten für Fremdkapital die Prämisse zugrunde, dass diese nur in der Höhe anerkannt wird, wie Netzbetreiber sich Kapital auf Kapitalmärkten beschaffen

könnten. In einer Klarstellung 2013 wurde dies konkretisiert und auf den Durchschnitt der nachfolgenden drei Zinsreihen festgelegt:

1. Anleihen öffentlicher Hand (BBK01.WU0004)
2. Anleihen von Unternehmen (BBK01.WU0022)
3. Hypothekendarlehen (BBK01.WU0018)

Die Verläufe dieser drei Zinsreihen inklusive ihres Durchschnittes sind in Abbildung 4-5 dargestellt.

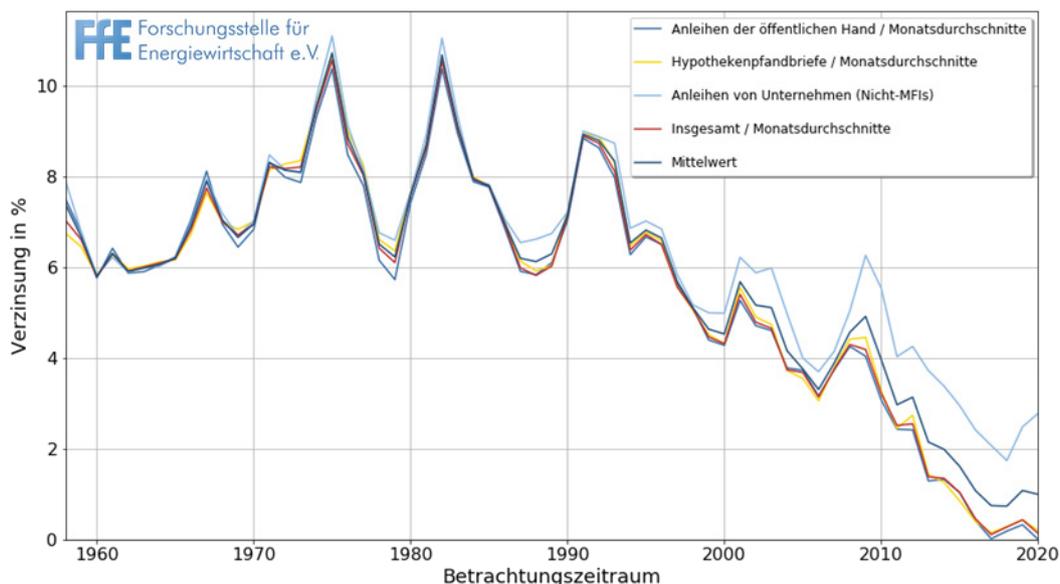


Abbildung 4-5: Langfristige Entwicklung der Umlaufrenditen gemäß StromNEV

Aus Abbildung 4-5 ergibt sich, dass die langfristige Zinsentwicklung seit der Finanzkrise 2008 negativ ist und insbesondere risikolose Anleihen der öffentlichen Hand und Hypothekendarlehen sehr niedrige und zeitweise bereits negative Zinsen aufweisen.

Da sich per definitionem die Fremdkapitalzinsen an diesem negativen Trend orientieren, droht der FK-Zins in der 4. Regulierungsperiode so gering zu werden, sodass Investitionen nur noch eine geringe Wirtschaftlichkeit aufweisen. Dies betrifft auch die Eigenkapitalverzinsung. Da hier jedoch neben einem Basiszins auch ein Wagnisaufschlag ergänzt wird, sind die Auswirkungen etwas geringer.

Eine Herausforderung insbesondere für den EK-Zins wird dies insbesondere dann, wenn die Kapitalmarktzinsen steigen, die Auswirkungen der Niedrigzinspolitik durch das 10-Jahres-Mittel allerdings noch für Netzbetreiber gelten. Dann sind Investitionen in den Kapitalmarkt lukrativer, sodass ein Risiko besteht, dass Investitionen in die Netze zurückgehen.

Es wird daher empfohlen, die derzeit bestehende Zinsbindung zu überarbeiten. Dabei ist es notwendig, diese analog zum EK-Zins mit einem angemessenen Risiko abzubilden. Es sollte daher frühzeitig statt des Vergleiches mit risikolosen Anleihen der öffentlichen Hand bzw. Hypothekendarlehen eine alternative Berechnung erarbeitet werden.

4.2.5 Flexibilität

Zur Vermeidung des Ausbaus der Netze bis auf das „letzte Kilowatt“ kann neben flexiblen Netzbetriebsmitteln auch vorhandene Flexibilität genutzt werden. Bis in die Niederspannung können so Leistungsspitzen gezielt reduziert werden, um die Netze zu entlasten. Die zu diesem Zweck existierenden Konzepte sind vielseitig und reichen von eigens geschaffenen Flexibilitätsplattformen über flexible Netzentgelte bis hin zu „nodal pricing“.

Grundsätzlich gilt, dass in vielen Fällen die Kosten für Netzengpässe durch die Netzbetreiber getragen werden müssen. So existieren auf Flexibilitätsplattformen Preisbildungsmechanismen, für die sowohl Angebote an Flexibilität als auch netzbetreiberseitige Nachfrage benötigen. Unter der Prämisse, dass diese Mechanismen eine annähernd kostenoptimale Kontrahierung von Flexibilität ermöglichen, ist es notwendig die dadurch entstehenden Kosten – als Teil der notwendigen Betriebsaufwendungen im Netzbetrieb – auf die Netzentgelte umzulegen. Dabei ist entscheidend, dass diese Maßnahmen nicht alleine volkswirtschaftlich, sondern auch betriebswirtschaftlich für Netzbetreiber eine sinnvolle Alternative darstellen.

Da das heutige System der Anreizregulierung jedoch keine Handlungsparität zwischen OPEX und CAPEX gewährleistet, liegt an dieser Stelle ein großer Handlungsbedarf vor. Dieses Problem ist bereits seit Beginn der Anreizregulierung vorhanden und eine inhärente Eigenschaft der Anreizregulierung, da Renditen lediglich auf eingesetztes (Eigen-)Kapital gewährt werden. Operative Kosten werden hingegen rein im Basisjahr anerkannt und durchgereicht. Somit besteht derzeit kein Anreiz zum Einsatz von betriebsintensiven Netzstabilisierungsmaßnahmen wie Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.

4.2.6 Sammlung von Lösungsoptionen für das CAPEX-OPEX-Bias

Die folgenden Abschnitte erläutern in der Literatur diskutierte Lösungsansätze für kurz- und mittelfristige Handlungsoptionen zur Verbesserung der ARegV.

4.2.6.1 Kurzfristige Handlungsoptionen durch die Überarbeitung der ARegV

Wie bereits in Abschnitt 4.1.2.1 erläutert wird in Studien wie Bundesnetzagentur (2017a) zur Problematik der ARegV die derzeitige **Zuordnung von dnbKA** aus § 11 Abs. 2 ARegV aufgegriffen. Zur Vermeidung von Benachteiligungen im Benchmarking kann wie erwähnt eine Erweiterung der Strukturparameter (§ 13 Abs. 3 Satz 4 ARegV) um bspw. „eingesetzte Flexibilität“ erfolgen.

Auch im Positionspapier von des Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und Neue Medien (Bitkom) zur Flexibilisierung des Stromsystems wird die Problematik der CAPEX-dominierten Anreizregulierung als Hemmnis für Smart Grid Technologien dargelegt. Als Anreiz zur Erschließung von Flexibilitätspotenzialen wird die Öffnung der Anreizregulierung für OPEX-Bestandteile vorgeschlagen (Spanheimer 2018).

Eine weitere Hürde bei der Anerkennung der Kosten ist die fehlende Hauptkostenstelle in StromNEV Anlage 2. Analog zur Hauptkostenstelle "Systemdienstleistungen" für Übertragungsnetzbetreiber ist entweder eine Hauptkostenstelle „Flexibilitätseinsatz“ für Verteilnetzbetreiber zu schaffen oder eine entsprechende Nebenkostenstelle aufzunehmen.

Dies löst zwar nicht das Problem der Handlungsparität, ermöglicht aber zumindest eine Verringerung des regulatorischen Risikos und eine rechtssichere Anerkennung in der Kostenallokation.

4.2.6.2 Mittelfristige Handlungsoptionen durch die Überarbeitung der ARegV

TOTEX-ANSATZ

Eine Alternative zum derzeitigen CAPEX-OPEX-Ansatz der ARegV ist der Übergang zum TOTEX-Ansatz (Total Expenditure Framework). Das Konzept verfolgt die Zielsetzung, anstatt von Kapitalkosten eine verstärkte Orientierung hin zu erbrachten Dienstleistungen zu erreichen. Hierbei wird **der gleiche Anreizsatz²⁷ (incentive rate) für OPEX und CAPEX-Lösungen festgelegt**. Das Konzept ist bereits in Großbritannien im Einsatz, wo eine **Anpassung von OPEX-orientierten zu TOTEX-orientierten Benchmarking** erfolgte²⁸. Die britische Regulierungsbehörde Ofgem erhöhte zudem die Regulierungsperiode von fünf auf acht Jahre und führte im Jahre 2013 das RIIO Regulierungswerk (Revenue, Incentives, Innovation, Outputs) ein, welches den Grundstein für ein Output-basiertes Regulierungssystem für den Gas- und Stromsektor darstellt (Druce 2016; Ofgem 2018). Durch den Totex Incentive Mechanism (TIM) wird der Anreiz geschaffen, unter der bewilligten Summe zu bleiben, da die Nichtausgaben zu 63% von den Unternehmen beibehalten werden können. Der verbleibende Überschuss wird an die Kunden zurückgegeben. Im Beispiel britischer Gasversorgungsunternehmen verblieben für das Jahr 2017-2018 16 % der festgelegten TOTEX Ausgaben. Neben externen Faktoren wie Wetter oder wirtschaftliche Bedingungen ist dies hauptsächlich auf eine erzielte Verbesserung der Effizienz bei Betriebsabläufen zurückzuführen, wie u.a. die Anwendung innovativer Technologien, neue Arbeitsmethoden sowie den flexiblen Einsatz von Arbeitskräften (Hall, 2019). Auch in Italien soll ab 2020 eine neue, TOTEX-basierte Regulierung in Kraft treten, um effiziente und ausgewählte Infrastrukturen zu fördern, während zusätzliche Kosten für Verbraucher vermieden werden (Oglietti et al. 2016). Der Ansatz soll dabei den Fokus auf die Gesamtausgaben legen, vorausschauende Planung zu erleichtern und einen verbesserten Austausch zwischen der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern zu fördern (ARERA 2017).

Wie in CEER (2017) erläutert ist zu beachten, dass der TOTEX-Ansatz einen Anreiz zur Verringerung des Investitionsvolumens schaffen kann, um kurzfristig Rendite zu erhöhen. Dies kann sich möglicherweise negativ auf andere Regulierungsziele wie bspw. Qualitätsmerkmale oder Versorgungssicherheit auswirken.

INVESTITIONSPRÄMIEN

Neben der in Abschnitt 4.2.1 erläuterten Anerkennung von Investitionen in Innovationen wie Smart Grid Technologien als dnbKA ist ein weiterer Lösungsvorschlag die **Vergabe von Prämien**. Dadurch wird den Netzbetreibern ein direkter Anreiz zur Anwendung innovativer Technologien statt günstigerer, etablierter Technologien gegeben (Druce 2016). Ein Beispiel dafür sind Investitionen in Forschung und Entwicklung (F&E) (Mandatova et al. 2015). In der derzeitigen Regulierung gibt es keine spezifische Kompensation für einhergehende Risiken, da Investitionen in F&E wie alle anderen Kosten behandelt werden. Da Pilotprojekte oft nicht zu

²⁷ Prozentsatz, welcher bei einer Unter- oder Überschreitung der erlaubten Ausgaben zu tragen ist

²⁸ Zusätzlich erfolgt die Betrachtung einzelner Kostenpositionen durch z.B. Preisindexierungen, Anpassungen an Mengeneffekte, Durchreichung einzelner Kostenpositionen

kurzfristigen Kostensenkungen führen, können sich diese negativ auf das Effizienz-Benchmarking auswirken. Je nach Regulierungsschema werden die Kosten daher nicht oder nicht vollständig von der Regulierungsbehörde genehmigt. Die besondere Risikostruktur würde sich weder in der regulatorischen Risikoprämie noch in der Abschreibungsdauer widerspiegeln. In Mandatova et al. (2015) wird vorgeschlagen, Kosten für F&E nicht in die Effizienzziele aufzunehmen, wodurch höhere Kapitalrendite und ein risikobereinigter Abschreibungszeitraum für Forschungsprojekte ermöglicht wird und somit ein Anreiz in die Investition von Forschungsprojekten gesetzt wird. Weiter wird hervorgehoben, eine regulierte Rendite (rate-of-return) zukunftsgerichtet auszulegen und das Risiko neuer Technologien abzubilden. Jedoch kann es zum Ausgleich spezifischer Anreize durch Effizienzanforderungen kommen. Im Fall Portugals hatte ein höherer RoR aufgrund erhöhter Effizienzanforderungen nur marginale Auswirkungen (Mandatova et al. 2015).

Außerdem können Prämien für den Test risikoreicher Investitionen vergeben werden. Da insbesondere Pilotprojekte nicht zu kurzfristigen Kostensenkungen führen und daher die Gesamteffizienz zunächst negativ beeinflussen könnten, können Renditen speziell für Forschungs- und Entwicklungsprojekte erhöht werden (Mandatova et al. 2015). Gegebenenfalls kann der Zuschlag zu Forschungs- und Entwicklungskosten (§ 25a ARegV) erhöht werden (Druce 2016). Eine angeführte Problematik ist hierbei jedoch die Bestimmung der Prämienhöhe je geförderter Maßnahme, da sich der tatsächlich generierte Mehrwert als Indikator vor der Umsetzung schwer quantifizieren lässt.

RENDITE-ADDER

Ähnlich wie die EEG-Umlage könnten Rendite-Adder in Form von höheren Renditen für Smart Grid Investitionen direkte Anreize setzen. Zulässige Erlöse werden bei der Nutzung bestimmter Investitionen unmittelbar erhöht, sodass finanzielle Verbesserungen bei Investitionen erreicht werden können (Stronzik 2014). Dadurch können risikoreiche Investitionen zielgenau unterstützt werden statt undifferenzierte Anreize zu schaffen. Gleichzeitig muss aber auch sichergestellt werden, dass es durch diese Anreizregulierung nicht zu einem Verlust der Effizienzanstrengungen und dadurch zu Überinvestitionen kommt (Korte et al. 2015). Momentan werden Rendite-Adder oder Rate-of-return-Adder zum Beispiel in den USA, Italien und bei der französischen Gasregulierung angewendet. Normalerweise wird die Anwendung dieser Adder im Einzelfall geprüft, etwa bei Zuschüssen zum Bau von Anlagen. Dies kann zum Beispiel umgesetzt werden, indem die Rendite auf Kapitalverzinsung für neue Investitionen erhöht, die Genehmigungskosten erstattet, Steuerermäßigungen erlassen oder erhöhte Abschreibungsmöglichkeiten geschaffen werden. Dadurch nehmen die Anreize, in Netze zu investieren zu. Da Rendite-Adder abhängig von dem Nutzen einer Investition vergeben werden müssen, sollte die Investition anhand ihrer energiewirtschaftlichen und umweltpolitischen Relevanz bewertet werden. Ähnlich wie bei Investitionsprämien ist ein Nachteil die Notwendigkeit aufwendiger Einzelprüfungen. Auch muss die Vermeidung von Effizienzverlusten und Überinvestitionen durch die Prüfungen vorab sichergestellt werden. Außerdem sollte für die Anwendung von Adders eine volkswirtschaftliche Rechtfertigung vorliegen, da ansonsten durch eine mehr als marktgerechte Verzinsung einzelner Projekte volkswirtschaftlich sinnvolle Investition überstiegen werden (Eisenbast 2011).

Rendite-Adders setzen auf geprüften Kosten (Plankosten) auf. Der Informationsvorteil von Netzbetreibern soll durch den Benchmarking-Mechanismus ausgeglichen werden. Durch den

Informationsvorteil gehen jedoch Risiken, wie bspw. die rückwirkende Hinterfragung bereits getroffener Investitionsentscheidungen einher (Elsenbast 2011).

SLIDING SCALES UND MENU-REGULIERUNG

Um die Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreibern und Regulierern zu verringern und das Budget realistisch zu setzen, wurde in der Regulierungsökonomie das Instrument der Sliding Scales entwickelt. Dieser ist bspw. in Großbritannien in Kraft. Die Besonderheit am Sliding Scale Mechanismus bei der Anreizregulierung ist die **Optionalität: Netzbetreiber wählen eine passende Option aus verschiedenen Regulierungsvarianten** mit anreizkompatiblen Parametern. Das heißt, die Netzbetreiber können sich selbst einschätzen und ihre Auswahl auf den nur ihnen bekannten tatsächlichen Kosten basieren.

Die prinzipielle Funktionsweise von Sliding Scales wurde in Elsenbast (2011) beschrieben: der Regulator schätzt die zu erwartenden Kosten (Zielwert) und grenzt diese jeweils durch einen definierten Maximalgewinn (Gewinn-Cap) sowie Verlust (Verlustgrenze) ab. Zudem bestehen Aufteilungsfaktoren, das heißt, Kosten bei Über- bzw. Unterschreitung werden ökonomisch sinnvoll zwischen dem Netzbetreiber und den Verbrauchern aufgeteilt. Damit werden Teile des Effizienzgewinns bzw. des Risikoanteils von den Verbrauchern übernommen. Werden die erwarteten Kosten durch den Netzbetreiber ex post unterschritten, erfolgt nur eine teilweise Reduktion der Gewinnerwartungen. Der Netzbetreiber erzielt somit einen Gewinn, wobei Teile an die Letztverbraucher weitergereicht werden. Werden die erwarteten Kosten überschritten, besteht für den Netzbetreiber die Möglichkeit einer Anpassung der Erlösvorstellungen nach oben, wobei hier das Risiko teilweise an die Kunden übertragen wird. Liegt der Zielwert außerhalb der Gewinn- und Verlustgrenzen erfolgt eine gänzliche Übertragung an Letztverbraucher (Elsenbast 2011). Anreize, das Budget möglichst realitätsnah zu setzen, entstehen dadurch, dass die Rendite mit einem höheren Investitionsbudget sinkt, wodurch strategisches Verhalten vermieden wird. Außerdem sinkt die Rendite bei einer Überschreitung des Investitionsbudgets, wodurch ein Anreiz für kosteneffiziente Investitionen geschaffen wird. Netzbetreiber können eine höhere Rendite erzielen, wenn deren Investitionsbudget unter der Einschätzung der Regulierungsbehörde liegt oder wenn die Investitionsdurchführung das vom Netzbetreiber gesetzte Budget unterschreitet (Müller-Kirchenbauer 2015).

Die sog. Menu-Regulierung verknüpft mehrere Sliding Scales. Das Anreizschema in Form einer Matrix inkludiert verschiedene Ausprägungen der Elemente eines Aufteilungsfaktors und Bonus-Malus-Term als Effizienzanreize sowie einer Kostenobergrenze. Die Wahl der Ausprägungen (des Sliding Scales) basiert auf dem Verhältnis von Plankosten des Netzbetreibers und den geschätzten Kosten des Regulierers. Die Ergebnisse definieren die Gewinne bzw. Verluste von Investitionen und finanzielle Auswirkungen bei Kostenunter- oder -überschreitung (vgl. Elsenbast 2011).

In Brunekreeft (2015) wurde ein System vorgeschlagen, in dem ein Sliding Scale Faktor so gewählt wird, dass die **Regulierung entweder kosten- oder preisbasiert** ist. Das heißt, Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf und hohen Kosten würden die kostenbasierte Regulierung und damit eine Anreizregulierung ohne Zeitverzug wählen. Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf und damit geringen Kosten würden dementsprechend die preisbasierte Regulierung und damit eine Anreizregulierung mit Zeitverzug bevorzugen (Brunekreeft 2015). Anders gesagt können Unternehmen mit größerem Risiko auch eine höhere Rendite erzielen (Stronzik 2014).

Folgende Tabelle 4-1 stellt die verschiedenen Lösungsansätze einer Modifizierung der derzeitigen ARegV gegenüber und hebt die Vor- und Nachteile hervor.

Tabelle 4-1: Gegenüberstellung von regulatorischen Anpassungsmaßnahmen (eigene Darstellung)

	Kurzfristige Handlungsoption ARegV		Mittelfristige Handlungsoption ARegV			
Ansatz	Anerkennung Investitionen in Innovationsmaßnahmen als dnbKA	Kostenstelle für intelligente Lösungen in StromNEV Anlage 2	TOTEX-Ansatz	Investitionsprämien	Rendite-Adder	Sliding Scales bzw. Menü-Regulierung
Mehrwert	Beseitigung der Benachteiligung durch Innovationsmaßnahmen im Benchmarking	Verringerung des regulatorischen Risikos und rechtssichere Anerkennung in der Kostenallokation	CAPEX-OPEX-Bias vermieden durch Wegfall der Unterscheidung	Direkter Investitionsanreiz durch Prämien in innovative Technologien	Höhere Rendite für intelligente Investitionen	Auch bei höherem Risiko kann Rendite erzielt werden
Nachteile	Risiko für Ineffizienzen	Keine Lösung des Problems der Handlungsparität	Mögliche negative Rückkopplung mit anderen Zielen der ARegV (z.B. Effizienz, Qualität)	Tatsächlicher Mehrwert der geförderten Maßnahme schwer vorab feststellbar, komplexe Prämienbestimmung	Ggf. aufwendige Einzelprüfungen notwendig zur Vermeidung Effizienzverluste und Überinvestitionen	Vertiefte Einzelanalyse notwendig, offener Forschungsbedarf bezgl. Auftretender Verzerrungen

Aus der Gegenüberstellung wird zwar eine Verbesserung der Anreize für Investition in intelligente Betriebsmittel und Prozesse ersichtlich, jedoch gehen auch etwaige Implikationen hervor. So sind bspw. aufwendige Einzelprüfungen für unterschiedliche Investitionen je Unternehmen erforderlich. Zudem wirken sich einzelne Anpassungen der bestehenden ARegV ggf. negativ auf andere Mechanismen der Regulierung aus, welche sich bspw. in Qualitäts- oder Effizienzverlusten widerspiegeln können.

Trotz jahrelanger Diskussion über Möglichkeiten zur Modifikation der ARegV lässt sich allgemein schlussfolgern, dass Anpassungen innerhalb des derzeitigen Regulierungsansatzes nur bedingt zu den langfristig notwendigen Rahmenbedingungen für Investitionen in intelligente Lösungskonzepte führen.

Es wird daher empfohlen, alternative Regulierungsmethoden für das deutsche System zu prüfen.

4.3 Yardstick-Regulierung als alternativer (langfristiger) Ansatz

Die Yardstick-Regulierung (YR) ist eine Sonderform der Anreizregulierung (Kühn 2006). Yardstick basiert auf der Theorie von Shleifer (1985), entkoppelt die Kosten und Erlöse vollständig und nutzt daher die tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers nicht mehr als Kostenbasis für die Folgeperiode (Shleifer 1985). Stattdessen werden die Kosten aller Netzbetreiber (z. B. als

Durchschnittskosten der Branche oder Peer-Group) herangezogen. Alle beteiligten Unternehmen müssen sich dieser exogen bestimmten Produktionsfortschrittsrate anpassen (Bundesnetzagentur 2015). Die Basis einer Yardstick-Competition ist das Benchmarking zwischen den teilnehmenden Monopolisten, wobei diese durch falsche Kostenangaben oder ineffiziente Produktion nicht mehr ihre eigenen Erlöse beeinflussen können. Eine Yardstick-Competition führt dazu, dass die „(Gebiets-)Monopolisten effektiv miteinander konkurrieren und die Preise auf dem Niveau fixiert werden, zu dem alle Unternehmen gerade die bei einer effektiven Produktion anfallenden Kosten decken können“ (Böttcher 2014).

Yardstick-Competition zielt darauf ab, die Wettbewerbssituation freier Märkte bestmöglich abzubilden. Im Gegensatz zur heutigen Anreizregulierung handelt es sich entsprechend um einen Soll-Kosten-Ansatz. Die Erlösobergrenze der Folgeperiode (t+1) ist entsprechend vollständig entkoppelt von den Kosten der vorausgehenden Regulierungsperiode (t).

Grundsätzlich ist eine klare Abgrenzung zwischen Revenue-Cap-Regulierung und Yardstick je nach Ausprägung nicht immer konsistent. So beschreiben u. a. Agrell et al. als auch Meran und Hirschhausen ihre Yardstick-Modelle als Sonderformen der Revenue- bzw. Price-Cap-Regulierung.

Agrell et. al. beschreiben die Berechnung der genehmigten Erlöse für Netzbetreiber in dieser Form der Regulierung in ihrer einfachsten Form als ex-post Mechanismus, welcher die Kosten des einzelnen Unternehmens (k) an den Kosten der übrigen, vergleichbaren Unternehmen (h) im gleichen Regulierungszeitraum (t) orientiert. Nach Agrell et. al. kann sich dies an den minimalen oder mittleren Kosten orientieren.

$$EO^k(t) = \frac{1}{K-1} \sum_{h \neq k} C^h(t) \quad (4-3)$$

h mit 1,...,k-1, k+1,...K
 $EO^k(t)$ Erlösobergrenze des Netzbetreibers k in der Periode k
 C In Periode t entstandene Kosten

Bezogen auf innovative und betriebskostenlastige Maßnahmen hat die Yardstick-Regulierung den Vorteil, dass eventuelle Mehrerlöse am Ende der Regulierungsperiode nicht mehr abgeschöpft werden, sondern dadurch der Gewinn dauerhaft erhöht werden kann. Die Anreize für langfristig kostensenkende Investitionen und Innovationen sind daher höher und die Anreize zur Kostensteigerung hin zum Basisjahr (=Basisjahreffekt) werden vollständig beseitigt. Zudem ist aufgrund der vollständigen Entkopplung von Kosten und Erlösen die volle Handlungsfreiheit für Netzbetreiber gegeben. Das CAPEX-OPEX-Bias wird dadurch beseitigt.

Die wichtigste Grundlage für diese Regulierungsform ist jedoch, dass alle verglichenen Unternehmen ein ähnliches Effizienzniveau aufweisen, damit eine einheitliche „Startbasis“ für eine gemeinsame Produktivitätsfortschrittsrate gegeben ist (Bundesnetzagentur 2015).

Dies trägt jedoch der Inhomogenität der deutschen Netzbetreiberlandschaft nicht vollständig Rechnung, da die zurzeit ca. 888 Netzbetreiber sowohl unterschiedlichen Konjunkturentwicklungen als auch unterschiedlich beeinflussbaren Effizienzentwicklungen unterliegen (Böttcher 2014). Die Vergleichbarkeit (comparability) ist ebenso ein Kritikpunkt wie die Möglichkeit kollusiven Verhaltens (Branchenabsprachen) (Kühn 2006). Gerade kollusives Verhalten ist in

Deutschland aufgrund der vielen Netzbetreiber eher unwahrscheinlich; dafür entstehen hierdurch Herausforderungen, die Netzbetreiber untereinander vergleichbar zu machen. Durch die Bildung von Referenzgruppen, sogenannten „Peer-Groups“, kann dieser Effekt verringert werden. Da dies die Anzahl der Stakeholder wiederum reduziert, ist die Möglichkeit für Absprachen größer.

Yardstick-Ansätze werden heute bereits teilweise praktiziert, sind jedoch in verschiedenen Ländern nicht einheitlich und teilweise sehr verschieden umgesetzt. Vor allem das Beispiel Norwegens zeigt, dass Elemente einer Yardstick-Regulierung mit einer teilweise kostenbasierten Regulierung erfolgreich kombiniert wurden und dieser Ansatz als prüfenswert erachtet wird.

Da Norwegen über vergleichsweise viele Netzbetreiber verfügt, wurde der vom BDEW bemängelten Heterogenität durch die Bildung von Referenzgruppen (Peer-Groups) entgegengewirkt (Bundesnetzagentur 2015).

Ursprünglich war es vorgesehen, die Anreizregulierung in der dritten Regulierungsperiode auf eine Yardstick-Regulierung umzustellen. Dies ist jedoch nicht geschehen.

Vor dem Hintergrund der steigenden Dringlichkeit des CAPEX-OPEX-Bias und der langen Regulierungsperioden wird daher aus dem Projekt C/sells empfohlen, die Anwendung einer Yardstick-Regulierung in deutscher Ausprägung zu entwickeln und umfangreich zu evaluieren. Insbesondere muss auf Basis vorliegender Daten evaluiert werden, inwiefern Peer-Gruppen gebildet werden können und diese über ausreichende Größen gegen kollusives Verhalten aufweisen. Auch sollten verschiedene Investitionsanreize, wie sie in anderen Ländern zum Einsatz kommen, intensiv geprüft werden.

4.4 Zwischenfazit Anreizregulierung

Die Anreizregulierung wurde mit dem Ziel entwickelt, Wettbewerb und Effizienzsteigerungen in einem natürlichen Monopol zu schaffen. Die Annahme dabei war, dass natürliche Monopolisten nicht effizient genug wirtschaften, da ihre „Kunden“ aufgrund von fehlendem Wettbewerb keine Alternativen z. B. durch den Anbieterwechsel des Netzbetreibers haben.

Ein wesentliches Ziel der Anreizregulierung ist es daher, Ineffizienzen zu Gunsten der Verbraucher bestmöglich abzubauen. Dabei war in den Jahren, in denen die ARegV entwickelt wurde (ca. 2005 bis 2009) die Versorgungsaufgabe weitestgehend „eingeschwungen“. Das Energiesystem war zu diesem Zeitpunkt aus physikalischer Sicht keinen größeren Veränderungen ausgesetzt, wodurch sich ein Status Quo entwickelt hatte. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung, Energiewende und Digitalisierung und den noch anstehenden Veränderungen insb. hinsichtlich der Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors ist diese Annahme jedoch nicht mehr zeitgemäß.

Die im Rahmen dieser Studie analysierten Herausforderungen zeigen, dass sich die Rolle von Netzbetreibern aufgrund des zunehmenden Koordinationsaufwandes von einer Passiven zu einer Aktiven verändert. So steigen bereits seit Jahren im Übertragungsnetz die Kosten für Engpassmanagement exorbitant an und auch im Verteilnetz nimmt die Anzahl und Kritikalität von Engpässen zu. Die große Herausforderung für Regulierungsorgane ist es hierbei, der Heterogenität der Branche ausreichend Rechnung zu tragen. Während manche Netzbetreiber

großen Leistungen durch Erzeugungsanlagen Herr werden müssen (insb. Flächennetzbetreiber im Norden und Süden durch PV und Wind) stehen Netzbetreiber in Städten in Zukunft vor steigenden lastbedingten Engpässen u. a. durch die Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors. Wieder andere Netzbetreiber in strukturschwächeren Gebieten stehen vor Herausforderungen des demographischen Wandels oder der de-industrialisierung. Diese Beispiele zeigen, dass die Anreizregulierung von 2009 einer Vielzahl an heterogenen und sich im Wandel befindenden Anforderungen und Herausforderungen genügen muss.

Ein moderner Regulierungsrahmen muss hierfür die Ziele der Sicherheit, Umweltfreundlichkeit und Bezahlbarkeit gewährleisten und auf der anderen Seite Netzbetreibern den notwendigen Gestaltungsfreiraum bieten, die individuell beste und effizienteste Lösung zu wählen und einen Erhalt und Ausbau der Kerninfrastruktur sicherstellen. Dies ist heute nur eingeschränkt gewährleistet, da im Falle von Investitionsentscheidungen aufgrund der regulierten Verzinsung auf eingesetztes Kapital keine Anreize für den Einsatz betrieblicher Maßnahmen bestehen. Die Nutzung von Flexibilität ist daher heute nur sehr eingeschränkt möglich und wirtschaftlich für die Netzbetreiber sinnvoll. Auch innovative Technologien sind aufgrund des nicht differenzierten EK-Zinses nur bedingt einsetzbar, da hier oft Eigenheiten bei der Abschreibung bzw. dem Risiko (vgl. Abschnitt 4.2.3) nicht im Regulierungsrahmen berücksichtigt sind.

Grundsätzlich ist daher Handlungsbedarf geboten. Die Möglichkeiten hierfür sind vielfältig. Dabei kann vereinfacht in zwei Handlungsfelder unterschieden werden:

1. **Novellierung der Anreizregulierung** vor dem Hintergrund der heterogenen Herausforderungen und Anforderungen mit höherem Detailgrad und steigender Komplexität des Regulierungsrahmens. Dabei müssen die identifizierten Handlungsfelder in Abschnitt 4.2 realisiert und die Anreizregulierung regelmäßig auf sich verändernde Rahmenfaktoren angepasst werden.
2. **Entwicklung eines neuen Systems der Regulierung** (z. B. auf Yardstick-Basis), welches den Netzbetreibern mehr Freiheiten des individuellen Wirtschaftens lässt und so gewährleistet, dass die aus technisch- und volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollsten Maßnahmen bei der Entwicklung der Netze gewählt werden und dabei die Ziele der Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit und Sicherheit eingehalten werden. Der Regulator sollte hier übergeordnete, messbare Ziele²⁹ vorgeben und Parität der Lösungsoptionen gewährleisten.

4.5 Literatur

Agrell, Per; Bogetoft, Peter: Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution. Sundsvall, Schweden: Sumicsid AB, 2007

Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze - Anreizregulierungsverordnung - ARegV. Berlin: Bundesregierung, 2015

²⁹ In der Anreizregulierung sind messbare Ziele ohne konkrete Vorgabe zur Lösung bzgl. der Erlösobergrenzen auch enthalten. Jedoch sind nicht alle Lösungsoptionen aufgrund des CAPEX-OPEX-bias regulatorisch gleichwertig.

Application of the TOTEX approach in the electricity sector - Initial guidelines for the introduction of incentivising regulation schemes based on the overall control of expenditure. Milan, Italien: ARERA - Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment, 2017

Evaluierung Anreizregulierung - 3. BNetzA-Workshop zur Evaluierung ARegV am 11./12. Juni 2014. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 2014

BGH · Beschluss vom 3. Juni 2014 · Az. EnVR 10/13 (Stromnetz Homberg). Karlsruhe: Bundesgerichtshof, 2014

Spanheimer, Robert: Stellungnahme - Flexibilisierung im Stromsystem. Berlin: Bitkom Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und Neue Medien, 2018

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015

Monitoringbericht 2014 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2014

Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung - Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Bonn: Bundesnetzagentur, 2015

Bundesnetzagentur (2016): Beschlusskammer 4: Beschluss In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung. Bonn: Bundesnetzagentur, 2016

Bundesnetzagentur (2017a): Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität - Diskussionspapier Stand 3. April 2017. Bonn: Bundesnetzagentur, 2017

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2017b): Digitale Transformation in den Netzsektoren - Aktuelle Entwicklungen und regulatorische Herausforderungen. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017

Böttcher, Jörg (Hrsg.): Stromleitungsnetze - Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte. Kiel: De Gruyter Verlag Oldenburg, 2014

Elsenbast, Wolfgang: Investitionsanreize bei der Regulierung der Energieinfrastruktur. In: Wirtschaftsdienst 11/2011. Hamburg: ZBW- Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft, 2011

Reimann, Wibke: Angepasste EK-Verzinsung für Neuanlagen für alle? - EK-Verzinsung, OLG Düsseldorf, VI-3 Kart 148/16 (V), VI-3 Kart 335/16 (V), VI-3 Kart 319/16 (V), bestandskräftige

Bescheide, Aufhebungsanspruch bei Rechtswidrigkeit, BGH, EnVR 5/17, 23.01.2018, Markttriskoprämie. In: <https://www.brs-rechtsanwaelte.de/aktuelles/artikel/2018/11/angepasste-ek-verzinsung-fuer-neuanlagen-fuer-alle/>. (Abruf am 2019-06-06); Berlin: BEHTGE.REI-MANN.STARI Rechtsanwälte Partnerschaft mbB, 2018

Fritz, Wolfgang et al.: Mögliche Ansatzpunkte für Anreize zur Erweiterung der Transportkapazität im Übertragungsnetz - Beitrag zur Sitzung im Rahmen des Dialogprozesses Anreizregulierung beim BMWi. Berlin: Consentec GmbH, 2019.

Council of European Energy Regulators (CEER): Incentives Schemes for regulating DSOs, including for Innovation - Consultation Paper - Incentives Schemes for DSOs CEER Guidelines of Good Practice. Brüssel: Council of European Energy Regulators (CEER), 2017

Mandatova, Pavla et al.: Electricity distribution investments - What regulatory framework do we need? In: 23rd International Conference on Electricity Distribution; Lyon, Frankreich: CIRED, 2015

Czechanowsky, Thorsten: BGH bestätigt Eigenkapitalzinssätze der Bundesnetzagentur. In: <https://www.energate-messenger.de/news/193045/bgh-bestaetigt-eigenkapitalzinssaetze-der-bundesnetzagentur>. (Abruf am 2019-07-10); Essen: energate, 2019

Wohlschlager, Daniela; Köppl, Simon Dipl.-Ing.: Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen – Stand Mai 2015 - Kostenparameter für Komponenten ausgewählter netzstabilisierender Maßnahmen im Niederspannungsnetz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2015

Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für Strom- und Gasnetzbetreiber - Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. London: frontier economics, 2016

Hiller, Thomas; Bodach, Mirko; Castor, Walter: Praxishandbuch Stromverteilungsnetze - Technische und wirtschaftliche Betriebsführung. Würzburg: Vogel Business Media, 2014

Brunekreeft, Gert et al.: Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen - Effizienz versus Investitionen oder effiziente Investitionen? In: Bremen Energy Working Papers 21/2015. Bremen: Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research (BER), 2015

Kühn, Christian: Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber in: Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 62. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2006

Korte, Klaas et al.: Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung — Problemfelder und Lösungsansätze. In: Wirtschaftsdienst; o.O.: Korte, K., 2015

GRIDCON® TRANSFORMER (rONT) - SPANNUNGSREGELUNG FÜR VERTEILUNGSNETZE.. Berlin: Maschinenfabrik Reinhausen, 2015

Druce, Richard: Regulating electricity distribution networks to facilitate the efficient deployment of smart grid technologies. In: Eurelectric Workshop on Infrastructure Investment and Smart Grids in South East Europe; Brüssel, Belgien: NERA UK, 2016

RIIO-2 Framework Decision - Our approach to setting price controls for GB gas and electricity networks. London, UK: Ofgem, 2018

Hall, Tessa: RIIO-GD1 Annual Report 2017-2018. London, UK: Ofgem, 2019

Oglietti, Andrea et al.: Electricity network regulation in Italy moves towards a new paradigm. Oxford, UK: Oxera, 2016

Smart Grid Task Force EG3: Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility - EG3 Report. Brüssel: European Commission, 2015.

Steger, Ulrich: Die Regulierung elektrischer Netze - Offene Fragen und Lösungsansätze. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008

Die intelligente Ortsnetzstation - Ein wichtiger Smart Grid-Baustein. Frankfurt: Schneider Electric, 2012

Shleifer, Andrei: A theory of yardstick competition. In: Rand Journal of Economics Vol. 16, No.3, Autumn 1985. Wiley-Blackwell: Rand Journal of Economics, 1985

Müller-Kirchenbauer, Joachim: Die Reform der Anreizregulierung und ihre Auswirkung auf die Netznutzungsentgelte in der Verteilernetzstufe. In: Fortentwicklung der Anreizregulierungsverordnung aus der Sicht der Wissenschaft; Berlin: Technische Universität Berlin, 2015

Stronzik, Marcus: Anreizregulierung und Smart Grids - wie passt das zusammen? In: Energiewende mit intelligenten Netzen - Smart Grids in Baden-Württemberg; Fellbach: Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Öko-Institut, 2014

5 EnWG §14a: Koordination Netz/Vertrieb

Alexander Bogensperger, Daniela Wohlschlager (FfE), Michael Weise, Roman Schüttke (BBH)

Zunehmend stellen der Ausbau der erneuerbaren Energien einerseits und die steigende Zahl flexibler Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, E-Mobile und Stromspeicher andererseits die Energiewirtschaft vor erhebliche Herausforderungen. Insbesondere die Verteilnetze sehen sich durch neue flexible Lasten und die fortschreitende Dezentralisierung der Stromversorgung lastbedingten Engpässen und Stabilitätskonflikten gegenüber.

Um den mit Verkehrs- und Wärmewende einhergehenden lastseitigen Problemen durch hohe Gleichzeitigkeiten, steigenden Leistungsbedarf und höhere Netzbelastungen – insbesondere auf Niederspannungsebene – Rechnung zu tragen, hat der Gesetzgeber mit § 14a EnWG eine zentrale Regelung zur Förderung und zum Einsatz von Flexibilitäten in der Niederspannungsebene geschaffen.

Dennoch ist fraglich, ob der aktuelle Rechtsrahmen den Herausforderungen durch neue flexible Lasten noch in hinreichendem Maße Rechnung trägt und flexible Verbrauchseinrichtungen versorgungssicher in das Stromsystem zu integrieren vermag. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) hat daher im Herbst 2019 einen umfangreichen Konsultationsprozess zur Novellierung des § 14a EnWG ins Leben gerufen und beabsichtigt, noch in 2020 einen entsprechenden Entwurf vorzulegen. Daneben soll die Verordnungsermächtigung des § 14a EnWG umgesetzt und die Netzentgeltssystematik für netzdienlich steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung näher ausgestaltet werden.

Im Folgenden wird jedoch zunächst auf die bestehende Rechtslage (5.1) und § 14a EnWG in seiner aktuellen Fassung (5.1.1) eingegangen. Anschließend wird das im Rahmen des im Auftrag des BMWi von einem Beraterkonsortium durchgeführten Projektes zur Digitalisierung der Energiewende entstandene Gutachten zum Thema „Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“ (5.1.2) näher beleuchtet. Dabei wird der Lösungsvorschlag der sog. Spitzenglättung umfassend untersucht. Schließlich wird eine mögliche Weiterentwicklung des Rechtsrahmens zur netzorientierten Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG aufgezeigt (5.1.3).

Sodann werden Modelle (5.2) dargestellt, wie Flexibilitätsmärkte auf der einen und die Weiterentwicklung von § 14a EnWG auf der anderen Seite integriert gestaltet werden können, so dass diese ihre jeweiligen Vorteile sowie gemeinsame Synergien bestmöglich nutzen können. Ein Lösungsweg zur Vermeidung von Netzengpässen (Engpassmanagement) durch die Flexibilität der genannten Erzeuger und Verbraucher sind sogenannte „Flex-Plattformen“ (5.2.1). Gemein haben diese bestehenden Konzepte, dass es sich dabei um digitale Plattformen handelt, die eine Vermittlung von Flexibilität zwischen Anbietern (z. B. flexible Erzeuger oder Verbraucher) und Nachfragern (i. d. R. Netzbetreiber, aber auch Bilanzkreisverantwortliche etc.) ermöglichen. Viele Plattformen bieten zudem noch Mechanismen zur Preisfindung oder Berücksichtigung (netz-)technischer Randbedingungen an bzw. dienen dem Abruf der Anlagen (Köppl et al. 2019).

Während die unterschiedlichen Konzepte von Flex-Plattformen u. a. in den SINTEG-Projekten wie C/sells bereits ausführlich in Theorie und Praxis untersucht werden, ist das Thema der In-

tegration kleinteiliger Flexibilität insbesondere in der Nieder- und Mittelspannung auch weiterhin ein kontrovers diskutiertes Thema. Ein Vorteil von marktbasierter Ansätze bei Flex-Plattformen ist die Möglichkeit, eine Vergütung für verbrauchsseitige Flexibilität zu ermitteln, da die für Erzeugung genutzten Methoden (z. B. Opportunitätskosten) aufgrund mangelnder Information für Verbraucher nur mit sehr hohem Aufwand und guter Datengrundlage anwendbar sind. Jedoch ist für einen funktionierenden „Flexibilitätsmarkt“ ausreichend Liquidität in Form von Flexibilitätsangeboten notwendig, so dass eine Preisbildung möglich ist. Insbesondere in den unteren Spannungsebenen ist dies jedoch eine Herausforderung. Zu diesem Ergebnis kommen sowohl kürzlich veröffentlichte Studien (vgl. Hirth et al. 2018 und BET 2019) als auch die Bundesnetzagentur.

Um sowohl diese Bedenken zu adressieren als auch aus der Motivation heraus möglichst viel vorhandene Flexibilität – u. a. aus den unteren Spannungsebenen – erschließbar zu machen, beschäftigt sich die FfE im Rahmen von C/sells u. a. mit Optionen zur Weiterentwicklung vorhandener Flexibilitätsmechanismen, wie z. B. nach § 14a EnWG (vgl. Zeiselmaier 2019). Hierzu wurde im Altdorfer Flexmarkt (ALF), der Flex-Plattform-Implementierung der FfE, u. a. die Möglichkeit der Langzeitkontrahierung geschaffen. Diese adressiert speziell kleine Anlagen, welche ihre Flexibilität bislang üblicherweise über § 14a EnWG dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt haben.

5.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

5.1.1 Aktuelle Rechtslage

Mit der EnWG-Novelle 2011 wurde der § 14a EnWG eingeführt³⁰, der folgenden Wortlaut hat:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber

³⁰ Aus der Begründung zum Gesetzesentwurf (BT-Drucks. 17/6072, S. 73 f.): „Die neu eingeführte Vorschrift schafft erste Voraussetzungen für eine so genannte intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze. [...] Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen fanden sich bereits bisher im Markt, ihr Potential, einen Beitrag zur Netzlastung beizutragen und Netzspitzen zu vermeiden, wurde allerdings nicht oder nur wenig genutzt. Die Vorschrift soll hier Abhilfe schaffen und verpflichtet Netzbetreiber, denjenigen Lieferanten und Verbrauchern, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben und die - ohne dazu gesetzlich verpflichtet zu sein - eine Steuerung ihrer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen technisch ermöglichen, ein reduziertes Netzentgelt einrichtungsbezogen zu gewähren. Die direkte Steuerung wird vom Netzbetreiber selbst, die indirekte Steuerung auf seine Veranlassung durch einen Dritten (z. B. den Messstellenbetreiber oder den Lieferanten) vorgenommen. Lieferanten gibt die Vorschrift die Möglichkeit zur besseren Integration unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen in ein attraktives Tarifangebot. Die Netzentgeltreduzierung soll dazu führen, dass Verbrauchern mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen besonders interessante Verträge über die Belieferung von Strom gemacht werden können. [...] Steuerungshandlungen im Sinne der Vorschrift haben sich in der Regel zu beschränken auf Abschaltungen und Reduzierungen bei der Leistungsaufnahme in Fällen fehlender Durchleitungskapazitäten; bei Elektro- mobilen würde dies ein Strecken des Aufladevorgangs bedeuten. Zuschaltungen und ähnliche Maßnahmen sollen dagegen dem Netzbetreiber vorenthalten und dem wettbewerblichen Bereich vorbehalten bleiben. Sie sollten in variable Tarife im Sinne von § 40 integriert werden und Angebote ermöglichen, die zu einer intelligenten Netzauslastung beitragen, indem beispielsweise die Stromabnahme zu windstarken Zeiten belohnt wird. In diesem Sinne soll § 14a mittelbar auch die Schaffung steuerbarer Lasten anreizen. Die nähere Ausgestaltung des komplexen Themengebiets bleibt einer Rechtsverordnung vorbehalten.“

vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Sie hat hierbei die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten.“

Die Regelung zielt ausweislich ihres Wortlauts auf die **netzdienliche** Flexibilität in ab. Sie ist beschränkt auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene, die über einen separaten Zählpunkt verfügen. Zur inhaltlichen Ausgestaltung wird der Verordnungsgeber ermächtigt, mittels Rechtsverordnung Detailfragen zu klären (u.a. Rahmen für die Reduzierung des Netzentgelts und vertragliche Ausgestaltung).

5.1.2 Barometergutachten „Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung

Im Rahmen des sog. „Barometer Digitalisierung Energiewende“ untersuchen EY, BET und wik im Auftrag des BMWi derzeit den aktuellen Stand der Digitalisierung der Energiewende. Neben der Erfassung des Status quo, der im sogenannten Digitalisierungsbarometer (seit 2018 und noch bis 2021 jährlich aktualisiert) abgebildet wird, dient das Barometerprojekt auch der Identifikation von Trends und der Ableitung von Handlungsvorschlägen, um die Digitalisierung der Energiewende voranzutreiben. Im Zusammenhang mit dem zuletzt genannten Teilaspekt des Barometerprojektes veröffentlichte das Konsortium aus EY, BET und wik (ebenfalls im Auftrag des BMWi) im August 2019 ein Gutachten zum Thema „Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“.³¹

5.1.2.1 Ausgangspunkt und Fragestellung

Das Gutachten widmet sich in seinem Kern der übergeordneten Frage, wie die Netzregulierung die notwendige Flexibilisierung des Stromversorgungssystems und die Kopplung mit den Sektoren Wärme und Verkehr weiter unterstützen kann.

Dazu untersuchen die Autoren zunächst die Auswirkungen von flexiblen Lasten sowie den Einfluss der Digitalisierung auf die Verteilnetze.³² Ausgangspunkt ist dabei die Erkenntnis, dass dezentrale flexible Lasten in den nächsten Jahren **Systemrelevanz** erreichen werden.³³ Die fortschreitende Dezentralisierung des Energieversorgungssystems einerseits sowie die durch Ausbau der Elektromobilität, Wärmewende und Speicherausbau hinzutretenden neuen flexiblen Lasten andererseits stellen alle Akteure der Energiewirtschaft vor erhebliche Herausforderungen. Das biete die Chance, durch einen mit den volatilen erneuerbaren Erzeugern verzahnten Einsatz die Stabilität des Stromsystems zu sichern. Voraussetzung dafür sei jedoch, dass die flexiblen Lasten in das System aktiv integriert werden. Als besondere Herausforderung identifizieren die Autoren dabei die Tatsache, dass auf der Lastseite – anders als bei den dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien auf Erzeugungsseite – hohe verhaltens- und preisgetriebene Gleichzeitigkeiten zu erwarten seien, wodurch neue lastbedingte Engpässe in den Verteilnetzen, insbesondere in der Niederspannungsebene, auftreten können.

³¹ Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html>; dort ist auch eine Kurzfassung des Gutachtens verfügbar. Sofern im Rahmen dieses Ergebnis-papiers kein anderweitiger Hinweis erfolgt, beziehen sich die Verweise in den folgenden Fn. auf die Langfassung des Gutachtens.

³² Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Kurzfassung Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 7.

³³ Vgl. hierzu und zum Folgenden EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 12 ff.

Hinzu komme, dass die Geschwindigkeit und die Entwicklung, mit welcher sich die Versorgungsaufgabe im Verteilernetz wandle, nicht vorhersehbar seien.

Vor diesem Hintergrund, so die Autoren, sei ein Ausbau der Stromnetze zweifelsohne notwendig. Um diesen jedoch in einem volkswirtschaftlich vertretbaren Rahmen zu halten und ausreichend Zeit für dessen operative Umsetzung zu gewinnen, sei eine höhere Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten durch ein **netzorientiertes Management** von elementarer Bedeutung.

Zudem wird der aktuelle Rechtsrahmen hinsichtlich Hemmnissen für die Systemintegration von Flexibilitäten analysiert und beleuchtet, welche Vorschläge in der Branche zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik diskutiert werden. Der aktuelle **Ordnungsrahmen**, so der Befund der Gutachter weiter, setze bisher jedoch wenig Anreize für eine netzorientierte Nutzung der Verteilnetze und behindere überdies den marktorientierten Einsatz flexibler Lasten in erheblichem Maße. Eine zügige Anpassung des Ordnungsrahmens sei daher dringend geboten (und im Übrigen auch möglich), um nicht in eine systemgefährdende Entwicklung hineinzulaufen.

Als entscheidenden Faktor, um die skizzierten Probleme zu lösen, machen die Gutachter den im MsbG verankerten **Rollout intelligenter Messsysteme** aus.³⁴ Um die damit bereitgestellte technologische Basis jedoch effizient nutzen zu können, bedarf es, nach Ansicht der Autoren, einer Weiterentwicklung der Marktrollen und Marktschnittstellen. Darüber hinaus seien für die Akteure passende finanzielle Anreize zu setzen.

Ausgehend von diesen Prämissen formulieren die Autoren als **Kernfrage** des Gutachtens: Wie kann die Netzregulierung auf Basis des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende die notwendige Flexibilisierung des Stromversorgungssystems und die Kopplung mit den Sektoren Wärme und Verkehr weiter unterstützen?³⁵

Im Fokus steht dabei die Organisation des Zusammenspiels zwischen Netz und Markt mit dem Ziel, eine insgesamt volkswirtschaftlich optimale Ausgestaltung des Stromversorgungssystems unter Berücksichtigung der Sektorkopplung anzureizen.³⁶ Vor diesem Hintergrund erarbeiten die Autoren **konkrete Lösungsansätze** für mehrere netzregulatorische Fragestellungen und entwickeln einen „**Werkzeugkasten Netzentgeltsystematik**“,³⁷ der neben konventionellen Instrumenten wie dem Leistungs-, Arbeits- sowie Grundpreis auch innovative Instrumente wie die Bestelleistung oder die bedingte Netznutzung beinhaltet. Auf Basis dieses Werkzeugkastens werden dann insgesamt fünf verschiedene Ausgestaltungsvarianten einer zukünftigen Netzentgeltsystematik abgeleitet und abschließend um die Definition von Bewertungskriterien wie beispielsweise Anreizsetzung für eine effiziente Netznutzung, Kostenverursachungsgerechtigkeit, Sozialverträglichkeit oder regulatorischer und technischer Aufwand, ergänzt.³⁸

³⁴ Zur Umsetzung der Steuerbarkeit von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen vgl. EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 24.

³⁵ EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 14.

³⁶ EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 15

³⁷ Vgl. dazu EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 45 ff.

³⁸ Vgl. dazu EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 50 ff.

Anschließend werden von den Autoren energiewenderelevante **Flexibilitäts-Use-Cases**, wie beispielsweise der Prosumer mit Elektrofahrzeug und Energiespeicher, die Prosumer-Community oder der Flottenbetreiber, abgeleitet,³⁹ um die zukünftigen Entwicklungen auf der Lastseite abzubilden.⁴⁰ Zur deren Operationalisierung werden Parameter beschrieben, die das Kundenverhalten charakterisieren wie Jahresenergiebedarf, nachgefragte Leistung oder Wirkungsgrade der einzelnen Verbrauchseinrichtungen. Die **Auswirkungen** dieser Use-Cases werden anschließend für verschiedene Verteilernetztypen, die die Heterogenität deutscher Verteilernetze abbilden, stochastisch **simuliert**, um die Wirkung von netzorientiertem Lastmanagement zu bewerten und entstehende Engpässe sowie die notwendige Intensität und Anzahl an Eingriffen quantifizieren zu können.⁴¹ Dabei wird auch untersucht, wie die finanziellen Anreize aus den Netzentgelten das Nutzerverhalten beeinflussen können.

Auf Basis der Simulationsergebnisse und qualitativer Betrachtungen werden die fünf verschiedenen Netzentgeltmodelle im Hinblick auf die zuvor festgelegten Kriterien durch die Autoren bewertet und unter Beachtung der genannten Kriteriengewichtung miteinander verglichen. Als Vorzugsmodell, das die gestellten Anforderungen insgesamt am besten erfüllt, machen die Autoren dabei die „**statische Bestelleistung mit bedingter Netznutzung**“ aus.⁴² Dieses Modell wird Kernpunkt der vorliegenden Betrachtung des Gutachtens sein.

5.1.2.2 Lösungsvorschlag: Statische Bestelleistung mit bedingter Netznutzung alias „Spitzenglättung“

Da das Zielmodell der statischen Bestelleistung mit bedingter Netznutzung, nach Ansicht der Autoren, die Lastspitzen zuverlässig verschiebt und die Lastprofile somit glättet, wird es von den Gutachtern kurz als „**Spitzenglättung**“ bezeichnet. In diesem Zielmodell werde die effizienteste Netznutzung aller untersuchten Netzentgeltsystematiken angereizt, es besitze das größte Potenzial zur engpassfreien Integration von Flexibilität und es würden Anreize für den Kunden gesetzt, sich flexibel und netzverträglich zu verhalten.⁴³ Im Fokus der Autoren stehen dabei die Kleinkunden in der Niederspannung. Das Modell der Spitzenglättung soll sich jedoch in modifizierter Form auch auf die Mittel- und Hochspannungsebene sowie leistungsgemessene Niederspannungskunden übertragen lassen.⁴⁴

Wie der Begriff der „bedingten Netznutzung“ bereits nahe legt, wird im Rahmen der Spitzenglättung zwischen zwei Qualitäten des Netzanschlusses (der bedingten und der unbedingten Leistung) unterschieden:⁴⁵

- **Unbedingte Leistung:** Diese Leistung steht dem Netzanschlussnutzer immer zur Verfügung. Es besteht kein Eingriffsrecht des Netzbetreibers.

³⁹ Vgl. dazu EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 54 ff.

⁴⁰ Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Kurzfassung Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 7.

⁴¹ Vgl. dazu EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 64 ff.

⁴² Vgl. dazu EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 68 ff.

⁴³ EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 75.

⁴⁴ Vgl. dazu EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 82 ff.

⁴⁵ EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Kurzfassung Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 7.

- **Bedingte Leistung:** Diese Leistung steht dem Netzanschlussnutzer zu einem Großteil der Zeit zur Verfügung. Der Netzbetreiber kann zeitlich und in der Höhe eng beschränkt die zur Verfügung stehende Leistung reduzieren.

Darauf aufbauend werden drei Arten von (Klein-)Kunden (**Kundengruppen**) an Hand des Grades, in dem sie Flexibilität bereitstellen können, differenziert: Sie sind vollständig unflexibel (klassische Verbraucher), teilweise flexibel – d. h., sie besitzen einzelne flexible, steuerbare Verbrauchseinrichtungen und sind im Übrigen unflexibel – oder insgesamt flexibel, d. h., sie besitzen ein Energiemanagementsystem, das ihre Entnahme aus dem Netz insgesamt steuert und optimiert.⁴⁶

Der klassische Verbraucher: Dieser Kunde hat keine flexiblen Verbrauchseinrichtungen, deswegen kann bei diesem Kunden auch kein netzorientiertes Management stattfinden. Der Kunde überschreitet nie oder nur selten eine Leistung von 5 kW. Abhängig vom Jahresverbrauch erhält der Kunde für die Abrechnung der Netzentgelte eine gestaffelte Leistungszuweisung (je höher der Verbrauch, umso größer die zugewiesene Leistung). Diese Leistungszuweisung ist für Kleinkunden unter 6.000 kWh/a (Grenzwert, ab dem nach dem MsbG Pflicht zum Einbau eines intelligenten Messsystems besteht) unabhängig von der tatsächlichen Leistungsanspruchnahme, d. h. kurzzeitige Überschreitungen der hier genannten 5-kW-Grenze, z. B. über Durchlauferhitzer, werden toleriert. Vielmehr dient die zugewiesene Leistung der Ermittlung des zu zahlenden Leistungspreises. Zusätzlich zahlt diese Art von Kunden einen Arbeitspreis. Bei der Ermittlung des Jahresverbrauchs zum Zweck der Leistungszuweisung sollte eine etwaige Eigenerzeugung des Kunden mitberücksichtigt werden, da der maximale Leistungsbedarf des Kunden entnahmeseitig durch die Eigenerzeugung im Regelfall nicht reduziert wird. Die Eigenerzeugung kann hierfür pauschal über einen Umrechnungsfaktor aus der Leistung der Anlage abgeleitet oder messtechnisch erfasst werden, was jedoch einen zusätzlichen Messaufwand zur Folge hätte.

Der Teilflexible: Dieser Kunde betreibt sowohl klassische Verbrauchseinrichtungen ohne Flexibilität als auch einzelne flexible Verbrauchseinrichtungen (z. B. Ladesäule, Energiespeicher oder Wärmepumpe). Bei den klassischen unflexiblen Verbrauchseinrichtungen findet kein netzorientiertes Management statt, bei den flexiblen Verbrauchseinrichtungen kann ein zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management durchgeführt werden. Für die unflexiblen Verbrauchseinrichtungen findet wie beim klassischen Verbraucher eine gestaffelte Leistungszuweisung unter Berücksichtigung der Eigenerzeugung statt, kurzzeitige Überschreitungen der 5-kW-Grenze werden wie beim unflexiblen Kunden bis zu einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh toleriert. Für die flexiblen Verbrauchseinrichtungen muss der Kunde bedingte Leistung bestellen, in diesem Bereich kann netzorientiertes Management durchgeführt werden. Es fällt ein Leistungspreis an, der niedriger als der Preis für die unbedingte Leistung ist, da die bedingte Leistung aufgrund des potenziellen Netzmanagements zwar fast immer, aber nicht permanent zur Verfügung steht.

Der Vollflexible: Dieser Kunde besitzt ein Energiemanagementsystem und die klassischen und flexiblen Verbrauchsanlagen werden über dieses System koordiniert. Es findet keine getrennte Betrachtung von unflexiblen und flexiblen Verbrauchseinrichtungen statt. Der Kunde bestellt nach Bedarf unbedingte Leistung, bei der kein netzorientiertes Management möglich

⁴⁶ Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 75 ff.

ist, sowie vergünstigte bedingte Leistung, bei der ein netzorientiertes Management zeitlich eng begrenzt durchgeführt werden kann. Wiederholte Überschreitungen der bestellten Leistung werden nicht toleriert. Vollflexible Kunden müssen Auswirkungen einer ggf. vorhandenen Erzeugungsanlage auf ihre tatsächliche Netzbelastung bei der Leistungsbestellung daher mitberücksichtigen.

Grafisch werden die unterschiedlichen Kleinkunden und die Folgen für die Netzentgeltsystematik wie folgt dargestellt:

	Der klassische Verbraucher	Der Teilflexible*		Der Vollflexible
Flexibilität des Kunden	Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen	Klassischer Verbrauch ohne Flexibilität	Einzelne flexible Verbrauchseinrichtungen	Kunde mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen und Energiemanagementsystem
Leistungsbestellung durch Kunde	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelte Leistungszuweisung	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelte Leistungszuweisung	Bestellung bedingte Bestelleistung	Bestellung unbedingter Bestelleistung Bestellung bedingter Bestelleistung
Netzorientiertes Management	Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der zugewiesenen unbedingten Leistung begrenzt möglich	Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der zugewiesenen unbedingten Leistung begrenzt möglich	Zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management	Unbedingte Bestelleistung: kein netzorientiertes Management Bedingte Bestelleistung: zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management
Netzentgelt	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelter unbedingter Leistungspreis + Arbeitspreis	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelter unbedingter Leistungspreis + Arbeitspreis	(Niedriger) Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis	(Hoher) Leistungspreis für unbedingte Bestelleistung und Arbeitspreis (Niedriger) Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis

*Das Modell „Der Teilflexible“ benötigt zwei Zähler, wenn verschiedene Arbeitspreise für flexiblen und unflexiblen Teil oder gestaffelte Grundpreise für unflexiblen Teil angeboten werden sollen

Abbildung 5-1: Auswirkungen der Spitzenglättung auf verschiedene Akteure; aus: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 77.

Es wird deutlich, dass sich das netzorientierte Management von Flexibilität folglich auf den teilflexiblen und den vollflexiblen Kunden beschränkt. Der klassische Verbraucher, der heute über 99 % aller Verbraucher ausmacht, soll in das neue System überführt werden, ohne dass er hierdurch Nachteile erlangt.

Im Hinblick auf die **Anschlussnutzung** tritt bei dem klassischen Verbraucher im Vergleich zum heutigen System keine spürbare Änderung auf – er soll trotz formeller Beschränkung auf eine unbedingte Leistung von 5 kW mit den unflexiblen Verbrauchseinrichtungen weiterhin den Netzanschluss nutzen können, ohne dass netzseitig in den Verbrauch eingegriffen wird.⁴⁷ Beim Teilflexiblen wird der Netzanschluss in einen unbedingten Teil für die unflexiblen Lasten und in einen bedingten Teil für die flexiblen Lasten eingeteilt. Diese werden getrennt betrachtet. Für den unflexiblen Teil gelten die gleichen Regelungen wie beim klassischen Kunden. Die Höhe der unbedingte oder bedingt zur Verfügung stehenden Leistung für den flexiblen Teil kann er selbst bestimmen – je geringer diese gewählt wird, desto geringer auch das zu zahlende

⁴⁷ Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 77 f.

Netzentgelt, desto geringer aber auch die Möglichkeiten der Leistungsentnahme für die flexiblen Verbrauchseinrichtungen. Beim Vollflexiblen werden unflexible und flexible Verbrauchseinrichtungen gemeinsam betrachtet. Auch er muss entscheiden, welchen Teil der Leistung er unbedingt (entspricht höheren spezifischen Netzentgelten) sowie bedingt (entspricht niedrigeren spezifischen Netzentgelten) bestellen möchte. Zusammengefasst stellt sich die Anschlussnutzung der unterschiedlichen Kundengruppen wie folgt dar.

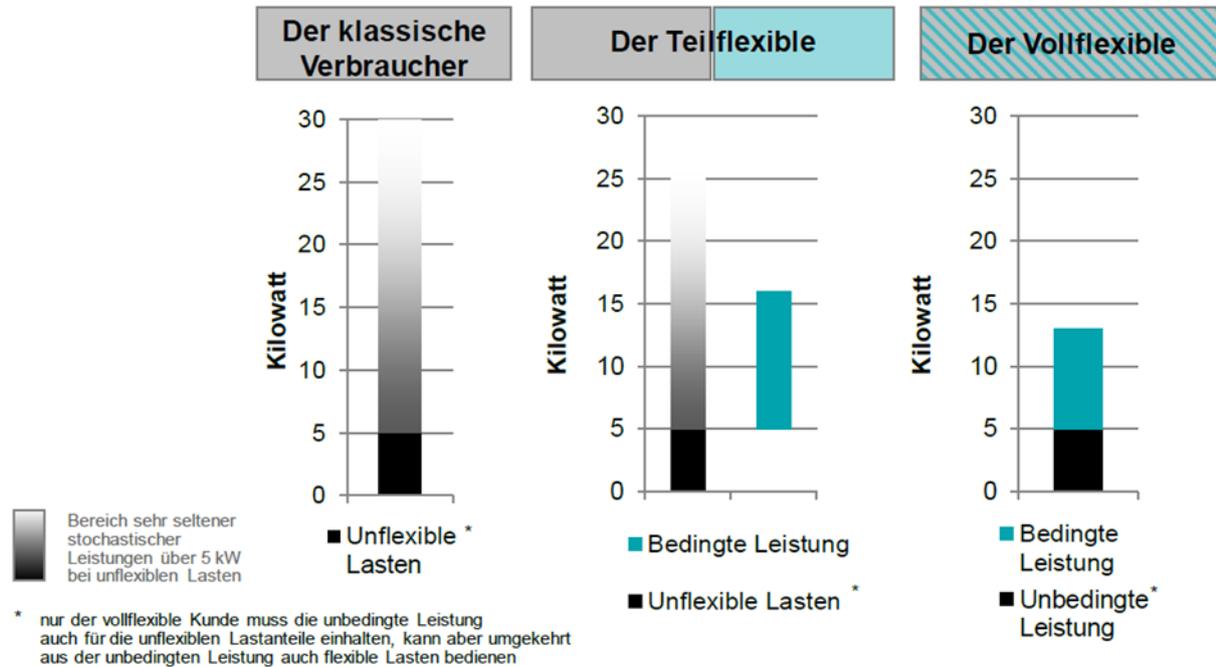


Abbildung 5-2: Aufteilung des Netzanschlusses für die drei Kundenkategorien; aus: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 78.

Durch die Einführung der sog. Spitzenglättung wird das bisherige Netzentgeltsystem um die zusätzliche Komponente der bedingten Leistung ergänzt. Zur Vermeidung von Fehlsteuerungseffekten, sollen die verschiedenen Elemente dieses Systems sowohl in ihrer Qualität als auch in ihrer finanziellen Anreizwirkung aufeinander abgestimmt werden. Im Rahmen einer konkreten Ausgestaltung sind, nach Ansicht der Autoren, die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:⁴⁸

- Die unbedingte Leistung ist ein wichtiger Kostentreiber. Daher sollte die in Anspruch genommene unbedingte Leistung zukünftig grundsätzlich stärker gewichtet werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass bei unflexiblen Kleinverbrauchern eine hohe Durchmischung stattfindet. Die individuelle zeitungleiche Höchstlast ist bei einem niedrigen Jahresverbrauch nur eingeschränkt als Maßstab für die in Anspruch genommene Leistung sachgerecht. Im vorgeschlagenen Entgeltsystem wird daher für einen Verbrauch unter 6.000 kWh/a nicht die tatsächlich gemessene Leistung der Netzentgeltabrechnung zugrunde gelegt, sondern es wird eine fiktive Abrechnungsleistung in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch verwendet. Diese soll gestaffelt erfolgen. So könnte in

⁴⁸ Vgl. hierzu: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 78 f.

der untersten Entgeltzone bis zu einem Verbrauch von z. B. 2.500 kWh/a eine Abrechnungsleistung von 1,7 kW angesetzt werden, oberhalb von 2.500 kWh/a dann 5 kW. Oberhalb von 6.000 kWh/a würde eine Abrechnung nach der tatsächlich gemessenen Leistung erfolgen, mindestens jedoch 5 kW. Damit die Entgeltzonen ohne Sprünge ineinander übergehen, soll in der untersten Entgeltzone ein erhöhter Arbeitspreis angesetzt werden.

- Die bedingte Leistung sollte deutlich billiger sein als die unbedingte. Vorgeschlagen wird ein Preis in Höhe von 20 % der unbedingten Leistung. Eine gesonderte Vergütung des Netzkunden pro Netzmanagementmaßnahme soll nicht erfolgen.⁴⁹
- Durch die bloße Errichtung einer dezentralen Erzeugungsanlage wird das Netz nicht entlastet. Sachgerecht sei es daher, die Eigenerzeugung in die abzurechnenden Netzentgelte einzubeziehen und die Netzentgelte nicht auf die aus dem Netz entnommene, sondern vom Kunden verbrauchte Energie zu beziehen (Berechnungsbasis wäre dann der Bruttoverbrauch statt die Nettoentnahme aus dem Netz).
- Vollflexible Kunden sind anders als teil- oder unflexible Kunden in der Lage, ihre Entnahmeleistung aus dem Netz zu steuern und wirksam zu begrenzen. Ihnen sollte daher ein Alternativtarif ermöglicht werden, der anstelle der Leitungszuweisung (< 6.000 kWh/a) bzw. Ex-Post-Leistungsmessung die Möglichkeit einräumt, auch niedrigere Leistungen zu bestellen.
- Das System von fortlaufenden Netzentgelten in Form von Leistungs- und Arbeitspreisen sollte durch Einmalbeiträge (insb. Baukostenzuschüsse, ggf. differenziert nach bedingter und unbedingter Leistung).

Beispielhaft wird das veränderte Preissystem in der folgenden Abbildung dargestellt:

⁴⁹ Eine dezidierte Vergütung pro einzelner Managementmaßnahme wäre nach Ansicht der Autoren zu komplex und auch nicht sachgerecht, da im Wesentlichen die Auslegung der Kundenanlage für die Bereitstellung von Flexibilität und die Kosten für den Netzanschluss maßgeblich sind, die den Charakter von Fixkosten tragen; EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 109.

	Ausgestaltungs- beispiel	Einheit
Alle Tarifgruppen		
Leistungspreis unbedingt	23,14	€/kW/a
Leistungspreis bedingt	4,63	€/kW/a
Baukostenzuschuss unbedingt	69,42	€/kW
Baukostenzuschuss bedingt	13,89	€/kW
Standardtarif		
Arbeitspreis < 2.500 kWh/a	7,8	ct/kWh
Arbeitspreis > 2.500 kWh/a	4,8	ct/kWh
Unbedingte Abrechnungsleistung < 2.500 kWh/a	1,7	kW
Unbedingte Abrechnungsleistung 2.500 kWh/a – 6.000 kWh/a	5	kW
Unbedingte Abrechnungsleistung > 6.000 kWh/a	Gemessene Leistung	kW
Bedingte Abrechnungsleistung	Bestellte Leistung	kW
Alternativtarif Bestelleistung		
Unbedingte Abrechnungsleistung	Bestellte Leistung	kW
Bedingte Abrechnungsleistung	Bestellte Leistung	kW
Arbeitspreis (analog Standard > 2.500 kWh/a)	4,8	ct/kWh

Abbildung 5-3: Übersicht Netzentgeltsystem mit Spitzenglättung; aus: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 80.

5.1.2.3 Anpassungsbedarf im aktuellen Regulierungsrahmen

Zur Umsetzung des Zielmodells der Spitzenglättung sind Anpassungen der Regelungen zum Netzanschluss, zur laufenden Netz- und Anschlussnutzung, den zu zahlenden Netzentgelten sowie zur Zusammenarbeit zwischen den unterschiedlichen Marktakteuren notwendig.⁵⁰ Insbesondere machen die Gutachter Anpassungsbedarf an folgenden Punkten aus:

Als Grundvoraussetzung für die praktische Implementierung der Spitzenglättung sehen die Autoren eine **Verpflichtung** zur Teilnahme am Mechanismus der Spitzenglättung für flexible Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung. Die Vorschrift des § 14a EnWG soll daher in Abkehr von der bisherigen Freiwilligkeit zukünftig als Pflicht formuliert werden, sodass sich die Inhaber flexibler Lasten im Niederspannungsnetz steuern lassen müssen.⁵¹ Mit dem zunehmenden Markthochlauf insbesondere von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, die im Falle von Eigenheimbesitzern von der Einrichtung einer Wärmepumpe und einer Speicheranlage begleitet werden, bedarf es, nach Ansicht der der Autoren, einer Abkehr von der bisherigen Praxis, ständig (24/7) 30 kW an jedem Standard-Netzanschluss in der Niederspannung bereitzuhalten.⁵² Das Modell einer Differenzierung der Anschlussleistung in unbedingte und bedingte

⁵⁰ Vgl. hierzu: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 103 ff.

⁵¹ EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 106.

⁵² Vgl. hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 105.

Leistung soll daher so ausgestaltet werden, dass die 30-kW-Netzanschlüsse in 5 kW unbedingte Leistung und 25 kW bedingte Leistung aufgeteilt werden. 5 kW würden also immer zu jeder Zeit dem Kunden als sichere Leistung zugesagt und garantiert. Die weiteren 25 kW können, müssen aber nicht zwingend zu jeder Zeit bereitgehalten werden; sie sind die steuerbare Masse, die netzorientiert eingesetzt werden kann. Um den Eindruck zu vermeiden, der Kunde, der sich für neue, flexible Lasten (z. B. ein Elektrofahrzeug) entscheidet, würde durch eine Reduzierung der absolut gesicherten Maximalleistung „pönalisiert“, soll die genannte Unterteilung der Netzanschlussleistung verpflichtend auf sämtliche Hausanschlüsse anzuwenden sein. Für Bestands-Haushaltskunden, die schon jetzt eine höhere unbedingte Leistung als 5 kW benötigen, sollen Übergangsregelungen geschaffen werden.⁵³

Da zukünftig flexible Verbrauchseinrichtungen dem netzorientierten Management in Niederspannungsnetzen verpflichtend unterworfen werden sollen, muss in §14a EnWG (bzw. in einer auf § 14a EnWG beruhenden Rechtsverordnung) **definiert** werden, welche Anlagen in diesem Sinne als **flexible Verbrauchseinrichtung** anzusehen sind. Nach Ansicht der Autoren weisen

- Ladeeinrichtungen für Elektromobile,
- PtH-Anlagen in Form von Speicherheizungen oder Wärmepumpen sowie
- dezentrale Speicher

mit Sicht auf die Niederspannungsnetze in besonderem Maße ein lokales Steuerungspotenzial auf.⁵⁴ Aufgrund der zu erwartenden technischen Entwicklung, insbesondere im Bereich IoT, soll die gesetzliche Definition einer der Spitzenglättung zu unterwerfenden flexiblen Verbrauchseinrichtung (steuerbare Last), nach Ansicht der Gutachter, offen und nicht abschließend für einzelne Anlagentypen begrenzt ausgestaltet werden.

Die ggf. erforderlichen netzseitigen **Entnahmebegrenzungen** für die Anschlussnutzer sollen nach dem Vorschlag der Autoren spontan und ohne Vorankündigung erfolgen. Damit die Kundenanlage für diesen Fall ausgelegt und auch ohne spürbare Komforteinbuße betrieben werden kann, sollen Dauer und Intensität des netzseitigen Eingriffs begrenzt sein. Das Gutachten schlägt in diesem Zusammenhang (in Anlehnung an die Regelungen im EEG zur Spitzenkappung) als Kriterium eine maximale kumulierte Leistungseinschränkung pro Tag vor.⁵⁵ Pro Tag soll die bedingte Leistung maximal 2 h vollständig oder entsprechend länger teilweise durch den Netzbetreiber abgeregelt werden dürfen. Pro kW bestellte bedingte Leistung soll die Entnahmeleistung demgemäß 2 kWh/d eingeschränkt werden.

Um längere **Wartezeiten** beim Netzanschluss flexibler Lasten zu vermeiden, schlagen die Autoren vor, dass die technische Herstellung des Netzanschlusses für neue steuerbare Verbrauchsanlagen innerhalb **von längstens 8 Wochen** ab Antragstellung realisiert wird. Dies soll jedenfalls dann gelten, wenn lediglich ein bestehender Hausanschluss modifiziert werden muss und die neue flexible Last dem netzorientierten Management unterworfen werden kann.⁵⁶ Eine solche Frist soll bevorzugt gesetzlich verankert werden, damit die Umsetzung

⁵³ Vgl. hierzu: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 118 f.

⁵⁴ Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 105.

⁵⁵ Vgl. hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 108.

⁵⁶ Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 110.

des Rechtsanspruchs auf Netzanschluss für die Nutzer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in einem sinnvollen zeitlichen Rahmen gewährleistet ist (damit einhergehend würde eine Anpassung von § 6 NAV oder die Einfügung eines neuen § 6a NAV erforderlich).

In Ergänzung zu der Pflicht zur Teilnahme am netzorientierten Management von flexiblen Lasten, schlagen die Autoren auch eine rechtlich verankerte Pflicht zur Anmeldung steuerbaren, flexiblen Lasten vor.⁵⁷ Diese Pflicht soll als generelle Anmeldepflicht ohne gesetzlich festgelegte Leistungsmindestgrenze grundsätzlich alle steuerbaren Anlagen erfassen. Eine generelle **Meldepflicht gegenüber dem örtlichen Verteilnetzbetreiber** verschaffe dem Verteilnetzbetreiber den notwendigen Überblick über die sich in seinem Netzgebiet befindlichen, steuerbaren Letztverbraucher, ohne den ihm eine netzorientierte Steuerung bei der erwarteten künftigen Zunahme flexibler Lasten nicht möglich sei. Hinsichtlich des Umfangs der Meldepflicht orientieren sich die Gutachter an der Regelung in § 74a Abs. 1 EEG 2017 und schlagen die Übermittlung der folgenden Angaben an den Netzbetreiber vor:

- dass eine/mehrere steuerbare/flexible Anlage/n betrieben wird/werden,
- die Art der Anlage (Ladeeinrichtung, Wärmepumpe, Speicher etc.),
- die installierte Leistung der jeweiligen Verbrauchsanlage/n in kW (z. B. 3,7 oder 11 kW-Ladepunkt).

Hinsichtlich der **Frist** zur Meldung schlagen die Gutachter eine einheitliche, an § 5 Abs. 1 LSV angelehnte, Regelung vor, d.h. die Meldung sollte mindestens vier Wochen vor dem geplanten Beginn des Aufbaus einer Anlage bzw. unverzüglich nach Außerbetriebnahme erfolgen. Bei Nichteinhaltung könne als **Sanktion** in Erwägung gezogen werden, dass die eigentlich vorgesehene Reduktion des Netzentgeltes geringer ausfällt oder ganz entfällt.

Das Modell der Spitzenglättung mit der Differenzierung in unbedingte und bedingte Bestelleistung ist daneben auch mit Anpassungen des **Netzentgeltsystems** verbunden. Wie oben bereits angedeutet, halten die Autoren es für zielführend, die unterschiedlichen Qualitäten der Netzanschlussleistung auch bei der Höhe der zu zahlenden **Baukostenzuschüsse** (Einmalzahlungen) zu berücksichtigen (unbedingte Leistung soll in ähnlicher Höhe wie bisher bepreist werden, bedingte Leistung deutlich niedriger). Da im Modell der Spitzenglättung auch im Bereich der Standard-Hausanschlüsse (mit 30 kW) nunmehr unterschiedliche Kapazitätsbedarfe zu erwarten sind, sprechen sich die Autoren dafür aus, in diesem Bereich Baukostenzuschüsse wieder einzuführen (was eine Anpassung der Regelungen der StromNEV, der StromNZV und ggf. der NAV erfordere).⁵⁸

Hinsichtlich der Bepreisung der **laufenden Netznutzung** soll im Bereich der **unflexiblen und teilflexiblen Kunden** für den unflexiblen Verbrauchsanteil der gestaffelte Leistungs- bzw. Grundpreis sowie Arbeitspreis in der StromNEV verankert und geregelt werden, dass eine kurzzeitige Überschreitung der unbedingten Netzanschlusskapazität aus dem Netzanschlussverhältnis für die unflexiblen Anteile des Verbrauchs von unflexiblen und teilflexiblen Kunden toleriert wird, solange sie einen Verbrauchswert von z. B. 6.000 kWh/a nicht überschreiten.⁵⁹

⁵⁷ Vgl. hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 111 ff.

⁵⁸ EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 114.

⁵⁹ Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 114.

Für den flexiblen Anteil des Verbrauchs (beim teilflexiblen Kunden) ist eine Bestellung bedingter Leistung erforderlich. Die Notwendigkeit einer Leistungsbestellung soll ggf. auch in der StromNZV verankert werden. Eine Überschreitung der bedingten Bestelleistung, insbesondere in Zeiten einer netzbedingten Leistungseinschränkung, soll nach Ansicht der Autoren pönalisiert werden, sofern nicht ergänzend oder alternativ eine Zwangsabschaltung erfolgt. Für die **vollflexiblen Kunden** soll die Bestellung der unbedingten und bedingten Bestelleistung in der StromNZV sowie die entsprechenden Arbeitspreise in der StromNEV verankert werden. Wenn der vollflexible Kunde die Bestelleistung überschreitet, soll er analog zum teilflexiblen Kunden, insbesondere in Zeiten einer netzbedingten Leistungseinschränkung, pönalisiert werden (sofern nicht ergänzend oder alternativ eine Zwangsabschaltung erfolgt).

Im Hinblick auf die von § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen vorgesehene **separate Messeinrichtung** („Zählpunkt“) fordern die Autoren, die bisherige Formulierung so anzupassen, dass nicht zwingend ein separater Zähler je Verbrauchsanlage gefordert wird, sondern nur dort, wo dies technisch zur Durchführung der steuernden Managementhandlungen zum Zwecke der Spitzenglättung erforderlich ist.⁶⁰ Ausgehend von der Unterteilung in die unterschiedlichen Kundengruppen halten die Autoren zwei separate Messeinrichtungen nur für den teilflexiblen Kunden (der überwiegend unflexibel ist, aber einzelne steuerbare Anlagen hat) für erforderlich. Werden sämtliche hinter dem Netzanschlusspunkt gelegenen Verbrauchsanlagen eines Kunden gemanagt (wie beim vollflexiblen Kunden), soll der Einsatz einer Messeinrichtung für alle Verbrauchsanlagen genügen.

5.1.3 Diskussionsprozess

Zur Weiterentwicklung und Umsetzung des § 14a EnWG auf Grundlage des Modells Spitzenglättung startete das BMWi im Oktober 2019 einen branchenweiten Diskussionsprozess im Rahmen der beim BMWi angesiedelten Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“. Gegenstand der Branchendiskussion sind unter anderem die Herstellung eines gemeinsamen Verständnisses des Vorschlags, die Diskussion kontroverser Fragen, das Schließen inhaltlicher Lücken und eine vertiefte Detaillierung und Präzisierung der folgenden Themenfelder:

- genaue Ausgestaltung des § 14a EnWG
- Auswirkungen auf Netzanschluss und Netzanschlussnutzung
- Einbindung in die Netzentgeltsystematik
- Auswirkungen auf Marktprozesse, IKT und SMGW
- Übergangsregelungen.⁶¹

Nach Angaben des BMWi sollte die Fortschreibung des Rechtsrahmens zur netzorientierten Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG – nach Beendigung des laufenden Stakeholderprozesses – bis Ende 2020 erfolgen.⁶² Das BMWi hatte dazu am 22.12.2020 einen Referentenentwurf des Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steu-

⁶⁰ Hierzu und zum Folgenden: EY/BET/wik (2019), Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 116.

⁶¹ EY (2020), Barometer Digitalisierung der Energiewende – Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft – Berichtsjahr 2019, S. 26.

⁶² BMWi, Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende, S. 4; abrufbar unter:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/fahrplan-fuer-die-weitere-digitalisierung-der-energiewende.html>.

erbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energie-rechtlicher Vorschriften – Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) – vorgelegt. Durch den Gesetzesvorschlag sollte die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wie Ladesäulen, Wärmepumpen und Heimspeicher in die Verteilernetze neugeregelt werden. Kern der geplanten Novelle war die Einführung des Instruments der sog. Spitzenglättung. Dabei sollte maßgeblich das im Barometergutachten „Regulierung, Flexibilisierung und Sektor-kopplung“ erarbeitete Modell umgesetzt werden. Der Entwurf wurde jedoch im Januar 2021 zurückgezogen, da er aufgrund der durch den Einsatz der sog. Spitzenglättung geplanten Eingriffe in Ladeprozesse von E-Autos nicht die Zustimmung von Wirtschaftsminister Peter Altmaier gefunden hatte.⁶³ Noch ist unklar, wie es mit dem Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) weitergeht und ob in dieser Legislaturperiode noch ein neuer Entwurf vorgelegt und der Gesetzgebungsprozess abgeschlossen werden kann.

Abzuwarten bleibt, ob in diesem Zusammenhang auch Probleme und Fragestellungen, wie die Beschränkung auf die Niederspannungsebene, die konkrete Ausgestaltung der Netzentgelte (Auswirkung einer Netzentgeltreduktion auf die netzseitigen Umlagen sowie die Konzessionsabgabe oder das Entgelt für den Messstellenbetrieb), die Umsetzung im Mehrfamilienhaus oder das Zusammenspiel zwischen marktorientierter und netzorientierte/-dienlicher Steuerung adressiert werden.

Im Folgenden wird aus dem Projekt C/sells heraus ein Impuls zur aktuellen Diskussion um die Fortschreibung des Rechtsrahmens entwickelt. Der Fokus liegt dabei auf der Möglichkeit, Kleinanlagen in ein übergeordnetes Plattform-basiertes System zu integrieren und dabei Aspekte des freien Marktes zu berücksichtigen. Dieses Modell verhindert eine „Insellösung“ für Flexibilität aus § 14a EnWG und denkt die Flexibilität aus § 14a EnWG über die Grenzen des Niederspannungsnetzes hinaus neu. Zudem wird eine Möglichkeit für ein weiteres prämiertes Vergütungsmodell vorgestellt.

5.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung

Neben der wissenschaftlichen und politischen Diskussion rund um Flexibilitätsmärkte wird derzeit, wie eben ausführlich dargestellt (5.1.), die Weiterentwicklung von § 14a EnWG u. a. durch Bundesnetzagentur (2017), Ecofys (2017), BDEW (2017), BNE (2016) und BET (2019) diskutiert.

Diese Überarbeitung ist nicht zuletzt notwendig, da durch den Smart Meter Rollout die derzeit 1,4 Mio. steuerbaren Verbrauchseinrichtungen individuell angesteuert werden sollen. Dabei handelt es sich vor allem um Nachtspeicherheizungen (69 %) und Wärmepumpen (22 %), die heute maßgeblich über Rundsteuertechnik und Zeitschaltung genutzt werden (Bundesnetzagentur, 2018). Die Möglichkeiten hinsichtlich der Schaltung dieser Anlagen sowie der gewährten Reduktion der Netzentgelte sind je nach Netzbetreiber zudem sehr unterschiedlich (Bundesnetzagentur 2018). Um das System für neue Arten von steuerbaren Verbrauchern (vgl.

⁶³ Eine Sprecherin des Bundeswirtschaftsministeriums erklärte dazu, „Es handelt sich um einen Entwurf der Arbeitsebene, der nicht die Billigung des Ministers gefunden hat und deshalb bereits am vergangenen Freitag zurückgezogen und von der Homepage des BMWi heruntergenommen wurde. Bundesminister Altmaier legt größten Wert darauf, dass der Hochlauf der Elektromobilität schnell und für alle Beteiligten verlässlich erfolgt. Er wird in den kommenden Tagen diesbezüglich sowohl mit den Fahrzeugherstellern als auch mit den Netzbetreibern Gespräche führen und danach einen neuen Vorschlag vorlegen, der für alle Beteiligten akzeptabel ist.“, vgl. Pressemitteilung des BMWI vom 17.01.2021, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/01/20210117-berichterstattung-welt-am-sonntag-laden-von-e-autos.html>.

Speicher, Elektrofahrzeuge) attraktiv zu gestalten und einheitliche Rahmenbedingungen zu schaffen, ist infolgedessen eine Anpassung notwendig.

BET (2019) kommt zu dem Ergebnis, dass Flexibilität in den ca. 2-3 Mio. Niederspannungssträngen mit einer steigenden Anzahl an steuerbaren Verbrauchern am besten durch die Weiterentwicklung von § 14a EnWG flexibel genutzt werden sollten. Die Autoren konstatieren, dass in vielen Studien zum Thema nur vereinzelt konkrete Ausgestaltungsvorschläge zu finden sind und fordern die sog. „bedingte Bestelleistung“ anstatt einer pauschalen Netzentgeltreduktion (Status Quo) als Weiterentwicklung für § 14a EnWG. Dabei wird in der Niederspannung eine pauschale Leistungsgrenze (z. B. 5 kW) empfohlen. Leistung, die diese Grenze übersteigt, ist sehr teuer, wenn sie unflexibel ist. Wenn sie flexibel und durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) steuerbar ist, ist sie wiederum relativ günstig. Kosten für die Flexibilisierung werden nicht berücksichtigt.

Aus diesem vorgeschlagenen Modell wird jedoch ersichtlich, dass Flexibilität aus der Niederspannung (§14a EnWG) und Flexibilität aus höheren Spannungsebenen (z. B. über Redispatch oder Flex-Plattformen) sowohl finanziell als auch bezüglich ihrer Nutzungsart und Zugriffsform getrennt betrachtet werden und dadurch zwei separate Systeme entstehen. So werden jedoch keine Synergien genutzt, vorhandene, verfügbare und vergütete Flexibilität wird nicht optimal genutzt und eine zusätzliche Abstimmung ist erforderlich.

Im nachfolgenden Abschnitt werden daher Modelle dargestellt, wie Flexibilitätsmärkte auf der einen und die Weiterentwicklung von § 14a EnWG auf der anderen Seite integriert gestaltet werden können, sodass diese ihre jeweiligen Vorteile sowie gemeinsame Synergien bestmöglich nutzen können.

5.2.1 Flex-Plattformen als Lösungsansatz

Statt einer uneingeschränkten freien Preisbildung für alle Flexibilitäten setzt die von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in C/sells entwickelte Flex-Plattform (Details siehe www.ffe.de/alf) auf eine differenzierte Betrachtung für Anlagen mit und ohne aktive Vermarktung. Letztere umfassen die bereits genannten Anlagen nach § 14a EnWG. Der Plattform-Prozess wird nachfolgend übersichtlich skizziert.

Anlagen mit eigener Vermarktung (Industrie, GHD, Kraftwerke etc.) bieten aktiv auf der Plattform zeitdiskret die verfügbare flexible Leistung sowie einen zugehörigen Preis an.

Anlagen ohne aktive Vermarktung werden durch eine Freigabe der Anlagennutzung auf der Plattform langzeitkontrahiert. Sie müssen keinen Preis angeben, sondern erhalten eine **vorgegebene Vergütung** (z. B. durch den Anschlussnetzbetreiber, wie heute bei §14a EnWG oder durch die Plattform). Analog zu § 14a EnWG stimmt der Anbieter einmalig speziellen, typspezifischen und standardisierten Randbedingungen (z. B. maximale Abrufdauer und -häufigkeit) zu.

Im Falle eines Engpasses können alle Netzbetreiber (ÜNB, VNB) einen prognostizierten Bedarf (inkl. Dauer, Zeitpunkt, Leistung und Netzverschaltung) am Vortag (day-ahead-Prozess) auf der Plattform einstellen. Auf Basis der jeweiligen Angebote und individuellen Wirksamkeit

auf den Engpass wird der Flexibilitätseinsatz durch eine mathematische Optimierung unter Berücksichtigung von Randbedingungen (z. B. Abrufhäufigkeit und Zeit zwischen den Abrufen) berechnet (Zeiselmaier 2018).

Der vorgestellte Ansatz (vgl. Abbildung 5-4) ermöglicht die spannungsebenenübergreifende Nutzung aller Flexibilitätsoptionen und vermeidet Parallelsysteme beim Abruf von Flexibilität zur Behebung von Netzengpässen. So können (unter Einhaltung vertraglicher Randbedingungen) auch vorgelagerte Netzbetreiber ohne zusätzliche Abstimmung Verteilnetzflexibilität (aus vormals § 14a EnWG Anlagen) nutzen.

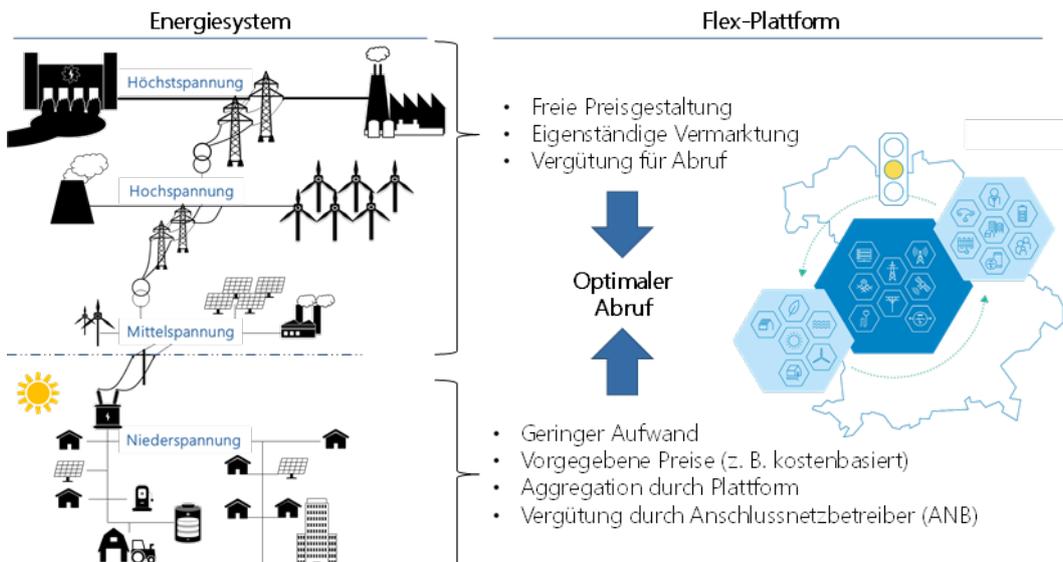


Abbildung 5-4: Integration von kleinteiligen Flexibilitätsoptionen auf eine Flex-Plattform (eigene Darstellung)

5.2.2 Vergütungssystem für steuerbare Verbrauchsanlagen in der Niederspannung

Wie bereits im vorangehenden Abschnitt dargestellt, müssen sich heutige § 14a EnWG-Anlagen bei dem vorgeschlagenen System nur einmal auf der Flex-Plattform ALF registrieren und ggf. daraus resultierenden vertraglichen Bedingungen (bspw. Abrufzeit, Vergütungshöhe) zustimmen. Ist dies erfolgt, wird die Anlage langzeitkontrahiert. Weiterer Aufwand (z. B. Preisbildung oder regelmäßige Angebotsabgabe) entfallen somit gänzlich – Aggregation und Vermarktung übernimmt die Plattform.

Dieses System ist grundsätzlich mit den meisten vorgestellten § 14a EnWG Lösungsansätzen kompatibel (vgl. BET 2019). Auch Anlagen, die nach heutiger Logik eine Reduktion ihrer Netzentgelte erhalten, könnten so auf der Plattform für überlagerte Abrufe eingesetzt werden, da diese lediglich die Zugriffsrechte und Nutzungsart erweitert, jedoch nicht zwangsläufig Einfluss auf die Vergütung dieser Anlagen hat. Gleiches gilt für die „bedingte Bestelleistung“.

Statt der in BET (2019) und Abschnitt 5.1.2 vorgeschlagenen „bedingten Bestelleistung“ wäre ein an den Kosten für Flexibilisierung angelehntes Prämiensystem einfacher und für den Endkunden besser verständlich. Statt hoher Kosten im Falle einer Nicht-Teilnahme würde eine wiederkehrende, leistungsbezogene Prämie für die Teilnahme gezahlt. In beiden Fällen ist die Planbarkeit gleich, da nur mit teilnehmenden Anlagen (mittelfristig) für die Vertragsdauer ge-

plant werden kann. Die Prämie orientiert sich statt an pauschalen Netzentgeltreduktionen (Status Quo) an den tatsächlichen Kosten und entschädigt Kleinanlagen für die Erbringung von Flexibilität. Die Prämie kann um einen zusätzlichen finanziellen Anreiz ergänzt werden, um die freiwillige Teilnahmequote zu erhöhen.

Im Falle einer Prämie setzt das System auf Freiwilligkeit, was Bestandsschutz und Sicherheit der Erlösströme (für bestehende §14a EnWG-Anlagen) fördert. Im Vergleich zum Status Quo von §14 a EnWG ist das System günstiger zu bewerten, da nur die Kosten der Flexibilisierung berücksichtigt werden. Zudem werden neue Flexibilitätsoptionen, wie im Status Quo, nicht durch zusätzliche Kosten belastet.

Um die Kosten eines Prämiensystems im Rahmen zu halten, ist es denkbar, die Prämie individuell auf Basis der Leistung, der entstehenden Abrufkosten und der Kosten für die Flexibilisierung (vgl. Smart Meter Gateway, Steuerbox) individuell oder nach Anlagentypen zu berechnen. Dadurch können die Kosten gedeckt werden, die in der bedingten Bestelleistung nach BET (2019) vernachlässigt werden. Ausgewählte Kostenkomponenten, welche mit der Prämie abgedeckt werden sollten, sind unter anderem:

- Intelligentes Messsystem
- CLS-fähige Steuerbox
- Lastverschiebung von NT in HT
- Entgangene Eigendeckung
- Erhöhter Verschleiß
- Zusätzliche Wartungskosten
- Verwaltungskosten
- Zusätzliche Speicherverluste

An der FfE wurden anhand erster Case-Studies ausgewählte Flexibilitätsoptionen in der Niederspannung mit dem vorgestellten kostenbasierten Ansatz (nach einem worst-case-Szenario) bewertet. Dabei wurden die nachfolgenden Punkte ersichtlich:

- Die mögliche Kosteneinsparung durch reduzierte mengenbezogene Netzentgelte im heutigen §14a EnWG-System spiegelt nicht die elektrische Leistung und damit den Einfluss auf Netzengpässe wider. Ein Bezug zur Leistung ist hier sinnvoller.
- Unter heutigen Rahmenbedingungen lohnt sich daher eine Teilnahme an § 14a EnWG für Elektrofahrzeuge bei durchschnittlicher Fahrleistung nicht, da die Kosten (insb. für zusätzliches iMSys) die möglichen Einsparungen übersteigen.
- Die Kosten für iMSys sind bei kleinen Energieverbrauchern durch die Preisobergrenze von 100 € pro Jahr die größte Kostenkomponente (vgl. Messstellenbetriebsgesetz).
- Bei größeren Verbrauchern (z. B. NSH) kann die häufige Verschiebung der Nutzung von Nieder- zu Hochtarifzeiten hohe Kosten verursachen.
- Viele Kostenpositionen (z. B. erhöhter Verschleiß, Speicherverluste) sind sehr klein und i. d. R. vernachlässigbar.

Die ersten Auswertungen der FfE zeigen, dass eine pauschalisierte, kostenbasierte Vergütung einzelner Anlagentypen bei der Vernachlässigung einzelner Kostenpositionen möglich ist. Ein prozentualer Risikoaufschlag kann Vereinfachungen in der Kostenberechnung ausgleichen,

der mit steigender Detailtiefe der Bewertung reduziert werden kann. Ein finanzieller Bonus über die Kostendeckung hinaus ist als Anreiz zur Teilnahme sinnvoll, wenn ein Anreiz zur Teilnahme über die Kostendeckung hinaus erzeugt werden soll. Eine Möglichkeit, einen schrittweisen Übergang für Bestandsanlagen zu gestalten, wäre ein hoher Anreiz zu Beginn mit einer schrittweisen Degression über die Jahre.

5.3 Fazit und Ausblick

Der aktuelle regulatorische Rahmen zur netzorientierten Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG trägt den Herausforderungen durch neue flexible Lasten nicht mehr in hinreichendem Maße Rechnung und bedarf daher einer Novellierung. Das BMWi hat daher bereits im Herbst 2019 einen Konsultationsprozess zur Reform des § 14a EnWG gestartet. Aufbauend auf das Barometergutachten „Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“ sollten Regelungen zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten neuer Verbrauchseinrichtungen auf Basis von 14a EnWG eingeführt werden. Ende 2020 wurde dann auch ein Referentenentwurf des sog. Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetzes (SteuVerG) vorgelegt. Diese wurde jedoch im Januar 2021 durch das BMWi zurückgezogen, da die dort skizzierten neuen Regelungen nicht die Billigung des Ministers gefunden hatten. Festzuhalten bleibt, dass unabhängig von der Rücknahme des Referentenentwurfs durch das Ministerium, die vom Beraterkonsortium EY/BET im Rahmen des Barometergutachtens entwickelten Lösungsvorschläge, insbesondere das Modell der sog. Spitzenglättung, nicht unumstritten sind und aus Sicht der Elektromobilität als Hemmnis empfunden werden, da sie deren Hochlauf weiterhin nachhaltig ausbremsen könnten. In technischer Hinsicht ist zu beachten, dass der im Barometer-Gutachten entwickelte Lösungsvorschlag § 14a EnWG isoliert von anderen Lösungen des Engpassmanagements betrachtet.

Das im Zusammenhang mit § 14a EnWG entwickelte Modell der Spitzenglättung steht zudem in einem gewissen Widerspruch zu Vorgaben zur marktgestützten Beschaffung von (nicht frequenzgebundenen) Systemdienstleistungen: Während in Art. 31 Abs. 6 bis 8, Art. 32 Abs. 1 und Art. 40 Abs. 5 bis 7 i.V.m. Abs. 1 und 4 der Strombinnenmarkttrichtlinie (RL (EU) 2019/944) der Grundsatz des marktbasiereten Engpassmanagements explizit verankert wurde, ist das vorgeschlagene Modell der Spitzenglättung nur bedingt marktbasierend. Nach den Vorgaben der Strombinnenmarkttrichtlinie sollen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen sowie Flexibilitätsleistungen einschließlich Maßnahmen des Engpassmanagement in transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren beschaffen. Eine Ausnahme kann die Regulierungsbehörde gewähren, wenn nach ihrer Einschätzung die marktgestützte Beschaffung wirtschaftlich nicht effizient ist. Ziel dieses neuen Beschaffungssystems ist es einerseits den Strommarkt zu öffnen und die Beschaffung von Systemdienstleistungen volkswirtschaftlich effizienter zu gestalten. Die Regelungen des neuen § 12h EnWG (welche zum 27.11.2020 in Kraft getreten sind) setzen diese europarechtlichen Vorgaben hinsichtlich der nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen, nicht aber für Flexibilitätsleistungen einschließlich Maßnahmen des Engpassmanagement, in nationales Recht um. Danach sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung und die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, die in § 12h Abs. 1 S. 1 EnWG aufgelisteten

nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen⁶⁴ in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Zu welchem Zeitpunkt und in welchem Rahmen eine Umsetzung der europäischen Vorgaben zur marktlichen Beschaffung von Flexibilitätsleistungen einschließlich Maßnahmen des Engpassmanagement (Art. 32 RL (EU) 2019/944) erfolgt, bleibt abzuwarten. Vergleicht man jedenfalls das im Zusammenhang mit § 14a EnWG vorgeschlagene Modell der Spitzenglättung mit dem soeben dargestellten markt-basierten Beschaffungsverfahren ergeben sich durchaus Zweifel an der europarechtlichen Konformität der geplanten Neuregelung. Denn das Modell der Spitzenglättung widerspricht einem marktlichen Beschaffungsverfahren insbesondere aufgrund der vorgesehenen verpflichtenden Teilnahme: Die Vorschrift des § 14a EnWG soll künftig, in Abkehr von der bisherigen Freiwilligkeit, als Pflicht formuliert werden – so sah es auch der Referentenentwurf des sog. Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) vor –, sodass sich die Inhaber flexibler Lasten im Niederspannungsnetz steuern lassen müssen. Zudem soll keine (markt-basierte) freie Preisbildung erfolgen, sondern die Vergütung (Reduzierung/Umgestaltung Baukostenzuschüsse und Netznutzungsentgelte) soll einseitig durch den Netzbetreiber erfolgen.

Allerdings stellen Modelle auf Basis von § 14a EnWG nicht die einzige Alternative zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung dar. Neben dem Modell der Spitzenglättung kommen andere Instrumente zum steuernden Eingriff durch den Netzbetreiber und zur Abwehr verbrauchsbedingter Engpässe in Betracht. Aus dem in C/sells durch die FfE entwickelte Plattform-Modell ALF (www.ffe.de/alf) lässt sich eine Alternative ableiten, die als Diskussionsgrundlage dienen kann.

Die Analyse zeigt, dass die Entwicklung einer Plattform für Engpassmanagement, in der alle Flexibilitäten (auch heutige § 14a EnWG-Anlagen) unter Berücksichtigung ihrer technischen Wirksamkeit kostenoptimal eingesetzt werden können, eine Reihe von Vor- und Nachteilen, die nachfolgend aufgeführt werden, bietet:

- Verfügbare Flexibilität wird optimal eingesetzt und kann auch durch vorgelagerte Netzbetreiber genutzt werden. Die Abstimmung erfolgt über die Plattform.
- Vorhandene und nutzbare Flexibilität wird im Rahmen vertraglich geregelter Randbedingungen (u. a. Abrufdauer, -häufigkeit) bestmöglich genutzt.
- Abstimmungsprozesse zwischen den Parallelsystemen (Flex-Markt und § 14a EnWG) entfallen vollständig.
- Daten und Informationen zu Flex-Optionen, Abrufen und Netzengpässen werden zentral gehalten und können automatisiert ausgewertet werden. Regulatorische Meldepflichten können durch die Plattform erbracht werden.
- Kleinanlagen fungieren im Falle eines markt-basierten Abrufes als „Puffer“, da sie ohne reale Kosten in die Optimierung eingehen (sog. „Gaming“ (BNE 2016) wird dadurch erschwert).

⁶⁴ Das sind: Dienstleistungen zur Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit.

Zur Vergütung der Teilnahme an einer Flex-Plattform ist auf den Kosten basierende Prämie möglich. Die Teilnahme am System ist für den Endkunden einfach (einmalige Anmeldung ausreichend) und verständlich. Die Prämie bietet im Gegensatz zur „bedingen Bestelleistung“ zudem einen freiwilligen Anreiz zur Teilnahme und deckt die Kosten für Flexibilisierung.

In der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion wird aufgrund der fehlenden Liquidität in den unteren Spannungsebenen ein rein marktbasierendes System häufig kritisiert. Parallel dazu sind Bestrebungen im Gange, § 14a EnWG weiterzuentwickeln und davon getrennt auszugestalten.

Die vorgeschlagene Plattform-Lösung sieht vor, die beiden Bestrebungen (Flexibilitätsmarkt und § 14a EnWG) technisch integriert zu betrachten, um Synergien u. a. zwischen den Netzbetreibern und deren Abruf zu heben, vorhandene Flexibilität bestmöglich und wirtschaftlich optimal einzusetzen, Abstimmungen zu erleichtern und die Transparenz zu erhöhen. Die so im System vorhandene Flexibilität kann auf einer Flex-Plattform auch durch vorgelagerte Netzbetreiber genutzt werden und wird so optimal eingesetzt.

Losgelöst von dieser integrierten Flexibilitätsnutzung können steuerbare Verbraucher in der Niederspannung mit einer auf den Kosten für die Flexibilisierung basierenden Prämie belohnt werden, wenn sie auf der Plattform langfristig Leistung anbieten. Nach einer einmaligen Registrierung entfällt so weiterer Aufwand für Endkunden. Der Altdorfer-Flexmarkt (ALF) ist ein Beispiel dafür, wie Kleinanlagen nach § 14a EnWG auf Flex-Plattformen integriert werden können.

5.4 Literatur

Köppl, Simon et al.: Altdorfer Flexmarkt – Decentral flexibility for distribution networks. In: Internationaler ETG-Kongress 2019. Esslingen: VDE ETG, 2019

Hirth, Lion et al.: Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem - Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018

Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Aachen: BET, 2019

Zeiselmaier, Andreas et al.: Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen März/2019. Essen: etv Energieverlag, 2019

Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität - Diskussionspapier Stand 3. April 2017. Bonn: BNetzA, 2017

SmartMarket-Design in deutschen Verteilnetzen - Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Ecofys, 2017

Ausgestaltung des §14a EnWG - Positionspapier. Berlin: BDEW, 2017

Positionspapier Flexibilitätsverordnung - Umsetzungsvorschlag eines dezentralen Flexibilitätsmechanismus als Konkretisierung des §14a EnWG. Berlin: BNE, 2016

Monitoringbericht 2018. Bonn: BNetzA, 2018

Zeiselmair, Andreas et al.: Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2018

II. NEUE OPTIONEN IM STROMMARKT

6 Regulative Herausforderungen eines obligatorischen zellularen Systems mit Fokus auf das Subsidiaritätsprinzip

Christoph Heinemann, Dierk Bauknecht (Öko-Institut e.V.)

Der Begriff „zelluläres System“ wird in der wissenschaftlichen und zum Teil auch politischen Diskussion unterschiedlich verwendet. Dies zeigen die folgenden beispielhaften Schwerpunktthemen der Diskussion. Diese Schwerpunktthemen werden zum Teil separat diskutiert, jedoch auch in vielen Konzepten kombiniert.

1. **Fokus Subsidiaritätsprinzip:** Einteilung des gesamten Energiesystems in geographisch abgegrenzte Zellen, die nach dem Subsidiaritätsprinzip zunächst Energieerzeugung und –nachfrage auf Zellebene ausgleichen. (VDE 2019; BNetzA 2017; HALEAKALA-Stiftung 2017) (Brand et al. 2017) ⁶⁵
 - a) **Fokus Eigenverbrauch:** Neue Eigenverbrauchszellen („Prosumer“) in unterschiedlichen Größenordnungen (Liegenschaften, Industriebetriebe) entstehen durch neue Technologien (Stromspeicher) und regulative Anreize (Netzentgelte). Sie werden jedoch als Teil des Gesamtsystems gesehen werden und entsprechend technologisch und regulatorisch optimal eingebettet werden müssen. Grundsätzlich beschreibt dieser Fokus einen Teilaspekt des Subsidiaritätsprinzips. (VDE 2019; Agora Energiewende 2017; acatech 2020; HALEAKALA-Stiftung 2017) ⁶⁶
 - b) **Fokus Energieumwandlung:** Verknüpfung der lokalen Stromerzeugung beispielsweise mit der Wärme- und Mobilitätsnachfrage. Wesentlicher Bestandteil ist die Umwandlung in andere Energieformen (VDE 2019). Grundsätzlich beschreibt dieser Fokus einen Teilaspekt des Subsidiaritätsprinzips.
2. **Fokus temporäre Strompreiszonen:** Dabei geht es um die Unterteilung von großflächigen Marktgebieten in kleinere Strompreiszonen, um Netzengpässe einzupreisen. Diese Strompreiszonen können temporär oder fest definiert sein. (Agora Energiewende 2017)
3. **Fokus auf das Elektrizitätsnetz:** Aufgrund der dezentralen, kleinteiligen EE-Erzeugung auf Verteilnetzebene wird davon ausgegangen, dass Verteilnetzbetreiber mehr Verantwortlichkeiten und Handlungsoptionen erhalten (vgl. Franz et al. 2020, S. 51).

Die vorgestellten Themenfelder sind zumeist in der Literatur nicht abschließend definiert, sondern werden als Vision formuliert. Dabei gilt es zwischen Visionen zu unterscheiden, die sich mit „Zellen im System“ und deren optimalen Einbindung auseinandersetzen und solchen, die ein in Zellen unterteiltes Gesamtsystem formulieren.

Viele Forschungsprojekte beschäftigen sich mit einzelnen Zellen (z.B. Quartiere, Liegenschaften), in denen eine Optimierung des Energiesystems innerhalb dieser Zelle angestrebt wird. Ein systematischer Überbau, wie ein Zusammenspiel der Zellen mit dem Gesamtenergiesys-

⁶⁵ Vergleiche auch <https://www.designetz.de/blaupause-und-bausteine/>

⁶⁶ „Zahlreiche Betriebe und Anlagenbetreiber nutzen bereits das zellulare Prinzip, indem sie durch intelligente Energiemanagementsysteme und Energiespeicher ihren Eigenverbrauch an selbst erzeugter Energie steigern und zusätzlich die erforderliche Netzanschlussleistung minimieren. Auch der geförderte Einsatz von Speichern in Gebäuden mit PV-Anlagen fördert das Zellenwachstum.“ VDE (2019).

tem funktionieren könnte, wurde bislang jedoch nur vereinzelt erarbeitet (VDE 2019) oder demonstriert (C/sells; Designnetz; ZellNetz2050). Aus Sicht der techno-ökonomischen Modellierung gibt es eine Vielzahl von Studien und Szenarien, die „zelluläre Systeme“ als Szenarien definieren und in verschiedenen Szenarienjahren modellieren. Zumeist werden dazu in den „zellulären“ oder „dezentralen“ Szenarien die EE-Einspeisestandorte gleichmäßiger über das zu optimierende Gebiet verteilt (Prognos; FAU 2016; Timpe et al. 2018; RLI 2013). Zudem wird der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch von Energie zunächst in abgegrenzten „Zellen“ durchgeführt und dann der Ausgleich auf höherer Ebene durchgeführt (Öko-Institut und Offis 2016; Öko-Institut; Prognos 2018; Timpe et al. 2018; Fraunhofer ISI et al. 2017; Prognos 2016). Dieser Modellierungsansatz bildet das Subsidiaritätsprinzip ab. Die Ergebnisse solcher Analysen beziehen sich auf techno-ökonomische Indikatoren wie beispielsweise Stromnetzausbau, Stromgestehungskosten und EE-Ausbau.

Dieser Beitrag soll die Auswirkungen eines „zellularen Systems“ mit Fokus auf dem Subsidiaritätsprinzip also ein in Zellen unterteiltes Gesamtsystem, diskutieren. Dabei werden regulatorische Fragen definiert und diskutiert. Ziel des Beitrages ist es, konkrete regulatorische Fragestellungen Herausforderungen für ein solches zelluläres System zu erarbeiten.

6.1 Zelluläres System mit Fokus auf das Subsidiaritätsprinzip

Das Subsidiaritätsprinzip für die Energiewirtschaft beschreibt die Vision, dass zukünftig das Energiesystem in geographisch abgegrenzte Zellen⁶⁷ unterteilt ist. Zusätzlich wird unter Wahrung des Subsidiaritätsprinzips (Brand et al. 2017) ein vorrangiger Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch in jeder einzelnen Zelle angestrebt. Das bedeutet, dass die Energieerzeugung innerhalb einer Zelle nicht nur nach den physikalischen Gesetzen zunächst lokal genutzt wird, sondern auch gespeichert oder in andere Energieformen umgewandelt wird, um so die lokale Nutzung zu erhöhen.

Ein zelluläres System mit Fokus auf das Subsidiaritätsprinzip beinhaltet für den vorliegenden Beitrag die folgenden Definitionskomponenten:

- Ein in Zellen unterteiltes Energiesystem
- Zellen werden an geographischen Grenzen festgemacht
- Jede Zelle handelt nach dem Subsidiaritätsprinzip
- Primärer Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch durch einen Zell-Markt (Sparten-Übergreifend)

Zellen können sich grundsätzlich an bestehenden Strukturen orientieren (Netzstrukturen). Es werden jedoch zum Teil auch Zellen unterhalb der Verteilnetzebene definiert (z.B. eine Liegenschaft oder ein Quartier). Dabei ist zu beachten, dass eine geographische Struktur der Energieversorgung schon heute gegeben ist: Das Elektrizitätsnetz und auch Wärmenetze werden in Zellen organisiert.

⁶⁷ Virtuelle Zellen (z.B. geographisch nicht zusammenhängende Gemeinschaften wie virtuelle Kraftwerke) werden nicht betrachtet.

Ein definiertes zelluläres System kann auch ein Energiesystem sein, dass temporär in Zellen „zerfällt“, sobald z.B. Netzengpässe auftreten (Agora Energiewende 2017). Eine solche Definition beinhaltet jedoch nicht das Subsidiaritätsprinzip und ist somit nicht im Fokus dieses Beitrags.

6.2 Grundsätzliche Begründungen für ein zelluläres System und Diskussion mit Blick auf das Subsidiaritätsprinzip

6.2.1 Komplexitätsreduktion

Aus Systemsicht wird als Begründung für die Einteilung des Gesamtsystems in viele kleine Systeme (Zellen) angeführt, dass dadurch die Komplexität der Steuerung des Gesamtsystems reduziert werden kann. Grundsätzlich wird mit dieser Thematik die Transformation hin zu Millionen Kleinanlagen (Speicher, PV-Anlagen, Windkraft, etc.) adressiert. Die These ist, dass die Unterteilung des Gesamtsystems in kleinere Systeme (Zellen), die Angebot und Nachfrage individuell und nach dem Subsidiaritätsprinzip regeln, die Gesamtsystemstabilität erhöht.

Es stellt sich die Frage nach den Kosten und Nutzen einer solchen Form der Komplexitätsreduktion. In der wissenschaftlichen Literatur oder in Demonstrationsprojekten wurde dieser Effekt jedoch bislang nicht strukturiert untersucht. Unbeantwortet ist auch die Frage, ob eine Reduktion von Komplexität notwendig ist oder mit modernen intelligenten Systemen diese zunehmende Komplexität in den Griff zu bekommen ist. Zu unterscheiden gilt es auch zwischen Lösungsoptionen, die eine Aggregation von Daten und Einheiten anstreben (z.B. virtuelle Kraftwerke) und diese auf zentralen Märkten anbieten sowie der Notwendigkeit von geographisch abgegrenzten Zellen zur Komplexitätsreduktion. Inwieweit muss also eine zelluläre Organisation von Daten einhergehen mit einem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf Zellebene. Einen Teil dieser Fragen stellt sich auch (acatech 2020, S. 50): *„Unter der Annahme, dass sich kleinere Einheiten besser überwachen und steuern lassen und Notfallmaßnahmen samt Ressourcen besser geplant werden, könnte Dezentralität die Resilienz des Systems erhöhen. Um die eigene Störanfälligkeit dezentraler Systeme sowie das Schadensausmaß bei Störungen und Ausfällen möglichst gering zu halten, ist es vorteilhaft, wenn dezentrale Systeme in der Lage sind, sich vom übergeordneten System abzukoppeln („stand-alone mode“) und zeitgerecht wieder anzukoppeln („grid connected mode“). Zu den Mehrkosten solcher Systeme besteht Forschungsbedarf, um den Gewinn an zusätzlicher Sicherheit gegen die Kosten abwägen zu können.“*

Eine obligatorische Zellstruktur hat zudem Einfluss auf die Komplexität der Energieversorgung für die Endkunden. Wenn finanzielle Vorteile einer Zellstruktur an eine aktive Teilnahme in einem Zellmarkt gekoppelt sind (ggf. Investitionen in EE-Erzeugungsanlagen oder Speicher sowie deren Management oder Peer-to-peer Trading) kann sich die Komplexität der Energieversorgung für den Endkunden durchaus erhöhen.

6.2.2 Erhöhung von Flexibilität

Als Argument für ein zelluläres System wird generell die mögliche Hebung von zusätzlicher dezentraler Flexibilität (Speicher, Lastmanagementoptionen etc.) angeführt. Diesen Effekt kann man bei der Eigenversorgung mit PV-Anlagen in Haushalten beobachten. Hier werden zum Teil Investitionen in Batteriespeicher getätigt, um den Eigenverbrauch weiter zu erhöhen

(ISEA RWTH Aachen 2018). Diese Investitionen werden zum Teil durch staatliche Förderprogramme angereizt (KfW Förderung). Zum Teil werden in Forschungsprojekten auch die Potenziale für Flexibilitätsoptionen in den Fokus genommen, um das Ziel einer möglichst hohen Selbstversorgung innerhalb von Zellen abbilden zu können (Brand et al. 2017, S. 179).

Aus Sicht des gesamten Energiesystems zeigen Modellierungen, dass der Bedarf an Flexibilität dann minimal ist, wenn das gesamte System für den Einsatz der Flexibilität in den Blick genommen wird und das Stromnetz räumliche Flexibilität bereitstellen kann (vergleiche auch acatech 2020, S. 55).

Insofern können dezentrale Speicher und Flexibilitätsoptionen die Gesamtflexibilität im System zwar erhöhen, ein Einsatz dieser Optionen für eine dezentrale Optimierung nach dem Subsidiaritätsprinzip führt jedoch wiederum zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf.

6.2.3 Wirtschaftliche Vorteile

Wirtschaftliche Vorteile als Begründung für ein zellulares System können in einzelwirtschaftliche und volkswirtschaftliche Vorteile unterteilt diskutiert werden.

Einzelwirtschaftliche Vorteile von zellularen Strukturen sind in Deutschland schon heute sichtbar. Durch die geringeren Kosten der Eigenstromnutzung mittels PV-Anlagen im Vergleich zum Netzbezug wird ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in Liegenschaften angereizt. So stellt der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE 2019) fest: *„Zahlreiche Betriebe und Anlagenbetreiber nutzen bereits das zellulare Prinzip, indem sie durch intelligente Energiemanagementsysteme und Energiespeicher ihren Eigenverbrauch an selbst erzeugter Energie steigern und zusätzlich die erforderliche Netzanschlussleistung minimieren. Auch der geförderte Einsatz von Speichern in Gebäuden mit PV-Anlagen fördert das Zellenwachstum.“* Solche Zellen sind jedoch vereinzelt im Gesamtsystem integriert und bilden keine obligatorische Zellstruktur des Energiesystems ab. Auch die PV-Eigenversorgung von Haushalten, teilweise mit Nutzung von Batteriespeichern, bildet solche Zellen ab. Ob es hier wirklich zu wirtschaftlichen Vorteilen für die Betreiber kommt, ist in Frage zu stellen. In (Graulich et al. 2018) wird für PV-Bestandsanlagen, die aus der EEG-Förderung fallen, festgestellt, dass bei konstanten Strompreisen die Investition in Lithium-Ionen-Batteriespeicher wirtschaftlich nicht vorteilhaft ist.

In einer obligatorischen Zellstruktur eines Energiesystems mit vorrangigem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch nach dem Subsidiaritätsprinzip werden regionale Energiemärkte mit regionalen Energiepreisen vorausgesetzt, welche die **volkswirtschaftlichen Effekte** bestimmen. Aufgrund der unterschiedlichen regionalen Potenziale für die Erzeugung von erneuerbaren Energien würde eine solche Struktur zu Zellen mit höheren und solchen mit niedrigeren Strompreisen führen, bzw. bei Umwandlung in andere Energieformen auch zu unterschiedlichen Wärme- und Mobilitätspreisen. Es werden die lokal vorhandenen Erzeugungseinheiten genutzt und nicht die mit den geringsten Grenzkosten (vergleiche BNetzA 2017). Dieser Effekt kann zu steigenden Gesamtsystemkosten und CO₂-Emissionen führen, wenn beispielsweise lokale BHKWs Strom erzeugen und an anderer Stelle Windenergieanlagen abgeregelt werden. Somit wäre der Strompreis der Endkunden maßgeblich von dem Wohnort/Standort im Gesamtsystem abhängig. Zudem würden kleinteilige Märkte mit weniger Anbietern als in einem landesweiten Markt entstehen.

Das kann teilweise zu Marktmacht und ggf. Monopolpreisen führen. Schon heute gibt es in mehreren Ländern regionale Strompreiszonen. Diese sind jedoch an Netzengpässen festgemacht und nicht an sonstigen geographischen Kriterien. Ob eine Struktur mit vielen regionalen Strompreiszonen und entsprechend der EE-Potenziale unterschiedlichen Möglichkeiten für eine günstige Energieversorgung erstrebenswert ist, ist am Ende eine Wertfrage, die politisch entschieden werden muss. Innerhalb dieser Wertfrage muss auch das Thema der Privatisierung der Versorgungssicherheit⁶⁸ und Preisstabilität adressiert werden.

Weitere **volkswirtschaftliche Vorteile zellularer Strukturen** beziehen sich insbesondere auf die die Frage des Ausbaus von Erneuerbaren Energien auf Basis einer erhöhten Akzeptanz sowie die mögliche Reduktion von Netzausbaubedarf. Diese Punkte werden in den folgenden Kapiteln diskutiert.

6.2.4 Erhöhte Akzeptanz für den Ausbau von Erneuerbaren Energien durch Teilhabe und Regionalität

Eine zentrale Begründung für ein zelluläres System ist eine potenziell erhöhte Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien (vergleiche auch VDE 2019, S. 5). Dieser Effekt wird über eine größere Teilhabemöglichkeiten, regionale Energieprodukte und Autonomie hergeleitet (Bauknecht et al. 2020).

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Teilhabe in obligatorischen dezentralen Zellstrukturen umsetzbar ist. So könnten Individuen in regionale Erzeugungstechnologien investieren oder sich für einen bestimmten Energiemix innerhalb ihrer Zelle einsetzen.

Würde man obligatorische Zellen entlang von Verwaltungseinheiten definieren, so besteht diese regionale Teilhabemöglichkeit schon heute, in dem auf kommunaler Ebene politische Entscheidungsräume für den Ausbau von Flexibilitätsoptionen oder EE-Ausbau vorhanden ist. Alleine schon durch die regionalen Entscheidungskompetenzen und die Möglichkeit, politische Vertreter auf kommunaler Ebene mit einschlägigen Zielen zu wählen, wird hier eine regionale Teilhabe und indirekte Mitbestimmung in Bezug auf die Energieversorgung ermöglicht.

Die regionale bzw. kommunale Teilhabe erscheint einfacher möglich als sich auf Bundesebene in energiepolitische Entscheidungen einzubringen. Auf der anderen Seite stellt sich die Frage, ob für eine solche Teilhabe eine obligatorische Zellstruktur und ein vorrangiger Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf Zellebene (Subsidiaritätsprinzip) notwendig sind. Schon heute können sich Bürger in regionalen Projekten (z.B. Windparks) finanziell oder sogar strukturell (Bürgerenergiegenossenschaften) engagieren. Auch regionale Energieprodukte können ohne eine obligatorische Zellstruktur angeboten und genutzt werden. Hier besteht quantitativer sozialwissenschaftlicher Forschungsbedarf, der beispielsweise in langfristigen Reallaboren untersucht, welche Anreize und Systemausgestaltungen wirklich zu mehr Akzeptanz für den Ausbau von erneuerbaren Energien führen.

Mit Blick auf Teilhabe und Autonomie stellt sich die Frage, wie Entscheidungen z.B. bezüglich einer bestimmten Energieversorgungsstruktur auf Zellebene getroffen werden, insbesondere

⁶⁸ Diese Fragestellung wird relevant, wenn immer mehr Verbraucher privat in Speichertechnologien mit der Begründung investieren, die eigene Versorgungssicherheit zu erhöhen und dies langfristig einen Effekt auf die Bereitschaft hat, allgemeine Abgaben und Entgelte für die Systemweite Versorgungssicherheit zu bezahlen.

wenn diese Strukturen nicht entlang bestehender Verwaltungseinheiten entstehen. Werden diese Entscheidungen in einem demokratischen Prozess getroffen oder beispielsweise nur durch bestimmte Personengruppen (z.B. die Investoren in Erzeugungstechnologien)? Im zweiten Fall kann sich die Autonomie des Einzelnen reduzieren, wenn durch die Zuordnung zu einer Zelle die Wahlmöglichkeiten reduziert werden. Auch könnten neue Monopol-Situationen entstehen, wie in heutigen Wärmenetzen. Bürger und Unternehmen, die in bestimmten Regionen ansässig sind, müssten zudem zu einem definierten Preis die regionale Energie nutzen.

Ob ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien durch eine erhöhte Teilhabe in obligatorischen zellularen Strukturen und insbesondere durch das Subsidiaritätsprinzip erreicht werden kann, ist wissenschaftlich nicht untersucht. Es stellt sich die Frage, ob hohe Akzeptanz für den Ausbau erneuerbarer Energien einen regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfordert. Alternativ wäre zu untersuchen, ob Akzeptanz auch über lokale Erzeugung, finanzielle Teilhabe und ggf. regionale Energieprodukte erreicht werden könnte.

6.2.5 Reduktion des notwendigen Netzausbaus

Eine weitere Begründung für ein obligatorisches zelluläres System unter der Maßgabe des Subsidiaritätsprinzips ist die potenzielle Reduktion des notwendigen Netzausbaus durch den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. *„Im zellular geprägten Energiesystem wird nach dem Subsidiaritätsprinzip die physikalische Balance zwischen Energieangebot und -nachfrage soweit wie möglich bereits auf regionaler, lokaler Ebene hergestellt [...] So kann der Ausbau der erneuerbaren Energien zügig weiter vorangetrieben werden und dabei das elektrische Übertragungsnetz wesentlich von Maßnahmen zur Netzstabilisierung entlastet werden.“* (VDE 2019, S. 5). Dieser Effekt entsteht dadurch, dass die räumliche Flexibilität des Stromnetzes durch lokale zeitliche Flexibilität oder die Umwandlung in andere Energieformen ersetzt wird.

Wenn Erzeugung und Verbrauch zunächst auf Zellebene gehandelt und ausgeglichen werden (zeitliche Verschiebung und Umwandlung), so kann davon ausgegangen werden, dass weniger Strom über das Übertragungsnetz transportiert (räumliche Flexibilität) werden muss. Somit kann auch davon ausgegangen werden, dass der Zubau von erneuerbaren Energien in einem zellulären System zu weniger Übertragungsnetzausbau führt. Wird jedoch nach dem Subsidiaritätsprinzip der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch unabhängig von Netzengpässen durchgeführt, so wird der Transport über das Netz auch zu Zeiten vermieden, in denen das Netz noch freie Kapazitäten hätte. Im Resultat einer solchen Präferenz werden nicht systemweit die günstigsten oder CO₂-ärmsten Erzeugungs- und Speichertechnologien verwendet, sondern die lokal verfügbaren.

6.2.6 Ermöglichung lokaler Lösungen

Ein Argument für die dezentrale Steuerung in Zellen kann sein, dass sie lokale Märkte ermöglichen, die wiederum lokale Energiekonzepte erleichtern können. Dadurch kann nach diesem Argument auch die Beteiligung vor Ort gestärkt werden (Bauknecht et al. 2020). Im Prinzip steht dieses Argument im Einklang mit dem allgemeineren Argument, das Freihandel mit der Begründung ablehnt, dass er lokale Lösungen und eine demokratische Kontrolle untergräbt. Nach diesem Argument wird lokale Energiepolitik und Partizipation durch einen überregionalen Preiswettbewerb (zum Beispiel im EU-Strombinnenmarkt) konterkariert, der nur Raum für

bestimmte wirtschaftlich effiziente Lösungen lässt, während andere, teurere, aber ggf. nachhaltigere Optionen nicht mehr realisiert werden können. Nach diesem Argument können hier lokale Märkte in Zellstrukturen Abhilfe schaffen.

Solche Märkte können so gestaltet werden, dass sie regionale Merkmale berücksichtigen und auf wirtschaftlichen und sozialen Nutzen für die Region abzielen. Hier gibt es zwei Schlüsselfragen: Erstens, in welchem Umfang (in wie vielen Regionen) würden Zellen und dezentrale Märkte wirklich zu lokalen Energiekonzepten führen? Zweitens, können solche lokalen Energiekonzepte und Lösungen nicht auch gefördert werden, ohne Erzeugung und Verbrauch dezentral auf Zellmärkten auszugleichen? Statt lokaler Märkte können übergreifende Politikinstrumente spezifische Technologien wie erneuerbare Energien unterstützen, die in einem reinen Wettbewerbsmarkt nicht konkurrenzfähig wären und die dann in lokalen Energiekonzepten eingesetzt werden können. Das EEG ist hier ein Beispiel.

6.3 Notwendige Regelungen in einem zellularen System mit Fokus auf das Subsidiaritätsprinzip

Ein obligatorisches zellulares System würde mehrere neue Regelungen, Rollen und Definitionen im Energiesystem erfordern, die in den folgenden Abschnitten beschrieben und diskutiert werden. Ein relevanter Punkt für diese Diskussion ist dabei die obligatorische Zugehörigkeit der Verbraucher zu einer bestimmten Zelle.

6.3.1 Definition der Zellen

Notwendige Regelungen würden insbesondere die folgenden Fragestellungen betreffen:

- Welche Instanz definiert die Grenzen von Zellen?
- Nach welchen Kriterien werden die Zellgrenzen gezogen?

Ein Energiesystem mit einer obligatorischen Zellstruktur und mit einem vorrangigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb dieser Zellen, müsste zunächst in einer politischen Entscheidung definiert werden. Es wäre zu entscheiden, wie räumliche Grenzen gezogen werden und wer darüber entscheiden kann. Beispielsweise könnten Grenzen entlang von bestehenden Netzstrukturen (Verteilnetze) oder von administrativen Grenzen gezogen werden (z.B. Landkreise). Das Projekt RESYSTRRA hat beispielsweise Zellgrenzen auf Basis administrativer Strukturen gezogen, weil so Maßnahmen leichter umsetzbar seien (Brand et al. 2017, S. 175).

Im Detail müssten noch weitere Fragen geklärt werden:

- In einer obligatorischen Zellstruktur wären BürgerInnen durch ihren Wohnort an eine bestimmte Zelle mit ihren Vor- und Nachteilen gebunden. Auch vor dem Hintergrund des liberalisierten Strommarktes und des europäischen Binnenmarktes ist zu fragen, wie eine solche Zuordnung zu einer bestimmten Zelle inklusive dem zugehörigen Zellmarkt für Energie möglich wäre.
- Wie würde sich eine starre Zellstruktur entlang von Netz-Grenzen auf neue Netzgebiete und -betreiber (bei Auslaufen bestehender Konzessionen) auswirken?

6.3.2 Marktrolle der Zelle

Notwendige Regelungen würden insbesondere die folgenden Fragestellungen betreffen:

- In Bezug auf die formellen Marktrollen im Energiesystem wäre zu definieren, wer für die Zelle im Gesamtsystem verantwortlich ist.

Für die Interaktion der Zellen mit anderen Zellen gemäß dem Subsidiaritätsprinzip, muss eine verantwortliche Rolle für die Zellen definiert werden, die beispielsweise den Austausch mit anderen Zellen oder deren automatische Steuerung organisiert. Neue Marktrollen, wie beispielsweise die Rolle von Zellmanagern, müssen auch vor dem Hintergrund des Ziels der Komplexitätsreduktion bewertet werden. Es ist anzunehmen, dass einzelne Marktakteure nicht die energiewirtschaftlichen Verpflichtungen für die Bewirtschaftung solcher Zellen annehmen können und wollen.

Im Detail müssten noch weitere Fragen geklärt werden:

- Gibt es hier unterschiedliche Interessensgruppen (Bewohnerzusammenschluss; Technischer Betreiber (Infrastruktur); Kommune oder kommunale Plattform)?
- Dabei müsste untersucht werden, welche Regelungen notwendig sind, um Missbrauch der Marktrolle zu verhindern.

6.3.3 Entscheidungsfindung und Wahlfreiheit in Zellen

Notwendige Regelungen würden insbesondere die folgenden Fragestellungen betreffen:

- Wer kann sich an der Entscheidungsfindung in Zellen beteiligen?
 - a) Demokratischer Prozess der Stromverbraucher bzw. auch der Erzeuger?
 - b) Einzelne rechtliche Personen (z.B. Immobilienentwicklungsunternehmen)?

Die Entscheidungsfindung innerhalb von Zellen kann theoretisch sehr unterschiedlich ausgestaltet werden. Das Spektrum der Möglichkeiten reicht von demokratischen Entscheidungsprozessen bis hin zu neuen Monopol-Strukturen, in denen beispielsweise ein Immobilienentwicklungsunternehmen Entscheidungen über die Energieversorgung eines ganzen Quartiers trifft. Bei obligatorischen Zellen müsste in einer politischen Wert-Entscheidung definiert werden, welche Optionen zulässig sind.

In einem Energiesystem mit obligatorischen Zellen müssen Energieverbraucher und -erzeuger bestimmten Zellen zugeordnet werden. Unter der Prämisse, dass Erzeugung und Verbrauch zunächst lokal ausgeglichen werden soll, bedeutet das eine fehlende Wahlfreiheit dieser Akteure bezüglich der individuellen Energieversorgung bzw. bei den Erzeugern bezüglich der Frage, wo sie ihren Strom verkaufen können. Zudem wäre zu prüfen, ob in besonders kleinen Zellen neue Monopole auf Erzeugungsseite oder Flexibilitätsseite entstehen. Dies wäre auch dann der Fall, wenn in einigen Zellen aus unterschiedlichen Gründen (finanzielle Möglichkeiten; regionale Erzeugungspotenziale) nur wenige Akteure eine aktive Rolle einnehmen können.

Im Detail müssten noch weitere Fragen geklärt werden:

- Sind alle BewohnerInnen an Entscheidungen einer Mehrheit gebunden, auch wenn es zu wirtschaftlichen Nachteilen für den/die Einzelne/n kommen kann?
- Besteht die Wahlfreiheit nur bezüglich der Ausrichtung der Zelle oder auch darin, nicht in der Zelle teilzunehmen?

- Wahlfreiheit und Beteiligung ist auch eine Frage der finanziellen Möglichkeiten. Hier kann es im Extremfall erzeugungs- und flexibilitätsseitig zu Monopolen kommen.

6.3.4 Neue konstante Preiszonen durch Zellen

In geographisch abgegrenzten Zellen würden auf Grund von unterschiedlichen regionalen erneuerbaren Erzeugungspotenzialen unterschiedliche Stromgestehungskosten entstehen. Zellen mit hohen Potenzialen für erneuerbare Energien werden Elektrizität zu günstigen Preisen nutzen können und auch mit Umwandlungsverlusten in andere Energieformen umwandeln können. Andere Zellen mit geringen EE-Potenzialen werden höhere Energiepreise sehen. Es stellt sich die Frage, ob solche lokalen Preiszonen (die nicht von bestehenden Netzengpässen abhängig sind) gesellschaftlich und politisch gewollt sind. Diese politische Werte-Frage müsste gesellschaftlich diskutiert werden.

6.4 Fazit

Der Begriff „zellulares System“ wird sehr unterschiedlich definiert und verstanden. Ein „zellulares System“ als neue Grundstruktur des Energiesystems wird teilweise als Vision formuliert, umfassende systemische Analysen zu den Auswirkungen eines solchen Systems und zu seiner Ausgestaltung stehen jedoch aus.

Eine solche neue Grundstruktur des Energiesystems würde neue regulatorische Regelungen erfordern, die in diesem Beitrag diskutiert wurden:

- Wie können Zellen geographisch abgegrenzt werden und wer legt diese Abgrenzung fest?
- Wer ist für die Zelle im Gesamtsystem verantwortlich und wie werden diese Markttrollen festgelegt?
- Wie können Entscheidungsfindungen in der Zelle durchgeführt werden?
- Wie werden Wahlfreiheit in Zellen eingeschränkt?
- Wie kann mit den resultierenden neuen konstanten Preiszonen und möglicherweise neuen Monopolen umgegangen werden?

Es zeigt sich, dass einige dieser Regelungsgebiete mit politischen Werte-Fragen und Entscheidungen verbunden sind und nicht auf einer rein technischen oder ökonomischen Analyse beantwortet/entschieden werden können.

Die Diskussion zum „zellularen System“ hat sich in den vergangenen Jahren in die Richtung der „Zellen im System“ verlagert. Auch das Projekt C/Sells hat hier mit den Zell-Funktionen in der Leitidee einen Beitrag geleistet. Mit diesen wird beschrieben, welche Funktionen und Beiträge zur Energiewende einzelne Zellen im Gesamtsystem übernehmen können.

In einem System, in dem Zellen entstehen können, und möglichst optimal in das System integriert werden können bzw. Funktionen für das Gesamtsystem zur Verfügung stellen, treten die oben genannten Werte-Fragen nur in abgeschwächter Form auf.

6.5 Literatur

Agora Energiewende, 2017. Energiewende und Dezentralität: Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Analyse, 164 pp. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf (accessed 28 February 2017).

Bauknecht, D., Funcke, S., Vogel, M., 2020. Is small beautiful?: A framework for assessing decentralised electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 118. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109543>.

Brand, U., Giese, B., Gleich, A.v., Heinbach, K., Petschow, U., Schnülle, C., Stührmann, S., Stührmann, T., Thier, P., Wachsmuth, J., Wigger, H., 2017. RESYSTRASchlussbericht: Resiliente Gestaltung der Energiesysteme am Beispiel der Transformationsoptionen „EE-Methan-System“ und „Regionale Selbstversorgung“. Universität Bremen; Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Bremen, 842 pp. (accessed 27 January 2020).

Bundesnetzagentur, 2017. Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität, Bonn, 57 pp. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (accessed 3 April 2020).

Franz, S., Holstein, E., Zuber, F., 2020. New Deal für das Erneuerbare Energiesystem.: Wie die Energiewirtschaft entfesselt werden kann und so 100 % Erneuerbare Energien möglich werden., Berlin, 77 pp. (accessed 3 March 2020).

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung, 2017. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Bundesminister für Wirtschaft und Energie, 55 pp. http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (accessed 6 September 2017).

Graulich, K., Bauknecht, D., Heinemann, C., Hilbert, I., Vogel, M., Seifried, D., Albert-Seifried, S., 2018. Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen: Ergebnisse aus dem BMBF-geförderten Verbundprojekt BuergEn „Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen“. Teilprojekt 1, Modul 4.1. Öko-Institut; Büro Ö-quadrat, Freiburg. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PV-Batteriespeicher-Endbericht.pdf> (accessed 21 March 2018).

HALEAKALA-Stiftung, 2017. Vor-Ort-Strom: Wege zur Dezentralisierung der Stromversorgung, Bochum, 46 pp. (accessed 11 December 2019).

Hirth, L., Maurer, C., Schlecht, I., Tersteegen, B., 2019. Strategisches Bieten in Flex-Märkten.

ISEA RWTH Aachen, 2018. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018. ISEA RWTH Aachen, Aachen, 122 pp. (accessed 15 April 2019).

Öko-Institut, Offis, 2016. Dezentral und zentral gesteuertes Energiemanagement auf Verteilnetzebene zur Systemintegration erneuerbarer Energien, Freiburg, 151 pp.

Öko-Institut; Prognos, 2018. Stromsystem 2035+. Studie für WWF Deutschland, Berlin.

Prognos, 2016. Eigenversorgung aus Solaranlagen: Das Potenzial für Photovoltaik-Speichersysteme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel, Berlin, 52 pp. (accessed 13 October 2016).

Prognos; Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg, 2016. Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Im Auftrag der N-ERGIE AG, Berlin, Nürnberg, 103 pp. https://www.n-ergie.de/static-resources/content/vp_sales/resources/doc/N-ERGIE_Studie_Zellulare_Optimierung_final.pdf (accessed 7 November 2016).

Reiner Lemoine Institut, 2013. Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie im Auftrag von Haleakala-Stiftung, 100 Prozent Erneuerbar Stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft (BVMW). Reiner Lemoine Institut, Berlin, 92 pp. http://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/publications/0_Vergleich_und_Optimierung_zentral_und_dezentral_071_100EE/Breyer2013.pdf (accessed 5 February 2018).

Schuster, H., Kaltschnee, J., Nykamp, S., Maeding, S., 2019. Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwertbasiertem Engpassmanagement.

Timpe, C., Bauknecht, D., Flachsbarth, F., Koch, M., 2018. Transparenz Stromnetze - Stakeholder-Diskurs und Modellierung zum Netzausbau und Alternativen, 48 pp. (accessed 27 November 2018).

2019. Zellulares Energiesystem: Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen, Frankfurt am Main, 52 pp. (accessed 11 July 2019).

2020. Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung, München, 115 pp. (accessed 22 January 2020).

7 Neue Vermarktungsformen

Dominik Seebach, Marion Wingenbach, Dierk Bauknecht (Öko-Institut e.V.)

7.1 Einleitung

Seit den Anfangsjahren des EEG waren die Absatzwege für den EEG-geförderten Strom ursprünglich im EEG relativ klar vorgegeben. In den letzten Jahren hat die Relevanz von Vermarktungsformen für EE-Strom, bei welchem auf unterschiedliche Art und Weise der lokale oder regionale Zusammenhang von Stromerzeugung und Stromverbrauch eine besondere Bedeutung hat, zugenommen. Dies reicht von lokalen Konzepten zur Eigenversorgung und Mieterstrom über regionale Vermarktung mittels Regionalnachweisen bis hin zu sonstigen neu in den Fokus gerückten Ansätzen wie Power Purchase Agreements und Peer-to-peer-Vermarktung (siehe Abbildung 7-1).

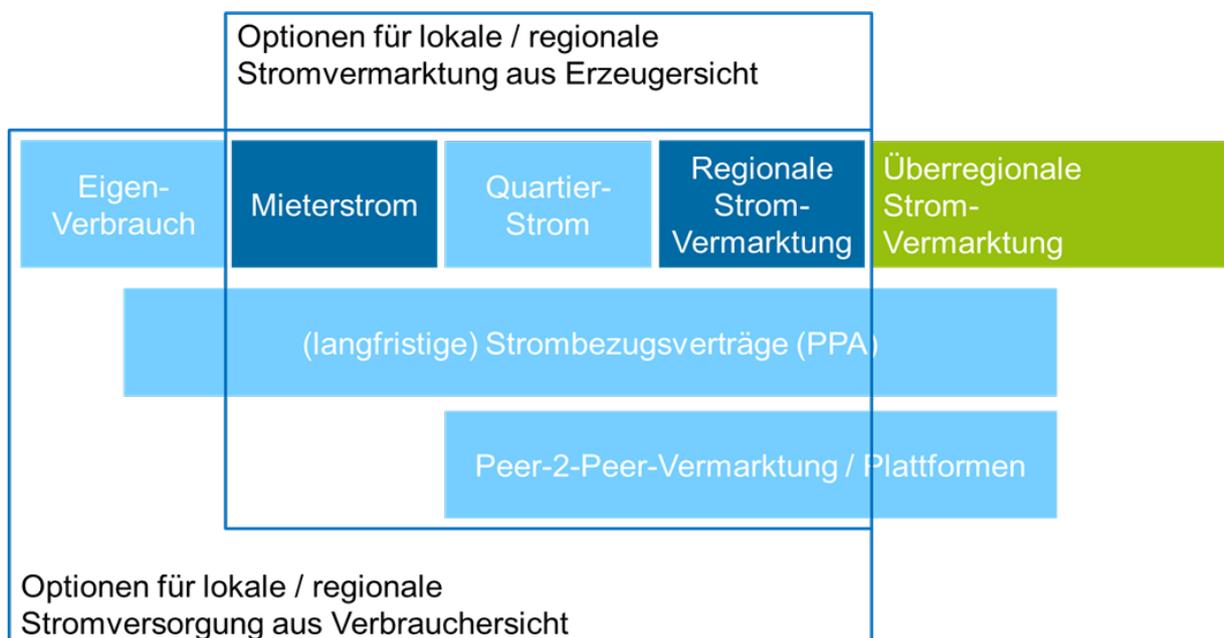


Abbildung 7-1: Übersicht über Strombezugs- und Stromvermarktungsoptionen mit besonderer Relevanz des lokalen oder regionalen Kontexts; dunkelblau dargestellt sind derzeit relevante Fälle für gezielt lokale / regionale Strombelieferung durch einen Stromversorger im aktuellen Regulierungsrahmen; hellblau dargestellt sind weitere Optionen für Stromvermarktung und -versorgung mit lokaler/regionaler Relevanz, diese sind entweder nicht im aktuellen Regulierungsrahmen (Quartierstrom), stellen keine Strombelieferung durch einen Dritten dar (Eigenverbrauch), oder haben nur unter bestimmten weiteren Voraussetzungen einen gezielt lokalen Bezug (PPA, P2P) (Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut)

Von den genannten Optionen stellen lediglich Mieterstrom und die regionale Stromvermarktung Vermarktungsformen dar, welche gezielt für die lokale/regionale Vermarktung von EE-Strom durch Dritte (Stromversorger) an Endverbraucher konzipiert sind. Eigenverbrauch stellt keine „Vermarktung“ im engeren Sinn dar, für die Umsetzung von Quartierstrom bestehen ak-

tuell noch insbesondere regulatorische Hemmnisse. PPAs und P2P können zwar grundsätzlich für die lokale und regionale EE-Vermarktung genutzt werden, sind per se aber ebenso gut für die überregionale Stromvermarktung geeignet.

Vor dem Hintergrund der bestehenden oder diskutierten Vermarktungsformen stellt sich die Frage, inwiefern diese Auswirkungen auf das Stromsystem insgesamt und insbesondere auch auf die grundsätzlichen Zielstellung der Energiewende haben. Mit Bezug auf den regulatorischen Rahmen führt dies zur Frage, inwiefern (neben der allgemeinen Freiheit, im Markt möglichst geringe regulatorische Einschränkungen vorzunehmen und hierdurch Innovation zu befördern) positive Wirkungen durch die Vermarktungsformen ermöglicht und verstärkt werden können, während mögliche negative Auswirkungen reduziert oder ganz ausgeschlossen werden. Konkret können bspw. folgende Fragen gestellt werden:

- Wird zusätzliche EE-Nutzung (oder verstärkte Effizienz) angereizt? Wird hierdurch fossile Erzeugung verdrängt und werden dadurch Emissionen vermieden (oder wird nukleare Erzeugung verdrängt)?
- Kann die aktive Einbindung von Verbrauchern die Akzeptanz der Energiewende erhöhen und dadurch ihre Umsetzung unterstützen?
- Können hierdurch die Kosten des Stromsystems reduziert werden, ohne gleichzeitig die Versorgungssicherheit wesentlich einzuschränken?

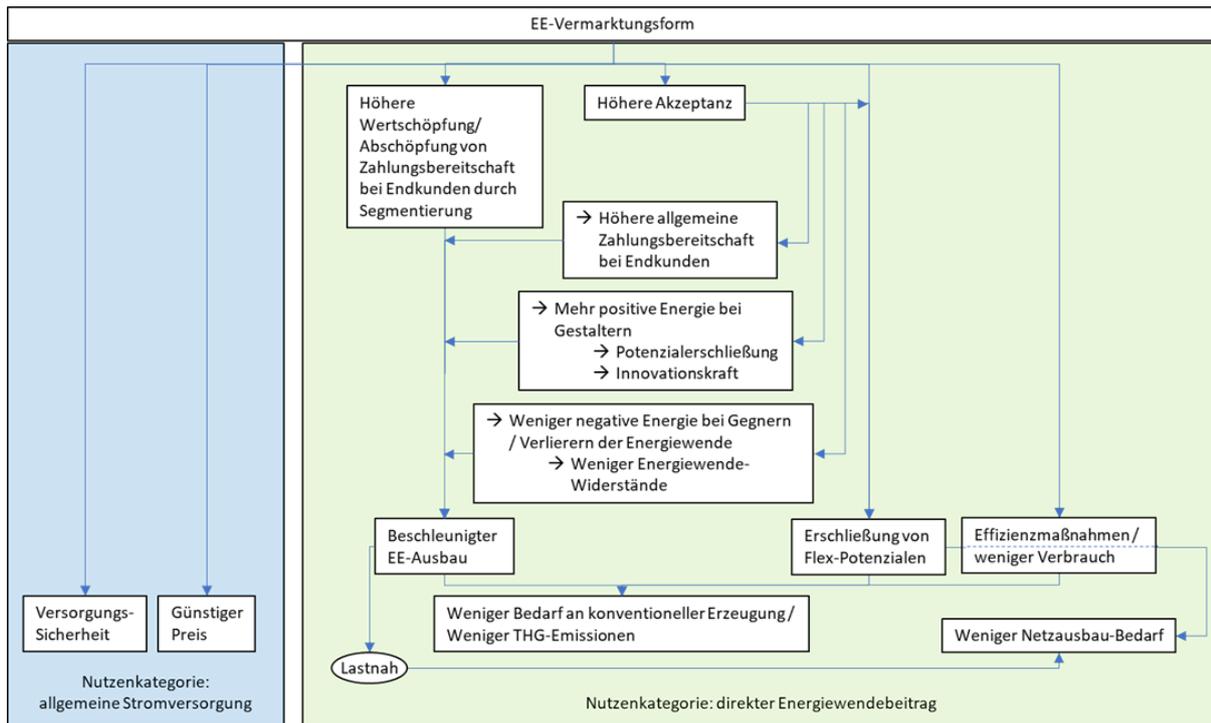


Abbildung 7-2: Übersicht über mögliche systemweite Nutzenwirkungen unterschiedlicher EE-Vermarktungsformen (Quelle: eigene Darstellung Öko-Institut)

Im Folgenden sollen mit Eigenversorgungsansätzen, Mieterstrommodellen und regionaler Stromvermarktung drei relevante Vermarktungsformen vorgestellt werden. Die einzelnen Vermarktungsformen werden grundsätzlich bewertet hinsichtlich ihrer systemweiten Auswirkungen. Schließlich werden basierend auf dem aktuellen Regulierungsrahmen Optionen für die

Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens für die einzelnen Vermarktungsformen diskutiert.

7.2 Eigenversorgungsmodelle

7.2.1 Kurzbeschreibung

Der Verbrauch von selbst erzeugtem Strom, welcher nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, wird als Eigenverbrauch bezeichnet. In Deutschland werden innerhalb des EEGs durch Privilegien und Sonderregelungen Anreize geschaffen, eigenproduzierten Strom aus erneuerbaren Energien selbst zu verbrauchen. Bisher handelt es sich bei Eigenverbrauch primär um fossilen industriellen Eigenverbrauch oder um privaten Eigenverbrauch durch PV-Anlagen in Kombination mit Heimspeichern. Im Rahmen der neuen Erneuerbaren Energien Richtlinie auf EU-Ebene (RED2) und für einen systemdienlichen Eigenverbrauch von erneuerbarem Strom sind zukünftig regulatorische Änderungen notwendig.

7.2.2 Regulatorischer Rahmen

Grundsätzlich gibt es keinen übersichtlichen regulatorischen Rahmen für Eigenversorgung, sondern eine Vielzahl an Ausnahmen, woraus sich für verschiedene Akteure Möglichkeiten und Anreize ergeben, durch Eigenversorgungsmodelle von diesen Ausnahmen zu profitieren. In Deutschland kann zwischen fossilem und erneuerbarem Eigenstromprivileg und privater Eigenversorgung differenziert werden. Im privaten Bereich handelt es sich vor allem um PV-Anlagen in Verbindung mit Heimspeichern. Im Grundsatz wird fossiler und erneuerbarer Strom für die Eigenversorgung regulatorisch gleichbehandelt. Für den selbst erzeugten und verbrauchten Strom muss, sofern keine Sonderregelungen greifen, generell die EEG-Umlage in voller Höhe bezahlt werden. Dies gilt insbesondere für alle konventionellen Stromerzeugungsanlagen und nicht hocheffizienten KWK-Anlagen, da für eine Eigenversorgung aus EE und hocheffizienten KWK-Anlagen eine reduzierte Umlagepflicht (seit 2017 40 %) in Betracht kommt (European Parliament 2019). Weiterhin existiert eine Vielzahl an Sonderregelungen zur Befreiung von der EEG-Umlage wie bspw. für einen zeitgleichen Kraftwerkseigenverbrauch, Eigenversorgung aus Inselanlagen, eine vollständige Eigenversorgung aus EE-Strom und für kleine Eigenversorgungsanlagen (European Parliament 2019). In der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zur EEG-Umlage von 2019 (Bundesnetzagentur 2019) zeigt sich die Nutzung der vorhandenen Sonderregeln, denn von knapp 78 TWh erzeugtem Eigenstrom werden in 2019 nur knapp 8 TWh mit der EEG-Umlage belastet. Fast 15 % der deutschen Jahresstromerzeugung entsolidarisiert sich demnach derzeit durch Eigenverbrauch von der EEG-Umlage.

Aufgrund des Art. 21 der neuen europäischen Erneuerbare-Energie-Richtlinie ergibt sich teilweise Handlungsbedarf bezüglich der Anpassung des regulatorischen Rahmens zur Eigenversorgung in Deutschland. In BMWi (2016a) werden die neuen Herausforderungen im Rahmen der EU aufgezeigt und analysiert. Der Eigenverbrauchsbegriff nach der RED2 umfasst nur die Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien. Für die Eigenversorgung aus konventionellen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gibt es in der RED2 keine vergleichbare Regelung. In Artikel 15 der Strombinnenmarkt Richtlinie werden dagegen unter dem Begriff der „aktiven Kunden“ auch konventionelle Eigenversorgungskonzepte berücksichtigt (European Parliament 2019). In nachfolgender Tabelle ist der Begriff der Eigenversorgung im EEG und in der EE-Richtlinie im Vergleich dargestellt.

Tabelle 7-1: Vergleich des Begriffs der Eigenversorgung in EEG und RED2

Art. 2 Nr. 14 EE-Richtlinie	§ 3 Nr. 19 EEG 2017
Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität für die Eigenversorgung durch einen Endkunden	Verbrauch von – konventionellem oder erneuerbaren – Strom durch eine natürliche oder juristische Person
Die eigenerzeugte Elektrizität darf auch gespeichert oder verkauft werden	
Im Falle gewerblicher Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität darf es sich bei diesen Tätigkeiten nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handeln	
An Ort und Stelle innerhalb definierter räumlicher Grenzen oder – sofern die Mitgliedstaaten das gestatten – auch an einem anderen Ort	In unmittelbarem räumlichem Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage, ohne dass der Strom durch ein Netz durchgeleitet wird
Keine Aussage in Definition selbst (Eigenversorger dürfen aber individuell, über Aggregatoren oder unter Einbeziehung Dritter handeln, vgl. Art. 21 Abs. 2, Abs. 5 EE-Richtlinie)	Die Erzeugungsanlage wird von der natürlichen oder juristischen Person selbst betrieben

Quelle: BMWi (2016)

Die EE-Richtlinie fordert ausdrücklich, dass der Betrieb der Eigenversorgungsanlage auch durch Dritte, sog. „Aggregatoren“ erfolgen kann und ist insofern deutlich weiter zu verstehen als das deutsche Merkmal des „Selbst Betreibens“. Ob Aggregatoren allerdings tatsächlich bei der Stromerzeugung selbst eine Rolle spielen sollen ist unklar. Im Rahmen der neuen Elektrizitätsbinnenmarkt-RL haben Aggregatoren lediglich eine Funktion bei der Bündelung und Vermarktung der Stromerzeugung, nicht aber im Rahmen der Stromerzeugung selbst. Nach der EE-Richtlinie muss der Dritte weiterhin den „Weisungen“ des Eigenversorgers unterliegen. Für den deutschen Regulierungsrahmen besteht laut BMWi (2016a) Umsetzungsbedarf aus Gründen der Rechtsklarheit, da der Begriff des „Selbst Betreibens“ nicht mit den Anforderungen der EE-Richtlinie übereinstimmen. Zur Umsetzung der EE-Richtlinie könnte bspw. ein an das Weisungsrecht des Eigenversorgers angelehntes Merkmal eingeführt werden oder dieses in die Definition der Eigenversorgung nach deutschem Recht übernommen werden (BMW 2016a).

Per Definition der EE-Richtlinie muss die Eigenversorgung „an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen“ stattfinden. Laut EEG muss der Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zum Verbrauch erzeugt werden (innerhalb eines Gebäudes, Grundstücks oder Betriebsgeländes). Hier besteht nach BMWi (2016) kein zwangsläufiger Umsetzungsbedarf, da das EEG europarechtskonform ausgelegt werden kann. Allerdings verweist die EE-Richtlinie explizit darauf, dass die Mitgliedstaaten gestatten können, dass der betreffende Endverbraucher „an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt“. Im EEG 2017 wird festgelegt, dass der eigenverbrauchte Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet werden darf. Die EE-Richtlinie sieht keine entsprechende Einschränkung vor. Jedoch kann das Verbot der Netzdurchleitung unter die Begrenzung des räumlichen Zusammenhangs in der EE-Richtlinie eingeordnet werden.

ZUR EIGENVERSORGUNG GENUTZTER STROM

Wie bereits beschrieben wird in Deutschland unabhängig der Sonderregeln nach §61 EEG die EEG-Umlage auch auf zum eigenen Verbrauch erzeugten Strom erhoben. Diese Kosten stehen in Widerspruch zu dem Grundsatz der EE-Richtlinie nach Art. 21 Abs. 2 a Ziffer ii, den selbst erzeugten und verbrauchten EE-Strom nicht mit Abgaben oder Gebühren zu belasten. Danach müsste zur Eigenversorgung genutzter Strom in Deutschland grundsätzlich von allen staatlichen induzierten Strompreisbestandteilen, wie EEG-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgaben oder Netzentgelten, freigestellt werden. Im Hinblick auf die Netzentgelte, und daran anknüpfenden Preisbestandteile sowie Konzessionsabgaben entsteht laut BMWi (2016) allerdings kein Änderungsbedarf. Aufgrund fehlender Nutzung des Netzes werden diese Abgaben nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 nicht erhoben. Die Stromsteuer wird bei Eigenerzeugung in Deutschland erst ab einer installierten Nennleistung von 2 MW erhoben. Dies ist rechtlich konsistent mit der die optionale Ausnahmeregelung der EE-Richtlinie, nach welcher für Anlagen über 30 kW eine verhältnismäßige und diskriminierungsfreie Belastung erlaubt ist.

Nach EE-Richtlinie darf eigenverbraucher Strom unter bestimmten Voraussetzungen mit Umlagen, Abgaben und Gebühren belastet werden: Wenn der Strom in Anlagen mit über 30 kW installierter Leistung produziert wird oder wenn die Stromproduktion des Eigenversorgers im Rahmen von Förderregelungen effektiv gefördert wird. Die dritte mögliche Ausnahme greift frühestens ab Dezember 2026 und erst dann, wenn der Anteil der nach der EE-Richtlinie relevanten „Eigenversorgungsanlagen über 8 % der in einem Mitgliedstaat insgesamt installierten Stromerzeugungskapazität liegt“.

Im Ausgangspunkt wird im EEG 2017 jegliche Eigenversorgung, sowohl konventionelle als auch erneuerbare, mit der EEG-Umlage belastet. Im Gegenzug sind teilweise oder vollständige Befreiungen für eine ganze Reihe von Ausnahmefällen vorgesehen. Das Regel-Ausnahmeverhältnis ist also im deutschen EEG genau umgekehrt zur EE-Richtlinie. Innerhalb des EEGs wird für den Eigenverbrauch aus Bestandsanlagen keine EEG-Umlage erhoben. Daneben sind u. a. Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW und einem Eigenverbrauch von höchstens 10 MWh pro Jahr von der EEG-Umlage befreit (European Parliament 2019). Demgegenüber wird wie bereits erläutert bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW die EEG-Umlage auf eigenverbrauchten EE-Strom in Höhe von 40 % der vollen EEG-Umlage erhoben (European Parliament 2019).

Bei der Erhebung der EEG-Umlage auf zur Eigenversorgung produzierten Stroms besteht in bestimmten Fällen Umsetzungsbedarf nach EE-Richtlinie (BMWi 2016a). Die Erhebung einer Umlage auf nicht geförderte Anlagen zwischen 10 und 30 kW (bspw. Solaranlagen die nach Erreichen des „52 GW-Deckels“ in Betrieb genommen werden)⁶⁹ kann künftig als europarechtswidrig eingestuft werden. Dies könnte auch ausgeförderte Bestandsanlagen im Bereich zwischen 10 und 30 kW nach erfolgter Modernisierung betreffen, deren EE-Stromerzeugung nicht vollständig zur Eigenversorgung genutzt wird. Bei Anlagen über 30 kW dürfte die reduzierte Erhebung der EEG-Umlage die Kriterien der Nichtdiskriminierung und Verhältnismäßigkeit erfüllen (BMWi 2016a).

⁶⁹ Beim Neujahrsempfang des BEE in Berlin am 30. Januar 2019 hat BM Altmaier die Abschaffung des 52GW-Deckels noch im Laufe des Februars in Aussicht gestellt.

Ein vermutlich sicherer Weg die EE-Richtlinie umzusetzen, wäre beispielsweise die Ausgestaltung des Regel-Ausnahme-Verhältnisses nach dem Vorbild der Richtlinie, also eine grundsätzliche Abgabefreiheit für EE-Eigenversorgung – mit gewissen Ausnahmen, die eine Umlageerhebung weiterhin zulassen. Dadurch könnte grundsätzlich dem unübersichtlichen regulatorischen Rahmen Einhaltung geboten werden, da wie bereits erläutert derzeit vor allem von den Sonderregeln und Ausnahmen Gebrauch gemacht wird.

VERMARKTUNG DES ÜBERSCHUSSSTROMS

Die EE-Richtlinie schreibt vor, dass die Mitgliedstaaten dafür sorgen müssen, dass Eigenversorger ihren Überschussstrom einspeisen, speichern und vermarkten dürfen (Renewables PPA, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern oder Peer-to-peer Geschäfte). In Bezug auf Einspeisung und Strombezug aus dem Netz dürfen Eigenversorger mit Abgaben belastet werden. Auch Netzentgelte sind nach EE-Richtlinie zulässig. Laut EE-Richtlinie haben Eigenversorger ein Recht auf Vergütung für die eingespeisten Strommengen. Diese Vergütung kann, muss aber nicht über ein Fördersystem erfolgen. Es muss ein Rahmen für eine marktwirtschaftliche Einbindung des von EE-Eigenversorgern erzeugten Überschussstroms geschaffen werden (BMWi 2016a). Anlagen mit einer Leistung von 100 kW bis einschließlich 750 kW haben nach EEG 2017 (§ 19 Abs. 1 Nr. 1, § 20 Abs. 1 Nr. 1 und § 40 ff.) Anspruch auf eine gesetzlich festgelegte Marktprämie. Betreiber solcher Anlagen vermarkten demnach bereits ihren Überschussstrom auf dem Strommarkt (durch Direktvermarkter). Betreiber von EE-Eigenversorgungsanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 kW haben einen Anspruch auf die im EEG festgelegte Einspeisevergütung und Leistungen über 750 kW besitzen keinen Förderanspruch. Die Höhe der Marktprämie wird im Ausschreibungsverfahren ermittelt. Der an Ausschreibungen teilgenommene erzeugte Strom darf allerdings nicht zur Eigenversorgung genutzt werden (§ 27a S. 1 EEG 2017). Der aus solchen Anlagen generierte Überschussstrom ist dadurch nur über Direktvermarktung vermarktbar. Volleinspeisende Anlagen werden somit gegenüber Eigenversorgungsanlagen mit teilweiser Netzeinspeisung bevorteilt. Nach BMWi (2016) könnte sich hier die Frage stellen, ob es sich dabei um ein diskriminierendes und unverhältnismäßiges Verfahren handelt.

Die Mitgliedstaaten sind nicht verpflichtet, EE-Eigenversorgungsanlagen in eine Förderung einzubeziehen. Sie müssen allerdings dafür sorgen, dass der Überschussstrom zum Marktwert verkauft werden kann. Dies scheint nach BMWi (2016) prinzipiell durch die sonstige Direktvermarktung sichergestellt. Somit sind die deutschen Regelungen zwar aus Sicht der neuen EE-Richtlinie voraussichtlich konform, aus praktischer Sicht stehen der Vermarktung allerdings diverse Hemmnisse entgegen. Kleine PV-Anlagen (insbesondere die zukünftig relevant werdenden Post-EEG-Anlagen) sind nur unzureichend mit der notwendigen Infrastruktur an Stromzählern ausgerüstet und eine Nachrüstung ist voraussichtlich nur bedingt wirtschaftlich. Weiterhin werden beispielsweise nur Herkunftsnachweise (HKN) für Stromerzeugungsmengen über einer MWh ausgestellt. Eine Vermarktung von kleinen PV Anlagen wird somit erschwert, da ohne HKN eine Vermarktung des EE-Stroms nicht möglich ist.

SPEICHERUNG VON STROM DURCH EIGENVERSORGER

Die Mitgliedstaaten müssen im Rahmen der EE-Richtlinie dafür sorgen, dass Eigenversorger mit ihren EE-Anlagen kombinierte Speicher aufstellen und betreiben dürfen, ohne hierdurch doppelten Umlagen und Abgaben für die gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, unterworfen zu sein. Die Regelung des § 61k EEG 2017 entspricht laut BMWi (2016a)

bereits den europäischen Vorgaben zur Vermeidung von Doppelbelastungen, so dass in diesem Punkt voraussichtlich keine Änderung des deutschen Regulierungsrahmens notwendig wird.

GEMEINSAM HANDELNDE EIGENVERSORGER

In der Definition in Art. 2 Nr. 15 der EE-Richtlinie wird als „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ eine Gruppe von mindestens zwei Eigenversorgern bezeichnet, die in demselben Gebäude gemeinsam die entsprechenden Tätigkeiten (Erzeugen für die Eigenversorgung, Speichern und Verkaufen der eigenerzeugten erneuerbaren Elektrizität) ausüben. Für den Hauptanwendungsfall, nämlich der Zusammenschluss zweier oder mehrerer Letztverbraucher, die zum Zwecke der Eigenversorgung eine Anlage in Betrieb nehmen, ist es wichtig, dass es sich bei dem Begriff „Eigenversorgern“ um zwei Endkunden handeln muss, welche sich zum Zwecke der Eigenversorgung zusammenschließen (und nicht bereits vorher Eigenversorger sein müssen).

Das deutsche Recht sieht bislang keine gemeinschaftliche Eigenversorgung vor. Das auf dem Mieterstromzuschlag nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG 2017 beruhende Mieterstrommodell entspricht aufgrund der speziellen Eingrenzung auf Strom aus PV kleiner 100 kW und der Belieferung mit Strom anstatt eines gleichberechtigten Zusammenschlusses nicht den Anforderungen der EE-Richtlinie (BMWi 2016a). Mit Hilfe von zusätzlichen Regelungen sollte einer Beibehaltung des Mieterstrommodells allerdings möglich sein. Vor allem das enge Kriterium der Personenidentität („selbst betreiben“) ist nach der Auffassung des BMWi (2016a) künftig zu überdenken und an die künftigen Vorgaben hinsichtlich gemeinsam handelnder Eigenversorger anzupassen. Alternativ wäre gegebenenfalls auch eine gesonderte Definition für gemeinsam handelnde Eigenversorger möglich.

7.2.3 Anwendung und Potenzial

Grundsätzlich kann die Nutzung von Eigenstrom in drei Nutzergruppen unterteilt werden:

- EE-Eigenstromprivileg für Privathaushalte
- EE-Eigenstromprivileg in der Industrie
- Fossiles Eigenstromprivileg in der Industrie

Eine Analyse der Bundesnetzagentur zu den Förderkosten von Eigenverbrauch zeigt die Größenordnungen zwischen den verschiedenen Bereichen auf (Maier 2014). Mit rund 5 Mrd €/a liegt die Förderung des fossilen Eigenstromprivilegs in der Industrie weit über den 0,4 Mrd €/a für den Eigenverbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien (vorwiegend aus PV-Anlagen). Als Kosten sind hierbei direkte Zahlungen in Form von Förderung und entgangene Einnahmen durch Umlagen oder Steuern bezeichnet. Die Kosten zu Lasten der Allgemeinheit aufgrund von Ineffizienzen innerhalb des Stromversorgungssystems sind bei den genannten Zahlen nicht enthalten. Die spezifische Förderung pro kWh (Division der Kosten durch die begünstigte Menge an Eigenverbrauch) beläuft sich bei solarem Eigenverbrauch auf ca. 11,7 ct/kWh und umfasst demnach fast den dreifachen Marktwert des Stroms, und bei fossilem Eigenverbrauch auf ca. 7,9 ct/kWh und somit auf fast den doppelten Marktwert (Maier 2014).

Im quantitativen Vergleich von 3,3 TWh/a solarem und 64 TWh/a bei (industriellem) fossilem Eigenverbrauch spielt das Eigenstromprivileg für Privathaushalte in Deutschland derzeit aus

Systemsicht noch eine vergleichsweise kleine Rolle, was sich voraussichtlich aber zukünftig ändern wird (Maier 2014). Eigenverbrauch von erneuerbarem Strom kann ein Motor für die Akzeptanz der Energiewende sein, allerdings muss dieser im Einklang mit dem Gesamtsystem geschehen, um unnötige Ineffizienzen zu vermeiden.

7.2.4 Bewertung der Vermarktungsform und der aktuellen Regelungen; Effekte und Probleme

Verbraucher bezahlen heute mehr Geld für die aus dem Netz entnommene Kilowattstunde als sie für den eingespeisten Strom bekommen. Aus diesem Grund werden zur Zeit Solaranlagen in Verbindung von Heimspeichern installiert, um möglichst wenig mit dem Netz interagieren zu müssen. Die derzeitige Regelung führt dadurch dazu, dass Verbraucher notgedrungen die Systemvorteile ihrer Anlagen nicht dem Strommarkt zur Verfügung stellen. Für die Gesamtsystemsteuerung bedeutet dies, dass beispielsweise gerade die Mittagsspitzen von Solarspeichern nicht aufgenommen werden, wenn der Speicher bereits morgens befüllt wurde aus Angst vor aufkommender Bewölkung. Um solchem Verhalten entgegenzuwirken wurde beispielsweise für das BMWi Markteinführungsprogramm für PV-Heimspeicher als Fördervoraussetzung die Anforderung definiert, dass maximal 50 % der installierten Leistung der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt eingespeist werden darf, so dass durch lokale Heimspeicher teilweise Spitzenleistung abgefangen werden kann (BDEW 2019). Bei der Bewertung der Nutzbarkeit von Systemvorteilen durch Eigenversorgung sollte zwischen einer explizit systemdienlichen Betriebsweise und impliziten Systemvorteilen unterschieden werden.

Weiterhin führen derzeit existierende Ausnahme- und Sonderregelungen häufig zu Fehlansätzen. Verbraucher können beispielsweise durch eigene Stromerzeugungsanlagen Ausgaben für die Netzentgelte einsparen, da die Netzentgelte über den Arbeitspreis, d.h. über die bezogene Strommenge berechnet werden (BMWi 2019). Diese Entsolidarisierung an den entstehenden Netzentgelten führt demnach zu Mehrkosten für alle restlichen Verbraucher.

Die Eigenverbrauchsvorteile durch vermiedenen Netzentgelte steigen vor allem in den Regionen, die aufgrund von Netzengpässen und den damit verbundenen Engpasskosten und höherem Ausbaubedarf höhere Netzentgelte aufweisen. Je stärker der Netzengpass, desto höher ist demnach der Anreiz der Eigenversorgung auch durch fossile Anlagen, um die erhöhten Netzentgelte einzusparen. Indem ein Teil der vorhandenen Last durch zusätzliche Erzeugung innerhalb des Netzengpassgebietes versorgt wird, wird der bestehende Netzengpass weiter verstärkt. Hierbei handelt es sich wie bereits beschrieben primär um fossile Stromerzeugung, die demnach Netzengpässe verstärkt und durch das derzeitige Engpassmanagement zu Abregelung erneuerbaren Windstroms führt. Wird beispielsweise im Norden so viel Windstrom erzeugt, dass dieser nicht vollends in den Süden transportiert werden kann (Gebiet vor dem Netzengpass), so führen die hohen Netzentgelte dazu, dass beispielsweise Industriebetriebe fossilen Eigenstrom erzeugen, anstatt den Überschussstrom aus dem Netz zu beziehen, was den Engpass weiter verstärkt. Dieser Anreiz, mit fossiler Eigenproduktion erneuerbare Wind einspeisung zu verdrängen, ist vor allem in den windreichen Regionen sehr hoch. Die höchsten Netzentgelte liegen in Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Brandenburg. Die Akzeptanz für Windenergieanlagen wird durch diese Anreize voraussichtlich nicht gestärkt.

Demgegenüber steht die anzunehmende positive Akzeptanzwirkung von gefühlter „Teilautarkie“ in der Bevölkerung. Unabhängig davon, dass Autarkie innerhalb des existierenden Energieversorgungssystems nur sehr schwierig oder zu hohen Kosten realisierbar wäre, führt voraussichtlich allein die Tatsache, dass ein Teil des Stroms aus eigenen Erzeugungsanlagen stammt, zu einer Befriedigung des Wunsches vieler Verbraucher, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen (Köhler et al. 2019). Eine explizite Förderung von Eigenversorgung kann somit dazu beitragen, die Bevölkerung an der Energiewende zu beteiligen. Mit einer ausreichenden Ausstattung an Messtechnik und der Setzung von Anreizen kann für das System ein Vorteil durch eine systemdienliche Bereitstellung von Flexibilitäten (z.B. Lastverschiebung oder Nutzung von Heimspeichern) durch Prosumer entstehen. Durch einen betrieboptimierten Eigenverbrauch entstehen dagegen bisher keine netzentlastenden Wirkungen (Köhler et al. 2019).

Die Einbindung der Bevölkerung in der Gestaltung der Energiewende durch die Förderung von Eigenversorgung oder durch Eigenversorgungsprivilegien kann dazu beitragen, einen größeren Anteil an Dachflächen für PV-Anlagen zu erschließen. Diskussionen bezüglich erhöhtem Flächenverbrauch für zukünftige EE-Anlagen zeigt die Notwendigkeit auf, möglichst viele Dachflächen für die Umsetzung der Energiewende für PV zu beanspruchen (Köhler et al. 2019). Dem gegenüber steht allerdings der negative Effekt in Form von falschen Anreizen bezüglich der Auslegung neuer Solaranlagen auf Hausdächern. Das Eigenstromprivileg führt dazu, dass Anlagen zu klein ausgelegt werden (da kleiner dimensionierte Anlagen zu höheren Eigenverbrauchsquoten führen), obwohl die Dachflächen für größere Anlagen geeignet wären. Dadurch bleiben große Potenzialflächen ungenutzt, wobei für die Umsetzung der Energiewende vor allem große Solaranlagen benötigt werden und die Ausschöpfung der verfügbaren Dachflächen notwendig ist.

7.2.5 Weiterentwicklungsoptionen

Die bestehenden Vergünstigungen über Eigenstromprivilegien oder vermiedene Netzentgelte sollten durch simplere Mechanismen ersetzt werden, die vor allem flexibles Verhalten und den Zubau erneuerbarer Energien anreizen.

Eine Möglichkeit, um vor allem kleine Akteure besser in den Strommarkt einzubinden, besteht beispielsweise darin, dass den BesitzerInnen von PV-Anlagen ermöglicht wird, Strom zum selben Preis ins Netz einzuspeisen, wie sie ihn beziehen (Net-Metering oder Synchron-Modell oder virtuelle Eigenversorgung). Die Differenz lässt sich dadurch mithilfe der Stromrechnung ermitteln. Anstatt die Abgabenzahlungen an die bezogenen Kilowattstunden Strom zu koppeln, kann ein angemessener Anteil an Abgaben und Umlagen über einen Pauschalbetrag per installierter Leistung (kW) festgelegt werden. Diese Maßnahme würde weiterhin Anreize schaffen, in große Solaranlagen zu investieren. Eine solche virtuelle Eigenversorgung ermöglicht weiterhin die Installation von großen Solaranlagen ohne Heimspeicher, was zu Einsparungen von Ressourcen und Kosten führt und eine höhere Durchdringung mit erneuerbarem Strom ermöglicht, bevor Speicher zugebaut werden müssen.

BesitzerInnen von kleinen PV-Anlagen sollten nicht nur durch die implizite Förderung durch vermiedene Netzentgelte zur Eigenstromversorgung angeregt werden, sondern im Fall von Prosumern, welche systemdienliche Flexibilität bereitstellen, auch explizit gefördert werden. Hierfür müssen beispielsweise Knappheitssignale oder sonstige Steuerungssignale auf den

Verbraucher einwirken, um ein systemdienliches Verhalten anzustoßen. Im Rahmen der impliziten Förderung sollten außerdem geeignete Steuerungselemente eingeführt werden, um sicherzustellen, dass Prosumer einen angemessenen Beitrag zur Refinanzierung der genutzten Infrastruktur leisten (Köhler et al. 2019).

Ein angemessener Beitrag zur genutzten Infrastruktur und Maßnahmen gegen die Entsolidarisierung an entstehenden Kosten sollten ebenfalls für den fossilen Eigenverbrauch angestrebt werden. Durch das Eigenstromprivileg der nicht zu zahlenden Netzentgelte entstehen wie bereits beschrieben Anreize zur fossilen Eigenstromnutzung, die anstatt systemdienlich zu wirken, zu verstärkenden Netzengpässen führen und erneuerbare Energie verdrängen. Diesem Verhalten sollte regulatorisch entgegengewirkt werden. Eine stärkere Berücksichtigung einer Leistungspreiskomponente in den Netzentgelten könnte hier einen geeigneten Ansatzpunkt bieten.

Weiterhin sollte zukünftig sichergestellt werden, dass industrielle KWK-Anlagen zu Zeiten von negativen Strompreisen nicht weiter einspeisen, sondern dass der von industriellen Verbrauchern benötigte Strom aus dem Netz bezogen wird.

Wichtig für eine Energiewende unterstützenden Anwendungsrahmen von Eigenversorgung ist ein unkompliziertes Modell für Privathaushalte, bei welchem die Energiewendebefürworter mitgenommen werden (Bundesnetzagentur 2020).

7.3 Mieterstrom

7.3.1 Kurzbeschreibung

Mieterstrom ist ganz grundsätzlich Strom, welcher vor Ort in direktem räumlichem Zusammenhang mit einem Wohngebäude erzeugt wird und ohne Durchleitung durch das öffentliche Netz an die Bewohner des Hauses weitergeleitet wird, jenseits des Eigenverbrauchs von Immobilienbesitzern, welche für die Eigenstromversorgung selbst als Anlagenbetreiber aktiv sind.

Im öffentlichen Diskurs bezieht sich der Begriff Mieterstrom häufig auf den sogenannten geförderten Mieterstrom (im Rahmen des EEG), welcher sich ausschließlich auf Stromerzeugung aus Photovoltaik in Anlagen mit einer Leistung von maximal 100 kW bezieht.

7.3.2 Regulatorischer Rahmen

Die allgemeinen regulatorischen Unterschiede zwischen Mieterstrom, der im Rahmen des EEG förderfähig ist, sowie anderen Mieterstrom-Modellen sind in Abbildung 7-3 aufgeführt (Köhler et al. 2019: 9).

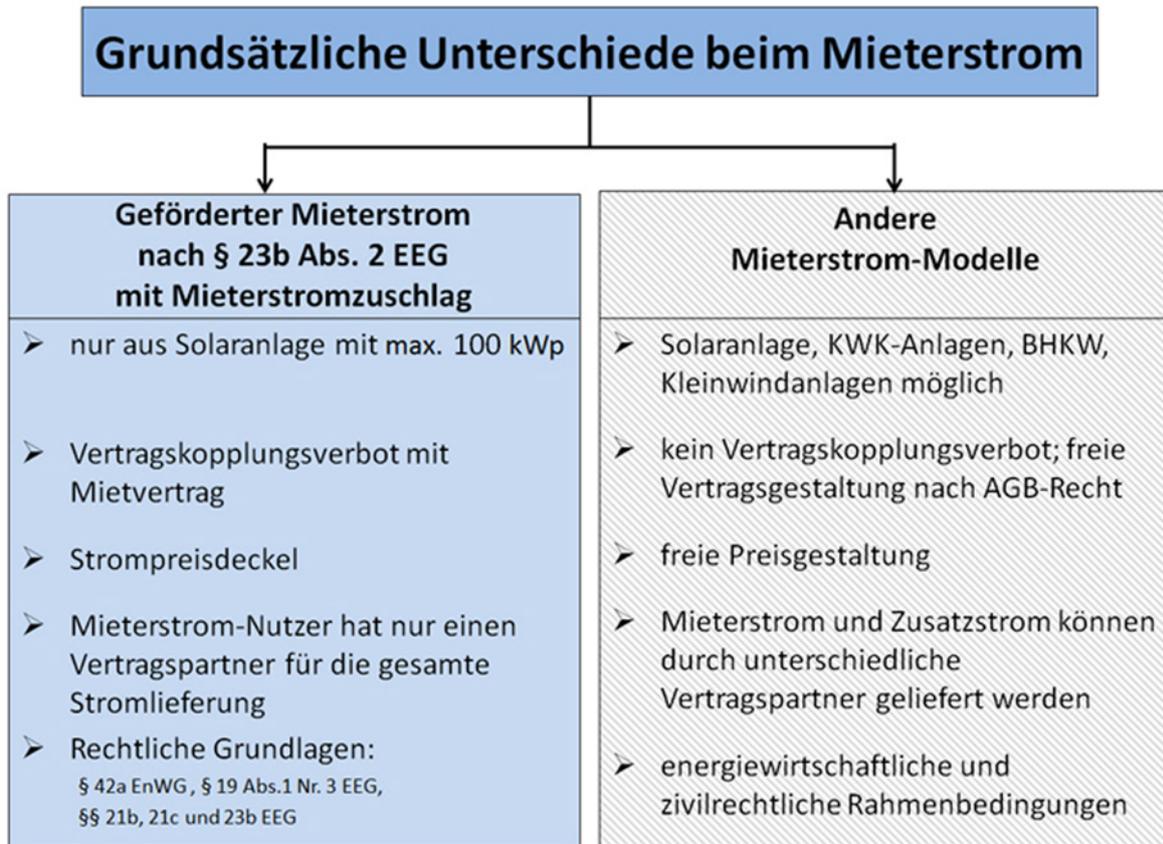


Abbildung 7-3: Grundsätzliche Unterschiede zwischen Mieterstrom, der im Rahmen des EEG förderfähig ist, sowie anderen Mieterstrom-Modellen (Tiedemann und Jakob, 2019)

Die Umsetzung von Mieterstrom aus erneuerbaren Energien als geförderter Mieterstrom wurde im Kern durch das Mieterstromgesetz vom 25. Juli 2017 geregelt. Hierdurch sollten zusätzliche Anreize für den Ausbau von PV-Anlagen auf größeren Wohngebäuden geschaffen werden, und dabei auch eine Möglichkeit geschaffen werden, die Bewohner des Hauses in ihrer Eigenschaft als Kunden wirtschaftlich zu beteiligen. Zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit solcher Ansätze wurde im EEG – neben der gleitenden Marktprämie und der Einspeisevergütung – mit dem Mieterstromzuschlag eine neue direkte Förderung eingeführt. Die Mieterstromvergütung ist hierbei an die Festvergütung gekoppelt. Er bemisst sich durch einen Abschlag in Form eines absoluten Betrages i.H.v. 8,5 ct/kWh, für Anlagen > 40 kW beträgt der Abschlag 8,0 ct/kWh (Bundesnetzagentur 2020). Mit Stand Juli 2019 beträgt der Mieterstromzuschlag an Anlagenbetreiber bis zu 1,73 ct/kWh (Koepp et al. 2017). Da die absolute Absenkung der Einspeisevergütung überproportional auf den Mieterstromzuschlag durchschlägt, ist dieser seit 2018 stark gesunken und wird im Jahr 2021 nach aktueller Rechtslage auslaufen (Bundesnetzagentur 2020). Neben dieser direkten Förderung besteht eine indirekte Förderung durch die Einsparung von Steuern, Abgaben und Umlagen. Im Gegensatz zur PV-Eigenversorgung in Eigenheimen fällt jedoch beim Mieterstrom die EEG-Umlage in vollem Umfang an. Gleichzeitig ist der Endkundenpreis auf 90% des örtlichen Grundversorgertarifs gedeckelt.

Durch die neuen Anforderungen der RED II, hier v.a. Artikel 21 „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ werden auch einige der Regelungen, welche für die Anwendung von Mieterstromansätzen relevant sind, geprüft und ggf. angepasst werden müssen (siehe auch

Kapitel 7.2. zu Eigenversorgungsmodellen oben). Dies umfasst insbesondere die folgenden Aspekte:

- Absatz 2 und 3: keine Belastung durch diskriminierende oder unverhältnismäßige Verfahren, Umlagen und Abgaben, wobei solche insbesondere bei öffentlicher Förderung oder bei Anlagen über 30 kW gefordert werden können;
- Absatz 4: Anforderung hinsichtlich „gemeinsamer Eigenversorgung“ innerhalb desselben Gebäudes, einschließlich Mehrfamilienhäusern (hier insbesondere die Gleichbehandlung mit sonstigen Eigenversorgern);
- Absatz 5: Anlagen von Eigenversorgern können im Eigentum eines Dritten stehen oder von diesem betreut werden, wenn der Dritte weiterhin den Weisungen des Eigenversorgers im Bereich erneuerbare Elektrizität unterliegt.

Koepf et al. (2017) weisen darauf hin, dass die Gleichstellungsanforderung gemäß Art. 21, 4 dazu führen könnte, dass durch einen vollständigen oder teilweisen Wegfall der EEG-Umlage die Wirtschaftlichkeit von Mieterstromanlagen erhöht werden könnte. Dabei gilt jedoch einschränkend, dass die Vorgabe der RED II sich explizit auf die Eigenversorgung bezieht. Insofern ist fraglich, ob Mieterstrommodelle auch dann von dieser Regelung betroffen sind, wenn der Anbieter des Mieterstrommodells selbst kein Verbraucher im betreffenden Gebäude ist, sondern den Mieterstrom ausschließlich an Dritte liefert.

7.3.3 Anwendung und Potenzial

Im Rahmen der Einführung der Mieterstromförderung wurden verschiedene Potenzialuntersuchungen durchgeführt. Mieterstrom-Bündnis (2017) gehen von einem bereinigten Maximalpotenzial seitens der Teilnehmer von knapp 370.000 geeigneten Wohngebäuden mit insgesamt ca. 3,8 Millionen Wohnungen aus. 1,5 Millionen Wohnungen entfallen dabei auf besonders geeignete Gebäude mit 13 oder mehr Wohnungen, weitere 2 Millionen auf Wohngebäude mit 7 bis 12 Wohnungen. Als optimistisches Ausbaupotenzial gehen die Autoren von 12.530 Gebäuden p.a. und ca. 133.000 Teilnehmern aus. Als maximaler Ausbaupfad wird eine zusätzliche PV-Erzeugung durch Ausschöpfung der o.g. Potenziale in Höhe von knapp 14 TWh zusätzlichem PV-Strom berechnet (hiervon 3,6 TWh Eigenverbrauch, 10,3 TWh Netzeinspeisung). Dieses Potenzial wurde auch von einem breiten Bündnis verschiedener Marktakteure und Verbände als schlüssig angenommen (Aretz und Knoefel 2017). Als praxisnäherer „moderater“ Ausbaupfad wird eine zusätzliche PV-Erschließung in Höhe von weniger als 0,5 TWh angelegt (0,12 TWh Eigenverbrauch und 0,36 TWh Netzeinspeisung). bne (2019) benennen als Potenzial unter Berufung auf Mieterstrom-Bündnis (2017) bei Annahme verbesserter Rahmenbedingungen ein Potenzial von 10,5 GW PV mit einer jährlichen Stromerzeugungsmenge i.H.v. ca. 10 TWh.

Bis Mitte 2019 wurden im Register der BNetzA 677 PV-Mieterstromanlagen mit einer Gesamtleistung von 13,9 MW registriert. Im Vergleich zum 500 MW-Deckel für die jährliche Förderung und die zuvor genannten theoretisch ermittelten Potenziale wird das Modell somit in der Praxis kaum genutzt.

7.3.4 Bewertung der Vermarktungsform und der aktuellen Regelungen; Effekte und Probleme

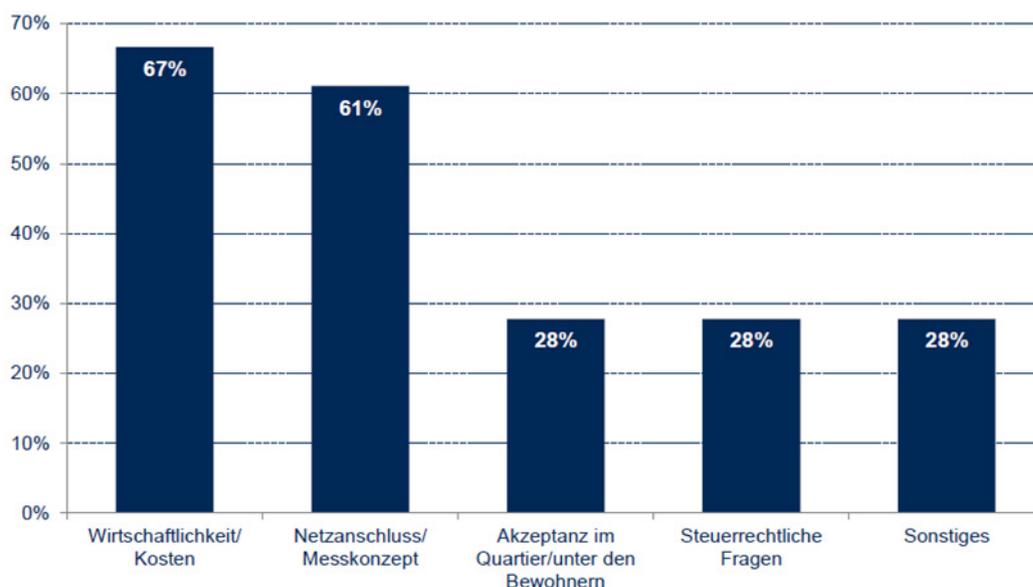
Die Einführung des Mieterstromzuschlags verfolgte das Ziel, „die Akzeptanz der Energiewende zu erhöhen, diese in der Gesellschaft noch umfassender zu verankern und mehr Akteure daran zu beteiligen“. Durch die neu eingeführten Regelungen sollten Mieterstromprojekte wirtschaftlich werden (Bundesnetzagentur 2020). Energiewirtschaftlich besteht auch das Ziel, durch Mieterstrom zusätzliche Dachflächen für die PV-Nutzung zu erschließen und so den Anteil der Stromerzeugung aus PV insgesamt zu erhöhen. Mit der bevorzugten Anwendbarkeit auf mittlere bis große Mehrfamilienhäuser verspricht dies insbesondere für den Ausbau von PV in urbanen Ballungsräumen grundsätzliche Wirkung, während der bisherige EEG-Ausbau zu weiten Teilen auf den Einfamilienhäusern in ländlichen Gebieten stattgefunden hat (BSW-Solar 2018). Hierdurch wird z.T. auch eine positive Wirkung für die Entlastung der Stromnetze durch zusätzliche lastnahe EE-Stromerzeugung hervorgehoben.

Gleichzeitig gibt es vor dem Hintergrund der nur sehr geringen Anzahl an realisierten Mieterstromprojekten auch eine intensive Debatte zu den bestehenden Hemmnissen für die Umsetzung von Mieterstrom.

Aus Sicht der potenziell beteiligten energiewirtschaftlichen Akteure (v.a. Unternehmen der Immobilien-/Wohnungswirtschaft sowie der Energie-/Solarwirtschaft) werden gemäß einer Umfrage des BSW-Solar e.V. bei Mieterstromprojekten vor allem der Einstieg in ein neues Geschäftsmodell und die Kundenbindung angestrebt, erst an dritter Stelle steht auf Seiten der Unternehmen der Klimaschutz als übergeordnetem Beweggrund (Flieger et al. 2018).

Gemäß der BSW-Umfrage wirken dabei insbesondere die geringe Gesamtwirtschaftlichkeit sowie die Komplexität des Ansatzes auf die Teilnehmer der Umfrage abschreckend (siehe Abbildung 7-4.).

Frage: Welche Probleme sind aufgetaucht?



Mehrfachnennungen

n= 38

Abbildung 7-4: Hemmnisse aus Sicht von potenziell an Mieterstromprojekten beteiligten Unternehmen bei der Planung und Umsetzung von Mieterstromprojekten (Flieger et al. 2018)

Insgesamt können auf Basis einer Literaturlauswertung eine Vielzahl an Hemmnissen identifiziert werden:

Insgesamt schlechte Wirtschaftlichkeit und hohe Kosten

- EEG-Umlage fällt beim Mieterstrom vollständig an (siehe z.B. Koepf et al. 2017; BSW-Solar 2018)
- Hohe Fixkosten für die Umsetzung von Mieterstrommodellen (Mieterstrom-Bündnis 2017)
- Durch die Deckelung des Endkundenpreises auf 90% des jeweiligen Grundversorgertarifs sind die Erlösmöglichkeiten für den Anbieter von Mieterstrom entsprechend beschränkt (siehe z.B. Koepf et al. 2017: 5). Dies bedeutet auch, dass eine eventuelle Mehrzahlungsbereitschaft durch die Endkunden aufgrund einer Präferenz für lokale EE-Erzeugung oder (teil-)autarke Stromversorgung nicht abgeschöpft werden kann.
- Aufgrund der schlechten Standardisierbarkeit von Mieterstromprojekten bestehen kaum Skaleneffekte und sinkende Transaktionskosten mit zunehmender Marktdurchdringung (Solarthemenplus 2019).
- Durch die gesetzlich begrenzte Laufzeit eines Mieterstromvertrags auf ein Jahr verbleibt bei den Anlagenbetreibern das wirtschaftliche Risiko, teilnehmende Mieter zu verlieren und somit Förderung zu verlieren.

Hoher administrativer Aufwand für die Umsetzung von Mieterstrommodellen (BNE 2019; Mieterstrom-Bündnis 2017)

- Umfassende Lieferantenpflicht nach §§ 36 bis 42 EnWG, die v.a. für nicht-professionelle Anlagenbetreiber und Vermieter prohibitiv wirken können (siehe z.B. Solarthemenplus 2019; von Bredow 2018).
- Komplexe Beschlussfassung bei Wohnungseigentümergeinschaften, welche nach § 10 WEG mit einer Zweidrittelmehrheit eine Investitionsentscheidung treffen müssen (siehe z.B. Koepf et al. 2017).
- Komplexe Gesetzeslage mit relevanten Regelungen in EEG, EnWG, StromStG, MSbG, REMIT, u.a. ist für nicht-professionelle Anlagenbetreiber schwierig zu durchdringen (Solarthemenplus 2019).
- Unangemessene Verzögerungen durch den Netzbetreiber in der notwendigen Abstimmung mit dem Mieterstrom-Projekt, welcher meist Eigentümer des lokalen Verteilnetzes ist (BSW-Solar 2018).

Steuerliche Nachteile für Vermieter, dies betrifft v.a. private Immobilienunternehmen (siehe z.B. BNE 2019: 17; Koepf et al. 2017: 6).⁷⁰

Anwendungsbeschränkung der Förderung auf Anlagen <100 kW auf Wohngebäuden, in welchen selbst der Mieterstrom verbraucht wird (BNE 2019: 18). Hierdurch wird die Anwendung der Regelung bspw. für ganze Häuserblocks ausgeschlossen. Außerdem wird die Nutzung für Gebäude, welche hauptsächlich GHD-Nutzer haben, ausgeschlossen.

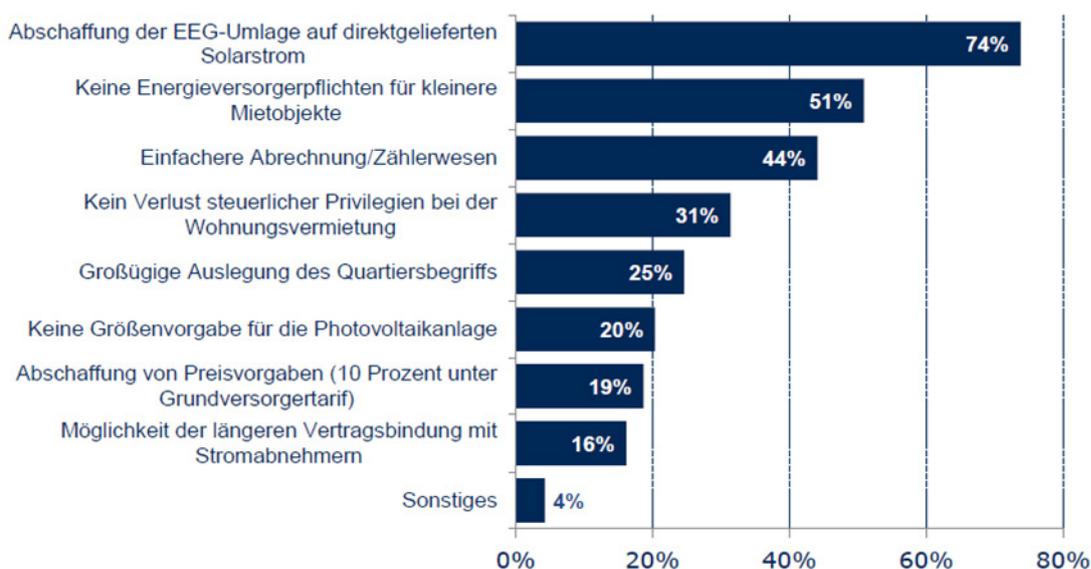
7.3.5 Weiterentwicklungsoptionen

In mehreren Studien, Diskussions- und Positionspapieren sowie offiziellen Berichten der Bundesregierung wurden Weiterentwicklungsoptionen für Mieterstrom vorgeschlagen und diskutiert. BM Altmaier hatte im September 2019 schon mehrere Neuregelungsgegenstände für eine Überarbeitung der Mieterstromregelungen benannt, welche auch im Mieterstrombericht des BMWi aufgeführt werden. Dies umfasst den räumlichen Zusammenhang, die Höhe der Vergütung, die Abschaffung der Anlagenzusammenfassung und das Lieferkettenmodell (also Ermöglichung einer Stromlieferung und -abrechnung durch Dienstleister) (Bundesnetzagentur 2020; E&M daily 2019). Aus Sicht von potenziell beteiligten energiewirtschaftlichen Akteure (v.a. Unternehmen der Immobilien-/Wohnungswirtschaft sowie der Energie-/Solarwirtschaft) würden lt. BSW-Umfrage v.a. die Abschaffung der EEG-Umlage auf den direktgelieferten Solarstrom sowie administrative Erleichterungen die Umsetzung von Mieterstrom vereinfachen (Flieger et al. 2018, siehe Abbildung 7-5).⁷¹

⁷⁰ Gemäß 2019 geändertem Körperschaftsteuergesetz (KStG) dürfen nun Genossenschaften bis zu 20% ihrer sonstigen Einnahmen aus Mieterstromprojekten erzielen anstatt wie bisher nur bis zu 10% (Koepf et al. 2017).

⁷¹ Der BSW selbst fordert keine höheren Fördersätze, sondern weniger Marktbarrieren durch die Abschaffung von aus seiner Sicht unsachgemäßen Umlagen, Abgaben und bürokratische Auflagen (VKU 2019) belastet wird.

Frage: Wie könnte solarer Mieterstrom attraktiver werden? (3 Antwortmöglichkeiten)



Mehrfachnennungen

n= 118

Abbildung 7-5: Verbesserungsvorschläge von potenziell an Mieterstromprojekten beteiligten Unternehmen, um Mieterstrom attraktiver zu machen (Flieger et al. 2018)

Die aktuell diskutierten Änderungsvorschläge lassen sich untergliedern in Maßnahmen zur allgemeinen Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, Maßnahmen zur Reduktion der Transaktionskosten sowie eine Auflösung der engen Anwendungsbeschränkung der Mieterstromförderung.

MAßNAHMEN ZUR ALLGEMEINEN ERHÖHUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT

- **Abschaffung der EEG-Umlage auf den direktgelieferten Solarstrom** (siehe z.B. BSW-Solar 2018, sowie Umfrage von Flieger et al. 2018). Im Effekt würde dies zu einer Umverteilung der bestehenden EEG-Kosten auf die sonstigen nPLV führen. In welcher Größenordnung sich dies auswirkt, wäre dann abhängig von der zukünftigen Anzahl an Mieterstromkunden. Die Anforderungen der RED2 zur Gleichbehandlung von Eigenverbrauch und Mieterstrom könnten eine solche Änderung (also eine Abschaffung der EEG-Umlagepflicht auf direktgelieferten Strom) befördern (s.o.).
- **Erhöhung der direkten EEG-Förderung**, wie durch den Mieterstrombericht des BMWi benannt (Bundesnetzagentur 2020), ggf. in Form eines gestaffelten Mieterstromzuschlags in Anlehnung an den „atmenden Deckel“. Regulatorisch könnte dies durch eine Reduktion des Abschlags auf die anzulegenden Werte für die reguläre PV-Förderung geschehen (siehe Koepp et al. 2017). vzbv (2019) schlägt vor, dass die Höhe des Mieterstromzuschlags sich an der ermäßigten EE-Umlage für EEG-Strom zur Eigenversorgung orientieren sollte. BBH (2020) fordert eine Gleichstellung der finanziellen Förderung von Eigenstromverbrauch und Mieterstromverbrauch. BNE (2019) fordert eine Festlegung des Mieterstromzuschlags auf eine spezifischen Förderhöhe in ct/kWh (statt des bisherigen fixen Abschlags vom anzulegenden Wert gem. EEG), der sich gemäß der für Strom aus Solaranlagen geltenden Degression eigenständig fort-

entwickeln. Nach Einschätzung von Koepp et al. (2017) ist unter Verweis auf eine Vielzahl ungeförderter Mieterstromprojekte eine bloße Anhebung der Förderung in Anbetracht der vorhandenen administrativen Hemmnisse nicht entscheidend. Letzten Endes erscheint es empfehlenswert, dass die Wirtschaftlichkeit von Mieterstromprojekten insgesamt erhöht wird. In welchem Umfang dies über eine direkte Förderung geschehen soll, sollte in Abwägung mit den weiteren diskutierten Vorschlägen entschieden werden. In Anbetracht der bestehenden Sondersituation von Mieterstromprojekten im Vergleich zu sonstigen geförderten PV-Anlagen erscheint der Vorschlag von BSW-Solar (2018) sinnvoll, hier einen mieterstromspezifischen Förderbetrag zu definieren.

- **Einführung einer spezifischen Förderung zur Reduktion der hohen Fixkosten**, die für die Messung und Abgrenzung der gelieferten Strommengen innerhalb einer Kundenanlage anfallen und insbesondere in Gebäuden mit einer geringen Anzahl an Wohneinheiten ins Gewicht fallen (siehe z.B. BNE 2019: 10f). Der VKU schlägt vor, dass Mehrkosten, welche dem Mieterstromanbieter durch die Verwendung intelligenter Messsysteme – über die gesetzlichen Pflichten hinaus – entstehen, durch einen im EEG verankerten Investitionskostenzuschuss kompensiert werden (vzbv 2019). Im Rahmen des hier erfolgten Maßnahmenscreenings ist schwer einzuschätzen, wie hoch die entsprechende Kostenbelastung wäre, welche Mitnahmeeffekte entstehen würden und wie diese Mehrkosten im Verhältnis zu den zusätzlich erschlossenen PV-Mengen stünden. In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass eine solche Sonderregelung zusätzlichen administrativen Aufwand in der Umsetzung bedeuten würde.
- **Überarbeitung der Regeln zur Anlagenzusammenfassung**, um technisch getrennte Anlagen auf Gebäuden in stärkerem Maße auch als Einzelanlage zu betrachten und zu vergüten, und hierdurch ihre Rentabilität zu erhöhen (siehe z.B. Bundesnetzagentur 2020; vzbv 2019; BSW-Solar 2018). Dies ist vor allem für die Anwendung in urbanen Gebieten relevant und kann somit gezielt die PV-Entwicklung in den Ballungsgebieten befördern, so dass hier eine angemessene Überarbeitung sinnvoll erscheint.
- **Abschaffung der Preisdeckelung auf 90 % des Grundversorgertarifs**, um eine möglicherweise erhöhte Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher abzuschöpfen, und diesbezüglichen Monitoringaufwand zu reduzieren (siehe z.B. Koepp et al. 2017; vzbv 2019). Nach Angaben des Monitoringberichts des BMWi befürwortet hingegen die Mehrzahl der Rückmeldungen der Verbraucherzentralen die Preisobergrenze (Bundesnetzagentur 2020). BSW-Solar (2018) weist darauf hin, dass die Anwendung der aktuellen Regelungen – unabhängig von der Einschränkung der Erlösmöglichkeiten – administrativ nur schwierig handhabbar ist und zu unangemessenen wirtschaftlichen und rechtlichen Unsicherheiten führt (z.B. bei einer nachträglichen Absenkung des Grundversorgertarifs). Sie fordern neue praxistaugliche und transparente Mechanismen zur Sicherstellung des Verbraucherschutzes. Nach Einschätzung von Koepp et al. (2017) wäre die Abschaffung des Preisdeckels möglich, aber wenig effektiv, da Preiserhöhungen die Fluktuation teilnehmender Mieter erhöht und somit faktisch das Risiko erhöhen und die Planungsunsicherheit reduzieren würde. In Anbetracht der grundsätzlichen Freiheit von Mietern, als Stromverbraucher an Mieterstromprojekten teilzunehmen, oder eine alternative externe Stromversorgung zu wählen, scheint auch bei Abschaffung des Deckels der Verbraucherschutz ausreichend gewährleistet.
- **Eine Anhebung der zulässigen Vertragslaufzeit auf zwei Jahre** in Anlehnung an die allgemeinen AGB-Vorgaben bei Energielieferverträgen wird von vzbv (2019) gefordert.

Hierdurch könne das Ausfallrisiko durch Wegfall teilnehmender Mieter reduziert werden. Es erscheint jedoch fraglich, ob – in Anbetracht der langen Investitionszeiträume – eine solche Verlängerung auf zwei Jahre zu einer maßgeblichen Verbesserung der Planungssicherheit beim Anlagenbetreiber führen würde. Ohnehin sieht der aktuelle Referentenentwurf „zum Gesetz für faire Verbraucherverträge“ vor, dass auch für reguläre Energielieferverträge die maximale Vertragslaufzeit auf ein Jahr begrenzt würde (UBA 2018).

- **Beseitigung steuerlicher Nachteile:** BSW-Solar (2018) fordert, dass Einnahmen, die direkt oder indirekt aus dem Betrieb einer Solaranlage resultieren, den Einnahmen aus dem Betrieb einer Heizung gleichgestellt werden. Dies bedeutet, dass die Einnahmen selbst zwar versteuert werden, diese aber nicht die Gewerbesteuerbefreiung aufheben und somit die bestehenden Einnahmen aus dem Betrieb der Immobilie beeinflussen dürfen. Im Rahmen des hier erfolgten Maßnahmenscreenings sind keine stichhaltigen Gründe für die Ungleichbehandlung unterschiedlicher Akteure ersichtlich, während die bestehende Regelung eine wesentliche Einschränkung für Mieterstromprojekte und generell für PV-Anlagen auf Mietshäusern darstellt. Somit erscheint eine Anpassung dieser Regelung geboten.

Tabelle 7-2: Übersicht über identifizierte Maßnahmen zur allgemeinen Erhöhung der Wirtschaftlichkeit und zusammenfassende Einschätzung zur Relevanz und Sinnhaftigkeit der Maßnahme.

Identifizierte Maßnahmen zur allgemeinen Erhöhung der Wirtschaftlichkeit	Einschätzung
Abschaffung der EEG-Umlage auf den direktgelieferten Solarstrom	Umverteilungseffekte zu Lasten der sonstigen nPLV, aber vmtl. schon aufgrund der RED2 geboten
Erhöhung der direkten EEG-Förderung	Im Kontext der Gesamtwirtschaftlichkeit von Mieterstromprojekten zu diskutieren; mieterstromspezifische Förderbetrag stellt hier eine Option dar.
Einführung einer spezifischen Förderung zur Reduktion der hohen Fixkosten	Tatsächlicher Fördereffekt müsste gg. Mitnahmeeffekte und zusätzlichen administrativen Aufwand kritisch abgewogen werden.
Überarbeitung der Regeln zur Anlagenzusammenfassung und dementsprechend höhere Vergütung für zusammenhängende kleine Anlagen	Sinnvoll v.a. zur Unterstützung des PV-Ausbaus in urbanen Ballungsräumen
Abschaffung des Preisdeckels	Vmtl. unschädlich, eher geringe Relevanz
Eine Anhebung der zulässigen Vertragslaufzeit auf zwei Jahre	Wenig sinnvoll
Beseitigung steuerlicher Nachteile	Sinnvoll

Quelle: Eigene Darstellung

REDUKTION DES HOHEN ADMINISTRATIVEN AUFWANDS

- **Einführung regulatorischer Maßnahmen, um unverhältnismäßige Verzögerungen bei den notwendigen Abstimmungen mit dem jeweiligen Netzbetreiber weitestgehend auszuschließen.** BSW-Solar (2018) schlägt hierzu einerseits konkret eine Pflicht zu einem unverzüglichen Anschluss von PV-Mieterstromprojekten vor, inklusive der Umsetzung des Summenzählermodells. Zweitens solle eine zentrale Anlaufstelle bei der Bundesnetzagentur eingerichtet werden, bei der sich ergebende Fragen technischer Natur geklärt werden könnten. Für den erstgenannten Punkt wird vorgeschlagen, in EEG §8 (1) analog zu EE-Anlagen auch EE-Kundenanlagen nach EnWG § 20 (1d) unverzüglich und vorrangig durch die Netzbetreiber anzuschließen sind. Solche Maßnahmen erscheinen grundsätzlich sinnvoll und sollten umgesetzt werden.
- **Einführung einer Bagatellgrenze** für die Einstufung als Stromlieferant und die daran geknüpften Mitteilungspflichten, um gerade für nicht-professionelle Anlagenbetreiber und Vermieter die diesbezügliche Komplexität zu reduzieren (BNE 2019: 11; Koepp et al. 2017). Dies würde eine Angleichung an Anforderungen für Eigenversorger bedeuten, wie auch durch die RED2 gefordert (die RED2 benennt als Bagatellgrenze eine Leistung von 30 kW). Durch die Senkung der Transaktionskosten für kleine Akteure würde gezielt eine Förderung kleiner Anlagen und der Akteursvielfalt stattfinden. Insgesamt scheint also die Einführung einer Bagatellgrenze hilfreich. Gleichzeitig sollte aber auch angereizt werden, dass die maximal mögliche Dachfläche für den Ausbau der PV genutzt wird. Es sollte daher geprüft werden, ob eine Bagatellgrenze nicht an die Anlagengröße gekoppelt wird, sondern an einer anderen Größe, bspw. an die Anzahl der teilnahmeberechtigten Mieter/Wohnungen. Bei der Diskussion um die Einführung einer Bagatellgrenze sollte geprüft werden, wer stattdessen die Mitteilungspflichten übernimmt bzw. die diesbezüglich relevanten Informationen erhebt, z.B. auch, ob dies vollständig durch professionalisierte Dienstleister übernommen werden kann. Ein solcher Ansatz könnte ggf. auch unabhängig von einer Bagatellgrenze ermöglicht werden, womit die Bagatellgrenze selbst obsolet werden würde.
- Die optionale Nutzung des Lieferkettenmodells (also der Einbindung von Dienstleistern für die Stromlieferung und -abrechnung), um Komplexität für nicht-professionelle Akteure zu reduzieren und Skaleneffekte bei professionellen Akteuren zu ermöglichen (siehe z.B. Koepp et al. 2017; BSW-Solar 2018). Eine solche Einbindung von Dienstleistern könnte auch durch die Umsetzung der RED 2 (siehe z.B. Art. 21 (5)) befördert werden. Nach Vorschlägen von Bredow (2018) und BSW-Solar (2018) könnte dies regulatorisch über eine Abkehr von der aktuell geforderten Personenidentität von Anlagenbetreiber und Mieterstromlieferant erfolgen. Aus aktueller Sicht stehen bei diesem Vorschlag potenziell wesentliche Verbesserungen der Nutzbarkeit keinen offensichtlichen gravierenden Nachteilen gegenüber.
- Eine vereinfachte Beschlussfähigkeit in Wohneigentumsgemeinschaften könnte die praktische Umsetzbarkeit entsprechender Vorhaben erleichtern. Koepp et al. (2017) schlagen mit Verweis auf die analoge Debatte um den Einbau von Ladesäulen für Elektroautos vor, Mieterstromprojekte als „Modernisierung“ zu klassifizieren und somit eine Beschlussfähigkeit zu erleichtern.
- Eine verbesserte Handhabbarkeit der Komplexität für die Anwender durch könnte bspw. durch eine Informationskampagne für Hausverwalter als Multiplikatoren, aber

auch direkt für Wohnungseigentümer, mit Informationen zu Betriebsmodellen, Wirtschaftlichkeitsberechnungen und rechtlichen Rahmenbedingungen) (siehe z.B. BNE 2019). Ebenso könnte dieses Ziel durch standardisierte Verträge und Projektstrukturen erreicht werden (Solarthemenplus 2019). Solche Maßnahmen können sicher als hilfreich eingestuft werden, allerdings verweisen Koepp et al. (2017) darauf, dass vergleichbare positive Effekte auch durch die optionale Einbindung von Dienstleistern (Lieferkettenmodell) erreicht werden.

Tabelle 7-3: Übersicht über identifizierte Maßnahmen zur Reduktion des administrativen Aufwandes und zusammenfassende Einschätzung zur Relevanz und Sinnhaftigkeit der Maßnahme.

Identifizierte Maßnahmen zur Reduktion des administrativen Aufwandes	Einschätzung
Einführung regulatorischer Maßnahmen gg unverhältnismäßige Verzögerungen durch NB (Anschlusspflicht und Clearingstelle)	Sinnvoll
Einführung einer Bagatellgrenze für Meldepflichten	Grundsätzlich sinnvoll, aber: Verweis auf Nutzerpotenzial statt Anlagengröße, um keine Anreize für Kleinanlagen zu geben; Alternativ generell stärkere Einbindung von Dienstleistern für Meldepflichten?
Lieferkettenmodell (also die Einbindung von Dienstleistern für die Stromlieferung und –abrechnung)	Keine offensichtlichen gravierenden Nachteile, potenziell großer Mehrwert → sinnvoll.
Vereinfachte Beschlussfähigkeit in WEG	Sinnvoll.
Informationsmaßnahmen	Hilfreich, vergleichbare positive Effekte können aber auch z.T. durch die optionale Einbindung von Dienstleistern erreicht werden.

Quelle: Eigene Darstellung

AUFLÖSUNG DER ENGEN ANWENDUNGSBESCHRÄNKUNG

- **Neudefinition des „räumlichen Zusammenhangs“**, bspw. durch eine Ausweitung auf die optionale Versorgung aller Verbraucher am gleichen Hausanschluss (ohne Nutzung des öffentlichen Netzes) (siehe z.B. BNE 2019: 18), oder eine weitergehende Ausweitung auf Quartierslösungen / Peer-to-Peer-Konzepte mit lokalem Bezug (siehe z.B. BNE 2019: 18). Durch aktuelle Rechtsprechung wurde geklärt, dass entgegen der bisherigen Anwendungsregel das Queren einer Straße nicht notwendigerweise dem geforderten „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ widerspricht. Aus Systemsicht entscheidend scheint die Frage, ob das öffentliche Netz genutzt wird oder nicht. Eine großzügigere Auslegung der Anforderungen gegenüber dem Status Quo könnte den positiven Effekt haben, dass hierdurch die Ausreizung des möglichen Dachflächenpotenzials für PV unterstützt wird, statt dies durch die Einschränkung potenzieller Mieterstromkunden zu begrenzen. BBH (2020) weist darauf hin, dass eine breitere Auslegung des Begriffs des „räumlichen Zusammenhangs“ auch geeignet wäre, soziale Ungerechtigkeiten auszugleichen. Eine Neufassung der diesbezüglichen Anforderungen könnte ohnehin auf Basis der RED 2 angezeigt sein.

- **Das Zulassen einer Anlagengröße > 100 kW** könnte die Errichtung größerer PV-Anlagen auf Gebäuden für die Nutzung in Mieterstromprojekten anreizen. Regulatorisch könnte dies durch eine **Abschaffung der bisher verpflichtenden Anlagenzusammenfassung** erfolgen, oder durch die **grundsätzliche Aufhebung der Beschränkung der Anlagengröße auf 100 kW** (siehe z.B. vzbv 2019). Koepp et al. (2017) weisen darauf hin, dass bei eventuellen Änderungen der bisherigen Regelungen zur Anlagenzusammenfassung beachtet werden müsse, dass hierdurch keine unerwünschte Gleichbehandlung von kleinen und großen Anlagen erfolgt und eine Überförderung von Großanlagen ausgeschlossen wird. Der Beitrag einer solchen Regelung zum Gesamt-PV-Ausbau hängt auch davon ab, inwiefern gezielt in diesem Segment ein zusätzlicher Förderbedarf gegenüber den vorhandenen EEG-Förderregelungen besteht und somit tatsächlich zusätzliche PV-Potenziale erschlossen werden.
- **Ausweitung der Regelungen auf Gebäude, die vom GHD-Sektor genutzt werden** (siehe z.B. BNE 2019: 18; vzbv 2019; BSW-Solar 2018). Koepp et al. (2017) weisen darauf hin, dass die Umlagen und Steuern für Gewerbestrom erheblich von jenen für Privatstrom abweichen können, und hierdurch eine Ausweitung der Mieterstromregelungen auf den GHD-Sektor ggf. komplexe Auswirkungen hätte. Die mögliche Ausweitung des Dachflächenpotenzials sehen sie als nicht ausschlaggebend, da fehlendes Dachpotenzial aktuell nicht als vorrangiges Hindernis zu betrachten sei. BSW-Solar (2018) argumentiert für die Ermöglichung auf GHD-Dächern mit dem Hinweis, dass Gewerbe attraktivere Strompreise am Markt erhält und hierdurch vermieden wird, dass GHD-Mieterstromprojekte unangemessene Renditen erwirtschaften.

Tabelle 7-4: Übersicht über identifizierte Maßnahmen zur Auflösung der engen Anwendungsbeschränkung und zusammenfassende Einschätzung zur Relevanz und Sinnhaftigkeit der Maßnahme.

Identifizierte Maßnahmen zur Auflösung der engen Anwendungsbeschränkung	Einschätzung
Neudefinition des räumlichen Zusammenhangs	Sinnvoll (maßgeblicher Bezug: Nutzung des öffentlichen Netzes), ggf. ohnehin durch Anforderungen der RED 2 angezeigt.
Zulassen einer Anlagengröße > 100 kW	Sinnvoll, entweder durch Abschaffung der bisher verpflichtenden Anlagenzusammenfassung oder durch die grundsätzliche Aufhebung der Beschränkung der Anlagengröße.
Ausweitung der Regelungen auf Gebäude, die vom GHD-Sektor genutzt werden	Auswirkungen im Rahmen des vorliegenden Maßnahmenscreenings nicht klar bewertbar.

Quelle: Eigene Darstellung

7.4 Regionale Stromvermarktung für EE-Strom

7.4.1 Kurzbeschreibung

Für die Vermarktung von Strom, für welchen ein besonderer regionaler Kontext hervorgehoben wird, gibt es unterschiedliche Ansätze, welche durch verschiedene Marktakteure oder den Gesetzgeber verfolgt werden.

Der naheliegende Ansatz ist, dass der vertragliche Strombezug aus Anlagen in der nach eigenen Anforderungen definierten „Region“ erfolgt. Dies kann über unterschiedliche Wege (oder Kombinationen hiervon) erfolgen:

- Sonstige Direktvermarktung von ungeförderten EE-Anlagen, entweder durch ein Buy-Out aus dem EEG oder durch den Strombezug aus nicht förderfähigen Anlagen, in aller Regel also älteren Wasserkraftwerken.
- Gezielte Beschaffung regional erzeugter EEG-Strommengen mittels Regionalnachweisen bis zur Höhe des gesetzlich festgelegten EEG-Anteils für den betreffenden Letztverbraucher
- Vermarktung von Strom aus direktvermarkteten EEG-Anlagen mit kommunikativem Bezug zu diesen Anlagen, allerdings in Verbindung mit Herkunftsnachweisen aus sonstigen Anlagen (Graubereich bzgl. §80 EEG zum Doppelvermarktungsverbot)

Ein regionaler Charakter wird z.T. auch hervorgehoben unabhängig vom tatsächlichen Bezug des EE-Strom bzw. der diesbezüglichen Bilanzierungsinstrumente (Regionalnachweis oder Herkunftsnachweis). Dabei wird auf die regionale Verankerung des Unternehmens (bspw. Stadtwerk) oder auf die gezielte Verwendung von Preisaufschlägen / Ökostrom-Fondsmitteln für regionale Anlagen und Maßnahmen verwiesen.

7.4.2 Regulatorischer Rahmen

Die Vermarktung von Stromprodukten mit regionalem Bezug ist nicht klar reguliert. Grundsätzlich gelten für alle regionalen Stromprodukte die Einschränkungen und Erfordernisse des Verbraucherschutzes und des allgemeinen Wettbewerbsrechts (hinsichtlich unzutreffender Werbeaussagen) (siehe hierzu auch Bundesnetzagentur 2018).

Grundlage für Marketingversprechen hinsichtlich der Stromherkunft ist die Stromkennzeichnung (§42 EnWG) und die einschlägigen Regelungen zur Nutzung von Herkunftsnachweisen für die Ausweisung von Strom aus erneuerbaren Energien (§79 EEG und andere). Die wesentlichen Regelungen hieraus umfassen:

- Die durch das EEG geförderten Strommengen werden gemäß der gezahlten EEG-Beiträge an die jeweiligen Letztverbraucher allokiert. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie, gefördert nach dem EEG, beträgt in der Stromkennzeichnungsperiode 2019/2020 einen Anteil von 55,6 Prozent für nicht-privilegierte Letztverbraucher (npLV).
- Der einzige zulässige Nachweis für eine Stromlieferung aus erneuerbaren Energien (jenseits der EEG-Mengen) ist der Herkunftsnachweis (HKN), welcher durch den jeweiligen Stromversorger beim Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts entwertet werden muss.
- Herkunftsnachweise müssen nach den aktuellen rechtlichen Regelungen für 100% des an Letztverbraucher gelieferten Stroms beschafft und entwertet werden, also nicht nur für die neben den EEG-Anteilen ausgewiesenen „Restanteile“ (i.H. von aktuell 44,4 % für npLV).
- Herkunftsnachweise beinhalten eine anlagenscharfe Angabe der Anlage und des jeweiligen Standorts und ermöglichen somit grundsätzlich auch die HKN-Beschaffung und -Nutzung nach individuell definierten Regionalitätskriterien.

Lediglich die regionale Ausweisung von EEG-geförderten Strom unterliegt klaren regulatorischen Vorgaben. Die Nutzung von Regionalnachweisen für die Vermarktung und Kennzeichnung regionaler Stromprodukte basiert auf den grundsätzlichen Regelungen des §42 EnWG sowie auf §79a EEG (und weiteren Paragrafen des EEG). Die detaillierte gesetzliche Grundlage für die Nutzung von Regionalnachweisen ist im Wesentlichen die Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) vom 8. November 2018, welche am 21. November 2018 in Kraft trat. Wesentliche Regelungen hierfür sind die folgenden:

- EE-Anlagenbetreiber können für ihren produzierten Strom einen Regionalnachweis je kWh beim Regionalnachweisregister in UBA beantragen, sofern der Strom über die EEG-Marktprämie gefördert wird.
- Die Marktprämie wird in diesem Fall um 0,1ct/kWh reduziert, um den zusätzlichen Vermarktungswert zumindest teilweise abzuschöpfen und eine Überförderung zu vermeiden.
- Lieferanten können diese Regionalnachweise erwerben, sofern sie aus den betreffenden Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung auch den erzeugten Strom bilanziell beziehen.⁷²
- Die regionale Eigenschaft der EEG-Strommengen in der gesetzlichen Stromerzeugung darf im Rahmen der Stromkennzeichnung gegenüber den Kunden ausgewiesen werden, sofern der betreffende Kunde sich in einem Umreis von ca. 50 km um die EE-Anlage befindet.
- Die Regionalnachweise dürfen nicht für eine Ausweisung einer regionalen Stromversorgung über die gesetzlich geregelten EEG-Mengen hinaus genutzt werden. Die Konzeption eines vollständig regionalen Produkts (basierend auf der Stromherkunft) muss für die Anteile an „sonstigen Erneuerbaren Energien“ in der Stromkennzeichnung also auf Herkunftsnachweise für Nicht-EEG-geförderte Anlagen basieren.

7.4.3 Anwendung und Potenzial

Im Jahr 2018 stammten 35% der deutschen Stromerzeugung aus EEG-geförderten EE-Anlagen, 3% aus ungeförderten EE-Anlagen. Grundsätzlich lassen sich diese Mengen in den oben benannten Vermarktungsformen allesamt im Rahmen regionaler Konzepte vermarkten.⁷³ Allerdings gibt es praktisch verschiedene Beschränkungen technischer oder administrativer Art, sowie natürlich auch wirtschaftliche Einschränkungen.

In der Praxis ist die regionale Vermarktung von EE-Strom eine Nische. Der Ökostrommarkt insgesamt macht im Privatkundenbereich ca. 24 % bezogen auf 2017 aus (UBA 2018). Ein Großteil der hier vermarkteten Strommengen basiert auf importierten Herkunftsnachweisen (siehe z.B. Schudak und Wallbott 2018). Der Markt für Regionalstrom deckt hiervon nur einen kleinen Anteil ab. Gleichzeitig zeigen aber auch Verbraucheruntersuchungen in Deutschland, dass ein großer Teil der Stromverbraucher eine klare Präferenz für die Stromerzeugung aus regionaler Erzeugung hat (UBA 2020).

⁷² Diese Anforderung ist somit restriktiver als bei den Herkunftsnachweisen, welche in aller Regel unabhängig von den Lieferbeziehungen für die physische Stromerzeugung gehandelt und genutzt werden.

⁷³ Da die regionale Verteilung der EE-Anlagen nicht konsistent mit der regionalen Lastverteilung ist, gibt es bei einem einheitlich angelegten Regionenkonzept mit hoher Wahrscheinlichkeit immer Teilregionen, bei welchen die regionale Erzeugung den regionalen Bedarf übersteigt.

Das 2019 neu eingeführte Regionalnachweisregister und die Regionalnachweiskonzept insgesamt wird bisher nur zögerlich angenommen. Wie aus Abbildung 7-6 hervorgeht, wurden bis Ende 2019 (Stand 26.11.2019) lediglich gut 120 einzelne EE-Anlagen im Regionalnachweisregister registriert, sowie gut 60 verschiedene Stromversorger als mögliche Anbieter eines solchen Regionalstromprodukts für Letztverbraucher.

Rein finanziell stehen einer möglicherweise erhöhten Zahlungsbereitschaft durch die Endkunden für regionale Stromprodukte erhöhte Kosten für die Anbieter entgegen. Diese umfassen die administrativ festgelegte Reduktion der Marktprämie um 0,1 ct/kWh, die Nutzungsgebühren im Regionalnachweisregister, evtl. erhöhter Abwicklungs- und Prüfaufwand für die nachzuweisende gekoppelte Lieferung von Strom aus den betreffenden Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung, sowie der erhöhte administrative Aufwand für die letztlich anlagen- und kundenscharfe Zuordnung der Lieferverhältnisse gemäß der regulatorischen Regionalitäts-Definition. Erst bei einer deutlichen höheren Zahlungsbereitschaft im Vergleich zu den genannten Kosten werden relevante zusätzliche finanzielle Ressourcen mobilisiert, welche tatsächlich den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Erzeugung oder sonstiger Energiewendemaßnahmen in den einzelnen Regionen – und, in Summe, auch insgesamt – befördern können.

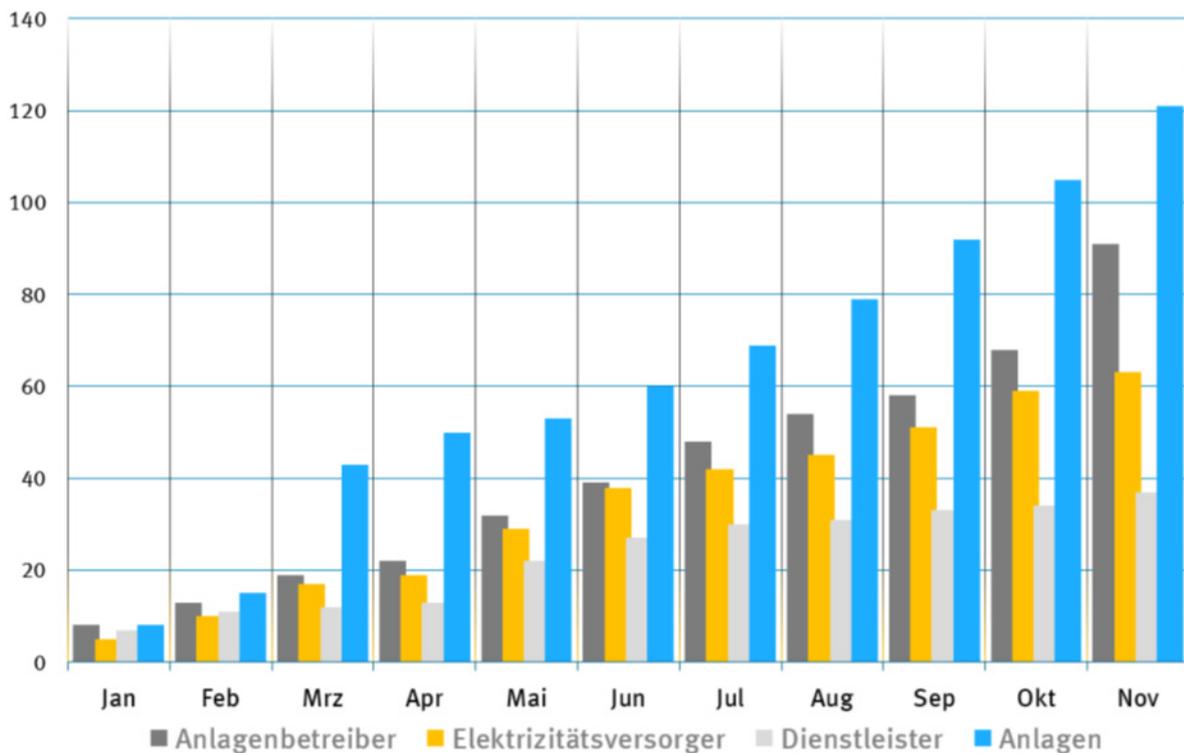


Abbildung 7-6: Übersicht zur Registrierung von Teilnehmenden und Anlagen im Regionalnachweisregister (Stand 26.11.2019) (Quelle: BMWi 2016b)

Eine steigende Relevanz für Vermarktung von EE-Strom aus deutschen Anlagen jenseits der EEG-geförderten Mengen wird sich ab dem Jahr 2021 ergeben, wenn zunehmend PV- und Windkraftanlagen aus der 20-jährigen Förderung des EEG fallen und somit mittels HKN regional oder auch überregional vermarktet werden können und müssen.

7.4.4 Bewertung der aktuellen Regelungen, Effekte und Probleme

Eine Bewertung der regionalen EE-Stromvermarktung hinsichtlich der direkten Unterstützung der Energiewende kann, wie in Absatz 7.1 dargestellt, nach verschiedenen Nutzenkategorien vorgenommen werden.

Die Zielstellung des Gesetzgebers bei der Einführung der Regionalnachweise war „die Akzeptanz der Energiewende vor Ort zu erhöhen“ (Seebach et al. 2017). Inwiefern dieses Ziel erreicht werden kann und wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt schwer zu verifizieren. Idealerweise führt die Segmentierung gemäß der unterstellten Verbraucherpräferenz für regionalen Grünstrom zu einer (zumindest leicht) erhöhten Zahlungsbereitschaft bei Endkunden. Wenn diese sich als zusätzliche Erlösmöglichkeit bei den Anlagenprojektierern und -betreibern auswirkt, könnte dies in Verbindung mit einer besseren Akzeptanz durch regionale Ökostromkunden auch zur erhöhten Erschließbarkeit regionaler Standorte beitragen und den lastnahen Zubau zusätzlicher EE-Erzeugungskapazitäten unterstützen. Inwiefern durch diesen Ansatz jedoch diejenigen Akteure erreicht werden, welche der Entwicklung von EE-Anlagen vor Ort grundsätzlich ablehnend gegenüberstehen, erscheint fraglich. Gleichzeitig ist vor dem Hintergrund der Kosten der Energiewende auch anzumerken, dass regionale Märkte systematisch dazu führen, Liquidität und Kosteneffizienz innerhalb eines leistungsfähigen Netzes zu reduzieren. Dies gilt für eine Vermarktung, welche im Rahmen von Direktlieferbeziehungen nicht über den zentralen Strommarkt gehandelt wird, also explizit nicht für die Anwendung entkoppelter Herkunftsnachweise aus ungeforderten EE-Anlagen.

Insgesamt hat die Umsetzung regionaler Vermarktung vmtl. begrenzte Effekte auf das Gesamtsystem. Grundsätzlich ist in jedem Fall zu begrüßen, wenn Potenziale zur zusätzlichen EE-Erschließung genutzt werden.

Wie zuvor dargestellt ist die regionale Vermarktung von EE-Strom aufgrund unterschiedlicher Ursachen eingeschränkt. Als Hauptursache für die zögerliche Umsetzung des Regionalnachweiskonzeptes kann angenommen werden, dass die Zertifizierung von Regionalstrom und vor allem die Anwendung im Ökostromvertrieb mit einem zusätzlichen administrativen Aufwand verbunden ist, der auf Marktteilnehmer womöglich abschreckend wirkt. Außerdem bedeutet es einen deutlichen finanziellen Aufwand, um in der Stromkennzeichnung eines regionalen Ökostromprodukts neben den regionalen EEG-Anteilen auch die „Nicht-EEG-Mengen“ als regionale EE-Erzeugung darstellen zu können. Hierfür müssen Herkunftsnachweise aus regionalen EE-Anlagen ohne Förderung genutzt werden und – im Falle von förderfähigen Anlagen – die entsprechend hohen Buy-Out-Kosten für die „sonstige Direktvermarktung“ getragen werden. Für die umfassende Nutzung des Regionalnachweises stellt also die Beschränkung auf den EEG-Anteil des belieferten Letztverbrauchers ein Hemmnis dar (ohne hier auf die vorliegenden Gründe einzugehen, welche für die geltende Regelung sprechen). Gleichzeitig ist die „regionale Vermarktung“ von Strom aus direktvermarkteten EEG-Anlagen mit kommunikativem Bezug zu diesen Anlagen, allerdings in Verbindung mit Herkunftsnachweisen aus sonstigen Anlagen ohne die Nutzung von Regionalnachweisen zwar noch aktuell am Markt, aber rechtlich wohl nicht als zulässig zu bewerten. Während sich dieser Ansatz bis zur Einführung des Regionalnachweisregisters in einem Graubereich bzgl. §80 EEG zum Doppelvermarktungsverbot befanden, sind diese Ansätze inzwischen gemäß vorliegender Rechtsgutachten im Widerspruch zu den rechtlichen Anforderungen und dem daraus abgeleiteten Wettbewerbsrecht (Bundesnetzagentur 2018).

7.4.5 Weiterentwicklungsoptionen

Abgeleitet von der zuvor dargestellten Analyse können unterschiedliche Ansätze zur Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen für eine regionale Vermarktung diskutiert werden.

- Grundsätzlich würden konkrete Maßnahmen zur vereinfachten Nutzung der Regionalnachweise die Transaktionskosten auf Seiten der Betreiber und Versorger reduzieren und so die Nutzbarkeit des Konzeptes erhöhen. Solche werden vom UBA in Abstimmung mit dem Nutzerbeirat des RNR diskutiert, bspw. die Einführung eines Massenverfahrens für die Entwertung von Regionalnachweisen je Stromprodukt je PLZ.
- Aus Sicht der klaren Fokussierung auf den Systemnutzen eines lastnahen Zubaus wäre eigentlich zielführend, den Regionenbegriff nicht anhand fester Abstandsregelungen zu definieren, sondern in Abhängigkeit der Netztopologie. Zum jetzigen Zeitpunkt nachträglich eine solche Änderung einzuführen, würde bei den beteiligten Akteuren jedoch erheblichen Aufwand und Verunsicherung verursachen. Somit erscheint eine solche nachträgliche Anpassung vor dem Hintergrund der ohnehin wohl nur begrenzten Potenziale für unverhältnismäßig und nicht zielführend.
- Das EEG macht sehr klare Vorgaben für die Definition von Regionalität im Rahmen der Regionalnachweise für EEG-geförderten Strom. Es erscheint unverhältnismäßig, dieselbe Definition von „Regionalität“ für die Vermarktung von Strom insgesamt vorzuschreiben, und keine abweichenden Definitionen (im Rahmen des Wettbewerbsrechts) zu erlauben. Aber es wäre für die Vermarktung von regionalem Strom hilfreich, wenn für die Stromversorger Erleichterungen angeboten werden, um auch nicht-EEG-Anlagen nach der gleichen Definition konsistent mit den regionalen EEG-Mengen für ihre Produkte identifizieren und in diese integrieren können.
- Wie oben ausgeführt erfordert die Konzeption vollständig regionaler Produkte auf Basis von Herkunftsnachweisen die Beschaffung von Herkunftsnachweisen für 100% des Stromabsatzes, verbunden mit entsprechend hohen Kosten für das Buy-Out aus dem EEG. Für eine leichtere Umsetzbarkeit der regionalen Produktvermarktung sollte daher der Vorschlag von BSW Solar (2018) zur Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung umgesetzt werden, dass Herkunftsnachweise lediglich in Höhe des Anteils beschafft werden müssen, welcher neben den vorgegebenen EEG-Anteilen tatsächlich in der Stromkennzeichnung ausgewiesen wird („100% minus EEG-Quote“-Ansatz).
- Um die Glaubwürdigkeit der regulatorisch vorgegeben Möglichkeiten zur regionalen EE-Vermarktung (über Regionalnachweise und Herkunftsnachweise aus regionalen Anlagen) zu gewährleisten, muss klargestellt sein, dass eine zusätzliche Marketingaussage lediglich auf der Direktvermarktungsbeziehung (aber ohne entsprechende Regionalnachweise und Herkunftsnachweise) einer Doppelvermarktung gemäß § 80 EEG entspricht und somit nicht zulässig ist.

7.5 Literatur

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. Prognose der EEG-Umlage 2019 nach EEG, 2018. Available online: www.netztransparenz.de (accessed on 5 February 2020).

Aretz, A.; Knoefel, J. Mieterstrom – Hindernisse und Potenziale. Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, 2017. Available online: https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2017/IOEW-Studie_Mieterstrom.pdf (accessed on 9 January 2020).

bdew. Das „3-Säulen-Modell“ - Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare- Energien-Anlagen, 2019.

Becker Büttner Held (BBH). Verbraucherschutz wird weiter gestärkt – Der Referentenentwurf „zum Gesetz für faire Verbraucherverträge“ – BBH Blog vom 31.01.2020, 2020. Available online: <https://www.bbh-blog.de/alle-themen/wirtschaftsrecht/verbraucherschutz-wird-weiter-gestaerkt-der-referentenentwurf-zum-gesetz-fuer-faire-verbrauchervertraege/> (accessed on 8 February 2020).

BMWi 2016a: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Bekanntmachung zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen vom 17. Februar 2016 2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Mieterstrombericht nach § 99 EEG 2017, 2019 (accessed on 12 December 2019).

BMWi 2016b: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Regionale Grünstromkennzeichnung, Eckpunktepapier, 11.März 2016, 2016.

Bundesnetzagentur (BNetzA). Leitfaden zur Eigenversorgung, Bonn, 2016 (accessed on 10 July 2019).

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA). Monitoringbericht 2018, Bonn, 2018 (accessed on 10 January 2019).

Bundesnetzagentur (BNetzA). Datenanalyse – Kosten des Eigenverbrauchs Strom, 2019. Available online: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/KostenEigenversorgung.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (accessed on 3 February 2020).

Bundesnetzagentur (BNetzA). Grundsätzliche Unterschiede beim Mieterstrom. Available online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Vertragsarten/Mieterstrom/Mieterstrom_node.html (accessed on 8 February 2020).

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne). Diskussionspapier der Branche zur Mieterstromförderung nach EEG 2017. vom 6. September 2019, 2019 (accessed on 8 February 2020).

Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar). Auswertung der BSW-Befragung zum Thema "Mieterstrom", 2018 (accessed on 8 February 2020).

E&M daily. Solarwirtschaft kritisiert Mieterstromgesetz. E&M daily 2019, 11.

European Parliament. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU, 2019. Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1593417350833&uri=CELEX:32019L0944>.

Flieger, B.; Schachtschneider, U.; Wolter, H.; Lautermann, C.; Aretz, A.; Gähns, S.; Broekmans, J. Zukunftsfeld Mieterstrommodelle. Potentiale von Mieterstrom in Deutschland mit einem Fokus auf Bürgerenergie, Oldenburg, Berlin, 2018 (accessed on 5 June 2018).

Koepf, M.; Krampe, L.; Wünsch, M.; Schalle, H. Mieterstrom. Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Schlussbericht; Projekt Nr. 17/16 - Fachlos 9. 03MAP342, 2017. Available online: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (accessed on 28 December 2017).

Maier, M. Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung Chancen und Herausforderungen, 2014.

Mieterstrom-Bündnis. DIE ENERGIEWENDE JETZT IN DIE STÄDTE BRINGEN – MIETER ENTLASTEN! Positionspapier Mieterstrom, 2017 (accessed on 8 February 2020).

Schudak, A.; Wallbott, T. Verbrauchersicht auf Ökostrom. Ergebnisse einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsvorhabens „Marktanalyse Ökostrom und Herkunftsnachweise“ (EVUPLAN)Forschungskennzahl 37EV16 130 0) No. 10, 2018. Available online: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/verbrauchersicht-auf-oekostrom>.

Seebach, D.; Timpe, C.; Prah, A.; Lucha, C.; Lehnert, W.; Rühr, C. Verbesserte Ausweisung geförderter Strommengen aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Stromkennzeichnung. Arbeitspapier im Rahmen des Vorhabens zur Analyse und Strukturierung des übergreifenden Energierechts (Strom) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Freiburg / Berlin, 2017.

Solarthemenplus. Mieterstrom: Es bewegt sich was. Solarthemenplus 2019, 1.

Stiftung Umweltenergierecht. Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung. Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht, 2018 (accessed on 3 February 2020).

Tiedeman, S.; Jakob, M. Hintergrundpapier zu der Debatte um Mieterstrom. Kurzpapier im Rahmen des Vorhabens "Beschleunigter Netzausbau", 2019 (accessed on 9 January 2020).

Umweltbundesamt (UBA). Wettbewerbsrecht bei Regionalstromprodukten, 2018 (accessed on 31 January 2020).

Umweltbundesamt (UBA). Statistik des deutschen Herkunftsnachweisregisters 2018. Stand 31.12.2018, 2019. Available online: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/2018_statistik_des_deutschen_herkunftsnachweisregisters_fuer_strom_aus_ee.pdf (accessed on 21 May 2019).

Umweltbundesamt (UBA). HKNR-Newsletter 1/2020. vom 14.01.2020, 2020 (accessed on 10 February 2020).

Verbraucherzentrale Bundesverband. Sieben-Punkte-Plan für ein besseres Mieterstromgesetz, 2019 (accessed on 16 January 2020).

VKU. Positionspapier zur Verbesserung der Mieterstromförderung im EEG. vom 29. Oktober 2019, 2019 (accessed on 8 February 2020).

von Bredow Valentin Herz. Rechtsgutachten "Kleiner Mieterstrom" und gemeinschaftliche Eigenversorgung, 2018 (accessed on 8 February 2020).

8 Beseitigung der Hemmnisse für die Nutzung kleinteiliger Flexibilität

Anke Bekk, Marian Klobasa, Matthias Kühnbach, Sabine Pelka und Judith Stute (Fraunhofer-Institut für System- & Innovationsforschung ISI)

Flexible Verbrauchsanwendungen können einen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien und zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten. Hierzu zählen insbesondere elektrifizierte Wärme- und Mobilitätsanwendungen wie flexibel steuerbare Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Der Einsatz der sogenannten Sektorkopplungstechnologien ist jedoch unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur eingeschränkt möglich.

Einerseits wird ihr Betrieb durch die staatlich veranlassten Preisbestandteile schlechter gestellt im Gegensatz zum Betrieb der fossil-basierten Technologien. Eine Weiterentwicklung der staatlich veranlassten Rahmenbedingungen kann dieses Investitionshemmnis beheben. Die Ausgangssituation, die Weiterentwicklungsmöglichkeiten und deren Wirkung werden in Kapitel 8.1 vorgestellt.

Andererseits wird ein systemdienlicher Einsatz der Sektorkopplungstechnologien durch den Marktzugang eingeschränkt. Erleichterte Zugangsbedingungen oder spezielle Märkte für kleinteilige Flexibilität können dieses Hemmnis beheben. In Kapitel 8.2 wird der Zugang zu bestehenden Märkten am Beispiel des Regelenergiemarktes erläutert und die Voraussetzungen zur Einführung einer Flexplattform zur Teilnahme am Netzengpassmanagement diskutiert.

8.1 Weiterentwicklungsoptionen der staatlich veranlassten Preisbestandteile zur Nutzung kleinteiliger Flexibilität

Die Diffusion der Sektorkopplungstechnologien wird durch das derzeitige Endkundenpreissystem jedoch gehemmt. Der Endkundenstrompreis für Haushaltskunden bestand 2019 durchschnittlich nur zu einem Viertel aus Strombeschaffungskosten, zu rund drei Viertel jedoch aus Netzentgelten, Steuern, Umlagen und Abgaben (Bundesnetzagentur 2019). Diese hohe Belastung mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen hemmt die Investition in flexible Technologien gleichermaßen wie die Nutzung kleinteiliger Flexibilitäten.

Strombasierte Technologien sind heute gegenüber fossil-basierten Konkurrenztechniken generell benachteiligt, da aufgrund von staatlich veranlassten Preisbestandteilen, wie Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern der Wettbewerb zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern verzerrt ist. Abbildung 8-1 stellt die Belastung unterschiedlicher Endenergieträger mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen dar.

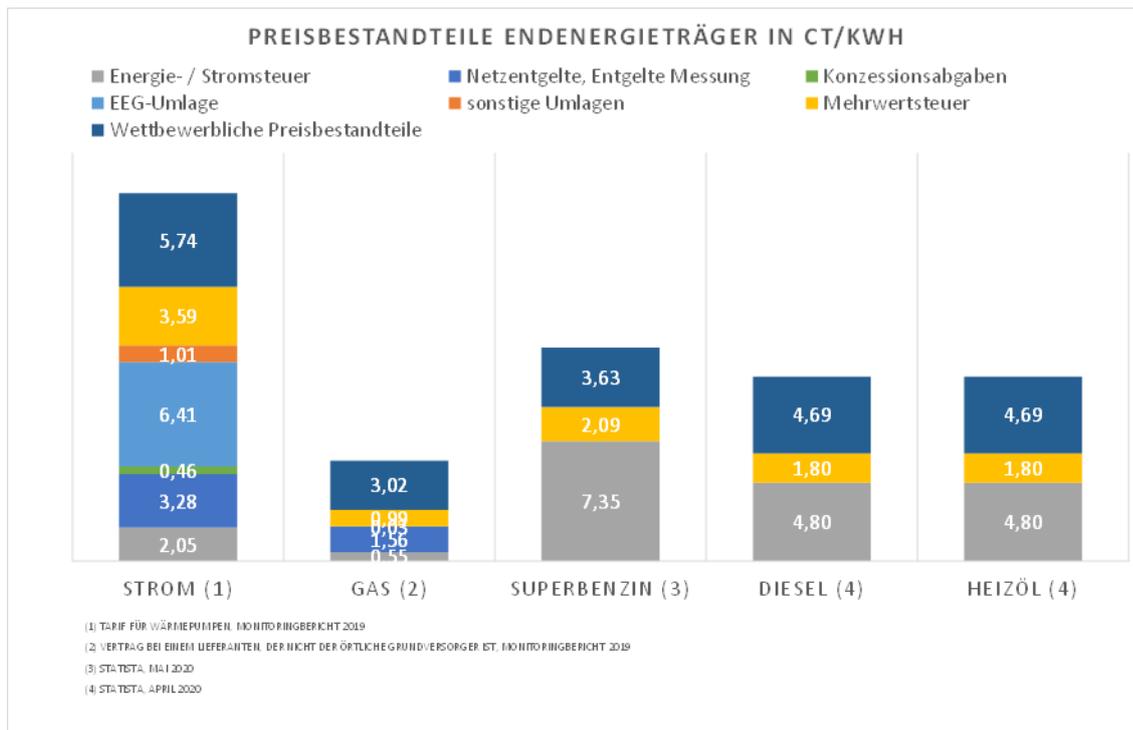


Abbildung 8-1: Preisbestandteile ausgewählter Endenergieträger bezogen auf Endenergie (Quelle: Eigene Darstellung)

Es wird deutlich, dass Strom mit einer größeren Anzahl und bezogen auf eine Kilowattstunde höheren Betrag an staatlich veranlassten Preisbestandteilen belastet wird. Bezogen auf den CO₂-Gehalt der Endenergieträger relativiert sich die Belastung teilweise, da die Energiesteuer einen Großteil der Belastungen von Strom ausgleicht (siehe Abbildung 8-2). Die Aussage bezieht sich jedoch auf den Strommix von 2019. In einer zunehmend dekarbonisierten Stromversorgung verstärkt sich diese Wettbewerbsverzerrung wieder zulasten von Strom.

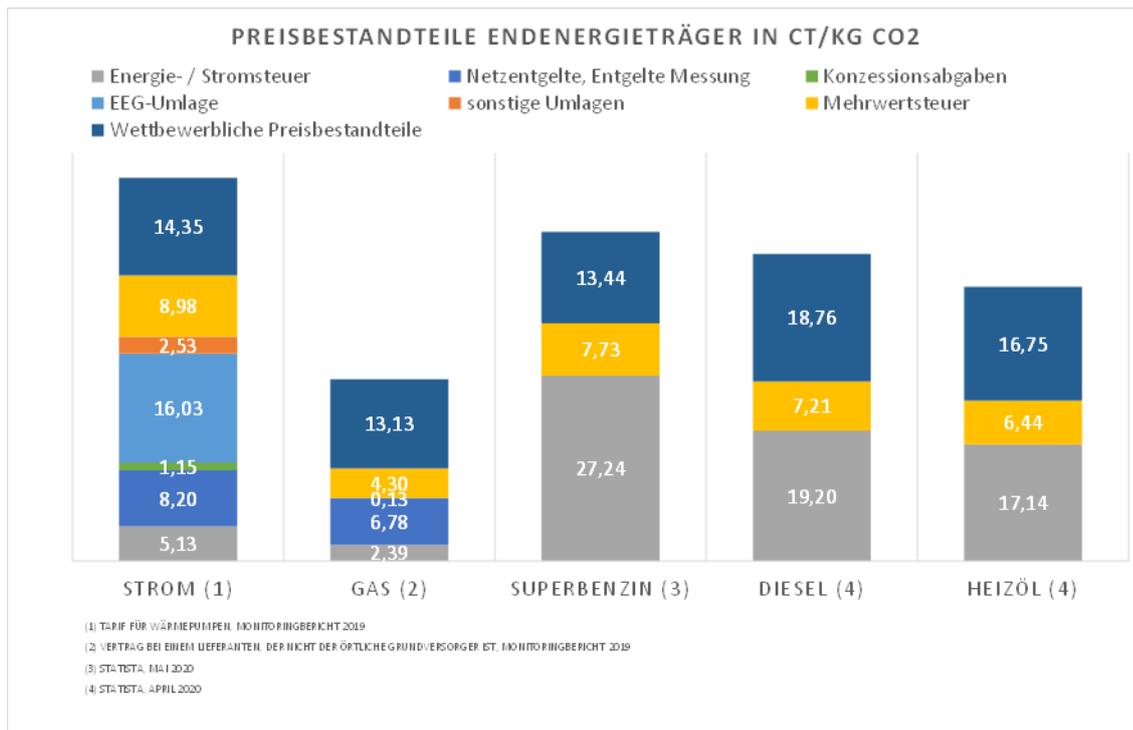


Abbildung 8-2: Preisbestandteile verschiedener Endenergieträger bezogen auf CO₂-Gehalt (Quelle: Eigene Darstellung)

Der ökologische und - auf Grund der Schadenskosten durch Klimaschäden - auch der ökonomische Nutzen von Sektorkopplungstechniken kommt durch diese ungleiche Belastung nicht zur Geltung (UBA 2020). Ein CO₂-Preis, wie der ab 2021 geltende CO₂-Preis im Bereich Wärme und Verkehr, adressiert diese Problematik und reduziert somit Hemmnisse für die Diffusion flexibler Technologien wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge.

Neben der absoluten Höhe der staatlich veranlassten Preisbestandteile ist ein weiteres Hemmnis für die Nutzung von kleinteiliger Flexibilität, dass die Verursachergerechtigkeit nicht immer gegeben ist. So spiegeln die heutigen entnahmeabhängigen Netzentgelte nicht die mehrheitlich anschlussbezogenen und teilweise leistungs-basierten Netzkosten wider. Eine Umstellung auf stärker leistungs- oder grundpreisbasierte Netzentgelte erhöhen daher die Verursachungsgerechtigkeit und reduzieren gleichzeitig Hemmnisse für den Einsatz von kleinteiliger Flexibilität, da für den Einsatz der Flexibilität keine zusätzlichen Netzkosten bei den Anwendern entstehen.

Staatlich veranlasste Preisbestandteile, die als fixer Wert auf den Strompreis aufgeschlagen werden, erhöhen die Stromkosten gegenüber nicht strombasierten Anwendungen, und hemmen damit den flexiblen Einsatz z.B. von strombasierten Wärmepumpen. Durch den fixen Aufschlag spiegeln sich im Strompreis nicht die tatsächlichen Kostenvorteile des Stromverbrauchs zum Nutzungszeitpunkt gegenüber anderen Energieträgern wider. Durch diese Hemmnisse kann der Nutzen von kleinteiliger Flexibilität im Netzengpassmanagement und zur Integration erneuerbaren Energien nicht umfassend realisiert werden.

Im Folgenden diskutieren wir Ansätze, wie das bestehende System angepasst werden kann, um diese Hemmnisse zu reduzieren. Dabei wird insbesondere auf die Ausgestaltung eines wirkungsvollen CO₂-Preises und kostenreflexiver Netzentgelte eingegangen. Ziel ist es, durch

eine Reduktion der Belastung von Strom die Wettbewerbsfähigkeit von strombasierten Technologien zu erhöhen sowie ggf. durch eine Dynamisierung einzelner Preisbestandteile Anreize für deren Flexibilisierung zu setzen. Dabei ist zu beachten, dass die einzelnen Preisbestandteile immer auch eine Finanzierungsfunktion erfüllen.

In den folgenden Abschnitten werden mögliche Lösungsansätze genauer aufgezeigt, um staatlich veranlasste Preisbestandteile für den Haushaltskunden verursachungsrechter zu machen und damit Anreize für kleinteilige Flexibilität zu setzen. Dazu werden deren Wirkungsweise und mögliche Probleme besprochen. Der Fokus der Untersuchung liegt auf Sektorkopplungstechnologien, da sie einerseits einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Anwendungssektoren Wärme und Verkehr leisten und andererseits – zumindest zum Teil – ein hohes Flexibilitätspotential aufweisen.

In den ersten beiden Abschnitten dieses Kapitels werden ausgewählte Ansätze zur Umgestaltung staatlich veranlasster Preisbestandteile beschrieben. Insbesondere wird auf die CO₂-Bepreisung von Endenergieträgern sowie Möglichkeiten zur Umgestaltung von Netzentgelten eingegangen. Eine Bewertung der Ansätze hinsichtlich ihrer Wirkung auf ausgewählte Sektorkopplungstechnologien erfolgt in Abschnitt 8.1.3.

8.1.1 CO₂-Bepreisung von Endenergieträgern

Die Nutzung fossiler Brennstoffe in Energiewirtschaft und energieintensiven Industrien wird über die verpflichtende Teilnahme am europäischen Emissionshandel (EU Emission Trading Scheme (EU ETS)) mit einem CO₂-Preis belegt, der sich aus dem Handel mit CO₂-Zertifikaten ergibt. Die Anzahl der im Umlauf befindlichen Zertifikate folgt einem festgelegten Emissionsminderungspfad. Die Kosten der Folgeschäden des CO₂-Ausstoßes, die durch die Nutzung fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung entstehen werden somit – zumindest anteilig – eingepreist. Die Kosten aus Folgeschäden des CO₂-Ausstoßes im Verkehrs- und Wärmesektor werden bisher jedoch nicht eingepreist. Das führt zu einer Verzerrung zwischen fossilen Energieträgern und elektrifizierten Anwendungen.

Die Internalisierung der Klimaschadenskosten des CO₂-Ausstoßes in den Anwendungssektoren Wärme und Verkehr ist jedoch nur eine Zielsetzung, die mit der Einführung eines CO₂-Preises verfolgt wird. Weitere Ziele sind der Abbau von Verzerrungen im Wettbewerb zwischen Endenergieträgern und Technologien sowie eine alternative Finanzierungsquelle für die Kosten der Energiewende zu eröffnen, die als (teilweiser) Ersatz oder Ergänzung zur EEG-Umlage und zur Stromsteuer genutzt werden kann.

8.1.1.1 CO₂-Preis zur Internalisierung der Klimafolgekosten

Eine fehlende Internalisierung der Kosten durch den Klimawandel wird im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung als Grund für die Einführung eines CO₂-Preises bereits genannt. Daher wird ab 2021 eine CO₂-Bepreisung für Wärme und Verkehr eingeführt⁷⁴. Das Klimaschutzprogramm sieht ab 2021 einen CO₂Preis von jährlich 25 Euro pro Tonne vor, der schrittweise bis 2025 auf 55 Euro pro Tonne CO₂ erhöht wird. Ab dem Jahr 2026 gilt ein CO₂-Preis von mindestens 55 Euro pro Tonne CO₂ und höchstens 65 Euro pro Tonne CO₂. Der Ein-

⁷⁴ siehe <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/co2-bepreisung-1673008>

stiegs-CO₂-Preis in 2021 entspricht damit in etwa dem derzeitigen Preis für EU Emission Allowances (Carbix zum 30.06.2020 25,992 Euro pro EUA, vgl. eex.com). Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung fließen in den deutschen Energie- und Klimafond und sollen für die Förderung von Klimaschutzmaßnahmen verwendet werden.

Mit dem Klimaschutzprogramm will die Bundesregierung eine sanfte Transformation hin zu einer Internalisierung der Folgekosten des CO₂-Ausstoßes in den Anwendungssektoren Wärme und Verkehr erreichen. Die Festpreise für CO₂ entsprechend dabei aber nicht in voller Höhe den erwarteten Klimaschadenskosten des CO₂-Ausstoßes, die nach Schätzungen des Umweltbundesamts von 180 Euro pro Tonne CO₂ in 2016 auf 240 Euro pro Tonne CO₂ in 2050 steigen werden.⁷⁵

Neben der Einführung eines gesonderten CO₂-Preises für die Anwendungssektoren wäre eine weitere Möglichkeit der impliziten Internalisierung von Klimaschadenskosten die Kopplung der Energiesteuern und Stromsteuer an den CO₂-Gehalt der Brennstoffe. Hierdurch können jedoch ungewünschte Verteilungswirkungen entstehen, bspw. würde damit die Privilegierung von Heizöl oder die stärkere steuerliche Belastung von einzelnen Kraftstoffen reduziert. Die Höhe der aktuellen steuerlichen Belastungen der Endenergieträger würde bei niedrigen CO₂-Preisen verringert, so dass die Kosten für diese Energieträger sinken würden. Eine Integration der Stromsteuer in dieses Modell ist zudem aufgrund der resultierenden Doppelbelastung von Strom durch Steuer und Emissionshandel ausgeschlossen.

8.1.1.2 CO₂-Preis zur Reduzierung der Belastung von Strom

Neben der Internalisierung von Klimaschadenskosten ist die Reduzierung der Belastung von Strom ein weiteres Ziel, das mit der Einführung eines CO₂-Preises verfolgt wird. Durch die Reduzierung der Belastung von Strom bzw. deren Verlagerung auf andere (End)energieträger sollen Wettbewerbsverzerrungen zwischen strombetriebenen (Sektorkopplungs-)Technologien und fossil befeuerten Technologien abgebaut werden. Dadurch werden implizit auch Wettbewerbsnachteile von strombasierten, flexible Technologien wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen abgebaut (vgl. Kapitel 8). Hierdurch werden keine weiteren Einnahmen für den Bundeshaushalt generiert, sondern vielmehr die Finanzierungsbedarfe, die bisher alleine vom Stromsektor gedeckt wurden, teilweise auf andere Sektoren verlagert. Begründet werden kann eine solche Verlagerung damit, dass aufgrund der Rolle der Sektorkopplung bei der Dekarbonisierung der Anwendungssektoren Wärme, Verkehr und Industrie auch diese Sektoren ihren Beitrag zur Energiewende leisten müssen. Da in diesen Sektoren heute jedoch vornehmlich fossile Energieträger eingesetzt werden, muss der Beitrag über diese erhoben werden.

Exemplarisch wird im Folgenden eine mögliche Verlagerung von Stromsteuer und EEG-Umlage auf andere Sektoren beschrieben.

a) Stromsteuer

Eine Möglichkeit ist den Beitrag der Stromsteuer zur Finanzierung des Bundeshaushalts durch die Einführung einer CO₂-Bepreisung in Höhe des Finanzierungsvolumens der Stromsteuer zu ersetzen. Wie in Kapitel 8 ausgeführt beträgt die Stromsteuer in Deutschland gemäß § 3

⁷⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#klimakosten-von-treibhausgas-emissionen>

StromStG 20,50 EUR pro MWh Strom. Sie wird grundsätzlich auf aus dem Versorgungsnetz entnommenen Letztverbrauch erhoben (§ 5 Abs. 1 StromStG). Ausnahmen von der Stromsteuer existieren bspw. im Rahmen der Eigenversorgung (§ 9 Abs. 1 und 2 StromStG) und für Unternehmen im Rahmen des sog. Spitzenausgleichs (§ 10 StromStG). Das gesamte Steueraufkommen aus der Stromsteuer beträgt derzeit ca. 7 Mrd. Euro. Diese 7 Mrd. Euro können entweder auf alle oder nur auf ausgewählte Sektoren bzw. Endenergieträger umgelegt werden. Auch die Definition von Ausnahmen wäre möglich, wie es heute bereits im Rahmen der Energiesteuer erfolgt (Zu einem möglichen Ersatz von Stromsteuer und Energiesteuern durch eine CO₂-Gehalt-basierte Steuer vgl. die Ausführung unter Abschnitt 8.1.1.1.).

b) EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist derzeit das größte Bestandteil des Strompreises. In 2020 beträgt sie 6,756 Ct/kWh. Für ihre Berechnung wurde ein Umlagebetrag von ca. 24 Mrd. Euro angesetzt. Die EEG-Umlage dient gemäß Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) dem Ausgleich zwischen der garantierten finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien und den Einnahmen aus der Vermarktung dieses Stroms. Im Gegensatz zur Stromsteuer, bei der mit der Energiesteuer ein Pendant bei anderen Endenergieträgern besteht, werden die energiebedingten Kosten nur auf den Strombezug umgelegt. Da der Energieträger Strom jedoch auch zu einer Dekarbonisierung von Anwendungssektoren beitragen soll, die derzeit von fossilen Energieträgern dominiert werden (bspw. Wärme und Verkehr) erscheint eine Umlage auf fossile Energieträger gerechtfertigt.

Es besteht die Möglichkeit das gesamte Volumen der EEG-Umlage über eine CO₂-Bepreisung auf andere Energieträger zu verlagern. Alternativ können auch einzelne Posten aus der EEG-Umlage, wie bspw. die Kosten der Besonderen Ausgleichsregelung ausgegliedert und über eine CO₂-Bepreisung finanziert werden. Zudem muss wie bei der Stromsteuer festgelegt werden, welche Endenergieträger belastet werden sollen.

8.1.2 Netzentgelte

Die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgelte ist auf Grund der starken Abhängigkeit der Netzentgelte von der Stromentnahme aus dem Netz unter den heutigen Bedingungen nicht mehr kostenreflexiv. Ein Großteil der Kosten ist strukturbedingt und wird durch die Struktur des Versorgungsgebiets bestimmt. Die Entnahme von Strom aus dem Netz hat dagegen nur geringe Kostenwirkungen etwa durch Verlustenergiekosten oder Netzengpasskosten.

Die Entnahmeabhängigkeit der Netzentgelte zu reduzieren, führt zu einem verstärkten Anreiz für Netznutzer sich flexibel zu verhalten und erhöht gleichzeitig die Kostenreflexivität. Dies setzt somit Anreize für einen effizienten Netzbetrieb und indirekt durch eine verbesserte Kostenreflexivität auch für den Netzausbau. Im Weiteren sollen hierzu fünf mögliche Maßnahmen zur Steigerung der Kostenreflexivität kurz erläutert werden.

a) Arbeitspreis

Ein großer Teil der Netzkosten im Verteilnetz ist heutzutage vor allem von der Netzstruktur abhängig. Die aus einem bestehenden Netz entnommenen Strommengen spielen dann für die Netzkosten eine untergeordnete Rolle. Hinsichtlich der Kostenreflexivität der Netzentgelte ergibt sich somit, dass die aktuellen Arbeitspreise der Netzentgelte die durch die Entnahme

verursachten Kosten zu hoch ansetzen Eine Senkung des Arbeitspreises kann somit die Kostenreflexivität steigern. Gleichzeitig kann eine zeitvariable Ausgestaltung der Arbeitspreise erfolgen, um entnahmeabhängige Kosten wie Engpasskosten besser abzubilden (siehe auch unter f.)

b) Leistungspreis

In der heutigen Netzentgeltsystematik wird bei leistungsgemessenen Netznutzern ein Leistungspreis gemäß ihrer Jahreshöchstlast fällig. Durch diesen Preisanteil kann das Verhalten einzelner Netznutzer bis zu einem gewissen Grad gesteuert werden. Auslegungsrelevant für Netze ist jedoch nicht die Jahreshöchstlast eines einzelnen Netznutzers, sondern die höchste zeitgleiche Last in einem Netzgebiet. Dies wird durch den Leistungspreis nicht betrachtet. Es erscheint deshalb sinnvoll, diesen Entgeltbestandteil stark abzusenken oder gar ganz abzuschaffen und durch andere Bestandteile zu ersetzen (z. B. Kapazitätsentgelte oder dynamische Netzentgelte). Diese werden im weiteren Verlauf unter d) und f) erläutert.

c) Anschlussbezogener Grundpreis

Durch die oben vorgeschlagene Absenkung des Arbeits- und Leistungspreises der Netzentgelte ergeben sich geringere Einnahmen bei der Refinanzierung der Netze. Um dies auszugleichen, kann ein anschlussbezogener Grundpreis erhoben werden. Damit ist eine jährliche Pauschale je nach Netzebene des Anschlusses gemeint, wie sie heutzutage bereits bei SLP⁷⁶-Kunden erhoben wird. Hierdurch würden Sektorkopplungsoptionen an einzelnen Anschlusspunkten nicht zu einer zusätzlichen monetären Belastung der Netznutzer führen. Gleichzeitig wird somit auch die in a) erwähnte Abhängigkeit der Netzkosten von der Netzstruktur mit in Betracht gezogen. Eine weitere Differenzierung des anschlussbezogenen Grundpreises nach Gebäudekategorie (Ein-/Zwei-/Mehrfamilienhaus, Bürogebäude, ...) oder weiteren Merkmalen ist denkbar.

d) Kapazitätsentgelt

Eine weitere Möglichkeit zur Refinanzierung der Netzkosten stellen sogenannte Kapazitätsentgelte dar. Diese Entgeltkomponente ergibt sich über die vertraglich vereinbarte Netzananschlusskapazität zwischen Netzbetreiber und Netznutzer. Hierüber kann die Abhängigkeit der Netzkosten von der Kapazitätsdimensionierung der Betriebsmittel in Netzen abgebildet werden. Das Kapazitätsentgelt wird vorab für einen bestimmten Zeitraum festgelegt, wodurch sich das Verhalten der Netznutzer im Vergleich zum Leistungspreis ändert.

e) Entgelt für Erzeugungsanlagen

In Netzgebieten mit hoher installierter Erzeugungsleistung kann ein Teil der Netzkosten nicht den Verbrauchern, sondern den Erzeugungsanlagen zugeordnet werden. Werden diese Netzkosten anstatt auf die Verbraucher (heutige Regelung) auf die Erzeugungsanlagen umgelegt, können die Verbraucher entlastet und die Kostenreflexivität der Netzentgelte erhöht werden. Der Einbezug der Erzeugungsanlagen wäre bspw. über den anschlussbezogenen Grundpreis (c) oder Kapazitätsentgelte (d)) möglich.

⁷⁶ SLP - Standardlastprofil

f) Dynamische Netzentgelte

Um den in b) erwähnten Beitrag einzelner Netznutzer an der zeitgleichen Jahreshöchstlast abbilden zu können, können zeitvariable Netzentgelte eingeführt werden. Um den Verbrauchern zu ermöglichen, bereits vorab die Kosten für die Netznutzung zu kennen, müssen die dynamischen Netzentgelte ex-ante bspw. über eine Vorhersage hoher Netzlast anhand von statistischen Daten festgelegt werden. Denkbar wären sogenannte Hochlastzeitfenster, in denen die Netzentgelte höher sind als in den restlichen Stunden des Jahres.

8.1.3 Wirkung der alternativen Regelungen

Im Folgenden werden ausgewählte Varianten von CO₂-Bepreisung und ausgewählte Alternativen zur aktuellen Netzentgeltsystematik quantifiziert und diskutiert.

8.1.3.1 CO₂-Bepreisung

Zur Bewertung der Wirkung der vollständigen Internalisierung der CO₂-Schadenskosten werden Beispielrechnungen im Bereich Wärme und Verkehr für das Jahr 2030 durchgeführt. Es werden die Unterschiede der Preisbestandteile zwischen der Sektorkopplungstechnologien Elektro-Pkw bzw. Wärmepumpe und der Technologie mit einem fossilen Energieträger (Benzin-Pkw und Gasbrennwertkessel) verglichen.

Es werden folgende Szenarien betrachtet:

- **Status quo:** Keine Änderung der Rahmenbedingungen. Der CO₂-Preis für fossile Energieträger in 2030 beträgt 55 EUR pro Tonne CO₂.
- **EEG-Umlage auf Wärme und Verkehr:** Verlagerung der EEG-Umlage auf fossile Energieträger in den Anwendungssektoren Wärme und Verkehr. Zusätzlich wird in 2030 ein CO₂-Preis von 55 EUR pro Tonne CO₂ erhoben. Energie- und Stromsteuer werden weiterhin erhoben.
- **Einheitlicher CO₂-Preis** auf allen Energieträgern von 205⁷⁷ EUR pro Tonne CO₂. Es werden keine weiteren CO₂-Steuern erhoben. Die Kosten des ETS werden angerechnet. Energie- und Stromsteuer und EEG-Umlage werden nicht mehr erhoben.

Die zentralen techno-ökonomischen Annahmen neben den Brennstoffkosten sind für das Verkehrsbeispiel in Tabelle 8-1, für das Wärmebeispiel in Tabelle 8-2 dargestellt. Hinsichtlich der Entwicklung des Energiesystems, wurde ein 95-Prozent-Reduktions-Szenario unterstellt.

Tabelle 8-1: Zentrale Annahmen für Beispiel im Bereich Verkehr

	Benzin-Pkw	Elektro-Pkw
Investition	18.970 EUR	22.950 EUR
Verbrauch	5 l/100 km	19,7 kWh/100 km
Jahresfahrleistung	15.156 km/Jahr	

⁷⁷ Entspricht UBA-Empfehlung zu Klimakosten in 2030 (vgl. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#klimakosten-von-treibhausgas-emissionen>)

Tabelle 8-2: Zentrale Annahmen für Wärmebeispiel

	Wärmepumpe	Gasbrennwertkessel
Investition	10.000 EUR	4.500 EUR
O&M-Kosten	4 %	2,5 %
Jahresarbeitszahl/ Wirkungsgrad	3,7	0,9
Wärmebedarf	25.500 kWh/a	

Für das Beispiel Elektro-Pkw zeigt sich, dass unter aktuellen Rahmenbedingung der Benzin-Pkw in 2030 wirtschaftliche Vorteile gegenüber dem Elektro-Pkw aufweist. Durch die Umlage der EEG-Steuer auf fossile Endenergieträger erhöht sich die Belastung von Benzin durch die Umlage um ca. 8,5 Cent pro kWh Nutzenergie, während der Endenergieträger Strom entlastet wird. Verstärkt wird der Effekt durch die Umsatzsteuer. Die Erhöhung führt dazu, dass Elektro-Pkw, auch unter Berücksichtigung der höheren Investitionen, welche durch eine Investitionsdifferenz in Abbildung 8-3 dargestellt ist, über die Lebensdauer der Fahrzeuge günstiger als Benzin-Pkw sind.

Wird auf alle Endenergieträger jedoch ein einheitlicher CO₂-Preis von 205 EUR pro Tonne CO₂ erhoben und fallen gleichzeitig Strom- und Energiesteuer sowie EEG-Umlage weg, verringert sich die Belastung von Strom aber auch von Benzin. Grund hierfür ist die derzeit vergleichsweise hohe steuerliche Belastung von Benzin, durch die eine umweltpolitische Lenkungswirkung erzielt werden soll. Diese Reduzierung führt dazu, dass bezogen auf den Energieverbrauch Elektro-Pkw vorteilhafter sind. Bei der Betrachtung der Gesamtkosten, d. h. inklusive Investitionsdifferenz, sind hingegen Benzin-Pkw weiterhin günstiger.

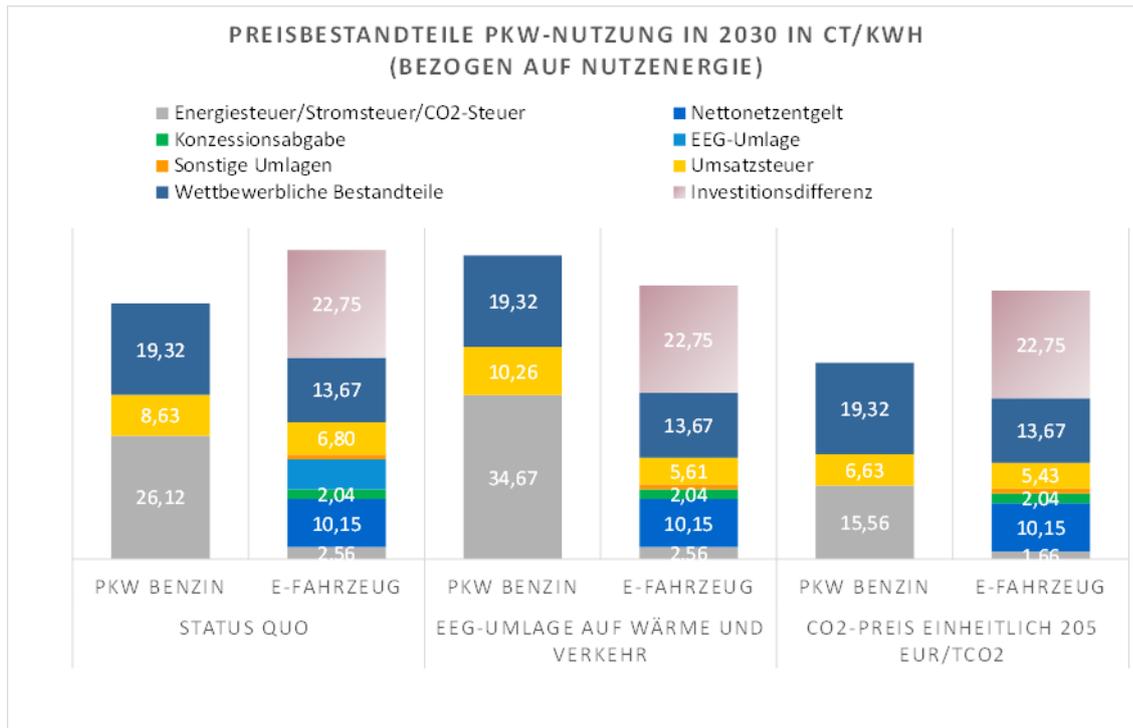


Abbildung 8-3: Effekte unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten der CO₂-Bepreisung auf die Wirtschaftlichkeit von Elektro-Pkw im Vergleich zu Benzin-Pkw in 2030 (Quelle: Eigene Darstellung)

Im Gegensatz zu Elektro-Pkw weisen Wärmepumpen in 2030 bereits im Szenario Status quo geringere Kosten als die Referenztechnologie Gasbrennwertkessel auf (s. Abbildung 8-4). Grund hierfür ist die hohe Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen, die die Kosten von Strom im Vergleich zu Gas bezogen auf die Nutzenergie reduziert. Diese führt auch dazu, dass Stromsteuer und EEG-Umlage bezogen auf die Nutzenergie geringer sind als die Energie- und CO₂-Steuer, die auf Gas erhoben werden. In den beiden anderen Szenarien erhöht sich die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen in 2030 im Vergleich zu Gasbrennwertkesseln noch.

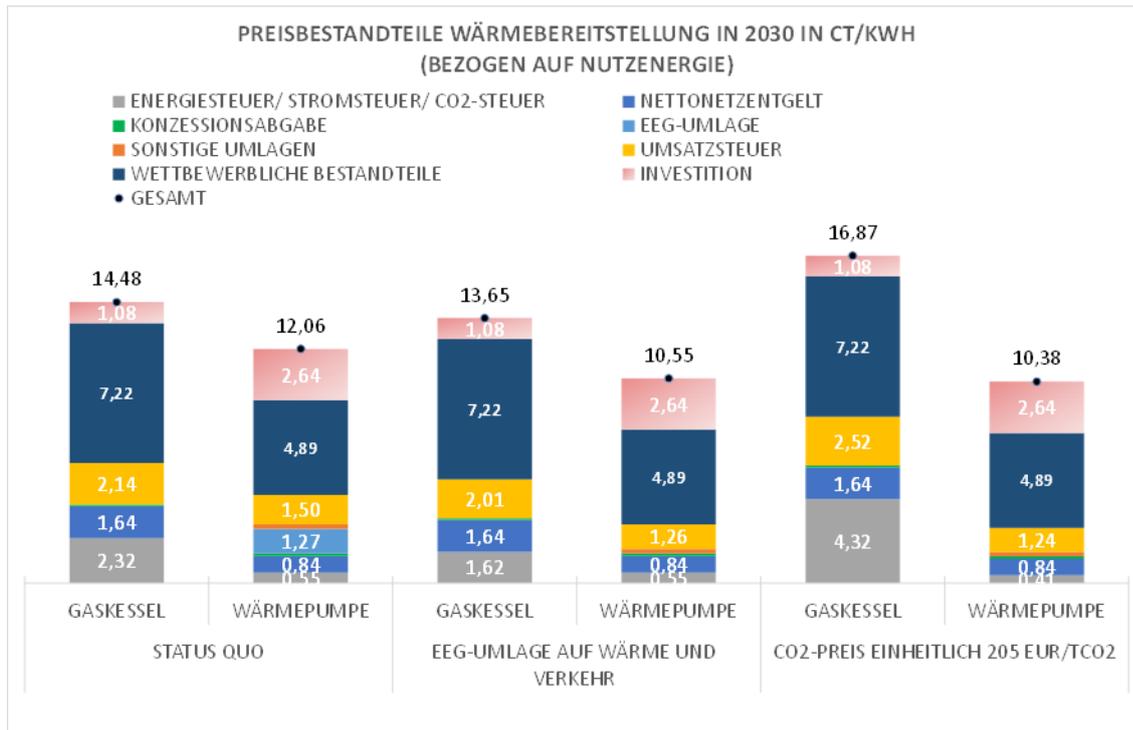


Abbildung 8-4: Effekte unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten der CO2-Bepreisung auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen im Vergleich zum Gasbrennwertkessel in 2030 (Quelle: Eigene Darstellung)

8.1.3.2 Netzentgelte

Zur Bewertung der Wirkung der in Kapitel 8.1.2 beschriebenen alternativen Ausgestaltung der Netzentgelte werden Beispielrechnungen durchgeführt. Ziel der Anpassung ist es, die bestehenden Hemmnisse für kleinteilige Flexibilitäten zu reduzieren, indem entnahmeabhängige Netzkosten reduziert werden. Ausgangsschritt ist daher die Reduktion der Arbeitspreise der Netzentgelte, die durch einen höheren Grund- oder Kapazitätspreis kompensiert werden (siehe Tabelle 8-4).

a) Annahmen

Als Kosten-Referenz für die Festlegung der betrachteten Netzentgeltkomponenten werden die in Tabelle 8-3 angegebenen Parameter verwendet. Bei der Parametrierung der Netzentgeltbausteine wird darauf geachtet, dass die Erlöse durch Netzentgelte im betrachteten NS-Netz konstant bleiben.

Tabelle 8-3: Status quo zu Netzentgelten im Netzgebiet⁷⁸ der MitNetz Strom GmbH

Parameter	Entgeltkomponente	Einheit	Kosten
Anzahl Entnahmestellen	1.586.741		
Bezug aus vorgelegertem Netz	4.681 GWh		
Netzentgelt SLP-Kunden (netto)	Grundpreis	€/a	73,00
	Arbeitspreis	ct/kWh	5,25
Netzentgelt steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG) (netto)	Grundpreis	€/a	-
	Arbeitspreis	ct/kWh	1,91

Tabelle 8-4: Beispielhafte Parametrierung der Netzentgeltbausteine

Option	Referenz (für steuerbare Verbraucher nach §14a EnWG)	A höherer Grundpreis	B Kapazitätstarif + Arbeitspreis	C - Kapazitätstarif + Grundpreis + Arbeitspreis
Arbeitspreis (ct/kWh)	5,25 (1,91)	3,7	4,3	2,6
Grundpreis (€/a)	73 (-)	120	-	50
Kapazitätsentgelt (€/kW/a)	-	-	5 (bis 7 kW); 15 (> 7 kW)	5 (bis 7 kW); 15 (> 7 kW)

Da der Fokus dieses Papiers auf den Flexibilitätsoptionen von Haushaltskunden liegt, werden im Weiteren die Änderungen der Netzentgeltbelastung für einen Haushalt mit Wärmepumpe sowie einen Haushalt mit Elektrofahrzeug dargestellt. Der Haushalt ist dabei jeweils ein SLP-Kunde mit eigenem Netzanschluss (Daten siehe Tabelle 8-5). Betrachtet wird dabei die Option mit und ohne Nutzung der Regelungen für steuerbare Verbraucher (§ 14a EnWG). Für die Nutzung des reduzierten Netzentgeltes fallen Kosten für einen zusätzlichen Zähler von etwa 60 €/a an.

⁷⁸ Daten aus Angaben der MITNETZ Strom GmbH (<https://www.mitnetz-strom.de/ver%C3%B6ffentlichungspflichten/zahlen-fakten/netzdaten>) und https://www.mitnetz-strom.de/Media/docs/default-source/datei-ablage/ne_2020_mns_pb2_slp.pdf?sfvrsn=24d280f9_6)

Tabelle 8-5: Netzbezug und maximale Last für Haushalte mit und ohne Elektrofahrzeuge und Wärmepumpe

Haushaltstyp	Netzbezug in kWh/a	max. Last in kW - unflexibel	max. Last in kW - flexibel
Haushalt	4.000	5	5
Haushalt mit Elektrofahrzeug	8.200	9	7
Haushalt mit Wärmepumpe	8.400	9	7
Haushalt mit WP und EV	12.600	13	9

Es werden drei verschiedene Optionen zur Netzentgeltssystematik untersucht, die im Vergleich zur Referenz einen reduzierten Arbeitspreis aufweisen (siehe Tabelle 8-4):

- Option A: Netzentgelt setzt sich zusammen aus Grund- und Arbeitspreis, wobei der Grundpreis im Vergleich zum Referenzfall erhöht und der Arbeitspreis reduziert wird.
- Option B: Das Netzentgelt wird gebildet aus einem reduzierten Arbeitspreis und einem Kapazitätsentgelt. Das Kapazitätsentgelt ist zweistufig, um Flexibilitäten anzureizen. Bis zu einer vereinbarten Anschlussleistung von 7 kW (1/4-stündiger Mittelwert) wird ein geringeres Kapazitätsentgelt von 5 €/kW/a angenommen. Darüber steigt das Kapazitätsentgelt um ein Dreifaches an.⁷⁹
- Option C: Das Netzentgelt wird gebildet wie in Option B. Zusätzlich fällt noch ein Grundpreis von 50 €/a an, gleichzeitig ist der Arbeitspreis nochmals reduziert.

1.

b) Ergebnisse

Für den betrachteten Haushalt mit unflexiblen Verbrauchern ergeben sich (ohne Berücksichtigung von § 14a EnWG) für die betrachteten Optionen A - C bis auf einen Fall (Haushalt mit WP und EV) sinkende Netzentgelte (siehe Abbildung 8-5). Dabei sind für Option C die höchsten Reduktionen zu verzeichnen (-21 bis -37 %). Unter Einbezug von § 14a EnWG ergeben sich vor allem für Option B aber auch für Option A zunächst steigende Netzentgelte für Haushalte mit EV und/oder WP (bis zu 30 %), wenn sie unflexibel agieren.

⁷⁹ 7 kW ergeben sich aus der Annahme, dass ein durchschnittlicher Haushalt mit Wärmepumpe oder Elektrofahrzeug unter Einsatz von Lastmanagement unter diesem Wert bleiben kann.

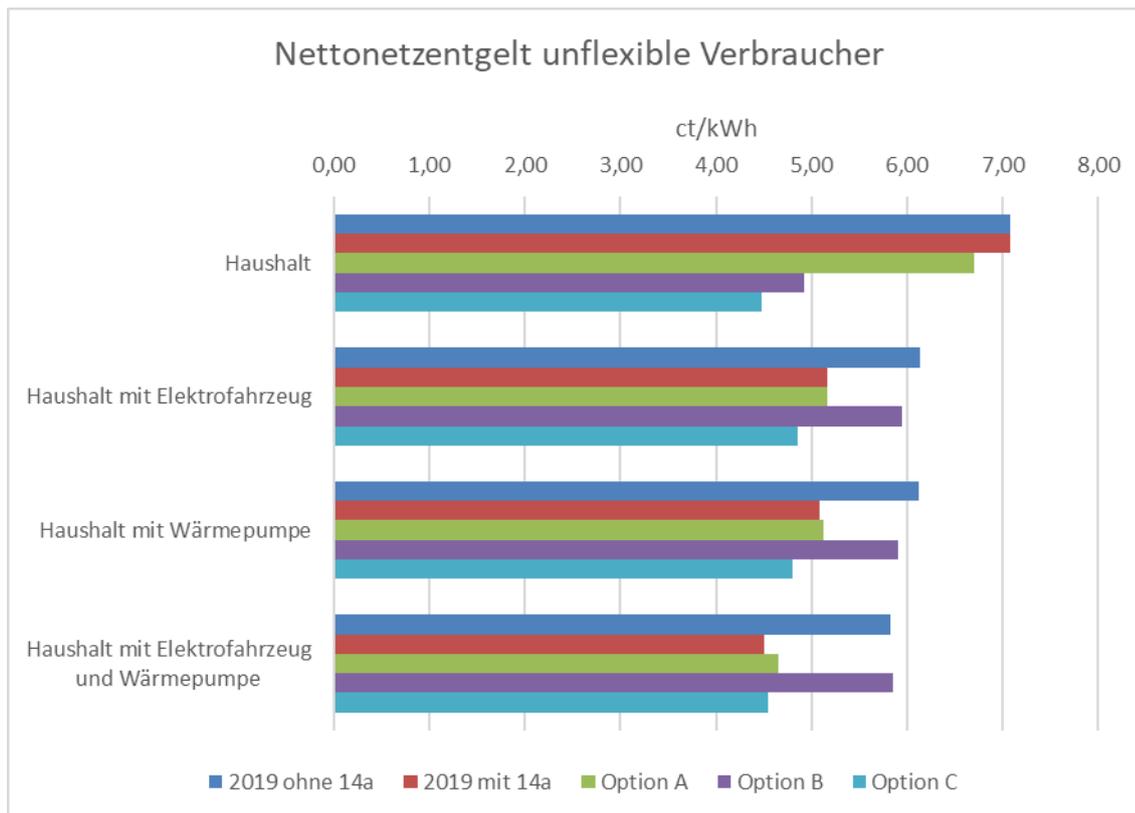


Abbildung 8-5: Nettonetzentgelte der unflexiblen Verbraucher für die betrachteten Optionen (Quelle: Eigene Darstellung)

Unter der Annahme, dass Haushalte ihre zusätzlichen Lasten durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge flexibel nutzen, um so geringere Kapazitätsentgelte entrichten zu müssen, ergeben sich die in Abbildung 8-6 gezeigten Änderungen der Nettonetzentgelte. Die größte Reduktion durch Flexibilisierung der Last ergibt sich für Haushalte mit Elektrofahrzeug oder Wärmepumpe, da diese bei Einsatz von Lastmanagement unter die 7 kW Grenze kommen und somit ein geringeres spezifisches Kapazitätsentgelt entrichten müssen. Die Einsparpotenziale für den betrachteten Haushalt sind für Option C am größten (relativ und absolut). Dies ergibt sich u. a. daraus, dass bei Option C die Entnahmemenge-abhängigen Entgelte durch den zusätzlichen Grundpreis noch verringert sind. Durch die hohen Einsparpotenziale von bis zu 25 % bei Einsatz von Lastmanagement werden durch die betrachteten Optionen folglich Anreize für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen bei Haushalten gesetzt.

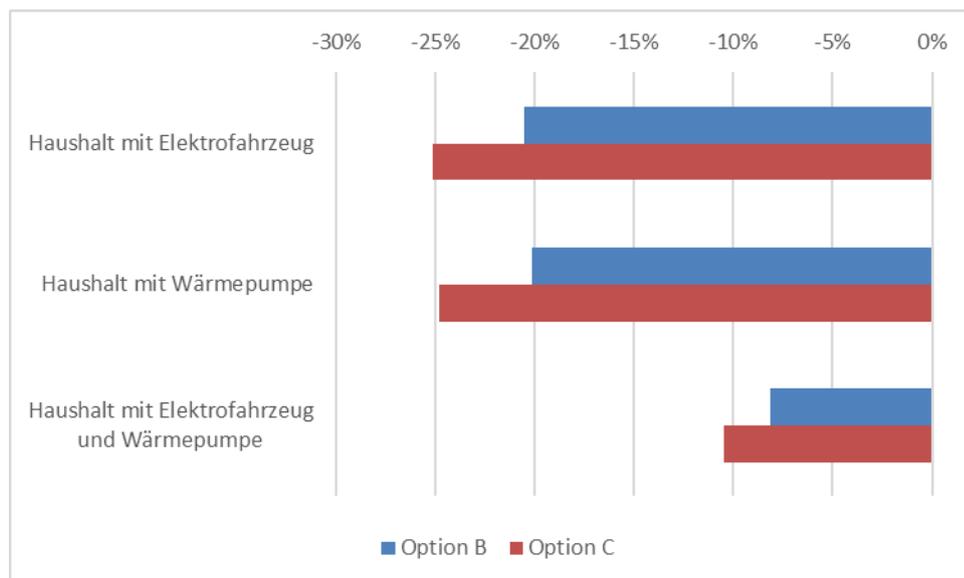


Abbildung 8-6: Relative Änderung der Nettonetzentgelte bei Einsatz von Lastmanagement für flexible Verbraucher (Quelle: Eigene Darstellung)

Für Haushalte mit einer niedrigen Benutzungsstundenzahl wirken sich die betrachteten Netzentgeltbausteine kostensteigernd aus. Dies ergibt sich durch die im Vergleich zur aktuellen Regelung höheren entnahmeunabhängigen, fixen Entgelte. Hierdurch werden gerade Endkunden mit geringem Stromverbrauch verhältnismäßig stärker belastet. Dies kann vermieden werden, indem angepasste Netzentgelte nur für Netznutzer ab einer bestimmten Verbrauchsmenge angewendet werden.

Für Haushalte mit Wärmepumpe, welche § 14a EnWG in Anspruch nehmen, ergibt sich schon heute eine etwa 50 % reduzierte Belastung durch Netzentgelte. Unter Anwendung der neuen Systematik müssten diese Nutzer zunächst höhere Kosten für Netzentgelte zahlen als unter Anwendung des § 14a EnWG, wenn sie unflexibel agieren. Wird keine Inanspruchnahme der reduzierten Netzentgelte angenommen, so ergibt sich durch die Netzentgeltbausteine in der dargelegten Parametrierung eine geringere Belastung der Haushalte durch Netzentgelte.

Bei Haushalten mit Elektrofahrzeug ist die betrachtete neue Netzentgeltsystematik kostengünstiger als das heutige Entgeltsystem sowohl mit als auch ohne Anwendung des § 14a EnWG.

Eine angepasste Netzentgeltsystematik schafft folglich Anreize für die Nutzung von Flexibilitäts-/Sektorkopplungsoptionen bei Haushalten. Dies gilt vor allem für die Nutzung von Elektrofahrzeugen, jedoch auch eingeschränkt (§ 14a EnWG) für Wärmepumpen.

8.1.4 Fazit zu den vorgestellten Ausgestaltungsvarianten von CO₂-Bepreisung und Netzentgelten

Derzeit gibt es in Wissenschaft, Wirtschaft und Politik Forderungen nach einer Umgestaltung staatlich veranlasster Preisbestandteile. Die Ziele, die damit erreicht werden sollen, reichen von mehr Verursachergerechtigkeit und Kostenreflexivität (inkl. Klimaschadenskosten) bis zur Förderung einzelner Sektoren und Technologien. Insbesondere wird eine Anpassung zur Förderung von flexiblen Sektorkopplungstechnologien propagiert. Zentrale Ansatzpunkte sind

eine Umgestaltung der Netzentgelte, eine Verlagerung ausgewählter Preisbestandteile von Strom auf andere Sektoren sowie eine CO₂-Bepreisung.

In den vorangegangenen Abschnitten wurden mögliche Ausgestaltungsvarianten vorgestellt und deren Wirkweise anhand von quantitativen Beispielen illustriert und diskutiert. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass durch die Einführung einer CO₂-Bepreisung flexible Sektorkopplungstechnologien, wie bspw. Elektrofahrzeuge nicht per se bessergestellt werden als Konkurrenztechnologien. Während eine reine Verlagerung von einzelnen Preisbestandteilen von Strom auf Endenergieträgern in den Anwendungssektoren Wärme und Verkehr zu einer wirtschaftlichen Besserstellung von Sektorkopplungstechnologien führt, hätte eine einheitliche CO₂-Bepreisung als Ersatz für Strom- und Energiesteuer z.T. politisch unerwünschte gegenläufige Effekte. So würde dadurch nicht nur Strom, sondern auch bspw. Benzin im Vergleich zum Status quo geringer belastet.

Anreize für Flexibilität steigen, wenn Netzentgelte weniger entnahmeabhängig sind. Eine Senkung der Arbeitspreise kann kostenneutral für die gesamten Netzerlöse erfolgen indem gleichzeitig höhere Grundpreise eingeführt werden. Gleichzeitig sinken dadurch allerdings die Anreize für Energieeffizienz und für Eigenversorgung. Daher sollte eine Anpassung der Netzentgelte zusammen mit der Einführung von wirkungsvollen CO₂-Preisen erfolgen.

Kapazitätsentgelte bzw. ein Grundpreis für den Netzanschluss sorgen dafür, dass ein vorhandener Netzanschluss bis zu seiner Anschlusskapazität durch den Netznutzer in Anspruch genommen werden kann, ohne dass hierdurch zusätzliche Kosten entstehen. Der Netznutzer kann in diesem Fall seine technisch verfügbare Kapazität für einen Strombezug einsetzen. Eine Erhöhung des Leistungsbezugs als auch der Entnahmemenge führen dann nicht zu zusätzlichen Netzentgelten, die durch den Anschlussnutzer gezahlt werden müssen. Insbesondere in nicht engpassbehafteten Netzen ist dadurch ein flexibler Einsatz von Wärmepumpen bzw. ein flexibles Laden von Elektrofahrzeugen möglich, dass z.B. stärker auf marktbasierete Strompreissignale reagiert.

Bestehen Engpässe im Netz oder resultiert ein Ausbaubedarf aus der Verbreitung von neuen steuerbaren Lasten sind dynamische Netzentgelte in Form von variablen Arbeitspreisen eine weitere Option, um Flexibilitäten im Verteilnetz effizient zu integrieren.

Neben Wirkungen bzgl. Anreizen für Flexibilität ist bei der Umgestaltung der staatlich veranlassten Preisbestandteile auch die Verteilungswirkung zu beachten. So sind von den veränderten Belastungen einzelne Verbrauchergruppen stärker belastet als andere.⁸⁰ Insbesondere eine stärkere Belastung einkommensschwacher Haushalte sowie negative Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit der deutschen Industrie sind unerwünscht. Um diese zu vermeiden könnten, wie derzeit üblich Ausnahmeregelungen geschaffen oder, damit die Anreizwirkung der Instrumente erhalten bleibt, anderweitige Kompensationszahlungen gewährt werden.

Des Weiteren muss bei der Umgestaltung von staatlich veranlassten Preisbestandteilen sichergestellt werden, dass die Finanzierungsfunktion der zu ersetzenden Instrumente weiter bestehen bleibt. In jedem Fall ist für Förderung von Flexibilität und flexiblen Technologien

⁸⁰ Eine Übersicht über derartige Wirkungen gibt der Projektbericht „Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ von Fraunhofer ISI und Consentec im Auftrag des Umweltbundesamtes.

durch eine solche Umgestaltung ein politischer Abwägungsprozess notwendig, der neben klimapolitischen Aspekten auch ökonomische, soziale und finanzpolitische Faktoren berücksichtigt.

8.2 Eröffnung des Marktzugangs für kleinteilige Flexibilität

Im Rahmen der Energiewende findet eine teilweise Verlagerung der energiewirtschaftlichen Anlagen auf die niedrigeren Spannungsebenen statt und die individuelle Anlagenleistung wird geringer. Bspw. stammen mehr als 70 Prozent der deutschen Photovoltaikleistung von Anlagen kleiner 750 kW⁸¹. Der Koordinationsaufwand wird durch das veränderte Anlagen-Leistungsverhältnis erhöht. Bspw. umfasste die installierte Leistung von Dachanlagen kleiner 10 kW nur 30 Prozent 2013 (und ist bis 2019 auf unter 15 Prozent gefallen), jedoch umfasste diese Anlagenklasse 70 Prozent der Anlagen⁸².

Durch die Umsetzung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) wird der Koordinationsaufwand zukünftig deutlich steigen. Es sieht eine Absenkung der Leistungsgrenze der im Netzengpassmanagement einbezogenen Anlagen von 10 MW auf 100 kW vor. Die vier E.ON Netzbetreiber Avacon, Bayernnetz, E.DIS und Schleswig-Holstein Netz berichten von 100.000 hinzukommenden Erneuerbaren Anlagen, die ein Redispatchpotential von 39 GW zur Verfügung stellen. Würde man auch Anlagen unter 100 kW berücksichtigen, kämen eine große Anzahl an Anlagen hinzu⁸³. Eine ähnliche Kleinteiligkeit zeichnet sich auch auf der Nachfrageseite ab, da hier mit einem deutlichen Anstieg an flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Speichern gerechnet wird.

Mit dieser Entwicklung geht die Herausforderung einher diese Anlagen in das Energiesystem zu integrieren und die Flexibilitätspotenziale zugänglich zu machen. Zwei Strategien zur Integration kleinteiliger Flexibilität sind prinzipiell möglich. Entweder soll den Anlagen der Zugang zu bestehenden Märkten und Systemdienstleistungen eröffnet werden oder es werden neue Märkte für kleinteilige Flexibilität geschaffen.

Eine zentrale Maßnahme, um Zugang zu bestehenden Märkten zu schaffen, ist die Öffnung des Regelleistungsmarktes. Die aktuellen Regelungen und deren Auswirkungen auf die Teilnahme von kleinteiliger Flexibilität werden in Kapitel 8.2.1 beleuchtet.

Ein Beispiel für die Schaffung neuer Märkte ist die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements. Einerseits ist die im § 14a EnWG verankerte Regelung zum Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtung im Verteilnetz nicht hinreichend ausgestaltet, um Verteilnetzengpässe tatsächlich zu mindern⁸⁴. Andererseits kann die kostenbasierte Kompensation von Großanlagen zur Engpassbewirtschaftung auf Übertragungsnetzebene (Redispatch) nicht ohne weiteres auf kleinteilige Flexibilität übertragen werden, da deren Kostenbasis nicht eindeutig zu bestimmen

⁸¹ Kelm et al. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, erstellt von ZSW im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2019

⁸² BMWi, Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen, 2015, einsehbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-photovoltaik-dachanlagen.html> (letzte Einsicht: 14.12.2020)

⁸³ Positionspapier von E-Bridge einsehbar unter: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/09/20190904_NODES_Marktbasierter_RD_DEUTSCH_v10_sent.pdf (letzte Einsicht: 14.12.2020)

⁸⁴ N. Klempp et al., „Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform“, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. FfE; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER; Universität Kassel; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/starweb/pub09/servlet.starweb>.

ist⁸⁵. Auf EU-Ebene wird daher die Erweiterung des Netzengpassmanagements um ein marktbezogenes Element gefordert. Mit der Einführung dieses Elements in Form z.B. einer Flex-Plattform, kann die Einbindung und Koordination von kleinteiliger Flexibilität umgesetzt werden. Dabei entstehen parallele Märkte, zwischen denen sich Anbieter optimieren und damit die Systemkosten ggf. auch erhöhen können. Auf diese Herausforderung und deren Lösungsansätze geht Kapitel 8.2.2 näher ein.

8.2.1 Zugang für kleine Flexibilitätsanbieter zu bestehenden Märkten am Beispiel Regenergiemarkt

Die Strukturen der Energiemärkte und Systemdienstleistungen waren bisweilen für große, konventionelle Versorgungseinheiten ausgelegt. Am Beispiel des Regenergiemarktes werden die Bemühungen für eine Anpassung der Rahmenbedingungen für kleinteilige Flexibilität innerhalb der letzten Jahre deutlich. Dies geschieht im Sinne der neuen Strommarktlinie und Strommarktverordnung der EU-Kommission, die die Rolle der Nachfrageflexibilität und der Beteiligung der Nachfrageakteure definiert und stärkt⁸⁶.

Die verbesserte Ausgangssituation wirkt sich bereits zum Teil auf den Markt aus. Eine Beteiligung von flexiblen Lasten und kleinteiligen Erzeugern ist prinzipiell in allen drei Regenergie-reserven, der Primär-, Sekundär- und Minutenreserve möglich. Mittlerweise sind flexible Lasten für alle drei Reserven präqualifiziert. Batteriespeicher stellen einen Großteil der Primärreserve zur Verfügung. Erneuerbare Energien auf Basis von Biogas/Biomasse und Windenergie sind ebenfalls in diesem Markt präqualifiziert und weisen Anlagenleistung aus, die deutlich kleiner sind als von bisherigen fossilen Erzeugungsanlagen, die Regenergie zur Verfügung stellen⁸⁶.

Die aktuellen Rahmenbedingungen am Regenergiemarkt werden in Tabelle 8-6 abgebildet. Insbesondere die Anpassungen bezüglich der Frequenz und Länge der Ausschreibungen, sowie zur Mindestangebotsgröße erleichterten die Teilnahme für kleinteilige Flexibilitätsanbieter.

In den letzten Jahren ist die Ausschreibungshäufigkeit erhöht, als auch die Länge der Produktzeiträume deutlich verkürzt worden. Mittlerweise erfolgt eine tägliche Ausschreibung über 4 Stunden Zeitscheiben in allen Regenergieprodukten. Das erleichtert kleineren Flexibilitätsanbietern die Teilnahme, da sie häufig nicht in der Lage sind über einen längeren Zeitraum ein konstantes Niveau an Flexibilität anzubieten.

⁸⁵ Zander et al, Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018

⁸⁶ Klobasa et al, Analyse und Bewertung von flexibler Nachfrage als Flexibilisierungsoption im Energiesystem - Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse, Studie im Rahmen des vom BMWi geförderten Projekts „Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse – EnSYS-FlexA“, 2020

Tabelle 8-6: Rahmenbedingungen am Regenergiemarkt

	Regelenergie		
	Minutenreserve	Sekundärreserve	Primärreserve
Präqualifikation	Über Reserveeinheiten oder -gruppen (siehe unten)		Präqualifikation der technischen Einheiten
Mindestangebotsgröße	1 ⁸⁷ bzw. 5 MW (pos/neg)		1 MW (symmetrisch)
Zulassung von Pooling	Teilnahme von Pools möglich		
Bedingung für Aggregatoren	Vor Teilnahme von Lasten: Vertrag mit BKV bzgl. Entschädigungen etc. notwendig Bestätigungserklärung des Anschlussnetzbetreibers und des BKV notwendig		
Ausschreibungszeitraum	Täglich (6x4h)		Täglich (6x4) seit 1.7.2020
Vergütung	Pay as bid mit LP + AP	Pay as bid mit LP + AP	Pay as Bid mit LP

Quelle: Eigene Darstellung

Weitere Erleichterungen wurden jüngst bzw. werden aktuell umgesetzt. Sie umfassen die Einführung eines Regularbeitsmarkts, eine einheitliche Regelung zwischen den Letztverbraucher und dem Stromlieferanten in Falle von Bilanzkreisungleichgewichten, sowie die Regelungen zur Präqualifikation von Anlagen als Teil eines Anlagenpools.

Die Einführung eines Regenergiearbeitsmarkts sieht vor, dass Anlagen auch ohne einen vorherigen Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt Regelenergie anbieten können. Zur zweiten Jahreshälfte 2020 soll dieser eingeführt werden⁸⁸.

Auf die Diskussion zur Handhabung von Bilanzungleichgewichten bei gleichzeitigen Stromliefer- und Optimierungsverträgen mit einem Aggregator folgten Ende 2017 zwei Festlegungen von der Bundesnetzagentur (BNetzA). Prinzipiell darf ein Letztverbraucher mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung seine Flexibilität mithilfe eines Aggregators in der Minuten- oder Sekundärreserve anbieten, sofern eine Zählerstandsgang- oder eine registrierende Leistungsmessung vorliegt und der Stromlieferant in Kenntnis gesetzt wurde. Wird aufgrund der Optimierung mehr oder weniger Strom verbraucht als der Fahrplan des Stromlieferanten vorgesehen hat, muss der Letztverbraucher dafür aufkommen. Die Verantwortung für die Ermittlung des Referenzwerts, der sogenannten Baseline, liegt beim Verbraucher. Verbraucht der Kunde mehr als vereinbart (positive Regelleistung), erstattet er dem Lieferanten den vereinbarten

⁸⁷ 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW unter der Maßgabe zulässig, dass ein Anbieter von Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven bzw. negativen MRL in der jeweiligen Regelzone abgibt. (Quelle: <https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl>)

⁸⁸ Pressemitteilung der Bundesnetzagentur einsehbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html (letzte Einsichtnahme: 14.12.2020)

Kaufpreis ohne externe Preisbestandteile. Verbraucht er weniger als vereinbart (negative Regelleistung), bezahlt der Verbraucher lediglich die externen Preisbestandteile⁸⁹.

Erfahrungsberichte sind soweit noch nicht bekannt. Offen bleibt weiterhin, wie mit steuerbaren Anlagen, die nicht separat bilanziert werden oder über ein Standardlastprofil versorgt werden, umgegangen wird.

Neue Einheiten bzw. Konstellationen von Einheiten wurden im Rahmen von den überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber 2018 festgelegt. Demnach sind zwischen zwei Reservearten zu unterscheiden. Die bisherige Bezugseinheit für die Präqualifikation, technische Einheit wird abgelöst von der Reserveeinheit, die eine oder mehrere technische Einheiten am gleichen Netzanschlusspunkt umfasst. Zusätzlich zur Reserveeinheit gibt es die Option die Anlagen in einen größeren Zusammenschluss aus mehreren Netzanschlusspunkte und technischen Einheiten zu präqualifizieren. Dieser größere Zusammenschluss wird Reservegruppe genannt (siehe Abbildung 8-7). Sofern ein Netzanschlusspunkt und die angeschlossenen technischen Einheiten nicht als Reserveeinheit präqualifiziert sind (Fall 3 und 4), muss er als Reservegruppe präqualifiziert werden. Während der Präqualifikation müssen die Regelleistungswerte unter Einhaltung reservespezifischer Toleranzbändern und Reaktionszeiten für die Reserveeinheit oder die Reservegruppe nachgewiesen werden⁹⁰. Erfahrungsberichte sind soweit noch nicht bekannt.

⁸⁹ Weitere Ausführungen von Deloitte einsehbar unter: <https://www.deloitte-tax-news.de/unternehmensrecht/neue-festlegungen-der-bnetza-zur-regelenergie.html> (letzte Einsichtnahme: 14.12.2020)

⁹⁰ ÜNB, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"), Bericht, 2019

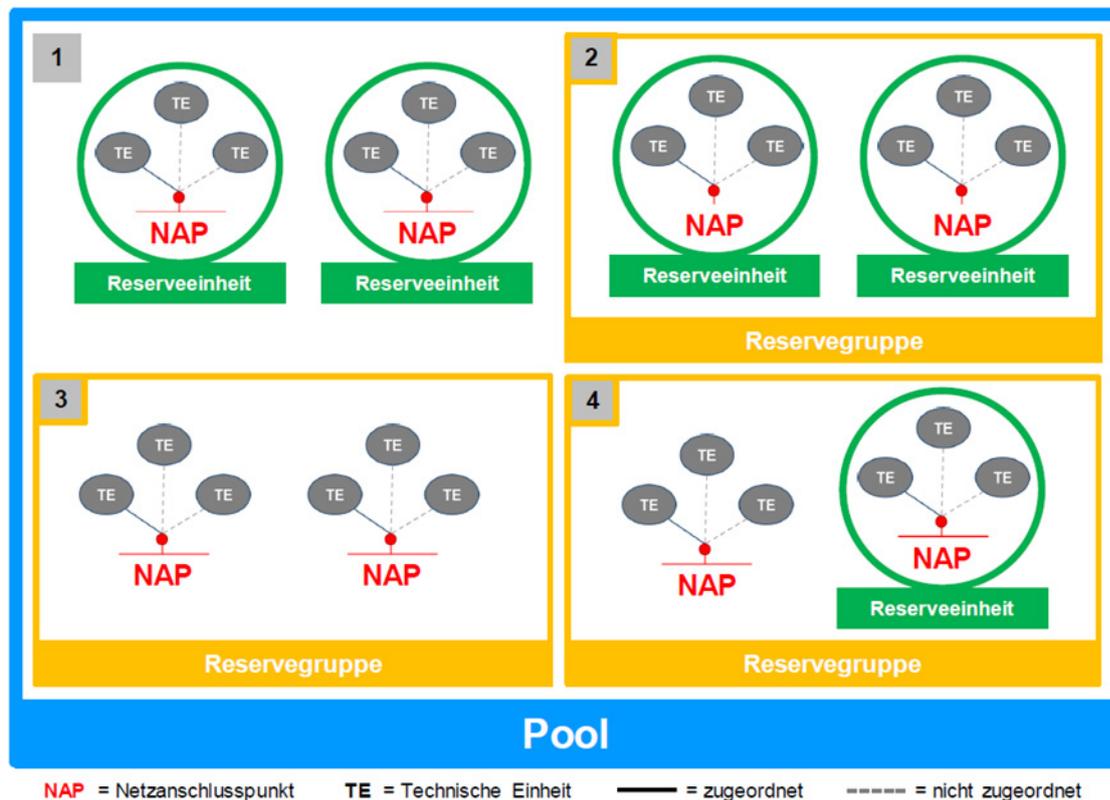


Abbildung 8-7: Pooling-Optionen von technischen Einheiten (Quelle: ÜNB 2019⁹⁰)

8.2.2 Teilnahme am Netzengpassmanagement für kleinteilige Flexibilität

Dieses Kapitel basiert auf einem Beitrag in *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 70, Nr. 10, 2020 mit dem Titel „Strategisches Gebotsverhalten auf der FlexPlattform - ein Engpass für die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements?“ und wurde gemeinsam mit Nikolai Klempp (Institut für Energiewirtschaft & Rationelle Energieanwendung), Erik Heilmann (Institut für Volkswirtschaftslehre, Universität Kassel) und Simon Köppl (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.) erstellt.

Durch eine Erweiterung des bestehenden Netzengpassmanagements um ein marktbezogenes Element, die FlexPlattform, können zusätzliche Ressourcen eingebunden und die Koordination vereinfacht werden. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten nicht durch strategisches Gebotsverhalten der Teilnehmer erhöht werden. In diesem Kapitel wird dargestellt, wie mit Langfristprodukten auf der FlexPlattform Anreize für strategisches Gebotsverhalten eliminiert werden können.

8.2.2.1 Hintergrund: Erweiterung des Netzengpassmanagements zur Einbindung von lastseitiger Flexibilität

Durch die Energiewende steigt die Belastung der Stromnetze deutlich. Elektrifizierte Anwendungen im Haushalt, im Gewerbe und in der Industrie weisen in Summe ein hohes Flexibilitätspotential auf und können zu einem effizienten Netzbetrieb beitragen. So können diese dafür bislang weitestgehend ungenutzten Flexibilitätsoptionen im Falle der Überlastung eines Netzbetriebsmittels ihre Bezugsleistung anpassen und damit die Rückspeisung in überlagerte Netzebenen reduzieren.

Lasten, kleine Erzeuger und Speicher (<100 kW) können bisher nicht oder nur sehr begrenzt durch vereinfachte Mechanismen am Netzengpassmanagement teilnehmen. Vor allem große Erzeugungsanlagen werden aktuell auf Basis eines regulierten Kostenausgleichs zu- und abgeschaltet als Netzengpassmanagementmaßnahme. Eine Ausweitung dieses Ansatzes auf Lasten ist nicht ohne weiteres möglich (Fritz 2019). Ihr Wert entspricht den einsatzspezifischen Opportunitätskosten und ist für einen regulierten Kostenausgleich schwer zu bestimmen. Daher wird für eine umfangreichere Ressourceneinbindung auf europäischer Ebene eine Erweiterung des Netzengpassmanagements um ein marktbezogenes Element vorgeschlagen (EU Com 2017). Eine solche, marktbezogene Ergänzung ist die im SINTEG Projekt C/sells entwickelte FlexPlattform (Klempp 2020). Durch sie können sowohl Lasten als auch Erzeuger und Speicher <100 kW ins Netzengpassmanagement eingebunden werden. Diese Ergänzung des kostenbasierten Netzengpassmanagements kann zur Behebung von unterschiedlichen Netzengpässen auf verschiedenen Spannungsebenen verwendet werden (Cramton 2019).

Anhand eines vereinfachten, idealisierten Beispiels bezogen auf den Nord-Süd Engpass wird die Kostenreduktion durch die Einbindung der Last über die FlexPlattform veranschaulicht. In dem Beispiel tritt ein Engpass auf, da die Übertragungskapazität zwischen Nord- und Süddeutschland mit dem Angebot von kostengünstigen Wind- und Braunkohlestrom im Norden um 300 MW überschritten wird. Abbildung 1 zeigt dieses Beispiel, ergänzt durch eine vereinfachte Quantifizierung der energetischen und finanziellen Flüsse. Als flexible Lasten stehen in Nord- und Süddeutschland Kühlhäuser mit großen Kältekompressionsmaschinen (KKM) und Wärmepumpen (WP) zur Verfügung. Dieses Beispiel wird im Folgenden genutzt um die Effekte einer Einführung der FlexPlattform zu beschreiben.

Im Beispiel werden folgende quantitative Annahmen getroffen: Die installierte Kapazität aller Einheiten umfasst je Technologie 100 MW. Der Spotmarktpreis beträgt 25 EUR/MWh. Wie bereits erwähnt, ist der Grenznutzen der Last schwer zu bestimmen. Da in dem Beispiel die KKM Strom zum Spotmarktpreis beziehen und die WP nicht, wurde zur Veranschaulichung der Grenznutzen für die WP mit 15 EUR/MWh unterhalb und für die KKM mit 30 EUR/MWh oberhalb des Spotmarktpreises festgelegt. Somit ist die WP im Norden bereit bis zu 15 EUR/MWh für den Strombezug zu zahlen; die Kühlhäuser im Süden verlangen für eine Abschaltung den entgangenen Grenznutzen plus den bereits gezahlten Spotmarktpreis (insgesamt 55 EUR/MWh). Die Grenzkosten der Erzeugungsanlagen sind der Abbildung 8-8 zu entnehmen.

Unter dem aktuellen Netzengpassmanagementregime würden Kraftwerkskapazitäten i.H.v. 300 MW im Norden abgeregelt und dafür Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten im Süden zugeschaltet werden. Die abgeschalteten Kraftwerke zahlen ihre Grenzkosten zurück. Die zugeschalteten Gas-KW bekommt sie erstattet. Wird die Lastseite über die FlexPlattform in das Netzengpassmanagement einbezogen, kann durch eine Zuschaltung von 100 MW WP im Norden mehr kostengünstiger Windstrom genutzt werden. Zudem können durch eine Abschaltung von 100 MW KKM im Süden weniger Gaskraftwerke zugeschaltet werden. Dadurch reduzieren sich in dem Zahlenbeispiel die Engpassbewirtschaftungskosten potenziell um ein Drittel.

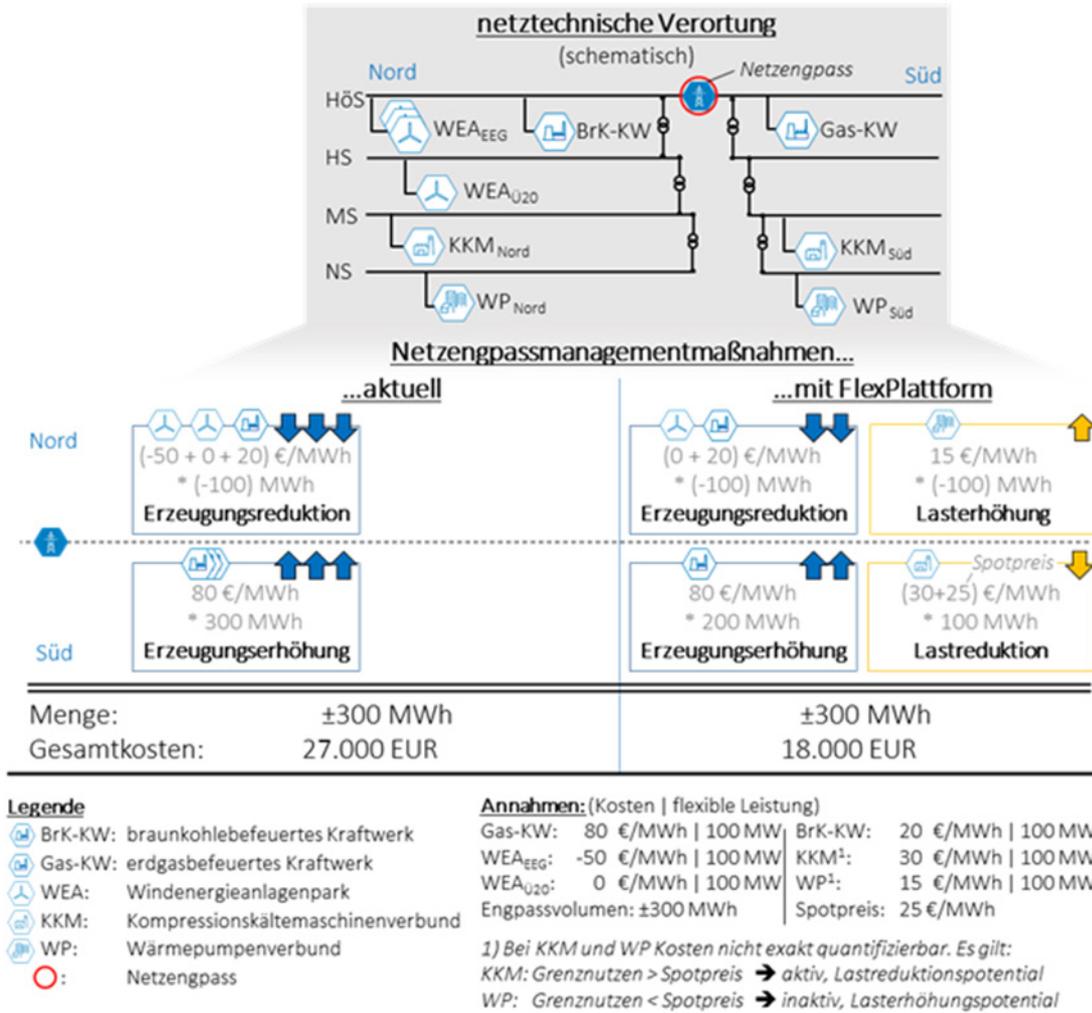


Abbildung 8-8: Beispiel zum Nord-Süd Engpass mit einem Vergleich zwischen Netzengpassmanagement heutzutage und bei der Einführung einer FlexPlattform (Quelle: Klemp et al. 2020)

8.2.2.2 Marktdesigninkonsistenz: Ein zentrales Problem des strategischen Gebotsverhaltens im Zusammenhang der FlexPlattform

Das gezeigte Beispiel zeigt ein idealisiertes Bild, welches so in der Realität unter Umständen nicht zu erreichen ist. Bei der Einführung der FlexPlattform als komplementären Markt kann eine Inkonsistenz im Marktdesign entstehen, welche Anreize für strategisches Gebotsverhalten setzt (Hirth 2019). Dabei antizipieren Anbieter den Netzengpass und können durch die Ausnutzung von Preisunterschieden zwischen FlexPlattform und Spotmarkt zusätzliche Gewinne erwirtschaften (Hirth 2019). Liegt die Last in einem Gebiet mit Lastüberschuss (im Beispiel Süden), kann sie zu Engpasszeiten am Spotmarkt über ihren Grenznutzen bieten, also Strom einkaufen. Dies erfolgt im Wissen, dass sie voraussichtlich über die FlexPlattform abgeschaltet wird und damit also den Strom zu einem höheren Preis zurückverkaufen kann. Liegt die Last in einem Gebiet mit Erzeugungsüberschuss (im Beispiel Norden), kann sie zu Engpasszeiten ihr Gebot am Spotmarkt zurückhalten, im Wissen, dass sie den benötigten Strom kostengünstiger über die FlexPlattform beziehen kann. Diese zwei Strategien verstärken auf beiden Seiten den Netzengpass und können damit das Engpassmanagementvolumen und -

kosten erhöhen (Hirth, Schlecht 2019). In der aktuellen Diskussion wird das Problem des veränderten Spotmarktgebots und der entgegenwirkenden Handlung auf der FlexPlattform als Increase-Decrease Gaming (kurz Inc-Dec) bezeichnet (Hirth 2019).

Um die Attraktivität dieser Strategie zu bewerten, wird in dem Zahlenbeispiel von der System- zur Akteursperspektive gewechselt und dessen Anreiz in Abwägung des potentiellen Verlusts betrachtet. Bei einer gezielten Erhöhung der Last im Süden (hier WP) besteht der Anreiz aus dem erwirtschafteten Engpasspreis auf der FlexPlattform abzüglich des schon bezahlten Spotmarktpreises (25 EUR/MWh). Als Engpasspreis werden vereinfacht die Grenzkosten des Kraftwerkes im Süden (80 EUR/MWh), das ansonsten aufgrund des Engpasses eingesetzt werden müsste, angesetzt. Sofern die Last durch Näherungswerte aus der Praxis den Engpasspreis antizipieren kann, erwartet sie einen Gewinn von 5.500 EUR, ohne dass die eingesetzten 100 MW physisch erbracht wurden (siehe Abbildung 8-9 rechte Spalte).

Erhält sie wider Erwarten keinen Zuschlag auf der FlexPlattform, verbraucht sie den auf dem Spotmarkt gekauften Strom zu einem Preis, der höher als ihr Grenznutzen ist. In diesem Fall beträgt der Verlust 1.000 EUR.

Bei einer gezielten Zurückhaltung der Last im Norden (hier KKM) auf dem Spotmarkt, entgeht ihr die Möglichkeit auf dem Spotmarkt Strom zu einem Preis unterhalb ihres Grenznutzen zu beziehen. In dem Zahlenbeispiel beträgt der potentielle Verlust 500 EUR. Wird die Last jedoch auf der FlexPlattform bezuschlagt, kann sie ihren Bedarf zu dem geringeren Engpasspreis decken. Vereinfacht wird in diesem Beispiel der Engpasspreis als Grenzkosten des ansonsten abgeschalteten Kraftwerks im Norden (-50 EUR/MWh) angesetzt. Unter Berücksichtigung ihres Grenznutzens von 30 EUR/MWh beträgt der Anreiz für die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz damit 7.500 EUR für die eingesetzten 100 MW (siehe Abbildung 8-9 linke Spalte).

Strategisches Gebotsverhalten bei Fahrplanprodukten

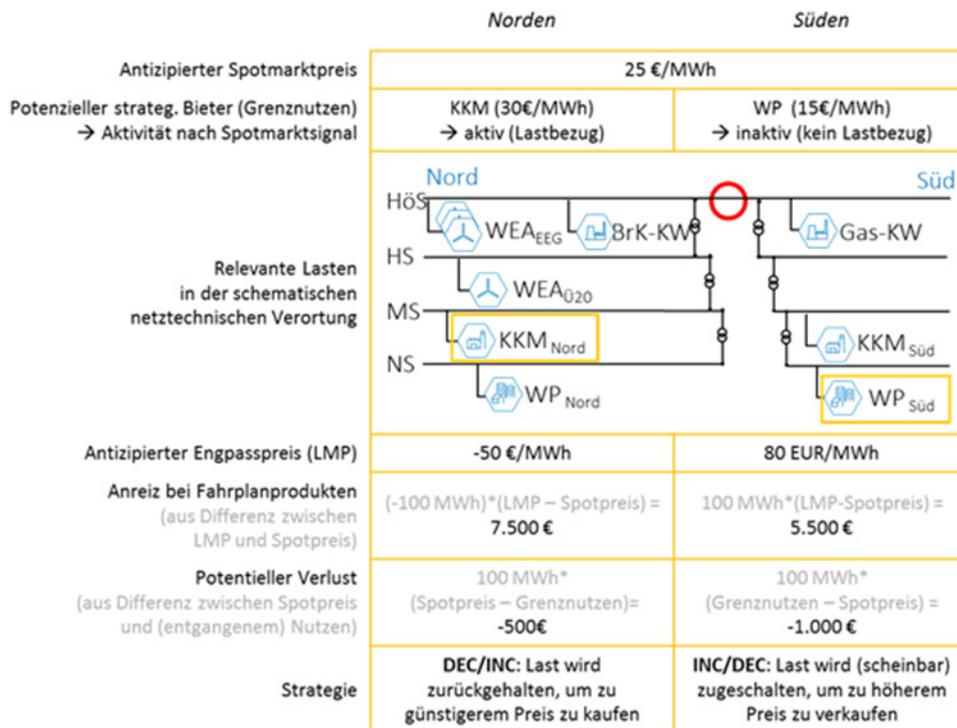


Abbildung 8-9: Anreize und Verlust bei einer Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz mit Fahrplanprodukten (Quelle: Klemp et al. 2020)

Das Ausnutzen der Marktdesigninkonsistenz kann, wenn entsprechende Kenntnisse über Engpässe und Preise vorliegen, von jedem Akteur unabhängig durchgeführt werden. Das Problem ist daher grundsätzlich unabhängig von der Marktmacht der Akteure vor, kann aber durch sie verstärkt werden. Können einzelne Anbieter das lokale Marktergebnis in ihrem Sinne zu beeinflussen, liegt eine strukturelle Marktmacht vor und es können Engpasspreise entstehen, die über den sich im Wettbewerb ergebenden Preisen liegen (Chao, Wilson 2008).

8.2.2.3 Langfristkontrahierungen: Ein Instrument gegen die Ausnutzung von Marktdesigninkonsistenzen

Die Ausgestaltung der FlexPlattform bestimmt den Spielraum für das zuvor beschriebene strategische Gebotsverhalten. Abbildung 8-10 zeigt eine Übersicht über Maßnahmen gegen die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz und Marktmacht. Allgemein sind für die Identifikation von strategischen Gebotsverhalten und das Ergreifen von Gegenmaßnahmen das Monitoring des Gebotsverhaltens in Verbindung mit einer Pönalisierung eine grundlegende Maßnahme (Höckner 2019). Speziell für die Eingrenzung der Ausübung der Marktmacht können Preisgrenzen auf der FlexPlattform eingeführt werden. Preisgrenzen können explizit festgelegt werden oder sich implizit durch die vorhandenen alternativen Engpassmaßnahmen ergeben. Aufgrund des hybriden Ansatzes in C/sells, in dem die FlexPlattform eine Ergänzung zum heutigen System darstellt, können die Kosten des regulierten Netzengpassmanagements als implizite Preisgrenzen betrachtet werden (Radecke 2019). Für weitere Ausführungen beider Maßnahmen siehe (Klemp 2020).



Abbildung 8-10: Maßnahmen zur Eingrenzung des strategischen Gebotsverhaltens (Quelle: Klemp et al. 2020)

Für die Eingrenzung der Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz können langfristige leistungs-basierte Produkte auf der FlexPlattform eingeführt werden. Die unterschiedliche Produkt-ausgestaltung im Vergleich zu den Fahrplanprodukten auf dem Spotmarkt verhindert die kurz-fristige Optimierung zwischen den zwei Märkten. Die langfristigen leistungs-basierten Produkte zeichnen sich durch Produktzeitscheiben aus, die sich über einen längeren Zeitraum als den eigentlichen Abruf erstrecken. Eine Leistung muss über diesen Zeitraum vorgehalten werden und wird im Bedarfsfall abgerufen. Dabei wird die Vorhaltung von Leistung und nicht deren Ab-ruf vergütet (Klemp 2020).

In diesem Sinn kann im Fall einer Lastzuschaltung auf der FlexPlattform ein negativer Arbeits-preis in Höhe des Spotmarktsignals (bspw. in Form des ID3-Price) eingeführt werden, um ei-nen Strombezug ohne Bezugskosten und damit den Anreiz für die Verlagerung des Ver-brauchs auf die FlexPlattform zu vermeiden. Bei einer Lastreduktion kann ein positiver Arbeits-preis eingesetzt werden, der die bereits entstandenen Kosten aus dem Strombezug am Spot-markt kompensiert.

Setzt man in dem Zahlenbeispiel anstelle des Fahrplanprodukts mit Engpasspreisen (80 EUR/MWh bzw. -50 EUR/MWh) einen Leistungspreis mit kompensierenden Arbeitspreisen ein, können strategische Bieter keinen zusätzlichen Gewinn durch Ausnutzung der Marktde-signinkonsistenz realisieren. Die Arbeitspreise in Höhe des Spotmarktpreises neutralisieren die zusätzlichen Kosten. Damit wird der Anreiz einen Abruf gezielt herbeizuführen eliminiert (siehe Abbildung 8-11).

Strategisches Gebotsverhalten bei Langzeitkontrakten

	Norden	Süden
Antizipierter Spotmarktpreis	25 €/MWh	
Potenzieller strateg. Bieter (Grenznutzen) → Aktivität nach Spotmarktsl	KKM (30€/MWh) → aktiv (Lastbezug)	WP (15€/MWh) → inaktiv (kein Lastbezug)
Regulierter Arbeitspreis (AP) i.H.v. Spotpreis	25 €/MWh	
Anreiz bei Langzeitkontrakten (aus Differenz zwischen regulierten AP und Spotpreis)	$(-100 \text{ MWh}) \cdot (\text{Spotpreis} - \text{Spotpreis}) = 0 \text{ €}$	$100 \text{ MWh} \cdot (\text{Spotpreis} - \text{Spotpreis}) = 0 \text{ €}$
Potenzieller Verlust (aus Differenz zwischen Spotpreis und (entgangenem) Nutzen)	$100 \text{ MWh} \cdot (\text{Spotpreis} - \text{Grenznutzen}) = -500 \text{ €}$	$100 \text{ MWh} \cdot (\text{Grenznutzen} - \text{Spotpreis}) = -1.000 \text{ €}$
Strategie	Last richtet sich nach dem Spotmarktsignal	

Abbildung 8-11: Anreize und Verlust bei einer Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz mit Langfristkontrakten (Quelle: Klemp et al. 2020)

Durch das Zahlenbeispiel wird die grundlegende Wirkungsweise der Langfristkontrakte deutlich. Deren genaue Ausgestaltung bedarf noch weiterer Untersuchungen. Die auf Fahrplanprodukten basierenden Netzengpassmanagementprozesse müssen für den Einsatz von Langfristprodukten weiterentwickelt werden. Außerdem müssen der allgemeine Flexibilitätsbedarf und die Anforderung an die Verfügbarkeiten der Flexibilität festgelegt werden. Letzteres bestimmt wie aufwändig und kostenintensiv deren Vorhaltung ist (Radecke 2019). Als Vereinfachung wird bspw. bei der Umsetzung des C/sells Plattformkonzepts in Altdorf die eingesetzte Flexibilität mit Verfügbarkeitswahrscheinlichkeiten ermittelt (Köppl 2019).

Durch den Einsatz von Langfristkontrakten auf der FlexPlattform wird der Anreiz für die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz eliminiert. Die Ausführungen machen deutlich, dass das strategische Gebotsverhalten auf der FlexPlattform kein Engpass für die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements ist. Im Gegenteil verbessert die FlexPlattform die Prozesse und ermöglicht die Einbindung bislang ungenutzter Flexibilität wie vom BMWi gefordert (BMW 2019). Der hybride Ansatz aus Langfristkontrakten auf der FlexPlattform in Kombination mit dem bestehenden Netzengpassmanagement stellt sicher, die Kosten im Vergleich zum heutigen System nur unterboten - wenn nicht sogar durch das zusätzliche Flexibilitätsangebot und die Prozessverbesserung deutlich reduziert werden können.

8.2.2.4 Fazit: Teilnahme an Netzengpassmanagement ohne Ausnutzung von Marktdesigninkonsistenz durch Langfristkontrakte

Durch den Einsatz von Langfristkontrakten auf der FlexPlattform wird der Anreiz für die Ausnutzung der Marktdesigninkonsistenz eliminiert. Die Ausführungen machen deutlich, dass das strategische Gebotsverhalten auf der FlexPlattform kein Engpass für die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements ist. Im Gegenteil verbessert die FlexPlattform die Prozesse und ermöglicht die Einbindung bislang ungenutzter Flexibilität wie vom BMWi gefordert (BMW 2019). Der hybride Ansatz aus Langfristkontrakten auf der FlexPlattform in Kombination mit dem bestehenden Netzengpassmanagement stellt sicher, die Kosten im Vergleich zum heutigen System nur unterboten - wenn nicht sogar durch das zusätzliche Flexibilitätsangebot und die Prozessverbesserung deutlich reduziert werden können.

8.3 Literatur

Abid, Parviz; Hurlbut, David (2013): Market Monitor. Texas Electricity Market. In: Competitive Electricity Markets.

BMW (2019): Aktionsplan Gebotszone. Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943.

BMW 2015: Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen, 2015

BNetzA (2019). Einführung eines Regelarbeitsmarktes. Pressemitteilung vom 8.10.2019, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html

BNetzA (2019): Monitoringbericht 2019, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt

Chao; hung-Po; Wilson, Robert (2008): Market Monitor. Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets. In: Competitive Electricity Markets.

Cramton, Peter (2019): Local Flexibility Market. In: Working Paper von Universität zu Köln.

Deloitte (2017). Neue Festlegungen der BNetzA zur Regelenergie <https://www.deloitte-tax-news.de/unternehmensrecht/neue-festlegungen-der-bnetza-zur-regelenergie.html> 2017

E-Bridge (2020): E-Insights - Das E-Bridge Briefing für die Energiewirtschaft, Ausgabe 01/2020, abrufbar unter: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2020/04/E-Insights_1_2020_NABEG-2.0_sent.pdf

Eisland, Rainer; et al. (2016): Netzentwicklungsplan Strom - Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile, Begleitgutachten im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Europäische Kommission (2017): <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

Fritz, Wolfgang; et al. (2019): Regulatorische Bewertung von Maßnahmenvorschlägen zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität. Im Auftrag von Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). In: Selbst veröffentlicht.

Heilmann, Erik; Klemp, Nikolai; Wetzel, Heike (2020): Market design of regional flexibility markets: A classification metric for flexibility products and its application to German prototypical flexibility markets. In: MAGKS - Joint Discussion Paper Series in Economics.

Hirth, Lion et al. (2019), Strategisches Bieten in Flex-Märkten, In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69 Heft 6.

Hirth, Lion; Schlecht, Ingmar (2019): Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power). In: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics.

Höckner, Jonas; Simon, Voswinkel; Weber, Christoph; Kramer, Nikolaus; Rinck, Maximilian; Hofer, Steffen et al. (2019): Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmanagement. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69 Heft 7/8.

Kelm, Tobias und Günnewig, Dieter (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, Bericht erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2019

Klemp, Nikolai; et al. (2020) Strategisches Gebotsverhalten im Kontext der C/sells FlexPlattform. Ein Diskussionspapier aus dem Projekt C/sells erschienen als FfE Discussion Paper 2020-02

Klemp, Nikolai; et al. (2020): Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und seine drei prototypischen Umsetzungen: online verfügbar unter <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/digitalisierung/996>

Klobasa, Marian et al. (2020): Analyse und Bewertung von flexibler Nachfrage als Flexibilisierungsoption im Energiesystem, Abschlussbericht, 2020

Köppl, Simon; Lang, Christian; Zeiselmair, Andreas; Bogensprenger, Alexander; Estermann, Thomas (2019): Altdorfer Flexmarkt - Decentral flexibility for distribution networks. In: Internationaler ETG-Kongress 2019.

Radecke, Julia; Hefe, Joseph; Hirth, Lion (2019): Markets for Local Flexibility in Distribution Networks. In: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics.

Schuster, Henning (2019): Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland. Auswertung von Nodes, E-Bridge und Pöyry. In: Selbst veröffentlicht.

SmartEn (2019): Design Principles for (local) Markets for Electricity System Services. Positionspapier von Smart Energy Europe (SmartEn). In: Selbst veröffentlicht.

UBA (2020): Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Consentec und Fraunhofer ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2020.

Übertragungsnetzbetreiber (2018). Begleitdokument für die Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Artikel 18 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, 2018

van Blijswijk, Martti J.; Vries, Laurens J. de (2012): Evaluating congestion management in the Dutch electricity transmission grid. In: Energy Policy 51, S. 916–926. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.09.051.

Zander, Wolfgang et. al (2018): Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018

Zeiselmair, Andreas; Köppl, Simon; Estermann, Thomas; Lehmann, Nico; Kraft, Emil; Klemp, Nikolai (2019): Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF). In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.

9 Verhältnis von Rechtssystem und normativer Basis

Andreas Kießling (energy design & management consulting)

9.1 Vorwort

DAMPFMASCHINE IM CYBER WAR

Was uns die Dampfmaschine im Cyber War noch heute lehren kann.

Unter dem Titel „Europäische Normen und Standards stärken – Impulse für den Grünen Deal“ fand am 16. September 2020 ein virtueller Workshop zur Umsetzung europäischer Politiken mit europäischen harmonisierten Normen statt.

Grenzen staatlich gelenkter, technischer Detailregulierung

Um gleich zu Beginn keine Missverständnisse aufkommen zu lassen; mit dem Artikel „Die Dampfmaschine im Cyber War“ wird kein unreguliertes Marktgeschehen gefordert. Die Rolle des Staates für eine funktionierende, demokratische Gesellschaft mit seinen Schutzfunktionen für den Einzelnen sowie das Wohlergehen der Gesellschaft bleibt unumstritten.

Trotzdem ist das Verhältnis zwischen staatlicher Regulierung im Rechtssystem sowie Vereinbarung und Anwendung von Normen und Standards durch die Wirtschaft als auch Beförderung von Innovationen neu auszutarieren. Dies folgt aus der notwendigen Neuausrichtung zwischen Globalisierung und regionalem Handeln, der zunehmenden Vernetzung der realen Welt durch die Digitalisierung sowie den gegenseitigen Abhängigkeiten bei der Ressourcennutzung unter den Bedingungen des Klimawandels.

Das von einem hohen Grad technischer Detailregulierung geprägte Vorgehen in Deutschland bei der Transformation des Energiesystems ist an seine Grenzen gekommen. Dies zeigt sich insbesondere bei der Betrachtung des nationalen Sonderweges zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie des Datenschutzes unter den Bedingungen eines zunehmend digital vernetzten Energiesystems.

Constanze Kurz – Sprecherin des Computer Chaos Clubs – analysiert hierzu im Buch „Cyber War – Die Gefahr aus dem Netz“ die verschiedenen Methoden staatlichen Vorgehens mit aggressiven und defensiven Methoden, um die Informationstechnik und Infrastrukturen im eigenen Land zu schützen.

„Die bisherigen Ansätze für Gütesiegel im Bereich der Informationssicherheit beruhen auf eher statischen Zertifizierungsmethoden wie dem Common - Criteria - Prozess, der versucht, auf generellen Prinzipien für das Design von sicherer Informationsverarbeitung aufzubauen. Es ist ein Schreibtischtest, der lange Checklisten von Sicherheitsmaßnahmen und Designkriterien abarbeitet, die jedoch keinen Prozess, sondern einen Zustand beschreiben. Das Problem dabei ist auch, dass die Zertifizierung typischerweise mehrere Jahre dauert – in der digitalen Welt ist das eine halbe Ewigkeit. Im Ergebnis hat man dann ein System, das zwar zertifiziert, aber in der Praxis durch die inzwischen weit fortgeschrittenen Erkenntnisse über Sicherheitslücken auf verschiedenen Wegen angreifbar ist.“

Was die Dampfmaschine und das Smart Meter Gateway unterscheidet

Der staatlich gelenkte Prozess mit Unterstützung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) unter Anwendung von Common Criteria schuf beispielsweise das geschützte Smart Meter Gateway für intelligente Messsysteme in der Energiewirtschaft. Der Zeitraum von der Beauftragung bis zur Anwendung zertifizierter Gateways umfasste aber zehn lange Jahre, eine Ewigkeit bezüglich des Innovationstempos in der Informationstechnologie. Ein weiterer Prozess zur Nutzung des Gateways für weitere Anwendungsfälle wurde nachfolgend von staatlicher Seite in Gang gesetzt und gefährdet nun vollständig deren Erfolg.

Bei diesem Vorgehen wird die bisherige Trennung der Definition grundlegender Anforderungen im Rechtssystem sowie Schaffung einer normativen Basis durch die Experten von Wissenschaft und Technik aufgehoben. Um das bisherige Vorgehen zu verdeutlichen, nutzt Constanze Kurz im genannten Buch das Beispiel der Dampfmaschine.

Die ersten Dampfmaschinen explodierten noch häufig. In der Folge kontrollierten die Ingenieure gegenseitig die Konstruktionen und schufen später eine gemeinsame Institution. Auf dieser Basis entstand der TÜV, der auf Grundlage von allgemeinen Anforderungen des Staates jegliche technische Umsetzung prüft und deren Konformität bezüglich staatlicher Anforderungen sowie bestimmter internationaler Normen der Industrie bestätigt. Technischer Fortschritt in einer Vielzahl von Produkten wird hiermit bezüglich der Umsetzung nach entsprechenden Rahmenbedingungen durch technische Expertenorganisationen geprüft und nicht durch staatliche, technische Detailregulierung. Bezüglich der Sicherheit in der Informationstechnik begeht Deutschland hier einen Sonderweg, der zum Hindernis internationaler Wettbewerbsfähigkeit der nationalen Wirtschaft wird.

Einen Ausweg aus diesem Dilemma suchen die nachfolgenden Kapitel an Beispielen der Umsetzung der Energiewende, um die Erkenntnisse zur Dampfmaschine im Cyber War zu nutzen.

9.2 Innovationsimpulse statt Detailregulierung

Partizipation durch Recht auf Eigenversorgung und autonome Gestaltung mit verbindenden technischen Normen sowie Innovationsimpulsen statt Detailregulierung

EUROPÄISCHE NORMEN UND STANDARDS STÄRKEN

Unter dem Titel „Europäische Normen und Standards stärken – Impulse für den Grünen Deal“ fand am 16. September 2020 ein virtueller Workshop zur Umsetzung europäischer Politiken mit europäischen harmonisierten Normen statt.

Im Beisein der Parlamentarischen Staatssekretärin Elisabeth Winkelmeier-Becker und des Kommissars für den Binnenmarkt Thierry Breton wurden die erfolgreiche 60-jährige Geschichte der europäischen Standardisierung sowie die aktuellen Herausforderungen für die Standardisierung dargestellt.

Im Konsensprozess aller interessierten Beteiligten entstehende Normen und Standards bilden die Schnittstelle zwischen der Entfaltung von Innovationen und autonomer, vielfältiger Gestaltung in Wirtschaft und Gesellschaft sowie dem Rechtssystem als verbindender Überbau der Gesellschaft. Die Stärkung der Normen stärkt wiederum die öffentlich-private Partnerschaft.

Gleichzeitig wird im Rechtssystem die Komplexität bei der Gestaltung von Regeln durch die Konzentration der Gesetzgebung und Regulierung auf Leitlinien, Ziele und Anforderungen reduziert. Die Ausgestaltung der dazu notwendigen Maßnahmen in Form von Normen erfolgt im Kontext der Experten aller Interessenträger, integriert in das europäische und nationale Umfeld.

HANDLUNGSEBENEN FÜR INNOVATIONEN, NORMATIVE BASIS UND RECHTSSYSTEM

Empfehlungen im Projekt C/sells des vom BMWi geförderten Programmes „Schaufenster intelligente Energie – SINTEG“ basieren auf der Abgrenzung wichtiger Handlungsebenen. Dies betrifft die Ebene der Wirtschaft zur Bereitstellung von Innovationen, die normative Basis und das Rechtssystem. Die Stärkung von Innovationen und normativer Basis im Rahmen eines rechtlichen Überbaus schafft letztendlich Akzeptanz für Veränderungsprozesse und ist Grundlage für die dynamische Entwicklung einer flexiblen Gesellschaft. Dazu sollten Rechtsträger und Ausführungsorgane bereit sein, Kontrolle teilweise abzugeben und auf ein Übermaß an Bürokratie und technischer Detailregulierung zu verzichten.

Diese Empfehlungen werden im europäischen und nationalen Rahmen gestützt durch

- die EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien (EU Richtlinie 12/2018) bezüglich der Stärkung der autonomen Gestaltung durch Eigenverbrauchslösungen und Energiegemeinschaften,
- die Mitteilung der Kommission zu harmonisierten Normen (EU Mitteilung 11/2018) bezüglich der verbesserten Transparenz und Rechtssicherheit für einen uneingeschränkt funktionierenden Binnenmarkt,
- das Rechtsgutachten zum europäischen System der harmonisierten Normen (Redeker 08/2020),
- das EU-Weißbuch Künstliche Intelligenz (EU Weißbuch 02/2019) sowie
- die Stellungnahme zum EU-Weißbuch auf der Webseite zur Nationalen KI-Strategie der Bundesregierung (BR COM (2020) 65 final).

Auf dieser Basis wird im vorliegenden Dokument die Bewertung verschiedener politischer Initiativen im Rahmen des Rechtssystems vorgenommen, die in Deutschland den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien in Verbindung mit der Digitalisierung der Prozesse zwischen Markt, Netz und Liegenschaften befördern sollen.

Dies betrifft zuerst die notwendige Stärkung der Beteiligung aller Akteure der Gesellschaft an den Chancen der Transformation des Energiesystems entsprechend der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien. Hierzu ist die Anpassung des gesetzlichen Rahmens, insbesondere des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), zu bewerten. Dies betrifft die notwendige Erhöhung der Freiheitsgrade zur autonomen Gestaltung auf Grundlage von Innovationen sowie eines normativen Rahmens der Wirtschaft in internationaler Zusammenarbeit.

INNOVATIONSIMPULSE STATT DETAILREGULIERUNG

Zur Ausgestaltung des EEG im Rahmen der EU-Richtlinie gehört aber auch die Bewertung der Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Einbindung des Prosumenten an der Schnittstelle zu den Liegenschaften. Für C/sells sind die autonomen Gestaltungsmöglichkeiten der Prosumenten in Verbindung mit systemdienlichen Verhalten die Grundlage von Partizipation, Vielfalt,

zellulärem Denken und damit unverzichtbares Mittel für den Erfolg der Energiewende. Deshalb ergänzt das Projekt die Vorschläge der Bundesnetzagentur durch einen eigenen Vorschlag. Erfolgsgrundlage des empfohlenen Lösungsweges sind Standardprofile für Prosumenten in Verbindung mit einer, allen Akteuren zur Verfügung stehenden Informationsinfrastruktur, ein digitaler Netzanschluss mit zugehörigem intelligentem Messsystem sowie autonome, lokale Energiemanagementsysteme in Gebäuden, Quartieren und privaten Arealen (z.B. Industrie, Flughäfen). Dazu gehört aber auch die Einführung neuer, innovativer Vermarktungsformen in Verbindung mit Bürokratie und übermäßigen Berichtspflichten.

Schlussendlich verlangt der zunehmende Grad der digitalen Vernetzung die Nutzung einer sicheren Kommunikationsinfrastruktur für Mess- und Steuerungsprozesse. Diese Infrastruktur liegt mit dem intelligenten Messsystem und der zugehörigen Gateway-Administration sowie weiterer Infrastrukturkomponenten der Netzbetreiber vor. Die Umsetzung von Smart Metering wurde dabei in einem sehr hohen Grad vom Rechtssystem detailliert vorgedacht. Dies führt zu Einschränkungen bei der Umsetzbarkeit von Innovationen. Ebenso bestehen Konflikte mit internationalen Normen, die die Wettbewerbsfähigkeit nationaler Unternehmen im internationalen Umfeld behindern können.

Insofern wird empfohlen, dass der Gesetzgeber sich auf allgemeine Schutzanforderungen zur Gewährleistung grundlegender Rechtsprinzipien und Schutzrechte (z. B. Datenschutz, Datensicherheit, Schutz kritischer Infrastrukturen, Schutz des Wettbewerbs) zurückzieht. Es werden somit Innovationsimpulse statt Detailregulierung gefordert. Der Industrie sollte die Umsetzung der Anforderungen auf Grundlage einer europäischen und internationalen normativem Basis überlassen werden. Dabei ist Regulierung dahingehend auszurichten, dass Innovationen und technologische Entwicklungen befördert und nicht durch eine zu starre technische Detailregulierung gehemmt werden.

9.3 Empfehlungen zur EEG- und EnWG-Novelle

Autonomie hinter dem Netzanschluss und Innovationen zulassende Regeln für Zusammenwirken in Energiegemeinschaften, Märkten und Netzen

PARTIZIPATION ALS SCHLÜSSEL ZUM ERFOLG DER ENERGIEWENDE

Partizipation - also Beteiligung - ist der Schlüssel zum Erfolg der Energiewende. Dabei umfasst dieser Begriff nicht nur Mitsprache. Er beschreibt auch Eigengestaltung, gemeinschaftliches Wirken sowie die Neubestimmung des Verhältnisses lokaler, regionaler und globaler Formen von Energiezugriffen. Energie ist Grundlage des Lebens und vielfältig nutzbare Ressource der Wertschöpfung.

Eine wichtige Erkenntnis des im Rahmen vom BMWi geförderten Programmes „Schaufenster intelligente Energie – SINTEG“ ist der Nutzen, den eine umfassende Ausprägung von Beteiligungsformen an der Energiewende mit sich bringt.

Die Europäische Union verabschiedete zur entsprechenden Erweiterung der Handlungsspielräume von Privatpersonen Richtlinien zur Erneuerbaren Energie und zum Elektrizitätsmarkt. Darin spielen die Begriffe Eigenverbrauch, gemeinschaftlicher Eigenverbrauch, Bürgergemeinschaften und Erneuerbare Energiegemeinschaft eine zentrale Rolle.

Bürger und kleine Unternehmen sollen in die Lage versetzt werden, sich selbst zu versorgen, aber auch Energie gemeinschaftlich zu nutzen. Dabei kann der Strom aus Anlagen eines Eigentümers durch angrenzende Eigentümer im gleichen Gebäude oder Quartier genutzt werden. Dieser gemeinschaftliche Eigenverbrauch ist ohne bürokratische Lieferantprozesse umzusetzen. Außerdem soll die Schaffung eines Rahmens für Energiegemeinschaften in räumlicher Nähe die Nutzung gemeinschaftlich gewonnener Energie über die Grenzen privater Gebäude hinaus, also über das öffentliche Netz, ermöglichen.

Unter diesem Blickwinkel umfassen weder die Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Integration der Prosumenten noch die EEG-Novelle ausreichend die notwendigen Folgerungen.

EEG-ENTWURF UND C/SELLS-EMPFEHLUNGEN

So schränkt § 3 Nr. 16 zum EEG-Entwurf auf die unmittelbare räumliche Nähe ohne Durchleitung durch ein Netz ein, womit weiterhin der direkte Anlagenbezug im eigenen Gebäude adressiert wird. Dazu formuliert auch § 3 Nr. 19 die Eigenversorgung als Verbrauch von Strom, den natürliche oder juristische Personen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbrauchen, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und eine Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

Abseits von Eigenverbrauch und Mieterstrom fehlen Neuregelungen zum gemeinschaftlichen Eigenverbrauch mehrerer Eigentümer sowie zu Energiegemeinschaften, die das öffentliche Netz nutzen. Die folgenden Vorschläge des Verbandes für Wärmelieferung (VfW) zur Änderung von Formulierungen des EEG adressieren diese Ziele.

§ 3 Nr. 16 EEG-E: „Direktvermarktung“ die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien an Dritte, es sei denn, der Strom wird im räumlichen Zusammenhang zur Anlage verbraucht

§ 3 Nr. 19 EEG-E: „Eigenversorgung“ der Verbrauch von Strom, den eine Personengemeinschaft oder eine oder mehrere natürliche oder juristische Personen im räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn diese Personengemeinschaft oder eine Person aus dieser Personengemeinschaft alleine oder gemeinsam die Stromerzeugungsanlage selbst betreiben

Die Umsetzung der EU-Richtlinien ist sowohl im EEG als auch in einer EnWG-Novelle zu adressieren.

Um sowohl Eigenverbrauch und gemeinschaftlichen Eigenverbrauch im privaten Bereich als auch Energiegemeinschaften über das öffentliche Netz zu ermöglichen, ist im ersten Schritt der grundsätzliche Umfang einer Eigenverbrauchslösung als Zelle festzulegen und deren Umsetzung zu befördern.

Auf Basis der Zielstellungen zur Partizipation und der EU-Richtlinien schlägt deshalb C/sells folgende Maßnahmen vor:

- Förderung autonomer, lokaler Energiemanagementsysteme als Grundlage von Eigenverbrauch als auch von Energiegemeinschaften

- Spezifikation eines digitalen Netzanschlusses an Gebäuden mit Kommunikationszugang, intelligentem Messsystem und Leistungssteuerung am Netzanschluss
- Ersatz bisheriger Standardlastprofile durch öffentlich in Informationskomponenten bereitgestellte Standard-Prosumentenprofile an Netzanschlüssen
- Förderung von Plattformen für Energiegemeinschaften zur Verbindung von Eigenverbrauchs-lösungen sowie Gestaltung von Rahmenbedingungen für eine vereinfachte Direktvermarktung unter Abbau von Bürokratie, Berichtspflichten und Umlagen für Anlagen kleiner 30 kW

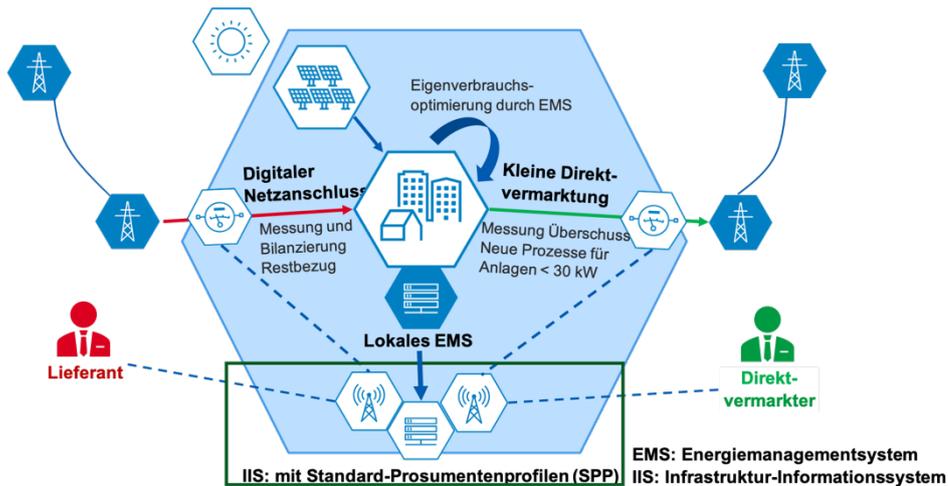


Abbildung 9-1: C/sells-Vorschlag für Eigenverbrauchslösung (Zelle) von Prosumenten als Alternative zu BNetzA-Optionen (eigene Darstellung)

FÖRDERUNG VON INNOVATIONEN STATT BEGRENZUNG DURCH DETAILREGULIERUNG

Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften im Bereich der Gebäude unterstützen die Erreichung des CO₂-Zieles stärker als der Fokus auf Wärmedämmung. Von 2010 bis 2018 flossen insgesamt 496 Milliarden Euro in die energetische Gebäudesanierung, wobei der Effekt auf die Klimaziele nicht direkt bestimmbar ist. Empfehlungen zur EEG- und EnWG-Novelle lauten, stärker den Rahmen für Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften in Verbindung mit lokalen Energiemanagementsystemen in Gebäuden zu gestalten.

Die digitale Vernetzung von Energielösungen und Managementsystemen in Gebäuden sowie am Gebäudenetzanschluss erfordert eine sichere Kommunikationsinfrastruktur für Mess- und Steuerungsprozesse. Die Umsetzung intelligenter Messsysteme und der zugehörigen Gateway-Administration zeigte in der Praxis vielfältige technische Herausforderungen. Hierzu können die Lösungen nicht primär im Rechtssystem mit einer trägen technischen Detailregulierung detailliert vorgedacht werden.

Technische Lösungen sollten deshalb der Gestaltungskraft der Gesellschaft auf Grundlage einer europäischen und internationalen normativen Basis überlassen werden.

Weiterhin zeigte sich der Bedarf zur Förderung einer Kommunikationsinfrastruktur an den Netzanschlüssen der Gebäude. Aktuell fehlen insbesondere im Altbau oft die notwendigen

Kommunikationszugänge sowie im Gebäude die zugehörige kommunikative Vernetzung mit den Energieanlagen und Geräten.

Flankierende Förderprogramme für Gebäudebesitzer müssen sich deshalb darauf fokussieren, im Altbau die Ertüchtigung des elektrotechnischen Bestandes, aber auch der Kommunikationsinfrastruktur im Zusammenhang mit Breitbandausbau zu erreichen. Dies betrifft ebenso beim Neubau die Förderung entsprechender Lösungen im Planungsprozess. Dabei sollte im Rahmen des digitalen Netzanschlusses die Installation intelligenter Messsysteme primär bezogen auf das Gebäude am Netzanschluss und nicht, wie im EEG formuliert, vorrangig bezogen auf Einzelanlagen erfolgen.

Ohne Ertüchtigung der externen und internen Kommunikationswege der Gebäude können lokales Energiemanagement sowie Einbindung in Energiegemeinschaften und externe Märkte nicht erfolgreich sein. Dabei ist der Gebäudeeigentümer zu fördern, ohne dessen Investition und Partizipation an der Energiewende der notwendige Zubau Erneuerbarer Energie in Gebäuden nicht zu erreichen ist. Eine Umschichtung aus Mitteln der Gebäudedämmung scheint dazu sinnvoll.

9.4 Rechtssystem, normative Basis und Innovationsfreiheit

9.4.1 Treiber gesellschaftlicher Veränderungen

Komplexität ist sowohl Folge der Transformation zu Erneuerbaren Energien und gleichzeitig - als Chance zur autonomen Gestaltung und zum nachhaltigen Wachstum für Alle - Treiber der Energiewende

KOMPLEXITÄT UND FLEXIBILITÄT

Die menschliche Gesellschaft bildet schon immer ein hoch komplexes System. Die Informationsflüsse im sozialen und kulturellen Kontext sowie die Energie- und Stoffflüsse zur Wechselwirkung in Wirtschaft und Handel sind die Grundlage eines Netzwerkes mit vielfältigen Verbindungen zwischen den Teilen der Gesellschaft.

Nun stehen komplexe Systeme immer ein wenig am Abgrund ihrer Existenz. Manchmal kann eine Gesellschaft eine sehr lange Überlebensdauer vorweisen. Dazu gehören das Reich der Ägypter oder das Römische Imperium. Die scheinbare Stabilität einer Gesellschaft zerbricht aber teilweise schon nach wenigen Jahrzehnten.

Die Komplexität von Systemen ist durch Vielfalt, Vernetzung und die Anzahl der Organisationsformen geprägt. Wenn die Anzahl der Elemente und ihrer Merkmale, der Vernetzungsgrad sowie die zugehörigen Organisationsformen einen bestimmten Umfang überschreiten, kann der Wechsel in das Chaos die Folge sein (Luhmann 2017, S. 167; Kauffman 09/1998). Das System beginnt auf Grundlage der vielfältigen Beeinflussungen zu schwingen und kann zerbrechen.

Komplexität lässt sich in Form metastabiler Zustände beherrschen, wenn das Gesamtsystem in kleinere Einheiten zerlegt wird, die miteinander nach festgelegten Regeln interagieren. Dazu existieren Vorschläge einer zellulären Systemgestaltung sowie von zellulären Automaten (Gerhardt und Schuster 01/1995; 't Hooft 09/2016; Wolfram 02/1994).

Die Beherrschung komplexer Systeme basiert weiterhin auf der Nutzung dämpfender Elemente. Was kann aber dämpfend auf ein System wirken? Hier kommt der Begriff der Flexibilität in das Spiel. Verbundene Elemente wirken miteinander flexibel, wenn sie bezüglich ihrer Interaktionen verschiedene Handlungsmöglichkeiten besitzen. Starre, unflexible Regeln können Systeme zum Schwingen bringen, wie der Gleichschritt auf Brücken. Flexible Handlungen dämpfen dagegen die Auswirkungen der Interaktionen auf das Gesamtsystem.

Nun, dies war gleich zu Beginn schwer verdauliche Kost. Aber wir wollen Veränderungsprozesse im Hinblick auf das Verhältnis von zentral organisierten Regeln und der Gestaltungskraft der Gesellschaft beleuchten. So benötigen wir noch ein wenig Geduld.

TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS UND ABGABE VON KONTROLLE

Die Anforderungen der Energiewende führen neben neuen Großprojekten zu einem dezentraleren und kleinteiligeren System. Wind- und Solaranlagen als Einzelanlagen besitzen eine geringere Leistung als Großkraftwerke. Die gleichzeitig einhergehende zunehmende Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und der Mobilität bietet neue Möglichkeiten. Erneuerbare Energie flexibel zu nutzen, stellt das Energiesystem aber vor neue Koordinationsherausforderungen. Das Anliegen nach Kontrolle führt oft zu zentral organisierten Konzepten. Jedoch kann die Lösung bei wachsender Komplexität der Koordination auch in dezentralen Strukturen liegen. Außerdem erhöht die damit verbundene **Beteiligung** in der Regel die Motivation, sich an Transformationsprozessen zu beteiligen.

Mit dezentral gewonnener Energie wird es möglich, Quartiers- und Stadtentwicklung neu zu gestalten. Sie gibt denjenigen, die bereits heute Klimaschutz vorantreiben, Möglichkeiten zur Entwicklung der Infrastruktur und der Funktionen in Gebäuden, Quartieren und Arealen. Neue Geschäftsmodelle führen zu neuer Wertschöpfung in Ortschaften und Regionen, aber auch zur Eigengestaltung oder zur Teilhabe in Energiegemeinschaften. Beteiligung bedeutet somit die geteilte Verantwortung zur Organisation des Energiesystems im Wechselspiel von autonomer Gestaltung und Steuerung sowie der Mitwirkung im Gesamtsystem.

Beteiligung und autonome Gestaltung führen aber durch die große Zahl von Akteuren sowie die Fülle unterschiedlicher technischer Komponenten, Lösungen und Schnittstellen zu einer bisher nicht gekannten **Vielfalt** im Energiesystem. Dezentralisierung und Digitalisierung befördern Vielfalt und werden umgekehrt von ihr befeuert. Vielfalt ist eine Herausforderung, da die Komplexität steigt, aber auch Chance für Innovationen. Somit ist Vielfalt sowohl Ergebnis als auch Ziel der Entwicklungen. Autonomie ermöglicht vielfältige Gestaltung. Die Verbindung zwischen autonomen Akteuren gewährleistet Austausch und Sicherheit in der Gemeinschaft. Regeln sowie eine gemeinsame normative Basis sind Mittel zur Beherrschung von Vielfalt.

Beteiligung und autonome Gestaltung zerlegen das Energiesystem quasi in Teilsysteme, in **Zellen**, was entsprechend unserer Einführung Mittel zur Beherrschung von Komplexität ist.

RECHT AUF EIGENVERSORGUNG UND AUTONOME GESTALTUNG

Verschiedene Studien, Simulationen und Projekte beschäftigen sich mit der zellulären Gestaltung des Energiesystems (Buchholz et al. 2009; Müller et al. 2011; Kießling und Hartmann 2019; Abrishambaf et. al. 11/2019; Zhou et. al. 07/2017; DIGGRID. 2018; VDE et al. o.J.; Prognos et. al. 2016; Reiner Lemoine Institut 2013).

In diesen Rahmen ordnen sich auch die nationalen Projekte Modellstadt Mannheim (Kießling et al. 2013) sowie C/sells in den vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Programmen E-Energy und SINTEG (Schaufenster intelligente Energie) als auch ein in Dänemark angesiedeltes Projekt (Cell Project) ein.

Während das Energiesystem seit Ende des 19. Jahrhunderts von zentralen Führungskonzepten geprägt war, ermöglichen Erneuerbare Energiequellen den Übergang zu dezentralen Energiekonzepten.

Die europäische Union nimmt diese Zielstellung mit der Richtlinie zu Erneuerbaren Energien (EU Richtlinie 2018/2001) zur Stärkung der Eigennutzung und der gemeinschaftlichen Nutzung selbst gewonnener Energie auf. Die Richtlinie zielt auf ein hohes Maß an Beteiligung an den Chancen Erneuerbarer Energien in den Kommunen sowie der Bürger als auch kleiner und mittlerer Unternehmen.

Besondere Zielstellung ist die Erschließung der Möglichkeiten, die Innovation und eine nachhaltige, wettbewerbsfördernde Energiepolitik zum Wirtschaftswachstum bieten. Es wird festgestellt, dass durch Investitionen in die lokale und regionale Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen sich in den Mitgliedstaaten und ihren Regionen beträchtliche Chancen zur Entwicklung lokaler Unternehmen, nachhaltiges Wachstum und die Entstehung hochwertiger Arbeitsplätze ergeben.

Das Projekt C/sells schließt dazu, dass der Erfolg der Energiewende nur durch die Vielfalt, Partizipation und Handlungsmöglichkeiten der Bürger, der Unternehmen, der Kommunen und Regionen zu erreichen ist.

Dieser Ansatz benötigt einen angepassten Handlungsrahmen. Ein staatlich organisiertes Rechtssystem sowie die Gestaltung der technischen Umsetzung mit dezentralen Lösungen durch die Vielfalt der Beteiligten stehen dabei oft im Widerspruch. Deshalb wird nachfolgend dieses Wechselspiel betrachtet.

9.4.2 Gestaltungsebenen wirtschaftlicher Entwicklung

„Ein Standard ist die schönste und edelste Form, eine Blaupause zu entwickeln“ Markus Gräbig

Standards entstehen nicht durch staatliche Detailregulierung, sondern in der Wirtschaft durch internationale Zusammenarbeit.

Standards sind Bindeglied zwischen Innovation und Sicherheit in der Gesellschaft

REGELKREISE

Auf die Komplexität der menschlichen Gesellschaft wurde im letzten Kapitel hingewiesen. Aber die Komplexität wächst aufgrund der zunehmenden Anzahl der Gesellschaftsmitglieder und der sozialen, digitalen Vernetzung sowie durch neue Organisationsformen weiter. Zur Stabilitätssicherung in diesem komplexen Umfeld werden gemeinsame Regeln benötigt. Individuelle Freiheit sowie Nutzen der Gemeinschaft sind dabei immer wieder miteinander abzuwägen. Bei vollständiger, individueller Freiheit ohne Regeln droht die Gesellschaft in Anarchie abzugleiten. Bei einem Übermaß an Regeln verliert die Gesellschaft ihre Flexibilität und kann

in einen erstarrten Zustand geraten. Dies legt letztendlich den Keim des zukünftigen Misserfolges.

Letztendlich lässt sich die Gesellschaft als ein System betrachten, in dem Regelkreise auf verschiedenen Handlungsebenen ihre Funktionen und Entwicklung sicherstellen. Insofern sind die Regelkreise, ihr Zusammenwirken und ihre Grenzen zu betrachten.

Folgendes Modell mit drei Ebenen zusammenwirkender Regelkreise und verschiedenen Zeithorizonten soll in den weiteren Betrachtungen verwendet werden.

Rechtssystem

Das Rechtssystem entsteht durch politische Willensbildungsprozesse in verschiedenen Strukturen lokaler, regionaler, nationaler und internationaler Hoheit. Dabei sind Gesetzgebungsprozesse von der Entstehung, der Umsetzung bis zur Prüfung ihres Wirkens von langen, über Jahrzehnte reichenden Zeitkonstanten geprägt.

Normative Basis

Die Konkretisierung des gesellschaftlichen Zusammenwirkens erfolgt durch die gemeinsame normative Basis als unterstützender Regelkreis. Die Aufgabe besteht darin, sowohl die Umsetzung politischer Richtungsvorgaben und gesetzlicher Anliegen als auch die notwendige Effektivität und Effizienz des sozialen und wirtschaftlichen Zusammenwirkens zu sichern. Die Zeitkonstanten sind hierbei kürzer. Sie liegen aber im Bereich technischer Standards immer noch in der Größenordnung von 5 bis 10 Jahren.

Innovation

Innovationen zur Erneuerung gesellschaftlicher, inklusive wirtschaftlicher Lösungen, sichern die Wettbewerbsfähigkeit der Gesellschaft. Sie basieren auf der Vielfalt und Kreativität menschlichen Denkens. Innovationsfähigkeit bedarf eines hohen Freiheitsgrades mit möglichst minimalen Einschränkungen. Im internationalen Wettbewerb sind Regelungsprozesse zur Beförderung von Innovationen auf eine hohe Geschwindigkeit im Rahmen des überlagernden Rechtssystems und der jeweils verabredeten normativen Basis auszurichten.

ABGRENZUNG VON RECHTSSYSTEM UND NORMATIVER BASIS

Die Anwendung der drei Regelkreise verdeutlicht aber auch die Schwierigkeit ihrer Abgrenzung. Unterschiede im kulturellen und nationalen Kontext führen sicherlich zu unterschiedlichen Antworten. Auf europäischer Ebene wird diese Fragestellung im Kontext eines funktionsorientierten europäischen Binnenmarktes sowie bezüglich der Themen Digitalisierung und künstlicher Intelligenz behandelt.

Eine normative Basis benötigt nicht zwingend eine zugehörige Grundlage im Rechtssystem. Die gemeinsame Regelung der Rastergröße von Küchengeräten macht Sinn, um auf einem gemeinsamen Markt unterschiedlicher Küchenmöbelhersteller wirtschaftlich unterschiedliche Gerätekombinationen herstellen zu können. Der Bedarf an einer Rechtsgrundlage ist im Beispiel nicht zu erkennen. Aber rechtliche Regeln für die Installation eines Stromanschlusses am Wohngebäude erscheinen sinnvoll, um den gesundheitlichen Schutz im Rechtssystem zu verankern. Zur Umsetzung wird eine technische, normative Basis benötigt. Die gegenüber der

Gestaltung des Rechtssystems höhere technische Entwicklungsgeschwindigkeit macht es sinnvoll, die Gestaltung der normativen Basis in einer gesonderten Ebene zu entkoppeln. Die Zusammenführung von Rechtssystem und normativer Basis auf einer Gestaltungsebene kann aufgrund der längerfristigen Zeitkonstante im Rechtssystem zum Verlust potentieller technischer Entwicklungsgeschwindigkeit führen.

Aber auch bei der Trennung in zwei Ebenen lassen sich zwei Handlungsansätze abgrenzen, die die Ebenen in unterschiedlichem Maße verschränken.

Der **erste Ansatz** verfolgt die ausschließliche Festlegung von Zielrichtungen und Anforderungen im Rechtssystem. Dies steht in Verbindung mit der Spezifikation von Maßnahmen durch Fachexperten in entsprechenden Verbänden und Organisationen sowie mit der zugehörigen Prüfung der Konformität zu den Anforderungen. Daraus folgt im Rechtssystem die Vermutungswirkung der korrekten Umsetzung zugehöriger Anforderungen durch die Wirtschaft im Rahmen der normativen Basis.

Der **zweite Ansatz** verfolgt zusätzlich zur Festlegung von Anforderungen die Übernahme der Koordinationshoheit durch das Rechtssystem bei der Gestaltung der normativen Basis. Dabei erfolgt die gezielte Einbeziehung anderer Interessenträger. Die Gestaltung der normativen Basis wird dann in der Regel mit einem Zertifizierungsprozess der Lösungen im Rechtssystem verbunden.

EUROPÄISCHE EMPFEHLUNG ZUM ANSATZ 1

Die EU beabsichtigt, dass Rechtssystem bezüglich der neuen Herausforderungen zur Digitalisierung und zur künstlichen Intelligenz anzupassen, was ebenso das intelligente Energiesystem betrifft. Zur Ausgestaltung wird die Bedeutung der Normung sowie dazu der europäisch harmonisierten Normen hervorgehoben. Diesem Thema wird sich auch der ab 2021 neu gewählte CENELEC-Präsident Wolfgang Niedziella widmen. Der gemeinsame Dialog der europäischen Normung mit der Europäischen Kommission soll wieder aufgenommen werden.

Interessant ist in diesem Zusammenhang die Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat und den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss (11/2018) zum Thema „Harmonisierte Normen: Verbesserte Transparenz und Rechtssicherheit für einen uneingeschränkt funktionierenden Binnenmarkt“.

Insbesondere wird der Normung eine wichtige Rolle zur Beseitigung technischer Handelshemmnisse zugeordnet.

„Normen tragen dazu bei, dass komplementäre Produkte und Dienstleistungen interoperabel sind, sie erleichtern die Einführung innovativer Produkte und schaffen letztlich das Vertrauen der europäischen Verbraucher in die Qualität der in der Union angebotenen Produkte und Dienstleistungen.“ (EU Mitteilung 11/2018)

Hervorgehoben wird die Schlüsselrolle der Normung bei der Beförderung des Innovationstempos bezüglich neuer technologischer Entwicklungen, der Digitalisierung und weiterer wirtschaftlicher Trends sowie der Zukunftsfähigkeit des Binnenmarktes. Dies betrifft beispielsweise die Themen Internet der Dinge, Big Data, fortgeschrittene Fertigung, Robotik, 3D-Druck,

Blockchain-Technologien und künstliche Intelligenz. Dabei wird auch der Ersatz widersprechender nationaler durch europäische Normen zum Erhalt der globalen Wettbewerbsfähigkeit befürwortet.

Das europäische Normungssystem basiert auf einer öffentlich-privaten Partnerschaft, die die Gestaltung des Rechtssystems und der normativen Basis deutlich trennt. Gleichzeitig können im Rechtssystem Anforderungen an die Normung definiert werden. Auf Basis von Ersuchen der Kommission als Rechtsträger werden dann für entsprechende Anforderungen über private Organisationen Lösungen durch die im Konsensprozess erfolgende Normung spezifiziert. Nachfolgend erfolgt die Prüfung der Anwendbarkeit der Ergebnisse durch den Rechtsträger.

EUROPÄISCHES VORGEHEN AM BEISPIEL KÜNSTLICHE INTELLIGENZ

In den nachfolgenden beiden Abschnitten werden mögliche Vorgehensweisen entsprechend den genannten zwei Ansätzen zur Regelsetzung beschrieben. Hierbei wird als Beispiel das europäische Vorgehen in Bezug auf die Themen Digitalisierung und künstliche Intelligenz bewertet.

Die Digitalisierung verändert zunehmend das Wirtschafts- und Sozialleben. Es stellt sich die Frage, ob wir auf diesen rapiden und komplexen gesellschaftlichen Wandel ethisch gut vorbereitet sind.

Neue rote Linien werden definiert, wie zum Beispiel:

- das Entstehen einer selbstoptimierten, nicht mehr kontrollierbaren künstlichen Superintelligenz,
- die Schaffung eines erlebens- und leidensfähigen künstlichen Bewusstseins,
- das Entstehen autonomer, moralischer Agenten, die unabhängig vom Menschen ethische Überlegungen anstellen und danach autonom handeln.

Im nationalen Umfeld sind diese komplexen Themen nicht mehr umfänglich zu gestalten.

Grundlage der weiteren Festlegung der Rahmenbedingungen zur künstlichen Intelligenz in Europa, insbesondere der ethischen Regeln, ist eine umfassende interdisziplinäre Diskussion mit Experten von Soziologie, IKT und Philosophie. Eine Bewertung soll an dieser Stelle nicht erfolgen. Stattdessen wird der Fokus in den nächsten Abschnitten auf die Gefahren einer zu engen Verbindung der Gestaltung von Rechtssystem und normativer Basis gerichtet.

Folgende Quellen vertiefen die Thematik inhaltlich:

- EU-Richtlinien für vertrauenswürdige KI 2019 (EU Report 04/2019, mit Expertenkonsultation)
- EU-Weißbuch Künstliche Intelligenz 2020 (EU Weißbuch 02/2019, ohne Expertenkonsultation)
- Stellungnahme zum EU-Weißbuch auf der Webseite zur Nationalen KI-Strategie der Bundesregierung 2020 (BR COM (2020) 65 final)

Ein Kritikpunkt soll an dieser Stelle nicht verschwiegen werden. Sowohl das Weißbuch der EU als auch die Stellungnahme der Bundesregierung wurden ohne Expertenkonsultation erstellt.

Die Dokumente entstanden in den Strukturen des Rechtssystems unter Einbeziehung festgelegter Interessenvertreter. Aber gerade die Diskussion im politischen Rahmen des Rechtssystems benötigt einen breiten Willensbildungsprozess.

BEGRENZUNG DER KOMPLEXITÄT DURCH AUTONOMIE VON HANDLUNGSEBENEN

Ein durch Politik vollständig koordinierter Prozess zur Regelsetzung bezüglich Leitlinien, Rechtsrahmen, normativer Basis für die Technik sowie Innovationen kann diesen Herausforderungen nicht gerecht werden. Die resultierende Überbürokratisierung minimiert Flexibilität und Handlungsfähigkeit der Gesellschaft.

Dagegen hat sich ein Vorgehen auf verschiedenen Handlungsebenen mit definierten Schnittstellen in der Praxis bewährt. Die Zuordnung der Ebenen erfolgt am obigen Beispiel.

Auf der Ebene des Rechtssystems entstehen gesellschaftliche Leitlinien im politischen Diskussionsprozess unter Einbeziehung von Experten. Dazu gehören die europäischen Richtlinien für vertrauenswürdige, künstliche Intelligenz (EU Report 04/2019).

Die definierten Ziele sollen im globalen Wettbewerb effektiv bezüglich Zielerreichung und effektiv bezüglich eingesetzter Mittel erreicht werden. Die Navigation auf diesem Wege übernehmen Regelkreise mit unterschiedlichen Zeithorizonten. Dies betrifft im Rechtssystem sowohl die Regelsetzung als auch die Schaffung eines befördernden Rahmens, wozu das EU-Weißbuch Künstliche Intelligenz einleitet.

Einerseits wird bei der Ausgestaltung des Rechtsrahmens zu entscheiden sein, welche rechtlichen Anforderungen, basierend auf politischen Leitlinien, auferlegt werden sollen.

Andererseits kann ein befördernder Rahmen durch Erleichterungen zur Einrichtung von Exzellenz- und Testzentren entstehen. Dazu gehört auch die Begründung einer neuen öffentlich-privaten Partnerschaft. Als Teil dieser Partnerschaft wird im Weißbuch ebenso die Bedeutung von Normen und Standards sowie zugehöriger Organisationen hervorgehoben. Dies schafft die Schnittstelle zum Regelkreis der normativen Basis.

Normen entstehen im internationalen Rahmen – bei Bedarf auch europäisch - im Konsensprozess interessierter Experten beliebiger Organisationen. Breit anerkannte Normen sind die erfolgreichen Normen. Eine Koordination normativer Prozesse durch den Rechtsträger im Rahmen gesonderter Gremien umfasst zwar im Ergebnis eventuell einen Mehrheitsstandpunkt, der aber durch das Wirken eines verengten Kreises entsteht.

Schlussendlich kann die Konformität der Innovationen zum Rechtsrahmen und zur angeforderten normativen Basis durch private Organisationen geprüft werden.

Die Komplexität des Themas sowie der abzugrenzenden Handlungsebenen erfordert eine europäische Governance-Struktur statt zersplitterter nationaler Sonderwege.

NATIONALE ANTWORTEN IN DEUTSCHLAND

Die Stellungnahme der Bundesregierung zum EU-Weißbuch auf Basis der Nationalen KI-Strategie folgert: „Schließlich können Normung und Standardisierung zur Beschleunigung von Entwicklungsprozessen, zur Rechtssicherheit für Unternehmen und zur weiteren Vertrauensbildung der Menschen in die Technologie beitragen.“ (BR COM (2020) 65 final)

Hierbei unterstützt die Bundesregierung die Anwendung existierender Verfahren zur Konformitätsprüfung durch private Organisationen und fordert keine staatliche Zertifizierung.

Gleichzeitig gab die Bundesregierung ein Rechtsgutachten in Auftrag. Das Gutachten führt aus: „Die Kommission darf die Prüfung der harmonisierten Norm nicht zum Anlass nehmen, den Normungsprozess praktisch zu duplizieren oder gar eigene technische Regeln an die Stelle der von den Normungsorganisationen konsentierten Inhalte zu setzen.“ (Redeker 08/2020)

Hier wird auf die Bedeutung der internationalen Normungsprozesse im Konsensverfahren hingewiesen, in die sich auch die nationalen Normungsorganisationen einordnen.

Insofern besteht grundsätzliche Zustimmung, denn sowohl die EU als auch die Bundesregierung verweisen auf private Organisationen der internationalen Normung zur Schaffung der normativen Basis für neue gesellschaftliche Schwerpunktthemen.

Gleichzeitig betreibt Deutschland nationale Sonderwege.

Der zehnjährige Prozess zur Gestaltung des intelligenten Messsystems verschränkt zwei Regelkreise unter Koordination des Rechtssystems zu stark. Aufgabe der Politik ist die Bestimmung von Anforderungen zur Gewährleistung des Datenschutzes. Insofern erfolgt deren Festlegung über ein vom Rechtssystem definiertes Schutzprofil.

Im nächsten Schritt erfolgte auch die Spezifikation der technischen Umsetzung als normative Basis im Rechtssystem, anstatt auf die zweite Ebene der Gestaltung, die Normungsorganisationen, zurückzugreifen. Das Duplizieren des Normungsprozesses wird mit dem Stufenmodell (BMWi/BSI – Stufenmodell 08/2020) fortgesetzt. Der nationale Sonderweg der zu engen Verzahnung der beiden Handlungsebenen Rechtssystem und normative Basis birgt Gefahren für die internationale Wettbewerbsfähigkeit nationaler Unternehmen.

Die Einbindung von Interessenträgern unter der Koordinationsrolle des Rechtsträgers beschreibt den oben ausgeführten zweiten Ansatz, der Rechtssystem und normative Basis unter Koordination des Rechtsträgers und damit die Zeitkonstanten der Handlungsmöglichkeiten eng koppelt.

Das Rechtssystem erhebt somit selbst einen normativen Anspruch.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Das **Rechtssystem** besitzt die Aufgabe, die Rahmenbedingungen für Ziele und Wege zu gestalten und zu überwachen. Dieser durch Politik gestaltete Regelkreis sollte sich auf die recht-

lichen Anforderungen mit langfristig wirksamen Steuerungsfunktionen zurückziehen. Diese Anforderungen beziehen sich dabei auf den Einschluss von zentralen Zielstellungen wie Datenschutz, Sicherheit, Ethik, Beteiligung, Erhalt der Demokratie.

Es folgt die technische Ausgestaltung von Maßnahmen entsprechend den Anforderungen des Rechtssystems. Dies sollte der Gestaltungskraft der Gesellschaft durch Schaffung einer **normativen Basis** im Konsensprozess transdisziplinärer Expertenverbände überlassen werden. Die Koordinationsrolle zur Standardisierung liegt nicht beim Rechtssystem. Die unterschiedlichen Zeitkonstanten zugehöriger Gestaltungsprozesse können die Anwendung technischer Möglichkeiten im internationalen Wettbewerb behindern.

Standards sind Bindeglied zwischen **Innovation** und Sicherheit gesellschaftlicher Prozesse. Einschränkungen bei Innovationen orientieren sich zuerst an gesellschaftlichen Zielstellungen und Willensbildungsprozessen. Folgende technische Einschränkungen entstehen aus einer notwendigen, normativen Basis, die sich wiederum auf die Anforderungen der Rechtsgrundlagen beziehen kann oder muss. Um Innovationen im internationalen Kontext nicht zu behindern, ist der Einsatz des Rechtssystem zur Gewährleistung der gesellschaftlichen Zielstellungen sorgfältig zu prüfen. Die normative Basis folgt aus einer breiten Zusammenarbeit von Experten in privaten Strukturen von Verbänden, Organisationen und Unternehmen. Sie sollte nicht im Rahmen einer Koordinationsrolle des Rechtssystem mit zugeordneten Behörden unter Einbeziehung einer begrenzten Anzahl von Interessenträgern eingeschränkt werden.

Somit wird insbesondere für das Energiesystem - das zellulär sowohl lokal, national sowie europäisch und im internationalen Kontext zu gestalten ist - die Neuausrichtung des Verhältnisses von Rechtssystem, normativer Basis und Beförderung von Innovationen empfohlen.

Im nächsten Kapitel werden entsprechende Empfehlungen

- zur Umsetzung der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien,
- bezüglich der Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Netzintegration von Prosumenten,
- zur weiteren Ausgestaltung des intelligenten Messsystems und der Nutzung der zugehörigen Kommunikationseinrichtung (Smart Meter Gateway – SMGW)
- sowie zur nationalen Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes

gegeben.

9.4.3 Eigenversorger und Energiegemeinschaften

Partizipation durch Recht auf Eigenversorgung und Energiegemeinschaften sowie autonome Gestaltung

AUTONOME GESTALTUNG DURCH EIGENVERSORGER UND ENERGIEGEMEINSCHAFTEN ALS ERFOLGSMITTEL DER ENERGIEWENDE

Die geplanten gesetzlichen Anpassungen zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der Bundespolitik sollen auch eine Antwort auf die EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien (EU Richtlinie 2018/2001) mit Stärkung der Eigennutzung oder gemeinschaftlicher Nutzung

selbst gewonnener Energie sein (Eigenversorgung und Energiegemeinschaften als Produzenten und Konsumenten – Prosumenten).

Dabei zielt die Richtlinie insbesondere auf ein hohes Maß an Beteiligung an den Chancen Erneuerbarer Energien. Dies gilt sowohl für Kommunen als auch für jeden Bürger sowie kleinere und mittlere Unternehmen. Der Beitrag kleiner Anlagen (bis 30 Kilowatt) wird betont. Dies ist mit der Forderung nach Abbau von Bürokratie, Umlagen und Kosten, die insbesondere diese Anlagengruppe betreffen, verbunden.

Besondere Zielstellung ist aber auch die Erschließung der Möglichkeiten, die Innovation und eine nachhaltige, wettbewerbsfördernde Energiepolitik für das Wirtschaftswachstum bieten. Es wird festgestellt, dass durch Investitionen in die lokale und regionale Produktion von Energie aus erneuerbaren Quellen sich in den Mitgliedstaaten und ihren Regionen beträchtliche Chancen für die Entwicklung lokaler Unternehmen, nachhaltiges Wachstum und die Entstehung hochwertiger Arbeitsplätze ergeben.

Auf dieser Basis werden folgende drei Gruppen von Prosumenten differenziert:

- Eigenversorger im Bereich erneuerbare Energie als Endkunde, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen Energie gewinnen, speichern und selbst nutzen oder verkaufen darf
- gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Energie als eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern, die sich in demselben Gebäude befinden
- Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft als Rechtsperson, die eine Beteiligung an Erneuerbaren-Energie-Anlagen auch ohne eigene Anlagen oder außerhalb des eigenen Mehrfamiliengebäudes ermöglicht und somit Energiearmut begegnet, wobei dazu neue Marktplattformen mit Aggregatoren oder Peer-to-Peer-Geschäften auf Basis moderner Technologien der Digitalisierung zum Einsatz kommen

ZENTRAL VERSUS DEZENTRAL ORGANISIERTE ENERGIEWENDE

Mit der grundlegenden Zielbeschreibung sind sich die politischen Vertreter sowie die betroffenen Akteure einig. Wir benötigen die Dekarbonisierung der Gesellschaft bis 2050. Aber bei Wegen und Mitteln zur Zielerreichung folgt schnell der Dissens. Insofern ist eine breite Diskussion auch mit den lokalen Akteuren notwendig.

Teilweise werden folgenden Argumente geäußert:

- Gesamtsystemisch sind Photovoltaik-Großanlagen auf Freiflächen effektiver als Dachanlagen.
- Anliegen der Prosumenten in Gebäuden wären „ganz nett“, aber nur ein Bruchteil des Strombedarfes, weswegen darauf keine Priorität zu richten ist.

Dies verfehlt aber die eigentlichen Herausforderungen zum Erfolg der Energiewende aus folgenden Gründen:

1. Prosumenten sind als Eigenversorger und Energiegemeinschaften sowohl in Wohngebäuden, aber auch als Nutzer gewerblicher Objekte, von Industriearealen und Flughäfen aktiv. Sie nutzen die Gestaltungschancen lokaler Energiesysteme, wobei Beteiligung die Akzeptanz für die Herausforderungen der Energiewende schafft.
2. Die Energienutzung in Haushalten (insbesondere Strom und Wärme) beträgt 25 %, womit Aktivitäten in diesem Bereich zum Erfolg der Energiewende beitragen.
3. Dabei ist der Umbau im Elektrizitätssystem nur ein Teil der Energiewende, da die Wärmewende und die Mobilitätswende einen viel höheren Energiebedarf umfasst.
4. Das Erfolgskriterium ist nicht vorrangig die gesamtsystemische Effizienz, sondern die Effektivität der Zielerreichung für 100 % Erneuerbare Energie in allen Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität, erneuerbares Gas – z.B. Wasserstoff), die auf Gemeinwohlvorteilen für alle Mitglieder der Gesellschaft basiert.

GESTALTUNGSVIELFALT UND INNOVATIONSKRAFT DER GESELLSCHAFT VERSUS STAATLICHE DETAILREGULIERUNG

Es besteht sicherlich ein breiter internationaler Konsens, dass die Gestaltungskraft der Gesellschaft und die Innovationskraft der Wirtschaft Grundlage für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems ist. Unbestritten ist auch, dass das Energiesystem als Lebensgrundlage eine unverzichtbare Infrastruktur darstellt. Diese Infrastruktur erlebt durch die wertschöpfende und im erneuerbaren, dezentralem Energiesystem notwendige Digitalisierung zunehmend Gefährdungen und Angriffe. Deshalb ist ein geeigneter legislativer und regulatorischer Rahmen unverzichtbar. Dieser Rahmen darf aber nicht dazu führen, dass eine übertriebene technische Detailregulierung Innovation, Wettbewerbsfähigkeit und internationale Zusammenarbeit gefährdet.

Auf dieser Basis werden

- aktuelle Vorschläge der Bundesnetzagentur zu neuen Anschlussbedingungen von Prosumenten für Eigenversorgung und Energiegemeinschaften,
- Stufenmodell und Spezifikationen der BMWi/BSI-Task Force Smart Grid / Smart Metering / Smart Mobility
- Konzepte für die Neuregelung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz

kritisch bewertet.

Die vorgeschlagenen Anpassungen sind von einer äußerst detaillierten technischen Regulierung bis hin zu einzelnen Anlagen und Geräten in den Gebäuden geprägt. Insbesondere ist festzustellen, dass die Vorschläge der Bundesnetzagentur Prosumenten eher mit neuen wirtschaftlichen Lasten belegen.

Das Projekt C/sells als Bestandteil des vom BMWi geförderten Programmes „Schaufenster intelligente Energie“ schließt dagegen, dass der Erfolg der Energiewende nur durch die Vielfalt, Partizipation und Handlungsmöglichkeiten der Bürger, der Unternehmen, der Kommunen und Regionen zu erreichen ist.

Aus diesem Grunde wird vorgeschlagen, alternative Lösungswege zur Anpassung des rechtlichen Rahmens zu finden, die die Vielfalt der Gesellschaft motivieren, die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems auf bürgernahe Weise auch im lokalen Rahmen in die eigenen Hände zu nehmen (*Handle lokal – Denke global*).

Dazu gehört die Gestaltung eines zellulären Energiesystems, das insbesondere die Eigenversorgung und Energiegemeinschaften adressiert. Entsprechende Umsetzungskonzepte wurden in den SINTEG-Projekten und insbesondere im von der zellulären Architektur geprägten Projekt C/sells demonstriert und können in die legislativen und regulatorischen Gestaltungsprozesse eingebracht werden.

9.4.4 Schnittstelle zum Prosumenten

SCHNITTSTELLE ZUM PROSUMENTEN ALS GEGENVORSCHLAG ZU OPTIONEN DER BUNDESNETZAGENTUR

Autonomie ermöglicht Prosumenten Selbstbestimmung. Vereinbarte Schnittstellen sichern die gegenseitige Unterstützung in der Energiegemeinschaft. Hierzu ist der Bundesnetzagentur mehr Mut zur Gestaltung eines Rahmens für Innovationen zu wünschen.

Die Richtlinie der Europäischen Union zu Erneuerbaren Energien vom Dezember 2018 zielt auf die Stärkung der Eigennutzung oder gemeinschaftlichen Nutzung von selbst gewonnener Energie ab. Dabei wird ein hohes Maß an Partizipation - also Beteiligung - an der Energiewende auch auf lokaler Ebene angestrebt.

Diesem Thema widmete das Projekt C/sells einen Schwerpunkt seiner Aktivitäten. Dabei gilt es, die autonome Gestaltung von Energiesystemen mit Stromerzeugung, Speicherung, Sektorkopplung, Energienutzung und lokalem Energiemanagement in Gebäuden und Quartieren zu befördern sowie gleichzeitig die Systemdienlichkeit im Netzverbund an den gemeinsamen Anschlussstellen zu gewährleisten. Die Begriffe Zellen und Prosument wurden dabei zu Synonymen für dieses Handeln.

Hierbei sollten

- die Innovations- und Gestaltungskraft der Gesellschaft entfaltet,
- die notwendige normative Basis durch gemeinsame technische Standards und Regeln vorangetrieben
- sowie Empfehlungen für eine wettbewerbsfördernde Energiepolitik abgegeben werden.

Auf Basis der europäischen Richtlinien und der Projekterfahrungen befürwortet das Projekt C/sells grundsätzlich das Anliegen der Bundesnetzagentur, Empfehlungen für den zukünftigen Betrieb insbesondere von kleineren Solaranlagen unter 30 Kilowatt auf den Dächern privater Gebäude auch ohne EEG-Förderung abzugeben. Ziel sollte es dabei sein, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass Eigenverbrauchslösungen und Energiegemeinschaften befördert und somit der stockende Photovoltaik-Ausbau wieder angeregt wird. Gleichzeitig gilt es, den Weiterbetrieb von Altanlagen sicherzustellen, deren Förderzeitraum abgelaufen ist.

Eine Herausforderung dabei ist es, den Weiterbetrieb von Altanlagen mit einer entsprechenden attraktiven Einspeisung in das externe Netz ohne Eigenverbrauch zu gewährleisten. Andererseits sollten Eigenverbrauchslösungen und Energiegemeinschaften entsprechend der Anforderungen der EU-Richtlinie von übermäßigen Kosten und Umlagen sowie von Bürokratie befreit werden. Gerade im Bereich der Anlagen unter 30 Kilowatt werden Prosumenten-Lösungen schnell unattraktiv, wenn sie mit der Direktvermarktung von Großanlagen sowie mit Unternehmen als Energielieferanten gleichgesetzt werden.

Somit schlägt C/sells folgende Anpassungen bezüglich der vorliegenden Optionen der Bundesnetzagentur vor.

ERFAHRUNGEN IM AUTONOMIELAB LEIMEN

Für Anbieter von Solaranlagen ist eine funktionierende Inselnetzfähigkeit insbesondere vor dem Hintergrund der Selbstversorgung im Störfall interessant.

Beteiligung umfasst weiterhin die Optimierung von Energiegewinnung, Speicherung und Eigenverbrauch in den Objekten der Prosumenten. Damit entstehen autonome und verbundene Energiezellen. Die autonome Gestaltung bietet gleichzeitig im Notfall die Möglichkeit für den zeitweisen autarken Betrieb.

Damit können sowohl Handlungsmöglichkeiten im eigenen Hoheitsbereich, zum Austausch in Energiegemeinschaften als auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit erschlossen werden. Autonomie schließt den eigenen Nutzen als auch die Solidarität in der Gemeinschaft ein, während die zeitweise Autarkiefunktion des Gebäudes auch im Falle eines Blackouts einen Basisbetrieb gewährleistet.

Im Rahmen der Demonstration Lab Noir wurde die zeitweise Autarkie bei externem Spannungsausfall durch eine PV-Anlage, einen Speicher, einen steuerbaren Netzanschluss sowie ein Energiemanagementsystem im Gebäude ermöglicht. Ziel war es, während des Netzausfalls die Basisversorgung im Gebäude zu gewährleisten.

Im weiteren Ausbau des AutonomieLabs Leimen galt es, auf Basis eines digitalen Netzanschlusses sowohl das Leistungsmanagement durch den Verteilnetzbetreiber am Netzanschluss mit einem Signal zur Leistungsbegrenzung als auch das autonome Energiemanagement in den einzelnen Gebäuden zu ermöglichen. Die Wechselwirkung von Autonomie und Systemdienlichkeit war zu betrachten.

In diesem Rahmen wurden die Auswirkungen der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen drei Optionen zur Ausgestaltung von Prosumenten-Lösungen untersucht. Dabei stellte sich die Netzbetreiber-Option als unattraktiv für Eigenverbrauchsoptimierungen heraus. Die Nutzung dieser Option scheint ausschließlich bei ausgeförderten Anlagen interessant, wo keine weiteren Investitionen und kein Eigenverbrauch vorgesehen sind, sondern ausschließlich Einspeisung in das Netz stattfindet.

Bezüglich der Lieferanten- und Marktoption kommt aus unserer Sicht nur die Marktoption den Anforderungen von Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften nahe. Die Erfahrungen aus C/sells sowie die Rückmeldungen von Experten verschiedener Verbände zeigen insbesondere, dass die aktuellen Umlagen und Kosten sowie die Bürokratie und Berichtsaufwendungen

zur Marktteilnahme den autonomen Betrieb für Prosumenten unattraktiv machen. Ein Weiterbetrieb wäre auch aus Sicht des AutonomieLabs Leimen unwirtschaftlich.

Deshalb schlägt C/sells auf Grundlage der Projektergebnisse die Weiterentwicklung der Marktoption in folgender Weise vor.

PROSUMENTENPROFILE ZUR BILANZIERUNG, DIGITALER NETZANSCHLUSS UND LOKALES ENERGIEMANAGEMENT

C/sells geht von der Notwendigkeit aus, die rechtlichen Anforderungen für Prosumenten-Lösungen zur Beförderung von Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften zu vereinfachen. Ergänzend sind neue technische Regeln für einen digitalen Netzanschluss zu definieren, die auf der Gestaltung durch Normen und technischen Anwendungsregeln beruhen.

Das Verhältnis von Regulierung sowie der durch die Wirtschaft gestalteten normativen Basis kann in folgender Weise neu ausgerichtet werden.

Neue Standard-Prosumentenprofile

Die Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch sollte nicht anlagenbezogen, sondern aggregiert am Netzanschluss für **eingespeiste Überschussmengen** und **bezogenen Reststrom** erfolgen und mit der Messung dieser, in zwei Richtungen fließenden, Energiemengen über intelligente Messsysteme verbunden sein.

Grundlage können individuelle Standard-Prosumentenprofile für Energieeinspeisung und -bezug am Netzanschluss sein, die über Prognosekomponenten eines Infrastruktur-Informationssystems bereitgestellt und anhand verschiedener Anlagenausstattungen im Gebäude typisiert werden.

Kleine Direktvermarktung für Anlagen unter 30 Kilowatt

Empfohlen wird die Einführung vereinfachter Prozesse mit unbürokratischer Vermarktung bei Anlagen kleiner 30 kW zur Verringerung der Hürden für Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften, wobei hierzu Technologien auf Basis von Innovationen und Normung entstehen sollten.

Digitaler Netzanschluss

Empfohlen wird weiterhin die Einführung eines digitalen Netzanschlusses mit Kommunikationsanschluss, intelligentem Messsystem und digitaler Steuerbox des Netzbetreibers sowie Schalteinrichtung am Netzanschluss. Die Signale zur Ab- und Wiederschaltung eines Netzanschlusses sowie zur Leistungsbegrenzung im Störfall sollten auf Basis von einem lokalen Energiemanagementsystem zur autonomen Leistungssteuerung im Gebäude („Smart-Grid-Readiness-Schnittstelle“) entstehen. Zur Spezifikation der Kommunikationsschnittstellen stehen Standards der Industrie zur Verfügung.

Lokales Energiemanagementsystem

Die Verbindung der beiden Ziele zur autonomen Gestaltung und der systemdienlichen Einbindung in den Netzverbund sollte durch die Aggregation von Energiemengen und von Flexibilität

am Netzverbindungs- und auf Basis eines lokalen Energiemanagementsystems der Energiezelle statt der Steuerung von Einzelanlagen erfolgen.

Aus Sicht der Projektteilnehmer wird die Komplexität der notwendigen Gestaltungsprozesse dadurch besser beherrscht werden, dass legislative Prozesse und Regulierungen nur den notwendigen Rahmen definieren und Bürokratie abbauen. Die technische Detailausgestaltung der Innovationskraft sollte dabei der Gesellschaft und Wirtschaft z.B. in Verbindung mit dem internationalen Standardisierungsumfeld überlassen werden.

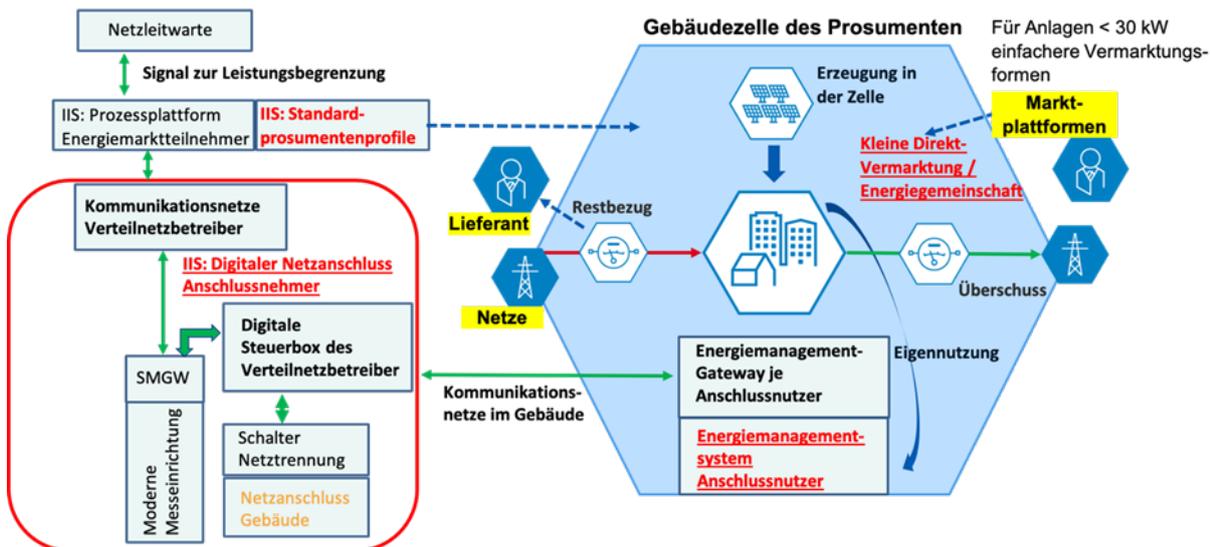


Abbildung 9-2: Digitaler Netzanschluss zur Ausgestaltung von Option 4 (eigene Darstellung)

9.4.5 „Stufenmodell zur Weiterentwicklung von Standards für die Digitalisierung der Energiewende“

In C/sells arbeiteten über 60 Partner mit 400 Expertinnen und Experten aus Industrie, Energiewirtschaft und Wissenschaft an der Konzeption neuer, kleinteiliger Märkte, an der technischen Umsetzung in den Demonstrationszellen sowie der Einbindung der Bürgerinnen und Bürger in den Partizipationszellen. Der stets offene Austausch der Partner und die konstruktive Zusammenarbeit ermöglichte integrative Konzepte, für die der Übergang in den Realbetrieb vorbereitet wurde. Dabei ist es wichtig, nicht am Reißbrett zu planen, sondern im Dialog mit den Fachleuten im Betrieb und den Vertretern des FNN an einer Evolution der Prozesse zu arbeiten.

Im Rahmen des Stufenmodells von BSI/BMWi bringt das Projekt gewonnene Erfahrungen und Erkenntnisse zur weiteren Anwendung der Kommunikationsinfrastruktur mit Smart Meter Gateway ein. Mit dem Stufenkonzept werden wesentliche Herausforderungen bei der Digitalisierung der Energiewende adressiert. Die erfolgreiche Umsetzung der mit der Transformation des Energiesystems sowie mit der Digitalisierung verbundenen Herausforderungen erfordert dabei den Abgleich von staatlich regulierten Prozessen sowie der Nutzung der Innovationskraft der Industrie und der Gestaltungskraft der Gesellschaft. Diese Treiber finden sich auch in den energiepolitischen Positionen von C/sells wieder.

In diesem Zusammenhang möchten wir folgende Punkte unterstreichen:

- Ein mit dem Stufenmodell verbundenes schrittweises Vorgehen auf Basis von bestimmten Anwendungsfällen ist bei der Komplexität der Transformationsprozesse zu unterstützen. Dies entspricht auch der Vorgehensmethodik im Rahmen des europäischen Standardisierungsmandates. Das aktuelle BMWi/BSI-Stufenmodell ist stark auf den Zielzustand fokussiert. Der im Begleitdokument skizzierte jährlich wiederkehrende Prozess lässt auf lange und starre Entwicklungs- und Entscheidungszyklen schließen. **Wir empfehlen die Ausarbeitung eines Migrationspfades**, der es erlaubt, auch kurzfristig Mehrwerte aus der Anwendung intelligenter Messsysteme mit Smart Meter Gateways zu realisieren.
- Die C/sells-Feldtests zeigen, dass eine Einbindung und Mitwirkung der Gebäudeeigentümer Grundlage für die erfolgreiche Umsetzung energiewirtschaftlicher Anwendungsfälle ist. Essenzielle Voraussetzung für das Stufenmodell, etwa die Modernisierung der oftmals jahrzehntealten elektrischen und kommunikationstechnischen Infrastruktur, wird bislang kaum thematisiert, ist aber die Voraussetzung für die geplante hohe Durchdringung und die erhofften Mehrwerte aus der Anwendung intelligenter Messsysteme mit Hilfe von Smart Meter Gateways.
- Aus unserer Sicht gilt es die regulatorischen und legislativen Prozesse auf die Gestaltung grundlegender Rahmenbedingungen zu beschränken, um insbesondere die Innovationskraft motivierter Vorreiter der international agierenden deutschen Industrie bei der Schaffung zusammenwirkender Systeme nicht auszubremsen. Der Fokus des Stufenmodells sollte auf der Weiterentwicklung des SMGW als sichere Kommunikationsplattform und deren Schnittstellen liegen. **Die diese Plattform nutzenden Komponenten (z.B. Energiemanagement Systeme, Anlagen, etc.) sollten in ihrer technischen Ausprägung nicht Gegenstand der BMWi/BSI-Spezifikation sein, sondern durch die entsprechenden Branchenverbände/-institutionen erarbeitet werden. Dadurch wird der marktorientierten Weiterentwicklung dieser Applikationen Vor-schub geleistet und eine kurzfristige Umsetzung von kundenorientierten Lösungen ermöglicht.**
- Für das **stufenlose Steuern in der Niederspannung** hat sich in C/sells eigens eine Arbeitsgruppe gegründet. Die erarbeiteten Modelle für eine Koordination von Steuerungen sind in den Task-Forces und dem Stufenmodell bisher kaum berücksichtigt. Mit Blick auf unsere Erfahrungen ist eine Umsetzung marktlicher Steuerungen und Steuerungen des Netzbetreibers nur durch Implementierung einer Koordinierungsfunktion möglich. Wir unterstützen die Arbeit von FNN und DKE ausdrücklich, da deren Konzepte das Zusammenspiel von Anlagenherstellern, Gebäudetechnik und Energieversorgern in die Normung transferieren. Wir weisen darauf hin, dass Standardisierung im internationalen Kontext erfolgen muss, um die Wettbewerbsfähigkeit der nationalen Industrie sicherzustellen.
- Mit den in C/sells entwickelten **Flexibilitätsplattformen** wurde die Möglichkeit geschaffen, netzdienliches Verhalten von dezentralen und kleinteiligen Flexibilitätsoptionen anzuregen. Diese Konzepte sollten im Architekturmodell, das im Rahmen dieses Konsultationsprozesses erarbeitet wird, berücksichtigt werden.
- C/sells beschreibt und erprobt ein energiewirtschaftliches Zielszenario, bei dem Gebäude die Energieerzeuger und -verbraucher sowie Speicher und Elektrofahrzeuge in sogenannten Autonomiezellen vereinen (Prosumenten z.B. im Bereich der Einfamilienhäuser). Der Netzbetreiber und Aggregatoren stehen in Interaktion mit dem

Gebäude. Dabei ist der „**digitale Netzanschluss**“ die intelligente Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Gebäude. Die sichere Kommunikationsanbindung wird über die zertifizierte und standardisierte SMGW-Infrastruktur sichergestellt. Im Eigentumsbereich der Anschlussnehmer befindliche Systeme sind nicht Teil der Zertifizierung, wenngleich standardisierte Schnittstellen die verlässliche Interaktion mit den energie-wirtschaftlichen Akteuren garantieren.

Der umfangreiche Prozess zur Ergebnissynthese der SINTEG-Projekte wird von den C/sells Expertinnen und Experten intensiv begleitet und mitgestaltet. Darüber hinaus haben wir in C/sells mit unserem Dialogformat zu den „Energiewirtschaftlichen Positionen“ bereits Erkenntnisse und Empfehlungen mit der Fachöffentlichkeit geteilt, die im Rahmen der C/sells Minister-Dialoge diskutiert werden.

9.4.6 EEG im Blickwinkel der Abgrenzung von Rechtssystem, normativer Basis und Innovation

Technische Detailregulierung im EEG als Hindernis für Innovation und Partizipation

EEG-REFORM

Wirtschaftsminister Altmaier fordert eine parteiübergreifende Charta der Energiewende, die Kreativität und Innovationen zur Beschleunigung des Transformationsprozesses entfalten soll. Dafür sind Hemmnisse zu beseitigen und Fehler der Vergangenheit zu korrigieren. Ein Energiehaus der Energiewende soll der Welt Erfolgsbeispiele aufzeigen.

Gleichzeitig liegt ein Entwurf zur EEG-Reform (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vor, das das Konzept der komplizierten Detailregulierung fortsetzt. Dabei wird gesamt-systemischen, de-zentralen Lösungswegen in segmentierten zellulären Strukturen zur Selbstgestaltung bei Bürgern, Unternehmen, in Kommunen und Regionen weiterhin den Weg versperrt.

Nachfolgende stichpunktartig aufgeführten Kritikpunkte begründen diese Schlussfolgerung.

AUSSCHREIBUNGEN BEI NEUANLAGEN, WERTERSATZ BEI ALTANLAGEN UND MIETERSTROM

Erweiterung der Ausschreibungen

Im EEG werden neue Ausschreibungssegmente eingeführt, deren Anwendung bei zeitlicher Staffelung schlussendlich bis zu Anlagen mit einer Leistung von 100 Kilowatt erfolgen soll. Derartige Anlagen kommen beispielsweise schon auf privaten Bauerhöfen in Betracht. Es stellt sich die Frage, warum das Engagement einer privaten Vielfalt von Investoren durch die Erweiterung bürokratischer Verfahren zusätzlich eingeschränkt werden soll, wenn die Ausbauziele aktuell schon nicht erreicht werden.

Weiterbetrieb von Anlagen nach Auslaufen der Förderung durch das EEG

Zum Weiterbetrieb von aus der Förderung laufenden Altanlagen wird ein Weiterbetrieb zur sogenannten Netzbetreiber-Option vorgeschlagen, die das sogenannte „wilde Einspeisen“ durch einen Wertersatz verhindern soll. Der Wertersatz bei Kleinanlagen unter 30 Kilowatt in Verbindung mit der geforderten zusätzlichen Messtechnik sowie laufenden Betriebskosten macht den Weiterbetrieb unwirtschaftlich. Insofern ist der Abbau von PV-Anlagen und damit der Verlust an PV-Erzeugung nach dem Förderzeitraum zu vermuten.

Mieterstrom

Die Rahmenbedingungen für Mieterstrom sollen verbessert werden. Mieterstrom ist aber nur eine Komponente von möglichen Eigenverbrauchslösungen. In der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien wird stattdessen zwischen Eigenverbrauch, gemeinschaftlichen Eigenverbrauch in Gebäuden und Quartieren oder anderen privaten Arealen sowie Energiegemeinschaften im öffentlichen Raum unterschieden. Trotz vielfältiger Forderungen, die EU-Richtlinie entsprechend umzusetzen, lässt der Gesetzesentwurf zum EEG diese Vielfalt der Möglichkeiten zur Partizipation an der Energiewende außer Acht.

ANLAGENBEZOGENE TECHNISCHE DETAILVORSCHRIFTEN MIT INTELLIGENTEN MESSSYSTEM

Anlagenbezug statt Netzanschlussbezug für Gesamtsysteme (Zellen) im Sektorenverbund

Betreiber von Anlagen mit installierten Leistungen über bestimmten Grenzen und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen kann und die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung stufenlos ferngesteuert regeln kann. Dies betrifft auch Altanlagen.

Hierbei wird weiterhin grundsätzlich nur von Einzelanlagen oder Anlagen gleicher Art (z.B. mehrere PV-Anlagen als System) gesprochen. Dies bedeutet, dass im Gebäudebereich für PV-Anlagen, KWK-Anlagen sowie Batteriespeicher separate Mess- und Steuereinrichtungen eingebaut werden müssen und somit zur Vervielfältigung der Kosten führen. Dies betrifft auch Anlagen ab einem Kilowatt Leistung und damit kleinste Balkonanlagen. Nicht betrachtet wird die Möglichkeit, im Rahmen eines digitalen Netzanschlusses nur eine Messeinrichtung für die Überschusseinspeisung und den restlichen Energiebezug sowie eine zugehörige Einrichtung zur Leistungssteuerung am gemeinsamen Netzanschluss zu fordern. Dies Zusammenführen unterschiedlicher Anlagen zu einer gemeinsamen Leistungssteuerung kann durch ein Energiemanagementsystem in der jeweiligen Zelle erfolgen.

Fokus der Reform des EEG auf das intelligente Messsystem

Anlagenbetreiber, die keine EEG-Zulage mehr erhalten oder darauf verzichten, setzen Lösungen zur Eigenverbrauchsoptimierung in Verbindung mit der Vermarktung von Überschüssen um. Der EEG-Gesetzesentwurf fordert für diese Akteure den Einbau von Einrichtungen zur Messung der Momentaneinspeisung sowie der stufenlosen Steuerung. Die technische Umsetzung wird aber nicht dem Markt überlassen, sondern ausschließlich auf das intelligente Messsystem fokussiert. Dessen Nutzung für Steuerungsfunktionen ist aber von einem technischen Detailregulierungsprozess in der BMWi/BSI-Task Force Smart Metering / Smart Grid / Smart Mobility betroffen. Somit besteht die Gefahr, dass die Anforderung zur ausschließlichen Nutzung bis 2025 den weiteren PV-Ausbau zusätzlich ausbremst. Von diesen Pflichten kann bei Anlagen unter 100 kW nur abgewichen werden, wenn der gesamte erzeugte Strom eingespeist wird. Dies stellt sich wiederum als Bremse zur Partizipation an den Chancen der Energiewende bei Prosumenten dar.

STANDARDPROFILE FÜR EINSPEISUNG UND BEZUG

Standardlastprofile und Standard-Prosumentenprofile

Der Entwurf zum EEG führt aus: „Die Anwendung standardisierter Lastprofile an einem Netzanschlusspunkt ist nicht zulässig, wenn hinter dem Netzanschlusspunkt sowohl Verbrauch als auch Erzeugung stattfinden, dabei der erzeugte Strom nicht vollständig in das Netz eingespeist wird und die zugehörige Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist“.

In der Folge wird aber kein Bezug auf die mögliche Einführung neuer Standard-Prosumentenprofile genommen, sondern es wird die Übermittlung von Lastgängen auch bei Verbräuchen von unter 10.000 kWh gefordert. Die aktuell verfügbaren Lastgangmesseinrichtungen sind für die genannten Energiemengen unwirtschaftlich. Entsprechende neue Lösungen im Rahmen intelligenter Messsysteme unterliegen dem aktuellen Detailregulierungsprozess in der BMWi/BSI-Task Force. Die damit fehlende Planungssicherheit gefährdet ebenso das notwendige Maß an PV-Ausbau.

NOTWENDIGKEIT DER NEUGESTALTUNG IM VERHÄLTNIS VON RECHTSSYSTEM, NORMATIVER BASIS UND INNOVATION

Gesamtsystemische Gestaltung im Sektorenverbund von Strom, Wärme und Mobilität

In der Begründung des Gesetzentwurfes wurde ausschließlich auf das Ziel fokussiert, bis zum Jahre 2030 65 Prozent des deutschen Strombedarfes durch erneuerbare Energien zu decken. Keine Beachtung findet die Tatsache, dass nur 25 Prozent der eingesetzten Endenergie auf Elektrizität basiert. Der Wärmebedarf und die Mobilität werden dabei nicht adressiert. Auch der zukünftige Bedarf an grünem Wasserstoff wird außer Acht gelassen. Insofern werden integrierte, gesamtsystemische Lösungen im Verbund von Erzeugung, Speicherung und Nutzung verschiedener Energieformen benutzt. Diese Lösungen werden in verschiedenen Gestaltungsstrukturen (Zellen in Form von Gebäuden, Quartieren, Arealen, Kommunen und Regionen) benötigt.

Die damit entstehende Komplexität technologischer Möglichkeiten kann gesetzgeberisch nicht vorgedacht werden. Insofern sollte es die Zielstellung einer Reform des EEG sein, den allgemeinen Rahmen für derartige Lösungen zu schaffen. Die technische Ausgestaltung kann mittels einer durch die Wirtschaft gestalteten normativen Basis sowie mittels Innovationen und Gestaltungskraft der Gesellschaft erfolgen.

Detailregulierung technologischer Einzelaspekte scheitert an der Komplexität

Unter den genannten Aspekten ist der Gesetzesentwurf weitgehend zu stark von technologischen Einzelaspekten bestimmter Anlagengrößen, bestimmter Einsatzfälle und in Bezug auf die stark und wiederholt adressierte Ausstattung mit bestimmten Mess- und Steuerungssystemen geprägt. Der alternative Weg zur Rahmensetzung im Rechtssystem mit Unterstützung der normativen Basis der Wirtschaft und mit Beförderung von Innovationen kann dem Entwurf nicht entnommen werden.

Die Beförderung von Innovationen sollte insbesondere auf der lokalen Ebene durch die Verringerung von Bürokratie sowie Umlagen und Kosten erfolgen, um hiermit die Anforderungen der EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien umzusetzen.

Die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchslösungen erfordert, dass in privaten Gestaltungszellen ausschließlich der Restbezug sowie die Überschusseinspeisung gemessen und abgerechnet wird, aber nicht der selbst erzeugte und eigengenutzte Strom.

FINANZIERUNG DES STEUERAUFKOMMENS MIT ENERGIE?

Die Finanzierung eines Steueraufkommens für Stromsteuer und Mehrwertsteuer auch mit eigengenutztem Strom verhindert die Vielfalt an Partizipationsmöglichkeiten.

Nach dem Grundsatz „Besteure, was du weniger haben willst, und fördere, was du mehr haben willst“ sollten die Kosten zur Eigenstromerzeugung mit Eigenverbrauch gesenkt und nicht durch Beibehaltung der bisherigen Organisation und Einführung neuer Belastungen erhöht werden.

Nicht Beiträge der vielfältigen Akteure der Gesellschaft zur Erhöhung des Anteiles an Erneuerbaren Energien sollten besteuert werden, sondern die Nutzung fossiler Energie mit entsprechenden Abgaben für freigesetztes Kohlendioxid.

9.5 Literatur

Abrishambaf, Omid et. al. (11/2019): Author: Omid Abrishambaf, Fernando Lezama, Pedro Faria, Zita Vale. Towards transactive energy systems - An analysis on current trends. Publication: Energy Strategy Reviews 26:1-15. Publisher: Elsevier. Date: November 2019.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100418>.

BGBI 1790/40 (09/2008): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr 40. Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb. Ausgegeben zu Bonn am 08. September 2008.

BGBI 2034 (09/2016): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr 43. Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG). Ausgegeben zu Bonn am 1. September 2016.

BMWi/BSI – Stufenmodell (08/2020): Herausgeber BMWi / BSI. Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende. Diskussionsentwurf. Berlin, 08/2020.

BR COM (2020) 65 final: Bundesregierung. Stellungnahme der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland zum Weißbuch zur künstlichen Intelligenz – ein europäisches Konzept für Exzellenz und Vertrauen. COM (2020) 65 final. Berlin.

Buchholz, B., Kießling, A., & Nestle, D. (2009): Individual customers influence on the operation of virtual power plants (Vol. PES '09). Calgary; 26-30 July: Power & Energy Society General Meeting. doi:Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2009.5275401

DIGGRID. (2018): What is the Digital Grid — The "Internet of Energy". <http://www.digital-grid.org/en/> - geladen am 26.03.2018

EC SWD/0189 final (2014): COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. Accompanying the document Report from the Commission Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity. Bruxelles, 2014.

EU Mitteilung (11/2018): Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat und den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss (11/2018) zum Thema „Harmonisierte Normen: Verbesserte Transparenz und Rechtssicherheit für einen uneingeschränkt funktionierenden Binnenmarkt“. Brüssel, den 22.11.2018

EU Richtlinie 2006/32/EG (05/2006): Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. Brüssel, 17. Mai 2006.

EU Richtlinie (07/2009): Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (Europäische Energiebinnenmarktrichtlinie). Brüssel, 13. Juli 2009.

EU Richtlinie 2018/2001 (12/2018): RICHTLINIE (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Brüssel, 11.12.2018

EU Richtlinie 2019/944/EG (06/2019): Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung). Brüssel, 5. Juni 2019.

EU Report (04/2019): Ethics guidelines for trustworthy AI, Brüssel, 18.04.2019. ergänzt am 26.06.2019.

EU SM Report (2016): European Smart Metering Landscape Report 2016 - "Utilities and Consumers". Madrid: Smart Consumer, 2016.

EU Weißbuch (02/2019): Weißbuch zur künstlichen Intelligenz – ein europäisches Konzept für Exzellenz und Vertrauen, Brüssel, 19. Februar 2019.

Gerhardt, M.; Schuster, H. (01/1995): Das digitale Universum: Zelluläre Automaten als Modelle der Natur. Braunschweig/Wiesbaden. Vieweg+Teubner Verlag. Auflage: 1995 (1. Januar 1995). ISBN-10: 9783322850065. ISBN-13: 978-33228500

Kauffman, S. (09/1998): Der Öltropfen im Wasser. Chaos, Komplexität, Selbstorganisation in Natur und Gesellschaft. Piper Verlag GmbH. München, 09/29918. ISBN-10: 3492035493. ISBN-13: 978-3492035491

Kießling, A., & Hartmann, G. (2019): Kießling, Andreas (Hrsg.); Hartmann, Gunnar. Energie zyklisch denken. 136 S. 2. Auflage: Januar 2019. Paperback, ISBN: 978-3-7469-7427-9. Hardcover, ISBN: 978-3-7469-7428-6. E-Book, ISBN: 978-3-7469-7429-3. Hamburg, tredition GmbH. Autorensseite: <https://tredition.de/autoren/andreas-kiessling-24871/>

Luhmann, Niklas (2017): Niklas Luhmann. Einführung in die Systemtheorie. Taschenbuch (Deutsch). Carl-Auer Verlag GmbH; 7. Auflage (1. Januar 2017). ISBN-13 : 978-3896708397

M490SP12 (11/2012): EC M/490 CEN-CENELEC-ETSI SGCG –SG-CG/M490 – WG sustainable processes. Report Version 1.0 Hrsg. von European Commission M/490 Mandate CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group – Sustainable processes working group. Brüssel. 11/2012

Müller, Schmeck, Ungerer (2011): Herausgeber: Müller-Schloer, Christian, Schmeck, Hartmut, Ungerer, Theo (Eds.): Organic Computing — A Paradigm Shift for Complex Systems. Taschenbuch (Englisch). Birkhäuser (2011), Auflage 6. Mai 2011. ISBN-13: 978-3034801294

Prognos et. al. (2016): Prognos, Energie Campus Nürnberg; Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg. (2016). Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Studie im Auftrag der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Berlin und Nürnberg; 07.10.2016.

PWC (11/2008): Herausgeber PriceWaterhouseCoopers. Smart Metering - Umsetzungsstand und strategische Implikationen für die Energiewirtschaft. Studie. Düsseldorf und München, November 2008.

Redeker (08/2020): Rechtsanwältin Kathrin Dingemann und Rechtsanwalt Dr. Matthias Kottmann. Rechtsgutachten zum europäischen System der harmonisierten Normen. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin, August 2020.

Reiner Lemoine Institut. (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie im Auftrag von Haleakala Stiftung, 100 Prozent Erneuerbar Stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft. Berlin. 21. Oktober 2013

Seite „Intelligente Zähler“ (08.2020). In: Wikipedia, Die freie Enzyklopädie. Bearbeitungsstand: 30.06.2020, 10:32 UTC. URL: https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Intelligenter_Z%C3%A4hler&oldid=201438020. Versions-ID der Seite: 201438020. Abgerufen: 24.08.2020, 08:35 UTC

SGCGTF14. (06/2014). EC M/490 CEN-CENELEC-ETSI SGCG –SG-CG/M490. Technical analysis: Reply to EC Smart Grid Task Force Expert Group 1 ('Reference Group'). Brüssel. 06/2014

't Hooft, G. (09/2016): The Cellular Automaton Interpretation of Quantum Mechanics: Fundamental Theories of Physics, Band 185. Berlin/Heidelberg. Springer. Auflage: 1st ed. 2016 (13. September 2016). ISBN-10: 9783319412849. ISBN-13: 978-3319412849

VDE ETG. (2015): Positionspapier - Der zellulare Ansatz, Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. VDE ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze. Frankfurt, Juni 2015: VDE Verlag.+

VDE – ETG – Arbeitskreis Energieversorgung 4.0: Studie Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. VDE ETG. Frankfurt am Main. Mai 2019

Wolfram, S. (02/1994): Cellular Automata And Complexity: Collected Papers. Bolder, Colorado. Westview Press. Auflage: 1994 (21. Februar 1994). ISBN-10: 9780201626643. ISBN-13: 978-0201626643

III. ENTWICKELN UND TESTEN NEUER RAHMENBEDINGUNGEN

10 Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens durch Regulatorische Experimentierräume

Dierk Bauknecht (Öko-Institut e.V.), Michael Weise (BBH)

10.1 Einleitung

Die Transformation des Energiesystems in ein agiles System mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung und flexiblen Lasten benötigt eine Anpassung des regulatorischen Rahmens. So wie für die Energiewende neue Technologien erprobt werden, sollte auch die Möglichkeit eröffnet werden, innovative Regulierungsoptionen zu testen.

Die für den Klimaschutz notwendige Dynamik des Umbaus der Energiewirtschaft einschließlich seiner gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen kann nur dann erreicht werden, wenn auch für den gesetzlichen und regulatorischen Rahmen Instrumente bereitgestellt werden, die Innovationen explizit ermöglichen. Notwendig ist die Etablierung (räumlich und zeitlich) abgegrenzter Regulatorischer Experimentierräume oder Reallabore⁹¹.

10.2 Die SINTEG-V

Die SINTEG-Verordnung unternimmt erste Schritte zur Erprobung angepasster regulatorischer Rahmenbedingungen und ermöglicht erste Erfahrungen. Sie sieht im Kern allerdings „lediglich“ einen nachträglichen Ausgleich wirtschaftlicher Nachteile unter eng gesteckten Voraussetzungen für einen beschränkten Adressatenkreis vor. Der Schwerpunkt der SINTEG-V liegt nicht auf der Erprobung und Entwicklung eines zukünftigen Regulierungsrahmens und sie ermöglicht nicht, verschiedene zukünftige Regulierungsoptionen in der Praxis zu testen und miteinander zu vergleichen. Aus der Anwendung der SINTEG-V lassen sich daher kaum Rückschlüsse ziehen über die Gestaltung der zukünftigen Regulierung, zumal die Experimente auch nicht entsprechend ausgelegt und nicht mit einem Evaluationskonzept versehen sind, das entsprechende Rückschlüsse erlaubt. Die Frage lautet also: Wie kann man ein regulatorisches Experiment als eigenständiges Forschungsprojekt aufsetzen, inkl. Auswertung und Verallgemeinerung der Ergebnisse?

Die Anwendung der Verordnung ist beschränkt auf Situationen, in denen entweder der Netzbetreiber Maßnahmen ergreifen muss, um die Netzengpässe zu managen und die Netzsicherheit aufrechtzuerhalten oder Situationen, in denen der Spotmarktpreis Null oder negativ wird. Einerseits sind das durchaus Situationen, in denen die in SINTEG erprobten Lösungen zum Einsatz kommen sollen. Andererseits bedeutet die Beschränkung auf diese Sachverhalte, dass die Lösungen in SINTEG de facto kaum getestet werden können, weil diese Zustände bisher noch selten auftreten oder weil neue Lösungen auch nicht nur in Konstellationen getestet werden sollten, in denen das zu lösende Problem bereits besteht. Entsprechend schwierig ist es, in diesem heutigen Rahmen Lösungen für das zukünftige Energiesystem zu testen. Eine Frage, die daraus folgt, ist, ob man die Projektstätigkeit nicht eher über das Volumen beschränken sollte, als über das Vorliegen bestimmter Voraussetzungen.

⁹¹ Für eine ausführlichere Einordnung und Darstellung siehe Bauknecht, Dierk et al. 2020: Experimenting with policies: Regulatory Innovation Zones as a tool for sustainability transitions. Öko-Institut Working Paper 4/2020 <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/experimenting-with-policies-regulatory-innovation-zones-as-a-tool-for-sustainability-transitions>

10.3 Regulatorische Experimentierräume

10.3.1 Ausgestaltungsoptionen

Regulatorische Experimentierräume können unterschiedlich ausgestaltet werden. Zum einen kann ein dauerhafter Mechanismus etabliert werden, mit dem jeweils bei Bedarf regulatorische Ausnahmen für technische Innovationen definiert werden können (Sandboxes). Zum anderen können auch Experimentierräume geschaffen werden, in denen explizit auch Optionen für die regulatorische Weiterentwicklung untersucht werden (Regulatorische Innovationszone). Denkbar sind auch „Innovations-Bilanzkreise“, in denen frei von bestehenden Regelungen neue Rahmenbedingungen entwickelt und ausprobiert werden können. In jedem Fall kann hier an die Aktivitäten im Rahmen des Netzwerks Reallabore beim BMWi angeknüpft werden.

Solche Experimentierräume können auch dauerhaft zur Verfügung stehen, um Innovationen auf ihren Nutzen für die Gesellschaft überprüfen zu können und aufwendige Einzelfallprüfungen zu vermeiden. Ein Ansatz entspricht der Idee eines Reallabors im Sinne der Errichtung eines Labors als Rahmen, in dem dann verschiedene Experimente durchgeführt werden können. Allerdings sind die Ansätze dann nicht mehr projektbezogen und es stellt sich die Frage, wer in dem Labor wie welche Tests durchführen kann.

Bei der Entwicklung solcher Instrumente sollte auch an die internationale Diskussion zu Sandboxes und Regulatory Innovation Zones angeknüpft werden, z.B. im Rahmen des SET-Plan, des Eranet Smart Energy Systems oder des IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN)⁹².

Hier wurde auch die folgende Klassifizierung von Experimenten und der jeweiligen Rolle für die Regulierung entwickelt:

- Pilotprojekt / Innovationslabor: ein Innovationsprojekt zur Erprobung und Entwicklung neuer Technologien, Dienstleistungen, Prozesse sowie Geschäftsmodelle im Rahmen der aktuellen Regulierung. In diesem Fall können auch Demonstrationsprojekte durchgeführt werden, die einen hohen Technology Readiness Level (bis zu 7-8) erreichen, mit dem Ziel, mögliche Lösungen zur Unterstützung der aktuellen (regulatorischen) Anforderungen zu erproben.
- Experimental Regulatory Sandbox (ERS): ein innovationsfreundlicher Regulierungsraum für neue Technologien, Dienstleistungen, Prozesse sowie zu entwickelnde und zu testende Tarif- und Geschäftsmodelle.
- Regulatory-Innovation-Zone (RIZ): ein "in-field"-Labor für neue Regulierung, bevor diese eingeführt wird. Es können verschiedene Regulierungsoptionen getestet und Fragen der praktischen Umsetzung und der Nebenwirkungen neuer Regulierung untersucht und behandelt werden.
- System-Innovationszone (SIZ): ein breiterer Rahmen, der darauf abzielt, Systeminnovationen zu testen (Koevolution von technischen, sozialen, Markt- und Regulierungsänderungen).

⁹² Vgl. dazu: Smart Grid Case Studies, Innovative Regulatory Approaches with Focus on Experimental Sandboxes, Casebook, May 2019, abrufbar unter: https://www.iea-iscgan.org/wp-content/uploads/2019/05/ISGAN_Casebook-on-Regulatory-Sandbox-A2-1.pdf.

Während bei der "konventionellen" Art von Experimenten (Innovationslabors oder Pilotprojekte) die Regulierung unangetastet bleibt, unterscheiden sich die ERS, RIZ insofern, als die energiebezogene Regulierung entsprechend den Wünschen der Marktparteien oder der Netzbetreiber unter der Aufsicht der Regulierungsbehörden angepasst werden kann. Im Falle von SIZs könnten zudem weitere regulatorische Änderungen in anderen Politikfeldern und/oder Wirtschaftssektoren sowie soziale Innovationen erprobt werden.

Diese Einteilung kann auch als ein schrittweiser Ansatz verstanden werden. Der erste Schritt zu regulatorischen Experimenten durch Regulatory Sandboxes ist die Bereitstellung neuer instrumenteller Optionen für die FTI (Forschung, Technologie & Innovation)-Politikgestaltung, was besonders für Replikationsprojekte von Interesse ist. Ein weiterer Schritt besteht darin, die Regulierung selbst in den Mittelpunkt des Experiments zu stellen, wofür das Konzept der "Regulatory-Innovation Zones" (RIZ) entwickelt wurde. Schließlich können Systeminnovationen entwickelt und erprobt werden, indem ein zukunftsweisender innovativer Rahmen hinsichtlich aller technologischen, wirtschaftlichen, sozialen und regulatorischen Aspekte, die das Energiesystem betreffen, ermöglicht wird und so zum Konzept der "System-Innovationszonen" (SIZ) führt.

Experimentelle regulatorische Sandboxes wurden in einigen EU-Mitgliedstaaten eingeführt (z.B. in Großbritannien durch OFGEM⁹³, in den Niederlanden im Rahmen des Elektrizitätsgesetzes⁹⁴), während sich mehrere Länder (Norwegen, Schweden) in der Phase der Konzeption und des Vorschlags eines Sandbox-Programms zur Umsetzung befinden. Regulatorische Experimente richten sich insbesondere auf die Schnittstelle zwischen Energienetzen und -märkten im Zusammenhang mit der Integration von EE, neuen Technologien (wie z.B. Speicherung) oder neuen Geschäftsmodellen (wie Aggregatoren oder Dienstleistern) für ein mit Echtzeit-Datenmanagement integriertes Energiemanagement. Das Konzept kann jedoch auch in anderen Bereichen der Energiewende angewandt werden, in denen regulatorische Hindernisse für Innovationen identifiziert werden können.

10.3.2 Herausforderungen für das Design Regulatorischer Experimentierräume

Bei der Einrichtung von regulatorischen Innovationszonen müssen eine Reihe von Herausforderungen bei der Gestaltung und Bewertung berücksichtigt werden. Diese Herausforderungen und die Möglichkeiten, sie zu bewältigen, sind in Tabelle 10-1 dargestellt.

Gerade wenn Regulierungsexperimente nicht nur eingeführt werden, um die Erprobung technischer Innovationen zu ermöglichen, sondern der Schwerpunkt auf dem Lernen über die Regulierung selbst liegt, wird es sehr wichtig, das Experiment so zu gestalten, dass es Rückschlüsse auf die zukünftige Regulierung zulässt und ein entsprechendes Konzept für die Evaluation der Übertragbarkeit sollte vor Beginn des Experiments entwickelt werden.

93 Office of Gas and Electricity Markets (ofgem) Great Britain, Enabling trials through the regulatory sandbox, abrufbar unter:

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/02/enabling_trials_through_the_regulatory_sandbox.pdf

94 Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Experimenten Elektriciteitswet 2015-2018, abrufbar unter: <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/experimenten-elektriciteitswet> (ausschließlich in niederländischer Sprache verfügbar)

Tabelle 10-1: Regulatorische Experimente: Herausforderungen der Implementierung und mögliche Lösungen

Herausforderung der Implementierung	Mögliche Lösung
Rechtliche Vorgaben und Einschränkungen müssen berücksichtigt werden.	Siehe https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/versorgungssicherheit/smart-grids/gutachten-riz/
Wettbewerbsverzerrung	Regulatorische Experimente sollten wie andere F&E-Projekte im Energiesektor behandelt werden, es sollte diskriminierungsfreie Ausschreibungen geben, damit alle Wettbewerber die gleiche Chance haben, zu möglichen Lösungen für die Regulierung des Energiesystems beizutragen. Die Ergebnisse sollten genutzt werden, um den politischen Rahmen allgemein zu verbessern.
Der Regulierungsentwurf des Experiments sollte der künftigen Regulierung nicht vorgreifen ⁹⁵ .	Das Regulatorische Experiment wird als zeitlich befristetes Projekt eingerichtet. Alternative Regulierungsoptionen können parallel dazu getestet werden.
Wie können Investitionsanreize in befristeten Projekten getestet werden?	Die neuen Regeln könnten über die Projektlaufzeit hinaus ausschließlich für die im Rahmen des Projektregimes getätigten Investitionen verlängert werden.
Selection Bias, keine statistische Analyse	Das Regulierungsexperiment sollte als Ergänzung zu z.B. Modellen gesehen werden, und verschiedene Ansätze müssen kombiniert werden. Es kann auch sinnvoll sein, verschiedene Regulierungsoptionen in parallelen RIZ zu vergleichen. Es sollte auch eine Grundlinie und eine Referenzgruppe geben. Es sollte ein Evaluierungskonzept vorhanden sein, das auch eine Skalierung der Ergebnisse ermöglicht.
Ein Ziel ist es, die praktische Umsetzung einer neuen Regelung zu testen, einschließlich unbeabsichtigter Auswirkungen.	Die Regulierungsbehörden und ein breites Spektrum betroffener Interessenvertreter sollten einbezogen werden.
Regulatorische Herausforderungen und Optionen in einem Innovationskontext lassen sich im Vorfeld nicht immer klar definieren und werden möglicherweise erst im Prozess sichtbar.	Dynamische Anpassung und Lernen innerhalb des Regulierungsexperiments ermöglichen
Regulatorische Experimente können ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis haben und zum Beispiel die Einführung einer neuen Regelung verzögern, ohne in entsprechendem Maße neue Erkenntnisse über die Wirkung der Regulierung zu generieren.	Kriterien für Situationen entwickeln, in denen regulatorische Experimente sinnvoll sind

Quelle: Eigene Darstellung

⁹⁵ So äußerte sich zum Beispiel das BMWi im Kontext der SINTEG-V.

10.3.3 Beispiel: Regulatorische Experimentierräume für Flexibilitätsplattformen

Ein Beispiel für regulatorischen Weiterentwicklungsbedarf sind die Flexibilitätsplattformen, die in C/sells entwickelt und getestet werden. Für die dauerhafte Umsetzung solcher Plattformlösungen bieten die gegebenen Rahmenbedingungen, auch unter Ausnutzung der SINTEG-Verordnung, noch keine ausreichenden Anreize. Regulatorische Experimentierräume böten die Möglichkeit, die Plattformen zu testen (über die kurzen Zeiträume hinaus, die in C/sells möglich sind) und dabei auch für die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens zu lernen. Für den Fall der Flexibilitätsplattformen bietet sich die Einrichtung einer Regulatorischen Innovationszone an, um den geeigneten regulatorischen Rahmen für diese Plattformen zu entwickeln.

Flexibilitätsplattformen stellen ein Instrument des zellulären Ansatzes in C/sells dar, die ein effizientes Engpassmanagement und eine Optimierung des Betriebseinsatzes von Erzeugern, Speichern und Lasten ermöglichen⁹⁶. Durch einen plattformbasierten Einsatz von Flexibilitätsoptionen kann der Netzbetrieb mit vielen Erneuerbaren Energien sicher und effizient gestaltet sowie Netzausbaubedarf im Verteilnetz zeitlich verschoben und evtl. reduziert werden.

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen – auch mit Blick auf den neuen Redispatch-Rechtsrahmen, der zum 01.10.2021 scharf gestellt wird – wäre die Nutzung marktbezogener Maßnahmen auch im Verteilnetz rechtlich zwar möglich, dies wird aber aufgrund der (unter bestimmten Voraussetzungen) entschädigungslosen Abregelungsmöglichkeiten bzw. der EEG-Entschädigungsmechanismen de facto nicht genutzt. Auch für Netzkunden, z. B. EEG-Anlagenbetreiber, existieren keine Anreize, eine frühzeitige präventive Fahrweise Ihrer Anlagen vorzunehmen, um Belastungen der Netze zu reduzieren.

Momentan existieren mehrere Hemmnisse für den Verteilnetzbetreiber Flexibilitätsoptionen zu nutzen (siehe Kapitel 3 und 8.2.2):

- Marktbezogene Maßnahmen im Verteilernetz rechtlich möglich, aber de facto nicht genutzt
- Unsicherheiten zur Anwendung von § 14a EnWG, Netzentgeltreduktion für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung Die Zellen können als Ganzes verbindliche Abwurfleistungen offerieren.
- Entflechtungsrechtliche Grenzen
- Wechselwirkungen mit Netzentgeltprivilegierungen

Im Demonstrationsprojekt C/sells wird auf den Plattformen eine relativ geringe Zahl an Testabrufen durchgeführt. Dies ist im Rahmen des Projekts darstellbar. Eine dauerhafte Umsetzung der Plattformen wäre unter den gegebenen Rahmenbedingungen aber nicht möglich.

⁹⁶ Siehe auch BNetzA (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier

Tabelle 10-2 : Regulatorische Experimente: Beispiel Flexibilitätsplattformen

Systemische Problemstellung	<p>Die These ist, dass durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Netzausbau eingespart werden kann • Netzausbau verzögert und später effizienter durchgeführt werden kann • Abregelung vermieden werden kann. <p>Die These baut jedoch auch auf die Annahme auf, dass durch diese Punkte der Netzbetrieb mit geringeren Kosten durchgeführt werden kann. Systemisch stellt sich also die Frage: <i>Welche Innovationen im regulatorischen Rahmen können zu einem effizienten Einsatz von Flexibilitätsplattformen führen?</i></p>
Lösungsoption	Im einfachsten Fall kann hier der Status-quo mit der Nutzung einer Flexibilitätsplattform verglichen werden. Weiterführend könnten unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen der Flexibilitätsplattform verglichen werden.
Evaluation	<p>Kriterien für die Evaluation der Flexplattform sollten sein:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abregelungsquote im Netzgebiet • Kosteneffizienz (Kosten für Plattform und Vergütungen vs. Abregelungskosten/Netzausbaukosten (Schwierig ist es den Wert des verzögerten Netzausbaus zu quantifizieren) • Prozessanalyse: <ul style="list-style-type: none"> ○ Welche Nachweisprozesse sind aus Sicht der Regulierungsbehörde zusätzlich notwendig? Welche entfallen? ○ Welche Prozesse werden aus Sicht des Netzbetreibers beeinflusst und kommt es zu Mehr- oder Minderaufwendungen?
Konkrete Vorschläge für regulatorische Innovationen	<ol style="list-style-type: none"> 1. Den an der RIZ teilnehmenden VNB wird eine Flexibilitätsplattform, wie sie momentan in C/sells entwickelt wird, zur Verfügung gestellt. 2. Der VNB kann Kosten für die marktliche Beschaffung von Flexibilität als Kosten geltend machen. 3. etc.
Regionale Abgrenzung	Es würde Sinn machen eine solche RIZ in VN-Gebieten mit hoher Abregelungsquote bzw. hohem Netzausbaubedarf zu installieren.

Quelle: Eigene Darstellung

10.4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Die SINTEG-Verordnung ist ein erster Versuch, Demonstrationen für die Energiewende durch regulatorische Sonderregelungen zu ermöglichen. Die Erfahrungen mit der Verordnung sollten dazu dienen, solche regulatorischen Experimentierräume künftig regelmäßig zu nutzen - auch um Regulierungsoptionen zu testen.

Wir empfehlen daher Instrumente zu entwickeln, die eine innovative Entwicklung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens für die Energiewende unterstützen (Sandboxes, Regulatorische Innovationszone). Auf der Basis einer Prüfung des regulatorischen Rahmens im Zuge der SINTEG-Vorhaben können Regulierungsoptionen identifiziert werden, die mit Hilfe dieser

Instrumente getestet werden können. Für den konkreten Fall der Flexibilitätsplattformen empfehlen wir die Einrichtung einer Regulatorischen Innovationszone, in der verschiedene Regulierungsoptionen getestet und verglichen werden können.